

Análisis del comportamiento dúctil de la granodiorita observado en operaciones de estimulación y fracturamiento ácido

Javier Ballinas Navarro¹, Dominic Ángel Becerra Serrato² y Víctor Manuel Monrroy Mar²

¹HYGT Chemical de México, Reynosa, Tamps., Correo: javierbn10@hotmail.com ²INEEL. Correos: serrato_petroeng@outlook.com, victormonrroy@outlook.es

RESUMEN

Se ha observado un muy especial comportamiento geomecánico de la granodiorita en procesos de estimulaciones y fracturamientos ácidos. En algunas ocasiones el comportamiento definitivamente dúctil de esta roca no ha mostrado claramente la etapa de rompimiento de formación en una fractura hidráulica. Esto se debe a que la ductilidad es una propiedad que permite que, bajo la acción de una presión dinámica, las rocas puedan deformarse ostensiblemente sin romperse. Sin embargo, el proceso de invasión de fluido estimulante a una distancia definida por diseño no resulta afectado, y la inducción de conductividad está más en función del gasto de inyección en operación, con manifestación o no de ruptura en la roca.

Se analiza este comportamiento dúctil ante la inyección de sistemas ácidos en un amplio rango de gastos de inyección y se infieren las consecuencias en la respuesta y comportamiento productivo de las formaciones estimuladas. Por las condiciones litológicas de la granodiorita, el ácido pivote para su tratamiento es el HF (ácido fluorhídrico), pero no siempre debe usarse a la misma concentración, situación que depende de varios factores particulares del sistema pozo/formación. Se detalla la necesidad de efectuar estas operaciones con divergencia en el caso de tratar más de 15 a 20 metros de espesor, frecuentemente a condiciones de agujero abierto, para alcanzar más área de contacto entre los fluidos estimulantes y la cara de las formaciones intervenidas, tomando en cuenta también su ductilidad. Se puntualiza la importancia de considerar las fluctuaciones en las características químicas de las rocas en función de modificaciones geológico-estructurales (inductoras de anisotropías litológicas) y la circulación de soluciones hidrotermales, que en determinado momento pueden afectar directamente la compatibilidad roca/fluido estimulante diseñado, en conjunto con la posible presencia de fallas de cizallamiento en las formaciones de interés. Se presentan ejemplos de operaciones de estimulación/fractura en el campo geotérmico del Domo San Pedro, Nay., y sus resultados obtenidos, puntualizando el comportamiento dúctil de la roca granodiorita.

Palabras clave: Estimulación ácida, fracturamiento, ductilidad, permeabilidad, Domo San Pedro.

Analysis of the ductile behavior of granodiorites as detected in operations of acid stimulation and fracturing

ABSTRACT

There has been a very special geomechanical behavior of granodiorites in stimulations and acid fracturing operations. The definitively ductile behavior of this rock, sometimes has not clearly shown the formation-breaking stage in a hydraulic fracture. This is because, under a dynamic pressure, ductility is a property that allows the rock deformation without breaking. However, the invasion process of the stimulant fluid at a design-defined penetration is not affected and the induced conductivity is a function of the injection rate in the operation, with or without rock breaking.

The ductile behavior is analyzed during injection of acid systems within a wide range of injection rates and are inferred the consequences in the production performance of the stimulated formations. Due to the lithological conditions of granodiorites, the pivot acid system is HF (hydrofluoric acid), but not always can be used at the same concentration because it depends on various specific factors of the well/formation system. The need of this operations with divergence is detailed in the case of treating more than 15-20 meters of thick, often under open-hole conditions, in order to reach more contact area between the stimulation fluids and the intervened face formations, also considering its ductility. It is pointed out the importance of considering the variations of chemical characteristics of the rocks in terms of geological-structural modifications (inducing lithological anisotropy) and the circulation of hydrothermal fluids, which at some moment may directly affect the designed rock/stimulant fluid compatibility, together with the possible presence of shear faults within the interest formations. Some examples of operations of stimulations/fracture in the Domo San Pedro geothermal field, Nay., México, are presented, and their steam production results, pointing the ductile behavior of granodiorites.

Keywords: Acid stimulation, fracturing, ductility, permeability, San Pedro Dome.

1. Introducción

La granodiorita es la principal roca que constituye los estratos productores en el campo geotérmico del Domo San Pedro, localizado en el estado de Nayarit, México. Litológicamente esta roca ígnea plutónica, parecida al granito, está constituida principalmente por cuarzo (>25%) y feldespatos, pero contrariamente al granito contiene más plagioclasas que ortoclasa (Figura 1; todas las figuras al final del texto.). Los minerales secundarios son la biotita, el anfíbol y el piroxeno.

En las rocas de composición granítica, el cuarzo y las micas proporcionan un comportamiento más dúctil, pero la presencia de feldespatos proporciona un poco de rigidez (Figura 2). Precisamente por esas condiciones litológicas se seleccionó un sistema estimulante a base de HF (ácido fluorhídrico) a una concentración específica, el cual ataca principalmente al cuarzo, arcillas y feldespatos. La Figura 3 muestra la reactividad del HF con bentonita y con óxido de silicio.

Se consideró la opción de fracturamiento hidráulico ácido en esta granodiorita para limpiar y generar conductividad hasta 40 m de penetración a condiciones del interior del yacimiento, para mejorar la capacidad de producción de vapor de los estratos seleccionados. Pero las condiciones y propiedades geomecánicas de la granodiorita favorecieron su fracturamiento sin necesidad de agregar acidificación.

El fracturamiento es una pérdida de continuidad entre dos partes de un cuerpo rocoso, y además implica la generación de una grieta y su propagación hasta que se encuentra la falla general o bien hasta que se alcance un nuevo estado de equilibrio.

Las fracturas son discontinuidades aproximadamente planas que separan bloques de roca con desplazamiento perpendicular al plano de ruptura. Consecuentemente, eso hace suponer que la dirección del flujo de los fluidos dentro de la roca puede presentar una alta anisotropía creada por las diversas características de las fracturas, sin tomar en cuenta las diferencias mecánicas en su generación y propagación.

