

Modelamiento estadístico para la predicción analógica de reservas en los bloques sometidos al proceso de inyección de agua en las Cuencas Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Llanos Orientales

Jeisson Edgar Sanabria Umbacía, Pedro Fabián Poveda Niño
Rubén Hernán Castro García María Adelaida Arango•
Grupo de investigación en Simulación de Yacimientos y Recobro mejorado.
Línea de investigación en recobro mejorado.

Recibido el 30 de mayo de 2012

Aceptado: 31 octubre de 2012

RESUMEN

El modelo estadístico desarrollado en este trabajo se realizó con el fin de predecir un proceso de inyección de agua, teniendo en cuenta datos históricos de inyección y producción, así como las características estáticas y dinámicas de campos que ya han sido sometidos a este proceso.

Los pronósticos fueron realizados con base en ajustes históricos efectuados en el software OFM y organizados en bases de datos en Microsoft Excel. Esta información permite visualizar los resultados obtenidos organizadamente, de cada uno de los bloques sometidos al proceso de las Cuencas del Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Llanos Orientales.

Con base en los resultados obtenidos y mediante aplicación de métodos estadísticos, se logró predecir el comportamiento de la declinación de los campos analizados y de los análogos que son prospectivos para aplicar el proceso de inyección de agua.

Palabras claves: Modelamiento estadístico, Recobro mejorado, Inyección agua, Cuenca Valle Medio Magdalena, Cuenca Catatumbo y Cuenca Llanos Orientales.

ABSTRACT

The statistical model developed in this work was made to predict a water injection process, taking into account historical injection and production data, as well as static and dynamic characteristics of fields that have already went through this process. The forecasts were made based on historical settings obtained in OFM and organized in databases in Microsoft Excel.

This information allows displaying the results of the process previously explained in an organized way, for each one of the blocks belonging to the Middle Magdalena Valley, Llanos Orientales and Catatumbo basins.

Based on the results obtained and by applying statistical methods, it was possible to predict the behavior of the declination in the analyzed fields and the similar ones that are prospective for applying the water injection process.

Key words: Statistical modeling, Enhanced Recovery, Water flooding, Middle Magdalena Valley basin, Catatumbo basin and Llanos Orientales basin.

INTRODUCCIÓN

La inyección de agua es el método dominante entre los métodos de inyección de fluidos e indudablemente a este se debe el elevado nivel actual de los ritmos de producción y de reservas en el mundo. Su popularidad se explica por la disponibilidad general de agua, la relativa facilidad con la que se inyecta debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección, la facilidad con que el agua se transporta a través de una formación y la eficiencia del agua para el desplazamiento de aceite.

El proceso de inyección de agua se ha aplicado en Colombia en 19 campos de petróleo a nivel comercial, cinco en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM): La Cira, Casabe, Galán, Yariguí-Cantagallo e Infantas uno en la Cuenca del Catatumbo: Tibú, 10 en la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM): Palogrande-Cebú, Andalucía Sur, Yaguará, Tello, Río Ceibas, San Francisco, Balcón, Dina Cretáceo, Guando y Matachín Norte y tres en la Cuenca de los Llanos Orientales Cusiana, Río Chitamena y Matanegra.

También existen campos en los que se están implementando pilotos del proceso en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Infantas, Yariguí, Casabe Sur y Bonanza), en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Dina Terciario y Tenay) y en la Cuenca de los Llanos Orientales (Suria).

Mantener el mayor tiempo posible la autosuficiencia petrolera del país es hoy uno de los principales problemas a los que se enfrenta la industria petrolera. Aspectos tales como, zonas sin drenar en las formaciones productoras de hidrocarburos y la pérdida de energía intrínseca de los yacimientos para poder continuar con la producción de los campos maduros, hacen necesaria la implementación de tecnologías, que garantice el máximo aprovechamiento de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo para obtener el mayor porcentaje de ganancias posibles.

En este sentido se hace necesaria la integración de distintas técnicas estadísticas que consideren la información geológica, historia de los procesos de inyección-producción de cada uno de los campos que permitan realizar una predicción rápida y confiable del comportamiento secundario, en los campos sometidos al proceso y en otros campos maduros análogos (a las mismas áreas) donde sea prospectiva la inyección.

CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena fue un área de depósito de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario. Estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento Pre-Cretáceo.

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena contiene alrededor de 51 campos petrolíferos y actualmente, aunque se han abandonado algunos yacimientos, otros fueron sometidos a recobro secundario mediante inundación con agua para aumentar la producción de petróleo en ellos y optimizar el factor de recobro de hidrocarburos.

