

Identificación de zonas de flujo de fluidos en el yacimiento y detrás de revestidor mediante la segunda derivada de la temperatura fluyente

Autor(es): José W González y Alejandro Linares, Lupatech Oilfield Services; Eliana Meza, Diana Chaparro, y Carlos Monzon, Ecopetrol S.A.

- Artículo Técnico

X
- Tesis Pregrado

- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia. Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

El objetivo del trabajo es identificar zonas de movimientos de fluidos en el yacimiento y detrás de revestidor mediante la segunda derivada de la temperatura (T) dinámica en pozos productores. Generalmente, se requiere de la combinación de la temperatura estática y fluyente para detectar flujo detrás de revestidor, lo que implica el cierre del pozo y tiempo de diferida que afectaría la producción.

Para la adquisición de los registros de temperatura, se utilizó un sensor con resolución de 0.018 °F, la información fueron tomadas a bajas velocidades con el propósito de analizar los cambios de desplazamientos. Los pases bajando se promediaron las temperaturas y se derivó con respecto a la profundidad (D), donde la primera derivada ($\frac{dT}{dD}$) es el gradiente dinámico y la segunda derivada ($\frac{d^2T}{dD^2}$) es la razón de cambio del gradiente de temperatura. Se establecieron patrones de comportamiento de los registros de producción (PLT's), ruido y cementación con la segunda derivada de la temperatura para identificar las zonas de flujo, y se determinó que para un sistema en equilibrio (zonas de no flujo) corresponden a valores de cero ($\frac{d^2T}{dD^2} = 0$) y para un sistema en condición dinámica (zonas de flujo) a valores diferentes de cero ($\frac{d^2T}{dD^2} \neq 0$).

Los resultados indicaron que existe una relación directa entre el movimiento de fluido en el sistema yacimiento-pozo con la segunda derivada de la temperatura. Con los resultados obtenidos, se identificaron las zonas de flujo en el sistema yacimiento-pozo tales como: fugas y flujo detrás de revestidor, aportes de fluido en los intervalos perforados y entrada de acuífero. Finalmente, los resultados obtenidos correlacionaron con la activación del GR total, registro de ruido, spectral flow, etc. en un 95%. La metodología no requiere cerrar el pozo y con los resultados del trabajo se pueden monitorear los procesos de recuperación secundaria en función del tiempo.

Introducción

El trabajo se desarrolló en los campos de Colombia utilizando los datos de registros de producción de 106 pozos, específicamente en Villavicencio, Neiva y Barrancabermeja. Monitorear los pozos productores de hidrocarburo y mantener su producción óptima, requiere de inversión de recursos humano, materiales y financieros. Esto implica que se debe intervenir el pozo para la adquisición de información de registros de producción para su análisis, interpretación y toma de decisión. Cabe destacar que para identificar flujo detrás de tubería y los aportes de fluidos en los perforados se requiere de la temperatura estática y dinámica lo que implica cerrar el pozo.

La influencia de los acuíferos laterales y tipo artesianos afectan los yacimientos de los campos en Colombia dado la presencia de la cordillera: mantos superiores comunicados con acuíferos artesianos. Dado esto, el gradiente geotérmico normal de formación rompe regularmente en rat holes de los pozos desviándose hacia un leve o moderado “enfriamiento” dependiendo de la estación climática del área o periodos de lluvias.

Existen registros de integridad que pueden monitorear flujo detrás de tubería como ruido espectral y trazadores radiactivos, con la integración de electromagnética, cementación y multifinger caliper, sin embargo, estos registros son muy costosos.

En este trabajo se plantea una metodología adicional para mejorar la interpretación de los registros de producción integrando toda la información disponible y dar resultados con la menor incertidumbre posible, básicamente consiste en identificar flujo detrás de tubería y los aportes de fluidos a través de los perforados mediante la segunda derivada de la temperatura fluyente, incluyendo aquellas zonas donde la velocidad del flujo es menor que el umbral de la herramienta (flowmeter).

Enunciado de teoría y definiciones

Temperatura (T). En física, se define como una magnitud escalar relacionada con la energía interna de un sistema termodinámico. En la Tabla 1, se muestran las especificaciones del sensor de temperatura-presión utilizado durante la adquisición de los datos.

Specification	Details
OD	1.375 in (34.9 mm)
Length	27.2 in (690 mm)
Weight	7.8 lbs (3.5 kg)
Temperature Rating	350°F (177°C)
Temperature Resolution	0.018°F (0.01°C)
Temperature Accuracy	±1.6°F (±1°C)
Temperature Repeatability	0.36°F (0.2°C)
Pressure Rating	15,000 psi (103.5 MPa)
Pressure Resolution	0.02 psi (0.14 kPa)
Pressure Accuracy	±3.2 psi (±22 kPa) (equivalent to 0.02%)
Flow Resolution	0.083 rps
Flow Accuracy	±2%
18V Power Requirement (Memory String)	41mA
100V Power Requirement (Telemetry String)	9mA

Tabla 1. Especificaciones del sensor temperatura-presión.

