

Obtención de la compresibilidad, como una propiedad en un modelo 3D, en yacimientos naturalmente fracturados. Caso de aplicación: campo May

*Susana Galicia Muñoz
Oscar Darío Xochipa López
Claudia Pedraza Martínez
Adán García Quirino
Miguel Ángel Molina Ayala
Petróleos Mexicanos*

Información del artículo: Recibido: octubre de 2013-aceptado: septiembre de 2014

Resumen

Tradicionalmente para los modelos de yacimientos, se ha utilizado un valor constante de la compresibilidad total, existen muchas correlaciones en la literatura, que permiten estimar la compresibilidad, sin embargo, estas correlaciones fueron creadas, en su mayoría para yacimientos de arenas, por lo tanto, no reflejan el comportamiento de la compresibilidad en los yacimientos naturalmente fracturados, además de dar un valor constante para todo el yacimiento.

En este artículo se describe una metodología que permite obtener un modelo tridimensional de la compresibilidad, a partir de parámetros geomecánicos: relación de Poisson, módulo de Young, módulo de cizalla y módulo volumétrico, teniendo como resultado registros de compresibilidad, que posteriormente fueron escalados al modelo estático, tomando como guía la distribución tridimensional de la porosidad, y finalmente escalado al modelo de simulación.

Introducción

Antecedentes y objetivos

El Campo May se localiza en el Golfo de México a 20 Km al noreste del Puerto de Dos Bocas. Descubierto en 1992

con la perforación del pozo May-1, se clasificó como productor de gas y condensado en rocas del KM y del JSK. En la **Figura 1** se puede ver la configuración estructural de May-K y May-JSK.

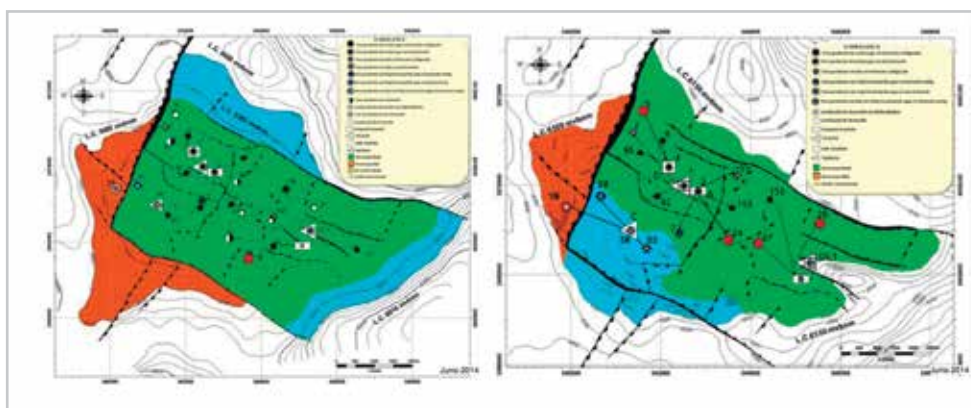


Figura 1. Configuración estructural May-K y JSK.

El Campo May tiene dos yacimientos en formación JSK y K. May-K se encuentra caracterizado como gas y condensado, con una presión original de 833 kg/cm² @ 5325 [mvbnm]. El volumen original para el campo es de 149.7 [MMB] y 730 [MMMpc].

Las Figuras 2 y 3 muestran el comportamiento de presión-producción del campo May K.

