

INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN A TRAVÉS DEL ANÁLISIS PETROFÍSICO AVANZADO Y PUNZADOS CON PROPELENTE

Claudio Quintavalla¹, Daniel Franco¹

1: Halliburton Argentina S.R.L., claudio.quintavalla@halliburton.com, daniel.franco@halliburton.com

Palabras clave: **Propelente, Resonancia Magnética, punzados, producción, petrofísico, difusión**

ABSTRACT

The increase of oil production in the San Jorge Gulf Basin is based on a precise understanding of the complexity of reservoirs and types of fluids, which optimizes the completion program.

The use of conventional perforating technologies and the selection of some intervals to fracture is a common practice in the completions of new wells. For a budget and viability issues, the reservoirs with the greatest potential are selected to stimulate, while the rest only produce through conventional completions (perforated zones).

The methodology consists of the petrophysical evaluation through conventional and magnetic resonance logs to obtain properties such as effective porosity, irreducible fluid, permeability and fluid typing, in order to identify the best reservoirs, which were not previously selected to stimulate hydraulically, and being perforated with propellant (potassium perchlorate). Jobs are performed with wireline and not through pipes, which considerably reduces costs and operating times.

Perforating + Propellant produce carbon dioxide at extremely high pressures in a millisecond time regime to overcome stress *in situ* and generate micro-fractures in the vicinity of the wellbore that help to improve fluids flow.

The present work shows that a correct petrophysical evaluation, added to the use of propellant with perforated guns, increase the production of hydrocarbons.

INTRODUCCIÓN

El incremento en la producción de hidrocarburos en la Cuenca del Golfo San Jorge se basa en un entendimiento preciso de la complejidad de reservorios y tipos de fluidos lo cual permite optimizar el programa de terminación

El uso de tecnologías de punzados convencionales y la selección de algunos intervalos para fracturar es una práctica habitual en las terminaciones de pozos nuevos. Por un tema de presupuesto y viabilidad se seleccionan los reservorios con mayor potencial para estimular mientras que el resto producen solamente a través de punzados convencionales.

La metodología consiste en la evaluación petrofísica por medio de registros convencionales y de resonancia magnética para la obtención de propiedades petrofísicas tales como porosidad efectiva, fluido irreductible, permeabilidad y tipificación de fluidos, y así poder identificar las mejores zonas, que previamente no fueron seleccionadas, para estimular hidráulicamente y ser

punzadas con camisas de propelente (perclorato de potasio). Los mismos son realizados con cable y no a través de tubing, lo cual reduce considerablemente los costos y tiempos operativos.

El punzado con propelente produce dióxido de carbono a presiones extremadamente altas en un régimen de tiempo de milisegundos para superar el estrés *in situ* y generar micro-fracturas en las cercanías de la pared del pozo que ayudan a mejorar el caudal de fluidos.

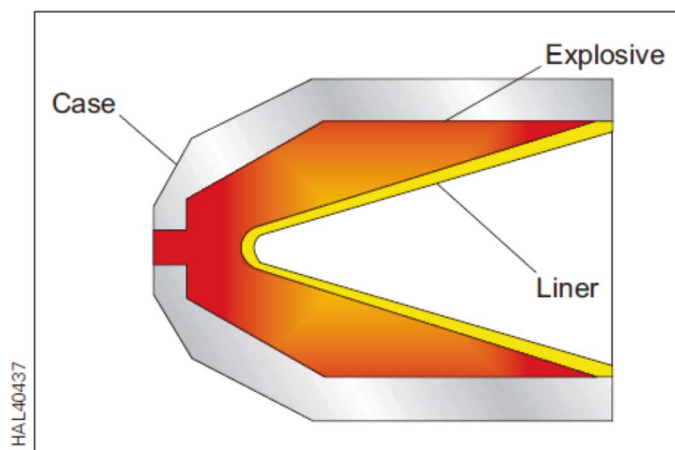
El presente trabajo demuestra que una correcta evaluación petrofísica y (sumada a) la utilización de punzados con propelente, incrementan la producción de hidrocarburos.

METODOLOGÍA

TEORÍA DEL PUNZADO CONVENCIONAL

La carga moldeada es el componente explosivo que crea la perforación y utiliza la misma tecnología que las armas perforantes desarrolladas durante la Segunda Guerra Mundial. Estas cargas moldeadas son simples dispositivos, que contienen tan solo tres componentes (casco, explosivo y *liner*) (Fig. 1).

Sin embargo, optimizar el rendimiento de la carga no es sencillo debido a la física de la deformación del *liner* y de la penetración. Las condiciones dinámicas extremas que existen durante el colapso y la penetración implican cálculos sobre elasticidad, plasticidad, hidrodinámica, fractura mecánica y caracterización del material.



Shaped Charge Perforator

Figura 1.

El proceso de la deformación del *liner* y la formación del jet empieza con la detonación de la base de la carga. La onda que genera la detonación se extiende a través de todo el explosivo liberando energía químicamente. La formación de gases de alta presión en el frente de detonación tiene aproximadamente de 3 a 5 millones de psi y fuerzan al *liner* a deformarse sobre sí mismo

a lo largo de un eje de simetría (Fig. 2). Las diferentes características de colapso y penetración resultantes, dependerán de la forma y material del *liner*. Si la geometría del *liner* es cónica, se formará un jet largo y delgado, la penetración del jet será relativamente profunda y la geometría del agujero será pequeña.

Si el *liner* es parabólico, se formará un jet masivo y de movimiento más lento, creando una penetración superficial con un diámetro de agujero relativamente grande.

Debido a que el diseño del *liner* es determinante en las características de penetración, la forma del *liner* es usada para categorizar las cargas como de penetración profunda (DP) o gran agujero (BH).

