

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE PETROLEO**



***APLICACIÓN DE SIMULACIÓN COMO HERRAMIENTA RÁPIDA
DE BALANCE DE MATERIALES***

**TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
DE PETROLEO**

ELABORADO POR:

Ricardo Santiago Yomona Jaramillo

**LIMA – PERU
2004**

APLICACIÓN DE SIMULACIÓN COMO HERRAMIENTA RÁPIDA DE BALANCE DE MATERIALES

	Página
1. OBJETIVO.....	3
2. CONFORMACION DE LA MONOGRAFÍA.....	3
3. BASE TEORICA.....	4
3.1 Historia de la Simulación.....	4
3.2 El proceso de la Simulación.....	5
3.3 Avances en la Tecnología de la Simulación.....	8
3.4 Simulación de Reservorios Naturalmente Fracturados.....	8
3.5 Simulación de Fracturamiento Hidráulico.....	10
3.6 Otros Avances	10
3.7 El Futuro de la Simulación de Reservorios.....	10
3.8 Simulación Numérica de Reservorios	11
3.9 Modelos de Reservorios	12
3.10 Procedimientos Usuales.....	13
3.11 Aspectos Generales de la Simulación.....	15
3.12 Utilización de la Simulación.....	15
3.13 Clasificación de Simuladores de Reservorios.....	15
4. DESARROLLO TEORICO DEL SIMULADOR MATEMÁTICO.....	22
4.1 Ecuación Fundamental de Flujo.....	23
4.2 Métodos matriciales de solución del modelo matemático.....	23
4.2.1 Métodos Directos.....	23
4.2.2 Métodos Iterativos.....	23
4.3 Desarrollo Matemático de un simulador	24
5. ETAPAS DE UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN.....	24
6. PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDO.....	26
6.1 Porosidad.....	26
6.2 Permeabilidad.....	28
6.3 Presión Capilar.....	29
6.4 Compresibilidad Isotérmica.....	30
6.5 Saturación de Fluidos.....	30
6.6 Factores de Volumen de Formación.....	31
6.7 Viscosidad del Fluido.....	32
6.8 GOR de Solución.....	32
7. METODO DE BALANCE DE MATERIALES.....	34
7.1 Balance de materiales de yacimientos volumétricos de petróleo sub-saturado.....	34
7.2 Balance de materiales de yacimiento volumétrico de petróleo saturado.....	35
8. OPERACIONES Y CALCULOS.....	36
8.1 Cálculo con el simulador.....	36
8.2 Cálculo manual.....	36
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	42
10. REFERENCIAS.....	44

APLICACIÓN DE SIMULACIÓN COMO HERRAMIENTA RÁPIDA DE BALANCE DE MATERIALES

1. OBJETIVO

La presente monografía tiene como objetivo principal, mostrar la aplicación de una técnica moderna como una herramienta rápida para el estudio de flujo multifásico de fluidos a través de medios porosos que se presentan en los yacimientos de petróleo durante su etapa de producción.

Esta técnica moderna conocida como Simulación Numérica de Yacimientos Petrolíferos, es empleada por el Ingeniero de Reservorios, para el cálculo de reservas, proyectos de reacondicionamiento y reactivación de pozos, perforación de nuevos pozos y estudios de inyección de fluidos.

El principal objetivo de un estudio de Ingeniería de Reservorios es predecir el comportamiento futuro y encontrar la forma de incrementar la recuperación final de petróleo. Actualmente la simulación de reservorios permite estimar el comportamiento de flujo en el tiempo como en el espacio, razón por el cual es la técnica mas aplicada actualmente en los estudios de ingeniería de reservorios.

2. CONFORMACION DE LA MONOGRAFIA

Se expone los principales aspectos de simulación, iniciando con la definición de los modelos, su clasificación, utilidad y la descripción de un modelo matemático, muy utilizado en la simulación de un yacimiento, considerando que la simulación de yacimientos petrolíferos, para el flujo de fluidos en medios porosos, utiliza ecuaciones básicas, tales como la ecuación de continuidad, ecuaciones de estado, ecuaciones de movimiento y una combinación de ellas.

Para el estudio de estas ecuaciones se expone un Método de Diferencias Finitas y un análisis de los métodos numéricos para resolver los sistemas de ecuaciones lineales que se generan en la aplicación de las diferencias finitas a las ecuaciones diferenciales parciales planteadas para el modelo matemático de solución. Se desarrollan los principales métodos numéricos directos y los métodos numéricos iterativos para resolver los sistemas de ecuaciones lineales.

Luego se expone en forma descriptiva lo que es un modelo de simulación en sí; los tipos de simuladores que existen y cómo se trata un modelo de simulación a un pozo en forma individual. Así mismo, se presenta la secuencia de un estudio de un Yacimiento Real, el análisis de cada uno de los pasos de la secuencia, para luego mostrar finalmente un caso de estudio de un yacimiento denominado X.

Posteriormente se muestran los cálculos realizados por el simulador(al realizar una corrida) y luego manualmente por el Método de Balance de Materiales, y comparamos los valores obtenidos.

3. BASE TEORICA

3.1. Historia de la simulación

La simulación de reservorio ha sido utilizado desde los comienzos de la Ingeniería de Petróleo. En los finales de los años 40, el potencial de la simulación de reservorio fue reconocida y varias compañías iniciaron el desarrollo de modelos analógicos y numéricos para mejorar la soluciones analíticas existentes (cálculo de balance de materiales, y cálculo de desplazamiento 1D de Buckley-Leverett).

Afines de los años 50, se llevaron a cabo mayores investigaciones en lo que respecta a solución numérica del flujo de fluidos en medios porosos, como resultado se obtuvieron programas de computadoras para simulación de reservorios, aunque sencillo pero útiles, estos programas representaron un avance importante y usaron la solución de un conjunto de ecuaciones diferenciales finitas para describir el flujo multifásico 2D y 3D en medios porosos heterogéneos. Durante los años 60, el desarrollo de la simulación de reservorio fue dedicado ampliamente a problemas de reservorios de petróleo en tres fases, simulando casos de depletación y varias formas de mantenimiento de presión. Estos programas operaron sobre grandes computadoras (main-frame) y usaban tarjetas para el ingreso de datos.

Durante la década de los 70, la imagen cambió debido a la proliferación de investigaciones en procesos de recuperación mejorada (EOR), avances en técnicas de soluciones numéricas y la disminución en tamaño e incremento de la velocidad de las computadoras.

Simuladores matemáticos fueron desarrollados y se extendió más allá de la recuperación primaria y secundaria dentro de las áreas tales como inyección de química, inyección de vapor, y combustión in-situ. Las investigaciones durante este período resultaron en avances significativos en lo que respecta a la caracterización de la física de hidrocarburo en el desplazamiento bajo la influencia de la temperatura, agentes químicos, y comportamiento de fases multicomponentes.

La gama de aplicación de la simulación de reservorios continúan expandiéndose durante la década de los 80, mejorando la descripción del reservorio. Con el uso de geo-estadísticas para describir la heterogeneidad de los reservorios y permitir una mejor definición del mismo para ser expresado en modelos matemáticos. Se desarrolló la tecnología para modelar reservorios naturalmente fracturados, incluyendo efectos composicionales, asimismo, se desarrollaron modelos de simulación de procesos de fracturamiento y pozos horizontales.

Durante los inicios de los años 80, Las ampliaciones de simulación de reservorio fueron desarrollados en grandes computadoras (main-frame), en la parte final de la década se empezó a usar computadoras de escritorio (microcomputadoras).

Hoy en día, las computadoras de escritorio y una amplia gama de sistemas de simulación de reservorio son proporcionadas por el ingeniero de simulación con un significado económico de resolver los problemas complejos de Ingeniería de Reservorio que permita mejorar la explotación de los reservorios en estudio.

3.2. El Proceso de Simulación

La mayoría de simuladores de reservorio resuelven problemas de flujo de fluidos por segmentación de una porción de un reservorio de un reservorio que está siendo estudiada dentro de series de celdas (grids 2D y 3D). Cada celda "grid" es entonces modelada con ecuaciones de diferencias finitas que solucionan las ecuaciones de balance de materiales volumétrico para cada fase, y la ley de Darcy describiendo el transporte de fluidos a través de cada una de la celda (grid).

El proceso de simulación consiste en describir el reservorio y lograr un ajuste del comportamiento histórico para después predecir el comportamiento futuro del reservorio bajo varios escenarios de desarrollo.

La dificultad para resolver el problema de la mecánica de fluidos depende del tipo de proceso del reservorio a ser modelado. Dependiendo del objetivo propuesto se presentará la necesidad de datos adicionales y la selección del modelo del reservorio a ser utilizado.

Frecuentemente se utiliza una combinación de modelos para estudiar efectos tales como diseño de pozos y espaciamiento óptimo, intervalos de complementación de pozos, conificación, tasa de producción, perforación infill, inyección de fluidos, etc. El ingeniero deberá seleccionar el modelo matemático apropiado y la dimensión de la grid para resolver el problema dentro del presupuesto, tiempo, y requerimientos de exactitud.

El resultado de este paso de descripción del reservorio es un modelo de reservorio que incluye generalmente geometría, permeabilidad, porosidad, y elevación para cada grid; permeabilidad relativa y presión capilar versus saturación para cada parte del reservorio; tablas de propiedades PVT tales como factor de volumen de formación, GOR, y viscosidad vs. presión; producción histórica e información de presión para cada pozo. En adición, la simulación de procesos mas complejos requeriría propiedades PVT como función de la composición y temperatura o descripción de la reacción de cinética para procesos de reservorio que se espera que ocurran(ver figura N° 1)

Después de construir el modelo de reservorio, este es probado para determinar si este puede duplicar el pasado del comportamiento del campo. En muchos casos, la descripción del reservorio es dado por válido por corridas del simulador con la producción histórica y data de inyección y comparando las presiones calculadas y producción de fluidos con el actual comportamiento del reservorio. En otras palabras, el comportamiento del reservorio es calculado por el simulador para una determinada descripción del mismo, este proceso es repetido hasta conseguir reproducción de la historia de reservorio, dando por válido los parámetros que permitieron dicha reproducción.

Continuamente se hacen ajustes a la permeabilidad del reservorio para reproducir la gradiente de presión del campo, permeabilidad y extensión areal de heterogeneidades verticales, para reproducir movimiento vertical de fluidos, permeabilidad relativa y relaciones de presión capilar, para reproducir el movimiento del frente de saturación.

Un buen modelo de reservorio es logrado cuando los resultados del simulador concuerden con el comportamiento actual del reservorio dentro de la tolerancia requerida. Después de un ajuste histórico es obtenido, el modelo puede ser usado para predecir el comportamiento futuro del reservorio.

La exactitud de estas predicciones del comportamiento del reservorio dependerá de cuan bien el simulador reproduce la física y flujo de fluido en el reservorio y la integridad de la descripción del mismo.

