

Mejora en la estimación del factor de flujo no Darciano (D) en pruebas de presión DST en pozos de aguas profundas

Ing. Gerardo Bravo García

Ing. Tomás Cervantes Baza

Pemex

Información del artículo: Recibido enero 213, aceptado: octubre 2013

Resumen

Los pozos de gas de aguas profundas de México han encontrado yacimientos en areniscas poco consolidadas, por esta razón se utiliza cedazo durante la prueba de presión. En 2010 se probó el primer pozo delimitador de un campo en aguas profundas. Se indujo con N_2 hasta casi dejarlo vacío sin que éste respondiera. Fluyó hasta hacerle un retrolavado a los cedazos, situación que confirmó taponamiento en los mismos. Al analizar la información registrada se observó que los resultados no coincidían con la correlación hecha con el pozo descubridor. Los cedazos generaron ΔP adicionales que se estimaron mediante correlaciones para modificar D y conocer el verdadero potencial del pozo.

Se realizó el análisis para una prueba de presión de un pozo con tirante de agua de 2154 m. La prueba consistió de cuatro decrementos y un incremento. Para detectar la ΔP real se instaló un sensor que registra antes de que el flujo pase por los cedazos, además del que registra en TP. Así se puede interpretar la prueba y determinar F, D y S para cada sensor, evaluar el impacto que tiene en el IPR y en el volumen acumulado producido.

Este trabajo presenta las experiencias e implicaciones de un cedazo parcialmente obstruido en la evaluación del potencial de los pozos exploratorios, y las acciones que se tomaron para minimizar sus efectos.

Palabras clave: Pruebas de presión, pruebas DST, yacimientos.

Improved flow factor estimation no Darcy (D) DST pressure testing in deepwater wells

Abstract

Mexico's deepwater wells have discovered reservoirs in unconsolidated sandstones, for this reason the use of sand control devices (screens) during Well Test operations is mandatory. In 2010 the first Appraisal well in Mexico was drilled. The completion fluid was replaced by N_2 to start-up the well test but the well did not produce any fluid besides N_2 release. The well test started after doing a reverse flow through the screens, that situation confirmed that the screens were fully plugged. When the Well Test data was analyzed it was observed a discrepancy with the prediction based on the exploratory well. The screens cause an additional ΔP which affects the evaluation; a correction of D was made based on correlations in order to know the real IPR of the well.

A transient Well test analysis of a 2154m well water depth is presented. The test consisted in four drawdown periods and one buildup. In order to measure properly the ΔP two sensors was installed, one downstream the screens and another upstream the screens in the annulus below the packer. Therefore, the test can be analyzed for each sensor and F, D and S can be determined. The impact of the extra ΔP trough the screens on the IPR and cumulative volume can be evaluated.

This paper shows experiences and implications of a screen partially plugged on evaluation of Exploratory Wells and the actions taken by Pemex to minimize its effects.

Keywords: Transient Well Testing, DST, Reservoir.

Introducción

Una tarea importante de la actividad exploratoria es evaluar el potencial de los descubrimientos, para lo cual es necesario caracterizarlos tanto estática como dinámicamente. Para lo último se realizan pruebas de presión producción, que consisten en hacer fluir el pozo por un periodo determinado, lo que genera un disturbio de presión que viaja en la formación, para después cerrarlo y evaluar la respuesta en la presión en el fondo del pozo. Al aplicar algoritmos matemáticos a la presión de fondo se pueden determinar parámetros, tales como permeabilidad efectiva al fluido de yacimiento (k), daño (S), factor de flujo no Darciano (D), fallas, contactos aceite-agua, aceite-gas, gas-agua, coeficiente de almacenamiento del pozo, entre otros.

En los pozos exploratorios de aguas profundas de México se han encontrado yacimientos en areniscas poco consolidadas o no consolidadas, lo que genera la necesidad de instalar sistemas para el control de arena. A estos pozos se les realizan pruebas de presión conocidas como DST (Drill Stem Test), consisten en utilizar tubería de perforación con un empacador recuperable y se hace fluir el pozo a la superficie.

En aguas profundas de México, por la naturaleza de las operaciones y los requerimientos de información, el diseño de estos aparejos ha evolucionado con el tiempo desde el concepto sencillo de DST (tubería de perforación, pistolas y empacadores recuperables), hasta contar con un número de sensores presión-temperatura de memoria (utilizados para ajustar los modelos de simulación y modelar el comportamiento del pozo en las diferentes secciones de tubería), sensores P-T con transmisión a tiempo real (que permiten monitorear el pozo para asegurar el flujo

ininterrumpido durante la prueba), válvula de cierre en fondo para eliminar el efecto de almacenamiento del pozo, válvula de circulación para evitar el uso de tubería flexible durante el arranque del pozo, nipples de inyección de inhibidores de hidratos y cedazos como método de control de arena.

