

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES (ITBA)



ESCUELA DE POSGRADO

ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE UN FLUIDO DE FRACTURA TRADICIONAL Y UNO ALTERNATIVO (HVFR)

AUTOR: Layús, Marcelo Ignacio (Legajo N° 104.486)

DOCENTE TITULAR: Acosta, Gustavo

JURADO:

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
LA ESPECIALIZACIÓN EN TERMINACIÓN DE POZOS EN RESERVORIOS
NO CONVENCIONALES (SHALE & TIGHT)**

BUENOS AIRES

SEGUNDO CUATRIMESTRE, 2020

Tabla de Contenidos

Resumen	3
1. Introducción	4
2. Análisis Comparativo	5
2.1. Viscosidad Aparente.....	5
2.2. Transporte del Agente de Sostén	6
2.3. Conductividad Reganada	7
2.4. Residuo Remanente	8
2.5. Compatibilidad con el Agua	9
2.6. Utilización de Agua y Tiempo de Bombeo	9
2.7. Aditivos para la Formulación del Fluido.....	10
2.8. Costos Operativos	11
3. Ejemplo.....	11
4. Conclusiones	13
5. Bibliografía.....	14

Resumen

El presente trabajo integrador está enfocado en el análisis comparativo entre dos tipos de fluido de fractura distintos: el tradicional, que se utiliza en la gran mayoría de las fracturas, y uno alternativo, que se denomina HVFR (*“High Viscosity Friction Reducer”*).

El impacto que tiene el fluido de fractura es técnico, ya que debe brindar ciertas prestaciones, como tener la suficiente viscosidad para transportar la cantidad deseada de agente de sostén, y a su vez, es económico, es decir, que sea competitivo con las distintas formulaciones de los fluidos de fractura existentes.

En este trabajo se compararán tres aspectos de ambos fluidos de fractura: aspectos relacionados al fluido de fractura, aspectos relacionados a la productividad de dicha fractura, y finalmente, los aspectos relacionados a la operación de la fractura en sí misma. Dicho análisis comparativo se basa en información publicada a través de distintos análisis de laboratorio y estimaciones.

Este análisis demostró que el fluido de fractura HVFR tiene las características suficientes, incluso en algunos aspectos superiores, para competir con el fluido de fractura tradicional.

1. Introducción

La fractura hidráulica es el proceso por el cual se bombea un fluido de fractura junto a un agente de sostén dentro de la formación de interés. Los objetivos son contactar el mayor volumen de roca de posible, mantener dicho volumen de roca abierto en el tiempo y aumentar la productividad del pozo.

Las principales funciones del fluido de fractura son (M. Economides – T. Martin et al, 2007):

- ✓ Crear y extender la fractura hidráulica.
- ✓ Transportar el agente de sostén a través del bombeo desde superficie hacia la fractura hidráulica.
- ✓ Colocar el agente de sostén en la ubicación deseada dentro de la fractura hidráulica.

La selección del fluido de fractura apropiado se basa primordialmente en la viscosidad (por el crecimiento de la fractura, transporte del agente de sostén, y control de pérdida de fluido durante la fractura) y la capacidad para romperse (por el tratamiento de limpieza posterior a la fractura). Otras consideraciones que se deben tener en cuenta son: compatibilidad con los fluidos y el reservorio, compatibilidad con la presión de reservorio, presión de bombeo en superficie, y compatibilidad con otros aditivos de la fractura (M. Economides – K. Nolte et al, 2000).

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 “*slick-water*” (agua con reductor de fricción), luego el gel lineal, y 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.

El HVFR (“*High Viscosity Friction Reducer*”) es un fluido de fractura que se encuentra en fase experimental. El mismo se ha producido y ensayado en laboratorios, y se han logrado llevarlo a cabo en la práctica en algunas fracturas hidráulicas de Estados Unidos. Se genera a partir de utilizar agua y un reductor de fricción, el cual es una poliacrilamida.

