

## UN MODELO PARA LA DETERMINACION DE LA POLITICA DE COMPLETACION Y DE PRODUCCION EN POZOS PETROLEROS

Luis A. Acurero Salas  
Instituto de Investigaciones Petroleras  
Universidad del Zulia

*(Al Libertador Simón Bolívar,  
en el Bicentenario de su nacimiento)*

### RESUMEN

Dado un yacimiento petrolero, con dimensiones y propiedades definidas para él y los fluidos contenidos, el problema es maximizar el valor presente de los hidrocarburos producidos durante la vida económica del yacimiento por la escogencia de la política de completación y de producción que debe ser utilizada en los pozos perforados en dicho yacimiento. Esto sujeto a las restricciones y/o limitaciones de producción y de límite del yacimiento.

El problema es resuelto en dos etapas. Primero, un modelo semianalítico, trifásico, es formulado para determinar el comportamiento de producción del yacimiento con una política fija de complementación y de producción. Este modelo considera el problema de configuración de agua y/o gas, el cual es simulado como una sucesión de condiciones de estado estacionario. Segundo, un modelo de optimización es desarrollado basado en el Principio de Pontryagin -Versión Discreta y el método de búsqueda de Fibonacci, con el cual se determinan las políticas óptimas de completación y de producción que deben ser usadas en cada pozo.

Ambos modelos son combinados en un algoritmo general para lograr los objetivos deseados, desarrollando un programa en FORTRAN IV el cual ha sido probado en más de 300 situaciones diferentes tanto desde el punto de vista de pozos como de tipos de yacimientos. Los resultados obtenidos han sido utilizados para efectuar un análisis de sensibilidad de la función objetivo con respecto a diferentes parámetros de yacimiento y/o del pozo.

Se observa que la política óptima de completación y de producción a ser usada en un pozo son dependientes del tipo de yacimiento donde son utilizadas y en general son diferentes para los parámetros que los describen. El modelo y algoritmo propuestos permiten alcanzar los objetivos deseados.

### ABSTRACT

Given a reservoir containing hydrocarbons, with dimensions and properties defined completely for reservoir and fluids; the problem is to maxi-

mize the present value of hydrocarbons removed from the reservoir through its economic life, by choice of the completion - and production - policy to be used during the economic life of wells drilled in that reservoir. It is subject to constraints of production and boundary conditions for the reservoir.

The problem is solved in two stages. First, a three-phases semianalytic single well model is formulated in order to determine the reservoir response to any completion -and production- policy. This model assumes that cone of water and gas can be represented as a succession of steady-states. Second, an optimization model based in the discrete version of the Maximum Principle of Pontryagin, and the Fibonacci search method is formulated to determine the optimal production - and completion- policy that will be used through the economic life of the wells.

Both models are combined in a general algorithm of solution proposed to solve the optimization problem, and a computer code was developed and tested in the CDC-CYBER 170/750 computer installed at the University of Texas at Austin. This computer code was used in the solution of more than 300 different problems involving four different types of reservoir, and the results were used in a sensitivity analysis on the effect of different parameters in the behavior of the objective function used in this study.

We observe that the optimal completion - and production - policy to be used in a well are dependent on the reservoir type where it is completed, and they are different for each value of parameters describing the system (reservoir-fluid-well-economic). The model can be used to determine those policies for each new well to be completed in a reservoir.

### INTRODUCCION

El Ingeniero de estos días se le requiere no solamente que determine el mejor comportamiento basado en el comportamiento físico del sistema, sino que también esté atento y considere las interacciones entre los impactos, económicos, regulatorios y ambientales, de sus decisiones. Todas estas fuerzas

simultáneamente, y para efectuar un análisis útil de este complejo sistema se deben considerar todas ellas en el análisis. La aproximación clásica de resolver un problema ha sido formular el problema y luego tratar, haciendo unas suposiciones simplificantes, de producir nuevos (sub-problemas) que sean manejables.

El problema al que se enfrenta el Ingeniero de Petróleos al querer desarrollar y producir un yacimiento petrolero envuelve el manejo de cientos de variables. Estas variables, por lo general, no pueden ser fácilmente cuantificadas o catalogadas en una forma definida. A pesar de esto el Ingeniero tiene que decidir sobre las características de producción, técnicas de complementación, tamaño de bombas, localización de los pozos y características de operación por cada pozo y, más aún toda esta información tiene que ser determinada sobre un horizonte de tiempo el cual envuelve cambios continuos.

La habilidad para diseñar un programa de explotación óptimo es esencial para una buena explotación de un yacimiento. En algunos casos o estudios no es posible efectuar un estudio completo de simulación de yacimiento y, en su defecto se utilizan estudios de un solo pozo (single-well studies) para obtener valores de parámetros que permitan determinar :

- (1) La tasa de flujo crítica requerida para prevenir la conificación de agua o gas,
- (2) La tasa de eficiencia máxima para asegurar un óptimo comportamiento del pozo,
- (3) El efecto del intervalo de perforación y penetración de la fractura en la productividad del pozo.

Estos estudios de un solo pozo, algunas veces referidos como modelos de conificación, son razonablemente económicos al usarse como una herramienta de diseño (4, 5, 7).

En este trabajo se presenta un modelo semianalítico que pueda ser utilizado para resolver el siguiente problema.

