

Probador dinámico de formaciones, una herramienta útil en la toma oportuna de decisión para la evaluación de las formaciones, (arenas del Campo Artesa)

José Pedro López Pacheco

jose.pedro.lopezp@pemex.com

*Coordinación Grupo Multidisciplinario de Proyecto de Explotación Cactus Sitio Grande,
Activo de Producción Macuspana-Muspac, PEP*

Justino Martínez Alonso

justino.martinez@pemex.com

*Gerencia de Desarrollo y Despliegue de Recursos Técnicos,
Subdirección de Desarrollo Técnico, PEP*

Bernardo Martínez García

bernardo.martinez@pemex.com

*Coordinación Grupo Multidisciplinario de Proyecto de Explotación Cactus Sitio Grande,
Activo de Producción Macuspana-Muspac, PEP*

Información del artículo: recibido: diciembre de 2016-aceptado: febrero de 2017

Resumen

La disponibilidad en tiempo y forma, así como la aplicación correcta de tecnologías de vanguardia en las áreas de la industria del petróleo y en específico en el área de ingeniería de yacimientos, son herramientas de gran utilidad en la toma de decisiones para la terminación exitosa de un pozo, optimizando tiempos y costos en la intervención, a fin de maximizar el valor económico de producción de los hidrocarburos.

Tal es el caso del pozo Artesa 371, donde se visualizaron mediante registros eléctricos arenas someras prospectivas para la acumulación de hidrocarburos. Sin embargo, probar estas arenas de manera convencional requiere de inversión en tiempo, costo, así como de producción diferida.

Por otro lado, con respecto a las arenas productoras del campo Artesa y en específico la denominada arena “2”, se tiene la incertidumbre de que resulte invadida de agua salada, debido a que esta arena presenta una reducción en el espesor y exhibe un bajo desarrollo en la resistividad, mostrando un comportamiento contrario de los otros pozos del campo.

Para superar estos retos técnicos, es aquí, donde se hace evidente el empleo de las tecnologías de vanguardia, como una opción viable a fin de abatir tiempo, costo y producción diferida, en la evaluación de las arenas prospectivas con la utilización de la herramienta MDT-XPT, obteniendo la siguiente información: 1. Medición en agujero descubierto de la presión de formación (presión del yacimiento), 2. Estimación de la movilidad de los fluidos contenidos, 3. Identificación y recuperación de muestras de fluido y 4. Prueba de mini DST, (mini prueba de curva de incremento de presión).

Palabras clave: Probador dinámico de formaciones, arena campo Artesa, evaluación de formaciones.

Dynamics formation tester, a useful tool for an appropriate decision making for formation evaluation, (field Artesa sands)

Abstract

The availability and correct application of advanced technologies in the oil industry and specifically in the area of reservoir engineering are useful in the decision making for a successful completion of the well, optimizing times and costs of intervention, in order to maximize the economic value of the hydrocarbons production.

Such is the case of the Artesa 371 well, where prospective shallow sands for hydrocarbon accumulation were visualized through electric logs. However, to test these sands in a conventionally way requires an investment of time, cost and deferred production.

Furthermore, regarding to field Artesa producers sands, and specifically the sand called "Sand 2", there is no certainty that it is invaded by salt water due to its low thickness and low resistivity, showing an opposite behavior to other wells in the field.

To overcome these technical challenges, this is where the use of advanced technologies as a viable option becomes evident in order to reduce time and costs in the evaluation of prospectives sands with the use of the MDT-XPT tool, obtaining the following information: 1. Measurement of openhole formation pressure, (reservoir pressure), 2. Estimation of fluids mobility, 3. Identification and recovery of fluid samples and 4. Mini DST tests, (mini build-up test).

Keywords: Dynamics formation tester, Artesa field sands, formation evaluation.

Aplicación

El campo Artesa se localiza en el estado de Chiapas, en el Municipio de Juárez, aproximadamente a 35 km al Suroeste de la Cd. de Villahermosa, es un yacimiento productor de aceite negro en arenas del Terciario, en la formación de Paraje Solo, a una profundidad promedio de 2100 m, el campo se descubrió con los pozos Artesa 35 y 353 en enero de 1984, con una producción promedio inicial de 600 bpd, el campo se cerró por alta fracción de agua en agosto del 2005. El campo Artesa está conformado por tres arenas principalmente, 100, 110 y 120, **Figura 1**. Se presenta una sección estructural del pozo de interés con los pozos de correlación Artesa 382 y 383, **Figura 2**. La producción acumulada a esta fecha es de 2.6 mmb. En el año 2012 se reactivó el campo Artesa con la perforación del pozo Artesa 351, actualmente el campo cuenta con 16 pozos productores, (mayo 2015).

