

EFFECTO DE FRACTURAS NATURALES SOBRE LA PROPAGACIÓN DE UNA FRACTURA HIDRÁULICA EN LA FORMACIÓN VACA MUERTA

Humberto M. Celleri^{a,c,d}, Martín Sanchez^a, Emilio Winograd^a, Juan P. Alvarez^a, Santiago Serebrinsky^a, Damián E. Hryb^b y Ramiro G. Lopez^b

^aYPF-Tecnología S.A., Av. Del Petroleo s/n(Entre 129 y 143) , 1925 Berisso, Buenos Aires, Argentina
humberto.celleri@ypftecnologia.com, <https://y-tec.com.ar/>,

^bYPF S.A., Macacha Güemes 515, 1106 Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina,
<https://www.ypf.com/> ,

^cUniversidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, 1900 La Plata, Buenos Aires,
Argentina, <http://www.frp.utn.edu.ar>,

^dConsejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Godoy Cruz 2290, 1425
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, <http://www.conicet.gov.ar/>

Palabras Clave: Fractura Hidráulica , Fractura Natural , Discontinuous Galerkin

Resumen. Los reservorios de hidrocarburos no convencionales (tipo tight o shale) requieren de estimulación hidráulica para ser producidos. Estos reservorios suelen presentar discontinuidades conocidas como fracturas naturales (FN), las cuales brindan canales de alta conductividad hidráulica, potencialmente útiles para aumentar el volumen total estimulado del reservorio. En Argentina, Vaca Muerta es la mayor formación de recursos no convencionales, con una densidad y orientación de fracturas naturales muy variable. Por esto, determinar el comportamiento de la fractura hidráulica (FH) ante la presencia de fracturas naturales, resulta fundamental para lograr una estimulación exitosa. En particular, la reactivación de una FN puede resultar crítica tanto en la dirección de propagación de la FH, como en el volumen de reservorio estimulado por el tratamiento. En este artículo, se utiliza el método Galerkin Discontinuo, junto con una ley tracción-separación para modelar la iniciación y propagación de fracturas en rocas. El modelo es primero validado utilizando resultados experimentales publicados en la literatura. Luego se estudia el efecto que posee una fractura natural en la propagación de la fractura hidráulica en la formación Vaca Muerta, para determinar si ésta cruza la FN o si la activa, desviándose de la dirección original de propagación. En particular, se estudia el efecto de las propiedades de la FN, de su orientación relativa a la dirección del esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}) y del estado tensional de la formación, sobre la interacción FH-FN.

1. INTRODUCCIÓN

La estimulación hidráulica ha ganado notable importancia en la última década gracias al desarrollo de recursos no convencionales de gas y petróleo. Los reservorios no convencionales se caracterizan por tener una baja porosidad y muy baja permeabilidad ($< 0, 1\text{mD}$), lo que hace necesario estimularlos hidráulicamente para su explotación.

La geometría de las fracturas hidráulicas (FH) puede alejarse notablemente de la geometría simplificada bi-planar que se emplea usualmente en simulaciones de reservorios convencionales. El uso de monitoreo por microsismica ha mostrado que fracturas de geometrías complejas son comunes en reservorios naturalmente fracturados como pueden ser los tight sandstones y los shales (Fisher *et al.*, 2002; Maxwell *et al.*, 2002).

Las fracturas naturales (FN) representan planos de debilidad dentro de la roca que se forman debido a los procesos tectónicos y formacionales a los que fueron sometidas durante su génesis. Estas fracturas pueden encontrarse como simples fisuras (discontinuidades) o encontrarse parcial o totalmente cementadas, por lo que su orientación y propiedades puede variar notablemente dentro del reservorio (Gale *et al.*, 2007; Rodrigues *et al.*, 2009). Gracias al estudio de testigos corona, es posible estudiar y estimar la distribución de fracturas naturales en los alrededores del pozo, a este mapa de fracturas se la conoce como red de fracturas naturales (DFN).

La reactivación de estas fracturas durante el proceso de estimulación hidráulica puede ser de notable importancia para la producción de hidrocarburos, ya que puede generar una red compleja de fracturas, la cual aumenta el volumen estimulado del tratamiento, generando canales de alta permeabilidad y conectando mayor volumen del reservorio con el pozo (Zoback, 2010). Una revisión del estado del arte respectivo a simulación numérica de la interacción de fracturas hidráulicas con fracturas naturales puede ser encontrado en Weng (2015).

Argentina se encuentra dentro de los países con mayores reservas de gas y petróleo no convencional (US Department of Energy, 2013), siendo la formación Vaca Muerta dentro la cuenca Neuquina su mayor exponente. Por lo antes mencionado, es de suma importancia generar modelos de simulación que incorporen la interacción con heterogeneidades intrínsecas de la roca (Winograd *et al.*, 2015), que permitan dar respuesta a problemas de la industria del gas y petróleo (Serebrinsky *et al.*, 2016) y que puedan incorporarse a metodologías integrales de trabajo (Hryb *et al.*, 2014).

Este artículo presenta los resultados obtenidos de simulaciones numéricas de la interacción de una fractura hidráulica con una fractura natural con distinta orientación respecto del esfuerzo horizontal máximo de la formación. Se muestran resultados de validación de los cálculos frente al estado tensional en la punta de la fractura inducida (responsable en mayor medida de la interacción resultante) y respecto a resultados experimentales publicados en la literatura. Con el modelo validado, se realiza un análisis paramétrico frente a la orientación de las fracturas naturales para la formación Vaca Muerta.

2. MÉTODO COMPUTACIONAL

Existen gran cantidad de formulaciones teóricas y correspondientes implementaciones numéricas que permiten modelar los procesos de fractura, cada uno con sus ventajas y limitaciones. Por ejemplo, en el método de la fractura difusa, el efecto estructural de la fisura es simulado utilizando un material elasto-plástico equivalente y la propagación de las misma no se describe en detalle, sino que se alteran la rigidez y la resistencia al flujo de la formación a medida que el proceso progresa (Will, 2010; Li *et al.*, 2012; Zhou y Hou, 2013).

Por otro lado, las metodologías de Elementos Finitos Extendidos (XFEM) permiten modelar correctamente la propagación desde el punto de vista de la mecánica de la fractura, pero cuenta con baja eficiencia para implementaciones de procesamiento paralelo, lo cual imposibilita el modelado de grandes dominios 3D (Dahi-Taleghani y Olson, 2011; Chen, 2013; Dahi-Taleghani y Olson, 2013; Weber et al., 2013).

En este trabajo se utiliza una formulación de elementos finitos basada en el método Discontinuous Galerkin (DGM) que permite incorporar discontinuidades en el campo de desplazamientos en las interfases de elementos que representan las fracturas. Estas fracturas están dotadas de propiedades de interfase, que el modelo incorpora respetando consideraciones físicas bien establecidas. El método y su implementación numérica permite simulaciones a gran escala y en 3 dimensiones con muy buena escalabilidad (Noels y Radovitzky, 2006, 2007, 2008; Radovitzky et al., 2011).

Las fracturas se propagan formando una “zona de proceso” en la punta. Estos fenómenos están representados por una ley de cohesión que gobierna la propagación. En la Fig. 1(a) se muestra una representación esquemática de la zona de proceso (zona cohesiva) durante la propagación. La Fig. 1(b) muestra una ley cohesiva típica, usada en particular en este modelo.

Las fracturas de la roca que resultan de los procesos de fracturamiento hidráulico son discretas, es decir, las fracturas son superficies de discontinuidad dentro del material. DGM es una generalización de la formulación débil del problema de mecánica de sólidos que incorpora, desde el principio, la presencia de discontinuidades en la solución, como en los procesos de fractura, permitiendo modelar el carácter discontinuo del problema en cuestión.

En el modelo, la fractura se localiza en las superficies entre elementos: el empleo de un criterio mecánico de falla indica el inicio de la fractura y la tracción cohesiva (T) impone la continuidad de desplazamientos a través de esas superficies. Una vez producida la fractura, las tracciones son una función de la apertura de las mismas (δ) como se muestra en la Fig. 1(b). En esta figura, σ_c es la resistencia a la rotura de la roca y δ_c es la apertura máxima de la fractura antes de que se pierda toda la cohesión. El área entre los ejes y la curva $T(\delta)$ es la energía de fractura del material por unidad de volumen. La misma es una propiedad del material (Broek, 1984). En todos los casos se ha utilizado un material lineal elástico para la roca con el criterio de falla de máxima tensión principal junto con una ley de zona cohesiva.

