

ANÁLISIS DE VIABILIDAD Y PRUEBA PILOTO DE UN FLUIDO HVFR EN ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA DE UN RESERVORIO TIGHT, PUNTA ROSADA, YACIMIENTO RÍO NEUQUÉN, ARGENTINA

Marcos Azcurra¹, Roberto Bach¹

1: YPF S.A.

Palabras clave: HVFR, Guar, Fractura hidráulica, *Tight*

ABSTRACT

High Viscosity Friction Reducers (HVFR) have become a widely accepted option for hydraulic stimulation treatments in unconventional reservoirs. Due to their rheological properties, they are considered a good alternative to replace conventional guar-based fluids. Besides, they simplify pumping operations, and they are cost-effective.

From the reservoir point of view, it is expected that the proppant pack generated after the hydraulic stimulation have less waste material, thus resulting in better conductivities if compared to conventional fluids. This is important because it will certainly lead to more conductive stimulations that, in turn, could reduce the operation costs.

The main aim of this work is to use this fluid in a tight gas reservoir located in Neuquén basin, specifically in Río Neuquén field. For that purpose, a viability analysis was done, and a pilot testing was designed. Various simulations were evaluated by using different fracturing software and the impact on conductivity properties were also analyzed. The fluid capability to transport the required mesh, density, and maximum concentration of proppants involved are also examined. Finally, following the planned steps, the pilot testing was carried out and the fluid and its performance were tested in the tight reservoir. The results shown in this work may significantly contribute to a better understanding of HVFR in tight gas reservoirs under outside of their natural *shale* reservoir conditions.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar la viabilidad del sistema de fluido HVFR (*High Viscosity Friction Reducers*) en las estimulaciones del yacimiento Río Neuquén en las formaciones *tight*, Lajas y Punta Rosada.

Desde el comienzo del desarrollo de este campo se ha ido optimizando el diseño y la configuración de los fluidos desde sistemas convencionales a sistemas híbridos con *Slickwater*, gel lineal y geles activados base guar, priorizando reducir a lo largo del tiempo tanto la carga, como el volumen de polímero inyectado al reservorio y consecuentemente el impacto al mismo, minimizando residuos poliméricos.

Como medida para seguir avanzando en la optimización y evolución de los diseños de estimulación para este campo, se propone realizar un análisis de viabilidad del fluido HVFR, el cual ha ido ganando terreno en los últimos años en los reservorios tipo *Shale*; teniendo un impacto favorable tanto en la operativa como en el reservorio.

En base a esto se mostrará un análisis comparativo con el fluido utilizado previamente en las fracturas hidráulicas y evaluar los pros y contras de cada uno de estos sistemas, previo a la aplicación en campo.

¿Qué es un fluido HVFR?

Un fluido HVFR (*High Viscosity Friction Reducer*) es un sistema compuesto por un reductor de fricción base poliacrilamida de alto peso molecular. Este tipo de fluido muestra gran capacidad de transporte de agente de sostén, siendo su comportamiento viscoelástico lo que lo diferencia de los fluidos convencionales. Una de las características fundamentales para explicar su mejor capacidad de transporte respecto a la goma guar son los altos valores de viscosidad a bajos *shear rates* al cual debe agregarse la capacidad de suspensión de agente de sostén a altos esfuerzos de cortes producto de la elasticidad del fluido. Una de las principales desventajas es que a medida que aumenta el contenido salino del agua de mezcla los fluidos tipo HVFR van perdiendo sus propiedades viscoelásticas. Se recomienda su uso en aguas dulces con bajos contenidos de sólidos disueltos totales de 5000 mg/L.

A pesar de que en los reservorios tipo *Shale* los HVFR se utilizan como fluido principal, su uso aún no se encuentra muy difundido en reservorios *Tight* y convencionales.

Como antecedente en YPF en un yacimiento convencional, se puede mencionar su aplicación en terminaciones de borde y recompletaciones en Loma la Lata.

METODOLOGÍA

En principio el análisis tendrá como objetivo evaluar los parámetros más importantes de los fluidos para asegurar una estimulación eficiente como el mínimo impacto al reservorio. Los parámetros para evaluar son:

- Viscosidad y transporte de agente de sostén.
- Ensayo de decantación.
- Simulación de fractura en software con grilla 3D
- Compatibilidad del agua.
- Permeabilidad retenida.
- Aditivos.

- Costos operativos.

Viscosidad y transporte de agente de sostén

La viscosidad efectiva es el parámetro más importante para evaluar la capacidad de transporte de los fluidos de fractura.

En la siguiente imagen podemos ver valores de viscosidad en función del *shear rate*. Considerando que dentro de la fractura el *shear rate* es bajo y ronda entre $0,1$ y 10 s^{-1} , podemos ver que los valores de viscosidad son claramente mayores en un fluido HVFR que un gel lineal, otorgándole una ventaja sustancial en este sentido para el transporte de agente de sostén. A *shear rate* mayores se observan viscosidades similares en ambos fluidos.

