

Identificación de bancos de aceite no drenados en yacimientos naturalmente fracturados sobre explotados: Caso Puerto Ceiba

Dr. Omar Alan Vicencio Fuentes

M. en I. José Luis Fong Aguilar

Pemex

Información del artículo: Recibido: febrero 2013-aceptado: octubre 2013

Resumen

En este trabajo se presenta una metodología aplicada en el Campo Puerto Ceiba de la Región Sur de PEP para identificar bancos de aceite no drenados en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) con baja o nula transferencia de masa entre los sistemas matriz y fractura. La aplicación de esta metodología permitió visualizar las mejores zonas impregnadas de hidrocarburos no drenadas y reproducir el movimiento de fluidos con un modelo de simulación confiable, que reprodujo el empuje de agua como el mecanismo de producción dominante. Con el análisis de estos resultados se tomó la decisión de invertir en la perforación y el rediseño de cuatro pozos que resultaron productores; reactivando con esta acción, el desarrollo de un YNF que se encontraba sin actividad por cinco años.

La metodología contempla seis puntos básicos:

- 1) La identificación del tipo de yacimiento con base en una adaptación en la clasificación de YNF
- 2) La construcción de un nuevo modelo conceptual
- 3) El modelado del sistema fracturado
- 4) El análisis de ingeniería para YNF
- 5) La construcción del modelo de simulación numérica y
- 6) La evaluación económica

Esta metodología surge como una necesidad al producir altos porcentajes de agua causados por una sobre explotación del campo, que provocó fuertes canalizaciones y/o conificaciones de agua con altos niveles de energía en el yacimiento y bajos factores de recuperación de aceite.

El problema de la irrupción de agua fue ocasionado principalmente por el desconocimiento de bloques y segmentos compartimentalizados, lo que originó una gran incertidumbre en la inversión de nuevas localizaciones y reparaciones mayores. Esta situación condujo a la elaboración de un plan de reactivación para darle continuidad al desarrollo del campo; siendo el punto de partida la aplicación del proceso de la administración integral de yacimientos:

- 1) Seguimiento del plan de explotación
- 2) Monitoreo de la respuesta de presión producción–del yacimiento
- 3) Evaluación del comportamiento de la producción del campo

El YNF en estudio se clasificó como de tipo I con base en el método de Nelson, con nula transferencia de fluidos matriz–fractura en las formaciones cretácicas (KM y KI), jurásicas, y de tipo II en la formación Brecha (KS), con un factor de recuperación de aceite aproximado del 6% en el sistema matriz al año 2010. El nuevo modelo conceptual considera que la estructura original está dividida por una falla impermeable, con un salto en la formación KS de aproximadamente 100 metros; que explica los comportamientos dinámicos independientes de dos bloques ubicados al norte y sur de la estructura, y además, el comportamiento de las presiones estáticas monitoreadas en pozos cerrados.

Con la caracterización del sistema fracturado se identificaron cinco familias de fracturas, siendo los sistemas micro-fracturado y el mega-fracturado los dominantes para reproducir el movimiento de fluidos a través de un empuje de agua como el principal mecanismo de producción. Posteriormente, se identificaron propiedades y rasgos geológicos en los pozos productores y se construyó un atributo que identificó las mejores zonas productoras en todo el yacimiento.

Adicional a estos análisis, los resultados de estudios de balance de materia para cada bloque mostraron bajos factores de recuperación de aceite en el sistema fracturado (38% en el bloque norte y 49% en el bloque sur). La ubicación de los bancos de aceite se corroboró e identificó con el modelo de simulación numérica, y a través de un análisis económico sencillo, se tomó la decisión de reactivar los trabajos de perforación con cuatro nuevas localizaciones de bajo riesgo: tres ubicados en el bloque norte (PC 108, PC 116 y PC 106) y uno en el bloque sur (PC 112).

Como resultado del:

- 1) Éxito de las cuatro intervenciones, (en términos de producción y perforación)
- 2) Monitoreo de la respuesta de presión y producción de estos nuevos pozos productores
- 3) Los bajos factores de recuperación del sistema fracturado
- 4) Los niveles de energía actuales en el yacimiento

Se visualizan otras oportunidades posibles de nuevas localizaciones; se recomienda para ello, replicar esta metodología con un nivel más detallado de análisis. Lo anterior, debido a que se visualizan en cada bloque del yacimiento posibles segmentos con comportamientos dinámicos independientes.

Este comportamiento dinámico independiente entre bloques y segmentos compartamentalizados, es muy común en muchos yacimientos naturalmente fracturados de la Región Sur, y tienen como rasgos característicos los siguientes:

- 1) La baja o nula transferencia de masa matriz–fractura debido a la compactación del sistema matriz
- 2) Un alto grado de tectonismo
- 3) Un acuífero asociado

Por tal motivo, la toma de información permanente como el monitoreo de presiones en el fondo y en la cabeza del pozo; así como la medición y monitoreo continuos de fluidos producidos, deben de ser considerados no sólo como lecciones aprendidas, ni como mejores prácticas, sino como lineamientos para planificar una adecuada estrategia de explotación.

Palabras clave: Yacimientos naturalmente fracturados, zonas de aceite no drenadas, NFR sobre explotados, sistema fracturado, problemas de conificación y canalización de agua.

Identification of undrained oil zones on a naturally fractured reservoir over exploited: Puerto Ceiba Field Case

Abstract

This paper presents a methodology applied in Puerto Ceiba Field, a naturally fractured reservoir (NFR) located in the Southern Region of Mexico, to identify undrained oil zones with little to none mass transfer between matrix and fracture systems. The application of this methodology allowed us to visualize the best undrained hydrocarbon zones and replicate fluid movement with a reliable simulation model, which reproduced the thrust of water as the dominant oil production mechanism. Based on the analysis of these results it was decided to invest in the drilling and the redesign of four new wells that resulted oil producers; reactivating with this action, the development of a NFR who was inactive for the last five years.