Operacionalmente, se intervinieron cuatro pozos en varios intervalos de profundidad. Algunos trabajos fueron de fracturamiento acidificado y otros se realizaron como estimulaciones matriciales extendidas, justamente por el comportamiento dúctil de la granodiorita. La diferencia entre ellos es la condición de trabajar por encima o por debajo de los límites de fracturamiento de la roca (Figura 4). Los sistemas

ácidos seleccionados, a base de HF, fueron cuidadosamente analizados, así como las condiciones de divergencia (desviación de flujo) para alcanzar a tratar la totalidad de los intervalos considerados, en función del espesor e 'impregnación' de cada uno de ellos.

2. Ductilidad

La especial propiedad geomecánica de la ductilidad es una deformación de la roca sin producir ruptura aparente bajo un esfuerzo inducido en la misma, especialmente en aquellas con alto contenido de cuarzo a condición de alta temperatura (Figura 5). En mecánica de rocas, la deformación no-elástica es una función compleja dependiente de un gran número de mecanismos que se pueden agrupar bajo la denominación de mecanismos dúctiles y frágiles (Allen y Roberts, 1989).

La deformación está controlada por mecanismos frágiles en los niveles superficiales, mientras que en los niveles más profundos predominan los dúctiles. La profundidad en la cual se produce el cambio de un mecanismo a otro se conoce como transición dúctil-frágil.

En un proceso de estimulación los objetivos esenciales son el radio de invasión o penetración de los sistemas ácidos a condiciones dentro del yacimiento y la limpieza y generación de conexiones en las formaciones. Estos objetivos no se ven afectados por la ductilidad de la granodiorita si el gasto de inyección diseñado es adecuado, es decir, si se selecciona adecuadamente la opción de estimulación matricial o bien de fracturamiento acidificado (Sánchez et al., 2000).

La mayoría de los recursos geotérmicos hidrotermales de México están contenidos en rocas volcánicas y consecuentemente es necesario conocer las características geomecánicas y litológicas de cada una de ellas, pues otro parámetro importante es la heterogeneidad de los estratos de interés, motivo por el cual deben ser estudiados individualmente cuando se va a diseñar un tratamiento ácido.

Los mecanismos de deformación dúctil en estratos se acentúan en niveles profundos de la corteza o en niveles someros en ambientes de alta temperatura, y se clasifican como intergranulares e intragranulares. El término dúctil hace referencia frecuentemente a una deformación permanente, en estado sólido, en la cual no hay pérdida de cohesión en los granos cristalinos o mayores, razón por la cual posiblemente no se manifiesta un proceso de ruptura en una gráfica de presión vs gasto de inyección en una operación de fractura ácida.

No se debe considerar un comportamiento dúctil cuando la roca se encuentra en la zona de transición frágil-dúctil con condiciones geomecánicas especiales. Los factores principales que controlan el comportamiento dúctil son precisamente la temperatura, la composición mineralógica de la roca y las presiones de confinamiento; la ductilidad se puede visualizar ejerciendo una fuerza externa a la formación, en este caso de una presión hidráulica dinámica. A condiciones extremas, se generan nuevos minerales y se disuelven otros.

En estas condiciones las rocas se deforman dúctilmente, generando granos alargados que le dan comúnmente a la roca un aspecto foliado, característica que determinará su comportamiento ante la presencia de una presión externa. Hay indicadores cinemáticos, entre otros, para detección de la ductilidad de la roca, en donde los esfuerzos geológicos inducen fallas por cizalla y foliaciones oblicuas (Figura 6).

3. Alteración hidrotermal, modificaciones geológico-estructurales y sus efectos

Las propiedades mecánicas de las rocas volcánicas varían de acuerdo a su grado de alteración hidrotermal y de otros procesos similares, que han afectado no solamente a las condiciones geomecánicas de las rocas sino también su litología (Barnes, 1967).

La resistencia mecánica de las rocas varía también en función de la existencia de microfracturas y oquedades que pueden encontrarse vacías o rellenas de minerales hidrotermales. Los resultados han mostrado la efectividad de las soluciones químicas sobre ciertos minerales hidrotermales; de su ausencia o abundancia dependerá el resultado de la estimulación química.

La alteración hidrotermal es un término general que incluye la respuesta mineralógica, textural y química de las rocas a un cambio ambiental, en térmicos químicos y termales, debido a la presencia de agua caliente, vapor o gas. Aunque la composición litológica inicial tiene una influencia en la mineralogía secundaria (hidrotermal), su efecto es menor que el debido a la permeabilidad, temperatura y composición del fluido (Reyes, 1990).

La alteración hidrotermal también puede alterar la densidad, porosidad, permeabilidad, susceptibilidad magnética y resistividad de las rocas. Simultáneamente con los cambios físicos pueden ocurrir eventos relacionados o sin relación, como fallamiento y formación de diaclasas/fracturas que afectan el proceso de alteración.

Algunos minerales hidrotermales pueden ocupar espacios en micro-fracturas naturales. Sin embargo, los cambios químicos que potencialmente se pueden producir en rocas plutónicas deformadas no son bien conocidos. Algunos estudios confirman la coincidencia de variaciones texturales-estructurales y químicas en granodioritas.

El cuarzo es resistente a la alteración hidrotermal y no es afectado por temperaturas de hasta 300°C, pero hay evidencias de su re-cristalización a mayor temperatura. Es relativamente frecuente que en rocas intensamente alteradas, cuya textura original ha sido fuertemente modificada, se preserven cristales de cuarzo primarios.

Existen datos que confirman coincidencias en variaciones texturales-estructurales y químicas en las granodioritas afectadas por una falla. Las variaciones químicas detectadas pueden ser magmáticas o bien surgir en relación con procesos secundarios sobreimpuestos, como deformaciones. Estos procesos pueden modificar la composición primaria por alteración, reemplazamiento metasomático, lixiviación, precipitación, etc. (Streckeisen, 1974). Desde el punto de vista estructural la actividad hidrotermal está controlada por los sistemas estructurales y por los contactos litológicos entre el paquete sedimentario y la unidad volcánica.

