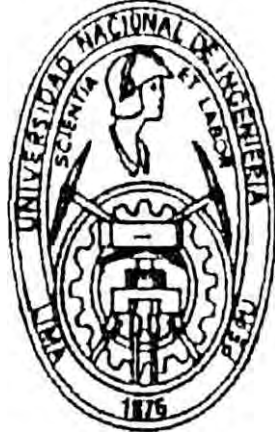


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA PETROLEO



Simulación Numérica de un Proyecto  
de Inyección de Agua Aplicado a  
un Yacimiento del Noroeste del Perú

**TESIS**

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETROLEO

Manuel Napoleón Loli Díaz

PROMOCION-92-0

LIMA-PERU

1 993

**SIMULACION NUMERICA DEL UN PROYECTO**  
**DE INYECCION DE AGUA APLICADO A**  
**UN YACIMIENTO DEL NOROESTE DEL PERU**

SUMARIO

INTRODUCCION

DISCUSION

1 UBICACION E HISTORIA

2 GEOLOGIA

2.1 Geología regional y **Estratigráfica**

2.2 Configuración Estructural

2.3 Continuidad y extensión del **Reservorio**

2.4 Contacto de Fluidos

2.5 Tipo de **Reservorio**

3 **TEORIA DE SIMULACION DE RESERVORIOS**

3.1. Definición

3.2 Clasificación de Simuladores de **Reservorios**

3.3 Ecuaciones que usa el Simulador

3.4 Etapas de un estudio de Simulación

4 **COMPORTAMIENTO HISTORICO DEL BLOCK A**

4.1 Historia de Producción

4.2 Análisis Información de Presión (**DST** y **BHP**)

4.3 Análisis de las Pruebas **Minifrac** y **Microfrac**

5 **INFORMACION DE ROCA RESERVORIO-FLUIDO**

5.1 Porosidad y Permeabilidad

5.2 Saturación de Agua Inicial

|   |       |   |
|---|-------|---|
|   | 5.3   | <b>Permeabilidades</b> Relativas            |
|   | 5.4   | Análisis PVT                                |
|   | 5.5   | Compresibilidades                           |
| 6 |       | MAPAS Y <b>CALCULOS VOLUMETRICOS</b>        |
| 7 |       | <b>CONSTRUCCION</b> DEL MODELO              |
|   | 7.1   | Orientación de la Grid                      |
|   | 7.2   | Dimensión del Grillado                      |
|   | 7.3   | <b>Equilibración</b> de Fluidos             |
|   | 7.4   | Ajuste de Historia y Validación del Modelo  |
|   | 7.5   | Localización de pozos inyectores            |
|   | 7.6   | Predicción                                  |
| 8 |       | DISEÑO E <b>IMPLEMENTACION</b> DEL PROYECTO |
|   | 8.1   | Facilidades de inyección y producción       |
|   | 8.1.1 | Facilidades de inyección                    |
|   | 8.1.2 | Facilidades de producción                   |
|   | 8.2   | Plan de operación                           |
|   | 8.3   | Control del proyecto                        |
|   | 8.4   | Agua de inyección                           |
| 9 |       | <b>EVALUACION ECONOMICA</b>                 |
|   | 9.1   | Sensibilidad económica                      |
|   |       | CONCLUSIONES                                |
|   |       | REFERENCIAS <b>BIBLIOGRAFICAS</b>           |
|   |       | TABLAS                                      |
|   |       | <b>GRAFICOS</b>                             |

## SUMARIO

La presente tesis titulada **Simulación** Numérica de un Proyecto de Inyección de Agua, aplicado a un Yacimiento del Noroeste **del Perú**, trata **de la** aplicación de técnicas de **Simulación** Numérica al **reservorio Hélico del** yacimiento Carrizo.

Se analiza el comportamiento del **reservorio Hélico** después de 33 años de producción. Este **reservorio** se ha dividido en 5 zonas, las cuales han sido producidas simultáneamente en algunos pozos.

El año 1987, se implemento un programa de mantenimiento de presión por inyección de gas el **cual** respondió a los tres años del inicio de la **inyección**.

El gran volumen de datos adquiridos ha mejorado el modelo geológico y el conocimiento del movimiento de los fluidos en las arenas del **reservorio**. El análisis y procesamiento de estos datos ha permitido preparar el modelo de Simulación Numérica (3-D), el cual, previa validación proporciona las predicciones correspondientes a los diferentes esquemas de explotación propuestos.

## INTRODUCCION

El yacimiento Carrizo, se encuentra ubicado a 25 Km. al Nor Este de la ciudad de Talara y es uno de los yacimientos que forma parte de la Cuenca Talara.

Esta Cuenca esta produciendo desde mediados del siglo 19 y es el área mas antigua en el Perú, en lo que respecta a producción de Hidrocarburos. Se han producido a la fecha 1,275 Millones de barriles de petróleo. La producción durante el año 1992 fue en promedio de 39 MBOPD proveniente de aproximadamente 3,300 pozos (2,850 pozos en la Costa y 450 pozos en el mar), con una profundidad promedio de 1,600 m. La gravedad promedio del crudo producido es de 33.4° API.

En esta cuenca, el potencial de reservas a ser puestas en producción por Recuperación Mejorada es superior a los 100 MM de barriles de petróleo.

A nivel yacimiento, el área se caracteriza por su intenso **dislocamiento** en bloques debido a la presencia de fallas normales, fallas de repetición o bajo ángulo e incluso fallas inversas. La columna **estratigráfica** atravesada por los pozos esta constituida desde rocas antiguas metamórficas del paleozoico, rocas sedimentarias del cretáceo y terciario, hasta secuencias plásticas-calcáreas jóvenes del cuaternario.

Se ha obtenido producción comercial de petróleo de las formaciones **Basal** Salina. San Cristóbal, Mogollón, **Ostrea**. **Echinocyamus**, Areniscas Talara. El mecanismo predominante es **de** impulsión por gas en solución.

La elección del yacimiento Carrizo como candidato para dicho estudio, fue como consecuencia del análisis de los aspectos siguientes :

(.) Respuesta positiva a la inyección tanto por inyección de gas (área de **Petroperú**) como de agua (área de Occidental).

(.) Potencial importante (en el Noroeste del Perú) de reservas de petróleo a ser obtenidas por procesos de Recuperación Mejorada.

El block "A" motivo del estudio tiene un área de 321 acres y a mayo de 1993 cuenta con un total de 23 pozos perforados.

