

Caracterización de yacimientos naturalmente fracturados analizando datos de producción, caso Caparroso-Escuintle-Pijije

Ing. Rafael Pérez Herrera
Ing. Oscar Morán Ochoa
Pemex

Información del artículo: Recibido: enero 2013-aceptado: noviembre de 2013

Resumen

Se presenta la aplicación de técnicas y procedimientos sencillos, prácticos y novedosos que permiten la caracterización dinámica de un yacimiento naturalmente fracturado y diagnosticar sus condiciones actuales de explotación. Estas técnicas se basan en la aplicación de estadística y análisis de datos de producción.

A las técnicas establecidas se le aplicaron modificaciones que mejoran lo establecido, como son:

- La adaptación de las ecuaciones de tiempo de balance de materia para contabilizar la entrada de agua al yacimiento
- Normalización de la producción máxima de los pozos en función del tiempo o período de explotación, al aplicar el método de Nelson para clasificar el medio poroso.
- Generación de gráficas estadísticas comparativas

Palabras clave: Rendimiento fracturado embalse, material tiempo equilibrado, el análisis de la producción moderna, accionamiento hidráulico, análisis de parcelas especializadas.

Characterization of naturally fractured reservoirs analyzing production data, case - Escuintle - Caparroso - Pijije

Abstract

Presents the application of simple and practical techniques as well as novel procedures for the dynamic characterization of a naturally fractured reservoir and diagnosis of its current operating conditions.

These techniques are based on the application of statistics and analysis of production data.

Were applied modifications to standard techniques to improve to:

- Adapting equations of material balance time to estimate the reservoir water inflow.
- Classify the porous medium applying the method of Nelson through the normalization of high well production vs. time or period of operation.
- Comparative statistics through specialized plots analysis.

Keywords: Fractured reservoir performance, material balanced time, modern production analysis, Hydraulic drive, Specialized plots analysis.

Introducción

El complejo es un tren estructural formado por los campos Caparroso, Escuintle y Pijije (CEP), los cuales están delimitados por fallas inversas con orientación NW–SE. Las rocas productoras son calizas altamente fracturadas debido a fuertes intrusiones de sal.

La producción del Complejo Caparroso–Escuintle–Pijije se divide en cuatro etapas:

Etapa 1 (1987-1992): Inicia el desarrollo del campo incorporando en promedio dos pozos por año. Alcanzó una producción máxima de 15 mbpd.

Etapa 2 (1992-2001): 10 pozos productores. Plataforma de producción entre 15 y 20 mbpd.

Etapa 3 (2001-2008): Inicia el desarrollo hacia el bloque norte del Campo Pijije. Dos pozos con producción superior a los 4 mbpd, (Pijije-2 y Pijije-22).

Etapa 4 (2004-2013): Inicia el desarrollo intensivo hacia el bloque norte del Campo Pijije. Incorporación de pozos, resultando en una producción mayor a los 10,000 bpd (Pijije 101 y Pijije 103), producción máxima alcanzada de 69.1 mbpd, (julio de 2011).

El comportamiento histórico de la producción del Complejo se muestra en la **Figura 1**.

La presión inicial del yacimiento fue de 822 kg/cm² en mayo de 1982. Actualmente la presión del yacimiento es 430 kg/cm² y produce del orden de los 26.5 mbpd, con 13 pozos.

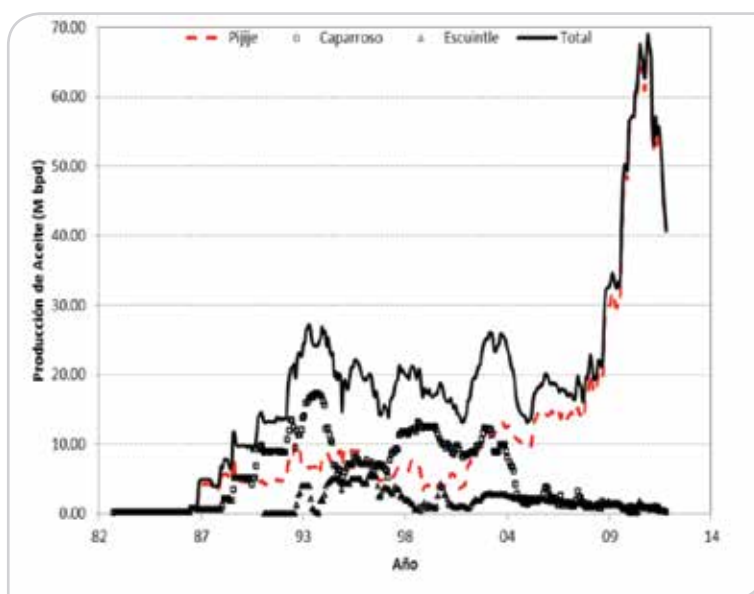


Figura 1. Comportamiento de la producción.

El objetivo de este trabajo es proponer técnicas y procedimientos estadísticos novedosos para la caracterización dinámica de un yacimiento naturalmente fracturado, y diagnosticar sus condiciones actuales de explotación.

Estas técnicas y procedimientos estadísticos aplicados permiten definir:

- Volumen original de hidrocarburos.
- Volumen de hidrocarburos móvil o recuperable de acuerdo a la estrategia actual de explotación.
- Características y grado de heterogeneidad del medio poroso.
- Gasto óptimo de producción para un yacimiento.

Se presentan metodologías especiales, modificadas y adaptadas a las características del caso.

Desarrollo

Para entender el comportamiento del yacimiento Caparroso–Escuintle–Pijije, es necesario tener presente la clasificación de los yacimientos carbonatados en función del medio poroso y el tipo de fluido, tomando en cuenta las características que controlan la recuperación final de hidrocarburos:

1. Yacimientos de aceite pesado y viscoso, en los cuales el factor de recuperación está controlado por las variaciones de viscosidad del fluido, tamaño del yacimiento y aplicación de la perforación horizontal.
2. Yacimientos de aceite en carbonatos fracturados, en los cuales el factor de recuperación está controlado por la intensidad de las fracturas, permeabilidad de la matriz, mojabilidad y los mecanismos de empuje.
3. Yacimientos de aceite en carbonatos convencionales, en los cuales el factor de recuperación está controlado por la conectividad del yacimiento, permeabilidad y relación de movilidades.
4. Yacimientos de aceite en crecimientos orgánicos, en los cuales el factor de recuperación está controlado por la naturaleza y el tamaño de los crecimientos orgánicos y sus modificaciones diagenéticas.
5. Yacimientos de gas y condensado, en los cuales el factor de recuperación está determinado por la entrada de agua y depositación de condensados.

El tipo 2 corresponde al yacimiento Caparroso - Escuintle - Pijije.

Los métodos y análisis que se desarrollaron en este trabajo presentan un amplio espectro de aplicación para yacimientos naturalmente fracturados, de acuerdo al sistema poroso y para el tipo de yacimientos de aceite que tienen presiones superiores a la de saturación, para yacimientos volumétricos y con entrada de agua.

A continuación se describe la aplicación de los conceptos y métodos de:

- a) Tiempo de balance de materia
- b) Métodos de clasificación del sistema poroso en función de la distribución estadística del gasto máximo por pozo.
- c) Normalización de la producción máxima de los pozos en función del tiempo o período de explotación, al aplicar la metodología de Nelson para clasificar el medio poroso.
- d) Métodos gráficos para estimar el gasto óptimo por yacimiento.

Se aplicaron a un yacimiento naturalmente fracturado perteneciente al Activo de producción Samaria–Luna y en particular al proyecto Delta del Grijalva. El yacimiento está compuesto por los campos Caparroso, Escuintle y Pijije, este último es de mayor productividad.

Las técnicas de análisis de datos de producción aplicadas son eficaces y oportunas para la toma de decisiones, debido a que se pueden programar y/o aplicar en el corto plazo.

Un análisis gráfico simple del comportamiento histórico de la productividad promedio por pozo indica la calidad dinámica de flujo de un yacimiento, la cual, analizada adecuadamente, permitirá tomar decisiones oportunas para optimizar la productividad del yacimiento, **Figura 2**.

