

Universidad Nacional del Comahue

Facultad de Ingeniería

Departamento de Geología y Petróleo



Trabajo Final de Licenciatura en Ciencias Geológicas

# **Implementación de reductores de fricción de alta viscosidad “HVFRs” – Yacimiento Vaca Muerta**

Alumna: Ramos Maria Paz

Legajo: ING-6280

Directora: Ing. Natalia Tripolone

Codirector: Prof. Jimena Soleño

**Neuquén, 2024**



## Resumen

La fractura hidráulica es una técnica eficaz que facilita la extracción de petróleo y gas en zonas consideradas no convencionales. Estos reservorios están formados por rocas de baja permeabilidad que contienen hidrocarburos, donde se requiere de un tratamiento de estimulación para fracturar las mismas de manera exitosa. En la búsqueda de desarrollar fluidos de fractura de mejores capacidades, surge la implementación de reductores de fricción de alta viscosidad (HVFRs, por las iniciales en inglés de *High Viscosity Friction Reducers*).

Este trabajo se enfoca en el estudio y aplicación de dos HVFRs (A y B) dentro del Pad- 32. La formulación de los mismos se basa en el uso de poliacrilamidas sintéticas de alto peso molecular que se comportan como emulsiones, cuya fase externa es oleosa, son fáciles de mezclar y dispersar en fluidos acuosos. Estas características, permiten el uso de agua de producción en la formulación del fluido, lo que resulta en una optimización del uso de agua dulce para los procesos de fractura hidráulica.

En el mismo se plantea la utilización de un 10% de agua de producción en la mezcla del fluido de fractura y se observa que se alcanzan los caudales de bombeos eficientes (rango de 70 – 90 bbl/min), manteniendo el límite de presión requerido de 12,000 psi.

Este estudio aporta también gran valor tanto para la industria como para el medio ambiente ya que se logra un uso más eficiente del recurso hídrico.

**Palabras claves:** HVFRs, fractura hidráulica, poliacrilamidas.

## Abstract

Hydraulic fracturing is an effective technique that facilitates the extraction of oil and gas in areas considered unconventional. These reservoirs are formed by low permeability rocks that contain hydrocarbons, where a stimulation treatment is required to successfully fracture them. In the search to develop fracture fluids with better capacities, the implementation of high viscosity friction reducers (HVFRs) arises.

This work focuses on the study and application of two HVFR (A and B) within Pad-32. Their formulation is based on the use of high molecular weight synthetic polyacrylamides that behave like emulsions, whose external phase is oily, they are easy to mix and disperse in aqueous fluids. These characteristics allow the use of production water in the fluid formulation, resulting in an optimization of the use of fresh water for hydraulic fracturing processes.

It proposes the use of 10% of production water in the fracture fluid mixture and it is observed that efficient pumping flows are achieved (range of 70 - 90 bbl/min), maintaining the required pressure limit. of 12,000 psi.

This study also provides great value for both the industry and the environment since a more efficient use of water resources is achieved.

**Keywords:** HVFRs, hydraulic fracturing, polyacrylamide

## Reconocimientos y Dedicatorias

Este trabajo está dedicado a mi familia, cuyo apoyo incondicional ha sido crucial en mi trayecto. Quiero expresar mi profundo agradecimiento a mi madre y padre, quienes han sido los pilares fundamentales en este sueño de convertirme en una profesional. Sus palabras de aliento, apoyo y contención han sido esenciales a lo largo de toda mi carrera. También agradezco a mi hermano, quien ha sido mi guía en los primeros pasos, siempre confiando en mí y recordándome que con esfuerzo puedo lograr todo lo que me proponga.

Agradezco a mis abuelos por su apoyo constante, su felicidad ha sido mi mayor motivación. Expreso mi gratitud a mis queridos amigos/hermanos del corazón Carla y Luciano, cuyo acompañamiento ha sido constante a lo largo de los años. Especial reconocimiento a mis pequeños Máximo y Alelí, quienes a pesar de su corta edad comprendían los momentos en los que debía estudiar y no jugar, gracias por su amor infinito y por llenar de alegría mis momentos de descanso.

Mi agradecimiento se extiende a la Universidad Nacional del Comahue por su excelente nivel académico, al cuerpo docente de Geología por su dedicación y enseñanzas. En especial agradezco al profesor Carlos Arregui por haberme brindado su ayuda para lograr una mejor interpretación. Reconozco el valor de la educación pública en Argentina, que brinda oportunidades de crecimiento académico y un futuro mejor a muchos estudiantes.

Agradezco de corazón a mis amigos de la UNCO por ser parte de mi carrera universitaria, en especial a mis amigos íntimos Sofía, Axel, Joaco y Damián, quienes han sido mi sostén desde el inicio.

Agradezco a mi directora de tesis Natalia por su invaluable ayuda en la realización de mi trabajo, gracias por haberme brindado la posibilidad de elegir este tema y a mi co-directora Jimena por su compromiso y dedicación en este desafío.

Agradezco a la empresa SLB por haberme dado la posibilidad de abordar un tema para desarrollar mi tesis.

Finalmente, expreso mi gratitud al jurado del TFL por dedicar su tiempo a revisar y sugerir mejoras a mi trabajo.



# Índice

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1) Introducción</b>  | <b>1</b>  |
| 1.1) Objetivos  | 2         |
| General   | 2         |
| Específicos   | 2         |
| 1.2) Ubicación de área de estudio                                     | 2         |
| 1.3) Marco Geológico Regional   | 3         |
| 1.3.1) Marco Geológico Local  | 7         |
| 1.4) Antecedentes   | 12        |
| <b>2) Marco Teórico</b>   | <b>14</b> |
| 2.1) Reservorios No Convencionales                                    | 14        |
| 2.1.1) Reservorio tipo <i>shale</i>                                   | 14        |
| 2.2) Fractura hidráulica  | 15        |
| 2.2.1) El fluido de fractura y sus componentes                        | 15        |
| 2.2.2) Estimulación   | 15        |
| 2.2.3) Fluido limpio y fluido sucio                                   | 16        |
| 2.3) Agua de producción   | 16        |
| 2.3.1) Composición  | 16        |
| 2.3.2) Legislación de protección ambiental                            | 17        |
| 2.4) Reductor de fricción   | 17        |
| 2.4.1) HVFRs  | 18        |
| 2.5) Viscosidad   | 19        |
| <b>3) Desarrollo</b>  | <b>19</b> |
| 3.1) Equipamiento   | 19        |
| 3.1.1) Laboratorio  | 19        |
| 3.1.2) Campo  | 20        |
| 3.2) Metodología aplicada   | 24        |
| 3.2.1) Análisis fisicoquímico   | 25        |
| 3.2.2) Evaluación de los HVFRs en laboratorio                         | 28        |
| 3.2.3) Evaluación de los HVFRs (A y B) en campo                       | 29        |
| <b>4) Resultados</b>  | <b>29</b> |
| 4.1) Caracterización del agua de producción y del agua dulce          | 29        |
| 4.2) Resultados de los HVFRs en el laboratorio                        | 31        |
| 4.3) Desempeño de los HVFRs (A y B) en campo                          | 33        |
| <b>5) Discusiones</b>   | <b>38</b> |
| 5.1) Comparación entre un fluido tradicional y uno alternativo (HVFR) | 38        |



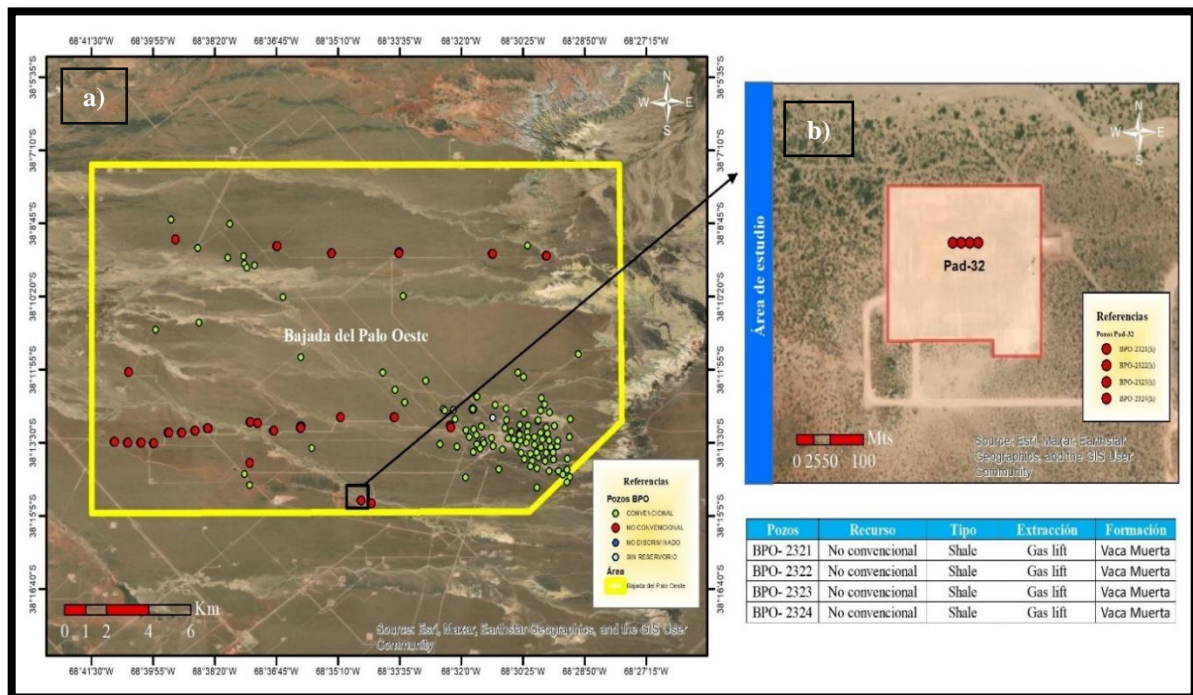
|                        |           |
|------------------------|-----------|
| <b>6) Conclusiones</b> | <b>39</b> |
| <b>7) Referencias</b>  | <b>42</b> |

## 1) Introducción

La utilización del agua es muy importante en la explotación de recursos no convencionales, la fractura hidráulica es una técnica usada para extraer petróleo y gas contenido en rocas de baja permeabilidad. Consiste en causar la ruptura de la roca inyectándole un líquido con alta presión, principalmente agua que contiene arena en suspensión y otras sustancias. El agua a presión provoca fisuras en la roca, que actúan como conductos por los que pueden fluir el petróleo y el gas atrapados (los granos de arena impiden que los conductos se cierren) (Pazos, P., 2015). En la provincia de Neuquén sólo se permite la utilización de aguas superficiales como recurso proveniente de ríos y lagos.

El uso de volúmenes significativos de agua en las operaciones de fractura hidráulica ha generado preocupación por su impacto en el medio ambiente y en los recursos hídricos locales. La cantidad de agua utilizada en una etapa puede alcanzar varios millones de litros, lo que representa un consumo importante en áreas donde el agua escasea. Además, el retorno de este fluido al suelo después de la fractura, conocido como agua de retorno o de producción, puede contener sustancias químicas y compuestos indeseables que pueden afectar la calidad del agua subterránea y superficial.

El desarrollo de este proyecto tiene lugar en la Cuenca Neuquina específicamente en el bloque Bajada del Palo Oeste, Pad-32 (área delimitada en la que se llevan a cabo operaciones relacionadas con la exploración y producción) (Fig.1). Esta zona comenzó a ser operada en el año 2019 realizando operaciones de fractura hidráulica para la extracción de *shale oil* y *shale gas*, según la Secretaría de Energía. Gran parte de los pozos no convencionales representados con círculos rojos en la figura tienen más de 15 etapas de fractura (Beliveau y Heredia, 2023).



**Figura 1.** a) Distribución de pozos convencionales y no convencionales dentro del área de Bajada del Palo Oeste. b) Pozos no convencionales de tipo *shale* dentro del Pad- 32.

El desarrollo de la Formación Vaca Muerta ha sido clave para la industria petrolera argentina, con un aumento significativo de la cantidad de pozos no convencionales, los cuales constan de multifracturas que se llevan a cabo en pozos horizontales. En la industria, existe una tendencia creciente a utilizar mayor cantidad de agua por pozo con el objetivo de generar fracturas más extensas (Pinzón et al., 2020). Esto permite establecer un mayor contacto con la porción del reservorio que se desea alcanzar. Sin embargo, esta estrategia también implica un incremento en la demanda de agua, destacando la crítica importancia de garantizar la disponibilidad adecuada de este recurso.

En la búsqueda de optimizar el desempeño técnico y ambiental de los fluidos de fractura base agua, se utilizan los denominados reductores de fricción de alta viscosidad (HVFRs, por las iniciales en inglés de *High Viscosity Friction Reducers*). Existen varias marcas comerciales de HVFRs, su formulación se basa en el uso de poliacrilamidas sintéticas de alto peso molecular que se comportan como emulsiones, cuya fase externa es oleosa y que son fáciles de mezclar y dispersar en fluidos acuosos.

## 1.1) Objetivos

### General

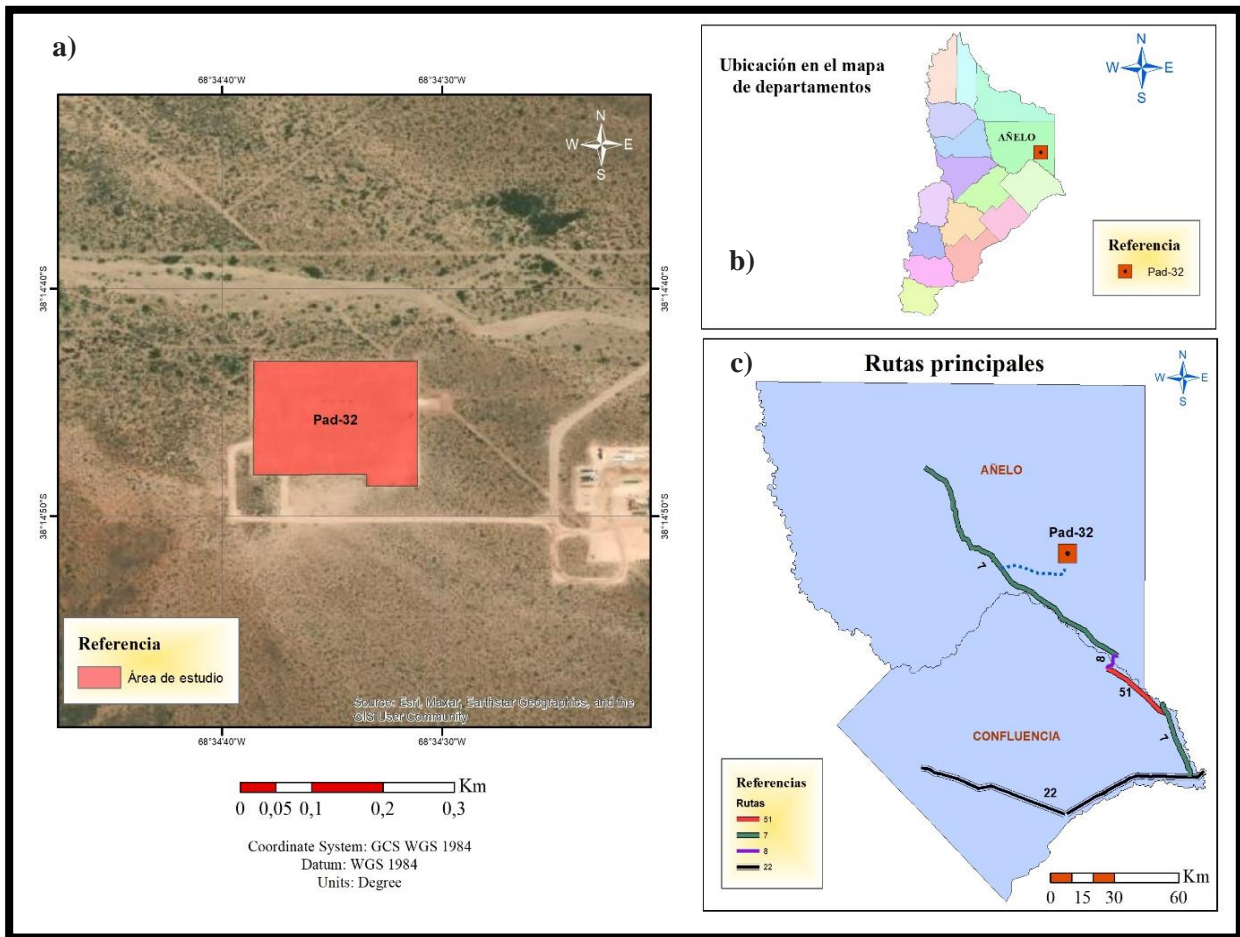
Reducir el uso de agua dulce en la composición de los fluidos de fractura, considerando la incorporación de alternativas como la reutilización del agua de producción mediante la implementación de HVFRs.

### Específicos

1. Caracterizar los parámetros fisicoquímicos del agua de producción y del agua dulce correspondientes al Pad- 32.
2. Evaluar el comportamiento de los HVFRs, mediante la realización de pruebas de laboratorio.
3. Valorar los HVFRs en campo.