A junio de 1993 se tiene 18 pozos productores activos con una producción diaria de 130 BO x 34 **EW**. La producción acumulada es de 1,494 **MELS** de petróleo.

## DISCUSION

### 1. UBICACION R HISTORIA

El Yacimiento Carrizo block "A" se encuentra ubicado en la Cuenca Talara aproximadamente a 25 Kms. al Nor Este de la ciudad de Talara entre las cuadrículas 0-13 y 0-14, P-13 y P-14 (Figura N° 1). Dicho yacimiento tiene un área de 321 acres y es contigua al área operada por el consorcio **OXY-BRIDAS** (Yacimiento Carrizo) la cual se encuentra a solo <sup>2</sup> Km. al Sur Oeste del block "A" (Figura N°.2).

El block "A" del Yacimiento Carrizo fue descubierto en setiembre de 1960 con la perforación del pozo 1664 (RPI: 120 x 2 x 1478). El segundo (pozo 6073) fue perforado 18 años después. Se completó el desarrollo del área en 1980 con un total de 16 pozos. a un **espaciamento** que varía entre 14 a acres. En Diciembre de 1986 se inicia un nuevo programa de perforación a fin de implementar un proyecto de **inyección** de agua, reduciendo el **espaciamento** de los pozos a 7 acres.

En octubre de 1987 se implementa un programa de mantenimiento de presión por inyección de *gas* a través del rozo 6573 por las capas denominadas A y E a un

caudal de 450 **MPC/D** y a una presión de 1000 Psi. En diciembre 1987 se inyecta por forros en las capas C y D a las mismas condiciones de presión y caudal, dejándose de inyectar en las capas A y B.

Después de 3 **años** de iniciada la inyección se tuvo respuesta en 8 pozos, acumulando a junio 1993: 23 **MBLS** de petróleo secundario y 446 **MMSCF** de gas inyectado. El estado del block a dichas condiciones es :

|                   |   |    |
|-------------------|---|----|
| Pozos perforados  | : | 23 |
| Pozos inyectoros  |   | 1  |
| Pozos productores | . | 18 |
| Pozos cerrados    |   | 4  |

Dichos pozos productores reportan una producción  
130BOPD x 34 EWPD

## 2. GEOLOGIA

### 2.1 GEOLOGIA REGIONAL Y ESTRATIGRAFICA

El Yacimiento Carrizo esta constituido por varias formaciones productivas: **Verdun**, Talara (**Mbos Monte, Hélico y Lobitos**), **Ostrea** y Mogollón como se puede observar en la Figura N° 3.



En la Formación Lutitas Talara **estratigráficamente** se definen " cuerpos: Pseudo **Hélico** en el tope y **Mbro. Hélico** en la base.

Los cuerpos tipo **Hélico** y los Pseudo **Hélico** son de edad diferente debido a que sobresale una línea de tiempo que es llamado **Datum** de la **Clavigerinella** Colombiana, que se presenta en el **Eoceno** Medio de Colombia y que es un excelente marcador• de los sedimentos de esta edad en el Perú.

En la Figura N° 4 se observa dicho marcador. La génesis de estos cuerpos arenosos son diferentes, siendo el primero de ellos un depósito en abanico de pequeña extensión **areal** de origen tectónico mientras que el segundo (cuerpo **Hélico**) es un depósito de relleno de un canal submarino.

Las características de **reservorio** de estos cuerpos también son diferentes. El primer cuerpo arenáceo no es productor• de aceite, aunque a veces tiene fluorescencia de petróleo, pero el segundo cuerpo **Hélico** es un excelente **reservorio**.

## **2.2 CONFIGURACION ESTRUCTURAL**

El miembro Helico ha sido dividido en 5 zonas arenosas perfectamente definidas e interestratificada con lutitas, según se puede apreciar en la sección estructural estratigráfica de Figuras N° 5.

El reservorio se encuentra a una profundidad promedio de 4500' con rumbo N35°E 2° de buzamiento hacia el Sur Este, como se puede observar en el mapa estructural Figura N° 6.

El block "A" del Yacimiento Carrizo está limitado por 5 fallas normales sellantes al Norte las fallas "P" rumbo E-O y buzamiento hacia el Norte y falla "KU" de rumbo NE-50 buzamiento hacia Nor-Oeste, al Sur por la intersección de las fallas "El Cardo", al Este falla "El Cardo" de rumbo NE-50 y buzamiento al Noroeste y al Oeste la falla "NE" de rumbo NO-SE buzamiento al Nor-Oeste.

Dichas fallas se consideran sellantes debido a que el desplazamiento neto de dichas fallas varían entre 600' a 700'.

El miembro Hélico de la formación Talara fue depositado en varios ciclos por sedimentos en flujo gravitacional en aguas relativamente profundas en forma de abanico y canales submarinos.

El miembro es un secuencia de conglomerados y areniscas lenticulares de cuarzo, color gris verdoso, con gránulos de glauconita, separados por intercalaciones de lutitas gris marrón claro, suaves blancas, masivas, en parte calcáreas.

### 2.3 CONTINUIDAD Y EXTENSION DEL RESERVORIO

Las 5 zonas en que se ha definido el Mb. Hélico, se han denominado A, B, C, D y E, desde abajo hacia arriba respectivamente.

La arena neta permeable de la zona A se extiende casi por todo el área, teniendo su máximo desarrollo en la parte Oeste del block "A", disminuyendo gradualmente hacia el Nor-Oeste hasta desaparecer. No se ha encontrado arena petrolífera perteneciente a la secuencia A en los pozos 6073 y 6456 situados en el extremo Oeste.

La arena permeable de la zona B se extiende por todo el block y tiende a disminuir gradualmente hacia la parte Norte y a incrementar por la parte Sur.

La arena permeable de la zona O se extiende por todo el block, teniendo su máximo desarrollo en la parte central, disminuyendo gradualmente hacia las partes Sur y Norte.

La arena permeable de la zona D se extiende por todo el área teniendo su máximo desarrollo en las partes ~~Nor-Oeste~~, Sur-Este, ~~Nor-Este~~. disminuyendo hacia el Sur y hacia el Oeste gradualmente.

La arena permeable de la zona E no se extiende por todo el block y está conformado por dos sub **blocks** de arena y cada una en la parte central tiene su máximo desarrollo.

