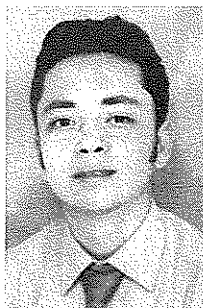


EIDER NIZ VELÁSQUEZ*

**LA ECUACIÓN DE
BALANCE DE
MATERIALES DE DOBLE
POROSIDAD: ANÁLISIS,
PROYECCIÓN Y
PLANTEAMIENTO DE UN
MODELO PARA
SISTEMAS CON CAPA DE
GAS INICIAL**

** Ingeniero de Petróleos UIS,
Tesis de grado para optar al título de MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos UIS
E-mail: eiderniz@msn.com*





Eider Niz Velásquez

Resumen

Recientemente fue desarrollada una nueva Ecuación de Balance de Materiales (EBM) aplicable a yacimientos naturalmente fracturados (YNF) (Peñuela et al, 2001). Para la deducción de dicha expresión se empleó un enfoque de doble porosidad, que tiene en cuenta la diferencia de compresibilidad de los medios matriz y fracturas. Esta característica

supera la suposición que con frecuencia es crítica para aplicar una EBM -convencional- a yacimientos fracturados: la de emplear propiedades promedio para el sistema total.

En este artículo se hace un análisis técnico de los resultados expuestos en el trabajo original, del cual se concluye que de todas las extensiones necesarias para consolidar la EBM de doble porosidad en una herramienta básica para la determinación de reservas en yacimientos fracturados, la de mayor impacto - dada la adición de complejidad en la forma de la ecuación y en el tratamiento de los fenómenos físicos que se pueden presentar- es considerar la presencia de la fase gas desde el tiempo inicial.

Adicionalmente, se propone una técnica de solución de la expresión original, basada en regresión lineal multivariada.

Con base en las suposiciones de la ecuación base, planteadas por Peñuela et al, se construye un modelo de sistema de doble porosidad con capa de gas inicial y se analizan los términos que se involucran en el balance de materiales, dejando sentadas las bases para desarrollar una expresión para encontrar petróleo y gas original en este tipo de yacimientos a partir de datos del comportamiento de producción y presión.

Introducción

Pletcher (2002) resalta la importancia del balance de materiales y señala que "(...) no ha sido reemplazada por la simulación de yacimientos, sino que es una técnica complementaria, que provee una perspectiva valiosa del comportamiento del yacimiento que puede resultar invisible a la simulación". Además indica que "El balance de materiales debería ser realizado antes de un estudio de simulación para ayudar a disminuir los rangos de los múltiples parámetros que pueden ser ajustados durante la misma, así como la magnitud de los ajustes que deben ser considerados razonables...". Lo anterior, sumado al hecho de haberse obtenido recientemente una expresión para el balance de materiales que considera la diferenciación entre dos medios porosos y que tiene posibilidades de inmediato desarrollo, plantea la necesidad de profundizar en el área para obtener una herramienta específica para la determinación de volúmenes originales de petróleo y gas en YNF.

Schiltius (1936) fue el primero en proponer una expresión del tipo de las empleadas actualmente en balance de materiales para encontrar el volumen de petróleo inicial en el yacimiento. Tras años de aplicación en forma de ecuación explícita, Havlena y Odeh (1963) presentan una metodología gráfica para hallar las incógnitas asociadas al balance de materiales, dependiendo del mecanismo de producción que predomine en el sistema de estudio, como la pendiente o la ordenada de la mejor recta que ajuste los puntos graficados. El método gráfico ayuda al análisis del balance de materiales, puesto que se pueden detectar regiones que se alejan del comportamiento esperado, al tiempo que se reemplaza la anterior metodología del cálculo directo por la de analizar una dispersión de datos y escoger una tendencia promedio. Yale (1993) da tratamiento variable a la compresibilidad de la formación y proporciona una ecuación para yacimientos donde esta situación se presente, específicamente en sistemas sobrepresurizados o de matriz poco consolidada.