"Dado un yacimiento petrolero, con dimensiones y propiedades definidas completamente para la roca y los fluidos, el problema es maximizar el valor presente de los hidrocarburos producidos del yacimiento, por la escogencia de la longitud y profundidad del intervalo de complementación y, la política de producción que debe ser usada durante la vida económica de los pozos que se perforen en dicho yacimiento. Considerando que existen restricciones de producción y condiciones de límite para el yacimiento, las tasas de producción que se utilizan originan problemas de conificación en el yacimiento y, que el intervalo de completación debe estar en la zona de petróleo inicial".

Al mismo tiempo, se presenta un algoritmo de optimización que permite determinar las condiciones de completación y producción en el pozo, que maxi-

miza la ganancia obtenida de los hidrocarburos producidos a través de su vida económica.

Este artículo presenta una descripción general del modelo propuesto para resolver el problema planteado y el algoritmo de solución propuesto. Los detalles del modelo para la simulación del yacimiento y del modelo de optimización se presentan en las referencias 1, 2, respectivamente. Para facilidad en la presentación del modelo se expondrá primero el modelo de yacimiento, y luego el de optimización el cual utiliza el primero como el submodelo para la búsqueda de la solución óptima.

## EL MODELO DE YACIMIENTO

El modelo de yacimiento desarrollado es uno semianalítico, el cual consiste de dos ecuaciones no-lineales en términos de la relación agua/petróleo (RAP) y la relación gas/petróleo (RGP). La principal suposición, para el desarrollo de este modelo, es la de que el crecimiento del cono de agua y/o gas en el yacimiento puede ser representada por una sucesión de estados estacionarios, y que los fluidos son incompresibles.

La configuración geométrica para el modelo de conificación es un sistema radial, simétrico, homogéneo y anisotrópico, con entrada de fluido (flux) en el borde exterior del sistema, y con un pozo parcialmente perforado en el centro - sistema. La distribución de fluidos es mostrada en la Figura 1, donde se considera que a las condiciones iniciales de explotación existe una capa de gas y una saturación de agua mayor que la crítica. Se considera que el intervalo de perforaciones es colocado en el intervalo o zona de petróleo inicial.

Se supone que los fluidos fluyen en regiones segregadas, como se observa en la Figura 1, y que el flujo fraccional en el intervalo perforado es función de la fracción del intervalo cubierto por cada fluido y de sus movilidades.

Las ecuaciones de flujo de fluidos en el yacimiento son linealizadas haciendo uso de la suposición que el espesor promedio de la zona de petróleo, en el área de drenaje, puede ser usado para calcular las permeabilidades relativas promedio (en sentido vertical) para toda el área de drenaje.

Las ecuaciones del modelo de conificación desarrollado, son unas relaciones entre RAP, RGP y los espesores promedios de las zonas de gas y agua en el yacimiento, dada la tasa de producción total y los parámetros del yacimiento. Ellas son dos ecuaciones cuadráticas en RAP y RGP las cuales pueden ser escritas como sigue :

$$A_1 \cdot RAP^2 - B_1 \cdot RGP \cdot RAP - C_1 \cdot RAP - D_1 \cdot RGP - E_1 = 0$$

$$A_2 \cdot RGP^2 - B_2 \cdot RGP \cdot RAP - C_2 \cdot RAP - D_2 \cdot RGP - E_2 = 0$$

donde los coeficientes  $A_1, A_2, B_1, B_2, C_1, C_2, D_1, D_2, E_1$  y  $E_2$  son funciones del espesor promedio de las zonas de gas y agua en el yacimiento, y de los

parámetros del yacimiento.

Este sistema de ecuaciones puede ser resuelto por el método de Newton-Raphson, y su solución da como resultado el valor de RAP y RGP, que se produce del yacimiento, a un momento determinado durante su vida productora, y donde la zona de gas y agua tienen un cierto espesor promedio en el yacimiento. Este modelo fue analizado en detalle en las referencias 1, 2, donde se demuestra que para cualquier condición del yacimiento y producción de éste, solo hay una solución real positiva para dicho sistema de ecuaciones.

La solución, de este sistema de ecuaciones no-lineales, es una función del espesor promedio de la zona de gas y agua en el yacimiento; y estos son una función de la saturación de fluidos en el yacimiento a cada tiempo. El modelo de yacimiento desarrollado debe efectuar el procedimiento indicado en la referencia con el propósito de que se pueda encontrar la solución del modelo de conificación a cada tiempo de producción.

## EL MODELO DE OPTIMIZACION

El modelo de optimización utiliza al modelo de yacimiento en una forma interactiva para obtener la forma óptima de producir el yacimiento, la cual es el problema que estamos interesados en resolver. El problema de optimización puede ser planteado por el modelo matemático que se muestra en la siguiente página.

Se puede observar, que el problema de optimización está constituido por dos subproblemas. Estos son :

- 1- La profundidad y longitud del intervalo de completación en los pozos del yacimiento.
- 2- La política de producción a ser usada en cada pozo.

Estos deben ser resueltos óptimamente para maximizar el valor presente de los hidrocarburos producidos de ese yacimiento. Debe observarse que esta es la función objetivo del modelo de optimización estudiado, y éste es el criterio más comúnmente aceptado por los economistas a pesar de los problemas inherentes a la determinación.

