Estudios y utilización del Simulador Eclipse 100 para nuevas estrategias de producción en yacimientos hidrocarburíferos del Oriente Ecuatoriano

Eduardo Briz Quintero[1], Ricardo Gallegos Orta[2]

[1]Egresado de Ingeniería en Petróleo 2007
[2]Director de Tesis, Ingeniero en Petróleo. Universidad del Zulia-Venezuela 1973. Msc. en Ingeniería de Petróleos, University of Wyoming-USA 1979. MBA, Tulane University-USA 2000. Master en Administración de Empresas, ESPAE-ESPOL 2001. Profesor de ESPOL desde 1973.

ABSTRACT
This work pretends to find the most efficient production strategy in order to get the maximun oil recovery during the life of a well in a reservoir located at the east region of Ecuador.

For this purpose, it was realized a detailed study of three representative wells of this reservoir that show different pay zone lengths. The work is formed by a serie of steps that belongs to the process of reservoir management and the objective is to achieve the major efficiency of the production.

The work starts with a completion history analisys of each well, which covers all the workovers and proofs did at the wells. It was realized a pressure transient analysis in each well with all the information of pressure tests, pressure data of in situ sensors and oil and water history rates previous to the simulation model.
It was built a Cartesian model for each well that covers the influence area at the reservoir using the tool Eclipse 100. With this model, a pressure and oil and water history match were done for starting a prediction process that involves the simulation of different strategies as: dual concentric completion, adding more perforations to the pay zone, dual concentric completion and reinjection of produced water, sidetrack and horizontal well. From this simulations it was possible to get interesting results as inverse conning and other process like the efficiency of the production trought all the pay zone and ten feet in the aquifer.

RESUMEN
El presente trabajo busca encontrar la estrategia de producción más eficiente que permita la máxima recuperación de petróleo durante la vida productiva de un pozo de un yacimiento del oriente ecuatoriano.

Para tal efecto, se realizó un estudio detallado de tres pozos representativos del yacimiento que presentaban espesores de zona de pago diferentes. El trabajo comprende una serie de pasos que forman parte del proceso de administración de un reservorio cuyo objetivo es lograr la mayor eficiencia en la producción.

Se comenzó con un análisis de la historia de completación de cada uno de los pozos que involucra todos los trabajos y pruebas que se hayan realizado en ellos. Con el uso de la información recabada de las pruebas de presión, datos de presión de los sensores in situ y caudales de producción de agua y petróleo fue posible realizar un análisis de presión transiente. Se realizó un modelo individual cartesiano del área de influencia de cada pozo y fue construido en el simulador Eclipse 100 donde se realizó un ajuste histórico de presión y tasas de producción para luego iniciar el proceso de predicciones en los cuales se simuló diferentes estrategias de producción tales como: completación concéntrica dual, incremento del intervalo perforado en la zona de pago, completación concéntrica dual y reinyección de agua producida, sidetrack y pozo horizontal obteniendo resultados muy interesantes como la conificación inversa y otros fenómenos como la eficacia mostrada por la producción a través de toda la zona de pago y de diez pies del acuífero.

INTRODUCCIÓN

Dentro de la vida productiva de un pozo que produce de un yacimiento con la presencia de un acuífero activo podemos observar diferentes etapas con características marcadas. Luego de un período de producción considerable comenzamos a apreciar un aumento en la producción de agua a través del porcentaje de BSW obtenido en superficie debido al ascenso del contacto agua–petróleo y la correspondiente canalización del agua a través del banco de petróleo hacia las perforaciones en el pozo por el empuje causado por el acuífero inferior.

Cada pozo tiene sus propias características mecánicas, cada yacimiento tiene sus propias características petrofísicas por lo que la estrategia de producción se debe adaptar a ellas para poder optimizar el recobro de petróleo.

