

Caracterización dinámica de yacimiento y reducción de riesgo y tiempo empleando probador de formaciones con probeta radial Saturno

Mariervy Urbina Gerardino
Carlos González Gallardo
Petro Technical Services, Schlumberger
Ciudad del Carmen, Campeche

Francois Dubost
Wireline, Schlumberger
Ciudad del Carmen, Campeche

Santiago Trujillo Padilla
Wireline, Schlumberger
Ciudad del Carmen, Campeche

Información del artículo: recibido: octubre de 2015-aceptado: noviembre de 2015

Resumen

Tradicionalmente los pozos han sido caracterizados estáticamente a través de información de registros petrofísicos y geológicos. Los probadores dinámicos de formaciones arrojan información dinámica del tipo de fluido pudiendo recolectar muestras del mismo sin hacer complejas y costosas pruebas convencionales de producción.

Estas modernas herramientas han sido tan aceptadas en la industria, los resultados de su aplicación pueden ser usados para la certificación de reservas en gran parte del Golfo de México. En tal sentido varios operadores están adoptando como parte de su metodología de evaluación, el servicio de probadores dinámicos en la mayoría de sus pozos.

Aquí se presenta la aplicación de la tecnología del probador de formaciones con probeta radial Saturno, que permite una caracterización dinámica a lo largo de toda la columna del pozo. Con mediciones hechas con esta herramienta se lograron definir varias unidades hidráulicas, delinear contactos de fluidos y aplicar la metodología mini-DST, la cual permite optimizar y disminuir el número de pruebas de producción convencionales previstas en un pozo.

Los resultados de las pruebas convencionales de producción muestran errores menores de 10% en cuanto a resultados de gastos y permeabilidades medidos con el probador de formaciones de probeta radial, lo cual habla de la confiabilidad de la metodología.

Adicionalmente a los beneficios de la caracterización del yacimiento, también se logra disminuir los tiempos de perforación y terminación, esto básicamente por dos razones: la primera, como se comentó anteriormente, por la disminución de la cantidad de pruebas convencionales de producción al identificar con anticipación zonas no prospectivas: la segunda se debe principalmente a la efectividad de la herramienta, la cual disminuye significativamente los tiempos de flujo en cada punto de medición. Por el lado de la seguridad, la probeta radial posee un mecanismo único de retracción de aproximadamente 1500 psia, el cual reduce significativamente riesgos de atrapamiento.

Este trabajo ilustra una alternativa de caracterización dinámica y su impacto en el tiempo y riesgo durante la perforación que puede ser extrapolada a muchos otros activos.

Palabras clave: Probador de formación, probeta, radial, exploratorio, pruebas, miniDST, Saturno.

Dynamic reservoir characterization and risk and time reduction through formation testers by using Saturn 3D radial probe

Abstract

Traditionally the exploratory wells have been evaluated in a conventional approach using the geological and petrophysical logs. On the other hand, the formations tester tools give additional dynamic information of the reservoir allowing to obtain fluid samples at bottom hole condition without perform any complex and expensive conventional well testing operation.

Nowadays, this novel technologies have been widely accepted, the results can be used as part of the reserve certification in some areas of GoM. Because of this reason some of the main operating companies have been adopting the use of the formation testing as part of their integrated methodology to evaluate their exploratory wells.

This paper presents the application of a new formation tester technology called Saturn 3D Radial Probe which allows a better reservoir characterization in very complex geological environments. By using this new technology have been possible to define multiple hydraulic units, contact delineation and perform the mini DST methodology allowing to optimize and reduce the amount of well testing operation.

The comparison between the conventional well testing results and the forecast performed with the miniDST methodology have showed around 10% of error which represent a good reliability indicator to consider the radial probe as part of the initial reservoir characterization.

