

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS Y SENSIBLES A ESFUERZOS

WELL TEST ANALYSIS IN NATURALLY FRACTURED AND STRESS SENSITIVE RESERVOIR

MARIA ADELAIDA ARANGO ACEVEDO

Grupo de Investigación en Geomecánica Aplicada GIGA, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, maarang0@unal.edu.co

ABEL DE JESÚS NARANJO AGUDELO

Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, anaranjo@unal.edu.co

Recibido para revisar octubre 3 de 2008, aceptado abril 20 de 2009, versión final mayo 20 de 2009

RESUMEN: La caracterización de los yacimientos se realiza mediante diferentes técnicas como interpretación de registros, análisis de núcleos, sismicidad, interpretación de pruebas de pozo, entre otras. Las pruebas de presión constituyen una herramienta clave para la obtención de los parámetros característicos de los yacimientos de hidrocarburos.

En las últimas décadas se han realizado estudios que consideran el cambio en las propiedades de la roca como respuesta a los cambios de presión que siente el yacimiento por las diversas actividades de producción. Teniendo esto en mente se desarrolla un software que permite la interpretación de transientes y que puede ser usado para diferentes escenarios. El planteamiento del problema presenta la ecuación de flujo monofásico de gas o petróleo para yacimientos naturalmente fracturados y considera la sensibilidad con el módulo de permeabilidad. La solución se realiza con el algoritmo de Stehfest, utilizado ampliamente en la industria petrolera.

PALABRAS CLAVE: Yacimientos Naturalmente Fracturados, Módulo de Permeabilidad, Sensibilidad a Esfuerzos, Pruebas de Presión.

ABSTRACT: Reservoir characterization is carried out by means of different techniques like well logging, core analysis, seismicity, well test interpretation, among others. Well test interpretation constitutes a key tool to obtain specific parameters in hydrocarbon reservoirs and it is the subject of this work.

In the last decades it has been carried out studies that consider the change in rock properties due to the changes of pressure for the different activities. Having this in mind a software is developed that allows well tests interpretation and it can be used for different scenarios. The problem presents the diffusivity equation of monophasic flow of gas or petroleum in naturally fractured reservoir and it considers the pressure sensitivity with the permeability module. The solution is carried out with Stehfest algorithm, used thoroughly in the oil industry.

KEYWORDS: Naturally Fractured Reservoir, Permeability Module, Stress Sensitive, Well Test.

1. INTRODUCCIÓN

Muchos de los yacimientos de petróleo y gas de gran importancia a nivel mundial se han encontrado en formaciones naturalmente fracturadas. Los estudios que se han realizado en su mayoría han supuesto que la permeabilidad

permanece constante en toda la vida productiva del yacimiento. Sin embargo, esto no siempre es cierto, y es aún más evidente en los yacimientos naturalmente fracturados.

Para inferir las propiedades de una formación productora se analizan las respuestas de los yacimientos a los cambios de producción que son monitoreados durante una prueba de presión en el campo, en donde las variables medidas son la presión y el tiempo. Una correcta interpretación de estos datos permite una evaluación adecuada del yacimiento que finalmente se traduce en un manejo apropiado del mismo con miras a incrementar la productividad.

Los yacimientos naturalmente fracturados son conocidos como de porosidad dual debido a que consideran que la formación está compuesta de dos medios, una roca matriz que constituye la porosidad primaria y por lo tanto tiene la mayor capacidad de almacenaje y una red de fracturas que actúa como un medio conductivo y posee una alta capacidad de flujo. Lo anterior implica que los dos medios presentan permeabilidad y porosidad diferentes.

Para la evaluación de este tipo de yacimientos se han propuesto diversos modelos de interpretación de pruebas de presión cuyo objetivo es proporcionar las dos propiedades básicas de la interacción fluido – roca. Estas propiedades son la transmisibilidad (Kh) y el almacenaje (ϕc). Los primeros en plantear un modelo analítico que describiera el flujo radial en un yacimiento naturalmente fracturado fueron Barenblatt y Zheltov [1]. Mas adelante Warren y Root [2], asumen una red ortogonal de fracturas uniformemente distribuidas y presentan una solución aproximada al problema anterior, caracterizando los yacimientos con dos parámetros: ω , conocido como razón de almacenaje y definido como la relación entre el almacenaje de fluidos que tiene lugar en la fractura y la capacidad de almacenaje total del sistema y λ , conocido como coeficiente de flujo interporoso que relaciona la permeabilidad de la matriz con la permeabilidad de la fractura.

De Swaan [3] desarrolló una teoría considerando el flujo en estado inestable de la matriz a la fractura e introduciendo un nuevo parámetro conocido como constante de difusividad hidráulica, la cual representa la transferencia de flujo desde la matriz a la fractura. La solución

planteada por el autor [3] tiene en cuenta la geometría del medio poroso en la constante de difusividad.

Bourdet y Gringarten [4], Gringarten et al [5] y Gringarten [6], discutieron el uso de las curvas tipo para la identificación de los diferentes periodos de flujo y para la estimación de los parámetros propios de los yacimientos. Concluyeron que el uso de curvas tipo es útil siempre y cuando se desarrollen las características de las curvas en la prueba de presión; es decir, que no sean escondidas por efectos de almacenaje por ejemplo.

