

Metodología de caracterización dinámica aplicada a un yacimiento naturalmente fracturado de alta complejidad

Ricardo Alcántara Viruete
Luis Humberto Santiago García
Pemex Exploración y Producción

Gorgonio Fuentes Cruz
Hugo García Torres
Blanca Estela Angulo
María Isabel Martínez
Instituto Mexicano del Petróleo

Artículo recibido en enero de 2020 y aceptado en febrero de 2020

Resumen

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) constituyen un reto para la industria petrolera debido a su importancia en la producción de hidrocarburos y la complejidad técnica que representan, ya que la productividad de los pozos en formaciones carbonatadas está afectada por sistemas de fracturas que rigen el movimiento de los fluidos en el yacimiento.

El trabajo presente está orientado al análisis de un YNF de alta complejidad, donde se muestran los resultados obtenidos a partir de una metodología de caracterización dinámica enfocada a la búsqueda de nuevas oportunidades en un campo costero maduro de alta presión y alta temperatura, con alta producción de agua. La metodología se basa en un análisis completo que inicia con la revisión de datos de presión-producción, la caracterización de fluidos, la implementación de balance de materia de doble porosidad, la actualización del modelo estático (que incluye la petrofísica, análisis de núcleos, petrografía, análisis de fracturas, sedimentología y geología estructural), la discretización de unidades de flujo, el monitoreo y actualización del avance del Contacto Agua-Aceite (CAA) en cada bloque, la reinterpretación de pruebas de presión (PTA), la determinación de la dirección de flujo preferencial del campo y el grado de interferencia, así como el análisis transitorio de producción (RTA) de los pozos productores.

Los alcances de esta metodología fueron útiles para lograr un entendimiento mejor del comportamiento del yacimiento, a través de la cuantificación precisa de un volumen original y por consiguiente del factor de recuperación real del campo, asimismo la estimación de las reservas remanentes, la obtención de los factores de declinación confiables, la determinación de radios de drene de los pozos productores, la identificación de diferentes CAA por bloque y sus avances respectivos, la localización de zonas no drenadas (*sweet spots*), las mejoras en la distribución de las propiedades petrofísicas del yacimiento, el análisis de fracturas, la reinterpretación del modelo estático en función del comportamiento dinámico, el análisis de conectividad del yacimiento entre bloques (dada su complejidad geológica y dinámica) y la generación de pronósticos de producción más certeros con el objetivo de conseguir nuevas oportunidades bajo un esquema de explotación especialmente diseñado para las necesidades y condiciones actuales del campo.

Palabras clave: Caracterización dinámica, yacimiento naturalmente fracturado.

A dynamic characterization approach for a complex naturally fractured reservoir

Abstract

The Naturally Fractured Reservoirs (NFR) constitute a challenge for the oil industry due to its importance in hydrocarbon production and the technical complexity they represent, because well's productivity in carbonated formations is influenced by fracture systems that govern the fluids motion within reservoirs.

This approach is oriented to the analysis of a very complex NFR, where we show the results obtained through a dynamic characterization methodology focused on new opportunities in a High Pressure-High Temperature (HP-HT) coastal mature oilfield with high water cut production. The proposed methodology is based on a full analysis starting from the pressure-production historical data, fluids properties, dual-porosity material balance, a detailed static model update (petrophysics, core analysis, petrography, fracture analysis, sedimentology-diagenesis and structural geology), flow units discretization, Water-Oil Contact (WOC) advance monitoring in each block, Pressure Transient Analysis (PTA) (determination of preferential flow direction and interference), and Rate Transient Analysis (RTA).

This methodology allowed to determine the real Original Oil in Place (OOIP) and the proper recovery factor according to the type of NFR and its characteristics, to detect different WOC's for each block that were hydraulically connected to each other but with a different dynamic behavior among them, the detection of heterogeneities, facies changes and faults that originally were not mapped, sweet spots location, better distribution of the petrophysical properties, fracture analysis, static model reinterpretation based on the dynamic behavior, reservoir connectivity analysis (among blocks) and the generation of improved production forecasts based on an exploitation strategy especially designed for the current conditions and needs of the field; all of this contributed to have a better understanding of the reservoir and a good numerical simulation model.

Introducción

En el mundo, aproximadamente el 60% de las reservas de petróleo y el 40% de las reservas de gas se almacenan en yacimientos carbonatados, los cuales muestran una gran heterogeneidad y características complejas, principalmente en cuanto a variaciones de porosidad y permeabilidad y, en consecuencia, diferentes mecanismos de flujo que actúan simultáneamente, incluso en áreas pequeñas dentro de la misma formación; todo esto hace que sean difíciles de caracterizar con certeza. Por lo tanto, se necesita un enfoque más preciso para comprender mejor su naturaleza heterogénea, saturación de fluidos y propiedades de flujo dentro del medio poroso, en el que la participación de la porosidad por fracturamiento natural es común.

Para lograr una explotación rentable de los campos y la maximización del factor de recuperación en YNF, es esencial sustentar cualquier etapa de explotación con un estudio integrado de caracterización de yacimientos, cuyos resultados son el soporte fundamental para la predicción

del comportamiento mediante simulación numérica y proporcionará la base para implementar o adaptar buenos procesos de explotación de hidrocarburos y para llevar a cabo el monitoreo y los controles necesarios.

El tipo de sedimento carbonatado formado en un lugar específico depende en gran medida del tipo de organismos que predominan en su depositación y está controlado por la profundidad y la energía del agua. La combinación de patrones sedimentarios complejos y la intensa alteración diagenética en las secuencias carbonatadas, dan como resultado propiedades del yacimiento muy heterogéneas. Las rocas carbonatadas muestran una gran variedad de tipos de poros y geometrías complejas; por lo tanto, a menudo es difícil encontrar una correlación entre la porosidad y la permeabilidad. La formación de porosidad secundaria por disolución, dolomitización y fracturamiento es común en los carbonatos.

La diagénesis y el tectonismo son responsables del origen de la distribución actual de fracturas en los YNF, y su

orientación está en función de los esfuerzos regionales y locales. Sin embargo, comprender la distribución espacial de los sistemas de fracturas es extremadamente importante para la identificación de las áreas con mayor potencial de producción de fluidos, así como la relación estricta entre los patrones de fractura con facies sedimentarias y sus propiedades mecánicas, como elementos fundamentales para comprender el comportamiento dinámico del yacimiento. Se ha observado que existe un control estratigráfico sobre la intensidad de las fracturas, siendo decisivas las características litológicas y texturales asociadas al ambiente de depósito. Además, es importante mencionar que el efecto de las fracturas en el flujo de fluidos se rige por la naturaleza altamente anisotrópica de las formaciones y el tipo de fluido producido.

Reinterpretación sísmico-estructural

El área de estudio está ubicada dentro de una cuenca caracterizada por albergar grandes concentraciones de sal; estas evaporitas se depositaron durante el Calloviano del Jurásico Medio y están asociadas con la expansión del fondo del océano durante la apertura del Golfo de México. A lo largo del tiempo, diferentes eventos tectónicos y sedimentarios han provocado la evacuación de masas de sal, generando tectonismo por intrusiones salinas en el área, dando como resultado la formación de estructuras deformadas, geometrías y columnas geológicas complejas, Goldhammer et al. (2001) y Padilla (2007), ver **Figura 1**.

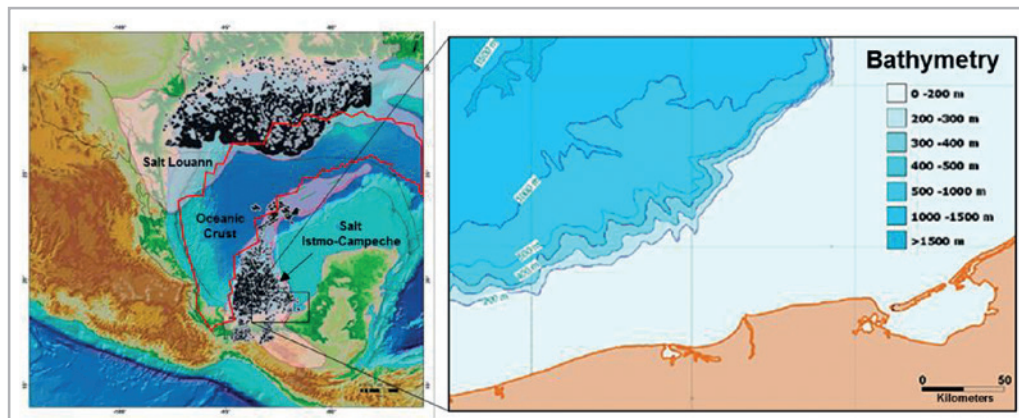


Figura 1 - Contexto tectónico regional del área de estudio, donde se muestra la distribución de los cuerpos de sal dividida en dos diferentes provincias: Louann e Istmo-Campeche.

La columna geológica que han cortado los pozos perforados consiste en sedimentos carbonatados del Jurásico Superior de Kimmeridgiano hasta los sedimentos terrígenos del Plio-Pleistoceno, con la presencia de poderosas intrusiones evaporíticas (halita y anhidrita). Existen grandes variaciones en el grosor de las formaciones, además de la presencia de zonas de erosión y/o no depósito, por lo que, para facilitar el análisis y la comprensión geológica, se propone la división del campo en dos zonas: norte y sur.

En la zona sur, el espesor de la formación del Cretácico se reduce, a veces ausente debido a la erosión y/o ausencia de depósitos; en esta parte del campo, las rocas carbonatadas de la formación del Jurásico Superior Kimmeridgiano constituyen la roca de almacenamiento principal; mientras que, en la zona norte, los pozos atraviesan grandes espesores del Cretácico, la cual es la formación productora principal de hidrocarburos, **Figura 2**.

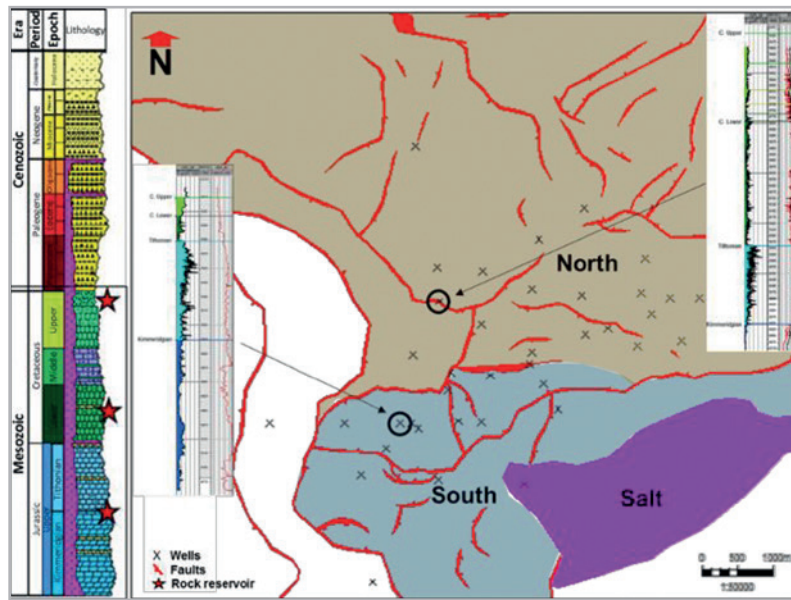


Figura 2 - Columna geológica tipo del área de estudio con la respuesta eléctrica de las formaciones del Mesozoico y la división geológica del campo.

La reinterpretación de los datos sísmicos y la calibración con los pozos perforados en el área muestran una estructura compleja, compuesta por tres anticlinales principales; el primer anticlinal cuyo eje principal tiene una orientación Oeste-Este, está cortado en su eje axial por una falla inversa (FI-23), que presenta una componente lateral al desviar

dicho eje de su posición hacia el Sur; también se observa esta ruptura en las fallas FI-5 y F-3. El segundo anticlinal tiene una orientación Noroeste-Sureste, mientras que el tercer anticlinal está ubicado en la parte Noreste del campo y su eje axial tiene una orientación preferencial Suroeste-Noreste, **Figura 3**.

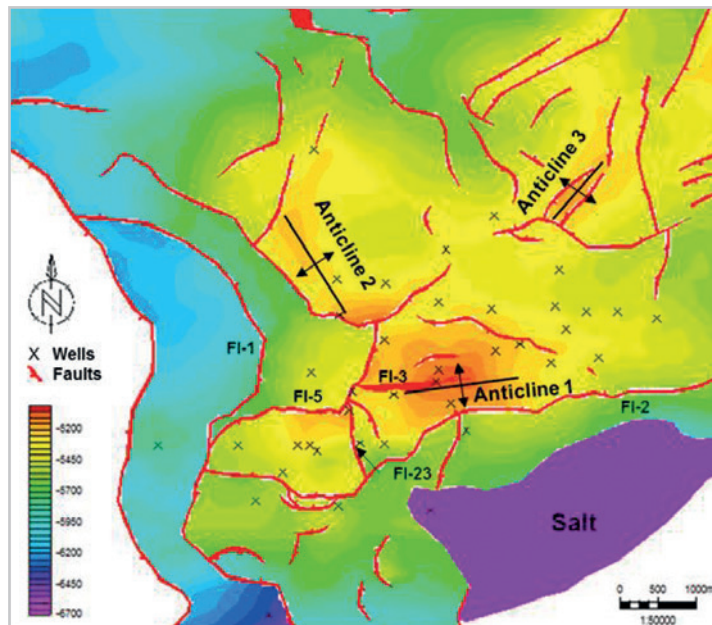


Figura 3 - Configuración estructural a la cima de los carbonatos.

En la interpretación sísmico-estructural, se observan fallas inversas de saltos variables, no conformidades y la presencia de sal que a veces penetra en los sedimentos Mesozoicos. La formación de la estructura principal del campo se debió al movimiento de dos bloques, como resultado de los esfuerzos de compresión del domo

salino, lo que provocó movimientos con componentes tangenciales y horizontales que generaron una estructura en forma de flor, dejando en contacto lateral rocas depositadas en diferentes edades geológicas. El sustento de esto se apoya en la evidencia de las fallas inversas cortadas por la mayoría de los pozos, **Figura 4**.

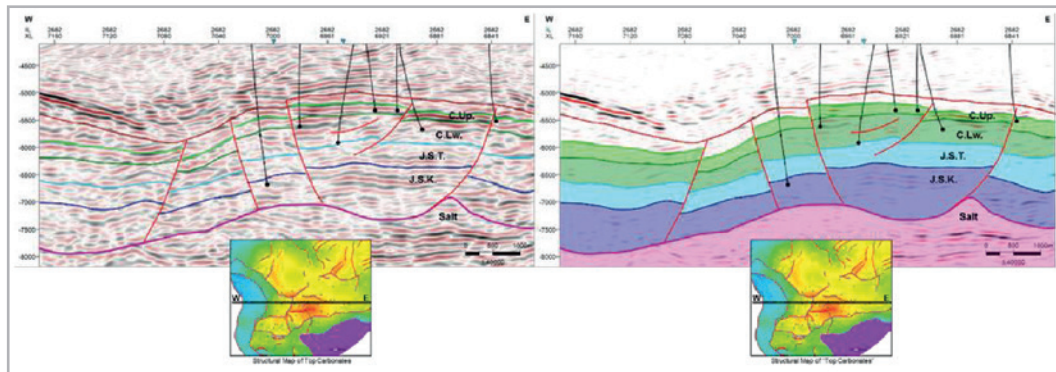


Figura 4 -Sección en profundidad cortando el anticlinal 1, se observa la estructura en forma de flor.

Los pozos perforados en la parte más alta de la estructura evidenciaron erosión a nivel Mesozoico; este evento fue producto del tectonismo local por intrusiones salinas, el estado de exposición subaérea y la erosión de las rocas del

Jurásico y Cretácico, como flujos litoclásticos depositados al final del Cretácico Superior, de manera discordante como las brechas calcáreas en la zona norte, **Figura 5**.

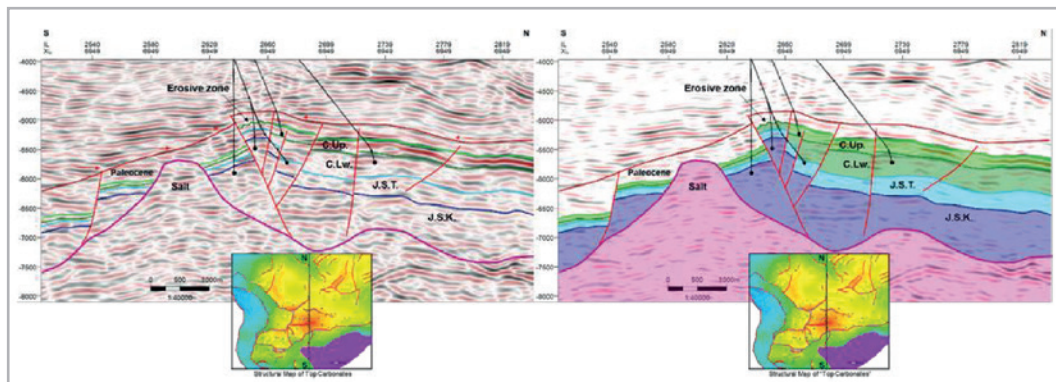


Figura 5 - Sección en profundidad donde se aprecian los límites de la estructura.

Sedimentología y propiedades petrofísicas

La construcción de un modelo geológico consistente con el comportamiento dinámico de un yacimiento, requiere la integración del análisis sedimentario con los datos petrofísicos de la información disponible de núcleos,

muestras de canal y registros geofísicos obtenidos durante la perforación de los pozos, con el objetivo de clasificar la roca almacenamiento desde el punto de vista litológico y petrofísico (porosidad, permeabilidad y saturaciones). Esta integración es posible, teniendo en cuenta la relación directa que las facies sedimentarias tienen con las características

físicas de las rocas. La relación es tal que, algunas litofacies depositadas en el mismo ambiente tienen diferentes propiedades petrofísicas como consecuencia de los procesos diagenéticos, lo que resulta en grupos con diferentes comportamientos (capacidad de flujo versus volumen poroso). Por el contrario, algunas litofacies depositadas en diferentes ambientes podrían tener características petrofísicas y comportamiento dinámico similares.

En este trabajo, se analizaron las facies sedimentarias que constituyen la roca almacenamiento para el Jurásico Superior, Cretácico Inferior, Medio y Superior y se identificaron 46 microfases diferentes para el Jurásico Superior Kimmeridgiano, que mediante técnicas estadísticas se agruparon en 17 microfases, permitiendo la identificación de los ambientes de depósito, que en general, ubican el área de estudio en el desarrollo del borde de bancos oolíticos con subambientes de planicies de marea, pequeñas áreas de formaciones de lagunas restringidas y la formación de franjas aisladas de bancos oolíticos, **Figura 6**.

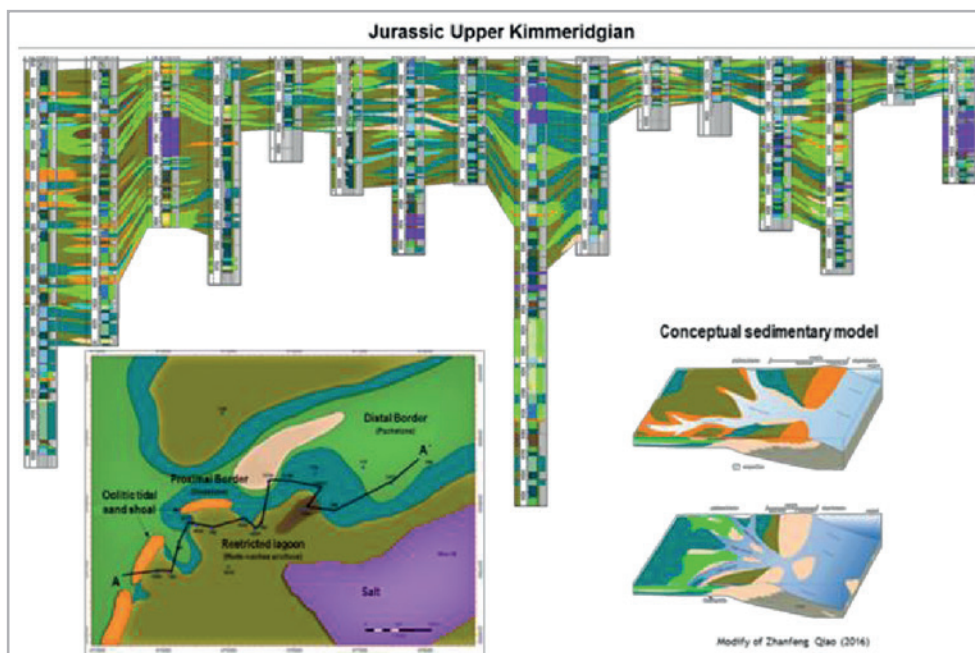


Figura 6 - Determinación de los ambientes de depósito y litofacies para la formación del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Para la formación Cretácico, se observaron 17 microfases, que se agruparon en nueve microfases, permitiendo la determinación de aquellas que tienen el mayor potencial para producir hidrocarburos, observando eventos

diagenéticos que facilitaron el almacenamiento y el flujo de fluidos. Paleoambientalmente, la formación del Cretácico se localiza predominantemente en una plataforma externa con la presencia de sedimentos de cuenca, **Figura 7**.

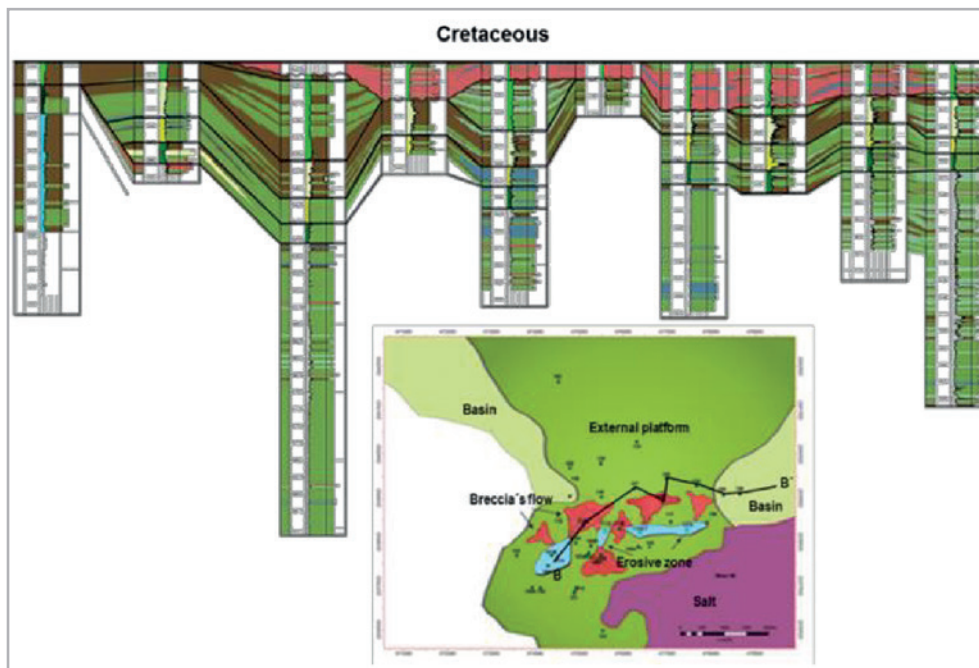


Figura 7 - Determinación de los ambientes de depósito y litofacies para la formación del Cretácico Inferior, Medio y Superior.