Las características principales del HVFR es que transportan altos valores de arena a altos caudales, desarrollan buena viscosidad a baja velocidad de corte y en función a su reología, tienen un comportamiento visco-elástico. Como contrapartida son sensibles a ciertos aditivos y ciertos tipos de agua, con lo que es necesario hacer ensayos para su ajuste.

Este trabajo se enfocará en comparar las principales características del fluido de fractura tradicional o híbrido y el HVFR.

2. Análisis Comparativo

En esta sección se compararán distintos aspectos del fluido de fractura tradicional con el HVFR.

Entre los aspectos más importantes se destacan la viscosidad aparente y el transporte del agente de sostén, ya que ambos son los principales parámetros para determinar que fluido de fractura se va a utilizar.

Otros aspectos que se compararán son los parámetros asociados a la productividad de la fractura: la conductividad reganada, el residuo remanente, y la compatibilidad con el agua.

Por último, se contrastarán los parámetros asociados a la operación de la fractura siendo estos: utilización de agua y tiempo de bombeo, aditivos utilizados, y costos operativos.

2.1. Viscosidad Aparente

La viscosidad aparente se traduce como la capacidad de transporte del agente de sostén. En la tabla 1, se puede observar la comparación en la viscosidad aparente que alcanzan ambos fluidos, siendo la del HVFR a 6 gpt (galones cada mil galones de fluido) muy similar a la del fluido de fractura tradicional.

Parámetro	Fluido de Fractura Tradicional	Fluido de Fractura HVFR
Viscosidad Aparente (a baja velocidad de corte)	30 cp (a 170 s ⁻¹)	40 cp (a 170 s ⁻¹)
Viscosidad Aparente (a alta velocidad de corte)	19 cp (a 511 s ⁻¹)	21 cp (a 511 s ⁻¹)

Tabla 1: Tabla Comparativa de Viscosidad Aparente

En la figura 1, se compara la viscosidad aparente del HVFR con distintas concentraciones (2, 4 y 6 gpt) y un gel lineal de 25 lb/Mgal, a distintas velocidades de corte. Se observa que cuando se formula el HVFR con 6 gpt, el mismo tiene una viscosidad superior a la del fluido tradicional, tanto a baja como alta velocidad de corte.