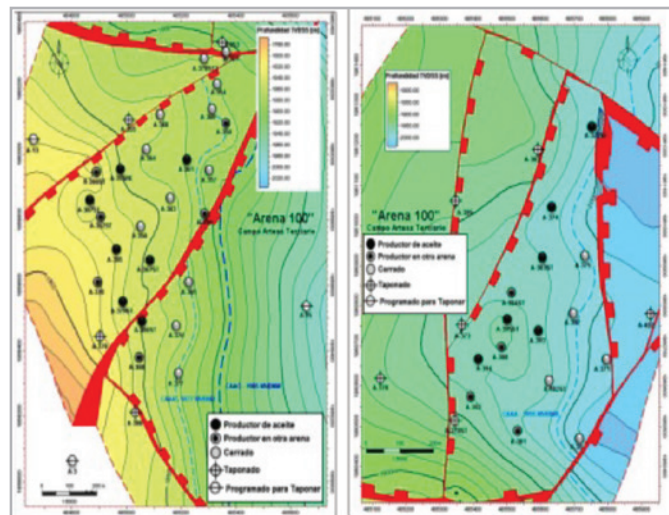


Figura 1. Plano estructural campo Artesa, Arena 100.

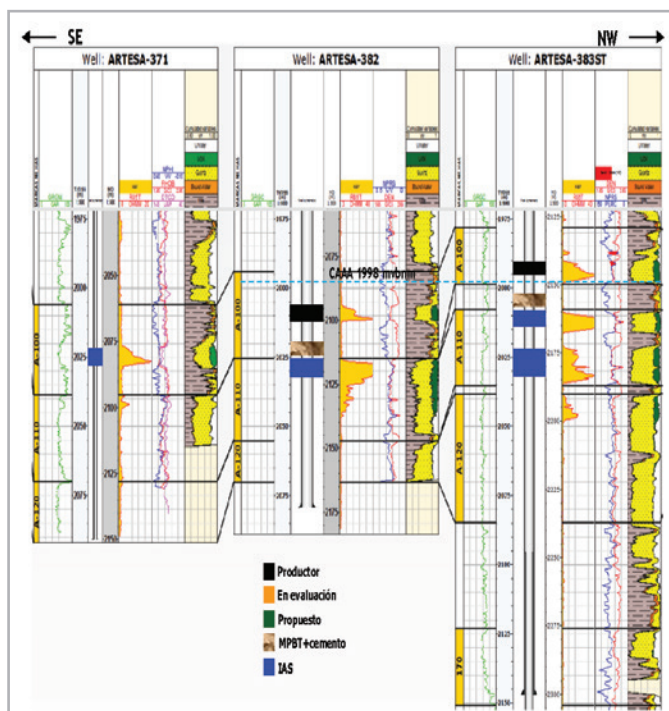


Figura 2. Sección estructural SE-NW, del pozo Artesa 371.

La columna a nivel Terciario se compone de una secuencia de lutita calcárea gris claro, gris verdoso, en partes arenosa, suave, semidura. Trazas de arenisca gris claro.

Arena de cuarzo de grano fino a muy grueso angulares a subredondeados de diferentes tonalidades, amarillo, blanco, transparente, anaranjado, ahumado y líticos de color negro, mal clasificados. En la **Tabla 1**, se presentan las características generales de yacimiento del campo Artesa.

Tabla 1. Características generales del yacimiento.

Área km ²	3.1
Profundidad (m)	2,000
Roca	Arenisca
Porosidad (%)	24
Permeabilidad (md)	300-1400
Tipo fluido	Aceite negro
Densidad del aceite	32 ° API
Temperatura (°C)	70

La herramienta MDT se utilizó en el pozo Artesa 371, en la etapa final de la perforación del agujero de 8.5 pg, a la profundidad de 2150 md, previo a la cementación de la tubería de revestimiento de producción de 7 pg. Se visualizaron arenas someras prospectivas con

acumulación de hidrocarburos a las profundidades de 650, 800 y 1000 md, esta información se visualizó con el registro resistivo, **Figura 3**.

Datos de presión

Se bajó la herramienta MDT en el pozo Artesa 371; el arreglo mide aproximadamente 26 m de longitud y un diámetro exterior máximo de 3.625 m. Primeramente se tomaron 22 datos de presión de formación y posteriormente se estimó la movilidad del fluido en esos puntos.

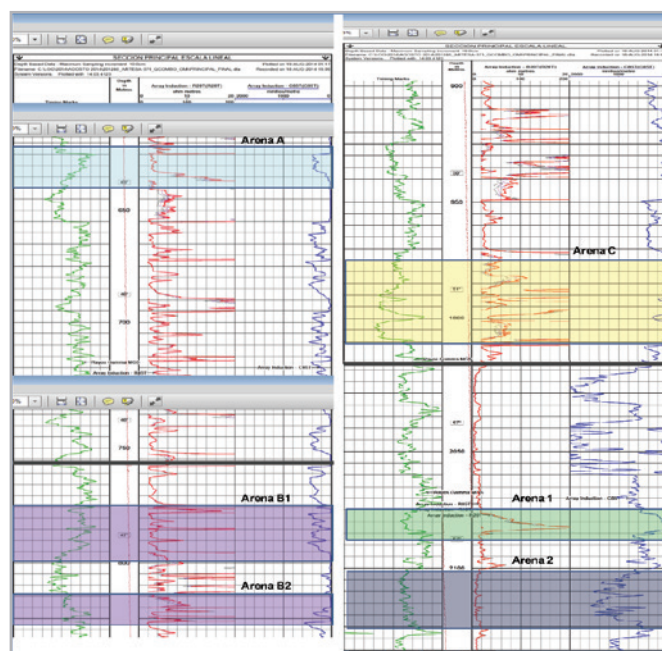


Figura 3. Registro de resistividad del pozo Artesa 371.