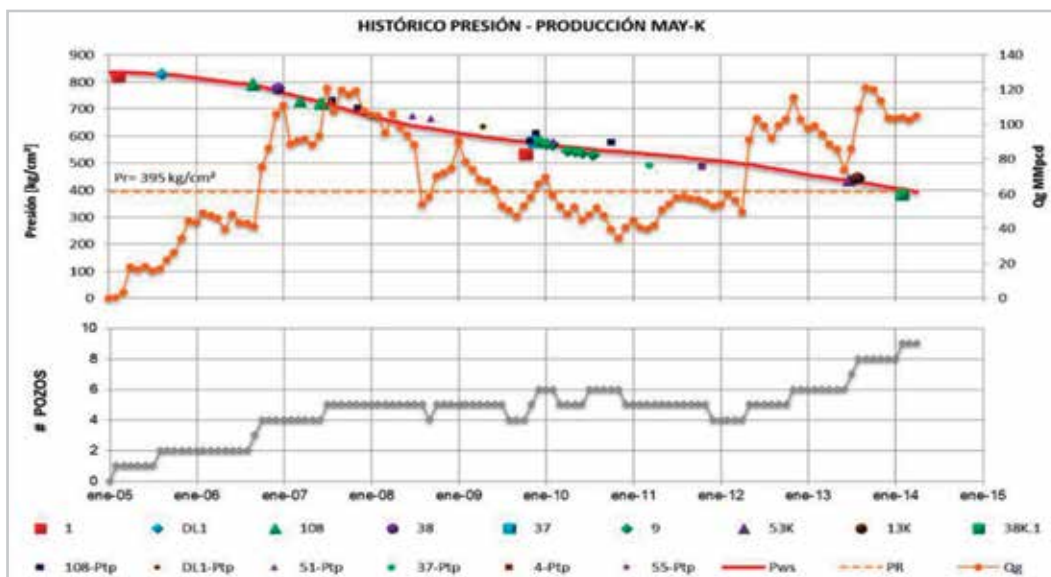


Figura2. Comportamiento histórico de presión May-K.

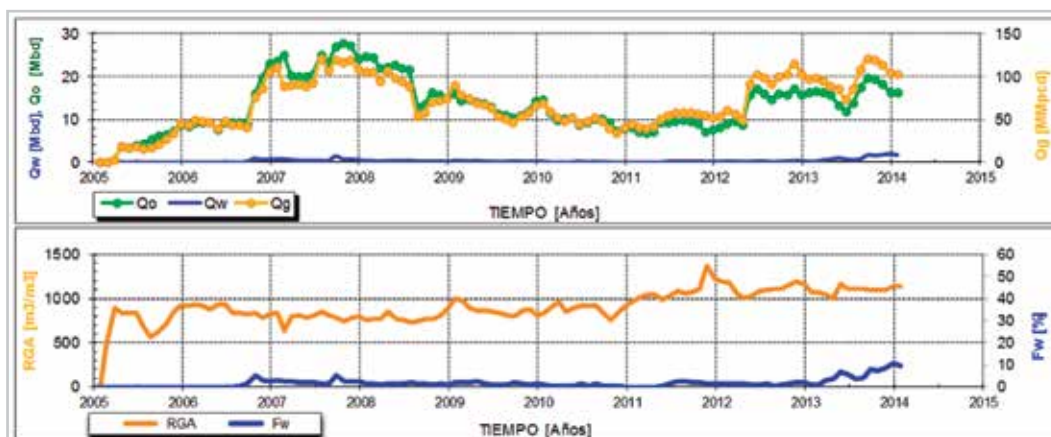


Figura3. Comportamiento de producción May-K.

Desarrollo

Definición del problema y/o exposición de la teoría

En el modelo estático 3D se realizó la población, de la *compresibilidad*, **Figura 4**. Esta metodología se aplicó al

campo May, que es un claro ejemplo de un YNF, y servirá de base para reproducir el comportamiento de presión-producción del campo, lo cual permite realizar una mejor estimación del volumen de hidrocarburos en el modelo dinámico y con esto se obtendrá una mejor evaluación de los esquemas de explotación del campo.

