

## **TECNOLOGÍA COMBINADA DE CAÑONEO CON DESBALANCE DINÁMICO MEJORA PRODUCTIVIDAD CON MENOR TIEMPO DE TALADRO UNA EXPERIENCIA SATISFACTORIA EN SHUSHUFINDI**

**Juan Carlos Rodríguez<sup>1</sup>, Ángel Egas<sup>2</sup>**

1: Schlumberger. jcrodriguez@slb.com

2: Petroamazonas

Palabras clave: **Optimización de producción**

### **ABSTRACT**

**Perforation technologies enable maximum productivity with minimal rig time. A successful experience in Shushufindi Field**

The Shushufindi field Classified as a brown field, has a 400-square-kilometer area holds the largest reserves and currently produces 70 M BOPD, approximately 10 percent of the country's total oil production. In 2012 a proposal to increase levels of investment and field activity was done by Schlumberger to the government forming a consortium under a specific services contract, where the consortium deploys the capital in order to comply with a minimum commitment of new wells, including production optimization, among other contractual obligations.

As with many other brownfields, the challenges are numerous; in the case of Shushufindi field, the combination of factors including progressive water cut increase, corrosive environment, scale deposits, and aging production facilities presents a great challenge to the exploitation. Multidisciplinary efforts have been made to understand the geology and the dynamics of the fluid within the main productive sands to optimize current production and to accelerate production of proven reserves.

As part of the strategy to start the project execution immediately after contract signature, a multidisciplinary group started to construct all the design bases required for operation in new wells and workover. After several months of investigation, the dynamic underbalance perforating technology was identified last 2012 as one of the options to implement in Shushufindi field in order to optimize the oil production from the main reservoirs (Ui and Ti). This technology brings several advantages over the traditional perforating operations already deployed in the field in terms of installation time, clean perforations, minimizes and eliminates perforation damage, extremely beneficial to optimize the fluid production in a well.

The paper describes all the stages performed for the correct design of completion fluid, planning and basis design for well preparation that are requirements for a successful operation in new wells, and a well performance analysis after a complete two years of operation (24 original completions).

### **INTRODUCCIÓN**

La producción del campo Shushufindi-Aguarico en el oriente ecuatoriano proviene de tres arenas productoras superpuestas, Basal Tena, U y T. Desde el punto de vista de caracterización de ya-

cimientos es considerado como bajo saturado con dos mecanismos de empuje simultáneos, gas en solución y empuje de un acuífero activo de fondo y lateralmente. Este último mecanismo de empuje le confiere la característica de tener altos factores de recobro del orden 25 al 30% y alto corte de agua que en la mayoría de los pozos supera el 70%, especialmente aquellos que producen de la arena T.

Por disturbios estratigráficos el yacimiento esta compartimentalizado de tal manera que cada arena productora produce con diferentes regímenes de presión estática, en la arena T oscila entre 2400 y 2600 psi, en la arena U entre 1400 y 3000 psi, y en Basal Tena que es la más somera con aproximadamente 1200 psi. Estas presiones no resultan suficientes para que los pozos fluyan naturalmente, razón por la cual se requieren sistemas de levantamiento artificial, siendo el más aplicado en el campo el sistema de bombeo electro sumergible (BES) el cual es usado en 160 pozos. Otros métodos usados son el bombeo hidráulico en 5 pozos, el gas *lift* en 1 pozo y el bombeo mecánico en 1 pozo.

La presión de saturación para las arenas U y T varían entre 1010 y 1062 psi. Algunos pozos son explotados con presiones de fondo fluyente (Pwf) por debajo del punto de burbuja, existen casos en donde la Pwf es de menos de 600 psi.

Originalmente los revestidores utilizados para completar los pozos eran de 5 1/2" x 17 lb/ft y 7" x 26-39 lb/ft. Los pozos perforados durante los últimos 4 años fueron completados con revestidores de 9 5/8" x 47-53 lb/ft. Desde que el campo fue puesto en producción en 1970, un total de 154 BES se encuentran en operación: 17 en *casing* de 5 1/2", 39 en *casing* de 7" y 98 en *casing* de 9 5/8". Los pozos fueron completados para producir individualmente de la arena U o T y algunos fueron completados en ambas arenas para producir secuencialmente a través de una camisa de circulación.

En el 2012, completaciones duales concéntricas fueron realizadas en 4 pozos para producir selectivamente de las arenas U y T. Esta tecnología involucra operaciones de alto riesgo principalmente por la gran cantidad de componentes que involucra (150 accesorios), diámetros reducidos y falta de flexibilidad para realizar operaciones sin equipo (*rigless*). Adicionalmente, este tipo de completación requiere de una inversión CAPEX mayor que las comúnmente usadas en el campo y una considerable cantidad de equipamiento de superficie que duplica a las tradicionales. La intervenciones de pozos con este tipo de completaciones son más prolongadas y de mayor riesgo.

Los desafíos técnicos y las regulaciones de los entes locales de fiscalización, son el motor para considerar a los sistemas de cañoneos con desbalance dinámico como una opción válida para optimizar la producción del campo Shushufindi y reducir los tiempos de taladros en las completaciones de pozos.

## SHUSHUFINDI, ASPECTOS RELEVANTES

Shushufindi es un campo maduro localizado en el oriente ecuatoriano aproximadamente a 100 millas al este de Quito en la cuenca Napo de la provincia de Sucumbíos (Figura 1).



Tal como se mencionara anteriormente los hidrocarburos en Shushufindi son considerados como bajo saturados, con densidades API que varían entre 12° y 32°. Las presiones de saturación para las arenas U y T varían de 1,010 a 1,062 psi. La composición del gas incluye aproximadamente 19% de CO<sub>2</sub> y 7 ppm de H<sub>2</sub>S, los que combinados con la presión del sistema generan un ambiente corrosivo en los pozos. La composición química del agua de formación varía para cada arena productora, en la arena T es de 14,000 ppm y aproximadamente 60000 en la arena U, existiendo una clara evidencia de formación de escalas en el interior de los pozos.

Como en cualquier otro campo, aquí el objetivo es producir más petróleo, pero el acceso a este recurso se torna cada vez difícil, por lo que es necesario focalizarse en mejorar la eficiencia operativa, incrementar el factor de recobro y la capacidad de producción.

Los sensores de presión y temperatura instalados en la totalidad de los pozos que forman parte del sistema BES y los medidores de flujo multi-fásico para monitoreo de las condiciones operativas de los pozos y del yacimiento, son una herramienta vital para optimizar los sistemas de cañoneo con desbalance dinámico que permiten disminuir sensiblemente el tiempo de equipos de completación, haciendo de este una solución técnica y económicamente viable.

## CARACTERIZACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN

A efectos de caracterizar los mecanismos de daños de formación que impactan la producción del campo, se han realizado los siguientes análisis de laboratorio: Sensibilidad al agua de inyección, precipitaciones orgánicas, pruebas de emulsión, pruebas de filtración e inyectividad, pruebas de velocidad crítica, aplicación de lodo de perforación y pruebas de variación de presión en muestras de núcleos. Específicamente, se realizaron las siguientes interpretaciones y reportes: a) Análisis de rutina en núcleos, b) Análisis mineralógico y petrográfico y sus resultados, c) Prueba de capilaridad por succión, d) Análisis SARA y contenido de ceras, e) Análisis de niveles de filtración, f) Salinidad crítica, g) Pruebas de velocidad crítica, h) Pruebas de estabilización de finos, i) Pruebas de inyectividad a caudales constantes, j) Pruebas de inyectividad a presiones constantes, k) Aplicación de lodos de perforación/*Drawdown*, l) Pruebas de compatibilidad dinámica, m) Pruebas de compatibilidad estática y pruebas de emulsión.

