

Domos salinos profundos con invasión de salmuera geotérmica en reservorios de hidrocarburos del Golfo de México

Ana Yunnuen Avila Villegas¹, Mario César Suárez Arriaga¹, Fernando Samaniego Verduzco² y
Omar A. Vicencio Fuentes²

¹Facultad de Ciencias Físico Matemáticas, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.

²División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. E-mail: mcsa50@gmail.com

Resumen

Ante los aun limitados alcances de las fuentes más importantes de energía alterna, como la geotermia, es necesario continuar trabajando en su mayor desarrollo. Pero al mismo tiempo es necesaria la optimización de la producción y recuperación de petróleo, tanto en México como a nivel mundial. La invasión de salmuera geotérmica en algunos activos petroleros situados en la parte sur del Golfo de México tiene una influencia negativa tanto económica como tecnológica en la extracción de este recurso natural. Sobre ello gira este trabajo de investigación, el cual presenta un doble interés técnico y científico porque acopla fenómenos típicamente geotérmicos con la extracción de hidrocarburos. El agua se encuentra presente en casi todos los yacimientos de petróleo del mundo. Pero la fuerte concentración anómala de sales y minerales encontrados en muestras extraídas de pozos del activo Bellota-Jujo en Tabasco, México, indica la presencia de cuerpos salinos en forma de grandes domos sólidos, que subyacen al yacimiento e influyen en la composición química tanto del aceite como de las aguas salobres que acompañan a la producción de hidrocarburos. Poco se sabe de estos llamados domos salinos y de la disolución o migración que presentan sus masas a diferentes temperaturas (hasta 160°C) y a muy altas presiones (más de 1284 bar ó 18,624 lb/plg²). Los domos salinos han creado lugares de confinamiento para reservas de hidrocarburos, presentando características particulares de impermeabilidad y dureza, debido a sus estructuras cristalinas y composiciones químicas. Es importante el estudio de estos domos, debido no sólo a que sus migraciones alteran los sitios de almacenamiento de aceite y gas (12 en México, 2000 en el mundo), sino por la influencia geoquímica que estas sales pueden tener en la salmuera caliente que acompaña la extracción de petróleo, añadiendo complicaciones a la explotación de este recurso. En este trabajo se presenta un modelo numérico inédito que permite simular el avance de la invasión de salmuera geotérmica hacia las zonas de producción de aceite en esos reservorios. El objetivo inmediato es lograr una mejor comprensión del proceso para optimizar el gasto de extracción de aceite. El objetivo a mediano plazo es lograr que el pozo produzca una mezcla estable salmuera-aceite donde el aceite predomine siempre, evitando la invasión súbita de salmuera caliente, la cual provoca una disminución abrupta del aceite producido.

Palabras clave: Domos salinos, salmuera geotérmica, modelado numérico, producción, activo Bellota-Jujo.

Deep salt domes with invasion of geothermal brines in hydrocarbon reservoirs of the Gulf of Mexico

Abstract

Given the limited scope of even the most important alternative energy resources, such as geothermal energy, it becomes necessary to continue working on their further development. At the same time it is inevitable to optimize production and recovery of oil in Mexico and worldwide. Invasion of geothermal brine in some oil reservoirs located in the southern part of the Gulf of Mexico has a negative influence

on both economic and technological aspects of the extraction of this strategic natural resource. This research is focused on these points, which presents both interests, technical and scientific, because it involves typical geothermal phenomena coupled to the extraction of hydrocarbons. Water is present in almost all oil fields worldwide. The abnormal high concentration of salts and minerals found in samples from wells in the Activo Bellota-Jujo in Tabasco, Mexico, indicates the presence of salt bodies that have the form of solid domes underlying the reservoir and are influencing the chemical composition of both oil and brine accompanying hydrocarbon production. There is limited bibliographical information about these so-called salt domes and about its dissolution or even about their mass migration at different temperatures (up to 160°C) and at very high pressures (over 1284 bar or 18,624 psi). Apparently, the salt domes have created places of confinement for hydrocarbon reserves presenting specific characteristics of impermeability and hardness due to their crystal structures and chemical compositions. It is important to study these domes, not only because their migration alter the storage sites for oil and gas (12 in Mexico, 2000 in the world), but also because of the geochemical influence that these salts may have on the hot brine that accompanies the oil extraction, adding complications to the exploitation of this resource. Presented herein is an unpublished numerical model to simulate the geothermal brine invasion into the oil reservoir producing zones. The immediate objective of this practical research is to achieve a better understanding of the brine invasion process in order to optimize the rate of oil extraction. The medium-term goal is to make the well produce a stable brine-oil mixture, where oil always prevail, avoiding the sudden invasion of hot brine, which causes an abrupt decrease of the oil production.

Keywords: Salt domes, geothermal brine, numeric modeling, production, Activo Bellota-Jujo.

Salmuera geotérmica y su influencia en la producción de hidrocarburos

El activo integral Bellota-Jujo se localiza principalmente en el área Mesozoica Chiapas-Tabasco que fue descubierta en 1972 con la perforación de los pozos Cactus-1 y Sitio Grande-1 (Sánchez Díaz, 2011). Este activo es uno de los principales en el país, pues se considera que aportó junto con los de Samaria Luna y Marina Suroeste el 93% de la producción nacional de petróleo en el año 2008 (Martínez, 2009), y según estimaciones unos 172 mil barriles diarios en el año 2009. Sin embargo, hay una declinación en la producción de los diferentes activos de hidrocarburos en México. Esto se debe no sólo al agotamiento del recurso sino también a las complicaciones naturales que se presentan en los diferentes yacimientos. Por ejemplo, la presencia de acuíferos subyacentes, la invasión de salmuera en las zonas de extracción, así como la presencia de domos salinos, aportando quizá cantidades significativas extra de sal al aceite y a los pozos de extracción. Esta agua salobre también recibe el nombre de agua conificada, intersticial, de formación, etc. Estos son dos problemas latentes en el yacimiento observado, siendo este en particular de tipo oleófilo, es decir, con el aceite como fase mojante. La comprensión y modelado del mecanismo de invasión de agua en pozos productores de aceite es el principal objetivo de este trabajo de investigación práctica.

La formación de petróleo es una serie compleja de procesos geoquímicos ocurridos a lo largo de miles o millones de años. Su origen se debe a la lenta descomposición de materia orgánica acumulada en cuencas marinas y lacustres en un pasado remoto bajo condiciones termodinámicas muy precisas. El proceso de sedimentación y sepultamiento, propicia procesos químicos desarrollados en un ambiente rocoso, en el que predominan altas presiones y temperaturas que dan como resultado aceite crudo y gas natural. El agua está presente en todas las etapas de la formación de un yacimiento de hidrocarburos. El agua de Jujo contiene sales y es una salmuera caliente a 160°C aproximadamente. Sus principales constituyentes son Cl⁻ y Na⁺ en altas concentraciones. El activo Bellota-Jujo, como muchos otros

yacimientos en el mundo, está asociado a un acuífero profundo, produciendo una mezcla estable de agua y aceite. El flujo de agua al yacimiento es esencialmente vertical. La presencia de agua intersticial en los poros afecta a varios parámetros del reservorio, desde las permeabilidades relativas de cada fase, aceite y agua, las viscosidades y hasta la química de los aceites producidos (Suárez et al., 2006).

