

Comportamiento de la doble porosidad como caso particular en la distribución del fracturamiento por ley de potencias

José María Petríz Munguía

jose.maria.petriz@pemex.com

Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez

Blanca Estela González Valtierra

blanca.estela.gonzalezv@pemex.com

Pemex E&P

Información del artículo: recibido: febrero de 2017-aceptado: abril de 2017

Resumen

Este trabajo identifica y evalúa yacimientos naturalmente fracturados, bajo un esquema estático-dinámico que permita demostrar que el modelo tradicional de doble porosidad es un caso particular de un comportamiento de ley de potencias en la distribución del fracturamiento natural de un campo, su impacto en la producción y criticidad en las estrategias de desarrollo. Se evalúa el comportamiento generalizado del campo a partir de los resultados de datos que presentan características de geometría fractal; las consideraciones tomadas permiten establecer cualitativamente el comportamiento del fracturamiento natural y se establecen resultados importantes mediante estas aproximaciones; por ejemplo, el hecho de observar paralelismo entre la caída de presión y la función derivada en una prueba de presión, tradicionalmente se asocia a una fractura que el pozo intersecta durante la perforación y se modela bajo las consideraciones de pozo hidráulicamente fracturado; sin embargo, en este trabajo se demuestra que este comportamiento va más allá de dicha suposición, y trata de englobar en un modelo general estas observaciones, así como las del modelo clásico de doble porosidad. En este último caso, se define el esquema óptimo de producción en este tipo de formaciones manteniendo un sistema de reabastecimiento de fluidos de la matriz al sistema de fracturas, en caso contrario, altos ritmos de explotación provocan la declinación inmediata de los pozos. Adicionalmente, se determina que la falta de conectividad de las redes de fracturas provoca condiciones pseudoestacionarias que permiten definir áreas de drene, volúmenes asociados y factores de recuperación, estos últimos estrechamente vinculados a los valores de relación de almacenamiento, (ω).

Palabras clave: Fracturamiento natural, ley de potencias, doble porosidad, geometría fractal, pruebas de presión, fractura hidráulica, conectividad, áreas de drene, factores de recuperación.

Double porosity behavior like a particular case in fracture distribution by power law

Abstract

This work allow to identify and evaluate naturally fractured reservoirs under static-dynamic scheme, showing that double porosity traditional model is a particular case of a power law behavior in the distribution of natural fracturing in field, their production impact and criticality in the development strategy. Is evaluated the generalized behavior of the field from results of data that show fractal geometry characteristics, the considerations taken make it possible to establish qualitatively the behavior of natural fracturing and important results are established by these approximations, for example, the fact of observing parallelism between the pressure drop and derivative function in a well test, is traditionally associated with a fracture intersected by the well during the drilling process and is modeled under considerations of

hydraulically fractured well, nevertheless in this work it is shown that such behavior goes beyond this assumption and tries to include in a general model this observations as well as those of the classic model of double porosity. In latter case, it is possible to define the optimum scheme of production in this type of formations maintaining a system of fluid replenishment from the matrix to the fracture system, in case against, high production rates cause immediate decline of the wells. Additionally, it is determined that the lack of connectivity of the fracture networks causes pseudo-stationary conditions, this allow defining drainage areas, associated volumes and recovery factors, the latter closely linked to the storage relation values (ω).

Keywords: Natural fracturing, power law, double porosity, fractal geometry, well test, hydraulic fracture, connectivity, drainage areas, recovery factor.

Antecedentes

El modelado de un yacimiento naturalmente fracturado, ha presentado uno de los retos más grandes desde los puntos de vista estático y dinámico en lo que se refiere a la caracterización de yacimientos, principalmente derivado de la compleja heterogeneidad que se presenta en diferentes horizontes del Mesozoico. Las aproximaciones para modelar este tipo de formaciones desde el punto de vista dinámico, han recaído por muchos años en el concepto de doble porosidad, en la práctica con pruebas transitorias de presión-producción es posible determinar los parámetros que gobiernan este comportamiento, sin embargo, en la mayoría de los casos es complicado obtener estas respuestas durante las fases de explotación. Una práctica muy común que se ha venido dando a través de los años con el uso de la función derivada, ha sido que muchas de las respuestas en una prueba presión-producción exhiben comportamientos que pueden atribuirse al modelo de doble porosidad y normalmente muchos de los intérpretes consideran que el hecho de ser un yacimiento naturalmente fracturado siempre obedecerá a este modelo; en la realidad hay casos muy específicos que siguen este comportamiento y con expectativas limitadas en términos de sus perfiles de producción, esta situación resulta todavía más complicada al referirse a los modelos de simulación numérica de yacimientos, ya que como se discutirá más adelante, siempre se tendrán limitaciones en esta área con los parámetros que alimentan a un simulador y realmente la forma de explicar un comportamiento global del yacimiento sugiere el uso de conceptos que involucren la doble porosidad tradicional como un caso especial de una distribución no uniforme del fracturamiento natural del campo.

Comportamientos de doble porosidad

A diferencia de un modelo radial homogéneo, el concepto de doble porosidad involucra dos parámetros adicionales

para caracterizar el flujo de fluidos en el medio poroso; la idealización obedece a bloques de matriz de alta capacidad de almacenamiento y baja permeabilidad; por otro lado, la producción hacia el pozo se da por medio de un sistema de fracturas naturales de baja capacidad de almacenamiento, pero de alta permeabilidad. En términos generales el fluido de la matriz no fluye directamente al pozo, su función es aportar fluidos hacia las fracturas para poder producir hidrocarburos.

Adicionalmente, además del almacenamiento (C), capacidad de flujo (kh) y daño (s), el modelo clásico de doble porosidad de **Warren and Root**¹ contempla el parámetro omega (ω), el cual es esencialmente una relación de almacenamiento que representa la fracción de fluidos almacenados en las fracturas y lambda (λ) o coeficiente de flujo interporoso, este representa la facilidad con la cual los bloques de matriz cederán fluido a las fracturas y estará dominado por el contraste de permeabilidades matriz/fractura.

Todos los casos presentados en el trabajo se refieren a un yacimiento carbonatado de alta presión (arriba de 700 kg/cm²) y alta temperatura (mayores de 150 °C), presentando condiciones de un yacimiento de aceite ligero en la zona marina del Golfo de México.

Caso A

El pozo A1 presenta dos etapas de evaluación, básicamente el resultado exploratorio con información de sensores de un aparejo DST; cabe destacar que durante la adquisición de datos se tuvo buen control de las mediciones empleando prácticas de cierre en fondo para mejorar la respuesta del yacimiento en las interpretaciones. La **Figura 1** muestra los eventos realizados durante el periodo de prueba.

Los periodos de incremento de presión se prueban y analizan como se muestra en la **Figura 2**, se puede apreciar del lado izquierdo un beneficio importante al realizar el cierre en fondo y disminuir el efecto de almacenamiento

(este evento evidencia una mejor respuesta del sistema pozo –yacimiento); del lado derecho se observa el modelo analítico de ajuste.

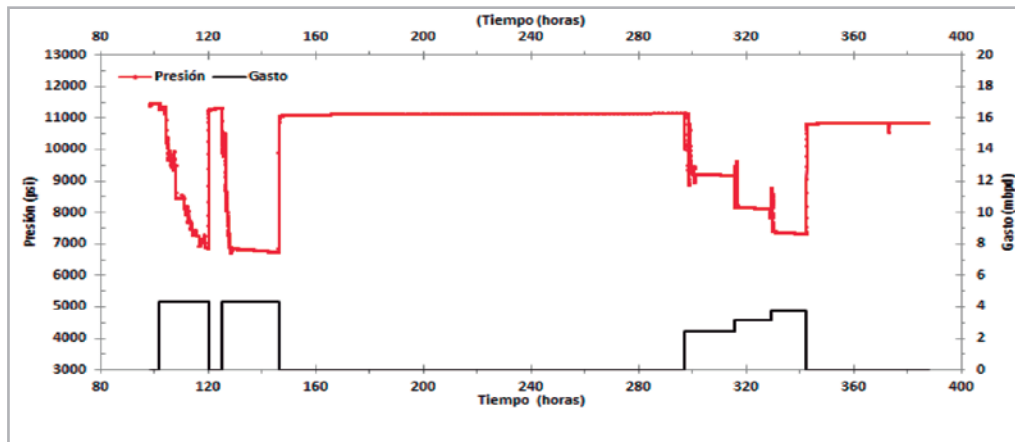


Figura 1. Eventos DST, caso A.