La clasificación de la roca almacenamiento en YNF es una tarea compleja debido a los procesos diagenéticos; principalmente dolomitización, disolución y fracturamiento, que modifican o alteran las propiedades de las rocas, independientemente de su edad o formación geológica. Estos procesos tienden a estar relacionados con el ambiente de depósito, por lo que una descripción y un análisis sedimentario que logre la definición de facies sedimentarias es un factor clave y sirve como herramienta para extrapolar en el modelado, a partir del hecho que es más probable predecir la litología que las propiedades petrofísicas, **Figura 8**.

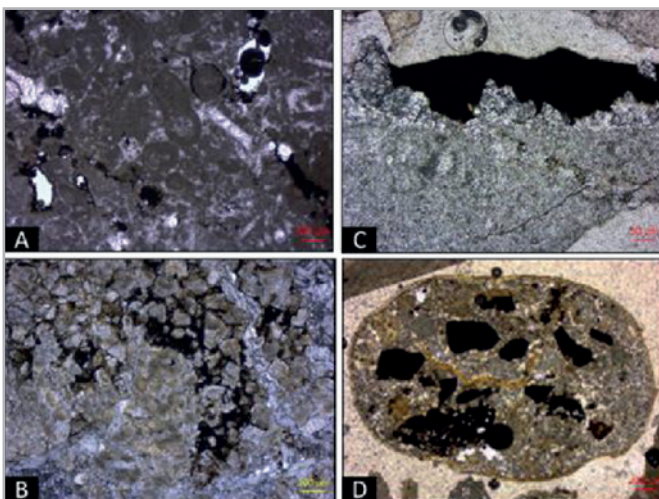


Figura 8- Imágenes A y B muestran la apariencia típica de las litofacies características del Jurásico. A) Packstone-grainstone con oncoides y dolomitización parcial, presencia de hidrocarburos en porosidad móldica e interparticular. B) Grainstone oolítico dolomitizado, con porosidad intercrystalina y escaso fracturamiento. Las imágenes C y D muestran la apariencia típica de las litofacies del Cretácico. C) Mudstone-wackestone con foraminíferos planctónicos fuertemente recristalizados y presencia de fracturas de buena apertura y saturación de hidrocarburos. D) Brecha calcárea compuesta de clastos subredondeados y subangulares, algunas veces con presencia de cavidades por disolución rellenas de hidrocarburos y pocas fracturas conductivas.

En el análisis e interpretación de los datos petrofísicos, se llevó a cabo la evaluación básica de los registros geofísicos, que consiste en obtener litología, volumen de arcilla, porosidad total, porosidad efectiva y saturación de fluidos. Posteriormente, se llevó a cabo una evaluación petrofísica avanzada, logrando la partición de la porosidad

efectiva total de acuerdo con la porosidad de la matriz, la porosidad vugular y la porosidad de las fracturas. Además, se realizaron sensibilidades al cálculo de la permeabilidad con los diferentes tipos de porosidad y la determinación de los tipos petrofísicos de roca, **Figura 9**.

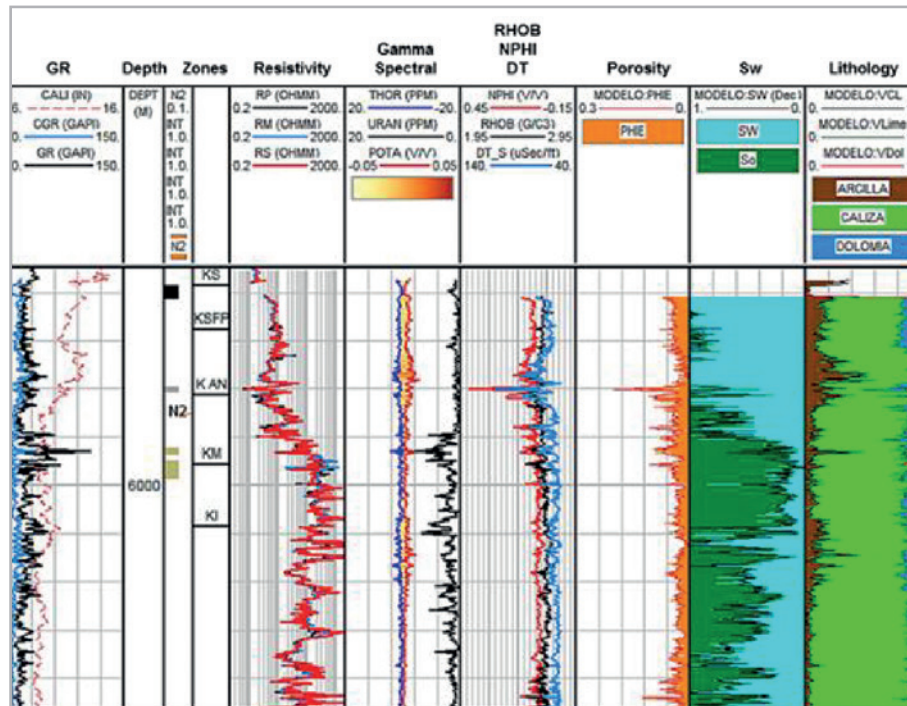


Figura 9 - Evaluación petrofísica básica de los registros.

La identificación y cuantificación de la porosidad representa el comienzo del análisis petrofísico avanzado, ya que de la determinación correcta de los tipos de porosidad, depende en gran medida el cálculo de otras propiedades petrofísicas, como la permeabilidad. Por lo tanto, es esencial calibrar con la información de núcleos, el análisis petrográfico de los recortes de perforación y los pozos con registros geofísicos especiales (registro de imágenes de micro-resistividad, registro sísmico dipolar y registro de resonancia magnética nuclear), ver **Figura 10**.

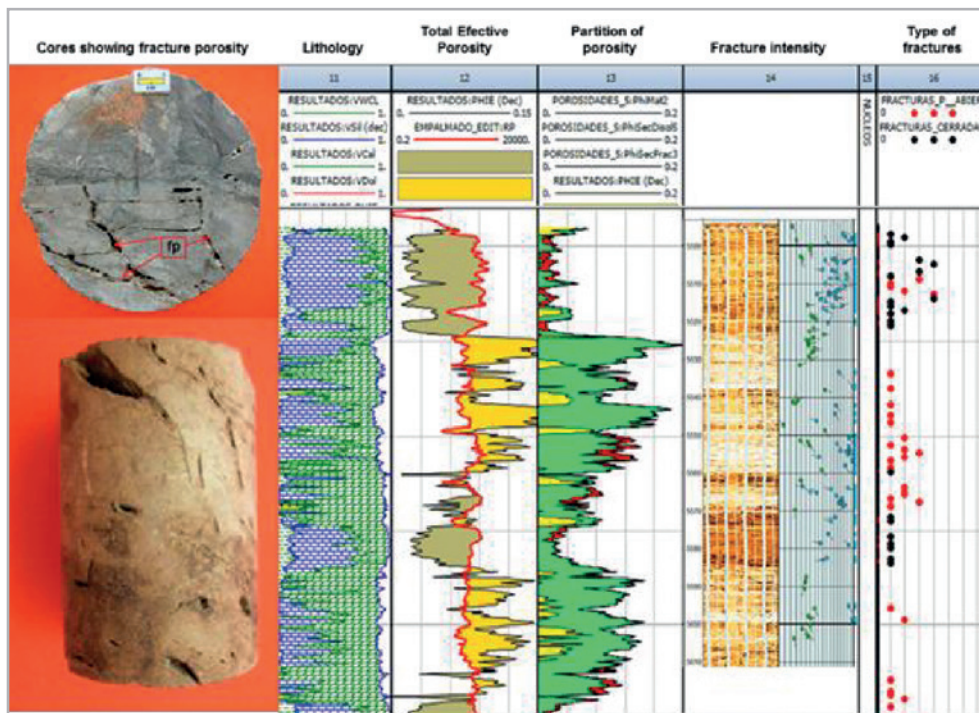


Figura 10 - Evaluación petrofísica avanzada de registros, donde se muestra la partición de la porosidad efectiva total, siendo la porosidad de fractura el tipo dominante.

Caracterización de la red de fracturas

De acuerdo con el análisis de los datos petrofísicos en el campo, se concluye que el sistema poroso se define por la presencia de porosidad secundaria, principalmente en las fracturas que almacenan hidrocarburos, aunque también se observa muy poca porosidad del tipo de matriz microcristalina. Esto indica la presencia de un sistema dominado por la porosidad de fractura y algunas áreas de comportamiento de doble porosidad, donde la matriz tiene una menor capacidad de almacenamiento de hidrocarburos y, por lo tanto, una capacidad de flujo limitada de la matriz a las fracturas, donde el flujo principal se produce en el medio fracturado.

Para la caracterización del sistema fracturado, se realizó un análisis diagenético-estructural a través de la medición de fracturas en núcleos orientados, la interpretación de registros de imágenes micro-resistivas, la descripción y el análisis petrográfico de láminas delgadas de núcleos, con el fin de determinar las familias de fracturas, así como su orientación, intensidad, conductividad y apertura.

Este análisis, junto con el estudio de la deformación local y regional del área, permitió la identificación de los sistemas de fracturas en el yacimiento, donde se identificaron sus direcciones preferenciales en la formación del Cretácico Superior a partir de núcleos con un total de 324 fracturas, de las cuales las de mayor frecuencia son las fracturas parcialmente selladas y las fracturas selladas, con una orientación preferencial de NE-SW y N-S, respectivamente. Mientras que, para la formación del Cretácico Inferior, los sistemas preferenciales tienen una orientación E-W y NW-SE. Finalmente, se identificaron 302 fracturas para la formación del Jurásico Superior Kimmeridgiano, siendo principalmente fracturas selladas con una orientación NE-SW y N-S. Como resultado del análisis, se identificaron tres sistemas principales de fracturas, donde el sistema 3 es el más reciente y se considera que tiene la mejor calidad conductora, mientras que el sistema 1 es el más antiguo, cuya conductividad es deficiente. Finalmente, el sistema 2 es un sistema nulo cuyas fracturas están selladas y cementadas por calcita, **Figura 11**.

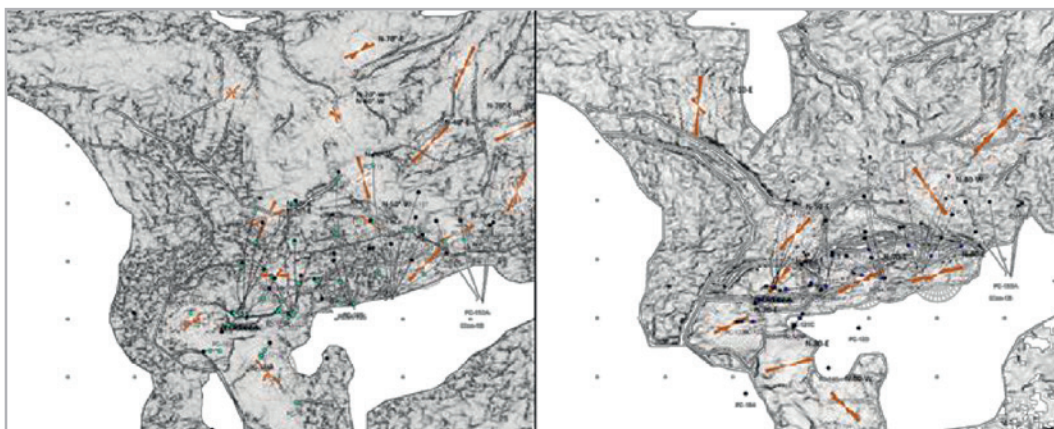


Figura 11 - Algunos atributos geométricos para determinar la alineación subsísmica con la orientación y tendencia de las fallas y fracturas identificadas. La imagen izquierda corresponde a la formación Cretácico Inferior, mientras que la de la derecha corresponde a la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano.

En resumen, en la secuencia paragenética, los eventos siguientes se consideran en orden cronológico (desde el principio hasta el final): silicificación, estilolización (disolución por presión), fracturamiento y disolución (grupo 1), tectonismo (estilolización), fracturamiento (grupo 2), fracturamiento (grupo 3), migración de hidrocarburos y proceso de dolomitización.

Comportamiento de producción primario

El campo se descubrió en 1985 a través de la perforación del primer pozo exploratorio, pero debido a problemas mecánicos, los pozos de desarrollo tuvieron que terminarse en formaciones siliciclásticas del Mioceno. La perforación de formaciones Mesozoicas se reinició hasta 1998 con las nuevas tecnologías de la época para reactivar la producción de petróleo del campo. Durante varios años, el campo careció de estudios avanzados de caracterización de yacimientos, lo que dificultó la comprensión de su comportamiento dinámico y su naturaleza como YNF, por lo que se realizó una caracterización completa del yacimiento para reevaluar el campo en busca de nuevas oportunidades.

El análisis geológico y el comportamiento dinámico concluyen que es un YNF tipo I según la clasificación de

Nelson (2001), donde prácticamente todos los hidrocarburos o la mayoría de ellos se almacenan en las fracturas, por lo que la productividad de los pozos también se beneficia al tener una mayor facilidad para producir fluidos; sin embargo, en presencia de agua y/o gas, también surgen dificultades, ya que ambas fases podrían tener una mayor movilidad que el aceite, especialmente cuando se trata de canalización a través de fracturas. La formación produce un aceite ligero de 33° API a partir de calizas y dolomías del Mesozoico (desde el Jurásico Superior Kimmeridgiano hasta el Cretácico Superior), con una temperatura de 145 °C.

El campo comenzó a producir en 1985 y el pico máximo de producción se alcanzó en el año 2005 con 84,649 bd, cuando la irrupción de agua comenzó agresivamente. El mecanismo de empuje principal en el yacimiento es el hidráulico, debido a la presencia de un acuífero activo que ha mantenido el ritmo de agotamiento de la presión del yacimiento en 0.99 kg/cm²/mes. La presión original del yacimiento fue de 1,170 kg/cm² y la presión actual es de 787 kg/cm²; éste es un yacimiento bajosaturado cuya presión de saturación es de 176.8 kg/cm². El campo ha producido 212.5 MMb de aceite y 146.4 MMMpc de gas, **Figura 12**; las producciones con altos cortes de agua generan problemas severos de incrustación de material inorgánico en la mayoría de los pozos e instalaciones de producción.

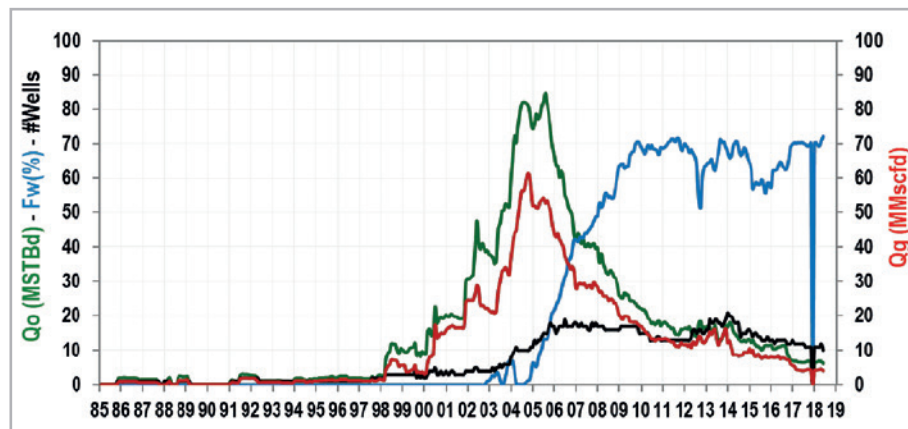


Figura 12 - Historia de producción del campo.

La mayoría de los pozos productores del Cretácico Inferior (KI) se caracterizan por un aumento abrupto en el flujo fraccional de agua, causado por la presencia de fracturas naturales. Por otro lado, los pozos que producen de la brecha del Cretácico Superior tuvieron un aumento continuo y menos abrupto en el flujo fraccional de agua, pero mostraron una mayor caída de la presión estática, atribuida a un comportamiento volumétrico en ese bloque específico.

La envolvente de fases indica que se trata de un aceite negro de 33° API; sin embargo, el análisis de la composición sugiere un comportamiento cercano a los aceites volátiles, es decir, se encuentra en una zona de transición entre el aceite negro y el aceite volátil. Además, el análisis de la composición indica un contenido de metano de 31% mol, una fracción de C₂ a C₆ de 30.3% mol y una fracción de C₇₊ de 36.97% mol. La relación de solubilidad a la presión de saturación es de 146 m³/m³, mientras que el factor volumétrico del aceite al punto de burbuja es de 1.606 m³/m³. Además, el PVT se validó de acuerdo con el método tradicional del aceite

negro y el método propuesto por Al-Marhoun (2003) se usó para corregir el factor volumétrico del aceite y la relación de solubilidad a las condiciones del separador, dentro de un margen de error inferior al 10%.

Para ajustar los parámetros de la ecuación de estado (EoS), es necesario definir los parámetros volumétricos observados en el laboratorio y las propiedades que se modificarán durante las regresiones. A partir de un análisis de sensibilidad, se definieron las propiedades principales del C₇₊ que se utilizarán en la regresión junto con el peso molecular. Finalmente, los pesos prioritarios se asignaron para ajustar un parámetro u otro, como la presión de saturación, la relación de solubilidad, el factor volumétrico del aceite y la densidad del aceite; la **Figura 13** muestra gráficamente el comportamiento de estos parámetros. Es importante tener en cuenta que el impacto de la temperatura en el factor volumétrico del aceite no es significativo, por lo que se concluye que la variación de la temperatura no agrega una incertidumbre significativa en el cálculo de la OOIP a las condiciones de superficie en el campo.

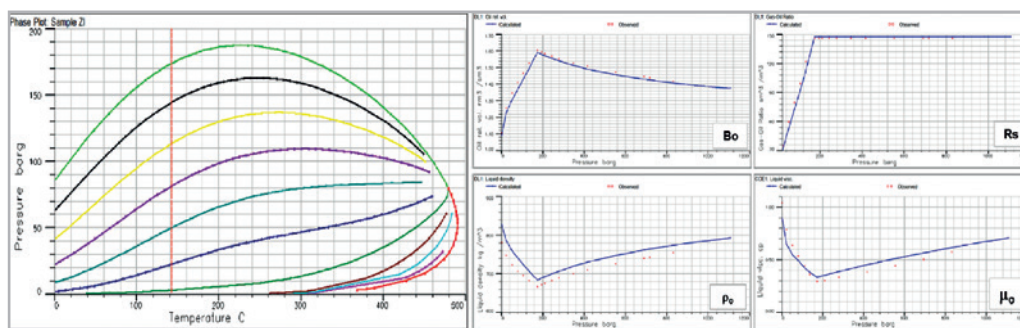


Figura 13 - Envolvente de fases calculada por ecuación de estado.

Balance de materia y determinación del volumen original

Uno de los problemas más polémicos en la historia de la explotación del campo ha sido la determinación del volumen original; se han realizado muchos cálculos para estimar el volumen de hidrocarburos *in situ*; sin embargo, la mayoría de ellos sin tener en cuenta la verdadera naturaleza del tipo de YNF y el comportamiento dinámico correspondiente, lo que lleva a sobreestimaciones del volumen original y la evaluación errónea correspondiente del factor de recuperación. Esa es la razón por la que reevaluamos el volumen original a través de la metodología de caracterización de yacimientos propuesta.

Aplicando los métodos de balance de materia de doble porosidad sugeridos por Peñuela et al. (2001) y Chacón et al. (2007), el volumen original se calculó en 400 MMb considerando la entrada de agua con la discretización del volumen de aceite en las fracturas, lo que resultó en 368.7 MMb. Además, también se aplicó para los pozos que producen en la Brecha, el balance de materia mostró

un comportamiento totalmente diferente (volumétrico) con una presión de yacimiento actual de 330 kg/cm²; así, el volumen original calculado para la brecha resultó ser de 107.4 MMb, donde 98 MMb corresponden al sistema de fracturas; por lo tanto, más del 90% del aceite original *in situ* se almacenó en el sistema fracturado, **Figura 14**. El primer factor crítico que es obligatorio tener para garantizar la estimación efectiva del volumen original, es la compresibilidad total del sistema, por lo que es importante mencionar que las compresibilidades se obtuvieron a partir del análisis de los núcleos, los cuales en su mayoría, registraron altas saturaciones de agua en la matriz (75 a 95%) y evaluaciones petrofísicas que permitieron la partición de la porosidad de fractura/porosidad total basada en la saturación total de agua y las saturaciones de agua en la matriz; los valores de compresibilidad total fueron consistentes con el producto ΦC_t obtenido de pruebas de interferencia, a partir del cual, se encuentra el valor más representativo de la compresibilidad total en ese momento ($4.59E-05 \text{ psi}^{-1}$), ya que una prueba de interferencia puede detectar la compresibilidad total del sistema a lo largo de la extensión del yacimiento o del área conectada.

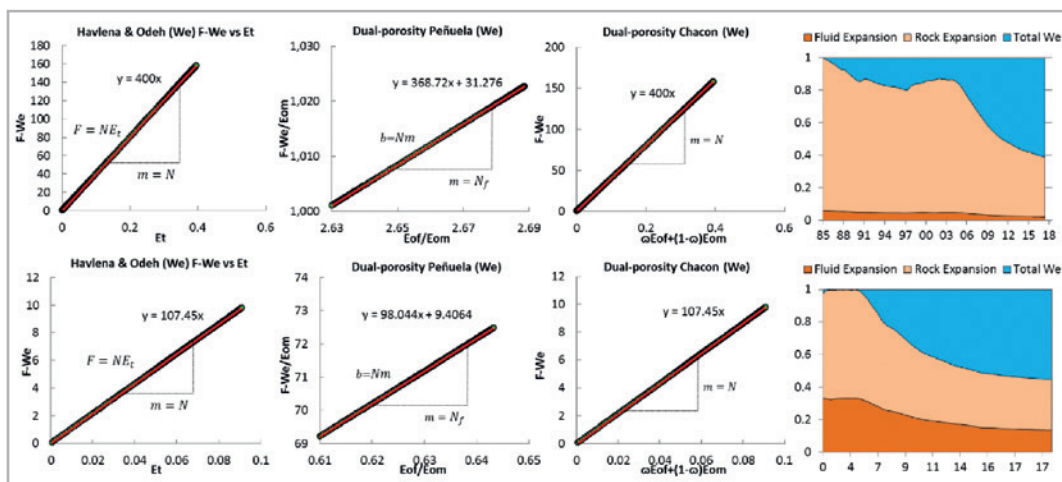


Figura 14 - Cálculo del volumen original para la matriz y para las fracturas mediante balance de materia de doble porosidad.