Derivada de una función. Mide la rapidez con la que cambia el valor de dicha función matemática (f), según cambie el valor de su variable independiente. La derivada de una función es un concepto local, es decir, se calcula como el límite de la rapidez de cambio media de la función y en cierto intervalo de x , cuando el intervalo considerado para la variable independiente se torna cada vez más pequeño, en la Figura 1, se tiene la gráfica de la derivada de una función.

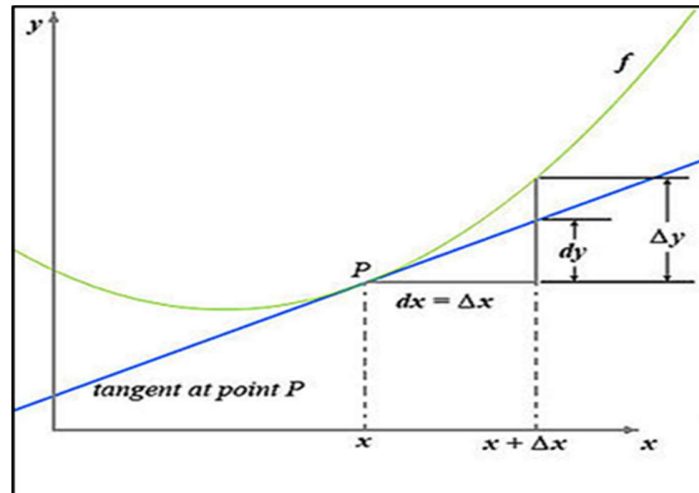


Figura 1. Derivada de una función (f).

El concepto de la derivada aplicado a los registros de producción es de gran importancia, ya que permite analizar los datos con mayor resolución y detalles desde el punto de vista escalar mostrando patrones relacionados a los eventos que ocurren en el sistema yacimiento-pozo.

Gradiente de temperatura. En física, se denomina gradiente térmico o gradiente de temperatura a la variación de temperatura por unidad de distancia. La unidad del gradiente térmico en el sistema internacional es el Kelvin/metro. Típicamente, la existencia de un gradiente térmico provoca una transferencia de calor desde el cuerpo más caliente hacia el cuerpo más frío.

Por definición, la primera derivada de la temperatura en función de la profundidad ($\frac{dT}{dd}$) es el gradiente de temperatura y la segunda derivada ($\frac{d^2T}{dd^2}$) es la razón de cambio del gradiente de temperatura, como se muestra en la Figura 2.

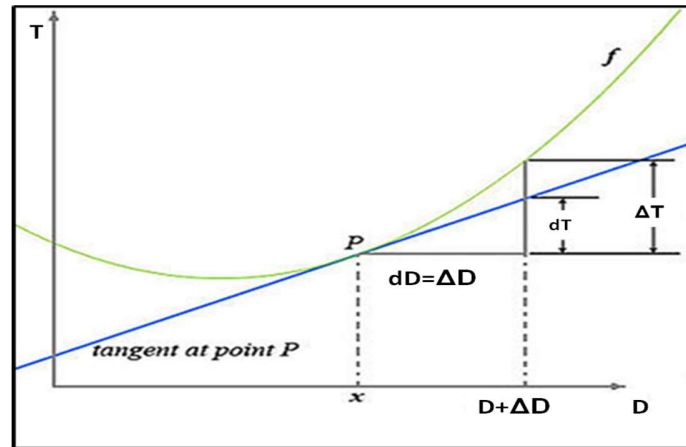


Figura 2. Gradiente de temperatura.

Metodología

Adquisición de registros. La adquisición de los registros de producción (PLT's), se realizó con el pozo fluyendo y cerrado, con el objetivo de tomar la mayor cantidad información y validar la metodología propuesta. Se realizaron pases bajando y subiendo a velocidades de 30, 60, 90 y 120 ft/min con el propósito de analizar el comportamiento de las curvas de temperatura y el efecto de histéresis del sensor; y se observó que los pases bajando de la temperatura dinámica y estática son más representativas que los pases subiendo por el efecto de calentamiento en el fondo del pozo, ver Figura 3. Las velocidades de perfilaje descritas anteriormente son adjudicadas al ejemplo para efectos del artículo, pero que regularmente son seleccionadas partiendo de la velocidad media del perfil de flujo estimado para cada caso.