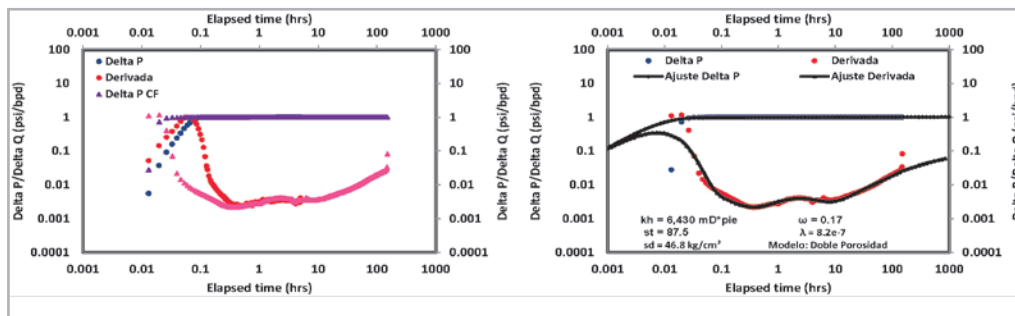


Figura 2. Interpretación de datos, caso A.

De acuerdo al modelo analítico, se puede observar un factor de daño de 87.5 unidades (afectado por penetración parcial, flujo no laminar y daño mecánico), capacidad de flujo de 6,430 md*pie, omega de 0.17 y lambda de 8.2e-7; lo anterior sugiere una fracción de almacenamiento de fluidos de 17% en el sistema de fracturas y una capacidad restringida de aporte

del sistema de matriz. Es importante mencionar que entre cada cierre realizado no se obtuvo recuperación de presión y se perdieron 48 kg/cm² asociados a una producción de 9,400 bls, lo anterior de acuerdo al sistema de fronteras asociado se puede atribuir a un sistema en régimen pseudoestacionario, situación que se corroboró posteriormente.

La **Figura 3** muestra los ajustes realizados durante la recuperación del pozo y una estimulación realizada para mejorar las condiciones de flujo, se puede apreciar que las propiedades se mantienen, así como los efectos de frontera. Nótese el comportamiento clásico de la derivada de presión como una deflexión durante el periodo transitorio, este comportamiento corresponde al modelo tradicional de doble porosidad de Warren y Root.

En este punto se puede establecer que los ajustes son aceptables; sin embargo, esta información se correlacionó con los resultados de estudios de caracterización de fracturas

a través de registros de imágenes, análisis de núcleos y petrografía de láminas delgadas, lo cual permitió corroborar que la formación presenta un conjunto de fracturas abiertas en el intervalo disparado; así mismo, obedece a un sistema de dolomitización favorable en esta zona.

Una gráfica cartesiana de los comportamientos de las pruebas de incremento realizadas, demuestran el efecto de frontera presente en ambas pruebas al no recuperar los niveles de presión, así como un comparativo de las gráficas doble logarítmicas donde se observan los efectos de la transición matriz-fractura, **Figura 4**.

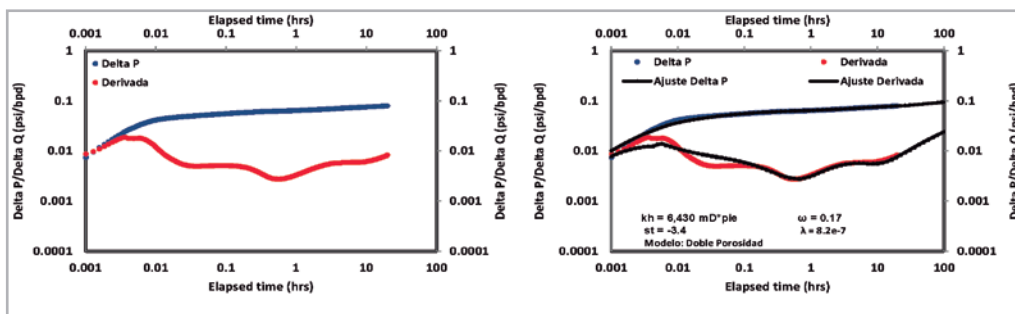


Figura 3. Interpretación de datos caso A, (recuperación).

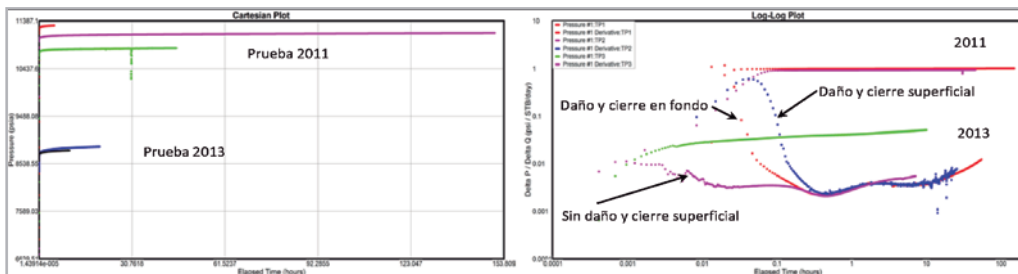


Figura 4. Gráficas de diagnóstico caso A.

Durante la recuperación del pozo se programó un decremento de 40 horas, del cual, se puede observar en la **Figura 5** que presenta tendencias a flujo pseudoestacionario al ajustarse a una pendiente unitaria, nuevamente confirmando un sistema cerrado, la gráfica especializada en coordenadas cartesianas permite estimar el volumen original asociado del orden de 790, 982 MMb.

El comportamiento de producción de este pozo en función del análisis dinámico realizado establece un ritmo de declinación exponencial evidente, aun cuando las diferentes asignaciones de producción indican periodos constantes de gasto; los aforos realizados se alinean perfectamente a un comportamiento del pozo dominado por el periodo pseudoestacionario, con lo cual se puede emplear de concepto de tiempo de balance de materia; la **Figura 6** muestra la historia de producción y la linealidad entre inverso de gasto contra tiempo de balance de materia.

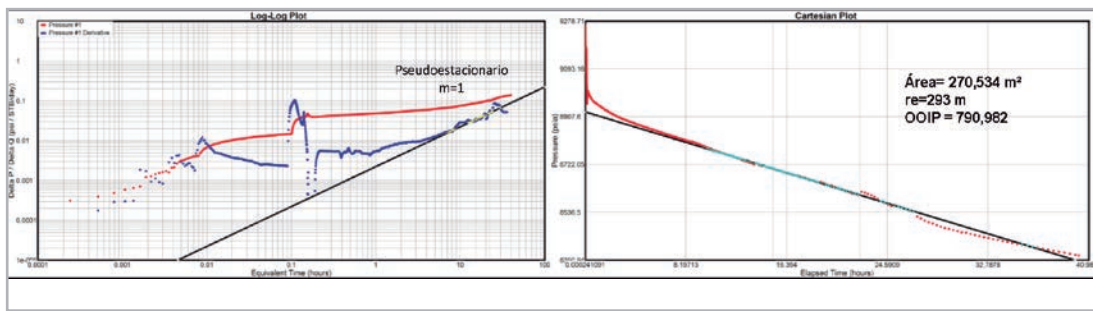


Figura 5. Curva de decremento (40 hrs), caso A.

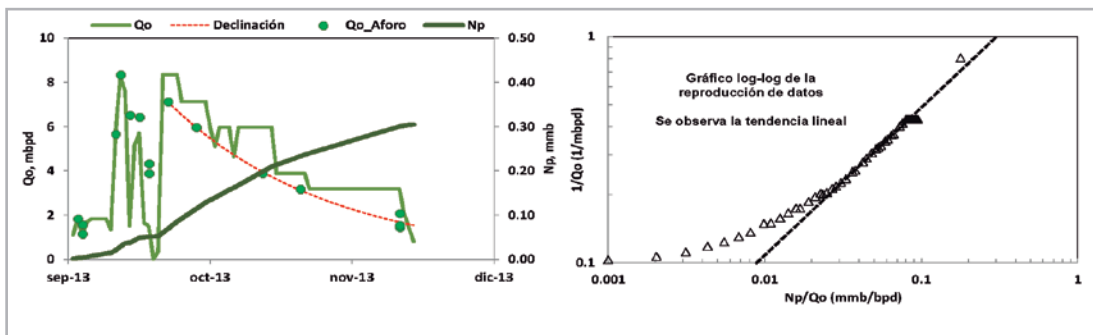


Figura 6. Análisis de datos de producción, caso A.

