

Análisis de alternativas para mejorar la producción del campo petrolífero Parahuacu (Ecuador)

Vanessa Andrea Pincay Astudillo¹, Ricardo Gallegos Orta
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador

¹Ingeniera en Petróleo 2011; email: vaanpinc@espol.edu.ec
²Ingeniero en Petróleo, Escuela Superior Politécnica del Litoral, email: rgallegos@hotmail.com

Resumen

El proyecto tiene por objeto determinar la mejor alternativa para incrementar la producción del campo petrolífero Parahuacu, mediante la perforación de nuevos pozos productores e inyectores en el yacimiento "T" inferior. A partir de la información geológica, análisis de parámetros petrofísicos, evaluación de diagráfias, cálculos de reservas y datos históricos de producción de fluidos y presiones del yacimiento se creó un modelo tridimensional 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 1978 hasta la actualidad, se realizó una predicción de la producción a enero de 2024. En la etapa de predicción, se analizaron las variables petrofísicas del modelo y se determinó la ubicación de nuevos pozos productores e inyectores que deben perforarse para mejorar la producción de este campo.

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

Abstract

The project aims to determinate the best alternative to improve the oil production at Parahuacu field by drilling new production and injection wells in the lower "T" sand. Based on geological data, well log analysis, previous analysis and historical production and pression data, a three-dimensional model of the reservoir was created using the software Flogrid (static model) and the Eclipse (dynamic model). After verifying that the model created reflected the behavior of field production from the beginning of the operation in 1978 to the current date, there was performed a production forecast to January 2024. In the stage of forecast, the petrophysical variables of the model were analyzed to determinate the appropriate location of production and injection wells to be drilled to improve the production of this field.

Keywords: *numerical simulation of hydrocarbon, oil production.*

1. Introducción

El presente trabajo tiene por objetivo general determinar la mejor alternativa para incrementar la producción del campo petrolífero Parahuacu, ubicado en la República del Ecuador, mediante el estudio de la viabilidad de perforación de pozos productores e inyectores de agua.

El campo Parahuacu fue descubierto por el consorcio Texaco – Gulf con la perforación del pozo Parahuacu 1, que arrancó el 4 de octubre y finalizó el 17 de noviembre de 1968, alcanzando la profundidad de 3100 metros. Obteniéndose una producción comercial de la arenisca "T" de 448 bbl/día (71, 23 m³/día), con un grado API¹ de 31°, y un BSW² de 0.2%. El campo inició su etapa operativa con 4 pozos el 2 de diciembre de 1978.

El mecanismo de producción que permite la extracción de petróleo del campo Parahuacu es una combinación del empuje lateral natural del acuífero y la expansión de los fluidos y roca, este

comportamiento se observa para los yacimientos "U" y "T" de la formación Napo.

En este trabajo se estudia la posibilidad de perforar nuevos pozos de producción en la arenisca T inferior, en zonas que todavía no han sido invadidas por el agua.

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 "T" inferior, a partir de la información disponible de sísmica de reflexión, análisis de diagráfias, 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

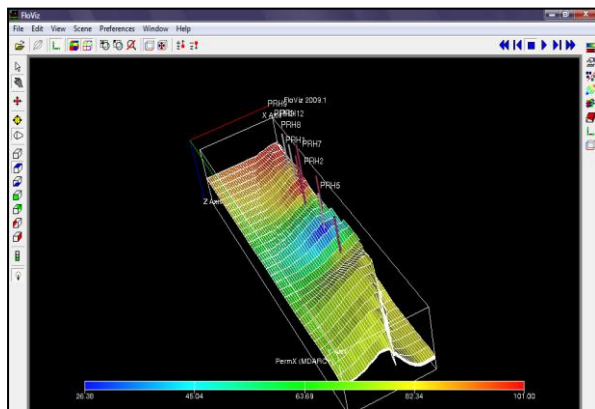
fluidos y el equilibrio hidrostático existentes, mediante la herramienta informática Eclipse Office. La siguiente etapa fue la validación del modelo creado, tomando en consideración los datos históricos de producción de agua y petróleo disponibles, con el fin de obtener un modelo que sea capaz de reproducir 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 e inyectores, tomando en consideración la distribución de fluidos correspondiente al modelo generado, la geometría del yacimiento y las propiedades petrofísicas.

