

Caracterización dinámica de un yacimiento en ambientes sedimentarios turbidíticos de una formación poco consolidada

Ricardo Alcántara Viruete

Diego A. Lechuga Medina

Jonathan M. Leal Saucedo

Pemex E&P

Artículo recibido en noviembre de 2018 y aceptado en febrero de 2019

Resumen

Este trabajo se enfoca en el análisis integral de caracterización dinámica de un yacimiento en una formación poco compactada y cementada, cuyo ambiente sedimentario corresponde a flujos turbidíticos que forman abanicos en la base del talúd, el cual conformó un complejo de canales, diques y lóbulos en un depósito de edad Terciaria, (Mioceno Superior).

Mediante una metodología secuencial de caracterización dinámica que inicia desde la caracterización de los fluidos (PVT), corrección de datos históricos de presión estática, descripción del comportamiento primario del yacimiento, balance de materia y evaluación de los mecanismos de empuje, análisis de núcleos y presión capilar, correlaciones para determinar la compresibilidad total del sistema y para estimar curvas de permeabilidad relativa, número óptimo de pozos, análisis de pruebas de presión (PTA), análisis de producción transitoria (RTA) e identificación del Contacto Agua-Aceite (CAA) y su avance, fue posible obtener valores más certeros de volumen original y por ende, del factor de recuperación, también se logró caracterizar de mejor manera el yacimiento y así profundizar en el conocimiento acerca de su comportamiento y propiedades, tal como permeabilidades efectivas, capacidades de flujo, presencia de canales, diques y lóbulos, detección de zonas con heterogeneidades, daño a la formación, radios de drene de los pozos, factores de declinación, y reservas remanentes para futuras intervenciones.

Palabras clave: Caracterización, turbidítico, no consolidado, Mioceno Superior, Balance de Materia, Análisis de Pruebas de Presión (PTA), Análisis de Producción Transitoria (RTA), Contacto Agua-Aceite (CAA), volumen original.

Dynamic reservoir characterization in turbiditic depositional environment of an unconsolidated formation

Abstract

This work focuses on the integral analysis of dynamic characterization of a reservoir in a brittle and poorly cemented formation whose sedimentary environment corresponds to turbiditic flows that formed fans at the base of the talus, which shaped a complex of channels, levees and lobes in a Tertiary sandstone reservoir, (Upper Miocene).

The characterization of reservoirs is a fundamental discipline for the development of oil fields and, consequently, of high impact on hydrocarbon exploitation strategies. To interrelate the different disciplines related to this activity, it is necessary to know the geological aspect, which is essential for the proper dynamic characterization of the reservoirs, since the description of sedimentary environments, facies identification, petrophysics, stratigraphy, petrography and other technical specialties that complement the dynamic analysis.

Through a sequential methodology of dynamic characterization starting from the characterization of fluids (PVT), correction of historical data of static pressure, description of the primary behavior of the reservoir, material balance and evaluation of the drive indices, analysis of nuclei and capillary pressure, correlations to determine the total compressibility of the system and to estimate relative permeability curves, determination of the optimal number of wells, Pressure Transient Analysis (PTA), Rate Transient Analysis (RTA) and identification of the Water-Oil Contact (WOC) and its advance, it was possible to obtain more accurate values of Original Oil In Place (OOIP) and therefore, of the recovery factor. It was also possible to better characterize the reservoir and thus, to deepen knowledge about its behavior and properties, such as effective permeabilities, flow capacity, presence of channels, levees and lobes, detection of reservoir heterogeneities, skin, drainage radii of the wells, true decline factors and remaining reserves for future interventions.

Keywords: Characterization, turbiditic, brittle, unconsolidated, Upper Miocene, Material Balance, Pressure Transient Analysis (PTA), Rate Transient Analysis (RTA), Water-Oil Contact (WOC), Original Oil In Place (OOIP).

Introducción

La caracterización de yacimientos es una disciplina fundamental para el desarrollo de campos petroleros y por consecuencia, de alto impacto en las estrategias de explotación de hidrocarburos. Para poder interrelacionar las diferentes disciplinas relacionadas a esta actividad, es necesario conocer el aspecto geológico, el cual es primordial para la adecuada caracterización dinámica de los yacimientos, ya que la descripción de ambientes sedimentarios, facies, petrofísica, estratigrafía, petrografía y demás especialidades, son complemento del análisis dinámico.

Los ambientes sedimentarios de depósitos asociados a areniscas, son trascendentales para el análisis de las propiedades de la formación, y van desde zonas terrestres hasta ambientes marinos profundos, los cuales incluyen: ambientes fluviales (abanicos aluviales, sedimentos de río), deltaicos (*levees* o diques, canales, zonas de desborde, entre otros sedimentos formados donde los ríos desembocan en mares o lagos), eólicos (dunas formadas por la acción del viento formadas en ambientes costeros y desérticos), línea de costa (playas, barras, deltas de marea baja y depósitos afines producidos en áreas costeras), glaciales (materiales detríticos y otros depósitos) y sedimentos marinos profundos (areniscas formadas por corrientes marinas de fondo, turbiditas y depósitos de abanicos submarinos acumulados por gravedad). Las condiciones de depósito varían de un lugar a otro en función del tiempo geológico, lo que resulta en cambios laterales y verticales dentro del yacimiento y en diferentes unidades de roca. Estos cambios implican variaciones en porosidad, permeabilidad y distribución de fluidos. No obstante, los procesos diagenéticos más importantes en las areniscas

como la compactación, cementación y disolución, también producen cambios que afectan la calidad de la roca.

Los análisis de ingeniería de yacimientos en este tipo de formaciones implican un cierto grado de complejidad, lejos de lo que pudiera pensarse dado que, en la cuenca regional de Comalcalco, los depósitos del Terciario generalmente son profundos, del orden de 3,000 hasta 5,000 m. Lo que trae como consecuencia que la compactación afecte a las porosidades y permeabilidades, haciendo más compleja la explotación de estos yacimientos.

Comportamiento primario y propiedades de los fluidos

De acuerdo al informe del estudio integral de estratigrafía del campo, E. Villalta (2014), se definió que con base en la paleontología, las arenas impregnadas de aceite se sedimentaron en un ambiente de abanicos submarinos, correspondiendo a profundidades batiales, donde específicamente el yacimiento o arenisca de interés se puede clasificar como turbiditas enteajadas ("*Shingled turbidites*"), sedimentadas con dirección NE-SW, por posibles derrumbes del talud, el cual se asume tenía una dirección NE-SW. También se interpreta que la fuente de aporte de sedimentos se ubicaba hacia el SE, correspondiendo al Cinturón Plegado de Chiapas.

El campo en cuestión se conforma de una serie de areniscas correspondientes a la formación Mioceno Superior, donde el cuerpo en estudio consta de un espesor promedio de 10 mv con un área de 3.6 km², a una profundidad promedio de 3,900 m, cuya porosidad oscila entre 18 y 25% y permeabilidades efectivas al aceite que van de 3 a 22 md.

La presión inicial del yacimiento es de 789.8 kg/cm² al momento de su descubrimiento. El tipo de fluido es un aceite volátil de 36°API con una presión de saturación de 218.3 kg/cm², a una temperatura de 115.6°C. El campo ha

acumulado a la fecha alrededor de 2.65 MMB de aceite y 3.08 MMMpc de gas, con un corte de agua de 1% y una Relación Gas-Aceite (RGA) de 150 m³/m³, **Figura 1**.

