

PRUEBA MICROFRAC EN CASED HOLE PARA MEDICIÓN DE IN-SITU STRESS Y CALIBRACIÓN DE MODELO GEOMECÁNICO

Abraham Arias¹, Javier Franquet², Ángel López³

1: Baker Hughes, Mexico. abraham.arias@bakerhughes.com

2: Baker Hughes, Houston. javier.franquet@bakerhughes.com

3: Baker Hughes, Argentina. angel.lopez@bakerhughes.com

Keywords: Microfrac, Calibración de Esfuerzos, Modelo Geomecánico, Probador de Formaciones

ABSTRACT

This work presents a case study for the acquisition of in-situ stress data on a cased hole well in Neuquén Basin Argentina with microfrac tests. This stress data was required for calibration of the geomechanical model.

The well on this case study was selected for this data acquisition since a workover was planned to abandon old production intervals. The original plan was to evaluate the stress on five intervals: top sealing zone, top reservoir, middle sealing zone, lower reservoir with polymer alteration and lower reservoir without polymer alteration.

Since this evaluation was done on a cased hole, the evaluation process included: cement/casing evaluation log, to confirm zonal isolation of the suggested intervals; 0.5 m perforations with high density/deep penetration charges (19 shots) to ensure wellbore communication with reservoir; and finally, the in-situ stress test using a wireline straddle packer tool for the microfrac operation. This tool is capable of taking several microfrac stations per descent with multiple cycles on each station to confirm the stress measurements.

A total of four stations were completed on the two sealing zones, the top reservoir, and the lower reservoir with polymer alteration. Three or four microfrac cycles were made on each station including step rate test for three of them. Using three interpretation methods for the fracture closure analysis: Square root of time, G-function and log-log plot; it was possible to confirm that the minimum horizontal stress on this formation goes from 0.342 to 0.555 psi/ft for the different intervals.

The in-situ stress measurements obtained with the microfrac stations provided the information needed to fully calibrate the geomechanical model of the region, being able to see the different stresses on the sealing and reservoir formations. This case study also confirms that is possible to complete microfrac test in cased hole, being the first time this measurement is performed in such well type at least in Latin-America. And that wells planned to be workover or abandoned can efficiently be used to obtain in-situ stress measurements during workover.

INTRODUCCIÓN

El Campo se encuentra en procesos de estudios para recuperación secundaria-terciaria y reinyección de agua de formación en un yacimiento donde no se realizan fracturas hidráulicas.

El propósito principal de la operación es obtener mediciones de esfuerzo (stress) *in situ*, con las cuales se pretende calibrar los modelos geomecánicos para estudiar la integridad de sello del intervalo de la formación para los procesos de recuperación y de inyección antes mencionados.

Las mediciones de esfuerzos *in situ*, son realizadas por medio de pruebas de microfrac. Las pruebas de Microfrac son ejecutadas utilizando un probador de formaciones bajado con cable/guaya, RCI, configurado con un *straddle packer* (doble empacador inflable), el cual es utilizado para aislar un intervalo de formación de aproximadamente un metro, en donde se inyecta fluido del pozo (e.g., lodo) hasta lograr inducir una fractura. Normalmente, se realizan múltiples ciclos de fractura, reapertura, propagación y cierre, los cuales son analizados para medir la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal, el cual corresponde a la presión del intervalo al momento del cierre de la fractura, Franquet *et al.* (2016).

Aunque las pruebas de microfrac son comúnmente realizadas en hueco abierto, esta operación fue realizada en hueco entubado (*cased hole*). Una de las principales razones para realizar las pruebas en un pozo entubado, es porque se han presentado históricamente en la zona problemas como hinchamiento de arcillas, lo que en ocasiones no permite realizar una evaluación completa durante los registros eléctricos en hueco abierto, limitando las bajadas que se pueden realizar, especialmente para herramientas como los probadores de formación que tienen un diámetro mayor y que realizan mediciones estacionarias, incrementando así el riesgo de pega de dichas herramientas. Otra razón importante para realizar la prueba en este pozo es porque se tenía planeado un reacondicionamiento (*workover*) para abandonar intervalos de producción en desuso. El proceso de evaluación incluyó: registro de evaluación de cemento/tubería, para confirmar el aislamiento zonal de los intervalos sugeridos; disparos de 0,5 m con cargas de alta densidad/penetración profunda (12 disparos por pie) para garantizar la comunicación del pozo con el yacimiento; y, por último, la prueba de microfrac con el *straddle packer*.

Es importante notar que revisando la literatura técnica no se encuentra evidencia de trabajos similares de microfrac en hueco entubado lo que puede indicar que esté sea el primer trabajo de microfrac realizado de esta manera, por lo menos en Latinoamérica. Sin embargo, si es posible encontrar referencias de trabajos de “minifrac” (bombeo desde superficie), en donde se compara las pruebas de pozo abierto y pozo entubado confirmando la aplicación de pruebas de fracturamiento para medición de esfuerzos en ambos ambientes, tal como se puede ver en Savitski and Dudley, (2011).

Metodología

Uno de los principales componentes para el éxito en la realización de las mediciones de esfuerzo *in situ* es la planeación pre-trabajo. Durante la planeación pre-trabajo se establecieron factores clave para la ejecución, los factores definidos como principales son:

1. Revisión de capacidad de la herramienta
2. Selección de intervalos

En la revisión de capacidad de la herramienta se comparan las presiones esperadas, de acuerdo con los gradientes de fractura en la zona, con la capacidad máxima de inyección de la herramienta. Esto no es tan sencillo como suena, pues la presión máxima de inyección de la herramienta no es una cantidad fija, si no, que depende de varios factores tales como: tamaño del hueco, temperatura, presión hidrostática y del tipo de herramientas a utilizar.

El pozo del caso de estudio tiene las siguientes condiciones:

- Tubería: 7in (Tamaño de hueco, casing ID 6.1in)
- Temperatura: 103 degF
- Presión Hidrostática: 900 psi
- Presión esperada de fractura: 1300 psi

Dadas las condiciones del pozo, y con la baja presión esperada, se seleccionaron herramientas de presión estándar y dos bombas, una de 434 cc (bajo caudal) y otra de 885 cc (alto caudal). Con la bomba de 434 cc se contaba con una presión máxima de inyección de 6,100 psi muy por encima de la presión esperada requerida para fracturar. La bomba de 885cc contaba con una presión máxima de inyección de 2,100 psi, sin embargo, debido a su diseño es una bomba de alto caudal y baja presión, por lo que su beneficio principal era contar con un alto caudal para poder contrarrestar el posible “filtración” del fluido inyectado debido a las altas permeabilidades esperadas en la zona de yacimiento. Para este caso en específico, el factor determinante para la presión máxima de inyección es la bomba, sin embargo, para presiones más altas y sobre todo para tamaños de hueco grandes, el factor limitante puede ser otro componente.

