

# COMPARACIÓN DE MÉTODOS ANALÍTICOS PREDICTIVOS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN EN PROCESOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN UN SECTOR MODELO APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO

---

Adriana Gómez Hernandez<sup>1</sup>, Edgar Ricardo Pérez<sup>2</sup>

## RESUMEN

En cada una de las operaciones que se llevan a cabo en la industria del petróleo, es indispensable contar con herramientas que proporcionen información al ingeniero y que le permitan conocer el comportamiento de los procesos y su efecto inmediato ante el objetivo propuesto para evaluar el desempeño del proyecto.

Para la caracterización del sistema de inyección-producción del sector modelo de este estudio, se utilizó un Software comercial, el cual es una herramienta que facilita la visualización, análisis y seguimiento, concebida para el manejo en forma integrada de gran volumen de información necesario para lograr la comprensión de los mecanismos físicos que gobiernan el comportamiento del yacimiento.

Se construyó un modelo analítico para inyección de agua, el cual permitió realizar un análisis del sector bajo tres modelos analíticos basado en las ecuaciones de: flujo segregado; Buckley y Leverett; y Craig, Geffen y Morse.

Los modelos analíticos, están conformados por un conjunto de ecuaciones (generalmente diferenciales) que representan al sistema, las cuales se resuelven para diferentes situaciones, o bien plantean un modelo de optimización, que pretende proporcionar la mejor estrategia que el sistema debe adoptar, para funcionar mejor de acuerdo con alguna medida de rendimiento establecida en la “función objetivo” y satisfaciendo las diversas condiciones del problema, definidas en “las restricciones”.

En este trabajo y con la ayuda de la herramienta comercial se crearon los diferentes patrones de inyección a través del tiempo, patrones que están caracterizados por su volumen poroso, sus saturaciones inicial y residual de fluidos y sus parámetros petrofísicos. Cada patrón de inyección creado fue analizado para conocer la influencia de los pozos inyectoros sobre los productores y así luego de esta caracterización se evaluó el desempeño del proceso de recuperación secundaria en el área seleccionada.

Como resultado final del estudio se tiene una comparación entre los tres métodos usados, y la evaluación de la representatividad de cada uno de los métodos en el modelo.

**Palabras clave:** : Inyección de agua, modelamiento analítico

---

<sup>1</sup> Ingeniera de Petróleos, Ecopetrol, Piedecuesta. Colombia. E- mail: [adriana.gomez@ecopetrol.com.co](mailto:adriana.gomez@ecopetrol.com.co)

<sup>2</sup> MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos, Ingeniero de Petróleos. Ecopetrol, Piedecuesta. Colombia. E- mail: [ricardo.perez@ecopetrol.com.co](mailto:ricardo.perez@ecopetrol.com.co)

### ABSTRACT.

In each of the operations performed in the oil industry, there are tools that provide information to the engineer and let to know the behavior of processes and the effect to the proposed objective to evaluate the performance of project.

For the characterization of the injection – production system of the sector model objective of this study, a commercial Software was used, which facilitates the visualization, analysis and monitoring, this tool handling a large volume of information required to develop an understanding of the physical mechanisms and the behavior of the reservoir.

The analytical models are created by a set of equations (generally differential) that represent the system which must be solved at different conditions. An optimization model, which provides the best strategy that the system must implement to work better in agreement, with some measure of performance established in the target function and satisfying the diverse conditions of the problem, established in “the restrictions”, must be built.

With help of the commercial software, the different injection patterns were created, which were characterized by its porous volume, its initial and residual saturations of oil and the petro physical parameters. Every element of flow was analyzed to know the influence of the injector wells on the producers. After this characterization, the efficiency of the process of secondary recovery in selected area is evaluated.

The final result of the study was a comparison between the three analytical methods and the evaluation of the representation of each one of the methods in the model.