Teniendo en cuenta la posibilidad de aumentar la producción de petróleo en el país, aparece la necesidad de estudiar campos maduros para evaluar la posibilidad de recuperar petróleo que no ha sido producido por medio de mecanismos de empuje natural. De esta forma, en el año de 1957 la Forest Oil Corporation inició el primer proyecto de inyección de agua mediante un piloto de recuperación secundaria con 17 modelos de cinco puntos donde se tenían 24 pozos inyectoros y 18 pozos productores.

Los campos sometidos que han tenido una gran intervención del proceso de inyección, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena son los campos La Cira, Galán San Silvestre, Casabe y Yariguí-Cantagallo, más detalladamente en las formaciones Colorado (Zona A), Mugrosa (zonas A y B) y La Paz (Arenas Cantagallo) principalmente:

CUENCA DEL CATATUMBO

La Cuenca Catatumbo ha sido interpretada como una cuenca de antepaís originada por la colisión de las placas Caribe y Suramérica durante el Mioceno superior-Plioceno, colisión que explicaría el levantamiento de las áreas montañosas limítrofes (Perijá-Santander y Andes de Mérida). La tectónica compresiva quedó reflejada por la presencia de fallas inversas en sus márgenes, las cuales involucran basamento y fallas de bajo ángulo (cabalgamientos), que despegan en determinados intervalos pelíticos del Cretácico Superior (formaciones Mito-Juan y Colón). En la parte central de la cuenca se pueden observar estructuras en flor (Río Zulia) asociadas con fallas de desplazamiento lateral. La Cuenca del Catatumbo es la extensión Suroccidental de la prolífica

Cuenca de Maracaibo y se considera una cuenca moderadamente explorada.

El Campo Tibú es la principal referencia de la Cuenca del Catatumbo en cuanto a historia e intervención de procesos para minimizar la declinación de la producción. De esta forma, fue necesario implementar el proceso de inyección de agua en la formación Barco y así generar un incremental de producción en el campo.

CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

El agotamiento de las reservas de crudos normales en el país ha hecho desviar la atención de la industria hacia los yacimientos no convencionales, como son los yacimientos de crudos pesados. Se calcula que la mitad de las reservas de crudo en el mundo, son acumulaciones de crudos pesados. Colombia tiene buenas reservas de hidrocarburos pesados, especialmente en la zona sur de la cuenca de los Llanos; de esta forma no se hace esperar la implementación de un proceso de inyección de agua que pueda recuperar ese petróleo que no puede ser producido naturalmente.

Los campos sometidos al proceso de inyección en la Cuenca Llanos son el Campo Cusiana, Río Chitamena y Matanegra, en las formaciones Barco y Guadalupe principalmente.

Los resultados arrojados en los procesos de inyección de agua en esta Cuenca no fueron satisfactorios y revelan que la inyección de agua no tuvo éxito debido a algunos problemas operacionales y de eficiencia del proceso.

MANEJO DE LAS BASES DE DATOS DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA

Al iniciar la construcción de la base de datos, se tuvieron en cuenta ciertos criterios fundamentales en la recopilación de información, con las características propias de las formaciones de estudio. La base de datos se creó, principalmente, para analizar el comportamiento secundario de los procesos de inyección de agua en las Cuencas del Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Llanos de una forma fácil y rápida. La base de datos se creó como una aplicación ajustada en el programa Microsoft Excel.

Contenido de la base de datos

Los valores obtenidos para cada bloque en las zonas sometidas a inyección de agua, se dividieron en tres escenarios para presentar de forma clara los resultados. Los escenarios mencionados son:

Comportamiento histórico. Los datos mostrados en esta sección son los que arroja la base de datos para cada campo. Esta parte incluye datos como fecha, caudal total, caudal de petróleo, producción acumulada de petróleo, caudal de agua, producción acumulada de agua, corte de agua, relación agua-petróleo, producción de gas, producción acumulada de gas y relación gas-aceite.

Comportamiento primario. Estos valores son obtenidos del análisis realizado con las curvas de declinación. Estos valores coinciden con los valores históricos hasta el inicio del proceso de inyección de agua. Después de este punto, los valores son los que se hallaron en la curva de predicción correspondiente. Esta parte incluye datos como fecha, caudal de petróleo primario, producción acumulada de petróleo primario, caudal de agua primaria, producción acumulada de agua primaria, corte de agua primario, relación agua-petróleo primaria.