Identificación y toma de la muestra

Se realizó la identificación y toma de fluido de tres muestras a las profundidades de 799 md, (arena B), 974 md (arena C) y 2078 md, (arena 1), para lo cual se utilizó una probeta convencional.

Prueba mini DST

Posteriormente se realizó la mini prueba de DST (curva de incremento de presión), la cual se llevó a cabo con un empacador doble, separados con una longitud de 1 m. Para esta prueba se utilizaron las propiedades de los fluidos obtenidos del análisis PVT, del pozo Artesa 363, **Tabla 2**.

Resultados

En la **Figura 4**, se muestra la gráfica característica para la toma de un dato de presión normal; se observa como después de varios ensayos, el valor de la presión se restablece al mismo valor, por lo que se considera este valor como la presión representativa del yacimiento.

<i>Características</i>	<i>Pozo</i>	<i>Artesa 363</i>
<i>Fecha de muestreo</i>		<i>21-jun-14</i>
<i>Tipo de muestreo</i>		<i>Superficie</i>
<i>Tipo de análisis</i>		<i>Composicional</i>
<i>Profundidad de muestreo [md/mv]</i>		<i>2050 / 1938</i>
<i>Presión de yacimiento [Kg/cm²]</i>		<i>186.5</i>
<i>Presión de burbuja [Kg/cm²]</i>		<i>179.99</i>
<i>Temperatura de yacimiento [°C]</i>		<i>62.7</i>
<i>Tipo de fluido</i>		<i>Aceite negro</i>
<i>API [°]</i>		<i>29</i>
<i>Co [Kg/cm²]⁻¹</i>		<i>0.000133</i>
<i>Rsi [m³/m³]</i>		<i>93.8</i>
<i>Boi [m³/m³]</i>		<i>1.252</i>
<i>μo @Pi [cps]</i>		<i>1.257</i>
<i>C₁ [% mol]</i>		<i>36.03</i>
<i>C₇₊ [% mol]</i>		<i>42.89</i>
<i>CO₂ [% mol]</i>		<i>1.79</i>
<i>N₂ [% mol]</i>		<i>0.10</i>
<i>H₂S [% mol]</i>		<i>0.0</i>

Tabla 2. Propiedades de los fluidos.

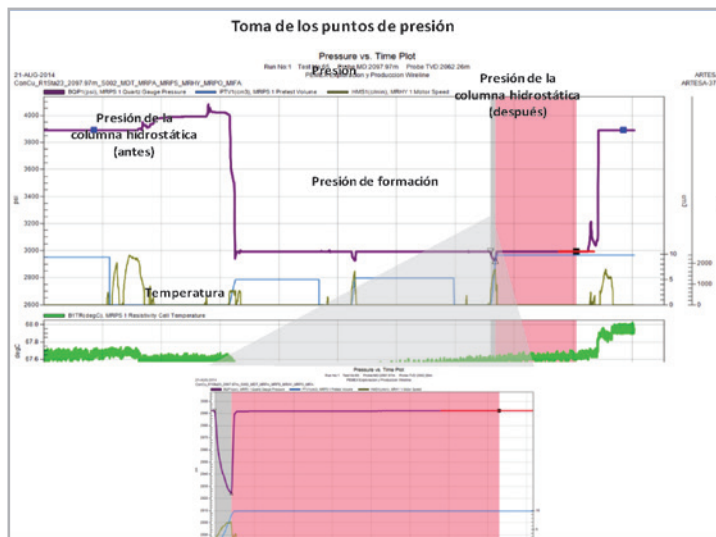


Figura 4. Gráfica característica como representativa del yacimiento.

Este proceso se realizó en 22 puntos, tomados en arenas identificadas como prospectivas. En la **Tabla 3**, se presentan los resultados de las mediciones de la presión de formación y de las movilidades del fluido en esas estaciones, la toma de información se distribuyó de acuerdo a la forma siguiente: se tomó 1 punto en la arena “A”, 3 puntos en la arena “B”, 5 puntos en la arena “C”, 10 puntos en la arena 1 y finalmente 3 puntos en la arena 2.

En la arena A y en la arena 1, se tomó un dato más de presión, pero no fue posible medirlo debido a que muy probablemente la herramienta se posicionó en una zona

arcillosa o de baja porosidad, lo cual provocó que no se estabilizará debido al comportamiento de la presión. Los resultados, se pueden observar gráficamente en la **Figura 5**.