**Keywords:** waterflooding, analytical methods.

### INTRODUCCIÓN

El sector modelo objetivo de este estudio es un área representativa de un campo ubicado en la cuenca del valle medio del magdalena, con un área de 14 millones de metros cuadrados aproximadamente.

La producción del campo proviene del Terciario, y pertenece a la formación Mugrosa, la cual está constituida por areniscas de grano medio a grueso, y composición variable entre subarcosas, arcosas y sublitoarenitas, de edad Eoceno Superior-Oligoceno Inferior.

La columna estratigráfica está conformada por 5 subarenas, dentro de las que se destacan las dos arenas superiores por tener propiedades de porosidad y permeabilidad que varían entre los 18-34% y 20-200 md respectivamente, estas son las arenas con mayor producción de petróleo. La tercera arena es una arena buena aunque poco continua, las dos arenas restantes no poseen espesor con potencial productivo. (Figura 1)

La roca yacimiento tiene condiciones de mojabilidad mixta, y se encuentra compuesta por 3 diferentes tipos de rocas, los tipos de roca 1 y 2 están en las arenas superiores con una saturación de agua connata menor al 25%, y un saturación residual de petróleo mayor al 45%, con una permeabilidad relativa al petróleo inicial de 1, la cual disminuye rápidamente, cuando se han realizado pruebas de permeabilidad relativa en estos tipos de roca.

El tipo de roca 3 se encuentra en su mayor parte en la base de las arenas inferiores con una saturación de agua connata mayor al 40% y una saturación residual de petróleo menor al 20%.

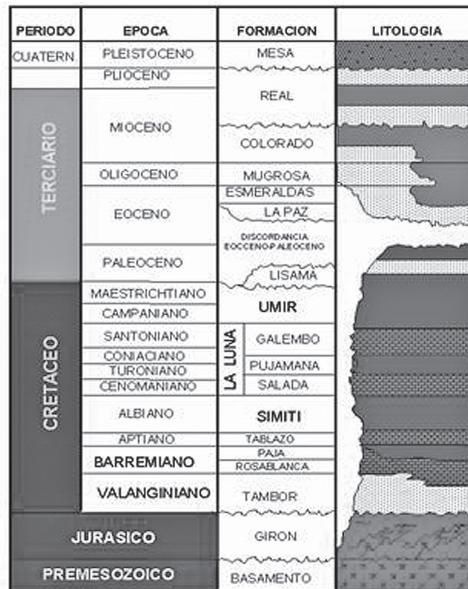


Figura 1. Columna Estratigráfica Cuenca Valle Medio del Magdalena

### DESARROLLO

La producción de esta área del campo, inició en el año de 1926, y cuarenta años más tarde comenzó un proceso de inyección de agua en zonas aleatorias en el campo

con el fin de dar soporte de presión, tiempo más tarde, el proceso se implementó como método de recobro complementario, a la fecha el proceso de inyección de agua es un proceso desarrollado y maduro.

Para el modelamiento realizado para el sector modelo, se estudió el comportamiento promedio del área trabajada y se analizó cual de los métodos analíticos se ajustaba al comportamiento real en el tiempo, haciendo una comparación entre las predicciones y los datos reales a un tiempo de 6 meses.

El objetivo principal que busca el modelamiento analítico es caracterizar de manera sencilla y rápida el sistema inyección-producción, obtener análisis a nivel de capa mediante la definición de modelos de influencias y distribución de producción e inyección por capas que permite al final de la evaluación mediante diferentes escenarios predictivos, el análisis y selección del o de los mejores escenarios a desarrollar según las características específicas del área o sector modelo a trabajar.

Para el modelamiento se trabajaron los siguiente métodos analíticos, relacionados con el proceso de desplazamiento: Flujo Segregado; Buckley y Leverett; y Craig, Geffen y Morse.

El Método BL (Buckley – Leverett) permite describir el mecanismo de desplazamiento de un fluido inmisible durante el proceso de flujo de agua.