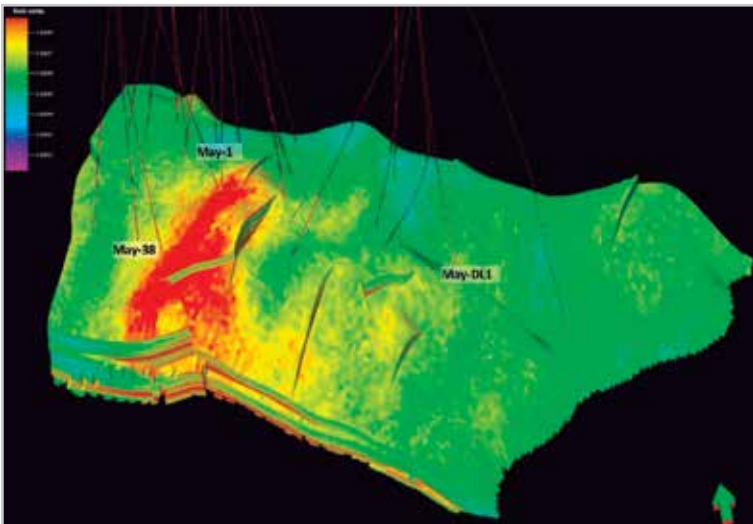


Figura 4. Población de la propiedad compresibilidad en modelo 3D.

Solución y procedimiento y análisis

Mediante la interpretación litológica, obtenida de la evaluación petrofísica, se muestran las fracciones volumétricas y se determina la *Relación de Poisson* de la formación.

Con la relación de Poisson se obtiene la relación de tiempos de tránsito. La **Figura 5** muestra la secuencia de la obtención de la compresibilidad. La **Figura 6** muestra los perfiles de módulos geomecánicos, así como de litología.

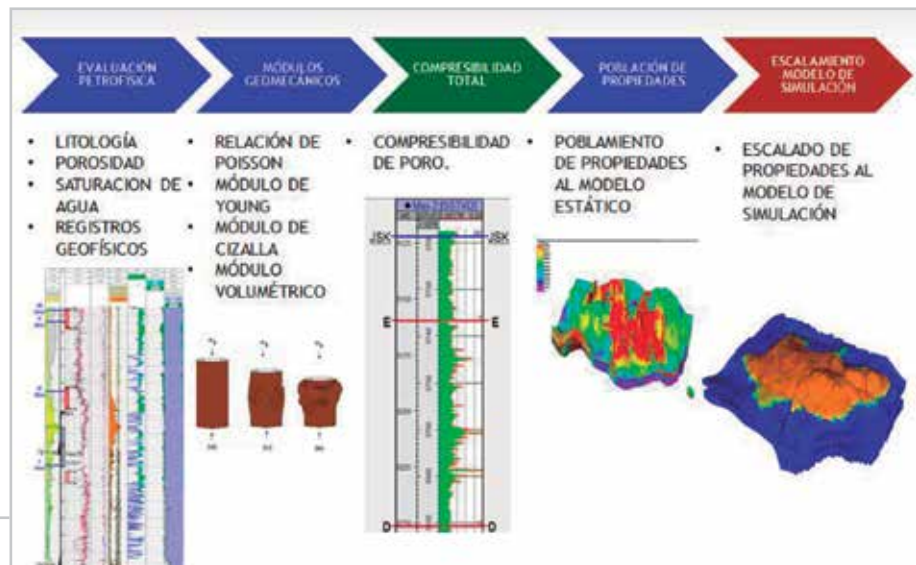


Figura 5. Diagrama de flujo, metodología de compresibilidad en YNF.

