

REÚSO DE AGUA DE PRODUCCIÓN EN LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS DE VACA MUERTA

María Lila Arias, Y-TEC, maria.arias@ypftecnologia.com; Rosario Velo, YPF, rosario.velo@ypf.com,
Sofía Rivelli Lavallen, sofia.rivelli@ypftecnologia.com, Gerardo Martínez,
gerardo.martinez@ypftecnologia.com, Juan Manuel Padró, juan.padro@ypftecnologia.com y Diego
Palmerio diego.palmerio@ypftecnologia.com, Y-TEC.

Sinopsis

En el desarrollo de reservorios no convencionales es crítico realizar una correcta gestión del recurso agua. Por un lado, se requieren grandes volúmenes de agua dulce para realizar las estimulaciones hidráulicas que precisan este tipo de reservorios y, por otro lado, se debe disponer el agua de producción salina (o de *flowback*) que acompaña el petróleo producido. Actualmente, el agua de producción se inyecta en pozos sumideros profundos perforados para tal fin. Como consecuencia, la industria busca reutilizar el agua de producción como fluido de fractura en las estimulaciones de pozos nuevos.

Los fluidos de fractura deben cumplir varios requisitos: ser capaces de producir fracturas, de suspender y transportar el agente de sostén dentro de estas, generar baja fricción en las cañerías, ser fáciles de preparar en el campo, minimizar la generación de residuos que afecten la conductividad de la fractura, entre otros. Estos requisitos se cumplen mediante el agregado de polímeros en concentraciones óptimas al agua. Actualmente, para la estimulación de yacimientos no convencionales se emplean poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM); dando lugar a fluidos de fractura que se conocen como HVFR (High Viscosity Friction Reducers). El comportamiento de estos es especialmente sensible a la salinidad del agua, por lo que la principal incertidumbre está relacionada con la factibilidad de generar fluidos de buena calidad utilizando las nuevas fuentes de agua.

El objetivo de este trabajo fue evaluar la viabilidad técnica de utilizar agua de *flowback* en las estimulaciones hidráulicas en Vaca Muerta. Para esto, se realizaron ensayos en laboratorio con el objetivo de anticipar el impacto que tendrá su uso en el comportamiento del fluido de fractura y evaluar cualquier efecto negativo en la producción futura de los pozos. Se determinó la viscosidad de polímeros comerciales en diferentes calidades de agua. Se estudió el efecto de los distintos iones presentes en el agua sobre la performance de los fluidos. Se encontraron diferencias entre los polímeros analizados. Además, se estudió la posible de formación de materiales gomosos (*gummy bears*), estabilidad de emulsiones y daño en la conductividad de fractura. Se analizó también la efectividad del uso de ruptores para la prevención de estos daños. El estudio se completó con pilotos en campo. Los resultados muestran que es factible utilizar agua de producción en las fracturas hidráulicas de Vaca Muerta. Se generó una guía con evaluaciones que se deben realizar y precauciones a tener para la utilización de agua *flowback*.

Introducción

La fractura hidráulica es la técnica de estimulación que permite la producción de hidrocarburos en reservorios no convencionales, como Vaca Muerta. Esta consiste en inyectar grandes volúmenes de agua con arena a altos caudales con el objetivo de generar fracturas en la formación. Para la formulación de fluidos de fractura, se incorporan al agua varios aditivos, entre ellos ciertos polímeros que son clave para alcanzar las propiedades deseadas en dicho fluido, entre las que se pueden mencionar la buena capacidad de transporte de la arena y la generación de bajas fricciones en las cañerías. Adicionalmente, se espera, que los fluidos sean fáciles de preparar y que minimicen los residuos poliméricos remanentes en la fractura. Estos residuos pueden afectar la conductividad y, por lo tanto, la producción posterior de los pozos (Miskimins, J.L., 2019).

En la actualidad, para la formulación de los fluidos de fractura, se emplean poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) (Ba Saloom, Ba Geri, & Suhail, 2024). La adición de estos polímeros da lugar a fluidos que en la industria se conocen como HVFR (reductores de fricción de alta viscosidad). Estos polímeros son polielectrolitos, es decir, son moléculas que contienen cargas electrostáticas 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. 1A**). Si se incorporan sales a la solución, los iones de estas apantallarán las cargas en las cadenas del polímero y, por lo tanto, las moléculas adquirirán una configuración ovillada (**Fig. 1B**). En esta configuración, la resistencia al flujo es menor y, la viscosidad de las soluciones salinas es más baja que en las soluciones libre de sales (Arias, y otros, 2022). Con el objeto de mejorar la resistencia a la salinidad, suele incorporarse un tercer monómero a las HPAM dando lugar a poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas modificadas. Este tercer monómero puede ser aniónico, catiónico, zwitterionico, un ligante químico o un ligante físico (Giussi, y otros, 2023). Por lo tanto y, en resumen, las propiedades de un fluido de fractura HVFR dependerán de diversos factores: largo de la cadena polimérica, densidad de carga, dispersividad (D), arreglo de grupos químicos que modifican la poliacrilamida (PAM), concentración de PAM en la solución, contenido y tipo de sales en el agua e incorporación de otros aditivos al fluido de fractura. Pese a la relevancia del fluido en las estimulaciones hidráulicas, no existen en la industria normas o procedimientos estandarizados para la caracterización de los polímeros que se utilizan en las formulaciones de fluidos de fractura del tipo HVFR. Esto obedece a que aún no se comprende completamente cómo cada una de las variables del fluido impacta en los requerimientos que se deben cumplir durante las operaciones.

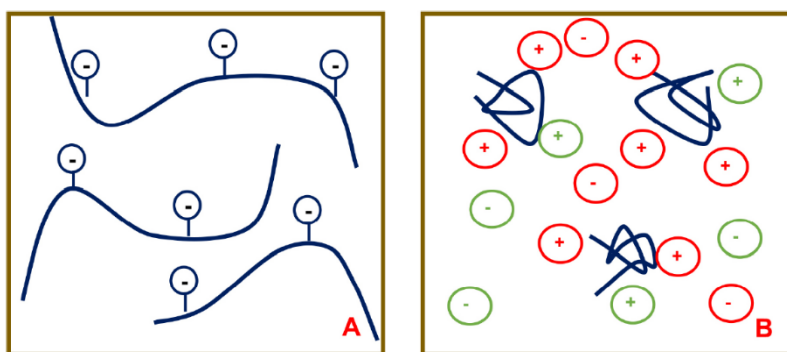


Figura 1: Efecto de la salinidad del agua sobre la conformación de cadenas poliméricas en solución. **A:** solvente libre de sales; **B:** solvente con sales agregadas (Arias, y otros, 2022).

Por otro lado, la producción de hidrocarburos es acompañada de agua, que se conoce como agua de producción o de *flowback* (FB). Esta se caracteriza por presentar alta salinidad, microorganismos y/o metales pesados y, surgen preocupaciones ambientales en cuanto su disposición final. Actualmente, el agua de producción se inyecta en pozos sumideros perforados para tal fin. Como consecuencia de esto, la industria busca su reutilización como fluido de fractura en las operaciones de estimulación en pozos nuevos.

El objetivo de este trabajo fue evaluar la factibilidad técnica de utilizar agua de *flowback* en las estimulaciones hidráulicas en Vaca Muerta. Para esto, se realizaron ensayos en laboratorio con el objetivo de anticipar el impacto que tendrá su uso en el comportamiento del fluido de fractura. Adicionalmente, se llevaron a cabo pilotos de campo empleando agua de producción en diferentes proporciones para la formulación de fluidos de fractura (Velo, y otros, 2025). Otro interrogante que surgió en el marco del proyecto es si el uso de agua de producción puede generar problemas nuevos durante la producción de los pozos o potenciar los ya existentes. Se ha reportado en bibliografía la aparición de un material gomoso en pozos e instalaciones de superficie que se conoce como *gummy bears* por su semejanza con las golosinas “ositos de goma”. Su formación se atribuye a la interacción de los polímeros HVFR con cationes trivalentes como el Fe(III) (Rassnefoss, 2020). Se han encontrado materiales con estas características en algunos pozos en Vaca Muerta y existe sospecha de que esto pudiera incrementarse con el uso de la nueva fuente de agua. Se realizaron pruebas de laboratorio con el objeto de estudiar estos posibles daños y la efectividad del uso de ruptores para mitigarlos.

