

EFFECTO DE HISTÉRESIS CON DEGRADACIÓN SOBRE LA CONDUCTIVIDAD DE FRACTURAS INDUCIDAS EN LA FORMACIÓN VACA MUERTA

Simón Marco¹, Martín Sánchez¹, Damián Hryb², Martín Vitolo², Matías Fernández Badessich³

1: YPF Tecnología S.A. (Y-TEC), simon.marco@ypftecnologia.com, martin.sanchez@ypftecnologia.com

2: YPF S.A., damian hryb@ypf.com, martin.vitolo@ypftecnologia.com

3: matias_badessich@hotmail.com

Keywords: conductividad, fracturas, agente de sostén

ABSTRACT

Unconventional reservoirs have been extensively explored and developed in the last years. These reservoirs are characterized by having very low permeabilities (below 0.1mD) and they need to be hydraulically fractured in order to generate high conductivity channels.

Hydraulic stimulations produce an important amount of induced fractures in the reservoir that interact with pre-existing natural fractures. The interaction generates a complex network of fractures that facilitates the flow of hydrocarbons from the rock to the wellbore. One important aspect of this process is the packing of proppants that may keep the fracture open and conductive, during the producing life of the well. However, far from the well, the distribution of proppants is not always efficient and the hydraulic properties of the induced fractures, with very little or even no proppants, can significantly differ from those of the main fractures.

There is a great deal of uncertainty about the impact of the unpropped or closely unpropped fracture network on the ultimate recovery of wells. Special conductivity tests are required to mimic the fractures with either very low concentration or no proppants at reservoir conditions, to understand and evaluate the contribution of such 'far field' fractures.

In this paper, we present results of conductivity tests of fractures with and without proppants, under the influence of stress cycles. The tests were performed on induced fractures of Vaca Muerta formation cores. The results show a clear hysteresis effect with degradation of the fracture conductivity as a function of the applied effective stress. These tests, under realistic conditions, bring substantial information for the analysis of well performance, the definition of draw down protocols and the optimization of the stimulation design.

INTRODUCCIÓN

Los reservorios no convencionales de hidrocarburos han sido extensamente explorados y desarrollados en los últimos años. Estos reservorios se caracterizan por tener permeabilidades muy bajas (muy por debajo de 0.1mD) y para desarrollarse necesitan fracturarse masivamente aumentando así la superficie expuesta de la formación y generando canales de alta conductividad (ver, por ejemplo, Economides 2007). La estimulación hidráulica crea un gran volumen de fracturas

inducidas en el reservorio, estas fracturas interactúan con las fracturas naturales pre-existentes generando una compleja red que facilita el flujo de hidrocarburos desde la formación hacia el pozo. Para que esta red mantenga la conductividad necesaria a través del tiempo, es necesario distribuir agente de sostén a lo largo de todas las fracturas generadas. Sin embargo, en las fracturas más alejadas del pozo, la distribución del agente de sostén no es tan eficiente y dichas fracturas pueden diferir significativamente de las fracturas principales, teniendo muy baja, o incluso nula, cantidad de agente de sostén.

Los agentes de sostén son materiales granulares que actúan como soportes para mantener la fractura abierta después del tratamiento de estimulación y para suministrar a la misma una mejor capacidad para conducir el hidrocarburo hacia el pozo. Existe gran cantidad de materiales granulares usados como agentes de sostén en la actualidad, entre ellos podemos citar arenas, arenas resinadas, cerámicos, entre otros. El agente de sostén permite lograr un incremento de la conductividad en las fracturas. También se utiliza para controlar la producción de sólidos en formaciones poco consolidadas y para atenuar la velocidad de deposición de materiales que dañan la formación (Reinicke 2011).

El comportamiento en producción del pozo está fuertemente influenciado por el desarrollo de la fractura hidráulica y la distribución de los agentes de sostén dentro de la misma. Existe una gran incertidumbre sobre el impacto de la red de fracturas generadas sin agente de sostén o con muy baja concentración del mismo en la lejanía del pozo. Para entender y evaluar el aporte de dichas fracturas alejadas, son necesarios ensayos de conductividad que emulen las condiciones de fracturas con muy baja concentración o sin agente de sostén.

Los ensayos convencionales para la medición de la conductividad de fracturas se realizan de acuerdo con normativa internacional (API RP-19D 2008). En esta normativa, el agente de sostén es colocado en una concentración específica (por ejemplo 2 lb/pie²) entre dos bloques de formación (en general, bloques de arena de Ohio, debido principalmente a la dificultad técnica para preparar bloques de distintos tipos de rocas). En estas condiciones, la conductividad del pack de agente de sostén es medida a distintas presiones de confinamiento y distintas temperaturas. La conductividad del pack de agente de sostén en estudio se determina una vez alcanzada la estabilización de las mediciones (aproximadamente después de las 48 hs de ensayo a una determinada presión de confinamiento, considerando una variación menor al 5%).