Hasta ese momento, las expresiones planteadas se restringían a modelos *black-oil*, en donde se considera que el componente gas se encuentra en solución en el petróleo, siendo la única relación de solubilidad. Walsh (1994) emplea además el término de solubilidad de petróleo en el gas, para modelar más convenientemente fluidos del tipo aceite volátil y gas-condensado, y demuestra que dicha modificación no le añade complejidad a la ecuación de balance, obteniendo una expresión de la misma forma que la de Havlena y Odeh.

De los métodos para determinar reservas, la técnica de balance de materiales es la que proporciona estimativos con mayor incertidumbre (Idrobo, 2002, comunicación personal) y por ello es necesario cuantificarla y estimar intervalos de confianza para los valores encontrados. Fair (1994) recomienda la utilización de expresiones lineales en varias variables para dar solución a las incógnitas mediante regresión, y aplica métodos estadísticos estándar para probar la factibilidad de utilizar una determinada expresión para el análisis y determinar el grado de incertidumbre de los coeficientes hallados.

Peñuela *et al.* (2001) presentan una expresión para YNF basada en un enfoque de doble porosidad, específicamente diferenciando los medios matriz y fractura con sus respectivos valores de compresibilidad. El análisis fue desarrollado para un sistema inicialmente subsaturado, que contiene un fluido *black-oil*. No se consideró entrada de agua al yacimiento ni re-inyección de fluidos. Con esta expresión es posible determinar el petróleo original en cada medio poroso.

Hasta este momento, toda la literatura tendiente a aportar elementos para hacer más aplicable el balance de materiales se ha concentrado en la forma de un solo medio poroso de la EBM, dada la reciente aparición de la expresión de doble porosidad. Es posible pensar que gran cantidad de yacimientos fracturados pueden ser evaluados más convenientemente mediante balance de

materiales con el nuevo enfoque si se desarrollan expresiones más generales a partir de la ecuación base de Peñuela *et al.*

La EBM para YNF bajo un enfoque de doble porosidad

En el trabajo desarrollado por Peñuela *et al.* se plantea un modelo con base en unas suposiciones, al cual se aplica el balance de materiales. Posteriormente se define cada término involucrado en el balance para llegar a la expresión final, a partir de la cual se propone un esquema de solución gráfico para determinar el petróleo original en la matriz y en las fracturas. La ecuación se valida con tres yacimientos hipotéticos, utilizando un simulador numérico con opción de doble porosidad, además de ser aplicada a un caso de campo. Se concluye que la nueva expresión presta utilidad para la determinación de reservas en yacimientos fracturados con capacidad de almacenamiento similar en la matriz y en las fracturas.

Las suposiciones que determinan el modelo de yacimiento de doble porosidad son las siguientes:

1. El yacimiento es un sistema isotérmico.
2. El yacimiento está compuesto de, a lo sumo, cuatro componentes: roca naturalmente fracturada, agua de producción, petróleo fiscal y gas de superficie.
3. El yacimiento se compone de, a lo sumo, cuatro fases: roca naturalmente fracturada, agua (fase acuosa), petróleo y gas.
4. El componente petróleo fiscal existe sólo en la fase petróleo y no está disuelto en el gas, ni en el agua, ni en la roca.
5. El componente gas de superficie existe libre en la fase gas y disuelto en la fase petróleo. Esta suposición justifica el uso de R_s .
6. El componente agua existe en una fase de agua inmóvil, la cual, para el propósito del balance de materiales, sólo reduce el espacio poroso disponible para el almacenamiento y flujo de hidrocarburos.

