

Modelamiento estadístico para la predicción analógica del proceso de inyección de agua en yacimientos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena•

Grupo de investigación: Recobro Mejorado.
Línea de investigación en Recobro mejorado.
Ángela Marcela Forero Munévar•• Rubén Hernán Castro García•••
Yohana Carolina Vivas Silva••••

Recibido: 21 de septiembre de 2012

Aceptado: 31 octubre de 2012

RESUMEN

El desarrollo de la investigación comprende el análisis del comportamiento histórico de los procesos de inyección de agua implementados en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena; a partir de éste, se recopilan, organizan y examinan las propiedades estáticas y dinámicas por bloque en cada uno de los campos sometidos a dicho método de recobro mejorado, discriminando la producción incremental de petróleo y agua e identificando las etapas del proceso con el fin de construir una base de datos de producción secundaria. Posteriormente, se modifica el método de predicción de Bush & Helander para extraer de la base de datos una serie de parámetros cuyo comportamiento se evalúa mediante ajustes de distribución de probabilidad que permitan generar una metodología de predicción estadística y analógica.

Palabras clave: Predicción analógica, Inyección de agua, Cuenca del Valle Superior del Magdalena, Bush & Helander, Distribuciones de probabilidad.

ABSTRACT

The project development is based on the analysis of the waterflooding process historical performance in the Upper Magdalena Valley Basin; from them, the static and dynamic properties are compiled, organized and examined per block in each field submitted to that kind of improved recovery method, in such a way that is possible to discriminate the incremental production of oil and water and to identify the process stages with the aim of constructing a secondary production database. After that, the Bush & Helander prediction method is modified to extract from the database a set of parameters whose performance is evaluated by fitting the probability distribution to a function that best describes the behavior, this allows the generation of a statistical and analogical prediction method.

Key words: Analogical prediction, Waterflooding, Upper Magdalena Valley Basin, Bush & Helander, Probability distribution.

-
- Proyecto desarrollado dentro del convenio de Cooperación Tecnológica entre el Instituto Colombiano del Petróleo y la Universidad de América.
 - Estudiante de la Universidad de América.
 - M. Sc. Ingeniero de Yacimientos del Instituto Colombiano del Petróleo, Director del proyecto.
 - Ingeniera de Petróleos, Docente Investigadora de la Universidad de América.

INTRODUCCIÓN

El proceso de inyección de agua es el método de recobro con mayor aplicación a nivel mundial debido a la disponibilidad del agua, su alta eficiencia como fluido desplazante y la relativa facilidad con la que se inyecta como consecuencia de la carga hidrostática que se logra en el pozo inyector. En Colombia se inició su aplicación en el año 1957 cuando la Forest Oil Corporation construyó 17 modelos de cinco puntos en el Campo La Cira ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Desde entonces, diversos campos maduros del país han sido sometidos al proceso de inundación por agua, de los cuales más del 50% se encuentran en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

Sin embargo, la mayoría de los campos maduros en Colombia no han sido sometidos a ningún método de recuperación secundaria; esto representa una gran prospectiva para la industria petrolera del país, pues se podría generar un aumento considerable en la producción de petróleo y el aprovechamiento óptimo de sus yacimientos; lo que haría relevante la construcción de predicciones confiables y oportunas que permitan una mejor ejecución de los proyectos de inyección de agua.

Actualmente se utilizan programas para el desarrollo de modelos analíticos o numéricos que acarrearán altas inversiones en tiempo y dinero; por ello, el objetivo de esta investigación es generar una herramienta de fácil y rápida aplicación, que permita obtener una predicción efectiva y económica. El desarrollo de este trabajo se fundamenta en los planteamientos de Bush y Helander en 1968, quienes evaluaron el comportamiento de 86 proyectos de inyección de agua en Oklahoma y propusieron un método de predicción empírica de la tasa de recobro en arenas analógicas. A partir de una serie de modificaciones a este método y la integración de un análisis estadístico se busca elaborar un modelo estadístico que permita predecir tasas de producción de petróleo y agua en campos que no hayan sido sometidos al proceso de inyección de agua en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO

El punto de partida para el desarrollo del modelo es analizar el comportamiento de la producción en cada uno de los campos sometidos al proceso de inyección de agua en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena para lo cual se identifican las formaciones productoras; las propiedades estáticas de los yacimientos; la

división en áreas o bloques y eventos históricos tales como campañas de perforación, servicios de pozos, trabajos de workover, inicio del proceso de inyección de agua, obtención de la tasa pico, cambios de operadora, entre otros. Posteriormente, se estima la producción incremental de petróleo y agua para cada uno de los bloques; es decir, aquella que es inherente al proceso de inyección de agua; ésta equivale a la diferencia entre la producción histórica después de iniciar el proceso de inyección y el perfil de producción primaria.

Este último hace referencia a la cantidad de petróleo y agua que se produciría de no haber implementado la inyección de agua y se obtiene mediante la elaboración de curvas de declinación con las cuales se realiza un ajuste histórico de la variación de la producción en el tiempo, buscando, a través de la iteración o la experiencia, los valores de la tasa de declinación inicial (D_i) y un valor entre cero y uno para el exponente hiperbólico (b) que al ser sustituidos en la ecuación hiperbólica de Arps (Ecuación 1), permiten obtener valores similares a las tasas reales y así realizar predicciones de la producción.

Ecuación 1. Ecuación hiperbólica de Arps.

$$Q(t) = Q_i (1 + b D_i t)^{-1/b}$$

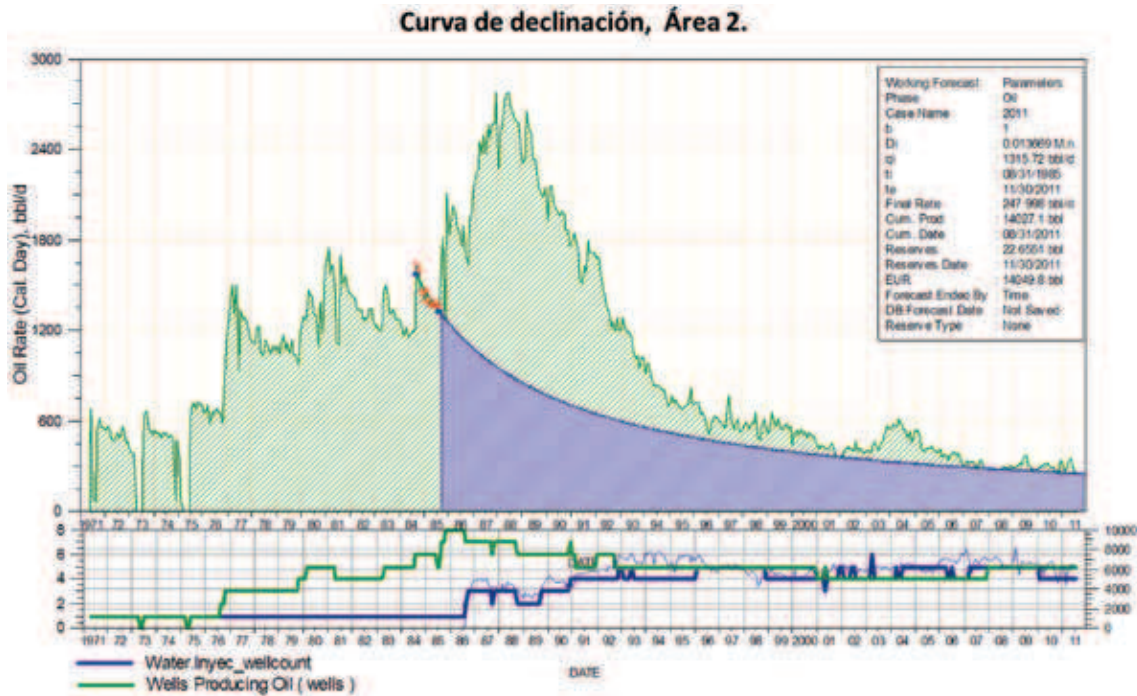
Donde:

- $Q(t)$ = caudal de producción en el tiempo t (BPPD)
- Q_i = caudal de producción inicial (BPPD)
- D_i = tasa de declinación inicial de la producción (Fracción)
- b = exponente hiperbólico (Adimensional)
- t = variable de tiempo (días)

Fuente. Arps, J.J. (2003). Analysis of decline curves. Citado por Ming Chen, S. A generalized hyperbolic decline equation with rate-time dependent function. SPE paper 809090, Oklahoma, p. 1.

Para la determinación del D_i y b se utiliza el software OFM que permite realizar las iteraciones pertinentes para obtener la curva de declinación que mejor se ajuste a la producción histórica de cada bloque. En la Figura 1 se presenta un ejemplo de una curva de declinación elaborada en este trabajo; el ajuste histórico se realiza en un intervalo de tiempo durante el cual se observe una producción estable con una variación mínima en el número de pozos teniendo en cuenta los eventos históricos de cada bloque.

