

UTILIZACION DE POWDER SWELLING TEST PARA EL ANALISIS DE INHIBIDORES DE ARCILLAS EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Néstor E. Ramos, Sinopec Argentina E&P Inc.-nestor_ramos@sinopecarg.com.ar; Marcelo Cabrera, Inlab S.A. - mcabrera@inlab.com.ar; Ignacio Liberti, Sinopec Argentina E&P Inc.-ignacio_liberti@sinopecarg.com.ar; Carina Cevasco, Sinopec Argentina E&P Inc.-carina_cevasco@sinopecarg.com.ar.; Javier Dibilio; Inlab S.A. - jdibilio@inlab.com.ar; María Belén Barrios, Inlab S.A.- bbarrios@inlab.com.ar; Daniela Renta, Inlab S.A.-drenta@inlab.com.ar

Sinopsis

La perforación del bloque Meseta Espinosa, en la provincia de Santa Cruz, Cuenca del Golfo San Jorge, no mostró los resultados esperados en producción a pesar de tener reservorios con características petrofísicas y geológicas favorables.

Durante la terminación se procedía a fracturar capas observando que los ensayos de los reservorios verificaban bajos caudales y en los pozos la producción caía muy rápidamente. Debido a esto se definió que podía existir un severo daño de formación producido por los fluidos de utilizados en la fracturas, que afectaba a las arcillas de la matriz de los reservorios produciendo hinchamiento obstruyendo así las gargantas porales. Para verificar este hecho, se procedió a realizar un estudio comparativo de los fluidos típicos utilizados en las fracturas (fluido testigo) y fluidos diseñados específicamente por Sinopec Argentina como inhibidores de hinchamiento arcillas.

Con fin de sistematizar y acelerar los tiempos de ensayos de los diferentes fluidos de diseño se utilizó el Powder Swelling Test (PST) como metodología de ensayo. Esta tiene como ventaja la evaluación del potencial expansivo de las arcillas ante la no disponibilidad de testigos.

El PST consiste en la imbibición en el fluido de ensayo de muestras de cutting preseleccionadas de las capas típicamente fracturadas, midiendo el hinchamiento relativo entre el fluido testigo y los nuevos fluidos. Se complementó el estudio con análisis mineralógico a través de DRX que ayudaron a individualizar las arcillas.

Los resultados muestran que los fluidos de diseño disminuyen el hinchamiento de arcillas en algunos caso mejores al 60 % que fluidos comerciales, y eliminando así uno de los principales causantes de la baja productividad de las fracturas.

1. Introducción

Las metodología estándar [1] [2] [3] [4] [5] para la evaluación de la interacción de cualquier fluido con el reservorio utiliza testigos rotados de formación (Rotary Sidewall Cores, RSWC). En general el flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge posee una limitada disponibilidad de testigos rotados de formación y su uso más frecuente es la evaluación de las propiedades petrofísicas básicas tales como presiones capilares, etc. En particular en el yacimiento Meseta Espinosa los Rotary Sidewall Cores (RSWC) disponibles fueron utilizados para evaluar el daño de formación en las aguas utilizadas en las terminaciones y reparaciones de pozos [6]. Sin embargo la disponibilidad de cutting de perforación es muy amplia y disponible en la mayoría de los pozos de las campañas de perforación de los últimos 5 años. Esta amplia disponibilidad de cutting llevo a la búsqueda de metodologías alternativas que permitan evaluar la interacción de los diferentes fluidos utilizados en la terminación y reparación de pozos con las arcillas presentes en el pozo, y en particular con las arcillas presentes en los reservorios de petróleo y gas.

La evaluación de expansión de arcillas es una práctica común en las obras de ingeniería civil tales como en la construcción de túneles y estabilización de caminos y laderas. La metodología más utilizada para evaluar la expansión de las arcillas es un test denominado Powder Swelling Test (PST) [7]. Esta metodología, PST, descrita [8] [7] [9] y detallado en la sección 3 permite evaluar el grado de expansión de las muestras de campo y en especial de las arcillas.

El presente trabajo está enfocado en la descripción de la utilización del Powder Swelling Test (PST) como metodología para la selección de un inhibidor de expansión de arcillas utilizando el cutting de perforación. La expansión de las arcillas es un tipo particular de daño de formación que se identificó como crítico durante los trabajos de diseño de los fluidos que se utilizan para la fractura en las terminaciones y reparaciones.

2. Origen de la Expansión de las Arcillas

La interacción de materiales arcillosos con soluciones acuosas en el ámbito del reservorio es una de las principales causas de pérdida de permeabilidad de las formaciones petrolíferas [10]. Las características fisicoquímicas de los fluidos que invaden la formación e interactúan con la misma, así como las propiedades mineralógicas, composicionales y estructurales de la roca condicionan, la ocurrencia de procesos de transporte de material y reacciones químicas complejas, como la disolución de materiales, expansión de arcillas y precipitación de nuevas sustancias. [11]; así como combinaciones de estos procesos. Los trabajos descritos en [12] profundiza algunos de los conceptos propuestos por Amaefule y sus colaboradores, comentando que el daño de formación generado a partir de los minerales de arcilla es dependiente de su estructura interna y, en virtud de la misma, del tipo de cationes presentes en las soluciones y la capacidad de los distintos tipos de arcilla de incorporarlos, haciendo mención a la capacidad de intercambio catiónico de las distintas especies, dentro de las cuales las esmécticas presentan los valores más elevados.

En lo referente a su estructura cristalina y a los efectos del presente trabajo describiremos la estructura interna de las esmécticas.

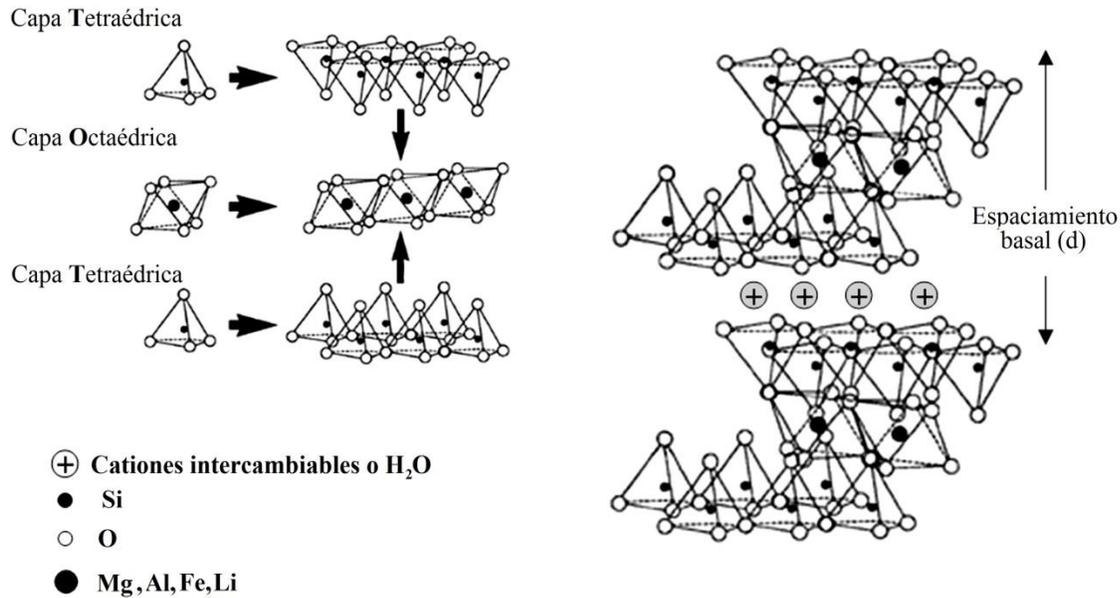


Figura 1. Representación esquemática de la estructura de una esmectita, donde se distinguen las láminas individuales de tetraedros y octaedros. Como ejemplo de cationes intercambiables se pueden citar ^+Na y ^{2+}Ca , entre los más comunes (modificado de Bourgeaut-Lami et al, 2011).