The methodology includes six basic points:

- 1) Identification of the reservoir type based on an adaptation NFR ranking
- 2) Construction of a new conceptual model
- 3) Modeling of the fractured system
- 4) Engineering analysis for NFR
- 5) Development of the numerical simulation model and
- 6) Basic economic evaluation

This methodology appears as a need for NFR producing with high water cut levels caused by an over field exploitation with conning and channeling water problems, high reservoir energy levels and low oil recovery factor.

The problems of water channeling and/or conning were caused mainly by the lack of blocks and compartmentalized segments, originating with this, a large uncertainty in the investment of new locations and workovers. This situation led to the development of an oil recovery plan with a new exploitation strategy, being the starting point, the implementation of comprehensive reservoir management process:

- 1) A stricter following exploitation plan,
- 2) Monitoring response of the reservoir pressure-production response and the,
- 3) Evaluation of the behavior of oil and water production field

The field case study was characterized as a NFR type I based on the classification of Ronald Nelson with no fluid transfer between matrix and fractured systems for the middle and lower cretaceous and Jurassic formations; and also it was classified as a NFR type II in the upper cretaceous formation with a low oil recovery factor of approximately 6% for the matrix system by 2010. The new conceptual model considers that the original structure is divided by a fault waterproof with a jump in KS formation of approximately 100 meters, which explains, independent dynamic behaviors of two blocks located in the north and south part of the structure, as well; the static pressures behavior monitoring in closed wells.

The fractured system characterization identified five main families, being the micro-fractured and the mega-fractured to play the dominant fluid movement through an active aquifer as the main mechanism of oil production. Subsequently, we identified properties and geological features in the producing wells to build an attribute that identified the best producing areas around the reservoir.

In addition to these analyzes, the results of studies of mass balance for each block showed low oil recovery factor in the fractured system (38% in the north block and 49% in the south). The location of oil zones undrained were corroborated and identified with the numerical simulation model, and through a simple economic analysis, it was decided to revive the drilling activity with four new low-risk locations: three of them located in the northern block (PC 108, PC 116 and PC 106) and one more in the southern block (PC 112).

As a result of:

- 1) Pass the four interventions (in terms of production and drilling)
- 2) Monitoring the pressure response and production of these new production wells
- 3) Low oil recovery factors in the fractured system and
- 4) High energy levels in the reservoir; other opportunities of new locations are visualized, recommending for this future work, replicate this methodology with a more detailed level of analysis. Such recommendation is due to each segment displayed different reservoir dynamic behavior possible for independent segments.

This independent dynamic behavior between blocks and compartmentalized segments is very common in many naturally fractured reservoirs located in the Southern Region part of Mexico and has these main characteristic features:

- 1) Low or no mass transfer between the matrix and fracture systems due to high compaction levels of the matrix system
- 2) A high degree of tectonics and,
- 3) An active associated aquifer.

Therefore, making permanent information as monitoring pressures at the bottom and at the wellhead, continuous monitoring and measurement of produced fluids to construct dynamic models for NFR should be considered not only as lessons learned, and best practices but also as a guidelines for planning an appropriate exploitation strategy.

Keywords: Natural Fractured Reservoirs, undrained oil zones, NFR over exploited, fractured system, conning and channelling water problems.

Introducción

El Campo Puerto Ceiba es un yacimiento naturalmente fracturado ubicado en los límites de la Costa Sureste del Golfo de México, y su extensión superficial cubre áreas terrestres y marinas como se ilustran en la **Figura 1**. Con la

finalidad de drenar el aceite contenido en el área terrestre se perforaron pozos verticales, y para el aceite por debajo del área marina, pozos desviados con desplazamientos entre 1,000 hasta 2,700 metros.

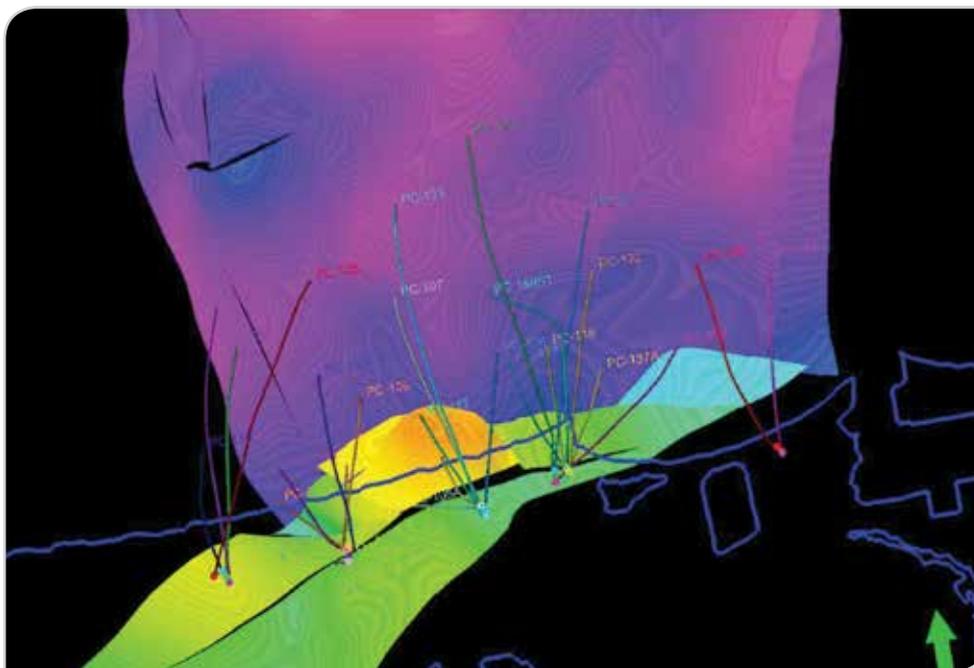


Figura 1. Extensión areal del Campo Puerto Ceiba ubicado en la Costa Sureste del Golfo de México.

