

Caracterización de yacimientos y fluidos usando tecnología avanzada de registros de pruebas de formación. Nuevo avance en la evaluación y estimación de productividad de yacimientos de carbonatos de México

Guillermo Gutiérrez Murillo¹, Sergio Berumen Campos¹, Francois Dubost¹

1.- Pemex Exploración y Producción

2.-Schlumberger

Resumen:

La detallada caracterización de un yacimiento involucra la precisa definición de las propiedades del fluido y de la roca que lo contiene. Durante la evaluación de un campo, al inicio de la descripción del yacimiento, se utilizan datos de pozo para la obtención de las propiedades esenciales para la construcción de un modelo que permitirá tomar decisiones adecuadas para el diseño y la terminación del pozo; así mismo, permite la estimación de reservas y la optimización del desarrollo del yacimiento.

Tradicionalmente las pruebas de pozo eran utilizadas para determinar la productividad mediante parámetros básicos del yacimiento, tales como: presión, permeabilidad y flujo de los fluidos producidos, con el fin de recavar información del fluido y establecer el potencial productor de una zona. La nueva tecnología, a través del uso de pruebas de formación por cable, WFT (por sus siglas en ingles, *Wireline Formation Tester*) de tipo MDT (*Modular Dynamics Tester*), ha provisto este tipo de información en una forma más rápida y eficaz en pozos abiertos antes de que comience la terminación de pozo. Esta técnica permite decidir y evaluar previamente los mejores intervalos a producir, y con esto adecuar las decisiones con respecto a la terminación, y maximizar la productividad del pozo. Siendo esta una técnica confiable, redituable y por medio de la cual el usuario puede optimizar sus pruebas convencionales y al mismo tiempo reducir sus costos.

La identificación y caracterización de fluidos es información esencial para los ingenieros involucrados en la descripción y evaluación para la recuperación de hidrocarburos. Los ingenieros de yacimientos utilizan la información del fluido PVT para estimar reservas; los ingenieros de producción, para el diseño de terminaciones y equipo en superficie; los geólogos y petrofísicos para entender la estructura del yacimiento y la continuidad de los cuerpos de la arena; y la geoquímica para definir modelos estáticos más precisos. Del rango de servicios que posee el WFT, sobresale el análisis de fluido de pozo DFA (*Downhole Fluid Analysis*) y la recuperación de muestras de una sola fase en el fondo del pozo. El DFA es un nuevo concepto, el cual utiliza técnicas ópticas para analizar fluidos, en la línea de flujo del WFT, durante las pruebas de formación. Los fluidos se pueden identificar por sus variaciones de color, y diferenciar por espectroscopia.

Más allá de una identificación de fluidos, se obtiene un perfil de presión y fluidos distribuidos a lo largo del pozo, definiendo aspectos fundamentales del yacimiento; tales como, arquitectura del yacimiento (compartimentos) y contactos de fluidos. Los más grandes yacimientos carbonatados de México no presentan contactos bien definidos, debido a las diferencias que se observan entre fluidos estáticos registrados (saturación) y la respuesta dinámica de los fluidos circulando (producción). Los fluidos se asumen con características homogéneas y los yacimientos son modelados como si se tratara de una sola unidad; mientras que los fluidos y compartimientos de los yacimientos son mucho más

complejos y heterogéneos. El desarrollo de estos campos, locaciones de pozo, mecanismos de producción y de recuperación se basan en el modelo del yacimiento; en pocas palabras, un pobre entendimiento puede tener consecuencias dramáticas para la futura recuperación de los hidrocarburos. El estudio detalla esta técnica en México para probar pozos con WFT, estimar parámetros de producción, identificar fluidos y describir los mismos en términos de su RGA, mediante el uso del DFA; densidades de fluidos con gradientes de presión.

Por medio de dos ejemplos en yacimientos carbonatados, se muestra el uso de perfiles de presión y perfiles de fluidos para el uso en la definición del contacto de fluidos y arquitectura del yacimiento.

Introducción:

La completa caracterización del yacimiento requiere, mediciones de presión de formación, la determinación de permeabilidad y su posible anisotropía; también, la recolección de muestras de fluidos para el entendimiento de la dinámica del yacimiento. Algunos WFT avanzados, ofrecen la posibilidad de adquirir estas mediciones en pozo abierto o en pozo entubado. La medición básica consiste en la recolección de presiones y movilidades, a partir de un dispositivo de prueba que se extiende a través del pozo, haciendo posible la repetición múltiple de las mediciones a lo largo del mismo. Los perfiles de presión y movilidad obtenidos, se han usado en los últimos 30 años con el fin de comprender los yacimientos; algunos de los objetivos más comunes son: la arquitectura, contactos de fluidos y conectividad de los cuerpos productores.

Mediante el uso de doble empacador que aísla un intervalo de 1 metro, se obtiene además de una simple prueba de pretest obtenida de un pequeño ensayo en mini escala, una producción local y se cree un ensayo tipo mini DST. Los resultados de las medidas de presión del decremento y del incremento de presión registradas con un medidor de cuarzo de alta resolución, en el intervalo provisto por el doble empacador, proporcionan información de las propiedades de la formación en una escala cercana a las celdas de un simulador dinámico.

El valor de la prueba de la presión transitoria del mini-DST, se ha reconocido y discutido en la literatura¹ de los últimos años y en las pruebas de interpretación desarrolladas. Kuchuk^{2,3} derivó soluciones analíticas de pruebas de presión transitorias para pozos parcialmente penetrados en yacimientos homogéneos y laminados con fluidos cruzados. Estas pruebas especialmente, en ambientes de mar profundo, han remplazado pruebas convencionales, las cuales resultan más costosas y dañinas para el medio ambiente.

Los análisis de fluido del pozo, DFA, es una tecnología reciente que utiliza técnicas ópticas para analizar fluidos del flujo a través de la herramienta, durante la prueba; y permite alcanzar dos objetivos simultáneamente: la prueba misma permitiendo derivar parámetros de productividad de la formación y la información del fluido en tiempo real. Los analizadores tienen la habilidad única de discriminar fluidos: aceite, gas o agua; y diferenciar entre varios tipos de aceites, basado en su contenido de metano disuelto, y su color; así como también, establecer una aproximación de la composición de los fluidos con un cálculo de la RGA y densidad API.

La estimación de reservas, la construcción de infraestructura e inversiones realizadas durante el desarrollo, están directamente relacionadas a la calidad y composición de los hidrocarburos en el yacimiento. Y merecen el mismo grado de descripción y tratamiento como se realiza comúnmente a las rocas.

Aun así, lo más relevante es la combinación del perfil de presión con un perfil de fluidos que

determine el contacto del fluido y los posibles compartimentos del yacimiento; ambos indican la técnica necesaria para la extracción y producción de los hidrocarburos.

Las variaciones en los regímenes de presión en las distintas unidades de flujo, permite establecer las barreras existentes entre las unidades del yacimiento; lo cual no es evidente en los registros estándares. La variación vertical propia del fluido o comúnmente denominada inversión de densidad (un fluido mas pesado descansa sobre un fluido más ligero), permite inferir la presencia de barreras al flujo y esto se ilustra en el siguiente ejemplo referente a un yacimiento carbonatado de gran dimensión en el área marina de México.

Finalmente los contactos del fluido, frecuentemente difíciles o prácticamente imposibles de establecer por medio de registros convencionales, se determinan claramente mediante un perfil de presión; el cual, se relaciona con la densidad de fluido. Un registro convencional ayuda a determinar saturaciones y en el mejor de los casos es posible obtener los contactos de agua-aceite o gas-aceite; sin embargo, el contacto de los fluidos móviles es generalmente diferente, ya que las condiciones estáticas son diferentes a las condiciones dinámicas debido a las fuerzas capilares que retienen a los fluidos en el espacio poral.

Un caso típico en yacimientos carbonatados se presenta en sistemas de rocas mojadas por aceite, en los cuales la saturación del aceite es residual, y el agua fluye aunque presente valores de baja saturación. Los valores de saturación de agua en los rangos de 30 y 40% son comunes, en intervalos donde se produce agua; con esto, se ilustra la gran diferencia entre saturaciones y la producción real de fluidos. De ahí que, los contactos de los fluidos de interés son realmente el nivel en donde las presiones capilares tienen valores de cero, siendo este el nivel en donde una fase fluye por debajo y una fase más ligera fluye por arriba de la profundidad del contacto, que se denomina en el caso de un nivel de agua-aceite, el nivel de agua libre. Este nivel es distinto del contacto agua-aceite, el cual esencialmente depende de las fuerzas capilares y de la mojabilidad de la roca. Generalmente se menciona que un probador de formación responde a la fase móvil, el contacto que se determina en la intersección entre los gradientes de presión de agua y aceite es el nivel de agua libre. Las diferentes fases fluyendo son entonces corroboradas con estaciones de identificación de fluidos, y permite virtualmente predecir que fase fluirá y corroborará los resultados de los gradientes de presión.

