

CARACTERIZACIÓN GEOMECÁNICA DE LA FORMACIÓN TURBIDÍTICA CHICONTEPEC SUPERIOR, MÉXICO

G.Silva, Baker Hughes Incorporated, gilmara.silva@bakerhughes.com

C.Rabe, Baker Hughes Incorporated, claudio.rabe@bakerhughes.com

M.Paris, Baker Hughes Incorporated, martin.paris@bakerhughes.com

Resumen

La Formación Turbidítica Chicontepepec es un reservorio complejo de areniscas líticas calcáreas, con problemas históricos significativos de mermas y promedios deficientes de producción de petróleo por pozo. En lo que respecta al gerenciamiento del reservorio, éste presenta baja permeabilidad con algunas áreas sumamente fracturadas. Las operaciones de acidificación y fracturación hidráulica ineficientes están asociadas a la falta de conocimientos sobre las propiedades mecánicas y físicoquímicas de las rocas reservorio, las cuales son un componente clave en la simulación de la producción. La selección de correlaciones de dureza de roca pertinentes ayuda a comprender el comportamiento mecánico del reservorio, analizar la estabilidad de pozo y diseñar la fracturación hidráulica.

Este trabajo presenta un método para seleccionar la correlación empírica adecuada entre la resistencia a la compresión no confinada o uniaxial (UCS) y los datos de registros geofísicos, en la Formación Turbidítica Chicontepepec Superior. Para ello, se llevó a cabo una campaña de laboratorio en la que se efectuaron pruebas mecánicas y ultrasónicas con el fin de obtener la dureza de roca y los parámetros elásticos (módulo de Young y coeficiente de Poisson) y validar las correlaciones mediante la velocidad de onda compresional y la porosidad. Se investigaron veinte ecuaciones empíricas disponibles en la literatura y se seleccionaron tres después de la calibración.

Los resultados indicaron que para valores de rayos gamma relativamente bajos (<60API), la resistencia a la compresión uniaxial fue de 75.45 MPa. La campaña de laboratorio también reveló que los valores promedio del módulo de Young y del coeficiente de Poisson fueron de 28 GPa y 0.26, respectivamente. La relación lineal entre los parámetros estáticos y dinámicos fue de aproximadamente 0.51 para el módulo de Young y 0.71 para el coeficiente de Poisson. Sin embargo, en un gran porcentaje de la campaña de laboratorio realizada con areniscas, el rango entre los coeficientes de Poisson estático y dinámico tiende a ser mayor. Las correlaciones más adecuadas para estimar la resistencia a la compresión uniaxial en el área de estudio fueron las de McNally (1987), Jizba-E (1991) y Bradford et al. (1998). El presente trabajo también describe la metodología desarrollada para seleccionar las correlaciones que mejor se ajusten al área de estudio.

Introducción

En el caso de estudio analizado se presenta un método de trabajo el cual permite calibrar propiedades elásticas computadas a partir de registros de pozo (dinámicas) utilizando propiedades elásticas medidas en laboratorio (estáticas). La importancia de la aplicación de esta metodología radica en las implicaciones que se derivan, en la práctica, de la correcta caracterización geomecánica de las formaciones.

En los estudios realizados en diferentes tipos de rocas se muestran correlaciones generales entre sus propiedades mecánicas y sus características petrográficas, con el propósito de desarrollar un método alternativo para los casos en que se carezca de muestras de roca o las mismas sean limitadas en ciertas formaciones para ensayos de laboratorio. Los datos de correlación más comúnmente utilizados para estimar las propiedades mecánicas de las rocas son los registros acústicos de onda compresional, el módulo de Young dinámico y la porosidad. Si bien los

ensayos de laboratorio son un método preciso para obtener la dureza de la roca, suelen ser destructivos y costosos (extracción de núcleos y realización de pruebas) y aportan un conjunto de datos discretos. Además, no se dispone, por lo general, de mediciones in situ de la dureza de la roca o están restringidas a ciertas formaciones, por lo cual la relación empírica geofísica derivada de los datos de perfiles de pozo es la más utilizada para fines geomecánicos.

Las propiedades de la roca son datos críticos para calcular la presión de colapso de pozo, diseñar trépanos para operaciones de perforación y estimar la geometría de las fracturas en operaciones de fracturación hidráulica. La presencia de laminaciones y fracturas naturales, esfuerzos remotos, planos de estratificaciones, condiciones de pozo tales como derrumbes y cavernas, presión de poro y saturación de fluido afectan la interpretación de la dureza de la roca basada en datos acústicos (registros con cable o LWD). Además, estas herramientas no toman en consideración el impacto de la mineralogía, la microestructura y la textura en la dureza de la roca (Prasad & Curry, 2009).

Pozos apretados, tuberías atascadas y pérdidas parciales durante la perforación, así como operaciones de fracturación hidráulica ineficientes (baja producción de petróleo, presión de superficie insuficiente e incapacidad para efectuar las cinco etapas de fracturación hidráulica requeridas) han sido problemas constantes en el reservorio Chicontepec Superior. Para pronosticar y prevenir estos problemas, es fundamental conocer la dureza de la roca a lo largo de toda la formación. Se pueden aplicar diversas técnicas para estimarla y/o determinarla. Los métodos no destructivos, tal como el análisis de perfiles de pozo, proporcionan datos continuos de la misma. Se han propuesto numerosas relaciones entre la dureza de la roca y parámetros medidos con perfiles. Según Chang et al. (2006), el fundamento de esta relación es que muchos de los factores que afectan la dureza de la roca también inciden en los módulos elásticos y otros parámetros, tal como la porosidad. La mayoría de las fórmulas propuestas para la determinación de la dureza de la roca a partir de registros geofísicos utiliza la velocidad de la onda P, el módulo de Young o la porosidad.

Sin embargo, estas técnicas se deben aplicar con cautela porque han sido desarrolladas para una región en particular, un rango de porosidad, un nivel de consolidación, una mineralogía, una rigidez y una edad (en términos de porosidad, cemento y diagénesis) específicos. Además, deben ser calibradas con resultados de pruebas de laboratorio para una mejor evaluación de su aplicabilidad. Esta calibración puede conducir a una buena correlación entre los registros y los resultados de laboratorio.

