

FLUIDOS DE FRACTURA HVFR EN VACA MUERTA: DESDE EL LABORATORIO HACIA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS DISEÑOS DE ESTIMULACIÓN

María Lila Arias¹, Rodrigo Medina², Frederico Irou Roschztardt³, Marcela Mucci⁴

1: YPF Tecnología S.A. maria.arias@ypftecnologia.com

2: YPF S.A. r.medina@ypf.com

3: YPF Tecnología S.A. frederico.i.roschztardt@ypftecnologia.com

4: YPF Tecnología S.A. marcela.mucci@ypftecnologia.com

Palabras clave: HVFR, reología, reducción de fricción, salinidad del agua

ABSTRACT

In recent years, the oil & gas industry has adopted the use of High Viscosity Friction Reducers (HVFR) in fracturing fluids since they present several advantages over traditional systems based on guar gum. One of the most significant advantages is their ability to provide pipe friction reduction during fracturing treatment. It allows to increase flowrate while maintaining fracturing pressure and, thus, reducing pumping time. It has made possible to increase the fractures stages performed per day impacting strongly on completion costs. However, there is a lack of knowledge on how to characterize these fluids in laboratory and on how their properties affect their performance on field. The main purpose of this paper is to understand of rheological properties of HVFR fracturing fluids and to develop a method to establish the most efficient polymer concentrations in fracture designs considering different water salinities. The steady shear viscosity profile was measured under a wide variety of polymer concentrations across a range of shear conditions. The correlation between zero shear viscosities and polymer concentration allows to differentiate between Slickwater, MVFR (Medium Viscosity Reducer) and HVFR regimes. These results were used to optimize treatment designs: polymer and sand addition schedules; reducing the total volume of polymer consumed per fracture stage.

INTRODUCCIÓN

Un nuevo tipo de polímero, conocido como HVFR, *High Viscosity Friction Reducers*, ha comenzado a utilizarse durante los últimos años para la preparación de fluidos de fractura en yacimientos no convencionales. Estos presentan varias ventajas operativas que se encuentran bien descritas en bibliografía (Ba Geri *et al.* 2019a; Van Domelen *et al.* 2017; Motiee *et al.* 2016; Zhao *et al.* 2018). Entre estas, se destaca su capacidad para reducir fricción en las cañerías; lo que permite aumentar el caudal manteniendo la presión de fractura y reducir así el tiempo de bombeo.

Esto ha posibilitado aumentar la cantidad de etapas de fractura realizadas por día con fuerte impacto en el costo de terminación. Se trata, mayoritariamente, de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas modificadas (Ba Geri *et al.* 2019b) diseñadas para controlar la viscosidad del fluido de fractura ajustando a la pasada la adición de los polímeros VFR, *Viscosity building Friction Reducers*, (Van Domelen *et al.* 2017; Motiee *et al.* 2016). Esto permite utilizar un único producto químico durante toda la operación y reemplazar así los sistemas híbridos tradicionales que utilizan una combinación de reductores de fricción, gel lineal o fluidos entrecruzados. En las primeras etapas del tratamiento, donde se genera la geometría de la fractura, se utilizan bajas concentraciones de polímero y el sistema se conoce como *slickwater* o LVFR, *Low Viscosity Friction Reducer*. Este es el sistema que presenta mejores valores de reducción de fricción. El mismo polímero, pero en mayor concentración se utiliza en las etapas siguientes donde mayores concentraciones o mayores tamaños de agente de sostén son bombeados dentro de la fractura; los sistemas fluidos en estas últimas etapas se conocen como MVFR y HVFR; *Medium y High Friction Reducers*. Las mayores concentraciones de polímero permiten incrementar la viscosidad y esto conduce a que su capacidad para reducir fricción decaiga respecto a los fluidos LVFR pero continúa siendo superior a la de los sistemas basados en goma guar (Van Domelen *et al.* 2017). Además de simplificar las operaciones y permitir mayores caudales de bombeo, existen estudios que muestran que estos polímeros generan menos daño en la fractura y, por lo tanto, dan lugar también a mayor producción (STIM-LAB 2012).

Se decidió introducir su uso en Vaca Muerta durante 2018. Los primeros programas de bombeo se diseñaron a partir de la experiencia previa en los sistemas tradicionales basados en goma guar estableciendo las concentraciones de polímero VFR que dieran lugar viscosidades similares que los sistemas base guar en una tasa de corte de 511 s⁻¹ (Galindo 2019; Motiee *et al.* 2016). La falta de conocimiento sobre cómo funcionan estos polímeros nuevos no permitía hacer mejores diseños. La revisión de la bibliografía muestra que; si bien se han realizado algunos intentos para desarrollar procedimientos que permitan evaluar estos nuevos polímeros en laboratorio (Wang *et al.* 2020; Hlidek *et al.* 2020); no existen todavía métodos confiables que permitan diseñar fluidos de fractura o comparar el comportamiento entre distintos polímeros. Una de las principales limitaciones es que los proveedores no brindan información sobre sus productos como una medida de protección a sus derechos de propiedad. Esto hace que no se conozcan parámetros importantes como composición química del polímero, distribución de pesos moleculares o arquitectura de la molécula. A esto se suma que en muchos casos los polímeros se proveen en forma de emulsión y tampoco se indica el contenido de polímero en estas. Se suma a todas estas dificultades el hecho que las sales disueltas en el agua tienen también un fuerte impacto sobre el comportamiento del polímero HVFR (Hazra *et al.* 2019; Aften 2018; Nguyen *et al.* 2018; Hlidek *et al.* 2020) y la medida en que lo hacen no sólo estará dada por la cantidad y tipo de sales disueltas en el agua sino también por la química del polímero VFR.