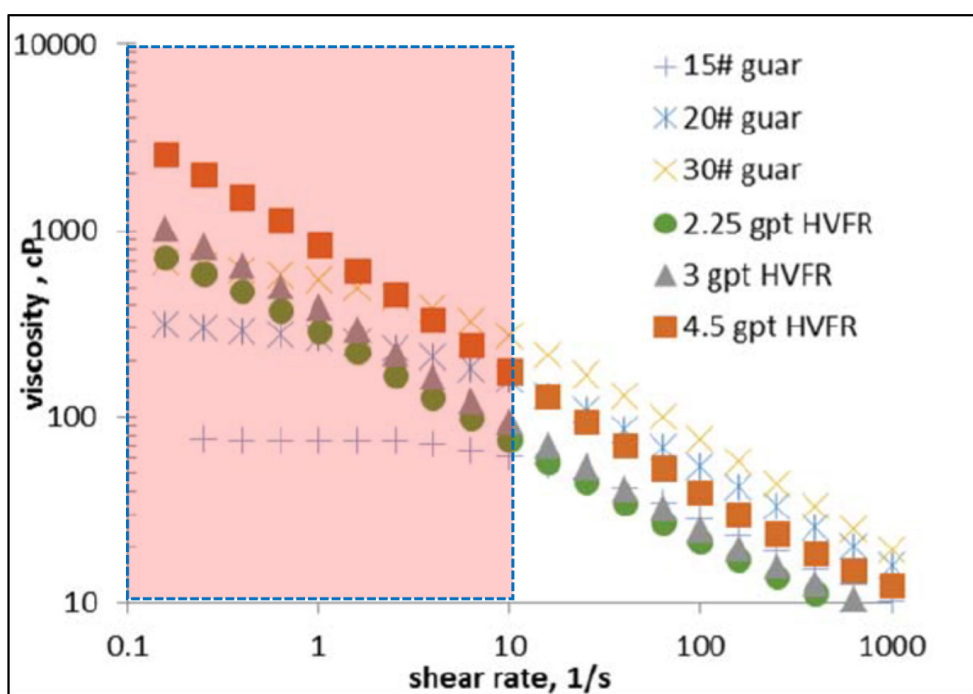


Figura 1. Viscosidad en función del *shear rate*, para fluidos HVFR y base Guar. A bajos *shear rate* el HVFR desarrolla mayor viscosidad que un fluido base guar, otorgándole mayor capacidad de transporte. Estas mediciones son tomadas con viscosímetros no tradicionales. Tomado de SPE-189841-MS.

La siguiente imagen muestra el diferencial del primer estrés normal N1 (El cual es una medida de la elasticidad bajo cizalla) en función del *shear rate*, tanto para un fluido HVFR como Guar.

Lo que se observa es que a bajos *shear rate* el diferencial de estrés normal fue despreciable, mientras que a velocidades de corte mayores (Más de 20 s^{-1}) el HVFR mostró una fuerza normal mucho mayor que la del Guar.

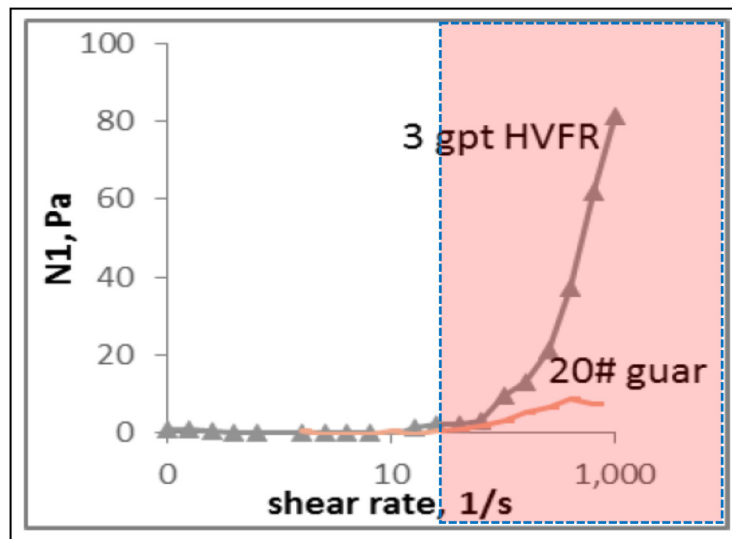


Figura 2. Diferencial del primer estrés normal $N1$ en función del $shear rate$ para un fluido HVFR y base guar. Tomado de SPE-189841-MS.

Las gráficas presentadas anteriormente son importantes para explicar por qué el HVFR posee mejor capacidad de transporte que los fluidos base Guar.

En principio se debe considerar que el perfil de velocidades del fluido dentro de la fractura no es uniforme. Como se ve en la siguiente imagen en la región central se desarrollan bajos $shear rate$ que según el perfil de viscosidad mostrado ayudarían a mantener el agente de sostén suspendido por más tiempo en el HVFR que en el Guar y además recorrer mayores distancias antes de depositarse. Luego en las caras o bordes, el $shear rate$ es más alto por lo que aquí entran en juego las propiedades elásticas del HVFR, otorgándole mayor capacidad de transporte frente al Guar.

