

CMP2024_352

MODELO PARA PRONOSTICAR LA PRESIÓN DE PORO EN CARBONATOS Y ARENAS USANDO LA TEORÍA DE LA COMPACTACIÓN NORMAL

Velázquez-Cruz, David (Instituto Politécnico Nacional)

Carillo-Avila, Celeste (Instituto Mexicano del Petróleo)

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

Espinosa-Castañeda, Gustavo (Instituto Mexicano del Petróleo)

RESUMEN

Este trabajo tiene como objetivo presentar un modelo y metodología para pronosticar la presión de poro en rocas sedimentarias diferentes a las lutitas como pueden ser arenas y carbonatos. El modelo propuesto considera la solución del coeficiente de Biot como una función de las propiedades petrofísicas de la roca y la magnitud de su presión de poro. El proceso consiste en obtener datos medidos de presión de poro en las rocas yacimiento (arenas o carbonatos) o inferidos de la presión de formación calculada en eventos de control de brotes y determinar el coeficiente de Biot. El coeficiente de Biot es correlacionado como una función de las propiedades petrofísicas o mecánicas de la roca donde se midió la presión y se obtiene su comportamiento. El comportamiento es incluido en el modelo de presión de poro basado en la divergencia de los parámetros petrofísicos respecto de su tendencia normal de compactación. Los resultados muestran que, si solo se calcula la presión de poro usando la teoría de compactación normal, el coeficiente de Biot es igual a 1 y si se obtiene de mediciones de presión de poro es diferente de 1. La utilización del coeficiente de Biot en el modelo de compactación normal permite determinar la presión de poro en arenas y carbonatos. Este modelo y metodología permite diseñar una ventana operativa más apegada a las condiciones reales de presión del pozo, con lo que se minimizan los tiempos no productivos ocasionados por brotes, derrumbes o pérdidas de circulación.

INTRODUCCCIÓN

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.

El problema de la determinación de la presión de poro es que existen diferentes fenómenos involucrados en su génesis, Swarbrick y Osborne (1998) identificaron y agruparon los mecanismos que originan la presión como sigue:

- » **Presión de poro tipo 1: Por esfuerzos en la roca**
 - Desequilibrio en la compactación
 - Actividad tectónica

- » **Presión de poro tipo 2: 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

- » **Presión de poro tipo 3: Por movimiento de fluidos y flotación**
 - Fenómenos osmóticos
 - Nivel piezométrico del fluido (columna hidráulica)
 - Flotación debida al contraste de densidades

A pesar de las amplias causas que originan la presión de poro, y que están presentes durante la perforación de un pozo, todos los modelos de predicción basados propiedades petrofísicas de la roca se desarrollaron para determinar la presión de poro tipo 1 debida al desequilibrio en la compactación normal de los sedimentos (Hottmann y Johnson 1965; Eaton 1975; Bowers 1995; Zhang 2011) y estos modelos se fundamentan en la teoría de la compactación de las arcillas desarrollada por Terzaghi en 1925. La razón es porque en las lutitas se pueden observar los fenómenos de compactación y de su desequilibrio o divergencia de la tendencia de compactación normal, lo que permite implementar modelos matemáticos para describir este fenómeno; sin embargo, a diferencia de las lutitas, las rocas yacimiento como los carbonatos y arenas, no siguen del todo el modelo de consolidación o compactación descrito en Terzaghi y Peck (1948), Hottmann y Johnson, (1965), Chilingar et al. (2002) y Velazquez-Cruz et al. (2008, 2014, 2017a, 2017b, 2017b).

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 influyen, como las condiciones de depósito, y las historias diagenética y de disolución; y lo mismo ocurre con las arenas de acuerdo con Mouchet y Mitchell, (1989). La figura 1 muestra un pozo donde se observa una bajo-predicción de la presión de poro utilizando un modelo de arcillas como los publicados por Eaton en 1975.