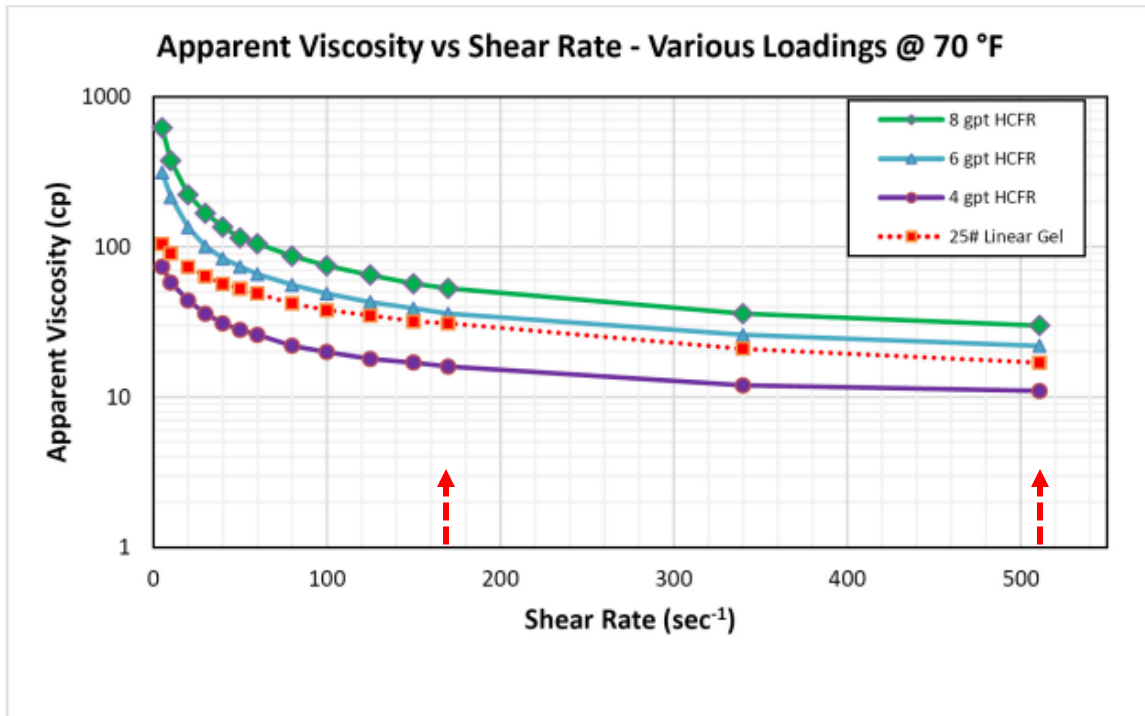


Figura 1: Gráfico comparativo de viscosidad aparente (M. Motiee et al, 2016)

2.2. Transporte del Agente de Sostén

Una característica muy importante que debe poseer un fluido de fractura es que debe disponer de forma eficiente al agente de sostén dentro de la fractura, evitando que el mismo se decante o asiente.

Para analizar esta propiedad, se realizan ensayos de suspensión de partículas, donde se cuantifica la velocidad a la cual se decantan los granos de agente de sostén en el fluido de fractura seleccionado. A menor velocidad de sedimentación, mejor es la distribución de la arena en la fractura. En la tabla 2, se compara la velocidad a la cual sedimentan las partículas de malla 60/70 con un fluido de fractura compuesto por un gel lineal y el HVFR con 6 gpt.

Parámetro	Fluido de Fractura Tradicional	Fluido de Fractura HVFR
Velocidad de Sedimentación	0,064 mm/sec	0,025 mm/sec

Tabla 2: Tabla Comparativa de Ruptura de Fluido

En la figura 2, se compara la velocidad de sedimentación de un grano de arena de distintos tamaños (mallas 20/25, 40/45 y 60/70) en un fluido HVFR con distintas concentraciones (2, 4, 6 y 8 gpt) y en un fluido de fractura a partir del gel lineal de 25 lb/Mgal. Se observa que la

velocidad para un grano de tamaño 60/70, con un fluido HVFR de 6 gpt es un 60% menor que con el fluido de fractura tradicional.