Las principales conclusiones de las pruebas de laboratorio fueron:

- Los valores de porosidad y permeabilidad obtenidos de las muestras utilizadas para las pruebas especiales son comparativamente similares a los obtenidos en las pruebas de rutina sobre núcleos.
- La caolinita es el mineral arcilloso dominante en todas las muestras analizadas, Figura 3. Otros minerales arcillosos fueron encontrados en trazas o en pequeñas cantidades, tales como la clorita, esmectita, e illita. Así también fueron encontradas importantes cantidades de cuarzo en más del 80%.

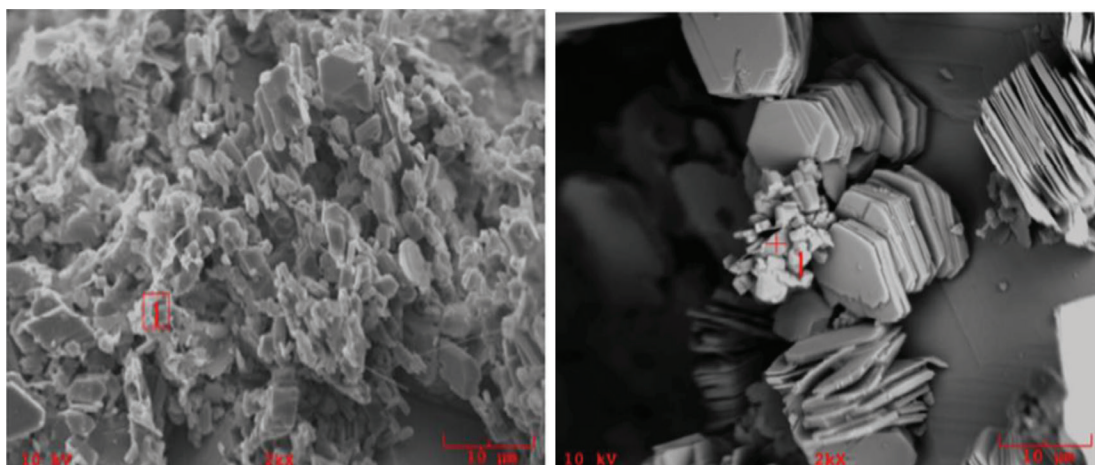


Figura 3. Placas de caolinita recubriendo al cuarzo autógeno.

- Los resultados obtenidos de las pruebas de tiempo de succión capilar (CST) muestran que la inyección de agua con y sin químicos es similar con pérdidas de potencial por hinchamiento. Las pruebas con agua fresca muestran valores de inyección alta. Tabla 1. No se observa un impacto importante en la inyección por hinchamiento.

|                                | CST 1 | CST 2 | CST 3 | CST promedio |
|--------------------------------|-------|-------|-------|--------------|
| Fluido usado                   | (seg) | (seg) | (seg) | (Seg)        |
| Agua fresca                    | 14.6  | 16.8  | 13.5  | 15.0         |
| Agua de producción de arena U  | 12.3  | 11.3  | 11.9  | 11.8         |
| Agua de inyección sin químicos | 10.9  | 10.6  | 10.3  | 10.6         |
| Agua de inyección con químicos | 12.5  | 11.9  | 11.9  | 12.1         |

Tabla 1. Resultados de las pruebas CST.

- Los resultados de los análisis mineralógicos y petrográficos de las muestras seleccionadas para las pruebas CST se muestran en la Tabla 2, en donde se observa que el componente primario es el cuarzo, en menor proporción están presentes carbonatos y arcillas. De los minerales arcillosos prevalece la caolinita, con pequeñas trazas de clorita, esmectita e illita.

| Muestra | Mineralogía |         |          |         |           |                 |                  |
|---------|-------------|---------|----------|---------|-----------|-----------------|------------------|
|         | Cuarzo      | Calcita | Dolomita | Clorita | Caolinita | Carbonato total | Arcillas totales |
| 1       | 98          |         |          |         | 2         | 0               | 2                |
| 2       | 97          |         |          |         | 3         | 0               | 3                |
| 3       | 93          | 2       |          | Traza   | 5         | 2               | 5                |
| 4       | 68          | 32      | Traza    |         | Traza     | 32              | 0                |

Tabla 2. Análisis mineralógicos y petrográficos.

- Las pruebas de velocidad crítica muestran una reducción de permeabilidad por migración de finos, mayormente en las rocas de baja permeabilidad. La Tabla 3 muestra los resultados de la velocidad intersticial crítica y de caudal crítico usando el criterio de reducción de 10% de permeabilidad. La reducción de permeabilidad observada en estas pruebas significan posible daño de formación debido a incremento de la velocidad de flujo.

| Muestra | Usando Salmuera/Petróleo | Arena | K Klinkenberg (mD) | K base Salmuera/Petróleo (mD) | $\Phi$ (%) | K/Ki Remanente | Velocidad Intersticial (ft/d) | Caudal crítico (cm <sup>3</sup> /min) |
|---------|--------------------------|-------|--------------------|-------------------------------|------------|----------------|-------------------------------|---------------------------------------|
| 1       | T salmuera               | T     | 12.82              | 12.8                          | 10.5<br>3  | 0.37           | 217.84                        | 2.31                                  |
| 2       | U salmuera               | U     | 170.44             | 249.9                         | 16.1       | 0.77           | 125.3                         | 4.87                                  |
| 3       | U salmuera               | U     | 2872.12            | 2260.12                       | 21.3       | 0.93           | 312.1                         | 16                                    |
| 4       | SHS36 salmuera           | U     | 133.15             | 135.43                        | 16.1       | 0.04           | 30.45                         | 0.5                                   |
| 5       | SHS36 salmuera           | U     | 1756.99            | 402.58                        | 19.3       | 0.95           | 343.7                         | 16                                    |
| 6       | SHS36 salmuera           | U     | 208                | 126.18                        | 18.4       | 0.42           | 133.1                         | 2.59                                  |
| 7       | SHS86 Petróleo           | U     | 94.01              | 46.67                         | 14         | 1              | 474.6                         | 16                                    |
| 8       | SHS86 Petróleo           | U     | 1632.6             | 656.43                        | 17.9       | n/a            | 371.2                         | 16                                    |
| 9       | SHS86 Petróleo           | T     | 0.55               | 67.49                         | 6.7        | n/a            | n/a                           | n/a                                   |

Tabla 3. Velocidad intersticial y caudal crítico con distintos fluido.

