
La temperatura como variable para evaluar la productividad de pozos

Julio César Terrazas Velázquez
Pemex

Artículo recibido en junio de 2019-revisado, evaluado, corregido y aceptado en 2022-

Resumen

La capacidad productiva de ciertos pozos fluyentes productores de aceite y gas se ve afectada por diversos factores que influyen en el comportamiento dinámico desde el fondo hasta la superficie, ocasionando disminución de la producción de aceite, lo cual se verá reflejado en el factor de recuperación final y un reto es determinar la mejor condición que beneficie la productividad del pozo.

Una variable que se considera para evaluar el aporte y la condición de producción yacimiento-pozo es la temperatura, la cual está en función de múltiples factores, siendo para este caso los fluidos producidos en cada uno de intervalos y es un parámetro para identificar zonas o áreas de oportunidad, teniendo a través de los gradientes de presión y temperatura la estimación cualitativa de cada zona permitiendo identificar los fluidos producidos.

En este trabajo se presenta un análisis integral del comportamiento presión-producción y el acoplamiento del perfil de los gradientes de presión-temperatura de diversos pozos productores de aceite y gas produciendo de manera simultánea en múltiples intervalos en yacimientos de areniscas con el propósito de identificar la condición de flujo para cada intervalo productor, así mismo se presentan diversos casos de estudio donde se muestra la respuesta de la temperatura en la toma de información y el análisis, haciendo mención en las oportunidades que se presentan con el propósito de definir acciones que permitan mejorar el flujo del yacimiento al pozo.

Palabras clave: Temperatura, productividad de pozos, gradientes de temperatura, densidad, Registros de Presión-Temperatura-RG.

Temperature as a variable to evaluate the productivity of wells

Abstract

The productive capacity of certain flowing wells producing oil and gas is affected by several factors that influence the dynamic behavior from the bottom to the surface, causing a decrease in oil production which will be reflected in the final recovery factor and one challenge is deciding the best condition that benefits well productivity.

A variable that is considered to evaluate the contribution and the production condition of the reservoir-well is the temperature, which is a function of multiple factors, being in this case the fluids produced in each one of the intervals and it is a parameter to identify zones or areas of opportunity, having through the pressure and temperature gradients the qualitative estimation of each zone allowing to identify the fluids produced.

This paper presents a comprehensive analysis of the pressure-production behavior and the coupling of the profile of the pressure-temperature gradients of various oil and gas producing wells producing simultaneously in multiple intervals in sandstone reservoirs with the purpose of identifying the flow condition for each producer interval, likewise various case studies are shown where the response of the temperature in the collection of information and the analysis is shown, mentioning the opportunities that arise with the purpose of defining actions that allow improving the flow from the reservoir to the well.

Keywords: Temperature, well productivity, temperature gradients, density, Pressure-Temperature-RG logs

Introducción

Diversas herramientas se utilizan para identificar aquellas áreas de oportunidad para mejorar las condiciones de producción de los pozos, como pueden ser estudios termodinámicos para caracterizar los fluidos y definir las condiciones de temperatura a las cuales se llegan a precipitar los depósitos orgánicos dentro del pozo, o bien, la toma directa de registros de presión-temperatura de alta resolución, los cuales se realizan a velocidades bajas para identificar aquellas variaciones que son imperceptibles con una herramienta convencional. Estos pequeños cambios denotan ciertas condiciones de producción de los intervalos disparados que de manera directa se asocian con las capacidades productivas de los yacimientos para identificar zonas de mayor flujo con respecto a otras. Con base en la información de temperatura obtenida, se proponen acciones y alternativas que mejoran y aseguran el flujo en el pozo, lo que resulta en una mayor productividad.

El incremento de la producción de gas asociado al aumento de la relación gas-aceite, taponamiento continuo de la tubería de producción, son factores que influyen en la capacidad productiva de algunos pozos. Derivado de las condiciones que presentan los pozos, se ha tomado información con el propósito de asegurar el flujo de hidrocarburos y prolongar su vida productiva, así como alcanzar los factores de recuperación estimados.

La adquisición de información se ha centrado en datos de presión y temperatura, utilizando esta última como una variable para evaluar el aporte de los fluidos producidos y el efecto que experimentan los hidrocarburos en el viaje del fondo del pozo hacia la superficie.

Los registros de presión-temperatura de alta resolución se están utilizando con el fin de evaluar aquellos pozos que producen en uno o más yacimientos y/o más de un intervalo disparado para determinar cualitativamente el aporte de

cada uno de ellos. Se han encontrado diversas condiciones de flujo a través de la interpretación de la variable de temperatura, como ha sido determinar qué intervalo produce la mayor producción de petróleo (la zona de mayor aporte), intervalos que producen la mayor cantidad de gas, intervalos que no aportan, flujo de fluidos por atrás de la tubería de revestimiento que entra al pozo por el intervalo disparado. La información de temperatura se acopla con la de presión y su gradiente respectivo, para definir con mayor precisión la condición que prevalece en el fondo del pozo.

Los presentes análisis se centran en pozos fluyentes productores de aceite y gas de yacimiento de areniscas donde el tipo de aceite es parafínico de 27-29 °API, los cuales generan precipitación continua de depósitos orgánicos dentro del aparejo de producción y en algunos casos la presión de yacimiento se encuentra por debajo de la presión de saturación con una RGA inicial de 400-500 ft³/bl.