7. El componente roca existe sólo en la fase roca.
8. La fase roca está compuesta de dos medios porosos en comunicación hidráulica: el sistema fracturado y el sistema de porosidad primaria o de matriz.
9. Los sistemas matriz porosa y fractura son compresibles.
10. No hay entrada de agua al yacimiento y la producción de agua es despreciable.
11. No hay re-inyección de fluidos al yacimiento.
12. La porosidad de fractura, porosidad de matriz y saturación de agua inicial son uniformes a través de todo el yacimiento.
13. La presión de yacimiento es uniforme a lo largo de todo el mismo, lo cual implica que no hay gradientes de presión horizontales ni verticales.

Además, a condiciones de presión inicial la fase petróleo es la única en el yacimiento.

La expresión a la que se llega es:

$$N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] = N_1 \left[B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + \left(\frac{c_w S_{wmi} + c_m}{1 - S_{wmi}} \right) \Delta p B_{oi} \right] + N_2 \left[B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + \left(\frac{c_w S_{wfi} + c_f}{1 - S_{wfi}} \right) \Delta p B_{oi} \right] \quad (1)$$

El término del lado izquierdo de la ecuación representa la cantidad de fluidos producidos en el yacimiento. La parte derecha de la ecuación se divide en dos términos: uno que es proporcional al petróleo original almacenado en la matriz y otro que es proporcional al petróleo original almacenado en las fracturas. Cada uno de estos términos contiene la expansión del petróleo,

$$B_o - B_{oi}$$

del gas en solución

$$(R_{si} - R_s)B_g$$

y de la roca con el agua connata,

$$\left(\frac{c_w S_{wmi} + c}{1 - S_{wmi}} \right) \Delta p B_{oi}$$

diferenciándose en la compresibilidad y en la saturación de agua de cada medio.

A continuación se expone un procedimiento para solucionar la ecuación (1) mediante regresión lineal. Utilizando la definición del factor volumétrico total (para el petróleo y el gas en solución):

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g \quad (2)$$

y definiendo una compresibilidad efectiva del medio matriz como:

$$c_{em} = \frac{(c_w S_{wmi} + c_m)}{(1 - S_{wmi})} \quad (3)$$

y para el medio fracturado, de manera similar:

$$c_{ef} = \frac{(c_w S_{wfi} + c_f)}{(1 - S_{wfi})} \quad (4)$$

y tal como definen los autores el término de producción:

$$F = \frac{N_p}{B_{oi}} [B_o + (R_p - R_s)B_g] \quad (5)$$

es posible escribir de la siguiente forma la EBM de Peñuela *et al.*:

$$F = N_1 [(B_t - B_{ii}) + c_{em} \Delta p B_{oi}] + N_2 [(B_t - B_{ii}) + c_{ef} \Delta p B_{oi}] \quad (6)$$

Como alternativa al método de solución gráfica, en donde se hace una transformación de variables para obtener una línea recta, es posible desarrollar una regresión lineal, dado que la ecuación (6) tiene la forma

$$y = a_1 x_1 + a_2 x_2 \quad (7)$$

Con

$$y = F$$

$$a_1 = N_1$$

$$x_1 = (B_f - B_{fi}) + c_{em} \Delta p B_{oi}$$

$$a_2 = N_2$$

$$x_2 = (B_f - B_{fi}) + c_{ef} \Delta p B_{oi}$$

Dado que la regresión lineal es un método directo de solución para las variables N_1 y N_2 , no es posible observar si se sigue el comportamiento lineal o no, pero se pueden utilizar los métodos de Fair (1994) para estimar la incertidumbre asociada a la determinación del petróleo original, y así probar el desempeño de la ecuación a yacimientos con diferente capacidad de almacenamiento relativo en sus medios porosos. Además, el método gráfico tiene la desventaja de que se presenta distorsión numérica para los primeros datos, puesto que la transformación de las variables implica dividir toda la expresión entre el coeficiente x_2 , el cual tiende a cero a presiones cercanas a la inicial, generando una exageración de la variable dependiente, lo cual contribuye a que se desarrolle una región de comportamiento no lineal temprano en el gráfico propuesto, además de los efectos derivados de la discordancia entre los fenómenos reales y las suposiciones inherentes al modelo matemático.

