

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“ ESTUDIO DE SIMULACION USANDO
MICROCOMPUTADORA PARA INYECCION
DE GAS EN YACIMIENTO BATANES ”**

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

EDILBERTO SANTAMARIA BALDERA

LUCIO F. CARRILLO BARANDIARAN

Lima ✧ Perú ✧ 1989

ESTUDIO DE SIMULACION USANDO MICROCOMPUTADORA PARA INYECCION DE GAS EN YACIMIENTO BATANES

SUMARIO

INTRODUCCION

DISCUSION

1.- UBICACION

2.- BREVE HISTORIA DEL YACIMIENTO BATANES

3.- CONCEPTOS EN MODELAJE DE RESERVORIOS Y SU APLICACION AL
DESARROLLO DE UN YACIMIENTO

3.1.-Modelos

3.2.-Ecuaciones que usa el simulador

3.2.1.- Métodos Implícitos y Explícitos

3.2.2.- Métodos Matriciales

3.2.3.- Grado de implícidad

3.3.-Técnicas de solución

3.3.1.- Métodos Directos

3.3.2.- Métodos Iterativos

3.4.-Clasificación de los simuladores

3.5.-Aplicación de los Simuladores

3.6.-Descripción del Reservorio en el Modelaje

3.6.1.- Integración de Datos Geológicos y
de Ingeniería

3.6.2.- Geometría del Reservorio y Continuidad

3.6.3.- Incertidumbre en la Descripción del
Modelo de Reservorio

3.7.-Secuencia del Desarrollo de un Yacimiento y Aplicación
de Modelos Numéricos.

3.8.-Ajuste de Historia

4.- CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DEL RESERVORIO

- 4.1 Estratigrafía
- 4.2 Análisis y Continuidad de los Cuerpos Arenosos
- 4.3 Calidad del Reservorio
- 4.4 Distribución de Fluidos

5.- CARACTERISTICAS DEL SISTEMA FLUIDO-ROCA RESERVORIO

- 5.1 Análisis de núcleos
- 5.2 Permeabilidad Relativa
- 5.3 Propiedades de los Fluidos

6.- DESCRIPCION DEL PROYECTO DE INYECCION DE GAS

- 6.1 Determinación del Area
- 6.2 Descripción del Modelo
- 6.3 Petróleo In-Situ
- 6.4 Recuperación por Depletación Natural
- 6.5 Recuperación Por Inyección de Gas
- 6.6 Localización y Capacidad del Pozo Inyector
- 6.7 Eficiencia de Barrido
- 6.8 Percolación de Gas
- 6.9 Cálculos Basados en Teoría Desplazamiento Frontal y Balance de Materiales
- 6.10 - Completación Pozo Inyector
- 6.11 Pronósticos Producción-Inyección
- 6.12 - Fuente más Factible para Obtener Gas

7.- EVALUACION ECONOMICA

7.1 Anàlisis Económico

7.2 Anàlisis de Sensibilidad

8.- CONCLUSIONES

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

TERMINOS MAS COMUNES USADOS EN SIMULACION DE RESERVORIOS

TABLAS

GRAFICOS

SUMARIO

El presente trabajo, denominado "Estudio de Simulación usando Microcomputadora para Inyección de Gas en el Yacimiento Batanes", se ha efectuado con la finalidad de evaluar la factibilidad de inyectar gas (Mantenimiento de Presión) en el reservorio Pariñas Inferior del Yacimiento Batanes, ubicado en la Cuenca Talara, Departamento de Piura.

Este trabajo se ha desarrollado tomando en cuenta la información básica de Geología, consistente en Mapas Estructurales, Mapas de Arena Neta Petrolífera, Secciones Estructurales y Secciones Estratigráficas. Así mismo, correlaciones PVT, interpretación de pruebas de presión de fondo, interpretación de perfiles eléctricos, análisis de núcleos y análisis del comportamiento histórico de la producción y presión de los pozos. Cabe mencionar que una herramienta importante utilizada en éste trabajo, ha sido la Simulación Numérica.

La información mencionada anteriormente nos ha permitido calcular los volúmenes de petróleo original insitu, reservas desarrolladas, volumen de gas a inyectarse y reservas a incrementar debido al efecto de la inyección de gas.

Para la ejecución del estudio de Simulación Numérica, se construyó un modelo bifásico-bidimensional (2-D) para simular el reservorio Pariñas Inferior. El ajuste de historia obtenido se considera razonable a pesar que no se contó con presiones capilares obtenidas en núcleos ni tampoco con información

confiable de medidas de producción de GOR.

Se efectuaron predicciones del comportamiento productivo considerando Inyección de Gas, bajo 5 esquemas de explotación diferentes:

Caso	Régimen Inyección (MPCD)	Presión de Inyección _____ (psi) _____
I	100-220	505-929
II	150-400	590-957
III	200-450	575-998
IV	150-400	600-957
V	200-450	613-998

En todos los casos, las evaluaciones económicas mostraron ser rentables.

Referente a la Teoría del Simulador Numérico, se presenta los conceptos básicos de Simulación, las ecuaciones que intervienen en la formulación del modelo matemático, métodos de solución de éstas ecuaciones, tipos de simuladores y la secuencia a seguir en la ejecución de un estudio de Simulación de Reservorios.

INTRODUCCION

Como consecuencia de la disminución de las reservas de petróleo, debido fundamentalmente a la no reposición de éstas, la escasa o nula inversión en exploración por petróleo, es que se han efectuado diferentes estudios tendentes a incrementar el volumen de reservas, uno de estos estudios, es la inyección de gas a los reservorios (mantenimiento de presión).

Se han analizado los yacimientos con mayores perspectivas para inyectar gas, habiéndose detectado que los yacimientos Carrizo, Batanes y Leones, en los reservorios Hélico, Pariñas Inferior y Mogollón, respectivamente, son las áreas con mejores perspectivas para reiniciar las actividades de inyección de gas; ya que con la puesta en operación de las Plantas Industriales en Talara (año 1975), se incrementaron las necesidades de gas, teniéndose que suspender los proyectos de mantenimiento de presión.

El Area materia del presente trabajo es el Yacimiento Batanes, reservorio Pariñas Inferior, el cual se encuentra ubicado en la Cuenca Talara (La Brea y Pariñas, entre las millas cuadradas N8-N9 (al norte) y E10-E12 (al oeste) está limitado por los Yacimientos Cuesta, Leones y Bodega (Gráfico N 1)

Para tal fin, se ha efectuado el estudio de factibilidad de mantenimiento de presión por Inyección de Gas en el reservorio Pariñas Inferior del Yacimiento Batanes. Para ello se ha tomado como base la información geológica disponible y el uso de

herramientas modernas (Simuladores) para el estimado de volúmenes de inyección y reservas.

La finalidad del presente trabajo tiene los objetivos siguientes:

Evaluar el comportamiento primario del área materia de la evaluación y determinar su recuperación final.

- (.) Determinar la conveniencia de iniciar la inyección de gas (mantenimiento de presión) con la finalidad de incrementar el régimen de producción y mejorar la recuperación final, para lograr un máximo valor presente en lo referente al aspecto económico.
- (.) Predecir el comportamiento productivo del área materia del estudio.

DISCUSION

1.- UBICACION

El Yacimiento Batanes se encuentra ubicado en la Cuenca Talara (La Brea y Pariñas), entre las millas cuadradas N8-N9 (al norte) y E10-E12 (al oeste). Está limitado por los Yacimientos Cuesta, Leones y Bodega.

El área materia del presente trabajo se encuentra ubicada en la parte Nor-Este del yacimiento Batanes, aproximadamente a 11 Km. de la ciudad de Talara (Gráfico 1).

2.- BREVE HISTORIA DEL YACIMIENTO BATANES

El yacimiento Batanes cubre una extensión aproximada de 660 acres y fue descubierto en 1942, con la perforación (a cable) del pozo 3310, el cual alcanzó la profundidad de 3483 pies y fue completado en los reservorios Pariñas Inferior y Areniscas Talara, con una producción de 146 BOPD (con unidad de bombeo mecánico).

El desarrollo inicial del yacimiento se efectuó entre los años 1944 a 1948, período en el cual se perforaron pozos. Posteriormente se reinició la perforación a partir del año 1984. A la fecha (Junio 1988) se han perforado 48 pozos, de los cuales, 38 pozos son productores (de éstos, 21 pozos se encuentran

activos).

Respecto a la historia de producción del yacimiento, podemos decir que en el período 1944-1946 la producción alcanza un nivel de 465 BOPD con 12 pozos.

En el año 1954 como resultado de los trabajos de estimulación (campaña realizada hasta el año 1957), se incrementa la producción hasta un máximo de 315 BOPD, (con 13 pozos). A partir del año 1984 se reinicia la campaña de perforación, lo cual permite alcanzar una producción máxima del orden de 491 BOPD (con 21 pozos). El Gráfico 2 muestra la historia productiva del yacimiento.

Con relación a la historia de presiones, existe un grado de depletación variable, considerando que la presión inicial del yacimiento estaba en el orden de 840 psi (a -2000 pies); a la fecha, en el bloque denominado "A", situado en la zona Noroeste tiene una presión del orden de 330 psi, incrementándose hasta más de 400 psi en la zona Noreste, razón por la cual se puede considerar riesgoso un proyecto piloto de inyección de fluidos en este bloque.

En la zona Noreste se tiene un bloque en el cual recién se está efectuando su desarrollo, por lo que la presión del mismo está muy cercano a su valor original (Tabla 1), lo cual hace atractivo un proyecto de inyección de fluidos.

De acuerdo con la historia de producción (volumen de gas producido y declinación de producción en pozos de zona Noroeste), se ha determinado que la presión de punto de burbuja para el crudo del reservorio Fariñas Inferior es del orden de 650 psi. De acuerdo con esto, se puede concluir que en la zona Noroeste (bloque denominado "A"), la etapa de producción inicial (para presiones del reservorio entre 840 y 650 psi), ha sido como consecuencia de la expansión de fluidos, mientras que la etapa de producción para presiones menores de 650 psi, ha sido debido a la impulsión del gas en solución.

3.-CONCEPTOS EN MODELAJE DE RESERVORIOS Y SU APLICACION AL DESARROLLO DE UN YACIMIENTO

3.1.- MODELOS

Para nuestro propósito, se define como modelo a cualquier recurso a través del cual se puede obtener una predicción del comportamiento y/o descripción del reservorio. También se puede considerar como modelo a una entidad que permite el estudio de un fenómeno bajo condiciones apropiadas, lo que a menudo ocurre en la práctica. En éste sentido, el modelo puede ser físico, conceptual o matemático.

El Modelo Físico, es donde uno intenta reproducir el fenómeno deseado tal como empaques de arena, núcleos convencionales y núcleos de pared, modelos Hele Shaw y ~~micro-~~

delos. El objetivo de usar este tipo de modelo es para definir el comportamiento físico, patrones de flujo, saturaciones residuales y otros parámetros que pueden definir condiciones límites y tal vez permitir ajustes a las condiciones del reservorio

El Modelo Conceptual, proporciona una base para investigar procesos físicos y son usados para servir de guía hacia un estimado cuantitativo. El principal tipo de modelo conceptual involucrado en modelaje de reservorios es el relacionado a modelos geológicos. La historia diagenética y deposicional de los sedimentos debe responder a observaciones actuales de distribución de propiedades petrofísicas y de facies. Desde el punto de vista de pronósticos un modelo conceptual geológico debe usarse para conseguir los valores atribuidos a propiedades del reservorio a partir de un control directo del pozo.

El Modelo Matemático, es aquel que toma el concepto físico y lo expresa matemáticamente, por técnicas matemáticas apropiadas. Este modelo está diseñado para describir reservorios volumétricos y comportamiento del flujo, usando la relación de Darcy y conservación de la masa junto con parámetros de relaciones empíricas. Los modelos matemáticos pueden ser modelos de flujo simples (modelos tanque, lineal ó radiales con desplazamiento unidimensional) ó complejos (multi en-sional, multifásico, multicomponente). Dependiendo de la definición del problema y la disponibilidad de los datos, la

elección del modelo depende del ingeniero de petróleo.

Los modelos anteriores han jugado un rol importante en la industria del Petróleo. Por ejemplo, las leyes que gobiernan el flujo de fluidos en el medio poroso fueron descubiertos y delineados empleando modelos físicos; la ley de Darcy, el concepto de permeabilidad relativa, presión capilar y correlaciones de viscosidad y densidad, han tenido sus orígenes en experimentos con modelos físicos. Ellos han sido y son indispensables en la práctica de la Ingeniería de Reservorios, sin embargo tienen sus limitaciones, la cual reside en lo impráctico de modelar rigurosamente sistemas a gran escala, tales como un reservorio de petróleo.

El deseo de tratar adecuadamente un reservorio entero con algún grado de precisión ha dado origen a la tecnología conocida como Simulación de Reservorios. Lo anterior no quiere decir que la técnica de simulación de reservorios se encuentre limitada a situaciones globales, sino que también es usada para estudiar fenómenos locales alrededor del pozo y han demostrado ser superiores en éste aspecto, a los modelos físicos.

Los estudios de simulación de reservorios, mediante modelos numéricos considera al medio poroso como un conjunto de bloques individuales interconectados, cada uno de los cuales posee su propio juego de propiedades petrofísicas 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.

La construcción de un buen simulador numérico requiere considerable grado de sofisticación y el conocimiento de varias áreas de especialización. Entre éstas tenemos:

Principios de Ingeniería de Reservorios
 Teoría de las Ecuaciones Diferenciales Parciales
 Técnicas de Diferencias Finitas
 Métodos Matriciales de Cálculo
 Programación por Computadora

3.2 ECUACIONES QUE USA EL SIMULADOR

Para ilustrar el principio involucrado en las ecuaciones de flujo usados por el simulador, nos referiremos exclusivamente a modelos de "Petróleo Negro" (black-oil), debido a que se tratará de mantener una imagen de simplicidad, además de que muchos de los principios aplicados a simulación de "Petróleo Negro" pueden ser llevados a cabo para modelar procesos más complejos. Finalmente, el propósito no es explicar cómo está construido un simulador, sino como trabaja, ^{es decir,} ^{como} ^{está} ^{construido} ^{un} ^{simulador}, ^{sino} ^{como} ^{trabaja}.

de tal forma que pueda ser usado eficientemente.

Consideremos un reservorio visto de planta, ahora superponemos sobre éste mapa el menor rectángulo que incluya el reservorio, y se subdivide éste rectángulo en pequeños bloques ("grid blocks") de dimensión arbitraria tal como se muestra en el Gráfico 3. Los límites del reservorio son aproximados por la exclusión de algunos bloques o celdas y la inclusión de otros (línea a color en el Gráfico 3). Los bloques interiores son llamados "activos", y los exteriores "inactivos". No es permitido el flujo a través de los límites entre las celdas activas e inactivas, la línea a color muestra el límite de no flujo. Los simuladores de reservorios llevan a cabo cálculos solo dentro de las celdas activas para minimizar los requerimientos de memoria y tiempo de computador.

