

Evaluación de yacimientos naturalmente fracturados y retos por resolver

Ing. Roberto Padilla Sixto
Asesor y Consultor
rpsasesoriatecnica@yahoo.com.mx

Ing. Ricardo Toledo Piña
APAPCH-SPRMSO, PEP

Información del artículo: Recibido enero de 2012-aceptado marzo de 2013

Resumen

Dada la extrema complejidad y la importancia de los yacimientos naturalmente fracturados (YNF), y de la necesidad de conocer sus características estáticas y dinámicas que permitan diseñar escenarios de explotación viables; en este trabajo se muestra una síntesis condensada de resultados teórico-prácticos derivados de realizar e integrar estudios de ingeniería de yacimientos, caracterización integral, productividad y otros; se define un esquema conceptual para la evaluación de yacimientos; el efecto de las propiedades petrofísico-estructurales, fluidos y producción sobre las variaciones observadas en los patrones aparentes definidos por la respuesta dinámica del sistema pozo-yacimiento y sus implicaciones en la estimación y especulación de los parámetros característicos de los sistemas de fracturas, actualmente fuera de alcance; la influencia de las variables litológico-petrofísicas y afluencia de agua sobre las abruptas tendencias de declinación y su efecto dramático en la productividad de pozos en medios fracturados; asimismo, la problemática intrínseca en la construcción de modelos de simulación que representen con certidumbre el comportamiento volumétrico y que validen la influencia espacial de las propiedades petrofísico-estructurales y distribución de fluidos, como soporte para la evaluación de procesos de recuperación secundaria y mejorada, como alternativas para prolongar la vida productiva de yacimientos en estado avanzado de explotación; finalmente, los límites y retos tecnológicos por resolver. Se establece la necesidad de llevar a cabo estudios multidisciplinarios sustentados en procesos sistemáticos e integrales, derivados de la conjugación de resultados sustantivos y flujo efectivo de información, en donde el nivel de conocimientos y experiencia, procedimientos y técnicas de análisis son vitales.

Palabras clave: Yacimiento naturalmente fracturado, caracterización integral, modelo dinámico, análisis de presiones, análisis de declinación de la producción, productividad de pozos.

Abstract

Given the extreme complexity and the importance of the naturally fractured reservoirs (NFR), and under the need to know its static and dynamic characteristics that allows to design viable exploitation scenarios; in this paper it is shows a condensed summary of: theoretical and practical results derived of achieve and integrate studies of reservoir engineering, integral characterization, productivity and others; a conceptual schema for the reservoir evaluation is given; the effect of petrophysic-structural properties, fluids and production over the changes observed in the apparent patterns defined by the dynamic response of the well-reservoir system and its implications on the estimation and speculation of the characteristic parameters of the fracture systems, currently out of reach; the influence of lithologic-petrophysical variables and the water inflow on the abrupt tendencies of declination and its dramatic effect on the well productivity in a fractured

media; also, the intrinsic problem in the construction of numerical simulation models that represent with certainty the volumetric behavior and validate the spatial influence of the petrophysic-structural properties and the distribution of fluids, such as support for the evaluation of secondary and enhanced oil recovery process, as alternatives to prolong the productive life of reservoirs in state of advanced exploitation; finally, the limits and technology challenges to solve. It is necessary to carry out multidisciplinary studies based on systematic and integral processes, derived from the conjugation of substantive results and effective flow of information, where the level of knowledge and experience, procedures and techniques of analysis are important.

Key words: Naturally fractured reservoirs, integral characterization, dynamic model, pressure transient analysis, well productivity.

Introducción

La mayor parte de la producción de hidrocarburos de México proviene de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. En estos sistemas altamente heterogéneos y anisotrópicos, los cambios en los tipos porosos debido a procesos de disolución y diagenéticos, la existencia de complejos e intrincados sistemas de fracturas asociados a fallamiento y/o plegamiento, crean desde micro fracturas hasta canales de alta conductividad que originan cambios en las propiedades petrofísicas que afectan el fenómeno de flujo, tanto en la vecindad como lejos de los pozos, y con esto grandes variaciones en capacidades y eficiencias de flujo; asociadas no sólo a condiciones de producción favorables, sino también a una temprana producción de agua; conllevan a que la caracterización de estos sistemas de fracturas sean un proceso en extremo complejo, más aún cuando técnicas de análisis, modelos y metodologías podrían tener una aplicabilidad limitada; por lo que hoy en día el proceso de evaluar, modelar y predecir el comportamiento de este tipo de yacimientos sigue siendo todo un reto.

La problemática asociada a los yacimientos fracturados hace necesario llevar a cabo estudios integrales sistemáticos sobre una estricta y efectiva conjugación de información estática y dinámica, y es inminente que un estudio aislado soportado incluso en las metodologías más novedosas, bases de información óptimas y herramientas de análisis de punta, reflejen un alto grado de incertidumbre. El proceso de evaluación integral de yacimientos debe conjugar, distribuciones de permeabilidades, heterogeneidades y zonas preferenciales de flujo; información litológico-petrofísica validada con modelos sedimentarios, de fracturas en núcleos y datos sísmicos, datos de producción, etcétera.

Condiciones favorables de producción pueden ser observadas en pozos cercanos a zonas de falla y pueden

ser correlacionadas con modelos de facies y de fracturas; son asociados con altas productividades y una temprana afluencia de agua. Resultados dinámicos conjugados con modelos sedimentarios, petrográficos y diagenéticos de los rellenos de fracturas permiten identificar sistemas fracturados de baja productividad, o medios intensamente fracturados que siguen modelos de yacimientos puramente homogéneos; y así, técnicas disponibles para el análisis de presiones pueden tener una aplicabilidad limitada. Esto mismo sucede en el modelado y predicción del comportamiento de producción, en donde el efecto de entrada de agua marcará la tendencia de declinación absoluta, y con esto disminuidas expectativas tanto a escala de pozo como de yacimiento, afectando las condiciones de productividad y con esto el cierre temprano de pozos.

Caracterización de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados

La caracterización de yacimientos consiste en evaluar cualitativa y cuantitativamente una formación de acuerdo a modelos determinados. Para llevar a cabo esta evaluación, se requiere necesariamente de un trabajo multidisciplinario sustentado en un proceso sistemático e integral, en donde la integración y la conjugación de resultados y flujo de información son fundamentales. El nivel de conocimientos y la experiencia también representan un punto de impacto; sin dejar de mencionar los procedimientos técnicos y herramientas de análisis, y en donde la definición de objetivos y alcances, así como la base de información deben ser suficientes y confiables. Un problema inherente a la caracterización de yacimientos es la calidad y cantidad de información, esta puede ser incompleta u obtenida con herramientas inapropiadas, siendo susceptible a programas de toma de información mal diseñados y/o afectada por fenómenos naturales, sin dejar de considerar las posibles deficiencias durante el pre y post procesamiento.

Los yacimientos fracturados del país presentan fuertes variaciones en la distribución de propiedades litológico-petrofísicas, con permeabilidades que pueden variar hasta la decena de darcies y asociados a bajas o muy altas porosidades secundarias. Esto impactará en el cálculo del volumen original, así como en la estimación de reservas. El punto culminante de este proceso de integración es la simulación numérica de yacimientos, que bajo la consideración de un modelo integrado permita establecer y evaluar con certidumbre las mejores alternativas de explotación.

Considerando las diferentes escalas en el volumen de roca, un estudio de caracterización puede ser realizado en las escalas micro a megascópicas, lo cual incluye el tratamiento de datos sísmicos (2D y 3D), pruebas de presión, registros geofísicos de pozo, análisis de muestras de núcleos, etc. La porosidad total puede ser discretizada en porosidad primaria (interpartícula) y porosidad secundaria (intercristalina, móldica, vugular y fracturas), cuya conexión con microfracturas y redes de fracturas, crearán canales de alta conductividad que facilitarán el flujo no sólo de aceite y gas, sino también de agua; o durante el proceso de inyección de gas o agua en programas de recuperación secundaria. Desafortunadamente, la alta transmisibilidad es la principal causa de la invasión de los pozos por agua de formación, la cual viajará

preferentemente por las fracturas y fallas, invadiendo incluso bloques estructuralmente altos.

Los procesos de plegamiento y fallamiento, normalmente son acompañados por una alta intensidad de fracturamiento, originados principalmente por fallas laterales con desplazamiento,¹ **Figura 1**. Las fracturas y su relación espacial deben ser identificadas con el propósito de definir los sistemas de fracturas, esfuerzos principales y su asociación con fallas y pliegues, lo cual permitirá justificar las variaciones observadas tanto en permeabilidades como en el comportamiento de producción. De estudios en YNF mesozoicos, se establece que el fracturamiento puede no ser continuo ni vertical ni lateralmente; y sin embargo, en el yacimiento será posible definir zonas intensamente fracturadas principalmente en los pozos terminados en la zona de influencia de las fallas, como se muestra en la **Figura 2**, y normalmente corresponderá a los pozos con las mejores condiciones de producción. Estas heterogeneidades se evidenciarán en la respuesta de presión observada entre pozo y pozo. Estas variaciones, tanto verticales como laterales, controlarán los cambios de permeabilidad y porosidad en el yacimiento, presentándose cambios extremos en la permeabilidad, la cual puede variar desde fracciones de milidarcy hasta permeabilidades del orden de la decena de darcies, lo cual afectará rotundamente la productividad de los pozos.²⁻⁴

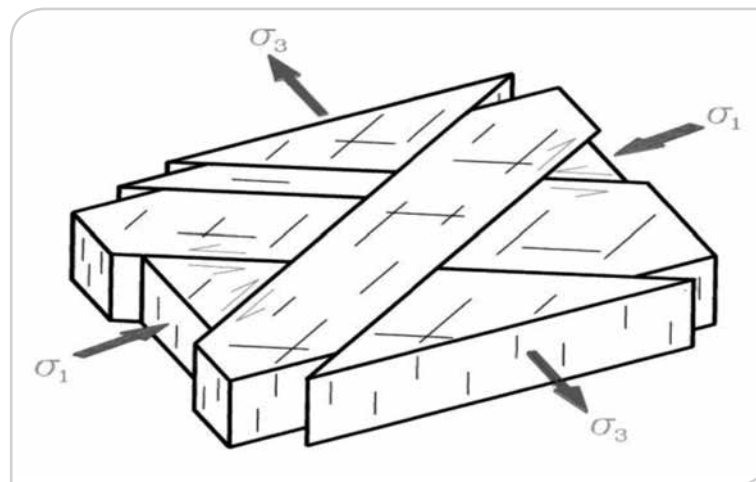


Figura 1. Sistemas de fracturas asociadas a fallamiento lateral, Mattauer, (1976).