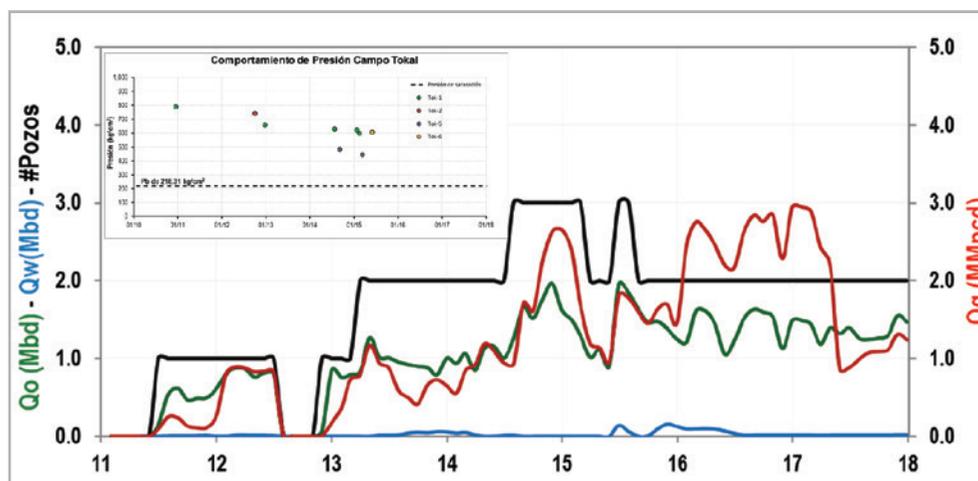


Figura 1. Historia de presión-producción del campo.

El PVT se validó conforme al método tradicional, (método de linealidad de la función “Y”, prueba de densidad, prueba de balance de materia y prueba de desigualdad), y se empleó el método de Al-Marhoun para corregir el factor volumétrico y la relación de solubilidad a condiciones de separador. Como parte de la metodología, se revisó a detalle toda la información histórica referente a producción, estados mecánicos, gradientes y presiones, particularmente, este último punto resultó ser elemental para la corrección de datos, a partir de la cual se generó una nueva tendencia correlacionada con la producción acumulada de aceite del campo, logrando así su reproducción histórica de forma exitosa. La eficiencia del yacimiento está en función de un ritmo de depresionamiento actual de 4.17 kg/cm²/mes, 47 kg/cm²/año y 124.2 kg/cm²/MMb.

Debido a que no se cuenta con un análisis de laboratorio de núcleos para obtener un valor de compresibilidad, se procedió a emplear diferentes correlaciones para determinar la compresibilidad de la formación y en conjunto con las características principales del campo como la porosidad efectiva y la saturación de agua promedio obtenidas de la evaluación petrofísica, se determinó que la compresibilidad de la formación es de 8.8E-06 psi⁻¹.

Se tomaron dos núcleos de pared a una profundidad de 3,724 m y 3,691.75 m, respectivamente. Si bien es cierto que éstos no fueron tomados en la formación productora, proporcionan una estimación del tamaño de garganta de poro obtenido, cuya magnitud es del orden de micro a meso (<1 micra). Las curvas de presión capilar adquiridas a partir de los experimentos de laboratorio realizados a estos núcleos de pared, indican la distribución del tamaño de poro que afecta la magnitud del agua irreducible y la altura de la zona de transición. Los poros más pequeños y las gargantas de poro representan las permeabilidades menores y saturaciones altas de agua.

Dado que no se realizaron pruebas para determinar las permeabilidades relativas, se procedió a estimarlas mediante correlaciones como Pirson (1964), Corey (1956), y un modelo analítico. Todas las correlaciones definen un comportamiento que se atribuye a que la roca presenta una fuerte preferencia a ser mojable por agua, debido a una mayor permeabilidad relativa al aceite y una alta saturación de agua matricial cuando $K_{ro} = K_{rw}$. La saturación de agua irreducible es de 34% y la saturación de aceite residual es de 10%.

Balace de materia y ajuste histórico de presión-producción

El cálculo volumétrico del volumen original de la arenisca productora resultó en un valor de 20.28 MMb con los nuevos parámetros ya corregidos. Posteriormente, se realizó el balance de materia por diferentes métodos para verificar que los resultados sean consistentes y que el margen de error entre ellos sea mínimo. El método de

Havlena y Odeh, (1963) indicaba un volumen original de 24.96 MMb, pero al corregirse por la entrada de agua se obtuvo un valor de 22.5 MMb. El método de Campbell (1978) indica la presencia de un acuífero y un volumen original de 21.54 MMb, **Figura 2**. Por otra parte, se descartó el método de Turhan Yildiz, (2007) debido a inconsistencias en los resultados (no se logró identificar una pendiente representativa para estimar un volumen original dado el comportamiento irregular de los datos).

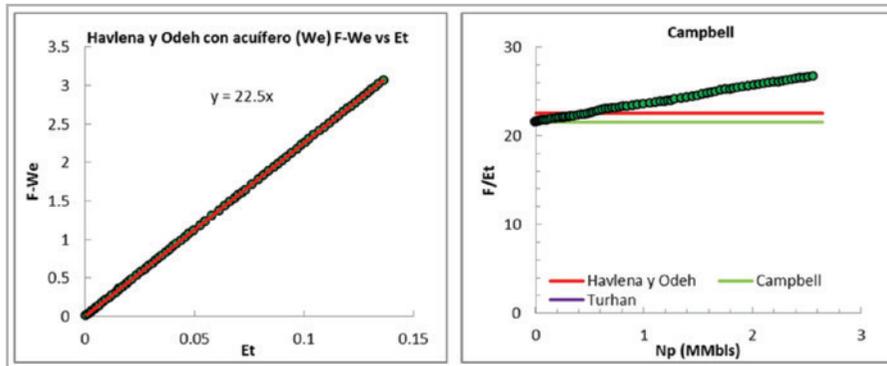


Figura 2. Cálculo del volumen original por balance de materia.

Los mecanismos de empuje actuantes evaluados por balance de materia señalan que la energía del sistema está en función de la expansión roca-fluidos (56%), la expansión por gas en solución (30%) y la entrada de agua (14%), resultados constatados con la gráfica tradicional de presión respecto a la presión inicial contra la N_p/N , la cual indica que los mecanismos de empuje actuantes son la expansión roca-fluidos, la expansión por gas en solución y el empuje hidráulico. Además, se puede observar que la relación de vaciamiento es de 0.2, debido a que el acuífero es de baja intensidad y/o es pequeño. También cabe mencionar que el diagnóstico de flujo indica una pendiente unitaria, lo que

es característico de flujo pseudoestacionario en el sistema yacimiento-acuífero.

De igual manera se logró el ajuste histórico de la presión y la producción a través del balance de materia considerando la entrada de agua calculada, consiguiendo así reproducir el comportamiento histórico con resultados satisfactorios, **Figura 3**. La entrada de agua neta (W_e) es de 0.51 MMb, mientras que la entrada de agua total es de 0.55 MM. El acuífero fue modelado como tipo Fetkovich (1971), con un volumen de 36 MMb y un índice de productividad de éste de 0.1.

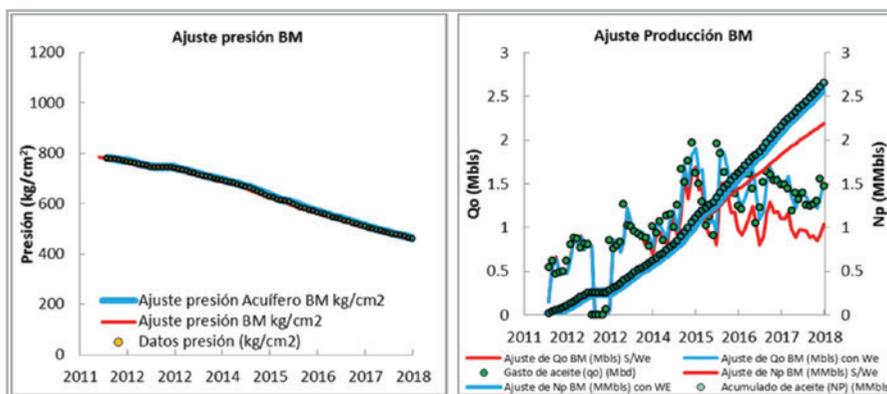


Figura 3. Ajuste histórico de presión-producción y entrada de agua.