En la Tabla 4 se observa que en las muestras para las pruebas de velocidad crítica el contenido de arcilla es de 0 a 16%, siendo la caolinita, que es migratoria, el mayor componente. Es digno de destacar que aun con bajo porcentaje de arcilla, la migración de finos es crítica. Por ejemplo, si observamos una de las muestra, más del 90% de reducción de permeabilidad se da con solo el 4% de contenido de arcilla de la cual la caolinita es 17%. Entonces, con porcentajes tan bajos de arcillas como el 4% se puede reducir la permeabilidad en más del 90% cuando se alcanza el caudal crítico en la roca.

|         |            | Mineralogía |         |          |         |        |           |           |                 |                  |
|---------|------------|-------------|---------|----------|---------|--------|-----------|-----------|-----------------|------------------|
| Muestra | Prof. (ft) | Cuarzo      | Calcita | Dolomita | Clorita | Illita | Esmeclita | Caolinita | Carbonato total | Arcillas totales |
| 1       | 9225       | 96          |         | Traza    |         | Traza  |           | 4         | 0               | 4                |
| 2       | 9427       | 93          | 2       |          | Traza   |        |           | 5         | 2               | 5                |
| 3       | 9432       | 68          | 32      | Traza    |         |        |           | Traza     | 32              | 0                |
| 4       | 9542       | 89          |         |          | Traza   |        |           | 11        | 0               | 11               |
| 5       | 9545       | 84          |         |          |         |        |           | 16        | 0               | 16               |
| 6       | 9602       | 95          |         |          |         |        |           | 5         | 0               | 5                |
| 7       | 9615       | 93          |         |          |         | Traza  |           | 6         | 1               | 6                |
| 8       | 9618       | 95          |         |          |         |        | Traza     | 5         | 0               | 5                |

Tabla 4. Mineralogía de las muestras para las pruebas de velocidad crítica.

- En la Figura 4 se muestra el comportamiento del caudal crítico y permeabilidad durante las diferentes pruebas de laboratorio y se destacan dos tendencias, una en donde se usó petróleo y otra salmuera. El caudal crítico para pruebas con petróleo es 16 cc/min sin considerar la permeabilidad de la muestra. El caudal crítico para pruebas con salmuera dio diferentes valores e incrementa con el crecimiento de la permeabilidad. Los caudales críticos altos para el petróleo y bajos para el agua indican que los finos son mojados por agua y se mueven con ella durante el flujo.

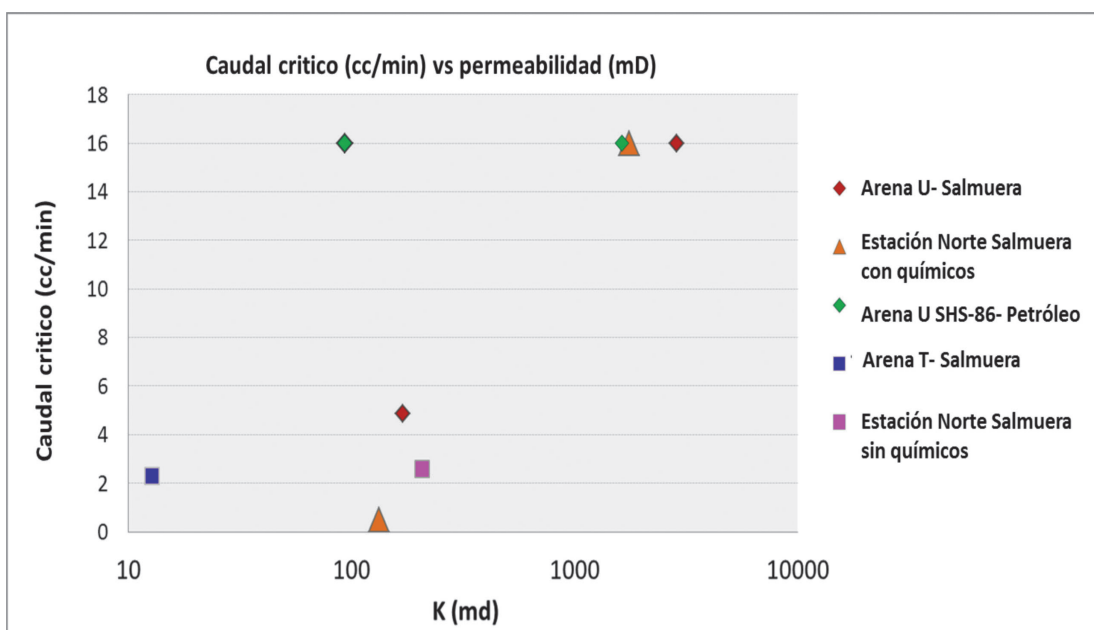


Figura 4. Caudal crítico vs permeabilidad.

- El método de análisis SARA (Saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) realizados en muestras de petróleo tomadas de los pozos que producen de las arenas U y T arrojó valores similares a muestras tomadas en superficie en pozos de la región norte del campo. Las Tablas 5 y 6 muestran los resultados de los análisis SARA realizados a muestras de las arenas U y T, en donde podemos observar en base a la relación asfaltenos/resinas que no existen problemas de depósito de asfaltenos en condiciones de reservorio. Algunas muestras de la arena U, muestran algún potencial para depositar asfaltenos en condiciones de superficie. Respecto a la posibilidad de depósito de parafinas a temperaturas inferiores a 200 °F es escasa o nula. Sin embargo en condiciones de inyección de agua a temperaturas inferiores a 100°F los depósitos de parafinas puede ser un problema a resolver.

| BLOCKS    | NORTE  | NORTE   | NORTE  | NORTE    | NORTE                       | CENTRAL NORTE | CENTRAL NORTE | CENTRAL SUR | CENTRAL SUR | CENTRAL SUR | SUR    | SUR     | SUR      |
|-----------|--------|---------|--------|----------|-----------------------------|---------------|---------------|-------------|-------------|-------------|--------|---------|----------|
| POZO      | AGU-10 | AGU-12D | SSF-59 | Promedio | AGU 23D<br>Muestra de fondo | SSF-36        | SSF-86        | SSF-164D    | SSF-65      | SSF-118D    | SSF-69 | SSF-101 | SSF-175D |
| Sat (wt%) | 46.77  | 40.53   | 48.52  | 45.27    | 50.95                       | 40.12         | 40.25         | 37.45       | 46.20       | 45.65       | 32.28  | 32.12   | 31.51    |
| Aro (wt%) | 32.02  | 32.67   | 31.00  | 31.90    | 31.91                       | 31.47         | 31.06         | 34.18       | 34.53       | 31.73       | 32.26  | 33.38   | 31.76    |
| Res (wt%) | 13.91  | 14.35   | 12.64  | 13.63    | 13.52                       | 14.62         | 14.10         | 16.82       | 13.66       | 15.42       | 15.82  | 16.28   | 14.49    |
| Asp (wt%) | 7.30   | 12.45   | 7.84   | 9.20     | 3.62                        | 13.79         | 14.59         | 11.55       | 5.61        | 7.20        | 19.64  | 18.22   | 22.24    |
| Sat+Asp   | 54.07  | 52.98   | 56.36  | 54.47    | 54.57                       | 53.91         | 54.84         | 49.00       | 51.81       | 52.85       | 51.92  | 50.34   | 53.75    |
| Aro+Res   | 45.93  | 47.02   | 43.64  | 45.53    | 45.43                       | 46.09         | 45.16         | 51.00       | 48.19       | 47.15       | 48.08  | 49.66   | 46.25    |
| Asp/Res   | 0.52   | 0.87    | 0.62   | 0.67     | 0.27                        | 0.94          | 1.03          | 0.69        | 0.41        | 0.47        | 1.24   | 1.12    | 1.53     |
| Sat/Aro   | 1.46   | 1.24    | 1.57   | 1.42     | 1.60                        | 1.27          | 1.30          | 1.10        | 1.34        | 1.44        | 1.00   | 0.96    | 0.99     |
| CH        | 1.18   | 1.13    | 1.29   | 1.20     | 1.20                        | 1.17          | 1.21          | 0.96        | 1.08        | 1.12        | 1.08   | 1.01    | 1.16     |

