

ANÁLISIS DE RECUPERACIÓN DE VISCOSIDADES EN FLUIDOS DE FRACTURAS CONVENCIONALES PARA EVITAR SCREEN OUT

Roberto Sentinelli, Pan American Energy, RSentinelli@pan-energy.com

Jorge Garcia, Pan American Energy, JGarcia@pan-energy.com

Matias Solivella, Pan American Energy, MSolivellaChavez@pan-energy.com

Salvador Pastore, Calfrac Well Services, spastore@calfrac.com

Sinopsis

En los reservorios convencionales maduros, donde la declinatoria es inminente, se necesitan realizar minuciosas planificaciones de fracturas para poder aumentar la producción.

En muchos casos, y en función de las características del reservorio, el Fracplan de bombeo requiere la mezcla de altas concentraciones de Agente de sostén para alcanzar una Conductividad óptima de Fractura. Se requieren fluidos de fractura con reologías adecuadas para transportar el Agente de sostén evitando los arenamientos o también llamados Screen Out.

Observando la forma en que se producían los Screen Out surgió la duda:

“¿si las viscosidades del gel para transportar el propano analizado en el laboratorio es correcta, porque tenemos operaciones de fractura fallida?”

Para encontrar la respuesta se realizaron muchos ensayos de laboratorio donde se demuestra que la temperatura con la cual el fluido ingresa a los punzados hace que el diseño original a temperatura del reservorio no será el correcto a medida que la operación avanza.

Adicionalmente, en una tubería a caudal de fractura, el esfuerzo de corte es muy alto, por ejemplo, en tuberías de 2 7/8 a 16-18 bpm ronda los 1850 1/seg.

¿Entonces el fluido diseñado para la temperatura de reservorio sometido a esa velocidad de corte pudo recuperar la viscosidad al ingresar al reservorio??

El presente trabajo muestra el desarrollo de la investigación con ejemplos reales con las cartas de fracturas, geles sometidos a distintas velocidades de cortes y soluciones finales.

Introducción

Durante las operaciones de fractura se observaba que en invierno había un aumento de Screen Out.

Mucho tiempo se lo tomaba como algo factible que sucediera y podríamos decir que se naturalizaba el problema.

Pero llegó a una situación donde la cantidad de operaciones fallidas encendieron las alarmas.

Se realizaron estadísticas de temperatura media de la temporada versus la cantidad de operaciones con Screen Out.

La figura 1 muestra la recurrencia en los últimos años. En los meses de julio el aumento del problema superaba las expectativas y no cumplía con los objetivos tanto de la empresa operadora como la empresa de servicio.

Estos inconvenientes trajeron aparejadas discusiones, horas de NPT, y una serie de reuniones donde cada uno tenía su opinión al respecto.

Pero en una de las reuniones surgió la idea de investigar que pasaba con el transporte del agente de sostén cuando el agua en invierno bajaba a límites de 18-20°C, cabe aclarar que el agua utilizada para realizar las fracturas es agua de producción (no agua dulce). El agua de producción llega a la operación de fractura con unos 30-45°C.

