

Desarrollo de un flujo de trabajo para la predicción de la presión de poro mediante correlaciones aplicadas en formaciones carbonatadas a nivel mundial.

Ivon Camila Alfonso Mejia y Jorge Ivan Moreno Moreno

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingenieros de Petróleos.

Director

Diego Armando Vargas Silva

MSc. Geofísica

Codirectores

Víctor Alberto Porras Galvis

Anggie Paola Charry Torrado

Ingenieros de Petróleos

Néstor Fernando Saavedra Trujillo

MSc. Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A Dios por ser mi guía y permitirme culminar esta meta en mi vida,

A mi papa Miguel Alfonso por ser mi soporte y mi guía en todo momento, por aconsejarme, apoyarme y ser mi ejemplo cada día,

A mi hermana Johanna Pérez por ser mi amiga, darme su amor incondicional y por siempre creer en mí,

A Jorge Moreno mi novio y compañero de tesis, por afrontar a mi lado los momentos difíciles, por su amor, su paciencia y apoyo en todo momento,

A mis compañeros de vida Bambi, Matilda y Oslo por ser incondicionales en todo momento y por regalarme alegría cada día,

A mis amigos Lorena, Mariana, Alejandro, Luis, y a todos aquellos con los que disfrute este proceso.

Ivon Camila Alfonso Mejia

Dedicatoria

Este trabajo se lo dedico a Dios en primera parte por darme salud y fuerza para cumplir con esta meta de ser profesional.

A mis dos padres por ser ese soporte en momentos difíciles y estar siempre a disposición de cualquier cosa que necesitara, a mis dos hermanos por darme ánimos y brindarme momentos de alegría durante este trayecto.

A mi compañera de vida mi mujer Ivon Alfonso que me apoyo tanto y me brindo mucha comprensión cuando más la necesitaba, gracias por siempre tenerme tanta paciencia y darme mucho amor.

A mi gran amigo Oslo que llego hace poco pero lleno espacios en mi vida que estaban vacíos, gracias por siempre estar ahí para mí.

A mis grandes amigos de la “Hermandad” Diego, Zorro, Cristian y llanero por siempre estar pendientes y ser esa fuente de alegría que a veces hacía falta.

Jorge Ivan Moreno Moreno

Agradecimientos

A Dios por ser nuestra guía y por habernos dado la sabiduría para el desarrollo del proyecto.

A nuestras familias por su amor y apoyo incondicional.

A la Universidad Industrial de Santander por permitirnos crecer como personas y formarnos como profesionales capaces y con valores.

A nuestro director de tesis MSc. Diego Vargas por su orientación, experiencia y tiempo para el desarrollo de la investigación.

A nuestros codirectores los Ingenieros Víctor Porras, Paola Charry y MSc. Nestor Saavedra por su asesoría y conocimiento.

Al grupo de Investigación de Estabilidad de Pozos GIEP por su colaboración y al Instituto Colombiano del Petróleo por suministrar la información necesaria para el desarrollo del proyecto.

Gracias.

Contenido

Introducción	15
1. Objetivos	17
1.1. Objetivo general	17
1.2. Objetivos específicos	17
2. Marco teórico.....	18
2.1. Conceptos de geopresiones	18
2.1.1. Presión hidrostática	18
2.1.2. Esfuerzo efectivo.....	18
2.1.3. Presión de sobrecarga	19
2.1.4. Esfuerzo de sobrecarga.....	19
2.2. Presión de poro	19
2.2.1. Presión normal	20
2.2.2. Presiones anormales	20
2.1. Causas de presiones anormales.....	21
2.2.4. Esfuerzos termales.....	22
2.2.5. Transferencia dinámica.....	22
2.2.6. Esfuerzos químicos.....	22
2.3. Métodos convencionales de estimación de presión de poro.....	23
2.4. Generalidades de los carbonatos.....	24

2.4.1.	Efecto de la diagénesis en los yacimientos de carbonatos.....	26
2.4.2.	Clasificación de los carbonatos.....	29
3.	Interpretación litológica de formaciones carbonatadas.....	32
3.1.	Registros geofísicos	32
3.1.1.	Registro Gamma Ray	33
3.1.2.	Registro de espectroscopia de rayos gamma	34
3.1.3.	Registro de resistividad eléctrica	35
3.1.4.	Registro sísmico.....	36
3.1.5.	Registro de potencial natural o espontaneo (SP).....	37
3.1.6.	Registro de densidad.....	39
3.1.7.	Registro caliper	40
3.2.	Crossplots	41
3.2.1.	Gráfica de registro neutrón-densidad	42
3.2.2.	Gráfica de registro densidad-sísmico	43
3.2.3.	Gráfica de registro sísmico-neutrón.....	44
3.2.4.	Gráficas de densidad-sección transversal foto-eléctrica.....	45
3.2.5.	Efecto de la arcillosidad en las gráficas.....	46
3.2.6.	Efectos de los hidrocarburos en las gráficas	47
4.	Métodos de estimación de presión de poro en carbonatos	49
4.1.	Antecedentes de métodos usados para estimación de PP en carbonatos	50

4.2. Método de Weakley	58
4.3. Método de Vahid Atashbari y Tingay	63
4.4. Modificación de Azadpour	67
4.5. Método de J.P. Morales, F. Samaniego y M.G. García	68
5. Flujo de trabajo para estimar presión de poro en carbonatos	71
6. Aplicación del flujo de trabajo de pozo UIS-1	73
6.1. Predicción de la presión de poro –Eaton (sónico)	73
6.2. Identificación de zonas carbonatadas.....	78
6.3. Predicción de la presión de poro en zonas carbonatadas	100
6.3.1. Enfoque de Weakley.....	100
6.3.2. Método Vahid Atashbari.....	109
6.3.3. Modificación de Azadpour y col.....	113
6.3.4. Método de M. Salazar y col.	113
7. Validación y resultados	114
7.1. Resultados enfoque de Weakley	115
7.2. Resultados método V. Atashbari y Tingay.....	116
7.3. Resultados modificación Azadpour y col.....	117
7.4. Resultados método M. Salazar y col.....	118
8. Conclusiones.....	120
9. Recomendaciones	121

Bibliografía 122

Lista de tablas

Tabla 1. Ventajas y desventajas de los tipos de crossplots.	47
Tabla 2. Información litológica de las formaciones presentes en el pozo UIS-1.....	79
Tabla 3. Valores de tiempo de transito observado.	108
Tabla 4. Sistema petrolífero de la cuenca de estudio.	111

Lista de figuras

Figura 1. Clasificación de las causas de las presiones anormales según Grauls (1999)....	21
Figura 2. Principales componentes mineralógicos de las rocas carbonatadas.	25
Figura 3. Litificación.	28
Figura 4. Dolomitización y procesos diagenéticos	29
Figura 5. Esquema de clasificación de rocas carbonatadas desarrollado por Folk.	30
Figura 6. Clasificación de rocas carbonatadas según Dunham.	31
Figura 7. Ejemplo de registro gamma ray.....	33
Figura 8. Rangos de resistividades (ohm.m) de algunas rocas y minerales.....	35
Figura 9. Velocidades sínicas y tiempos de tránsito.....	37
Figura 10. Esquema de respuesta del SP en formaciones duras.	38
Figura 11. Esquema de respuesta de SP en calizas porosas y calizas compactas	39
Figura 12. Rangos teóricos de densidad según la litología.	40
Figura 13. Respuesta típica del registro caliper en diferentes litologías.	41
Figura 14. Ejemplo crossplots neutrón-densidad.	43
Figura 15. Ejemplo crossplot densidad-sónico.	44
Figura 16. Ejemplo crossplot sónico-neutrón.	45
Figura 17. Ejemplo crossplot densidad-PEF.....	46
Figura 18. Registros de rayos gamma y sónico.....	60
Figura 19. Ejemplo de líneas de tendencia de la velocidad sínica.	61
Figura 20. Ejemplo de línea de compactación.	62
Figura 21. Flujo de trabajo	72
Figura 22. Picos en registro GR por presencia de Uranio	74

Figura 23. Registro GR sin Uranio.....	75
Figura 24. Línea de arena y arcilla, perfil Vsh.....	76
Figura 25. Línea de tendencia de compactación normal - registro sínico	77
Figura 26. Perfil de presión de poro método Eaton-sónico.	78
Figura 27. Crossplot X: neutrón, Y: densidad, Z: Estudio de petrofacies.	83
Figura 28. Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: DRX.	84
Figura 29. Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sínico.....	85
Figura 30. Crossplot X: neutrón, Y: densidad, Z: Estudio de petrofacies.	86
Figura 31. Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: DRX.	87
Figura 32. Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sínico.	88
Figura 33. Crossplot X: neutrón, Y: densidad, Z: Estudio de petrofacies.	89
Figura 34. Crossplot: X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: DRX.	90
Figura 35. Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sínico.	91
Figura 36. Registros geofísicos formación E.....	92
Figura 37. Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: DRX.	93
Figura 38. Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sínico.	94
Figura 39. Registros geofísicos formación G.....	95
Figura 40. Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sínico.	96
Figura 41. Registros geofísicos formación H.....	97
Figura 42. Crossplot: X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sínico.	98
Figura 43. Registros geofísicos formación I.	99
Figura 44. Cimas litológicas en los registros de Rayos gamma y sínico.....	101
Figura 45. Puntos en dirección lutita en el registro Sínico.	102

Figura 46. Calibración del registro sísmico.....	103
Figura 47. Línea de tendencia del registro sísmico.....	104
Figura 48. Línea de tendencia del registro sísmico en escala semilogarítmica.	105
Figura 49. Línea de compactación normal en el registro sísmico.....	106
Figura 50. Tiempo de tránsito sísmico normal y observado.....	107
Figura 51. Zona donde se determina la presión de poro.....	109
Figura 52. Registro neutrón	110
Figura 53. Gravedad API de la cuenca en estudio.	112
Figura 54. Perfiles mixtos de presión de poro.....	114
Figura 55. Perfil de presión de poro mixto	116
Figura 56. Perfil de presión de poro mixto (V. Atashbari y Tingay- Eaton).....	117
Figura 57. Perfil de presión de poro mixto (Modificación de Azadpour y col. - Eaton).118	
Figura 58. Perfil de presión de poro mixto (Método Morales S. y col. - Eaton).	119

Resumen

Título: Desarrollo de un flujo de trabajo para la estimación de la presión de poro mediante correlaciones aplicadas en formaciones carbonatadas a nivel mundial*

Autores: Ivon Camila Alfonso Mejia, Jorge Ivan Moreno Moreno**

Palabras clave: Presión de poro, carbonatos, registros, crossplots

Descripción: La correcta estimación de la presión de poro es un parámetro muy importante para la planeación de la perforación, de esta manera se pueden evitar problemas que afecten el proceso.

Esta tesis presenta cuatro metodologías propuestas a nivel mundial para la estimación de la presión de poro en formaciones carbonatadas y dos maneras de identificarlas, con esta información se generó un flujo de trabajo.

Para realizar este trabajo se usó la información del pozo UIS-1 ya que este contaba con la información necesaria. Inicialmente se investigó en la literatura la litología presente en la zona para empezar a generar los crossplots en las formaciones donde se presentaba mayor probabilidad de encontrar carbonatos, de esta manera se ubicaron dos bloques de carbonatos en formaciones diferentes los cuales fueron identificados por medio del comportamiento de los registros de pozo.

Se generaron cuatro perfiles de presión de poro diferentes, uno con cada metodología presentada en el flujo de trabajo, tres de ellas hacían uso de un exponente de ajuste el cual se calibró con valores de presión de poro estimados a partir de datos de fracturamiento que se tenían disponibles en el pozo de estudio y en pozos offset.

A partir de la construcción de los perfiles de presión de poro se determinó con base en valores reales obtenidos en el pozo de estudio y pozos offset el error de las cuatro metodologías, evidenciando que la propuesta por Morales y Col. presenta un mejor ajuste a las condiciones del pozo de estudio.

Abstract

Title: Development of a workflow for pore pressure estimation using correlations applied in carbonate formations worldwide*

Author: Ivon Camila Alfonso Mejia, Jorge Ivan Moreno Moreno**

Key Words: Pore pressure, carbonates, geophysical logs, crossplots

Description: The correct estimation of pore pressure is a very important parameter for the planning of drilling, in this way problems that affect the process can be avoided.

This thesis presents four methodologies proposed worldwide for pore pressure estimation in carbonate formations and two ways to identify them, with this information a workflow was generated.

To carry out this work, the information from the UIS-1 well was used since it had the necessary information. Initially, the lithology present in the area was investigated in the literature to start generating the crossplots in the formations where there was a greater probability of finding carbonates, in this way two carbonate blocks were located in different formations which were identified through the behavior of the well logs.

Four different pore pressure profiles were generated, one with each methodology presented in the workflow, three of them made use of a fitting exponent which was calibrated with pore pressure values estimated from fracturing data available in the study well and offset wells.

From the construction of the pore pressure profiles, the error of the four methodologies was determined based on real values obtained in the study well and offset wells, showing that the one proposed by Morales et al. presents a better adjustment to the conditions of the study well.

Introducción

La presión de poro es la presión ejercida por los fluidos en los espacios porosos de la roca, esta puede ser normal cuando es igual a la presión hidrostática, anormalmente alta cuando supera un gradiente de 0,43 psi/ft o anormalmente baja cuando es menor a la presión hidrostática.

Es importante una buena estimación de la presión de poro para la perforación de pozos ya que brindan información de posibles geopresiones que puedan afectar el proceso y así poder realizar una eficiente planeación y diseño de la perforación para establecer con mayor certeza parámetros como: una ventana de peso de lodo adecuada, parámetros operacionales, diseño de BOP, trayectoria del pozo, etc...; de esta manera se disminuye el riesgo de problemas como pérdidas de circulación, influjos o reventones, inestabilidad del pozo, puntos apretados, pegas... haciendo que la perforación sea más segura y menos costosa.

Existen diferentes métodos para estimar la presión de poro, la mayoría de estos están basados en las características y el comportamiento de las lutitas sin embargo, al ser implementados en otro tipo de formaciones como en carbonatos sus resultados no son totalmente confiables (Morales, 2020).

Las formaciones carbonatadas son de gran importancia para la industria petrolera ya que estas pueden actuar como roca almacén es decir pueden contener hidrocarburos explotables; por lo tanto, es importante tener una correcta predicción de la presión de poro en carbonatos (Agatón, 2018).

Por esta razón es necesario identificar los diferentes métodos de estimación de la presión de poro que se han implementado a nivel mundial en formaciones carbonatadas y proponer una metodología adecuada para su estimación.

1. Objetivos

1.1. Objetivo general

Desarrollar un flujo de trabajo para la predicción de la presión de poro mediante correlaciones aplicadas en formaciones carbonatadas a nivel mundial.

1.2. Objetivos específicos

Analizar las metodologías propuestas que permiten identificar las litologías carbonatadas mediante registros de pozos

Investigar las metodologías propuestas a nivel mundial para la estimación de presión de poro en carbonatos.

Diseñar un flujo de trabajo para la estimación de la presión de poro en formaciones de carbonato.

Validar los perfiles estimados con los eventos de pozos presentes en la zona de estudio mediante información de la literatura.

2. Marco teórico

En este capítulo se presentan los aspectos generales correspondientes a presión de poro y a los conceptos necesarios para su estimación; teniendo en cuenta conceptos generales, metodologías convencionales para estimación de presión de poro, posibles causas de sobrepresión y generalidades de los carbonatos.