Desarrollo

La toma de información de presión-temperatura-RG, consiste en: con pozo cerrado y/o fluyente, bajar dicha herramienta registrando Presión y Temperatura (P y T) de manera continua a velocidad controlada dentro del aparejo de producción con el propósito de identificar por pequeños que sean los cambios de temperatura y presión dentro del aparejo de producción, lo cual es base para identificar los gradientes de la corriente de flujo. Una vez estando en el extremo del aparejo de producción se disminuye la velocidad y se continúa registrando el resto del pozo pasando por la zona de los intervalos disparados, tanto bajando como subiendo para tener dos perfiles dentro de la zona de interés, posteriormente se hace cambio de estrangulador y se espera tiempo de estabilización y nuevamente se registra bajando y subiendo únicamente la zona de interés, en ambos casos por debajo del intervalo más profundo, para conocer el gradiente geotérmico. El objetivo de conocer el perfil

de presión y temperatura por al menos dos condiciones de flujo diferentes, es hacer un análisis comparativo e identificar los cambios de temperatura y presión en los intervalos abiertos a producción para asociarlos a los gastos de los fluidos producidos, los cuales serán comparados con una línea base.

Una vez tomada la información dentro de la zona de interés, se recupera la herramienta a la misma velocidad de entrada y se registran nuevamente los perfiles (P y T) ahora para la nueva condición de flujo, posteriormente se regresa el pozo a la condición por la cual se estaba produciendo o bien la que se defina de la toma de información.

Con base en la información obtenida, se definen acciones como optimización del plan de explotación a través de la reducción o ampliación de estranguladores, estimulaciones, re-disparos, asilar intervalos por alta producción de gas, la cual merma la producción de aceite, remediación de cementación por flujo detrás de la tubería de revestimiento, así como control de agua. En el desarrollo se presentarán casos ejemplo de la aplicación de la variable de temperatura y el acoplamiento con los gradientes para optimizar la explotación y asegurar el flujo de hidrocarburos.

El comportamiento de presión producción de los pozos analizados se presentan a continuación:

Pozo G-24

La **Figura 1** muestra la historia de presión-producción del pozo G-24, en la cual se puede observar el inicio de producción del pozo con un gasto promedio de 280 bpd y 100 Mpcd de gas. Inmediatamente el comportamiento de la presión en cabeza tiende a disminuir, ocasionando que el pozo se iguale debido a la obstrucción por depósitos orgánicos, tanto en la cara de la formación como en la tubería de producción. La producción del pozo se reestableció e incluso mejoró, hasta tener una producción promedio de 570 bpd, observándose un incremento en la producción de gas. La producción de petróleo se logró mantener durante un año, posteriormente se tiene una disminución de la producción; asociada a que nuevamente no se tiene un aporte homogéneo de los intervalos disparados. La presión en cabeza y la producción de gas se han mantenido. Con base en el comportamiento observado, se consideró la toma de información de presión-temperatura de alta resolución, necesaria para definir la condición de productividad del pozo con el fin de proponer una alternativa para mejorar y asegurar el flujo de hidrocarburos en el pozo.

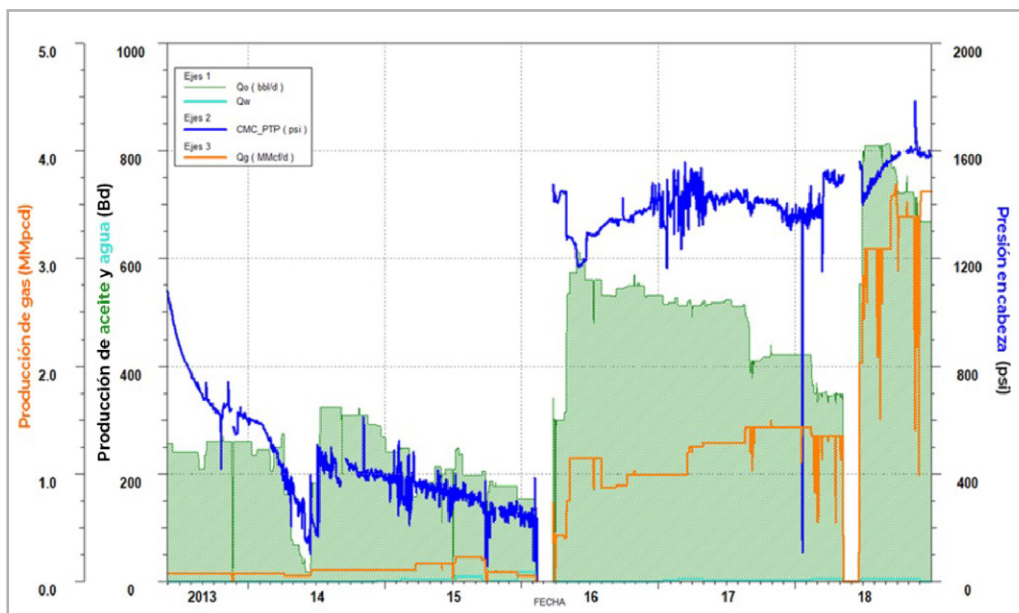


Figura 1. Historia presión-producción pozo G-24.

Pozos B-13

La **Figura 2** muestra la historia de presión-producción del pozo B-13 donde se observa que el gasto inicial promedio fue de 400 bpd; el gasto de gas ha sido bajo 100 Mpcd, lo que indica una RGA de 250-300 ft³/bl, manteniéndose durante dos años. La presión en cabeza y el gasto de aceite disminuyeron con la explotación del pozo; el gasto de gas y

la producción de agua comenzaron a incrementar afectando la capacidad productiva de aceite, lo que generó aumento en la presión de fondo fluyendo (p_{wf}) ocasionando que el pozo redujera el gasto. A raíz de esta condición se tomó un registro de presión-temperatura de alta resolución, para evaluar una canalización posible por atrás de la tubería de revestimiento, el cual afecta la calidad de aporte de petróleo del intervalo disparado.