Los fluidos estimulantes a seleccionar, especialmente en trabajos de estimulaciones matriciales, deben ser efectivos al contacto con minerales hidrotermales específicos. De ahí la importancia, si se cuenta con muestras de núcleo o de cana, de un estudio mineralógico actualizado en laboratorio.

Como consecuencia directa, la selección del fluido ácido estimulante debe considerar tanto la mineralogía de la roca original como la de las alteraciones hidrotermales y la debida a deformaciones estructurales.

4. Estimulaciones y fracturamientos ácidos en el yacimiento geotérmico del Domo San Pedro, Nay.

El principal objetivo de una estimulación ácida es la limpieza del daño (S) en las formaciones que

rodean el pozo, y parcialmente y en forma limitada la generación de conductividad. En cambio, un fracturamiento ácido tiene como prioridad la generación directa de conductividad ($K_f.W_f$) en los estratos de interés, rebasando los daños presentes en ellas (Figura 7).

La conductividad, bajo teoría estricta de fracturamiento hidráulico, corresponde al producto de permeabilidad de fractura por el ancho de fractura alcanzado. Algunos autores se refieren a ella como transmisibilidad de la formación (Horne and Szucks, 2007).

En concreto, los procesos de estimulación química aplicados a pozos geotérmicos se enfocan en restaurar o mejorar la producción de vapor. Los sistemas ácidos se seleccionan con base en la estructura de la roca y en estudios de laboratorio, para determinar la solubilidad del sistema fluido estimulante/roca, entre otros parámetros.

El éxito en este tipo de operaciones reside en alcanzar puntualmente los objetivos señalados, con un gasto de inyección óptimo, superior o inferior a las condiciones de fractura, según el caso. La ductilidad presente simplemente se detecta, pero no afecta significativamente los procesos de estimulación matricial o fracturamiento (Buning et al., 1995).

También son importantes los datos de entrada al simulador, que deben ser de alta calidad y apegados lo más posible a las condiciones reales. En el campo geotérmico del Domo San Pedro destacan la temperatura promedio (575°F), la presión promedio del yacimiento (3650 psi) y el valor de la permeabilidad original en formación (<0.1 md) a profundidades del orden de 3200 m.

Consecuentemente, la decisión entre realizar una estimulación matricial o un fracturamiento ácido radica en las características litológicas de las formaciones productoras y especialmente en el tipo de daño presente y el radio de invasión requerido a condiciones dentro del yacimiento.

Otro parámetro importante es la magnitud de la conductividad de fractura o transmisibilidad de formación que se espera generar.

Todas esas consideraciones deben enmarcarse en un estudio técnico-económico que siempre debe mostrar una relación positiva de beneficio/costo.

En el campo del Domo San Pedro, cuya principal roca huésped es la granodiorita, se realizaron tanto fracturamientos ácidos como estimulaciones ácidas matriciales extendidas (a presiones y gastos de inyección cercanos al límite de rompimiento de roca). La Figura 8 muestra gráficamente una prueba de minifractura en uno de los pozos para calibrar parámetros reológicos del fluido estimulante y propiedades del yacimiento tratado y de esta manera ajustar el diseño principal.

La Figura 9 ilustra el fracturamiento en otro pozo, el cual resultó con respuestas geomecánicas normales por parte del yacimiento tratado, observándose claramente la ruptura de roca al inicio del tratamiento. La Tabla 1 incluye resultados relevantes como presiones de ruptura, de cierre de fractura y gradiente de fractura, entre otros, resultantes del análisis del fracturamiento con condiciones normales mencionado. La Figura 10 analiza precisamente los resultados calibrados de presión y gasto de fractura registrados, asegurando matemáticamente el hecho de que la roca fue fracturada con un poco más de 5000 psi y con aproximadamente 7 bpm.

En las Figuras 11 y 12 no se observa rompimiento de roca en dos intervalos tratados en el mismo pozo, registrándose sin duda un comportamiento dúctil de la roca. Sin embargo, con base en el gasto de inyección alcanzado, seguramente se venció la resistencia a la tensión de la granodiorita sin que

esto se manifestara en forma gráfica. La Tabla 2 muestra los datos de salida del simulador que predice la propagación geométrica tridimensional del fracturamiento; en ella destacan los resultados de longitud, ancho y altura alcanzados (grabados) por los sistemas estimulantes.

Tabla 1. Parámetros Obtenidos con el Fracturamiento con Rompimiento Normal

Parámetros Obtenidos	
P_{inicial}	0 psi
$P_{\text{terescalón}}$	218 psi @ 3 bpm
$P_{\text{inyección}}$	4154 psi @ 14.5 bpm
$P_{\text{máxima}}$	4163 psi @ 14.5 bpm
P_{ruptura}	2935 psi @ 9 bpm
ISIP	448 psi
Gradiente Fractura	0.49 psi/ft
$P_{\text{Ex tensión}}$	5305 psi @ 8.25 bpm
Fricciones Fluidos (ΔP_f)	2216 psi
Fricciones Vecindad del pozo (ΔP_{MW} y ΔP_{PEH})	1490 psi
Vol. Bombeado	360 bls (57.2 m ³) de agua geotérmica con densidad de 1.02 gr/cm ³
$P_{\text{hidrostática}}$	3568 psi @ 2460 m
Tiempo de bombeo	50 min
Vol. Para llenar pozo	21 bls

Tabla 2. Resultados de la geometría de las fracturas.

Fracture Half-Length (ft)	267	Etched Half-Length (ft)	108
Total Fracture Height (ft)	178	Total Etched Height (ft)	198
Depth to Fracture Top (ft)	5891	Depth to Etched Fracture Top (ft)	5889
Depth to Fracture Bottom (ft)	6070	Depth to Etched Fracture Bottom (ft)	6087
Equivalent Number of Multiple Fractures	1.0	Maximum Fracture Width (in)	0.18
Fracture Slurry Efficiency**	0.18	Average Fracture Width (in)	0.12

* All values reported are for the entire fracture system at a model time of 605.43 min (end of Stage 5 Shut-in after Main fracture slurry).

