

Ingeniería Petrólera

ISSN 0185-3899



SEPTIEMBRE-OCTUBRE 2017, VOL. 57, NÚM.5



www.aipmac.org.mx/web/revista

Teoría del área divergente para la determinación de la presión de poro

David Velázquez Cruz

dvelaz@imp.mx

Gustavo Espinosa Castañeda

gespinos@imp.mx

Martín Alberto Díaz Viera

mdiazv@imp.mx

Florentino Leyte Guerrero

fleyte@imp.mx

Instituto Mexicano del Petróleo

Artículo recibido en marzo de 2017 y aceptado en septiembre de 2017

Resumen

La predicción de la presión de poro es la etapa más importante del diseño de la perforación de pozos. Al respecto se han escrito infinidad de artículos, sin embargo, aún hoy en día, un alto porcentaje de los tiempos no-productivos de la perforación de pozos son imputables a problemas asociados a la presión de poro y a la inestabilidad del pozo. Los malos pronósticos de la presión de poro, generalmente están relacionados con el desconocimiento del origen de la presión de poro para un área en particular, al limitado alcance de los modelos utilizados y a la determinación errónea de los parámetros que componen esos modelos. Este artículo describe una nueva teoría para analizar la presión de poro basada en la compactación normal de los sedimentos y la manera en que éstos divergen cuando la compactación normal se interrumpe. El proceso consiste en generar tendencias de compactación paralelas a la tendencia de compactación normal e interpretar estas tendencias paralelas y las transicionales observadas en los registros de pozo o sísmica, para generar un área divergente, la cual, una vez definida, se puede utilizar cualquier método basado en la teoría de la compactación normal y en registros de pozo para calcular la presión de poro. Pero además, esta teoría permite bajo condiciones específicas, determinar la presión de poro en rocas de yacimiento que no siguen la teoría de la compactación, como los carbonatos o arenas. Asimismo, se muestra un caso de estudio que soportan los resultados de la teoría propuesta.

Palabras clave: Presión de poro, geopresiones, presiones anormales, geomecánica, sobrepresiones, divergencia propuesta.

Divergent area theory for determination of pore pressure

Abstract

The pore pressure prediction is the most important process in the design of drilling wells. Much has been written on the topic; however, even today a high percentage of non-productive time in drilling activities is related to pore pressure and wellbore instability problems. Misleading predictions of pore pressure are linked to: misunderstandings of pore pressure origins, the limited scope of pore pressure models based on well logs and to miscalculations of the key parameters of pore pressure models. This paper depicts a new theory to analyze pore pressure based on both, the normal compaction of sediments and how the normal behavior diverges when it is interrupted. The process consists of generating compaction tendencies parallel to the normal compaction trend, and interpreting the parallel and transitional trends observed in the

well or seismic logs, to generate a divergent area. When the divergent area is defined, the pore pressure calculation can be done using any method based on normal compaction theory and well logs data. In addition, this theory allows, under specific conditions, to determine pore pressure in reservoir rocks that do not follow compaction theory, such as carbonates or sands. Finally, a case of study is presented to support the results of theory.

Keywords: Pore pressure, geopressure, abnormal pressure, geomechanic, overpressure, divergence.

Introducción

La determinación cuantitativa de la presión de poro se ha estado estudiando por más de 50 años, sin embargo, en la actualidad todavía un alto porcentaje de los tiempos no-productivos de la perforación de pozos están relacionados con problemas de presión de poro e inestabilidad de agujero (Hamid et al. 2016; Ong et al. 2015; York et al. 2009). Los malos pronósticos de la presión de poro generalmente están ligados con el desconocimiento de la génesis de la presión de poro para un área en particular, el alcance limitado de los modelos de presión de poro utilizados y la determinación errónea de los parámetros que componen esos modelos.

Con relación a la génesis de la presión de poro, Swarbrick and Osborne (1998) describen varios mecanismos que originan las presiones anormales en el subsuelo y los agruparon como sigue:

- Debido a esfuerzos de la roca
 - Desequilibrio en la compactación
 - Actividad tectónica

- Generadas por incremento del volumen de fluido
 - Expansión de agua debido al incremento de temperatura
 - Generación de hidrocarburos
 - Liberación de agua debido a fenómenos de diagénesis
- Movimiento de fluidos y flotación
 - Fenómenos osmóticos
 - Nivel piezométrico del fluido, (columna hidráulica)
 - Flotación debida al contraste de densidades

Estos diferentes mecanismos tienen que tomarse en cuenta cuando se realiza un pronóstico de presión de poro durante el diseño de la perforación de un pozo, con la finalidad de tener una ventana operativa que considere la mayoría de ellos. La **Figura 1** muestra una gráfica del gradiente de presión contra profundidad, donde se ilustra la existencia de otros mecanismos que originan una presión de poro adicional a la ocasionada exclusivamente por el desequilibrio en la compactación.

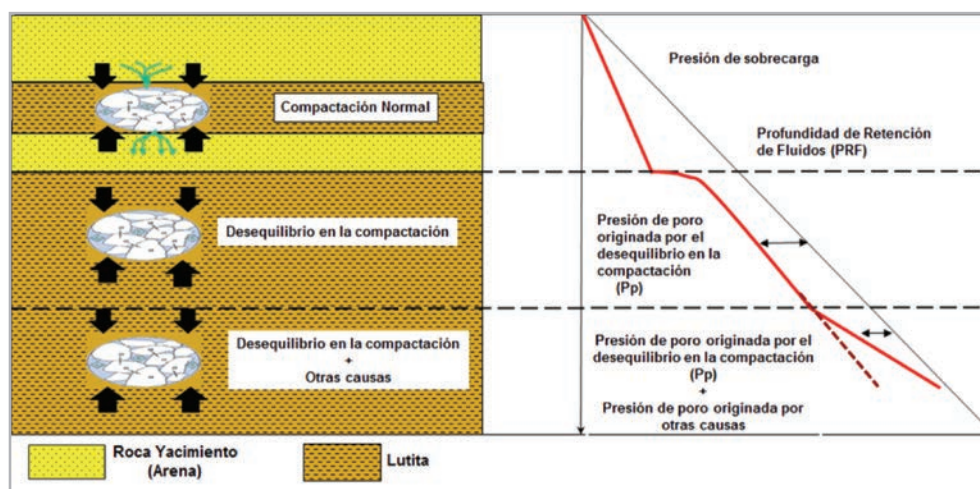


Figura 1. Presión de poro debida a una combinación de varios mecanismos que la originan, (modificada de Bowers 2002).