#### **2.4 CONTACTO DE FLUIDOS**

El estimado y reconocimiento de los contactos de fluidos son esenciales en la evaluación de los hidrocarburos **insitu**.

De acuerdo con la producción de fluidos (petróleo, agua y gas) del reservorio Hélico se puede afirmar que no existe contacto agua-petróleo debido a que la producción de agua es insignificante y la presión declina, evidenciando depletación sin mantenimiento significativo, asimismo no hay indicios de la presencia de un contacto gas-petróleo debido a que la producción de gas no muestra altos valores no se ha detectado la formación de una capa de gas.

## 2.5 TIPO DE RESERVORIO

De acuerdo a las características de producción, comportamiento histórico de la presión análisis de los fluidos producidos se puede afirmar que en el reservorio Hélico el mecanismo predominante de impulsión es GAS EN SOLUCION .

## TEORIA DE SIMULACION DE RESERVORIOS

### 3.1 DEFINICION

La simulación de reservorios es el proceso mediante el cual el comportamiento real de un reservorio de hidrocarburos es inferido a partir

de un modelo numérico que representa al **reservorio**.

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 de fluidos y consecuentemente pueden tener un comportamiento individual diferente, es decir, que se pueden presentar las variaciones **areales** de las propiedades físicas de la roca **reservorio**, de los fluidos presentes y se puede representar adecuadamente la configuración geométrica del yacimiento.

### **3.2 CLASIFICACION DE LOS SIMULADORES DE RESERVORIOS**

Los Simuladores de **Reservorios** pueden clasificarse de acuerdo al tipo de **reservorios** que se proponen simular, los simuladores pueden ser:

Simuladores de **Reservorios** de Gas.

Simuladores de **Reservorios** de Petróleo Negro

Simuladores de **Reservorios** Composicionales.

Simuladores Especiales.

### 3.2.1 SIMULADORES DE RESERVORIOS DE GAS

Los Simuladores de Reservorios de Gas pueden ser de una o dos fases, dependiendo de la presencia o no de agua móvil.

### 3.2.2 SIMULADORES DE RESERVORIOS DE PETROLEO NEGRO

Estos Simuladores son capaces de simular sistemas donde están presentes el petróleo, agua y gas en diferente proporción. Usualmente existe transferencia de fase entre el gas y petróleo, como por ejemplo cuando el gas sale de solución en el petróleo.

### 3.2.3 SIMULADORES DE RESERVORIOS COMPOSICIONALES

Requieren Simuladores que tengan en cuenta el comportamiento composicional entre los componentes individuales de los hidrocarburos en las fases de gas y líquidos. Esto es debido a que la información PVT no describe el

comportamiento de fluidos adecuadamente para los petróleos volátiles y condensados. La transferencia de masa entre cada uno de los elementos es calculada en fracciones molares de cada componente individual o pseudo componentes.

### **3.2\_4 SIMULADORES ESPECIALES**

Procesan fenómenos particulares que ocurren en el **reservorio**, tales como Procesos de Recuperación Térmica, Inundación Química (Polímeros, **Surfactantes**, etc.) y desplazamiento miscible. Asimismo los fenómenos de **conificación** y segregación gravitacional.

Los Modelos de Simulación de **Reservorios** pueden también dividirse teniendo en cuenta sus dimensiones y la **interrelación** entre éstas, así como la orientación de las mismas\_

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



**a) MODELO UNI-DIMENSIONAL HORIZONTAL**

Dicho modelo se observa en la Figura N°  
7. sus aplicaciones son:

Balance de Materiales  
Secciones Transversales.  
Comportamiento de acuífero  
Experimentos de laboratorio.

**b) MODELO UNI-DIMENSIONAL VERTICAL**

Dicho modelo se observa en la Figura N°  
7 , sus aplicaciones son:

Simula mecanismos de drenaje  
gravitacional  
Equilibración vertical  
Tratamiento de pozo individual  
Eficiencia del influjo  
vertical de agua.

**c) MODELO BI-DIMENSIONAL HORIZONTAL**

Dicho modelo se observa en la Figura N°  
8, sus aplicaciones son:

Simulación de estructuras grandes con **multi-pozos**.

Rocas con propiedades heterogéneas.

Pequeña variación vertical de las propiedades de la roca y el fluido.

Determinación de la presión óptima en procesos de mantenimiento de presión y los mecanismos de recuperación secundaria.

d) **MODELO BI -DIMENSIONAL, VERTICAL, ESTRATOS COMUNICADOS**

Dicho modelo se observa en la Figura N° 8, sus aplicaciones son:

- Análisis de sección transversal de un **reservorio**.
  - Efectos de segregación gravitacional
  - Análisis de pozos individuales o pozos múltiples.
- Efectos de la heterogeneidad en el desplazamiento frontal.

e) MODELO BI-DIMENSIONAL, VERTICAL, ESTRATOS NO COMUNICADOS

Dicho modelo se observa en la Figura N° 8, sus aplicaciones son:

Estudio de Sección Transversal Vertical.

Pozos con **completaciones** múltiples.

Modelo de flujo estratificado.

f) MODELO TRI-DIMENSIONAL, ESTRATOS COMUNICADOS

Dicho modelo se observa en la Figura N° 9, sus aplicaciones son:

Simulación de grandes **reservorios** con **pozos** múltiples.

Variación vertical significativa en las propiedades de la roca y del fluido.

- Sistema estratificado con acuífero común o con comunicación parcial.

g) **MODELO TRI-DIMENSIONAL, ESTRATOS NO COMUNICADOS**

Dicho modelo se observa en la Figura N° 9, sus aplicaciones son:

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

f) **MODELO RADIAL**

Es usado para desarrollar funciones de pozos que permitan predecir el comportamiento cuando se usan en modelos 2-D **Areales** y 3-D y permiten evaluar el comportamiento de los pozos cuando los efectos verticales dominan el

comportamiento como en el caso de **conificación** de agua o gas. Los modelos 2-D radiales son muy usados para simular la convergencia o divergencia del flujo en una región **radialmente** simétrica del **reservorio**.

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

### 3.3 DESARROLLO TEORICO DEL SIMULADOR MATEMATICO- METODOS DE SOLUCION

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

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

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

Ecuación de continuidad. (Ley de la conservación de la Masa):

Ecuación de Estado

Ecuación de Movimiento (Ley de Darcy).