Durante su etapa inicial de explotación, este campo se conceptualizó como un yacimiento comunicado arealmente y su explotación resultó muy atractiva por los altos ritmos de producción; sin embargo, el desconocimiento del mecanismo de producción dominante y la complejidad del sistema fracturado condujo a planes de explotación concentrados únicamente en el conocimiento estructural inicial del campo.

La presión estática en el momento del descubrimiento fue de 1,145 kg/cm² sobre un plano de referencia de 5,600 metros y su explotación se inició en el pozo PC_101A, registrándose una producción de aceite de 2,000 bpd. El pozo PC_113B,

actualmente activo, ha acumulado la mayor producción de aceite en el bloque norte con una N_p de 27 millones de barriles durante 15 años, y su producción inicial fue de 9,700 bpd. De la misma manera, en el bloque sur, el pozo PC_111A actualmente activo, tiene la mayor producción acumulada de aceite con una N_p de 24 millones de barriles durante 13 años de explotación y produjo inicialmente 7,500 bpd. Los valores más altos de producción de todo el campo se registraron en el año 2005 con una producción de 86,000 bpd, y a partir de ese año, se manifiesta una fuerte declinación en la producción de aceite, causada por los altos ritmos de explotación del campo, como se ilustra en la **Figura 2**.

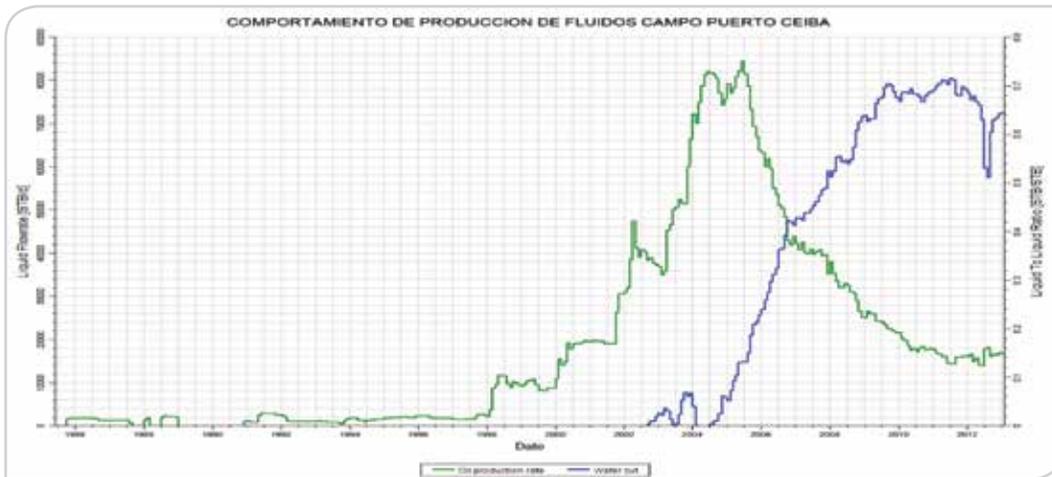


Figura 2. Comportamiento de producción del Campo Puerto Ceiba.

Este plan inicial de explotación se realizó sin la consideración de una estructura compartimentalizada entre bloques y segmentos. Las condiciones físicas del yacimiento ocasionaron con esto, fuertes problemas de canalización y conificación de agua. Sin embargo, durante el momento de irrupción de agua (2005), los niveles de energía ($p @ 1990 / p_i$) eran muy altos, aproximadamente en un 80 % para el bloque norte y en un 75 % para el bloque sur. Actualmente,

estos niveles de energía ($p @ 2013 / p_i$) se encuentran en un 70 % para el bloque norte y del 62 % en el bloque sur, como se observan en las Figuras 3 y 4. Con base en el tipo de aceite producido de 31 API, la liberación de gas en este yacimiento se espera que ocurra en niveles de energía del 10% ($P_b = 177 \text{ kg/cm}^2$); estas características del hidrocarburo producido en el Campo Puerto Ceiba lo determinan como un aceite negro bajo-saturado.

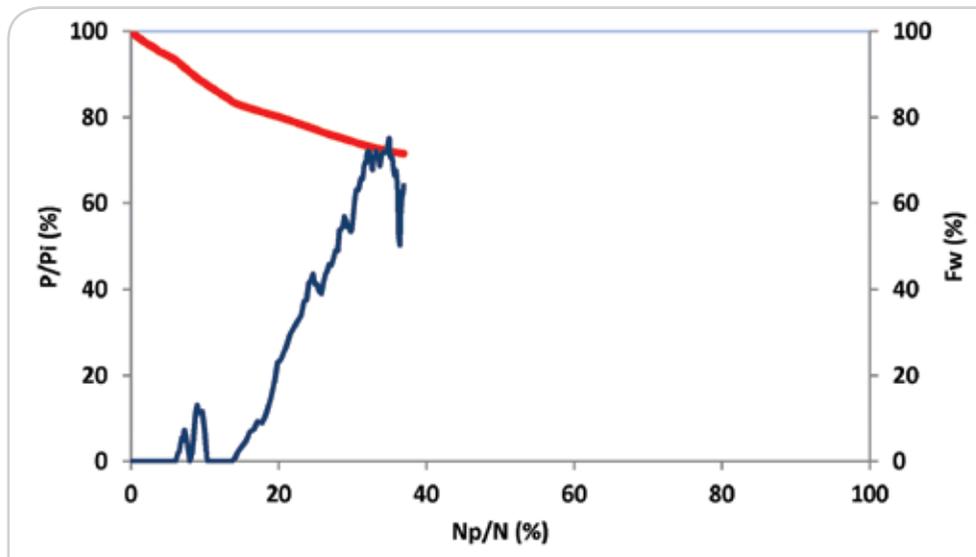


Figura 3. Niveles de energía del yacimiento y cortes de agua vs factores de recuperación de aceite para el bloque norte.