Para llevar a cabo los cálculos, se emplean subíndices para referirse a cada celda. Por ejemplo, para un sistema 1-D, se numera las celdas de izquierda a derecha como 1, 2, ..., $i-1$, i , $i+1$, ..., IMAX para un total de IMAX celdas. Para un sistema 2-D, cada bloque lleva dos subíndices y en un sistema 3-D, tres subíndices. Por ejemplo, si identificamos la dirección de las coordenadas cartesianas, entonces un sistema 2-D y 3-D tendrá subíndices tal como se muestra el Gráfico 4. Observe que la numeración está en la dirección de las flechas indicadas en el sistema de coordenadas.

1982 03 11
141

Si cada bloque representa un punto P, en el reservorio R; y, aplicando la ecuación de continuidad para flujo multifásico para cada punto, tendremos :

$$\nabla \cdot m_L \pm \tilde{q}_L = - d(m_L) / dt$$

donde:

\tilde{q}_L } negativo para una fuente (productor
 positivo para un sumidero (inyector

m_L = masa del componente por unidad de volumen del medio

q_L = masa por unidad de volumen por unidad de tiempo

m_L = flujo de masa por unidad de área por unidad de tiempo

$\nabla \cdot m_L$ ó $\text{div } \tilde{m}_L$ es el regimen de salida de masa por unidad de volumen

Para el componente aceite en la fase aceite

$$\dot{m}_0 = \bar{\rho}_0 V_0 = \rho_{0\text{STC}} V_0 / B_0$$

$$m_0 = \rho_0 \phi S_0 = \rho_{0\text{STC}} \phi S_0 / B_0$$

$$\nabla \cdot [V_0 / B_0] \pm \tilde{q}_0 / \rho_{0\text{STC}} = - \partial / \partial t [\phi S_0 / B_0]$$

$$\nabla \cdot [V_0 / B_0] \pm Q_0 = - \partial / \partial t [\phi S_0 / B_0]$$

estas ecuaciones tiene las unidades de:

(STC volumen/RC volumen) 1/ tiempo)

Para el componente agua en la fase agua

$$\nabla \cdot [V_w / B_w] \pm Q_w = - \partial / \partial t [\phi S_w / B_w]$$

Para el componente gas

El componente gas existe en la fase gas y en solución en la fase aceite.

$$\begin{aligned} m_g &= \bar{\rho}_g V_g + \bar{\rho}_{dg} V_o \quad ; \quad \bar{\rho}_{dg} = R_s \rho_{gSTC} / B_o \\ m_g &= \phi [S_g \bar{\rho}_g + \bar{\rho}_{dg} S_o] \\ \dot{m}_g &= \bar{q}_{fg} + \bar{q}_o R_s (\rho_g / \rho_o)_{STC} = \bar{q}_{fg} + Q_o R_s \rho_{gSTC} \\ \nabla \cdot [V_g / B_g + R_s V_o / B_o] \pm Q_g \pm Q_o R_s &= \\ &= - \partial / \partial t [\phi (S_g / B_g + R_s S_o / B_o)] \end{aligned}$$

ahora, haciendo:

$$V_L = -(K K_{rL} / \mu_L) \nabla \Phi_L$$

Quedando en forma general:

para diferencias espaciales tenemos,

$$\nabla \cdot K_L \nabla \Phi_L \pm Q_L + W(\nabla \cdot K_o R_s \nabla \Phi_o \pm Q_o R_s) =$$

para diferencias en el tiempo,

$$= + \frac{\partial}{\partial t} \{ \phi (S_L / B_L + W S_o R_s / B_o) \} \quad \text{Ec. 1}$$

donde,

$$K_L = K K_{rL} / \mu_L B_L$$

$$L = o, w, g$$

y

$$W = \begin{cases} 1 & \text{cuando } L = g, \\ 0 & \text{cuando } L = w, o \end{cases}$$

Tenemos tambien las relaciones auxiliares,

$$P_{cno} = P_o - P_w \quad \text{Ec. 2}$$

$$P_{cgo} = P_g - P_o \quad \text{Ec. 3}$$

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad \text{Ec. 4}$$

Dadas las tres ecuaciones de flujo representadas por Ec. 1 y las relaciones anteriores, tenemos un sistema determinado para resolver las seis variables desconocidas, P_o , P_w , P_g , S_o , S_w , S_g para cada bloque y en cada tiempo. La dificultad encontrada en la solución es que los coeficientes que se encuentran en el lado izquierdo de la Ec. 1, especialmente el término K_L , son dependientes de la respuesta que se obtenga (el sistema representado por Ec. 1, es no-lineal). En efecto, la no linealidad es suficientemente severa para evitar la solución del problema en la forma actual. Entonces se recurre al método de diferencias finitas con una apropiada linealización para conseguir una solución razonable.

Esencialmente, esto significa reemplazar la ecuación diferencial obtenida de la Ec. 1, con equivalencias algebraicas que son aproximaciones a las ecuaciones originales. Esto conduce a grandes sistemas de ecuaciones algebraicas lineales (problemas de matrices, que deben ser resueltas repetitivamente para avanzar con la solución en el tiempo).

Se puede ir de la Ec. 1 a su forma equivalente de diferencias finitas usando la Serie de Taylor. La ventaja de éste concepto es que es fácil fijar el grado de error involucrado en la aproximación (error de truncación). Sin embargo es más complicado y para nuestro propósito no elegiremos éste método. Actualmente cada equivalencia algebraica sobre una celda es una expresión de régimen de un balance de materiales para la celda, por lo que atacaremos las ecuaciones de diferencias finitas desde éste punto de vista.

Para un bloque de dimensiones Δx_i , Δy_j , Δz_k siendo el flujo en la dirección x, tenemos:

$\Phi_{L, i-1} > \Phi_{L, i} > \Phi_{L, i+1}$, lo cual indica que el flujo es de izquierda a derecha.

El régimen de influjo de la fase L es: $(q_L)_{i-1/2}$

El régimen de eflujo de la fase L es: $(q_L)_{i+1/2}$

$i \pm \frac{1}{2}$ refleja las caras del bloque involucrado. Ambos regimenes son dados por la Ec. de Darcy, que en términos simples es:

$$q_L = \beta k_L (A/L) \Delta \Phi_L, \text{ donde:}$$

β = Factor de conversión de unidades.

A = Sección transversal donde ocurre el flujo de longitud L .

$\Delta\Phi_L$ = Caída de potencial de la fase L sobre la longitud L .

Aplicando Ecuación de Balance de Materia

$$(q_L)_{i-1/2} - (q_L)_{i+1/2} = (V_b / \Delta t) \delta (\phi S_L / B_L)$$

donde:

$$= \text{Volumen del bloque} = \Delta x_i \Delta y_j \Delta z_k$$

Δt = es un tramo de tiempo ("time-step")

Aplicando la Ec. de Darcy en términos simples mencionada anteriormente, tenemos:

$$(q_L)_{i-1/2} = (T_L)_{i-1/2} (\Phi_{L,i-1} - \Phi_L)$$

$$(q_L)_{i+1/2} = (T_L)_{i+1/2} (\Phi_L - \Phi_{L,i+1})$$

Donde la transmiscibilidad está conformada por :

$$(T_L)_{i\pm 1/2} = \beta (K_L / \Delta x)_{i\pm 1/2} \Delta y_j \Delta z_k$$

Separamos las transmiscibilidades en dos partes, una dependiente del tiempo y una invariable con el tiempo:

$$(T_L)_{i\pm 1/2} = (K_{rL} / B_L \mu_L)_{i\pm 1/2} T_{i\pm 1/2}$$

$$T_{i\pm 1/2} = \beta \Delta y_j \Delta z_k (K / \Delta x)_{i\pm 1/2}$$

Incorporando una fuente/sumidero, se forma:

$$\Delta T_L \Delta \Phi_L + q_L = (V_b / \Delta t) \delta (\phi S_L / B_0)$$

Igualando a la ecuación de flujo tendremos:

$$\Delta T_L \Delta \Phi_L + W \{ \Delta K_0 R_s \Delta \Phi_0 + q_0 R_s \} + q_L =$$

$$= (V_b / \Delta t) [\delta (\phi S_L / B_L) + W \delta (\phi R_s S_0 / B_0)]$$

para $L = o, w, g$

3.2.1 METODOS IMPLICITOS Y EXPLICITOS

Las ecuaciones diferenciales resultantes conducen a un problema de matrices de la forma $AY = b$, donde A es una matriz de coeficientes que son dependientes de la presión y saturación, Y es un vector que contiene las variables desconocidas que buscamos y b es un vector conocido, que contiene los regímenes, y otra información especificada o previamente calculada. A continuación definiremos los cálculos implícitos y explícitos.

Consideremos el flujo de un fluido ligeramente compresible en una dirección horizontal (1-D, en la dirección x), en un medio poroso isotrópico y homogéneo. De la ecuación general presentada anteriormente, se puede demostrar que la ecuación de flujo es:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial p}{\partial t} \quad ; \quad 0 \leq x \leq L, \quad t > 0 \quad \text{Ec. 5}$$

donde $\alpha \equiv K/c_p \phi$ es la difusividad hidráulica. Sin perder generalidad podemos considerar $\alpha = 1$ y si aplicamos los operadores diferenciales definidos anteriormente, tendremos:

$$\Delta_x T_{Lx} \Delta_x \Phi_L \equiv (T_L)_{i-1/2} (\Phi_L)_{i-1} - \Phi_L - (T_L)_{i+1/2} (\Phi_L)_{i+1} - \Phi_L$$

en el lado izquierdo de la Ec. 5, y considerando que $(T_L)_{i-1/2} = (T_L)_{i+1/2} \cong 1/\Delta x^2$ para mallas uniformes, la Ec. 5 se convierte en:

$$(p_{i-1}^n - 2p_i^n + p_{i+1}^n)/\Delta x^2 = (p_i^{n+1} - p_i^n)/\Delta t \quad \text{Ec. 7}$$

donde en el lado izquierdo de la ecuación se usa el coeficiente "n" para denotar presiones al inicio de un "time-step", y son valores conocidos siendo la única variable desconocida p_i^{n+1} que puede ser considerado como una función explícita de valor conocido, y entonces:

$$p_i^{n+1} = r p_{i-1}^n + (1-2r)p_i^n + r p_{i+1}^n \quad \text{Ec. 8}$$

Para $i=1, 2, \dots, \text{IMAX}$, $r=\Delta t/\Delta x^2$. En la Ec. 8 se adicionó el subíndice i , para enfatizar que los cálculos ocurren secuencialmente para cada bloque i^{th} . Esto significa que podemos calcular primero p_1^{n+1} , después p_2^{n+1} , y así punto por punto. Esto es una característica de los métodos explícitos.

Por otro lado, si en el lado izquierdo de la Ec. 7 escribimos en términos de presión al final de cada "time-step", tendremos :

$$-r p_{i-1}^{n+1} + (1+2r)p_i^{n+1} - r p_{i+1}^{n+1} = p_i^n \quad \text{Ec. 9}$$

La Ec. 9 es una función implícita. Aquí parece que tenemos una ecuación con tres variables desconocidas; sin embargo, como el subíndice i toma los valores de $i=1, \dots, \text{IMAX}$ correspondiente a cada celda, se genera un juego de IMAX ecuaciones simultáneas con IMAX variables desconocidas, todas las cuales son resueltas simultáneamente para las presiones a un nivel de tiempo $n + 1$. Esto es una característica de los métodos implícitos.

La ventaja principal de un método explícito es que los códigos de computador son fáciles para escribir y usualmente se ejecutan más rápido. Sin embargo, esto sufre de una seria desventaja; ya que cuando el "time-step" excede un cierto valor, la solución calculada comienza a oscilar sin límite y el resultado no tiene sentido. Esto es conocido como el problema de la estabilidad. Por ejemplo, para mantener la estabilidad en el método explícito dado en la Ec. 8, Δt debe satisfacer la restricción $\Delta t < \Delta x^2/2$. En la mayor parte, restricciones de estabilidad asociados con métodos explícitos se hacen imprácticos para muchas aplicaciones de simulación de reservorios.

Los métodos implícitos sin embargo, pueden ser usados sin limitaciones de la dimensión del "time-step". Esta ventaja es disminuida por un mayor error de truncación, códigos más complejos, y el requerimiento de más tiempo

de computo para ejecutar éstos códigos. La tendencia en la mayoría de los simuladores comerciales actuales es usar una mezcla de cálculos implícitos/explicitos.

3.2.2 .- METODOS MATRICIALES

La ecuación mostrada a continuación:

$$\begin{aligned} & \Delta T_L \Delta \Phi_L + W(\Delta K_{ro} R_s \Delta \Phi_o + q_{ro} R_s) + q_L = \\ & = (V_b / \Delta t) [\delta(\phi S_L / B_L) + W\delta(\phi R_s S_o / B_o)] \\ & \dots\dots\dots \text{Ec. 10} \end{aligned}$$

$$L = o, w, g$$

contiene 6 variables desconocidas, 3 de potenciales de fases (o presiones) y 3 de saturaciones. Se pueden usar las relaciones auxiliares dadas por las Ec. 2, 3 y 4 para eliminar 3 de estas variables desconocidas en la Ec. 10 (con las tres ecuaciones de flujo, o, w, g, cada una conteniendo las tres variables desconocidas, tendremos un sistema bien determinado). Típicamente las 3 variables desconocidas son los potenciales de fase (o presiones) o 2 saturaciones y una de presión. Si un simulador dado trata los tres potenciales de fase como desconocidos, entonces siempre requerirá datos de presión capilar distintos de cero, (pendientes distintas de cero obtenidas de un gráfico de P_c vs. saturación).

ciones). En algunos casos pueden faltar datos de P_c , o las fuerzas capilares pueden ser despreciables, y el usuario puede desear simular una situación donde éstos valores son ceros. No puede hacer éste tipo de modelo. Sin embargo esto no es una seria restricción ya que una supuesta pendiente de P_c puede ser introducida con un valor lo más pequeño posible de tal forma que produzca resultados esencialmente idénticos al caso de pendiente cero. La principal ventaja de este método es que las variables desconocidas son suavizadas a pesar de discontinuidades en la saturación. Esto conduce a una convergencia más rápida cuando son empleados procedimientos iterativos para resolver el problema de matrices. Por métodos directos los requerimientos de datos de presión capilar distintos de cero es una limitación innecesaria y el método alternativo es preferido. En éste caso las tres variables desconocidas son típicamente P_o , S_w , y S_g . Para nuestro propósito asumiremos el caso alternativo.