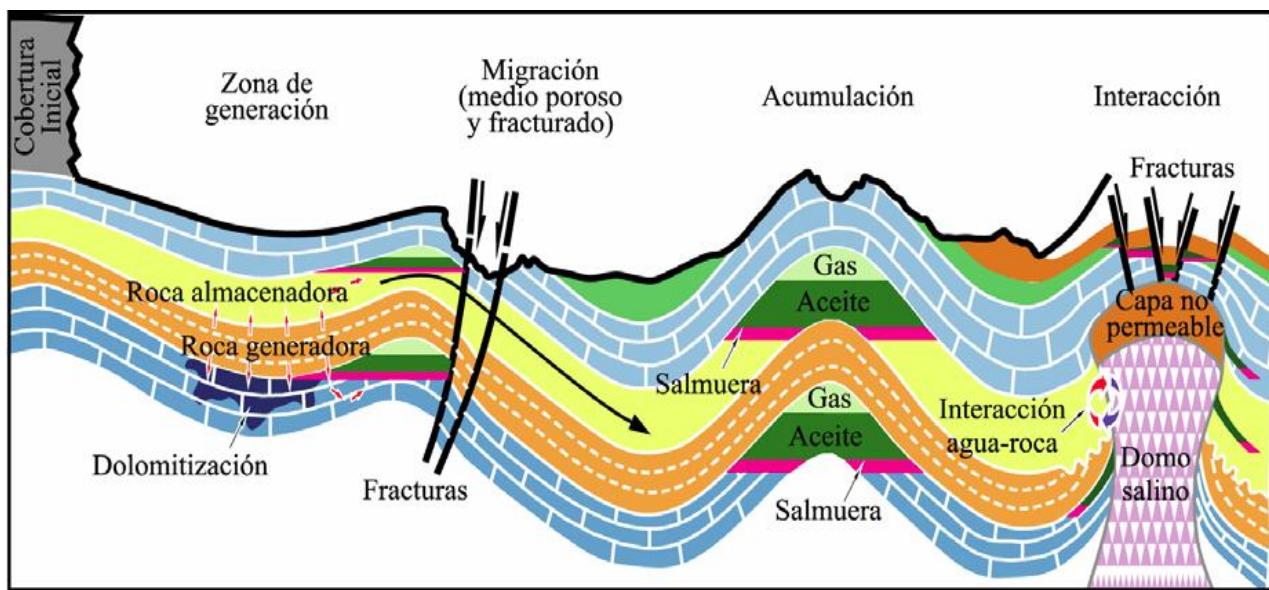


Fig. 1 Diagrama esquemático generalizado de un modelo conceptual sobre el origen, migración y acumulación de hidrocarburos y de aguas de formación de yacimientos petroleros (diseñado por el grupo de Geofluidos-UNAM).

En estas condiciones, el mecanismo principal del flujo de agua es causado por la elasticidad y compresibilidad de la roca y la consiguiente expansión del acuífero que acompaña la extracción del aceite. Esta produce una disminución de la presión del yacimiento en zonas profundas. El efecto de la invasión de agua, aunada a la extracción, produce una disminución paulatina del volumen original de aceite, acompañada del desplazamiento hacia arriba de la frontera de contacto entre el aceite y el agua. A mediano plazo, el pozo irá produciendo cada vez más agua salobre hasta ser totalmente invadido, y producirá únicamente salmuera. Esta producción de salmuera representa una pérdida significativa para Petróleos Mexicanos y un aprovechamiento parcial del recurso no renovable. Desarrollar modelos que permitan representar y comprender los procesos de invasión de salmuera en la zona de producción y el complejo comportamiento de la zona de contacto agua-aceite, resulta de vital importancia para el óptimo manejo de los recursos en los diferentes yacimientos petroleros del país. Este estudio se encuentra en la frontera entre dos fuentes de energía coexistentes: los hidrocarburos y la geotermia. En un futuro cercano, cuando este yacimiento se agote, el calor de la Tierra seguirá ahí presente, brindando la posibilidad de su explotación.

Modelos de las permeabilidades relativas

En esta sección presentamos algunas de las fórmulas para el cálculo efectivo de las permeabilidades relativas, poniendo particular detalle en las dependencias de su variación con la historia de la saturación de la fase mojante. Las curvas de permeabilidades relativas muestran histéresis entre los procesos de drenaje (la fase mojante disminuye) y los procesos de imbibición (la fase mojante se incrementa).

- Función de Corey

Con base en datos de la presión capilar gas-aceite, Corey (1954; cit. por Suárez y Samaniego, 2007) desarrolló las siguientes correlaciones empíricas:

$$k_{rw} = S_{Nw}^{N_w}; \quad k_{rnw} = (1 - S_{Nw})^{N_o} \quad (1)$$

Donde $S_{Nw} = \frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}}$ (drenaje), $S_{Nw} = \frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw} - S_{nrw}}$ (imbibición). En la que k_{rw} representa la permeabilidad relativa de la fase mojante, k_{rnw} de la fase no mojante. S_{Nw} la saturación normalizada de la fase mojante, S_w la saturación de la fase mojante y S_{rw} su saturación irreducible. N_o y N_w (generalmente ambos igual a 2) son exponentes empíricos.

- Funciones de Brooks-Corey

Brooks y Corey (1966; cit. por Suárez y Samaniego, 2007) desarrollaron una pareja de correlaciones que han adquirido prestigio por su precisión para estimar las permeabilidades relativas de las fases mojante y no mojante:

$$k_{rw}(S_w) = (S_{Nw})^{\frac{2+3\lambda_\varphi}{\lambda_\varphi}} \quad (2)$$

$$k_{rnw}(S_w) = (1 - S_{Nw})^2 \left(1 - (S_{Nw})^{\frac{2+\lambda_\varphi}{\lambda_\varphi}} \right) \quad (3)$$

Donde λ_φ es un parámetro empírico.

- Funciones LET

La correlación LET tiene más de tres grados de libertad en orden de acomodar la forma de medir las curvas de las permeabilidades relativas en experimentos SCAL (Special Core Analysis). El tipo de aproximación LET está descrito por tres parámetros L, E, T. La correlación para las permeabilidades relativas de la fase mojante y no mojante con inyección de agua son:

$$K_{rw} = \frac{K_{orw} S_{Nw}^{Lw}}{S_{Nw}^{Lw} + E_w (1 - S_{Nw})^{Tw}} \quad (4)$$

$$K_{rnw} = \frac{(1 - S_{Nw})^{Lo}}{(1 - S_{Nw})^{Lo} + E_o S_{Nw}^{To}} \quad (5)$$

K_{orw} es llamado el punto final de la curva para la permeabilidad relativa de la fase mojante, y se obtiene ya sea antes o junto con la optimización de N_o y N_w (de la función de Corey) que son parámetros empíricos. Los parámetros referentes a las saturaciones y las permeabilidades tienen significados físicos, mientras que los parámetros L, E y T son de carácter empírico. La experiencia obtenida usando las correlaciones LET indican que el parámetro $L \geq 1$, $E > 0$ y $T \geq 0.5$ (Lomeland et al., 2005).

Dentro de nuestra modelación hicimos uso de las funciones LET para el cálculo de las permeabilidades relativas de la fase mojante (aceite) y no mojante (salmuera), suponiendo cada valor empírico L, E, T igual a 2, ya que en la práctica es el valor más utilizado.