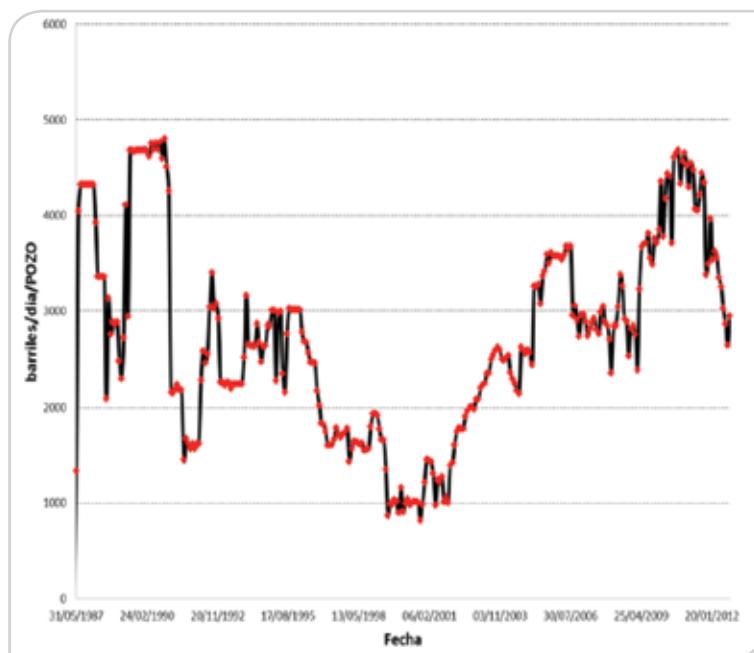


Figura 2. Comportamiento de la productividad promedio por pozo.

1. Tiempo de balance de materia

La cantidad N_p/Q_o se conoce como tiempo de balance de materia, el cual se aplica rigurosamente para yacimientos con flujo dominando la frontera externa, y representa una muy buena aproximación para flujo transitorio. A continuación se muestran las ecuaciones matemáticas del Tiempo de Balance de Materia (TBM), para dos casos:

a) Yacimiento volumétrico bajosaturado.

b) Yacimiento con entrada de agua bajosaturado.

a) Análisis del tiempo de balance de materia en función de la caída de presión, yacimiento volumétrico, bajosaturado.

La expresión matemática que define al TBM, (ref. 3) es:

$$\frac{\Delta p}{Q_o} = b + m \tilde{t} \quad (1)$$

La expresión anterior representa la ecuación de una línea recta, donde:

$$\Delta p = p_i - p_{wf} \quad (2)$$

La pendiente m de la recta se expresa por medio de la Ec. 3:

$$m = \frac{1}{N C_t} \frac{B_o}{B_{oi}} \quad (3)$$

La ordenada al origen,

$$b = 141.2 \frac{\mu_o B_o}{k h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4}{e^{\gamma}} \frac{1}{C_A} \frac{A}{r_w^2} \right) + s \right] \quad (4)$$

El tiempo de balance de materia se define como:

$$\tilde{t} = \frac{N_p}{Q_o} \quad (5)$$

b) Análisis del tiempo de balance de materia en función de la caída de presión, yacimiento con entrada de agua, bajosaturado

Con base en la ecuación para un yacimiento volumétrico bajosaturado, se desarrolló una ecuación que considera la presencia de un acuífero, (entrada de agua):

$$\frac{\Delta p}{Q_o} = b + m \left[\tilde{t} - \frac{W_{en}}{Q_o B_o} \right] \tag{6}$$

Donde la entrada neta del agua al yacimiento se define como:

$$W_{en} = (W_e - W_p) B_w \tag{7}$$

La aplicación del método de tiempo de balance de materia consiste en los siguientes pasos:

1. Selección de la historia de producción, del intervalo de análisis para cuando el gasto es aproximadamente constante
2. Generar una gráfica de diagnóstico $(P_i - P_{wf})/Q_o$ vs N_p/Q_o en escala doble logarítmica.
3. Si se observa pendiente unitaria implica un comportamiento de flujo en el yacimiento dominado por las fronteras, **Figura 3**. Por lo tanto, es posible estimar el volumen del yacimiento, en caso contrario no aplica este método de TBM.

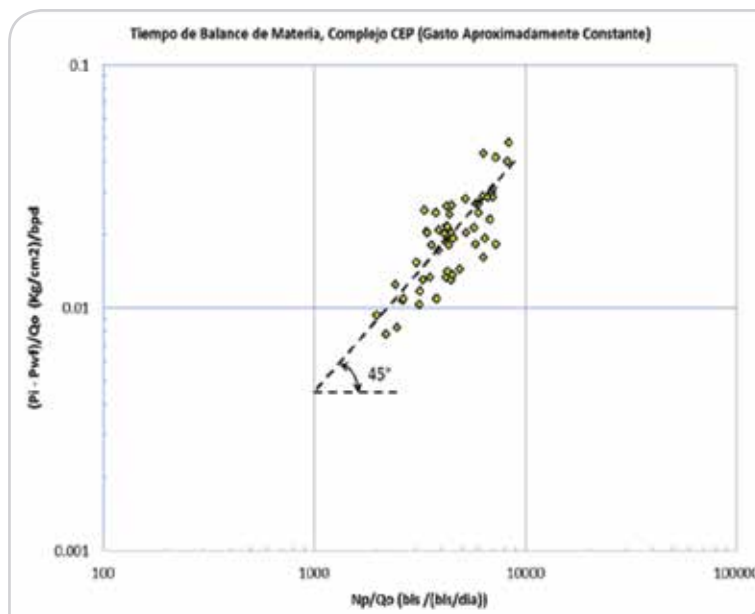


Figura 3. Gráfica especializada, (tiempo de balance de materia).

Aplicando el concepto de tiempo de balance de materia, para este caso de un yacimiento de aceite ligero con presión mayor a la de la burbuja, se determinó que el volumen original de hidrocarburos es del orden de los 900 MM bls @ c.s., (inverso de la pendiente de la recta de ajuste), **Figura 4**.

El volumen de hidrocarburos a recuperar está en función de los ritmos de explotación, debido a que se altera la eficiencia de desplazamiento a nivel de poro. Mediante el método de tiempo de balance de materia y otras gráficas especializadas se estima que el volumen de hidrocarburos móvil o recuperable de acuerdo a la estrategia actual de explotación será no mayor a los 260 MM bls @ c.s. (N_p máxima).

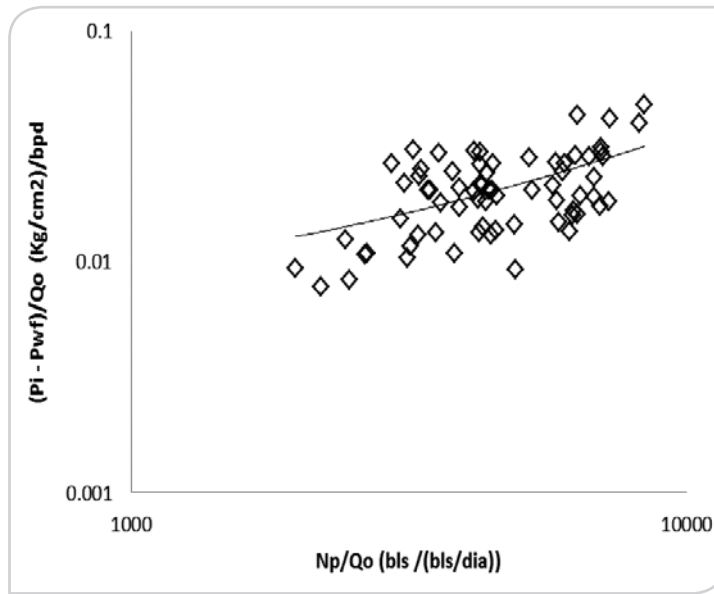


Figura 4. Tiempo de balance de materia. Gasto aproximadamente constante.

La **Figura 5** compara el comportamiento del gasto contra la producción acumulativa de aceite, observándose dos tendencias de ajuste. La primera corresponde al período de gasto de aceite aproximadamente constante y la segunda corresponde al período de declinación máxima. Del primer ajuste se nota que la extrapolación de los datos (línea punteada) hasta cruzar el eje horizontal, proporciona un

valor de N_p máxima de 300 MM bls. Del segundo ajuste (declinación máxima), la extrapolación de los datos hasta el eje horizontal proporciona un valor de N_p máxima de 250 MM bls. Esto implica notablemente que la recuperación de hidrocarburos sería mayor (50 MM bls adicionales), si el yacimiento se hubiera explotado con una plataforma de gasto aproximado de 20 000 bpd.