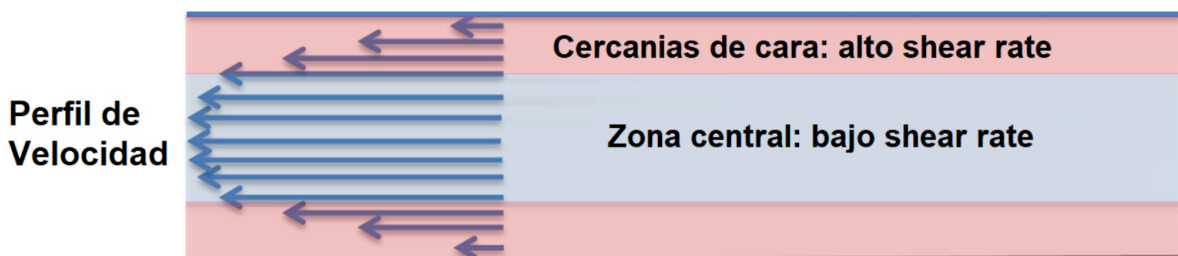


Figura 3. Perfil de velocidad y variación del $shear rate$ en la fractura.

Ensayo de decantación

Esta propiedad es importante ya que si el fluido tiene mayor capacidad de sustentación del agente de sostén favorece una mejor distribución de este logrando recorrer mayores distancias antes de decantar. Para evaluar esta propiedad se procedió a medir el tiempo de decantación de un grano de agente de sostén en un determinado fluido.

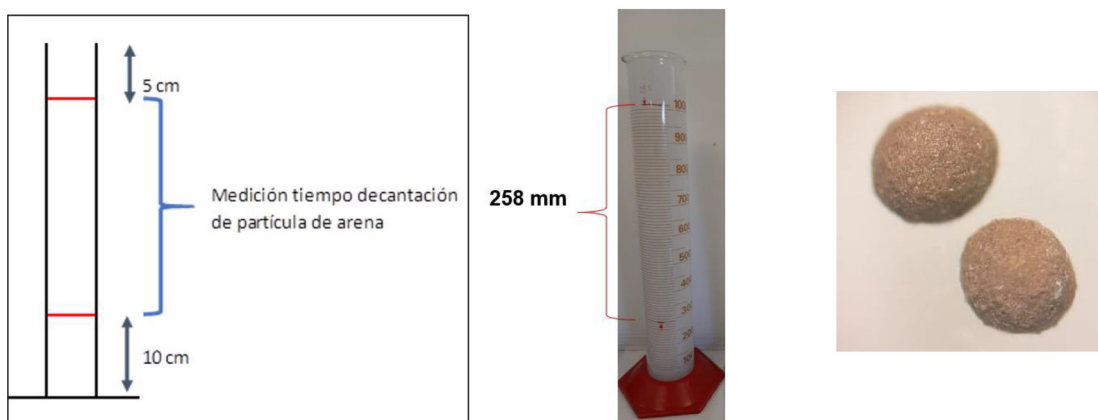


Figura 4. Ensayo de decantación en probeta para un agente de sostén cerámico.

Para el caso del HVFR se determinó que la velocidad de decantación promedio de un grano de arena Cerámica ISP 20/40 es de 0.03 mm/s, mientras que en un fluido lineal de 25lb/mgal la velocidad rondaría los 0,06 mm/s.

Simulación de fractura en software

Se realizó una simulación de fractura con software orientado a grilla, donde se obtiene la geometría de fractura comparando ambos fluidos en un mismo diseño. SI bien no se observan diferencias notables en crecimiento si se puede inferir una mejor distribución del agente de sostén (Zonas con color rojo) en la realizada con el fluido HVFR (derecha).

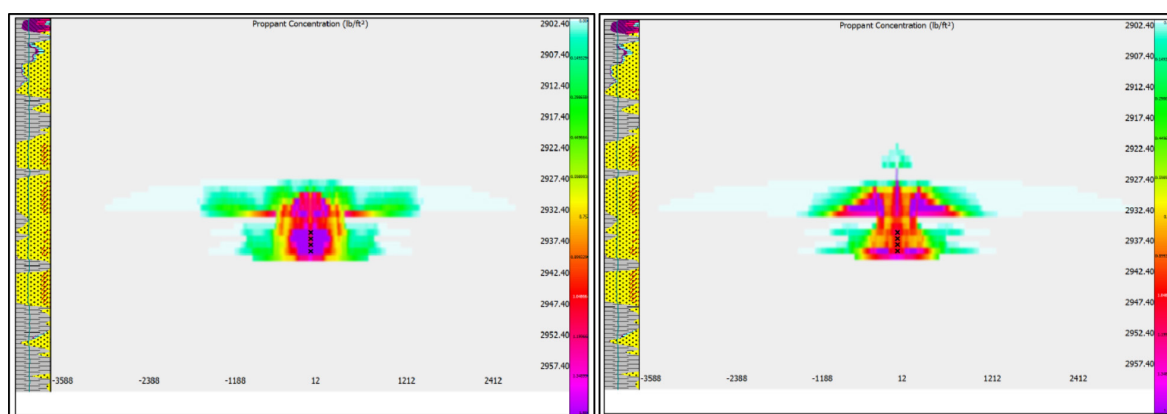


Figura 5. Simulación de fractura planar realizada con software orientado a grilla con HVFR (derecha) y fluidos base Guar (izquierda).