La literatura técnica presenta un gran número de publicaciones sobre la dureza de la roca y las correlaciones entre registros y núcleos (testigos) (p. ej., Chang et al., 2006; Prasad & Curry, 2009; Nabaei & Shahbazi, 2010) que pueden ser utilizadas para rocas sedimentarias como lutitas, areniscas y calizas. No obstante, estas correlaciones están determinadas para condiciones de reservorio específicas, y su aplicabilidad debe ser evaluada detenidamente antes de extrapolarlas a otra cuenca. En el presente trabajo técnico, se probaron varias relaciones empíricas entre la resistencia a la compresión uniaxial y otras propiedades físicas en arenisca y se evaluó su aplicabilidad en la dureza de la roca de la Formación Turbidítica Chicontepec Superior. Las calibraciones con núcleos han sido utilizadas para verificar las relaciones más adecuadas.

Geología del área de estudio

La Formación Paleogénica Chicontepec se generó entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma Tuxpan (Golden Lane) y se extendió a lo largo de la Costa del Golfo de México con orientación noroeste-sudeste (Figura 1). La cuenca de Chicontepec está formada por sedimentos depositados por una corriente turbidítica, provenientes de la Sierra Madre Oriental al oeste de la cuenca y está compuesta principalmente de lutitas intercaladas con capas finas de areniscas. El espesor de la formación, que es de aproximadamente 2000 m, cubre la mayor parte de los 3731 km² de la cuenca Tampico-Misantla. Estudios sedimentológicos previos demostraron que varios sistemas

de suministro de sedimentos forman corrientes submarinas turbulentas a lo largo del margen occidental de la Formación Chicontepec. Los sedimentos derivados de las unidades elevadas de carbonatos del Período Mesozoico fueron depositados a lo largo de una cuenca marina profunda de antepaís, al este del frente de deformación de la faja plegada y corrida de la Sierra Madre Oriental (Silva et al., 2015).

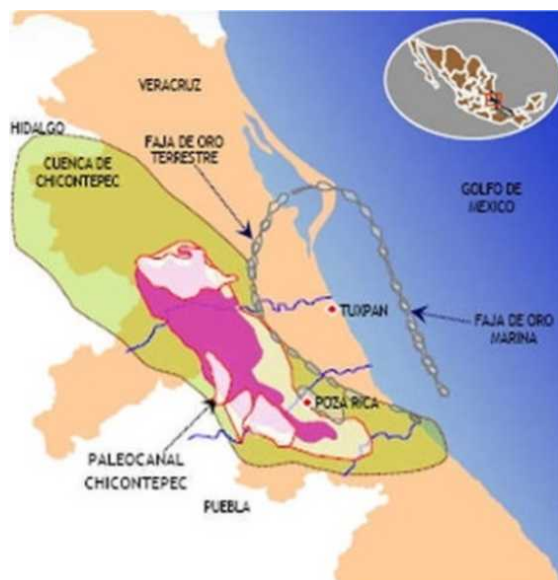


Figura 1: Área de Estudio - Cuenca de Chicontepec

La Cuenca de Chicontepec contiene la mayor reserva certificada de hidrocarburos de México, con un total de más de 139 mil millones de barriles de petróleo. Aunque la recuperación de petróleo es complicada y el factor de recuperación de la formación es bajo, esta área se ha vuelto más atractiva gracias a la presencia de petróleo ligero y superligero. En febrero de 2009, se determinó que las reservas certificadas de los campos de Chicontepec son la mitad de las reservas de Arabia Saudita, colocando a México en el cuarto lugar entre los países con más reservas de petróleo, después de Venezuela, Arabia Saudita y Canadá.

Campaña de laboratorio

Los objetivos principales de estas campañas de ensayos de laboratorio, mecánicos y de ultrasonido, fueron estimar las propiedades elásticas, es decir la relación de Poisson y el módulo de Young, en ambos casos, estáticos y dinámicos. Las determinaciones de las constantes elásticas se obtuvieron mediante ensayos de pulso ultrasónico (pruebas dinámicas) y ensayos triaxiales mecánicos (pruebas estáticas).

1. Ensayos ultrasónicos

Se utilizaron cinco muestras pertenecientes al mismo intervalo de profundidad para obtener las propiedades elásticas estáticas y dinámicas de la arenisca turbidítica. Las propiedades elásticas dinámicas se determinaron tomando las velocidades de las ondas P y S y la densidad aparente como una función del esfuerzo, aplicando un método estándar de transmisión de pulsos acústicos a través de un medio. Las velocidades de las ondas se midieron como una función del esfuerzo promedio neto. Las velocidades de las ondas P y S recíprocas se representaron gráficamente como una función del esfuerzo promedio neto; luego, se efectuaron regresiones logarítmicas mediante el método de los mínimos cuadrados en cada conjunto de datos.

El coeficiente de Poisson (ν_d) y el módulo de Young dinámicos se calcularon a partir de las velocidades de las ondas ultrasónicas (P y S en m/s) y la densidad aparente utilizando las ecuaciones 1 y 2. El coeficiente de Poisson dinámico (ν_d) se calculó a partir de la expresión:

$$v_d = (0.5 (V_p / V_s)^2 - 1) / ((V_p / V_s)^2 - 1) \quad (1)$$

Donde:

V_p y V_s son las velocidades de las ondas compresionales y de corte o cizalla, respectivamente. El módulo de Young dinámico (E_d) se calculó a partir de la expresión:

$$E_d = 2 \rho_b (V_s)^2 (1 + \nu) \quad (2)$$

Donde:

ρ_b es la densidad aparente de la muestra, en kg/m^3 .

La Tabla 1 muestra las velocidades de las ondas P (V_p) y S (V_s) utilizando cinco muestras y el promedio de los valores del módulo de Young y del coeficiente de Poisson dinámicos. Los resultados señalan que el módulo de Young y el coeficiente de Poisson son 2.80×10^4 MPa y 0.26, respectivamente, con una desviación estándar de 0.02 para el coeficiente de Poisson y de 0.64 para el módulo de Young. Los resultados indican que el tiempo de tránsito de la onda P oscila entre 227 y 285 $\mu\text{s/m}$ (69 y 87 $\mu\text{s/pie}$) y el de la onda S, entre 398 y 515 $\mu\text{s/m}$ (121 y 157 $\mu\text{s/pie}$).