Discretización en el tiempo

Consideremos el lado izquierdo de la Ec. 10 y aplicando derivadas:

$$\delta(ab) = a^{n+1} \delta b + b^n \delta a \quad \text{Ec. 11}$$

Notese que ésta expresión es consistente con la definición :

$$\delta(ab) = (ab)^{n+1} - (ab)^n$$

mientras que

$$a^n \delta b + b^n \delta a \quad \text{no lo es.}$$

Si esto es aplicado al lado derecho de la Ec. 10 tendremos:

$$\text{RHS}_L = \frac{V_b}{\Delta t} \{ (\phi / B_L)^{n+1} \delta S_L + S_L^n \delta(\phi / B_L) +$$

$$W[(\phi S_o / B_o)^{n+1} \delta S_o + S_o^n \delta(\phi R_s / B_o)] \} \quad \text{Ec. 12}$$

para $L = o, w, g$

Adicionalmente, si la ecuación anterior lo colocamos en términos de presión tendremos:

$$\phi = \phi(p),$$

$$B_L = B_L(p),$$

$$\text{y } R_s = R_s(p)$$

donde p es la presión del reservorio (que lo tomaremos como sinónimo con la presión de la fase petróleo, P_o), entonces:

$$\delta(\phi / B_L) = (\phi / B_L)' \delta p \quad \text{y}$$

$$\delta(\phi R_s / B_o) = (\phi R_s / B_o)' \delta p,$$

aquí, la denominación prima denota derivada con respecto a P . Si usamos la Ec. 4 para eliminar δS_o de la

Ec. 12 y haciendo $\delta S_o = -\delta S_w - \delta S_g$; entonces la Ec. 12 puede ser expresada en términos de δp_o , δS_w y δS_g . Las relaciones de presión capilar, de las Ec. 2 y 3 son usadas para expresar el lado izquierdo de la ecuación en términos de p , S_w , y S_g y se eliminan los potenciales, usando

$$\Phi_o = p + \gamma_o d \quad \text{Ec. 13}$$

$$\Phi_w = p + \gamma_w d - p_{cwo}(S_w) \quad \text{Ec. 14}$$

$$\Phi_g = p + \gamma_g d + p_{cgo}(S_g) \quad \text{Ec. 15}$$

Se define el vector $X \equiv [\delta p, \delta S_w, \delta S_g]^T$; entonces se puede observar que la Ec. 10 toma la forma de matriz de

$$\Delta \vec{T} = \Delta \vec{X} + \vec{D} = C\vec{X} \quad \text{Ec. 16}$$

donde

$$T \equiv \begin{bmatrix} T_o & 0 & 0 \\ T_w & -T_w p'_{cwo} & 0 \\ (R_s T_o + T_g) & 0 & T_g p'_{cgo} \end{bmatrix}$$

.... Ec. 17

\vec{D} es un vector que contiene los regímenes y términos de flujo de Darcy al comienzo de un "time-step", y C es una matriz de coeficientes resultante de la expansión del lado derecho de la Ec. 10. Los parámetros \tilde{T} , p'_{cwo} y p'_{cgo} denotan derivadas con respecto a S_w y S_g , respectivamente.

Para ilustrar que la Ec. 16 se reduce a un problema de matriz de la forma $A\vec{Y} = \vec{b}$, asumimos un reservorio R, de 1-D definido sobre $0 \leq x \leq L$.

Usando las definiciones de la Ec. 6, la Ec. 16 se convierte en :

$$-\tilde{T}_{i-1/2} \vec{X}_{i-1} + (\tilde{T}_{i-1/2} + \tilde{T}_{i+1/2} + C) \vec{X}_i - \tilde{T}_{i+1/2} \vec{X}_{i+1} = \vec{D}_i \quad \text{Ec. 18}$$

Donde:

$$\tilde{A}_i \equiv -\tilde{T}_{i-1/2} ;$$

$$\tilde{B}_i \equiv (\tilde{T}_{i-1/2} + \tilde{T}_{i+1/2} + C) ;$$

$$\tilde{C}_i \equiv -\tilde{T}_{i+1/2} ;$$

Entonces:

$$\tilde{A}_i \vec{X}_{i-1} + \tilde{B}_i \vec{X}_i + \tilde{C}_i \vec{X}_{i+1} = \vec{D}_i, \quad i = 1, 2, \dots, \text{IMAX}$$

.... Ec. 19

Una condición de no-flujo es establecida a través de los límites internos y externos del reservorio (entre $x=0$ y $x=L$), colocando un valor de cero para la transmiscibilidad. Esto implica que A_1 y C_{IMAX} son matrices nulas. Ahora si se toma sus i valores, se genera un juego de ecuaciones que tienen la forma siguiente:

$$\begin{aligned}
 \tilde{B}_1 \vec{X}_1 + \tilde{C}_1 \vec{X}_2 &= \vec{D}_1 \\
 \tilde{A}_2 \vec{X}_1 + \tilde{B}_2 \vec{X}_2 + \tilde{C}_2 \vec{X}_3 &= \vec{D}_2 \\
 \tilde{A}_3 \vec{X}_2 + \tilde{B}_3 \vec{X}_3 + \tilde{C}_3 \vec{X}_4 &= \vec{D}_3 \\
 &\vdots \\
 &\vdots \\
 &\vdots \\
 \tilde{A}_N \vec{X}_{N-1} + \tilde{B}_N \vec{X}_N &= \vec{D}_N
 \end{aligned}$$

Donde $N = IMAX$. Esto puede ser expresado en la forma de una matriz como :

$$A \vec{Y} = \vec{b} \quad \text{Ec. 20}$$

Donde A es una matriz de forma tridiagonal:

$$\vec{Y} = [\vec{X}_1, \vec{X}_2, \dots, \vec{X}_N]^T \quad \text{y} \quad \vec{b} = [\vec{D}_1, \vec{D}_2, \dots, \vec{D}_N]^T$$

Cada elemento de A es una sub-matriz ó bloque de 3×3 , lo cual es llamado un bloque tridiagonal. Si hubieramos considerado R en 2-D, entonces A hubiera sido bloque pentadiagonal; un problema 3-D conduce a una matriz heptadiagonal. Estas son representadas por una banda característica de ancho w. Cabe mencionar que la Ec. 16 puede siempre ser reducida a la forma de la Ec. 20 de acuerdo con la dimensionalidad del problema.

3.2.3 GRADO DE IMPLICIDAD

Si resolvemos la Ec. 20 para el vector solución Y, se conseguirá una solución simultánea para dp, dSw y dSg para cada celda en R (Las tres variables desconocidas son tratadas implícitamente en todos los puntos de R). Tal tratamiento es caracterizado como "fuertemente acoplado" ó "totalmente implícito". Debido a la existencia de confusión en la literatura técnica acerca del significado exacto de éstos términos, se le prefiere llamar a éste tratamiento "tercer grado de impli-cidad" donde no existe ambigüedad con respecto al número de variables implícitas.

Es posible formular simuladores que poseen bajo grado de impli-cidad. Modelos de segundo grado de impli-cidad

proporcionan cálculos implícitos en R para δp y δS_w ó δp y δS_g , mientras la tercera variable desconocida es calculada explícitamente (El método de dos ecuaciones). Un modelo de primer grado de implícidad calcula δp implícitamente mientras las saturaciones son determinadas explícitamente (El método de una ecuación). Este concepto es también llamado IMPES (Implícita Presión Explícita Saturación).

Los menores grados de implícidad son obtenidos al llevar a cabo sucesivamente operaciones en las filas de las matrices en la Ec. 16. Para demostrar esto la Ec. 16 es reescrita de la forma.

$$\begin{bmatrix} T_o & 0 & 0 \\ T_w & -T_w P'_{cwo} & 0 \\ T_o R_s + T_g & 0 & T_g P'_{cgo} \end{bmatrix} \Delta \begin{bmatrix} \delta p \\ \delta S_w \\ \delta S_g \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} D_o \\ D_w \\ D_g \end{bmatrix} =$$

$$\begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} \\ C_{21} & C_{22} & C_{23} \\ C_{31} & C_{32} & C_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \delta p \\ \delta S_w \\ \delta S_g \end{bmatrix}$$

Para conseguir el segundo grado de implícidad en términos de δp y δS_w , se multiplica la segunda fila en las matrices T y C por α_1 y se adiciona esto a la primera fila. Usando α_2 en forma similar se adiciona a la tercera fila.

Ec. 22

Si colocamos $P'_{cgo} = 0$ y elegimos $\alpha_1 = -C_{13} / C_{23}$, $\alpha_2 = -C_{33} / C_{23}$ entonces δS_g es eliminado de la Ec. 22. Alternativamente, podemos conseguir una forma de implícidad en δp y δS_g al colocar $P'_{cwo} = 0$ y seleccionando $\alpha_1 = -C_{12} / C_{22}$, $\alpha_2 = -C_{32} / C_{22}$. La forma del primer grado de implícidad se obtiene al efectuar operaciones elementales en las filas de la matriz de 2×3 en la Ec. 22. En este caso hacemos $p'_{cwo} = p'_{cgo} = 0$ y escogemos factores de multiplicación tales que solamente δp sea considerada como una variable implícita.

Algunos simuladores emplean una extensión del IMPES o método implícito de primer grado que permite un tratamiento implícito de los términos dependientes de la saturación. La técnica es un proceso secuencial y está

basada en la premisa de que la distribución de presión calculada es muy sensible si los términos dependientes de la saturación son calculadas implícita o explícitamente. Si se ha obtenido δp por el método de primer grado implícito, en vez de resolver para las saturaciones explícitamente, se tratan implícitamente. La desventaja con éste concepto es que la desunión del término implícito en ésta forma conduce a un error de balance de materiales. Esto es compensado al introducir artificios en los siguientes "time-step" para prevenir los errores acumulados.

3.3 TECNICAS DE SOLUCION

Las técnicas de solución de los problemas inherentes al uso de simuladores, consisten principalmente de dos métodos:

Métodos Directos

Métodos Iterativos

3.3.1 METODOS DIRECTOS

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

Dentro de éstos métodos tenemos:

Regla de Cramer.

Solución de un sistema de ecuaciones unidimensionales por el método de Eliminación de Gauss.

Algoritmo de Thomas (Variación de la Eliminación Gaussiana).

Método D-4 (Eliminación Gaussiana Modificada).

Algoritmo de Bandsolve (Tipo de Eliminación Gaussiana).

El método directo comunmente más empleado en simulación de reservorios es la Eliminación Gaussiana. La razón para ésto es que se pueden escribir códigos más eficientes usando algoritmos basados en estas técnicas. La ecuación $A\vec{Y} = \vec{b}$ puede ser sumariada por:

$$a_{ij}^{(k+1)} = a_{ij}^{(k)} - a_{ij}^{(k)} [a_{kk}^{(k)}]^{-1} a_{kj}^{(k)}$$

(i, j > k) Ec. 23

$$b_i^{(k+1)} = b_i^{(k)} - a_{ik}^{(k)} [a_{kk}^{(k)}]^{-1} b_k^{(k)}$$

(i > k) Ec. 24

lo cual expresa las operaciones en el paso k^{th} , $k=1, 2, \dots, n$ comenzando con $A^{(1)} = A$, $\vec{b}^{(1)} = \vec{b}$. Esto conduce a un sistema triangular que es resuelto por sustitución y se obtiene:

$$x_k = [a_{kk}^{(k)}]^{-1} (b_k^{(k)} - \sum a_{kj}^{(k)} x_j)$$

$$k=n, n-1, \dots, 1 \quad \dots \quad \text{Ec. 25}$$

Desde el punto de vista de codificación, cada $a_{ij}^{(k+1)}$ puede ser escrito como $a_{ij}^{(k)}$ en la memoria y el multiplicador $a_{kk}^{(k)} [a_{kk}^{(k)}]^{-1}$ puede escribirse como $a_{ik}^{(k)}$. El número de operaciones (divisiones y multiplicaciones) en la Eliminación Gaussiana es proporcional a $n^3/3$ para matrices completas. Sin embargo, ya que las matrices que tratamos en simulación de reservorios no son completas (contienen un gran número de ceros fuera de las bandas), la operación de contar puede ser considerablemente menor, permitiéndonos explotar la estructura única de las matrices. Las matrices que contienen un gran número de ceros relativo al número de no ceros se denominan MATRICES ESPARCIDAS, que son contrarias a la matriz completa en la cual todos sus elementos son distintos de cero. Afortunadamente en simulación de reservorios nos encontramos con matrices esparcidas.

Claramente, las operaciones aritméticas con elementos cero son redundantes y ocasionan pérdida de tiempo. Consecuentemente, un algoritmo especial denominado ALGORITMO DE BANDAS es empleado por un simulador de reservorios cuando el usuario opta por el método de solución directa por Eliminación Gaussiana. Este

algoritmo es una especialización de las Ec. 23, 24 y 25 de tal manera que todas las operaciones fuera del ancho de la banda son excluidas. Si el problema es 1-D, entonces el algoritmo de bandas puede ser modificado para producir el tridiagonal o algoritmo de Thomas. Para problemas 2-D y 3-D, existen ceros dentro de la banda, y el algoritmo de bandas no elimina éstas operaciones. Métodos que excluyen operaciones de ceros en el interior de las bandas y en el exterior de éstas son llamados TECNICAS DE MATRIZ ESPARCIDA. De acuerdo con lo anterior, para flujo multifásico, los elementos de A son bloques o submatrices (2x2 ó 3x3 para flujo bifásico o trifásico respectivamente). Consecuentemente, existen formas especiales de bloques para la solución directa del problema de matrices (método de bloque tridiagonal ó pentadiagonal). Esencialmente son las mismas técnicas usadas en problemas de flujo de fase simple, con la excepción de que las operaciones escalares en el proceso de eliminación son reemplazadas por operaciones de matrices.

Otro método directo muy empleado en simulación de reservorios es el Algoritmo de Thomas el cual se desarrolla de la siguiente forma:

$$\text{Para : } A \vec{Y} = b$$

$$A = \begin{bmatrix} \tilde{B}_1 & \tilde{C}_1 & & & \\ \tilde{A}_2 & \tilde{B}_2 & \tilde{C}_2 & & \\ & \tilde{A}_3 & \tilde{B}_3 & \tilde{C}_3 & \\ & & \cdot & \cdot & \cdot \\ & & & \tilde{A}_n & \tilde{B}_n & \tilde{C}_n \end{bmatrix}$$

$$A = W Q$$

donde :

W = es una matriz triangular inferior

Q = es una matriz triangular superior

$$W = \begin{bmatrix} W_1 & & & & \\ \tilde{A}_2 & W_2 & & & \\ & \cdot & \cdot & & \\ & & \cdot & \cdot & \\ & & & \tilde{A}_n & W_n \end{bmatrix}$$

$$Q = \begin{bmatrix} 1 & & & & \\ & q_1 & & & \\ & & 1 & q_2 & \\ & & & \cdot & \\ & & & & 1 & q_{n-1} \\ & & & & & & 1 \end{bmatrix}$$

igualando multiplicación fila \times columna

$$1 = B_1$$

$$i-1 = q_{i-1} W_{i-1} \quad i = 2, 3, N$$

$$W_i = B_i - A_i q_{i-1} \quad i = 2, 3, N$$

$$A \vec{y} = \vec{b};$$

$$W Q \vec{y} = \vec{b}$$

$$Q \vec{y} = \vec{g}$$

$$W \vec{g} = \vec{b}$$

Desde que W es una matriz triangular inferior, la 1ra ecuación del sistema tiene una sola incógnita y se resuelve para g_1

$$\vec{g}_1 = d_1 / W_{11}$$

Las siguientes ecuaciones en el sistema pueden ser resueltas por eliminación del principio hacia el final.

$$\vec{g}_i = (d_i - \tilde{A}_i g_{i-1}) / W_{ii} \quad i = 2, 3, N$$

Como g es el vector de $Q \vec{y} = \vec{g}$ con Q conocido, podemos despejar \vec{y}

Desde que Q es una matriz triangular superior, la última ecuación en el sistema tiene una sola incógnita y puede ser resuelta primero:

$$x_n = g_n$$

Las ecuaciones remanentes pueden ahora ser resueltas por sustitución del fondo al principio

$$x_i = g_i - q_{ij} x_{j+1} \quad i = n-1, n-2, 1$$

efectos computacionales el algoritmo puede desarrollarse efectuando los siguientes pasos:

poner $q_1 = \tilde{C}_1 / \tilde{B}_1$

calcular para $i = 2, 3, \dots, N$

$$p_i = B_i - A_i q_{i-1}$$

$$q_i = C_i / (p_i + A_i q_{i-1})$$

$$g_i = (C_i - A_i q_{i-1}) / p_i$$

iniciar con $x_n = g_n$

calcular para $i = n-1, n-2, \dots, 1$

$$x_i = q_i + A_i x_{i+1}$$

A.- DETERMINACION DE LA ESTRUCTURA DE LAS MATRICES

Para determinar la estructura de la matriz para un problema, se necesita solo conocer la dimensionalidad del reservorio. Consideremos por ejemplo un problema 1-D consistente de una colección de bloques contiguos. Supongase que son 5 bloques numerados del 1 al 5. La estructura de la matriz para el flujo a través de éste reservorio es obtenida como sigue: Usando una pieza de papel con "grid", numerar 5 columnas y 5 filas tal que los números son espaciados igualmente. Esto definirá 25 localizaciones de filas-columnas tal como se muestra en el Gráfico 5.