Además, y a pesar de la amplia causal de sobrepresiones, todos los modelos de predicción basados en registros de pozo o sísmica, se desarrollaron para determinar la presión de poro sólo cuando su origen se debe al desequilibrio en la compactación (Hottmann y Johnson 1965; Eaton 1975; Bowers 1995; Zhang 2011) y se fundamentan en la teoría de la compactación de las arcillas desarrollada por Terzaghi y Peck (1948). La razón es porque en las lutitas se pueden observar los fenómenos de compactación y de desequilibrio en la compactación, lo que permite implementar modelos matemáticos para describir estos fenómenos; sin embargo, a diferencia de las lutitas, las rocas yacimiento como los carbonatos y arenas, no siguen del todo la teoría de la compactación tal como la describió Terzaghi y Peck, (1948).

Green et al. (2016), argumentaron que una de las razones por las que los modelos de predicción de presión de poro fallan en carbonatos, es porque la pérdida de porosidad en ese tipo de rocas no está totalmente controlada por el esfuerzo efectivo (compactación), sino que existen otros parámetros que la influyen, como las condiciones de depósito, y las historias de diagenética y de disolución; y lo mismo ocurre con las arenas, de acuerdo con Mouchet y Mitchell, (1989). La **Figura 2** muestra una ilustración de una bajo-predicción de la presión de poro, debido a una regresión de porosidad ocasionada por la “rigidez” del material que mide el registro, (modificado de Green et al. 2016).

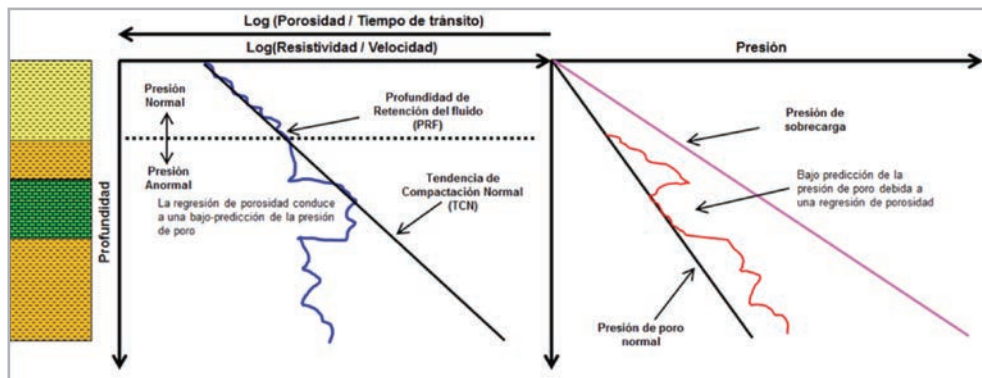


Figura 2. Predicción inferior de la presión de poro debida a una regresión de la porosidad ocasionada por la rigidez de la roca, (modificado de Green et al. 2016).

En este artículo se mostrará la teoría del área divergente, la cual permite bajo ciertas condiciones “inferir” la presión de poro en rocas yacimiento como carbonatos o arenas, eliminando la problemática presentada en la Figura 2, la cual permite el uso de modelos de presión de poro basados en la teoría de la compactación normal o en el comportamiento del esfuerzo efectivo.

Tendencia de la compactación normal

La determinación de la Tendencia de Compactación Normal (TCN), es el elemento clave de la teoría del área divergente y de los modelos de pronóstico de presión de poro basados

en el esfuerzo efectivo. La TCN representa la pérdida de porosidad de los sedimentos debido a la compactación cuando la profundidad de los estratos aumenta, o lo que es lo mismo, cuando la presión de sobrecarga se incrementa. Hottmann y Johnson, (1965) mostraron que cuando la porosidad en la lutita se reduce con la profundidad, la presión de poro es normal. Por el contrario, cuando la porosidad en la lutita es anormalmente alta para la profundidad, la presión de poro es anormalmente alta. Por lo tanto, si la pérdida de porosidad contra la profundidad se comporta como una función exponencial, se puede utilizar el modelo de Athy (1930), para representar matemáticamente el comportamiento de la TCN como sigue:

$$\phi_n = \phi_o e^{-c \cdot Z} \quad (1)$$

donde:

ϕ_n = Porosidad normal

ϕ_o = Porosidad en la superficie

c = Índice de compactación normal

Z = Profundidad

Para otros indicadores de pérdida de porosidad con la profundidad de enterramiento como la velocidad de intervalo, el tiempo de tránsito y la resistividad, la ecuación (1) se puede generalizar como sigue:

$$\Delta t_n = \Delta t_o e^{-c \cdot Z} \quad (2)$$

$$V_n = V_o e^{c \cdot Z} \quad (3)$$

$$R_n = R_o e^{c \cdot Z} \quad (4)$$

donde:

Δt_n = Tiempo de tránsito normal

Δt_o = Tiempo de tránsito en la superficie

V_n = Velocidad de intervalo normal

V_o = Velocidad de intervalo en la superficie

R_n = Resistividad normal

R_o = Resistividad en la superficie

La **Figura 3** describe el comportamiento de la TCN; en ella se muestra que cuando la pérdida de porosidad progresa con la profundidad debido a la compactación por la carga geoestática, la TCN se comporta normalmente de forma exponencial (línea segmentada), sin embargo, cuando la compactación normal se interrumpe, la porosidad “diverge” de su TCN (conjunto de puntos en la zona roja). De aquí se establece que, si la TCN representa la pérdida de porosidad con la profundidad, entonces en un pozo existirá una TCN única, como se muestra en la Figura 3 (línea segmentada). Shaker (2007a, 2007b) resaltó que la TCN es el punto clave del análisis de la presión de poro y que el representar la TCN en segmentos múltiples, (multitendencias) en un pozo con propósitos de calibración debe evitarse. La **Figura 4** muestra un ejemplo de tendencias múltiples de compactación en el análisis de presión de poro de un pozo, lo cual debe evitarse.

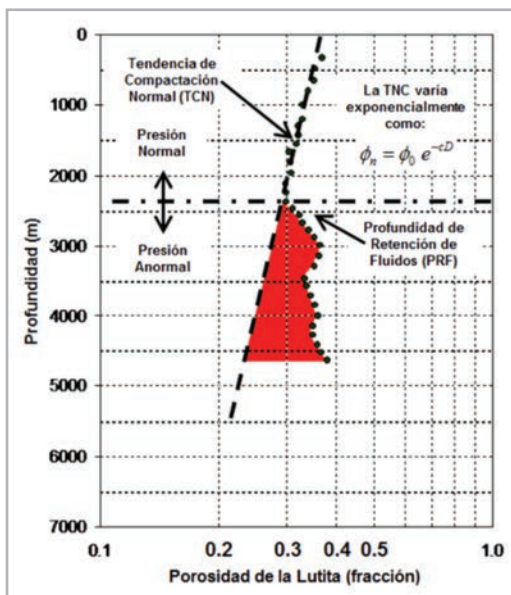


Figura 3. Comportamiento exponencial de la porosidad con la profundidad.

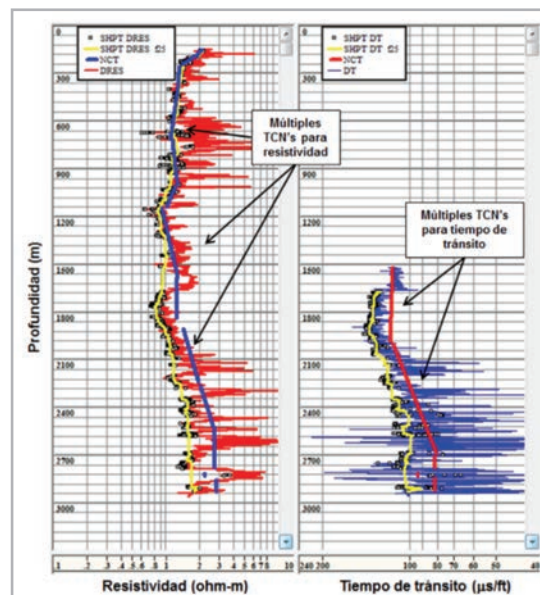


Figura 4. Ejemplos de multitendencias que deben evitarse.

El análisis de la tendencia de compactación normal se debe realizar de manera sistemática, siguiendo la pérdida progresiva de porosidad con la profundidad y estableciendo que para cada pozo existe una TCN única. Pennebaker (1968), realizó un estudio del comportamiento de las tendencias de compactación para la velocidad de

intervalo en la cuenca del Golfo de México y Correa (2016), realizó un estudio de las TCN utilizando tiempo de tránsito y resistividad para una cuenca en el norte de México. La **Figura 5** muestra el comportamiento de las tendencias de compactación normal de los estudios de Pennebaker, (1968) y Correa, (2016).

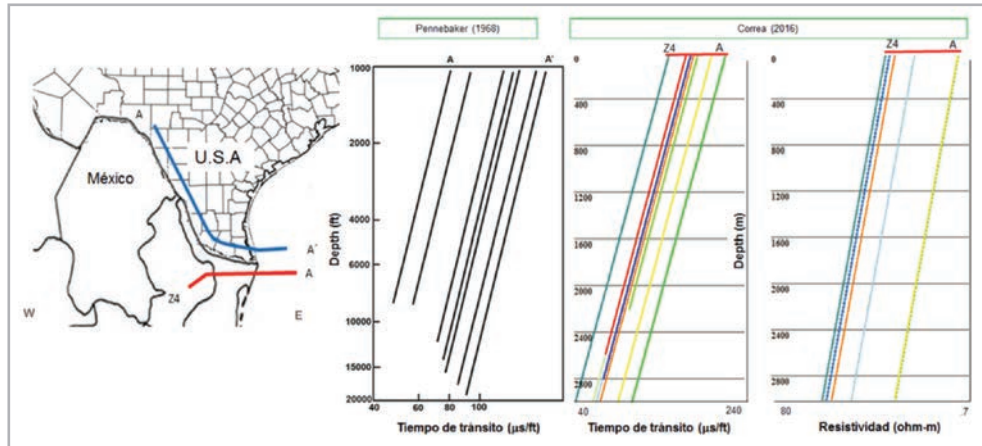


Figura 5. Comportamiento de la TCN en diferentes cuencas y con indicadores distintos de porosidad, (modificado de Correa, 2016).