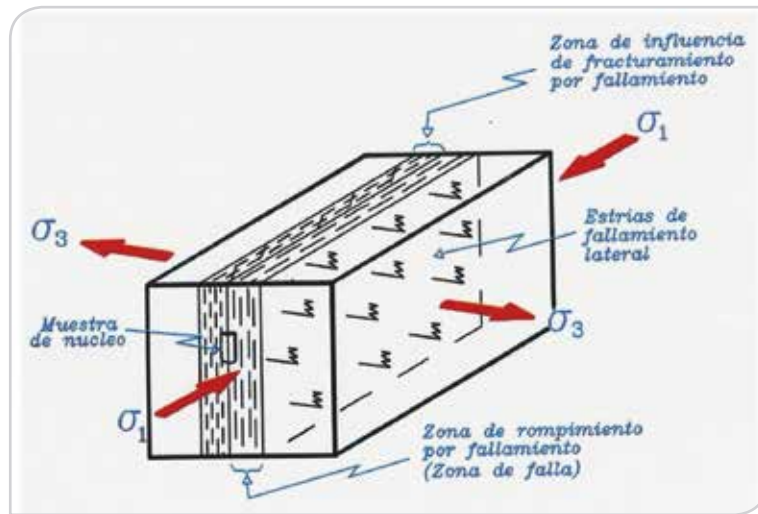


Figura 2. Representación 3D del fracturamiento y fallamiento lateral. Fracturas de cizalla originadas por esfuerzo horizontal asociado a fallamiento lateral.

Información de núcleos y registros geofísicos, así como datos dinámicos, muestran que yacimientos carbonatados con altos porcentajes de dolomías están asociados a medios de alta transmisibilidad, además de presentar altos valores de porosidad asociados a cavidades de disolución y fractura. Sin

embargo, carbonatos con variaciones contrastantes en porcentajes de calizas y dolomías, podrán mostrar variaciones pequeñas en porosidad respecto a cambios de permeabilidad entre los rangos de 0.01 mD hasta la decena de darcies, por lo que la determinación de k como una función de ϕ en carbonatos resulta incierto, **Figura 3**.

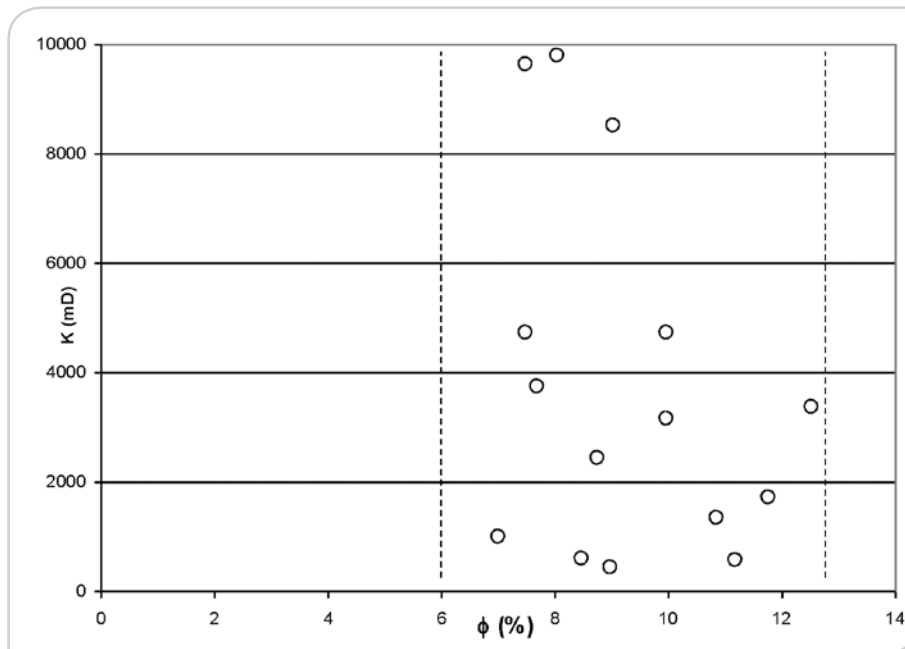


Figura 3. Comportamiento no lineal de k vs. porosidad, YNF productores del JSK, KI a KM y BP-KT.

En términos de producción y capacidad de flujo, los pozos con las mayores producciones estarán localizados en zonas de fracturamiento. Estas características estructurales van a cobrar importancia en el fenómeno de flujo de fluidos del yacimiento hacia los pozos, o en pozos inyectoros durante el proceso de recuperación secundaria y/o mejorada.

Las descripciones litológicas, análisis de fracturamiento y microestructuras en núcleos, son parte medular para definir los sistemas de fracturas y su origen basados en esfuerzos. En este sentido, la correlación con la interpretación sísmica, secciones geológico-estructurales, análisis de pruebas de presión, datos de producción y registros geofísicos de pozos, permiten identificar los principales sistemas de fracturas que afectan los yacimientos. Sistemas de fracturas en planos verticales son originados por fallamiento lateral,

y son la principal causa del incremento en la porosidad y permeabilidad. Las fracturas en planos inclinados generadas por fallas normales con desplazamiento lateral, contribuyen al fracturamiento en menor escala; y los sistemas en planos sub horizontales relacionados a fallamiento inverso, no contribuyen a la permeabilidad y representan barreras al flujo. El plegamiento contribuye al fracturamiento y también puede mejorar las propiedades petrofísicas. Altos gastos de producción y volúmenes acumulados estarán asociados a pozos localizados en zonas intensamente fracturadas y/o cercanos a zonas de falla. Zonas de fallamiento lateral presentarán un mayor número de fracturas en planos verticales de alta conductividad, aumentando tanto porosidad como permeabilidad, lo cual tendrá un gran impacto en la producción de hidrocarburos, **Tabla 1**.

Tabla 1. Correlación cualitativa dinámica-estática y producción.

Pozo	K (md)	Np (bl)	Intensidad de Fracturamiento	Facie
1	Alta	Alta	Abundante	Arrecifal
2	Alta	Alta	Abundante	Arrecifal
3	Media	Media	Bajo	Meteórica
4	Media	Media	Moderado	Lagunar
5	Baja	Baja	Nulo	P. de Marea
6	Baja	Baja	Nulo	P. de Marea

Respuesta de variación de presión y periodos de flujo

Los cambios en la distribución de los tipos porosos causados por procesos diagenéticos y de disolución, así como la existencia de fracturas originadas por eventos tectónicos o inducidas, crean desde micro canales hasta canales de alta conductividad, afectando dramáticamente las propiedades

petrofísicas del yacimiento y por lo tanto la eficiencia de flujo en la vecindad de los pozos. Estas cualidades imprimen a los YNF características extremadamente complejas, causando que los modelos matemáticos existentes para analizar datos registrados en este tipo de yacimientos pierdan aplicabilidad. La integración de parámetros geológico-petrofísicos con resultados dinámicos, justifican

los cambios abruptos en las transmisibilidades observadas pozo a pozo y el comportamiento de la producción.

En la conceptualización de doble porosidad, la matriz (medio discreto) de alto almacenaje y baja transmisibilidad está ligada a un medio de alta transmisibilidad (medio continuo), representados por bloques de matriz y fracturas, respectivamente. El flujo de fluidos hacia los pozos es a través de fracturas y a cierto tiempo de matriz hacia las fracturas. Esto requiere una distribución de propiedades para ambos medios (ϕ_m, k_m y ϕ_f, k_f), que afectarán a ambos coeficientes, de almacenaje en fracturas ($\omega = \phi_f C_f / \phi_f C_f + \phi_m C_m$) y de transferencia matriz-fractura ($\lambda = \sigma k_m r_w^2 / k_f$), en donde el factor geométrico (σ) será función de la forma de los bloques de matriz (cubos y esferas: $\sigma = 60/x_m^2$, cilindros: $\sigma = 32/x_m^2$, y estratos: $\sigma = 12/h_f$, en donde h_f es la altura de la capa de porosidad secundaria y x_m es la longitud característica de los bloques de matriz). El valor de ω variará en el rango de 10^{-3} a 1, mientras que λ de 10^{-3} a 10^{-8} . Se debe enfatizar que la determinación de estos parámetros es de gran importancia en la estimación del tamaño de bloque, normalmente sin posibilidad de calculado aún con información de pruebas de presión,

quedando como un parámetro de ajuste en el proceso de simulación.

Es normal que en yacimientos altamente fracturados ($\omega=1$) la mayor cantidad de fluidos está contenido en el sistema de fracturados; sin embargo, los parámetros característicos pierden sentido y no es posible determinarlos. Por otro lado, la permeabilidad absoluta puede variar drásticamente dependiendo de las características petrofísico-estructurales puntuales dentro del yacimiento. Un sólo yacimiento puede estar constituido por zonas con baja intensidad de fracturas hasta intensamente fracturados, con escala de fracturamiento desde microfracturas y fracturas de pequeñas a grandes dimensiones asociadas a fallamiento y plegamiento; sin dejar de señalar que en carbonatos naturalmente fracturados una variación muy pequeña en la porosidad total es susceptible de cambios extremos de permeabilidad, lo cual dirige a que estos parámetros no sean correlacionables. Así, el modelo conceptual de Warren-Root⁵ quedará limitado a casos muy específicos, como lo demuestran cientos de registros de pruebas de presión que indistintamente de la condición de flujo (transitorio o pseudo-estacionario),^{6,7} estará limitado a ser usado en evaluaciones teóricas. La **Figura 4** muestra la respuesta clásica de doble porosidad.

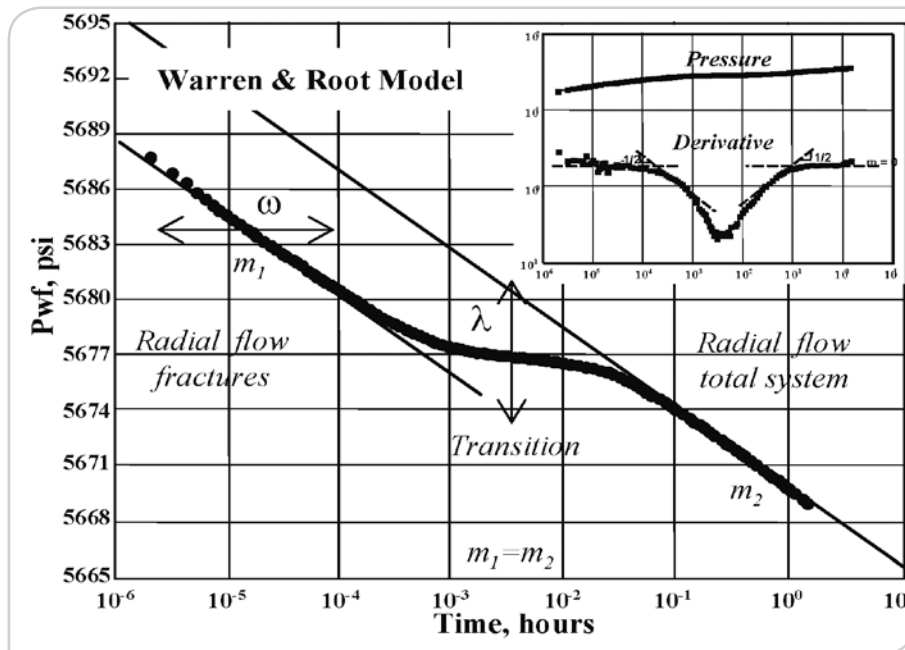


Figura 4. Caso sintético. Respuesta idealizada del modelo conceptual de doble porosidad (DP-PSS).

Casos con valores de $\omega=1$ son observados en sistemas intensamente fracturados, en donde se reportan altas porosidades debido a la presencia de fracturas y vórgulos, con variaciones de k de 7 a 12 darcies, y en donde la determinación de los parámetros característicos del medio

fracturado (longitud y tamaño de bloques), hoy en día sigue siendo un problema por resolver.