La conductividad varía con el transcurso de las horas de ensayo debido a distintos fenómenos desarrollados dentro de la celda. En estas condiciones estándar no es del todo posible analizar los distintos factores que influyen sobre la conductividad de fracturas, dado que el objetivo principal del ensayo es evaluar la conductividad del pack de agente de sostén y no la interacción de los agentes de sostén con la roca y su influencia en la pérdida de conductividad. Tampoco existen procedimientos estandarizados para la determinación de la conductividad para fracturas con muy baja concentración de agente de sostén o sin el mismo.

Varios trabajos se han centrado en la evaluación de la conductividad y la estabilidad de una fractura para diferentes disposiciones de agentes de sostén (ver, por ejemplo, Milton-Tayler *et al.* 1992; Fredd *et al.* 2000; Asgian *et al.* 1995). Sin embargo, estos estudios presuponen que dentro de las fracturas existe una determinada distribución y una específica fracción de agente de sostén. Esta colocación del agente de sostén asumida es, en general, bastante artificial y no se asemeja a la distribución real obtenida durante el proceso de fracturamiento hidráulico. Experimentos y simulaciones han confirmado que la distribución del agente de sostén dentro de las fracturas es bastante heterogénea (Tsai *et al.* 2012; Malhotra *et al.* 2013). De manera general, la conductividad final de las fracturas hidráulicas está fuertemente influenciada por la forma en que se transporta y se deposita el agente de sostén durante las distintas etapas de estimulación y los posibles daños ocasionados durante la producción. La conductividad efectiva puede verse afectada por fenómenos del tipo pinch point (el cierre de la fractura cerca del pozo debido a regiones no apuntaladas), el arenamiento (regiones profundas no desarrolladas debido a la acumulación de agente de sostén en la sección inicial de la fractura durante las etapas iniciales de la operación), empotramiento de los granos de agente de sostén en la formación, rotura de los agentes de sostén y generación de finos de formación por rotura de la misma (spalling), entre otros (Reinicke 2011). Así, la dinámica en la fractura presenta grandes vórtices, con velocidades locales que exceden la velocidad media del fluido, que dominan el transporte y la deposición del agente de sostén en una proporción significativa de la longitud e influencia la conductividad y permeabilidad de las fracturas (ver, por ejemplo, Sahai *et al.* 2014; Fernandez *et al.* 2015; Baldini *et al.* 2018)

Respecto a fracturas no apuntaladas, gran cantidad de trabajos se han publicado con el fin de entender el comportamiento de las mismas bajo distintas condiciones (ver, por ejemplo, Janse *et al.* 2015; Kamenov *et al.* 2015). La conductividad frente a cambios de esfuerzos depende en gran medida de la topografía de la superficie de la fractura y de las propiedades mecánicas de las asperezas (rugosidad de la superficie). En este contexto, el declino de la conductividad varía de un tipo de roca a otro (Wu *et al.* 2017). No es posible, de manera directa, extrapolar los resultados de una formación a otra y es necesario estudiar la fenomenología del comportamiento para la mineralogía y la textura de los yacimientos particulares. Pocos estudios se han realizado para la formación Vaca Muerta (Su *et al.* 2017; Mittal *et al.* 2017), de gran interés para el desarrollo energético de nuestro país.

En este trabajo se presentan los resultados de conductividad de fracturas con y sin agentes de sostén bajo la influencia de ciclos del esfuerzo efectivo. Para llevar adelante los experimentos, las fracturas inducidas se crearon artificialmente a través de un ensayo de corte directo (direct shear) sobre testigos de la formación Vaca Muerta. Para las fracturas no apuntaladas, esta metodología permitió considerar el efecto de las irregularidades de las superficies de fractura sobre las mediciones de conductividad. Para analizar las conductividades de las fracturas apuntaladas se utilizaron bajas concentraciones de agente de sostén de baja granulometría, intentando reproducir las condiciones

esperadas en las lejanías del pozo. Los resultados muestran un claro efecto de histéresis con degradación de la conductividad de fracturas frente a las variaciones del esfuerzo efectivo aplicado. La medición en laboratorio de conductividades de fracturas inducidas en condiciones realistas es muy importante para el análisis confiable del rendimiento del pozo, la definición de protocolos de puesta en producción y la optimización del diseño de estimulación.

MATERIALES Y METODOLOGÍA

Para realizar los ensayos de conductividad de fracturas hemos obtenido a través de testigo corona dos muestras representativas de la zona inferior de la formación Vaca Muerta. Los testigos tienen una geometría cilíndrica con 1.5 pulgadas de diámetro y 2.0 pulgadas de longitud. Estas muestras fueron extraídas de manera vertical (perpendicular a la estratificación de la formación). En este sentido, las conductividades medidas en los ensayos representan a las fracturas inducidas verticales generadas durante la estimulación hidráulica del yacimiento.

Con el objetivo de generar fracturas inducidas representativas, se procedió a la realización de ensayos mecánicos de corte directo (direct shear) especialmente desarrollados en prensa uniaxial. Esta metodología permite realizar fracturas inducidas de base a tope del testigo con gran seguridad, evitando muchas veces el fracturamiento múltiple que podría ocasionar la pérdida del mismo debido a la imposibilidad de realizar el posterior ensayo de conductividad.