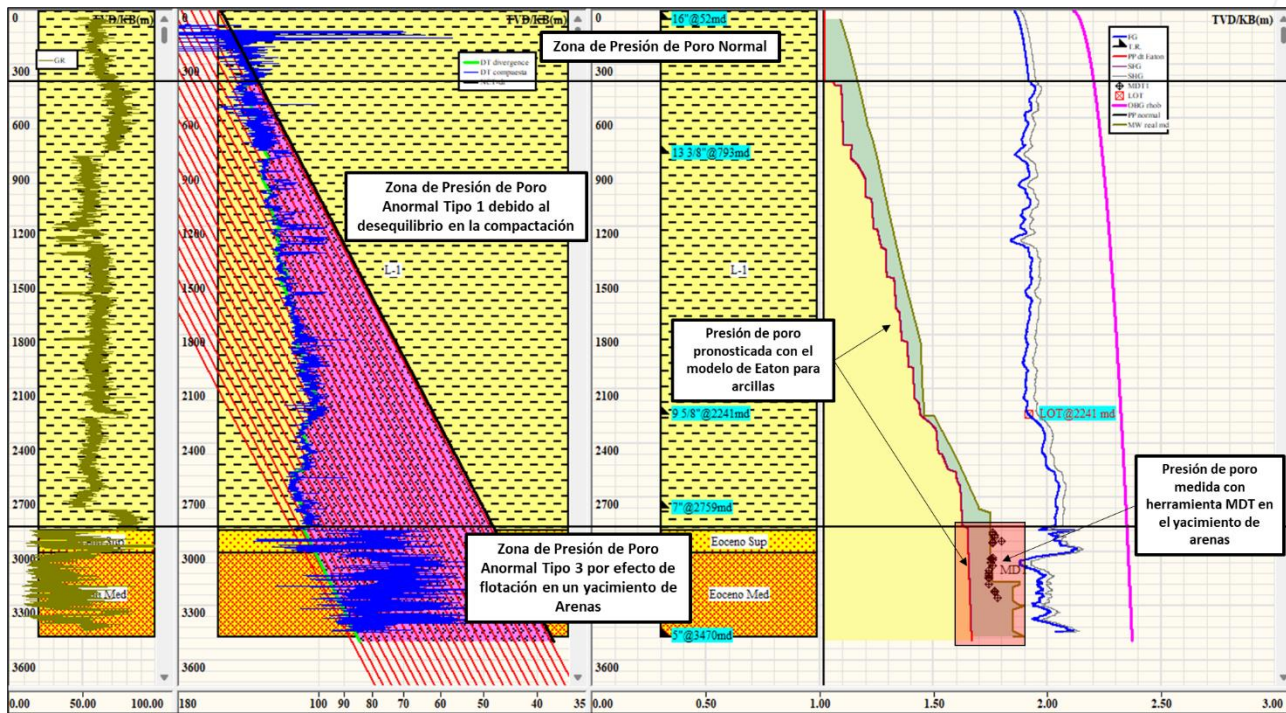


Figura 1. Bajo predicción de la presión de poro en un yacimiento de areniscas de edad Eoceno.

Este artículo describe un modelo y metodología para pronosticar la presión de poro en litologías de arenas y carbonatos. La solución se basa en la determinación del coeficiente de Biot como una función de las propiedades petrofísicas de la roca y la magnitud de la presión de poro medida con registros DST, RFT, MDT u otra tecnología.

MARCO TEORICO

Hubbert y Rubey (1959) publicaron una teoría relacionada con la compactación de las rocas arcillosas basados en la teoría de consolidación del suelo de Terzaghi (1925, 1948) y establecieron que la sobrecarga (S) se incrementa como resultado del sepultamiento de los sedimentos. Al incrementar la sobrecarga, el fluido dentro de los poros de la formación es expulsado por la compactación generando una presión de poro normal (P_{Pn}), sin embargo, cuando no hay rutas de escape para los fluidos en los poros estos tenderán a represionarse originando una presión de poro anormalmente alta (P_{Pan}). Además, Los autores demostraron que el esfuerzo compresivo (σ) ejercido por la matriz depende únicamente del grado de compactación de las arcillas, en pocas palabras se puede decir que el esfuerzo compresivo (σ) crece continuamente con la compactación; siempre y cuando los fluidos tiendan a escapar de la matriz porosa. La ecuación (1) describe el modelo básico que relaciona la presión intersticial y el esfuerzo vertical en un suelo saturado bajo una carga vertical, según la formulación clásica de Terzaghi (1925, 1948) y modificado por Hubbert y Rubey (1959) como

sigue:

$$S = \sigma + P_p \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

- S= Esfuerzo total o sobrecarga
- P_p = Presión de poro
- σ = Esfuerzo compresivo o efectivo

En 1971 Nur y Byerlee modificaron la ecuación (1) incluyéndole un parámetro poro-elástico (β) introducido por Biot en 1941 quedando como sigue:

$$S = \sigma + \beta \cdot P_p \dots\dots\dots (2)$$

Donde:

- β = Coeficiente de Biot

La ecuación (2) puede ser transformada en términos de la teoría de la compactación normal descrita por Hottmann y Johnson (1965) y Velazquez-Cruz et al. (2017a, 2017b, 2017b) como sigue:

$$\beta \cdot P_p = S - \sigma \cdot DIV \dots\dots\dots (3)$$

Despejando el coeficiente de Biot (β) la ecuación (3) que como:

$$P_p = \frac{S - \sigma \cdot DIV}{\beta} \dots\dots\dots (4)$$

Ahora transformando la ecuación (4) en términos del modelo planteado por Eaton (1975) tenemos que:

$$\sigma = S - P_{pn} \dots\dots\dots (5)$$

Y la divergencia para el tiempo de tránsito queda como:

$$DIV = \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_{an}} \right) \dots\dots\dots (8)$$

Por lo tanto, la ecuación de Eaton (1975) para tiempo de tránsito considerando el coeficiente de Biot (β) resulta en:

$$Pp = \frac{S - [S - Pp_n] \times \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_{an}}\right)^\alpha}{\beta} \dots\dots\dots (7)$$

Donde:

Pp_n = Presión de poro normal

DIV = Divergencia

ΔT_n = Tiempo de tránsito de la tendencia normal

ΔT_{an} = Tiempo de tránsito anormal (de las líneas divergentes o datos medidos del registro)

a = Exponente de ajuste del modelo de Eaton

Para el caso de la presión de poro en lutitas cuya génesis es el desequilibrio en la compactación normal el valor del coeficiente de Biot (β) es igual a 1 (Biot, 1941) y para las arenas y carbonatos denominadas en este artículo rocas yacimiento es necesario determinar el coeficiente de Biot (β) como una función de la magnitud de la presión de poro medida con registros DST, RFT, MDT u otra tecnología o fuente usando la ecuación (8).