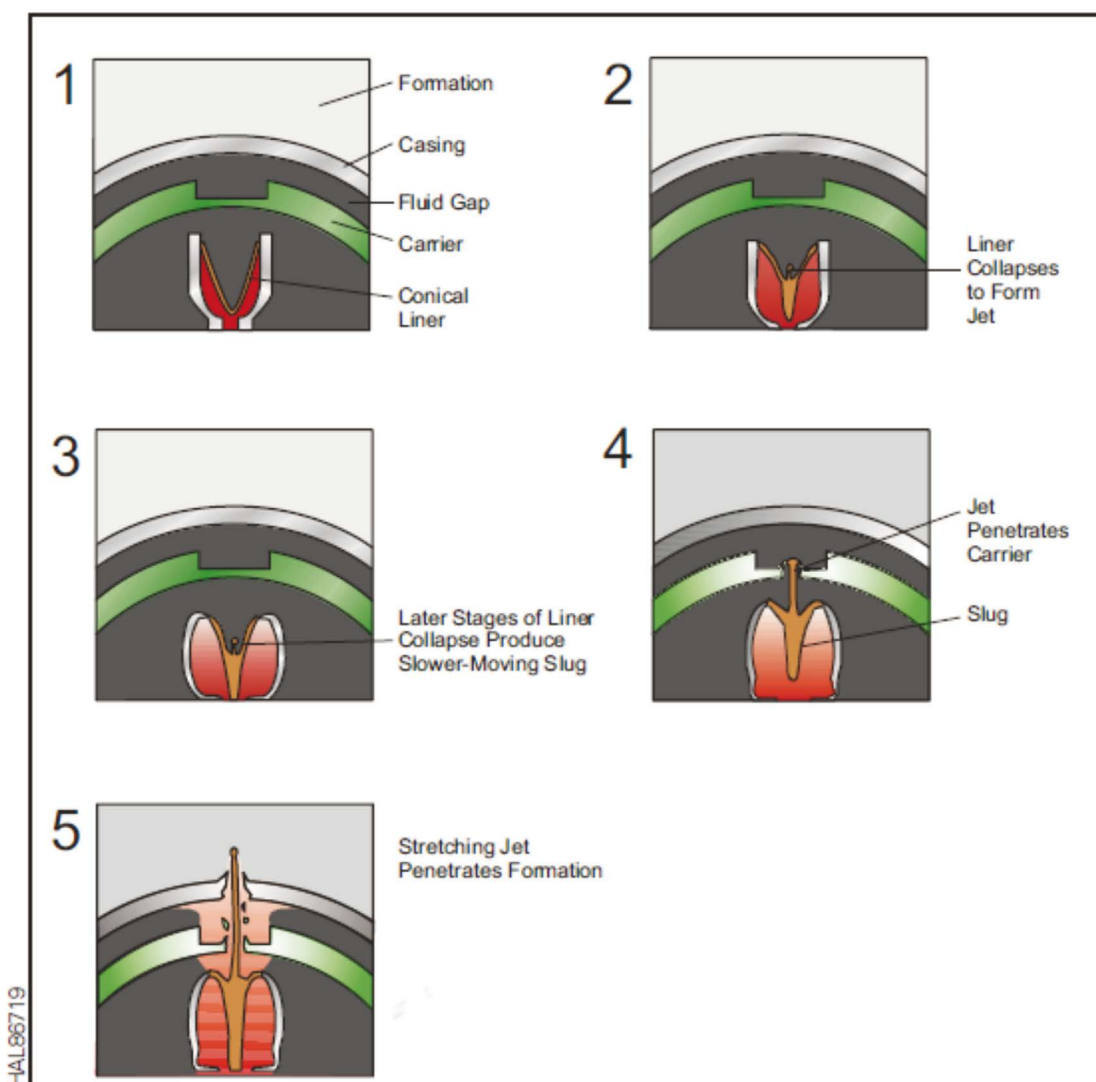


Figura 2.

Cargas DP generan diámetros de orificios entre 0,2 y 0,5 pulg. con penetraciones en concreto de hasta varias docenas pulgadas. Se utilizan principalmente para punzar formaciones consolidadas. Las cargas BH generalmente se usan para punzar formaciones no consolidadas que

requieren alguna forma de control de arena. Están diseñadas para generar diámetros de orificios de entre 0.6 y 1.5 pulgadas y facilitar colocación de arena o apuntalantes. Tienen penetraciones normalmente de 8 pulgadas o menos en concreto.

ZONA DAÑADA

Durante el punzado, se produce un daño a la matriz de roca que rodea el túnel del punzado (Fig. 3). El área alterada, llamada zona dañada (aplastada y zona compactada), resulta de altas presiones de impacto que ocurren durante el punzado. La zona dañada consiste en granos triturados y compactados que forman una capa aproximadamente 0.25 a 0.5 in. Alrededor del túnel del punzado (Asadi y Preston 1994; Pucknell y Behrmann 1991). Trabajo posterior de Halleck *et al.* (1992) muestra que las zonas dañadas son de espesor no uniforme y disminuyen a lo largo del túnel del punzado.

Además, los estudios de laboratorio indican que la permeabilidad de la zona dañada puede ser del 10% al 20% de la formación circundante (Bell *et al.*, 1972). Por consiguiente, es importante diseñar el evento de perforación para minimizar este efecto en el rendimiento del pozo.