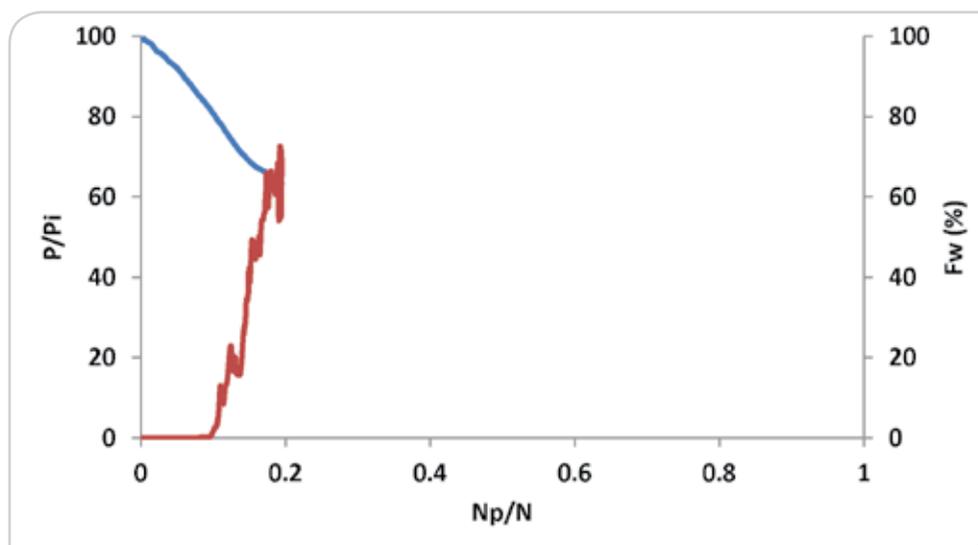


Figura 4. Niveles de energía del yacimiento y cortes de agua vs factores de recuperación de aceite para el bloque sur.

Debido al descontrol en el avance de los contactos agua-aceite y las altas producciones de agua, se presentó un incumplimiento en los programas de producción; sin embargo, los altos niveles de energía en el campo y los bajos factores de recuperación de aceite en el sistema fracturado, motivó el planteamiento de una metodología que contemplara los puntos críticos siguientes a resolver:

1. Una descripción dinámica del yacimiento en estudio con base en la transferencia de masa matriz-fractura por formación basada en la clasificación de YNF de Nelson.
2. Construcción de un nuevo modelo conceptual que diera explicación al comportamiento de la presión estática monitoreada en pozos testigos.
3. Una descripción del grupo de familias de fracturas presentes en el campo a diversas escalas, identificando el impacto de cada una de ellas en las canalizaciones y conificaciones del agua a través de modelos de pozo.
4. Un estudio de Ingeniería para YNF basado en: a) la descripción del grado de transferencia de masa matriz-fractura por formación, b) de un nuevo modelo conceptual y c) la caracterización del sistema fracturado, que contemplara la identificación de canalizaciones y/o conificaciones de agua a través de modelos analíticos publicados, identificación de los niveles de energía por bloque e impacto del acuífero asociado, factores de recuperación de aceite actuales y esperados, identificación

de las mejores zonas productoras e impregnadas con hidrocarburos y la ubicación de posibles bancos de aceite, considerando el análisis y la programación de pruebas transitorias de presión.

5. Construcción de un modelo sencillo de simulación numérica, que reprodujera el mecanismo de producción dominante considerando el vaciamiento del yacimiento, y los niveles de energía identificados en cada bloque; además, una vez ajustado, aplicar algoritmos para monitorear continuamente la saturación de aceite promedio por bloque y segmentos, y el factor de recuperación de aceite de ambos sistemas matriz y fractura.

Otros propósitos de este modelo de simulación cubrieron también la optimización de las localizaciones al definir la mejor posición de los nuevos pozos, considerando la mayor cantidad de aceite recuperada y la menor interferencia de la producción con pozos vecinos, la generación de perfiles de producción probabilísticos y la optimización en el diseño de pozos.

Con la integración de estos resultados se evaluaron económicamente varias intervenciones considerando el riesgo operativo y se generó un plan de reactivación del campo con cuatro nuevas localizaciones; tres ubicadas en el bloque norte y la remanente en el bloque sur.

Considerando un diseño “esbelto” que redujo notablemente los costos de las intervenciones, los resultados fueron los siguientes:

- PC_108, una producción inicial de 1,006 bpd, con diámetro de estrangulador de 3/8" (producción esperada 1,000 bpd). Este pozo actualmente es fluyente con problemas de asfaltenos y se abrió a producción el 13 de febrero del 2012.
- PC_116, una producción inicial de 2,700 bpd con diámetro de estrangulador de 3/16" (producción esperada 1,500 bpd). Este pozo actualmente es fluyente y se abrió a producción el 4 de agosto del 2012.
- PC_106, una producción inicial de 920 bpd con diámetro de estrangulador de 3/8" (producción esperada 1,000 bpd). Este pozo actualmente es fluyente y se abrió a producción el 30 de enero del 2013.
- PC_112, una producción inicial de 1,980 bpd con diámetro de estrangulador de 3/8" (producción esperada 1,500 bpd). Este pozo actualmente es fluyente y se abrió a producción el 23 de noviembre del 2012.

Estos resultados exitosos en la perforación y producción permitieron reactivar inversiones, tener un mayor grado de confianza en los planes de explotación en este campo y analizar posibles nuevas localizaciones aplicando esta metodología con un nivel de mayor detalle; considerando principalmente no sólo el comportamiento independiente entre bloques, sino también una segmentación de los bloques actualmente identificados.

Desarrollo

La combinación del análisis de ingeniería, el modelado dinámico de los mecanismos de producción principales y el monitoreo continuo del comportamiento de presión-producción de campos carbonatados con matriz compacta en la Región Sur, corrobora que los yacimientos naturalmente fracturados con baja transferencia de fluidos matriz-fractura se caracterizan por tener bloques y segmentos compartimentalizados, con comportamientos dinámicos independientes, los cuales pueden tener diversos niveles de energía dependiendo de la capacidad de transmisibilidad entre las fallas.

