

**CMP2018\_PF20**

### **Presión de hinchamiento en lutitas a partir de un modelo empírico modificado.**

#### **Autores**

David Rodríguez Alcántara, (Universidad Nacional Autónoma de México), David Ramos Gómez (PMI Comercio Internacional), David Velázquez Cruz (Instituto Mexicano del Petróleo).

#### **Resumen**

Los fenómenos de interacción roca-fluido durante la perforación de pozos pueden generar grandes problemáticas operacionales que pueden ocasionar pérdidas económicas. El presente trabajo expone los fundamentos teóricos con base en modelos matemáticos de la hidratación de arcillas presentes en las formaciones de lutita como el mecanismo responsable de su hinchamiento, el cual genera en gran medida problemas operativos tales como el estrechamiento o colapso del pozo. Se realiza un análisis de modelos teóricos y empíricos para la predicción de la presión de hinchamiento basado en resultados experimentales para dos formaciones mexicanas: Pimienta Inferior y Eagle Ford, determinándose la factibilidad y practicidad de estos para predecir la presión de hinchamiento máxima. Se propone un modelo empírico modificado, que resulta altamente práctico al ser función de una sola variable de la roca y otra variable del fluido de perforación, además de ser preciso y práctico desde el punto de vista operativo.

#### **Introducción**

Una de las formaciones más comúnmente encontrada en pozos en México, es la roca lutita, la cual presenta arcillosos en su composición. En la presencia de lutitas, suelen existir severos problemas de estabilidad mecánica y química debido a la interacción que presentan las lutitas con el agua contenida en los fluidos de perforación, tales como hidratación, hinchamiento, dispersión, inestabilidad, empaquetamiento de la barrena, atascamiento de tubería e incluso la pérdida del pozo (Tariq, 2014, Bol et al., 1994). El



agua adsorbida en las lutitas, tiende a agruparse en el espacio interlaminar, dando como consecuencia la separación de las láminas de arcilla. A medida que esto ocurre, las fuerzas de repulsión electrostática predominan en el sistema arcilla-agua, lo que genera el hinchamiento de la roca, es decir, un incremento en el volumen de la roca.

La presión de hinchamiento ( $P_S$ ) es el conjunto de esfuerzos electrostáticos derivados de la hidratación de las arcillas. En términos geomecánicos, la presión de hinchamiento es la presión requerida para mantener el sistema roca-fluido bajo condiciones de volumen constante cuando las lutitas presentan la capacidad de adsorber agua y/o electrolitos (Tripathy et al., 2004). Debido a que la presión de hinchamiento actúa en sentido contrario al esfuerzo vertical, se le considera como una presión adicional a la presión de poro, definida en este trabajo como la presión de poro final ( $P_{PF}$ ):

$$P_{PF} = P_p + P_S, \quad (1)$$

donde:  $P_p$  es la presión de poro de la formación y  $P_S$  es la presión de hinchamiento por fuerzas químicas.

### Modelos teóricos de la presión de hinchamiento

Fundamentalmente existen dos vías teóricas para predecir la presión de hinchamiento en lutitas; estas dos teorías han sido desarrolladas a la par con el objetivo de explicar el fenómeno de hidratación e hinchamiento de las lutitas.

#### *Teoría de la Doble Capa Difusa*

La doble capa difusa es un fenómeno electrostático derivado de la interacción entre arcilla, agua y electrolitos. Los cationes son fuertemente atraídos por la superficie arcillosa con carga negativa, estos tienden a difundirse lejos de la superficie de la arcilla para homogeneizar la concentración del agua de poro. Sin embargo, este movimiento de cationes (adsorbidos) está restringido por la atracción electrostática de la superficie de la arcilla. Estas dos fuerzas contrarias (difusión-atracción) generan cierta distribución de cationes adyacente a la superficie de la arcilla, como se muestra en la figura 1. La

superficie de la arcilla y los iones distribuidos de forma adyacente es lo que se conoce como Doble Capa Difusa. (Madsen y Müller, 1985).

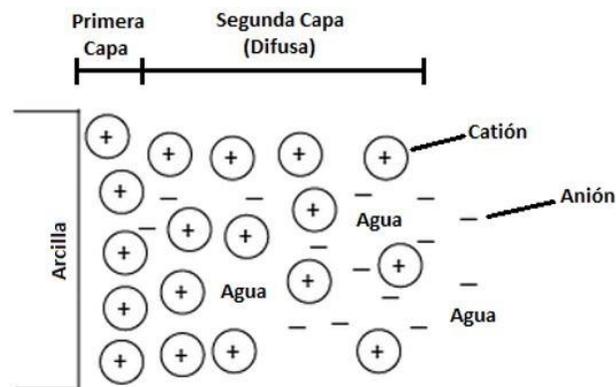


Figura 1. Modelo de la doble capa difusa (DDL) en un sistema arcilla-agua-electrolitos.

Por su parte, Sridharan & Jayadeva (1982) y Tripathy et al. (2004) desarrollaron una serie de ecuaciones para la presión de hinchamiento basado en la teoría de doble capa difusa en sistemas arcilla-agua-electrolitos:

$$P_s = 2nkT(\cosh(u) - 1), \quad (2)$$

$$e = G\gamma_w Sd, \quad (3)$$

$$\int_z^u \frac{1}{\sqrt{(2 \cosh(y) - 2 \cosh(u))}} dy = -Kd, \quad (4)$$

$$\sqrt{(2 \cosh(z) - 2 \cosh(u))} = \left(\frac{CEC}{S}\right) \sqrt{\left(\frac{1}{2\epsilon_0 DnkT}\right)}, \quad (5)$$