Comportamiento secundario. Las tasas de producción secundaria se hallaron con la resta de la producción histórica con la producción primaria. En esta sección se incluyen los datos que se nombran a continuación: fecha, caudal de petróleo secundario, producción acumulada de petróleo secundario, caudal de agua secundaria, producción acumulada de agua secundaria, relación agua-petróleo secundaria, tasa de inyección de agua, inyección acumulada de agua, relación agua inyectada con tasa de petróleo secundario, relación producción acumulada de agua con producción secundaria acumulada, número de pozos inyector y número de pozos productores.

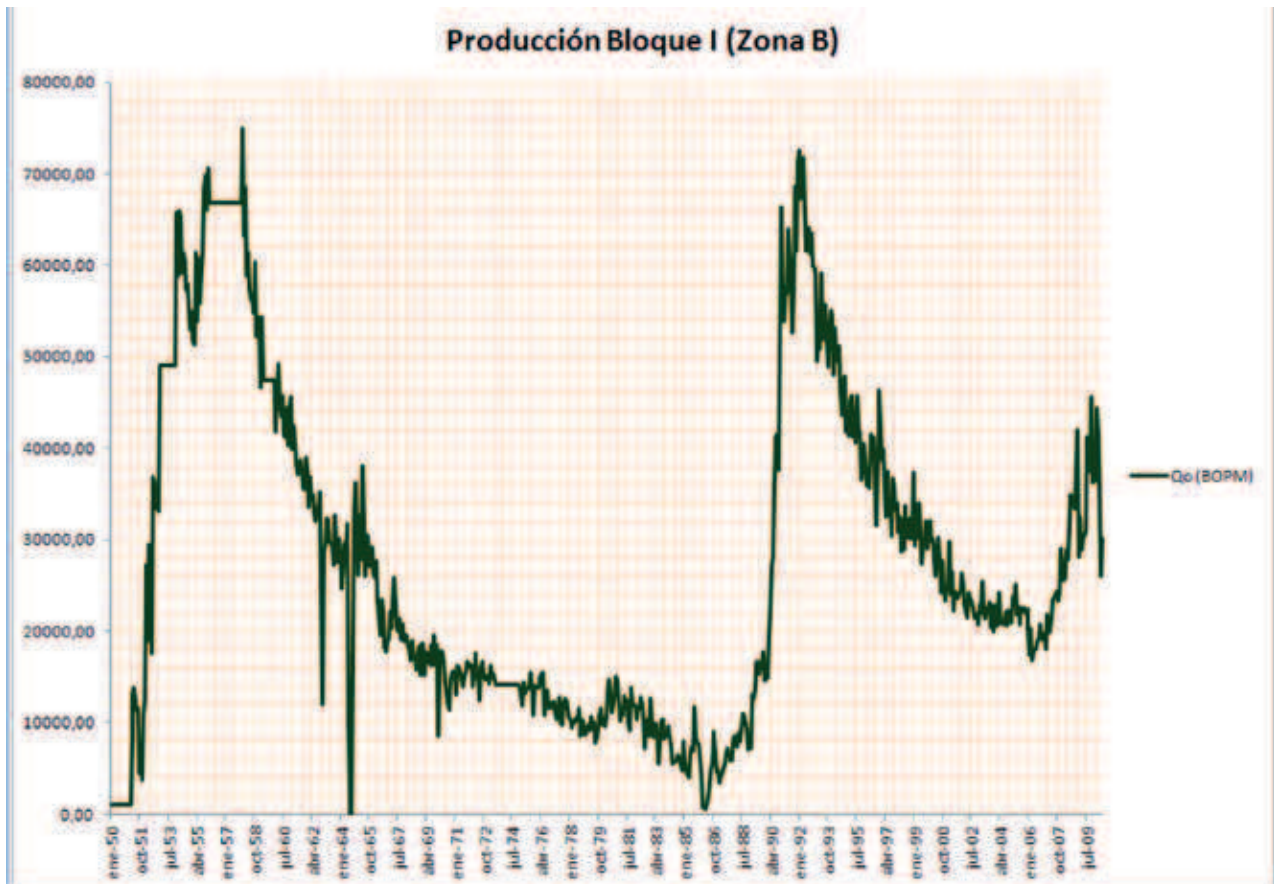
Al obtener la información ya filtrada y organizada, se creó la base de datos donde se encuentran los datos históricos de los campos de estudio en el proyecto, de tal forma que se puede filtrar la información por Cuenca, Campo, Zona y Bloque. Un ejemplo de esto se observa en la Figura 1.

Figura 1. Base de datos con información histórica de los campos



Al ingresar en cualquiera de las opciones, la información es obtenida en formularios, pero a su vez el programa realizado tiene la opción de mostrar esta información en tablas de datos o en forma gráfica y así observar el comportamiento de la producción con respecto al tiempo transcurrido. la Figura 2 muestra la información de las bases de datos de forma gráfica.