** Value is reported for the end of the last pumping stage (Stage 4, Main fracture slurry).

Se utilizó un volumen específico de pre-lavado para atacar carbonatos presentes, seguido del lavador principal y de un post-lavador para contrarrestar impurezas post-tratamiento, y finalmente un bache sobre-desplazante de agua geotérmica para alcanzar más longitud grabada. El sistema de pre y post-lavado fue HCl al 10% y el lavador principal fue una combinación de HCl al 10% y HF al 5%, calibrados con pruebas de laboratorio previas. Para evitar problemas de corrosión, se aseguró una

protección adecuada al equipo de inyección, tuberías y en general, a la integridad del pozo geotérmico.

Se seleccionaron varios intervalos de 50 m de espesor a tratar en cada pozo, lo que hizo necesario utilizar un divergente químico (ácido gelificado) para asegurar la correcta inyección de los sistemas estimulantes en la totalidad del espesor seleccionado (de 350 a 700 m en promedio).

El divergente químico, que fue un fluido ácido gelificado, conserva reológicamente su alta viscosidad en condiciones de alta temperatura sólo por unas horas, actuando como un tapón temporal, permitiendo desviar el flujo del sistema estimulante, direccionando su inyección e impregnación hacia una nueva zona (Burgos et al., 2005). Posteriormente rompe sus condiciones reológicas por efectos de la temperatura, la reactividad con la formación y la modificación del pH, disminuyendo sensiblemente su viscosidad.

5. Resultados de producción de vapor después del tratamiento

En la mayoría de las operaciones de estimulaciones matriciales extendidas y fracturamientos ácidos se obtuvieron resultados satisfactorios en las primeras semanas, y discretos después de dos años de producción. Debe tenerse en cuenta que un periodo razonable de producción mejorada con ese tipo de operaciones oscila entre uno y dos años. En los primeros meses se obtuvo, en promedio, un 15% de aumento en la producción de vapor.

Es importante señalar que hay que ajustar la curva de declinación natural de producción de vapor en función del tiempo de explotación y cotejarla con los modelos teóricos disponibles, para evaluar con más precisión la rentabilidad de la inversión de un tratamiento de estimulación.

El seguimiento puntual de la mejora en la producción de vapor después del tratamiento fue apenas de algunas semanas. Pero es recomendable evaluar los resultados en periodos desde algunos meses hasta un año después del tratamiento, para permitir la estabilización del yacimiento.

Es muy importante efectuar un análisis exhaustivo del comportamiento productivo post-tratamiento, pues esto ayudará en forma significativa a la optimización de futuros diseños y a fortalecer las estrategias de explotación de cada campo geotérmico e inclusive de cada pozo de manera individual y específica.

6. Conclusiones

Analizando los resultados obtenidos y conjugándolos con marcos teóricos se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- El fenómeno de ductilidad se presentó en un alto porcentaje de operaciones con sistemas ácidos en la granodiorita del campo geotérmico del Domo San Pedro. Básicamente este fenómeno consiste en la deformación de la roca sin presentar aparentemente ruptura o falla bajo la acción de esfuerzos.
- La ductilidad, como propiedad geomecánica específica, no afecta los objetivos de las estimulaciones y fracturamientos ácidos que primordialmente son limpieza, mitigación o eliminación de daño, así como generar conductividad. Estas operaciones son aplicables en yacimientos

geotérmicos nuevos con daño presente o en formaciones maduras con daños más pronunciados.

- Los resultados muestran que, efectivamente, se eliminaron o redujeron los daños presentes en los estratos, y se produjo una adecuada conductividad en la formación. Algunas operaciones fueron estimulaciones matriciales extendidas y otras se pueden catalogar como fracturamientos ácidos plenos.
- Es primordial la plena identificación mineralógica y las condiciones litológicas actualizadas de la formación, preferentemente con estudios en laboratorio, pues esta condición contribuye a la adecuada selección de fluidos estimulantes evitando el riesgo de alguna incompatibilidad química. Esta condición asegura tomar en cuenta los efectos hidrotermales inducidos en las formaciones de interés.
- Trabajando con este tipo de formaciones dúctiles, es primordial optimizar el diseño de estimulación o fractura ácida, pues se debe considerar esta condición netamente geomecánica, especialmente para la selección del gasto de inyección. Todas estas consideraciones habrán de influir directamente en la respuesta productiva del yacimiento después del tratamiento y en su longevidad productiva.
- En el caso del campo del Domo San Pedro, la producción de vapor de los pozos tratados se incrementó un promedio de 15%.

7. Nomenclatura

bpm	-	Barriles por minuto
°F	-	Grados Fahrenheit
HCl	-	Ácido clorhídrico
HF	-	Ácido fluorhídrico
KfWf	-	Conductividad o Transmisibilidad de fractura (permeabilidad de fractura por ancho de fractura), md-pie
md	-	Millidarcies
pH	-	Potencial Hidrógeno
psi	-	Libras por pulgada cuadrada
S	-	Factor de Daño o Skin (adimensional)

Referencias

- Allen, T.O., and Roberts, A.P., 1989. *Production Operations* Vols. 1 & 2. Well Compilations, Workover and Stimulation. OGCI Inc. Technical Publications, Tulsa, Oklahoma.
- Barnes, H.L., 1967. *Geochemistry of Hydrothermal Ore Deposits*. First Edition, Hubert L. Barnes (editor), Holt, Rinehart and Winston Inc.
- Buning, B.C., Malate, R.C.M., Lacanilao, A.M., Santa Ana, F.X.M., and Sarmiento, Z.F., 1995. Recent experiments in acid stimulation technology by PNOC-Energy development corporation,

Philippines. *Proceedings World Geothermal Congress*, Vol. 3, pp. 1807-1812.