Figura 1. Ejemplo curvas de declinación.



En ocasiones, antes de iniciar dicho proceso, se realizan trabajos de perforación o acondicionamientos de pozo en el bloque objeto de estudio, se genera un incremento en la producción y la imposibilidad de realizar el ajuste histórico en esa fecha; en estos casos se asume que el yacimiento mantendrá la misma tendencia de periodos anteriores al calcular, mediante la Ecuación 2, la tasa de declinación correspondiente al caudal de producción justo antes del inicio de la inyección.

Ecuación 2. Ecuación tasa de declinación.

$$D_i = D_o \left(\frac{Q_o}{Q_i} \right)^{-b}$$

Donde:

- D_o = tasa de declinación de la curva de declinación (Fracción)
- D_i = tasa de declinación al inicio de la inyección (Fracción)
- Q_i = caudal de producción al inicio de la inyección (BPPD)
- Q_o = caudal de producción de la curva de declinación (BPPD)
- b = exponente hiperbólico (Adimensional)

De manera similar, se realiza el pronóstico de producción primaria de agua; en este caso, el ajuste histórico se elabora mediante una regresión lineal de la curva de producción de agua diaria con respecto a la producción acumulada de petróleo en el mismo intervalo utilizado para el perfil de petróleo. La expresión que representa el perfil de agua se presenta en la Ecuación 3, en la cual, la producción acumulada de aceite es calculada a partir de las curvas de declinación mientras los valores de la pendiente y del punto de intersección se obtienen de la regresión lineal (Figura 2).

Ecuación 3. Tendencia lineal corte de agua acumulado contra producción de petróleo acumulada.

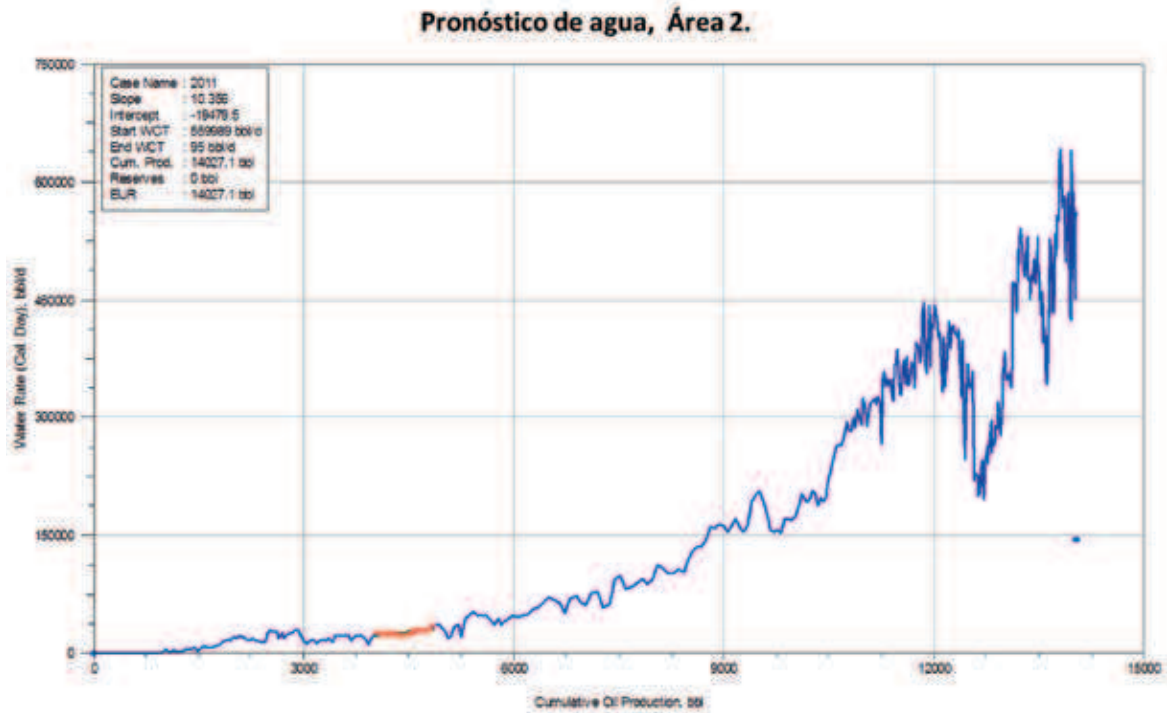
$$Q_w = a N_{pp} + b$$

Donde:

- Q_w = producción de agua diaria (BAPD)
- N_{pp} = producción acumulada primaria de petróleo (MBIs)
- a = pendiente de la tendencia lineal (1/MBIs)
- b = intersección de la tendencia lineal (Adimensional)

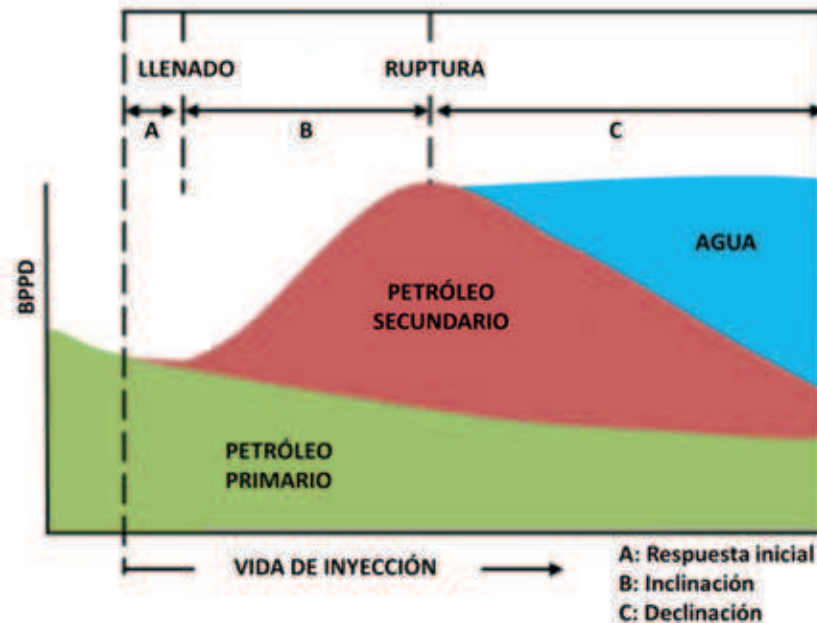
Fuente: Arps, J.J. (2003). Analysis of decline curves. Citado por Ming Chen, S. A. generalized hyperbolic decline equation with rate-time dependent function. SPE paper 809090, Oklahoma, p. 1.

Figura 2. Ejemplo tendencia lineal de la producción de agua.



A continuación, es necesario determinar la producción secundaria que depende de la identificación de las etapas de la vida de inyección. Una vez se activa el primer pozo inyector se identifican tres etapas que se observan en la Figura 3.

Figura 3. Etapas del proceso de inyección de agua

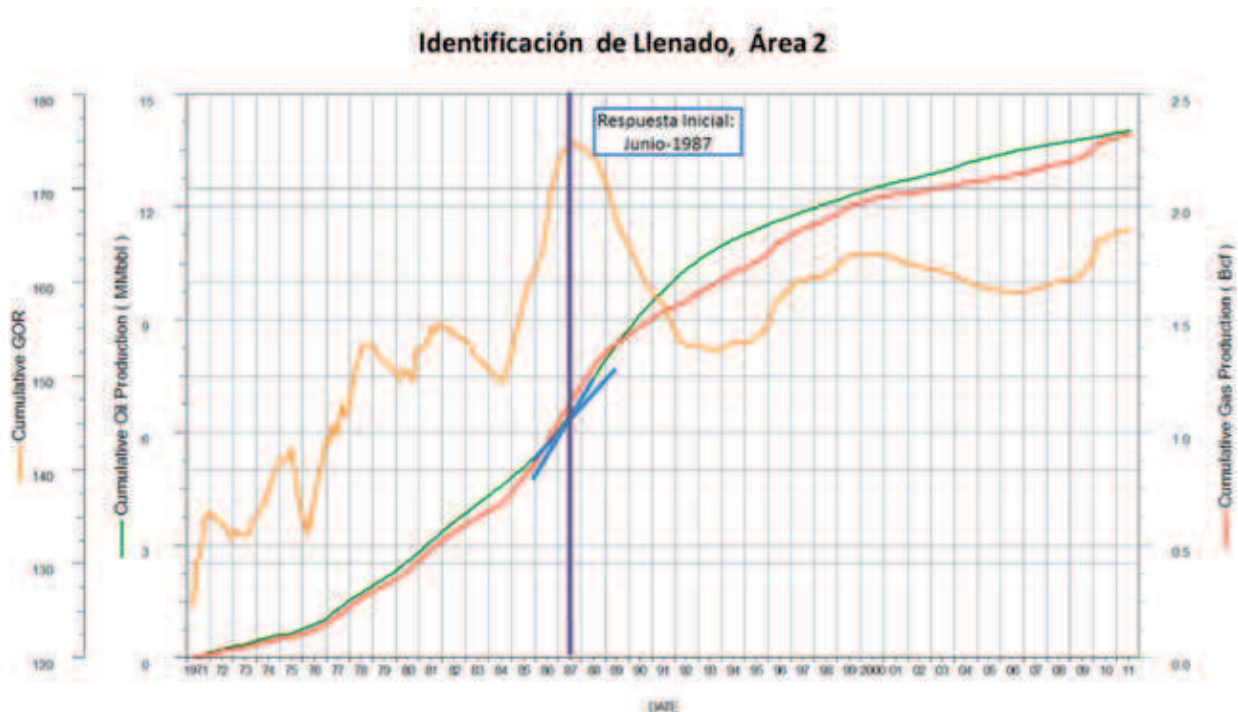


Fuente: Castro, R. y Gordillo, G. (enero/julio de 2008). "Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena". Revista de investigación Universidad América, 1, 1. p. 40; modificado por el autor.

