

# DETERMINACIÓN DEL HINCHAMIENTO LINEAL EN CORTES DE PERFORACIÓN UTILIZANDO STRAIN GAGES

Diana Carolina Flórez Ardila<sup>1</sup>, Marcela Villamizar Serrano<sup>2</sup>, Jaime Alberto Loza<sup>3</sup>, Zuly H. Calderón<sup>4</sup>

## RESUMEN

Los problemas de inestabilidad de pozo generados como consecuencia entre el contacto del fluido de perforación y las formaciones arcillosas, han sido estudiados desde hace varios años; sin embargo la complejidad del comportamiento de las rocas arcillosas dificulta su estudio. Por esta razón, es importante y necesario plantear una posible solución, mediante la realización de pruebas experimentales utilizando como instrumento de medición “*strain gages*” con el fin de determinar el hinchamiento lineal de las arcillas al contacto con diferentes fluidos de perforación. El objetivo principal de este estudio es proponer una metodología basada en pruebas de laboratorio, para determinar el hinchamiento lineal de las arcillas en cortes de perforación utilizando sensores de desplazamiento como los “*strain gages*”.

**Palabras claves:** hinchamiento lineal, arcillas, strain gages, inhibidores.

## ABSTRACT

The wellbore instability problems generated as a result of the contact between drilling fluid and clay formations have been studied for several years, but the complexity of behavior of argillaceous rocks difficult to study. For this reason, it is important and necessary to propose a possible solution by means of experimental testing using as an instrument of measurement "strain gages" in order to determine the linear swelling of clays in contact with different drilling fluids. The main objective of this study is to propose a methodology based on laboratory tests to determine the linear swelling of the clays in drill cuttings using displacement sensors as the "strain gages."

**Keywords:** linear swelling, clay, strain gages, inhibitors.

---

1,2 Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Grupo de Investigación Estabilidad de Pozos. Bucaramanga. Colombia. E-mail: dianaflorez33@hotmail.com, e-mail: marcela\_villamizar07@hotmail.com.

3 Ingeniero de Petróleos, Instituto Colombiano del petróleo ICP-ECOPETROL. Bucaramanga. Colombia. E-mail: Jaime.loza@ecopetrol.com.co.

4 PhD en Ingeniería, Ingeniera de Petróleos, Profesora Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia. E-mail: calderon@uis.edu.co

## INTRODUCCIÓN

Los problemas generados en la perforación de pozos petroleros como consecuencia de la interacción entre el fluido de perforación y las formaciones arcillosas, hace evidente la necesidad de plantear posibles soluciones que permitan disminuir los problemas asociados con pegas de tubería, embolamiento de la broca y pérdidas de circulación, los cuales se traducen en aumento de tiempo no productivo, costos y la inestabilidad del pozo. Las formaciones arcillosas presentan gran complejidad en su estructura química y su entendimiento hace posible la selección de fluidos de perforación con inhibidores adecuados.

Martin Chenevert realizó diversos estudios de interacción química entre lodos de perforación y las formaciones perforadas específicamente en formaciones de arcillas[4,10]; sin embargo solo en algunas de sus publicaciones hace una breve descripción de la utilización de los *strain gages* como medidores de hinchamiento lineal de arcillas, pero no presenta un procedimiento específico con el cual se pueda llegar a los resultados presentados en dichas publicaciones.

En otras publicaciones [1,2,3,5,6], los autores han estudiado el comportamiento de las arcillas y han desarrollado pruebas de laboratorio para determinar el grado de confiabilidad al perforar zonas arcillosas con diferentes fluidos. La prueba de hinchamiento lineal generalmente se hace sobre muestras reconstruidas y esto representa una desventaja debido a que se alteran las propiedades de la roca. Por esta razón, el objetivo principal de este artículo es proponer una nueva metodología con la cual se pueda determinar el hinchamiento lineal de arcillas directamente de cortes de perforación sin necesidad de construir muestras, mediante la utilización de *strain gages*; con el fin de seleccionar adecuadamente los mejores inhibidores para las zonas problemáticas.

## ANTECEDENTES DEL USO DE STRAIN GAGES COMO MEDIDORES DE HINCHAMIENTO EN ARCILLAS

De acuerdo a la literatura consultada, Martin. E Chenevert solo presenta tres artículos relacionados con el uso de *strain gages* como medidores de hinchamiento lineal de arcillas.

En el primer artículo publicado “Shale alteration by water adsorption”[7] en 1970, Chenevert observó el comportamiento de un amplio rango de shale cuando estos son expuestos al agua. Una de las pruebas realizadas consistió en el cálculo del porcentaje de expansión de shales confinados y para esto usó muestras de shale de 3 pulgadas (7,62 cm) de longitud, en las cuales se adhirieron *strain gages* con el fin de medir la expansión perpendicular a los planos de laminación. La cantidad de expansión fue indicada por los *strain gages* como el agua absorbida linealmente a través de la muestra.

