

Estudio de Mejora de la Producción del Campo Tetete (Ecuador)

Santos Francisco Miranda Alcívar¹, Gastón Proaño Cadena²

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil, Ecuador

¹Ingeniero en Petróleo 2010; email: sfmirand@gmail.com

²Ingeniero en Geología, Escuela Superior Politécnica del Litoral, email: gproano@espol.edu.ec

Resumen

El proyecto tiene por objeto estudiar la mejora de la producción del campo petrolífero Tetete, mediante la perforación de nuevos pozos productores en el yacimiento "U" inferior. En base a información sísmica, análisis de diagráfias, estudios previos y datos históricos de producción se creó un modelo tridimensional del yacimiento mediante los programas Flogrid (modelo estático) y Eclipse Office (modelo dinámico). Luego de verificar que el modelo creado reflejó el comportamiento de la producción del campo desde el comienzo de la operación en 1984 hasta la fecha actual (junio de 2010), se realizó una predicción de la producción a junio de 2025. En la etapa de predicción, y analizando las variables petrofísicas del modelo, se determinó la ubicación y el número adecuado de pozos que deben perforarse para mejorar la producción de este campo, estableciendo una relación entre las variables antes mencionadas y la producción adicional de petróleo que se podía obtener, pero tomando en cuenta también que el corte de agua no sobrepase el límite económico.

Palabras Claves: simulación numérica de yacimientos de hidrocarburos, producción de petróleo.

Abstract

The project aims to study the improvement of the oil production at Tetete field by drilling new production wells in the lower "U" sand. Based on seismic data, well log analysis, previous analysis and historical production data, a three-dimensional model of the reservoir was created using the software Flogrid (static model) and the software Eclipse Office (dynamic model). After verifying that the model created reflected the behavior of field production from the beginning of the operation in 1984 to the current date (June 2010), there was performed a production forecast to June 2025. In the stage of forecast, and considering the petrophysical variables of the model, the location and the appropriate number of wells to be drilled to improve the production of this field were determinate, establishing a relationship between the variables mentioned above and the additional oil production could be obtained, but also taking into account that the water cut does not exceed the economical limit.

1. Introducción

El presente trabajo tiene por objetivo general estudiar la mejora de la producción del campo petrolífero Tetete ubicado en la República del Ecuador, mediante la perforación de nuevos pozos productores.

El campo Tetete fue descubierto en agosto de 1980 con la perforación del pozo Tetete-01 que alcanzó los 2865 m de profundidad. En su prueba inicial se obtuvieron 209 m³/d de petróleo de 30 °API de la arenisca "T" y 52,5 m³/d de 29 °API de la arenisca "U".

Este campo produce por empuje por acuífero de fondo, por lo cual presenta un problema de elevada producción de agua. Esto ocasiona que, los pozos tengan que ser cerrados por intervalos de tiempo de uno o varios años, luego de los cuales son reabiertos y puestos en producción hasta que se nuevamente se alcance el límite máximo de producción de agua.

Este proyecto se limita al análisis de la mejora del campo Tetete mediante la incorporación de nuevos pozos, no se estudia la mejoría de los existentes, ni la optimización del proceso actual de control de agua.

El análisis de conificación de agua, si bien es una consecuencia del empuje por acuífero de fondo, no se analiza explícitamente en este estudio. Puesto que este trabajo se desarrolló con un sistema de coordenadas cartesianas y no cilíndrico.

2. Modelo de simulación

Parte fundamental de este proyecto fue la construcción del modelo de simulación del yacimiento, lo cual fue realizado en varias etapas.

En primer lugar, se desarrolló un modelo geológico en tres dimensiones que representó la geometría del

yacimiento “U” inferior, a partir de la información disponible de sísmica de reflexión, análisis de diagrfías, estudios previos y datos históricos de producción disponibles mediante el programa de modelización Flogrid.

Luego, se construyó el modelo dinámico del yacimiento, en el cual se incorporó la distribución de fluidos y el equilibrio hidrostático existentes, mediante la herramienta informática Eclipse Office.