2.1. Conceptos de geopresiones

2.1.1. *Presión hidrostática*

Esta presión es igual a la fuerza ejercida por el peso de una columna estática de fluido sobre un área determinada, esta presión está en función de la altura de la columna de fluido y la concentración de sales de este (densidad); es independiente de la distribución del fluido y no afecta su determinación (Hastamorir, J., Jerez, J., 2020).

$$Ph = \rho * h * 0.433 \quad (1)$$

En unidades de campo se puede determinar por la siguiente ecuación:

$$Ph = MW * h * 0.052 \quad (2)$$

2.1.2. *Esfuerzo efectivo*

En 1936 Terzaghi propuso la teoría de esfuerzo efectivo que se puede expresar como (Cavero C., 2010):

$$\sigma_{eff} = S - P_p \quad (3)$$

2.1.3. *Presión de sobrecarga*

La presión de sobrecarga es la presión que se da por el peso en conjunto de la matriz de la roca y de los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma, que esta ejerce sobre las formaciones subyacentes (Armijos, Muñoz, 2018).

$$S = \text{Peso de la Matriz de la Roca} + \text{Peso de los Fluidos}$$

2.1.4. *Esfuerzo de sobrecarga*

El esfuerzo de sobrecarga (S), es el peso total de los materiales suprayacentes a una formación y de determina a partir de (Uribe, Solano, 2006):

$$S = \rho * \Delta H * 0.433 \quad (4)$$

2.2. **Presión de poro**

La presión de poro, también es conocida como presión de formación y es la presión que ejercen los fluidos contenidos en el espacio poroso sobre la matriz de la roca.

La teoría fundamental para la predicción de la presión de poro está basada en la Ley de la compactación de suelos de Terzaghi (1923), esta teoría indica que la presión de poro en la formación está en función del esfuerzo total o esfuerzo de sobrecarga y esfuerzo efectivo (Forero, Díaz, 2014).

$$P_p = \sigma_v - \sigma_e \quad (5)$$

La presión de poro se desarrolla en una formación saturada a medida que los sedimentos son enterrados. Si la presión del fluido logra migrar a la superficie a la misma velocidad de la rata de compactación, un gradiente de presión de poro normal se mantiene, este está dado por el peso de la columna de fluido superior (Zambrano A., 2014).

Existen diferentes casos donde la presión de poro dentro cierta zona tiene un valor diferente a la presión de poro normal esperada esta usualmente es mayor pero también se pueden presentar casos donde sean menor. Cuando la presión es igual a la presión hidrostática que ejerce una columna de fluido se le conoce como presión de poro normal; un gradiente de presión de poro normal está dado por la densidad del agua salada (agua de mar) y se encuentra en un rango típico de $0.433 - 0.465$ [psi/ft].², si la presión está por debajo de la presión hidrostática se le conoce como presión de formación anormalmente baja o subnormal y si la presión es mayor a la presión hidrostática se le conoce como presión anormalmente alta o sobrepresión. De esta manera se puede clasificar la presión de poro (Zambrano A., 2014).

2.2.1. Presión normal

Es la presión hidrostática que ejerce una columna de fluido propia de la formación. Se habla de presión normal cuando la presión de poro se puede controlar con una columna hidrostática con un gradiente que varía entre 0.433 psi/ft hasta 0.465 psi/ft para una formación saturada con agua dulce y salada respectivamente.

2.2.2. Presiones anormales

Estas presiones anormales se producen generalmente por el incremento del esfuerzo compresivo, cambios en el volumen de fluido de poro o la matriz de la roca y el movimiento de fluidos.

Cuando las rocas impermeables, tales como las lutitas, son compactadas rápidamente, sus fluidos intersticiales no siempre pueden filtrarse y, por consiguiente, deben sustentar toda la columna de roca suprayacente, lo que genera presiones de formación anormalmente altas. El exceso de presión, que se conoce como sobrepresión, puede producir la explosión o el descontrol de un pozo durante la perforación. La existencia de condiciones de subpresión severas puede

causar el atascamiento de la columna de perforación en la formación subpresionada (Schlumberger).

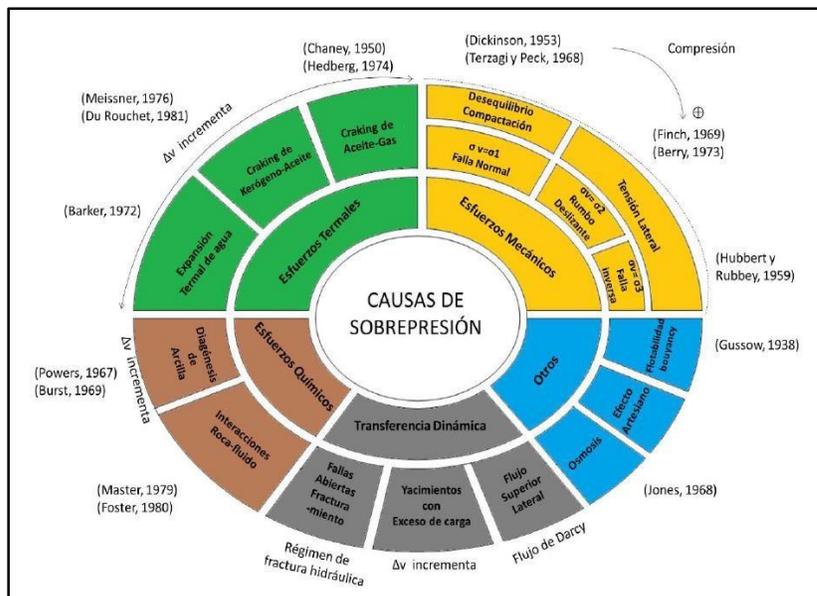
La sobrepresión en las formaciones se puede originar por diferentes causas como lo es la compactación, compresión tectónica, fallas, gradientes geotérmicos altos, cambios en los minerales, generación de hidrocarburos, migración de los fluidos a través de las fallas... entre otras.

2.1. Causas de presiones anormales

Las presiones anormales pueden ser subpresiones o sobrepresiones que son causadas por diferentes procesos físicos y químicos en el interior de la tierra; existen diferentes clasificaciones para las causas de las presiones anormales una de ellas es la clasificación de Grauls, 1999 que se observa en la Figura 1. (Vargas, 2013):

Figura 1.

Clasificación de las causas de las presiones anormales según Grauls (1999).M



Nota: tomado de Vargas, D. (2013). Metodología para estimar la presión de poro incluyendo los esfuerzos térmicos originados por el craqueo de kerogeno y aceite en formaciones shale

2.2.3. Esfuerzos mecánicos

El peso de la sobrecarga o la tensión vertical contribuyen al desarrollo de sobrepresión en cuencas donde predominan las lutitas de baja permeabilidad. Los esfuerzos mecánicos se subdividen en mecanismo de desequilibrio de compactación que es considerado por muchos autores como la causa principal de las sobrepresiones y tensiones laterales es decir las fallas inversas y fallas rumbo deslizante (Global journal of pure and applied sciences, 2010).

2.2.4. Esfuerzos termales

Según la clasificación de Grauls, 1999 los esfuerzos termales son causados por expansión acuatermal que consiste en la expansión de los fluidos en el poro por efecto de la temperatura; a medida que los sedimentos son enterrados se calientan, debido al flujo de calor que proviene de la corteza del manto (Zoback, 2001) y el proceso de maduración de la materia orgánica para convertirse en aceite y gas (Global journal of pure and applied sciences, 2010).

2.2.5. Transferencia dinámica

La transferencia dinámica hace referencia a procesos que generan presión por debajo de los 9500 ft (Grauls, 1999), este proceso puede estar relacionado a flujo lateral mediante la ley de Darcy y flujo vertical mediante fracturas y fallas abiertas que actúan como canales preferenciales para el flujo de hidrocarburos. La transferencia dinámica se puede dar por hidrofracturas, sobrecarga del yacimiento y flujo lateral (Global journal of pure and applied sciences, 2010).

2.2.6. Esfuerzos químicos

El esfuerzo químico está relacionado con la diagénesis ya que los sedimentos a medida que se depositan sufren procesos, cambio de la temperatura y presión, además de transformación de minerales que a su vez da como resultado pérdida de porosidad.

Los mecanismos que generan sobrepresión por esfuerzos químicos son la diagénesis de la arcilla y la interacción roca-fluidos.

Además de los mecanismos mencionados anteriormente existen otros como osmosis, efecto artesiano y flotabilidad que pueden ser causantes de sobrepresión (Global journal of pure and applied sciences, 2010).

2.3. Métodos convencionales de estimación de presión de poro

A través de los años se han desarrollado diferentes métodos para estimar la presión de poro e incluso a algunos de estos se le han realizado modificaciones. La mayoría de estos métodos convencionales están basados en el comportamiento de las lutitas (Uribe, R., Solano Y., 2006).

Entre ellos se encuentran el método de Hottman y Johnson, método de profundidad equivalente, método de Eaton, método de Bowers, método del exponente “d”, método de Miller, método de Tau, entre otros.

El método de Eaton está basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal (Uribe, R., Solano Y., 2006):

$$PP = OBG - [OBG - (PP)_n] * \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o}\right)^\alpha \quad (6)$$

Donde:

PP : Gradiente de presión de poro [psi/ft].

OBG : Gradiente de sobrecarga [psi/ft].

$(PP)_n$: Gradiente de presión de poro normal [psi/ft].

Δt_n : Intervalo de tiempo de tránsito normal [$\mu\text{seg}/\text{ft}$].

Δt_o : Intervalo de tiempo de tránsito observado [$\mu\text{seg}/\text{ft}$].

α : Exponente de Eaton.

El exponente de Eaton debe ser ajustado con los datos de campo; dependiendo del área geográfica donde esté ubicada la formación a la que se desee predecir el gradiente de presión de poro. En los estudios realizados por Eaton en el Golfo de México los exponentes tienen valores de 1.2 para los perfiles de resistividad y 3 para los perfiles sínicos, (Eaton, 1975).

2.4. Generalidades de los carbonatos

Los carbonatos son complejos aniónicos de $(CO_3)^{2-}$ y cationes metálicos divalentes como Ca, Mg, Fe, Mn, Zn, Ba, Sr y Cu, junto con algunos otros menos comunes. El enlace entre el catión metálico y el grupo carbonato no es tan fuerte como los enlaces internos en la estructura del CO_3 que a su vez no son tan fuertes como el enlace covalente en el dióxido de carbono (CO_2). En presencia de iones de hidrógeno, el grupo carbonato se descompone para producir CO_2 y agua (Wayne, M., 2008).

En la industria petrolera se acostumbra a llamar a las rocas calizas y dolomitas carbonatos; la caliza es una roca sedimentaria que contiene abundantes cantidades de hidrocarburos, algunas veces las calizas contienen cantidades importantes de magnesio reemplazando al calcio y se convierten en dolomitas, los minerales principales presentes en las rocas carbonatadas se muestran en la Figura 2. (Arche, 1992).

Figura 2.

Principales componentes mineralógicos de las rocas carbonatadas.

MINERAL	FORMULA	SISTEMA CRISTALINO *subsistema	APARICIÓN
Aragonito 	CaCO ₃	Ortorrómico	En ciertos esqueletos carbonáticos. Es inestable y pasa al polimorfo estable calcita.
Calcita 		Hexagonal *romboédrico	a) En ciertos esqueletos carbonáticos. b) Como lodo (micrita). c) Como cemento (esparita)
Dolomita 	CaMg(CO ₃) ₂	Hexagonal *romboédrico	a) Ampliamente como roca cristalina diagenética. b) También asociada penecontemporáneamente con evaporitas.
Magnesita 	MgCO ₃	Hexagonal *romboédrico	En cantidades pequeñas dentro de las mallas del aragonito y la calcita de origen esquelético (la calcita con más del 5 % de MgCO ₃ se llama magnésica) (High Mg Calcite HMC)
Ankerita (Ferrodolomita) 	Ca(MgFe)(CO ₃) ₂	Hexagonal *romboédrico	Una variedad menor de dolomita.
Siderita 	FeCO ₃	Hexagonal *romboédrico	Encontrada en concreciones y oolitos (esferosideritos)

Nota: tomado de Arche, 1992

Los carbonatos tienen muchas diferencias con respecto a las areniscas ya que estos son formados por restos de animales marinos y plantas más exactamente algas, su depositación es prácticamente en el mismo lugar donde se originaron es decir no fueron transportados; también se diferencian de las lutitas ya que son altamente comprimibles; a parte de los procesos mecánicos de compactación la porosidad de los carbonatos se ve afectada por procesos químicos como la solución a presión y la dolomitización, que dependen únicamente de la composición química de la roca y los fluidos de poro Wayne, M. (2008).

El carbonato de calcio se puede diluir con facilidad en soluciones acuosas, por lo tanto, el proceso de diagénesis es común en los carbonatos; esta solución crea cavidades que pueden servir de depósito para hidrocarburos. Las calizas son más frágiles con respecto a las arenas por lo tanto al ocurrir plegamientos o fallas se pueden quebrar formando así fracturas abiertas que sirven como canales de flujo de fluidos.

La brecha y la fracturas son procesos que afectan la porosidad del carbonato pero que a su vez actúan independientes de la profundidad y por lo general también son independientes de la tensión vertical efectiva; por lo tanto la porosidad en términos de dependencia del esfuerzo, es comúnmente impredecible de manera correcta en carbonatos; por esta razón que los métodos tradicionales para estimar la presión de poro no son adecuados para predecir la presión de poro en carbonatos ya que estos están directamente relacionados con el esfuerzo vertical efectivo y de ser usados es probable que se obtenga información errónea de la presión de poro en carbonatos (Atashbari V., 2016).

2.4.1. Efecto de la diagénesis en los yacimientos de carbonatos

Como ya se mencionó anteriormente las rocas carbonatadas incluyen las calizas que están compuestas de calcita en gran parte ($CaCO_3$) y la dolomía que su mineral principal es la dolomita ($CaM(CO_3)_2$). Vistos como yacimientos los carbonatos son de gran importancia, pero de igual manera son más complicados por su desarrollo y producción en comparación a los yacimientos de areniscas y esto en gran parte se debe a que los efectos de la diagénesis son más notorios en las calizas que en las arenas.

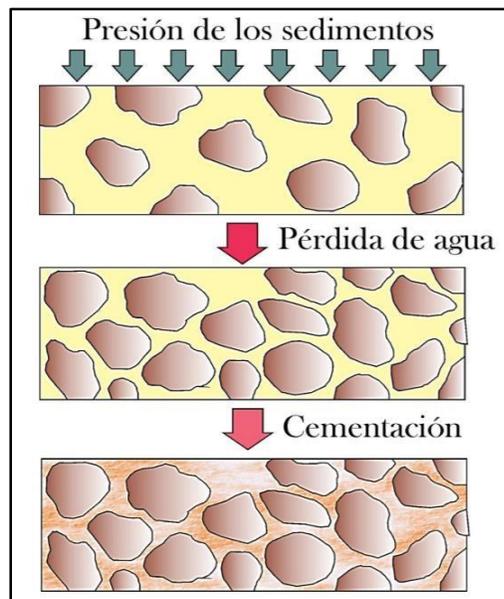
En la depositación inicial los sedimentos carbonatados tienen alta porosidad, permeabilidad y son inherentemente inestables en el medio ambiente bajo la superficie. Los minerales carbonatados son disueltos y reprecipitados para formar calizas, en las cuales la distribución de

porosidad y permeabilidad son mayormente secundarias en origen y frecuentemente sin relación a la porosidad primaria. Por lo cual para el desarrollo y la producción de yacimientos de carbonatos es importante y esencial el análisis de facies. La diagénesis en los carbonatos se presenta en fenómenos como la litificación y la dolomitización (Salomón, J. Vázquez. C., 2012).

2.4.1.1. Litificación. El carbonato de calcio (CaCO_3) es ligeramente soluble en agua, a diferencia del bicarbonato de calcio $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ que es altamente soluble. Cuando el dióxido de carbono (CO_2) es disuelto en agua, se forma el ácido carbónico (H_2CO_3), el cual cambia el carbonato de calcio a bicarbonato de calcio (Salomón, J. Vázquez. C., 2012).

El carbonato de calcio cristalino puede ser disuelto o precipitado, dependiendo de las condiciones del agua en solución, es decir la reacción es reversible.