La EDP para flujo radial infinito de un fluido (monofásico) ligeramente compresible en un YNF es expresada como,

$$\frac{\partial^2 P_{Df}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_{Df}}{\partial r_D} = (1-\omega) \frac{\partial P_{Dm}}{\partial t_D} + \omega \frac{\partial P_{Df}}{\partial t_D}, \quad (1)$$

Cuya solución en el espacio de Laplace para $C_p=0$ y $S=0$ ($daño=0$) está dada por $\bar{P}_{wD} = K_o(\sqrt{sf(s)})/s\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})$, con $f(s)=f(\omega,\lambda)=\omega(\lambda-\omega)s+\lambda/(1-\omega)s+\lambda$ ($s=variable$ de Laplace). Un valor de $\omega=1$ dirige a la solución para un yacimiento homogéneo; pero en YNF puede ser asociado a diferentes condiciones de almacenaje, escala e intensidad de fracturamiento: a) yacimiento fracturado sin almacenaje en matriz; b) yacimiento fracturados con almacenaje y flujo por

matriz y fracturas con $\lambda \rightarrow 0$; c) homogéneo o intensamente fracturados con almacenaje y flujo preferente por fracturas; d) yacimiento fracturados a escala de microfracturas con fluidos y flujo preferente por matriz; e) yacimientos fracturados con discontinuidades o barreras sin capacidad de flujo o flujo limitado. Chang-Yortsos⁸ aplica un modelo fractal, con f y k expresadas por leyes de potencias, definen la ec.(1) como,

$$\frac{1}{r_D^{d_{mf}-1}} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \beta \frac{\partial P_{Df}}{\partial r_D} \right) = (1-\omega) r_D^{d-d_{mf}} \frac{\partial P_{Dm}}{\partial t_D} + \omega \frac{\partial P_{Df}}{\partial t_D}, \quad (2)$$

en donde d_{mf} y d son la dimensión fractal y Euclidiana, $\beta=d_{mf}-\theta-1$ (θ =índice de conductividad). Si $d_{mf}=d=2$, la ec.(2) se reduce a la ec.(1). Beier⁹ extiende la ec.(2) al problema de flujo en fracturas verticales en medios homogéneos.

vuelve a perder. La señal de presión por efecto de estas fracturas inducidas se observan a tiempos muy cortos de prueba.

Una gran cantidad de datos de variación de presión en yacimientos fracturados no siguen un comportamiento de doble porosidad, cuando geológicamente pudiera estar justificado; surge la hipótesis que la respuesta de presión no es capaz de capturar la respuesta de transición, ya que la señal viajará preferentemente a través de los canales de alta conducción. Esta aseveración cobra validez al observar datos registrados en sistemas siliciclásticos de baja permeabilidad ($k<0.1$ md), en donde se necesita de varios cientos de horas para poder registrar la respuesta homogénea del yacimiento, requiriéndose normalmente inducir una fractura con el objetivo de mejorar la EF y facilitar el movimiento de los fluidos en la vecindad del pozo, y que tiempo después

Resultados de laboratorio en carbonatos a nivel de matriz reportan permeabilidades del orden de magnitud a las observadas en sistemas siliciclásticos, con propiedades petrofísicas muy reducidas, y en estos casos las consideraciones del modelo conceptual de doble porosidad y/o doble permeabilidad pierden aplicabilidad real.

Un YNF es un medio altamente complejo, y en este sentido su comportamiento se ha idealizado.¹⁰ Los datos petrofísicos y geométricos mostrados en la **Tabla 2**, fueron usados para simular los resultados mostrados en la **Figura 5**, en términos reales las probabilidades de reconocer y caracterizar los sistemas de fracturas basados en una respuesta de presión tipo resulta un paradigma.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas y geométricas usadas en la simulación.

$0.008 \leq \phi_f \leq 0.1$
$500 \leq k_f \leq 2500$
$0.034 \leq \phi_m \leq 0.048$
$0.01 \leq k_m \leq 0.1$
$0.12 \leq \sigma \leq 0.25$

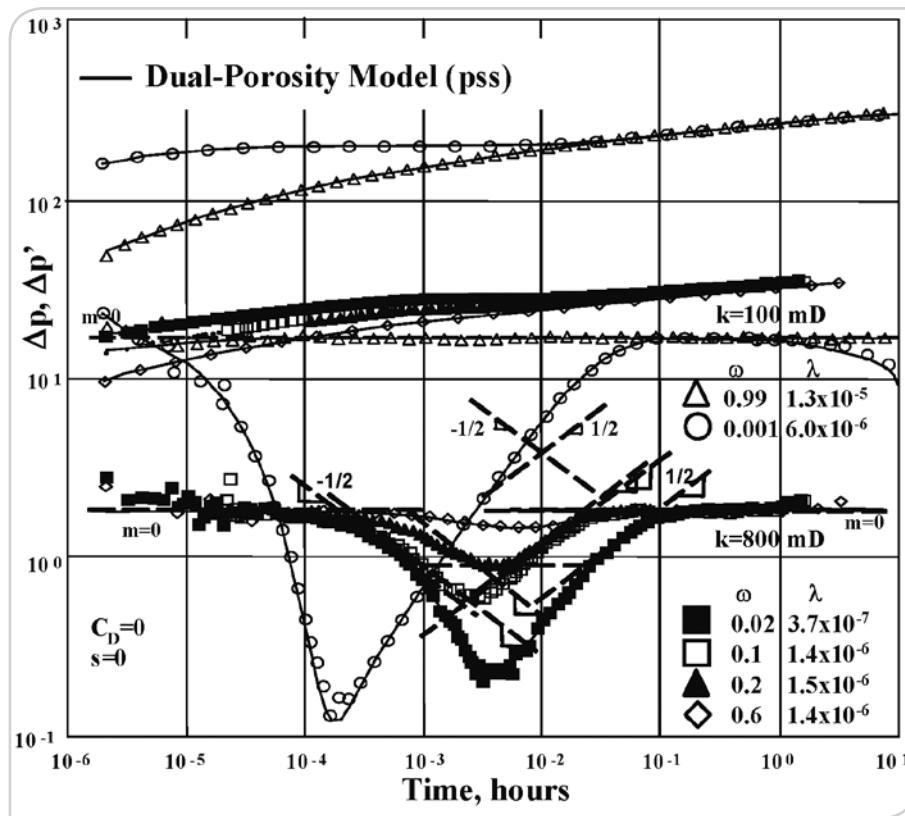


Figura 5. Respuesta sintética de YDP, mostrando periodos de flujo aparentes con pendientes de 0.5.

Datos de campo demuestran que la respuesta podrá ser mejor ajustada con modelos homogéneos, **Figura 6**, y en otros casos con la presencia reducida de anisotropías, **Figura 7**. Asimismo, dependiendo de las características petrofísico-estructurales, a medios heterogéneos con

presencia de fracturas en diferentes escalas e intensidad, desde sistemas intensamente fracturados, **Figura 8**, hasta yacimientos con presencia de barreras, **Figura 9**; y en donde la determinación de los parámetros del medio fracturado resulta un dilema.

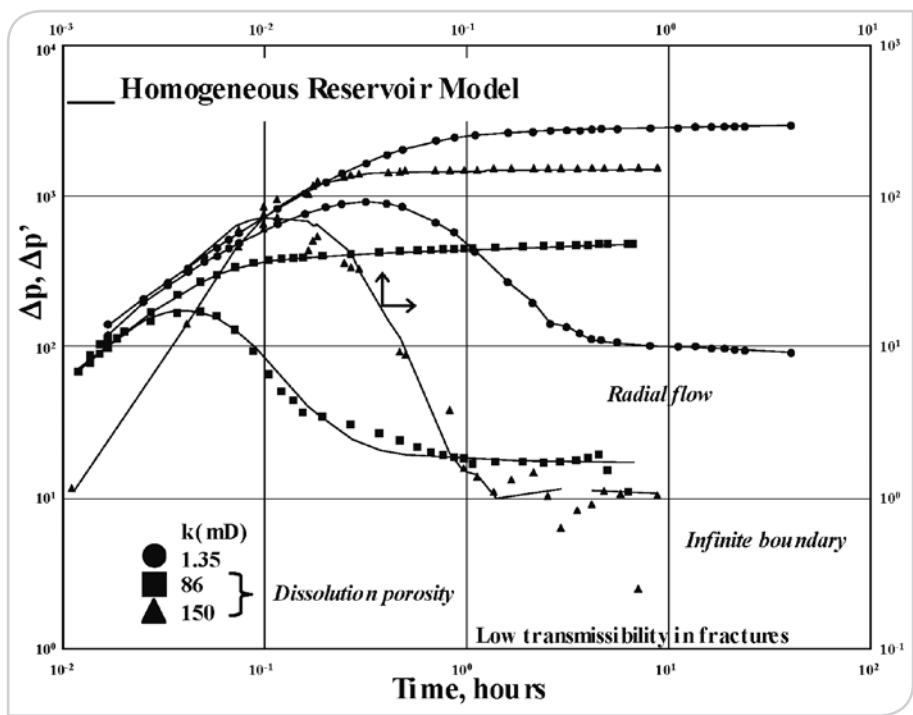


Figura 6. Caso de campo. Respuesta de YH infinito en un YNF. Muy bajo almacenaje y transmisibilidad en matriz.

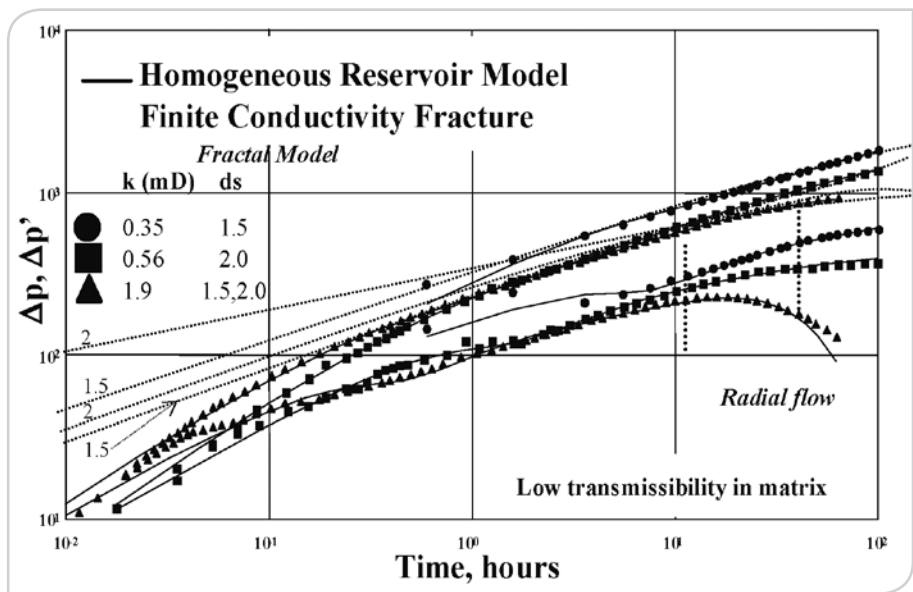


Figura 7. Caso de campo. Respuesta de YH con fractura vertical limitada y ajuste con modelo fractal. Alto almacenaje y transmisibilidad en fractura inducida.