Descripción y formulación del problema

En el problema consideramos el flujo simultáneo de los mismos dos fluidos inmiscibles agua y aceite, en un medio poroso en tres dimensiones. En este contexto, el subíndice 1 representara la fase mojante, es decir, aceite. El subíndice 2, la fase no mojante, agua. Para el establecimiento de las ecuaciones consideramos que no existe transferencia de masa entre los fluidos. El agua invade el reservorio de aceite a través de una falla que corta un acuífero formando un ángulo $\theta \in [0, \pi/2]$ con la vertical X_3 , a una profundidad de aproximadamente 6 km y una temperatura de al menos 150°C, misma que cambia de acuerdo a la profundidad. El flujo de las dos fases ingresa a la falla desde la formación por z_0 a una distancia h del contacto agua-aceite a la base del intervalo abierto a producción de aproximadamente 375 m y a velocidades constantes $u_1(x, y, z, 0) = u_1^0$, $u_2(x, y, z, 0) = u_2^0$ respectivamente. La ley de Darcy y la ecuación de continuidad se aplican a ambas fases ya que se tiene un medio poroso, con una porosidad de yacimiento de aproximadamente 4.65%. Las coordenadas (x, y, z) representan la dirección vectorial del flujo de ambos fluidos en el dominio ocupado por la formación que contiene a la falla productora.

El alcance inicial de este trabajo considera que las permeabilidades relativas y la presión capilar dependen únicamente de la saturación de la fase mojante, sin embargo pueden estar también en función de la presión y la temperatura. Hay evidencia experimental de la variación de las permeabilidades relativas con la temperatura. Passmore y Archer (1985; cit. por Van Sambeek et al., 2006) reportan un incremento significativo de la permeabilidad relativa del aceite al aumentar la temperatura, así como la disminución en la histéresis entre las curvas de drenaje e imbibición y un incremento en la saturación irreducible del agua. Dadas las condiciones geotérmicas a las que se encuentra esa parte del fondo marino en el Golfo de México, podemos considerar constantes tanto la permeabilidad de la roca como las viscosidades y densidades de ambas fases, en una primera aproximación. Sin embargo, si se considera una temperatura en aumento, las viscosidades del agua y el aceite se ven reducidas. Por consiguiente esta variable puede afectar el desplazamiento de ambos fluidos en procesos de recuperación térmica. En cambio la permeabilidad de la roca disminuye conforme se incrementa la temperatura (Reiss, 1980; cit. por Van Sambeek et al., 2006) por efecto de la dilatación.

Ecuaciones de Darcy y continuidad

$$\text{Darcy: } \vec{v}_i = -\frac{\mathbf{K} k_{ri}}{\mu_i} (\vec{\nabla} p_i - \rho_i \vec{g} \cos \theta), \quad i = 1, 2 \quad (6)$$

$$\text{Continuidad: } \vec{\nabla} \cdot (\vec{v}_i) + \varphi \frac{\partial S_i}{\partial t} = 0, \quad i = 1, 2 \quad (7)$$

Además:

$$S_1 + S_2 = 1 \quad \text{y} \quad P_c(S_1) = P_2 - P_1 \quad (8)$$

Establecemos las velocidades darcianas de cada fase y la velocidad total:

$$\vec{v}_1 = \vec{v}, \quad \vec{v}_2 = \vec{w}, \quad \vec{u} = \vec{w} + \vec{v}, \quad \text{es decir: } \vec{u} = \begin{pmatrix} u_x \\ u_y \\ u_z \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_x + w_x \\ v_y + w_y \\ v_z + w_y \end{pmatrix} \quad (9)$$

Considerando las ecuaciones de continuidad, y dado que las densidades de las fases son constantes, sumando ambas ecuaciones se obtiene:

$$\vec{\nabla} \cdot (\vec{v} + \vec{w}) = \vec{\nabla} \cdot \vec{u} = 0 \quad (10)$$

Considerando el medio como anisotrópico y definiendo el tensor de permeabilidad absoluta como la matriz constante:

$$K = \begin{pmatrix} k_x & 0 & 0 \\ 0 & k_y & 0 \\ 0 & 0 & k_z \end{pmatrix}$$

De las ecuaciones para cada fase empleando las ecuaciones de Darcy, se pueden despejar los gradientes de presión:

$$\vec{\nabla} p_1 = \begin{pmatrix} -\frac{v_x}{\lambda_1 k_x} \\ -\frac{v_y}{\lambda_1 k_y} \\ -\frac{v_z}{\lambda_1 k_z} + \rho_1 g \cos \theta \end{pmatrix}, \quad \vec{\nabla} p_2 = \begin{pmatrix} -\frac{w_x}{\lambda_2 k_x} \\ -\frac{w_y}{\lambda_2 k_y} \\ -\frac{w_z}{\lambda_2 k_z} + \rho_w g \cos \theta \end{pmatrix} \quad (11)$$

Donde las pseudomovilidades son:

$$\lambda_1 = \frac{k_{r1}}{\mu_1} \quad \text{y} \quad \lambda_2 = \frac{k_{r2}}{\mu_2} \quad \text{con} \quad \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\lambda_1} + \frac{1}{\lambda_2} \quad (12)$$

Definimos las siguientes variables auxiliares, las cuales permiten calcular las seis componentes de las velocidades de cada fase con las velocidades fraccionarias:

$$u_x = v_x + w_x \Rightarrow 1 = \frac{v_x}{u_x} + \frac{w_x}{u_x} = f_x + g_x \quad (13)$$

$$u_y = v_y + w_y \Rightarrow 1 = \frac{v_y}{u_y} + \frac{w_y}{u_y} = f_y + g_y \quad (14)$$

$$u_z = v_z + w_z \Rightarrow 1 = \frac{v_z}{u_z} + \frac{w_z}{u_z} = f_z + g_z \quad (15)$$

Que equivalen a:

$$\begin{aligned} v_x &= u_x f_x; \quad v_y = u_y f_y; \quad v_z = u_z f_z; \\ w_x &= u_x - u_x f_x; \quad w_y = u_y - u_y f_y; \quad w_z = u_z - u_z f_z \end{aligned}$$

En términos de las velocidades fraccionarias se calcula el gradiente de la presión capilar

$$\vec{\nabla} p_c = \vec{\nabla} p_2 - \vec{\nabla} p_1 = \left(\begin{array}{l} \frac{u_x f_x}{\lambda_1 k_x} - \frac{u_x}{\lambda_2 k_x} \\ \frac{u_y f_y}{\lambda_1 k_y} - \frac{u_y}{\lambda_2 k_y} \\ \frac{u_z f_z}{\lambda_1 k_z} - \frac{u_z}{\lambda_2 k_z} + (\rho_2 - \rho_1) g \cos \theta \end{array} \right) \quad (16)$$