El esquema de bombeo simulado contempla la utilización de 1600 bolsas de agente de sostén cerámico de baja densidad (SG:2,83) y en ambas simulaciones se obtiene un crecimiento en largo promedio de 200 m apuntalados. En escala de color se muestra desde verde a rojo la mayor concentración de agente de sostén. La formación se trata de la parte superior de Punta Rosada, etapa candidata para realizar el piloto.

Compatibilidad del agua

Unos de los parámetros fundamentales para evaluar la buena performance de un fluido de fractura es el análisis físico-químico del agua a utilizar en la operación.

En el caso de los fluidos HVFR una de las principales desventajas es que presenta una alta sensibilidad con aguas de alto contenido de sólidos disueltos. Se recomienda para su buen desempeño:

- Contenidos menores a 5,000 mg/L TDS.
- Trabajar con temperaturas mayores a 2°C.
- Rango de pH de 6 – 8.

En el caso de la muestra de Río Neuquén se realizaron los ensayos fisicoquímicos obteniendo valores aceptables tanto para la hidratación del sistema convencional como HVFR.

- TDS: 201 mg/L
- Dureza total: 147 mg/L
- Temperatura: 15 °C
- pH: 7,85

Para evaluar la compatibilidad de los aditivos con el agua de tratamiento se realizaron previo a los trabajos ensayo de Friction Loop test y curvas de hidratación del sistema HVFR.

El ensayo en el Friction Loop permite determinar la compatibilidad y la óptima dosificación de un reductor de fricción con la muestra de agua que se utilizará durante la operación.

El ensayo consiste en circular el fluido base y el reductor de fricción, por una cañería de 3/4" a 10 gpm durante 15 minutos. Luego, se aumenta drásticamente el caudal a 16 gpm durante cinco minutos y en los últimos 10 minutos se vuelve al caudal de 10 gpm. Esto permite observar en las gráficas: la performance, su eficiencia luego de un *shear rate* variable, la compatibilidad con otros aditivos y su correcta hidratación a lo largo del tiempo.

En los primeros minutos del ensayo se puede observar la hidratación completa del reductor de fricción.

El porcentaje de reducción de la fricción se determina por la comparación de la fricción generada por el agua y el efecto del reductor en la misma, mostrándonos así una reducción positiva.

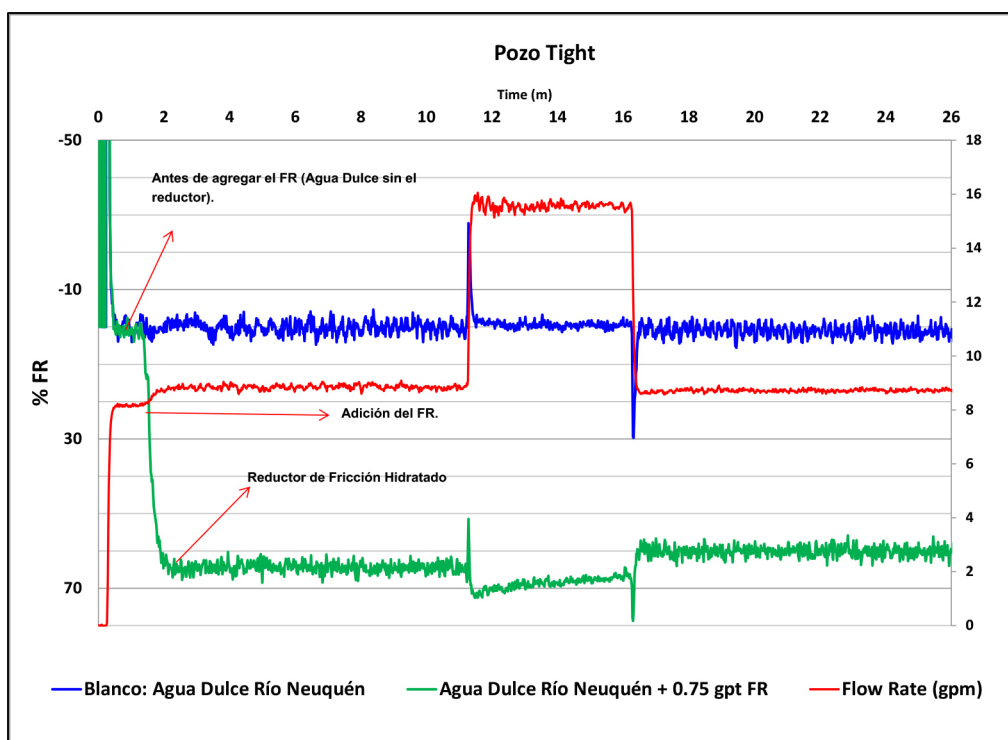


Figura 6. Ensayo de compatibilidad de FR en el Friction Loop a *shear rate* variable.