Tabla 5. Índices SARA para muestras de la arena U.

| BLOCKS    | CENTRAL NORTE | CENTRAL NORTE | CENTRAL NORTE | CENTRAL NORTE | CENTRAL NORTE | CENTRAL NORTE | CENTRAL NORTE | CENTRAL SUR | CENTRAL SUR | CENTRAL SUR | CENTRAL SUR | CENTRAL SUR | CENTRAL SUR |
|-----------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| POZO      | SSF-15B       | SSF-31        | SSF-70        | SSF-72        | SSF-76        | SSF-77        | SDF-135D      | SSF-12B     | SSF-23      | SSF-26      | SSF-68      | SSF-80      | SSF-122D    |
| Sat (wt%) | 48.75         | 54.69         | 48.80         | 54.63         | 48.67         | 52.05         | 49.97         | 36.86       | 44.18       | 50.09       | 41.41       | 51.21       | 47.97       |
| Aro (wt%) | 31.36         | 32.17         | 31.36         | 31.41         | 32.51         | 33.24         | 33.03         | 34.29       | 34.23       | 31.12       | 33.93       | 32.57       | 32.37       |
| Res (wt%) | 10.63         | 11.94         | 14.25         | 11.49         | 10.52         | 11.10         | 11.02         | 15.88       | 11.98       | 11.32       | 13.62       | 10.95       | 12.84       |
| Asp (wt%) | 9.26          | 1.20          | 5.59          | 2.47          | 8.30          | 3.61          | 5.98          | 12.97       | 9.61        | 7.47        | 11.04       | 5.27        | 6.82        |
| Sat+Asp   | 58.01         | 55.89         | 54.39         | 57.10         | 56.97         | 55.66         | 55.95         | 49.83       | 53.79       | 57.56       | 52.45       | 56.48       | 54.79       |
| Aro+Res   | 41.99         | 44.11         | 45.61         | 42.90         | 43.03         | 44.34         | 44.05         | 50.17       | 46.21       | 42.44       | 47.55       | 43.52       | 45.21       |
| Asp/Res   | 0.87          | 0.10          | 0.39          | 0.21          | 0.79          | 0.33          | 0.54          | 0.82        | 0.80        | 0.66        | 0.81        | 0.48        | 0.53        |
| Sat/Aro   | 1.55          | 1.70          | 1.56          | 1.74          | 1.50          | 1.57          | 1.51          | 1.07        | 1.29        | 1.61        | 1.22        | 1.57        | 1.48        |
| CH        | 1.38          | 1.27          | 1.19          | 1.33          | 1.32          | 1.26          | 1.27          | 0.99        | 1.16        | 1.36        | 1.10        | 1.30        | 1.21        |

Tabla 6. Índices SARA para muestras de la arena T.

- Los resultados obtenidos de las pruebas de nivel de filtración y la regla de 1/7th para datos de filtración con mercurio disponibles para el campo Shushufindi muestran que una relación entre permeabilidad y máximo tamaño de filtrado puede ser usada ( $\text{Máximo tamaño de filtrado} = 0.8867 * \ln(K) - 1.061$ ), tal como se observa en la Figura 5.
- Los protocolos para las pruebas de salinidad incluyen saturación de muestras con salmuera de formación sintética (SFB), las muestras fueron luego sometidas a 4500 psi a 200 °F. Diez volúmenes porales de SFB fueron inyectados a cada muestra a un caudal de 0.50 ml/min, monitoreando continuamente la presión diferencial y la permeabilidad a las salmueras de diferente composición: SFB + 10% de sal (SFB=10), SFB, SFB diluida al 10% (SFB-10), SFB diluida al 20% (SFB-20) y SFB diluida al 30% (SFB-30).
- La muestra usada para la prueba de la Figura 6 es de la arena U a una profundidad de 9621 Ft, con una porosidad del 14.4 % y permeabilidad al aire de 920 mD. El comportamiento físico-químico de la roca muestra alta sensibilidad y una pérdida de permeabilidad de más de 60% usando SFB-30.

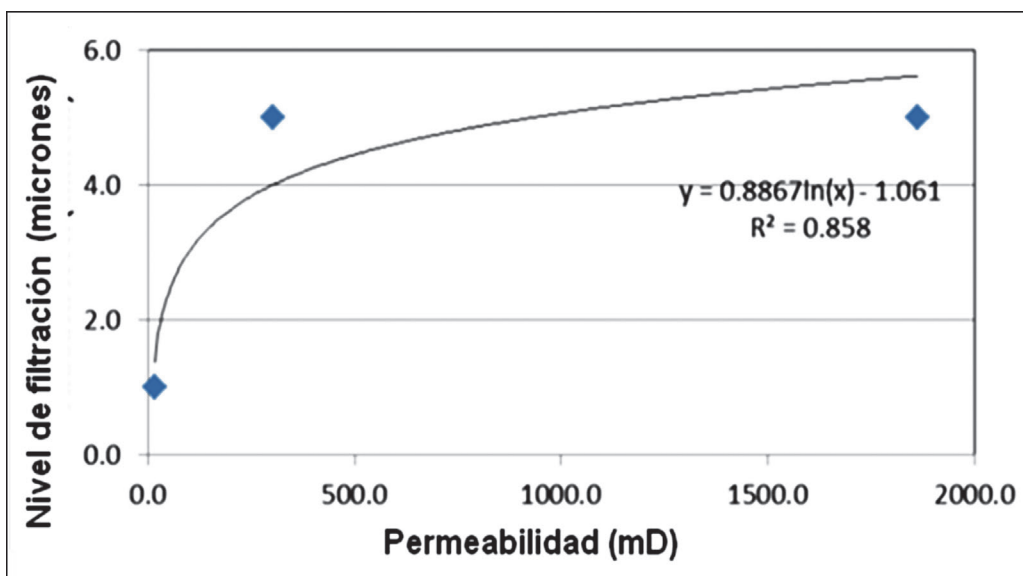


Figura 5. Relación entre nivel de filtración y permeabilidad Klinkenberg.

Las pruebas de salinidad indican que la salinidad crítica es 10% mayor que la salinidad actual del agua de producción. La pérdida de permeabilidad debido a efectos de dilución fue del 32% para permeabilidades de roca bajas y 65% para rocas con alta permeabilidad.