En otro artículo publicado por Chenevert en 1970 “Shale control with balanced-activity oil-continuous muds”[8], el autor realizó pruebas de hinchamiento utilizando *strain gages* en muestras de shale, las cuales se sumergieron en diferentes fluidos base agua y base aceite. La interacción roca fluido produjo desplazamientos tan pequeños como una micro-pulgada. La Figura 1 muestra los resultados obtenidos para los shales estudiados en el oeste de Texas.

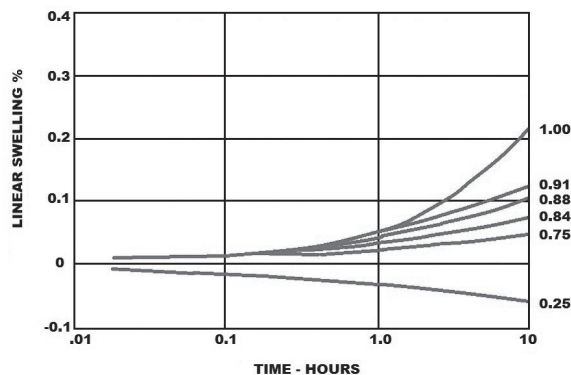


Figura 1. Curva de hinchamiento vs. tiempo para los shale del oeste de Texas

Fuente. Chenevert, M, “Shale control with balanced-activity oil-continuous muds”, SPE, octubre, 1970.

En 1973, en el artículo “Stabilizing sensitive shales with inhibited, potassium-based drilling fluids”[9] los autores Dennis E. O’Brien, y Martin E. Chenevert, realizaron varias pruebas de laboratorio usando shale Midway para investigar el efecto de varios materiales en la estabilización de los shale, como: viscosificantes poliméricos, floculantes, sales inorgánicas y combinaciones de estas. Para determinar el grado de hinchamiento de las muestras de shale usaron *strain gages*. La lectura fue tomada por un transductor en unidades de micro-pulgadas por pulgada y para convertir estas unidades a porcentaje de hinchamiento lineal los autores usaron la siguiente ecuación:

$$\varepsilon = \frac{K}{L} * \delta * 10^{-4} \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde  $\varepsilon$  es el porcentaje de hinchamiento,  $K_i$  es la constante gage para el  $i$ -ésimo gage,  $L$  es la longitud de la muestra en pulgadas, y  $\delta$  es la lectura del indicador. Estos valores de hinchamiento vs. tiempo fueron graficados como se muestra en la Figura 2.

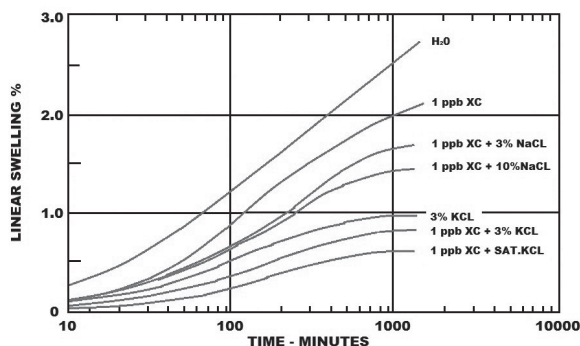


Figura 2. Curva de hinchamiento vs. tiempo para los shale Midway

Fuente. Dennis E. O'Brien, y Martin E. Chenevert, "Stabilizing sensitive shales with inhibited, potassium-based drilling fluids", SPE, septiembre 1973.

## HIDRATACIÓN DE LAS ARCILLAS [11,12,13]

La polaridad del agua explica algunos de los fenómenos observados en los fluidos de perforación. Las arcillas y las lutitas son estructuras complejas, fuertemente cargadas. La atracción entre las cargas de la molécula de agua y los sitios de carga de las laminillas de arcilla resulta en la hidratación de la arcilla. Las arcillas tienen una fuerte carga negativa en su gran superficie planar y cargas positivas a lo largo de sus bordes finos. El lado de hidrógeno positivo de la molécula de agua es atraído por la gran superficie negativa de la arcilla formando un enlace de hidrógeno con ésta. Esta adsorción de agua puede tener un espesor de varias capas, esparciendo e hinchando las capas adyacentes de arcilla. El intercambio catiónico (intercambio de cationes con enlaces iónicos) dentro de una arcilla puede desplazar el agua de hidratación y flocular las partículas de arcilla, porque sus enlaces son más fuertes que los enlaces débiles de hidrógeno del agua.

La hidratación de las arcillas se produce mediante tres mecanismos:

**Hidratación superficial:** es el enlace de las moléculas de agua con átomos de oxígeno en la superficie de las plaquetas de arcilla.