- Periodo de respuesta inicial. Parte del momento en que se inyecta el primer barril de agua hasta la producción del primer barril de petróleo como respuesta a la inyección. Durante este periodo se observa un mantenimiento prácticamente constante de la producción o la continuación de la declinación de la producción primaria; esto debido a que se libera una capa de gas libre en el yacimiento, a medida que éste va perdiendo presión en su etapa primaria, una vez se da inicio a la inyección de agua se busca restaurar la presión resolubilizando el gas libre dentro del petróleo de tal forma que al culminar este fenómeno, conocido como llenado o fillup, el agua comenzará a desplazar el petróleo y se obtendrá una producción incremental. Para su identificación, además de observar un incremento en la producción de aceite, se debe tener en cuenta que la curva de relación gas - petróleo acumulada

- tiende a decrecer y, como consecuencia, la curva de gas acumulado cambia su pendiente. Este comportamiento se observa en la Figura 4.
- Periodo de inclinación. Una vez se obtiene la respuesta inicial, se evidencia un periodo de inclinación que finaliza cuando ocurre la ruptura. Durante este lapso, el frente de agua alcanza el banco de petróleo que empieza a ser desplazado, incrementando paulatinamente la producción de petróleo mientras se mantiene un bajo caudal de agua que puede asumirse como nulo. Para su identificación se asume que la tasa pico de petróleo tiene lugar en el momento justo en que llega el frente de agua al pozo productor; así, la finalización de esta etapa se aprecia con la máxima tasa de petróleo existente después de haber iniciado la inyección.

Figura 4. Identificación periodo de respuesta inicial.



- Periodo de declinación. Parte de la tasa pico de petróleo obtenida en la etapa anterior y finaliza al alcanzar el límite económico de la producción; se caracteriza por una disminución en la producción de petróleo mientras ocurre un aumento en el corte de agua, debido a la ruptura del frente de agua y el subsecuente aumento de su movilidad.

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN EN RECOBRO MEJORADO

Una vez identificadas las etapas en cada uno de los bloques, es posible calcular la producción secundaria teniendo en cuenta que durante el periodo de respuesta inicial no existe producción de aceite secundario ni de agua; durante el periodo de inclinación aumenta la producción de aceite pero la producción de agua secundaria es asumida como nula pues aún no ha ocurrido la

ruptura y, después de la tasa pico, la producción de petróleo empieza a declinar mientras la de agua aumenta. Estos valores se determinan con la diferencia entre la producción histórica y la producción primaria; en las Figuras 5 y 6 se observa un ejemplo de la distribución de la producción de petróleo y agua, respectivamente.

Figura 5. Distribución producción de petróleo.



Figura 6. Distribución producción de agua.



MÉTODO DE PREDICCIÓN DE BUSH & HELANDER

A partir de la producción incremental o secundaria obtenida, se construyó una base de datos en Microsoft Access con el objetivo de obtener los parámetros requeridos para el desarrollo del modelo estadístico; éste se basa en una serie de modificaciones del método de Bush & Helander que se expone a continuación.

En 1968 J. Bush y D. Helander en su trabajo "Predicción empírica de la tasa de producción en arenas depletadas sometidas al proceso de inyección de agua" en el cual elaboraron una serie de relaciones empíricas a partir de la respuesta a la inundación por agua en 86 proyectos de inyección de Estados Unidos. La evaluación de la producción, con esta metodología, inicia con la obtención de las tasas de inyección y producción mensuales para cada uno de los proyectos. Posteriormente, se identifican las etapas del proceso de inyección y se define el porcentaje de petróleo recuperado y la duración de cada una de los periodos con respecto al recobro secundario total y el tiempo desde el inicio de la inyección hasta el abandono.

De igual forma, con el fin de evaluar el comportamiento de la producción después de la tasa pico, se determina el porcentaje de la vida de inyección que se requiere para producir el 50% y el 75% de las reservas secundarias.

Una vez determinada la duración y las reservas producidas, se establece la tasa pico en cada uno de los proyectos de inyección para, posteriormente, expresarla como porcentaje de la tasa de inyección a la misma fecha; Bush & Helander afirman que este es el criterio más preciso para determinar la tasa pico en el campo análogo teniendo en cuenta que el caudal de inyección puede ser determinado con cierto grado de exactitud a partir de las medidas de permeabilidad y que un buen proyecto de inyección debe mantener un volumen adecuado y constante de agua inyectada durante la vida del proceso.

Este análisis les permitió establecer el siguiente listado de parámetros para cada uno de los proyectos de inyección, estos se utilizan para obtener los valores máximos, mínimos y promedios para cada parámetro en toda el área de forma tal que posibilitan la estimación de la producción en un campo análogo.

- Tasa pico de petróleo como porcentaje de la tasa de inyección.
- Tasa pico de petróleo por pozo (BPPD/Pozo).
- Porcentaje de la producción durante el periodo de inclinación con respecto a las reservas secundarias.
- Porcentaje de la producción durante el periodo de declinación con respecto a las reservas secundarias.
- Tasa de declinación un año después de la tasa pico (porcentaje/Año).
- Porcentaje de la vida total de inyección requerida para producir el 50% de las reservas secundarias.
- Porcentaje de la vida total de inyección requerida para producir el 75% de las reservas secundarias.
- Porcentaje del periodo de respuesta inicial con respecto a la vida total de inyección.
- Porcentaje del periodo de inclinación con respecto a la vida total de inyección.
- Vida total del proceso de inyección en años.

A partir de los parámetros mencionados, el método de Bush & Helander plantea que el proceso de predicción comienza con el cálculo de las reservas secundarias totales mediante la Ecuación 4 en la cual asumen un factor de recobro de 0,6 debido a la experiencia.

Ecuación 4. Reservas secundarias, Bush & Helander.

$$N_{ps} = R (POES - N_{pp})$$

Donde:

N_{ps} = reservas secundarias (MBIs)

R = factor de recobro (Fracción)

$POES$ = petróleo original en sitio (MBIs)

N_{pp} = producción de aceite acumulada primaria (MBIs)

Fuente: Bush, J. y Helander, D.b (1968). Empirical prediction of recovery rate in waterflooding depleted sands. SPE Paper 2109, Oklahoma. p. 7.

Seguidamente Bush & Helander calculan el caudal de agua que se va a inyectar; para ello utilizan el método de Earlougher de tipo empírico; con el valor obtenido es posible calcular la duración de la vida de inyección como se indica en la Ecuación 5. Con estos procedimientos y los parámetros obtenidos es posible predecir tanto la tasa máxima de producción, como la duración y la producción acumulada de cada una de las etapas.

MODIFICACIONES AL MÉTODO DE BUSH & HELANDER

Aun cuando Bush & Helander obtuvieron resultados satisfactorios para esa época, se encontró un alto nivel de subjetividad en su modelo dado que en su aplicación todos los cálculos están sujetos a la estimación inicial de las reservas secundarias a partir de un factor de recobro asumido por el usuario ($R=0,6$); sin embargo, en los campos analizados para la Cuenca del Valle Superior del Magdalena se encuentran valores desde 0,08 hasta 0,79. Es por esta razón que resulta necesario establecer una serie de modificaciones que permitan mitigar el ruido generado por dicha suposición y con las cuales sea posible obtener resultados acordes con las propiedades de la cuenca evaluada.