Los cedazos son una serie de mallas de acero ranuradas, colocadas sobre una tubería perforada que impiden el paso al interior del aparejo de sólidos mayores al diámetro de ranura diseñado. Éstos representan un factor que puede afectar de manera considerable los resultados de las pruebas, ya que si el lavado del pozo no se realizó adecuadamente, hay remanentes del fluido de perforación, los fluidos de terminación no son limpios o el diámetro de ranura seleccionado no es el adecuado, los cedazos se pueden obstruir parcialmente o taponar completamente. Esta situación enmascara el potencial productor de los pozos al generar caídas de presión adicionales.

Desarrollo

Mientras que en pozos de aceite se desprecia el efecto del factor de flujo no Darciano (D), en pozos de gas la caída de presión debido al gasto, (velocidad) es considerable, por lo que tiene que incluirse D en las ecuaciones de flujo.

Típicamente los pozos son evaluados considerando las presiones medidas dentro del aparejo de prueba con un sensor de memoria, corriente abajo de los cedazos. Si existe obstrucción en los cedazos, las caídas de presión son mayores, sin embargo, al no contar con medición de presión corriente arriba de los cedazos no es posible cuantificar el efecto del taponamiento, **Figura 1**.



Figura 1. Aparejo y sensores TP.

Esta situación implica que al realizar el análisis de productividad de los pozos, la ΔP debido al taponamiento se asocia a la ΔP de la formación. Así, el cálculo de D resulta sobrestimado y se tiene un alto daño debido al flujo, lo que enmascara la capacidad productora de los pozos.

En 2010 se perforó y probó el primer pozo delimitador de un campo en aguas profundas. Durante la prueba, el pozo se indujo aligerando la columna con N_2 hasta casi dejarlo vacío, sin lograr que el pozo respondiera, **Gráfico 1**.

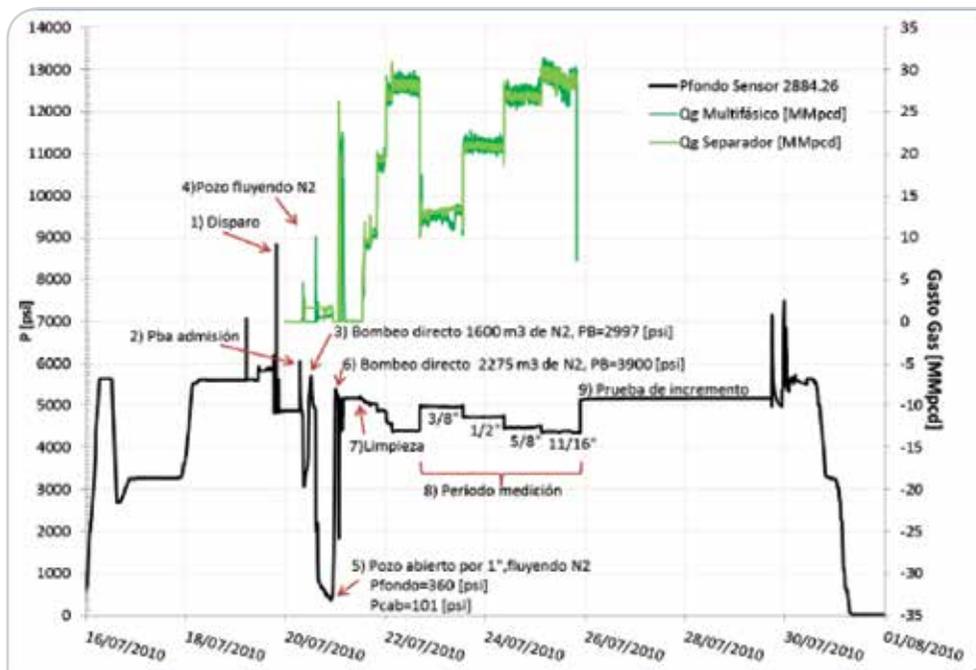


Gráfico 1. Sensor de fondo, prueba DST.

Los fluidos de la formación comenzaron a producirse hasta después de hacer pasar N_2 por los cedazos en sentido contrario al flujo del pozo (retrolavado). Esta situación confirmó que se tenía un taponamiento en los mismos.

Al analizar posteriormente la información registrada se observó que los resultados no coincidían con la correlación que se había hecho considerando la información del pozo descubridor, **Gráfico 2**.