Desarrollo

Se realizaron ensayos en laboratorio con el objetivo de anticipar el impacto que tendrá el uso de agua de *flowback* en el comportamiento del fluido de fractura y de evaluar potenciales efectos negativos en la producción futura de los pozos. Se decidió trabajar con 2 polímeros comerciales, polímeros A y B, utilizados previamente en operaciones con agua dulce.

Caracterización del agua de *flowback*

En primer lugar, se realizó un análisis estadístico de la composición iónica del agua de producción. En la **Figura 2** se muestra la variación del contenido de los sólidos disueltos totales (TDS) entre 2019 y 2023, en muestras de agua tomadas en la salida a sumidero de las plantas de tratamiento de crudo. Las líneas discontinuas marcan los límites inferior y superior de variación, calculados como dos veces la desviación estándar (2σ). Se analizó también la variabilidad de los principales iones presentes en estas mismas muestras de agua, **Tabla 1**.

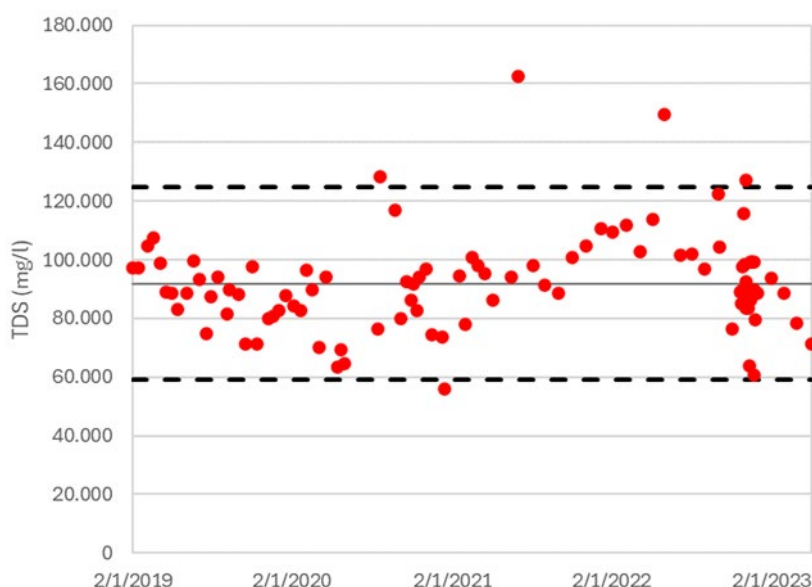


Figura 2: Variación de los sólidos disueltos totales (TDS) en agua de producción durante los años 2019 y 2023.

Tabla 1: Variación de la concentración de los principales iones presentes en agua de producción durante los últimos 4 años.

		Valor medio	+2 σ	-2 σ
Sodio	mg/l	15.107	25.397	4.817
Potasio	mg/l	1.394	2.266	522
Calcio	mg/l	15.790	23.242	8.338
Magnesio	mg/l	1.732	3.526	-
Hierro Ferroso	mg/l	55	95	14
Hierro Férrico	mg/l	10	27	-
Cloruros	mg/l	57.702	78.184	37.220
Sulfatos	mg/l	128	214	42
Bicarbonatos	mg/l	218	380	56

Se encuentra bien establecido que la salinidad del agua tiene un fuerte impacto sobre la reología de los fluidos de fractura y sobre su capacidad para reducir fricción (Arias, y otros, 2022; Aften, 2018; Nguyen, y

otros, 2018). Adicionalmente, los iones multivalentes (Ca(II), Mg(II), Fe(II) o Fe(III)) generan pérdidas más drásticas de viscosidad que los iones monovalentes (Na(I) o K(I)) en soluciones acuosas de HPAM. A partir de búsquedas bibliográficas, se puede mencionar que algunos autores, proponen que la fuerza iónica (I) del agua es un mejor indicador del impacto de la salinidad en la viscosidad de las soluciones con poliacrilamidas (Ward, y otros, 1981).

$$I = \frac{1}{2} \sum_i c_i z_i^2$$

Donde: I es la fuerza iónica del agua, c_i es la concentración molar (M) de la i -especie, z_i carga de la i -especie.

Para tener un mejor control sobre los iones presentes en agua, se decidió trabajar con aguas sintéticas. Se realizaron 2 tipos de evaluaciones, por un lado, se analizó el efecto del contenido total de sales y, por otro lado, se estudió el efecto de los iones divalentes. En la **Tabla 2** se muestran las composiciones químicas de las aguas sintéticas utilizadas.

Tabla 2: Composición química de las aguas sintéticas utilizadas.

		Agua dulce	50% FB	25% FB	20% FB	15% FB	10% FB	5% FB	2,5% FB	1% FB	25% FB s/divalentes
Ca ⁺²	mg/l	34	7.896	3.948	3.159	2.369	1.579	790	395	158	-
Mg ⁺²	mg/l	14	865	433	346	260	173	87	43	17	-
Na ⁺	mg/l	22	7.476	3.717	2.990	2.243	1.495	748	374	150	8.713
K ⁺	mg/l	2	698	349	279	209	140	70	35	14	349
Fe ⁺²	mg/l	-	15,0	7,5	6,0	4,5	3,0	1,5	0,7	0,3	-
Fe ⁺³	mg/l	-	2,0	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1	0,0	-
Cl ⁻	mg/l	104	28.564	14.282	11.426	8.569	5.713	2.856	1.428	571	13.696
SO ₄ ⁻²	mg/l	44	68	34	27	20	14	7	3	1	34
HCO ₃ ⁻	mg/l	-	110	55	44	33	22	11	6	2	55
TDS	mg/l	219	45.695	22.826	18.278	13.708	9.139	4.569	2.285	914	22.848
FI	mol/l	0,006	1,043	0,521	0,417	0,313	0,209	0,104	0,052	0,021	0,388

Impacto del uso de agua de *flowback* en el comportamiento del fluido de fractura

Si bien no existen dudas de que la capacidad de transportar *proppant* está asociada al comportamiento reológico del fluido, no se han encontrado aún buenas correlaciones entre parámetros reológicos y la capacidad de transporte de agente de sostén (Hlidek, y otros, 2020; Galindo, 2019). Pese a esto, la industria continúa utilizando mediciones de viscosidad en viscosímetros tipo Fann 35 con una tasa de corte de 511 s⁻¹, para evaluar los fluidos, por ser un análisis simple, rápido y que requiere poca cantidad de muestra. Esta fue la medición que se utilizó mayoritariamente en el proyecto y, que permitió estudiar un gran número de calidades de agua, polímeros y concentraciones de éstos.

Las mediciones de viscosidad se realizaron con un viscosímetro Couette marca Ofite modelo 900 con geometría R1B1 y 300 rpm (511 seg⁻¹). Los fluidos de fractura se prepararon en una mezcladora de velocidad constante (tipo Waring Blender). Se colocó en el vaso de la mezcladora el volumen de agua necesario que no debe ser inferior a 250 ml. Se agitó a una velocidad de 1,500 rpm. Posteriormente, se añadió el polímero incorporándolo en forma de lluvia sobre el hombro del vórtice. Se continuó mezclando durante 1 min a temperatura ambiente. Se detuvo el mezclado e inmediatamente se colocó el fluido en la copa del viscosímetro para iniciar las mediciones de velocidad de hidratación. Se registraron los valores de viscosidad y temperatura medida a 1, 3, 5, 10 y luego cada 10 min hasta los 120 min.

Se evaluó la velocidad de hidratación y viscosidad final desarrollada por los dos polímeros en una concentración de 18 PPT (pounds per thousand gallons) en una mezcla que contenía 25% agua de *flowback* (FB) y en agua dulce, **Figura 3**. El agua salada generó, como se esperaba, una drástica caída de la viscosidad final pero también afectó la velocidad de hidratación de los polímeros. La hidratación en agua dulce es se

produce a una alta velocidad mientras que en agua salada se encontraron dos tipos de comportamientos. Por un lado, el polímero A se hidrató progresivamente en agua salada hasta alcanzar su viscosidad final; por otro lado, el polímero B presentó un incremento marcado de la viscosidad durante los primeros 10 – 20 min, y luego la viscosidad disminuyó y se estabilizó en un valor final.