Ecuación 5. Vida de inyección, Bush & Helander.

$$T_{wi} = \frac{N_{ps} \left(\frac{W_i}{N_{ps}} \right)}{30,4 i_w}$$

Donde:

- T_{wi} = tiempo de la vida de inyección (Meses)
 N_{ps} = reservas secundarias (MBIs)
 i_w = caudal de inyección de agua (BAPD)
 W_i/N_{ps} = relación entre agua inyectada acumulada y producción de aceite secundaria acumulada (Adimensional)

Fuente: Bush, J. y Helander, D. (1968). Empirical prediction of recovery rate in waterflooding depleted sands. SPE Paper 2109, Oklahoma, p. 7

- Cálculo de la tasa de inyección. Para ello es necesario determinar la presión de inyección utilizando la Ecuación 6; en ésta se tiene en cuenta el gradiente de fractura y un factor de seguridad del 70%, margen comúnmente usado por expertos. Con el cálculo de la tasa de inyección se busca adicionar al método el efecto que tiene el espaciamiento entre pozos y los patrones de inyección seleccionados en el proceso de inyección de agua; de tal forma que para los patrones regulares de inyección se utilizarán las ecuaciones de Smith J. y Cobb W. (1997) de la Tabla 1 en las que se asume una razón de movilidades igual a uno; para patrones de inyección no regulares se hará uso de la Ecuación 7 basada en una razón de movilidades diferente a uno. Es importante mencionar que al igual que en el método de Bush & Helander se asume una tasa de inyección constante.

Ecuación 6. Presión de Inyección.

$$P_{inj} = F_S \times D_{yto} \times G_{frac}$$

Donde:

- P_{inj} = Presión de inyección (Psi).
 F_S = Factor de seguridad (Fracción).
 D_{yto} = Profundidad del Yacimiento (pies).
 G_{frac} = Gradiente de fracture (Psi/pies).

Fuente: SMITH, J. & COBB, W. (1997). Waterflooding. Petroleum Technology Transfer Council (U.S.), pp .6-22

- Tiempo total diferente al del abandono. Tras la evaluación del método mencionado se encontró que resulta subjetivo evaluar el comportamiento del proceso de inyección hasta el abandono si la producción del campo aún no ha llegado a tal punto. Para ello se recomienda realizar un perfil de producción secundario y llevar éste hasta el límite económico que puede o no corresponder al abandono del campo. Para la metodología planteada se utiliza un tiempo de referencia igual para todos los bloques de forma que dicho valor constituya el 100% del tiempo y permita normalizar los resultados. Más adelante se observará que no es necesario calcular el tiempo de vida de un proyecto de inyección, ni las reservas totales que se van a recuperar con dicho proceso antes de iniciar la predicción.

Ecuación 7. Caudal de inyección para sistemas radiales con razón de movilidades diferente a uno.

$$i_w = \frac{7,08 \times 10^{-3} (k_o)_{s_{wirr}} k_{rw} h (P_{inj} - P_s)}{\mu_w \beta_w \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)}$$

Donde:

- i_w = tasa de inyección (BAPD)
 $(k_o)_{s_{wirr}}$ = permeabilidad efectiva aceite a la saturación de agua irreducible (md)
 k_{rw} = permeabilidad relativa del agua (Adimensional)
 h = espesor neto de producción (pies)
 P_{inj} = presión de inyección (psi)
 P_s = presión estática de la formación (psi)
 μ_w = viscosidad del agua (cp)
 β_w = factor volumétrico del agua (RB/STB)
 s = factor de daño (Adimensional)
 r_w = radio de los pozos inyectoros (pies)
 r_e = radio exterior influenciado por la inyección (pies)

Fuente: Castro, r. & Gordillo, G. (2005). Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá, D.C., Universidad de América, Facultad de Ingeniería de Petróleos, p. 141.

Tabla 1. Cálculo de la tasa de inyección según patrón de inyección.

Patrón	Ecuación
Línea directa y escalonada (d/a ≥ 1)	$i_w = \frac{0,003541 (k_o)_{s_{irr}} h (P_{inj}-P_s)}{\mu_o \left[\ln \frac{a}{r_w} + 1,570 \frac{b}{a} - 1,837 + 0,5 (s_i - s_p) \right]}$
Cinco puntos	$i_w = \frac{0,003541 (k_o)_{s_{irr}} h (P_{inj}-P_s)}{\mu_o \left[\ln \frac{b}{r_w} - 0,619 + 0,5 (s_i - s_p) \right]}$
Siete puntos	$i_w = \frac{0,004723 (k_o)_{s_{irr}} h (P_{inj}-P_s)}{\mu_o \left[\ln \frac{b}{r_w} - 0,569 + 0,5 (s_i - s_p) \right]}$
Nueve puntos	$i_w = \frac{0,003541 (k_o)_{s_{irr}} h (P_{inj}-P_s)}{\frac{1+R}{2+R} \mu_o \left[\ln \frac{b}{r_w} - 0,272 + 0,5 (s_i - s_p) \right]}$ $R = \frac{q_{oc}}{q_{os}}$

Donde:

- $(k_o)_{s_{irr}}$ = permeabilidad efectiva del aceite cuando la saturación de agua es irreducible (md)
- h** = espesor neto de producción (pies)
- P_{inj} = presión de inyección (psi)
- P_s = presión estática de la formación (psi)
- μ_o = viscosidad del aceite (cp)
- a** = distancia directa entre pozos (pies)
- b** = distancia de un pozo inyector a la línea que conecta dos pozos productores (pies)
- S_i = factor de daño pozo inyector (Adimensional)
- S_p = factor de daño pozos productores (Adimensional)
- r_w = radio de los pozos inyectores (pies)
- q_{oc} = caudal de producción pozos de las esquinas (BPPD)
- q_{os} = caudal de producción pozos de los lados (BPPD)

Fuente: Smith, J. & Cobb, W. (1997). Waterflooding. Petroleum Technology Transfer Council (U.S.), pp.6-6

- Periodo de Plateau. Durante el análisis de las curvas históricas de producción se observó que al llegar a la tasa pico existe un periodo corto en el cual se mantiene el caudal de producción prácticamente constante. En el modelo estadístico se propone tener en cuenta este periodo conocido como Plateau con el fin de obtener datos más realistas.

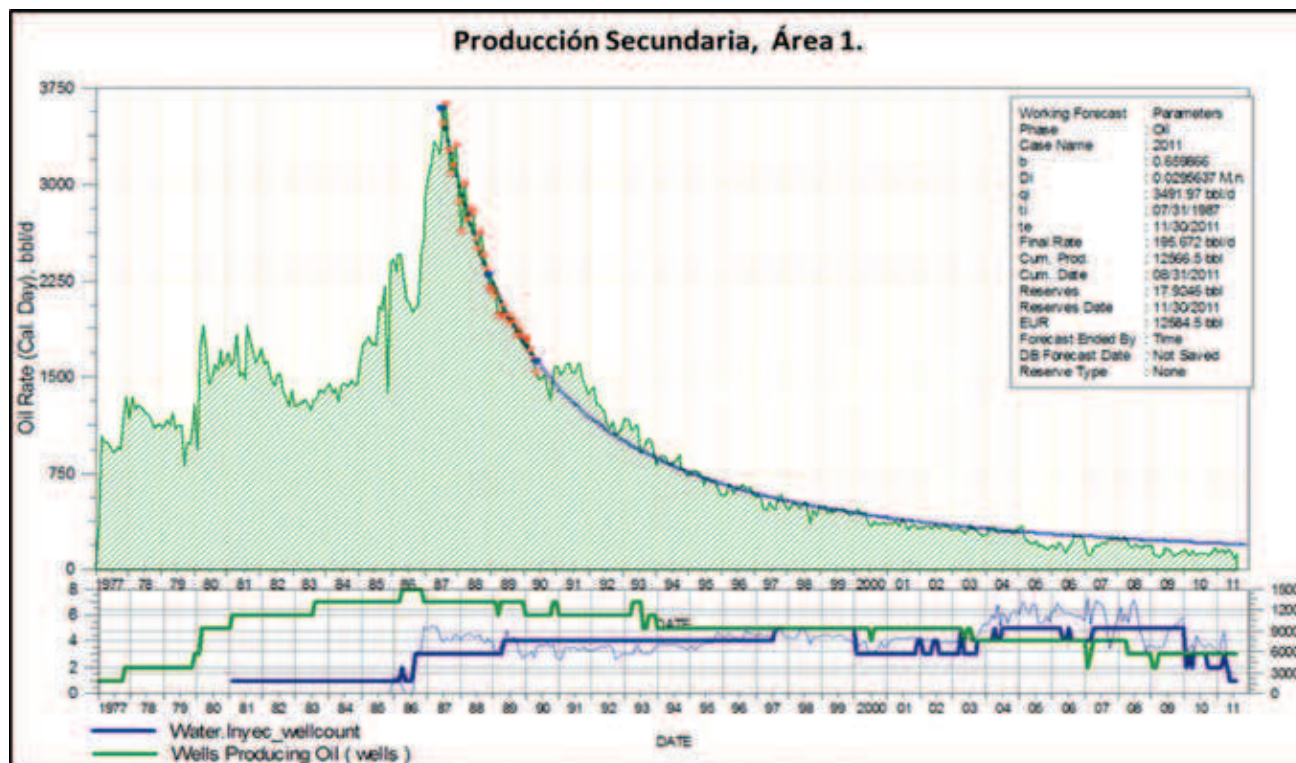
- Cálculo de reservas secundarias. Para dar solución al supuesto de un factor de recobro para el cálculo de las reservas secundarias totales se propone calcular las reservas secundarias mediante la sumatoria de los caudales mensuales desde el inicio de la inyección hasta el límite económico de la producción de petróleo. Para ello se deben calcular los caudales de producción diarios, que serán multiplicados posteriormente por el número de días en el mes para obtener el caudal mensual de petróleo.