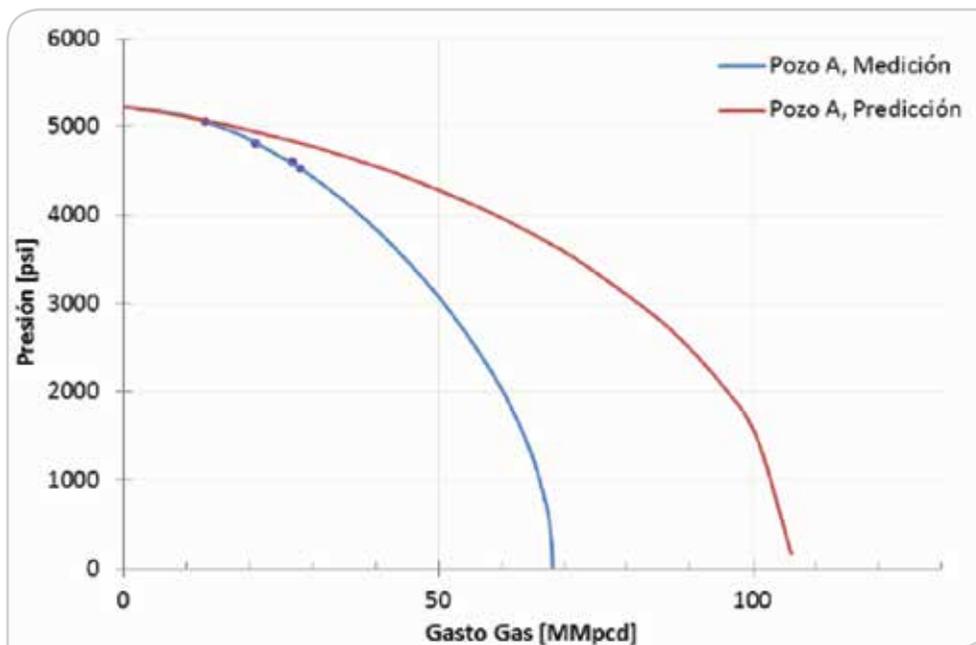


Gráfico 2. Productividad pozo A, delimitador en aguas profundas.

A pesar de permitir el flujo, los cedazos estaban parcialmente obstruidos, situación que generó caídas de presión adicionales. Estas caídas se estimaron mediante correlaciones para modificar el factor D y conocer el verdadero potencial del pozo.

La situación anterior generó la necesidad de:

- Instalar sensores que registrarán la presión lo más cercano a la cara de los disparos y antes de que el flujo pasara por los cedazos.

- Revisar el diseño de los cedazos y cambiarlos por unos cuyo tamaño permitiera con mayor facilidad el paso de finos restos de fluidos de perforación y sólo detuviera la producción de arena de grano medio en caso de presentarse.

Para los pozos perforados posteriormente se instaló un sensor que registra la presión por fuera de los cedazos, antes de que los fluidos pasen al interior de la TP, **Figura 2.**

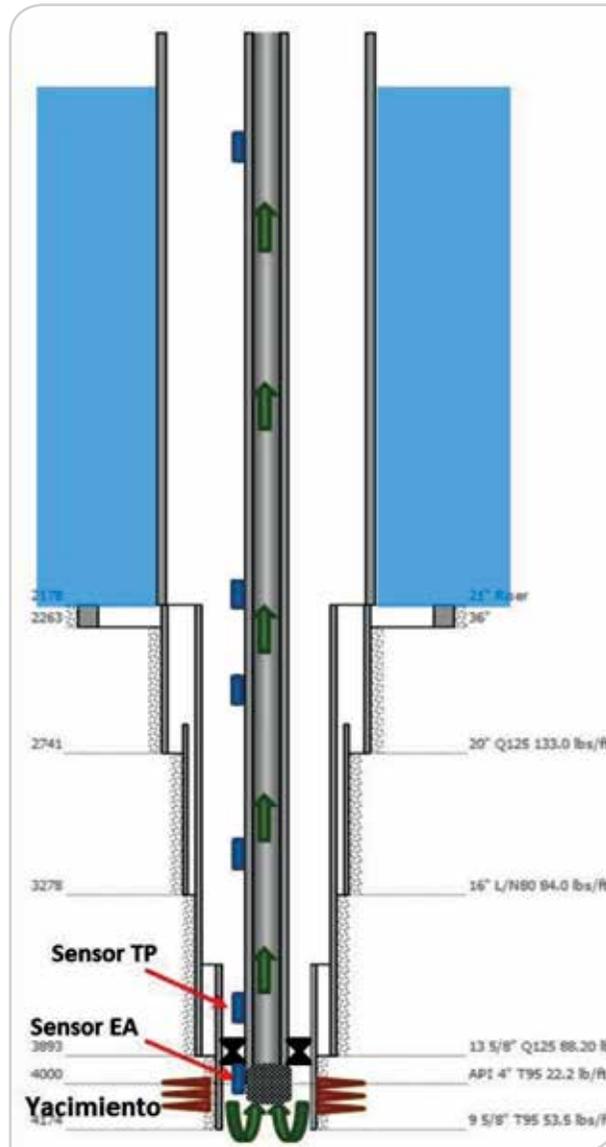


Figura 2. Aparejo y sensores TP, EA.

Con las lecturas del sensor en el anular se logró cuantificar las caídas de presión a través de los cedazos parcialmente tapados, **Gráfico 3**, pero una ventaja adicional es que hace posible

determinar el impacto que tiene un análisis con información imprecisa. A continuación se presenta el análisis realizado a un pozo probado en un tirante de agua de 2,154 m.

