

CMP2023_XXX

EFECTO DEL TIRANTE DE AGUA EN EL ESFUERZO DE SOBRECARGA Y SU INFLUENCIA EN LA PRESIÓN DE FRACTURA

Velázquez-Cruz, David (Instituto Politécnico Nacional)

Morquecho-Robles, José Adalberto (Universidad Nacional Autónoma de México)

Espinosa-Castañeda, Gustavo (Instituto Mexicano del Petróleo)

Carillo-Avila, Celeste (Instituto Politécnico Nacional)

RESUMEN

El objetivo es demostrar que incluir el valor del tirante de agua en cualquier ecuación que se utilice para calcular el gradiente de sobrecarga produce una reducción “artificial” de la magnitud del esfuerzo vertical con la profundidad y, por lo tanto, un efecto adverso en la determinación de las geopresiones. Otro aspecto que también se aborda es la utilización de datos de densidad de la roca obtenidos con registros de pozo para determinar la magnitud de la sobrecarga. El problema con esos valores es que se ven afectados por lo que hemos denominado “fenómenos ambientales” como son: sobrepresiones, rugosidad de la pared del pozo, contenido de gas, derrumbes del pozo, altos filtrados de lodo, entre otros, por lo que no son representativos del peso acumulativo de los sedimentos con la profundidad, es decir, de la compactación normal. A través de una serie de cálculos usando la ecuación de la sumatoria de la densidad de la roca con la profundidad, se muestra “el efecto artificial” del tirante de agua sobre el esfuerzo de sobrecarga y se propone un nuevo modelo que no usa la densidad de la roca a partir de registros de pozo y tampoco el tirante de agua para obtener el esfuerzo de sobrecarga, con lo que se mejora el pronóstico de geopresiones y la certidumbre de la ventana operativa.

INTRODUCCIÓN

Incluir el valor del tirante de agua en cualquier ecuación que se utilice para determinar el gradiente de sobrecarga produce una reducción “artificial” del esfuerzo vertical con la profundidad, lo que origina un efecto dominó adverso en el cálculo de las geopresiones y, por lo tanto, una determinación errónea de la ventana operativa para perforar el pozo. Parece obvio que el esfuerzo de sobrecarga en un pozo marino sea menor que en un pozo terrestre, y mayormente se piensa que es debido a la influencia del tirante de agua, se dice que “el agua pesa menos”, y no asociamos que en un pozo marino el peso acumulativo de las rocas suprayacentes es menor debido a que el espesor de la secuencia sedimentaria es menor. La figura 1 esquematiza el razonamiento planteado en el párrafo anterior.

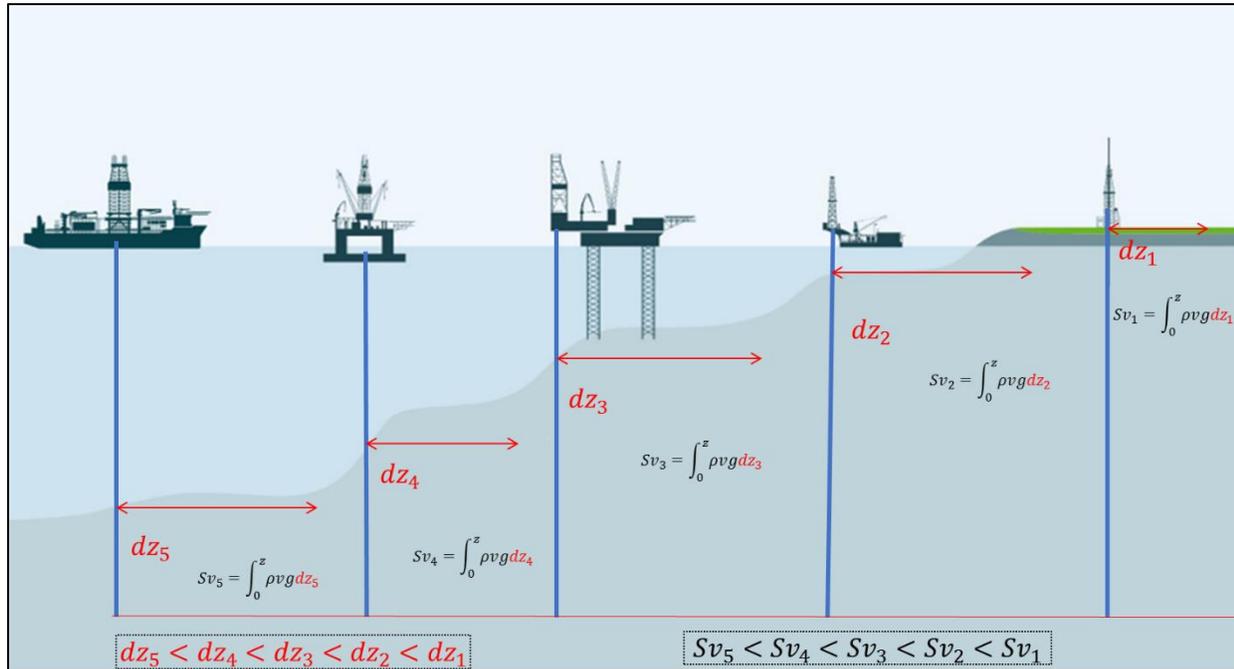


Figura 1. Esquematización del comportamiento del esfuerzo de sobrecarga por la reducción del espesor en la secuencia sedimentaria y su relación con el tirante de agua.

Otro aspecto que también parece “obvio” en el cómputo del esfuerzo de sobrecarga es que siempre se utilizan datos de densidad de la roca obtenidos con registros de pozo para determinar su magnitud. El problema con esos valores es que se ven afectados por lo que hemos denominado “fenómenos ambientales” como son: sobrepresiones, rugosidad de la pared del pozo, contenido de gas, derrumbes del pozo, altos filtrados de lodo, entre otros. Lo anterior implica que los valores de densidad de la roca ya no son representativos del peso acumulativo de la roca, es decir, de la densidad de la roca debida a la compactación por la pérdida de porosidad generada por el esfuerzo de sobrecarga.