Sin embargo, las propiedades reológicas de las soluciones de polímeros han sido investigadas y estudiadas en profundidad y existen modelos que describen y predicen su comportamiento (De Gennes *et al.* 1976, Graessley 1980, Rubinstein *et al.* 1994). Las soluciones de polímeros se clasifican en tres regímenes: diluido, semi-diluido y concentrado. A su vez, el régimen semi-diluido se divide en *entangled* o *nonentangled* (enredado o no enredado). En las soluciones diluidas, las moléculas actúan como unidades individuales, prácticamente no interactúan entre ellas y predominan las interacciones intramoleculares (Fig. 1a). Si se comienza a incrementar la concentración de polímero en solución se alcanzará en algún momento la concentración crítica de solapamiento c^* , donde ocurre la transición de régimen diluido a semi-diluido. En este nuevo régimen comienzan a aparecer interacciones entre las moléculas (Fig. 1b1). A concentraciones aún más altas, aparecerán efectos de enredamientos entre cadenas; la concentración en la que sucede esto se denomina concentración de entanglements o enredos, c_e (Fig. 1 b2). Finalmente, en concentraciones de polímero muy altas, mayores a c_d , se alcanza el régimen concentrado (Fig. 1c). El comportamiento de cada uno de estos regímenes es diferente al de los otros pese a estar todos formulados con el mismo polímero, aunque en distintas concentraciones, y la misma calidad de agua. Otro punto para destacar es que las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas son polielectrolitos; es decir, polímeros que contienen cargas electroestáticas a lo largo de su cadena. Las cadenas de polielectrolitos se encuentran completamente extendidas en solventes libres de sales debido a la repulsión electrostática entre las cargas de la misma molécula (Fig. 2a). Si se agregan sales a la solución, los iones de estas apantallarán las cargas en las cadenas del polímero y estas adquirirán una configuración ovillada (Fig. 2b). La resistencia al flujo será menor y la viscosidad de las soluciones salinas es más baja (McKee *et al.* 2006; Krause *et al.* 1999 ; Boris *et al.* 1998; López 2019). Por lo tanto y en resumen, las propiedades de una solución acuosa de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas dependerán de muchos factores: del largo de la cadena hidrofóbica, de la densidad de carga, de su polidispersividad, del arreglo de los grupos que modifican la poliacrilamida, de la concentración de la poliacrilamida en la solución además del contenido de sales en el agua y de otros aditivos que se agreguen al fluido de fractura. En el caso de los polímeros HVFR en emulsión, todos los compuestos presentes en la emulsión contribuirán también al comportamiento reológico del fluido de fractura.

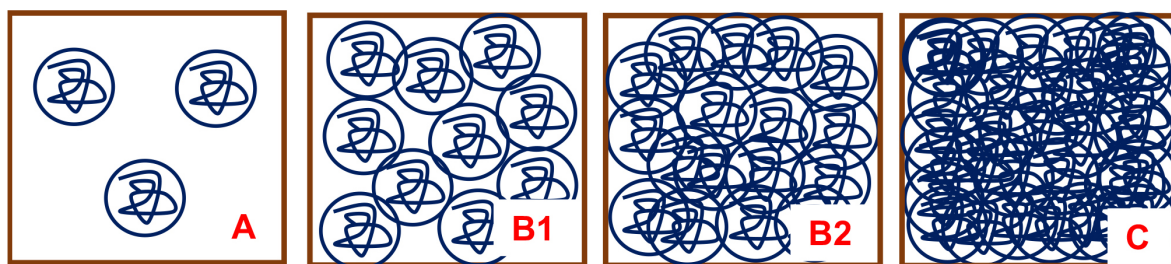


Figura 1. Representación de los regímenes de concentración de polímeros en solución: A, sistema diluido; B1, sistema semi-diluido nonentangled; B2, sistema semi-diluido entangled; C, sistema concentrado.