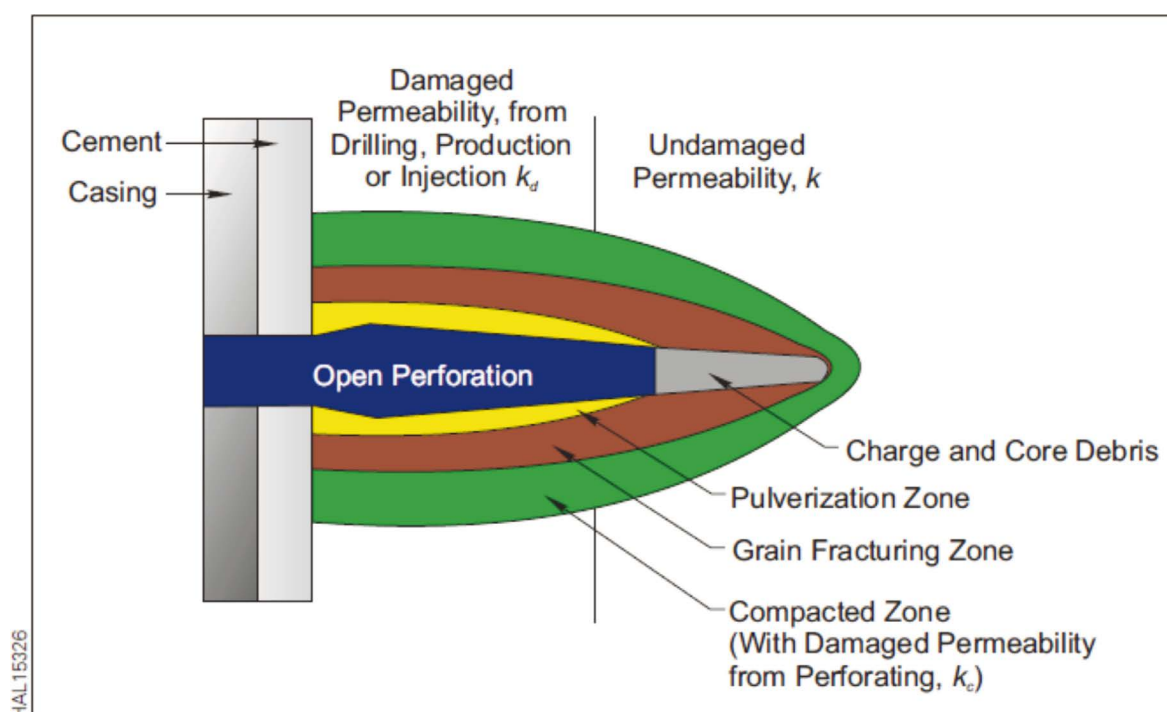


Figura 3.

PUNZADO CON PROPELENTE

El material en cuestión es el perclorato de potasio, un oxidante que se quema rápidamente, creando CO_2 . A temperatura ambiente es un elemento estable y se lo fabrica con forma tubular similar a un tubo de PVC. Ni bien las cargas son detonadas, el propelente se enciende debido a las altas temperaturas producidas en el pozo y se generan grandes volúmenes de gas a alta presión. Este gas entra a las perforaciones y atraviesa la zona dañada generando fracturas en la formación.

Esta tecnología produce perforaciones más limpias, reduce los costos de fracturación hidráulica, y mejora la producción de fluidos.

El punzado con propelente es un método efectivo para realizar una estimulación leve (fracturas en el orden de 2 a 9 pies) con el objetivo de tratar problemas cercanos al pozo (Fig. 4).

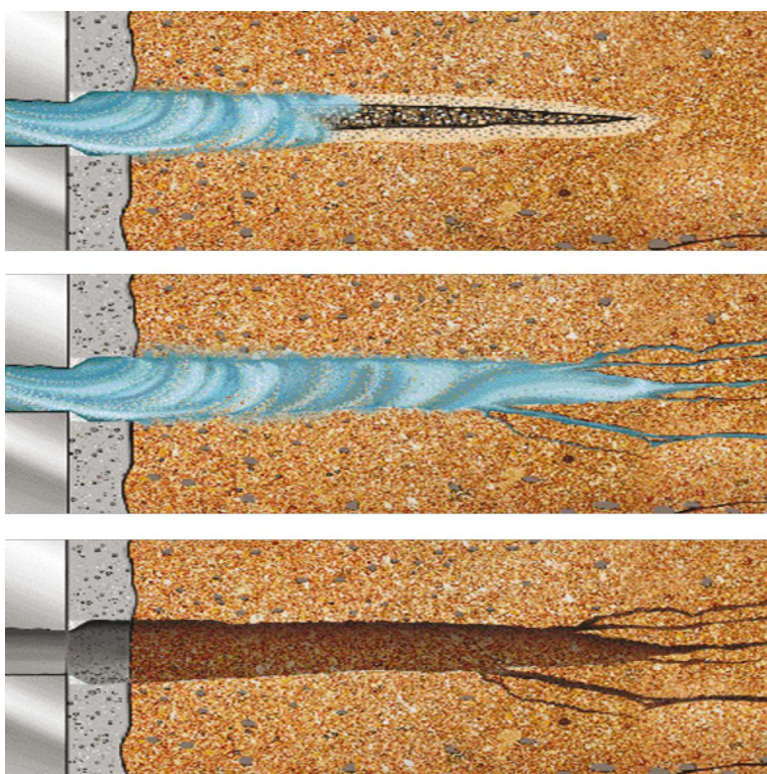


Figura 4. Punzado con propelente.

La experiencia en Argentina con propelente ha sido realizar punzados con cañería (TCP), los cuales son más costosos y requieren una importante preparación previa. Para poder extender esta tecnología y que su uso sea menos costoso y más amplio, se decidió hacerlo con cable.

El proceso de ensamblaje combina una camisa de propelente que se coloca sobre los cañones con cargas (Fig. 5).

Los beneficios son los siguientes:

- Mejora la producción con respecto a un punzado convencional.
- Mayor conectividad con la zona no dañada debido a la extensión de las fracturas creadas.
- Estimula la zona cercana al pozo que no pueden ser tratadas con ácido o fractura hidráulica cuando hay arenas acuíferas cercanas.
- Representa un excelente tratamiento pre fracturas que minimiza los efectos de tortuosidad generando un menor gradiente de fractura.