Para la selección de intervalos un factor considerado importante, para las zonas de yacimiento, fue buscar las zonas dentro del yacimiento que tuvieran cierta reducción de permeabilidad, esto, puesto que la alta permeabilidad podría crear un factor de fuga del fluido mayor a la tasa que la bomba, y de esa manera no permitir que la presión subiera lo suficiente para lograr fracturar la formación. Es por eso que en las zonas 1, 2 y 4 se buscó mover el intervalo de prueba hacia la región con reducción de movilidad logrando así además estar fuera de los intervalos ya previamente punzados, puesto que dichos punzados no tenían la longitud de 0.5 m, que era la requerida para poder asentar el *straddle packer*. (Fig. 1)

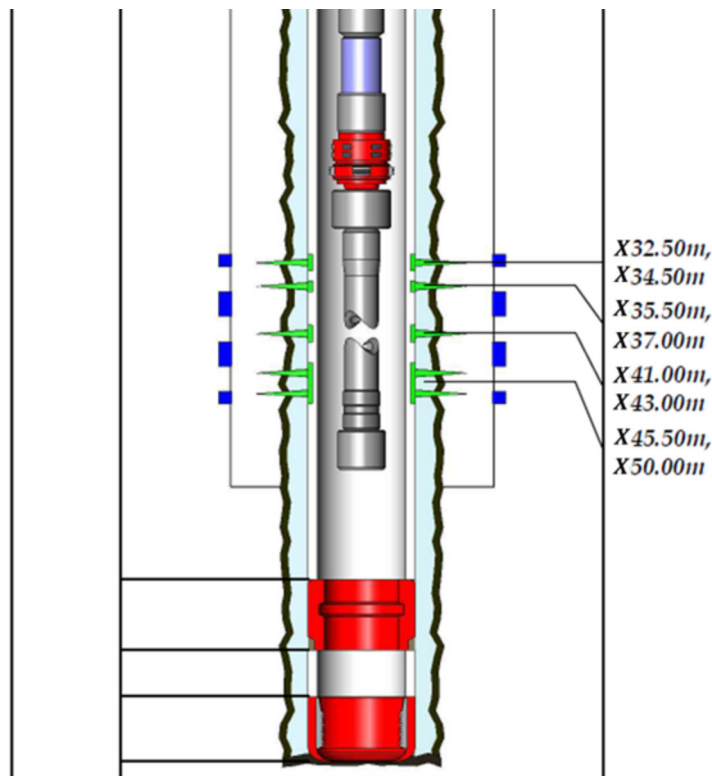


Figura 1. Estado mecánico del pozo, donde se observan las perforaciones existentes.

Normalmente, en la selección de intervalos se toma en cuenta el perfil de esfuerzos para seleccionar los intervalos con un contraste en los esfuerzos, de tal manera que la zona donde se quiera fracturar tenga un esfuerzo más bajo que la zona donde se asentarán los *packers*, y así evitar que la fractura se extienda hacia la zona de bajo esfuerzo y eso genere que eventualmente se pierda el sello cuando la fractura pase la longitud de los *packers*, y que no sea posible extender la fractura lo suficiente y hacer la medición del esfuerzo de campo lejano, Franquet *et al.* (2017). Sin embargo, ese problema solo se presenta en hueco abierto, y puesto que la medición sería realizada en hueco entubado, el perfil de esfuerzos no fue una prioridad para la selección de intervalos, con excepción de la zona 2, la cual se encuentra a menos de 3m de intervalos previamente disparados, y era necesario considerar que la fractura no se extendiera hasta la zona de los disparos o podríamos perder la aislación del intervalo. El análisis de esfuerzos HStress se muestra en la Figura 2.

Los intervalos seleccionados fueron los siguientes comenzando por los más profundos:

- Zona 1: X59.5 - X60.0m (Yacimiento A sin alteración de polímero)
- Zona 2: X53.0 - X53.5m (Yacimiento A con alteración de polímero)
- Zona 3: X17.5 - X18.0m (Sello intermedio)
- Zona 4: X09.0 - X09.5m (Yacimiento B)
- Zona 5: X92.5 - X93.0m (Sello superior)