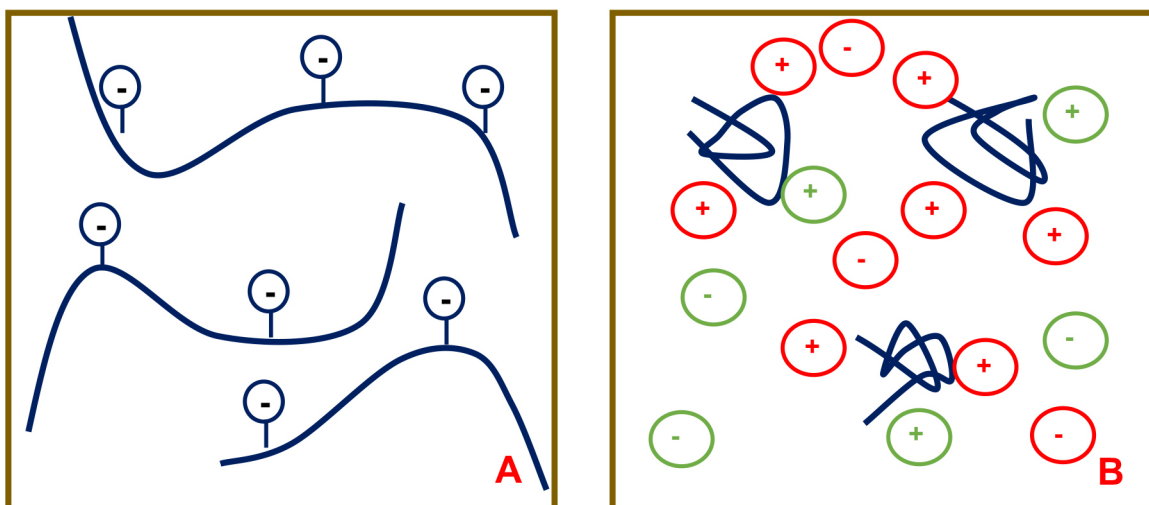


Figura 2. Representación del efecto a la salinidad del solvente sobre la conformación de cadenas de polielectrólitos en solución. A: solvente libre de sales; B: solvente con sales agregadas.

Los antecedentes en bibliografía sobre reología de fluidos de fractura HVFR muestran que los perfiles de viscosidad estacionaria en corte presentan un *plateau* newtoniano de alta viscosidad a bajos valores de tasa de cizallamiento. Luego, en la medida que se incrementa la tasa de corte se observa un comportamiento de adelgazamiento o *shear thinning* y, finalmente, a altas tasas de corte se observa un segundo *plateau* newtoniano de más baja viscosidad (Hlidek *et al.* 2020; Hu *et al.* 2019). Este comportamiento puede describirse con el modelo de Cross:

$$\mu(\dot{\gamma}) = \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + k\dot{\gamma}^n} + \mu_\infty$$

Donde $\dot{\gamma}$ es la tasa de cizallamiento, μ_0 es la viscosidad en tasa de cizallamiento cero, μ_∞ es la viscosidad a tasa de cizallamiento infinita, n es el índice de flujo y k es la constante de tiempo. El valor inverso de k , conocido como tasa de corte crítica, $\dot{\gamma}_{\text{Crítica}}$, corresponde con la tasa de corte donde se produce la transición entre el *plateau* newtoniano superior y la región de adelgazamiento. Uno de los métodos más difundidos para determinar experimentalmente las concentraciones críticas de transición entre regímenes (diluido, semi-diluido y concentrado) es a través de la medición de μ_0 (Boris *et al.* 1998; Bu *et al.* 2006; McKee *et al.* 2006). En soluciones diluidas, las cadenas poliméricas se encuentran aisladas y la viscosidad a cizallamiento cero se incrementa lentamente en la medida que aumenta la concentración de polímero. En el régimen semi-diluido, donde las moléculas comienzan a solaparse, la viscosidad aumenta de manera más pronunciada con la concentración de polímero. El aumento en viscosidad es más drástico aun cuando se alcanza c^* . Las concentraciones críticas de cambio de régimen pueden obtenerse experimentalmente como el punto donde se producen cambios en las pendientes en gráficos

log-log μ_0 vs concentración de polímero. Además, existen modelos, conocidos como modelos de escalado, que permiten predecir dependencia de μ_0 con la concentración y el contenido de sales en cada uno de los regímenes.

El objetivo de este estudio es desarrollar una metodología para evaluar fluidos de fractura HVFR a partir del conocimiento previo en reología de soluciones poliméricas. Para esto, se mide el perfil de viscosidades estacionarias en corte en fluidos barriendo un rango amplio de concentraciones de polímero en agua con distintas salinidades.

METODOLOGÍA

Se prepararon fluidos de fractura utilizando tres calidades de agua diferentes: agua desmineralizada (DW) y dos aguas sintéticas que simulan agua fresca (FW) y agua de pozo (WW) de fuentes disponibles en la zona de Loma Campana, Neuquén, Argentina. Las aguas sintéticas fueron preparadas a partir de agua desmineralizada a la que se agregaron sales previamente seleccionadas en las concentraciones que se muestran en la Tabla 1.