Burgos, B., Buijse, M., Fonseca, E., Milne, A., Brady, M., and Olvera, R., 2005. Acid Fracturing in Lake Maracaibo: How Continuous Improvements Kept on Raising the Expectation Bar. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 9-12 October 2005, Dallas, TX, SPE 96531.

Horne, R.N., and Szucks, P., 2007. Inferring well to well connectivity using non-parametric regression on well histories. *Proceedings 28th Annual PNOC-EDC Geothermal Conference*, Makati City, Philippines, pp. 147-152.

Reyes, A., 1990. Petrology of Philippine geothermal systems and the application of alteration mineralogy to their assessment. *J. Volcanol. and Geotherm. Res.*, 43, pp. 279-309.

Sánchez, E., Hartman, G., and Vallejos, O., 2000. Commercial production of acid wells at the Miravalles geothermal field, Costa Rica. *Proceedings World Geothermal Congress*, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28-June 10, 2000.

Streckeisen, A.L., 1974. Classification and Nomenclature of Plutonic Rocks. Recommendations of the IUGS Subcommittee on the Systematics of Igneous Rocks. *Geologische Rundschau. Internationale Zeitschrift für Geologie*, Stuttgart. Vol. 63, pp. 773-785.

FIGURAS



Fig. 1. Muestra de granodiorita.

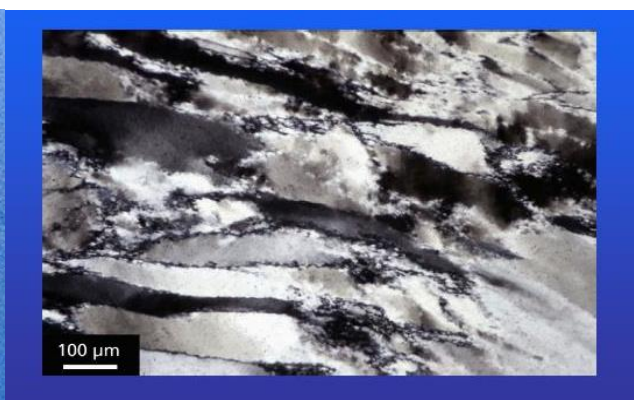


Fig. 2. Comportamiento dúctil de minerales de cuarzo a 340°C.

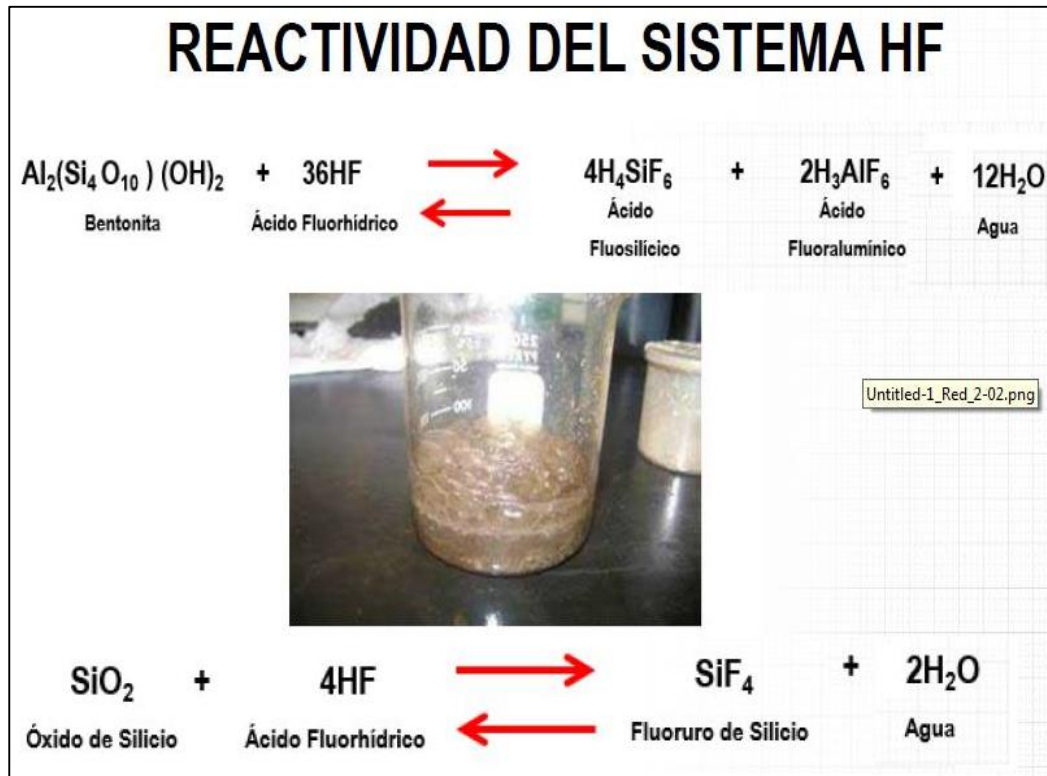


Fig. 3. Reactividad del ácido fluorhídrico.