Generalmente, para la producción de un pozo, se opta por recurrir a la perforación de los intervalos superiores de la zona de pago y de esta manera poder retrasar la presencia de agua en la producción del pozo. Cuando el nivel de BSW aumenta se realizan reacondicionamientos que contemplan la reperforación de intervalos y medidas que tienden a disminuir el impacto del acuífero sobre la producción.

El incremento del porcentaje de producción de agua sobre la producción de petróleo disminuye la recuperación última de petróleo luego de la vida productiva del pozo.

Es así que se presenta la necesidad de determinar la mejor estrategia de producción para un pozo, que se adapte a las condiciones reales del yacimiento, para enfrentar los problemas de producción de agua y mejorar el recobro de petróleo.

Por ello, el presente trabajo pretende:

Construir modelos individuales de tres pozos representativos en un simulador de yacimientos para optimizar el recobro de petróleo del yacimiento mediante el uso de nuevas estrategias de producción.

Para lograr esos objetivos se siguieron los siguientes pasos:

- Realizar un estudio de la historia de completación y producción de cada pozo.
- Construir un modelo individual de cada pozo en un simulador de reservorios
- Realizar un ajuste histórico de presión de fondo fluyente, producción de agua y producción de petróleo para cada pozo.
- Realizar predicciones para cada pozo mediante el uso de nuevas estrategias de producción que permitan la optimización del recobro último de petróleo.
- Generar datos de las diferentes variables que controlan la producción de petróleo para cada pozo en función del tiempo.
- Explicar los procesos físicos que se dan dentro del yacimiento durante la producción con las nuevas estrategias.

CONTENIDO

Generalidades del yacimiento

Aspectos geológicos del yacimiento

El estudio fue realizado en tres pozos: A, B y C de un yacimiento del oriente ecuatoriano que de acuerdo a diferentes estudios basados en la permeabilidad, se ha podido correlacionar la existencia de diferentes tipos de roca agrupados en diferentes sectores del yacimiento.

En el área en particular que nos interesa donde se encuentran localizados los tres pozos, el yacimiento presenta una arenisca de grano fino que al realizar estudios microscópicos se encontraron intercalaciones de granos de lutita y un porcentaje alto de feldespato que crea una microporosidad que hace que la saturación de agua se incremente respecto de la presión capilar.

De la misma manera, a través de las fotografías fue posible identificar granos de cuarzo y de kaolinita entre los diferentes poros de la roca.

El reservorio en análisis forma un anticlinal en el que existe una variación en el espesor de la zona de pago de la arena productora.

Podemos visualizar un espesor máximo de aproximadamente 60 pies que se observa en el pozo C. Existe un decrecimiento gradual observable en la región cercana al pozo B donde el espesor ha disminuido a 53 pies mientras que en el pozo A el espesor es de 45 pies.

Mecanismo de producción

El yacimiento posee un acuífero de fondo y una presión de burbuja bastante baja de 710 psi. El yacimiento produce por expansión de fluidos y de la roca así como por empuje del acuífero de fondo.

Sistema de producción

Los pozos que producen de este yacimiento, lo hacen por medio de bombas electrosumergibles y el campo posee un sistema de reinyección de agua producida.

Características de los pozos estudiados

Los pozos estudiados producen por medio de un sistema artificial usando bombeo electrosumergible. Los pozos presentan espesores de zona de pago de 45, 53 y 60 pies respectivamente para el pozo A, B y C. Son pozos que producen de una profundidad aproximada de 6500 a 7000 pies (total vertical depth sub sea).

Las condiciones de los pozos al momento de iniciar el estudio fueron los siguientes:

TABLA 1
CONDICIONES DE LOS POZOS

Pozo	Pozo "A"	Pozo "B"	Pozo "C"
BHP	2245 psi	2580 psi	2684 psi
qo	427 stb/d	400 stb/d	336 stb/d
qw	2400 stb/d	2900 stb/d	1664 stb/d

Procedimiento del estudio

El estudio es realizado de la siguiente manera:

1.- Se realiza un PTA (Pressure Transient Analysis) de los pozos a estudiar para obtener parámetros iniciales representativos del yacimiento. Para dicho efecto se realiza un completo estudio de la historia de completación de cada uno de los pozos que involucra todos los trabajos de reacondicionamiento realizados: cambio de bomba electrosumergible, squeeze, reperforación de intervalo, pruebas de restauración de presión, drawdown, cambio de arena productora. Además para realizar el PTA se utiliza la herramienta Saphyr que permite construir un modelo petrofísico que permita realizar un ajuste con los datos de presión y tasas de producción históricos cargados previamente en el programa.

