

**CMP2018\_XXX**

## **Cuantificación del efecto de la presión osmótica para el rediseño de la ventana operativa**

### **Autores**

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

### **Resumen**

La estabilidad química, que es pobremente investigada y entendida, se sabe que puede tener consecuencias diversas en el pozo como elevar los costos de operación hasta en 10% y en los peores casos originar la pérdida total del pozo. Para el caso particular de México no existe antecedente del estudio de la interacción roca-fluido con base en la presión osmótica, que se plantea como uno de los principales problemas de estabilidad química en la perforación. En el presente trabajo se realiza el acoplamiento de la presión de poro y la presión osmótica para la evaluación de la estabilidad, donde la presión de poro es usada como referencia dentro de la ventana operativa para cuantificar el impacto de la presión osmótica y así reajustar la ventana operativa.

La cuantificación de la presión osmótica se realiza tomando en cuenta la eficiencia de la membrana para tres muestras de núcleos del pozo Pimienta-1, que es un pozo no convencional de lutitas aceítíferas. La evaluación de la interacción roca-fluido se realiza entre las muestras de los núcleos con tres fluidos con diferentes sales cada uno (KCl, NaCl y CaCl<sub>2</sub>) para obtener finalmente la concentración de actividad balanceada, la cual inhibe la interacción roca-fluido y hace que los efectos de presión osmótica sean cero.

### **Introducción**

Durante la perforación de pozos se originan fuerzas osmóticas y gradientes de concentración que pueden iniciar el movimiento de moléculas de agua y iones, que a la postre conducen a problemas de inestabilidad química de las rocas (Farrokhrouz y Asef,

2013). Una manera de evaluar la efectividad de los fluidos de perforación y evitar problemas de inestabilidad química es usar la actividad del agua (Jarrett et al., 2004).

La actividad del agua se define como el potencial químico, es decir, la disponibilidad de reacción del agua, o como la tendencia de escape del agua desde el fluido de perforación hacia el fluido de poro de la lutita. Si existe un desbalance de actividades entre el fluido de poro de la lutita y el fluido de perforación, entonces se desarrollan fuerzas osmóticas y como resultado, el agua se moverá dentro o fuera de la formación (Mody et al., 2002). Este fenómeno afecta especialmente a formaciones con altos contenidos de arcillas (lutitas), cuya presencia es común en la explotación de petróleo y gas.

Si la ósmosis se presenta, se dice que el medio poroso se comporta como una membrana “semipermeable”, donde la dirección de flujo depende principalmente de la actividad de la fase acuosa en el lodo y en los poros de la lutita.

De acuerdo con el principio de Le Châtelier, el agua tenderá a minimizar el desbalance de la actividad y migrará de regiones de alta actividad a regiones de baja actividad (Mody y Hale, 1993), es decir, la solución más concentrada tendrá un valor de actividad menor que la solución más diluida (Reyes y Vargas, 2005). Por lo tanto, el lodo debe poseer una actividad menor que la del fluido de poro, lo cual puede lograrse adicionando sales como NaCl, KCl y CaCl<sub>2</sub> al lodo de perforación para disminuir su actividad.

### **Modelo de presión osmótica para el ajuste de la ventana operativa**

La interacción roca-fluido debida a las diferencias de actividades que se generan entre las lutitas y el fluido de perforación, favorece el fenómeno de ósmosis química para la cual se tienen los tres casos siguientes (Al-Bazali et al., 2009):

1.  $a_{w,s} < a_{w,m}$ , el flujo de agua hacia dentro de las lutitas se incrementa, aumentando el contenido de agua de la formación, así como la presión de poro cerca de las paredes del pozo.
2.  $a_{w,s} = a_{w,m}$ , no existe flujo de agua por ósmosis química.

3.  $a_{w,s} > a_{w,m}$ , el agua fluye hacia afuera de las lutitas, reduciendo el contenido de agua de la formación, así como la presión de poro cerca de las paredes del pozo.

Donde:  $a_{w,m}$  es la actividad del agua en el fluido de perforación y  $a_{w,s}$  es la actividad del agua en la lutita.

El criterio termodinámico es que la actividad del agua pura ( $a_w$ ) es igual a 1.0 en el estado estándar, donde el sistema está en equilibrio y la temperatura está definida. Entonces se tiene:

$$u = u_0 + RT * \ln\left(\frac{f}{f_0}\right), \quad (1)$$

donde:  $u$  ( $J * mol^{-1}$ ) es el potencial químico del sistema;  $u_0$  ( $J * mol^{-1}$ ) es el potencial químico de la sustancia pura a la temperatura  $T$  (K);  $R$  es la constante universal de los gases ( $8.314 \frac{J}{mol * K}$ );  $f$  es la tendencia a escapar de la sustancia, también llamada fugacidad y tiene unidades de presión; y  $f_0$  es la fugacidad de la sustancia pura, en unidades de presión. También se sabe que la actividad del agua está dada por:

$$a_w = \frac{f}{f_0} \cong \frac{P}{P_0}. \quad (2)$$

donde:  $a_w$  es la actividad del agua, equivalente a la fugacidad en el sistema dividida por la fugacidad del agua pura. Debido a que la fugacidad es muy aproximada a la presión de vapor ( $f \cong P$ ), la actividad del agua puede ser expresada como la proporción de la presión de vapor de agua en la roca ( $P$ ) entre la presión de vapor del agua en estado estándar ( $P_0$ ), por lo tanto la ecuación 1 queda como:

$$u - u_0 = RT * \ln\left(\frac{P}{P_0}\right). \quad (3)$$

Si se asume que el líquido es incompresible, el potencial de presión osmótica del agua ( $P_\pi$ ) se relaciona con el potencial químico por la ecuación 4:

$$u - u_0 = V_w * P_\pi, \quad (4)$$

donde:  $V_w$  es el volumen molar parcial del agua en  $[l/mol]$ . Al igualar las ecuaciones 3 y 4 se tiene:

$$P_\pi = \frac{RT}{V_w} * \text{Ln} \left( \frac{P}{P_0} \right). \quad (5)$$

La ecuación 5 permite calcular el potencial teórico de presión osmótica ( $P_\pi$ ) del líquido dentro de la lutita por la medida de la presión de vapor relativa  $\frac{P}{P_0}$  del agua dentro de la misma (Osisanya y Chenevert, 1996; Chenevert y Pernot, 1998).

Sustituyendo la actividad del agua en la lutita en la ecuación 5 para un sistema cerrado de dos fases que contienen fluido de perforación en una fase y lutita saturada con agua en la otra, se tiene que:

$$P_\pi = \frac{RT}{V_w} * \text{Ln} \left( \frac{a_{w,s}}{a_{w,m}} \right), \quad (6)$$

Autores como Osisanya y Chenevert (1996), Chenevert y Pernot (1998) y Lomba et al. (2000), han encontrado que las lutitas no actúan como membranas semipermeables ideales, entonces, definieron el concepto de eficiencia de membrana, que es una medida de cómo las lutitas pueden prevenir el movimiento iónico,:

$$\alpha_m = \frac{P_{\pi(obs)}}{P_{\pi(teo)}}, \quad (7)$$

donde:  $\alpha_m$  es la eficiencia de la membrana,  $P_{\pi(obs)}$  es la presión osmótica observada o real y  $P_{\pi(teo)}$  es la presión osmótica teórica. El modelo para la predicción real de la presión osmótica generada por la interacción entre el fluido de perforación y el fluido de poro de la lutita se expresa en la ecuación siguiente (Mody y Hale, 1993).

$$P_{\pi(obs)} = \alpha_m * \frac{RT}{V_w} * \text{Ln} \left( \frac{a_{w,s}}{a_{w,m}} \right). \quad (8)$$

El efecto de la presión osmótica que se genera debido a diferencias en el potencial químico de la interacción roca-fluido, se refleja en el cambio del estado de esfuerzos

iniciales de la roca debido a la redistribución por la hidratación o deshidratación de la roca. Tomando en cuenta la teoría del esfuerzo efectivo desarrollada por Terzaghi en Chenevert y Pernot (1998), se tiene que:

$$\sigma = S - P_p, \quad (9)$$

donde: el esfuerzo efectivo total ( $\sigma$ ) es igual al esfuerzo vertical o de sobrecarga ( $S$ ) menos la presión de poro hidráulica ( $P_p$ ). Para rocas arcillosas, es necesario adicionar el potencial de presión osmótico ( $P_\pi$ ) a la presión de poro hidráulica ( $P_p$ ), por lo tanto, la presión de poro efectiva total ( $P_{PT}$ ) se obtiene de la siguiente manera:

$$P_{PT} = P_p + P_\pi. \quad (10)$$

Para rocas arcillosas, es necesario que se sustituya la presión de poro ( $P_p$ ) de la ecuación 9 por la presión de poro efectiva total ( $P_{PT}$ ) de la ecuación 10 que toma en cuenta tanto los factores derivados de la presión de poro hidráulica, como los factores químicos:

$$\sigma = S - (P_p + P_\pi). \quad (11)$$

Por lo tanto, sustituyendo la presión osmótica observada de la ecuación 8, se tiene que:

$$\sigma = S - P_p - \alpha_m * \frac{RT}{V_w} * \text{Ln} \left( \frac{a_{w,s}}{a_{w,m}} \right). \quad (12)$$

### Actividad del fluido

Para la predicción de la actividad del agua en la fase acuosa de un fluido de perforación base aceite, Hale et al. (1993) usan modelos empíricos en función de la concentración porcentual másica de la sal y del tipo de sal para una temperatura constante de 20 °C (ecuaciones 13, 14 y 15).

$$\text{Para } CaCl_2: \quad a_{w,m} = (1 - 0.00065 \times \% \text{ sal}) - (0.000438 \times \% \text{ sal}^2) + (0.00000281 \times \% \text{ sal}^3) - (0.0000000265 \times \% \text{ sal}^4). \quad (13)$$

$$\text{Para } NaCl: \quad a_{w,m} = (1 - 0.00451 \times \% \text{ sal}) - (0.000199 \times \% \text{ sal}^2). \quad (14)$$

$$\text{Para } KCl: \quad a_{w,m} = (0.99999 - 0.003443 \times \% \text{ sal}) - (0.00009691 \times \% \text{ sal}^2), \quad (15)$$

donde:  $a_{w,m}$  es la actividad del agua en la fase acuosa del fluido de perforación, y % *sal* es la concentración porcentual másica de la sal en cuestión.