Los trabajos de [13] observaron que en esmecticas de composición cálcica el aumento del espaciamiento basal (d) era menor en comparación con arcillas de composición fundamentalmente sódica. La expansión y posterior desestabilización se da en el caso de existencia de condiciones iónicas favorables [14]. La estructura general de una arcilla expansible se muestra en la Figura 2:

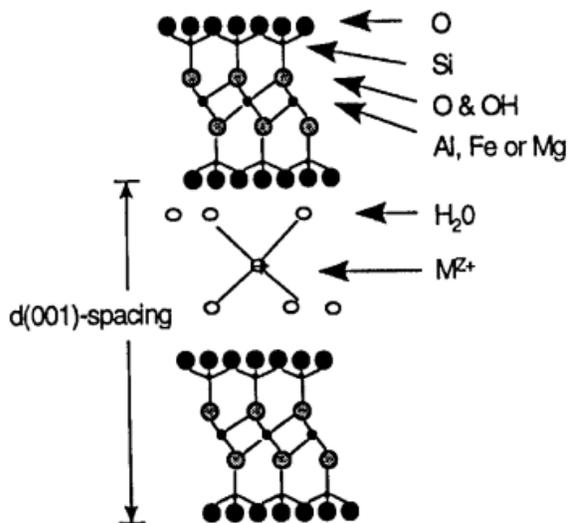


Figura 2. Esquema de estructura de arcilla expansible [15]

El proceso osmótico se da cuando existe una diferencia de concentraciones del catión M, Figura 1, se encuentra dentro de la estructura de la arcilla y la presente en la solución. La reacción espontánea del sistema es la de compensar dichas concentraciones introduciéndose en entre capas moléculas de agua. En la Figura 1 se encuentra representada la presencia de cargas positivas (cationes) que compensan electrostáticamente la distribución de cargas negativas presentes en las superficies externas de las capas TOT (Tetraédrico-octahédrico-tetraédrico).

El espaciado (d-001) típico es de 10Å y depende fundamentalmente del catión intercapa. Al interactuar el mineral con una solución acuosa que induzca intercambios catiónicos los elementos intercapa son susceptibles de pasar de la solución a la estructura cristalina y viceversa. Cuando la solución acuosa presenta una concentración tal que favorece la difusión del catión intercapa se genera un aumento del espaciamiento basal como consecuencia de la repulsión no compensada entre superficies con carga negativa. Por ejemplo [14] observaron que los valores de espaciamiento podían pasar de valores de 10Å a 60Å.

Lo expuesto hasta el momento describe el proceso denominado como "*osmotic swelling*" [16] y [17]. Existe un proceso adicional de expansión de arcillas ("*crystalline swelling*") que se da en presencia de salmueras o con soluciones de alta concentración de cationes divalentes y/o multivalentes. Sin embargo este último proceso es de menor impacto relativo [10].

Las condiciones sobre las cuales se trabajó serían las propicias para que el régimen dominante de expansión sea el osmótico.

La utilización de inhibidores de arcillas hace énfasis en la mitigación del fenómeno anteriormente descrito. La variedad de productos inhibidores como mecanismos de acción propuestos se encuentran detallados en bibliografía [18], [19].

Se efectuó la metodología de medición Powder Swelling Test (PST) para dar respuesta desde laboratorio ante la búsqueda de una formulación de inhibidor de arcillas optima con la desventaja no disponer de testigos consolidados. Las determinaciones de evaluación de expansión de arcillas provienen del ámbito de la ingeniería civil, teniendo como principales desventajas la unicidad de la muestra evaluada y los tiempos de medición elevados. La determinación PST posee como ventaja la de poder disponer de una muestra homogeneizada por molienda y disponible para múltiples evaluaciones [20]. Otra característica de la técnica es la de poder obtener tendencias comparativas entre fluidos en un tiempo de medición razonablemente corto (una semana). Como desventaja posee que solo sirve para efectuar determinaciones comparativas, sin embargo determinaciones de potencial expansivo observadas sobre muestras patrones, entre los ensayos convencionales sobre muestra consolidada y el PST, se encuentran en el mismo sentido de predicción de expansibilidad [7].

3. Metodología de medición

Se efectuaron determinaciones de la técnica PST sobre muestras de "cutting" acondicionadas (molienda y separación por malla ASTM 50) previamente lavadas (Tolueno y metanol). Se complementaron con determinaciones previas de difracción de rayos X (DRX) con el objetivo de

conocer la mineralogía de las muestras y descartar a aquellas que tuviesen valores anómalos en su composición (presencia de carbonatos) como aquellas cuyo contenido de arcillas expansibles (Esmectitas, Interestratificados Illita-Esmectita) sea bajo ($<1\%$ en roca total aproximadamente) para tener estadísticamente falsos positivos, es decir, efectuar el análisis PST sobre muestra que respondería de manera similar al contacto con cualquier fluido.

La muestra de "cutting" tamizada se coloca en un recipiente cilíndrico con una base semipermeable y se compacta durante 24 horas con una presión aproximada de 0.49 MPa formando una especie de pastilla compacta (densidad aparente aproximada de 1.5 g/cm^3). Posteriormente se inserta un pistón sobre la superficie de la pastilla y el mismo se ensambla solidariamente con un dial micrométrico. Una vez emplazado el sistema se pone en contacto la pastilla con los diversos fluidos a través de la membrana semipermeable. La determinación se efectúa en condiciones de humedad y temperatura controladas.



Figura 3. Equipamiento utilizado en los ensayos

Se registra la expansión de la pastilla al contactar el fluido y se traslada dicho valor a una gráfica donde se expresa la expansión relativa % (la altura de la pastilla se toma antes del agregado del fluido a evaluar) en función del tiempo. Como se mencionó, el mismo tiene una duración de una semana aproximadamente. La Figura 3 muestra el arreglo del equipamiento utilizado.

Las Figuras 4 y 5 resultantes para la evaluación de un set de fluidos sobre alícuotas de una misma muestra de "cutting" acondicionado para diferentes tipos de fluidos inhibidores de la expansión de arcillas.