2.- Se realiza el modelo de simulación en la herramienta Eclipse 100. El modelo construido es uno cartesiano con el pozo al centro del modelo. El número de celdas del modelo varía de acuerdo a la complejidad del pozo. A cada uno de los bloques se les asigna un valor de permeabilidad y porosidad obtenido de los registros de pozos. Asimismo es necesario asignar valores de variables petrofísicas, propiedades de los fluidos así como controles de producción y datos históricos que incluyen todos los cambios que se hayan realizado tanto mecánicos como variaciones de intervalos o cierres del pozo.

3.- Se realiza el History Match de presión y producción de cada pozo.

4.- Se obtienen los parámetros reales del yacimiento.

5.- Se pronostican diferentes escenarios para cada pozo. Para tal efecto, se utilizaron las siguientes estrategias de producción:

- ***Completación concéntrica dual*** que permita la aparición de la conificación inversa mediante la producción de dos intervalos. Uno superior ubicado en la zona de pago y otro inferior ubicado debajo del contacto agua- petróleo. Los fluidos de cada intervalo llegan a superficie separadamente.
- ***Incrementar el intervalo perforado en la zona de pago de la arena*** de manera progresiva hasta cubrir el 100% de la zona de pago más diez pies en el acuífero justo debajo del contacto agua-petróleo.
- ***Completación concéntrica dual y reinyección de agua producida***. Se produce de dos intervalos tal y como se lo hace en la primera estrategia y se agrega un intervalo más ubicado en la base del acuífero en donde se reinyecta el agua producida del intervalo ubicado debajo del contacto agua-petróleo sin que esta deba llegar a superficie. Se lo hace mediante la ubicación de una bomba electrosumergible que permita producir del intervalo medio y al mismo tiempo reinyectarla al acuífero en su parte inferior (base).
- Sidetrack al inicio de la producción y pozo horizontal desde el inicio de la vida productiva del pozo.

6.- Análisis y contraste de acuerdo a capacidades operacionales.

7.- Recomendación de estrategias.

RESULTADOS

Luego de realizar el ajuste histórico de cada uno de los pozos y obtener un modelo óptimo del yacimiento, se realizó cada uno de las sensibilidades de las diferentes estrategias de producción hasta una fecha en el futuro que se tomó al año 2019.

Los resultados los podemos observar en los siguientes gráficos que muestran los datos obtenidos luego de la simulación de predicción para el pozo “B”. Las tendencias son parecidas en el pozo “A” y pozo “C”. Se puede observar el detalle en cada una de las estrategias así como el caso base que simula la recuperación de petróleo si se produjera en las mismas condiciones como lo venía haciendo.

