

Modelo simplificado de balance de materiales para yacimiento de gas naturalmente fracturado bajo influencia de acuífero de fondo- su aplicación exitosa al campo de Aguaragüe – (Argentina)

Por Girardi Alejandro M.
Mobil Argentina, SPE.

Resumen. Se presenta la aplicación exitosa de un modelo simplificado de balance de materiales para yacimiento de gas naturalmente fracturado, bajo influencia de acuífero de fondo.

Las bases del modelo son:

- *La intrusión de agua o la influencia del acuífero se realiza solamente a través de las fracturas en condiciones de equilibrio vertical.
- *La imbibición de agua en la matriz es despreciable, basado en la naturaleza del mecanismo de imbibición contracorriente, en un rápido avance de agua en las fracturas y en la dimensión del bloque de matriz.(ver detalles en apéndice B)
- *La intrusión de agua en fracturas bloquea totalmente el suministro de gas por parte de la matriz, sostenido por un parámetro de Leverett desfavorable, dando un estado de flujo de gas del tipo no masivo (non-dispersion), que provoca el atrapamiento del gas en el bloque de la matriz. (ver detalles en apéndice B)
- *Balance clásico combinado para las zonas de agua y gas.
- *Una innovadora representación de la productividad de los pozos considerando el bloqueo parcial y total del gas, relacionando el nivel de agua en fracturas y la posición estructural de los mismos.
- *Posibilidad de incorporar estrategias de Coproducción y/o extracción intencional de agua como subtracciones al influjo efectivo de agua.

El artículo presenta la aplicación exitosa a la historia del campo argentino de Aguaragüe, ayudando a explicar el comportamiento y el mecanismo de drenaje del campo y a predecir el comportamiento futuro y el recupero final del campo.

Este tipo de yacimiento es similar a los encontrados en la región del norte Argentino y sur de Bolivia para las formaciones devonianas.

El logro principal del modelo es explicar porque el factor de recuperación es menor en este tipo de yacimientos que el normalmente asumido para un mecanismo puramente volumétrico aunque el comportamiento aparente de presiones y otros análisis de reservorios (P/Z – Havlena Odeh, Métodos de correlaciones de Energía) parece corroborar como principal fuente de energía la expansión de gas.

Otra conclusión principal es poder predecir el momento de influjo masivo de agua en la producción, destacando la tremenda importancia de la posición estructural de los pozos combinada con un acuífero de fondo y la naturaleza fracturada del reservorio.

La formulación matemática es presentada como un modelo de una dimensión, de parámetros concentrados fácil de implementar en planillas de calculo u otros medios de computación.

El modelo es una herramienta útil en etapas temprana del desarrollo de los campos, constituyendo un probado simulador para estimación temprana de reservas, predicción de producción y estrategias de desarrollo del campo.

Es más práctico que otras opciones tales como una simulación total del campo con mayor costo pero indudable mayor exactitud, o que modelos cero dimensional; tipo “tanque” que no pueden manejar las características mencionadas en estos tipos especiales de reservorios fracturados.

Introducción

El incentivo para realizar el modelo aquí presentado proviene de la necesidad de explicar claramente el mecanismo de drenaje de este tipo de reservorios complejos y de determinar cuales son las variables de mayor influencia en el proceso de recuperación de los hidrocarburos.

El justificado apartamiento de la rigurosidad tiene como objetivo mantener una sencilla formulación matemática y mantener la inspiración en Campbell (Ref. /1/): “La validez y utilidad de un calculo ingenieril no es necesariamente proporcional a su complejidad”. Ambos conceptos guiaron el pensamiento para obtener un conjunto de ecuaciones que permitieran explicar los principales fenómenos observados en la historia de producción.

La principal simplificación fue realizada en la formulación matemática de la dinámica y mecanismos de producción de bloque aislado, según es comúnmente entendido para reservorios de doble porosidad, que representan la mayoría de los yacimientos naturalmente fracturados con elementos productivos en matriz y fractura. Ref. /2/; /6/. La prueba de validez de estas simplificaciones es la reproducción exitosa de la historia de producción del Reservoirio Aguargüe - Huamampampa.

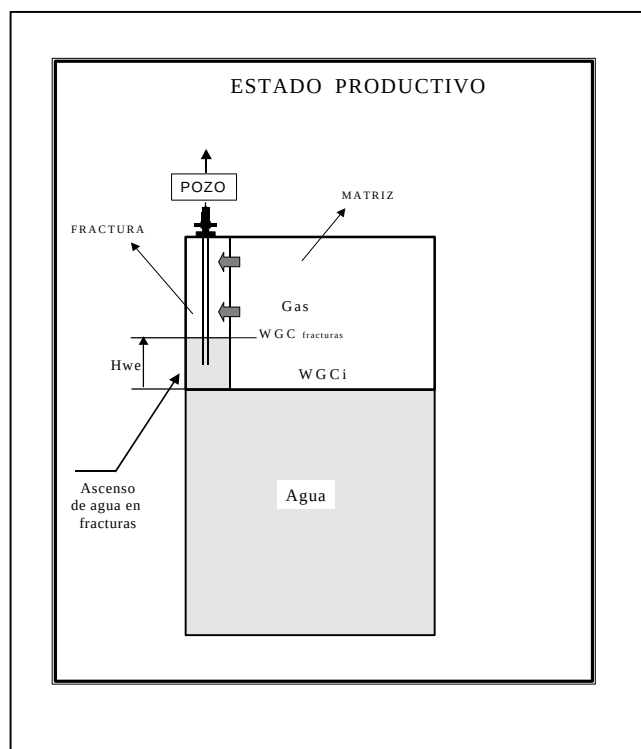
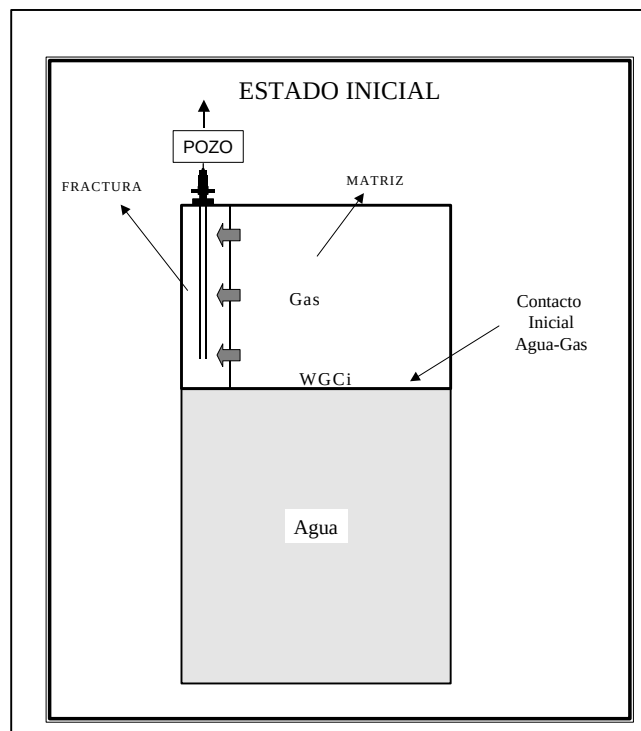
Formulación del Modelo