Iones	Compuesto	Concentración de iones (mg/L)	
		FW	WW
$\text{Na}^+ \text{K}^+$	NaCl	7	5.874
Ca^{2+}	$\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	93	47
Mg^{2+}	$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	114	65
SO_4^{2-}	Na_2SO_4	65	710
CO_3H^-	NaHCO_3	0	1.747
TDS		279	8.443

Tabla 1. Composición de las aguas sintéticas utilizadas.

Se utilizó un único polímero comercial aniónico en la forma de emulsión que se agregó en un rango amplio de concentraciones, desde 0,5 a 7,0 GPT (GPT = *Gallons per thousand gallons*). Los fluidos fueron preparados en una mezcladora tipo *Waring Blender* con una velocidad establecida en 2.000 rpm. La cantidad de polímero deseada se agregó rápidamente y se mezcló durante un minuto.

Se midió la viscosidad estacionaria en corte en un reómetro de corte rotacional TA Instruments modelo DHR-3 con una geometría plato-plato de 20 mm. Todas las mediciones se hicieron a 25°C. Las muestras fueron preconditionadas previamente a las mediciones someténdolas a cizallamiento a 10 s⁻¹ durante 5 minutos y luego dejándolas en reposo durante 20 minutos.

RESULTADOS

La Figura 3 muestra las mediciones de viscosidad estacionaria en corte vs la tasa de cizallamiento en fluidos de fractura preparados con agua desmineralizada, DW; agua fresca, FW; y agua de pozo, WW. Se barrieron valores de tasa de cizallamiento entre 0,1 a 5.000 s⁻¹ y las concentraciones de polímero variaron entre 0,25 a 7,00 GPT. Se observa la presencia de dos *plateaus* newtonianos; uno a muy baja tasa de cizallamiento y otro en altas tasa de corte; y una zona de adelgazamiento en tasas de corte intermedias. Estos resultados son consistentes con los resultados previos reportados en bibliografía (Hlidek et al. 2020; Hu *et al.* 2019). El efecto de la salinidad del agua es más pronunciado a valores bajos de tasa de cizallamiento. El tamaño de las macromoléculas depende más fuertemente de las interacciones polímero – solvente en valores de tasa de corte por debajo de $\dot{\gamma}$ Crítica. A tasas más altas, las cadenas se orientan con la dirección de flujo y el efecto la salinidad del agua sobre la viscosidad es menos pronunciado. Es importante recordar que las primeras mediciones de viscosidad realizadas en estos sistemas de manera similar a los basados en goma guar, se hacían en una alta tasa de corte de 511 s⁻¹. En esta zona, el efecto de la salinidad del agua sobre la reología del fluido de fractura es menos pronunciado y, por lo tanto, no permite diferenciar bien las diferencias en el comportamiento de los fluidos.

Los resultados de la Figura 3 fueron ajustados con el modelo de Cross y se determinó con éste el valor de μ_0 . En la Figura 4 se muestra la dependencia de μ_0 con la concentración de polímero en las 3 calidades de agua en estudio. Se observa que se producen cambios de pendiente en diferentes concentraciones de polímero según la calidad de agua utilizada para la preparación de los fluidos de fractura. Las concentraciones de polímero en las que se suceden estos cambios de pendiente corresponden a las concentraciones críticas en las que se producen los cambios de régimen de concentración de la solución. Cada régimen de concentración se asocia a un tipo de fluido de fractura: LVFR (*slickwater*), MVFR y HVFR. De esta manera, en el caso de agua fresca, FW, se observa un aumento leve de la viscosidad con la concentración de polímero hasta alcanzar una concentración de aproximadamente 1 GPT. Los valores de viscosidad determinados y la pendiente de la curva μ_0 vs concentración sugieren, de acuerdo con los antecedentes en bibliografía (Boris *et al.* 1998; Bu *et al.* 2006; McKee *et al.* 2006); que el fluido se encuentra en el régimen semi-diluido *nonentangled* o LVFR (*Slickwater*). A partir de una concentración de 1.00 GPT, la solución se encuentra en el régimen semi-diluido *entangled* o MVFR. A partir de concentraciones superiores a 3.50 GPT parece observarse un segundo cambio de pendiente, probablemente correspondiente al régimen concentrado o fluido HVFR. En los fluidos preparados con agua de pozo, WW, se deben alcanzar concentraciones más altas para observar el primer cambio de pendiente, este se produce en aproximadamente 2.00 GPT. Los