## 1.2) Ubicación del área de estudio

El Pad-32 (Fig.2a) se encuentra dentro de la Cuenca Neuquina ( $38^{\circ}14'44,95''$  S;  $68^{\circ}34'37,48''$  O), ubicado en la provincia de Neuquén en la región correspondiente al departamento de Añelo (Fig. 2b), dentro del bloque Bajada del Palo Oeste, el cual abarca 253.5 km<sup>2</sup>, en el que aflora la Formación Vaca Muerta. Desde la ciudad de Neuquén partiendo por la ruta 22 (actualmente denominada Av. Mosconi) se accede a la ruta provincial 51, hasta llegar a la ruta 7, por la cual se debe transitar varios kilómetros hasta Añelo. Luego a la altura del ingreso al bloque Aguada la Arena se debe tomar un desvío por una calle de ripio por la cual se requiere circular algunos kilómetros hasta llegar al Pad (Fig. 2c).



**Figura 2.** a) Imagen satelital del área de estudio. b) Mapa de departamentos con la ubicación del Pad-32. c) Mapa con las rutas principales para llegar a la zona de estudio.

### 1.3) Marco Geológico Regional

La Cuenca Neuquina está localizada en el oeste de la Argentina entre los 34° y 41° de latitud sur, abarcando casi toda la provincia de Neuquén, el sur de Mendoza, el sudoeste de La Pampa y un pequeño sector del noroeste de la provincia de Río Negro (Fig. 3b). La Cuenca Neuquina registra una columna sedimentaria de más de 6,000 metros de espesor que incluye rocas marinas y continentales que abarcan desde el Triásico Superior al Paleoceno (Howell et al., 2005). A lo largo de su columna estratigráfica, se encuentran cuatro unidades generadoras que han contribuido al desarrollo de acumulaciones comerciales de hidrocarburos, cada una en diferentes magnitudes. En base a la cantidad de líquidos y gas generado, se pueden ordenar de mayor a menor de la siguiente manera: Formación Vaca Muerta (Jurásico Superior), Formación Los Molles (Jurásico Inferior), Formación Agrio (Valanginiano Superior - Hauteriviano Superior - Barremiano Inferior) y finalmente el Precuyo (Triásico - Jurásico Inferior), según Legarreta y Villar (2012).



La Cuenca Neuquina se formó debido a la actividad tectónica que ocurrió en el margen sudoccidental de Gondwana desde el Triásico Superior hasta el Jurásico Inferior, según Legarreta y Uliana (1996) y Franzese y Spalletti (2001). Su base está compuesta por diferentes terrenos que resultaron de eventos tectónicos en el Paleozoico, los cuales involucraron a regiones como Cuyania en el Ordovícico Medio-Tardío, Chilenia en el Devónico Tardío, y Patagonia en el Carbonífero Tardío- Pérmico Inferior. Estos eventos son de gran importancia para comprender la historia subsiguiente de la cuenca, incluyendo los diferentes períodos de hundimiento y acumulación, como indican Arregui y colaboradores (2011).

La evolución de la sedimentación fue influenciada por diferentes tipos de actividad tectónica. Como resultado, la historia de cómo se formaron las capas de sedimentos y la configuración actual se puede explicar a través de tres tipos principales de actividad tectónica, según estudios realizados por autores como Legarreta y Uliana (1991), Vergani et al. (1995), Franzese y Spalletti (2001), Franzese et al. (2003) y Ramos y Folguera (2005).

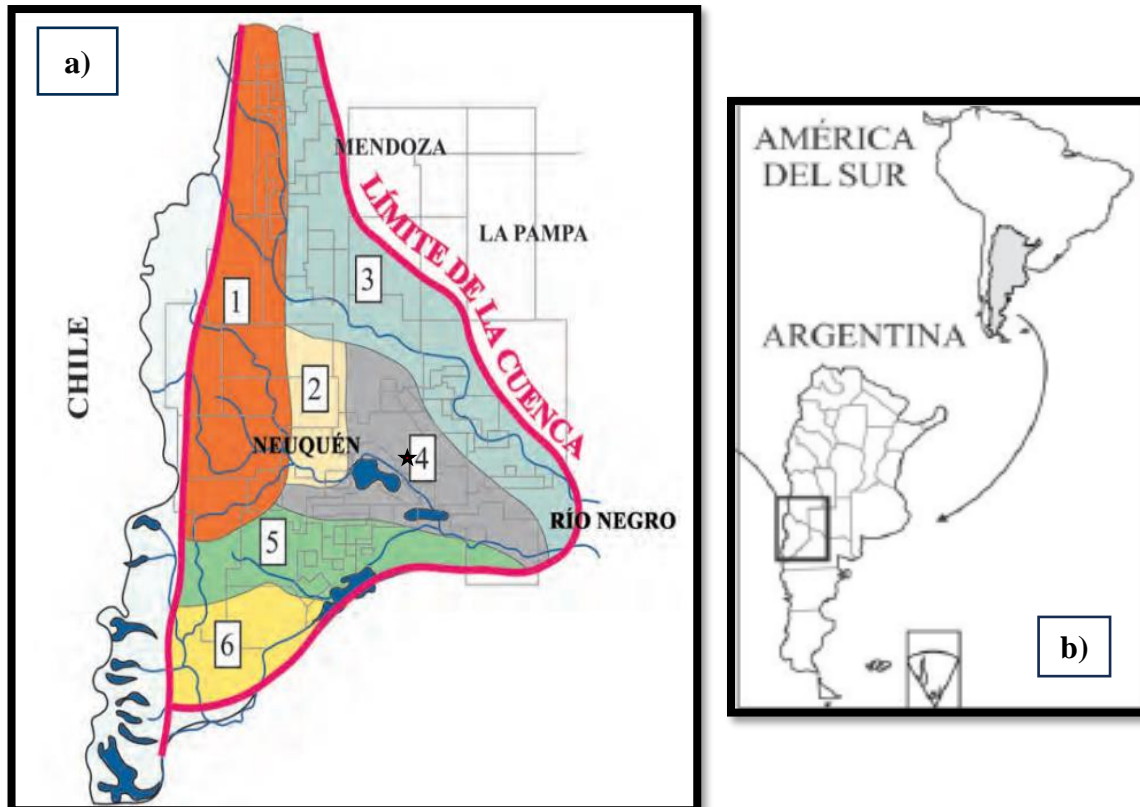
1. Régimen extensional (*rift*) (Triásico Superior - Jurásico Inferior)
2. Régimen de subsidencia térmica (*postrift*) (Jurásico Medio- Cretácico Superior)
3. Régimen de deformación compresiva e inversión tectónica (antepaís) (Cretácico Superior - Neógeno)

En la cuenca se reconocen seis regiones morfoestructurales (Fig. 3a), dentro de las mismas se encuentran, según lo señalado por Casadío y Montagna (2015):

- 1) Faja plegada: En el área de la faja plegada y corrida existe un predominio de las facies de pelitas negras. La faja plegada y corrida del Agrio es uno de los principales depocentros de la Cuenca Neuquina, caracterizada por una intensa deformación que da lugar al desarrollo de anticlinales y sinclinales, los cuales se ven afectados por fallas. Dentro de la faja, se pueden distinguir dos zonas de deformación bien definidas: la zona interna y la externa. La zona interna está controlada por grandes bloques de basamento, mientras que la zona externa está dominada por trenes estructurales con deformación epidérmica (Zapata y Folguera, 2005; Zamora Valcarce et al., 2006).
- 2) Alto de Los Chihuidos: también conocido como Dorso de los Chihuidos, se encuentra al este del tramo norte-sur del Río Neuquén y se destaca como una estructura significativa que se ubica principalmente en la Formación Candeleros. Se interpreta como un anticlinal de gran extensión, cuyo origen se relaciona con el control del basamento debido a un proceso de inversión tectónica.
- 3) Plataforma Nororiental: esta región presenta un escenario menos complejo con respecto a las anteriores, está dominado por movimiento diferencial de bloques del basamento por fallamiento extensional, generando pliegues supra-tenues de escaso relieve estructural, suaves anticlinales tipo *rollover* y estructuras con cierre contra falla.
- 4) Región del Engolfamiento: se encuentra limitada al noreste por el tren estructural El Caracol- Charco Bayo y al sur por el flanco norte de la Dorsal Huincul. La deformación

en este ambiente geológico está representada mayormente por un fallamiento extensional con componente de desplazamiento de rumbo. En cuanto a las unidades generadoras de hidrocarburo, las de mayor espesor de este ambiente son las formaciones Los Molles y Vaca Muerta.

- 5) Dorsal de Huincol y Sur de la Dorsal: estas dos regiones se describen en conjunto por su similitud estratigráfica, la dorsal es un importante elemento morfoestructural que se extiende por más de 200 km con orientación oeste suroeste y este noreste. El rasgo estructural se interpreta como una falla de desplazamiento lateral dextrógiro donde hay estructuras compresionales.



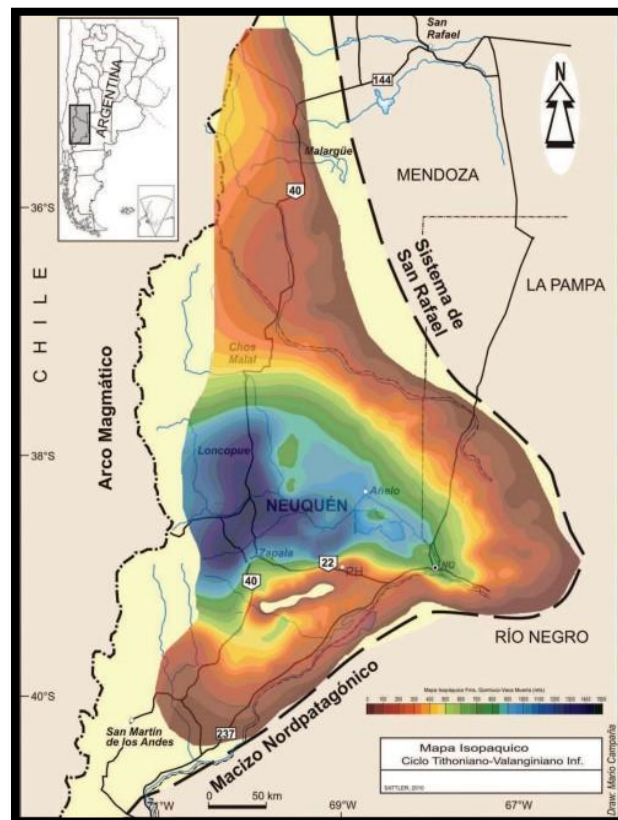
**Figura 3.** a) Mapa Cuenca Neuquina con sus principales regiones morfoestructurales. b) Ubicación de la Cuenca Neuquina dentro del mapa de Argentina. Extraído de Casadío y Montagna (2015).

Este trabajo de investigación se centra en el estudio de mejoradores de fluido de fractura a utilizarse en la Formación Vaca Muerta. Es una de las principales rocas generadoras de la Cuenca Neuquina, su desarrollo tuvo lugar durante una marcada inundación marina bajo condiciones de fondo restringido y anóxico, favorable para la acumulación y preservación de materia orgánica. Esta formación cubre una gran extensión de alrededor de 25,000 km<sup>2</sup> en la Cuenca Neuquina y es considerada el recurso generador más extenso de esta área. Además, su espesor varía significativamente, incrementándose hacia el noroeste y alcanzando valores que oscilan entre 25 y 450 metros en el centro de la cuenca. Está constituida por pelitas, margas y calizas finas con un alto contenido de material orgánico. La secuencia de la Formación Vaca Muerta muestra patrones regresivos y transgresivos; su sección basal se caracteriza por tener importantes niveles de concreciones calcáreas, las cuales indican un alto contenido de materia orgánica que

disminuye progresivamente hacia el sector superior debido a la dilución clástica y carbonática. Esta formación se caracteriza por presentar dentro del sector suroeste grandes paquetes de arena interestratificados entre las facies generadoras. En el flanco noroeste se intercalan secciones ricas en material carbonático con grandes espesores (Schmidt et al., 2014).

El patrón estratigráfico dentro del conjunto evidencia que la secuencia de la Formación Vaca Muerta revela una progresión temporal que abarca desde el Tithoniano Temprano hasta el Valanginiano Temprano en las zonas orientales, especialmente en el extremo noroeste (Chihuidos). En este contexto, se identifican facies que están en estrecha proximidad a las cuencas, lo cual se manifiesta a través de un marcado aumento en el espesor (Fig. 4) a lo largo de todo el intervalo de tiempo considerado (Leanza et al., 2011).

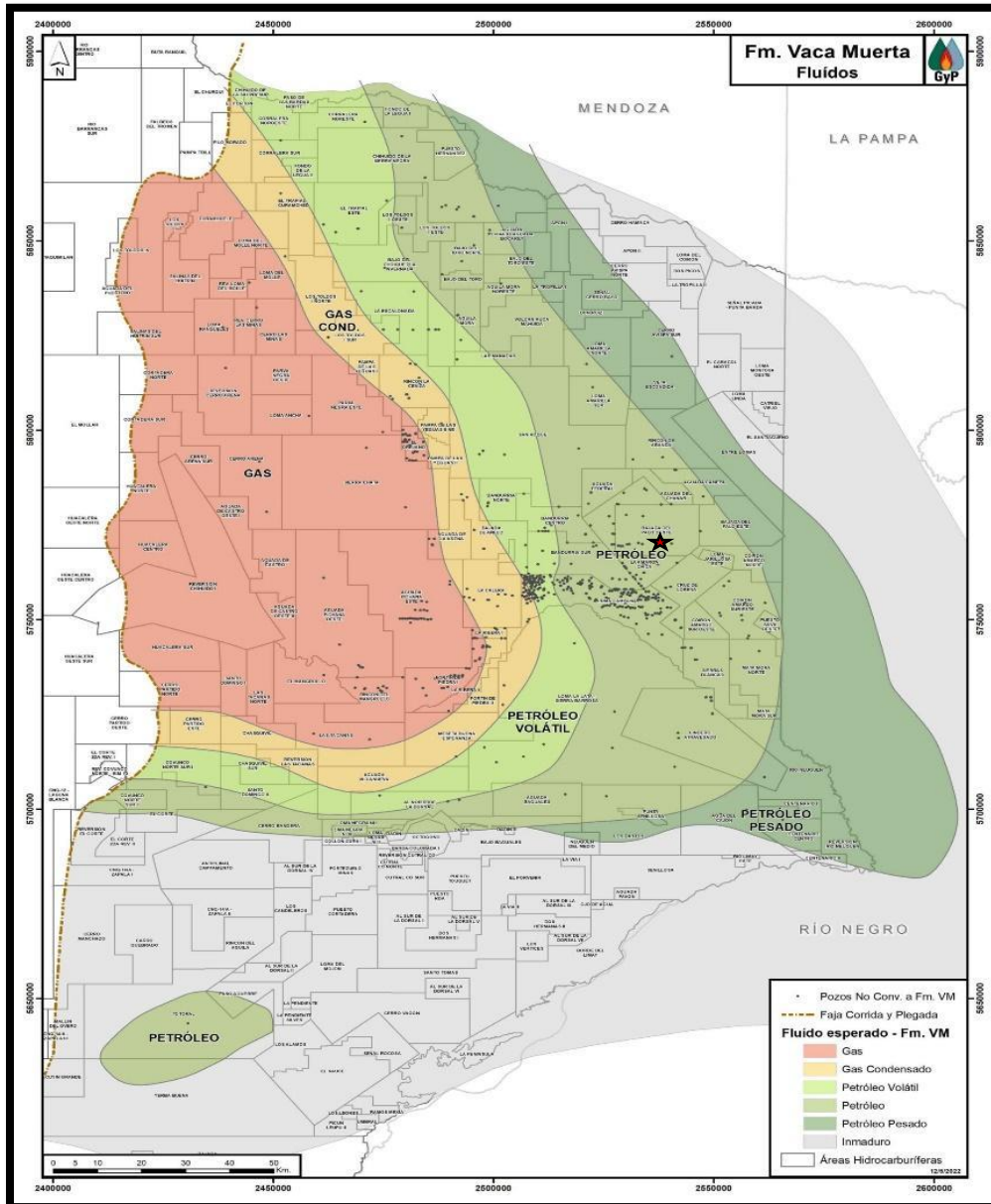
En la región centro-sur del Engolfamiento de cuenca es donde se ha observado el mayor crecimiento productivo del *shale* de la Formación Vaca Muerta. A partir del año 2010, tuvieron lugar los primeros descubrimientos significativos de gas y petróleo en lo que respecta a reservorios no convencionales de tipo *shale* (Schmidt et al., 2014). Su madurez termal aumenta de este a oeste, comenzando en 0.7% Ro en el borde occidental hasta valores mayores a 1.5% Ro, en el profundo noroeste. Su distribución fue condicionante en la ubicación de los pozos perforados para *shale oil* y *shale gas*.



**Figura 4.** Mapa isopáquico de la Formación Vaca Muerta (Leanza et al., 2011).

La unidad es caracterizada por un porcentaje de carbono orgánico total (TOC) que ronda entre 3% y 8%, reflectancia de la vitrinita 0.8% - 2% y kerógeno tipo I – II (Legarreta y Villar, 2011).