**Hidratación iónica:** es la hidratación de los cationes de los estratos intercalados con las superficies cercanas de las moléculas de agua.

**Hidratación osmótica:** ocurre en algunas arcillas después de que las mismas se han hidratado iónicamente (generalmente, a una humedad del 100%). Todas las arcillas sufren hidratación, y la Illita y la Esmectita presentan diferentes grados de hidratación iónica.

La hidratación de las lutitas (adsorción superficial y absorción osmótica) conducirá a dos problemas diferentes bien definidos:

1. Hinchamiento - expansión de las arcillas debido a la absorción de agua.
2. Dispersión - desintegración del cuerpo de las lutitas por el contacto con agua. Debido a que la lutita posee minerales no arcillosos como el Cuarzo y el Feldespato, además de una mezcla de arcillas, se producirá una combinación de mecanismos de hidratación en el mismo pedazo de roca. Los minerales no arcillosos no reaccionarán, mientras que la Clorita, Caolinita e Illita se hidratarán dando problemas de sólidos, y la Esmectita se hidratará, hinchará y reaccionará con soluciones iónicas. El grado de hinchamiento de la arcilla es controlado por la actividad de la solución a temperatura ambiente. Cuando se sumerge la Esmectita en agua, la hidratación de los cationes en la arcilla hace que los mismos se disocien de su superficie, creando un desequilibrio eléctrico en la arcilla, lo cual a su vez hace que ésta "explote" absorbiendo grandes volúmenes de agua. En la práctica se ha comprobado que las sales con solubilidad relativamente elevada, como KCl y CaCl<sub>2</sub>, son sumamente efectivas para reducir el hinchamiento, pues este mecanismo reduce la disociación de los cationes.

## PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL

El aparato medidor de hinchamiento lineal se usa para determinar hidratación o deshidratación de las lutitas por medición del aumento o reducción de longitud de la muestra con el tiempo, de un núcleo de lutitas

reconstituido. Prueba de hinchamiento lineal (Linear Swell Meter - LSM) se usa con el ensayo CST (Tiempo de Succión Capilar), este ensayo mide el tiempo que tarda una determinada cantidad de agua de una lechada en trasladarse radialmente entre dos electrodos sobre el papel de filtro poroso grueso, determinando propiedades hidratantes y de dispersión de las lutitas por simulación de las fuerzas cortantes y químicas presentes durante la perforación. Primero se realiza un ensayo CST a la lutita y posteriormente se hacen ensayos con una variedad de lodos con el fin de determinar el inhibidor más adecuado.

Los resultados del ensayo LSM deben ser graficados para mostrar el porcentaje de hinchamiento sobre un tiempo de hinchamiento en minutos y analizar los efectos de inhibición de los diversos lodos sobre el hinchamiento de las lutitas.

## STRAIN GAGES

Los *strain gages* son usados para la medición de la deformación de un cuerpo, el cual puede ser expansivo y compresivo, distinguiéndose por un símbolo negativo o positivo, lo cual indica que pueden ser usados tanto para expansiones como para contracciones. La deformación conlleva a una variación de la resistencia eléctrica del *strain gage*, posibilitando así la medida indirectamente; para ello el *strain gage* debe adherirse o soldarse al material que se desea estudiar. Los *strain gages* están diseñados para medir la deformación en una dirección dada, mientras que los que se producen en otras direcciones tienen un efecto mínimo sobre la resistencia del *strain gage*. En resumen, los *strain gages* son transductores que varían su resistencia eléctrica con la deformación en una dirección principal y se emplean para medirlo.

## PRUEBAS PRELIMINARES

Con el fin de comprobar la correcta medición de los *strain gages* en rocas arcillosas y re-plantear una metodología para la preparación de las muestras y la ejecución de la prueba, se realizaron pruebas preliminares en las que se usó como fluido de prueba agua, ya que una roca con alto contenido de arcilla presentará mayor porcentaje de hinchamiento al contacto con el agua.

La muestra de roca usada en las pruebas fue tomada de un afloramiento y corresponde a la formación La Paz, la cual presentó un contenido significativo de arcilla.

Se realizaron cortes sobre la muestra de tal manera que se obtuvieran tamaños de roca similares a los cortes de perforación. Una vez obtenido los cortes, se tomó uno de ellos y posteriormente se dio inicio a la prueba preliminar teniendo en cuenta el procedimiento planteado por el personal del Laboratorio de Mecánica de Rocas del ICP y lo observado durante la realización de las pruebas.

Una vez preparada la muestra se sumergió en el fluido de prueba que para este caso fue agua. La ejecución de la prueba tuvo una duración de 50 horas.