La tasa pico es calculada de acuerdo con la metodología de Bush & Helander; este caudal se mantiene constante hasta que finaliza el periodo de Plateau, a partir de este suceso se utiliza el concepto de curvas de declinación. En los procesos de inyección de agua se recomienda usar el análisis de curvas de declinación con precaución; Baker et al encontraron que la mayoría de los yacimientos sometidos a inyección de agua tiene declinación hiperbólica y que tanto los casos de campo como los estudios analítico y de simulación de los procesos de inyección de agua soportan el uso de las declinaciones hiperbólicas o armónicas; ellos recomiendan usar el análisis por grupos de pozos o por campo debido a la interferencia que ocurre entre los pozos en un sistema de inyección (Ecopetrol S.A. & ANH, 2006, p. 35). Se debe tener en cuenta que el periodo seleccionado para realizar la curva debe tener un corte de agua mayor al 50%, un índice de vaciamiento cercano a uno, tasas de inyección relativamente constantes junto con un patrón y número de pozos estable.

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN EN RECOBRO MEJORADO

Bajo estos planteamientos se elaboraron las curvas de declinación secundaria para cada uno de los bloques en los que fue posible encontrar estas condiciones, con el fin de determinar los valores de b y D_i para el periodo de declinación (Figura 7). Estas variables se utilizarán como parámetros en el modelo estadístico y permitirán calcular el caudal de producción a partir de la tasa pico hasta cualquier instante.

Figura 7. Ejemplo curva de declinación Secundaria.



La posibilidad de utilizar estos valores como parámetros para el modelo estadístico se sustenta en las teorías propuestas por Lake L. y Walsh M. en el 2008, quienes plantearon un modelo de predicción del caudal de petróleo para métodos de recobro mejorado (EOR) basándose en el trabajo elaborado por Bush & Helander, el análisis de curvas de declinación hiperbólicas y el balance de materiales. Lake & Walsh dividieron el proceso de recobro mejorado en tres etapas donde la última corresponde al periodo de declinación y con el fin de predecir el comportamiento después del pico de producción se basaron en el análisis de curvas de declinación con datos de campo; se observó que b y D_i tomaban valores dentro de un rango determinado; éstos fueron utilizados junto con el valor estimado de la tasa pico para realizar el perfil de producción del campo análogo.

- Pronóstico de producción de agua. En el método de Bush & Helander no se establecen parámetros para pronosticar los caudales de agua diarios; sin embargo, en la metodología planteada se busca incluir este parámetro teniendo en cuenta que el índice de vaciamiento (VRR) tiende a permanecer constante y cercano a uno durante el proceso de inyección de agua. Con base en este planteamiento se evalúa el rango de variación del índice de vaciamiento promedio de los diferentes bloques con el fin de calcular el caudal de fluido y posteriormente el caudal de agua.
- Estadística descriptiva. Bush & Helander obtuvieron tres casos de los parámetros al encontrar el valor máximo, mínimo y promedio de cada uno de ellos; sin embargo, este procedimiento genera un

alto grado de incertidumbre, pues no se está evaluando el comportamiento real de la variable. Es por ello que en este proyecto se hace uso de la estadística descriptiva que permite evaluar la variación o dispersión de los datos utilizando distribuciones de probabilidad; éstas constituyen una serie de herramientas matemáticas que permiten organizar, describir y representar gráfica y matemáticamente la información sobre la variable. Este tipo de metodología se implementa para variables aleatorias como las manipuladas en este estudio; se les denomina, de esta forma, pues pueden tomar un conjunto de valores cada uno con una probabilidad de ocurrencia sin que se sepa específicamente cuál será el valor puntual de la variable.

Las variables identificadas en el proceso de inyección de agua, además de ser aleatorias, son continuas pues sus valores son medidos y pueden tomar cualquier valor entre un rango determinado. La evaluación estadística se realiza entonces al tomar una muestra de la población la cual corresponde a todos los campos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena y la muestra representativa serán todos los bloques sometidos al proceso de inyección de agua que hayan sido exitosos, no hayan tenido pilotos de inyección una vez que éstos alteran el comportamiento normal del proceso de inyección y se encuentren en la etapa de declinación.

Para los valores de cada parámetro se determina una serie de curvas de distribución de probabilidad que describen el comportamiento de los histogramas de probabilidad de los datos reales; posteriormente, se realizan pruebas de bondad de ajuste que permiten calificar la calidad del ajuste de la curva de distribución hipotética a los datos de la muestra; con base en este criterio se hace la selección de la curva que mejor se ajusta a cada variable; en estas pruebas se calcula un valor test y un valor crítico en donde la resta entre el último y el primero debe ser cercana a cero pero nunca negativa para el mejor ajuste. Una de las pruebas más conocidas es la prueba Chi-Cuadrado, pues tiene en cuenta todos los valores por debajo de la curva; también existen las pruebas de bondad de Kolmogorov-Smirnov y Anderson-Darling; la primera de ellas le da mayor importancia a los valores centrales de la distribución mientras que la última se la da a los valores de las colas.

Mientras Bush & Helander utilizaron los valores máximos, mínimos y promedios para generar tres casos, en la presente investigación, se calcularán los per-

centiles 10, 50 y 90 de cada una de las distribuciones; estos valores son medidas de dispersión que evalúan la probabilidad de que un valor sea menor o igual a determinado número, de forma que se están considerando todos los atributos que abarca la distribución y es esta la razón por la cual la prueba de bondad de Chi-Cuadrado resulta más adecuada para la selección del mejor ajuste.

PARÁMETROS DEL MODELO ESTADÍSTICO

Teniendo en cuenta el método de Bush & Helander y las modificaciones propuestas para el desarrollo del modelo se propone el siguiente listado de parámetros extraídos de la base de datos de producción secundaria. Este análisis se realizó sólo en los bloques que presentaron un proceso de inyección de agua exitoso, que se encuentren actualmente en el periodo de declinación y que no hayan tenido un piloto al inicio del proceso.

- Fecha de inicio de la producción (Inicio Prod.)
- Fecha de inicio del proceso de inyección (Inicio Iny.)
- Duración del periodo de respuesta inicial en meses (X)
- Duración del periodo de inclinación en meses (Y)
- Duración del periodo de Plateau en meses (Z)
- Porcentaje del periodo de respuesta inicial con respecto al tiempo de referencia (%X)
- Porcentaje del periodo de inclinación con respecto al tiempo de referencia (%Y)
- Porcentaje del periodo de Plateau con respecto al tiempo de referencia (%Z)
- Tasa pico de producción de petróleo secundaria en BPPD (Qs pico).
- Tasa de inyección en la tasa pico de petróleo en BAPD (iw @ pico)
- Tasa pico de petróleo secundario expresado como porcentaje del caudal de agua inyectada (% Qs pico/iw)
- Exponente hiperbólico de la producción secundaria (b)
- Tasa de declinación secundaria correspondiente a la tasa pico (Di)
- Índice de vaciamiento promedio (VRR)

Con cada uno de estos parámetros se realiza la evaluación estadística como se mencionó con anterioridad; los resultados se dan a conocer en la Tabla 2 para la Formación Monserrate y en la Tabla 3 para Caballos. Las formaciones Doima, Guadalupe y Honda no cuentan con un número suficiente de datos que permitan realizar los ajustes de distribución de probabilidad.

Tabla 2. Resultados análisis estadístico Formación Monserrate.

Parámetro	MONSERRATE						
	Distribución	Media	Moda	σ	P90	P50	P10
%X	Log Logistic	4,67%	3,28%	0,03362	7,40%	3,96%	2,40%
%Y	Beta General	6,10%	3,82%	0,03715	11,14%	5,39%	2,01%
%Z	Exponencial	3,89%	1,39%	0,02500	7,15%	3,12%	1,65%
Qs pico/pozo	Log Logistic	356,68	183,67	516,61715	644,87	263,05	115,12
%Qs pico/iw a la misma fecha	Logistic	34,65%	34,65%	0,07394	43,61%	34,65%	25,69%
Exponente hiperbólico (b)	Beta General	0,41310	0,00029	0,42915	0,99960	0,19522	0,000293
Tasa de declinación (Di pico)	Log Logistic	0,01718	0,01035	0,02487	0,02793	0,01340	0,00809
VRR prom.	Log normal	1,90	1,45	1,79170	2,40	1,55	1,45

Tabla 3. Resultados análisis estadístico Formación Caballos.