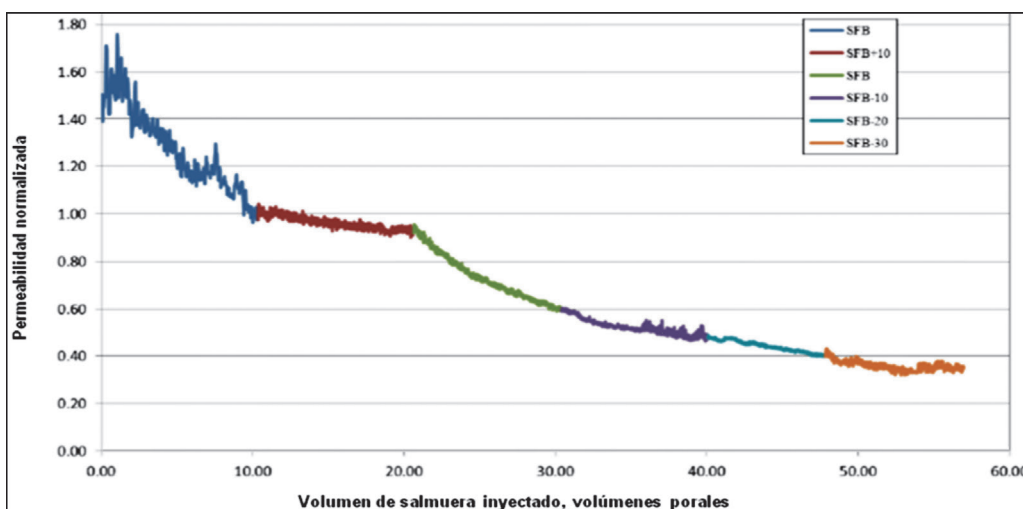


Figura 6. Salinidad crítica para una muestra representativa.

- La reducción de permeabilidad relacionada a taponamientos particulares durante un caudal de inyección constante es muy sensible al caudal de inyección.
- Durante las pruebas de inyectividad se evidenció migración de finos móviles particularmente a caudal constante.
- Niveles de filtración tan grandes como 5 micrones muestran una drástica reducción de permeabilidad a caudales de inyección constantes. A estos niveles de filtración se espera una reducción de la vida media del proceso de inyección.

Los hallazgos de las pruebas de laboratorio, permitieron identificar los mecanismos de daño de formación y generar acciones para mitigarlo, tales como:

- Debe filtrarse el agua del fluido de trabajo particularmente para la arena U a 5 mg/l y no superar los 3 micrones el tamaño de las partículas.
- Las pruebas de estabilización de finos pueden usarse en trabajos de *workover*, estimulación y cañoneo para prevenir drástica reducción de permeabilidad debido a la migración de finos.
- Basado en los análisis de estabilización de finos y el tamaño de las gargantas porales usando inyección de mercurio, se estableció el uso de partículas para puenteo en el fluido de trabajo clasificadas por ventanas de tamaño: 40/60 micrones, 10-13 micrones y 1-a 3 micrones.
- La extensión de las fracturas hidráulicas deberá ser de más de 100 ft en los pozos inyector-  
es para minimizar la frecuencia de los trabajos de limpieza y estimulación.

## DESAFÍOS

La causa más común de daño de formación durante las operaciones de reparación o completación de pozos en donde se utilizan fluidos de control es el taponamiento o invasión de la roca reservorio por solidos o incompatibilidad de fluidos. El factor crítico desde el punto de vista de la completación es limitar, donde sea posible, la creación de daño de formación, es decir evitar el taponamiento de las perforaciones (caso de terminaciones en pozo entubado).

Un importante historial de daño de formación existe en el campo Shushufindi, razón por la cual fue necesario realizar un estudio integral para caracterizarlos debidamente, evaluando todas las posibles causas y efectos sobre la producción de los pozos, posterior a un trabajo de completación.

Las perforaciones o cañoneos convencionales requieren de un gran desbalance estático para una efectiva limpieza del daño ocasionado durante este proceso. Sin embargo, cuando se utilizan presiones de desbalance demasiado grandes para una adecuada limpieza de las perforaciones, estas pueden levantar los cañones y las herramientas de *wireline* dañando el cable y/o cortando el mismo en su punto débil. Por esta razón, cuando los cañones son bajados al pozo con *wireline* (cable de acero) se utiliza muy poco o nada de desbalance, lo cual puede inducir a un daño de formación y la consecuente pérdida de productividad. También las operaciones de cañoneo con cable tienen limitaciones en cuanto al tamaño (diámetro) y longitud de los cañones, de esta manera cuando los intervalos a disparar son grandes, es necesario realizar varias carreras, lo que consume mayor tiempo de equipos y posibles mayor daño de formación, por mayor tiempo de exposición de los intervalos abiertos con los fluidos de control.

Adicionalmente nuevas prácticas operativas fueron introducidas como parte de las bases de diseño para intervención y completación de pozos, comenzando por seleccionar adecuadamente las fuentes de agua fresca, remoción de restos (debris) del *casing*, procedimientos para el desplaza-

miento de fluidos de control incluyendo filtración, uso de píldoras anti pérdidas y optimización de las técnicas de perforación

Se realizaron continuas evaluaciones del comportamiento de los pozos para determinar el resultado de la optimización de técnicas de cañoneos y cambios en el diseño de pozos.

Así también, los análisis realizados sobre pruebas de producción en la mayoría de los pozos completados en el campo Shushufindi, confirmo la buena productividad de los mismos con alta eficiencia de los trabajos de completación debido a la optimización de las técnicas de cañoneo. Las pruebas de restauración de presión (*BuildUp*) confirmaron el correcto diseño de los fluidos de completación y la exitosa implementación de los procedimientos de las nuevas técnicas de perforación y mejores prácticas en completación de pozos.

## SOLUCIÓN ANALIZADA

Todo pozo entubado debe ser disparado (cañoneado) para que el yacimiento sea conectado con la superficie y poder extraer los fluidos de interés. Las cargas moldeadas son diseñadas y fabricadas para penetrar la tubería de revestimiento, el cemento y la formación. Lamentablemente, los disparos con explosivos también pulverizan los granos de la roca de formación, generando una zona triturada de baja permeabilidad en la formación alrededor de las cavidades de los disparos. En la siguiente Figura 7 se ilustran las zonas generadas posterior a un disparo, ellas son: túnel de disparo, zona triturada por los disparos (baja permeabilidad); zona no dañada con permeabilidad original de la formación.