Debido a que los resultados que se obtienen del equipo son datos de cambio de resistencia con el tiempo, es necesario realizar la conversión a unidades de porcentaje de hinchamiento o deformación. Para realizar dicha conversión se utiliza la ecuación 2.

$$\% \varepsilon = \frac{\Delta R}{R * G F} * 10000 \quad (Ec. 2)$$

Dónde:  $\% \varepsilon$  es el porcentaje de deformación o hinchamiento,  $\Delta R$  es la diferencia de resistencia entre la resistencia inicial y la leída a un tiempo  $t$ ,  $R$  es la resistencia a un tiempo  $t$ , y  $GF$  es el gage factor. Con la ecuación anterior se convirtieron los datos de resistencia y se graficó el porcentaje de hinchamiento vs. Tiempo. (Figura 3).

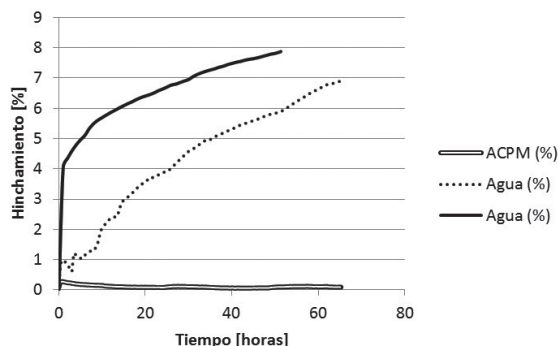


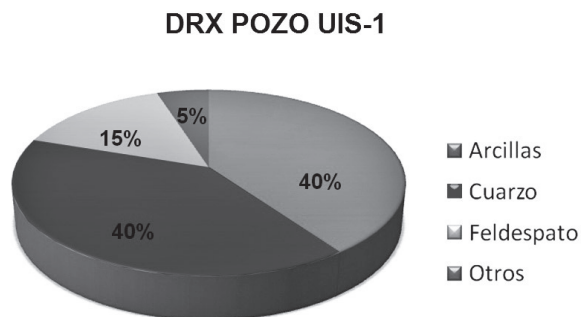
Figura 3. Porcentaje de hinchamiento vs tiempo.

En la Figura 3 (línea continua), se observa la tendencia de hinchamiento de la muestra al contacto con el agua y esta tendencia presentada es similar a las encontradas en la literatura.

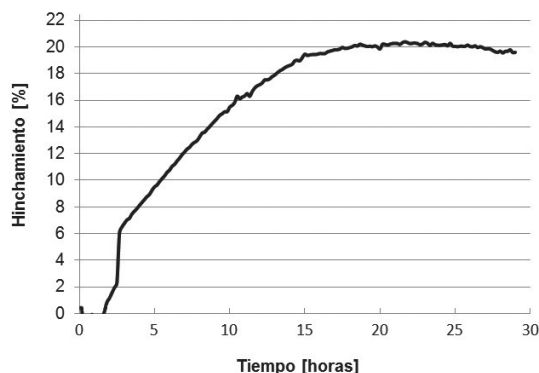
Se realizó una segunda prueba en la que se sumergió la muestra de roca de la misma formación (La Paz) en agua y ACPM, con el fin de mirar la repetibilidad de los resultados. En la Figura 3 se muestran los resultados

obtenidos donde se comparan las tendencias generadas por el agua (línea punteada) y ACPM (línea doble). El ACPM es un aceite y esto hace que la roca no presente hinchamiento al contacto con este fluido, de ahí el concepto de que es mejor perforar con fluidos base aceite para evitar problemas durante la perforación, sin embargo el problema ambiental ocasionado por este tipo de fluidos hace que su uso tenga algunas restricciones. Por otro lado, se observa que la muestra al contacto con el agua tiene una tendencia significativa de hinchamiento como es de esperarse.

Posteriormente se tomaron muestras de roca del pozo UIS-1 ubicado en el Valle Inferior del Magdalena a las cuales se les hizo ensayo de Difracción de Rayos X (DRX) con el fin de conocer la composición mineralógica de la roca. En la Figura 4 se observa el tipo de minerales encontrados y el respectivo porcentaje presente en la roca. El 40 % de la composición total de la roca corresponde a minerales arcillosos lo cual es un porcentaje significativamente alto. Por esta razón se hizo la prueba de hinchamiento con *strain gages*, sumergiendo la muestra en agua. Al igual que en las pruebas anteriores se obtuvieron tendencias similares, como se puede observar en la Figura 5.



**Figura 4.** Ensayo de Difracción de Rayos X en muestra del pozo UIS-1



**Figura 5.** Hinchamiento lineal en muestra del pozo UIS-1

## METODOLOGÍA PROPUESTA PARA DETERMINAR EL HINCHAMIENTO LINEAL EN CORTES DE PERFORACIÓN MEDIANTE EL USO DE STRAIN GAGES

La metodología planteada en este artículo es el resultado de una revisión bibliográfica de pruebas hechas con *strain gages*, el procedimiento UST-LMR-I-308 del Laboratorio de Mecánica de Rocas del ICP y las pruebas realizadas usando *strain gages* que se presentan en este artículo.