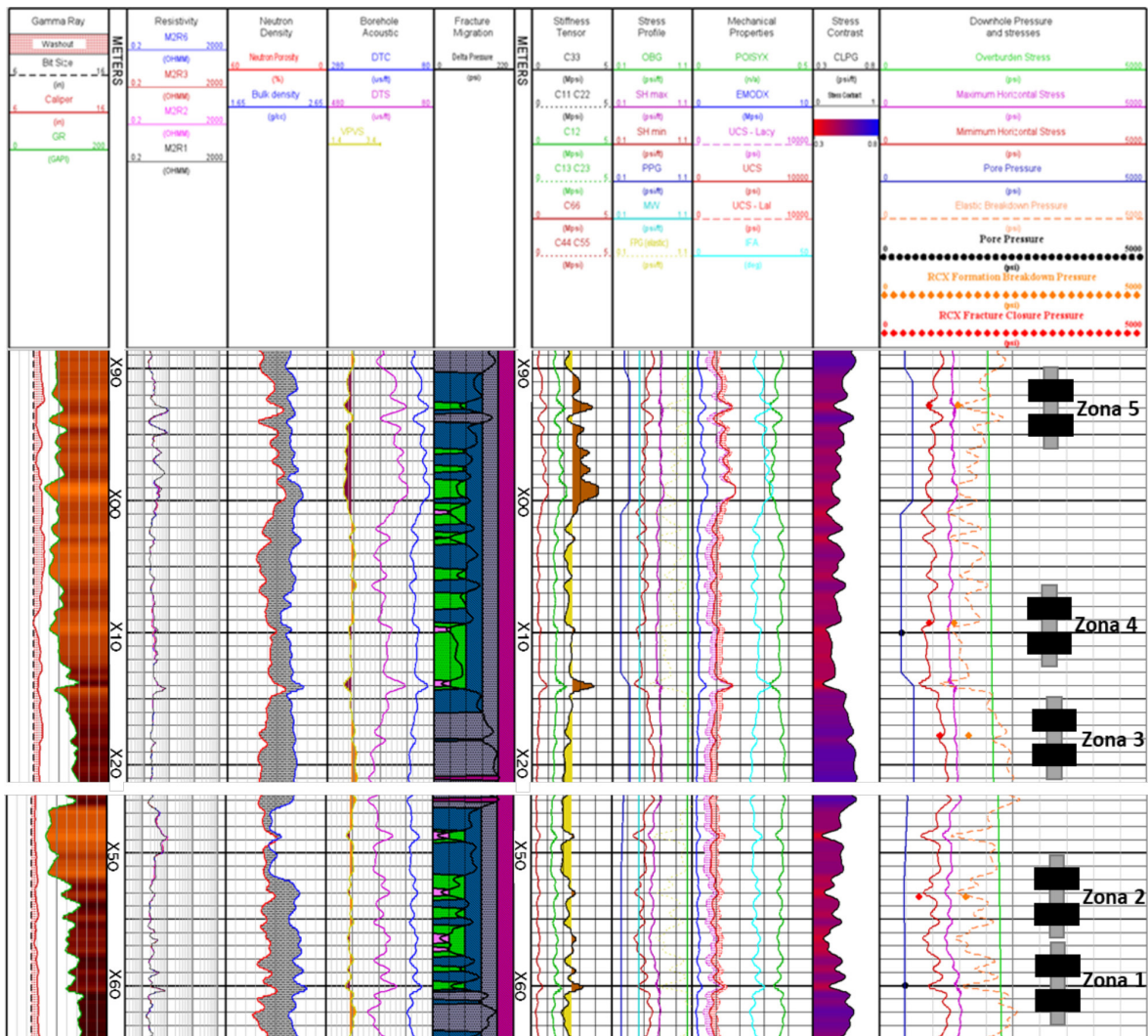


Figura 2. Resultados del perfil de esfuerzos en sitio del HStress en conjunto con los registros del pozo.

Puesto que estamos en una operación de hueco entubado, y la aislación de los intervalos es importante, fue necesario evaluar el estado del cemento y tubería utilizando un registro CBL, con el cual se comprobó que la condición del cemento en las zonas a probar tuviera suficiente aislación, tal como se puede observar en la Figura 3.

Una vez definidos los intervalos, se pasó a la planeación de los punzados, para los cuales se consideraron tanto las cargas alto diámetro (*big hole*) por el beneficio de tener un área mayor de flujo y así aumentar el *leak off*, y por otro lado las cargas de alta penetración que, aunque disminuyen el área de flujo, pueden asegurar la comunicación hasta el yacimiento y aumentarán el breakdown. Considerando los benéficos de ambos se consideró que eran similares. Otros factores considerados fueron que, para la interpretación de la presión de fractura, ayudaría tener las perforaciones alineadas al esfuerzo máximo para eliminar los efectos de tortuosidad al propagarse la fractura. Pero como estamos en pozo entubado vertical, no es factible orientar las perforaciones. También

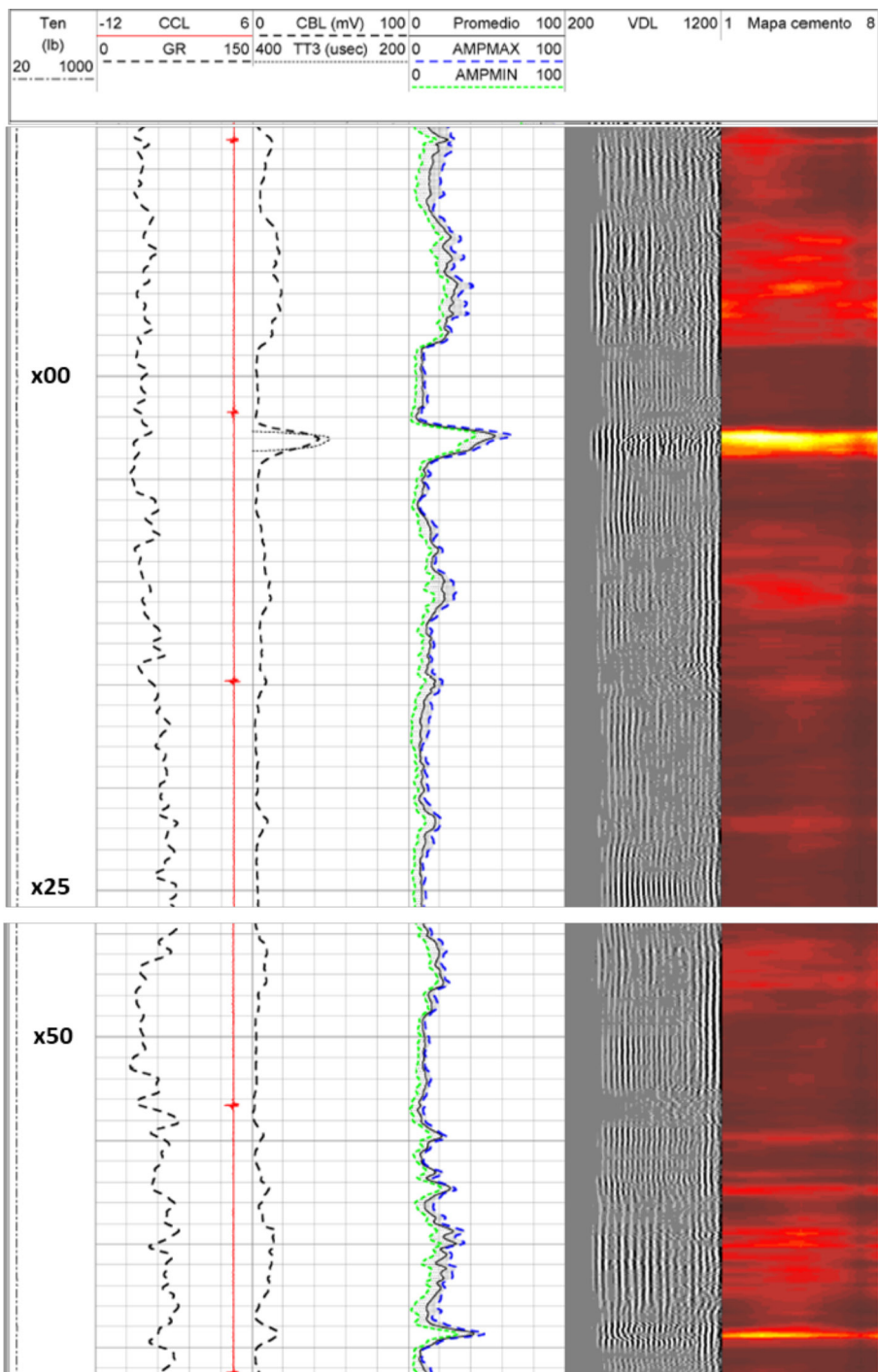


Figura 3. Registro de integridad de cemento CBL

se consideró como mejor opción tener 12 tiros por pie (TPP) para aumentar la probabilidad de que alguna perforación estuviera alineada con el esfuerzo máximo. Al final se decidió realizar los punzados de 0.5 m con cañones 4.5 in y cargas de alta penetración con 12 TPP.

Durante la planeación también se notó que era importante monitorear la presión hidrostática en todo momento durante la operación, puesto que tendríamos varias zonas expuestas por los punzados y que podrían tener diferente presión, por lo que se puede tener pérdidas de la columna de lodo y/o flujo cruzado. Por lo tanto, para operaciones con “*straddle packer*” en hueco entubado se recomienda utilizar un sensor de presión adicional para monitorear la presión hidrostática en todo momento.