También se procedió a calcular el volumen original y la entrada de agua por el método de Ershaghi (1985) o “X-Plot”. Este método consiste en el cálculo del logaritmo natural del inverso del corte de agua menos la unidad y restando de nuevo el inverso del corte de agua (X), que

al graficarse contra la producción acumulada proporciona una estimación del volumen original, es de 23.5 MMb y la entrada de agua al yacimiento es de 0.5 MMb, considerando una S_{wi} de 34%, **Figura 4**.

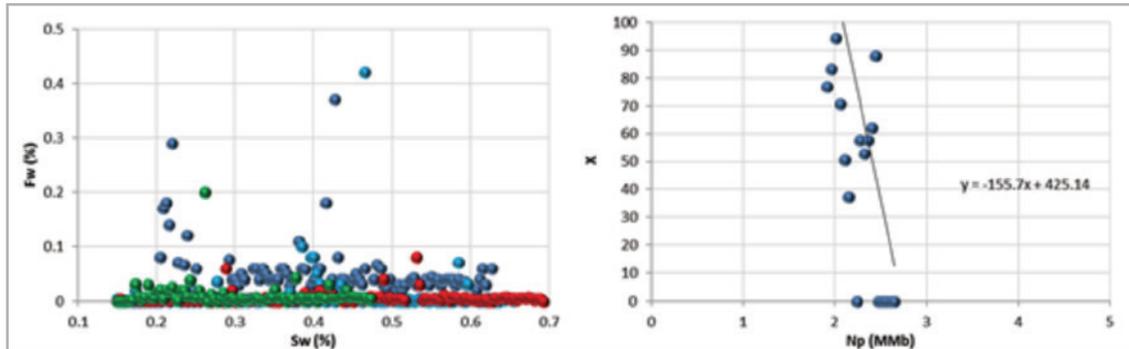


Figura 4. Método de Ershaghi (X-plot).

Por otra parte, se estimó el número óptimo de pozos a través de dos métodos. El primero considerando un EUR de 5.8 MMb con un FR final de 25.81% y el volumen original calculado de 22.5 MMb, el potencial de producción inicial promedio por pozo y la plataforma de producción anual, asimismo, se contemplaron factores económicos como el precio del barril, el costo promedio de perforación y terminación por pozo y el costo de operación, (OPEX).

El segundo método considera el radio de drene por pozo y el volumen poroso asociado, el cual, en función del FR final y del volumen original proporcionan el número óptimo de pozos, que en este caso es de 2 a 3 pozos.

Análisis de pruebas de presión, (PTA)

El campo cuenta con seis pozos perforados, de los cuales todos resultaron productores. Actualmente, sólo dos pozos

se encuentran produciendo debido a problemas generados por la precipitación de material orgánico, (asfaltenos) y el arenamiento de los pozos producto de las altas caídas de presión y una formación deleznable.

En cuanto al análisis de pruebas de presión, se reinterpretaron 15 pruebas distintas de incremento y decremento de presión, a partir de las cuales se obtuvieron los parámetros principales asociados al yacimiento y a la productividad de los pozos, **Tabla 1**, asimismo se confirmó que el modelo sedimentario es el adecuado y describe el comportamiento dinámico de la formación al detectar la presencia de canales, zonas de desborde y diques, **Figura 5**. Por otro lado, se confirma la existencia de efectos producidos por el tiempo de producción en algunas pruebas, los cuales fueron atendidos al considerar el tiempo de producción equivalente previo a los cierres de los pozos para generar las curvas de incremento de presión, (tiempo de producción mayor al tiempo efectivo de cierre).

Pozo	No. de pruebas	Tipo de pruebas
A	5	Incremento (4), decremento (1)
C	2	Incremento (2)
E	6	Incremento (4), decremento (2)
F	2	Incremento (1), decremento (1)
TOTAL	15	

Tabla 1. Catálogo de pruebas de presión del campo.

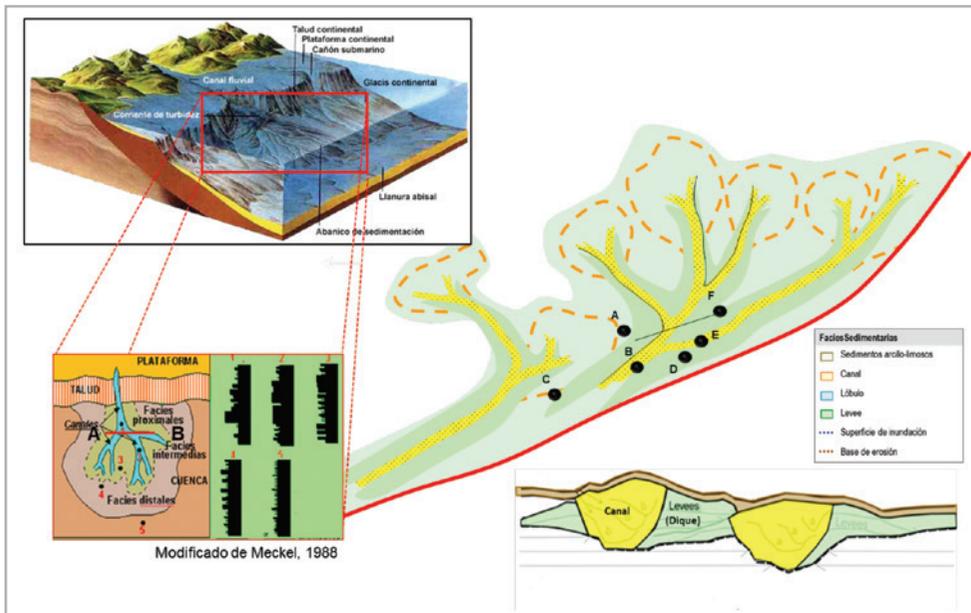


Figura 5. Modelo sedimentario y distribución de facies.

El pozo "A" cuenta con muy buena información debido al número de pruebas de presión y al hecho de que presenta una prueba de presión extendida, la cual permitió la detección de zonas de menor permeabilidad asociadas a zonas de desborde y también identificó efectos de interferencia con otros pozos. Una de las pruebas de presión del pozo

"A" se ajustó con un modelo de yacimiento homogéneo, en un canal y un pozo con almacenamiento variable, con una presión promedio del yacimiento de 598.45 kg/cm² en ese momento, una capacidad de flujo (kh) de 162 md-ft, una permeabilidad efectiva al aceite de 4.92 md y un daño de -1.45, Figura 6.