Arreglando algebraicamente cada componente de este vector gradiente se pueden despejar las tres componentes de $f(S_1) = (f_x, f_y, f_z)$. Así obtendremos finalmente una ecuación en derivadas parciales que depende únicamente de la saturación del aceite, pero de esta misma puede obtenerse una para la saturación del agua:

$$\begin{aligned} f_x &= \frac{\lambda k_x}{u_x} \frac{d p_c}{d S_1} \frac{d S_1}{d x} + \frac{\lambda}{\lambda_2}; \quad F_x = \frac{\lambda k_x}{u_x} \frac{d p_c}{d S_1}; \quad f_y = \frac{\lambda k_y}{u_y} \frac{d p_c}{d S_1} \frac{d S_1}{d y} + \frac{\lambda}{\lambda_2}; \quad F_y = \frac{\lambda k_y}{u_y} \frac{d p_c}{d S_1}; \\ f_z &= \frac{\lambda k_z}{u_z} \frac{d p_c}{d S_1} \frac{d S_1}{d z} + \frac{\lambda k_z}{u_z} (\rho_1 - \rho_2) g \cos \theta; \quad F_z = \frac{\lambda k_z}{u_z} \frac{d p_c}{d S_1}; \quad G_z = \frac{\lambda k_z}{u_z} (\rho_1 - \rho_2) g \cos \theta \end{aligned}$$

Habiendo definido las funciones auxiliares F_x, F_y, F_z y G_z y remplazando estas componentes en la ecuación (6) para la continuidad del aceite:

$$\begin{aligned} \vec{\nabla} \cdot \vec{v} + \varphi \frac{\partial S_1}{\partial t} &= \varphi \frac{\partial S_1}{\partial t} + \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} = \varphi \frac{\partial S_1}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(u_x F_x \frac{\partial S_1}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(u_y F_y \frac{\partial S_1}{\partial y} \right) + \\ &+ \frac{\partial}{\partial z} \left(u_z F_z \frac{\partial S_1}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(u_x \frac{\lambda}{\lambda_2} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(u_y \frac{\lambda}{\lambda_2} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(u_z \frac{\lambda}{\lambda_2} \right) = 0 \end{aligned} \quad (17)$$

En los términos de la ecuación (17) se observa que todas las variables involucradas son función de la saturación del aceite. Definiendo las partes correspondientes en términos tensoriales se obtiene una sola ecuación más compacta.

Sean F el tensor de movilidad de las fases y G el vector de la movilidad relativa de ambas fases:

$$F = \begin{pmatrix} u_x F_x & 0 & 0 \\ 0 & u_y F_y & 0 \\ 0 & 0 & u_z F_z \end{pmatrix}; \quad \vec{G} = \begin{pmatrix} u_x \frac{\partial}{\partial S_1} \left(\frac{\lambda}{\lambda_2} \right) \\ u_y \frac{\partial}{\partial S_1} \left(\frac{\lambda}{\lambda_2} \right) \\ u_z \frac{\partial}{\partial S_1} \left(\frac{\lambda}{\lambda_2} \right) + u_z \frac{\partial G_z}{\partial S_1} \end{pmatrix}$$

La ecuación en derivadas parciales para la fase del aceite queda finalmente así:

$$\varphi \frac{\partial S_1}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot (F \cdot \vec{\nabla} S_1) + \vec{G} \cdot \vec{\nabla} S_1 = 0 \quad (18)$$

La ecuación (18) es una EDP de tipo parabólico no lineal, en función sólo de la saturación del aceite. El problema de calcular en qué forma se distribuyen y evolucionan las saturaciones en cualquier plano de la falla, se reduce a la resolución numérica de esta ecuación.

Modelo Transiente

El modelo anterior se simplifica en una dimensión (1D). En una primera aproximación suponemos ρ_i, μ_i constantes; el medio poroso es de geometría cilíndrica, inclinado θ rad con oz (véase Figura 2). Sean los fluidos $i = 1, 2$, que son inyectados en un extremo del cilindro con velocidades de filtración v_{01} y v_{02} constantes y tentativamente conocidas. El punto de infiltración está en $z = 0$. Sea v la velocidad total de ambas fases: $v = v_1 + v_2$. Las velocidades fraccionarias son:

$$f_1 = \frac{v_1}{v}; \quad f_2 = \frac{v_2}{v} = 1 - f_1 \quad (19)$$

$$\Rightarrow \frac{\partial p_1}{\partial z} = \rho_1 g \cos \theta - \frac{\mu_1}{K k_{r1}} f_1 v, \quad \frac{\partial p_2}{\partial z} = \rho_2 g \cos \theta - \frac{\mu_2}{K k_{r2}} (1 - f_1) v \quad (20)$$

$$\Rightarrow \frac{\partial p_c}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial z} (p_2 - p_1) \quad (21)$$

$$\frac{\partial p_c}{\partial z} = \frac{\partial p_2}{\partial z} - \frac{\partial p_1}{\partial z}; \quad \text{con } g_c = g \cos \theta$$

Álgebra para calcular

$$\Rightarrow \frac{\partial p_c}{\partial z} = (\rho_2 - \rho_1) g_c - \frac{\mu_2}{k k_{r2}} (1 - f_1) v + \frac{\mu_1}{k k_{r1}} f_1 v$$

$$\Rightarrow f_1 v = \left(\frac{\partial p_c}{\partial z} + (\rho_2 - \rho_1) g_c + \frac{\mu_2 v}{k k_{r2}} \right) \frac{k k_{r1}}{\frac{\mu_2}{k_{r2}} + \frac{\mu_1}{k_{r1}}}$$

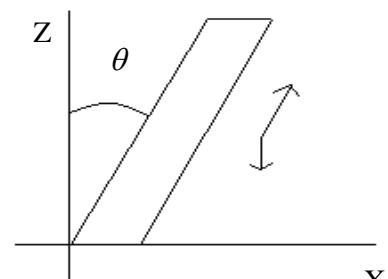


Fig. 2. Representación del medio poroso inclinado.

$$\Rightarrow f_1 = \frac{k/v}{\frac{\mu_1}{k_{r1}} + \frac{\mu_2}{k_{r2}}} \frac{\partial P_c}{\partial z} + \left(\frac{\frac{k}{v}(\rho_1 - \rho_2)g_c + \frac{\mu_2}{k_{r2}}}{\frac{\mu_1}{k_{r1}} + \frac{\mu_2}{k_{r2}}} \right); \text{ como } P_c = P_c(S_1) \Rightarrow \frac{\partial P_c}{\partial z} = \frac{\partial P_c}{\partial S_1} \frac{\partial S_1}{\partial z}$$

$$\text{Sean } F_1 = \frac{k/v}{\frac{\mu_1}{k_{r1}} + \frac{\mu_2}{k_{r2}}} \frac{\partial P_c}{\partial S_1}; G_1 = \frac{\frac{k}{v}(\rho_1 - \rho_2)g_c + \frac{\mu_2}{k_{r2}}}{\frac{\mu_1}{k_{r1}} + \frac{\mu_2}{k_{r2}}} \Rightarrow f_1 = F_1 \frac{\partial S_1}{\partial z} + G_1 \quad (22)$$

De (7), sumando ambas continuidades:

$$\frac{\partial v}{\partial z} = \frac{\partial v_1}{\partial z} + \frac{\partial v_2}{\partial z} + \varphi \left(\frac{\partial S_1}{\partial t} + \frac{\partial S_2}{\partial t} \right) = 0 \quad (23)$$

Por (8) y como $v_1 = f_1 v$ tenemos que:

$$\frac{\partial v_1}{\partial z} + \varphi \frac{\partial S_1}{\partial t} = v \frac{\partial f_1}{\partial z} + \varphi \frac{\partial S_1}{\partial t} = 0 \quad (24)$$