En cuanto a la interpretación de los datos, algunos de ellos, tal como la presión de ruptura de la formación, la presión de reapertura y la presión de propagación pueden ser interpretados directamente de los datos de presión durante la prueba de microfrac. No obstante, para la presión de cierre de fractura es necesario analizar los datos con diversos métodos de análisis de declinación de presión. Tres métodos se utilizaron para dicha interpretación, Ihab *et al.* (2014):

- Square root of time, SQRT: Método de análisis de declinación de presión usando la presión del intervalo del *straddle packer* vs la raíz cuadrada del tiempo después del cierre.
- Log-Log: Método de análisis de declinación de presión usando la derivada del cambio de presión (Δp) y el cambio de tiempo en una gráfica log-log.
- Función G: análisis realizado al graficar GdP/dG en una gráfica de presión vs tiempo-G.

La presión de cierre se toma normalmente del promedio de los tres métodos o de dos en caso de que alguno presente resultados no consistentes.

Resultados

Se completaron cuatro estaciones de las 5 planeadas, pues se consideró que la información recabada era suficiente para la calibración del modelo geomecánico. La estación que no se completó fue la más profunda, en la zona 1. Un resumen de los resultados se puede encontrar en la Tabla 1.

Zonas de Microfrac	Ruptura de la formación	Re-apertura de Fractura	Cierre de Fractura
	psi/ft	psi/ft	psi/ft
Zona 5 (Sello superior)	0.873	0.753	0.475
Zona 4 (Yacimiento B)	0.784	0.696	0.465
Zona 3 (Sello intermedio)	0.775	0.822	0.555
Zona 2 (Yacimiento A)	0.737	0.752	0.342

Tabla 1. Resumen de resultados obtenidos en las 4 zonas probadas.

Microfrac en zona 5, Sello superior

Se decidió comenzar con las estaciones comenzando con las más someras. Por lo que la primera estación fue en el sello superior. Los datos pueden ser observados en la Figura 4.

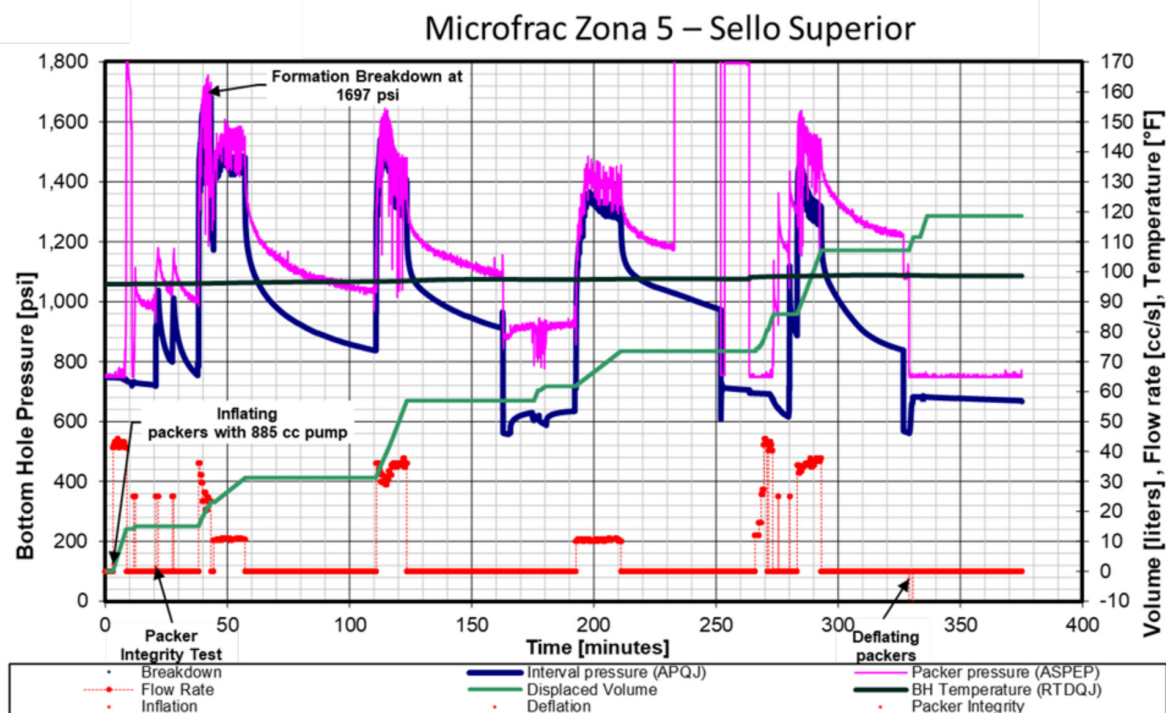


Figura 4. Microfrac en zona 5, Sello Superior.

En la figura, la curva azul representa la presión del intervalo; la curva rosa la presión de inflado de las gomas; la curva roja es la tasa de flujo y la curva verde claro es el volumen inyectado. En los primeros 20 min se inflan los empacadores, después se realizan dos pruebas de integridad de sello y a los 40 min se comienza a inyectar para fracturar la formación en el primer ciclo. Se alcanza presión de fractura a 1.697 psi. Se continúa bombeando para extender la fractura por 6 min con la bomba de alto caudal y se continua por 12 min con la bomba de bajo caudal, a los 57 min se procede al cierre para observar el *fall-off* de la presión. Se observa un decaimiento de presión lento, pero aceptable, por lo que se decide no realizar “*Flow back*”, si no, esperar a que la presión caiga por si sola. A los 110 min se comienza el segundo ciclo de inyección donde se observa presión de reapertura a las 1.570 psi y se continua el bombeo con bomba de alto caudal por 15 min para extender la fractura. A los 160 min se decide ecualizar la presión hidrostática pues se observa que está cayendo, posiblemente por pérdida de fluido a través de los punzados más profundos. Se utiliza la línea principal de la herramienta para asegurar dicha ecualización, sin necesidad de desinflar las gomas. A los 190 min se inyecta con la bomba de bajo caudal para

el tercer ciclo observando presión de reapertura a los 1.365 psi y se extiende la fractura por 15 min y se procede al cierre para analizar el *fall-off* 3, a los 250 min se abren válvulas para equalizar. Después del *fall-off* 3 fue necesario reiniciar la herramienta, por lo que se inflan las gomas de nuevo y se procede al cuarto ciclo a los 280 min utilizando la bomba de alto caudal, encontrando la presión de reapertura a 1.458 psi y extendiendo la fractura por 10 min, para después proseguir al cierre y *fall-off* 4. Para terminar, se desinflan las gomas.