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

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

$$\frac{\partial}{\partial x} (\rho v_x) + \frac{\partial}{\partial y} (\rho v_y) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho v_z) + q = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi)$$

(ver declaración de variables pag. 65)

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

Fluido incompresible (donde se asume que la densidad  $\rho$  es constante).

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

Fluidos ligeramente incompresibles

$$= \alpha (P - P_1)$$

Dado que  $\rho \propto 1/V$  y  $B_0 \propto V$ , se puede escribir la ecuación anterior de las siguientes formas:

$$\rho = \rho_1 \exp(\alpha(P - P_1))$$

$$B_0 = B_{01} \exp(\alpha(P - P_1))$$

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

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

$$\begin{aligned} V_x &= \frac{-K_x}{\mu} \frac{\partial \phi}{\partial x} \\ V_y &= \frac{-K_y}{\mu} \frac{\partial \phi}{\partial y} \\ &\quad -K_z \frac{\partial \phi}{\partial z} \end{aligned}$$

(ver declaración de variables pag. 2)

## 1 ECUACION FUNDAMENTAL DE FLUJO

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

Estas combinaciones se generan para cada una de las fases presentes en el reservorio. En notación vectorial la Ecuación Fundamental de Flujo para la fase petróleo es

$$(\lambda_o \nabla \cdot \phi_o) - \rho_o = a_o (\phi_o S_o) \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho_o$$

Fase Agua:

$$(\lambda_w \nabla \cdot \phi_w) - \rho_w = a_w (\phi_w S_w) \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho_w$$

Fase Gas:

$$(\lambda_g \nabla \cdot \phi_g) - \rho_g = a_g [ (S_g \rho_g) + (R_{so} S_o \rho_o) + (R_{sw} S_w \rho_w) - 1 ] \quad (3)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho_g$$

(ver declaración de variables pag. 65)



### 3.3\_2 MÉTODOS MATRICIALES DE SOLUCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO.

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

- (.) Métodos Directos.
- (.) Métodos Iterativos.

#### **(.) Métodos Directos (Eliminación Gaussiana)**

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 estos métodos tenemos:

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

### (.) **Métodos Iterativos**

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

Los métodos que se utilizan son:

- a) **Jacobi**

- b) Gauss-Seidel
- c) Método PSOR (puntos sucesivos  
sobrerelajación)
- d) Método LSOR (sobrerelajación  
sucesiva en línea)
- e) Método LSOR WATTS (Método LSOR  
modificado por WATTS)
- f) Método SIP (Proceso  
Fuertemente Implícito)
- G) Método SSOR (Sobrerelajación  
sucesiva en placas).

Estos métodos tienen aplicación en problemas de una, dos y tres dimensiones.

### 3.4 ETAPAS DE UN ESTUDIO DE SIMULACION DE RESERVORIOS

En general un Estudio de Simulación comprende las siguientes partes:

- Definición del problema.
- Adquisición y revisión de datos.
- Descripción del reservorio y diseño del modelo.
- Ajuste de Historia.
- Predicción.

### 3.4.1 DEFINICION DEL PROBLEMA

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

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

### 3.4.2 ADQUISICION Y REVISION DE DATOS

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

### 3.4.3 DESCRIPCION DEL RESERVORIO Y DISEÑO DEL MODELO

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

#### 3.4.4 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:

MOR y **GOR** (Medidas)

Presiones (Observadas).

El proceso de Ajuste de Historia usualmente involucra bastante tiempo y costo, a veces con resultados frustrantes. El costo de un estudio de simulación se reflejan en el número de corridas de computador efectuadas para

conseguir un Ajuste razonable y garantizar los resultados de las predicciones.

#### **3.4.5 PREDICCIÓN**

Tal como se mencionó anteriormente, la calidad de un Ajuste de Historia depende sustancialmente de la cantidad de datos utilizados para el Ajuste. En este sentido la confiabilidad de las predicciones del comportamiento futuro depende de dichos datos utilizados para el Ajuste. En consecuencia, cuanto más información disponible se utiliza en el Ajuste de Historia. más confiable serán los resultados de las predicciones.

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

#### 4, COMPORTAMIENTO HISTORICO DEL BLOCK "A"

##### 4.1 HISTORIA DE PRODUCCION

La explotación del área se inició el año 1960 con la perforación del pozo 1 64 (120 BOPD x BOPD x GOR= 1478). El área obtuvo su desarrollo pleno (16 pozos) en 1970. En diciembre 1986 se perforaron 7 pozos adicionales en el área con fines de inyección para mantenimiento de presión. En la Tabla N° 1 se presenta la producción acumulada por pozo y en la tabla N° podemos apreciar datos adicionales tales como fecha de perforación intervalos abiertos, formaciones productivas y estado actual para cada pozo.

##### 4.2 ANALISIS INFORMACION DE PRESION (DST, BHP)

Se han analizado e interpretado 8 pruebas de presión (BHP y DST) de los cuales se han encontrado pozos que presentan comportamiento de pozo estimulado y comportamiento de pozo dañado con posible efecto de falla



#### 4.2.1 POZOS ESTIMULADOS

En la Figura N° 10 se presenta el gráfico de diagnóstico para el pozo 6943 (derivada de presión y Delta de presión vs Delta de tiempo). Se observa que ambas curvas marchan paralelas lo cual es un indicativo de que el pozo esta estimulado, además se observa en dicho gráfico, el flujo radial en el último período de la curva.

#### 4.2.2 POZOS DAÑADOS CON EFECTO DE FALLA

En la Figura. N° 11 se aprecia el gráfico de diagnóstico para el pozo 6946 (derivada de presión y delta de presión vs delta de tiempo). Se observa un pozo **dañado**. debido a que el factor **skin** alcanza un valor +2. Adicionalmente se induce la presencia de una falla. Este análisis corrobora la interpretación geológica de la presencia cercana al pozo 6946 de una falla.

Los resultados de la interpretación del análisis de presión se pueden apreciar en la Tabla N° 3. La

presión inicial del **reservorio** se estima en 2.200 Psi (a 4,500 pies). La declinación de la presión versus el tiempo se aprecia en la Figura N° 12.

#### 4.2.3 ANALISIS DE LAS PRUEBAS MICRO-FRAC, MINI-FRAC.

El objetivo de este análisis fue. determinar la presión de fractura y caudal de inyección en base a los resultados de las pruebas **minifrac** y **microfac** del pozo 6948.