El método se basa en la hipótesis que la cantidad de agua acumulada inyectada en volúmenes porosos ( $W_{id}$ ) es la inversa de la derivada de la curva de flujo fraccional ( $F_w$ ) respecto de la saturación de agua ( $S_w$ )<sup>1</sup>.

La mayor limitación de esta teoría es que se aplica a un sistema lineal, y continuo de dos fases, y la formación homogénea, con una saturación de agua connata constante a lo largo del yacimiento.

El Método CGM (Craig – Geffen – Morse) es uno de los métodos de predicción más completos y prácticos para sistemas de cinco puntos. La técnica también es aplicable a otro patrón si se tienen correlaciones experimentales.

Está basado en correlaciones obtenidas con modelos de laboratorio horizontales que representaban un cuarto de patrón de cinco puntos para el desarrollo del método. Utilizando fluidos inmiscibles se midió la eficiencia areal de barrido por medio de rayos X, y se obtuvo una

correlación entre la eficiencia areal a partir del tiempo de ruptura y el cociente entre los volúmenes de agua inyectados y los volúmenes porosos inyectados al *breakthrough*.

La teoría FS (flujo segregado) se basa en la hipótesis de que tanto por segregación vertical como por canalización de un fluido en otro, las fases se mueven simultáneamente en la dirección del gradiente de presiones en dos zonas diferenciadas: una de saturación de agua connata ( $S_o = 1 - S_{wc}$ ) y la otra con saturación de petróleo residual ( $S_w = 1 - S_{or}$ ), de este modo, el flujo es independiente de la forma de las curvas de permeabilidad relativa, y las permeabilidades efectivas ponderadas verticalmente son una función lineal de las permeabilidades terminales (a las saturaciones  $S_{wc}$  y  $1 - S_{or}$ ).

Dado que los métodos analizados tienen características, ventajas, desventajas y limitaciones propias, en este trabajo la precisión de los métodos para la predicción del comportamiento se midió por el grado de similitud en el comportamiento de las variable del proceso objeto de análisis, para esto fue útil contar con la covarianza, una medida estadística que mide el grado de similitud conjunto de dos variables.

$$\rho_{xy} = \frac{\text{Cov}(X, Y)}{\rho_x \cdot \rho_y} \quad (1)$$

$\rho_{xy}$ : Covarianza Matriz 1 y Matriz 2

X: Promedio de la matriz 1

Y: Promedio de la matriz 2

La covarianza como medida de la variación común de dos variables es una medida del grado y tipo de su relación, pero la medida de asociación es un valor que depende de las unidades en que se miden las variables de interés, para evitar esta propiedad, se creó una asociación independiente, que recibe el nombre de coeficiente de correlación (Ecuación 2), donde se relaciona la covarianza entre ellas y las desviaciones estándar correspondiente.

$$r_{xy} = \frac{\rho_{xy}}{\rho_x \rho_y} \quad (2)$$

- rx: Coeficiente de Correlación
- px: Covarianza
- ρx: Covarianza Matriz 1
- ρy: Covarianza Matriz 2

El sector modelo analizado está conformado por 15 pozos, 7 pozos productores convertidos a pozos inyectoros, 6 pozos productores y 2 pozos inyectoros. A Diciembre de 2010, se encuentran 4 pozos inactivos y 11 pozos activos. (Tabla 1)

Tabla 1. Información General de Pozos

Pozo	Fecha de perforación	Tipo de pozo	Estado @ Dic. 2010
Pozo_1	Dic-38	Productor	Activo
Pozo_2	Sep-39	Productor/Inyector	Activo
Pozo_3	Dic-39	Productor	Activo
Pozo_4	Nov-39	Productor/Inyector	Inactivo
Pozo_5	Oct-39	Productor/Inyector	Inactivo
Pozo_6	Dic-39	Productor	Activo
Pozo_7	Jun-40	Productor/Inyector/ productor	Activo
Pozo_8	Jun-40	Productor/Inyector	Activo
Pozo_9	Feb-40	Productor/Inyector	Inactivo
Pozo_10	Jul-40	Productor	Activo
Pozo_11	May-40	Productor/Inyector	Inactivo
Pozo_12	Sep-07	Inyector	Activo
Pozo_13	Ene-10	Inyector	Activo
Pozo_14	Sep-10	Productor	Activo
Pozo_15	Feb-10	Productor	Activo