El análisis de presión de cierre de fractura de la zona 5 se obtuvo del promedio de los 3 métodos de análisis de declinación de presión, utilizando el cuarto ciclo. La Figura 5 muestra el análisis de los tres métodos y los valores obtenidos en todos los ciclos. Para el ciclo 3 no fue posible obtener presión de cierre, pues el *fall-off* fue interrumpido antes de que la presión cayera por debajo de la presión de cierre.

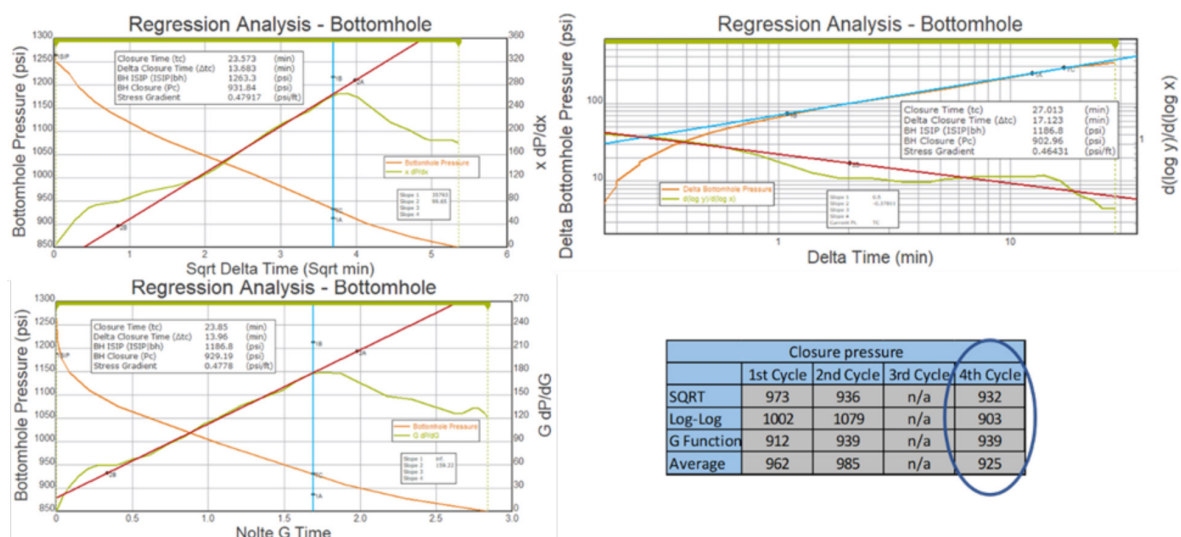


Figura 5. Interpretación de la presión de cierre de Microfrac en zona 5.

Microfrac en zona 4, Yacimiento B

La segunda estación se realizó en el yacimiento B. Los datos de la segunda estación se pueden observar en la Figura 6, la curva azul representa la presión del intervalo; la curva rosa la presión de inflado de las gomas; la curva roja es la tasa de flujo y la curva verde claro es el volumen inyectado. En los primeros 10 min se inflan los empacadores, después se realiza una prueba de integridad de sello y a los 20 min se comienza a inyectar con la bomba de alto caudal para fracturar la formación en el primer ciclo. No es posible observar un pico característico de presión de fractura de formación, sin embargo, se interpreta que la formación fue fracturada a 1.568 psi, la cual es también la presión de extensión de fractura. Se continúa bombeando para extender la fractura por 20 min; a los 40 min se procede al cierre para observar el *fall-off* de la presión. Se observa un decaimiento de presión rápido por ser una sección con buena permeabilidad. A los 66 min se

comienza el segundo ciclo de inyección con la bomba de caudal lento donde se observa presión de reapertura a las 1.440 psi y se continua el bombeo por 30 min, hasta observar estabilidad en la presión de propagación y para extender la fractura. A los 155 min se inyecta con la bomba de alto caudal para el tercer ciclo observando presión de reapertura a los 1.446 psi y se extiende la fractura

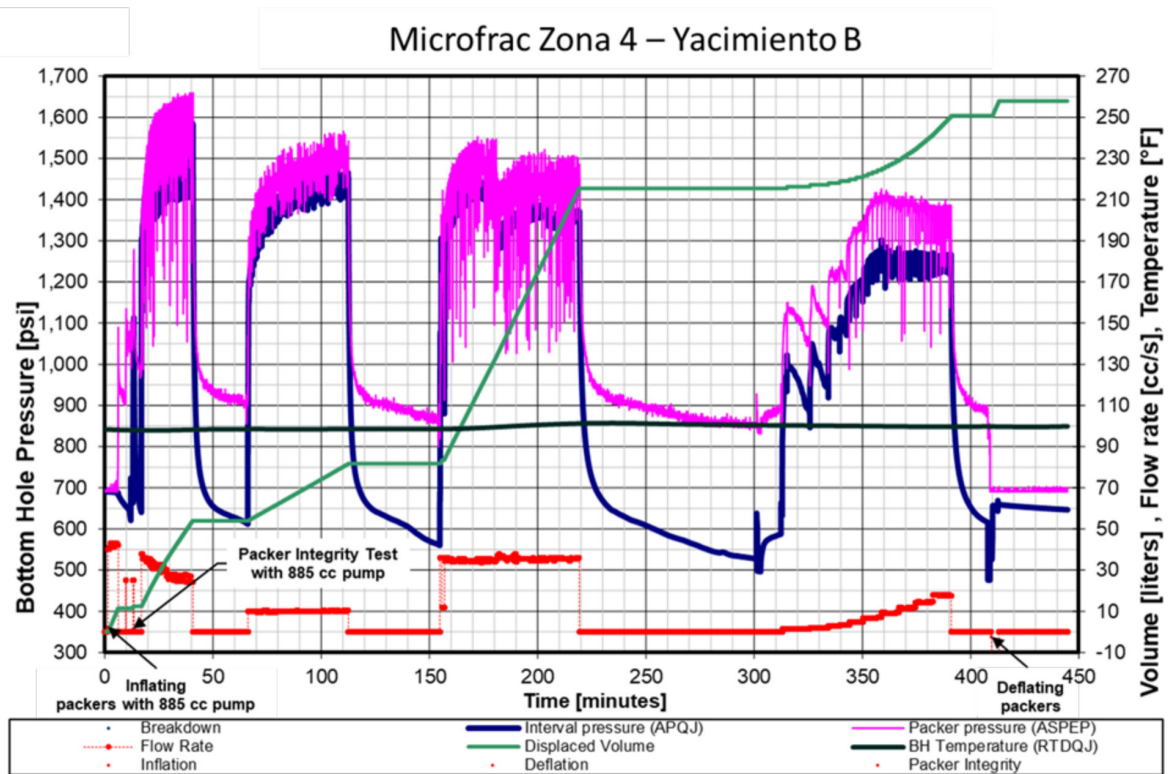


Figura 6. Microfrac en zona 4, Yacimiento B.