La figura 2 muestra el comportamiento de la densidad de la roca obtenida con un registro de un pozo marino (curva color rosa). La curva color azul es la densidad de la roca derivada con el tiempo de tránsito de un registro sónico y utilizando el modelo de Gardner et al. (1974). En ambas curvas se observa el registro afectado por sobrepresiones en el intervalo de 1000 a 3800 metros. Esta “reducción artificial” de la densidad de la roca disminuye “ficticiamente” a la magnitud de la sobrecarga. La figura 3(b) muestra una gráfica representativa del comportamiento de la densidad de la roca debida a la compactación por la pérdida de porosidad generada por el esfuerzo de sobrecarga (figura 3a).

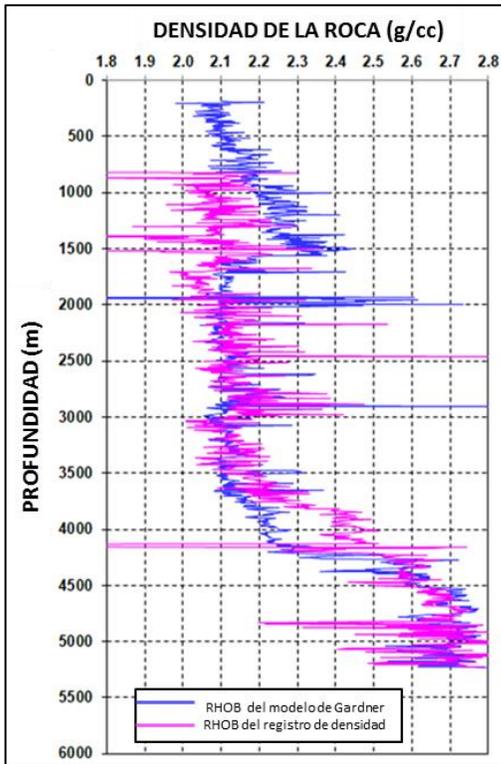


Figura 2. Datos de densidad de un registro de pozo marino afectado por “fenómenos ambientales”

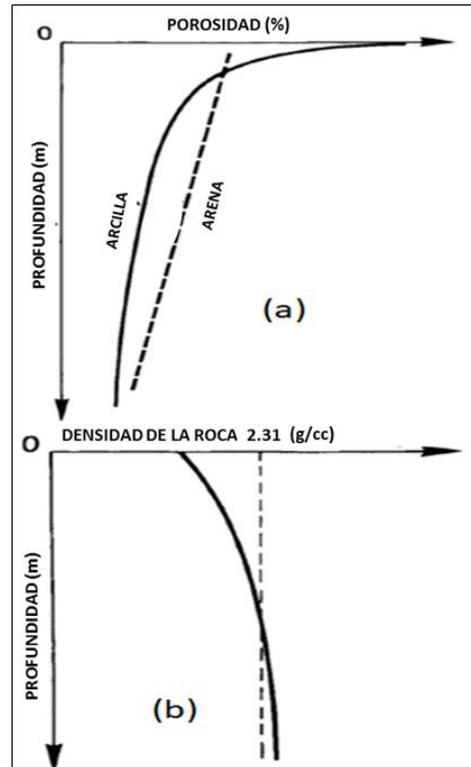


Figura 3. (a) Comportamiento de la porosidad contra profundidad debida a la compactación y (b) Comportamiento de la densidad de la roca por la pérdida de porosidad ocasionada por la compactación

En consecuencia, para demostrar la reducción “artificial” de la magnitud del esfuerzo de sobrecarga con el tirante de agua y su influencia en las geopresiones, así como el efecto de los “fenómenos ambientales”, se utilizaron datos de pozos marinos perforados en México y varios modelos utilizados en la industria. Además, considerando el comportamiento normal de la densidad de la roca debida a la compactación (figura 3b) y tomando como fundamento el trabajo de otros autores, se propone un nuevo modelo que no usa densidad de la roca a partir de registros de pozo y tampoco el tirante de agua para determinar la magnitud del esfuerzo de sobrecarga, con lo que se mejora el pronóstico de geopresiones y la certidumbre de la ventana operativa.

El MODELO DE SOBRECARGA

El esfuerzo vertical o esfuerzo de sobrecarga (S_v), se define como el esfuerzo generado por el peso acumulativo de una columna de roca. En la mayoría de las cuencas sedimentarias, la densidad de los sedimentos no es una constante, si no que varían con la profundidad debida a la compactación, por lo que el esfuerzo vertical se calcula mediante la integración de los

promedios de la densidad para cada espesor de sedimento diferente con la siguiente ecuación (Fertl, 1976; Mouchet y Mitchell, 1989; Bourgoyne, 1991; Zoback, 2007; McNeal et al., 2017):

$$S_v = \int_0^Z \rho_r g dZ \dots\dots\dots (1)$$

Integrando la ecuación (1) con respecto de (Z) obtenemos la ecuación (2):

$$S_v = \sum_{i=1}^n \rho_{ri} g [Z_i - Z_{i-1}] \dots\dots\dots (2)$$

Y en términos de gradiente se tiene:

$$OBG = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_{ri} [Z_i - Z_{i-1}]}{Z_i} \dots\dots\dots (3)$$

Donde:

- OBG = Gradiente del esfuerzo de sobrecarga (g/cm³)
- ρ_{ri} = Densidad de la roca a la profundidad que se evalúa (g/cm³)
- Z_i = Profundidad que se evalúa (m)
- Z_{i-1} = Profundidad anterior (m)

En Pozos marinos la ecuación (1) necesita ser corregida para considerar el tirante de agua de acuerdo con (Bourgoyne, 1991; Zoback, 2007) como:

$$S_v = \int_0^{Z_w} \rho_w g dZ + \int_{Z_w}^Z \rho_r g dZ \dots\dots\dots (4)$$

Integrando la ecuación (4) con respecto de (Z) obtenemos la ecuación (5):

$$S_v = \rho_w g Z_w + \sum_{i=1}^n \rho_{ri} g [Z_i - Z_{i-1}] \dots\dots\dots (5)$$

Donde:

- S_v = Esfuerzo de sobrecarga (pascales)
- ρ_{ri} = Densidad de la roca a la profundidad que se evalúa (kg/m³)
- g = Aceleración de la gravedad (9.81 m/s²)
- Z_i = Profundidad que se evalúa (m)
- Z_{i-1} = Profundidad anterior (m)
- ρ_w = Densidad del agua de mar (kg/m³)
- Z_w = Tirante de agua (m)