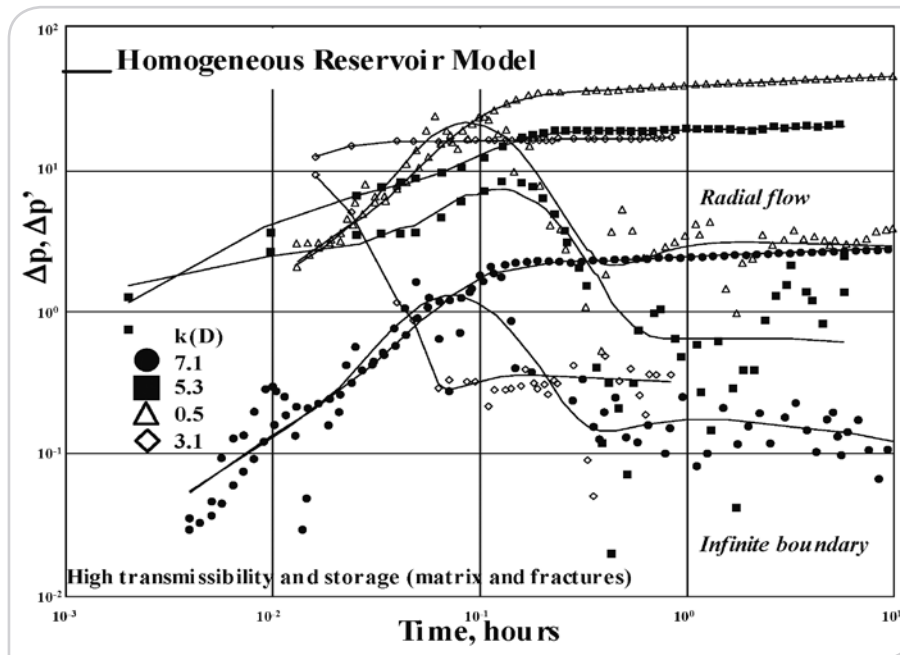


Figura 8. Caso de campo. Respuesta de YH infinito en un YNF. Alto almacenaje y transmisibilidad.

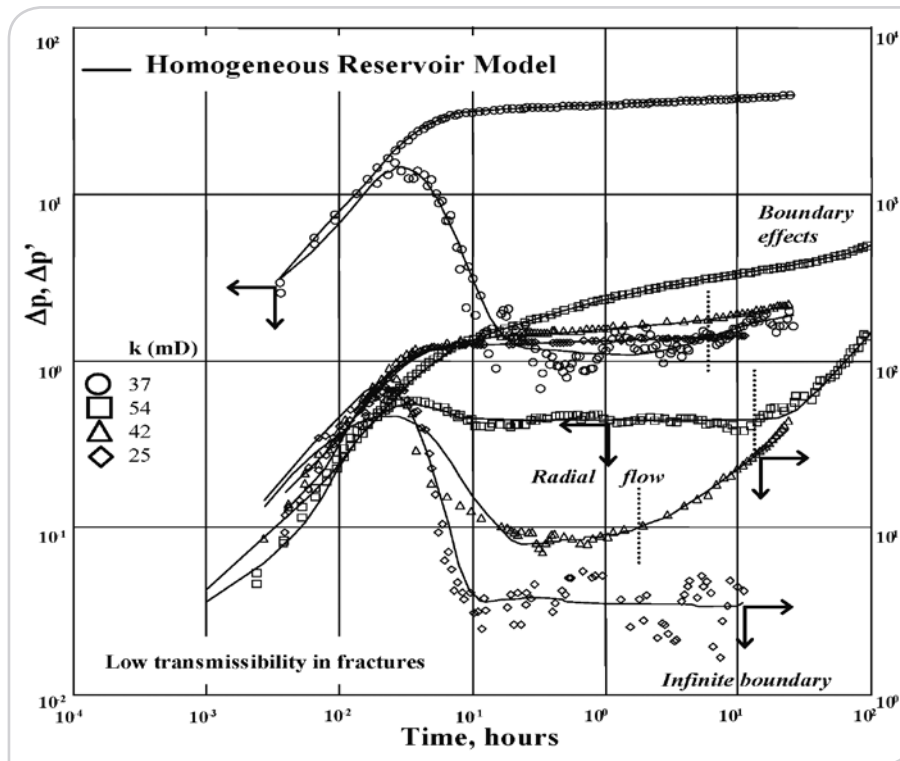


Figura 9. Caso de campo. Respuesta de YH con presencia de anisotropías en un YNF. Almacenaje y transmisibilidad regular en matriz.

Casos reales de YNF altamente fracturados demuestran la inexistencia de líneas rectas paralelas, clásicas del modelo de doble porosidad, **Figura 10**. Sin embargo, es factible que los modelos físico-matemáticos y/o numéricos muestren una reducida o ninguna correspondencia con las características geológico-petrofísicas reales de los yacimientos, pero en casos excepcionales llegan a ser identificados, **Figuras 11 y 12**. Por

otro lado, los yacimientos también pueden estar afectados por altas porosidades (vúgulos y cavidades de disolución), y que en menor o mayor grado pueden constituir zonas de alta transmisibilidad y almacenaje, **Figura 13**. Conforme todo lo anterior, los YNF difícilmente pueden ser catalogados con un tipo específico, ya que en su mayoría son combinación de varios tipos.

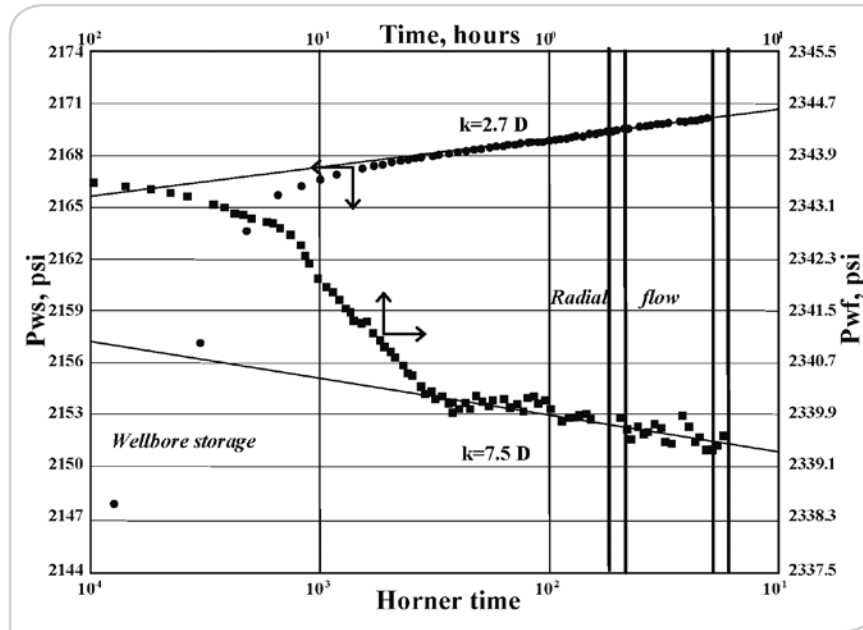


Figura 10. Casos de campo. Respuesta de YH de un YNF con muy alto almacenaje y transmisibilidad en fracturas.

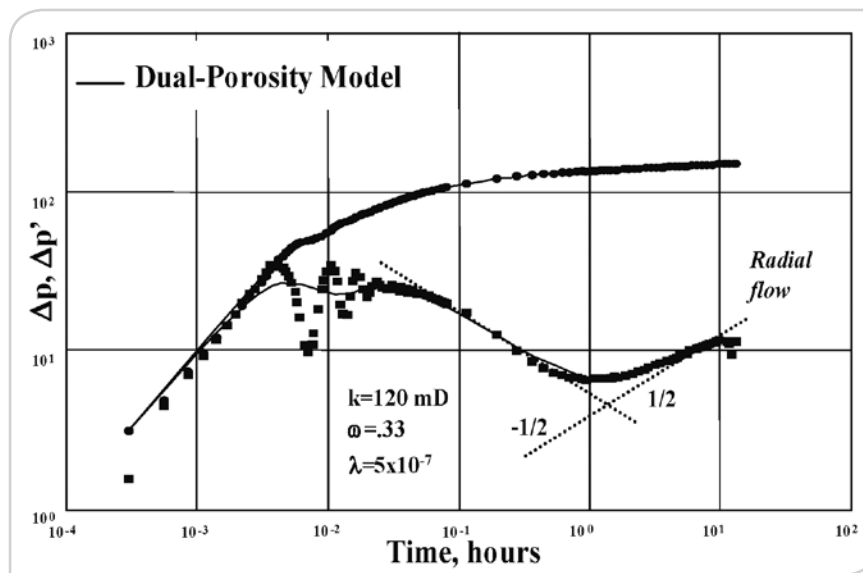


Figura 11. Caso de campo. Respuesta de aparente de DP y periodos de flujo con pendiente de 0.5 en un YH con porosidad vugular.

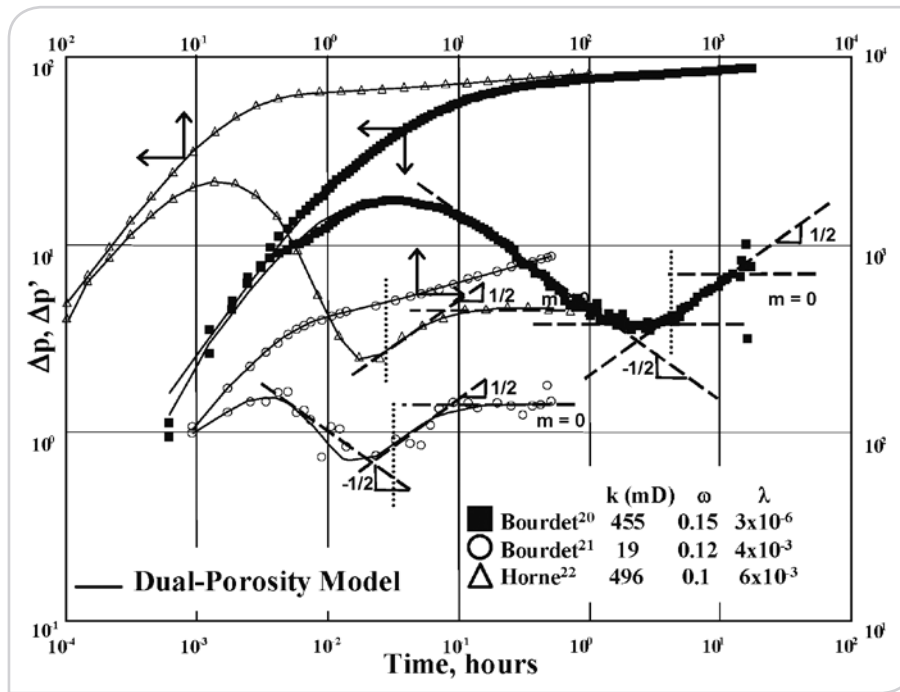


Figura 12. Casos de literatura. Respuesta de DP mostrando periodos de flujo en zona de transición matriz-fractura.