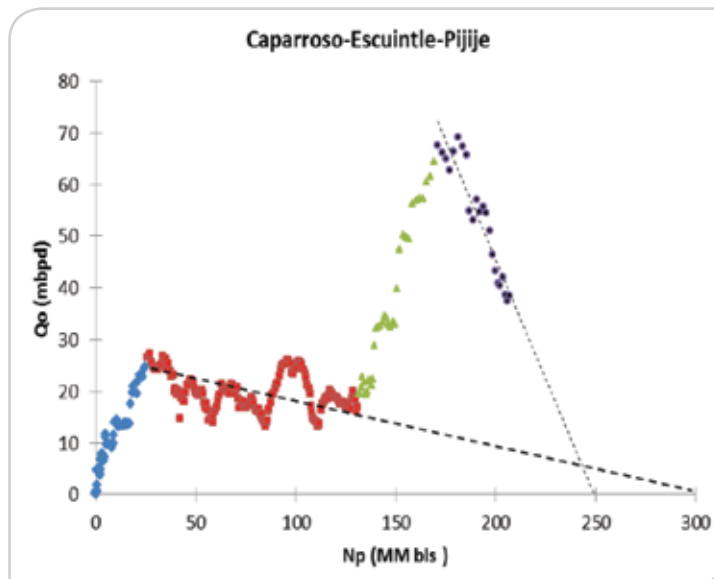


Figura 5. Gráfica especializada. Determinación de la N_p máxima.

Otro método de análisis con base en el tiempo de balance de materia se muestra en las **Figuras 6 y 7**, en las que se grafica el comportamiento de $1/Q_o$ vs N_p/Q_o para los datos del yacimiento. De acuerdo a la literatura (ref. 2), del inverso de la pendiente de la línea recta de ajuste de los datos se

obtiene la N_p máxima. La **Figura 6** muestra el caso para el período histórico de gasto estable en donde se obtiene una N_p máxima de 368 MM bls. La **Figura 7** corresponde al período histórico de declinación máxima del gasto, en el cual se obtiene una N_p máxima de 243 MM bls.

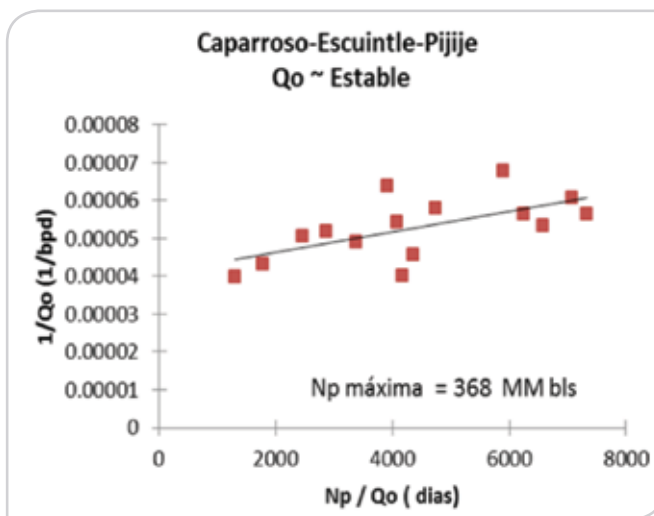


Figura 6. Tiempo de balance de materia. Determinación de la N_p máxima. Período de gasto estable.

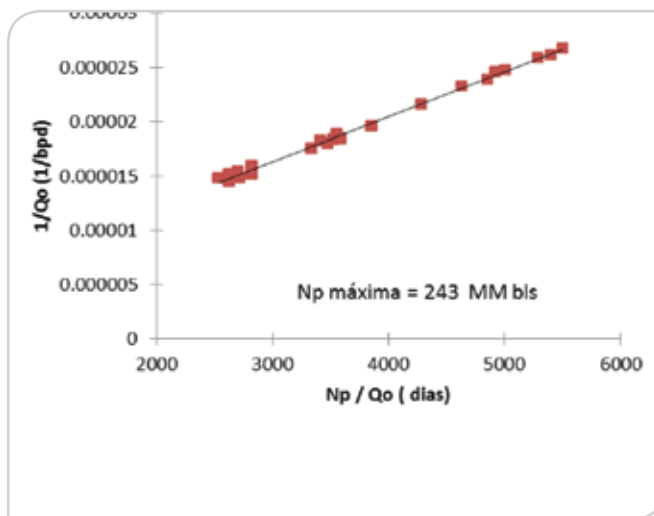


Figura 7. Tiempo de balance de materia. Determinación de la N_p máxima. Período de gasto a máxima declinación.

Apoyados en el comportamiento del flujo fraccional de aceite vs N_p , **Figura 8** se generó una gráfica de N_p máxima vs flujo fraccional de aceite, **Figura 9**. Con base en esta figura se puede determinar que para recuperar la reserva original estimada (N_p máxima de 300 MM bls), se

requerirá manejar en el campo flujos fraccionales de agua de 60% (flujo fraccional de aceite de 40%). Esta gráfica de diagnóstico (ref. 2), permite planear con anticipación los requerimientos de infraestructura que se necesiten para la producción futura.

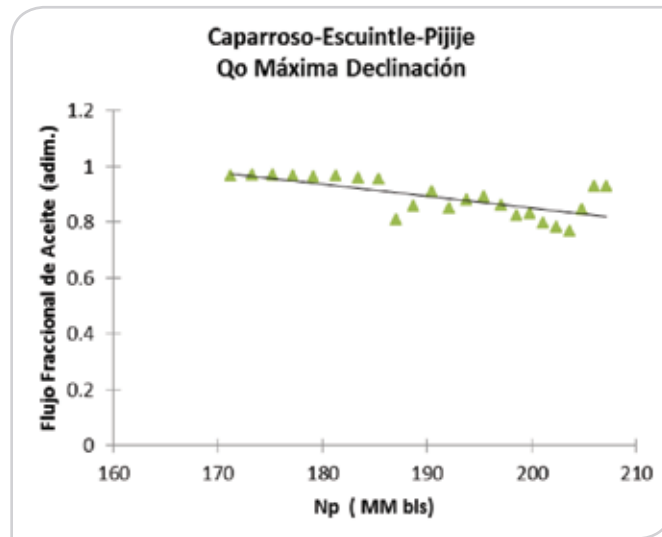


Figura 8. Flujo fraccional de aceite vs N_p .

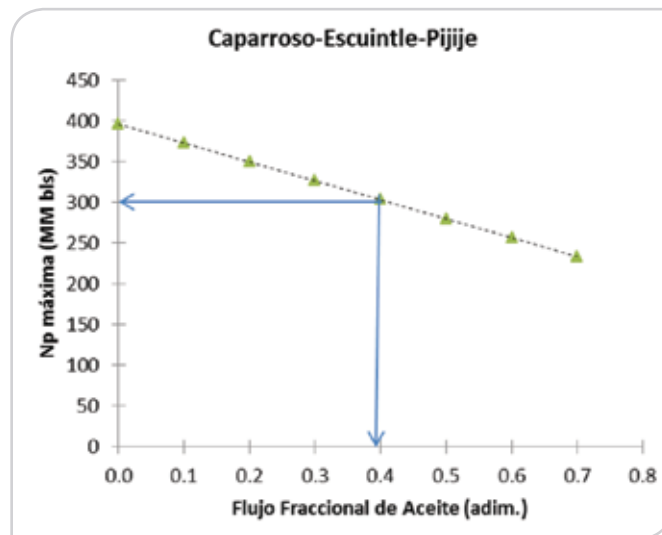


Figura 9. N_p máxima vs flujo fraccional de aceite.

II. Caracterización dinámica del sistema poroso

La clasificación de los yacimientos fracturados de acuerdo a Nelson (ref. 4), es:

Tipo I: Las fracturas proporcionan la capacidad de almacenamiento y la permeabilidad en el yacimiento. La matriz tiene poca porosidad o permeabilidad.

Tipo II: La matriz proporciona principalmente la capacidad de almacenamiento y las fracturas proporcionan esencialmente la permeabilidad en el yacimiento. La matriz tiene baja permeabilidad pero puede tener baja, moderada o aún alta porosidad.

Tipo III: Las fracturas participan en la permeabilidad en un yacimiento que tiene buena porosidad y permeabilidad de matriz.