Y en términos de gradiente de presión se tiene:

$$OBG = \frac{\rho_w Z_w + \sum_{i=1}^n \rho_{ri} [Z_i - Z_{i-1}]}{Z_i} \dots\dots\dots (6)$$

Donde:

- OBG = Gradiente del esfuerzo de sobrecarga (g/cm^3)
- ρ_{ri} = Densidad de la roca a la profundidad que se evalúa (g/cm^3)
- Z_i = Profundidad que se evalúa (m)
- Z_{i-1} = Profundidad anterior (m)
- ρ_w = Densidad del agua de mar (g/cm^3)
- Z_w = Tirante de agua (m)

EFFECTO DEL USO DE LOS REGISTROS DE POZO

A manera de ejemplo y para demostrar el efecto de los “fenómenos ambientales”, la figura 4 publicada por McNeal et al. en el 2017, muestra el comportamiento del gradiente de sobrecarga de 14 pozos perforados en Alaska cuando se utilizan directamente las lecturas del registro de densidad de la roca y donde se observan los comportamientos distorsionados de las curvas.

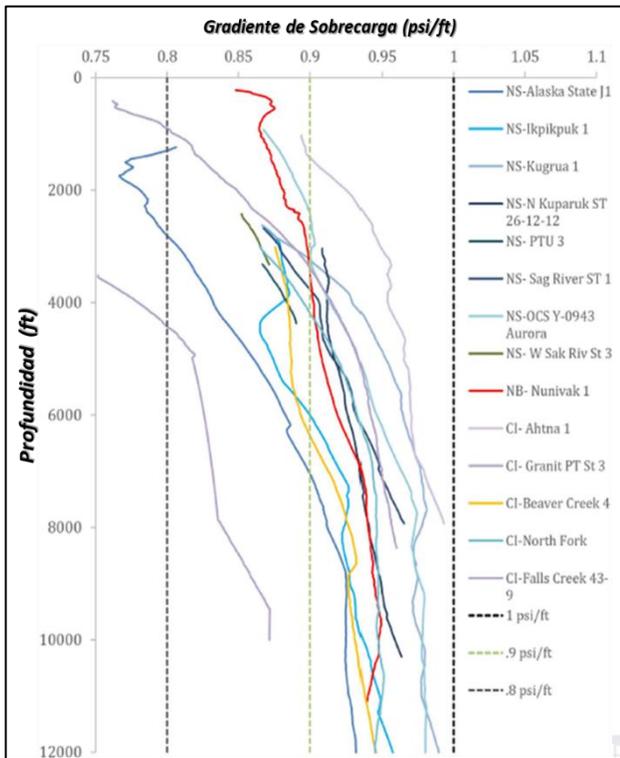


Figura 4. Gradiente de sobrecarga de 14 pozos perforados en Alaska afectados por “fenómenos ambientales” (modificado de McNeal et al., 2017)

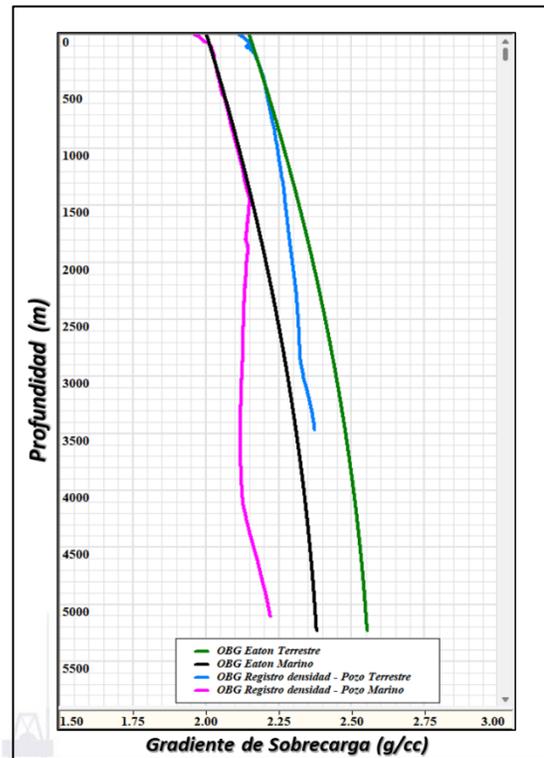


Figura 5. Gradiente de sobrecarga de un pozo terrestre y un pozo marino perforados en México, ambos afectados por sobrepresiones.

La figura 5 muestra la sobrecarga de dos pozos perforados en México, uno terrestre y otro marino, donde se utilizó la ecuación (3) y (16), y las lecturas del registro de densidad para

obtener la magnitud. El comportamiento en estos pozos está afectado por las sobrepresiones (presiones anormales) que existen en la zona, y para visualizar el efecto de los “fenómenos ambientales”, los resultados se comparan con la sobrecarga estimada con el modelo de Eaton (1969), curva negra y verde.

La figura 6 presenta el gradiente de sobrecarga de un pozo marino obtenido con la ecuación (3) sin considerar el tirante de agua. La curva azul muestra el comportamiento de la densidad de la roca obtenida con el registro del pozo donde se puede observar los “fenómenos ambientales” y la curva rosa es la sobrecarga afectada por esos fenómenos. Nuevamente los resultados se comparan con la sobrecarga estimada con el modelo de Eaton (1969) para resaltar las diferencias (curva negra). En la figura 7, la curva verde es la densidad de lodo utilizada para perforar el pozo y la curva azul es la presión de fractura calculada con el modelo de Eaton (1969). En este caso el gradiente de fractura se reduce por la disminución en la magnitud de la sobrecarga. Este descenso hace parecer que la densidad de lodo fue demasiado alta y que sobrepasó el gradiente de fractura, lo cual es “ficticio” y es causado por el efecto dominó que produce utilizar una sobrecarga obtenida con los valores de densidad del registro del pozo.