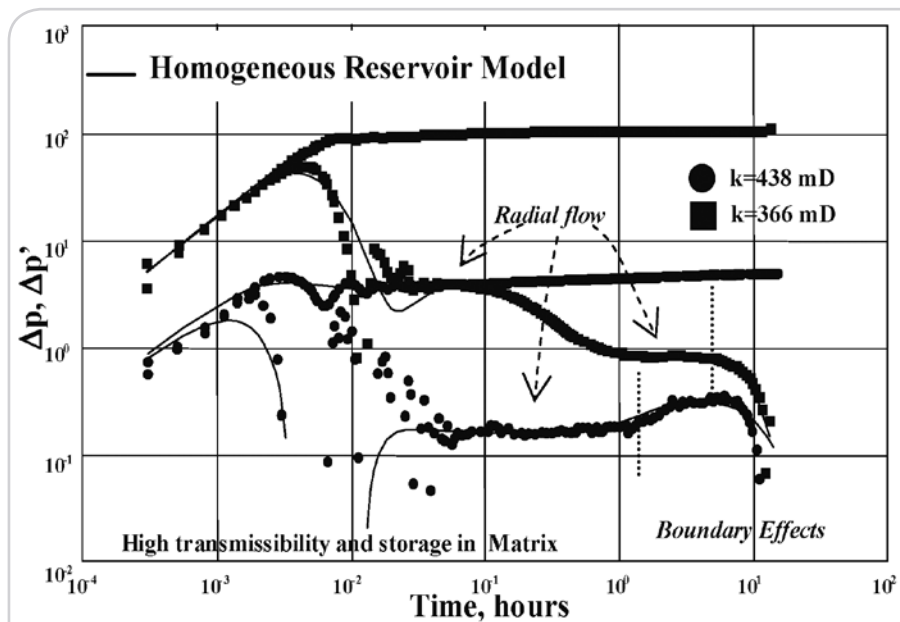


Figura 13. Caso de campo. Respuesta de YH en sistema de alta porosidad en un YNF.

Por convención, definir periodos de flujo o tendencias lineales con pendientes características ($-\frac{1}{2}$, 0 , $\frac{1}{4}$, $\frac{1}{2}$, 1 , etc.) son tomados como base para el análisis de presiones, pero que a-priori pudieran no tener ningún sustento geológico, y sin embargo son asociadas uno o varios modelos de ajuste o curvas tipo (unicidad); lo cual resulta muy dramático en yacimientos fracturados; haciendo que este análisis sea vulnerable y susceptible de especulaciones. La confiabilidad de los modelos analíticos se reduce significativamente debido a la incertidumbre en el conocimiento de los yacimientos, lo que se traduce en intervalos de confianza muy pobres.

A tiempos intermedios una línea con pendiente de $\frac{1}{2}$ aparentemente puede ser asociada con la presencia de un límite impermeable; datos estructurales pueden o no

justificarla, **Figura 11**. Asimismo, yacimientos cien por ciento homogéneos pueden mostrar cambios en la compresibilidad de los fluidos dentro del pozo (aceites volátiles y gas y condensado), aparentando doble porosidad. La **Figura 14** muestra líneas con pendientes desde $-1/4$ hasta la unidad, el comportamiento no corresponde a un yacimiento fracturado o presencia de discontinuidades, es originado por un fuerte incremento de S_g en la vecindad del pozo.¹¹ Datos de literatura ampliamente estudiados,^{12,13} definen parámetros del medio fracturado; sin embargo, líneas con pendientes de $-\frac{1}{2}$ y $\frac{1}{2}$ pueden ser trazadas correctamente. Para una secuencia de 50 pruebas sintéticas corridas a gasto constante en un yacimiento infinito, se considera la variación en porosidad, permeabilidad y factor geométrico, **Tabla 2**, la existencia de líneas asociadas a periodos de flujo aparentes no se justifica.

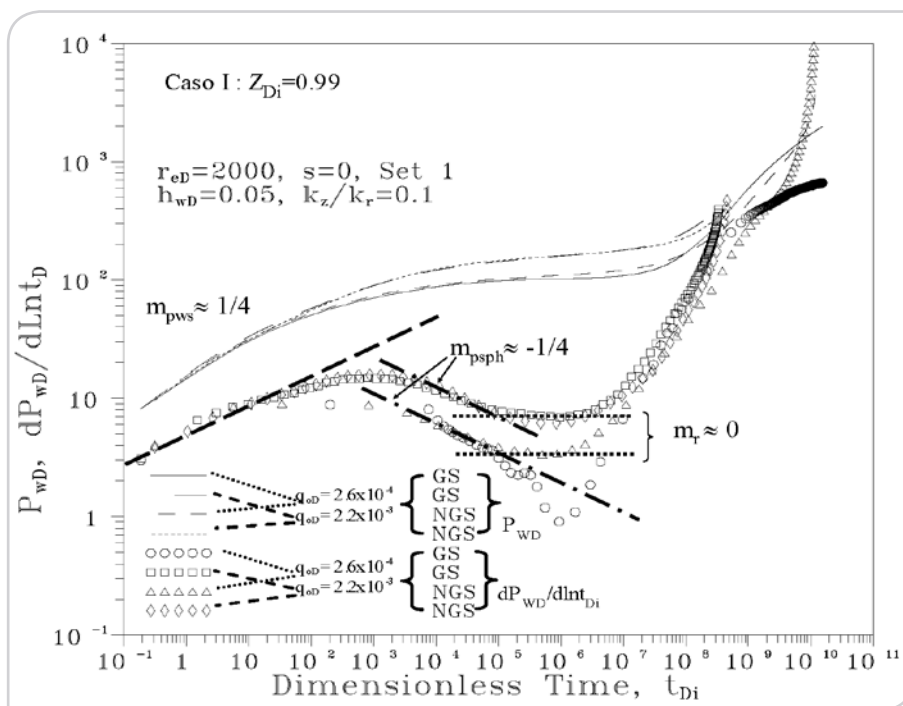


Figura 14. Caso sintético. Pozo parcialmente penetrante en un YH sin almacenamiento, mostrando periodos de flujo aparentes.

La respuesta de presión a tiempos cortos en YNF normalmente es enmascarada por efectos de pozo (almacenamiento, compresibilidad, segregación de fases, efectos inerciales, etc.) además, ruido en la señal, problemas en las herramientas, tiempo de prueba, penetración del pozo, gas de inyección, etc.

Yacimientos intensamente fracturados requieren de fracciones de hora para detectar la respuesta del yacimiento y límites, en este sentido los efectos de pozo pueden corromper la respuesta hasta tiempos intermedios, reduciendo o eliminando las posibilidades del uso de esta información.

Efectos de entrada de agua en el comportamiento de declinación

El análisis de declinación de los datos de producción representa una herramienta para definir con cierta aproximación parámetros del pozo y del yacimiento, además de ser de utilidad práctica en la predicción de la producción y la estimación de reservas. Durante la vida de un pozo, la producción será el único parámetro real disponible. Su comportamiento reflejará las condiciones y/o restricciones impuestas en superficie, así como de las características dominantes del yacimiento, siendo un punto crítico el fracturamiento y la distribución de fluidos en la zona de influencia de los pozos, en donde los contactos w/o y g/o juegan un rol muy importante.

Del estudio de un número muy grande de pozos en YNF se ha observado que el comportamiento de producción de aceite difícilmente seguirá un ritmo de declinación constante,^{14,15} ya que en condiciones normales de explotación se tendrán tanto incrementos de saturación de gas como del flujo fraccional de agua, este último con un crecimiento exponencial debido principalmente a problemas de canalización a través de las fracturas, imponiéndose condiciones de declinación abruptas, lo que afectará dramáticamente la productividad de los pozos y su cierre temprano. Esta situación se ve más acentuada en pozos produciendo en áreas limitadas, en condiciones de abatimiento de presión del yacimiento y también en pozos sometidos a una sobreproducción en áreas de potencial reducido.

Padilla et al.¹⁶ señalan que debido a las características estructurales de los yacimientos, propiedades de

los fluidos, presión del yacimiento, condiciones de producción de los pozos, entre otros; el comportamiento de declinación de muchos campos siguen tendencias abruptas, lo cual afectará las predicciones obtenidas de usar una declinación exponencial, como se realiza en la práctica común.

A la fecha existe un número muy grande de trabajos teóricos para el análisis del comportamiento de declinación bajo diferentes condiciones y periodos de flujo, tipo petrofísico del yacimiento, así como fases fluyentes; sin embargo, su aplicación está limitada a casos muchas veces ideales.¹⁷⁻³⁰ Las Refs. 15 y 16 presentan un número considerable de casos de campo de YNF's, en donde se evidencia la existencia de un cambio abrupto en el comportamiento de producción, el que puede presentarse en forma recurrente. Un punto en común a parte de la naturaleza petrofísica-estructural de los yacimientos, es la producción de agua, debido principalmente al fenómeno de canalización a través de los sistemas de fallas y fracturas; aunque también son causantes, las altas RGA y la reducción de la presión del yacimiento. Cabe señalar que aún a tiempos muy largos de producción, la irrupción del agua puede precipitar la tendencia de declinación, lo cual amerita un monitoreo continuo y su diagnóstico, esto puede ser realizado observando el comportamiento de la relación $\Delta q/\Delta t 1/q$. En este mismo sentido, al analizar la ecuación hiperbólica, $q_{Dd} = 1/(1+bt_{Dd})^{1/b}$, esta quedará indeterminada para valores de $b < 0$, cuando $bt_{Dd} = 1.0$. Un valor de t_{Dd} cercano a uno hará que q_{Dd} tienda a menos infinito, lo cual justifica el comportamiento, **Figura 15**.

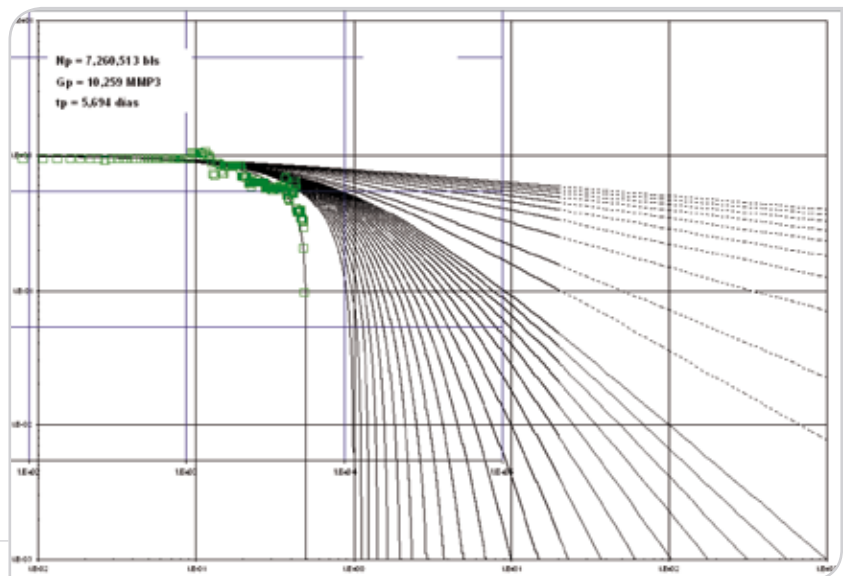


Figura 15. Caso de campo. Ajuste de declinación en curva tipo, b=-2.

Existen métodos modernos^{31,32} válido para los periodos, transitorio y dominado por frontera, los cuales consisten en un ajuste del comportamiento normalizado del gasto, integral y derivada integral; sin embargo no hacen posible el ajuste de este tipo de comportamientos abruptos, además de requerir el registro de presiones de fondo para cada gasto de producción. Cabe mencionar que en la mayoría los pozos no se dispone de esta información, incluso de valores de P_i , tal que algunos de los métodos más modernos pierden su utilidad, y/o quedan invalidados para ser usados.