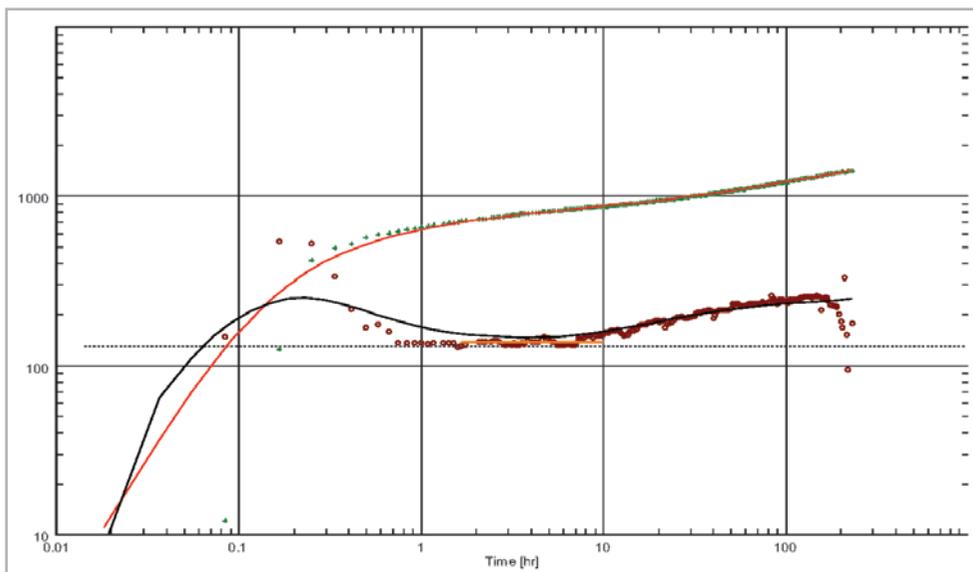


Figura 6. Comportamiento de la presión de la prueba de incremento de presión del pozo "A".

En febrero de 2015 se realizó una prueba de presión extendida de 1,287 hrs, donde fue posible observar la continuidad de los canales hacia una zona con diferentes propiedades y menor permeabilidad. La prueba de incremento se modeló como radial compuesto y un pozo con penetración parcial y almacenamiento variable; los

resultados indicaron una capacidad de flujo de 167 md-ft, una permeabilidad efectiva al aceite de 5.1 md, un cociente de permeabilidades (anisotropía) de 0.242, un radio interno de 5 m y un daño de 4. También se identifica una segunda zona con diferentes propiedades ($k = 2.49$ md) más allá del canal, **Figura 7**.

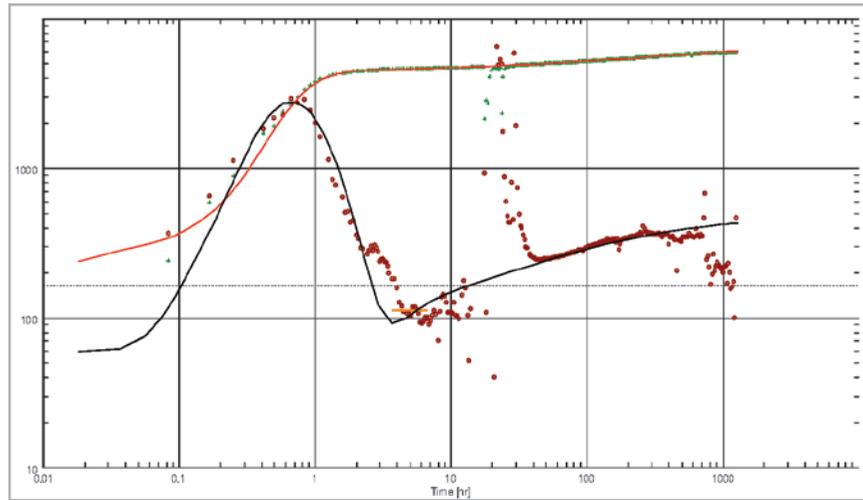


Figura 7. Derivada de la prueba de incremento de presión extendida del pozo “A”.

Además, fue posible observar efectos de interferencia entre los pozos, ya que durante el cierre se detectó una caída de presión en su parte final, asociada a la comunicación hidráulica entre los pozos.

identificar similitudes y/o desviaciones en cuanto al comportamiento observado. Todas las pruebas muestran efectos de penetración parcial que se va agudizando respecto al tiempo (asociado al arenamiento del pozo), también se identifica el canal donde yace el pozo y una segunda zona con menor permeabilidad, (zona de desborde).

En la **Figura 8** se muestran las diferentes curvas de incremento de presión del pozo “A” superpuestas para

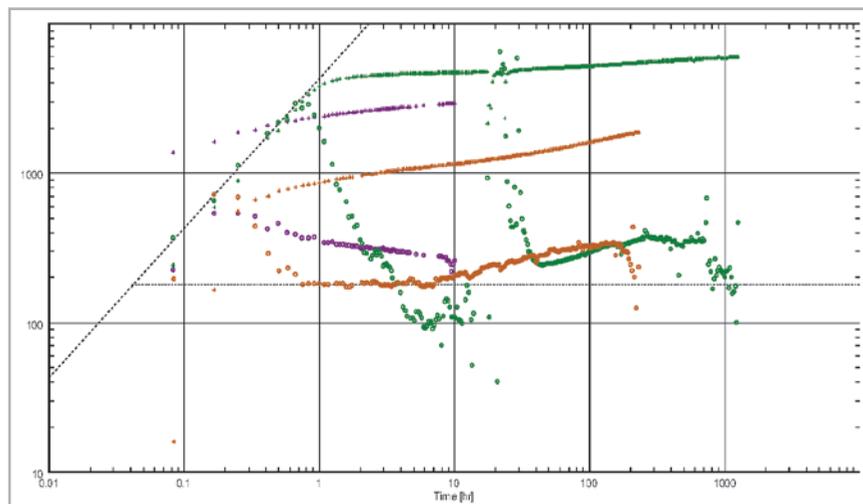


Figura 8. Comparativo de las diferentes derivadas de presión del pozo “A”.

A partir de la pendiente obtenida de la curva de decremento de presión de -0.306 psi/hora, se realizó el cálculo del volumen poroso asociado al pozo empleando el método de Park Jones (1957), definiendo el volumen poroso y el área

drenada, **Figura 9**. El radio de drene del pozo es de 174 m y el volumen poroso asociado es de 0.91 MMB con un área de 0.18 km².

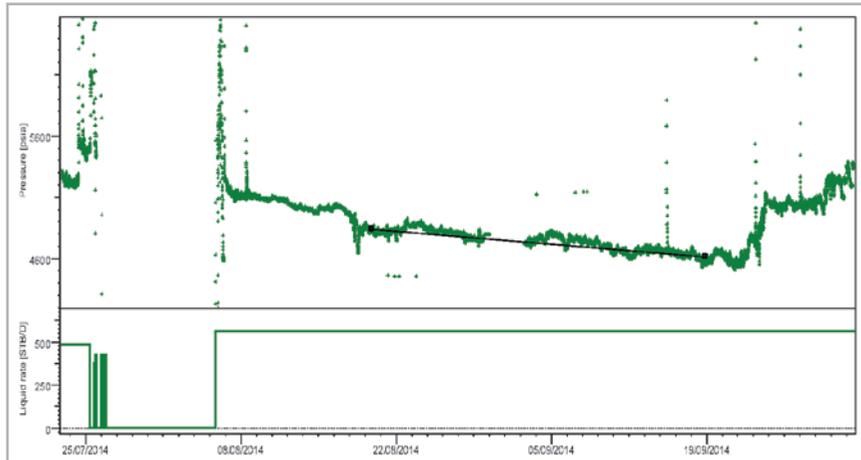


Figura 9. Decremento de presión del pozo "A".

El pozo "C" se terminó en otro paquete de areniscas con producción inicial de agua, no obstante, se efectuaron algunas pruebas de presión para determinar el comportamiento dinámico de esta formación. La prueba de incremento de presión (119.6 hrs), se analizó de forma multifásica y se ajustó un modelo de un pozo con penetración parcial y

almacenamiento variable en un yacimiento homogéneo e infinito, obteniéndose los siguientes resultados: una presión promedio de yacimiento de 738 kg/cm², una k_{oh} de 16.4 md-ft, una k_o de 0.499 md y un cociente de permeabilidades (anisotropía) de 0.007 , **Figura 10**.