El área seleccionada empezó su producción en el año de 1939, con una tasa de producción promedio de 802 m<sup>3</sup> de aceite con 4 pozos activos, en julio de 1940 alcanza su máximo pico de producción con 7029 m<sup>3</sup> mensuales de petróleo. La producción acumulada de líquido es de 3526 Mm<sup>3</sup>, donde el 85% es agua y 15% es petróleo con una inyección de agua acumulada de 3685 Mm<sup>3</sup>. (Figura 2).

En diciembre de 1970 se inició la inyección de agua del sector con el pozo inyector (pozo 8) con una tasa mensual de 2782 m<sup>3</sup> de agua.

A la fecha del estudio el sector modelo producía a una tasa mensual de 595 m<sup>3</sup> de petróleo y 9287 m<sup>3</sup> de agua, con una inyección promedio 6836 m<sup>3</sup>.

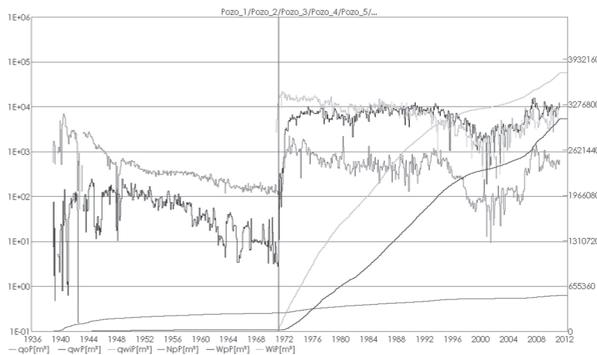


Figura 2. Historia de producción e inyección

La relación agua/petróleo al inicio de la inyección de agua era de 0.1 m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>, notándose un incremento acelerado en los últimos años de historia, actualmente la relación de agua petróleo es 16 m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>, con un corte de agua del 94%.(Figura 3)

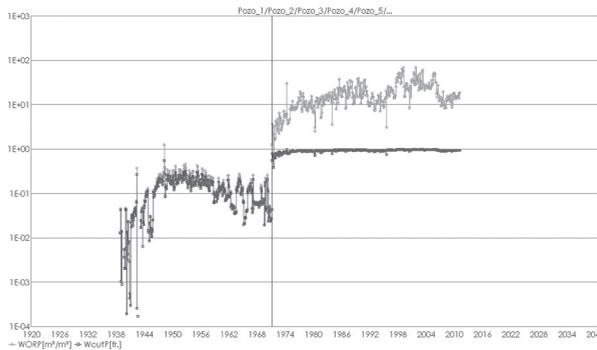


Figura 3. Relación Agua - Petróleo y Corte de Agua

Para la selección de esta área se evaluó, el índice de reemplazo, como parámetro de monitoreo del comportamiento de volumen inyectado sobre el volumen de líquido producido. Idealmente el índice de reemplazo debe ser 1, pero puede fluctuar entre 1.1 y 1.3 Para el área de estudio, el índice de reemplazo es de 0.7 a diciembre de 2010. En promedio ha sido 1.03, siendo este valor favorable, por lo cual esta es la razón más importante para escoger el sector modelo como el área del estudio. En diciembre de 2000, el sector modelo mostró la relación de índice de reemplazo más alto de toda la historia con 4.8, tiempo en cual se contaba con 3 pozos productores y 2 pozos inyectoros, con una inyección mensual de 975 m<sup>3</sup>, y una producción de líquido de 203 m<sup>3</sup>, es decir se producía solo el 20% de lo que se estaba inyectando a la fecha, el área se encontraba en la etapa de llenado.