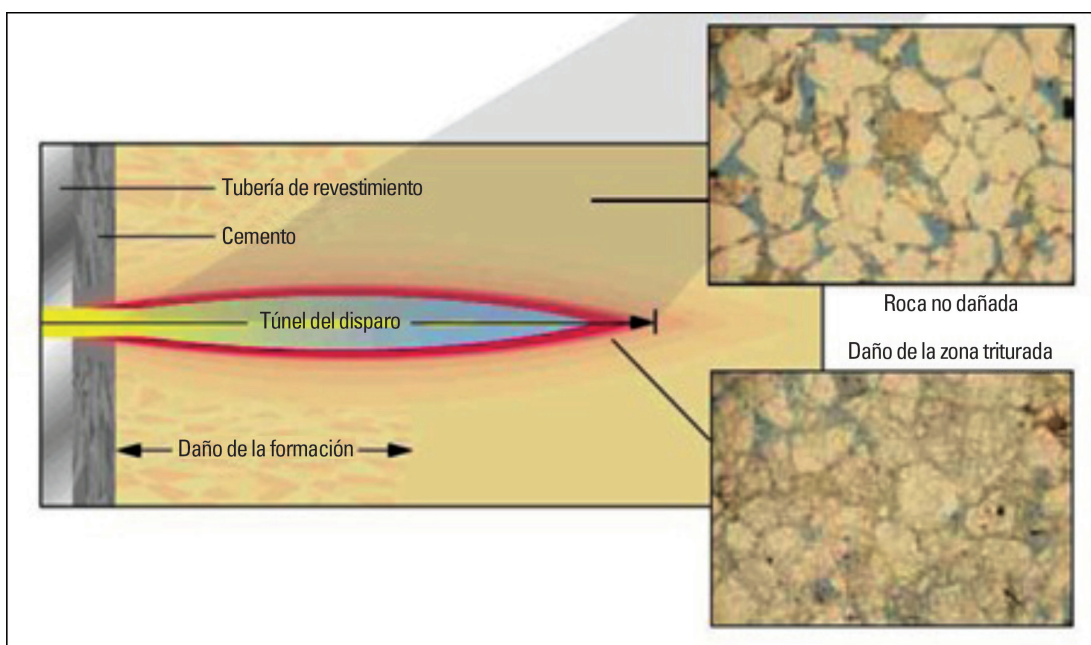


Figura 7. Zonas creadas después de un disparo.

La técnica de disparos con bajo balance de presión era la más difundida para la optimización de las terminaciones disparadas. Este método establece que la presión estática del pozo antes de los disparos sea inferior a la presión de la formación. Según la teoría convencional, la oleada instantánea originada por una reducción de la presión de poro en la región vecina al pozo mitiga el daño a la zona triturada y barre la totalidad o parte de los detritos que se encuentran en los túneles de los disparos.

En pruebas de laboratorio, analizando las fluctuaciones de presión generadas por los disparos se descubrió que el bajo balance estático solo, no garantiza la obtención de disparos limpios pues también, los resultados indicaron que lo que realmente rige la limpieza de los disparos son las fluctuaciones de presión del pozo inmediatamente después de la detonación de las cargas huecas. En el gráfico de la Figura 8 se observa cómo en el bajo balance dinámico, la fluctuación de presión hace que se limpien los túneles. La rapidez con la que se genere la fluctuación de presión está en función de las propiedades de la formación, así como de la configuración de las cargas y la diferencial de presión generada. Así también es posible observar como los detritos generados por el disparo ingresa al cañón.

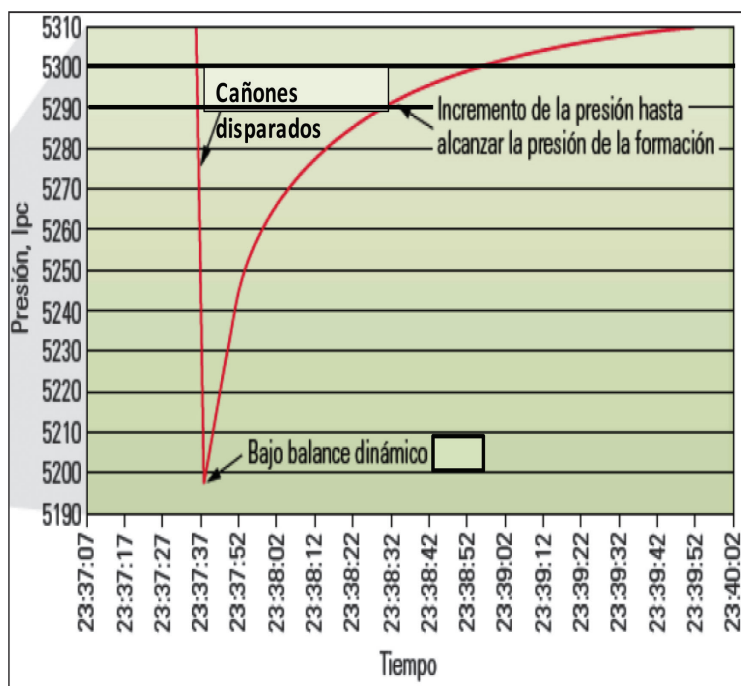


Figura 8. Caída de presión después de detonar las cargas.



El proceso de bajo balance dinámico aumenta el número de disparos abiertos, lo que incrementa la efectividad del flujo, (productividad o inyectividad), impidiendo que existan detritos y partículas finas que obturen las gargantas de los poros de la formación. La selección de candidatos para esta tecnología se centra en la mejora de la relación entre la permeabilidad de la zona tritura-

da y la permeabilidad de la formación ( $K_c/K$ ) para mejorar el desempeño del pozo. En la Figura 9 se muestra que la relación de las permeabilidades  $k_c/k$  tiende a ser 1 cuando el sistema de disparos es con desbalance dinámico.

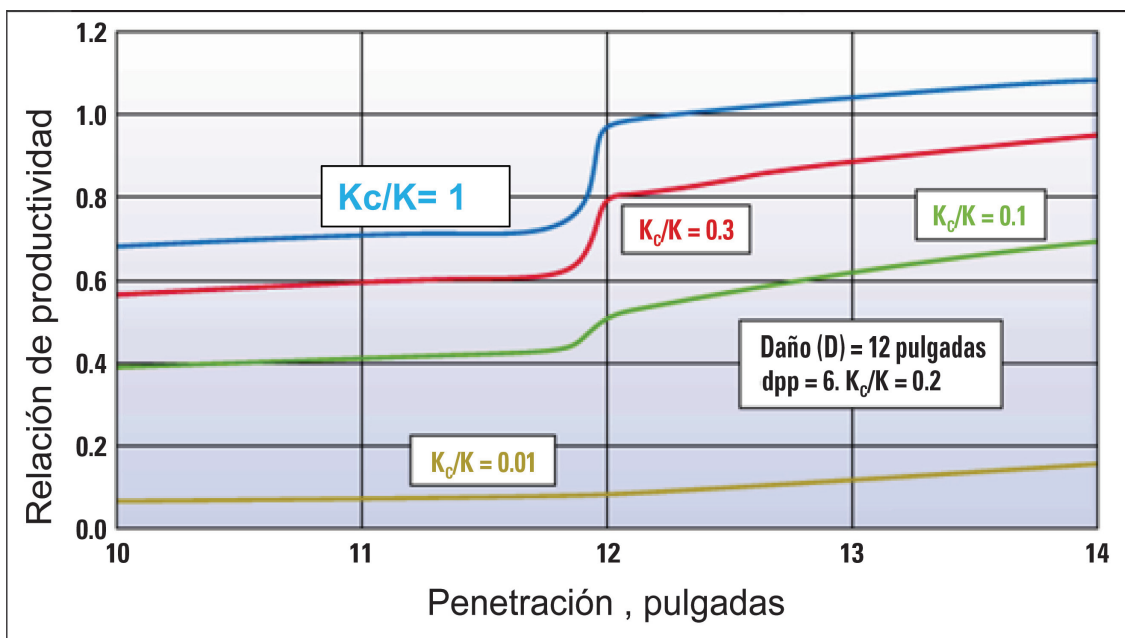


Figura 9. Productividad vs. Penetración.

Los sistemas de disparos en bajo balance dinámico ahora permiten utilizar medidores de presión de fondo con velocidades de muestreo extremadamente rápidas que ayudan a optimizar aún más las operaciones de disparos. La captura de datos de presiones transitorias en el campo ayuda a verificar la diferencia de presión máxima y proporciona un panorama más detallado de los eventos de presión iniciales durante el desarrollo de las operaciones de disparos.