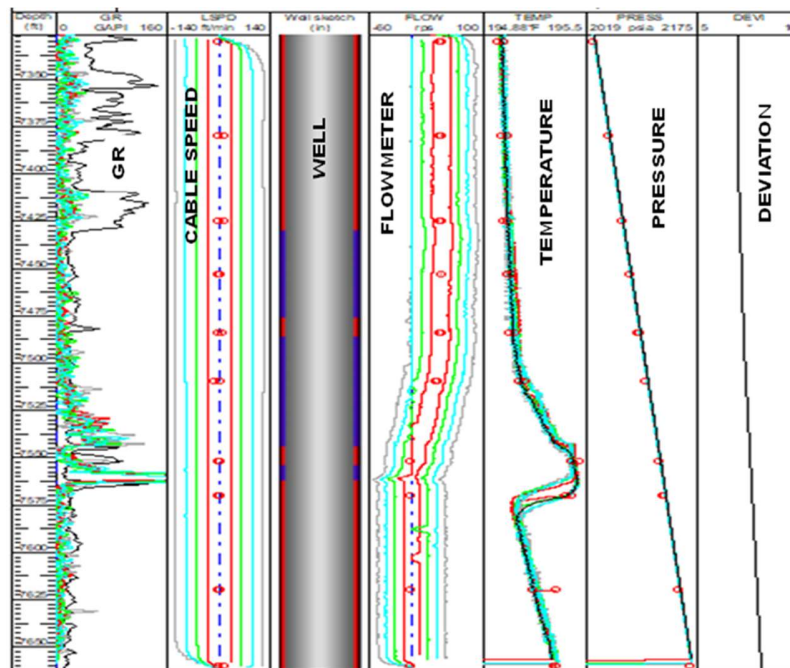


Figura 3. Pases pozo fluyendo.

Promedio de las curvas de presión y temperatura. Con los pases bajando a las diferentes velocidades se promediaron las curvas de presión y temperatura dinámica. La temperatura evidencia cambios de pendiente con respecto a la profundidad indicando eventos dinámicos en el sistema yacimiento-pozo, tal como se muestra en la Figura 4.

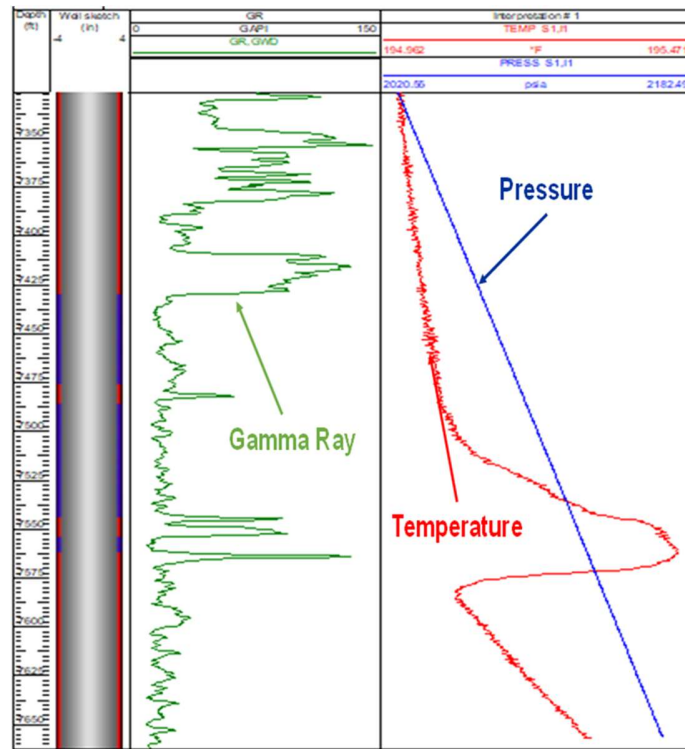


Figura 4. Temperatura y presión promedio.

Primera y segunda derivada de la temperatura dinámica. La temperatura dinámica promedio (T) se derivó con respecto a la profundidad (D), donde la primera derivada ($\frac{dT}{dD}$) es el gradiente dinámico de temperatura y la segunda derivada ($\frac{d^2T}{dD^2}$) es la razón de cambio del gradiente de temperatura, los resultados se muestran en la Figura 5.

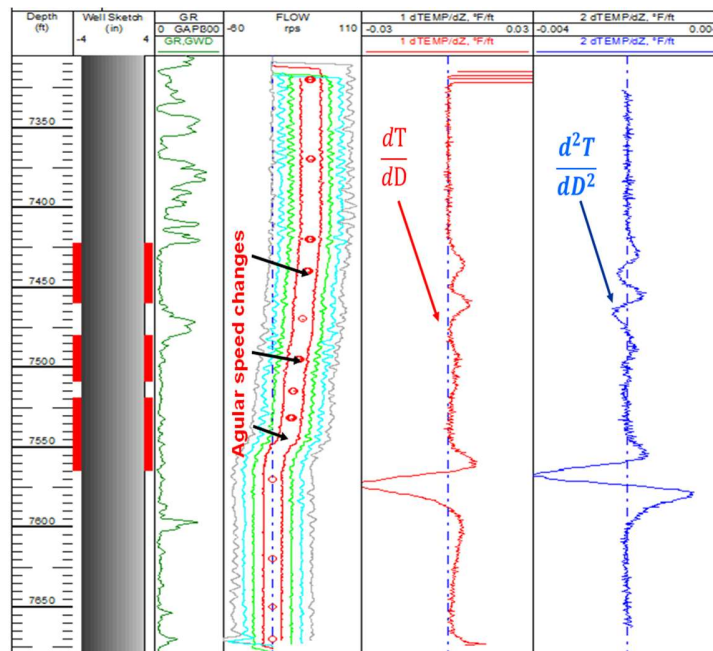


Figura 5. Primera y segunda derivada de la Temperatura.