La porosidad y la permeabilidad de las rocas carbonatadas, al igual que las arenas, son controladas por las corrientes y ondas en los ambientes originales de depositación. Sin embargo, la textura original es bastante alterada por la solución y reprecipitación de carbonato de calcio después del entierro, Figura 3. (Salomón, J. Vázquez. C., 2012).

Figura 3.*Litificación.*

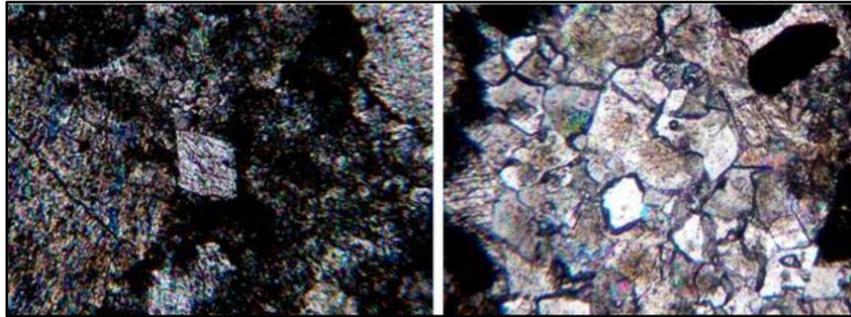
Nota: recuperado de Diagénesis y Litificación.
https://sivea.uson.mx/docentes/tareas/5_LIITIFICACION_I.pdf

Los poros intergranulares son a menudo llenados por calcita cristalina la cual destruye la porosidad. Cuando originalmente se depositan, los lodos tienen una porosidad de 50% o más, pero cuando se consolidan en caliza su porosidad generalmente es menor al 2% (Salomón, J. Vázquez. C., 2012). Las calizas son formadas por lodos mediante recristalización y los poros son llenados por precipitación de calcita, Figura 4..

Cuando los sedimentos depositados recientemente son expuestos a la atmósfera, el agua fresca entra en los poros y se filtra hacia abajo. Al principio se disuelve la aragonita, pero de manera que se va yendo más profundo, se va saturando y reprecipitando la calcita, llenando así los poros. Ya que la mayoría de los carbonatos fueron depositados en aguas someras, su exposición a la atmósfera ocurre con frecuencia (Salomón, J. Vázquez. C., 2012).

Figura 4.

Dolomitización y procesos diagenéticos en reservorios carbonatados gasopetrolíferos.



Nota: Cubanos, García.: <https://www.monografias.com/trabajos94/procesos-diageneticos-reservorios-carbonatados-gasopetroliferoscubanos/procesos-diageneticos-reserv>

2.4.2. Clasificación de los carbonatos

Es difícil establecer una única clasificación para los carbonatos ya que su aspecto, composición y textura son características muy variables y esto se debe a que su formación es el resultado de varias acciones que se pueden superponer unas de otras; algunas de estas acciones son (Salomón, J. Vázquez. C., 2012):

- **Precipitación química in situ:** esta es causada a las condiciones del medio como contracción del calcio en el agua, temperatura, agitación, etc. Que da como resultado principal calizas finas y compactas y dolomitas de textura fina.

- **Precipitación bioquímica:** es difícilmente separable de la precipitación química y es ocasionada por los organismos vivos en las condiciones del medio

➤ **Destrucción de roca caliza preexistente:** frecuentemente su depósito ocurre a corta distancia de la fuente del material, debido al hecho de la gran solubilidad de los carbonatos que no resisten un transporte muy largo.

➤ **Modificaciones mineralógicas:** son provocadas por circulación de agua con altas cargas de sales disueltas y con iones de Mg, son formadas casi al mismo tiempo de la sedimentación.

Fenómenos de disolución y precipitación: durante la diagénesis o después de esta la composición y proporción del cemento existente entre los elementos originales de la roca varía.

A pesar de todas estas variaciones muchos expertos a través del tiempo han propuesto diferentes esquemas de clasificación para rocas carbonatadas; en 1904 Grabau ideó uno de los más completos, pero a su vez complicados por lo cual no tuvo demasiada popularidad; en la Figura 5. se muestra un esquema de clasificación propuesto por Folk en 1962 (Salomón, J. Vázquez. C., 2012).

Figura 5.

Esquema de clasificación de rocas carbonatadas desarrollado por Folk.

Percent allochems	Over 2/3 lime mud matrix				Subequal spar and lime mud	Over 2/3 spar cement		
	0 - 1%	1 - 10%	10 - 50%	Over 50%		Sorting poor	Sorting good	Rounded and abraded
Representative rock terms	Micrite and dismicrite	Fossiliferous micrite	Sparse biomicrite	Packed biomicrite	Poorly washed biosparite	Unsorted biosparite	Sorted biosparite	Rounded biosparite
								
	 Micrite		 Sparry calcite cement					

Nota: tomado de Wayne, M. (2008). Geology of Carbonate Reservoirs. The identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks.

De igual manera lo hizo Dunham como se muestra en la Figura 6.:

Figura 6.

Clasificación de rocas carbonatadas según Dunham.

Depositional Texture Recognizable					Original components were bound together during deposition, as shown by intergrown skeletal matter, lamination contrary to gravity, or sediment-floored cavities that are roofed over by organic or questionably organic matter and are too large to be interslices.	Depositional Texture Not Recognizable (Subdivide according to classifications designed to bear on physical texture or diagenesis.)
Original Components Not Bound Together During Deposition				Grain-supported		
Contains mud (particles of clay and fine silt size, less than 20 microns)					Less than * 10 percent mud	
Mud-supported		Grain-supported				
Less than 10 percent grains	More than 10 percent grains	More than * 10 percent mud	Less than * 10 percent mud			
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Crystalline Carbonate	

Nota: tomado de Dunham, 1962, Geology of Carbonate Reservoirs. The identification, description, and characterization of hydrocarbon

Algunos autores también han realizado clasificaciones según el espacio poroso de las rocas carbonatadas. Archie(1952) propuso una clasificación de las propiedades petrofísicas de las rocas carbonatadas que aún es usada ampliamente en la industria del petróleo; dividió el espacio de los poros en porosidad visible y porosidad de la matriz (aquella que no es visible con un microscopio de 10 aumentos), también propuso tres tipos de textura en la matriz: compacta (cristalina), calcárea y granular; por ultimo definió cuatro clases de porosidad visible de acuerdo a la cantidad de espacio poroso (Atashbari V., 2016).

Para la estimación de la presión de poro en carbonatos se han desarrollado diferentes métodos que se han ido aplicando a nivel mundial; estos métodos hacen uso de diferentes registros por lo cual es necesario tener la clara la función y el principio de funcionamiento de algunos de ellos.

3. Interpretación litológica de formaciones carbonatadas

La mayoría de las metodologías propuestas para estimar la presión de poro hacen uso de los diferentes registros geofísicos por lo tanto este capítulo tiene como finalidad explicar el funcionamiento básico de los registros utilizados y además el comportamiento de cada uno de ellos en las formaciones carbonatadas.

Conociendo la respuesta típica de los registros en formaciones carbonatadas se pueden ubicar fácilmente, además de esto se presenta otra alternativa (crossplots) la cual hace uso de dos o más registros simultáneamente.

3.1. Registros geofísicos

Los registros geofísicos de pozo se basan en la medición en función del tiempo o de la profundidad de alguna propiedad física y/o química vinculada al material litológico del subsuelo (sistema roca-fluido).

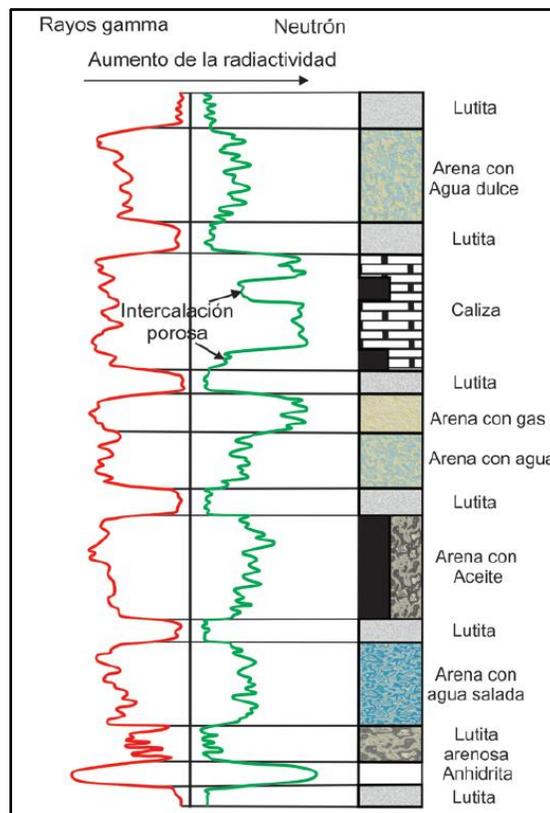
Los registros geofísicos se pueden utilizar con diferentes fines tales como: identificación de unidades litológicas, correlación entre pozos, constreñir información geofísica obtenida por otros métodos, estimación de parámetros geomecánicos del marco para diseño geotécnico como módulos elásticos, análisis de esfuerzos y discontinuidades estructurales, evaluación de propiedades de la roca (porosidad, densidad, conductividad, composición volumétrica, identificación del fluido contenido en la roca y además también son útiles para la caracterización de estructuras y la interpretación litológica del subsuelo.

3.1.1. Registro Gamma Ray

El registro de rayos gamma se encarga de evaluar y detectar la presencia de depósitos de mineral radioactivo en la formación, y al momento de tratar con formaciones de sedimentos es un excelente indicador de contenido de lutita, esto debido a las propiedades que tienen las lutitas y arcillas de que en ellas se acumulen materiales radioactivos, a diferencia de las arenas, areniscas y calizas, en la Figura 7. se presenta un ejemplo de un registro gamma ray (Ricco Macedo, G. A. 2012).

Figura 7.

Ejemplo de registro gamma ray.



Nota: Ejemplo de un registro Gamma Ray en conjunto con un registro neutrón, en donde se observa el comportamiento dependiendo de la litología, tomado de Ricco Macedo, G. A. (2012). Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos

La radioactividad Gamma Natural total va a depender de la geología presente (Schlumberger, 1987), es común utilizar la curva GR para la identificación de minerales radioactivos, aunque siempre se debe combinar con otros registros. Uno de los usos más comunes de este registro es determinación litológica.

El registro GR permite diferenciar paquetes de arenas y arcillas ya que normalmente las lutitas muestran valores elevados de GR por su gran contenido en materia orgánica lo contrario a las areniscas, carbonatos, yesos o anhidritas que presentan valores muy bajos (Rider, 1996; Schlumberger, 1987), pero se pueden presentar excepciones por ejemplo si se encuentra una arenisca limpia con alto contenido en micas puede producir una respuesta alta en el perfil de GR.

3.1.2. Registro de espectroscopia de rayos gamma

Mientras que el registro de rayos gamma naturales muestra una medición de la radiación natural de la formación, el registro de espectrometría de rayos gamma además de medir la radioactividad de la formación, mide el número de rayos gamma y el nivel de energía de cada radiación que se produce, gracias a esto se logra determinar las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio radioactivos presentes en las formaciones, ya que estos 3 elementos son los responsables de la radiación por rayos gamma en la tierra (Ricco Macedo, G. A. 2012).

En carbonatos puros comúnmente el Torio y el Potasio aparecen en cantidades insignificantes y cuando el registro espectral indica su presencia es porque suelen estar asociados con arcilla. La presencia de isotopos de las series del U-Ra indica una fuente de material de origen orgánico, presencia de fosfatos o de estilolitos, dando como resultado lecturas elevadas de GR; de lo contrario la respuesta en carbonatos es baja en el perfil de GR. Por otra parte, valores elevados

de Potasio sin Torio y con o sin Uranio indican remanentes de material algal en carbonatos o presencia de micas.

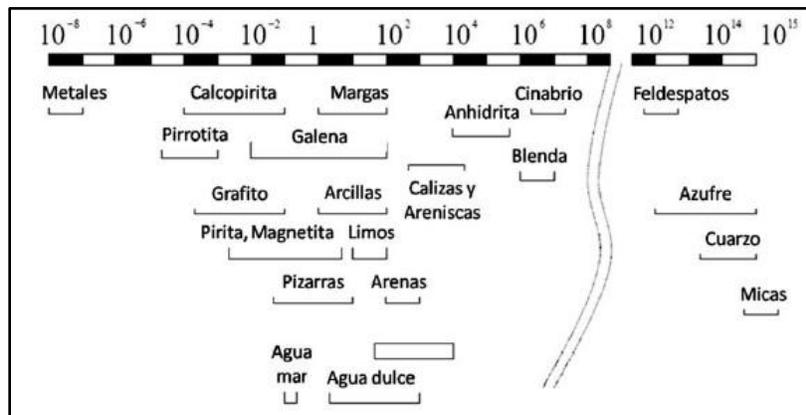
3.1.3. Registro de resistividad eléctrica

Este registro es comúnmente empleado en la industria petrolera, está representado por el uso de 2 curvas normales con distintos espaciamientos en los electrodos (normal y normal larga), lo que permite tener distintas profundidades de investigación en las formaciones, también permite el uso de una curva lateral (Ricco Macedo, G. A. 2012).

Este registro no se considera un parámetro litológico excluyente, esto quiere decir que diferentes factores pueden afectar su resultado (nivel de compactación, contenido y conductividad del fluido, etc.). Existen diferentes rangos de variación de resistividad para varios tipos de rocas y algunos minerales que se presentan en la Figura 8..

Figura 8.

Rangos de resistividades (ohm.m) de algunas rocas y minerales.



Nota: modificado de Kobr, 2005

Generalmente los materiales como anhidrita, yeso y sal, calizas, dolomías presentan valores muy elevados de resistividad (Kobr, 2005); las calizas presentan un rango de resistividad entre 10^3 y 10^4 (ohm.m).

3.1.4. Registro sónico.

En el registro sónico se utilizan varios transmisores y receptores, para medir el tiempo mínimo que tarda un pulso acústico en viajar a través de la formación en todas las direcciones alrededor del agujero a diferentes frecuencias e intervalos de tiempo.

La medición de las velocidades acústicas se utiliza para la evaluación de la porosidad de la formación, determinaciones de las litologías y compresibilidades en los poros de las rocas. La atenuación de las ondas acústicas se centra en la determinación de la calidad con la que fueron realizados los trabajos de cementación (Ricco Macedo, G. A. 2012).

La medición de las velocidades acústicas se utiliza para la evaluación de la porosidad de la formación, determinaciones de las litologías y compresibilidades en los poros de las rocas. La atenuación de las ondas acústicas se centra en la determinación de la calidad con la que fueron realizados los trabajos de cementación.

La respuesta del registro sónico depende de diferentes propiedades entre ellas la litología y la porosidad de la roca. Se pueden dar algunos valores orientativos como se muestra en la Figura 9. según la litología encontrada más sin embargo algunos factores como contenido de agua en la formación, porosidad, cambio de litología, fracturación, distancia entre la sonda y la pared del sondeo, presión por el cambio de profundidad entre otros influirán en los valores finales del registro (Ricco Macedo, G. A. 2012).

Figura 9.

Velocidades sónicas y tiempos de tránsito.

	V_{ma} (ft/sec)	Δt_{ma} (μ sec/ft)	Δt_{ma} (μ sec/ft) Usadas comunmente
Areniscas	18.000 a 19.500	55.5 a 51.0	55.5 a 51.0
Calizas	21.000 a 23.000	47.6 a 43.5	47.6
Dolomitas	23.000 a 26.000	43.5 a 38.5	43.5
Anhidrita	20.000	50.0	50.0
Sal	15.000	66.7	67.0
Tuberías (acero)	17.500	57.0	57.0

Nota: Velocidades sónicas y tiempo de transito del intervalo para matrices diferentes. (Según Schlumberger, 1972), tomado de Nociones básicas para la interpretación de perfiles de pozo. (n.d.). 1–100.