Figura 2. Lista de datos gráficamente



CONSTRUCCIÓN DEL MODELO EMPÍRICO

Para realizar la construcción del modelo empírico el estudio se basó en varios modelos estadísticos realizados por diferentes autores de recobro mejorado y procesos de inyección llevados a cabo en diferentes campos alrededor del mundo. La base de este modelo fue el estudio realizado por Bush & Helander "Empirical prediction of recovery rate in waterflooding depleted sands" (1968). Se evaluó el modelo de predicción elaborado por dichos autores realizando una serie de ajustes cuyos fundamentos teóricos se basan en planteamientos propuestos por William Cobb y Larry Lake, el cual fundamenta su investigación en el comportamiento de las curvas de declinación de producción en campos a los cuales se les aplicó un proceso de recobro mejorado.

Método de Bush & Helander

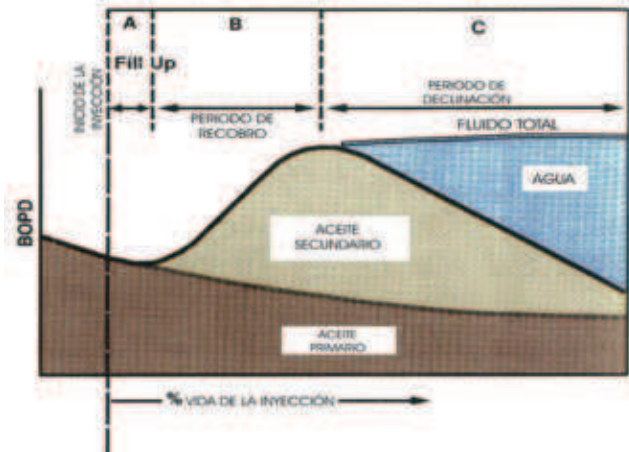
El método de James L. Bush & Donald P. Helander, titulado "Empirical prediction of recovery rate in waterflooding depleted sands" se tomó como punto de partida para realizar este estudio. Este consiste en un método empírico estadístico para cálculo de reservas secundarias en yacimientos en los cuales se implementó el proceso de inyección de agua. Este modelo fue aplicado el año de 1968 en 86 campos de Oklahoma y consiste en dividir inicialmente la vida de inyección del yacimiento en tres periodos (Ver Figura 3):

- *Periodo de respuesta inicial (llenado o Fill Up)*. En este periodo no se obtiene producción secundaria de petróleo por efectos de la inyección y va desde la fecha de inicio de la inyección hasta la primera respuesta a la estimulación, es posible que durante este periodo no haya un incremento en la producción; por el contrario, disminuya la producción o se mantenga estable.

- *Periodo de incremento de producción*. Este periodo va desde el primer incremento de producción secundaria hasta la tasa pico de producción debido a la estimulación por inyección de agua. En este periodo se tiene un incremento rápido de la producción.

- *Periodo de declinación de producción*. Este periodo comprende desde la tasa pico de aceite secundario hasta el límite económico del campo o el abandono. Al identificar estos periodos de tiempo dentro de la vida de inyección de un campo se quiere conocer el comportamiento de la misma y la respuesta de los campos a la estimulación para realizar el análisis estadístico correspondiente.

Figura 3. Comportamiento de la inyección de agua según B&H



Al identificar los diferentes periodos en cada uno de los campos se toman parámetros que permitirán realizar el estudio de predicción de reservas. Los parámetros que se toman en el estudio que desarrollaron Bush & Helander son:

- Tasa pico de petróleo como porcentaje del total de la inyección.
- Tasa pico de petróleo por pozo productor en BOPD/pozo.
- Porcentaje de producción secundaria durante el periodo de inclinación.
- Porcentaje de producción secundaria durante el periodo de declinación.
- Porcentaje de declinación un año después de la tasa pico de aceite.
- Porcentaje de la vida de la inyección requerido para producir el 50% del total de la producción secundaria de aceite.
- Porcentaje de la vida de inyección requerido para producir el 75% del total de la producción secundaria de aceite.
- Porcentaje de la vida de inyección en el periodo de respuesta inicial.
- Porcentaje de la vida de la inyección en el periodo de inclinación.
- Tiempo total en años de la vida del proceso de inyección de agua.