Los casos de producción analizados corresponden a yacimientos carbonatados naturalmente fracturados de los tipos I a III de la clasificación de Nelson³³ y estrictamente son combinaciones de varios tipos. Las estructuras complejas corresponden a anticlinales limitados por fallas inversas, internamente afallados, lo cual generó fracturamiento (también ligados a plegamiento e intrusiones salinas), creando canales de alta conductividad y almacenaje. La litología corresponde a calizas y dolomías fracturadas, en esencia calizas y dolomías en diferentes grados, permitiendo encontrar calizas, calizas arcillosas y dolomías. Los sistemas porosos son favorecidos por dolomitización y fracturamiento, variando desde una porosidad intercrystalina hasta cavidades de disolución. Los fluidos van desde aceites pesados hasta volátiles (>41 °API). El agua es el punto de impacto en la producción de los pozos, la cual irrumpe alcanzando RAA>200%. Lo anterior debido principalmente al fenómeno de canalización, más que conificación a través de los sistemas de fracturas. Altos gastos iniciales normalmente están asociados al aceite confinado en las fracturas, por donde el agua alcanza rápidamente valores de fw hasta del 85%.

Las fracturas representan el camino preferencial para el flujo simultáneo no sólo aceite y gas, sino también de agua. Las características estructurales imponen propiedades petrofísicas favorables, lo cual propicia las mejores

condiciones de productividad. En estos yacimientos se presentan fuertes cambios litológico-petrofísicos, tanto vertical como laterales. Estas variaciones están estrechamente relacionadas a los diferentes tipos porosos, como vórgulos y fracturas de alta conductividad,³⁴ por donde el agua puede canalizarse en forma exponencial.

La **Figura 16** muestra la historia de producción, intervalos y/o formación, así como el comportamiento del agua; se especifican intervenciones de estimulación, RGA y fw. Para el intervalo 1 se observan dos incrementos marcados en la producción de aceite, sin embargo en el último periodo el agua irrumpe alcanzando fracciones del 10%, para finalmente declinar con un fw del 85%. Para el intervalo 2, en sólo dos años la producción declinó rápidamente. Es evidente que después de las estimulaciones el agua irrumpe alcanzando valores de fw hasta del 57 %.

En la **Figura 17**, se muestran declinaciones recurrentes para los tres intervalos productores, correspondiendo el último a un cambio de formación. En los dos primeros se observan valores de fw al cierre del intervalo del 20 y del 45%, respectivamente. El último periodo después de la estimulación, induce la entrada de agua, dando inicio a una declinación temprana. Las tendencias de declinación observadas son ratificadas en la **Figura 18**. El control de la producción para el primer intervalo se ve reflejado en exponentes declinación cercanos al tipo exponencial. Cabe mencionar que durante el proceso de estimulación ácida, se crean canales de flujo que aumentan la comunicación yacimiento-pozo, y mejoran la eficiencia de flujo. Estos ácidos son preferentemente admitidos a través de los canales de alta conductividad, generándose altas caídas de presión que van a acelerar la producción temprana de agua y gas. Lo anterior es derivado del proceso de inyección de ácido, el cual creará redes de alta transmisibilidad debido a la disolución preferencial de calcita.³⁴

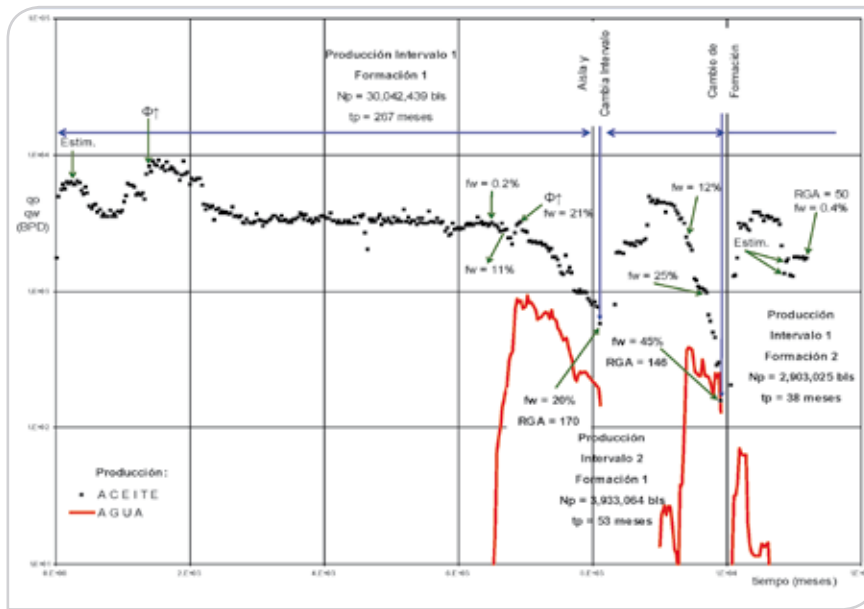


Figura 16. Caso de Campo 7, dos intervalos dos formaciones.

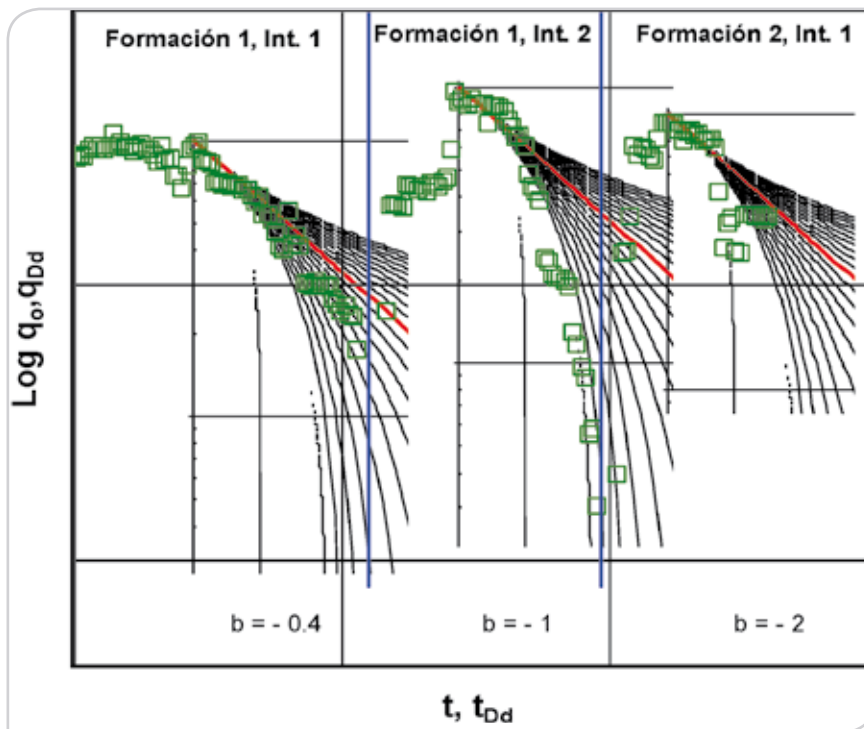


Figura 17. Caso de Campo 7, tres intervalos productores.

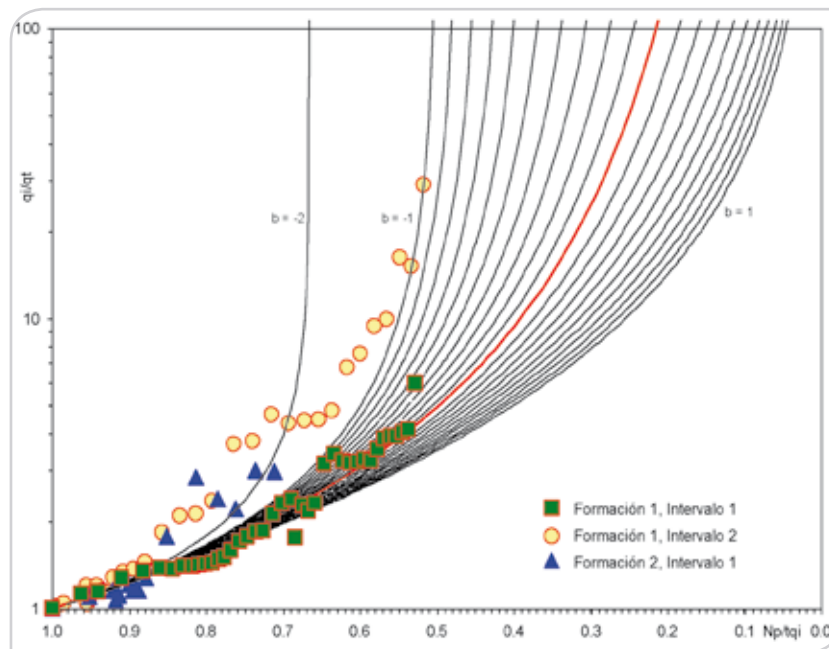


Figura 18. Caso de Campo No. 7 en gráfica de $N_p/(t q_i)$ vs. q_i/q_t , para $-2.5 \leq b \leq 1$.

Los casos 9 y 10 en las Figuras 19 y 20 corresponden a pozos altamente productivos de aceite ligero en YNF (tipos I a II). Fuera de los posibles cambios de intervalos y/o formación, se evidencia un buen control sobre la producción que resulta en declinaciones cercanas a la exponencial. En los

tres casos el porcentaje de agua no es dramático (<35%), sin embargo, está asociado al periodo de declinación abruptos. Previo a la caída en la producción (e incremento en f_w), se definen periodos de estabilización, los cuales se salen de la tendencia exponencial.

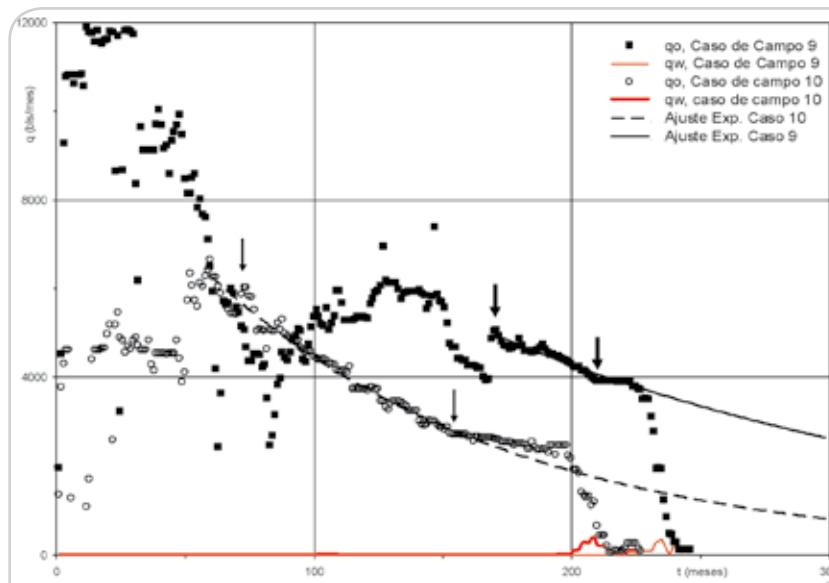


Figura 19. Historia de producción vs t, casos de Campo No. 9 y 10.