Esta técnica posee un enorme potencial: disparos limpios de los cañones, eliminación de la necesidad de tener un bajo balance estático pronunciado, reducción del riesgo de estallido de los cañones, reducción de las vibraciones producidas por los disparos y del daño del pozo, potencial reducción de la necesidad de aplicar tratamientos correctivos de eliminación de daños en la zona vecina al pozo.

El campo Shushufindi necesita de una muy eficiente técnica de cañoneo para eliminar daños de formación, incrementar la productividad y reducir los tiempos de equipos durante las operaciones de intervención y completación en todos sus pozos productores de petróleo.

Para cumplir con este propósito es que se implementó un sistema de cañoneo combinado con cargas tipo jet que permite obtener alta penetración y adecuada densidad de disparos con orificios limpios incluyendo un sistema de anclaje mecánico de los cañones con mecanismo de auto liberación, todo lo cual permite crear un desbalance dinámico para evitar daño de formación impidiendo el contacto del intervalo cañoneado con el fluido de trabajo o matado (Figura 10).

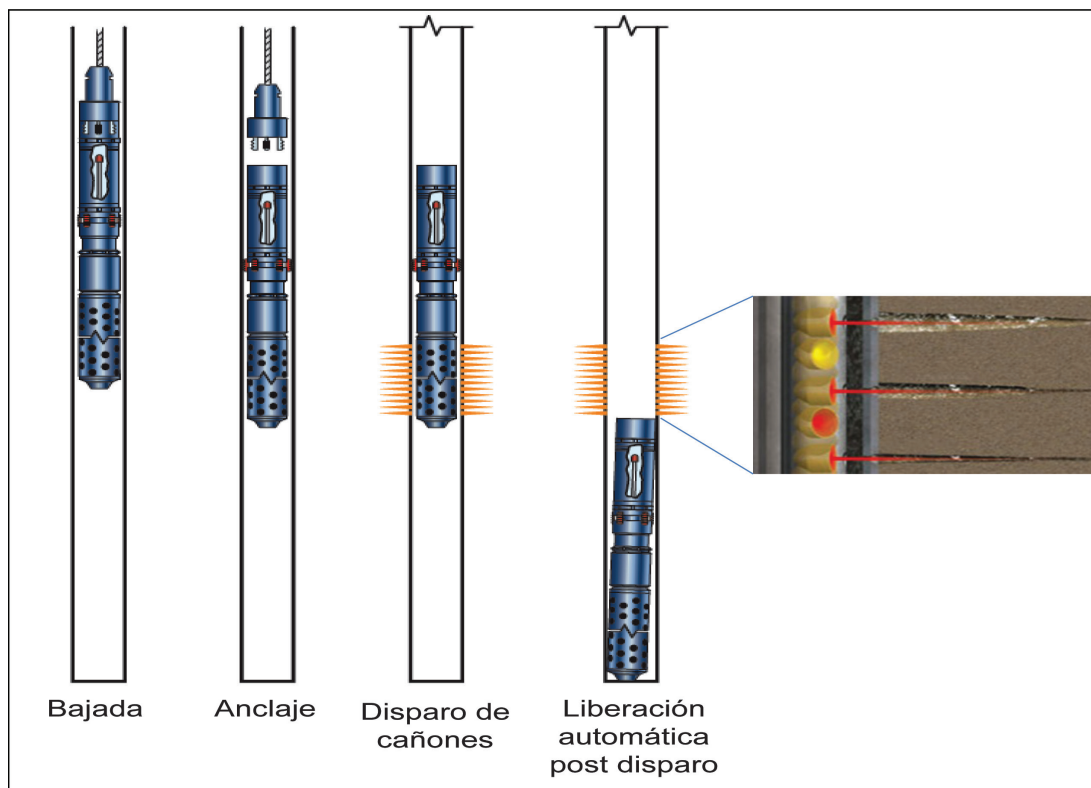


Figura10. Sistema de disparo con liberación automática de cañones.

Este sistema combinado de tecnologías de cañoneo, permitió obtener perforaciones con daño negativo y daño de formación cercano a cero. Adicionalmente, el no tener que matar el pozo para el cañoneo, proporcione un ahorro de 17 horas de equipo y 6 horas en limpieza de pozo.

El sistema de fijación mecánico, Figura 10, permite el anclaje de toda la sarta de cañoneo adecuadamente diseñada previo a la completación del pozo, permitiendo la perforación de todo el intervalo de interés simultáneamente, sin poner en contacto el fluido de trabajo con los intervalos cañoneados durante el proceso de producción.

Los análisis de estrés de las rocas durante el cañoneo indicaron que las cargas tipo jet de alta penetración eran las más indicadas para las arena U y T del campo Shushufindi.

## SOLUCIÓN IMPLEMENTADA

La tecnología combinada de cañoneo con bajo balance dinámico, con cargas moldeadas tipo jet de alta penetración y sistema mecánico de anclaje de cañones fue aplicada en 24 pozos nuevos en el campo Shushufindi durante el periodo 2013-2014, con el objetivo de lograr: a- Completaciones permanentes con sistema TCP (*tubing conveyed firing perforating*), b- Bajar cañones en pozos altamente desviados (máxima desviación aceptada para bajar con cable de acero o *wireline* es 60°)

and d- Completaciones en las cuales la sarta de cañones no se bajan solidaria a la columna de *tubing* de producción.

La secuencia básica de operaciones y herramientas utilizadas se muestra en la Figura 11 y es la que se describe a continuación:

- 1 - Armar sarta de cañones con el sistema de fijación mecánico descrito en la Figura 10, armar herramientas de fijación con cable eléctrico y bajar al pozo
- 2 - Correlacionar profundidad a cañonear y fijar el sistema de anclaje mecánico
- 3 - Sacar herramientas de fijación con cable eléctrico
- 4 - Bajar equipo de bombeo electro-sumergible (BES)
- 5 - Armar y probar árbol de producción y líneas de superficie.
- 6 - Realizar prueba de rotación de equipo BES
- 7 - Activación hidráulica de la cabeza de disparo
- 8 - Arrancar BES para generar desbalance dinámico
- 9 - Apagar BES
- 10 - Esperar detonación de cañones
- 11 - Arrancar BES para realizar prueba de producción.