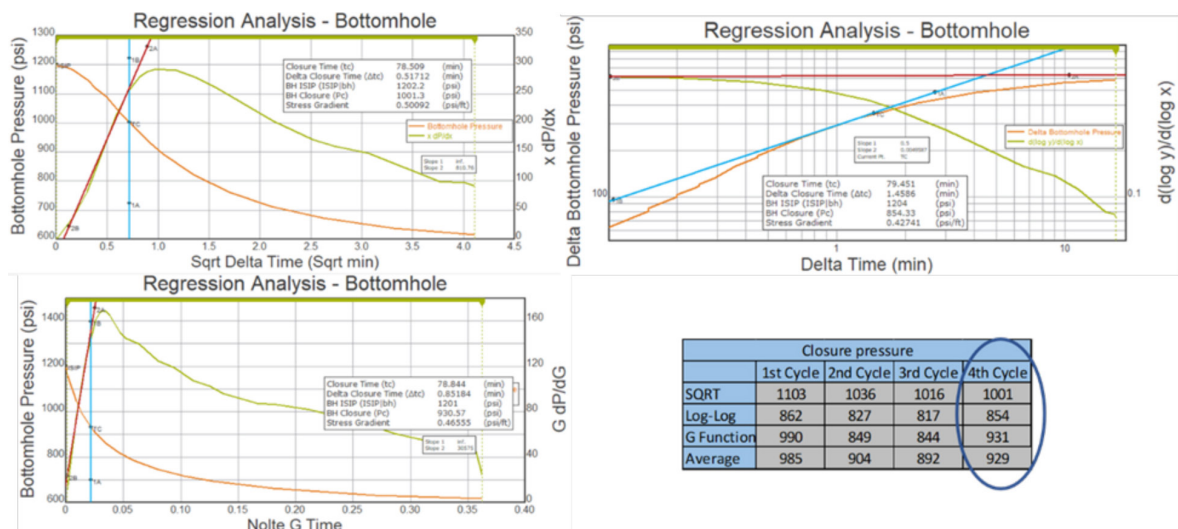


Figura 7. Interpretación de la presión de cierre de Microfrac en zona 4.

por 60 min y se procede al cierre para analizar el *fall-off* 3. A los 310 min utilizando la bomba de alto caudal se procede a realizar un cuarto ciclo de inyección, pero esta vez en modo de step-rate test. A los 390 min se procede al cierre y *fall-off* 4. Para terminar, se desinflan las gomas.

El análisis de presión de cierre de fractura de la zona 4 se obtuvo del promedio de los 3 métodos de análisis de declinación de presión, utilizando el cuarto ciclo. La Figura 7 muestra el análisis de los tres métodos y los valores obtenidos en todos los ciclos.

Microfrac en zona 3, Sello Intermedio

La tercera estación se realizó en el sello intermedio. Los datos de la tercera estación se pueden observar en la Figura 8, la curva azul representa la presión del intervalo; la curva rosa la presión de inflado de las gomas; la curva roja es la tasa de flujo y la curva verde claro es el volumen inyectado. En los primeros 10 min se inflan los empacadores, después se realiza una prueba de integridad de sello y a los 20 min se comienza a inyectar con la bomba de alto caudal para fracturar la formación en el primer ciclo. No es posible observar un pico característico de presión de fractura de formación, sin embargo, se interpreta que la presión fue fracturada a 1.571 psi, la cual es también la presión de extensión de fractura. Se continúa bombeando para extender la fractura por 15min; a los 35 min se procede al cierre para observar el *fall-off* de la presión. Se observa un decaimiento de presión rápido. A los 50 min se comienza el segundo ciclo de inyección con la bomba de caudal

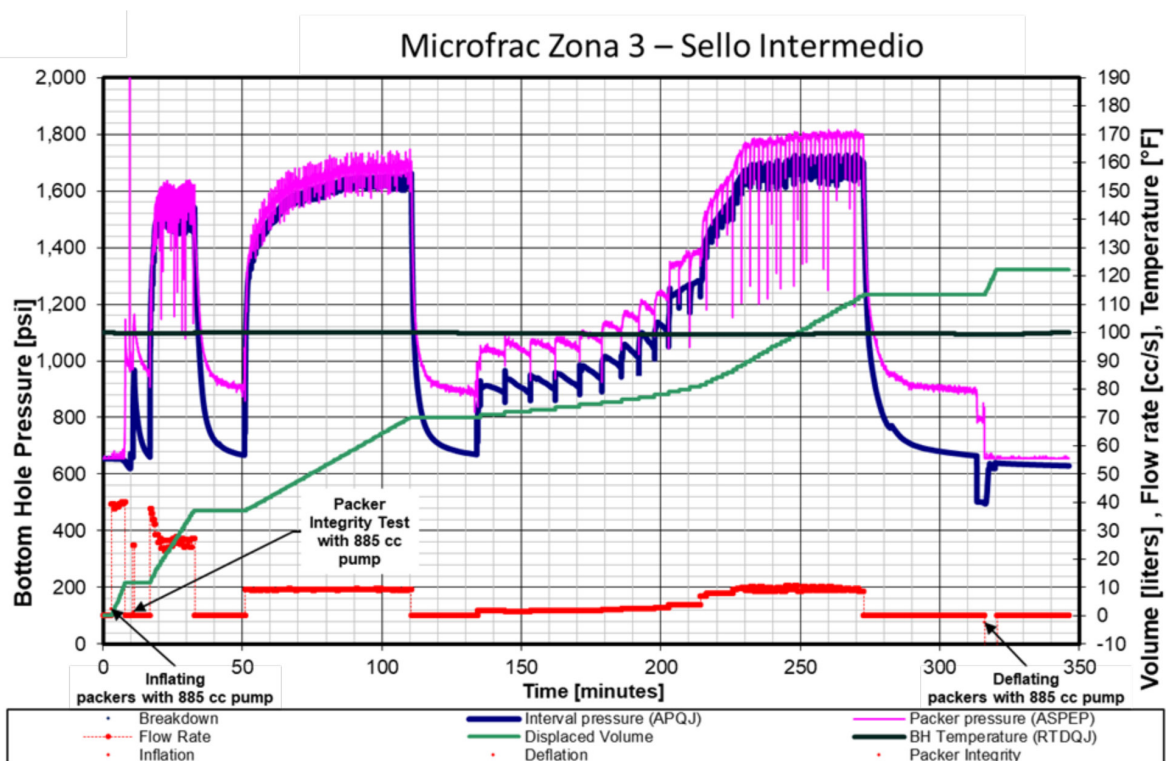


Figura 8. Microfrac en zona 3, Sello intermedio.

lento donde se observa presión de reapertura a las 1.640 psi y se continua el bombeo por 60 min, hasta observar estabilidad en la presión de propagación por los últimos 25 min, para extender la fractura. A los 135 min utilizando la bomba de alto caudal se procede a realizar un tercer ciclo de inyección, pero esta vez en modo de *step-rate test*. A los 273 min se procede al cierre y *fall-off*³. Para terminar, se desinflan las gomas.