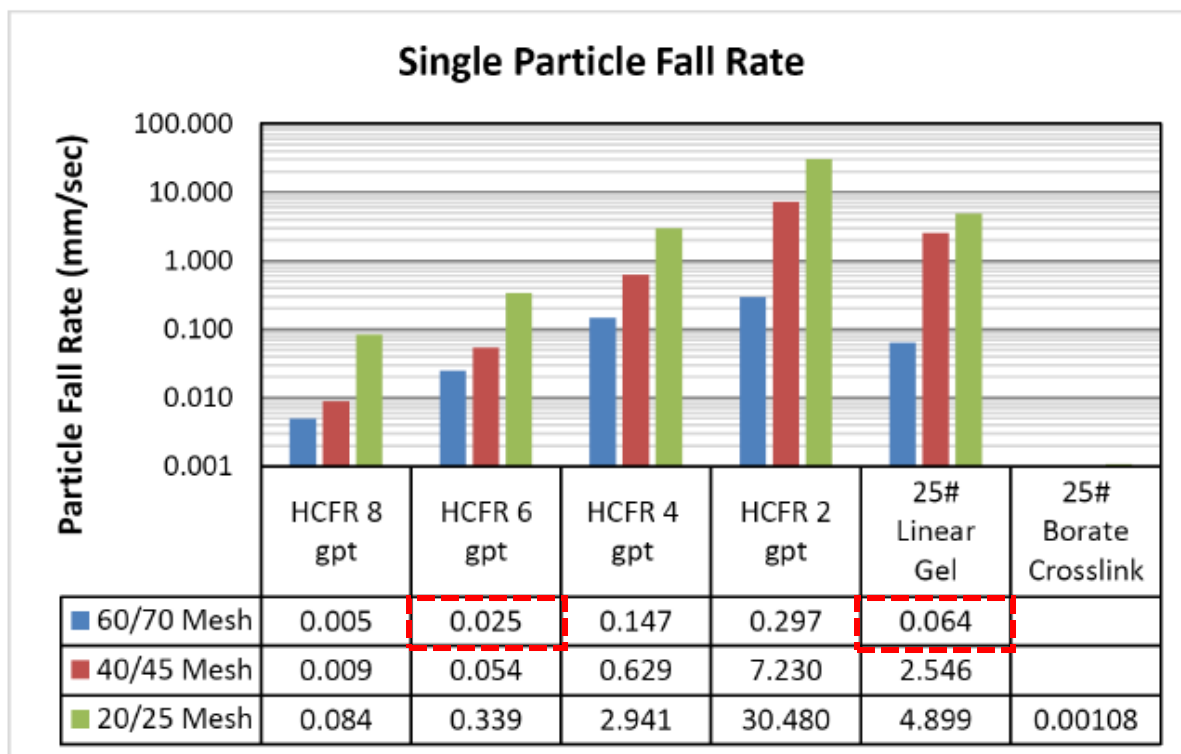


Figura 2: Gráfico comparativo de velocidad de sedimentación (M. Motiee et al, 2016).

2.3. Conductividad Reganada

La conductividad reganada es la ganancia de permeabilidad gracias a la conductividad de la fractura. Esto se produce gracias al transporte y distribución eficiente de la arena dentro de la fractura.

En el caso de la utilización del fluido de fractura HVFR, este provee una mejora en la conductividad de la fractura mayor que el fluido de fractura tradicional, ya que pueda transportar mayor cantidad de arena y mejor distribución de la arena en la red de la fractura.

En la tabla 3 se observa la mayor conductividad reganada gracias al HVFR.

Parámetro	Fluido de Fractura Tradicional	Fluido de Fractura HVFR
Conductividad Reganada	36%	106%

Tabla 3: Tabla Comparativa de Conductividad Reganada

Estos resultados se pueden observar en la figura 3, donde se analiza la conductividad reganada de un fluido “cross-linkado” de 15 lb/Mgal con un HVFR con 3 gpt de reductor de fricción bajo las mismas condiciones. Se observa que el fluido tradicional alcanza un 36% de conductividad reganada, mientras que el HVFR alcanza un 106%.

Retained Conductivity of 15 lb/Mgal Crosslinked Gel with Breaker						
Stress, psi	Time @ stress	Time (Total)	Conductivity (md-ft)	Permeability (Darcy)	Width (in)	% Regain
1,000	24 hrs.	24 hrs.	2692	131	0.246	
2,000	0 hrs.	24 hrs.	173	9	0.242	8
2,000	24 hrs.	48 hrs.	709	35	0.240	33
2,000	50 hrs.	50 hrs.	752	38	0.239	36

Retained Conductivity of 3 gpt VFR Fluid with Breaker						
Stress, psi	Time @ stress	Time (Total)	Conductivity (md-ft)	Permeability (Darcy)	Width (in)	% Regain
1,000	24 hrs.	24 hrs.	2668	130	0.246	
2,000	0 hrs.	24 hrs.	2031	100	0.243	93
2,000	24 hrs.	48 hrs.	2241	111	0.243	104
2,000	50 hrs.	50 hrs.	2242	111	0.243	106

Figura 3: Conductividad Reganada (M. Van Domelen et al, 2017)

2.4. Residuo Remanente

El residuo remanente es el residuo que queda dentro de la fractura por utilizar los polímeros para el armado del fluido, y que no se alcanzan a devolver a superficie.