Es importante señalar que los gastos iniciales estuvieron por arriba de 8 mbd, ritmo de explotación que aceleró la declinación del pozo, abatiéndose por contrapresión en poco más de dos meses de producción; las afectaciones económicas impactan en la rentabilidad del pozo en este horizonte, sin embargo; más adelante se discutirán

las implicaciones a nivel de campo con este tipo de comportamientos durante el desarrollo del mismo. En la **Figura 7** se muestra el análisis de datos de producción para la estimación de N y en función del volumen obtenido, estimar el factor de recuperación final en esta zona asociada al pozo.

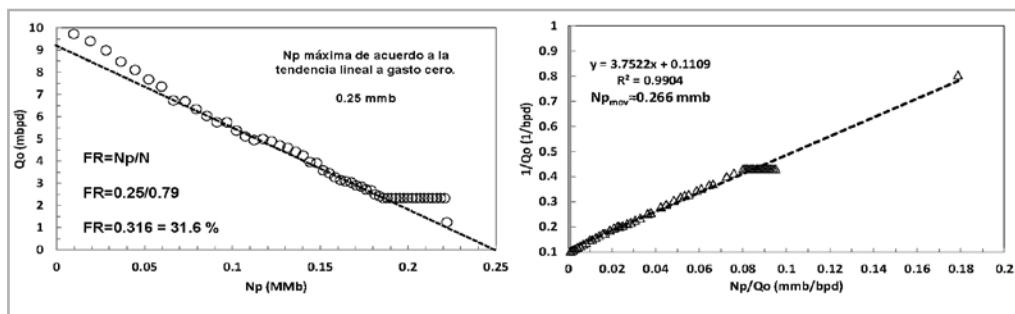


Figura 7. Determinación de Np y FR, caso A.

Finalmente, se realizó un ensayo para determinar el tamaño de bloque de matriz en función de los parámetros obtenidos de las pruebas presión-producción, se utilizaron las ecuaciones propuestas del Dr. Heber Cinco Ley², las cuales establecen que el tiempo adimensional que tarda el fluido en llegar del centro del bloque a las fracturas es de 2.5 y está en función de la permeabilidad de matriz, compresibilidad, porosidad, viscosidad y el tiempo al

cual termina la transición de la expansión de fluidos en las fracturas para observar la respuesta de la matriz; este último parámetro se determina del tiempo al cual el valle termina en la función derivada de la prueba de presión. La **Figura 8** muestra esta aproximación obteniendo una correlación en función de las permeabilidades de la matriz; en el caso articular de permeabilidad de 0.15 md el tamaño de bloque sería de 12 metros.

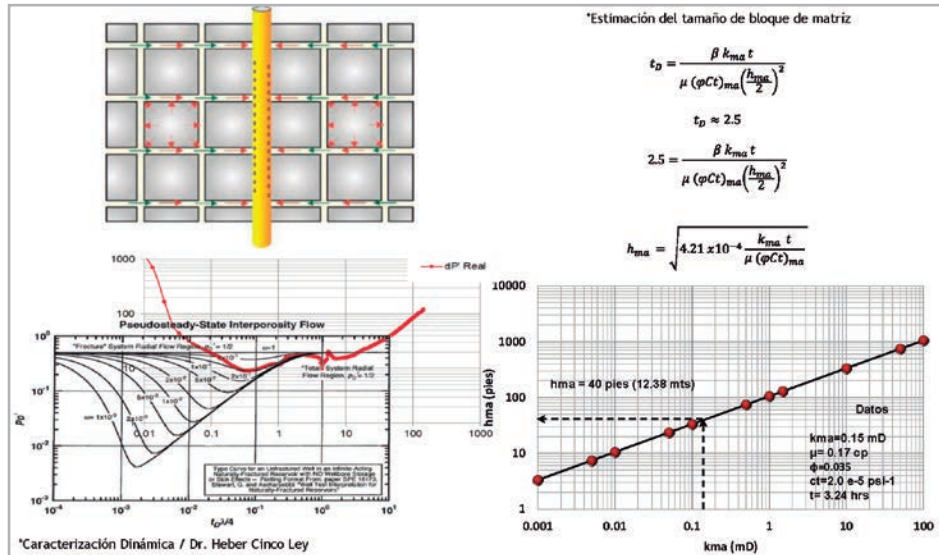


Figura 8. Determinación de tamaño de bloque de matriz, caso A.

Caso B

El siguiente ejemplo muestra un pozo de desarrollo, durante su terminación se pudieron determinar los parámetros del sistema pozo-yacimiento, comunicación por detrás de la tubería de revestimiento y alto daño a la formación, situación que llevó

a realizar una estimulación con resultados favorables, no fue posible realizar una prueba post-estimulación, sin embargo, se aplicaron metodologías para obtener el valor de daño final y realizar aproximaciones al comportamiento dinámico del pozo. Los datos del comportamiento asociado al caso B se presentan en la **Figura 9**.

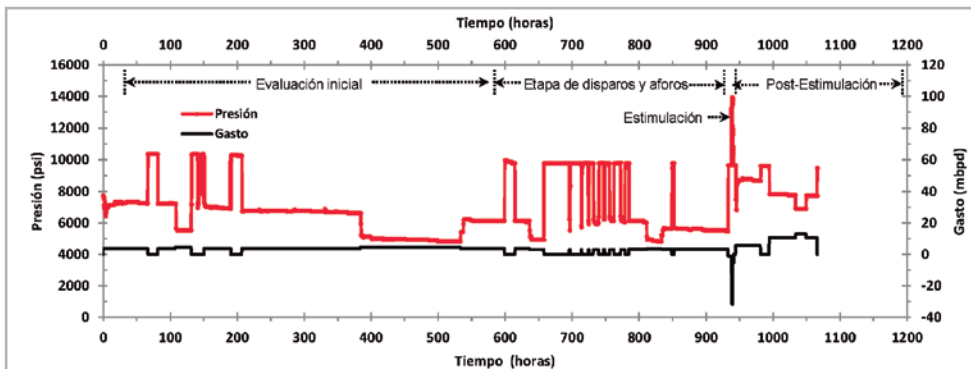


Figura 9. Eventos registrados, caso B.

Los resultados de la prueba de presión se muestran en la **Figura 10**, del modelo analítico se puede observar un factor de daño de 337 unidades, capacidad de flujo de 18,263 mD*pie, omega de 0.20 y lambda de 1.35e-7, estos resultados indican una fracción de almacenamiento de fluidos de 20% en el sistema de fracturas y una capacidad restringida de aporte del sistema de matriz.

A partir de los datos obtenidos de la prueba y el empleo de **“técnicas analíticas para monitoreo de evolución del daño³”**, se determinó la efectividad del tratamiento al llegar a valores promedio de -4 unidades, como se muestra en la **Figura 11**, asimismo, en la **Figura 12** se muestra el ajuste del tratamiento realizado en términos de la reproducción de la historia presión-inyección.

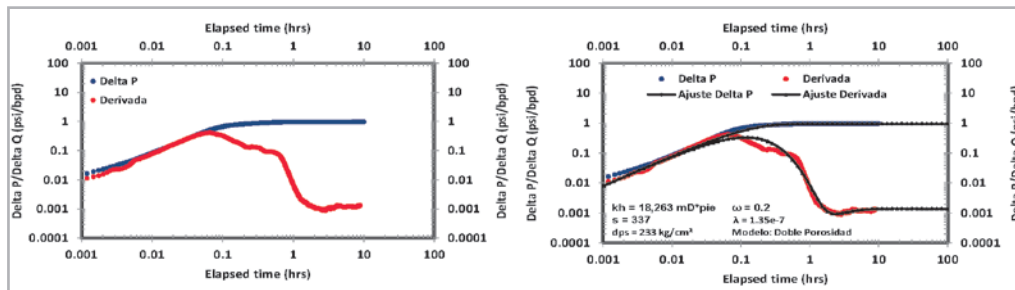


Figura 10. Ajuste del modelo analítico, caso B.