La siguiente etapa fue la validación del modelo creado, tomando en consideración los datos históricos de producción de agua y petróleo disponibles, con el fin de obtener un modelo que sea capaz de reproducir el comportamiento pasado de la producción del campo.

Una vez que se tuvo el modelo creado y validado, se procedió a realizar varias ejecuciones con el de simular la evolución temporal de la producción de petróleo y agua del campo. Con el fin de determinar la mejor ubicación para realizar nuevos pozos productores, tomando en consideración la distribución de fluidos correspondiente al modelo generado, la geometría del yacimiento y las propiedades petrofísicas.

2.1. Modelo estático

En esta etapa se definió la geometría del yacimiento y los parámetros petrofísicos; para comprender en términos físicos y geológicos el sistema de acumulación de hidrocarburos.

La información obtenida de pozos perforados fue muy importante para la descripción cuantitativa y cualitativa del modelo, y es más importante comparada con otros datos obtenidos por medios indirectos como sísmica y geofísica, porque estos últimos implican un mayor rango de error al ser información obtenida por interpretaciones mientras que un pozo muestra información directamente de la estructura.

Para realizar el modelo del campo Tetete se dividió el campo en 45 celdas de 133 m cada una en la dirección X, 50 celdas de 136 m cada una en la dirección Y, y 8 capas de igual espesor en las dirección Z (entre 0,6 m y 2 m cada capa).

2.2. Modelo dinámico

Esta etapa se analizó la interacción dinámica roca-fluido del yacimiento; con el fin de representar de una manera integral el desplazamiento de los fluidos en el sistema poroso (roca). Tales parámetros fueron obtenidos, tanto de información disponible de análisis PVT, como de correlaciones.

Las correlaciones utilizadas en este estudio fueron las siguientes:

- Standing (relación gas en solución-petróleo)
- Standing (factor volumétrico de formación del petróleo)
- Khan (viscosidad del petróleo).

El modelo de simulación construido para este campo se muestra en la figura 1.

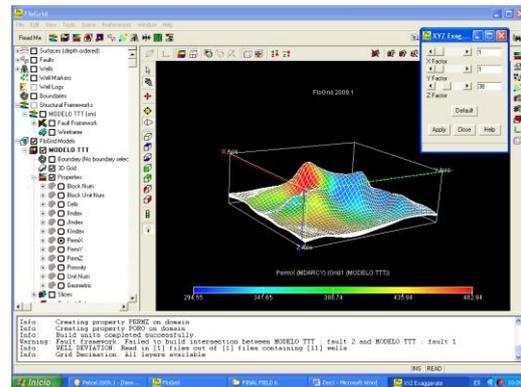


Figura 1. Modelo de simulación

2.3. Ajuste histórico

El ajuste histórico se realiza al especificar las mediciones de: presión, producción e inyección históricas registradas en los pozos y las mediciones obtenidas como resultado del proceso de simulación. El programa Eclipse simula el comportamiento de producción, inyección y presión tomando los datos ingresados al programa (modelo estático y validación) y utilizando herramientas matemáticas, como la ecuación general de movimiento de fluidos en medios porosos, la cual es la ecuación diferencial parcial que rige el fenómeno de flujo de fluidos en el yacimiento y relaciona la presión y saturación con la posición, el tiempo y las propiedades petrofísicas. Esta ecuación se obtiene en base a la ley de conservación de la masa y a la ecuación de conservación del momento (ecuación de Darcy).

Una vez que el comportamiento del yacimiento es reproducido por el simulador y comparado con los datos reales históricos del campo. El proceso de ajuste continúa con una serie de cambios bien sea globales (a nivel del campo o yacimiento) o locales (pozos) para determinar las condiciones de flujo y reproducir el historial de caudales de producción y presiones. En el proceso de ajuste se debe realizar todas las ejecuciones necesarias con cada uno de los cambios planeados, dependiendo de la complejidad del modelo y número de pozos éste proceso puede tomar semanas o incluso meses de dedicación. Dependiendo de este ajuste se determinará la exactitud de las predicciones.

En este estudio se dispuso de la información histórica de producción de petróleo hasta el año 2009, con lo cual se realizó el ajuste de caudales que fue mejorado al variar las ligeramente las curvas de permeabilidad relativa. El ajuste de presiones se obtuvo variando las propiedades del acuífero de fondo.