El grado de tectonismo y el tipo de roca en estos yacimientos forman diversas familias de fracturas, que pueden existir en estado abierto o cerrado, dependiendo de la actividad geomecánica en el campo; sin embargo, la distribución del sistema fracturado estadísticamente se caracteriza por un comportamiento semilogarítmico que corresponde a la ley

de potencias. Este comportamiento complejo del sistema fracturado, los altos ritmos de extracción y el empuje de un acuífero activo, ocasionan que el avance del contacto agua-aceite tengan un movimiento no estacionario (inestable) por bloque y segmento, y por ende, lo anterior conlleva a un descontrol en la distribución de fluidos en el yacimiento y a una gran incertidumbre en los pronósticos de producción de aceite.

Por tal motivo, se desarrolló una metodología para este tipo de YNF complejos, que ayudó a planificar una nueva estrategia de explotación del Campo Puerto Ceiba, para continuar con las inversiones en su desarrollo. Esta metodología puede aplicarse para muchos YNF de la Región Sur, con propiedades dinámicas y comportamientos de presión-producción similares al campo en estudio.

Identificación del tipo de yacimiento

La identificación del tipo de yacimiento basado en la transferencia de fluidos matriz-fractura, es un concepto esencial para iniciar con el modelado de un YNF. El punto de partida de esta clasificación fue publicado por Ronald Nelson, basada fundamentalmente en la porosidad y la permeabilidad de los sistemas matriz y fractura. Con esta nueva clasificación donde se incorpora el concepto de transferencia de masa y los valores estadísticos del campo en estudio, las formaciones KM, KI y JSK se consideran de tipo I con una recuperación despreciable del sistema matriz. De la misma manera, para la formación KS que incluye propiedades de la brecha (roca de mejor calidad que las formaciones inferiores), se considera de tipo II, con una recuperación de aceite del sistema matriz del 6 % después de 15 años de explotación. La inclusión de la transferencia de masa matriz-fractura a la clasificación de Ronald Nelson facilita el entendimiento dinámico y la aplicación de modelos analíticos los YNF.

Construcción de un nuevo modelo conceptual

Debido al monitoreo de la presión estática en pozos cerrados "testigos", el comportamiento de la presión calculada a un plano de referencia de 5,600 metros considerando la desviación de los pozos y gradientes dinámicos del yacimiento, se visualizan dos estructuras separadas dinámicamente como se observa en la **Figura 5**; además, estos dos comportamientos se caracterizan por presentar diferentes problemas operativos en los pozos productores relacionados con incrustaciones orgánicas e inorgánicas. Con estas evidencias y el avance no estacionario del contacto agua-aceite se decidió por construir un nuevo modelo geológico conceptual, que diera explicación al comportamiento dinámico utilizando la más reciente información sísmica.

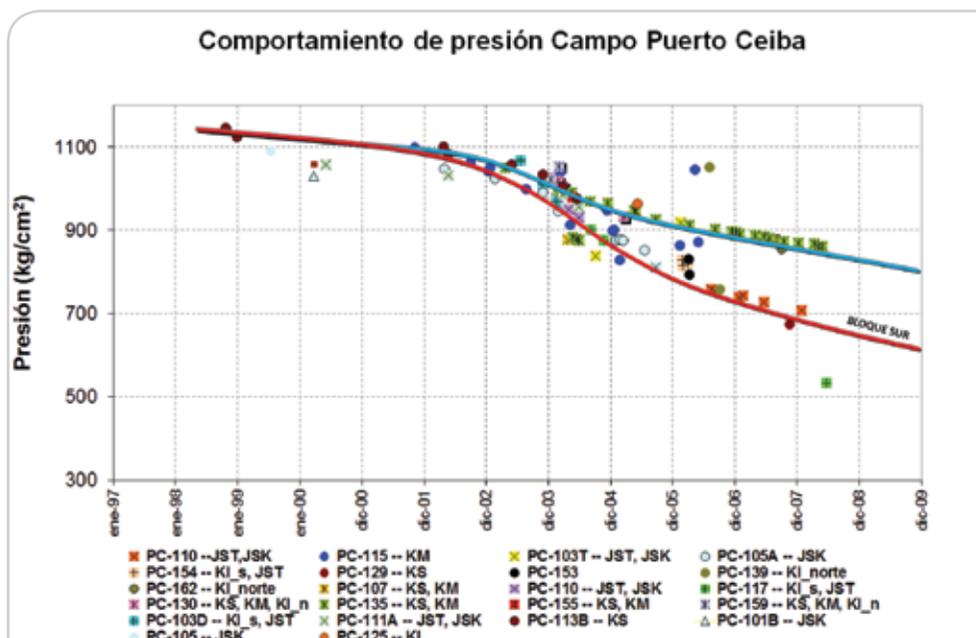


Figura 5. Comportamiento de presión por bloque.

Las nuevas interpretaciones indicaron que el campo en estudio se encontraba compartimentalizado en dos grandes bloques, debido a los saltos de falla de aproximadamente 100 metros en la formación KS y de 300 metros promedio en la base del JSK. Desde este punto de vista estático, este nuevo modelo conceptual explicaba los comportamientos dinámicos monitoreados en los pozos productores.

Modelado del sistema fracturado

Con la caracterización del sistema fracturado se identificaron cinco familias de fracturas, siendo los sistemas micro-fracturado y el mega-fracturado los dominantes para reproducir el movimiento de fluidos a través de un empuje de agua como el mecanismo de producción principal.

Para la distribución del sistema fracturado se generaron varios escenarios aplicando un algoritmo que identificó el sistema fracturado abierto, utilizando registros de imágenes y un modelo discreto de fracturas calibrado con datos de producción que reproducía adecuadamente el movimiento del agua, la producción de aceite y los niveles de energía del yacimiento.