$$\beta = \frac{S - [S - Pp_n] \times \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_{an}}\right)^\alpha}{Pp_{MDT}} \dots\dots\dots (8)$$

Donde:

Pp_{MDT} = Presión de poro medida con registros DST, RFT, MDT u otra tecnología

Una vez determinado el coeficiente de Biot (β) a partir de la presión de poro, los resultados se relación con las propiedades petrofísicas o mecánicas de la roca a través de gráficos cruzados y obtener el mejor ajuste de comportamiento. En este caso específico se planteó una solución en términos del tiempo de tránsito como:

$$\beta = \beta_o \cdot \Delta T_m^{-c} \dots\dots\dots (9)$$

La sustitución de la ecuación (9) en la ecuación (7) resulta en el modelo DVC modificado para calcular la presión de poro en rocas yacimiento (arenas y carbonatos) como:

$$Pp = \frac{S - [S - Pp_n] \times \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_{an}}\right)^\alpha}{\beta_o \cdot \Delta T_m^{-c}} \dots\dots\dots (10)$$

Donde:

β_o y c = Coeficientes de ajuste del modelo

ΔT_m = Tiempo de tránsito medido del registro

La ecuación (10) es solo una de las varias ecuaciones que se pueden utilizar en términos de

las propiedades petrofísicas y mecánicas de la roca tal como se describe en Li et al. (2020) y Bodaghabadi et al. (2008). La tabla 1 muestra otras ecuaciones planteadas por lo autores para determinar el coeficiente de Biot.

Tabla 1. Ecuaciones con mejor ajuste basadas en registros y propiedades mecánicas para determinar el coeficiente de Biot.

PROPIEDAD	ECUACIÓN
Resistividad	$\beta = \beta_o \cdot Rt_m^c$
Rayos Gamma	$\beta = \beta_o \cdot GR^{-c}$
Modelo de Young	$\beta = \beta_o \cdot E^c$
Relación de Poisson	$\beta = \beta_o \cdot RP^{-c}$

METODOLOGÍA

Los pasos por seguir para realizar un pronóstico de presión de poro en un campo en particular utilizando los modelos descritos en el apartado anterior son los siguientes:

- 1.- En todas las secciones de areniscas y carbonatos de la columna geológica a perforar compilar la presión de poro medida DST, RFT, MDT u otra tecnología o fuente.
- 2.- Calcular la presión de sobrecarga usando el modelo DVC descrito en Velazquez-Cruz et al. (2020, 2023)
- 3.- Realizar el análisis de presión de poro utilizando la teoría de la compactación normal y el área divergente para lutitas de acuerdo con Velazquez-Cruz et al. (2008, 2014, 2017a, 2017b y 2017c).
- 4.- Determinar el coeficiente de Biot utilizando el modelo de la ecuación (8).
- 5.- Realizar un gráfico cruzado entre los datos de presión de poro y las propiedades petrofísicas o mecánicas de la roca para obtener los coeficientes de correlación β_o y c de la ecuación (9) y tabla 1.
- 6.- Desarrollar el análisis de la presión de poro para rocas yacimiento (carbonatos y arenas) utilizando el modelo DVC descrito en la ecuación (7).
- 7.- Acoplar los resultados de presión de poro por litología de acuerdo con el mejor pronóstico de resultados.
- 8.- Desarrollar la ventana operativa para el pozo o pozos en análisis.

APLICACIÓN A CASOS

La figura 1 muestra el caso del pozo M-1 donde se puede observar que la presión de poro

estimada con el modelo de Eaton (1975) y las divergencias según Velazquez-Cruz et al. (2008, 2014, 2017a, 2017b y 2017c) no se ajustan a la presión medida con una herramienta MDT en el yacimiento. La razón es que la concepción del modelo de Eaton esta basada en la determinación de presión de poro tipo 1 cuyo origen es el desequilibrio en la compactación normal de las arcillas y en el yacimiento de gas de edad Eoceno del pozo M-1 existe una presión de poro tipo 3 originada por flotación debida al contraste de densidades. Para tomar en cuenta la presión de poro en las arenas del yacimiento en el modelo geomecánico se solucionó la ecuación (7) y se acoplo al modelo de arcillas, es decir, se conjuntaron las presiones tipo 1 y tipo 3.

La solución de la ecuación (7) pasó por la determinación del coeficiente de Biot con la ecuación (8) y el uso de mediciones de presión tomadas con una herramienta MDT en el yacimiento y como se muestra en la tabla 2. Los resultados se analizaron en un gráfico cruzado contra el tiempo de tránsito como se muestran en la figura 2.