3. VALIDACIÓN

La interacción mecánica entre fracturas hidráulicas y fracturas naturales depende del estado tensional generado en la punta de la fractura. Dicho estado tensional es uno de los responsables de la interacción pero no el único. Parámetros tales como la anisotropía del medio, el grado de cementación, la orientación, el coeficiente de fricción de la fractura natural o el ancho de la misma, influyen en el fenómeno de interacción.

Al aproximarse una fractura hidráulica a una fractura natural pueden suceder distintos fenómenos de interacción (Ver Fig. 2). La fractura hidráulica puede:

- Cruzar a la fractura natural sin tener ningún tipo de interacción (Fig. 2e)
- Reactivar a la fractura natural, cambiando la dirección de propagación y tendiendo a realizar una conectividad compleja entre fracturas hidráulicas y naturales.(Fig. 2d)
- Cruzar y la reactivación suceden simultáneamente.(Fig. 2f)

Existen en la literatura distintos trabajos en los cuales definen criterios de cruce/reactivación. Blanton (1982) define un criterio teniendo en cuenta el estado tensional y la energía de fractura

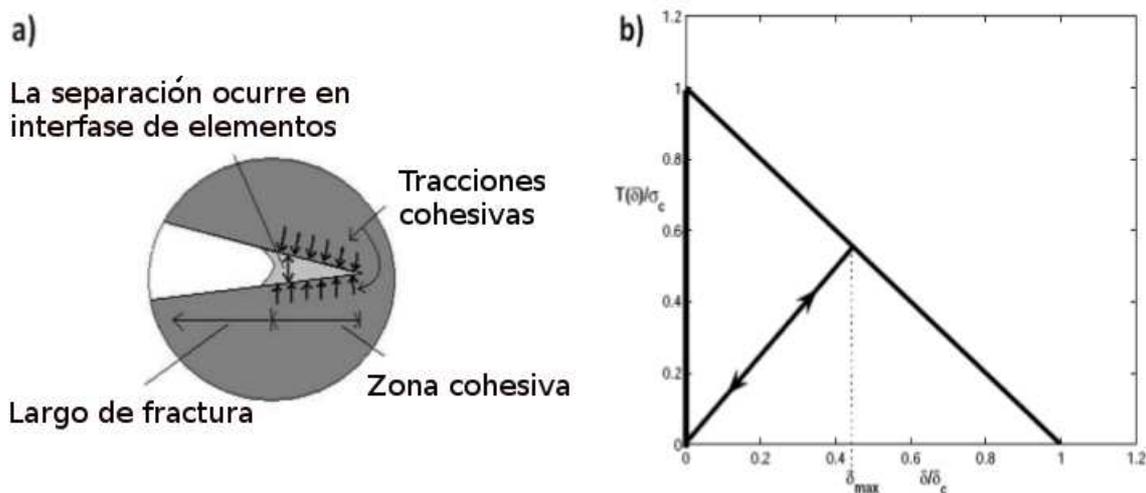


Figura 1: Modelo cohesivo para iniciación y propagación de fracturas. a) Representación esquemática de la propagación de una fractura. b) Ley cohesiva utilizada por el DGM. (Modificada de Noels y Radovitzky (2007))

necesaria para la reactivación. Por su parte, Renshaw y Pollard (1995); Gu et al. (2011) expanden su trabajo, considerando la relación entre esfuerzos horizontales, orientación de la fractura natural y coeficiente de fricción de la misma para definir su criterio.

3.1. Estado tensional en la punta de fisura

En esta sección se compara el resultado analítico del estado tensional en una punta de fractura presurizada, contra su equivalente numérico. Una de las características a evaluar es el grado de aproximación del método frente al estado tensional en la punta de la fractura hidráulica. La Fig. 3 muestra el sistema de referencia para el cual Atkinson (1987) obtiene expresiones analíticas del estado tensional alrededor de la punta de fractura. Estas expresiones se muestran en la Ec. (1), donde σ_x , σ_y , τ_{xy} corresponden al estado tensional generado por una fractura presurizada a una distancia r , un ángulo β respecto del plano delante de la fractura, para un material sometido a un factor de intensidad de tensiones K_I y en un medio con tensiones horizontales principales σ_{Hmax} , σ_{Hmin} .

$$\begin{aligned}\sigma_x &= \sigma_{Hmax} + \frac{K_I}{\sqrt{2\pi r}} \cos\frac{\beta}{2} \left(1 - \sin\frac{\beta}{2} \sin\frac{3\beta}{2}\right) \\ \sigma_y &= \sigma_{Hmin} + \frac{K_I}{\sqrt{2\pi r}} \cos\frac{\beta}{2} \left(1 + \sin\frac{\beta}{2} \sin\frac{3\beta}{2}\right) \\ \tau_{xy} &= \frac{K_I}{\sqrt{2\pi r}} \sin\frac{\beta}{2} \cos\frac{\beta}{2} \cos\frac{3\beta}{2}\end{aligned}\quad (1)$$

Mientras que la Fig. 4a muestra la simulación numérica a través de DGM de una fractura presurizada y su estado tensional resuelto en la dirección horizontal. En la Fig. 4b se puede observar que la comparación de los resultados analíticos con los numéricos resulta satisfactoria.

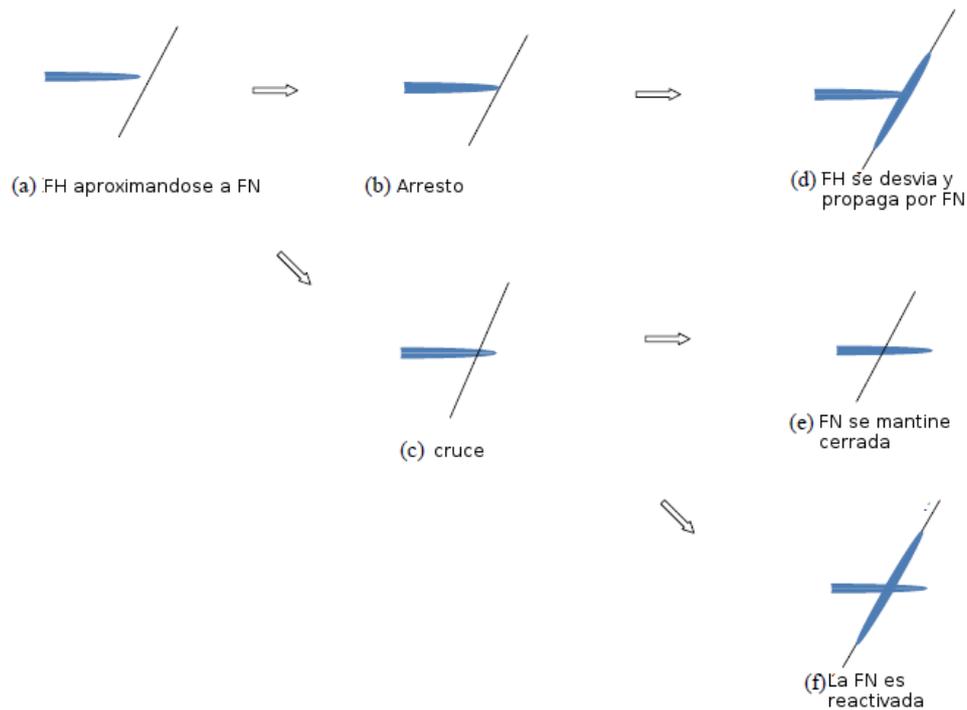


Figura 2: Representación esquemática de interacción entre fractura hidráulica y fractura natural. (Modificada de [Gu et al. \(2011\)](#)).