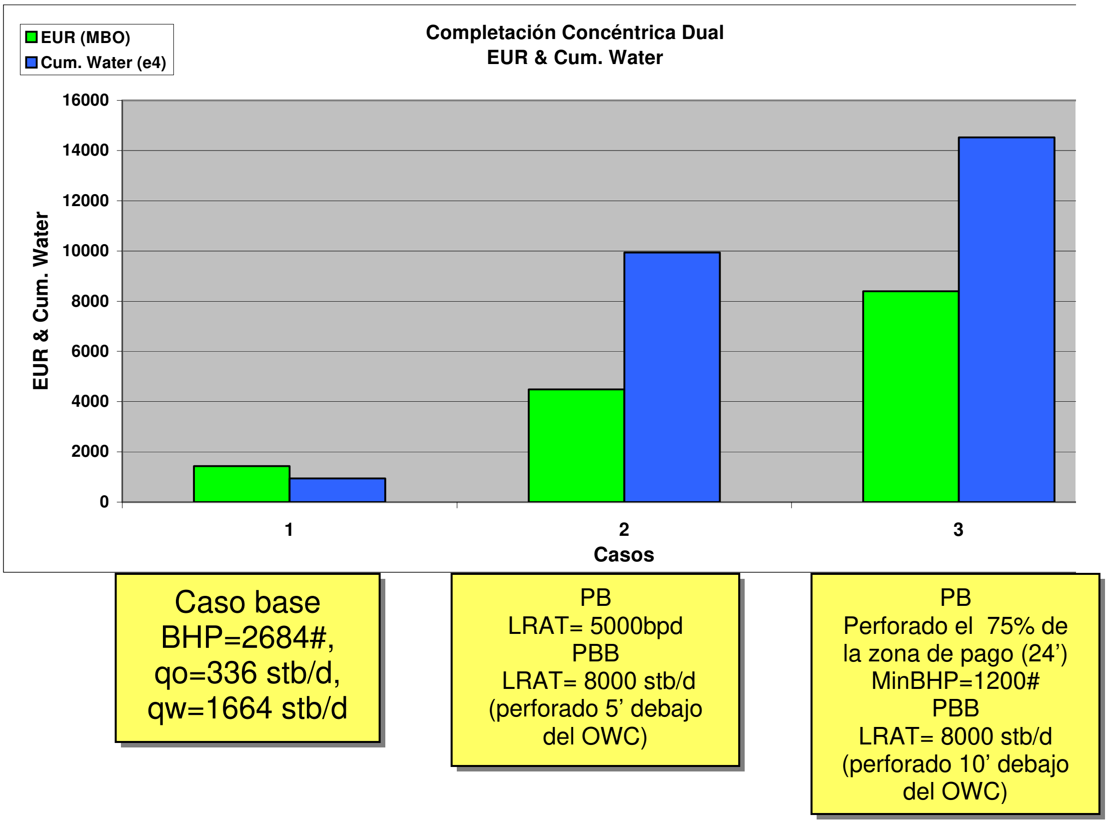

Figura 1. Resultados de estrategia de completación concéntrica dual para pozo "B" [1].

Es importante señalar en la estrategia de completación concéntrica dual la aparición de una disminución del corte de agua al momento del inicio de la predicción lo cual podemos observar en el siguiente gráfico en el que la línea negra representa la estrategia comparable al caso base debido a que producen del mismo intervalo en la zona de pago.

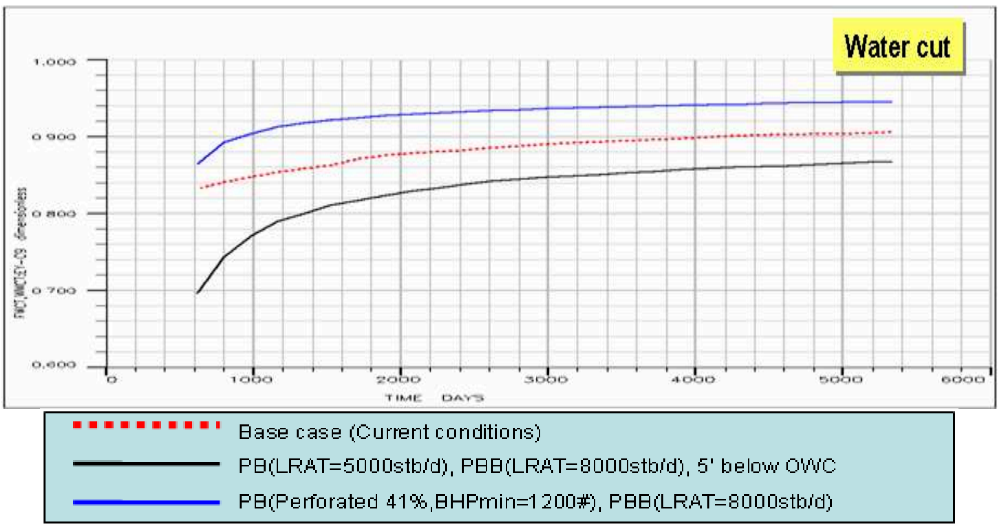

Figura 2. Corte de agua de estrategia de completación concéntrica dual para pozo "B" [1].