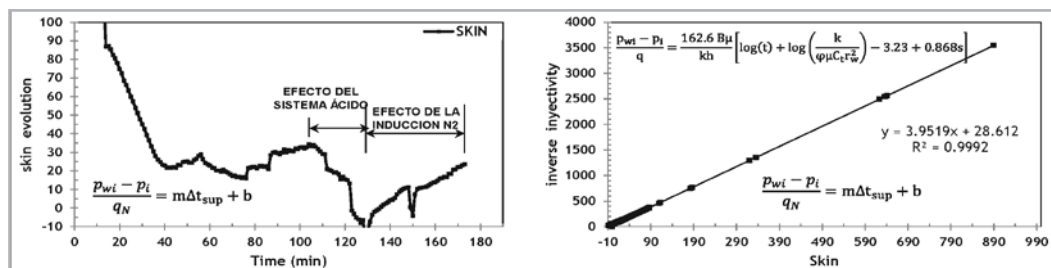


Figura 11. Evolución de daño durante la estimulación, caso B.

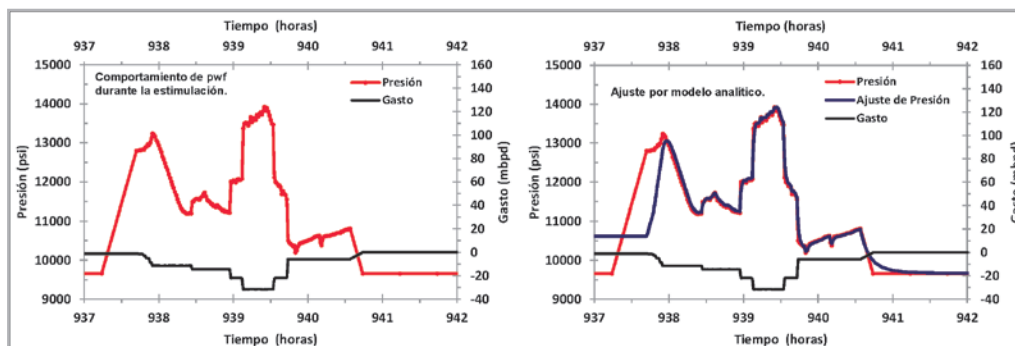


Figura 12. Ajuste del modelo para los datos de la estimulación, caso B.

El caso B exhibe una correlación para tamaño de bloque de matriz y un estimado de 15 metros para una permeabilidad puntual de 0.15 mD, la **Figura 13** muestra el comportamiento mencionado.

Similar al caso A, al inicio de su explotación los gastos iniciales estuvieron por arriba de 12 mbd, ritmo de explotación que aceleró la declinación del pozo y presentó problemas de irrupción de agua, lo anterior llevó a controlar

los gastos de producción permitiendo alargar un poco más la vida productiva por un periodo de 14 meses, **Figura 14**, sin embargo, posteriormente se hicieron evidentes los efectos de frontera, permitiendo realizar análisis de datos de producción y tiempo de balance de materia, estimando valores de N_p finales de 2.2 mmb, como se muestra en la **Figura 15**, los datos reales cerraron en un acumulado de 1.96 mmb, por incremento en el flujo fraccional de agua e igualación de presiones en la superficie.

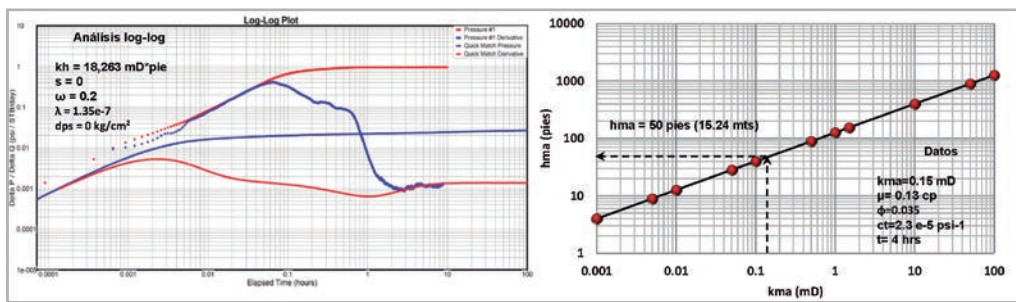


Figura 13. Estimación de tamaño de bloque de matriz, caso B.

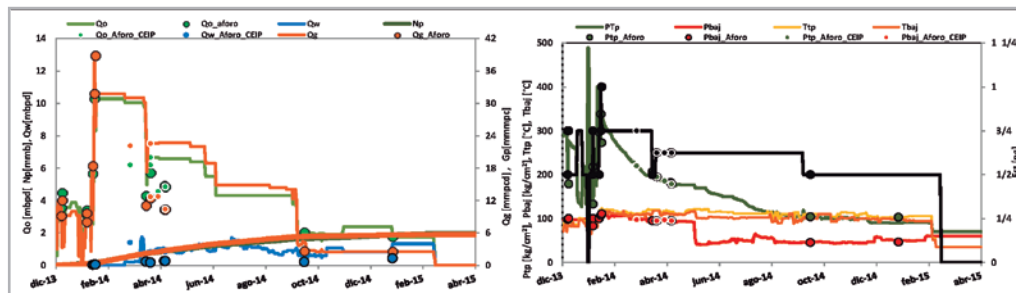


Figura 14. Condiciones operativas, caso B.

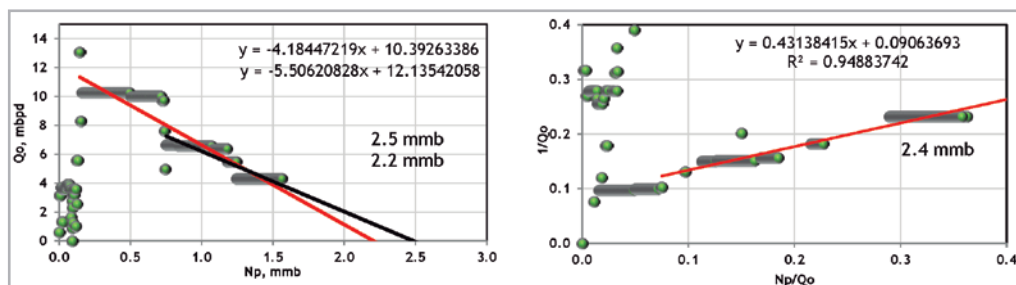


Figura 15. Determinación de N_p con datos de producción, caso B.

Aplicando técnicas de caracterización dinámica, se estimó el volumen original asociado de acuerdo a los niveles de presión alcanzados y al ajuste inicial del modelo analítico, calculándose nuevamente el factor de recuperación;

se observa que al igual que en el caso A el factor de recuperación oscila cerca del 30%; la **Figura 16** muestra los ajustes finales del pozo.

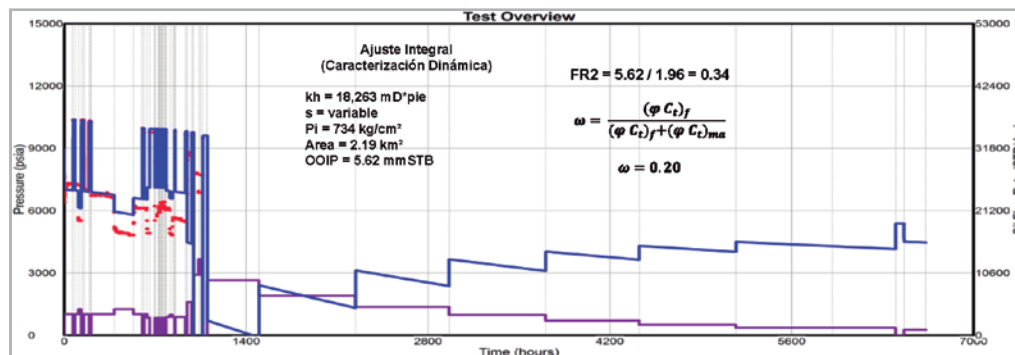


Figura 16. Determinación de FR y OOIP por caracterización dinámica, caso B.