Debido a su calidad, espesor y distribución areal esta roca es la principal generadora de hidrocarburos en la cuenca (Vergani et al., 2011). A partir de los datos registrados en las diferentes áreas de la cuenca indican que la maduración térmica de esta formación varía a lo largo de sus zonas. Hacia los bordes de la formación, donde el espesor es menor, se encuentra en una fase propicia para la generación de petróleo, mientras que en el depocentro de la cuenca domina el gas seco (Fig. 5). En particular Bajada del Palo Oeste se encuentra en fase de petróleo.

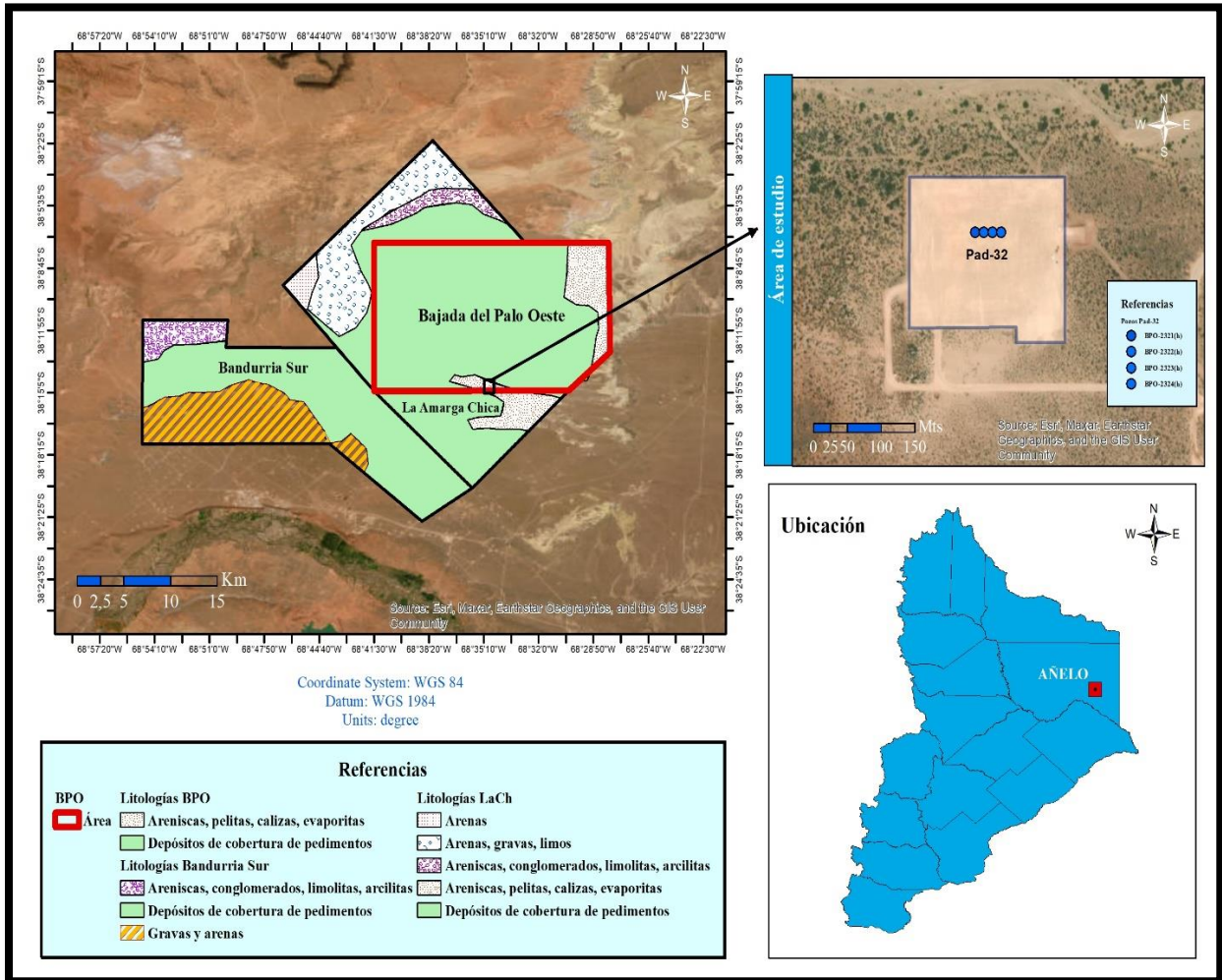


**Figura 5.** Distribución de fluidos en la Formación Vaca Muerta, representado mediante líneas de isoespesores cada 50 metros, se obtuvo de la Secretaria Gas y Petróleo de la provincia de Neuquén (2018).

### 1.3.1) Marco Geológico Local

### Caracterización superficial

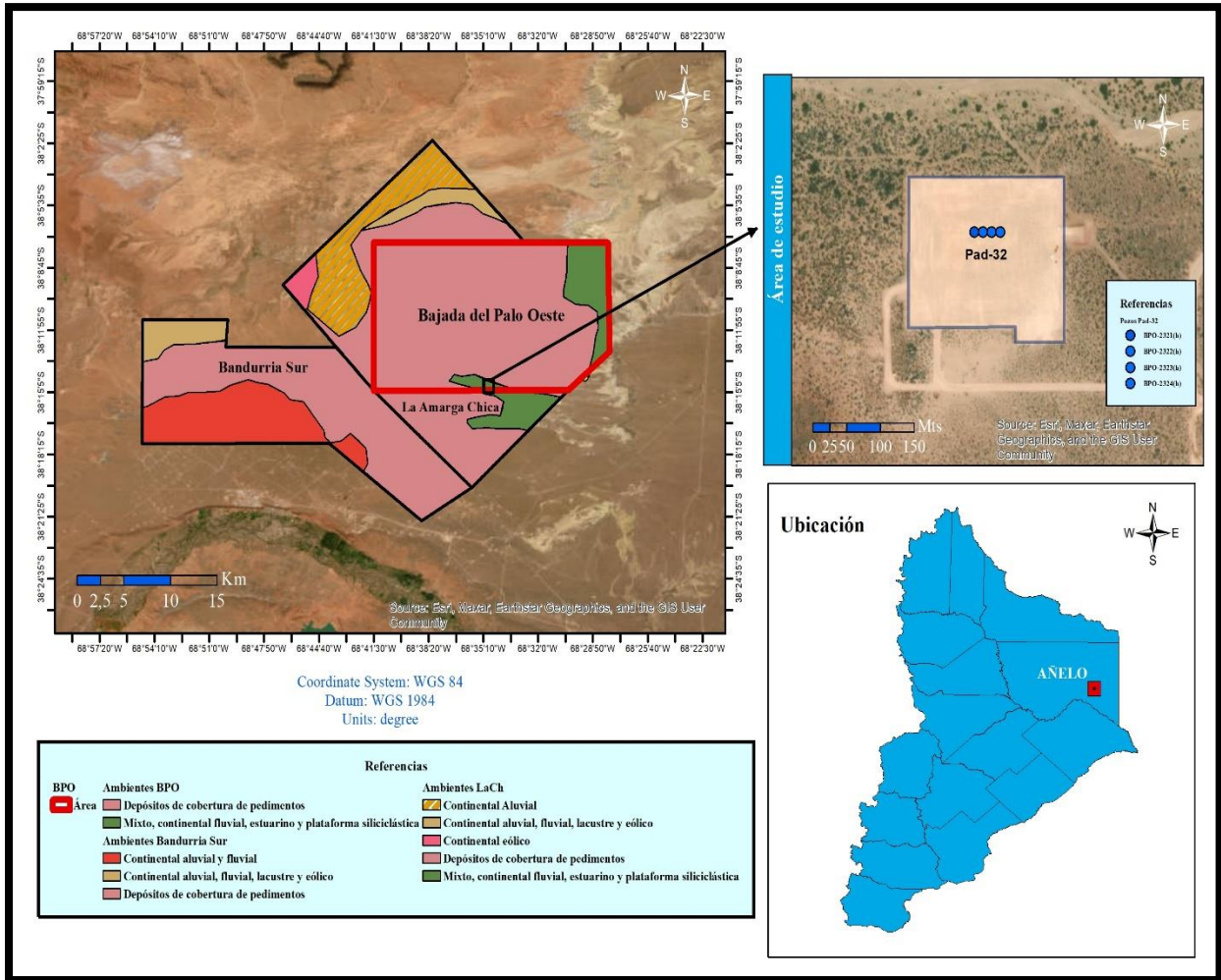
En base a antecedentes bibliográficos relevantes, se llevó a cabo la localización del Pad-32 con los pozos de interés (BPO- 2321, BPO- 2322, BPO- 2323, BPO- 2324) y se delimitaron dos bloques aledaños al bloque Bajada del Palo Oeste (Fig. 6) con el objetivo de realizar una caracterización general de las litologías y ambientes geológicos del lugar. Se utilizó una imagen satelital obtenida de la página de la *United States Geological Survey* (USGS).



**Figura 6.** Mapa con la ubicación y litología superficial de los bloques aledaños (Bandurria Sur y La Amarga Chica) al bloque Bajada del Palo Oeste en el que se localiza el Pad-32.

A partir de los bloques delimitados, teniendo en cuenta el modelo digital y capas vectoriales extraídas del Servicio Geológico Minero Argentino (SEGEMAR), se realizó un mapeo de las litologías presentes.

El mapa de litologías muestra en la parte central de los tres bloques mencionados previamente un predominio de depósitos de cobertura de pedimento, mientras que, hacia los márgenes en menor proporción existe presencia de areniscas, pelitas, calizas, gravas y limos. En general, la variedad de litologías presentes en el área apunta a una historia geológica compleja y a la influencia de una variedad de procesos tectónicos y sedimentarios a lo largo del tiempo.



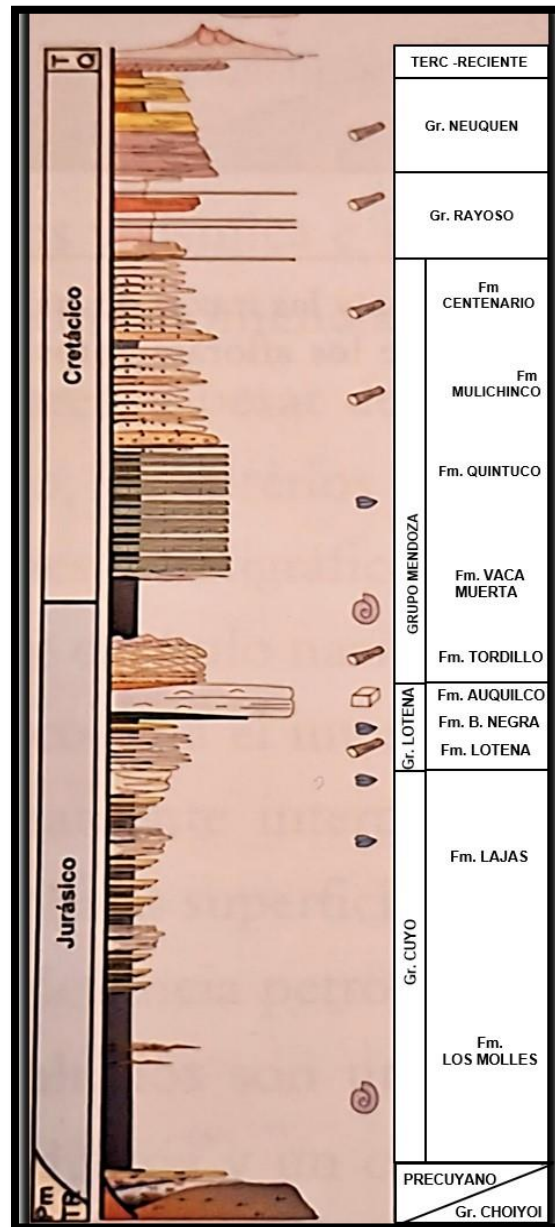
**Figura 7.** Mapa de ambientes geológicos de los bloques aledaños (Bandurria Sur y La Amarga Chica) al bloque Bajada del Palo Oeste en el que se localiza el Pad-32.

El mapa geológico de la región muestra una variedad de ambientes, delimitados para cada bloque (Fig. 7). El sector centro de los bloques aledaños y del bloque Bajada del Palo Oeste, está caracterizado por un dominio de depósitos de cobertura de pedimento, mientras que hacia el noroeste de La Amarga Chica dominan ambientes tales como: aluvial, fluvial, lacustres y eólico evidenciando la influencia del viento en la formación del paisaje e indicando una historia de actividad erosiva y sedimentaria por cursos de agua. Al sureste de este bloque y del bloque Bajada del Palo Oeste se evidencia un ambiente mixto. En contraste, Bandurria Sur en sus márgenes es caracterizado por ambientes aluvial, fluvial y eólico.

### Subsuelo bloques aledaños

En cuanto a la caracterización del subsuelo para este trabajo se continuó con la analogía entre los bloques cercanos al bloque de Bajada del Palo Oeste (Bandurria Sur y La Amarga Chica), a partir de antecedentes publicados, focalizados principalmente en la Formación Vaca Muerta la cual corresponde a la unidad de estudio.

Desde el punto de vista morfoestructural, los tres bloques mencionados corresponden a la región denominada Engolfamiento dentro de la Cuenca Neuquina la cual está caracterizada por la columna estratigráfica que se ilustra en la Figura 8, conformada por arenas, conglomerados, calizas y tobas ígneas. La deformación en el Engolfamiento está representada mayormente por un fallamiento extensional con componente de desplazamiento de rumbo según Casadío y Montagna (2015).



**Figura 8.** Columna estratigráfica región del Engolfamiento dentro de la Cuenca Neuquina (González et al., 2016).

- **Litofacies**

Comenzando por el bloque aledaño Bandurria Sur en base a estudios de coronas y testigos laterales extraídos de la Formación Vaca Muerta se reconocen siete litofacies (fangolitas

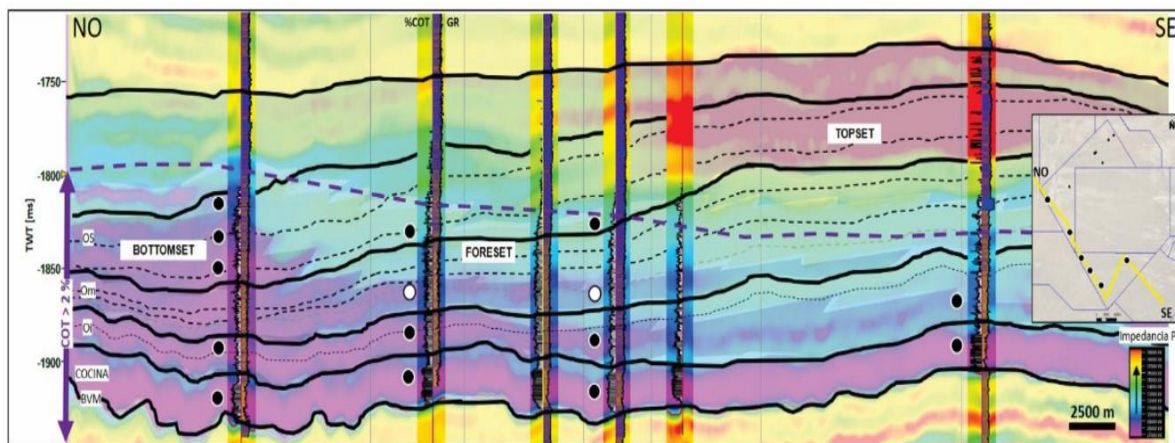
calcáreas, fangolitas algo calcáreas, piroclastitas, fangolitas, microbialitas, facies diagenéticas y *packstones/ grainstones*). A su vez se identifica una variedad de microfacies, en el siguiente orden de abundancia decreciente: fangolitas (limosas, fosilíferas, peloidales, orgánicas), tobas calcitizadas, tobas argilizadas y fangolitas calcitizadas (González et al., 2016).

En cuanto al otro bloque aledaño denominado La Amarga Chica se caracteriza por una variedad de litofacies que va desde *mudstones* (calcáreas, fosilíferas e intraclásticas), *packstones* intraclásticas hasta *wackestones* con radiolarios (Vittore et al., 2023).

- **Asociación de facies**

Dentro de Bandurria Sur hacia la base de Vaca Muerta inferior (la “Cocina”), se encuentra la asociación de facies que está conformada por fangolitas algo calcáreas, limosas, laminadas entre las que se intercalan niveles microbiales. Esta asociación, contiene la mayor riqueza orgánica alcanzando un COT de 7%. En suprayacencia a dicha asociación se encuentran las fangolitas calcáreas laminadas con alternancia de niveles volcánoclasticos, el contenido orgánico total se reduce a 3% ya que la mineralogía se compone de carbonato predominante (González et al., 2016).