3. Modelo estático

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

Para realizar el modelo del campo Parahuacu se dividió el campo en 40 celdas de 90 m cada una en la dirección X, 30 celdas de 475 m cada una en la dirección Y, y 10 capas de igual espesor en la dirección Z de 0,9 m. cada capa. Este número de celdas se decidió en base al daño de formación de los pozos, que por ser un valor muy alto el modelo no puede dividirse en muchas celdas para no generar error en el modelo dinámico, porque el daño



sobrepasaría las dimensiones de las celdas donde se encuentren ubicados los pozos.

4. Modelo dinámico

Figura 1. Modelo de simulación

Esta etapa analiza la interacción dinámica roca-fluido del yacimiento; el propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de una manera integral como se desplazan los fluidos en el sistema poroso (roca). Tales parámetros sirvieron para generar el modelo de simulación numérica.

Un modelo dinámico requiere cuatro tipos de datos de entrada, a saber:

- Datos del yacimiento
- Propiedades de los fluidos del yacimiento
- Relaciones de interacción de fuerzas entre roca y fluido
- Datos de pozo.

5. Ajuste histórico

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.

Variables a ajustar:

- Distribución del volumen poroso
- Tamaño y permeabilidad del acuífero
- Compresibilidades de los fluidos y de la roca
- Existencia de fallas sellantes
- Permeabilidades relativas
- Viscosidad de los fluidos
- Transmisibilidades en los bloques

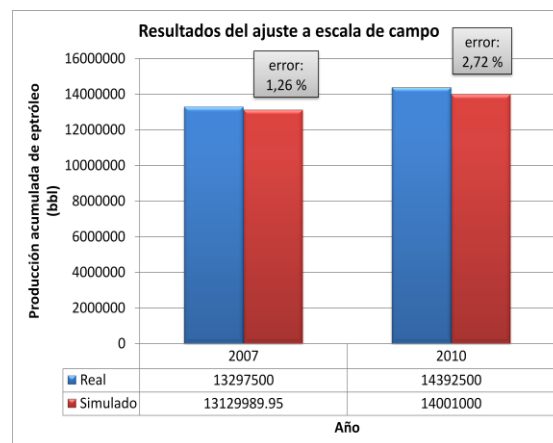


Figura 2. Ajuste histórico de la producción

6. 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.

Se realizan los siguientes pasos:

1. Determinar el caso base (esquema actual).
2. Analizar la sensibilidad del caso base para realizar perforación adicional.
3. Evaluar factibilidad de inyectar agua o gas, efectuar sensibilidades inyección/producción, perforación adicional, tasa inyección óptima.
4. Documentar aplicación y resultados del proceso.
5. Preparar Plan Operacional.

El modelaje nos permite observar la física de los yacimientos sin estar presente y examinar qué pasaría en cada caso. Mediante simulación podemos decir aquí es donde estamos hoy, y este es el valor económico de lo que estamos proponiendo.

7. Estudio de ubicación de los pozos productores

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, en zonas donde se tiene alta saturación de petróleo. Otras variables para la elección de las ubicaciones son: mapa de amplitudes sísmicas determinando zonas de mejor calidad de arenisca, mapa estructural ubicando zonas más altas y de mayor espesor, espaciamiento entre pozos, acumulados de producción y producción actual de los pozos vecinos.

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.

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

- Todos los pozos empiezan a operar el 1 de enero de 2012.
- Para el control de cada pozo se asignó un valor de presión de fondo fluyente de 1350 psi (93 bar), puesto que es el valor promedio actual de los pozos que se encuentran produciendo.
- En general en este campo el corte de agua no presenta valores muy elevados debido a que se trata de un yacimiento con empuje de acuífero lateral, pero hay pozos que han sido abandonados por corte de agua de 90 %. Así que, en el modelo se utilizó un primer límite de 40 % de corte de agua, y se dio la instrucción de que se cierren temporalmente

las celdas que violen esta condición pero, una vez que todas las celdas de un pozo estuvieran cerradas, se volverían a abrir aceptando ahora un segundo límite de corte de agua igual a 90 %. Superado éste, las celdas se cerrarían definitivamente.

- En cada pozo se asumió una tasa mínima de producción de 20 bbl/día (3,17 m³/día), ya que, por debajo de este valor, la producción de petróleo ya no es rentable.

8. Estudio de ubicación de los pozos inyectores

Para realizar las simulaciones de los pozos inyectores de agua se tomará el mejor escenario simulado en el capítulo anterior, el caso 5, como caso base, y se analizará la producción adicional al nuevo caso base. Se inyectarán 400 bbl/ día (63.59 m³ /día), a una presión de 4000 psi (275 bar) y todos los pozos inyectores producirán desde 1 de enero 2013. El agua que inyectaremos proviene del campo Atacapi, el cual tiene un corte de agua de 73 % y está ubicado a pocos kilómetros del campo Parahuacu, esto se debe a que el campo de estudio no produce una cantidad elevada de agua.