Teoría del área divergente

La teoría está basada en la tendencia de compactación normal de los sedimentos, y la forma en que estos divergen de su tendencia de compactación normal cuando existe desequilibrio en la compactación. El fundamento establece que si la presión de sobrecarga se incrementa con la profundidad y existe desequilibrio en la compactación a cierta profundidad, la presión de poro debe empezar a incrementarse a esa misma profundidad. Terzaghi y Peck (1948) postularon que la presión de sobrecarga se reparte en los fluidos contenidos en los poros de la roca

(presión de poro) y en el contacto entre los granos que la componen. A este contacto intergranular se le conoce como esfuerzo efectivo **Figura 6**. Además, ellos plantearon que, si la expulsión de los fluidos en los poros es interrumpida, la presión de poro se incrementa conforme la presión de sobrecarga también. Por lo tanto, el modelo de Terzaghi y Peck, (1948) se puede utilizar en conjunto con las líneas divergentes para calcular la presión de poro debido al desequilibrio en la compactación, considerando que la presión de poro aumenta conforme se incrementa la presión de sobrecarga, **Figura 7**.

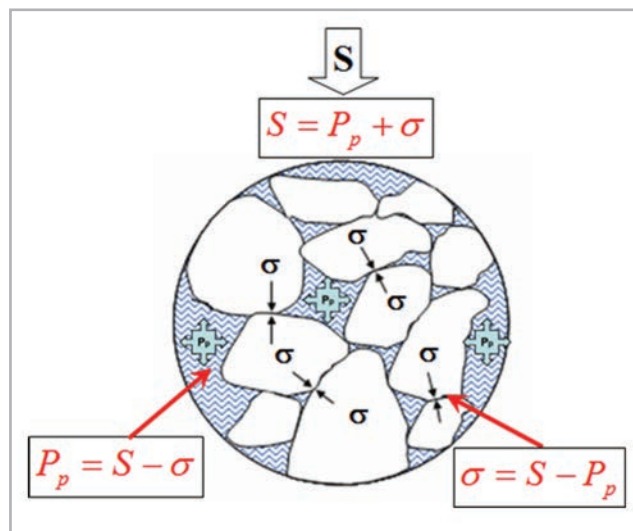


Figura 6. Modelo de Terzaghi y Peck ilustrando la distribución de la presión de sobrecarga en los fluidos y los granos de la formación.

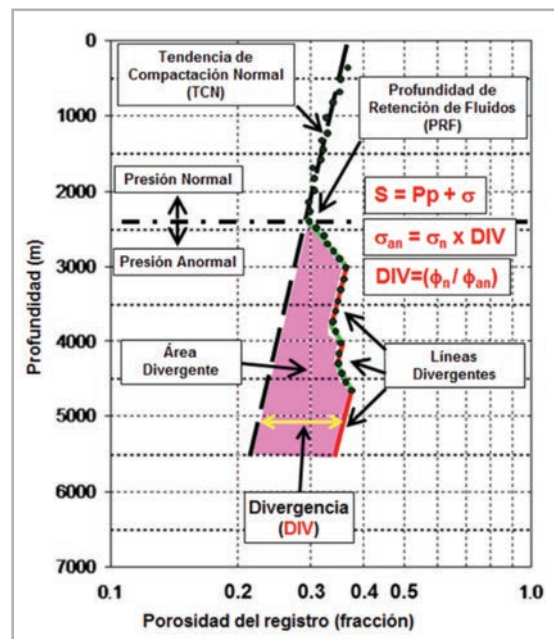


Figura 7. Ejemplos de multitendencias que deben evitarse.

Las ecuaciones siguientes relacionan el modelo de Terzaghi y Peck (1948) y las líneas divergentes:

$$S = P_p + \sigma \quad (5)$$

$$\sigma = S - P_p \quad (6)$$

$$\sigma_{an} = \sigma_n \times DIV \quad (7)$$

$$DIV = \left(\frac{\phi_n}{\phi_{an}} \right) \quad (8)$$

donde:

S = Presión de sobrecarga

P_p = Presión de poro

σ = Esfuerzo efectivo

ϕ_n = Porosidad normal

ϕ_{an} = Porosidad anormal (de las líneas divergentes)

σ_n = Esfuerzo efectivo normal = $(S - P_{pn})$

σ_{an} = Esfuerzo efectivo anormal = $(S - P_{pan})$

P_{pan} = Presión de poro anormal

P_{pn} = Presión de poro normal

DIV = Divergencia

El método consiste en generar tendencias de compactación paralelas a la tendencia de compactación normal, e interpretar las tendencias paralelas y transicionales observadas en los registros de pozo, o sísmica para generar un área divergente; esto es:

- Graficar el registro indicador de la porosidad, definir la TCN y la profundidad de retención de fluidos (PRF), **Figura 8a**.
- Trazar las líneas divergentes paralelas a la TCN hasta cubrir el registro indicador de la porosidad, **Figura 8b**.

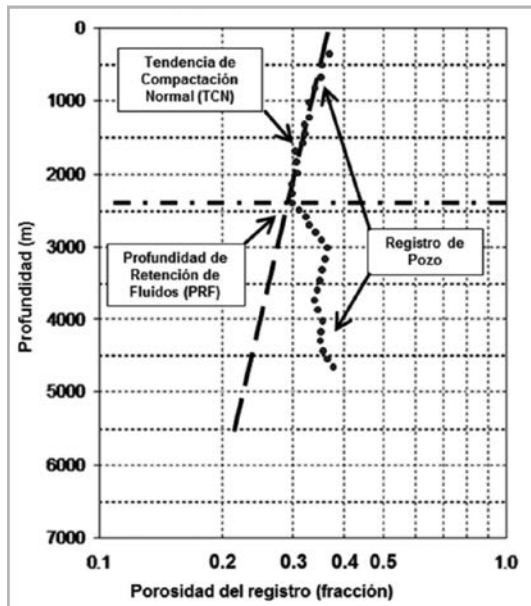


Figura 8a. Definición de la NCT y PRF.