Tabla 1 - Propiedades elásticas dinámicas medidas

Muestra	Coficiente de Poisson, ν_d	Módulo de Young, E_d (10^4 MPa)	Tiempo de tránsito de la onda P, V_p ($\mu\text{s/m}$)	Tiempo de tránsito de la onda S, V_s ($\mu\text{s/m}$)
A	0.23	2.89	269.04	452.78
B	0.26	3.80	227.37	397.99
C	0.29	2.39	271.99	491.49
D	0.28	2.13	285.12	515.45
E	0.27	2.79	255.26	456.72
Promedio	0.26	2.80	261.82	462.95
Estándar	0.02	0.64	21.98	44.62

El tiempo de tránsito (lentitud, expresada en microsegundos/m) disminuye a medida que se incrementa la densidad aparente a consecuencia del aumento de la presión de confinamiento (o aumento de la profundidad). Como la lentitud está directamente relacionada con la porosidad, una disminución de la primera puede indicar una reducción de la segunda (Zoback, 2008). Al relacionar la velocidad de la onda compresional directamente con la velocidad de la onda de corte, los resultados señalan que la velocidad de la segunda aumenta siguiendo la ecuación lineal $V_s = 1.930V_p - 12.88$, y que el factor R^2 es de aproximadamente 0.90 (Figura 2).

Los valores estáticos y los valores dinámicos del módulo de Young y del coeficiente de Poisson se midieron simultáneamente. En la Tabla 2 se observa una gran variabilidad entre los valores del módulo de Young y los del coeficiente de Poisson, similar a la apreciada con las constantes elásticas dinámicas.

Los valores del módulo de Young y del coeficiente de Poisson dinámicos fueron superiores a los estáticos (en promedio). La relación lineal entre los parámetros estáticos y dinámicos es de aproximadamente 0.51 para el módulo de Young y 0.71 para el coeficiente de Poisson (Figura 3 y Tabla 2).

Parte de la variabilidad podría deberse a las variaciones en la densidad aparente (y posiblemente la porosidad) como se observa en la Figura 4, que indica que las variaciones en el módulo de Young estaban asociadas a las variaciones en la densidad aparente. Se observó que el módulo de Young aumentaba con la densidad aparente.