Additionally to the dynamic characterization benefits the Saturn probe allows to reduce the cost and time of drilling and completion, basically because of two main reason: the reduction of number of convention well testing for each well as we mentioned before and secondly is mainly because of the tool characteristic which significantly reduce the time needed to sampling for each station. On the other hand, the 3D radial probe has its own auto retract mechanism able to retract the tool using around 1500 psia, this considerable reduce the sticking risk during the formation testing operations.

Keywords: Formation tester, test tube, radial, exploration testing, miniDST, Saturn.

Introducción

A medida que la tecnología avanza, su aplicación se hace cada vez más necesaria, principalmente con la intención de minimizar riesgos y costos operativos, sobre todo en zonas de acceso más limitado como las de costa afuera de acceso remoto.

Un importante desarrollo se ha implementado últimamente a los probadores de formaciones que ahora permiten su caracterización de manera dinámica en etapas tempranas de la perforación, disponiendo así de una herramienta más acertada para la toma de decisiones efectivas.

El caso aquí mostrado presenta en primera instancia la aplicación de los probadores de formación para la identificación de fluidos de formación in-situ al través de un analizador óptico que identifica y caracteriza la fase de fluido presente en el yacimiento a lo largo de toda la columna. Inclusive en los casos de hidrocarburos, aquella puede ser

caracterizada por la composición de estos en fracciones de C1, C2, C3-C5 y C6+, así como por mediciones de viscosidad, densidad, resistividad.

En segunda instancia, una vez caracterizados los fluidos a lo largo de toda la columna y con la finalidad de obtener una estimación de la capacidad productora de la formación a diferentes profundidades, se realizan mini pruebas de presión-producción en las estaciones de medición de flujo, esto se denomina mini-DST. Los resultados del mini-DST arrojan parámetros dinámicos como la transmisibilidad de la formación o permeabilidad efectiva.

Por último, los datos de fluidos obtenidos durante la medición del flujo y propiedades dinámicas de la roca, como la permeabilidad efectiva, son usados para una estimación de producción simulando los posibles escenarios de la prueba presión-producción final, (DST). Estas simulaciones permiten optimizar la prueba impactando positivamente en los resultados y los costos asociados.

Aplicaciones

Los tipos de formaciones que normalmente se encuentran en la Región Marina varían desde areniscas de buena permeabilidad hasta carbonatos complejos. Dependiendo de la naturaleza de la formación se diseña la estrategia a utilizar con el propósito de elegir las herramientas más adecuadas para su acople con la formación, para garantizar el escenario con más probabilidades de éxito de obtener un flujo representativo.

El reto de probar formaciones siempre ha sido la evaluación temprana en formaciones con cierto grado de dificultad como areniscas poco consolidadas, rocas de baja permeabilidad o conteniendo aceites pesados. Hasta hace poco, estos escenarios se consideraban poco factibles para ser caracterizados dinámicamente de manera económica con los probadores de formaciones, por el contrario el escenario factible siempre había sido probar con DST.

Si consideramos que el porcentaje de éxito de este tipo de pruebas en las condiciones especificadas anteriormente es muy bajo, se puede concluir que el costo y tiempo invertido durante pruebas DST son innecesarios.

En estos casos críticos, frecuentes de la región, el nuevo desarrollo tecnológico conocido como probeta radial Saturno cumple un papel fundamental, ya que permite un acople efectivo con la formación y garantiza el flujo posterior de los fluidos de formación y su identificación... Su ventaja reside en el incremento del área de flujo comparado con el de las probetas convencionales y en la eficiencia del flujo, el cual es radial. En la **Figura 1** se puede apreciar la comparación de eficiencia de flujo de la probeta radial Saturno, en la cual se estima que la misma consiste con cuatro probetas convencionales ubicadas a 90 grados entre ellas con la de las probetas convencionales que sólo presenta un área de flujo .



Figura 1. Comparación y representación gráfica de eficiencia de flujo y limpieza de la probeta radial Saturno con la de una convencional.

El uso de la probeta radial ha marcado el inicio de nuevas oportunidades para la caracterización dinámica de yacimientos en ambientes hostiles, permitiendo así la evaluación de pozos y formaciones a través de probadores de formaciones, en donde esto no era factible hasta hace poco.