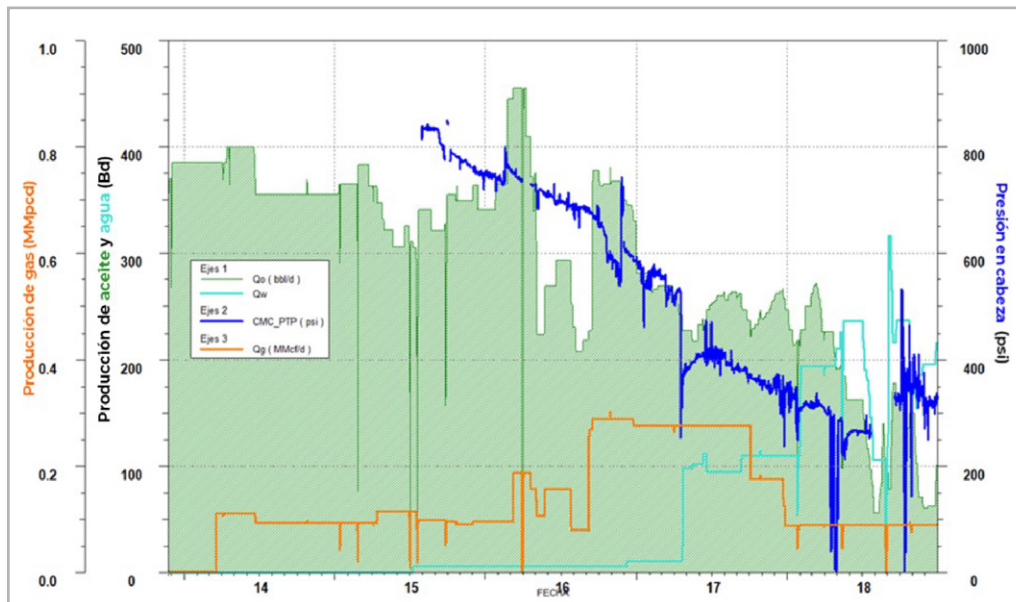


Figura 2. Historia presión-producción pozo B-13.

Pozo B-3

La **Figura 3** muestra el comportamiento histórico presión-producción del pozo B-3, el cual está disparado en cinco intervalos pertenecientes al mismo yacimiento. La producción de petróleo comenzó con un gasto de 500 bpd y la de gas con 200 Mpcd. Con el paso del tiempo el gasto de gas comenzó a incrementar, la de aceite disminuyó. El

comportamiento de presión en cabeza se mantuvo estable; incluso en el último lapso comenzó a incrementar; así mismo el gasto de aceite también aumentó; sin embargo, el índice de productividad del pozo es inferior al de los pozos productores de este yacimiento. Con base en el comportamiento del pozo, se solicitó la toma del registro de presión-temperatura de alta resolución para definir el aporte de cada uno de los intervalos disparados.

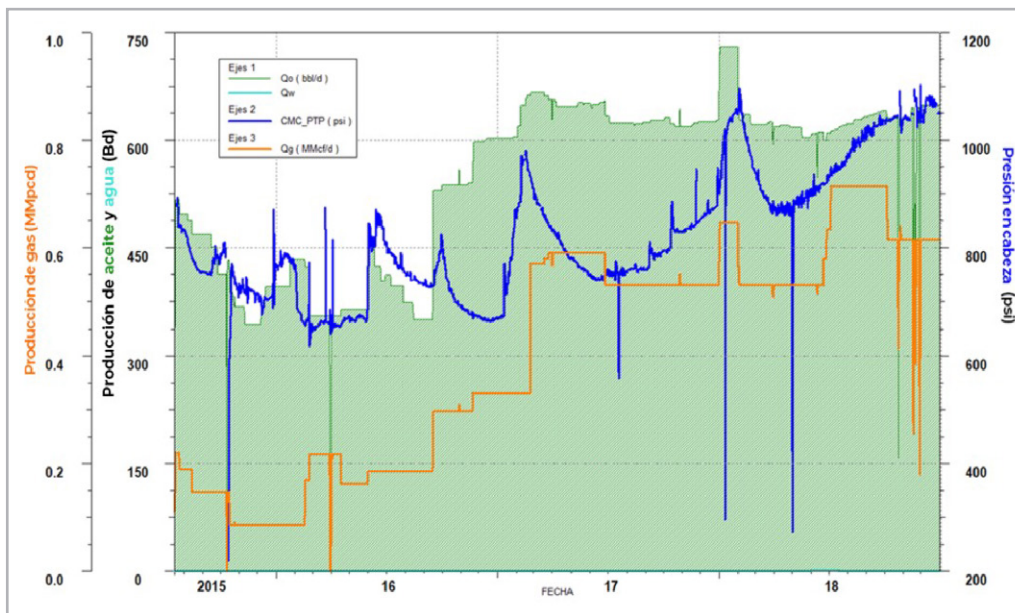


Figura 3. Historia presión-producción pozo B-3.

Los resultados de los registros de presión-temperatura y su acoplamiento con la información de presión-producción se muestran a continuación y a pesar de que la información de presión en cabeza muestra condiciones favorables, existen oportunidades de mejorar que ayudan a incrementar la productividad de los pozos y asegurar de flujo desde el fondo hasta superficie.