Los datos de laboratorio de núcleos indican que este campo tiene la característica de una matriz compacta; por tal motivo, el enfoque de una nueva estrategia de explotación se visualizó principalmente en el movimiento de fluidos

a través del sistema fracturado. Lo anterior motivó a la generación de varios escenarios cíclicos de ajuste entre la caracterización del sistema fracturado y el modelo de simulación numérica.

Con base en los resultados de producción obtenidos y en los estudios de optimización de las localizaciones con el simulador, el sistema micro-fracturado es el dominante en la producción de aceite debido a que tiene un grado de comunicación vertical con todas las formaciones productoras. Las canalizaciones de agua ocurrieron a través del sistema macro-fracturado, y el análisis de optimización de las mejores localizaciones ubicó las nuevas terminaciones a más de 150 metros perpendicular a este sistema, considerando a la vez, una baja interferencia entre pozos productores y la nueva segmentación de los bloques.

Análisis de Ingeniería

Antes de efectuar un análisis de ingeniería para un YNF, es importante contar previamente con un modelo conceptual sencillo que dé respuesta al comportamiento de presión-producción de los pozos productores, conocer el grado de transferencia de masa matriz-fractura con base en las propiedades petrofísicas del sistema matriz y calidad de roca, e identificar el sistema fracturado dominante que representa el principal mecanismo de producción.

Los análisis de ingeniería básicos aplicados para el campo en estudio, recomendados para la toma de decisiones en el desarrollo de un YNF con baja transferencia de masa matriz–fractura son los siguientes:

1. La aplicación de modelos analíticos que identifiquen la problemática de la canalización y/o conificación del agua a nivel pozo, segmento y bloque, como se ilustra en la **Figura 6**.
2. Cálculo de la presión estática considerando la desviación de los pozos; gradiente variable del campo, nivel de referencia en la zona de aceite preferentemente; fracción de agua en el momento de la medición de la presión y tiempo de estabilización.
3. Niveles de energía del yacimiento combinados con el factor de recuperación de aceite y fracciones de agua. Los datos de presión (referidos a un plano), combinados con los factores de recuperación y la producción de agua, muestran la primera opción de alternativas para

generar opciones de nuevas localizaciones, como se pudo observar en las **Figuras 3 y 4**, donde se ilustra:

- a) El grado de mantenimiento de la energía en el yacimiento ocasionado por un acuífero activo con un cambio de pendiente al producir una fracción de agua del 25%, aproximadamente.
- b) La actividad del acuífero es mayor en el bloque norte que en el bloque sur, esperando factores de recuperación de aceite altos si se controla adecuadamente el avance estacionario del contacto agua aceite con la producción de fluidos. Actualmente, la actividad del acuífero asociado mantiene los niveles de energía en un 70% en el bloque norte y de 62 % en el bloque sur; con un factor de recuperación de aceite en el sistema fracturado de 38 % y 49 %, respectivamente (resultados del simulador). Debido a esto, es recomendable efectuar un estudio a detalle por segmento que identifique zonas de aceite no drenadas en ambos bloques, y muy probablemente caracterizados por una transmisibilidad baja entre las fallas o sistema macro–fracturado.

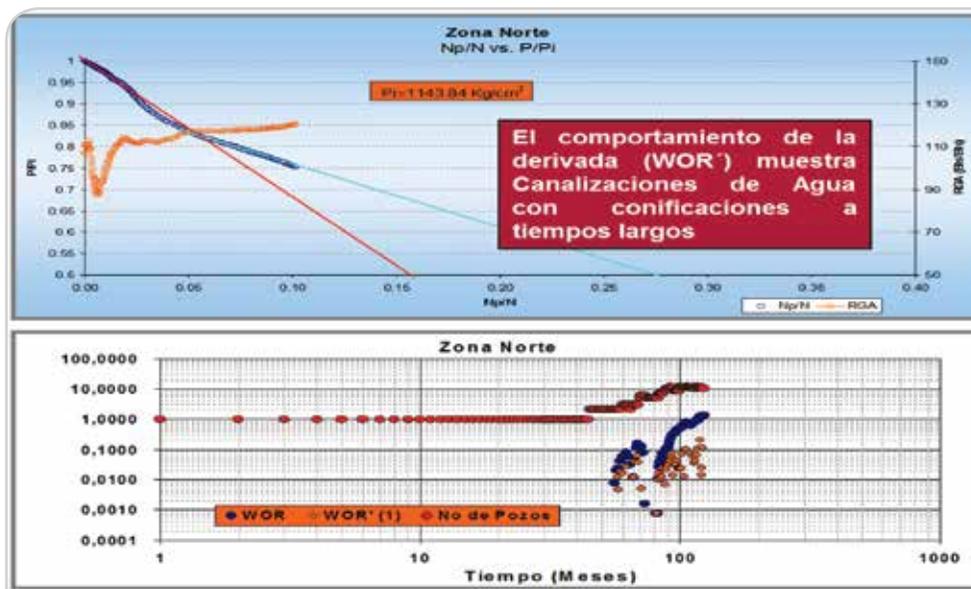


Figura 6. Identificación de problemas de canalización de agua a nivel bloque.

4. Análisis de la producción de aceite combinada con la caracterización de bloques y segmentos identificados, y su discretización para los sistemas matriz y fractura.

El análisis del comportamiento de la producción de fluidos e irrupción de agua, es muy importante para iniciar con la segmentación y compartimentalización entre los bloques; con este análisis y la interpretación de pruebas de presión transitorias, se identificaron comportamientos dinámicos característicos por segmento-bloque y los límites físicos se consideraron con base en los planos interpretados de

los sistemas mega y macro-fracturados. El análisis de la producción de aceite discretizado para los sistemas matriz y fractura como se ilustra en la **Figura 7** muestra que a nivel campo actualmente se ha recuperado un 38 % del aceite en el sistema fracturado y con la estrategia de explotación recomendada se espera incrementar este factor a un 61 % al año 2024. Los valores bajos de recuperación de aceite en el sistema matriz del 11 % aproximadamente; muestran la necesidad de analizar e incorporar nuevas tecnologías para implementar procesos de recuperación mejorada.