Alcántara et al. (2017) describieron la determinación de los mecanismos de empuje discretizando su influencia para la matriz y para el sistema de fracturas para YNF, demostrando que la influencia de la expansión del sistema roca-fluidos es mayor que el empuje hidráulico; por supuesto se esperaba este comportamiento porque las fracturas tienen mayor

compresibilidad que la matriz, entonces los efectos de expansión de la roca y de los fluidos por depresionamiento desempeñan un papel importante en la producción del sistema fracturado, generando mayores factores de recuperación para todo el campo (42%) y, por ende, para las fracturas, **Figura 15**.

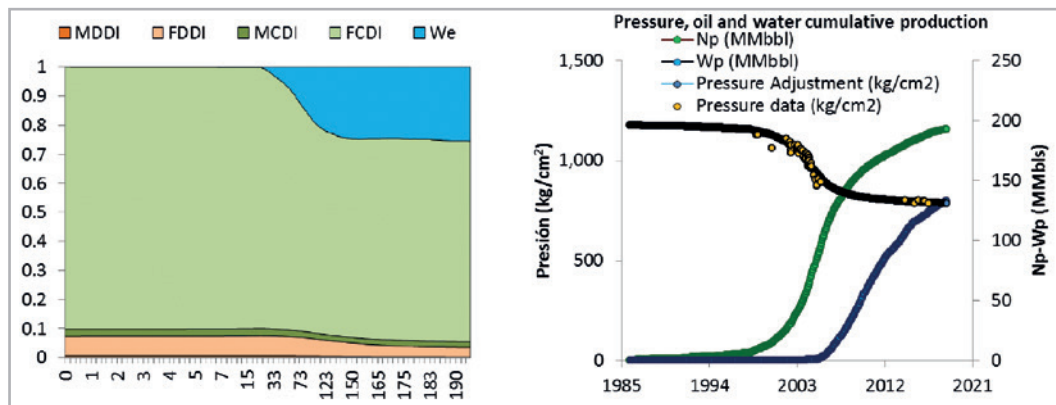


Figura 15 - Determinación de los mecanismos de empuje para la matriz y el sistema de fracturas.

El vaciamiento del yacimiento indica el desplazamiento de aceite por la entrada de agua con una relación de vaciamiento estimada de 0.85 dada la actividad del acuífero, el cual fue modelado como tipo Fetkovich radial con una entrada de

agua neta al yacimiento de 100.7 MMb (la entrada de agua total se calcula en 239 MMb) considerando un tamaño de acuífero de aproximadamente 274.3 MMMb con índice de productividad de 3.5, Figura 16.

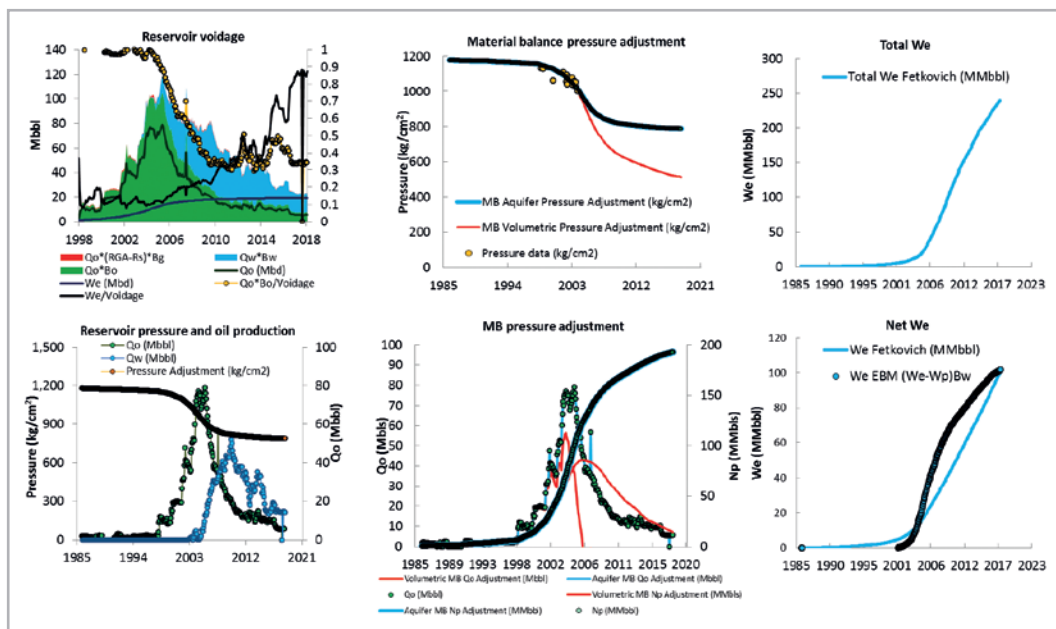


Figura 16 - Vaciamiento del yacimiento y ajuste histórico de presión-producción con la entrada de agua calculada.

Adicionalmente, se realizaron más análisis de balance de materia cambiando el modelo de acuífero para observar las variaciones en cuanto al volumen original. Los modelos utilizados fueron Schilthuis en estado estacionario, Fetkovich

en estado semi-estacionario, Hurst estado estacionario y Carter-Tracy; los resultados variaron entre 436 y 588 MMb y los factores de recuperación de 48.7 a 36.1%, Figura 17.

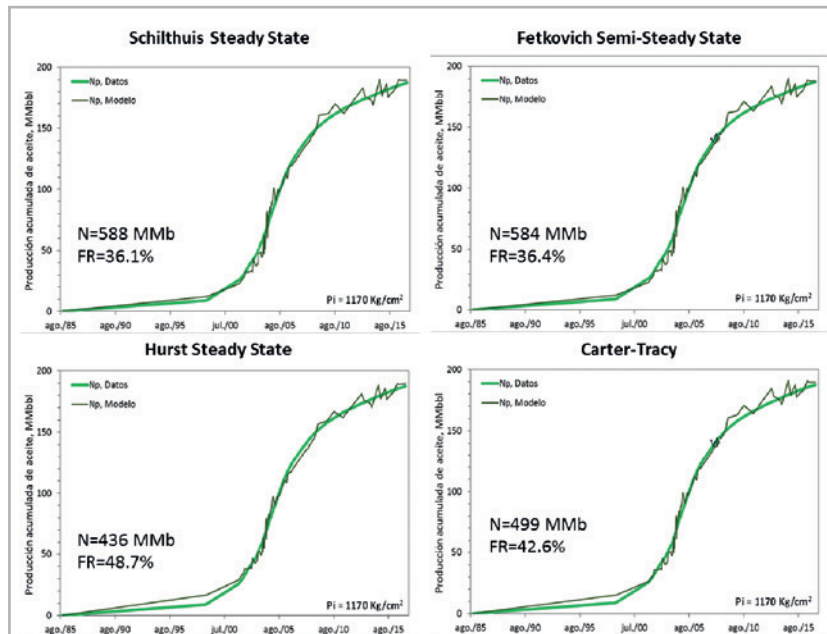


Figura 17 -Balance de materia variando el modelo de acuífero.

Otro método de balance de materia utilizado para determinar el volumen original fue el Balance de Material Fluyente (FMB). Este método consiste en trazar la relación de la producción de aceite entre la caída de presión contra la producción acumulada multiplicada por la saturación de aceite y dividir entre la compresibilidad total del sistema y la caída de presión. Originalmente, este método se diseñó para evaluar los pozos que producen en yacimientos no convencionales a través del monitoreo constante de la presión de fondo fluyente (P_{wf}). A pesar de esto, se puede aplicar para otros tipos de yacimientos. En particular,

en este caso se realizó una pequeña modificación a la ecuación para usar una P_{wf} simulada basada en una tendencia de presión estática (P_{ws}) del yacimiento que se correlaciona con la producción de aceite acumulada de todo el campo en lugar de la P_{wf} de un sólo pozo, por lo que los resultados fueron consistentes con otros análisis y el comportamiento del yacimiento mostrado. Al graficar los datos, se observaron tres pendientes claramente identificadas que condujeron a un volumen original que oscila entre 428 y 516 MMb, **Figura 18**.

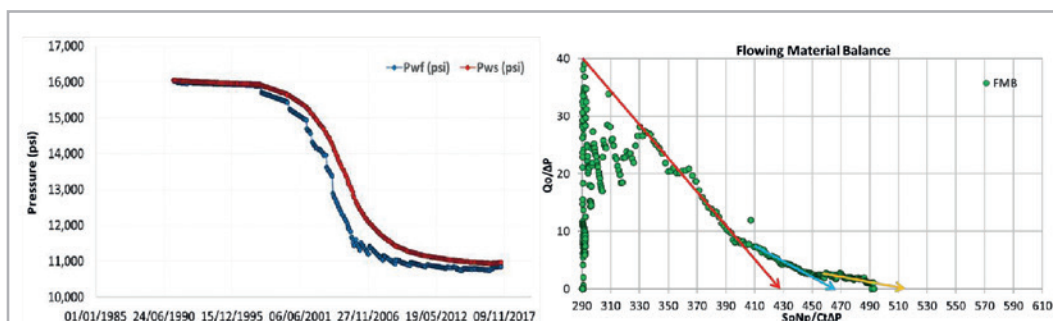


Figura 18 - P_{wf} simulada del campo y balance de materia fluyente mostrando en rango de valores de volumen original.

De manera similar, se usó otro método para estimar las reservas originales conectadas en el sistema a través del gráfico de la producción recíproca del gasto de aceite frente al Tiempo de Balance de Materia (TBM) propuesto

por Bondar et al. (2002), ver **Figura 19**. Con esta nueva información, las reservas originales estimadas se estimaron en un rango de 225 a 240 MMb, lo que daría como resultado un factor de recuperación final del 47%.

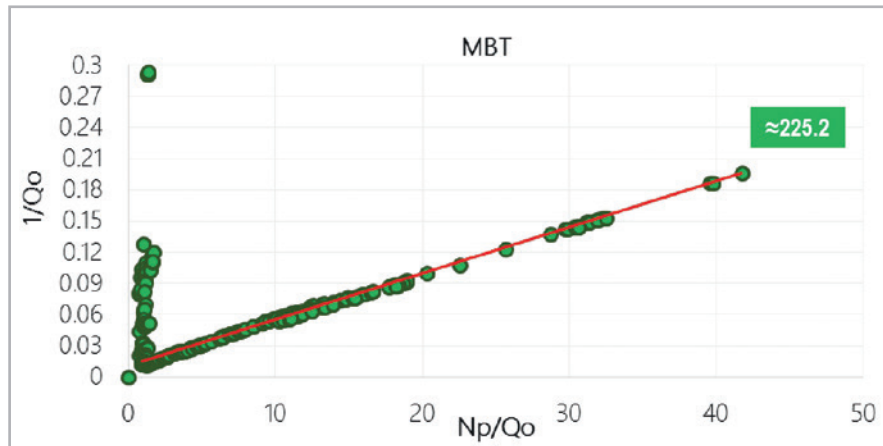


Figura 19 - Gráfica de $1/Q_o$ vs TBM.

Caracterización dinámica de yacimientos mediante el análisis de pruebas de presión, (PTA)

La caracterización dinámica es fundamental para describir el comportamiento del yacimiento, detectar heterogeneidades, facies y cambios litológicos, zonas de alta permeabilidad y fallas conductivas y sellantes que originalmente no se mapearon y que contribuyen a una mejor comprensión de la dinámica del sistema. El yacimiento es geológico-estructural y dinámicamente muy complejo, consta de carbonatos naturalmente fracturados, cuya configuración estructural se debe a la gran actividad

tectónica y salina de la región que deformó los estratos, lo que produjo un fallamiento severo que llevó a un alto grado de fracturamiento.

La **Figura 20** muestra una comparación entre la producción mensual promedio y la producción promedio mensual normalizada (con respecto al número de pozos operando); esto confirma que la declinación del campo comenzó en octubre de 2004. La diferencia de ocho meses con respecto a la curva de producción mensual se debe al efecto del número de pozos en operación. Además, la Figura 20 muestra la configuración de la producción de aceite acumulado considerando todos los pozos, sin diferenciar la producción por formación.

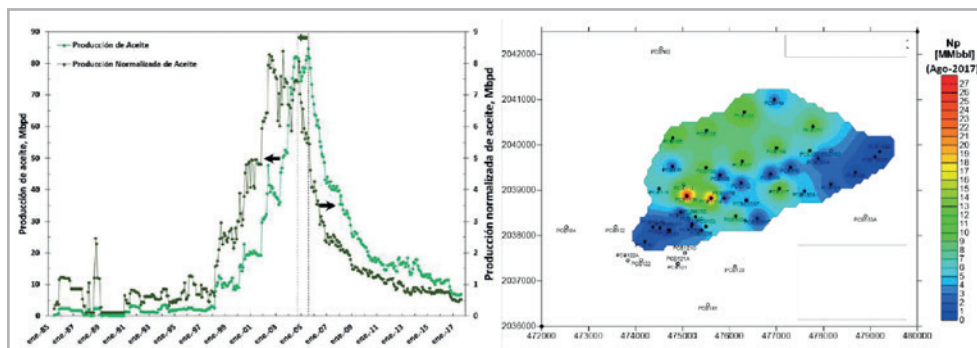


Figura 20 - Comparación de la producción mensual promedio y la producción normalizada con el número de pozos en operación y el mapa de producción de aceite acumulado.

En términos generales, el rango de permeabilidad en el campo varía de unos milidarcys a cientos de milidarcys; puede haber reducciones significativas en la capacidad de flujo efectiva debido al aumento en la producción de agua y la reducción del espesor neto causada por el avance del Contacto Agua-Aceite, (WOC). El modelo conceptual de las pruebas de incremento y decremento de presión del campo corresponden a porosidad simple; sin embargo, en dos pruebas de interferencia se identificó el efecto de la doble porosidad, lo que indica que la capacidad de almacenamiento y la expansión de las fracturas naturales es moderada (10% con respecto al total) en el área cercana al pozo analizado; las pruebas

de presión muestran que en el campo hay áreas donde existe comunicación horizontal y vertical.

El campo tiene 60 pruebas de presión analizables (sin considerar las pruebas de interferencia), de las cuales el 65% corresponde a pruebas de incremento de presión, el 25% pertenece a pruebas de decremento de presión y el 10% a *fall-offs*, **Figura 21**. La información obtenida a través del análisis fue fundamental para ayudar en la descripción del yacimiento y la reconsideración de una nueva estrategia de explotación. A continuación, se mostrarán algunas de las pruebas más representativas.

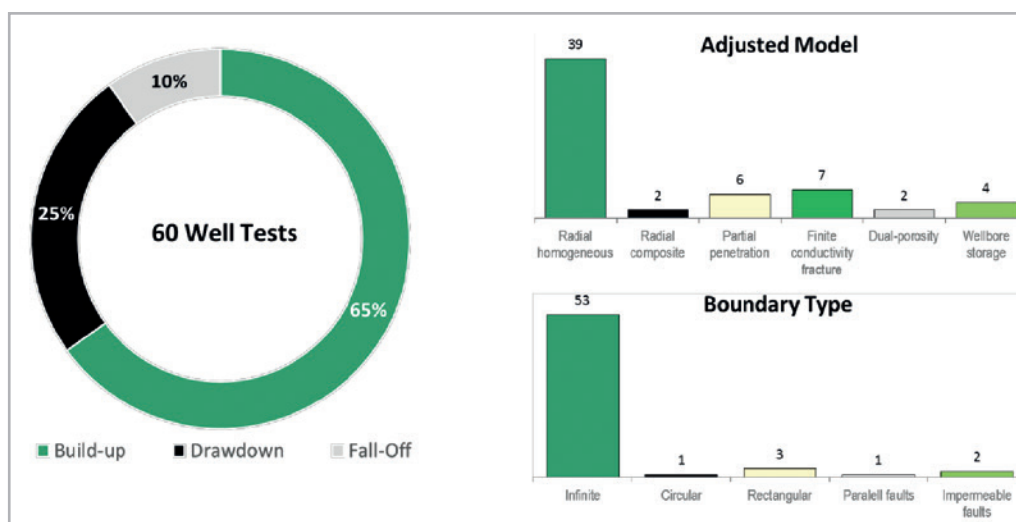


Figura 21 - Estadísticas por tipo de prueba, modelo ajustado y límites identificados.

La primera prueba de presión corresponde al pozo "B". El intervalo actualmente abierto en el pozo está a +/- 175 m de un paso de falla. Antes de la primera reparación para excluir la producción de agua a través de la cual fue posible reducir el corte de agua de 90% a menos del 10%, la falla estaba a una distancia de 55 m de la sección inferior del agujero descubierto en ese momento. Se trata de una prueba de decremento de presión de 25 horas; el

modelo ajustado fue un yacimiento homogéneo con fallas intersecantes y un almacenamiento variable del pozo con los siguientes resultados: una presión del yacimiento de 784 kg/cm², una permeabilidad efectiva de 6.87 md, una capacidad de flujo de 2,700 md-ft, un factor de daño de 155 como resultado de un fuerte efecto de penetración parcial y un coeficiente de almacenamiento del pozo de 1.83E-04 bbl/psi, **Figura 22**.

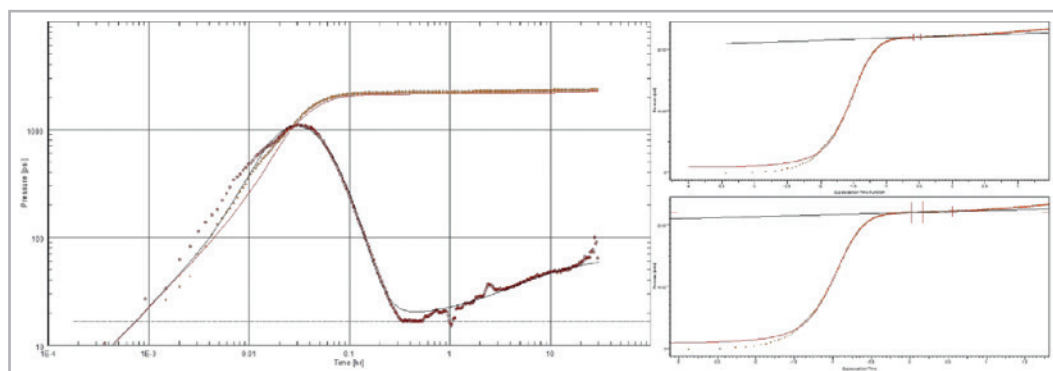


Figura 22 - Prueba de decremento de presión del pozo "B".

La siguiente prueba de presión se realizó en el pozo "D", que está muy cerca de una falla que delimita la intrusión de sal en el domo del bloque que es estructuralmente más bajo que el adyacente. El pozo fue productor con una sección de agujero descubierto en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano. Fue una prueba de incremento de presión de 37 horas, donde el modelo ajustado fue de un yacimiento homogéneo radial con un deterioro de la

capacidad de flujo debido a la disminución del grosor del yacimiento y el acuñaamiento debido a las intrusiones de sal con los siguientes resultados: una presión del yacimiento de 1,124 kg/cm², una permeabilidad efectiva de 49,4 md, una capacidad de flujo de 25,900 md-ft, un factor de daño de 16.5 y un coeficiente de almacenamiento del pozo de 7.31E-08 bbl/psi, **Figura 23**.

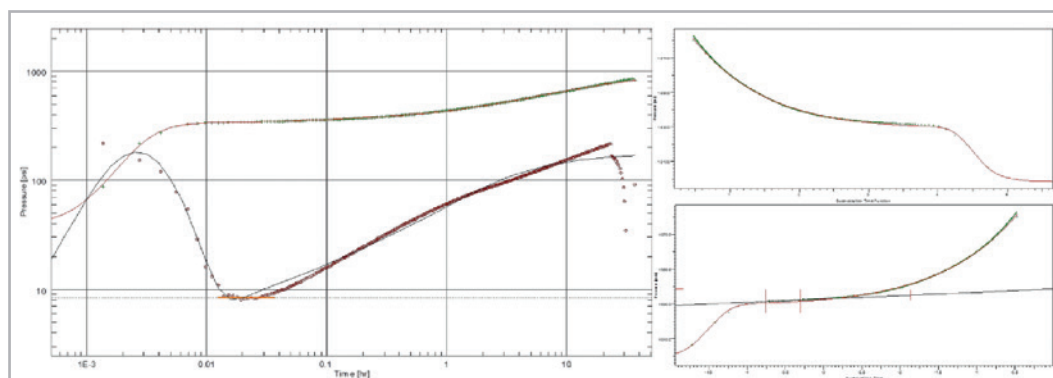


Figura 23 - Prueba de incremento de presión del pozo "D".

El pozo "Q" se perforó en la zona norte del campo, en la cresta del anticlinal, donde se encuentra a una distancia de 50 m de la falla principal. El pozo está ubicado a 1,000 m de una falla inversa ubicada al Oeste y a 700 m de otro pozo. La prueba de incremento de presión de 4.5 horas se realizó durante la toma de un registro de producción (PLT). El modelo ajustado fue radial compuesto y un almacenamiento de pozo variable con los siguientes resultados: una presión del yacimiento de 808 kg/cm², una permeabilidad efectiva de 52,2 md, una capacidad de flujo de 12,800 md-ft, un

factor de daño de 1.02, un radio interior de 46.5 pies, una relación de movilidad de 0.883, una relación de difusividad de 0.125 y un coeficiente de almacenamiento del pozo de 1.79E-04 bbl/psi, **Figura 24**. El modelo describe la distancia donde se produce un cambio de litología (posiblemente a la izquierda de la falla) donde se registra una zona de menor permeabilidad (36 md) debido a una zona con menor dolomitización, considerando que el pozo cortó la falla inversa a nivel del Cretácico.

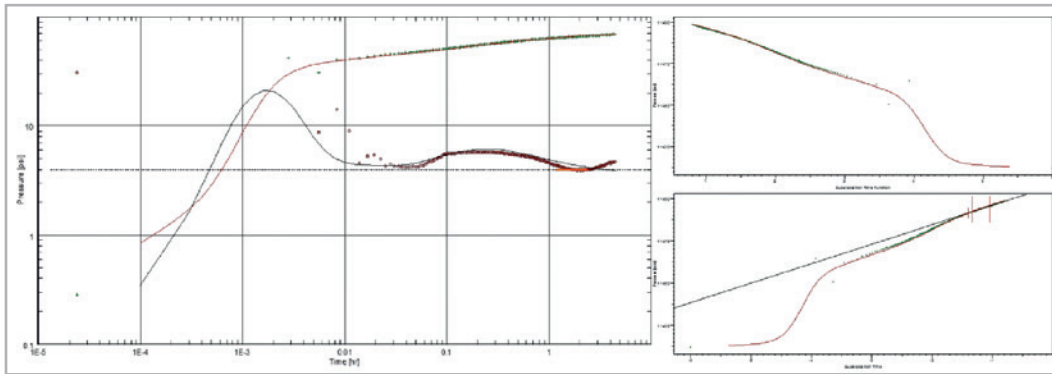


Figura 24 - Prueba de incremento de presión del pozo “Q”.