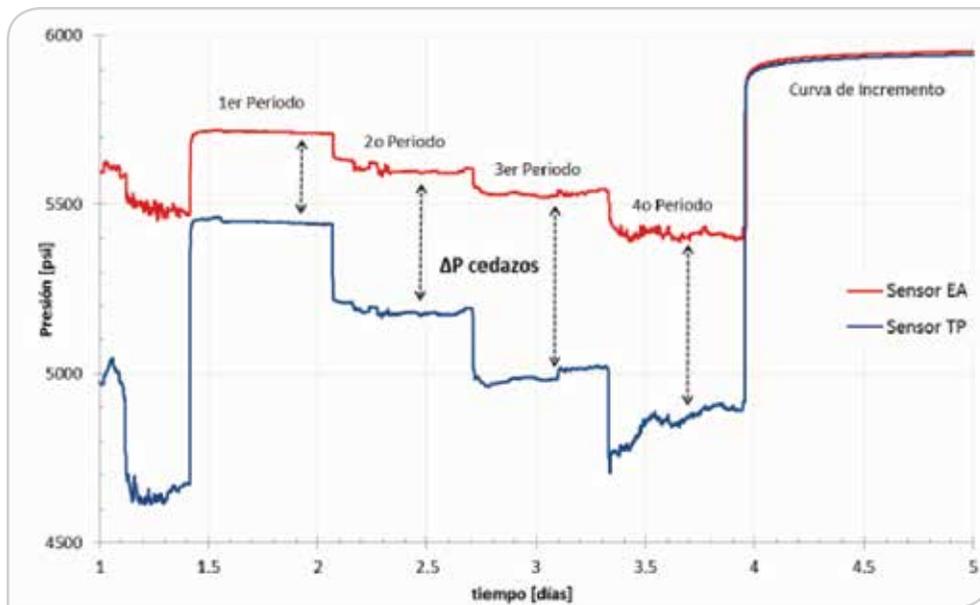


Gráfico 3. Presión de fondo medida con sensor en TP y EA, caída de presión en los cedazos.

Para determinar el factor de flujo no Darciano (D), se aplicó el análisis de daño dependiente del gasto, que consiste en

graficar en escala semilogarítmica la función derivada contra el tiempo, para dos o más periodos de flujo, **Gráfico 4**.

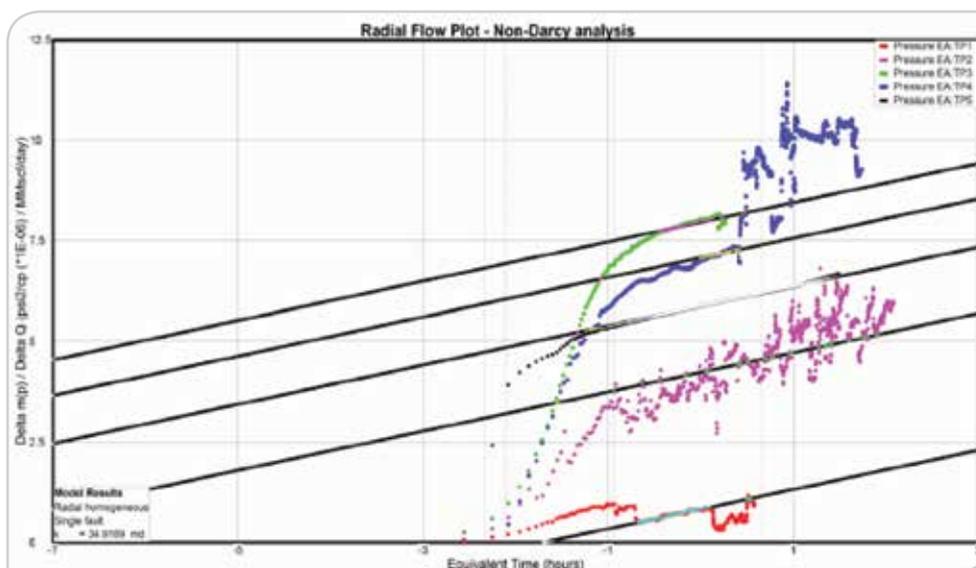


Gráfico 4. Análisis de daño dependiente del gasto, sensor EA.

Se cuantifica el daño total (S'), se normaliza el gasto y se grafica contra el daño normalizado. De esta forma se

obtiene: el daño mecánico " S ", factor de flujo no Darciano " D " y el coeficiente de flujo no Darciano " F ", **Gráfico 5**.

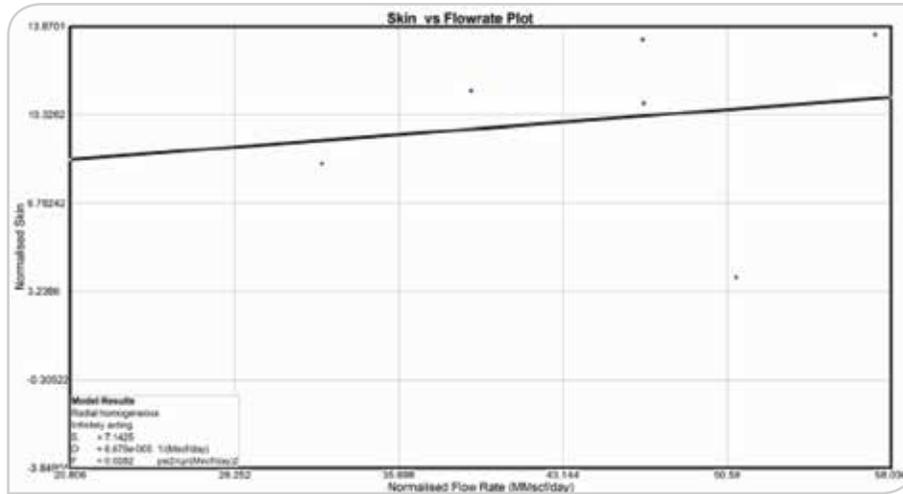


Gráfico 5. Determinación de D, S y F, sensor EA.