La arena A no se considera como prospectiva para contener hidrocarburos, esto debido a la baja movilidad del fluido y al presentar un gradiente de presión de formación que corresponde a un fluido de agua, aunque existe la posibilidad en menor grado de contener hidrocarburos de aceite pesado, esto por la evidencia del registro que muestra resistividad alta en esta zona.

Arena	Presion de sobrecarga	Presion Normal Formacion	Presion Hidrostatica	Profundidad (mv)	Presion Yacimiento	Gradiente Formación	Movilidad
A	148.99	65.36	85.56	644.99	65.32	0.101	1
B	184.34	80.86	107	798	80.82	0.099	701
	184.57	80.96	106.44	799	81.02	0.099	92
	193.35	84.81	112.29	837	84.68	0.100	636
C	224.99	98.69	129.84	973.99	98.4	0.092	42
	225.23	98.80	130.75	975.01	98.45	0.098	578
	227.07	99.61	131.8	983	99.23	0.100	668
	229.85	100.82	133.44	995.01	100.43	0.099	440
	232.15	101.84	134.77	1004.99	101.42	0.100	112
1	479.67	210.41	271.12	2076.48	208.91	0.038	6
	479.79	210.46	271.11	2077	208.93	0.069	17
	480.02	210.56	271.14	2078.01	209	0.707	59
	479.79	210.47	270.75	2077.03	209.03	0.037	44
	480.25	210.67	271.2	2079	209.7	0.245	137
	480.48	210.77	271.38	2079.99	209.14	0.069	203
	480.71	210.87	271.38	2081	209.21	0.069	469
	480.95	210.97	271.51	2082.02	209.28	0.069	641
	481.18	211.07	271.58	2083.03	209.35	0.071	1211
481.41	211.17	271.64	2084.01	209.42	0.068	2152	
2	484.63	212.59	273.63	2097.97	210.37	0.098	159
	485.34	212.90	274.51	2101.03	210.67	0.101	190
	486.26	213.30	274.35	2105	211.07		30

Tabla 3. Datos de medición del pozo Artesa 371.

En las arenas B y C, la movilidad de los fluidos contenidos es alta y el gradiente de presión de formación corresponde a un fluido de agua, aunque también existen buenas posibilidades de contener hidrocarburos de aceite pesado, esto por el registro que muestra alta resistividad en esta zona.

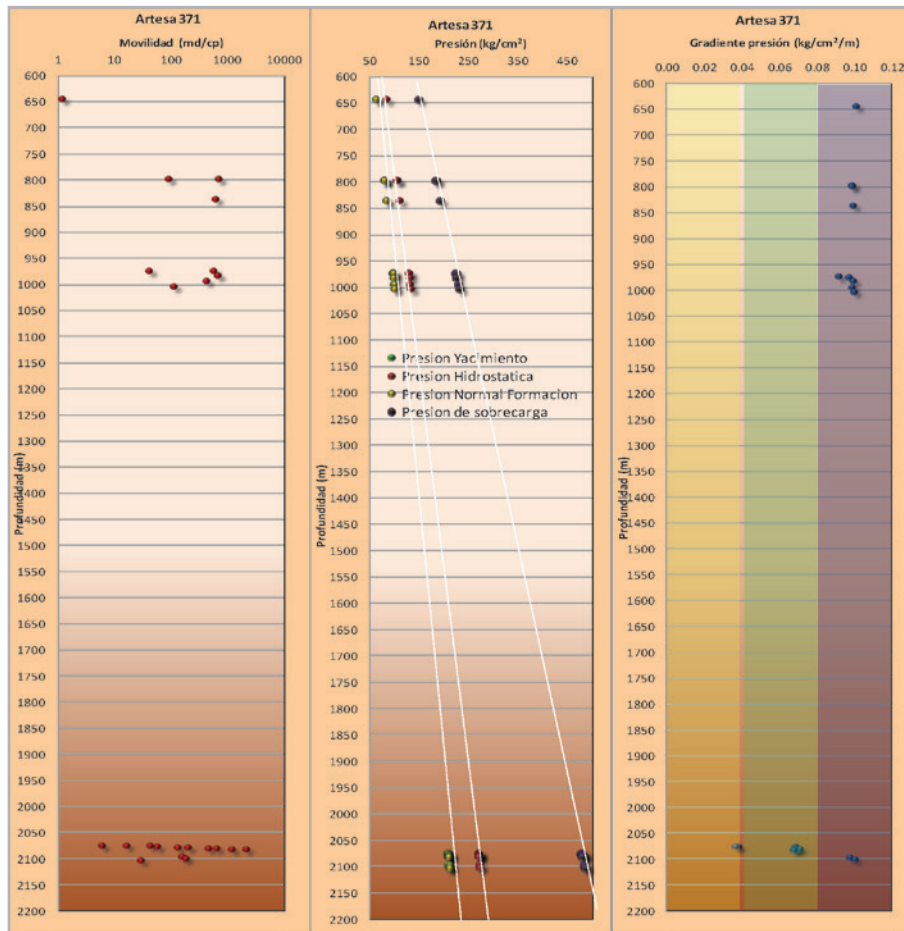


Figura 5. Datos de presión de formación.