La goma guar se utiliza en el fluido de fractura tradicional, ya que es fácil de “cross-linkear”, y tiene una tendencia a dejar un residuo remanente entre 2-4%. En cambio, la poliacrilamida (reductor de fricción), que se utiliza para armar el HVFR, tiene bajo porcentaje de residuo (menor a 1%). En la tabla 4 se puede ver dicha comparación.

Parámetro	Fluido de Fractura Tradicional	Fluido de Fractura HVFR
Residuo Remanente	2-4%	<1%

Tabla 4: Tabla Comparativa de Residuo Remanente

2.5. Compatibilidad con el Agua

Un aspecto importante a tener en cuenta cuando se selecciona un fluido de fractura es la compatibilidad de los polímeros con el agua. En la tabla 5, se puede observar la comparación de la compatibilidad con el agua de ambos fluidos de fractura.

Parámetro	Fluido de Fractura Tradicional	Fluido de Fractura HVFR
Compatibilidad con Agua	Compatible	Muy sensible

Tabla 5: Tabla Comparativa de Calidad del Agua

Para determinar cuan compatible es el agua a utilizar con los aditivos para armar el fluido de fractura, se debe evaluar la calidad de agua mediante un análisis de laboratorio. Uno de los parámetros más influyentes son las TDS (“*Total Dissolved Solids*”), las cuales a menor cantidad, mejor es la calidad del agua a utilizar y más compatible es con los aditivos para formular el HVFR. Otro parámetro a tener en cuenta es la dureza total (calcio y magnesio), la cual también debería ser baja. (K. Dahlgren et al, 2018).

No obstante, es posible adecuar la formulación del HVFR utilizando agua con gran cantidad de solidos totales disueltos y mucha dureza. En la figura 4, se observan tres ejemplos donde se probaron distintas calidades de agua obteniendo buenos resultados.

HVFRs Loading (gpt)	Temperature (°F)	Produced water TDS (mg/L)	Produced water total hardness (ppm)	Findings	References
1.5	136	240,000	50,000	50% oil production increase, 40% less proppant	Sareen et al. 2014
0.75	175	10,000ppm	N/A	Better placement of proppant	Sanders et al 2016
3.58		50,000	N/A	Significant cost reduction	Johnson et al. 2018

Figura 4: Resultados de pruebas con distintas calidades de agua (M. Ba Geri et al, 2019)

2.6. Utilización de Agua y Tiempo de Bombeo

Los fluidos de fractura que se están analizando son base agua, y en función a su formulación, utilizan distintas cantidades de agua. En la tabla 6, se compara la utilización de agua para transportar la misma cantidad de arena, y el tiempo que insume cada bombeo.

Parámetro	Fluido de Fractura Tradicional	Fluido de Fractura HVFR
Utilización de Agua	10 mil barriles de agua	7 mil barriles de agua
Tiempo de Bombeo	130 minutos	86 minutos

Tabla 6: Tabla Comparativa de Consumo de Agua y Tiempo de Bombeo

En la figura 5, se destaca el diseño de fractura con para bombear 4475 bolsas de arena con un caudal de 90 barriles por minuto. En la tabla de la izquierda se ve el diseño utilizando “*slickwater*”, el cual alcanza un volumen total de 454 mil galones (equivalente a 10 mil barriles de agua) y un tiempo de bombeo total de 128 minutos; mientras que la tabla de la derecha, muestra la utilización de 294 mil galones (equivalente a 7 mil barriles de agua) utilizando el HVFR, con un tiempo de bombeo de 86 minutos.