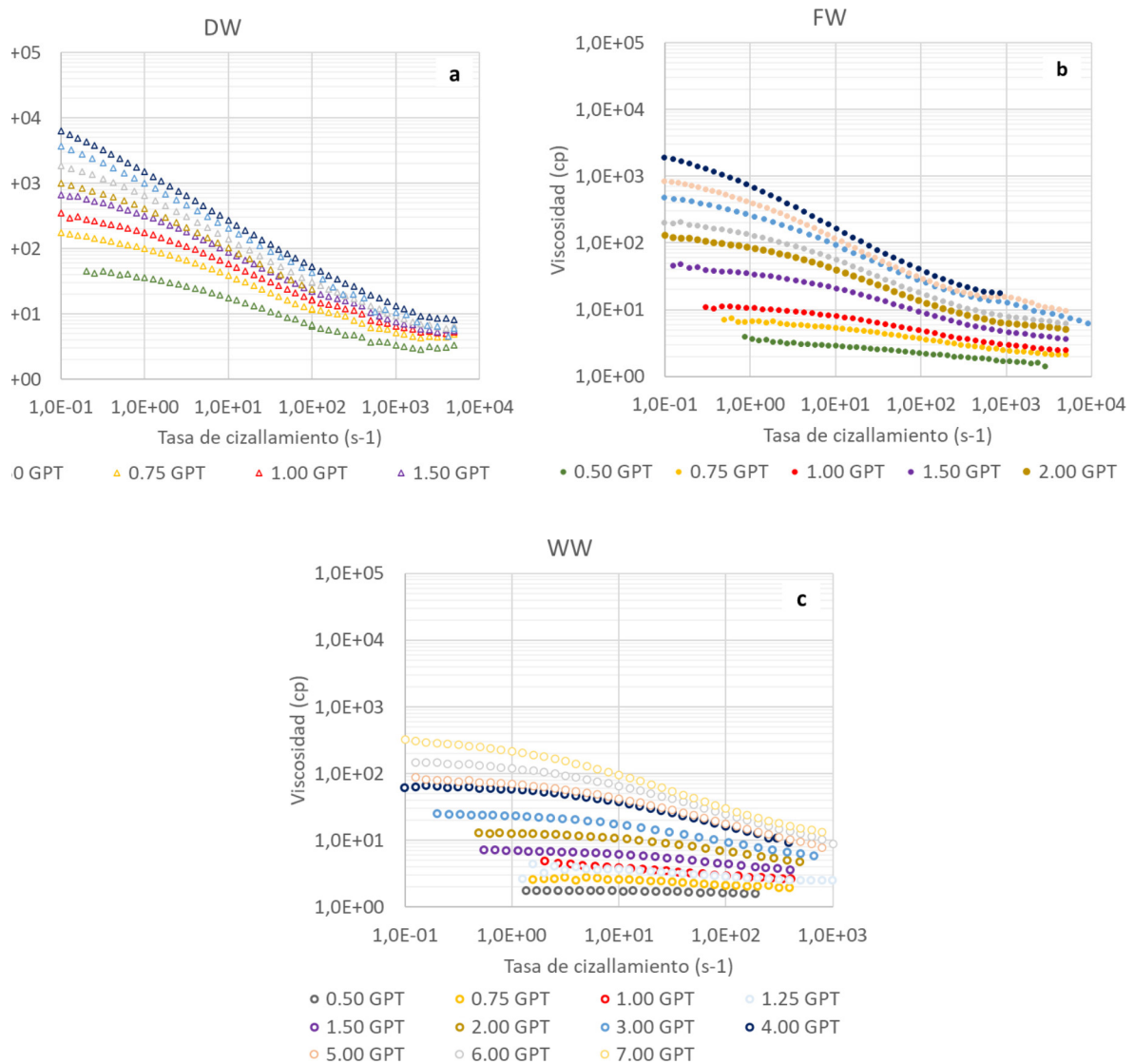


Figura 3. Mediciones de viscosidad estacionaria en corte vs. tasa de cizallamiento en fluidos de fractura preparados con a) agua desmineralizada, DW, b) agua fresca, FW y c) agua de pozo, WW.

iones presentes en el agua conducen a que las cadenas poliméricas se encuentren más ovilladas y, por lo tanto, se requieran concentraciones elevadas para que comiencen a enredarse entre ellas dando lugar a una solución semi-diluida *entangled*, donde el fluido de fractura se comporta como MVFR. En este caso no se observa un segundo cambio de pendiente correspondiente a fluidos HVFR. Por último, en el caso de agua desmineralizada, DW, se observa también un único cambio de pendiente más suave en una concentración de 2.50 GPT que corresponde al cambio de fluido MVFR a HVFR. La concentración crítica en la que tiene lugar la transición LVFR a MVFR se encuentra por debajo de las concentraciones estudiadas. Los fluidos preparados con agua DW representan un límite superior de referencia para el polímero en análisis. Indican los

valores máximos de viscosidad que puede desarrollar el polímero. Los resultados de la Figura 4 constituyen una carta que resume información sobre el comportamiento del polímero en estudio en distintas calidades de agua.