Los autores [4-8] no consideraron la sensibilidad de la permeabilidad al cambio en la presión. Los primeros estudios que tienen en cuenta este efecto fueron los llevados a cabo por Vairogs et al [9] quienes establecen que la disminución en la presión de poro con un incremento en el gas producido, incrementa el esfuerzo de confinamiento en la roca lo que causa la compactación y finalmente la disminución de la permeabilidad del yacimiento. Igualmente, ellos [9] concluyen que en yacimientos con ciertas heterogeneidades y en yacimientos de gas apretados pueden ser mayores los efectos de los cambios de permeabilidad.

Mas adelante, Vairogs y Rhoades [10] estudian el comportamiento de los yacimientos de gas apretados sensibles a esfuerzos y concluyeron que la permeabilidad obtenida con una prueba de restauración de presión es más confiable que aquella obtenida con una prueba de flujo. Sin embargo, los factores de daño encontrados mediante la prueba de restauración no son muy representativos.

A partir de Vairogs y Rhoades [10] diferentes investigadores continuaron el estudio en este respecto y en 1986 Pedrosa [11], para dar solución el problema de los esfuerzos, consideró que tanto la permeabilidad como la porosidad tenían una relación con la presión y definió un parámetro conocido como módulo de permeabilidad, el cual consideró inicialmente como independiente de la presión, con el cual se podía calcular la permeabilidad después de que el yacimiento había experimentado una caída de

presión a partir de una presión conocida P_0 a la cual tenía una permeabilidad K_0 .

Kikani y Pedrosa [12] muestran una solución en un orden mayor al presentado por Pedrosa. Para tratar de resolver la ecuación de difusividad con las condiciones dadas, almacenaje, daño y los efectos de fronteras, se utiliza las transformadas de Laplace. Los autores [12] argumentan que podría haber ciertos inconvenientes en la obtención de la constante de almacenaje a tiempos tempranos debido a que la pendiente propia asociada a este efecto podría esconderse.

Celis et al [13] en 1994, proponen un modelo analítico para los yacimientos naturalmente fracturados y sensibles a esfuerzos, considerando el módulo de permeabilidad propuesto por Pedrosa [11]. La ecuación de difusividad resultante es no-lineal y por esta razón se hace uso de una técnica de perturbación y de una transformada en el espacio Laplaciano. La solución al problema se encuentra con la ayuda del algoritmo planteado por Stehfest [14], con el cual se halla el valor de la transformada inversa de Laplace. El presente trabajo presenta sus bases en el estudio hecho por estos investigadores.

Este trabajo pretende interpretar de una manera adecuada pruebas de presión en formaciones que presentan sensibilidad de las propiedades petrofísicas a los cambios de presión ya sea en yacimientos naturalmente fracturados o en yacimientos que se comportan como homogéneos. La solución que se plantea para este problema en particular se ha presentado en el espacio de Laplace y se resuelve usando el algoritmo de Stehfest.

El software desarrollado permite obtener los parámetros de un sistema fracturado, el cambio de la permeabilidad con la presión por medio del módulo de permeabilidad, parámetro desarrollado por Pedrosa en su estudio, y los parámetros que se obtienen comúnmente en un análisis de pruebas de presión; es decir, el daño y la constante de almacenaje. El simulador puede ser usado para yacimientos de flujo monofásico de gas o de petróleo.

2. SOFTWARE ANALYTIC TRANSIENT SIMULATOR – ATS

El trabajo realizado es el desarrollo de un software, denominado Analytic Transient Simulator (ATS), que permite calcular la presión en el fondo del pozo de un yacimiento al que se le ha aplicado una perturbación de presión, a partir de la solución analítica de la ecuación de difusividad, dada en el dominio de las transformadas de Laplace, aplicable al tipo de yacimiento que se está analizando y al cual se le pueden aplicar las condiciones iniciales y de límite para las que se obtuvo la solución de la ecuación de difusividad. El software usa el algoritmo de Stehfest para calcular la presión adimensional a partir de la expresión de su transformada de Laplace y luego a partir de la definición de presión adimensional se calcula la presión en el fondo del pozo, esto a un tiempo dado. El software puede entonces reproducir las presiones de fondo de un pozo al cual se le ha corrido una prueba de presión para todos los tiempos de la prueba, suponiendo un tipo de yacimiento y unas características del mismo; cuando el tipo y características del yacimiento supuestas son las correctas, las presiones reales, es decir las de la prueba de presión, y las calculadas deben ser iguales y si no es así se deben suponer otro tipo y características para el yacimiento.

Las suposiciones en las cuales está basado el modelo son: Flujo monofásico e isotérmico de gas o petróleo, yacimiento de espesor uniforme, se desprecia la fuerza de gravedad, la presión inicial se asume uniforme en todo el yacimiento y la producción de fluidos se realiza a través de la red de fracturas.