El pozo “S” está ubicado estructuralmente dentro de un compartimiento donde las fallas delimitantes se ubican a una distancia de 140 m al norte, 460 m al sur, 520 m al este y 800 m al oeste. Las pruebas de presión de este pozo han mostrado el comportamiento evolutivo de la producción, ya que, a lo largo de su vida productiva, la producción de agua ha aumentado y algunas pruebas se han llevado a cabo de forma secuencial, donde se observa una disminución de la permeabilidad efectiva al aceite como consecuencia del cambio de saturaciones dentro de la formación y el incremento del corte de agua. A continuación, se muestran

algunas pruebas de incremento de presión en las que el modelo ajustado era de un yacimiento homogéneo e infinito con un almacenamiento variable del pozo. La presión inicial fue de 897 kg/cm² y también es importante mencionar que el pozo mostró efectos de penetración parcial con un factor de daño calculado de 34. La permeabilidad efectiva inicial fue de 73.6 md, después de ocho años de producción se ejecutó otra prueba de presión y la permeabilidad efectiva fue de 51.7 md y, finalmente, la última prueba de presión realizada tres años después de la segunda, condujo a una permeabilidad efectiva de 9.68 md, **Figura 25**.

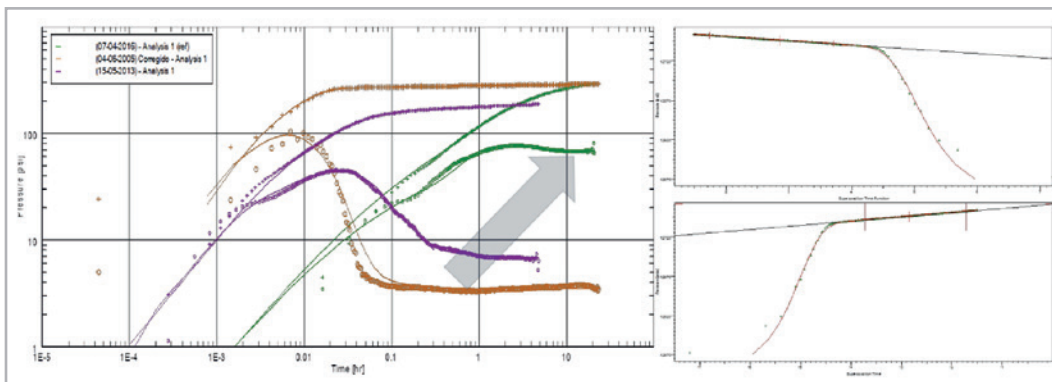


Figura 25 - Pruebas de incremento de presión del pozo “S”.

El pozo “X” está ubicado en el norte de la estructura, siendo productor a nivel medio del Cretácico, donde las fallas delimitadoras se intersecan entre sí y se encuentran a una distancia de 285 m al sur y 100 m al oeste. El modelo ajustado fue radial homogéneo con fallas intersecantes y un almacenamiento variable del pozo. La presión inicial fue

de 881 kg/cm², la permeabilidad efectiva fue de 200 md, la capacidad de flujo fue de 49,200 md-ft, el factor de daño resultó negativo, el coeficiente de almacenamiento del pozo fue de 1.68E-04 bbl/psi y la distancia calculada a las fallas fue de 69 y 103 m, respectivamente, **Figura 26**.

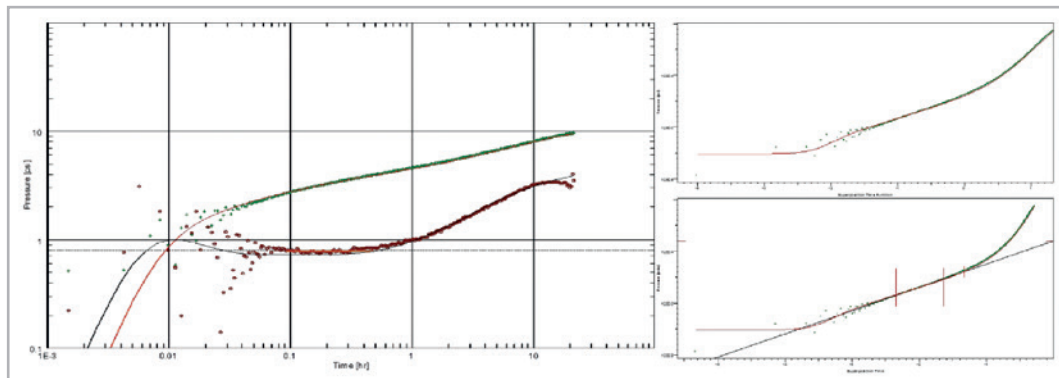


Figura 26 - Prueba de incremento de presión del pozo "X".

El estilo estructural del campo en la parte central presenta fallas inversas debido a los esfuerzos de compresión. El pozo "Y" cayó en una parte inferior de la estructura a nivel del Jurásico Superior Kimmeridgiano, pero a nivel del Cretácico, el pozo se posiciona en un compartimiento ubicado en el flanco del resto de la estructura. El modelo ajustado fue de un yacimiento infinito con doble porosidad y un almacenamiento de pozo variable. La presión inicial fue de 942 kg/cm², la permeabilidad efectiva fue de 1,410 md, la

capacidad de flujo fue de 417,000 md-ft, el factor de daño fue de -6.12, el coeficiente de almacenamiento de fractura (ω) fue de 0.00159, el coeficiente de flujo interporoso (λ) fue de 2.77E-08 y el coeficiente de almacenamiento del pozo fue 1.68E-04 bbl/psi, **Figura 27**. Hasta ahora, ésta fue la única prueba de presión que mostró un comportamiento de doble porosidad en el campo, debido a la naturaleza del yacimiento, (YNF tipo I).

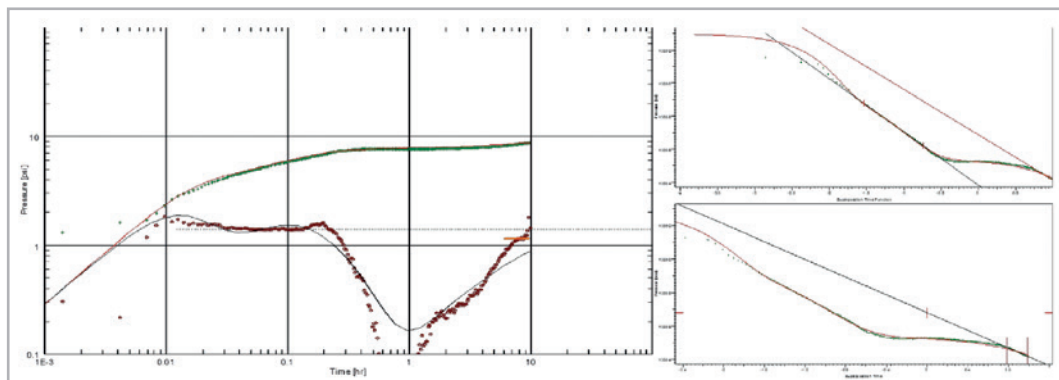


Figura 27 - Prueba de decremento de presión del pozo "Y".

El pozo "I" está ubicado en la cresta de la estructura anticlinal en la parte sur del campo. El pozo atraviesa una falla inversa que provoca la repetición de la columna Jurásica. El domo de sal principal del campo se observa hacia el sureste y hacia el norte se interpreta una almohadilla salina, generando una parte superior estructural en esa zona del campo, donde la trayectoria del pozo corta una falla. El modelo ajustado fue compuesto radial, un almacenamiento de pozo variable y penetración parcial con los siguientes resultados: una presión inicial de 761 kg/cm², la permeabilidad efectiva

fue de 29.5 md, la capacidad de flujo fue de 4,070 md-ft, el factor de daño fue negativo, un radio interno de 56 pies, una relación de movilidad de 3.38, una relación de difusividad de 3.38 y el coeficiente de almacenamiento del pozo fue de 3.82E-04 bbl/psi, **Figura 28**. La permeabilidad efectiva en el otro lado de la falla es de 9.66 md. La prueba de presión pudo detectar la falla semipermeable cerca del pozo, que se detectó a aproximadamente 30 m de distancia y luego, se observa otro flujo radial, (en el otro lado de la falla).

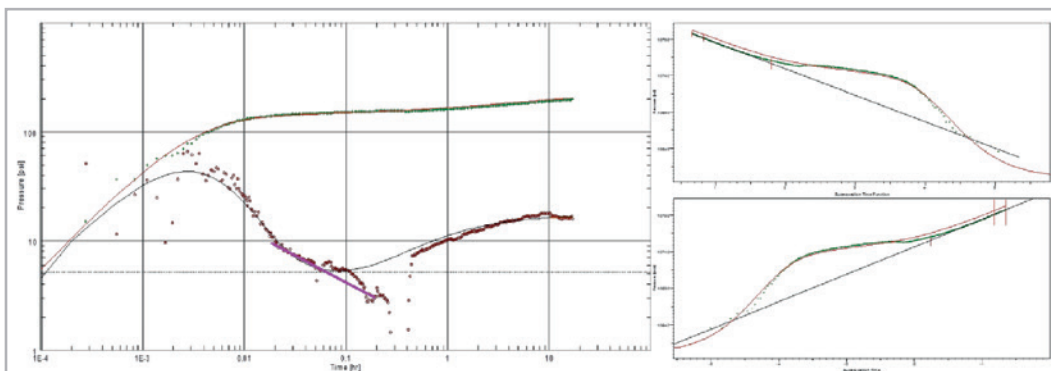


Figura 28 - Prueba de incremento de presión del pozo "I".

La **Tabla 1** muestra el sumario de los principales resultados del análisis de pruebas de presión en los pozos del campo.

Pozo	Fecha	Intervalo Productor (m)	Formación	K (md)	Kh (md-ft)	S
A	10/09/2014	5,545-5,580	KI	12.6	4960	95.9
B	19/04/2015	5,509-5,560	KI	6.87	2,700	155
C	17/12/2004	5,887-5,897	JSK	0.229	76.5	-2.12
D	14/07/1999	5,873-6,000	JSK	49.4	25,900	16.5
E	23/09/2005	5,645-5,680	JSK	24.6	9,670	53.8
F	21/04/2004	5,585-5,615	KS	82.9	32,600	151
G	24/02/2012	5,475-5,500	KS	4	328	0
H	13/02/2004	5,184-5,596	JSK	12.8	3,580	0.679
I	08/04/2013	4,764-4,773, 4,731-4,751, 4,702-4,720	Mioceno	13.8	1,130	-0.447
J	27/11/2003	5,450-5,715	JSK	54	13,300	56.4
K	08/10/2014	5,370-5,400	KI	33	8,990	158
L	10/07/2016	5,497-5,515	KI	6.29	722	5.99
M	11/08/2005	5,719-5,742	KM	2.38	663	0.182
N	11/02/2014	5,502-5,522	KS	44.2	7,250	2.63
O	04/05/2004	5,453-5,592	KI	34.4	11,900	98.4
P	10/06/2013	6,220-6,255	KS	55.4	9,080	-6.65
Q	14/06/2013	6,000-6,030	KS	52.2	12,800	1.02
R	12/04/2007	2,582-2,600, 2,555-2,570	Mioceno	4,070	441,000	27.1
S	15/03/2004	6,360-6,370	KM	69.5	18,200	32.1
T	07/04/2016	6,270-6,290	KS	9.68	952	-5.22
U	03/08/2007	5,940-6,072	KS	2.12	1,040	0
V	04/11/2013	6,055-6,173	KS	0.219	84.8	0.3

W	31/03/2005	5,858-5,891, 5,775-5,815, 5,720-5,735	KM-KI	985	259,000	-1.14
X	01/07/2005	6,440-6,515	KM	200	49,200	-4.48
Y	07/12/2004	6,540-6,550, 6,465-6,495, 6,140-6,245	KM-KI	1,700	501,000	-5.55
Z	10/04/2014	6,020-6,038	KS	2.46	727	31
A'	01/04/2013	5,390-5,425	KI	88.9	30,600	-3.4
B'	01/03/2007	5,700-5,725	KS	0.108	31.9	0
C'	25/11/2014	5,790-5,815, 5,835-5,860	KM	1.67	492	-1.91
D'	25/11/2014	6,198-6,204, 6,275-6,290	KI	9.2	2,720	0
E'	24/06/2013	5,992-6,155	KS	1,030	236,000	-3.45
F'	29/02/2004	5,707-6,100	KM-KI	34.7	13,700	48.9
G'	24/09/2015	5,790-5,807, 5,867-5,873	JSK	5.83	1,440	-6.77
H'	28/09/2007	5,680-5,720	KI	39.9	3,930	127
I'	19/03/2016	5,703-5,723, 5,734-5,744	JSK	29.5	4,070	-10

Tabla 1 - Sumario de los principales resultados del análisis de pruebas de presión en el campo.

Declinación y Análisis Transitorio de Producción, (RTA)

El Análisis Transitorio de Producción (RTA, por sus siglas en inglés) es una herramienta muy importante para la caracterización dinámica de yacimientos, donde se pueden identificar los parámetros que comúnmente se asocian a las pruebas de presión. Una gran ventaja que ofrece este tipo de análisis es que los pozos no necesitan cerrarse porque la entrada principal son los datos de producción y las presiones de fondo fluyente del pozo.

La premisa principal para la aplicación del RTA es la declinación, por lo que es necesario tomar períodos considerables de la historia de producción para obtener resultados confiables. El RTA permite obtener los principales parámetros del yacimiento, como el estado de presión-producción, el radio de drenaje del pozo, las estimaciones de permeabilidad y la capacidad de flujo, los factores de recuperación final estimados (EUR), las reservas remanentes, volumen original, los factores de declinación, daño, los volúmenes porosos asociados, entre otros. Sin embargo, ciertos criterios clave deben tenerse en cuenta antes de su aplicación a los YNF.

Para la aplicación de este tipo de análisis a este campo en particular, se consideraron las siguientes premisas:

- Se seleccionaron los pozos que contaban con suficiente historia de producción y cuyo período de declinación sea representativo. Esta es la razón principal del por qué no todos los pozos son candidatos para este tipo de análisis.
- Desafortunadamente, el campo no tiene suficiente información relacionada con las presiones de fondo fluyente, por lo que se procedió a generar dichos datos a través del análisis nodal de los pozos, llevándolos a las condiciones de producción que tenían anteriormente (regresión en el tiempo) y correlacionándolos con las tendencias con ciertos puntos de presión específicos.
- La interpretación de los resultados debe tomarse con un sentido geológico-estructural y dinámico que sea representativo del tipo de YNF. Por ejemplo, las áreas de drenaje calculadas no podrían representarse geoméricamente como círculos en este tipo de yacimientos carbonatados, que a su vez, están en

función de la distribución y orientación de las fracturas, generando áreas con formas elípticas.

- Los datos de permeabilidad, capacidad de flujo y daño obtenidos presentan algunas variaciones con respecto a los resultados de las pruebas de presión debido a las consideraciones mencionadas anteriormente.

Un total de 16 pozos de los 54 existentes en el campo se analizaron con RTA porque tenían toda la información necesaria para este análisis, como suficientes datos de producción y presión y períodos de declinación representativos, asegurando la cobertura de cada bloque del campo.

Se utilizaron diferentes métodos de RTA para caracterizar dinámicamente el yacimiento por el comportamiento por pozo y su zonificación. Es importante mencionar que el RTA se basa en los conceptos clásicos de declinación de Arps (1945). Por lo tanto, la aplicación de las diferentes tablas de Arps para la declinación de la producción de aceite y las gráficas modificadas que consideran los pozos con problemas de producción de agua y/o gas refuerzan los análisis. El siguiente método es el de Fetkovich (1980), que establece los períodos de flujo transitorio y pseudoestacionario a través del ajuste de curvas tipo con los datos de producción de los pozos en análisis. El período de producción seleccionado se puede evaluar de acuerdo con el tipo de declinación que muestra. El siguiente método es el de Palacio-Blasingame (1993), que permite el análisis

de la declinación mediante el ajuste de curvas de tipo basadas en el uso de funciones de tiempo modificadas con la incorporación de la historia de producción, (tiempo de balance de materia). Por lo tanto, es posible modelar el comportamiento de los datos de producción para la producción variable y la caída de presión para el estado pseudoestacionario. El último método es el propuesto por Crafton (1997), que considera la normalización de la presión y su derivada ajustada al inverso del índice de productividad con respecto al cociente de la producción acumulada entre la compresibilidad total y la caída de presión.

El pozo "F" produce en la parte superior de la estructura principal, en el área central del campo dentro del Bloque I. El pozo está cerca de una falla inversa con buzamiento hacia el oeste (+/- 300 m). La trayectoria del pozo cruza hacia la zona norte del campo, provocando la repetición del Cretácico Inferior, misma sección que se aisló con un tapón de cemento. El pozo "F" muestra una disminución hiperbólica ($b = 0.4$) de 0.346 año^{-1} , un EUR de 14.1 MMb, un radio de drene que varía de 456 a 683 m, una permeabilidad efectiva que varía de 1.5 md a 5.3 md, el factor de daño calculado es de 0.07 y las reservas remanentes se estiman en 8.13 MMb, **Figura 29**. El ajuste histórico del período de declinación seleccionado del pozo es bueno, pudiendo reproducir el comportamiento de la producción acumulada y la P_{wf} . Los resultados del ajuste indican una permeabilidad efectiva de 5.31 md, un kh de 1,830 md-ft, el pozo no presenta daño de formación y el volumen original calculado es de 184 MMb (representativo del Bloque I del campo).

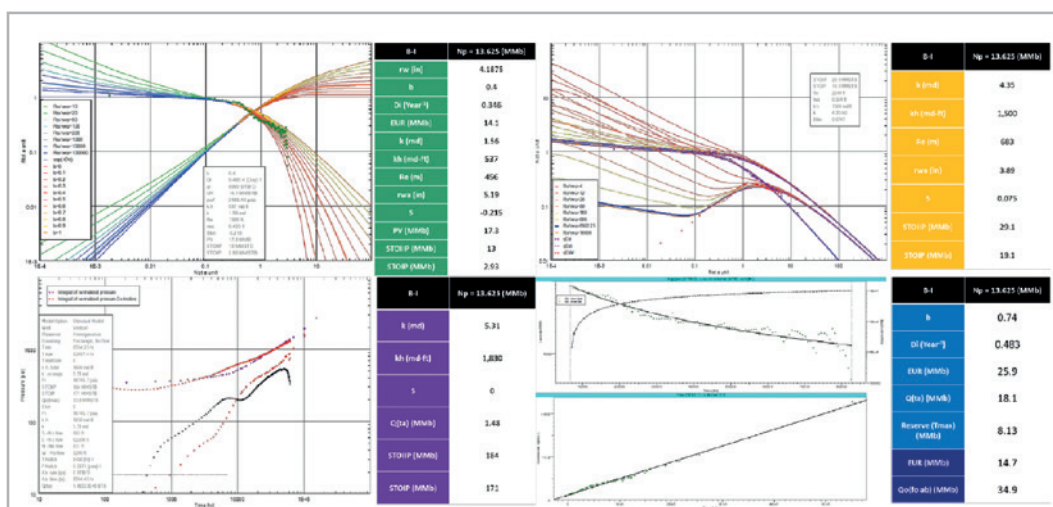


Figura 29 - RTA del pozo "F", Bloque I.

El pozo "N" se encuentra en el Bloque II en la parte superior del Cretácico. La trayectoria del pozo se perforó en paralelo a un paso de falla (+/- 130 m) en la parte norte del yacimiento. El pozo "N" muestra una declinación exponencial ($b = 0$) de 0.197 año^{-1} , un EUR de 10.8 MMb, un radio de drene que varía de 989 a 1,020 m, una permeabilidad efectiva que varía de 4.8 md a 5.9 md, el factor de daño es cero y las reservas remanentes se

estiman en 8.09 MMb, **Figura 30**. La comparación histórica del período de declinación seleccionado del pozo es suficiente para ajustar la producción acumulada y la P_{wf} . Los resultados indican una permeabilidad efectiva de 5.89 md, una kh de 1,350 md-ft, el pozo prácticamente no presenta ningún daño de formación y el volumen original es de 44.3 MMb (representativo del Bloque II del campo).

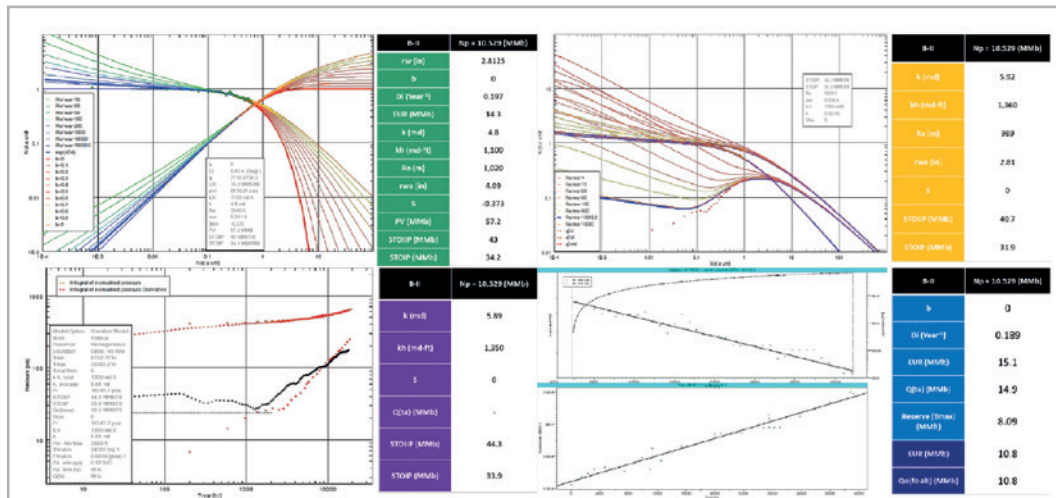


Figura 30 - RTA del pozo "N", Bloque II.