El modelo propuesto es de aplicación a yacimientos de gas, naturalmente fracturados o de doble porosidad, con influencia de acuíferos.

Los fluidos considerados son gas y agua, posee constantes concentradas y contempla una formulación unidimensional del ascenso vertical del agua por las fracturas.

Las figuras siguientes ejemplifican gráficamente el proceso y la analogía del mecanismo de producción.

En ellas puede observarse la producción de hidrocarburo gaseoso desde el volumen de la matriz hacia las fracturas y el avance invasivo del acuífero por las fracturas.



Balance de materiales

El volumen de gas sujeto a balance esta representado por:

$$\frac{P}{Z} = A \cdot \frac{G - G_p}{V} \quad n = \frac{P_{sc} \cdot (G - G_p)}{r \cdot T_{sc}}$$

V es el volumen de gas contactado; n representa los moles de masa del sistema; A es una constante de proporcionalidad ($P_{sc} \cdot T_f / T_{sc}$), r constante universal de gases, P es la presión del reservorio G; y G_p ; son el gas inicial in-situ; y el gas producido respectivamente.

El cambio diferencial del sistema se expresa por:

$$\partial(P/Z) = A \cdot \left[-\frac{\partial G_p}{V} - \frac{(G_p - G)}{V^2} \cdot \partial V \right] \dots (1)$$

Reducción de volumen poral por intrusión del acuífero

El volumen contactado es función del volumen inicial de hidrocarburo y el avance intrusivo de agua.

$$V = B_{gi} \cdot G - W_e \cdot B_w$$

$$\partial V = -\partial W_e \cdot B_w \dots (2)$$

Influjo de agua del acuífero

Una representación simple es usada, lo cual no inhabilita el uso de expresiones más complicadas a través de la aplicación de formulaciones estándar de acuíferos como (Carter Tracy; Everdingen-Hurst; Klins, et al; Ref. /3/)

Entonces se formula:

Va : volumen contactado efectivo de acuífero.

$$\partial W_e = -V_a \cdot C_w \cdot \partial P \dots (3)$$

Cw: Compresibilidad de agua.

El volumen de acuífero se compara con el de hidrocarburo in-situ a través de la relación R.

R : Relación acuífero/gas in-place

$$R = \frac{V_a \cdot B_w}{G \cdot B_{gi}}$$

Bloqueo de productividad en fracturas.

El bloqueo de productividad en fracturas es idealizado a través de la reducción de fracturas expuestas al pozo o porción productiva del mismo.

Para un dado influjo de agua en el reservorio la fracción de fracturas inundadas se expresa como:

$$f_{wb} = \frac{W_e \cdot B_w}{G \cdot B_{gi} \cdot v}$$

$$v = \frac{f_f}{f_f + f_m}$$

v : coeficiente de partición

$f_{f/m}$: porosidad fractura/matriz

De manera que la fracción seca y productiva de fracturas es:

$$1 - f_{wb} = 1 - \frac{W_e \cdot B_w}{G \cdot B_{gi} \cdot v} \dots (4)$$

Productividad de pozos.

La productividad de pozos o del reservorio en su conjunto es planteada aquí con un modelo C y n Ref./5/, con una modificación que incorpora la anterior corrección por fracción de fracturas inundadas y un coeficiente ajustable de tortuosidad y/o heterogeneidad.

$$Q_g = C \cdot [P^2 - P_w f^2]^n \dots (5)$$

$$C = C_i \cdot (1 - f_{wb})^t$$

Qg : caudal de gas

Ci : Coeficiente inicial C.

N : coeficiente n

Pwf : Presión dinámica de fluencia.

t : tortuosidad

representar tanto a la fracción de fracturas bloqueadas totales de reservorio o bien aplicarse para pozos individualmente como se verá mas adelante.

Influencia de la posición estructural del pozo.