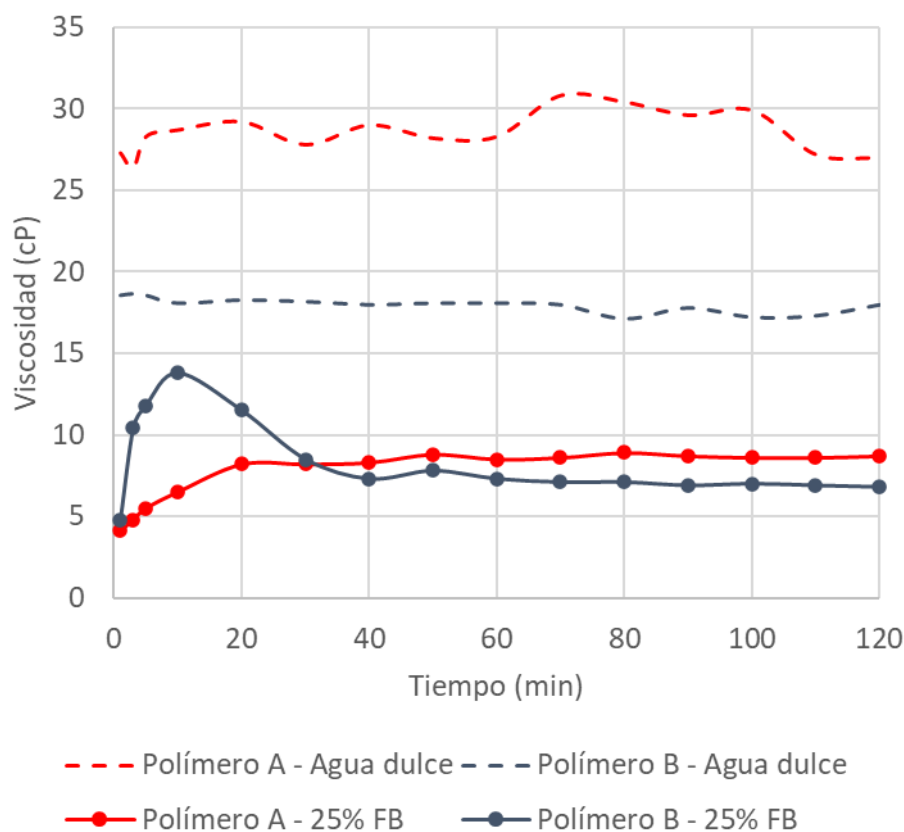


Figura 3: Velocidad de hidratación en agua 25% FB y en agua dulce, concentración de polímero 18 PPT.

En la **Figura 4** se estudia el efecto de utilizar distintos porcentajes de agua de FB con los mismos polímeros, pero con una concentración 24 PPT. Estos mantienen los dos tipos de comportamiento de hidratación en agua salada descriptos previamente. El polímero A muestra un deterioro progresivo de la viscosidad a 511 s^{-1} a medida que se incrementa el contenido de agua de FB hasta 15%. Con contenidos de agua de FB por encima de 15%, se mantienen los valores de viscosidad independientemente de la salinidad del agua. Por otro lado, el polímero B continúa mostrando un incremento marcado de viscosidad durante los primeros minutos de hidratación, seguido de una caída pronunciada para todos los valores de contenido de agua de producción estudiados.

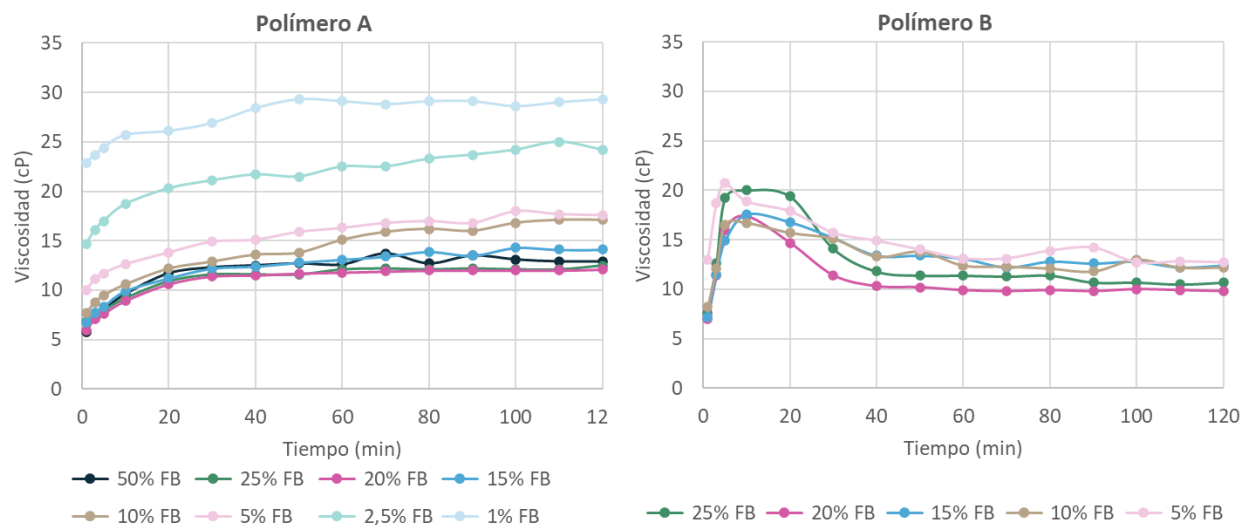


Figura 4: Velocidad de hidratación polímeros A y B para distintos contenidos de agua de FB. Concentración polímero: 24 PPT.

Adicionalmente, se midió el perfil de viscosidades, en un reómetro, aplicando un barrido de tasas de corte en los fluidos preparados con el polímero A, **Figura 5** (Arias, y otros, 2022). La línea roja vertical indica el valor de *shear rate* utilizado en las mediciones de viscosidad con Ofite 900, 511 s^{-1} . La comparación de los resultados de la **Figura 5** con los de la **Figura 4** muestra que el reómetro arroja valores de viscosidad más bajos en 511 s^{-1} respecto al viscosímetro Ofite 900. Este mismo comportamiento fue observado por el consorcio Proppant de Stimlab, que también comparó resultados en reómetro con viscosímetros portátiles de campo (Hlidek, 8.2 - HVFR Rheology and Proppant Transport, 2021). El consorcio atribuye la diferencia entre los resultados a la formación de vórtices (vórtices de Taylor) en las geometrías Couette a altas velocidades de corte.

La **Figura 5** evidencia lo que ya se había mostrado en un trabajo previo (Arias, y otros, 2022): 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 – agua en valores de tasa de corte por debajo de un valor crítico, $\gamma_{\text{Crítico}}$. A tasas por encima de este valor, las cadenas se orientan con la dirección de flujo y el efecto la salinidad del agua sobre la viscosidad es menos pronunciado, esto sucede a 511 s^{-1} . Se agregó como referencia una medición en un fluido de fractura que se utiliza actualmente en las operaciones con agua dulce. Este fue preparado con agua dulce y 12 PPT de polímero A. Se observa que la viscosidad de este fluido es menor a altas tasas de cizallamiento, que las correspondientes a los fluidos preparados con agua de *flowback*, que fueron preparados con una concentración del doble de polímero. Es decir, a altas tasas de corte prevalece el efecto de la concentración de polímero sobre la salinidad del agua en la viscosidad del fluido. Sin embargo, en la medida que disminuye la tasa de corte, los fluidos preparados con agua salina alcanzan rápidamente el *plateau* newtoniano, mientras que el fluido preparado con agua dulce, no lo alcanza en las condiciones de ensayo utilizadas y su viscosidad es mucho mayor a bajos *shear-rates*. En una fractura real, la tasa de corte que experimenta el fluido está dada por el caudal y la geometría del espacio por donde este se mueve y, en consecuencia, es muy difícil calcularla. Hipotéticamente, será alta en las cercanías del pozo e irá disminuyendo en la medida que se avanza dentro de la fractura, por lo tanto, se espera que el efecto de la salinidad del agua en la viscosidad del fluido de fractura tenga mayor relevancia en las lejanías al pozo.