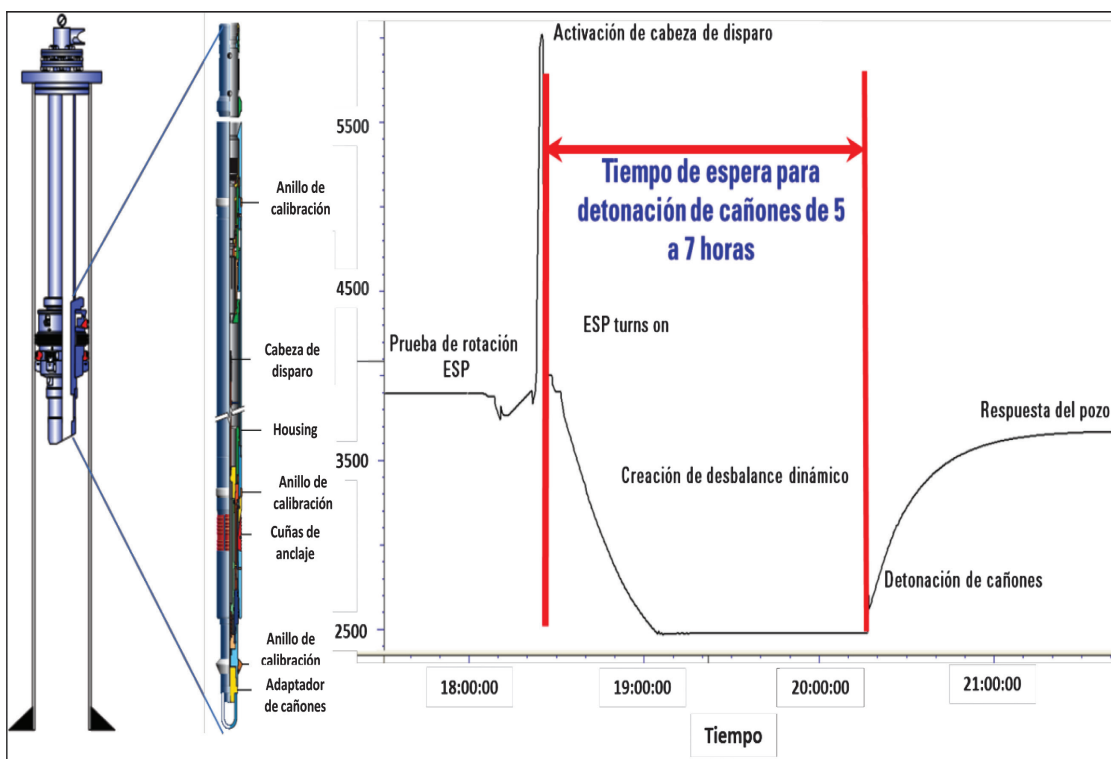


Figura 11. Proceso de cañoneo combinado con bajo balance dinámico.

## PROCESO DE MONITOREO

Mediante el sensor de fondo que posee el equipo BES se puede monitorear en tiempo real todo el proceso de cañoneo. En la Figura 12 se muestra un caso real en el campo Shushufindi, en donde se observa claramente el proceso de presurización para la activación de la cabeza de disparo, seguidamente se arranca la bomba para desagotar el pozo y generar el bajo balance requerido, en esta etapa se puede observar un incremento de la temperatura del motor por la lógica falta de refrigeración y una caída de la presión en el *intake*. Luego se apaga de bomba y se espera por la detonación de los cañones, lo cual se aprecia por un incremento de la temperatura del motor y un incremento de la presión en el intake. Finalmente, el pozo responde con un incremento de la presión en el *intake* y queda listo para arrancar la bomba e iniciar con las pruebas de presión y producción.

Cabe destacar la importancia del proceso de monitoreo de los parámetros de fondo de pozo en tiempo real, para tomar acciones en forma oportuna y dar inicio a las pruebas de producción.

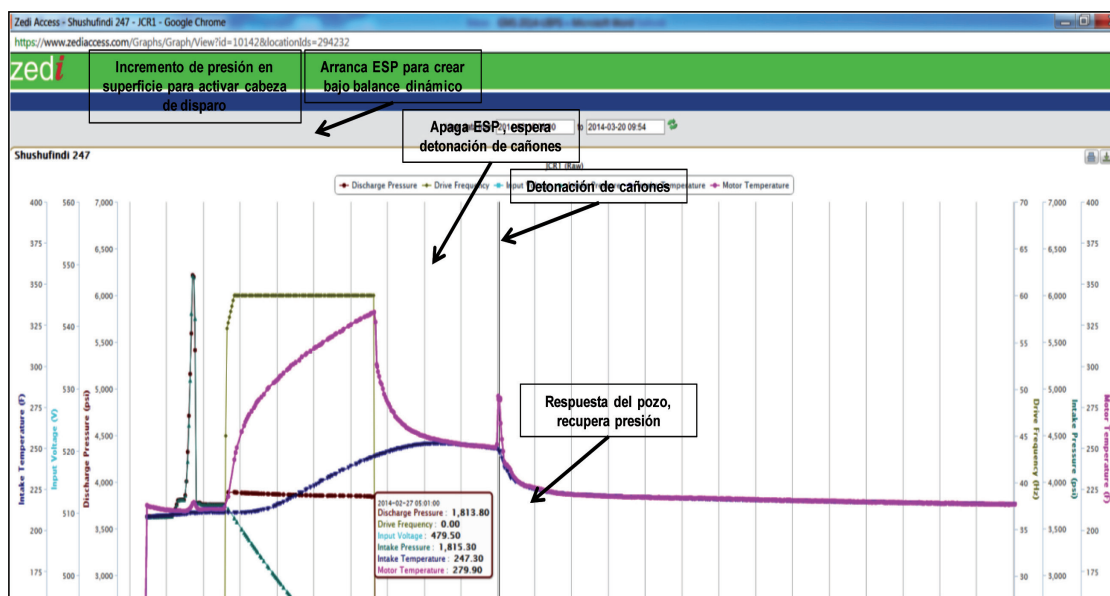


Figura 12. Proceso de monitoreo del sistema de cañoneo combinado con bajo balance dinámico.

## CONCLUSIONES

En este trabajo técnico se ha resumido el valor agregado por el diseño y optimización del sistema de cañoneo, el efecto de su aplicación en la productividad de los pozos y en el evidente ahorro de 17 horas de tiempo de taladro y 6 horas en la limpieza de pozos del campo Shushufindi, aspecto de gran importancia si se considera el ahorro en producción diferida y en costos, particularmente cuando las completaciones se realizan con taladros de perforación.

Para la aplicación exitosa de esta tecnología se siguieron todas las etapas técnicas tales como: caracterización de daño de formación, adecuado diseño, pruebas de presión-producción post cañoneo, compatibilidad con los fluidos de la formación. Todo ello para evitar y o reducir el daño del pozo.

Se revisaron y evaluaron las prácticas operacionales obteniendo un mejor y medido comportamiento del pozo después de la intervención (completación).

La aplicación de esta tecnología ya se masificó en el campo Shushufindi y se la utiliza en la mayoría de los pozos nuevos completados con taladro de perforación.

## REFERENCIAS CITADAS

- Behrmann L.A., Hughes K, Johnson A.B. and Walton I.C., "New Underbalanced Perforating Technique Increases Completion Efficiency and Eliminates Costly Acid Stimulation", SPE 77364, Sep. 2002
- Stenhaug M., Erichsen L., Fokko H.C., Parrot R.A., "A Step Change in Perforating Technology Improves Productivity of Horizontal Wells in the North Sea" SPE 84910, Oct 2003
- Subiaur Servio T., Graham, Craig A., Walton Ian C., Atwood David C., "Underbalance Pressure Criteria For Perforating Carbonates", SPE 86542, Feb. 2004
- Grove Brenden M., Harvey Jeremy P., Zhan Lang, "Perforating cleanup by means of dynamic underbalance: New understanding.143997-PA SPE Journal Paper - 2013
- Faisal Al-Marri, Khalil Hassan Ibrahim, Salsman Alan Dean, Abu Lawi, Majed Shaaban: "101278-MS SPE Conference Paper - 2006