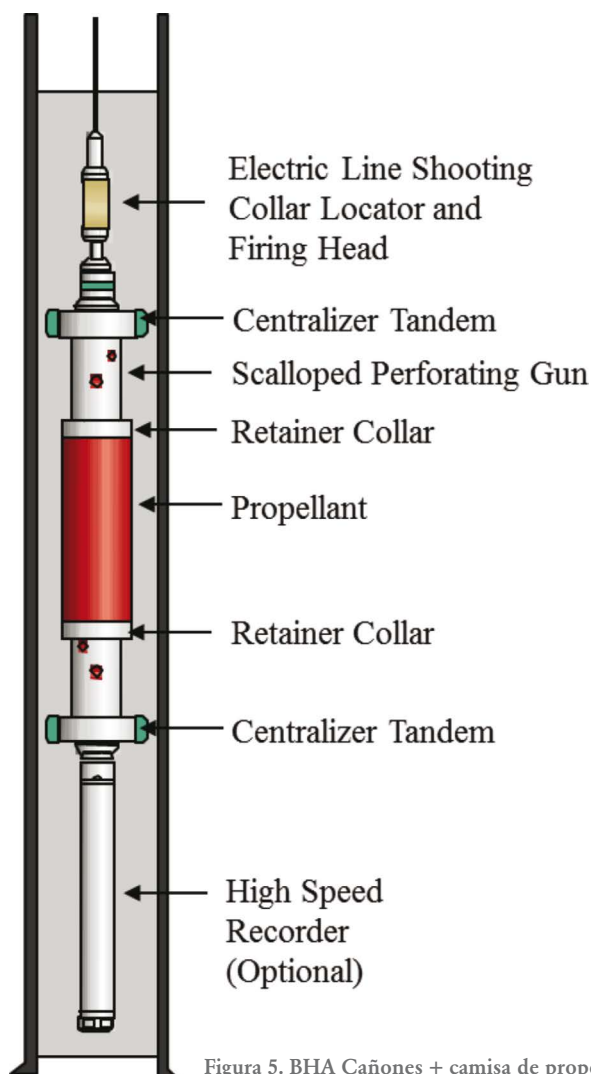


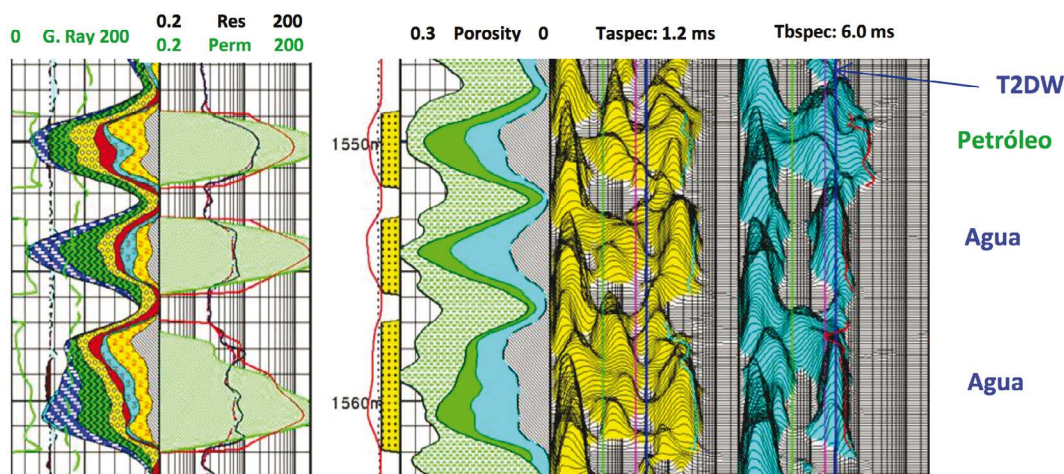
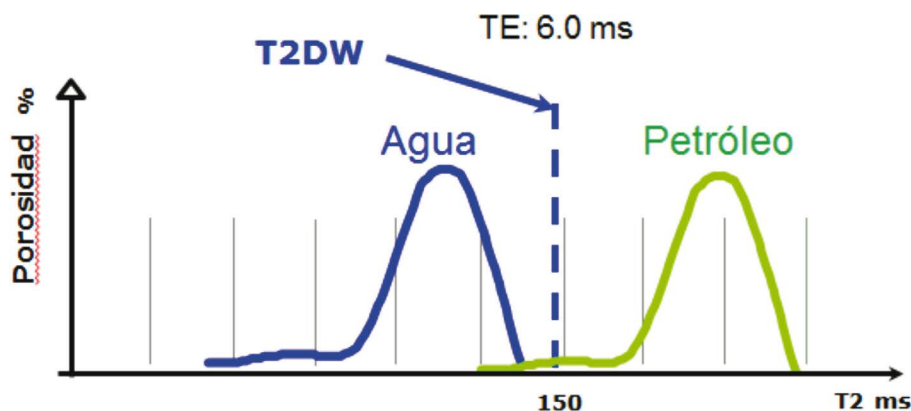
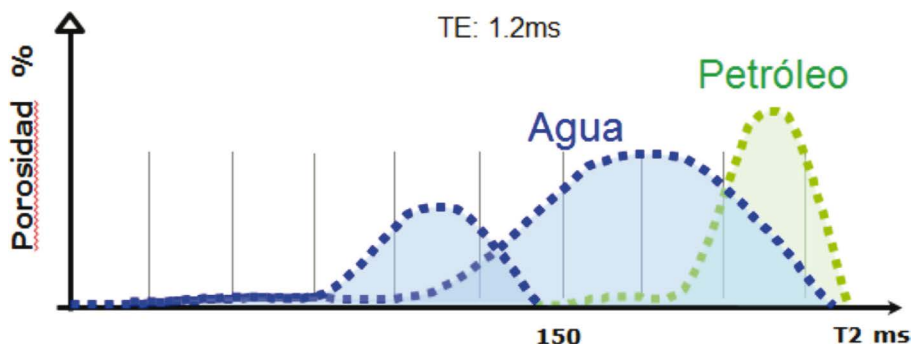
Figura 5. BHA Cañones + camisa de propelente