En la Figura 5, se observó una excelente correlación entre los cambios de velocidad angular del caudalímetro con los cambios de la segunda derivada de la temperatura ($\frac{d^2T}{dD^2}$), este comportamiento se repitió en más de 100 pozos de diferentes campos indicando la condición dinámica en el sistema yacimiento-pozo. Es muy importante considerar intervalos de profundidad de 5 ó 10 ft para derivar la temperatura.

Sistemas en condición de equilibrio y dinámico. Se establecieron patrones de comportamiento de movimiento de fluido en el sistema yacimiento-pozo con la segunda derivada de la temperatura, utilizando los registros de producción (PLT's), ruido y cementación con el objetivo de identificar las zonas de flujo y no flujo, como se muestra en la Figura 6.

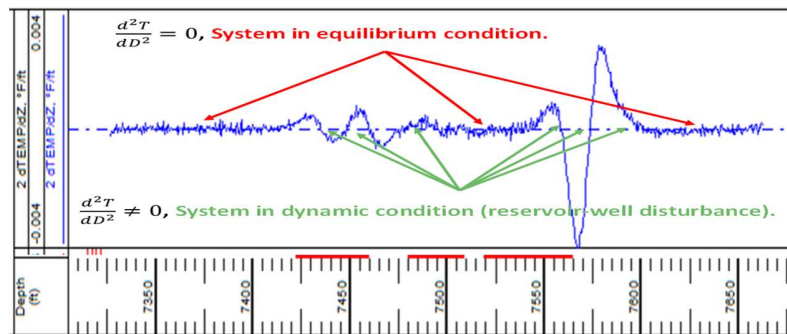


Figura 6. Segunda derivada de la Temperatura.

En base a las evidencias encontradas se determinó que para un sistema en equilibrio (zonas de no flujo) la segunda derivada de la temperatura corresponden a valores de cero ($\frac{d^2T}{dD^2} = 0$), mientras que para un sistema en condición dinámica (zonas de flujo) a valores diferentes de cero ($\frac{d^2T}{dD^2} \neq 0$), estos patrones se definieron con más de 100 pozos de diferentes campos.

Es importante destacar que para un sistema en equilibrio, sin disturbios térmicos en el sistema yacimiento pozo (pozo cerrado o fluyendo), la segunda derivada es cero, también cuando existen disturbios térmicos en pozos cerrado o fluyendo, la segunda derivada es diferente a cero.

Resultados

Los resultados indicaron que existe una relación directa entre el movimiento de fluido en el sistema yacimiento-pozo con la segunda derivada de la temperatura, como se mostró en la Figura 6. Los valores de la segunda derivada diferentes de cero ($\frac{d^2T}{dD^2} \neq 0$) corresponden a los siguientes eventos dinámicos en el sistema yacimiento-pozo: fugas, flujo detrás de revestidor, aportes de fluido en los intervalos perforados y entrada de acuífero, tal como se muestra en la Figura 7.

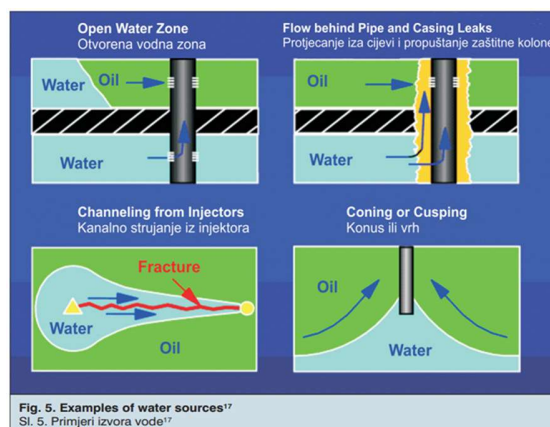


Figura 7. Eventos relacionados a valores de la segunda derivada diferente de cero.

IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO Y DETRÁS DE REVESTIDOR MEDIANTE LA SEGUNDA DERIVADA DE LA TEMPERATURA FLUYENTE

Por debajo de la profundidad de 7450 ft, la segunda derivada de la temperatura no muestra ningún tipo de actividad o movimiento de fluido detrás de tubería, este comportamiento es validado al comparar la temperatura dinámica y estática donde éstas se igualan.