En resumen, el contenido de sólidos disueltos totales (TDS) afecta la viscosidad final de los fluidos y la velocidad de hidratación de los polímeros. Evaluar y comparar polímeros estudiando la evolución de la viscosidad durante los primeros 5 – 10 min de mezclado puede dar lugar a conclusiones erróneas. Por ejemplo, el polímero B muestra inicialmente una viscosidad mucho mayor que el polímero A, pero luego de 30 min sus valores se equiparan, **Figura 3**. Además, durante los primeros minutos los fluidos son inestables y diferencias de sólo algunos segundos en la toma de mediciones en el laboratorio pueden dar lugar a diferencias en los

valores de viscosidad informados. En otras palabras, el error de medición es mayor durante los primeros minutos. Por último, se realizaron estudios reológicos barriendo un rango amplio de tasas de corte. Se comprobó que el efecto de la salinidad del agua sobre la viscosidad del fluido es más marcado a bajos valores de *shear-rates*, que se espera tengan lugar dentro de la fractura en la lejanía del pozo.

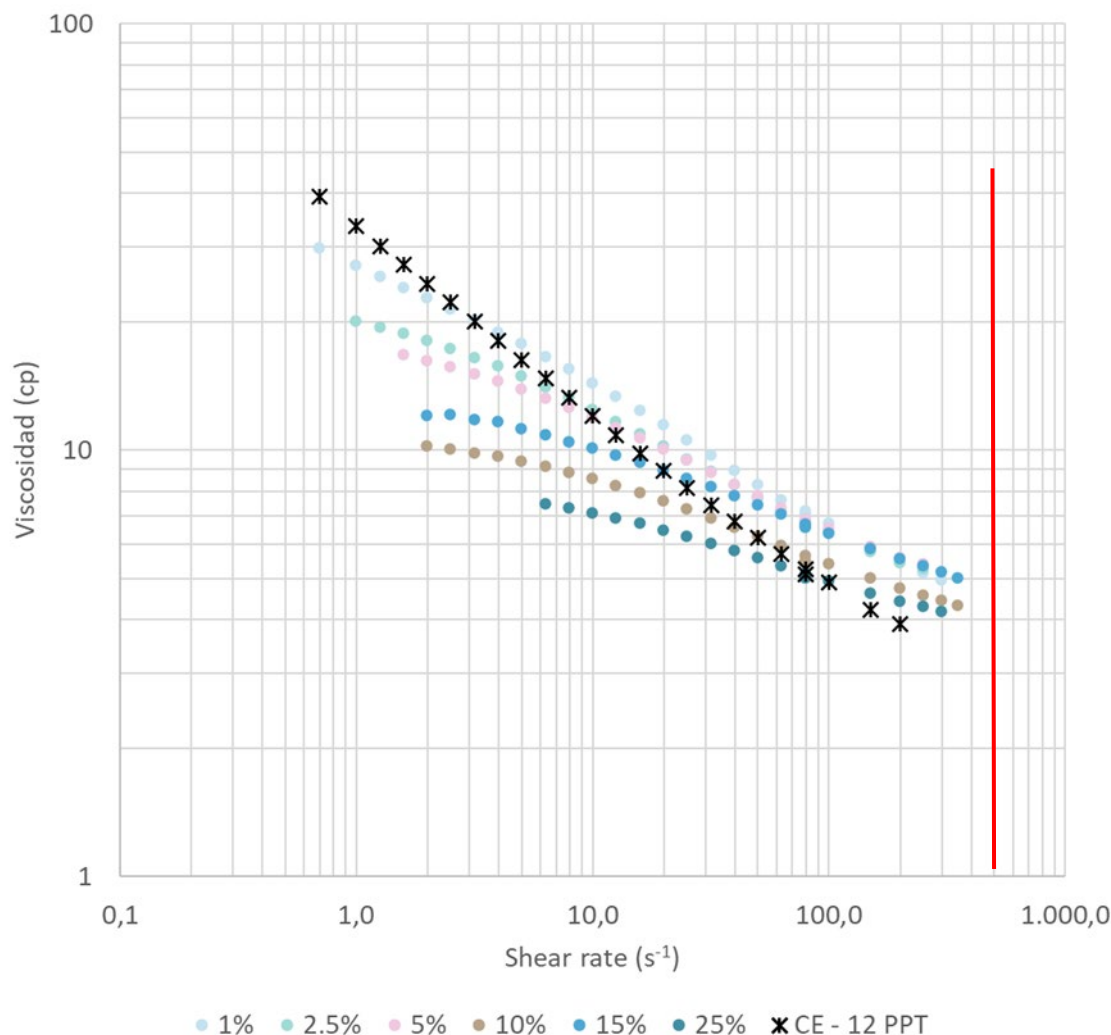


Figura 5: Mediciones de viscosidad estacionaria en corte a temperatura ambiente vs. tasa de cizallamiento para distintos contenidos de agua de *flowback* con polímero A en concentración 24 PPT.

Por último, se estudió el efecto de los iones divalentes sobre el comportamiento de los fluidos de fractura. Para esto se utilizó el agua sintética 25% FB sin divalentes, **Tabla 2**. En la preparación de ésta se mantuvo el contenido total de sólidos disueltos correspondientes a agua 25% FB pero se eliminaron las sales que contienen Ca(II), Mg(II) y Fe(III). Se midió la velocidad de hidratación a $511 s^{-1}$ siguiendo el método descrito previamente, **Figura 6**. Los resultados muestran que efectivamente tanto el polímero A como B desarrollan valores mayores de viscosidad cuando se eliminan los cationes mencionados. El polímero A prolonga el tiempo de hidratación y desarrolla la viscosidad final luego de 80 min luego de preparado el fluido. Estos resultados indican que las fluctuaciones en la composición del agua, más allá del contenido de sólidos disueltos totales, impactan en el comportamiento del fluido y pueden dar lugar a inestabilidades del fluido si se producen durante la operación de estimulación.

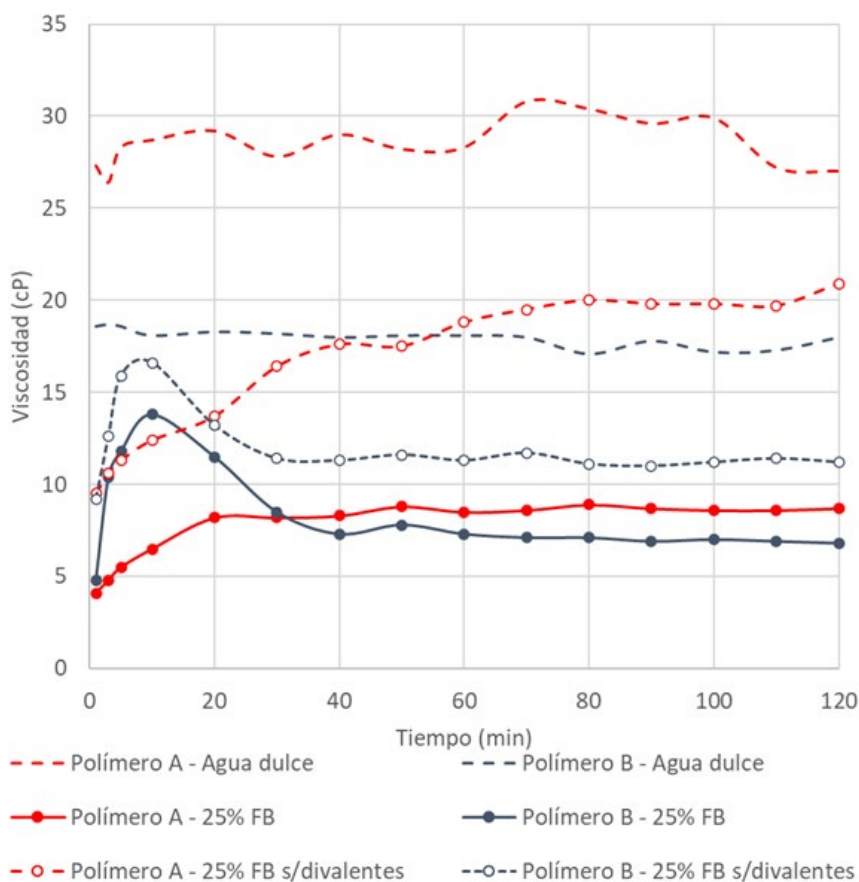


Figura 6: Efecto de los cationes divalentes en la velocidad de hidratación, concentración de polímero: 18 PPT.