Caso 1 – Aguas someras

Caracterización de fluidos con probador de formaciones en un yacimiento de rocas poco consolidadas del Terciario

La ventaja de la probeta radial en este tipo de formaciones es dada principalmente por su estructura; la cual proporciona

soporte mecánico a las paredes del pozo, adicionalmente las cuatro probetas de la herramienta tienen filtros diseñados de manera tal que no permiten la migración de finos.

En este caso específico se utilizó el probador de formaciones para medir el gradiente de fluido a través de un perfil de presiones, para posteriormente realizar una identificación de fluidos, toma de muestras y mini-DST. La operación permitió tomar la muestra, obtener la composición del fluido y determinar la transmisibilidad de la formación, (Kxh/μ) . También se estimó un posible escenario de producción a través de análisis nodal.

En vista de que esta formación era considerada un objetivo secundario, no se le hizo prueba de producción

convencional, por lo que ésta no se pudo comparar con los resultados obtenidos con el mini-DST.

La **Figura 2** muestra los resultados obtenidos en los cuales se puede apreciar que con el flujo-cierre realizado con la herramienta se obtuvo un transiente de presión, el cual fue usado para determinar la permeabilidad efectiva de la formación y finalmente con el dato de permeabilidad se procedió a hacer una estimación de producción a través de un análisis nodal. Estos resultados son muy valiosos dado que permitirían determinar la capacidad productiva de la zona de manera temprana, permitiendo así optimizar la terminación y asegurando el cumplimiento de los objetivos previstos.

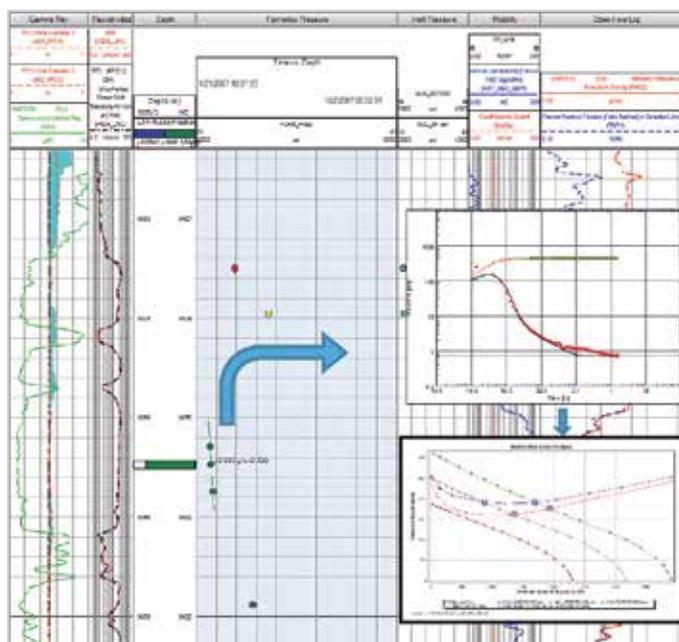


Figura 2. Representación gráfica de los resultados obtenidos en el caso 1.

Caso 2 – Aguas profundas

El segundo caso es de un pozo con una columna litológica donde las condiciones de permeabilidad y fluido libre determinadas por los registros geofísicos, le otorgaron poca prospectividad.

Sobre los registros se diseñó una corrida para el probador de formaciones de probeta radial, que permite evaluar formaciones de baja movilidad. Con esta configuración fue posible determinar el tipo de fluido presente en el

yacimiento, dando como resultado reservas que pudieron certificarse.

Adicionalmente, a lo largo de la columna se realizaron siete mini-DST, con los cuales se logró definir la zona más atractiva para realizar una prueba de presión-producción. Los parámetros tomados en cuenta fueron los datos de permeabilidades efectivas, los cuales fueron usados como input para la estimación del potencial de producción a través de análisis nodales.