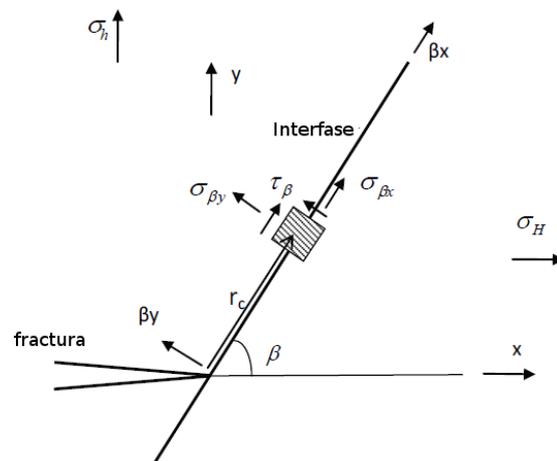


Figura 3: Sistema de referencia para el estado tensional en la punta de una fractura presurizada. (Modificada de [Atkinson \(1987\)](#))

3.2. Comparación con resultados experimentales

En esta sección se compara los resultados de simulaciones numéricas con datos experimentales disponibles en la literatura. Se analiza la publicación de [Blanton \(1982\)](#) en la cual se estudia a través de un experimento bajo condiciones triaxiales de confinamiento la propagación de fracturas hidráulicas y su interacción con fracturas naturales. En su trabajo, [Blanton \(1982\)](#) utiliza probetas generadas con bloques de Hydrostone y Devonian Shale de 30 x 30 x 40 cm a los que les generó una perforación para la inyección de fluido y distintas fracturas naturales (no

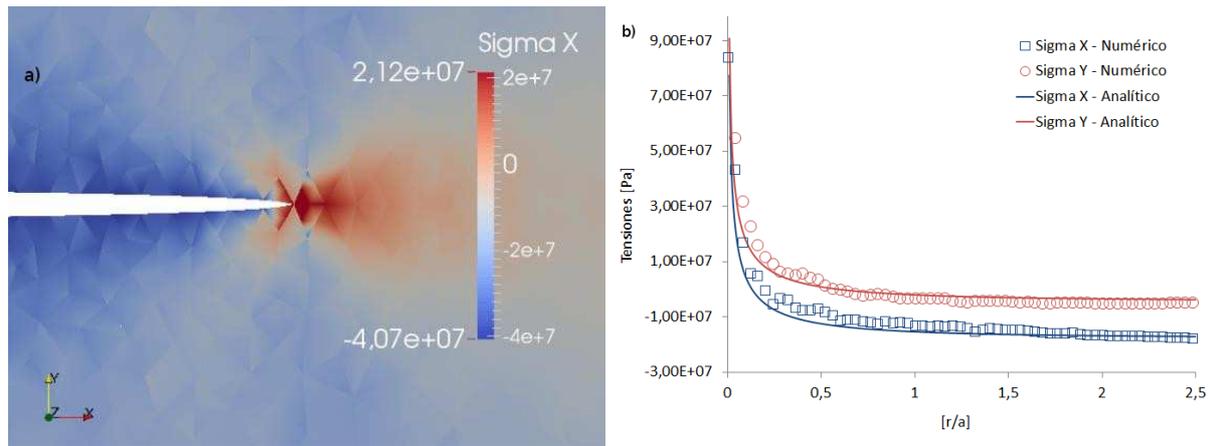


Figura 4: Estado tensional en la punta de una fractura. a) Fractura presurizada con su estado tensional resultante. b) Comparación de resultados analíticos vs numéricos.

Propiedad	Valor
Módulo de Young [Mpsi]	1,45
Coefficiente de Poisson	0,22
Energía de fractura [psi*in]	0,2
Resistencia (σ_c) [psi]	450
Densidad [g/cc]	1,91
Presión hidráulica [psi]	1200
Presión de ruptura [psi]	2400

Tabla 1: Propiedades utilizadas en las simulaciones numéricas. Corresponden a las propiedades mecánicas y de operación en los ensayos de Blanton (1982).

cementadas) a distintos ángulos de orientación α . La Fig. 5 muestra fotografías de los experimentos y un esquema del estado de carga inicial sobre las probetas. Para nuestras validaciones hemos utilizado los resultados para el material Hydrostone ya que cuentan con más variación de parámetros en el artículo publicado, tanto para estados de confinamiento como para ángulos de interacción, que los utilizados en las muestras de Devonian Shale. La Tabla 1 muestra las propiedades mecánicas y operacionales utilizadas en las simulaciones que corresponden al hydrostone utilizado por Blanton (1982).

Las condiciones de ensayo se muestran en la Tabla 2, donde se muestran los esfuerzos horizontales aplicados y el ángulo de orientación de las fracturas naturales frente a la dirección del esfuerzo máximo horizontal.

Vale decir aquí, que en la mayoría de los experimentos realizados por Blanton (1982) la anisotropía de esfuerzos es en promedio del orden del 150 %. La Fig. 6 muestra los resultados experimentales de Blanton (1982) para los bloques de hydrostone variando el ángulo de interacción entre fracturas. La curva punteada representa el criterio analítico presentado por el autor para definir el cruce o reactivación de las fracturas naturales frente a la propagación de una fractura hidráulica. Las O representan la reactivación de la fractura natural en los experimentos, las X el cruce sin reactivación y las T arresto de la fractura hidráulica al arribar a la fractura natural. Como se aprecia en la Fig. 6, la interacción mecánica es dependiente del estado tensional de los bloques y del ángulo de interacción entre la fractura hidráulica y la fractura natural. Para

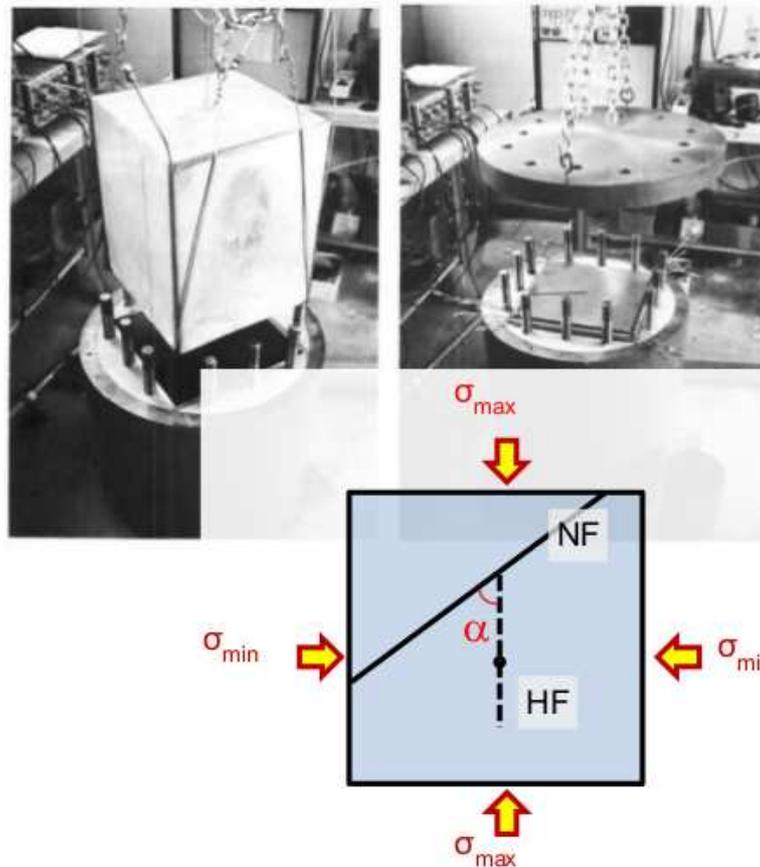


Figura 5: Fotografías y esquema representativo de experimentos realizados por Blanton (1982).