Parámetro	CABALLOS						
	Distribución	Media	Moda	σ	P90	P50	P10
%X	Logistic	4,98%	4,98%	0,02169	7,60%	4,98%	2,35%
%Y	Log Logistic	5,43%	4,27%	0,02975	8,66%	4,88%	2,66%
%Z	Gamma	3,06%	2,60%	0,01174	4,62%	2,91%	1,68%
Qs pico/pozo	Beta General	238,54	87,51	124,26490	407,05	225,48	88,63
%Qs pico/iw a la misma fecha	Beta General	26,25%	20,37%	0,13223	44,55%	24,64%	10,26%
Exponente hiperbólico (b)	Beta General	0,53823	0,00033	0,44206	1,00000	0,66407	0,00036
Tasa de declinación (Di pico)	Beta General	0,02867	0,01057	0,01468	0,04783	0,02779	0,01069
VRR prom.	Beta General	1,61	0,78	0,69114	2,56	1,52	0,78

METODOLOGÍA PROPUESTA DE PREDICCIÓN

Los parámetros obtenidos y las modificaciones propuestas al método de Bush & Helander permiten plantear una metodología para predecir la producción secundaria de un campo análogo; las analogías se basan en la comparación de propiedades de roca y fluido de un campo bajo estudio, con información de casos de campo que hayan sido sometidos al proceso de inyección de agua de forma que se pueda identificar si es o no un candidato para aplicar el modelo de predicción propuesto.

La selección de los criterios para la determinación de una analogía, se realiza teniendo en cuenta las semejanzas entre la base de datos y el campo candidato; estos deben tener el mismo ambiente deposicional, la misma litología y propiedades similares de roca y fluido; de estas últimas, se eligieron las más representativas y se determinaron los rangos de aplicación (Tabla 4) para cada una de las formaciones en las que es posible implementar el modelo. El no cumplimiento de todas las características analógicas no significa que el modelo no sea aplicable en el campo evaluado pero los resultados se desviarán en una mayor proporción de la realidad.

Cabe anotar que una analogía admite aproximadamente un 40% de discrepancia en sus propiedades (Maya, G. & Castro, R., 2011, p. 30); con el fin, entonces, de cuantificar el cumplimiento de la analogía se asigna una puntuación de cero a uno a cada una de las propiedades realizando el siguiente análisis:

- La litología y el ambiente deposicional de la formación son factores que definen la aplicabilidad del modelo; si alguna de estas propiedades del campo candidato difiere de las establecidas en el modelo se le asigna una puntuación de cero en cuyo caso el

modelo no será aplicable; si la comparación coincide entonces se le asigna un valor de uno.

- Si para realizar la comparación en alguna de las propiedades se tiene un único valor del campo candidato y éste se encuentra dentro del rango establecido en el modelo se le asigna una puntuación de uno; en caso contrario, ésta será de cero.
- Si una de las propiedades del campo candidato tiene valores que oscilan entre un valor máximo y mínimo se asignan las puntuaciones según las condiciones y relaciones de la Tabla 5.

Tabla 4. Rangos de aplicación.

Formación	Monserate		Caballos	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Litología	Arenisca		Arenisca	
Ambiente Depositional	Marino (Shoreface)		Fluvial	
Espesor neto (pies)	60	730	60	250
Porosidad (Frac.)	0,14	0,22	0,08	0,18
K abs (md)	6	360	40	2000
°API	19,5	23,7	22	36
μo (cp)	8,35	14,2	0,718	14,2
βoi (RB/STB)	1,04	1,077	1,050	1,280
Pi (Psia)	2650	3484	1100	4430
Pb (Psia)	790	886	950	1750
Prof. (Pies)	6000	8600	1700	11700
T yto (°F)	143	161	117	208

Tabla 5. Condiciones para cuantificar la analogía.

Condición	Puntuación
Si los valores se encuentran en el rango establecido	Asignar una puntuación de uno
Si los valores se encuentran fuera del rango establecido	Asignar una puntuación de cero
Si los valores son mayores o menores a los del rango pero lo abarcan total o parcialmente	$i = 1 - \frac{\max_c - \min_c}{\max_c + \min_c}$
Donde:	
i	= Puntuación (Adimensional).
\max_c	= Valor máximo de la propiedad del campo candidato.
\min_c	= Valor mínimo de la propiedad del campo candidato.

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN EN RECOBRO MEJORADO

Una vez se obtiene el puntaje de cada una de las propiedades se calcula el promedio aritmético de estos con el fin de obtener el puntaje total. Estos planteamientos, para la cuantificación y determinación de la analogía, se postulan teniendo en cuenta la metodología actualmente implementada por el Instituto Colombiano del Petróleo para realizar los procedimientos de Screening.

Una vez se determina la aplicabilidad del modelo estadístico, se calcula la presión de inyección como se indicó en la Ecuación 6, ésta será utilizada para determinar el caudal de inyección de agua y depende del patrón de inyección propuesto. Cualquiera de las fórmulas expuestas anteriormente permitirá calcular la tasa de inyección por pozo, siendo necesario multiplicar su resultado por el número de pozos inyectoros con el fin de determinar el caudal total de inyección.

Posteriormente, se calcula la duración de los periodos de respuesta inicial, inclinación y Plateau usando los parámetros de la Tabla 2 y la Tabla 3; para ello se multiplica cada uno de los porcentajes por el tiempo elegido como referencia. De esta forma, se obtienen tres casos diferentes; el Caso I que corresponde al percentil 10, el Caso II que hace referencia al percentil 50, y el Caso III será el percentil 90. De igual forma, se utilizan los tres percentiles obtenidos en cada una de las formaciones para la expresión de la tasa pico como porcentaje del caudal de inyección, al multiplicar estos porcentajes por el caudal de inyección calculado se obtendrá la tasa pico para cada uno de los casos mencionados.

El paso que sigue es calcular los caudales de producción de aceite en cada una de las etapas; durante el periodo de respuesta inicial no existe producción de aceite, así que el caudal de petróleo será de cero hasta su finalización. A continuación, inicia la etapa de inclinación cuyos caudales se comportan como una línea de pendiente positiva que finaliza en la tasa pico; para su cálculo es necesario establecer una ecuación lineal cuya pendiente se calcula a partir de la Ecuación 8 y el punto de intersección con la Ecuación 9. La expresión resultante tendrá la forma de la Ecuación 10 que permitirá calcular el caudal de petróleo en cualquier instante del periodo de inclinación para los tres casos.

Ecuación 8. Pendiente del periodo de inclinación.

$$m = \frac{Q_s \text{ pico}}{Y}$$

Donde:

m = Pendiente ecuación lineal (BPPD/meses).

$Q_s \text{ pico}$ = Tasa pico de petróleo secundaria (BPPD).

Y = Duración del periodo de inclinación (meses).

Ecuación 9. Punto de intersección del periodo de inclinación.

$$b = Q_s \text{ pico} - m(Y+X)$$

Donde:

b = Punto de intersección de la ecuación lineal (BPPD).

m = Pendiente ecuación lineal (BPPD/meses).

$Q_s \text{ pico}$ = Tasa pico de petróleo secundaria (BPPD).

Y = Duración del periodo de inclinación (meses).

X = Duración del periodo de respuesta inicial (meses).

Ecuación 10. Ecuación lineal para calcular caudal de petróleo en periodo de inclinación.

$$Q_t = m t + b$$

Donde:

Q_t = Caudal de petróleo en cualquier instante, periodo de inclinación (BPPD).

b = Punto de intersección de la ecuación lineal (BPPD).

m = Pendiente ecuación lineal (BPPD/meses).

t = tiempo en meses a partir del inicio de la inyección (meses).

Al alcanzar la tasa pico inicia el periodo de Plateau, caracterizado por mantener un caudal constante. A partir de ese momento inicia el periodo de declinación en el cual se utilizan los valores de b y D_i de los tres casos para ser implementados en la Ecuación 1, donde, el tiempo está dado en meses contados a partir de la tasa pico; éste instante corresponde al mes cero. Una vez calculado el caudal de petróleo, en cada uno de los instantes del proceso, es posible calcular el caudal de agua producida teniendo en cuenta que la tasa de inyección y el índice de vaciamiento

permanecen prácticamente constantes. Entonces se utiliza la Ecuación 11 para calcular el caudal de agua en cualquier momento del proceso teniendo en cuenta el índice de vaciamiento de cada caso.

Ecuación 11. Ecuación para calcular el caudal de agua.

$$Q_{ws} = \frac{i_w}{VRR} - Q_{os}$$

Donde:

- Q_{ws} = Caudal de agua secundario (BAPD).
- VRR = Índice de vaciamiento (Adimensional).
- i_w = Caudal de agua inyectada (BAPD).
- Q_{os} = Caudal de petróleo secundario (BPPD).

ello se propone realizar una simulación de Monte-carlo con el fin de tener en cuenta las variaciones de las propiedades estáticas en el yacimiento; mediante este tipo simulación es posible establecer un modelo matemático que represente la producción real de petróleo al identificar aquellas variables cuyo comportamiento aleatorio determinan la predicción; estas se conocen como inputs.