La arena 1 se considera prospectiva de contener hidrocarburos, debido a la alta movilidad del fluido y al gradiente de formación que corresponde a un aceite; la presión de formación es de 209 kg/cm², confirmando la presión del yacimiento de esta arena obtenida con pruebas de incremento de presión de otros pozos.

La arena 2, de acuerdo a los datos presentados, la movilidad del fluido es media y el gradiente de presión de formación corresponde a un fluido característico de agua; esta arena se encuentra invadida de agua corroborado por la baja resistividad que muestra el registro en esta zona.

Identificación y toma de muestra

Se realizó la toma de muestra líquida a la profundidad de 2078 md, (arena 1), para lo cual se hizo fluir 67.075 litros de formación cuya naturaleza, composición y propiedades se monitorearon en tiempo real empleando un analizador óptico, hasta que las mediciones resultaron estables, indicativo de que la contaminación por filtrado de fluido de perforación se había reducido al mínimo, **Figuras 6 y 7.**

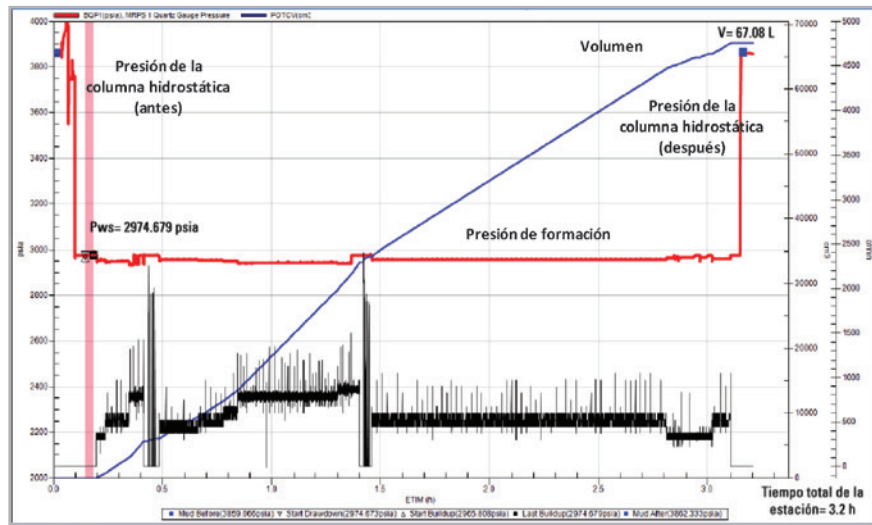


Figura 6. Flujo del fluido en la arena 1.

Para las arenas identificadas como “C” y “D”, se realizaron cuatro intentos de flujo sin resultado favorable; en la arena “C” se realizaron dos intentos de flujo a las profundidades de: 973.99 md, con un tiempo de 35 min y 973.5 md con

un tiempo de 30.37 min. En la arena “B”, se realizaron dos intentos de flujo en las profundidades de: 799.01 md con un tiempo de 14.39 min y 797 md, con un tiempo de 15.23 min, **Figura 8**.

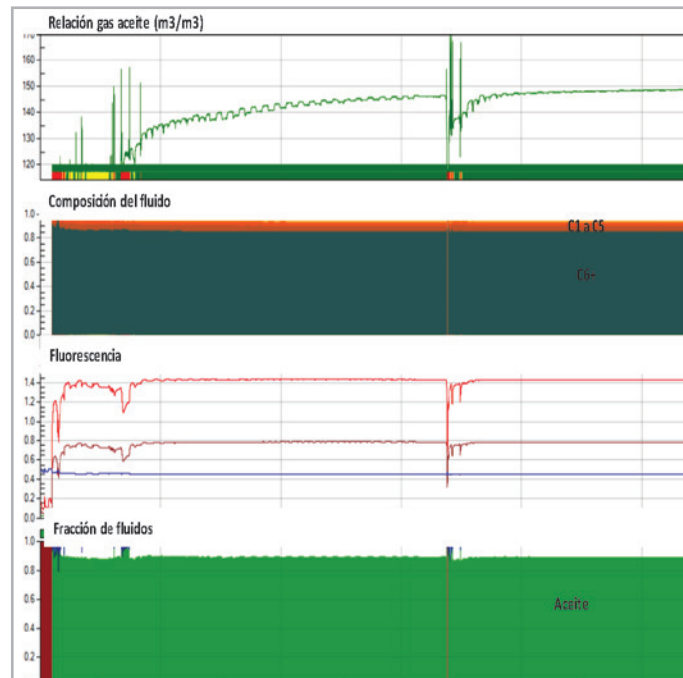


Figura 7. Analizador óptico.