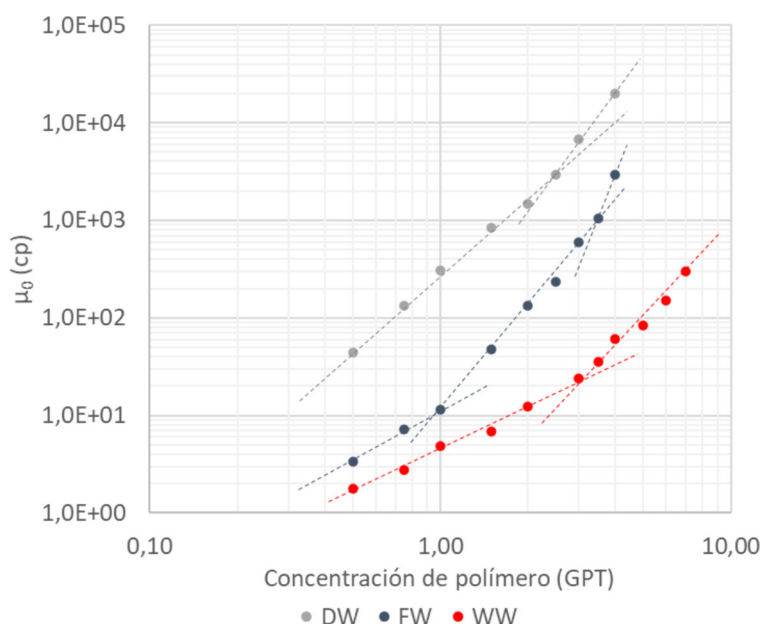


Figura 4. Valores de μ_0 , vs. concentración de polímero en las tres calidades de agua en estudio.

Previo a obtener estos resultados en laboratorio, las concentraciones de polímero VFR en los programas de bombeos se establecían con un criterio visco-dependiente: se utilizaban concentraciones de polímero que permitiesen alcanzar valores de viscosidad comparables a la de los sistemas guar a una tasa de cillazamiento de 511 seg-1. Con este primer criterio, las cargas poliméricas resultaban 1.00, 2.00 y 4.00 GPT para los sistemas LVFR, MVFR y HVFR respectivamente en agua fresca. Los resultados obtenidos en laboratorio se utilizaron para revisar los programas de bombeo en las operaciones de estimulación en Vaca Muerta. Los resultados de la Figura 4 sugieren que las propiedades del fluido de fractura deben mantenerse si las concentraciones de polímero varían dentro del rango correspondiente a cada régimen de dilución, donde el tipo de interacciones moleculares se mantiene. Esta hipótesis indicaba que era posible utilizar concentraciones de polímero más bajas sin perder de manera significativas propiedades del sistema fluido y reducir así costos por menor consumo de polímero además de generar menor residuo polimérico en la fractura. Se decidió probar esta hipótesis en un piloto en campo donde se disminuyó de 1.00 a 0.50 GPT la concentración de polímero en el régimen LVFR, y de 4.00 a 3.00 GPT en el sistema HVFR; sin alterar los demás parámetros del diseño de

estimulación: rampa de concentración y tamaño de la arena. La Figura 5 representa los cambios de concentración realizados. La prueba fue exitosa: la performance de la operación no se vio afectada al reducir las concentraciones de polímero. Las presiones se mantuvieron estables y se alcanzaron los mismos caudales que en las operaciones con mayor concentración de polímero.

El corolario de este piloto fue la masificación del uso de esta familia de polímeros en las operaciones de fractura no convencional y, además, fue el puntapié para revisar los programas de bombeo de los diseños de estimulación con el fin de optimizar los costos asociados a terminación. El desafío es maximizar el uso de *slickwater* ya que es el fluido más económico y no solo permite mejorar la reducción de fricción en cañería, sino que también minimiza riesgos operativos dando mayor margen de maniobra a la hora de tomar acciones preventivas durante la ejecución de la fractura. La Figura 6 muestra la evolución del tipo de fluido utilizado en el Hub Oil en los dos últimos años; donde, en general, se mantuvo el tipo, malla y volumen de agente de sostén y la estrategia de punzado. Esta evolución permitió un ahorro del orden del 30% en el costo asociado a fluido de fractura. Los resultados a la fecha muestran que esto no representó un incremento en la tasa de arenamientos y/o en las operaciones no completadas respecto a los diseños previos. En los casos que se produjeron arenamientos, sus causantes estuvieron relacionados con el comportamiento particular del subsuelo y no a mal desempeño del fluido.

Dio lugar a reflexionar también acerca de la necesidad de uso de otros aditivos en los fluidos de fractura. En particular, los surfactantes y los ruptores oxidativos. De esta manera, se generó una estrategia de optimización de aditivos que acompaña la visión del negocio de disminuir el costo pozo y que visualiza la eliminación del surfactante y el ruptor en las condiciones donde el fluido de fractura presenta baja viscosidad, es decir, en la región de *slickwater*. Para ello, se han