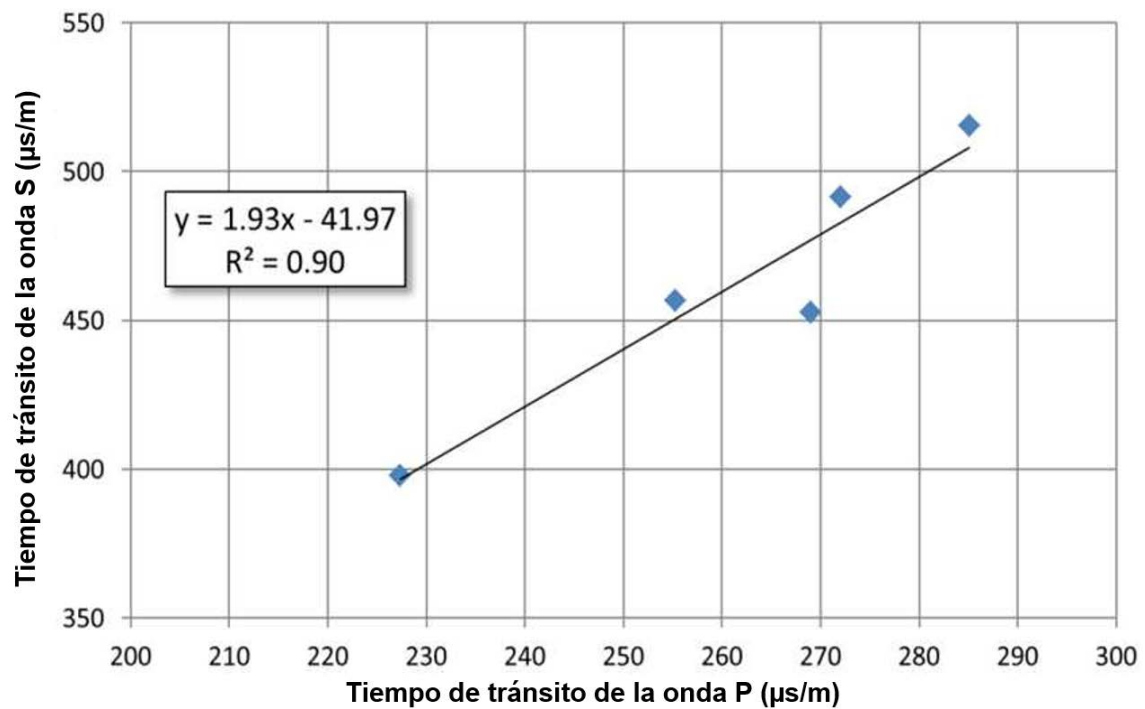


Figura 2 – Relación entre los tiempos de tránsito de las ondas P y S

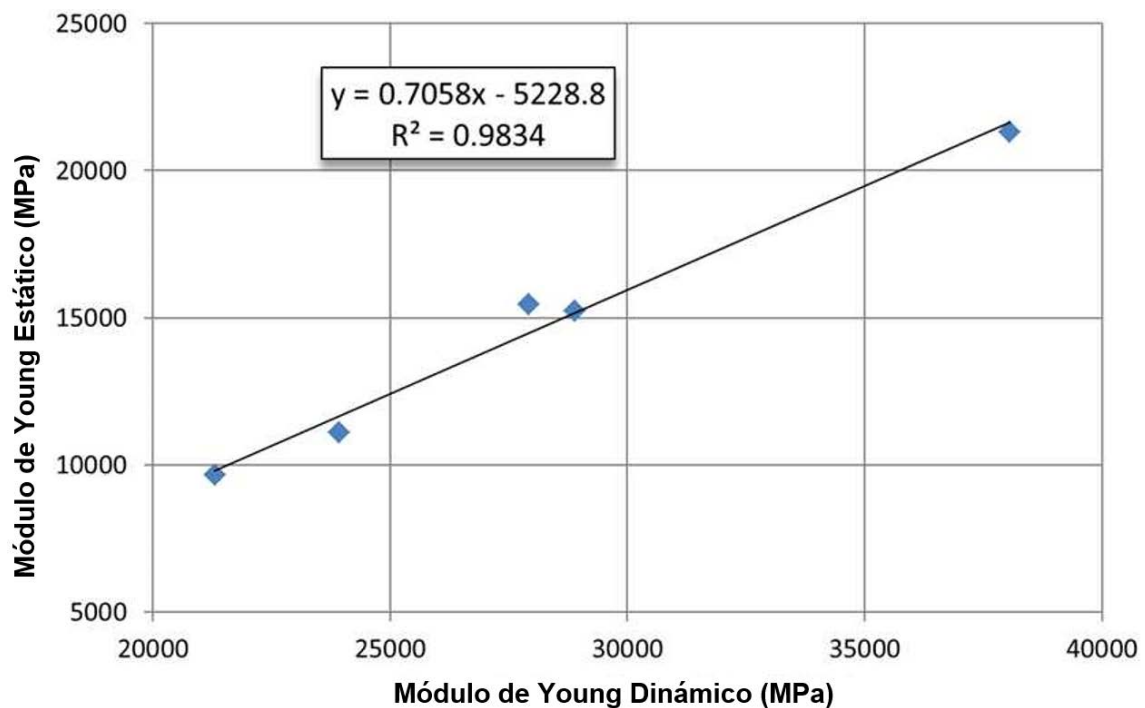


Figure 3 – Relationship between static and dynamic Young's modulus

Tabla 2 - Propiedades elásticas

Muestra	Módulo de Young, E_e (10 4 MPa)	Coefficiente de Poisson, v_e	E_s / E_d	v_s / v_d
A	1.52	0.19	0.53	0.82
B	2.13	0.20	0.56	0.77
C	1.11	0.19	0.47	0.68
D	0.96	0.18	0.45	0.63
E	1.54	0.18	0.55	0.67
Promedio	1.45	0.19	0.51	0.71
Estándar	0.45	0.01	0.05	0.08

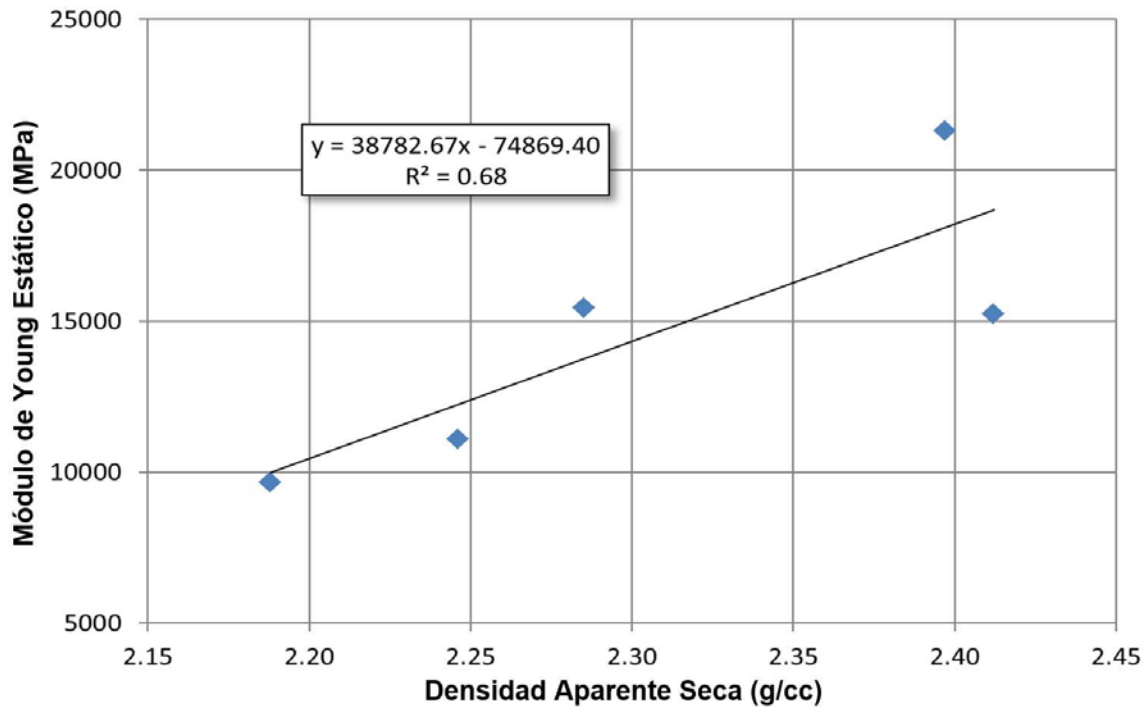


Figura 4 – Relación entre el módulo de Young estático y la densidad aparente

2. Análisis de registros

Para estimar la resistencia a la compresión uniaxial en la Formación Chicontepec, se utilizaron diez pozos de referencia con registros con cable y LWD. Cuatro muestras pertenecían al campo Agua fría y seis, al campo Corralillo. Todos los registros de la Cuenca de Chicontepec tienen rayos gamma, densidad, velocidad de onda P y resistividad. La porosidad se estimó con los datos de velocidad de la onda P.

Se utilizaron datos de rayos gamma para clasificar la litología y determinar la profundidad y el espesor del reservorio (Figura 5). En esta cuenca, se establecieron valores de entre 25° y 50° gAPI para definir una zona de arena limpia. Los valores más altos (entre 50° y 100° gAPI) se clasificaron como arenisca lutítica.

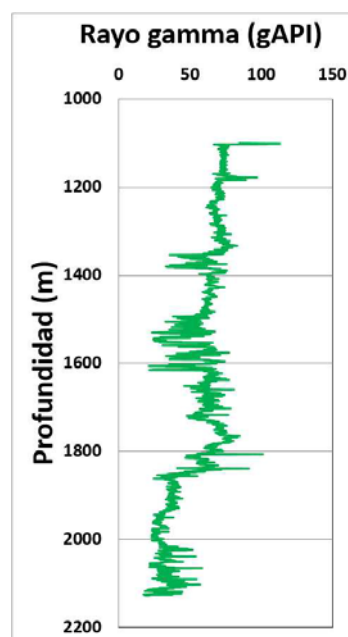


Figura 5 – Registro de rayos gamma

Después de determinar el intervalo de reservorio, se utilizaron el tiempo de tránsito compresional, la densidad y la porosidad para estimar la resistencia a la compresión uniaxial (Figura 6). Los resultados indicaron que el tiempo de tránsito varió entre 196.8 y 403.5 $\mu\text{s/m}$ (60 y 123 $\mu\text{s/pie}$), la densidad, entre 2.19 y 2.72 g/cm^3 y la porosidad, entre el 3% y el 34%.