La metodología propuesta consta de tres partes principales:

- Preparación de la muestra.
- Pegado del *strain gage* a la muestra.
- Medición del hinchamiento lineal.

### Preparación de la muestra.

1. Tomar un corte de perforación de la formación a analizar.
2. Tener en cuenta las dimensiones mínimas que debe tener esta muestra, ya que las dimensiones de los *strain gages* son de 5x7 mm, por lo cual una de las superficies de la muestra debe tener dimensiones mayores a las del *strain gage*.
3. Escoger el lado por el cual se va a pegar el *strain gage*.
4. Lijar el lado escogido, teniendo especial cuidado en no ir a fracturar o desintegrar la muestra. El lado lijado debe quedar lo más liso posible.
5. Señalar con un lapicero el espacio donde se va a pegar el *strain gage*.
6. Recubrir la muestra con cinta transparente, dándole 3 vueltas a la muestra, para que la capa de cinta alrededor de esta sea gruesa.
7. Quitar la cinta del área demarcada.

### Pegado del *strain gage* a la muestra.

1. Preparar el epóxico que se va a aplicar en el área demarcada.  
El epóxico usado para este proyecto fue el M-Bond AE-10.

Para preparar el epóxico se debe:

- Agregar 2 gramos de epóxico en un recipiente vacío y mezclar con una gota de “Curing Agent 10”.
- Mezclar durante aproximadamente cinco minutos.

El epóxico se debe conservar en un lugar fresco.

2. Aplicar el epóxico en el área demarcada y dejar secar por una hora a temperatura ambiente ( $\approx 24^{\circ}\text{C}$ ).
3. Preparar nuevamente el epóxico y aplicar una segunda capa, dejando secar por una hora a temperatura ambiente.
4. Lijar el epóxico ya seco con el fin de que esta capa quede a la misma altura de la capa de cinta que recubre la muestra.
5. Preparar el epóxico y aplicar una capa delgada sobre el strain gage por el lado opaco de este.
6. Adherir el strain gage en el área demarcada y asegurarlo con plástico y suficiente cinta.
7. Dejar secar por una hora a temperatura ambiente.
8. Retirar la cinta que asegura el strain gage y la cinta que recubre la muestra.
9. Soldar los cables al strain gage.
10. Recubrir la parte soldada con cinta negra, para evitar un posible corto o desprendimiento al contacto con los fluidos.

### Medición del hinchamiento lineal.

El equipo utilizado para medir el cambio de resistencia presentado por los *strain gages* es el adquisidor de datos Agilent 34970.

1. Encender el Agilent 34970 (adquisidor de datos), junto con el computador que guardará los datos leídos.
2. Conectar los cables del adquisidor a los cables de los *strain gages*, teniendo en cuenta que las dos pinzas rojas deben ir conectadas en un cable del *strain gage* y las dos pinzas negras conectadas al otro cable del *strain gage*.
3. Ubicar las muestras en un recipiente limpio y vacío.
4. Abrir el software BenchLink Data Logger y programarlo para que lea la resistencia de los *strain gages*.
5. Realizar las siguientes acciones:
  - Ir a la pestaña “Configure Channels”.
  - a. Seleccionar el canal a utilizar.
  - b. En “Function” seleccionar “Four-Wire Ohms”.
  - c. En “Range” seleccionar “1K”.
  - d. En “Res” seleccionar “6.5”.

- Ir a la pestaña “Scan and Log Data”.
- e. En la sección “Scan Control” oprimir el botón para seleccionar los intervalos de tiempo entre cada medición.
- f. En la sección “Data Control” oprimir el botón para seleccionar la ubicación en la cual se van a guardar las mediciones.
- g. Oprimir el botón “Start/Stop” para iniciar la prueba.
- En la pestaña “Quick Graph” se muestra el cambio de resistencia vs tiempo.
- 6. Adicionar el fluido de prueba en el recipiente con la muestra.

Los resultados arrojados por el adquisidor de datos son guardados en un archivo de Excel en la carpeta seleccionada por el usuario. En este archivo se mostrará el tiempo en el que fue tomada la lectura y la resistencia medida a cada tiempo.

Para realizar la gráfica de deformación vs. tiempo se deben realizar ciertos ajustes a estos datos, ya que los datos arrojados pertenecen a resistencias, y no a deformaciones. Para pasar las resistencias a deformaciones se utiliza la ecuación 2.

Teniendo las lecturas en deformación, se procede a realizar la gráfica de deformación vs tiempo.