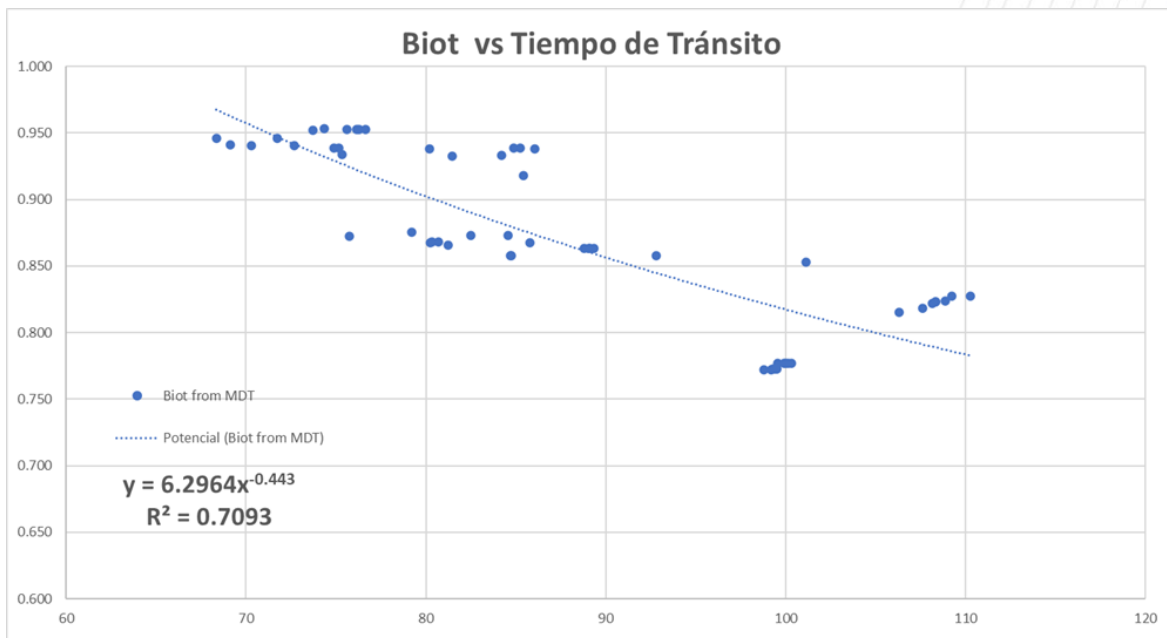


Figura 2. Gráfico de dispersión y tendencia potencial de la correlación de tiempo de tránsito respecto del coeficiente de Biot.

A partir del gráfico cruzado de la figura 2 se definieron los coeficientes de la ecuación (9) quedando como sigue:

$$\beta = 6.2964 \cdot \Delta T_m^{-0.443} \dots\dots\dots(10)$$

La sustitución de la ecuación (10) en la ecuación (7) resulta en el modelo DVC modificado para

calcular la presión de poro en rocas yacimiento (arenas y carbonatos) como:

$$Pp = \frac{S - [S - Pp_n] \times \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_{an}}\right)^\alpha}{6.2964 \cdot \Delta T_m^{-0.443}} \dots\dots\dots (11)$$

Para corroborar la exactitud de la presión pronosticada utilizando la ecuación (11), se realizó un comparativo contra los datos medidos de presión de poro tomados con MDT en el yacimiento de edad Eoceno. Los resultados se muestran en la tabla 2.

Tabla 2. Comparativo entre la presión de poro medida con MDT en un yacimiento de gas de edad Eoceno y la presión de poro estimada con la ecuación (11).

(1) POZO	(2) PROF (mV)	(3) DT (ms/ft)	(4) PP medida con MDT (g/cc)	(5) PP Eaton (g/cc)	(6) Biot con la ecuación (8)	(7) PP estimada con la ecuación (11)	(8) Error %
P-15	2510.74	98.773	1.90	1.47	0.77	1.78	6.20
P-15	2518.41	99.198	1.90	1.47	0.77	1.79	6.02
P-15	2523.25	99.358	1.90	1.47	0.77	1.79	5.89
P-15	2527.69	99.27	1.90	1.47	0.77	1.79	5.93
P-15	2533.74	99.503	1.90	1.47	0.77	1.79	5.83
P-15	2535.35	99.485	1.90	1.47	0.77	1.79	5.84
P-15	2537.76	99.543	1.89	1.47	0.78	1.79	5.25
P-15	2547.41	99.999	1.89	1.47	0.78	1.79	5.06
P-15	2549.42	99.93	1.89	1.47	0.78	1.79	5.09
P-15	2551.83	100.151	1.89	1.47	0.78	1.80	4.99
P-15	2553.04	100.325	1.89	1.47	0.78	1.80	4.92
P-21	2520.29	106.317	1.90	1.55	0.82	1.94	2.33
P-21	2523.57	107.608	1.90	1.56	0.82	1.96	3.27
P-21	2527.29	108.17	1.90	1.56	0.82	1.98	3.98
P-21	2528.21	108.339	1.90	1.56	0.82	1.98	4.18
P-21	2528.21	108.339	1.90	1.56	0.82	1.98	4.18
P-21	2532.38	108.858	1.90	1.57	0.82	1.98	4.47
P-21	2539.39	109.249	1.89	1.56	0.83	1.99	5.12
P-21	2544.54	110.254	1.89	1.56	0.83	1.99	5.55
P-21	2572.39	101.114	1.86	1.59	0.85	1.95	4.74
P-21	2578.84	92.795	1.85	1.59	0.86	1.88	1.37
P-21	2585.72	84.734	1.85	1.59	0.86	1.80	2.63
P-21	2585.74	84.711	1.85	1.59	0.86	1.80	2.64
P-21	2623.09	88.777	1.84	1.59	0.86	1.84	0.01