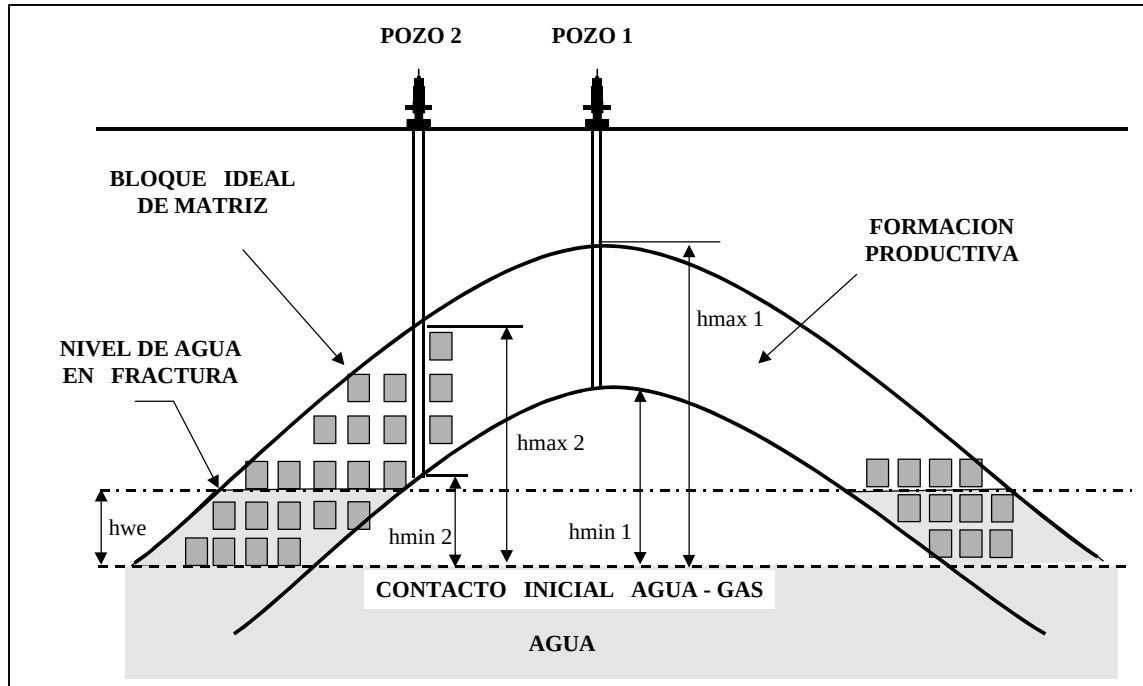
Es perfectamente conocida la influencia de la posición estructural de los pozos en la recuperación y la productividad en este tipo de reservorios.

Obviamente en el caso de la figura, el pozo 1 va a recuperar mas hidrocarburo que el pozo 2 para los mismos parámetros operacionales y

de reservorios en ambas ubicaciones (porosidad de fractura, coef. partición, productividad, etc.), fundamentalmente porque la invasión de agua sufre un retardo en alcanzar y cubrir totalmente la posición 1.

Este fenómeno es contemplado a través del ascenso vertical (sentido - dirección z) del agua en el espacio poral de las fracturas.

La cual debe ser resuelta iterativamente para cada particular influjo de agua efectivo obteniendo como resultado la altura o ascenso del agua en las fracturas y se puede relacionar su efecto con la posición estructural de los pozos.



Teniendo en cuenta la distribución vertical de volumen poral de fracturas, se puede calcular el ascenso de agua o nivel de contacto agua-gas en fracturas.

El volumen poral de fracturas es:

$$Av(h) = Av(\text{depth}) \quad \text{o}$$

$$Av(h) = Av(h - h_{GWCI})$$

h : altura por encima de contacto inicial

h_{GWCI} : referencia para contacto inicial.

Av : Distribución poral de fracturas por encima del contacto inicial.

La intrusión e inundación de fracturas cumple la relación :

$$W_e = f_f \cdot \int_0^{h(we)} A(h) \cdot dh \dots \dots \dots (6)$$

W_e : influjo efectivo de agua

h_{we} : altura de agua en fracturas

$$Qg_k = C_k \cdot [P^2 - Pwf_k^2]^n$$

$$C_k = Ci_k \cdot (1 - f_{wb_k})^{tk}$$

Para $k = 1, 2, \dots, N$ pozos.

Con las siguientes condiciones para f_{wb_k}

$$f_{wb} = 0 \quad \text{Para } h_{we} < h_{min_K}$$

$$f_{wb} = \frac{h_{we} - h_{min_K}}{h_{max_K} - h_{min_K}}$$

$$f_{wb} = 1 \quad h_{min_K} < h_{we} < h_{max_K}$$

$$\text{Para } h_{we} > h_{max_K}$$

h_{max} : posición de punzado o zona productiva superior del K pozo.

h_{min} : posición de punzado o zona productiva inferior del K pozo.

Se entiende inmediatamente que la inundación de la posición del pozo causa una

disminución de productividad (ajustable por tortuosidad) hasta anularla por bloqueo cuando el agua en fracturas alcance h_{max} .

Dewatering y/o coproducción

Dewatering y/o Coproducción son métodos de extracción intencional de agua y/o gas, desde pozos inundados por el avance natural del agua. Esta metodología probada de producción retarda o mitiga la inundación de las fracturas manteniendo los pozos con producción exenta de agua por más tiempo, logrando una recuperación mayor del campo.

Ref. /4/; /9/.

La formulación de Dewatering y/o Coproducción es introducida como una deducción al influjo efectivo de agua en el campo, de manera que la ecuación (2) es transformada como :

$$\partial W_e = -V_a \cdot C_w \cdot \partial P - \partial W_p \dots \dots \dots (7)$$

W_p : Agua producida.

Dependiendo de la factibilidad técnica y económica para establecer un nivel de producción de agua, el ascenso de agua en las fracturas (dado por el valor de h_{we}) se puede al menos retardar o estabilizar, para así establecer una estrategia de mitigación de la inundación de los pozos cretales o de posiciones superiores, conduciendo finalmente a una recuperación final mayor de todo el campo.

Resolución del modelo

Las ecuaciones 1 a 7 constituyen un juego de ecuaciones diferenciales de primer orden que pueden resolverse de manera numérica por cualquier “solver” de ecuaciones diferenciales, una vez establecidas las condiciones iniciales.

También aquí es propuesta una resolución aproximada en forma analítica con el afán de ejemplificar la sensibilidad del modelo a diferentes parámetros.

Resolución Analítica

Bajo ciertas aproximaciones en la formulación expuesta, es posible resolver las ecuaciones en forma analítica. (ver detalles en apéndice A)

Bajo estas hipótesis la evolución del reservorio es descrita a través de las siguientes ecuaciones.