Pozo G-24

En la **Figura 4** se presentan los resultados RG-Temperatura-Derivada de Temperatura-Presión-Densidad, bajando de 2960-3060 m, fluyendo por estrangulador 1/4" (línea roja) y 9/32" (línea verde), en los que se observa variación en los intervalos abiertos a producción superior e inferior.

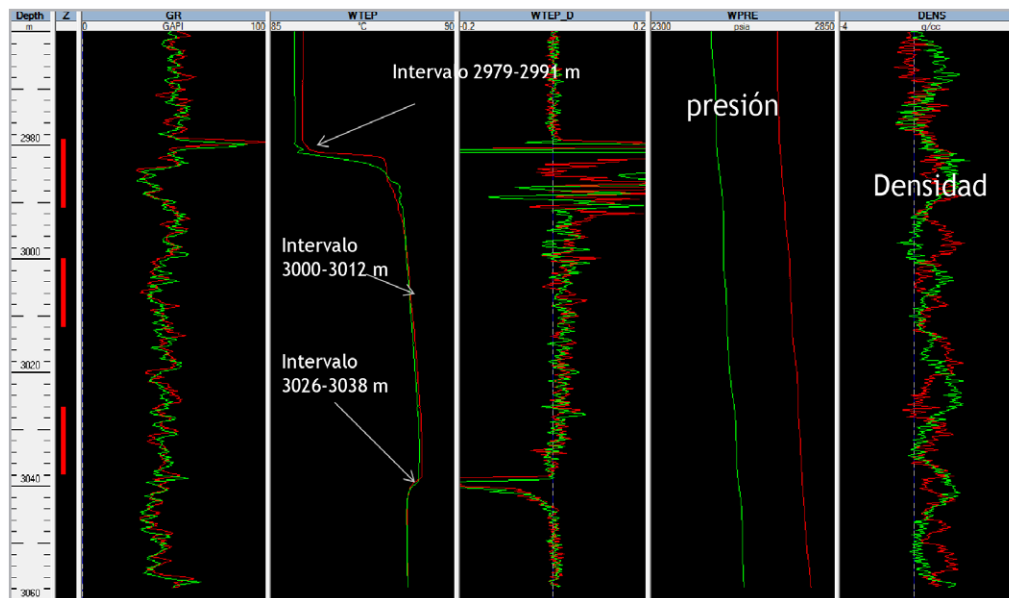


Figura 4. Registro presión-temperatura de alta resolución para el pozo G-24.

Por el comportamiento del perfil de presión y la densidad, se observa que no se presenta un flujo estable; más bien se tiene una especie de flujo bache frente a los intervalos y por encima de ellos, el cual incluso se observa por debajo del intervalo inferior, posiblemente asociado a que el pozo está ligeramente sucio o hay presencia de depósitos sólidos en el fondo.

En la **Figura 5** se presenta el Registro de presión-temperatura de 2960 a 3090 m, fluyendo por estrangulador de 1/4" (línea roja) y 9/32" (línea verde). Se muestran las pistas de temperatura y derivada de la temperatura.

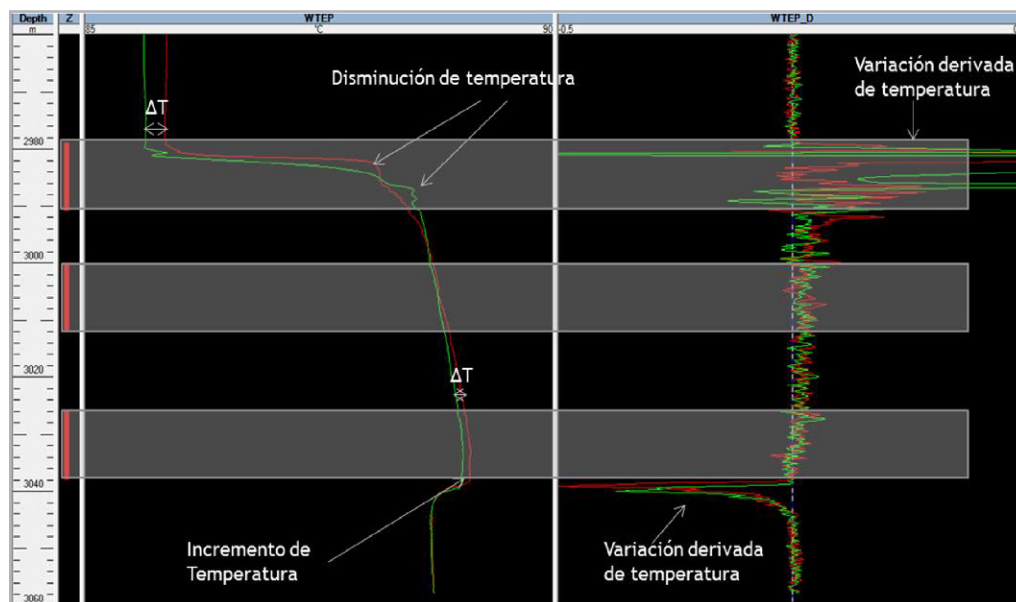


Figura 5. Registro de temperatura-gradiente de temperatura pozo G-24.

Por debajo del intervalo inferior se observa aislamiento total indicando que no hay flujo por detrás de la TR que no sea a través del intervalo disparado. Por estrangulador de 9/32" se observa mayor aporte de gas, la temperatura disminuye en el intervalo superior. La respuesta de la derivada muestra que el intervalo 3000-3012 m es el que aporta en menor proporción. Esto se verifica en el comportamiento de temperatura donde las dos líneas (1/4" y 9/32") se empalman desde 3007 y se cruzan por encima del intervalo, asociado a la producción de gas del intervalo 2979-2991 m, el cual podría controlar el aporte del intervalo del medio.