En rocas carbonatadas es común encontrar velocidades elevadas >21.000 ft/sec para las calizas y >23.000 ft/sec en dolomitas.

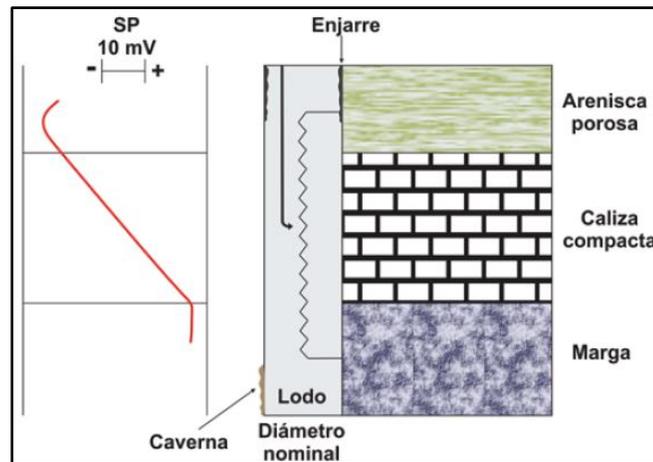
3.1.5. Registro de potencial natural o espontaneo (SP)

Este registro se define comúnmente como la diferencia de potencial que existe entre un electrodo colocado en la superficie del suelo, y otro puesto en el lodo dentro del pozo, en función de la profundidad (Ricco Macedo, G. A. 2012).

3.1.5.1. En formaciones duras o de alta resistividad (Calizas). Eléctricamente se le conocen como formaciones duras a aquellas que presentan una resistividad muy alta como es el caso de los carbonatos (calizas). Comúnmente las formaciones de caliza tienden a tener espesores considerablemente grandes por su naturaleza más sin embargo se pueden presentar intercalaciones de calizas masivas y calizas porosas de igual manera puede suceder con las lutitas. En la Figura 10. se muestra la respuesta típica que tendría el registro de potencial espontaneo en una formación dura como puede ser el caso de carbonatos (calizas) (Ricco Macedo, G. A. 2012).

Figura 10.

Esquema de respuesta del SP en formaciones duras.

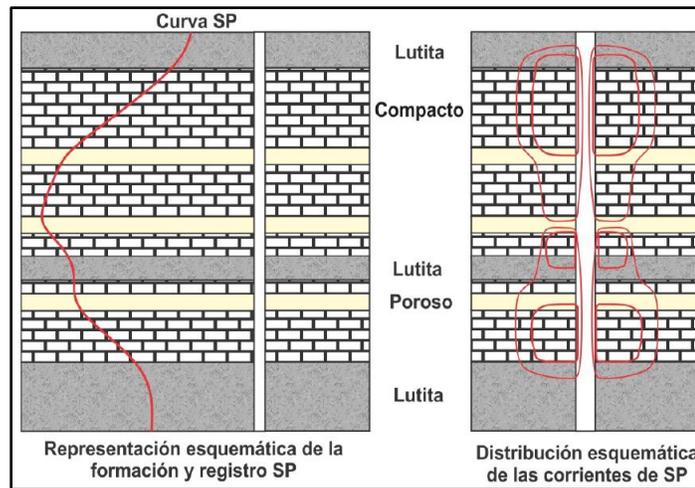


Nota: tomado de Ricco Macedo, G. A. (2012). Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos

3.1.5.2. Caliza porosa y caliza compacta entre dos lutitas. La respuesta del registro SP en una caliza porosa es similar a la que se obtiene en una formación de arena limpia y en ocasiones es posible confundirlas, contrario a las calizas compactas donde su contenido de fluidos es generalmente escaso la respuesta del SP es una línea o tramo recto con una pendiente determinada hacia la zona positiva como se muestra en la Figura 11. debido a que el potencial eléctrico aumenta en ese sentido semejando una resistencia variable lineal (Ricco Macedo, G. A. 2012).

Figura 11.

Esquema de respuesta de SP en calizas porosas y calizas compactas



Nota: tomado de Ricco Macedo, G. A. (2012). Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos

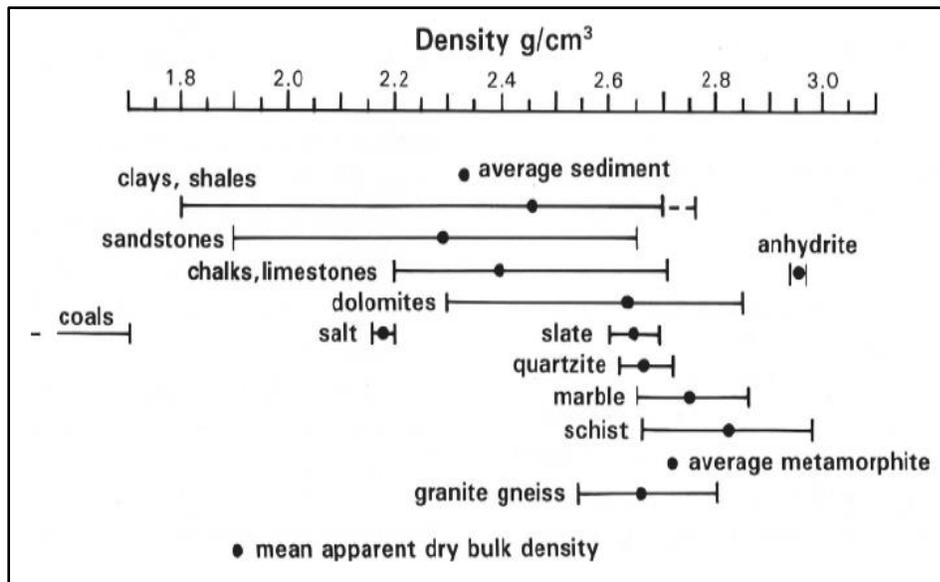
3.1.6. Registro de densidad

Mediante este registro se mide la densidad promedio de la formación, esto se utiliza principalmente para cálculos de porosidad, identificar zonas con evaporitas, detectar zonas con gas, determinar la densidad de hidrocarburos, calcular presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas.

El principal uso de este registro es para la estimación de la porosidad sin embargo también es un buen indicador a nivel cualitativo de la litología, en la Figura 12. se observan algunos valores promedio conocidos de densidad para diferentes litologías.

Figura 12.

Rangos teóricos de densidad según la litología.



Nota: tomado de (Jackson & Talbot, 1986).

Como referencia se conoce la densidad de algunas litologías comunes para areniscas 2.65 g/cm^3 , para las calizas 2.71 g/cm^3 , para las dolomías 2.85 g/cm^3 (Jackson & Talbot, 1986).

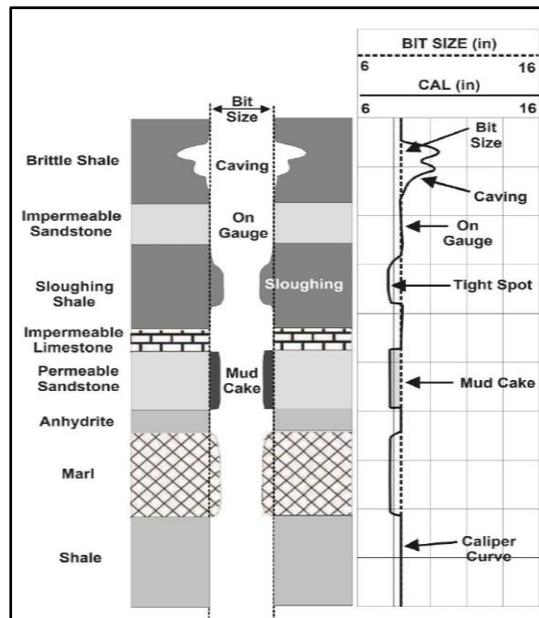
3.1.7. Registro caliper

El registro caliper es uno de los registros más importantes en la industria petrolera ya que su finalidad es medir con precisión las variaciones que se pudiesen presentar en la forma y tamaño del agujero a medida que se va realizando la perforación; esto con el fin de identificar posibles derrumbes, acortamientos, cavernas y zonas permeables en las formaciones.

Normalmente el perfil del registro muestra una serie continua de picos y valles que representan las diferentes formaciones; el tamaño de la broca puede ser constante pero el diámetro del orificio no lo es. De manera cualitativa se puede tener una idea de la formación por el comportamiento del registro caliper (Ricco Macedo, G. A. 2012).

Figura 13.

Respuesta típica del registro caliper en diferentes litologías.



Nota: tomado de *Glover, P., Petrophysics MSc Course Notes*

En las formaciones de calizas impermeables el registro se comporta “On Gauge” como lo muestra la Figura 13., esto quiere decir que mantiene el diámetro de la barrena y no muestra ni disminución ni aumento en el diámetro; esto se debe a que son formaciones compactas.

3.2. Crossplots

Algunos registros como el neutrónico, densidad y sónico no dependen únicamente de la porosidad, sino que también se ven afectados por la litología de la formación, el fluido que se encuentra en los poros y en algunos casos por la geometría de la estructura porosa; es por esto que al interrelacionar estos registros se puede obtener una manera conveniente de determinar la litología de la formación, estas combinaciones se conocen como crossplots.

Los crossplots son una forma gráfica de estimación donde se utilizan dos o tres registros de porosidad para la determinación de la litología y la porosidad de la formación. Todos estos

crossplots tienen el mismo formato en general: una de las medidas se muestra a lo largo del eje x y la otra a lo largo del eje y. Estas medidas están en unidades de porosidad referidas a la piedra caliza o, en el caso de registros sínicos y de densidad, pueden estar en la unidad de medida original de estos. Superpuestas en la gráfica hay líneas de litología pura, generalmente son areniscas, caliza y dolomita. La porosidad se encuentra a lo largo de cada una de estas líneas. (Asquith & Krygowski, 2004).

Para la interpretación, los valores de las dos medidas de los registros se trazan en la gráfica. La intersección de esos valores en el gráfico determinara la porosidad y la litología del punto. Si la intersección se encuentra entre dos líneas de litologías, la litología se toma como una mezcla entre las dos litologías, donde predomina la de la línea más cercana al punto. (Asquith & Krygowski, 2004)

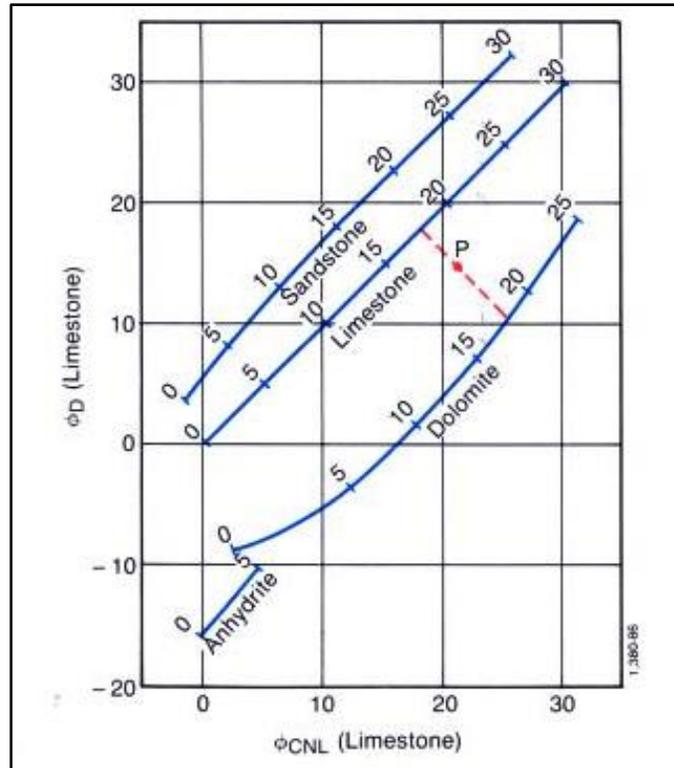
3.2.1. Gráfica de registro neutrónico-densidad

Las cartas utilizadas para la combinación del registro densidad y neutrón son las cartas CP-1ª y 1b, estas se prepararon para el caso de formaciones limpias saturadas de líquidos y agujeros llenos de lodo base agua o agua. Las separaciones entre las líneas de cuarzo, caliza y dolomita indican una buena resolución en estas litologías, además también se pueden identificar con facilidad evaporitas como sal o anhidrita.

En la Figura 14. se muestra un ejemplo de crossplot densidad-neutrón donde el punto P que se encuentra ubicado entre las curvas de caliza y dolomita conecta con un aproximado de 18% de porosidad.

Figura 14.

Ejemplo crossplots neutrón-densidad.

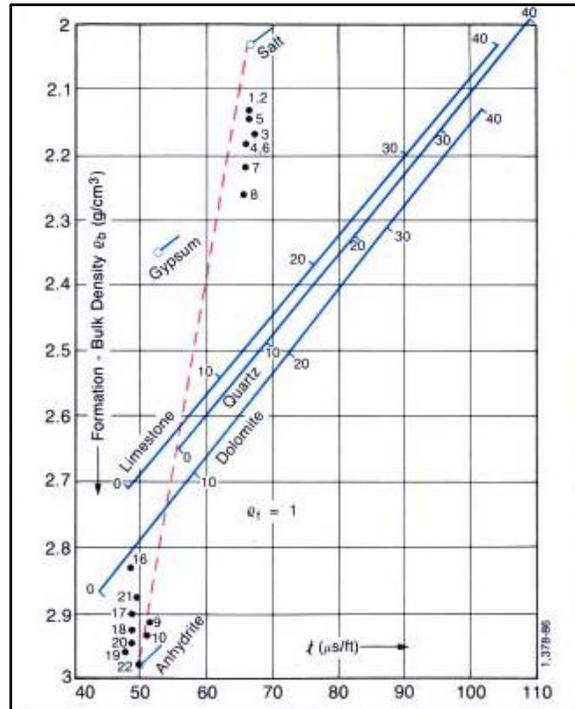


Nota: tomado de Cartas Schlumberger

Si se considera una matriz de caliza y dolomita por medio de la distancia entre las dos curvas y la ubicación del punto P se podría decir que más o menos corresponde a 40% dolomita y 60% de caliza (Schlumberger).

3.2.2. *Gráfica de registro densidad-sónico*

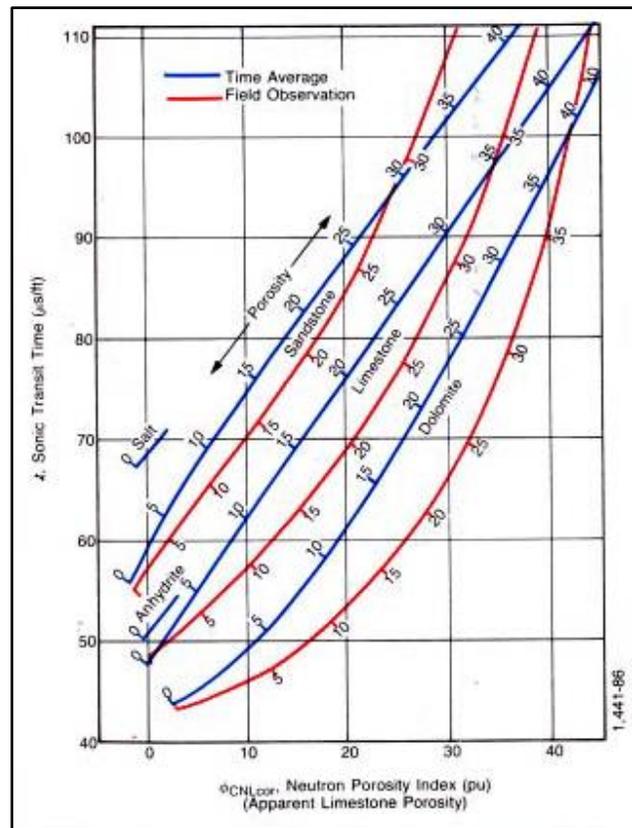
El grafico de interrelación sónico-densidad es útil para una estimación de la litología sin embargo tienen una baja resolución con respecto a la porosidad; La carta utilizada es la CP-7 Figura 28., un error en la selección del par de litologías del grupo arenisca-caliza-dolomita puede provocar un error considerable en la estimación de la porosidad. Los puntos ilustrados en la Figura 15. corresponden a una mezcla de anhidrita y sal y quizá algo de dolomita (Schlumberger).