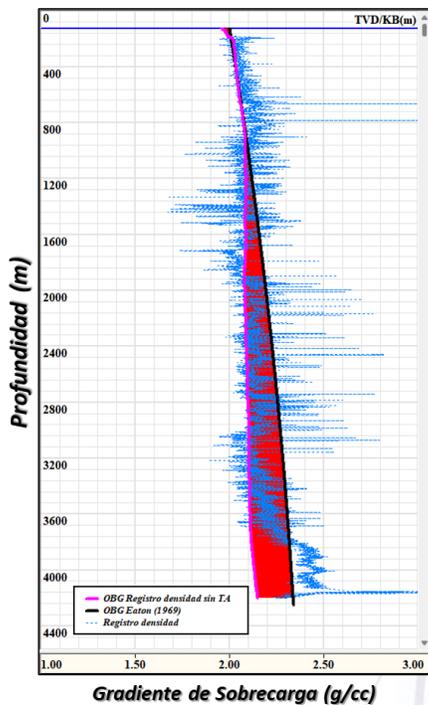


Figura 6. Gradiente de sobrecarga determinado con la ecuación 3 y datos de densidad de la roca obtenidos con registro de pozo.

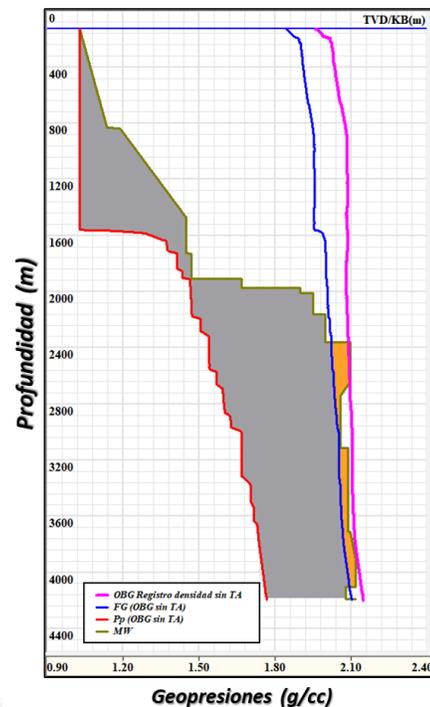


Figura 7. Geopresiones estimadas con el gradiente de sobrecarga de la figura 6 (curva rosa).

CONSECUENCIA DE CONSIDERAR EL TIRANTE DE AGUA

Otro aspecto que se ha estado discutiendo es el impacto de adicionar la columna de agua en la determinación del esfuerzo de sobrecarga en pozos marinos. La idea detrás de esto es que se piensa que el tirante de agua genera un “pre-esfuerzo” que necesita ser considerado, sin embargo, a continuación, se demuestra que incluir la columna de agua origina que la magnitud de la sobrecarga disminuya “ficticiamente”. La figura 8 muestra la densidad de la roca obtenida con el registro del pozo (curva azul), el esfuerzo de sobrecarga determinado con el modelo de Eaton (1969) para la Costa del Golfo usado como referencia (curva negra) y el esfuerzo de sobrecarga de un pozo marino (curva rosa) calculado con la densidad de la roca (curva azul) y la ecuación 6 para incluirle el tirante de agua. Al incluir la altura de agua, el esfuerzo de sobrecarga (curva rosa) sufre una reducción significativa comparado en el mostrado en la figura 6 (sin incluir el tirante de agua). Además, para mostrar ahora el severo efecto dominó en las geopresiones, en la figura 9 se puede observar como la densidad del lodo para perforar el pozo (curva verde) es mucho mayor que el gradiente de fractura e incluso que el gradiente de sobrecarga, lo cual no es posible.

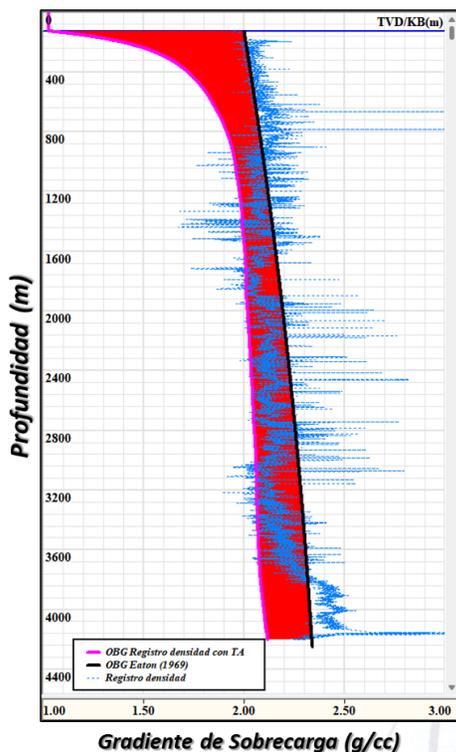


Figura 8. Gradiente de sobrecarga determinado con la ecuación 6, usando datos de densidad de la roca obtenidos con registro de pozo y considerando la columna de agua

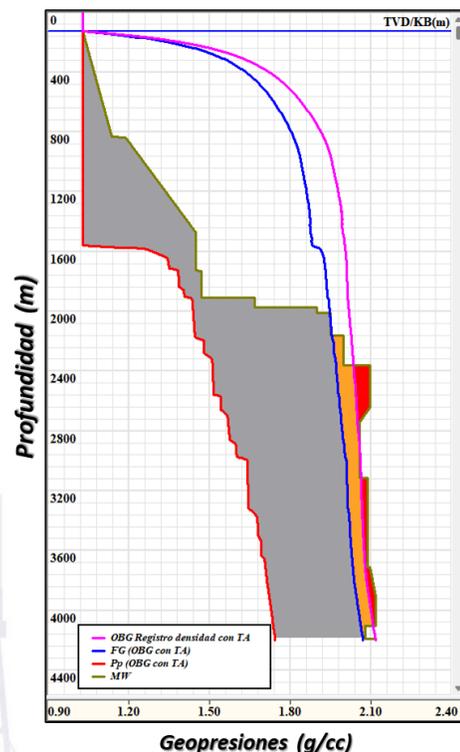


Figura 9. Geopresiones estimadas con el esfuerzo de sobrecarga de la figura 8.