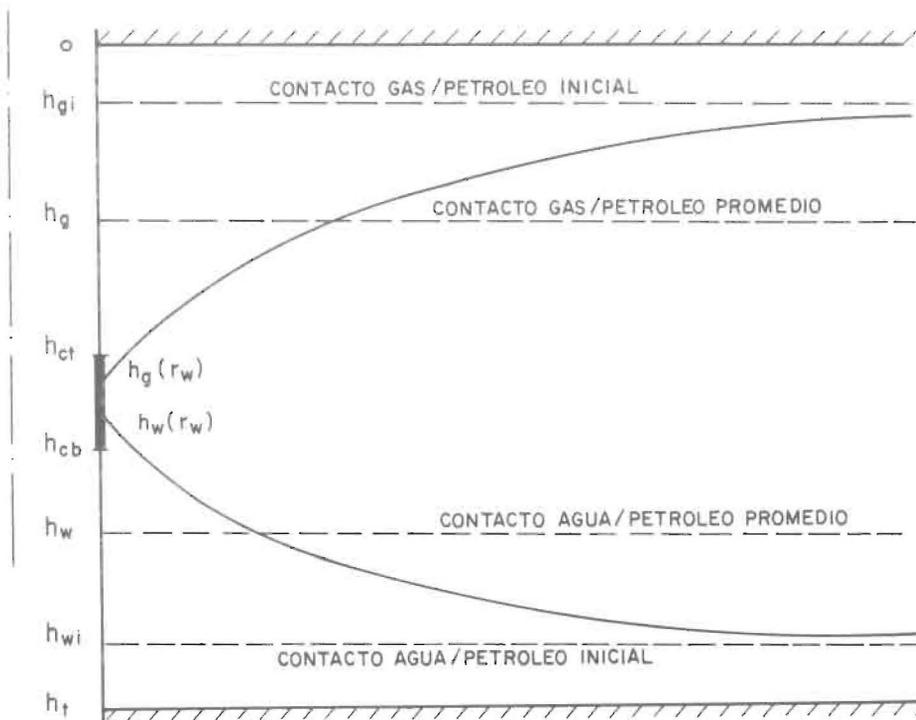


Fig. 1.- Geometría del modelo de conificación y distribución de fluidos en el yacimiento.

ción de la tasa de descuento (r) que se utiliza. Para los casos aquí presentados, se considera que la tasa de descuento es dada como resultado de un análisis económico previamente realizado.

Para facilitar la interpretación del modelo de optimización, se presentan: la identificación de las variables de decisión del problema, sus parámetros y restricciones físicas de producción.

## MODELO MATEMATICO

MAXIMIZAR NPWHP<sub>T</sub> =

$$\int_0^T (q_o(t) \cdot P_o + q_g(t) \cdot P_g - q_w(t) \cdot C_w) \cdot e^{-r \cdot t} \cdot dt$$

- Costos fijos de Operación - Costos de Producción
- Inversión inicial del pozo

Sujeto a:

$$Q_T(t) = q_o(t) + q_g(t) + q_w(t)$$

$$0 \leq Q_T(t) \leq Q_{max}$$

$$GOR(t) = q_g(t) / q_o(t) \leq GOR_{max}$$

$$WOR(t) = q_w(t) / q_o(t) \leq WOR_{max}$$

$$q_o(t) \geq q_{o \min}$$

$$h_{g \text{ inicial}} \leq (h_{cb} \text{ y } h_{ct}) \leq h_{w \text{ inicial}}$$

$$h_{ct} = h_{cb} - \text{CILEN}$$

$$Q_T(t), h_{cb}, \text{CILEN} \geq 0$$

### VARIABLES DE DECISION DEL PROBLEMA

Las variables de decisión del problema son:

- 1.- La longitud y profundidad del intervalo de completación.
- 2.- La tasa de producción total,  $Q_t^j$  a ser usada en cada etapa de producción,  $\Delta t_t^j$  durante la vida económica del pozo o yacimiento. (Política de Producción).

Estas variables de decisión definen la duración de la vida económica del pozo o yacimiento, i. e. el tiempo al cual la ganancia por los hidrocarburos producidos es igual a los costos de produc-

ción. Ambos problemas o decisiones son dependientes porque para una longitud del intervalo de completación fija, existe una profundidad óptima del intervalo de completación y una política de producción óptima, las cuales maximizan las ganancias por hidrocarburos producidos.

La Figura 2 muestra la relación entre las variables de decisión y la función objetivo del modelo presentado. Del análisis de esta figura se observa que para un valor fijo de la longitud del intervalo de completación (Punto C), hay diferentes posibles localizaciones, del intervalo, en el yacimiento, y para cada localización del intervalo de completación hay una política de producción que puede ser usada.

Este conjunto de posibles valores de localización y política de producción tienen una óptima combinación de valores (Puntos A y B), los cuales dan el máximo valor de la función objetivo del modelo (Punto D). El plano CEFG contiene la curva del comportamiento de la función objetivo para un valor fijo de la longitud del intervalo de completación.

La localización del intervalo de completación en el yacimiento está definida por la profundidad del fondo del intervalo, hcb, y la longitud del intervalo utilizada, CILEN.

Estas variables están restringidas a tomar valores en el rango:

$$h_{g \text{ inicial}} \leq h_{cb} \leq h_{w \text{ inicial}}$$

$$h_{g \text{ inicial}} \leq h_{ct} \leq h_{w \text{ inicial}}$$

$$h_{ct} = h_{cb} - \text{CILEN}$$

y

$$\text{CILEN} = \text{FRAC} \cdot (h_{w \text{ inicial}} - h_{g \text{ inicial}})$$

$$0.1 \leq \text{FRAC} \leq 1.0$$

donde

$h_{g \text{ inicial}}$  = profundidad inicial del contacto gas/petróleo.

$h_{w \text{ inicial}}$  = profundidad inicial del contacto agua/petróleo.