En cuanto a La Amarga Chica, los niveles basales se manifiestan en facies orgánicas en todo el campo, conocidos internamente como Cocina (C) y Orgánico Inferior (Oi), exhiben patrones sísmicos distintivos y se encuentran de manera consistente en todo el bloque, caracterizados por espesores y propiedades petrofísicas homogéneas. Estos niveles están asociados a la litofacies mencionada previamente (*mudstones*: calcáreas, fosilíferas e intraclásticas). Los niveles superiores se distribuyen en las clinoformas progradacionales del sistema y se identifican como el Orgánico Superior (Os), presentando variaciones en espesores, propiedades y comprenden una mayor heterogeneidad de litofacies (*mudstones*, *packstones* y *wackestones*). En el corte sísmico de orientación noroeste – sureste de la Figura 9 se muestra la distribución areal y vertical de los niveles de desarrollo dentro del bloque (Vittore et al., 2023).



**Figura 9.** Sección sísmica noroeste-sureste, distribución areal y vertical de los niveles de desarrollo en el bloque La Amarga Chica (Vittore et al., 2023).



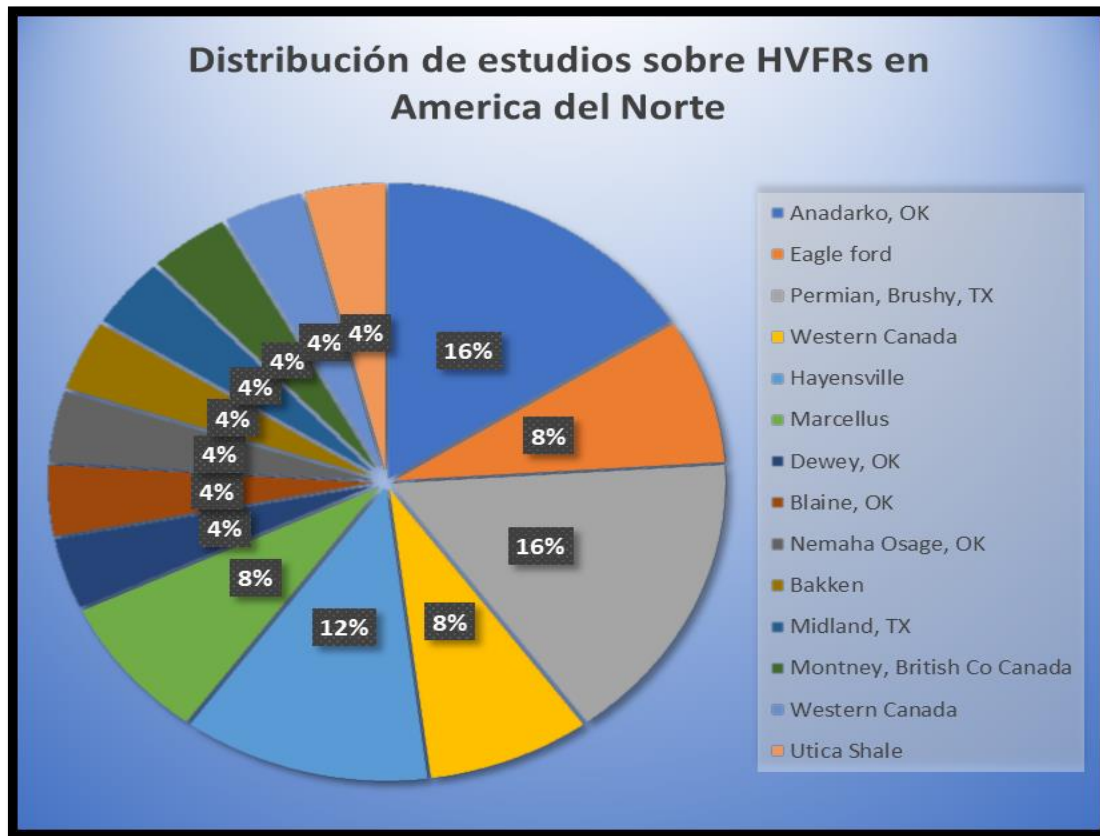
## 1.4) Antecedentes

La fractura hidráulica se ha implementado con éxito desde su creación en 1947, siendo Texas el principal líder en cantidad de pozos fracturados hidráulicamente, seguido de Oklahoma, Pensilvania, Ohio y Nuevo México. En la década del 2000 – 2010 hubo un gran incremento en las operaciones de fracturas hidráulicas que se llevaron a cabo en Estados Unidos, según lo señalado por Gallegos y Varela (2015).

Para lograr una producción rentable a partir de formaciones con permeabilidad muy baja (como es el caso de los reservorios no convencionales), se han desarrollado a lo largo del tiempo, fluidos de fractura con el fin de estimular estas zonas. Sin embargo, tanto los fluidos de baja viscosidad (conocidos como *slickwater*) como los de alta viscosidad (geles lineales y reticulantes) continúan presentando desafíos operativos, tales como la capacidad de transportar arena, el potencial de daño a la formación, inquietudes ambientales y elevados costos de operación.

Por todo ello es que, en la búsqueda de fluidos alternativos, la industria petrolera ha adoptado el uso de reductores de fricción de alta viscosidad (HVFR) en fluidos de fractura, fundamentados en varias razones operativas y económicas (Motiee et al., 2016; Van Domelen et al., 2017; Hu et al., 2018).

Los reductores de fricción, mayoritariamente compuestos por polímeros a base de poliacrilamida de cadena larga (PAM), han demostrado ser efectivos en la industria del petróleo y el gas, particularmente en los principales yacimientos de tipo *shale* en América del Norte, como Permian, Bakken y Eagle Ford, (Dahlgren et al., 2018 y Ba Geri, M., 2019). Se llevaron a cabo más de 26 análisis de casos en campo que involucran la implementación de reductores de fricción de alta viscosidad en yacimientos no convencionales. En la Cuenca del Permian, se realizaron exitosamente cuatro estudios de casos distintos utilizando HVFR, lo que representa aproximadamente el 16% de todos los estudios de caso relacionados con el uso de HVFR en América del Norte. Los descubrimientos principales de cada caso se presentan detalladamente en la Figura 10.



**Figura 10.** Distribución de estudios de casos de campo sobre el uso de HVFR en América del Norte. Según, Ba Geri, M., 2019.

Ba Geri M. (2019) ensayó los HVFR en la que fueron sometidos en un rango de temperaturas mínimas de 21.11 °C hasta un máximo de 82.22 °C en entornos de laboratorio y 60 °C hasta 168.33 °C en condiciones de campo, en la cual concluyeron que al aumentar la temperatura se producía una disminución en la viscosidad del HVFR debido a la degradación térmica del fluido.

En lo que respecta al rango de concentración utilizado en fracturas hidráulicas en los diversos yacimientos de Estados Unidos, se observó que las concentraciones variaron entre 0.5 y 4 *gallons per thousand gallon* (gpt) en las aplicaciones en campo. Mientras que las pruebas de laboratorio abarcan una amplia gama de concentraciones de HVFR, desde 1 gpt hasta 10 gpt. En cuanto a la viscosidad para concentraciones bajas de 2 gpt los rangos de viscosidad típicos fueron de 7 a 15 *centipoise* (cP). A partir de los estudios realizados, determinaron que la concentración y la temperatura de los HVFR son los principales factores que influyen en la viscosidad. A su vez, se obtuvieron numerosas ventajas del uso de los reductores de fricción de alta viscosidad tales como un menor daño en la formación, reducción en el costo de productos químicos y utilización del agua. El sistema HVFR demostró ser compatible con entornos de alta concentración de sólidos (TDS, por siglas en inglés de *Total Dissolved Solids*) que superan los 340,000 partes por millón (ppm). Por otro lado, mostraron un buen rendimiento viscoelástico. En la fractura hidráulica para lograr un transporte eficaz de la arena y para evitar su sedimentación prematura, se aconseja que los fluidos de fractura tengan una determinada viscoelasticidad (Ba Geri, M., 2019).

## 2) Marco Teórico

### 2.1) Reservorios No Convencionales

El término “*no convencional*” aplicado a la industria del petróleo y gas hace referencia a los reservorios cuya porosidad, permeabilidad, mecanismos de entrapamiento u otras características difieren respecto del sistema de petróleo tradicional, generalmente los no convencionales no aplican el término tradicional de entrapamiento (Chebli et al., 2011, Cabanillas et al., 2015 y Martínez et al., 2018).

Bajo la categoría de reservorios no convencionales, se incluyen los siguientes depósitos:

- **Gas metano de carbón:** gas metano extraído de las capas de carbón a poca profundidad de la superficie.
- **Hidratos de gas:** hielo con gas encerrado en su estructura cristalina, en la cual ese gas es principalmente metano de origen biogénico que se produce a partir de la descomposición de la materia orgánica en sedimentos de fondos marinos.
- **Reservorios fracturados:** rocas de muy baja porosidad de matriz que presentan fracturas naturales donde se almacena el hidrocarburo.
- **Gas de arenas compactas:** reservorios arenosos, pero también carbonáticos, de muy baja permeabilidad al gas. El reservorio es estimulado mediante fracturas hidráulicas.
- **Gas o petróleo de lutitas:** *shale* gas y *shale* oil hacen referencia a rocas de grano fino, ricas en materia orgánica (lutitas), con un gran interés comercial cuando se estimulan por fracturas hidráulicas.

#### 2.1.1) Reservorios *shale*

El término “*shale*” (lutita) se emplea de forma genérica para describir la presencia de hidrocarburos almacenados en una amplia variedad de rocas de grano fino que contienen materia orgánica diseminada. Esto incluye tipos de rocas como arcilitas, limolitas y areniscas de grano muy fino. Estas rocas pueden ser de naturaleza silíceo o carbonática, e incluso pueden estar intercaladas entre sí en capas extremadamente delgadas (Cabanillas et al., 2015).

Existen factores necesarios para que una roca generadora constituya un reservorio, a continuación, se detallan, (Cabanillas et al., 2015):

- Contenido de materia orgánica mayor de 2% para gas y mayor a 4% para petróleo.
- Madurez térmica suficiente, mayor a 0.75% Ro.
- Distribución amplia y continua.
- Espesor útil adecuado.
- Composición litológica que brinde condiciones para que pueda ser fracturada.

Además de la presencia de hidrocarburos, en la exploración de formaciones *shale* se consideran otras características fundamentales como la sobrepresión, la profundidad y la capacidad de

absorción de gas. La calidad de un yacimiento de *shale*, en términos generales, surge de una combinación entre las propiedades intrínsecas de la roca y la calidad de las fracturas que se generan de manera inducida en ella durante el proceso de extracción.

## 2.2) Fractura hidráulica

La hidro-fractura, conocida también como fractura hidráulica, es una técnica utilizada para la extracción de petróleo y gas atrapados en rocas de baja permeabilidad. Consiste en inducir la ruptura de la roca mediante la inyección a alta presión de un líquido, principalmente agua, que contiene arena y otras sustancias. Esta presión genera fisuras en la roca las cuales sirven como canales de flujo para el petróleo y gas liberados, mientras que los granos de arena evitan el cierre de dichos canales (Pazos, P., 2015). En la técnica de fractura hidráulica, los fluidos son muy importantes ya que ayudan a generar y mantener las fracturas abiertas. La elección del fluido utilizado adquiere un rol crítico, dado que debe ser químicamente compatible con la formación rocosa objetivo.

### 2.2.1) El fluido de fractura y sus componentes

El agua desempeña un papel esencial en los tratamientos de fractura hidráulica, representando un 95% del total de componentes presentes en el fluido utilizado. En segundo lugar, en términos de volumen se encuentra la arena de fractura, conocida también como agente sostén, apuntalante o propante (*proppant*). Este material granular se mezcla con el fluido de fractura con el fin primordial de asegurar la estabilidad de la fractura, facilitando así la inyección del fluido a alta presión y asegurando la conductividad deseada en el subsuelo. En la composición de los fluidos predominantes empleados en la fractura, se destaca la base de agua combinada con reductores de fricción. Esta mezcla permite el bombeo eficiente del fluido y la arena a la zona objetivo con un caudal superior y una presión reducida en comparación con el uso exclusivo de agua. Además de los reductores de fricción, se utilizan diversos aditivos químicos como tensioactivos, biocidas y bactericidas para prevenir la proliferación de microorganismos, agentes formadores de gel, estabilizadores de pH, agentes ruptores de geles, entre otros. Es relevante destacar que la mayoría de los aditivos utilizados en los fluidos de fractura presentan un riesgo mínimo para la salud. Estos fluidos son cuidadosamente formulados y las empresas de servicios adaptan el diseño de los mismos en función de las características específicas del yacimiento, así como de los objetivos particulares del operador. La composición exacta del fluido de fractura varía según el yacimiento, la empresa contratista y el pozo en cuestión. Entre los desafíos específicos a enfrentar se encuentran la escala de la operación, el manejo del volumen de agua requerido, el control del desarrollo bacteriano, el transporte eficiente de la arena de fractura, la presencia de hierro, la estabilidad y la ruptura controlada del fluido de fractura. Estos aspectos representan áreas clave de consideración y gestión durante el proceso de fractura hidráulica (Trombetta, J., 2012).

### 2.2.2) Estimulación

La estimulación es un proceso químico y/o mecánico utilizado para aumentar la capacidad de flujo de un pozo. La remoción del daño existente y la creación de conductos adecuados son elementos clave en la estimulación, ya que permiten incrementar el flujo de hidrocarburos y maximizar la producción del pozo. Por lo tanto, el objetivo principal de los tratamientos de

estimulación es incrementar la reserva del yacimiento.

Existen distintos tipos de estimulaciones, pero este trabajo se enfoca en la denominada fracturas hidráulicas. Las fracturas hidráulicas consisten en generar canales de alta conductividad dentro del reservorio conectándolo con el pozo, el radio de incidencia indica hasta qué punto se extienden las fracturas desde el pozo hacia la formación rocosa durante la fractura hidráulica y varía dependiendo del tipo de formación e hidrocarburo, se bombea fluido a alto caudal y presión para romper la formación.

### 2.2.3) Fluido limpio y fluido sucio

El cálculo del caudal bombeado total en una etapa de fractura hidráulica tiene en cuenta el volumen de fluido limpio (*clean fluid*), el cual consta de agua más aditivos y el volumen de fluido sucio (*dirty fluid*) conformado por agua, aditivos y arena. La proporción de fluido limpio (CFR, por las iniciales en inglés de *Clean Fluid Ratio*) es de gran utilidad ya que relaciona los volúmenes limpios con los volúmenes sucios. Las siguientes ecuaciones están representadas para 1 galón de fluido limpio [1] [2] [3].

$$\text{Clean Fluid Ratio (CFR)} = \frac{\text{Clean Vol}}{\text{Slurry Yield}} = \frac{1}{1 + \frac{\text{Pounds Prop Added}}{\text{Density of Prop}}}$$

[1]

$$\text{Slurry Yield} = V_{\text{Clean Fluid}} + V_{\text{proppant}}$$

[2]

$$V_{\text{proppant}} = \frac{\text{Pounds Proppant Added (PPA)}}{\text{Density of Proppant}}$$

[3]

## 2.3) Agua de producción

Durante el proceso de hidro-fractura, aproximadamente entre el 20% y el 40% del agua utilizada retorna a la superficie en forma de *flowback* para luego convertirse en agua de producción. Suele ser de muy baja calidad, con alta salinidad y alto contenido de materia orgánica (Trombetta, J., 2012).

### 2.3.1) Composición

El fluido de *flowback*, se caracteriza por presentar altos niveles de salinidad y alta concentración de sólidos disueltos (*TDS*), además de contener los componentes de la formación base, arrastra consigo elementos presentes en las profundidades de la fractura, que se sitúan típicamente entre

los 2,000 y 3,500 metros de profundidad. Entre los elementos notables figuran las sales de sodio y calcio, acompañadas de otros elementos como bario, estroncio, hierro, diversos metales, petróleo y otros componentes. Generalmente posee mayor gravedad específica que el agua dulce y un menor pH. Los fluidos de retorno, son conducidos a tanques o piscinas especialmente construidas en tierra, cumpliendo de manera estricta con las normativas ambientales establecidas y garantizando un revestimiento adecuado para su almacenamiento seguro y controlado (Trombetta, J., 2012).

### **2.3.2) Legislación de protección ambiental**

En la provincia del Neuquén existe un decreto vigente (Normativa N° 2656) del Ministerio de Energía y Ambiente desde el año 1999, en el que se establecen las normas y procedimientos que regulan la protección ambiental durante las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos.

En cuanto al manejo del agua *flowback* en las operaciones de fractura, el Artículo 40 prohíbe verter aguas residuales en cualquier medio receptor (agua superficial o subterránea, suelo, caminos, canales, etc.). En lugar de eso, se especifica que los desechos de agua usada deben ser reinyectadas por completo. Para los proyectos que requieran este proceso de reintroducción, será necesario presentar una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA), en la que se garantice que el agua será almacenada en formaciones aptas, de manera de evitar contaminar otros estratos.