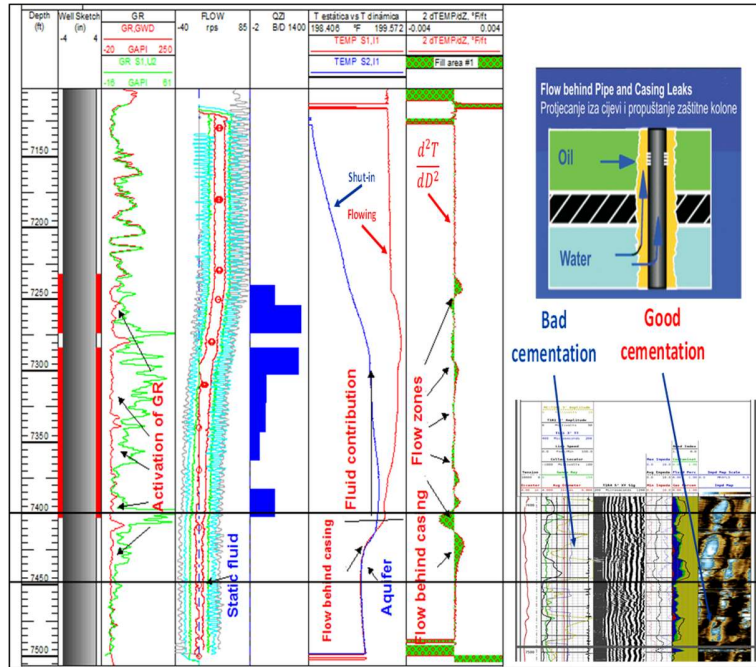


Figura 9. Flujo detrás de tubería.

Cañoneo parcial. En la Figura 10, se muestra el cañoneo parcial en el intervalo comprendido entre 7250-7325 ft, el registro PLT contabilizó la mayor producción en éste intervalo perforados, observando el comportamiento del registro GR, este indica que el canal de arenisca tiene mejores propiedades petrofísicas en comparación con los otros intervalos perforados. La segunda derivada de la temperatura mostró valores diferentes de cero en todo el intervalo de arenisca incluyendo la parte superior que no está cañoneado indicando movimiento de fluido detrás de revestidor, en el tercer carril se aprecia un esquema de la dirección del flujo en el canal de arenisca que va de arriba hacia abajo debido al cañoneo parcial.

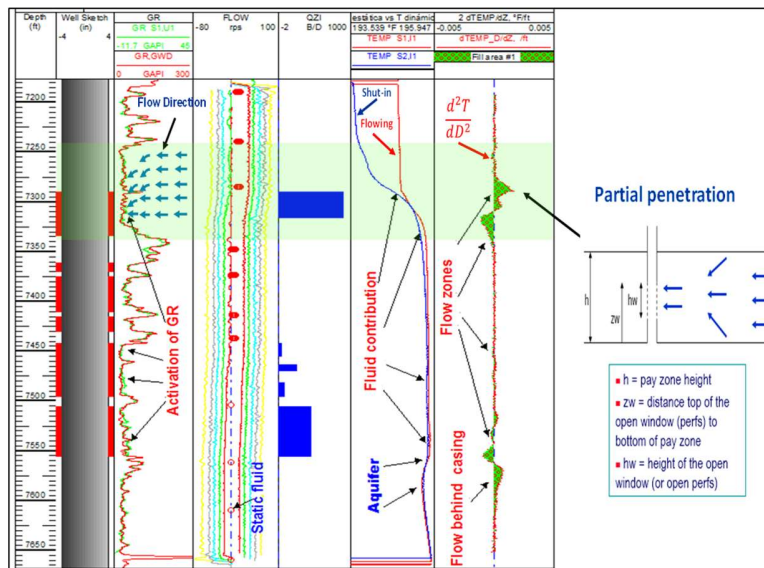


Figura 10. Cañoneo parcial.

Reducción de diámetro interno del Casing. En la Figura 11, se muestran los cambios de la velocidad angular en el cuarto carril, mostrando aporte de fluido de la formación al pozo. Sin embargo, la segunda derivada de la temperatura no muestra alguna perturbación en el sistema yacimiento-pozo en el intervalo comprendido entre 7425-7500 ft donde el caudalimetro había indicado cambios de velocidad angular. Nótese que el caudalimetro evidenció un tren de velocidad angular constante desde 7500 ft hasta 7350 ft, es decir, que el cambio de velocidad angular se debe básicamente a la reducción de diámetro interno de la tubería.

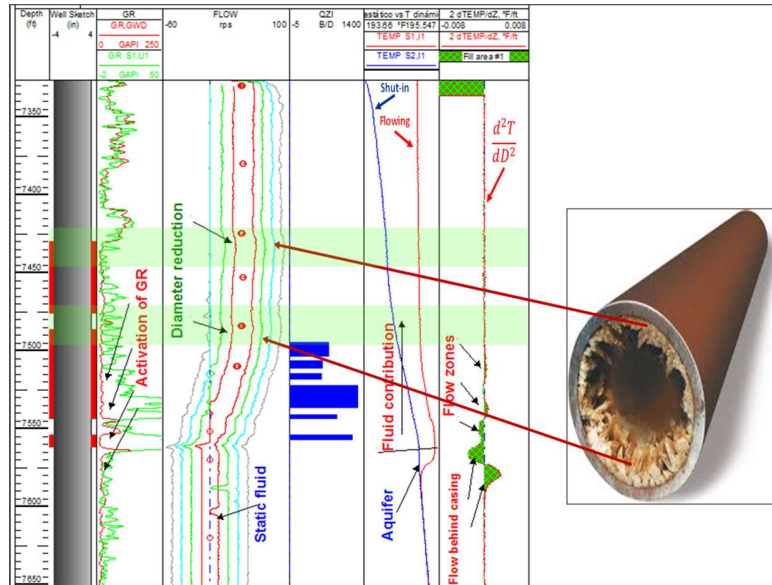


Figura 11. Reducción de diámetro en casing.