Slickwater Design Water Used → 10,810 bbls Pump Time → 128 minutos								VFR Design Water Used → 7,000 bbls Pump Time → 86 minutos							
Description	Fluid Type	Prop. Conc. (PPA)	Stage Liquid Volume (GAL)	Cum. Liquid Volume (GAL)	Cum. Prop. Mass (LBS)	Pump Rate (BPM)	Cum. Time	Description	Fluid Type	Prop. Conc. (PPA)	Stage Liquid Volume (GAL)	Cum. Liquid Volume (GAL)	Cum. Prop. Mass (LBS)	Pump Rate (BPM)	Cum. Time
Load Well	Slickwater	0	2,000	2,000	0	10	4.8	Load Well	HVFR		1000	1,000	0	10	2.4
15% HCL	Acid	0.00	2,000	4,000	0	10	9.5	15% HCL	Acid	0	3,000	4,000	0	10	9.5
Pad	Slickwater	0.00	40,000	44,000	0	90	20.1	Pad	HVFR	0.00	25,000	29,000	0	90	16.1
100 mesh	Slickwater	0.50	40,000	84,000	20,000	90	30.7	100 mesh	HVFR	0.50	25,000	54,000	12,500	90	22.8
100 mesh	Slickwater	0.75	40,000	124,000	50,000	90	41.3	100 mesh	HVFR	1.00	25,000	79,000	37,500	90	29.4
100 mesh	Slickwater	1.00	40,000	164,000	90,000	90	51.9	100 mesh	HVFR	1.50	25,000	104,000	75,000	90	36.0
100 mesh	Slickwater	1.25	40,000	204,000	140,000	90	62.4	100 mesh	HVFR	2.00	25,000	129,000	125,000	90	42.6
100 mesh	Slickwater	1.50	30,000	234,000	185,000	90	70.4	100 mesh	HVFR	2.50	25,000	154,000	187,500	90	49.2
40/70 mesh	Slickwater	0.50	30,000	264,000	200,000	90	78.3	40/70 mesh	HVFR	0.75	20,000	174,000	202,500	90	54.5
40/70 mesh	Slickwater	0.75	30,000	294,000	222,500	90	86.2	40/70 mesh	HVFR	1.00	20,000	194,000	222,500	90	59.8
40/70 mesh	Slickwater	1.00	30,000	324,000	252,500	90	94.2	40/70 mesh	HVFR	1.50	18,000	212,000	249,500	90	64.6
40/70 mesh	Slickwater	1.25	30,000	354,000	290,000	90	102.1	40/70 mesh	HVFR	2.00	18,000	230,000	285,500	90	69.3
40/70 mesh	Slickwater	1.50	30,000	384,000	335,000	90	110.1	40/70 mesh	HVFR	2.50	18,000	248,000	330,500	90	74.1
40/70 mesh	Slickwater	1.75	30,000	414,000	387,500	90	118.0	40/70 mesh	HVFR	3.00	18,000	266,000	384,500	90	78.8
40/70 mesh	Slickwater	2.00	30,000	444,000	447,500	90	125.9	40/70 mesh	HVFR	3.50	18,000	284,000	447,500	90	83.6
Flush	Slickwater	0.00	10,000	454,000	447,500	80	128.9	Flush	HVFR	0.00	10,000	294,000	447,500	90	86.2

Figura 5: Tabla comparativa de diseño con HVFR (M. Van Domelen, DCS)

2.7. Aditivos para la Formulación del Fluido

Los fluidos de fractura llevan distintos aditivos conforme a la formulación de cada uno.

Para armar un fluido de fractura tradicional hay que incluir: un polímero gelificante (por lo general goma-guar), un regulador de pH (llamado buffer), un regulador o activador del gel lineal (se suele utilizar Sal de Borato o Zirconato), y un retardador de dicho activador. En cambio, el fluido de HVFR se formula utilizando un reductor de fricción (poliacrilamida) y aumentando su cantidad, en función a las características que se desean lograr.

Cabe destacar ambos fluidos tienen en común los aditivos ruptores, biocidas, surfactantes, estabilizador de arcillas e inhibidores de parafinas.

En la tabla 7, se comparan las cantidades de aditivos que conlleva cada fluido de fractura, sin contar los aditivos que tienen en común.