La **Figura 3** muestra los registros geofísicos del pozo con algunas de sus propiedades, así como el perfil de presiones obtenidas con el probador de formación. En el cual se puede ver principalmente en el carril de la presión de formación

que existen dos regímenes de presión o unidades hidráulicas claramente definidas, aun cuando los valores de fluido libre en el carril de la resonancia magnética muestran poco fluido libre en la unidad hidráulica inferior.

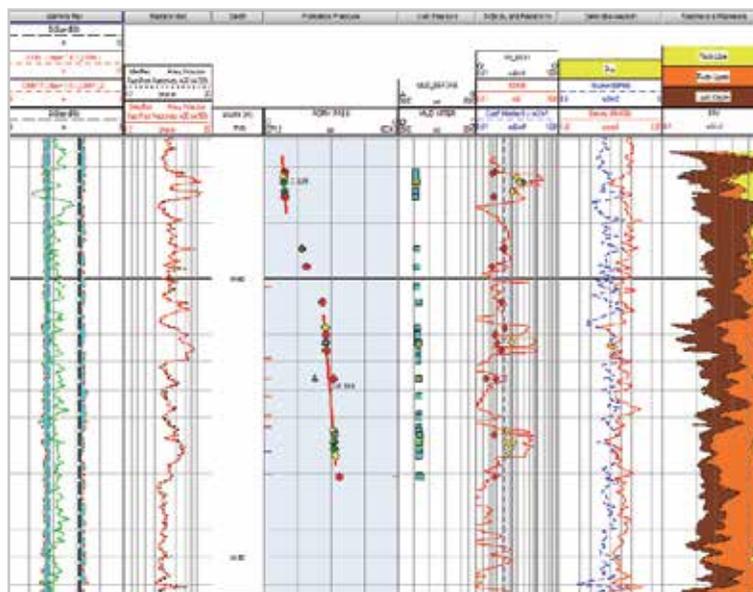


Figura 3. Registros geofísicos de pozo y perfil de presiones obtenidos con el probador de formaciones.

En el intervalo definido como prospectivo se realizaron un total de tres miniDST, arrojando como valor promedio de permeabilidad tan sólo un 10% por encima del valor obtenido con la prueba de presión-producción.

Las curvas de la derivada obtenidas en los mini DST se muestran en la **Figura 4**, en las cuales se puede apreciar que se alcanza flujo radial ($m=0$) permitiendo así obtener la capacidad de flujo de cada unidad de flujo.

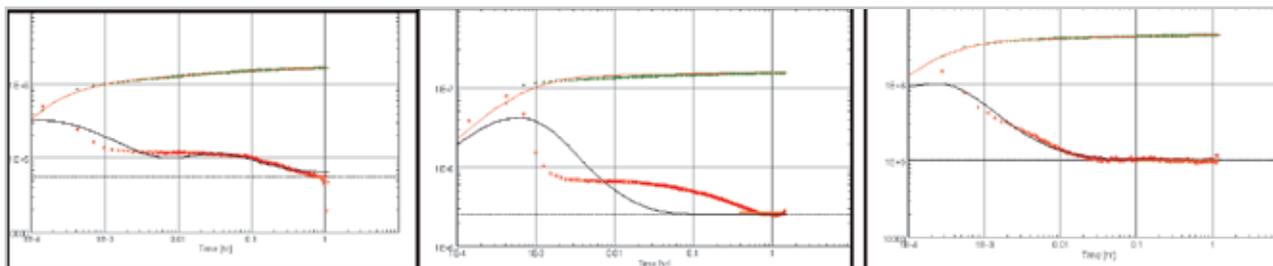


Figura 4. Análisis de transiente de presión realizados en la zona prospectiva del caso 2.

La información de permeabilidad efectiva obtenida de las curvas de transientes de presión, (miniDST) se utilizaron como input para determinar la capacidad productora del yacimiento a través de un análisis nodal, el valor de

producción obtenido con este análisis, estuvo en el orden del 10% más que los resultados finales obtenidos en la prueba de producción, **Figura 5**.