En la figura 2 se muestra el contraste de la producción histórica y la producción obtenida del simulador, puede observarse que el error es mínimo.

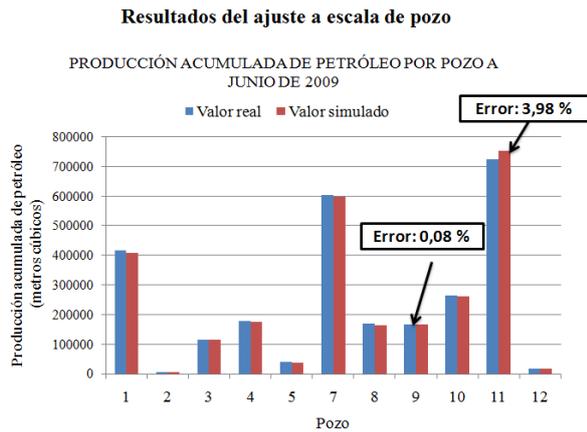


Figura 2. Ajuste histórico de la producción

2.3. Predicciones

El procedimiento de predicción es la etapa en la cual se analizan diferentes escenarios con el fin de determinar el comportamiento futuro del yacimiento.

Mediante la simulación se predice el comportamiento del yacimiento (campo o pozos) a partir del ajuste de los datos históricos. De esta manera, la simulación se convierte en una herramienta de predicción para el desarrollo del campo (perforación, reacondicionamiento de pozos, mantenimiento de presión, etc.).

3. Estudio de ubicación de los pozos

El aumento de reservas es función directa de la perforación de nuevos pozos productores. La ubicación de los nuevos pozos se determina de acuerdo a las condiciones actuales resultantes del modelo del campo, zonas en donde se tiene alta saturación de petróleo. Otras variables para la elección de las ubicaciones son: mapa estructural ubicando zonas más altas y de mayor espesor, y mapas de porosidad y permeabilidad ubicando las zonas donde estas propiedades sean mayores.

En este estudio se analizó la variación en la producción de petróleo del campo al poner en operación uno o varios pozos. Se realizó un pronóstico de la producción que se obtendría al perforar uno, dos, tres, cuatro o cinco pozos, con el fin de determinar cuál es el número óptimo de pozos nuevos que deberían ser perforados en este campo. Se desarrollaron diferentes escenarios de perforación de pozos productores, que serán puestos a prueba con el modelo de simulación generado previamente. Los resultados de cada escenario fueron evaluados para determinar el mejor y recomendar las acciones que se debe realizar para aumentar la recuperación de petróleo.

En total se estudiaron 39 ubicaciones posibles para nuevos pozos, tomando en consideración las propiedades petrofísicas y estructurales del yacimiento, así como la saturación de fluidos actual. Estas

ubicaciones fueron analizadas primero de manera individual y luego en forma colectiva, poniendo en producción grupos de 2, 3, 4 y 5 pozos simultáneamente. Estas ubicaciones se muestran en la figura 3.

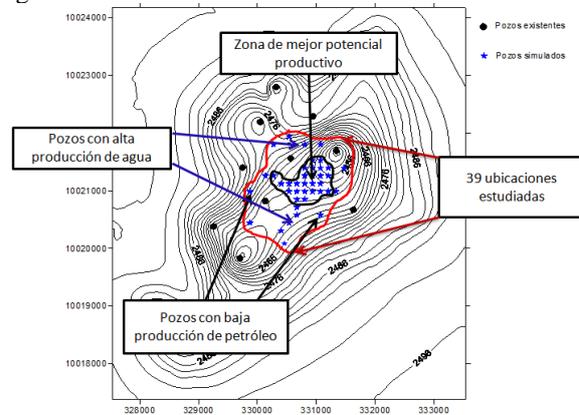


Figura 3. Ubicaciones estudiadas

4. Condiciones de control de los pozos

Para todos los pozos nuevos se utilizaron las mismas condiciones de control de presión, corte de agua (relación entre el ratio de producción de agua y el ratio de producción total de líquido), ratio mínimo de producción de petróleo y fecha de inicio de operación. Con el fin de que, la diferencia de producción registrada obedezca solamente a la ubicación de los pozos.