Es decir:

$$\frac{v}{\varphi} \frac{\partial}{\partial z} \left(F_1 \frac{\partial S_1}{\partial z} + G_1 \right) + \frac{\partial S_1}{\partial t} = 0; \quad \frac{\partial f_1(S_1)}{\partial z} = \frac{\partial f_1}{\partial S_1} \frac{\partial S_1}{\partial z} \Rightarrow \frac{v}{\varphi} \left[\frac{\partial G_1}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial z} \left(F_1 \frac{\partial S_1}{\partial z} \right) \right] + \frac{\partial S_1}{\partial t} = 0 \quad (25)$$

Finalmente la ecuación diferencial parcial a resolver es:

$$\frac{\varphi \partial S_1}{v \partial t} + \frac{\partial}{\partial z} \left(F_1 \frac{\partial S_1}{\partial z} \right) + \frac{\partial G_1}{\partial S_1} \frac{\partial S_1}{\partial z} = 0 \quad (26)$$

Donde φ, v son constantes, $F_1 = F_1(S_1)$, $G_1 = G_1(S_1)$ y $S_1 = S_1(z, t)$, $S_2(z, t) = 1 - S_1(z, t)$. Otras generalizaciones son posibles para ρ_i, μ_i dependientes de (p, T) .

Para la fase no mojante se tiene una deducción análoga a la realizada previamente y con ello finalmente la ecuación a resolver para el modelo transiente es:

$$\frac{\varphi \partial S_2}{v \partial t} + \frac{\partial}{\partial z} \left(F_2 \frac{\partial S_2}{\partial z} \right) + \frac{\partial G_2}{\partial S_1} \frac{\partial S_1}{\partial z} = 0 \quad (27)$$

La ecuación (27) es totalmente análoga a la ecuación (26) excepto por el cálculo y definición de los coeficientes funcionales $F_2(S_1)$ y $G_2(S_1)$. Nótese también que $F_1(S_1) = F_2(S_1)$ pero $G_2(S_1) \neq G_1(S_1)$

$$F_2(S_1) = \frac{1}{\eta v} \frac{\partial P_c}{\partial S_1} = F_1(S_1) \quad (28)$$

$$G_1(S_1) = \frac{(\rho_2 - \rho_1) g_c}{\eta v} + \frac{\eta_2}{\eta} \quad (29)$$

$$G_2(S_1) = \frac{(\rho_2 - \rho_1) g_c}{\eta v} + \frac{\eta_1}{\eta} \quad (30)$$

Donde tanto las movilidades de cada fase como el inverso de la movilidad están en función de la saturación de la fase mojante.

Modelo Estacionario

La solución encontrada para la ecuación (26) sólo puede resolverse numéricamente debido a la no linealidad de los coeficientes. Sin embargo es posible encontrar una solución estacionaria que sea analítica en forma de una integral compleja. La ventaja de una o más soluciones estacionarias es que pueden proporcionar detalles simplificados pero interesantes acerca del comportamiento de la saturación y de la solución transiente. Puede ocurrir también que la solución transiente tienda hacia una solución estacionaria bajo ciertas condiciones. Supongamos que en la ecuación (26) la saturación de la fase mojante es $S_1(z, t)$ y que forma un perfil en función de z , el cual es fijo en su forma pero se desplaza a una velocidad constante ω_l . Entonces podemos suponer que S_1 es función sólo de la variable compuesta $x = z - \omega_l t$ y no de las variables separadas $S_1(z, t)$. Sea $S_1(x) = f(z - \omega_l t)$ y $x(z, t) = z - \omega_l t$:

Derivando la función compuesta, se tiene:

$$\begin{aligned} \frac{\partial S_1}{\partial z} &= \frac{\partial f}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial z} = \frac{\partial f}{\partial x} , \text{ ya que } \frac{\partial x}{\partial z} = 1 \\ \frac{\partial S_1}{\partial t} &= \frac{\partial}{\partial t} f(x(z, t)) = \frac{\partial f}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial t} = -\omega_l \frac{\partial f}{\partial x} \rightarrow -\omega_l \frac{\partial S_1}{\partial z} = -\omega_l \frac{\partial f}{\partial x} = \frac{\partial S_1}{\partial t} \leftrightarrow \frac{\partial S_1}{\partial t} + \omega_l \frac{\partial S_1}{\partial z} = 0 \rightarrow \\ \frac{\partial S_1}{\partial t} &= -\omega_l \frac{\partial S_1}{\partial z} \end{aligned} \quad (31)$$

Reemplazando (27) en (26) obtenemos:

$$\begin{aligned} -\frac{\varphi}{v} \omega_l \frac{\partial S_1}{\partial Z} + \frac{\partial}{\partial Z} \left(F_1 \frac{\partial S_1}{\partial Z} \right) + \frac{\partial G_1}{\partial Z} &= 0 \rightarrow \frac{v}{\varphi} \frac{\partial G_1}{\partial Z} - \omega_l \frac{\partial S_1}{\partial z} + \frac{v}{\varphi} \frac{\partial}{\partial z} \left(F_1 \frac{\partial S_1}{\partial z} \right) = 0 \\ \rightarrow \left(\frac{v}{\varphi} \frac{\partial G_1}{\partial S_1} - \omega_l \right) \frac{\partial S_1}{\partial z} + \frac{v}{\varphi} \frac{\partial}{\partial z} \left(F_1 \frac{\partial S_1}{\partial z} \right) &= 0 \rightarrow \frac{\partial}{\partial Z} \left(\frac{v}{\varphi} G_1 - \omega_l S_1 + \frac{v}{\varphi} F_1 \frac{\partial S_1}{\partial z} \right) = 0 \\ \rightarrow d \left(\frac{v}{\varphi} G_1 - \omega_l S_1 + \frac{v}{\varphi} F_1 \frac{\partial S_1}{\partial z} \right) &= 0 \leftrightarrow \frac{v}{\varphi} G_1 - \omega_l S_1 + \frac{v}{\varphi} F_1 \frac{\partial S_1}{\partial z} = C_1 \text{ Constante.} \end{aligned}$$

De modo que:

$$\frac{\partial S_1}{\partial z} = \left(C_1 - \frac{v}{\varphi} G_1 + \omega_1 S_1 \right) \frac{1}{v F_1} \rightarrow \int_{z_0}^{z_1} dz = \int_{S_{10}}^{S_1} \frac{\frac{v}{\varphi} F(S_1) dS_1}{C_1 - \frac{v}{\varphi} G_1 + \omega_1 S_1}$$

Que equivale a la integral:

$$z(S_1) = z_0 + \int_{S_{10}}^{S_1} \frac{\frac{v}{\varphi} F(S_1) dS_1}{C_1 - \frac{v}{\varphi} G_1 + \omega_1 S_1} \quad (32)$$

La constante C_1 se calcula de las ecuaciones (19) y (22). De aquí vamos a tener que:

$$v_1 = v F_1 \frac{\partial S_1}{\partial z} + v G_1 \rightarrow$$

$$C_1 = \frac{v_1}{\varphi} - \omega_1 S_1 \quad (33)$$

Como C_1 es constante, su valor debe calcularse en algún z fijo, por ejemplo en z_0 :

$$C_1 = \frac{v_1(z_0)}{\varphi} - \omega_1 S_1(z_0) \quad (34)$$

La constante de integración C_1 tiene un significado físico importante e interesante, escrita de la siguiente forma:

$$\varphi C_1 = v_1 - \omega_1 \varphi S_1 \quad (35)$$

Significa que φC_1 es el flujo de la fase mojante del fluido (S_1) que pasa por unidad de tiempo a través de una superficie perpendicular ($v_1 = \mathbf{v}_1 \cdot \mathbf{n}$) a la dirección del flujo, el cual se mueve a la velocidad ω_1 (velocidad del perfil de S_1). Hay que recordar que en esta solución estacionaria $S_1(z, t)$ forma un perfil fijo $S_1 = S_1(x(z, t))$, $x = z - \omega_1 t$ que se desplaza a velocidad constante ω_1 . La solución estacionaria es particularmente difícil en la zona de transición entre salmuera y aceite. De hecho puede interpretarse como un posible perfil de la zona de transición, arriba de la cual sólo hay aceite y debajo de la cual sólo hay salmuera.