Identificación de zonas de aporte de fluido en pozo de bajo caudal. En la Figura 12, básicamente se muestran los aportes de cada intervalo perforados de acuerdo con los resultados del registro PLT, como se indica en el carril 6 y 7. Nótese que existe una buena correlación entre las zonas de flujo con la segunda derivada de la temperatura.

Es importante mencionar que la segunda derivada de la temperatura detecta velocidades de flujo menores a la velocidad del umbral del flowmeter.

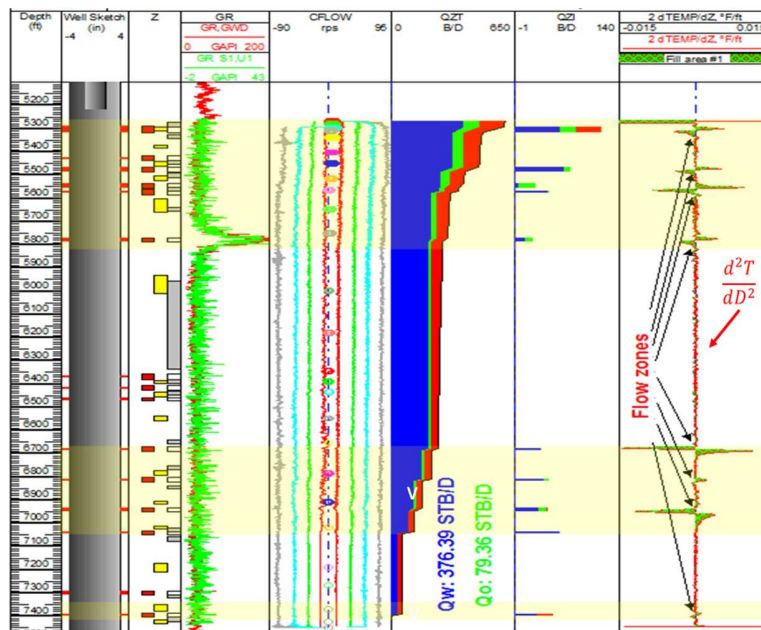


Figura 12. Identificación de zonas de aporte de fluido.

Discusión

Comparación de registro PLT 2015-2018 del pozo A. En la Figura 13, se muestran las variaciones de los registros GR, Velocidad de flujo, tasa de producción y la segunda derivada de la temperatura ($\frac{d^2T}{dD^2}$) en función del tiempo, este intervalo de tiempo corresponde a los años 2015 y 2018. Las variaciones de los registros básicamente dependen del comportamiento de producción de los pozos, es decir, por aumento o disminución del aporte de fluido de yacimiento al pozo.