SIMULACIÓN DE RESERVORIOS DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE FLUJO

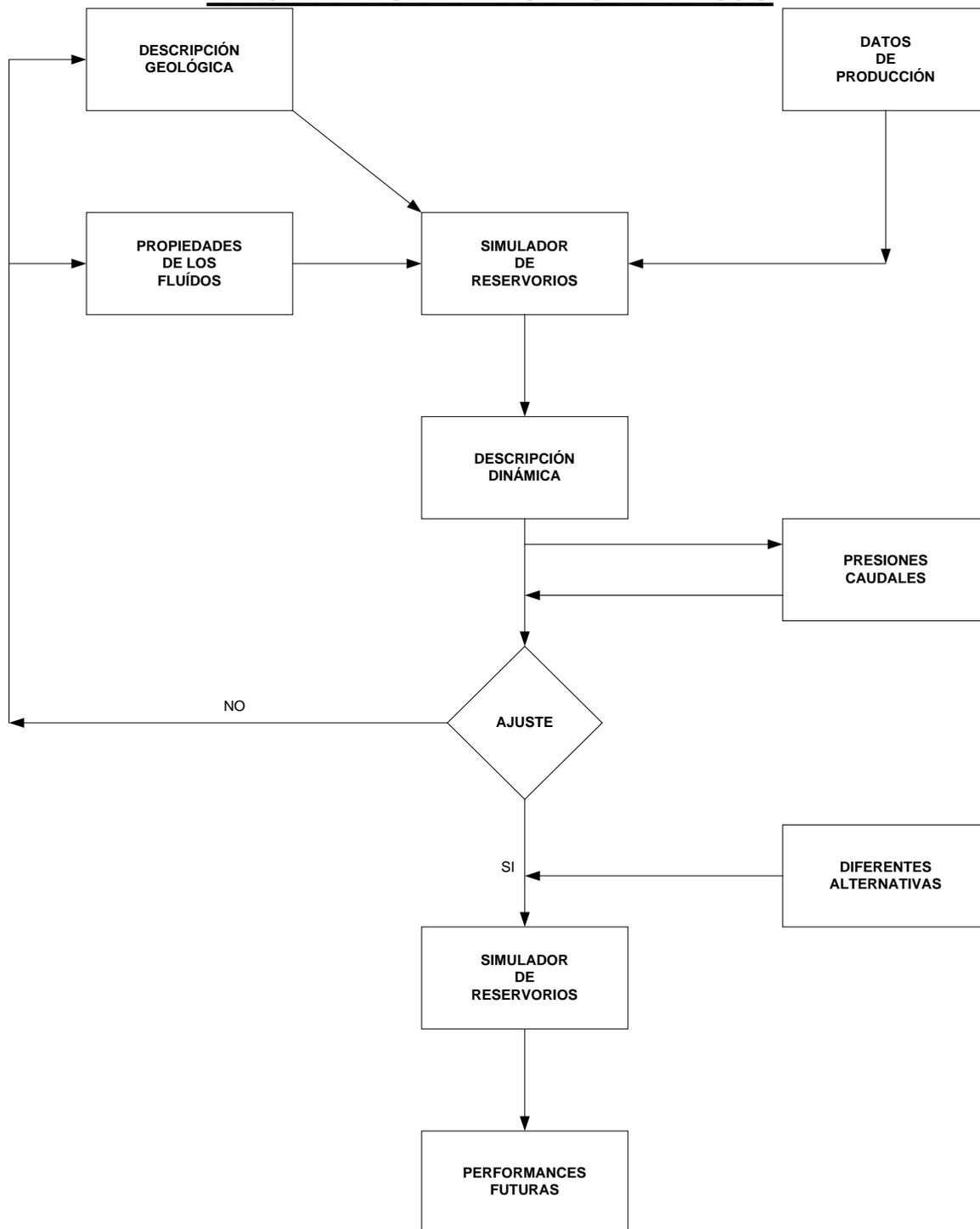


FIGURA Nº 1

3.3.- Avances en la Tecnología de la Simulación

La descripción del reservorio es frecuentemente considerado un asunto separado que requiere su propio enfoque. Un reservorio es intrínsecamente determinístico, es decir: tiene potencial medible, propiedades determinísticas y características en todas las escalas y este es el producto final de muchos procesos complejos que ocurrieron sobre millones de años.

La descripción del reservorio es una combinación de observaciones (el componente determinístico), estudios desarrollados (geología, sedimentología) y ambiente deposicional. La técnica estocástica es la aplicada para describir reservorios determinísticos debido a:

- (1) Información incompleta del reservorio en todas las escalas,
- (2) Deposición espacial compleja de facies,
- (3) Variabilidad de las propiedades de la roca,
- (4) Relación desconocida entre propiedades.
- (5) La relativa abundancia de piezas individuales de información de los pozos,
- (6) Conveniencia y rapidez.

La modelación estocástica se refiere a la generación de propiedades sintéticas geológicas en una, dos o tres dimensiones. Un número de soluciones pueden ser creadas y simuladas, y los resultados comparados para ver su efecto sobre el ajuste de historia.

Reciente interés ha sido enfocado sobre el uso de geoestadística, esto esta basado en la suposición que la estadística fractal puede ser usada para representar la heterogeneidad del reservorio entre los pozos como una invariación fractal al azar y superpuesta sobre una interpolación igual de los valores correlacionados de registro de pozos.

La estadística fractal "estándar" es usada para determinar las características variación al azar fractal del análisis de registros de pozos y datos de cores.

3.4. Simulación de Reservorios Naturalmente Fracturados

Este es un tema que ha sido discutido en gran detalle en la década de los 80. La aproximación prevaleciente es una formulación de porosidad dual en el cual la matriz de la roca es definida como una serie de bloques matrices discontinuas dentro de un sistema de fractura continua.

Una simulación de una celda grid contiene una serie de estos blocks de matrices. El volumen de fluidos esta contenido en los bloques de matriz de baja porosidad, baja permeabilidad, mientras que el flujo de fluido ocurre principalmente en la fractura de alta permeabilidad.

Efectos de esta gradiente de viscosidad en la fractura sobre transferencia en la matriz fractura son despreciables, y la respuesta calculada es la influencia de la matriz al cambio de saturación de la fractura que asume segregación de fase en la fractura.

3.5. Simulación de Fracturamiento Hidráulico

Se ha progresado en la simulación de procesos de fracturamiento hidráulico. Modelos de simulación de reservorio han progresado de una aproximación simple del reservorio como un coeficiente "leakoff" general a una exacta simulación computacional de la geometría de fractura y transporte de material fracturante. La predicción de la geometría de fractura ha sido a la que se dio mayor énfasis.

Vandamme y Roegiers desarrollaron simuladores de fracturamiento hidráulico en 2D y 3D para unirlos completamente a ecuaciones que incluyen la gama total de interacción entre el reservorio y la deformación de la roca.

Estos simuladores han sido usados para estudiar el desarrollo de la altura de la fractura en un medio único y multiestratos, el efecto del fluido leakoff sobre el ancho de la fractura y los efectos del esfuerzo in-situ sobre la efectividad de la fractura.

A mediados de los 80, varias técnicas para predecir la distribución de esfuerzo in-situ llegó a estar disponible, así mejoraron la simulación del desarrollo lateral y vertical de la fractura. Como un resultado, es ahora posible simular un proceso de fracturamiento hidráulico más exacto y para proveer un set de criterios más óptimo de tratamiento para uso de campo.

3.6. Otros Avances

La simulación es usada ahora como parte integrada de prácticas de manejo de campo como monitoreo de reservorio. La simulación de reservorio es un asunto tratado en muchos artículos técnicos de aplicaciones de campo, con desarrollo intensivo dentro de mejoras técnicas de soluciones numéricas y amplias aplicaciones en diversos campos como digitación viscosa durante desplazamiento miscible y análisis de presión transiente más refinados. La simulación de reservorio está disponible en computadores de escritorio y está siendo probado para ser usados en computadores en paralelo.

3.7. El Futuro de la Simulación de Reservorios

En el futuro la simulación numérica de reservorios será una técnica ampliamente usada donde no se requiera de expertos en el manejo de los programas ni de grandes inversiones.

Para el desarrollo de los estudios de los simuladores tendrán dispositivos gráficos inteligentes de ingreso y salida que se unirán a las industrias estándar (ejemplo X-Windows) y será operacional en computadoras de escritorio con velocidades mayores de 20 a 30 millones de instrucciones por segundo. Serán desarrolladas técnicas automatizadas adaptadas para conseguir un ajuste sin requerir de personas expertas.

La simulación de reservorio será entonces un método de elección, donde la evaluación de reservas y la definición de las prácticas de manejo del reservorio serán evaluados por ingenieros de simulación numérica.

Investigaciones y desarrollos adicionales nos permitirá simular grandes reservorios y heterogeneidades locales.

Comúnmente, ambos pueden requerir entre cientos y miles de celdas grid para representar el flujo de fluido correctamente. Este problema sin embargo será resuelto en dos formas frentes: el desarrollo de **(1)** simulador más rápido con hardware nuevo y mas veloz y **(2)** nuevas formulaciones matemáticas que proveerá definiciones más finas del reservorio y del flujo de fluido.

3.8. Simulación Numérica de Reservorios

Simulación de reservorios es el proceso mediante el cual el comportamiento real de un reservorio de hidrocarburos es inferido a partir del comportamiento de un modelo matemático que describe (representa) al reservorio. El grado de aproximación del modelo con respecto al reservorio real depende fundamentalmente de la exactitud y confiabilidad (calidad) de los datos de entrada usados, así como de la capacidad que tiene el modelo seleccionado para simular el comportamiento del reservorio.

El modelo es la herramienta por la cual podemos obtener una predicción del comportamiento y/o descripción del reservorio, así también como el estudio de un fenómeno bajo condiciones apropiadas, existentes en la práctica. En tal sentido, un modelo puede ser matemático, conceptual, físico, etc.

La simulación numérica de reservorios es una herramienta usada para planificar un mejor desarrollo de reservorios en producción, como conocer y pronosticar el comportamiento de reservorios de petróleo y gas en producción, el tipo de comportamiento del mecanismo de impulsión, realizar estudios a pozos únicamente (su ubicación y arreglos en sus patrones de flujo) y así como investigar nuevas técnicas de mejorar la recuperación de hidrocarburos (Recuperación secundaria y/o Mejorada).

La simulación numérica con los modelos es un buen alcance científico y matemático para la industria Petrolera y de gran utilidad para los ingenieros de reservorios.

Un Simulador matemático es básicamente una serie de ecuaciones que sujetas a ciertas condiciones, describen los procesos de difusión de los fluidos dentro de un medio poroso en el reservorio.

Mediante la simulación de reservorios se puede efectuar múltiples estudios cuantitativos, así como estudios de sensibilidad de diferente índole tanto para uno o varios yacimientos en su integridad, como también porciones de yacimiento (secciones areales o verticales).

Sin embargo, para estudios como el presente, los simuladores permiten lo siguiente:

- ♣ Determinar el comportamiento de un campo de petróleo bajo inyección de agua o gas, o bajo un agotamiento natural.
- ♣ Determinar los efectos de la ubicación de pozos y su espaciamiento.
- ♣ Estimar el efecto de las variaciones del régimen de producción en el recobro final de petróleo.

Los estudios de simulación de reservorios, mediante modelos matemáticos considera al medio poroso como un conjunto de bloques individuales interconectados, cada uno de los cuales posee su propio juego de propiedades y consecuentemente pueden tener un comportamiento individual diferente; es decir, que se pueden representar las variaciones areales de las propiedades físicas de la roca-reservorio, de los fluidos presentes y principalmente se puede representar adecuadamente la configuración geométrica real del yacimiento.

Los bloques son dependientes recíprocamente debido a la continuidad del fluido presente entre ellos. De esta manera se representa mejor un yacimiento dado y por consiguiente su comportamiento, que está determinado por la conducta simultánea de sus partes.

La construcción de un buen simulador matemático requiere considerables grados de sofisticación y el conocimiento de varias áreas de especialización diferentes. Entre éstas tenemos:

- ♣ Principios de Ingeniería de Reservorios.
- ♣ Teoría de las ecuaciones diferenciales parciales.
- ♣ Técnica de diferencias finitas.
- ♣ Método matriciales de cálculo.
- ♣ Programación por computadora.

3.9. **MODELOS DE RESERVORIOS: se pueden dividir ampliamente en cuatro grupos siguientes:**

- a. Modelo matemático.
- b. Modelo conceptual.
- c. Modelo físico.
- d. Modelo de simulación numérica.

a. **Modelo matemático.**- Conlleva a expresar adecuadamente en forma de ecuaciones el comportamiento de todos los factores físicos que gobiernan los procesos de movimiento de fluidos dentro del reservorio y en algunos casos en la boca del pozo. La solución de estas ecuaciones en conjunto con las condiciones apropiadas de frontera e inicial del sistema forman el modelo matemático.

El modelo es diseñado para describir reservorios volumétricos y comportamiento de flujo, usando la relación de Darcy y conservación de la masa conjuntamente con parámetros de relaciones empíricas.

Los modelos matemáticos pueden ser:

- ◆ Modelos de flujo simple representados en modelos de tanques, lineal o radiales de desplazamiento unidimensional.
- ◆ Modelos de flujo complejo representado en multidimensional, multifásico multicomponente.

Dependiendo de la definición del problema y la disponibilidad de los datos, la elección del modelo depende del ingeniero de petróleo.

b.- Modelo conceptual.- Proporciona una base para la investigación de procesos físicos y son usados como guía de una estimación cuantitativa. El principal tipo de modelo conceptual envuelto en modelaje de reservorios relacionado a modelos geológicos. Así como la historia deposicional y diagenética de los sedimentos son presentados para responder actualmente a observaciones de distribución de propiedades petrofísicas y de facies. En un sentido de pronóstico un modelo conceptual geológico es usado para guiar los valores atribuidos a propiedades del reservorio a partir de un control directo del pozo.

c.- Modelo físico.- Es la representación de un fenómeno a pequeña escala y nos determina los conceptos físicos que controlan esos fenómenos, como ejemplo empaques de arena, cores convencionales y/o pared.