P-21	2628.53	89.339	1.84	1.59	0.86	1.85	0.29
P-21	2629.36	89.092	1.84	1.59	0.86	1.84	0.17
P-21	2629.43	89.076	1.84	1.59	0.86	1.84	0.16
P-21	2633.92	85.787	1.83	1.59	0.87	1.81	0.96
P-21	2642.57	80.237	1.83	1.59	0.87	1.76	3.85
P-21	2652.06	80.336	1.83	1.59	0.87	1.76	3.74
P-21	2656.9	80.687	1.83	1.59	0.87	1.77	3.55
P-21	2661.22	82.475	1.82	1.59	0.87	1.78	2.08
P-21	2665.75	84.552	1.82	1.59	0.87	1.80	0.99
P-21	2864.47	79.206	1.82	1.59	0.88	1.75	3.57
P-21	2869.25	81.241	1.84	1.59	0.87	1.77	3.54
P-21	2961.82	75.73	1.83	1.60	0.87	1.72	5.81
M-1	2891.5	86.04	1.76	1.65	0.94	1.89	7.20
M-1	2902.48	80.22	1.76	1.65	0.94	1.83	3.93
M-1	2910.99	81.444	1.77	1.65	0.93	1.84	4.04
M-1	2920.97	84.186	1.77	1.65	0.93	1.87	5.64
M-1	2943.08	85.436	1.80	1.65	0.92	1.88	4.56
M-1	2946.1	85.257	1.76	1.65	0.94	1.88	6.84
M-1	2952.43	84.891	1.76	1.65	0.94	1.88	6.63
M-1	3035.19	72.676	1.76	1.66	0.94	1.76	0.28
M-1	3038.88	71.741	1.75	1.66	0.95	1.75	0.28
M-1	3047.12	70.3	1.76	1.66	0.94	1.73	1.74
M-1	3063.96	68.359	1.75	1.66	0.95	1.71	2.33
M-1	3077.95	69.108	1.76	1.66	0.94	1.72	2.42
M-1	3102.99	73.726	1.74	1.66	0.95	1.77	1.63
M-1	3120.86	75.625	1.74	1.66	0.95	1.79	2.85
M-1	3128.94	76.287	1.74	1.66	0.95	1.80	3.24
M-1	3144.29	76.635	1.74	1.66	0.95	1.80	3.45
M-1	3146.5	76.147	1.74	1.66	0.95	1.79	3.16
M-1	3181.97	74.339	1.74	1.66	0.95	1.78	2.13
M-1	3220.5	75.17	1.77	1.66	0.94	1.79	1.02
M-1	3221.01	74.888	1.77	1.66	0.94	1.79	0.85
M-1	3257.02	75.324	1.78	1.66	0.93	1.79	0.60

Los valores de la tabla 2 muestran una diferencia o error máximo de 7.20%, es decir se obtuvo una exactitud del 92.8% en el análisis de los pozos P-15, P-21 y M-1, lógicamente este trabajo puede ser extendido para mejorar la aproximación. La figura 3 describe el acoplamiento de la presión de poro calculada con la ecuación (9) en el modelo geomecánico de la figura 1, donde se puede observar como el pronóstico de presión se ajusta a los valores medidos en el yacimiento de areniscas de gas de edad Eoceno del pozo M-1.