Cada bloque del "grid" en el reservorio representa una fila única en la matriz. Adicionalmente puede ocurrir flujo potencial en cada bloque hacia uno o mas bloques, a través de las caras entre ellas. Esto determina la localización de las columnas donde los elementos no

ceros ocurren en cada fila. Por ejemplo el bloque 1 puede soportar flujo, pero solo hacia el bloque 2. De tal forma que para la primera fila del Gráfico 5 insertamos x's que denotan posibles elementos no ceros en la primera y segunda columna. Similarmente, el bloque 2 soporta flujo posiblemente hacia 1 ó 3. Así en la segunda fila insertamos x's en las columnas 1, 2 y 3. Este procedimiento es continuado para los 5 bloques, de la cual emerge una estructura tridiagonal.

Si aplicamos un esquema similar al sistema areal 2-D, que se muestra en el Gráfico 6 tendremos para $IMAX=3$, $JMAX=4$ y $KMAX=1$.

Los números alrededor de la periferia del rectángulo son los subíndices de las coordenadas (i,j) . Se ha numerado en forma secuencial los bloques comenzando por el fondo y avanzando hacia arriba de izquierda a derecha. Estos números son referidos como los subíndices de los bloques y éste ordenamiento es denominado ordenamiento Gaussiano. Los subíndices de bloque son relacionados a los subíndices de coordenadas por la relación $m = i + (j-1) IMAX$. Por ejemplo, si $i=2$ y $j=2$ entonces $m=5$. Si hemos numerado $y = eje(j)$ desde el tope al fondo, entonces los subíndices del bloque serán hacia abajo desde izquierda a derecha. El orden, n , de la matriz en este caso es 12 , [$n = (IMAX) (JMAX) (KMAX)$]. Considerando los bloques

del Gráfico 6, conseguiremos la estructura de la matriz mostrada en el Gráfico 7, notándose la estructura pentadiagonal. Si consideramos un problema 3-D, la estructura obtenida es heptadiagonal.

B.- IMPORTANCIA DE LA DIAGONALIDAD DOMINANTE

La matriz A es diagonalmente dominante si

$$|a_{ii}| \geq \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |a_{ij}|, \quad 1 \leq i \leq n \quad \text{Ec. 26}$$

Si se tiene una estricta desigualdad para cada i , entonces A es estrictamente dominante diagonalmente. En muchos problemas de simulación de reservorios A puede ser estrictamente dominante diagonalmente ó al menos irreduciblemente dominante diagonalmente. Para convenir en el significado de lo último, podemos asociar con la matriz A de orden n^{th} n nodos denotados por P_m , $m=1,2,\dots, n$. Para cada valor no cero de a_{ij} en A, conectamos un camino dirigido de P_i al nodo P_j . La unión de todos los caminos es el gráfico de A, $G(A)$. Si para cada par ordenado de nodos, P_s, P_r ($s=1,2,\dots,n$; $r=1,2,\dots,n$), existe un camino dirigido entonces $G(A)$ es FUERTEMENTE CONECTADO y A es IRREDUCIBLE. Por ejemplo, si $A = \begin{bmatrix} x & x \\ 0 & x \end{bmatrix}$, entonces no es fuertemente conectado y es reducible. Por otro lado si $A = \begin{bmatrix} x & x \\ x & x \end{bmatrix}$ es fuertemente conectado e irreducible. Si A es irreducible y

diagonalmente dominante con estricta desigualdad para por lo menos un valor de i , entonces A es irreduciblemente dominante diagonalmente.

Un teorema fundamental en análisis de matriz establece que A es no singular si:

- A es estrictamente dominante diagonalmente o
- A es irreduciblemente dominante diagonalmente

Esto significa que siempre se está garantizando una solución única.

Es extremadamente importante que el usuario no destruya o minimize el grado de dominación diagonal en el coeficiente de la matriz cuando está presente, porque los resultados pueden ser dudosos. El error más común cuando ocurre una falla es chequear los datos de ingreso, o chequear las rutinas proporcionadas por el software. Ligeras inconsistencias en los datos que generan los coeficientes de la matriz pueden producir una pobre matriz. Se debe asegurar no crear transmiscibilidades o compresibilidades negativas.

C.- PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LOS METODOS DIRECTOS

Solución más exacta

Pueden requerir mayor capacidad de memoria de computador

Pueden requerir gran cantidad de cálculos (si es que no se usan técnicas de matrices esparcidas)

Puede ser determinado el tiempo exacto para alcanzar una solución, haciendo de ésta forma predecibles los costos de computador.

3.3.2 METODOS ITERATIVOS

Estos métodos proporcionan soluciones que convergen a la verdadera, ya que 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:

- (.) Método de Jacobi.
- (.) Método de Gauss-Seidel.
- (.) Método PSOR (Puntos Sucesivos sobrerelajación).
- (.) Método LSOR (Sobrerelajación Sucesiva en línea).
- (.) Método LSOR WATTS (Método LSOR modificado por WATTS).
- (.) Método SIP (Proceso Fuertemente Implícito).
- (.) Método SSOR (Sobrerelajación Sucesiva en placas).

Las técnicas iterativas son métodos indirectos u opuestos a los directos. Consideremos resolver $A\vec{Y} = \vec{b}$, obtenemos una matriz de iteración de A, denominada M y se convierte el problema a la forma :

$$\vec{Y}^{(k+1)} = M\vec{Y}^{(k)} + \vec{c} \quad \text{Ec. 27}$$

Donde k es un nivel de iteración, $k=0,1,2,\dots$, si tenemos el valor de \vec{Y} al inicio del "time-step" el procedimiento de iteración se convierte en:

$$\begin{aligned} \vec{Y}^{(1)} &= M\vec{Y}^{(0)} + \vec{c} \\ &\vdots \\ \vec{Y}^{(k+1)} &= M\vec{Y}^{(k)} + \vec{c} , \end{aligned}$$

$$k > 2 \quad \dots \quad \text{Ec. 28}$$

A.- METODOS DE JACOBI Y GAUSS-SEIDEL

Podemos expresar la matriz A como la suma $A=D-L-U$ donde D es una matriz diagonal que contiene los elementos diagonales de A ; y L con U son matrices triangulares estrictamente inferior y superior cuyos elementos son los negativos de los elementos de A bajo y sobre la diagonal principal de A . Podemos escribir nuestro problema de matriz como:

$$D\vec{Y} = (L + U) \vec{Y} + \vec{b} \quad \text{Ec. 29}$$

De la cual definimos el proceso iterativo de Jacobi

$$\vec{Y}^{(k+1)} = D^{-1} (L + U) \vec{Y}^{(k)} + D^{-1} \vec{B} \quad \text{Ec. 30}$$

Este procedimiento requiere que se almacenen todos los componentes del vector \vec{Y}^k mientras se calculan los componentes de $\vec{Y}^{(k+1)}$. Un procedimiento mejor que no requiere esto es el método de Gauss-Seidel

$$\vec{Y}^{(k+1)} = (D - L)^{-1} U \vec{Y}^{(k)} + (D - L)^{-1} \vec{B} \quad \text{Ec. 31}$$

B.- METODO DE PUNTOS SUCESIVOS DE SOBRERELAJACION

El factor más importante en los métodos iterativos es la velocidad de convergencia. La convergencia puede ser acelerada usando un factor de amplificación (ó parámetro de iteración), "w". Se define el vector desplazamiento $\vec{d} = \vec{Y}^{(k+1)} - \vec{Y}^k$ esto es, el cambio en el vector solución sobre una iteración. El método de Puntos Sucesivos de Sobrerelajación (PSOR) está basado en la amplificación de los vectores desplazamiento, obtenidos por el procedimiento de Gauss-Seidel:

$$\vec{Y}^{(k+1)} = \vec{Y}^{(k)} + w \vec{d}_{GS} \quad \text{Ec. 32}$$

Lo cual conduce a la matriz siguiente:

$$\vec{Y}^{(k+1)} = (I - wL)^{-1} ((1-w)I + wU) \vec{Y}^k + w(I - wL)^{-1} D^{-1} \vec{B} \quad \text{Ec. 33}$$

Una característica de ésta técnica es que

componentes en el vector solución son determinados punto por punto. Un número de métodos iterativos denominados BLOCK METHODS, resuelven todos los componentes. De tal forma que tenemos "block methods"

las iteraciones matriciales de Jacobi, Gauss-Seidel y SOR. Debido a las propiedades de convergencia superiores de los "block methods" del SOR, éstos son los más usados.

C.- REGIMEN DE CONVERGENCIA DE LOS METODOS SOR

Los regimenes de convergencia pueden ser analizados al efectuar un exámen del radio espectral de la matriz de iteración. Si observamos los residuos máximos sobre cada iteración y graficamos éste valor contra el número de iteraciones, conseguiremos un gráfico similar al gráfico 8.

Las primeras iteraciones disminuyen los residuales muy rápidamente. Después de un período de tiempo, el régimen de convergencia progresa geoméricamente. Esto se presenta como una línea recta en un gráfico semi-logarítmico (Gráfico 8). Durante ésta convergencia asintótica, el residuo máximo y todos los otros residuos en el "grid" son gobernados por la relación siguiente:

$$r^{k+1} = \delta r^k$$

Note que para $\delta < 1$ los residuales serán sucesivamente menores, debido a que el radio espectral actúa como un factor de reducción. El valor de δ depende de w , de tal forma que δ será influenciado por el valor elegido de w . Se ha encontrado que los métodos SOR convergen cuando $0 < w < 2$, siempre que A sea una matriz positiva, lo cual es el caso con los problemas de simulación de reservorios. La relación entre δ y w es mostrada en el Gráfico 9.

Este gráfico se aplica solo a convergencia asintótica en la cual δ gobierna el régimen de convergencia. Note que un valor de w ocurre entre los valores de 1 y 2. Esto proporcionará una rápida convergencia asintótica. Desafortunadamente no hay forma que podamos calcular w_{opt} para problemas prácticos de simulación de reservorios. La forma más práctica para determinar el mejor valor de w es simplemente observar el tiempo de computador requerido para resolver la ecuación de presión para diferentes valores de w , lo cual puede ser hecho variando w en "time-step" sucesivos o en sucesivas corridas.

Supongase que resolvemos para un valor de δ , usando un valor de w que satisface $1 < w < w_{opt} < 2$, entonces observaremos una convergencia monótona tal como se muestra en el Gráfico 10. Sin embargo si $1 < w_{opt} < w < 2$,

la convergencia puede ser oscilatoria tal como se muestra en el Gráfico 11. Cabe mencionar que la convergencia monótona usualmente requiere de pocas iteraciones.

D.- PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LOS METODOS ITERATIVOS

Soluciones de convergencia asintótica
 Costos de computación no predecibles
 bajos requerimientos de almacenamiento
 para problemas grandes (> de 1000 bloques) es usualmente mas rápido.

3.4 CLASIFICACION DE LOS SIMULADORES

Los simuladores de Reservorio pueden ser clasificados de acuerdo a :

- (.) El tipo de reservorio que se piensa simular
- (.) Un proceso particular en el reservorio.

Por el Tipo de Reservorio que se piensa Simular.-Los simuladores basados en ésta clasificación caen generalmente en tres grupos: simuladores para reservorios de gas, simuladores para reservorios de "petróleo negro", y simuladores composicionales. Los simuladores para reservorios de gas pueden ser modelos de fase simple ó bifásicos dependiendo de la existencia de agua móvil. Un simulador de petróleo, debe ser capaz de simular sistemas donde están presentes

petróleo, agua y gas en diferente proporción; usualmente existe transferencia de fase entre el gas y el petróleo como por ejemplo cuando el gas sale fuera de solución en el petróleo. Reservorios de petróleo volátil condensados requieren un simulador especial que tome en cuenta el comportamiento composicional entre los componentes hidrocarbúricos individuales dentro de las fases líquidas y de gas. Estos simuladores son más costosos que los simuladores de petróleo.

Para un Proceso Particular en el Reservorio.-Los simuladores basados en ésta clasificación están referidos a procesos y fenómenos particulares tales como conificación, recuperación térmica, inyección química y desplazamiento miscible. En modelos de conificación, solo 1 pozo es examinado en detalle con el propósito de determinar el mejor intervalo de completación y regimenes de producción necesarios para prevenir la conificación de agua ó gas. Los procesos de recuperación térmica, incluyendo estimulación de vapor, desplazamiento por vapor y combustión subterránea, han dado origen a modelos sofisticados de reservorios que toman en cuenta todos los fenómenos físicos involucrados. Los modelos de inyección química se caracterizan por ecuaciones adicionales de conservación para varias especies por ejemplo polímeros, surfactantes, etc. En adición éstos deben tener representación de la adsorción e incluyen los efectos de reducción de la permeabilidad en la fase acuosa después del contacto con el polímero.

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

Cada tipo tiene una área particular de aplicación, tal como se muestra en los ejemplos siguientes:

(.) Modelo Uni-Dimensional, Horizontal

Este modelo se muestra en el Gráfico 12. Sus aplicaciones son:

- Balance de Materiales
- Simular sección (Parte) de reservorios.
- Comportamiento de un Acuífero.
- Simular experimento de Laboratorio.

(.) Modelo Uni-Dimensional, Vertical

Este modelo se muestra en el Gráfico 12. Sus aplicaciones son:

- Simular mecanismos de drenaje gravitacional.
- Estructura de arrecife.
- Equilibrio Vertical.
- Tratamiento individual de pozos.
- Eficiencia del Influjó vertical de Agua.

(.) Modelo Bi-Dimensional, Horizontal

Este modelo se muestra en el Gráfico 13. Sus aplicaciones son:

Simulación de estructuras grandes con varios 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.