El usar este tipo de modelo nos define el comportamiento físico, patrones de flujo, saturación residual y otros parámetros que definan condiciones de frontera y tal vez ajustar las condiciones del reservorio.

d.- Modelo de simulación numérica.- Es el tratamiento adecuado de un reservorio de petróleo y/o gas empleando diferentes grados de aproximación y precisión. No se ve restringida o limitada a situaciones globales por el contrario trata de estudiar en algunos casos los fenómenos locales alrededor del pozo.

Los modelos anteriores juegan un rol importante en la industria del petróleo. Así tenemos, las leyes que gobiernan el flujo de fluidos en el medio poroso fueron representados empleando modelos físicos como la ley de Darcy, conceptos de permeabilidad relativa, presión capilar, correlaciones de densidad y viscosidad. Siendo indispensables en la práctica de Ingeniería de reservorios tienen sus limitaciones que residen fundamentalmente en la manera de reproducir el modelo a gran escala que represente al reservorio de petróleo y/o gas a analizar.

3.10. Procedimientos Usuales

Es una técnica para el análisis de problemas simples y complejos. Discretiza al reservorio a nivel de grid blocks o celdas, facilita el variar la información de ingreso para realizar la revisión de los resultados obtenidos contra la información asumida. Obtener buenos resultados y confiables si la información de entrada es seleccionada y de buena calidad. Así mismo, el realizar estimaciones para observar si los resultados proporcionados por la simulación numérica son razonables.

El estudio de simulación numérica de reservorio, mediante el modelo numérico, requiere que el reservorio sea considerado como si estuviera compuesto de muchos segmentos individuales interconectados. Como una segmentación espacial del modelo del reservorio en un arreglo de mallado de puntos o grid blocks o bloques y la división del intervalo total de tiempo en algunas secuencias de time steps más pequeños.

Los segmentos son considerados como “ grid block” o celdas, a cada “grid” le es asignado propiedades específicas del reservorio. Así como: tamaño, porosidad, permeabilidad, elevación, presión y saturaciones de fluido al punto medio.

Adicionalmente a las propiedades asignadas a la celda, también deben agregarse la información de pozos, localización, índice de productividad y/o inyectividad, regímenes de producción e inyección admisibles, y condiciones de restricción como límite económico de producción máximo corte de agua y GOR así como mínima presión fluyente de fondo.

La información de fluido y roca también son ingresados para todo el modelo en el estudio. Incluye información PVT para el petróleo, gas y agua; compresibilidad de la roca y permeabilidad relativa para cada fase fluyente.

Las ecuaciones matemáticas utilizadas en un modelo numérico que realizan el cálculo del flujo entre cada "grid blocks" o celdas, saturación y presión del fluido y volúmenes de cada celda; son provenientes de:

- 1.- Ley de flujo de Darcy.
- 2.- Ecuación de continuidad o Balance de masa.
- 3.- Ecuación de estado.

La simulación numérica de estas ecuaciones usando computadoras (no muy sofisticadas) de alta velocidad es conocida como modelaje de reservorio.

Los modelos tienen muchas aplicaciones válidas, pero a veces pueden ser mal interpretados cuando el modelo está proporcionando solamente respuestas que la información de entrada está forzando a proveerla.

Es importante realizar un análisis y selección detallada de la información de ingreso a fin de obtener con exactitud y confiabilidad de la misma para lograr un buen grado de aproximación del modelo con respecto al comportamiento real del reservorio.

Los cálculos realizados dentro de un modelo numérico tienen el procedimiento siguiente:

- Las celdas tienen valores de saturación inicial y condiciones iniciales.
- Se selecciona **time step**.
- Se utiliza la producción o volumen de fluidos producido por cada pozo para el período de tiempo seleccionado.
- Realiza el cálculo de flujo entre cada celda durante el período de tiempo y la nueva saturación para cada celda.
- Repite el proceso hasta cubrir el total de tiempo deseado.

3.11. Aspectos generales de la Simulación

La simulación numérica de reservorios presenta varios aspectos:

- Selección del simulador (existiendo simuladores de reservorios de gas, black oil, composicional, doble porosidad o termales)
- Dimensionar el tamaño y espesor de cada celda en base a la información geológica.
- Obtención de información complementaria de pozos para modelar el ajuste de historia.
- Discretizar el modelo y variar información inconsistente como alta permeabilidad, productividad de pozos, curvas de permeabilidad relativa, porosidad, saturación de gas crítica.
- Realizar predicciones.
- Análisis de predicciones.

3.12. Utilización de la Simulación

- Ajuste de historia.
- Historia de producción de campo.
- Descripción del reservorio.
- Predicciones.
- Recuperación final.
- Recuperación mejorada.
- Inyección de agua.
- Inyección de gas.
- Modelar acuíferos.

3.13. Clasificación de Simuladores de Reservorios

Los simuladores de reservorios pueden clasificarse de acuerdo al tipo de reservorios que ellos se proponen simular o sobre la base de un proceso o fenómeno particular del reservorio.

De acuerdo al tipo de reservorio, los simuladores pueden ser:

- ♣ Simuladores de reservorio de gas.
- ♣ Simuladores de reservorio de “petróleo negro”.
- ♣ Simuladores de reservorio de condensado de gas y petróleo volátiles.
- ♣ Simuladores de reservorios composicional.

a.- **SIMULADORES DE RESERVORIOS DE GAS**, Son simuladores que se especializan en el modelado de reservorio de gas, considerando la posibilidad de un sistema en 2 fases agua y gas, también pueden ser de una ó dos fases, dependiendo de la presencia o nó de agua movable.

b.- **SIMULADORES DE RESERVORIOS DE “PETRÓLEO NEGRO”**, Este tipo de simuladores permiten trabajar en sistema de 3 fases es decir cuando en el reservorio están presente tanto el petróleo, agua y gas en diferentes proporciones. En este sistema se observa normalmente una transferencia entre el gas y el petróleo. son capaces de simular aquellos sistemas donde el gas, petróleo y agua están presentes en diferentes proporciones.

- c.- **SIMULADORES DE RESERVORIOS DE CONDENSADO DE GAS Y PETRÓLEO VOLÁTIL**, usualmente requieren simuladores especiales que tomen en cuenta el comportamiento composicional entre los componentes individuales de los hidrocarburos en las fases gaseosa y líquida. Esto es debido a que la información PVT no describe el comportamiento de fluidos adecuadamente para los petróleos volátiles y condensados. La transferencia de masa entre cada uno de los elementos es calculada en fracciones molares de cada componente individual o pseudocomponentes.

Este tipo de modelo está entre los más complejos, dado que enfoca el comportamiento individual de cada componente de hidrocarburos.

SIMULADORES ESPECIALES

Procesan fenómenos particulares que ocurren en el reservorio, tales como procesos de recuperación térmica, inundación química (polímeros, surfactantes, etc.) y desplazamiento miscible. Asimismo los fenómenos de conificación y segregación gravitacional.

Los procesos de recuperación térmica (estimulación por vapor, desplazamiento con vapor y combustión en sitio), han hecho que se construyan modelos muy sofisticados que intentan tomar en cuenta todos los fenómenos físicos involucrados.

Los modelos de inundación química se caracterizan por las ecuaciones adicionales de conservación para varias especies (polímeros, surfactantes, etc.). En adición, estos modelos deben tener alguna representación de absorción e incluir los efectos de reducción de la permeabilidad en la fase acuosa después del contacto con el polímero.

Los modelos de Simulación de Reservorios pueden también dividirse teniendo en cuenta sus dimensiones y la interrelación entre éstas, así como la orientación de las mismas.

Cada tipo tiene alguna área particular de aplicación tal como se describe a continuación:

A) MODELO UNI-DIMENSIONAL, HORIZONTAL

Dicho modelo se observa en la **Figura N° 3**

APLICACIONES:

- ♣ Balance de materiales.
- ♣ Secciones transversales.
- ♣ Simula sección (parte) de reservorios.
- ♣ Comportamiento de un acuífero.
- ♣ Simula experimentos de laboratorio.

- B) MODELO UNI-DIMENSIONAL, VERTICAL**
Dicho modelo se observa en la **Figura N° 3**
APLICACIONES:
- ♣ Simula mecanismos de drenaje gravitacional.
 - ♣ Equilibración vertical.
 - ♣ Tratamiento de pozo individual.
 - ♣ Eficiencia del influjo vertical de agua.
- C) MODELO BI-DIMENSIONAL, HORIZONTAL**
Dicho modelo se observa en la **Figura N° 4**
APLICACIONES
- ♣ Simulación de estructuras grandes con multi-pozos.
 - ♣ Rocas con propiedades heterogéneas.
 - ♣ Pequeña variación vertical de las propiedades de la roca y el fluido.
 - ♣ Determinación de la presión óptima en procesos de mantenimiento de presión y los mecanismos de recuperación secundaria.
- D) MODELO BI-DIMENSIONAL, VERTICAL, ESTRATOS COMUNICADOS**
Dicho modelo se observa en la **Figura N° 4**
APLICACIONES:
- ♣ Análisis de sección transversal de un reservorio.
 - ♣ Efectos de segregación gravitacional.
 - ♣ Análisis de pozos individuales o pozos múltiples.
 - ♣ Efecto de la heterogeneidad en el desplazamiento frontal.
- E) MODELO BI-DIMENSIONAL, VERTICAL, ESTRATOS NO COMUNICADOS**
Dicho modelo se observa en la **Figura N° 4**
APLICACIONES:
- ♣ Estudio de sección transversal vertical.
 - ♣ Pozos con completaciones múltiples.
 - ♣ Prácticas de producción en conjunto.
 - ♣ Modelos de flujo estratificado.
- F) MODELO TRI – DIMENSIONAL , ESTRATOS COMUNICADOS**
Dicho modelo se observa en la **Figura N° 5**
APLICACIONES:
- ♣ Estudio de sección transversal vertical.
 - ♣ Pozos con completaciones múltiples.
 - ♣ Prácticas de producción en conjunto.
 - ♣ Modelos de flujo estratificado.
 - ♣ Simulación de grandes reservorios con pozos múltiples.
 - ♣ Variación vertical significativa en las propiedades de la roca y del fluido.
 - ♣ Sistema estratificado con acuífero común o con comunicación parcial.

G) MODELO TRI – DIMENSIONAL , ESTRATOS NO COMUNICADOS

Dicho modelo se observa en la **Figura N° 5**

APLICACIONES:

- ♣ Simulación de grandes reservorios consistentes de varios horizontes productores.
- ♣ N° de flujo vertical entre capas.
- ♣ Completaciones múltiples con o sin producción en conjunto.
- ♣ Modelos de flujo estratificado.

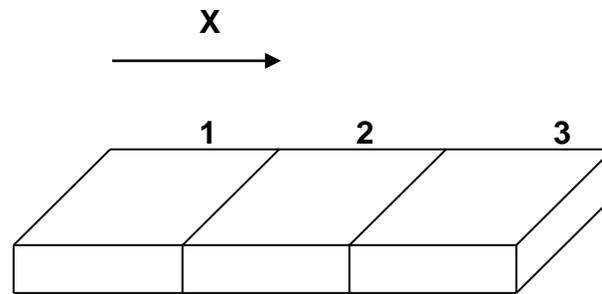
H) MODELO RADIAL

Es usado para desarrollar funciones de pozos que permitan predecir el comportamiento cuando se usan en modelos 2-D Areales y 3-D y permiten evaluar el comportamiento de los pozos cuando los efectos verticales dominan el comportamiento como en el caso de conificación de agua o gas. Los modelos 2-D radiales son muy usados para simular la convergencia o divergencia del flujo en una región radialmente simétrica del reservorio.

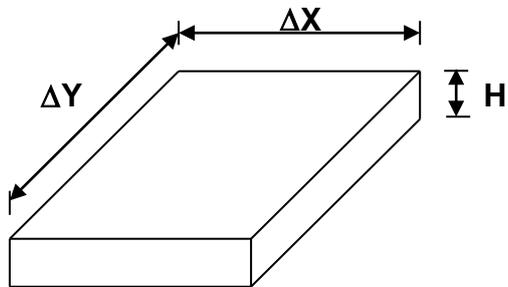
Además se usan estos modelos para estudiar el comportamiento de pozos en reservorios con empuje de agua de fondo, con capa de gas y reservorios que tienen una delgada columna de petróleo negro y se encuentra rodeados por agua y/o gas.