Al obtener estos parámetros se analizan los datos y se sacan tres casos de cada uno de ellos, para ser aplicados en los campos que se tomaron como base para el estudio. Estos casos son: la tasa máxima, la tasa pro-

medio y la tasa mínima. Con base en estos tres casos se presentan tres escenarios en la predicción de reservas secundarias por inyección de agua.

AJUSTES AL MODELO EMPÍRICO DE BUSH & HELANDER PARA LA APLICACIÓN EN CAMPOS ANÁLOGOS EN LAS CUENCAS VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, CATATUMBO Y LLANOS ORIENTALES

La aplicación del modelo comienza por organizar y analizar los datos obtenidos en la base de datos que se creó en este estudio, con información de la producción histórica, primaria y secundaria de estos campos. Al organizar los datos se identifican los tres periodos de una inyección de agua en los campos de estudio, estos periodos fueron identificados de la siguiente manera:

Periodo de respuesta inicial: Va desde el inicio de la inyección hasta la primera respuesta a ésta, como un incremento en la tasa de producción de hidrocarburos. Durante el periodo de respuesta inicial la tasa de producción de aceite puede disminuir o mantenerse constante; en este periodo la presión del yacimiento es restaurada. Es conocido como llenado (fill up) y durante este periodo no hay producción de petróleo secundario.

Periodo de incremento de producción: Este periodo va desde el incremento inicial de producción de petróleo, debido a la inyección de agua hasta alcanzar la tasa pico de producción de petróleo secundario. Teóricamente, este valor coincide con el rompimiento de agua en los pozos productores, pero esto en la práctica no se cumple, debido a que algunos yacimientos producen agua desde muy temprano ya que el agua inyectada no viaja en un mismo frente de forma uniforme sino que se desplaza más rápido por los estratos de la formación con mayor permeabilidad.

Periodo de declinación de producción. Es el periodo comprendido después de la tasa pico de producción de petróleo hasta el abandono. En él disminuyen las tasas de petróleo e incrementan los cortes de agua. Este periodo constituye el porcentaje mayor de la vida total de la inyección de agua,

AJUSTES AL MODELO SEGÚN EL MÉTODO DE LARRY LAKE

Otras de las modificaciones que se realizaron para la aplicación del modelo empírico a los campos sometidos a proceso de inyección como método de recobro secundario de reservas, es la implementación del método de Larry Lake; esta implementación se hizo ya que en el modelo empírico original de Bush & Helander se tomó como referencia campos que ya habían llegado a su límite económico y que en ese momento ya no estaban produciendo. En este estudio no se presenta este caso y tampoco los campos que no tienen un proceso de inyección estable durante periodos de tiempo prolongados; por esta razón, es necesario tomar el método de predicción de reservas para recobro mejorado de Larry Lake, el cual se basa en un estudio de curvas de declinación de (Arps).

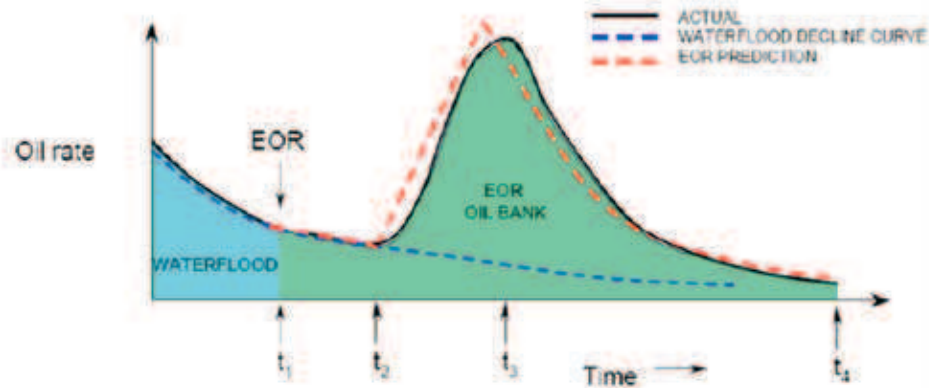
Larry Lake basa su investigación en el comportamiento de curvas de declinación (Arps) y balance de materiales, el enfoque es muy similar al realizado en el trabajo de Bush & Helander (1968). El método realizado por Larry Lake es un modelo estadístico empírico para la predicción de reservas en campos que han sido sometidos a métodos recobro mejorado (EOR). En este método se usaron campos específicamente aquellos que se sometieron a un proyecto de inyección de solventes después de un proceso de inyección de agua. Al igual que en el estudio realizado por Bush & Helander, Larry Lake divide la vida de inyección, en este caso de solvente en tres periodos.