$$K = \sqrt{\frac{2ne^{12}v^2}{\epsilon_0 DkT}}, \quad (6)$$

donde:  $P_s$  es la presión de hinchamiento [ $N/m^2$ ],  $n$  es la concentración de iones entre las superficies de arcilla [ $iones/m^3$ ],  $k$  es la constante de Boltzmann ( $1.38 \times 10^{-23} J/K$ ),  $T$  es la temperatura absoluta [ $K$ ],  $u$  el potencial eléctrico en el espacio entre las dos superficies de arcilla (adimensional),  $e$  = relación de vacíos (adimensional),  $G$  es la gravedad específica de los sólidos de la arcilla,  $\gamma_w$  es el peso específico del agua,  $S$  es

el área superficial específica [ $m^2/g$ ],  $d$  es la mitad de la distancia entre las superficies de las láminas [ $m$ ],  $z$  es el potencial adimensional en la superficie de las láminas,  $y$  es el potencial adimensional a la distancia  $x$  de la superficie de la lámina,  $CEC$  es la capacidad de intercambio catiónico de la roca [ $meq/100g$ ],  $\epsilon_0$  es la permitividad eléctrica del vacío ( $8.8542 \times 10^{-12} C^2/J \cdot m$ ),  $D$  es la constante dieléctrica del agua (80.4),  $K$  es un parámetro adimensional propio de la teoría DDL,  $e'$  es la carga eléctrica elemental ( $1.602 \times 10^{-19} C$ ) y  $v$  es la valencia de los cationes intercambiables. Dada la amplitud del sistema comprendido por las ecuaciones 2 a la 6, donde ciertas variables resultan difíciles de medir de forma directa, e incluso indirecta (por ejemplo,  $u$ ), se ha establecido una relación entre el potencial eléctrico ( $u$ ) y la función de distancia adimensional ( $Kd$ ) con base en datos de presión de hinchamiento para tres muestras diferentes de arcilla, obteniéndose el siguiente sistema simplificado (Tripathy et al., 2004):

$$P_s = 3.945 \times 10^{-27} \cdot n \cdot T \cdot (\cosh(u) - 1), \quad (7)$$

$$u = -9.190 \log(Kd) - 3.26, \quad \text{para } v = 1.97 \quad (8)$$

$$Kd = 2.28579 \times 10^{-9} \left( \frac{e}{G\gamma_w S} \right) \sqrt{\frac{n v^2}{T}}, \quad (9)$$

### Modelo termodinámico

De acuerdo con Agus et al. (2013), el desarrollo de la presión de hinchamiento en lutitas, es un proceso fisicoquímico que tiene lugar cuando el agua penetra un medio arcilloso expansible. La succión total de un material arcilloso consiste en la succión matricial y la succión osmótica, la cual se atribuye a la concentración de iones presentes en la formación. La succión matricial está compuesta por fuerzas capilares y fuerzas de sorción. De este modo, la succión total se describe como (Agus et al., 2013):

$$s_t = \frac{2T_s}{r} + \frac{RT}{V_w} c + \frac{G'_w s}{V_w} = \frac{RT}{V_w} \ln \left( \frac{u_v}{u_{v0}} \right) = -P_s, \quad (10)$$



Congreso Mexicano del Petróleo

## MEMORIAS

### Congreso Mexicano del Petróleo 2018

Acapulco, Gro. MEXICO

donde:  $s_t$  es la succión total [ $N/m^2$ ],  $T_s$  es la tensión superficial del agua [ $N/m$ ],  $r$  es el radio promedio del poro [ $m$ ],  $R$  es la constante universal de los gases ( $8.314 \frac{J}{mol \cdot K}$ ),  $T$  es la temperatura absoluta [ $K$ ],  $V_w$  es el volumen molar del agua [ $m^3/mol$ ],  $c$  es la concentración molar de los iones en el agua contenida en los poros [ $mol/m^3$ ],  $G'_{w_s}$  es la energía libre debido a la presencia de fuerzas de sorción [ $\frac{N \cdot m}{mol}$ ],  $u_v$  es la presión de vapor del agua de poro [ $N/m^2$ ] y  $u_{v0}$  es la presión de vapor en estado estándar [ $N/m^2$ ].

El término  $\frac{2T_s}{r}$  corresponde a la succión capilar, la cual, resulta despreciable en un material expansible ya que, al incrementar el espacio poroso con el hinchamiento del material, el fenómeno de capilaridad se anula (Agus y Schanz, 2008). El término  $\frac{G'_{w_s}}{V_w}$  se refiere a las fuerzas de sorción, las cuales se inducen por la fuerza de hidratación de los cationes (fuerzas repulsivas) y fuerzas de atracción de Van der Waals de largo alcance. Sin embargo, para arcillas saturadas de cationes (como es el caso de las lutitas), la succión osmótica puede considerarse como la succión total, debido a que la contribución de las fuerzas de sorción es nula, por lo tanto, la succión osmótica inicial puede considerarse equivalente a la presión de hinchamiento (Agus y Schanz, 2008).

$$P_s = -\frac{RT}{V_w} \ln\left(\frac{u_v}{u_{v0}}\right). \quad (11)$$

La humedad relativa ( $HR$ ) se define como la relación entre la presión de vapor del agua dividida por su presión de saturación (Likos & Lu, 2003; Agus & Schanz, 2005; Agus et al., 2013, por lo tanto, la ecuación 11 queda como la ecuación 12, que en lo posterior como modelo de humedad relativa.

$$P_s = -\frac{RT}{V_w} \ln(HR). \quad (12)$$

### Modelos empíricos de predicción



Los modelos empíricos se basan en datos experimentales de presión de hinchamiento en arcillas, con el objetivo de correlacionar propiedades fisicoquímicas que puedan medirse fácilmente, con la presión de hinchamiento generada en un sistema arcilla-agua-electrolitos, es decir, en un sistema roca-fluido.