Figura 15.*Ejemplo crossplot densidad-sónico.*

Nota: tomado de Cartas Schlumberger

3.2.3. Gráfica de registro sónico-neutrón

Las cartas utilizadas para este crossplot son las CP-2^a y CP-2b presentadas en la Figura 16., igual que en las gráficas sónico-densidad la resolución entre las litologías es buena más sin embargo los errores en la selección del par de litologías podrían presentar un rango de error en la porosidad encontrada (Schlumberger).

Figura 16.*Ejemplo crossplot sónico-neutrón.*

Nota: tomado de Cartas Schlumberger

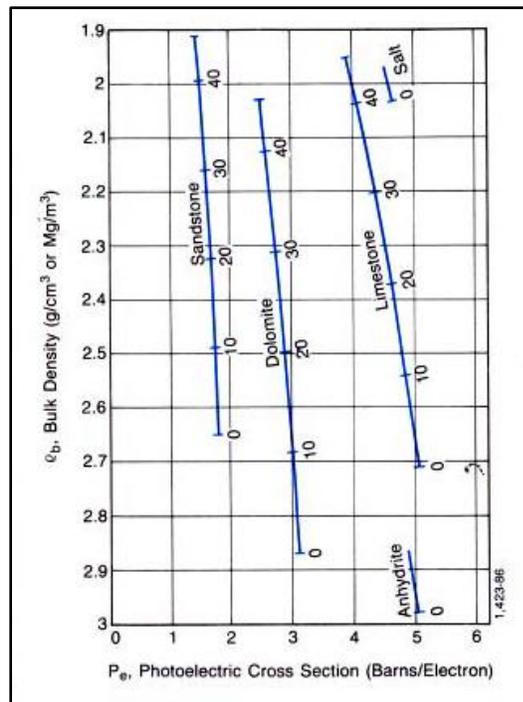
3.2.4. Gráficas de densidad-sección transversal foto-eléctrica

El registro de absorción fotoeléctrica (PEF) por sí mismo es un buen indicador de la matriz de la formación, la porosidad lo modifica ligeramente, pero eso no impide una correcta identificación de la matriz. El fluido contenido en los poros afecta muy poco al registro PEF.

Las cartas utilizadas son CP-16 y CP-17 para determinar la porosidad e identificar el mineral en una matriz de un solo mineral como se muestra en la Figura 17., también pueden usarse para determinar la porosidad y las fracciones de cada mineral en una matriz de dos minerales donde estos últimos sean conocidos (Schlumberger).

Figura 17.

Ejemplo crossplot densidad-PEF.



Nota: tomado de Cartas Schlumberger

3.2.5. Efecto de la arcillosidad en las gráficas

La arcillosidad en las formaciones ocasiona un cambio de punto en las gráficas en dirección al punto en la carta conocido como punto lutita.

Al graficar los valores de cada registro se pueden observar que algunos valores no se encuentran sobre las líneas de caliza, dolomita o arena estas serían las capas de arcilla. Comúnmente la zona de lutita se ubica en el cuadrante sureste de las gráficas sónico-densidad y neutrón-densidad; en la gráfica neutrón-sónico se ubica en la zona noreste de la carta y en la gráfica densidad-PEF en la parte inferior central (Schlumberger).

3.2.6. Efectos de los hidrocarburos en las gráficas

Los hidrocarburos ligeros y el gas provocan que la porosidad aparente del registro de densidad aumente y la porosidad del registro neutrón disminuya; esto ocasiona que en la gráfica neutrón-densidad un desplazamiento hacia arriba y a la izquierda.

En una gráfica sónico-neutrón el gas también desplazara los valores debido a la disminución en la porosidad neutrón e igualmente pasara en una gráfica sónico-densidad; en formaciones no compactadas, también puede aumentar la lectura de tiempo sónico por el efecto del gas. Los cambios en las gráficas en formaciones con presencia de petróleo no son muy relevantes (Schlumberger). En la Tabla 1 se detallan las ventajas y desventajas de cada uno de los crossplots.

Tabla 1.

Ventajas y desventajas de los tipos de crossplots.

Crossplots		
Crossplot	Ventajas	Desventajas
Neutrón-Densidad	Al presentarse dos posibles soluciones de pares de lodos de litología, la porosidad permanece relativamente invariante entre soluciones.	En pozos irregulares o en perforación pesados, los datos de densidad pueden no ser válidos.
	La combinación de neutrones y densidad es la	

más común entre todas las
herramientas de porosidad

Sónico-Neutrón

Al presentarse dos posibles soluciones de pares de sónicos y neutrónicos (sin la litología, la porosidad densidad) no es común.

permanece relativamente invariante entre las soluciones.

El sónico es menos sensible en agujeros rugosos que el densidad.

Densidad-PEF

Ambas medidas se realizan con la misma herramienta de registro; ambos estarán disponibles en pozos nuevos.

La elección del par litológico tendrá un efecto significativo en la estimación de la porosidad. En pozos irregulares o en lodo de perforación pesado, los datos pueden no ser válidos.

Lo mejor para identificar reservorios radiactivos, en lugar de predecir la litología y la porosidad:

La elección del par de litología tiene un efecto significativo en la estimación de la porosidad.

Densidad-Sónico

Los reservorios potenciales se trazan a lo largo de las líneas de litología estrechamente espaciadas, mientras que las lutitas tienden a caer hacia la parte inferior derecha de la parcela. Esto puede indicar la presencia de reservorios radiactivos que se entremezclan con lutitas (que tienden a tener una radiactividad alta).

Las líneas de litología están poco espaciadas, por lo que cualquier incertidumbre en las mediciones produce grandes cambios en las estimaciones de litología y porosidad.

Nota: tomado de Asquith & Krygowski, 2004

4. Métodos de estimación de presión de poro en carbonatos

Como ya se ha mencionado anteriormente las rocas carbonatadas han exhibido otros tipos de evolución de la porosidad, como la 'compactación química', que también se denomina 'solución a presión', 'fracturamiento', 'dolomitización' y 'brecciación'. Esto hace que muchas rocas carbonatadas no sean sensibles a la tensión, lo que significa que la porosidad no es solo una función de la tensión de sobrecarga efectiva, sino también de los procesos diagenéticos durante el

sepultamiento de las formaciones. La falta de relación entre la tensión efectiva y la porosidad en los carbonatos hace que los métodos convencionales de predicción de la presión de poro sean inexactos e inaplicables, en estos depósitos.

En este capítulo se presenta una revisión de la literatura donde se reúne diferentes estudios que han realizado varios autores a través de los años y luego se profundizara en algunos métodos utilizados en campos a nivel mundial.

4.1. Antecedentes de métodos usados a nivel mundial para estimación de PP en carbonatos

Con la finalidad de analizar los estudios, avances y aportes que han realizado los diferentes autores se realizó una revisión de literatura referente a la predicción de presión de poro en carbonatos.

Weakley (1990) Desarrollo un enfoque basado en el método de Eaton para calcular la presión de poro en entornos carbonatados usando tendencias de velocidad sónica.

Weakley se basó en el concepto de Eaton, pero usando las tendencias de velocidad de la onda sónica con respecto a las respuestas de los rayos gamma en la dirección de los shale (los picos en el registro de rayo gamma como indicadores de cambio de litología) y así obtener una tendencia de compactación normal independiente para cada formación. La ecuación 7 de Eaton en la cual se baso es (Weakley, R., 1990):

$$G_p = G_o - (G_o - G_n) * \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^x \quad (7)$$

Donde:

G_p = Gradiente de presión de poro

G_o = Gradiente de presión de sobrecarga

G_n = Gradiente de presión hidrostática

Δt_n = Tiempo de transito sínico normal

Δt_o = Tiempo de transito sínico observado

X = Constante de la ecuación

Rajive Kumar, Mariam A. Al-Saeed (2010) Presentaron un estudio con el cual predijeron la presión de poro en carbonatos mediante la utilización de tres técnicas de estimación diferentes, el enfoque del modelo de Eaton, el enfoque del modelo petrofísico y el enfoque de Bowers. El objetivo de este estudio es utilizar la relación entre la velocidad y la presión de poro. Observaron que a alta presión había un impacto en la velocidad, que era detectable en sísmica. Ellos aplicaron este modelo en un campo de Kuwait el cual es complejo y diverso, utilizaron tres técnicas diferentes para estimar la velocidad, selección de alta densidad de velocidades NMO, inversión elástica previa al apilamiento e inversión tomográfica. Compararon los campos de velocidad derivados y eligieron el más óptimo. Utilizaron mediciones de física de rocas para proporcionar una cuantificación confiable de la sensibilidad de la velocidad con la presión de poro. Se compararon y analizaron los volúmenes de presión de poro resultantes, así como los atributos relacionados. Concluyeron que el enfoque de Bowers para la estimación de la presión de poro, basado en velocidades de inversión, arrojó los resultados más confiables para el área bajo estudio (Kumar, R., Al-Saeed, M. A., Al-Kandiri, J. M., Verma, N. K., & Al-Saqran, F., 2010).

Vahid Atashbari y Tingay (2012) Desarrollaron un método que hace uso de diferentes atributos petrofísicos de rocas sedimentarias para obtener una correlación entre la presión de poro y porosidad; se derivó de cuatro definiciones básicas de compresibilidad de Zimmerman (1986) y la ecuación 8 presenta el resultado final (Atashbari, V., 2016):

$$P_p = \left(\frac{(1 - \emptyset)c_b}{(1 - \emptyset)c_b - \emptyset c_p} \sigma_{effective} \right)^\gamma \quad (8)$$

Donde:

\emptyset = Porosidad

c_b = Compresibilidad bulk

c_p = Compresibilidad de poro

$\sigma_{effective}$ = Esfuerzo efectivo

γ = Factor de calibración

Marin-Moreno (2013) Presentaron una nueva técnica para derivar la presión de poro basada en un estudio de caso del este del Mar Negro, un área que es predominantemente clástica pero que incluye carbonatos superficiales y profundos dentro de la sección, y margas (lutitas calcáreas) también. Los autores demuestran un nuevo modelo para calcular la sobrepresión cuyos parámetros de entrada del modelo incluyen V_p , densidad aparente, compresibilidad aparente, permeabilidad y temperatura. Dado que el modelo utiliza compresibilidad, se puede considerar complementario al trabajo presentado por Atashbari y Tingay (2012). El resultado del modelo también proporciona estimaciones de: (1) la porosidad de la superficie, (2) el factor de compactación, (3) la permeabilidad intrínseca en las condiciones de la superficie, (4) un parámetro que controla la evolución de la permeabilidad intrínseca con la porosidad, (5) la relación entre permeabilidad horizontal y vertical y (6) espesor no compactado (es decir, tasa de sedimentación asumiendo intervalos de tiempo conocidos), para cada capa sedimentaria, lo que ayuda al modelado geológico / de cuenca (Marín-Moreno, H., Minshull, T. A., & Edwards, R. A., 2013).

Las principales limitaciones asociadas a este modelo son la determinación de los parámetros de entrada y la validación de los resultados. Se requieren valores correctos de estos parámetros para modelar la presión intersticial con precisión y, por lo general, se basan en los valores de la literatura utilizados en otras ubicaciones. Marin-Moreno et al. (2013) superan estas limitaciones mediante el uso de un modelo inverso que permite la introducción de atributos sísmicos observados, límites de capa y restricciones geológicas para una mejor predicción de la presión de poro y la inclusión de una función iterativa de minimización del desajuste que correlaciona el modelo y el valor observado de presión. Esta técnica no se ha aplicado directamente a los carbonatos, pero el trabajo hasta la fecha muestra que tal enfoque puede ser útil en los carbonatos, ya que se aleja del uso de una relación de porosidad-esfuerzo efectivo a escala regional / de cuenca (Marín-Moreno, H., Minshull, T. A., & Edwards, R. A., 2013).

Fu Yu; Yan Jin; Kang Ping Chen; Mian Chen. (2014) Evaluaron un nuevo método basado en la descomposición de la velocidad de la onda P y la transformación de ondículas para predecir la presión de poro en rocas carbonatadas. La velocidad de la onda P se descompuso en contribuciones del fluido de los poros y la estructura de la roca utilizando la teoría de Biot.

Mediante análisis teóricos y experimentales se estudió el efecto de la litología, porosidad, estructura de los poros y presión de poros sobre la onda P. Se llevaron a cabo pruebas rápidas de sistemas de rocas triaxiales para medir las velocidades de la onda S de P y cuando se modificaron la presión de poros, la estructura de los poros y la porosidad, y se utilizaron pruebas de difracción de rayos X para medir los componentes minerales (Fu Yu; Yan Jin; Kang Ping Chen; Mian Chen., 2014).

Las pequeñas fluctuaciones de la velocidad de la onda P se pueden extraer y amplificar mediante la transformación de ondículas. Descubrieron que las fluctuaciones a pequeña escala de la velocidad de la onda P fueron causadas por el cambio de presión de poro en las rocas carbonatadas y las fluctuaciones a gran escala de la velocidad de la onda P dependían de la matriz de la roca. Desarrollaron un modelo de predicción de la presión de poro (ecuación 9) que relaciona la contribución del fluido intersticial a la velocidad de la onda P (Fu Yu; Yan Jin; Kang Ping Chen; Mian Chen., 2014).

$$P_{p(i)} = P_{p(m+1)} + a(P_{p(m+1)} - P_{p(m)}) \left(\left| \frac{V_{f(i)} - V_{f(m+1)}}{V_{f(m+1)} - V_{f(m)}} \right| \right)^t \quad (9)$$

Donde:

a y t = Constantes, que se pueden identificar mediante análisis de regresión. En este estudio los valores fueron $a = -0.0041$ y $t = 2.0665$

$m = 1,2,3,\dots,n$; m es el punto más cercano al punto de predicción en el que el valor de contribución del fluido poroso a la velocidad de la onda P pasa de positivo a negativo o de negativo a positivo;

$V_{f(m)}$ y $V_{f(m+1)}$ = son dos medidas reales del valor de contribución del fluido de poro a la velocidad de la onda P.

$P_{p(m)}$ y $P_{p(m+1)}$ = Medidas de presión de poro.

$V_{f(i)}$ = es el punto de predicción de la contribución del fluido poroso a la velocidad de la onda P.

$P_{p(i)}$ = es el punto de predicción de la presión de poro.

Este método se aplicó con éxito a rocas carbonatadas en el bloque Tazhong, campo petrolífero de Tarim, demostrando la viabilidad del método.

Azadpour y Col (2015) Realizo una modificación a la ecuación propuesta por Atashbari y Tingay (2012) usando las ecuaciones de compresibilidad de Zimmerman que no utilizaron Atashbari y Tingay. Esta nueva relación reduce el número de variables y como resultado se presenta la ecuación 10 (Azadpour, M. 2015):

$$P_p = \left(\frac{(1 - \phi)\sigma_{eff}}{1 - 2\phi} \right)^{\gamma'} \quad (10)$$

Donde:

ϕ = Porosidad.

$\sigma_{effective}$ = Esfuerzo efectivo.

γ = Factor de calibración.