Todas estas pruebas se realizaron con probeta convencional, dada la naturaleza poco consolidada de la formación y la posible alta viscosidad del fluido; operativamente presenta riesgo alto intentar hacer fluir la arena, ya que en un metro de formación (longitud del empacador doble) al quedar ésta sin soporte y al generar una alta presión diferencial,

puede generar el colapso de la formación al intentar poner en funcionamiento la bomba. Particularmente en este tipo de yacimientos someros donde la formación es deleznable o poco consolidada y con fluidos altamente viscosos, no es recomendable utilizar este tipo de herramienta.



Figura 8. Gráfica característica, de un intento fallido para realizar una prueba de flujo.

Prueba mini DST

En la **Figura 9**, se observa el proceso de la prueba mini DST; inicialmente se mide la presión hidrostática del fluido de perforación. Se activa el empacador doble y se hace fluir

fluido hasta que la presión estabilice y corresponda a la presión de la formación. Se realizaron tres pruebas de flujo a gastos diferentes y finalmente se realiza el cierre para realizar la curva de incremento.

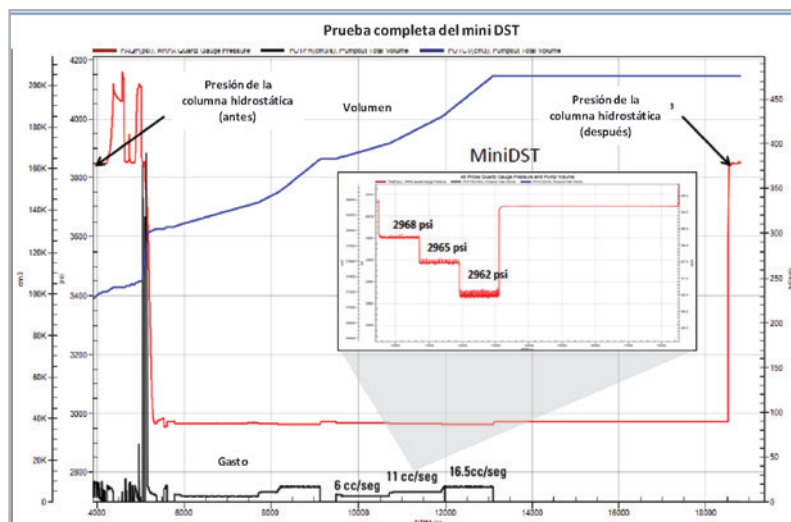


Figura 9. Prueba mini DST.

el pozo prácticamente alcanza una estabilización en la presión de fondo estática 209 kg/cm² @ 2067 m, **Figura 10**. Se obtiene un ajuste en la gráfica semi logarítmica, teniendo

una presión de 206 kg/cm² (@ 2067 m) teniendo un ajuste de 100%, **Figura 11**.

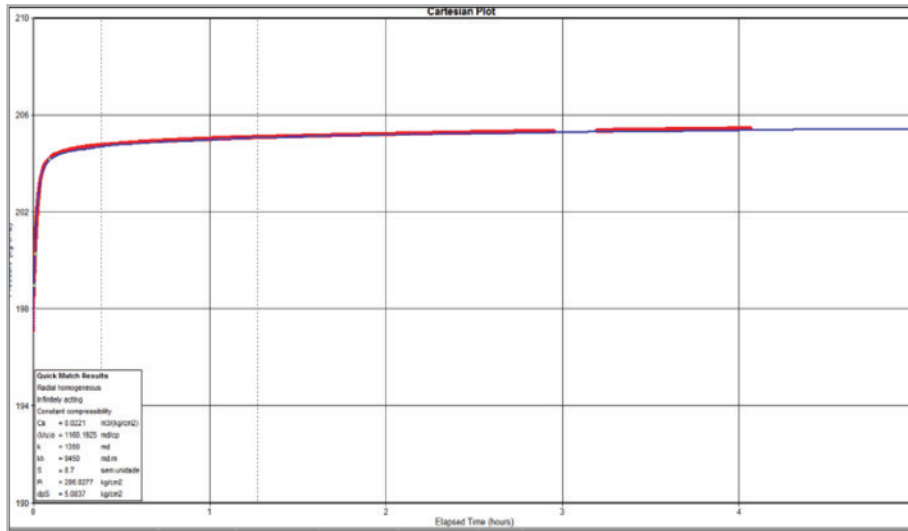


Figura 10. Gráfica cartesiana.