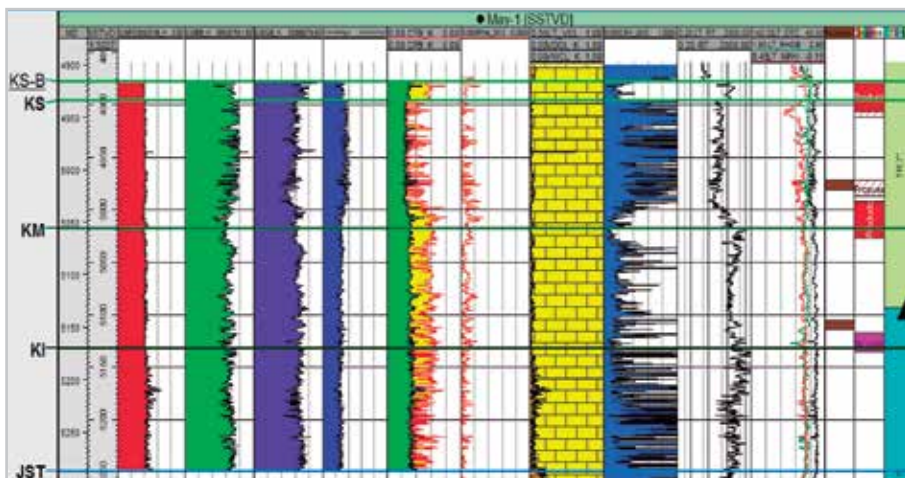


Figura 6. Perfiles de módulos geomecánicos, compresibilidad, y registros geofísicos.

Mediante modelos de mezclado donde se involucran saturaciones de fluidos y el comportamiento de presión del yacimiento, se determina la compresibilidad total, la cual se distribuye en el modelo 3D estático (Apéndice A), donde la propiedad fue guiada por la porosidad total efectiva, ya que ésta a su vez fue guiada por atributos sísmicos y por el modelo de facies.

Discusión e interpretación de datos y resultados

Esta metodología se aplicó al campo May. Se evaluaron 24 pozos, (14 para May-K y 10 para May-JSK), y se determinó que el comportamiento de la compresibilidad respecto a la porosidad es diferente en yacimientos naturalmente fracturados que en arenas, (Chuanliang – 2004).

Al comparar la curva de entrada de la porosidad y compresibilidad con su equivalente escalada. Se tomaron como tres pozos, el May-1 que se localiza en la parte norte-centro del campo y es un pozo exploratorio, el May DL-1 que se localiza en la parte oriente-centro del campo, pozo exploratorio y además delimitador, y por último el May-38 que es un pozo vertical, que se localiza en la parte Suroeste del campo. Esto con el fin de comparar los registros de compresibilidad y la propiedad escalada, y se demostró que existe un buen ajuste de las propiedades, con lo cual se reduce la incertidumbre en el modelo 3D.

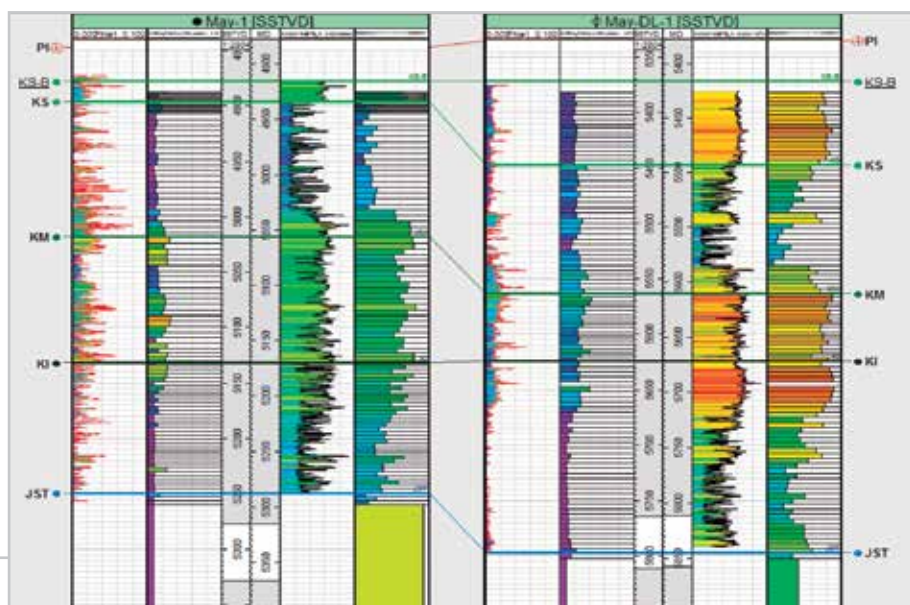


Figura 8. Comparativa de registro de compresibilidad con propiedad escalada.