2.1 Modelo Matemático

El modelo matemático que se utiliza para dar solución al problema se plantea a partir de la solución, en el dominio de las transformadas de Laplace, de una ecuación de difusividad que se escribe como

$$\frac{\partial^2 P_f}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_f}{\partial r} + C_f \left(\frac{\partial P_f}{\partial r} \right)^2 + \frac{1}{K_f} \frac{\partial K_f}{\partial r} \left(\frac{\partial P_f}{\partial r} \right) = \frac{\phi_f \mu}{K_f} (C_r + C_f) \frac{\partial P_f}{\partial \alpha} \quad (1)$$

Considerando la expresión para calcular la permeabilidad a partir del módulo de permeabilidad, propuesto por Pedrosa [11] y expresado por

$$\gamma = \frac{1}{k} \frac{dk}{dP} \quad (2)$$

donde γ se conoce como módulo de permeabilidad, se llega a:

$$\begin{aligned} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_f}{\partial r} \right) + (\gamma + C_f) \left(\frac{\partial P_f}{\partial r} \right)^2 \\ = \frac{\phi_f \mu C_f}{K_f} \left[e^{(\lambda-c)(r-r_i)} \right] \frac{\partial P_f}{\partial t} - \frac{\mu}{K_f} q^* e^{\gamma(P-r)} \end{aligned} \quad (3)$$

En variables adimensionales y suponiendo que $\gamma > C_f$ la ecuación puede escribirse como

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) - \gamma \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 = e^{\gamma P} \left[\frac{\partial P}{\partial t} + (1-\omega) A_{D0} \int_0^t \frac{\partial P(\tau)}{\partial \tau} F(\eta, t_D - \tau) d\tau \right] \quad (4)$$

Haciendo la transformación propuesta por Pedrosa [11] con una nueva variable U relacionada con la presión adimensional como se muestra en la expresión (5)

$$P_D = -\frac{1}{\gamma_D} \ln(1 - \gamma_D U) \quad (5)$$

se llega a la expresión (6), la cual es la ecuación base a ser resuelta mediante una técnica de perturbación expandiendo la variable U en series de potencia.

$$\begin{aligned} \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial U}{\partial r_D} \right) = \\ \left[\left(\frac{1}{1-\gamma_D U} \right) \frac{\partial U}{\partial t} + (1-\omega) A_{D0} \int_0^t \left(\frac{1}{1-\gamma_D U} \right) \frac{\partial U(\tau)}{\partial \tau} F(\eta, t_D - \tau) d\tau \right] \end{aligned} \quad (6)$$

La ecuación de difusividad de orden cero es transformada al espacio de Laplace debido a su complejidad para darle solución al problema de no – linealidad. Esta solución puede ser invertida numéricamente mediante el algoritmo de Stehfest.

Aplicando la transformada de Laplace a cada uno de los términos y agrupando de una manera adecuada se llega a:

$$r_D^2 \frac{d^2 \bar{U}_0}{dr_D^2} + r_D \frac{d\bar{U}_0}{dr_D} - r_D^2 s f(s) \bar{U}_0 - r_D^2 (\omega - (1-\omega) A_{D0} F(\eta_{D,s})) \bar{U}_0(0) = 0 \quad (7)$$

donde $f(s)$ se define como

$$f(s) = (\omega + (1-\omega) A_{D0} F(\eta_{D,s}))$$

La solución general de la ecuación (7) en términos de las funciones de Bessel modificadas de orden cero y primera y segunda clase es:

$$\bar{U}_0(r_D, s) = A I_0(r_D \sqrt{s f(s)}) + B K_0(r_D \sqrt{s f(s)}) \quad (8)$$

En esta ecuación A y B son constantes que se obtienen según las condiciones de frontera. Una vez encontradas las constantes se despeja la transformada de la presión adimensional que queda expresada de la siguiente forma

$$\bar{U}_{0w} = \frac{K_0(\beta) + S \beta K_1(\beta)}{s [\beta K_1(\beta) + s C_D K_0(\beta) + S s C_D \beta K_1(\beta)]} \quad (9)$$

donde $\beta = \sqrt{s f(s)}$

La solución en el espacio de Laplace puede ser numéricamente invertida al espacio real utilizando el algoritmo de Stehfest. Para volver al espacio real y tener en cuenta la sensibilidad a los esfuerzos se usa la siguiente expresión:

$$P_{wD} = -\frac{1}{\gamma_D} \ln(1 - \gamma_D L^{-1}(\bar{U}_{0w})) \quad (10)$$

2.2 Modelo Computacional

A partir de una ecuación como la ecuación (9), que es una solución de la ecuación de difusividad en el dominio de las transformadas de Laplace es decir es la transformada de la solución, la cual está en función de los parámetros que requerimos encontrar del yacimiento tales como factor de daño de formación, constante de almacenaje, razón de almacenaje, coeficiente de flujo interporoso y módulo de permeabilidad, se procede a encontrar los valores de los parámetros del yacimiento con

los cuales se pueda reproducir los valores de presión en el fondo del pozo, para cada uno de los tiempos para los cuales se tienen valores reales de presión en el archivo de datos de la prueba, siguiendo los pasos descritos a continuación:

1. Se asume un conjunto de valores para los parámetros del yacimiento.
2. Se aplica el algoritmo de Stehfest para encontrar el valor de la presión adimensional a cada uno de los tiempos de la prueba.
3. Aplicando la definición de presión adimensional se obtienen los valores de la presión en el fondo del pozo para cada uno de los tiempos de la prueba.
4. Si cada una de las presiones calculadas coincide con su respectiva presión real, dentro de una tolerancia establecida, los parámetros supuestos para el yacimiento son correctos y se han determinado; si no se tiene coincidencia, el proceso debe continuar suponiendo otro conjunto de valores para los parámetros del yacimiento que se requieren encontrar.