Una vez determinado D y S, se ajusta el modelo que represente la respuesta de presión del periodo de incremento, **Gráfico 6**.

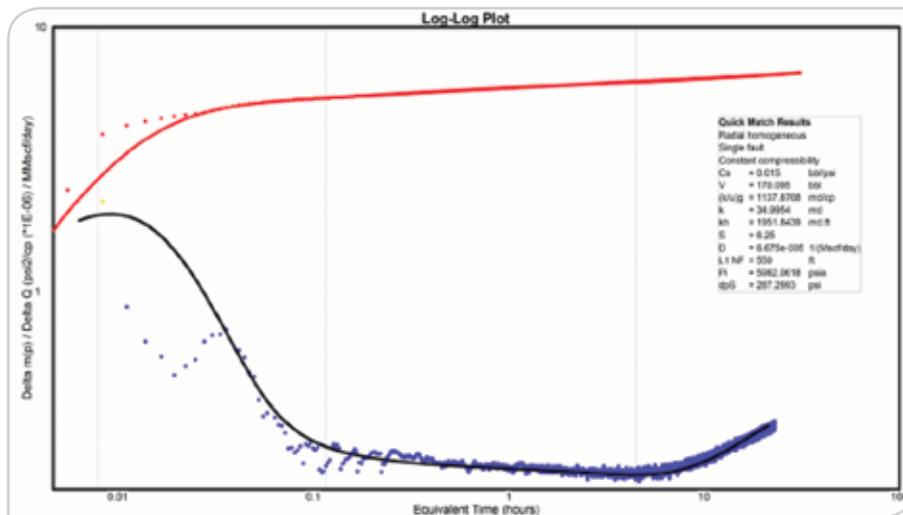


Gráfico 6. Ajuste de modelo en periodo de Incremento, sensor EA.

Para corroborar la validez del modelo y los parámetros calculados, se reproduce la respuesta de presión durante toda la prueba como se puede observar en el **Gráfico 7**.

El modelo que reproduce la prueba de presión es un yacimiento homogéneo radial con una falla conductiva a 167.64 metros, (550 pies).

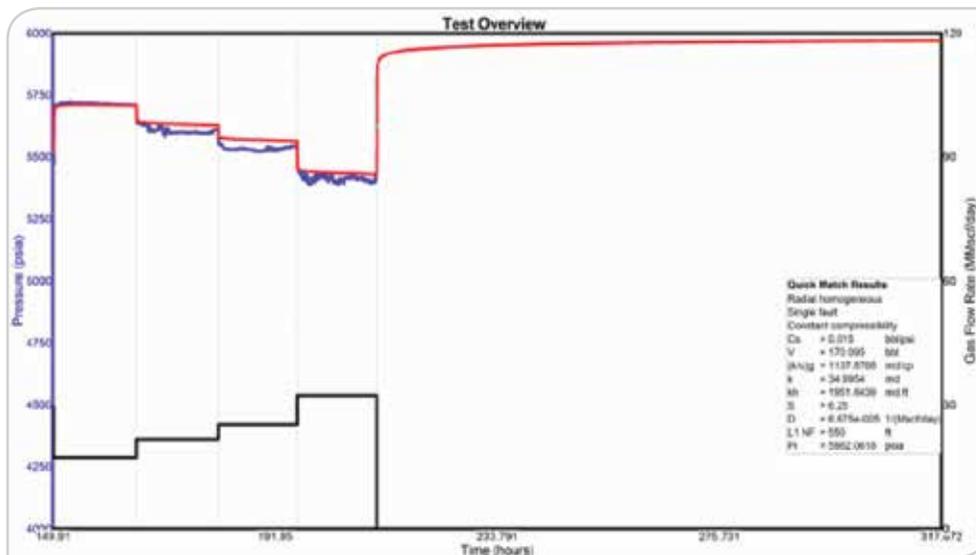


Gráfico 7. Validación de ajuste, reproducción de la prueba, sensor EA.

Siguiendo un procedimiento similar, se realiza el análisis para la información del sensor instalado en la TP, Gráfico 8.