Impacto del uso de agua de *flowback* en la productividad de los pozos

Otra inquietud que surgió en el marco del proyecto es, si el uso de agua de producción puede dar lugar a problemas nuevos durante la producción de los pozos o potenciar los ya existentes. Un tipo de daño tradicional de los fluidos de fractura es, que el polímero se recupere de manera incompleta cuando los pozos se ponen en producción, de esta manera, parte del polímero queda atrapado entre los granos de arena y reducen la conductividad de la fractura (Miskimins, J.L., 2019; Hlidek & Duenckel, 2020). Este tipo de daño se estudia en laboratorio mediante ensayos de conductividad retenida. Otro problema reportado en bibliografía es la aparición de un material gomoso en los pozos e instalaciones de superficie, que se atribuye a la interacción de los polímeros HVFR con cationes trivalentes como el Fe(III) (Rassnefoss, 2020). Existen sospechas que esto pueda incrementarse con el uso de la nueva fuente de agua. Para prevenir estos daños, se suelen agregar ruptores que corten las cadenas poliméricas y faciliten la remoción del polímero (Dreyer, Garza, & Kurian, 2024). Los ruptores oxidativos, actúan escindiendo las cadenas poliméricas a través de reacciones radicalarias. La efectividad del ruptor estará dada por las características químicas del polímero, el componente activo del ruptor y la temperatura y tiempo durante el que transcurre la reacción de degradación. La ruptura de las cadenas de polímero da lugar a una caída marcada de la viscosidad del fluido y ésta es la medición que usualmente se utiliza en laboratorio para estudiar la efectividad de dichos aditivos.

Se estudió la efectividad de un ruptor oxidativo comercial en los polímeros A y B. Los fluidos de fractura se prepararon con el mismo procedimiento descrito previamente. En el caso de los fluidos con ruptor, este se agregó a los 30 segundos de iniciada la mezcla en la mezcladora Warring Blender. Las mediciones de viscosidad se realizaron en un viscosímetro Couette marca Ofite modelo 1100, que permite aplicar presión y, por lo tanto, trabajar con temperaturas por encima de 100 °C. Se utilizó una presión de 150 psi y se midió la

viscosidad de manera continua con un *shear-rate* de 100 s^{-1} mientras se aplicaba el siguiente programa de temperatura: 1 hora a temperatura ambiente, luego se calentó el fluido hasta 105°C (temperatura de Vaca Muerta), y se continuó midiendo viscosidad a esta temperatura durante otras 2 horas.

En primer lugar, se estudió la efectividad del ruptor en agua dulce. En la **Figura 7** se comparan los perfiles de viscosidad con la temperatura entre fluidos con y sin ruptor. En ambos polímeros, se observó una caída marcada de la viscosidad cuando se agrega el oxidante al fluido y la temperatura se lleva a 105°C , comprobando la efectividad del ruptor en ambos casos.

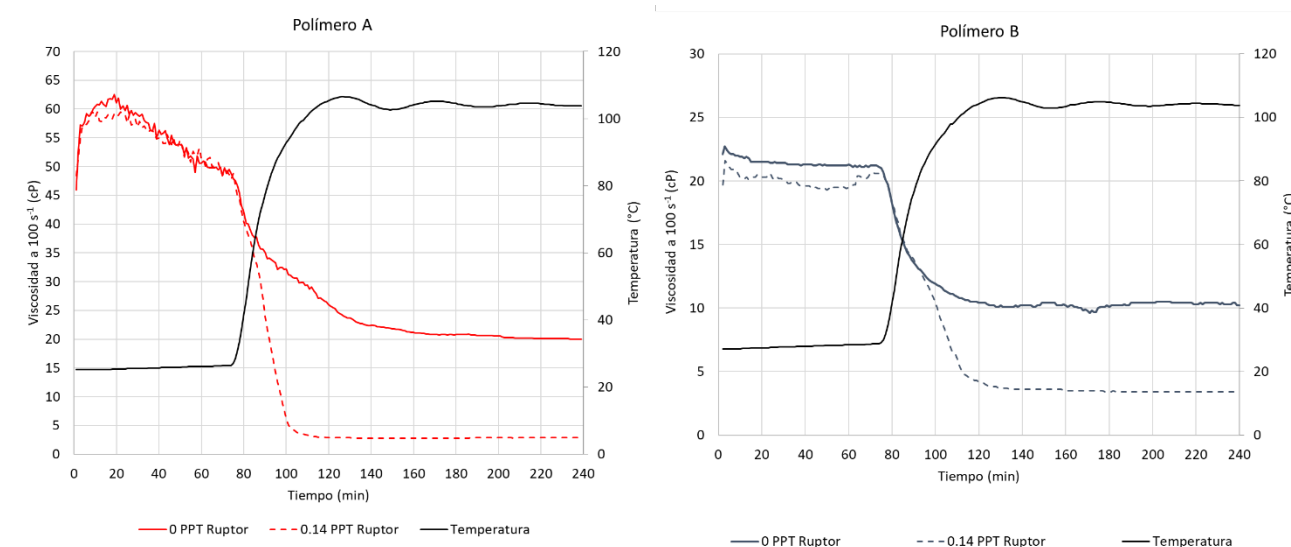


Figura 1: Efectividad ruptores oxidativos en polímeros A y B en agua dulce. Concentración polímero: 12 PPT.

El siguiente paso fue estudiar la efectividad del ruptor en agua sintética 25% FB y utilizando las mismas concentraciones de ruptor que en agua dulce, **Figura 8**. En estos casos surge como problema la caída en la viscosidad asociada a la salinidad del agua, que hace más difícil la comparación entre fluidos con y sin agente oxidante. Se decidió probar otros métodos para estudiar la efectividad del ruptor en aguas saladas.

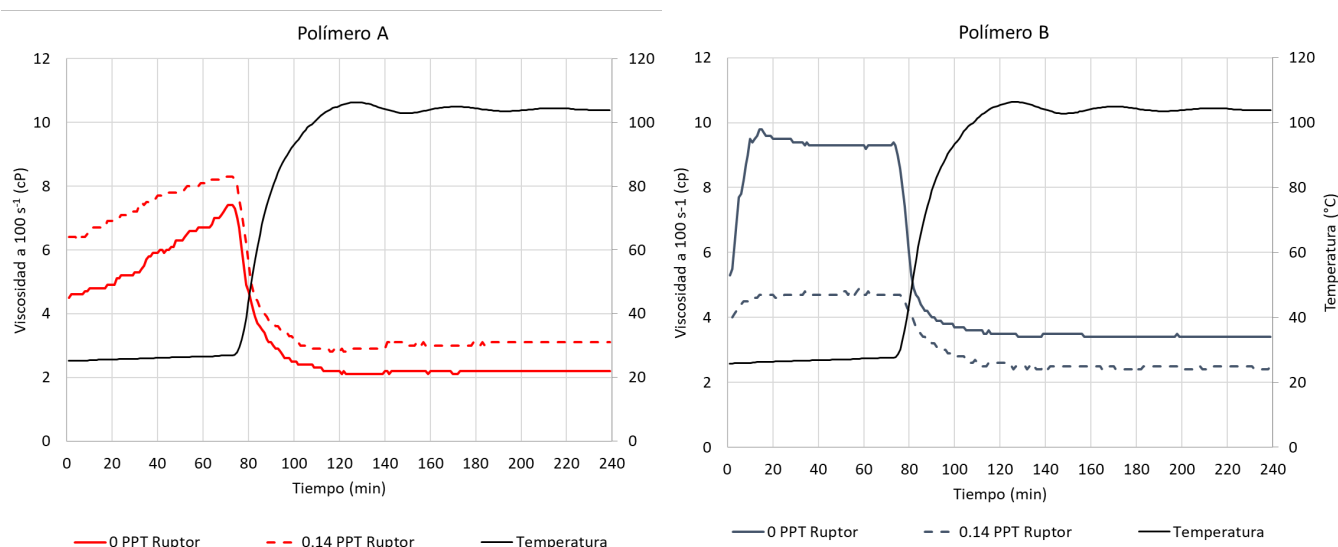


Figura 2: Efectividad ruptores oxidativos en polímeros A y B en agua 25% FB. Concentración polímero: 24 PPT.