Consideramos ahora un perfil fijo de $S_2(z, t)$ que se desplaza a una velocidad constante ω_2 de tal manera que $S_2(x) = f(z - \omega_2 t)$, $x(z, t) = z - \omega_2 t$. Análogamente a la ecuación (31), deducimos que:

$$\frac{\partial S_2}{\partial t} = -\omega_2 \frac{\partial S_2}{\partial z} \quad (36)$$

Reemplazando en (27):

$$-\frac{\varphi}{\nu} \omega_2 \frac{\partial S_2}{\partial z} + \frac{\partial G_2}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial z} \left(F_2 \frac{\partial S_2}{\partial z} \right) = 0 \quad (37)$$

Con esto hemos eliminado la dependencia en el tiempo. Multiplicando por $\frac{\nu}{\varphi}$ toda esta EDO:

$$\begin{aligned} -\omega_2 \frac{\partial S_2}{\partial z} + \frac{\nu}{\varphi} \frac{\partial}{\partial z} \left(F_2 \frac{\partial S_2}{\partial z} \right) + \frac{\nu}{\varphi} \frac{\partial G_2}{\partial z} &= 0 \rightarrow \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\nu}{\varphi} G_2 - \omega_2 S_2 + \frac{\nu}{\varphi} F_2 \frac{\partial S_2}{\partial z} \right) = 0 \\ \Leftrightarrow \frac{\nu}{\varphi} G_2 - \omega_2 S_2 + \frac{\nu}{\varphi} F_2 \frac{\partial S_2}{\partial z} &= C_2, \text{ constante.} \\ \rightarrow \frac{\nu}{\varphi} F_2 dS_2 &= \left(C_2 + \omega_2 S_2 - \frac{\nu}{\varphi} G_2 \right) dz \rightarrow \frac{F_2 dS_2}{\frac{\varphi}{\nu} \left(C_2 + \omega_2 S_2 - \frac{\nu}{\varphi} G_2 \right)} = dz \\ \Rightarrow z(S_2) &= z_0 + \int_{S_{2,0}}^{S_2} \frac{F_2 dS_2}{\frac{\varphi}{\nu} \left(C_2 + \omega_2 S_2 - G_2 \right)} \end{aligned} \quad (38)$$

Nuevamente para calcular la constante C_2 usamos el hecho de que:

$$\nu_2 = \nu f_2 = \nu F_2 \frac{\partial S_2}{\partial z} + \nu G_2$$

Y de aquí tenemos:

$$C_2 = \frac{\nu_2}{\varphi} - \omega_2 S_2 \quad (39)$$

Calculada en un punto fijo, vamos a tener:

$$C_2 = \frac{\nu_2(z_0)}{\varphi} - \omega_2 S_2(z_0) \quad (40)$$

Con una interpretación física análoga a la encontrada para C_1 .

Simulación numérica de la zona de transición

Nos concentraremos en la solución estacionaria que nos permite estimar la zona de contacto agua-aceite, aún desconocida. La solución a este modelo es numérica y la estructuración de la misma es relativamente sencilla, pero nos permite realizar una representación de la zona de transición. Al no contar con suficientes datos de campo para esta primera aproximación del problema, optamos por formular una familia de datos variando los parámetros involucrados dentro de los rangos que se pueden presentar en el yacimiento, particularmente las saturaciones irreducibles de ambas fases y las

velocidades de filtración para las mismas. Se considera mayor la saturación irreducible de la salmuera, así como su velocidad de filtración.

Consideramos que la altura del contacto agua-aceite a la base del intervalo abierto a producción es de 375 m, una densidad del aceite y de la salmuera de aproximadamente 1145 y 770 kg/m^3 respectivamente, así como una temperatura de 160°C a una presión de 1284 bar (18,624 psi). Se encuentra efectivamente que la saturación de aceite en la parte superior de dicha zona se aproxima constantemente a 1, lo que respalda el conocimiento previo de que en esta zona superior únicamente se cuenta con aceite. Por otro lado, en la zona inferior se cuenta únicamente con salmuera, con una aproximación constante de la saturación de dicha fase a 1. Las variaciones realizadas a los parámetros previamente mencionados nos permitieron deducir que las velocidades de filtración para cada fase son aproximadamente de 8.4762 cm/h para el aceite y de 9.972 cm/h para la salmuera. La inclinación que presenta el pozo respecto a la vertical aparentemente no representa un dato significativo para las gráficas de datos aquí obtenidas. Las viscosidades dinámicas tanto del aceite como del agua se extrajeron de tablas especiales, haciendo uso de los parámetros establecidos a 987.7 bar y 150°C, de $2.07 \times 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$ y $5.39 \times 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$ respectivamente. A medida que aumentamos la temperatura se tendrá una disminución del valor de las viscosidades dinámicas. La variación de parámetros finalmente se concentró en el análisis de las saturaciones irreducibles para ambas fases. Numéricamente se pudo observar que la saturación irreducible del agua no debe exceder el 15.8%, asumiendo que se tiene una saturación irreducible de aceite de 0.2 %. Sin embargo, si se considera una saturación irreducible del 10% para el agua, la del aceite puede alcanzar una saturación del 5%.

Domos salinos

El diapirismo salino se ha vuelto un foco de atención en los últimos cuarenta años, debido a su importancia estratégica en el control de hidrocarburos y desperdicios tóxicos. Su importancia económica es única en la superficie de la tierra, dado que las evaporitas del Medio Oriente son responsables de atrapar más del 60% de sus reservas de hidrocarburos (Edgell, 1992; cit. por Méndez, 2007). Los diapiros salinos son estructuras geológicas intrusivas, formadas por masas de evaporitas, halita, anhidrita y yeso, principalmente (Warren, 2006), que ascienden por las capas sedimentarias de la corteza terrestre, atravesándolas y deformándolas a través de un proceso medible en millones de años, que se conoce como diapirismo. Se denominan domos salinos cuando las masas de sales deforman los sedimentos suprayacentes, pero no llegan a intruirlos.

Muestras extraídas del Golfo de México en la costa de los Estados Unidos sostienen la teoría de que estas formaciones salinas comenzaron su estructuración a partir del Jurásico Medio y posiblemente poco después y/o antes de dicho periodo (Posey, 1986; Land y Kupecz, 1987; Salvador, 1987; todos citados por Méndez, 2007). Durante esta primera etapa de formación se formó una extensa cuenca oceánica en la que se depositó una secuencia gruesa de más de 1500 m de evaporitas, producto de una trasgresión generalizada que originó el ancestral Golfo de México. Se cree que al incrementarse el hundimiento del fondo oceánico cambiaron las condiciones ambientales y sobre las evaporitas se acumuló una gruesa secuencia sílico-clástica de mayor densidad (areniscas y lutitas), que posteriormente en el Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano se vio afectada por la tectónica salina (intrusión), con lo que se formaron domos, diapiros y fallas importantes que forman estructuras geológicas de gran interés económico petrolero, minero y geohidrológico. Posteriormente, la corriente marina presente en Yucatán permitió que esa gran masa salina fuera separada, dejando formaciones hacia el lado oeste de lo que ahora forma la plataforma de Yucatán. La masa de sal fue compactada por sedimentos del Jurásico Tardío, así como del Mesozoico y del Terciario.

En los últimos años el estudio de los domos salinos se ha incrementado en todo el mundo, debido a la presencia de estos cuerpos salinos en muchos yacimientos de hidrocarburos en el mundo, principalmente en Medio Oriente y el Golfo de México. Esto ha motivado que la estrategia exploratoria de nuevos yacimientos se centre desde hace más de dos décadas en la observación de áreas con tectónica salina. Así mismo, los domos presentan características particulares de impermeabilidad a gases y líquidos, debido a sus composiciones salinas y estructuras químicas presentes dentro de los mismos, por lo que se han creado en ellos lugares de confinamiento para reservas de hidrocarburos, diferentes materiales industriales y desechos tóxicos. Durante sesenta años, desde su uso pionero por parte de Alemania a inicios de los años cincuenta, no se habían registrado incidentes en este tipo de almacenamientos. Evidencias recientes muestran la pérdida de volumen en algunos domos salinos como resultado de una migración de sales en sus fronteras (Figura 3). Ejemplo de ello se muestra en los

domos de sal “Eminence”, en Mississippi USA, empleado como almacén natural de gas (Baar, 1977; cit. por Warren, 2006) y construido entre 1700-2000 m de profundidad, con una pérdida del 40% de su volumen a tan sólo dos años de su construcción. Mientras que el “Tersanne” en Francia, empleado también para almacenar gas (Boucly, 1982; cit. por Warren, 2006), perdió el 30% de su volumen por fluencia de sal en diez años (Figura 3). Estas pérdidas en volumen de almacenaje fueron potencialmente costosas pero cuando se hicieron los ajustes correspondientes a las presiones mínimas de almacenamiento de gas, la pérdida de volumen se detuvo (Thoms y Gehle, 2000; cit. por Warren 2006). Comprender los mecanismos por los cuales los domos salinos pierden volumen es lo que más interesa investigar; no sólo por su actual y potencial uso como medio de almacenamiento, sino también por la influencia química que estas sales pueden quizá aportar a los aceites que se están produciendo y/o las cantidades de sal que puedan estar incrustándose en los ductos de extracción, convirtiéndose con ello en un potencial problema económico y técnico para Petróleos Mexicanos.

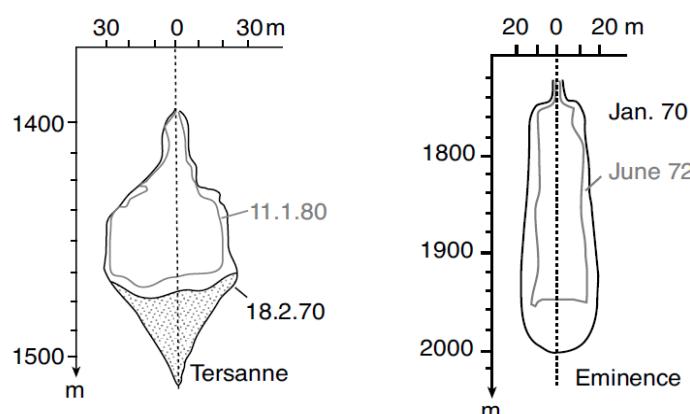


Fig. 3. Pérdida de volumen en domos salinos, Francia y EUA respectivamente. (Warren, 2006)

La halita, formada por cristales de cloruro de sodio, es el principal componente químico de los denominados domos salinos. Si se tienen tamaños de grano de 5-10 mm o de incluso de 15-20 mm en domos con deformación como los del Golfo de la costa de Louann (Talbot y Jackson, 1987; cit. por Warren, 2006), tanto la presión como el arrastre por dislocación son mecanismos activos de deformación (Warren, 2006). Las características de ambos mecanismos de arrastre se han descrito para sal natural (Spiers et al., 1990; cit. por Davison et al., 1996). La sal puede experimentar un modo quebradizo a altas tasas de deformación. Se empleará entonces el término solubilidad tanto para designar al fenómeno cualitativo del proceso de disolución, como para expresar cuantitativamente la concentración de las soluciones. La solubilidad de una sustancia depende de la naturaleza del disolvente y del soluto, así como de la temperatura y la presión del sistema. La solubilidad de un soluto en un determinado disolvente en el caso de sólidos depende principalmente de la temperatura y muy poco de la presión. El agua es un solvente ampliamente utilizado por su propiedad polar. Por esta propiedad, el agua con facilidad disuelve solutos polares y iónicos, como lo es el NaCl cristalino. Sin

embargo, solutos como la sal común, NaCl, presentan una solubilidad bastante independiente de la temperatura, como se aprecia en la Figura 4. En un litro de agua a 20°C la cantidad máxima de cloruro de sodio que se puede disolver es de 360 gramos. Pueden presentarse sales en los domos con una química compleja, que no se adapten a las características de solubilidad del cloruro de sodio. En este caso la solubilidad puede depender en forma importante de la temperatura.

Sin tomar en cuenta la desconcertante variedad de estructuras salinas en la naturaleza, los mecanismos básicos de la tectónica salina son razonablemente simples. La sal fluye lateralmente de áreas de alta concentración a áreas de baja concentración, a consecuencia de la alta plasticidad que presenta en los

depósitos profundos, donde se encuentra sometida a tensiones por encima de su límite elástico. Este proceso se interrumpe únicamente por la resistencia friccional en las capas de fronteras a lo largo de los bordes del cuerpo salino y por la intensidad de los sedimentos encajados. Las concentraciones de gradientes que afectan la sal pueden generarse por la topografía de las capas de sal o variaciones laterales de la sobrecarga gravitacional, extensiones regionales o acortamientos regionales (sobrecarga o esfuerzos por desplazamientos) o gradientes de temperatura en la sal (esfuerzos térmicos). Los esfuerzos térmicos resultan de los cambios de volumen causados por los cambios de temperatura. La sal caliente se expande y se vuelve flotante, produciendo convección intrasalina. La convección termal cambia debido a los factores siguientes: (1) El incremento de los gradientes de temperatura, las expansiones térmicas o por el espesor de las capas, (2) disminuye en la difusividad térmica y en la viscosidad cinemática.

Los efectos de la convección térmica en diapiros encerrados en sedimentos nunca han sido probados, pero parece razonable que los efectos térmicos puedan ayudar al flujo de sal caliente en contacto con estratos en el interior de la corteza terrestre.