Debido a la diferencia del caudal y el *shear rate*, el producto puede experimentar una pérdida en su eficiencia como reductor de fricción (Lost FR), representada por un valor positivo. Si la pérdida de reducción de fricción resultara negativa, significa que luego del esfuerzo del corte se obtendría una mayor reducción de fricción, mejorando así su performance. En la Figura 8 se observan los resultados de la reducción de la fricción a un caudal de 10 gpm, en el inicio y al final del ensayo.

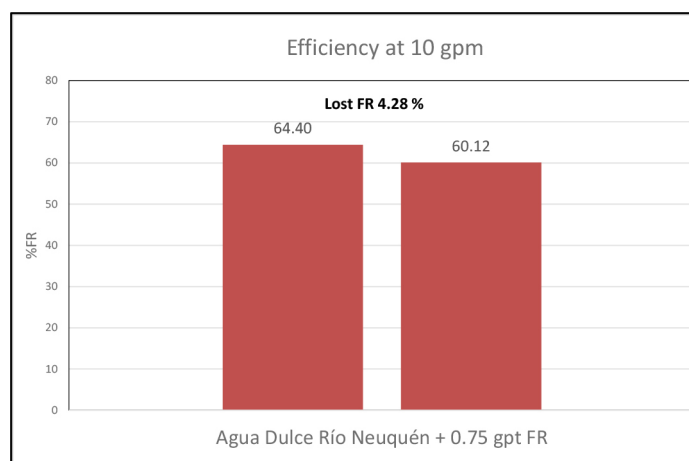


Figura 7. Eficiencia del FR a lo largo del tiempo.

Se realizaron las curvas de hidratación del Sistema HVFR para 6 gpt de HVFR, con el agregado de surfactante y ruptor, respetando la relación 1:(1/2) entre el viscosificante y el ruptor. Se evaluó el comportamiento del fluido con el agregado del bactericida y con el inhibidor de arcillas.

Como se puede observar en los ensayos el agregado de un inhibidor de arcillas disminuye la viscosidad en un 24%, esto es debido a que se le está agregando contenido salino al sistema de fluido. Lo que conlleva a seleccionar un correcto inhibidor de arcillas ya que el bombear uno incompatible puede afectar considerablemente las propiedades reológicas del HVFR.

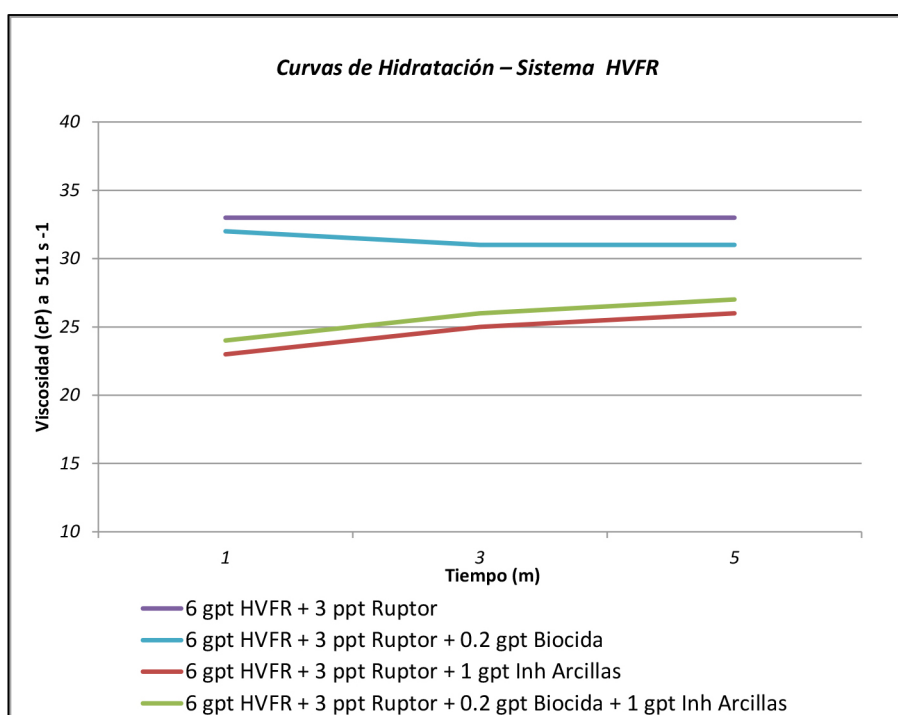


Figura 8. Curvas de Hidratación HVFR.