### *Modelo de conductividad eléctrica*

La conductividad eléctrica es la capacidad de un material para soportar el flujo de una corriente eléctrica. Este modelo empírico (ecuación 14), resulta atractivo desde el punto de vista práctico, ya que su única variable es la conductividad eléctrica que se obtiene de forma rutinaria a partir de registros geofísicos y se da en siemens por metro ( $S/m$ ) o en mhos por metro ( $\Omega^{-1} \cdot m^{-1}$ ). La ecuación 13 es un modelo empírico desarrollado por Arifin & Shanz (2009) en suelos bentoníticos para determinar la presión de hinchamiento ( $P_s$ ) como succión osmótica, en un sistema arcilla-agua en función de la conductividad eléctrica del agua de poro de los suelos ( $EC$ , en  $mS/cm$ ).

$$P_s = 38.54 \cdot EC^{1.0489} . \quad (13)$$

### **Material y equipo**

Se realizaron pruebas experimentales de presión de hinchamiento en tres muestras de lutitas obtenidas de las formaciones Pimienta Inferior y Eagle Ford, para medir la presión de hinchamiento inducida por la interacción roca-fluido y medir el efecto de la salinidad del fluido acuoso. Se emplearon dos fluidos distintos: el primero fue agua destilada (concentración salina cero), con el propósito de obtener la presión máxima de hinchamiento, ya que, al no contener sales disociadas tiene una máxima capacidad para hidratar los cationes interlaminares; para el segundo fluido se utilizó una salmuera de cloruro de potasio (KCl), la sal disociada forma complejos, por lo tanto, tiene menor capacidad de hidratar los cationes de la roca (Rodríguez, 2016). La concentración en

peso de la salmuera (% $w_s$ ) es de 5.23% y su densidad ( $\rho_m$ ) de 1,030  $kg/m^3$ . Las tres pruebas de presión de hinchamiento para los sistemas se describen en la tabla 1.

Sistema	Formación	Fluido
S-1	Pimienta Inferior	Agua destilada
S-2	Eagle Ford	Agua destilada
S-3	Eagle Ford	Salmuera KCl

**Tabla 1. Sistemas roca-fluido para las pruebas experimentales de presión de hinchamiento.**

Para determinar experimentalmente la presión de hinchamiento se recurrió a una prueba rutinaria de consolidación de suelos y se rediseñó para los propósitos de este trabajo, ya que no existe una prueba para presión hinchamiento en rocas. Se empleó un consolidómetro (figura 2), el cual, se usa comúnmente para determinar la consolidación de un suelo fino cohesivo (generalmente arcillas y limos) bajo condiciones húmedas y bajo una carga variable propiciando la compactación del suelo. Debido a que este equipo está diseñado para medir desplazamiento y carga, se eligió emplearlo para realizar las pruebas de presión de hinchamiento basándose en la norma ASTM D4546-14 que describe dos métodos para medir el hinchamiento o compresión axial inducido en suelos a través del humedecimiento de la muestra.

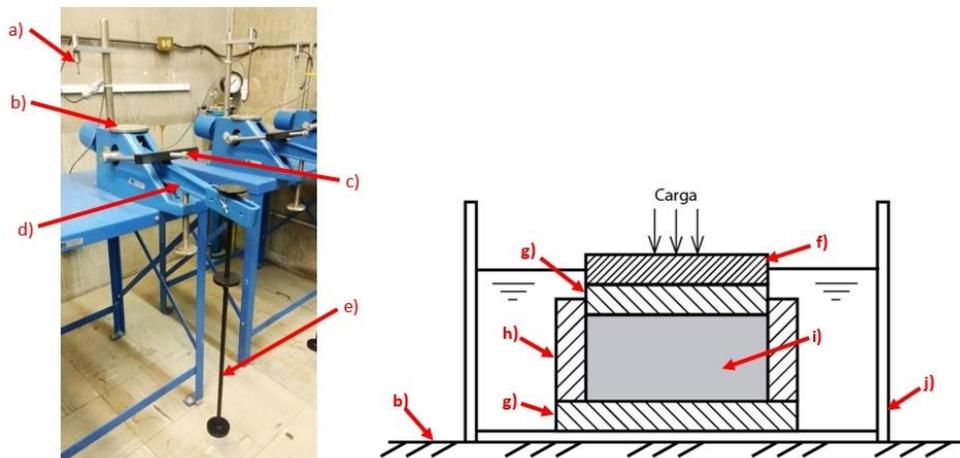


Figura 2. Consolidómetro de suelos (izq.): a) micrómetro; b) plataforma; c) vástago; d) brazo de palanca; e) eje de carga; Montaje de la celda (arriba): f) placa de carga; g) roca porosa; h) anillo de confinamiento; i) muestra de roca; j) celda para fluido. Se inicia la prueba con una carga inicial igual a cero y con la celda seca, a esta primera etapa se le denomina etapa seca. Al paso de 10 segundos se vierte el fluido en la celda y se observa cualquier desplazamiento en el micrómetro que tiene una sensibilidad de 0.00001 mm. A esto se le llama etapa cero, durante la cual se estabilizan los esfuerzos generados por el peso de la piedra porosa y la placa de carga. (ambas ejercen una carga de 0.01155 kgf). En el momento que se observa un desplazamiento (hinchamiento) de aproximadamente 0.001 mm, se aplica la primera carga, aquí inicia la etapa 1. La prueba consta de hasta 40 etapas más la etapa seca y la etapa cero, cada etapa (excepto las etapas seca y cero) corresponde a un nuevo incremento de carga debido a un hinchamiento observado y la prueba termina hasta que el hinchamiento sea nulo, entonces la carga acumulada representa la presión de hinchamiento máxima para el sistema roca-fluido. Por otro lado, se contaba con datos previamente medidos de los núcleos que se emplearon en el desarrollo de este trabajo, dichos datos se presentan en la tabla 2.