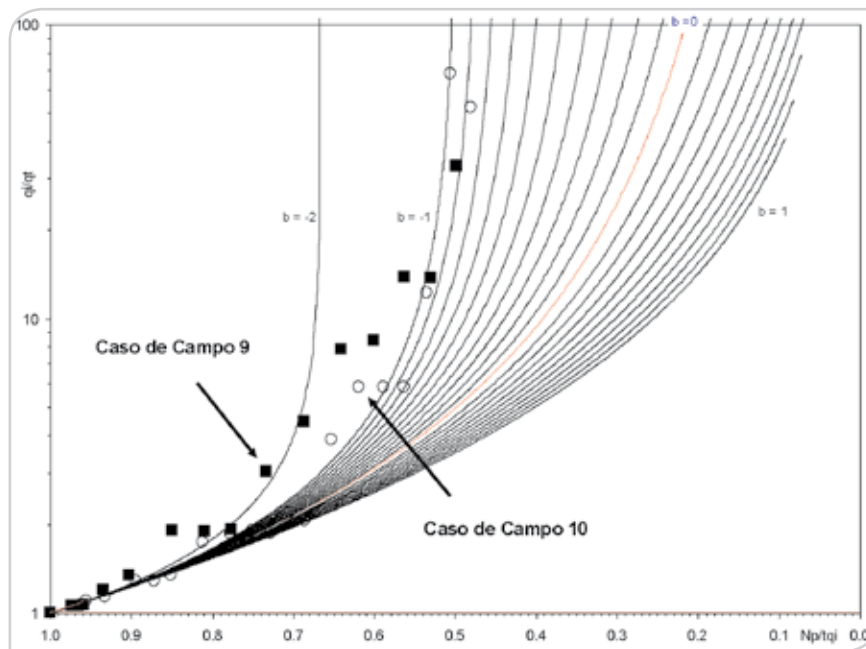


Figura 20. Casos de Campo No. 9 y 10 en gráfica de $Np/(t q_i)$ vs. q_i/q_t , para $-2.5 \leq b \leq 1$.

Efectos petrofísico-estructurales

En la **Tabla 3** se muestra información litológico-petrofísica para cinco pozos productores del Cretácico y del Jurásico, corresponden a calizas con diferente grado de dolomitización y fracturamiento, lo cual se ve reflejado en los valores de permeabilidad (11-70 mD) y porosidad (matriz, fractura y vórgulos). Estos pozos declinaron abruptamente y presentan f_w 's del 5 al 65%. Para ocho casos de campo pertenecientes a diferentes sistemas fracturados (15-500 mD), en la **Tabla 4**

se observa que independientemente del tipo de YNF, fluido y características petrofísicas, la forma en que irrumpen el agua (canalización, conificación y comunicación), son decisivas en las tendencias que seguirán los pozos y/o campo en la etapa final de declinación. Así, excepto por los pozos 7B y 8A, cuya entrada de agua es por conificación, en todos los pozos el agua se canalizó a través de fracturas, sistemas de fracturas o fallas, de tal manera que el agua irrumpen y se incrementa en forma exponencial, después de esto la producción cae dramáticamente.

Tabla 3. Efectos petrofísicos y exponente de declinación.

Pozo	k (mD)	CaCO ₃ (%)	CaMg(CO ₃) ₂ (%)	φ _m (%)	φ _f (%)	φ _v (%)	b
5A	35	60	26	1.5	0.14	2.8	-2
5B	70	43	45	1.5	0.22	4.7	-1
5C	23	90	0.5	0.75	0.87	2.7	-1
5D	24	45	47	4.3	-	-	-1*
5E	19	80	4.9	0.44	0.65	2.6	-2
5F	11	90	3.1	2.3	-	0.02	-2

Tabla 4. Efectos petrofísico-estructurales, fluidos y fw sobre el exponente de declinación.

Pozo	t_p (años)	Tipo YNF	Form. Prod.	Φ_{Total} (%)	ρ_{API}	fw (%)	b
6 A	17.8	I – II	KI	2.4	37	21	- 1.5
6 B	1.6	I – II	JSK	2.1	39	40	- 0.9
7 A	20.5	II	JSK	2.3	36	36	- 2.5
7 B	18.5	II	JSK	2.6	33	47	0.2
8 A	26	III	KM	2.0	41	71	0.4
9 A	24.6 12	III	KM	2.5	27	70	- 2 0
10 A	22.3 4.4 3.2	I – II	KI, KM	3	30	45	0 - 1 - 2
11B	13.2 2.3	I – II	KI	2.5	25	57	-1 -0.5

La tasa de declinación será constante si y sólo si, la relación promedio de movilidad - compresibilidad totales no varía en tiempo. Debido a las condiciones de producción, en extremo variables impuestas en los pozos, b difícilmente seguirá un valor constante, y menos, un comportamiento exponencial. La **Figura 21** muestra el comportamiento de b vs. $q_0(t)/q_{i0}$, donde q_{i0} es el gasto al cual inicia la declinación. Se observa que para declinaciones del tipo asintótico, b cae hasta valores de -1 a -2.5, esto debido a la forma en que irrumpe el agua. A tiempos largos, b tienden a -0.5, como un resultado del manejo y/o control que se realiza sobre

la producción. Sólo en algunos casos, comportamientos del tipo exponencial son observados (triángulos llenos). La forma en que irrumpe el agua, afectará en menor o mayor grado el comportamiento de la producción, y por lo tanto la forma de la declinación. Así, al inicio de la declinación, en la **Figura 22**, se observa que el grado de aumento en los valores negativos de b , dependerán de la forma y ritmo en la entrada de agua. Finalmente, a tiempos subsecuentes después de que el agua alcanza su máxima producción, ésta también declina con el aceite.

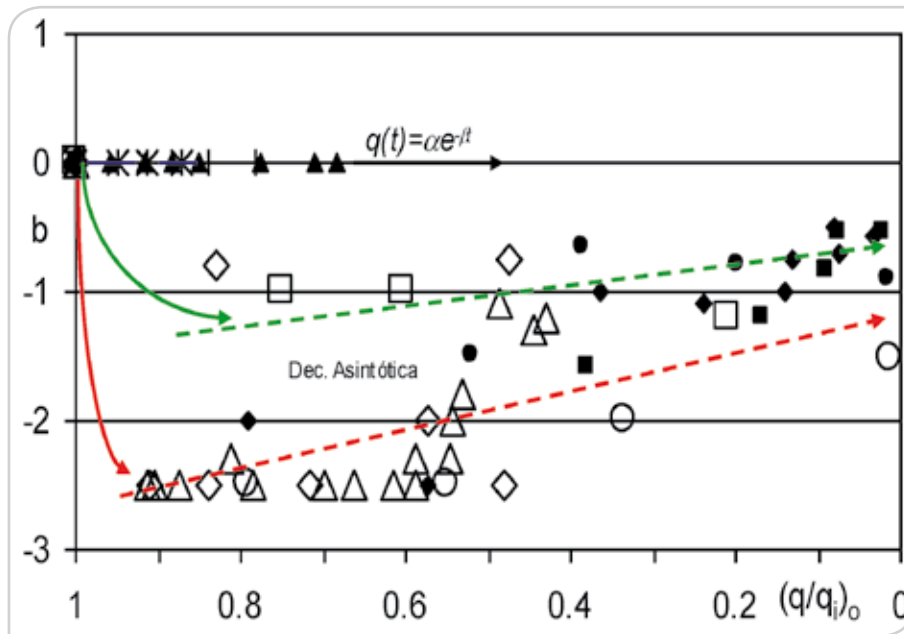


Figura 21. Comportamiento de b vs. $(q/q_i)_o$, periodos de declinación, casos de campo.

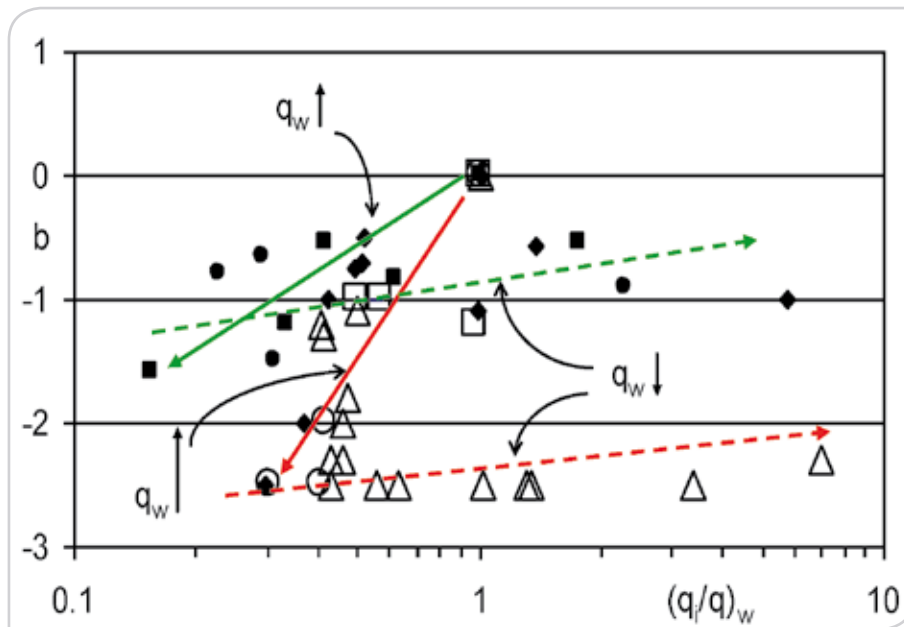


Figura 22. Comportamiento de b vs. $(q/q)_w$, periodos de declinación, casos de campo.

Simulación de yacimientos

Las heterogeneidades del yacimiento son expresadas numéricamente mediante la discretización en valores puntuales asignados a cada celda de la malla de simulación, las cuales contienen tanto matriz como fracturas, y cuyas dimensiones areal y vertical son definidas como volúmenes de control para la solución del sistema de ecuaciones. A escala de celdas se realizan las correcciones necesarias en las propiedades geológico-petrofísicas, tal que éstas sean congruentes con el comportamiento de flujo en el medio poroso y posteriormente en el ajuste de historia. Sin embargo, una de las principales dificultades para construir el modelo discreto, es el problema de escalonamiento para representar las características estructurales y límites del yacimiento, no obstante que una malla irregular puede ser adaptada a los rasgos estructurales más importantes. Asimismo, cambios drásticos en los valores de las propiedades petrofísicas entre celdas vecinas debido a la presencia de heterogeneidades, como es normal en YNF, y más aún en sistemas composicionales, considérese o no el flujo a nivel de bloques de matriz, adicionará alta inestabilidad, problemas de convergencia y balance de materia, lo cual trae consigo pasos de tiempo extremadamente pequeños y por lo tanto tiempos de cómputo grandes y costosos.

Los yacimientos fracturados como lo son los casos de estudio, normalmente muestran un comportamiento típico en su producción, la cual es muy alta a tiempos cortos. Después de alcanzar su máxima productividad, se presenta un incremento abrupto en los cortes de agua, además de presentar diferencias marcadas en las tasas de producción de aceite en pozos ubicados dentro de un mismo bloque, lo cual es una muestra contundente del alto grado de heterogeneidades presentes en el yacimiento. Esto también sucede en el comportamiento del gasto promedio mensual de aceite en pozos produciendo de un mismo bloque, en donde es normal encontrar contrastes en las condiciones de producción, resultado de las características geológico-petrofísicas particulares en el área de drene de cada pozo. Por otro lado, indistintamente del pozo, el flujo fraccional de agua puede incrementarse rápidamente hasta valores del 80%, ratificando también la alta heterogeneidad, así como la alta conductividad de los sistemas de fracturas.