A fin de asegurar la integridad mecánica de los testigos a ensayar, se realizaron micro tomografías pre y post ensayo de corte directo. Esta técnica permite analizar por un lado la existencia de fisuras previas y otros defectos que puedan influenciar el desarrollo del ensayo de flujo y mecánico de corte como así también la geometría de la fractura longitudinal generada.

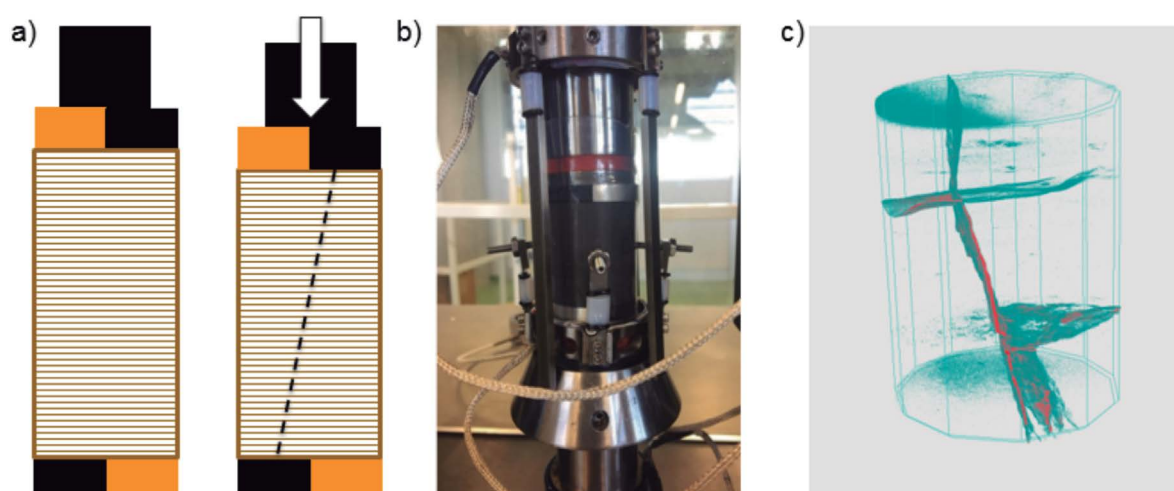


Figura 1. a). Metodología para la obtención de fracturas inducidas por ensayo de corte directo. En una prensa uniaxial se genera un esfuerzo de corte puro sobre la muestra de roca. b) Fotografía de la configuración inicial en prensa uniaxial para realizar el ensayo de corte directo. c) Micro tomografía post ensayo de corte donde se aprecia la fractura inducida desde el tope a la base del testigo. Las superficies horizontales corresponden a planos de laminación reactivados por la propagación de la fractura. Los colores indican nivel de separación (de verde a rojo con incremento de separación) de las superficies de fracturas.

La Fig. 1a muestra una representación esquemática del ensayo de corte directo realizado para la obtención de las fracturas inducidas, mientras que en la Fig. 1b se puede apreciar una foto de la configuración inicial en la prensa uniaxial para realizar el ensayo sobre un testigo de la formación Vaca Muerta. En la Fig. 1c se puede ver el escaneo por micro tomografía de uno de los testigos fracturado para este trabajo.

El modelo más simple para el flujo de fluidos a través de fracturas individuales es el modelo de placas paralelas, que conceptualiza las fracturas como dos placas lisas y paralelas separadas por un espacio estrecho. En la zona lineal de Darcy, para flujo unidimensional de un fluido viscoso newtoniano e incompresible se tiene (Zimmerman y Bodvarsson 1996):

$$Q = -\frac{we^3}{12\mu} \nabla P \quad (1)$$

donde w [m] es el ancho de fractura, e [m] es la apertura de la fractura idealizada (distancia entre placas), μ [N.s/m²] la viscosidad dinámica del fluido. A esta ecuación se la conoce como ley cúbica y predice que el caudal de descarga (Q [m³]) es proporcional al cubo de la apertura de fractura y al gradiente de presiones ∇P . Vale decir aquí, que la conductividad de fractura será $C_F = e^3/12$ [m².m] o en [mD.pie]. Adicionalmente, la conductividad para fracturas con agentes de sostén estará dada por (API RP-19D 2008)

$$C_F = -\frac{\mu Q}{w(\nabla P)} \quad (2)$$

En las últimas décadas, se han desarrollado gran cantidad de modelos de flujo y herramientas numéricas basadas en el flujo de Darcy a través de fracturas individuales (Bear 1972; Long *et al.* 1982; Li *et al.* 2014). Sin embargo, se ha reconocido que la ley lineal de Darcy no siempre es adecuada para describir los comportamientos de flujo en fracturas naturales (ver, por ejemplo, Chen *et al.* 2015; Wu *et al.* 2017). De manera general, este tipo de fracturas en rocas cuenta con características típicas que incluyen paredes rugosas y contacto de distintas asperezas en la superficie de fractura que pueden generar flujos con comportamientos no lineales (no Darcy). Vale mencionar aquí que no solo las rugosidades o asperezas producen este efecto sino también se ha demostrado que el flujo de gas a alta velocidades a través de fracturas produce un comportamiento no lineal similar. La Fig. 2a muestra las superficies de fracturas generadas en uno de los testigos, como es esperable, se puede observar deformaciones de cizallamiento y distintas tortuosidades que pueden influenciar el flujo lineal a través de la fractura. La Fig. 2b es un detalle bajo lupa de las mismas tortuosidades. Finalmente, en la Fig. 2c se puede ver la superficie de fractura con baja concentración agente de sostén sobre el testigo apuntalado.