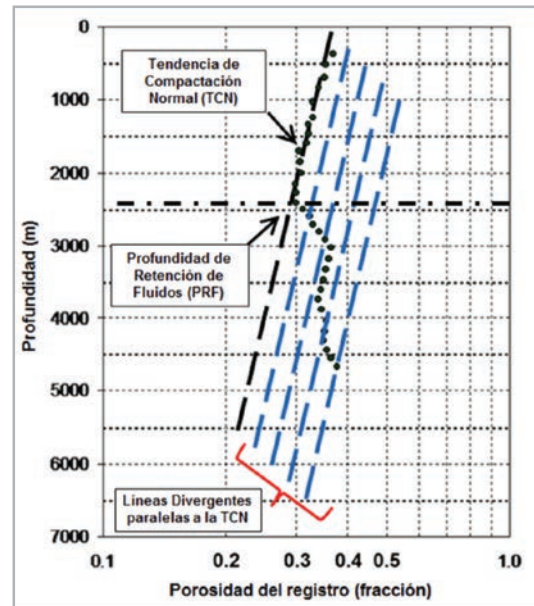


Figura 8b. Trazado de las líneas paralelas a la NCT.

- c).- Sobre el registro indicador de la porosidad, definir las tendencias transicionales y las tendencias paralelas para generar las líneas divergentes, **Figura 8c**.
- d).- Generar el área divergente.

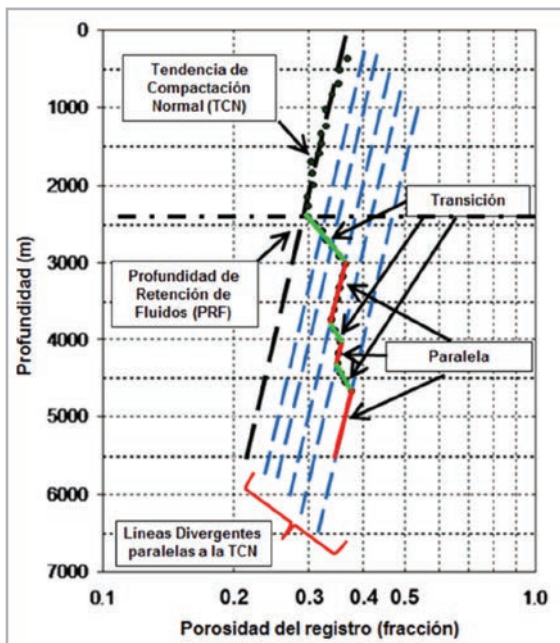


Figura 8c. Definición de las tendencias transicionales y paralelas en el registro.

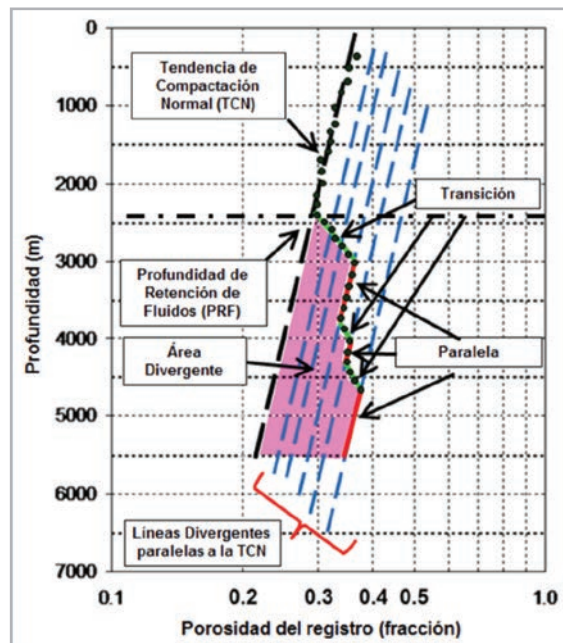


Figura 8d. Definición del área divergente.

La teoría del área divergente se puede aplicar en rocas yacimiento que no siguen del todo la teoría de la compactación de arcillas. Shaker (2002) postuló que la presión de poro en lutitas y en rocas yacimiento (carbonatos y arenas) pueden progresar en forma de cascada para crear una envolvente de presión. En esta envolvente, la presión de poro en las lutitas se incrementa exponencialmente de la cima a la base, mientras que en la roca del yacimiento se incrementa paralelamente al gradiente de presión hidrostático. La **Figura 9** muestra una ilustración de la envolvente de presión descrita por Shaker, (2002).

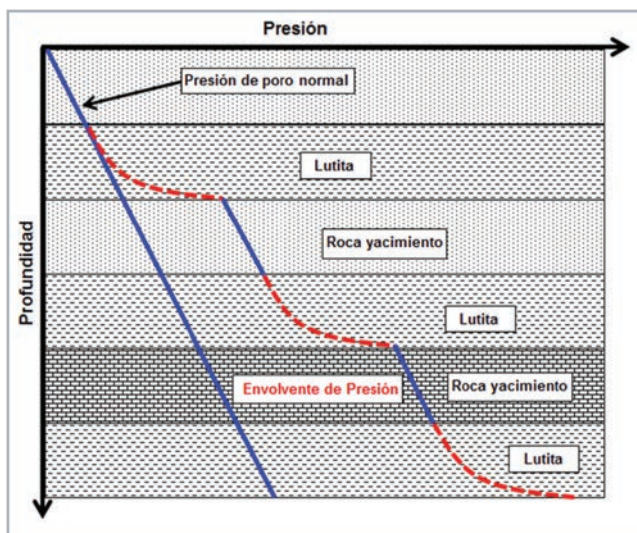


Figura 9. Ilustración de la envolvente de presión, (modificada de Shaker, 2002).