En la Tabla N° 4 apreciamos los valores de presión de fractura, gradiente de fractura y rata de inyección obtenidas para el pozo 6948 como resultado del análisis mencionado.

## INFORMACION DE ROCA RESERVORIO-FLUIDO.

### 5\_1 POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

La porosidad y la permeabilidad se les define como la capacidad de almacenamiento y como la capacidad de movimiento de fluidos respectivamente. Dichas propiedades petrofísicas fueron obtenidas a partir de las interpretaciones de perfiles eléctricos y análisis de núcleos para los pozos que contaban con dicha información. Posteriormente se construyeron mapas de porosidad y permeabilidad como se puede observar en las Figuras N° 13 al 22.

El análisis estadístico muestra que los valores de porosidad y permeabilidad estuvieron en el rango siguiente:

porosidad (0), % = 8 - 18

permeabilidad (K), md = 3 - 30

### 5.2 SATURACION DE AGUA INICIAL

Para el cálculo de la saturación de agua inicial ( $S_{wi}$ ) se utilizó información presente en el análisis especial de núcleos del pozo 6946 (Presiones capilares). Esta información necesito de correcciones a fin de representar las

condiciones de reservorio. Se usaron los siguientes valores de tensión superficial y ángulo de contacto intersticial, obtenidas de tablas publicadas ( ref. 13) ya que no se disponía de datos de laboratorio para estos parámetros.

$\sigma$  = 70 din/cm  
UD = 29 din/cm  
 $\theta$  = 30°

El valor obtenido para la saturación de agua inicial fue de 35%. (Figura N° 23<sup>1</sup>). Dicho valor es considerado consistente de acuerdo con el análisis de parámetros adicionales comportamiento productivo.

### 5.3 PERMEABILIDADES RELATIVAS

Las permeabilidades relativas es un concepto usado para relacionar la permeabilidad absoluta de una roca (fluido ocupa .1.00 % del volumen poroso) a la permeabilidad efectiva (cuando un fluido ocupa una fracción del volumen poroso).

Las permeabilidades relativas y las razones de éstas, generalmente se miden en el laboratorio, en base a muestras obtenidas durante la perforación de algún pozo del reservorio en estudio.



## 5.5 COMPRESIBILIDADES

En reservorios de gas en solución la producción por encima del punto de burbuja se logra por dilatación de los fluidos del yacimiento (Agua. Petróleo y Gas) y la compresibilidad de la roca.

Para el cálculo de dichas **compresibilidades** se usaron correlaciones y los resultados obtenidos son:

$$C_w = 2.8 \times 10^{-6}$$

$$C_o = 8.9 \times 10^{-6}$$

$$C_g = 4.5 \times 10^{-6}$$

$$C_f = 3.5 \times 10^{-6}$$

## 6) MAPA Y CALCULOS\_VOLUMETRICOS

En base al comportamiento productivo de los pozos, datos de presión de fondo, comportamiento histórico de presión se ha determinado que el mecanismo de producción del reservorio es por gas en solución. Asimismo no se ha considerado contacto agua-petróleo y/o gas-petróleo

El cálculo volumétrico indica que el volumen de **petróleo Insitu (OOIP)** en el Yacimiento Carrizo Block "A" Miembro **Hélico** es de 13.7 **MMBLS**

A junio de 1993 se tiene una producción acumulada de petróleo de 1.494.2 **MBLS** del miembro **Hélico**. Las reservas (remanentes), de acuerdo a la segregación de producción por pozo y considerando un límite económico de 3 **BOPD** son del orden de 226 **MBLS**. Esto proporciona el valor de 1,720 **MBLS** para la recuperación final.

En la Tabla N° 5 se observa los datos de **reservorio** considerados para el análisis correspondiente. En la Tabla N° 6 se presentan los resultados del cálculo volumétrico obtenidos en base a los mapas de arena neta de cada zona.

## 7) **SIMULACION DE RESERVORIOS.**

Con toda la información previamente validada se realizó el estudio de simulación utilizando el simulador **IMEX**. Es importante mencionar que la principal dificultad cuando se modela un **reservorio** es tomar en cuenta las **heterogeneidades**. Cada tipo de **heterogeneidades** influencia en el flujo de fluidos y por lo tanto en las eficiencias de recuperación y de barrido.

Por otro lado las fallas consideradas sellos constituyen límites de no flujo en los modelos de simulación y a menudo forman el límite del `grid`. En tal sentido. las fallas mayores tendrán una influencia sobre la orientación de la `grid`. Las fallas que son `sellantes` y `semisellantes` o `no-sellantes` pueden ser incorporadas insertando correcciones en ciertos `grid blocks`.

#### 7.1 MODELAJE DEL RESERVORIO EN ESTUDIO (3D)

Para el estudio de simulación del yacimiento Carrizo Block "A" Miembro `Hélico` se subdividió al `reservorio` en diferenciales de volúmenes (`grid-blocks`) `intercomunicados`, donde al centro de cada `grid-block` se le asigna sus respectivas propiedades `roca-fluido` como porosidad, permeabilidad, etc.

Asimismo, para cada `grid block` donde se ubican los `pozos` se les asigna sus respectivas características de cada pozo, tales como : índice de Productividad, máxima producción de petróleo y mínima presión fluyente.



## 7.2 CONSTRUCCION DE LA GRID

Para la construcción de la grid se ha tomado en cuenta lo siguiente :

### 7.2.1 DIMENSION DE LA GRID

La dimensión de la Grid Block está influenciada por el proceso de desplazamiento y la posición de contactos de fluidos.

Se tomó como base la distancia entre los pozos para posteriormente tomando en cuenta las objetivo del proyecto se refinó hasta obtener una grid de 15 x 15 x 5, con tamaños individuales de grid entre 950' a 806', tal como se observa en la Figura N° 6.

### 7.2.2 ORIENTACION DE LA GRID

Con respecto a la orientación del grid, se alineo la grid en forma paralela a la principal característica estructural (fallas limitantes). Tal ajuste reduce los efectos marginales y el tiempo de

preparación para ingreso de datos. Se utilizaron para tales efectos el mapa estructural y los mapas de arena neta **permeable**.

Por otro lado, se definieron los **grid** block activos y nulos.

Grid block activo: El simulador matemático **IMEX** considera a aquellos **grid** dentro de los límites del modelo que se simulará y le asigna todas las propiedades roca-fluido que **se le ha** definido.