Cuando se amplió el estrangulador de 1/4" a 9/32" la temperatura en el intervalo inferior disminuyó (por tener un mayor gasto de aceite era esperado que incrementara), lo que indica que también hay aporte de gas en este intervalo. Cuando el pozo se abre por 9/32" se observa una disminución de la temperatura más marcada de la parte media hacia la cima del intervalo superior, indicativo de un mayor aporte de gas. La diferencia en temperatura (ΔT)

por encima del intervalo superior es dos veces mayor al registrado en el intervalo inferior, infiriéndose mayor aporte de gas de esta zona.

Cuando el pozo se produce por 1/4" se observa un aporte más homogéneo del intervalo superior; la disminución de la temperatura es más gradual y el cambio más fuerte es hacia la cima de ese intervalo, debido a la mayor entrada de gas.

Por la respuesta de las curvas, lo recomendable es continuar explotando por un diámetro máximo del estrangulador de 1/4", para tener una distribución de producción más homogénea y evitar las caídas de presión de 180 psi extra que se tiene por 9/32", así como retardar el incremento de la RGA.

Debido a que el intervalo 3000-3012 m tiene un aporte mínimo, se sugiere revisar la evaluación petrofísica y de ser conveniente re-disparar el intervalo 3000-3012 m para mejorar las condiciones de flujo a ese nivel.

De igual manera es conveniente realizar mediciones periódicas para cuantificar los gastos de gas y líquido y verificar la conveniencia de la producción del pozo por el estrangulador recomendado y así garantizar la mejor condición de flujo para la explotación del pozo.

Pozo B-13

En la **Figura 6** se presenta la respuesta del registro de presión-temperatura de alta resolución tomado en el pozo B-13, donde se muestran las pistas de rayos gama, temperatura, gradiente de temperatura, presión y densidad.

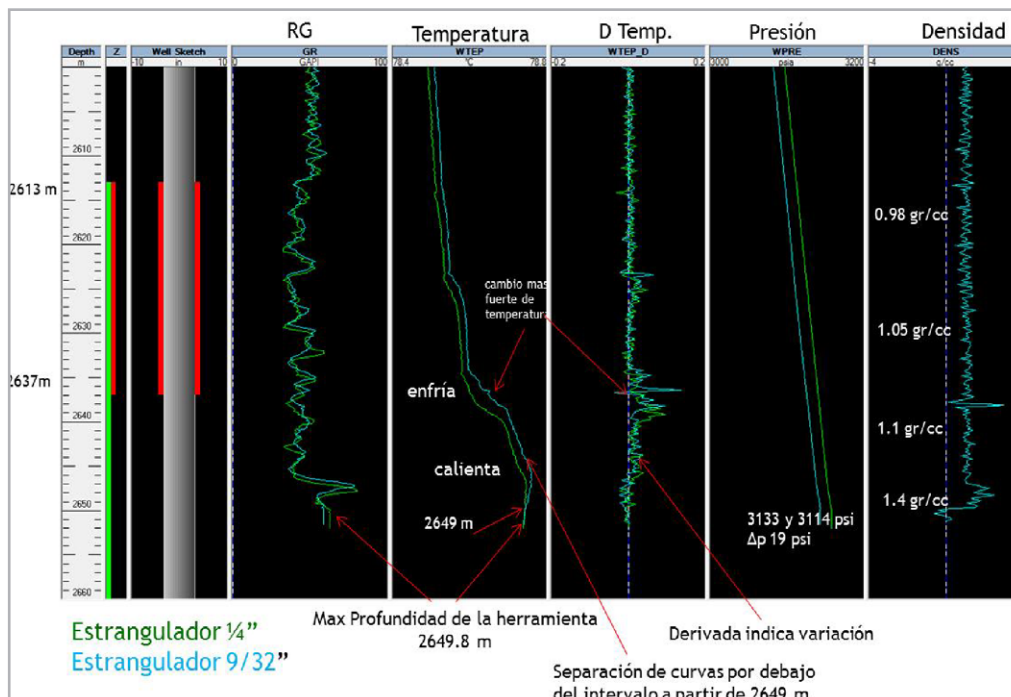


Figura 6. Registro presión-temperatura de alta resolución, pozo B-13.

Del registro se determinó que la densidad del fluido dentro del pozo presenta heterogeneidad; en la parte baja se tiene una densidad de 1.4 gr/cc, lo que puede indicar presencia de sedimentos; hacia el intervalo productor y por encima, la densidad disminuye lo que infiere que se tiene un fluido más limpio.

Hasta donde llegó el registro bajando, se observa separación de las curvas por debajo del intervalo disparado, lo que

indica un movimiento de fluidos posible, sin embargo, no se considera que sea dentro de la tubería, todo el fluido entra por el intervalo disparado, principalmente a través de la base.

La **Figura 7** muestra la respuesta del registro con la amerada subiendo en el pozo B-13, notándose claramente los cambios de temperatura en el intervalo disparado y por debajo a profundidades mayores.