Tipo IV: Pozos con bajo comportamiento, acorde a la capacidad de la matriz, las fracturas crean barreras de flujo.

Al definir las características y grado de heterogeneidad del medio poroso del yacimiento, se determinó que es altamente heterogéneo; apoyándose en gráficos de la distribución del gasto máximo por pozo, **Figuras 10, 11, 12 y 13**. Para el caso del análisis conjunto de todos los campos del Complejo, se define una distribución fuertemente asimétrica, con una desviación de datos extendida aproximadamente cuatro veces el valor de la mediana del gasto de producción máximo, lo cual es indicativo de una alta heterogeneidad, **Figura 10**.

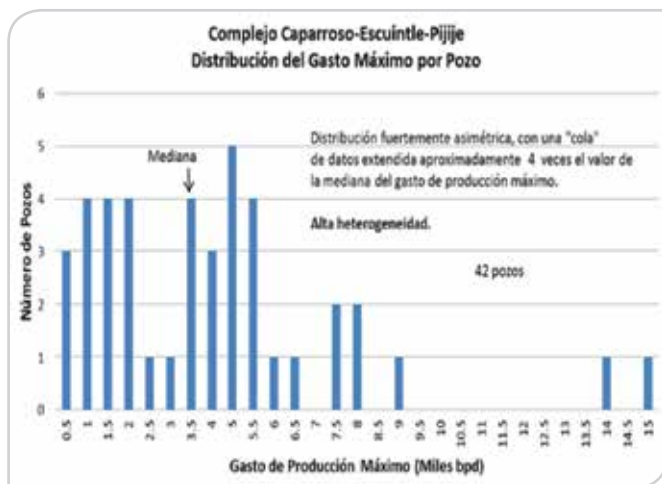


Figura 10. Distribución del gasto máximo por pozo, total Complejo.

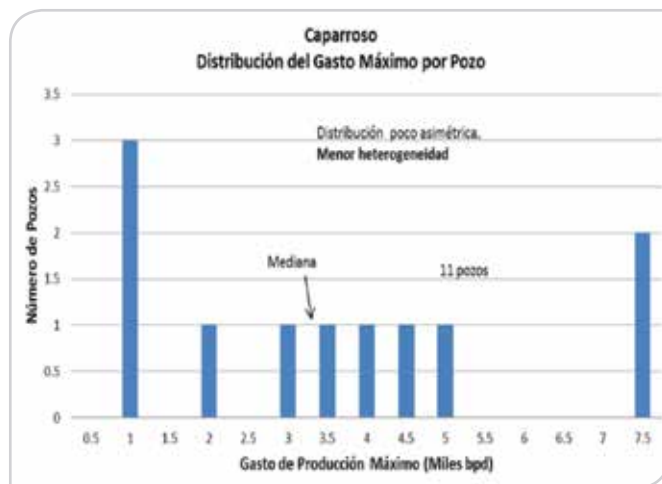


Figura 11. Distribución del gasto máximo por pozo, Campo Caparroso.

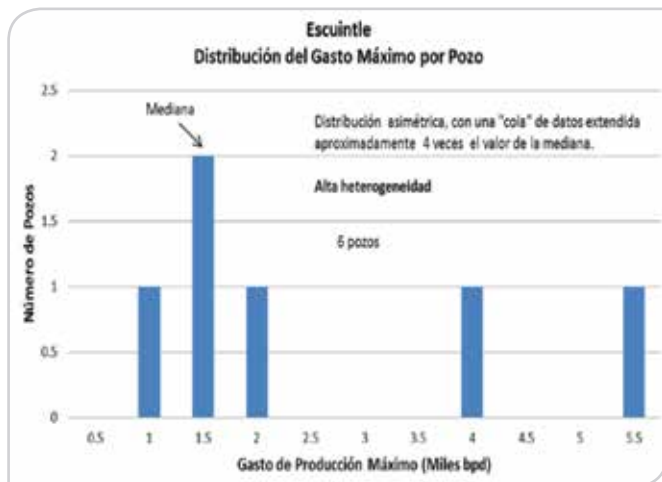


Figura 12. Distribución del gasto máximo por pozo, Campo Escuintle.

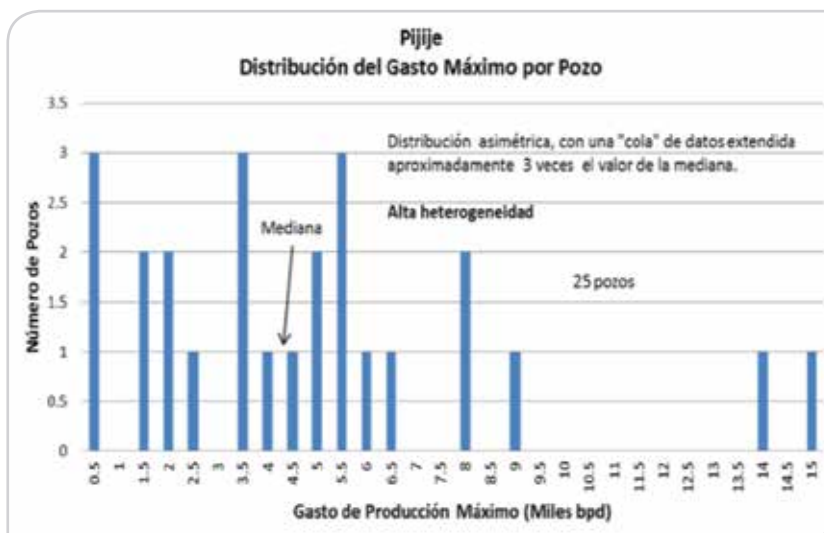


Figura 13. Distribución del gasto máximo por pozo, Campo Pijije.

De acuerdo a los análisis de caracterización dinámica del sistema poroso, el Complejo Caparroso–Escuintle–Pijije se encuentra entre el tipo II y I, con tendencia hacia el tipo I de acuerdo a la clasificación de Nelson. En este método gráfico se compara el % de N_p vs % de pozos ordenados. El grado de heterogeneidad del yacimiento se estima en función de la

diferencia de la curva de comportamiento con respecto al de una línea recta (coeficiente de asimetría), Figuras 14, 15, 16 y 17. Se desarrolló un nuevo método gráfico adaptado a partir de Nelson, aplicando el concepto de N_p normalizada en función del tiempo, el cual también indica que se trata de un yacimiento con tendencia hacia el tipo I, Figura 18.

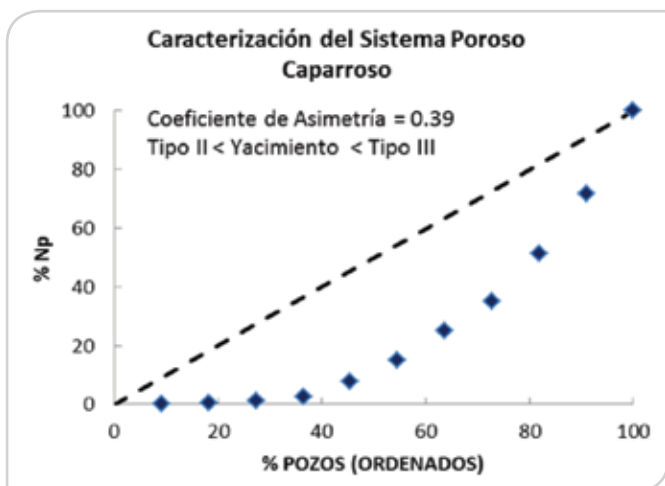


Figura 14. Caracterización dinámica del sistema poroso, Campo Caparroso.

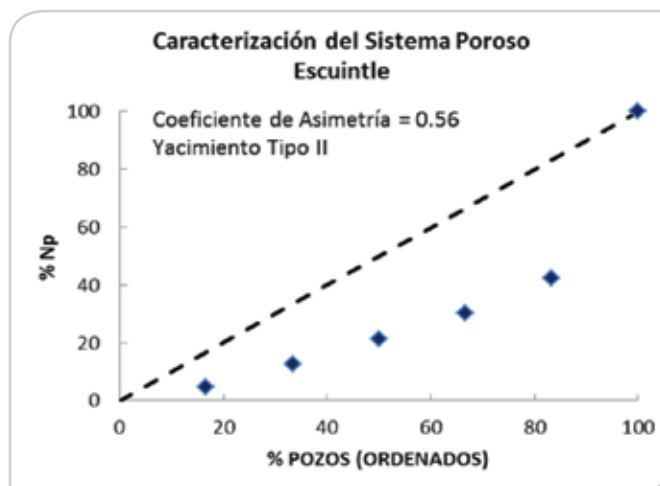


Figura 15. Caracterización dinámica del sistema poroso, Campo Escuintle.