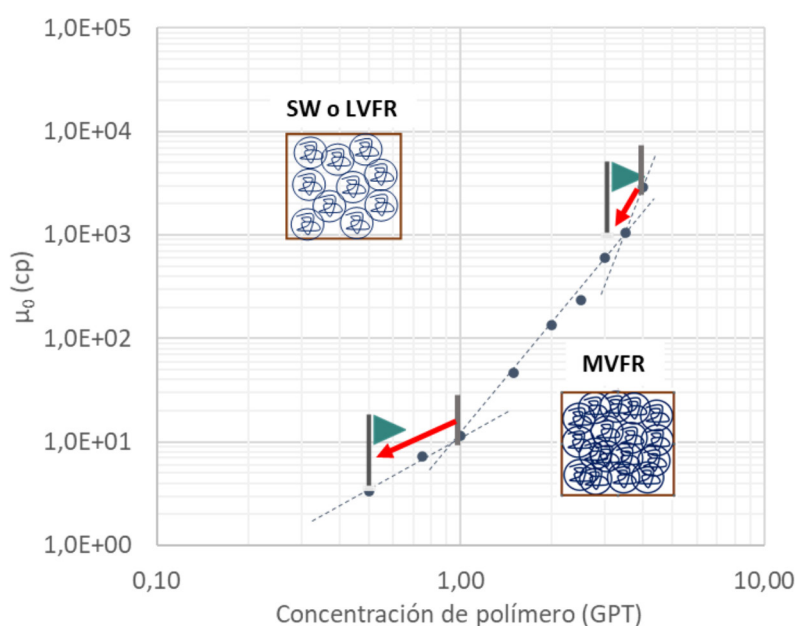


Figura 5. Representación de los cambios de concentración de polímeros realizado durante el piloto en campo.

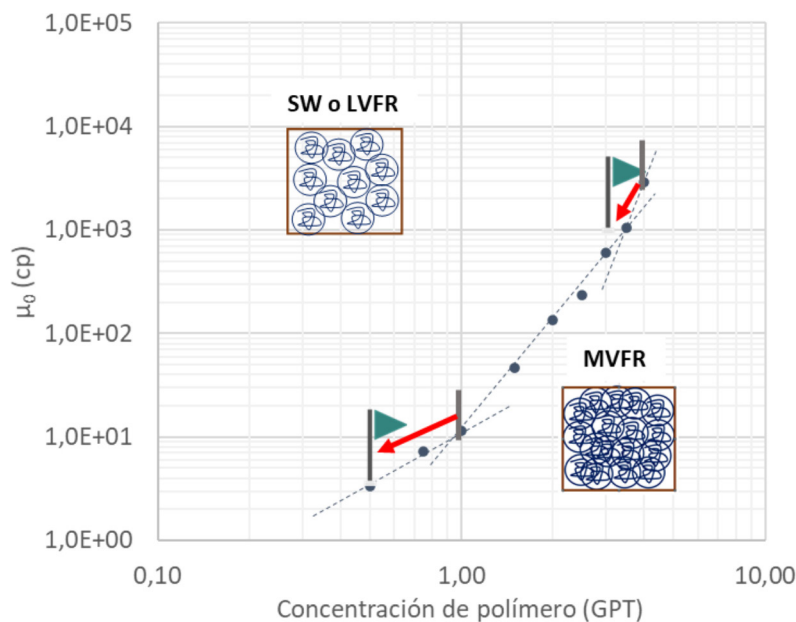


Figura 6. Evolución del tipo de fluido base poliacrilamida utilizado en Hub core oil período 2021-2022.

realizado una batería de pruebas de laboratorio y se han realizado algunos pilotos durante 2021 en pozos de petróleo que permitieron validar operativamente la estrategia.

Por último, la Figura 4 indica que el mismo análisis puede realizarse con otras calidades de agua y establecer las concentraciones mínima requeridas de polímero para alcanzar los regímenes MVFR y HVFR en un medio más salino. En el caso del agua de pozo en este trabajo, las concentraciones de polímero deberán ser superiores a 2.00 GPT para alcanzar el régimen MVFR. Actualmente, se continúa trabajando en laboratorio para estudiar cómo las características del polímero influyen en las transiciones de tipo de fluido y se completa el estudio agregando mediciones de reducción de fricción en un *loop* y de transporte de agente de sostén.

CONCLUSIONES

Este trabajo provee un método para evaluar polímeros HVFR para fluidos de fractura utilizando conocimiento en reología de soluciones poliméricas. Consiste en extrapolar la viscosidad a cizallamiento cero en fluidos de fractura preparados con distintas concentraciones de polímero y con diferentes calidades de agua. Esto permite construir cartas que resumen información relevante de los fluidos de fractura y supera la poca información técnica entregada por los proveedores sobre los polímeros. Estas cartas son herramientas útiles para diseñar programas de bombeo en tratamientos hidráulicos, comparar y seleccionar polímeros, predecir el impacto de la calidad del agua sobre el funcionamiento de los polímeros y determinar los

rangos de concentraciones de polímero donde los fluidos se comportarán como *slickwater* o LVFR, MVFR y HVFR. Los resultados de este trabajo proveen el primer intento en la industria de ordenar la información técnica de polímeros HVFR. Fueron utilizados para optimizar los programas de bombeo en Vaca Muerta y permitieron ahorros en el consumo de polímero y en otros aditivos químicos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Y-TEC (YPF Tecnología S.A.) e YPF S.A. por permitir publicar estos resultados.

