

EVALUACIÓN DE DAÑO A LA FORMACIÓN: ESTUDIOS PETROFÍSICOS, GEOLÓGICOS Y DE CALIDAD DE AGUAS

Barrios, M. B., InLab S.A., bbarrios@inlab.com.ar; Cabrera, M. A., InLab S.A., mcabrera@inlab.com.ar;
Canestro, M. F., InLab S.A., fcanestro@inlab.com.ar; Varas, M. D., YPF S.A., mario.varas@ypf.com

Palabras claves

Expansión de arcillas, Sólidos en suspensión, Migración de finos, Compatibilidad de aguas, Ensayo de daño, Daño de formación

Resumen

El objetivo de la presente contribución técnica es visualizar la multiplicidad de fenómenos de daño a la que están sometidas las formaciones geológicas durante las operaciones de campo y, en base a mediciones de laboratorio, colaborar con la toma de decisiones operativas tanto en forma predictiva como reactiva.

La metodología de laboratorio permite obtener una interpretación individual de los diferentes procesos de daño al poder aislar parcialmente cada uno de ellos. Los ensayos implican una primera instancia de caracterización de muestra virgen mediante estudios petrofísicos y geológicos, así como también una caracterización fisicoquímica de los fluidos a inyectar. Se diseñan experimentos de flujo en medio poroso en condiciones de reservorio para obtener parámetros que permitan cualificar las modificaciones generadas al medio poroso por el fluido. Al concluir los ensayos se efectúa una nueva caracterización del medio poroso para evaluar el estado final del mismo.

Los procesos de interacción roca-fluido analizados corresponden a fenómenos de expansión de arcillas, movimiento y migración de finos, compatibilidad de aguas con la formación e inyección de aguas con partículas en suspensión (orgánicas e inorgánicas).

Abstract

The purpose of the present technical contribution is to visualize the multiplicity of damage phenomena to which all geological formations are exposed to during field operations, and based in laboratory experiments, contribute with the operational decision making both in predictive and reactive ways.

Laboratory perspective allows a detailed interpretation of damage phenomena by partially isolating each one of them. Experiments involve a first stage of characterization of virgin sample by geological and petrophysical studies as well as a physicochemical characterization of the fluids to be injected. Flow experiments at reservoir conditions in porous media are designed to obtain parameters that allow us to qualify the alterations generated to this media by the injected fluid. At the end of the experiments a new characterization of the porous media is performed to evaluate its final state.

Analyzed rock-fluid interaction processes correspond to clay-swelling phenomena, movement and migration of fines, water compatibility with the formation and water injection with suspended particles (organic and inorganic).

Introducción

El presente estudio se circunscribe a las areniscas de la Fm. Rayoso, perteneciente al grupo homónimo (figura 1), en el Flanco Norte de la Cuenca Neuquina.

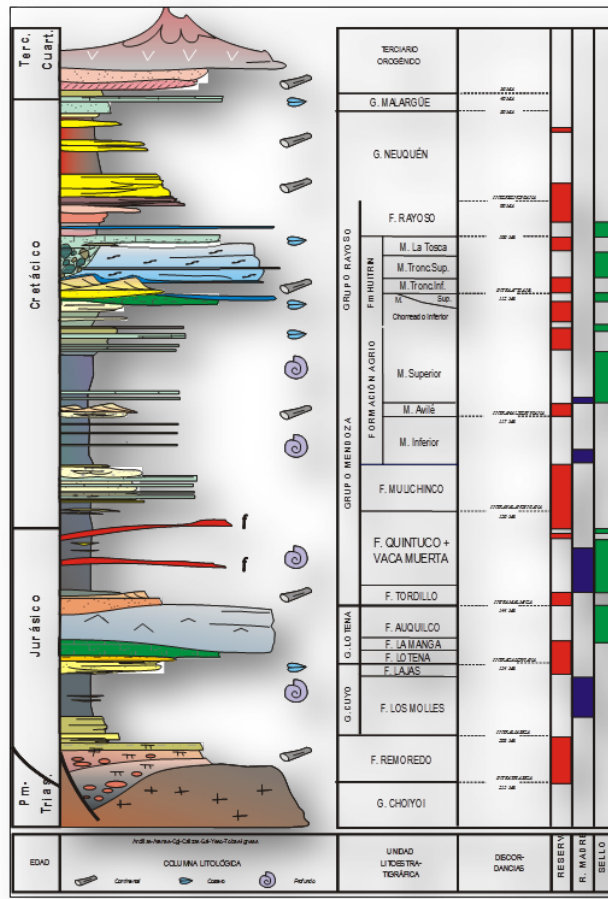


Fig. - 1: Columna estratigráfica esquemática del sector norte de la cuenca neuquina (modificados de Brisson *et al.*, 2000).

Estudios geoquímicos existentes indican que los hidrocarburos alojados en los reservorios provienen de la Fm. Vaca Muerta, la roca madre de edad Tithoniana.

Los niveles clásticos del Miembro Clástico de la Fm. Rayoso están constituidos por canales meandriformes, sistemas efímeros y de planicie de inundación, típicos de ambientes fluviales (Legarreta & Uliana, 1998), junto a ambientes lacustres de playa y flujos hiperpícnicos (Zavala *et al.* 2006, 2011). Algunas de estas características se observan en la figura 2.



Fig.- 2: Ambiente deposicional de la Fm. Rayoso, Miembro Clástico.

Antecedentes

Los potenciales mecanismos de daño que se pueden asociar al proceso de inyección de agua en estos reservorios son los a continuación se mencionan: expansión de arcillas; migración de finos e inyección de sólidos.

Los análisis petrográficos previos de las muestras de corona indican la presencia de caolinita, illita/esmectita, cemento dolomítico y feldespatos en el sistema poral.

La disminución en la inyectividad en los pozos hace necesario realizar estudios de laboratorio complementarios, para entender los fenómenos de interacción de la roca con el fluido y que eventualmente pueden alterar la composición y/o arreglos porales, originando de algún modo una reducción en la permeabilidad y, consecuentemente, en los caudales de agua inyectados.

Estudios de laboratorio

Los fenómenos de interacción roca-fluido responden a una multiplicidad de fenómenos acoplados tanto químicos como mecánicos (Bennion, 1999). En los ensayos de laboratorio se los busca evaluar de manera aislada para obtener una mejor descripción del impacto de cada variable bajo análisis durante el proceso de daño de formación. En este caso, se hace énfasis en la interacción de las muestras con el agua de inyección en el reservorio, tanto química como mecánicamente.

Una secuencia general de mediciones incluye los siguientes puntos de evaluación:

- Caracterización fisicoquímica de las muestras del fluido a estudiar: análisis de aniones y cationes, pH, densidad, viscosidad, distribución de tamaño de partículas por difracción láser o conteo, y contenido de material particulado tanto orgánico como inorgánico.
- Caracterización petrofísica y geológica de la roca: difracción de rayos X (DRX), microscopia electrónica de barrido (MEB), petrografía de corte delgado, porosidad, permeabilidad y distribución de tamaño de garganta poral.

- Ensayos de flujo en medios porosos en condiciones de temperatura y presión de reservorio: en esta etapa se evalúan las diversas alternativas de daño, sugeridas por las problemáticas de campo o de manera predictiva en los proyectos de recuperación secundaria aun no iniciados. Se evalúa el daño asociado a altos regímenes de flujo (velocidad crítica), superación del umbral de concentración salina que induce la expansión de arcillas (salinidad crítica), compatibilidad ante la inyección de distintas calidades de agua (susceptibilidad a la mezcla), susceptibilidad ante las características ácidas o básicas de los fluidos inyectados (susceptibilidad al pH básico/ácido) y, por último, susceptibilidad a la inyección de material particulado en suspensión (susceptibilidad a sólidos y/o hidrocarburos dispersos).

Los fluidos ensayados (muestras actuales de agua de inyección o factibles de ser utilizadas) fueron identificados como se indica en la tabla 1:

Tabla 1 - Características de los fluidos ensayados		
Agua	Salinidad equivalente [g/l NaCl Total]	Sólidos en suspensión [ppm]
Agua de purga	40	65
Agua salada	18	38
Agua dulce	1	2

Como se observa en la tabla anterior, el agua de purga presenta una salinidad equivalente que permitió utilizarla como agua de referencia, ya que a partir de esta salinidad se evitan alteraciones en la fracción arcillosa expansible (en caso de que la hubiera, Mohan y Fogler 1997). La utilización de otras referencias, tales como soluciones de cloruro de potasio (KCl) o fluidos orgánicos, podrían resultar en una sobreestimación de la velocidad crítica del sistema (Amaerule *et al.*, 1988).

Previamente a los estudios propios de este trabajo, se realizó un ensayo de velocidad crítica con la finalidad de determinar el punto a partir del cual la muestra es dañada mecánicamente. A partir de esto, los ensayos analizados se llevaron a cabo al 50% de la velocidad crítica (8 ft/d) para evitar el solapamiento de este proceso con el resto de los fenómenos a estudiar.

Consideraciones generales

La caracterización de los fenómenos de daño a la formación como consecuencia de la presencia de arcillas expansibles o bien por movilización de arcillas resulta de gran importancia a la hora de justificar económicamente la aplicación de costosas medidas reactivas o correctivas. La sensibilidad de la formación ante un determinado tipo de fluido depende no sólo de las características del mismo, sino también del tipo de arcilla presente en la roca y de la distribución de las mismas dentro del espacio poral. Este trabajo tiene como finalidad analizar cuatro escenarios diferentes, considerando por un lado la reacción de interestratificados de illita/esmectita ante fluidos con diferentes salinidades, así como también la reacción de arcillas caoliníticas ante variaciones de pH.

Interestratificados de illita/esmectita

Todos aquellos interestratificados que presenten arcillas propensas a expansión conformarán un peligro potencial ante la inyección de fluidos. Entre todas las arcillas con dicha tendencia, la esmectita es la que presenta el mayor potencial de expansión ante fluidos de baja salinidad. Las muestras

analizadas en el presente trabajo presentan interestratificados de illita/esmectita, lo que amerita especial atención al momento de inyectar un fluido acuoso.

Los interestratificados de illita/esmectita conforman una etapa intermedia en la transformación de la totalidad de esmectita a illita como parte de la diagénesis. Dependiendo del grado de madurez alcanzado por la roca, la proporción de cada arcilla dentro del interestratificado será diferente: a mayor madurez, mayor será la proporción illítica. Aun quedando remanente una baja cantidad de esmectita en los interestratificados, su capacidad de expansión ante las distintas concentraciones de soluciones salinas será igual de importante. Este tipo de arcilla presenta dos estadios de expansión: en una primera instancia se alcanza un estado de expansión cristalina que resulta reversible. Si el fenómeno de intercambio iónico con la solución circundante continúa, se alcanza una etapa de expansión (o hinchamiento) osmótico en el que los cationes presentes en las arcillas son reemplazados por cationes de mayor radio iónico resultando un proceso irreversible (Mohan *et al.*, 1993; Mohan & Fogler, 1997). Este último fenómeno es el encargado de generar daño a la formación como consecuencia de la disminución del radio hidráulico poral por expansión de arcillas presentes.

Caolinitas

Las arcillas caoliníticas no presentan capacidad de expansión, pero pueden sufrir dispersión y ser movilizadas fácilmente. Este último proceso contribuye a la migración de finos y puede generarse de manera directa, o bien ser inducido por otro proceso de daño previo, como la expansión de material esmectítico. La importancia del daño generado por migración de caolinitas estará relacionado con la fábrica clástica que presente la roca, la morfología de las arcillas, así como su grado de cristalinidad, la porosidad y permeabilidad de la formación, entre otros factores (Wilson *et al.*, 2014). Particularmente, estas arcillas presentan una alta susceptibilidad ante fluidos de pH alto y baja salinidad, ya que la variación de pH altera la repulsión electrostática y la atracción de Van de Waals entre las partículas, favoreciendo así el desagregado mecánico de los arreglos caoliníticos (Mohan & Fogler, 1997).

Susceptibilidad a la mezcla progresiva de aguas

Frente a la posibilidad de utilizar distintas fuentes de agua de inyección se requirió evaluar el punto crítico a partir del cual la mezcla de agua dulce y salada comienza a dañar la formación. Para esto se diseñó la siguiente secuencia de inyección:

- Inyección de agua de purga (referencia)
- Inyección de agua salada 100% v/v
- Inyección de sucesivas mezclas de agua salada a 10% de decremento en mezcla con agua dulce (ejemplo 90/10; 80/20, etc.)
- Inyección de agua dulce 100% v/v
- Inyección de agua de purga (referencia)
- Inyección de HCl 10%

Todos los fluidos inyectados fueron filtrados por membrana de 0.22 micrones. Con este filtrado se elimina el efecto de la incorporación de material particulado a la muestra dado que, como se mencionó anteriormente, se pretende estudiar independientemente cada potencial mecanismo de daño. La

muestra utilizada presenta la siguiente composición mineralógica, determinada mediante DRX (tabla 2):

Tabla 2 – Composición mineralógica determinada mediante DRX							
Muestra	Porcentaje mineral						
	Cuarzo	Feldespato potásico	Plagioclasa	Calcita	Dolomita	Interestratificado Illita/Esméctica no diferenciable	Caolinita
A	57.0	8.0	25.0	4.0	3.0	1.8	1.2

El difractograma asociado a la MUESTRA A es el mostrado en la figura 3. En este difractograma puede observarse que dentro de la fracción arcillosa se encuentra una baja proporción de interestratificados de illita/esméctica (como se remarca en la figura), lo cual le atribuye una pequeña capacidad de expansión ante fluidos de baja salinidad.

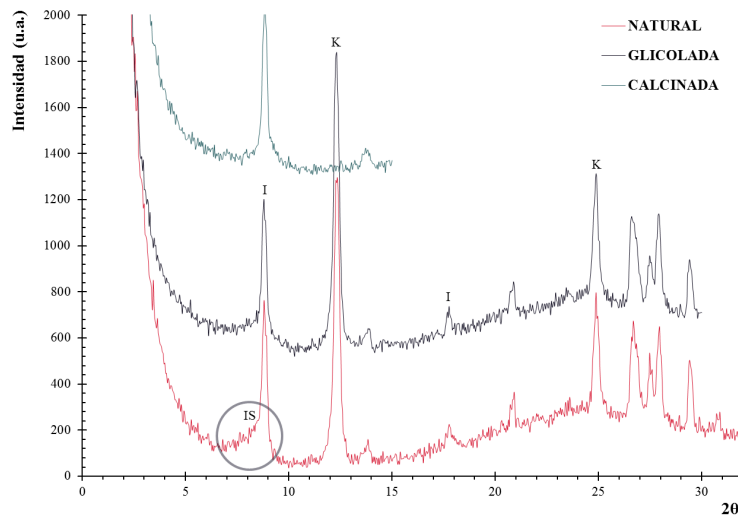


Fig. 3 - Difractogramas obtenidos a partir del análisis de la MUESTRA A natural, glicolada y calcinada. K, caolinita; I, illita; IS, interestratificados de illita/esméctica no diferenciables

Una vez concluido el ensayo, se observó que el proceso de daño tuvo lugar a partir de la inyección de agua con una proporción 70% agua salada / 30% agua dulce. Este fenómeno resulta visible en la figura 4, en la que se representa la evolución de la permeabilidad del sistema en función de los volúmenes porales inyectados en la secuencia de fluidos mencionada anteriormente (normalizando a un valor de referencia de permeabilidad como una situación de no-daño).

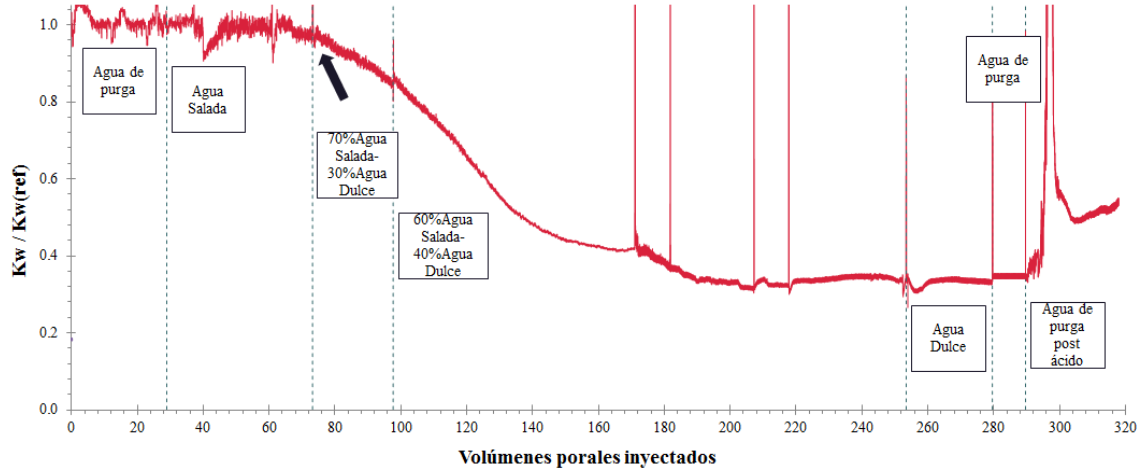


Fig. 4 – Respuesta de la permeabilidad (normalizada) del sistema ante la inyección de mezcla de aguas. La flecha negra indica el punto a partir del cual la muestra comienza a ser dañada. K_w , permeabilidad al agua; $K_w(\text{ref})$, permeabilidad al agua de referencia (situación de no-daño).

A partir de la integración de los datos geológicos y petrofísicos, tanto previos como posteriores al ensayo de barrido, y del análisis del efluente del barrido se describió el mecanismo de daño probable en los siguientes términos:

- Inyección agua salada (100%): sin variaciones de permeabilidad
- Inyección agua salada (70%) - agua dulce (30%): reducción del 20% de la permeabilidad de referencia (K_{ref}), lo cual se asocia a la desestabilización parcial de la baja proporción de arcillas expansibles presentes en la muestra (figura 5), sin presencia de material removido de la muestra en el fluido efluente del barrido

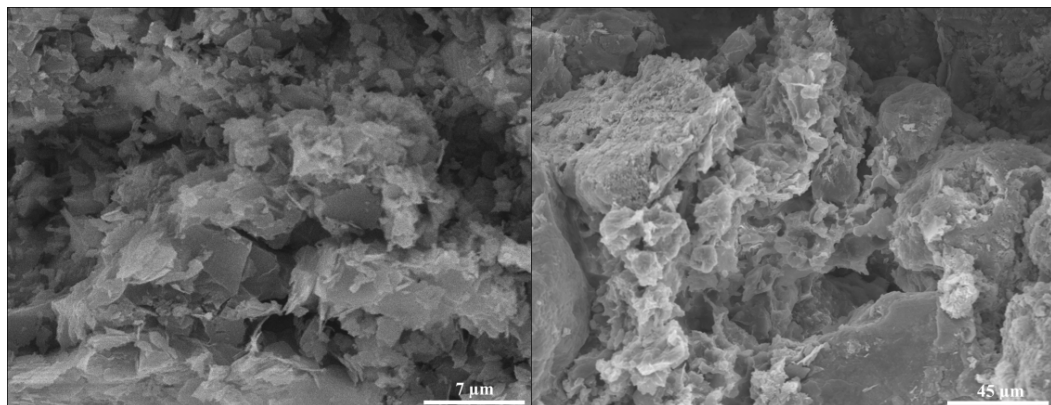


Fig. 5 - Interestratificados de illita/esmectita afectados por el ensayo de susceptibilidad a mezcla de aguas. Izq.: muestra pre-barrido, arreglos discretos arcillosos, con filamentos illíticos bien definidos y criptoporosidad intercrystalina; der.: muestra post-barrido con arcillas compactadas y fuertemente disueltas como consecuencia de la interacción con el fluido inyectado, colapso de la estructura con la consecuente oclusión del sistema poral, aumentando además la tortuosidad de las gargantas porales.

- Inyección agua salada (60%) - agua dulce (40%): reducción al 60% de K_{ref} , lo cual se asocia a una desestabilización de gran magnitud de la baja proporción de arcillas expansibles

presentes en la muestra, lo cual posiblemente desencadenó una migración de arcillas caoliníticas junto con el desagregado mecánico de los arreglos vermiculares de las mismas (Mohan *et al.*, 1993), generando una obstrucción de los poros de mayor tamaño

- Inyección agua de purga: sin modificaciones relevantes, con esto se concluye que el daño producido fue irreversible, ya que la inyección de este agua no logra estabilizar la baja proporción de arcillas expansibles, y/o la obstrucción generada por migración de caolinitas no se liberó
- Inyección HCl 10% en agua de purga: recuperación parcial del valor original de K_{ref} , asociado a la disolución casi total de los componentes carbonáticos cementantes que se presentaban en la muestra, evidenciado por ausencia de los mismos tanto mediante DRX, como mediante microscopía electrónica sobre la muestra post-barrido. La presencia de material arcilloso en el filtro del agua efluente permite inferir que parte de la matriz mineral también fue removida durante esta etapa del barrido
- Inyección agua de purga: recuperación de un 20% de la permeabilidad sin tratamiento con ácido, atribuible a la liberación de espacios porales por disolución del cemento carbonático al inyectar HCl al 10%

Susceptibilidad al cambio instantáneo de agua de inyección (“*water shock*”)

El experimento consistió en someter la muestra a un cambio brusco de salinidad del agua de inyección. Los pasos evaluados fueron los siguientes:

- Inyección de agua de purga (referencia)
- Inyección de agua dulce
- Inyección de agua de purga (referencia)

La muestra utilizada presenta la siguiente composición, determinada mediante DRX (tabla 3):

Tabla 3 – Composición mineralógica determinada mediante DRX					
Muestra	Porcentaje mineral				
	Cuarzo	Feldespato potásico	Plagioclasa	Interestratificado Illita/Esméctica no diferenciable	Caolinita
B	66.0	5.0	23.0	2.7	3.3

El difractograma asociado a la MUESTRA B es el siguiente (figura 6):

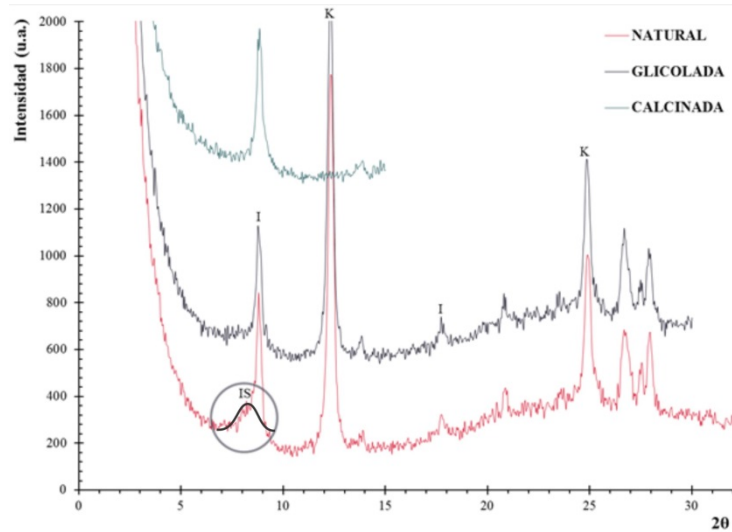


Fig. 6 - Difractogramas obtenidos a partir del análisis de la MUESTRA B natural, glicolada y calcinada. K, caolinita; I, illita; IS, interestratificados de illita/esméctica no diferenciables. Se resalta aproximadamente en $2\theta = 8^\circ$ la proporción de arcillas expansibles (dentro de interestratificados illita/esméctica).

Cabe destacar que en el difractograma de la MUESTRA B mostrado en la figura anterior se presenta una proporción considerable de interestratificados de illita/esméctica (como se remarca en la figura), con un pico casi separado del correspondiente a Illita pura, lo que indica que la proporción de esméctica dentro de arreglo es aun relevante, resultando entonces una roca especialmente sensible a fluidos con baja salinidad.

Una vez concluido el ensayo, se observó que, con la inyección de agua dulce, tuvo lugar un intenso proceso de daño. Como se observa en la figura 7, la baja proporción de arcillas expansibles dentro de los interestratificados fue suficiente para que la inyección de agua dulce produjera una modificación irreversible en la conductividad hidráulica del sistema poral.

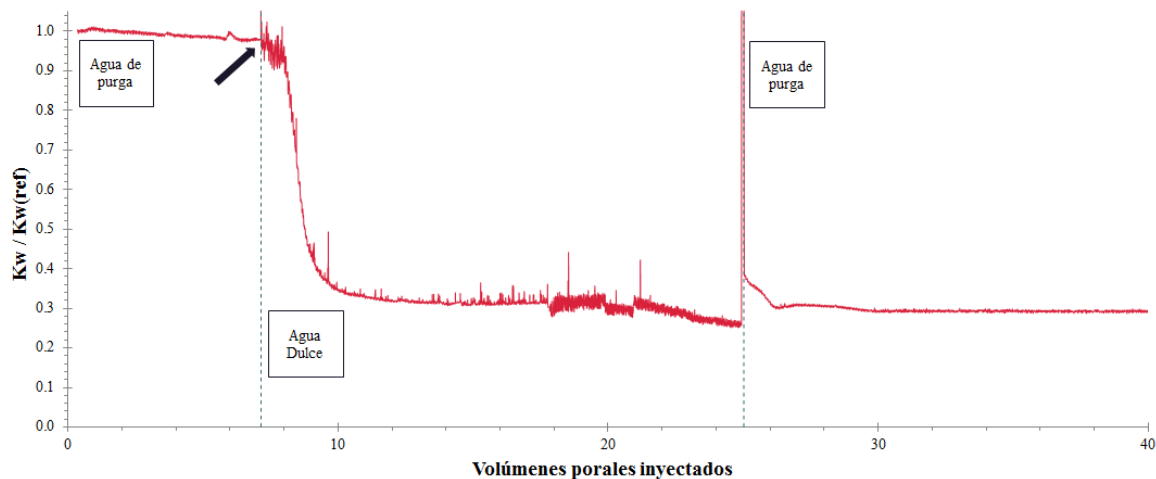


Fig. 7 - Respuesta de la permeabilidad del sistema ante el cambio de inyección de agua salada por agua dulce. La flecha negra indica el punto a partir del cual la muestra comienza a ser dañada. Kw, permeabilidad al agua; Kw(ref), permeabilidad al agua de referencia (situación de no-daño).

A continuación se muestra un ejemplo de un ensayo de susceptibilidad al cambio de inyección con un perfil de respuesta menos drástico que el de la muestra B (figura 8):

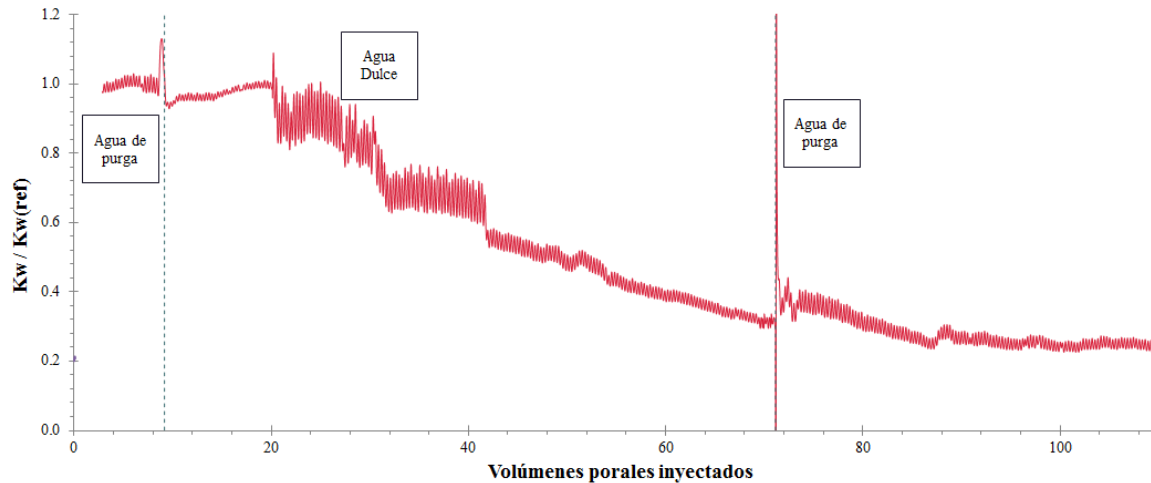


Fig. 8 - Respuesta de la permeabilidad del sistema ante el cambio de inyección de agua salada por agua dulce. Kw, permeabilidad al agua; Kw(ref), permeabilidad al agua de referencia (situación de no-daño).

El perfil de la figura 8 responde a una muestra B-bis, con una composición mineralógica similar al de la muestra B (tabla 4), pero con menor proporción de esmectica dentro del interestratificado illita/esmectica, como se observa en la figura 9.

Tabla 4 – Composición mineralógica determinada mediante DRX						
Muestra	Porcentaje mineral					
	Cuarzo	Feldespatos potásico	Plagioclasa	Dolomita/Ankerita	Interestratificado Illita/Esmectita no diferenciable	Caolinita
B-bis	60.0	9.0	21.0	2.0	3.6	4.4

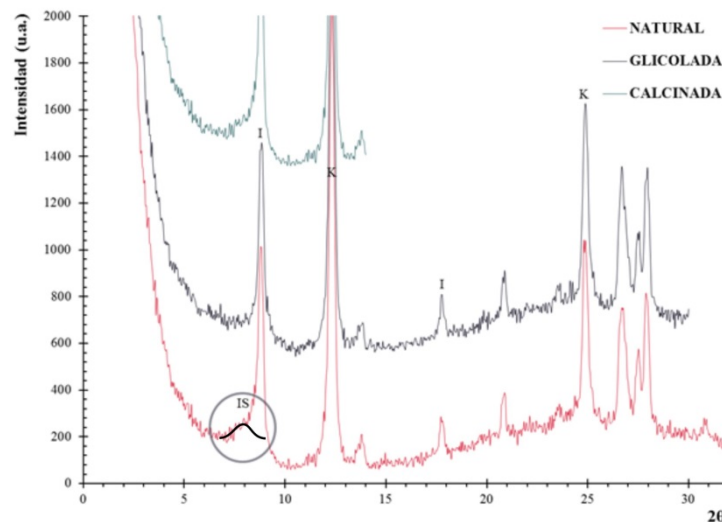


Fig. 9 - Difractogramas obtenidos a partir del análisis de una muestra de composición mineralógica similar a muestra B, natural, glicolada y calcinada. K, caolinita; I, illita; IS, interestratificados de

illita/esmética no diferenciables. Se resalta aproximadamente en $2\theta = 8^\circ$ la proporción de arcillas expansibles (dentro de interestratificados illita/esmética).

Se puede observar en la figura 7 que la reducción de la permeabilidad se registra a partir de los 10 volúmenes porales inyectados, mientras que en la figura 8 este fenómeno comienza a ser visible al inyectar 60 volúmenes porales. En base a esto cabe destacar que, si bien las rocas presentan una notable susceptibilidad a la inyección de agua de salinidad menor que la inicial, la respuesta que presente el sistema dependerá del tipo, distribución y la cantidad de arcilla presente en la roca, en particular, la proporción de material esmectítico tanto puro como dentro de interestratificados.

A partir de la integración de datos geológicos y petrofísicos, se describió el mecanismo de daño probable en los siguientes términos:

- Agua de purga: sin modificaciones relevantes
- Inyección de agua dulce (*water shock*): hinchamiento osmótico del bajo porcentaje de arcillas expansibles presentes en los interestratificados illita/esmectita (Mohan & Fogler, 1997), probablemente desencadenando migración de finos y generando, ambos procesos, una considerable obstrucción del sistema poral de la muestra. El análisis microscópico del filtrado del efluente de barrido mostró material arcilloso removido de la muestra a partir del barrido, lo que indica daño del material cementante de la muestra
- Inyección agua de purga: sin modificaciones relevantes, por lo que se interpreta hinchamiento no reversible de la fracción expansible de los interestratificados

Susceptibilidad al pH alcalino

En este ensayo se evaluó la susceptibilidad del medio poroso a la inyección de fluidos con pH básico. Las variaciones de pH (tanto ácidas como básicas) son producidas en las estimulaciones o fracturas. Por lo general, en este escenario se suele asociar el daño en la formación a la desestabilización de caolinitas en medio básico.

El esquema de inyecciones se realiza con soluciones de pH controlado (*buffer*) bajo las siguientes condiciones:

- Inyección de agua de purga (referencia)
- Inyección de solución pH 7
- Inyección de solución pH 8
- Inyección de solución pH 9
- Inyección de solución pH 10
- Inyección de agua de purga (referencia)

La muestra utilizada presenta la siguiente composición, determinada mediante DRX (tabla 5):

Tabla 5 – Composición mineralógica determinada mediante DRX						
Muestra	Porcentaje mineral					
	Cuarzo	Feldespato potásico	Plagioclasa	Dolomita	Illita	Caolinita
C	58.0	9.0	20.0	1.0	8.4	3.6

El difractograma asociado a la MUESTRA C es el mostrado en la figura 10. Se observa que la proporción de caolinita no resulta alta, sin embargo, aun en estas proporciones su presencia puede afectar la conductividad hidráulica de la muestra si se vieran movilizadas de su arreglo original.

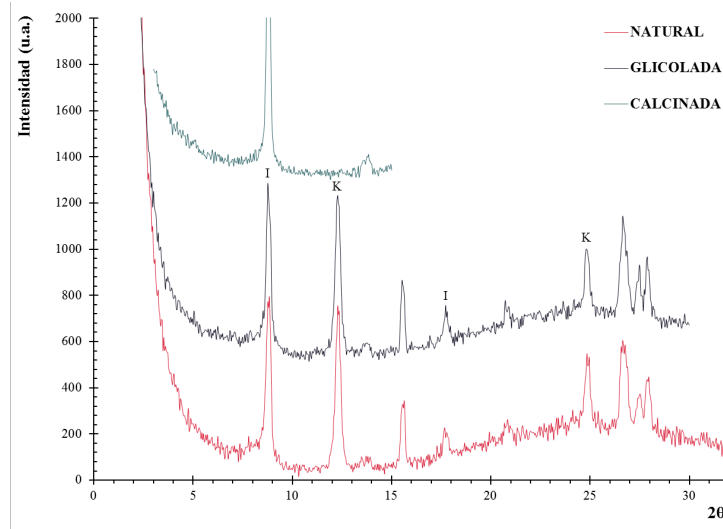


Fig. 10 - Difractogramas obtenidos a partir del análisis de la MUESTRA C natural, glicolada y calcinada. K, caolinita; I, illita; IS, interestratificados de illita/esméctica no diferenciables

Como se observa en la figura 11, tuvo lugar una notable alteración del sistema poral a partir de la inyección de una solución con pH 10.

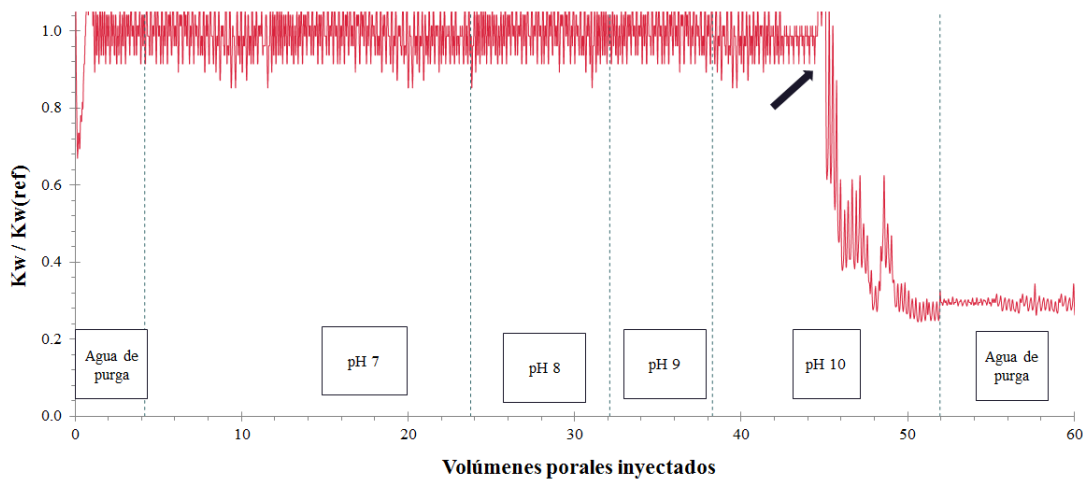


Fig. 11 – Estudio de susceptibilidad ante la inyección de fluidos de pH básico

A partir de la integración de los datos geológicos y petrofísicos, se describió el mecanismo de daño probable en los siguientes términos:

- Agua de purga: sin modificaciones relevantes
- Inyección de solución de pH 7 - 8 - 9: sin modificaciones

- Inyección de pH 10: disminución de un 70% de la permeabilidad original del sistema, asociado a una fuerte desestabilización y removilización del material caolínico dentro de la región poral (figura 12).

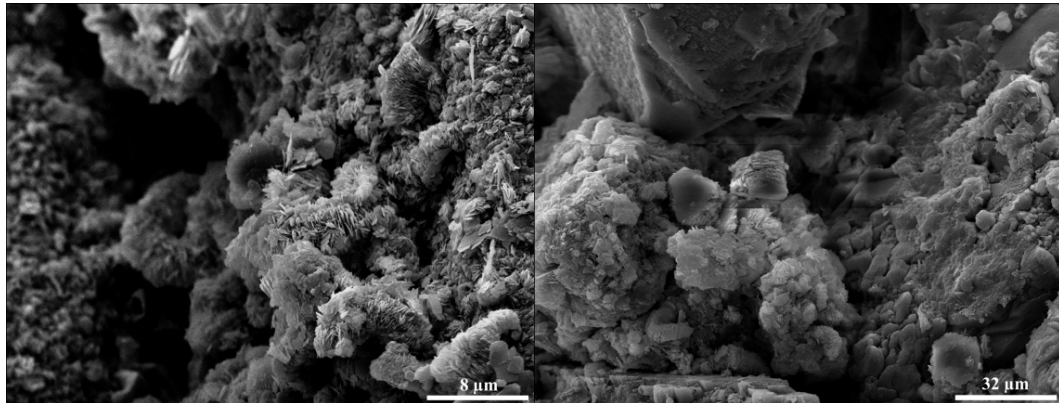


Fig. 12 - Arreglos caolínicos como cemento de oclusión poral, afectados por la inyección de soluciones de pH básico. Izq.: roca pre-barrido, arreglos caolínicos con hábito vermicular que alcanzan hasta 15 μ m de largo; der.: roca post-barrido, agregados caolínicos desarticulados de su hábito vermicular original, presentando longitudes menores que los arreglos originales indicando una desestabilización y desagregado mecánico como consecuencia de la inyección de una solución de pH 10.

- Inyección de agua de purga: sin recuperación de la permeabilidad, por lo que se interpretó que el material movilizado se redistribuyó dentro del sistema poral generando una considerable oclusión del mismo.

Susceptibilidad a sólidos en suspensión

En este ensayo se evaluó el impacto en la formación de las partículas en suspensión presentes en el agua "salada". El ensayo fue diseñado teniendo en cuenta un incremento progresivo en la concentración de los sólidos en el agua.

- Inyección de agua de purga (referencia, filtrada por membrana de 0.22 micrones)
- Inyección de agua salada filtrada (sin sólidos, filtrada por 0.22 micrones)
- Inyección de agua salada + sólidos (4 ppm)
- Inyección de agua salada + sólidos (7 ppm)
- Inyección de agua salada + sólidos (10 ppm)
- Inyección de agua de purga (referencia)

La muestra utilizada presenta la siguiente composición, determinada mediante DRX (tabla 6):

Tabla 6 – Composición mineralógica determinada mediante DRX							
Muestra	Porcentaje mineral						
	Cuarzo	Feldespato potásico	Plagioclasa	Calcita	Clorita	Interestratificado Illita/Esméctica no diferenciable	Caolinita
D	55.0	9.0	23.0	1.0	Trazas	6.6	4.4

El difractograma asociado a la MUESTRA D es el siguiente (figura 13):

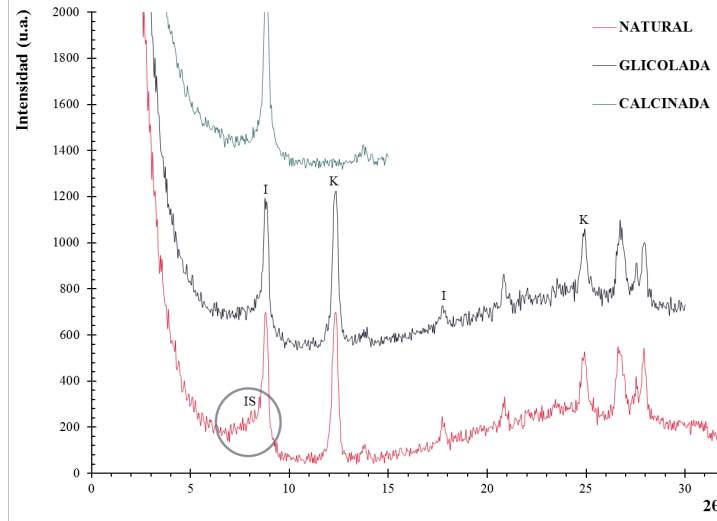


Fig. 13 - Difractogramas obtenidos a partir del análisis de la MUESTRA D natural, glicolada y calcinada. K, caolinita; I, illita; IS, interestratificados de illita/esméctica no diferenciables

Como se observa en la figura anterior, la muestra presenta una proporción de interestratificados de illita/esméctica considerable, por lo que, para aislar el proceso de expansión de arcillas, fue necesario utilizar un fluido de inyección de alta salinidad. De esta manera se contuvo el proceso de expansión permitiendo interpretar de manera aislada el efecto de sólidos inyectados al sistema.

Una vez concluido el ensayo, se observó que el proceso de daño tuvo lugar a partir de la inyección de agua salada con una baja proporción de sólidos en suspensión (4 ppm). Como se observa en la figura 14 la muestra resulta especialmente susceptible a la inyección de material particulado. Esto se asocia a un sistema poral con baja capacidad de asimilación y distribución de dicho material sin perder efectividad.

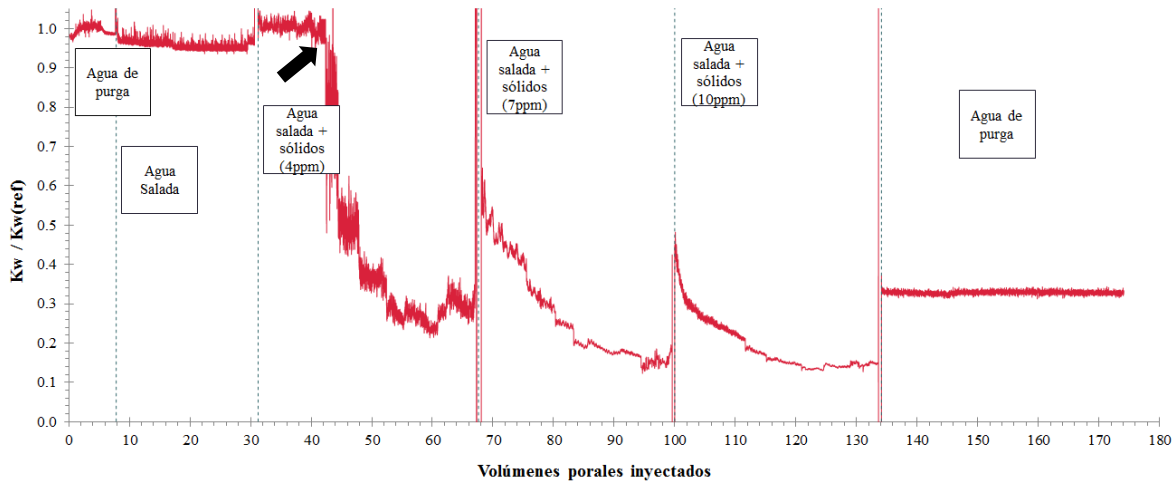


Fig. 14 – Respuesta de la permeabilidad del sistema ante la inyección de agua salada con sólidos. La flecha negra indica el punto a partir del cual la muestra comienza a ser dañada. Kw, permeabilidad al agua; Kw(ref), permeabilidad al agua de referencia (situación de no-daño).

A partir de la integración de datos geológicos y petrofísicos, se describió el mecanismo de daño probable en los siguientes términos:

- Inyección agua salada filtrada (sin sólidos): sin modificaciones relevantes
- Inyección agua salada + 4 ppm sólidos: reducción del 80% de K_{ref} , al aislarse procesos de hinchamiento de arcillas expansibles manteniendo la salinidad elevada se evitó la migración de finos inducida por expansión, y de esta manera se evitan ambos procesos de daño por arcillas. En consecuencia, al estar inhibidos estos procesos, se asocia el daño producido a una susceptibilidad muy elevada por la presencia de sólidos
- Inyección agua salada + 7 ppm sólidos: reducción al 90% de K_{ref}
- Inyección agua salada + 10 ppm sólidos: sin modificaciones relevantes
- Inyección agua de purga: recuperación del 20% de K_{ref} , se interpreta que parte de los sólidos que se encontraban ocluyendo las gargantas porales en etapas previas fueron removidos por el pasaje de fluido, sin recuperación relevante de la permeabilidad original

El estudio de inyección de aguas con contenido de material en suspensión sobre testigos corona permiten un escalamiento en términos de reducción de inyectividad ("vida media") del pozo de petróleo (Barkman & Davidson, 1972; Eylander, 1988, Hofsaess & Kleinitz, 2003).

Conclusiones

Los fenómenos asociados al daño de formación pueden caracterizarse mediante estudios de laboratorio sistemáticos que requieren de una descripción geológica y petrofísica exhaustiva del material de trabajo (testigos, corona) y de una caracterización de los fluidos inyectados lo más completa posible.

La aproximación del laboratorio al problema de campo aporta un complemento de descripción fenomenológica, no así de un escalamiento, por lo que las magnitudes de los fenómenos observados no son directamente extrapolables a las condiciones reales del pozo. No obstante, ante el gran abanico de posibilidades de incurrir en daño de formación, esta información resulta relevante en la toma de decisiones o en la evaluación de eventos donde se presume este tipo de daño. En los ejemplos mostrados se evalúan solamente algunas de las variantes que ofrece el análisis de daño de formación en laboratorio, siendo la roca reservorio susceptible al "*water shock*", la inyección de sólidos en muy bajas concentraciones (4 ppm), la inyección de fluidos de pH superior a 10 y a la inyección de una mezcla de aguas con una proporción 70/30 de las fuentes de agua potenciales de inyección en el proyecto de recuperación secundaria.

Si bien la generalidad de las rocas con las características aquí descritas presenta un comportamiento similar ante estos procesos de inyección, es imprescindible realizar un análisis detallado sobre las características geológicas de la roca a ensayar, tanto previo como posteriormente al barrido, de manera de poder interpretar adecuadamente su respuesta ante la inyección de los diferentes fluidos. De esta manera, fue posible determinar los parámetros mínimos necesarios de calidad de agua de inyección y así tomar decisiones fundamentadas sobre las medidas necesarias para remediar o evitar el daño de formación.

Referencias

Amaerule, J., Kersey, D., Norman, D., & Shannon, P., 1988, "*Advances in formation damage assessment and control strategies*". In Annual Technical Meeting. Petroleum Society of Canadá

Barkman, J., Davidson, D., 1972, "*Measuring Water Quality and Predicting Well Impairment*". Society of Petroleum Engineers , SPE-3543A

Bennion, B., 1999. "*Formation damage - the impairment of the invisible, by the inevitable and uncontrollable, resulting in an indeterminate reduction of the unquantifiable!*". J. Can. Pet. Technol. 38 (2), 1117

Brisson, I., Olea, G., Varadé, R., Vitulli, N., & Bolatti, N., 2000. "*Control de las variaciones recurrentes de espacio de acomodación en sistemas depositacionales mixtos del Cretácico temprano, Cuenca Neuquina, Argentina*". 2º Congreso Latinoamericano de Sedimentología y 7º Reunión Argentina de Sedimentología, Resúmenes: 53, Mar del Plata

Eylander, J., 1988, "*Suspended Solids Specifications for Water Injection From Corefloods Tests*". Society of Petroleum Engineers , SPE-16256-PA

Hofsaess, T., Kleinitz, W., 2003., "*30 Years of Predicting Injectivity after Barkman and Davidson: Where are we today?*" , Society of Petroleum Engineers, SPE 82231

Legarreta, L. & M.A. Uliana. 1998. "*Anatomy of hinterland depositional sequences: Upper Cretaceous fluvial strata, Neuquén Basin, west-central Argentina*". En: K.W. Shanley & P.J. McCabe (Eds.), Relative Role of Eustasy, Climate, and Tectonism in Continental Rocks. Society of Economic Paleontologist and Mineralogists, Special Publication N°59: 83-92. Tulsa.

Mohan, K.K., Vaidya, R.N., Reed, M.G., & Fogler H.S., 1993, "*Water sensitivity of sandstones containing swelling and non-swelling clays*". Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 73: 237-254

Mohan, K.K., Fogler, H. S. (1997). "*Colloidally induced smectitic fines migration: existence of microquakes*". Alche Journal, 43(3), 565-576

Wilson, M.J., Wilson, L. & Patey, I., 2014. "*The influence of individual clay minerals on formation damage of reservoir sandstones: a critical review with some new insights*". Clay Minerals, 49(2), 147-164

Zavala, C., Ponce, J., Drittanti, D., Arcuri, M., Freije, H. & Asensio, M. 2006. "*Ancient Lacustrine Hyperpycnites: a Depositional Model from a Case Study in the Rayoso Formation (Cretaceous) of west-Central Argentina*". Journal of Sedimentary Research, 76: 41-59.

Zavala, C. & Ponce, J. J., 2011. "*La Formación Rayoso (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina*". En XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén (pp. 2-6)

María Belén Barrios

Ingeniera Química, Universidad Tecnológica Nacional (Avellaneda)
Técnica Especialista Ensayos Especiales

Trayectoria:

- InLab S.A., 2015 - actualidad
- Universidad Tecnológica Nacional, 2013 - actualidad
- Acykro, 2012 - 2013

Marcelo Cabrera Castro

Ingeniero Químico, Universidad Tecnológica Nacional (Avellaneda)
Jefe de Laboratorio de Ensayos Especiales

Trayectoria:

- InLab S.A., 2005 - actualidad
- Universidad Tecnológica Nacional, 2008 - actualidad

María Florencia Canestro

Licenciada en Ciencias Geológicas, Universidad de Buenos Aires
Supervisora Área Geología

Trayectoria:

- Universidad Nacional de Quilmes, 2019 - actualidad
- InLab S.A., 2015 - actualidad
- Tecpetrol, 2014

Mario Daniel Varas

Técnico en Petróleo. Esc. Industrial N°1 Gral. Enrique Mosconi, Caleta Olivia, Santa Cruz.
Petrofísico Sr. Estudios Convencionales, Mendoza Sur.

Trayectoria:

- YPF S.A. 2013 - actualidad
- Instituto de Energía de Santa Cruz, 2009-2013
- Secretaría de Energía de Santa Cruz, 2006-2009
- YPF S.A. 1986-2006