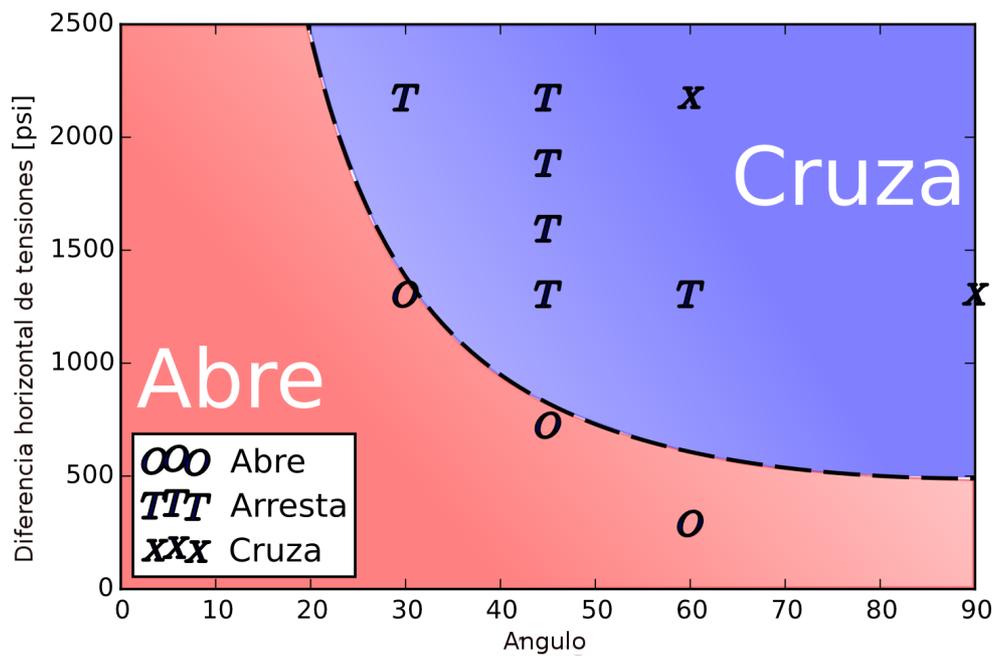


Figura 6: Resultados de los experimentos de Blanton (1982). (Modificado de Blanton (1982))

Ángulo α [°]	σ_{max} [psi]	σ_{min} [psi]	$\sigma_{max} - \sigma_{min}$ [psi]	Δ_{σ} [%]
60	1740	1450	290	20
30	2755	1450	1305	90
60	2900	725	2175	300
30	2900	725	2175	300
45	2900	725	2175	300
45	2610	725	1885	260
45	2320	725	1595	220
45	2030	725	1305	180
90	2030	725	1305	180
60	2030	725	1305	180
45	1450	725	725	100

Tabla 2: Condiciones de ensayos utilizadas en las simulaciones numéricas. Corresponden a los ángulos de interacción y régimen de esfuerzos utilizados en los ensayos de [Blanton \(1982\)](#).

pequeños ángulos de interacción la fractura hidráulica reactiva en todos los casos a las fracturas naturales, mientras que para grandes ángulos, la fractura hidráulica no interacciona con la fractura natural produciendo un cruce puro. Este comportamiento es resultado de una competencia entre los esfuerzos, en la cual la fractura hidráulica puede continuar propagando en la dirección del esfuerzo máximo o reactivar la fractura natural desviándose en ella. Para ángulos intermedios, la reactivación o cruce es dependiente de la diferencia de esfuerzos horizontales. Cuanto mayor es la diferencia de esfuerzos, la fractura hidráulica tenderá a cruzar sin ninguna interacción, continuando su propagación en la dirección del esfuerzo máximo. En los resultados de [Blanton \(1982\)](#) existen puntos donde la fractura hidráulica se arresta al llegar a la fractura natural. En estos puntos no existe ni cruce ni reactivación de fracturas naturales. Se interpreta de sus resultados que en estos casos el equipamiento disponible para los experimentos, que trabaja a condiciones de caudal constante, no es suficiente para producir un aumento de presión tal que pueda producir el cruce o la reactivación. Con estos resultados, [Blanton \(1982\)](#) plantea un criterio analítico para calcular el cruce o la reactivación de las fracturas naturales (Ver línea punteada en la Fig. 6). Este criterio puede ser expresado de la siguiente forma:

$$\sigma_{max} - \sigma_{min} = \frac{\left\{ \frac{\pi EG}{4(1-\nu)L} \right\}^{\frac{1}{2}}}{\sin^2 \alpha} \quad (2)$$

Donde E es el modulo de Young, G es la energía de fractura, ν el coeficiente de Poisson, L el radio de incidencia de la fractura hidráulica y α el ángulo de interacción.

Para las simulaciones se ha utilizado un esquema bidimensional como se muestra en la Fig. 7. En el centro del modelo se produce la iniciación de la fractura hidráulica a través de elementos pre fracturados en cruz. La fractura hidráulica propagará siguiendo la dirección del esfuerzo horizontal máximo. En estos casos se ha utilizado también un modelo simplificado de fluido, en el cual se mantiene presión uniforme y constante dentro de la fractura hidráulica mientras esta propaga hacia la interacción con la fractura natural (ver Fig. 8). Al igual que en los experimentos de [Blanton \(1982\)](#) la fractura natural se encuentra sin ningún tipo de cementación. Es decir, ambas caras de la fractura se encuentran simplemente apoyadas y sin ningún valor de fricción. La cementación puede ser un factor importante en la interacción mecánica de las fracturas hidráulicas y naturales, es por ello que, después de validado el método, se procedió a analizar

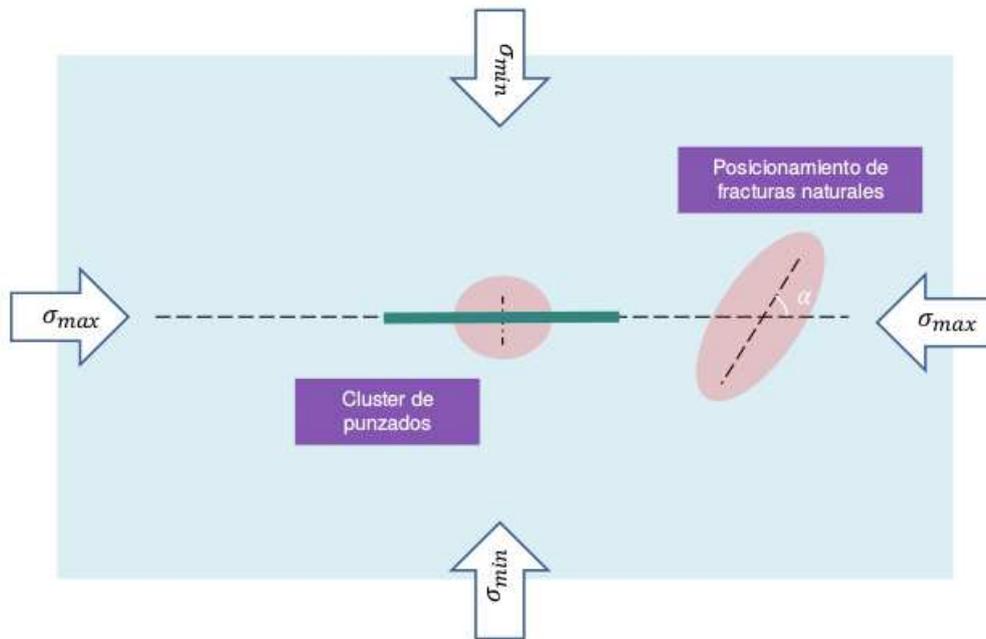


Figura 7: Modelo bidimensional de simulación. La fractura hidráulica propaga en la dirección del esfuerzo máximo hasta lograr la interacción con una fractura natural dispuesta a un ángulo α .

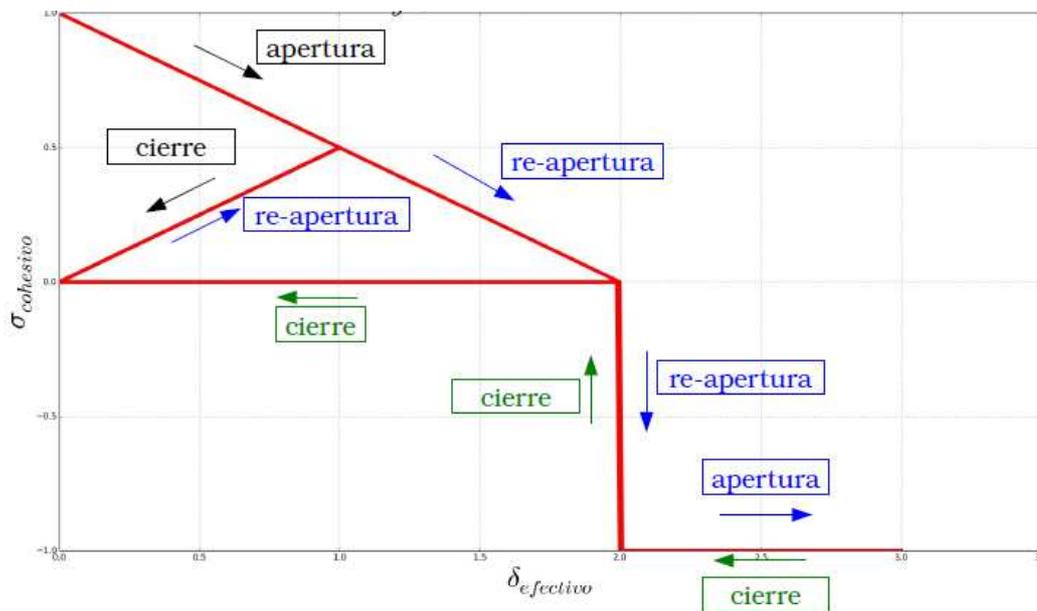


Figura 8: Modelo cohesivo para presión uniforme. Se muestra la implementación de la presión uniforme después de la apertura de la fractura.