(.) Modelo Bi-Dimensional, Vertical, Estratos Comunicados

Este modelo se muestra en el Gráfico 13. Sus aplicaciones son:

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.

(.) Modelo Bi-Dimensional, Vertical, Estratos No Comunicados

Este modelo se muestra en el Gráfico 13. Sus aplicaciones son:

Estudio de sección transversal vertical.
Pozos con completaciones múltiples.
Prácticas de producción de arenas en conjunto.
Modelos de flujo estratificado.

(.) Modelo Tri-Dimensional, Estratos Comunicados

Este modelo se muestra en el Gráfico 14. Sus aplicaciones son:

Simulación de grandes reservorios con varios pozos.
Variación vertical significativa en las propiedades de la roca y el fluido.

Sistema estratificado con acuífero común o con comunicación parcial.

(.) Modelo Tri-Dimensional, Estratos No Comunicados

Este modelo se muestra en el Gráfico 14. Sus aplicaciones son:

Simulación de grandes reservorios consistentes de varios horizontes productores.

No flujo vertical entre capas.

Completaciones múltiples con o sin producción en conjunto.

Modelos de flujo estratificado.

3.5 APLICACION DE LOS SIMULADORES

Tal como se mencionó anteriormente, existen varias combinaciones de simuladores disponibles; el proceso de selección para una tarea específica recae sobre el ingeniero de reservorios. La selección está basada en la naturaleza y definición de la tarea, la disponibilidad de los datos y el valor económico de los resultados.

Las simulaciones son frecuentemente conducidas para proporcionar información sobre la sensibilidad de parámetros predefinidos en la predicción del comportamiento del reservorio. Ejemplos de tales parámetros de sensibilidad pueden ser la transmiscibilidad (kA/L), permeabilidad relativa, saturación irreducible y características del acuífero. En adición, la localización preferida de los pozos y los intervalos de completación pueden ser estudiados. Ninguno de los resultados necesariamente proporciona una verdadera respuesta, solo se obtiene una comparación con algún caso base (conjunto de suposiciones).

Las razones por las cuales una simulación de reservorios es atractiva, es obvia un reservorio real puede ser producido una sola vez, una serie de casos usando un simulador pueden explorar incertidumbres en los datos y opciones para manejar el recurso. La validación de una simulación particular en un reservorio no puede ser aprovechada hasta que el reservorio haya producido por un buen tiempo (usualmente varios

años). A este tiempo una superposición de la historia (history match) entre el modelo de reservorio simulado y observaciones de campo pueden conducir a mejorar las predicciones. La base de una superposición de la historia debería incluir regímenes por pozo para cada fluido, así como también distribución dinámica y estática de los gradientes de presión vertical y lateral.

3.6 DESCRIPCIÓN DEL RESERVORIO EN EL MODELAJE

Cuando un modelo de reservorio ya sea simple ó complejo se está aplicando, se requieren algunos datos comunes tal como se ilustra en el Gráfico 15. La validez de la inicialización del modelo del reservorio depende grandemente del modelo geológico y del comportamiento del flujo relacionado al reservorio y la descripción de ingeniería de producción. El análisis petrofísico cae entre las dos zonas.

3.6.1 INTEGRACION DE DATOS GEOLOGICOS Y DE INGENIERIA

El desarrollo de un modelo geológico válido es necesariamente un proceso iterativo. Este propósito es para **definir** la distribución areal y vertical de la roca reservorio y la roca no reservorio en el campo (y tal vez algún acuífero asociado). Esto involucra el reconocimiento de los tipos de litología y facies, correlación entre pozos y superposición con los perfiles sísmicos. La información disponible para

generar tales modelos serán los recortes de roca, núcleos y datos de perfiles. Posteriormente, los geólogos de desarrollo estarán encontrando mejoras sus modelos geológicos al incorporar datos de análisis de presión, y alguna interpretación petrofísica detallada. Las especialidades particulares necesitadas por geólogos e ingenieros que trabajan en la generación del estudio de simulación de reservorios están en los campos de sedimentología y palinofacies.

Las especialidades anteriores permitirán comprender mejor los procesos sedimentarios por los cuales el reservorio se ha formado y la posterior modificación diagenética del espacio poroso. Los datos de los núcleos proporcionan los datos básicos más importantes y, a través de su análisis, una reconstrucción paleogeográfica del reservorio puede ser obtenida. Ya que un registro vertical de los sedimentos de un pozo está relacionado a los procesos laterales de sedimentación que ocurrieron sobre una gran área, se puede efectuar tal reconstrucción (de acuerdo con el principio de ley de facies definida por Walther's). La asociación por analogía de procesos sedimentarios en sistemas antiguos con observaciones en procesos modernos activos conducen a esperar geometrías particulares en formas sedimentarias particulares.

3.6.2 GEOMETRIA DEL RESERVORIO Y CONTINUIDAD

El reconocimiento de un modelo de continuidad apropiado permitirá un control significativo sobre la recuperación de hidrocarburos del reservorio e influenciará en el tipo de esquema de desarrollo a ser empleado. En modelos de reservorios deltaicos, la continuidad puede variar dramáticamente acorde al medio ambiente deposicional de los cuerpos arenosos individuales. El modelo deltaico proporciona un buen ejemplo de la influencia de modelos conceptuales en simulación de reservorios.

El reconocimiento del tipo de cuerpos arenosos, usando datos de núcleos, es de gran importancia en el desarrollo de modelos geológicos y por ende su uso es efectivo en simulación de reservorios. La continuidad es usualmente representada entre las celdas por modificación de la transmiscibilidad en alguna dimensión dirección.

La extrapolación y correlación de la arena reservorio puede ser severamente interrumpida por la localización de fallas posteriores a la deposición, que pueden colocar unidades repetidas de reservorio. La identificación de las fallas puede ser obtenido a través de estudios geofísicos, de hipótesis geológicas requeridas para hacer correlaciones y del análisis de presión de los pozos.

Observaciones y correlaciones de los pozos pueden conducir a un modelo consistente para explicar la distribución del reservorio a un tiempo u horizonte dado. El modelo resultante a menudo contiene la zonación lateral y vertical esperada de las propiedades del reservorio, las cuales están relacionadas a estimados cuantitativos de porosidad, permeabilidad y saturación. En este caso la zonación geológica propuesta debe ser comparada con la zonación petrofísica, basada principalmente en porosidad y permeabilidad (poro-perme). La validez de los datos porosidad-permeabilidad a partir de análisis de núcleos y porosidad a partir de análisis de perfiles eléctricos dependerá muchísimo del reconocimiento de los efectos de los minerales arcillosos en el espacio poroso y variaciones litológicas de las propiedades del reservorio. Iteración con observaciones geológicas basadas en análisis de rayos X y estudios en microscopio electrónico (SEM) a menudo ayudan a explicar una base para cambios diagenéticos en los poros, que puede ser aplicado como una función de profundidad, posición o saturación en un modelo de reservorio. Esto explica porque zonas con daño diagenético tendrán diferente saturación irreducible o permeabilidades relativas que otras zonas.

Una de las etapas más difíciles al construir un modelo

de reservorio es integrar las escalas de observación de propiedades petrofísicas y geológicas con la escala de las celdas del modelo. Por razones de costo y tiempo de computador, se requiere minimizar el número de celdas usadas cuando se define un reservorio. El promediar datos de saturación poro-perme en cálculos volumétricos es de menor significancia que la representación de las propiedades de flujo por pseudo-funciones en intervalos de reservorios estratificados para cálculos del comportamiento dinámico del reservorio. Zonas del reservorio deben representar regiones de diferentes propiedades de flujo, primeramente dependientes del producto permeabilidad espesor neto ($K_e h_n$).

3.6.3 INCERTIDUMBRE EN LA DESCRIPCIÓN DEL MODELO RESERVORIO

La minimización de la incertidumbre en simulación de reservorios es dependiente del tiempo y ocurre a medida que la predicción es confirmada por la historia. El proceso de ajuste de historia no es único ya que varias variables pueden ser modificadas para obtener un ajuste. Se requieren modificaciones que sean razonables y puedan ser defendidas por geólogos e ingenieros. La mejora del procedimiento de ajuste de historia involucra equipos multidisciplinarios de ingenieros de reservorios, petrofísicos, geólogos de desarrollo,

junto con geofísicos si fuera necesario.

Para un caso individual, el mapeo de las características del reservorio, tales como extensión areal, **espesor**, porosidad, variación de la relación espesor neto/espesor bruto, y permeabilidad involucra el uso de modelos conceptuales, la validación de ellos emerge durante la producción del reservorio. Tal como ha sido demostrado por Archer, el mapeo del reservorio y la interpretación de secciones transversales puede ser variada aun con un juego de datos de control dado. La mayor incertidumbre en el modelaje de reservorios de petróleo tiende a estar en una zonación apropiada, transmiscibilidad de las inter-zonas y en los términos de permeabilidad relativa dependientes de la saturación. Estas incertidumbres pueden ser exploradas en términos de sus impactos sobre el desarrollo propuesto por estudios de sensibilidad. El ajuste de la historia (distribución de presión y regímenes de producción) con la predicción de la simulación de reservorios es la única forma de validar el modelo.

En reservorios de petróleo volátil y condensados gas, las mayores incertidumbres en adición a las mencionadas para el caso anterior están en la validez de las propiedades de los fluidos como una función de presión y temperatura. El muestreo en estos reservorios a condiciones de fondo son generalmente no confiables y

en estas circunstancias particulares se prefieren muestras recombinadas en superficie.

El muestreo de fluidos en reservorios de crudo pesado es también dificultoso y el fluido del reservorio puede no fluir (la composición puede a veces ser obtenida de los núcleos). La interpretación de la viscosidad a las condiciones propuestas llega a ser una incertidumbre particular.

3.7 SECUENCIA DE DESARROLLO DE UN YACIMIENTO Y APLICACION DE MODELOS NUMERICOS

La secuencia más usada sigue los pasos siguientes:

- (1).-Localización de la perforación exploratoria escogida sobre la base de una estructura potencial, madurez de la roca madre, roca reservorio, entrampe y migración; así como también relación pozo perforado/descubrimiento, pruebas e indicación de índice de productividad comercial.
- (2).-Estimado del número de pozos para delinear la estructura y establecer contactos de fluido. Núcleos para definir la sedimentología y proporcionar bases para el mecanismo de recuperación del reservorio. Muestras de fluido para propiedades PVT. Datos de pruebas de pozos. Fijar régimen de presión y

contribución del acuífero.

- (3).-Desarrollo modelo geológico preliminar. Datos petrofísicos usados para definir porosidad y saturación vertical y su distribución lateral. Datos de ingeniería de reservorios para análisis volumétrico y dinámico. Estimados preliminares de los factores de recuperación para procesos de recuperación potencial. Métodos analíticos usados para definir la estabilidad del frente de desplazamiento. Influencia de la heterogeneidad vertical y lateral.
- (4).-Análisis económico preliminar basados sobre estimados de costos y valor de los productos. Asumiendo un régimen (pico) máximo de producción de por ejemplo, 10 % de las reservas recuperable por año y una duración tal que por lo menos del 30-40 % de las reservas recuperables sea recuperada al régimen pico, y con una declinación del orden de 10-20 % anual (dependiendo grandemente de la heterogeneidad). El requerimiento estimado de pozos se basa en IP para las completaciones $\bar{\omega}$ estimadas.
- (5).-Se desarrolla más detalle en el modelo geológico y se considera opciones de correlación y mapeo. Se define bases para el espesor neto, regionalización geológica, y definiciones petrofísicas de zonación. Completo análisis petrofísico sobre bases estandarizadas. Se

definen incertidumbres y se representa el espesor neto, porosidad, saturación y área del campo (límites) en distribuciones de probabilidad para cada zona.

- (6).-Se representa el reservorio estratificado en distribuciones de permeabilidad. Se comprueba la zonación usando presiones capilares y saturaciones irreducibles. Se desarrolla datos de permeabilidad relativa para cada zona y regiones del campo.
- (7).-Se representa los datos FVT en forma regional si esto es apropiado.
- (8).-Se efectúan corridas de análisis volumétrico tipo Monte Carlo. Se define el volumen de hidrocarburos in-situ para el modelo de simulación.
- (9).-Se selecciona secciones transversales del reservorio a lo largo del eje de buzamiento para asegurar que los efectos de gravedad sobre el flujo son representados apropiadamente. Se representa la transmiscibilidad de las capas y la permeabilidad del reservorio así como parámetros de sensibilidad. Se examina la eficiencia de barrido vertical en cálculos analíticos y de simulación de reservorios para los diferentes mecanismos de recuperación así como la localización de los pozos y sus intervalos de completación. Se determina las pseudo-funciones para usar en el modelo.

- (10).-Se corren modelos de simulación radial para evaluar potencial conificación para calcular las funciones del pozo en términos de saturación en la misma región definida.
- (11).-Se corren modelos tri-dimensionales para estudiar la eficiencia de barrido vertical y areal y la sensibilidad de las opciones a las incertidumbres de la descripción del reservorio.
- (12).- Se extiende el modelo en tres dimensiones para el mecanismo de recuperación seleccionado. Se estudian los efectos de localización de pozos, regimenes de producción, intervalos de completación y recompletación, y restricciones de operación/producción. Se evalúan los perfiles de producción e implicaciones de las facilidades usadas en el análisis económico.
- (13).-Se rediseña el plan para el campo y se consideran los efectos de restricciones al flujo en la tubería de producción, bombas y separadores y se pasan los resultados al jefe del proyecto con las recomendaciones. Se define la secuencia preferida de desarrollo de los pozos y se diseña un programa de recolección de datos iniciales. Se efectúan planes para actualización del modelo y ajustes de historia. Se representa las reservas recuperables como distribución probabilística.

3.8.- 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 observados.

Presiones observadas.

En casos en los cuales un pozo está produciendo a un régimen constante o a una presión constante, la variable de ajuste puede ser tomada como el régimen de petróleo

El proceso de ajuste de historia, consume tiempo el cual a veces es frustrante, y esto usualmente representa una gran porción del costo de un estudio. El ajuste de historia es usualmente hecho manualmente ajustando los datos a través de procedimientos de prueba y error.

La regla general en el ajuste manual de la historia es cambiar los parámetros que tienen la mayor incertidumbre y también la mayor influencia sobre la solución. La sensi-

bilidad de la solución hacia algunos parámetros es establecida durante el mismo proceso de ajuste de historia, ya que no existe una regla establecida. A continuación presentamos algunos consejos útiles:

El ajuste de la presión promedio es afectada por el volumen de los fluidos in-situ, dimensión del acuífero y el grado de comunicación entre el reservorio y el acuífero. Sin embargo un pobre ajuste de WOR o GOR también causará un pobre ajuste de la presión promedio.

La presión de arrastre o caída de presión dentro del reservorio (draw-down) es grandemente afectada por la permeabilidad horizontal y efectos peliculares (skin).

El WOR o GOR dependen principalmente de la caída de presión dentro del reservorio (y por lo tanto de la permeabilidad), en adición también depende de la posición de los contactos de fluidos y el espesor de la zona de transición (que dependen de P_c).