Sus picos más bajos fueron reportados en los meses de diciembre de 1993, y abril y octubre de 2002 con

un índice de reemplazo 0.1, y son debidos a las bajas tasas de agua inyectada reportadas, dada la ausencia de inyectoros activos (Figura 4)

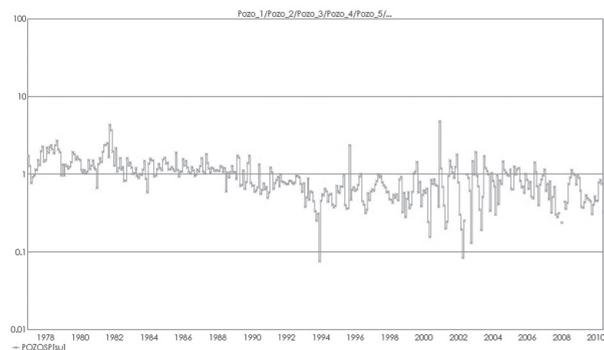


Figura 4. Índice de reemplazo

Luego de la selección y contando con los datos de producción e inyección acumulados por pozo y por arena, se hizo el análisis para la evaluación de la influencia de los pozos inyectoros sobre los pozos productores, haciendo una valoración cualitativa de las curvas que representan los datos históricos del área.

Con esta información evaluada se crearon los patrones de inyección del área, para un total 8 patrones de inyección, (Figura 5). En la Tabla 2 se muestra una

relación de los modelos construidos y las conexiones que se crearían a través de la historia del sector modelo (Tabla 2)

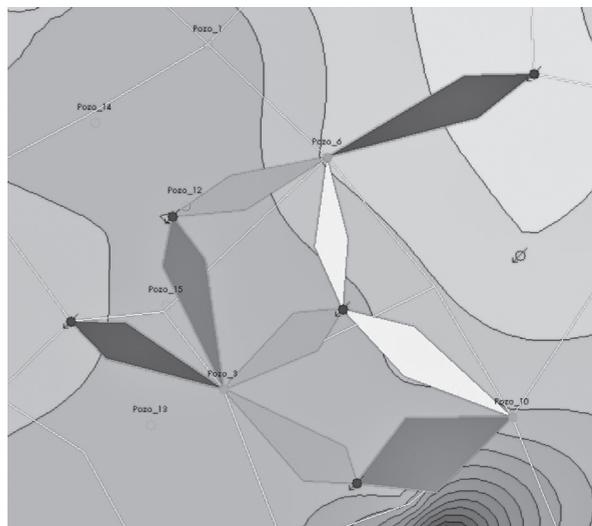


Figura 5. Patrones de inyección

Como consideraciones especiales para el caso estudio se cuenta con muchos arreglos que no podrían simularse en una sola dimensión, no se considera flujo cruzado, y la saturación de fluidos es diferente entre estratos.

Tabla 2. Patrones de inyección

Patrón	Productor				Inyectoros				
1	Pozo_10	Pozo_8	Pozo_11	Pozo_9					
2	Pozo_6	Pozo_5	Pozo_9	Pozo_12	Pozo_8	Pozo_2	Pozo_12	Pozo_7	Pozo_4
3	Pozo_1	Pozo_2	Pozo_12	Pozo_9	Pozo_4	Pozo_12			
4	Pozo_15	Pozo_12	Pozo_13						
5	Pozo_14	Pozo_12							
6	Pozo_2	Pozo_7	Pozo_8	Pozo_9	Pozo_5	Pozo_4			
7	Pozo_7	Pozo_2	Pozo_8						
8	Pozo_3	Pozo_5	Pozo_4	Pozo_9	Pozo_11	Pozo_13	Pozo_8	Pozo_12	

## RESULTADOS

Con el modelo del sector previamente ajustado se analizó el último periodo de producción, el cual corresponde a un periodo de 6 meses (Junio de 2010 a Diciembre de 2010), lo anterior con el fin de evaluar el porcentaje de diferencia encontrada con cada uno de los métodos analíticos a evaluar en el estudio.