Los resultados que se obtuvieron en la validación de la EBM para YNF en casos hipotéticos sugieren que a mayor diferenciación entre la capacidad de almacenamiento relativa entre los medios matriz y fractura, mayor error se produce en la determinación de dicha propiedad, pero se observa que el error asociado al petróleo original total no varía en la misma medida. Dadas estas características, se sugiere una validación más completa, con el fin de determinar hasta qué grado de capacidad de almacenamiento de las fracturas en un yacimiento se puede aplicar la EBM de doble porosidad, al tiempo que se compare con el

desempeño de la EBM convencional, concluyendo para qué tipo de yacimientos fracturados es recomendable una u otra expresión.

Se demostró también mediante pruebas de sensibilidad, que pequeñas variaciones en el valor de la variable compresibilidad de fractura producen cambios notorios en el petróleo original en cada medio poroso. Esto, sumado a la alta incertidumbre en la determinación de esta cantidad por métodos directos, permite proponer la posibilidad de dar tratamiento de incógnita a dicha cantidad en un análisis de balance de materiales, lo cual puede ser factible si se conoce con mayor confiabilidad alguna otra de las hasta ahora consideradas incógnitas para el balance de materiales.

La aplicación de la EBM de doble porosidad a un caso de campo no permitió concluir acerca de la posibilidad de aplicación a yacimientos reales, debido al bajo valor del recobro y a la limitación de la información (sólo se graficaron dos puntos).

Con respecto a la simplicidad del modelo empleado para la derivación de la ecuación, en la siguiente sección se describen las posibilidades de desarrollo para obtener una expresión con mayor aplicabilidad a yacimientos fracturados.

Perspectivas de desarrollo de la EBM de doble porosidad

Empleando la idea original de Peñuela et al. es posible describir modelos con suposiciones menos restrictivas sobre los fluidos presentes y los mecanismos de producción que gobiernan el yacimiento, plantear el balance de materiales y encontrar expresiones que cubran mayor cantidad fenómenos que se dan en casos reales. A continuación se enumeran dichas posibilidades de desarrollo para la EBM de doble porosidad.

1. Hacer una validación más extensa de la aplicabilidad de la ecuación mediante yacimientos hipotéticos que muestren distintas capacidades de almacenamiento

relativo en las fracturas, junto con una comparación del desempeño de esta con la EBM convencional.

2. Aplicar los métodos de regresión lineal múltiple, acompañados de análisis estadístico estándar, para así generar intervalos de confianza de los valores encontrados y considerar como incógnita en el balance de materiales la compresibilidad del medio fracturado.
3. Así como se definió una compresibilidad y saturación de agua en cada medio poroso, es posible especificar una presión promedio para la matriz y otra para la red de fracturas. Esta característica contribuiría a la independencia de propiedades de los medios matriz y fractura, al tiempo que afectaría los coeficientes de expansión del petróleo y el gas, que son dependientes de la presión, pero añadiría el problema de la determinación de dicha diferencia promedio, la cual -para la mayoría de los casos- puede no alcanzar la magnitud suficiente para afectar el comportamiento general del recobro.
4. De manera similar al trabajo realizado por Walsh (1994), incluir la relación de solubilidad del petróleo en el gas, para hacer aplicable el enfoque no sólo a fluidos del tipo *black-oil* sino a yacimientos de gas-condensado y aceite volátil. Como se demostró en el trabajo citado, la adición de esta relación de solubilidad no incrementó la complejidad de la expresión de balance, en comparación con la que supone solubilidad sólo del gas en el petróleo.
5. Suponer capa de gas inicial añade una incógnita al análisis, y sería interesante plantear el problema de encontrar simultáneamente fluidos originales y capacidad de almacenamiento relativa en cada medio poroso. Esta extensión no genera la necesidad de incluir nuevos datos al análisis, pero podría incrementar la incertidumbre de los valores hallados. De cualquier forma, la suposición de gas inicial en el yacimiento se constituye en una generalización de la expresión original, con capacidad de aplicación a un mayor rango de yacimientos.
6. Incluir el término de intrusión de agua en una ecuación de balance es simplemente añadir

un sumando, luego no genera un incremento en la complejidad de la expresión, pero sí en el número de incógnitas, al tiempo que se incrementa la incertidumbre de los resultados obtenidos, pues se debe plantear una función conveniente para la entrada de agua al yacimiento. Se gana en generalización ya que la EBM no se limitaría a yacimientos volumétricos.