El diagrama de bloques que se muestra en el anexo 1 resume el procedimiento que realiza en el software. El modelo está codificado en lenguaje Fortran V6.6 y permite considerar diferentes escenarios y diferentes valores de los parámetros de interés. Es decir, puede ser usado para interpretar una prueba de flujo o una prueba de restauración de presión e incluso para pruebas de presión que consideren varias tasas de flujo. Puede usarse para flujo monofásico de gas o de petróleo y además se puede considerar que el yacimiento es homogéneo o naturalmente fracturado.

3. RESULTADOS

Los resultados que se obtienen con el software se pueden dividir en dos grupos. El primero de ellos muestra las curvas tipo que se pueden encontrar con el simulador y que pueden servir para ajustar los datos de una prueba de presión tomada en el fondo del pozo y que se desea caracterizar. El segundo grupo muestra el resultado que arroja el simulador a cuatro casos diferentes.

3.1 Curvas Tipo

Las curvas tipo son curvas del comportamiento de la presión adimensional con el tiempo adimensional, variando alguno de los parámetros de interés como el almacenaje, el daño, el coeficiente de flujo interporoso, la relación de almacenaje, y el módulo de permeabilidad.

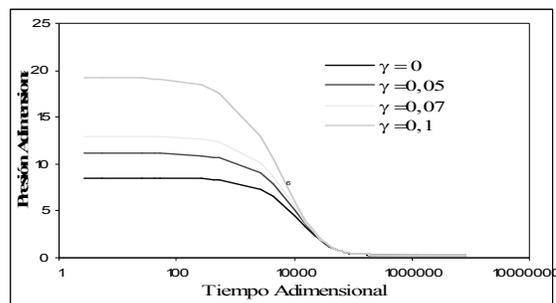


Figura 1. Comportamiento de la Presión Adimensional con el Tiempo para diferentes valores del módulo de permeabilidad adimensional
Figure 1. Dimensionless Pressure Behaviour vs. Dimensionless Time to Different Dimensionless Permeability Modules

Como se puede observar a partir de la Figura 1. La caída de presión es mayor en los primeros tiempos de una prueba y es más evidente cuando el módulo de permeabilidad es mayor, es decir, cuando se asume que el yacimiento presenta sensibilidad de la permeabilidad a los cambios en presión.

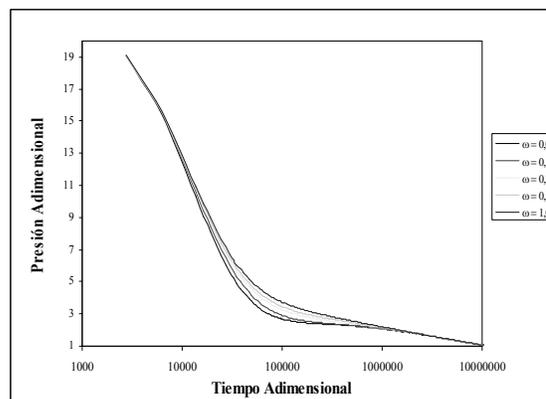


Figura 2. Comportamiento de la Presión Adimensional con el Tiempo para diferentes valores de relación de almacenaje
Figure 2. Dimensionless Pressure Behaviour vs. Dimensionless Time to Different Wellbore Storage ratio

La Figura 2. muestra tres regiones con pendientes diferentes en las curvas tal y como lo establecen Warren y Root [2] en su estudio. En los tiempos tempranos y tardíos las diversas curvas se superponen y no se hace evidente la diferencia entre ellas. En los tiempos intermedios es donde se aprecian mejor las diferencias entre las curvas. Los mayores valores de la presión adimensional son obtenidos para los yacimientos homogéneos, es decir, para un valor de coeficiente de almacenamiento de 1.0. Esto implica que la caída de presión en un yacimiento homogéneo es mayor que para un yacimiento naturalmente fracturado. Esta conclusión es conforme con lo presentado por Warren y Root [2] en su estudio.

De la Figura 3. es claro que la respuesta de la presión adimensional es diferente para los diversos valores del coeficiente de flujo interporoso. Para el valor más pequeño de esta variable se obtiene la menor respuesta de la presión adimensional. La discrepancia entre los valores de la presión adimensional para los diferentes valores de los coeficientes de flujo interporoso no es muy grande, sin embargo entre el valor más pequeño y el más grande es más apreciable, esto implica que la respuesta para un yacimiento homogéneo es muy diferente a la de un yacimiento naturalmente fracturado.