Parámetro	Fluido de Fractura Tradicional	Fluido de Fractura HVFR
Aditivos	3 a 5 aditivos	1 aditivo

Tabla 7: Tabla Comparativa de Aditivos

2.8. Costos Operativos

Los fluidos de fractura llevan distintos aditivos conforme a la formulación de cada uno. La formulación del HVFR conlleva menos aditivos, y por otro lado, no es necesario la unidad de hidratación que se utiliza con el fluido de fractura tradicional para armar el gel lineal (M. Van Domelen et al, 2017).

Esa menor cantidad de equipamiento de superficie y de menor cantidad de aditivos, hace que los costos operativos sean menores. En la tabla 8, se puede observar una comparación de los costos, siendo el fluido de fractura HVFR un 10% menor que el fluido de fractura tradicional.

Parámetro	Fluido de Fractura Tradicional	Fluido de Fractura HVFR
Costos Operativos	100%	90%

Tabla 8: Tabla Comparativa de Costos (estimación personal)

3. Ejemplo

El fluido de fractura HVFR se probó en un piloto de 27 pozos en Estados Unidos. El mismo se ubicaba en la formación Bakken, y se compararon los resultados con la historia de 77 pozos que habían sido fracturas con el fluido de fractura híbrido.

Los resultados que obtuvieron fueron los siguientes:

- La producción acumulada de los pozos fracturados con HVFR era un 10% mayor que los otros pozos (M. Motiee et al, 2016). En la figura 6, se observa la mayor producción de dichos pozos.

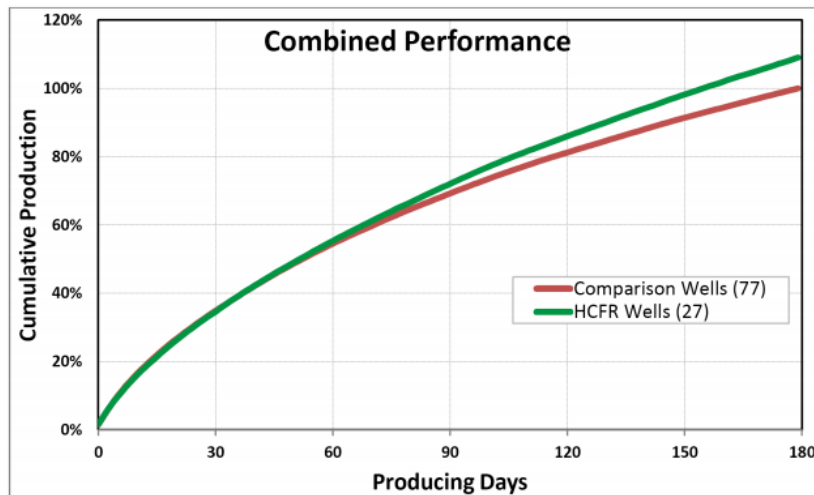


Figura 6: Gráfico de producción acumulada (M. Motiee et al, 2016)

- El costo asociado a los aditivos se reduce un 22% que con el fluido de fractura tradicional (M. Motiee et al, 2016). Esto se debe principalmente a la menor cantidad de aditivos que utiliza el fluido de fractura HVFR. En la figura 7, se observa dicha reducción de costos por sobre los fluidos de fractura tradicionales.