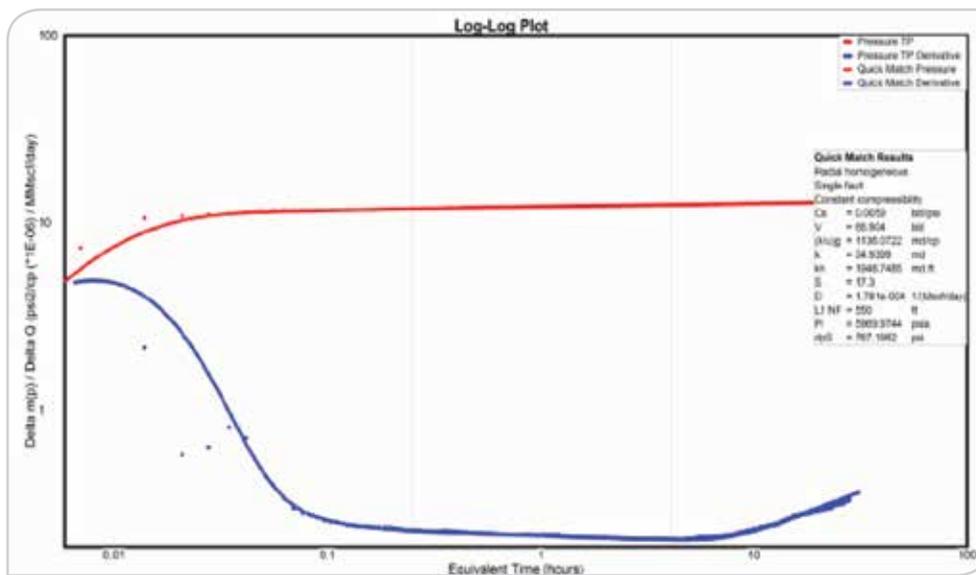


Gráfico 8. Ajuste de modelo en periodo de incremento, sensor TP.

En la **Tabla 1** se resumen los resultados obtenidos en ambos análisis, resaltando que los parámetros de flujo no

Darciano (F y D) y el daño (S) son mayores para el análisis con el sensor de la TP.

Tabla 1. Principales resultados de los análisis para TP y EA.

Sensor	D [1/Mpcd]	S	k [mD]	kh [mD*pie]	P* [psi]	F [psi ² /cp/(Mpcd) ²]	B [psi ² /cp/(Mpcd)]
EA	6.68E-05	6.25	35.00	1951.8	5982.1	0.02824	5845.3
TP	1.78E-04	17.30	34.94	1949.0	5970.0	0.07546	10537.0

Si se determinan las curvas IPR con los parámetros de la **Tabla 1**, se tienen dos potenciales que representan a pozos completamente diferentes, **Gráfico 9**.

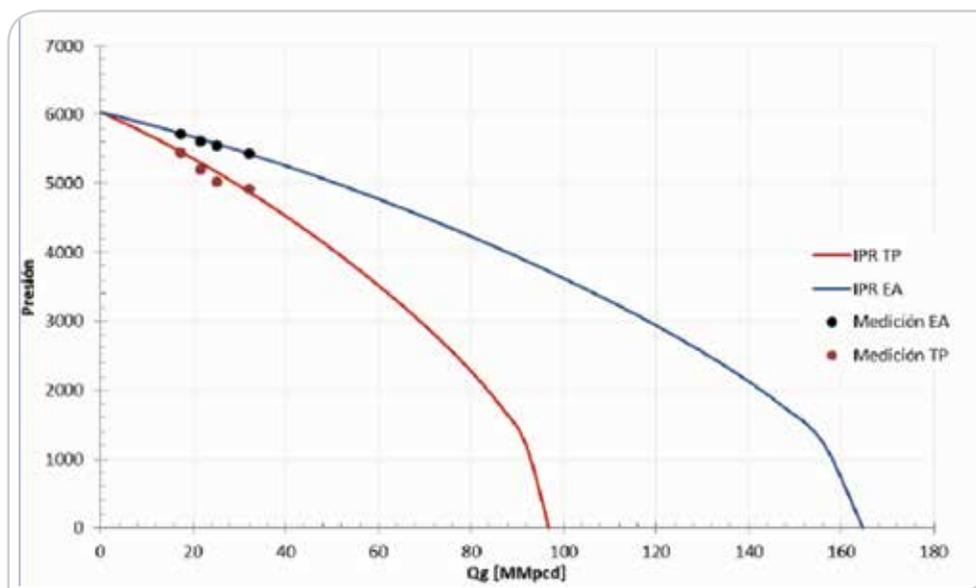


Gráfico 9. IPR's con parámetros de cada ajuste: TP y EA.

Pero, ¿cuál es el verdadero impacto de tener potenciales de flujo diferentes? Para cuantificar el impacto se drena un área de 2.59 Km² (640 acres) con cada pozo: TP y EA. Se establece un gasto máximo de 60 MMpcd y un mínimo económico de 10 MMpcd.

En el **Gráfico 10** se muestran los resultados, se observa que el pozo EA es capaz de mantener el plateau por un periodo

más largo, cuando éste alcanza el tiempo A, (gasto mínimo de 10 MMpcd), tiene un volumen acumulado producido de 3654 MMpc, mayor al volumen acumulado por el pozo TP, 150 días después el pozo TP alcanza el gasto mínimo (tiempo B), a este tiempo la diferencia entre volúmenes acumulados ha disminuido a 1851.6 [MMpc], pero nunca se igualaron. De esta forma se evidencia el efecto de sobrestimar los parámetros de flujo no Darciano (D y F).