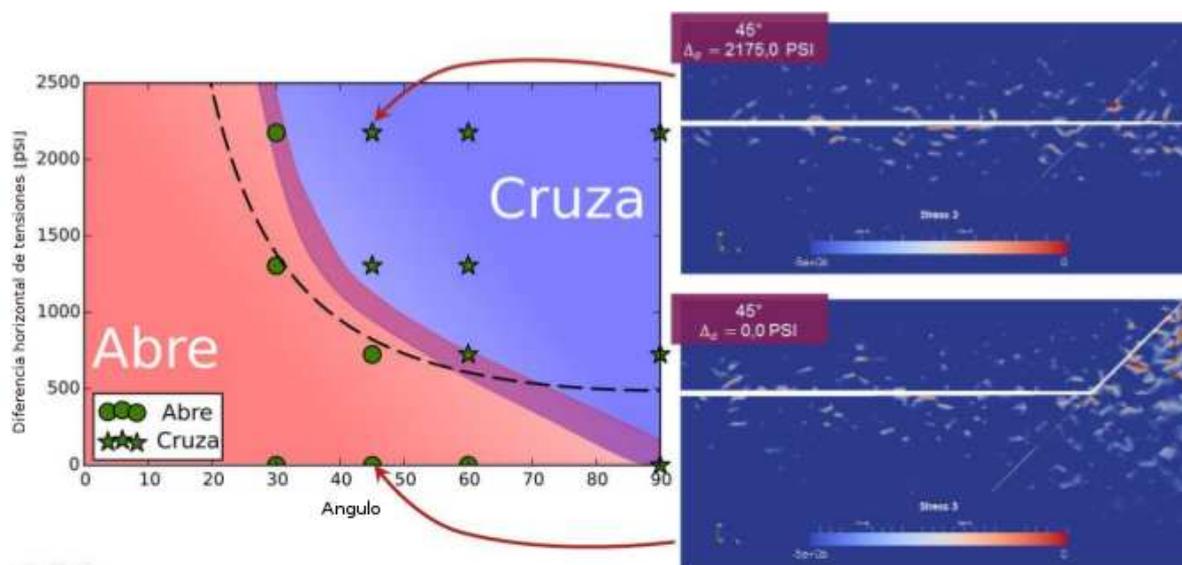


Figura 9: Resultados numéricos de interacción mecánica para los parámetros experimentales de Blanton (1982).

de manera paramétrica su influencia para la formación Vaca Muerta (Ver sección 4.2). Los resultados obtenidos para las simulaciones se muestran en la Fig. 9.

Al igual que para los experimentos, se puede ver que para bajos ángulos de interacción y baja anisotropía de esfuerzos, las fracturas hidráulicas reactivan a la fractura natural. La dirección de propagación de la fractura hidráulica se ve modificada en la interacción. Mientras que para alta anisotropía de esfuerzos y altos ángulos, la fractura hidráulica tenderá a cruzar a la fractura natural sin ningún tipo de interacción mecánica entre ellas.

Existen dos casos extremos, ($\Delta\sigma = 0$; $\alpha = 90^\circ$) y ($\Delta\sigma = 2175$; $\alpha = 30^\circ$), en los cuales el criterio de Blanton no se cumple en las simulaciones, donde muestran un cruce y una reactivación simultánea de la fractura natural, no pudiéndose definir correctamente una acción diferenciante. En todos los experimentos donde se encontró un arresto, el criterio analítico predecía un cruce de la fractura natural, lo que puede interpretarse como falta de potencia en el equipamiento de Blanton (1982) para aumentar la presión y producir el cruce definitivo de la fractura natural.

Los resultados obtenidos por simulación numérica son consistentes con los resultados experimentales realizados por Blanton (1982). El método numérico aplicado permite modelar de manera correcta la interacción entre fracturas hidráulicas y fracturas naturales teniendo en cuenta la mecánica de fractura y de rocas. Dadas las características del modelo (presión uniforme y constate dentro de la fractura hidráulica), la presión siempre será suficiente para producir la reactivación o el cruce, por lo que como se puede ver en la Fig. 9, no se ha producido ningún caso de arresto en nuestras simulaciones. Los casos de arresto experimentales resultaron cruces en las simulaciones numéricas realizadas, de acuerdo con el criterio analítico de Blanton (1982).

4. RESULTADOS PARA LA FORMACIÓN VACA MUERTA

Para analizar el efecto de la interacción de fracturas en la formación Vaca Muerta, las propiedades mecánicas y las variables requeridas para la simulación se obtuvieron de un modelo geomecánico 1D entregado por YPF SA para tal fin. Dicho modelo geomecánico se muestra en

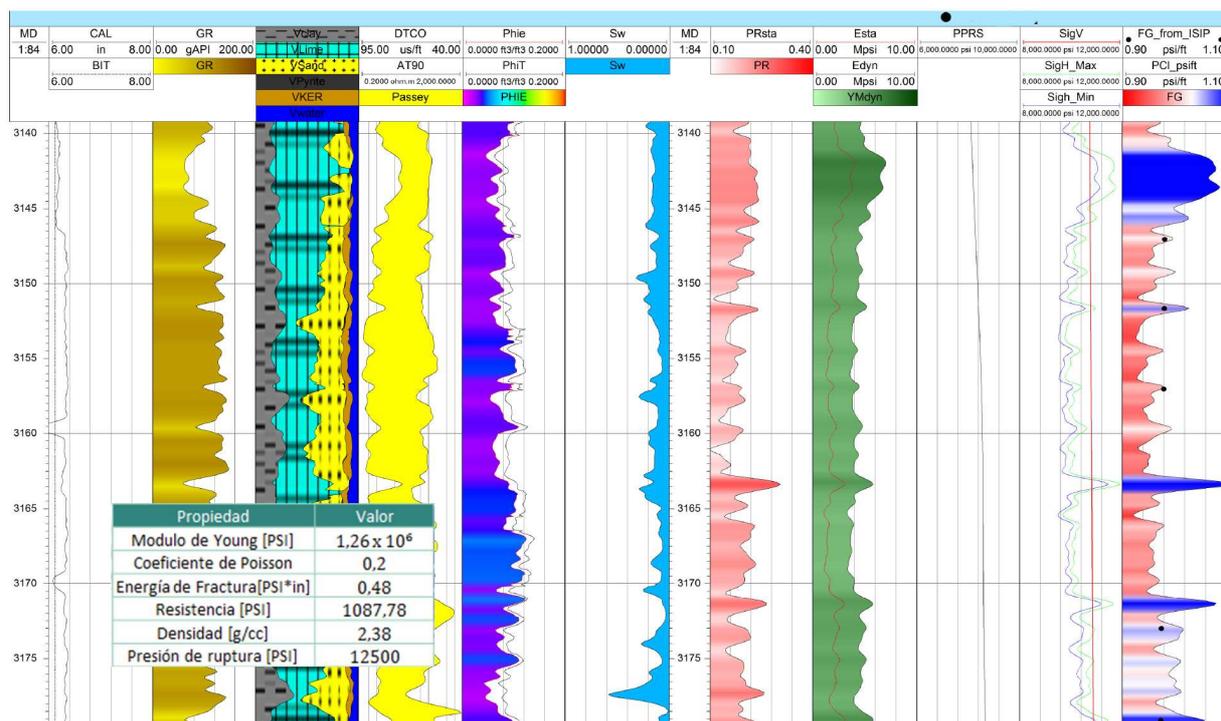


Figura 10: Modelo geomecánico 1D junto con las propiedades utilizadas en las simulaciones numéricas.