### **2.4) Reductor de fricción**

Cuando se reintroduce el fluido de fractura en un pozo, el mismo se inyecta a gran presión (la cual es necesaria para generar las fracturas deseadas en la roca). Sin embargo, esta presión debe ser controlada y monitoreada durante el bombeo, y constituye uno de los factores claves durante la estimulación. Un reductor de fricción es un producto químico que permite justamente reducir esa presión durante el bombeo. La misma debe mantenerse dentro de un límite establecido a nivel general en la industria de 15,000 psi. En la práctica a lo largo de los años se han observado excelentes resultados de presión en el cabezal de pozo con reductores, pudiendo mantener la presión en límites que rondan los 12,500 psi. Sin embargo, si no se usaran los mismos, la presión alcanzada podría superar los 22,000 psi. Una presión tan elevada tiene numerosas desventajas tanto económicas (mayor consumo de caballos de fuerza y combustible) como operacionales (mantenimiento, equipamiento sobredimensionado, recambio de repuestos, etc.).

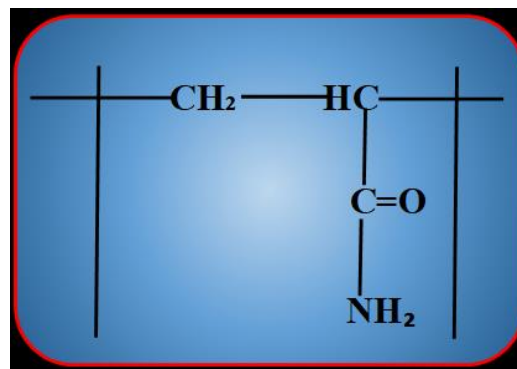
Es por ello que el uso de reductores de fricción es clave para las operaciones de fractura hidráulica (Fig. 11).



**Figura 11.** Diferencia de presión al bombear con reductor de fricción o sin reductor.

### 2.4.1) HVFRs

Los HVFRs, conocidos por sus siglas en inglés como “*High Viscosity Friction Reducers*”, son productos químicos utilizados en la industria para reducir la fricción en fluidos de alta viscosidad. Estos productos se formulan utilizando poliacrilamidas sintéticas (Fig. 12) de alto peso molecular, las cuales se presentan en forma de emulsiones con una fase externa oleosa. Debido a esto, son fáciles de mezclar y dispersar en fluidos acuosos. Estos reductores de fricción suelen ser poliacrilamidas de cadena larga (PAM) en polvo seco. Los PAM para yacimientos no convencionales se pueden clasificar en tres principales categorías en función de la carga eléctrica neta en su estructura química, tales como aniónica, catiónica o no iónica. Los HVFRs constan de un alto nivel de solubilidad en agua, una alta viscosidad y son capaces de reducir la pérdida por fricción durante el bombeo hasta en un 80%, (Ba Geri, M., 2019).



**Figura 12.** Estructura química poliacrilamida sintética.

Los reductores de fricción de alta viscosidad implementados en los fluidos de fractura presentan varias ventajas en comparación con los fluidos tradicionales. Algunas de estas ventajas incluyen la capacidad de permitir un mayor transporte del material apuntalante, reducir el daño a las formaciones, disminuir el uso de otros productos químicos en un 50%, así como reducir los equipos necesarios y los costos de bombeo. Adicionalmente, los HVFRs pueden aplicarse en un amplio rango de temperaturas y son capaces de soportar altas salinidades. La utilización del fluido de fractura HVFR, provee una mejora en la conductividad respecto al fluido de fractura

tradicional, ya que permite transportar de manera eficiente mayor cantidad de apuntalante y mejora la distribución de la arena en la red de fractura.

## 2.5) Viscosidad

Dentro de los parámetros analizados en una fractura hidráulica, la viscosidad es uno de los más importantes ya que la misma permite mantener en suspensión el propante necesario para llevar a cabo la estimulación. Esta viscosidad no debe ser muy alta ya que se consumiría demasiado producto químico para obtenerla y serían necesario muchos caballos de fuerza para bombear un fluido de alta viscosidad. Por otro lado, no puede ser muy baja ya que existiría riesgo de deposición de arena en la tubería. De esta manera el éxito para una operación eficiente dependerá de encontrar el punto de equilibrio para la viscosidad. Entre los métodos para alcanzar la viscosidad deseada se encuentran fluidos gelificados en los cuales se puede variar la carga de gel, productos de enlace cruzados y polímeros de alto peso molecular.

Otra característica importante es que el fluido debe tener la capacidad reológica de reducir su viscosidad con el tiempo, ya que una vez que el propante ingresa a la formación la viscosidad residual debe tender a ser nula. Estos factores son de particular importancia en el ámbito de la industria petrolera, y su comprensión adecuada resulta esencial para optimizar la eficiencia de las operaciones de fractura hidráulica (Pinzón et al., 2020).

## 3) Desarrollo

### 3.1) Equipamiento

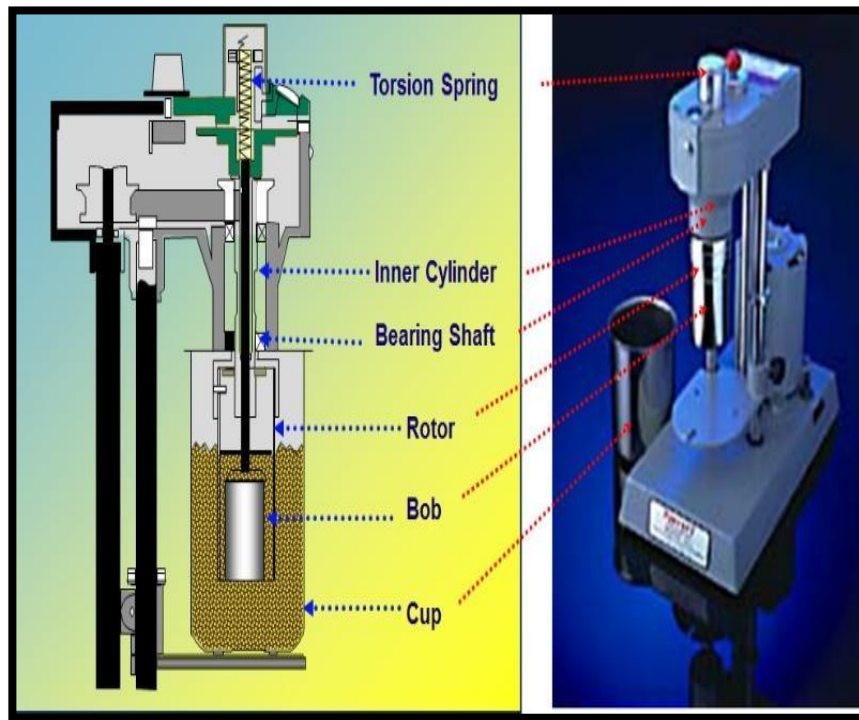
#### 3.1.1) Laboratorio

Para la evaluación en laboratorio el equipo fundamental utilizado fue un viscosímetro, detallado a continuación:

#### Viscosímetro Fann 35

Existen diversos instrumentos de viscosidad utilizados en la industria, en este trabajo las mediciones de la viscosidad en laboratorio se realizaron con un viscosímetro Fann 35 (Fig. 13). El viscosímetro desarrollado por Fann o *Chandler* es ampliamente preferido en la industria debido a su durabilidad, facilidad de uso, confiabilidad y conveniencia para la calibración. Este instrumento se utiliza principalmente para analizar propiedades reológicas de diversos materiales. En particular, el modelo 35 es un tipo de reómetro rotacional que consiste en un sistema de copa y cilindro concéntricos. Este modelo permite trabajar a diferentes velocidades predeterminadas como 1, 2, 3, 6, 12, 20, 30, 60, 100, 200, 300 y 600 rpm, y puede utilizarse con variados tamaños de cilindro para adaptarse a las necesidades específicas de la aplicación.





**Figura 13.** El fluido de ensayo está contenido en el espacio anular o espacio de corte entre los cilindros. La rotación del cilindro exterior a velocidades conocidas se logra mediante engranajes de precisión. Extraído del manual de fractura de Schlumberger.

### 3.1.2) Campo

La Figura 14 muestra la ubicación general del equipamiento en campo con el cual se llevó a cabo el análisis e implementación propuesta en este trabajo.



**Figura 14.** Distribución espacial en locación de los principales equipos utilizados para las operaciones de fractura hidráulica.

El circuito inicia con la utilización del *Precision Continuous Mixer* (PCM), un componente crucial en el proceso (Fig.15). El agua proveniente de los tanques de fractura fluye hacia este equipo donde se lleva a cabo el proceso de hidratación. La presencia del PCM tiene como objetivo principal reducir el tiempo de espera en el sitio; al evitar periodos de inactividad entre la mezcla y el bombeo, se logra disminuir la probabilidad de proliferación de bacterias al reducir el tiempo que el agua permanece en los tanques y, además, proporciona la flexibilidad necesaria para ajustar la carga del polímero durante el bombeo.



**Figura 15.** Equipo PCM en locación, donde se lleva a cabo el proceso de hidratación.

Continuando con el circuito, el segundo componente es el *blender* de fractura (Fig. 16), en éste se lleva a cabo la mezcla del fluido de fractura con el agente de sostén. Para finalizar el circuito, desde el *blender* se distribuye esta mezcla hacia las bombas de fractura (*Frac Pumps*), ilustradas en la Figura 17, las cuales elevan la presión del fluido. Luego, el fluido ingresa a las tuberías de alta presión hacia los pozos, llegando de esta forma, a la formación rocosa objetivo donde se lleva a cabo la fractura hidráulica.



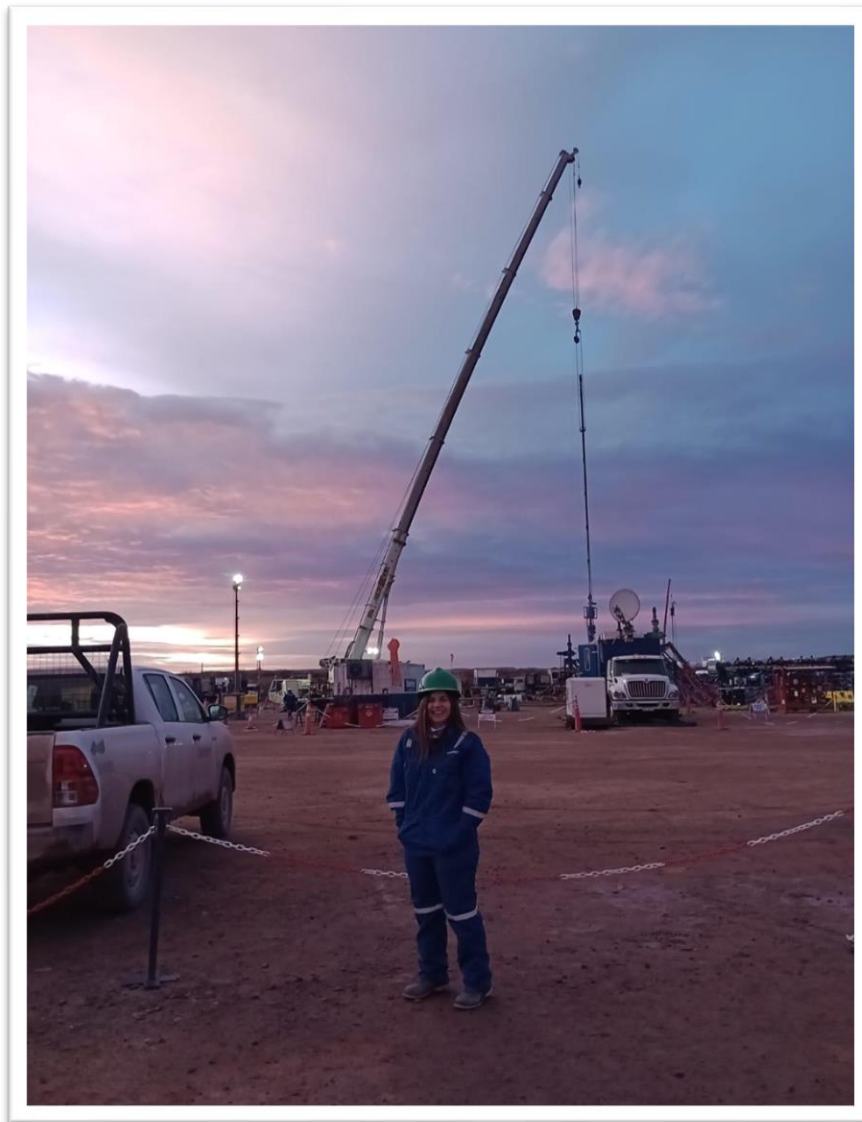
**Figura 16.** Mezclador (*blender*) del líquido, aditivos y agente sostén. Allí se forma lo que se conoce como fluido de fractura



**Figura 17.** Bombas de fractura (*Frac Pumps*) en locación.

### 3.2) Metodología Aplicada

El área de estudio (Fig. 18) y los cuatro pozos no convencionales de tipo *shale* abordados en el presente trabajo fueron seleccionados como resultado de un proceso detallado que consideró estudios previos relacionados con las fracturas hidráulicas en la Cuenca Neuquina. Además, se tomaron en cuenta investigaciones sobre la implementación de HVFRs, que funcionan como reductores de fricción, así como datos de capas vectoriales y Modelos Digitales del Terreno (DEM) para llevar a cabo un análisis general de la geología de las zonas circundantes al sitio de interés (Pad-32). Este enfoque integrado permitió establecer una base sólida sobre cómo lograr una disminución del uso del recurso hídrico e incorporar otra alternativa tal como el agua de producción para las operaciones de fractura hidráulica.



**Figura 18.** Pad- 32, área de interés.

### 3.2.1) Análisis fisicoquímico

Con el objetivo de evaluar los distintos parámetros fisicoquímicos del agua dulce y la de producción se realizaron las siguientes etapas:

- **Muestreo de agua**

En esta instancia se procedió a realizar una primera visita a locación para llevar a cabo la toma de muestras de aguas:

1. Agua de producción: se obtuvo de los piletones localizados en el Pad- 32 (Fig. 19).
2. Agua dulce: se obtuvo de los piletones de agua dulce localizados en el Pad-32 los cuales reciben abastecimiento del lago Mari Menuco y del Río Neuquén (Fig. 20)



**Figura 19.** Piletones de agua de producción especialmente contruidos en tierra, que cumplen de manera estricta con las normativas ambientales establecidas, garantizando un revestimiento adecuado para su almacenamiento seguro y controlado.



**Figura 20.** Piletos de agua dulce en locación Pad-32.

#### • Análisis fisicoquímico

Luego de obtener el muestreo del agua de producción y agua dulce utilizada en el Pad -32, se llevaron a cabo ensayos físico-químicos (Fig. 21), para evaluar los siguientes parámetros:

1. Temperatura
2. Acidez (pH) mediante un peachímetro analógico (EX-PH100).
3. Gravedad específica del agua con hidrómetro.
4. Alcalinidad de las aguas mediante la determinación de la concentración carbonatos – bicarbonatos se realizó por volumetría con fenolftaleína y anaranjado de metilo como indicadores (Rodier, J. 1989)
5. Concentración de hierro: se determinó la presencia de iones por espectrometría de absorción a 510 nm de longitud de onda.
6. Concentración de iones de cloruros: se utilizó el método de Mohr, la valoración de los cloruros se realizó utilizando una solución estándar de  $\text{AgNO}_3$  [4], para el agua dulce se aplicó  $\text{AgNO}_3$  al 0.2256N y para el agua de producción se aplicó  $\text{AgNO}_3$  al 1.128N. Este es el método directo para determinar la cantidad de cloruros presentes en el agua dulce como el agua de producción (Rodríguez et al., 2019).

Concentración de iones de cloruros:

$$\text{Cl}^{-}(\text{mg/L}) = \frac{(\text{N AgNO}_3 * \text{mL de AgNO}_3 * 35.45 * 1000)}{\text{mL de muestra}}$$

[4]

7. Dureza: la calidad del agua de producción y agua dulce se determinó utilizando soluciones de EDTA. Con el objetivo de determinar la suma de las concentraciones de calcio [5] y magnesio [6].

Concentración de iones de calcio:

$$\text{Ca}^{+2}(\text{mg/L}) = \frac{(\text{V}_2 * 0.1\text{M de EDTA} * 40 * 1000)}{\text{mL de muestra}}$$

[5]

Concentración de iones de Magnesio:

$$\text{Mg}^{+2}(\text{mg/L}) = \frac{((\text{V}_1 - \text{V}_2) * 0.1\text{M de EDTA} * 24.34 * 1000)}{\text{mL de muestra}}$$

[6]

8. Total de sólidos disueltos (*TDS*): se llevó a cabo mediante un análisis gravimétrico preciso, que involucró la evaporación de una cantidad determinada de muestra líquida filtrada con el propósito de separar y dejar en residuo los sólidos disueltos presentes. Durante el proceso de evaporación, los iones con carga positiva y negativa en la solución se combinan para formar partículas sólidas, que son posteriormente cuantificadas para determinar la concentración de sólidos en la muestra analizada.





**Figura 21.** Herramientas utilizadas para el análisis de calidad de agua mediante un ensayo físico-químico completo.

### 3.2.2) Evaluación de los HVFRs en laboratorio

Se evaluaron dos formulaciones químicas (A y B) desarrolladas por la empresa Schlumberger. Los nombres de los polímeros no se mencionan por ser confidenciales, sin embargo, estructuralmente corresponden a poliacrilamidas.