FRAC = fracción de la zona inicial de petróleo, a ser perforado.

La Figura 3 muestra la relación entre estas variables en el yacimiento.

La tasa de producción total a ser usada en cada etapa de producción J, durante la vida económica del pozo, es definida por dos variables,  $Q_t^j$  y  $\Delta t_t^j$ . El conjunto de valores  $(Q_t^j, \Delta t_t^j)$  obtenido a través de la vida económica del pozo define la política de producción que debe ser utilizada para maximizar la función objetivo del modelo, ver Figura 4.

Estas variables están restringidas a tomar valores en el rango:

$$0 < Q_t^j < Q_{\max} \quad \left\{ \begin{array}{l} j = 1, 2, \dots, M \\ \Delta t^j = \Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_n \end{array} \right.$$

donde :

$Q_{\max}$  representa la máxima capacidad de flujo permitida en el pozo. Esta es una función de las condiciones del pozo y del yacimiento, y se considera a través de la vida económica del pozo.

$[\Delta t^j]$  es el conjunto de posibles períodos de tiempo donde se permite hacer cambios de producción en el pozo.

La variable de decisión  $\Delta t^j$  se considera una variable discreta, la cual puede tomar cualquier valor de un conjunto de valores prefijados. Estos valores prefijados deben ser considerados para obviar cambios de producción inefectivos, p.ej. no es posible, desde el punto de vista práctico, hacer cambios de producción diarios. La suma de los períodos de tiempo,  $\Delta t^j$ , utilizados desde el comienzo de la producción hasta el momento en que se alcanza una restricción de producción, define la vida económica del pozo.

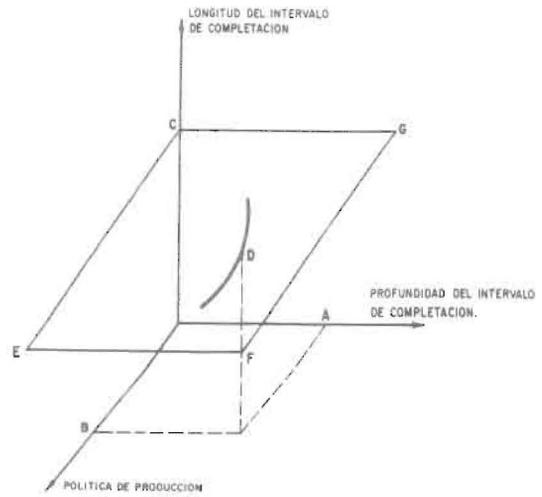


Fig. 2.-  
Compartamiento de la función objetivo con los valores de las variables de decisión.

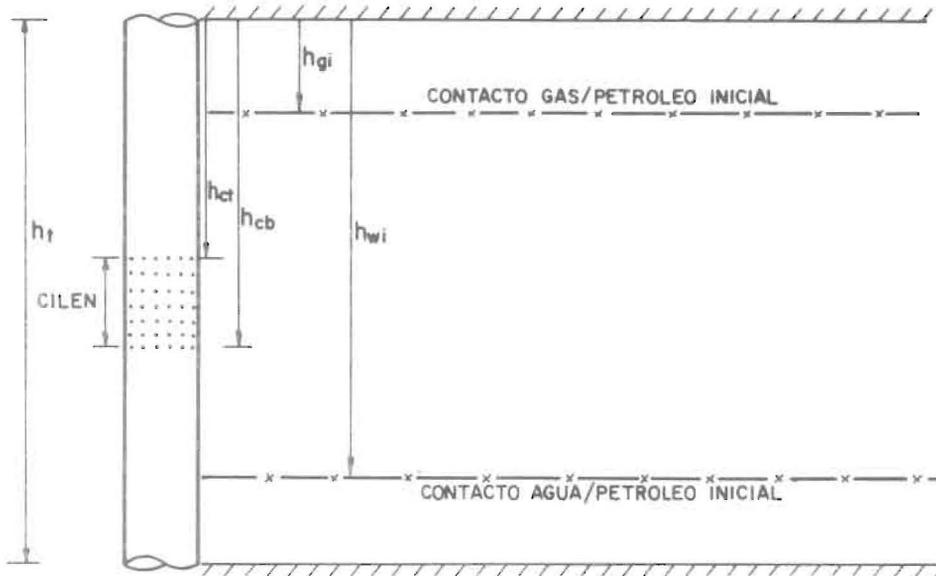


Fig. 3.-  
Localización del intervalo de completación en el yacimiento.

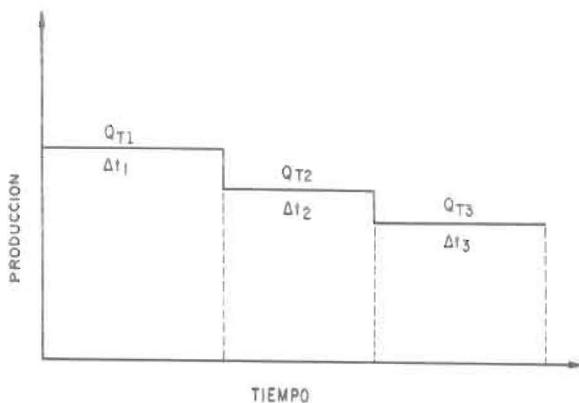


Fig. 4.-  
Optima política de producción. Su determinación.

#### PARAMETROS DEL PROBLEMA

Hay tres tipos de parámetros envueltos en la solución del problema: los parámetros que describen los fluidos y el yacimiento, los parámetros que describen el pozo y los parámetros económicos.