La evolución del reservorio esta dada por :

$$RF = 1 - \frac{1}{R \cdot C_w \cdot P_i} \cdot \left[(R \cdot C_w \cdot P_i - 1) \cdot X + X^2 \right]$$

$$X = 1 - R \cdot C_w \cdot P_i \cdot \left(\frac{P_i}{Z_i} - \frac{P}{Z} \right)$$

$$RF = \frac{G_p}{G}$$

El caudal de gas en forma simplificada es :

$$Q_g = \frac{\partial G_p}{\partial t} = (1 - S_{wf})^t \cdot C_i \cdot [P^2 - P_{wf}^2]^n \dots (8)$$

Y la saturación del espacio poral de fracturas:

$$S_{wf} = \frac{W_e \cdot B_w}{G \cdot B_{gi} \cdot v} \dots \dots \dots (9)$$

El análisis de la ecuación (8) muestra que los límites de producción están dados por $P = P_{wf}$, depletamiento del reservorio hasta el límite mínimo alcanzable y por $S_{wf} = 1$ o inundación total de las fracturas.

Estas dos condiciones establecen el límite de producción al campo, dando lugar al concepto de presión terminal de producción seca (P_{tdp}) y al rango de presión de producción seca cuando se alcanza $S_{wf} = 1$.

$$P_{tdp} = \frac{P_i}{Z_i} - \frac{v}{R \cdot C_w \cdot Z} \dots \dots \dots (10)$$

$$\Delta P_{dp} = \frac{v}{R \cdot C_w} \dots \dots \dots (11)$$

P_{tdp} : Presión terminal mínima de producción seca

ΔP_{dp} = rango de producción seca.

Dependiendo de las características del acuífero (valor R), de las características del reservorio (v ; coef. de partición) y del valor relativo de la presión terminal de Inundación; pueden ocurrir las siguientes alternativas en el desarrollo del reservorio.

Caso $P_{dpt} @ P_i > P_{wf}$

Con lo cual el reservorio es inundado inmediatamente y no es posible un periodo de producción seco del hidrocarburo, no conduciendo a recupero significativo del campo.

Caso $P_i > P_{dpt} > P_{wf}$

Este caso es el que se produce un recupero del campo hasta la presión dada por $P=P_{dpt}$, momento en el cual la producción de gas es bloqueada por la inundación acuífera.

Caso $P_i > P_{wf} > P_{dpt}$

En este caso el agua no es detectable por producción y no presenta mayor interés ya que el campo se comportará como un campo con cierto soporte acuífero pero sin bloqueo por producción de agua.

El límite de recuperación está dado como es habitual por $P=P_{wf}$.

P_{dpt} o P_{wf} ; para un caso intermedio $P_i > P_{dpt} > P_{wf}$.

Sensibilidad Paramétrica

Se muestra a continuación la sensibilidad e importancia de diversos parámetros en la evolución de un reservorio hipotético.

Datos del reservorio ejemplo

$G=2$ TCF

$v=0.1$ fracción

$R=15$ fracción

$C_w=3.00E-06$ 1/psia

$B_{gi}=0.0033$ fracción

$P_i = 6683.4$ psi

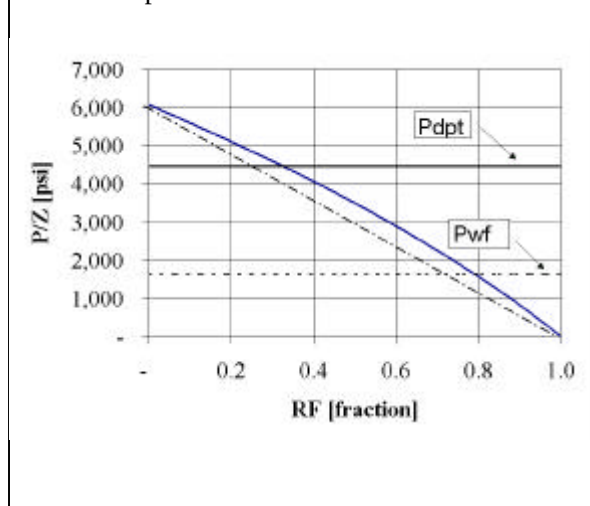
$z_i=1.1$ fracción

Sensibilidad al coeficiente de partición (v)

La sensibilidad al coeficiente de partición significa que se mantiene la porosidad total solo que el espacio poral de fracturas es aumentado en detrimento de la matriz manteniendo el mismo gas in situ.

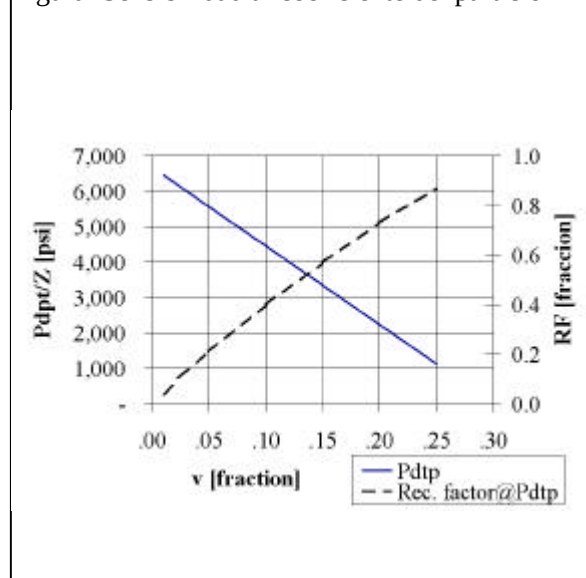
Como es esperable, menores coeficiente de partición (menor porosidad de fracturas respecto de la total) provocan un avance más rápido del agua para las mismas condiciones, aumentando la presión terminal de producción y disminuyendo la recuperación del campo para la etapa de producción seca.