La calidad del ajuste y por lo tanto la confiabilidad que pueda tener el modelo depende sustancialmente de la cantidad de datos históricos disponible para el ajuste. Con datos insuficiente (por ejemplo si no se cuenta con datos de presión), se puede obtener un ajuste con diferentes descripciones de reservorio. Por otro lado, cuando se dispone de grandes cantidades de datos, un

pobre ajuste indicará que algunas de las suposiciones básicas hechas en el desarrollo del modelo deben ser revisadas (estructura geológica, FVT, extensión reservorio, presencia de acuífero, etc.). En algunos casos un pobre ajuste puede indicar inexactitud en los datos.

4.- CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DEL RESERVORIO

En Batanes, la principal formación productiva es Pariñas Inferior (EOCENO), la cual está a la profundidad de 2000 pies bajo el nivel del mar y tiene un espesor promedio de 250 pies.

En la zona Noreste, existe un bloque el cual está a una profundidad de -1300 pies bajo el nivel del mar (Tabla 2).

4.1.- ESTRATIGRAFIA

El tope de Pariñas Inferior está dado por la discordancia Pre-Talara y su base por un cambio litológico bien marcado, que es la disminución de areniscas y aumento de espesor arcilloso con algunos niveles arenosos intercalados pertenecientes a la formación Palegreda.

La estratigrafía del Pariñas Inferior consiste de estratos de areniscas cuarzosas de color gris claro, de

grano fino, medio y ocasionalmente grueso, subangular y subredondeado, friables. Algunas areniscas de grano muy fino, tienen cemento calcáreo. Intercalando los estratos de areniscas se presentan delgadas capas de lutitas gris oscuras y firmes y en menor proporción, limolitas grises. El espesor es variable debido al efecto combinado de fallamiento, buzamiento estructural y erosión, ocurridos antes de la depositación del grupo Talara.

Existen en Pariñas Inferior variaciones faciales laterales con aumento o disminución de espesores arenosos, entre el tope y la base y con variaciones en el porcentaje de arcilla dentro de los niveles arenosos productivos.

4.2.- ANALISIS Y CONTINUIDAD DE CUERPOS ARENOSOS

El máximo espesor encontrado fue de 440 pies en el pozo 3342. Sus arenas reservorios son de regular a buena calidad. Está constituida por 4 cuerpos de arenas que permiten una buena correlación pozo a pozo, utilizando solamente pozos que tienen registros eléctricos modernos.

El cuerpo superior (en el tope), varía en espesor y en algunos pozos está ausente, debido al efecto de la discordancia Pre-Talara. La acción erosiva de esta

discordancia es más pronunciada en la parte Sureste del yacimiento.

Los dos cuerpos intermedios son constantes en todo el yacimiento.

El cuerpo inferior (en la base) presenta variaciones laterales. En la zona de los pozos 6814, 6813, 6794, 4823, 6892 y 4975, se observa que este cuerpo es casi lutáceo; mientras que al Oeste y al Este de estos pozos, está constituido por areniscas de grano fino.

De acuerdo con lo anterior, se puede concluir que por variación lateral esta formación disminuye su potencia en la parte central del yacimiento (se encuentran sólo los cuerpos arenosos superiores). Al Este y Oeste del yacimiento se le encuentra completa y es productiva en todo el yacimiento. Los Gráficos 16 al 19 presentan secciones estructurales y estratigráficas que muestran lo anteriormente mencionado.

4.3.- CALIDAD DEL RESERVORIO

La formación Pariñas Inferior, como reservorio, es de buena calidad. Los registros eléctricos tomados en los pozos muestran a esta formación con buenas características de porosidad. Asimismo, la historia productiva, corrobora la

buena calidad del reservorio en cuanto a permeabilidad.

Hacia la zona Oeste del yacimiento, el reservorio disminuye en calidad, debido al aumento del porcentaje de arcillas en los cuerpos de areniscas.

4.4.- DISTRIBUCION DE FLUIDOS

El estimado y reconocimiento de los contactos de fluidos son esenciales en la evaluación de los hidrocarburos in-situ. La profundidad de los contactos de fluidos resultan de tomar en cuenta la información proveniente de varias fuentes, tales como

- Presiones a partir de pruebas RFT o registros de dientes.

- Presiones a partir de pruebas de pozos.

- Flujo de un fluido determinado a partir de una profundidad mínima ó máxima.

- Densidades de fluidos a partir de muestras de formación.

- Saturaciones interpretadas de datos de perfiles eléctricos.

- Datos de presión capilar a partir de muestras de núcleos.

- Saturación de fluidos a partir de núcleos.

La localización de un contacto agua-petróleo a partir de pruebas de flujo da lugar a la terminología de LKO (lowest known oil - profundidad a la cual se produce una cantidad mínima de petróleo) y HKW (highest known water - profundidad

a la cual se produce una máxima cantidad de agua). La combinación de incertidumbres en las propiedades de los fluidos por extrapolación de los gradientes y en pruebas de flujo, significa que un contacto de fluidos es a menudo representado como un rango de profundidades hasta que los datos de varios pozos en un reservorio hayan sido correlacionados.

Una dificultad particular en la evaluación de contacto de agua-petróleo es en lo que respecta a la presencia de arcillas. El efecto de la arcillosidad, se manifiesta en pequeños poros y alta presión umbral que da como resultado una alta saturación de agua. Algunas de estas dificultades pueden ser resueltas usando muestras de núcleos representativas en el análisis de la presión capilar.

Respecto a la distribución de fluidos en el área, se puede decir que no es complicada, esto debido a las buenas características de roca reservorio, al poco espesor y al alto ángulo de buzamiento estratigráfico (entre 18 y 25 grados hacia el SSO). Cabe mencionar que en el yacimiento no se ha detectado la presencia de un nivel de contacto gas-petróleo y tampoco se han obtenido altas producciones de gas.

De acuerdo con las saturaciones interpretadas a partir de los perfiles eléctricos, se han definido 3 niveles de contacto petróleo-agua:

En la zona Noroeste existe el nivel a -2500', controlado en el pozo 3542.

En la zona Noreste existe el nivel a -1560', controlado en los pozos 6893 y 6894.

En la zona Sur existe el nivel a -2160', controlado en el pozo 4975.

5.- CARACTERISTICAS DEL SISTEMA FLUIDO-ROCA RESERVORIO

5.1.- ANALISIS DE NUCLEOS

Para formar un reservorio comercial de hidrocarburos, cualquier formación geológica debe presentar dos características esenciales:

capacidad para almacenar fluidos.

capacidad para transmitir los fluidos.

Esto significa que la roca reservorio debe almacenar fluidos y cuando los pozos de desarrollo sean perforados, los fluidos del reservorio deben fluir a través de distancias relativamente grandes bajo la acción de pequeños gradientes de potencial.

La capacidad de almacenamiento requiere de la existencia de espacios vacíos dentro de la roca, y la

transmiscibilidad de la continuidad de éstos espacios vacíos. La primera característica es llamada POROSIDAD, la segunda PERMEABILIDAD. Aunque se pueden efectuar algunos estimados de las propiedades de la roca reservorio a partir de perfiles eléctricos y radioactivos, el estudio de las muestras de núcleos es siempre esencial.

Un núcleo es una muestra de roca de una sección del pozo, obtenida cuando se perfora la formación de interés. El núcleo recuperado representa el registro del tipo de roca en una sección del pozo y es el dato básico para interpretación de propiedades de interés para geología e ingeniería.

En general dos objetivos parcialmente contradictorios deben ser reunidos cuando se toman muestras de núcleos. En primer lugar, un cuidadoso examen in-situ trazas de hidrocarburos es deseable (por ejemplo burbujas de gas ó filtraciones de crudo, fluorescencia sobre una superficie expuesta recientemente, fluorescencia y coloración dentro de solventes, etc.). En segundo lugar, es deseable preservar el núcleo en una condición en lo posible incambiable antes de su evaluación en el laboratorio. Partes del núcleo deben ser inmediatamente después del examen litológico, envueltos en polietileno o inmersos en fluidos y sellados dentro de recipientes para el traslado al laboratorio. El

objetivo de la preservación del núcleo es retener la condición de mojabilidad de la muestra recuperada y prevenir cambios en las características petrofísicas. La exposición al aire puede resultar en una oxidación de los hidrocarburos ó evaporación de los fluidos del núcleo con el consiguiente cambio en la mojabilidad. La parte restante del núcleo servirá para exámenes de trazas de hidrocarburos, exámenes litológicos, sedimentológicos y paleontológicos detallados.

Para una mejor comprensión ampliaremos los conceptos de porosidad y permeabilidad

POROSIDAD.— La porosidad es generalmente simbolizada por ϕ y es definida como la relación del volumen vacío al volumen bruto. El espacio vacío en las rocas reservorio son los espacios intergranulares entre las partículas sedimentarias.

Procesos posteriores a la sedimentación, tales como cementación, recristalización, solución, interperización, fracturas, etc. pueden modificar sustancialmente la proporción y distribución del espacio vacío, tal es así que en algunas circunstancias puede ser necesario definir un sistema como de doble porosidad, teniendo porosidad primaria y secundaria.

La porosidad de las rocas reservorio pueden variar

desde un 5 % hasta 30 % del volumen bruto, siendo las porosidades de menor rango solo de interés en sistemas de doble porosidad. El interés desde el punto de vista de ingeniería de reservorios entre la porosidad primaria y secundaria no es el origen o modo de ocurrencia, sino la capacidad de flujo de los diferentes tipos de porosidad.

De los análisis de núcleos llevados a cabo para el reservorio Pariñas Inferior del Yacimiento Batanes se ha determinado una porosidad promedio de 16.5 %.

- FERMEABILIDAD.- La permeabilidad de una roca es una medida de su capacidad de flujo y puede ser determinada solo por un experimento de flujo. Es una propiedad anisotrópica de la roca porosa en alguna región definida del sistema, esto es lo que se denomina direccional, por lo que la permeabilidad es considerada un tensor.

La permeabilidad ha sido definida como una propiedad solo de la roca (teniendo la dimensión LxL), pero ésta propiedad no es necesariamente idéntica en todas las muestras u orientación. La orientación de mayor interés en muestras de reservorio es la paralela al plano de la formación (permeabilidad horizontal). La dirección perpendicular al plano de la formación es de considerable interés en los fenómenos gravitacionales tales

como segregación de gas, inyección de gas, etc.

Cuando los sedimentos son pobremente sorteados, angulares e irregulares, el proceso de sedimentación asegurará que la permeabilidad vertical sea menor que la horizontal aún en la ausencia de capas arcillosas.

De los análisis de núcleos llevados a cabo para el reservorio Pariñas Inferior del Yacimiento Batanes, se ha determinado permeabilidades que varían entre 14 a 40 Md. con un promedio de 23 Md.

A continuación se presentan algunas pruebas especiales llevadas a cabo en núcleos recuperados en el pozo 6794-Batanes:

- ANALISIS POR DIFRACCION DE RAYOS X Mediante este análisis es posible identificar los tipos y cantidades relativas de minerales presentes en la muestra de formación.

En método consiste en irradiar con rayos X una pequeña cantidad de muestra pulverizada, la cual muestra un patrón de difracción que es característico de los minerales presentes en ella.

Este método fué aplicado a muestras del yacimiento Batanes (Pariñas Inferior) habiendose obtenido los

resultados siguientes:

MINERAL	COMPOSICION MINERALOGICA
Cuarzo	> 40%
Plagioclasa	> 15% < 40%
Ilita	< 15%

Cabe mencionar que las arcillas fueron determinadas despues de haber sido extraidas de la muestra y despues de haberseles aplicado los tratamientos en glicol y alta temperatura.

Por otro lado, los resultados se presentan solo en forma de cantidades aproximadas debido a que las intensidades de los picos caracteristicos de cada mineral presente son directamente proporcionales a su abundancia.

- SOLUBILIDAD EN ACIDO .- Según éste método, (1) gramo de muestra es tratada con 100 Ml. de ácido clorhídrico (HCl) al 15 % en un envase tapado, permitiendole reaccionar por (1) hora a 150 F. Posteriormente a ésto, la muestra tratada es filtrada y secada a un peso constante. La cantidad de muestra disuelta se determina por diferencia entre el peso original de la muestra y el peso del residuo.

Es conveniente mencionar que el procedimiento antes descrito es el mismo que se utiliza para la solubilidad

con RMA (12% HCl + 3% HF); solo que antes de filtrar la muestra, ésta es centrifugada para desechar el HCl. al 15% y colocar en su lugar, la solución de RMA, dejándola nuevamente reaccionar por (1) hora a 150 F.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

	<u>% SOLUBILIDAD</u>	
HCl	9.7	10.0
	20.9	23.6

Es conveniente mencionar que a pesar que por difracción de rayos X no se detectaron carbonatos, las muestras son parcialmente solubles (10% aproximadamente) en HCl. Es probable que la clorita sea parcialmente soluble en HCl y haya contribuido a éste valor. El incremento de la fracción soluble en RMA es debido a la disolución parcial o completa de finos.

- OBSERVACION CON EL MICROSCOPIO DE BARRIDO ELECTRONICO (SEM) .- Estas observaciones se realizan en un pequeño fragmento de la muestra previamente cubierta con oro. Las altas magnificaciones disponibles y la forma de preparación de la muestra permiten la observación del sistema poral de la muestra, la cual es de sumo interés en este tipo de estudio.

Los resultados obtenidos muestra grandes granos de

cuarzo, feldespatos y algunas hojas de mica. La Clorita forma una especie de "alfombra" sobre los granos grandes; creando una microporosidad. Esto causa una disminución apreciable en la permeabilidad, sin embargo la reducción en porosidad no es tan notable.

- PETROGRAFIA Los análisis petrográficos consisten en la observación de secciones finas cortadas de la muestra (espesor aproximado de 30 micrones) empleando luz transmitida y el sistema de lentes polarizantes del Microscopio Petrográfico. A través de ésta técnica se pueden identificar diferentes minerales por sus distintas propiedades ópticas y más importante todavía, se pueden observar las relaciones texturales entre los diferentes minerales presentes.

Los resultados obtenidos muestran que los granos son de subredondeados a subangulares, siendo el cuarzo principal mineral, seguido por plagioclasa en abundancia. Estos dos son los más importantes minerales detríticos en las muestras aunque se observa también algunas hojas de muscovita.

- DUREZA .- El aparato utilizado para la determinación de la dureza es el Penetrómetro D.S., el cual permite la medición de la penetración de un eje (mediante la aplicación de presión con aire comprimido) sobre una superficie plana, previamente humectada con agua, de

cada uno de los núcleos seleccionados de la formación en estudio.

Acorde con la clasificación de dureza, el reservorio Pariñas Inferior está localizado en la zona clasificada como "BLANDA".

- SENSIBILIDAD AL AGUA .- A un núcleo se le inyectaron en secuencia, diez volúmenes porales de una solución de KCl (2%), quince volúmenes porales de agua destilada y finalmente diez volúmenes porales de KCl (2%) (Se define al volumen poral como la cantidad de fluido que es necesaria para saturar el núcleo. Esta prueba se realiza para conocer el efecto que tiene el agua destilada sobre la permeabilidad de la muestra.