Cada método analizado basa sus interpretaciones en hipótesis físicas. Las hipótesis de dichas teorías pueden

o no representar el comportamiento real del yacimiento, esta representatividad es la que hace que el método sea más cercano a la realidad que rige el comportamiento físico.

Con el método CGM se encontró que la diferencia entre el valor calculado y el valor real de petróleo fue de 6.6% (Figura 6), para el método de Flujo segregado la diferencia es de 7,70%, (Figura 7) y para el método BL la diferencia es de 21% (Figura 8).

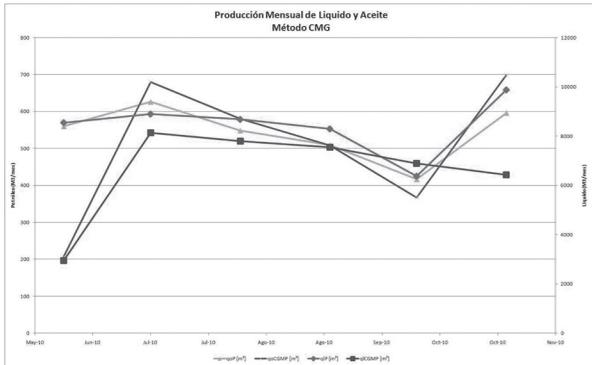


Figura 6. Método CGM

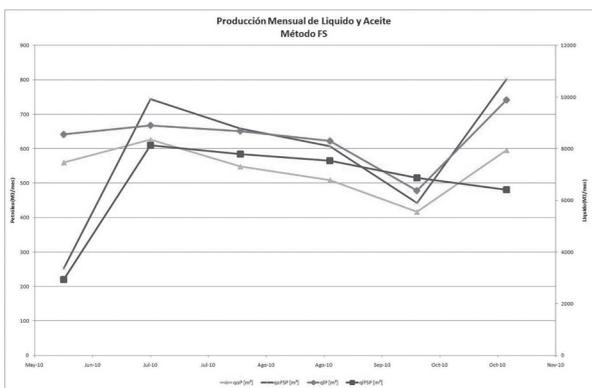


Figura 7. Método FS

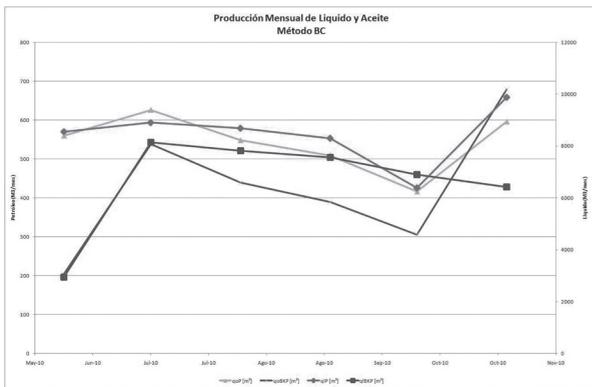


Figura 8. Método BC

dispersa y con un rango mayor de valores que van desde 6.3 a 35,6 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