Los parámetros que describen los fluidos y el yacimiento definen los valores de sus propiedades físicas.

Estos valores deben ser determinados usando información de pozos viejos perforados en el yacimiento, o de un análisis de registro de pozos, análisis PVT, corridos en el pozo a ser completado. Para la solución de nuestro problema se requiere conocer los valores de los siguientes parámetros:

**Yacimiento:** Espesor, permeabilidad horizontal y vertical, porosidad, radio de drenaje, saturación inicial de fluidos, profundidad inicial del contacto gas/petróleo y de agua/petróleo.

**Fluidos:** Factor volumétrico, viscosidad, densidad para cada fluido a  $\bar{P}$  y  $\bar{T}$ ; saturación crítica, permeabilidad relativa de cada fluido cuando los otros fluidos están a su saturación residual; saturación residual de petróleo en la zona de gas y agua.

**Pozo:** Radio del pozo, máxima capacidad del flujo permitida, conjunto de posibles intervalos de tiempo donde se permite un cambio de producción en el pozo, conjunto de posibles valores del parámetro FRAC que se considerará en el pozo.

**Económicos:** Precio del petróleo y gas; costos de producción; costo total de completación del pozo; costo de separación del agua; tasa de descuento a utilizar.

Cada uno de estos parámetros debe ser deter-

minado o estimado, para cada pozo perforado en cada yacimiento.

#### RESTRICCIONES FISICAS DE PRODUCCION

Existen una serie de restricciones o regulaciones que son establecidas para la producción de un pozo petrolero, y que deben ser satisfechas por cualquier política de producción que se establezca. En este modelo se consideran las siguientes restricciones:

- 1) Máxima RGP tolerada en la superficie (RGP max)  
 $RGP(t) \leq RGP \text{ max}$
- 2) Máxima RAP tolerada en la superficie (RAP max)  
 $RAP(t) \leq RAP \text{ max}$
- 3) Mínima tasa de producción de petróleo permitida ( $Q_0 \text{ min}$ )  
 $q_0(t) \geq Q_0 \text{ min}$
- 4) Restricciones económicas de producción  
 $PWHP(\Delta t^j) \geq 0$
- 5) Restricciones de completación  
 $hg \text{ inicial} \leq hct \leq hw \text{ inicial} + CILEN$   
 $hg \text{ inicial} - CILEN \leq hcb \leq hw \text{ inicial}$

donde RGP (t) es la relación gas/petróleo producida al tiempo t

RAP (t) es la relación agua/petróleo producida al tiempo t

$q_0(t)$  es la tasa de producción de petróleo al tiempo t

$PWHP(\Delta t^j)$  es el valor presente de los hidrocarburos producidos durante la etapa de producción j

El tiempo al cual alguna de estas restricciones es alcanzada determina la vida productiva del pozo.

El modelo de optimización determina la profundidad donde se debe colocar el intervalo de completación de una longitud fija, y los valores de ( $Q_t^j$  y  $\Delta t^j$ ) que deben ser usados durante la vida productiva del pozo para maximizar el valor presente neto de los hidrocarburos producidos del yacimiento ( $(NPWHP)_T$ ).

#### CONSIDERACIONES DEL MODELO DE OPTIMIZACION

El modelo de optimización fue desarrollado con las siguientes consideraciones:

- 1) Se tiene un conjunto de posibles valores para la longitud del intervalo de completación. Esa longitud es una fracción del espesor inicial

de la zona de petróleo en el yacimiento (FRAC), y se consideran 10 diferentes valores en el rango de 0.1 a 1.0 en paso de 0.1

- 2) En cada etapa de producción, se tiene un conjunto de posibles valores de duración de dicha etapa.
- 3) Para una longitud del intervalo de completación fija, la localización del intervalo está definida por la profundidad del fondo del intervalo de completación ( $h_{cb}$ ). La localización óptima de  $h_{cb}$  puede ser encontrada por medio del método de búsqueda de Fibonacci (1).
- 4) La búsqueda de la política de producción óptima es un proceso dinámico, porque se quiere conocer cual es la tasa de producción total a ser usada y durante cuanto tiempo esta debe ser mantenida, para maximizar el valor presente de los hidrocarburos producidos. Este problema puede ser representado como un problema de control, y su solución puede ser encontrada utilizando la versión discreta del Principio de Máximo de Pontryagin (6) y del Principio de Optimalidad (3).

El Principio del Máximo de Pontryagin permite determinar el máximo valor presente de los hidrocarburos producidos durante la vida económica del pozo, por la vía de maximizar el valor presente de los hidrocarburos en cada etapa de producción (1).

- 5) La mayor dificultad en el modelo de optimización es la de no disponer de una ecuación implícita del sistema, la cual pueda ser utilizada para la evaluación de una decisión. Para determinar la ganancia obtenida por una decisión tomada, política de completación y de producción, se debe utilizar un modelo de yacimiento para chequear la respuesta del yacimiento a la decisión tomada. Por esa razón, la mejor política en cada etapa de producción debe ser determinada usando un método de búsqueda por experimentos; el modelo desarrollado utiliza el método de Fibonacci.

#### ALGORITMO DE SOLUCION PARA

##### EL MODELO DE OPTIMIZACION

El algoritmo del modelo de optimización puede ser descrito como una combinación de :

- a) Toma secuencial de longitud del intervalo de completación.
- b) Búsqueda de Fibonacci para la profundidad del intervalo de completación.
- c) Búsqueda secuencial del tiempo para la etapa de producción.
- d) Búsqueda de Fibonacci para la óptima tasa de flujo total, utilizando el modelo de yacimiento para determinar la respuesta del yacimiento.