Grid block nulo: El simulador matemático **IMEX** considera a aquellos **grid** fuera de los límites del **modelo** que se simulará y le asigna una **porosidad** de "0".

Los **grids blocks** activos y nulos para la zona A (ó capa) se puede observar en la **Figura N° 27**

### 7.3 EQUILIBRACION DE FLUIDOS

Como es sabido, cuando un **reservorio** es descubierto, los fluidos se encuentran en equilibrio. En tal sentido, es necesario que exista tal equilibrio cuando se inicia la simulación\_

En la actualidad los simuladores modernos (caso del simulador **IMEX**) efectúan la equilibración automáticamente.

De las ejecuciones iniciales del modelo se ha obtenido el valor del petróleo original **insitu** (para los **grid-block** activos).

Los resultados del volumen de los fluidos Insitu fueron :

|          |            |
|----------|------------|
| Petróleo | 14.6 MMBLS |
| Gas      | 6.9 MMMCSF |

La diferencia entre el valor del **OOIP** obtenido por los cálculos volumétricos y los obtenidos por el modelo. difieren en un 6.5 %.

#### 7.4 AJUSTE DE HISTORIA-VALIDACION DEL MODELO

El Ajuste de Historia en un proceso de simulación tiene como objetivo fundamental lograr que el modelo presente adecuadamente el comportamiento real del yacimiento, para así obtener **confiabilidad** en las predicciones.

En términos generales el Ajuste de Historia logrado para el Yacimiento Carrizo Block "A" **Mbro. Hélico** es aceptable, y esto resulta como consecuencia de la buena y suficiente información que cuenta el **reservorio**.

Es importante mencionar que la historia del **GOR** se observa ligeras fluctuaciones propias de un comportamiento real. En la Figura N° 28 se observa el ajuste de historia obtenido en los pozos 6673 y 6574.

#### 7.5 LOCALIZACION DE LOS POZOS INYECTORES

Como el objetivo en este proyecto es realizar una recuperación secundaria mediante la inyección de agua, es necesario realizar un arreglo adecuado.

La localización relativa de los pozos de inyección depende principalmente de la geología del **reservorio** y el volumen de petróleo a ser barrido.

Desde el punto de vista teórico, la opción del arreglo es normalmente reducida a dos tipos, ya sea un arreglo por desplazamiento en línea arreglos definidos ( **five spot**, **seven spot**, etc).

Para nuestro caso y de acuerdo a la información de mapas de **permeabilidades** y mapas de arenas neta, se ha llegado a definir que el arreglo que más favorece a la recuperación del petróleo es el que se muestra en la Figura N° 29.

El volumen a inyectar, se ha estimado entre 1.5 a 4 **BWPD/PIE** o de 100 a 500 **BWPD/pozo**.

El esquema considerado cuenta con 16 pozos productores y 7 pozos inyectores.

Es necesario convertir los siguientes pozos **productores** a inyectores 6397, 6947, 6673, 6343, 6378, 6073, 1664. La inyección se realizará por las capas A, B y C.

## 7.6 PREDICCIONES

De acuerdo con los objetivos del estudio y con el estado actual del **reservorio** determinando por el ajuste de historia se consideraron los siguientes casos de predicción :

- **Caso base**

- **Caso base con inyección de agua**

### 7\_6.1 CASO BASE

Considera la producción a las condiciones actuales hacia el límite económico (3 **BOPD/pozo**).

En este caso ya se está inyectando **gas** por el pozo 6573 (170 **MPCD**) y se ha producido 1,494 **Mbls** de petróleo a junio 93. El factor de **recuperación es del** orden de 11.78 % y existe un remanente por producir de 226 **MBLS** de petróleo (Tabla N° 7 y Figura N' 30)

7\_6.2

**CASO BASE CON INYECCION DE AGUA**

Considera la inyección de agua a las condiciones actuales y se estima la vida productiva de 16 años.

En este caso se considera la inyección a través de 7 pozos, a partir de enero de 1994. La inyección selectiva se realizará por las arenas de las capas A, B y C a una tasa de inyección de 900 BWPD en la etapa inicial de llenado y después de dos y tres años de iniciado la inyección el caudal se incrementa a 1000 y 1200 BWPD respectivamente.

Además se **debe** tener en cuenta que el caudal de inyección varía debido a la variación del índice de **inyectividad** de cada pozo.

En la Figura N° 31 se observa la variación de presión y producción de petróleo con el tiempo. En la Tabla No 3 se observa el petróleo a recuperar y el agua a inyectar por año. La recuperación de petróleo secundario se estima en

773.74 MBLS después de haberse inyectado 5.727 MBLS de agua (relación agua inyectada/petróleo Producido de 7.40 BWI/BO) y el pico de producción es de 280 BOPD(primario y secundario), en el año 2001. Para este caso el factor de recuperación incrementa a 17.06% del OOIP.

Las condiciones del yacimiento a junio 1993 se observa en la Figuras N° 32,33,34 (saturaciones de Petróleo) y en la Figuras N° 35,36.37 se presenta el avance del frente a junio del año 2000.

## 8 DISEÑO E IMPLEMENTACION DEL PROYECTO

### 8.1 FACILIDADES DE INYECCION Y PRODUCCION

Para el diseño de los sistemas de inyección y producción se seleccionan equipos de instalaciones de acuerdo con las normas "Standard Nace RP-0475 Selection of Metallic Materials to be Used in All of Mate Handling for Injection into oil bearing formations".



### 8.1.1 FACILIDADES DE INYECCION

Para la realización **del proyecto** es necesario disponer de un suministro de 2000 BHPD a una presión de 1,200 psi, de agua tratada de inyección de acuerdo con las especificaciones de calidad, a fin de eliminar sólidos suspendidos contenidos de bacterias, **oxígeno** disuelto, etc.

**Se espera** transportar el agua desde el punto de captación. **del sistema de OXY-BRIDAE** a través de una línea de 4" de **diámetro** (alta presión del múltiple de inyección **IM-603-IH**). El agua **será** filtrada a través de **filtros tipo** cartucho y luego pasará al múltiple IN-PC, para ser distribuido **previa** regulación de la presión y medida el volumen de agua **a ser** transportada por líneas de de diámetro al pozo inyector (**Figura N° 38**).