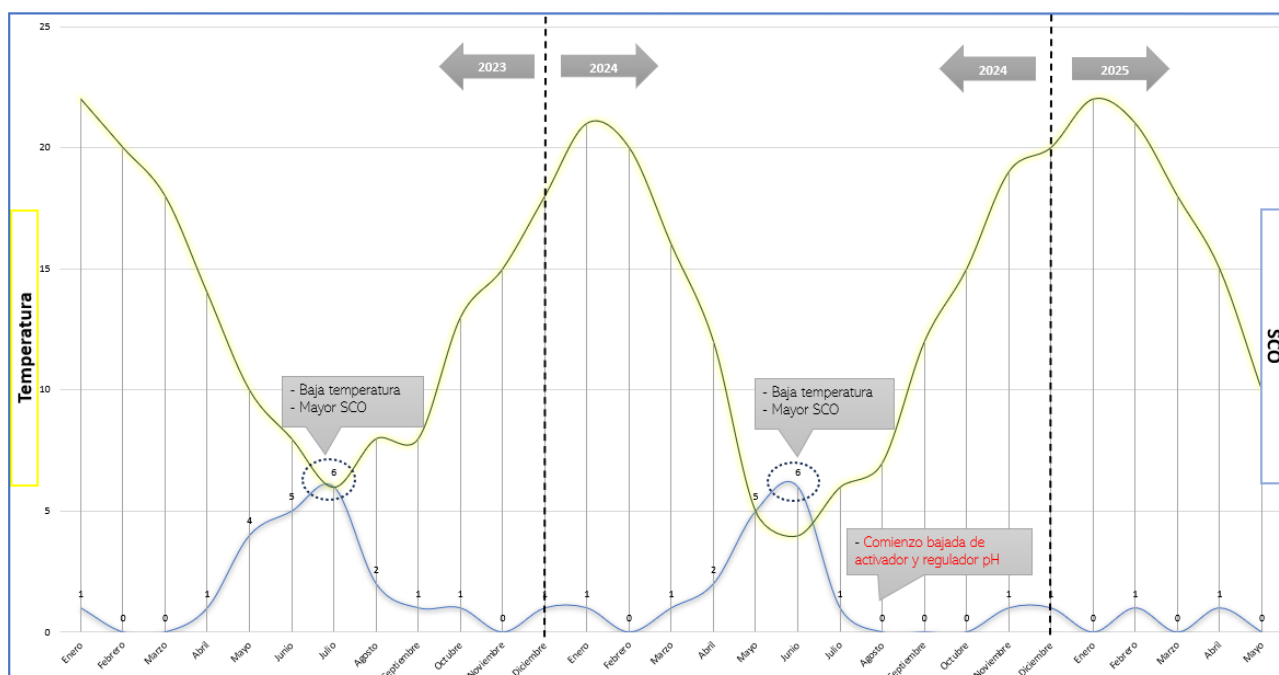


Figura 1

Desarrollo

Se comenzó analizando el fluido de fractura, las temperaturas van desde los 80C a 110C según la profundidad objetivo.

El fluido básicamente está compuesto por Agua + Bactericida + Goma guar + **Activador y Regulador de pH**

Las características que debe cumplir:

- Transporte del agente de sostén
- Mantenerlo en suspensión
- Que sea estable a la temperatura del reservorio
- Que todas estas propiedades duren el tiempo del tratamiento

El video 1 muestra (luego de la preparación) cómo queda el gel final de fractura y el video 2 muestra como el mismo gel transporta el agente de sostén.



Fluido de fractura
Convencional.mp4

Video 1



Fluido de fractura
Convencional transpo

Video 2

Para medir las propiedades del fluido se utiliza un reómetro presurizado como muestra la figura 2. La primera propiedad es medir la viscosidad y ver la estabilidad a la temperatura del reservorio el tiempo que dure el tratamiento.



Figura 2

La viscosidad es medida por medio de la resistencia que genera el fluido a un esfuerzo. La unidad utilizada es el Centipoise (cP).

A distintos esfuerzos se medirán distintas viscosidades. El esfuerzo que se aplica al fluido para que pueda desplazarse se lo llama velocidad de corte siendo su unidad (1/segundo).

Por el tipo de fluido utilizado en fractura hidráulica, a mayor velocidad de corte menor será la viscosidad y a menor velocidad de corte la viscosidad será mayor.

El reómetro mide esta propiedad colocando una muestra del gel, indicando la temperatura del análisis y las distintas velocidades de corte.

En la industria de Oil&GAS esta consensuado que la viscosidad mínima para que el fluido pueda lograr la suspensión del propante dentro del reservorio es de 200 cP.

Ciertos estudios realizados, que citan las literaturas, muestran la figura 3 que trata de explicar que velocidades de corte tendrían los fluidos al ingresar al reservorio en las distintas etapas de la operación de fractura.

Ejemplo al 10% del tratamiento la velocidad de corte ingresando al reservorio ronda los 120 1/seg y cuando esta finalizando ronda los 40 1/seg.

Generalmente en el reómetro se utilizan tres velocidades de cortes: 170, 100, 40 1/seg y la velocidad mayor deberá tener un mínimo de 200 cP de viscosidad.

Se realiza de esta manera para cubrir todos los aspectos enunciados anteriormente.

