



ID 1949 Caracterización petrofísica, geoquímica y geomecánica de yacimientos de roca generadora y su impacto en la estimación de la presión de poro mediante técnicas de modelamiento de cuencas 3D.

Diego A. Vargas
Maika Gambus
Zuly Calderón

7 noviembre 2019



AGENDA

- 1. Presión de poro**
- 2. Problema**
- 3. Causas**
- 4. Presión de poro compactación**
- 5. Presión de esfuerzos térmicos**
- 6. Ejemplo**
- 7. Conclusiones**

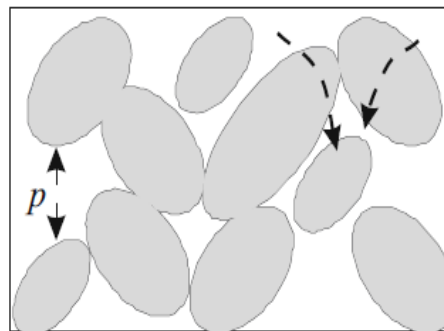
INTRODUCCIÓN

*Presión a la que se encuentran los fluidos
 que están en el espacio poroso*

*Estos fluidos sostienen
 parte de la matriz*



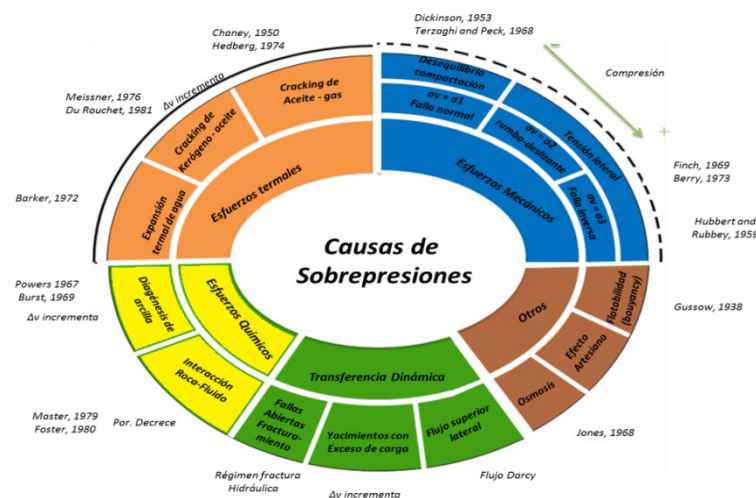
www.google.com/imagenes



www.google.com/imagenes

*El exceso de presión mayor a la hidrostática
 se conoce como sobrepresión*

Hantschel e Kauerauf, 2009

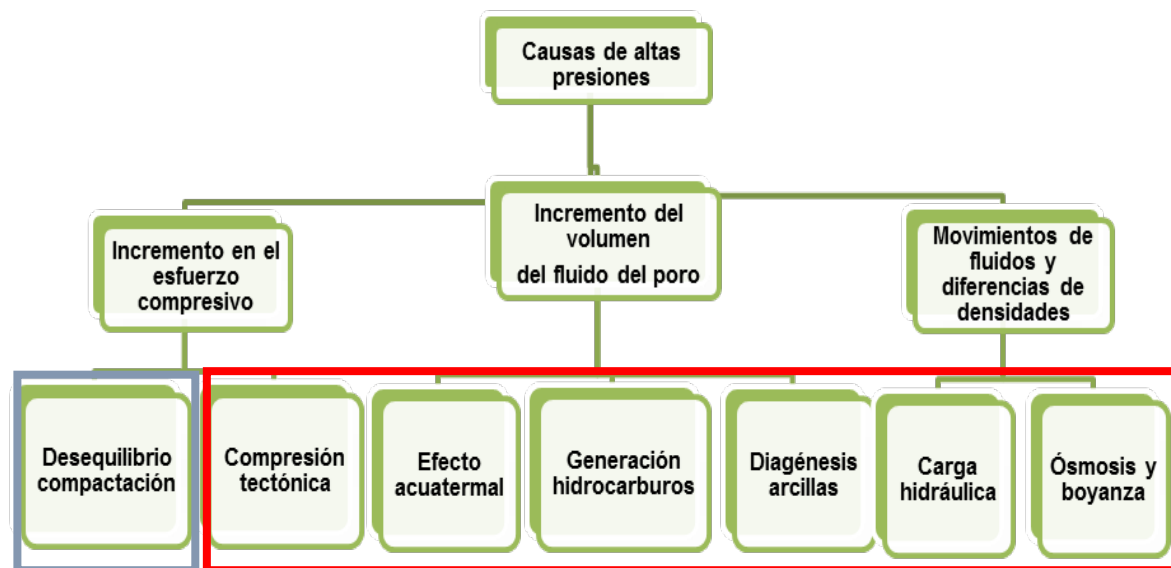


Grauls 1999

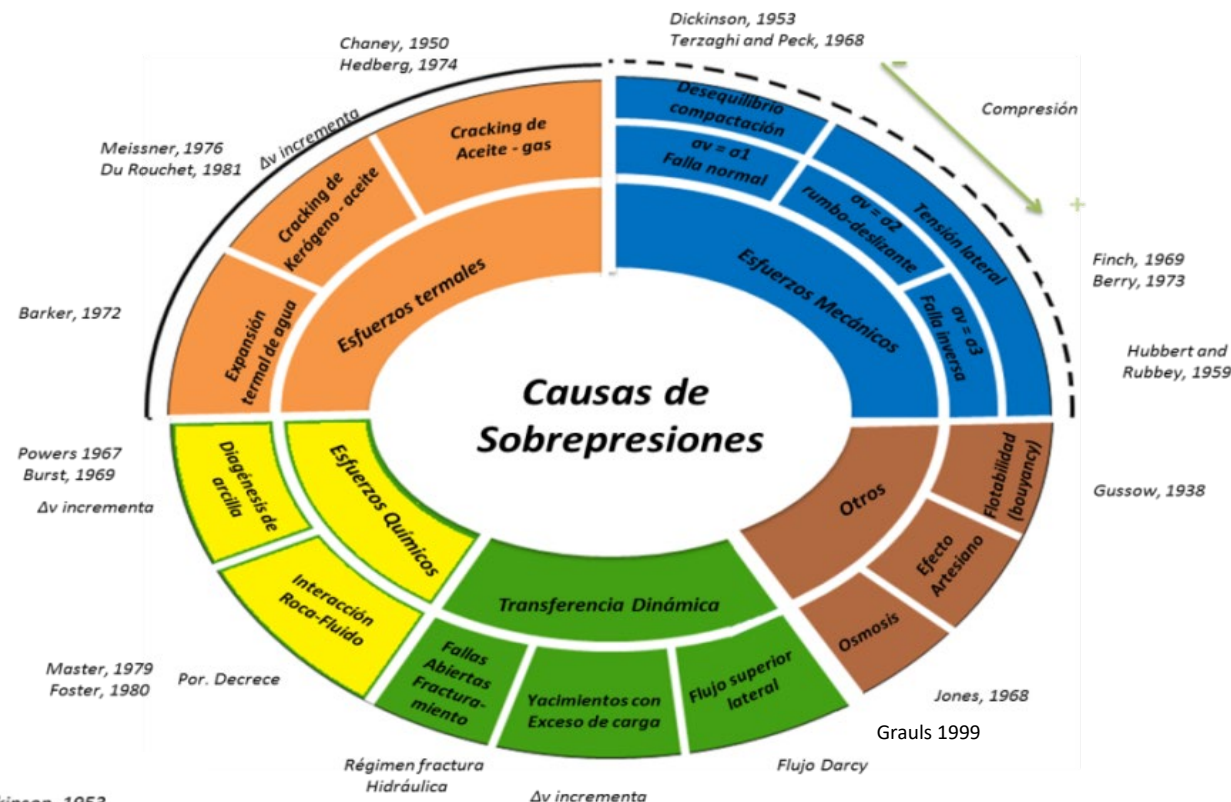
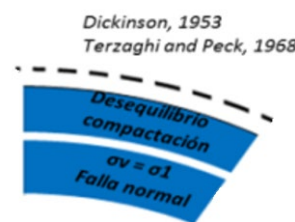
*Esta sobrepresión puede ser
 generada por diversas causas*



PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA



Osborne and Swarbrick, 1997





ANTECEDENTES

Desequilibrio compactación

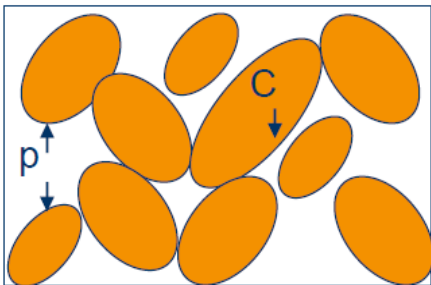
TERZAGHI 1923

George Dickinson en 1953

Hottmann and Johnson 1965

Eaton 1975

Bowers 1995



Esfuerzos térmicos

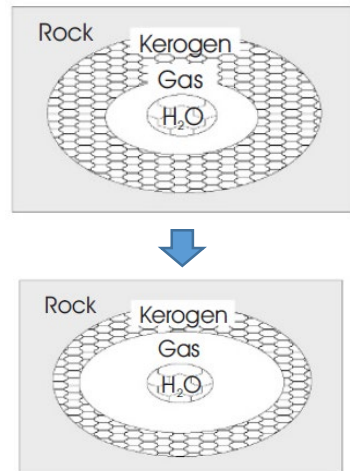
Barker Colin. 1972.

Tissot and Espitalié 1975

Luo and Vasseur 1992

Luo and Vasseur 1996

Hantschel e Kauerauf, 2009



Esfuerzos químicos

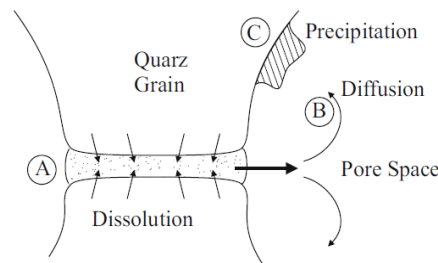
Walderhaug 1996

Schneider et al. (1996)

Walderhaug(2000)

Pytte and Reynolds, 1989

Swarbrick et al., 2002



Transferencia dinámica

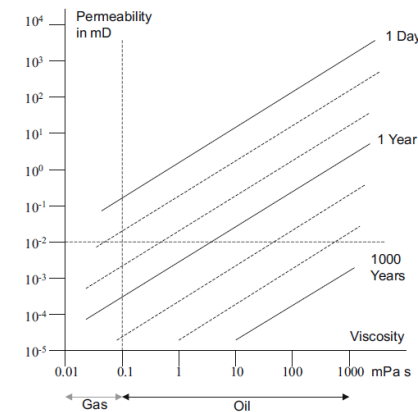
Metodos de migración

Percolación

Flowpath

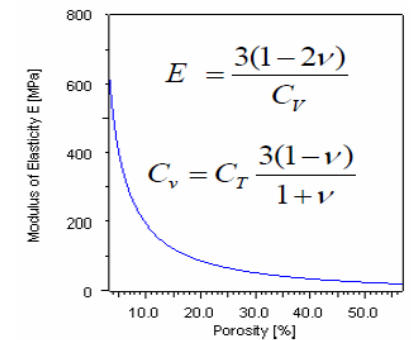
Ley de Darcy

Hantschel e Kauerauf, 2009



Compactación tectónica

Hantschel e Kauerauf, 2009





MODELAMIENTO

TERZAGHI 1923

- ✓ Mediante la ley de continuidad
- ✓ Flujo monofásico e incompresible

$$\frac{du}{dt} = Cte \frac{d^2u}{dy^2}$$

LUO AND VASSEUR 1992

- ✓ Modelamiento de cuencas 1D partiendo del modelo de TERZAGHI

$$\nabla V_s = \frac{1}{1 - \phi} \frac{d\phi}{dt}$$

$$\frac{C}{1 - \phi} \frac{\partial P}{\partial t} - \frac{K}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{C}{1 - \phi} \frac{\partial PL}{\partial t}$$



MODELO MATEMÁTICO

Mercer 1975

$$\frac{C}{1 - \phi} \frac{\partial P}{\partial t} - \frac{K}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{C}{1 - \phi} \frac{\partial PL}{\partial t}$$

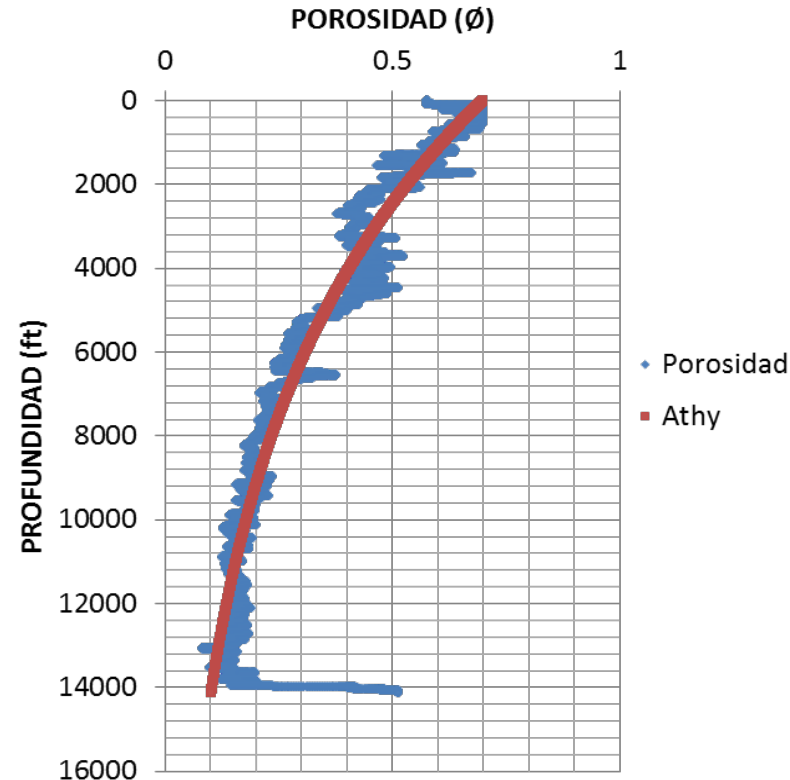
Registros

$$\frac{1}{\mu} = (5.38 + 3.8A - 0.26A^3) * 10^3$$

$$A = \frac{T - 150^\circ\text{C}}{100^\circ\text{C}}$$

Terzaghi (1925)
Rieke and Chilingarian
(1974)