### Eficiencia de membrana

La membrana de un sistema lutita-fluido no está claramente definida, sin embargo, sus propiedades son dadas por la diferencia de movilidad entre los solutos (iones) y el agua en las lutitas, donde Meschia y Setnikar (1958) y Durbin (1960) han mostrado que el tamaño de partícula puede tener una influencia significativa en la eficiencia de la membrana:

$$\alpha_m = 1 - \frac{A_s^{ef}}{A_w^{ef}}, \quad (16)$$

El área de filtración efectiva para los solutos o el agua que pasan bajo un gradiente de presión a través de la membrana de la lutita con un área de poro  $A_{pore}$  está dada por:

$$A_{s,w}^{ef} = A_{pore} * \left[ 2 * \left( 1 - \frac{r_{s,w}}{r_{pore}} \right)^2 - \left( 1 - \frac{r_{s,w}}{r_{pore}} \right)^4 \right] * \left[ 1 - 2.104 * \left( \frac{r_{s,w}}{r_{pore}} \right) + 2.09 * \left( \frac{r_{s,w}}{r_{pore}} \right)^3 - 0.95 * \left( \frac{r_{s,w}}{r_{pore}} \right)^5 \right], \quad (17)$$

donde:  $r_{s,w}$  es el radio efectivo del soluto hidratado (*s*) o del agua (*w*) y  $r_{pore}$  es el radio de poro efectivo de la lutita. El radio efectivo hidratado del soluto/sal  $r_s$  se calcula entonces, como:

$$r_s = \sqrt[3]{r_{cat}^3 + n * r_{an}^3 + h * r_w^3}, \quad (18)$$

donde:  $r_{cat}$ ,  $r_{an}$  y  $r_w$  son los radios iónicos de los cationes, aniones y del agua respectivamente,  $n$  es el número de aniones por catión, y  $h$  es el número de hidratación de la sal, es decir, el número de moléculas de agua que se orientan así mismas alrededor de cada molécula de soluto.

### Temperatura

Para el cálculo de la temperatura a diferentes profundidades, se pueden usar registros del pozo, o bien, se puede usar el gradiente geotérmico. Si bien el gradiente geotérmico varía entre un lugar y otro, oscila entre 25 y 30  $\left[\frac{^{\circ}\text{C}}{\text{km}}\right]$  o  $\left[\frac{15^{\circ}\text{F}}{1000 \text{ pies}}\right]$ . La temperatura de fondo de pozo puede calcularse sumando la temperatura de la superficie al producto de la profundidad y el gradiente geotérmico (Schlumberger, 2015a).

### Material y equipo

En la determinación de la presión osmótica y la presión de poro se usó la información de un pozo no convencional de lutitas aceítíferas en México. Se analizaron tres núcleos de la formación Pimienta Superior, el primer núcleo (P1) fue tomado del pozo piloto Pimienta-1 y los otros dos núcleos (P2 y P3) fueron tomados de pozos análogos. Las profundidades de toma de los núcleos P2 y P3 fueron someras (160 - 161 m), en cambio para el núcleo P1 el corte de núcleo fue tomado a una profundidad de entre 2,720 y 2,738 m.

Mineral	Composición Pimienta Superior - P1 (% peso)	Composición Pimienta Superior - P2 (% peso)
Material arcilloso		
Clorita	4.0	---
Kaolinita	---	5.4
Ilita	---	2.5
Ilita/Mica	10.0	---
Ilita/Esmectita	3.0	1.4
Interestratificados	---	2.7
<b>Total</b>	<b>17.0</b>	<b>12.0</b>

**Tabla 1. Composición arcillosa de núcleos P1 y P2 (formación Pimienta Superior).**

La formación Pimienta está compuesta por lutitas de color gris oscuro a negro, es carbonosa, rica en materia orgánica, intercaladas con escasas capas delgadas de bentonita y caliza gris claro a oscuro con recristalización de calcita. Sus espesores varían

entre 3 y 485 m en general. La composición de los núcleos P1 y P2 fue obtenida por el método de difracción de rayos X y ambas composiciones se muestran en la tabla 1.

### Actividad en la roca



**Figura 1. Equipo para medición de actividad (izq.), muestra de núcleo P1 (arriba) y estándares de calibración (abajo).**

La determinación de actividad del agua en la roca se realiza con un medidor de actividad marca Aqua Lab, modelo 4TEV para cada uno de los tres núcleos disponibles (figura 1). En la tabla 2 se muestran los resultados de las mediciones de actividad del agua en la roca para los núcleos P1, P2 y P3.