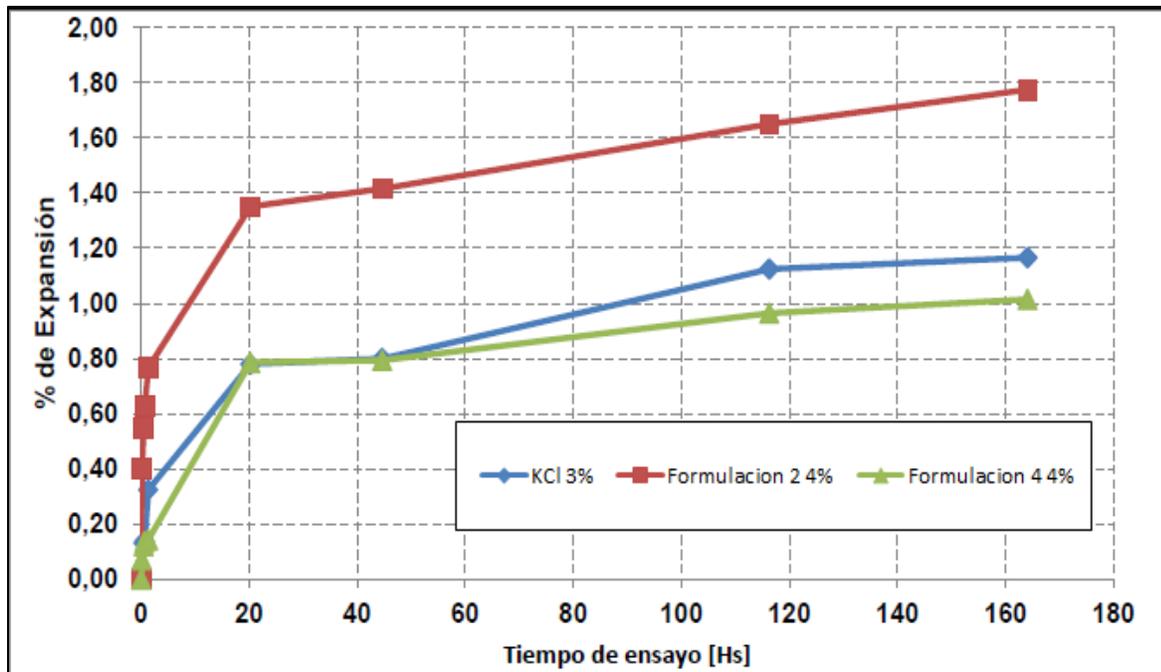


Figura 4. Curvas de expansión relativa vs tiempo de ensayo Pozo 3

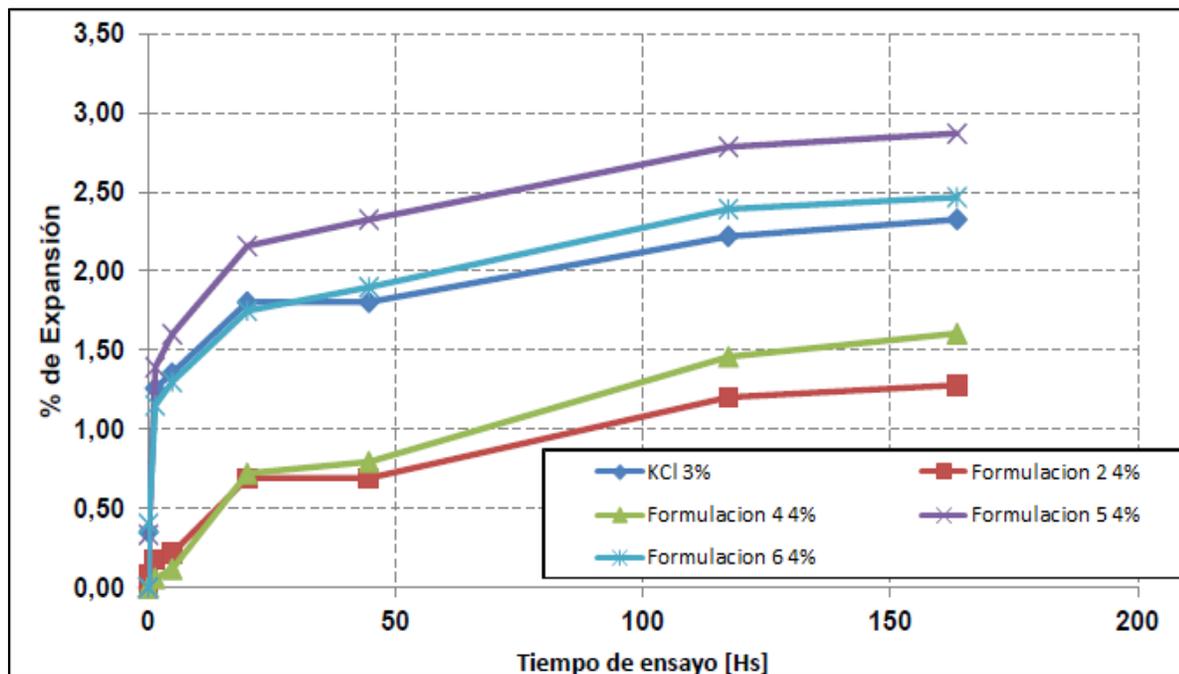


Figura 5. Curvas de expansión relativa vs tiempo de ensayo Pozo 4

Resultados

La utilización de PST con cutting de perforación para la evaluación de un fluido inhibidor de la expansión de las arcillas implica varias suposiciones, describiremos tres de las principales. La primera suposición es que cualquier expansión del cutting embebido en un fluido es debida a la expansión de la arcilla existente en ese tipo de cutting y no por la expansión de alguna de los otros componentes del cutting. La segunda suposición es propia de la operación de fractura, pero que atañe a la selección del inhibidor de la expansión de las arcillas. El crecimiento vertical de la fractura, por mejor diseño de fracturas que se hagan [21], será no solo sobre la arena reservorio sino sobre las arcillas subyacentes y sobre-yacentes por lo tanto el fluido utilizado en la inhibición de las arcillas debe actuar sobre las arcillas propias del reservorio y las arcillas circundantes. La tercera suposición es que el fluido utilizado para la inhibición de la expansión de la arcilla no interactúa con la arena propia del reservorio, pero si lo hace con su arcilla. El cutting de perforación contiene ambos tipos de roca la propia del reservorio con su arena y su arcilla, y las arcillas subyacentes y sobre-yacentes. Por lo tanto la utilización del cutting de perforación para la evaluación de un fluido inhibidor de la expansión de la arcillas para las operaciones de fractura queda justificado al cumplir con las tres suposiciones.

Estudios anteriores [6], mostraron que el mejor fluido para inhibir la expansión de arcillas en los reservorios del yacimiento Meseta Espinosa es una formulación de agua de producción que se le agrega Cloruro de Potasio hasta lograr una concentración del 3%, llamado de aquí en adelante KCL 3%. El uso de esta agua de propiedades mejoradas se ha convertido en una práctica habitual en las operaciones de terminación y reparación, incluso en las operaciones de punzado, en el momento más crítico de contacto de los fluidos de reparación y terminación con el reservorio.

Por otro lado esta agua de propiedades mejoradas no puede ser utilizada en las operaciones de fractura, ya que la alta salinidad equivalente (3% KCL) impiden la formación de los geles reticulados base agua de producción hidratado con goma guar y activador base boro. Por lo que es necesario utilizar un inhibidor de expansión de las arcillas.

Los ensayos de PST se realizaron sobre un total de 8 pozos de las cuales se disponía de un total de 128 muestras. Las tres formaciones objetivo del yacimiento Meseta Espinosa: Formación Cañadón Seco-miembro CS1 (fCS-mbCS1), Formación Cañadón Seco-miembro- Caleta Olivia (fCS-mbCO) y Formación Minal del Carmen (fMDC) fueron ensayadas. La Figura 6 muestra la cantidad de muestras por formación objetivo y la Figura 7 la cantidad de muestras por pozo y por formación. Los ensayos PST sobre cutting de perforación se ejecutaron sobre el total de 128 muestras.

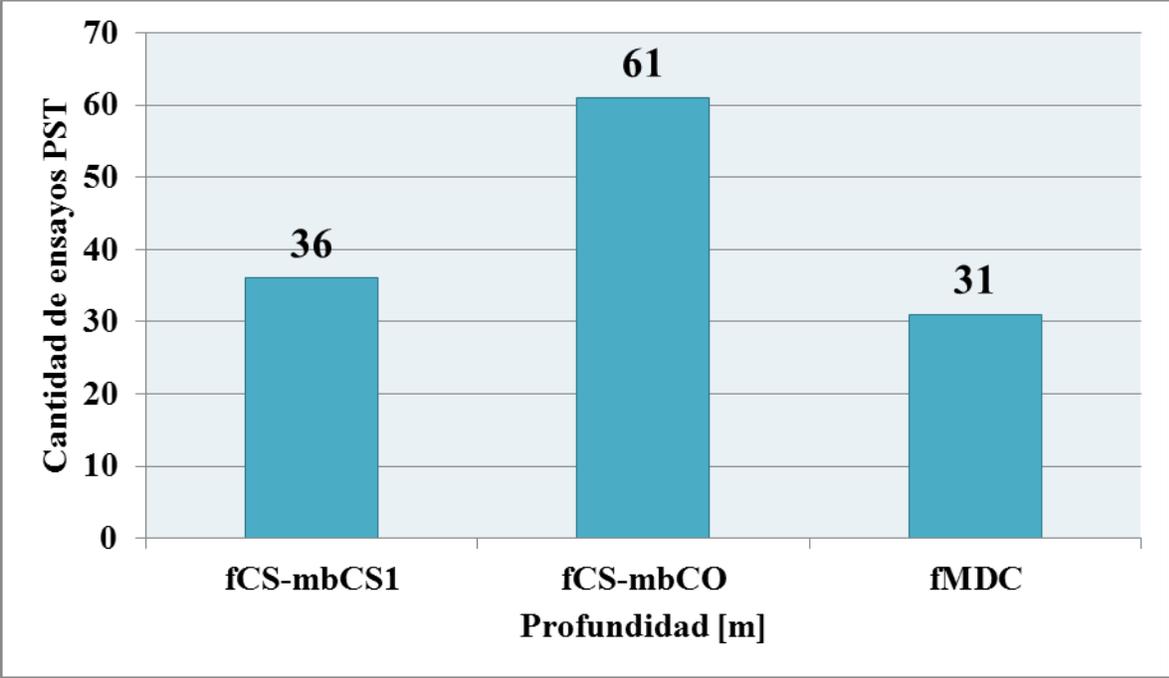


Figura 6. Cantidad de Muestras Analizadas por formación Objetivo

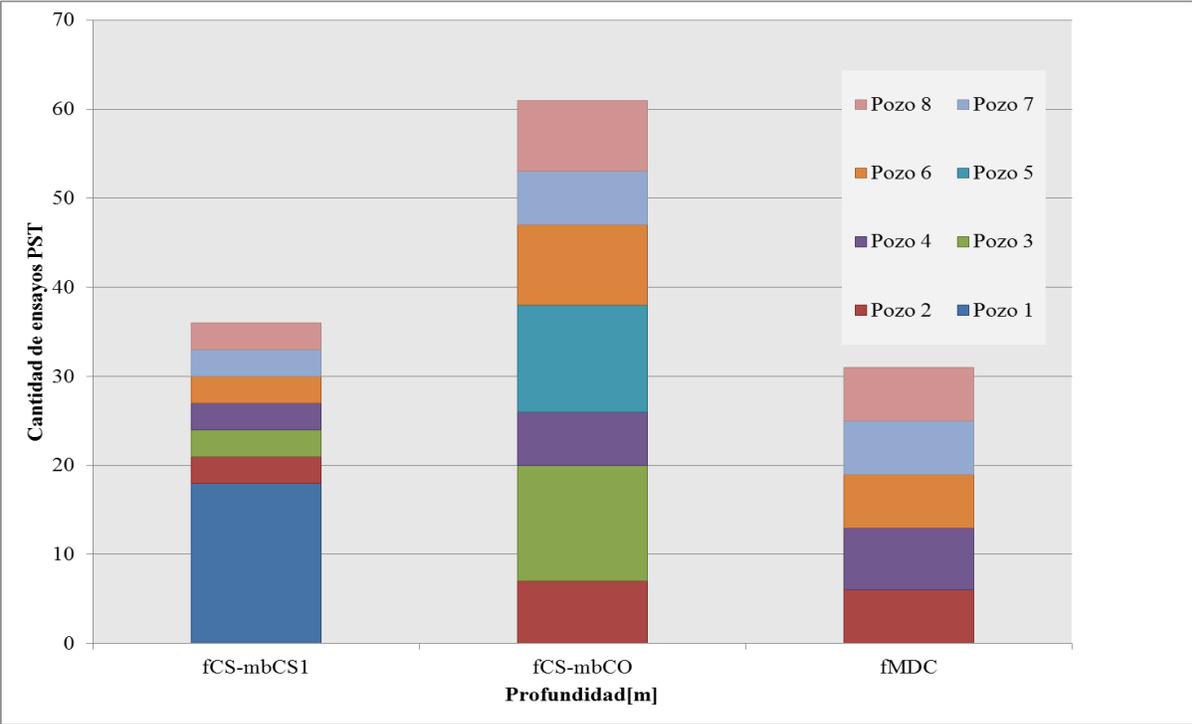


Figura 7. Cantidad de Muestras Analizadas por formación objetivo y por pozo

Durante la operación de perforación las muestras de cutting son embolsadas secuencialmente y cada diez metros, la selección de muestra correspondiente a la arena reservorio se realizada a través de la

descripción del cutting de perforación en el mud log, tomando una bolsa que corresponda al tramo del reservorio. Cada una de las ciento veintiocho muestras es una de estas bolsas de cutting de perforación, dado que la arena reservorio del yacimiento Meseta Espinosa tiene típicamente hasta 5 metros de espesor, se asegura que la muestra seleccionada de cutting utilizada para el PST incluye la arena reservorio que puede ser fractura y al menos la arcillas subyacentes y sobre-yacentes. La cantidad de muestras y pozos analizados asegura que todos los tipos de arcillas, propias del reservorio y de sus alrededores son incluidas en los análisis y sujetas al mismo tipo de ensayo.

La realización de difracción de rayos X, DRX, sobre cada una de las muestras de cutting permite conocer la composición de las muestras describiendo las arenas y las arcillas. La descripción de las arcillas incluye la propia del reservorio y las arcillas subyacentes y sobre-yacentes. La metodología de selección de bolsas de cutting por tramos de 10 metros no permite discriminar si la arcilla es propia del reservorio o si es sobre-yacente o subyacente, pero eso no es importante a la hora de analizar el fluido si tomamos como válida la segunda suposición, el crecimiento vertical de la fractura abarcará todo el tramo y lo que se busca es un fluido que inhiba la expansión de cualquiera de las arcillas. Las Figuras 10 a 12 muestran los resultados de la difracción de rayos X, DRX típicos para los tres tipos de formaciones. Los resultados no muestran grandes cambios en las composiciones en los 8 pozos analizados en el yacimiento Meseta Espinosa, los pozos pertenecen a un conjunto de diferentes bloques.

Los ensayos de PST deben tomarse en forma comparativos, es decir el ensayo no pretende medir una expansión absoluta de la arcilla, sino lo que permite es comparar la expansión de la arcilla embebida en un tipo de fluido en comparación con la expansión de esta misma arcilla en otro tipo de fluido.

Para la selección del mejor fluido disponible para la inhibición de la expansión de la arcilla utilizando el PST se tomó como fluido de referencia, que no provoca la expansión de la arcilla, el cloruro de potasio al 3% [6]. Luego se diseñaron cuatro inhibidores de expansión de arcillas y se utilizó uno disponibles comercialmente. Para cada tipo de fluido de diseño se tomaron dos concentraciones al 2% y al 4% de acuerdo a las especificaciones técnicas. Los fluidos de diseño son compuestos de amonio cuaternario concentrado, que se absorben temporalmente sobre las arcillas, son aptos para ser usados también en formaciones tight o de baja permeabilidad, No tiene efectos sobre la mojabilidad de la formación, y son fluidos amigables con el ambiente y no tóxicos.

Cada uno de los ensayos consistió en realizar un PST con el fluido de referencia, los cuatro inhibidores de expansión de arcillas de diseño y el disponible comercialmente. Los trabajos se realizaron en diferentes etapas y en grupos de a tres muestras, dada la duración típica de los ensayos. Las muestras se dejan embebidas en cada fluido por hasta ciento sesenta y ocho horas hasta verificar que las muestras no se expanden más, dentro las limitaciones del error de la instrumentación utilizadas. Las Figuras 8 y 9 muestran el resultado final de los ensayos para dos pozos y dos muestras. Las Figuras 10 y 11 muestran los DRX del cutting de estas muestras, para las 128 muestras se realizaron sus correspondientes DRX. La Figura 12 resume los análisis del comportamiento de cada uno de los fluidos para cada una de las 128 muestras. El eje horizontal muestra el tipo de fluido evaluado, el eje vertical muestra la expansión de las arcillas para cada fluido, la línea gruesa horizontal muestra el fluido de referencia 3% KCL. Cada punto es el valor final de porcentaje de

expansión de arcilla para ese fluido y para esa muestra que se obtienen de los gráficos mostrados como ejemplos Figura 8 y 9.

Se observa que el fluido, denominado Formulación 6 4 l/m³, es el que mejor se comporta como inhibidor de la expansión de las arcillas, este fluido es el que menor dispersión muestra para todas las muestras analizadas. La Formulación 6 4 l/m³ en algunos casos muestra una mejor capacidad de inhibición de arcillas que el fluido de referencia KCL 3%. Los motivos aún están en estudio. El fluido Formulación 2 4 l/m³ es el segundo mejor tipo de inhibidor de expansión de arcillas, mostrando una mayor dispersión. La Figura 13 muestra los promedios para cada tipo de fluido se puede observar que el fluido Formulación 6 4 l/m³ inhibe la expansión de las arcillas en algunos casos superior al 60 %, en comparación con el fluido Comercial 1 l/m³, siendo el promedio de mejora del orden del 40 %. Tomando en consideración los costos de las formulaciones inhibidoras y los costos del fluido de terminación/reparración KCL 3% y los volúmenes de líquidos en las operaciones, se ha recomendado que en las operaciones de punzado se siga utilizando como fluido de terminación/reparración KCL 3%, y en las operaciones de fractura como inhibidor de expansión de la arcilla el denominado Formulación 6 4 l/m³.

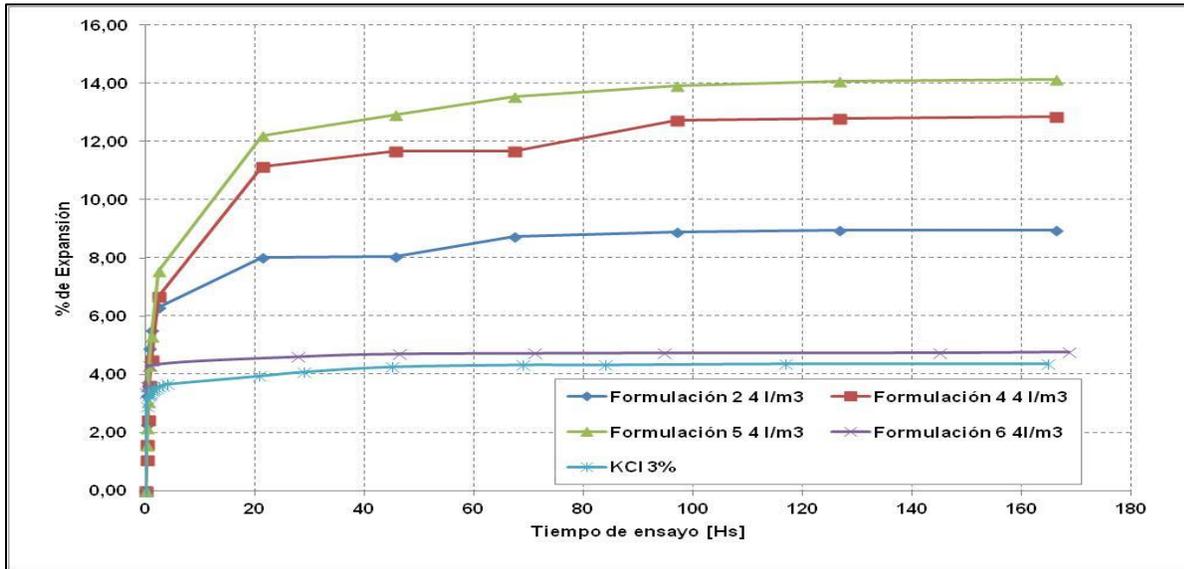


Figura 8. Curvas de expansión relativa vs tiempo de ensayo - 15 % de esmécticas (roca total) - Pozo 1

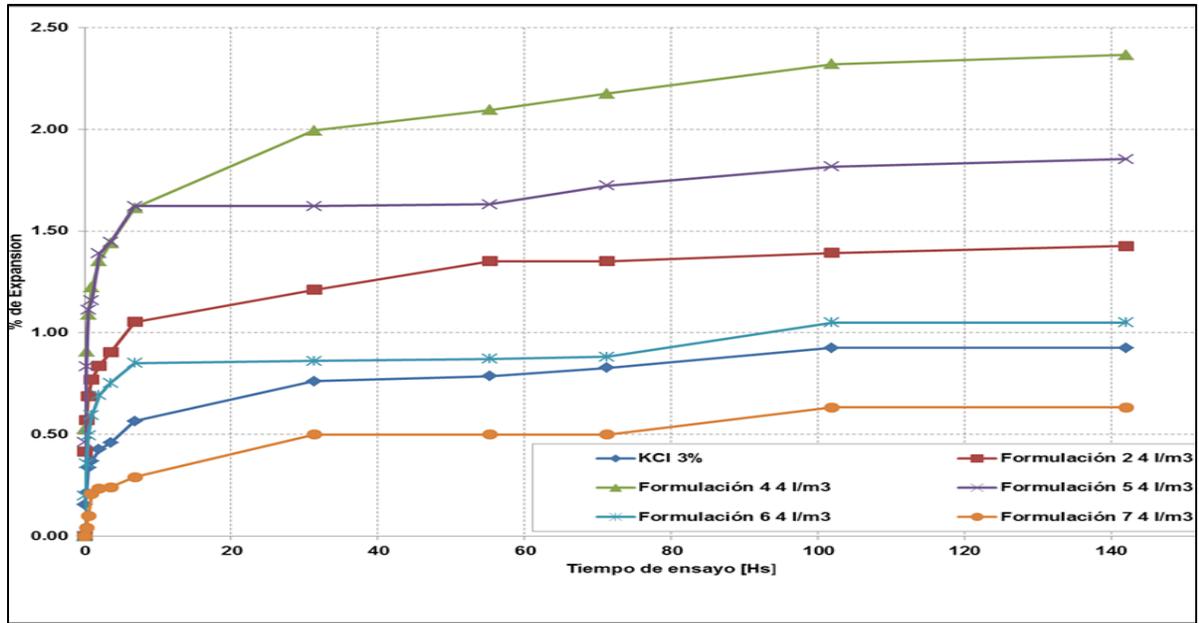


Figura 9. Curvas de expansión relativa vs tiempo de ensayo - 4 % de esmécticas (roca total) - Pozo 2

Pozo 2 - ROCA TOTAL						Pozo 2 - ARCILLAS (Composición)						
Formacion- Muestra	Cuarzo	Feldespato	Carbonato	Zeolitas	Arcillas	Formacion- Muestra	Sm	Cl	I/SM	Cl/SM	I	Ka
fCS-mbCS1 - Muestra 1	46	28	10		16	fCS-mbCS1-Muestra 1	15				Tr	1
fCS-mbCS1 - Muestra 2	57	24	3		16	fCS-mbCS1 - Muestra 2	15				Tr	1
fMDC - Muestra 1	57	21	5		17	fCS-mbCO - Muestra 1	3	2	12		Tr	
fMDC - Muestra 2	42	18	18		22	fCS-mbCO - Muestra 2	1	2	19		Tr	

Sm=Smectita Ka=Caolinita
Cl=Clorita
I=Iilita

Figura 10. Análisis de DRX para las muestras del Pozo 1

Pozo 1 - ROCA TOTAL						Pozo 1 - ARCILLAS (Composición)						
Formacion- Muestra	Cuarzo	Feldespato	Carbonato	Zeolitas	Arcillas	Formacion- Muestra	Sm	Cl	I/SM	Cl/SM	I	Ka
fCS-mbCS1 - Muestra 1	43	28	15		14	fCS-mbCS1-Muestra 1	13	1			Tr	
fCS-mbCS1 - Muestra 2	43	22	16		19	fCS-mbCS1 - Muestra 2	18	1	Tr		Tr	
fCS-mbCO - Muestra 1	60	10	9		21	fCS-mbCO - Muestra 1	17		Tr		Tr	4
fCS-mbCO - Muestra 2	43	7	47		3	fCS-mbCO - Muestra 2	1	Tr	1		Tr	1
fMDC - Muestra 1	60	23	2		15	fMDC - Muestra 1	5	2	8		Tr	
fMDC - Muestra 2	52	19	6	6	17	fMDC - Muestra 2	4	3	10		Tr	

Sm=Smectita Ka=Caolinita
Cl=Clorita
I=Iilita

Figura 11. Análisis de DRX para las muestras del Pozo 2

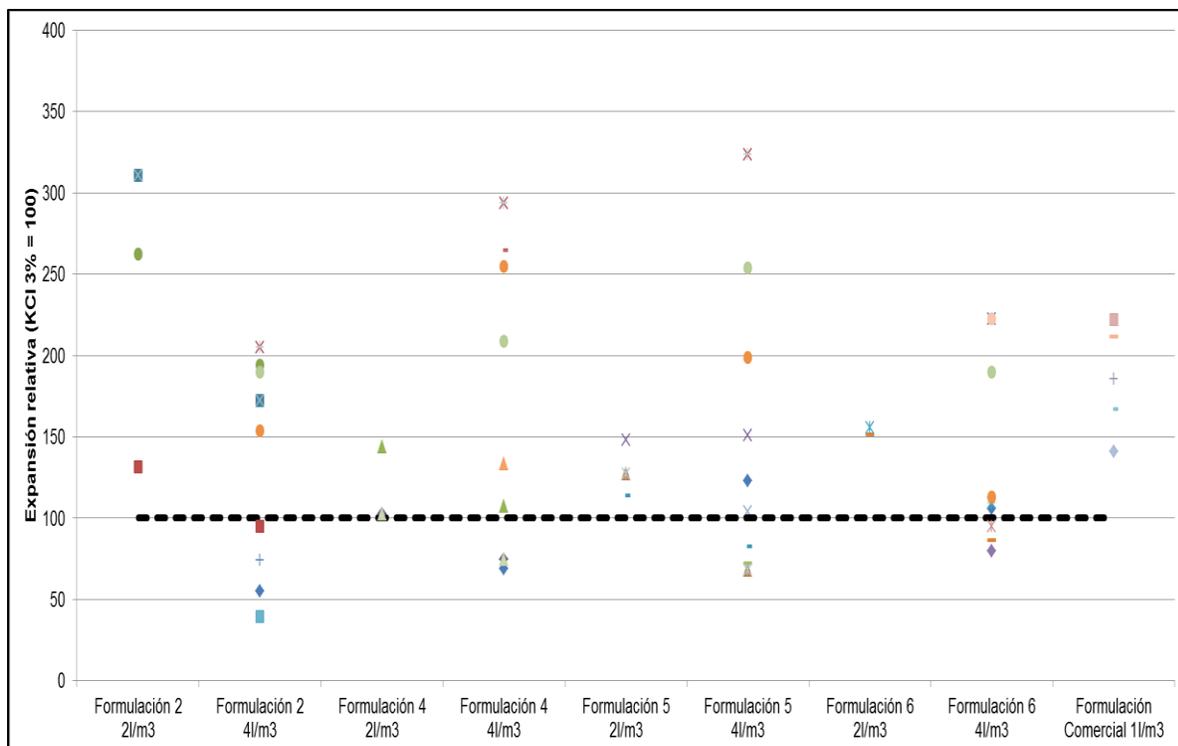


Figura 12. Gráfico de porcentaje de expansión de las arcillas para cada fluido en referencia al KCL 3%.

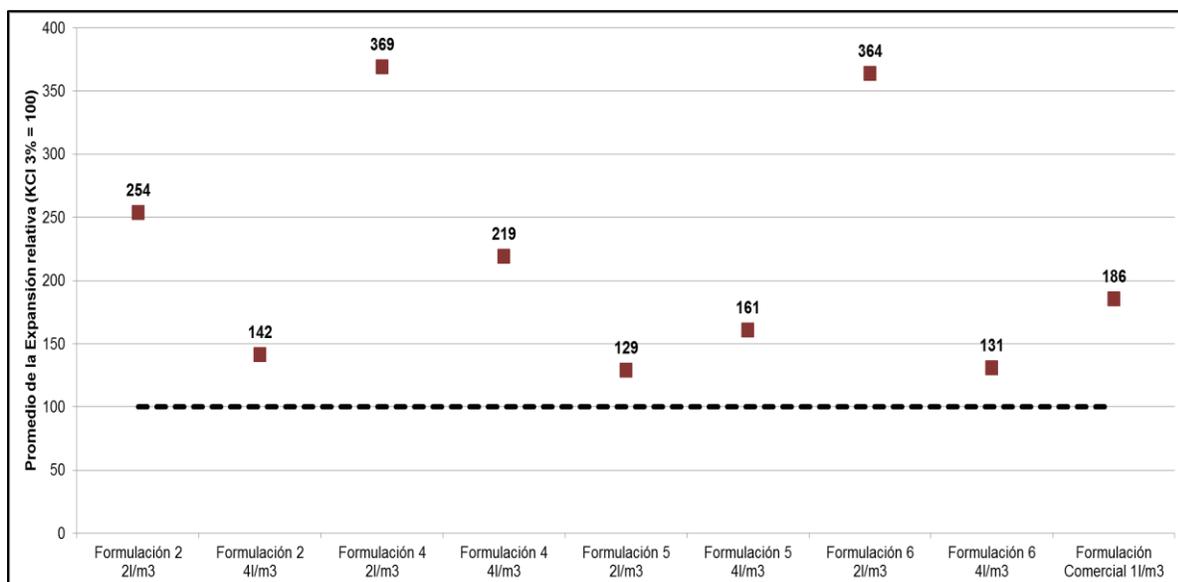


Figura 13. Gráfico de porcentaje del Promedio de expansión de las arcillas para cada fluido en referencia al KCL 3%.

Aplicación en las terminaciones y reparaciones

En el yacimiento Meseta Espinosa el criterio de selección de arenas a fracturar se basaba únicamente en estimular aquellas arenas que durante la terminación o una intervención mostraran baja productividad, sin otras consideraciones adicionales, es decir si los caudales de ensayo eran menores a 600 l/h aún con altos cortes de agua, eran las seleccionadas para fracturar.

Los factores que determinan el éxito de una fractura son ampliamente conocidos [22] Estos factores han sido clasificados en dos partes [23] [24] controlables e incontrolables. Los controlables son aquellos referidos al fluido de fractura, mientras que los incontrolables son las propiedades del reservorio. En referencia los factores incontrolables la compañía a trabajo extensamente y los detalles se puede encontrar en [21]. Sobre los factores controlables, que incluyen la viscosidad y densidad del fluido, la concentración del propante, el caudal de la bomba, se han realizado extensos estudios [5] pero muy pocas veces se realizan consideraciones sobre la selección del fluido de inhibición de arcillas que se utiliza como parte del fluido fractura.

La selección de un inhibidor de expansión de arcillas que funcionara específicamente para el flaco Sur del Golfo San Jorge fue otros de los factores que se analizó y contribuyó para la mejora de las operaciones de fractura.

El uso de PST para la selección de un inhibidor de la expansión de las arcillas, en la industria del petróleo y gas, no se encuentra documentado en la bibliografía relevada. Los trabajos de laboratorios descriptos en las secciones anteriores probaron son lo suficientemente robustos para realizar la selección final del fluido inhibidor de arcillas. El fluido inhibidor de arcillas se aplicó en la completación y reparación de las campañas de los últimos dos años. Los gráficos de la Figuras 14 y 15, muestran los resultados de producción de algunos de los pozos donde se aplicó el fluido.

La selección de un fluido de inhibición de expansión de las arcillas para ser utilizado dentro de las operaciones de fractura no es el único motivo para el éxito final de la fractura, son muchos los factores que contribuyen tales como los caudales, propante, selección adecuada de las arenas a fracturar, etc. Sin embargo, una selección inadecuada de un fluido inhibidor de la expansión de la arcilla ciertamente será una de las causales de la falla de la fractura.

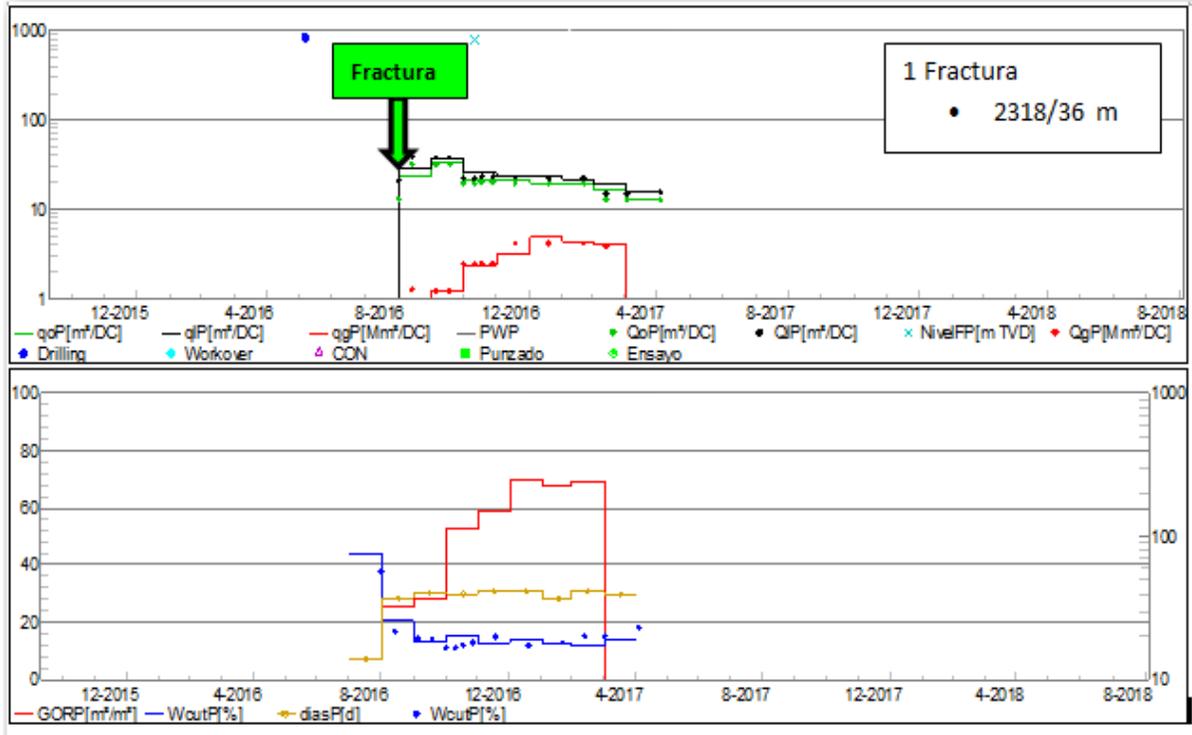


Figura 14. Producción histórica del Pozo 1

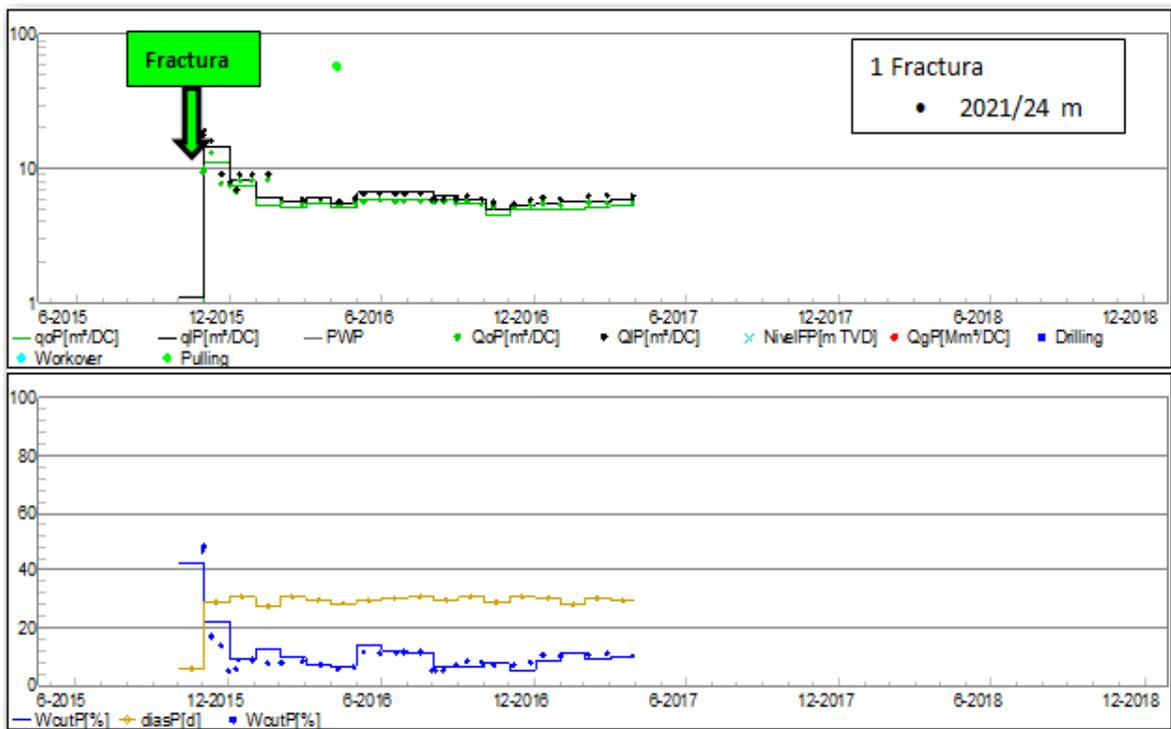


Figura 15. Producción histórica del Pozo 2

4. Conclusiones

En el trabajo presentó una metodología alternativa para la evaluación de fluidos inhibidores de expansión de arcillas basada en el Powder Swelling Test. El PST para la evaluación de arcillas es una metodología común en la ingeniería civil, pero raramente se ha aplicado en la industria del petróleo y gas en la selección de un fluido óptimo para la inhibición de la expansión de las arcillas. La sistematización de la metodología utilizada y la cantidad de pozos y muestras de diferentes formaciones permite afirmar que el método seleccionado es aplicable en la industria del petróleo y gas.

El fluido de diseño muestra una mejor capacidad de inhibición de la expansión de las arcillas que en algunos casos supera al fluido de referencia KCL 3%. Como es de esperar la mejor capacidad de inhibición de la expansión de las arcillas se da en aquellos casos que el contenido de las arcillas con capacidad de expansión, entre otras la esméctica es mayor.

5. Agradecimientos

Los autores desean agradecer a Sinopec Argentina E&P e Inlab S.A. por la posibilidad de publicar el presente trabajo. A Fabio Borgogni de GTM por la provisión de los fluidos de diseño y a Kong Lingjun de SRIPE por la provisión de los fluidos comerciales.

6. Bibliografía

- [1] D. K. Keelan y E. H. Koepf, «The Role of Cores and Core Analysis in Evaluation of Formation Damage,» *Journal of Petroleum Technology*, vol. 29, n° 05, pp. 482-491, May 1977.
- [2] L. Bryant y C. Buller, «Formation Damage From Acid Treatments,» *SPE Production Engineering*, vol. 5, n° 04, November 1990.
- [3] S. A. Pence, «Evaluating Formation Damage in Low Permeability Sandstone,» de *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, Dallas, Texas, 1975.
- [4] A. Ghalambor y M. J. Economides, «Formation Damage Abatement: A Quarter-Century Perspective,» de *SPE International Symposium on Formation Damage Control*, Lafayette, Louisiana, 2000.
- [5] M. J. Economides y K. G. Nolte, *Reservoir Stimulation*, 3rd ed., Sugar Land, Texas: John Wiley & Sons Ltd., 2000.
- [6] M. Giordano y N. Ramos, «Evaluación y Remedación de Daños de Formación con Fluidos de Terminación,» de *2° Congreso Latinoamerica y del Caribe de Perforación, Terminación*,

Reparación y Servicios de Pozos, Buenos Aires, 2015.