FIGURA N° 3
MODELOS UNI-DIMENSIONALES

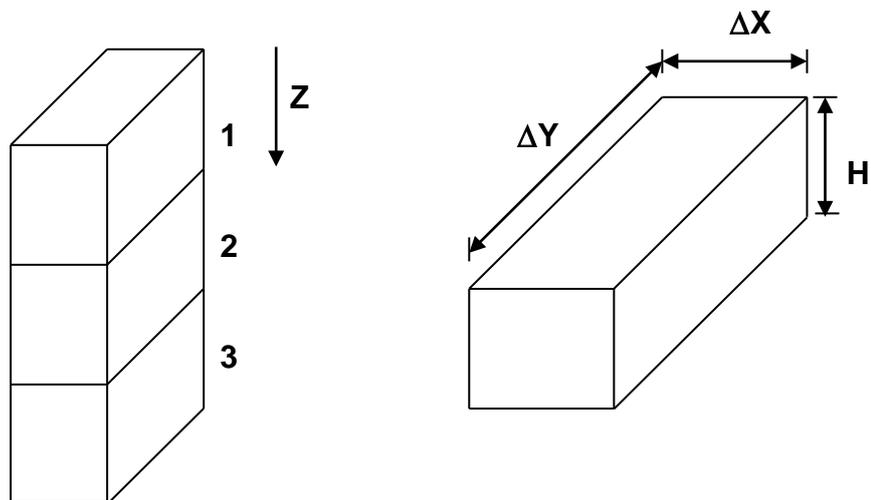
(.) HORIZONTAL



I max = 3
J max = 1
K max = 1



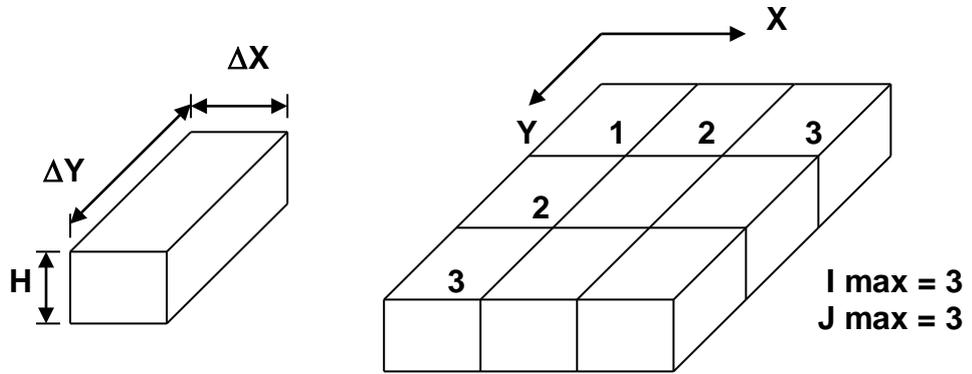
(.) VERTICAL



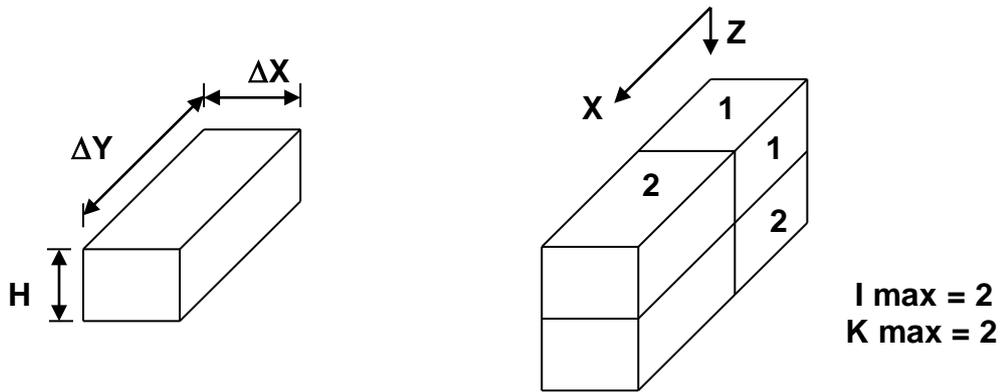
I max = 1
J max = 1
K max = 3

FIGURA N° 4
MODELOS BI-DIMENSIONALES

(.) HORIZONTAL



(.) VERTICAL, ESTRATOS COMUNICADOS



(.) VERTICAL, ESTRATOS NO COMUNICADOS

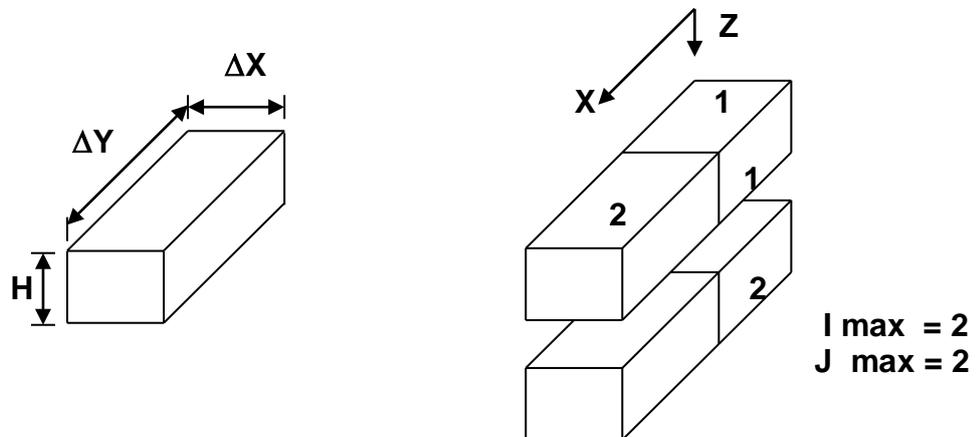
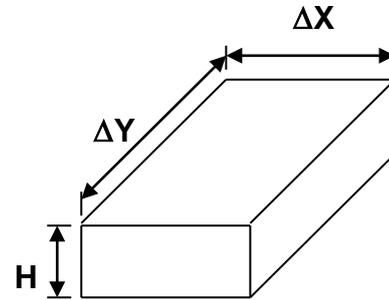
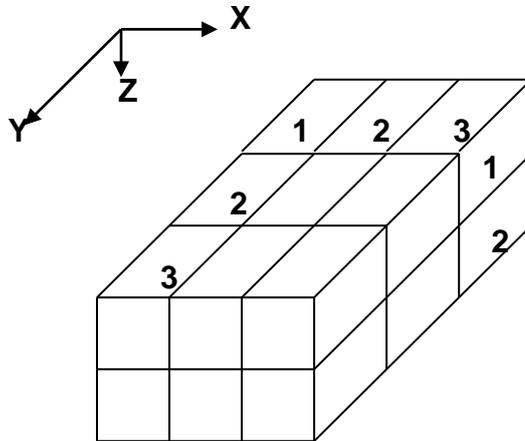


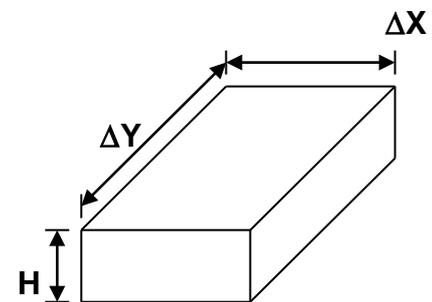
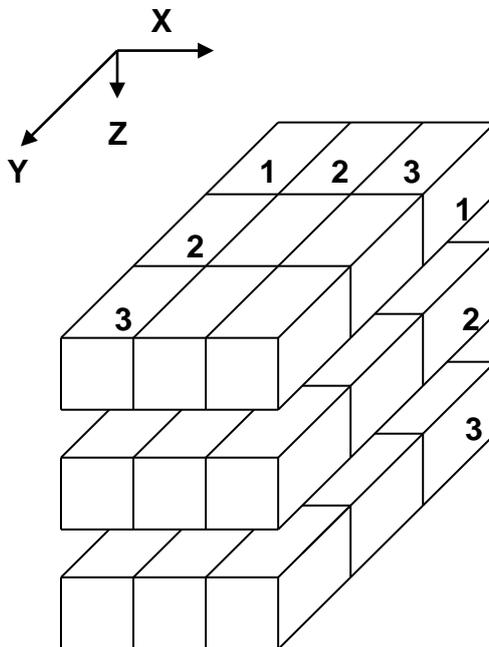
FIGURA N° 5
 MODELOS TRI-DIMENSIONALES

(.) ESTRATOS COMUNICADOS



$$\begin{aligned} I \max &= 3 \\ J \max &= 3 \\ K \max &= 2 \end{aligned}$$

(.) ESTRATOS NO COMUNICADOS



$$\begin{aligned} I \max &= 3 \\ J \max &= 3 \\ K \max &= 3 \end{aligned}$$

4. DESARROLLO TEORICO DEL SIMULADOR MATEMATICO-METODOS DE SOLUCIÓN

En esta sección se menciona en forma breve las ecuaciones que intervienen en el Modelo Matemático de Simulación de Reservorios y los métodos de solución de éstas.

En general, el Modelo Matemático de Simulación de Reservorios está basado en las ecuaciones fundamentales de flujo de fluidos en el reservorio, las cuales se expresan en forma de derivadas parciales.

Las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en medios porosos son:

- Ecuación de continuidad. (Ley de la conservación de la masa).
- Ecuación de Estado.
- Ecuación de Movimiento (Ley de Darcy).

La ecuación de continuidad establece que al pasar una cierta cantidad de masa a través de un medio poroso, la suma del flujo de masa que entra menos la masa que sale es igual al cambio de masa que se produce, dentro del medio poroso.

La Ecuación Matemática de la Ecuación de Continuidad, para el flujo en 3 dimensiones, es la siguiente:

$$\frac{\partial(V_x\rho)}{\partial x} + \frac{\partial(V_y\rho)}{\partial y} + \frac{\partial(V_z\rho)}{\partial z} + \frac{q\rho}{\Delta X\Delta Y\Delta h} = \frac{-\partial(\Phi SP)}{\partial x}$$

(ver declaración de variables pag. N° 44)

La Ecuación de Estado describe las relaciones existentes entre presión-volumen ó presión-densidad de los fluidos que pasan a través de un medio poroso. La ecuación de Estado, dependiente del tipo de fluido, se expresa como sigue:

- Flujo incompresible (donde se asume que la ρ es constante).

$$\frac{\partial\rho}{\partial P} = 0$$

- Fluidos ligeramente incompresibles

$$V = V_i \times e^{-c(P-P_i)}$$

Dado que $\rho \propto 1/V$ y $\beta_0 \propto V$, se puede escribir la ecuación anterior de las siguientes formas:

$$\rho = \rho_i \times e^{c(P-P_i)}$$

$$\beta_0 = \beta_{0i} \times e^{c(P-P_i)}$$

- Fluidos compresibles (se basa en la ley de los Gases Reales).

La ecuación de Movimiento (Ley de Darcy) describe el flujo a través de un medio poroso. Esta ecuación en su forma diferencial, se expresa como sigue:

$$V_x = \frac{-K_x}{\mu} \frac{\partial\phi}{\partial x}$$

$$V_y = \frac{-K_y}{M} \frac{\partial\phi}{\partial y}$$

$$V_z = \frac{-K_z}{M} \frac{\partial\phi}{\partial z}$$

(ver declaración de variables pag. N°44)

4.1 ECUACIÓN FUNDAMENTAL DE FLUJO

Las Ecuaciones Fundamentales de Flujo resultan de la combinación de las tres ecuaciones mencionadas anteriormente y describen el flujo de fluidos a través de un medio poroso.