Variable	Nomenclatura	Pimienta Inferior	Eagle Ford
Valencia promedio de los iones intercambiables Na <sup>+</sup> , K <sup>+</sup> , Mg <sup>2+</sup> y Ca <sup>2+</sup> .	<i>v</i>	1.9	1.89
Relación de vacíos análoga a la porosidad.	<i>e</i>	0.003346	0.023733
Gravedad específica en base seca.	<i>G</i>	2.61	2.44
Área específica del espacio poroso (m <sup>2</sup> /g).	<i>S</i>	0.6405	4.2409
Humedad relativa a 21°C (%).	<i>RH</i>	0.0972	0.1944
Contenido de arcillas expansibles y arcillas interestratificadas (%).	<i>C</i>	3.2	3.6
Capacidad de intercambio catiónico de Na <sup>+</sup> , K <sup>+</sup> , Mg <sup>2+</sup> , Ca <sup>2+</sup> (meq/100g <sub>muestra</sub> ).	<i>CEC</i>	1.98	1.99

**Tabla 2. Datos de las muestras de lutitas de las formaciones Pimienta Inferior y Eagle Ford.**

## Resultados y discusión

Derivado de las pruebas experimentales, ninguno de los sistemas de la tabla 1 registró algún cambio de volumen en la etapa cero, incluso después de 24 horas de contacto; por lo tanto, no fue necesario agregar más cargas, es decir, todas las pruebas experimentales dieron como resultado presiones de hinchamiento iguales a cero. Los registros de desplazamiento para las tres pruebas presentan la misma tendencia en los mismos rangos de desplazamiento, tal como se muestra en la figura 3 para el sistema S-2. Se observa una serie de puntos dispersos sin tendencia al hinchamiento o a la compresión de la muestra. El rango de desplazamiento se encuentra aproximadamente entre  $-0.008$  y  $0.008$  mm para los tres casos. Se encontró que esta dispersión de mediciones se atribuye al ruido en la señal eléctrica del equipo producido por causas diversas como la conductividad de los materiales, así como la calidad de los mismos elementos de medición, por lo tanto, sería erróneo atribuir los desplazamientos registrados a cualquier fenómeno de interacción roca-fluido.

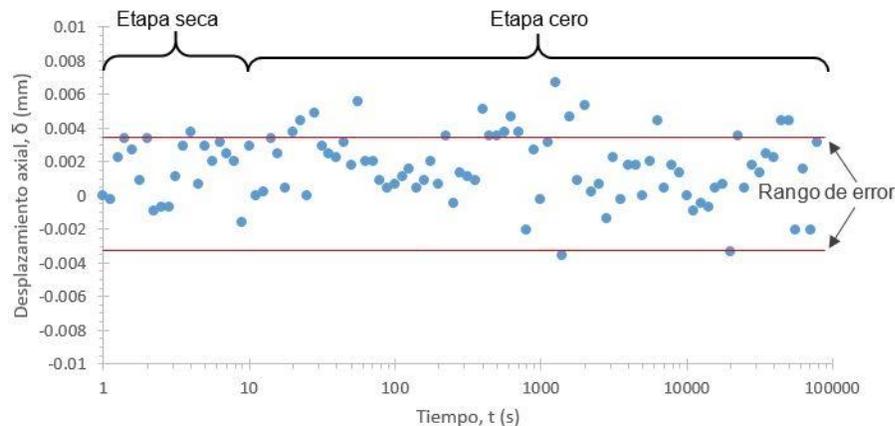


Figura 3. Registro de desplazamiento axial de la prueba de presión de hinchamiento para el sistema S-2, muestra Eagle Ford – Agua destilada.

### Resultados a la Teoría de la Doble Capa Difusa

Se emplearon las ecuaciones 7, 8 y 9 correspondientes a la forma simplificada de la teoría de la doble capa difusa, se usaron también los datos de las muestras como valencia,  $v$ ; relación de vacíos,  $e$ ; gravedad específica,  $G$ ; y área específica,  $S$  de la

tabla 2 para las formaciones Pimienta Inferior y Eagle Ford, los resultados de presión de hinchamiento se muestran en la tabla 3. De aquí en adelante la presión de hinchamiento se maneja en unidades de *psi* de acuerdo con las unidades convencionales en el diseño de pozos.

Sistema	Contenido de arcillas (%)	Presión de hinchamiento $P_s$ (psi)
Pimienta Inferior – Agua destilada, (S-1)	3.2	24.36
Eagle Ford – Agua destilada, (S-2)	3.6	20.12

**Tabla 3. Presión de hinchamiento calculada con la teoría de la doble capa difusa para los sistemas S-1 y S-2.**

Los resultados muestran que no necesariamente se cumple la hipótesis de que las rocas con mayor arcillosidad son las que presentan mayores presiones de hinchamiento, según lo anterior, se esperaba que el sistema S-2 presentara mayor presión de hinchamiento dado su mayor contenido de arcillas en la roca. Es necesario realizar un análisis de sensibilidad para determinar cuál o cuáles variables de este modelo es la variable más sensible y determinar los valores límite para evitar incurrir inconsistencias en la presión de hinchamiento calculada, cabe mencionar que las simplificaciones usadas fueron desarrolladas para suelos, no para rocas.

#### *Resultados al modelo de humedad relativa*

En la tabla 4 se presentan las presiones de hinchamiento obtenidas con la ecuación 12 para cada formación empleando los datos de humedad relativa de la tabla 2 a una temperatura de 294.15 *K* (21°C). Se observa que para aquellas muestras cuya humedad relativa es mayor, la presión de hinchamiento es menor. Esto se justifica debido al hecho de que una muestra que contiene mayor cantidad de agua en su matriz (que ya se encuentra hidratando los cationes presentes) tiene menor capacidad de

aceptar más agua, por lo tanto, menor será el efecto que esta tenga al interactuar con la roca.