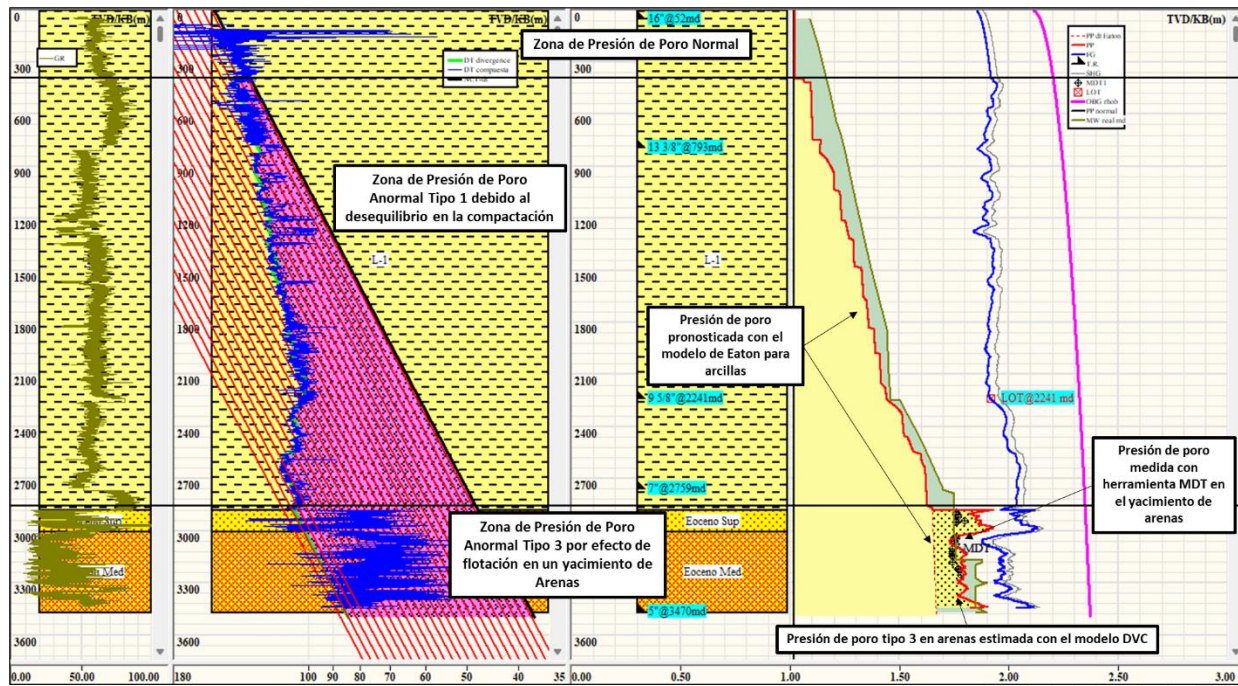


Figura 3. Acoplamiento de la presión de poro en el yacimiento de areniscas de edad Eoceno del pozo M-1.

Adicionalmente el modelo y metodología se aplicó a los pozos P-15 y P-21 con muy buenos resultados como se puede observar en las figuras 4 y 5.

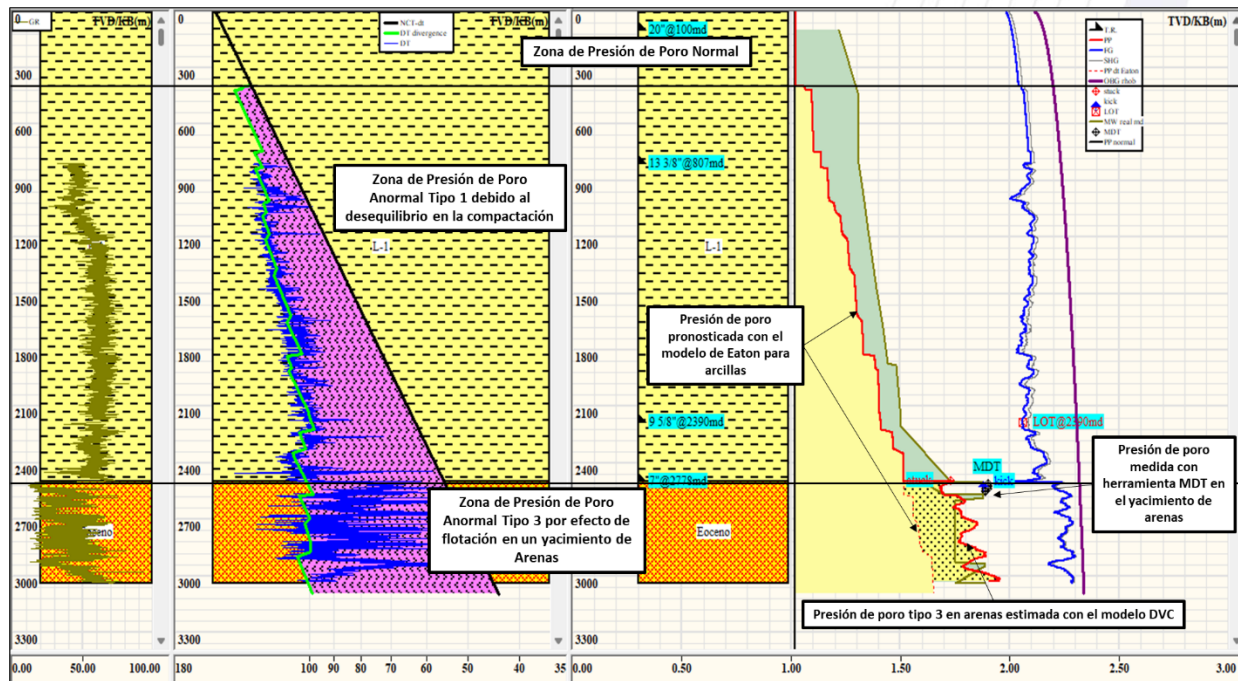


Figura 5. Presión de poro pronosticada en lutitas y areniscas de edad Eoceno del pozo P-15.