Estas combinaciones se generan para cada una de las fases presentes en el reservorio. En notación vectorial la Ecuación Fundamental de Flujo para la Fase Petróleo :

$$\bar{V} (\lambda_o \bar{V} \phi_o) - q_o = \frac{\partial (\Phi S_o)}{\partial t \beta_o}$$

Fase Agua :

$$\bar{V} (\lambda_w \bar{V} \phi_w) - q_w = \frac{\partial (\Phi S_w)}{\partial t \beta_w}$$

Fase Gas :

$$\bar{V} (\lambda_g \bar{V} \phi_g) + \bar{V} (R_{so} \lambda_o \bar{V} \phi_o) + \bar{V} (R_{sw} \lambda_w \bar{V} \phi_w) - q_g = \frac{\partial}{\partial t} \left[\Phi \left(\frac{S_g}{\beta_g} + R_{so} \frac{S_o}{\beta_o} + R_{sw} \frac{S_w}{\beta_w} \right) \right]$$

(ver declaración de variables pag N° 44)

4.2 MÉTODOS MATRICIALES DE SOLUCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

Las ecuaciones de Simulación son ecuaciones con derivadas parciales y su solución únicamente pueden realizarse mediante el empleo de Métodos Numéricos con diferencias finitas. Las ecuaciones así discretizadas, pueden resolverse aplicando Matriciales de Solución. Entre éstos, se pueden considerar 2 grandes grupos:

- ♣ Métodos directos.
- ♣ Métodos Iterativos.

4.2.1 MÉTODOS DIRECTOS (Eliminación gaussiana)

Son aquellos que proporcionan teóricamente soluciones exactas, lo cual no es siempre cierto, ya que puede diferir de las verdaderas en una magnitud considerable, esto se debe a que los cálculos están expuestos a errores por redondeo.

Dentro de estos métodos tenemos:

- a) Regla de Cramer.
- b) Solución de un Sistema de Ecuaciones Unidimensionales por el Método de Eliminación de Gauss.
- c) Algoritmo de Thomas (Tipo de Eliminación Gaussiana).
- d) Algoritmo de Bandsolve (Tipo de Eliminación Gaussiana).
- e) Método D-4 (Eliminación Gaussiana Modificada).

4.2.2 MÉTODOS ITERATIVOS

Estos métodos proporcionan soluciones que convergen a la verdadera. Se aplican rutinariamente y en ciertos casos se mejora el método para que éste se aproxime más rápidamente a la solución real.

Los métodos que se utilizan son:

- a) Jacobi.
- b) Gauss-Seidel.
- c) Método PSOR (puntos sucesivos sobrerelajación).

- d) Método LSOR (sobrerelajación sucesiva en línea).
 - e) Método LSOR WATTS (Método LSOR modificado por WATTS).
 - f) Método SIP (Proceso Fuertemente Implícito).
 - g) Método SOR (Sobrerelajación sucesiva en placas).
- Estos métodos tienen aplicación en problemas de una, dos y tres dimensiones.

4.3. DESARROLLO MATEMÁTICO DE UN SIMULADOR:

Las ecuaciones matemáticas utilizadas en un modelo numérico que realizan el cálculo del flujo entre cada “**grid blocks**” o celdas, saturación y presión del fluido y volúmenes de cada celda; son provenientes de:

- 1.- Ley de flujo de Darcy.
- 2.- Ecuación de Continuidad o Balance de Masa.
- 3.- Ecuación de estado.

La simulación numérica de estas ecuaciones usando computadoras (no muy sofisticadas) de alta velocidad es conocida como modelaje de reservorio.

Los cálculos realizados dentro de un modelo numérico tienen el procedimiento siguiente:

- Las celdas tienen valores de saturación inicial y condiciones iniciales.
- Se selecciona **time step**.
- Se utiliza la producción o volumen de fluidos producido por cada pozo para el período de tiempo seleccionado.
- Realiza el cálculo de flujo entre cada celda durante el período de tiempo y la nueva saturación para cada celda.
- Repite el proceso hasta cubrir el total de tiempo deseado.

5. ETAPAS DE UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN:

En general un Estudio de Simulación comprende las siguientes partes:

A.- DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Es de suma importancia tener presente todas las incógnitas a resolver, las cuales pueden ser resueltas mediante el proceso de un Estudio de Simulación de Reservorios. El enfoque de un estudio depende fundamentalmente de las interrogantes que se tienen sobre el reservorio. Los aspectos a tomar en cuenta son los siguientes:

- ♣ Esquema óptimo de Explotación del Reservorio.
- ♣ Régimen óptimo de producción.
- ♣ Necesidad de operaciones de mantenimiento de presión.
- ♣ Espaciamiento óptimo entre pozos.
- ♣ Análisis de perforación de pozos interubicados.

El primer aspecto a tratar cuando se lleva a cabo un estudio de simulación es definir los problemas del comportamiento del reservorio y problemas operativos asociados. Para efectuar esto se debe reunir la información suficiente acerca del reservorio y su forma de operación para identificar las alternativas necesarias en lo que respecta a pronósticos.

Se debe definir en forma clara y concisa el objetivo práctico del estudio. Asimismo son necesarias evaluaciones rápidas a fin de identificar el mecanismo principal de depletación y reconocer que factores dominarán el comportamiento del reservorio (gravidad, heterogeneidad, conificación, etc).

Si es posible, determinar el nivel de complejidad del modelo de reservorio, para iniciar el diseño del mismo e identificar los datos necesarios para su construcción.

B.- ADQUISICIÓN Y REVISIÓN DE LOS DATOS

En esta fase del estudio, toda la información disponible debe ser rigurosamente analizada y revisada para no considerar datos dudosos y/o incoherentes. Por otro lado, es en esta etapa donde se debe recomendar la obtención de información necesaria y complementaria.

Los datos deben ser revisados y reorganizados después que estos hayan sido coleccionados, debido a que estos han sido obtenidos para diferentes razones y normalmente no han sido organizados de tal forma que tengan un uso inmediato.

La revisión debe efectuarse cuidadosamente y se debe consumir todo el tiempo necesario a fin de evitar trabajo inútil.

C.- DESCRIPCIÓN DEL RESERVORIO Y DISEÑO DEL MODELO

El diseño de un modelo de simulación estará influenciado por el tipo de proceso a ser modelado, problemas relacionados con la mecánica de fluidos, los objetivos del estudio, la calidad de los datos del reservorio y su descripción, restricciones de tiempo y el nivel de credibilidad necesario para asegurar que los resultados del estudio sean aceptados.

D.- AJUSTE DE HISTORIA

El Ajuste de Historia es una parte importante en un Estudio de Simulación. La comparación de la predicción del modelo con el comportamiento histórico proporciona la única prueba práctica de la validez del modelo de simulación. El Ajuste de Historia consiste en modificar los parámetros del modelo (tales como porosidad, permeabilidad, etc.), hasta que los resultados calculados para el período de historia sean cercanos a los datos reales.

La información histórica puede ser de varios tipos:

- ♣ WOR Y GOR (medidas)
- ♣ Presiones (observadas)

El proceso de Ajuste de Historia usualmente involucra bastante tiempo y costo, a veces con resultados frustantes. El costo de un estudio de simulación se reflejan en el número de corridas de computador efectuadas para conseguir un Ajuste razonable y garantizar los resultados de las predicciones.

Después que un modelo de reservorio ha sido construido, debe ser probado a fin de determinar si puede duplicar el comportamiento del reservorio. Generalmente la descripción del reservorio usada en el modelo es validado haciendo "correr" el simulador con datos de producción e inyección histórica y comparar las presiones calculadas y el movimiento de fluido con el comportamiento actual del reservorio.

E.- PREDICCIÓN

Tal como se mencionó anteriormente, la calidad de un Ajuste de Historia depende sustancialmente de la calidad de datos utilizados para el Ajuste. En este sentido la confiabilidad de las predicciones del comportamiento futuro depende de dichos datos utilizados para el Ajuste. En consecuencia , cuanto

más información disponible se utiliza en el Ajuste de Historia, más confiable serán los resultados de las predicciones.

Una vez que se ha obtenido un ajuste de historia aceptable. El modelo puede ser usado para predecir el comportamiento del reservorio y así alcanzar los objetivos trazados por el estudio.

La calidad de las predicciones dependerá de las características del modelo y la exactitud de la descripción del reservorio.

F.- REPORTE

El paso final de un estudio de simulación es plasmar los resultados y conclusiones en un reporte claro y conciso. El reporte puede ser un breve memorando para un pequeño estudio o un informe completo de gran volumen para un estudio a nivel yacimiento.

En el reporte se debe incluir los objetivos del estudio, descripción del modelo usado y presentar los resultados y conclusiones referentes al estudio específico.

6. PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUÍDO

6.1. POROSIDAD

La porosidad de un medio poroso es representada por el símbolo ϕ y es definida como la relación del espacio vacío o volumen poroso, al volumen bruto total de la roca; En otras palabras, viene a ser la medida del espacio disponible en la roca reservorio como capacidad de almacenaje de fluidos. Esta relación es expresada ya sea como una fracción o porcentaje.

$$\phi = \frac{V_p}{V_b}$$

Donde:

ϕ = Porosidad, fracción.

V_p = Volumen poroso.

V_b = Volumen bruto.

La porosidad puede ser de 2 clases:

a) Porosidad Absoluta, Es el volumen poroso total (comunicado + no comunicado) entre el volumen total (bruto), normalmente se puede medir mediante los perfiles neutrón, densidad y sísmico. es la porosidad total de una roca sin tomar en cuenta la conexión entre los poros. A veces es llamada **porosidad total**.

b) Porosidad Efectiva, es la porosidad que toma en cuenta solo los poros interconectados, los cuales contribuyen al flujo de fluidos.

Sólo esta clase de porosidad es de interés para los ingenieros de reservorios. Esta porosidad usualmente es medida en el laboratorio y usada en los cálculos de flujo de fluido.

Únicamente la porosidad efectiva tiene un significado real en rocas sedimentarias que tienen hidrocarburos comerciales, desde que nos permite calcular el volumen de fluido que puede moverse y por lo tanto ser recuperado.

La porosidad puede ser clasificada en 2 tipos de acuerdo al tiempo de deposición:

a) Porosidad Origen ó Primaria, Es aquella que originalmente se formó debido a procesos de sedimentación, la cual se refiere a la que estuvo presente en el tiempo de deposición (porosidad de arenisca).

b) Porosidad Secundaria, se refiere a la que se formó después de la deposición y esta tipificada por calizas vulgares y cualquier roca reservorio que presente fracturas y fisuras, se formó debido a:

♣ **Fenómenos físicos.-** Los esfuerzos de tensión y/o comprensión, los cuales han permitido la formación de microfracturas.

♣ **Fenómenos químicos.-** Los fenómenos de recristalización, disolución, cementación, etc, que modifican la porosidad primaria de una roca reservorio, ya sea incrementándola o disminuyéndola.

El término **porosidad al hidrocarburo** se refiere a la parte de la porosidad que contiene hidrocarburos (la porosidad total multiplicada por la fracción del volumen poroso que contiene hidrocarburo).

Las porosidades típicas para arenas están en el rango de 8 a 35% con un promedio cerca a 18%. Los reservorios de hidrocarburos con porosidades menores a 8% tienen muy baja permeabilidad lo cual los hace no económicos para su desarrollo a menos que tengan algún tipo de porosidad secundaria. Las lutitas tienen porosidades de cerca de 40%, pero no es una porosidad efectiva.

Los factores que afectan la porosidad en las areniscas pueden ser:

- (a) Sorteado o distribución de tamaño de granos.
- (b) Cementación.
- (c) Empaque.
- (d) Forma de los granos.
- (e) Acción química.
- (f) Fracturas.
- (g) Deformación por presión de sobrecarga.

Los métodos de laboratorio para medir la porosidad incluyen a la Ley de Boyle, Saturación de Agua y métodos de saturación con líquidos orgánicos. La porosidad también es calculada a partir de perfiles eléctricos y neutrónicos a hueco abierto asistidos con medidas de núcleos (convencionales, laterales). La técnica de los perfiles eléctricos tiene la ventaja que promedian un volumen de roca mayor que en el análisis de núcleos.

La porosidad también es afectada por la profundidad. En tal sentido podemos definir a una presión efectiva como:

Presión efectiva = Presión de sobrecarga – Presión del reservorio o interna.

A medida que la presión efectiva incrementa, la porosidad in-situ disminuye. En muchas áreas, la presión de sobrecarga incrementa en el orden de 1 psi por pie de profundidad. En regiones con presiones normales, los rangos de presión interna están entre 0.433 y 0.465 psi/pie, dependiendo de la salinidad del agua de formación.