No es necesario implementar todas las suposiciones anteriores en un solo modelo, pero es importante conocer las expresiones que se derivarían de cada una de esas extensiones por separado para aplicar a casos específicos de campo, y así definir qué términos se pueden considerar insignificantes para el caso particular, procediendo a aplicar el modelo más conveniente.

De las anteriores posibilidades de desarrollo para la EBM de doble porosidad, la que causaría un mayor impacto en el incremento de generalidad de la expresión desarrollada por Peñuela *et al.* es la de considerar la fase gas presente desde el tiempo inicial. La validación de la expresión resultante debe contemplar las recomendaciones 1 y 2 para demostrar sus rangos de aplicabilidad. El primer paso para avanzar en esa dirección se da en la siguiente sección, donde se presenta un modelo del cual se debe partir para obtener una expresión para el balance de materiales en sistemas de doble porosidad con capa de gas inicial.

Modelo de yacimiento de doble porosidad con capa de gas inicial

Con base en las 13 suposiciones del modelo de Peñuela *et al.* y añadiendo que el yacimiento, a condiciones de presión inicial se encuentra en estado saturado, exhibiendo una capa de gas, se define un modelo para el cual se puede plantear un balance de materiales el cual conduzca a una EBM más general para YNF.

La figura 1 esquematiza un yacimiento de doble porosidad con capa de gas inicial, cuyo componente fluido consta de dos fases: petróleo y gas, a la vez que el componente estático (roca

naturalmente fracturada) se separa en dos medios porosos: matriz y fracturas.

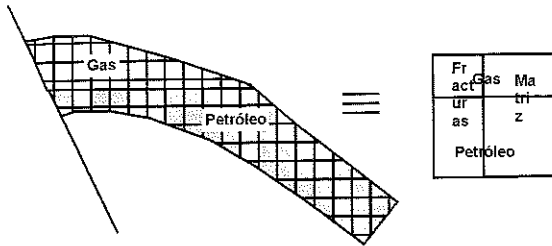


Figura 1.

Distribución del almacenamiento de fluidos en un sistema de doble porosidad con capa de gas inicial

Sea γ la capacidad de almacenamiento en las fracturas, relativa al almacenamiento total, la cual se puede definir como:

$$\gamma = \frac{N_2}{N_1 + N_2} \quad (8)$$

El volumen de la capa de gas, relativo al volumen de la zona de petróleo (m) se ha definido en balance de materiales así:

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} \quad (9)$$

Estas dos variables serán incógnitas a resolver mediante el balance de materiales aplicable a YNF con capa de gas inicial, además del petróleo original total.

El problema se resuelve, en primera instancia, planteando el balance, con base en las suposiciones hechas. Las figuras 2 y 3 muestran el estado del sistema en un tiempo final, bajo dos enfoques: el primero (figura 2) considera dos depósitos en el yacimiento: volumen poroso en la matriz y volumen poroso en las fracturas. El segundo enfoque (figura 3) plantea tres compartimientos: volumen poroso de gas libre, volumen poroso en la matriz y volumen poroso en las fracturas.

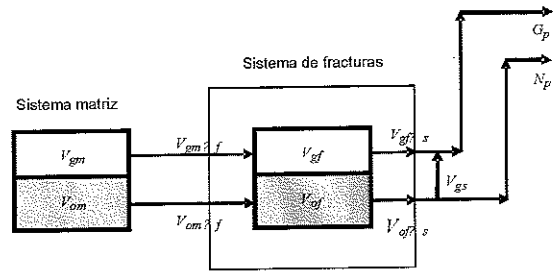


Figura 2.