Por lo anterior y considerando la envolvente de presión de la **Figura 9**, la teoría del área divergente puede utilizarse para “inferir” la presión de poro en rocas yacimiento como carbonatos y arenas. El método consiste en generar tendencias de compactación paralelas a la tendencia de compactación normal, e interpretar las tendencias paralelas (rocas yacimiento) y transicionales (lutitas) observadas en los registros de pozo o sísmica, para generar un área divergente como se muestra en la **Figura 10**.

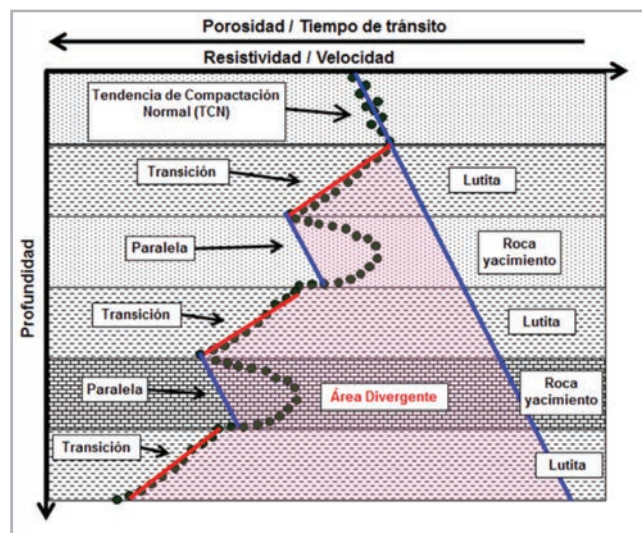


Figura 10. Área divergente para inferir la presión de poro en rocas yacimiento.

Caso de aplicación

Con el propósito de ejemplificar el uso de la teoría del área divergente, se aplicó en el análisis postmortem de la presión de poro de un pozo terrestre, como se muestra en la **Figura 11**. La pista No. 1 muestra el registro de rayos gamma sin selección de puntos de lutita, ya que con la teoría del área divergente no es necesario utilizar el método desarrollado por Hottmann y Johnson, (1965).

La pista No. 2 presenta el análisis de las “líneas divergentes” para identificar los comportamientos transicionales, (lutitas) y aquellos que son paralelos a la tendencia de compactación normal, (roca yacimiento); cuando las transiciones y paralelas; es decir, las líneas divergentes se acoplan a la tendencia de compactación normal (TCN), para construir el área divergente.

Asimismo, como se observa en la pista No.2 de la **Figura 11**, se tiene una sección de roca yacimiento que exhibe una regresión de porosidad, la cual, sin el uso de la teoría del área divergente, se observaría una bajo-predicción de la presión de poro en la pista No. 3, como se ilustró en la **Figura 2**.

En la pista No. 3 se presenta la presión de poro calculada usando la teoría del área divergente; como se observa, la presión de poro se incrementa con la profundidad a cada cambio de facie litológica en respuesta al incremento de la presión de sobrecarga.

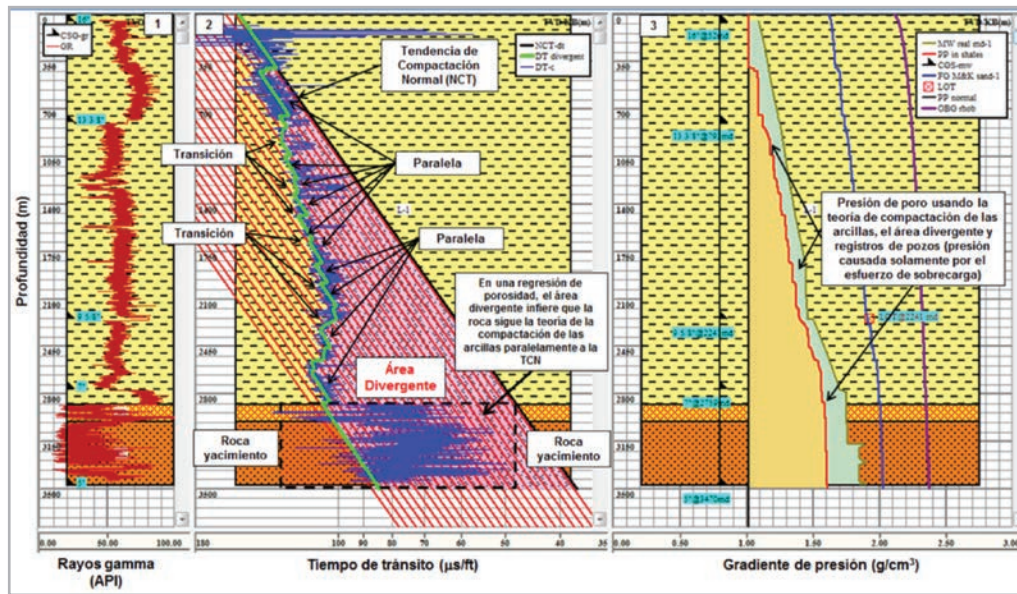


Figura 11. Presión de poro usando la teoría de compactación de las arcillas, el área divergente y registros geofísicos, en un pozo terrestre en México.