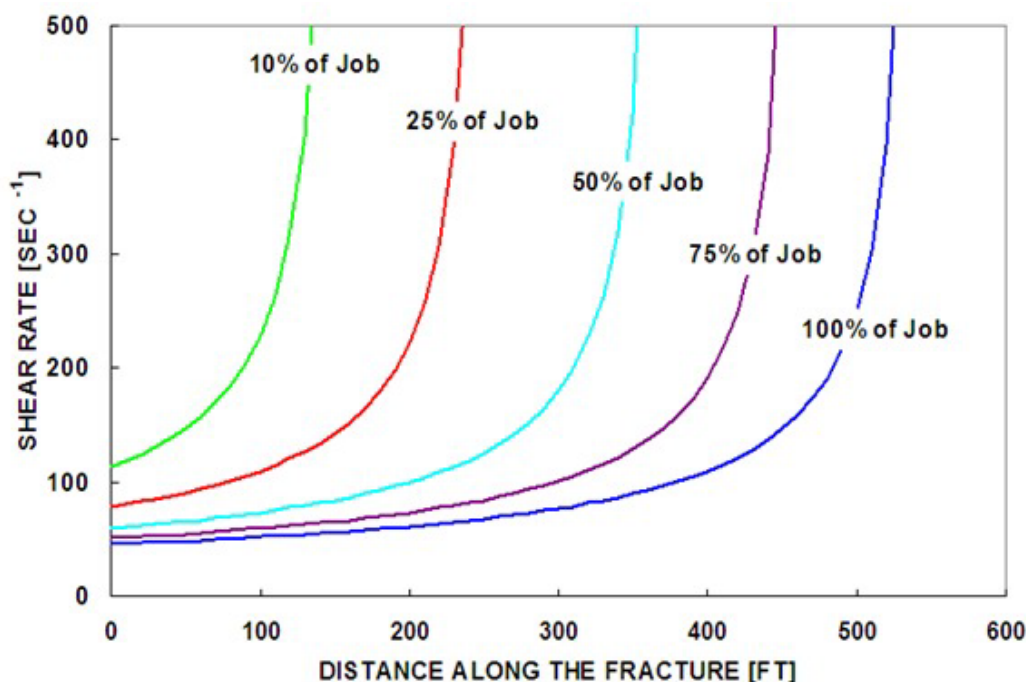


Figura 3

Para investigar el problema comenzamos con la preparación del gel para 95C.

Si las concentraciones de aditivos eran las correctas, las pruebas en el reómetro deberían ser satisfactorias generando las curvas de las 3 velocidades de cortes mostrando estabilidad y viscosidad mínima necesaria. Ejemplo figura 4.

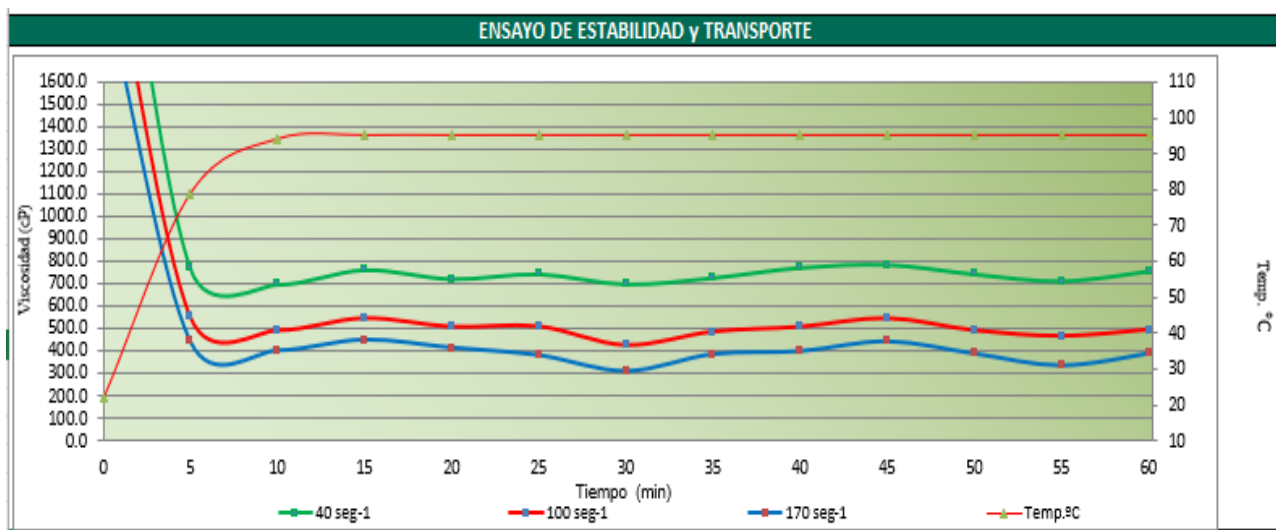


Figura 4

Esta primera condición se había cumplido, pero siempre asumiendo la misma temperatura inicial durante toda la operación.

Pero hay mediciones en fondo de la tubería en la zona de interés que muestran la disminución de la temperatura a medida que avanza la operación. La figura 5 es el ejemplo de lo expuesto.