Se utilizó cromatografía de exclusión por tamaño (SEC) para comparar en forma relativa la distribución de pesos moleculares de polímeros. Las condiciones operativas utilizadas fueron las siguientes: Fase móvil= NaCl 0.2M, viny= 50 uL, F= 1mL/min, columna= Shodex OHPak SB-80GM (300 x 8 mm) + WATERS Ultrahydrogel (linear) (300 x 7.8 mm), C= 0,25 mg/mL (polímero disuelto en la fase móvil, 24 horas de agitación)

Se evaluaron fluidos de fractura preparados a partir de polímeros A en distintas condiciones, **Tabla 3**. En el caso de los fluidos con ruptor, estos se mantuvieron durante 2 horas a 105°C previo análisis. Los resultados de la **Tabla 3** muestran que cuando se agrega ruptor a fluidos preparados con agua dulce, este logra reducir 49 veces el largo de las cadenas poliméricas. Pero cuando esto mismo se hace en fluidos preparados con agua 25% FB aun agregando exceso de ruptor, el largo de las cadenas se reduce solo 7 veces. Como se indicó previamente, la oxidación de las cadenas poliméricas es una reacción radicalaria, los iones presentes en las aguas salinas probablemente interfieren con los radicales libres afectando la velocidad de reacción.

Tabla 3: Distribución de pesos moleculares promedio del polímero A en diferentes condiciones: agua dulce y agua 25% FB con y sin ruptor.

Fluido	M _w (kDa)	M _w Sin ruptor / M _w Con ruptor
12 PPT Polímero A – Agua dulce – 0,00 PPT Ruptor	8.789	
12 PPT Polímero A – Agua dulce – 0,14 PPT Ruptor	179,4	49
24 PPT Polímero A – 25% FB – 0,00 PPT Ruptor	8.517	
24 PPT Polímero A – 25% FB – 0,50 PPT Ruptor	1.155	7

Por último, se implementó un método cualitativo para evaluar el efecto del agente oxidante. Este consiste en agregar una pizca de FeCl₃ y analizar el volumen y consistencia de los *gummy bears* que se forman en cada caso, **Figura 9**. Se observa que el agregado de Fe(III) a fluidos preparados en agua dulce sin ruptor da

lugar a la formación de un gel consistente. Cuando se hace lo mismo en fluidos escindidos y preparados con agua dulce, precipita un residuo polimérico, pero con menor consistencia. En el caso de los fluidos preparados con 25% FB, las diferencias son menos evidentes entre los fluidos con y sin ruptor, en ambos casos, se observa la precipitación de un residuo con consistencia intermedia.

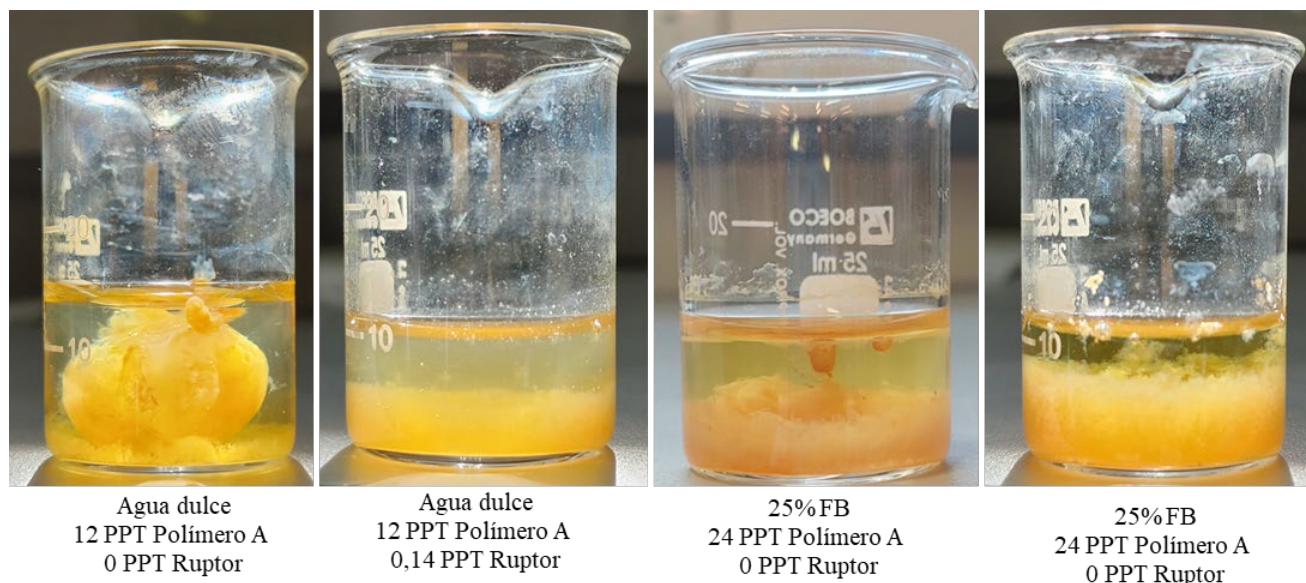


Figura 9: Efecto del uso de ruptor en la formación de *gummy bears* (Velo, Arias, Weimann, Mottes, & Perez, 2025).

Finalmente, se llevó adelante un ensayo de conductividad retenida, cuyo objetivo fue evaluar si el uso de agua de producción puede dar lugar a un daño mayor en la fractura al que se puede tener actualmente con agua dulce. El ensayo consiste en medir la conductividad inicial del agente de sostén a una única presión, - generalmente 2,000 psi, de acuerdo con las indicaciones de la norma API RP 19D. El siguiente paso consiste en circular por la celda por lo menos 3 volúmenes porales del fluido de fractura que se desea estudiar. Se corta la circulación de fluido y éste se mantiene dentro de la celda durante 24 horas a la temperatura de formación. Transcurridas las 24 horas, se circula agua dulce y se mide nuevamente conductividad según API RP 19D. Se comparan los valores de iniciales y finales de conductividad.

Se evaluó la conductividad retenida con agua dulce y con agua de producción. En ambas celdas, se utilizó arena natural #30/140. En una de ellas se evaluó un fluido preparado con agua dulce, 12 PPT de polímero A y 0,14 PPT de ruptor; en la otra se utilizó un fluido preparado con agua conteniendo 15% agua de producción real, 18 PPT de polímero A y 0,14 PPT de ruptor. Los resultados muestran que con ambas aguas se recupera la conductividad inicial en el pack de arena, **Figura 10**. Además, una vez terminado el ensayo, se observaron los packs de arena en microscopio óptico y en ninguno de los casos se encontró residuo polimérico entre los granos, **Figura 11**.

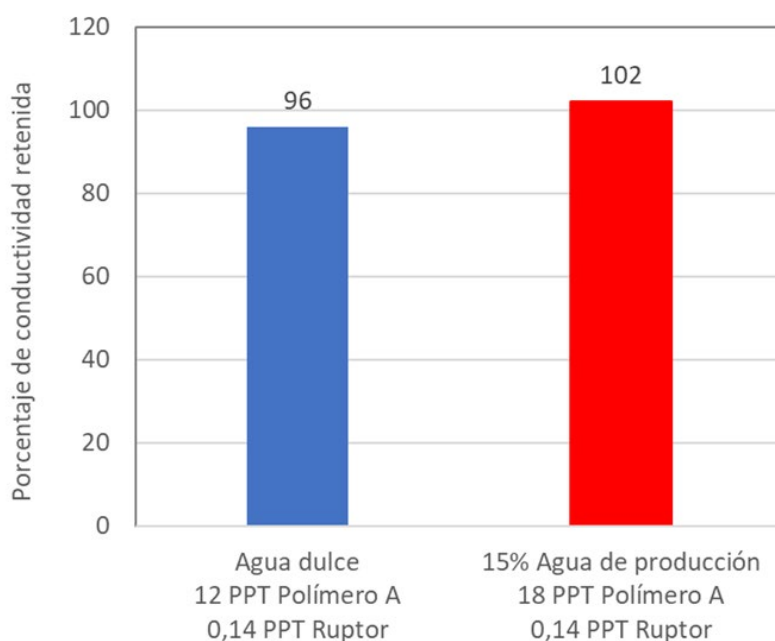


Figura 10: Resultados ensayo conductividad retenida.