NUEVO MODELO PARA DETERMINAR LA SOBRECARGA

Para evitar los “fenómenos ambientales”, que de manera inherente tienen las lecturas de densidad de la roca tomadas con registro de pozo, diferentes autores (Zamora, 1989; Bourgoyne, 1991; Traugott, 1997; Barker, 1998) han eliminado su utilización en sus modelos para determinar la sobrecarga. Tomando como antecedente estos trabajos, en este artículo se presenta un nuevo modelo basado en el comportamiento potencial de la densidad presentado por Traugott (1997) como sigue:

$$\rho_r = \rho_o + kZ_i^c \dots\dots\dots(7)$$

Sustituyendo la ecuación (7) en la ecuación (1) tenemos:

$$S_v = \int_0^Z 0.145 \cdot (\rho_o + kZ_i^c) \cdot g \cdot dZ \dots\dots\dots(8)$$

Integrando la ecuación (8) resulta en el modelo DVC para estimar el esfuerzo de sobrecarga:

$$S_v = 0.145 \cdot \left(\rho_o \cdot g \cdot Z_i + \frac{k \cdot g}{c+1} \cdot Z_i^{c+1} \right) \dots\dots\dots(9)$$

Donde:

- S_v = Esfuerzo de sobrecarga, (psi)
- ρ_o = Densidad de la roca al nivel del terreno o fondo marino, (g/cc)
- c = Índice de compactación normal (varía entre 0.3 y 0.6)
- k = Parámetro de declinación (0.01)
- g = Aceleración de la gravedad (9.81 m/s²)
- Z_i = Profundidad (i) desde el nivel del terreno o fondo marino, (m)

Y en términos de gradiente de presión se tiene:

$$OBG_{dvc} = \frac{0.145 \cdot \left(\rho_o \cdot g \cdot Z_i + \frac{k \cdot g}{c+1} \cdot Z_i^{c+1} \right)}{Z_i} \dots\dots\dots(10)$$

Además, y como se puede observar, la ecuación 10 (modelo DVC) no considera el tirante de agua, por lo que la profundidad tiene como referencia el fondo marino, tal y como lo consideran los modelos de Eaton (1969) y Aadnoy y Larson (1989). El resultado de aplicar la ecuación (10) para cálculo de la sobrecarga se muestra en la figura 10 y se puede observar como su comportamiento se asemeja a la sobrecarga determinada con el modelo de Eaton (1969) usado como referencia. En la figura 11 se puede apreciar que la densidad del lodo utilizada en la perforación del pozo se encuentra dentro de la ventana operativa de las geopresiones, es decir, el efecto dominó por el cálculo erróneo de la sobrecarga se eliminó por las

consideraciones de la ecuación 10.

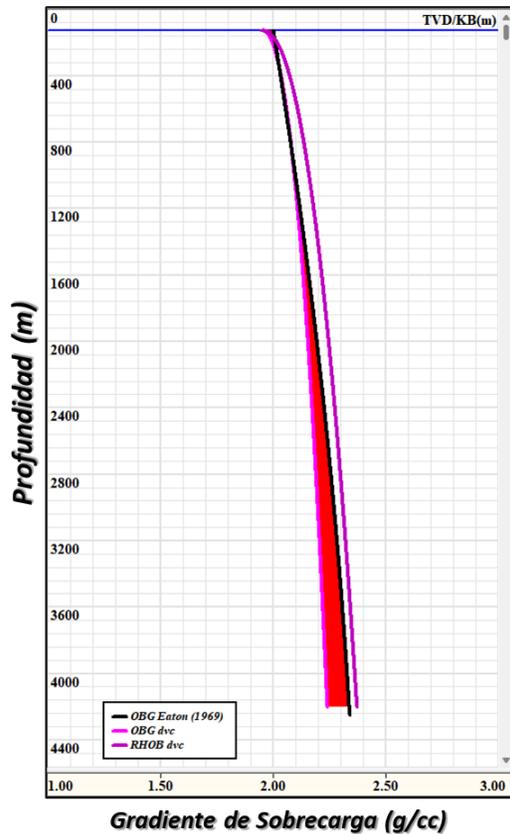


Figura 10. Gradiente de sobrecarga resuelto con la ecuación 9 (modelo DVC)

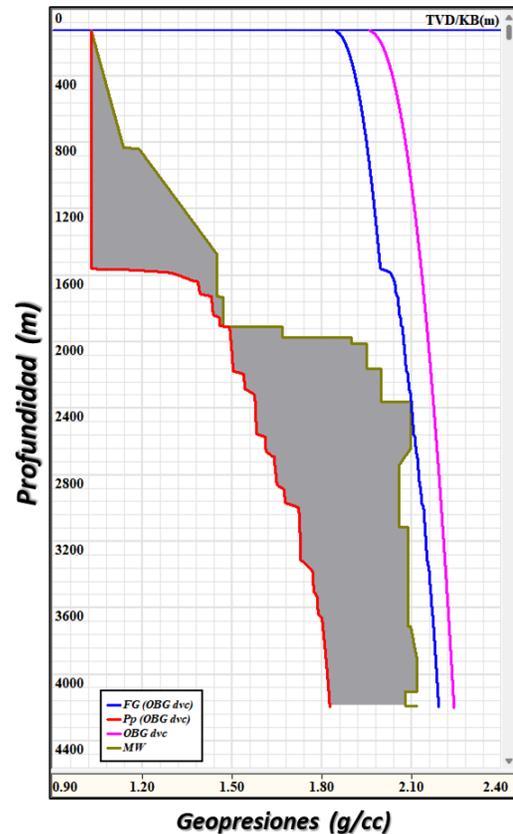


Figura 11. Geopresiones estimadas con el gradiente de sobrecarga calculado con el modelo DVC

OTROS MODELOS DE SOBRECARGA

Varios autores (Eaton 1969; Aadnoy y Larson 1989; Zamora, 1989; Bourgoyne, 1991; Traugott, 1997; Barker, 1998) han desarrollado modelos para calcular la presión de sobrecarga como otra alternativa al modelo de la ecuación (1). Estos modelos se pueden clasificar en dos tipos:

- 1.- Basados únicamente en la variación de la profundidad.
- 2.- Fundamentados en el comportamiento normal de la densidad de la roca con la pérdida de porosidad por compactación mecánica.

La tabla 1 muestra los modelos que se analizan en este artículo, donde se puede observar que algunos de ellos contemplan el tirante de agua y otros no lo consideran.