En los casos A y B presentados, se hace referencia a que prácticamente a tiempos tempranos de explotación del pozo, se drena el volumen de las fracturas uniformemente distribuidas, correspondiente al modelo clásico de doble porosidad. Comparando el valor de omega de 17 al 20%, se sugiere que el valor cercano al 10% del factor de recuperación total es el aporte de la matriz; aunado a lo anterior, se encuentra la baja capacidad de aporte que no permite el suministro continuo a gastos altos, por lo que de acuerdo a la práctica, un comportamiento estable oscila entre 500 y 1,500 bpd por pozo.

Comportamiento de acuerdo a la ley de potencias

Acuña, Ershaghi y Yorstos⁴, establecen que las pruebas transitorias de presión en yacimientos naturalmente fracturados varían en sus respuestas de presión, y la consideración de la doble porosidad como modelo estándar para análisis y simulación de campos, siempre obedece a la premisa de que existe una alta densidad de fracturamiento, que está presente en todo el volumen de drene. Un caso especial en el análisis doble logarítmico de una prueba de presión, es cuando se presenta paralelismo entre las curvas de presión y su derivada, asumiendo un comportamiento de fractura de conductividad finita al presentar pendientes cercanas a 1/2, sin embargo, esta consideración puede no ser válida, ya que es complicado encontrar de manera natural este evento como soporte de producción a un pozo (pensando en que la geometría de

fractura sea exacta a un fracturamiento hidráulico), en su lugar se puede pensar que la alimentación de fluido hacia el pozo está dominado por una red de fracturas que no necesariamente estén distribuidas a lo largo del intervalo o de manera espacial, ni tampoco conectadas entre ellas. Estos casos en particular tienen una explicación mejor con base en la geometría fractal.

Un fractal es un objeto geométrico cuya estructura básica, fragmentada o irregular, se repite a diferentes escalas; esta característica se ha observado en afloramientos de formaciones con propiedades como el fracturamiento natural, cuyo comportamiento a diferentes escalas varía de acuerdo a una ley de potencias. En este sentido, el modelo fractal más simple supone un proceso de escalamiento de ley de potencias, cuyo exponente se relaciona al parámetro "dimensión fractal" (d_{mf}), que proporciona información acerca de la separación entre las redes de fracturas, o bien, en un espacio arbitrario, como se presenta la densidad de fracturamiento de la red de fracturas. El segundo parámetro de interés es theta (θ), que caracteriza la difusión (o conectividad), lo anterior permitirá establecer que, aunque el proceso de un análisis transitorio de una prueba de presión es de naturaleza difusiva. En una red fractal la tortuosidad de la trayectoria a diferentes escalas llevará a procesos lentos de difusión, en el caso presente se realizarán suposiciones sobre la conectividad (θ), y la relación entre este parámetro, y la dimensión fractal se obtendrá involucrando la pendiente encontrada en el paralelismo de la DP y la función derivada de la prueba.

Caso C

El último ejemplo de este trabajo, exhibe condiciones interesantes desde el punto de vista del entendimiento de un comportamiento no uniforme del fracturamiento natural de un campo; así mismo, presenta un cambio de paradigma respecto a criterios de interpretación con modelos establecidos para pruebas de presión–producción.

Los eventos registrados durante la etapa de terminación del pozo constan de una etapa de evaluación, estimulación,

análisis transitorio de presión, operación de fracturamiento y análisis transitorio post-fracturamiento. La **Figura 17** muestra las operaciones realizadas de inducción al inicio de la evaluación del pozo; al no observarse respuesta favorable (como en los casos A y B), se procedió a estimularlo logrando remover el daño a la formación en la vecindad del pozo; posterior a la toma de información se determinó efectuar un fracturamiento hidráulico–ácido; previamente fue necesario colocar un tapón por el interior de la tubería de revestimiento para tener mayor control de este tratamiento.

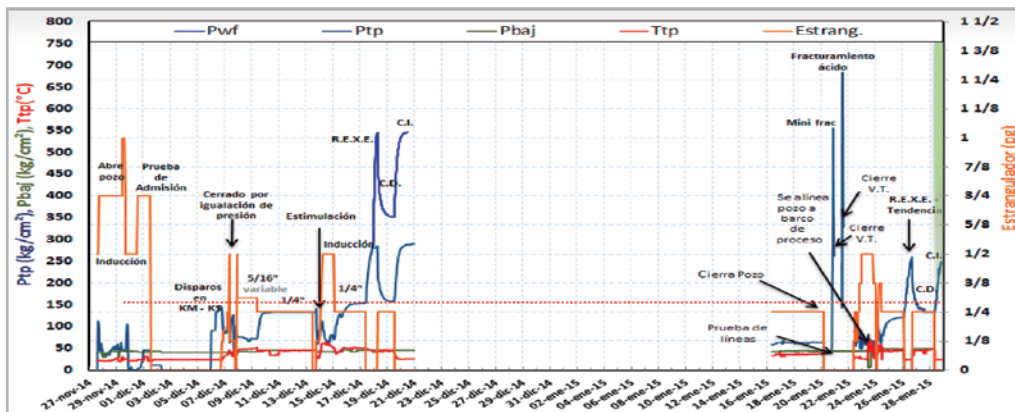


Figura 17. Operaciones registradas, caso C.

Posterior al fracturamiento se observaron condiciones de flujo menores a las alcanzadas previamente; con la finalidad de descartar daño a la formación por este tratamiento se procedió a realizar nuevamente una prueba de presión; la **Figura 18** muestra la sincronización de eventos para su diagnóstico.

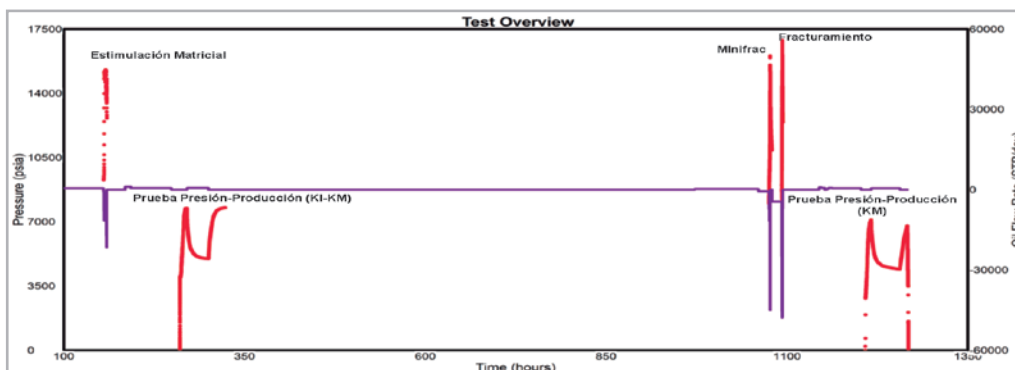


Figura 18. Sincronización de eventos para análisis dinámico, caso C.

Los resultados en gráfica doble logarítmica para la primera prueba, previa al fracturamiento hidráulico, se muestran en la **Figura 19**, observándose que en el caso del incremento se ve dominado por almacenamiento, siendo la prueba de decremento la mejor respuesta para análisis; en este comportamiento se aprecia un paralelismo entre la DP y la

función derivada, la cual a simple vista se pudiese pensar en un modelo de fractura de conductividad finita, que erróneamente se considera como válido al suponer que el pozo pasa a través de una gran fractura, creando la misma geometría de flujo.

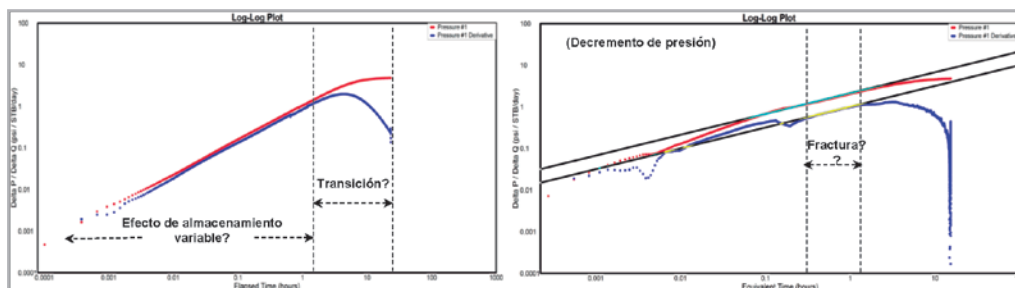


Figura 19. Análisis dinámico pre-fracturamiento, caso C.