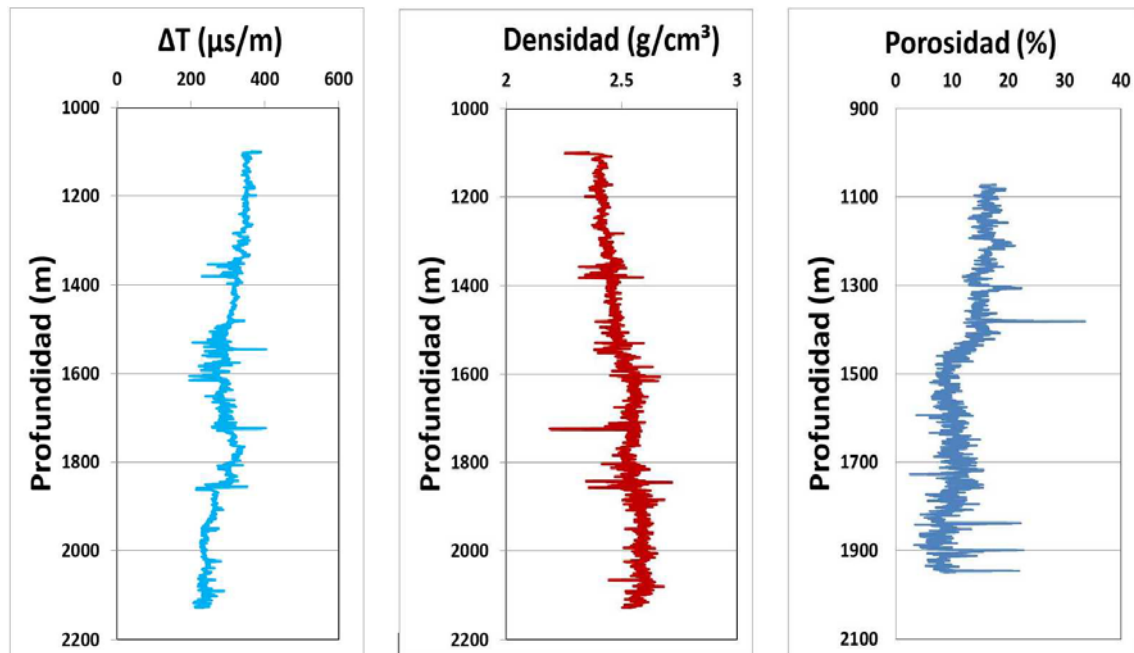


Figura 6 – Registros de tiempo de tránsito, densidad y porosidad

3. Análisis de propiedades elásticas

Las propiedades elásticas han sido determinadas a partir de ecuaciones existentes en la literatura. Las propiedades determinadas fueron las siguientes: Relación de Poisson (ν), módulo de corte o cizalla (G), módulo de Young (E) y módulo de onda P (M). La relación de Poisson se puede determinar a partir de V_p y V_s mediante la siguiente relación:

$$\nu = (V_p^2 - 2V_s^2) / [2(V_p^2 - V_s^2)] \quad (3)$$

El módulo de corte (G en MPa) se puede determinar a partir de V_s y ρ mediante la siguiente relación:

$$G = V_s^2 \rho \quad (4)$$

El módulo de Young (E en MPa) se puede determinar a partir del módulo de corte (G) y del coeficiente de Poisson (ν) mediante la siguiente relación:

$$E = 2 G (1 + \nu) \quad (5)$$

El módulo de onda P, módulo confinado (M en MPa), se puede determinar a partir de V_p y ρ mediante la siguiente relación:

$$M = V_p^2 \rho \quad (6)$$

La figura 7 muestra que el coeficiente de Poisson varió entre 0.11 y 0.26, el módulo de Corte, entre 3×10^3 y 28×10^3 MPa, el módulo de Young, entre 4×10^3 y 34×10^3 MPa y el módulo M , entre 14×10^3 y 70×10^3 MPa.

Las correlaciones físicas calculadas a partir de perfiles de pozo han sido calibradas con pruebas de laboratorio. La figura 8 muestra que los valores del coeficiente de Poisson y del módulo de Young obtenidos de registros son congruentes y cercanos a los valores de laboratorio, y que ambos resultados se corresponden con los datos de laboratorio. Se aplicó también a las propiedades dinámicas, la correlación dinámico vs. estático a partir de mediciones ultrasónicas, para su calibración.

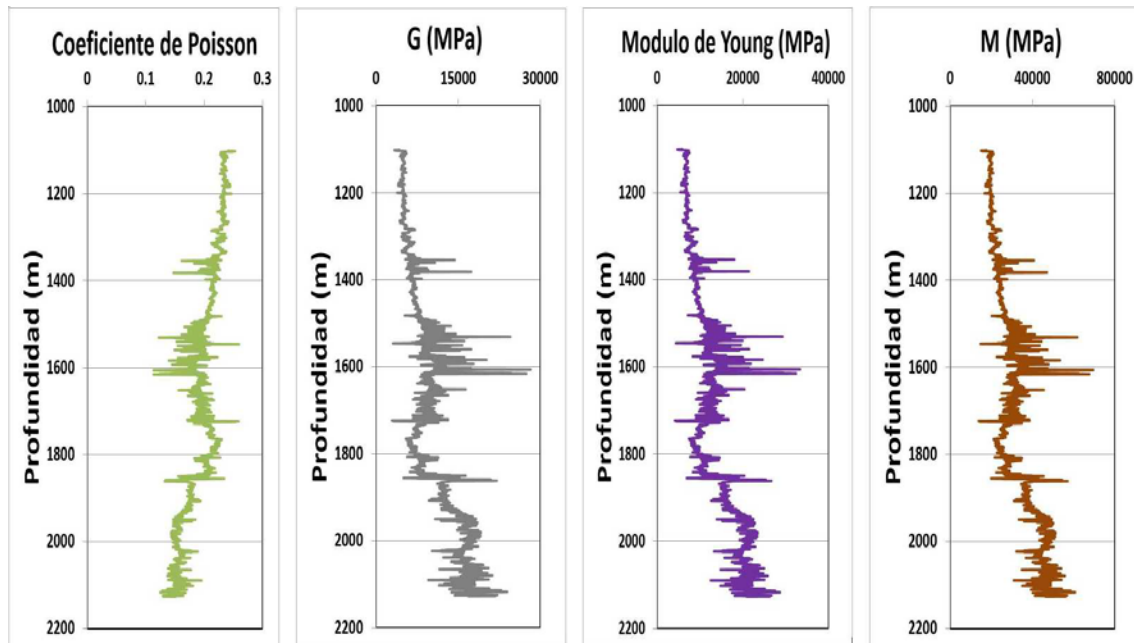


Figura 7 – Registros del coeficiente de Poisson (ν), del módulo de corte (G), del módulo de Young (E) y del módulo de la onda P (M)