- Periodo (1) de t_1 a t_2 , este periodo es equivalente al mencionado por Bush y Helander como Fill Up, en este caso t_2 es el tiempo (fecha) inmediatamente anterior a la primera respuesta de petróleo secundario por el proceso de inyección.

- Periodo (2) de t_2 a t_3 , este periodo es equivalente al periodo de inclinación; t_3 es el tiempo (fecha) donde se consigue la tasa pico de petróleo.

- Periodo (3) de t_3 a t_4 , este periodo es equivalente al periodo de declinación; t_4 es el tiempo (fecha) en la cual se finaliza el proceso de recuperación de petróleo.

Gráfica 4. Periodos de un proceso de recobro mejorado según Larry Lake



Para estimar los parámetros de los modelos se utilizan diferentes métodos. Dentro de las ecuaciones anteriores se encuentran parámetros como t_2 , t_3 , t_4 y b (EOR) los cuales se calculan utilizando las correlaciones empíricas. Estas correlaciones empíricas se basan en las tendencias de declinación de la producción de la inyección miscible real. Los parámetros D_i (WF), b (WF), y q_2 son estimados a partir de un análisis de la curva de declinación de la inyección de agua anterior. Los parámetros del modelo Q (peak) y D_i (EOR) se calculan sobre la base de balance de materiales de la siguiente manera; los parámetros b (WF) y D_i (WF) son constantes y se determinan a partir del análisis de declinación de la curva de producción de la tasa de inyección de agua. En este caso es necesario que la tasa de aceite de datos de la inyección de agua esté disponible.

En este estudio nos basamos en la determinación de los parámetros b y D_i , los cuales según el autor es válido someterlos a un proceso de sensibilidad por lo cual estas variables se incluyeron en los parámetros que se estima son necesarios en el modelo para hacer la predicción de reservas y para aplicación a los campos sometidos al proceso de inyección de agua en Colombia.

Parámetros para la aplicación del modelo a los campos en Colombia

Como la investigación realizada se centra en las zonas o formaciones que han sido o que actualmente están

siendo sometidas al proceso de inyección de agua en las Cuencas Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Llanos, fue necesario cambiar y apropiarse algunos de los parámetros expuestos en el modelo de Bush & Helander para que pudieran ser válidos para los campos de estudio en Colombia.

- Fecha de inicio producción.
- Fecha de inicio del proceso de inyección de agua.
- Fecha de referencia.
- Periodo de respuesta inicial (x).
- Periodo de inclinación (y).
- Periodo de Plateo después de tasa pico (z).
- Vida de inyección de referencia (20 años).
- Porcentaje de la vida de la inyección en el periodo x .
- Porcentaje de la vida de la inyección en el periodo y .
- Porcentaje de la vida de la inyección en el periodo z .
- Tasa pico de petróleo.
- Tasa pico de petróleo por pozo productor en BOPD/pozo.
- Tasa de inyección de agua máxima por pozo.
- Tasa pico de aceite como porcentaje de la tasa de inyección en el mismo mes.
- Exponente hiperbólico (b).
- Tasa de declinación correspondiente a la tasa pico de aceite (D_i peak).

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN EN RECOBRO MEJORADO

- Recobro total acumulado secundario (Nps) a la fecha de estudio.
- Producción secundaria acumulada de Agua a la fecha de estudio (Wps).
- Producción secundaria acumulada de fluido a la fecha de estudio (Fps).
- Inyección acumulada de agua a la fecha de estudio (Wi).
- Relación agua inyectada acumulada y producción de fluido secundario acumulado a la fecha de estudio (Wi/Fps).
- Número de pozos productores actuales.
- Número máximo de pozos productores.
- Número de pozos inyectores actuales.
- Número máximo de pozos inyectores.
- Petróleo Original en Sitio POES.
- Factor de Recobro Actual.

Estos parámetros son la información necesaria para realizar la predicción de reservas; al obtener esta información es sometida a una sensibilidad con el Software Crystal Ball el cual nos arroja tres escenarios (percentiles), para el modelo base de Bush & Helander, en el que se basa esta investigación; son expuestos como: P-10, P-50 y P-90 y se exponen a continuación.

Descripción del análisis probabilístico

Al obtener los parámetros se hace un análisis probabilístico a partir de todos los datos obtenidos por formación. El software empleado para hacer el análisis probabilístico es Crystal Ball el cual se basa en el método de Montecarlo.

El tipo de distribución lo selecciona el software dependiendo del comportamiento de la variable y del tipo de datos que la rodean.