A fin de que el modelo sea lo más real posible, para cada pozo nuevo se definieron los siguientes parámetros de control:

- Fecha de inicio de operación 1 de junio de 2010.
- En vista de que no se contó con información actualizada sobre presión fluyente y presión de yacimiento, para el control de cada pozo se asumió una presión de fondo fluyente de 148 bar, puesto que este es el valor de presión fluyente que se encontraba registrado en una prueba de cierre de pozo realizada en 2006.
- En este campo el corte de agua presenta valores elevados debido a que se trata de un yacimiento con empuje de acuífero de fondo, se estima que el corte de agua máximo para que un pozo sea abandonado es del 90 %. Así que, en el modelo se utilizó un primer límite de 50 % de corte de agua, y se dio la instrucción de que se cierren temporalmente las capas que violen esta condición pero, una vez que todas las capas de un pozo estuvieran cerradas, se volverían a abrir aceptando ahora un segundo límite de corte de agua igual a 90 %. Superado éste, las capas se cerrarían definitivamente.
- En cada pozo se asumió una tasa mínima de producción de 5,56 m³/d, ya que, por debajo de

este valor, la producción de petróleo ya no es rentable.

5. Resultados

Los escenarios simulados se clasificaron de acuerdo al número de pozos nuevos que se puso en producción, de forma que se obtuvieron cinco grupos:

- Caso base (sin pozos adicionales)
- Caso 1 (perforación de un pozo productor)
- Caso 2 (perforación de dos pozos productores)
- Caso 3 (perforación de tres pozos productores)
- Caso 4 (perforación de cuatro pozos productores)
- Caso 5 (perforación de cinco pozos productores).

La fecha a la que serán proyectados todos los escenarios es el 1 de junio de 2025, es decir el análisis de resultados se lo realizará en base a la producción de petróleo de los próximos 15 años.

Para efectuar la elección del número de pozos nuevos óptimo se realizó una comparación de los escenarios en base al incremento de producción de petróleo.

La figura 4 muestra la producción adicional al caso base obtenida al poner en producción un diferente número de pozos.

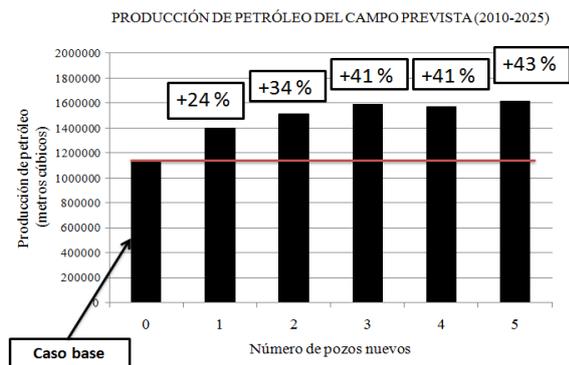


Figura 4. Producción adicional de cada caso

Sobre la base de la información expuesta, se determinó que el número óptimo de pozos es de máximo 3, los casos 3, 4 y 5 presentan valores de producción acumulada de petróleo similar, es decir, en términos de producción de petróleo sería lo mismo perforar 3, 4 o 5 pozos nuevos. No así en la parte económica puesto que la perforación de cada pozo adicional tiene un costo superior a los cuatro millones de dólares.

6. Referencias

- [1] Aguirre Quinteros, S. (2008): “Simulación numérica de yacimientos y determinación del mejor escenario de perforación de pozos para

el campo Kupi”. Tesis de Grado de la Escuela Politécnica Nacional, Quito (Ecuador).