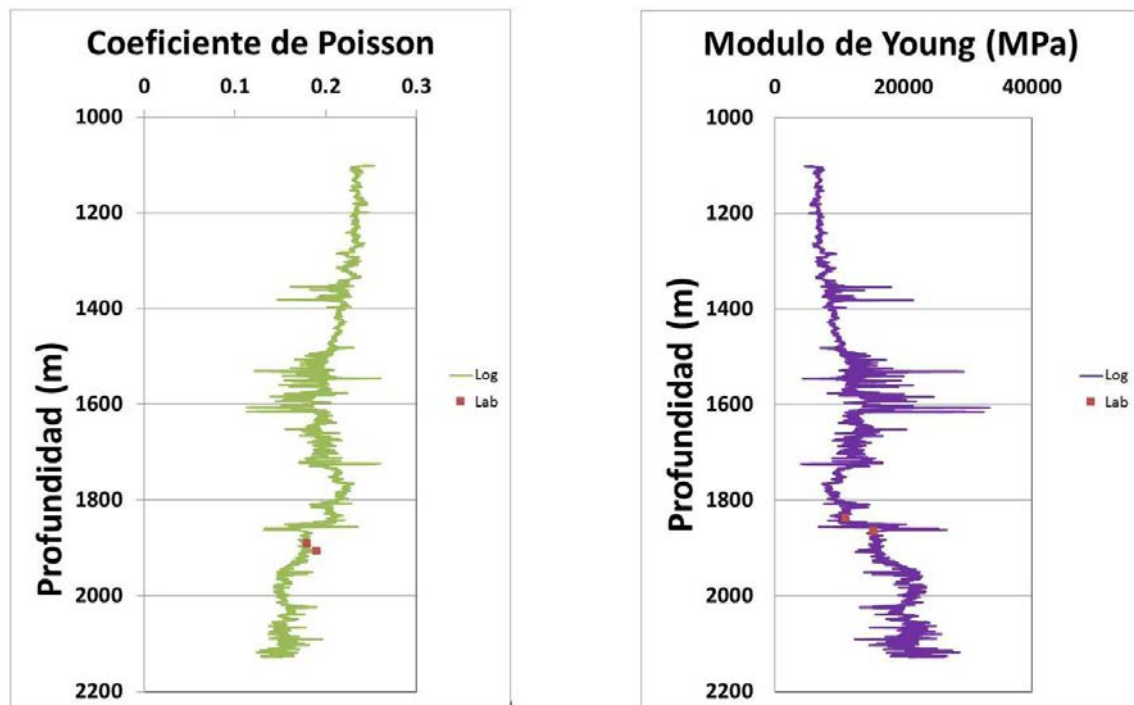


Figura 8 - Valores del coeficiente de Poisson y del módulo de Young derivados de registros tras ser calibrados con las mediciones de laboratorio

4. Resistencia a la compresión uniaxial

La campaña de ensayos de compresión triaxial se llevó a cabo para estimar la resistencia a la compresión no confinada o uniaxial (UCS) aplicando el criterio de falla de Mohr-Coulomb. Los resultados muestran que el valor promedio de la resistencia a la compresión uniaxial en el intervalo entre 1628.9 m y 1632.50 m es de 75.45 MPa (Tabla 3).

Tabla 3 - Resistencia a la compresión uniaxial estimada en ensayos triaxiales

Muestra	Profundidad (m)	UCS (MPa)
A	1628.79 – 1628.90	80.68
B	1632.38 – 1632.50	71.72
C	1632.38 – 1632.50	73.95
Promedio		75.45

En cuanto a las correlaciones empíricas realizadas a partir de registros, veinte ecuaciones de la literatura fueron seleccionadas (Chang et al. 2006). Algunas de ellas son funciones de propiedades elásticas (coeficiente de Poisson, ν , módulo de Young, E , y módulo de onda P, M), mientras que otras son funciones de propiedades físicas de rocas, tales como la porosidad y el contenido de arcilla.

La tabla 4 presenta estas veinte correlaciones empíricas de diferentes areniscas en distintos ambientes geológicos para predecir la dureza de la roca a partir de estudios de datos de registros. En las ecuaciones 7-9 se emplea la velocidad de la onda P medida de registros de pozo. En la ecuación 10 se utiliza la velocidad de la onda P, la densidad aparente, el módulo de Young y el contenido de arcilla. En las ecuaciones 11-13 intervienen la densidad aparente y la velocidad compresional. En las ecuaciones 14 y 15 se usa el módulo de Young y en las 16, 17, 21 y 22 solamente participa la porosidad. En las ecuaciones 18, 20, 23 y 25 se emplea el módulo de la onda P, mientras que en las ecuaciones 19 y 26, el módulo de Young. En la ecuación 24 participan el módulo de la onda P, el módulo de Young y el contenido de arcilla.