La **Figura 9** muestra el comparativo de control de calidad que se hizo tomando dos pozos en lados opuestos del campo, donde en color negro se muestra el registro de compresibilidad y en barras de color se muestra el modelo

de distribución de la compresibilidad, esto comprueba que a pesar de que no se tomaron en cuenta estos datos para la población, la distribución sigue una correlación muy similar al registro original.

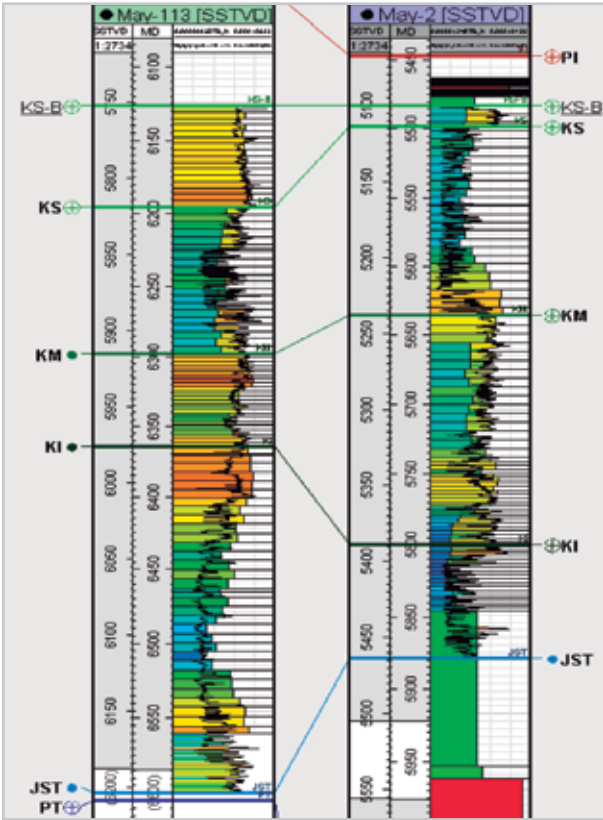


Figura 9. Comparativa de registro escalado original y el obtenido de la población.

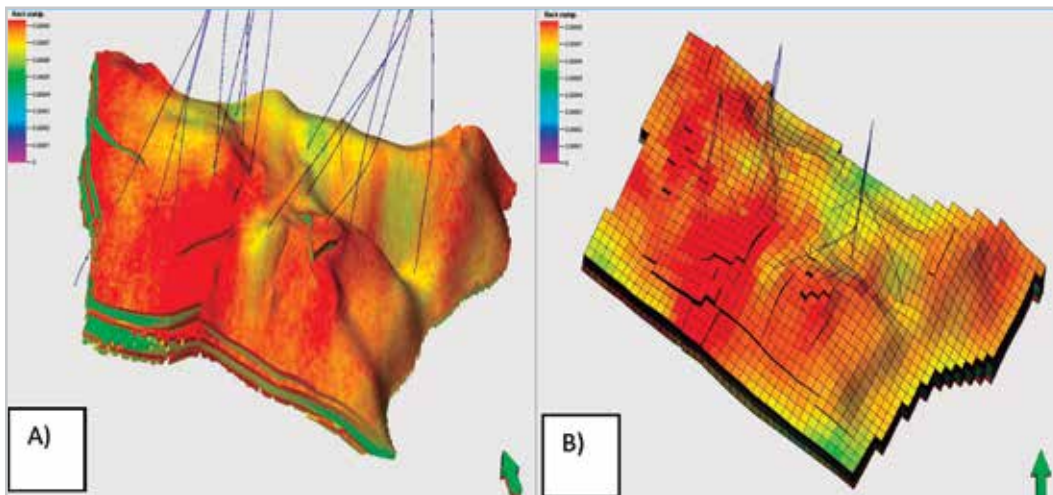


Figura 9. A) Distribución de compresibilidad en modelo geocelular. Malla fina de 50 x 50. **B)** Escalamiento de compresibilidad en modelo de simulación. Malla gruesa de 200 x 200.

Se realizó un análisis a nivel yacimiento donde se calibraron los valores de compresibilidad obtenidos con la producción acumulada y la permeabilidad asociada al fracturamiento,

se puede observar una correspondencia entre los valores de compresibilidad obtenidos y la permeabilidad obtenidos en la gráfica Cross plot, **Figura 10**.

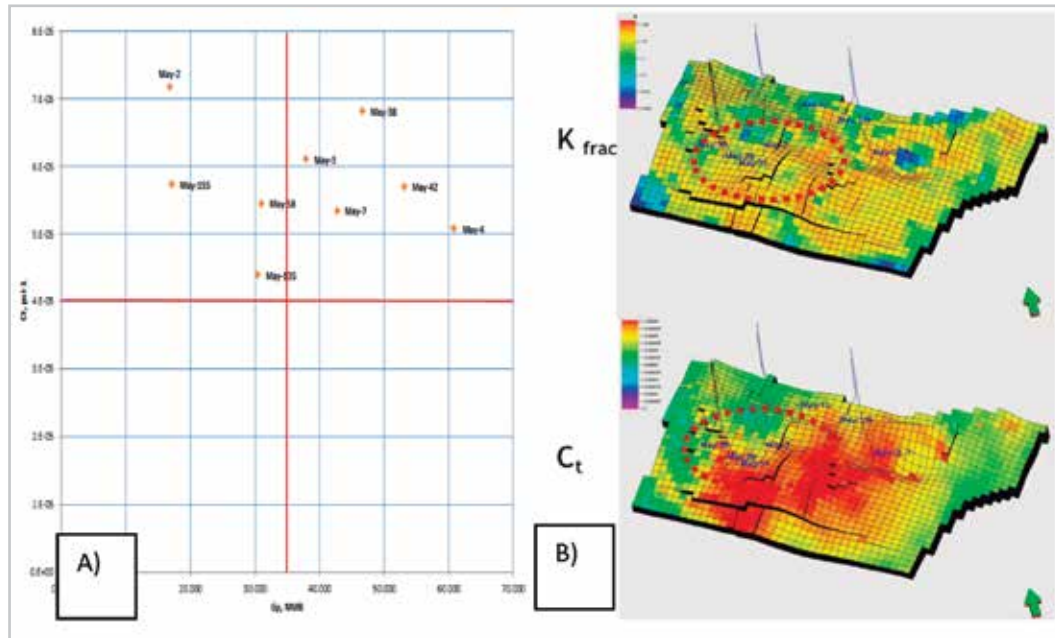


Figura 10. A) Gráfica de compresibilidad contra Gp, May-JSK. B) comparativa de compresibilidad total y permeabilidad asociada a fracturamiento.

Se obtuvieron perfiles ϕ_{CT} (compresibilidad por porosidad, donde la relación que existe entre estas dos propiedades se comportan de manera semejante).

Conclusiones

- Existen muchas correlaciones en la literatura que permiten estimar la compresibilidad de la formación, sin embargo, estas correlaciones fueron creadas en su mayoría para yacimientos de arenas, por lo tanto, no reflejan el comportamiento de la compresibilidad en los YNF, además de dar un valor constante para todo el yacimiento.
- Esta metodología permite generar registros de compresibilidad de poro y total, mediante el uso de los registros geofísicos convencionales y parámetros geomecánicos.

- En el modelo estático 3D se realizó la población de la *compresibilidad*. Esta metodología se aplicó al campo May, que es un YNF de gas y condensado, y servirá de base para reproducir el comportamiento de presión producción del campo al escalarse al modelo de simulación, lo cual permitirá realizar una mejor estimación de volumen en el modelo dinámico y con esto se obtendrá una mejor evaluación de los esquemas de explotación del campo.
- Esta metodología se puede extender a sistemas de doble porosidad, cuando el modelo estático 3D cuente con las propiedades tanto de matriz como de fractura.