El sistema de inyección constará de

**(.) Línea de Suministro - API STD SLX.**

|   |         |
|---|---------|
| Diámetro Externo. pulgadas  | 4       |
| <b>Espesor</b> , pulgadas   | : 0.219 |
| Peso, lb/ft   | : 10.1  |
| <b>Presión de Prueba Grado X52 psi:</b>                                       | 3000    |
| Diámetro Interno, pulgadas  | 4.062   |
| <b>Tons</b> por Milla   | : 24.00 |
| Longitud, pies  | 6500    |
| Pies por Ton  | 220     |
| Bis por Milla   | : 84.63 |
| Presión Interna al 85% del<br>esfuerzo mínimo de formación<br>permanente, psi | : 4300  |

**Líneas de Inyección API STD 5LX**

|                            |        |
|----------------------------|--------|
| Diámetro Externo, pulgadas |        |
| Longitud, pies             | :13000 |

**(.) Equino de Filtración**

Por razones de flexibilidad de combinar diversos rangos de caudales, grado de filtración requerido y monto de inversión, será necesario utilizar dos equipos de filtración, de la especificaciones siguientes:

Marca **Fulflo. Nowata** Machine Works equivalente.

|   |                      |
|---|----------------------|
| Tipo  | :Cartucho            |
| Capacidad   | :2500 BAPD           |
|   | Alternativa          |
|   | <b>500BAPD</b>       |
| Grado de Filtración                                 | 2 micrones           |
| Máximo contenido de sólidos a la entrada del filtro | :1.5 mg/1            |
| Máximo contenido de sólidos a la entrada del filtro | :0.3 mg/1            |
| Viscosidad cinemática del agua de inyección         | :0.65 cst<br>a 104 F |
| Gravedad Específica                                 | :1.02                |
| Máxima presión de trabajo:                          | 3000 psi             |

El equipo de filtración estaría instalado en línea de 4" de diámetro y **proximo** al múltiple **IM-PC** con un múltiple de válvulas **que** permita mantener siempre en operación un equipo de filtración y punto s de muestreo de agua (válvulas de 1/2" de diámetro), antes y después del mismo para **monitoreo** de la calidad de agua.

En caso de optar por la alternativa, el equipo de filtración (7 unidades) estaría ubicado en cada línea de inyección antes del regulador de flujo.

#### (.) Múltiple de inyección

Múltiple de inyección de clase 1500 de 7 salidas, cada una con válvulas de control de flujo, medidor de turbinas y válvulas de bloqueo.

El diseño de un pozo inyector lo podemos observar en el esquema mostrado en la Figura N° 39.

#### FACILIDADES DE PRODUCCION

El diseño conceptual se establece para tratar y medir 2000 BFPD proveniente de 16 pozos productores.

Se prevé la instalación de un tratador térmico y un separador de prueba con sus respectivos medidores de petróleo, gas y agua en la Bat. 603 y se utilizarían las demás facilidades existentes, tales como tanques y bomba de la batería.

A continuación se tiene las especificaciones del equipo de producción necesario para el proyecto:

**(.) 1 Tratador de emulsiones**

Diámetro 8' x largo 20', 3 fases.

psi, wp, capacidad 2000BWPD. 4.4 MMSCFD

Caja de juego : 1.2 MM BTU/HR.

Tiempo de retención : 30 minutos.

**(.) 1 Separador de prueba**

Diámetro 20' x altura 9', 3 fases,

vertical 125 psi. wp, capacidad 500BFPD.

GAS 4.4 MMSCFD

Tiempo de retención : 5 minutos.

El diagrama de las facilidades de producción se puede observar en la Figura N° 40.

**(.) 4 Volumeters**

Total-Agua-100 CV (10 Bls./Descarga).

Total-Agua- 20 CV ( 2 Bls./Descarga).

Prueba-Agua-1/2 CV (0.95

Bls./Descarga).

Prueba-Petróleo-2 1/2 CV (0.25

Bls./Descarga).

## 8.2 PLAN DE OPERACION

Para el desarrollo de un proyecto de inyección de agua es conveniente un planeamiento efectivo y la consideración de los aspectos *siguientes*:

- (.) Disponibilidad de agua de inyección
- (.) ~~Diseño~~ Diseño final de facilidades de *inyección* producción
- ( ) instalación de subsuelo de equipo de inyección
- ( ) Tratamiento estabilizador de arcillas
- ( ) Levantamiento artificial
- (. Banco de Datos y Centro de Computo.

## 8.3 CONTROL Y REGISTROS DE INYECCION-EVALUACION DEL PROYECTO

Para realizar un mejor control de la evaluación del proyecto es necesario obtener perfiles de inyección durante la ejecución del mismo.

Las mediciones de la inyección **pueden ser por**: rastreadores radioactivos (RTL) o Perfiles de temperatura diferencial (DTL). Se estima **realizarla** mínimo 1 vez, año Es conveniente **monitorear la** capacidad de los pozos inyectoros

para detectar variaciones en la inyectividad, mediante los análisis de presión.

#### **8\_4 EL AGUA DE INYECCION**

Con la finalidad de conseguir el agua para la inyección en el menos tiempo y a bajo costo la alternativa considerada es la compra de dicha agua a la CIA. OCCIDENTAL - BRIDAS.

Para establecer las especificaciones de calidad del agua de inyección se realizó un estudio de calidad de agua, el año de 1985.

El análisis efectuado al agua de inyección proporciona los siguientes resultados

(.) Características químicas del agua de inyección Tabla N2 9.

(.) Distribución de partículas del agua de inyección, Tabla N2 10.

(.) Resultados de prueba Millipore - Manifold 603-2H. Tabla 112 11

(.) Vida estimada de la línea de transferencia de agua inyección. Tabla No 12.

Especificaciones de calidad de agua de inyección. Tabla N° 13 14.

## 9 EVALUACION ECONOMICA

La evaluación económica se ha realizado para el **CASO:**  
**INYECCION DE AGUA**

La inversión que se requiere para el primer año de la ejecución del proyecto se muestra en la Tabla N2 15. La inversión total a realizar es de 500 M \$  
(.) **Costo operativo fijo** estimado es de 7.61 m\$/pozo-año y los costos variables : 0.04\$/B. Los gastos operativos tanto para un pozo productor y un inyector de agua han sido considerados iguales

C.) El costo de agua tratada. a ser comprada a la CIA OXY-BRIDAS, se está considerando a un precio de 0.23 US\$/BI.