Núcleo	Actividad	Temperatura (°)
P1	0.5403	21.20
P2	0.5670	21.50
P3	0.5640	23.10

**Tabla 2. Resultados de determinación de actividades núcleos P1, P2 y P3.**

### Registros geofísicos y ventana operativa

En la figura 2 se muestran los resultados de la ventana operativa completa, incluyendo la densidad del lodo que se utilizó para la perforación del pozo, el gradiente de fractura de Eaton, el gradiente de fractura de Matthews and Kelly, el gradiente de sobrecarga, la

litología y los asentamientos de TR. El análisis de la ventana operativa, se realizó en un software especializado para el análisis de geopresiones. Para el ajuste de la ventana operativa se obtuvieron el gradiente de sobrecarga, la presión de poro y el gradiente de fractura del pozo.

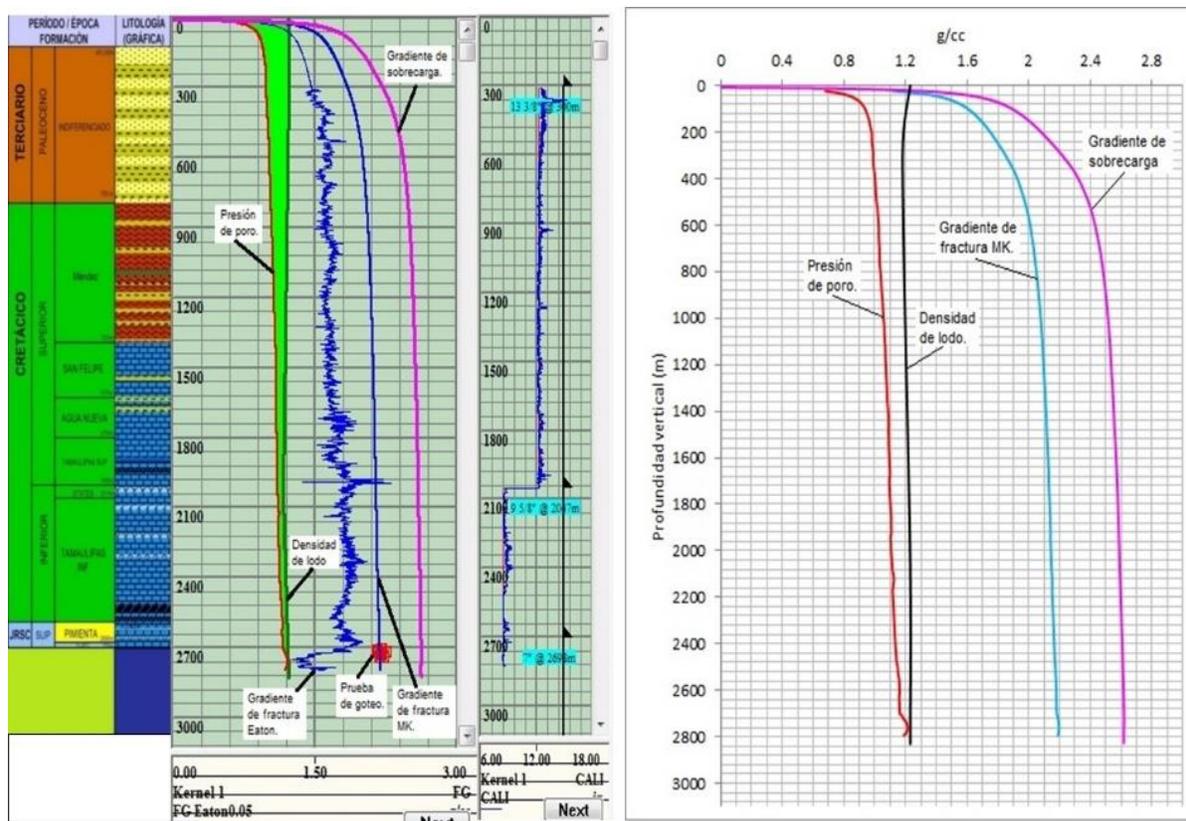


Figura 2. Ventana operativa vista en software de análisis de geopresiones (izq.) y vista en software graficador (der.).

## Resultados y discusión

Teniendo las actividades, tanto en los núcleos como en el fluido de perforación, se puede hacer uso del modelo ideal para el cálculo de la presión osmótica (ecuación 6). En la tabla 3 se muestran los valores de las constantes usadas para el cálculo de la presión osmótica ideal. Se usa una actividad de 1.0 para el fluido de perforación, debido a que se desea obtener la máxima presión osmótica y suponer un fluido sin sales.

VARIABLES CÁLCULO IDEAL	VALORES
R [bar*cm <sup>3</sup> /(mol*K)]	83.14
R [psi*cm <sup>3</sup> /(mol*K)]	1,205.85
V (cm <sup>3</sup> /mol)	18.00
<i>Para fluido sin sal:</i>	---
$a_w$	1.00
<i>Membrana ideal:</i>	---
$\alpha_m$	1.00
$P_{\pi\_nucleo\_P1}$ (psi)	<b>-14,641.76</b>
$P_{\pi\_nucleo\_P2}$ (psi)	<b>-13,494.57</b>
$P_{\pi\_nucleo\_P3}$ (psi)	<b>-13,620.74</b>

**Tabla 3. Cálculo de la presión osmótica ideal con información de variables y constantes usadas.**

Los resultados de la primera aproximación a la presión osmótica (tabla 3), son valores que están fuera de la realidad al ser inclusive mayores a los gradientes de sobrecarga y fractura, los cuales no rebasan los 11,000 psi en sus partes más profundas, por lo cual, para una estimación real se vuelve indispensable la evaluación de la eficiencia de la membrana.