## PRUEBA UTILIZANDO EL LSM Y STRAIN GAGES

Con el fin de analizar la proximidad de los resultados de hinchamiento arrojados por el Linear Swell Meter y los *strain gages*, se decidió realizar una prueba sobre unas muestras de arcilla construidas utilizando estos dos métodos de medición.

Se utilizó un lodo de una empresa de servicios. Los resultados de hinchamiento lineal arrojados por el Linear Swell Meter se muestran en la Figura 6, y los arrojados por los strain gages se muestra en la Figura 7.

En la Tabla 1, se resumen los resultados de la prueba. Los valores de hinchamiento obtenidos por la prueba LSM son muy similares a los obtenidos por los *strain gages*.

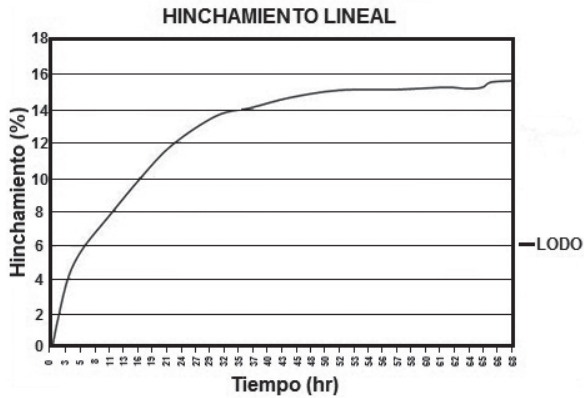


Figura 6. Hinchamiento lineal en el equipo LSM

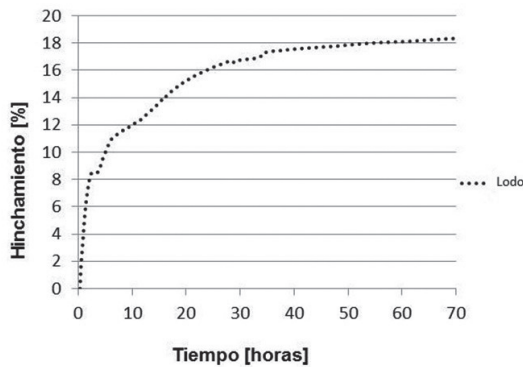


Figura 7. Hinchamiento lineal usando strain gages

Tabla 1. Resultados de hinchamiento lineal.

(% de Hinchamiento)	
Fluido	Hinchamiento (%)
Lodo (LSM)	15.76
Lodo (Strain gages)	18.31

## PRUEBAS DE HINCHAMIENTO LINEAL CON DIFERENTES INHIBIDORES

Debido a que los cavings del pozo UIS-1 presentaron un alto contenido de arcilla, se decidió utilizar estas muestras para medir su hinchamiento al contacto con un lodo base agua agregando diferentes concentraciones de inhibidor y utilizando como instrumento de medición los *strain gages*.

Los inhibidores escogidos para estas pruebas fueron:

- Inhibidor 1: Sal
- Inhibidor 2: Mezcla entre silicatos y polialcoholes.

- Inhibidor 3: Poliamida etoxilada (Bajo punto de inflamación)
- Inhibidor 4: Poliamida etoxilada (Alto punto de inflamación)

Primero se realizaron pruebas con cada inhibidor utilizando una concentración igual. Los resultados de estas pruebas se muestran en la Figura 8, en la cual se puede observar que el menor hinchamiento se presentó al contacto con el Inhibidor 1 y el mayor con el Inhibidor 3.

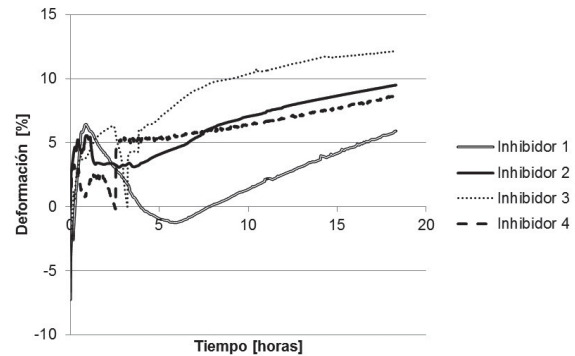


Figura 8. Prueba de hinchamiento lineal utilizando diferentes inhibidores

## PRUEBAS DE HINCHAMIENTO LINEAL CON DIFERENTES CONCENTRACIONES DE INHIBIDORES

Se realizaron varias pruebas utilizando los inhibidores escogidos, pero utilizando diferentes concentraciones, esto con el fin de analizar la cantidad de inhibidor necesaria para evitar el hinchamiento de las arcillas.

Los resultados de estas pruebas se muestran en las Figuras 9 a 12.