$\Delta\sigma$ [%]	σ_{min} [psi]	σ_{max} [psi]	Mod. Young [Mpsi]	Coef. Poisson	ρ [g/cc]
24,17	13582,65	17912,55	4,42	0,24	2,57
3,04	9833,42	10141,76	0,76	0,23	2,29
12,71	11148,56	12771,60	4,10	0,26	2,62

Tabla 3: Anisotropía de esfuerzos máxima, mínima y promedio obtenidas del modelo geomecánico.

la Fig. 10 así como las propiedades mecánicas y operacionales utilizadas.

La energía de fractura se ha estimado de acuerdo a distintas fuentes bibliográficas (Bahorich et al., 2012; Blanton, 1986) y la presión de ruptura ha sido obtenida del FracPlan ejecutado en campo y proporcionado por YPF SA. Esta presión concuerda con la presión de ruptura obtenida durante las simulaciones numéricas.

Del análisis del modelo geomecánico presentado en la Fig. 10 se puede ver que la anisotropía de esfuerzos para esta locación es muy inferior al promedio utilizado por Blanton (1982) en sus experimentos. La Tabla 3 muestra los valores máximos, mínimos y promedios para toda la columna estratigráfica en el pozo en cuestión. Se puede apreciar una máxima diferencia del orden del 25 % entre esfuerzos horizontales, muy inferior al promedio utilizado por Blanton (1982) (alrededor de 150 % de diferencia). Para la definición de los ángulos de interacción se analizó la red de fracturas discretas (DFN) elaborada por YPF SA. Dicha DFN cuenta con alrededor de 55.000 fracturas discretas en toda la columna estratigráfica y a 1 celdas de distancia del pozo en el modelo geológico (50 m por celda). La Fig. 11 muestra un análisis de las orientaciones de dichas fracturas, de donde se puede apreciar el conjunto más importante de fracturas naturales se encuentra a 10° del esfuerzo máximo horizontal actual (S_{Hmax}), además existen

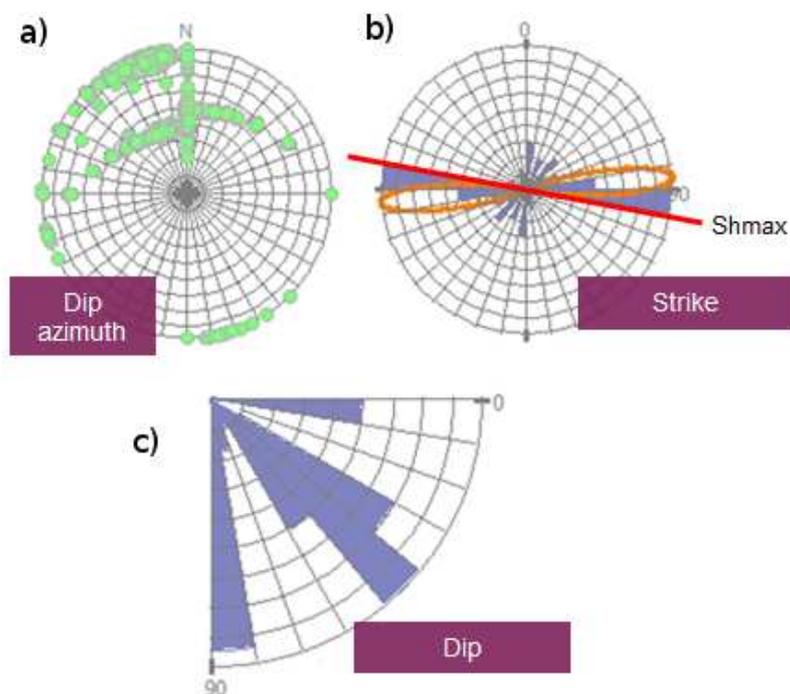


Figura 11: Análisis de orientaciones de fracturas naturales para una red de fracturas discretas en la formación Vaca Muerta (Tomado de [Sánchez et al. \(2016\)](#)). a) rumbo de buzamiento b) rumbo y c) buzamiento

conjuntos a 30° , 70° y 90° respecto de este mismo esfuerzo (dirección de propagación de la fractura hidráulica).

4.1. Aplicación del criterio a la formación Vaca Muerta

En esta sección se modela el comportamiento de interacción entre la fractura hidráulica y las fracturas naturales para la formación Vaca Muerta. La Fig. 12 muestra un resultado de interacción para una fractura hidráulica propagando para las condiciones planteadas en un sistema donde la anisotropía de esfuerzos es del 35 %. Como se puede ver en la figura, la interacción es compleja y no se aprecia un cruce ni una reactivación simple. La fractura hidráulica propaga en la dirección del esfuerzo máximo y al llegar a la fractura natural produce simultáneamente el cruce y la reactivación.

Analizando en detalle todas las simulaciones realizadas, esta tendencia se generaliza para condiciones de anisotropía inferiores al 35 %. Esto implica que el estado tensional de la formación juega un rol fundamental en la interacción mecánica entre fracturas.

La Fig. 13 muestra los resultados obtenidos. Al igual que para los experimentos de [Blanton \(1982\)](#), se pueden observar dos tendencias marcadas:

- *Reactivación pura*: para ángulos pequeños y baja diferencia de esfuerzos horizontales, la FH se redirecciona completamente en la dirección de la FN.
- *Cruce puro*: para ángulos altos y alta anisotropía de esfuerzos, la tendencia se revierte y las fracturas hidráulicas no interaccionan con las naturales, cruzándola completamente.

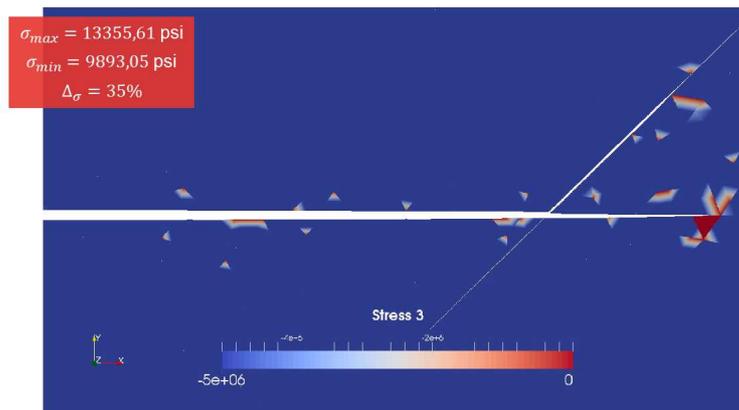


Figura 12: Simulación numérica de la interacción entre fractura hidráulica y fractura natural ($\alpha = 45^\circ$) y una anisotropía de esfuerzos de 35 %.

En esta tendencia la diferencia de esfuerzos juega un rol definitivo en la interacción, solo produciéndose reactivaciones puras para anisotropía menor al 5 % y ángulos menores a 30° . Mientras que el cruce puro ocurre para diferencias de esfuerzos mayores al 40 %. En casos intermedios entre ambos límites se observa cruce y reactivación simultánea.

La diferencia de esfuerzos dada por el modelo geomecánico no supera el 25 %, por lo que utilizando los resultados obtenidos, la mayoría de las fracturas naturales son cruzadas y reactivadas simultáneamente durante una operación de estimulación hidráulica (ver zona translúcida en Fig. 13).

Al analizar el criterio de cruce propuesto por Blanton (1982) para las condiciones de la formación Vaca Muerta, se puede observar que el criterio (Ec. 2) sobre-estima el cruce sin reactivación de FN, donde toda posible interacción para valores entre 5 % y 40 % de anisotropía sería despreciable según dicho criterio, sin embargo, las simulaciones denotan gran cantidad de interacciones dentro de este rango de valores.

4.2. Efecto de cementación de la fractura natural

En esta sección se estudia el grado de cementación de las fracturas naturales. La cementación afecta las propiedades mecánicas de la FN e influencia la interacción con la FH, promoviendo el aumento de la resistencia a la reactivación.