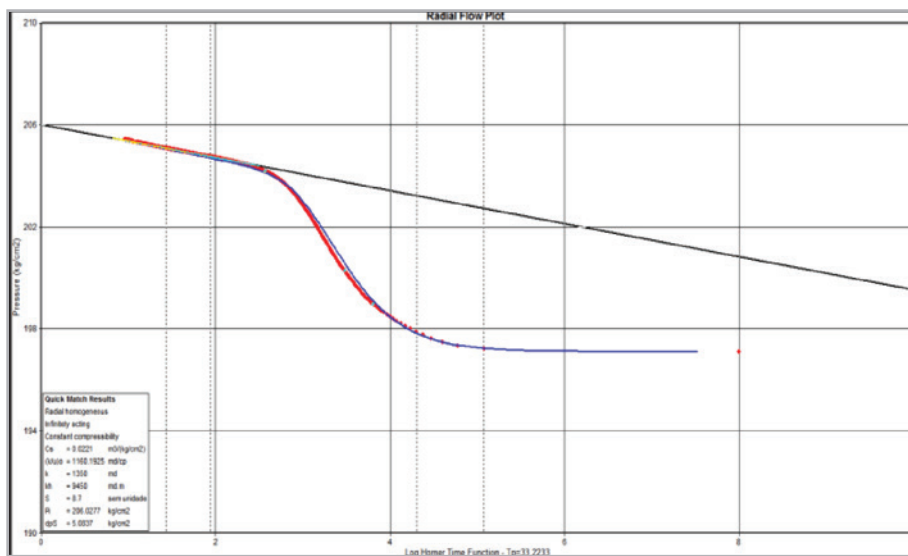


Figura 11. Gráfica semilogarítmica.

La presión de fondo prácticamente alcanza estabilización, esto por que la difusividad hidráulica es muy buena, atribuido a la buena interacción de sistema roca - fluido.

El ajuste se realizó con el modelo de yacimiento radial homogéneo, confirmando la presión de yacimiento de 209 kg/cm², una permeabilidad de 740 md y un daño de 5.9.

Los resultados de la interpretación de la prueba se observan en la **Figura 12**. En la derivada de la presión, se

aprecia un periodo corto de flujo radial con pendiente cero y posteriormente un periodo de flujo esférico, lo cual es característico de una terminación con entrada limitada y de pendiente negativa de $-1/2$. Si consideramos el diámetro del orificio (0.075 m) de la herramienta con respecto al espesor de la arena (8 m) Esto es muy semejante al efecto penetración parcial, de disparos de pocos metros con grandes espesores de yacimiento.

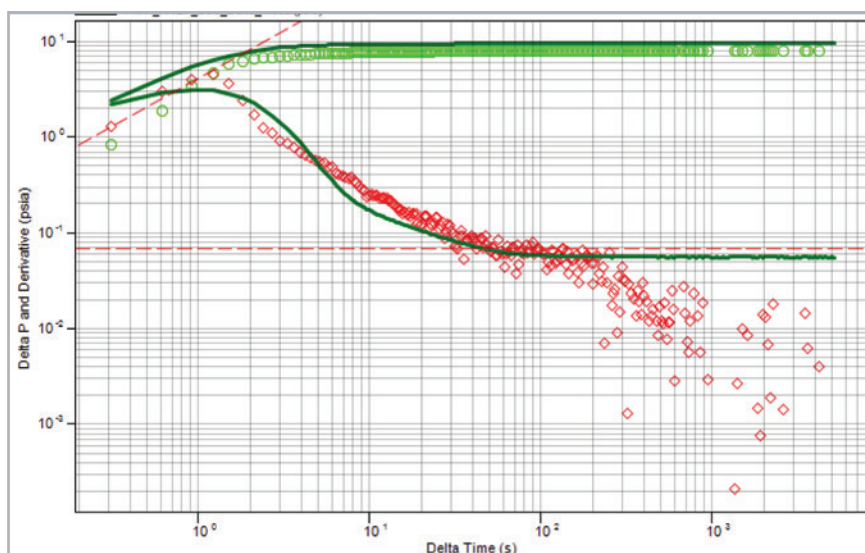


Figura 12. Resultados de la prueba mini DST.

Cabe recordar que el objetivo principal de esta toma de información es probar zonas potenciales de acumulación de hidrocarburos, zonificación de datos de presión a lo largo del yacimiento, y principalmente corroborar zona de acumulación de hidrocarburos de la arena 1 y de ser comprobado determinar la permeabilidad, daño y presión del yacimiento, por lo que no se consideraron posibles fallas de acuerdo con la configuración estructural del yacimiento.

Conclusiones

El empleo de esta tecnología es de gran ayuda en la toma de decisiones, debido a que es posible optimizar costos y tiempos en las actividades de terminación del pozo.

Con el probador de formación es posible contar con la evidencia física de la presencia de hidrocarburos, al

recuperar muestras preservadas, llevarlas a superficie y evaluarlas en laboratorio para su análisis PVT.

Es posible medir prácticamente en tiempo real la presión inicial del yacimiento y estimar la permeabilidad del yacimiento y daño de la formación, tomando decisiones en tiempo y forma para la terminación exitosa del pozo.

Proporciona una alternativa de probar objetivos secundarios o en zonas someras, con lo que se pueden incrementar las reservas de hidrocarburos.

El tiempo tomado para la adquisición de esta información (puntos de presión + toma de muestras + prueba mini DST), es de aproximadamente cuatro veces menor que al realizarlo de manera convencional.