Las aplicaciones denominadas mini-DST, el registro del fluido obtenido del DFA, el perfil de presión y movilidad con dispositivos de pruebas estándar; son soluciones cruciales en materia de yacimientos, que se ilustran en este estudio particularmente en yacimientos carbonatados, con ejemplos de los nuevos campos mexicanos.

Operación y detalles de configuración de la herramienta:

El probador de formación es esencialmente un dispositivo usado en operaciones de registros por cable en pozos abiertos o entubados, que incluyen una punta de prueba que se posiciona a una profundidad y se extiende contra la pared del pozo durante la prueba, originando un mini-decremento seguido por un incremento (build-up), con el fin de probar una zona. Al final del build-up la presión medida es igual a la presión del yacimiento a esa profundidad. La medición se efectúa en distintas profundidades para obtener un perfil de presión. La última generación de herramientas (Fig. 1) es modular y es posible agregar funciones extras como una bomba de fondo de pozo, un analizador óptico de fluidos o un doble empacador. El flujo se analiza en un determinado tiempo para identificar fluidos que circulan a través de la herramienta del intervalo aislado por el doble empacador, en donde los fluidos son bombeados desde el yacimiento hacia el pozo.

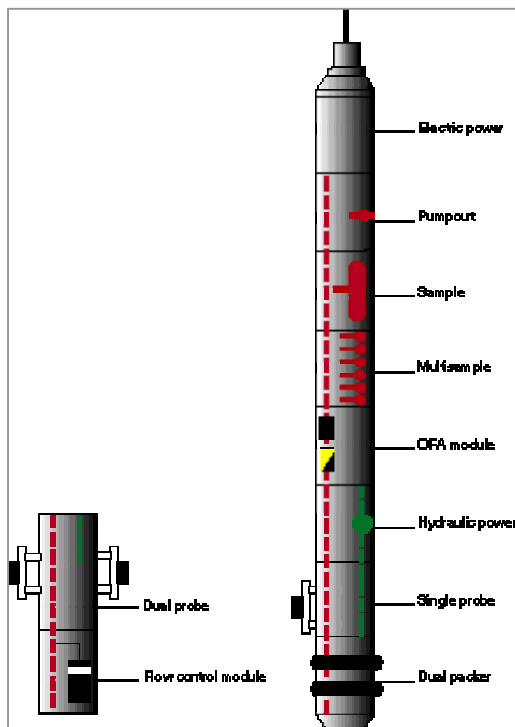


Fig.1: Configuración del Probador de Formación del Wireline

En la Fig. 1 se ilustra la configuración típica de la combinación del montaje del empacador con un probador remoto y un analizador de fluido con diferentes cámaras para distintos tipos de muestras recuperadas por el PVT. Una bomba de fondo permite la circulación del fluido desde la formación hacia el pozo a través de la línea de flujo de la herramienta. Este es solo uno de los distintos ejemplos de las configuraciones posibles de la herramienta que es modular y sus funciones se configuran conforme a los objetivos proyectados.

Mediante los resultados de estas pruebas por cable, ya sean de tipo pretest estándar, que estima la presión y movilidad de los fluidos; ó por medio de un mini-DST con doble empacador, que obtiene la permeabilidad efectiva, el daño y la presión de las distintas zonas probadas, es posible efectuar la predicción de la producción potencial del pozo en las distintas zonas probadas. Es posible calibrar los registros de permeabilidad tal como los registros de resonancia magnética, categorizar intervalos a producir o en donde ubicar una reentrada; y usando un análisis nodal, la construcción de escenarios para optimizar la subsecuente producción. Estos procedimientos han sido aplicados en el ejemplo que se detalla a continuación.

El LFA es uno de los distintos analizadores disponibles que comprenden el arreglo del DFA, y es uno de los procesos de identificación de características del fluido a través de espectroscopia óptica; también hace posible la distinción del gas que fluye desde la solución hacia un detector de gas. Otra de las cualidades es la de monitorear el contenido de metano en la solución, que generalmente se presenta en los fluidos de formación y no es detectable en los lodos base aceite (OBM). En pozos de aceite, perforados con lodos base aceite, las muestras de medición son contaminadas durante la adquisición. A través de técnicas de caracterización de fluidos, como la RGA, es posible la identificación del fluido, siendo gas, agua o aceite durante cada estación de medición^{4,5}.

La Fig. 2 describe los dos sensores utilizados para distinguir los diferentes tipos de fluidos; la figura 3, detalla el espectro óptico de densidad para el espectrómetro, que indica niveles de absorción (a partir de colores en regiones de luz visible, y por absorción vibracional en la región infrarroja cercana) para distintos tipos de fluidos en distintas longitudes de onda.

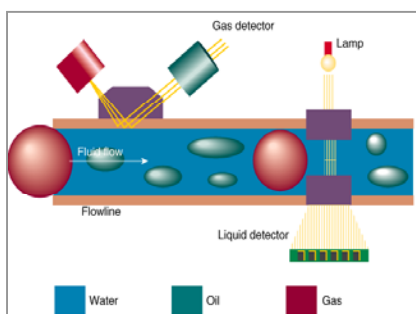


Fig.2: Detector del gas LFA (refractómetro) y espectrómetro de absorción

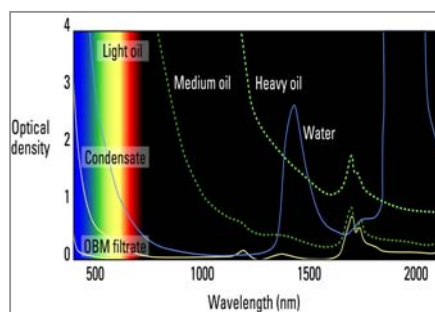


Fig.3: Espectro de absorción para fluidos diversos

El organigrama de la fig 4, detalla la metodología utilizada para la obtención de parámetros críticos del yacimiento que permiten predecir la productividad y las propiedades del fluido.

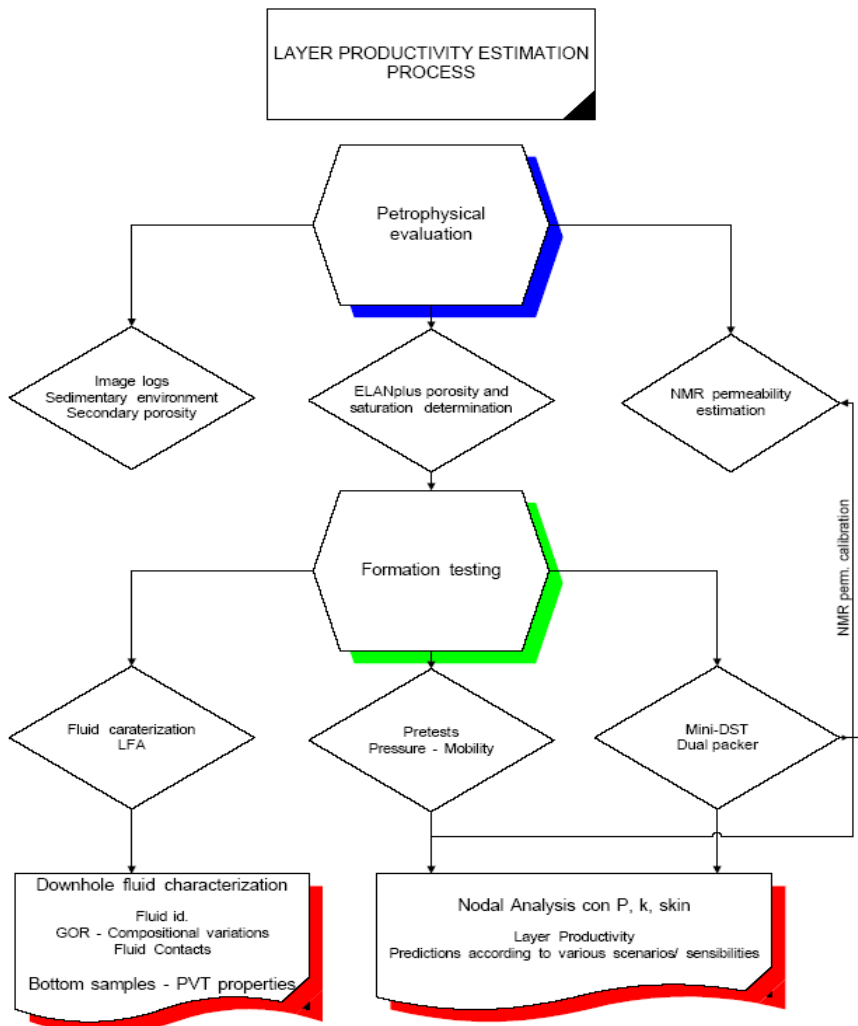


Fig.4: Organigrama que detalla la metodología para determinar parámetros del yacimiento.