Es importante recordar que la suposición de un modelo de fractura de conductividad finita sugiere que el pozo atraviesa exactamente a la mitad la fractura, de manera tal que se tendrían las dos alas que comunicaron al pozo; en la realidad es complicado explicar que estas condiciones físicas estén presentes; por otro lado, se debería mejorar la condición de flujo del pozo al pasar a un régimen lineal; sin embargo, en varios pozos que muestran el comportamiento del caso C tienden a ser de los menos productivos en toda su fase de explotación.

Bajo las consideraciones anteriores se efectuó un fracturamiento hidráulico-ácido, cuyos resultados demostraron a partir del comportamiento del fall-off que no fue factible generar condiciones de fractura, sin embargo, se procedió a realizar otra prueba para confirmar lo anterior; la **Figura 20** muestra este caso.

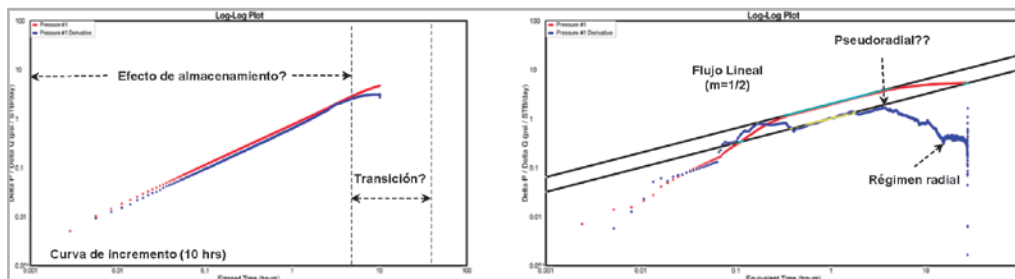


Figura 20. Análisis dinámico post-fracturamiento, caso C.

Nuevamente se observan los mismos efectos de la prueba pre-fracturamiento, en este caso mostrando un proceso de difusión más lento. La aplicación de los métodos de interpretación referidos a geometrías fractales, ha servido para obtener un mejor entendimiento físico de la dinámica de este tipo de formaciones, en avances recientes que se tienen respecto a la caracterización dinámica de yacimientos, se ha encontrado que este tipo de comportamientos está relacionado a características

de yacimientos naturalmente fracturados, con una densidad de fracturamiento diversa, así como diferentes niveles de conectividad entre las redes de fracturas. **Acuña, Ershaghi y Yorstos**⁴, presentan casos similares a lo observado en el caso C, como se muestra en la **Figura 21. Flamenco y Camacho**⁵, también muestran casos de campo con un comportamiento de ley de potencias, característico de yacimientos fracturados con geometría fractal.

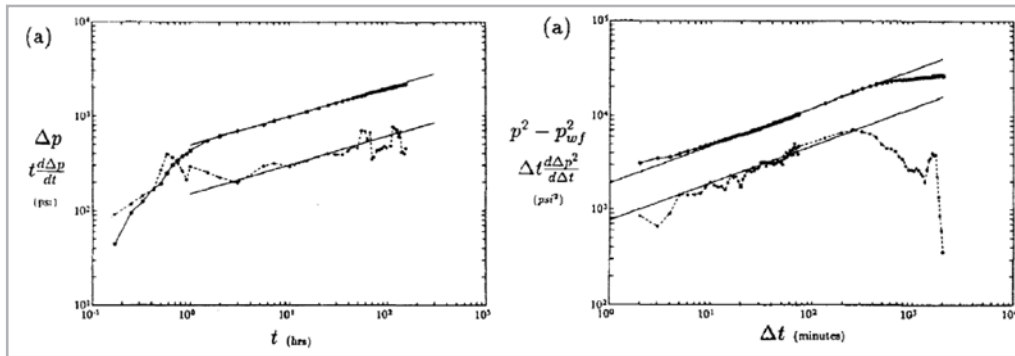


Figura 21. Ejemplos de función derivada con geometría fractal, (Acuña et al.).

Un análisis cualitativo del grado de fracturamiento que se tendría de acuerdo a lo observado en la Figura 20, se establece en función del parámetro denominado “dimensión fractal” (df), la **Figura 22** muestra tres representaciones de este valor, para los casos a, b y c de 1.78, 1.65 y 1.47,

respectivamente; es importante señalar que estos valores implican que estas fracturas están todas conectadas, esto se deriva de un segundo parámetro theta (θ), que en términos de valores extremos de 0 y 1 indicarían que todas las fracturas está conectadas o aisladas respectivamente.

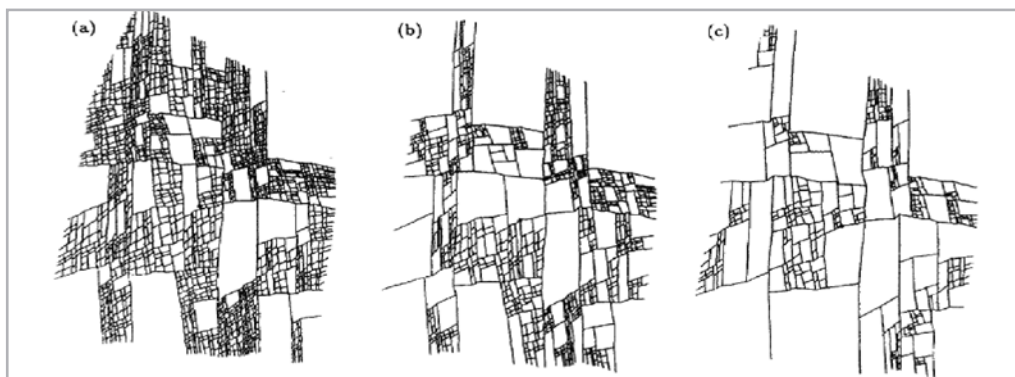


Figura 22. Densidad de fracturamiento en base a la dimensión fractal, (Acuña et al.).

En el caso C, tomando los valores extremos de theta y utilizando el valor de 0.5 de la pendiente, se utiliza la expresión $v=1-df/(2+\theta)$, en la cual v es el valor de la pendiente. El valor de la dimensión fractal estimado es de 1 (considerando $\theta =0$), lo cual corresponde a un escenario de una sola fractura atravesando el pozo, que es diferente a la consideración de que el pozo está hidráulicamente fracturado; el segundo caso (considerando

$\theta =1$), corresponde a una dimensión fractal de 1.5, el cual representa un escenario ligeramente mejor que el caso "C" de la **Figura 21**; sin embargo, lo anterior considera que las fracturas están aisladas, **Figura 23**, es decir, el caso C presente es peor que el caso C de Acuña et al., debido a que se está considerando que no hay comunicación entre las fracturas, y el caso de Acuña et al., considera que todas las fracturas están comunicadas.

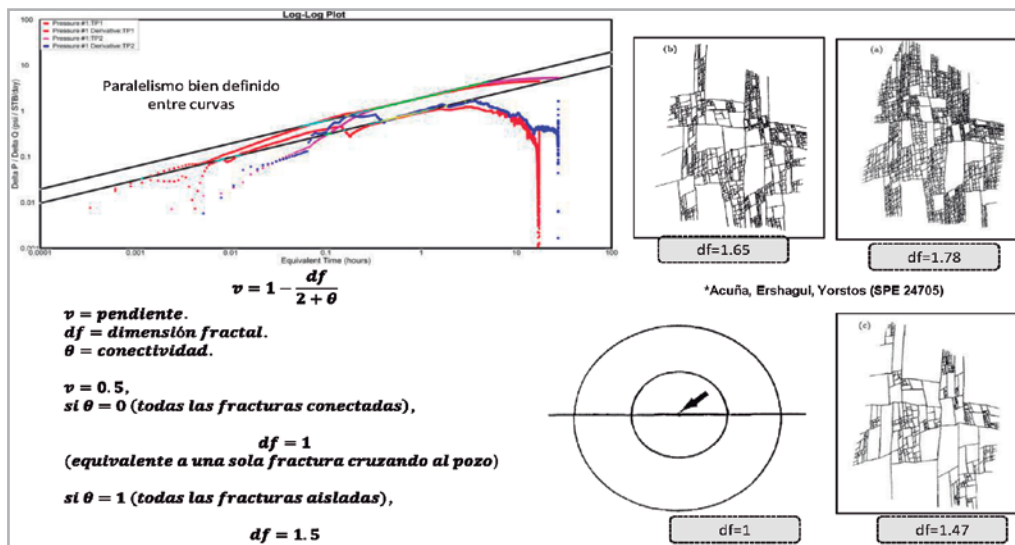


Figura 23. Aproximación del parámetro d_{mf} , asumiendo valores de θ , caso C.