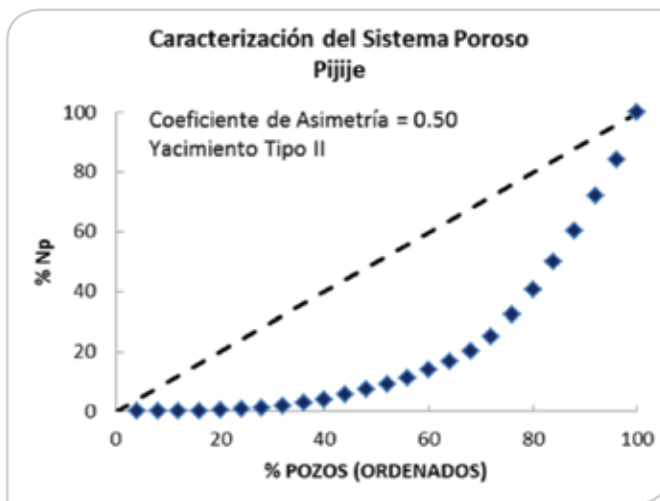


Figura 16. Caracterización dinámica del sistema poroso, Campo Pijije.

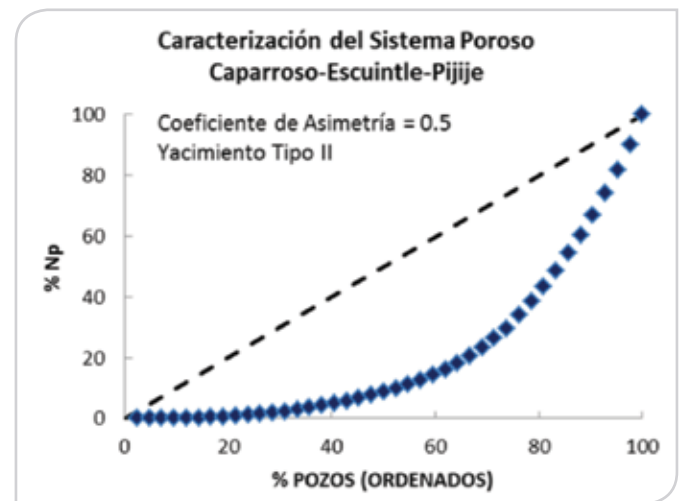


Figura 17. Caracterización dinámica del sistema poroso, total complejo.

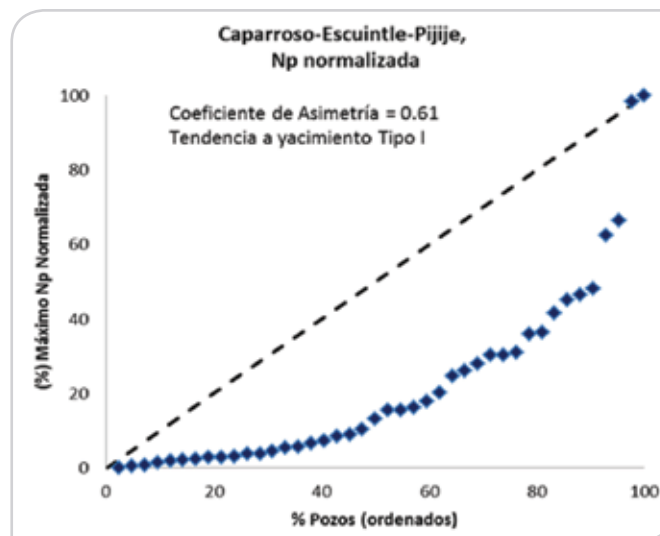


Figura 18. Caracterización dinámica del sistema poroso, Np normalizada. total complejo.

De acuerdo a este análisis, este tipo de yacimientos presenta las características siguientes:

- Declinación rápida después de alcanzar el gasto máximo
- Entrada temprana de agua (requiere control de gastos de producción)
- Cierre de fracturas en el yacimiento (alta presión)
- Factor de recuperación difícil de determinar y bastante variable
- Muchos pozos de desarrollo agregan gasto, pero no reserva adicional

Otra forma de determinar el grado de heterogeneidad del yacimiento se logra al estimar la interferencia entre pozos, graficando profundidad de la cima del intervalo disparado en cada pozo vs la producción acumulada de aceite (Np). La **Figura 19** muestra que los pozos encerrados en la elipse representan el 30% del total, los cuales han recuperado el 80 % de la producción acumulada de aceite, resultado que es característico de un yacimiento tipo I.

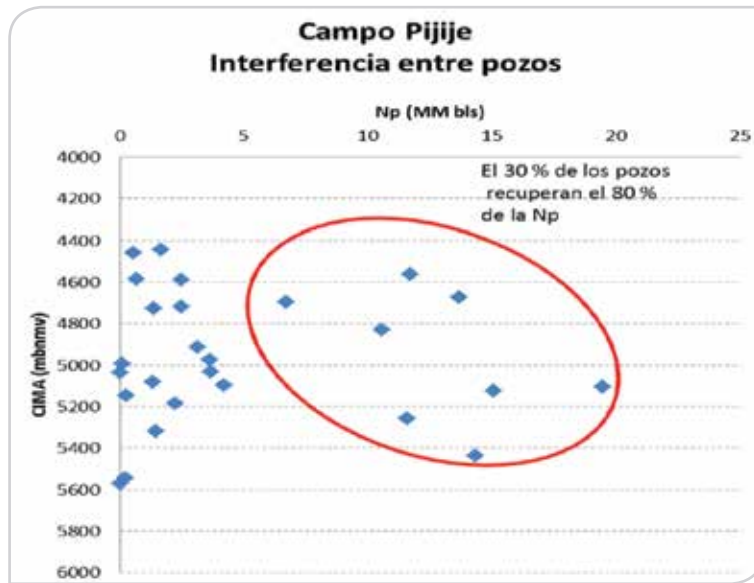


Figura 19. Interferencia entre pozos, Campo Pijije.

III. Diagnóstico de las condiciones de explotación de los yacimientos

Para el diagnóstico de las condiciones de explotación de los yacimientos se aplicaron una serie de métodos estadísticos gráficos; estos métodos que a continuación se presentan y desarrollan, permiten obtener una estimación para la reserva remanente del gasto de producción óptimo para un yacimiento en función del volumen original de hidrocarburos y/o la reserva remanente, del potencial actual de los yacimientos y de la eficiencia en la recuperación de los hidrocarburos en función de la terminación de los pozos.

En los primeros métodos se utiliza la información de varios yacimientos del sistema, con características similares en función del tipo de fluido y del medio poroso.

La **Figura 20** muestra el comportamiento del gasto de aceite vs la reserva remanente. La línea "A" resultante del ajuste de los puntos (cuadrados), en el período de producción controlada indica que bajo estas condiciones de explotación, la recuperación total de aceite sería mayor a la reserva oficial.

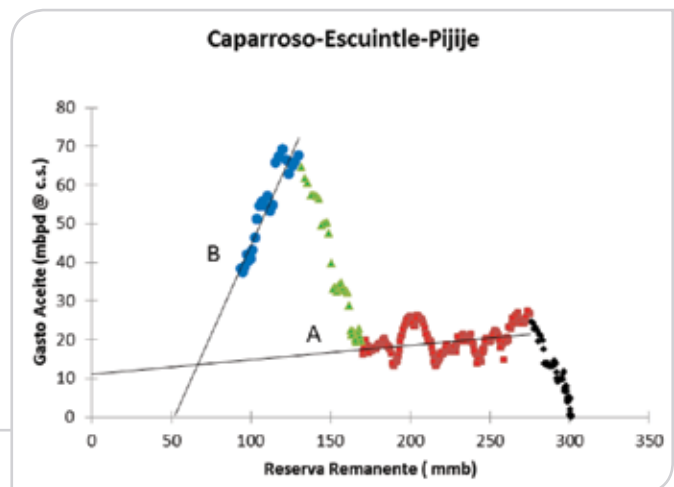


Figura 20. Estimación de la reserva remanente, total complejo.