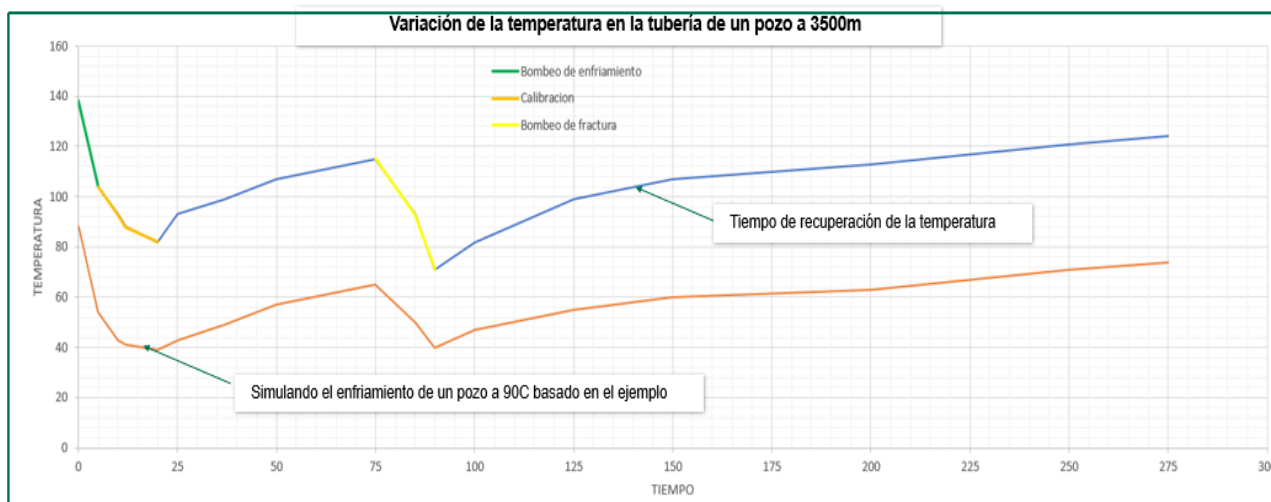


Figura 5

¿Entonces si el pozo se enfría, el gel preparado para 95C logra las mismas propiedades necesarias de viscosidades para todo el tiempo del bombeo de la operación?

Para comprobar se volvió a correr el ensayo en el reómetro con el mismo gel, pero ahora la temperatura asumida de enfriamiento fue a 35C (debido a que la fuente de agua estaba a esa temperatura).

El ensayo mostró que utilizando las cantidades de aditivos de activación y regulación de pH en las mismas dosificaciones que el gel a 95C no cumplía con las premisas de transporte y estabilidad. Se observa en la figura 6 que las viscosidades disminuyen rápidamente por debajo de los 200 cP.

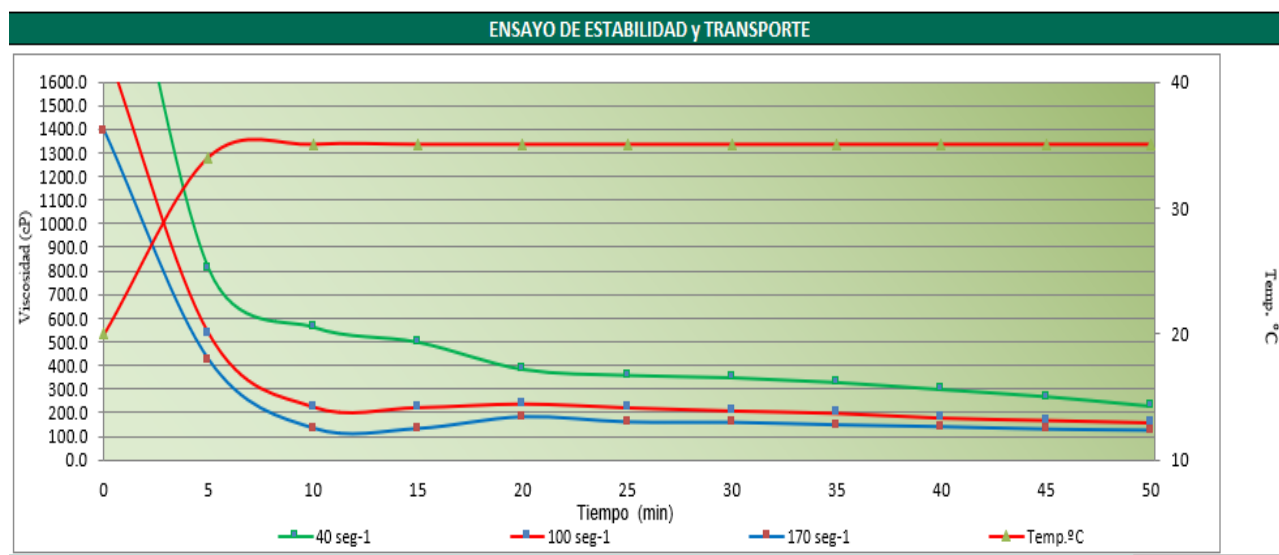


Figura 6

Hasta el momento se puede decir que el gel preparado para la temperatura inicial del reservorio no cumple las condiciones cuando el pozo se enfría a la temperatura de las piletas de superficie.

Para entender mejor lo que sucede cuando baja demasiado la temperatura, se realizaron otros ensayos tratando de simular lo que pasa cuando el fluido viaja a la velocidad de corte generada por el caudal de bombeo de la operación.

Para tal fin se utilizó el reómetro haciendo el ensayo a una velocidad de corte de 511 1/seg y repentinamente bajarla a 40 1/seg asumiendo que ingresa al reservorio



Este ejercicio se hizo tanto a la temperatura inicial de 95C como a la temperatura de 35C siempre con el fluido con la formulación para 95C.

En la figura 7 muestra que el gel preparado para 95C y sometido a esfuerzos de corte tratando de simular el bombeo, al ingresar al reservorio (velocidad de corte 40 1/seg) la viscosidad aumenta rápidamente evidenciando la buena respuesta al transporte y sustentación del agente de sostén.