Sistema a un tiempo final, considerando dos depósitos interconectados (enfoque 1). Tomado de Peñuela et al, 2001

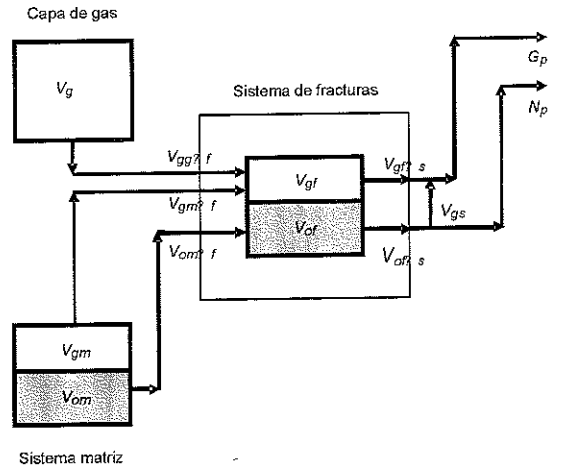


Figura 3.

Sistema a un tiempo final, considerando tres depósitos interconectados (enfoque 2)

Ambos enfoques comparten la presunción de que es el sistema de fracturas el que entrega flujo a producción, que es básica para poder definir el término de salida directamente de la producción acumulada, sin generar más suposiciones que incrementen la cantidad de datos a introducir al balance de materiales.

El balance para cada uno de los elementos mostrados debe ser entre el estado inicial (para el cual se definen todos los volúmenes en función de las incógnitas) y el estado final, donde se tienen datos de producción acumulada y de expansión de los fluidos originales. La

ecuación (10) representa dicho balance para el sistema de fracturas de la figura 2.

Volumen total inicial (t=0) en el sistema de fracturas	=	Volumen total a tiempo t considerando la caída de presión	+	Volumen total proveniente del sistema matriz	
		- Volumen total que ha salido del sistema de fracturas a producción	+	Reducción del volumen poroso por compresión	(10)

Cuando se usa la expresión "volumen total" se está refiriendo a volumen de petróleo y gas. La reducción del volumen poroso se debe a dos componentes: expansión del agua connata y compresión de la roca. Teniendo en cuenta esto, la expresión (11) se puede escribir como

$$V_{ofi} + V_{gfi} = V_{of2} + V_{gf2} + V_{om \rightarrow f} + V_{gm \rightarrow f} - V_{of \rightarrow s} - V_{gf \rightarrow s} + \Delta V_{wf} + \Delta V_{pf} \quad (11)$$

Los términos de petróleo y gas que han salido de la matriz hacia la fractura pueden hallarse planteando un balance en el sistema de volumen poroso de matriz, de la figura 2, así:

Volumen total inicial (t=0) en el sistema matriz	=	Volumen total a tiempo t considerando la caída de presión	-	Volumen total que ha salido del sistema de matriz al de fracturas	+	Reducción del volumen poroso por compresión
						(12)

Más específicamente:

$$V_{omi} + V_{gmi} = V_{om2} + V_{gm2} - V_{om \rightarrow f} - V_{gm \rightarrow f} + \Delta V_{wm} + \Delta V_{pm} \quad (13)$$

De donde es posible despejar el término de transferencia.