Velázquez, D.; Espinoza, G.; Díaz, M. Leyte, F. (2017) describieron una nueva teoría para analizar la presión de poro basada en la compactación normal de los sedimentos y la manera en que estos divergen cuando la compactación normal se interrumpe. El proceso se basa en generar tendencias de compactación paralelas a la tendencia de compactación normal e interpretar estas tendencias paralelas y transicionales observadas en los registros de pozo o sísmica, para generar un área divergente, y una vez esta área se encuentre definida se utiliza cualquier método convencional para determinar la presión de poro que se base en la teoría de la compactación normal y en registros de pozo. 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 (Velázquez, D.; Espinoza, G.; Díaz, M. Leyte, F., 2017).

Hamid, O.; Al-Qahtani A.; Albahrani H.; Pamukcu Y. (2017) desarrollaron un nuevo modelo para predecir la presión de poro en las formaciones de carbonato sobrepresionado. Por medio de datos del registro acústico, se desarrolló una correlación entre la tensión vertical efectiva y la relación de Poisson para ser usada en combinación con las mediciones de densidad aparente de la formación con la finalidad de predecir la presión de poro en el espacio 3D basándose en la teoría de la elasticidad de poro. Al comparar los resultados obtenidos en el estudio con los del proceso de predicción con el probador de dinámica de formación modular (MDT) se obtuvo un ajuste significativo. A través de esta correlación, las variaciones anormales en el carbonato de alta presión se detectan con un nivel significativo de precisión (Hamid, O.; Al-Qahtani A.; Albahrani H.; Pamukcu Y., 2017).

Lu Baoping; Yu Fu; Bao Hongzhi; Jin Yan; Hou Xutian; Yang Shunhui (2019) Desarrollaron un método basado en el teorema de la tensión efectiva, estableciendo una velocidad de onda longitudinal de la matriz de la roca y una presión de poro. La ecuación de la velocidad de la onda longitudinal del fluido se utiliza para establecer la ecuación de presión de poro de formación de carbonato, a fin de detectar la presión de poro de formación de carbonato en función de los datos de registro medidos. La ecuación 11 es la desarrollada por los autores (Lu Baoping; Yu Fu; Bao Hongzhi; Jin Yan; Hou Xutian; Yang Shunhui., 2019):

$$P_p = \frac{2}{3} P_o \frac{\frac{K_f}{\phi} \left(1 - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)}{\frac{K_f}{\phi} \left(1 - \frac{K_{fr}}{K_s}\right) + K_{fr} \left(1 - \frac{K_f}{K_s}\right)} \quad (11)$$

Donde:

P_o = Presión de sobrecarga.

K_f = Modulo elastic del fluido de poro.

K_{fr} = Modulo elastico de la matriz de la roca.

K_s = Modulo elastico bulk

\emptyset = Porosidad.

Hadi, F.; Eckert, A.; Almahdawi, F. (2019) Teniendo en cuenta algunas limitaciones de los métodos tradicionales los autores presentaron un análisis de regresión (RA) y redes neuronales artificiales (ANN) capaces de predecir la presión de poro utilizando registros de pozos medibles.

Investigaron un caso de campo, ubicado en el sureste de Irak para determinar la presión de poro a partir de datos de registros de pozos; También se llevaron a cabo dos métodos convencionales, los métodos de Eaton y Ratio, para comparar su resultado con los datos de presión de poros in situ en yacimientos de carbonato.

Como resultado identificaron que la profundidad vertical real, la densidad aparente, la porosidad de los neutrones, los rayos gamma, el tiempo de viaje de compresión y la resistencia a la compresión no confinada son los parámetros clave para la predicción de la presión de poro. Desarrollaron un modelo empírico que evidencio buenos resultados utilizando ANN para estimar presión de poro utilizando registros petrofísicos de pozo; además demostraron que por medio de ANN se puede predecir las presiones de poro subnormales en los depósitos de carbonato. La validez de los modelos propuestos se comprobó con éxito con los datos de otro estudio de campo en el sureste de Irak. Este estudio presento modelos eficientes y rentables para estimar la presión

de poro de la formación en ambientes de carbonato empobrecido utilizando registros de pozos petrofísicos (Hadi, F.; Eckert, A.; Almah, dawi, F.2019).

Morales J.; Samaniego F.; García, M. (2020) desarrollaron una ecuación y en las consideraciones que tomaron en cuenta para desarrollarla también introdujeron la teoría de Zimmerman, 1991 que fue desarrollada para representar el comportamiento de compresibilidad en las areniscas, pero, la forma en que describió la roca y las definiciones generales también son aptas para carbonatos.

Como resultado de su estudio se obtuvo la ecuación 12 que es función del esfuerzo diferencial y una constante relativa de porosidad que depende implícitamente de la compresión de la roca carbonatada (Morales J.; Samaniego F.; García, M., 2020).

$$P_p = \left[\left(\frac{2 - \emptyset}{1 - \emptyset} \right) \sigma_d \right]^\beta \quad (12)$$

Donde:

σ_d = Esfuerzo diferencial.

β = Exponente de correlación.

\emptyset = Porosidad.

4.2. Método de Weakley

Mediante este método se desarrolló un enfoque para calcular la presión de poro de la formación en entornos carbonatados usando tendencias de velocidad sónica. Esta metodología se implementó en un pozo perforado en el área de Dentin Dome del Golfo de México y también en un yacimiento de carbonato de Irán en estos dos se obtuvieron resultados favorables. A

continuación, se presentará en detalle y se explicara la forma de como los registros de densidad, gamma ray y sónico pueden dar una aproximación al valor de la presión de poro en formaciones carbonatadas.

1. El primer paso es la obtención de la información a utilizar para la predicción de la presión de poro en carbonatos los cuales son:

- Registros sínicos, densidad y rayos gamma
- Resúmenes de perforación y registros de lodo de los pozos de compensación
- Información de presión de fondo de pozo virgen (DST, RFT, datos de control de pozo, etc.)
- Descripciones geológicas que incluyen tipos de litología y profundidades aproximadas, tipos de fallas y edad geológica.

2. El segundo paso es determinar las cimas litológicas:

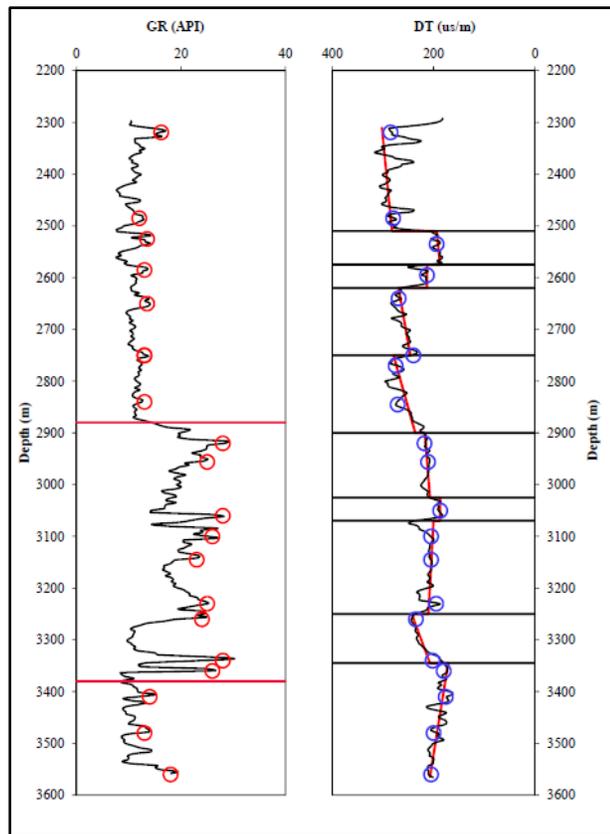
Esto se lleva acabo con ayuda de los registros de rayos gamma y sínicos en una escala de una pulgada igual a mil pies. Al comprimir estos datos es necesarios aplicar una técnica de suavizado para evitar que los datos se vean borrosos. Se determinan los topes de litología ubicando puntos en los registros de rayos gamma y sónico donde muestren un cambio en la tendencia general.

3. El tercer paso es la ubicación de picos en el registro de rayos gamma que tienden a la derecha en dirección de las lutitas:

Al determinar los picos en el registro rayos gamma se procede a detectar las velocidades sínicas, que corresponden a los picos de los rayos gamma. Este proceso se observa en la Figura 18..

Figura 18.

Registros de rayos gamma y sónico.



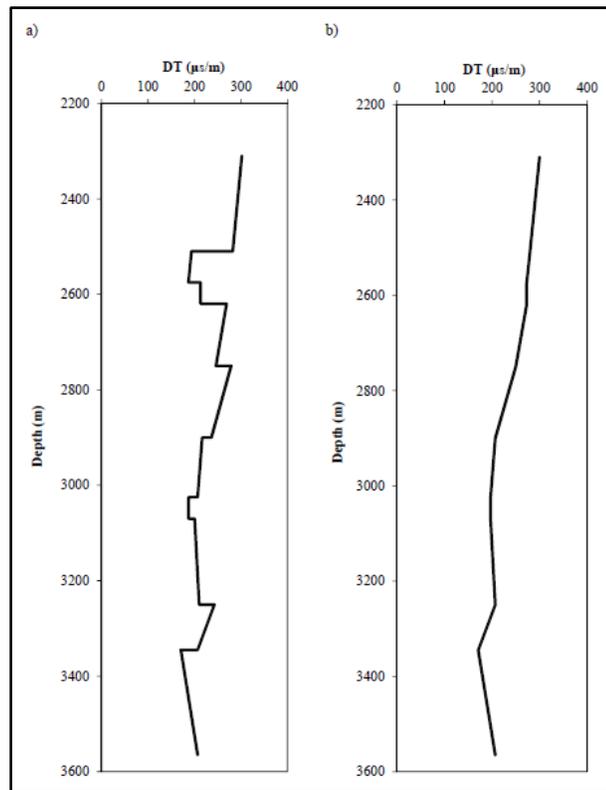
Nota: ejemplo de registros de rayos gamma y sónico, con la ubicación de cimas y picos litológicos, tomado de Azadpour, M., & Manaman, N. S. (2015). Determination of Pore Pressure from Sonic Log : a Case Study on One of Iran Carbonate Reservoir Rocks. Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology.

4. El cuarto paso es la elaboración de la línea de tendencia:

Como se muestra en la Figura 19. se traza la línea de tendencia de la velocidad sónica, esta se hace respecto a los picos ubicados en el registro sónico del paso 3 y las cimas litológicas del paso 2, esta línea de tendencia sónica se recalibra desplazándola con los cambios de litología, uniendo el ultimo valor de la velocidad de intervalo en la última sección litológica con el primer valor en la siguiente.

Figura 19.

Ejemplo de líneas de tendencia de la velocidad sónica.



Nota: ejemplo de líneas de tendencia de la velocidad sónica; a) línea de tendencia de la velocidad sónica en relación a las cimas de litología b) línea de tendencia de velocidad sónica recalibrada, tomado de Azadpour, M., & Manaman, N. S. (2015). Determination of Pore Pressure from Sonic Log : a Case Study on One of Iran Carbonate Reservoir Rocks. Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology.

5. El quinto paso es la ubicación de la zona de presión normal:

La zona de presión normal es ubicada en la línea de tendencia de velocidad sónica recalibrada, y se traza una línea de tendencia de compactación normal (NTC).

6. Ecuación de Eaton:

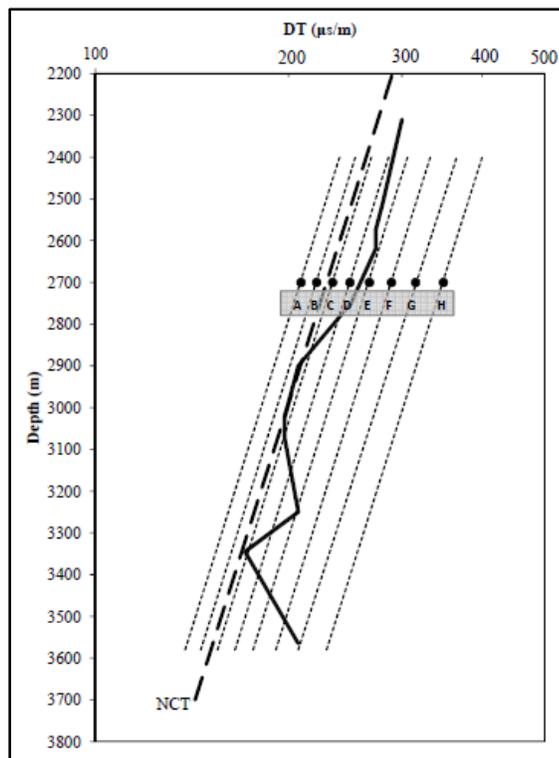
Utilizando la ecuación de Eaton se determinará una zona donde se ubicarán los valores de la presión de poro en carbonatos en la línea de tendencia sónica recalibrada.

7. El séptimo paso es la elaboración de la zona donde se ubicará la presión de poro:

Ya teniendo el valor de la cte X se determina el valor del tiempo de transito sónico observado a diferentes valores de gradiente de presión de poro como se observa en la Figura 20., estos valores se ubican por encima y por debajo del valor de presión anormal y a la misma profundidad que se ha observado en el pozo de compensación. Teniendo estos valores de tiempo de transito observado se ubican en el registro sónico junto con la línea de compactación normal y la línea de tendencia sónica recalibrada, se trazan líneas paralelas a la (NTC) que pasen por estos valores y se obtendría la zona donde se ubicaría la presión de poro.

Figura 20.

Ejemplo de línea de compactación.



Nota: ejemplo de línea de compactación normal y zona para la determinación de la presión de poro, tomado de Azadpour, M., & Manaman, N. S. (2015). Determination of Pore Pressure from

Sonic Log: A Case Study on One of Iran Carbonate Reservoir Rocks. Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology.

8. El octavo paso es la ubicación de la presión de poro de la zona carbonatada:

Teniendo ya la zona donde se determina la presión de poro se procede a utilizar la línea de tendencia sónica recalibrada, utilizando los valores de profundidad donde se encuentra la zona carbonatada se corta con la línea de tendencia y se observa que valor de tiempo de tránsito sónico observado se ubica en esa posición, con este valor se identificaría el valor de la presión de poro en esa zona.

4.3. Método de Vahid Atashbari y Tingay

Este método hace uso de diferentes atributos petrofísicos de rocas sedimentarias para obtener una correlación entre la presión de poro y porosidad.

La ecuación que se obtiene al final no contiene la mayoría de los parámetros que se utilizaron para su derivación y esto sucede porque algunas de las propiedades mecánicas de la roca utilizada se pueden determinar en términos de correlaciones con la porosidad.

Este método se deriva de cuatro definiciones básicas de compresibilidad de Zimmerman (1986) presentadas en las ecuaciones 13, 14, 15 y 16.

$$c_{bc} = -\frac{1}{V_b^i} \left[\frac{\partial V_b}{\partial P_c} \right]_{P_p} \quad (13)$$

$$c_{bc} = -\frac{1}{V_b^i} \left[\frac{\partial V_b}{\partial P_c} \right]_{P_p} \quad (14)$$

$$c_{pc} = -\frac{1}{V_p^i} \left[\frac{\partial V_p}{\partial P_c} \right]_{P_p} \quad (15)$$

$$c_{pp} = -\frac{1}{V_p^i} \left[\frac{\partial V_p}{\partial P_p} \right]_{P_c} \quad (16)$$

Donde P_c es la presión de confinamiento, P_p es la presión de poro, V_b es el volumen total de la roca, V_p es el volumen de poro y la notación i en superíndice se refiere al estado inicial del medio (antes de la compresión). Para la compresibilidad (C_{bc} , C_{bp} , C_{pc} , C_{pp}), la primera notación de subíndice indica el cambio de volumen relevante y la segunda notación de subíndice indica la presión que se varía. El término a la derecha del corchete indica la presión, que se mantiene constante.