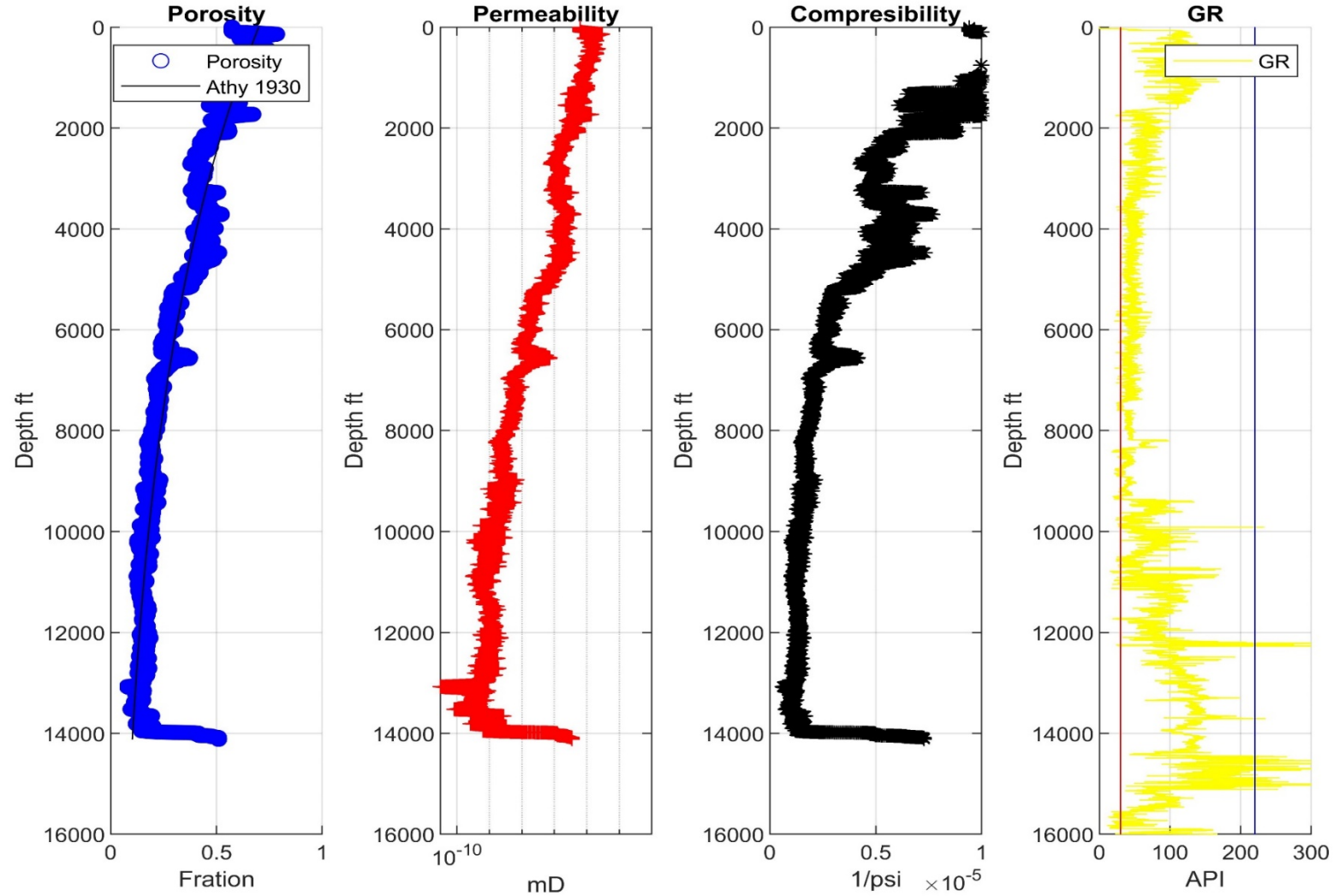
$$Kz = \alpha \cdot \phi^5 \quad \alpha = 10^{-5}$$