Para calcular la eficiencia de membrana se usa la ecuación 16, que implica el radio de poro del núcleo. Se obtuvo el diámetro de la garganta de poro mediante el análisis de la distribución del tamaño de poro según el estándar ASTM d-4641-12, lo que dio como resultado un diámetro de poro de 182.9692 Å, que se aproxima muy bien al rango teórico para lutitas de entre 100 y 200 Å de radio de poro. En la tabla 4 se presentan los resultados obtenidos de las eficiencias de membrana de los núcleos, tomando como solutos las tres sales como base de la interacción roca-fluido y para el balance de actividades posterior.

Tabla 4. Resultados obtenidos de eficiencias de membrana con radio promedio de poro de P2.

Sal	$r_s$ (Å)	$r_w$ (Å)	$r_{pore}$ (Å)	$A_s^{ef}$ (Å)	$A_w^{ef}$ (Å)	$\alpha_m$
KCl	2.791	1.920	91.4846	24518.34	25089.46	<b>0.02276</b>
NaCl	3.160	1.920	91.4846	24272.35	25089.46	<b>0.03257</b>
CaCl <sub>2</sub>	4.607	1.920	91.4846	23287.81	25089.46	<b>0.07181</b>

Variables cálculo real	Valores
<i>Para fluido sin sal:</i>	---
$a_w$	1.00
<i>Membrana real:</i>	---
$\alpha_{m-CaCl_2}$	0.07181
$\alpha_{m-KCl}$	0.02276
$\alpha_{m-NaCl}$	0.03257
$P_{\pi\_nucleo\_P1\_CaCl_2}$ (psi)	<b>-1,051.41</b>
$P_{\pi\_nucleo\_P1\_KCl}$ (psi)	<b>-333.30</b>
$P_{\pi\_nucleo\_P1\_NaCl}$ (psi)	<b>-476.85</b>
$P_{\pi\_nucleo\_P2\_CaCl_2}$ (psi)	<b>-969.03</b>
$P_{\pi\_nucleo\_P2\_KCl}$ (psi)	<b>-307.19</b>
$P_{\pi\_nucleo\_P2\_NaCl}$ (psi)	<b>-439.49</b>
$P_{\pi\_nucleo\_P3\_CaCl_2}$ (psi)	<b>-978.09</b>
$P_{\pi\_nucleo\_P3\_KCl}$ (psi)	<b>-310.06</b>
$P_{\pi\_nucleo\_P3\_NaCl}$ (psi)	<b>-443.60</b>

Tabla 5. Resultados obtenidos de las presiones osmóticas reales máximas (agua pura como fluido de perforación).

En la tabla 5 se muestran los resultados obtenidos de las presiones osmóticas reales máximas, debido a que se parte de la interacción inicial con agua pura, que es el caso límite de la membrana, pero donde ya se considera una membrana semipermeable real.

Los efectos de la presión osmótica se pueden minimizar mediante la aplicación del concepto de actividad balanceada, que implica igualar la actividad del fluido de perforación a la actividad de la roca para evitar el flujo osmótico. Esto se puede hacer mediante la adecuación de una salinidad conveniente al fluido de perforación, que no siempre será la que permita la actividad balanceada por cuestiones económicas, pero sí será la que minimice los efectos osmóticos para evitar problemas en la perforación.

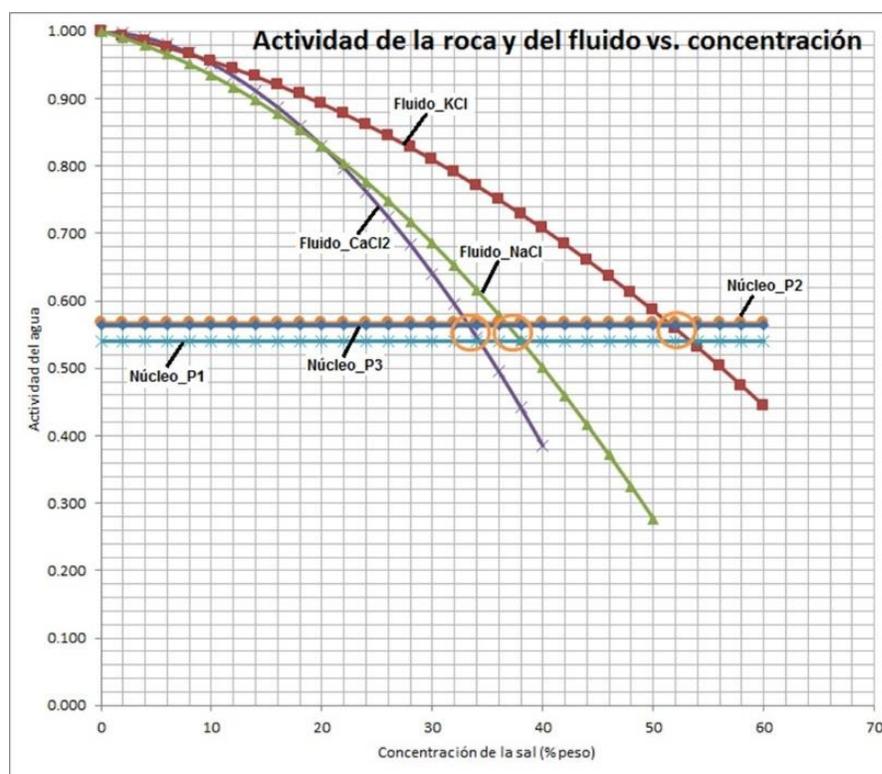


Figura 3. Curvas de actividad de los fluidos de perforación respecto a la concentración y las actividades de los tres núcleos.