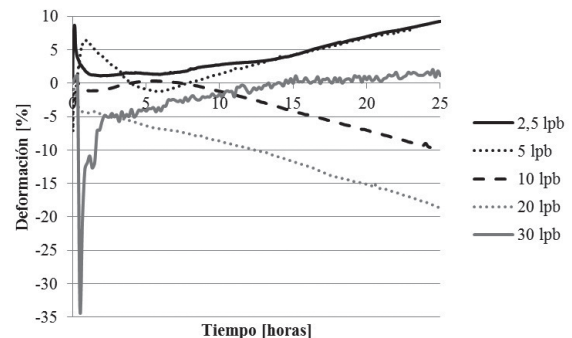


Figura 9. Diferentes concentraciones de Inhibidor 1

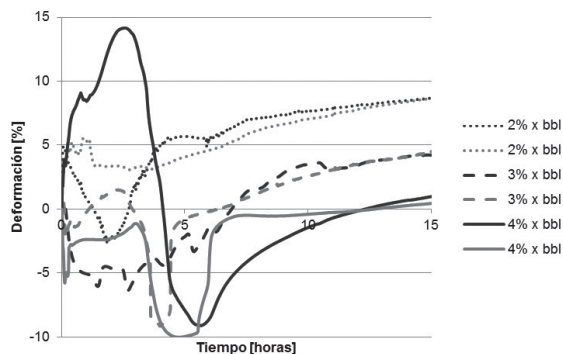


Figura 10. Diferentes concentraciones de Inhibidor 2

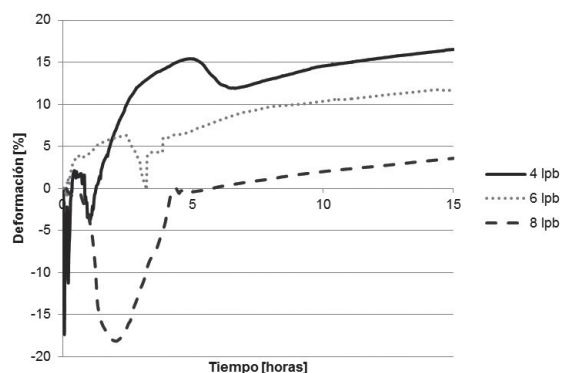


Figura 11. Diferentes concentraciones de Inhibidor 3

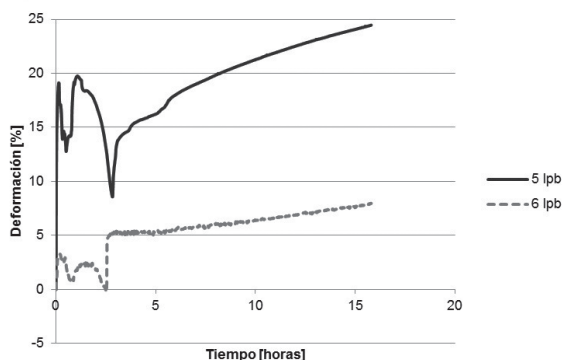


Figura 12. Diferentes concentraciones de Inhibidor 4

En la Figura 9 se muestran los resultados obtenidos de las pruebas realizadas con diferentes concentraciones de Inhibidor 1. En esta figura se puede observar que a mayor concentración de inhibidor menor hinchamiento de las muestras.

La prueba realizada con una concentración de 30 lpb de Inhibidor 1 no cumple con lo dicho anteriormente, esto se debe a que la concentración de Inhibidor 1 a utilizar depende de la actividad de la lutita.

Concentraciones demasiado altas pueden aumentar la posibilidad de problemas de inestabilidad al generarse eventualmente esfuerzos tensiles, es decir, aumenta la presión de hinchamiento.

En la Figura 10 se muestran los resultados obtenidos de las pruebas realizadas utilizando diferentes concentraciones de Inhibidor 2. Con cada concentración se realizaron dos pruebas, con el fin de observar la repetibilidad de los resultados.

De esta figura se puede concluir que las tendencias no son exactamente iguales, debido a varias razones, como: la variación en la cantidad de arcilla en cada una de las muestras, factores externos dependientes del equipo utilizado, entre otras, pero presentan una tendencia similar después de la quinta hora.

En la Figura 11 se muestran los resultados obtenidos de las pruebas realizadas utilizando diferentes concentraciones de Inhibidor 3. En esta figura al igual que en las anteriores pruebas, se puede observar que a mayor concentración de inhibidor menor hinchamiento presentan las muestras.

En la Figura 12 se muestran los resultados obtenidos de las pruebas realizadas utilizando diferentes concentraciones de Inhibidor 4. En esta prueba también se puede observar que a mayor concentración de inhibidor, menor hinchamiento presentan las arcillas.