Algunos de los problemas relacionados con los mecanismos estructurales para los rangos de temperatura y fuerzas de deformación que pueden presentarse en los campos en aguas profundas del golfo de México, se sintetizan a continuación. Para el rango de temperaturas que se encuentra en los pozos, el calor específico y la densidad se pueden considerar constantes debido a que no se reportan cambios abruptos de temperatura. La deformación transitoria de la sal es muy importante, sin importar si hay una perturbación en los campos de tensiones como resultado de la excavación o de la carga de temperatura. El tamaño de los subgranos es un buen indicador de las propiedades de deformación y tensión para domos de sal. La deformación transitoria inelástica de las rocas salinas, que ocurre cuando una deformación permanente se observa como resultado de las imperfecciones en el cristal y difusión de masa, es extremadamente sensible a los cambios de temperatura, cizallamiento y deformación. La deformación elástica de la sal, que se presenta cuando bajo algún esfuerzo la red cristalina se distorsiona moviéndose de su posición original pero recuperando dicha posición al terminar el esfuerzo

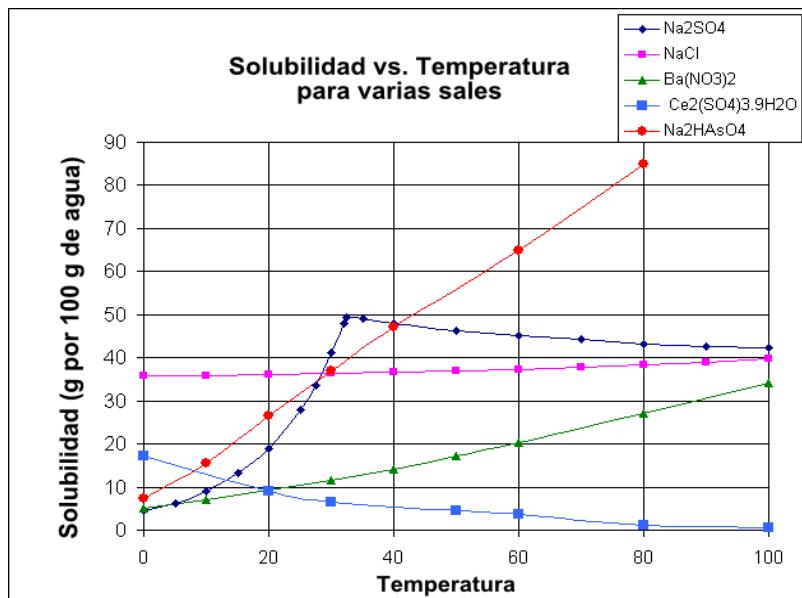


Fig. 4: Solubilidad de las sales respecto a la temperatura (Wikipedia Common Graphics, 2006).

al que se somete, puede considerarse como lineal, con constantes elásticas dependientes de la temperatura. La dependencia con respecto a la temperatura de las constantes elásticas medidas por muchos investigadores es consistente. La histéresis de deformación no se ha reportado que tenga influencia sobre las deformaciones elásticas (Senseny et al., 1992).

La expansión térmica de la sal a presión atmosférica ha sido medida por muchos investigadores, y los resultados son muy consistentes (Yang, 1981; cit. por Senseny et al., 1992). Para el rango de temperaturas aplicables a los campos petroleros del golfo de México, el coeficiente de expansión térmica puede representarse por el polinomio de segundo grado dado por:

$$\alpha(T) = 3.025 \times 10^{-5} + 2.942 \times 10^{-8} T - 2.5677 \times 10^{-12} T^2$$

Donde T se expresa en grados Kelvin y α tiene unidades K^{-1} . Para un rango de temperaturas de 25°C a 250°C, el valor de los coeficientes de la expansión lineal térmica varía de $38.8 \times 10^6 K^{-1}$ a $44.9 \times 10^6 K^{-1}$, representando un incremento del 15%. Un incremento en la presión a 25 MPa ha mostrado un decrecimiento en el coeficiente de expansión térmica lineal de más de un 30% en el rango de presiones de interés. La influencia de otras variables no ha sido estudiada.

Conclusiones

La producción de hidrocarburos en México y en el mundo sufre una crisis latente ante el agotamiento inevitable del petróleo. Resulta vital tanto el desarrollo de nuevas fuentes energéticas como la maximización en el manejo de las no renovables ya existentes, en particular por la demanda creciente de dicho recurso. En esta investigación abordamos en forma general la invasión de salmuera caliente a los pozos de producción en el Activo Bellota-Jujo de PEMEX, presentando la solución a un modelo estacionario que permite conocer la zona de transición agua-aceite y con ello representar la invasión real en los pozos productores. En un estudio posterior analizaremos la solución transiente para observar la invasión de salmuera que se presenta en tiempo real. Análogamente presentamos una descripción general de los conocidos, pero poco estudiados, domos salinos en el Golfo de México y la influencia química que sus estructuras pueden aportar a mediano o largo plazo dentro del aceite producido. Resta estudiar a detalle las muestras actuales y con ello dar una conclusión precisa sobre su influencia en los aceites en producción en el activo en estudio. También falta analizar las soluciones encontradas para modelos estacionarios en dos y tres dimensiones, para tener un conocimiento más exacto de la zona de transición agua-aceite.

Referencias

- Davison, I., I. Alsop and D. Blundell, 1996. *Salt tectonics: some aspects of deformation mechanics*. Sociedad de Geología, publicaciones especiales. Londres, 1996.
- Lomeland, F., E. Ebeltoft, and T.W. Hammervold, 2005. A New Versatile Relative Permeability Correlation. *Memorias del Simposio Internacional de la SCA*, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2005.
- Martínez, J.M., 2009. Yacimientos mexicanos aceleran declive. *Revista CNN Expansión*, Enero 2009.
- Méndez Ortiz, B.A., 2007. Geoquímica e isotopía de aguas deformación (salmueras petroleras) de campos mesozoicos de la cuenca del sureste de México: implicación en su origen, evolución e

interacción agua-roca en yacimientos petroleros". Tesis de Doctorado, Universidad Nacional Autónoma de México, 2007. Inédito.

Sánchez Díaz, L.F., 2011. Activo Integral Bellota Jujo. *Revista Scribd*, Noviembre 2011.

Sensem, P.E., F.D. Hansen, J.E. Russell, N.L. Carter, and J.W. Handin, 1992. *Mechanical Behavior of Rock Salt: Phenomenology and Micromechanisms*. Universidad de Texas, publicaciones especiales, 1992.

Suárez, M.C., F. Samaniego, y F. Pacheco, 2006. Ingeniería del Activo Bellota-Jujo. Diseño de Explotación, PEMEX-Exploración-Producción, Comalcalco, Tab., México, 2006. Inédito.

Suárez, M.C., and F. Samaniego, 2007. Geothermal Brine Invasion in oil Reservoirs: A 3D Generalization of the Buckley-Leverett Model using Non-Linear Finite Elements. *Stanford University Geothermal Program*, 32 (SGP-TR-183), 2007, pp. 223-239.

Van Sambeek, L.L., J.I. Ratigan, and F.D. Hansen, 2006. Dilatancy of Rock Salt in Laboratory tests.

Warren, J.K., 2006. *Evaporites, sediments, resources and hydrocarbons*. Editorial Springer, primera edición, Alemania 2006.

Wikimedia Common Graphics, 2006. "Solubility Vs Temperature".