Conclusiones

- La TCN representa la pérdida de porosidad con la profundidad, por lo que un pozo debería tener una única TCN para la predicción de la presión de poro, usando la teoría de la compactación normal y no multitendencias.
- La TCN es el elemento clave del análisis de la presión de poro, por lo que separarla en varios segmentos con el propósito de calibrar la presión debe evitarse.
- La teoría del área divergente permite desarrollar una prognosis de presión de poro, basada en el comportamiento de los registros de pozo debido a la compactación, omitiendo el uso de registros litológicos y la selección de puntos de lutita.
- Cuando se define el área divergente, se puede utilizar cualquier método basado en la teoría de la compactación normal y en registros de pozo o sísmica para calcular la presión de poro.
- La teoría del área divergente se puede aplicar en yacimientos que no siguen del todo la teoría de la compactación de arcillas.
- La teoría del área divergente se acopla perfectamente a la teoría de la compactación y al análisis de presión de

poro basado en registros de pozo y sísmica; es decir, si la sobrecarga se incrementa con la profundidad y existe desequilibrio en la compactación, la presión de poro también debe aumentar con la profundidad.

- La teoría del área divergente ha sido probada y utilizada en México para realizar el pronóstico de presiones tanto en pozos marinos como terrestres, con resultados satisfactorios.

Agradecimientos

Los autores agradecen al Instituto Mexicano del Petróleo por todo el apoyo prestado para el desarrollo de este trabajo.

Nomenclatura

<i>c</i>	= Índice de compactación normal
<i>CSG</i>	= Profundidad de asentamiento de tuberías
<i>DIV</i>	= Divergencia
<i>DRES</i>	= Resistividad Profunda
<i>DT</i>	= Tiempo de Tránsito
<i>D</i>	= Profundidad
<i>FG</i>	= Gradiente de Fractura

PRF	= Profundidad de Retención de Fluidos
GR	= Rayos gamma
k	= Parámetro de declinación
LOT	= Prueba de goteo
MW	= Peso del lodo
TCN	= Tendencia de Compactación Normal
NCT	= Tendencia de Compactación Normal
OBG	= Gradiente de sobrecarga
P_p	= Presión de poro
P_{pan}	= Presión de poro anormal
P_{pn}	= Presión de poro normal
RHOB	= Densidad de la roca
R_n	= Resistividad normal
R_o	= Resistividad en la superficie
S	= Presión de sobrecarga
SHPT	= Puntos de lutita
V_n	= Velocidad de intervalo normal
V_o	= Velocidad de intervalo en la superficie
Z	= Profundidad
Δt_n	= Tiempo de tránsito normal
Δt_o	= Tiempo de tránsito en la superficie
ϕ_{an}	= Porosidad anormal
ϕ_n	= Porosidad normal
ϕ_o	= Porosidad en la superficie
ρ_o	= Densidad de la roca en la superficie
σ	= Esfuerzo efectivo
σ_{an}	= Esfuerzo efectivo anormal
σ_n	= Esfuerzo efectivo normal

Referencias

- Athy, L. F. 1930. Density, Porosity, and Compaction of Sedimentary Rocks. *AAPG Bulletin* **14** (1): 1-23.
- Bowers, G. L. 1995. Pore Pressure Estimation from Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction. *SPE Drill & Compl* **10** (02): 89-95. SPE-27488-PA. <https://doi.org/10.2118/27488-PA>.
- Correa Vera, O. 2016. *Modelo que Describe la Compactación Normal para la Cuenca de Burgos y su Aplicación a la Presión de Poro*. Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, Ingeniería en Exploración y Explotación en Recursos Naturales, Ciudad de México.
- Eaton, B. A. 1975. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. Artículo presentado en Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, EUA, septiembre 28-octubre 1. SPE-5544-MS. <https://doi.org/10.2118/5544-MS>.
- Green, S., O'Connor, S. A. y Edward, A. P. 2016. Predicting Pore Pressure in Carbonates: A Review. *Geo* 2016, 12th Middle East Geoscience Conference and Exhibition, Manama, Bahrein, marzo 7-10. AAPG Search and Discovery Article #41830.
- Hamid, O., Khan, K., Rahim, Z. et al. 2016. Reducing Drilling Operational Risk and Non-Productive Time Using Real-Time Geomechanics Surveillance. Artículo presentado en International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Tailandia, noviembre 14-16. IPTC-18793-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-18793-MS>.
- Hottmann, C. E. y Johnson, R. K. 1965. Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties. *J Pet Technol* **17** (06): 717-722. SPE-1110-PA. <https://doi.org/10.2118/1110-PA>.
- Mouchet, J. P. y Mitchell, A. 1989. *Abnormal Pressure While Drilling: Origins, Prediction, Detection, Evaluation*. Boussens, France: Elf-Aquitaine.
- Ong, S. H., Power, W. L., Sitio, A. et al. 2015. Geomechanics Improves Drilling Operations and Reduces Non-Productive Times (NPT) in Kilo Field, Offshore Northwest Java. Artículo presentado en SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua, Bali, Indonesia, octubre 20 - 22. SPE-176445-MS. <https://doi.org/10.2118/176445-MS>.
- Pennebaker, E. S. 1968. An Engineering Interpretation of Seismic Data. Artículo presentado en Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Houston, Texas, EUA, septiembre 29 - octubre 2. SPE-2165-MS. <https://doi.org/10.2118/2165-MS>.
- Shaker, S. 2002. Causes of Disparity between Predicted and Measured Pore Pressure. *The Leading Edge* **21** (8): 756-760. <https://doi.org/10.1190/1.1503188>.
- Shaker, S. 2007a. Calibration of Geopressure Predictions Using Normal Compaction Trend: Perception and Pitfall. *CSEG Recorder* **32** (01): 29-35.
- Shaker, S. 2007b. The Precision of Normal Compaction Trend Delineation is The Keystone of Predicting Pore Pressure. 2007 AADE National Technical Conference and

- Exhibition, Houston, Texas, EUA, abril 10-12. AADE-07-NTCE-51.
14. Swarbrick, R. E. y Osborne, M. J. 1998. Mechanisms that Generate Abnormal Pressures: An Overview. En *Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments*, eds. B. E. Law, G. F. Ulmischek y V. I. Slavin, 13-34. Tulsa, Oklahoma: AAPG Memoir 70.
15. Terzaghi, K. y Peck, R. B. 1948. *Soil Mechanics in Engineering Practice*. New York: John Wiley and Sons.
16. York, P. L., Prichard, D. M., Dodson, J. K. et al. 2009. Eliminating Non-Productive Time Associated with Drilling through Trouble Zones. Artículo presentado en Offshore Technology Conference, Houston, Texas, EUA, mayo 4-7. OTC-20220-MS. <https://doi.org/10.4043/20220-MS>.
17. Zhang, J. 2011. *Pore Pressure Prediction from Well Logs: Methods, Modifications, and New Approaches*. *Earth-Science Reviews* 108 (1-2): 50-63. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2011.06.001>.