La fractura hidráulica propaga en la dirección del esfuerzo máximo hasta lograr la interacción con una fractura natural dispuesta a un ángulo α . El grado de cementación se evalúa variando la energía crítica de fractura en la interfase de la fractura natural (Ver Fig. 14). Esta energía es una medida de la resistencia a la propagación de las fracturas: a mayor energía de fractura mayor será la resistencia que posee la FN cementada y mayor será la resistencia de la misma a la reactivación. En este contexto, se define la relación entre la energía de fractura en la fractura natural y la matriz de roca, la cuál será característica del grado de cementación:

$$G_{c,ratio} = \frac{G_{c,NF}}{G_{c,matriz}} \quad (3)$$

Los casos extremos corresponden a $G_{c,ratio} = 0$, en el cuál la fractura natural no presenta cementación (Fig. 13) y $G_{c,ratio} = 1$, donde ambas energías de fracturas son iguales, por lo que la FN tendrá igual resistencia que la matriz. Este caso simula la no existencia de fracturas

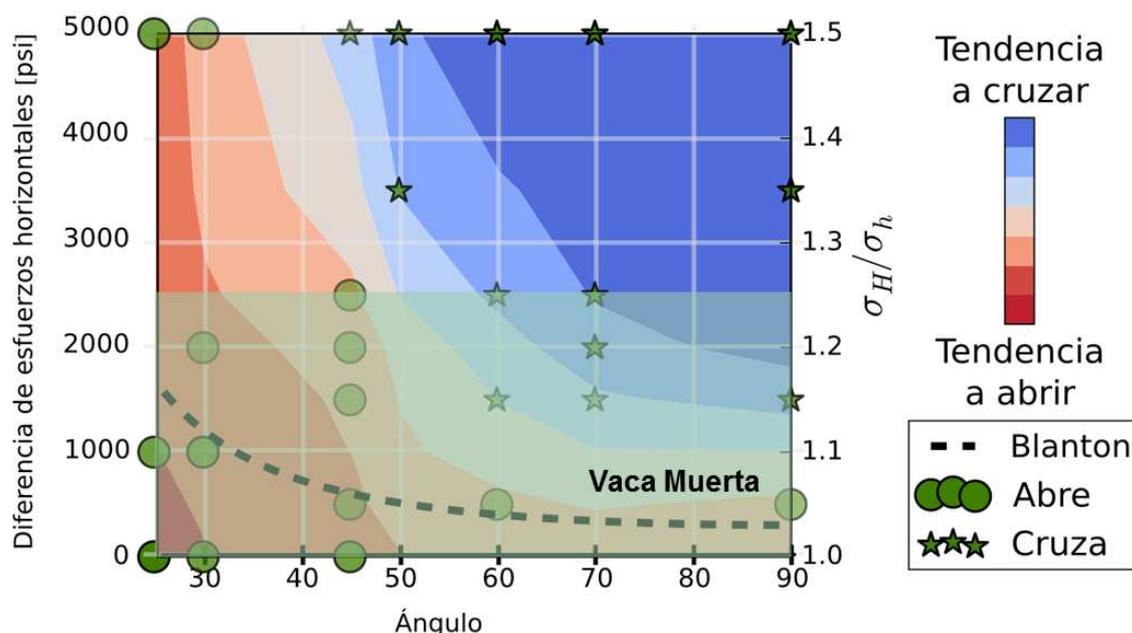


Figura 13: Resultados numéricos de interacción mecánica entre fractura hidráulica y fractura natural para las condiciones de la formación Vaca Muerta .

naturales en el modelo. En todos los casos intermedios la resistencia a la propagación será menor al de la matriz, simulando distintos grados de cementación. Los resultados obtenidos se sintetizan en la Fig. 15. En la misma se puede observar como varía la tendencia al cruce de la FH por sobre la FN o su reactivación, variando la relación de esfuerzos del medio, la relación de energías y el ángulo de la FN. El gráfico del cociente de esfuerzos en función del grado de cementación corresponde a una inclinación de la FN de 25 grados, un caso con mucha tendencia a la reactivación, por lo que la cementación no resulta suficiente para revertir esta tendencia. Y si bien el aumento de cementación genera un aumento de la resistencia a la apertura de la FH por la FN, los resultados determinan que el factor más importante es la diferencia del estado tensional del medio.

Para las condiciones de la formación Vaca Muerta utilizada en el modelo numérico la tendencia predominante continua siendo la reactivación y cruce simultaneo.

5. CONCLUSIONES

Este trabajo estudia numéricamente el efecto que posee una fractura natural sobre la dirección de propagación de una fractura hidráulica. Analizando la interacción de las mismas variando la anisotropía de esfuerzos del medio, el ángulo de incidencia y el grado de cementación de la fractura natural.

Los resultados numéricos se comparan con soluciones analíticas simples y análisis experimentales de laboratorio disponibles en la literatura.

El fenómeno de interacción depende en gran medida de la anisotropía de esfuerzos actuante: cuanto menor anisotropía exista, mayor será la tendencia de las fracturas hidráulicas a reactivar fracturas naturales durante su propagación. (Ver Fig. 13)

Para el caso de la formación Vaca Muerta estudiado, la anisotropía de tensiones máxima

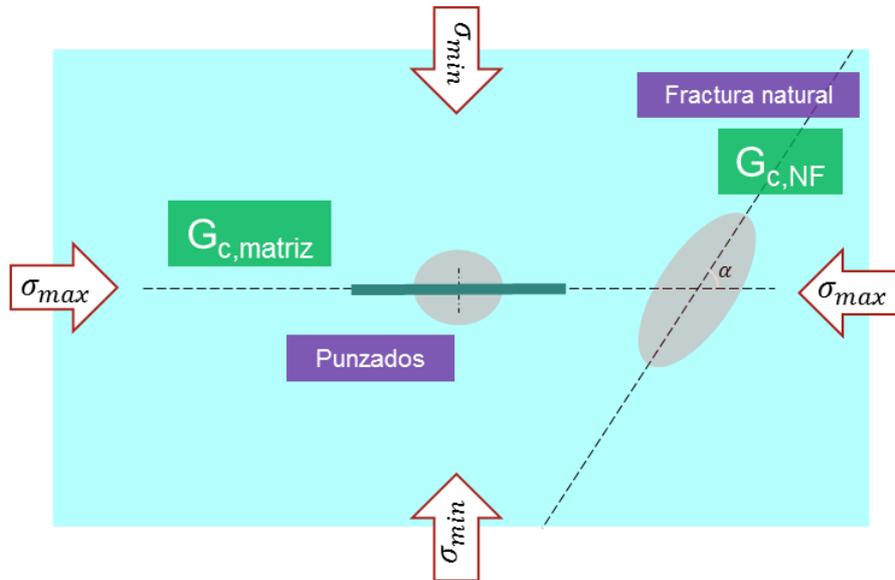


Figura 14: Modelo bidimensional de simulación. La fractura natural presenta cementación.

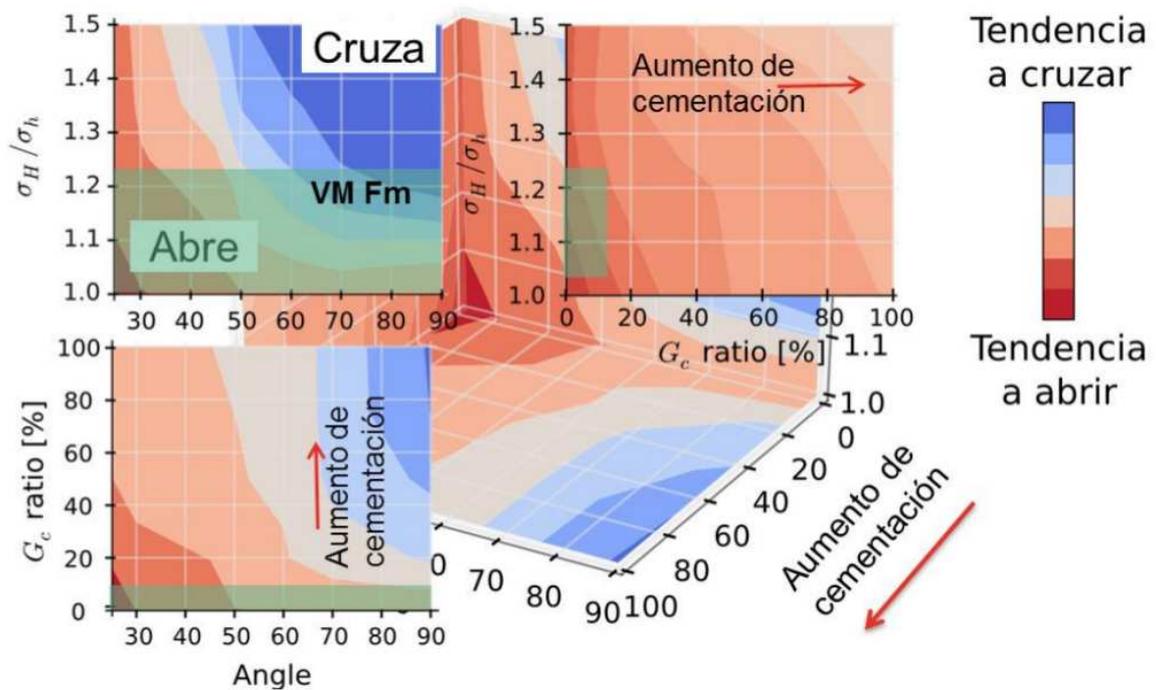


Figura 15: Resultados numéricos de interacción mecánica entre fractura hidráulica y fractura natural para las condiciones de la formación Vaca Muerta y distintos grados de cementación en las fracturas naturales.

observada es del 25 %. Esta anisotropía permite la reactivación y el cruce simultáneo entre fracturas. El criterio analítico analizado (Blanton, 1982) no satisface las reactivaciones para el rango de valores de anisotropía de esfuerzos actuantes en la formación Vaca Muerta, siendo este criterio desarrollado para altos valores de anisotropía (en promedio 150 %).