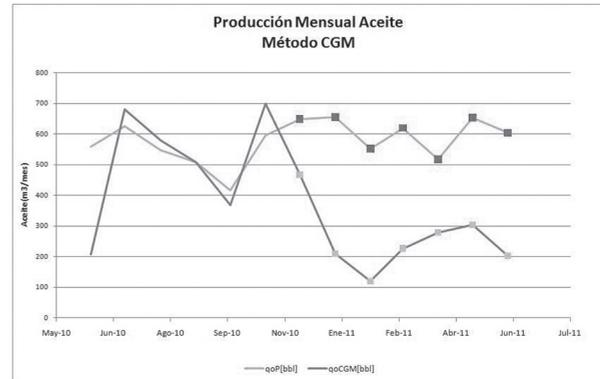


Figura 9. Predicción Método CGM

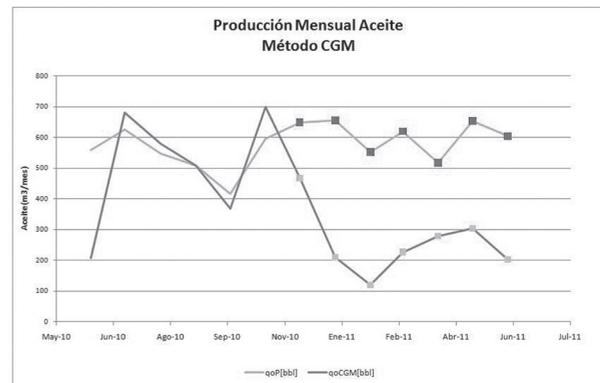


Figura 10. Predicción Método FS

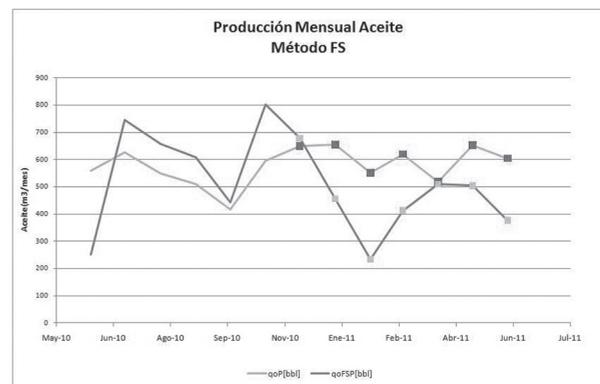


Figura 11. Predicción Método BC

La producción de aceite acumulado del periodo de predicción fue de 4249 Mm<sup>3</sup>, en donde se obtuvo para el método CGM una diferencia entre el real y el calculado de 53%, para el método de Flujo segregado de 19% y para el método de Buckley – Leverett de 51%. (Figuras 9, 10, 11)

La relación de agua / petróleo real del área varía de 14 a 18 m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>. En el caso de la simulación realizada para el método CGM, la relación de agua petróleo se encontró

Para el método de flujo segregado el rango de valores fue de 5 a 21 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, aunque su rango es más amplio que el real, este método reproduce el comportamiento de esta variable con una tendencia muy similar a la real y para el método de Buckley-Leverett el rango de datos varió de 6 a 30 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> y al igual que el método CGM, no reproduce con conformidad el comportamiento de la curva en el área. (Figura 12)

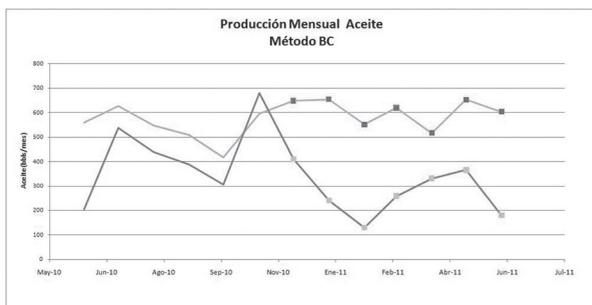


Figura 12. Predicción Relación Agua-Petróleo

La covarianza de esta variable fue evaluada para cada matriz de datos, teniendo en total tres matrices, una matriz por método evaluado. En la Tabla 3, se describe cada matriz analizada; para este análisis se encontró que el coeficiente de correlación varió de 0.53 a 0.1, lo cual indica que todos los métodos evaluados tiene una

relación directa positiva. Analizando los datos también se encuentra que el método CGM es el que posee la mayor desviación estándar calculada con un valor de 12, esto confirma la dispersión de los datos en la curva. Para el método BL el valor de desviación estándar fue de 9.4 y 5 para el método de flujo segregado.

Los resultados obtenidos confirman que las limitaciones derivadas de las suposiciones físicas del método BL hacen que sea el método con menor porcentaje de ajuste; en el modelo se cuenta con variables que implican procesos de imbibición y drenaje al mismo tiempo.