En un esquema clásico, se utilizan registros convencionales con el fin de determinar los intervalos de interés; las pruebas tradicionales son comúnmente realizadas en cada intervalo de interés seleccionado, para determinar la respuesta del yacimiento en términos de producción. Este método resulta largo y costoso, debido a que las pruebas se realizan usualmente en pozo entubado, y cualquier intervalo productor de agua o de pobre producción necesita de arreglo que se suman a la lista de los grandes costos previamente generados; porque para cualquier prueba de producción o del tipo DST, es necesaria una limpieza completa en el pozo que puede tomar días o semanas. En caso de existir mala cementación o problemas de terminación en el pozo, algunas veces estas pruebas no son representativas para determinar las propiedades del yacimiento, y es posible que circulen fluidos que no sean hidrocarburos a través de canales en el cemento por los distintos intervalos.

Se han generado grandes discusiones acerca de los avances que ofrece el WFT en comparación con las pruebas convencionales de flujo⁶, Whittle et al. (2003); ahora es posible confirmar reservas probadas con pruebas por cable conforme a las regulaciones del SEC en Estados Unidos.

Algunos grandes avances son: la evaluación completa en pozo descubierto antes de tomar acción en pozo entubado, la disminución de disparos innecesarios durante la terminación o una futura perforación direccional en los mejores intervalos evaluados. Éstos avances logrados son comunes en la mayoría de los ambientes de costa afuera, en donde por cuestiones ambientales, la circulación de fluidos a la superficie son prohibidos y la mayoría de los campos en tierra son operados por compañías internacionales. Por ejemplo, por cuestiones de costos desde 1995, sólo 6 de los 45 campos costa afuera en el Golfo de México, han sido fluidos hasta superficie con técnicas convencionales de producción, y sólo 2 en los últimos 6 años. Los probadores de formación por cable han reemplazado adecuadamente las técnicas de pruebas convencionales, por medio de evaluaciones en menos tiempo, más detalle, mayor cobertura en un amplio rango de intervalos y mayor resolución vertical en la descripción de propiedades a lo largo del pozo.

Evaluación Petrofísica:

La metodología que se utiliza, consiste en realizar una descripción preeliminar de la roca por medio de una evaluación petrofísica de alta resolución. La saturación se determina a través de un registro avanzado de interpretación (ELANplus), y la porosidad independiente de la litología se calcula mediante un registro de resonancia magnética.

Es posible obtener medidas continuas de permeabilidad, a través de ecuaciones empíricas como el SDR de Schlumberger o el modelo de Timur-Coates. Estas mediciones de permeabilidad se calibran posteriormente con núcleos o con mediciones dinámicas puntuales realizadas con el WFT.

Determinación de permeabilidad con WFT:

Los datos de presión obtenidos a través de pruebas de presiones sencillas, usando un solo probador modular de WFT, o datos de presión registrados durante el muestreo de fluido de la formación proveen información para los cálculos de movilidad o de permeabilidad (si se conoce la viscosidad del filtrado del lodo en condiciones de fondo de pozo) se basan en técnicas estándar de análisis presiones transitorias, Fig. 5-7.

Durante el pretest, el fluido de la formación se retira a través de la punta de prueba hacia la cámara de pretest de hasta 20cc. Esto genera un flujo localizado en la formación cuyo patrón es de carácter esencialmente esférico. Por lo tanto, el análisis de la respuesta dinámica de presión de la cámara se basa en el análisis de un flujo esférico de un fluido poco compresible en un medio homogéneo. Esta presión de drawdown depende de la permeabilidad efectiva de la formación para el fluido en cuestión, que es usualmente filtrado del lodo de la zona invadida.

Al final del periodo del drawdown, cuando las cámaras de pretest están llenas, el efecto de presión continua avanzando en un patrón similar debido al fluido que se mueve desde una parte que no ha sido afectada en la formación hacia el área de baja presión, que es causada por la punta de prueba del WFT. Este periodo se conoce como build-up. La presión que se mide en la punta de prueba, continúa creciendo hasta que se estabiliza, que es usualmente la presión original de formación. El tiempo que se requiere para el build-up depende esencialmente de la permeabilidad la formación desde la zona virgen hasta la fase móvil del fluido de formación; entonces, existen dos formas diferentes para derivar la permeabilidad de la formación por medio del pretest:

1) Drawdown:

Como consecuencia de la naturaleza esférica del flujo del fluido, el cual implica que la mayoría del movimiento del fluido ocurre en un volumen pequeño que rodea la punta de prueba, las condiciones estables se obtienen rápidamente durante el periodo del drawdown y la caída de presión resultante se describe de la siguiente manera:

$$\Delta p_{ss} = C \frac{q\mu}{2\pi r_p k_d} \left(1 - \frac{r_p}{r_e}\right)$$

donde Δp_{ss} es la caída de presión, C es el factor del forma de flujo, r_p es el radio efectivo de la punta de prueba*, r_e es el radio externo del efecto de la presión, y k_d es la permeabilidad que afecta la caída de presión “drawdown”.

2) Build-up:

El incremento de presión que sigue el drawdown se propaga esféricamente y continúa así hasta que alcanza una barrera impermeable. En esta etapa el patrón de flujo esférico se altera y en el caso de la presencia de dos barreras, Fig. 6, la propagación esférica se convierte en propagación radial y cilíndrica.

La ecuación de build-up se compone de:

$$p_i - p_c = 2687 \frac{q\mu}{k_r h} \times f_c(\Delta t), \text{ en donde la función de tiempo corresponde a la función de tiempo de Horner.}$$

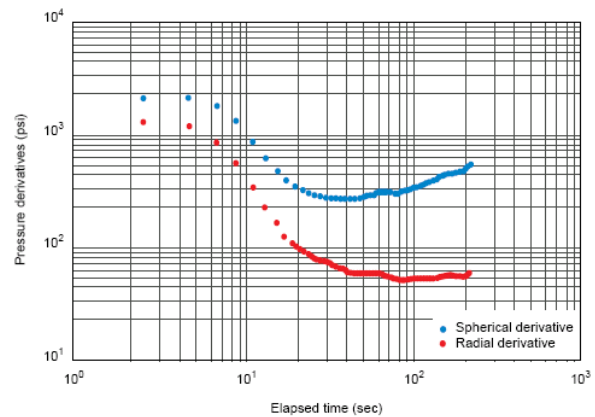
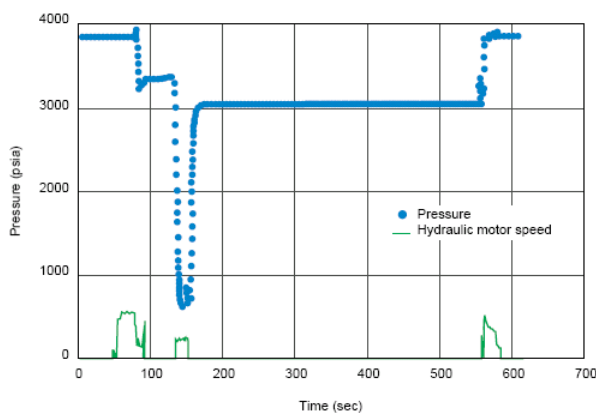


Fig.5,6: Gráfica de presión contra tiempo de un pretest con una sola punta de prueba y su gráfica de flujo correspondiente.

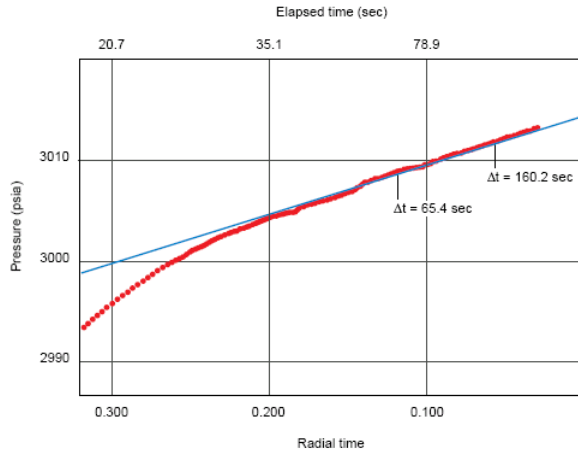


Fig.7: Gráfica especializada (Horner) – flujo radial para determinar la permeabilidad de build-up y extrapolar la presión.

El módulo de doble empacador proporciona una prueba del tipo mini-DST, que se analiza mediante técnicas de pruebas de pozos convencionales que presentan la particularidad de reducir los rangos y tiempos de build-up; usando modelos específicos de pozos parcialmente penetrados.

El área abierta al flujo en la pared del pozo se representa únicamente por el espacio aislado por el doble empacador (generalmente de 1m), de ahí que el análisis transitorio de presión consiste en encontrar soluciones clásicas a la ecuación de propagación del flujo en un periodo de flujo radial infinito.