En Crystal Ball se realizó un ajuste de distribución el cual se ajusta a la serie de datos a la cual se le hace la sensibilidad probabilística; esta distribución arrojada por el software también muestra diferentes escenarios (percentiles) los cuales son la probabilidad de ocurrencia o repetitividad de una variable en una serie de datos; en este estudio se utilizarán los percentiles 10, 50 y 90, los cuales muestran el escenario menos probable, un valor promedio y el escenario más probable respectivamente.

A continuación se muestran los resultados obtenidos al realizar el ajuste de distribución a los valores arrojados de los parámetros de la Zona B del Campo Casabe, las distribuciones se realizaron acotando los valores según el máximo y mínimo que se obtenía en los parámetros.

PARAMETRO	P 10	P 50	P 90
porcentaje de la vida de inyección en el periodo de respuesta inicial	17,20%	3,46%	2,57%
porcentaje de la vida de inyección en el periodo de inclinación	15,30%	7,49%	5,55%
Tasa pico de aceite como porcentaje de la tasa de inyección a la misma fecha	41,10%	26,00%	20,50%
Tasa pico de petróleo por pozo productor en BOPD/pozo.	96,07	65,11	53,81
Exponente hiperbólico (b)	0,99900	0,82800	0,53800
Tasa de declinación correspondiente a la tasa pico de aceite (Di peak)	0,07530	0,04790	0,03170
porcentaje de la vida de inyección en el plateu	11,60%	6,46%	2,91%
Relación caudal de agua inyectada y caudal de fluido secundario	2,14000	1,29000	0,75200

El método desarrollado se puede utilizar para predecir el comportamiento secundario en formaciones análogas a las analizadas en este estudio donde sea prospectiva la inyección de agua.

CONCLUSIONES

- Para estudios como el realizado en este trabajo lo ideal es contar con la mayor información posible, pues de esta forma se puede partir de una visión general del comportamiento histórico de inyección-producción de cada campo. Lo que permite obtener resultados más confiables, que en último término es a lo que se pretende llegar.
- El poseer una base de datos con la información de los procesos de inyección de agua en las cuencas Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Llanos como la elaborada en este trabajo, es de gran ayuda para el análisis de este tipo de técnicas.
- El método de Bush & Helander, como técnica de análisis estadístico para predecir el desempeño de una zona sometida a inyección de agua, fue ajustado a las propiedades estáticas y dinámicas de los campos en las cuencas Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Llanos, los cuales, a diferencia de los campos usados para el estudio propuesto por ellos, no han llegado a su límite económico para lo cual fue necesario estandarizar la vida de inyección de los campos sometidos al proceso de inyección en dichas cuencas y, de esta forma, minimizar el porcentaje de error en los resultados que se obtuvieran, de forma que este mismo método empírico fuera aplicable para los campos colombianos.
- En la construcción de la técnica que permitiera predecir el recobro de reservas a partir de la implementación de un proceso de inyección de agua fue necesario documentarse de varios autores que dieran un fuerte soporte al nuevo modelo generado y que de igual forma sustentaran las mejoras que se le incluyeron al modelo original de Bush & Helander, el cual fue la base y el fundamento de este trabajo.
- En el análisis realizado a las áreas o bloques que comprenden cada uno de los campos que han sido sometidos al proceso de inyección de agua en Colombia dentro de las cuencas Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Llanos se vio que en la mayoría de los campos no se ha realizado un proceso de inyección continuo, lo que hace difícil ver el comportamiento y la influencia que pudo tener la inyección en estas áreas; esto mismo obliga a descartar mucha información que de no ser así servirían para arrojar resultados más confiables y acercados al comportamiento real de un campo frente a la implementación de un proceso de inyección de agua.
- El método de Larry Lake como método empírico para la predicción de reservas sirve para ser aplicado en cualquier tipo de predicción de tasas de producción no importa el tipo de recobro que se esté usando con tal de que se tenga suficiente información lo que es muy importante para la implementación de este tipo de métodos.
- Los modelos empíricos se basan en el comportamiento general de un proceso de recobro; es decir, se ve el mismo desde un punto de vista más amplio sin necesidad de llegar al detalle lo que aumenta su cantidad de incertidumbre, a diferencia de los métodos analíticos y convencionales de predicción de recobro de reservas los cuales van al detalle y estudian el comportamiento particular en la implementación de un proceso de recobro lo que les permite tener en cuenta más variables que en un modelo empírico no se tomaría en cuenta.
- Con la realización de este modelo no se pretende de ninguna manera remplazar los software especializados para la predicción de reservas como lo son los simuladores numéricos y aquellos que se basan en modelos analíticos, si no que se quiere dar a conocer una técnica diferente y que no se ha tenido en cuenta antes que puede dar resultados muy acercados a los que se esperarían de cualquiera de las técnicas antes mencionadas y sin realizar el trabajo dispendioso que conlleva los estudios para la recopilación de información; además que en muchos de los campos en Colombia no se ha hecho el seguimiento apropiado para adquisición de esta información que requieren dichos software para realizar la predicción de recobro de reservas, sino que por el contrario de una manera muy sencilla se puede llegar a obtener una visión general partiendo de principios básicos.