Van der Knaap desarrolló la siguiente ecuación empírica para ajustar la porosidad para areniscas en un medio poroso con comportamiento elástico:

$$\phi = \phi_{lab} - 0.000337(\text{Presión efectiva})^{0.3}$$

6.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una propiedad de los medios porosos de la roca reservorio y es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Representa la facilidad con que el medio poroso permite el paso de los fluidos a través de él. Se expresa en Darcies. Este concepto fue introducido en 1856, como una constante de proporcionalidad que vincula el caudal que circula por una roca y el gradiente de presión impuesto a la misma.

$$Q = \frac{KxAx}{\mu} \left(\frac{dp}{dx} \right)$$

donde:

- Q :Caudal del fluido.
 K :Permeabilidad.
 A :Area transversal al flujo.
 μ :Viscosidad del fluido.
 $\frac{dp}{dx}$:Gradiente de presión.

Un Darcy esta definido como la permeabilidad a la cual un fluido de 1 cp. de viscosidad fluye a un caudal de 1 centímetro cúbico por segundo a través de una sección transversal de 1 centímetro cuadrado de área, cuando la gradiente de presión es 1 atmósfera/cm².

La ley de Darcy es usada para determinar la permeabilidad, la cual es constante para las siguientes condiciones:

1. Flujo laminar.
2. Flujo lineal.
3. No hay reacción entre el fluido y la roca.
4. Solo hay una fase presente al 100% de saturación en el espacio poral.
5. La sección transversal es constante, por lo tanto no existen cambios en la velocidad.

La permeabilidad absoluta(denotada "K") de un medio poroso, es la medida de la facilidad con la que un fluido pasa a través de los poros interconectados y/o sistema de fracturas; La permeabilidad es expresada en milidarcies (Md).

TIPOS DE PERMEABILIDAD:

PERMEABILIDAD ABSOLUTA.- Es una medida de la facilidad con que el fluido se mueve a través de los poros interconectados del reservorio. Se mide en el laboratorio para un fluido específico (generalmente Aire o Nitrógeno y después es corregido) cuando el núcleo es saturado con un solo fluido.

PERMEABILIDAD RELATIVA.- Es aquella que representa o corrige la presencia de más de un fluido en la roca. Se mide en el laboratorio para un fluido específico cuando el núcleo es saturado con más de un fluido.

PERMEABILIDAD EFECTIVA.- Permeabilidad determinada para los fluidos que están siendo producidos: $K_{efec} = K_{abs} \times K_r$

La permeabilidad se determina:

- 1.- Núcleos.
Convencionales.
Laterales.
- 2.- Pruebas de Formación (Well Testing).

La permeabilidad relativa se usa para:

- 1.- Determinar las características del flujo bajo diferentes saturaciones del fluido mojante (agua).
- 2.- Determinar saturaciones residuales.
- 3.- Evaluar la eficiencia de la implementación de proyectos EOR.

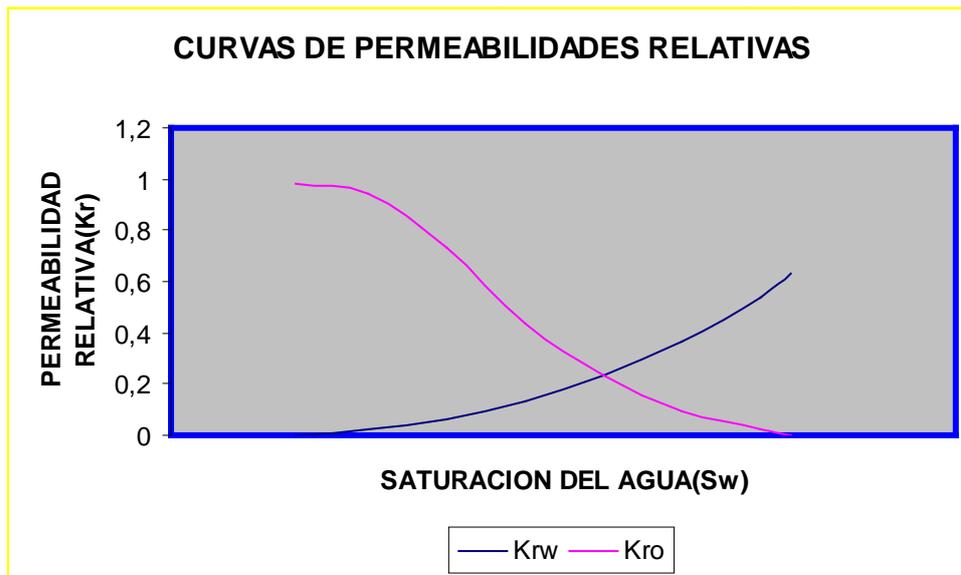


FIGURA Nº 6

6.3. PRESIÓN CAPILAR

Esta definida como la presión diferencial que existe entre 2 fluidos (ambos líquidos ó un líquido y un gas) como resultado de la tensión interfacial que los separa, donde uno de los cuales moja preferentemente, la superficie de la roca, matemáticamente se expresa como:

$$P_c = P_o - P_w$$

La presión capilar puede tener un valor positivo o negativo, dependiendo de la preferencia de mojabilidad.

La presión capilar gas-agua la definiremos como la presión en la fase gaseosa menos la presión en la fase del agua.

$$P_c = P_g - P_w$$

Cuando en el reservorio están presentes 2 fluidos, existen dos procesos: DRENAJE e IMBIBICIÓN.

DRENAJE: Es cuando el fluido no mojante desplaza al mojante, en este caso se produce reducción de la saturación de la fase que moja la roca.

IMBIBICIÓN: El fluido mojante desplaza al fluido no mojante, en este caso resulta un incremento de la saturación del fluido que moja la roca.

La mayoría de los reservorios en el mundo son mojados preferentemente con agua, en este caso ocurre el drenaje cuando el petróleo migra al reservorio e imbibición cuando producimos el reservorio.

En una prueba de presión capilar, la presión inicial se denomina “**PRESIÓN DE ENTRADA**” ó “**PRESIÓN DE DESPLAZAMIENTO**”.

6.4. COMPRESIBILIDAD ISOTÉRMICA

La compresibilidad isotérmica para una sustancia esta dada por la siguiente ecuación:

$$C = - \frac{1}{V} \frac{dV}{dP}$$

donde:

C : Compresibilidad isotérmica.

V : Volumen.

P : Presión.

La ecuación describe el cambio en el volumen de una sustancia, durante un cambio en la presión mientras la temperatura es mantenida constante. Las unidades son el recíproco de la presión. Cuando la presión del fluido que está dentro del espacio poroso de la roca se reduce, el volumen de los poros de la roca disminuye mientras el volumen del material sólido (grano de arena) incrementa. Estos cambios de volumen actúan para reducir la porosidad ligeramente (del orden de 0,5% para un cambio de 1000 psi en la presión del fluido en el interior de la roca).

Newman midió valores de compresibilidad isotérmica y porosidad para 79 muestras de areniscas consolidadas bajo presión hidrostática. Obtuvo la correlación siguiente:

$$C_f = \frac{97.32 \times 10^{-6}}{(1 + 55.8721\Phi)^{1.42859}}$$

Esta correlación fue desarrollada para areniscas consolidadas con una porosidad en el rango de $0.02 < \Phi < 0.23$.

La correlación para formaciones de calizas es la siguiente:

$$C_f = \frac{0.853531}{(1 + 2.47664 \times 10^6 \Phi)^{0.9299}}$$

6.5. SATURACIÓN DE FLUÍDOS

Se denomina Saturación a la fracción del volumen que un fluido ocupa en el volumen poroso. El símbolo para la saturación de petróleo es S_o . La saturación es expresada en fracción o porcentaje, pero es usada como fracción en las ecuaciones.

Existen, en general dos formas de medir la saturación original de fluidos: por procesos directos y por procesos indirectos.

El proceso directo, involucra la extracción de los fluidos del reservorio de una muestra de roca de reservorio. Los métodos directos incluye la retorta, destilación con el procedimiento modificado ASTM y centrifugación de fluidos.

La experiencia demuestra que es dificultoso remover la muestra sin alterar el estado de los fluidos y/o roca.

El proceso indirecto, se basa en medidas de otras propiedades, tales como presión capilar. El método indirecto usa medidas de perfiles o presión capilar.

6.6 FACTORES DE VOLUMEN DE FORMACIÓN

Petróleo

El Factor de Volumen de Formación (cuyo símbolo es B_o , ó F.V.F.) a cualquier presión, puede ser definido como el volumen en barriles que un STB ocupa en la formación (reservorio) a temperatura de reservorio, incluyendo el gas en solución que puede retener en solución el crudo a la presión especificada.

El volumen de líquido medido a condiciones estandar (STB) es menor que el volumen del mismo líquido mas su gas disuelto en el reservorio. La principal razón para esto es que el líquido en el reservorio se encuentra hinchado debido al gas en solución.

Debido a que la temperatura y el gas en solución incrementan el volumen del STO, el factor siempre será mayor que 1.

Beggs presentó la correlación de Standing para el F.V.F. en la forma siguiente:

Para $P \leq P_b$

$$B_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175}$$

Para $P > P_b$

$$B_o = B_{ob} \exp(C_o (P_b - P))$$

donde:

$$F : R_{so} (\gamma_g/\gamma_o)^{0.5} + 1.25T$$

$$\gamma_o : \text{Gravedad del petróleo} = 141.5/(131.5 + \rho_{o,API})$$

$$T : \text{Temperatura, } ^\circ\text{F.}$$

$$C_o : \text{Compresibilidad del petróleo.}$$

Agua

McCain desarrollo la siguiente correlación:

$$B_w = (1 + \Delta V_{wt})(1 + \Delta V_{wp})$$

Donde:

$$\Delta V_{wt} = -1.0001 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4}T + 5.50654 \times 10^{-7}T^2$$

$$\Delta V_{wp} = -1.95301 \times 10^{-9}PT - 1.72834 \times 10^{-13}P^2T - 3.58922 \times 10^{-7}P - 2.25341 \times 10^{-10}P^2$$

$$T = \text{Temperatura (} ^\circ\text{F).}$$

$$P = \text{Presión (psia).}$$

Gas

El factor de volumen del gas, relaciona el volumen de gas en el reservorio al volumen en superficie (a condiciones estandar : P_{sc} y T_{sc}). Se expresa generalmente en pies cúbico o barriles de volumen de reservorio por pies cúbicos estandar de gas. Asumiendo un factor de desviación del gas de uno para las condiciones estandar, el volumen de un pie cúbico estandar ($V_{sc} = 1$) a condiciones de presión (P) y temperatura (T) de reservorio es:

$$B_g = \frac{P_{sc} Z T}{T_{sc} P}$$

donde P_{sc} es 14.7 psia y T_{sc} es 60°F,

$$B_g = 0.02829 \frac{Z T}{P} \text{ pc/SCF}$$

$$B_g = 0.00504 \frac{Z T}{P} \text{ bbl/SCF}$$

El factor de Volumen del Gas (símbolo B_g), relaciona el volumen de gas en el reservorio al volumen en superficie.

La densidad del gas en el reservorio puede ser estimada de la ecuación:

$$\rho_g = \frac{28.97 \gamma_g P}{z R T}$$

6.7. VISCOSIDAD DEL FLUÍDO

Petróleo

La viscosidad es una propiedad de resistencia al esfuerzo cortante. Alternativamente, la viscosidad puede ser visualizada como la resistencia interna de un fluido a fluir y por lo tanto depende fuertemente de la densidad y composición. Un líquido pesado (por ejemplo bitúmen) tiene una alta viscosidad.

La viscosidad del petróleo a condiciones de reservorio es comúnmente medida en el laboratorio.

Egbogah presentó una correlación referida como “petróleo muerto”, que significa petróleo que no contiene gas en solución.

$$\text{Log}(\text{log}(U_{od}+1)) = 1.8653 - 0.025086\rho_{o,API} - 0.5644\text{log}(T)$$

Donde:

U_{od} = Viscosidad del petróleo muerto, cp.

T = Temperatura, °F.

Beggs y Robinson desarrollaron una correlación para “petróleo vivo” que es usada en conjunto con la correlación anterior.

P_v P_b

$$U_o = A.U_{od}^B$$

Donde:

$$A = 10.715 (R_{so} + 100)^{-0.515}$$

$$B = 5.44 (R_{so} + 150)^{-0.338}$$

P > P_b (Vasquez y Beggs)

$$U_o = U_{ob}(P/P_b)^m$$

donde:

$$m = 2.6P^{1.187} \exp(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5}P)$$

U_{ob} = Viscosidad del petróleo al pto. de burbuja, cp.