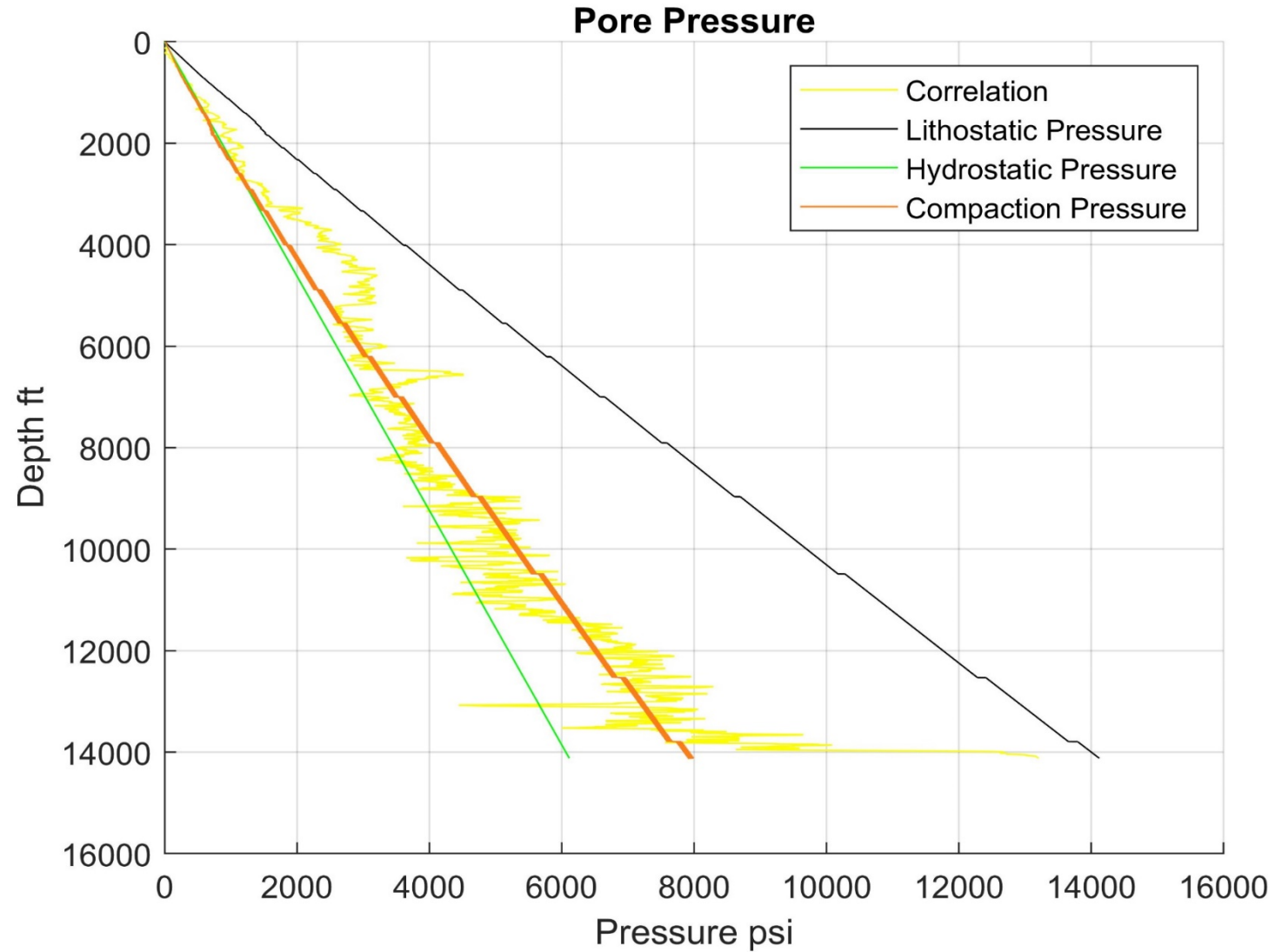


$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}$$

Compresibilidad

$$C = \frac{kc}{\Delta \rho g} \frac{\phi}{(1 - \phi)}$$





EFEECTO ACUATERMAL

Luo and Vasseur (1992)

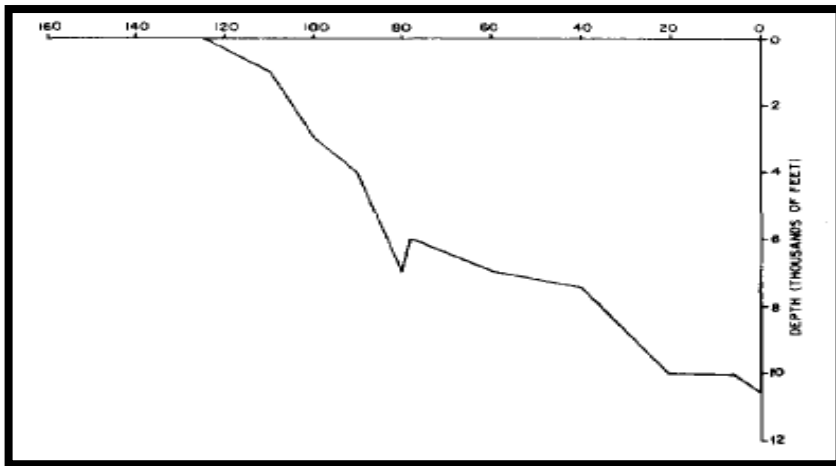
- Compactación
- Acuatermal

$$\beta \frac{dT}{dt}$$

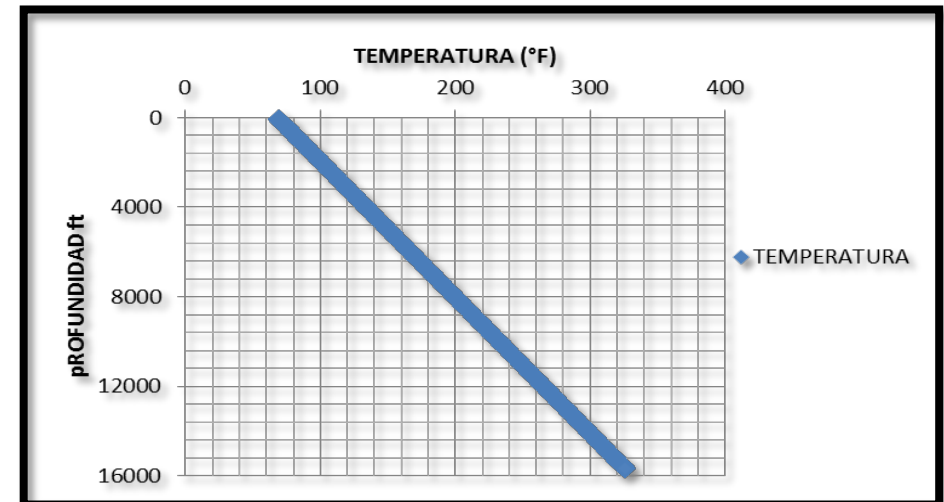
$$\frac{C}{1 - \phi} \frac{\partial P}{\partial t} - \frac{K}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{C}{1 - \phi} \frac{\partial PL}{\partial t} + \beta \frac{dT}{dt}$$

Cómo cuantificar este término ???