Inicialmente se propuso llevar a cabo el test de asentamiento (*Settling test*), sin embargo, la empresa optó por sustituir esta evaluación por una prueba más actualizada conocida como prueba de tasa de caída de una sola partícula (*Single Particle fall rate test*).

Ensayos de laboratorio:

1. Ensayos de hidratación: esta medición consistió en realizar una agitación de la mezcla durante 1 minuto a una velocidad constante de 1000 rpm, asegurándose de lograr una homogeneización adecuada de la misma. Después de este tiempo, se midió la viscosidad del fluido a una velocidad de 300 rpm. Esta medición proporcionó información sobre la consistencia del fluido. A continuación, se incrementó gradualmente la velocidad de mezcla cada un minuto, hasta alcanzar un total de cinco minutos. Durante cada intervalo de tiempo, se registró y analizó la viscosidad del fluido para evaluar su comportamiento durante el proceso de mezclado.
2. Prueba de tasa de caída de una sola partícula (*Single Particle fall rate test*): esta medición consistió en dejar caer una partícula en el fluido y medir la velocidad a la que cae. La velocidad de caída de la partícula está influenciada por la viscosidad del fluido; por lo tanto, al medir esta velocidad, se pudo obtener información sobre la viscosidad del HVFR.

Los ensayos de hidratación y la prueba de caída de una sola partícula, permitieron obtener

información de gran importancia sobre el comportamiento y fluidez de la mezcla, lo que ayudó a optimizar los procesos.

3. Viscosidad de la mezcla: se evaluó mediante la utilización de un viscosímetro conocido con el nombre Fann 35.

### **3.2.3) Evaluación de los HVFRs en campo**

Para la evaluación en campo, en una primera instancia se plantearon etapas de bombeo aleatorias, en las que se fueron variando las concentraciones de los HVFRs hasta lograr los caudales en un rango esperado de 70 a 90 bbl/min. Además, se estableció un límite de presión de 12,000 psi como parámetro clave. Se llevó a cabo una evaluación exhaustiva del desempeño de las presiones resultantes al aplicar las mezclas de los HVFRs A y B, con el agente propante y la mezcla de agua dulce/agua de producción utilizada en una relación 90/10 proporcionada del Pad-32.

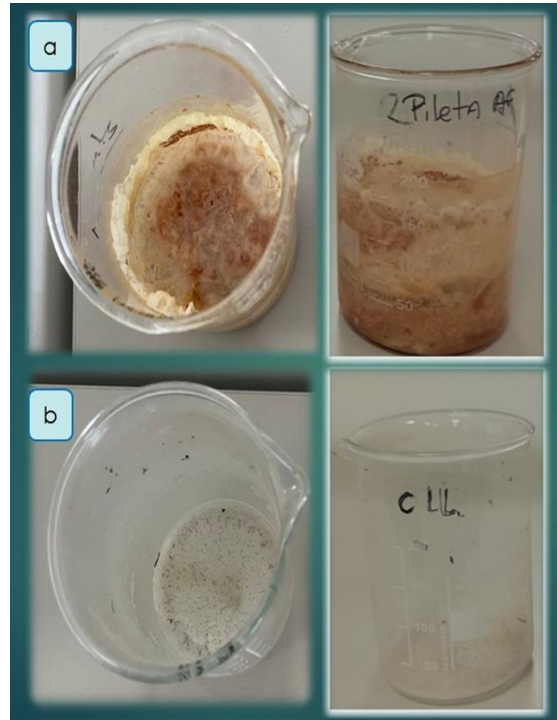
## **4) Resultados**

De acuerdo con los objetivos planteados al inicio del trabajo, se desarrollan a continuación los resultados obtenidos. Los mismos abarcan la caracterización del agua de producción y dulce, los resultados de laboratorio y la respuesta de las pruebas en campo.

A continuación, se detalla cada uno:

### **4.1) Caracterización del agua de producción y del agua dulce**

Se analizaron muestras de agua de producción, procedentes de los piletos en el Pad-32 que reciben suministro de otros pozos de *shale*, y de agua dulce para determinar la compatibilidad de éstas con los aditivos a utilizar en el fluido de fractura. En la Figura 22 se muestran extractos de las aguas ensayadas: 22.a) agua de producción y 22.b) agua dulce



**Figura 22.** a) Muestra de extractos de sales del agua de producción. b) Muestra de sales del agua dulce utilizada en el Pad- 32.

La compatibilidad del agua con los aditivos mejora cuánto menor es la cantidad total de sólidos disueltos (TDS) y la dureza dada por la presencia de iones calcio y magnesio. En la Tabla 1 se muestran los resultados obtenidos del análisis fisicoquímico de las muestras de agua dulce y del agua de producción utilizadas para formar los fluidos de fractura.

| Parámetro            | Agua dulce | Agua de producción |
|----------------------|------------|--------------------|
| Aspecto              | turbio     | naranja            |
| Densidad (mg/L)      | 1.002      | 1.066              |
| pH                   | 8.39       | 6.22               |
| Temperatura (°C)     | 19         | 18.7               |
| Hierro (mg/L)        | 0.96       | 48                 |
| Carbonatos (mg/L)    | 0          | 0                  |
| Bicarbonatos (mg/L)  | 217.16     | 15,982             |
| Calcio (mg/L)        | 56         | 17,900             |
| Magnesio (mg/L)      | 3.65       | 1,338.7            |
| Sulfatos (mg/L)      | 115        | 500                |
| Cloruros (mg/L)      | 729.77     | 103,967.76         |
| Sales Totales (mg/L) | 1,006.58   | 139,236.46         |

**Tabla 1.** Resultado del análisis fisicoquímico de las muestras de agua dulce y agua de producción.

Los resultados muestran una gran diferencia entre ambas muestras, mientras el agua dulce superficial presenta una ligera turbidez, el agua de producción es notablemente de color naranja. El contenido de hierro para el agua dulce y el agua de producción fueron de 0.96 y 48 mg/L, respectivamente, y el contenido de sulfatos de 115 y 500 mg/L, respectivamente. Sin embargo, la mayor diferencia se encuentra en los contenidos de bicarbonatos, calcio, magnesio y cloruros, con concentraciones desde 73 hasta 366 veces mayor en el agua de producción. Como resultado de estas diferencias, el contenido de sales totales en el agua de producción es 138 veces superior que el agua dulce. Esto se evidencia en el evaporado de las muestras (Fig. 22a-b).

## 4.2) Resultados de los HVFRs en laboratorio

### • Ensayo de hidratación

Para la evaluación de los HVFRs en laboratorio el parámetro fundamental fue analizar la variación de la viscosidad de la mezcla mientras variaba la concentración del reductor de fricción y el tiempo de hidratación. Para el HVFR A se tomó un rango más amplio de concentraciones comparado al HVFR B.

| Tiempo de hidratación (min) | Concentración HVFR A   |         |       |       |         |       |         |
|-----------------------------|--|---------|-------|-------|---------|-------|---------|
|                             | 1 gpt  | 1.6 gpt | 2 gpt | 3 gpt | 3.7 gpt | 4 gpt | 4.8 gpt |
| 1                           | 2  | 2.1     | 2.4   | 3.8   | 4.5     | 4.7   | 5.3     |
| 2                           | 2  | 2.1     | 2.4   | 3.8   | 4.8     | 4.9   | 5.6     |
| 3                           | 2  | 2.2     | 2.4   | 3.9   | 5.2     | 5.4   | 5.9     |
| 4                           | 2  | 2.3     | 2.6   | 4     | 5.4     | 5.6   | 6.3     |
| 5                           | 2  | 2.4     | 2.6   | 4     | 5.4     | 5.9   | 6.5     |
| Relación de mezcla          | 90% H <sub>2</sub> O Dulce + 10% H <sub>2</sub> O Producción |         |       |       |         |       |         |

**Tabla 2.** Resultados de viscosidad (cP) en función del tiempo de hidratación y la concentración del HVFR A en *gallons per thousand gallon* (gpt), del ensayo de hidratación.

De los datos obtenidos se observa que para el HVFR A a medida transcurre el tiempo y se aumenta la concentración se obtiene una mayor viscosidad (Tabla 2), lo que indica que el parámetro de viscosidad es directamente proporcional a la concentración del reductor.

| Tiempo de hidratación (min) | Concentración HVFR B   |         |       |         |       |       |
|-----------------------------|--|---------|-------|---------|-------|-------|
|                             | 1 gpt  | 1.5 gpt | 2 gpt | 2.5 gpt | 3 gpt | 4 gpt |
| 1                           | 2  | 2.3     | 3.6   | 3.7     | 3.9   | 4.9   |
| 2                           | 2  | 2.3     | 3.6   | 3.7     | 3.9   | 5     |
| 3                           | 2  | 2.3     | 3.7   | 3.8     | 3.9   | 5.1   |
| 4                           | 2.1  | 2.4     | 3.7   | 3.8     | 4.1   | 5.1   |
| 5                           | 2.1  | 2.4     | 3.7   | 3.8     | 4.1   | 5.2   |
| Relación de mezcla          | 90% H <sub>2</sub> O Dulce + 10% H <sub>2</sub> O Producción |         |       |         |       |       |

**Tabla 3.** Resultados de viscosidad (cP) en función del tiempo de hidratación y la concentración del HVFR B en *gallons per thousand gallon* (gpt), del ensayo de hidratación.

En cuanto al HVFR B (Tabla 3) se obtuvo el mismo comportamiento que con el HVFR A, ya que a medida que se aumentaba la concentración y el tiempo de hidratación se incrementaba la viscosidad. En particular, la viscosidad del HVFR B no cambia a partir de los tres minutos de hidratación.

Del análisis comparativo de ambos productos se deduce que el HVFR B tiene una mejor performance que el HVFR A ya que con menor concentración y tiempo de hidratación se obtienen valores de viscosidad equivalentes. Por ejemplo, con HVFR A se requieren 3 gpt de concentración para alcanzar el valor de 3 cP en tanto la mezcla con el HVFR B lo logra con 2 gpt. La reducción de la cantidad de aditivo necesaria para lograr un comportamiento similar se traduce en menores costos de insumos químicos.

#### • Prueba de tasa de caída de una sola partícula

El parámetro velocidad de caída de la partícula se evaluó solamente para el producto HVFR A, ya que mostró un comportamiento muy similar durante la prueba de hidratación con el HVFR B.

En este ensayo se utilizó un tipo de arena compuesta principalmente de partículas que traspasan un tamiz de malla de 30 y quedan retenidas en un tamiz de malla de 70.

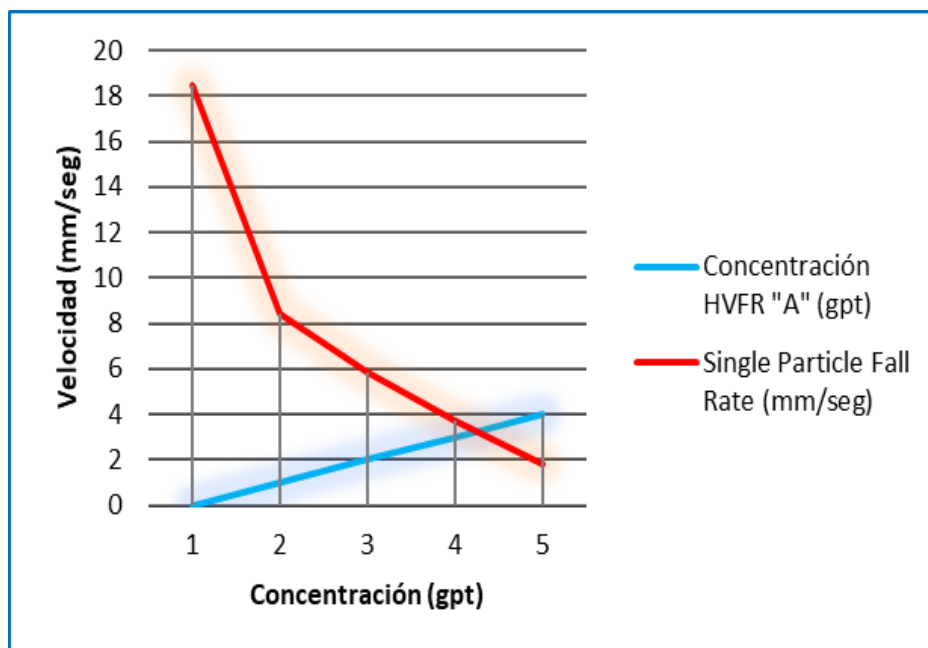
Los resultados obtenidos en dicho ensayo mostraron que a medida que se aumentó la concentración de HVFR A de 0.5 a 4 gpt se obtuvo una reducción de diez veces en la velocidad de sedimentación del apuntalante, de 18.44 a 1.81 mm/seg, respectivamente.

Las velocidades mayores fueron interpretadas como un menor tiempo de caída, por lo tanto, un fluido menos viscoso, ya que la partícula logra atravesarlo más rápidamente debido a la menor resistencia experimentada (Fig. 23). Se observó también que a medida que se incrementa la

concentración, los valores de velocidad fueron cada vez más bajos lo que indicaba una mayor viscosidad del fluido y un mayor tiempo de caída (Tabla 4).

| Concentración HVFR A (gpt) | Single Particle Fall Rate (mm/seg) |
|----------------------------|------------------------------------|
| 0.5                        | 18.444                             |
| 1                          | 8.400                              |
| 2                          | 5.833                              |
| 3                          | 3.696                              |
| 4                          | 1.818                              |

**Tabla 4.** Resultados de la velocidad de caída de una sola partícula, a medida que variaba la concentración del HVFR A.



**Figura 23.** Relación entre la velocidad de caída de la partícula y la concentración del HVFR A en gallons per thousand gallon (gpt).

### 4.3) Desempeño de los HVFRs (A y B) en campo

En esta instancia se realizaron etapas de ensayo de bombeo aleatorias, para evaluar el desempeño de los HVFRs y de esta manera comparar los caudales finales obtenidos. La prueba consistió en variar la concentración del compuesto químico reductor y evaluar si se lograba mantener el caudal de fractura esperado.

Para evaluar en campo el desempeño del HVFR A (Tabla 5), se realizaron varios ensayos en distintos pozos, a su vez dentro de cada etapa de prueba se tomaron distintas muestras para evaluar la concentración, viscosidad y caudales finales. Utilizando concentraciones del reductor en su mayoría por encima de los 3 gpt, se obtuvieron viscosidades en el rango de 2.2 hasta 9.4 cP y caudales superiores a los 77 bbl/min. Lo que indica que con viscosidades y concentraciones relativamente bajas se logra llegar a los caudales de bombeo esperados (70 - 90 bbl/min).

| Producto | Pozo/Etapa | Etapa propante (PPA) | Concentración (gpt) | Lado limpio (bbl) | Lado sucio (bbl) | H <sub>2</sub> O dulce (bbl) | H <sub>2</sub> O producción (bbl) | Viscosidad (cP) | Caudal final (bbl/min) |
|----------|------------|----------------------|---------------------|-------------------|------------------|------------------------------|-----------------------------------|-----------------|------------------------|
| A        | 2322/13    | 0.75                 | 1.5                 | 37                | 50               | 29                           | 8                                 | 4               | 87                     |
|          |            | 1.5                  | 2.8                 | 37                | 50               | 29                           | 8                                 | 5.6             | 87                     |
|          |            | 1.75                 | 3.7                 | 36.7              | 53.1             | 28.7                         | 8                                 | 5.8             | 89.8                   |
|          |            | 3                    | 4.6                 | 36.9              | 53.3             | 28.9                         | 8                                 | 6               | 90.2                   |
|          | 2321/13    | 1.25                 | 5.45                | 41.2              | 52               | 33.2                         | 8                                 | 9               | 93.2                   |
|          |            | 1.75                 | 5.5                 | 40.8              | 46.2             | 32.8                         | 8                                 | 9.4             | 87                     |
|          | 2322/10    | 0.75                 | 1.5                 | 42.4              | 40.2             | 34.14                        | 8.26                              | 2.2             | 82.6                   |
|          |            | 1.25                 | 1.93                | 44.2              | 41.2             | 35.66                        | 8.54                              | 4.8             | 85.4                   |
|          |            | 1.75                 | 1.98                | 44.2              | 41.2             | 35.66                        | 8.54                              | 5.2             | 85.4                   |
|          |            | 2.5                  | 2.5                 | 44.2              | 41.2             | 35.66                        | 8.54                              | 6.4             | 85.4                   |
|          | 2322/16    | 0.5                  | 1.28                | 46.7              | 33.8             | 38.65                        | 8.05                              | 3               | 80.5                   |
|          |            | 1.25                 | 1.5                 | 46.6              | 33.8             | 38.56                        | 8.04                              | 4.6             | 80.4                   |
|          |            | 2                    | 2.5                 | 46.6              | 33.8             | 38.56                        | 8.04                              | 6               | 80.4                   |
|          | 2321/16    | 0.75                 | 1.47                | 50.8              | 38.7             | 41.85                        | 8.95                              | 4.2             | 89.5                   |
|          |            | 1.25                 | 1.95                | 50.8              | 38.8             | 41.84                        | 8.96                              | 4.8             | 89.6                   |
|          |            | 2.5                  | 2.48                | 50.8              | 39.4             | 41.78                        | 9.02                              | 5.2             | 90.2                   |
|          | 2323/11    | 0.5                  | 1.6 : 1.25          | 45.6              | 38.1             | 37.23                        | 8.37                              | 2.8             | 83.7                   |
|          |            | 1.25                 | 3.7 : 1.75          | 47.8              | 40.6             | 38.96                        | 8.84                              | 3.8             | 88.4                   |
|          |            | 2                    | 4.8 : 2.25          | 45.9              | 40.9             | 37.22                        | 8.68                              | 5               | 86.8                   |
|          | 2322/17    | 0.5                  | 1.6 : 1.25          | 42.5              | 38               | 34.45                        | 8.05                              | 2.6             | 80.5                   |
|          |            | 1.25                 | 3.7 : 1.75          | 42.5              | 38               | 34.45                        | 8.05                              | 3.8             | 80.5                   |
|          |            | 2                    | 4.8 : 2.25          | 42.6              | 38               | 34.54                        | 8.06                              | 5               | 80.6                   |
|          | 2321/17    | 0.5                  | 1.6 : 1.25          | 42                | 42.8             | 33.52                        | 8.48                              | 2.8             | 84.8                   |
|          |            | 1.25                 | 3.7 : 1.75          | 42.5              | 46.1             | 33.64                        | 8.86                              | 4               | 88.6                   |
|          |            | 2                    | 4.8 : 2.25          | 42.5              | 44.8             | 33.77                        | 8.73                              | 4.8             | 87.3                   |
|          | 2323/12    | 0.5                  | 1.6 : 1.25          | 41.8              | 35.7             | 34.05                        | 7.75                              | 2.8             | 77.5                   |
|          |            | 1.25                 | 3.7 : 1.75          | 40.2              | 40               | 32.18                        | 8.02                              | 4               | 80.2                   |
|          |            | 2                    | 4.8 : 2.25          | 40.2              | 40               | 32.18                        | 8.02                              | 5               | 80.2                   |

**Tabla 5.** Evaluación del desempeño del HVFR A, mediante ensayos de bombeo en campo. Los parámetros analizados fueron la etapa propante, la variable de la concentración del HVFR, lado limpio (mezcla de aguas), lado sucio (mezcla de agua más propante), volumen de agua dulce, volumen de agua de producción, variable de la viscosidad y el caudal final bombeado. Cada una medida en el instante que se tomaba la prueba en cada etapa.