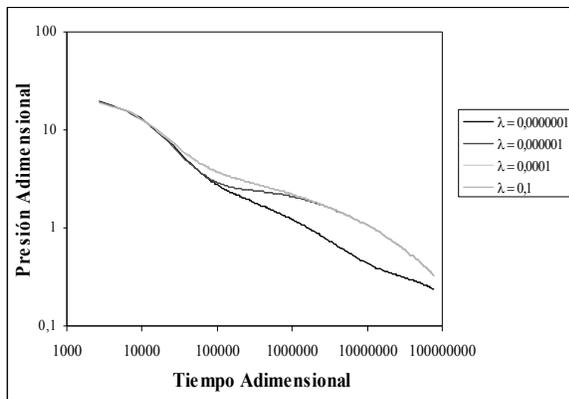


Figura 3. Comportamiento de la Presión Adimensional con el Tiempo para diferentes valores de coeficiente de flujo interporoso

Figure 3. Dimensionless Pressure Behaviour vs. Dimensionless Time to Different Interporous Flow Coefficient

De la misma manera que se construyen las figuras 1, 2 y 3 puede construirse una gran cantidad de cartas variando los otros parámetros para intentar ajustar la prueba de presión a una de estas y establecer así las características del yacimiento que está siendo analizado.

3.2 Resultados de las Pruebas Analizadas

Hasta el presente el software se ha utilizado para interpretar numerosas pruebas de presión reales con resultados totalmente satisfactorios.

Con el fin de exponer su aplicación y versatilidad se mostrarán los resultados obtenidos en varias corridas y en diferentes escenarios de estudio. La primera prueba se realiza en un pozo con flujo monofásico de gas, la prueba 2 en un pozo cuyo fluido se comporta como monofásico de petróleo. Estas dos primeras pruebas para yacimientos homogéneos. La prueba 3 se realiza para flujo de gas considerando el yacimiento como naturalmente fracturado y la prueba 4 para flujo monofásico de petróleo y yacimiento naturalmente fracturado. Las pruebas de presión son todas de restauración pero el programa también puede usarse para analizar pruebas de flujo.

Prueba 1

Los resultados obtenidos se muestran en las figuras 4 y 5. En la figura 4 se observa el comportamiento de la presión en el tiempo y el ajuste de los datos simulados y los datos que se tienen de la prueba, tomados en el fondo del pozo. De esta figura es evidente que el software predice de una manera adecuada el comportamiento de la presión con el tiempo y se puede aplicar para interpretar pruebas de restauración en yacimientos de gas.

La figura 5 muestra el comportamiento de la permeabilidad con el cambio de presión que se lleva a cabo en una prueba de presión.

Como puede observarse la permeabilidad aumenta con la presión de la prueba, lo cual era esperado ya que normalmente la permeabilidad aumenta con la presión de poro.

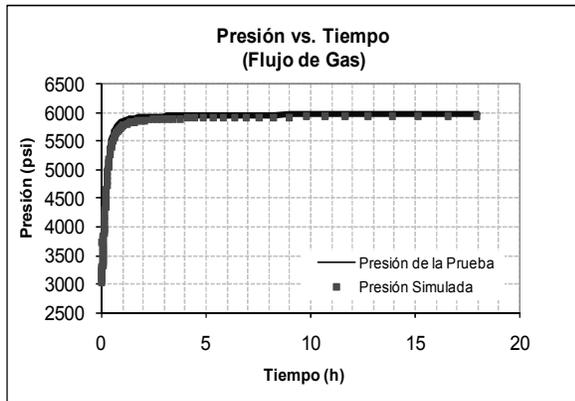


Figura 4. Presión Simulada vs. Presión de la Prueba. Prueba 1
Figure 4. Simulated Pressure and Raw Data Pressure vs. Time. Test 1

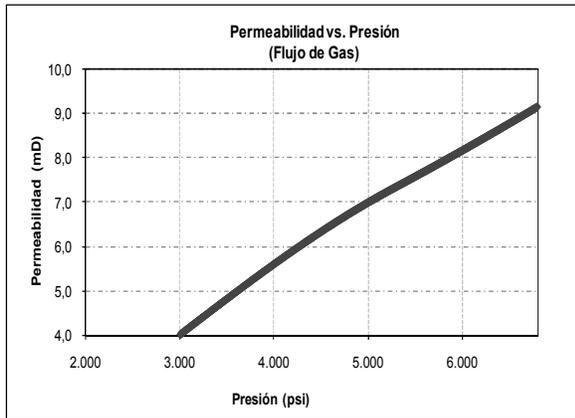


Figura 5. Permeabilidad vs. Presión. Prueba 1
Figure 5. Permeability vs. Pressure. Test 1

La tabla 1 muestra los parámetros obtenidos a partir de la prueba de presión que permiten darle características a la formación productora, con estos parámetros se consiguieron los mejores ajustes entre la presión calculada y la real.