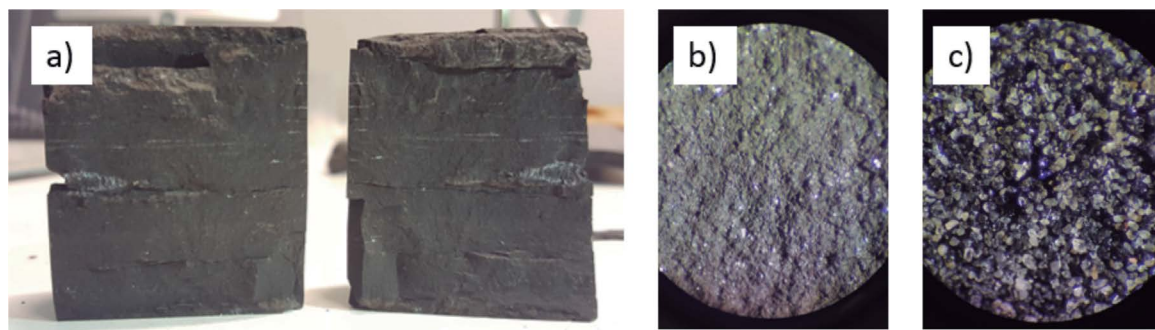


Figura 2. Superficies de fractura sobre testigo de la formación Vaca Muerta. a) Superficies de fracturas donde se puede apreciar las deformaciones debido al cizallamiento obtenido en el ensayo mecánico y tortuosidades que pueden generar un comportamiento no lineal del flujo de fluido a través de la fractura. b) Detalle de la superficie de fractura bajo lupa. c) Superficie de fractura con agente de sostén en testigo apuntalado.

Para tener en cuenta estos comportamientos no lineales se desarrolló una ecuación ampliamente utilizada, denominada Ley de Forchheimer (Bear, 1972), de la siguiente manera:

$$-\nabla P = AQ + BQ^2 \quad (3)$$

donde $A = \frac{12\mu}{we^3}$ y $B = \frac{\beta\rho}{w^2e^2}$, con β [m^{-1}] el coeficiente de resistencia inercial o de flujo no Darciano y ρ [kg/m^3] la densidad del fluido.

En este trabajo se ha utilizado la ecuación (2) para la obtención de la conductividad de fracturas con agente de sostén y la ecuación (3) para la obtención de la conductividad de las fracturas no apuntaladas.

Los ensayos para las determinaciones de conductividad de fractura fueron realizados mediante el flujode una salmuera sintética a través de la fractura inducida en el testigo. Dicha salmuera fue formulada a partir del contenido de sales determinado mediante análisis químico del agua de flowbackproveniente de la formación Vaca Muerta. El flujo se realiza a caudal constante atravesando el testigo que se encuentra confinado en una celda tipo Hassler, adaptada especialmente para confinamiento triaxial. Dicha celda se encuentra alojada en una estufa de circulación forzada de aire para mantener la muestra y los fluidos de inyección a temperatura de fondo de pozo (104,4°C). El circuito de flujo está provisto de sensores de presión diferencial que permiten registrar de manera constante y precisa la diferencia de presión entre la cara de inyección y la cara de salida del testigo de formación.

Una vez alcanzado el periodo de estabilización de la presión de confinamiento (aproximadamente 40 hs para este ensayo), se procedió a incrementar el caudal de circulación de forma escalonada a fin de obtener los datos del diferencial de presión en función del caudal. Estos datos son necesarios para el cálculo de la conductividad de fractura según las ecuaciones (2) y (3). La Fig. 3 es una representación esquemática del equipamiento utilizado para la determinación de la conductividad.