Formación	Humedad relativa a 21°C (%)	Presión de hinchamiento calculada $P_s$ (psi)
Pimienta Inferior, (S-1)	0.0972	136.61
Eagle Ford, (S-2)	0.1944	122.96

**Tabla 4. Presión de hinchamiento en *psi* calculada por el modelo de humedad relativa para las formaciones Pimienta Inferior y Eagle Ford.**

Cabe destacar que ningún resultado concuerda con las presiones de hinchamiento experimentales iguales o cercanas a cero para las muestras de Pimienta Inferior y Eagle Ford de los sistemas S-1 y S-2. Además de que este modelo tampoco permite cuantificar los efectos del fluido de perforación, por lo tanto, sólo puede asumirse como la presión de hinchamiento máxima (Rodríguez, 2016).

#### *Resultados al modelo de conductividad eléctrica*

Se calculó la presión de hinchamiento para conductividades someras medidas en la muestra Eagle Ford, y en una muestra de la formación Pimienta Superior (tabla 5), esto debido a que no se cuenta con datos de la muestra Pimienta Inferior. Es notable la tendencia a incrementar la presión de hinchamiento con el incremento en la conductividad eléctrica, sin embargo, es importante señalar que la conductividad eléctrica no es una propiedad exclusiva de una roca arcillosa, pero, la presencia de arcillas expandibles puede incrementar esta propiedad.

**Tabla 5. Presión de Hinchamiento en los núcleos Pimienta Superior y Eagle Ford en función de su conductividad eléctrica *EC*.**

Formación	Conductividad eléctrica ( <i>mmho/m</i> )	Presión de hinchamiento, <i>P<sub>S</sub></i> ( <i>psi</i> )
Pimienta Superior	12.00	0.60
Eagle Ford	27.24	1.43

En la tabla 6 se resumen los resultados de las presiones de hinchamiento obtenidas por los dos modelos con base teórica y los dos modelos empíricos. Se observa una importante diferencia en órdenes de magnitud entre el modelo de humedad relativa (*HR*) respecto a los resultados experimentales cuya presión de hinchamiento fue de cero para todos los sistemas (S-1, S-2 y S-3).

Formación	% Arcilla	Presión de Hinchamiento, <i>P<sub>S</sub></i> ( <i>psi</i> )		
		Modelos Teóricos		Modelo Empírico
		DDL	<i>HR</i>	<i>EC</i>
Pimienta Superior	4.1	-	-	0.60
Pimienta Inferior	3.2	24.36	136.61	-
Eagle Ford	3.6	20.12	122.96	1.43

**Tabla 6. Presión de hinchamiento calculada con los modelos teóricos y empíricos para los núcleos Pimienta Superior, Pimienta Inferior y Eagle Ford.**

El modelo más próximo a las mediciones experimentales ( $P_S = 0 \text{ psi}$ , en todos los casos) es el modelo empírico de conductividad eléctrica (*EC*). Cabe recordar que este modelo ha sido desarrollado y probado en suelos que generalmente tienen altos contenidos de arcilla, alta porosidad y permeabilidad, de modo que no es totalmente correcto asumir que una roca lutita tenga el mismo comportamiento que estos materiales blandos, por lo que deben tomarse sólo como aproximaciones a la presión de hinchamiento máxima.

Aplicación del modelo de conductividad en un pozo real.

De todos los modelos analizados, el modelo de conductividad eléctrica se aproxima considerablemente bien a las presiones experimentales, además de que es el más atractivo desde el punto de vista práctico, ya que su única variable, la conductividad eléctrica, es un dato que se obtiene de forma rutinaria en cualquier pozo petrolero. Se ha aplicado este modelo en la geomecánica de un pozo mexicano denominado Pimienta-1, del cual se sabe que existe presencia de lutitas en la formación Pimienta entre 2,700 y 2,800 metros de profundidad, como se muestra en la columna geológica de la figura 4, en la misma figura se muestra el registro de conductividad eléctrica somera en *mmho/m*.

A partir de los registros de conductividad del pozo Pimienta-1 se calculó la presión de hinchamiento con un software comercial mediante la programación del modelo de conductividad eléctrica (ecuación 14):

$$P_s = 0.04463 \cdot EC^{1.0489} , \quad (14)$$

donde:  $P_s$  es la presión de hinchamiento [*psi*] y  $EC$  es la conductividad eléctrica de la lutita [*mmho/m*]. Se realizó la conversión de la presión de hinchamiento calculada en unidades *psi* a densidad equivalente en *g/cm<sup>3</sup>* y se sumó a la presión de poro ( $P_p$ ), ya que son cargas que actúan en el mismo sentido, de acuerdo con la ecuación 1. El efecto de la presión de hinchamiento se ilustra en la figura 5 como presión de poro final ( $P_{PF}$ ). Se observa que la presión de hinchamiento alcanza valores muy por encima de la densidad del lodo a profundidades entre 2,730 y 2,790 metros, es decir, prácticamente toda la formación Pimienta presenta una presión de hinchamiento considerable respecto a la densidad de lodo empleada de 1.22 *g/cm<sup>3</sup>*.