Perfil de la presión:

Mediante mediciones puntuales de presión en el pozo, la heterogeneidad vertical que se ilustra por anomalías del gradiente de presión, puede ser encontrada. Ésta información es crucial para la evaluación de pozo, en donde los sellos del yacimiento y los compartimientos presentan un problema. Además los gradientes de presión permiten el cálculo de densidades de fluido y definir sus contactos, Fig. 8.

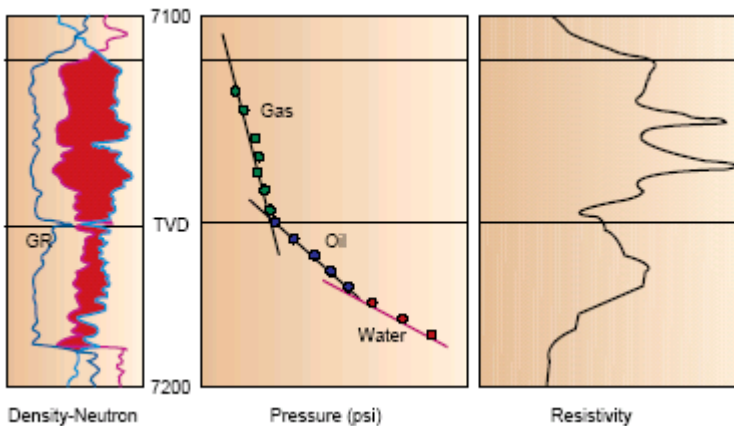


Fig.8: Ejemplo de determinación de contactos de fluidos mediante gradientes de presión.

Propiedades de fluido PVT:

El último paso antes de la evaluación de los resultados de producción, es la obtención de información de fluidos en el pozo que se encuentran directamente identificados por medio del LFA, en los diferentes intervalos probados. El reconocimiento directo de fases de gas, aceite o agua se determina por una combinación de detección de gas y espectroscopía dentro del pozo. La absorción óptica en la región visible e infrarroja del espectrómetro, se utiliza para determinar y cuantificar el fluido; el cambio del índice de refracción en el detector de gas, se utiliza para determinar gas libre, y la presencia de metano en solución se obtiene y utiliza para ambos monitoreos de contaminación (en casos de filtrado de lodo base aceite, la detección de metano permite determinar aceite virgen del filtrado del lodo base aceite) y detección de gas. Esto permite corroborar resultados del análisis petrofísico y confirmar contactos del fluido.

También se obtiene un cálculo de evaluación de RGA directamente en el pozo, que permite reconocer cualquier tipo de cambio en la composición de las muestras, en caso de que exista como resultado de segregación gravitacional, biodegradación o otros fenómenos que generen cambios en la composición del aceite respecto a profundidad. Esta información ayuda a asegurar que el programa del muestreo sea adecuado y una mayor sección del yacimiento sea cubierta.

Las muestras se recuperan para estudios de PVT bajo condiciones de fondo de pozo que mantienen los fluidos de una sola fase.

Cálculo de productividad y evaluación de la capa productora:

Con los resultados de las pruebas descritas anteriormente, y ya determinados todos los parámetros del yacimiento, tales como permeabilidad efectiva, daño y presión y las propiedades de los fluidos; es posible la estimación de una la producción y categorización óptima de los intervalos, por medio de técnicas de análisis nodal clásico; y se continúa con el modelo de Liu⁷.

El comportamiento del *inflow* se obtiene con los parámetros mencionados, mientras que para el *outflow* se necesita el conocimiento de la terminación y las condiciones de superficie para estimar la producción.

Interpretación de los perfiles de fluidos y presión:

Las mediciones de presión distribuidas arrojan respuestas con respecto a la estructura del yacimiento, falla en los sellos, barreras en el flujo, identificación de zonas veloces y todo lo que pueda impactar la producción final. Además mediante este probador y la caracterización del fluido en el pozo en varios puntos, es posible determinar si es un solo o diferentes tipos de fluidos, los que infieren la existencia de una barrera que puede impedir el flujo. El uso de presiones corroboradas con la descripción del fluido dentro del pozo, permite determinar los problemas más cruciales en los campos carbonatados de la zona sur y marina de México; las profundidades de contacto y el estado del agua en el yacimiento. Esta descripción exacta no se ha realizado antes, mediante algún otro tipo de tecnología aplicada a estos yacimientos, sin que los clientes requieran de repetidas pruebas e intervalos a disparar para la búsqueda de agua, a pesar de nuestros esfuerzos para tratar de encontrar agua irreducible por medio de registros empíricos. El agua que no presenta características irreducibles, se convierte en un problema, ya que la roca probablemente se encuentre mojada por aceite. Sin embargo, las pruebas de formación han entregado recientemente respuestas directas acerca de la estructura del yacimiento.

Exploración de la área marina Faja de Oro

[illegible]

En el pozo en estudio, se adquirió un juego completo de registros, además de un extenso programa de pruebas de formación, que consistió de pretests, estaciones DFA y mini- DST, con el fin de establecer:

- La mayoría de las pruebas de presión que se realizaron con módulo de una punta de prueba fueron concluyentes, con puntos mostrando valores de movilidad de 1 – 150 mD. La figura 10 muestra regímenes de presión obtenidos que indican que las capas superiores por encima de 2730 mtvd siguen un régimen de presión constante, con densidades de fluidos que corresponden a aceite (32 – 42° API), que presentan una posible variación mínima en las propiedades del aceite indicado por un cambio en el valor de la densidad del fluido, de 0.65 g/cc a 0.84 g/cc en condiciones de temperatura y presión de fondo. Los resultados obtenidos por el LFA confirman que el flujo de aceite monofásico a diferentes profundidades, en donde las muestras fueron recuperadas y analizadas en la sección superior.

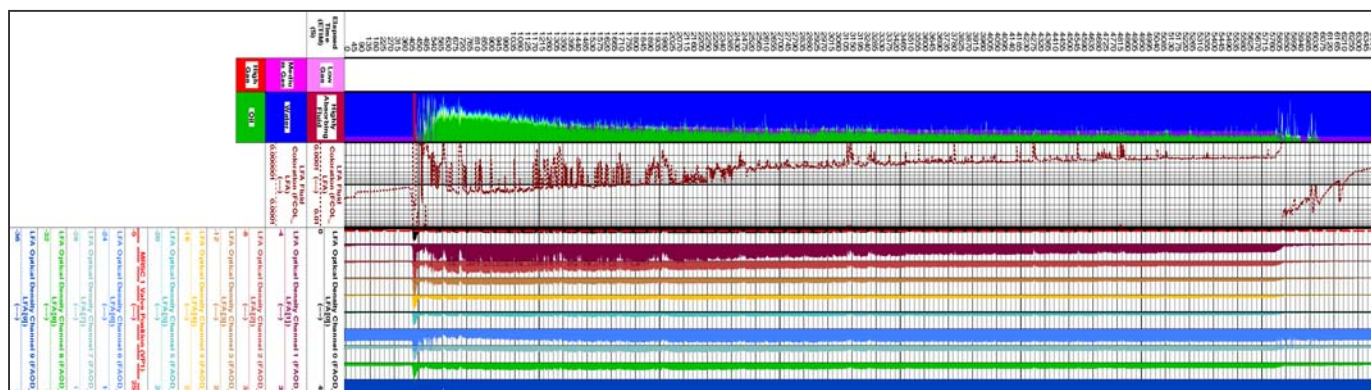


Fig.11: Resultado del analizador de fluido, a 2740m tvd se obtuvo una muestra de agua. El aceite se mueve al comienzo del bombeo (el aceite residual se moviliza cerca al pozo con una mayor caída de presión y entonces el agua libre fluye desde mayor profundidad en el yacimiento, después en drawdown)