En la figura 3 se muestran las curvas de actividad de los fluidos de perforación respecto a la concentración y las actividades de los tres núcleos, donde observa el punto de balance de actividades entre cada sistema roca-fluido.

En la tabla 6 se muestran los resultados de las concentraciones en el punto de balance de actividades del agua en la roca y el fluido, por lo que la presión osmótica es cero, la concentración se maneja en ppm para que las unidades sean afines al trabajo práctico de las actividades de perforación.

También se observa que el fluido con  $\text{CaCl}_2$  generó las mayores presiones osmóticas de hasta 1,051 psi y requirió las menores concentraciones con 342,528 ppm para el balance de la actividad. El comportamiento es opuesto al fluido con KCl que generó las menores presiones osmóticas de 333 psi y requirió las mayores concentraciones de la sal para el balanceo de la actividad con 533,630 ppm (Ramos, 2016).

Muestra de Núcleo	Concentración balanceada de $\text{CaCl}_2$ en el fluido (ppm)	Concentración balanceada de KCl en el fluido (ppm)	Concentración balanceada de NaCl en el fluido (ppm)
P1	342,528	533,630	380,490
P2	331,701	513,990	366,715
P3	332,933	516,227	368,280

**Tabla 6. Resultados de las concentraciones en el punto que se alcanzó el balanceo de actividades del agua en la roca y el fluido de perforación.**

### Predicción de ventana operativa con presión osmótica integrada

Para la integración de la presión osmótica y la presión de poro se usó únicamente el núcleo P1, debido a que fue el que se tomó en el pozo piloto Pimienta-1, mismo del cual se obtuvo el análisis de geopresiones y la ventana operativa. Se hace la construcción del aporte de la presión osmótica en el rango de 2,000-2,700 m aproximadamente, que es el rango en que la presión osmótica se empieza a alejar de la curva de presión de poro y que abarca la formación Pimienta Superior. La construcción de este fragmento de curva

de presión osmótica tiene el objetivo de cuantificar el impacto sobre la presión de poro y delimitar la posible zona de interacción roca-fluido.

Para el presente trabajo se supusieron cinco escenarios (figuras 4, 5 y 6): el escenario 0 %, que implica la presión osmótica máxima cuando la salinidad tiende a cero; los escenarios 30, 60 y 90 %, que significan que se usó el 30, 60 y 90 % de la salinidad necesaria para el balance de actividad, respectivamente; y finalmente, el escenario 100 %, que al implicar que la actividad está totalmente balanceada, no se genera presión osmótica, por lo cual, no fue necesario graficarla al no tener un impacto en la corrección de la ventana operativa (Ramos, 2016). En la tabla 7 se muestran los escenarios diseñados de presión osmótica para los ajustes de la ventana operativa obtenida del análisis de geopresiones.

Escenarios de ajuste de $P\pi$ (%)	Concentración balance $\text{CaCl}_2$ (ppm)	$P\pi_{\text{nucleo\_P1\_CaCl}_2}$ (psi)	Concentración balance de $\text{KCl}$ (ppm)	$P\pi_{\text{nucleo\_P1\_KCl}}$ (psi)	Concentración balance de $\text{NaCl}$ (ppm)	$P\pi_{\text{nucleo\_P1\_NaCl}}$ (psi)
0%	0	-1,051.41	0	-333.29	0	-476.85
30%	102,758	-963.49	160,089	-288.18	114,147	-414.44
60%	205,517	-715.20	320,178	-205.96	228,294	-297.52
90%	308,275	-240.78	480,267	-66.67	342,441	-96.77
100%	342,528	0.00	533,630	0.00	380,490	0.00

**Tabla 7. Escenarios diseñados de presión osmótica para los ajustes de la ventana operativa.**

En los escenarios propuestos se busca la concentración en la que los valores de presión osmótica pudieran desprejarse, ya que cualquier incremento de salinidad en el fluido de perforación implica un gasto extra (Ramos, 2016). Para este caso particular se define un

7 % de la ventana operativa como el rango aceptable de presión osmótica. Para llegar a esa meta se debería usar una concentración del 90 % de la concentración de balance para el  $\text{CaCl}_2$ , para el  $\text{KCl}$  sería de un 30 % de la concentración de balance y del  $\text{NaCl}$  un 60 % de la concentración de balance (Ramos, 2016).