Figura: Evolución del reservorio-
Solución Analítica
Caso $P_i > P_{dpt} > P_{wf}$



La figura 1 ilustra los mencionados conceptos, y se observa la evolución no lineal de P/Z así como la recuperación máxima alcanzable según esté fijada por los límites

Figura Sensibilidad al coeficiente de partición



La figura muestra para el ejemplo citado, la disminución del factor de recuperación y el aumento de la presión terminal de producción seca según el coeficiente de partición.

Sensibilidad a la posición estructural del pozo

Si bien puede ser intuitivamente obvio que un pozo más alto estructuralmente va a “vivir” más en producción seca, el siguiente ejemplo lo ilustra cuantitativamente.

Tomemos dos pozos de un reservorio homogéneo con solamente distintas posiciones estructurales, pero igualdad de condiciones de reservorio.

Entonces para un nivel dado de depletamiento de la presión de reservorio según ecuación (3) obtendremos un estado de inundación del reservorio, fijado por una determinada posición del agua dentro de las fracturas según ecuación (6), luego el pozo mas bajo o de zona productiva mas baja será bloqueado de forma más temprana..

La figura muestra la comparación de dos pozos iguales excepto por su posición estructural, puede observarse que el bloqueo de producción es posterior para el pozo de mayor posición estructural, resultando en una recuperación mayor para este..

Ejemplo de figura :

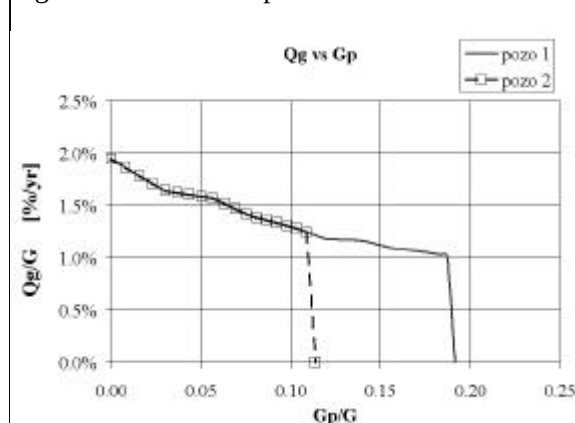
Relieve de estructura = 650 mts

Pozo 1 : hmin=500 hmax =501 mt

Pozo 2 :hmin =250 hmax=251 mts

R=30 - v=0.1

Figura Sensibilidad a posicion estructural



Observe la similitud de la producción y el mantenimiento de la misma para el pozo mas alto.

Sensibilidad a la coproducción.

La influencia de la coproducción queda ejemplificada en la formulación de la presión corregida terminal de prod. seca con coproducción:

$$P_{tdp} = \frac{P_i}{Z_i} - \frac{v}{R \cdot C_w \cdot Z} \cdot \left[1 + \frac{W_p \cdot B_w}{G \cdot B_{gi} \cdot v} \right]$$

Donde se observa una disminución adicional dada por el factor $1 + W_p \cdot B_w / G \cdot B_{gi} \cdot v$.

Con la introducción de la relación entre agua producida y la medida del acuífero, el factor de aumento del rango de producción seca es :

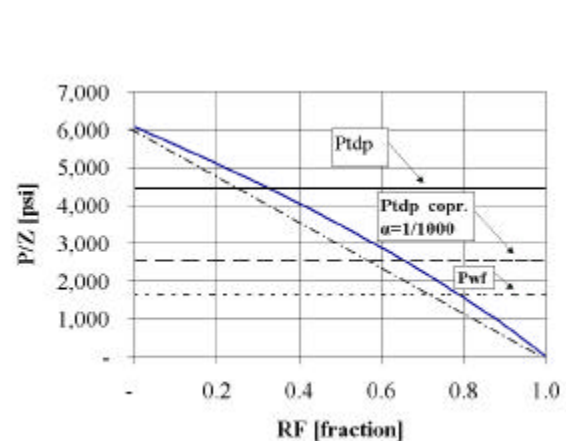
$$a = \frac{W_p}{V_a} \quad \Delta P_{dp} = \frac{v}{R \cdot C_w \cdot Z} \left[1 + \frac{a \cdot R}{v} \right]$$

Para nuestro ejemplo sintético se observa que la producción de solo un porcentaje menor del volumen del acuífero brinda un enorme beneficio.

Alpha=0.001/ R=15/ v=0.1 aumenta el rango de producción seco y el factor de recuperación mas del doble.

Figura Sensibilidad a coproducción

=1/1000 - R=15 - v=0.1



Resolución Numérica

Las ecuaciones fueron resueltas numéricamente en un algoritmo integrador sencillo tipo euler en una planilla de calculo estándar.

Validación y chequeo de consistencia del modelo

El modelo descripto fue validado a través de la aplicación de chequeos de consistencia con el uso de metodología P/Z y Havlena-Odeh en los dos casos extremos.

Caso $V_a = 0$, es decir sin influjo de agua, lo cual reduce al resultado a una evolución perfectamente lineal en la metodología P/Z vs Gp, con un recupero final dado por Pwf.

El mismo caso produce una línea horizontal en la metodología Havlena –Odeh o evolución F/Eg vs Gp; vs P; or vs t. Ref/10/

Caso $V_a B_w \gg G_p B_{gi}$, caso de acuífero infinito el cual reduce el resultado a una línea horizontal en la metodología P/z vs. Gp y un incremento monótono de la tendencia F/Eg en un gráfico F/Eg vs Gp; ó vs P; ó vs t.

La utilidad y la confianza en el modelo se basa finalmente en una buena reproducción de la historia del campo de Aguaragüe.

Esta reproducción es el fundamento convincente y el chequeo más válido de la formulación empleada.

– Caso : historia del campo Aguaragüe.

El campo de Aguaragüe es un enorme campo de gas que produce gas desde 1979 de las arenas devónicas de formación huamampampa.

El reservorio es un anticlinal natural muy fracturado con cierre en los dos ejes.