BIBLIOGRAFÍA

Agencia Nacional de Hidrocarburos. www.anh.gov.co. *Información Geológica y Geofísica, Presentaciones y Poster técnicos*. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=107>, Ronda Colombia 2010, poster técnicos. 2011.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. *Ronda Colombia 2010* Recuperado el 4 de agosto de 2011 de <http://69.73.168.229/region.php?id=51&dec=60>

Aristizábal, N. (2003). *Análisis facial de la unidad cretácica K2A*, Cravo Norte, Llanos Orientales. Tesis de Geología: Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.

Bailey, W. et al. *Riesgos Medidos*. Recuperado de <http://www.slb.com/media/services/resources/oilfield/spanish00/win00/pp20-35>.

Bolaños Rodríguez, E.; Osma Ruiz, I. D. (2009). *Optimización de la producción de la estación k-27 de Campo Tibú, mediante un sistema de evaluación de desempeño*. Tesis de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

BP Exploration Colombia. (2006). *Cusiana Well Review*. Bogotá.

Bush & Helander, *empirical prediction of recovery rate in waterflooding depleted sands*, paper SPE. 2109.

Bustamante, D. (2009). *Ajuste histórico del proceso de inyección de agua mediante simulación analítica en la formación Colorado, Campo Galán-San Silvestre*. Tesis de Grado. Bogotá: Fundación Universidad de América.

Candela, C. (1990). *Revisión del sistema inyección-producción del área VII-VIII- Arenas inferiores*, Campo Casabe. Tesis de Grado, UIS. Bucaramanga.

Casa Diego, E. (2008). *Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la formación Mugrosa en el Campo Casabe y Llanito, Valle Medio del Magdalena*. Tesis de Grado, Bucaramanga: UIS.

Castro García, R. & Grodillo Lorcano, G. (2005). *Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de inyección de Agua en la Cuenca Valle Medio del Magdalena*. Tesis de grado, Bogotá: Universidad de América.

Cazier, E. & Hayward, A. (1994). *Petroleum geology of the Cusiana field, Llanos Basin foothills*, Colombia. BPX Colombia. Bogotá.

Chen, Shing-Ming. *A generalized hyperbolic decline equation with rate-Time and Rate Cumulative Relationships*. Paper SPE. 81427.

Chen, Shing-Ming. *A generalized hyperbolic decline equation with rate-Time Dependent function*. Paper SPE. 80909.

Craig JR., Forrest F. (January, 1993). *The reservoir engineering aspects of waterflooding*. Amoco Intl. Oil Co.

Colmenares B. J. et al. (1988). *Estudio estratigráfico Cuenca Llanos Orientales de Colombia*. Memorias III Congreso Colombiano del petróleo. Tomo II, pp. 29-25.

ECOPETROL S.A. (2002). *Caracterización y plan de desarrollo de los yacimientos del Campo Yariguí-Cantagallo*. Bogotá.

ECOPETROL S.A. (1999). *Evaluación integrada de yacimientos Campo La Cira Infantas*. Bogotá.

ECOPETROL S.A. *Informes de Control de Producción, Historias de pozos, programas de mantenimiento operativo*. Bogotá.

ECOPETROL-ICP. *Patronamiento Bioestratigráfico de un área en el sur de la Cuenca del Catatumbo. Ecopetrol-ICP. Reporte interno División de Exploración y Producción*. 6 Volúmenes. Bogotá.

ECOPETROL – ICP. (1991). *Evaluación de la Cuenca del Catatumbo. Ecopetrol-ICP. Reporte interno División de Exploración y Explotación*. 9 Volúmenes. ISN 20837. Bogotá.

Fuerte Beltrán, J. & Gonzáles Roa, N. (2011). *Modelamiento termodinámico de la predicción de asfáltenos para el aseguramiento del flujo en el campo Arauca*. Tesis de Grado. Bogotá: Universidad de América.

Herrera, C. (2006). *Cusiana Reservoir-Introduction. REUNIONES DE TRABAJO DEL CUSIANA TEAM*. Bogotá.

ICP. (2008). *Estudio de factibilidad de aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Lisama*. Informe Técnico de Proyectos.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. (2006). *Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación*. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC.