

DAÑO DE FORMACIÓN EN LA CARA DE LA FRACTURA: IMPLICANCIAS EN ROCAS TIGHT, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Silvia Ofelia¹, Gastón Iovine¹

1: YPF S.A., ofelia.silio@ypf.com, gaston.iovinepalafox@ypf.com

Palabras clave: Daño de formación, Rocas tight

ABSTRACT

Formation damage in the fracture face: implications for *tight* rocks, San Jorge basin.

Formation damage generates important deterioration in the petrophysical properties of the reservoirs. The case of this study corresponds to a well in the province of Santa Cruz, Argentina, with productions much lower than expected, coming from *tight* reservoirs ($K < 0,1$ mD). To evaluate the presence of damage, a new laboratory technique was applied to simulate a hydraulic frac stage during which the gelled fluid for frac remained in contact with the reservoir for more than thirty days. Samples of a core were analyzed by physical measurements, thin sections and scanning with the electronic microscopy before and after immersing the samples in the frac fluid under reservoir conditions and for a period of twenty days. The lithologies analyzed were fine tuffs, tobaceous sandstones and very fine tuffs and in all three there was evidence of formation damage. Zeolites and chlorites were the minerals most susceptible to alteration with the frac gelled fluid and the main damage mechanisms were the physical and chemical alteration of zeolites and the loss of crystallinity in chlorites, in both cases with possible formation of residues obstructing the limited permeable throats of *tight* reservoirs.

INTRODUCCIÓN

El daño de formación es el mecanismo por el cual una intervención humana genera una desmejora en las características petrofísicas de los reservorios (Mucci 2006). Comprobar la ocurrencia de este proceso permite entender el comportamiento de un pozo puesto en producción, explicar caídas inesperadas en los caudales brutos y netos o aumentos indeseados en los cortes de agua. A su vez es necesario caracterizar y cuantificar el daño ya que la capacidad de flujo del pozo se ve fuertemente disminuida y esto impacta en los caudales de producción. En este trabajo se presenta una nueva técnica de laboratorio con enfoque mineralógico para identificar el daño de formación, útil para cualquier tipo de reservorio en contacto con cualquier tipo de fluido introducido por el hombre.

En este caso se aplica la metodología a la corona del pozo A, ubicado en el Flanco Oeste de la Cuenca del Golfo San Jorge. La roca de interés pertenece a la Formación Castillo del grupo Chubut (Lesta y Ferello, 1972). La estratigrafía de dicho grupo en esta zona se define en su base con

las Fms. Pozo D-129 y Matasiete, de edad Barremiano-Aptiano (Hechem *et al.* 1987). Esta unidad corresponde a depósitos lacustres pelíticos, arenosos, carbonáticos y tobáceos cuya sedimentación se vio controlada por un período de enfriamiento y subsidencia termal *post-rift* (Barcat *et al.* 1984, Homovc *et al.* 1993), que da origen a la roca madre más importante de la cuenca. Por encima suprayacen las Fms. Castillo y Bajo Barreal (Lesta y Ferello, 1972; Sciutto 1981; Clavijo 1986), constituidas por areniscas, pelitas y tobas depositadas en ambiente fluvial y deltaico con influencia de importantes episodios eruptivos. Estas dos unidades representan la colmatación del lago de la Fm. Pozo D-129 y conforman los reservorios más explotados de la Cuenca del Golfo San Jorge (Hechem 1994).

CRETÁCICO	SUPERIOR	Maastrichtiano	Grupo Chubut	Bajo Barreal superior
		Campaniano		
		Santoniano		Bajo Barreal inferior
		Coniaciano		
		Turoniano		
		Cenomaniano		
	INFERIOR	Albiano		Castillo
		Aptiano		Pozo D-129
		Barremiano		

Tabla 1. Columna estratigráfica del Grupo Chubut, Cuenca del Golfo San Jorge. Modificada de Fitzgerald et al 1990, Hechem y Strelkov 2002).

El sondeo estudiado se realizó con el objetivo de investigar la base de la Fm. Castillo, actual objetivo exploratorio *tight* del área de trabajo. Durante la perforación los pronósticos fueron muy alentadores, ya que se observaron eventos de surgencia, muestras de *cutting* con hidrocarburo fresco fluorescente y perfiles eléctricos que sugerían la existencia de reservorios con buenas saturaciones y espesores. Sin embargo, una vez puesto en producción, el pozo no cumplió con las expectativas.

El objetivo de este trabajo es evaluar la ocurrencia de daño de formación generado en la cara de la fractura debido a la interacción entre la roca y el gel de estimulación hidráulica, el cual permaneció en contacto con los reservorios *tight* durante más de treinta días. A su vez se analizará si la alta proporción de arcillas y ceolitas influyó en la presencia de daño, por ser minerales sensibles a cambios de pH y salinidad (Dodd *et al.* 1954).

METODOLOGÍA

Para aplicar esta técnica se utilizaron seis *plugs* representativos de las tres litologías observadas en la corona: tobas finas, arenitas tobáceas y tobas muy finas. Los mismos se seleccionaron en

base a los datos de difracción de rayos X para evaluar rocas con altos porcentajes de arcillas y ceolitas. Posteriormente fueron sumergidos en el fluido de fractura en una celda en condiciones de reservorio (150 °C y 6000 psi) durante un período de 20 días para simular lo ocurrido durante el evento de Terminación del Pozo A. Transcurrido dicho período, los *plugs* se analizaron mediante cortes petrográficos, microscopia electrónica de barrido (MEB) y mediciones de permeabilidad antes y después del tratamiento con gel de estimulación para evaluar si se produjeron desmejoras en las características petrofísicas de la roca (Fig. 1).

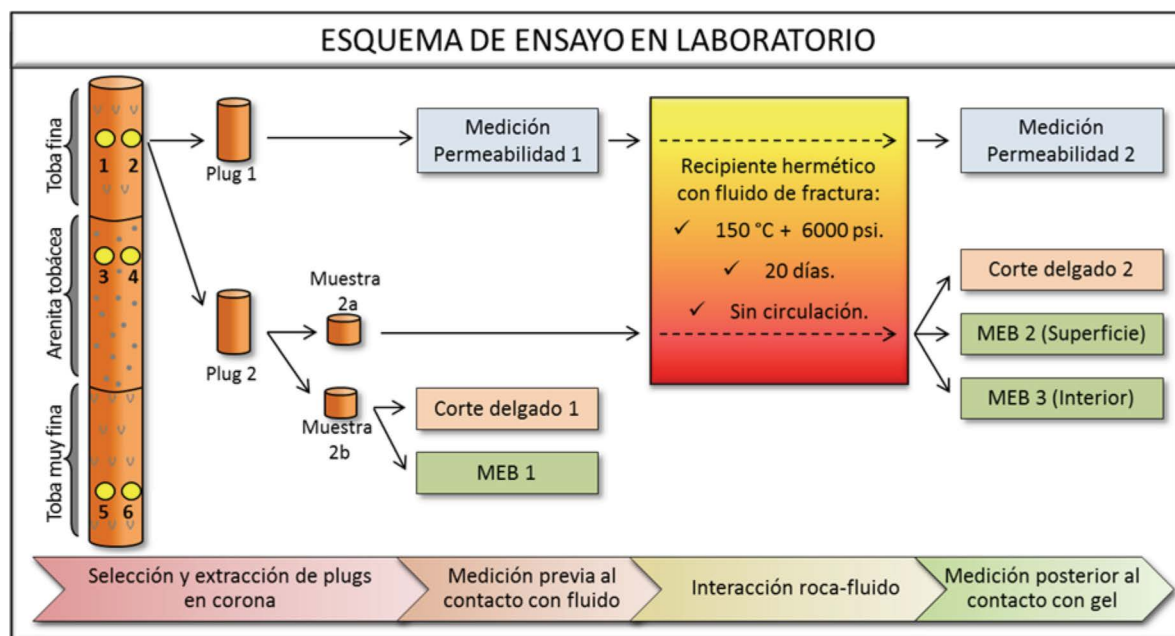


Figura 1. Esquema del ensayo en laboratorio. El procedimiento se compone de cuatro etapas: 1) toma de muestras; 2) mediciones petrofísicas iniciales; 3) contacto entre la muestra y el fluido en condiciones de reservorio durante un tiempo prolongado; 4) mediciones petrofísicas finales, para comparar con las iniciales.

RESULTADOS

En concordancia con lo planteado en la hipótesis original, los tres grupos de muestras mostraron desmejoras irreversibles en sus características petrofísicas luego del tratamiento con gel de fractura, lo que indica presencia de daño de formación. A continuación, se detallan las evidencias en base a los resultados de laboratorio:

Litología 1: Toba fina

En cuanto a los registros cuantitativos, se realizaron mediciones de permeabilidad antes y después de someter a las muestras al tratamiento con gel de fractura. Se observó una marcada reducción en la permeabilidad de la roca ya que ni siquiera fue posible circular fluido a través del *plug* luego del contacto con el gel de fractura (Fig. 2).

Según lo observado bajo microscopio electrónico de barrido (Fig. 3), se identificó alteración en las ceolitas evidenciada por la desaparición de parches de cemento de laumontita. También se observó la aparición de fragmentos de ceolitas concentradas y obstruyendo zonas de microfisuras.

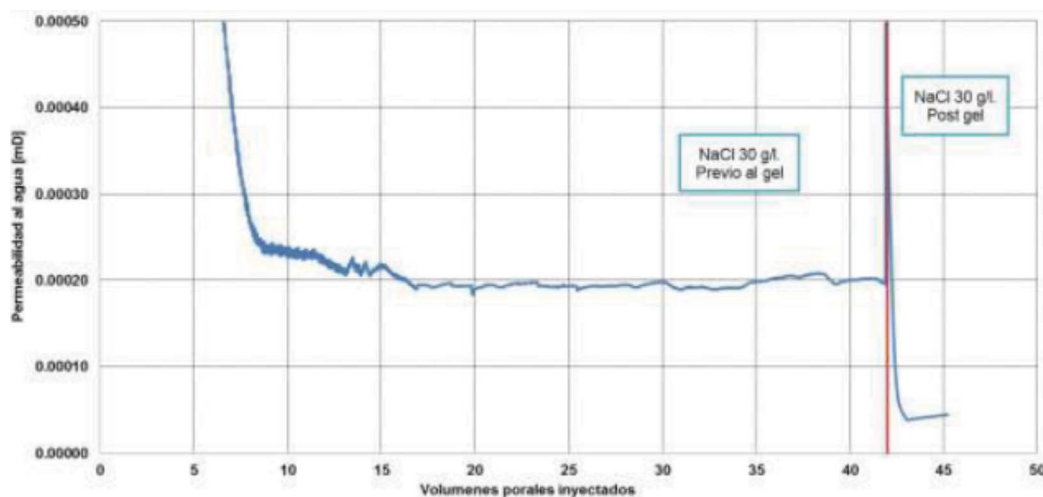


Figura 2. Medición de permeabilidad expresada en mili Darcys en la litología 1 (toba fina). La línea roja representa la división entre los valores de permeabilidad medidos antes y después del tratamiento con gel de fractura. Luego del tratamiento la reducción de permeabilidad fue tal que no se pudo hacer circular fluido a través del *plug* para medir la permeabilidad.

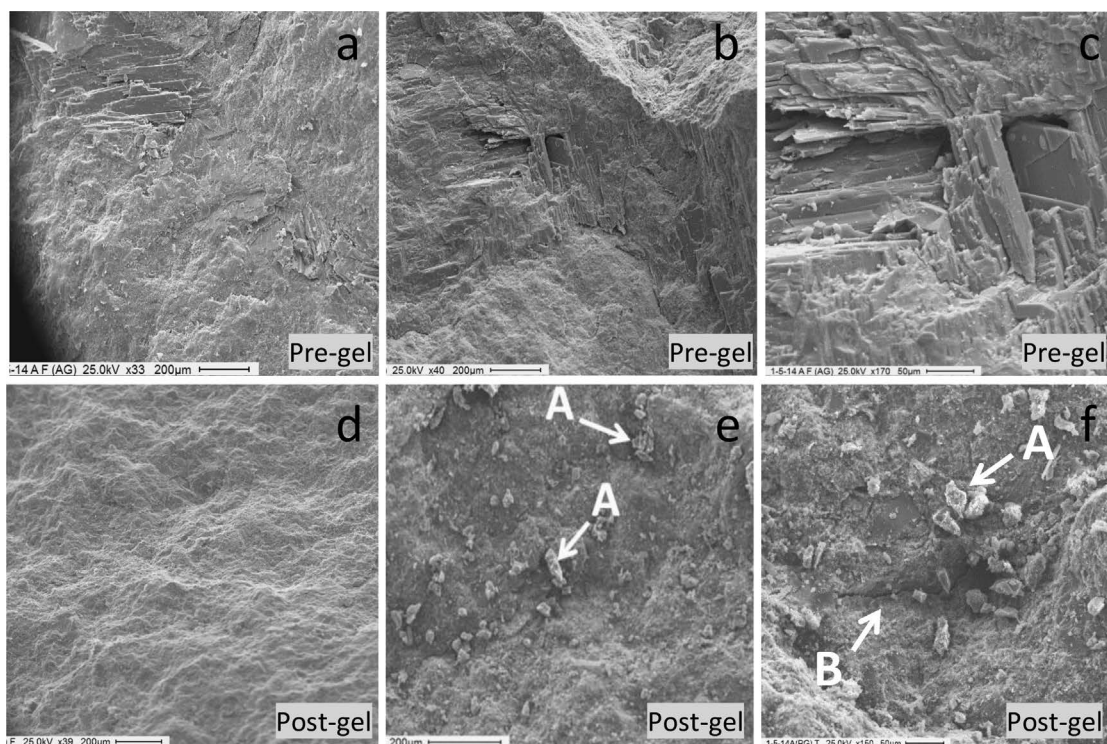


Figura 3. Imágenes tomadas con el microscopio electrónico de barrido. Las figuras a, b y c corresponden a la muestra antes de ser sometida al tratamiento con gel de fractura. Se observan parches de cristales de ceolitas con moderado habito cristalino. Las figuras d, e y f corresponden a la muestra luego de ser sometida al tratamiento. Se observa que desaparecen los parches de ceolita (d) y aparecen fragmentos de este mineral (A) concentrados en zonas de microfisuras (B).

Litología 2: Arenisca Tobácea

En este caso, las mediciones de permeabilidad antes y después del tratamiento con gel de fractura mostraron un deterioro de la misma, aunque más leve que en las tobas finas. A su vez, esta disminución fue irreversible ya que al circular prolongadamente el fluido, no se recuperaron los valores originales de permeabilidad antes del tratamiento (Fig. 4).

Al analizar la muestra con cortes delgados (Fig. 5), se observó disolución de ceolitas, en especial los parches de laumontita. Este proceso generaría residuos que obstruyen las gargantas porales y causarían las disminuciones en la permeabilidad.

Este fenómeno se observó también en las muestras analizadas con MEB (Fig. 6), en las cuales se identificaron cristales mayores de ceolitas con oquedades producidas por disolución parcial. Paralelamente, en los minerales arcillosos se observó alteración de las extensas rosetas de cloritas que cubrían los poros antes del tratamiento con gel de estimulación. Este mineral evidenció una alteración que ocasionó pérdida en el hábito cristalino y estado de conservación de las rosetas.

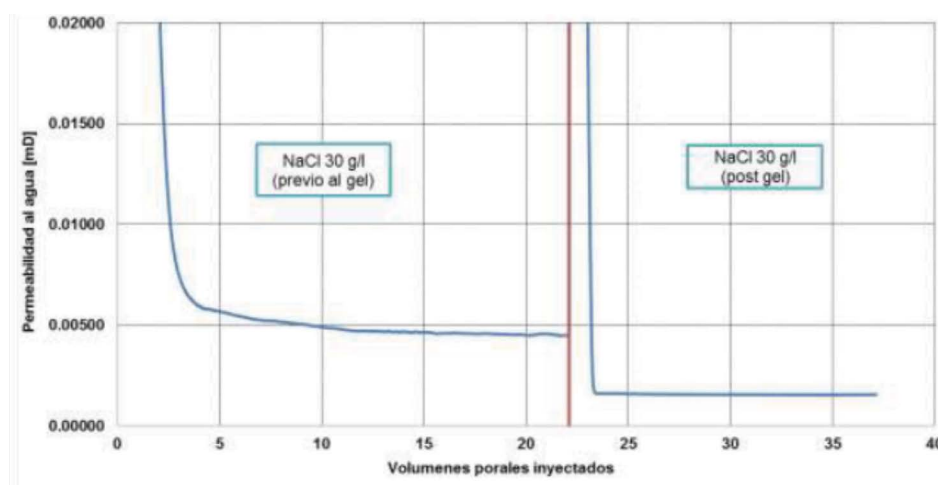


Figura 4. Medición de permeabilidad expresada en mili Darcys en la litología 2 (arenisca tobácea). La línea roja representa la división entre los valores de permeabilidad medidos antes y después del tratamiento con gel de fractura. Luego del tratamiento se observó una disminución irreversible en la permeabilidad del reservorio.

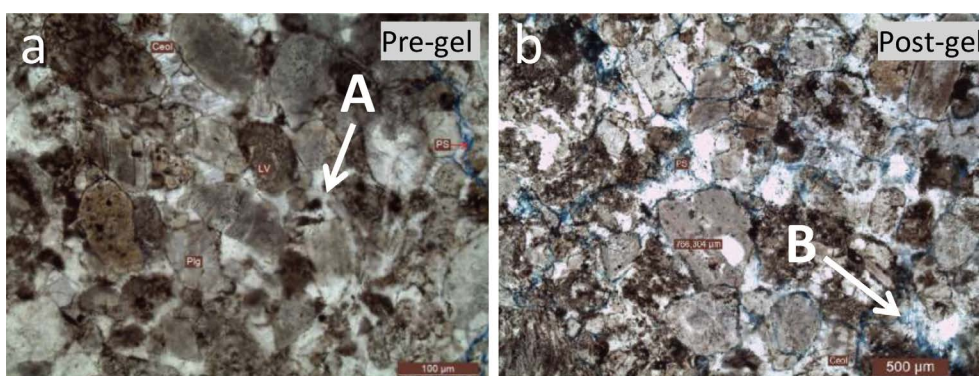


Figura 5. Cortes delgados de la litología 2 (arenisca Tobácea). La figura a corresponde a la muestra antes de ser sometida al tratamiento con gel de fractura. Se observa cemento ceolítico (A) rellenando espacios intergranulares. La figura b corresponden a la muestra luego de ser sometida al tratamiento. Se observa disolución de los cristales de ceolitas (B).