Por su parte, en los ensayos de campo con el producto HVFR B durante las etapas de bombeo, utilizando concentraciones de hasta 3 gpt como máximo se obtuvo un rango de viscosidad entre 2.2 a 4.8 cP, valores notablemente menores que los obtenidos con A.

Los caudales se mantuvieron por encima de los 80.3 bbl/min, dentro de los valores esperados. Por lo tanto, se necesitó una menor concentración del reductor y menores viscosidades para obtener caudales por encima de los 70 bbl/min, ya que la concentración más elevada fue de 3 gpt y la viscosidad máxima fue de 4.8 cP (Tabla 6).

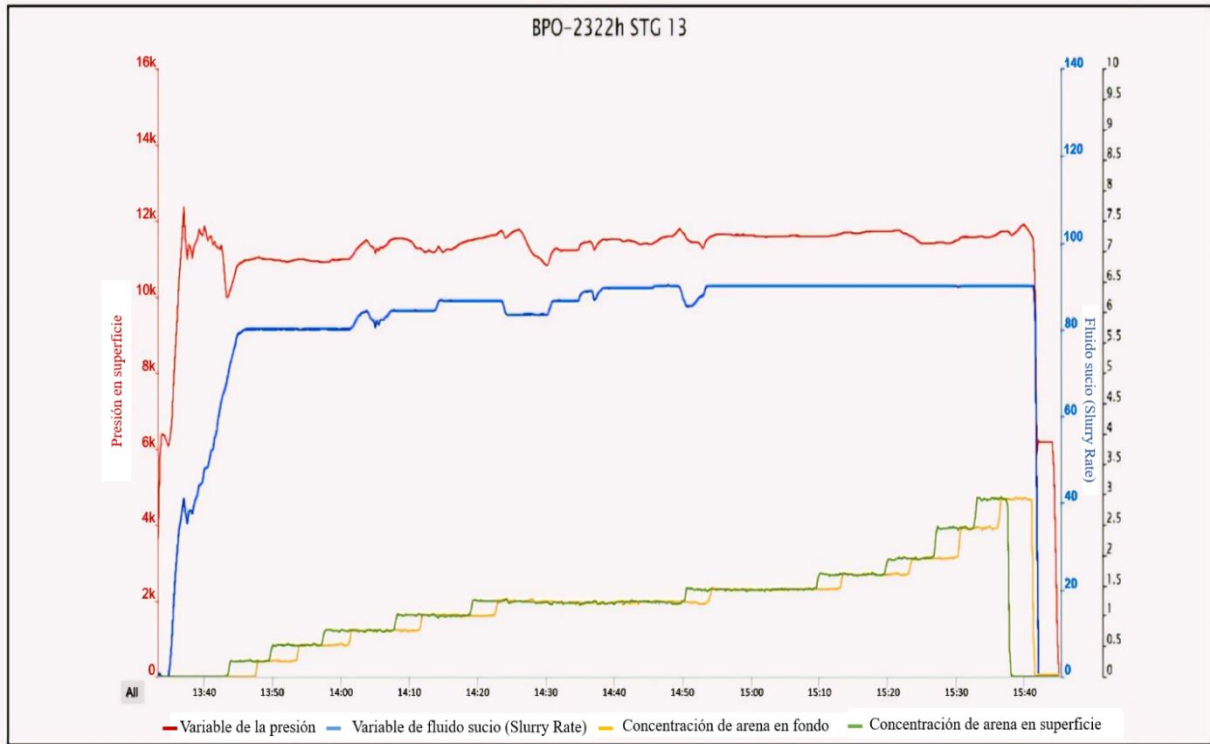
| Producto | Pozo/Etapa | Etapa propante (PPA) | Concentración (gpt) | Lado Limpio (bbl) | Lado sucio (bbl) | H <sub>2</sub> O dulce (bbl) | H <sub>2</sub> O producción (bbl) | Viscosidad (cP) | Caudal final (bbl/min) |
|----------|------------|----------------------|---------------------|-------------------|------------------|------------------------------|-----------------------------------|-----------------|------------------------|
| B        | 2321 / 25  | 2.5                  | 3                   | 46.1              | 44.3             | 37.06                        | 9.04                              | 4.8             | 90.4                   |
|          | 2323 / 17  | 0.5                  | 1.29                | 49.6              | 41.1             | 40.53                        | 9.07                              | 2.4             | 90.7                   |
|          |            | 1.25                 | 1.3                 | 49.6              | 41               | 40.54                        | 9.06                              | 2.4             | 90.6                   |
|          |            | 1.5                  | 1.4                 | 49.9              | 41.1             | 40.8                         | 9.1                               | 2.6             | 91                     |
|          |            | 2                    | 1.74                | 49.4              | 41               | 40.36                        | 9.04                              | 3               | 90.4                   |
|          | 2324 / 17  | 0.5                  | 1.3                 | 42                | 38.3             | 33.97                        | 8.03                              | 2.2             | 80.3                   |
|          |            | 1.25                 | 1.31                | 42.1              | 38.4             | 34.05                        | 8.05                              | 2.4             | 80.5                   |
|          |            | 1.5                  | 1.42                | 41.7              | 38.6             | 33.67                        | 8.03                              | 2.8             | 80.3                   |
|          |            | 2                    | 1.76                | 41.7              | 38.6             | 33.67                        | 8.03                              | 3.2             | 80.3                   |
|          | 2323 / 25  | 1                    | 1.28                | 41.6              | 39               | 33.54                        | 8.06                              | 2.4             | 80.6                   |
|          |            | 1.25                 | 1.3                 | 41.6              | 39               | 33.54                        | 8.06                              | 2.6             | 80.6                   |

**Tabla 6.** Evaluación del desempeño del HVFR B, mediante ensayos de bombeo en campo. Los parámetros analizados fueron la etapa propante, la variable de la concentración del HVFR, lado limpio (mezcla de aguas), lado sucio (mezcla de agua más propante), volumen de agua dulce, volumen de agua de producción, variable de la viscosidad y el caudal final bombeado. Cada una medida en el instante que se tomaba la prueba en cada etapa.

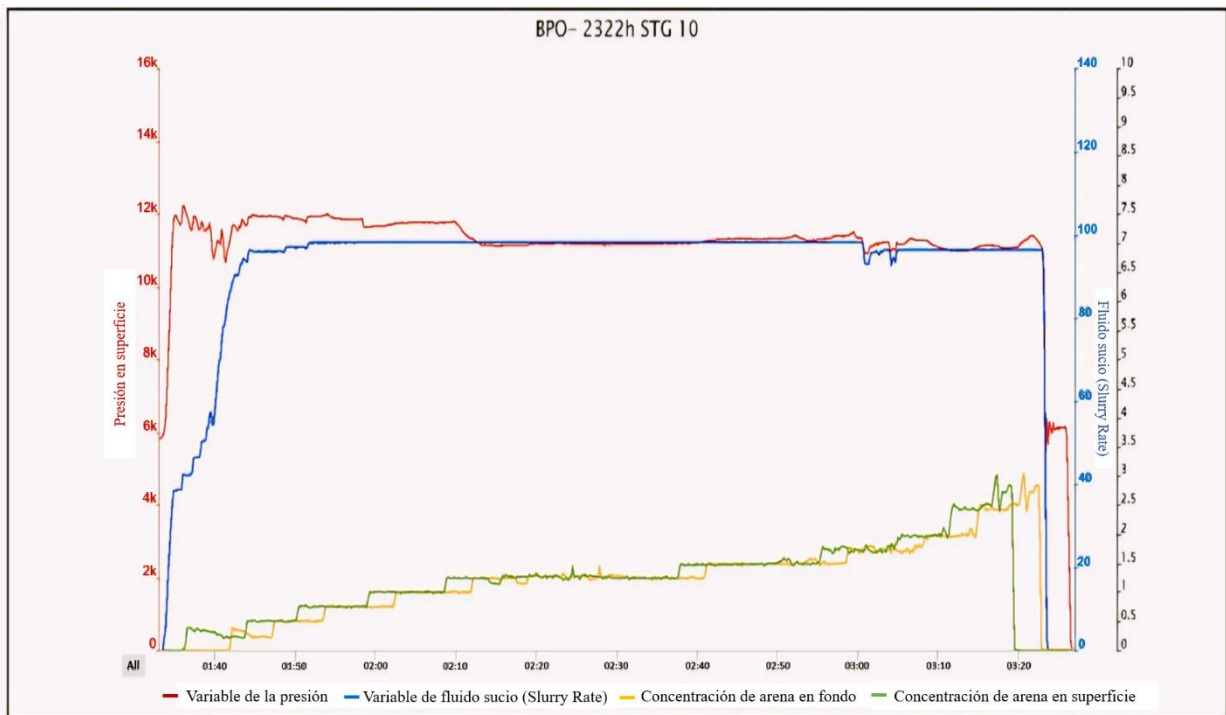
Como segunda etapa en la evaluación del desempeño de los productos a ensayar, se realizaron pruebas de monitoreo de las presiones en campo. El parámetro seleccionado para determinar la efectividad de estos productos en la mezcla de fractura fue medir la presión durante el bombeo, la cual debe mantenerse constante y por debajo del límite de 12,000 psi durante todas las etapas ensayadas.

Se seleccionaron de forma aleatoria algunas muestras del monitoreo con el fin de ilustrar los resultados obtenidos en relación al comportamiento de las presiones. Para el HVFR A se observan en las Figuras 24, 25 y 26 representada con las líneas de color rojo que la presión se mantuvo en el rango de 11,000 – 12,000 psi, con las líneas de color azul muestra el caudal de fluido sucio (*Slurry*) dando un resultado entre los 80 - 90 bbl/min, aproximadamente. A su vez en las figuras se observan zonas del gráfico donde hay una caída de caudal y presión que indican que se detuvo alguna bomba durante el bombeo. Por último, las líneas de color verde y amarillo indican la concentración de arena en superficie y fondo. En las Figuras 27 y 28 se observa el comportamiento del HVFR B el cual mantuvo la presión y los caudales muy similares al reductor A.

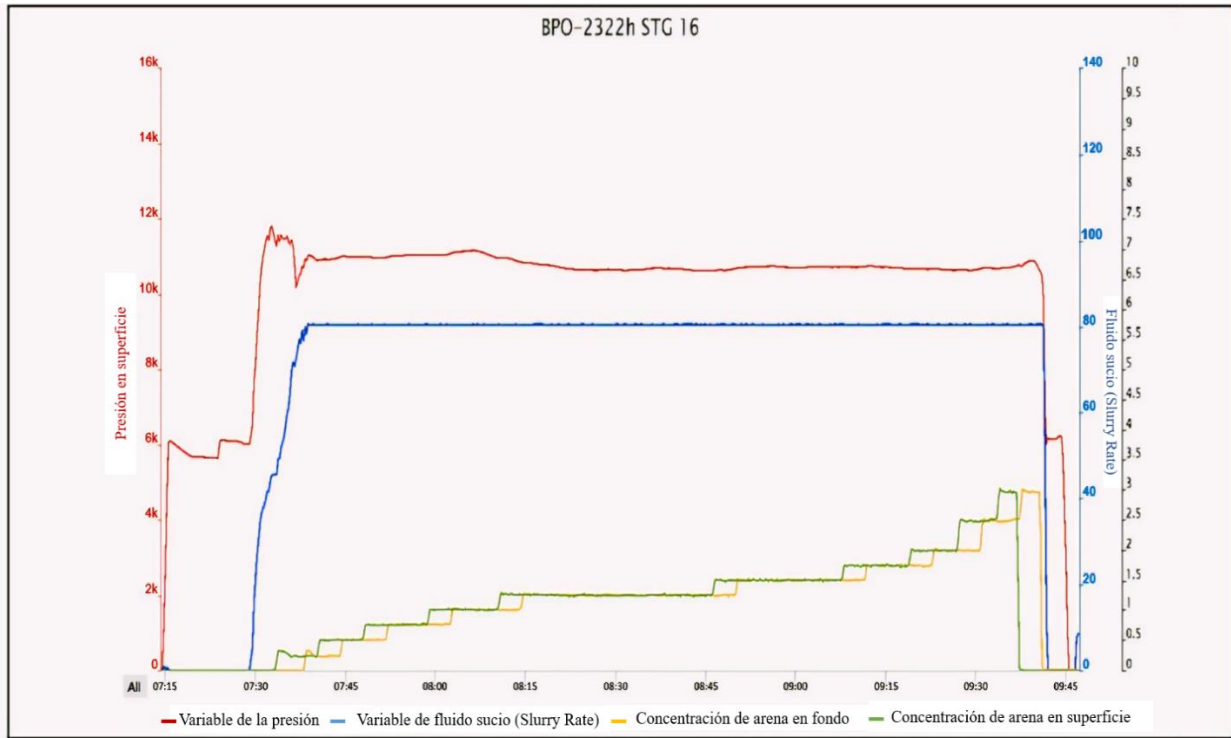




**Figura 24.** Monitoreo del desempeño del producto HVFR A en campo. Se representa la etapa 13 ensayada. En el grafico la presión está representada con la línea roja, con azul se visualiza el caudal y las líneas de color verde y amarillo indican la concentración de arena en superficie y fondo.



**Figura 25.** Monitoreo del desempeño del producto HVFR A en campo. Se representa la etapa 10 ensayada. En el grafico la presión está representada con la línea roja, con azul se visualiza el caudal y las líneas de color verde y amarillo indican la concentración de arena en superficie y fondo.



**Figura 26.** Monitoreo del desempeño del producto HVFR A en campo. Se representa la etapa 16 ensayada. En el grafico la presión está representada con la línea roja, con azul se visualiza el caudal y las líneas de color verde y amarillo indican la concentración de arena en superficie y fondo.



**Figura 27.** Monitoreo del desempeño del producto HVFR B en campo. Se representa la etapa 17 ensayada. En el grafico la presión está representada con la línea roja, con azul se visualiza el caudal y las líneas de color verde y amarillo indican la concentración de arena en superficie y fondo.



**Figura 28.** Monitoreo del desempeño del producto HVFR B en campo. Se representa la etapa 25 ensayada. En el gráfico la presión está representada con la línea roja, con azul se visualiza el caudal y las líneas de color verde y amarillo indican la concentración de arena en superficie y fondo.

## 5) Discusión

### 5.1) Comparación entre un fluido tradicional y uno alternativo (HVFR)

El alcance de esta discusión es netamente operativo a los fines de caracterizar el comportamiento de cada fluido en el circuito en superficie, tanto en el esquema tradicional como en la alternativa de los HVFRs y no así, su eficiencia productiva en la etapa de extracción de hidrocarburos.