Nomenclatura

Nombre	Símbolo
Alta Presión (por sus siglas en inglés)	HP
Alta Temperatura (por sus siglas en inglés)	HT
Compresibilidad de poro	C_p
Compresibilidad Total, formación Cretácico	CTB
Cretácico	K
Cretácico Medio	KM
Fracción Volumétrica de Arcillas	f_{sh}
Fracción Volumétrica de Caliza	f_{cal}
Fracción Volumétrica de Dolomías	f_{dol}
Gasto de Aceite	Qo
Gasto de Gas	Qg
Jurásico Superior Kimmeridgiano	JSK
Kilómetros	Km
Módulo de cizalla	G
Módulo de Young	E
Módulo Volumétrico	k
Porosidad	ϕ
Porosidad Total	ϕ_t
Producción Acumulada de Aceite	Np
Producción Acumulada de Gas	Gp
Registro Geofísico de Densidad	ρ_b
Registro Geofísico Sónico	DT
Relación de Poisson	ν
Relación de Poisson de Aceite Ligero	ν_{o_ligero}
Relación de Poisson de Aceite Negro	ν_{o_negro}
Relación de Poisson de Agua	ν_w
Relación de Poisson de Agua de Formación	$\nu_{w_formación}$

Relación de Poisson de Arcillas	ν_{sh}
Relación de Poisson de Calizas	ν_{cal}
Relación de Poisson de Dolomías	ν_{dol}
Relación de Poisson de Fluidos Contenidos en los Poros	ν_{fl}
Relación de Poisson de Gas	ν_g
Relación de Poisson de la Roca (bulk)	ν_b
Relación de Poisson de Sal	ν_{sal}
Relación de Poisson de Sólidos	ν_s
Saturación de Aceite	So
Saturación de Agua	Sw
Saturación de Gas	Sg
Tiempo de tránsito compresional	Δt_s
Tiempo de tránsito de cizalla.	Δt_c
Unidad de Presión	Psia ⁻¹
Yacimiento Naturalmente Fracturado	YNF

Referencias

1. Biot, M.A. 1941. General Theory of Three-Dimensional Consolidation. *J. Appl. Phys.* **12**: 155-164. <http://dx.doi.org/10.1063/1.1712886>.
2. Fatt, I. 1958. Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks. *Trans., AIME* **213**: 362-364.
3. Galicia Muñoz, S. 2009. Geomecánica Aplicada a Yacimientos Naturalmente Fracturados para Determinación de Compresibilidad de la Formación. Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, México, D.F.
4. Gassmann, F. 1951. Elastic Waves Through a Packing of Spheres. *Geophysics* **16** (4): 673-685. <http://dx.doi.org/10.1190/1.1437718>.
5. Geertsma, J. 1957. The Effect of Fluid Pressure Decline on Volume Changes of Porous Rocks. *Trans., AIME* **210**: 331 – 339.

6. Hall, H.N. 1953. Compressibility of Reservoir Rock. *J. Pet Tech* **5** (1): 17-19. SPE-953309-G. <http://dx.doi.org/10.2118/953309-G>.
7. Li, C., Chen, X. y Du, Z. 2004. A New Relationship of Rock Compressibility Porosity. Artículo SPE 88464, presentado en SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, octubre 18-20. <http://dx.doi.org/10.2118/88464-MS>.
8. Mancilla C., J., Pérez T., C., Libreros, M., et al. 2006. Guía de Geomecánica. PEP, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
9. Newman, G.H. 1973. Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading. *J. Pet Tech* **25** (2): 129-134. SPE-3835-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/3835-PA>.
10. Mann, R.L. y Fatt, I. 1960. Effect of Fluids on the Elastic Properties of Sandstone. *Geophysics* **25** (2): 433-444. <http://dx.doi.org/10.1190/1.1438713>.
11. Samaniego V., F. 2005. Influencia de la Compresibilidad de la Formación en los Estudios de Ingeniería de Yacimientos. Jornadas Técnicas de la AIPM, Comalcalco, Tabasco, México, mayo 26.
12. van der Knaap, W. 1959. Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media. *Trans., AIME* **216**: 179-187.