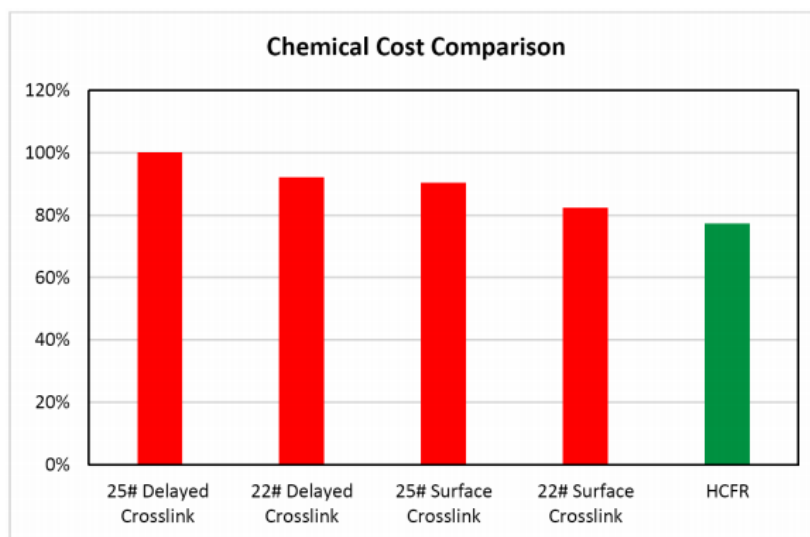


Figura 7: Gráfico de Comparación de Costos (M. Motiee et al, 2016)

4. Conclusiones

A partir del análisis comparativo entre el fluido de fractura tradicional y el HVFR, se pueden obtener las siguientes conclusiones para los distintos aspectos analizados:

Aspectos relacionados al Fluido de Fractura:

- El HVFR puede alcanzar una viscosidad para el transporte del agente de sostén igual o superior que el fluido de fractura tradicional.
- Luego de transportar el agente de sostén, el HVFR mantiene al agente de sostén más tiempo suspendido que con fluido de fractura “*cross-linkado*”.

Aspectos relacionados a la Productividad de la Fractura:

- El HVFR tiene una conductividad reganada superior a la del fluido de fractura tradicional, dado que se trata de un fluido más limpio.
- Esto se puede observar a partir de la menor cantidad de residuo que queda remanente en la formación por utilizar una poliacrilamida, en vez de la goma guar.
- La compatibilidad con el agua es una variable muy sensible en la formulación del HVFR, mientras que un fluido de fractura tradicional no lo es. En ese sentido, el agua debería tener la menor cantidad de TDS y dureza posible.

Aspectos relacionados a la Operación de la Fractura:

- La utilización de agua, que se necesita para transportar la misma cantidad de agente de sostén a igual caudal, es sensiblemente menor con el HVFR que con el fluido de fractura tradicional, y eso también se destaca en el tiempo de bombeo.
- El fluido de fractura tradicional conlleva con varios aditivos para generar el “*cross-linkado*”, que en el HVFR no se utilizan.
- El hecho de utilizar menor cantidad de aditivos y con ello menor equipamiento, hace que la utilización del HVFR tenga una menor estimación en cuanto a los costos operativos.

Se propone a futuro analizar casos prácticos que se hayan ejecutado en otras formaciones *shale* para obtener más conclusiones sobre la utilización del fluido de fractura HVFR.

5. Bibliografía

- Economides, M., Nolte, K.: “Reservoir Stimulation”, Third Edition, Schlumberger (2000).
- Economides, M., Martin, T.: “Modern Fracturing – Enhancing Natural Gas Production”, BJ Services Company (2007).
- Monet Motiee, Maxwell Johnson; Brian Ward, Christian Gradl, and Michael McKimmy, Hess Corporation; Jeremy Meeheib, Calfrac Well Services: “High Concentration Polyacrylamide-Based Friction Reducer Used as a Direct Substitute for Guar- Based Borate Crosslinked Fluid in Fracturing Operations”. (2016). SPE-179154-MS.
- Mark Van Domelen, Wayne Cutrer, Downhole Chemical Solutions; Steve Collins, Earthstone Energy, Inc.; Michael Ruegamer, Kingsfield Consulting: “Applications of Viscosity-Building Friction Reducers as Fracturing Fluid”. (2017). SPE-185084-MS.
- Kyle Dahlgren, Bett Green, Downhole Chemical Solutions: “Case Studies of High Viscosity Friction Reducers HVFR in the STACK play”. (2018). SPE-189893-MS.
- Mohammed Ba Geri; Abdulmohsin Imqam, Missouri University of Science and Technology: “A Critical Review of Using High Viscosity Friction Reducers as Fracturing Fluids for Hydraulic Fracturing Applications”. (2019). SPE-195191-MS.