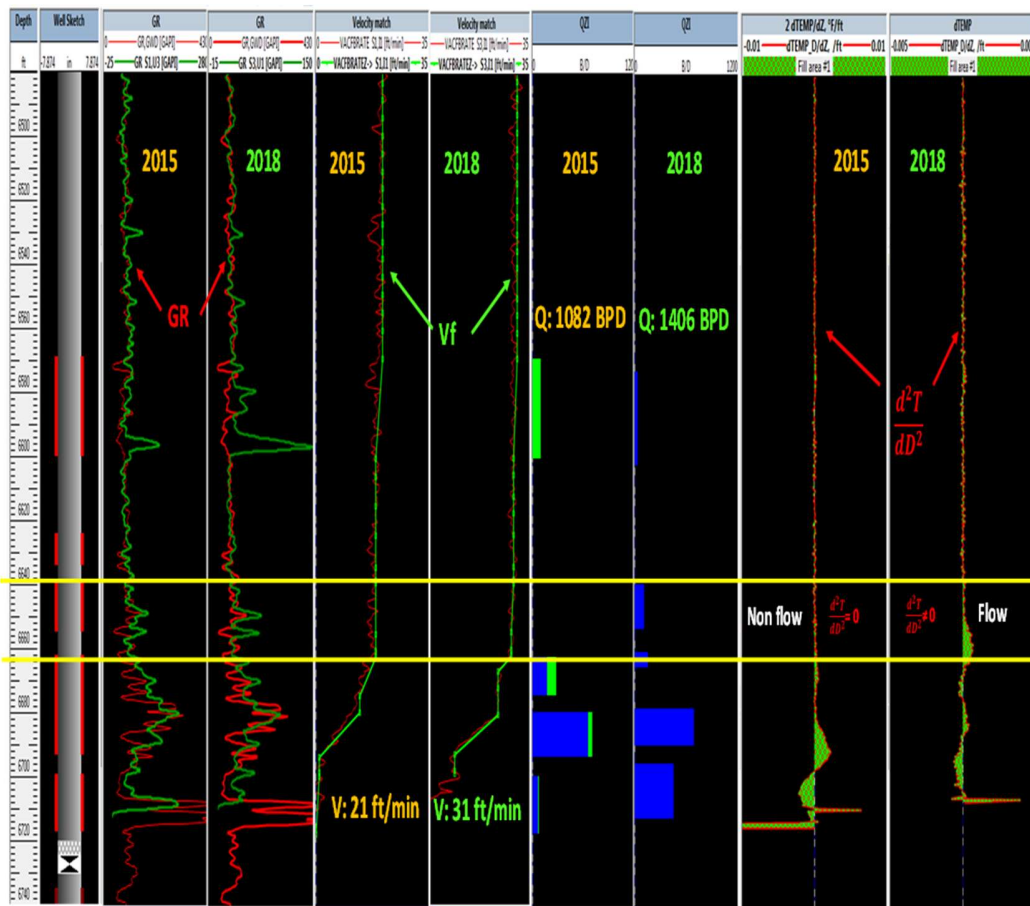


Figura 13. Variación del comportamiento de la producción en función del tiempo.

En la Figura 13, se observa el intervalo seleccionado entre líneas amarilla la variación del comportamiento de producción del pozo, nótese que para el año 2018 la activación del GR es muy evidente en las zonas de alta producción de agua, en 2015 éste intervalo no tiene aporte de fluido, mientras que en el 2018 comienza aportar fluido después del inicio de inyección de agua en éste intervalo, donde la velocidad del flujo incrementa de 21 ft/min a 31 ft/min. Cabe mencionar que para el 2015 los resultados segunda derivada de la temperatura mostraron valores iguales a cero indicando zonas de no flujo, y para el 2018 la segunda derivada arrojó valores diferentes de cero evidenciando zonas flujo.

La metodología planteada proporciona una herramienta adicional para la interpretación de los registros de producción, integridad y presión, debido a que la segunda derivada de la temperatura detecta los mínimos movimientos de fluidos que no registra el flowmeter en el pozo.

Registro de ruido espectral de baja y alta frecuencia vs la segunda derivada de la temperatura ($\frac{d^2T}{dD^2}$). En la Figura 14, se tienen los resultados del registro de ruido de baja frecuencia (carril 8) y alta frecuencia (carril 9) en condición dinámica, el objetivo es comparar éstos resultados con la segunda derivada de la temperatura (carril 7).