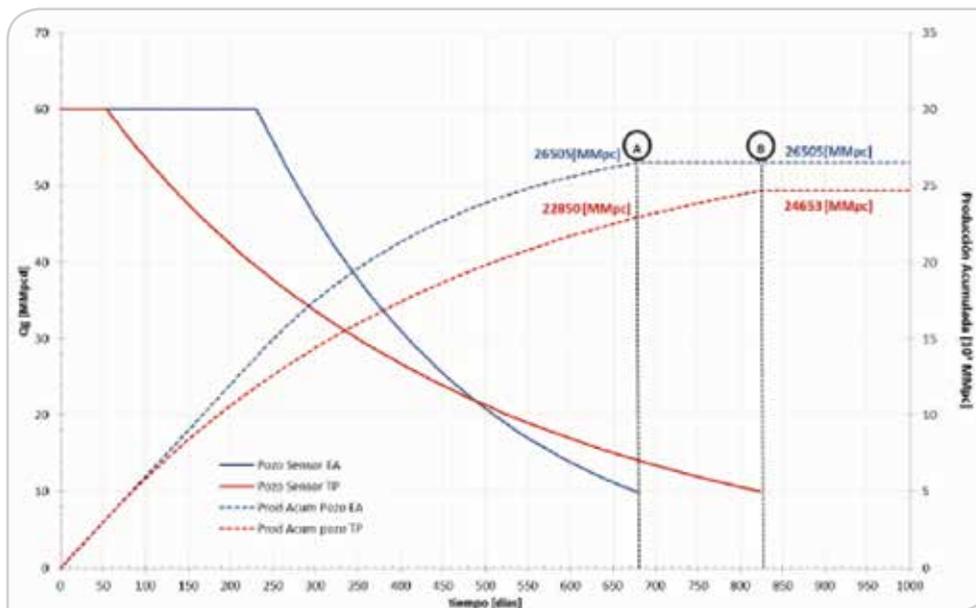


Gráfico 10. Perfiles de producción para cada pozo: TP y EA.

Por último, en el **Gráfico 11** se muestra un comparativo del potencial de pozos probados en aguas profundas en los que

se instaló un sensor en el EA (línea continua) y TP (línea discontinua), los potenciales muestran el efecto descrito.

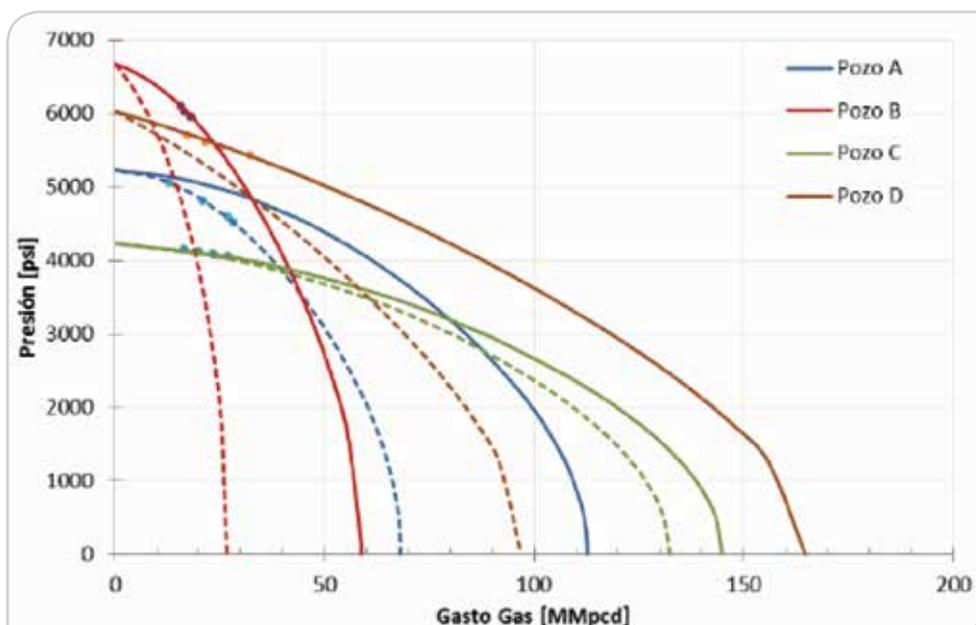


Gráfico 11. Comparación de productividad de los pozos de aguas profundas.

Conclusiones

Debido a los altos costos de perforación e infraestructura en aguas profundas, los pozos productores de gas requieren ser altamente productivos para que su explotación sea rentable.

Al sobrestimar el factor de flujo no Darciano (D), se asocian a la formación de caídas de presión que en realidad corresponden a un daño mecánico, subestimando de esta forma los potenciales de los pozos. Esta situación genera

que se tenga menor producción y volumen acumulado, con lo que se corre el riesgo de dejar de lado un yacimiento que en realidad pudiera ser una oportunidad de negocio.

El utilizar sensor en el espacio anular debajo del empacador resulta ser una práctica útil para determinar las propiedades de los yacimientos sin alteraciones.

Entre mayor información se registre en un pozo exploratorio, mejor es la oportunidad de generar análisis precisos.