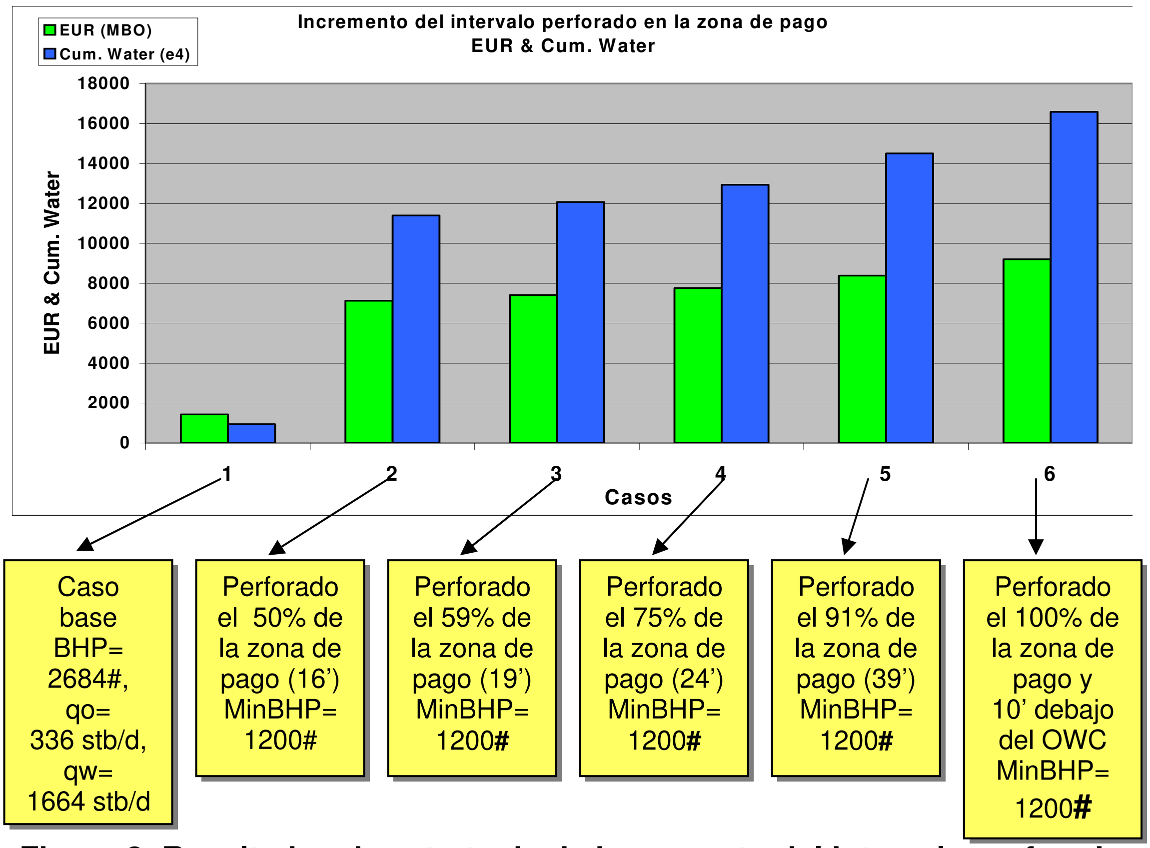

Figura 3. Resultados de estrategia de incremento del intervalo perforado en la zona de pago para pozo "B"[1].