El pozo "C" se perforó en la parte norte del campo, en la cresta del anticlinal; la trayectoria del pozo cruza una falla con buzamiento hacia el suroeste. El pozo se terminó en agujero descubierto en la formación KI y actualmente está produciendo en la Brecha (KS). El pozo "C" muestra una declinación hiperbólica ($b = 0.1$) de 0.176 año^{-1} , un EUR de 13.1 MMb, un radio de drene que varía de 1,990 a 2,054 m, una permeabilidad efectiva que varía de 9.2 a 22

md, el factor de daño es -0.29 y las reservas remanentes se estiman en 4.08 MMb, **Figura 31**. El ajuste histórico del período de declinación seleccionado del pozo es suficiente para reproducir la producción acumulada y la P_{wf} . Los resultados del ajuste indican una permeabilidad efectiva de 9.2 md, una kh de 906 md-ft, el factor de daño es de -5.36 y el volumen original es de 134 MMb (representativo del Bloque III o Brecha del campo).

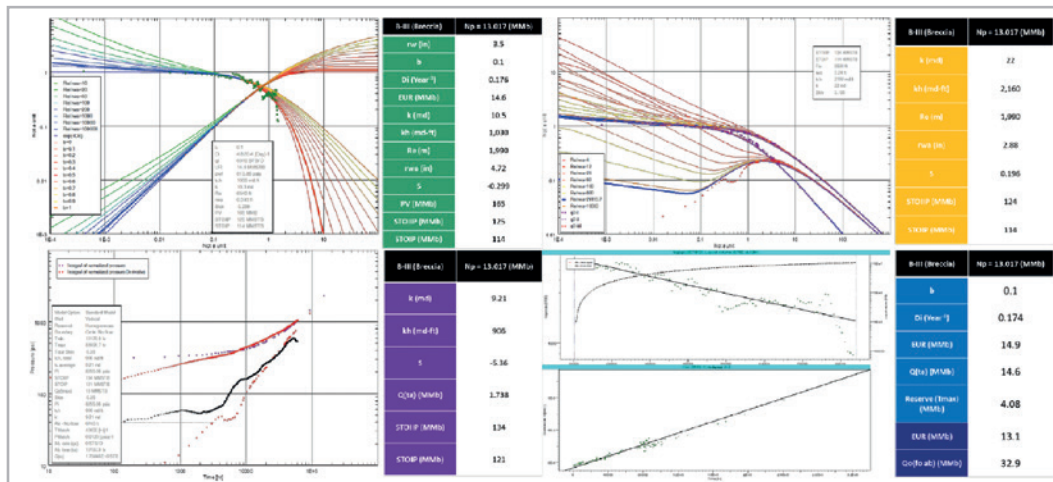


Figura 31 - RTA del pozo "C", Bloque III (Brecha).

El pozo "B" corta la falla principal del campo, causando la repetición de la columna. Debido a una reparación, el pozo quedó productor en la sección de agujero descubierto desde el primer KI. El intervalo productor está a +/- 175 m de un paso de falla. El pozo "B" muestra una declinación hiperbólica ($b = 0.6$) de 0.141 año^{-1} , un EUR de 6.92 MMb, un radio de drenaje de 339 m, una permeabilidad efectiva menor a 1 md, el factor de daño calculado es -0.6 y las

reservas remanentes se estiman en 3.54 MMb, **Figura 32**. El ajuste histórico del período de declinación seleccionado del pozo es bueno y reproduce la producción acumulada y la P_{wf} . Los resultados indican una permeabilidad efectiva de 0.5 md, una kh de 20.7 md-ft, el factor de daño es -6.73 y el volumen original es 69.3 MMb (representativo del Bloque IV del campo).

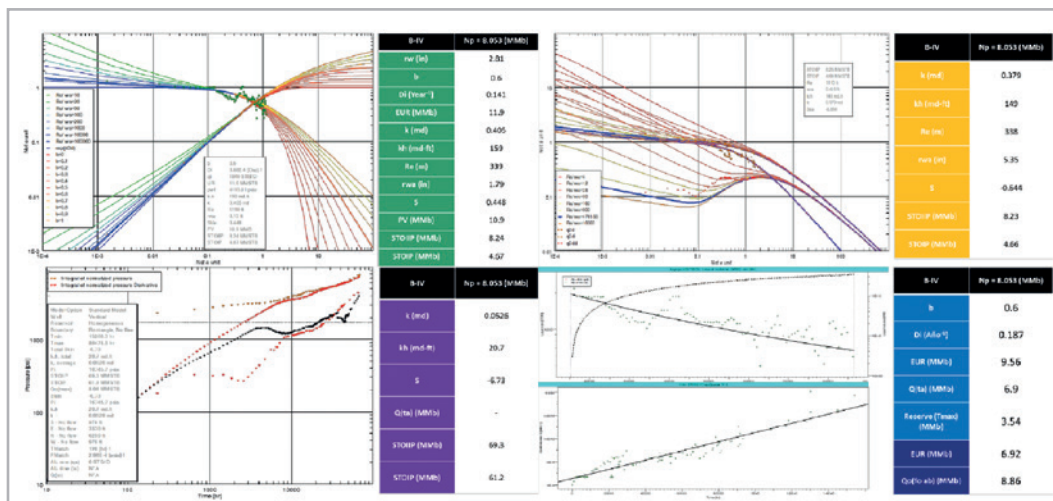


Figura 32 - RTA del pozo "B", Bloque IV.

Además, se analizó todo el campo teniendo en cuenta la historia de producción completa (excepto la producción de la Brecha o Bloque III) y la generación de la P_{wf} como una tendencia correlacionada con la producción acumulada total como si fuera un super pozo o un pseudo-pozo para intentar reproducir el comportamiento histórico del campo. Los resultados muestran una declinación hiperbólica ($b = 0.3$) de 0.302 año^{-1} , un EUR de 224.9 MMb, un radio de drene promedio de 2,270 m, la permeabilidad efectiva varía de 38 a 77,9 md, el factor de daño es de 7.8 y las

reservas remanentes se estiman en 29 MMb, **Figura 33**. El ajuste histórico del período de declinación seleccionado del campo es bastante bueno y tanto la producción acumulada, como la P_{wf} se reproducen con éxito, destacando que el yacimiento ha alcanzado el estado pseudoestacionario y, en consecuencia, el estado estacionario debido al acuífero. Los resultados indican una permeabilidad efectiva promedio de 77.9 md, un kh de 30,700 md-ft, el factor de daño es 7.81 y el volumen original calculado es de 417 MMb, **Figura 34**.

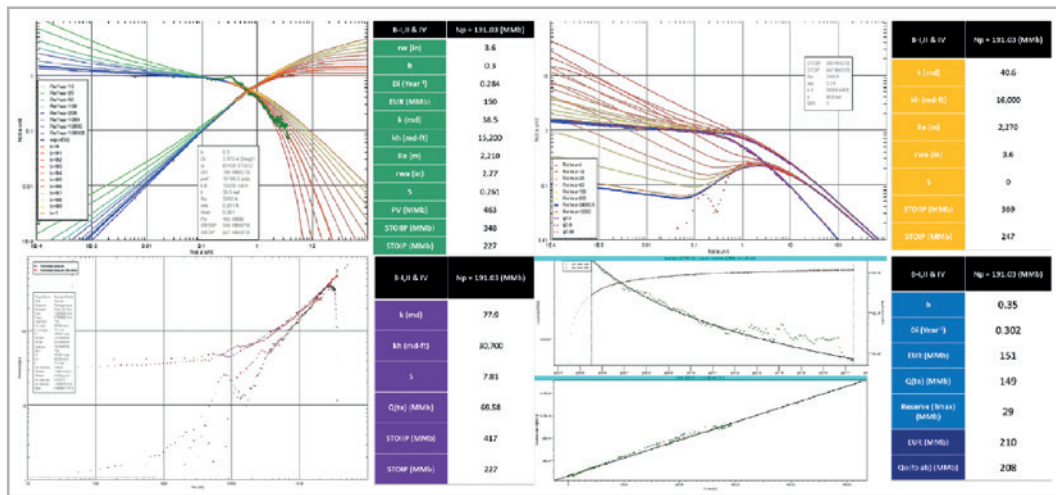


Figura 33 - RTA de todo el campo, (súper pozo).

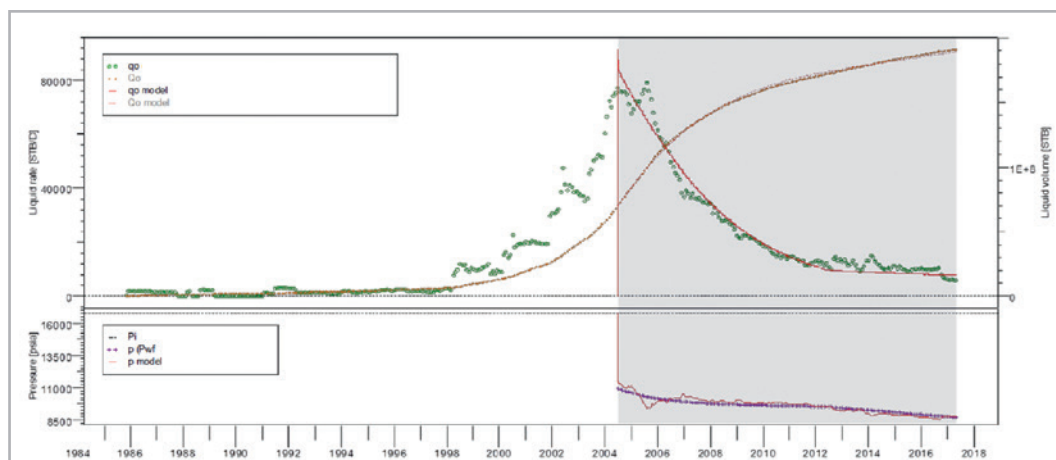


Figura 34 - Ajuste histórico del campo, (Bloques I, II y IV).

Como resultado del análisis realizado, se identificaron áreas de bancos de aceite no drenadas. Las reservas remanentes calculadas ascienden a 29 MMB en el campo a nivel Mesozoico (considerando la Brecha). Los resultados de todos los pozos analizados se muestran en las **Tablas 2, 3, 4 y 5**.

Campo			Fetkovich											
Pozo	Bloque	Np (MMSTB)	r_w (in)	b	D_i (Year ⁻¹)	EUR (MMSTB)	k (md)	kh (md-ft)	R_e (m)	r_{wa} (in)	S	PV (MMSTB)	STOIIP (MMSTB)	STOIP (MMSTB)
A	IV	0.524	3.5	0.6	5.58	0.336	1.51	173	98.9	0.984	1.27	0.406	0.303	0.0176
B	IV	8.053	2.81	0.6	0.141	11.9	0.405	159	339	1.79	0.448	10.9	8.24	4.67
C	III	13.017	3.5	0.1	0.176	14.6	10.5	1,030	1,990	4.72	-0.299	165	125	114
D	III	1.366	2.5	0	0.291	1.67	3.42	337	1,370	19	-2.03	77.8	55.2	54.1
E	III	1.226	2.5	0.8	5.15	1.3	5.8	571	378	30	-2.03	10.1	7.14	6.63
F	I	13.625	4.1875	0.4	0.346	14.1	1.56	537	456	5.19	-0.215	17.3	13	2.93
G	II	3.397	2.8125	0	1.67	1.7	3.81	624	389	0.943	1.09	5.99	4.28	2.66
H	II	6.91	4.25	0	0.47	5.54	5.95	878	798	4.62	-0.0834	22.7	28.2	22
I	I	10	3.5	0.3	0.921	2.23	3.72	610	410	2.15	0.485	6.63	4.99	3.24
J	I-II	12.283	2.5	0	0.169	9.44	3.52	866	952	3.77	-0.411	53.7	40.4	37.4
K	I-II	12.283	2.5	0.4	0.91	4.59	5.51	1,360	514	2.04	0.205	15.7	11.8	8.24
L	II	4.231	4.25	0.2	0.833	3.31	2.72	938	414	3.15	0.299	14.2	10.6	7.05
M	I	11.322	2.8125	0.5	0.262	21.5	3.86	1,140	775	1.96	0.361	42.7	32.1	21.9
N	II	10.529	2.8125	0	0.197	14.3	4.8	1,100	1,020	4.09	-0.373	57.2	43	34.2
O	II	10.529	2.8125	0.4	1.1	1.77	1.99	458	278	1.12	0.924	4.27	3.21	1.43
P	II	11.266	2.8125	0	0.59	7.08	4.58	1,800	557	2.23	0.233	29.5	22.3	13.9
Total Field	I, II & IV	191.03	3.6	0.3	0.284	150	38.5	15,200	2,210	2.77	0.261	463	348	227

Tabla 2 - Resultados del método de Fetkovich.

Campo			Palacio-Blasingame						
Pozo	Bloque	Np (MMSTB)	k (md)	kh (md-ft)	R _e (m)	r _{wa} (in)	S	STOIIP (MMSTB)	STOIP (MMSTB)
A	IV	0.524	2.7	310	205	3.53	-0.009	1.3	1.01
B	IV	8.053	0.379	149	338	5.35	-0.644	8.23	4.66
C	III	13.017	22	2,160	1,990	2.88	0.196	124	114
D	III	1.366	0.648	63.8	603	2.5	0	10.7	9.61
E	III	1.226	34.5	3,390	706	2.5	0	24.9	24.4
F	I	13.625	4.35	1,500	683	3.89	0.075	29.1	19.1
G	II	3.397	5.06	830	481	6.77	-0.878	6.53	4.91
H	II	6.91	7.45	1,100	759	7.04	-0.504	15.3	9.11
I	I	10	3.91	641	391	3.47	0.009	4.55	2.81
J	I-II	12.283	3.15	776	874	3.95	-0.458	34.1	31.1
K	I-II	12.283	5.45	1,340	577	2.26	0.103	14.8	11.3
L	II	4.231	3.91	1,350	446	3.98	0.065	12.3	8.77
M	I	11.322	5.09	1,500	755	2.81	0	30.5	20.3
N	II	10.529	5.92	1,360	989	2.81	0	40.7	31.9
O	II	10.529	1.42	327	324	2.38	0.168	4.37	2.6
P	II	11.266	5.22	2,060	544	2.66	0.056	21.2	12.9
Total Field	I, II & IV	191.03	40.6	16,000	2,270	3.6	0	369	247

Tabla 3 - Resultados del método de Palacio-Blasingame.

Campo			Arps					Modified Arps (Water Production)		
Pozo	Bloque	Np (MMSTB)	b	Di (Year ⁻¹)	EUR (MMSTB)	Q(ta) (MMSTB)	Reserve (Tmax) (MMSTB)	EUR (MMSTB)	Qo (fo ab.) (MMSTB)	Qo (fo ab.) (MMSTB)
A	IV	0.524	0.6	3.57	0.414	0.289	0.018	0.179	0.18	-
B	IV	8.053	0.6	0.187	9.56	6.9	3.54	6.92	5.8	8.86
C	III	13.017	0.1	0.174	14.9	14.6	4.08	13.1	13.1	32.9
D	III	1.366	0	0.263	1.95	1.83	0.682	1.38	1.32	2.23
E	III	1.226	1	4.66	11.6	0.932	0.414	0.722	0.699	2.1
F	I	13.625	0.74	0.483	25.9	18.1	8.13	14.7	13.4	34.9
G	II	3.397	0	1.61	1.71	1.69	0.0694	1.68	1.6	1.69
H	II	6.91	0	0.405	5.32	5.26	1.45	4.24	4.17	5.41
I	I	10	0.3	1.24	2.03	1.9	0.09	2.05	1.8	2.68
J	I-II	12.283	0.2	0.276	7.78	4.82	5.1	4.55	4.14	8.86
K	I-II	12.283	0.45	0.967	4.7	4.29	0.835	3.71	3.48	3.41
L	II	4.231	0.23	0.996	3.5	3.38	0.049	3.59	3.56	3.63
M	I	11.322	0.5	0.374	16.9	15.2	6.13	9.29	9.21	11.3
N	II	10.529	0	0.189	15.1	14.9	8.09	10.8	10.8	673
O	II	10.529	0.4	0.637	2.14	1.85	0.1	3.19	2.17	1.69
P	II	11.266	0	0.681	6.72	6.68	0.817	6.55	6.25	10.7
Total Field	I, II & IV	191.03	0.35	0.302	151	149	29	210	208	207

Tabla 4 - Resultados del método clásico y modificado de Arps.

Campo			Crafton						History Match					
Pozo	Bloque	Np (MMSTB)	k (md)	kh (md-ft)	S	Q(ta) (MMSTB)	STOIIP (MMSTB)	STOIP (MMSTB)	k (md)	kh (md-ft)	R _e (m)	S	STOIIP (MMSTB)	STOIP (MMSTB)
A	IV	0.524	0.0001	0.0128	-10.7	0.183	1.89	1.43	0.0001	0.0128	-	-10.7	-	-
B	IV	8.053	0.0526	20.7	-6.73	-	69.3	61.2	0.0526	20.7	-	-6.73	69.3	61.2
C	III	13.017	9.21	906	-5.36	1.738	134	121	9.21	906	2,054	-5.36	134	121
D	III	1.366	0.683	67.2	-2.36	-	39.3	38	0.683	67.2	-	-2.36	39.3	38
E	III	1.226	45.2	4,450	6.37	-	24.6	23.4	45.2	4,450	699	6.37	24.6	23.4
F	I	13.625	5.31	1,830	0	1.48	184	171	5.31	1,830	-	0	184	171
G	II	3.397	1.43	235	-5.9	-	6.19	2.84	1.43	235	468	-5.9	6.19	2.84
H	II	6.91	4.5	1,110	-0.249	-	14.7	7.77	4.5	1,110	574.5	-0.249	14.7	7.77
I	I	10	4	657	0.14	9.84	12.4	2.48	3.99	654	-	0.14	12.4	2.48
J	I-II	12.283	3.46	851	0	-	33.6	21.4	3.46	851	739	0	33.6	21.4
K	I-II	12.283	5.15	1,270	0	-	15.1	2.86	5.15	1,270	568.7	0	15.1	2.86
L	II	4.231	4.19	1,450	0.119	-	11.7	7.51	4.19	1,450	423	0.119	11.7	7.51
M	I	11.322	4.79	1,420	0.0625	-	31.9	20.5	4.79	1,420	759	0.0625	31.9	20.5
N	II	10.529	5.89	1,350	0	-	44.3	33.9	5.89	1,350	1,013	0	44.3	33.9
O	II	10.529	1.76	405	0.105	-	13.5	3.01	1.76	405	-	0.105	13.5	3.01
P	II	11.266	5.27	2,070	0.091	-	23.5	12.3	5.27	2,070	536.6	0.091	23.5	12.3
Total Field	I, II & IV	191.03	77.9	30,700	7.81	69.588	417	227	77.9	30,700	2,208.7	7.81	417	227

Tabla 5 - Resultados del método de Crafton y el ajuste histórico del campo.

Al contar con este tipo de análisis (RTA), fue posible discretizar el volumen original para cada bloque. El volumen original de hidrocarburos calculado por RTA para todo el campo es de 417 MMb y la suma de todos los bloques es de 431.6 MMb, ambos sin considerar el volumen de la Brecha (B-II) que es aproximadamente 134 MMb.

La zona de mayor productividad del campo, es decir, la zona donde se ha producido la mayor cantidad de barriles se encuentra justo en el centro del campo. Debido a la naturaleza del yacimiento, esta área ha sufrido un intenso fracturamiento debido a esfuerzos regionales, tectonismo e intrusiones de sal. Por lo tanto, los radios de drenaje en este

tipo de YNF no respetan las geometrías bien definidas, sin embargo, de acuerdo con la Red de Fracturas Discretas (DFN) y el *Ant-Tracking* realizado anteriormente (donde se identifican dos grupos de fracturas principales en el

campo, uno con 15° de azimut y el otro con 95° de azimut), se supone que las áreas de drene son elípticas con relación a la orientación de las fracturas, como se muestra en la **Figura 35**.

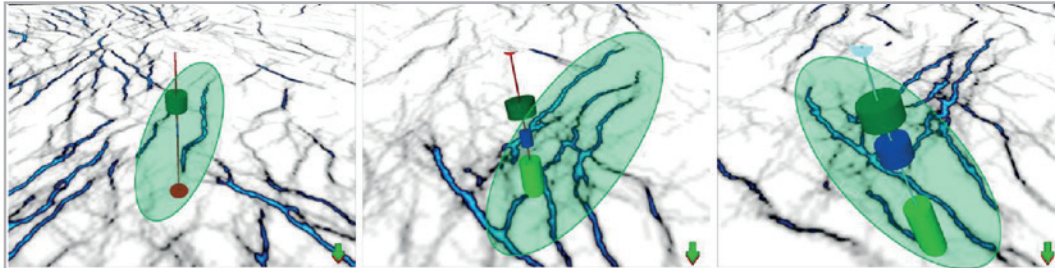


Figura 35 - *Ant-Tracking* y radios de drene.

Análisis de conectividad de yacimientos (compartimentalización) y monitoreo de los múltiples contactos agua-aceite

Se revisaron más de 190 puntos de presión que conforman la historia de presión del campo, se corrigieron y validaron y posteriormente, se construyó una tendencia correlacionada con la producción acumulada del campo para darle un sentido del vaciamiento del yacimiento. Por otro lado,

cuando este estudio comenzó, faltaba información sobre la verdadera presión original del yacimiento, por lo que se realizó una investigación con los datos históricos para averiguar la magnitud de la presión original del campo que resultó en 1,170 kg/cm². También es importante mencionar que la presión del yacimiento se ramificó en tres tendencias de presión diferentes a partir del año 2004, las cuales ayudaron a definir los bloques del yacimiento debido a las variaciones de transmisibilidad y difusividad, pero aun así conectadas hidráulicamente entre sí, **Figura 36**.

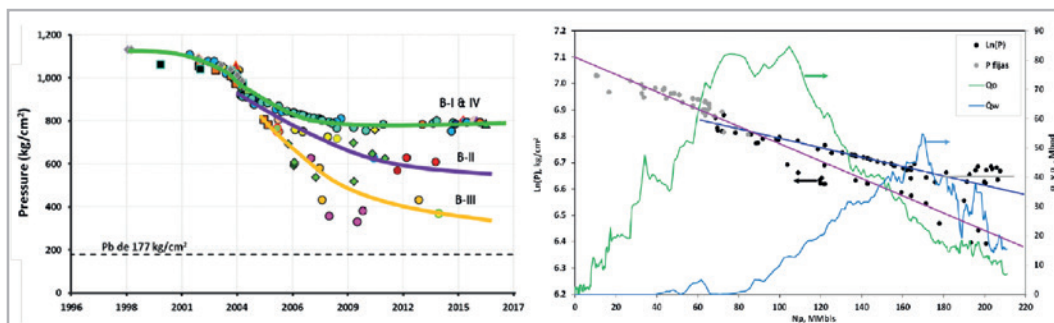


Figura 36 - Tendencias de presión estática, (Bloques).