ANÁLISIS PETROFÍSICO – MÉTODO DE DIFUSIÓN MEJORADO

El método de Difusión Mejorada (EDM) se basa en el contraste de difusión molecular entre el agua y el petróleo para identificar y cuantificar saturaciones de petróleo. Las propiedades de difusión del agua, combinados con parámetros de la herramienta (TE, gradiente de campo

magnético) y temperatura del pozo, define teóricamente el tiempo de relajación más bajo para el agua para esas condiciones, T2DW. Consecuentemente, cualquier señal por encima de ese valor puede ser asociado con petróleo (Figs. 6 y 7).

La mejora en el efecto de difusión consiste en el incremento del espacio entre echoes (TE) durante la adquisición para separar la señal de agua y petróleo en el dominio del tiempo T2. Este método es sensible a la viscosidad del petróleo y tiene buenos resultados en un rango de 2cp a 50cp (Fig. 8).



EXPERIENCIA DEL USO DE LA INTEGRACIÓN DEL ANÁLISIS PETROFÍSICO AVANZADO Y PUNZADOS CON PROPELENTE

El objetivo de utilizar el punzado con propelente consiste en estimular el área cercana al pozo para traspasar la zona dañada y generar mejores condiciones en lo que respecta a producción.

Por lo general se escogen zonas de baja permeabilidad (< 0.2 mD) para aplicar esta metodología, lo cual permite la presencia de fluidos durante los ensayos. Una característica importante es que si se utilizara punzados convencionales para este tipo de formaciones *tight*, los ensayos serían sin entrada, imposibilitando evaluar el fluido y potencial del reservorio.

Previo a cada trabajo con propelente, se debe realizar una simulación para evaluar si el pico de presión generada por los gases de CO_2 durante el punzado ($> 15,000$ psi) no dañará el *casing*, cable y/o punta de cable (Fig. 9). Es condición necesaria y suficiente que el cemento detrás de la cañería esté en buenas condiciones para evitar roturas o deformaciones del *casing*. Por regla general, la longitud de propelente que se utiliza no debe superar el 50% de la longitud de los cañones.