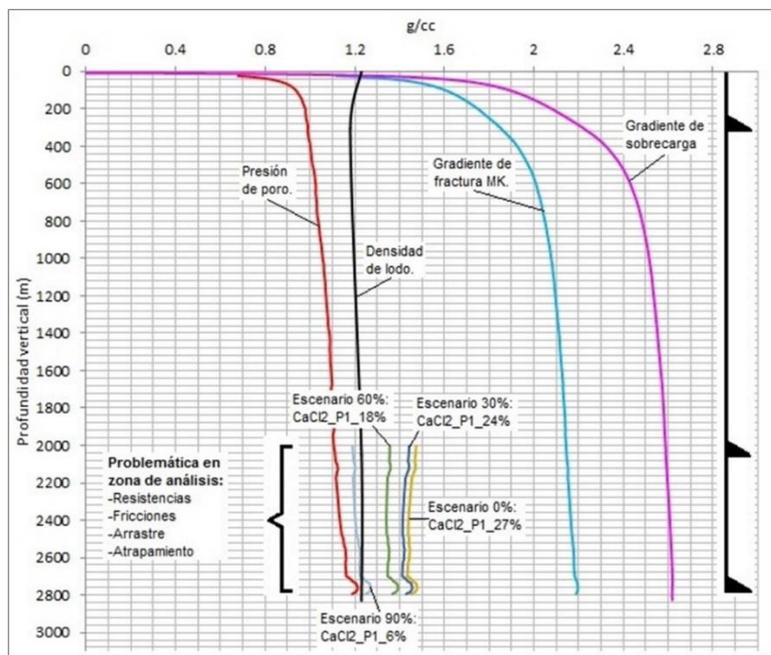


Figura 4. Ventana operativa integrada con interacción roca-fluido para cada escenario de fluido  $\text{CaCl}_2$ .

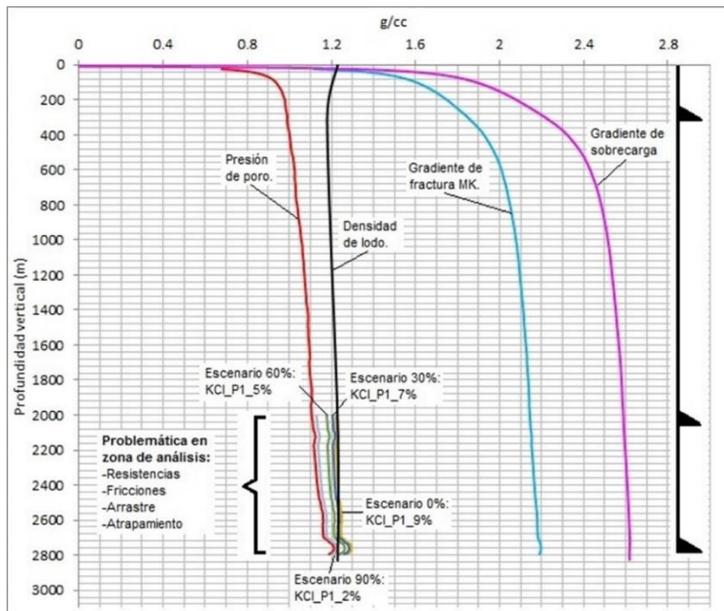


Figura 5. Ventana operativa integrada con interacción roca-fluido para cada escenario de fluido KCl.

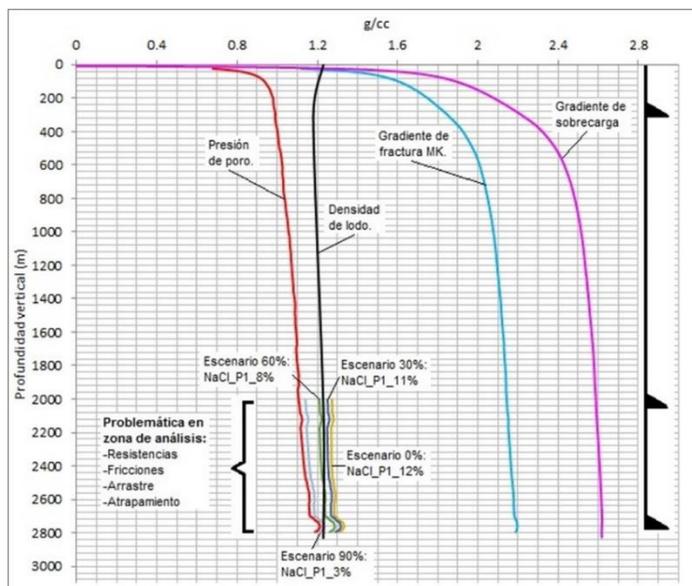


Figura 6. Ventana operativa integrada con interacción roca-fluido para cada escenario de fluido NaCl.

### Conclusiones

Predecir la actividad del agua de la roca es muy complejo porque pequeñas variaciones físicas, estructurales o en composición pueden dar resultados totalmente distintos, por lo tanto, es necesario obtenerla de forma experimental. El análisis de la actividad del agua en el fluido de perforación, en cambio, sí se puede obtener mediante un modelo empírico, debido a que se encuentra en solución y la cantidad de variables que influyen es menor que en el caso de la roca.