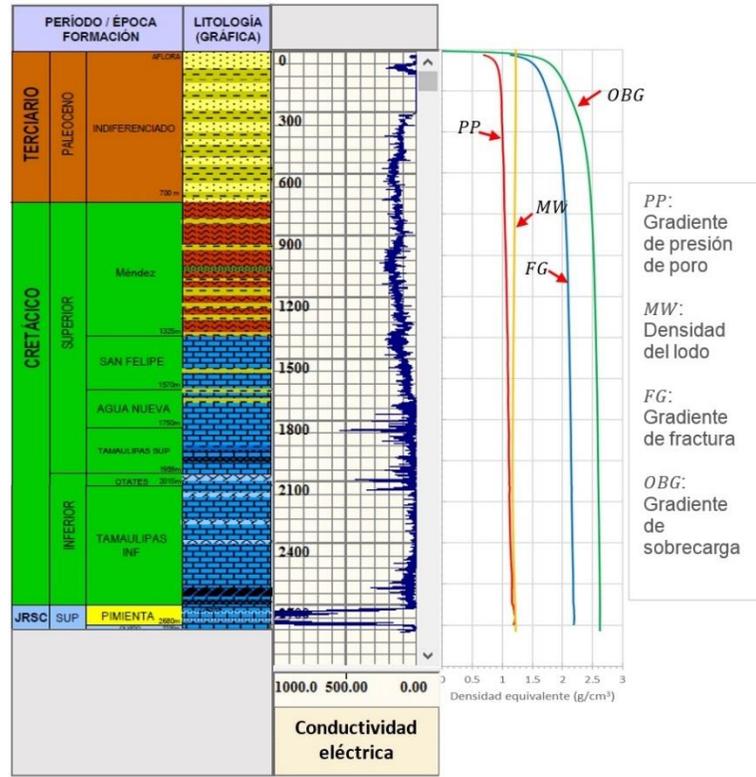


Figura 4. Columna geológica y ventana operativa del pozo Pimienta-1

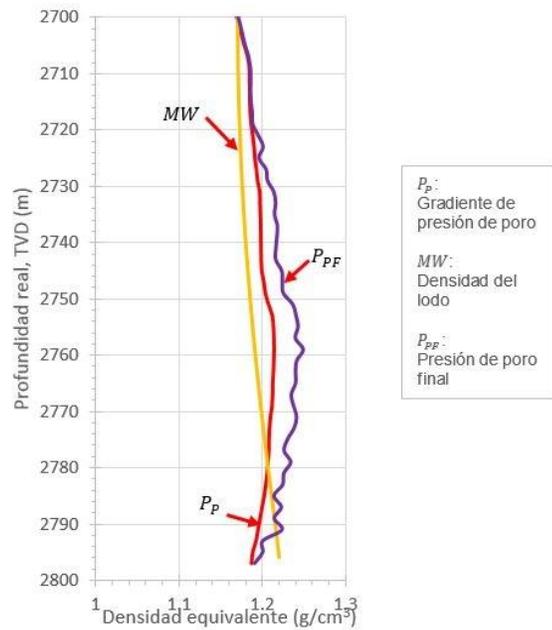


Figura 5. Ventana operativa en la región de la formación Pimienta donde se muestra la presión de poro final ( $P_{PF}$ ).

La nueva ventana operativa predice graves problemas de hinchamiento, el valor máximo calculado de presión de hinchamiento fue de  $P_S = 121.9 \text{ psi}$  a  $2,770 \text{ m}$ . Los informes de operación del pozo Pimienta-1 reportan problemas de resistencias, fricciones, derrumbes, pérdidas de circulación, atrapamientos y empaquetamientos de sarta; todo esto es atribuible al hinchamiento de la formación Pimienta.

### Modificación del modelo de conductividad eléctrica

Se demostró la practicidad del modelo empírico de conductividad eléctrica para aproximar a un valor máximo de presión de hinchamiento. En el presente trabajo se propone extender este modelo con la inclusión de las propiedades del fluido, específicamente su concentración salina como parámetro controlador de la presión de hinchamiento.

Se plantea que el hinchamiento en lutitas se puede mitigar por la presencia de sales en el fluido de perforación. Esto fue probado por Ramos (2016) mediante el modelo osmótico, si bien, el fenómeno osmótico (ecuación 15) está fundamentado en la termodinámica y es aceptado por diversos autores en la industria petrolera (Chenevert & Pernot, 1998; Fam & Dusseault, 1998; Lal, 1999; Mody & Hale, 1993), es un modelo que describe de forma general la forma en que interactúa en sistema roca- fluido para generar una presión osmótica (o presión de hinchamiento).

$$P_S = -\eta \frac{RT}{V_w} \ln \left( \frac{a_{ws}}{a_{wm}} \right), \quad (15)$$

donde:  $\eta$  es la eficiencia de membrana (*adimensional*),  $a_{ws}$  es la actividad del agua de poro (*adimensional*) y  $a_{wm}$  es la actividad del fluido de perforación (*adimensional*). Los conceptos de actividad de agua en la roca y en el fluido de perforación son conceptos termodinámicos que de forma general engloban los parámetros y mecanismos propios

del sistema roca-fluido que inducen al flujo de agua de una a otra fase por medio del diferencial de actividades químicas.

Ramos (2016) propuso una metodología para predecir la presión de hinchamiento a través del modelo osmótico a partir de datos experimentales de la formación Pimienta Superior, a través de correlaciones determinó los valores de actividades y eficiencia de membrana ( $\eta$ ) para esta formación (tabla 7).

Tabla 7. Datos experimentales del núcleo Pimienta Superior (Ramos, 2016).

Parámetro	Valor
Actividad PS ( $a_{ws}$ )	0.567
Eficiencia de membrana para KCl ( $\eta$ )	0.02276

Considerando una solución acuosa de KCl como fluido de contacto, la actividad del fluido se calculó mediante la ecuación 16:

$$a_{wm} = 0.99999 - 0.003443 \cdot w_s - 0.00009691 \cdot w_s^2 \quad (16)$$

Donde:  $w_s$  es la concentración salina del fluido de perforación en por ciento peso (%KCl). Con esta metodología se calcularon presiones de hinchamiento para un rango de salinidad en el fluido entre 0 y 50% en peso de KCl y se obtuvo la curva de presiones ilustrada en la figura 6. Una concentración salina de 0% de KCl significa que el fluido de contacto es agua pura, de modo que se toma como referencia el valor de 254.34 *psi* como la presión de hinchamiento máxima que puede experimentar este sistema roca-fluido.