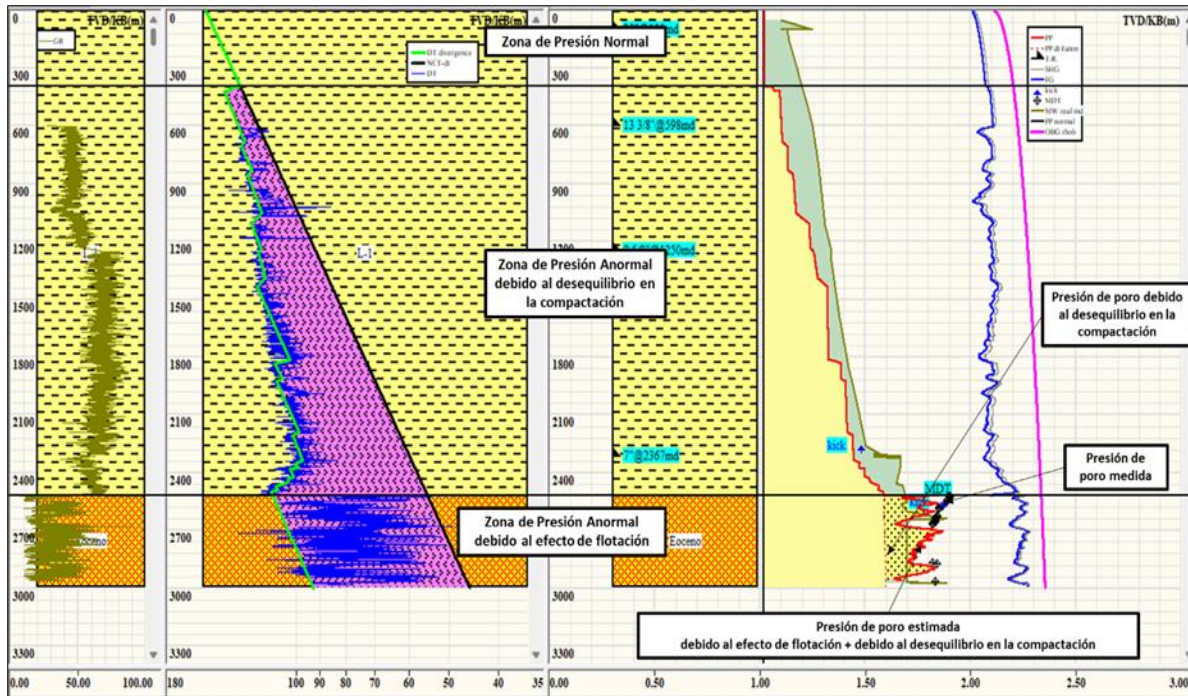


Figura 6. Presión de poro pronosticada en lutitas y areniscas de edad Eoceno del pozo P-21.

CONCLUSIONES

El análisis de los resultados muestra que al considerar el coeficiente de Biot en la prognosis de la presión de poro en rocas yacimiento, se observa un mejor ajuste con los valores de presión de poro del yacimiento medidos con herramienta MDT en comparación con la presión de poro obtenida a través del modelo de Eaton.

Lo anterior es consecuencia de que el modelo de Eaton está basado en el desequilibrio de la compactación normal de las arcillas, por lo tanto, cuando se estima la presión de poro en rocas yacimiento compuestas por arenas o carbonatos la prognosis tiene un sesgo por el tipo de litología, ya que en este tipo de rocas la pérdida de porosidad o compactación está también afectada por otros fenómenos geológicos como la diagénesis y no solo el efecto de la carga litostática.

La presión de poro estimada, considerando el coeficiente de Biot como un modelo de potencias, presenta un error promedio de 3.5%, por lo que, se concluye que se tiene un buen ajuste con respecto a los datos medidos con la herramienta MDT.

NOMENCLATURA

α = Exponente de ajuste del modelo de Eaton

β = Coeficiente de Biot

ΔT_n = Tiempo de tránsito de la tendencia normal

ΔT_{an} = Tiempo de tránsito anormal (de las líneas divergentes o datos medidos del registro)

ΔT_m = Tiempo de tránsito medido del registro

DIV = Divergencia

P_{pn} = Presión de poro normal

Rt_m = Resistividad medida del registro

RG = Rayos gamma medido del registro

RP = Relación de Poisson

E = Modulo de Young

AGRADECIMIENTOS

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

REFERENCIAS

1. Biot, M.A. (1941) General Theory of Three-Dimensional Consolidation. Journal of Applied Physics, 12, 155-164. <https://doi.org/10.1063/1.1712886>
2. Bodaghabadi, S., and S.J. Moosavi. (2008). "A Simple Practical Method To Determine The Biot Coefficient For Hydromechanical Analyses." Paper presented at the ISRM International Symposium - 5th Asian Rock Mechanics Symposium, Tehran, Iran, November 2008.
3. Chillingar, G.V., Serebryakov, V.A. and Robertson, J.O. (2002). "Origin and Prediction of Abnormal Formation Pressures". Elsevier Science B.V., 2002.
4. Eaton, B. A. (1975). The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. Society of Petroleum Engineers. SPE-5544-MS. <http://doi:10.2118/5544-MS>.
5. Green, S., O'Connor, S. A., and Edward, A. P. (2016). Predicting Pore Pressure in Carbonates: A Review. Search and Discovery Article #41830 (2016).
6. Hamid, O., Khan, K., Rahim, Z. et al. (2016). Reducing Drilling Operational Risk and Non-Productive Time Using Real-Time Geomechanics Surveillance. International Petroleum Technology Conference. IPTC-18793-MS. <http://doi:10.2523/IPTC-18793-MS>.
7. Hottmann, C. E. and Johnson, R. K. (1965). Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties. Society of Petroleum Engineers. SPE-1110-PA. <http://doi:10.2118/1110-PA>.