Las diversas caracterizaciones de reservorio muestran que es un sistema típico de doble porosidad con alto contraste entre la matriz y la fractura.

La porosidad de la denominada matriz de almacenamiento de hidrocarburos está asociada en gran parte a microfisuras más que a porosidad primaria convencional.

Las macrofracturas o grandes fisuras son las que proveen los canales productivos hacia los pozos.

El campo ha sufrido de acuatización desde 1993 y a partir de 1996 se encuentra produciendo exitosamente con una estrategia de coproducción.

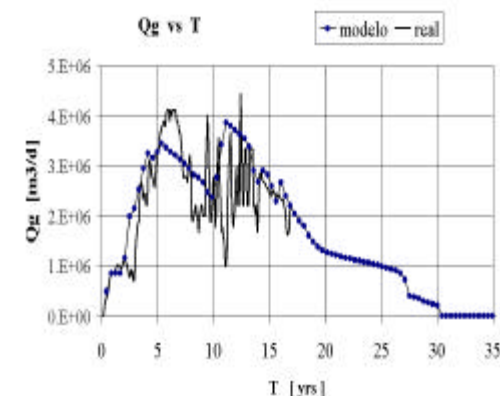
Razones de confidencialidad obligan a presentar algunos datos de forma normalizada para el caso de reproducción de la historia.

La confianza en los valores de gas in place y de medida de acuífero es alta, y reproducen fielmente valores obtenidos por diversos análisis del campo, incluidos simulaciones recientes. Ref. /7/; /8/.

El modelo fue puesto en práctica con valores petrofísicos y de reservorio promedios del campo, se respetó la posición relativa de los pozos en la estructura y la tortuosidad fue usada como parámetro ajustable de los pozos. Las siguientes figuras muestran los resultados obtenidos hasta la puesta en práctica del modo de coproducción y extracción intencional de agua:

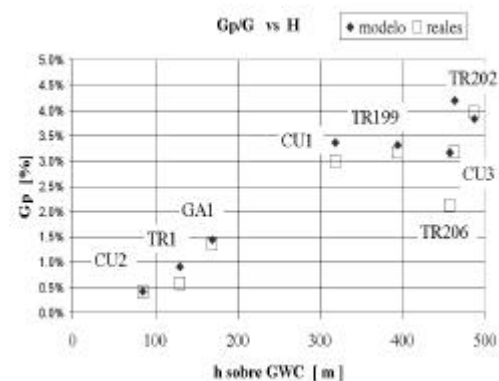
Historia de producción hasta 1996

Figura : Historia de Producción



La figura de arriba muestra la historia de producción de campo reproducida respetando las condiciones iniciales de cada pozos y mayores cambios (p.ejemplo reparaciones y/o aperturas de nuevas zonas) hasta 1996 sin el efecto de coproducción.

Figura : Recuperación individual de pozos que sufrieron acuatización total según su posición estructural.



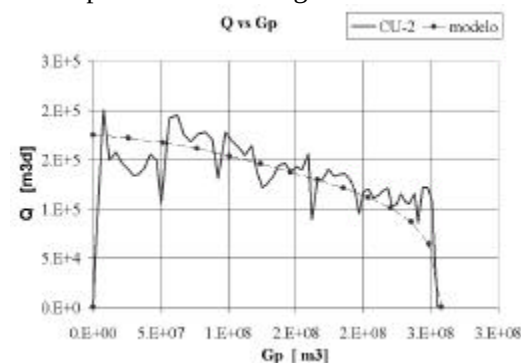
La figura superior muestra la comparación del recupero real y simulado antes de la irrupción de agua y bloqueo, obtenido por los pozos que sufrieron acuatización masiva.

Se observa así la influencia de la posición estructural y la buena reproducción del valor real.

Caso individual – pozo Cu-2

Figura – Pozo Cu-2

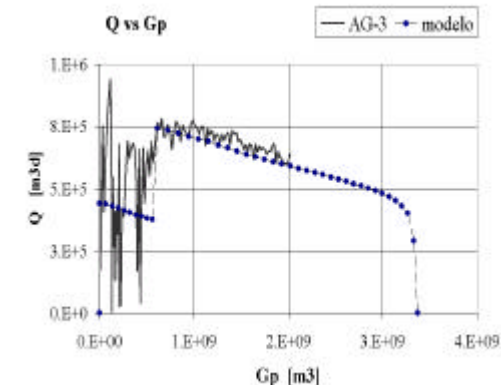
Reproduccion de caudal individual y efecto de irrupción masiva de agua



Caso individual – pozo Ag 3

Figura – Pozo Ag-3

Reproduccion de caudal individual y predicción de irrupción masiva de agua



En las figuras mostradas arriba se aprecia la reproducción de la declinación de producción y el cambio abrupto debido a la irrupción masiva de agua en fracturas, que no respeta la tendencia de declinación extrapolada, tal como ocurre en la realidad en este tipo de mecanismo de drenaje.

Conclusiones

-El modelo aunque simplificado reproduce muy bien los principales conceptos involucrados en la recuperación y el mecanismo de drenaje de este tipo de reservorios gasíferos naturalmente fracturados y queda probada su solidez y consistencia cubriendo los casos extremos comentados sin acuífero y acuífero infinito.

-La resolución analítica aproximada y el concepto de presión terminal de producción seca brindan un marco de ilustración académica y muestran porque se obtiene una recuperación menor que las estimaciones estándares de vida útil fijada por $P=P_{wf}$, si bien el comportamiento del reservorio puede ser aparentemente pseudo volumétrico o de expansión simple.

El modelo muestra que para determinadas condiciones de reservorio (fundamentalmente el factor de partición), no es estrictamente necesario un gran acuífero para obtener una presión terminal (P_{tdp}) alta y que un acuífero reducido puede producir irrupción temprana de agua con su problemática asociada de pérdida de productividad.