Tabla 1. Resultados Obtenidos con ATS. Prueba 1
Table 1. Results with ATS. Test 1

Almacenaje de Pozo Adimensional	290
Factor de Daño	29
Módulo de Permeabilidad (1/psi)	0,000156
Coefficiente de Flujo Interporoso	0
Relación de Almacenaje	1

Prueba 2

Las figuras 6 y 7 muestran los resultados obtenidos para una prueba de presión en un pozo con flujo monofásico de petróleo. La figura 6 muestra los valores de presión simulados y los de la prueba de presión tomados en el fondo del pozo. Desde esta figura es evidente que el software tiene la capacidad de predecir el comportamiento de la presión con el tiempo para yacimientos con flujo monofásico de petróleo.

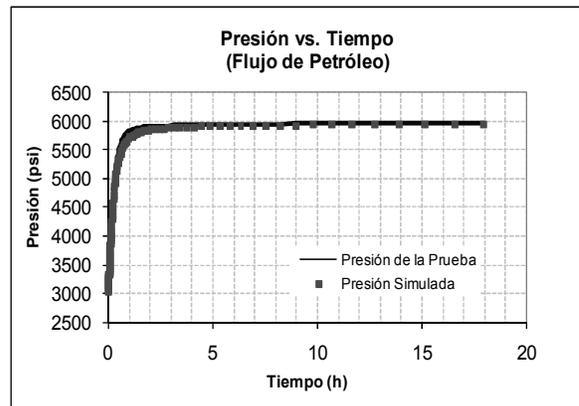


Figura 6. Presión Simulada vs. Presión de la Prueba. Prueba 2
Figure 6. Simulated Pressure and Raw Data Pressure vs. Time. Test 2

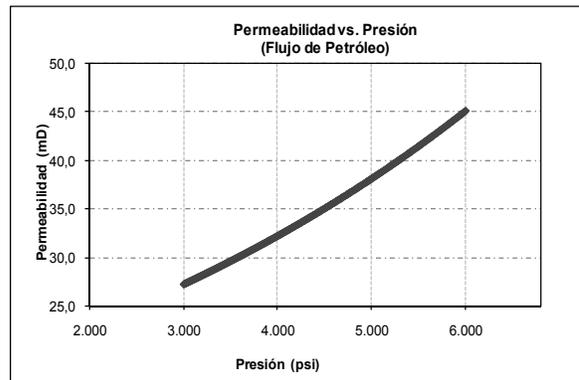


Figura 7. Permeabilidad vs. Presión. Prueba 2
Figure 7. Permeability vs. Pressure. Test 2

La figura 7 muestra el cambio en la permeabilidad de la formación con el cambio en la presión que tiene lugar en una prueba de restauración de presión. Como en el caso anterior, la permeabilidad aumenta con el aumento en la presión. En una prueba de flujo la

respuesta esperada del cambio de la permeabilidad con el tiempo sería inversa.

La tabla 2 muestra los parámetros de ajuste para la prueba de presión simulada con el software, estos parámetros permiten caracterizar de cierta manera el área de drenaje del pozo.

Tabla 2. Resultados Obtenidos con ATS. Prueba 2
Table 2. Results with ATS. Test 2

Almacenaje de Pozo Adimensional	2500
Factor de Daño	19
Módulo de Permeabilidad (1/psi)	0,000168
Coefficiente de Flujo Interporoso	0
Relación de Almacenaje	1

Prueba 3

Los resultados que se obtienen variando los parámetros que consideran la naturaleza no homogénea del yacimiento para un flujo monofásico de gas se pueden ver en las figura 8 y 9. Con comportamientos similares a los que se observan en las Pruebas 1 y 2.

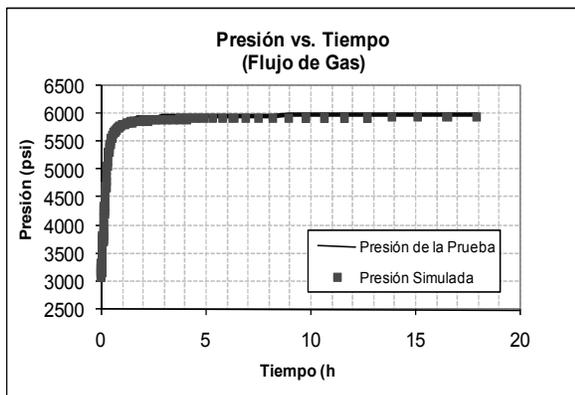


Figura 8 Presión Simulada vs. Presión de la Prueba. Prueba 3

Figure 8. Simulated Pressure and Raw Data Pressure vs. Time. Test 3

La figura 8 muestra el comportamiento de la presión con el tiempo, y el ajuste de la presión simulada con la presión supuesta.

La figura 9 muestra el comportamiento de la permeabilidad con la presión similar al obtenido en los casos anteriores. La diferencia en los

valores arrojados por el simulador se pueden observar en la tabla 3. El coeficiente de flujo interporoso no toma un valor de cero y la relación de almacenaje tampoco es igual a 1.