Tabla 4: Ecuaciones utilizadas para el análisis de la resistencia a la compresión uniaxial basadas en la literatura

Eq. No.	UCS (MPa)	References
(7)	$0.035 V_p - 31.5$	Freyburg, (1972)
(8)	$1200 \exp (-0.036 \Delta t)$	McNally (1987)
(9)	$1.4138 \times 10^7 \Delta t^{-3}$	Not published
(10)	$3.3 \times 10^{-20} \rho^2 V_p^4 [(1+\nu_e)/(1-\nu_e)]^2 (1-2\nu_e) [1+0.78V_{shale}]$	Fjaer et al., 1992
(11)	$1.745 \times 10^{-9} \rho V_p^2 - 21$	Moos et al., 1999
(12)	$42.1 \exp (1.9 \times 10^{-11} \rho V_p^2)$	Not published
(13)	$3.87 \exp (1.14 \times 10^{-10} \rho V_p^2)$	Not published
(14)	$46.2 \exp (0.000027 E_e)$	Not published
(15)	$2.28 + 4.1089 E_e$	Bradford et al., 1998
(16)	$254 (1 - 27 \phi)^2$	Vernik et al., 1993
(17)	$277 \exp (-10 \phi)$	Not published
(18)	$42.09 \exp (1.31 \times 10^{-7} M)$	Not published
(19)	$25.29 \exp (4.14 \times 10^{-7} E_e)$	Jizba-E, 1991
(20)	$25.15 \exp (3.65 \times 10^{-7} M)$	Jizba-M, 1991
(21)	$32.38 \phi^{-0.466}$	Jizba- ϕ , 1911
(22)	$276.78 \exp (-10 \phi)$	SST-Literature- ϕ
(23)	$1.21 \times 10^{-5} M - 3043$	Not published
(24)	$1.57 \times 10^{-11} M^2 ((1 + \nu_e)/(1 - \nu_e))^2 (1 - 2 \nu_e) (1 + 0.78 V_{shale})$	Not published
(25)	$3.87 \exp (7.83 \times 10^{-7} M)$	Literature-M
(26)	$46.16 \exp (1.86 \times 10^{-7} E_e)$	SST-Literature-E

Después de los análisis de registros de resistencia a la compresión uniaxial, los resultados fueron calibrados con las pruebas de laboratorio, para identificar la ecuación que mejor se

ajustara a esta área. Esta calibración muestra tres ecuaciones que son consideradas adecuadas para el área de estudio: McNally, 1987 (ec. 8); Bradford et al., 1998 (Ec. 15) y Jizba-E, 1991 (Ec. 19). Las correlaciones óptimas para estimar la resistencia a la compresión uniaxial de la roca fueron las de Bradford et al., 1998, y Jizba-E, 1991, con tiempo de tránsito ($R^2=0.55$), y McNally, 1987, con módulo elástico ($R^2=0.77$).

La figura 9 presenta las correlaciones que mejor concuerdan con la campaña de laboratorio. La ecuación 8 utiliza el tiempo de tránsito mientras que la 15 y la 19, el módulo de Young.

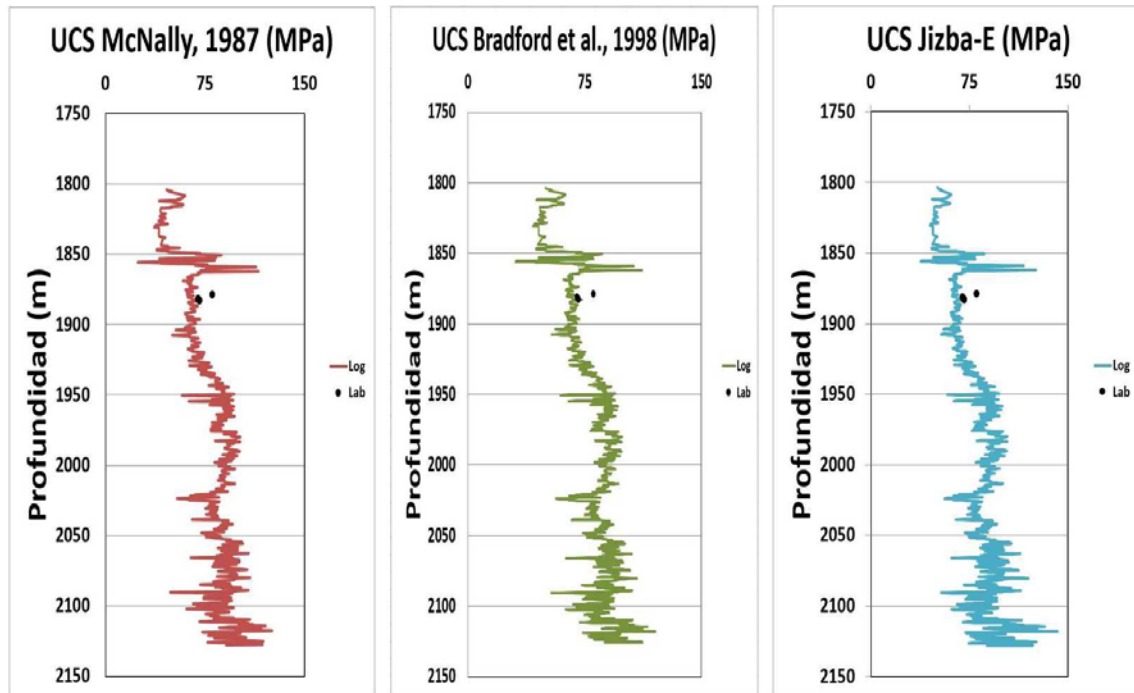


Figura 9: Registros de Resistencia a la Compresión Uniaxial calibrados con datos de laboratorio

Conclusiones

En este trabajo se describe un proyecto para estimar la resistencia a la compresión uniaxial (UCS) de la Formación Chicontepec Superior utilizando correlaciones geofísicas disponibles en la literatura que se correspondan con los ensayos de laboratorio.

Las conclusiones principales son:

1. El resultado de la campaña de laboratorio que incluye ensayos triaxiales reveló una dispersión baja y una resistencia a la compresión uniaxial de aproximadamente 75.5 MPa. Las constantes elásticas estáticas promedio del módulo de Young y del coeficiente de Poisson fueron de 14.5 GPa y 0.19, respectivamente. Las constantes elásticas dinámicas promedio del módulo de Young y del coeficiente de Poisson fueron de 28 GPa y 0.26, respectivamente, ofreciendo una relación entre los módulos elásticos estáticos y dinámicos igual a 0.51 y una relación entre los coeficientes estáticos y dinámicos de Poisson igual a 0.71.
2. Los análisis de las veinte correlaciones semi-empíricas para determinar la resistencia a la compresión uniaxial como una función de los diferentes parámetros relacionados con las propiedades físicas y mecánicas de la arenisca indicaron cierta congruencia en tres correlaciones: McNally (1987); Bradford et al. (1998) y Jizba-E (1991).
3. Las correlaciones de McNally, 1987, Jizba-E, 1991 y Bradford et al., 1998, para estimar la resistencia a la compresión uniaxial de la roca fueron las que más se correspondieron con el tiempo de tránsito ($R^2=0.55$) y con el módulo elástico ($R^2=0.77$).

Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento a PEMEX por proporcionar el conjunto de datos y permitir la publicación del presente trabajo. Agradecemos a Baker Hughes para respaldar nuestro estudio. Les damos las gracias a Umesh Prasad, Dee Moronkeji, David Wiprut y Noel Atzmiller para revisar este artículo.

Referencias

- Bradford, I.D.R., Fuller, J., Thompson, P.J., Walsgrove, T.R., 1998. "Benefits of assessing the solids production risk in a North Sea reservoir using elastoplastic modeling" (Beneficios de evaluar el riesgo de producción de sólidos en un reservorio del Mar del Norte utilizando el modelado elastoplástico). SPE/ISRM Eurock, Trondheim, Norway, pp. 261-269.
- Chang, C., Zoback, M. D., Khaksar, A. (2006). "Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks" (Relaciones empíricas entre la dureza de la roca y las propiedades físicas en rocas sedimentarias). J. Pet. Sec an Eng., 51, 223-237.
- Fjaer, E., Holt, R.M., Horsrud, P., Raaen, A.M., Risner, R., 1992. "Petroleum related rock mechanics" (Mecánica de la roca relacionada con el petróleo y el gas), Elsevier, Amsterdam.
- Freyburg, E., 1972. "Der untere und mittlere buntsadstein SW-Thuringen in seinen gesteintechinischen eigenschaften", Ber. Dtsch. Ges. Geol. Wiss. A., Berlim, 176, 011-919.
- Jizba, D., 1991. "Mechanical and acoustical properties of sandstones and shales" (Propiedades mecánicas y acústicas de areniscas y lutitas), PhD thesis, Standford University.
- McNally, G.H., 1987. "Estimation of coal measures rock strength using sonic and neutron logs" (Estimación de la dureza de la roca en mediciones de carbón utilizando registros sínicos y de neutrón). Geoexploration 24, 381-395.
- Moos, D., Zoback, M.D., Bailey, L., 1999. "Feasibility study of the stability of open hole multilaterals" (Estudio de factibilidad sobre la estabilidad de multilaterales a pozo abierto). Cook Inlet, Alaska, SPE Mid-Continental Op. Symp., Oklahoma City, Oklahoma, USA.
- Nabaei, M., Shahbazi, K., 2010. "Uncertainty analysis in unconfined rock compressive strength prediction" (Análisis de la incertidumbre en la predicción de la resistencia a la compresión no confinada de la roca), SPE Deep Conference and Exhibition, Manama, Bahrain.
- Prasad, U., Curry, D., 2009. "Improved Method for Estimating the Strength of Carbonate Rocks" (Método Mejorado para Estimar la Dureza de Rocas Carbonatadas). IPTC, Doha, Qatar.
- Vernik, I., Bruno, M., Bovberg, C., 1993. "Empirical relations between compressive strength and porosity of siliciclastic rocks" (Relaciones empíricas entre la Resistencia a la compresión y la porosidad de rocas silicoclásticas), Int. J. Rock Mech. Min. Sci Geomech. Abstr. 30, 677-680.
- Silva, G., Rabe, C., Nunes, A.L., Garcia, J.R.E., Prasad, U., 2015. "Development of a new correlation based on grain size distribution to estimate sandstone reservoir uniaxial

compressive strength” (Desarrollo de una nueva correlación basada en la distribución granulométrica para estimar la resistencia a la compresión uniaxial de reservorios de arenisca). ISRM Congress 2015, paper 237, Montreal, Canada.

Zoback, M.D., 2008. “Reservoir Geomechanics” (Geomecánica de Reservorios). Cambridge University Press, New York, USA.

Breve CV

Gilmara Silva

2006 - Licenciada en Ingeniería Geológica (Universidad Federal do Rio de Janeiro, Brasil)

2013 – Maestría en Ingeniería Civil (Universidad Federal do Rio de Janeiro, Brasil)

Resumen:

Cuenta con 10 años de experiencia en la industria del petróleo, incluyendo operadora offshore de LWD, interpretación de imágenes y monitoreo en tiempo real de presión de poro. Actualmente trabaja con geodireccionamiento y soporte de evaluación de formaciones. Ha desarrollado su maestría en ingeniería Civil, estando la misma enfocada en Geomecánica.

Claudio Rabe

1997 - Licenciado en Ingeniería Civil (Universidad Federal Fluminense, Brasil)

1999 – Maestría en Ingeniería Civil (Pontificia Católica do Rio de Janeiro, Brasil)

2003 – Doctorado en Ingeniería Civil (Pontificia Católica do Rio de Janeiro, Brasil).

Resumen:

Claudio es un profesional con 12 años de experiencia con sólidos conocimientos en geomecánica del petróleo y la ingeniería geotécnica, incluyendo el análisis numérico, caracterización de laboratorio de suelos y rocas, análisis de presión de poro, evaluación de la interacción roca-lutitas, análisis de producción de arena, fracturación hidráulica y de reinyección de ripios (CRI), estabilidad del pozo, sello de fallas, modelado de yacimientos no consolidados, crudos pesados (Faja del Orinoco) y modelado de geomecánica de yacimientos. Claudio tiene 6 años de experiencia en proyectos de investigación y 10 años de experiencia en la industria de petróleo y gas como consultor geomecánico e investigador, consultor externo y en sitio, incluyendo reservorios convencionales y no convencionales.

Obtuvo el Ph.D. en Ingeniería Civil (Énfasis en Geomecánica de Petróleo), en la Universidad Pontificia Católica de Rio de Janeiro (PUC-Rio), Brazil.

Martin Paris

1990 - Licenciado en Ciencias Geológicas (Universidad de Buenos Aires, Argentina.)

Resumen:

Desarrolla sus actividades inicialmente en YPF (gerencia de exploración) a lo largo de cinco años. En 1995 ingresa a Baker Hughes especializándose en log analysis y geomecánica.

Actualmente se desempeña como Gerente de Geociencia para Argentina, Bolivia y Chile.

Docente de geomecánica en especializaciones de postgrado en Universidad San Juan Bosco e ITBA. Cuenta con más de 30 papers publicados.

Actualmente finalizando un MBA.