GASTOS DE INYECCIÓN VS ESFUERZOS DE FORMACIÓN

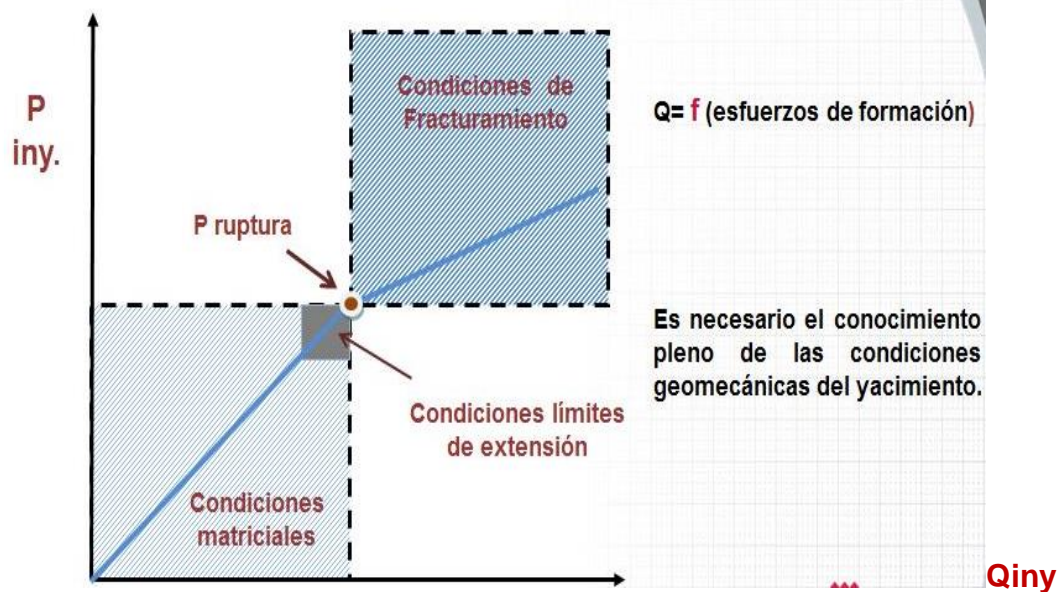


Fig. 4. Regiones de Estimulación Matricial y de Fracturamiento

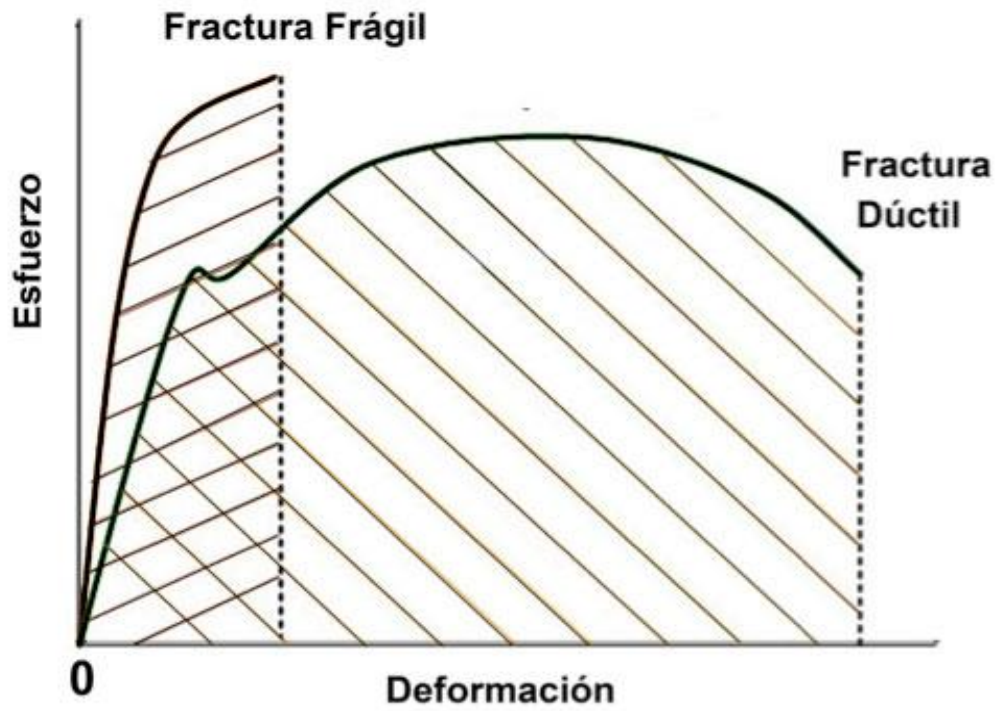


Fig. 5. Ductilidad Representado en Gráfica Esfuerzo – Deformación.



Fig. 6. Bandas de Cizalla.

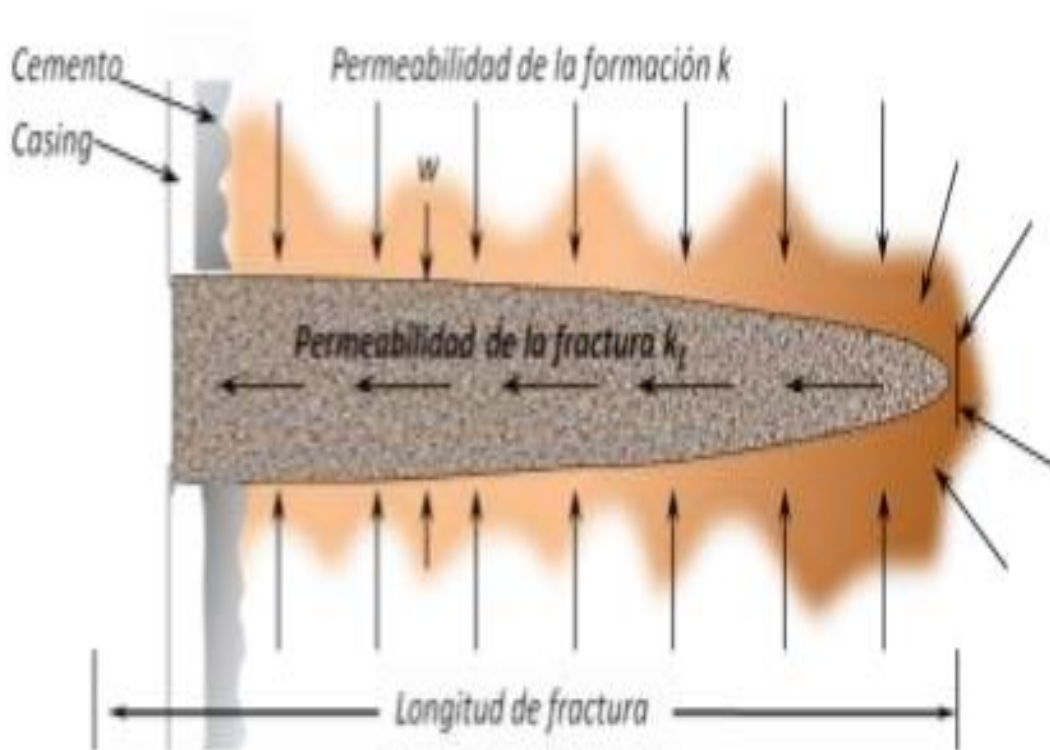


Fig. 7. Concepto de Conductividad de Fractura (Transmisibilidad).