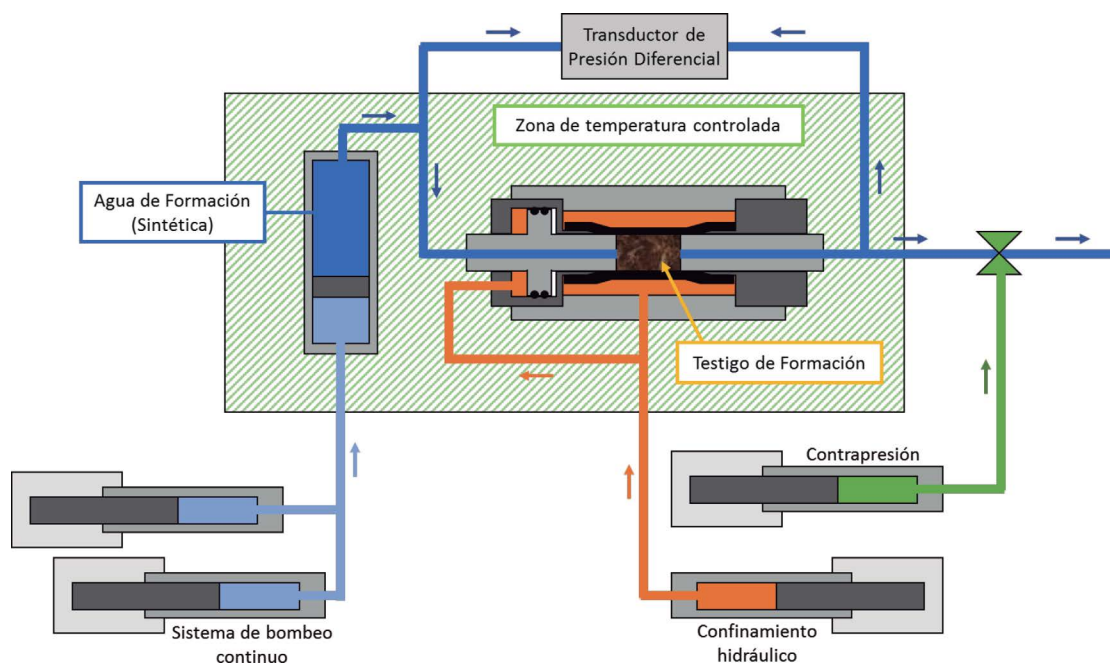


Figura 3. Representación esquemática del equipo de flujo utilizado para realizar los ensayos de conductividad en este trabajo. En una celda triaxial se coloca el testigo fracturado y se le hace circular una salmuera sintética a distintos caudales. El transductor de presión diferencial vinculado a la entrada y la salida permiten obtener la diferencia de presión necesaria para los cálculos de conductividad.

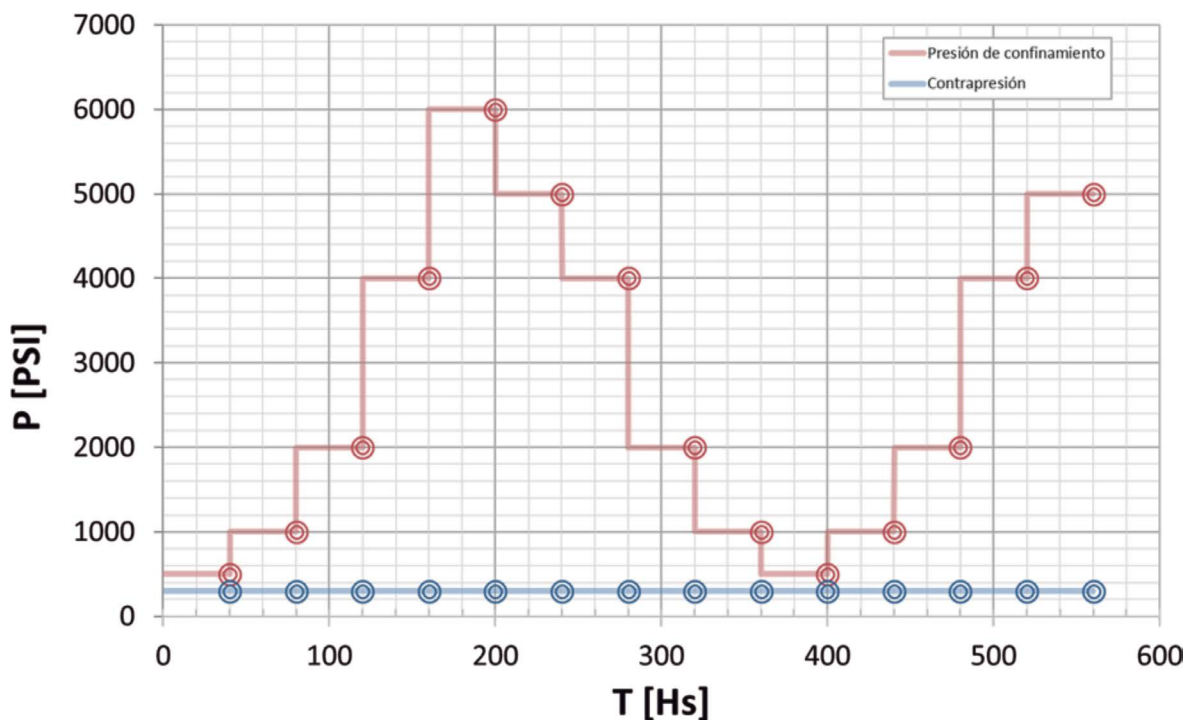


Figura 4. Protocolo del ciclo de presiones de confinamiento para los ensayos de flujo. Se ha considerado una estabilización de la presión de confinamiento de 40 hs antes de comenzar las mediciones necesarias para la obtención de la conductividad de fracturas. La línea roja corresponde a los ciclos de presión de confinamiento. La línea azul corresponde a la contrapresión constante en la salida del testigo.