La línea “B” resultante del ajuste de los puntos (círculos), en el período de declinación máxima, que es la estrategia actual de explotación a gasto máximo, indica que la reserva no se podrá recuperar debido a que se redujo la eficiencia de desplazamiento de los hidrocarburos en el yacimiento.

Otro análisis interesante es el comparativo del gasto máximo histórico contra el volumen original de aceite @ c.s., del Complejo Caparroso-Escuintle-Pijije y yacimientos gigantes del sistema petrolero mexicano, **Figura 21**, se observa la tendencia alineada de los campos, con pendiente unitaria. Se concluye que existe una relación directa entre el volumen original del yacimiento y su gasto máximo.

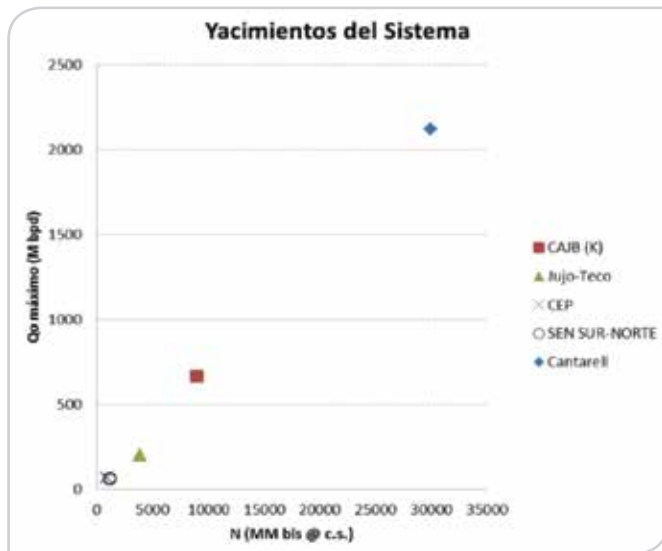
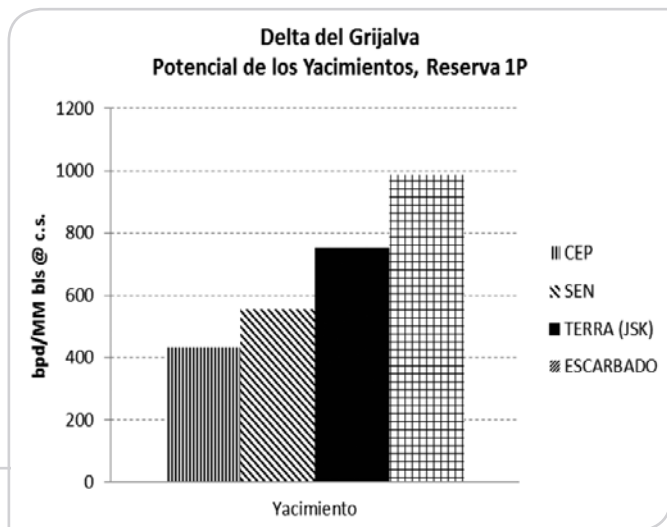


Figura 21. Gasto máximo vs volumen original de aceite, yacimientos del sistema.

En la **Figura 22** se muestra un diagrama de barras, en donde se compara el potencial de los yacimientos del Complejo Caparroso–Escuintle–Pijije, con otros campos del proyecto Delta del Grijalva en función de los barriles que se producen

actualmente con respecto a la reserva probada (1P) remanente. De acuerdo a este análisis, el Campo Escarbado tendría el mejor rendimiento de barriles producidos por cada barril de reserva 1P.

Figura 22. Potencial de los yacimientos, reserva 1P.



El comparativo del gasto máximo histórico contra el volumen original de aceite @ c.s., para el Complejo Caparroso–Escuintle–Pijije y otros yacimientos de Delta del Grijalva con propiedades de los fluidos muy semejantes, se muestra en la **Figura 23**; se observa perfectamente la tendencia no alineada de los campos Terra, Sen y en particular al Complejo

Caparroso–Escuintle–Pijije. Esta tendencia está acorde con las estrategias de explotación de gasto máximo a las que se sometieron estos campos. Los demás campos se explotaron a un gasto moderado, por lo tanto, no existe una relación directa entre el volumen original y el gasto máximo.

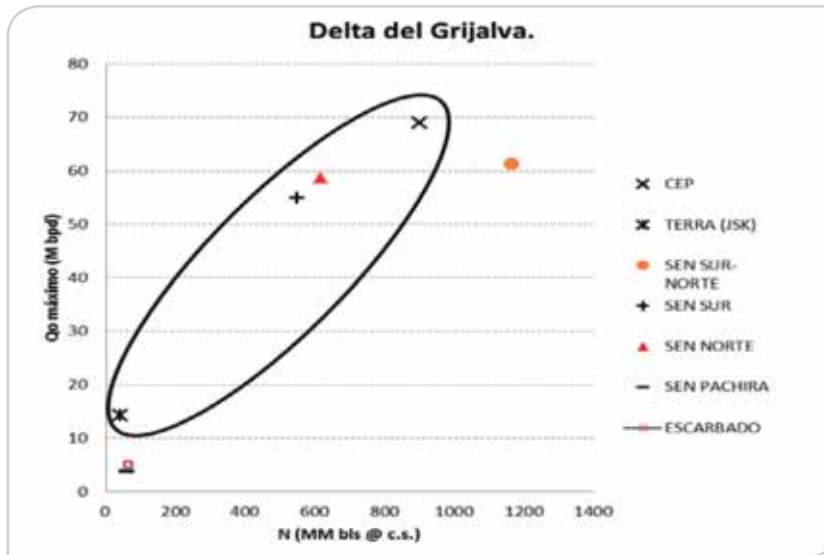


Figura 23. Gasto máximo vs N. Delta del Grijalva.

En la **Figura 24** se compara el gasto máximo histórico contra la reserva probada de aceite, del Complejo Caparroso–Escuintle–Pijije y otros yacimientos de la Región Sur. Se

observa que el Complejo Caparroso–Escuintle–Pijije ajusta a la tendencia general.

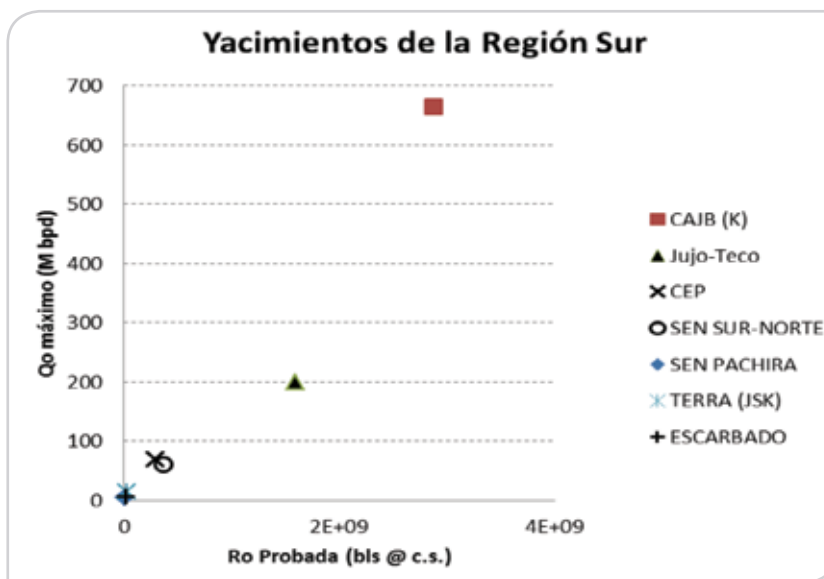


Figura 24. Gasto máximo vs reserva probada de aceite, yacimientos de la Región Sur.

El gasto máximo histórico contra la reserva probada de aceite, para el Complejo Caparroso-Escuintle-Pijije y otros yacimientos de Delta del Grijalva se muestra en la **Figura 25**. Se observa que el complejo Caparroso-Escuintle-Pijije

al igual que el Campo Terra se salen de la tendencia normal: debido a que en estos yacimientos se ha aplicado la estrategia de explotación de gasto máximo.