-El modelo predice cuantitativamente los beneficios de realizar coproducción o mitigación de agua, con el beneficio final de lograr un mantenimiento de la productividad de los pozos “altos” en la estructura y una recuperación final mayor del campo.

Este artículo puede ser el precedente para una discusión sólida y que constituya el comienzo del desarrollo de reservas contemplando alternativas de coproducción y perforación temprana e intencional para agua en este tipo de reservorios.

-El modelo ha mostrado su máxima utilidad en la predicción de la intrusión de agua en el pozo y en el pronóstico de la recuperación global del reservorio, proveyendo a su vez una manera de extrapolar la recuperación en la etapa pos intrusión de agua, con la incorporación de un tratamiento de mitigación o coproducción de agua.

El modelo tiene su máxima aplicación en la etapa temprana de desarrollo de reservas, siendo su aplicación óptima en el rango intermedio; superior a un modelo tipo tanque pero indudablemente por debajo de una simulación numérica de reservorio.

-Este modelo puede ser usado con modalidades diferentes de predicción. :

- (1) Estimar el cambio de la producción y la intrusión de agua si existe una idea certera del gas in situ y de la medida del acuífero.
- (2) Con datos de cierta madurez de producción e intrusión de agua es posible estimar la medida del acuífero si el gas in situ es conocido en forma certera.
- (3) Con una idea certera de la medida del acuífero y el gas in situ es posible predecir el nivel de agua dentro del espacio poral de fracturas, y planificar con anticipación la mitigación de la intrusión del agua.
- (4) Estimar el número de pozos y la estrategia de desarrollo en un ciclo de vida total, incluyendo la extracción de agua pos irrupción, y anticipar la estrategia óptima que maximice el retorno del campo, contemplando la extracción intencional de agua, con un planeamiento adelantado de las instalaciones necesarias para el manejo del agua.

-En virtud de lo expuesto se plantean una serie de preguntas que el modelo puede responder en forma primaria para un conjunto de condiciones técnicas y económicas dadas de un reservorio:

¿Cual es el nivel óptimo de extracción de agua de coproducción que brinde mayor beneficio que costo?.

¿Es mas conveniente perforar pozos estructuralmente bajos o directamente debajo del contacto de agua para mitigar la intrusión en forma temprana, o solo debemos perforar pozos altos y de esa manera solo confiar en el máximo retardo de la invasión de agua.

Nomenclatura

τ = tortuosidad
 ΔP_{dp} = Rango presiones de producción seca.
 ϕ = porosidad
 α = Relación agua producida-Vol. acuífero.
 A = Cte de proporcionalidad
 B_g = Factor de volumen del gas
 B_w = Factor de volumen del agua.
 C, n = constantes de productividad $[C, n]$
 C_w = Compresibilidad del agua.
 $E_g = [B_{gi} - B_g]$ expansión generalizada
 $F = [G_p \cdot B_g + W_p \cdot B_w]$ Extracción total generalizada
 f_{wb} = Fracción de fracturas inundadas
 G = gas in situ
 G_p = gas producido
 h = Elevación por encima del GWC
 h_{max} = Elevación máxima del pozo.
 h_{min} = Elevación mínima del pozo.
 h_{we} = Elevación del agua en fracturas.
 m = masa del sistema
 P = presión del reservorio
 P_{sc} = Presión condiciones estándares
 P_{tdp} = Presión terminal de producción seca.
 P_{wf} = Presión dinámica de fluencia.
 Q_g = Caudal de gas.
 r = cte universal de gases ideales
 R = Relación acuífero – gas in situ.
 RF = factor de recuperación $[G_p/G]$
 Sw_f = Saturación de agua en fractura.
 t = tiempo
 T_f = Temperatura de formación
 T_{sc} = Temperatura condiciones estándares
 V = Volumen del sistema de gas
 v = Coeficiente de partición.
 V_a = Volumen contactado del acuífero.
 We = Influjo efectivo del acuífero.
 W_p = Agua producida.
 X = variable auxiliar
 Z = factor de corrección

Sufijos

GWC = contacto agua-gas
 i = inicial
 k = numero de pozo

Referencias

- /1/ Campbell Laws of engineering – Gas conditioning and processing. Volume 1 – Campbell petroleum series- 1984.
- /2/ T.D. Van Golf Racht – fundamentals of fractured reservoir engineering- Elsevier PC- 1995
- /3/ SPE 22937 Predicting Recovery of Gas reservoirs under waterdrive conditions – T.L. hower and R.E. Jones ; ECL- Bergeson Petroleum Technologies.
- /4/ Enhancing recovery from water drive gas reservoir workshop-June 6, 1989- Dallas TX- Gas Research Institute.(Cap 10 Reservoir engineering)- (Cap 4 – Initial coproduction).
- /5/ Gas Reservoir engineering – John Lee – Robert Wattenbarger- SPE textbook series- Vol 5 (4.4.1/4.4.2 Gas well IPR curves)
- /6/ Naturally fractured reservoirs- R. Aguilera – Second edition-1995–Penn Well PC.
- /7/ Reservoir characterization and simulation of the naturally fractured huamampampa formation. – Aguara güe field – Salta – Argentina 1995- R. Aguilera – M. Ng.
- /8/ Aguara güe huamampampa Reservoir Simulation Study Report. M. Wilson – M Clancy- Ampolex Dec 1996.
- /9/ Coproducción – E. Lagrenade- A. Funes Tecpetrol – Petrotecnia – Feb 1997.
- /10/ Practice of Reservoir engineering – L.P. Dake- Elsevier P.C.- 1994 – (6.3.b – Havlena Odeh interpretation)
- /11/ Mattax C.C. and Kye J.R. 1972 – Imbibition oil recovery from fractured water drive reservoir. Soc. Pet. Eng. June – 177-184. Trans. AIME vol 225.
- /12/ Dumoré J.M. 1972 . Development of gas saturation during solution-gas drive in an oil layer below a gas cap. Soc. of Petroleum Eng. Journal (AIME)(Sept.).