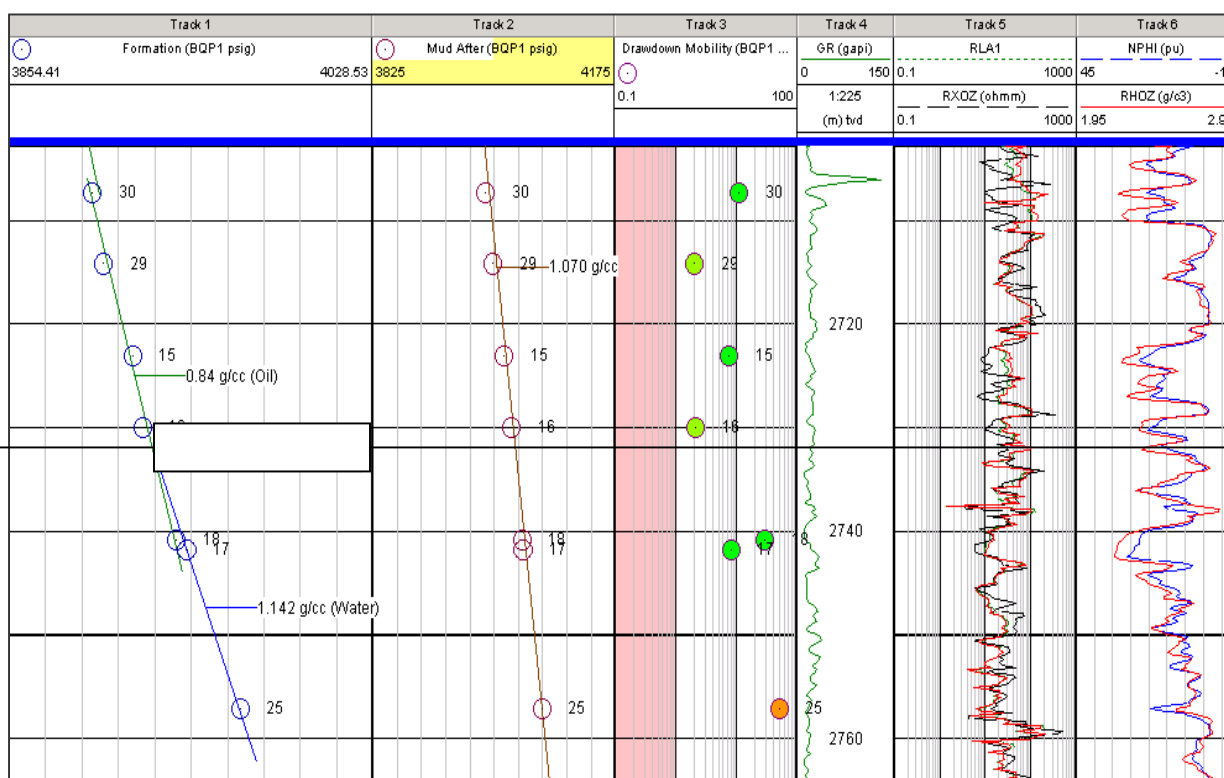


Fig.12: Determinación del contacto de fluido a partir de las mediciones de presión y gradientes de flujo.

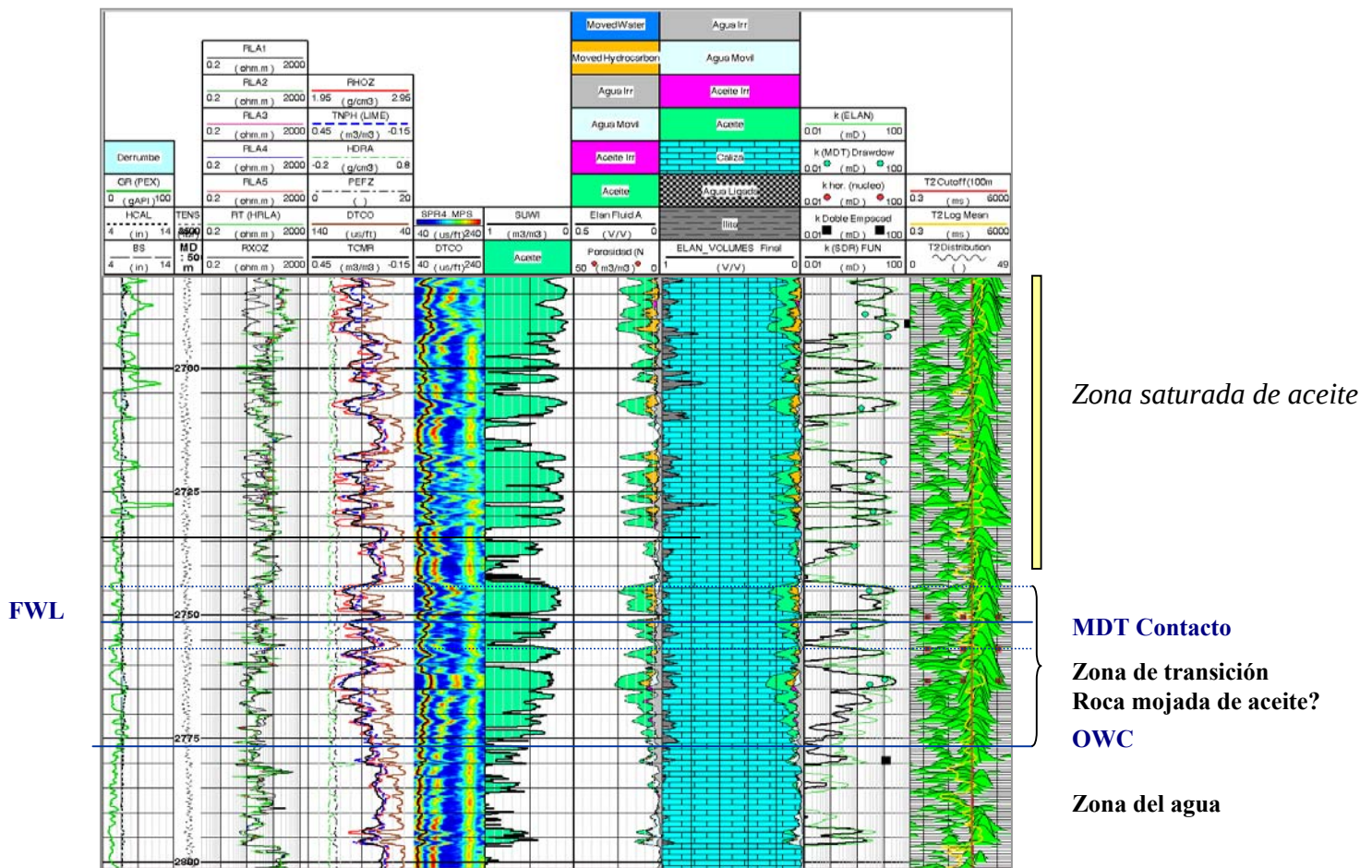


Fig.13: Descripción de la zona de la transición con el MDT. El aceite libre se encuentra 25 mts encima del OWC, el yacimiento es probablemente mojado con aceite, con una zona de transición que mantiene aceite residual. El contacto no puede ser determinado únicamente con las saturaciones.

Se realizaron un número de pruebas, pretest y mini- DST's, para asegurarse de la buena calidad de las medidas de presión hechas al final del build-up, típicamente se realizan dos pretest por asentamiento de la herramienta para repetir la medición de presión encontrada. La permeabilidad se obtiene comúnmente de la movilidad del drawdown transformada en permeabilidad al multiplicar por la viscosidad del fluido (la viscosidad del filtrado de base agua derivados a la presión y temperatura del pozo se encontró de 0.37 cp).

Esta permeabilidad compara con la permeabilidad derivada del build-up (de la misma orden de magnitud), determinada cuando un análisis del régimen de flujo se encontrá, como se muestra en la figura 14 b (régimen de flujo esférico) .

De las pruebas del mini-DST se obtiene una medida a escala de investigación más profunda con periodos de flujo de dos horas durante el muestreo, que permite alcanzar en los intervalos probados el radio de investigación de la respuesta transitoria de aproximadamente 100 mts.

Durante estas pruebas, la evaluación de la presión, producto de permeabilidad-espesor, identificación del fluido y daño son realizadas con los siguientes objetivos.

- Predecir el tipo de fluidos a circular: hidrocarburos, agua o mezcla --- Predicción Cualitativa
- Predecir los rangos de cada tipo de fluido ---Predicción Cuantitativa
- Recuperar muestras para análisis PVT.