TIEMPO Ma

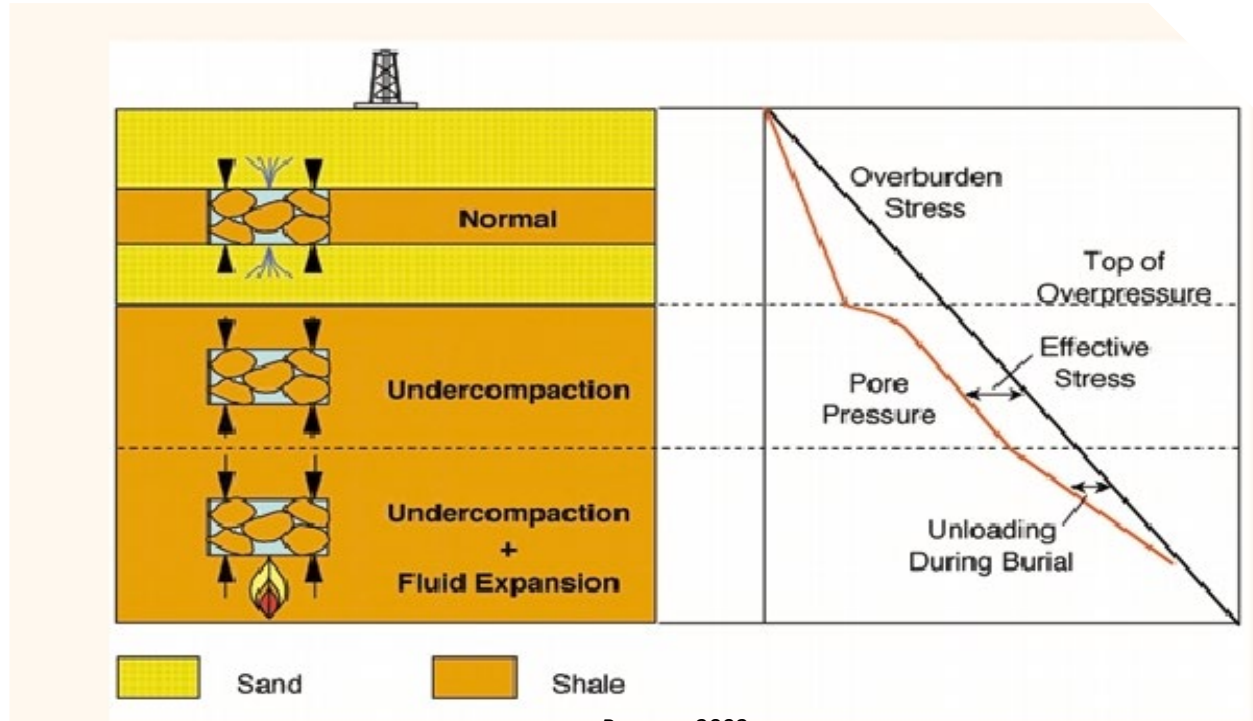


Waples, D.W., 1980





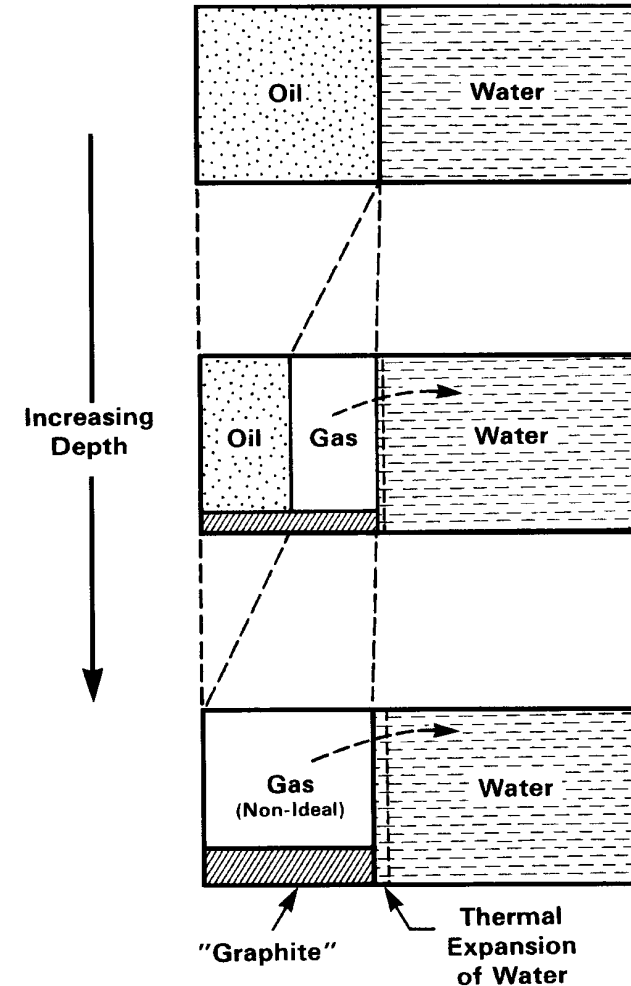
IMPACTO DE LA TEMPERATURA



Bowers, 2002

Parámetros importantes

TOC, Kerógeno, Ro
Tiempo y temperatura



Barker Colin 1990



GENERACIÓN DE ACEITE

Hantschel e Kauerauf, 2009

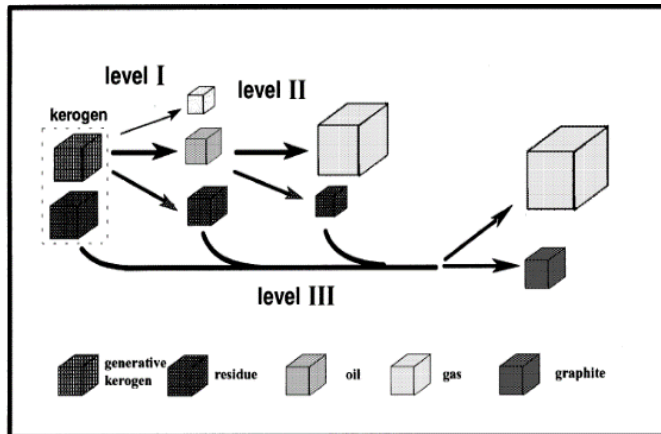
$$\left(\frac{1}{\rho l} - \frac{1}{\rho k} \right) \frac{dul}{dt}$$

- Compactación
- Acuatermal
- Aceite

$$\frac{C}{1 - \phi} \frac{\partial P}{\partial t} - \frac{K}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{C}{1 - \phi} \frac{\partial PL}{\partial t} + \beta \frac{dT}{dt} + \left(\frac{1}{\rho l} - \frac{1}{\rho k} \right) \frac{dul}{dt}$$

Modelo de maduración

Modelo matemático



Tissot and Espitalié (1975)

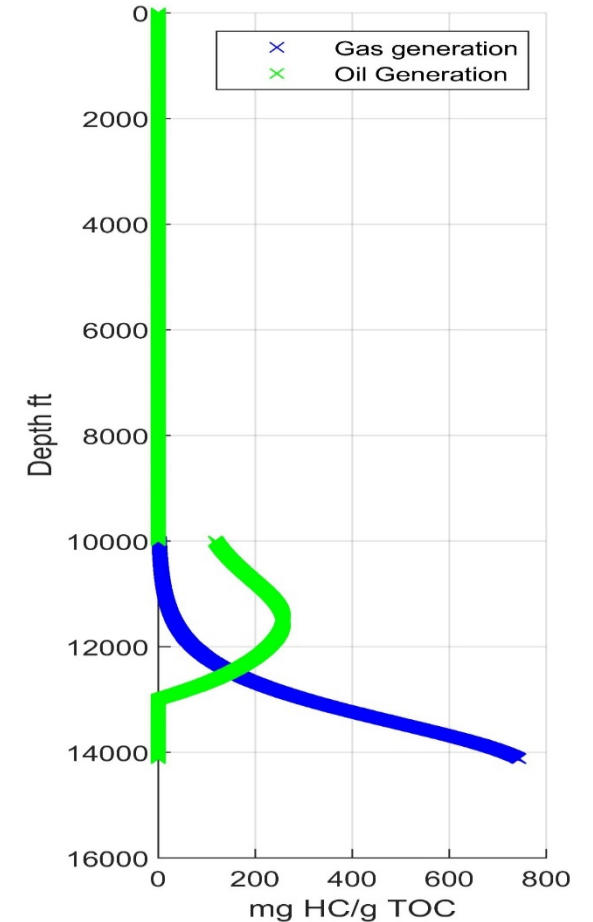
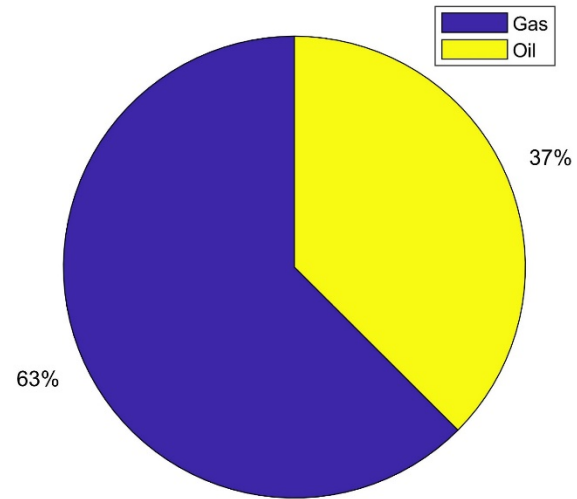
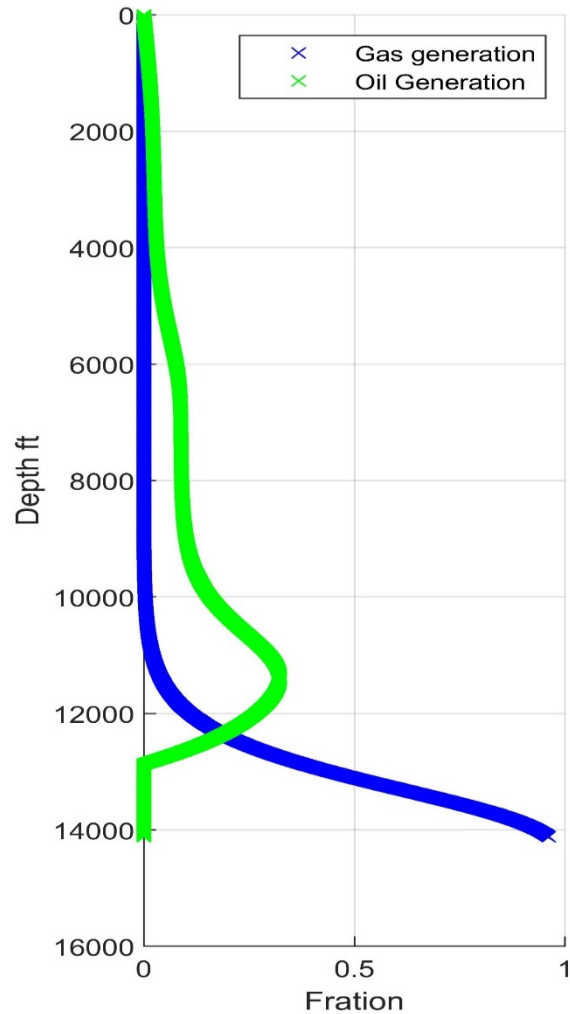