El uso de agua destilada es un caso extremo donde en muchas muestras se observa una disminución en permeabilidad debido a migración, el hinchamiento o efectos de microporosidad causados por reacciones coloidales entre las arcillas o los minerales arcillosos y el agua destilada.

Los resultados obtenidos muestran que al inyectarse la solución de KCl (2%), la disminución en permeabilidad es mínima debido a que la solución salada está controlando temporalmente los efectos coloidales. Sin embargo, al inyectarse el agua destilada se observa una

disminución de un 40% en la permeabilidad y esto no se recupera al inyectarse posteriormente la solución de KCl.

5.2.- PERMEABILIDAD RELATIVA

La permeabilidad relativa es un concepto usado para relacionar la permeabilidad absoluta (100 % saturada con un solo fluido de un sistema poroso a la permeabilidad efectiva de un fluido particular en el sistema cuando un solo fluido ocupa una fracción del volumen poroso total.

$$K_e = K \cdot K_r$$

Donde K_e es la permeabilidad efectiva de la fase, K_r es la permeabilidad relativa de la fase, K es la permeabilidad absoluta del sistema poroso.

Es conveniente indicar que la permeabilidad relativa se relaciona con la saturación, observándose que la permeabilidad efectiva disminuye con una disminución en la saturación de la fase.

Las permeabilidades relativas y las razones de éstas, generalmente se miden en el laboratorio, en muestras obtenidas de los reservorios.

Para yacimientos volumétricos subsaturados, la razón de permeabilidades relativas también pueden calcularse con datos de campo, obteniéndose una curva que puede extrapolarse para pronosticar el comportamiento del yacimiento.

el caso del Yacimiento Batanes Reservorio Pariñas Inferior, la técnica usada para identificar las curvas de K_{rw} y K_{ro} fué la normalización y curvas de ajuste. Los datos básicos fueron ajustados a través de un procedimiento de normalización a una base común. La base permite que todas las curvas de permeabilidades relativas tengan puntos finales a saturaciones de agua normalizadas 0 a 100 %. Las curvas de permeabilidades relativas tienen un valor máximo de 1 y un valor mínimo de 0. Las siguientes ecuaciones fueron usadas para normalizar los datos:

SISTEMA	SATURACION			Kg
	AGUA	K_{ro}	K_{rw}	
	$(S_w - S_{wc})$	$K_{ro} @ S_w$	$K_{rw} @ S_w$	
Agua-Pet	$S_w^{**} \text{-----}$	$K_{ro}^{**} \text{-----}$	$K_{rw}^{**} \text{-----}$	---
	$(1 - S_{wc} - S_{or})$	$K_{ro} @ S_{wc}$	$K_{rw} @ S_{or}$	
	$(S_L - S_{wi})$	$K_{ro} @ S_L$		$K_{rg} @ S_L$
	$S_w^{**} \text{-----}$	$K_{ro}^{**} \text{-----}$	-----	$K_{rg}^{**} \text{-----}$
	$(1 - S_{wi} - S_{gr})$	$K_{ro} @ S_{wi}$		$K_{rg} @ S_{gr}$

donde:

S_{wc} = Saturación de agua connata,

S_w = Saturación de agua,

S_{or} = Saturación residual de petróleo,

K_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo,

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua,

K_{rg} = Permeabilidad relativa al gas,

S_L = Saturación líquida,

S_{gr} = Saturación crítica de gas.

Después de haber normalizado las curvas, se continuó con el ajuste de curvas usando ecuaciones para permeabilidades relativas de las cuales se seleccionó la que mostró el mejor ajuste (Gráfico 20 y Tabla 3).

5.3.- PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Para un reservorio de "Petróleo Negro" los datos PVT consisten de tablas de factores de volumen de formación, relaciones de gas en solución y viscosidades como función de la presión. Alternativamente el simulador puede requerir especificaciones de densidad como función de la presión para cada una de las fases. En este caso no es necesario suministrar factores de volumen de formación ya que estos son directamente relacionados a las densidades y pueden ser calculados

internamente.

A través del análisis de muestras de petróleo en superficie de diferentes pozos, se ha podido establecer que el petróleo del reservorio Pariñas Inferior, tiene una gravedad de 35.2 API y una relación gas-petróleo inicial del orden de 110 SCF/STB.

Asimismo, a partir de registros eléctricos y pruebas de presión de fondo, se encontró que la temperatura del reservorio en mención es de 109 °F.

Con la información anteriormente mencionada, se usaron las correlaciones de Vásquez y Beggs, lográndose los resultados siguientes:

PARAMETROS	
USADOS	OBTENIDOS
Tsep = 85 °F	Tc = 408.392
Psep = 15.7 psi	Pc = 666.656
API = 35.2	gcor = 0.6456
g = 0.762	Pb = 650 psi
T = 109 °F	Bob = 1.081 Bls/STB
Rsi = 110 SCF/STB	μob = 3.3539 cp
	z = 0.8757

Lo anterior es mostrado en los Gráficos 21 y 22, y en la Tabla 4.

6.- DESCRIPCION DEL PROYECTO PILOTO DE INYECCION DE GAS

El tipo de estudio que se llevó a cabo, fué un modelo bidimensional utilizando el programa BOAST el cual simula el flujo (de darcy) isotérmico hasta en tres dimensiones, y asume que los fluidos del reservorio pueden ser descritos por tres fases (petróleo, gas y agua) de composición constante con propiedades físicas que dependen solo de la presión.

Técnicamente el programa usado (BOAST) es un simulador numérico de diferencias finitas, IMPES; el cual contiene técnicas de solución directas (BAND, D4) e iterativas (LSOR) para resolver sistemas de ecuaciones algebraicas. El modelo

BOAST, permite especificaciones de restricciones en el régimen o presión sobre el comportamiento de un pozo en particular, y el usuario puede adicionar o recompletar pozos durante la simulación.

Los datos básicos usados para el estudio fueron obtenidos de:

- Mapas de arena neta petrolífera,
- Mapas estructurales,
- Datos de permeabilidades relativas,

Análisis de núcleos,
Análisis de presión.
Perfiles eléctricos,
Datos de completación de pozos,
Datos de Producción.

6.1.- DETERMINACION DEL AREA

los Gráficos 16 y 17 se muestra el bloque seleccionado para efectuar el proyecto piloto de inyección de gas, cuya área es de 58 acres. Entre los criterios considerados para su selección, están los siguientes:

Mínima depletación natural, con la finalidad de minimizar el volumen de gas a ser inyectado antes de obtener respuesta, además de reducir el tiempo de respuesta a la inyección.

Alto grado de buzamiento (casi de 25°), comparado con otros bloques del yacimiento. Esto permitir que se mantenga un frente de avance diferenciado, ya que la gravedad asistirá en la segregación gravitacional de las fases gaseosa y líquida, mejorándose la recuperación de petróleo.

Continuidad de la arena productiva entre los pozos, indicado por los mapas estructurales y correlación de perfiles eléctricos (Gráfico 23),

lo cual asegurar el éxito técnico del proyecto de inyección.

6.2.- DESCRIPCION DEL MODELO

Se confeccionó una grid bidimensional de $9 \times 9 \times 1$ con $x = 270$ pies y $y = 180$ pies, espesores de formación en función del mapa de arena neta petrolífera y profundidades en función del mapa estructural, lo cual proporciona la forma geométrica de la estructura en el espacio.

Se consideró un modelo de reservorio simple para la formación Pariñas Inferior, inicialmente bajosaturado, limitado por barreras (fallas) impermeables y compuesto 5 pozos, uno de los cuales sería el inyector, el que se localizó en el bloque (6,2,1). Los pozos productores se localizaron en los bloques (3,2,1), (5,6,1), (8,6,1) y (9,2,1).

Con la finalidad de obtener resultados representativos que consideren diferentes alternativas para el área seleccionada, se efectuaron 5 corridas con el simulador BOAST.

El régimen de inyección fue alterado en las tres primeras corridas, variando desde 100 MPCD hasta 450 MPCD y sujeto a presiones de inyección que

sobrepasen la presión de fractura de la formación. Para las 2 siguientes corridas, se efectuó el cierre de un pozo que alcanzó un GOR mayor de 15 MFCD/STB. Una representación esquemática del mallado o "Grid" del reservorio se muestra en el Gráfico 24.

6.3.- PETROLEO IN SITU

Basados en mapas de arena neta petrolífera, características de roca reservorio y fluido, se determinó volumétricamente el petróleo original Insitu del bloque seleccionado para efectuar el proyecto piloto de inyección de gas, obteniéndose aproximadamente 3.4 MMBls. (Tabla 5).

El simulador BOAST arrojó un valor de 3.3 MMBls. para el petróleo original insitu, como resultado de integrar las 81 celdas del modelo.

6.4.- RECUPERACION POR DEPLETACION NATURAL

De acuerdo con la historia productiva del yacimiento, se puede afirmar que la formación Pariñas Inferior, en este bloque, para presiones mayores de 650 psi (presión de burbuja), posee un mecanismo predominante de impulsión por expansión de fluidos. Se logra una recuperación de 6% del petróleo insitu, mediante el mecanismo de impulsión por gas en solución.

6.5.- RECUPERACION POR INYECCION DE GAS

Pronósticos del comportamiento de un reservorio sometido a inyección de gas, pueden ser efectuados utilizando técnicas de balance de materia convencional y volumétrico; en conjunto con la determinación de la eficiencia de la recuperación.

La inyección de gas en un reservorio de petróleo se efectúa, ya sea dentro de un casquete de gas (si existe) o directamente en la zona de petróleo.

El principal factor involucrado en la decisión de iniciar la inyección de gas es la disponibilidad de gas barato en suficientes cantidades. El reciclaje de gas producido es la mayor fuente, pero puede solo retardar la declinación de la presión, mas no mantenerla. Gas secundario debe de ser obtenido de una fuente externa al reservorio.

Para calcular el petróleo adicional a ser recuperado por el proceso de inyección de gas, se efectuaron 5 corridas con el simulador BOAST, considerándose 10⁵ casos siguientes:

I: Considerando volumen de inyección incrementando desde 100 MPCD hasta 220 MPCD y 4 pozos

productores.

CASO II: Considerando volumen de inyección incrementando desde 150 MPCD hasta 400 MPCD y 4 pozos productores.

CASO III: Considerando volumen de inyección incrementando desde 200 MPCD hasta 450 MPCD y 4 pozos productores.

CASO IV: Similar Caso II, pero cerrando 1 pozo productor cuando alcanza un GOR >15 MFC/STB.

CASO V: Similar Caso III, pero cerrando 1 pozo productor cuando alcanza un GOR >15 MFC/STB.

Obteniéndose las recuperaciones siguientes:

Caso	Recuperación Incremental de Petróleo (MBls.)	% del Petróleo Insitu
I	140	4.1
II	165	4.9
III	176	5.2
IV	201	5.9
V	204	6.0

En las Tablas 6 a 10, puede observarse el detalle por caso de cada uno de los casos.

Es necesario comentar que si se inyecta gas seco en el reservorio, el petróleo producido como consecuencia de dos factores; primero del petróleo desplazado desde el medio poroso y segundo por la fracción de petróleo vaporizado por el gas inyectado. Si el petróleo es muy liviano, la masa de petróleo vaporizado puede ser alta, lo cual resultará en una recuperación final también alta. Sin embargo, nuestros cálculos consideramos que la vaporización de petróleo es mínima o insignificante en comparación con el petróleo desplazado.

6.6.- LOCALIZACION Y CAPACIDAD POZO INYECTOR

La inyección de gas será a través de los 2 cuerpos intermedios de la formación Pariñas Inferior, presentes en el pozo 6986, completado en Marzo de 1987. Este actualmente tiene una producción de 37 BOPDE (Junio 1988) y estructuralmente se encuentra ubicado en la parte más alta del bloque. Entre los pozos que serían influenciados por la inyección, se encuentran: 6893, 7334, 6894 y 6993. En los Gráficos 23 y 24 se observa claramente la posición del pozo inyector.

La capacidad del pozo inyector se determinó en las corridas efectuadas en el simulador BOA considerando que la presión de inyección no sobrepase la presión de fractura de la formación. Para los

Para la inyección, ya sea de gas o agua dentro de la zona de petróleo, resulta en la formación de un frente de desplazamiento, pero para la inyección de gas el frente es menos diferenciado (menor variación en la saturación de petróleo). El gas inyectado no moja la superficie de la roca, sino que barre el petróleo y tiende a formar una fase de gas continua a través de todo el reservorio. Esto ocurre muy rápidamente, debido a que la saturación crítica del gas es baja.

Para la inyección en una capa de gas, existe mayor probabilidad que un frente diferenciado será mantenido, ya que la gravedad asistirá en la segregación de las fases gaseosa y líquida.

En la literatura se puede observar que de experimentos de desplazamiento por gas, llevadas a cabo en muestras (núcleos) a presiones cercanas a la atmosférica se han obtenido las conclusiones siguientes:

- La producción acumulada de petróleo es directamente proporcional al logaritmo del gas inyectado acumulado.
- Para un volumen dado de gas inyectado, a mayor gradiente de presión aplicado (mayor velocidad del gas), es mayor el volumen de petróleo producido.

Para un volumen dado de gas inyectado, a mayor viscosidad del petróleo en el reservorio, será menor el volumen de petróleo producido.

Para una gradiente de presión dada, el régimen de drenaje de petróleo es ligeramente menor cuando existe una saturación inicial de agua, que cuando la roca está completamente saturada con petróleo.

6.8.- PERCOLACION DE GAS

En modelos que ofrecen primer grado de implícidad (modelos IMPES), puede ocurrir una situación inestable cuando el gas que se encuentra en solución con el petróleo, sale y viaja estructura arriba, produciéndose lo que es conocido como percolación de gas. Debido a que la viscosidad del gas es baja, la movilidad es alta y el volumen de gas transferido sobre un razonable "time step" puede ser muchas veces el volumen poroso de cualquier bloque por el cual está pasando. Esto puede conducir a saturaciones negativas a menos que se coloquen **restricciones sobre** los "time step". La inestabilidad es debido al tratamiento explícito de las transmiscibilidades. Con el uso de transmiscibilidades semi-implícitas en un modelo IMPES, o modelos que ofrecen **alto grado de** implícidad, posiblemente no se encuentre **éste tipo** de problema.

Para modelos IMPES con transmiscibilidades explícitas, se han desarrollado varios esquemas que permiten evitar la inestabilidad debido a la percolación del gas.

Varios modelos comerciales IMPES permiten al usuario invocar a una rutina especial para percolación de gas cuando ocurre una rápida transferencia del gas estructura arriba. Algunos emplean un factor multiplicativo, denominado B, donde $0 < B < 1$, en la interface para retardar el flujo de gas. La dificultad de este concepto es que no existe una razón física para determinar el valor de B. Aunque se usen típicamente valores entre 0.1 y 0.2. Otro concepto es calcular un factor de $K_v = D_g/GIP$ para cada "time step".

6.9.-CALCULOS BASADOS EN TEORIA DE DESPLAZAMIENTO FRONTAL Y BALANCE DE MATERIALES

La teoría de Buckley-Leverett, es aplicable a la inyección de agua o gas. Sin embargo, para el flujo vertical de petróleo y gas, no es posible despreciar los efectos de gravedad.