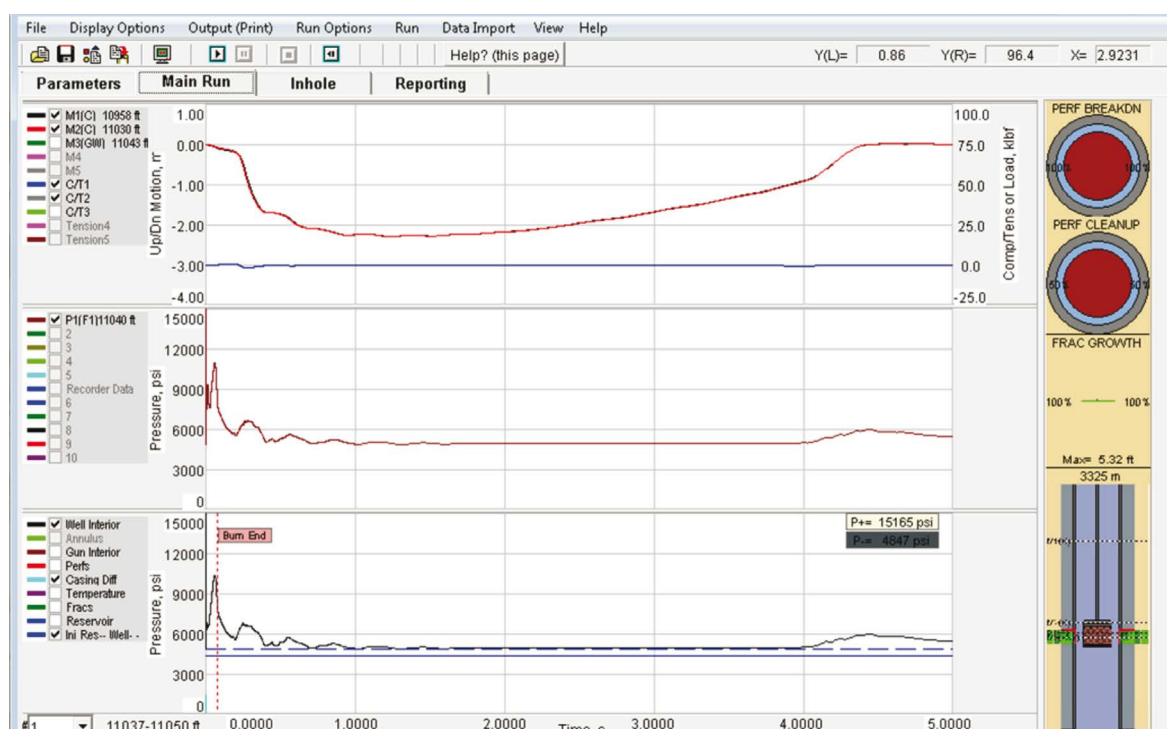
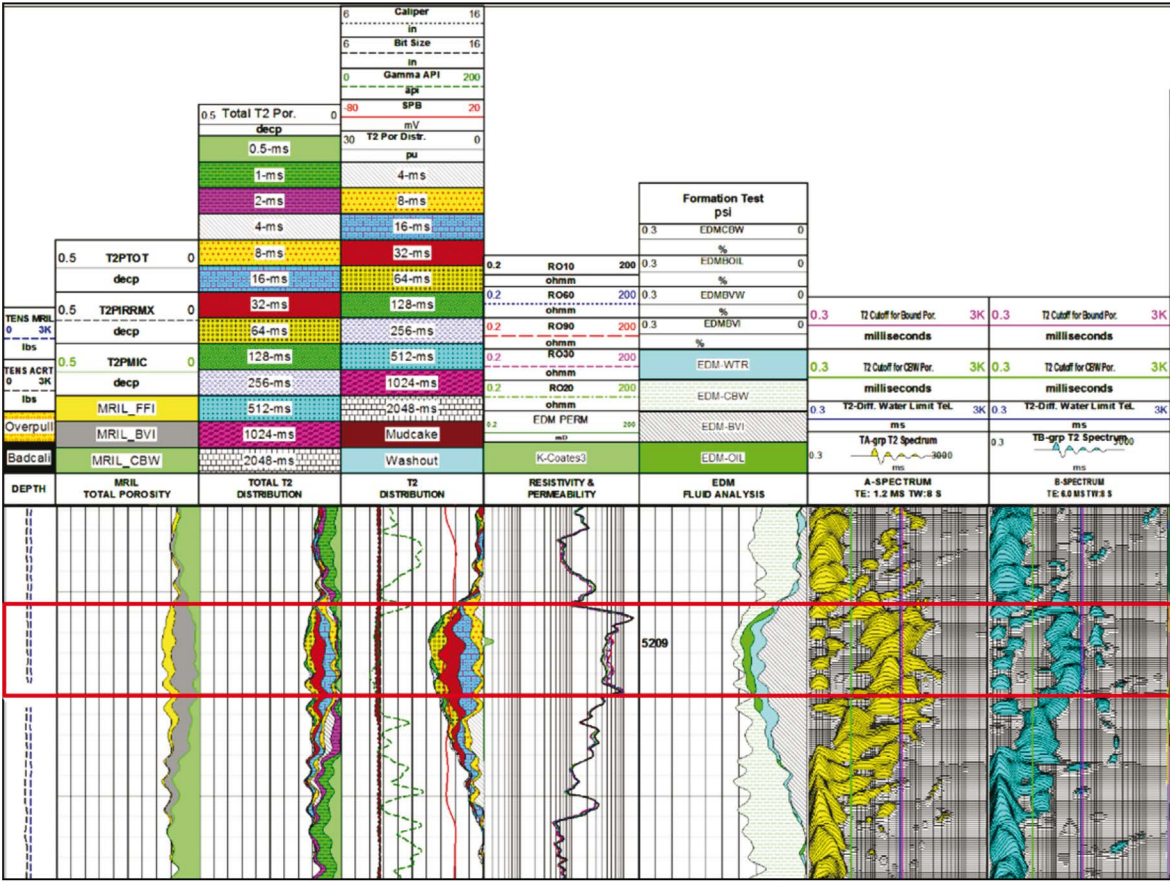
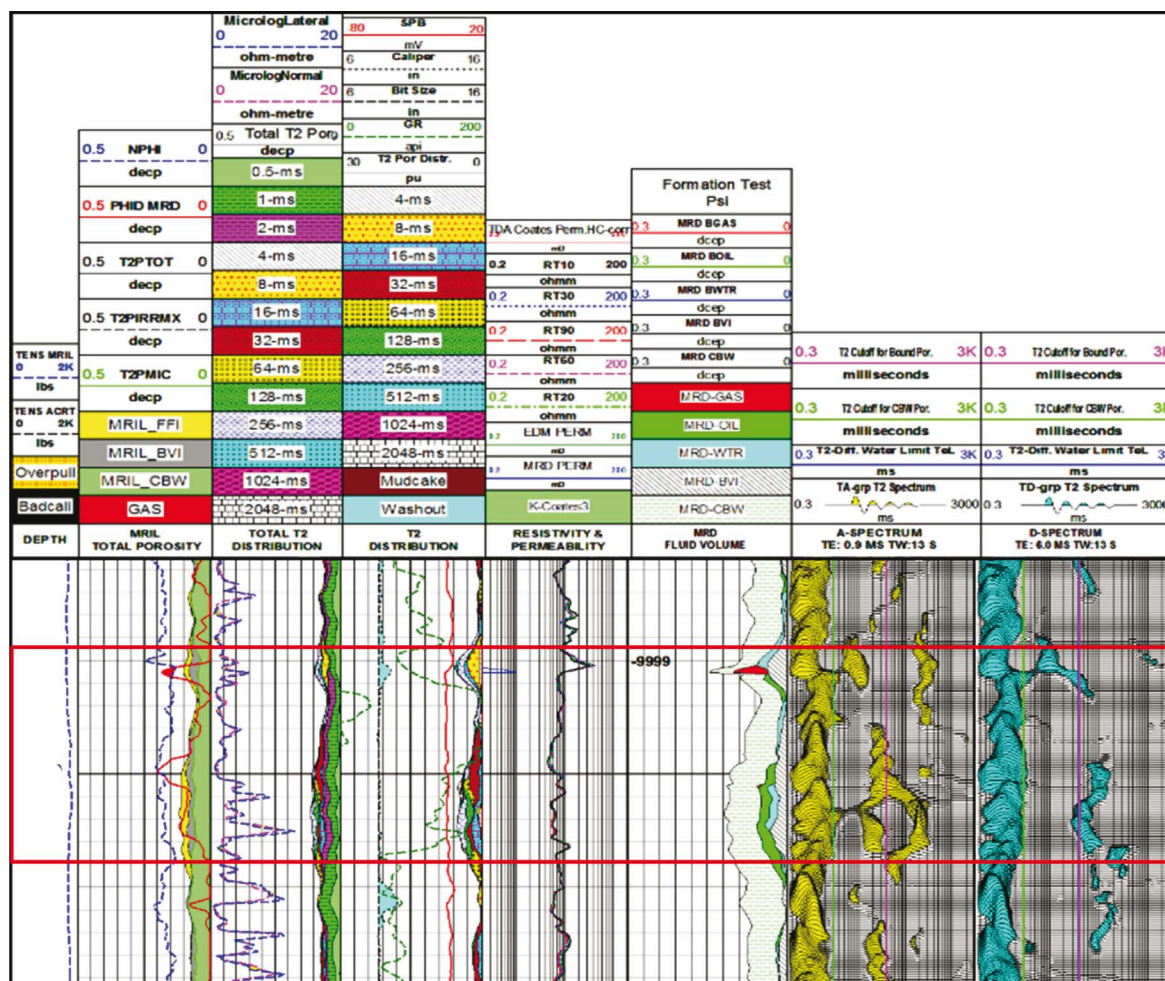