Se probó la arena 1 mediante la identificación y recuperación de una muestra líquida, resultando productor de 100 % aceite, con una presión del yacimiento de 109 kg/cm², una permeabilidad estimada de 740 md y un daño de 5.9, resultado que permitió aclarar la incertidumbre de que fuera productora de hidrocarburos, ya que se ubica hacia el bloque Norte de la estructura, incorporando mayor volumen de reservas.

El pozo Artesa 371 es productor de aceite negro con una producción inicial de 1761 bpd de aceite, 0.87 mmpcd de gas, 0 % de agua, por estrangulador de 7/16 pg y una presión en cabeza de 65 kg/cm².

No fue posible probar las arenas denominadas como "A", "B" y "C", mediante la identificación y recuperación de muestras con probeta convencional, debido a la alta presión diferencial, lo cual puede colapsar la formación.

Se tiene programado en otro pozo emplear una herramienta alterna, ya que cuenta con cuatro probetas y de mayor área que las convencionales, ubicadas sobre el mismo empacador, lo cual le da soporte a la formación al brotar los fluidos y evitar con esto su colapso.

El incremento en el uso de este tipo de herramientas, por los operadores a nivel mundial, da pie al desarrollo de nuevas tecnologías y de mejora. Actualmente ya se cuenta con probadores de formación para pozos revestidos y que además el agujero realizado para la toma de información es aislado y sellado después de haber realizado la prueba con la herramienta CHDT; debido a esta singular operación, los operadores pueden reanudar la operación sin necesidad de efectuar costosas reparaciones a la tubería de revestimiento.

Cabe mencionar que esta herramienta se aplica mayormente en pozos exploratorios, cuyo objetivo es probar la mayor parte del yacimiento. Su empleo se limita a probar zonas en donde se tenga duda sobre la explotación de determinado

yacimiento, como lo fue el caso del pozo Artesa 371. O bien para determinar las presiones de la formación en tiempo real y evaluar el comportamiento del yacimiento y planificar con esto pozos de relleno.

El empleo de esta herramienta ha sido aplicado en varios países del Continente Americano como: Canadá, Estados Unidos, México, Ecuador, Venezuela; en Australia, así como en el sureste de Asia y en el sector Noruego del Mar del Norte.

Agradecimientos

Mi más sincero agradecimiento al grupo de trabajo del Proyecto de Explotación Cactus Sitio Grande, así como a la compañía Schlumberger del área de Data & Consulting Services, quienes facilitaron la información técnica para la elaboración de este artículo.

Referencias

- Bourdet, D. 2002. Well Tests Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Amsterdam: Elsevier.
- Evaluación de Formaciones en Pozos Entubados. 2003. Oilfield Review 15 (2).
- Ireland, T., Joseph, J., Colley, N. et al. 1982. The MDT tool: A Wireline Testing Breakthrough. Oil Field Review (April): 58-65.
- Matthews, S. C. y Russell, D. G. 1967. Pressure Buildup and Flow Tests in Well, Vol. 1. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.
- Schlumberger. 2002. MDT Modular Formation Dynamic Tester: Quality Fluid Sample and Highly Accurate Reservoir Pressures. Schlumberger.

Semblanza de los autores

José Pedro López Pacheco

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, realizando estudios de Posgrado en la misma institución, en 2005.

Laboró en el Instituto Mexicano del Petróleo, Sede México, realizando actividades de Geomecánica en proyectos de la Zona Marina, de la Ciudad del Carmen, Campeche.

En 1999 ingresó a Petróleos Mexicanos; actualmente se encuentra en el Activo de Producción Macuspana–Muspac, en el área de yacimientos.

Impartió cátedra en la Universidad Olmeca de Villahermosa.

Pertenece al CIPM, Sección Villahermosa.

Justino Martínez Alonso

Ingeniero Petrolero, egresado de la ESIA, del Instituto Politécnico Nacional.

Se desempeñó como Coordinador especialista A, integrante del equipo de excelencia técnica y del grupo G50 de la Subdirección de Gestión y recursos técnicos.

Realizó trabajos relevantes en el Departamento de recuperación de hidrocarburos y de interpretación y evaluación de formaciones en la División de desarrollo de campos de la Superintendencia de Ingeniería Petrolera, Región Sureste.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la red de Caracterización de yacimientos naturalmente fracturados.

Bernardo Martínez García

Egresado de la ESIA, del Instituto Politécnico Nacional, realizando estudios de posgrado en la Facultad de Ingeniería de la UNAM, obteniendo el grado de Maestría en 2001.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en el año de 1986, en la Superintendencia de yacimientos.

Funge como Encargado del área de yacimientos en la Coordinación del proyecto de explotación Cactus–Sitio Grande, colaboró en la explotación y desarrollo de los campos Teotleco, Juspi y recientemente en la reactivación y desarrollo del campo Artesa Terciario.

Es socio de número de la AIPM; también pertenece al CIPM, Sección Villahermosa.