El análisis de presión de cierre de fractura de la zona 3 se obtuvo del promedio de los 3 métodos de análisis de declinación de presión, utilizando el tercer ciclo. La Figura 9 muestra el análisis de los tres métodos y los valores obtenidos en todos los ciclos.

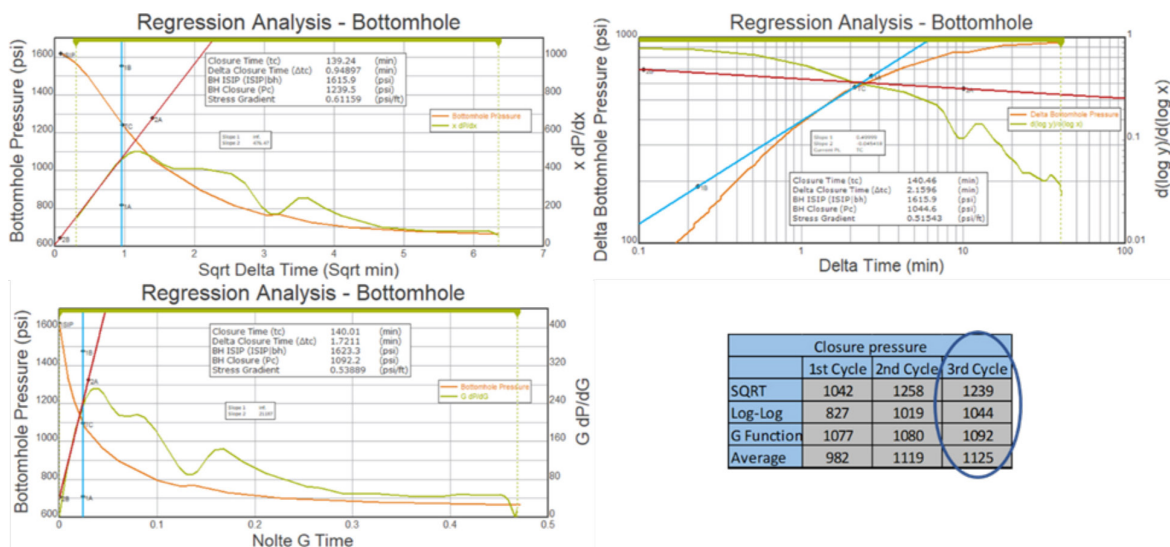


Figura 9. Interpretación de la presión de cierre de Microfrac en zona 3.

Microfrac en zona 2, Yacimiento A

La cuarta estación se realizó en el yacimiento A. Los datos de la cuarta estación se pueden observar en la Figura 10, la curva azul representa la presión del intervalo; la curva rosa la presión de inflado de las gomas; la curva roja es la tasa de flujo y la curva verde claro es el volumen inyectado. En los primeros 10 min se inflan los empacadores, después se realiza una prueba de integridad de sello y a los 18 min se comienza a inyectar con la bomba de alto caudal para fracturar la formación en el primer ciclo. Para esta estación si se observa el pico característico al iniciar la fractura y la presión de fractura de formación se interpreta que fue a 1.580 psi. Se continúa bombeando para extender la fractura por 12 min; a los 30 min se procede al cierre para observar el *fall-off* de la presión. Se observa un decaimiento de presión rápido. A los 53 min se comienza el segundo ciclo de inyección con la bomba de alto caudal donde se observa presión de reapertura a las 1.599 psi y se continua el bombeo por 13 min, observando estabilidad en la presión de propagación, para extender la fractura. A los 65 min se procede al cierre para observar el *fall-off* de la presión. A los

89 min utilizando la bomba de bajo caudal se procede a realizar un tercer ciclo de inyección sin lograr que la presión suba por encima de 800 psi por lo que se decide cambiar por la bomba de alto caudal, pero esta vez en modo de *step-rate test*. A los 170 min se procede al cierre y *fall-off* 3. Para terminar, se desinflan las gomas.

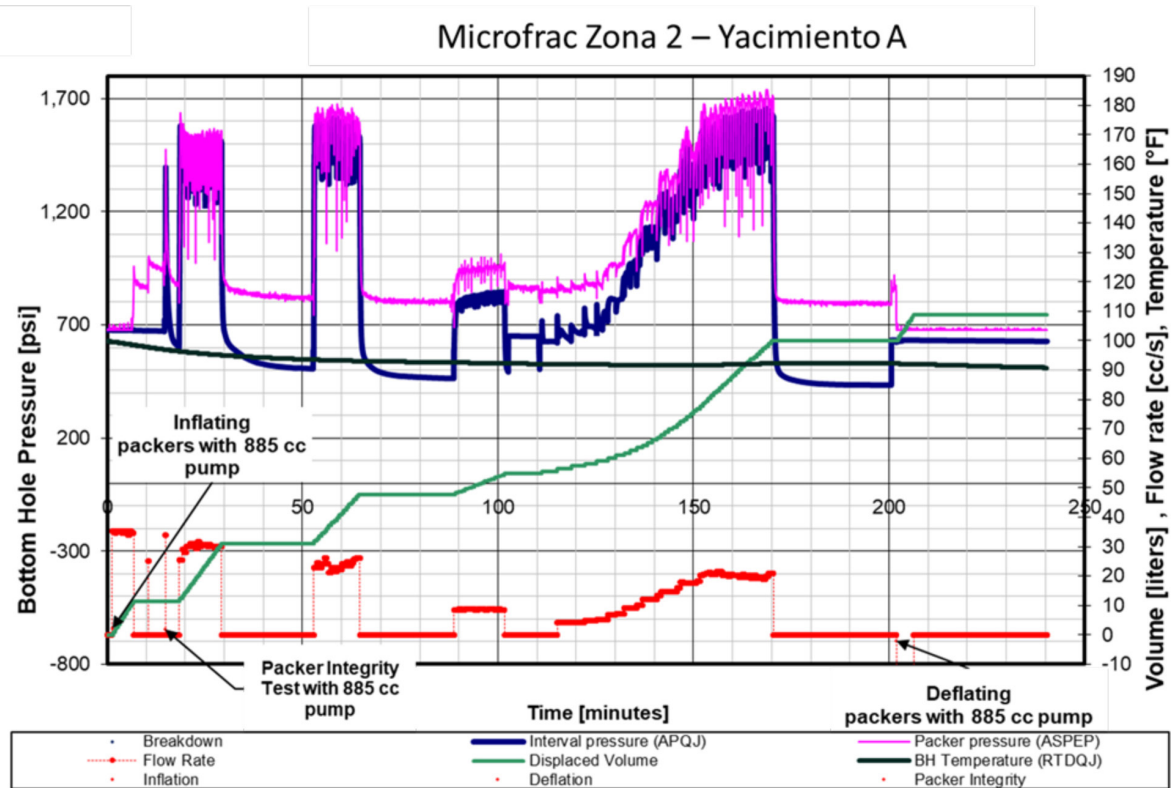


Figura 10. Microfrac en zona 2, Yacimiento A.