Con el fin de analizar el efecto del cambio de los esfuerzos efectivos sobre la conductividad de fracturas apuntaladas y no apuntaladas se corrieron dos ensayos específicos sobre las muestras de la formación Vaca Muerta. En ambos casos se mantuvo constante la presión de salida (300 psi) y se varió el caudal de fluido con el fin de encontrar un flujo estacionario y un diferencial de presión entre las caras del testigo que permita obtener la conductividad de las fracturas para distintas condiciones de carga. Como se mencionó anteriormente, las conductividades de fracturas fueron obtenidas con las ecuaciones (2) y (3). La Fig. 4 representa el protocolo de confinamiento cíclico utilizado en este trabajo.

Distintos autores han estudiado y verificado que la conductividad de las fracturas no apuntaladas depende en gran medida de distintos factores, entre ellos, el deslizamiento de una superficie de fractura sobre la otra. Este desplazamiento relativo tiene bastante influencia en el comportamiento final del flujo en la fractura (ver, por ejemplo, Zhang *et al.* 2015). Con el fin de tener en cuenta este fenómeno, se ha medido durante el ensayo mecánico de corte directo el desplazamiento relativo entre las dos superficies de fracturas finales. El desplazamiento máximo observado durante el ensayo alcanza los 450 μm . Este desplazamiento se mantuvo constante durante el ensayo de flujo con el fin de analizar las conductividades resultantes con el desplazamiento observado durante la creación de la fractura en el testigo. En los ensayos con agente de sostén, si bien la fractura inducida se obtuvo de la misma manera, no se ha tenido en cuenta este desplazamiento relativo ya que es esperable que las conductividades obtenidas no estén influenciadas por este comportamiento.

Con el fin de analizar fracturas inducidas en las lejanías del pozo, solo se colocó una baja concentración de agente de sostén sobre la muestra (alrededor de 0.04 lb/pie²). Aquí, el objetivo principal es evaluar y analizar las diferencias observadas en condiciones de reservorio para las fracturas alejadas y que dependen en gran medida de un óptimo transporte del agente de sostén. Vale decir que, actualmente hay mucho trabajo en la industria con el objetivo de optimizar el transporte del agente de sostén hacia fracturas alejadas y obtener el esperable aumento de la producción con estos tratamientos.

RESULTADOS

Una vez que los testigos, tanto con agente de sostén como sin agente de sostén, fueron colocados en la celda de confinamiento triaxial para el ensayo de flujo, y las condiciones de presiones fueron estabilizadas, se procedió al flujo de la salmuera a través del fluido a distintos caudales. Nuevamente, es importante mencionar aquí que, con el fin de asegurar una correcta medición de la conductividad, para cada presión de confinamiento se mantuvo un tiempo de estabilización de 40 hs. Esta estabilización de la presión de confinamiento asegura un valor adecuado y estable de las condiciones de flujo (de experiencia interna en Y-TEC, los valores de conductividad de fracturas pueden disminuir en más de un 40% después de las primeras 30 hs de estabilización).

Para cada una de las presiones de confinamiento, se procedió a variar los caudales de ingreso de fluido. Las variaciones del caudal producen cambios en la presión de entrada al mantener constante la presión de salida en el testigo. Se utilizaron caudales desde 0.1 cc/min hasta 2.0 cc/min para todos los ensayos. La Fig. 5 muestra como ejemplo la relación entre los caudales y las diferencias de presión entre la entrada y la salida para la muestra no apuntalada y 4000 psi de confinamiento. Los resultados de presión y caudal mostrados en los gráficos han sido normalizados. En estas figuras, las curvas representan el ajuste obtenido para las ecuaciones (2) y (3) de los modelos utilizados para estimar la conductividad de las fracturas. Como se puede apreciar en la Fig. 5a, el modelo de Darcy no es válido para estas condiciones, siendo necesario obtener las conductividades a través de la Ley de Forchheimer. Finalmente, en la Fig. 5b se puede observar el comportamiento típico obtenido para las fracturas apuntaladas con agente de sostén y la misma presión de confinamiento ($P_c=4000$ psi).

En la Fig. 6a se pueden ver los valores obtenidos de conductividad para la fractura no apuntalada en función de las presiones de confinamiento. En esta figura todas las conductividades se encuentran normalizadas a la conductividad de la fractura sin agente de sostén y 500 psi de confinamiento. Como se aprecia en esta figura, si bien, a bajas condiciones de carga la fractura mantiene cierta conductividad, es evidente que, con el aumento de la presión de confinamiento, la misma comienza a decrecer fuertemente. El ciclado del confinamiento acentúa este fenómeno, disminuyendo aún más la conductividad de la fractura de ciclo en ciclo.