En cambio, en la figura 8 el mismo fluido pero sometido a 35C al ingresar al reservorio la viscosidad no llega a regenerarse. Los valores están por debajo de los 200 cP y no hay signos de poder rearmarse

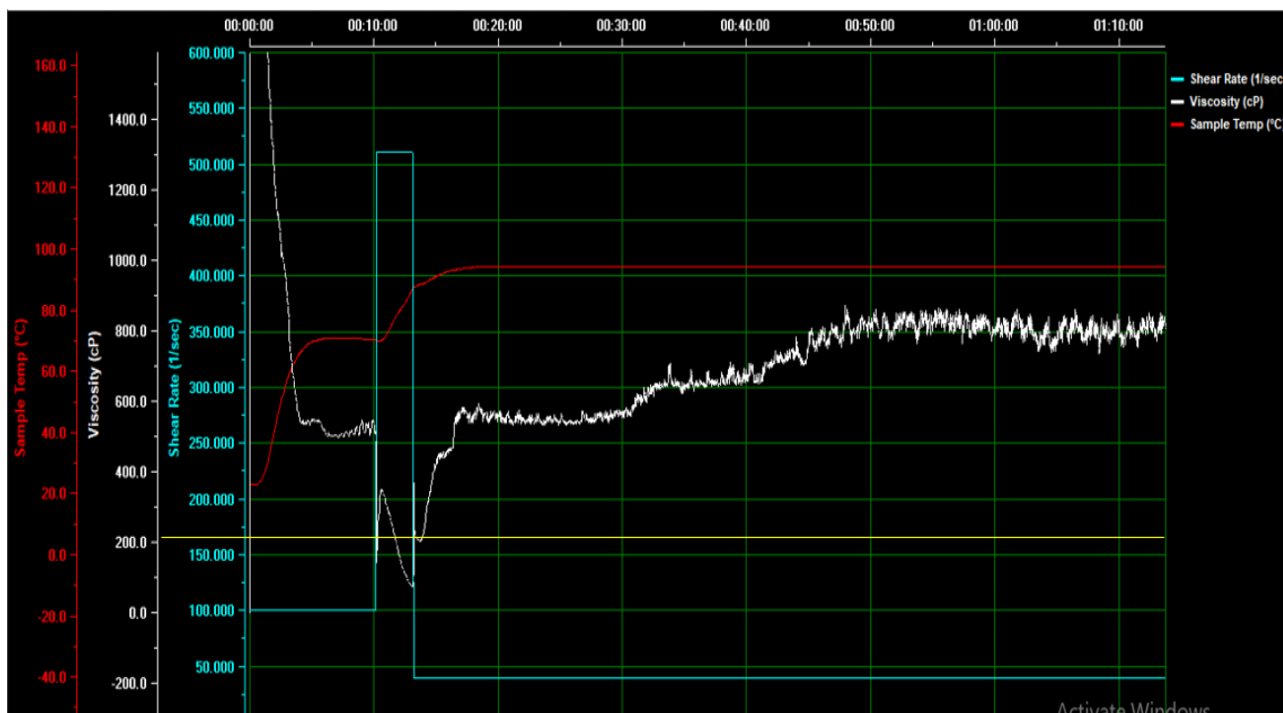
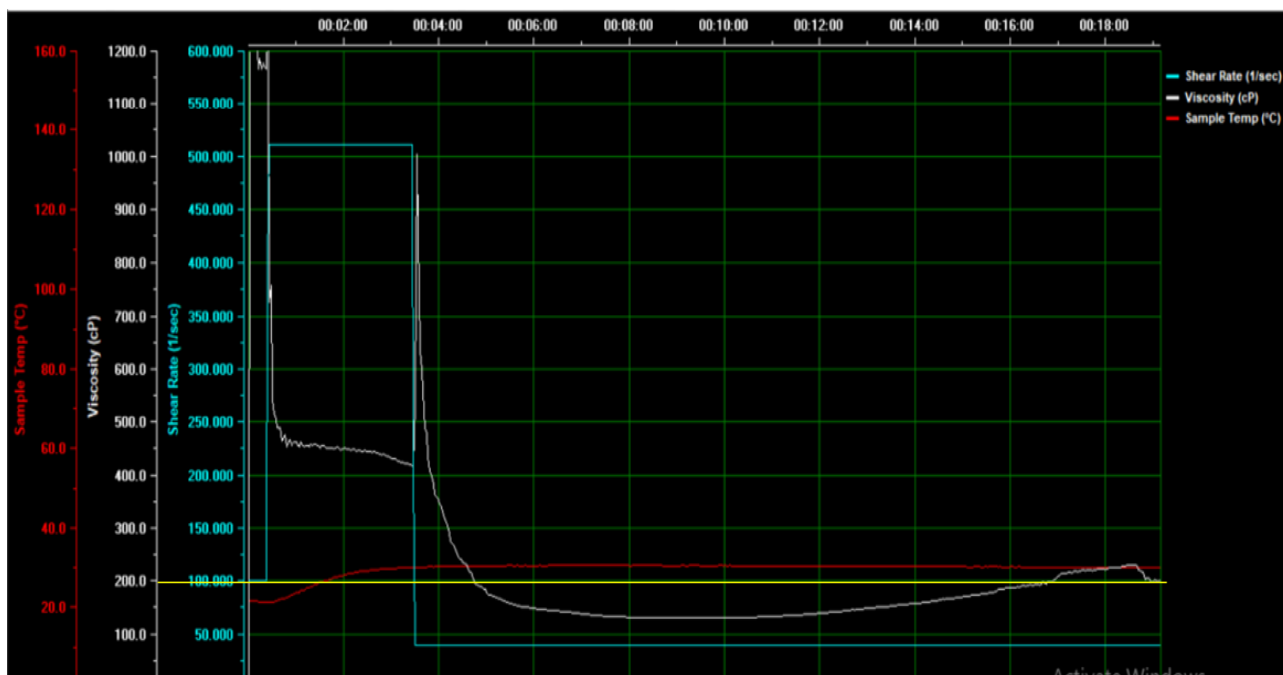