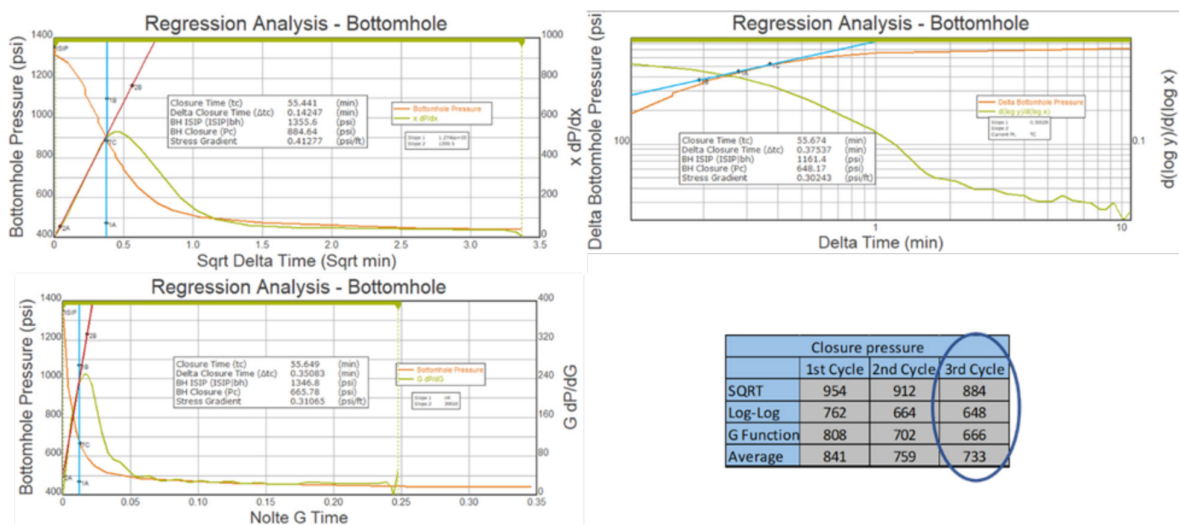


Figura 11. Interpretación de la presión de cierre de Microfrac en zona 2.

El análisis de presión de cierre de fractura de la zona 2 se obtuvo del promedio de los 3 métodos de análisis de declinación de presión, utilizando el tercer ciclo. La Figura 11 muestra el análisis de los tres métodos y los valores obtenidos en todos los ciclos.

CONCLUSIÓN

Las mediciones de esfuerzos *in situ* obtenidas con las estaciones de microfrac entregaron la información necesaria para calibrar completamente el modelo geomecánico de la región, pudiendo ver los diferentes esfuerzos en las formaciones de sellado y reservorio en las condiciones actuales. Este estudio de caso también confirma que es posible completar una prueba de microfractura en un pozo entubado, siendo la primera vez que se realiza esta medición en este tipo de pozo, al menos en América Latina. Y que los pozos planificados para reacondicionamiento o abandono se pueden usar de manera eficiente para obtener mediciones de tensión *in situ* durante el reacondicionamiento.

En general existen ciertos beneficios inherentes a realizar este tipo de medición en pozo entubado, a continuación, se presenta una lista con los beneficios y desventajas de realizar las mediciones de esfuerzo *in situ* en pozos entubados, de acuerdo con la opinión de los autores.

Beneficios	Desventaja
Menor riesgo de pega al utilizar empacadores inflables	En caso de realizar la operación en un pozo de <i>workover</i> , la elección de los intervalos podría ser limitada por punzados existentes
Asegurar la obtención de los datos, sobre todo en pozos con problemas de lutitas hinchables y/o pozos inestables que no permiten la bajada de las herramientas al pozo	Se requiere de una buena cementación alrededor de los intervalos a probar
Utilización de pozos que están planeados para abandono o <i>workover</i> , con lo que se pueden disminuir los costos por taladro.	Se requiere buena integridad del <i>casing</i> , para que pueda soportar las presiones a las que se requiera llegar para fracturar
El fluido en un hueco entubado en general es más limpio que en hueco abierto, por lo que disminuye las posibilidades de algún taponamiento de las líneas	
Eliminamos el problema para probar zonas donde el contraste de los esfuerzos podría generar que la fractura se extendiera a través de las gomas en hueco abierto	

Tabla 2. Ventajas/desventajas de hacer microfrac en hueco entubado

AGRADECIMIENTOS

A los autores les gustaría agradecer a Baker Hughes por las facilidades brindadas para escribir y presentar este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Ihab, T., R. Naial, D.A. Moronkeji, J.A. Franquet, S.S. Smith. 2014. Wireline *Straddle packer* Microfrac Testing Enables Tectonic Lateral Strain Calibration in Carbonate Reservoirs. Presented at the International Petroleum Technology Conference IPTC, Doha, Qatar, 19-22 January. IPTC-17301-MS
- Franquet, Javier., 2020. Advances of *Straddle packer* Microfrac Stress Measurements for Reservoir Development – The Pursuit of Subsurface Tectonic Strain Behavior. Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, January 2020.
- Franquet, J.A., F. Elarouci, A.I. Jaiyeola, H. Al Beshr, M. El-Hamawi. 2016. Pipe-Conveyed Microfrac Testing and Acoustic/Image Logs Enables Gas Depleted Formation Stress Calibration in Carbonate Reservoir. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition ATCE, Dubai, UAE, 26-28 September. SPE-181627-MS
- Franquet, J.A., S.S. Smith, and F.B.M. Noordin. 2017. Slim-hole *Straddle packer* Microfrac Testing and Tectonic Stress Calibration in UAE Carbonate Reservoirs. Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, 13-16 November. SPE-188643-MS
- Savitski, A., and Dudley, J.W. 2011. Revisiting Microfrac Insitu Stress Measurement via *Flow back* - A New Protocol, SPE-147248, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 October-2 November, Denver, CO.
- Warpinski, N.R. 1983. Investigation of the Accuracy and Reliability of InSitu Stress Measurements Using Hydraulic Fracturing in Perforated *Cased holes*. Proc., 24th U.S. Symposium on Rock Mechanics, College Station, Texas, USA, 20-23 June, Paper No. ARMA 83-0773, 773-786.