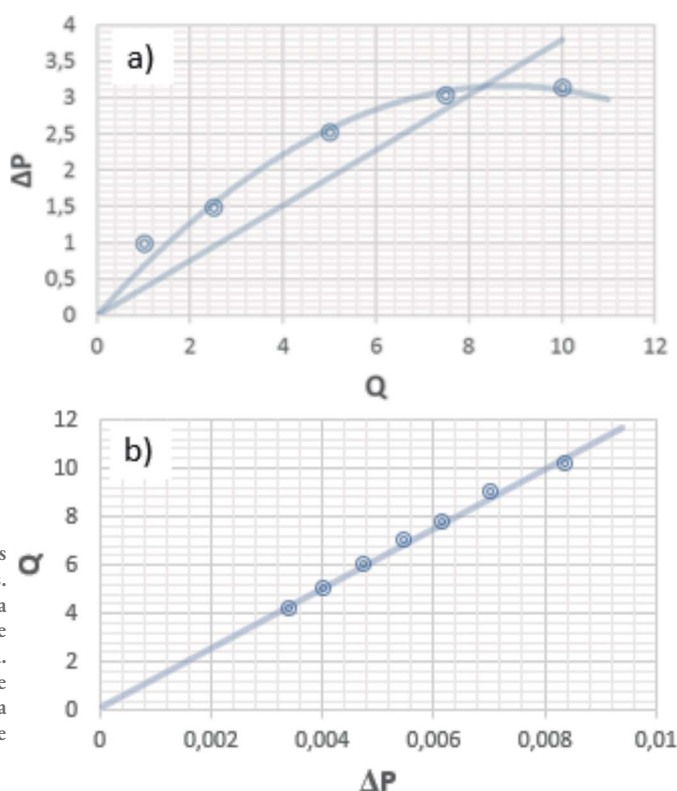


Figura 5. Comparación de la relación entre caudales y diferencias de presión obtenidas para los ensayos. a) Modelo de flujo lineal para la fractura no apuntalada vs modelo de Forchheimer y con una presión de confinamiento de 4000 psi en el primer ciclo de carga. Para la regresión lineal la pendiente corresponde a $1/C_F$. b) Modelo de flujo lineal para la fractura apuntalada y con una presión de confinamiento de 4000 psi en el primer ciclo de carga.

En la Fig. 6b se encuentran los resultados obtenidos para la muestra con agente de sostén. Es evidente el considerable aumento de la conductividad de la fractura apuntalada frente a la no apuntalada. Nuevamente aquí, los resultados están normalizados a la conductividad de la fractura sin agente de sostén y 500 psi de confinamiento.

La conductividad de las fracturas apuntaladas se mantiene sin grandes cambios hasta el primer ciclo descendente. Vale decir aquí que, tanto para la fractura no apuntalada como para la fractura apuntalada se ha llevado a las muestras hasta una presión de confinamiento de 6000 psi. Por limitaciones operativas no se han obtenido mediciones de la conductividad a los 6000 psi. Sin embargo, estas condiciones favorecen el deterioro de la “salud” de la fractura, provocando una marcada disminución de la conductividad en el ciclo descendente en ambos ensayos.

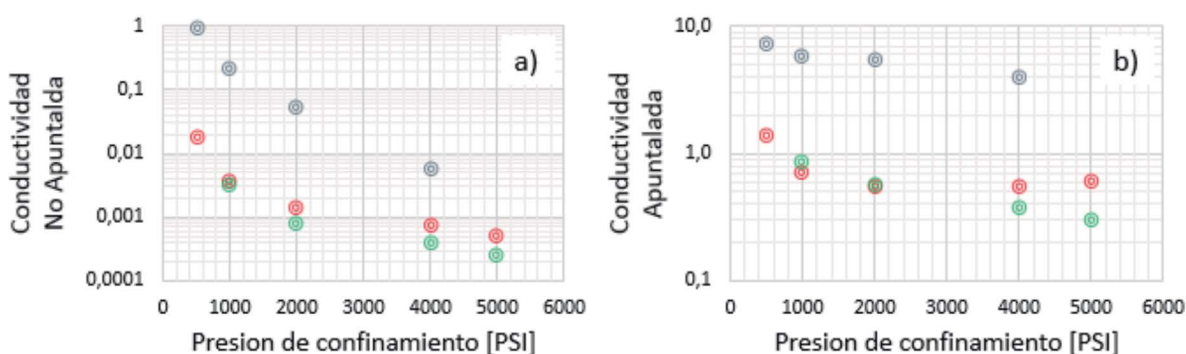


Figura 6. Resultados de conductividad de fracturas apuntaladas y no apuntaladas para distintas condiciones de confinamiento. Los resultados están normalizados a la conductividad de la fractura sin agente de sostén y 500 psi de confinamiento. Los símbolos grises representan el primer ciclo ascendente de confinamiento. Los símbolos rojos al ciclo descendente. Los símbolos verdes representan al último ciclo ascendente de confinamiento. a) Resultados para la fractura sin agente de sostén. b) Resultados de conductividad para la fractura con agente de sostén (0.04 lb/pie²).

CONCLUSIONES

En este trabajo se han realizado ensayos de conductividad de fracturas sobre testigos de la formación Vaca Muerta. Para la obtención de las fracturas se ha implementado un ensayo mecánico de corte directo que aseguró una propagación segura y eficiente de la fractura desde el tope a la base del testigo. Con las fracturas inducidas creadas en los testigos se procedió a analizar el efecto de los esfuerzos efectivos sobre la conductividad de las fracturas no apuntaladas y con extremadamente baja concentración de agente de sostén (0.04 lb/pie²).