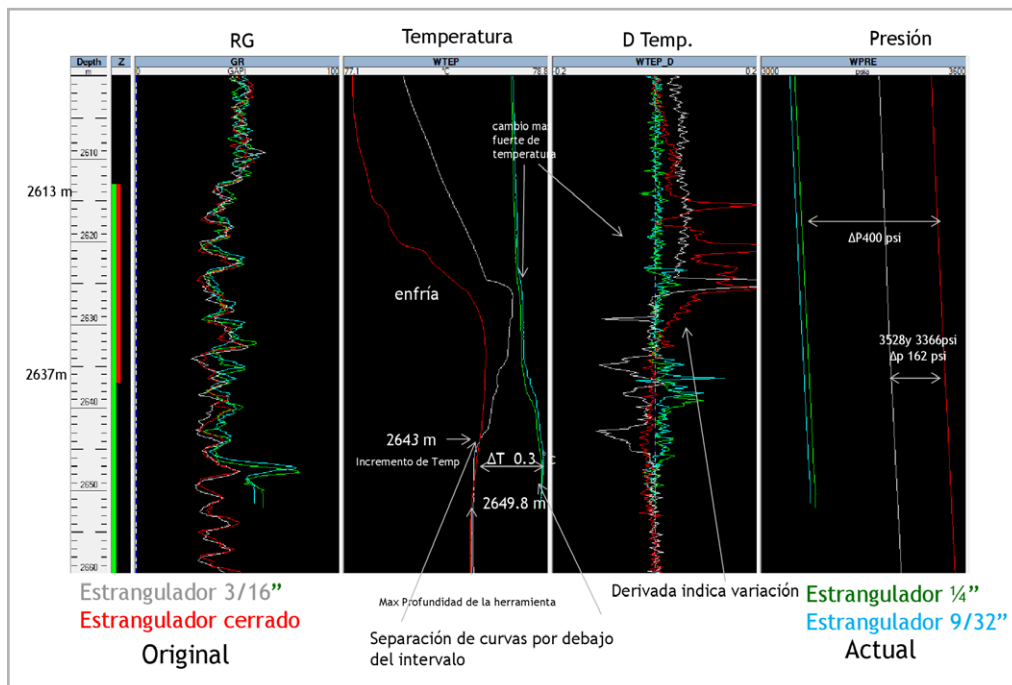


Figura 7. Registro presión-temperatura alta resolución original vs actual, pozo B-13.

En el registro subiendo también se observa separación de las curvas por debajo del intervalo, pero en menor proporción que al bajar; sin embargo, se sigue apreciando que la parte baja del intervalo es la que en su mayoría aporta en el yacimiento.

Cualitativamente se observa que la zona inferior del intervalo disparado es la que aporta más flujo en el pozo; por tal razón se ha observado un incremento en el porcentaje de agua y disminución en la producción de aceite; lo que podría indicar una posible canalización. Con base en los resultados, es recomendable continuar con la explotación del yacimiento-pozo por estrangulador de 1/4" para retardar el incremento del porcentaje de agua

y así mismo se sugiere que el pozo debe considerarse candidato para análisis y determinar la factibilidad para control de agua.

Pozo B-3

La Figura 8 muestra el registro de presión-temperatura en el intervalo 2640-2820 m subiendo, fluyendo por estrangulador 9/32" (línea roja) y 5/16" (línea verde). Se presentan las pistas de rayos gama, coples, temperatura, presión, tensión de cable. El pozo se disparó en los intervalos 2733-2748, 2752-2767, 2769-2789, 2793-2799 y 2802-2813 m.

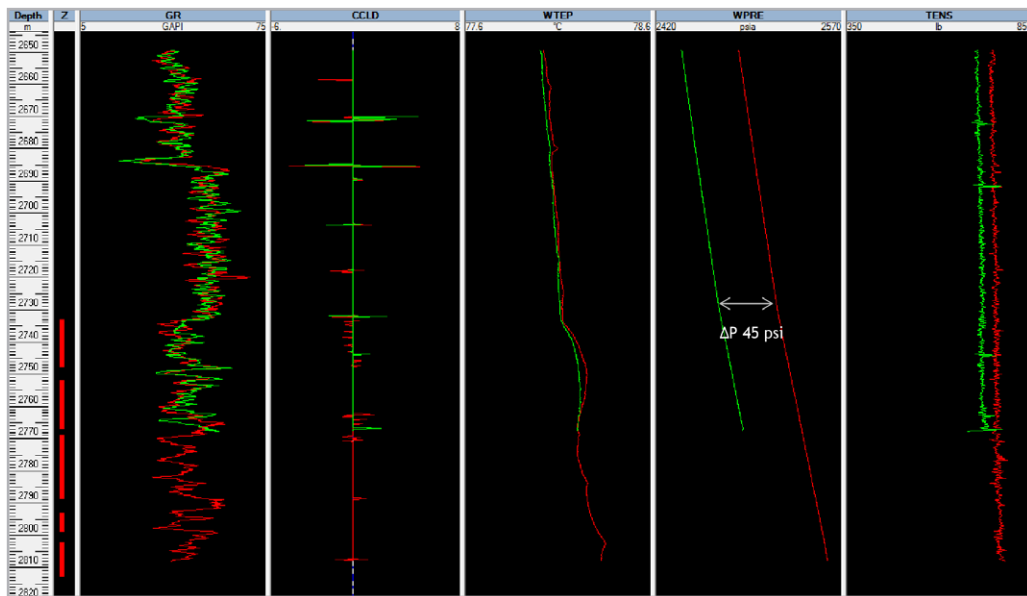


Figura 8. Registro presión-temperatura alta resolución pozo B-3.

En las pistas de temperatura y la derivada de temperatura bajando de 2640-2820 m, fluyendo por estranguladores de 9/32" y 5/16", se observa el mayor incremento y variación de temperatura en el intervalo 2752-2767 m. A partir de ese punto el gradiente cambia, así como en la cima del intervalo superior. El cambio en la temperatura (ΔT) mayor se presenta del segundo al primer intervalo. El aporte de fluido

de los tres intervalos inferiores se determina que es mínimo al no tener una respuesta marcada en los parámetros de temperatura y ΔT .