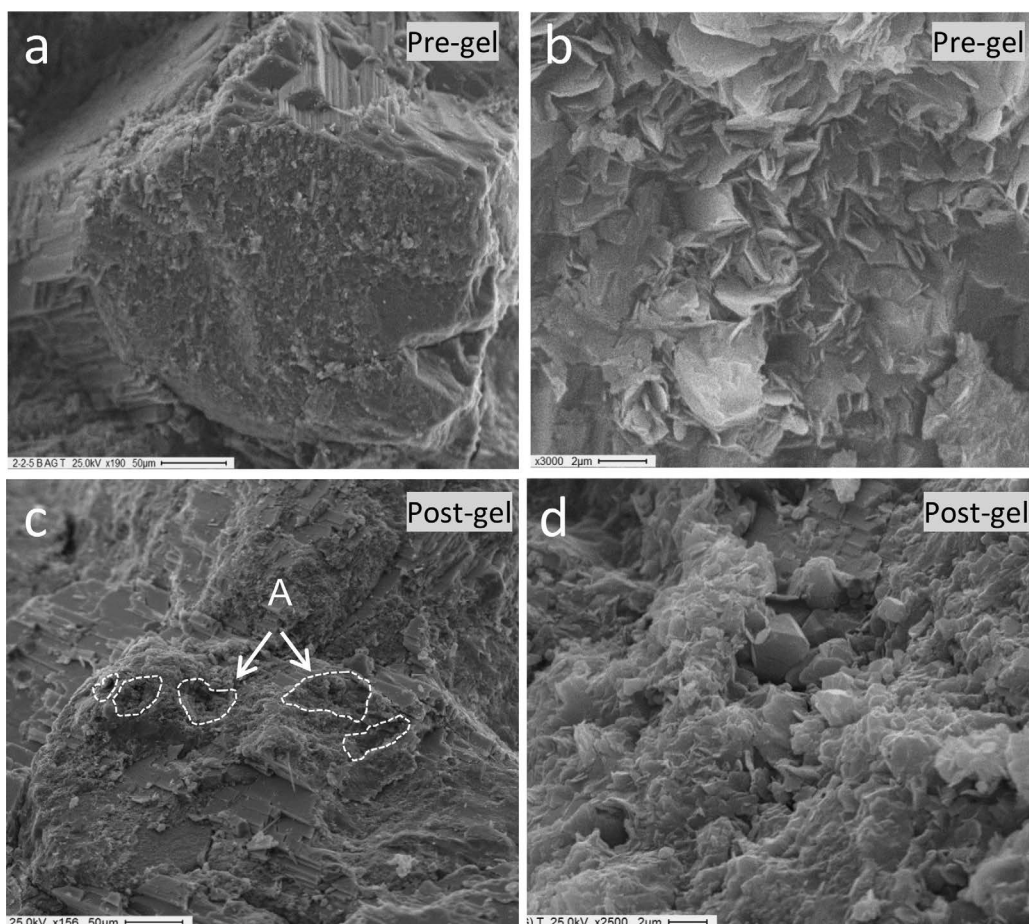


Figura 6. Imágenes tomadas con el microscopio electrónico de barrido. Las figuras a y b corresponden a la muestra antes de ser sometida al tratamiento con gel de fractura. Se observa un clasto cubierto por ceolitas con buena cristalinidad (Fig a) y un buen desarrollo de rosetas de cloritas (Fig b). Las figuras c y d corresponden a la muestra luego de ser sometida al tratamiento. En la figura c se observan oquedades en las ceolitas por disolución parcial (A) y en la figura d se observa pérdida de cristalinidad posterior al tratamiento con gel de fractura.

Muestra 3: Toba muy fina

Por último, aunque en las muestras de toba muy fina no fue posible realizar mediciones de permeabilidad debido al mal estado de los *plugs* (fracturados), puede observarse que las mismas sufrieron procesos similares a los actuantes en las tobas finas. Al analizar las muestras con MEB (Fig. 7), se comprobó nuevamente la susceptibilidad de las ceolitas ante el fluido estudiado, las cuales sufrieron procesos de disolución, alteración del hábito cristalino tabular bien desarrollado y la consecuente generación de residuos asociados que obstruyen las escasas vías permeables disponibles (rocas *tight*).