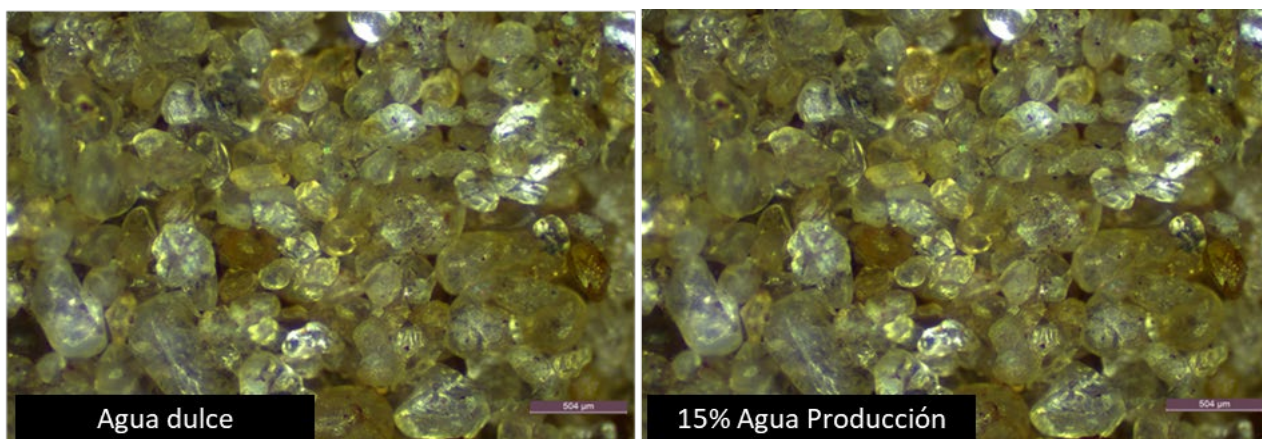


Figura 11: Aspecto de la arena post ensayo conductividad retenida.

Pruebas en campo

Además de la caracterización de los fluidos de fractura que realizada en laboratorio, se planificaron y ejecutaron una serie de pruebas de campo (Velo, Arias, Weimann, Mottes, & Perez, 2025). Los objetivos de éstas fueron: evaluar la factibilidad operativa para fracturar con mezclas de distintas proporciones de agua de *flowback* y evaluar el impacto en los caudales de bombeo y en los consumos de polímero. Estas pruebas se realizaron con los mismos polímeros A y B utilizados en laboratorio.

Se llevaron adelante varias pruebas. Las primeras de ellas se realizaron en la última etapa de diversos pozos y tuvieron como fin: identificar y descartar riesgos operativos de arenamientos; calibrar las fricciones de los fluidos y evaluar la capacidad de transporte de agente de sostén. Los resultados alentadores en ellas dieron lugar a una segunda fase, donde se probaron los fluidos en condiciones más exigentes en etapas medias de la rama horizontal.

En los bombeos de calibración de fricciones sin arena, se encontró el comportamiento característico con agua dulce. La máxima reducción de fricción se logra con una concentración crítica de polímero, luego de

la cual un incremento posterior de concentración no generará una reducción de fricción sino un incremento en presión. Por el contrario, cuando se utilizaron diferentes proporciones de agua de *flowback*, se observó una disminución en la presión con un agregado posterior de polímero en todo el intervalo de concentraciones reductor de fricción testeado.

En las pruebas con arena, se planificaron concentraciones iniciales de polímero a partir de los resultados de laboratorio y de los de las calibraciones de fricciones previas. Luego, durante las pruebas, se ajustó la concentración de producto de manera reactiva para incrementar la viscosidad ante incrementos de presión. De esta manera, el consumo de polímero es un indicativo de la respuesta en presión del fluido y de la facilidad para fracturar.

Para ambos polímeros, las etapas con menos proporción de agua de *flowback* no siempre fueron las más fáciles para fracturar, y en ocasiones fueron las que presentaron mayores consumos reales de polímero. En forma contraria a lo esperado, no se observa una proporcionalidad directa entre un incremento en el agua de *flowback* en la mezcla y un incremento en consumo de polímero, **Figura 12**. La importante variabilidad en la salinidad del agua de producción pasa a ser el factor preponderante más allá del porcentaje de agua presente en la mezcla. Se debe tener presente que, para la realización de estos pilotos, el agua de *flowback* se acopió en piletas. Estas se llenaron con *batches* de agua de producción enviados en fechas diferentes.

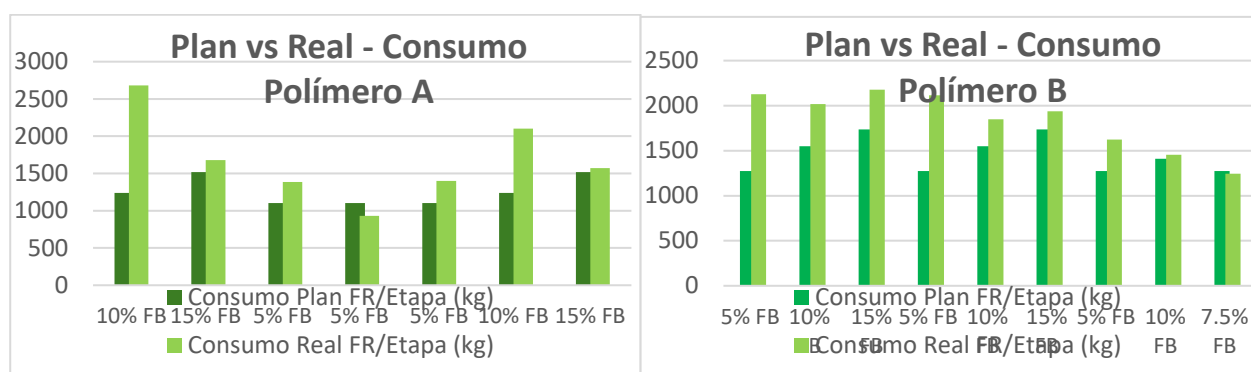


Figura 12: Comparación entre consumo planificado de FR vs consumo real en cada etapa de fractura bombeada con agua de *flowback*. (Velo, Arias, Weimann, Mottes, & Perez, 2025)

Conclusiones

Las pruebas realizadas en campo muestran que es factible utilizar agua de producción en las estimulaciones hidráulicas en Vaca Muerta. Sin embargo, el agua de producción muestra una gran variabilidad tanto en el contenido total de iones como en los iones presentes. Esto impacta en el comportamiento del fluido de fractura y, en consecuencia, en las concentraciones de polímero requeridas. Por otro lado, si bien todos los polímeros comerciales son poliacrilamidas parcialmente modificadas, difieren entre sí en el peso molecular, contenido de modificadores químicos y/o grado de hidrólisis. Esto conduce a que respondan de manera diversa ante variaciones en la salinidad del agua.

Es importante evaluar la robustez de los polímeros ante cambios en la calidad de agua de manera previa a su utilización en campo. Esto permitirá anticipar su respuesta ante fluctuaciones en la composición físico-química del agua durante la operación de fractura. Esta evaluación se puede hacer de manera simple utilizando viscosímetros tipo Fann 35, de uso común en las compañías de servicio. Se propone determinar la velocidad de hidratación y la viscosidad final desarrollada a temperatura ambiente de los polímeros en evaluación. Se recomienda utilizar agua sintética en vez de agua real de producción, para lograr un mejor control de los iones presentes. Se sugiere, preparar por lo menos 3 aguas sintéticas: Alto TDS, Alto TDS sin Ca(II) y Mg(II), Bajo TDS.