REFERENCIAS CITADAS

- Aften, C., 2018. Analysis of Various High Viscosity Friction Reducers and Brine Ranges Effectiveness on Proppant Transport, SPE Eastern Regional Meeting, SPE-191792-18ERM-MS, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.
- Ba Geri, M., Imqam, A., Flori, R., 2019a. A Critical Review of Using High Viscosity Friction Reducers as Fracturing Fluids for Hydraulic Fracturing Applications. SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium SPE-195191-MS, Oklahoma City, USA.
- Ba Geri, M., Imqam, A., Bogdan, A., Shen, L., 2019b. Investigate the Rheological Behavior of High Viscosity Friction Reducer Fracture Fluids and its Impact on Proppant Static Settling Velocity, SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium held in Oklahoma City, SPE-195227-MS, Oklahoma, USA.
- Boris, D.C., Colby, R.H., 1998. Rheology of Sulfonated Solutions, *Macromolecules*, 31. P. 5746-5755
- Bu, H., Nguyen, G.T.M., Kjonnsken, A., 2006. Effects of the Quantity and Structure of Hydrophobes on the Properties of Hydrophobically Modified Alginates in Aqueous Solutions. *Polymer Bulletin*, 57, p. 563-574.
- De Gennes, P.G., Pincus, P., Velasco, R.M., Brochard, F., 1976, Remarks on polyelectrolyte conformation. *Journal of Physique*, 37 (12) 1461 – 1473.
- Galindo T., 2019. Can Proppant Transport be Negatively affected by Too Much Viscosity? SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, SPE-194317-MS. The Woodlands, Texas, USA.
- Graessley, W.W., 1979. Polymer chain dimensions and the dependence of viscoelastic properties on concentration, molecular weight and solvent power. *Polymer*, Vol 21, p 258-262.
- Hazra, S., Madrid, V., Luzan, T, Van Domelen, M., Copeland, C., 2019. Correlating the Performance of Friction Reducer with Source Water Chemistry, SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium, SPE-195199-MS, Oklahoma City, Oklahoma, USA.
- Hlodek, B., Duenckel, R., February 2020. High Viscosity Friction Reducers – Potential for Fracture Damage and Impact of Brines on Proppant Transport Capability. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, SPE-199736-MS, The Woodlands, Texas, USA.

- Hu, Y.T., Popeney, C., Gilmer, C., Kurian, P., 2019. Quantification of Dynamic Sand Settling Velocity in High Viscosity Friction Reducers and Correlation with Rheology. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), DOI 10.15530/urtec-2019-588, Denver, Colorado, USA.
- Krause, W.E; Tan, J.S.; Colby, R.H., 1999. Semidilute Solution Rheology of Polyelectrolytes with No Added Salt. *Journal of Polymer Science: Part B: Polymer Physics*, Vol. 37, p. 3429-3437.
- Lopez, C.G., 2019 Entanglement Properties of Polyelectrolytes in Salt-Free and Excess-Salt Solutions. *ACS Macro Letters*, 8, p. 979-983.
- McKee, M.G., Hunley, M.T., Layman, J.M., Long, T.E., 2006. Solution Rheological Behaviour and Electrospinning of Cationic Polyelectrolytes, *Macromolecules*, 39, p. 575-583.
- Motiee, M., Johnson, M., Ward, B., Grandt, C., McKimmy, M., Meethelb, J., 2016. High Concentration Polyacrylamide-Based Friction Reducer Used as a Direct Substitute for Guar-Based Borate Cross-linked Fluid in Fracturing Operations, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, SPE-179154-MS, The Woodlands, Texas, USA.
- Nguyen, T.C., Romero, B., Vinson, E., Wiggins, H., 2018, Effect of salt on the performance of drag reducers in slickwater fracturing fluids, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, p. 590 – 599.
- Rubinstein, M., Colby, R.H., 1994. Dynamics of Semidilute Polyelectrolyte Solutions, *Physical Review Letters*, Vol 73, N 20, p 2776-2779.
- STIM-LAB Proppant Consortium, Informe Julio 2012, Sección 3.1. Friction Reducers Used in Slickwater Applications.
- Van Domelen, M., Curtrier, W., Collins, S., Ruegamer, M., 2017. Applications of Viscosity-Building Friction Reducers as Fracturing Fluids, SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium, SPE-185084-MS, Oklahoma, USA.
- Wang, J., Zhou, F., Bai, H., Li, Y., Yang, H., 2020. A Comprehensive method to evaluate the viscous slickwater as fracturing fluids for hydraulic fracturing applications, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107359.
- Zhao, H., Danican, S., Torres, H., Christandi, Y., Nikolaev, M., Makarychev-Mikhailov, S., Bonell, A., 2018. Viscous Slickwater as Enabler for Improved Hydraulic Fracturing Design in Unconventional Reservoirs, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE-191520-MS, Dallas, Texas, USA.