- [2] Briz Quintero, E. (2007): “Estudios y utilización del simulador Eclipse 100 para nuevas estrategias de producción en yacimientos hidrocarbúricos del oriente ecuatoriano”. Tesis de Grado de la Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil (Ecuador).
- [3] Peñafiel, L. (2006) “Construcción del modelo de simulación del campo Mauro Dávalos Cordero para la predicción de nuevas perforaciones aplicando el simulador Eclipse de la compañía Schlumberger”. Tesis de Grado de la Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil (Ecuador).
- [4] Revelo Játiva, T. (2007): “Actualización de reservas y ubicación de pozos de desarrollo en el campo Tapi-Tetete”. Tesis de Grado de la Escuela Politécnica Nacional, Quito (Ecuador).
- [5] Schlumberger (sección *Manuales* del programa Eclipse). Versión 2009.1 “Eclipse Office User Guide”.
- [6] Schlumberger (sección *Manuales* del programa Eclipse). Versión 2009.1 “Eclipse Reference Manual”.
- [7] Schlumberger (sección *Manuales* del programa Eclipse). Versión 2009.1 “Eclipse Technical Description”.
- [8] Schlumberger (sección *Manuales* del programa Eclipse). Versión 2009.1 “FloGrid User Guide”.
- [9] <http://www.petroproducción.com.ec> Página web oficial de la empresa estatal ecuatoriana Petroproducción.
- [10] <http://www.bce.fin.ec> Página web oficial del Banco Central del Ecuador.

7. Conclusiones

Luego de considerar todos los escenarios planteados y evaluar los resultados del modelo digital, se han obtenido las siguientes conclusiones:

- En el campo Tetete existe un continuo incremento de la producción de agua, y la presión del campo presenta una caída mínima, lo que confirma la existencia de un acuífero de fondo.
- Se comprobó que aún existen reservas no drenadas en la arenisca “U” inferior del campo Tetete, y estas pueden ser recuperadas mediante la perforación de pozos adicionales.
- Los nuevos pozos de desarrollo de un campo deben ser ubicados tomando en cuenta la estructura del mismo, en el caso del campo Tetete, el cual presenta un alto corte de agua, es recomendable perforar los nuevos pozos en altos estructurales y sin la interferencia de

fallas; además, se debe tener una distancia adecuada entre pozos para que no exista interferencia de producción y comprobar la existencia de reservas no drenadas mediante el cálculo del radio de drenaje de los pozos ya existentes.

- La perforación de un pozo representaría un incremento de la producción de petróleo del 24 %, con respecto a la producción que se obtendría sin perforar ningún pozo adicional, durante el periodo del 1 de junio de 2010 al 1 de junio de 2025.
- La perforación de dos pozos significaría un incremento sobre la producción de petróleo del caso base de 34 % en los próximos 15 años.
- Si se perforaran se obtendría una producción adicional de petróleo del 41 % al cabo de 15 años con respecto a la producción que se obtendría con los pozos actuales.
- Según los resultados del modelo, la producción adicional al caso base (acumulada hasta el 1 de junio de 2025) por perforar 4 y 5 pozos sería del 41 % y 43 % respectivamente, mientras que por perforar 3 pozos sería del 41 %. Por tanto, tomando en cuenta la inversión que debería hacerse por cada pozo nuevo (\$ 4228770) se concluye que en este campo no es recomendable perforar más de tres pozos adicionales.

En cuanto a las líneas futuras de la investigación se recomienda:

- Realizar un estudio de balance de materia para determinar con mayor exactitud el volumen del acuífero de fondo, así como la cantidad de agua que desde éste ha ingresado al yacimiento.
- Analizar el comportamiento de la producción al incluir pozos horizontales, debido a que en este estudio se tomaron en consideración sólo pozos verticales y, la perforación de pozos horizontales aunque tiene un mayor coste eleva en gran medida la productividad del pozo.
- Determinar mediante un ensayo de laboratorio la curva de presión capilar agua-petróleo en la arenisca “U” inferior, ya que, la precisión de esta información influye mucho en el flujo del agua y el petróleo dentro del yacimiento.
- Llevar a cabo un estudio de sensibilidad de las variables presentes en el modelo del yacimiento, para así determinar cuáles son las que deben ser conocidas con más exactitud y poder realizar ensayos para conocerlas con más precisión.
- Estudiar el efecto de conificación de cada pozo mediante un sistema de coordenadas cilíndrico, para así poder analizar este fenómeno de manera local y detallada y poder tomar las medidas correctivas necesarias.