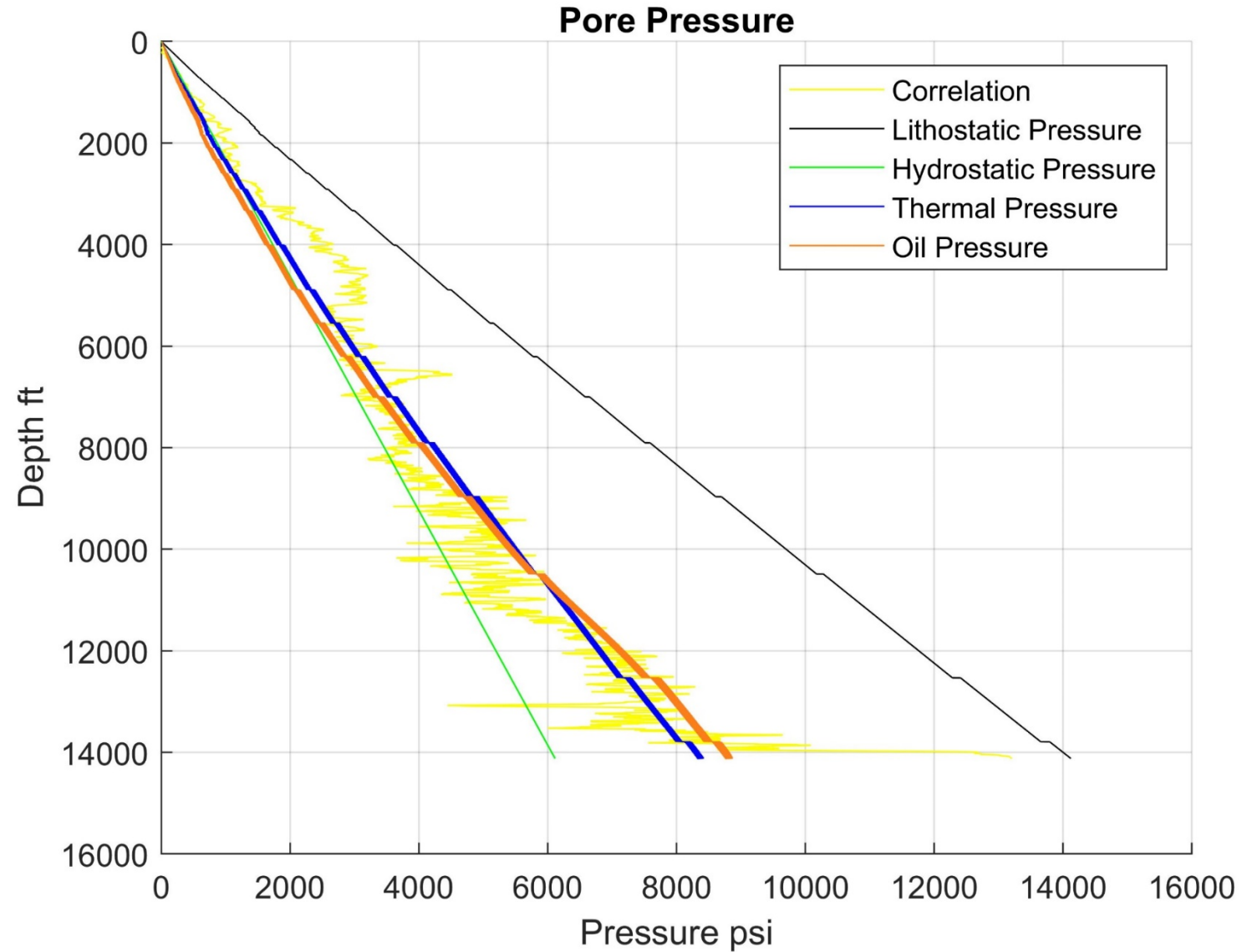
$$\frac{\partial x}{\partial t} = -kx$$

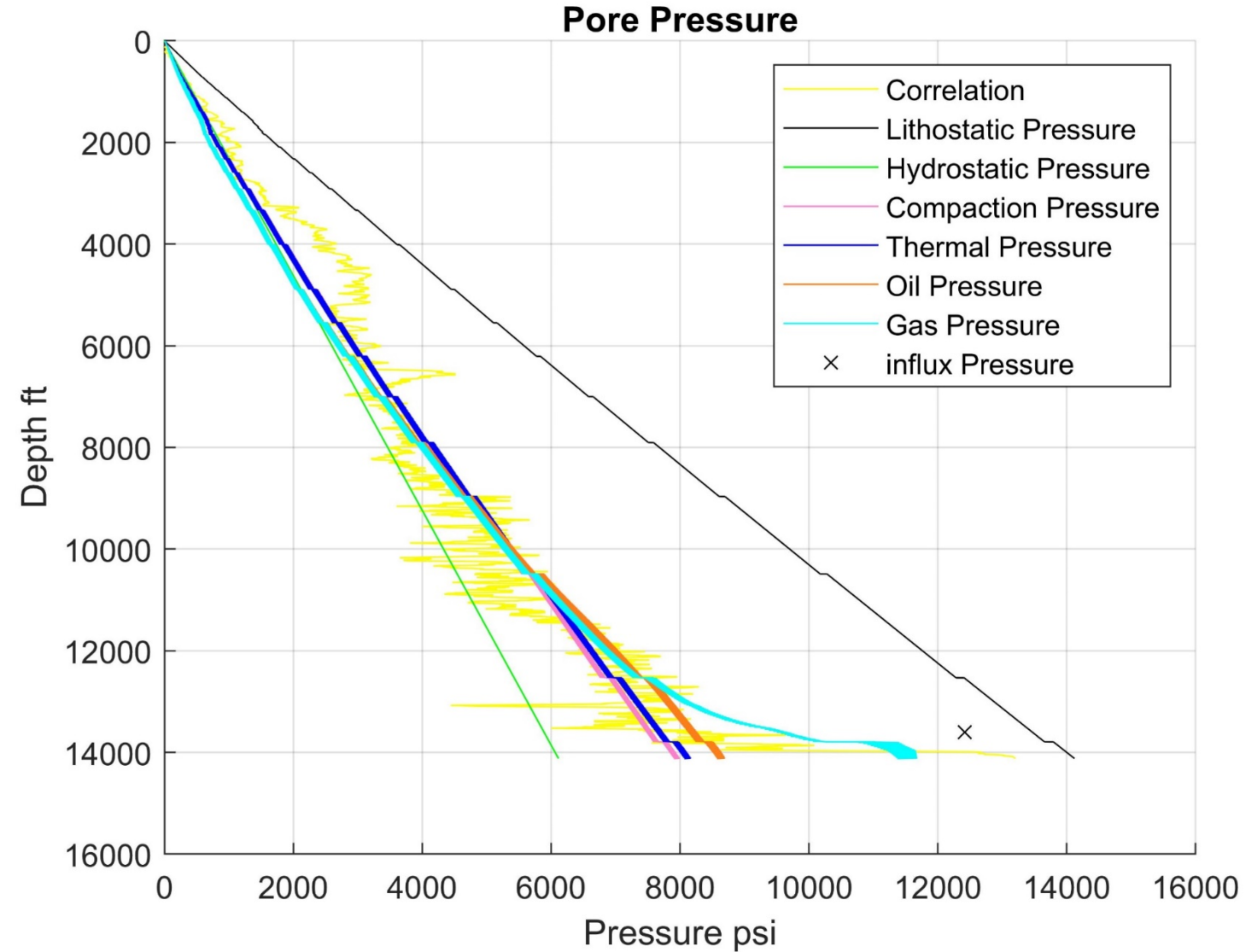