Figura 9. Simulación de punzado con propelente, pico de presión de 15,165 psi. Debido a la detonación y generación de gases, los cañones se mueven hacia arriba unos 2 metros y luego vuelven a su posición original. Las fracturas generadas en la formación tienen una longitud aproximada de poco más de 5 pies. No hay rotura del punto débil



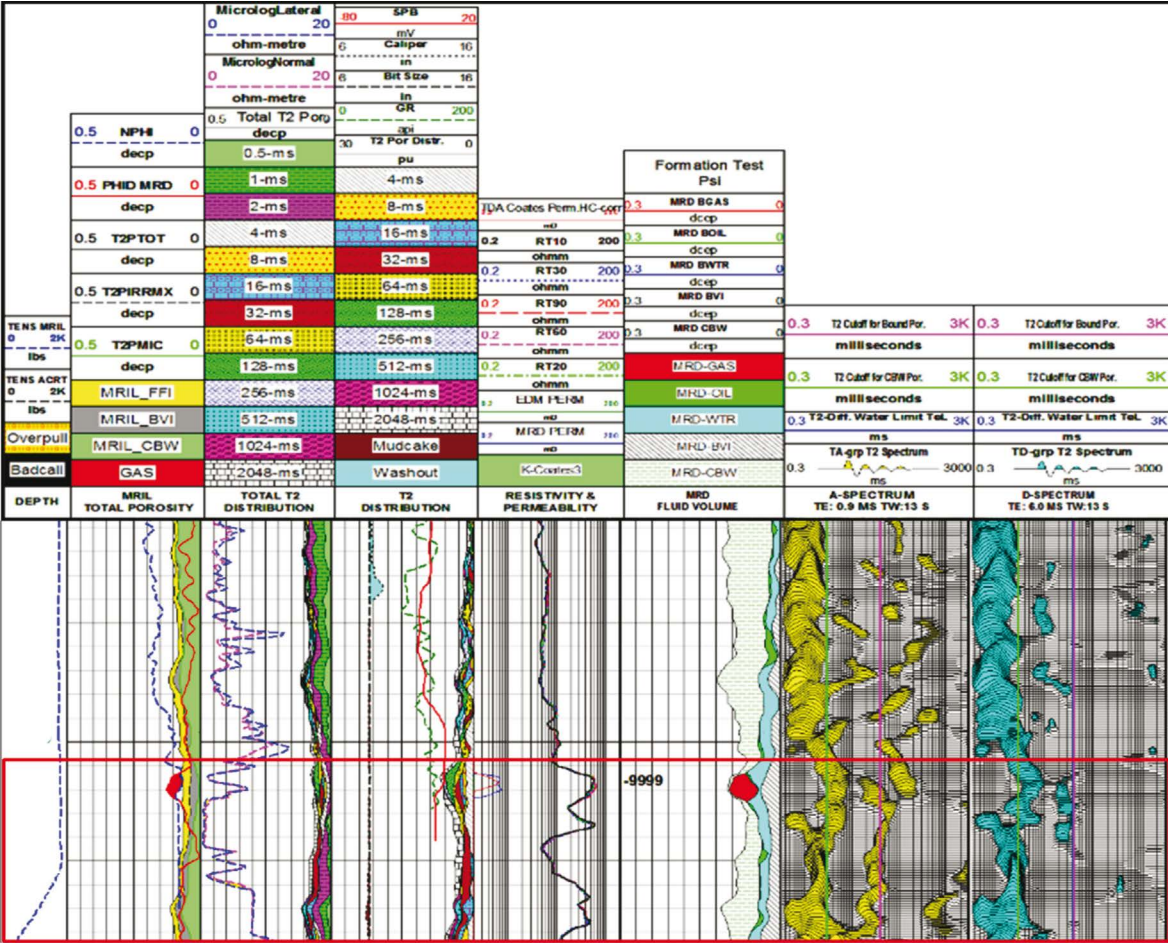
- TD> 3400 Metros
- Intervalo punzado 4 metros
- Prognosis de Fluido por Resonancia Magnética: **Petróleo**
- Permeabilidad: <0.2 mD
- Porosidad total: 12pu
- Porosidad efectiva: 10pu
- Ensayo post punzado con propelente: 410 litros/hora – 60% Agua