Se analizó la posibilidad de convertir los pozos productores cerrados, PRH 3 y PRH 9 en inyectores, así como también el pozo PRH 7, el cual actualmente tiene una producción baja, y con la simulación podemos constatar que alcanzará su límite comercial a finales del 2012. Es por este motivo que hemos considerado que todos los pozos empiezan a producir a partir del 1 de enero de 2013, un año después de los pozos productores nuevos. Además se considera la perforación de 1 pozo inyector nuevo, el cual estará ubicado en un zona baja, donde tendrá alta influencia en los pozos vecinos.

9. Resultados

Los escenarios para los nuevos pozos productores se han clasificado en cinco grupos:

- Caso base
- 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 enero de 2024, es decir el análisis de resultados se realizará en base a la producción de petróleo de los próximos 12 años. Previo a la

evaluación de los diferentes escenarios se procedió a determinar las zonas más convenientes para la perforación de nuevos pozos, de acuerdo a la saturación, permeabilidad, porosidad y presión. Se determinaron 3 zonas de saturación de 0,89.

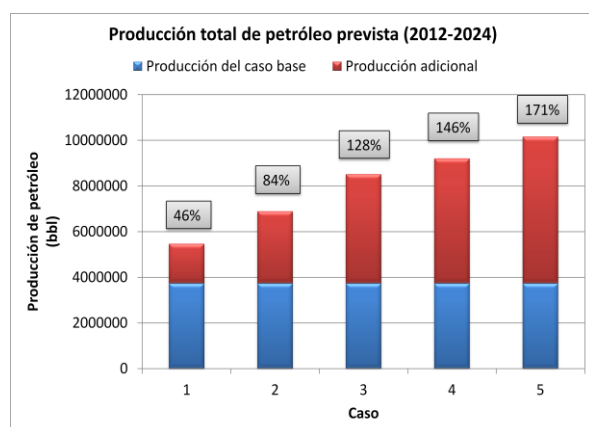


Figura 3. Producción adicional por pozo productor nuevo

Los escenarios para los nuevos pozos inyectores se han clasificado en tres grupos:

Casos simulados para pozos inyectores:

- Caso base (caso 5 de productores nuevos)
- Caso 1 (2 pozos adicional)
- Caso 2 (3 pozos adicionales)
- Caso 3 (4 pozos adicionales)

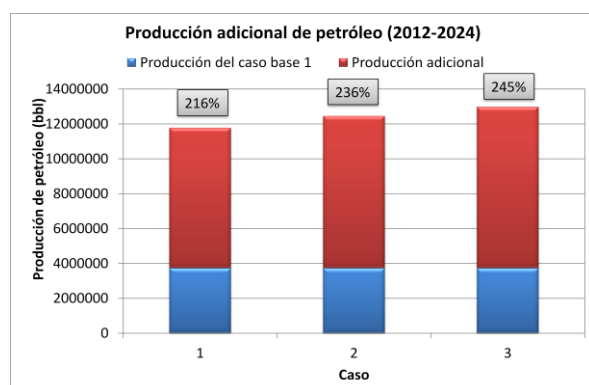


Figura 4. Producción adicional por pozos inyectores

9. Referencias

- [1] ALMEIDA CAMPANA, D (2010): “Optimización de la perforación de pozos direccionales de los principales campos de Petroproducción en la Cuenca Oriente en base a su caracterización litológica”. Tesis de Grado de la Escuela Politécnica Nacional, Quito (Ecuador).
- [2] ANGULO CRUZ, M (2007): “Recuperación secundaria por inyección de agua a los yacimientos “U” y “T” del campo Yuca. Tesis de

Grado de la Escuela Politécnica Nacional, Quito (Ecuador).