Fracción de aceite
generado

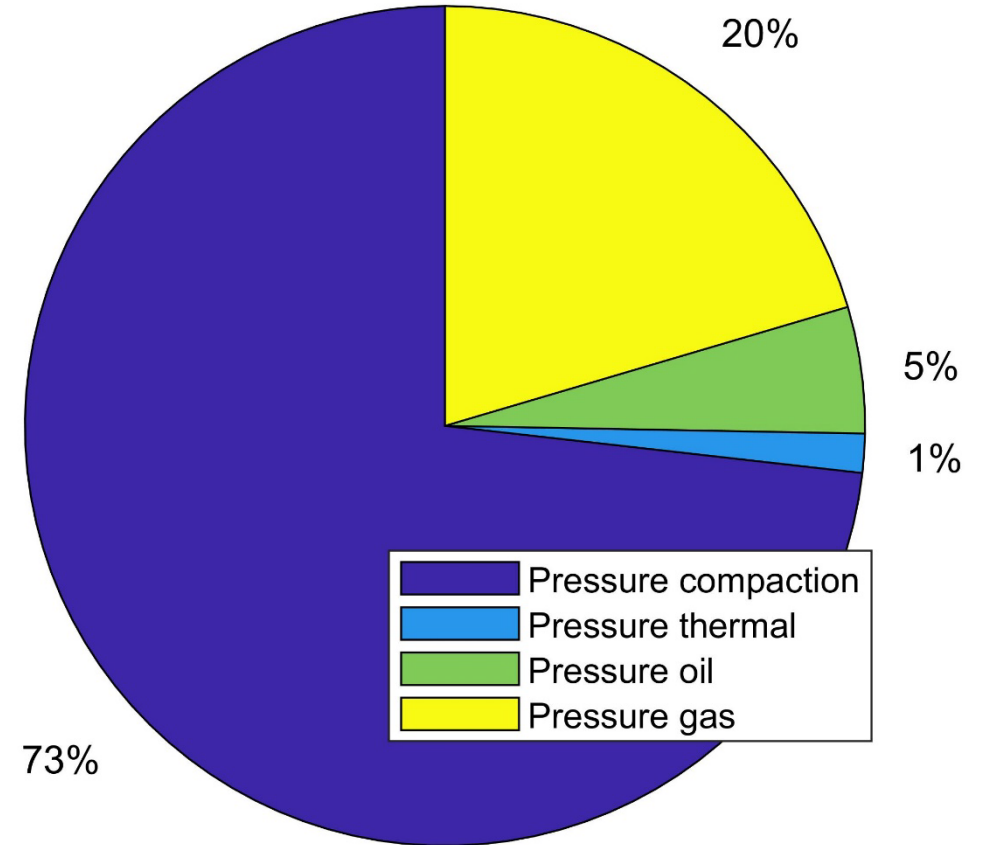
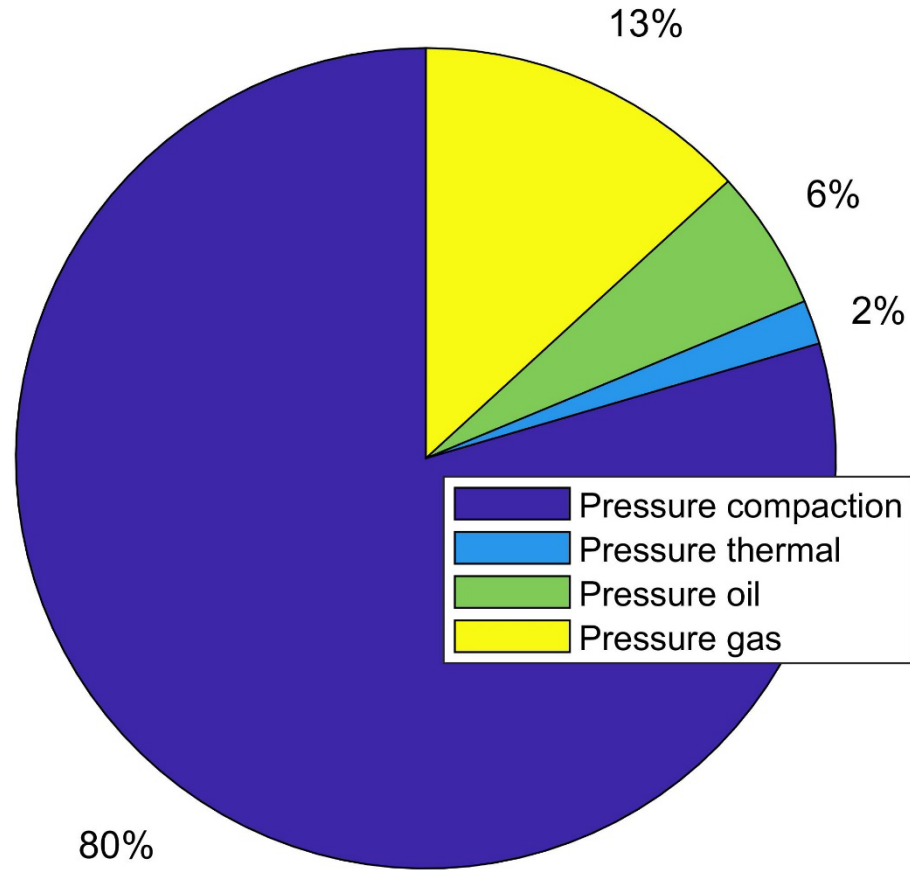


GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS









CONCLUSIONES

- La compactación es la principal causa de sobrepresiones, si la compactación es lenta se tendrá una presión normal, pero si la rata de sedimentación es alta, se genera subcompactación aumentando la presión de poro.
- El efecto acuatermal no es importante en la generación de sobrepresiones ya que se pudo comprobar que el exceso de presión es compensado con la disminución de la viscosidad lo cual facilita la disipación de la presión, en este caso de aplicación no llegó al 1%.
- El efecto de la generación de aceite, es cercano al 3%, esto se debe a que la expansión de fluidos al pasar de kerógeno a aceite no es tan significativa en su cambio de volumen.
- El efecto del gas en sobrepresiones es muy importante, cercano al 19%, se puede afirmar que de los esfuerzos termales es el que más aporta sobrepresión, teniendo en cuenta que este efecto depende del tipo de kerógeno y el contenido de materia orgánica (TOC) al igual que del aceite.
- A mayor profundidad aumenta la fracción de gas generada por tanto el potencial de incremento de presión también aumenta, si estas formaciones se conectan con formaciones someras se puede dar transferencia dinámica, la cual es más evidente por los cambios de saturaciones evidenciados en la figura 15

BIBLIOGRAFÍA

- Hottmann C. and Johnson, R. Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties, Journal of Petroleum Technology. 1965
- Eaton B., 1975, The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs, AIM
- Bowers G.L. Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction, SPE Drilling & Completion. 1995.
- K. Terzaghi. Die Berechnung der Durchlässigkeit des Tones im Verlauf der hydrodynamischen Spannungserscheinungen. Szber Akademie Wissenschaft Vienna, Math-naturwissenschaft Klasse IIa, (132):125–138, 1923.
- D. Grauls Overpressures: Causal Mechanisms, Conventional and Hydromechanical Approaches Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 54 (1999), No. 6, pp. 667-678
- X. Luo and G. Vasseur. Contributions of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environmental conditions. AAPG Bulletin, 76(10):1550–1559, 1992.
- Tissot, B., and D. H. Welte, 1984, Petroleum formation and occurrence (2d ed.): Berlin, Springer-Verlag, 699 p.
- X. Luo and G. Vasseur. Geopressuring mechanism of organic matter cracking: Numerical modeling. AAPG Bulletin, 80(6):856–874, 1996
- T. Hantschel, A.I. Kauerauf, Fundamentals of Basin and Petroleum 31 Systems Modeling, DOI 10.1007/978-3-540-72318-9 2, © Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2009
- M. J. Osborne and R. E. Swarbrick. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A re-evaluation. AAPG Bulletin, 81:1023–1041, 1997.
- Estado del arte de las causas generadoras de geopresiones y los diferentes métodos para su predicción: informe técnico / Oscar Javier Acevedo Quintero / [CD-Rom] CR 213.201.112/A128 2011 [Bucaramanga]: UIS, Piedecuesta: ECOPETROL. ICP, 2011
- Barker C 1972 Aquathermal pressuring: role of temperature in development of abnormal pressure zone. AAPG Bulletin v. 56 p. 2068-2071
- Hedberg, H.D. (1974) Relation of Methane Generation to Undercompacted Shales, Shale Diapirs, and Mud Volcanoes. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., **58**, 668-673.
- Spencer, C. W., 1987, Hydrocarbon generation as a mechanism for overpressuring in Rocky Mountain region: AAPG Bulletin, v. 71, p. 368–388.
- MEISSNER, F. F. Petroleum geology of the Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota and Montana. Montana Geological Society, Billings, p. 207 - 227, 1978. Proceedings of 1978 Williston Basin Symposium, September 24–27
- Spencer, C.W. and Law, B.E., 1981. Overpressured, low-permeability gas reservoirs in Green River, Washakie, and Great Divide Basins, southwestern Wyoming. Bull., Am. Assoc. Pet. Geol., 65: 569.

BIBLIOGRAFÍA

Waples, D.W., 1980. Time and temperature in petroleum formation - application of Lopatin's method to petroleum exploration. Bull, Am. Assoc. Pet. GeoL, 64: 916-926.

L. F. Athy. Density, porosity and compaction of sedimentary rocks. American Association of Petroleum Geophysicists Bulletin, (14):1–24, 1930.

Terzaghi, K., 1925, Principles in soil mechanics, III. Determination of the permeability of clay: Engineering News Record, v. 95, p. 832–836.

Mercer, J. W., G. F. Pinder, and I. G. Donalson, 1975, A Galerkin infinite element analysis of the hydrothermal system at Wairakei, New Zealand: Journal of Geophysical Research, v. 80, p. 2608–2621.

Vargas, D. A., Calderón, Z. H., Mateus, D. C., Corzo, R., & Acevedo, O. J. (2014, November Mathematical Model to Quantify the Contribution of Thermal Stresses in Pore Pressure, Additional to the Compaction Effect. International Society for Rock Mechanics.

Walderhaug, O. (2000). Modeling Quartz Cementation and Porosity in Middle Jurassic Brent Group Sandstones of the Kvitebjørn Field, Northern North Sea. AAPG Bulletin, 84(9).

Jung ho Ahn and Donald r. Peacor illite/smectite from gulf coast shales: a reappraisal of transmission electron microscope images *clays and clay minerals*, vol. 37, no. 6, 542-546, 1989.

Zhang, J. (2011). Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. Earth-Science Reviews, 108(1-2), 50–63

Bruce C., 1984, Smectite Dehydration – Its Relation to Structural Development and Hydrocarbon Accumulation in Northern Gulf of Mexico Basin, AAPG Bulletin.

Burst, J. F. (1969). Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and Its Possible Relation to Petroleum Migration. AAPG Bulletin, 53(1), 73–93.

Walderhaug, O. (1996). Kinetic Modeling of Quartz Cementation and Porosity Loss in Deeply Buried Sandstone Reservoirs. AAPG Bulletin, 80(5), 731–745

**GRACIAS POR SU
ATENCIÓN**