El procedimiento del cálculo propuesto para determinar las políticas óptimas de completación y producción se presenta en la Figura 5. Este procedimiento fue empleado en el desarrollo de un programa de computador en FORTRAN, el cual fue utilizado para determinar las políticas óptimas, completación y producción, en diferentes tipos de yacimientos.

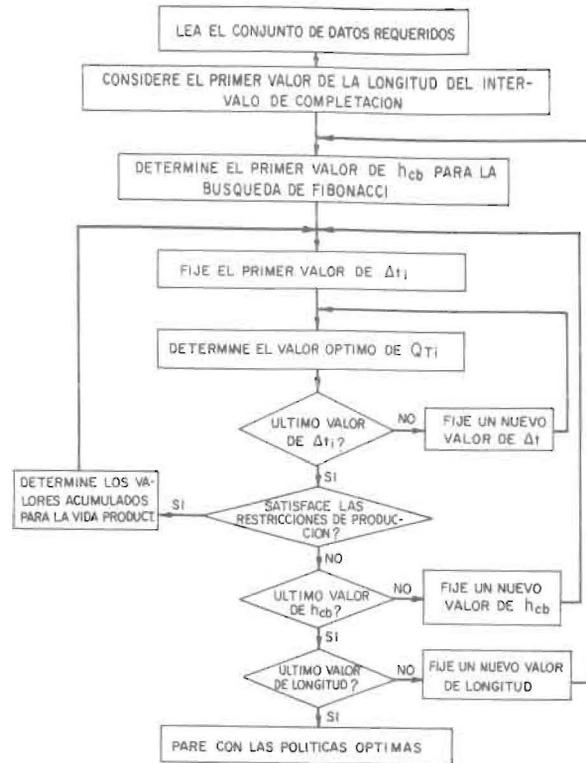


Fig. 5.- Diagrama de Flujo del Algoritmo de Solución para el Modelo de Optimización

#### DESCRIPCION DE LOS YACIMIENTOS ESTUDIADOS

En el estudio se consideraron cuatro tipos de yacimientos :

- 1) Yacimientos con saturación constante.
- 2) Yacimientos con empuje activo de agua.
- 3) Yacimientos con empuje activo de gas.
- 4) Yacimientos con empuje combinado de gas y agua.

En cada caso el yacimiento es considerado homogéneo e isotrópico, y con una capa de gas inicial. El comportamiento del yacimiento es simulado con el modelo de yacimiento desarrollado en la referencia 2. La única diferencia en el proceso de simulación,

para cada tipo de yacimiento, está en el cálculo de la saturación de fluidos a cada tiempo de simulación.

El rango de valores para los parámetros de fluidos y yacimiento, y parámetros económicos fue el siguiente:

Porosidad : 0.1 a 0.25  
 Permeabilidad Horizontal : 10 a 2000 md  
 Permeabilidad Vertical : 2 a 100 md  
 Viscosidad del Petróleo : 0.5 a 30 Cp.  
 Viscosidad del Agua : 0.8 a 1.2 Cp.  
 Movilidad Agua/Petróleo : 0.5 a 10  
 Espesor del Yacimiento : 60 a 400 pies  
 Saturación residual de petróleo en la zona de gas y/o agua : 10 a 40%  
 Saturación inicial de gas : 0 a 20%  
 Saturación inicial de Agua : 0 a 20%  
 Radio drenaje : 300 a 800 pies  
 Fracción de la zona inicial de petróleo que se perfora : 0.1 a 1.  
 Solubilidad del gas en el petróleo : 50 a 1000 PC/Bbl  
 Tasa de producción total : 1000 a 20000 bpd  
 RGP máxima : 1000 a 3000 PC/Bbl  
 RAP máxima : 5 a 10  
 Radio del pozo : 0.5 a 3 pies.  
 Máxima capacidad de flujo en el pozo ( $Q_{max}$ ) : 1000, 2000, 3000, 5000, 10000, 15000, 20000 bpd.  
 Intervalos de tiempo entre cambios de perforación ( $\Delta t$ ) : 10, 30, 60, 90, 180, 360 días.  
 Precio del petróleo : 10 a 30 \$/Bbl.  
 Precio del gas : 4 a 6 \$/Bbl  
 Costo de separación del agua : 2 a 6 \$/Bbl  
 Costos fijos de producción :  $C_1 = \$ 100/\text{día}$ ,  $\$ 200/\text{día}$   
 $C_2 = \$ 1/\text{Bbl}$ ,  $\$ 2/\text{Bbl}$   
 Costo de levantamiento :  $C_L = \$ 2/\text{Bbl}$ ,  $\$ 4/\text{Bbl}$   
 Costo de completación :  $C_T = \$ 300/\text{MBPD}$ ,  $\$ 400/\text{MBPD}$   
 Tasa de descuento por año : 0.1, 0.15, 0.20, 0.25

#### ANÁLISIS DE RESULTADO

El primer paso que se realizó fue el de confirmar que la función objetivo usada, en el modelo de optimización, es una función cóncava para el rango de valores utilizado en los diferentes parámetros, y para los diferentes tipos de yacimientos analizados. Se observó que para cualquier tipo de yacimiento la función objetivo del valor presente neto de los hidrocarburos producidos, es una función cóncava (unimodal), la cual tiene asociada una

política óptima de completación y producción para un valor fijo de la longitud del intervalo de completación.