Figura 7



Figura



La figura 9 es un ejemplo real del problema. La temperatura inicial era 95C, pero la temperatura de las piletas estaba a 30-35C.

A los 20 minutos de la operación se produce el arenamiento o Screen Out.

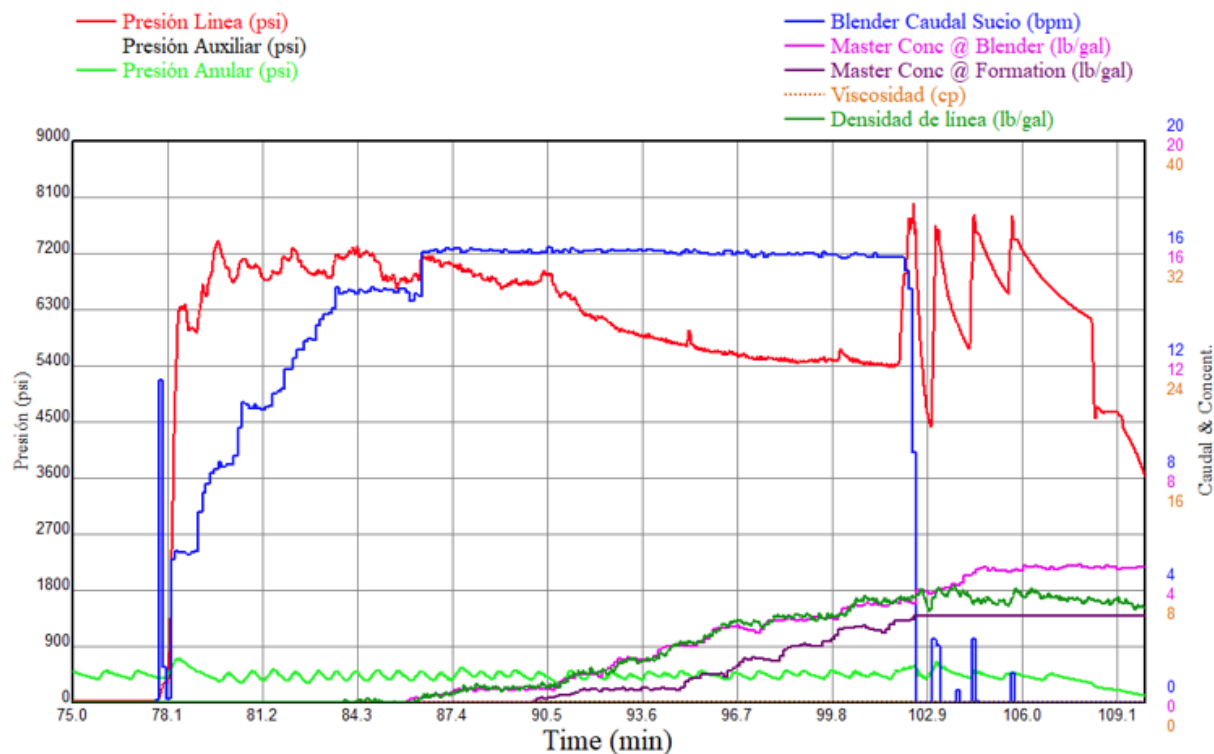


Figura 9

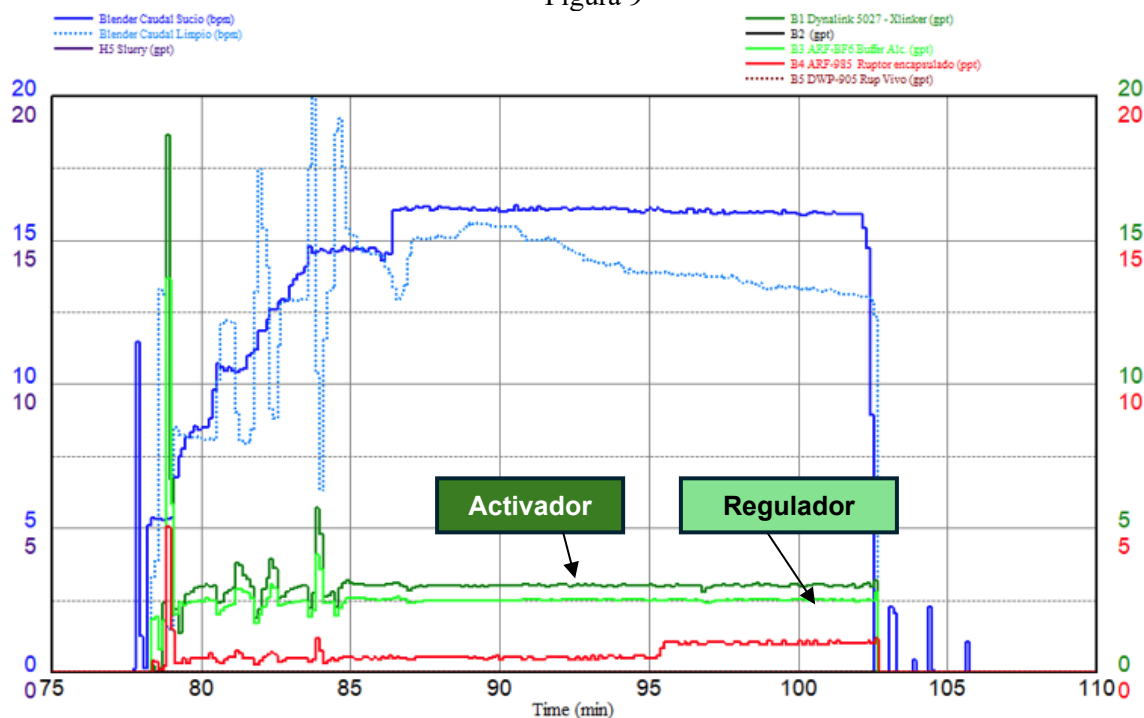


Figura 10

La figura 10 es la carta de la operación con las concentraciones de aditivos (entre otras cosas). Ahí se puede observar que las concentraciones de **activador y regulador de pH** fueron constantes durante



todo el tiempo de bombeo. Esas concentraciones fueron diseñadas para 95C, pero como vimos en los ensayos, la temperatura después de 10 minutos de bombeo hace que disminuya bastante en el pozo. El ensayo de la figura 8 muestra que la viscosidad no se recuperaba a 30C utilizando las mismas concentraciones de activador y regulador de pH analizados para 95C. Para demostrar lo investigado, en la siguiente operación se planificó cambiar las dosificaciones a medida que el tiempo de bombeo transcurría.