El fluido de fractura tradicional, más utilizado en la industria a nivel mundial, es un fluido híbrido. Se trata de una secuencia donde primero se bombea el “*slickwater*” (agua con reductor de fricción), luego el gel lineal, por último, el fluido “*cross-linkado*”. Este fluido posee muy buenas propiedades de transporte de agente de sostén y son fáciles de preparar en campo. Los polímeros más utilizados son la goma guar y sus derivados y actúan como agentes gelificantes para la fractura hidráulica. El gel de goma guar reticulado se prepara mediante reticulación de goma guar o sus derivados con boro, circonio y compuestos de titanio, (Trombetta, J., 2012).

Sin embargo, los fluidos gelificados presentan algunas desventajas, como por ejemplo la utilización de un gran número de productos químicos (surfactantes, bactericidas, “quebradores”, entre otros), además se deben considerar los altos costos de transporte y almacenaje de los mismos. El uso de “quebradores” necesarios para romper la viscosidad residual que deja el gel en la formación trae aparejados riesgos para la salud y físicos (producto oxidante). Por lo tanto, para armar un fluido de fractura tradicional se deben incluir diversos productos tales como: un polímero gelificante (por lo general goma-guar), un regulador de pH (buffer), un activador del

gel lineal (se suele utilizar *Sal de Borato o Zirconato*) y un retardador de dicho activador.

Existe una tendencia emergente hacia el uso de reductores de fricción de alta viscosidad (HVFR) para reemplazar el gel lineal o reticulado en trabajos de fractura hidráulica. El creciente uso de HVFR está impulsado por una serie de factores económicos y operativos. En primer lugar, el ahorro de costos químicos proviene de una carga potencial mucho menor de HVFR que el gel lineal. Se pueden obtener menores costos operativos a partir de una logística simplificada. En la actualidad, muchos trabajos de fractura hidráulica adoptan el llamado enfoque híbrido. Se usan reductores de fricción en baja concentración durante la primera etapa de fluido limpio y en las primeras etapas de arena donde se bombea fluido con mallas finas de arena. Posteriormente, se realiza la transición a gel lineal o reticulado para bombear arena más gruesa en etapas posteriores. Este enfoque a menudo requiere un equipo de hidratación/mezcla adicional. Sin embargo, al reemplazar el gel convencional con HVFR, es posible llevar a cabo todas las etapas de fractura sin la necesidad de unidades de hidratación de gel. Además, los HVFR generalmente producen una importante reducción de la fricción, lo que disminuye la presión de bombeo y la potencia hidráulica requerida, (Hu et al. 2018).

Los HVFR tienen una estructura química del tipo poliacrilamida, similar a la de los reductores de fricción tradicionales, pero pueden tener microestructuras distintas que mejoran la capacidad de rotura y la viscosidad.

Durante el desarrollo de este trabajo, los resultados recopilados revelaron que los reductores de fricción de alta viscosidad (HVFR) fueron capaces de lograr caudales de bombeo en un rango que va desde 77 hasta 90 bbl/min. Estos fluidos mantuvieron viscosidades y concentraciones en niveles relativamente bajos, lo que sugiere un notable ahorro en el uso de productos químicos. Esta eficacia en el bombeo a altos caudales con viscosidades controladas y concentraciones reducidas destaca las ventajas económicas y operativas que los HVFR pueden ofrecer en comparación con otros fluidos de fractura convencionales.

A pesar de los beneficios potenciales del uso de HVFR y algunos estudios de casos exitosos, una de las principales inquietudes sobre el uso de HVFR en lugar de geles lineales o reticulados es su capacidad de transporte de apuntalante. Para los reductores de fricción tradicionales (los llamados *slickwater*), el mecanismo de transporte de arena dominante es la alta velocidad del fluido, ya que la viscosidad es demasiado baja para suspender las partículas de arena durante un tiempo significativo. La capacidad de transporte de apuntalante y los mecanismos de los HVFR son menos conocidos, y mucho menos cuantificados.

## 6) Conclusiones

Según datos de la empresa Schlumberger recopilados en locación (Pad-32), los caudales de bombeo requeridos rondan los 90 bbl/min lo que resulta en un total de 126,000 barriles de agua consumidos por pozo por día, teniendo en cuenta que se realizan 10 fracturas diarias y que cada una dura 2 horas y 20 minutos (140 min) (Tabla 7). Con el empleo de los HVFRs se puede utilizar eficazmente una mezcla de 10% de agua de producción y 90% de agua dulce alcanzando un ahorro de agua dulce de 378,000 bbl por mes (Tabla 8). Para dimensionar el ahorro de agua dulce logrado, por pozo por mes se puede realizar la equivalencia con el volumen de agua

requerido para completar 24 piscinas olímpicas.

Por lo que se puede concluir que esta prueba piloto de los HVFRs en las operaciones de fractura hidráulica ofrece una mejora importante para el cuidado del recurso hídrico. Será crucial en el futuro evaluar el impacto en la productividad posterior a dicha implementación, lo que permitirá determinar su eficacia en términos de producción.

| Datos                 | Valores |
|-----------------------|---------|
| Caudal (bbl/min)      | 90      |
| Tiempo (min)          | 140     |
| Agua de producción    | 10%     |
| Agua dulce            | 90%     |
| Etapas bombeo por día | 10      |

**Tabla 7.** Datos de caudal óptimo, tiempo estimado de fractura, relación de mezcla 90/10 y cantidad de etapas por día.

| Datos                  | Volumen agua dulce (bbl) |
|------------------------|--------------------------|
| Fracturas diarias (10) | 126,000                  |
| 1 mes (30 días)        | 3,780,000                |
| Ahorro                 | 378,000                  |

**Tabla 8.** Resultados del volumen de agua de producción en diez fracturas diarias y el volumen de ahorro de agua dulce en un mes. Obtenidos a partir de la descripción realizada en la Tabla 7.

Con respecto al ensayo de los HVFRs A y B, otra de las conclusiones es que demostraron ser compatibles con entornos de alta concentración de sólidos (TDS, por siglas en inglés de *Total Dissolved Solids*) que superan los 139,000 parte por millón (ppm). Por otro lado, el HVFR B tuvo un mejor desempeño en comparación al HVFR A ya que con concentraciones bajas se logró alcanzar los caudales de bombeo deseados, lo que conlleva a un menor costo en las operaciones. Además, las viscosidades se mantuvieron constantes durante el ensayo de hidratación, mientras que con el reductor A hubo variaciones.

Desde la perspectiva de la industria, la implementación de HVFRs resulta en una reducción del impacto ambiental, dado que disminuye la cantidad de agua y aditivos empleados durante el procedimiento de fractura hidráulica. Al reducir la utilización de productos químicos, se obtienen menores costos. Por otro lado, los resultados obtenidos demostraron que con viscosidades relativamente bajas en el rango de 2.2 hasta 9 cP, se logran alcanzar los caudales de bombeo esperados manteniendo la presión dentro del límite establecido de 12,000 psi.



Como resultado del trabajo de campo, laboratorio y monitoreo realizado, se ha determinado una forma más sostenible y eficiente de abastecerse de agua para llevar a cabo las operaciones de fractura hidráulica, minimizando así el impacto ambiental asociado con el uso de agua dulce. Al implementar esta alternativa, se logró optimizar el uso de los recursos hídricos disponibles y promover prácticas más responsables en la industria.

## 7) Referencias

- Arregui, C., Carbone, O. y Leanza, H. A. 2011. Contexto tectosedimentario. En: Leanza, H.A., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J.C., Vallés J.M. (Eds.): Geología y recursos naturales de la provincia de Neuquén. Asociación Geológica Argentina: 29-36, Neuquén.
- Ba Geri, M. S. 2019. "Investigating the performance of high viscosity friction reducers used for proppant transport during hydraulic fracturing". Doctoral Dissertations. 2827 (inédito). Missouri University of Science & Technology, 174 p. Estados Unidos.
- Beliveau, T. G. y Grosso-Heredia, J. 2023. Sismicidad a simple VISTA: el fracking en Bajada del Palo Oeste y otras zonas de operación de VISTA Oil & Gas (Vaca Muerta). Fundación ambiente y recursos naturales (FARN), pp. 5-16.
- Cabanillas, L., Carstens, G., Lovecchio, J., Marshall, P., Rebori, L., Soldo, J., Vallejo, E., y Vergani, G. 2015. Hidrocarburos convencionales y no convencionales. Conceptos básicos de geología del petróleo. Reservorios convencionales y no convencionales. Exploración de hidrocarburos: métodos y técnicas. Reservas y Recursos. Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, Vol. 23, pág. 41-48, año 2013.
- Casadío, S. y Montagna, A. O. 2015. Estratigrafía de la cuenca Neuquina. En: Ponce, J.J. y Montagna, A. O. y Carmona, N. (eds.), Geología de la cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros, una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo, Neuquén, Patagonia, Argentina.
- Chebli, G., Mendiberri, H., Giusiano, A., Ibáñez, G. y Alonso, J. 2011. El "Shale Gas" en la Provincia de Neuquén. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), pp. 670-691.
- Dahlgren, K., Green, B.R., Williams, B., Inscore, J., Domelen, M.S., & Fenton, A. 2018. Case Studies of High Viscosity Friction Reducers HVFR in the STACK Play. Society of Petroleum Engineers. Conferencia, Texas, USA, pp. 1-12.
- Franzese, J., Spalletti, L., Gómez Pérez, I. y Macdonald, D. 2003. Tectonic and palaeoenvironmental evolution of Mesozoic sedimentary basins along the Argentinian Andes foothills (32° - 54° S.L.). Pergamon-Elsevier Science Ltd; Journal of South American Earth Sciences 16(1): 81-90.
- Franzese, J. R. y Spalletti, L. A. 2001. Late Triassic-early Jurassic continental extension in southwestern Gondwana: tectonic segmentation and pre-break-up rifting. Journal of South American Earth Sciences 14: 257-270.
- Gallegos, T. J. y Varela, B. A. 2015. Trends in hydraulic fracturing distributions and treatment fluids, additives, proppants, and water volumes applied to wells drilled in the United States from 1947 through 2010—Data analysis and comparison to the literature: U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2014–5131, 15 p., <http://dx.doi.org/10.3133/sir20145131>.
- González, G., Vallejo, M., Kietzmann, D., Marchal, D., Desjardins, P., Tomassini, F., Gomez R. L. y Dominguez, R. 2016. Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Instituto Argentino

del Petróleo y el Gas (IAPG), pp 1-244.

Howell, J. A., Schwarz, E., Spalletti, L. A. y Veiga, G. D. 2005. The Neuquén Basin: an overview. En: Veiga, G. D., Spalletti, L. A., Howell, J. A. y Schwarz, E. (eds.). *The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics*. Geological Society, London, Special Publications. 252: 83-107.

Hu, Y. T., Fisher, D., Kurian, P., y Calaway, R. 2018. Proppant Transport by a High Viscosity Friction Reducer. Society of Petroleum Engineers. Conferencia, Texas, USA, pp. 1-12.

Legarreta, L. y Uliana, M. A. 1991. Jurassic–cretaceous marine oscillations and geometry of back arc basin, central Argentina andes. In: En McDonald, D.I.M. (Ed.), *Sea Level Changes at Active Plate Margins: Process and Product*, vol. 12. IAS Special Publication 429–450. Oxford.

Legarreta, L. y Uliana, M. A. 1996. The Jurassic succession in west-central Argentina: stratal pattern, sequences and paleogeographic evolution. *Palaeogeography, Palaeoclimatology and Palaeoecology* 120: 303-330.

Legarreta, L. y Villar, H. J. 2011. Argentina Basins, Geological and geochemical keys of the potential shale resources, AAPG GTW, *Unconventional Resources: Basics, Challenges and Opportunities for New Frontier Plays*.

Legarreta L. y Villar H. J. 2012. Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina. *Revista Petrotecnia*, pp 14- 39.

Leanza, H., Sattler, F., Martínez, R., y Carbone, O. 2011. La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico Tardío - Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén*. XVIII Congreso Geológico Argentino, Relatorio 1: 113-130. Neuquén.

Martínez, Y. M., Useche, F. y Barragán, R., 2018. Hidrocarburos en Roca Generadora o Shale Gas/Oil: una propuesta de terminología para la Industria Petrolera Latinoamericana. *Boletín de la asociación mexicana de geólogos petroleros*, vol LX (2), pág. 9-27.

Motiee, M., Johnson, M., Ward, B., Gradl, C., McKimmy, M., y Meeheib, J. 2016. High Concentration Polyacrylamide-Based Friction Reducer Used as a Direct Substitute for Guar-Based Borate Crosslinked Fluid in Fracturing Operations. Society of Petroleum Engineers. Conferencia, Texas, USA, pp. 1-11.

Naidés, C. 2022. Metodología de cálculo de carbono orgánico total (COT) utilizando datos de perforación y perfiles LWD. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), pp. 247- 259.

Pazos, P. 2015. Vaca Muerta y algo más: Reservorios no convencionales de Petróleo. *Ciencia Hoy*. Instituto de Estudios Andinos, UBA-Conicet. Vol. 25, pág. 37-43, año 2016.

Pinzón, H., Lasso, D., Vergel, M., y Sierra, L. 2020. Generalidades del fracturamiento hidráulico. 1-11p.

Ramos, V. A. y Folguera, A. 2005. Tectonic evolution of the Andes of Neuquén: constraints derived from the magmatic arc and foreland deformation. In *The Neuquén Basin, Argentina: A*



Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics (Veiga, G.D.; Spalletti, L.A.; Howell, J. A.; Schwarz, E.; editors). Geological Society, Special Publications 252: 15-35, London.

Rodier, J. 1989. Análisis de las aguas: aguas naturales, aguas residuales, agua de mar. Omega, Barcelona.

Rodríguez, M.C., Rey, J.G. y Leal, L.F. 2019. Determinación de cloruros. Programa de biología, departamento de Biología y Química, Universidad de los Llanos. 1- 4p.

Schmidt, G. N., Alonso, C. J., Giusiano, A., Lauri, C. y Sales, T. 2014. El *shale* de la Formación Vaca Muerta: integración de datos y estimación de recursos de petróleo y gas asociado, provincia de Neuquén. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Simposio de Recursos No Convencionales. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), pp. 795-813.

Trombetta, J.C. 2012. El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. Revista Petrotecnia, pp 52- 64.

Van Domelen, M., Cutrer, W., Collins, S., y Ruegamer, M. 2017. Applications of Viscosity-Building Friction Reducers as Fracturing Fluids. Society of Petroleum Engineers. Conferencia, Texas, USA, pp. 1-13.

Vergani, G. D., Arregui, C. y Carbone, O. 2011. Sistemas petroleros y tipos de entrampamientos en la Cuenca Neuquina. Geología y Recursos Naturales de la Provincia de Neuquén. XVIII Congreso Geológico Argentino, Relatorio 1: 645-656. Neuquén.

Vergani, G. D., Tankard A. J., Belotti H. J. y Welsink, H. J. 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. In: Tankard A.J., Suarez Soruco R., Welsink H.J. (eds). Petroleum Basins of South America. American Association of Petroleum Geologists, Memoir, 62: 383-402.

Vittore, F., Manestar, G., Montilla, G., Bernhardt, C., Mobilio, T., Bouhier, J., Fraga, C., Rincón, F., Biglia, H., Silva, G., Nadzri, S. y Alwi, Z. 2023. Desarrollo multilanding de la Fm. Vaca Muerta en el Yacimiento La Amarga Chica, Cuenca Neuquina, Argentina. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Simposio de Desarrollo de Vaca Muerta pp 209 - 224.

Zamora Valcarce, G., Zapata, T., del Pino, D. y Ansa, A. 2006. Structural evolution and magmatic characteristics of the Agrio fold-and-thrust belt. En: Kay, S.M. y Ramos, V.A. (eds.). Evolution of an Andean Margin: A tectonic and magmatic view from the Andes to the Neuquén Basin (35°-39° S). Geological Society of America, Special pp 407: 125-145.

Zapata, T. y Folguera, A. 2005. Tectonic evolution of the Andean Fold and Thrust Belt of the southern Neuquén Basin, Argentina. En: Veiga, G. D., Spalletti, L. A., Howell, J. A. y Schwarz, E. (eds). The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics. Geological Society, London, Special Publications 252: 37-56.

### **Páginas web:**

EARTH EXPLORER 2023. [EarthExplorer \(usgs.gov\)](https://earthexplorer.usgs.gov)

SEGEMAR 2023. [Servicios WMS – SIGAM \(segemar.gov.ar\)](https://servicios.wms-sigam.segemar.gov.ar)



SECRETARIA DE ENERGÍA 2024: [Datos Energía - Producción de Pozos de Gas y Petróleo No Convencional \(energia.gob.ar\)](#)

ENERGÍA 2024. [SEnergia-NormativaNeuquen-decreto-1483\\_12 NormasShale Neuquen.pdf](#)

MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES 2024. [VACA MUERTA – DISTRIBUCIÓN DE FLUÍDOS – Ministerio de Energía y Recursos Naturales \(energianeuen.gob.ar\)](#)

**Otra bibliografía:**

Capacitaciones de la escuela de fractura, manual de fractura hidráulica, material específico y protocolos de aplicaciones para las metodologías, brindado por la empresa Schlumberger.