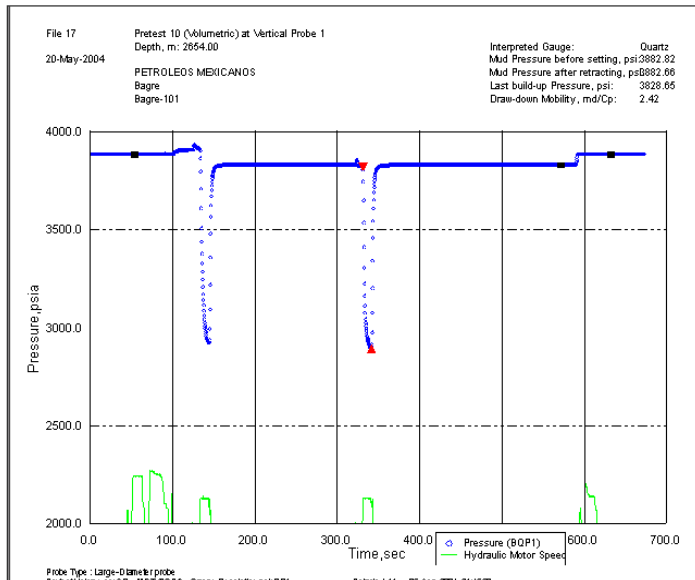


Fig.14a: MDT pretest

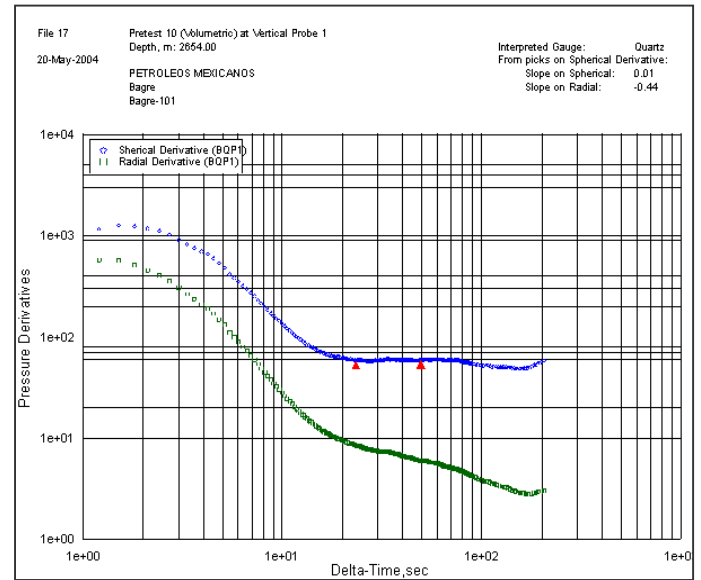


Fig.14b: Identificación del régimen de flujo, mostrando flujo esférico durante el periodo transitorio.

Para los resultados del análisis de respuesta de la presión y su derivada (se analizó el buildup siguiendo el periodo de flujo, Fig. 15). Se construyeron en un modelo estándar simple de un yacimiento homogéneo con límites infinitos y pozo perforado (entrada limitada) sobre un intervalo de un metro que corresponde a la distancia entre los empacadores, y dio como resultado un valor de presión (3842 psi) y permeabilidad (considerando un intervalo neto de 15 metros) de 75 mD con un daño de 9 revelando un daño del yacimiento durante la perforación.

Pruebas similares fueron conducidas en diferentes zonas en donde se obtuvo una permeabilidad, que se ajusta a la malla del modelo dinámico para la estimación del yacimiento. Lo más importante es que estas pruebas definen los parámetros claves utilizados en las predicciones de productividad y desarrollo de escenarios.

Por medio de resultados previos, es posible realizar predicciones de productividad que permiten categorizar intervalos y seleccionar zonas para terminación de pozo. Los resultados de perfil de presión y estaciones de fluidos no indican ninguna segmentación vertical a través de la franja de aceite.

El operador seleccionó un intervalo de 2633 m a 2660 m tvd lejos del contacto de agua para perforar un pozo direccional con el fin de optimizar la productividad del pozo. Antes de perforar esa sección una estimación de productividad fue realizada por medio de un análisis nodal. Los parámetros del *outflow* se consideraron basándose en los detalles de prueba y de terminación de pozo mientras que los

parámetros del *inflow* se obtuvieron de las mediciones del probador y de las propiedades del fluido encontradas por el LFA.

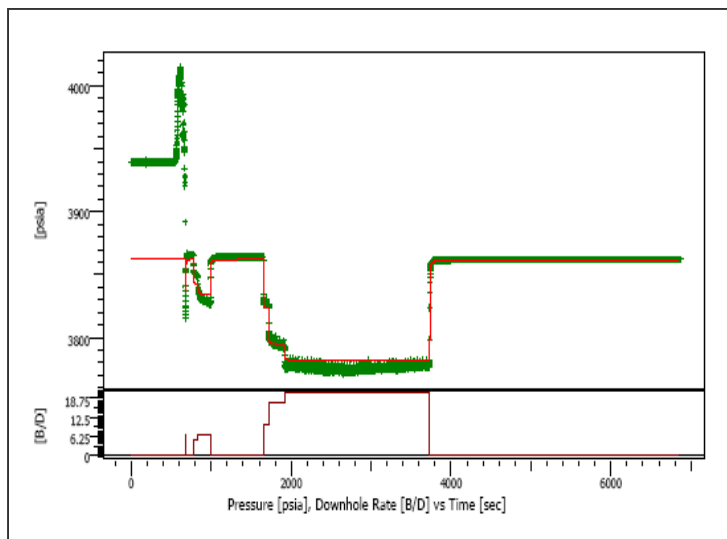
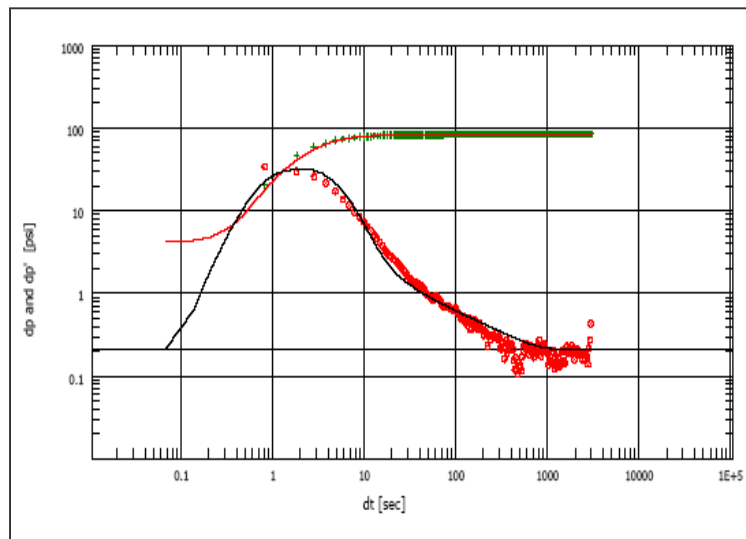


Fig.15a: Presiones transitorias del doble empacador



15b: Gráfica de diagnóstico mostrando cambio de presión
y derivada: $P=3842$ psi, $k=75$ md, daño = 9

Los resultados que se muestran en las gráficas 16a y 16b pertenecen a una sección horizontal perforada, considerando que el yacimiento no presenta daño, presentan beneficios de un incremento de productividad de 950 bpd (que fluye a través de un estrangulador de $\frac{1}{2}$ " con 1200 psi de presión de cabeza) hasta 2600 bpd con una perforación horizontal de 250 mts de longitud y considerando una permeabilidad vertical igual a la permeabilidad horizontal encontrada con las pruebas del mini-DST.

Los resultados de la prueba conducida posteriormente arrojaron una producción de 2330 bpd, aceite de 38° API a través de un estrangulador $\frac{1}{2}$ ". Los resultados de producción son ligeramente menores a los pronosticados, y los resultados del fluido coincidieron excelentemente con los análisis de las muestras y con el LFA. La suposición de que la permeabilidad vertical puede ser igual a la permeabilidad horizontal es optimista, lo cual explica los resultados menores en la producción.

Tres muestras de PVT mostraron aceite ligero de 37° API a través del yacimiento sin variación en su composición y una RGA de 1150 SCF / bpd. Las muestras mas limpias se obtuvieron usando el módulo de doble empacador donde, como se muestra en la figura 17 donde se llevó a cabo una rápida limpieza del filtrado aproximadamente de media hora.

Fig.16a: El análisis nodal considerando un pozo vertical terminado con un TP de 3.5" en un liner de 5.5".

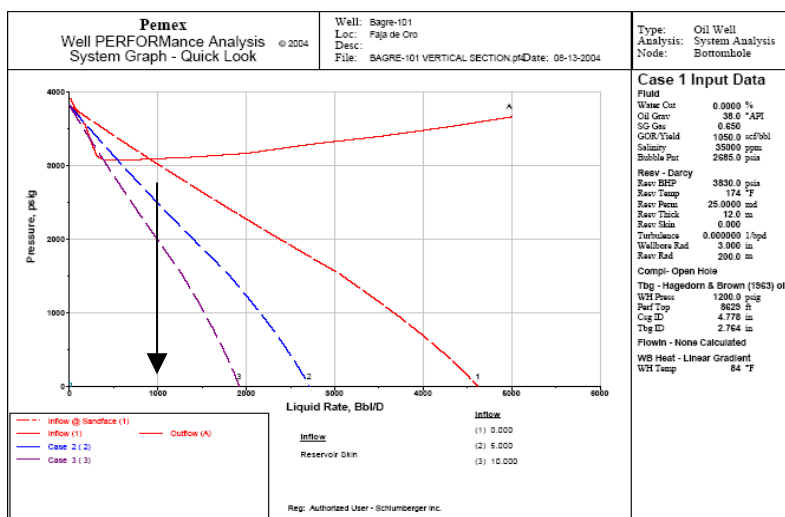


Fig.16b: Análisis nodal considerando una sección horizontal de pozo abierto y terminado con una TP de 3 ½ “.