Se recomienda también, extender el tiempo de hidratación del polímero para evaluar la viscosidad final que desarrolla, por lo menos, luego de 30 min de hidratación. La industria suele determinar e informar la evolución de la viscosidad durante los primeros 5 min de hidratación. Algunos polímeros muestran un

incremento abrupto de la viscosidad en los primeros instantes y, luego esta decae. Además, durante los primeros minutos los fluidos son inestables y diferencias de sólo algunos segundos en la toma de mediciones en el laboratorio pueden dar lugar a diferencias significativas en los valores de viscosidad informados. El error de medición es mayor durante los primeros minutos.

Se recomienda, además, realizar análisis fisicoquímicos del agua que se recibe en locación. Controlar el contenido de cationes Ca(II) y Mg(II), Fe(III) y (HCO₃-), además del contenido de sólidos disueltos totales. La respuesta de los polímeros es, en general, sensible tanto al contenido total de sales como a la composición fisicoquímica del agua; especialmente a la presencia de cationes divalentes. Fluctuaciones en el contenido de estos iones pueden dar lugar a un comportamiento inestable del fluido durante la operación.

Por otro lado, los estudios realizados en laboratorio muestran que el uso de agua de producción por sí mismo, no da lugar a mayor daño en la conductividad de la fractura, ni incrementa el riesgo de formación de residuos en los pozos o instalaciones de superficie. Pero esto último puede suceder, si el uso de agua de *flowback* va acompañado del uso de concentraciones de polímero más altas. Como agravante, se observó, además, que los ruptores pierden efectividad para escindir cadenas poliméricas en aguas salinas. Se comprobó que los iones Fe(III) generan de manera inmediata un material “gomoso” cuando entran en contacto con las poliacrilamidas. Esto puede ser también, un problema en los fluidos actuales con agua dulce; si entran en contacto con óxido de hierro, por ejemplo, por corrosión de algún equipo.

Durante las pruebas en campo realizadas, se evidenció el deterioro en la capacidad para reducir la fricción de los polímeros cuando se los utiliza con agua de producción; lo que condujo a aumentos en la concentración de polímero utilizadas. Se continuará trabajando en laboratorio para comprender cómo la salinidad del agua afecta la capacidad de reducir fricción de los polímeros.

FB: Flowback

I: Fuerza iónica

HPAM: Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas

HVFR: High Viscosity Friction Reducers (Reductores de fricción de alta viscosidad)

PPT: Pounds per thousands gallons (libras cada mil galones)

Bibliografía

- Aften, C. (2018). Analysis of Various High Viscosity Friction Reducers and Brine Ranges Effectiveness on Proppant Transport.
- Arias, M., Medina, R., Roschardt, F., & Mucci, M. (2022). Fluidos de fractura HVFR en Vaca Muerta: desde el laboratorio hacia la optimización de los diseños de estimulación. *11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO) - Simposio desarrollo de Vaca Muerta*. Mendoza: IAPG.
- Ba Saloom, S., Ba Geri, M., & Suhail, M. (2024). Leveraging Produced Water to Reduce Freshwater Demand in Hydraulic Fracturing Operations. Abu Dhabi: SPE Water Lifecycle Management Conference and Exhibition.
- Dreyer, D., Garza, D., & Kurian, P. (2024). Evaluation of the performance of Chemical Breakers of Various Types of High Viscosity Friction Reducers. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. The Woodlands, Texas, USA.
- Galindo, T. (2019). *Does Higher Viscosity Improve Proppant Transport?* SPE-195192-MS.
- Giussi, J., Dietrich, R., Arias, M., Rivelli, S., Martinez, G., Romero, J., . . . Vega, I. (2023). *Tailor-Made Polymer Friction Reducers for Sustainable Development of Unconventional Oil&Gas Reservoirs*. URTEC-2023-3970308-MS.
- Hlidek, B. (2021). *8.2 - HVFR Rheology and Proppant Transport*. (2. July 22, Ed.) StimLab Proppant Consortium.
- Hlidek, B., & Duenckel, R. (2020). High Viscosity Friction Reducers - Potential for Fracture Damage and Impact of Brines on Proppant Transport Capability.
- Miskimins, J.L. (2019). *Hydraulic Fracturing - Fundamentals and Advancements*. SPE.

- Nguyen, T., Romero, B., Vinson, E., & Wiggins, H. (2018). Effect of salt on the performance of drug reducers in slickwater fracturing fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, 590 - 599.
- Rassnefoss, S. (2020). Solving the Gummy Bears Mystery May Unlock Greater Shale Production.
- Velo, R., Arias, M., Weimann, M., Mottes, N., & Perez, S. (2025). *Vaca Muerta: A Technical Approach To The Path of Sustainability in Water Reuse*. SPE-223566-MS.
- Ward, J., & Martin, F. (1981). *Prediction of Viscosity for Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions in the Presence Of Calcium and Magnesium Ions*. SPE-8978-PA.

María Lila Arias

Título y lugar de estudio: Ing. Química y Mg en Ciencias y Tecnología de los Materiales, ambos en la Universidad Nacional de Mar del Plata

Trayectoria: Más de 20 años de experiencia en la industria del Oil & Gas liderando múltiples proyectos para el desarrollo o implementación de nuevas tecnologías. Especializada en aditivos para las estimulaciones hidráulicas: agentes de sostén y fluidos de fractura HVFR. Referente en ensayos de laboratorio para estos productos: normas API STD 19C y API RP 19D, reología, reducción de fricción y otros ensayos fuera de norma.

Cargo actual en la empresa: Coordinadora Técnica Perforación y Workover

Rosario Daniela Velo

Título y lugar de estudio: Ing. Química graduada en la Universidad Tecnológica Nacional de Rosario.

Trayectoria: 8 años de experiencia en la industria del Oil & Gas inicialmente en supervisión de operaciones en campo, y posteriormente como Ingeniera de Estimulación en activos no convencionales de gas y de petróleo. Liderando proyectos relacionados con tratamiento o reúso de agua de producción.

Cargo actual en la empresa: Ingeniera de Estimulación

Sofía Rivelli Lavallen

Título y lugar de estudio: Ing. en Materiales (Universidad Nacional de Mar del Plata) y cursando doctorado en Ingeniería (Universidad de Buenos Aires).

Trayectoria: Experiencia en la industria del Oil & Gas en proyectos relacionados con el desarrollo y la evaluación de agentes de sostén, de polímeros para fluidos de fractura y de materiales alternativos para la aislación de pozos.

Cargo actual en la empresa: Tecnóloga Perforación y Workover

Gerardo Martínez

Título y lugar de estudio: Licenciado y Doctor en Ciencias Químicas por la Universidad Nacional de Rosario.

Trayectoria: Desde 2005 se desempeña en la industria del petróleo y la petroquímica, liderando múltiples proyectos de Investigación y Desarrollo enfocados en la síntesis y optimización de productos poliméricos para los sectores de Upstream y Downstream. Posee una sólida especialización en metodologías de caracterización de polímeros y petróleos, utilizando técnicas espectroscópicas y reológicas avanzadas.

Cargo actual en la empresa: Tecnólogo Senior en la Coordinación de Polímeros, dentro de la Gerencia de Químicos, Biológicos y Combustibles.

Juan Manuel Padró

Título y lugar de estudio: Lic. en Química (especialidad Química Analítica) y Doctor de la Facultad de Ciencias Exactas en el Área de Química, ambos en la Universidad Nacional de La Plata



Trayectoria: Desde hace más de 15 años su tema de investigación versa principalmente sobre preparación de muestra, métodos separativos y quimiometría. Actualmente, es de su interés diversos aspectos relacionados a cromatografía de exclusión tamaño con detección múltiple, para la caracterización molecular de polímeros.

Cargo actual en la empresa: Investigador Adjunto (CONICET) – Referente del Laboratorio de Cromatografía de Líquidos – Tecnólogo (Área Caracterización y Análisis, Y-TEC)

Diego Palmerio

Título y lugar de estudio: Ingeniero Químico, UBA (Universidad de Buenos Aires)

Trayectoria: Desde hace más de 20 años trabaja en I+D para la industria del Oil & Gas, liderando proyectos y equipos interdisciplinarios en temáticas de producción, acondicionamiento y transporte de Gas y Petróleo.

Cargo actual en la empresa: Jefe de Producción y Transporte en Y-TEC