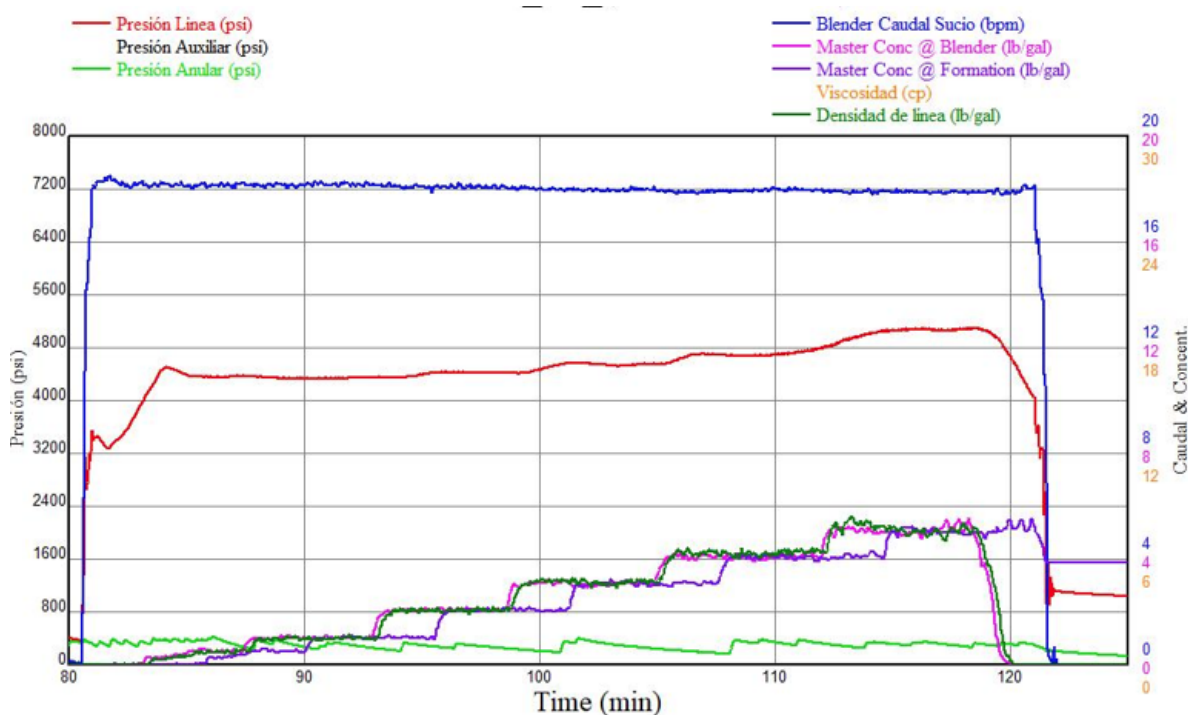


Figura 11

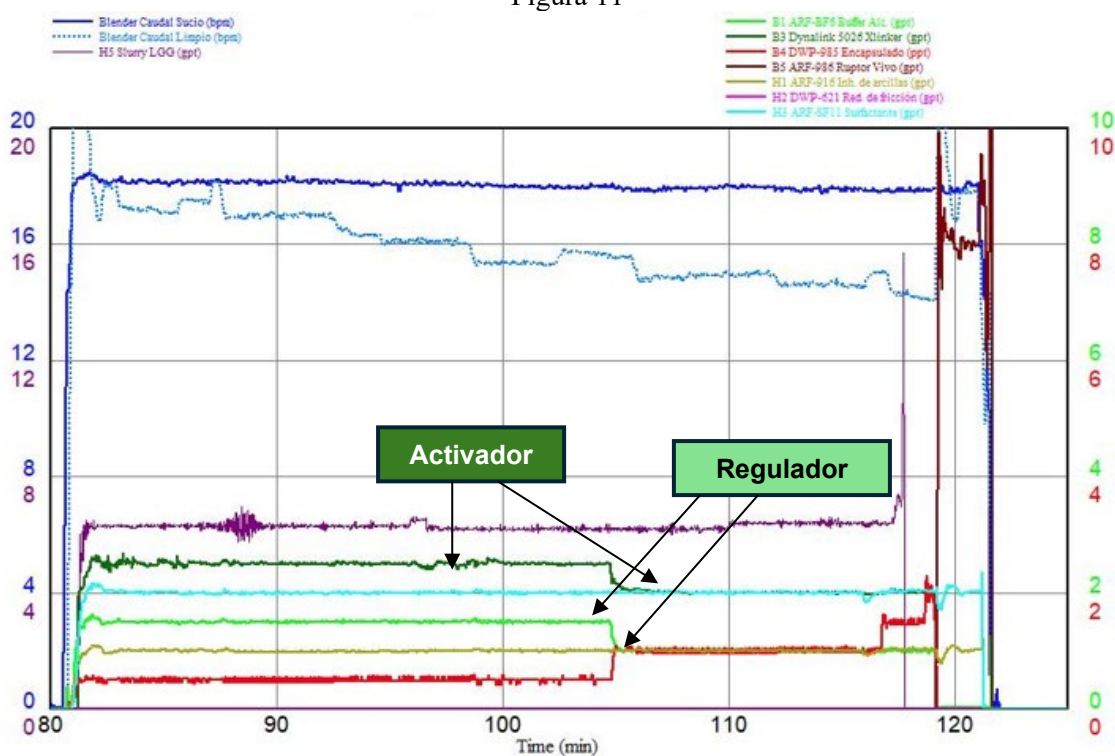


Figura 12



La figura 11 es la carta de la operación donde muestra que la fractura pudo completarse.
La figura 12 es la carta de aditivos de esa operación donde se observa el ajuste realizado durante el bombeo pensando en que el pozo se enfría más cercano a la temperatura de las piletas en superficie a medida que avanza la operación.

Conclusiones

- a. Los ensayos demostraron que el fluido de fractura no tendrá las mismas capacidades de transporte y sustentación del agente de sostén si se mantienen constantes los aditivos activador y regulador de pH para todo el tratamiento.
Eso es debido al enfriamiento del pozo, que se hace mas notorio en las épocas invernales.
- b. La disminución de las concentraciones durante la operación hace que el fluido vuelva a recuperar la viscosidad necesaria y poder terminar la operación.
- c. La cantidad de aditivos inyectados al reservorio será menor utilizando la técnica de disminución a medida que el pozo se enfría.
- d. El ahorro de activador y regulador de pH se hace muy notorio con las cantidades de etapas desarrolladas en un año. Este punto ayuda a la reducción de costos.
- e. Aunque haya aditivos que no necesiten disminuirse durante la operación, se estaría perdiendo dinero porque no es necesario la misma dosificación durante todo el bombeo.

Bibliografía

- a. Modern Fracturing (Michael J. Economides, Tony Martin).
- b. Gohfer3D Training course (Dr Bob Barree)
- c. Reservoir Geomechanics (Dr Mark Zoback)

Breve Cv

Salvador Pastore

Título y lugar de estudio: Ingeniero Geofísico de la Universidad de Buenos Aires

Trayectoria: 34 años en la industria del Oil&Gas trabajando en empresas de servicios tales como WesternGco, CGG, IONGXT, Calfrac. Con 15 años en el cargo de Gerente de procesamiento de datos sísmicos viviendo en países como USA, Bolivia, Venezuela, Colombia.

Cargo actual en la empresa: Calfrac Well Services como soporte de ingeniería en la línea de fractura y mentor-capacitador de los nuevos ingenieros ingresantes a la empresa.