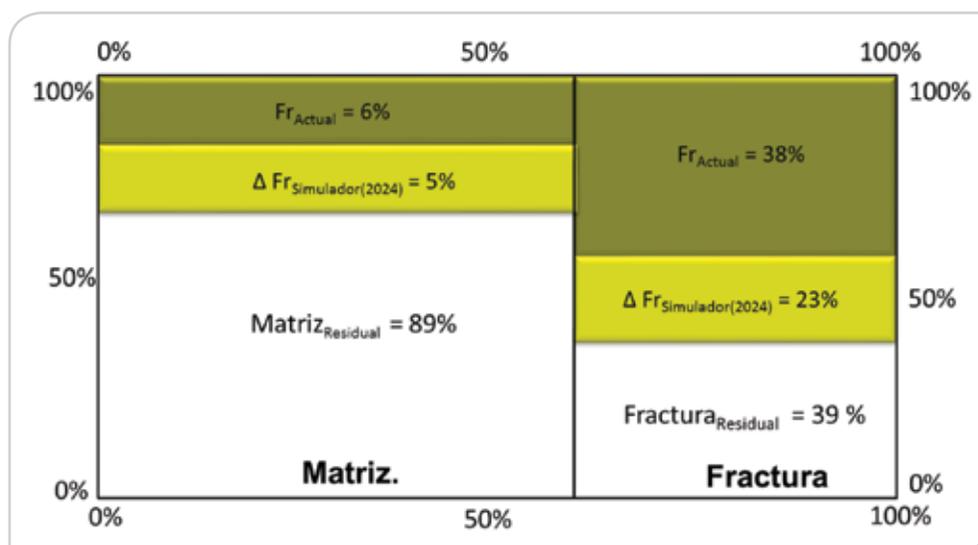


Figura 7. Discretización de la producción acumulada de aceite en los sistemas matriz y fractura.

5. La identificación de las mejores zonas productoras.

Se identificaron a nivel pozo productor, los rangos de valores de los datos de producción, propiedades petrofísicas y parámetros del yacimiento: producción inicial y actual de aceite, fracción de agua actual, intensidad del fracturamiento, tipo de familia de las fracturas, distancia al sistema macrofracturado más próximo, distancia al contacto agua-aceite, distancia de la zona disparada a la cima de la estructura, saturación promedio de aceite, permeabilidad

absoluta del sistema fracturado y el volumen de aceite original en el sistema micro-fracturado. Con este grupo de propiedades y parámetros se generó un atributo productor para cada formación y se distribuyó en todo el campo, el cual permitió la identificación de las mejores zonas del yacimiento, ilustradas en la **Figura 8**. Este análisis indicó que la estrategia inicial de producción aplicada en este campo no drenó bancos de aceite que se encontraban en los límites de los nuevos bloques identificados.



Figura 8. Mejores zonas de la formación Cretácica, identificadas con la generación del atributo productor.

Modelo de simulación numérica

El modelo de simulación numérica con una formulación de doble porosidad se ajustó con la producción de aceite, gas y agua, (considerando el vaciamiento del yacimiento). Esta práctica es muy conveniente, ya que refleja de una manera similar los resultados obtenidos con el balance de materia. El ajuste de la irrupción del agua se obtuvo al segmentar los bloques con base en los límites de los sistemas meso y macro-fracturados y además, al comportamiento de la producción. Los análisis de canalización y conificación de agua efectuados

con modelos analíticos, se replicaron con el simulador ajustando curvas de permeabilidad relativa para cada familia de fracturas.

Los bancos de aceite se identificaron con los valores de saturación promedio por segmento, como se muestra en la **Figura 9**, y de esta manera se localizaron las zonas con menor riesgo y altos niveles de energía, que aseguraron la producción de cuatro nuevas localizaciones que permitieron la inversión en el desarrollo del Campo Puerto Ceiba; lo anterior, a través de una nueva estrategia de explotación utilizando la metodología descrita.

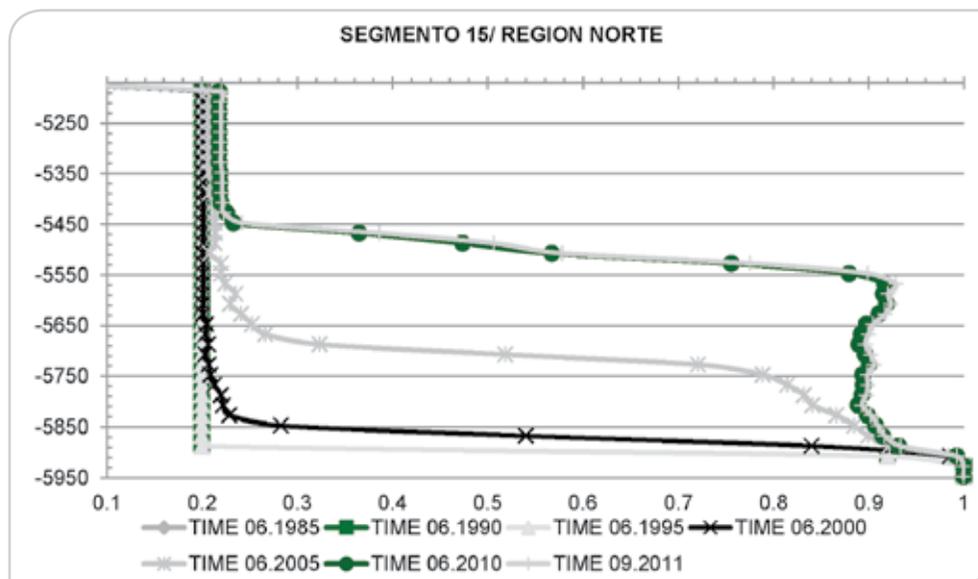


Figura 9. Variación de la saturación de aceite con el tiempo de explotación del campo vs profundidad del segmento 15 del bloque norte.