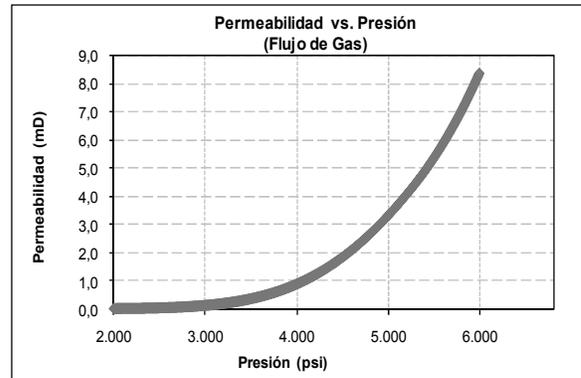


Figura 9. Permeabilidad vs. Presión. Prueba 3
Figure 9. Permeability vs. Pressure. Test 3

Tabla 3. Resultados obtenidos con ATS. Prueba 3
Table 3. Results with ATS. Test 3

Almacenaje de Pozo Adimensional	980
Factor de Daño	5
Módulo de Permeabilidad (1/psi)	0,00094
Coefficiente de Flujo Interporoso	0,000001
Relación de almacenaje	0,6

Prueba 4

Los resultados que se obtienen considerando los yacimientos como naturalmente fracturado y con flujo monofásico de petróleo se pueden ver en las figuras 10 y 11. Las figuras muestran comportamientos similares a los que se observan en las Pruebas 1, 2 y 3.

La figura 10 muestra el comportamiento de la presión real y simulada, con el tiempo, y el ajuste de la presión simulada con la presión supuesta.

La figura 11 muestra el comportamiento de la permeabilidad con la presión similar al obtenido en los casos anteriores. La diferencia en los valores arrojados por el simulador se pueden observar en la tabla 4. El coeficiente de flujo interporoso no toma un valor de cero y la relación de almacenaje tampoco es igual a 1.

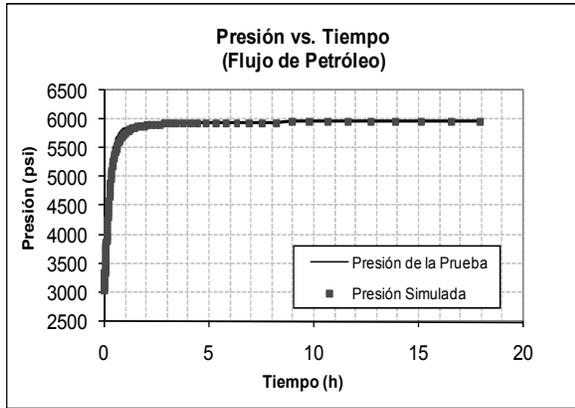


Figura 10. Presión Simulada vs. Presión de la Prueba. Prueba 4

Figure 10. Simulated Pressure and Raw Data Pressure vs. Time. Test 4

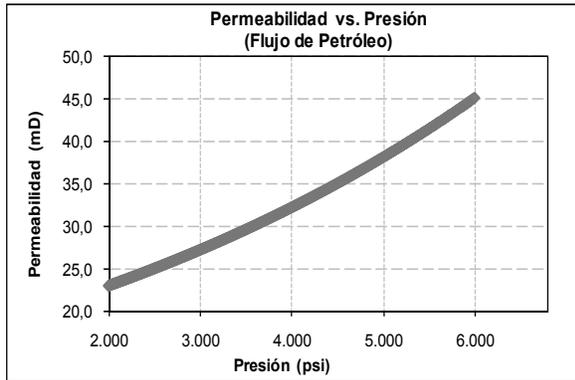


Figura 11. Permeabilidad vs. Presión. Prueba 4

Figure 11. Permeability vs. Pressure. Test 4

Tabla 4. Resultados obtenidos con ATS. Prueba 4
Table 4. Results with ATS. Test 4

Almacenaje de Pozo Adimensional	2500
Factor de Daño	19
Módulo de Permeabilidad (1/psi)	0,0001683
Coefficiente de Flujo Interporoso	0,000001
Relación de Almacenaje	0.1

4. CONCLUSIONES

El trabajo presentado es una prueba de que los yacimientos, especialmente los naturalmente fracturados, pueden exhibir sensibilidad a esfuerzos y que al caracterizarlos de forma

convencional se estaría incurriendo en un error. Es por esta razón, que este estudio debe ser usado apropiadamente para la interpretación de una prueba de presión en yacimientos que se consideran sensibles a esfuerzos.

Mediante el uso del software ATS se obtienen los parámetros propios de los yacimientos naturalmente fracturados para cada una de las pruebas tales como: ω , el coeficiente de almacenaje; λ , coeficiente de flujo interporoso; γ_D , módulo de permeabilidad; C_D , la constante de almacenaje; S , el factor de daño. Los resultados obtenidos muestran que los diferentes parámetros afectan la respuesta de la presión por lo que todos deben ser tenidos en cuenta a la hora de hacer una interpretación de una prueba de presión

Los parámetros propuestos por Warren y Root [2] para la caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados hacen que el comportamiento de la presión adimensional varíe principalmente en el periodo de transición, lo cual hace pensar que la presión obtenida desde un yacimiento homogéneo es muy diferente a la obtenida desde un yacimiento heterogéneo. Al mismo tiempo, la respuesta de la presión influenciada por estos dos parámetros está fuertemente ligada al módulo de permeabilidad. Cuando esta variable aumenta, la presión adimensional también lo hace.