Tabla 1. Modelos de sobrecarga publicados por diferentes autores

Autor	Modelo	Tipo
Eaton (1969)	$OBG = 1.9447 + 1.17 \cdot 10^{-4} \cdot Z_i - 9 \cdot 10^{-9} \cdot Z_i^2$	I
Aadnoy y Larsen (1987)	$OBG = (19.48 - 1.17 \cdot 10^{-3} \cdot Z_i + 8.56 \cdot 10^{-7} \cdot Z_i^2 - 10.06 \cdot 10^{-11} \cdot Z_i^3) \cdot (0.102)$	I
Simmons y Rau (1988)	$OBG = EXP \left[\frac{(\ln(Def)) - 6.206593}{84.36084} \right]^2 \cdot 1.9663$	I
Zamora (1989)	$OBG = \frac{1.03 \cdot Z_w + ((C_1 + C_2 \cdot A) \cdot 3.2808^x \cdot Z_i^x) \cdot Z_i}{TVD}$	II
Traugott (1997)	$OBG = \frac{1.03 \cdot Z_w + (1.95 + 9.6 \times 10^{-4} \cdot Z_i^{0.6}) \cdot Z_i}{TVD}$	II
Barker and Wood (1998)	$OBG = \frac{1.03 \cdot Z_w + (a \cdot Z_i^b) \cdot Z_i}{TVD}$	I
Velazquez-Cruz et Al (2020)	$OBG_{DVC} = \frac{0.145}{Z_i} \cdot \left(\rho_o \cdot g \cdot Z_i + \frac{k \cdot g}{c + 1} \cdot Z_i^{c+1} \right)$	II

La figura 12 muestra los resultados de los diferentes modelos aplicados a las condiciones y datos del pozo marino usado como ejemplo. En las curvas presentadas, se pueden observar dos comportamientos, los resultados agrupados a la izquierda son modelos que consideran el tirante de agua y, por el contrario, los resultados agrupados a la derecha son modelos que no consideran el tirante de agua.

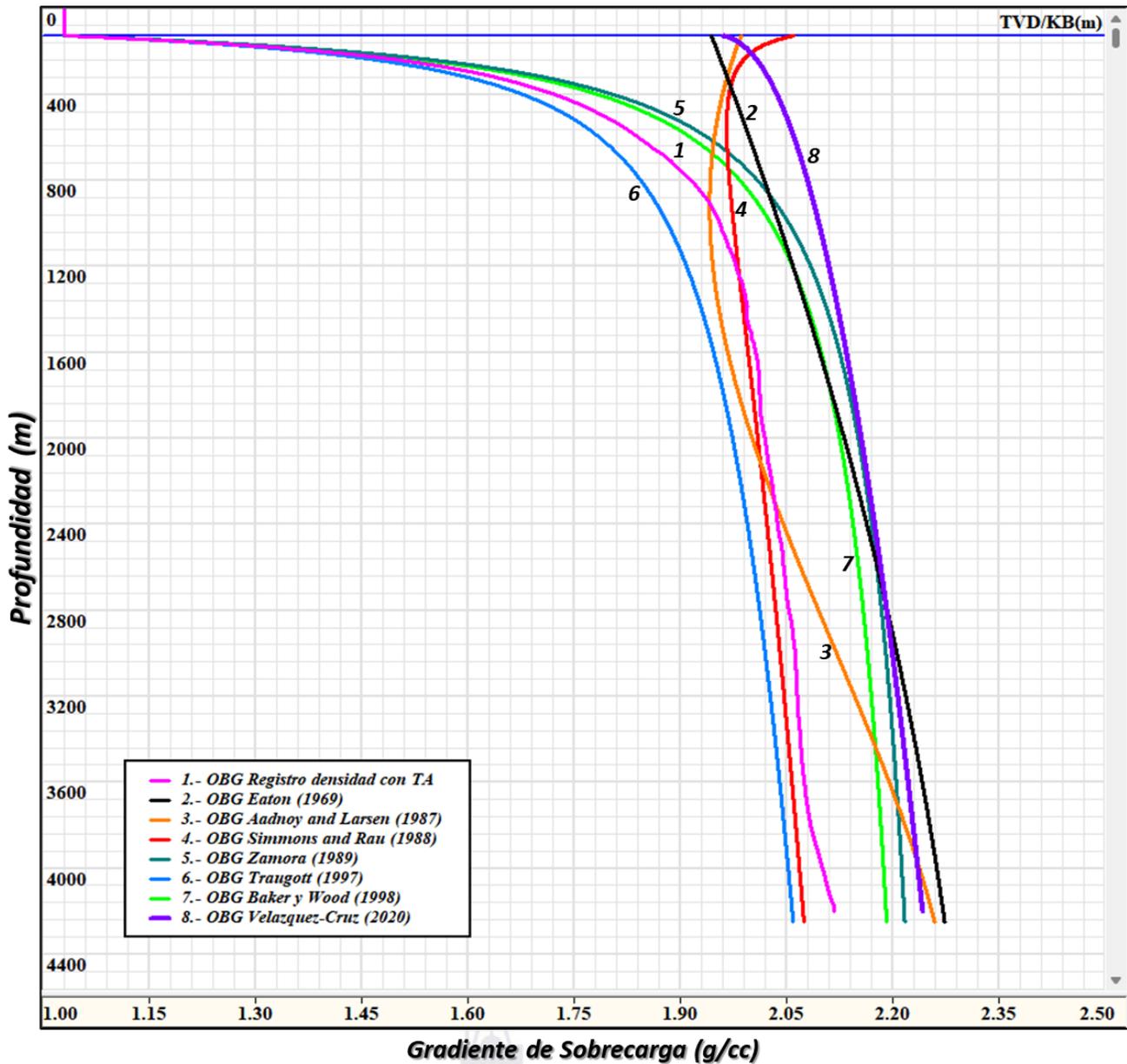


Figura 12. Resultados de los diferentes modelos considerados en este estudio.

Ahora, para demostrar que todos los modelos “convergen” en resultados similares, se realizó un proceso de homogenización de modelos, eliminando el tirante de agua de todas las ecuaciones mostradas en la tabla 1. Los resultados de la homogenización se presentan en la figura 13, donde se observa cómo con esta modificación, todos los modelos concurren del lado derecho del gráfico con resultados similares. Esto ocurre porque los modelos tienen la misma consideración, la variación la densidad de la roca por la pérdida de porosidad ocasionada por la compactación mecánica.

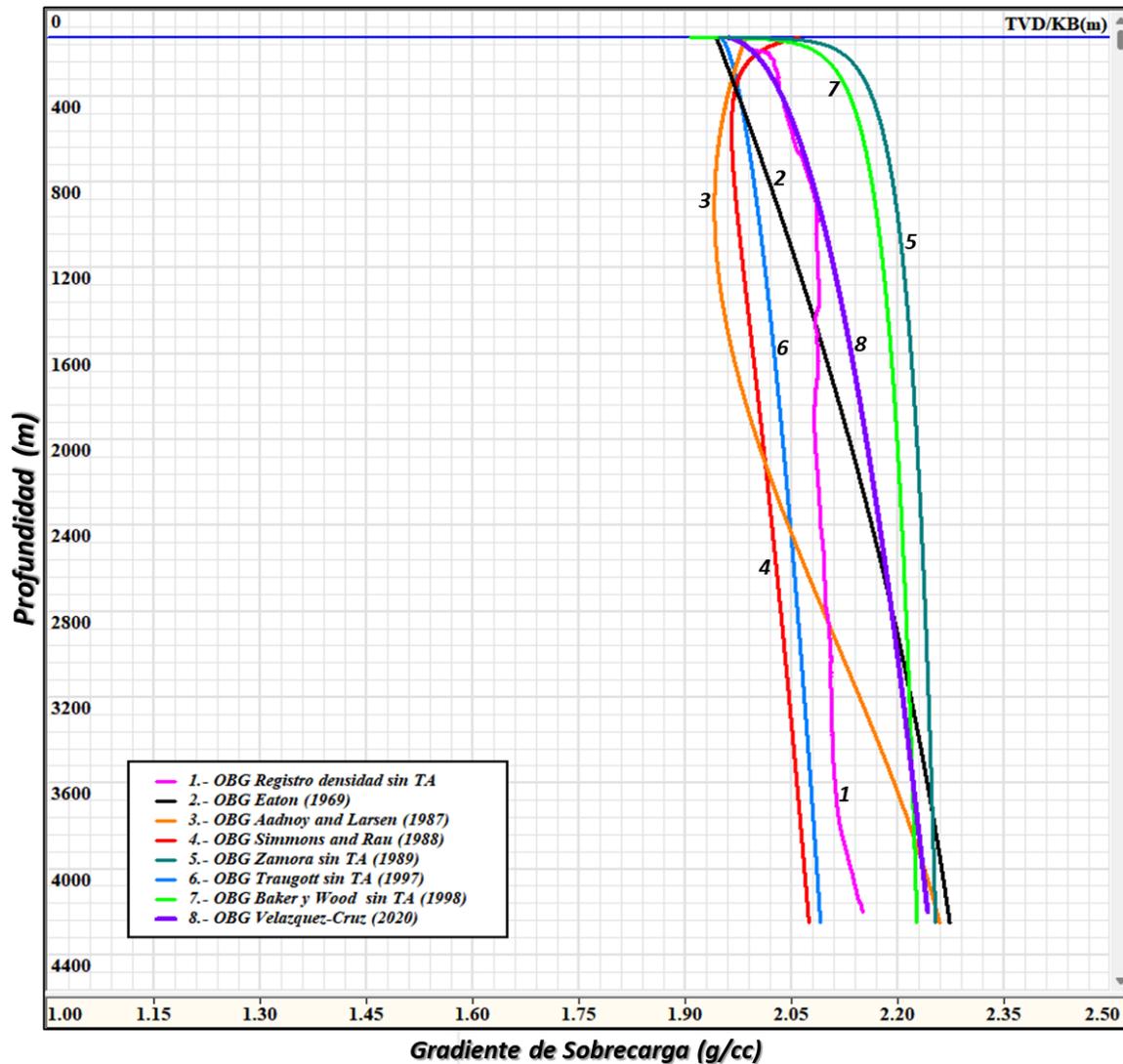


Figura 13. Convergencia de los modelos de sobrecarga al eliminar el tirante de agua.

La tabla 2 muestra los modelos que consideraban originalmente tirante de agua, homogenizados sin columna de agua.

Tabla 2. Modelos de sobrecarga sin considerar el Tirante de Agua.

Autor	Modelo	Tipo
Zamora (1989)	$OBG = \frac{((C_1 + C_2 \cdot A) \cdot 3.2808^x \cdot Z_i^x) \cdot Z_i}{Z_i}$	II
Traugott (1997)	$OBG = \frac{(1.95 + 9.6 \times 10^{-4} \cdot Z_i^{0.6}) \cdot Z_i}{Z_i}$	II
Barker and Wood (1998)	$OBG = \frac{(A \cdot Z_i^B) \cdot Z_i}{Z_i}$	I

CONCLUSIONES

- Se demostró que:
 - Utilizar datos de densidad de la roca tomados con registros de pozos afecta la magnitud de la sobrecarga por los “fenómenos ambientales” mencionados en este estudio.
 - Adicionar la columna de agua al cálculo de la presión de sobrecarga origina una reducción significativa en su magnitud, más aún que los “fenómenos ambientales”.
 - La columna de agua es la variable que origina la no convergencia de los diferentes modelos publicados en la industria.
 - Al eliminar el tirante de agua, todos los modelos mostrados en este artículo convergen porque tienen la misma consideración: La variación la densidad de la roca por la pérdida de porosidad ocasionada por la compactación mecánica.
- Se propone un nuevo modelo para calcular la sobrecarga que utiliza el comportamiento normal de la densidad de la roca con la pérdida de porosidad por compactación mecánica.

NOMENCLATURA

a = Parámetro del modelo de Barker and Wood (1.95 para este estudio)

A = Código de sobrecarga acorde a la edad geológica que aflora (0.48 para este estudio)

b = Exponente del modelo de Barker and Wood (0.016 para este estudio)

c = Índice de compactación normal (varía entre 0.3 y 0.6)

C_1 = Constante 1 del modelo de Zamora (1.94 para este estudio)

C_2 = Constante 2 del modelo de Zamora (0.03 para este estudio)

D_{eff} = Profundidad efectiva de penetración de sedimentos (m)

g = Aceleración de la gravedad (9.81 m/s²)

OBG = Gradiente del esfuerzo de sobrecarga (g/cm³)

OBG_{DVC} = Gradiente del esfuerzo de sobrecarga del modelo DVC(g/cm³)

k = Parámetro de declinación (0.01)

S_v = Esfuerzo de sobrecarga

TVD = Profundidad vertical desde el nivel del mar (m)

x = Exponente del modelo de Zamora (0.015 para este estudio)

Z_i = Profundidad que se evalúa desde el nivel del terreno o fondo marino (m)

Z_{i-1} = Profundidad anterior desde el nivel del terreno o fondo marino (m)

Z_w = Tirante de agua (m)

ρ_0 = Densidad de la roca al nivel del terreno o fondo marino, (g/cc)

ρ_{ri} = Densidad de la roca a la profundidad que se evalúa (g/cm³)

ρ_w = Densidad del agua de mar (g/cm³)

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a la ESIA Unidad Ticoman del Instituto Politécnico Nacional y a la Universidad Nacional Autónoma de México el apoyo para desarrollar este trabajo.