Apéndice A

Obtención de compresibilidad de poro y total mediante módulos geomecánicos

La relación de Poisson son sólidos en función de fracción volumétrica de roca:

$$\nu_s = f_{sh}\nu_{sh} + f_{dol}\nu_{dol} + f_{cal}\nu_{cal}; \quad (1)$$

Tabla 1. Valores de la relación de Poisson para diferentes tipos de roca.

$\nu_{arena\ arcillosa}$	N_{sh}	ν_{dol}	ν_{cal}	ν_{sol}
0.5	0.4	0.31	0.2	0.25

La relación de Poisson de sólidos en función de la saturación de fluidos del yacimiento:

Tabla 2. Valores de la relación de Poisson para diferentes tipos de fluidos.

ν_w	ν_{w_form}	ν_{o_ligero}	ν_g
1	0.95	0.65	0.05

$$\nu_{fl} = S_w\nu_w + S_o\nu_o + S_g\nu_g; \quad (2)$$

La relación de Poisson de roca compuesta de sólidos y fluidos (Modelo de mezclado Samaniego-Pulido 1985):

$$\nu_b = [1 - \phi_t] \nu_s + \phi_t \nu_{fl}; \quad (3)$$

Relación de tiempos de tránsito en función de la relación de Poisson:

$$\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} = \sqrt{\frac{2[\nu_s - 1]}{2\nu_s - 1}}; \quad (4)$$

El tiempo de tránsito de cizalla en función de tiempos de tránsito y el tiempo de tránsito del sísmico, (DT)

$$\Delta t_{cizalla} = \left[\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right] \times \Delta t_{sónico}; \quad (5)$$

El módulo de Young de la roca en función de la relación de Poisson y de registros geofísicos:

$$E_b = 202 \times 10^9 [1 + \nu_b] \frac{\rho_b}{\Delta t_{cizalla}^2} \quad (6)$$

El módulo de cizalla de roca en función de la relación de Poisson y de registros geofísicos:

$$G_b = 101 \times 10^9 \frac{\rho_b}{\Delta t_{b cizalla}^2} = \frac{E_b}{2[1 + \nu_b]} \quad (7)$$

El módulo volumétrico de roca en función de la relación de Poisson y de registros geofísicos:

$$\kappa_b = \rho_b \left[\frac{1}{\Delta t_{b sónico}^2} - \frac{1.33}{\Delta t_{b cizalla}^2} \right] 101 \times 10^9 \quad (8)$$

La compresibilidad de poros:

$$c_{pb} = \frac{1800}{\kappa_b}, \text{ psi}^{-1} \quad (9)$$

Semblanza de la autora

Susana Galicia Muñoz

Ingeniera Petrolera egresada de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Se desempeñó como especialista en petrofísica avanzada a partir de registros geofísicos de pozo, Coordinación de proyectos de caracterización estática de yacimientos, Contratista por la compañía Question and answer.

En octubre 2010 ingresó a Petróleos Mexicanos donde ha realizado documentación del proyecto CLM- otros campos bajo la metodología FEL, como especialista en yacimientos, actualmente se desempeña como especialista de productividad de pozos, Activo de Producción Litoral de Tabasco, Proyecto Crudo Ligero Marino.

Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México y del Colegio de Ingenieros Petroleros de México sección Dos Bocas, y de la SPE desde 2014.

Participó en el Congreso Mexicano del Petróleo 2013 y 2009, y en el Foro de intercambio de experiencias en yacimientos naturalmente fracturados 2012, así como en las Jornada Técnicas del día del Ingeniero 2009.