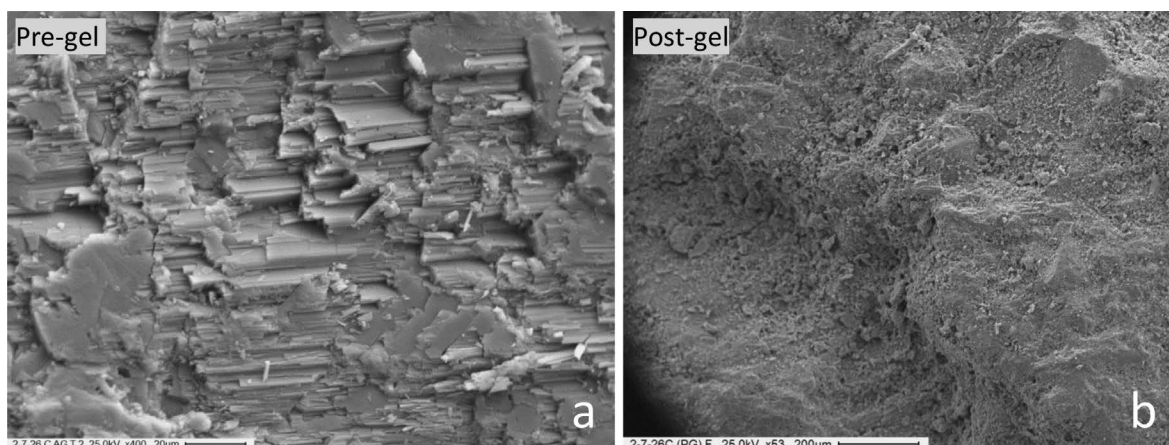


Figura 7. Imágenes tomadas con el microscopio electrónico de barrido. La figura a corresponde a la muestra antes de ser sometida al tratamiento con gel de fractura. Se observan cristales de ceolitas con buen desarrollo de hábito cristalino tabular. La figura b corresponde a la muestra luego de ser sometida al tratamiento. Se observa que desaparecen los parches de ceolita y aparecen numerosos fragmentos de este mineral concentrados en zonas de microfisuras.

DISCUSIONES

En este caso, las muestras analizadas de la Fm. Castillo poseen altos porcentajes de minerales secundarios como arcillas y ceolitas ($>20\%$), las cuales son altamente inestables frente a cambios de pH, salinidad, temperatura y presión (Marshall 1949, Dodd *et al* 1954; Surdam 1979; Wilson *et al.*, 2014). Por otra parte, debido a su baja permeabilidad, estas rocas se clasifican como *tight* ($K < 0,1$ mD), lo que significa que las gargantas porales son muy pequeñas. Es entonces que la combinación de estos dos factores es crítica ya que el espacio capilar es tan reducido que, incluso una alteración mineral leve, puede disminuir el espacio poral en un gran porcentaje (Baptist *et al* 1954). Gdanski *et al.* (2006) demostró que incluso una moderada intensidad de daño en la matriz cercana a la cara de las fracturas en rocas *tight* puede generar una pérdida casi total de la permeabilidad, muy difícil de recobrar incluso con largos períodos de tratamiento.

Es decir que las rocas *tight* con alto porcentaje de minerales inestables son las más susceptibles a sufrir daño de formación, por lo que es importante identificarlas para estudiar cuáles son los fluidos problemáticos que las alteran, o al menos reducir al máximo el tiempo de contacto de estos fluidos con la roca. De esta manera se evitaría dañar irreversiblemente la formación, lo que torna inútiles los esfuerzos necesarios para llevar a cabo un proyecto.

CONCLUSIONES

Luego de analizar los resultados se pudo concluir que:

- La nueva técnica de laboratorio propuesta cumplió con su objetivo de caracterizar y magnificar el daño de formación.
- Las mediciones de permeabilidad comprobaron la presencia de daño de formación.

- Las ceolitas y las cloritas fueron los minerales más susceptibles a la alteración con el gel de fractura.
- Los principales mecanismos de daño fueron la alteración física y química de ceolitas y la pérdida de cristalinidad en cloritas, en ambos casos con posible formación de residuos.
- Debido a que las rocas *tight* con alto porcentaje de minerales inestables son las más susceptibles a sufrir daño de formación, es importante identificarlas para estudiar cuáles son los fluidos problemáticos que las alteran y así evitar dañar irreversiblemente la formación.