REFERENCIAS

1. Aadnoy, B. S., & Larson, K. (1989, June 1). Method for Fracture-Gradient Prediction for Vertical and Inclined Boreholes. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/16695-PA
2. Barker, J. W. (1998). Estimating Shallow Fracture Gradients in the Gulf of Mexico. 2nd International Deepwater Technology, Conference and Exhibition. Gulf Publishing Company and World Oil.
3. Bourgoyne, A. T. (1991). Formation Pore Pressure and Fracture Resistance. In applied drilling engineering. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
4. Eaton, B. A. (1969, October 1). Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/2163-PA
5. Eaton, B. A. (1972, August 1). The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs. Society of Petroleum Engineers. http://doi:10.2118/3719-PA.
6. Fertl, W. (1976). Abnormal Formation Pressure Environments. In Abnormal Formation Pressures (pp. 1-43). Developments in Petroleum Science, 2. Elsevier Scientific Publishing Company, 382p.
7. Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., & Gregory, A. R. (1974). Formation velocity and density—The diagnostic basics for stratigraphic traps. Geophysics, 39(6), 770-780.
8. Magara, K. (1978). Compaction and fluid migration (Vol. 9). Elsevier.
9. McNeal, J., Huhndorf, S., Craig, J., & Atashbari, V. (2017, April 23). Characterizing Alaska Overburden. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/185739-MS
10. Mouchet, J. P., and Mitchell, A. (1989). Quantitative Pressure Evaluation. In Abnormal Pressure While Drilling. Elf-Aquitaine, Bousens, France, Technical Manual No. 2, 255p.
11. Simmons, E. L., & Rau, W. E. (1988, January 1). Predicting Deepwater Fracture Pressures: A Proposal. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18025-MS
12. Traugott, M. (1997). Pore/fracture pressure determinations in deep water. World Oil, 218(8), 68-70.
13. Zamora, M. (1989). New method predicts gradient fracture. Petroleum Engineer International;(USA), 61(9).
14. Zoback, M. (2007). The tectonic stress field. In Reservoir Geomechanics (pp. 3-26). Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/CBO9780511586477.002

15. Velázquez-Cruz, D., Espinosa-Castañeda, G., & Morquecho-Robles, A. (2020, July 20). New Method for Overburden Modeling to Improve Geopressures Calculations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/198945-MS.

TRAYECTORIA PROFESIONAL DEL AUTOR Y COAUTORES

David Velázquez Cruz

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. En el ámbito laboral, tiene más de 32 años de trayectoria en la Industria Petrolera Nacional, ocupando posiciones operativas y directivas en el Instituto Mexicano del Petróleo hasta su retiro como Gerente de Perforación y Terminación de Pozos en el 2018. A partir de 2018, dirige la empresa TTANIS que desarrolla servicios de consultoría científica y técnica en geociencias e ingeniería petrolera para la Industria Mexicana. Durante su carrera, ha publicado 40 artículos como autor principal y coautor en revistas y memorias de congreso, y ha presentado 35 conferencias como ponente y participado como coautor en otras 23 conferencias. Además, es Instructor certificado por la Secretaría de Educación Pública y Perito en la Especialidad de Perforación de Pozos por el Colegio de Ingenieros Petroleros. En el ámbito académico, ha sido profesor de las cátedras y seminarios de titulación de perforación de pozos en el Instituto Politécnico Nacional, así como tutor de tesis en los programas de Maestría en Ingeniería Petrolera y de Ciencias de la Tierra de la UNAM, en la Maestría en Geociencias de la ESIA-IPN; y en el Posgrado del Instituto Mexicano del Petróleo. Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México y de la Society of Petroleum Engineers. Actualmente es Jefe del Departamento de Ingeniería Petrolera en el Instituto Politécnico Nacional, Gerente de Proyectos en la Empresa TTANIS, Presidente de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C., Delegación México y Presidente del Comité de Peritos del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

José Adalberto Morquecho Robles

Ingeniero Petrolero con Maestría en Ciencias de la Tierra, con 7 años de experiencia en Perforación, Terminación y Geomecánica de Pozos. Ha colaborado en proyectos referentes a la planeación, diseño y geomecánica de la perforación de pozos con la metodología VCD. Participó en la evaluación y optimización de la perforación y terminación de pozos, así como la determinación del límite técnico en pozos shale gas-oil. Actualmente, se encuentra cursando

el Doctorado en Ingeniería en la Universidad Nacional Autónoma de México.

Gustavo Espinosa Castañeda

Ingeniero Petrolero, con estudios de Maestría y Doctorado, con más de 20 años de trayectoria en la Industria Petrolera Nacional. Laboró en Petróleos Mexicanos, y para SGF Global como consultor Internacional y actualmente es líder de proyectos en el Instituto Mexicano del Petróleo, actividades que le ha permitido registrar como propiedad intelectual 2 marcas, 2 patentes, 16 derechos de autor, publicar artículos y presentar conferencias en foros nacionales e internacionales. Además, fue presidente fundador de la SPE Capitulo estudiantil y Miembro del consejo Consultivo Escolar a nivel Licenciatura y Maestría. Es miembro y Perito Petrolero del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Celeste Carillo Avila

Ingeniero Petrolero egresada del Instituto Politécnico Nacional. Actualmente colabora en la empresa Tech Assist and Integral Services (TTANIS), donde ha participado en el Dictamen Técnico Sobre “Pruebas de Laboratorio a los Fluidos de Perforación”, Auditorías al Proceso de “Apriete e Introducción de Tuberías de Revestimiento” y en la Auditoría al Proceso de Cementación de la TR de 13 3/8” del pozo Jechel-1EXP”, todos desarrollados para PEMEX-Exploración y Producción.