8. Hubbert, M. King, and Rubey, W. W. "Role of Fluid Pressure in Mechanics of Overthrust Faulting", Geological Society of America GSA Bulletin, February, 1959.
9. Li, Qi , Aguilera, Roberto , and Heber Cinco-Ley. (2020) "A Correlation for Estimating the Biot Coefficient." SPE Drilling & Completion 35 (2020): 151–163. doi: <https://doi.org/10.2118/195359-PA>
10. Mouchet, J. P., and Mitchell, A. (1989). Abnormal Pressure While Drilling. Elf-Aquitaine, Boussens, France, Technical Manual No. 2, 255p.
11. Nur, Amos and Byerlee, J. D. (1971). An exact effective stress law for elastic deformation of rock with fluids, Journal of Geophysical Research. <https://doi.org/10.1029/JB076i026p06414>
12. 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. Society of Petroleum Engineers. SPE-176445-MS. <http://doi:10.2118/176445-MS>.
13. Swarbrick, R. E. and Osborne, M. J. (1998). Mechanisms that Generate Abnormal Pressures: An Overview. In Law, B. E.; Ulmischek, G. F.; and Slavin, V. I., eds, Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments , AAPG Memoir 70, p. 13 – 34.
14. Terzaghi, K. (1925) "Erdbaumechanik auf bodenphysikalischer Grundlage" (Mecánica de Suelos sobre una Base Física).
15. Terzaghi, K. and Peck, R. B. (1948) "Soil Mechanics in Engineering Practice, John Wiley and Sons", 1948
16. Velazquez-Cruz, D.; Lopez-Solis, V.M.; Díaz-Viera, M.A. (2008). "Predicción de Presiones Anormales para la planeación de la Perforación de Pozos Marinos en México", VI International Seminar "Exploration and Production of Oil and Gas" – INGEPET 2008, Lima, Perú, Octubre 13-17, 2008, EXPL-2-DV-53.
17. Velazquez-Cruz, David; Espinosa-Castañeda, Gustavo; Díaz Viera, Martín Alberto. (2014). "Nuevo Método para el Análisis de la Presión de Poro basado en Registros de Pozo", VIII International Seminar "Exploration and Production of Oil and Gas" – INGEPET 2014, Lima, Perú, November 3-7, 2014, GEO-DE-DV-08-E.
18. Velazquez-Cruz, David; Espinosa-Castañeda, Gustavo; Díaz Viera, Martín Alberto; Leyte-Guerrero, Florentino. (2017a). "Teoría del área divergente para la determinación de la presión de poro", Revista de Ingeniería Petrolera Vol. 57 No. 5, Septiembre-Octubre del 2017.
19. Velazquez-Cruz, David; Espinosa-Castañeda, Gustavo; Díaz Viera, Martín Alberto; Leyte-Guerrero, Florentino. (2017b). Determination of Pore Pressure Using Divergences", International Journal of Petroleum Science and Technology, ISSN 0973-6328 Volume 11, Number 1 (2017), pp. 51-63.
20. Velazquez-Cruz, David; Espinosa-Castañeda, Gustavo; Díaz Viera, Martín Alberto; Leyte-Guerrero (2017c). "New Methodology for Pore Pressure Prediction Using Well

- Logs and Divergent Area”, SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 18-19 May 2017, SPE-185557-MS.
21. Velázquez-Cruz, David, Espinosa-Castañeda, Gustavo, and Adalberto Morquecho-Robles. (2020). "New Method for Overburden Modeling to Improve Geopressures Calculations." Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Virtual, July 2020. doi: <https://doi.org/10.2118/198945-MS>.
22. Velázquez-Cruz, David, Morquecho-Robles, Adalberto Espinosa-Castañeda, Gustavo, Carrillo-Avila, Celeste. (2023). "Efecto del Tirante de Agua en el Esfuerzo de Sobrecarga y su Influencia en la Presión de Fractura", Memorias del Congreso Mexicano del Petróleo 2023, Campeche, Camp, Junio del 2023.
23. York, P. L., Prichard, D. M., Dodson, J. K. et al. (2009). Eliminating Non-Productive Time Associated with Drilling through Trouble Zones. Offshore Technology Conference. OTC-20220-MS. <http://doi:10.4043/20220-MS>.
24. Zhang, J. (2011). Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches, Earth-Science Reviews, Volume 108, Issues 1–2, September 2011, Pages 50-63, ISSN 0012-8252, <http://dx.doi.org/10.1016/j.earscirev.2011.06.001>.

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, Tesorero 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.

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.

José Adalberto Morquecho Robles

Ingeniero Petrolero y Maestro en Ciencias de la Tierra con especialidad en geomecánica por parte de la Universidad Nacional Autónoma de México. Cuenta con estudios de Doctorado en Ingeniería en Exploración y Explotación de Recursos Naturales con especialidad en perforación en la misma universidad. Tiene conocimientos sólidos en el manejo de lenguajes de programación, así como de software especializado con un nivel intermedio-avanzado. Cuenta con 10 años de experiencia profesional dentro de la Industria donde ha realizado la evaluación y optimización de la perforación y terminación de pozos, así como la determinación del límite técnico en pozos shale gas-oil en el Instituto Mexicano del Petróleo. También ha colaborado en proyectos referentes a la planeación, diseño y geomecánica de la perforación de pozos con la metodología VCD en la compañía Tech Assist and Integral Services (TTANIS). Dentro de la misma compañía ha participado en la elaboración de más 30 Investigaciones Causa Raíz (ICR's) de distintos pozos tanto marinos como terrestres, así como la auditoría de las operaciones de cementación de un pozo terrestre. Como docente, desde 2020 hasta la fecha se encuentra impartiendo las materias de Diseño de Pozos y Planeación de la Perforación y Terminación de Pozos en el Instituto Politécnico Nacional. Ha participado como coautor en la publicación de 6 artículos técnicos en revistas y memorias de congreso. Ha presentado en 6 ocasiones a nivel Nacional en jornadas técnicas, seminarios y congresos. Es miembro de la Society of Petroleum Engineers y la Asociación de Ingenieros Petroleros 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.