Ejemplo 2



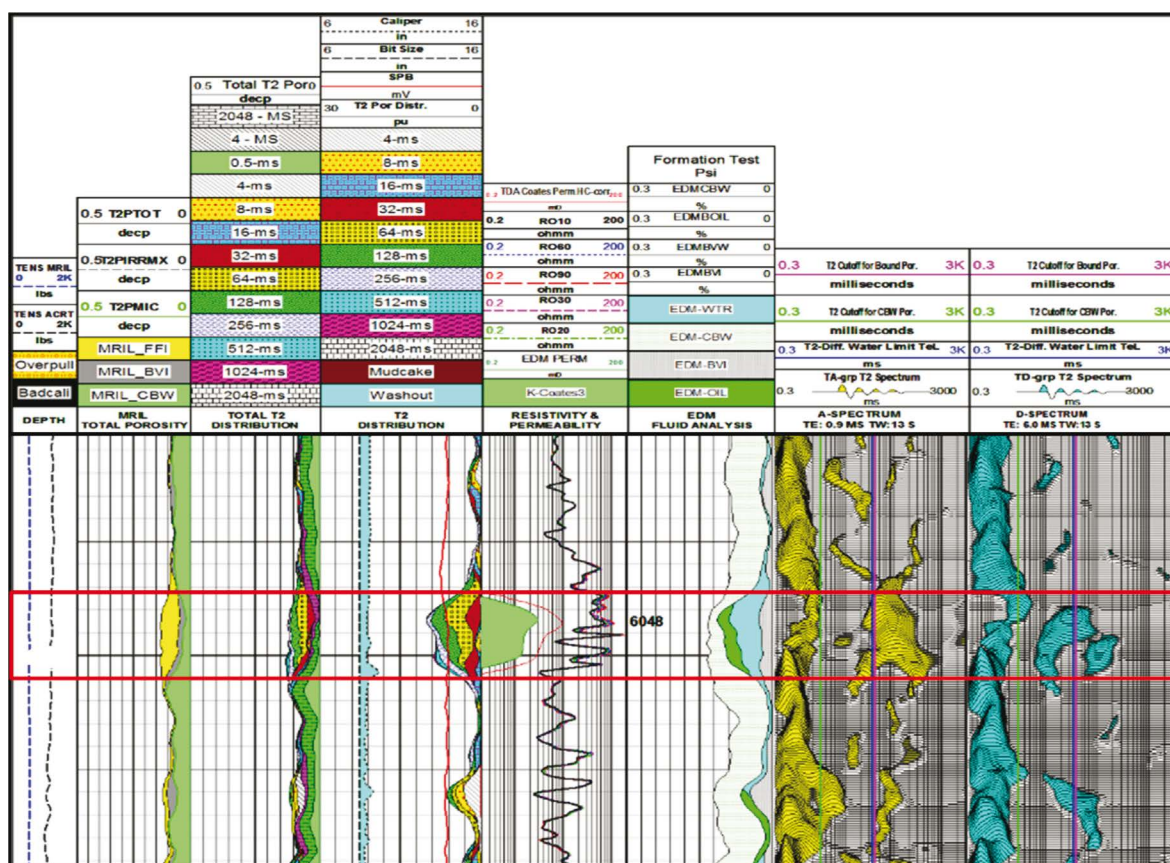
- TD > 3400 Metros
- Intervalo punzado 8 metros
- Prognosis de Fluido por Resonancia Magnética: *Agua con algo de petróleo liviano*
- Permeabilidad: <0.2 mD
- Porosidad total: 11pu
- Porosidad efectiva: 6pu
- Ensayo post punzado con propelente: 1800 litros/hora – 100% Agua

Ejemplo 3



- *TD> 3600 Metros*
- *Intervalo punzado 8 metros*
- *Prognosis de Fluido por Resonancia Magnética: GAS*
- *Permeabilidad: <0.2 mD*
- *Porosidad total: 10 pu*
- *Porosidad efectiva: 6 pu*
- *Ensayo post punzado con propelente + fractura: GAS SECO por orificio de 8mm.*
- *Disminución de las presiones de fricción y tortuosidad para el diseño de fractura.*

Ejemplo 4



- TD> 3400 Metros
- Intervalo punzado 4 metros
- Prognosis de Fluido por Resonancia Magnética: *Petróleo liviano*
- Permeabilidad: < 3 mD
- Porosidad total: 14pu
- Porosidad efectiva: 10pu
- Ensayo post punzado con propelente: 600 litros/hora – 30% Agua

CONCLUSIONES

El punzado con camisas de propelente permite evaluar zonas de baja permeabilidad que serían imposible de hacer con punzados convencionales ya que en su mayoría no aportarían fluidos al pozo y los ensayos serían “*dry*”. También tiene su aplicación para punzar reservorios cercanos a arenas acuíferas que no se podrían estimular hidráulicamente para evitar el contacto con el agua.

Por último, en formaciones con un alto gradiente de fractura, el punzado con propelente ayuda a disminuir las fricciones de punzado y tortuosidad, lo cual se traduce en menor presión de superficie para fracturar.

REFERENCIAS CITADAS

- Espina, Cristian; Baldassa, Dario R.; Avagnina, Daniel A.; Bonapace, Juan Carlos; López, Emiliano Rodrigo; Quintavalla, Claudio Alejandro; Sorenson, Federico,” Case History: Hydrocarbon Production Optimization in Cerro Dragon Using Latest Formation Evaluation and Perforating Technologies”; 123010-MS SPE Conference Paper – 2009.
- Folse, Kent C.; Dupont, Richard L.; Coats, Catherine G; Finley, Doug, Nasse, David B. “Field Performance of Propellant / Perforating Technologies to Enhance Placement of Proppant on High Risk Sand Control Completions.”; 72135-MS SPE Conference Paper – 2001.
- Gilliat, Jim; Snider, Phillip M.; Haney, Robert, “A Review of Field Performance of New Propellant/ Perforating Technologies”; 56469-MS SPE Conference Paper – 1999.
- Akkurt, Ridvan; Marschall, Dave; Eyvazzadeh, R.Y.; Gardner, J.S.; Mardon, Duncan; Dunn, K.J. “Determination of Oil Saturation From Diffusion Logs”; 56990-PA SPE Journal Paper – 1999
- Akkurt, Ridvan; Marschall, Dave; Eyvazzadeh, R.Y.; Gardner, J.S.; Mardon, Duncan; Dunn, K.J., 56990-PA SPE “Determination of Residual Oil Saturation by Use of Enhanced Diffusion”; 49014-MS SPE Conference Paper - 1998