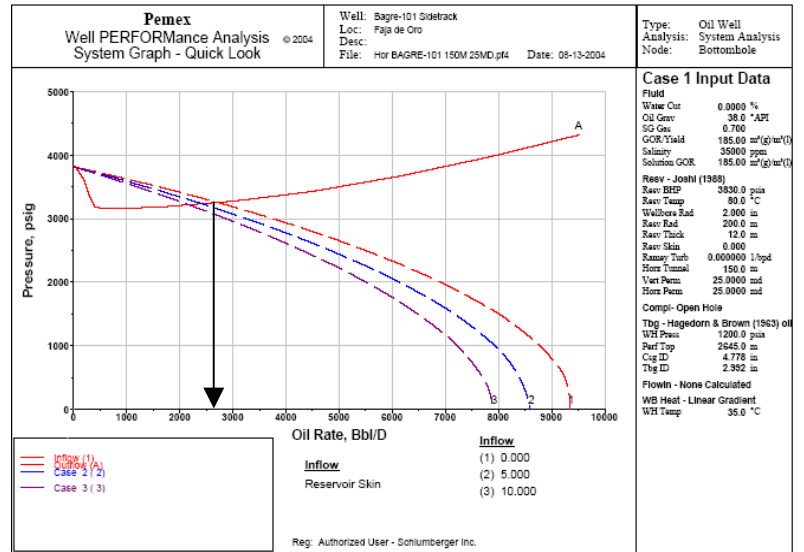
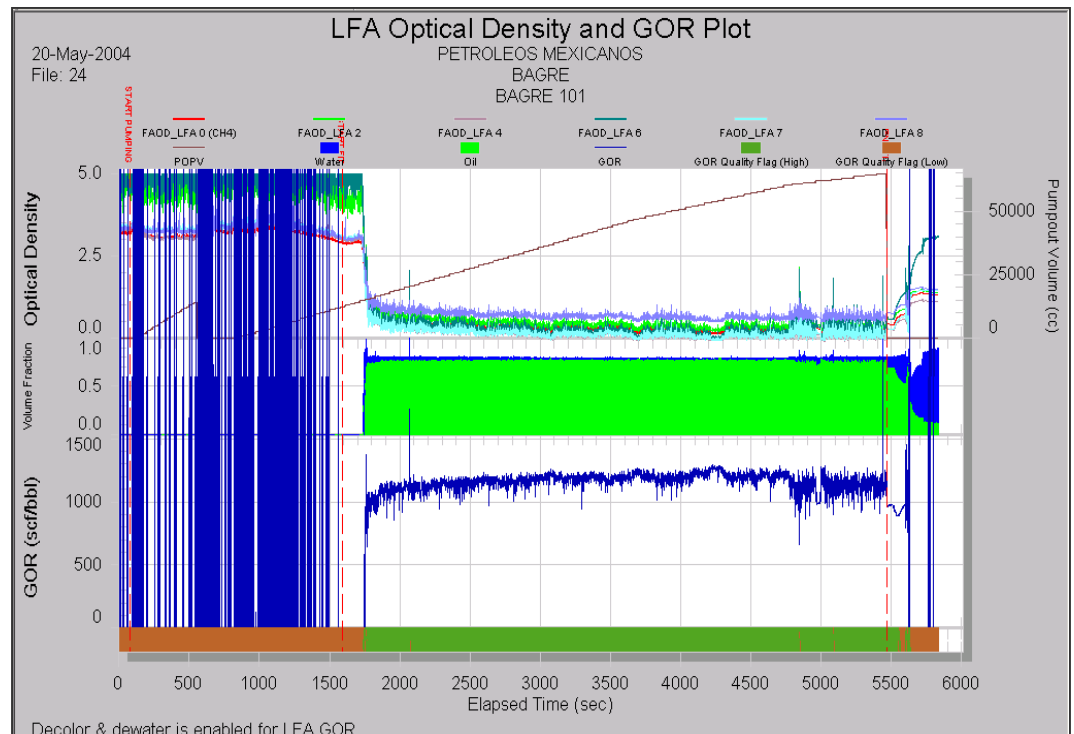


Fig.17: RGA, fracciones del fluido determinadas con el registro del LFA durante un muestreo hecho Con doble empacador.



En este ejemplo hemos ilustrado un método para predecir reservas (contacto de fluido), productividad y propiedades de fluido en un yacimiento carbonatado de la región de Faja de Oro, en México. Se determinó el nivel de agua libre con certeza, usando gradientes del fluido y respaldado con identificación del fluido realizado con el LFA por encima y por debajo del contacto. También se ilustra el uso del LFA para obtener alguna de las características del aceite en el pozo, la relación gas-aceite y aproximadamente la gravedad API de los hidrocarburos con los gradientes del fluido. El caso

de prueba demostró que las predicciones son suficientemente confiables para proveer una base sólida de una buena decisión con el fin de aumentar la productividad del pozo. Las simulaciones se pueden realizar para varias presiones en la cabeza del pozo, permeabilidad vertical u horizontal y factores de daño.

Desarrollo del área marina del Golfo de Campeche

La provincia más productiva de México está situada mar adentro en el Golfo de Campeche donde las estructuras gigantes de bancos oolíticos y plataformas carbonatadas son explotadas. El entendimiento de estas reservas requiere una clara localización de los contactos y arquitectura del yacimiento, ya sea que si los compartimentos existen o no. En este ejemplo se utilizan las mismas técnicas que en el primer caso en estudio, el cuál no va ser detallado nuevamente, pero ilustra un caso dramático de resultados con dichas pruebas de formación.

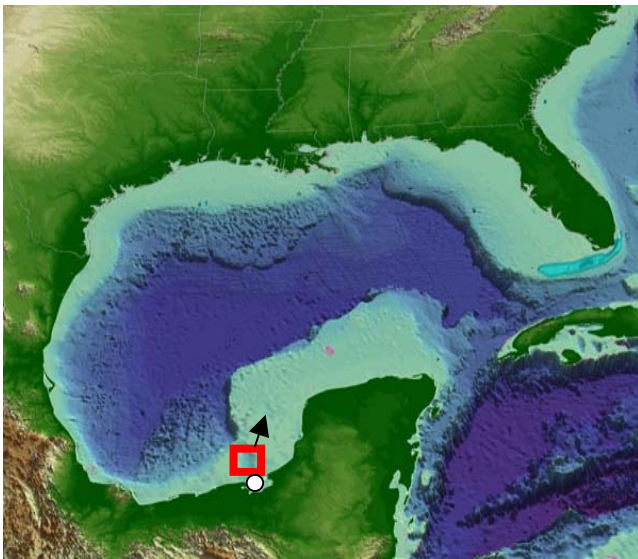


Fig.18: Área de trabajo, ejemplo 2, facies de talud de carbonatos del Golfo de Campeche.

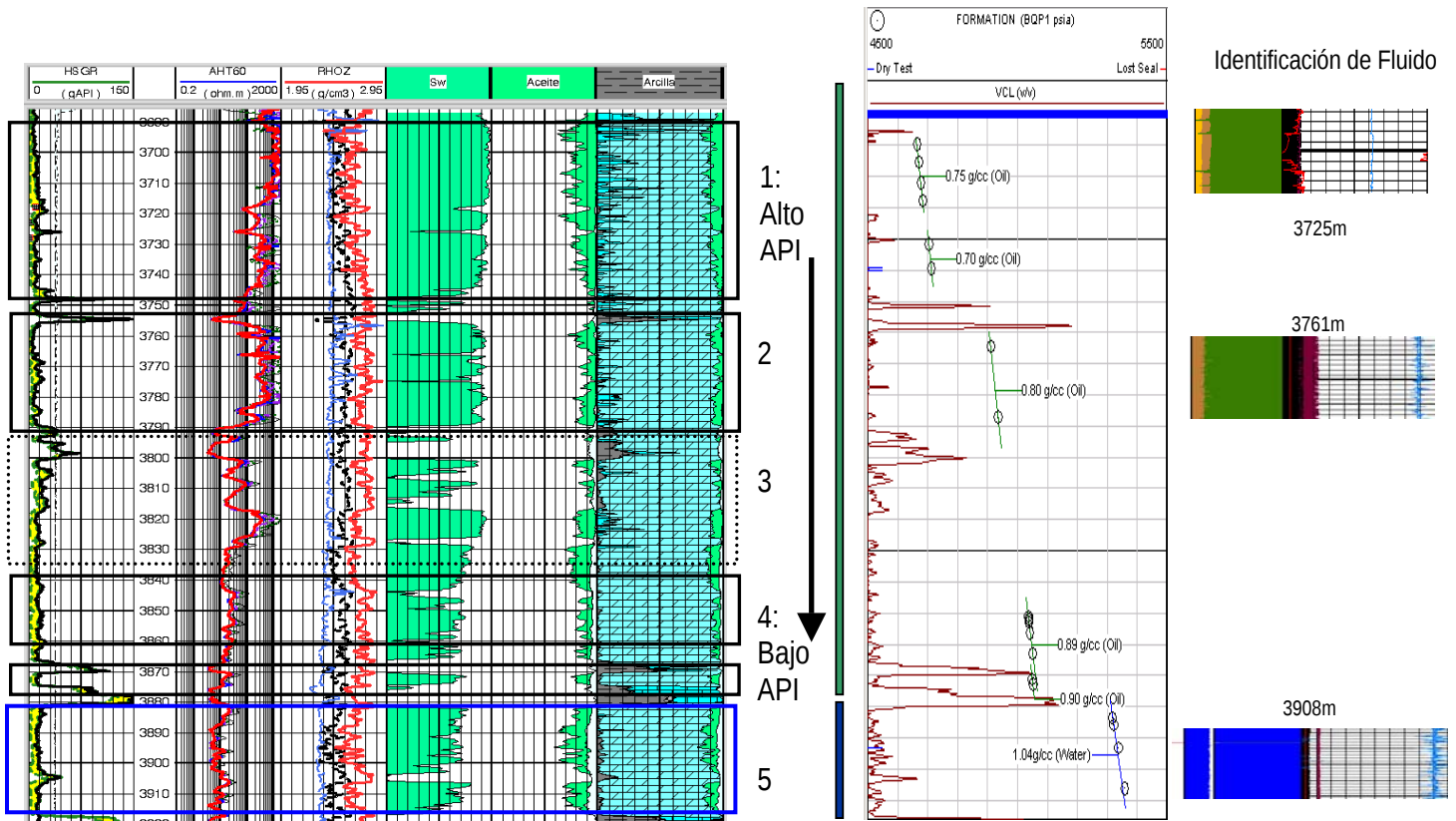
El análisis del caso en estudio, se diseñó para definir el contacto de agua-aceite y remplazar un DST de pozo abierto, que probablemente habría confirmado el flujo de agua para esa profundidad.