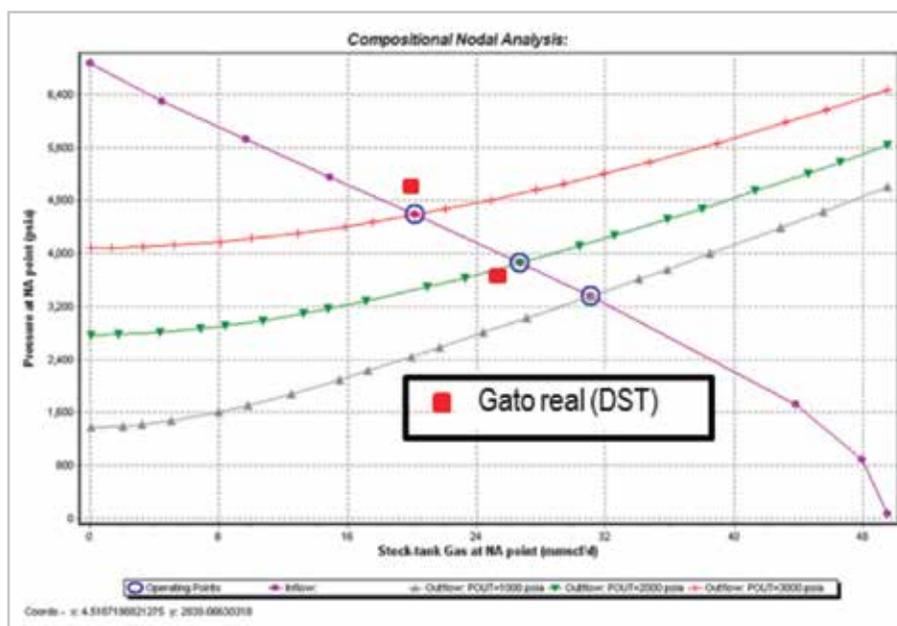


Figura 5. Análisis nodal usando parámetros obtenidos con el mini-DST del caso 2.

Con los resultados obtenidos en este caso se pudo confirmar la efectividad de la metodología, basado principalmente en la aproximación de los gastos estimados con los resultados reales, lo que permite concluir que la misma se puede extrapolar a zonas análogas.

Caso 3 - Tierra

El caso tres representa un caso donde anteriormente por condiciones de viscosidad del fluido, no había sido posible obtener muestras de fondo con probadores de formaciones.

El fluido recuperado presentó una gravedad en el orden de 8 °API. Este ejemplo al igual que los anteriores, está en un ambiente hostil donde con herramientas convencionales no había sido posible su evaluación. Sin embargo, con la ayuda de la probeta radial se hizo una caracterización dinámica temprana de la formación.

En este ejemplo se realizó una prueba de interferencia vertical con resultados muy interesantes, los cuales se pueden ver en la derivada mostrada en la **Figura 6**.