Agua

Mc Cain desarrolló la ecuación siguiente:

$$U_w/U_{wl} = 0.9994 + 4.0295 \times 10^{-5}P + 3.1062 \times 10^{-9}P^2$$

donde:

U_{wl} = AT^B (Viscosidad a P. Atmosférica y T. del reservorio)

$$A = 109.574 - 8.40564S + 0.313314S^2 + 8.72213 \times 10^{-3}S^3$$

$$B = -1.12166 + 2.63951 \times 10^{-2}S - 6.79461 \times 10^{-4}S^2 - 5.47119 \times 10^{-5}S^3 + 1.55586 \times 10^{-6}S^4$$

T = Temperatura, °F.

S = Salinidad, % en peso de sólidos.

U_w = Viscosidad a P y T del reservorio.

6.8 GOR DE SOLUCIÓN

Petróleo

La relación gas/petróleo de solución es definido como el volumen de gas disuelto en un barril de petróleo a condiciones de temperatura y presión de reservorio. Las unidades mas usadas son pie cúbico estandar por barril estandar (SCF/STB).

Un crudo, se dice que esta saturado con gas a cualquier presión y temperatura, si con una ligera reducción en la presión, algo de gas sale de la solución. Inversamente, si no sale gas de la solución el crudo es denominado “bajosaturado” a esta presión. El estado bajosaturado implica que existe una deficiencia de gas presente y que de haber habido una abundancia de gas presente, el crudo hubiera estado saturado a esa presión.

El estado bajosaturado además implica que no existe gas libre en contacto con el crudo (no existe capa de gas).

Beggs presenta la correlación de Standing en la forma siguiente:

$$R_{so} = \gamma_g (P / (18 \times 10^{Y_g}))^{1.204}$$

donde:

$$Y_g = 0.00091T - 0.0125\rho_{o,API}$$

T = Temperatura, °F.

P = Presión.

Agua

Mc Cain desarrolló la correlación siguiente:

$$R_{sw}/R_{swp} = 10^{(-0.0840655 SN)}$$

donde:

$$N = T^{-0.285854}$$

S = Salinidad, % en peso de sólidos.

T = Temperatura, °F.

R_{swp} = Gas en solución para el agua pura.

$$R_{swp} = A + BP + CP^2$$

donde:

$$A = 8.15839 - 6.12265 \times 10^{-2}T + 1.91663 \times 10^{-4}T^2 - 2.1654 \times 10^{-7}T^3$$

$$B = 1.01021 \times 10^{-2} - 7.44241 \times 10^{-5}T + 3.05553 \times 10^{-7}T^2 - 2.94883 \times 10^{-10}T^3$$

$$C = -10^{-7}(9.02505 - 0.130237T + 8.53425 \times 10^{-4}T^2 - 2.34122 \times 10^{-6}T^3 + 2.37049 \times 10^{-9}T^4)$$

Estas propiedades son generalmente obtenidas a partir de estudios de muestras de los fluidos del reservorio. Estos estudios forman parte de un trabajo regular de PVT hecho sobre una muestra.

7. METODO DE BALANCE DE MATERIALES:

7.1. BALANCE DE MATERIALES DE YACIMIENTOS VOLUMETRICOS DE PETROLEO SUBSATURADO

En la Ingeniería de Yacimientos, convencionalmente se asume lo siguiente:

- i) El yacimiento se representa mediante un gran tanque.
- ii) El yacimiento posee propiedades homogéneas.
- iii) El yacimiento está adecuadamente descrito por los valores promedios de sus propiedades.
- iv) Los límites del yacimiento son impermeables al flujo.

Sin tomar en cuenta el cambio en porosidad de las rocas con el cambio de presión interna del fluido, lo que se estudiará más adelante, los yacimientos con una intrusión de agua insignificante o no existente, se consideran de volumen constante y se denominan yacimiento volumétricos. Si el petróleo encontrado inicialmente en el yacimiento está subsaturado, entonces el yacimiento inicialmente contiene agua innata y petróleo, con sus respectivas cantidades de gas disuelto. La solubilidad del gas en aguas encontradas en yacimientos es por lo general muy baja y se despreciará en la presente discusión. De la misma manera, como la producción de agua en yacimientos volumétricos es muy poca o insignificante, tampoco se tendrá en cuenta. En estas condiciones, de la presión inicial del yacimiento a la presión del punto de burbuja, el volumen del yacimiento ocupado por petróleo no cambia y se produce petróleo debido a la expansión líquida. Si se iguala el volumen inicial al volumen final, se tiene :

$$NB_{O_i} = (N - N_P)B_O$$

$$N = \frac{B_O N_P}{B_O - B_{O_i}}$$

Y la recuperación fraccional, "r" es:

$$r = \frac{N_P}{N}$$

Por debajo del punto de burbuja el petróleo insitu(N) se calcula de la siguiente manera:

$$N = \frac{N_p \left[\beta_o + \beta_g (R_p - R_s) \right]}{\beta_o - \beta_{oi} + \beta_g (R_{si} - R_s)}$$

7.2. BALANCE DE MATERIALES DE YACIMIENTOS VOLUMETRICOS DE PETROLEO SATURADO

La ecuación general de balance de materiales, comúnmente denominada ecuación de Schilthuis, consiste simplemente en un balance volumétrico. Se basa en que el volumen del yacimiento (de acuerdo con sus límites iniciales) es constante y por lo tanto la suma algebraica de los cambios volumétricos de las cantidades de petróleo, gas libre y agua en el yacimiento debe ser igual a cero.

Básicamente, es una expresión de la conservación de la materia y un método de tomar en cuenta los volúmenes y cantidades de fluido inicialmente presentes, producidos, inyectados y remanentes en el yacimiento, en cualquier etapa de agotamiento. **SCHILTHUIS**, en base a datos básicos del yacimiento (tales como: Presión inicial del yacimiento, Presión promedio del yacimiento, producción de petróleo, gas y agua si hubiera, Factores volumétricos de petróleo y del gas y razones gas disuelto-petróleo(PVT), cantidad de intrusión de agua) propuso la siguiente ecuación:

$$N = \frac{N_p \left[\beta_t + (R_p - R_{si}) \beta_g \right] - (W_e - \beta_w W_p)}{\beta_t - \beta_{ti} + \frac{m \beta_{ti}}{\beta_{gi}} (\beta_g - \beta_{gi})}$$

Donde:

N_p = Producción de Petróleo acumulado(STB)

N = Petróleo insitu original (bbl).

m = $\frac{\text{Volumen inicial de gas libre en el yacimiento}}{\text{Volumen inicial de petróleo en el yacimiento}}$

β_t = Factor Volumétrico total.

β_g = Factor Volumétrico del gas.

β_w = Factor Volumétrico del agua.

R_p = Razón gas-petróleo acumulado.

R_s = Razón gas disuelto-petróleo.

W_e = Intrusión de agua.

W_p = Producción acumulada de agua.

Esta ecuación de balance de materiales se ha empleado durante mucho tiempo para:

- Determinar el petróleo inicial en el yacimiento (N).
- Calcular la intrusión de agua (W_e)
- Pronosticar la presión de yacimiento.

8.- OPERACIONES Y CÁLCULOS:

8.1. CALCULO CON EL SIMULADOR:

- ♠ Se usó el simulador Boast 98; y se tomo como ejemplo: EXAMP52A.SIM que se encuentra en el Directorio: C:\unzipped\boast98.
- ♠ Se ejecutó la corrida, y abrimos al archivo que tenga extensión out y se obtuvo los siguientes resultados :

Petróleo Insitu(N) (MMSTB)	:	8.812092 7800
Agua insitu (MMSTB)	:	1.9928652000
Solución de Gas Insitu (BSCF)	:	11.1910601000
Capa de Gas Libre (BSCF)	:	0.0000000000
Tiempo (Días)	:	1200
Presión del Reservorio(psi)	:	5384
Presión de Burbuja (psi)	:	4014.7

8.2. CALCULO MANUAL.

- ♠ El ejemplo simulado es un Reservorio subsaturado, para los cuales se usarán las siguientes fórmulas:
 - Cuándo la presión está por debajo de la presión de burbuja, el Petrónimo insitu(N) puede ser calculado:

$$N = \frac{N_p \left[\beta_o + \beta_g (R_p - R_s) \right]}{\beta_o - \beta_{oi} + \beta_g (R_{si} - R_s)}$$

- Cuándo la presión está por encima de la presión de burbuja. el Petrónimo insitu (N) puede ser calculado:

$$N = \frac{N_p \beta_o}{\beta_o - \beta_{oi}}$$

- ♠ Al abrir el archivo que tenga extensión WELL se obtuvo la siguiente data:
 - Tiempo(días) que dura la simulación.
 - Caudal de producción de petróleo(Q_o (STB/D))
 - Caudal de producción de gas(Q_g (MSCF/D))
 - Caudal de producción de agua(Q_w (STB/D))
 - Producción de petróleo acumulado(N_p (STB))

- Producción de gas acumulado(G_p (MSCF))
 - Producción de agua acumulado(W_p (STB))
 - Presión fluyente de fondo (P_{wf})
 - Saturación de petróleo (S_o)
 - Saturación de gas (S_g)
 - Saturación de agua (S_w)
- ♣ Al abrir el archivo que tenga extensión OUT se obtuvo la siguiente data:
- Presión de burbuja (P_b)
 - Presión de Reservorio (P_r)
 - Factor de volumen de formación del petróleo (β_o)
 - Factor de volumen de formación del gas (β_g)
 - Factor de volumen de formación del agua (β_w)
 - Razón gas disuelto-petróleo (R_s)
 - Petróleo insitu (N)

♣ **CALCULO DEL β_o Y β_{oi}**

- Se grafica β_o VS. Presión; luego para cada presión se calcula su respectivo valor del β_o (ver tabla N° I).

PRESIÓN(PSI)	Bo(BBL/STB)
5384	1,6632*
4457	1,7530
4284	1,7310
4024	1,6960
3769	1,6630

TABLA N° I

(*):Este valor es el β_{oi} por que está a la presión del reservorio(5384psi); ver figura N° 7

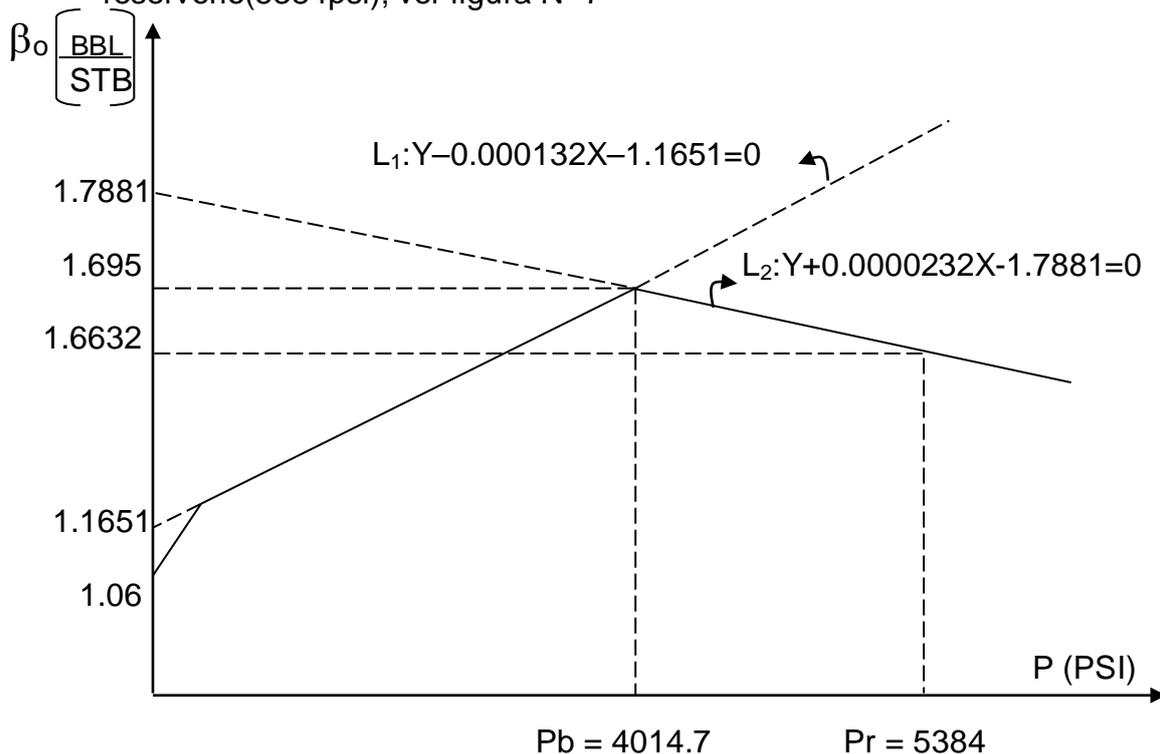


FIGURA N° 7

▲ CALCULO DEL β_g Y β_{gi}

- Se grafica β_g VS. Presión; luego para cada presión se calcula su respectivo valor del β_g (ver tabla N° II).