## CONSIDERACIONES PARA APLICAR LA METODOLOGÍA EN CAMPO

Para aplicar esta metodología en campo, se deben realizar varios cambios para que los resultados sean representativos.

Entre los cambios que se deben hacer se tienen los siguientes:

1. La muestra extraída del pozo, se debe sumergir en aceite mineral, con el fin de conservar el fluido que viene en ella y así obtener un hinchamiento mucho más cercano al que sufren las arcillas durante la perforación.
2. En la preparación de la muestra se deben realizar acciones como lijar, demarcar y recubrir con cinta la muestra; estas acciones deberán realizarse en el



- menor tiempo posible, para evitar la exposición de la muestra al ambiente durante mucho tiempo.
3. Se debe utilizar un epóxico de secado instantáneo, ya que el epóxico utilizado en este trabajo necesita tres horas totales para completar la preparación y la muestra no puede ser expuesta al ambiente por tanto tiempo.

## CONCLUSIONES

La realización de pruebas preliminares permitió comprobar que las lecturas de resistencias obtenidas de los *strain gages* tenían un comportamiento coherente y similar a las tendencias de hinchamiento lineal. Además mediante el cálculo del gage factor, se logró utilizar una expresión con la cual se pudiera convertir las lecturas de resistencia a deformación, obteniéndose de esta manera valores de deformación o hinchamiento análogos a los encontrados en la literatura.

Las pruebas de validación realizadas con tapones contruados por una empresa de servicios utilizando el equipo Linear Swell Meter, y las realizadas utilizando *strain gages*, dan como resultados valores de hinchamiento lineal cercanos.

Las pruebas realizadas con cavings del pozo UIS-1 utilizando los diferentes inhibidores de arcillas presentan como mejor inhibidor el Inhibidor 1 y en orden descendente, Inhibidor 3, Inhibidor 2 y por último el Inhibidor 4 para este tipo de muestra. Por lo tanto se evidencia el comportamiento coherente en las lecturas del *strain gage*. Además se observó que la inhibición es significativa con respecto al hinchamiento presentado si no se usara inhibidor.

Se re-planteó una metodología para determinar el hinchamiento lineal en cortes de perforación, luego de realizar diferentes pruebas y analizar los diferentes factores relacionados con la preparación de la muestra, montaje del equipo y análisis de resultados. Al mismo tiempo, se presentaron las recomendaciones necesarias para llevar a cabo la ejecución de la prueba de hinchamiento lineal on-site.

Debido a que los *strain gages* están diseñados para trabajar en una dirección determinada, es recomendable recubrir las partes de la muestra en las cuales el hinchamiento no va a ser medido, ya que las deformaciones transversales, pueden dar una pequeña variación de resistencia.

El ruido o la cercanía de los cables con otros cables externos pueden alterar la lectura de los *strain gages*, por lo tanto es recomendable emplear un blindaje que ayude a reducir este efecto.

## BIBLIOGRAFIA

1. MUNIR, El-Aquar. "The effect of temperature on clay minerals in aqueous suspension", SPE, septiembre 1962.
2. STAMATAKIS, Emanuel. THAEMLITZ, C.J. COFFIN, George and REID, William. "A new generation of shale inhibitors for water-based muds". SPE, febrero 1995.
3. ZHOU, Zhihong. CAMERON, Shauna. KADATZ, Bernice and GUNTER, William. "Clay swelling diagrams: their applications in formations damage control". SPE, junio 1997.
4. CHENEVERT, Martin and PERNOT, Vincent. "Control of shale swelling pressures using inhibitive water-base muds". SPE, septiembre 1998.
5. CIVAN, Faruk. "Interpretation and correlations of clay swelling measurements". SPE, marzo 1999.
6. ZHANG, Jianguo. CHENEVERT, Martin. AL-BAZALI, Talal and SHARMA, M.M. "A new gravimetric – swelling test for evaluating water and ion uptake in shales". SPE, septiembre 2004.
7. CHENEVERT, Martin. "Shale alteration by water adsorption", SPE, septiembre 1970.
8. CHENEVERT, Martin. "Shale control with balanced-activity oil-continuous muds", SPE, octubre, 1970.

- 
9. O'BRIEN, Dennis. CHENEVERT, Martin. "Stabilizing sensitive shales with inhibited, potassium-based drilling fluids". SPE, septiembre 1973.
10. CHENEVERT, Martin. Stabilizing sensitive shales with K-based drilling fluids. Septiembre.1973.
11. BAKER HUGHES. Fluidos. Manual de Ingeniería. Agosto.1998.
12. Baroid. Manual de Fluidos de Perforación. 1998.
13. M-I. Drilling Fluids Engineering Manual. Version 2.0.S.4/01.Cap.4.

---

***Recepción:*** 18 de Julio de 2011  
***Aceptación:*** 20 de Diciembre de 2011