Permeabilidad retenida

La permeabilidad retenida se refiere a la permeabilidad que mantiene el empaque de agente de sostén considerando el daño del fluido. Para el caso de los fluidos HVFR el mismo ronda el 90 a 95% según ensayos de laboratorio, mientras que para fluidos base guar lineales ronda entre un 75 a 80% y un 50% para fluidos activados.

Aditivos

La formulación de los fluidos analizados contempla la utilización de diversos aditivos para su buena performance. En caso del fluido HVFR solo considera la utilización de un aditivo, es decir el reductor de fricción, mientras que para los fluidos tradicionales son necesarios al menos 4 o 5

aditivos (polímero, generalmente base guar; buffers alcalinos y ácidos, activadores y/o retardadores).

Cabe aclarar que ambos sistemas tienen en común los aditivos: surfactante, bactericida e inhibidores.

Costos operativos

Debido a que la utilización del fluido HVFR requiere la manipulación y utilización de menos cantidad de aditivos, en general, y dependiendo de la situación contractual lo podría convertir en un fluido más económico vs un fluido convencional base guar. En el caso de estudio se utilizó el fluido HVFR de manera líquida por lo que no fue necesaria la utilización de una unidad de hidratación, reduciendo también los costos operacionales.

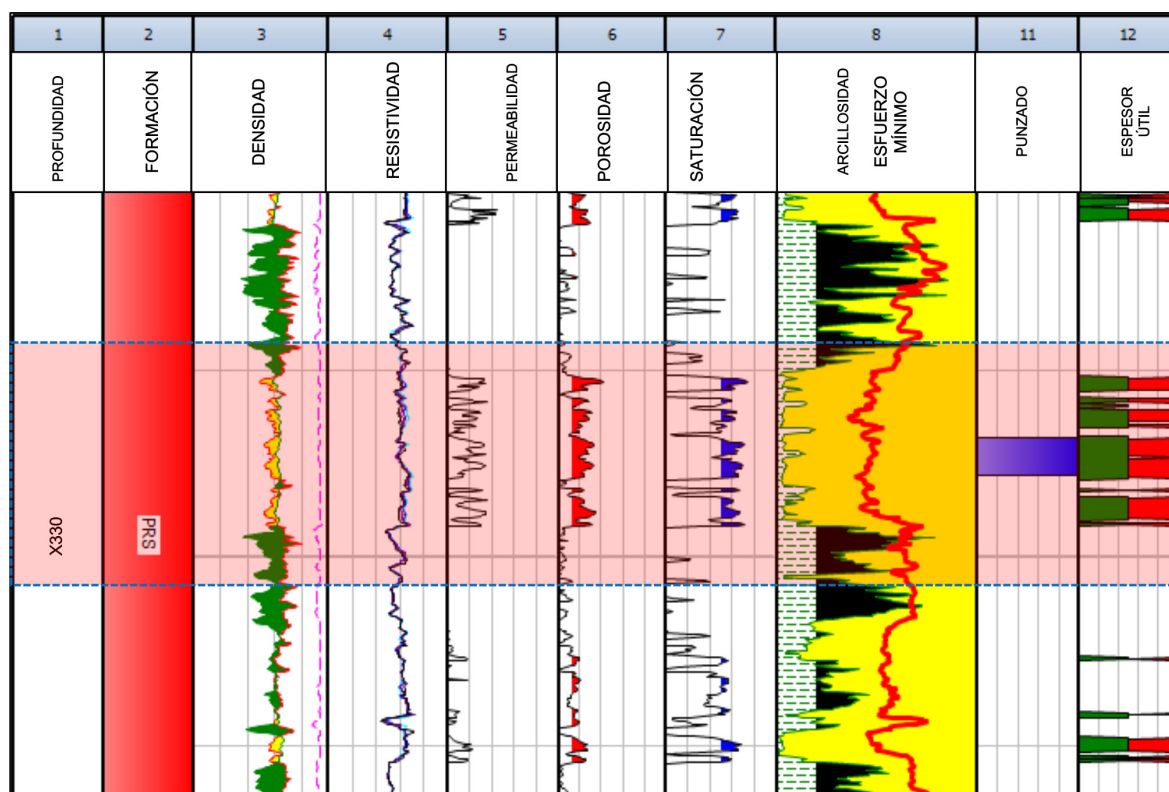


Figura 9. Perfil petrofísico de etapa candidata para piloto de HVFR.

Etapa candidata y diseño propuesto

Para la ejecución del piloto se seleccionó la última etapa de la terminación del pozo candidato ya que en caso de arenamiento prematuro en cualquier momento no se afectaba la secuencia

operativa original ante la inminente entrada del CTU a rotar tapones. Además, para la etapa candidata se tuvieron en cuenta algunos aspectos como:

- Capa tipo en Punta Rosada (PRS). Como se ve en el perfil se trata de una arena limpia y continua de unos 14 m de PAY.
- Etapa de punzado único y centralizado.