PRESIÓN(PSI)	Bg(BBL/SCF)
5384	0.00064*
4457	0.00071
4284	0.00075
4024	0.00078
3769	0.00082

TABLA N° II

(*):Este valor es el β_{gi} por que está a la presión del reservorio(5384psi); ver figura N° 8

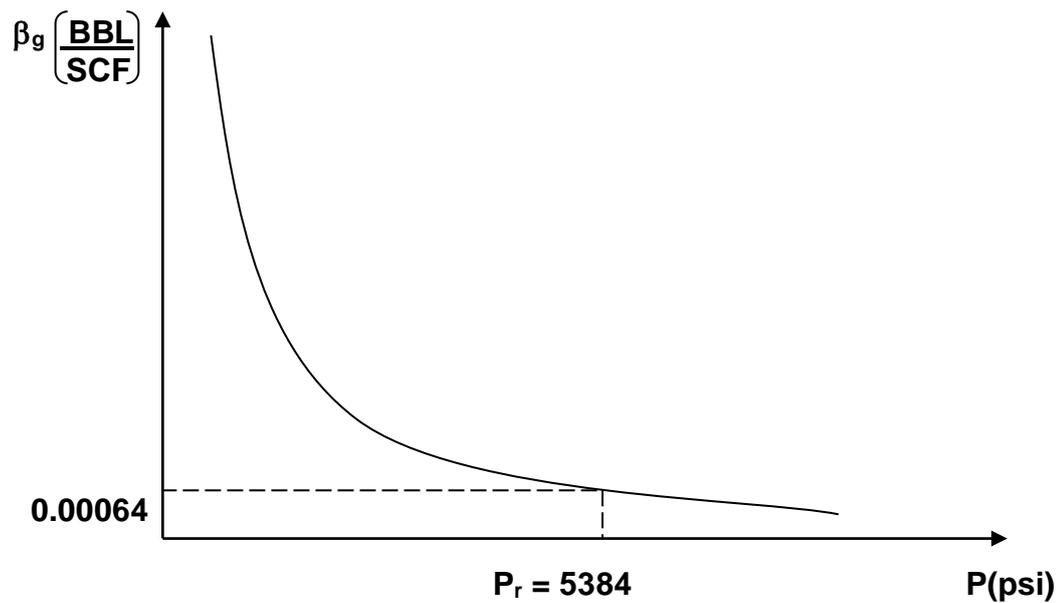


FIGURA N° 8

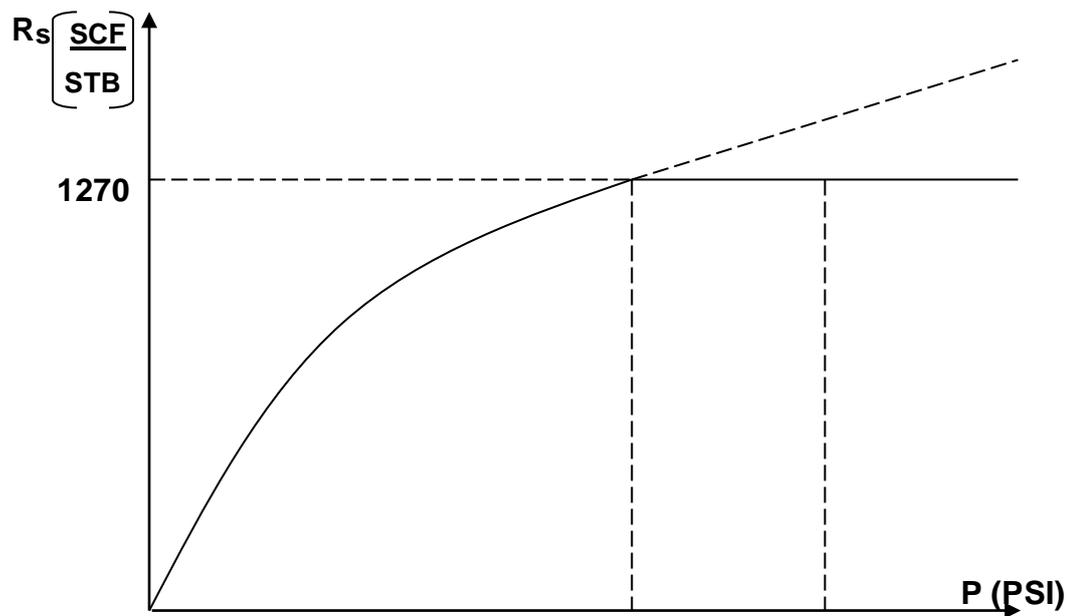
♠ **CALCULO DEL R_s Y R_{si}**

- Se grafica R_s VS. Presión; luego para cada presión se calcula su valor respectivo de R_s . (ver tabla N° III)

PRESIÓN(Psi)	R_s (SCF/STB)
5384	1270*
4457	1270
4284	1270
4024	1270
3769	1186

TABLA N° III

(*):Este valor es el R_{si} por que está a la presión del reservorio(5384psi); ver figura N° 9



Pb = 4014.7 Pr = 5384
FIGURA N° 9

♠ CALCULO DEL R_p

- El R_p se obtiene mediante la razón de producción de gas acumulado(G_p) y producción de petróleo acumulado(N_p), ver tabla N° IV., Los valores obtenidos de R_p a una determinada presión es:

PRESIÓN(PSI)	N_p (STB)	G_p (MSCF)	R_p (SCF/STB)
4457	322400	484300	1500
4284	512600	1086000	2120
4024	671700	1748000	2600
3769	807500	2413000	2988

TABLA N° IV

♠ CALCULO DEL PETROLEO INSITU(N)

- Se calcula el petróleo insitu para cada presión y tiempo(ver tabla N° V); hemos considerado cuatro(4) tiempos y los valores obtenidos son:

T(dias)	P(psi)	N_p (mstb)	G_p (mmscf)	R_p (scf/stb)	B_o (bbl/stb)	R_s (scf/stb)	B_g (bbl/scf)	N(mmstb)
300	4457	322.4	484.3	1500	1.753	1270	0.00071	3.917896*
600	4284	512.6	1086	2120	1.731	1270	0.00075	4.855991*
900	4024	671.7	1748	2600	1.696	1270	0.00078	8.226634*
1200	3769	807.5	2413	2988	1.663	1186	0.00082	6.209943**

TABLA N° V

(*) : Para el calculo del Petróleo insitu se usó la siguiente fórmula:

$$N = \frac{N_p \beta_o}{\beta_o - \beta_{oi}}$$

(**) : Para el cálculo del petróleo insitu se utilizó la siguiente fórmula:

$$N = \frac{N_p \left[\beta_o + \beta_g (R_p - R_s) \right]}{\beta_o - \beta_{oi} + \beta_g (R_{si} - R_s)}$$

9.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

♣ Al realizar el cálculo manual por balance de materiales en comparación con el valor obtenido por el simulador; se observó que el valor del petróleo insitu(N) es más cercano a la presión de 4024 psi. y tiempo de 900 días, que representa el 93.4% del resultado obtenido por el simulador.

$N_{\text{simulador}} = 8'812,093 \text{ STB.}$

$N_{\text{manual}} = 8'226,634 \text{ STB.}$

♣ Se ha tomado cuatro(4) intervalos de tiempo, y al compararlo con un tiempo igual a 1200 días, el cálculo manual de balance de materiales del petróleo insitu(N) es de 6'209,943 STB, que es el 70.5% del valor obtenido por el simulador.

♣ A continuación se realiza un cuadro en donde podemos visualizar el cálculo manual, el resultado del simulador, y porcentajes para un determinado tiempo y presión (ver tabla N° VI):

TIEMPO(DIAS)	PRESION(Psi)	Nmanual(STB)	Nsimulador(STB)	PORCENTAJE(%)
300	4457	3917896	8812093	44.5
600	4284	4855991	8812093	55.1
900	4024	8226634	8812093	93.4
1200	3769	6209943	8812093	70.5

TABLA N° VI

♣ El Simulador calcula en forma rápida y exacta, en cambio el método manual lo calcula aproximadamente y en forma mas lenta.

♣ Es conveniente utilizar la información actual como parámetros de control de calidad de los resultados de la simulación numérica.

♣ Al realizar la Simulación como herramienta rápida de Balance de Materiales se obtiene un mayor grado de aproximación en el cálculo del caudal del petróleo, agua y gas.

♣ Al ejecutar un Estudio de Simulación en un Yacimiento nos permite:

* Identificar el mecanismo que gobiernan el flujo de fluidos en el reservorio, permitiéndonos optimizar la producción de los pozos.

* Evaluar el factor de recuperación actual y predecir adecuadamente el comportamiento productivo futuro.

* Evaluar diferentes alternativas de desarrollo presente, futuro, minimizándolos riesgos técnicos (Reservas, energía, producción, saturación de fluidos, etc.)

♣ Planificar métodos de recuperación mejorada, tales como inyección de gas y/o agua.

- ♠ En áreas pocos explotadas o exploradas es conveniente construir modelos de simulación de reservorios desde el inicio de la vida productiva para la mejor explotación de los mismo.
- ♠ La finalidad de utilizar adecuadamente la herramienta de simulación de reservorios, es conveniente realizar lo siguiente:
 - * Obtener información geológica de los pozos nuevos perforados y de los pozos antiguos en un mismo formato para ser utilizado en el modelo geológico a detalle.
 - * Obtener información de propiedades de los fluidos a condiciones de superficie, que permitan utilizar las correlaciones y ser llevadas a condiciones de reservorio.

10.- REFERENCIAS

- ♠ “Simulación De Reservorios” Ing. Lucio F. Carrillo B. 1994 Universidad Nacional de Ingeniería.
- ♠ “Simulación de Reservorios en el Noroeste Peruano con Simulador Black Oil (PC-BOAST) en Formación Pariñas Inferior Yacimiento Batanes-Lote IX” Tesis Ing. Luis Alberto Colan García 1996.
- ♠ “Estudio de Simulación de Reservorios con mecanismo de Impulsión por Agua, Reservoirio Cético Area sur-Yacimiento Pavayacu” Tesis Ing. Jesús Teófilo Duran Corrales 1995.
- ♠ “Simulación Numérica de un Proyecto de Inyección de Agua Aplicado a un Yacimiento del Noroeste del Perú” Tesis Ing. Manuel Napoleón Loli Díaz 1993.
- ♠ “Aplicación de Simulación Para el Estudio de Yacimientos Petrolíferos” Tesis Ing. Julio Walter Poquioma Shaffer 1977.
- ♠ “Estudio de Simulación de Reservoirio de una Sección Transversal del Reservoirio Cético-Yacimiento Corrientes” Tesis Ing. Julio Prado Bautista 1995.
- ♠ “Aplicación de Simulación de Reservorios Pronosticar el Comportamiento Productivo de un Pozo Horizontal en el Yacimiento Yanayacu-Fm. Vivian” Tesis Ing. Alfredo Vallejos Carrasco 1993.
- ♠ “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos” B.C. Craft y M. F. Hawkins.

DECLARACION DE VARIABLES

ρ	: densidad.
$V_{x,y,z}$: velocidad de flujo de fluido (en dirección x,y ó z).
$\phi_{o,g,w}$: potencial de flujo (petróleo, gas ó agua).
$S_{o,g,w}$: saturación de fluido (petróleo, gas o agua).
P	: presión.
P_i	: presión inicial.
V	: volumen.
V_i	: volumen inicial.
C	: factor de compresibilidad.
$B_{o,g,w}$: factor de volumen de formación (petróleo, gas ó agua).
B_{oi}	: factor de volumen de formación de petróleo inicial.
\bar{V}	: gradiente de fluido (petróleo, gas ó agua).
λ	: movilidad.
R_s	: relación de fluidos (gas/petróleo ó gas/agua).
$Q_{o,g,w}$: rate de flujo (petróleo, gas ó agua).
t	: tiempo.