Apéndice A

Resolución analítica

Partiendo del cambio diferencial de las ecuaciones (1), (2) y (3)

$$\partial \frac{P}{Z} = A \cdot \partial \left(\frac{G - Gp}{V} \right) \dots\dots\dots(1)$$

$$\partial V = -\partial W_e \cdot B_w \dots\dots\dots(2)$$

$$\partial W_e = -V_a \cdot C_w \cdot \partial P \dots\dots\dots(3)$$

Tomando la aproximación :

$$\partial P = \bar{z} \cdot \partial \left(\frac{P}{z} \right)$$

Introduciendo esta aproximación y reagrupando con las anteriores nos queda :

$$\partial V = K \cdot \partial \left(\frac{G - Gp}{V} \right) \dots\dots\dots(4)$$

$$K = G \cdot Bgi \cdot R \cdot Cw \cdot \bar{z} \cdot A$$

La solución de (4) partiendo de las condiciones iniciales $V_i = G \cdot Bgi$ y $Gp = 0$ es :

$$G - Gp = \frac{V^2}{K} + \left(\frac{1}{Bgi} - \frac{G \cdot Bgi}{K} \right) \cdot V$$

Introduciendo el valor de K y simplificando queda:

$$\frac{Gp}{G} = 1 - \frac{1}{R \cdot Cw \cdot Pi} \cdot \left[(R \cdot Cw \cdot Pi - 1) \cdot X + X^2 \right]$$

$$X = 1 - R \cdot Cw \cdot \bar{z} \cdot \left(\frac{Pi}{zi} - \frac{P}{z} \right)$$

Apéndice B

Fundamentación de las simplificaciones

Con el fin de aclarar el uso de la terminología la denominada aquí matriz en sentido genérico, se refiere principalmente al espacio poral asociado con almacenamiento del hidrocarburo y no que a lo que geológicamente se denomina matriz de la roca reservorio.

El término matriz y fractura están asociados al concepto ingenieril normal de sistemas de doble porosidad.

Se fundamentan aquí las dos hipótesis más agresivas en las simplificaciones :

(1) Que la imbibición es despreciable en el bloque de la matriz.

La imbibición despreciable se basa en que la porosidad de la matriz es aportada por microfisuras, estas microfisuras no están bien interconectadas dentro del bloque y constituyen un espacio poral denominada de espacio muerto (Dead end) que solo se comunica eficientemente a través de las paredes idealizadas del bloque de la matriz y de las macrofracturas o fracturas de alta permeabilidad que son los conductos que finalmente transportan el hidrocarburo al pozo.

Un hecho que apoya lo antedicho es la observación de varios puntos de quiebre (breakpoints) en los ensayos de inyección de mercurio para determinación empírica del coeficiente de partición, evidenciando varios rangos de gargantas porales y/o microespaciamento de fisuras. Ref. /8/.

Este arreglo de porosidad descrita implica que el único mecanismo posible de imbibición de agua sea el denominado de contracorriente. Ref/2/.

Este mecanismo asociado a ínfimos radios de gargantas porales de las microfisuras, más una medida chica del bloque hacen que resulte en una muy baja eficiencia de imbibición.

La medida del bloque chica, del orden de varios cm (según se observa en perfiles de imágenes por ejemplo), implica que la componente gravitatoria no influye como empuje adicional a la fuerzas capilares, restando aún más eficiencia a este proceso.

- (2) Que el bloque de matriz inundado por agua no produce gas y resulta bloqueado en su productividad.

Los ensayos de imbibición realizados por Mataxx Ref/11/ y Dumoré Ref/12/, con mecanismos de contracorriente en muestras de laboratorio muestran que la velocidad de avance del agua por el exterior del bloque de la matriz es fundamental para la eficiencia de la imbibición. Esta velocidad se compara con la velocidad del avance del frente intrusivo o de invasión dentro del bloque de la matriz, denominada velocidad crítica, y el mecanismo es menos eficiente si se supera esta velocidad crítica.

Ciertamente un bloque chico, favorece tener velocidades superiores a la velocidad crítica para un avance dado de agua. Ref/2/

Una vez totalmente sumergido en la fase agua, la expansión del gas del bloque es una fuerza opuesta a la presión capilar externa del agua y debido a la baja porosidad y valores de radios porales no logra alcanzar un estado de dispersión masivo fuera del bloque y queda solo un proceso denominado no dispersivo (tipo burbujeo).

Según muestran los experimentos realizados por Dumoré, el parámetro de Leverett $[\sigma^* (/K)^{1/2}]$ es determinante para establecer este tipo de flujo. En nuestro caso este parámetro es ampliamente desfavorable debido fundamentalmente a la baja permeabilidad de la matriz, con lo cual no es posible establecer un flujo continuo de canales gaseosos interconectados y el flujo que se obtendría sería de tipo burbujeo de muy baja productividad.

Agradecimientos

Agradezco a Mobil Argentina y al consorcio de empresas que conforman la UTE Aguara güe por la aceptación de la publicación de este trabajo.

Es de destacar que los conceptos vertidos por el autor representan su opinión personal y que ésta puede no corresponder con alguna de las empresas integrantes del consorcio.

Conforman la UTE Aguara güe

YPF(Arg) – Tecpetrol(Arg) – Petrobras (Brasil) – CGC (Arg.) –Ledesma(Arg) y Mobil (Usa)

Autor : Alejandro M. Girardi es ingeniero de reservorios, con mas de 12 años de experiencia en varias ramas de la ingeniería, posee título de ingeniería nuclear (Instituto Balseiro) y se ha desarrollado en Mobil Argentina durante los últimos tres años

En los últimos años ha estado involucrado con campos gasíferos naturalmente fracturados de alta productividad del Norte Argentino y Sur de Bolivia.

Dirección email de contacto :

alejandro_girardi@email.mobil.com

o

amg_arg@topmail.com.ar