Por otro lado, los casos de la Figura 22 de Acuña et al., como el caso C implica un yacimiento homogéneo, es decir, la matriz es compacta y no tiene porosidad; toda la porosidad está contenida en la red de fracturas. Lo anterior puede corroborar los comportamientos observados de baja productividad del pozo, incluso después de realizado el tratamiento de fracturamiento hidráulico, también se

obtiene un sentido físico de la repetición de pendientes durante las pruebas antes y después de la operación de fracturamiento, así mismo, la baja recuperación de presión entre ambas pruebas deriva en un problema de difusión lenta. La entrega a producción de este pozo se fijó en 500 bpd, cuota que ha mantenido por año y medio en condiciones estables, como se muestra en la **Figura 24**.

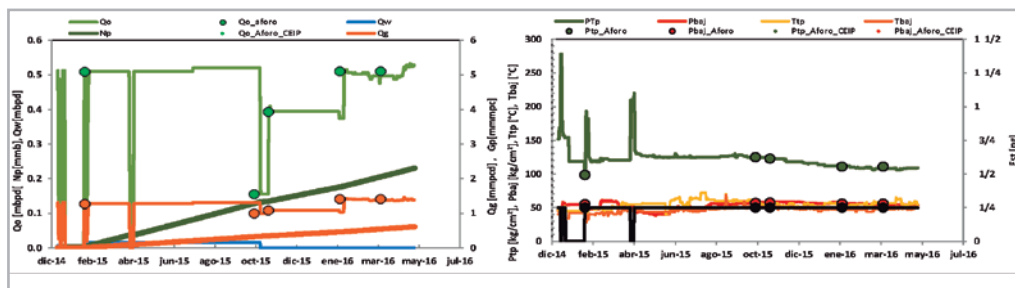


Figura 24. Condiciones de explotación, caso C.

Doble porosidad como caso particular de fracturamiento no uniforme

A través de los casos mostrados A, B y C, se observa que para un yacimiento la variabilidad espacial sus propiedades, como el fracturamiento es crítico para obtener producciones comercialmente rentables, el resto de los pozos del campo presentan características similares a las presentadas en el

trabajo presente. Los valores de presión registrados a lo largo de la explotación del campo han presentado diferentes niveles con cada entrada a producción de un pozo, lo cual hace complicado asignar una tendencia de declinación y por lo tanto, aplicar técnicas como el balance de materia para obtener una estimación para el volumen original. La **Figura 25** muestra la variabilidad del campo en términos de presión y producción.

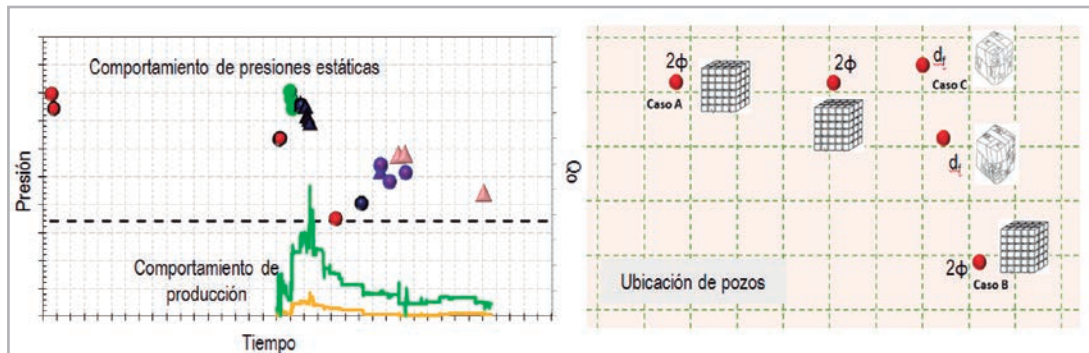


Figura 25. Condiciones de explotación, caso C.

De manera general, se puede establecer que las redes de fracturamiento de este yacimiento no se encuentran uniformemente distribuidas, los comportamientos observados obedecen a redes comunicadas pequeñas, que permiten establecer un comportamiento de doble porosidad; sin embargo, se encuentran en un volumen restringido con poca o nula conectividad con otras redes que a su vez pueden o no comportarse de la misma forma. Así mismo, el comportamiento fractal permite tomar como caso particular la doble porosidad, en función de que la dimensión fractal (d_{mf}), tome el valor de 2, los valores de 1 serían una aproximación al caso C y valores entre 1 y 2 representarán variaciones en la distribución del fracturamiento. Es decir, para tener el comportamiento clásico de doble porosidad de Warren y Root, se requiere que la dimensión fractal (d_{mf}), sea 2, fracturas uniformemente distribuidas y que θ sea igual a 0, fracturas interconectadas y que la matriz sea porosa y transfiera fluidos a la red de fracturas.

Con base en los análisis presentados, se demuestra que es complejo modelar a través de un simulador de doble porosidad el comportamiento dinámico de un campo, debido a la naturaleza de los datos de entrada requeridos por el modelo analítico en el que se basa; como se ha demostrado, este tipo de modelos para que se presenten

en el campo requieren características muy particulares, que son diferenciables entre yacimientos naturalmente fracturados de otro origen, como puede ser un ambiente de bancos oolíticos, en los cuales las condiciones matriciales y de microfracturamiento obedecen a comportamientos radiales, que nuevamente no deben de modelarse como doble porosidad debido a que el comportamiento dinámico de pruebas transitorias de presión no muestran comportamiento clásico de deflexión en la derivada; es decir, las microfracturas, oolitas y matriz se comportan dinámicamente como un solo medio. De igual manera, comportamientos que presenten paralelismo en términos de DP y función derivada, sin un antecedente de un trabajo de fracturamiento hidráulico, no se pueden asociar al cruce de un pozo con una fractura natural, lo que lleva a decisiones erróneas sobre la productividad del pozo.

Una estrategia de desarrollo bajo este tipo de comportamientos requiere especial atención desde el punto de vista técnico y económico, el riesgo asociado es alto dada la incertidumbre de poder encontrar zonas o clusters de fracturamiento que sean potencialmente explotables, sin embargo, se presentan dos cuestiones: aún en los comportamientos que exhiben doble porosidad clásica no se soportan altas cuotas de producción, situación

que lleva a administrar la producción a gastos bajos y segundo, la irrupción de agua es otro riesgo latente en este tipo de formaciones. El impacto en el comportamiento de la producción por la presencia de una geometría fractal, para yacimientos de una y doble porosidad, se muestran en **Camacho et al (referencia 6)**, se obtienen producciones menores a los casos clásicos de geometría Euclidiana.

Es importante señalar que la obtención de parámetros para la definición de estos clusters, dependen fuertemente de la cantidad y calidad de la información que se tome, situación que en diversas ocasiones se limita por tener pozos con altos gastos iniciales, sacrificando así la obtención de datos para una mejor toma de decisiones con implicaciones severas sobre el entendimiento de

la física del yacimiento y llegando a consideraciones de que todo el yacimiento es buen productor y que los problemas de declinación obedecen a cuestiones ajenas al comportamiento mostrado en los casos anteriores.

Impacto económico y rentabilidad

Una vez identificadas las problemáticas de la baja producción de los pozos, las áreas de drene restringidas y el riesgo que implica el comprometer una cuota y un perfil de producción en yacimientos de este tipo, se muestra la evaluación económica de los casos presentados. La **Tabla 1**, presenta la rentabilidad de los pozos A, B y C.

Tabla 1. Evaluación económica de casos A, B y C.