SP02A Minifrac

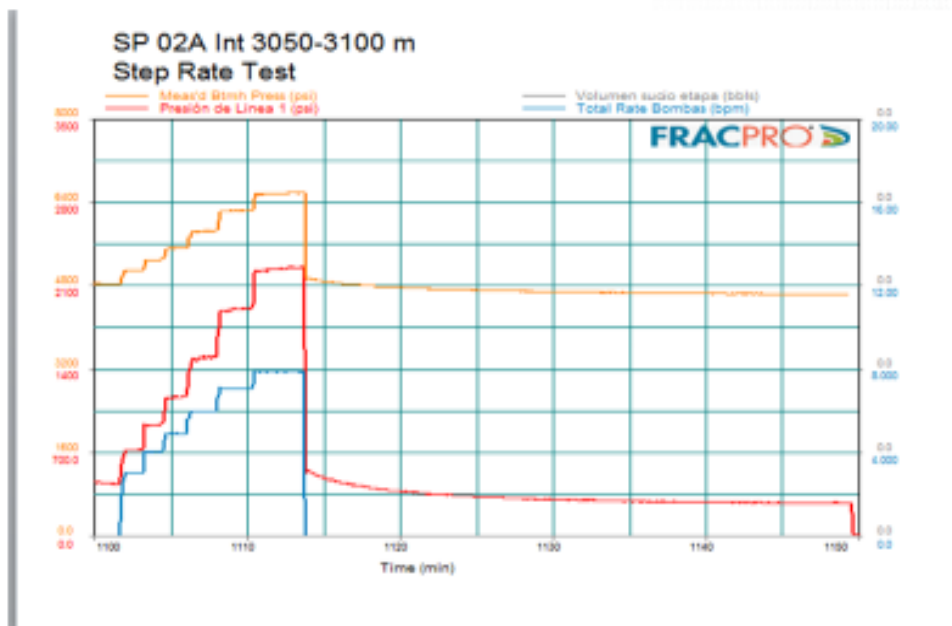


Fig. 8. Operación de Minifractura.

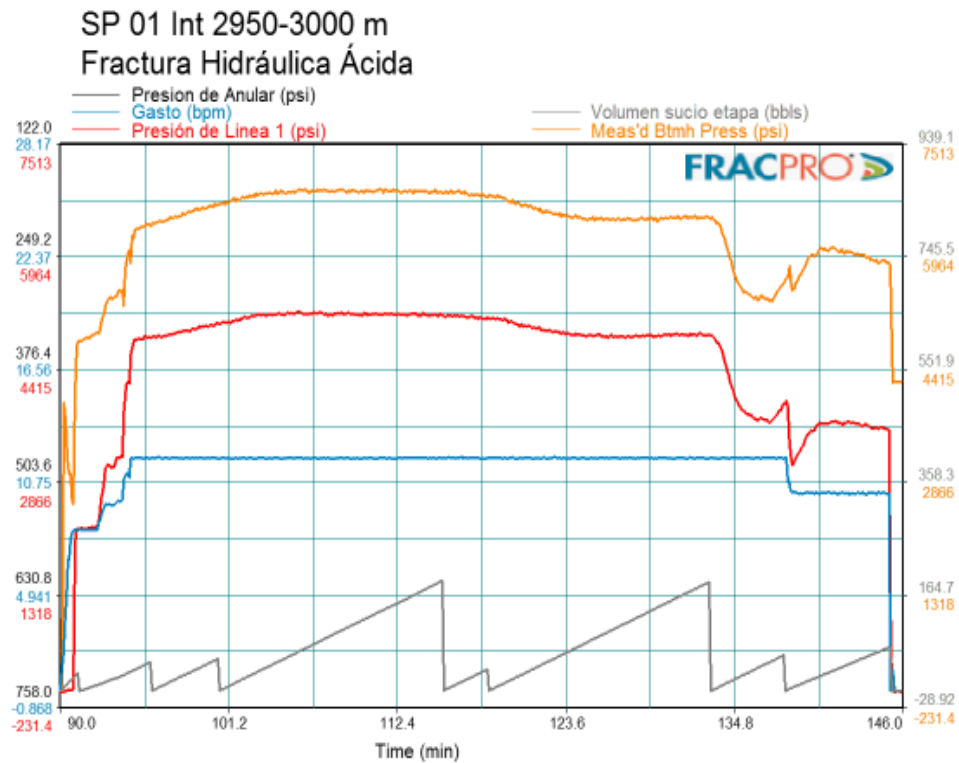


Fig. 9. Gráfica de Parámetros Operativos Mostrando Rompimiento de la Formación.