Diferentes ecuaciones deben ser usadas para el flujo fraccional de gas (f_g), dependiendo si la inyección toma lugar en la zona de petróleo (flujo asumido horizontal) o en el casquete de gas (flujo asumido vertical).

El avance del frente del gas respecto al tiempo transcurrido

y la distancia entre pozos para el Caso I se muestran en los Gráficos 25, 26 y 27.

6.10.- COMPLETACION POZO INYECTOR

En el caso de la conversión de pozos productores existentes, la completación antigua debe ser sacada y el pozo limpiado, especialmente en el intervalo seleccionado (podría ser lavado químico). Como el pozo escogido es nuevo, no será necesario hacer reparaciones a la tubería de revestimiento.

El tipo de inyección (capa de gas o zona de petróleo), tiene influencia directa en el intervalo de completación. En nuestro caso (inyección inicialmente en zona de petróleo), no es necesario cambiar el intervalo de completación.

La inyección tomará lugar a través de la tubería de producción, con un packer sentado encima de las perforaciones del Pariñas Inferior, el cual aislará el área comprendida entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción. Es necesario mencionar que la presión en cabeza será mucho mayor durante la inyección de gas que durante la producción de petróleo, y puede ser necesario cambiar el cabezal a una serie superior, que soporte una presión mayor.

Es conveniente no seleccionar para la conversión a un productor con signos de producción de alto corte de agua (indicaría proximidad al acuífero, dentro del cual es

completamente inusual la inyección de gas).

6.11.- PRONOSTICOS REGIMEN PRODUCCION

Las técnicas de recuperación secundaria involucran el complemento de la energía natural de un reservorio mediante la inyección de fluidos, el cual para este caso es el gas.

De acuerdo con lo anterior, la presión promedio del reservorio es mantenida constante (el régimen de producción volumétrico del reservorio es igual al régimen de reemplazo de fluidos), constituyendo el proceso conocido como MANTENIMIENTO DE PRESION.

Desde el punto de vista práctico, sabemos que desde el inicio de la inyección de gas hasta el abandono, se requerirá un incremento progresivo de la presión de inyección (la distancia cubierta por el gas en el medio poroso incrementará continuamente, por lo que las pérdidas por presión incrementan). Por otro lado, el régimen de inyección de gas debe incrementarse después de la ruptura del frente, conforme incrementa el GOR de producción.

En concordancia con lo anteriormente mencionado, se han obtenido los pronósticos de producción para los 5 casos descritos anteriormente. En los Gráficos 28 y 29 se pueden observar tanto el ajuste de historia como los pronósticos correspondientes.

6.12.- FUENTE MAS FACTIBLE PARA OBTENER GAS

Actualmente en Plantas de Absorción de Pariñas, existe capacidad de compresión disponible de 8.0 MMPCD en el sistema de 1000 psi y 2.0 MMPCD en el sistema de 2000 psi.

Con la instalación del compresor (Julio 1988) en la Bat. 197-Leones, se está recolectando a Planta Pariñas, un volumen de gas de 0.6 MMPCD, parte del cual (aprox. 0.3 MMPCD) se usará para inyectar a Batanes, previamente se tendría que tender línea para inyección.

La otra posibilidad para tener mayores volúmenes de gas disponibles, sería con la perforación de pozos por gas no asociado en Carrizo, apertura de pozos de alto GOR y de pozos de gas cerrados.

7.- EVALUACION ECONOMICA

7.1.- ANALISIS ECONOMICO

El análisis económico se efectuó en base a los casos que a continuación se indican:

Caso	Recuperación de Petróleo (MBls.)	Volumen de Gas a Iny. (MMPC)	Régimen de Iny. (MPCD)	Presión de Inyección __(psi)___
I	140	777	100-220	505-929
II	165	1159	150-400	590-957
III	176	1369	200-450	575-998
IV	201	1597	150-400	600-957
V	204	1697	200-450	613-998

Los parámetros usados para la evaluación de los diferentes casos, son los siguientes:

(.) Precio Crudo 19 US\$/Bl. (constante toda la vida del proyecto)

(.) Pronóstico Producción: Obtenidos en corridas de simulación.

(.) Inversión (1989):

US\$

Cabezal de 9 5/8 x 5 1/2" x	
2 7/8" x 5000 psi	9,850
Flow control 2 3/8" x 2000 psi	2,500
Flow recorder alta presión	1,600
Separador de alta	4,000

Manómetro de alta	500
Registadores de flujo de alta	5,800
PKR de 5 1/2"	2,800
6500' de tubería 2 7/8" N-80	
(segunda condición)	16,380
Costo tendido línea	19,620
Tubería pozo inyector	
2 7/8" x 2500'	10,200
Otros	12,500
Total:	85,750

(.) Gastos de Operación:

Pozo Inyector	:	4,950 US\$/año
Imprevistos	:	4,950 US\$/año
Total	:	9,900 US\$/año

(.) Costo del Gas (i) 0.55 US\$/MFC (gas no asociado).

:(ii) 2.53 US\$/MFC (gas asociado).

En ambos casos, incluye costos de servicios de recolección, compresión y transporte (ESCF-077-88 del 22.05.88).

(.) Volumen del gas a inyectarse : Obtenidos en corrida de simulación.

(.) Impuestos : 35%

Los resultados de esta evaluación económica se muestran en las Tablas 11 al 15 cuyo resumen se indica a continuación:

<u>Caso</u>	<u>VAN a 20% (MUS\$)</u>	
	<u>Costo de Gas =</u>	<u>Costo de Gas =</u>
	<u>0.55 US\$/MPC</u>	<u>2.53 US\$/MPC</u>
I	476.1	143.4
II	612.9	106.3
III	704.5	84.6
IV	642.4	82.6
V	731.8	68.4

De acuerdo a las condiciones actuales de disponibilidad de gas, el proyecto usaría gas asociado, por lo que el caso I sería el más rentable.

7.2.- ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Para el caso escogido se han efectuado corridas de sensibilidad, determinándose que el Proyecto es atractivo aun si las reservas incrementales fueran menores hasta el 22%, el precio del crudo bajara hasta 14.8 US\$/Bl.; si la inversión fuera mayor en 180% (240 MUS\$) y el precio del gas a inyectarse incrementara hasta 3.3 US\$/MPC.

Los resultados pueden apreciarse en el Gráfico 30.

8.- CONCLUSIONES

- (1) El mecanismo de impulsión que controla el comportamiento de los fluidos en el bloque en estudio es el de gas en solución y segregación gravitacional. La producción de agua es insignificante.

Se ha estimado la presión original en 650 psi (año 1987). A la fecha, la presión estimada en el bloque en estudio está en el rango de 580-600 psi.

El petróleo original insitu calculado volumétricamente para la formación Pariñas Inferior en el bloque en estudio, es de 3.4 MMBls. Se ha estimado un factor de recuperación primaria de 6% (204 MBls.), considerando regímenes de producción económicos.

A Junio de 1988 la producción acumulada de petróleo es 93.8 MBls. y 8.7 MMSCF de gas.

- (3) El desarrollo del área mencionada se inició en Enero de 1986. En tal sentido, el bloque se encuentra en la etapa inicial de depletación. Dicha situación, además del alto grado de buzamiento y continuidad de la arena productiva, hacen atractivo un proyecto de inyección de gas. Ello, por cuanto, se minimiza el volumen de gas a ser inyectado antes de obtener respuesta, por consiguiente se reduce el tiempo de respuesta a la inyección. Además se aprovecha el efecto

gravitacional. Merece mencionarse, como antecedente, los buenos resultados obtenidos con las operaciones de inyección de gas realizadas a gran escala en reservorios de La Brea y Pariñas.

Se ha seleccionado el el piloto en una área de 58 acres y se encuentra ubicada en la parte Noreste del yacimiento.

- (4) La recuperación adicional de petróleo por inyección de gas sería del orden del 4% del petróleo original insitu, lo cual representa 140 MBls. de petróleo.

De resultar exitoso el proyecto, permitiría extender la inyección de gas en el yacimiento y proporcionar información de base para su implementación en otros yacimientos.

- (5) El gas que se usaría para inyección, sería el proveniente de la Estación de Compresores de Planta Pariñas, a través del sistema Planta Pariñas - Leones - Batanes. El gas sería transportado al pozo inyector a través de 6,500 pies de tubería de 2 7/8" N-80 desde Leones.

- (6) El monto de la inversión requerida es de 85.75 MUS\$ = bajo monto requerido es consecuencia de la utilización de la infraestructura actualmente instalada y disponible en ^{Planta} ~~Planta~~ Pariñas. El monto es para la tubería 2 7/8 (según ^{de} ~~de~~ condición) y trabajos menores.

- (7) La evaluación económica indica que el proyecto es atractivo.

Para una tasa de descuento de 20%, y considerando como costo del gas 2.53 US\$/MPC, se obtiene un VAN de 143 MUS\$.

- (8) Se ha determinado (por análisis de sensibilidad) que el proyecto continúa siendo rentable, aún en las condiciones siguientes:

	Máximo Incremento	
	Disminución	Permisible
	___%___	Cantidad_
Inversión	+ 180	240 MUS\$
Reservas	22	109 MBls.
Precio Crudo	22	14.8 US\$/Bls.
Precio Gas de Inyección	+ 31	3.3 US\$/MPC

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. "Estudio Factibilidad Desarrollo Adicional Pariñas Inferior - Batanes - IT-1043 - Ene. 1986.
2. "Interpretación Estructural de la Formación Pariñas Inferior en el Yacimiento Batanes" - P. Manrique C.- Jun. 1988.
3. "Análisis por Difractometría de Rayos X de la Matriz de Areniscas de Núcleos Convencionales - Fm. Pariñas Inferior" - Pozo 6794 Batanes" - LAB-53-85 - Nov. 1985.
4. "Análisis Cuantitativo de Arcillas de 12 Muestras de Lutitas Procedentes de Núcleos Convencionales del Pozo 6794 - Fm. Pariñas Inferior - Yacimiento Batanes" - LAB-35-85 - Ago. 1985.
5. Reporte No T12-A060-85 - Halliburton - Jun. 1985.
6. Reporte No 85-175 - Dowell Schlumberger - Set. 1985.
7. "Applied Petroleum Reservoir Engineering" - B.C. Craft 1959.
8. "Determinación de Correlaciones para Estimar Permeabilidades Relativas Noroeste" - IT-2063 - L. Carrillo - Set. 1986.
9. "Petroleum Fluids Pac" - HF-41C.

10. "Dynamics of Petroleum Reservoirs Under Gas Injection" - R. Sandrea and R. Nielsen - 1974.
11. "Petroleum Production Handbook" - T. Frick - 1962.
12. "Effective Displacement of Oil by Gas Injection in a Preferentially Oil-Wet, Low-Dip Reservoir" - J. Shehabi
JPT - Dic. 1979.
13. "Production Potential Changes during Sweep-out in a five-spot System" - Caudle y Witte - JPT - Dic. 1959.
14. "Enhanced Oil Recovery" - M. Latil - Editions Technip, 1980.

TERMINOS MAS COMUNES USADOS EN SIMULACION DE RESERVORIOS**(.) BLACK OIL (PETROLEO NEGRO)**

Es un modelo de flujo de fluidos en el cual se asume que a lo más existen tres fases distintas en el reservorio: petróleo, agua y gas. Usualmente el agua es la fase mojante, el petróleo tiene una mojabilidad intermedia y el gas es la fase no mojante.

El agua y el petróleo se asumen inmiscibles y que no existe intercambio de masa o cambio de fase entre ellos. Se asume además que el gas es soluble en el petróleo pero no en el agua.

(.) GRID (MALLA)

Consiste en líneas ortogonales para cada una de las direcciones de las coordenadas y es construida formando una colección de rectángulos los cuales son encerrados en un rectángulo mayor (mallado).

(.) CELL or BLOCK (CELDA O BLOQUE)

Se denomina celda o bloque a cada uno de los rectángulos conforman una malla.

(.) TIME-STEP or ITERATION (ITERACION)

Es el número de veces que un proceso es repetido, siendo calculado de ésta forma régimen y presión para cada pozo en el sistema.

(.) STABILITY (ESTABILIDAD)

Un algoritmo numérico es considerado estable, si cualquier error introducido en alguna etapa del cálculo no se amplifica (incrementa) durante los cálculos posteriores.

(.) ALTERNATING METHODS (METODOS ALTERNOS)

Los métodos alternos son de dos tipos:

ADE (Alternating Direction Explicit)

ADI (Alternating Direction Implicit)

Los métodos ADE no involucran cálculos de matrices y reduce el problema a una forma similar a la de ecuaciones de diferencias explícitas.

Los métodos ADE son estables incondicionalmente para problemas lineales, lo cual contrasta con el clásico método explícito.

Los métodos ADI involucran la solución de ecuaciones de matrices tridiagonal y son similares al clásico método implícito.

Los métodos ADE y ADI producen un juego de ecuaciones que son mucho mas fácil de resolver que las ecuaciones de las matrices. Esta simplificación se obtiene gracias a alguna reducción en la exactitud y estabilidad.

La aplicación práctica de éstos métodos está restringida a problemas de flujo en fase simple y problemas multifásicos simples.

(.) MATRIX (MATRIZ)

Se denomina matriz a un conjunto rectangular de elementos arreglados en filas horizontales y columnas verticales.

(.) ORDEN DE UNA MATRIZ

Se dice que una matriz es de orden $M \times N$, si ésta consiste de M filas y N columnas. Si $M = N$ se dice que la matriz es una matriz cuadrada de orden N .

(.) ELIMINACION GAUSSIANA

El método de Eliminación Gaussiana, consiste en reducir un sistema de N ecuaciones con N variables desconocidas a un sistema de $(N-1)$ ecuaciones con $(N-1)$ variables desconocidas. Este procedimiento es continuado hasta que se obtiene una ecuación con una variable desconocida.

(.) DIAGONAL PRINCIPAL DE UNA MATRIZ

Si suponemos una matriz de la forma

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix}$$

Entonces definimos como diagonal principal de una matriz al conjunto de elementos de a_{ij}

(.) MATRIZ DIAGONAL

Si todos los elementos de A son ceros, a excepción de los elementos contenidos en la diagonal principal, entonces A es considerada una matriz diagonal, o sea :

$$a_{ij} = 0 \quad \text{para todo } i \neq j$$

(.) DIFERENCIAS FINITAS

La idea básica de cualquier método de aproximación es reemplazar el problema original por cualquier problema que sea fácil de cuya solución sea cercana a la solución del problema original.

El concepto más común es aplicar técnicas de diferencias finitas. Esto consiste en expresar las derivadas parciales en términos de aproximaciones algebraicas y resolver las ecuaciones algebraicas resultantes.

(.) ERROR DE TRUNCACION

También llamado error de discretización, es la separación de una aproximación de diferencias finitas a partir de la solución de una ecuación diferencial parcial en un punto dado (operador diferencial - operador de diferencias finitas + error de truncación).

(.) SIMULACION DE RESERVORIOS

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.

(.) SIMULADOR NUMERICO

Básicamente es una serie de ecuaciones que sujetas a ciertas condiciones, describen los procesos de la mecánica y dinámica los fluidos dentro de un medio poroso en el reservorio