Indicadores	Periodo 2013				Periodo 2014		Unidades
	Caso A		Caso B		Caso C		
	Antes de impuestos	Después de impuestos	Antes de impuestos	Después de impuestos	Antes de impuestos	Después de impuestos	
VPN	139	-172	1824	15	-8	-455	Millones de pesos
VPI	318	318	630	630	650	650	Millones de pesos
VPN/VPI	0.44	-0.54	3.18	0.32	-0.01	-0.7	Pesos / peso

Se puede observar que el pozo A presenta indicadores negativos derivado del poco tiempo de producción, debido a que la inversión incluye el concepto de recuperación del pozo exploratorio; sin embargo, el periodo en el cual se tuvo producción, los precios del petróleo eran superiores a 80 dls/bl (2013), pero derivado de la baja recuperación de hidrocarburos, no resultó rentable. El caso B por el contrario, en el mismo periodo logró administrarse y alargar su vida productiva, situación que lo hace rentable después de impuestos en condiciones marginales. Finalmente, el caso C presenta valores negativos después de impuestos derivados de la baja producción y el descenso de los precios del hidrocarburo en el año 2014, lo cual no lo hacen rentable en comparación con las expectativas de producción que se tenían contempladas inicialmente; a diferencia de los pozos A y B, el pozo C se ha administrado desde el inicio de su

explotación y continúa fluyendo a gastos poco atractivos económicamente en la Región marina.

Con fundamento en los aspectos técnicos y las evaluaciones económicas analizadas, se puede concluir que los yacimientos que presentan una distribución no uniforme del fracturamiento natural representan un riesgo potencial durante su desarrollo, lo anterior obliga a ser más exigentes durante las evaluaciones de las localizaciones exploratorias y poner mayor énfasis en el componente dinámico, permitiendo con esto mejorar la certidumbre de la reserva, acelerar los procesos de delimitación de campos y asegurar la generación de valor a la organización mediante la participación conjunta de las diferentes especialidades que conformarán un proyecto exploratorio y de desarrollo.

Conclusiones

Los comportamientos asociados a modelos de una y doble porosidad, representan condiciones de flujo muy diferentes a las expectativas tradicionales en el contexto de un yacimiento naturalmente fracturado; la obtención de parámetros del sistema pozo-yacimiento mediante pruebas de presión, permita un buen ajuste de los comportamientos observados, así como de la predicción de condiciones futuras.

El uso de conceptos como la geometría fractal, conduce a un sentido físico más preciso sobre los eventos que no se pueden explicar por modelos convencionales de interpretación mediante el uso de pruebas de presión. Así mismo, engloba conceptos de una sola fractura o un modelo de una y doble porosidad como casos particulares, permitiendo una variedad de escenarios de distribución y conectividad de redes de fracturas entre ellos.

El desarrollo de campos con distribución no uniforme de redes de fracturas, representa un riesgo económico con cualquier premisa de evaluación, lo anterior derivado de la complejidad del medio y la alta incertidumbre de los volúmenes a recuperar, el pronóstico de producción y los gastos de explotación, lo anterior sugiere buscar alternativas de desarrollo que permitan ser económicamente flexibles a la organización.

Agradecimientos

Los autores agradecen a las autoridades de la Subdirección de desarrollo de campos por permitir presentar este trabajo; así como la participación de los especialistas de la Gerencia de Proyectos aguas someras por su soporte y apoyo durante la realización de este trabajo.

Referencias

1. Acuña, J. A., Ershagui, I. y Yorstos, Y. C. 1995. Practical Application of Fractal Pressure-Transient Analysis in Naturally Fractured Reservoirs. *SPE Form Eval* **10** (3): 173-179. SPE-24705-PA. <https://doi.org/10.2118/24705-PA>.
2. Camacho-Velázquez, R. G., Fuentes-Cruz, G. y Vásquez-Cruz, M. A. 2008. Decline Curve Analysis of Fractured Reservoirs with Fractal Geometry. *SPE Res Eval & Eng* **11** (3): 606-619. SPE-104009-PA. <https://doi.org/10.2118/104009-PA>.
3. Cinco-Ley, H. 2012. *Notas de Caracterización Dinámica de Campos*.
4. Flamenco-López, F. y Camacho-Velázquez, R. G. 2003. Determination of Fractal Parameters of Fractured Networks Using Pressure-Transient Data. *SPE Res Eval & Eng* **6** (1): 39-47. SPE-82607-PA. <https://doi.org/10.2118/82607-PA>.
5. Petríz Munguía, J. M., Camacho Velázquez, R. G. y González Valtierra, B. E. 2015. Aplicación de Técnicas Analíticas para la Evaluación de Estimulaciones: Evolución del Daño, Efectividad de Sistemas Ácidos y Ajustes Presión-Inyección. Congreso Mexicano del Petróleo, Guadalajara, Jal., junio 10-13.
6. Warren, J. E. y Root, P. J. 1963. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *SPE J.* **3** (3): 245-255. SPE-426-PA. <https://doi.org/10.2118/426-PA>.

Semblanza del autor

José María Petríz Munguía

Ingeniero Petrolero egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional, en 2004. De 2005-2007 realizó estudios de posgrado en el Instituto Mexicano del Petróleo, obteniendo el grado de Maestro en Ingeniería.

En el año 2008 ingresa a Petróleos Mexicanos en el Activo Integral Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste, asignado al área de Ingeniería de yacimientos. De 2009 a 2011 laboró en Superintendencia de productividad de pozos como Ingeniero analista-operativo de pozos fluyentes.

En noviembre de 2011 se integra a la Subdirección de desarrollo de campos como encargado del área de productividad de pozos de la Coordinación de diseño e ingeniería de proyectos.

De abril de 2014 a la fecha se ha desempeñado de manera intermitente como Encargado de Despacho de la Coordinación de diseño e ingeniería de proyectos y de Encargado del área de productividad de pozos. De julio de 2015 a la fecha es Encargado de despacho de la coordinación de diseño e ingeniería de proyectos de la Gerencia del proyectos aguas someras de la Subdirección de desarrollo de campos.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., Sección Dos Bocas e integrante de la Red de expertos en caracterización integral de yacimientos naturalmente fracturados de PEP.

Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez

En 1979 obtuvo el grado en la carrera de Ingeniería Geofísica en la Universidad Nacional Autónoma de México. En 1983 realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera en la Universidad de Tulsa, Oklahoma; y en 1987 obtuvo el grado de Doctor en Ingeniería Petrolera en la misma universidad.

De 1979 a 1981 laboró en el Instituto Mexicano del Petróleo. De 1987 a 1988 trabajó como Investigador Asociado en el Departamento de Ingeniería Petrolera de la Universidad de Tulsa. En 1988 es Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, hasta 1991. Durante este periodo forma un grupo de investigación realizando varios proyectos para Pemex.

Es miembro de la Academia Nacional de Ingeniería, y de la Academia de la Investigación Científica. En 2008, durante el Congreso Anual de la SPE recibió la distinción Lester Uren Award por sus aportaciones técnicas. Ha sido invitado a participar como Technical Editor en la Society of Petroleum Engineers Editorial Review Committee en 1996, y hasta 1999 fue Review Chairman de la revista SPE Reservoir Evaluation and Engineering. Ha recibido la Medalla "Juan Hefferan", otorgada por la AIPM, al mejor trabajo técnico, en 1990 y 1993; el "Premio Nacional de la Administración Pública", otorgado por el Gobierno Mexicano, en 1990; la Medalla "Academic Excellence" otorgada por la Atlantic Richfield Company, Tulsa, en 1982; la Medalla "Gabino Barreda", otorgada por la UNAM en 1979; y Mención Honorífica otorgada al término del examen profesional por la Facultad de Ingeniería, UNAM, en 1979. En 2014 fue seleccionado por la SPE para ser Conferencista Distinguido en el periodo 2015-2016.

Blanca Estela González Valtierra

Egresada de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, donde obtuvo el título de Ingeniera Petrolera en 1996. En el periodo 2000-2002 realizó estudios de postgrado en la misma institución, con especialidad en Ingeniería de yacimientos. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1997 en el área de productividad de pozos del Activo Integral Litoral de Tabasco de la RMSO.

De 1999 a 2010 se desempeñó como especialista de yacimientos, alcanzando el puesto de Superintendente de Ingeniería de yacimientos y líder de proyectos en el Activo Integral Litoral de Tabasco de la RMSO. En 2011 cubrió el puesto de Coordinador de Diseño de Proyectos en el mismo Activo. Posteriormente, en septiembre del mismo año, se integró a la Subdirección de desarrollo de campos, en donde se desenvuelve como Líder de proyecto y Coordinador de diseño e ingeniería de proyectos.

En 2015 es nombrada Gerente de Proyectos de Aguas Someras de la Subdirección de Desarrollo de Campos, donde se desempeña actualmente. Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Sección Dos Bocas.