Los parámetros económicos utilizados, así como la evaluación económica se presentan en la Figura N' 16

Un resumen de la evaluación, económica se puede observar en la Tabla N° 17



## 9.1 SENSIBILIDAD ECONOMICA

Se ha efectuado el análisis de sensibilidad económica a los siguientes parámetros: precio del crudo, costo del agua de inyección, reservas adicionales inversión, determinándose que el proyecto es atractivo aun en las siguientes condiciones, aún si las reservas incrementales fueran menores hasta en un 34%, el precio del crudo bajaría hasta 11.035\$/B1, si la inversión fuera mayor en 1458 MUS\$ y el precio del agua A inyectarse incrementara hasta 0.72\$/B1.

Los resultados pueden apreciarse en la Figura N° 41.

### CONCLUSIONES

- 1) El yacimiento tiene una extensión areal de 321 acres y presenta buenas características para la inyección de agua por encontrarse a una profundidad de 4500', tener apreciable reservas de petróleo, tener buena continuidad, y la no presencia de fallas importantes dentro del block.
- 2) El programa de mantenimiento de presión por inyección de gas que se implemento el año 1987 a través del pozo 6573, tuvo respuesta (en 8 pozos) después de 3 años de iniciada la inyección. El acumulado a junio 1993 es de 23 MBLS de petróleo secundario y 446 MMSCF de gas inyectado.
- 3) La alternativa de explotación adecuada fue la Inyección de agua. con lo cual el factor de recuperación se incrementaría de 11.78 a 17.08% del OOIP
- 4) El monto de inversión requerida para el caso anterior es de 500 MUS\$ (para instalaciones del sistema de inyección, facilidades de inyección).

El bajo monto requerido se debe a que va se cuenta con los **pozos** necesarios para iniciar la inyección.

Es importante mencionar que la compra de agua para la inyección es considerado gasto.

- 5) La evaluación económica indica que el Proyecto es rentable. el cual a una tasa de descuento de 20% y costo del agua 0.23 **US\$/Bl**. proporciona como resultado. un VAN de 725 **MUS\$**. teniendo Presente que el proyecto debe iniciarse en enero 1994. con una duración de 16 **años**.

- 6' Se ha determinado (por el análisis de sensibilidad) que el proyecto **continua** siendo rentable aún en las condiciones **siguientes**.

|               | Máximo Incremento o |                   |
|---------------|---------------------|-------------------|
|               | <u>Disminución</u>  | <u>Permisible</u> |
|               | <u>o/</u>           | <u>Cantidad</u>   |
| Inversión     | +200                | 1458MUS\$         |
| Reservas      | -34                 | 510Mbls           |
| Precio Crudo  | -34                 | 11.035\$/Plo      |
| costo de Agua | +315                | 0.72\$/Blw        |

RELACION DE TABLAS.

| <u>TABLA N°</u> | <u>DESCRIPCION</u>  |
|-----------------|---|
|                 | HISTORIA DE PRODUCCION  |
|                 | DATOS GENERAL POR POZO  |
|                 | PRUEBAS DE PRESION DST-BHP  |
| 4               | RESULTADOS DE LOS ANALISIS DE MINIFRAC Y<br>MICROFRAC.  |
| 5               | DATOS DEL RESERVORIO  |
| 6               | CALCULO VOLUMETRICO DEL OOIP  |
| 7               | RESERVAS Y RECUPERACION FINAL   |
| 8               | PREDICCION DE RESERVAS CASO BASE E<br>INYECCION DE AGUA   |
| 9               | ANALISIS DE AGUA DE INYECCION-DESCARGA<br>ESTACION CARRIZO.   |
| 10              | DISTRIBUCION DE PARTICULAS DEL AGUA DE<br>INYECCION DE OXY-BRIDAS.  |
| 11              | RESULTADOS DE PRUEBAS MILLIPORE-MANIFOLD<br>603-2H<br>VIDA DE LA LINEA DE TRANSFERENCIA DE<br>AGUA INYECCION. |
| 12              | CLASIFICACION DE AGUA DE INYECCION  |
| 14              | ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE AGUA DE<br>INYECCION.  |

INVERSION REQUERIDA CASO BASE CON  
INYECCION DE AGUA.

16

PARAMETROS UTILIZADOS - EVALUACION  
ECONOMICA

SUMARIO - EVALUACION ECONOMICA.

**REFERENCIAS**

- 1) "Estudio de Factibilidad de Recuperación Secundaria área La Brea y Pariñas". Questa Corporation, febrero 1984, Petroperú S.A.
- 2) "Estudio de simulación usando microcomputadora para inyección de gas en Yacimiento Batanes", Tesis : Ing. Lucio F. Carrillo B. 1989 Universidad Nacional de Ingeniería.
- 3) "Estudio de Ingeniería de Reservorios Yacimiento Nueva Valencia- Nueva Esperanza". Tesis : Ing. Máximo C. Reynoso Colonio. 1986 Universidad Nacional de Ingeniería.
- 4) "Estudio de Factibilidad técnico económico Inyección de Agua Carrizo Este - Bloque Ing. Víctor Salirrosas. Julio 1985 Petroperú S.A.
- 5) "Publicaciones del Instituto Francés de Petróleo. (Enhanced oil recovery)", M. Latil. 1980. Petroperú S.A.
- 6) "Estudio y análisis de 3 núcleos Formación Hélico. Pozo 6946, Campo Carrizo este por", 1987 Dowel. Schlumberger. (fecha 1987), Petroperú S.A.

"Applied Petroleum Reservoir Engineering Second Edition", B.C.Craff revised by Ronald E. Terry, 1992 Petroperú S.A.

- 8) "Determinación de parámetros de <sup>unf</sup> fracturamientos **hidráulicos**, mediante análisis de presión de tratamiento" Tesis Ing Javier O orio, 1991 Universidad Nacional de Ingeniería.
- 7 "Simulación de Reservorios", Ing Lucio Carrillo, 1992 Universidad Nacional de Ingeniería.
- 10) "Predicción de la Recuperación de Petróleo en un Reservorio en una Zona de Transición", Ing: Lucio Carrillo, 1993,-111 INGEPET
- 11) "Reservoir Engineering Applied", H.K. Van Poollen And Associates, Inc (Diciembre 1981) Petroperú S.A.
- 12) "Practical reservoir simulation", Dr. FAROUK ALLAM (c) COPYRIGHT 1997 NORMAN. OKLAHOMA U.S.A.
- 13) "Lange manual de Química", John A. Dean Universidad Nacional de Ingeniería