El factor de daño y la constante de almacenaje afectan significativamente las curvas de la presión adimensional principalmente al inicio de la prueba, como era de esperarse, ya que en estos tiempos es cuando se observa la respuesta de los factores cercanos al pozo como el daño y el almacenaje.

Los resultados obtenidos con las diferentes pruebas muestran ajustes buenos entre la presión calculada y la presión de la prueba lo que corrobora el buen funcionamiento del Analytic Transient Simulator – ATS.

NOMENCLATURA

A_{fD} : Área de fractura adimensional.
 B : Factor volumétrico, RB/STB.
 c_f : Compresibilidad de fractura, 1/psi
 c_t : Compresibilidad total, 1/psi
 C_D : Constante de almacenaje adimensional
 $F(\eta_D, t_D)$: Función para el flujo en la matriz
 $f(s)$: Función que describe el flujo entre la matriz y la fractura.
 h : Espesor de la zona de interés, pie.
 k_f : Permeabilidad de fractura, md.
 k_m : Permeabilidad de matriz, md.
 P_D : Presión adimensional
 P_f : Presión de fractura, psia
 P_i : Presión inicial, psi
 P_m : Presión de matriz, psia
 q : Tasa de flujo, B/D
 r : Radio, pie
 r_D : Radio adimensional.
 r_w : Radio del pozo., pie.
 s : Parámetro de Laplace.
 S : Factor de daño.
 t : Tiempo, hr.
 t_D : Tiempo adimensional.
 t_p : Tiempo de producción, hr.
 Δt : Tiempo de cierre, hr.
 U_0 : Presión adimensional en términos de la solución de orden cero
 \bar{U}_0 : Presión adimensional en el dominio de Laplace
 \bar{U}_{0w} : Presión adimensional en el pozo en el dominio de Laplace
 U_{0w} : Presión adimensional en el pozo en términos de la solución de orden cero
 V_b : Volumen total, pie³.
 V_m : Volumen de matriz, pie³.
 η_D : Parámetro adimensional de difusividad
 ϕ : Porosidad.
 ϕ_i : Porosidad inicial.
 γ_D : Módulo de permeabilidad adimensional.
 μ : Viscosidad, cp.
 ρ : Densidad, gr/cc.
 ω : Razón de almacenaje.
 λ : Coeficiente de flujo interporoso.
 $\nabla\Delta P_{um}$: Gradiente de Presión dentro de la matriz por una unidad de caída de presión en la fractura.

REFERENCIAS

- [1] BARENBLATT, G. I., ZHELTOV, I. P. AND KOCHINA, I. N. Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks (Strata). Journal Applied Mathematical and Geomechanical. 24, pp 1286 - 1303. 1960.
- [2] WARREN, J. AND ROOT, P.J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. SPEJ. pp 245 – 255. 1979.
- [3] DE SWAAN A. Analytic Solutions for Determining Naturally Fractured Reservoir Properties by Well Testing. SPE 5346, 1975.
- [4] BOURDET, D. AND GRINGARTEN, A. Determination of Fissured Volume and Block Size in Fractured Reservoirs by Type - Curve Analysis. SPE 9293, 1980.
- [5] GRINGARTEN, A., BURGESS, T. M., VITURAT, D., PELISSIER, J. AND AUBRY, M. Evaluating Fissured Formation Geometry from Well Test Data: a Field Example. SPE 10182, 1981.
- [6] GRINGARTEN, A. Interpretation of Test in Fissured and Multilayered Reservoirs with Double-Porosity Behavior: Theory and Practice. SPE 10044, 1984.
- [7] BOURDET, D., AYOUB, J.A., WHITTLE, T.M., PIRARD, Y.M. AND KNIAZEFF, V. Interpreting Well Test in Fractured Reservoirs. World Oil. 1983.
- [8] BOURDET, D., AYOUB, J.A. AND PIRARD, Y.M. Use of Pressure Derivative in Well – Test Interpretation. SPE Formation Evaluation. pp 293 – 302. 1989.
- [9] VAIROGS, J., HEARN, C.L., DAREING, D.W. AND RHOADES, V.W. Effect of Rock Stress on Gas Production From Low – Permeability Reservoirs. SPE 3001, 1971.

[10] VAIROGS, J. AND RHOADES, V.W. Pressure Transient Test in Formation Having Stress – Sensitive Permeability. SPE 4050, 1973.

[13] CELIS V., SILVA R., GUERRA J. AND DA PRATT G., A New Model for Pressure Transient Analysis In Stress Sensitive Naturally Fractured Reservoirs. Society of Petroleum Engineers Advanced Technology Series, Vol 1 No. 1, March, 1994, pp 126-135.

[11] PEDROSA, O. A., Pressure Transient Response in Stress – Sensitive Formations. SPE 15115, 1986.

[12] PEDROSA, O.A. AND KIKANI J. Perturbation Analysis of Stress-Sensitive Reservoirs, SPE 20053, 1991.

[14] SABET, M.A. Well Test Analysis. Chapter 6, Gulf Publishing Co, Houston (USA), 1991, pp 221 – 273

Anexo 1. Procedimiento para la Interpretación de una Prueba de Presión con Analytic Transient Simulator - ATS