En los resultados de esta estrategia, es importante señalar el fenómeno que se produce con el EUR (Estimated ultimate recovery) durante la vida simulada del pozo cuando se incrementa de manera progresiva el intervalo perforado, observándose una zona de crecimiento de pendiente aproximadamente constante hasta el 85% de intervalo perforado luego del cual existe un cambio significativo en el crecimiento de EUR. Esto es posible observar en los otros dos pozos.

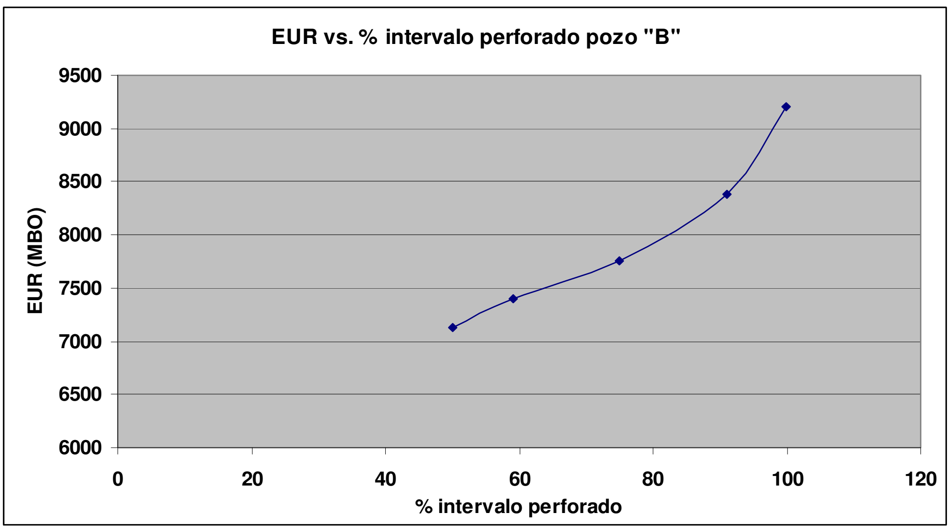

Figura 4. EUR vs. % intervalo perforado para pozo "B"[1].

En la figura 5, podemos observar los resultados obtenidos al simular la estrategia de completación concéntrica dual y reinyección de agua producida. Como podemos apreciar, la recuperación última de petróleo es significativamente superior al caso base, pero al compararla con respecto a la estrategia de completación concéntrica dual podemos darnos cuenta que la recuperación en esta última es superior. Asimismo al observar el corte de agua con el que produce el intervalo superior (zona de pago) se aprecia un incremento del corte de agua con respecto a la primera estrategia.

Es importante anotar, que en esta estrategia se utiiza una presión de inyección de 5700 pasi que fue calculada como la presión máxima en la cual no existe un fracturamiento de la formación. Asimismo, se determino una tasa óptima de inyección de 20000 stb/d luego de la cual no existía incremento significativo de producción de petróleo.