Semblanza de los autores

David Velázquez Cruz

Ingeniero Petrolero por el Instituto Politécnico Nacional, Maestro en Ciencias de la Computación por la Universidad Autónoma Metropolitana, con estudios de Doctorado en Explotación de Hidrocarburos por el Instituto Mexicano del Petróleo. Ha publicado más de 30 artículos como autor y coautor, y presentado 34 en foros nacionales e internacionales. Actualmente es el Gerente de Perforación y Terminación de Pozos en el IMP con más de 25 años de trayectoria.

Gustavo Espinosa Castañeda

Es Ingeniero Petrolero y Maestro en Ciencias por el Instituto Politécnico Nacional, con más de 17 años en la Industria Petrolera Nacional en proyectos de Ingeniería de perforación y estabilidad de pozos. Trabajó en Pemex-Región Sur, en SFG Global- Consulting, y actualmente es Investigador en Gerencia de Perforación y Terminación de pozos del Instituto Mexicano del Petróleo. Ha publicado como autor y coautor más de 15 artículos y presentado más de 20 conferencias en foros nacionales e internacionales.

Martín Alberto Díaz Viera

Ingeniero en Matemáticas Aplicadas, graduado del Instituto Superior Energético de Moscú, Rusia. Realizó la Maestría y Doctorado en Ciencias en el Posgrado en Ciencias de la Tierra del Instituto de Geofísica de la UNAM. Posee más de 20 publicaciones nacionales e internacionales. Actualmente es Investigador del Instituto Mexicano del Petróleo en las áreas de Geoestadística y Modelos Estocásticos para la Caracterización de Yacimientos y Modelación Matemática y Computacional de Sistemas Terrestres.

Florentino Leyte Guerrero

Ph. D. por la Universidad Estatal de Nueva York, con beca Fullbright-García Robles, fue profesor en la Facultad de Ingeniería de la UNAM e Instructor asociado en Milliard Fillmore College, en Amherst, NY y en la Universidad Estatal de Nueva York. Ha dedicado diez años de su carrera al desarrollo de técnicas y metodologías para caracterizar, en dos y tres dimensiones, fenómenos de porosidad y otras cavidades.

En la actualidad colabora en proyectos asociados a la caracterización de espumas y otros materiales para la perforación de pozos.

Libros

Bourdet, D. 2002. *Well Test Analysis: the Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier.

Artículos

Hernández García, M.A. 2011. Desarrollo del Campo Cauchy: Caso de Éxito en la Región Norte. *Ingeniería Petrolera* **LII** (2): 19-35.

Soliman, M.Y., Miranda, C. and Wang, H.M. 2010. Application of After-Closure Analysis to a Dual-Porosity Formation, to CBM, and to a Fractured Horizontal Well. *SPE Prod & Oper* **25** (4): 472-483. SPE-124135-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/10.2118/124135-PA>

Conferencia, reunión, etc.

Al-Khalifa, A.J. y Odeh, A.S. 1989. Well Test Analysis in Oil Reservoirs with Gas Caps and/or Water Aquifers. Artículo SPE 19842, presentado en: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 8-11. <http://dx.doi.org/10.2118/19842-MS>.

Tesis

Pérez Martínez, E. 2011. Estudio de Conificación de Agua en Yacimientos Naturalmente Fracturados. Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, D.F.

Miguel Hernández, N. 2002. Scaling Parameters for Characterizing Gravity Drainage in Naturally Fractured Reservoir. PhD dissertation, University of Texas at Austin, Austin, Texas.

PDF (en línea)

Secretaría de Energía. Dirección de Planeación Energética. 2011. Balance Nacional de Energía 2010. http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2011/Balance%20Nacional%20de%20Energía%202010_2.pdf (descargado el 1 de febrero de 2010).

Normas

NRF-005-PEMEX-2000. Protección Interior de Ductos con Inhibidores. 2000. México, D.F.: PEMEX, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Software

Eclipse Reservoir Engineering Software. 2005. Schlumberger, <http://www.slb.com/content/services/software/resent/>.

1. Los autores deberán anotar una semblanza de su trayectoria profesional que no rebase las 100 palabras en el idioma en que se escribió el artículo, éstas se ubicarán después de las referencias.

Autores

- El autor deberá ceder los derechos a la revista *Ingeniería Petrolera* de la AIPM.
- El artículo deberá ser original y compromete a sus autores a no someterlo simultáneamente a la consideración de otra publicación.
- La responsabilidad del contenido de los artículos sometidos a la publicación corresponde a los autores.

Evaluación

Todos los artículos presentados serán valorados previamente por dos o más expertos del **Comité Técnico de Expertos de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México AC**, y posteriormente por la Comisión Editorial, quienes estudiarán su contenido y darán una opinión acerca su publicación. En este proceso participan especialistas reconocidos y de alto nivel en la materia, con habilidad y experiencia para evaluar de manera confiable y expedita, tanto la calidad y la originalidad, como el mérito del contenido de los artículos.