Conclusiones

La caracterización de yacimientos requiere necesariamente de un trabajo multidisciplinario sustentado en procesos sistemáticos e integrales, en donde la integración basada

en la conjugación de resultados y flujo de información son fundamentales. El nivel de conocimientos y experiencia, así como procedimientos técnicos y herramientas de análisis son muy importantes.

La problemática asociada a los YNF es inconmensurablemente compleja, por lo que es necesario llevar a cabo estudios sobre una muy estricta y efectiva conjugación dinámica y estática, que integre los resultados de diversas disciplinas; y es inminente que un estudio aislado soportado en las metodologías más avanzadas y herramientas más modernas refleje un alto grado de incertidumbre.

Del análisis de presiones es posible detectar la presencia de heterogeneidades; sin embargo, definir los parámetros característicos de los sistemas de fracturas en la actualidad resulta una tarea difícil de resolver; esto y la existencia de periodos de flujo aparentes hacen una tarea vulnerable y susceptible de especulaciones. Asimismo, los patrones de flujo exhibidos en YNF's raramente seguirán el comportamiento conceptual de doble porosidad (gasto o presión constante), sistemas altamente fracturados mostrarán comportamientos homogéneos, fácilmente analizables usando técnicas convencionales.

Basados en datos de producción, detectar el flujo interporoso entre la matriz y sistemas de fracturas, y/o tipos porosos resulta algo incomprensible. El comportamiento de declinación abrupto observado en YNF es recurrente y es asociado principalmente a la velocidad del aumento del flujo fraccional de agua; asimismo, al abatimiento de presión o pozos produciendo de áreas limitadas, así como al posible efecto del proceso de estimulación de pozos que podría propiciar condiciones críticas de producción. Existen modelos avanzados que requieren como información básica el registro de presiones de fondo y gastos, información hoy en día no del todo disponible, y que difícilmente ajustarán este tipo de información.^{35,36}

Nomenclatura

- b= exponente de declinación
- B_f = FVF (f=0, g, w), factor de volumen L^3/L^3 , RB/STB, RB/scf
- c_t = compresibilidad del sistema, $(m/Lt^2)^{-1}$, psi^{-1}
- d_i = gasto nominal al cual la declinación inicia, t^{-1}
- f_w = flujo fraccional de agua, %
- h= espesor de la formación, L, ft
- k= permeabilidad absoluta, L^2 , md
- N_p = producción acumulada, L^3 , STB

p_i = presión inicial, m/Lt², psi
 p_{wf} = presión de fondo fluyendo, m/Lt², psi
 q_o = gasto de aceite, L³/t, STB/D
 r_e = radio de drene, L, ft
 r_w = radio del pozo, L, ft
 s = factor de daño, adim.
 t = tiempo, t, días

Símbolos griegos

Δp = caída de de presión, m/Lt², psi
 ϕ = porosidad, fracción
 μ_f = viscosidad (f=o, g), m/Lt, cp
 ρ_f = densidad (f=o, g), m/L³, lb_m/cu-ft

Referencias

- Mattauer, M.: La deformación de los Materiales de la Corteza Terrestre, Barcelona España, 1976.
- Padilla, S.R. et al.: "Caracterización Dinámica de Yacimientos", Ingeniería Petrolera, V.XXXVIII, No.11., p.17-24, noviembre de 1998.
- Padilla, S.R., Pacheco, G.C., and Reyes, G.S.: "Integrated Dynamic and Static Characterization for a Mesozoic Naturally Fractured Reservoir in a Platform – Basin Area in Southeastern México", Paper SPE 92197, SPE-IPCM, Puebla Mexico, 7-9 november, 2004.
- Pérez, R.C.: "Use of Pressure BuildUp Test for Describing Heterogeneous Reservoirs", 53rd Annual Technical Conference and Exhibition, Houston TX., october 1-3, 1978.
- Warren, J.E. and Root, P.J.: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs," SPEJ, september 1963.
- Kazemi, H.: "Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs," SPEJ, december 1969.
- deSwaan, A.: "Analytical Solutions for Determining Naturally Fractured Reservoir Properties by Well Testing," SPEJ, june 1976.
- Chang, J. and Yortsos, Y.C.: "Pressure Transient Analysis of Fractal Reservoirs," SPEFE, march 1990.
- Beier, R.A.: "Pressure Transient Model for a vertically Fractured Well in a Fractal Reservoir," SPEFE, june 1994.
- Padilla, S. R. et al.: "Impact of Geological-Petrophysical Parameters on the Pressure Transient Response in Carbonate Naturally Fractured Reservoirs", 5o CNRGP, (47th Annual Symposium of the Society of Petrophysicists and Well Log Analysts), Veracruz México, june 6, 2006.
- Padilla, S. R., y Camacho V. R.: "Análisis de Presiones y Productividad en Pozos Produciendo por Empuje de Gas en Solución y Drene Gravitacional", CMP 2008, Monterrey NL, México, mayo del 2008.
- Bourdet, D., Ayoub, J.A., and Pirard, Y.M.: "Use of the Pressure Derivative in Well Test Interpretation", SPEFE, june 1989.
- Bourdet, D., and Gringarten, A.C.: "Determination of the Fissure Volume and Block Size in Fractured Reservoirs by Type-Curve Analysis", SPE Paper 9293, Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas Tx., sept. 21-24, 1980.
- Padilla, S.R., and Camacho, V.R.: "Reservoir Performance Under Solution Gas-Drive and Gravity Drainage", Padilla, S.R., and Camacho, V. R. SPE 92186, Paper presented at the SPE-IPCM-2004, Puebla, Pue., Méx., nov., 7-9, 2004.
- Padilla, S.R. et al.: "Análisis del Comportamiento de Producción en Pozos con Exponente de Declinación Negativos", Ingeniería Petrolera, Vol. XLV, No.7, p.42-55, julio del 2005.
- Padilla, S.R. et al.: "Efectos Petrofísicos y Entrada de Agua en el Comportamiento y Predicción de la Producción en Yacimientos Fracturados Carbonatados", Ingeniería Petrolera, Vol. XLVIII, No.3, p.6-18, marzo del 2007.
- Arps, J. J.: "Analysis of Decline Curves", Trans AIME (1945), 160.
- E-Economides, C. A., and Ramey, H. J. Jr.: "Transient Rate Decline Analysis for Well Produced at Constant Pressure", SPEJ (february 1981).

Uraiet, A. A., and Raghavan, R.: "Unsteady Flow to a Well Producing at a Constant Pressure", JPT (october 1980).

Carter, R.: "Type Curve for Finite Radial and Linear Gas Flow Systems: Constant Terminal Pressure Case", SPEJ (october 1975) 719-28.

Fraim, M. L., and Wattenbarger, R. A.: "Gas Reservoir Decline Curve Analysis Using Type Curves With Gas Real Pseudopressure and Normalized Time", SPEFE (december 1987).

Chen, H. Y., and Poston, S.W.: "Application of a Pseudotime Function to Permit Better Decline Curve Analysis", SPEFE (september 1989) 441-48.

Jones, J. R., and Raghavan, R.: "Interpretation of Flowing Well Response in Gas Condensate Wells", SPEFE (september 1989).

Camacho, V. R., Vásquez, C. M., and Padilla, S. R.: "New Results on Decline Curves Considering Non-Darcy Flow Effects", SPE Reservoir Evaluation and Engineering Vol.1 No.5, p.457-466, october 1998.

Fetkovich, M. J.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves", JPT (june 1980).

Camacho, V. R.: "Constant Pressure Production in Solution Gas-Drive Reservoirs: Transient Flow", SPEFE (june 1991).

Gentry, R. W., and McCray, A. W.: "The Effect of Reservoirs and Fluid Properties on Production Decline Curves", JPT (september 1978).

Matthews, C. S., and Lefkovits, H. C.: "Gravity Drainage Performance of Depletion Type Reservoirs in the Stripper Stage", Trans., AIME (1956) 207.

Da Prat, G., Cinco, L. H., and Ramey, H. J. Jr.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves for Two Porosity Systems", SPEJ (june 1981).

Sageev, A., Da Prat, G., and Ramey, H. J. Jr.: "Decline Curve Analysis for a Double Porosity System", SPE 13630, California Regional Meeting, Bakersfield Ca., march 27-29, 1985.

Blasingame, T.A., McCray, T.L., and Lee, J.W.: "Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop/Variable Flowrate Systems", Paper SPE 21513, SPE Gas Technology Symposium, 23-24 january, 1991.

Agarwal, R.G., Gardner, D.C., Kleinstieber, S.W., and Fussell, D.D.: "Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Analysis Concepts", Paper SPE 57916, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 27-30 september, 1998.

Nelson, R.: Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, Gulf Professional Publishing, Boston 2001.

Al-Anzi, E., et al.: Reacciones Positivas en la Estimulación de Yacimientos Carbonatados, Oilfield Review, Schlumberger, p.30-47, 2004.

Marhaendrajana, T., Blasingame, T. A., and Rushing, J.A.: "Use of Production Data Inversion to Evaluate Performance of Naturally Fractured Reservoirs", Paper SPE 90013, SPE IPCM, Puebla, México, 7-9 november, 2004.-

Blasingame, T.A., McCray, T.L., and Lee, J.W.: "Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop/Variable Flowrate Systems", Paper SPE 21513, SPE Gas Technology Symposium, 23-24 january, 1991.

Semblanza

Ing. Roberto Padilla Sixto

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en donde también realizó estudios de posgrado.

Desde 2006 es asesor y consultor en Ingeniería Petrolera. Es Perito Petrolero en Ingeniería de Yacimientos. Ha sido asesor para diferentes Activos de Pemex E&P, así como de la Gerencia de Dictamen de Proyectos de Explotación y otras instituciones como el IMP, ITESM, APGM, etc.

Fue Jefe del Depto. de Ingeniería Petrolera, Coord. de Ingeniería Petrolera y Posgrado en Ing. Petrolera de la FI-UNAM, en donde también ha realizado actividades docentes desde 1992.

De 1988 al 2006 fue Investigador Numerario y Asesor Tecnológico de Proyectos de la Dirección Ejecutiva de E&P del Instituto Mexicano del Petróleo, en donde también fue líder y coordinador de proyectos multidisciplinarios. Autor de más de diez cursos teórico-prácticos especializados y de entrenamiento en Ingeniería y Caracterización de Yacimientos.

Miembro del CIPM, de la Sociedad Mexicana de Física AMGP, de la SPE entre otras.

Ing. Ricardo Toledo Piña

Licenciatura en Ingeniería Petrolera por la Facultad de Ingeniería de la UNAM en 1982. Realizó estudios de Maestría en Física de Yacimientos en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM en 1992.

En 1983 ingresa a Petróleos Mexicanos iniciando actividades profesionales en el Departamento de Ingeniería Petrolera (1983-1987) e Ingeniería de Yacimientos (1987-1990) del Distrito Poza Rica.

A la fecha se ha desempeñado en el área de Ingeniería de Yacimientos en las especialidades de comportamiento de yacimientos, caracterización de yacimientos fracturados, recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos para las Regiones Norte y Región Marina Suroeste de PEP.

Fue miembro de la Red de Expertos de Recuperación Secundaria y Mejorada de PEP. Es autor y coautor de diversos trabajos técnicos presentados en foros de la AIPM.

Desde 1983 es miembro de la AIPM y del CIPM.