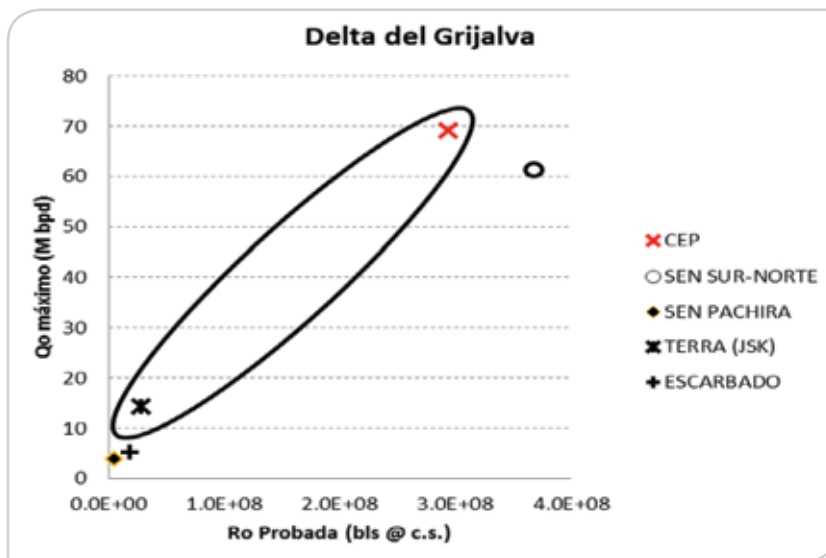


Figura 25. Gasto máximo vs reserva probada de aceite, Delta del Grijalva.

De igual forma, la **Figura 26** compara el gasto de producción de aceite actual contra la reserva probada remanente de aceite, para yacimientos de Delta del Grijalva. La línea punteada indica la tendencia del gasto óptimo en función de la reserva remanente, la cual se determinó de un análisis

estadístico de varios campos petroleros de México, los cuales se han explotado en forma regulada óptima. Los campos que se encuentran arriba de esta tendencia han reducido su eficiencia de desplazamiento de hidrocarburos.

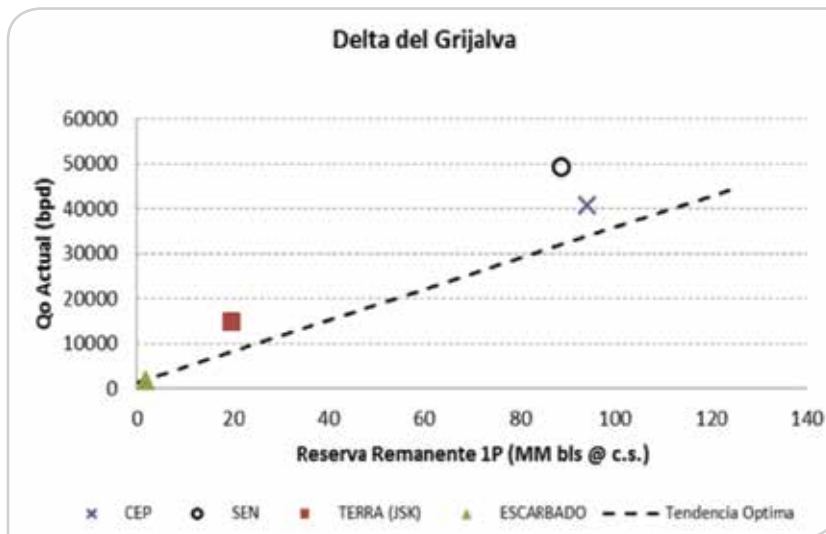


Figura 26. Gasto actual vs reserva remanente 1P, Delta del Grijalva.

Para definir la eficiencia de la recuperación de hidrocarburos en función del tipo de terminación de los pozos, se generó la **Figura 27** en la cual se compara la producción acumulada (MM bls) por cada metro abierto al flujo vs el tipo de terminación (tubería de revestimiento ranurada, agujero descubierto, y disparos). Se determina mediante este análisis que existe mayor eficiencia de recuperación de hidrocarburos al conectar al yacimiento con el pozo mediante disparos.

Finalmente, en la **Figura 28** se muestra el comportamiento de la producción acumulada por pozo vs el espesor abierto al flujo, para el caso de terminación del pozo en agujero descubierto en el Campo Pijije. El comportamiento muestra un valor máximo en la producción acumulada por pozo, el cual indica que el espesor máximo abierto al flujo recomendable para maximizar la recuperación de hidrocarburos es de 200 m.

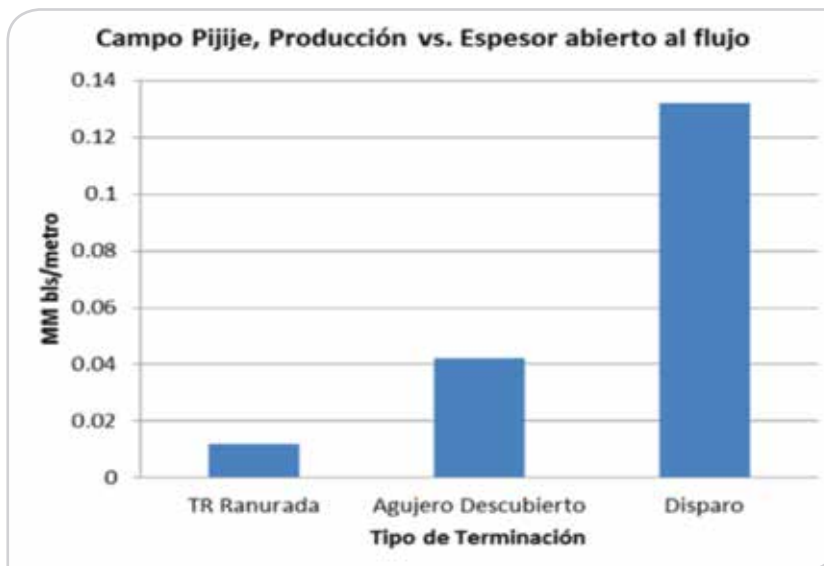


Figura 27. Producción vs espesor abierto al flujo en función del tipo de terminación, Campo Pijije.

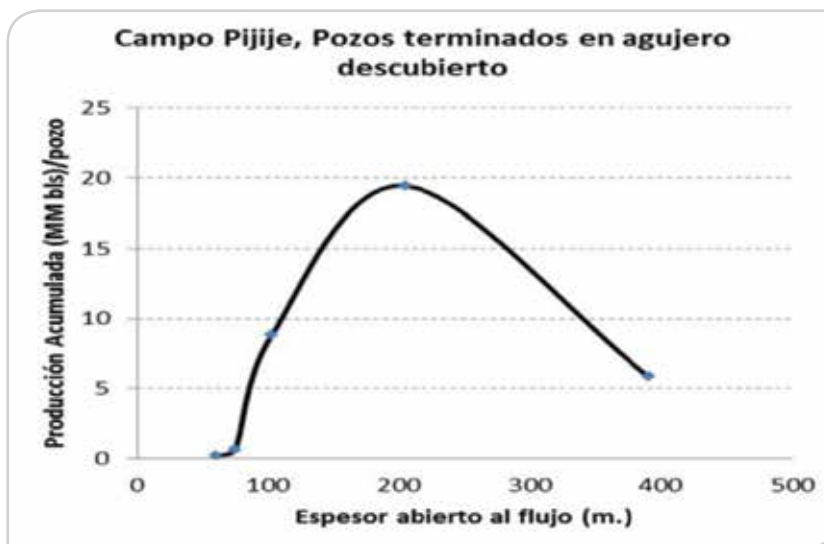


Figura 28. Np por pozo vs espesor abierto al flujo, Campo Pijije.

Conclusiones

Dentro de las contribuciones más importantes de este trabajo, se aplicaron modificaciones a las técnicas establecidas para mejorarla como son: a) La adaptación de las ecuaciones de tiempo de balance de materia para contabilizar la entrada de agua al yacimiento, b) Normalización de la producción máxima de los pozos en función del tiempo o período de explotación, al aplicar el método de Nelson para clasificar el medio poroso.

Con base en la aplicación del tiempo de balance de materia, el volumen original de hidrocarburos en el Complejo CEP es del orden de los 900 MM bls @ c.s.

El ritmo de explotación en un yacimiento naturalmente fracturado incide en el factor de recuperación final de hidrocarburos, debido a que se afecta la eficiencia de desplazamiento a nivel de poro. El volumen de hidrocarburos móvil o recuperable en el Complejo CEP de acuerdo a la estrategia actual de explotación a gasto máximo (N_p máximo) será del orden de los 260 MM bls @ c.s. que implica una reducción en la recuperación de la reserva original del 13%.