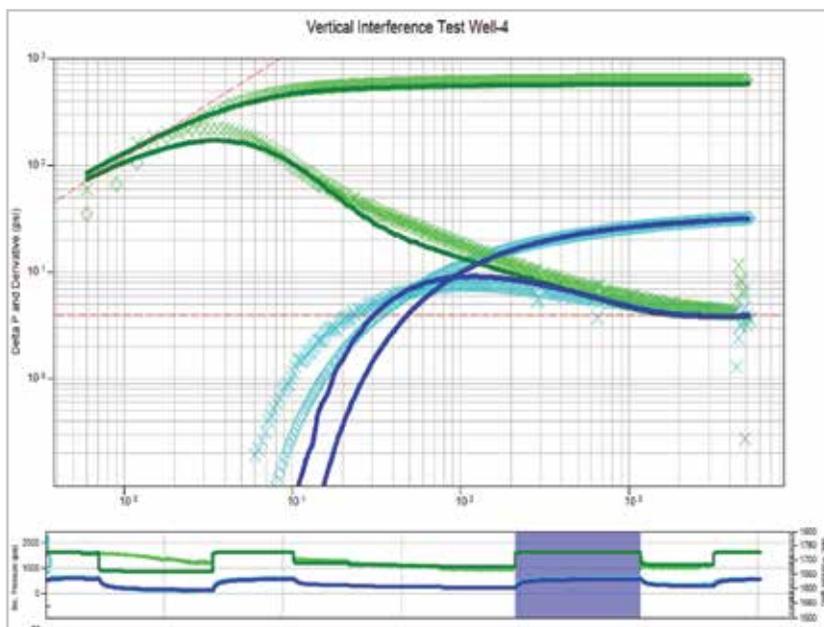


Figura 6. Análisis de transiente de presión de prueba de interferencia vertical realizado en el caso 3.

En la **Figura 6** se aprecia que la probeta observadora, (azul) respondía a los pulsos de presión generados en la probeta en la cual se fluía (verde), ambas derivadas convergen al mismo flujo radial ($m=0$), confirmando así la comunicación vertical entre los dos intervalos.

Conclusiones

Empleando la probeta radial es posible la caracterización temprana de los fluidos en condiciones hostiles como baja permeabilidad, aceites pesados, formaciones poco consolidadas, etc.

La metodología mini-DST permite optimizar las pruebas de producción asegurando un escenario más probable para la prueba final.

La metodología permite disminuir costos de terminación, en vista que se asegura probar solo las zonas prospectivas.

Disminución de riesgos operativos al usar la probeta radial, debido a que presenta su propio mecanismo de retracción.

Semblanza de los autores

Mariervy Urbina Gerardino

Ingeniero de Yacimiento Senior. Egresada como Ingeniero de Petróleo de la Universidad de Oriente Venezuela en junio de 2001. Ingresó como Ingeniero de Yacimientos con Petrobras Energía Venezuela de febrero de 2001 hasta agosto de 2006. En septiembre de 2006 ingresó a Schlumberger México como Ingeniero de Yacimiento, desde entonces ha trabajado en múltiples asignaciones tales como Ingeniero de Yacimiento consultor en Cantarell, Soporte global de softwares de yacimiento y producción en el Centro de tecnología en Houston, así como especialista en pruebas de presión producción y probadores de formación soportando a segmento como Wireline y Well Testing para operaciones

principalmente en aguas profundas y someras del GoM. En los últimos años ha publicado y presentado varios artículos sobre caracterización dinámica de yacimientos en múltiples eventos nacionales e internacionales.

Carlos González Gallardo

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México. Ingresó a la compañía Schlumberger en el año 2011, desarrollándose como Ingeniero de yacimientos, Especialista en caracterización dinámica de yacimientos utilizando probadores dinámicos de formación.

Esta especialidad la ha desarrollado principalmente dando servicio a Petróleos Mexicanos a los Activos de Exploración en Aguas Profundas y Aguas Someras del Golfo de México.

Ha participado en las dos últimas ediciones del Congreso Mexicano del Petróleo como conferencista en temas relacionados con la caracterización de yacimientos empleando probadores de formación tanto en cable como durante la perforación.

Francois-Xavier Dubost

Principal Reservoir Engineer con Schlumberger, se graduó de la Universidad de Herriott Watt con una Maestría en Ingeniería de Petróleo. Sus responsabilidades actuales se encuentran en el soporte técnico de los servicios de ingeniería de yacimientos a través de México y América Central.

Ha trabajado en diferentes continentes durante los últimos 20 años con Schlumberger, con experiencia de ingeniería en registros y gerencia operacional. Su experiencia técnica reside en las pruebas de formación, fluidos y toma de muestras. Tiene experiencias previas en estudios de yacimientos, como los estudios de planificación del desarrollo de campo y de optimización de la producción, ya que trabajó durante cinco años en la línea de consultoría de Schlumberger. Es miembro de la SPE y SPWLA.