Se toma la ecuación 13 y 14 y se despeja ∂V_b , se combinan y se obtiene la ecuación 17:

$$\partial P_p = \frac{c_{bc}}{c_{bp}} \partial P_c \quad (17)$$

Según la teoría de Zimmerman (1991), se pueden suponer incrementos infinitesimalmente pequeños e iguales en las variables independientes que en este caso son presión de confinamiento y presión de poro; por lo tanto, daría paso a la ecuación 18:

$$dP_p = \frac{c_{bc}}{c_{bp}} dP_c \quad (18)$$

Donde dpp es el cambio en la presión de poro y dP_c es la presión de confinamiento variable. Los valores de C_{bc} provienen de análisis especiales de núcleos (SCAL), donde la muestra del núcleo se coloca en un soporte del núcleo bajo una presión de confinamiento incremental mientras que el fluido de poros puede fluir libremente fuera del sistema. La cuarta variable, C_{bp} , sigue siendo desconocida, pero puede determinarse indirectamente a partir de los parámetros disponibles. Zimmerman y col. (1986) introdujeron una relación entre la compresibilidad masiva de la roca contra los poros y las presiones de confinamiento de la siguiente manera (Atashbari, V. (2016):

$$c_{bp} = c_{bc} - c_r \quad (19)$$

Donde C_{bp} y C_{bc} son la compresibilidad global de la roca contra la presión de poro y la presión de confinamiento, respectivamente, y C_r es la compresibilidad de la matriz de la roca. Teniendo en cuenta la definición de compresibilidad matricial demostrada por Van Golf-Racht presentada en la ecuación 20:

$$c_r = \frac{\emptyset}{1 - \emptyset} c_{pc} \quad (20)$$

Donde \emptyset es porosidad. Al sustituir la ecuación 19 en 20 da como resultado la siguiente relación:

$$c_{bp} = c_{bc} - \frac{\emptyset}{1 - \emptyset} c_{pc} \quad (21)$$

Se sustituye la ecuacion 21 en la 18 y se obtiene la ecuación 22:

$$dP_p = \frac{(1-\emptyset)c_{bc}}{(1-\emptyset)c_{bc} - \emptyset c_{pc}} dP_c \quad (22)$$

La ecuación 23 necesita un factor de calibración (γ) para cada entorno geológico, que se logra mediante la introducción de un exponente empírico γ . dP_c se interpreta como σ_{eff} , que es la diferencia entre el esfuerzo de compactación y la presión de poro:

$$P_p = \left(\frac{(1 - \phi)c_b}{(1 - \phi)c_b - \phi c_p} \sigma_{effective} \right)^\gamma \quad (23)$$

Este método fue usado por primera vez en la predicción de la presión de poro en unos de los campos de la cuenca de la llanura de Abadan (ATASHBARI & Tingay, 2012) y luego también se probó con éxito en el Golfo de México en formaciones normalmente presionadas con un exponente e 0.845 (en secuencias en las que se subestimaron las presiones utilizando los métodos de Bowers y Eaton) (Morales Salazar, 2014)

La mayoría de las variables de la Ecuación 23 son valores de compresibilidad de poros y rocas que se obtienen de pruebas de laboratorio. Cualquier técnica para estimar esos valores a partir de registros de pozos o datos sísmicos hará que el método sea muy útil y aplicable en una gama más amplia de pozos.

A pesar de que los sistemas de poros de carbonatos son complejos, la compresibilidad de los poros como comportamiento mecánico en un cuerpo rocoso podría estar correlacionado con la porosidad. Jalalh (2006) proporciono correlaciones adaptadas para piedra caliza y arenisca por separado como se muestra en la ecuación 24:

$$C_{p\text{limestone}} = \left(\frac{1}{1.022^{-2} + 1.681^{-2} \phi^{1.05}} \right) \times 10^{-6} \text{ ,1/psi} \quad (24)$$

4.4. Modificación de Azadpour

En un estudio realizado por Azadpour y col (2015) modificaron la ecuación propuesta por Vahid Atashbari y Tingay usando las ecuaciones (15) y (16) de Zimmerman. Esta nueva relación reduce el número de variables y queda de la siguiente manera:

$$P_p = \left(\frac{(1 - \phi)C_p\sigma_{eff}}{(1 - \phi)C_p - \phi C_p} \right)^{\gamma'} \quad (25)$$

Azadpour y col. (2015) probaron con éxito este método en un yacimiento de gas carbonato en alta mar en el Golfo Pérsico. C_p se repite tanto en el numerador como en el denominador y, por lo tanto, se puede cancelar. En consecuencia, la ecuación 25 se simplifica a la ecuación 26 con solo tres variables (Azadpour, M. (2015):

$$P_p = \left(\frac{(1 - \phi)\sigma_{eff}}{1 - 2\phi} \right)^{\gamma'} \quad (26)$$

Se observa una correlación exclusiva con la porosidad y parece ser una aproximación simplificada de la ecuación propuesta por Atashbari y Tingay. En este enfoque la porosidad se obtiene de registros de pozos, utilizando un exponente empírico γ' . Este método de predicción de la presión de poro es un método nuevo que utiliza datos de registros de pozos para proporcionar una aproximación confiable de la presión de poro en una roca porosa compactada bajo una carga.

4.5. Método de J.P. Morales, F. Samaniego y M.G. García

Desarrollaron una ecuación para la predicción de la presión de poro en formaciones de carbonato siguiendo el método de compresibilidad anteriormente conocido. Dentro de las consideraciones que se tuvieron en cuenta para desarrollar este modelo incorporaron las ecuaciones de compresibilidad de Zimmerman (ecuaciones 13, 14, 15 y 16).

Según Geertsma (1957), cualquier cambio arbitrario en el volumen total (V_b) viene dado por:

$$dV_b = -\left(\frac{\partial V_b}{\partial P_c}\right)_{P_p} dP_c + \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_p}\right)_{P_c} dP_p \quad (27)$$

Sustituyendo la ecuación (13) y (14) en la ecuación (27) y dividiendo por V_b^i , el incremento en la deformación total se expresa como:

$$\varepsilon_b = \frac{dV_b}{V_b^i} = -\frac{1}{V_b^i} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_c}\right)_{P_p} dP_c + \frac{1}{V_b^i} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_p}\right)_{P_c} dP_p \quad (28)$$

Según Brown y Korringa (1975), Berryman (1992) y Chen y Teufel (1997), la compresibilidad mostrada en la ecuación 13 se puede escribir de la siguiente manera:

$$c_{bc} = -\frac{1}{V_b^i} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -\frac{1}{V_b^i} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_d}\right)_{P_p} \quad (29)$$

Y se definió la presión diferencial como:

$$P_d = P_c - P_p \quad (30)$$

El diferencial de la ecuación 30 fijando la presión de poro a una presión de poro de referencia la presión de poro permanece constante como lo indica la ecuación 29 es:

$$dP_d = dP_c \quad (31)$$

Sustituyendo las ecuaciones 29 y 31 en la ecuación 28 da paso a la ecuación 32:

$$\varepsilon_b = -\frac{1}{V_b^i} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_d} \right)_{P_p} dP_d + \frac{1}{V_b^i} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_p} \right)_{P_c} dP_p \quad (32)$$

Los autores consideraron que antes y durante la perforación la deformación total de una roca carbonatada es tan pequeña que se puede despreciar ($\varepsilon_b \approx 0$) y que no se produce presión de poro inducida (la presión del lodo y la presión del fluido del yacimiento se encuentran en equilibrio); de esta manera expresaron los cambios de la presión de poro en términos de compresibilidades y cambios de presión diferencial:

$$dP_p = \left(\frac{c_{bc}}{c_{bc}} \right) dP_d \quad (33)$$

Zimmerman (1991), definió las siguientes relaciones:

$$c_{bc} = c_{bp} + c_r \quad (34)$$

$$c_{bp} = \phi c_{pc} \quad (35)$$

Se sustituye la ecuación (34) en la ecuación (33):

$$dP_p = \left(\frac{c_{bp} + c_r}{c_{bp}} \right) dP_d \quad (36)$$

Usando la definición de compresibilidad de la roca dada por Van Golf-Racht (1982) presentada en la ecuación 37:

$$c_r = \left(\frac{\emptyset}{1 - \emptyset} \right) c_{pc} \quad (37)$$

Y sustituyendo las ecuaciones 35 y 37 en la ecuación 36 obtuvo la siguiente expresión:

$$dP_p = \left(\frac{\emptyset c_{pc} + \frac{\emptyset}{1 - \emptyset} c_{pc}}{\emptyset c_{pc}} \right) dP_d \quad (38)$$

Simplificando la ecuación anterior se obtiene:

$$dP_p = \left(1 + \frac{1}{1 - \emptyset} \right) dP_d \quad (39)$$

Luego cambiando la variable dP_p por dP_f para mantener el rigor matemático y realizar algo de álgebra adicional e integrar:

$$\int_0^{P_p(z)} dP_f = \int_0^{\sigma_d(z)} \left(\frac{2 - \emptyset}{1 - \emptyset} \right) dP_d \quad (40)$$

Produce

$$P_p = \left(\frac{2 - \emptyset}{1 - \emptyset} \right) \sigma_d \quad (41)$$

Introdujeron un exponente β para su aplicación en diferentes campos geológicos, lo que presenta como resultado final una ecuación para la predicción de la presión de poro en carbonatos:

$$P_p = \left[\left(\frac{2 - \phi}{1 - \phi} \right) \sigma_d \right]^\beta \quad (42)$$

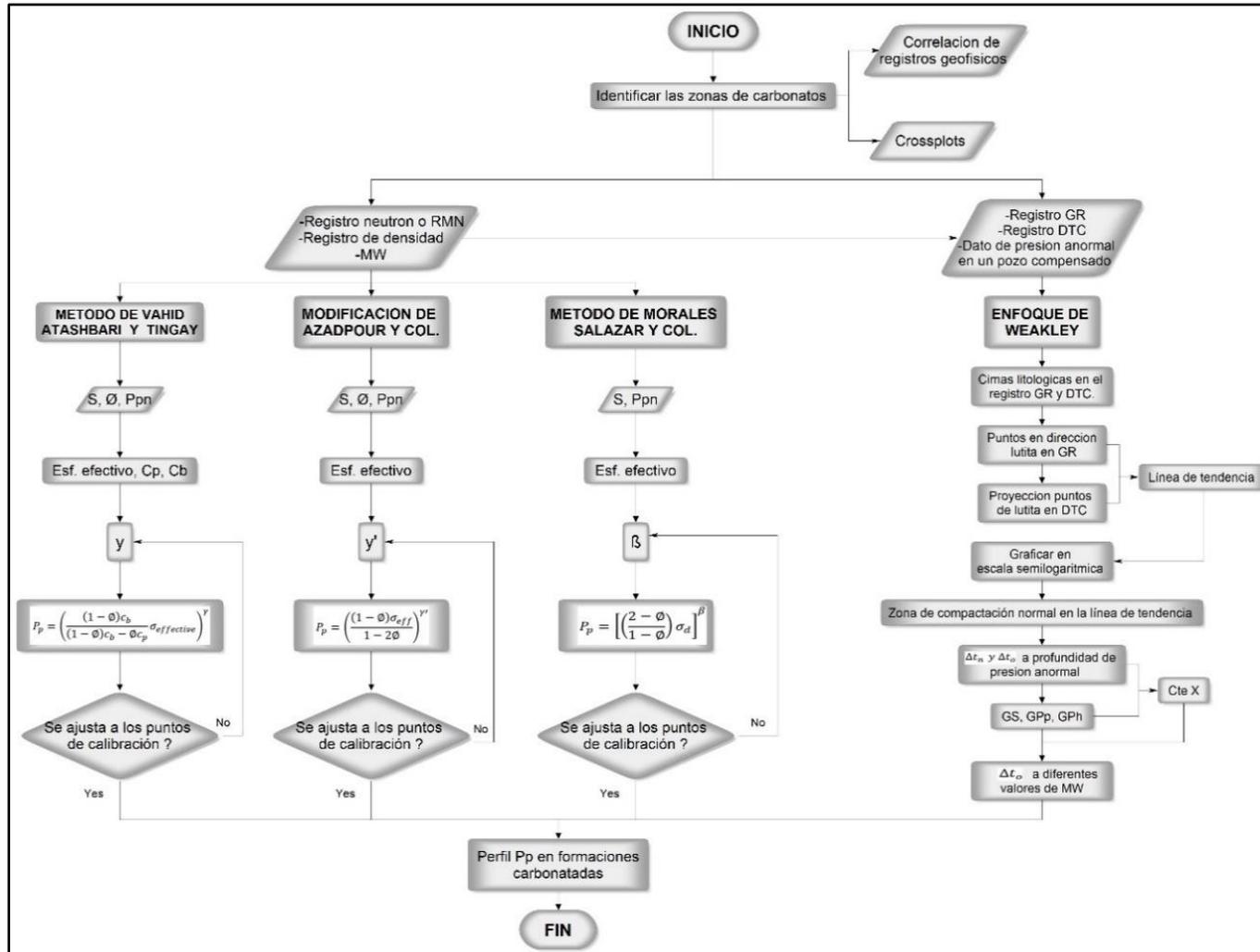
Esta ecuación fue aplicada con resultados favorables en dos pozos de México, uno on shore ubicado noroeste de Villahermosa, Estado de Tabasco; el valor de β utilizado fue de 0.953 y 0.933 para dos bloques de carbonatos diferentes. El segundo pozo fue off shore ubicado a 146 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Estado de Campeche; el valor de β utilizado fue 0.92.

5. Flujo de trabajo para estimar presión de poro en carbonatos

Se desarrolló un flujo de trabajo presentado en la Figura 21. basado en las correlaciones investigadas para la estimación de la presión de poro en formaciones carbonatadas. Este se muestra en un diagrama de flujo y posteriormente se aplicará cada una de las metodologías siguiendo el flujo de trabajo.

Figura 21.

Flujo de trabajo



Nota: flujo de trabajo para la predicción de la presión de poro en formaciones carbonatadas.

6. Aplicación del flujo de trabajo de pozo UIS-1

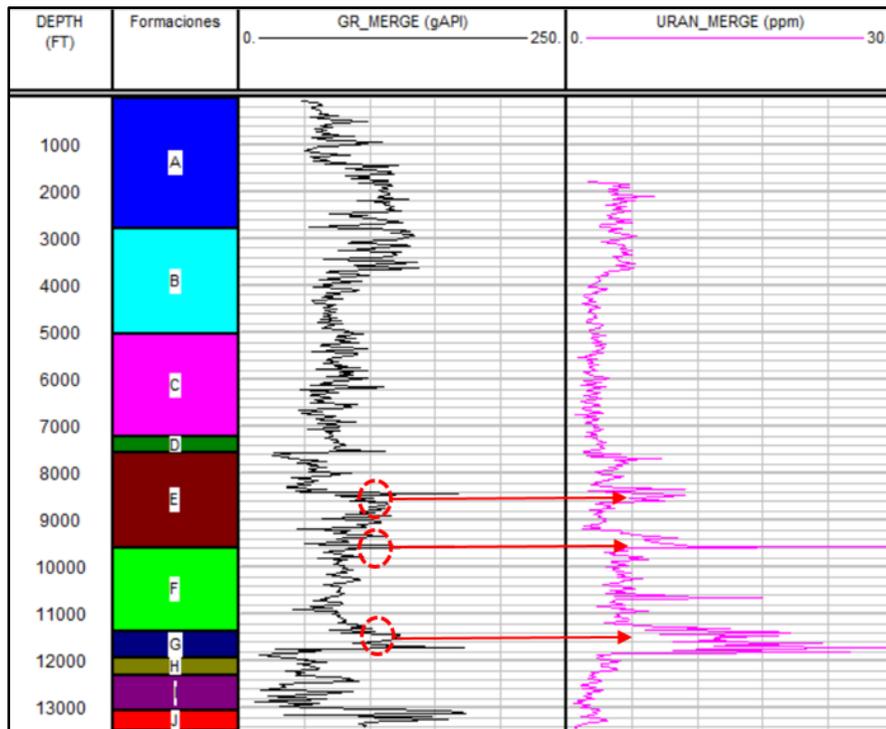
Se empleó el flujo de trabajo que se observa en la Figura 21. en el pozo UIS-1 con la finalidad de estimar la presión de poro en las zonas carbonatas del mismo.