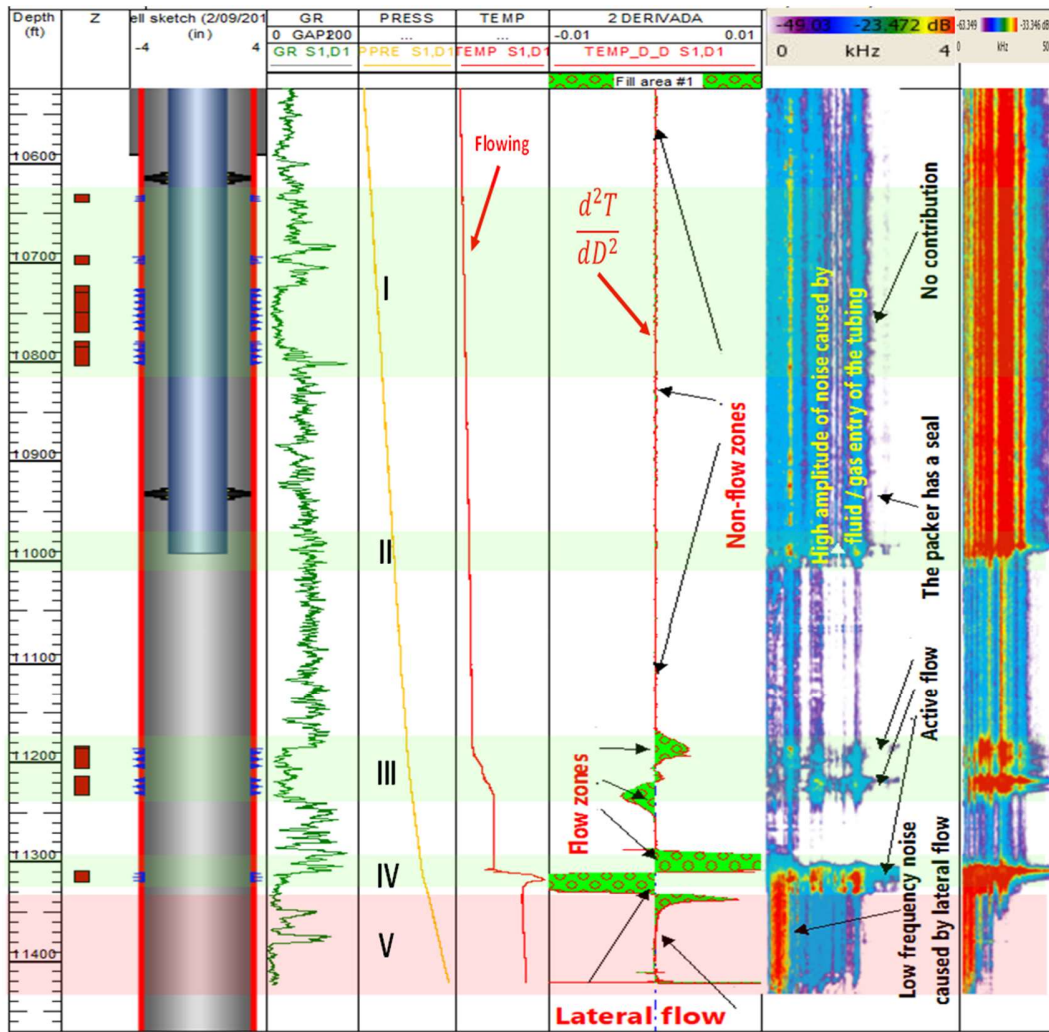


Figura 14. Registro de ruido espectral vs segunda derivada de la temperatura.

En la región I, los registros de ruido de baja y alta frecuencia no se capturaron ninguna contribución de la formación en los intervalos perforados comprendidos entre 10631-10803 ft. La segunda derivada de la temperatura no mostró ninguna perturbación en el sistema yacimiento-pozo ($\frac{d^2T}{dD^2} = 0$) indicando zonas de no flujo.

En la región II, hay un aumento en la amplitud de ruido a 10990 ft causada por el aumento en la velocidad de flujo en la entrada al tubing de los fluidos, y la segunda deriva de la temperatura no mostró ninguna perturbación.

En la región III, las señales de ruido de media frecuencia de alta amplitud en 11182-11206 ft y las señales de alta frecuencia en 11214-11234 ft indican la entrada activa de fluido desde la formación al pozo. Al igual que los registros de ruido, la segunda derivada de la temperatura mostró una perturbación en el sistema yacimiento-pozo ($\frac{d^2T}{dD^2} \neq 0$) indicando zonas de flujo.

En la región IV, las señales acústicas de alta amplitud y alta frecuencia en los intervalos 11307-11333 ft, se identificaron en la condición dinámica que indica un flujo activo a través del perforado. Estas señales acústicas son típicas del flujo de fluido a través de la formación. La segunda derivada de la temperatura ($\frac{d^2T}{dD^2}$) mostró valores diferentes de cero indicando zonas de flujo.

En la región V, las señales acústicas de baja frecuencia típicas para la canalización a través de un cemento deficiente se identificaron en el intervalo 11333-14222 ft. El perfil de la segunda derivada de la temperatura arrojó valores diferentes de cero ($\frac{d^2T}{dD^2} \neq 0$) indicando flujo lateral en la formación.

Conclusiones

- Se identificaron las zonas de flujo mediante la segunda derivada de la temperatura dinámica ($\frac{d^2T}{dD^2}$).
- El comportamiento de la segunda derivada de la temperatura dinámica obedece básicamente a los eventos que ocurren en el sistema yacimiento-pozo: bajo estas condiciones sí la $\frac{d^2T}{dD^2} = 0$ corresponden a zonas de no flujo y sí la $\frac{d^2T}{dD^2} \neq 0$ a zonas de flujo.
- No se requiere de la temperatura estática para identificar flujo detrás de tubería o aportes de fluido en lo perforados, es decir, no es necesario cerrar el pozo.
- El tiempo de respuesta es inmediata para la toma de decisiones en temas de diferidas del pozo, ya que solo se necesita del registro de temperatura dinámica.
- Los resultados de la $\frac{d^2T}{dD^2}$ correlacionaron en un 95% con los resultados de los registros de producción (PLT's) y ruido en los intervalos perforados que aportan fluidos.
- Con los resultados de la $\frac{d^2T}{dD^2}$ se pueden hacer seguimientos del comportamiento de producción de cada intervalo perforado en función del tiempo y validar el estado óptimo del sistema de levantamiento del pozo.
- Es una herramienta adicional para la interpretación de los registros PLT's y ruido, debido a que la segunda derivada de la temperatura detecta los mínimos movimientos de fluidos que no registra el flowmeter en el pozo.

Referencias

1. Smolen, J. J. and Van der Spek. Distributed Temperature Sensing, Shell International Exploration and Production B.V., The Hague, The Netherlands, 2003.
2. McKinley, R. M. Temperature, Radioactive Tracer, Noise Logging for Injection Well Integrity, Exxon Production Research, Oklahoma 74820, 1994.

Agradecimientos

A Dios todopoderoso porque siempre está conmigo, a toda mi familia porque me apoyó en las buenas y en las malas.

A Lupatech, Ecopetrol por brindarme su apoyo.

A la Acipet y a todo su comité por darme la oportunidad de presentar este trabajo.

A los compañeros de trabajo Alexander Moreno, Herbert Gonas, Gustavo Zambrano, Jorge Iván Torres y Juan Manuel Real por sus aportes al trabajo.