- [3] CASTAÑEDA ANDRADE, A (2007): “Incremento de producción del campo Parahuacu de Petroproducción implementando fracturamiento hidráulico en arenas de baja permeabilidad”. Tesis de Grado de la Escuela Politécnica Nacional, Quito (Ecuador).
- [4] CERÓN LÓPEZ, G (2010): “Alternativas de producción mediante la simulación matemática de los yacimientos “U” y “T” del campo Yuca. Tesis de Grado de la Escuela Politécnica Nacional, Quito (Ecuador).
- [5] MIRANDA ALCÍVAR, S (2010): “Estudio de mejora de la producción del campo petrolífero Tetete (Ecuador)”. PFC de la ETSI de Minas, Madrid.
- [6] OBANDO MOROCHO, M (2007): “Perforación de pozos de desarrollo para el campo Parahuacu”. Tesis de Grado de la Escuela Politécnica Nacional, Quito (Ecuador).
- [7] 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).
- [8] QUINZO BRAVO, M. (2008): “Simulación de la cuenca sedimentaria de Almazán para su posible almacenamiento de CO2”. PFC de la ETSI de Minas, Madrid.
- [9] SCHLUMBERGER (sección *Manuales* del programa Eclipse). Versión 2009.1
- [10] <http://www.bce.fin.ec/> Página web oficial del Banco Central del Ecuador.
- [11] <http://www.eppetroecuador.ec/> Página web oficial de la empresa estatal ecuatoriana Petroecuador.
- [12] <http://www.mef.gov.ec/> Página web oficial del ministerio de finanzas del Ecuador.
- [13] <http://www.mrnrr.gob.ec/> web oficial del ministerio de recursos naturales no renovables del Ecuador.

10. Conclusiones

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

- El campo Parahuacu produce volúmenes de agua recuperados muy bajos, el corte promedio de agua es del 3,24 %, además no presenta caídas de presiones significativas, lo

- que confirma la existencia de un acuífero lateral.
- Se comprobó que aún existen reservas no drenadas en la arenisca “T” inferior del campo Parahuacu, y éstas pueden ser recuperadas mediante la perforación de pozos adicionales.
 - Los nuevos pozos de desarrollo deben tener una distancia adecuada entre pozos para que no exista interferencia de producción, es necesario comprobar la existencia de reservas no drenadas mediante el cálculo del radio de drenaje de los pozos ya existentes.
 - Con la perforación de 5 pozos de desarrollo en el campo Parahuacu se espera aumentar la producción acumulada en 6400989,8 bbl (1017675 m³) en los próximos 12 años.
 - Para el modelo de inyección escogimos el periférico porque nos permite usar pozos productores viejos como inyectores, lo cual disminuye la inversión del proyecto, además que proporciona una recuperación alta de petróleo con un mínimo de producción de agua.
 - Los pozos PRH 3, PRH 7 y PRH 9, cerrados por tener muy bajo aporte de petróleo, se utilizaron como pozos inyectores.
 - A partir del modelo de simulación, se determinó la mejor ubicación para perforar un pozo inyector nuevo.
 - Según los resultados del modelo, la producción adicional al caso base (acumulada hasta el 1 de enero de 2024) por perforar 5 pozos de desarrollo sería del 171 %, y si además añadimos los 4 pozos inyectores sería del 245 %. Por tanto, se concluye que se deben perforar 5 pozos de desarrollo, 1 pozo inyector y convertir a inyectores los 3 pozos productores que han sido cerrados por bajo aporte.
 - Al aumentar 5 pozos de productores y 4 inyectores en el campo Parahuacu se espera aumentar la producción acumulada en 8692997,8 bbl (1382076 m³) en los próximos 12 años.
 - Con este estudio se logró aumentar el factor de recuperación de petróleo en 10 %.
- Analizar el comportamiento de la producción con la perforación de pozos direccionales en lugar de los pozos verticales, los cuales saldrían de plataformas cercanas a las coordenadas dadas para los pozos verticales, con el fin de evitar la construcción de nuevas vías, estudios de impacto ambiental y otros problemas que se sumarán al costo de la perforación.
 - Probar los yacimientos “U” Inferior y Basal Tena en los pozos propuestos.
 - Producir de los yacimientos “T” Inferior en el pozo PRH 2, que actualmente produce de “U” Inferior, puesto que se determinó la existencia de reservas que no han sido drenadas, además por estar ubicado en la parte más alta del anticlinal.
 - 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.
 - Realizar pruebas PVT de los nuevos pozos a perforarse en este estudio con el fin de tener datos confiables de las características de los fluidos.
 - Actualizar los mapas estructurales, de espesores netos, porosidad y saturación de agua luego de la perforación de los nuevos pozos de desarrollo ya que se obtendrán datos petrofísicos y áreas de drenaje reales para luego calcular las verdaderas reservas de los pozos.

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 lateral, así como la cantidad de agua que desde éste ha ingresado al yacimiento.