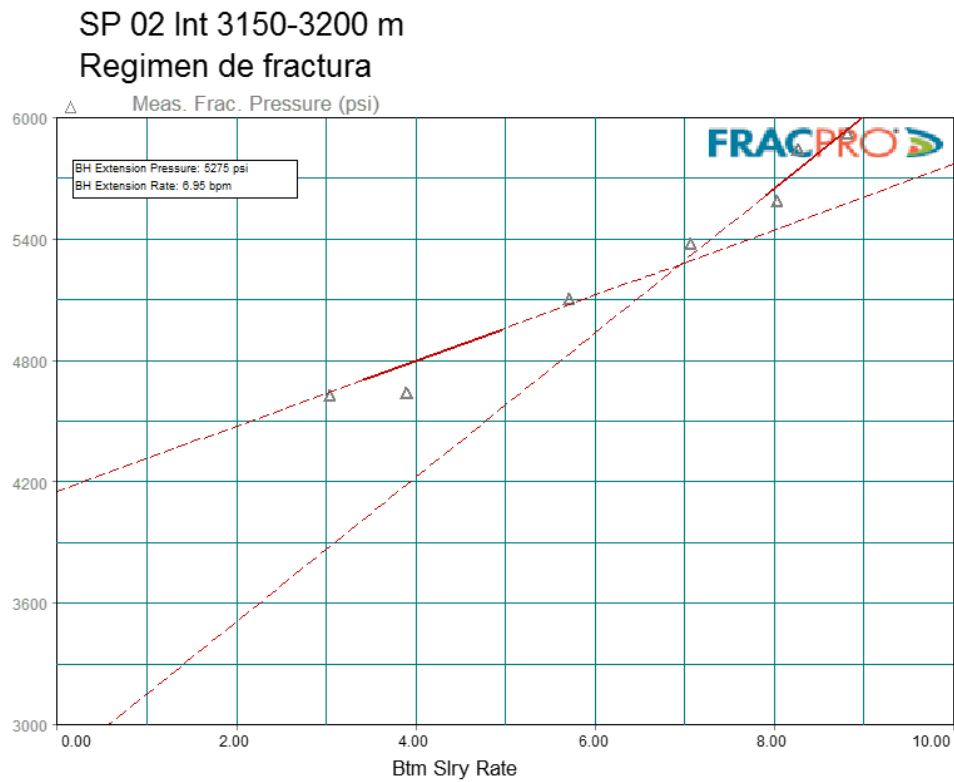


Fig. 10. Gasto y Presión de Extensión de Fractura.

SP02A Gráfica Operativa – Posible Rompimiento

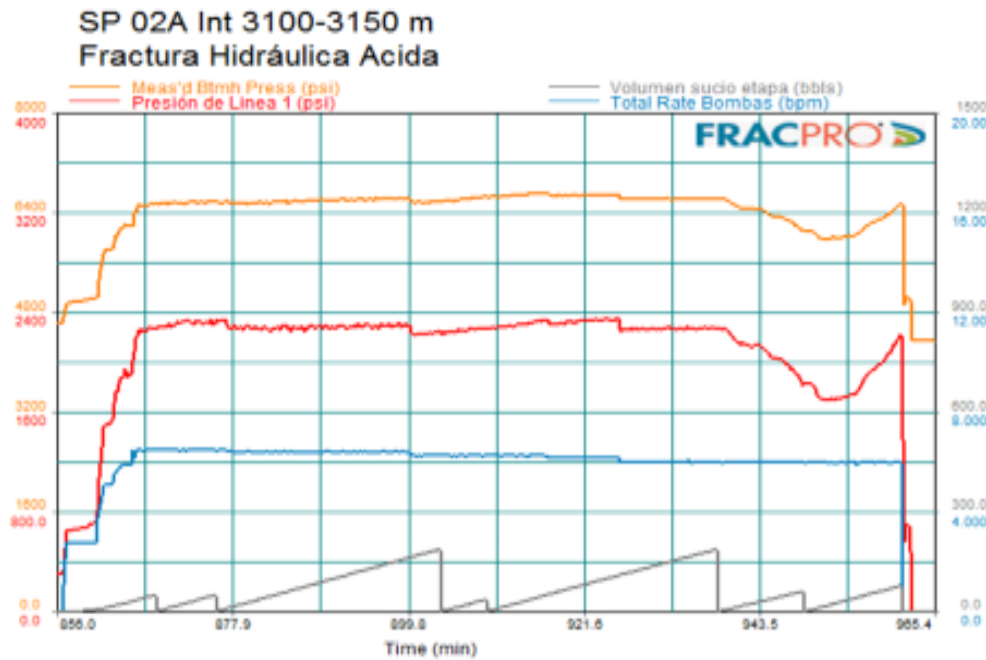


Fig.11. Gráfica con Parámetros Operativos en el que no se visualiza rompimiento de formación (comportamiento dúctil).

SP02 – Comportamiento Operativo- Posible Rompimiento

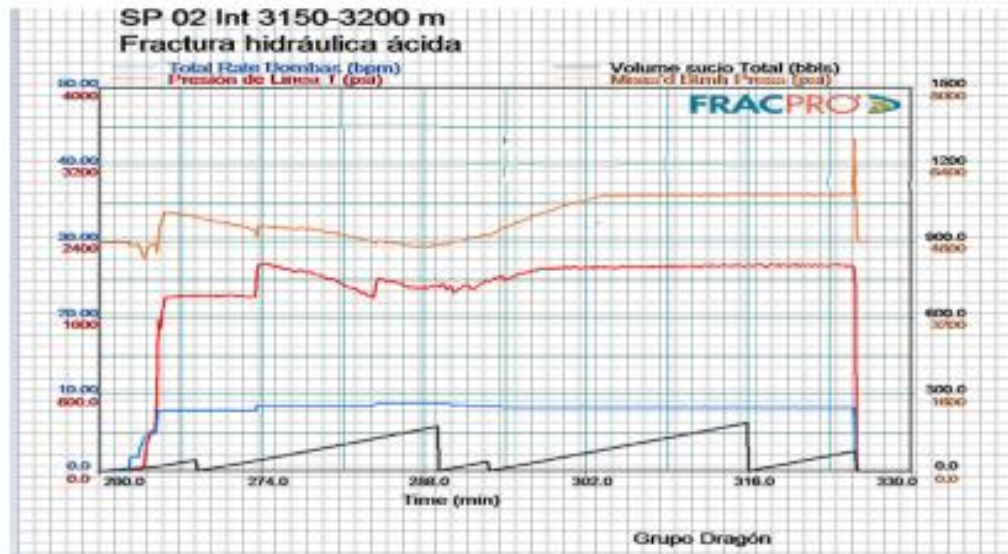


Fig.12. Gráfica de Parámetros Operativos, sin visualizarse rompimiento de formación (comportamiento dúctil).