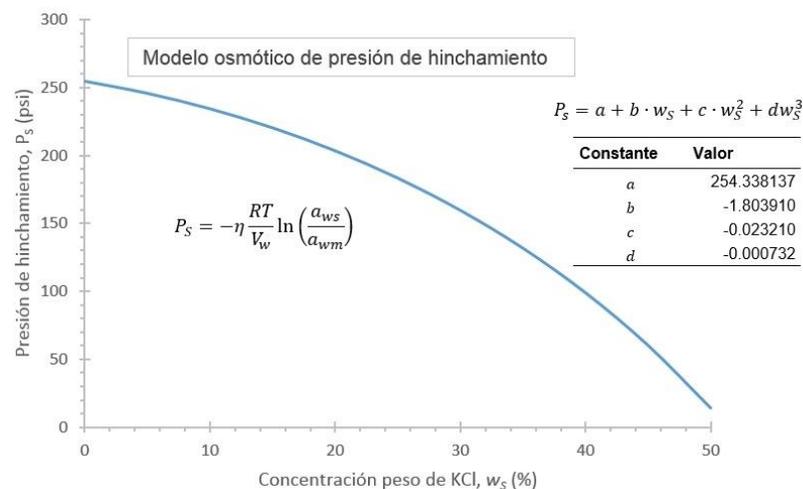
$$P_s = a + b \cdot w_s + c \cdot w_s^2 + d w_s^3 . \quad (17)$$

Como se observa en la figura 6, se realizó una regresión no lineal (ecuación 17) para describir el comportamiento de la presión de hinchamiento en función de la concentración de KCl y se encontró una función polinomial como la más cercana a esta tendencia.

La constante  $\alpha$  (ordenada al origen), representa el valor máximo de presión de hinchamiento, por lo tanto, la ordenada  $\alpha$  se iguala al modelo de conductividad eléctrica como la presión máxima en un sistema roca-fluido según la ecuación 18.

$$\alpha = P_{S \max} = 66.345 \cdot EC^{1.0489} \quad (18)$$

donde:  $P_{S \max}$  es la presión de hinchamiento máxima [psi] y  $EC$  es la conductividad eléctrica de la roca [mmho/m].

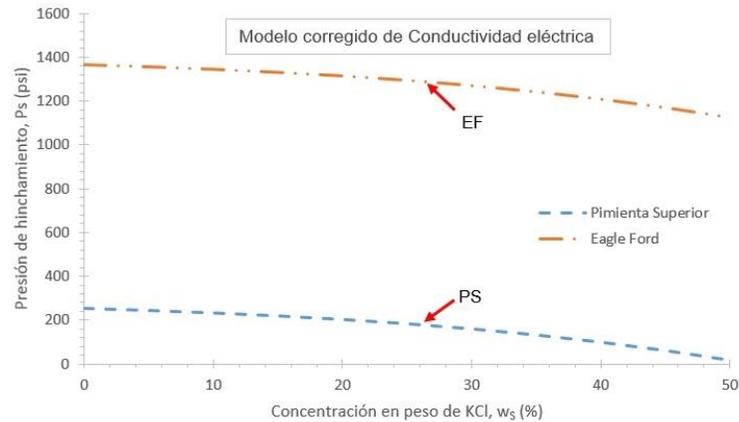


**Figura 6. Presión de hinchamiento calculada por el modelo osmótico en función de la concentración de KCl en el fluido de contacto.**

De la sustitución de la ecuación 18 en la ecuación 17 resulta el modelo corregido de conductividad eléctrica:

$$P_s = 66.345 \cdot EC^{1.0489} - 1.8039 \cdot w_s - 0.0232 \cdot w_s^2 - 0.0007 w_s^3, \quad (19)$$

donde:  $w_s$  es la concentración en peso de KCl en el fluido de perforación (%). La presión de hinchamiento se calculó con la ecuación 19 para las formaciones Pimienta Superior y Eagle Ford ilustradas en la figura 7.



**Figura 7. Presión de hinchamiento calculada para los núcleos Pimienta Superior (PS) y Eagle Ford (EF) con el modelo corregido de conductividad eléctrica.**

Cabe mencionar que experimentalmente se trabajó con las muestras Pimienta inferior y Eagle Ford, mientras que los datos de actividad química y eficiencia de membrana corresponden a la formación Pimienta Superior, por lo cual, es de esperar que el resultado obtenido no sea del todo exacto, sin embargo, se ha conseguido un modelo práctico que toma en cuenta las propiedades de un sistema roca-fluido.

## Conclusiones

El hinchamiento de lutitas es consecuencia de la adsorción de agua en los espacios interlaminares por la atracción de contra-iones presentes, induciendo la acumulación de agua e incrementando las fuerzas de repulsión electrostática que separan las láminas de arcilla y producen el hinchamiento de la lutita. La teoría de Doble Capa Difusa, explica el fenómeno del hinchamiento desde el espacio interlaminar en función de su valencia, capacidad de intercambio catiónico, entre otros factores exclusivos de la formación. El modelo osmótico con fundamento termodinámico, pretende explicar el hinchamiento englobando de forma macroscópica todos los parámetros en una sola variable: la actividad química. Las presiones de hinchamiento medidas experimentalmente en dos rocas arcillosas (Pimienta Inferior y Eagle Ford) resultaron cercanas a cero con ambos fluidos empleados (agua destilada y salmuera de KCl), el

contenido arcilloso de ambas formaciones es tan bajo que, aunado su porosidad y permeabilidad, no inducen el hinchamiento de las rocas, por lo menos en las primeras 24 horas de contacto roca-fluido.