Dando un tratamiento similar al enfoque 2 (figura 3), el balance en el sistema de fracturas tiene las siguientes componentes:

Volumen total inicial (t=0) en el sistema de fracturas	=	Volumen total a tiempo t considerando la caída de presión	+	Volumen total proveniente del sistema matriz	+	Volumen de gas proveniente de la capa de gas
		- Volumen total que ha salido del sistema de fracturas a producción	+	Reducción del volumen poroso por compresión		(14)

Lo cual se traduce en la siguiente expresión:

$$V_{ofi} + V_{gfi} = V_{of2} + V_{gf2} + V_{om \rightarrow f} + V_{gm \rightarrow f} + V_{gg \rightarrow f} - V_{of \rightarrow s} - V_{gf \rightarrow s} + \Delta V_{wf} + \Delta V_{pf} \quad (15)$$

El término de transferencia matriz-fractura puede encontrarse planteando un balance en el sistema volumen poroso de matriz, idéntico a las ecuaciones (12) y (13). De forma similar, el término de transferencia de la capa de gas puede hallarse planteando el balance en este elemento:

Volumen de gas inicial (t=0) en la capa de gas	=	Volumen de gas a tiempo considerando la caída de presión	-	Volumen de gas que ha salido de la capa de gas a las fracturas	+	Reducción del volumen poroso por compresión
						(16)

Que lleva a la expresión:

$$V_{ggi} = V_{gg2} - V_{gg \rightarrow f} + \Delta V_{wg} + \Delta V_{pg} \quad (17)$$

De donde es posible obtener el término de interés.

La definición de cada uno de los términos de las ecuaciones (11) y (13) junto con una subsiguiente manipulación algebraica, deben llevar a la expresión para el balance de materiales en sistemas de doble porosidad con capa de gas inicial. Se espera que se obtenga la misma ecuación de la definición de los términos de las ecuaciones (15) y (17).

Conclusiones

1. Los desarrollos y aplicaciones extensivas que se han hecho utilizando la técnica de balance de materiales son susceptibles de ser aplicados a la nueva EBM con enfoque de doble porosidad.
2. Se propuso un método de solución basado en regresión lineal para la EBM de Peñuela *et al.*
3. Los desarrollos que se deben aplicar inmediatamente a la EBM para yacimientos fracturados consisten en ampliar el conocimiento de su aplicabilidad para diferentes relaciones de almacenamiento en la fractura, aplicaciones de campo, análisis de incertidumbre y extensión a yacimientos con capa de gas inicial.

4. La suposición de capa de gas inicial en el yacimiento trae como consecuencia la adición de una incógnita al balance, con lo cual se tendrían tres: petróleo original, volumen relativo de la capa de gas y capacidad de almacenamiento relativo del medio fracturado. Además, es posible y conveniente considerar la compresibilidad de fractura como una incógnita.
5. Se propuso un modelo basado en una serie de suposiciones y se escribieron los términos de balance bajo dos enfoques distintos, para un sistema fracturado con capa de gas inicial, sentando las bases para desarrollar una EBM más general para YNF.

Nomenclatura

a	coeficiente de regresión lineal
B_g	Factor volumétrico de formación de la fase gas (bbl/STB)
B_o	Factor volumétrico de formación de la fase petróleo (bbl/STB)
B_t	Factor volumétrico total (petróleo y gas en solución) (bbl/STB)
c	compresibilidad (psi^{-1})
c_f	compresibilidad de fractura (psi^{-1})
c_m	compresibilidad de la matriz (psi^{-1})
G_p	volumen de gas producido acumulado (SCF)
m	relación volumétrica entre la capa de gas y la de petróleo
N_1	volumen de petróleo original en la matriz (STB)
N_2	volumen de petróleo original en las fracturas (STB)
N_p	volumen de petróleo producido acumulado (STB)
p	presión (psi)
R_p	relación gas producido acumulado - petróleo producido acumulado (SCF/STB)
R_s	relación gas en solución - petróleo (SCF/STB)
S_w	saturation de agua
S_{wf}	saturation de agua en la fractura
S_{wm}	saturation de agua en la matriz
t	tiempo
V	volumen a condiciones de yacimiento (bbl)
V_g	volumen de gas a condiciones de yacimiento (bbl)