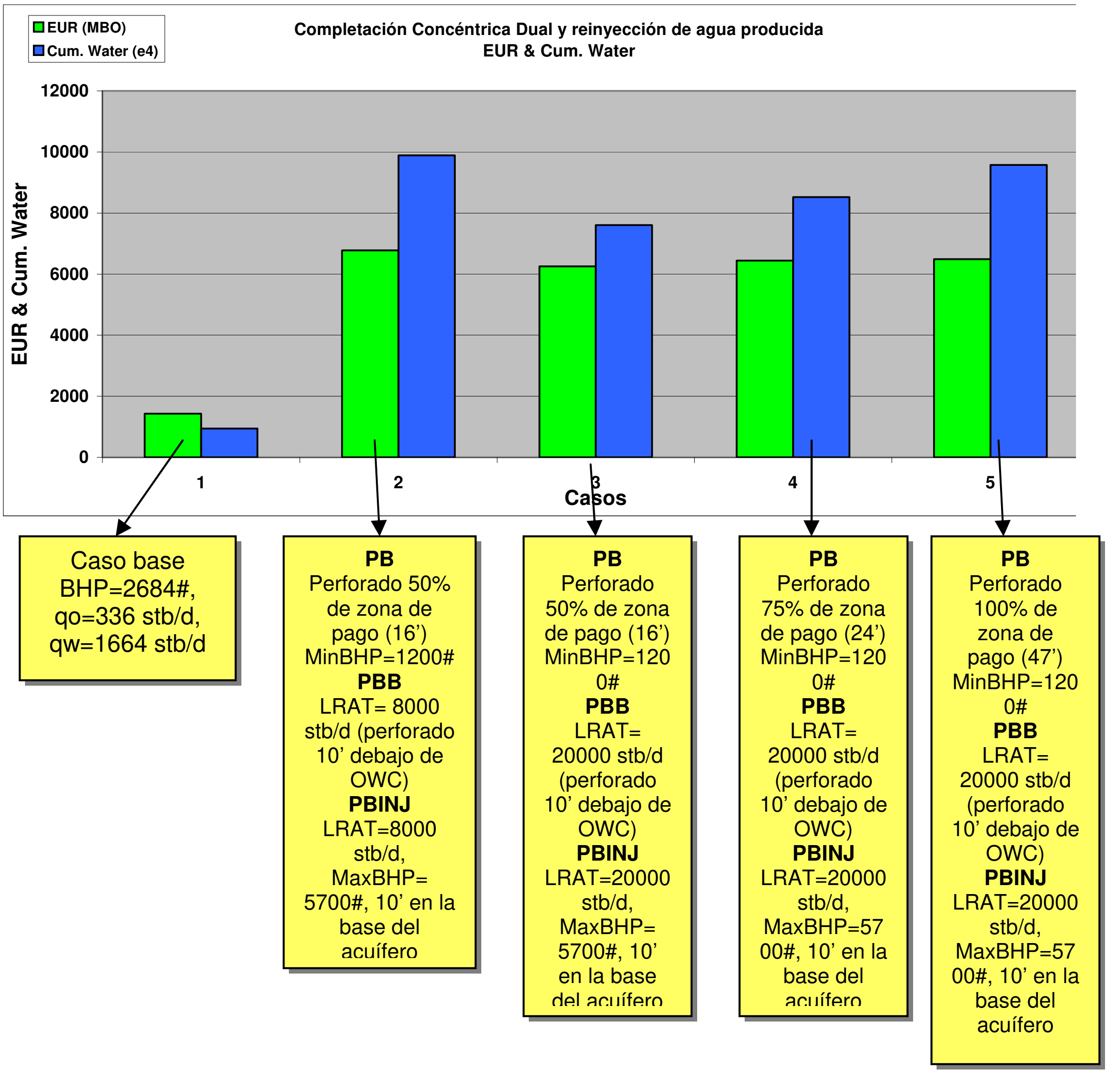

Figura 5. Resultados de estrategia de completación concéntrica dual y reinyección de agua producida[1].

CONCLUSIONES

Las mejores estrategias de producción que permiten la mayor optimización de recuperación de petróleo son:

1. Pozo “A”:

- Incrementar el intervalo de producción en la zona de pago al 100% que corresponde a 45 pies y perforar diez pies por debajo del contacto agua-petróleo. Producir a una presión de fondo fluyente de 1200 psi.

- Producir mediante una completacion concéntrica dual a través de dos intervalos. Uno superior que cubra el 38% de la zona de pago, que serían 17 pies, a una presión de fondo fluyente de 1200 psi. El intervalo inferior cubriría diez pies por arriba del contacto agua-petróleo y produciría a tasas variables de 8000, 10000, 15000, 18000 stb/d cada uno por tres años.

- Producir mediante una completación concéntrica dual y reinyección del agua producida in situ. El intervalo productor de petróleo cubriría el 78% de la zona de pago, es decir 35 pies, a una presión de fondo fluyente de 1200 psi. El intervalo medio productor de agua del acuífero cubriría diez pies justo debajo del contacto agua-petróleo y produciría a una tasa de 20000 stb/d (tasa óptima encontrada). El intervalo inferior, que es por donde se reinyectaría el agua, cubriría diez pies entre los 6610’-6620’ (TVDSS) y admitiría agua a una tasa de 20000 stb/d a una presión de inyección de 5700 psi.