Una vez se reconocen estas variables se lleva a cabo un experimento que consiste en generar muestras aleatorias para dichos inputs; estos valores provienen de las distribuciones probabilísticas obtenidas a partir de los datos reales; posteriormente se analiza el comportamiento del sistema ante los valores generados.

Tras repetir determinado número de veces este experimento, el resultado no será un valor puntual de la producción secundaria sino un rango de valores cuyo comportamiento permitirá tomar decisiones. El análisis será tanto más preciso cuanto mayor sea el número de experimentos que se lleven a cabo y finalmente se obtiene es una distribución de probabilidad de la variable respuesta. En esta investigación se realizaron 3000 experimentos o iteraciones; el resultado fue una distribución de las producciones acumuladas secundarias de petróleo y agua como se indica en la Figura 8 y la Figura 9, respectivamente.

RESULTADOS DE LA APLICACIÓN

Tras aplicar la metodología propuesta en un campo que cumple el 68% de las propiedades analógicas de la Formación Caballos, durante un periodo de predicción de 20 años, se observó un alto grado de incertidumbre debido al uso de valores únicos para el cálculo de la presión y el caudal de inyección; por

Figura 8. Distribución de la producción secundaria de petróleo.

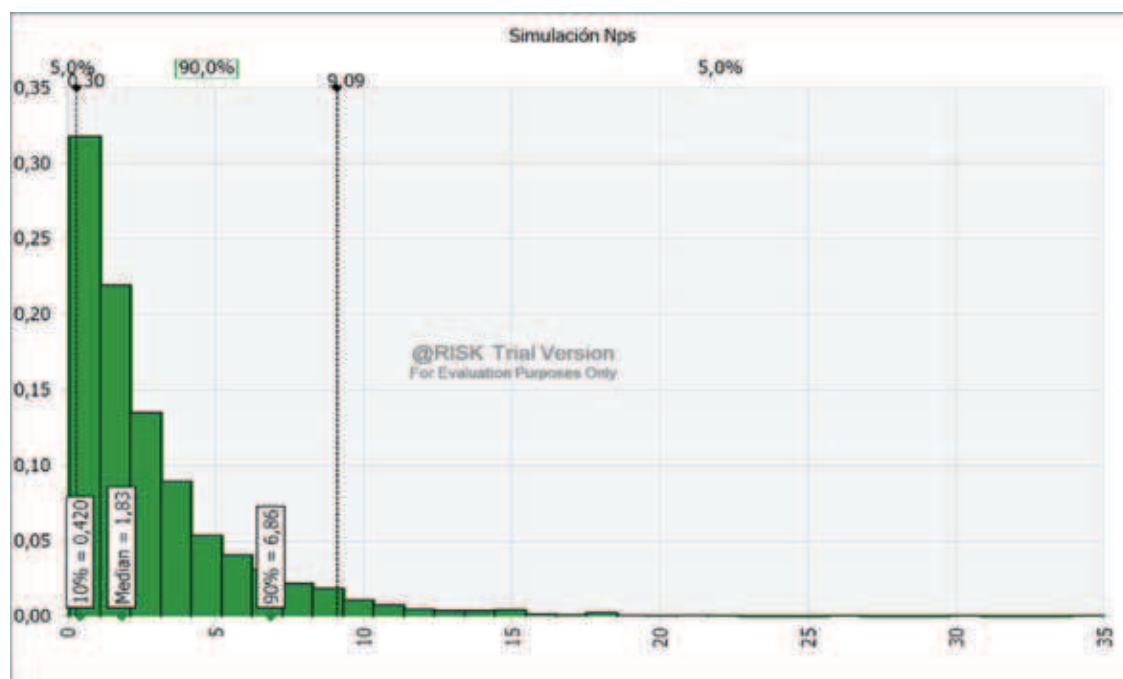
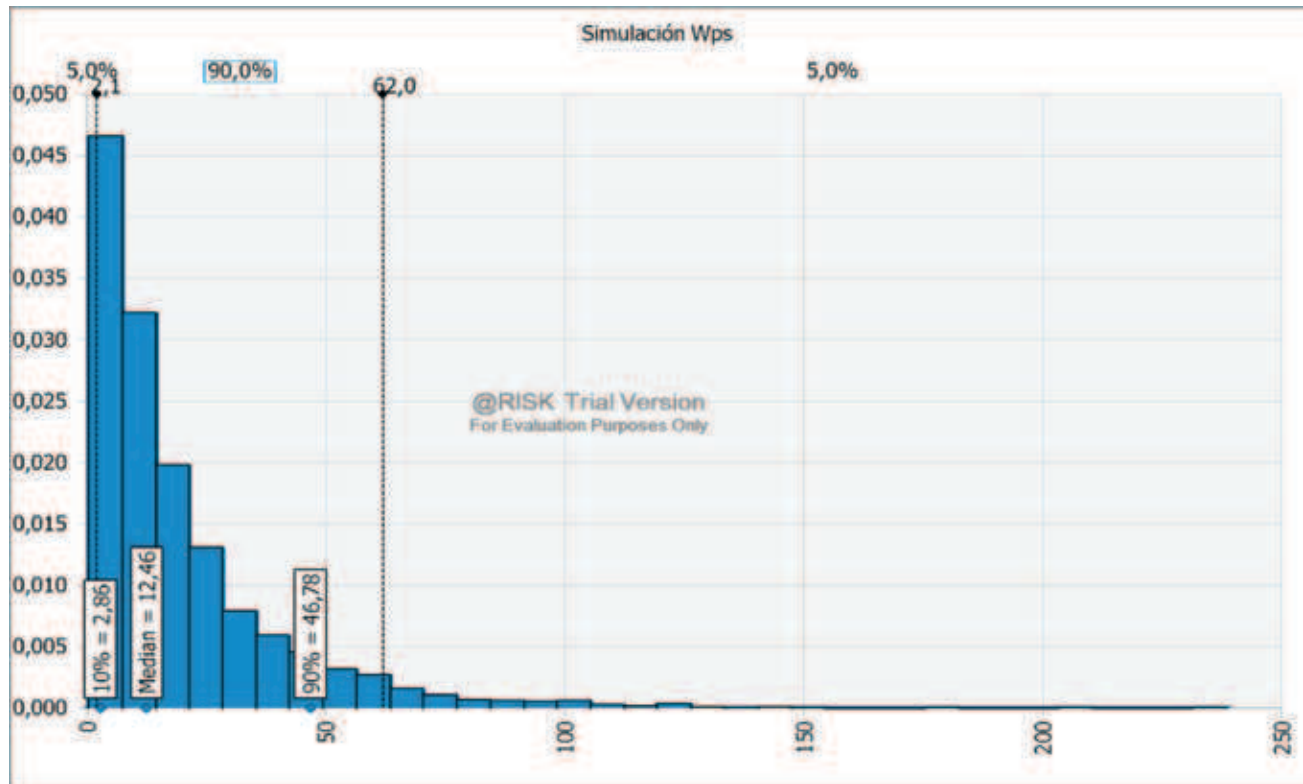


Figura 9. Distribución de la producción secundaria de agua.



En la Figura 10 y la Figura 11 se comparan las curvas de caudal secundario de petróleo y agua respectivamente, obtenidas a partir de la aplicación del modelo estadístico, de la elaboración de la simulación de Montecarlo y de la simulación analítica realizada por la empresa operadora con las mismas características del patrón utilizado en este proyecto. En la Tabla 5, por su parte, se compara la producción incremental para cada uno de los casos con los de la simulación analítica; en ella se observa que los resultados más cercanos a la simulación analítica corresponden al percentil 50 tanto de la simulación de Montecarlo como del modelo estadístico con una diferencia de 9,25% y 9,85% en la producción acumulada de petróleo respectivamente. Para la producción de agua la desviación es del 35,85% y 34,95% para dichos casos obteniendo valores mayores al de Asia. En las curvas de producción diaria de

petróleo se observa que aun cuando las producciones acumuladas son muy similares, el comportamiento de los caudales difieren un poco debido a la dispersión y al limitado número de datos utilizados en las distribuciones; además, en la simulación analítica se asumió una inyección de agua sin capa de gas y un caudal de inyección variable. También es posible evidenciar que en la simulación analítica no se incluye un periodo de Plateau como en el modelo estadístico.

En la producción de agua se observa una diferencia significativa tanto en las producciones acumuladas como en los caudales debido a que, en la simulación analítica, se realiza el cierre de pozos al alcanzar determinado nivel en el corte de agua; de no realizar esta operación el comportamiento de los caudales sería una tendencia incremental como lo muestra el modelo estadístico.

Figura 10. Comparación producción de petróleo.