La Figura 9 muestra el comportamiento de la temperatura y el gradiente de temperatura del pozo B-3 al evaluarse para condiciones de flujo por estranguladores de 9/32" y 5/16".

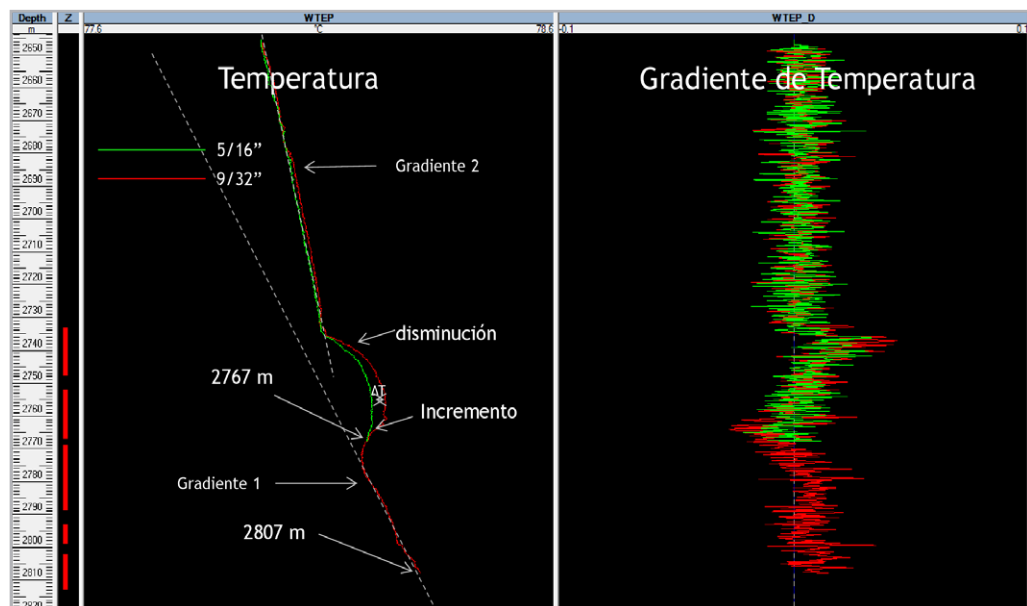


Figura 9. Registro de temperatura-gradiente de temperatura pozo B-3.

En la zona donde se tiene registro por ambos estranguladores (de 2767 a 2647) se observa que la mayor variación de la temperatura se da frente al intervalo 2752-2757 m en que se presenta un incremento asociado a la entrada de aceite al pozo. A partir de este punto el gradiente de temperatura cambia. Hacia la cima del intervalo superior (2733-2748 m), se observa que la temperatura disminuye gradualmente, debido al menor aporte de aceite y mayor aporte de gas.

En la **Figura 10** se presentan las pistas de presión y densidad, en las que se aprecian las diferentes densidades en la zona registrada. La información para la densidad permite confirmar que los tres intervalos inferiores prácticamente no aportan fluidos al pozo, puesto que se registran valores de densidad de 1.13 gr/cc, el cual es mayor a la densidad del aceite. Desde la base del segundo intervalo a la cima del primero, la densidad disminuye a 0.95 gr/cc, posteriormente se registran valores de 0.75-0.8 gr/cc.

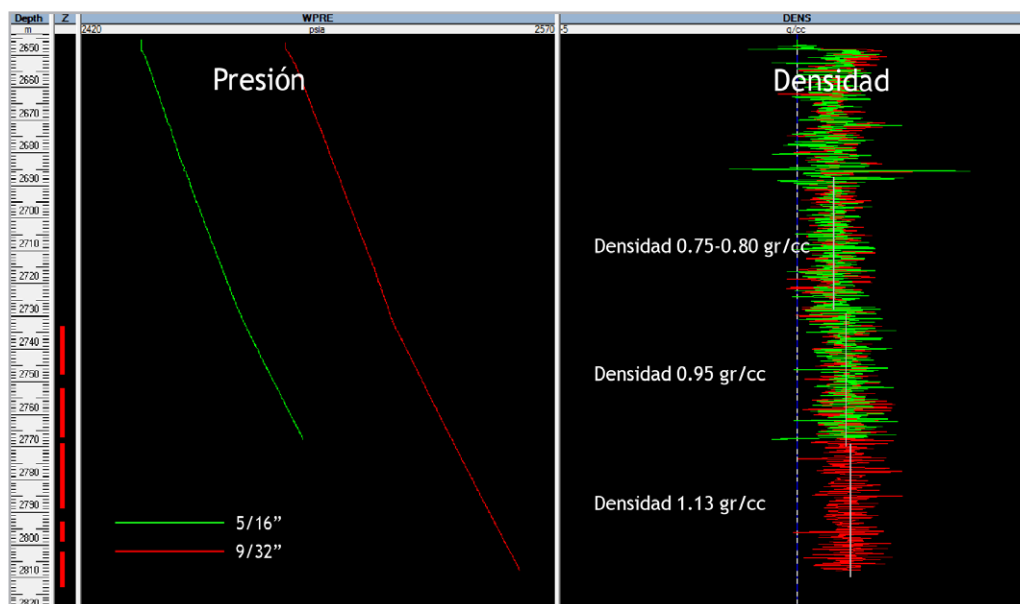


Figura 10. Registro de presión y densidad, pozo B-3.