El fenómeno de interacción de FH-FN es clave para lograr una red compleja de fracturas hidráulicas durante el tratamiento de estimulación (mayor volumen de reservorio estimulado) con el consiguiente posible aumento de producción. Las condiciones de la formación Vaca Muerta promueven este tipo de red compleja en zonas con alta densidad de fracturas naturales debido a su baja diferencia de esfuerzos actuantes. Se estudia además el efecto que posee la cementación de la fractura natural sobre el criterio planteado, encontrando que para los parámetros de la formación Vaca Muerta (Baja anisotropía de esfuerzos), no juega un rol preponderante en los resultados numéricos obtenidos (Ver Fig. 15)

A partir de los resultados obtenidos, en el futuro se incorporará al modelo la mecánica de fluidos con el fin de verificar su influencia en la activación y/o cruce durante de interacción. Esto permitirá analizar distintos protocolos de bombeo (variando caudales y presiones) durante la simulación. A la vez, se incorporará el criterio de fractura de Mohr-Coulomb a las simulaciones permitiendo analizar de manera detallada la reactivación por corte de la fractura natural. Esto permitirá comparar resultados con el criterio planteado por Gu et al. (2011), ya que se introduce la fricción interna de las fracturas naturales como variable del modelo.

Agradecimientos Los autores agradecen a YPF-Tecnología SA y YPF SA por el permiso para publicar este trabajo.

HMC agradece a YPF-Tecnología SA y Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas(CONICET) por su beca doctoral cofinanciada.

REFERENCIAS

- Atkinson B.K. *Fracture mechanics of rocks*. Academic Press, 1987.
- Bahorich B., Olson J.E., y Holder J. Examining the effect of cemented natural fractures on hydraulic fracture propagation in hydrostone block experiments. *SPE-160197*, 2012.
- Blanton T.L. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures. *SPE/DOE10847*, 1982.
- Blanton T.L. Propagation of hydraulically and dynamically induced fractures in naturally fractured reservoirs. *SPE-15261*, 1986.
- Broek D. *Elementary Engineering Fracture Mechanics*. Martinus Nijhoff Publishers, 1984.
- Chen Z. An abaqus implementation of the xfem for hydraulic fracture problems. an effective and sustainable hydraulic fracturing. *INTECH*, páginas 725–739, 2013.
- Dahi-Taleghani A. y Olson J.E. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures. *SPE Journal*, 16:575–581, 2011.
- Dahi-Taleghani A. y Olson J.E. Coupling schemes for modeling hydraulic fracture propagation using the xfem. *Comput. Methods Appl. Mech. Engrg.*, 253:305–322, 2013.
- Fisher M.K., Wright C.A., Davidson B.M., Goodwin A.K., Fielder E.O., Buckler W.S., y Steinsberger N.P. Integrating fracture mapping technologies to optimize stimulations in the barnett shale. *SPE-77441-MS*, 2002.
- Gale J.F.W., Reed R.M., y Holder J. Natural fractures in the barnett shale and their importance for hydraulic fracture treatments. *AAPG Bulletin*, páginas 603–622, 2007.
- Gu H., Weng X., Lund J., Mack M., Ganguly U., y R. S.R. Hydraulic fracture crossing natural

- fracture at non-orthogonal angles, a criterion, its validation and applications. *SPE-139984*, 2011.
- Hryb D.E., Archimio A., Badessich M., Ejofodomi E.A., Diaz A., y Cavazzoli G.D. Unlocking the true potential of the vaca muerta shale via an integrated completion optimization approach. *SPE-170580-MS*, 2014.
- Li L.C., Tang C.A., Li G., Wang S.Y., Liang Z.Z., y Zhang Y.B. Numerical simulation of 3d hydraulic fracturing based on an improved flow-stress-damage model and a parallel fem technique. *Rock Mech Rock Eng.*, 45:801–818, 2012.
- Maxwell S.C., Urbancic T.I., Steinsberger N., y Zinno R. Microseismic imaging of hydraulic fracture complexity in the barnett shale. *SPE-77440-MS*, 2002.
- Noels L. y Radovitzky R. A general discontinuous galerkin method for finite hyperelasticity. formulation and numerical applications. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 68(1):64–97, 2006.
- Noels L. y Radovitzky R. Alternative approaches for the derivation of discontinuous galerkin methods for nonlinear mechanics. *J. Appl. Mech.*, 74:1031–1036, 2007.
- Noels L. y Radovitzky R. n explicit discontinuous galerkin method for nonlinear solid mechanics: Formulation, parallel implementation and stability properties. *Int. J. Numerical Methods Eng.*, 74:1393–1420, 2008.
- Radovitzky R., Seagraves A., Tupek M., y Noels L. A scalable 3d fracture and fragmentation algorithm based on a hybrid, discontinuous galekin, cohesive element method. *Computer Methods Appl. Mechs and Eng.*, 200:326–344, 2011.
- Renshaw C. y Pollard D. An experimentally verified criterion for propagation across unbounded frictional interfaces in brittle linear elastic materials. *Int. J. Rock Mech. Min. Sc.*, 32(3):237 – 249, 1995.
- Rodrigues N., Cobbold P.R., Loseth H., y Ruffet G. Widespread bedding-parallel veins of fibrous calcite ('beef') in a mature source rock (vaca muerta fm, neuquén basin, argentina): evidence for overpressure and horizontal compression. *Journal of the Geological Society*, 166:695–709, 2009.
- Serebrinsky S.A., Winograd E., Sánchez M., Smilovich D., Toscano R., Rosolén A., Dvorkin E.N., y Radovitzky R. Desarrollo y validación de un simulador de fracturamiento hidráulico orientado al petróleo y gas. *XXII Congreso sobre Métodos Numéricos y sus Aplicaciones (ENIEF)*, 2016.
- Sánchez M., Winograd E., Serebrinsky S., Celleri H., y Alvarez J.P. Modelado de la influencia de la red discreta de fracturas (dfn) durante la propagación de fracturas hidráulicas. *Reporte Interno YPF-Tecnología SA - YPF SA*, 2016.
- US Department of Energy E. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the united states. Informe Técnico, US Department of Energy EIA, 2013.
- Weber N., Siebert P., Willbrand W., Feinendegen M., Clauser C., y Fries T.P. The xfm with explicit-implicit crack description for hydraulic fracture problems. en: Effective and sustainable hydraulic fracturing. *INTECH*, páginas 711–724, 2013.
- Weng X. Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured formation. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 9:114 – 135, 2015.
- Will J. Optimizing of hydraulic fracturing procedure using numerical simulation. *Dynardo Lectures*, 2010.
- Winograd E., Bosco S., Álvarez J., Mendoza Álvarez M., Hryb D., Sánchez M., et al. Characterization of mechanical properties of rocks using numerical simulations and image analysis.

En *49th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. American Rock Mechanics Association, 2015.

Zhou L. y Hou M.Z. A new numerical 3d-model for simulation of hydraulic fracturing in consideration of hydro-mechanical coupling effects. *Int. J. Rock Mech. Min. Sc.*, 60:370 – 380, 2013. ISSN 1365-1609.

Zoback M. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press, 2010.