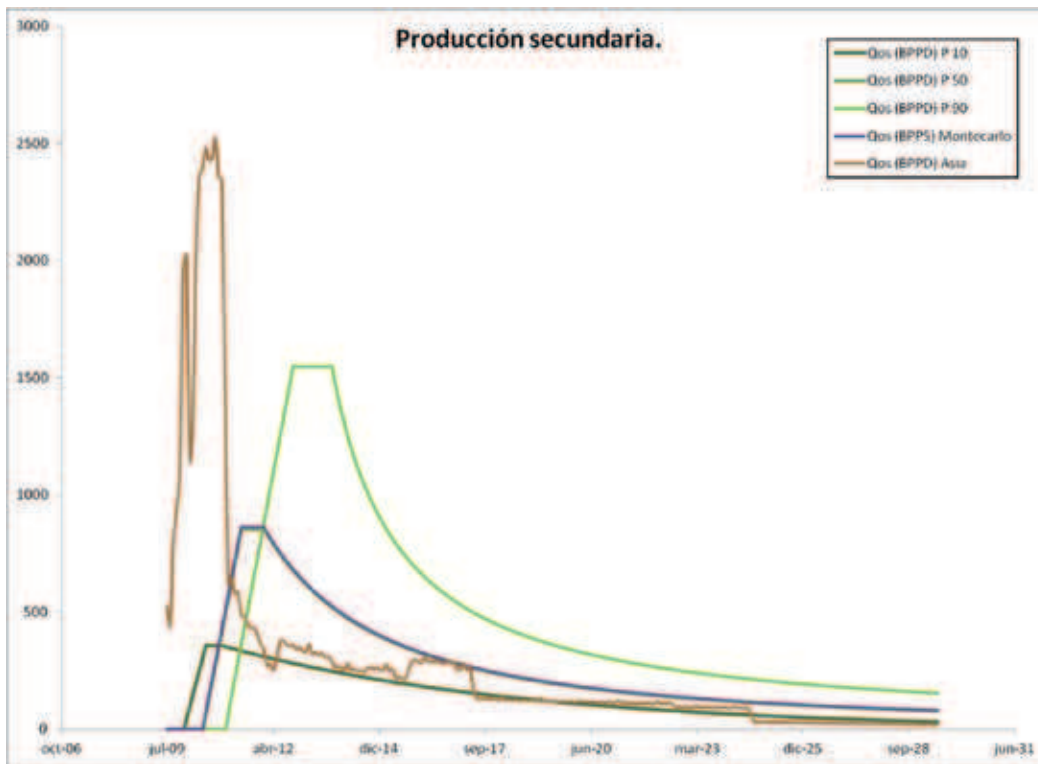


Figura 11. Comparación producción de agua.

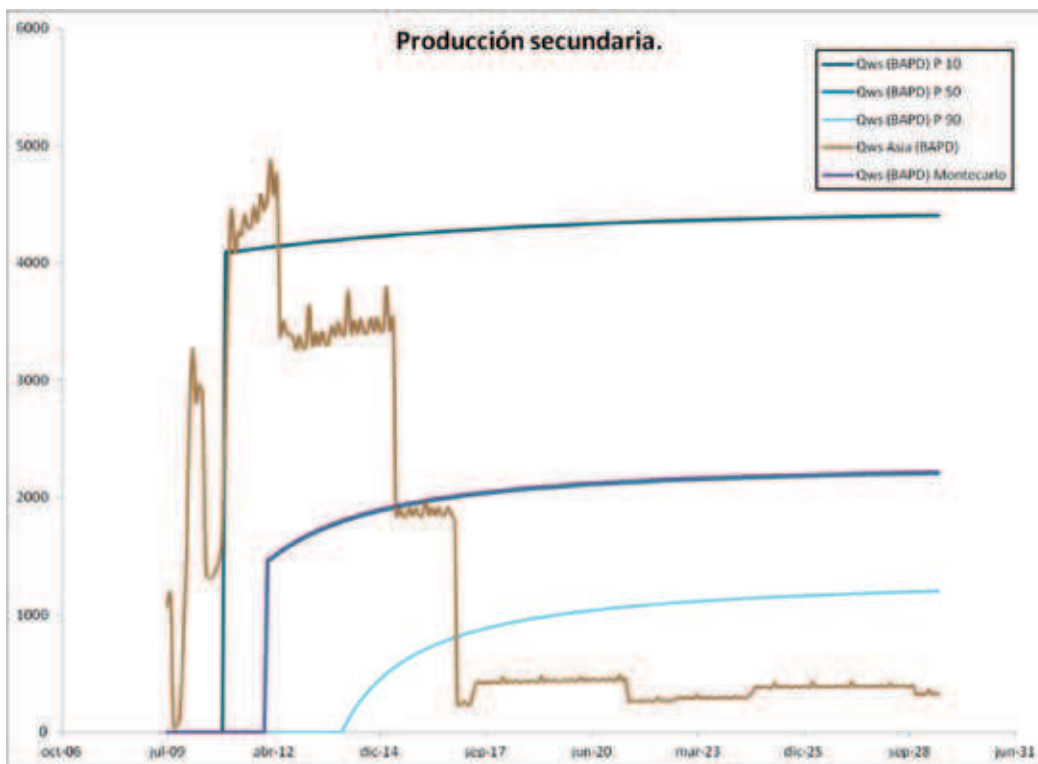


Tabla 5. Comparación de los resultados del modelo con la simulación analítica.

Resultado	Nps (MBIs)	% Diferencia Nps	Wps (MBIs)	Diferencia Wps	FRs (MBIs)	Diferencia FRs
Asia	2,08		9,63		28,96%	
Caso I	1,01	1,0680	29,10	-19,4684	27,66%	1,295%
Caso II	1,88	0,2051	12,99	-3,3646	28,71%	0,249%
Caso III	3,33	-1,2485	5,53	4,1001	30,47%	-1,513%
Simulación	1,89	0,1925	13,08	-3,4515	28,72%	0,233%

CONCLUSIONES

Resultó inadecuado implementar el método de Bush & Helander por lo cual se propusieron una serie de modificaciones que evitan la utilización de valores asumidos y permiten reproducir el comportamiento histórico de los campos sometidos al proceso de inyección de manera más realista.

Se encontró que el parámetro de mayor influencia en la aplicación del modelo es el porcentaje de la tasa pico con respecto al caudal de agua inyectada; de ahí la importancia de tener datos de buena calidad para el cálculo de la tasa de inyección.

Con la aplicación del modelo estadístico en el campo análogo se esperaba tener una desviación mayor de los resultados con respecto al método de predicción analítico una vez que el yacimiento se encuentra a una mayor profundidad; sin embargo, los resultados fue-

ron satisfactorios para el pronóstico de petróleo con una diferencia de 0,21 MBIs de petróleo. Por su parte, el pronóstico de agua difiere en 3,36 MBIs debido a que el modelo analítico permite el cierre de pozos tras alcanzar un corte de agua elevado.

El modelo de predicción generado es de fácil aplicación, no requiere personal con experiencia o un grupo grande de especialistas. La cantidad de información que se requiere es mucho menor que en la simulación numérica y debido a su simplicidad permite un ahorro en tiempo del 79% y en dinero del 68%.

El modelo estadístico no pretende reemplazar la simulación numérica, este constituye una herramienta de fácil y rápida aplicación para obtener una estimación de la producción previa a la simulación numérica de yacimientos y determinar la viabilidad del proyecto de inyección.

BIBLIOGRAFÍA

Bush, J. & Helander, D. (1968). *Empirical prediction of recovery rate in waterflooding depleted sands*. SPE Paper 2109, Oklahoma.

Castro, R. & Gordillo, G. (enero/julio, 2008). "Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena". *Revista de investigación Universidad América, enero. 1, 1, 32- 51*.

Castro, R. & Gordillo, G. (2005). *Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena*. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C., Universidad América: Facultad de Ingeniería de Petróleos.

ECOPETROL S.A. & AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. (2006). *Proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua*. Neiva.

Ming Chen, S. A. (2003). *Generalized hyperbolic decline equation with rate-time dependent function*. SPE Paper 809090, Oklahoma.

Maya, G. & Castro, R. (2011). *Estimación de volúmenes incrementales, requerimientos de infraestructura y costos para aplicación de tecnologías de recobro químico en el Campo Río Ceibas*. Piedecuesta: Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

Pérez, E., Gómez, A., Gómez, V. & Saavedra, C. (2009). *Predicción analítica del proceso de inyección de agua Campo Tenay*. Informe final. Piedecuesta: Ecopetrol e Instituto Colombiano del Petróleo.

Smith, J. & Cobb, W. (1997). *Waterflooding*. Petroleum Technology Transfer Council (U.S.).

Yañez, M. & Gómez, H. (2003). *Estadística para la confiabilidad, Sección 2*. Estados Unidos, Confiabilidad Integral[®] - Disciplinas.