Stage Name	Rate bbl/min	Fluid #	Fluid Type	Volume gal	Prop #	Conc. ppa	Mass lb	Prop Name
Minifrac	60	2	HVFR	6,753	6	0.00	0	--
Pad	60	2	HVFR	25,000	6	0.00	0	--
0.50 PPA	60	2	HVFR	8,000	3	0.50	4000	CERAMICA 30/50
1.00 PPA	60	2	HVFR	8,000	3	1.00	8000	CERAMICA 30/50
1.50 PPA	60	3	HVFR	8,000	3	1.50	12000	CERAMICA 30/50
2.00 PPA	60	3	HVFR	8,000	3	2.00	16000	CERAMICA 30/50
2.50 PPA	60	4	HVFR	9,000	3	2.50	22500	CERAMICA 30/50
3.00 PPA	60	4	HVFR	9,000	3	3.00	27000	CERAMICA 30/50
3.50 PPA	60	4	HVFR	9,000	3	3.50	31500	CERAMICA 30/50
3.50 PPA	60	4	HVFR	9,000	2	3.50	31500	CERAMICA 20/40
4.00 PPA	60	4	HVFR	2,000	2	4.00	8000	CERAMICA 20/40
Flush	60	2	Slickwater	6,753	6	0.00	160500	1605

Figura 10. Esquema de bombeo diseñado para piloto de HVFR.

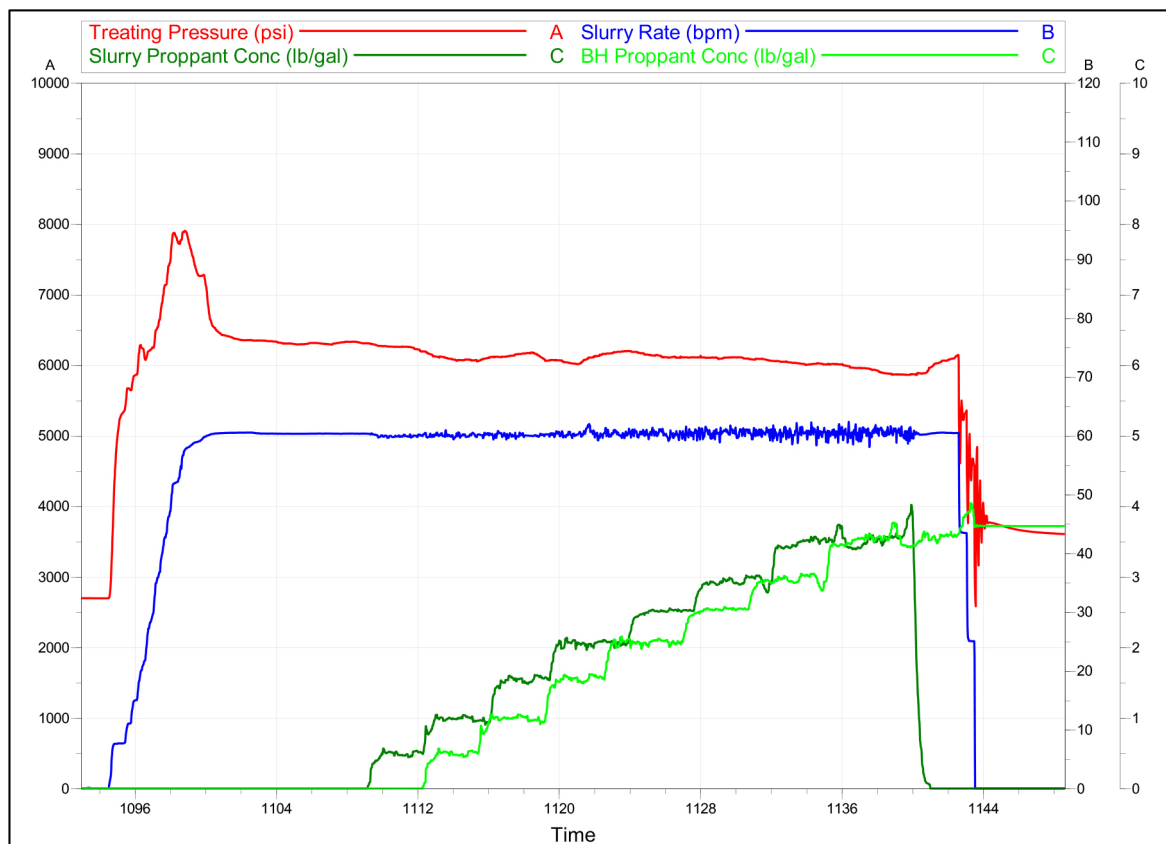


Figura 11. Carta de fractura de la operación.

- Etapa de no más de 2000 bolsas.
- Caudal máximo empleado en operaciones *Tight* en RN (60 BPM)

En lo que respecta al diseño se tuvieron las siguientes consideraciones:

- Agente de sostén: Cerámico Baja densidad
- Porcentajes de cada malla: 75% 30/50 – 25% 20/40
- Concentración máxima: 4 PPA.
- % de PAD: 30 %.