Varios regímenes de presión fueron rebelados en un rango de 4600- 5400 PSI en la base de la secuencia de 400m de espesor correspondientes a facies de *grainstones* que muestran buena porosidad. Los resultados se muestran en la Fig. 19. Esta diferencia de presiones en un pozo perforado recientemente dentro de un yacimiento producido resulta de un proceso de agotamiento y resalta la existencia de barreras de flujo. Se asume que esta zona del yacimiento contiene características homogéneas y presencia de frecuentes canales en la cementación, así como pobre aislamiento detrás del *casing*. La segmentación del yacimiento se presenta en cinco diferentes bloques, no previamente distinguidos. Por ejemplo, el acuífero inferior supuestamente activo y en contacto con la franja del aceite se encuentra aislado por un intervalo arcilloso que se correlaciona con otros pozos y corresponde a un sello regional. En efecto, el perfil de presión de este yacimiento refleja las distintas unidades de flujo encontradas y el acuífero inferior no actuó como soporte de presión.

Las estaciones del fluido indican una variación en las propiedades del mismo, desde la cima a la base, partiendo desde un fluido ligero a uno mas pesado hacia la base de la formación de aceite. Es

destacado por el DFA y los resultados mostrados por los gradientes de presión. Es probable que una variación composicional del hidrocarburo exista en el yacimiento.

Fig.19: Resultados de la prueba de formación revelan la arquitectura del yacimiento compuesta de cinco compartimientos individuales; en el fondo existe un acuífero sellado. Perfiles de fluido y presión permiten el entendimiento del yacimiento.



Este caso de estudio demuestra como es posible revelar la arquitectura del yacimiento y la comprensión de la localización y el estado del acuífero debajo. No existe aquí un contacto pero solo un acuífero que no esta en comunicación hidráulica con el resto del yacimiento.

Estos resultados no se pueden obtener mediante registros de pozo abierto y un DST solamente, que estaría indicando un contacto agua-aceite, y producción de agua por debajo de la profundidad donde se plaza el empacador.

Este yacimiento está estructurado en cinco unidades distintas que necesitan ser drenadas independientemente, es posible requerir modificaciones en algunas de las terminaciones actuales y probablemente en la siguiente etapa de perforación; la falta de empuje por los acuíferos debajo del yacimiento muestra la necesidad de encontrar otras alternativas de explotación y empuje para la recuperación de los hidrocarburos.

Mediante pruebas de formación más avanzadas, estaría posible mostrar barreras y sellos, tales como pruebas de interferencia vertical en el cual un flujo es creado de un dispositivo (ya sea un probador o un doble empacador) y un dispositivo secundario verticalmente distante de la extracción, que

monitorea el pulso de presión creado para establecer la presencia de comunicación vertical, y el valor de permeabilidad vertical a través de esa sección.

Conclusiones:

La alta tecnología de pruebas de presión por cable desarrollada en México, tiene aplicaciones fundamentales en el entendimiento de uno de los mayores plays de este país.

Se han utilizado presiones distribuidas con el fin de obtener en el pozo un perfil de presiones de formación, un perfil de permeabilidades, datos tipo mini-DST para llevar a cabo pruebas de flujos localizadas en varias partes de los pozos, lo cual permite diseñar terminaciones adecuadas y optimizadas. El análisis de fluidos en el fondo permite establecer que tipo de fluido se puede producir en distintas partes del yacimiento y determinar si existen variaciones de composición de los hidrocarburos en un mismo yacimiento.

Las pruebas permiten estimar productividad de la formación antes de la terminación del pozo para tomar mejores decisiones y lograr mejor producción. Los perfiles de presión, de permeabilidad y de fluidos son interpretados con el fin de definir los contactos, arquitectura del yacimiento y posible existencia de variaciones en la composición de los fluidos, como los ejemplos antes mostrados.

En las facies carbonatadas fue posible determinar:

- La arquitectura del yacimiento y presencia de barreras de flujo.
- Caracterización de hidrocarburos en el fondo del pozo, en tiempo real a través de un perfil de estaciones de identificación de fluidos.
- Contactos de fluido y entendimiento de las zonas de transición (definición de una fase móvil y ubicación del nivel de agua libre)
- La mejor terminación de pozo y la selección de intervalos a producir mediante una estimación de la producción por medio de pruebas de WFT.

Ambos ejemplos muestran sorprendentes resultados que no se habría podido obtener por medio de registros tradicionales o por medio de técnicas de prueba de pozo. La necesidad de integrar los resultados dinámicos obtenidos y el registro estándar para la comprensión del yacimiento, permite la optimización de producción y obtención de hidrocarburos.

Nomenclatura

Ct	=	compresibilidad total, psi-l
DFA	=	Downhole Fluid Analysis
DST	=	Drill Stem Test
Δp	=	pressure difference, psi
Δt	=	time difference, s
h	=	Espesor
k	=	permeabilidad, mD
kh	=	permeabilidad horizontal, mD

kv	= permeabilidad vertical, mD
ks	= permeabilidad esférica, mD
LFA	= Live Fluid Analyzer
μ	= viscosidad del fluido, cp
mr	= semilog plot radial slope
ms	= spherical flow plot slope
OBM	= Lodo base aceite
Φ	= porosidad pu
pw	= presión fluyendo, psi
q	= gasto, bbl/d
RGA	= relación gas-aceite
rw	= radio del pozo
t	= tiempo, s
tvd	= true vertical depth
WFT	= Wireline Formation Tester

Referencias

1. Thomas E.C. "Wireline Formation Tester Data: Fact and Fiction" SPWLA Petrophysics, Sept-2002
2. Kuchuk, F.J.: "Pressure Behaviour of MDT Packer Module and DST in Crossflow-Multilayered Reservoirs," J. of Petroleum Science and Engineering, 11 (1994) 123-135.
3. Kuchuk, F.J., Ramakrishnan, T.S., and Dave, Y.: "Interpretation of Wireline Formation Tester Packer and Probe Pressures," paper SPE 28404 presented at the 1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 25-28 September.
4. Oliver C. Mullins, Gary F. Beck, Myrt E. Cribbs, Toru Terabayashi, Kazuyoshi Kegasawa: Downhole Determination of GOR on Single-Phase Fluids by Optical Spectroscopy, SPWLA 42nd Annual Symposium, Houston, Texas, Paper M, 2001
5. Hani Elshahawi, Mohamed Hashem, Oliver C. Mullins, Go Fujisawa: Coarse and Ultra-Fine Scale Compartmentalization by Downhole Fluid Analysis, IPTC 10034, International Petroleum Technology Conference held in Doha, Qatar, 21-23 November 2005.
6. T.M. Whittle, J.Lee, A.C Gringarten: "Will Wireline Formation Tests Replace Well Tests", paper SPE 84086 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition in Denver, 5-8 October 2003
7. Liu C.B, Schwab K., Lin X.J, Kuang Li Chun: "Layer Productivity Prediction Based on Wireline Logs and Formation Tester Data", paper SPE 64655 presented at the SPE International Oil and Gas Conference – China, 7-10 November 2000.