A pesar de la complejidad del campo, el gráfico de producción de aceite (Q_o) en función de la producción acumulada normalizada de aceite (N_p) permitió la identificación de grupos de pozos con un comportamiento de producción similar, que se puede ver en la **Figura 37**. Los grupos identificados se denotaron como $(Q_o-N_p)_1$, $(Q_o-N_p)_2$, $(Q_o-N_p)_3$ y $(Q_o-N_p)_4$, que representan condiciones

de producción identificadas como baja, moderada, alta y muy alta, respectivamente. Hay algunos pozos que durante su vida productiva pertenecían a dos o más grupos, pero en términos generales, definen claramente un sólo grupo, lo que permite una primera clasificación que debe correlacionarse y detallarse con el comportamiento de presión de los pozos y la estructura geológica.

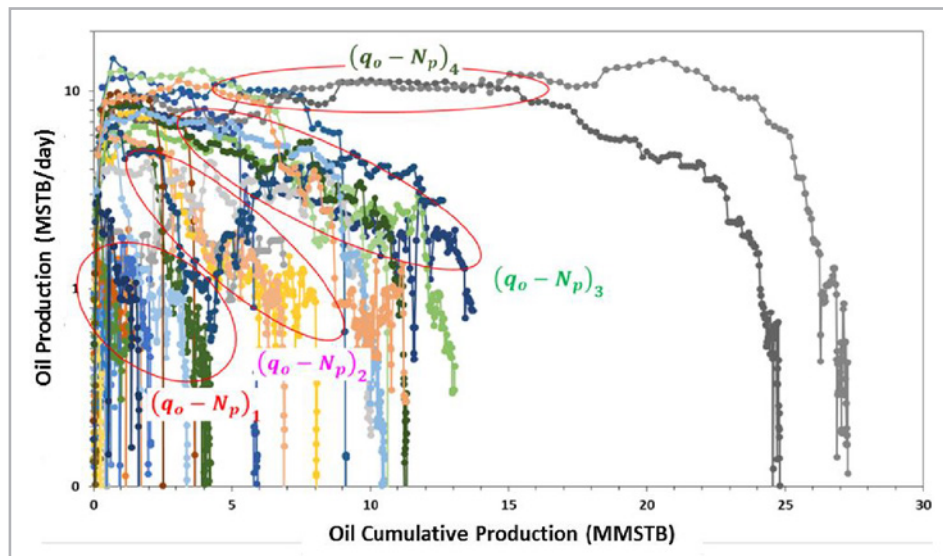


Figura 37 - Grupos de pozos en función de su comportamiento de producción.

Al comparar los análisis Stiff del agua producida en el campo, se establece una huella característica por bloque; hacia los bloques II y IV es evidente la degradación de los componentes minerales, especialmente la pérdida de cationes de sodio, calcio y magnesio. Lo anterior se atribuye a la mineralogía de la roca y la difusividad del sistema en cada bloque. Además, hay dos tendencias principales observadas con respecto al comportamiento de salinidad del campo; la primera tendencia varía de 300,000 a 335,000 ppm y la segunda tendencia varía de

135,000 a 160,000 ppm **Figura 38**. Es importante destacar que todos los pozos exhibieron el mismo comportamiento de salinidad hasta 2005, cuando varios de ellos comenzaron a mostrar salinidades más bajas (hasta 100,000 ppm); esto coincide con la repentina irrupción del agua producida en el campo. De acuerdo con el comportamiento del corte de agua y la salinidad de los pozos, algunas tendencias indican interferencia entre los pozos respecto a la comunicación hidráulica, **Figura 39**.

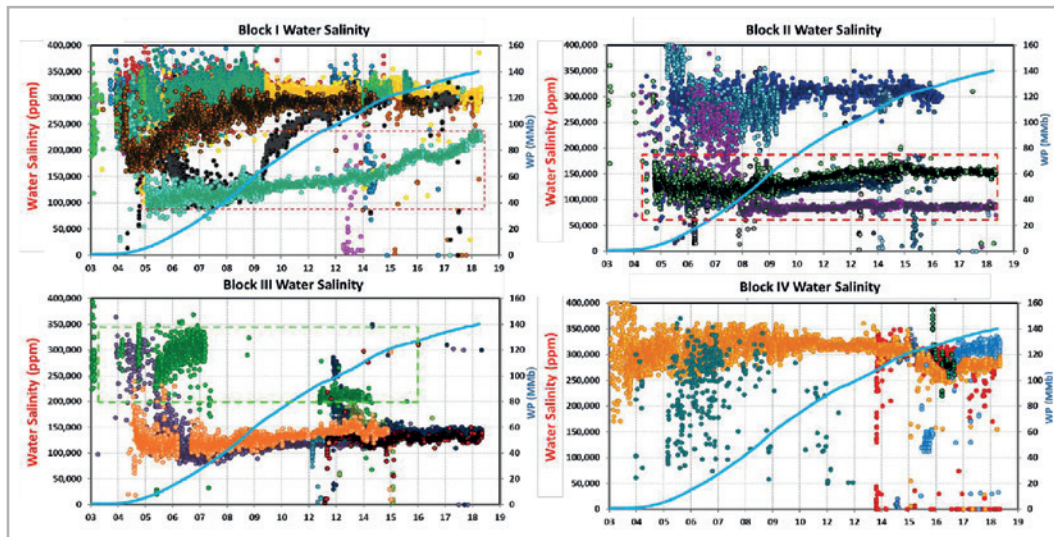


Figura 38 - Comportamiento de salinidad del campo, (por bloque).

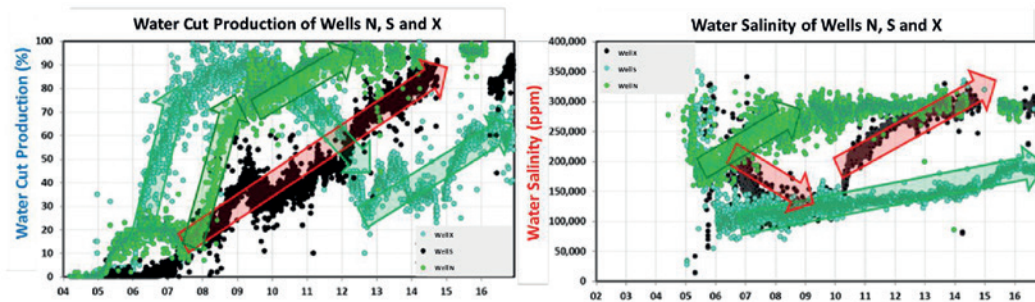


Figura 39 - Corte de agua y comportamiento de salinidad de algunos pozos con comunicación hidráulica directa.

Al graficar la capacidad de flujo de la formación (kh) obtenida del análisis de pruebas de presión, se observan diferentes tendencias para cada bloque; sin embargo, todos están interrelacionados en un rango de 1,000 a 10,000 md-ft. El bloque que muestra una mayor capacidad de flujo es el Bloque I y el pozo con la mayor capacidad de flujo en el campo registró 501,000 md-ft. El Bloque III (Brecha) es un

compartimento volumétrico que debe considerarse por separado. Sin embargo, el grado de comunicación asociado con el fracturamiento intenso permite la comunicación directa entre formaciones; es por eso por lo que ciertos pozos que producen en la zona de la Brecha registraron presiones representativas de otros bloques debido a la comunicación vertical, **Figura 40**.

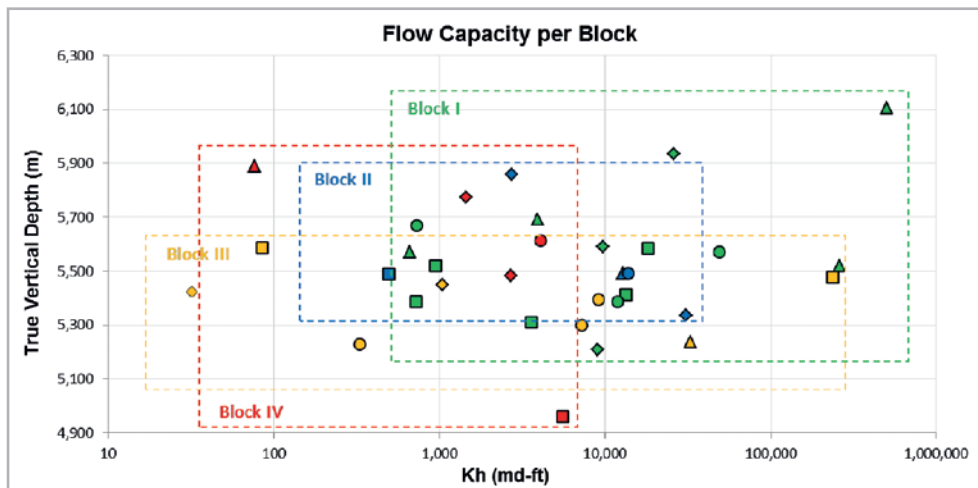


Figura 40 - Capacidad de flujo por Bloque.

Las pruebas de interferencia son una de las herramientas más importantes para la caracterización dinámica del yacimiento cuando se detecta una comunicación entre pozos. Uno de los productos trascendentales del análisis de interferencia es la obtención de un valor representativo de la compresibilidad total del sistema (C_t) en el yacimiento, unidad de flujo o compartimento, según sea el caso. Este valor de C_t es el más representativo que se puede obtener en ese momento, ya que las pruebas de interferencia cubren la extensión completa del yacimiento o zona en comunicación; a diferencia de los datos obtenidos por correlaciones o por análisis destructivos de algunos núcleos que representan un pequeño punto en el yacimiento (menos del 1%) y, por lo general, no son tan representativos porque básicamente se recuperan en áreas donde la roca está suficientemente consolidada o es lo suficientemente compacta para poder extraer la muestra y, en carbonatos, las áreas fracturadas muestran las mejores permeabilidades y actúan como las áreas con mayor potencial de producción de fluidos; sin embargo, esas zonas representan un desafío debido al intenso fracturamiento, por lo tanto, la recuperación de los núcleos es difícil y los valores de compresibilidad de la formación cuando se considera la presencia de fracturas varían radicalmente. Por lo tanto, el valor más representativo de la compresibilidad total del sistema se obtiene a través de pruebas de interferencia, especialmente para YNF. Otros datos valiosos obtenidos a través de los análisis de interferencia son las permeabilidades y las capacidades de flujo entre los pozos, la magnitud de la presión de los disturbios y la dirección preferencial de flujo en el yacimiento.

Durante las pruebas de interferencia, el pozo "Y" sirvió como observador, mientras que otros siete pozos estaban

produciendo en la parte central y norte del yacimiento. Las distancias más grandes entre el pozo observador y los pozos pulsantes fueron hacia los pozos "O" (2,370 m), "P" (2,550 m) y "A" (2,770 m). La distancia más corta entre el pozo observador y los pozos pulsantes se presenta hacia el pozo "J" (770 m).

El análisis de interferencia entre los pozos "Y" y "O" arrojó los siguientes resultados: presión inicial de 912 kg/cm², una capacidad de flujo de 300,000 md-ft, una permeabilidad efectiva del aceite de 203 md, el producto de ΦC_t es 3.45374E-8 psi⁻¹ y una C_t de 8.63436E-7 psi⁻¹. Obviamente, el cambio en la tendencia de la P_{wf} del pozo observador cuando el pozo pulsante se cierra muestra la comunicación entre ambos pozos. La magnitud registrada de la interferencia es 3.9 psi. Claramente, se pueden identificar dos pendientes en el comportamiento de P_{wf} , una de 0.08 psi/h antes de cerrar el pozo pulsante y otra de 0.112 psi/h después de la interferencia. Finalmente, es importante resaltar el tiempo que el observador tardó en registrar la respuesta del pulso (Δt) que fue de 45 horas. Además, el análisis de interferencia entre los pozos "Y" y "F" (la distancia entre los pozos es de 1,450 m) arrojó los siguientes resultados: presión inicial de 863 kg/cm², una capacidad de flujo de 294,000 md-ft, una permeabilidad efectiva del aceite de 199 md, el producto ΦC_t es 1.13408E-8 psi⁻¹ y una C_t de 2.8352E-7 psi⁻¹. Durante la prueba de interferencia, se detecta un cambio en la tendencia de la P_{wf} del pozo del observador en respuesta a dos pozos pulsantes "A" y "F". La magnitud registrada de la interferencia con el pozo "F" es de 0.7 psi. La pendiente mostrada es prácticamente la misma antes (0.095 psi/h) y después (0.096 psi/h) de la interferencia con los dos pozos. El tiempo requerido por el pozo observador para registrar la respuesta del pozo "F" (Δt) fue de 47.4 horas, **Figura 41**.

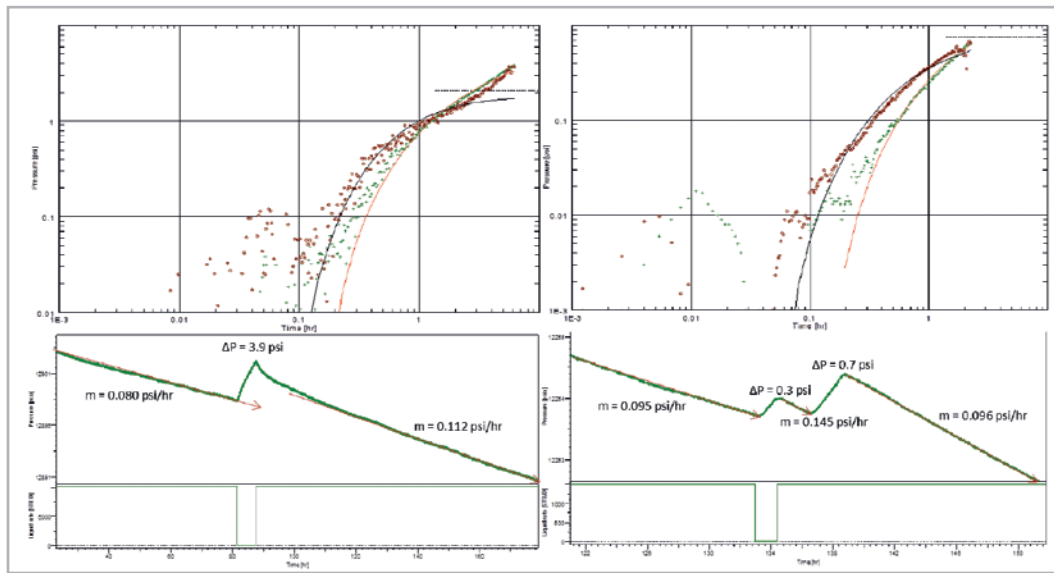


Figura 41 - Pruebas de interferencia.

En el curso de una prueba de interferencia, las distancias entre los pozos a nivel medio de los intervalos productores con respecto al plano de referencia del yacimiento, los tiempos en que se generaron los impulsos o las perturbaciones de presión y la permeabilidad entre los pozos debe ser considerada. Con la información anterior es posible obtener la dirección de flujo preferencial y la influencia del nivel de comunicación en cada área del yacimiento. Este es el resultado de la vectorización de los datos involucrados. Aunque físicamente la permeabilidad es definida como un tensor, para fines prácticos debe tratarse como un vector para obtener la información deseada. Con la información existente, se determinó que la dirección de flujo preferencial en el campo en el momento de evaluar la interferencia tenía una orientación Noroeste-Sureste.

Se procedió a analizar la información obtenida de las pruebas de interferencia para obtener la orientación de la red de fracturas presente mediante el método de Cherifi et al. (2002), que consiste en el cálculo de los valores de la presión adimensional (P_D) y de la relación

($P_D/(t_D/r_D^2)$) mediante correlaciones a través de curvas tipo para estimar el valor del ángulo de orientación de las fracturas. Esta metodología se puede aplicar siempre y cuando haya pruebas de presión que muestren fracturas de flujo uniforme, conductividad infinita y conductividad finita. Para cada uno de estos modelos hay diferentes correlaciones; para este caso en particular, debido a que los pozos involucrados en las pruebas de interferencia no mostraron ninguna respuesta con los modelos mencionados anteriormente, se seleccionaron pozos cercanos que presentaron comportamientos similares, como los pozos "L" y "B", ambos con *fall-offs*.

La importancia de esta selección es que las correlaciones a aplicar requieren datos de entrada que sólo se pueden obtener de dichos modelos, como la longitud promedio de la fractura (X_f), la conductividad de la fractura (F_c) y la transmisibilidad. Los resultados indican que la orientación de la mayoría de las fracturas está en un rango de 70 a 90°; estos resultados son bastante consistentes con los registros de imágenes de los pozos y DFN, **Figura 42**.

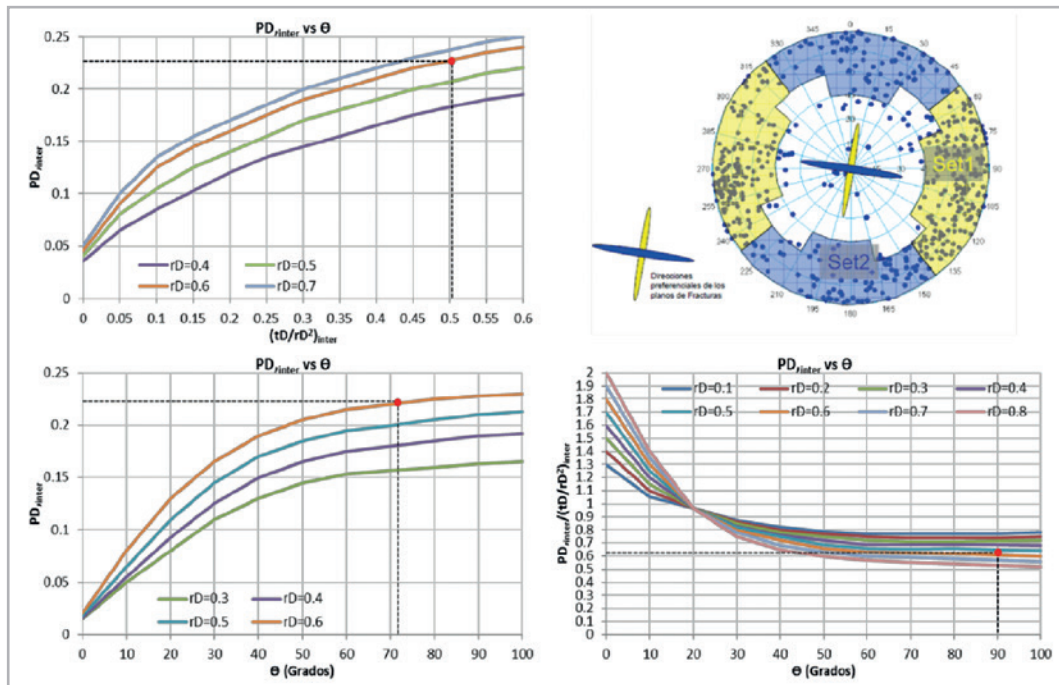


Figura 42 - Orientación de fracturas mediante correlaciones obtenidas de pruebas de presión.

Existen diferentes métodos para identificar el contacto de fluidos en un yacimiento, lo cuales se mencionan a continuación:

- Registros geofísicos (para identificar contactos originales).
- Registros de saturación.
- Registros de producción (PLT) y perfil de gradientes de presión.
- Análisis de presión capilar en núcleos.
- Análisis de producción (F_w , salinidad, variaciones del comportamiento de gravedad API, producción de aceite, producción de agua, producción de gas, RGA, WOR).

- Distribución lineal del corte de agua.
- Balance de materia.
- Análisis de pruebas de presión.

Procedimos a analizar los registros geofísicos de los pozos más profundos del campo (que se muestran en la correlación estructural) para identificar un Contacto Agua-Aceite (CAA) original. El único pozo que presenta una clara evidencia de haber encontrado el CAA original es el pozo "Y" (Jurásico superior Kimmeridgiano), que alcanzó la profundidad de 6,682 m en TVD. Se estima que el CAA original estaba a 6,678 m en TVD por la marca característica de resistividad y registros de rayos gamma, **Figura 43**.

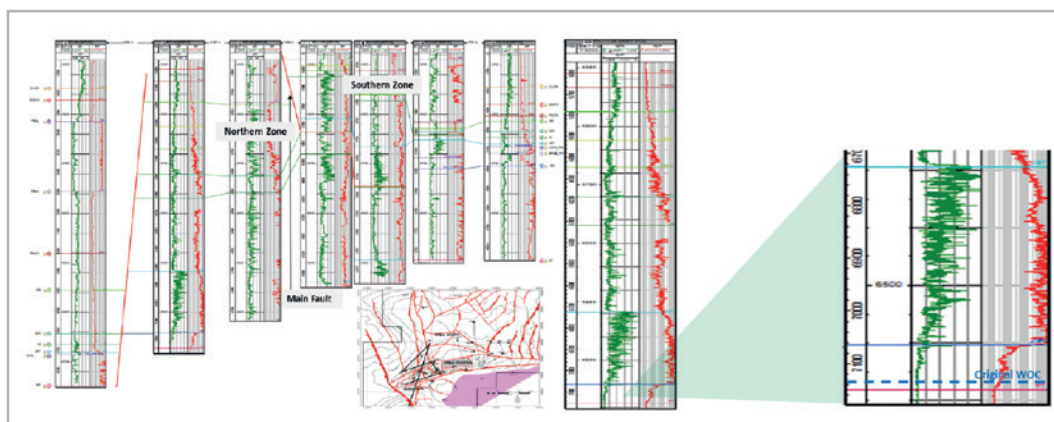


Figura 43 - Determinación del CAA original a través de registros geofísicos.

El núcleo tomado a 5,961-5,970 m corresponde a la formación del Jurásico Superior Kimmeridgiano. La roca presenta una mojabilidad preferente al agua debido a la mayor permeabilidad relativa del aceite y la alta saturación de agua en la matriz (93.5%) cuando k_{ro} es igual a k_{rw} . La saturación de agua irreducible es del 80% y la saturación del aceite residual es de sólo 1.8%. Al determinar las diferentes zonas del yacimiento a través del perfil de presión capilar,

fue posible definir que la profundidad del CAA original es de 6,327 m. Entonces, el nivel de agua libre está por debajo de esa profundidad. En resumen, 3,932 m corresponden a la zona de transición, la cual es grande y no es posible visualizar una zona de 100% aceite porque la matriz está saturada con más del 90% de agua y las fracturas almacenan todos los hidrocarburos, **Figura 44**.