La aplicación del modelo de conductividad eléctrica en un pozo real (Pimienta-1) reflejó un estrechamiento en la ventana operativa en la formación pimienta como consecuencia del hinchamiento inducido, interpretado como la presión de hinchamiento máxima. Se modificó el modelo de conductividad eléctrica mediante la inclusión de la concentración salina en por ciento peso ( $w_s$ ) como variable del lodo del cual dependen sus propiedades químicas. Este modelo corregido resulta de mayor practicidad en campo, ya que se obtienen registros de conductividad o resistividad eléctrica en tiempo real, por lo que es posible calcular la presión de hinchamiento de forma instantánea

### Agradecimientos

Al Instituto Mexicano del Petróleo, por todas las facilidades para la realización técnica de este trabajo. Al laboratorio de Mecánica de Suelos de la sección de posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, por el acceso a sus instalaciones y equipos.

### Referencias

1. Agus, S. S., Arifin, Y. F., Tripathy, S. & Schanz, T. 2013. Swelling Pressure–Suction Relationship of Heavily Compacted Bentonite–Sand Mixtures. *Acta Geotechnica* 8:155–165.
2. Agus, S. S. & Schanz, T. 2005. Comparison of Four Methods for Measuring Total Suction. *Vadoze Zone Journal*. Special Section: Soil Moisture Sensors.
3. Agus S. S. & Schanz T. 2008. A Method for Predicting Swelling Pressure of Compacted Bentonites. *Acta Geotechnica* 3: 125-137.
4. Arifin, Y. F., & Schanz, T. 2009. Osmotic Suction of Highly Plastic Clays. *Acta Geotechnica* 4, 177-191.



5. ASTM D4546-14, 2014. *Standard Test Methods for One-Dimensional Swell or Collapse of Soils*. ASTM International, DOI: 10.1520/D4546-14.
6. Chenevert, M.E., & Pernot, V., 1998. Control of Shale Swelling Pressures Using Inhibitive Water-Base Muds. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, septiembre 27-30. SPE 49263-MS.
7. Fam, M. A. & Dusseault, M. B. 1998. Borehole Stability in Shales: A Physico-Chemical Perspective. Artículo presentado en SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Trondheim, Noruega, julio 8-10. SPE-47301-MS.
8. Lal M., 1999. Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength. Artículo presentado en la Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela. SPE 54356.
9. Likos, W. J. & Lu, N. 2003. Automated Humidity System for Measuring Total Suction Characteristics of Clay. *Geotechnical Testing Journal* 26 (2), ID GTJ10456.
10. Madsen, F. T., & Müller, M. 1985. Swelling Pressure Calculated from Mineralogical Properties of a Jurassic Opalinum Shale, Switzerland. *Clays and Clay Minerals* 33 (6): 501- 509.
11. Mody, F. K., Hale, A. H. 1993. A Borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction. Artículo presentado en la SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 1993, 1093-1101. SPE 25728.
12. Ramos, D. 2016. *Metodología Para la Definición de la Presión Osmótica Como Complemento a la Presión de Poro*. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, México.
13. Rodríguez, D. 2016. *Análisis de Sensibilidad de Modelos de Presión de Hinchamiento en Formaciones de Lutita*. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, México.
14. Sridharan, A. & Jayadeva, M. S. 1982. Double Layer Theory and Compressibility of Clays. *Géotechnique* 32 (2): 133-144.



15. Tariq A., 2014. *Wellbore Stability in Shale Formations*. Tesis de Maestría, University of Stavanger. Faculty of Science and Technology, Drilling Technology, Stavanger, Noruega.
16. Tripathy, S., A. Sridharan, & T. Schanz, 2004. Swelling Pressures of Compacted Bentonites from Diffuse Double Layer Theory, *Can. Geotech. J.* 41: 437–450.

### Semblanza de los autores

David Rodríguez, es Ingeniero Químico por el Instituto Politécnico Nacional, recibió el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera por la Universidad Nacional Autónoma de México, actualmente realiza estudios de posgrado en Administración de Organizaciones también en la Universidad Nacional Autónoma de México. Se ha desempeñado en el desarrollo de proyectos de flujo hidráulico y de fluidos gaseosos en plantas químicas. Recientemente ha realizado investigaciones de estabilidad química en pozos petroleros.

David Ramos, es Ingeniero Químico egresado del Instituto Politécnico Nacional, realizó una maestría en Ingeniería Petrolera en la Universidad Nacional Autónoma de México y otra en Administración de la Energía en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey. Ha trabajado en perforación de pozos en Weatherford International. Estuvo a cargo del desarrollo de proyectos micro hidroeléctricos en Cas Tecnología Sustentable. Actualmente es analista comercial de naftas y petroquímicos en PMI Comercio Internacional. Obtuvo el segundo lugar en el premio a la innovación Fundación UNAM-PEMEX 2017 en la categoría posgrado por su trabajo sobre estabilidad química de pozos.

David Velázquez, es Ingeniero Petrolero por el Instituto Politécnico Nacional y Maestro en Ciencias de la Computación por la Universidad Autónoma Metropolitana. Tiene estudios de Doctorado en Ciencias en Explotación de Hidrocarburos por el Instituto Mexicano del Petróleo. Tiene más de 25 años de trayectoria en el Instituto Mexicano del Petróleo. Es Instructor certificado por la Secretaría de Educación Pública, Perito en Perforación de Pozos por el Colegio de Ingenieros Petroleros, y Experto en Mecánica





Congreso Mexicano del Petróleo

# MEMORIAS

## Congreso Mexicano del Petróleo 2018

Acapulco, Gro. MEXICO

de la Perforación por el Instituto Mexicano del Petróleo. Actualmente es Gerente de Perforación y Terminación de Pozos en el Instituto Mexicano del Petróleo.