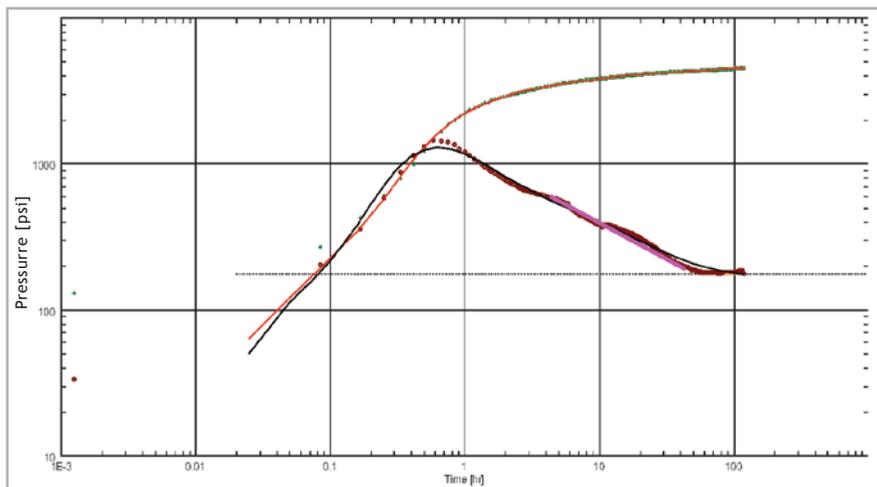


Figura 10. Derivada de la prueba de incremento de presión del pozo "C".

Al comparar las pruebas de incremento de presión, se observa que muestran el mismo comportamiento evidenciando un fuerte efecto de penetración, **Figura 11**.

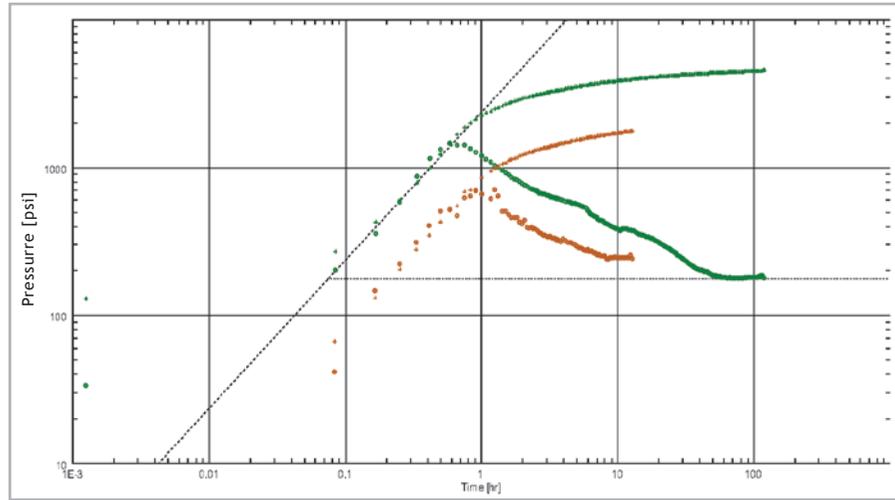


Figura 11. Comparativo de las diferentes derivadas de presión del pozo “C”.

El pozo “E” también mostró características de flujo en canales y zonas de desborde. En una prueba de decremento de presión de 611 hrs se ajustó un modelo radial compuesto y un pozo con almacenamiento constante, con una presión

de 422 kg/cm², una k_h de 1,450 md-ft, una permeabilidad de 37.9 md, un radio interno de 24 m y un daño de -1.32, **Figura 12**. También se identifica una segunda zona con diferentes propiedades ($k = 4.52$ md) más allá del canal.

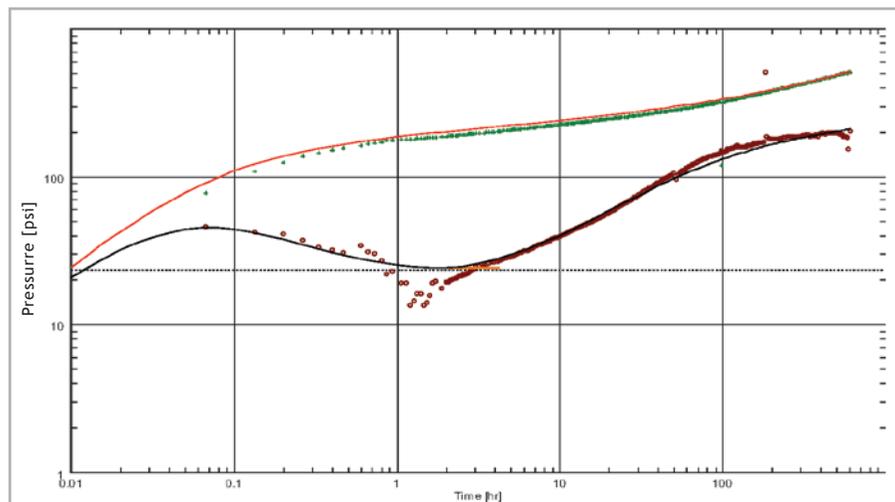


Figura 12. Derivada de la prueba de decremento de presión del pozo “E”.

A continuación, se muestran las diferentes curvas de incremento y decremento de presión superpuestas para identificar similitudes y/o desviaciones en cuanto al comportamiento observado, **Figura 13**. Las pruebas de

presión muestran un comportamiento similar, identificando así un canal y una segunda zona con menor permeabilidad (4.52 md), posiblemente una zona de desborde.

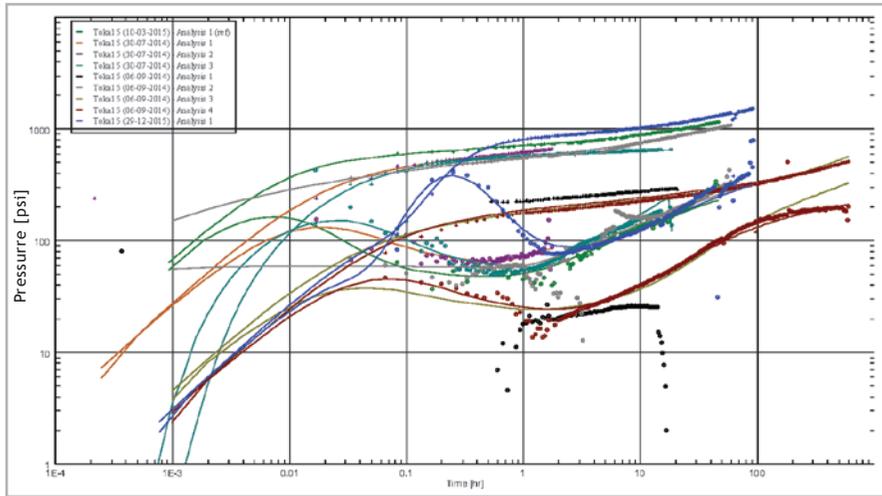


Figura 13. Comparativo de las diferentes derivadas de presión del pozo “E”.

El pozo “F” es un pozo horizontal terminado en la formación de interés. La sección horizontal del pozo es de 85 m navegados dentro del yacimiento. Desafortunadamente las pruebas de presión en el pozo no son concluyentes debido a que no fueron diseñadas para las condiciones del pozo.

transmisibilidad del sistema, la sección horizontal del pozo, el espesor del yacimiento y la anisotropía.