Los ensayos de flujo realizados sobre el testigo sin agente de sostén muestran un claro comportamiento no lineal que se adecua a la Ley de Forchheimer. Existe un marcado efecto de histéresis con degradación a medida que avanza el ciclo de confinamiento. Con el incremento del confinamiento, la degradación produce un descenso importante en varios ordenes de magnitud

de la conductividad.

Para las fracturas con agentes de sostén se evidencia un aumento de la conductividad frente a las fracturas no apuntaladas. El ciclo de histéresis con degradación en este caso es menor al de las fracturas sin agente de sostén. Sin embargo, pasado un confinamiento de alrededor de 6000 psi, la calidad del agente de sostén como soporte de la fractura disminuye y se denota un marcado descenso de la conductividad de la fractura a partir de este punto.

Los ensayos realizados permiten analizar el comportamiento de las fracturas inducidas a través de la estimulación hidráulica en yacimiento no convencionales como lo es la formación Vaca Muerta. Análisis detallados de este comportamiento permite evaluar protocolos de puesta en producción de los pozos y optimizar el diseño de las fracturas hidráulicas buscando maximizar la producción de hidrocarburos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a YPF SA y a YPF Tecnología SA (Y-TEC) por permitirles publicar este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- API RP-19D. 2008. "Measuring the Long-term Conductivity of Proppants".
- Asgian, M. I., P. A. Cundall, B. H. Brady, 1995, "Mechanical stability of propped hydraulic fractures: A numerical study", SPE 28510.
- Baldini, M., C. M. Carlevaro, M. Sánchez, L. A. Pugnali, 2018, "Numerical simulation of proppant transport in a planar fracture. A study of perforation placement and injection strategy", Under review.
- Bear, J., 1972, "Dynamics of Fluids in Porous Media", Am. Elsevier, New York.
- Chen, Y. F., J. Q. Zhou, S. H. Hu, R. Hu, C. B. Zhou, 2015, "Evaluation of Forchheimer equation coefficients for non-Darcy flow in deformable rough-walled fractures", Journal of Hydrology, 529, 993–1006.
- Economides, M. J., T. Martin. 2007, "Modern Fracturing, Enhancing Natural Gas Production", Energy Tribune Publishing Inc. Houston.
- Fernandez, M. E., M. Baldini, L. A. Pugnali, M. Sánchez, A. R. Guzzetti, C. M. Carlevaro, 2015 "Proppant transport and settling in a narrow vertical wedge-shaped fracture", in 49th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association.
- Fredd, C. N., S. B. McConnell, C. L. Boney, K. W. England, 2000, "Experimental study of hydraulic fracture conductivity demonstrates the benefits of using proppants", SPE 60326.
- Janse, T., D. Zhu, A. D. Hill, 2015, "The effect of rock mechanical properties on fracture conductivity for shale formations", Presentado en SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA.

- Kamenov, A., D. Zhu, A. D. Hill, J. Zhang, 2013, "Laboratory measurement of hydraulic fracture conductivities in the Barnett shale", Presentado en SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA
- Li, Y., Y.F. Chen, C.B.Zhou, 2014, "Hydraulic properties of partially saturated rock fractures subjected to mechanical loading", *Eng. Geol.* 179, 24–31.
- Long, J.C.S., J.S. Remer, C.R. Wilson, P.A. Witherspoon, 1982, "Porous media equivalents for networks of discontinuous fractures", *Water Resour. Res.* 18(3), 645–658.
- Malhotra, S., E. R. Lehman, M. M. Sharma, 2013, "Proppant placement using alternate-slug fracturing", SPE 163851.
- Milton-Taylor, D., C. Stephenson, M. I. Asgian, 1992, "Factors affecting the stability of proppant in propped fractures: Results of a laboratory study", SPE 24821.
- Mittal, A., C. S. Rai, C. H. Sondergeld, 2017, "Laboratory investigation of proppant-pack conductivity: Eagle Ford and Vaca Muerta shale", *URTeC* 2670951
- Reinicke, A. 2011, "Mechanical and hydraulic aspects of rock-proppant systems: Laboratory experiments and modelling approaches", Tesis doctoral, Universidad de Potsdam.
- Sahai, R. J. L. Miskimins, K. E. Olson, 2014, "Laboratory results of proppant transport in complex fracture systems", in SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Su, K., Y. Sanz Perl, A. Onaisi, H. Pourpark, S. Vidal-Gilbert, 2017, "Experimental study of hydromechanical behavior of fracture of Vaca Muerta gas shale", in 51st US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association.
- Tsai, K., E. Fonseca, S. Degaleesan, E. Lake, 2012, "Advanced computational modeling of proppant settling in water fractures for shale gas production", SPE 151607.
- Wu, W., P. Kakkar, J. Zhou, R. Russel, M. M. Sharma, 2017, "An experimental investigation of the conductivity of unpropped fractures in shales", SPE 184858
- Zhang, J., A. Kamenov, D. Zhu, A.D. Hill, 2015, "Measurement of realistic fracture conductivity in the Barnett shale", *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources* 11, 44–52.
- Zimmerman, R.W., Bodvarsson, G.S., 1996. "Hydraulic conductivity of rock fractures" *Transp. Porous Media* 23 (1), 1–30.