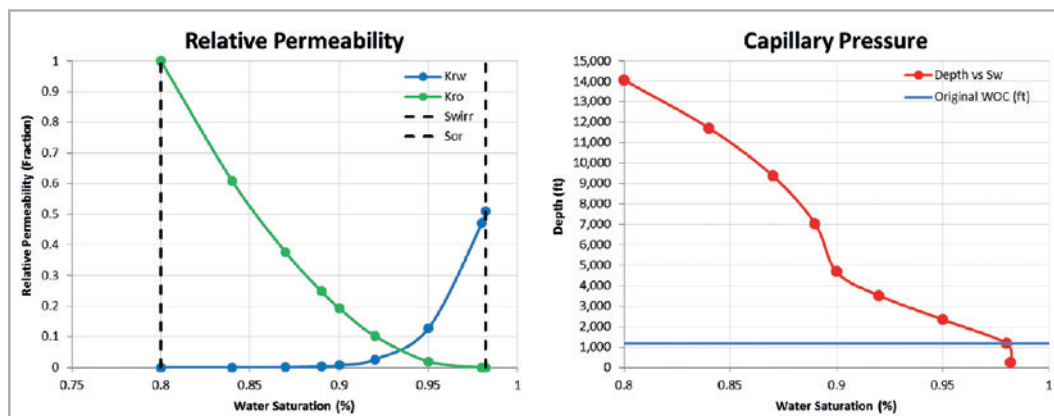


Figura 44 - Determinación del CAA original a través del análisis de presión capilar.

Otra forma de identificar los contactos de fluidos es por medio del análisis de pruebas de presión. En todo el campo, sólo hay una prueba de presión que podría detectar el comportamiento en estado estacionario asociado con la presencia de un acuífero. Fue una prueba de incremento de presión del pozo "F", donde la respuesta a la presión se modeló como un yacimiento homogéneo con un límite a

presión constante y un pozo con almacenamiento variable y daño por penetración parcial. La presión del yacimiento fue de 609 kg/cm², la capacidad de flujo fue de 13,700 md-ft, y la permeabilidad efectiva al aceite fue de 34.7 md, un factor de daño de 48.9 y un coeficiente de almacenamiento del pozo de 3.61E-04 bbl/psi, **Figura 45**.

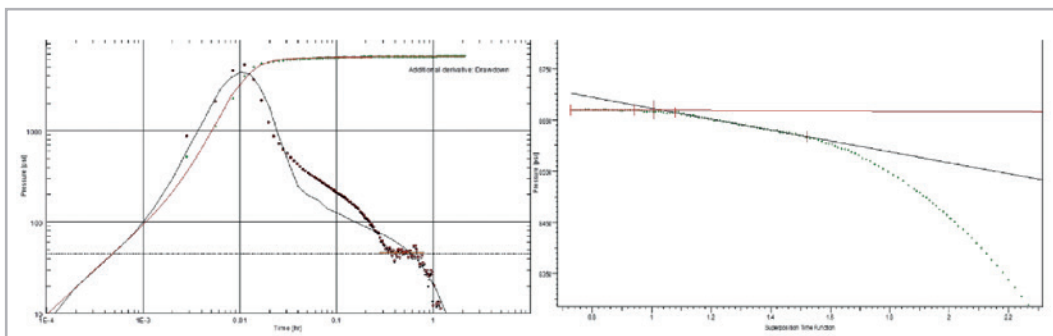


Figura 45 - Determinación del CAA original a través de pruebas de presión.

Al correlacionar con el registro PLT, se detectó la entrada de fluido a una profundidad de 5,821 m; desafortunadamente, la sonda PLT no pudo bajar más. Lo anterior proporciona una guía para pensar que el aporte de los fluidos podría haberse presentado a una mayor profundidad. La prueba de presión dio como resultado un radio de drene de 36 m para detectar un límite de presión constante. Con la información anterior, se infiere que el contacto verificado por el volumen poroso asociado al pozo es de 5,452 m en TVD. El CAA actual se estimó en 5,550 m en TVD.

Desde el año 2012 hasta el 2014, se llevó a cabo una campaña de toma de información con registros PLT en el campo, donde sólo 6 de los 34 registros de producción mostraron un posible CAA en modo estático, **Tabla 6**. La mayoría de las columnas de agua identificadas por el PLT con trazas de aceite (zonas de transición), se debe principalmente a la naturaleza del yacimiento, donde la saturación de la matriz de agua alcanza hasta el 95% (mala calidad de la roca de almacenamiento) y las fracturas son aquellas que almacenan los hidrocarburos. El CAA actual estimado por PLT en cada bloque es consistente con la información analizada.

Pozo	Bloque	CAA (m en TVD) mediante PLT en modo estático	Fecha
A	B-IV	5,572	23/12/2013
B	B-IV	5,518	12/04/2014
G	B-III	5,217	24/02/2012
W	B-I	5,587	17/03/2005
X	B-I	5,561	24/08/2013
C'	B-II	5,485	08/12/2013

Tabla 6 - Determinación del CAA mediante registros PLT.

La distribución lineal del corte de agua se realizó a partir de cada uno de los pozos que se han producido en cada bloque del campo para obtener un CAA estimado. Se adquirió una gran cantidad de datos que están influenciados por diversos factores, como la densidad de los fluidos, la salinidad del agua de formación, los efectos de conificación y canalización. Debido a lo anterior, la tendencia del avance del CAA se normalizó de acuerdo con la distribución lineal del corte de

agua con la Relación Agua-Aceite, (WOR) de la producción acumulada. El propósito de la estandarización con el WOR es identificar un CAA de acuerdo con los fluidos producidos en cada bloque, que a su vez resulta en diferentes avances de contacto cuyo progreso depende de las propiedades del sistema, como la difusividad, la transmisibilidad, el volumen de hidrocarburos y el vaciamiento del yacimiento.

La distribución lineal de F_w se realizó en cada uno de los pozos que produjeron en el Bloque I, lo que resultó en un CAA estimado de 5,499 m en TVD con un avance de 64 m/año. Además, la distribución lineal de F_w para el Bloque II resultó en un CAA a 5,363 m en TVD con un avance de 78 m/año, **Figura 46**.

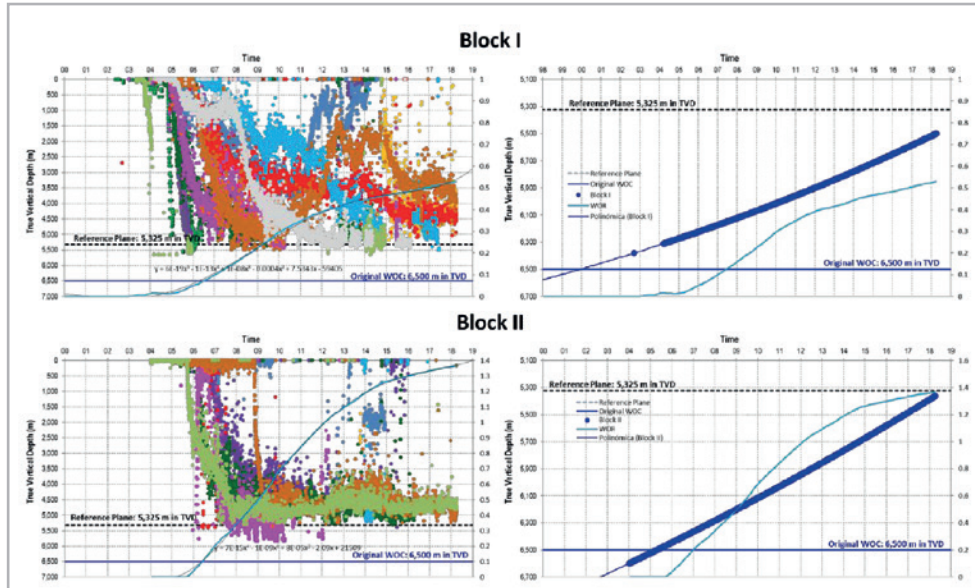


Figura 46 - Determinación del CAA mediante la distribución lineal del F_w (Bloques I y II).

El resultado de la distribución lineal del F_w para el Bloque III fue un CAA estimado a 5,275 m en TVD con un avance de 5 m/año. Mientras que los resultados para el Bloque IV indicaron un CAA estimado a 5,883 m en TVD con un avance de 42 m/año, **Figura 47**.

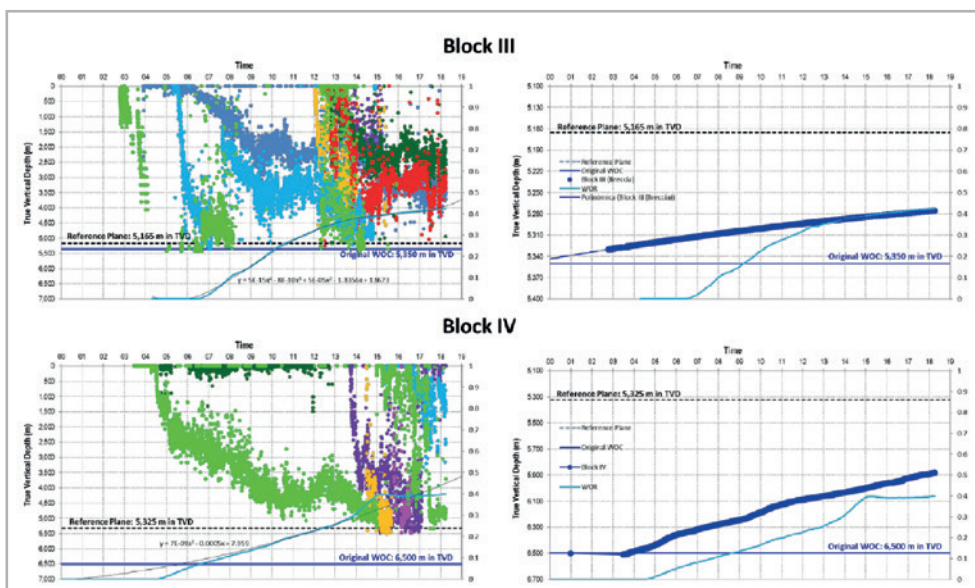


Figura 47 - Determinación del CAA mediante la distribución lineal del F_w (Bloques III y IV).

El CAA también se calculó por balance de materia, sin embargo, una desventaja de este método es que considera el sistema completo como un sólo tanque teniendo en cuenta que los bloques se comunican entre sí; sin embargo, presentan diferentes tendencias de presión debido a las diferencias de difusividad y transmisibilidad. Por esta razón, procedimos a calcular un CAA para los Bloques I, II y IV y otro para el Bloque III (Brecha). El CAA para los Bloques I, II y IV calculado a través del balance de materia está a una profundidad de 5,486 m en TVD, mientras que el Bloque III (Brecha) presenta un CAA a 5,264 m en TVD.

El método de balance de materia calcula un CAA basado en el volumen y las propiedades de la roca y los fluidos, por lo que se puede considerar que el CAA obtenido a través de este método representa un contacto a nivel de la matriz. Teniendo en cuenta que es un YNF tipo I (las fracturas almacenan y producen todos los hidrocarburos), es necesario considerar un CAA exclusivamente para el comportamiento dinámico de las fracturas. Este comportamiento se atribuye al hecho de que la producción con cortes de agua de cada pozo no corresponde estrictamente a un avance natural del CAA, sino que también está influenciada por los efectos de conificación y canalización de fracturas, según sea el caso. Por lo tanto, la distribución lineal del corte de agua se

puede considerar como un CAA debido al comportamiento de producción por las fracturas y el balance de materia representaría el CAA a nivel matricial.

Se realizó el análisis de la variación de la composición de los fluidos en función de la gravedad API, según lo propuesto por Paredes et al. (2017). Existen variaciones en la composición de los fluidos con respecto a la profundidad en el yacimiento. Esto explica por qué la gravedad API del aceite cambia durante la explotación, especialmente cuando existe la presencia de un acuífero y/o un casquete de gas que, debido a los procesos de drene e imbibición, generan tales desviaciones. Con esta metodología es posible estimar la profundidad del CAA actual y su progreso simplemente graficando los datos de corte de agua y la gravedad API por pozo con respecto a la profundidad, (al nivel medio de los disparos en TVD).

Para el Bloque I, el resultado fue un CAA a 5,570 m en TVD con un avance de 64.4 m/año, mientras que para el Bloque II los resultados indicaron un CAA a 5,475 m en TVD con un avance de 78.3 m/año, **Figura 48**. Mientras tanto, el CAA en el Bloque III se estimó en 5,270 m en TVD con un avance de 5.6 m/año. Finalmente, el CAA evaluado en el Bloque IV fue de 5,870 m en TVD con un avance de 46.1 m/año, **Figura 49**.

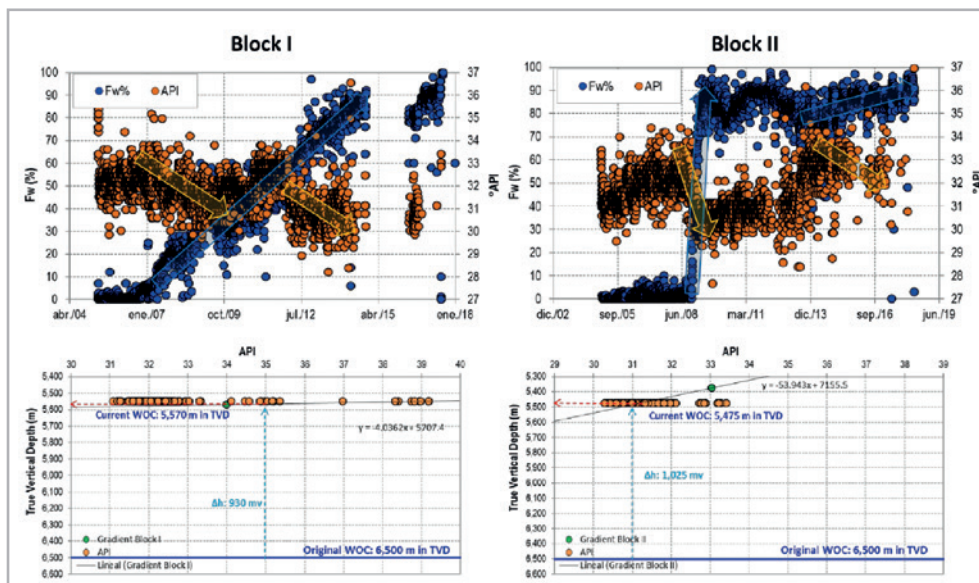


Figura 48 - Determinación del CAA mediante las variaciones de la gravedad API (Bloques I y II).

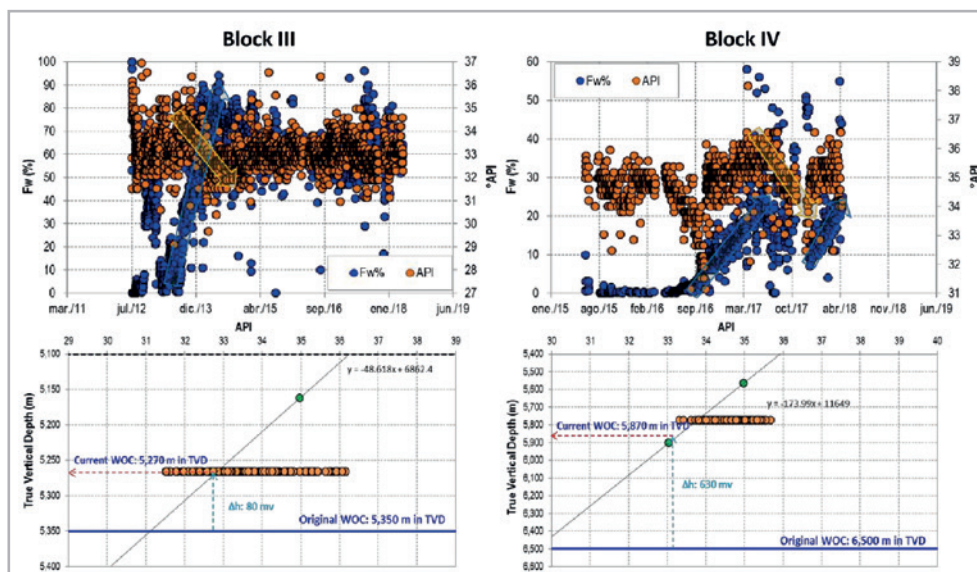


Figura 49 - Determinación del CAA mediante las variaciones de la gravedad API (Bloques III y IV).

Análisis de la Relación Agua-Aceite (WOR)

El estudio del comportamiento de la WOR del campo involucra varios análisis propuestos por diferentes autores para diagnosticar el problema de la producción de agua en cada uno de los pozos del campo y la estimación de las reservas restantes debido al aumento del flujo fraccional de agua.

El problema de producción de agua más común en los pozos es la canalización del medio fracturado cerca del pozo debido a los cambios en la producción, el flujo detrás de la tubería de revestimiento, la conificación por empuje del agua de fondo y el desplazamiento normal del acuífero con una alta WOR según las gráficas de diagnóstico propuestas por

Chan (1995) y Yortsos et al. (1997). Además, se agregaron varios gráficos al análisis que relacionan el comportamiento variable a lo largo del tiempo de la WOR y el flujo fraccional de agua de los modelos propuestos por Bondar et al. (2002) donde se incorporan las propiedades del yacimiento y los fluidos para ambas fases (aceite y agua) considerando el estado pseudo-estacionario y el estado estacionario para la estimación del volumen original y el EUR a las condiciones actuales de producción del campo.

Teniendo en cuenta el análisis del comportamiento de la tendencia del corte de agua y su recíproco con la producción acumulada de aceite, se puede determinar que el campo podría alcanzar de 9.5 a 50 MMb de reservas remanentes, **Figura 50**.

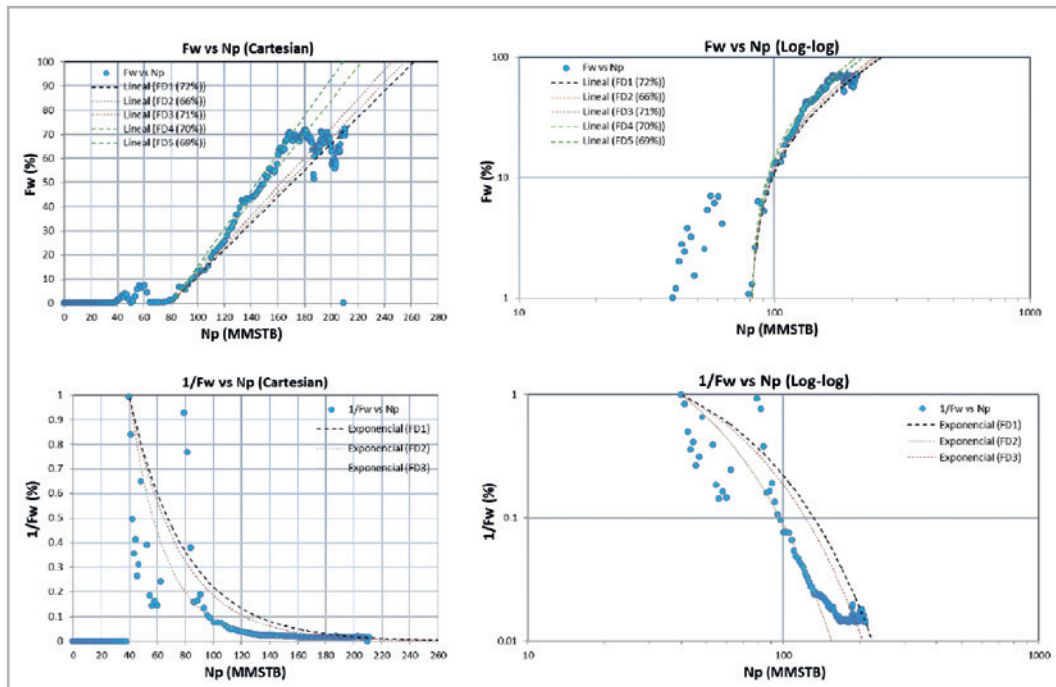


Figura 50 - Comportamiento del flujo fraccional de agua del campo.

De acuerdo con el comportamiento de la WOR y la tendencia del flujo fraccional de aceite, se puede observar que el campo podría alcanzar una producción final acumulada de 220 a 260 MMb, **Figura 51**.

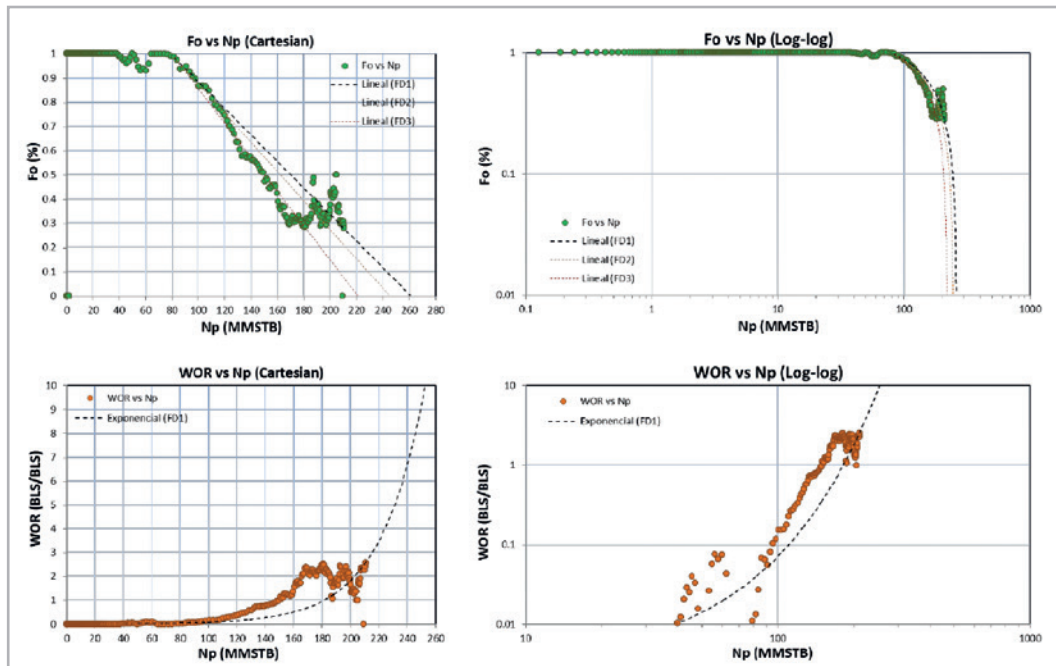


Figura 51 - Comportamiento de la WOR y del flujo fraccional de aceite del campo.

Con el análisis de la tendencia del comportamiento del flujo fraccional de agua acumulada y la WOR contra la producción de aceite acumulada y la producción de líquidos total, respectivamente, se observa que el campo puede recuperar

más de 10 MMb de las reservas remanentes, **Figura 52**. La suma de todas las reservas remanentes estimadas por pozo a través del análisis de la WOR revela que éstas son del orden de 35 MMb.