AGRADECIMIENTOS

Al grupo de Exploración de la CGSJ por su acompañamiento y aporte diario, a los referentes técnicos por las valiosas revisiones realizadas y a YPF S.A. por brindar el marco necesario para llevar a cabo este estudio y posterior difusión.

REFERENCIAS CITADAS

- Baptist, O.C. y S.A. Sweeney, 1954. "The effect of clays on the permeability of reservoir sands to waters of different saline contents", Pacific Coast Regional Conference on Clays and Clay Technology, Junio 25-26, 1954, Berkeley, California, p. 505.
- Barcat, C., Cortiñas, J.S., Nevistic, V.A., Stach, N.H. y H.E. Zucchi, 1984. "Geología de la región comprendida entre los lagos Musters- Colhué Huapí y la sierra Cuadrada, Depto. Sarmiento y Paso de Indios, provincia del Chubut", 9° Congreso Geológico Argentino, Actas 2: 263-282, Buenos Aires.
- Clavijo, R., 1986. "Estratigrafía del cretácico inferior en el sector occidental de la Cuenca Golfo San Jorge", Boletín de Informaciones Petroleras 9: 15-32.
- Dodd C. G, F. R. Conley y P. M. Barnes, 1954. "Clay Minerals in Petroleum Reservoir Sands and Water Sensitivity Effects Clays and Clay Minerals", 1954 3 : 221-238.
- Fitzgerald, M.G., Mitchum, R.M., Uliana, M.A. y K.T. Biddle, 1990. "Evolution of the San Jorge Basin, Argentina", American Association of Petroleum Geologists, Bulletin 74: 879-920.
- Gdanski, R., D. Fulton y C. Shen, 2006. "Fracture Face Skin Evolution during Cleanup", Annual Technical Conference and Exhibition, Texas.
- Hechem, J.J., Figari, E.G. y E.A. Musacchio, 1987. "Hallazgo de la Formación Pozo D-129", Petrotecnia 28: 13-15.
- Hechem, J.J., 1994. "Modelo predictivo de reservorios en un sistema fluvial efímero del Chubutiano de la cuenca del Golfo San Jorge, Argentina", Revista de la Asociación Argentina de Sedimentología 1: 3-14.
- Hechem J.J. y E.E Strelkov, 2002. "Secuencia sedimentaria mesozoica del Golfo San Jorge", Haller, J.M. (ed) Geología y recursos Naturales de Santa Cruz, pp. 129-147, Buenos Aires.
- Homocv, J.F., Conforto, G.A. y P.A. Lafourcade, 1993. "Faja Plegada en el subsuelo de la Cuenca del Golfo San Jorge. Ejemplo de inversión tectónica", 12° Congreso Geológico Argentino y 2° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 3: 233-240, Mendoza.

- Marshall, C. E., 1949. "Colloid chemistry of the silicate minerals", New York, Academic Press, 195 pp.
- Lesta, P. y R. Ferello, 1972. "Región extraandina del Chubut y norte de Santa Cruz", Leanza, A.F. (Ed.) Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencias: 601-654, Córdoba.
- Mucci, M., 2006. "Daño de formación y estimulación ácida", PRIDE-San Antonio, Argentina, 392 p., Buenos Aires.
- Sciutto, J.C., 1981. "Geología del codo del río Sen-guerr, Chubut, Argentina", Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 203-219, Buenos Aires.
- Surdam R. C., 1979. "Zeolite deposits in the Basin and Range Province". Utah Geologic Association Basin/Range Symp, p.431.
- Wilson, M., L. Wilson e I. Patey, 2014. "The influence of individual clay minerals on formation damage of reservoir sandstones: a critical review with some new insights", Clay Minerals, 49: 147-164.