- [7] F. Rauh, K. Thuro y G. Spaun, «The powder swelling test - Advantages and Limitations,» *IAEG*, 2006.
- [8] H. Uder y A. Amberg, «Quellung in Mergel, Opalinuston und Anhydrit.,» *Schweizerische Bauzeitung*, vol. 88, n° 43, pp. 975-980, 1970.
- [9] K. Thuro, «Der Pulven-Quellversuch-ein neuer Quellhebungsversuch,» *Geotechnik*, vol. 16, n° 3, pp. 101-106, 1993.
- [10] F. Civan, *Reservoir Formation Damage*, Elsevier, 2007.
- [11] J. Amaefule, D. Kersey, D. Norman y P. Shannon, «Advances in formation damage assessment and control strategies,» de *Petroleum Society of CIM*, 1988.
- [12] N. Mungan, «Discussion of an Overview of Formation Damage,» *Journal of Petroleum Technology*, p. 41, 1989.
- [13] W. Rogers, *Composition and properties of Oil Well Drilling Fluids*, Gulf, 1963.
- [14] K. Mohan y H. S. Fogler, «Colloidally Induced Smectitic Fines Migration : Existence of Microquakes,» *Fluid Mechanics and TransDort Phenomena - Alche Journal*, 1997.
- [15] Z. Zhou, W. Gunther, B. Kadatz y S. Cameron, «Effects of clay swelling on reservoir quality,» *JCPT*, 1996.
- [16] K. Norrish, «Crystalline Swelling of Montmorillonite: Manner of Swelling of Montmorillonite,» *Nature*, 1954.
- [17] Z. Zhou, «Construction and applications of clay swelling diagrams by use XRD-Methods,» *SPE Alberta Council*, 1995.
- [18] J. K. Fink, *Hydraulic Fracturing Chemicals and Fluids Technology*, Oxford: Gulf Professional Publishing, 2013.
- [19] J. K. Fink, *Water-based chemicals and technology for drilling, completion, and workover fluids*, Oxford: Gulf Professional Publishing, 2015.
- [20] E. Eberhardt, *Rock Mechanics*, Taylor and Francis, 2007.
- [21] S. Guerra, N. E. Ramos y M. Sfredo, «Validación de Gradientes de Cierre en Pozos Convencionales,» de *Sometido para la aprobación del: 3er. Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos "Ing. Luis Rabanaque"*, Buenos Aires, 2017.

- [22] M. P. Cleary, «Analysis of Mechanisms and procedures for producing favorable shapes of hydraulic fractures,» de *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, 1980.
- [23] K. B. Naceur, «Mechanisms controlling fracture-height growth in layered media,» de *SPE/DOE Low Permeability Reservoirs Symposium*, Denver, 1987.
- [24] M. B. Smith, A. B. Bale, L. K. Britt, H. H. Klien, E. Siebrits y X. Dang, «Layered Modulus Effects on Fracture Propagation, Proppant Placement, and Fracture Modeling,» de *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, 2001.
- [25] L. Li, G. A. Al-Muntasheri y F. Liang, «A Review of crosslinked fracture fluids prepared with produced water,» *Petroleum*, vol. 2, pp. 313-323, 2016.
- [26] M. D. Zoback, *Reservoir Geomechanics*, Cambridge: Cambridge University Press, 2007.
- [27] E. Fjar, R. M. Holt, A. M. Raaen, R. Risnes y P. Horsrud, *Petroleum Related Rock Mechanics*, 2nd ed., vol. 53, Oxford: Elsevier, 2008.
- [28] J. C. Trouiller, J. P. Delhomme, S. Carlin y H. Anxionnaz, «Thin-Bed Reservoir Analysis from Borehole Electric Images,» de *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio Texas, USA, 1978.
- [29] O. Serra y M. Andreani, «Thin Beds,» Schlumberger, 1991.
- [30] H. X. Nguyen y D. B. Larson, «Fracture Height Containment by Creating an Artificial Barrier With a New Additive,» de *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Francisco, California, 1983.
- [31] N. W. Young, P. A. Williams, J. Meadows y E. Allen, «A Promising Hydrophobically-Modified Guar for Completion Applications,» de *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, 1998.
- [32] W. H. Daly y A. Bahamdani, «Poly(oxyalkylene) grafts to guar gum with applications in hydraulic fracturing fluids,» de *8th International Symposium on Polymers for Advanced Technologies 2005 (PAT 2005)*, Budapest, 2005.
- [33] L. W. Teufel y J. A. Clark, «Hydraulic fracture propagation in layered rocks: Experimental studies of fracture containment,» de *SPE/Low Permeability Gas Symposium*, Dever, 1981.
- [34] E. R. Simonson, A. S. Abou-Sayed y R. J. Clifton, «Containment of Massive Hydraulic Fracture,» *Society of Petroleum Engineers Journal*, vol. 18, nº 01, pp. 27-32, February 1978.
- [35] M. D. Voegele, A. S. Abou-Sayed y A. H. Jones, «Optimization of Stimulation Design through the Use of in Situ Stress Determination,» *JPT*, vol. 35, nº 6, pp. 1071-1081, 1983.

- [36] I. D. Palmer y C. T. Luiskutty, «A Model of Hydraulic Fracturing Process for Elongated Vertical Fractures and Comparison of Results with Other Models,» de *SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium*, Denver, Colorado, 1985.
- [37] N. Warpinski, «Microseismic Monitoring: Inside and Out,» *JPT*, vol. 61, n° 11, pp. 80-85, 2009.
- [38] K. Fisher y N. Warpinski, «Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data,» de *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado, 2011.
- [39] D. Stea, T. Morrison y E. Eberhardt, «Rock Mechanics: Meeting Society's Challenges and Demands,» de *Proceedings of the 1st Canada-US Rock Mechanics Symposium*, Vancouver, Canada, 2007.

Autores

Nombre: **Néstor E. Ramos**

Título y lugar de estudio: Ingeniero Electrónico, Universidad Nacional de Mar del Plata. Post grado en Ingeniería del Petróleo y Gas ITBA.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Western Atlas, YPF, Oxy, Sinopec

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Reservorios, Especialista.

Nombre: **Carina Cevasco**

Título y lugar de estudio: Geóloga, Universidad Nacional de Córdoba.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Sinopec, YPF

Cargo actual en la empresa: Geólogo

Nombre: **Ignacio Liberti**

Título y lugar de estudio: Ingeniero Químico, ITBA

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Sinopec, Oxy, Vintage,

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Operaciones Especiales

Nombre: **Marcelo Cabrera Castro**

Título y lugar de estudio: Ingeniero Químico, Universidad Tecnológica Nacional (Avellaneda). Postgrado en Simulación Numérica [en redacción de tesis] (UBA)

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: INLAB S.A, UTN

Cargo actual en la empresa: Jefe de laboratorio Ensayos Especiales

Nombre: **Daniela Renta**

Título y lugar de estudio: Técnica Superior en Química, Universidad Tecnológica Nacional (Avellaneda).

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: INLAB S.A, UTN

Cargo actual en la empresa: Técnica Especialista (Laboratorio de Ensayos Especiales)

Nombre: **María Belén Barrios**

Título y lugar de estudio: Ingeniera Química, Universidad Tecnológica Nacional (Avellaneda).

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: INLAB S.A, UTN

Cargo actual en la empresa: Técnica Especialista (Laboratorio de Ensayos Especiales)

Nombre: **Javier Dibilio**

Título y lugar de estudio: Geólogo [en redacción de tesis] (UBA).

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: INLAB S.A

Cargo actual en la empresa: Analista en sector Geología