Durante la toma del registro se encontró resistencia a 2807 m (6 m por arriba del último intervalo), cuando el pozo estaba fluyendo por estrangulador de 9/32"; al ampliarse a 5/16" la herramienta sólo bajó hasta 2767 m (base del segundo intervalo), la diferencia de profundidad registrada fue de 40 m. De acuerdo con el registro tomado por estrangulador de 9/32", se observa un movimiento ligero en el intervalo 2793-2799 m, el cual también se ve reflejado en la pista de la derivada; sin embargo, la densidad medida es de 1.13 gr/cc de 2767 a 2807 m.

En la zona donde se tiene registro de flujo por ambos estranguladores (de 2767 a 2647), se observa que la mayor variación de la temperatura registrada se obtuvo frente al intervalo 2752-2757 m, observándose un incremento asociado a la entrada de aceite al pozo. A partir de este punto el gradiente de temperatura cambia. Hacia la cima del intervalo superior (2733-2748 m), se nota que la

temperatura disminuye gradualmente debido al menor aporte de aceite y mayor de gas.

Los diferentes elementos registrados indican que el aporte es básicamente de los dos intervalos superiores y que los tres inferiores están obstruidos al flujo. Cuando el pozo se abre por 5/16", se tiene que la herramienta encuentra obstrucción desde la base del segundo intervalo; sin embargo, el registro de temperatura indica un valor menor que el que se obtiene por 9/32" (se esperaría fuese mayor por 5/16"); esto podría estar asociado a mayor producción de gas y que los intervalos inferiores no aportan. Se sugiere limpiar el pozo y revisar la petrofísica para redefinir las unidades de flujo y con el acoplamiento de los análisis definir si existe la oportunidad de re-disparar los tres intervalos inferiores, para mejorar las condiciones de flujo yacimiento-pozo.

Conclusiones

- Con la información proveniente de la temperatura se han identificado zonas o unidades de flujo que no están aportando, lo que genera propuestas para mejorar las condiciones productivas del yacimiento-pozo.
- Acciones de remediación como corrección de la cementación y control del agua, han surgido de la interpretación de la temperatura, las cuales han permitido el incremento de la producción de hidrocarburos, acoplando la información con la presión y la densidad de los fluidos dentro del pozo.
- La conjunción de la información de presión, temperatura y sus respectivos gradientes respectivos se utilizaron para definir el aporte de fluidos de los intervalos disparados; con base en lo anterior se han propuesto alternativas para mejorar la productividad, asegurando el flujo en el sistema.
- Se ha identificado cualitativamente el aporte de los fluidos a nivel de los disparos, información que se ha utilizado para definir el plan de explotación de los pozos para incrementar el factor de recuperación.
- La temperatura y su gradiente han sido una herramienta útil para definir posibles movimientos por detrás de la tubería de revestimiento, razón por la que se ha visto limitada la productividad de los pozos debido al incremento del corte de agua.
- En el proceso de producción de aceite, se ha buscado que el perfil de temperatura de cada pozo esté por arriba del punto de nube, lo cual ha beneficiado para evitar la precipitación de depósitos orgánicos dentro de la tubería de producción, lo que ha reducido el uso de inhibidores o dispersante de parafinas y asfaltenos.

Consideraciones

Para el análisis de la información de los registros presión-temperatura se considera el uso del registro rayos gama para correlacionar los intervalos disparados con la formación y apoyar en la interpretación.

Los análisis e interpretación realizados se basan en las respuestas esperadas asociadas al flujo de gas, aceite y agua. En el caso de gas, un fenómeno esperado es el efecto Joule Thompson, donde se tiene un enfriamiento a causa de la expansión libre. Debido a la entrada de gas, se asocia también una disminución de la densidad en el caso de tener flujo multifásico. La densidad va a ser variada y estará en función de la cantidad de gas que esté entrando al pozo, razón por la cual se recomienda una medición de fluidos simultánea en superficie.

Para el caso del tipo de aceite productor en los ejemplos mostrados, tiene 27-29 °API (0.88-0.89 gr/cc) a condiciones de superficie; sin embargo, debido al efecto de flujo multifásico la densidad estimada a condiciones de fondo teniendo gas y aceite es en el rango de 0.7-0.85 gr/cc.

En casos particulares donde los valores de densidad están por encima de 0.89 gr/cc, se identifica la presencia de un fluido mas denso (agua) o bien, sólidos dentro del pozo.

Del mismo modo se hace la comparativa de un registro tipo esperado considerando únicamente el movimiento de fluidos frente a los intervalos abiertos a producción y el caso en el cual se observa cómo se despegan las curvas por debajo del intervalo inferior disparado, asociado a un efecto anormal de producción.

Semblanza del autor

Julio César Terrazas Velázquez

Ingeniero Petrolero, egresado del Instituto Politécnico Nacional, (1999-2004).

Maestro en Ingeniería, especialidad Ingeniería de Producción de Hidrocarburos, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, (2014-2016).

Actividades:

- En diciembre de 2004 ingresó a Pemex, laborando en la Coordinación de Diseño del Activo Integral Veracruz, en las áreas de yacimiento e intervenciones a pozos.
- De junio de 2007 a febrero de 2009: trabajó en la empresa Schlumberger como ingeniero de producción
- De febrero de 2009 a julio 2017 empleado de PEP en el Grupo Diseño de Explotación del AIP BN03, (Veracruz), como ingeniero de productividad de pozos.

Participó como expositor en el Congreso Mexicano del Petróleo, Puebla 2017.