El estudio completo realizado, con el modelo de optimización y el algoritmo de solución propuesto cubre un rango de 300 problemas diferentes generados con los diferentes valores de los parámetros. A manera de ilustración se presentan los resultados obtenidos en cuatro yacimientos con diferentes tipos de empuje en las Figuras 6, 7, 8 y 9. En cada uno de estos ejemplos se muestran todos los resultados obtenidos para la determinación de la política óptima de completación (longitud y ubicación del intervalo de completación), pero por facilidad solo se reporta la política óptima de producción que maximiza la función objetivo (máximo global).

Un factor interesante que se observó en este estudio es el de en todos los casos, la política de producción óptima indica que antes de la ruptura, del agua o gas, se debe producir a la máxima capacidad de producción permitida en el pozo. Después de la ruptura la política de producción, en general, es diferente para cada caso estudiado y no tiene un comportamiento definido.

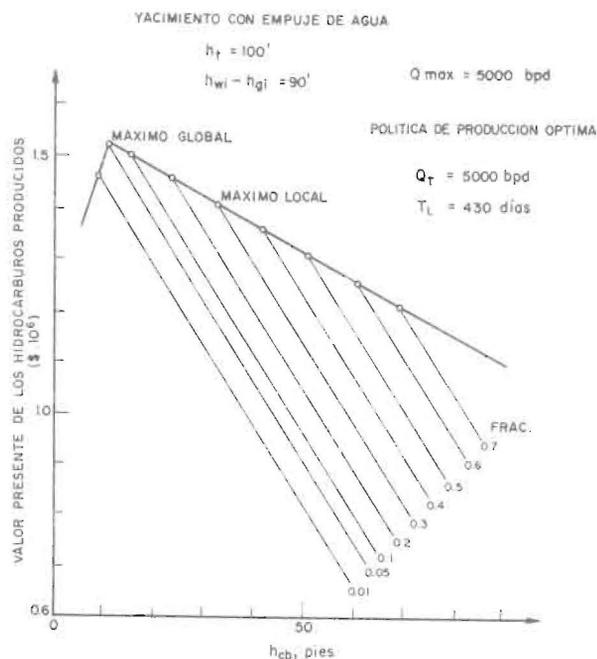


Fig. 6.- Comportamiento de la función objetivo con la profundidad y la longitud del intervalo de completación. Ejemplo 1.

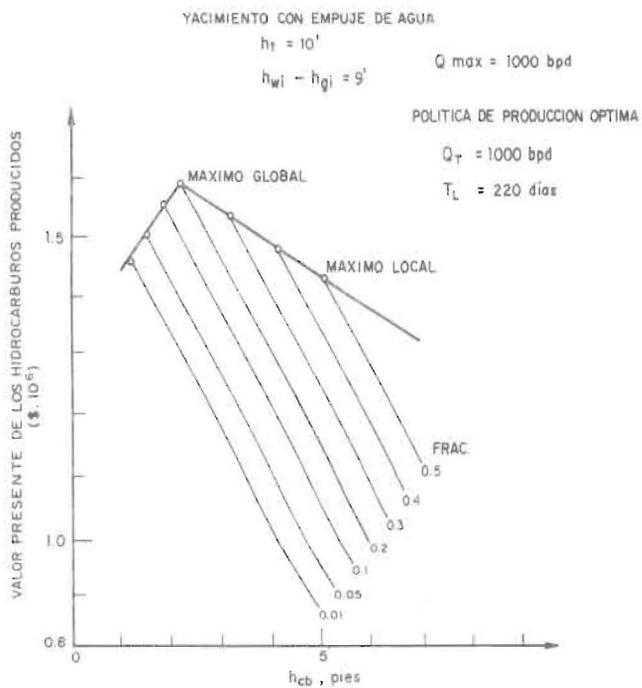


Fig. 7.-  
 Comportamiento de la función objetivo con la profundidad y la longitud del intervalo de completación. Ejemplo 2.

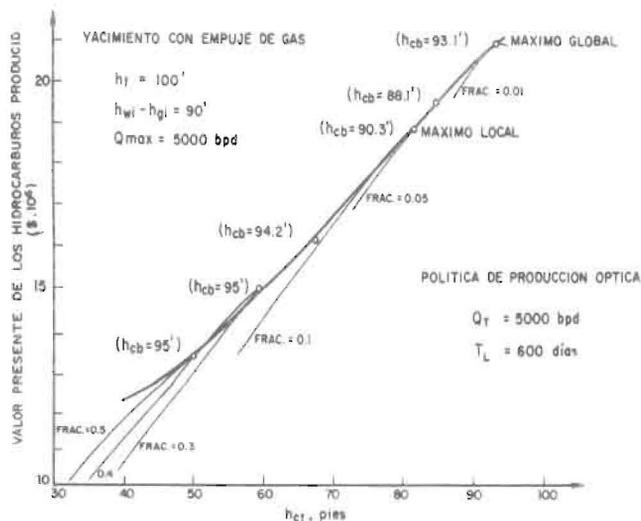


Fig. 8.-  
 Comportamiento de la función objetivo con la profundidad (tope) y la longitud del intervalo de completación. Ejemplo 3.