Para el método de flujo segregado que se gobierna por equilibrio vertical, solo las fuerzas de gravedad afectan el comportamiento de la producción; el flujo es independiente de las curvas de permeabilidad relativa.

Tabla 3. Matrices

Matriz 1		Matriz 2		Matriz 3	
WORP[m3/m3]	WORCGMP[m3/m3]	WORP[m3/m3]	WORFSP[m3/m3]	WORP[m3/m3]	WORBKP[m3/m3]
14.5	6.3	14.5	5	14.5	6.4
14.3	13.2	14.3	10.7	14.3	13.4
13.2	11	13.2	9.9	13.2	14.1
14.8	12.4	14.8	10.8	14.8	16.8
15.3	13.9	15.3	11.4	15.3	18.4
14.3	17.7	14.3	14.5	14.3	21.5
15.6	8.2	15.6	7	15.6	8.5
15.6	13.2	15.6	8.8	15.6	15.2
15.3	32	15.3	14.2	15.3	27.8
16.2	38.7	16.2	19.3	16.2	35.9
13.9	35.1	13.9	18.8	13.9	30.7
18.4	37.2	18.4	19.9	18.4	31.2
18.8	35.6	18.8	21.1	18.8	29.5

## CONCLUSIONES

- Algunos pozos productores dentro del sector estudiado no presentan la respuesta esperada en producción de aceite por efecto de inyección de agua, debido a circunstancias como: facilidades de inyección defectuosas, bajo monitoreo del proceso de inyección, baja calidad del agua de inyección en algunas zonas, hechos que no son contemplados en los diferentes modelos analíticos.
- El ajuste histórico realizado es una herramienta confiable para realizar las predicciones. Es este trabajo se obtuvo el 1% de error con respecto a los datos de campo, es decir posee 99% de certeza.
- De acuerdo a los resultados obtenidos luego del ajuste histórico realizado en este trabajo, se concluyó que el método de flujo segregado tiene el mejor ajuste dentro del sector estudiado, pues el flujo que se predice por el modelo es independiente de las curvas de permeabilidad relativa, y tiene en cuenta la producción de fluidos debida tanto a la segregación vertical, como el fenómeno de canalización de un fluido dentro de otro.
- El método de Buckley-Leverett es uno de los modelos de predicción más complejos y su complejidad radica en el comportamiento descrito por la presión capilar, el cual no es fácilmente

reproducibile en la mayoría de predicciones analíticas de predicción de comportamiento de producción por inyección.

## REFERENCIAS

1. Cobb, W. Waterflooding (Course). 2001.
2. Craig, F. F. Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Series SPE, Richardson TX, Vol.
3. Willhite, G. Paul: Waterflooding. Third Printing - Richardson, TX 1986 - Society of Petroleum Engineers
4. HUTCHINSON, C.A.; POLASEK, T.L. Jr. y DODGE, C.F.: "Identification, Classification and Prediction of reservoir nonuniformities affecting production operations". JPT; Marzo 1961. 223-230.
5. MANUCCI, J. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales.
6. Bravo, Oscar. Gestión Integral de Riesgos, Bogota; Consorcio Grafico Ltda. 2007
7. CASTRO, R. GORDILLO G. FUA - ICP "Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena". 2005.
8. PEREZ, H. SOTO C. ECOPETROL - ICP. "Screening EOR campos de la gerencia del Valle Medio del Magdalena" 2004.
9. GÓMEZ, V. MONTT M., ECOPETROL S.A. "Propuesta de inyección de agua Campo Yarigui-Cantagallo". 2004.
10. SAAVEDRA, NESTOR. ORDOÑEZ, ANIBAL. ECOPETROL - ICP. "Modelamiento para optimizar el factor de recobro en campos de petróleos maduros, Área Lisama". 2006.

---

**Recepción:** 20 de Septiembre de 2011

**Aceptación:** 20 de Diciembre de 2011