La caracterización del medio poroso mediante la aplicación de las gráficas de diagnóstico en función de la distribución del gasto máximo por pozo indica que es un medio altamente heterogéneo. De acuerdo a los análisis de caracterización dinámica del sistema poroso, el complejo Caparroso-Escuintle-Pijije se encuentra entre el tipo II y I, con tendencia hacia el tipo I, de acuerdo a la clasificación de Nelson adaptada (% máximo de N_p normalizada vs % pozos ordenados).

Este resultado implica que la comunicación limitada entre la porosidad de la fractura y la matriz conduce a una recuperación reducida de hidrocarburos de la matriz. Es poco factible la recuperación secundaria de hidrocarburos de la matriz.

El análisis estadístico-gráfico que se presenta en este trabajo permite estimar el gasto de producción óptimo para un yacimiento en función de su volumen original de hidrocarburos y/o su reserva remanente.

Nomenclatura

A	= área (pie ₂)
b	= ordenada al origen
B_o	= factor de volumen del aceite @ P_y, T_y (bls @c.y./bls @c.s.)
B_{oi}	= factor de volumen del aceite original @ P_i, T_y (bls @c.y./bls @c.s.)
B_w	= factor de volumen del agua @ P_y, T_y (bls @c.y./bls @c.s.)
CA	= factor geométrico
ct	= compresibilidad total del sistema (psi-1)
e^γ	= constante de Euler
h	= espesor de la formación (pie)
k	= permeabilidad efectiva (md)
m	= pendiente de la recta
MM bls	= millones de barriles
N	= volumen original de aceite (MM barriles)
N_p	= producción acumulada de aceite (MM barriles)
P_{wf}	= presión de fondo fluyendo (kg/cm ²)
P_i	= presión inicial del yacimiento (kg/cm ²)
P_y	= presión del yacimiento (kg/cm ²)
Q_o	= gasto de aceite (barril/día)
r_w	= radio del pozo (pie)
S	= daño
\tilde{t}	= tiempo de balance de materia (días)
T_y	= temperatura del yacimiento
μ_o	= viscosidad del aceite (cp)
We	= entrada de agua del acuífero (MM barriles)
Wen	= entrada neta de agua de acuífero (MM barriles)
W_p	= producción acumulada de agua (MM barriles)
Δ_p	= diferencia de presión (kg/cm ²)

Agradecimientos

Agradezco al personal técnico de la Coordinación de Diseño del proyecto Delta del Grijalva por todas las facilidades proporcionadas para la realización de este trabajo.

Referencias

Blasingame, T.A. 2006. Performance-Based Reservoir Characterization-State-of-the-Technology. Presentado como SPE distinguished 2005-06 lecturer season. [http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/z_zCourse_Archive/P663_09B/P663_09B_Reference/060420_TBlasingame_SPE_DL_Pres_\(60_min_version\).pdf](http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/z_zCourse_Archive/P663_09B/P663_09B_Reference/060420_TBlasingame_SPE_DL_Pres_(60_min_version).pdf) (descargado 2 de enero de 2013).

Bondar, V.V. y Blasingame, T.A. 2002. Analysis and Interpretation of Water-Oil-Ratio Performance. Artículo SPE 77569, presentado en SPE Annual Technical Conference and

Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, septiembre 29-octubre 2. [http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/0_TAB_Public/TAB_Publications/SPE_077569_\(Bondar\)_WOR_Analysis.pdf](http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/0_TAB_Public/TAB_Publications/SPE_077569_(Bondar)_WOR_Analysis.pdf) (descargado 2 de enero de 2013).

Ilk, D., Anderson, D.M., Stotts, G.W.J., Mattar, L. y Blasingame, T.A. 2010. Production-Data Analysis- Challenges, Pitfalls, Diagnostics. *SPE Res Eval & Eng* **13** (3): 538-552. SPE-102084-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/102048-PA>.

Morán Ochoa, O. 2012. Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados Mediante el Análisis de Datos de Producción. Foro Técnico de Intercambio de Experiencias en Yacimientos Naturalmente Fracturados. Villahermosa, Tabasco, octubre.

Narr, W., Schechter, D.S. y Thompson, L.B. 2006. *Naturally Fractured Reservoir Characterization*. Richardson, Texas: SPE.

Semblanza de los autores

Ing. Rafael Pérez Herrera

Ingeniero Petrolero egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional, obteniendo su título en julio de 1988.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en febrero de 1988, asignado a un programa de inducción de un año de duración en el Distrito Villahermosa.

A partir de febrero de 1989 laboró en el Distrito Comalcalco en el Departamento de Ingeniería de Yacimientos; en febrero de 1994 colaboró en el Equipo Interdisciplinario Sen de la Superintendencia de Producción del mismo Distrito; en julio de 1997 fue asignado al área de Ingeniería de Yacimientos en el Activo de Producción Luna; de diciembre de 2004 a julio de 2008 fue Líder del Proyecto Integral Delta del Grijalva en la Coordinación de Diseño de Explotación del Activo Integral Samaria Luna y desde agosto de 2008 a la fecha, se desempeña como Coordinador de Diseño de Explotación del mismo Activo.

Ha efectuado varios estudios de comportamiento primario de los campos petroleros de la Región Sur, de simulación numérica de yacimientos y de caracterización de fluidos. De mayo del 2000 a octubre del 2001 fue comisionado a la Ciudad de Denver, Colorado, para supervisar el estudio integral del Campo Sen.

Ha participado con la presentación de trabajos técnicos en los Congresos XXXI, XXXII, XXXVII, XXXVIII y XLII de la AIPM; en las Jornadas Técnicas de la AIPM Delegación Villahermosa y Comalcalco.

Es miembro de la AIPM y del CIPM.

M. en I. Oscar Morán Ochoa

Realizó sus estudios superiores en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. Estudió la carrera de Ingeniero Geólogo en el período 1983 – 1985 y la carrera de Ingeniero Petrolero en el período 1985 – 1988. Obtuvo el título de Ingeniero Petrolero en mayo de 1989.

De agosto de 1997 a julio de 1999 realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera, en el área de yacimientos, en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el título con mención honorífica.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en octubre de 1988 en el Distrito Agua Dulce (actualmente Activo de Producción Cinco Presidentes), en el Departamento de Ingeniería Petrolera, realizando actividades en el Área de desarrollo de campos y operación, hasta mayo de 1991.

Posteriormente fue transferido al Departamento de Ingeniería de yacimientos, donde desempeñó actividades en las áreas de comportamiento primario, explotación de yacimientos y mantenimiento de pozos, hasta julio de 1997. Laboró en el Área de diseño de explotación del Activo de Producción Cinco Presidentes hasta octubre del 2000.

De noviembre del 2000 a junio de 2003 laboró en la Dirección general del Programa estratégico de gas, en la Gerencia de yacimientos y producción, como Especialista en el Área de yacimientos, con sede en Villahermosa, Tabasco.

De julio de 2003 a diciembre de 2008 se desempeñó en la Subdirección de la Coordinación técnica de explotación de yacimientos, en la Subgerencia de modelado de yacimientos de la Gerencia de explotación de yacimientos.

De enero de 2009 a diciembre de 2011 laboró en la denominada Subdirección técnica de explotación, en la Gerencia de proyectos de explotación sur, con sede en Villahermosa, Tabasco. Sus actividades estuvieron enfocadas a la ingeniería de yacimientos y en particular en el área de simulación de yacimientos.

De enero del 2012 a agosto del presente, pertenece a un grupo de especialistas técnicos dependientes de la ahora denominada Subdirección de gestión de recursos técnicos, apoyando y dando asesoría técnica a personal del Activo Samaria–Luna, Proyecto Delta del Grijalva.

De septiembre del 2013 a la fecha desempeña el cargo como Encargado de despacho de la Coordinación de grupos multidisciplinarios de especialistas técnicos de diseño de proyectos, del Activo de producción Litoral de Tabasco, SPRMSO.

Ha presentado trabajos en diferentes foros en México y en el extranjero como los congresos de la Asociación de Ingenieros Petroleros, en el Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Congreso Mexicano del Petróleo y en la Society of Petroleum Engineers, (SPE).

Del año 2007 a mayo del 2013 se desempeña como catedrático en la Universidad Olmeca en la carrera de Ingeniero del petróleo y gas natural en el área de yacimientos.