Conclusiones y recomendaciones

Con el resultado exitoso de cuatro nuevas perforaciones se reactivaron las inversiones y nivel de confianza en los planes de explotación del Campo Puerto Ceiba, el cual había permanecido inactivo desde hacía cinco años.

La caracterización de este campo corresponde a un YNF con baja transferencia de fluidos matriz–fractura, complejo, segmentado, con altos cortes de agua provocado por un movimiento inestable del contacto agua-aceite, producto de canalizaciones y conificaciones de agua, altos niveles de energía y altos ritmos de extracción.

La aplicación de la Ingeniería de YNF es una herramienta potencial para los ingenieros de diseño, para identificar áreas de hidrocarburos no drenadas, producto de canalizaciones y/o conificaciones prematuras de agua, así como niveles de energía por bloque y segmento.

La combinación de este análisis con un modelo de simulación numérica permite tomar decisiones seguras para perforar nuevas localizaciones y para tener control de los factores de recuperación de aceite por bloque y para el sistema fracturado.

Los resultados de la producción de los cuatro pozos perforados condujo recientemente a los ingenieros de diseño, a la actualización de esta herramienta potencial con un mayor detalle considerando la nueva información registrada.

El éxito de las nuevas localizaciones en el Campo Puerto Ceiba no sólo cubre el concepto de producción de aceite, también la optimización en los tiempos de perforación, debido al rediseño de pozos esbeltos, y por ende costos de inversión menores, convirtiendo a esta metodología en una herramienta potencial para la administración integral de yacimientos naturalmente fracturados.

Semblanza de los autores

Dr. Omar Alan Vicencio Fuentes

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México con mención honorífica. En 1997 cursó la Maestría en Ingeniería Petrolera en la UNAM. Se especializó en simulación numérica y cursó el programa de doctorado en la Universidad de Texas en Austin, y trabajó en internados de verano con las Compañías Chevron Petroleum Technology (CPTC) en San Ramón California y Schlumberger en Houston, Texas, desarrollando trabajos de investigación de Construcción del modelo de inyección de agua para el Campo Meren, Nigeria, y modelado de la respuesta de presión y temperatura para aplicar sensores permanentes en pozos horizontales en el Medio Oriente, respectivamente.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1990 como Ingeniero de estudios en el Departamento de Ingeniería de Yacimientos en Reforma, Chiapas. Se desempeñó como líder del proyecto Puerto Ceiba en el Activo Bellota Jujo de Comalcalco y actualmente se desarrolla como Especialista técnico A de apoyo para la Subdirección de Producción de la Región Sur.

Ha recibido diversos reconocimientos como mejor estudiante de Ingeniería Petrolera en mayo de 1989. Medalla Gabino Barreda, Medalla Diario de México. Investigador del Consorcio para Yacimientos Fracturados de la Universidad de Texas en Austin.

Ha impartido cursos y conferencias sobre diversos temas de Ingeniería Petrolera. Asimismo ha realizado diversas publicaciones sobre alternativas de explotación de campos, caracterización de fluidos, simulación de yacimientos, re-ingeniería de campos, y producción en campos maduros entre otros y ha sido catedrático de la materia EOR en la Universidad de Texas y en la Universidad Olmeca de Tabasco.

M. en I. José Luis Fong Aguilar

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México con mención honorífica. En 1986-1987 Cursó la Maestría de Ingeniería Petrolera en la UNAM, se especializó en simulación composicional y caracterización de fluidos en Denver, Colorado. Cursó el programa de dirección de empresas en el IPADE, participó en el programa internacional para gerentes en el manejo del petróleo en el Institute for Petroleum Development en la ciudad de Austin, Texas y participó en el Asset Managment Forum Achieving Operations Excellence en Aberdeen, Escocia.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1983 como Ingeniero de estudios en el Departamento de Ingeniería de Yacimientos en Comalcalco. En 1997 planeó y diseñó el proyecto de Inversión Delta del Grijalva con resultados altamente rentables para Petróleos Mexicanos. En el 2001 fue Administrador del Activo Luna y en 2003 Administrador del Activo Integral Samaria-Luna en la Región Sur, en 2004 Administrador del Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc en la Región Marina Suroeste, en 2009 Administrador del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap de la Región Marina Noreste, en 2010 Subdirector de la Región de Producción Marina Suroeste y desde junio del 2012 está al frente de la Subdirección de Producción de la Región Sur.

Ha recibido diversos reconocimientos: Como mejor estudiante de Ingeniería Petrolera en mayo de 1982. En febrero de 2003 el Colegio de Ingenieros Petroleros de México y Pemex Exploración y Producción le entregan el reconocimiento al mejor trabajo técnico en el III Encuentro y Exposición Internacional de Tecnología Petrolera. En los años 2005, 2006 y 2007 el Director General de PEP le entregó un reconocimiento por el alto desempeño alcanzado en los Activos de Producción que administró.

En 2011 recibió de manos del Presidente de la República, el reconocimiento por las acciones implementadas en el manejo de gas asociado para reducir la emisión de gases de efecto invernadero. En febrero de 2012 la Dirección General de Petróleos Mexicanos le entregó los reconocimientos por alcanzar la meta “Cero Accidentes y Alto desempeño en Seguridad en el 2011”. En junio de 2013 recibió de manos del Secretario de Energía, “El Premio Nacional de Ingeniería Petrolera 2012” otorgado por el Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM).

Ha impartido cursos y conferencias sobre diversos temas de Ingeniería Petrolera. Asimismo ha realizado diversas publicaciones sobre alternativas de explotación de campos, caracterización de fluidos, simulación de yacimientos, re-ingeniería de campos, y producción en campos maduros, entre otros.

Fue Presidente Nacional de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México para el período 2008–2010 y actualmente es Vicepresidente Nacional del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.