El comportamiento de la disipación de la onda de presión en un pozo horizontal, es un tanto diferente al esperado en un pozo vertical y/o desviado. La respuesta de presión está afectada por varios factores, como la

En la **Figura 14** se muestran la curva de incremento de presión y la de decremento de presión superpuestas del pozo “F” para identificar similitudes y/o desviaciones en cuanto al comportamiento observado. Ambas pruebas de presión muestran el mismo comportamiento, típica respuesta en un pozo horizontal, donde la propagación del disturbio de presión es incipiente mostrando un flujo pseudo-radial.

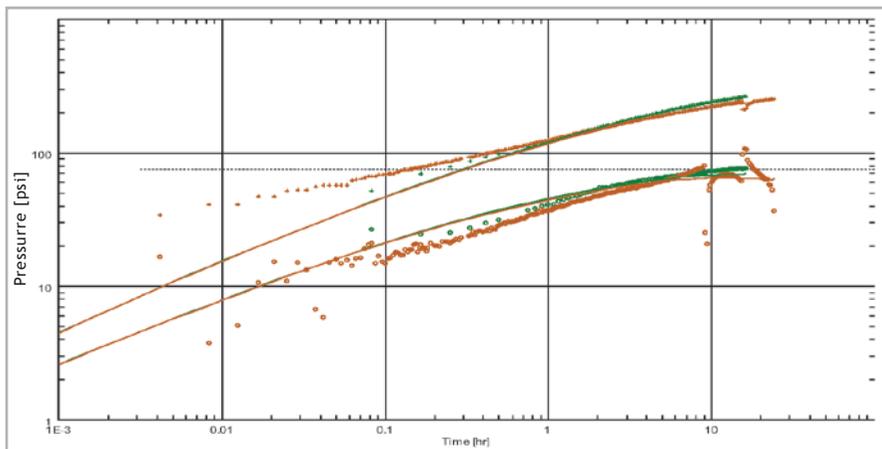


Figura 14. Comparativo de las diferentes derivadas de presión del pozo “F”.

En la **Tabla 2** se muestra una comparativa de las permeabilidades efectivas, capacidades de flujo y daño de cada uno de los pozos evaluados mediante el análisis de pruebas de presión.

Pozo	Intervalo (m)	K (md)	Kh (md-ft)	S
A	3,895-3,905	4.92	162	4
C	3,930-3,936	0.499	16.4	9.65
E	3,940-3,946	22.1	843	2.54
F	4,109-4,240	9.62	355	-1.26

Tabla 2. Resultados de permeabilidad efectiva, capacidad de flujo y daño obtenidos del análisis de pruebas de presión del campo.

Análisis de producción transitoria (RTA)

El análisis de producción transitoria (RTA) 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 el principal insumo son los datos de producción y las presiones de fondo fluyendo. La premisa principal para la aplicación del RTA es la declinación, por lo que se necesitan períodos considerables de historia de producción para tener resultados confiables. El RTA permite obtener parámetros del yacimiento como radios de drene de los pozos, estimación de la permeabilidad y capacidad de flujo, factores de recuperación finales (EUR), reservas remanentes, volúmenes originales in situ, factores de declinación, daño, volumen poroso asociado, entre otros.

Este tipo de análisis se aplicó para casi todos los pozos, obteniendo así resultados consistentes con el comportamiento observado en las pruebas de presión y el balance de materia. Para ejemplificar el proceso se muestra a continuación el análisis del pozo “A”.

El método de análisis de Fetkovich (1980) establece los períodos de flujo transitorio y flujo pseudoestacionario, a través del ajuste de curvas tipo con los datos de presión-producción del pozo en análisis. El período de declinación puede evaluarse según el tipo de declinación mostrado. El pozo “A” indica una declinación exponencial ($b = 0$) de 0.226 año⁻¹, un EUR de 0.884 MMbbl, un r_e de 235 m y una k de 2.21 md, **Figura 15**.

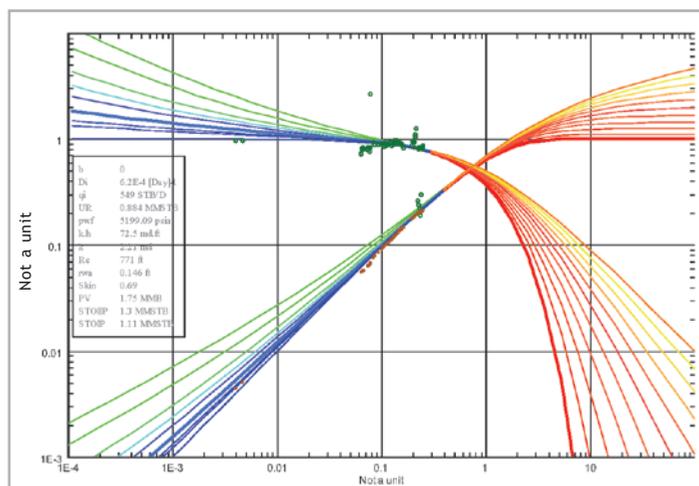


Figura 15. Método de Fetkovich para el análisis del pozo “A”.

El método de Palacio–Blasingame (1993) permite el análisis de la declinación mediante el ajuste por curvas tipo, basándose 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 gastos y caídas de presión variables para estado pseudo-estacionario.

El pozo “A” presenta un comportamiento un tanto irregular en cuanto al ajuste con las curvas tipo, debido principalmente al comportamiento de la presión de fondo fluyente durante el período de declinación seleccionado, cuyos resultados una k de 4.27 md, un r_e de 167 m y un volumen original in situ de 0.654 MMb, **Figura 16**.

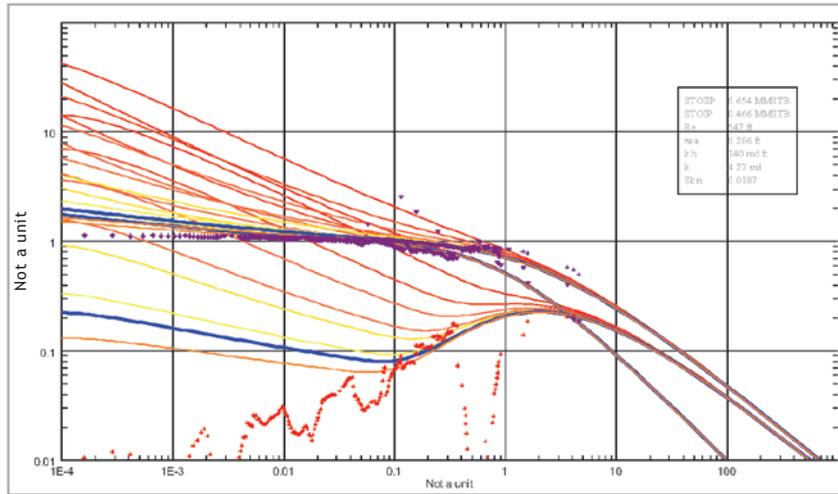


Figura 16. Método de Palacio-Blasingame para el análisis del pozo “A”.

El RTA se basa en los conceptos clásicos de declinación de Arps (1945). Por ende, la aplicación de las diferentes gráficas de Arps para declinación de la producción de aceite refuerza los análisis. Para el pozo “A” se identifica una declinación exponencial con reservas remanentes estimadas en el orden de 1.19 MMb y un EUR de 1.42 MMb.

presión. En este caso, el pozo “A” presenta una k de 5.04 md con un daño de 1.68 y una producción acumulada al tiempo de abandono de 0.703 MMb.

El método de Crafton (1997), considera la normalización de la presión y su derivada ajustadas al inverso del índice de productividad respecto al cociente de la producción acumulada entre la compresibilidad total y la caída de

Considerando la producción total del campo en la formación de interés, se logra reproducir el comportamiento de un pseudopozo con la historia de presión-producción del campo. El ajuste del período de declinación seleccionado del pozo es excelente, proporcionando un volumen original de 22.4 MMb, un radio de drenaje de 1,203 m y una permeabilidad promedio de 7.55 md, **Figura 17**.