La presión osmótica, al suponer una membrana ideal, resulta en valores excesivos que incluso superan numéricamente el gradiente de sobrecarga, lo cual no tiene sentido, sin embargo, al aplicar las eficiencias de membrana, los resultados son consecuentes con las problemáticas presentadas en la formación Pimienta durante la perforación (resistencias, fricciones, derrumbes manifestaciones o gasificaciones, probabilidad de pérdidas de circulación en fracturas naturales, riesgo de atrapamientos de sarta). Según el análisis del límite técnico y los días que tardó realmente el pozo en perforarse, existe una diferencia mayor a 12 días entre lo programado y lo real, de lo cual se observa que el 67 % de estos días que se pasan de lo programado están relacionados a la perforación dentro de la formación Pimienta.

Para la eficiencia de la membrana es determinante fijar el tipo de sal del fluido de perforación debido a que los diámetros de los complejos son diferentes y esto hace que existan variaciones significativas en la obtención de las presiones osmóticas. Conforme el radio del soluto es mayor, existe una menor área efectiva disponible para el paso de este, entonces al pasar menor cantidad de soluto, la movilidad del agua es mayor y la presión osmótica también se incrementa como en el caso del  $\text{CaCl}_2$ , que generó la mayor presión osmótica y a su vez tiene el radio de soluto de mayor tamaño. Se obtuvo una mayor concentración requerida para el balance de actividad para el KCl con alrededor de 533,630 ppm y la menor para el  $\text{CaCl}_2$  con 342,528 ppm. Esta información es de vital importancia en la selección de la sal para el balance del fluido, debido a que dependiendo del pozo y el margen de ventana operativa se puede determinar la concentración óptima

del fluido de perforación, sin tener que balancear totalmente las actividades y evitar sobrecostos del fluido.

### Agradecimientos

Al Instituto Mexicano del Petróleo, por todo el apoyo recibido para el acceso a laboratorios y equipos. A la Universidad Nacional Autónoma de México por las facilidades para la realización técnica de este trabajo.

### Referencias

1. Al-Bazali, T. M., Zhang, J., Chenevert, M. E. et al. 2009. An Experimental Investigation on the Impact of Capillary Pressure, Diffusion Osmosis, and Chemical Osmosis on the Stability and Reservoir Hydrocarbon Capacity of Shales. Artículo presentado en Offshore Europe, Aberdeen, Reino Unido, septiembre 8-11. SPE-121451-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/121451-MS>.
2. Chenevert, M. y 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. <http://dx.doi.org/10.2118/49263-MS>.
3. Durbin, R. P. 1960. Osmotic Flow of Water Across Permeable Cellulose Membranes. *J. Gen. Physiol.* **44** (2): 315-326. <http://dx.doi.org/10.1085/jgp.44.2.315>.
4. Farrokhrouz, M. y Asef, M. R. 2013. *Shale Engineering: Mechanics and Mechanisms*. Boca Raton, Florida: CRC Press, Taylor & Francis Group.
5. Hale, A. H., Mody, F. K. y Salisbury, D. P. 1993. The Influence of Chemical Potential on Wellbore Stability. *SPE Drill & Compl* **8** (3): 207-216. SPE-23885-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/23885-PA>.
6. Jarrett, M. A., Gusler, B., Xiang, T. et al. 2004. Improved Competence in Water Activity Measurement. AADE 2004 Technology Conference, Houston, Texas, abril 6-7. AADE-04-DF-HO-31.

7. Lomba, R. F. T., Chenevert, M. E. y Sharma, M. M. 2000. The Ion-Selective Membrane Behavior of Native Shales. *J. Pet. Sci. Eng.* **25** (1-2): 9-23. [http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105\(99\)00028-5](http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00028-5).
8. Meschia, G. y Setnikar, I. 1958. Experimental Study of Osmosis Through a Collodion Membrane. *J. Gen. Physiol.* **42** (2): 429-444. <http://dx.doi.org/10.1085/jgp.42.2.429>.
9. Mody, F. K. y Hale, A. H. 1993. Borehole-Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling-Fluid/Shale Interaction. *J Pet Technol* **45** (11): 1093-1101. SPE-25728-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/25728-PA>.
10. Mody, F. K., Tare, U. A., Tan, C. P. et al. 2002. Development of Novel Membrane Efficient Water-Based Drilling Fluids Through Fundamental Understanding of Osmotic Membrane Generation in Shales. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, septiembre 29 - octubre 2. SPE-77447-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/77447-MS>.
11. Osisanya, S. y Chenevert, M. 1996. Physico Chemical Modelling of Wellbore Stability in Shale Formations. *J Can Pet Technol* **35** (2): 53-63. PETSOC-96-02-08. <http://dx.doi.org/10.2118/96-02-08>.
12. Ramos G. 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, Ciudad de México, México.
13. Reyes Sicery, R. y Vargas Pardo, J. G. 2005. *Análisis del Fenómeno de Ósmosis Entre Fluidos de Perforación y Formaciones Arcillosas*. Tesis de licenciatura, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
14. Schlumberger. 2015a. Oilfield Glossary, <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/> (acceso el 5 de julio de 2015).

### Semblanza de los autores

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