RESULTADOS

Finalmente se logró ejecutar el piloto en la última etapa del pozo candidato de forma óptima completando la totalidad del diseño.

Durante todo el bombeo la presión se mantuvo estable en 6100 psi aproximadamente, siendo un valor más bajo respecto a operaciones realizadas con el esquema anterior bajo las mismas condiciones (gradiente de fractura, caudal, estrategia de punzado); se logró bombear a formación la malla 20/40 que era la que representaba el mayor desafío desde el punto de vista del diseño.

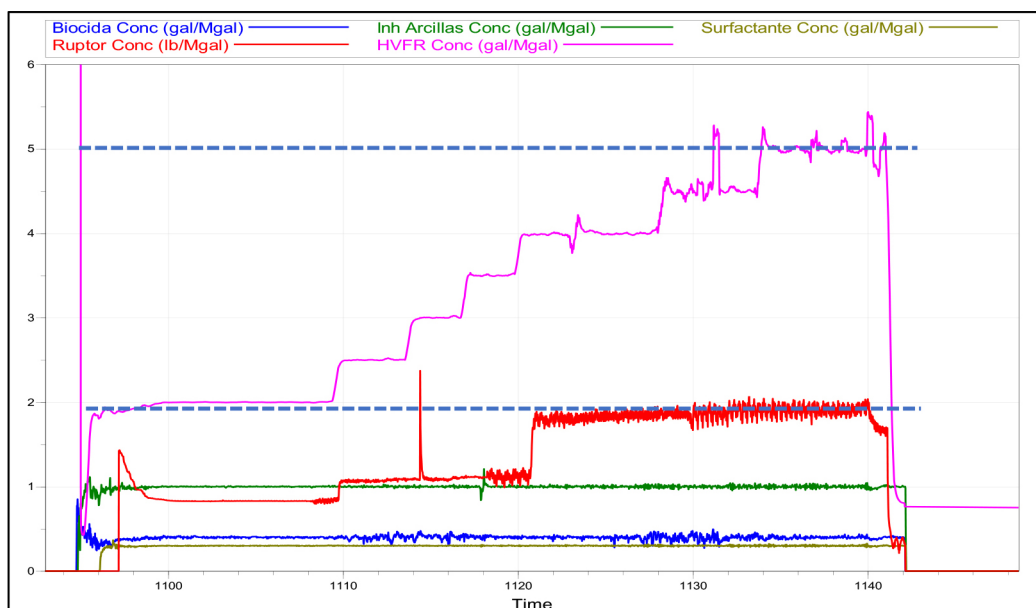


Figura 12. Carta de aditivos de la operación. Inhibidor de arcillas, Surfactante, Ruptor, Bactericida y FR.

En cuanto a las concentraciones de FR se decidió emplear un esquema de 2 gal/Mgal en el PAD y se fue subiendo escalonadamente por etapa hasta llegar a 5 gal/Mgal en la etapa de 4 PPA de la malla 20/40.

CONCLUSIONES

Haber ejecutado la prueba piloto de fluido tipo HVFR de forma exitosa permite abrir varios frentes para continuar con el testeo de la tecnología en niveles más profundos de Lajas y Punta Rosada, como así también en otros yacimientos *tight*.

Principalmente, se comprobó en locación la simplicidad operativa de la tecnología al contar con menos aditivos y equipamiento como así también la reducción en las presiones de superficie respecto al sistema utilizado actualmente en el yacimiento.

Por último, los resultados de los futuros PLTs serán determinantes para, comprobar los beneficios de este tipo de fluidos (reducción del daño respecto al sistema tradicional) y evaluar mediante un análisis económico la implementación de esta tecnología en este yacimiento y sus análogos.

AGRADECIMIENTOS

A los autores de este documento y grupos de fractura *tight* de YPF y Halliburton Argentina.

REFERENCIAS

- Monet Motiee, Maxwell Johnson; Brian Ward, Christian Gradl, and Michael McKimmy, Hess Corporation; Jeremy Meeheib, Calfrac Well Services: "High Concentration Polyacrylamide-Based Friction Reducer Used as a Direct Substitute for Guar- Based Borate Crosslinked Fluid in Fracturing Operations". (2016). SPE-179154-MS.
- Dmitriy Abdrazakov, Yeltay Juldugulov, Ruslan Kruglov, Svetlana Pavlova, Sergei Vereschagin, and Dimitry Chuprakov, Schlumberger; Valentin Ivanov, Aman Munai LLP: "Proppant Transport Capabilities of High-Viscosity Friction Reducer at Relatively Low Rates: Advanced Modeling and Field Validation". (2020). SPE-203879
- Y. Thomas Hu, David Fisher, and Pious Kurian, Nalco Champion; Ron Calaway, QES Pressure Pumping LLC : "Proppant Transport by a High Viscosity Friction Reducer". (2018). SPE-189841
- Kyle Dahlgren, Bett Green, Downhole Chemical Solutions: "Case Studies of High Viscosity Friction Reducers HVFR in the STACK play" (2018). SPE-189893-MS.