Anexo. Ecuación de Forchheimer con pseudopresión

$$m(\bar{P}) - m(P_{wf}) = \frac{1422TQ}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right) + FQ^2$$

$$m(\bar{P}) - m(P_{wf}) = BQ + FQ^2$$

$$m(\bar{P}) - m(P_{wf}) = \frac{1422TQ}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + DQ \right)$$

$$D = \frac{Fkh}{1422T}; \quad m(P) = 2 \int_{P_b}^P \frac{PdP}{\mu Z}$$

Nomenclatura

D	Factor de flujo no Darciano	r_e	Radio de drene
F	Coefficiente de flujo no Darciano de la ecuación de Forchheimer	r_w	Radio del pozo
B	Coefficiente de flujo Darciano de la ecuación de Forchheimer	T	Temperatura
S	Factor de daño	μ	Viscosidad
S'	S+DQ	Z	Factor de desviación del gas
Q	Gasto de gas	m(P)	Función pseudopresión para gases reales
k	Permeabilidad	DST	Drill Stem Test
h	Espesor	EA	Espacio anular
		TP	Tubería de perforación

Referencias

Berumen-C., S., Samaniego-V., F. y Cinco-Ley, H. 1989. Transient Pressure Analysis and Performance of Gas Wells Producing Under Constant Pressure Conditions. Artículo SPE 19098, presentado en SPE Gas Technology Symposium, Dallas, Texas, junio 7-9. <http://dx.doi.org/10.2118/19098-MS>.

Dake, L.P. 1978. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Scientific.

Lee, J., Rollins, J.B. y Spivey, J.P. 2003. *Pressure Transient Testing*, Vol. 9. Richardson, Texas: Textbook Series, SPE.

Ramey, H.J. Jr. 1965. Non-Darcy Flow and Wellbore Storage Effects in Pressure Build-Up and Drawdown of Gas Wells. *J. Pet Tech* **17** (2): 223-233. SPE-1058-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/1058-PA>.

Wattenbarger, R.A. y Ramey, H.J. Jr. 1968. Gas Well Testing with Turbulence, Damage and Wellbore Storage. *J. Pet Tech* **20** (8): 877-887. SPE-1835-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/1835-PA>.

Semblanza de los autores

Ing. Gerardo Bravo García

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Se desempeñó como becario en el Laboratorio de Núcleos Naturalmente Fracturados de la FI-UNAM, en la Ciudad de México. En este periodo realizó pruebas para determinar propiedades petrofísicas para núcleos del Activo Cantarell y Bellota Jujo.

Posteriormente es contratado por la Compañía Mexicana de Exploraciones S.A. de C.V. (COMESA) y comisionado al Activo Integral Holok Temoa, al grupo de Diseño de pozos de explotación, donde participa en el diseño del primer pozo delimitador en aguas profundas, Lakach-2DL.

En junio de 2009 es contratado por Pemex Exploración y Producción en el Activo Integral Holok Temoa de la Subdirección Región Marina Suroeste, en donde laboró en el área de Productividad de la Coordinación de Diseño de Proyectos de Explotación, hasta diciembre de 2011.

De 2012 a la fecha forma parte de la Gerencia del Proyecto de Desarrollo Lakach en la Subdirección de Desarrollo de Campos, en el área de Ingeniería de Producción de Pozos y Aseguramiento de Flujo en Aguas Profundas.

Ha publicado artículos en el Congreso Mexicano del Petróleo y en la Offshore Technology Conference (OTC). Es miembro de la Society of Petroleum Engineers.

Ing. Tomás Cervantes Baza

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Ingresó a Pemex en noviembre de 1996 en el Distrito Agua Dulce de la Región Sur, donde laboró como profesionalista "B" en la Subgerencia de Ingeniería de Sistemas de Información de Producción, donde colaboró en el proyecto SITP.

De octubre de 1997 a julio de 2004, laboró en la Región Marina Noreste adscrito a la Subgerencia de Diseño de Explotación del Activo Integral Cantarell, como Ingeniero especialista en sistemas artificiales de producción en el Área de Diseño de Pozos.

Participó en la implantación del proyecto de aparejos de producción de diámetro amplio para maximizar la producción del Campo Akal y Nohoch con producciones superiores a los 20,000 bpd.

Diseñó los aparejos de inyección de nitrógeno al Campo Cantarell. Documentó el proyecto de autobombeo neumático y aplicó en el pozo C-25 en la plataforma Akal I reestableciendo el pozo a producción con 5 mil bpd al disparar la TR del pozo (casing puncher) en el casquete de gas. Este proyecto fue retomado por el grupo VCD de Cantarell en el año 2007 con incrementos considerables de producción.

De julio de 2004 a septiembre de 2007 colaboró en la Ayudantía Técnica de la Administración del Activo Integral Cantarell.

De septiembre de 2007 a diciembre de 2011 laboró en el Activo Integral Holok Temoa de la Subdirección de la Región Marina Suroeste en el Área de Ingeniería de Producción de Pozos.

De 2012 a la fecha forma parte de la Gerencia del Proyecto de Desarrollo Lakach en la Subdirección de Desarrollo de Campos. Como responsable del área de Ingeniería de Producción de Pozos.

Es autor de trabajos técnicos presentados en foros de la AIPM y la SPE. Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