V_{gf}	volumen de gas en las fracturas (bbl)
$V_{gf \rightarrow s}$	volumen de gas que fluye de las fracturas a superficie (bbl)
V_{gg}	volumen de gas en la capa de gas (bbl)
$V_{gg \rightarrow f}$	volumen de gas que fluye de la capa de gas a las fracturas (bbl)
V_{gm}	volumen de gas en la matriz (bbl)
$V_{gm \rightarrow f}$	volumen de gas que fluye de la matriz a las fracturas (bbl)
V_o	volumen de petróleo a condiciones de yacimiento (bbl)
V_{of}	volumen de petróleo en las fracturas (bbl)
$V_{of \rightarrow s}$	volumen de petróleo que fluye de las fracturas a superficie (bbl)
V_{om}	volumen de petróleo en la matriz (bbl)
$V_{om \rightarrow f}$	volumen de petróleo que fluye de la matriz a las fracturas (bbl)
x	variable independiente en la regresión
y	variable dependiente en la regresión
g	relación de almacenamiento en las fracturas al almacenamiento total
Δ	incremento
ΔV_{pf}	cambio de volumen poroso en las fracturas (bbl)
ΔV_{pm}	cambio de volumen poroso en la matriz (bbl)
ΔV_{wf}	cambio de volumen de agua connata en las fracturas (bbl)
ΔV_{wg}	cambio de volumen de agua connata en la capa de gas (bbl)
ΔV_{wm}	cambio de volumen de agua connata en la matriz (bbl)

Subíndices:

e	efectivo
f	fracturas
g	gas
i	inicial
m	matriz
o	petróleo
p	poroso
p	producido
t	total

Agradecimientos

Quiero agradecer a ECOPETROL-ICP y a la Universidad Industrial de Santander por brindarme la oportunidad de ser parte de la Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos y por patrocinar esta investigación.

Referencias

- FAIR, W.B. Jr. "A Statistical Approach to Material Balance Methods". Paper SPE 28629, presented at the SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, L.A., U.S.A, 25-28 September, 1994. 11 pp.
- HAVLENA, D., and ODEH, A.S. "The Material Balance as an Equation of a Straight Line". Journal of Petroleum Technology, August 1963. pp 896-900
- _____ "The Material Balance as an Equation of a Straight Line—Part II, Field Cases". Journal of Petroleum Technology, July 1964. pp 815-823
- IDROBO, Eduardo A., Comunicación personal. 2002
- PEÑUELA, G., Idrobo, E.A., Ordóñez, A., Medina, C.E. and Meza, N.E. "A New Material Balance Equation for Naturally Fractured Reservoirs Using a Dual-System Approach". Paper SPE 68831, presented at the SPE Western Regional Meeting held in Bakersfield, Cal., 26-30 March 2001. 9 pp.
- PLETCHER, J.L. "Improvements to Reservoir Material Balance Methods". SPE Reservoir Evaluation & Engineering Journal, February 2002, Vol. 5 No. 1 pp. 49-59
- SCHILTIUS, R.J. "Active Oil and Reservoir Energy", Trans., AIME (1936) 148, 33.
- WALSH, M.P. "A Generalized Approach to Reservoir Material Balance Calculations". Journal of Canadian Petroleum Technology, January 1995, Vol. 34 No. 1 pp. 55-63
- WALSH, M.P., ANSAH, J., and RAGHAVAN, R. "The New, Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line: Part 1—Applications to Undersaturated, Volumetric Reservoirs". Paper SPE 27684, presented at the 1994 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, 16-18 March 1994 14 pp.
- _____ "The New, Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line: Part 2—Applications to Saturated and Non-Volumetric Reservoirs". Paper SPE 27728, presented at the 1994 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, 16-18 March 1994 14 pp.
- YALE, D.P. et al. "Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis". Paper SPE 26647, presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in Houston, Texas (1993) 16 pp.

Autor:

EIDER NIZ VELÁSQUEZ
eiderniz@msn.com

Ingeniero de petróleos Cum Laude egresado de la Universidad Industrial de Santander UIS en 1999; Candidato al título de MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos de la UIS.