2. Pozo “B”:

- Incrementar el intervalo de producción en la zona de pago al 100% que corresponde a 53 pies y perforar diez pies por debajo del contacto agua-petróleo. Producir a una presión de fondo fluyente de 1200 psi.

- Incrementar el intervalo de producción en la zona de pago al 91% que corresponde a 39 pies y perforar diez pies por debajo del contacto agua-petróleo. Producir a una presión de fondo fluyente de 1200 psi.

- Producir mediante una completacion concéntrica dual a través de dos intervalos. Uno superior que cubra el 75% de la zona de pago, que serían 24 pies, a una presión de fondo fluyente de 1200 psi. El intervalo inferior cubriría diez pies por debajo del contacto agua-petróleo y produciría a una tasa constante de 8000 stb/d.

3. Pozo “C”:

- Incrementar el intervalo de producción en la zona de pago al 100% que corresponde a 60 pies y perforar diez pies por debajo del contacto agua-petróleo. Producir a una presión de fondo fluyente de 1200 psi.

- Incrementar el intervalo de producción en la zona de pago al 77% que corresponde a 47 pies y perforar diez pies por debajo del contacto agua-petróleo. Producir a una presión de fondo fluyente de 1200 psi.

- Producir mediante una completación concéntrica dual y reinyección del agua producida in situ. El intervalo productor de petróleo cubriría el 77% de la zona de pago, es decir 47 pies, a una presión de fondo fluyente de 1200 psi. El intervalo medio productor de agua del acuífero cubriría diez pies justo debajo del contacto agua-petróleo y produciría a una tasa de 20000 stb/d (tasa óptima encontrada). El intervalo inferior, que es por donde se reinyectaría el agua, cubriría diez pies entre los 6614'-6624' (TVDSS) y admitiría agua a una tasa de 20000 stb/d a una presión de inyección de 5700 psi.

4.Producir mediante dos intervalos: uno superior ubicado en la zona de pago y uno inferior ubicado debajo del contacto agua-petróleo resulta en un significativo incremento del petróleo recuperado durante la vida del pozo así como en una disminución del corte de agua de las perforaciones de la zona de pago durante la vida del pozo debido a la aparición del fenómeno de conificación inversa mediante la cual se disminuye la intrusión de agua del acuífero en la zona de petróleo desviándose por el intervalo inferior.

5. Reinyectar agua en el mismo pozo de donde se produce, sin llegar a superficie, mediante un intervalo ubicado en la base del acuífero no resulta en un comportamiento de represuriazación del yacimiento.

5. El incremento de la capacidad del yacimiento (incremento del intervalo perforado en la zona de pago) a un porcentaje crítico o superior a éste, permite un aumento muy significativo del petróleo recuperado debido a la aparición de dos zonas: una con corte de agua del 100% que ocupa el 80% de la zona perforada aproximadamente y otra con un corte de agua del 80% en promedio que ocupa el otro 20% de la zona perforada que permite producir petróleo a un nivel constante durante la vida del pozo. Este porcentaje crítico es un nivel luego del cual existe un incremento significativamente mayor del EUR con respecto a un incremento del porcentaje de intervalo perforado en la zona de pago que es de alrededor del 50% en pozos con zona de pago de 60 pies y del 80% para pozos con zona de pago de entre 45 y 50 pies.

6. Producir mediante un pozo horizontal o realizar un sidetrack es mucho menos atractivo que cualquiera de las estrategias de: producción mediante dos intervalos (completacion concéntrica dual con o sin reinyección) o el incremento del intervalo perforado.

REFERENCIAS

1. E. Briz, "Estudios y utilización del Simulador Eclipse 100 para nuevas estrategias de producción en yacimientos hidrocarburíferos del Oriente Ecuatoriano" (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2007).