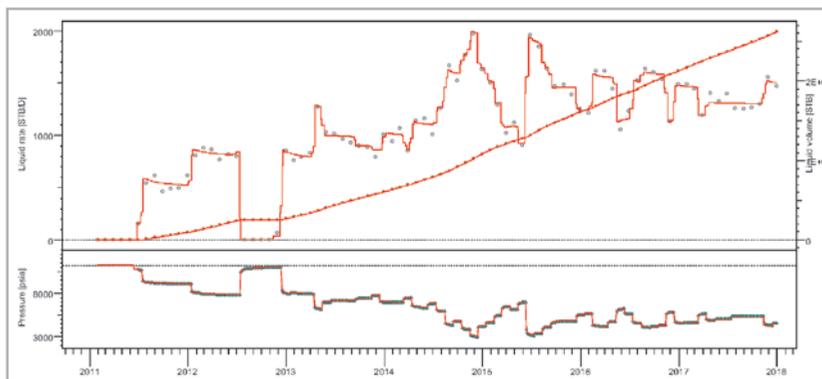


Figura 17. Ajuste histórico de presión-producción con pseudopozo.

Determinación del contacto agua-aceite (CAA) y su avance

Se procedió a calcular el avance del CAA por diferentes métodos, considerando que el CAAO yace a 3,965 mvbnmm debido a los gradientes observados por pozo. Por el método de balance de materia considerando todo el sistema como un sólo tanque, arrojó que el CAAA está a una profundidad de 3,964.8 mvbnmm.

Se realizó la distribución lineal por el corte de agua de cada uno de los pozos que han producido en la formación. Se obtuvo una buena cantidad de datos, los cuales están afectados por diversos factores, como la densidad de los fluidos, la salinidad del agua de formación, efectos de conificación y canalizaciones, (según sea el caso). Debido a lo anterior, se procedió a normalizar la tendencia del avance del CAA en función de la distribución lineal del corte de agua con la relación agua-aceite (WOR) de la producción acumulada. La finalidad de la normalización con la WOR es identificar un CAA en función de los fluidos producidos en el campo, lo que a su vez puede resultar en diferentes contactos, cuyo avance depende de las propiedades del sistema, como la

difusividad, la transmisividad, el volumen de hidrocarburos y el vaciamiento. Con el método de la distribución lineal del corte de agua contemplando la relación agua-aceite (WOR) de cada uno de los pozos productores, el análisis resultó en un CAAA a 3,964.9 mvbnmm con un avance de 0.002 m/año.

También se procedió a realizar el análisis de la variación composicional de los fluidos en función de la densidad API. Existen variaciones en cuanto a la composición de los fluidos respecto a la profundidad en el yacimiento. Esto explica el por qué cambia la densidad API durante el período de explotación, sobre todo cuando se cuenta con la presencia de un acuífero y/o un casquete de gas que, debido a los procesos de drene e imbibición, generan estas desviaciones. Con esta metodología es posible estimar la profundidad del CAA actual y su avance con tan sólo graficar los datos del corte de agua y la densidad API por pozo respecto a la profundidad (nivel medio de los disparos verticalizado). Con este método se obtuvieron los resultados siguientes: 3,894.9 mvbnmm, (pozo "A"), 3,932.7 mvbnmm (pozo "B") y 3,908 mvbnmm, (pozo "F").

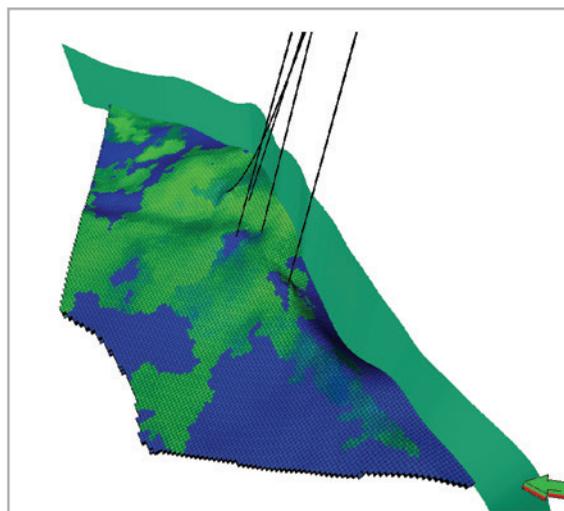


Figura 18. Contacto agua-aceite del yacimiento.

Conclusiones

Se aplicó la metodología de caracterización dinámica de yacimientos presentada en este trabajo para darle soporte a los estudios de caracterización y lograr un mejor entendimiento del comportamiento de los yacimientos

para calcular el verdadero volumen original y el factor de recuperación real, estimación de reservas y bancos de aceite o zonas no drenadas con mayor certidumbre, optimizar pozos y justificar técnicamente intervenciones futuras con el menor riesgo posible, así como generar pronósticos de producción más confiables, apegados a las condiciones

actuales de los campos. En este análisis de reingeniería de yacimientos y caracterización dinámica de una formación deleznable, cuyo ambiente sedimentario corresponde a flujos turbidíticos que forman abanicos en la base del talúd de edad Terciaria (Mioceno Superior) se reevaluó el potencial del campo, cuya eficiencia está en función de un ritmo de depresionamiento actual de 4.17 kg/cm²/mes, 47 kg/cm²/año y 124.2 kg/cm²/MMb.

El volumen original del campo es de alrededor de 22.5 MMb, cifra respaldada por los diferentes métodos aplicados (cálculo volumétrico, balance de materia, *X-plot* y RTA). Por consiguiente, el factor de recuperación actual es del orden de 11.78%.

Los mecanismos de empuje actuantes señalan que la energía del sistema está en función de la expansión roca-fluidos (56%), la expansión por gas en solución (30%) y la entrada de agua (14%). La entrada de agua neta (W_e) es de 0.51 MMb, mientras que la entrada de agua total es de 0.55 MM.

Se analizaron y reinterpretaron todas las pruebas de presión del campo, las cuales muestran comportamientos similares, identificándose los canales y una segunda zona con menor permeabilidad (zona de desborde) acorde al modelo sedimentario (ambiente de talúd con flujos turbidíticos), asimismo se observan efectos de penetración parcial que se van agudizando respecto al tiempo (posiblemente asociado al arenamiento) en algunos pozos. También se obtuvieron valores representativos para permeabilidad efectiva, capacidad de flujo, daño, radios de drene, etc. Debido a la cantidad y calidad de la información fue posible identificar efectos de interferencia o comunicación hidráulica entre pozos.

Se realizó el análisis de producción transitoria (RTA) para los pozos que contaban con la información adecuada considerando distintos métodos como Fetkovich, Palacio-Blasingame, Arps y Arps modificado, Crafton y el ajuste histórico. Además de obtener valores de permeabilidad efectiva, capacidad de flujo, daño y radios de drene, también se obtuvieron valores de volumen original de hidrocarburos, radio aparente de pozo, factor de declinación, EUR, reservas remanentes y FR final.

Adicionalmente se aplicó el método con un superpozo (pseudopozo) considerando toda la historia de producción del campo y los resultados son consistentes, obteniéndose un volumen original de 22.4 MMb.

Se procedió a calcular el avance del CAA por diferentes métodos: por el método de balance de materia considerando todo el sistema como un sólo tanque, estimándose que el CAAA está a una profundidad de 3,964.8 mvbnmm. Con el método de la distribución lineal del corte de agua contemplando la relación agua-aceite (WOR) de cada uno de los pozos que han sido productores en la formación, se obtuvo un CAAA a 3,964.9 mvbnmm con un avance de 0.002 m/año. También se aplicó el método de variación del gradiente composicional por el comportamiento de la densidad API por pozo y se obtuvieron los siguientes resultados: 3,894.9 mvbnmm (pozo "A"), 3,932.7 mvbnmm (pozo "B") y 3,908 mvbnmm (pozo "C").