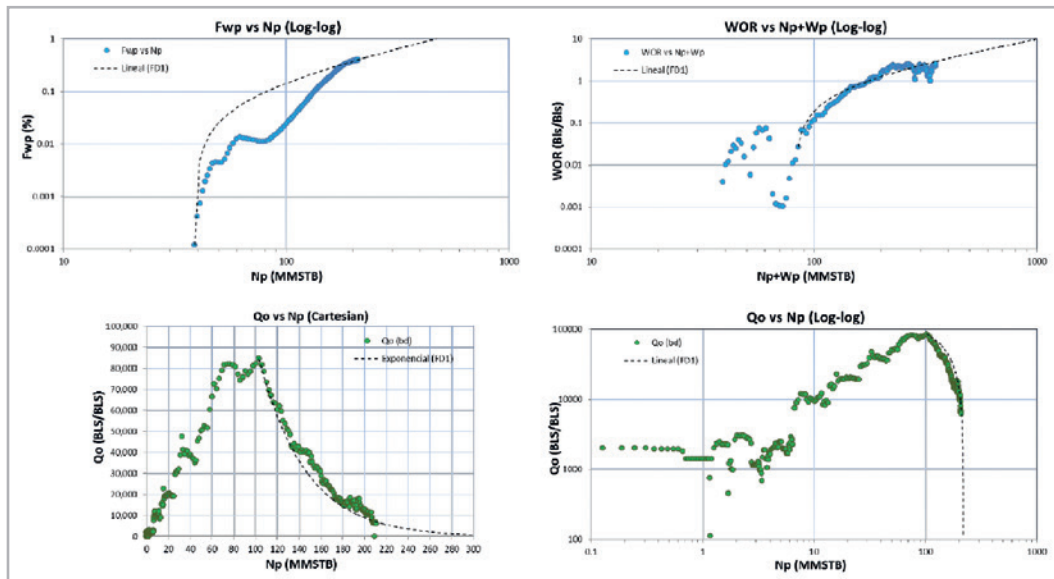


Figura 52 - Comportamiento del F_w acumulado, WOR y producción total de líquidos del campo.

Adicionalmente, también procedimos a calcular el volumen original y la entrada de agua a través del método del gráfico “X”, como lo sugiere Ershaghi (1987). Este método consiste en calcular el logaritmo natural del recíproco del corte de agua menos la unidad y restar nuevamente el inverso del corte de agua (X), que cuando se grafica contra la producción

de aceite acumulada proporciona una estimación del volumen original, así como la entrada de agua al yacimiento. En este caso, el volumen original se estima en 466.5 MMb y la entrada de agua se calcula en 49.6 MMb, considerando una saturación inicial de agua del 22%, **Figura 53**.

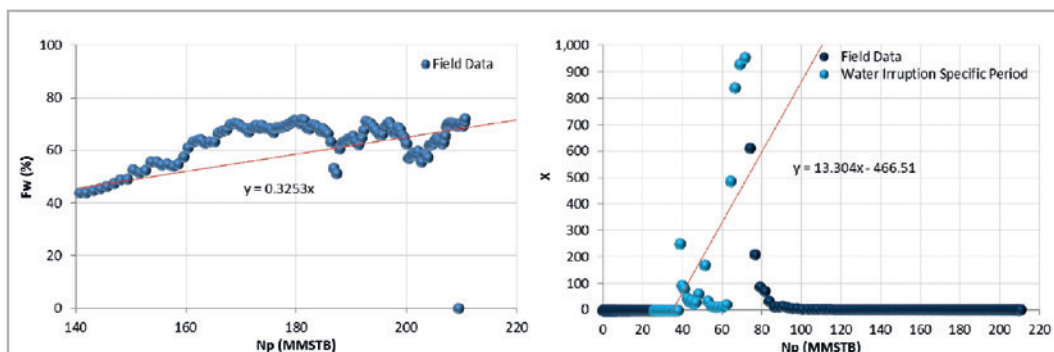


Figura 53 - Volumen original y entrada de agua del gráfico X.

Conclusiones

Se aplicó una metodología muy completa de caracterización dinámica para este YNF cuyas características dinámicas y geológico-estructurales son muy complejas, además de resaltar que la importancia de este trabajo radica en el estudio completo y detallado de más de 54 pozos y una revisión exhaustiva del comportamiento histórico del campo con más de 30 años en explotación.

Existen grandes variaciones en el espesor de las formaciones, además de la presencia de erosión y / o zonas sin depósito. La reinterpretación de los datos sísmicos y la calibración con los pozos perforados en el área muestran una estructura compleja, compuesta por tres anticlinales principales donde se observan fallas inversas de saltos variables, discordancias y la presencia de sal que a veces intrusa en los sedimentos Mesozoicos. La formación de la estructura principal del campo se debió al movimiento de dos bloques, como resultado de los esfuerzos de compresión de la sal, lo que provocó movimientos con componentes tangenciales y horizontales que generaron una estructura en forma de flor, dejando en contacto rocas depositadas en diferentes edades geológicas.

El modelo estático se reinterpretó y actualizó, por lo que se analizaron las facies sedimentarias que constituyen la roca almacén para el Jurásico Superior Kimmeridgiano, el Cretácico Inferior, Medio y Superior. Se identificaron 46 microfacies diferentes para el Jurásico Superior Kimmeridgiano, que utilizando técnicas estadísticas se agruparon en 17 microfacies, lo que permitió la identificación de los ambientes de depósito, que en general, ubican el área

de estudio en el desarrollo del borde de bancos oolíticos con subambientes de planicies de marea, pequeñas áreas de formaciones de lagunas restringidas y la formación de franjas aisladas de bancos oolíticos.

Para la caracterización del sistema fracturado, se realizó un análisis diagenético-estructural a través de la medición de fracturas en núcleos orientados, la interpretación de registros de imágenes micro-resistivas, la descripción y el análisis petrográfico de láminas delgadas, con el fin de determinar las familias de fracturas, así como su orientación, intensidad, conductividad y apertura.

Uno de los puntos críticos de este análisis fue determinar el valor del volumen original y, en consecuencia, un factor de recuperación real y representativo acorde al tipo de yacimiento, ya que el campo presentaba más de tres décadas sin haber sido estudiado a fondo y sin poder establecer un volumen original que sea consistente. Esta es la razón por la que se realizaron diferentes análisis y se utilizaron distintos métodos para calcular o estimar un volumen original adecuado y, por lo tanto, un factor de recuperación coherente. Si bien es cierto que no se pudo determinar un valor único del volumen original, principalmente debido a la falta de información en los primeros años de vida productiva del campo; por lo tanto, fue posible establecer un rango de valores que van desde 417 hasta 666 MMb y, en consecuencia, el factor de recuperación oscila entre 31.9 y 51%, **Figura 54**. El análisis probabilístico para la determinación del volumen original (P50) indica que el volumen de hidrocarburos en el yacimiento es de 499 MMb y el factor de recuperación del campo es de 42.6%.

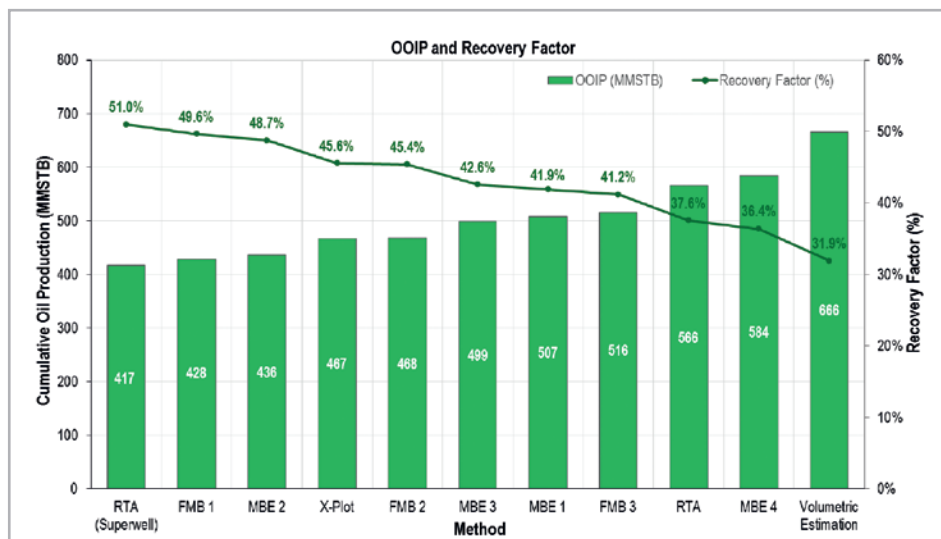


Figura 54 - Rango de valores de volumen original y factor de recuperación.

Según Allan et al. (2003), es fácil identificar que los YNF tipo I (como este caso) pueden alcanzar factores de recuperación de hasta el 50% si se explotan adecuadamente, considerando su importancia en la producción de hidrocarburos y la complejidad técnica que representan, ya que la productividad de los pozos en las formaciones carbonatadas está dominada por los sistemas de fracturas que gobiernan el movimiento de los fluidos dentro de los yacimientos.

También es digno de mencionar que la presión del yacimiento se ramificó en tres tendencias de presión diferentes después de cierto tiempo en explotación, lo que ayudó a definir los bloques del yacimiento debido a las variaciones de transmisibilidad y difusividad, pero que se mantienen conectados hidráulicamente entre sí con diferentes CAA. Además, es preciso resaltar que el tamaño del bloque de matriz se determinó a través de dos métodos diferentes: balance de materia y pruebas de presión, de los cuales los resultados obtenidos fueron del orden de menos de 4 pies; esto se debe a la naturaleza y el tipo de YNF (especialmente en la parte central del campo, donde la roca está demasiado fracturada).

Se aplicó una completa caracterización estática y dinámica del yacimiento para lograr una mejor comprensión de la volumetría y el comportamiento del medio fracturado naturalmente complejo, ya que la caracterización de fluidos, el balance de materia de doble porosidad, el análisis y la reinterpretación de más de 60 pruebas de presión y 17 RTA, análisis de conectividad del yacimiento (compartimentalización) y monitoreo de los múltiples Contactos Agua-Aceite (CAA), el comportamiento de la Relación Agua-Aceite (WOR) y más modelos analíticos que ayudaron a obtener un modelo dinámico robusto y listo para realizar el modelo de simulación numérica.

Como resultado de este estudio de caracterización de yacimientos, se propone extraer agua con pozos ubicados en los flancos estructurales y en los bloques inferiores para reducir el corte de agua en los pozos que actualmente producen hidrocarburos, reduciendo el avance del CAA y aprovechando el agua producida para su disposición, tratamiento e inyección en campos cercanos que están destinados a someterse a procesos de recuperación secundarios y luego pensar en un proceso de recuperación mejorada (EOR) en la ventana de aceite de este campo (inyección de productos químicos y/o en combinación con gases miscibles).

Nomenclatura

YNF	Yacimiento Naturalmente Fracturado
HP	Alta presión
HT	Alta temperatura
API	American Petroleum Institute
F_w	Flujo fraccional de agua
F_{wp}	Flujo fraccional de agua acumulado
Q_o	Producción de aceite
Q_w	Producción de agua
Q_g	Producción de gas
N_p	Producción acumulada de aceite
W_p	Producción acumulada de agua
G_p	Producción acumulada de gas
MMscf/MMpc	Millones de pies cúbicos a condiciones estándar
MSTB/Mb	Miles de barriles a condiciones estándar
MMSTB/MMb	Millones de barriles a condiciones estándar
GOR/RGA	Relación Gas-Aceite
P_{ws}	Presión estática de yacimiento
P_{wf}	Presión de fondo fluyente
WOC/CAA	Contacto Agua-Aceite
WOR	Relación Agua-Aceite
PTA	Análisis de Pruebas de Presión (Pressure Transient Analysis)
RTA	Análisis Transitorio de Producción (Rate Transient Analysis)
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
FVF	Factor Volumétrico de Formación
EoS	Ecuación de estado
OOIP	Volumen Original (Original Oil in Place)
BM	Balance de Materia
FMB	Balance de Materia Fluyente (Flowing Material Balance)
TBM	Tiempo de Balance de Materia
FDDI	Mecanismo de depresionamiento de las fracturas (Fracture Depletion Drive Index)
FEDI	Mecanismo de expansión en las fracturas (Fracture Expansion Drive Index)

WDI	Mecanismo de empuje hidráulico (Water Drive Index)
PLT	Registro de Producción (Production Logging Tool)
K	Permeabilidad efectiva al aceite
Kh	Capacidad de flujo
K_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite
K_{rw}	Permeabilidad relativa al agua
S	Factor de daño
ω	Coefficiente de almacenamiento de las fracturas
λ	Coefficiente de flujo interporoso
X_f	Longitud media de la fractura
F_c	Conductividad de la fractura
EUR	Factor de Recuperación Final Estimado
b	Exponente de declinación
r_w	Radio del pozo
R_e	Radio de drenaje
r_{wa}	Radio aparente o efectivo del pozo
PV	Volumen poroso asociado
STOIIP	Volumen Original Inicialmente <i>In Situ</i> (Stock Tank Oil Initially in Place)
STOIP	Volumen Original <i>In Situ</i> (Stock Tank Oil in Place)
D_i	Factor de declinación
DFN	Red de Fracturas Discreta (Discrete Fracture Network)
TVD	Profundidad vertical bajo nivel medio del mar (True Vertical Depth)
C_t	Compresibilidad total
P_D	Presión adimensional
t_D	Tiempo adimensional
r_D	Radio adimensional
EOR	Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (Enhanced Oil Recovery)
KS	Cretácico Superior
KM	Cretácico Medio
KI	Cretácico Inferior
JSK	Jurásico Superior Kimmeridgiano

Referencias

1. Aguilera, R. 1987. Well Test Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. *SPE Form Eval* **2** (03): 239-252. SPE-13663-PA. <https://doi.org/10.2118/13663-PA>.
2. Aguilera, R. 2006. Effect of Fracture Compressibility on Oil Recovery from Stress-Sensitive Naturally Fractured Reservoirs. *J Can Pet Tech* **45** (12). PETSOC-06-12-01. <https://doi.org/10.2118/06-12-01>.
3. Alcántara, R., Ham, J. M. y Paredes, J. E. 2017. Applications of Material Balance for Determining the Dynamic Performance of Fractures in a Dual-Porosity System in HP-HT Reservoirs. Artículo presentado en SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscú, Rusia, octubre 16-18. SPE-187694-MS. <https://doi.org/10.2118/187694-MS>.
4. Allan, J. y Sun, S. Q. 2003. Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs, Lessons Learned from 100 Fractured Fields. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, octubre 5-8. SPE-84590-MS. <https://doi.org/10.2118/84590-MS>.
5. Al-Marhoun, M. A. 2003. Adjustment of Differential Liberation Data to Separator Conditions. *SPE Res Eval & Eng* **6** (03): 142-146. SPE-84684-PA. <https://doi.org/10.2118/84684-PA>.
6. Alqattan, M. A. y Budd, D. 2017. Dolomite and Dolomitization of the Permian Khuff-C Reservoir in Ghawar Field, Saudi Arabia. *AAPG Bulletin* **101** (10): 1715-1745. <https://doi.org/10.1306/01111715015>.
7. Arps, J. J. 1945. Analysis of Decline Curves. En *Transactions of the Society of Petroleum Engineers*, Vol. 160, SPE-945228-G, 228-247. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/945228-G>.
8. Bondar, V. y Blasingame, T. 2002. Analysis and Interpretation of Water-Oil-Ratio Performance. Artículo SPE-77569.
9. Chacon, A. y Tiab, D. 2007. Effects of Stress on Fracture Properties of Naturally Fractured Reservoirs. Artículo presentado en Latin America & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, abril

- 15-18. SPE-107418-MS.
<https://doi.org/10.2118/107418-MS>.
10. Chacon, A. y Tiab, D. 2007. Impact of Pressure Depletion on Oil Recovery in Naturally Fractured Reservoirs. Artículo presentado en Latin America & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, abril 15-18. SPE-108107-MS.
<https://doi.org/10.2118/108107-MS>.
11. Chan, K. S. 1995. Water Control Diagnostic Plots. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibitions, Dallas, Texas, EUA, octubre 22-25. SPE-30775-MS. <https://doi.org/10.2118/30775-MS>.
12. Cherifi, M., Tiab, D. y Escobar, F. H. 2002. Determination of Fracture Orientation by Multi-Well Interference Testing. Artículo presentado en SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, octubre 8-10. SPE-77949-MS. <https://doi.org/10.2118/77949-MS>.
13. Crafton, J. W. 1997. Oil and Gas Well Evaluation Using the Reciprocal Productivity Index Method. Artículo presentado en SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, EUA. SPE-37409-MS.
<https://doi.org/10.2118/37409-MS>.
14. Ershaghi, I., Handy, L. y Hamdi, M. 1987. Application of the X-Plot Technique to the Study of Water Influx in the Sidi El-Itayem Reservoir, Tunisia. *J Pet Technol* **39** (09): 1127-1136. SPE-14209-PA.
<https://doi.org/10.2118/14209-PA>.
15. Fetkovich, M. J. 1971. A Simplified Approach to Water Influx Calculations-Finite Aquifer Systems. *J Pet Technol* **23** (07): 814-828. SPE-2603-PA.
<https://doi.org/10.2118/2603-PA>.
16. Fetkovich, M. J. 1980. Decline Curve Analysis Using Type Curves. *J Pet Technol* **32** (06): 1065-1077. SPE-4629-PA.
<https://doi.org/10.2118/4629-PA>.
17. Goldhammer, R. K. y Johnson, C. A. 2001. Middle Jurassic-Upper Cretaceous Paleogeographic Evolution and Sequence Stratigraphic Framework of the Northwest Gulf of Mexico Rim. En *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems*, eds. C. Bartolini, T. Buffer, A. Cantú-Chapa, A., 45-81. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum, Geologist Memoir 75.
18. Ham, J. M., Moreno, A., Villasana, J. C. et al. 2015. Determination of Effective Matrix and Fracture Compressibilities from Production Data and Material Balance. Artículo presentado en SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dabi, EAU, septiembre 14-16. SPE-175662-MS. <https://doi.org/10.2118/175662-MS>.
19. Lucia, F. J. 2007. *Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach*, second edition. Berlin: Springer Verlag.
20. Nelson, R. A. 2001. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, second edition. Boston, Massachusetts: Gulf Professional Publishing/ Butterworth-Heinemann.
21. Padilla y Sánchez, R. J. 2007. Evolución Geológica del Sureste Mexicano desde el Mesozoico al Presente en el Contexto Regional del Golfo de Mexico. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* **59** (1): 19-42.
<https://doi.org/10.18268/bsgm2007v59n1a3>.
22. Palacio, J. C. y Blasingame, T. A. 1993. UNAVAILABLE - Decline-Curve Analysis Using Type Curves-Analysis of Gas Well Production Data. Artículo presentado en Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, EUA, abril 26-28. SPE-25909-MS.
<https://doi.org/10.2118/25909-MS>.
23. Paredes, J. E., Carbajal, A., Izquierdo, R. et al. 2017. Methodology for Fluid Contact Monitoring through Surface API Data. Artículo presentado en Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, mayo 17-19. SPE-185588-MS.
<https://doi.org/10.2118/185588-MS>.
24. Peñuela, G., Idrobo, E. A., Ordoñez, A. et al. 2001. A New Material-Balance Equation for Naturally Fractured Reservoirs Using a Dual-System Approach. Artículo presentado en SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, EUA, marzo 26-30. SPE-68831-MS. <https://doi.org/10.2118/68831-MS>.
25. Schilthuis, R. J. 1936. Active Oil and Reservoir Energy. En *Transactions of the Society of Petroleum Engineers*, Vol. 118, SPE-936033-G, 33-52. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
<https://doi.org/10.2118/936033-G>.

26. Tiab, D., Restrepo, D. P. y Igbokoyi, A. O. 2006. Fracture Porosity of Naturally Fractured Reservoirs. Artículo presentado en International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Cancún, QR, México. SPE-104056-MS. <https://doi.org/10.2118/104056-MS>.
27. Yortsos, Y. C., Choi, Y., Yang, Z. et al. 1997. Analysis and Interpretation of the Water-Oil Ratio in Waterfloods. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, octubre 5-8. SPE-38869-MS. <https://doi.org/10.2118/38869-MS>.

Semblanza de los autores

Ricardo Alcántara Viruete

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional. Ingresó a Pemex Exploración y Producción en el año 2013 por medio del programa denominado “Talento PEP”, asignado al Activo de Producción Bellota Jujo, donde se ha consolidado como ingeniero de yacimientos, aunque también se desempeñó como Ingeniero de productividad de pozos, asistente de petrofísica y ostenta entrenamiento en campo para perforación y reparación de pozos como parte del programa de rotación y capacitación multidisciplinaria antes mencionado.

Actualmente se desempeña como especialista técnico en la Gerencia de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción, donde funge como especialista en caracterización dinámica de yacimientos e intérprete de pruebas de presión, (PTA & RTA) en carbonatos y terrígenos.

Ha publicado trabajos técnicos en congresos nacionales (CMP) e internacionales (SPE) acerca de Ingeniería de Yacimientos y Caracterización Dinámica. Ostenta la certificación de ingeniería petrolera de la SPE, (SPE Petroleum Engineering Certification) y es miembro activo de la SPE y del CIPM.

Luis Humberto Santiago García

Ingeniero Geólogo egresado de la Universidad Autónoma de Guanajuato. Ingresó a Pemex Exploración y Producción en el año 2014 como parte del programa de reclutamiento de jóvenes talentos denominado “Talento PEP” a laborar en el área de caracterización estática del Activo de Producción Bellota Jujo. Es especialista en caracterización estática de yacimientos, con especial énfasis en la generación de modelos integrados de yacimientos mediante inversión sísmica e interpretación estratigráfica y sedimentológica en rocas siliciclásticas y carbonatos.

Actualmente, se desempeña en la Gerencia de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción. Ha participado como autor de trabajos técnicos presentados en diferentes eventos a nivel nacional, (AMGP, AIPM y el CMP). Es miembro activo de la AMGP, la AAPG y la EAGE.

Gorgonio Fuentes Cruz

Es líder de especialidad en Caracterización Dinámica de Yacimientos en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y profesor de asignatura en la Universidad Nacional Autónoma de México, (UNAM). Tiene estudios de doctorado en la Universidad de Texas A&M, (TAMU), maestría en Ingeniería Petrolera en la UNAM, y licenciatura en Física en la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco, (UJAT). Ingresó al IMP en 1997, su experiencia y áreas de interés incluyen tópicos relacionados a caracterización integrada de yacimientos para el desarrollo y explotación de campos. Ha desarrollado metodologías y modelos de análisis de pruebas de presión y datos de producción. Ha creado grupos de trabajo y ha coordinado el desarrollo de sistemas computacionales para la caracterización dinámica de yacimientos. Tiene experiencia en actividades de capacitación y docencia en el IMP y la ESIA–Unidad Ticomán del Instituto Politécnico Nacional. Recibió el PETE Faculty Award of Excellence for Outstanding Doctoral Research en TAMU, (2015) y Mención Honorífica por obtención del Grado de Maestría en la UNAM, (2003).