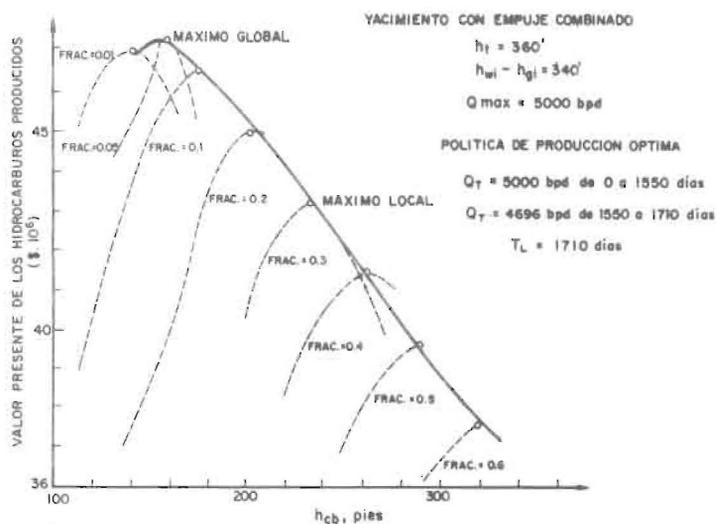


Fig. 9.-  
 Comportamiento de la función objetivo con la profundidad y la longitud del intervalo de completación. Ejemplo 4.

## CONCLUSIONES

Basado en los ejemplos presentados y los diferentes casos analizados en el estudio original hecho por el autor en la referencia 1, y considerando las limitaciones del modelo de yacimiento utilizado en el estudio se pueden presentar las siguientes conclusiones :

1. El algoritmo de optimización desarrollado en este estudio puede ser utilizado en la determinación de la óptima política de completación y de producción para un pozo petrolero que maximice el valor presente de los hidrocarburos producidos durante su vida económica. Más aún, estas políticas son únicas para cada pozo y su determinación no es obvia o basada en observación a priori.
2. El efecto de las propiedades del yacimiento y fluidos en la determinación de las políticas óptimas aparentemente no puede ser generalizada. En cada caso estudiado, la óptima política de completación y de producción fueron diferentes.
3. La óptima política de producción antes de la ruptura, para los casos estudiados, fue la de producir a la máxima tasa de producción permitida en el pozo. Después de la ruptura, los cambios en la política de producción no tiene un patrón de comportamiento definido.
4. En los casos analizados se observó que al incrementar la tasa de descuento no hay cambio en las políticas óptimas, pero el valor presente de los hidrocarburos producidos decrece.

## NOMENCLATURA

- $NPWHP_L$ , valor presente neto de los hidrocarburos producidos durante la vida económica del yacimiento  $T_L(Q_T, hct, hcb)$
- $q_0(t), q_g(t), q_w(t)$ , tasa de producción de petróleo gas y agua, respectivamente, al tiempo  $t$ .
- $Q_T(t)$ , tasa de producción total usada el tiempo  $t$ . Su máximo valor es  $Q_{max}$  el cual es una función de los parámetros de yacimiento y del pozo.
- $hcb, hcb$ , profundidad del fondo y del tope, respectivamente, del intervalo de completación.
- $P_0, P_g$ , precio por barril de petróleo y gas, respectivamente.
- $C_w$ , costo de separación del agua, por barril producido. En este modelo no se considera el costo de separación del gas.
- $e^{-rt}$ , factor de descuento continuo, con una tasa de descuentos.

Costo fijo de operación, es al costo de producir el pozo durante su vida económica.

Costo de levantamiento, es el costo de levantar los fluidos desde el yacimiento a la superficie. Este es una función de la tasa de producción de líquidos ( $q_0$  y  $q_w$ ).

Costo Capital, es el costo de perforar y completar el pozo en el yacimiento más el equipo de superficie necesario para manejar la producción total. Este costo se considera una función de la tubería de producción instalada en el pozo y de su capacidad de producción máxima.

$h_g$  inicial,  $h_w$  inicial, profundidad inicial del contacto gas/petróleo y contacto agua/petróleo en el yacimiento.

$T_L(Q_T, hct, hcb)$ , es la vida económica del pozo. Esta es una función de  $Q_T, hct, hcb$ , y es definida por el tiempo al cual la ganancia obtenida por la venta de los hidrocarburos producidos es igual al costo de producción.

## 16 BIBLIOGRAFIA O REFERENCIAS

- 1) ACURERO S. L. A., "Optimal Policies of Well Completion and Production with Respect to Coning Effects for Different Types of Reservoir", Ph.D. Dissertation, University of Texas at Austin, 1980.
- 2) ACURERO S. L. A., "Modelo Semianalítico para la Simulación de Yacimientos con Problemas de Conificación Trifásico", *Petróleo y Tecnología*, Vol. V N° 5, Septiembre-Octubre 1981.
- 3) BELLMAN, R., "Dynamic Programming", Princeton University Press, New Jersey, 1957.
- 4) CHAPPELEAR, J.E. and WILLIAMSON, S., "Representing Wells in Numerical Reservoir Simulation-Theory and Implementation", SPE Paper 7697, Presented at the Fifth Symposium on Reservoir Simulation of the Soc. Pet. Eng. of AIME, Denver, Co. (February 1-2, 1979).
- 5) CRICHLow, H. B., "Modern Reservoir Engineering - A Simulation Approach", Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J., 1977.
- 6) FAN, L.T. and WANG, C. S., "The Discrete Maximum Principle a Study of Multistage System Optimization", John Wiley & Sons, Inc., New York, 1964.
- 7) RICHARDSON, J. G. and BLACKWELL, R. J., "Use of Simple Mathematical Models for Predicting Reservoir Behavior", *J. Pet. Tech.*, September 1971, pp. 1145 - 1154.

Recibido el 10 de diciembre de 1982