Nomenclatura

PTA:	Pressure Transient Analysis – Análisis de presión transitoria
RTA:	Rate Transient Analysis – Análisis de producción transitoria
RGA:	Relación Gas-Aceite
CAA:	Contacto Agua-Aceite
CAAO:	Contacto Agua-Aceite Original
CAAA:	Contacto Agua-Aceite Actual
F_w :	Fracción o corte de agua
WOR:	Water-Oil Ratio - Relación Agua-Aceite
EUR:	Estimated Ultimate Recovery - Factor de recuperación final

Referencias

- Arps, J. J. 1945. Analysis of Decline Curves. *Trans., AIME* **160** (1): 228-247. SPE-945228-G. <https://doi.org/10.2118/945228-G>.
- Bourdet, D. 2002. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier.
- Campbell, R. A. y Campbell, J. M. 1978. *Mineral Property Economics, Vol. 3: Petroleum Property Evaluation*. Norman, Oklahoma: Campbell Petroleum Series.
- Corey, A. T. y Rathjens, C. H. 1956. Effect of Stratification on Relative Permeability. *J Pet Technol* **8** (12): 69-71. SPE-744-G. <https://doi.org/10.2118/744-G>.

5. 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, marzo 9-11. SPE-37409-MS. <https://doi.org/10.2118/37409-MS>.
6. DeLauretis, E. F., Yarranton, H. W. y Baker, R. O. 2008. Application of Material Balance and Volumetrics to Determine Reservoir Fluid Saturations and Fluid Contact Levels. *J Can Pet Technol* **47** (3). PETSOC-08-03-39. <https://doi.org/10.2118/08-03-39>.
7. Earlougher, R. C. Jr. 1977. *Advances in Well Test Analysis*, Vol. 5. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.
8. Ershaghi, I., Handy, L. y Hamdi, M. 1985. Application of the X-Plot Technique to the Study of Water Influx in the Sidi El-Itayem Reservoir, Tunisia. *J Pet Technol* **39** (9): 1127-1136. SPE-14209-PA. <https://doi.org/10.2118/14209-PA>.
9. Fetkovich, M. J. 1971. A Simplified Approach to Water Influx Calculations-Finite Aquifer Systems. *J Pet Technol* **23** (7): 814-828. SPE-2603-PA. <https://doi.org/10.2118/2603-PA>.
10. Fetkovich, M. J. 1980. Decline Curve Analysis Using Type Curves. *J Pet Technol* **32** (6): 1065-1077. SPE-4629-PA. <https://doi.org/10.2118/4629-PA>.
11. Ghahri, P., Berthereau, G., Milner, S. et al. 2013. Estimated Fluid Contact Using Material Balance Technique and Volumetric Calculation Improves Reservoir Management Plan. Artículo presentado en SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, Aberdeen, RU, septiembre 3-6. SPE-166612-MS. <https://doi.org/10.2118/166612-MS>.
12. Havlena, D. y Odeh, A. S. 1963. The Material Balance as an Equation of a Straight Line. *J Pet Technol* **15** (8): 896-900. SPE-559-PA. <https://doi.org/10.2118/559-PA>.
13. Jones, P. 1957. Drawdown Exploration Reservoir Limit, Well and Formation Evaluation. Artículo presentado en Permian Basin Oil Recovery Conference, Midland, Texas, EUA, abril 18-19. SPE-824-G. <https://doi.org/10.2118/824-G>.
14. Palacio, J. C. y Blasingame, T. A. 1993. Decline-Curve Analysis Using Type Curves - Analysis of Gas Well Production Data. Artículo presentado en Joint Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, EUA, abril 26-28. SPE-25909-MS. <https://doi.org/10.2118/25909-MS>.
15. Paredes, J. E., Carbajal, A., Izquierdo, R. et al. 2017. Fluid Contact Monitoring Using API Tracking. A Novel Methodology for Reservoir Surveillance. Artículo presentado en SPE Europec Featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, París, Francia, junio 12-15. SPE-185826-MS. <https://doi.org/10.2118/185826-MS>.
16. Pirson, S. J. 1964. Prediction of Relative Permeability Characteristics of Intergranular Reservoir Rocks from Electrical Resistivity Measurements. *J Pet Technol* **16** (5): 564-570. SPE-749-PA. <https://doi.org/10.2118/749-PA>.
17. Schilthuis, R. J. 1936. *Active Oil and Reservoir Energy. Trans.*, AIME **118** (1): 33-52. SPE-936033-G. <https://doi.org/10.2118/936033-G>.
18. Tarek, A. 2006. *Reservoir Engineering Handbook*, third edition. Burlington, Massachusetts: Elsevier/Gulf Professional.
19. Villalta Martínez, E. J. 2014. *Informe del Modelo Estratigráfico de los Campos Tokal y Alameda*. Estudio Integral y Diseño del Plan de Explotación de los Campos Tokal y Alameda, Comalcalco, Tabasco.
20. Yildiz, T. y Khosravi, A. 2007. An Analytical Bottomwaterdrive Aquifer Model for Material-Balance Analysis. *SPE Res Eval & Eng* **10** (6): 618-628. SPE-103283-PA. <https://doi.org/10.2118/103283-PA>.

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 Proyecto de Explotación Bellota Chinchorro del Activo de Producción Bellota Jujo, donde ha fungido como ingeniero de yacimientos, 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 el área de ingeniería de yacimientos del Proyecto de Explotación El Golpe Puerto Ceiba del Activo de Producción Bellota Jujo, 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 Society of Petroleum Engineers y del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Diego Armando Lechuga Medina

Ingeniero Geofísico egresado del Instituto Politécnico Nacional en 2012.

Inició su carrera profesional en 2012 como Geofísico para el proyecto PEP Región Sur. Seis meses más tarde se incorporó a la compañía ITSC como Ingeniero en entrenamiento. Permaneció dos años participando en diversos estudios integrales de caracterización estática para campos Terciarios de yacimientos maduros del Activo de Producción Bellota-Jujo. En octubre de 2014 ingresa a Petróleos Mexicanos a través del programa de reclutamiento Talento PEP asignado al Proyecto de Explotación El Golpe-Puerto Ceiba. Actualmente, continúa asignado al proyecto, dando seguimiento a perforaciones, actualización de modelos estáticos y desarrollo de campos maduros como intérprete sísmico.

Jonathan Manuel Leal Saucedo

Ingeniero en Geociencias, egresado del Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, obteniendo el título en 2005. Cuenta con una Maestría en Ingeniería en Exploración y Explotación de Recursos Naturales por la UNAM, 2013-2015.

Inició su vida laboral en el Activo de Exploración Región Sur, en la Coordinación de Operaciones Exploratorias, en el Departamento de Operación Geológica como Geólogo de subsuelo, de febrero de 2006 a mayo de 2009; integrándose al Proyecto Bellota Chinchorro de mayo de ese mismo año a junio de 2010, apoyando a la generación de localizaciones para el desarrollo del Campo Paché, Bricol y Madrefil.

De junio de 2010 a diciembre de 2011 participó en el Área de Geociencias del APBJ en el Proyecto del modelado de los campos Edén-Jolote, con enfoque en estratigrafía. De 2012 a agosto de 2013 participó en el proyecto El Golpe Puerto Ceiba en el área de caracterización estática apoyando a la generación de localizaciones.

Actualmente, labora en el Proyecto de Explotación El Golpe Puerto Ceiba como Líder de caracterización estática de yacimientos.