Teniendo en cuenta que las metodologías mencionadas en el flujo de trabajo están diseñadas para estimar la presión de poro en formaciones carbonatas se realizó un perfil de presión de poro mixto donde se aplicó el método propuesto por Eaton para determinar la presión de poro en las zonas de arcilla y se realizaron cuatro perfiles de presión de poro (uno con cada metodología expuesta en el flujo de trabajo).

6.1. Predicción de la presión de poro –Eaton (sónico)

Para realizar el perfil de presión de poro con este método es necesario ubicar las zonas donde predomina la arcilla, para esto se realizó el cálculo de volumen de shale (Vsh) por medio del siguiente procedimiento:

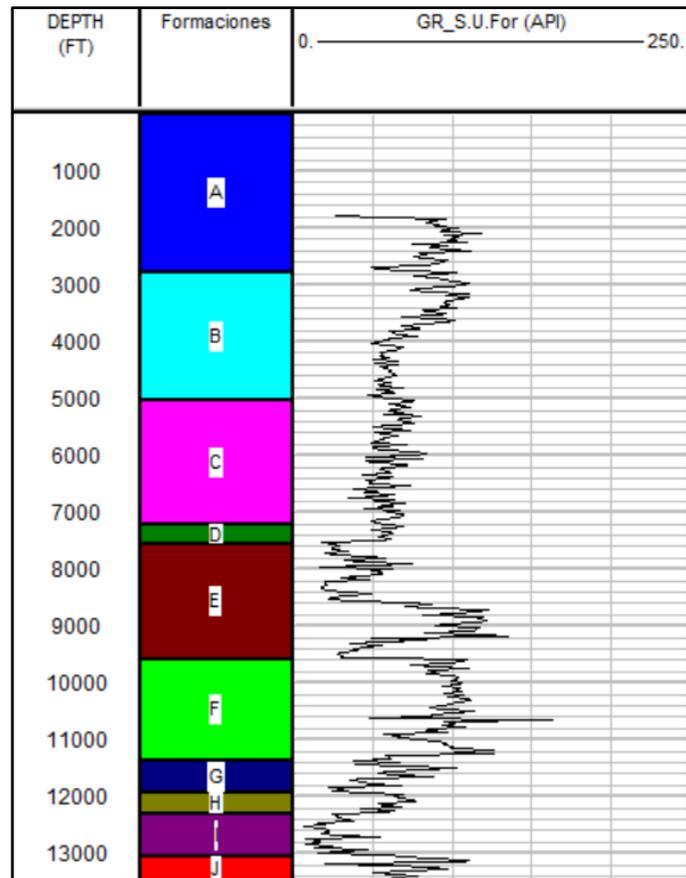
En la Figura 22. se presenta el registro GR Vs profundidad y se observaron algunos picos hacia las arcillas muy altos por lo cual con ayuda del GR espectral se presenció que estos estaban relacionados con una alta lectura de uranio, lo cual indica presencia de materia orgánica y produce un dato erróneo en el cálculo del Vsh presente en la zona.

Figura 22.*Picos en registro GR por presencia de Uranio*

Por lo tanto, se decidió retirar el uranio y de esta manera se evita que el Vsh sea sobreestimado, esto se realizó por medio de la siguiente ecuación (Ellis, D., Singer, J., 2008):

$$GR(API) = 4Th + 8U + 16K \quad (43)$$

Por lo tanto, en la Figura 23. se presenta el registro GR sintético:

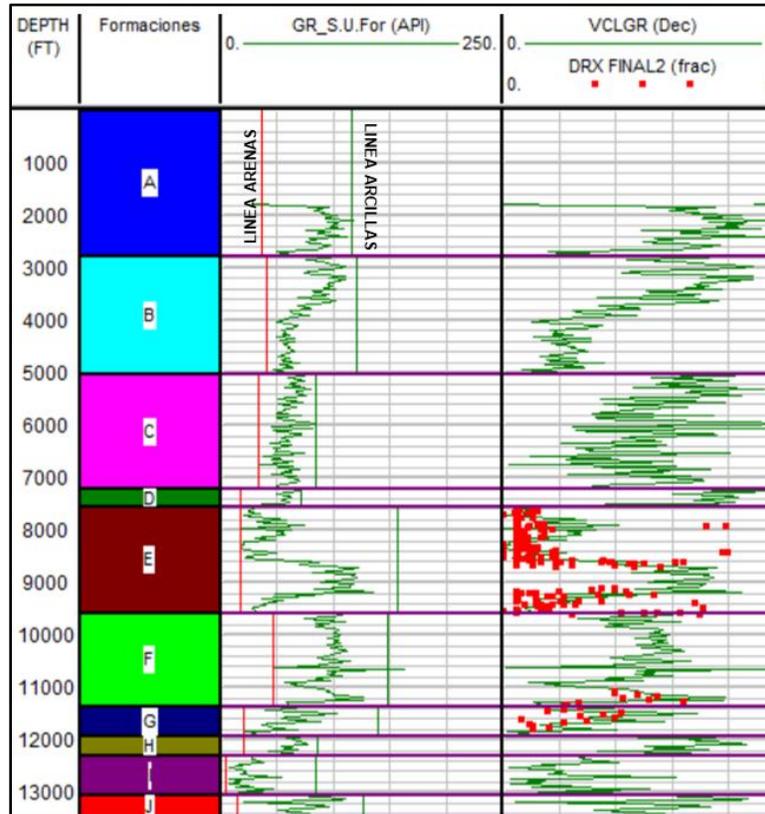
Figura 23.*Registro GR sin Uranio*

Sobre este registro de GR se trazaron las líneas de arena y arcilla para cada formación, se hizo uso de un DRX disponible en algunas zonas para obtener un perfil de Vsh más preciso como se muestra en la Figura 24.. Con las líneas de arena y arcilla se puede determinar el Vsh por medio de la ecuación 44:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (44)$$

Figura 24.

Línea de arena y arcilla, perfil Vsh.



Se deben definir los intervalos de arcillas limpias (para este pozo de estudio se definió como arcillas limpias aquellas que presentaban un $V_{sh} > 60\%$) en estos intervalos es donde se aplicara Eaton.

Definidos los intervalos de arcilla, se calculó el gradiente de sobrecarga en función de la densidad y la profundidad, luego se graficó el registro sónico Vs la profundidad y se determinó la línea de tendencia normal como se muestra en la Figura 25., con la ecuación 45 que fue propuesta por Hottman y Jhonson (1965) quienes asumieron una línea de tendencia normal para el intervalo de tiempo de tránsito, el cual puede ser representado por una línea recta en una escala

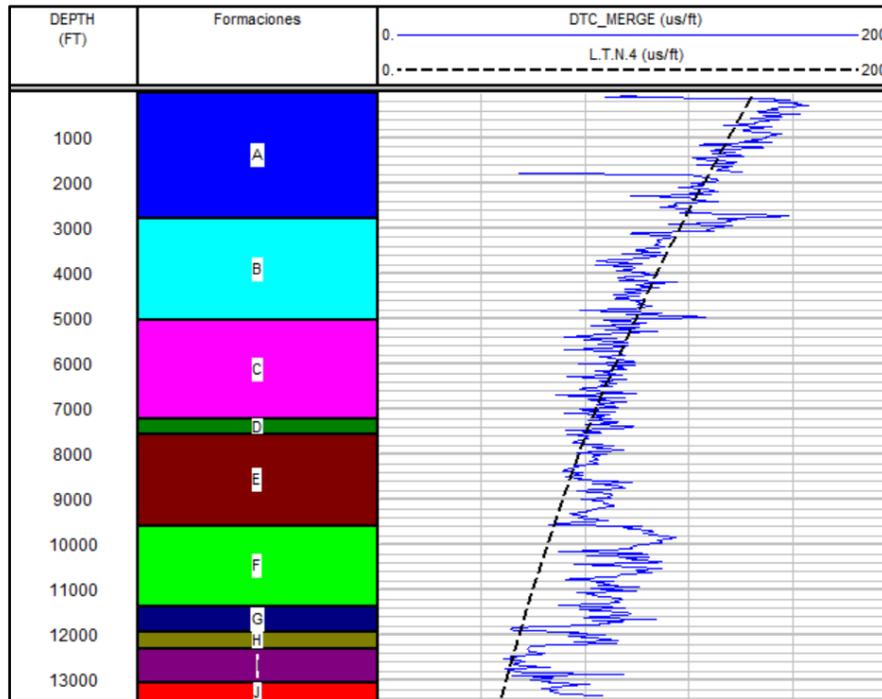
semilogarítmica, A y B son parámetros de calibración que dependerán de la línea de tendencia normal preferida por el proyectista¹⁰. Para el pozo UIS-1 se determino $A = 2.1624$ $B = 5.9312 * 10^{-5}$:

$$\log \Delta t = A - B * \sigma \quad (45)$$

$$\Delta t = 10^{A-B*\sigma}$$

Figura 25.

Línea de tendencia de compactación normal - registro sísmico

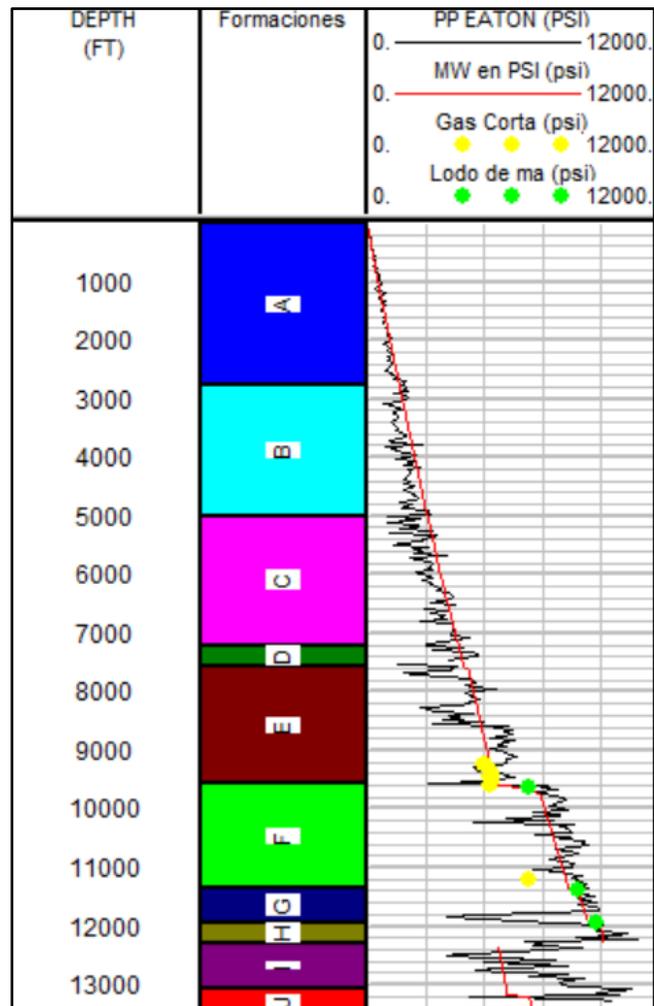


De esta manera se tienen dos perfiles y dos valores de registros sísmicos, un perfil de tendencia normal Δt_n y el registro sísmico observado Δt_o , de cálculo $(\Delta t_n / \Delta t_o)$ y se elevó a un exponente que se calibro considerando los eventos de pozo y los registros de lodo, para el pozo UIS-1 $\alpha = 2.1$.

Se determinó el gradiente de presión normal, en este caso se estimó 0.433 psi/ft, por último, se estima el gradiente de presión de poro para las zonas de arcilla, presentado en la Figura 26..

Figura 26.

Perfil de presión de poro método Eaton-sónico.



6.2. Identificación de zonas carbonatadas.

El pozo UIS-1 tiene una profundidad de 13500 ft y está compuesto por 10 formaciones (A, B, C, D, E, F, G, H, I, J).

Inicialmente con la finalidad de ubicar zonas carbonatadas se realizó una investigación a los estudios litológicos anteriormente realizados a estas formaciones como se muestra en la Tabla 2 y de esta manera seleccionar aquellas que presentan mayor probabilidad de contener carbonatos para posteriormente aplicar las dos metodologías investigadas.

Tabla 2.

Información litológica de las formaciones presentes en el pozo UIS-1

Litología formaciones pozo UIS-1	
FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN
Formación A	Esta unidad corresponde a lodolitas arenosas abigarradas con intercalaciones de cuarzoarenitas arcillosas de grano fino a medio y litoarenitas arcillosas friable. La edad de la formación A se ubica hacia el Mioceno Tardío
Formación B	Se caracteriza por tener areniscas de grano fino a muy fino, con abundantes intercalaciones de lutitas y limolitas, no consolidadas con finos lentes esporádicos de caliza. La formación B se encuentra sedimentada durante el Mioceno temprano.
Formación C	Está compuesto por areniscas levemente calcáreas de grano muy fino a fino, masivas con intercalaciones parciales de lutitas y limolitas. Se depositó durante el periodo Terciario, probablemente durante el Oligoceno temprano.
	El contacto inferior se define por el predominio de lodolitas sobre los paquetes arenosos. Está compuesta por intercalaciones de capas de arenita gris a gris verdoso de grano fino a medio. El

Formación D ambiente corresponde a sistemas fluviales de llanuras aluviales y rizo meándricos que varían hacia el norte a llanuras bajas lacustres afectadas al parecer por influencia marina.

Consta de tres miembros denominados E1, E2 y E3. El miembro E1 está compuesto principalmente por calizas de color marrón a negra, muy densa con intercalaciones lutíticas y calcáreas, con grandes cantidades de trazas de pirita. Miembro E2 se compone de lutitas con coloraciones que van desde marrón a gris oscuro, con concentraciones de material cristalino, con abundantes nódulos. Miembro E3 presenta calizas con coloraciones que van desde marrón claro al oscuro, en ciertas secciones se muestran intercalaciones de pequeños lentes de areniscas y cuerpos lutíticos, muy calcáreos, con frecuentes trazas de pirita y calcita rellenando fracturas. Se depositó durante el periodo Turoniano – Santoniano.

Formación F Se caracteriza por lutitas marrones a grises, que varían de no calcáreas a moderadamente calcáreas. Se estima que el 70% podrían ser arcillolitas fósiles con laminación plana paralela, formando conjuntos de capas gruesas y muy gruesas. Se depositó durante el periodo Albiano.

Está compuesta por calizas grises a negras fosilíferas con niveles intercalados de arcillolitas, son depósitos sedimentarios poco

Formación G

profundos con espesores que varían entre los 150 m y 325 m. Se ubica entre la edad del Aptiano superior y el Albiano inferior.

Formación H

Se caracteriza por poseer lutitas marrones oscuras a negras, de ligeramente calcáreas a calcáreas, con trazas de calizas y en algunos casos se presentan micas y piritas como minerales de accesorio, es rica en materia orgánica. Se depositó en el Barremiano tardío hasta el Aptiano temprano.

Formación I

Esta presenta niveles de caliza oolítica negras duras y densas, hacia el tope se evidencia degradación en la calidad de las calizas al tope del miembro, las calizas son oolíticas con coloraciones marrones a gris y trazas de minerales pesados como pirita. Se depositó en la edad Hauterviano – Barremiense, en condiciones que variaron de transicional a nerítico interno

Formación J

Son rocas sedimentarias que van desde areniscas limolíticas, areniscas conglomeráticas y conglomeradas, de coloración rojiza violeta.

Nota: información tomada de UPME 2018, evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales.

Teniendo en cuenta la información anterior se seleccionan las formaciones que son de interés para aplicar las metodologías y ubicar posibles zonas de carbonatos; estas formaciones son las Formaciones E, G, H e I.

Para analizar cada una de las cuatro formaciones se hizo uso de las dos metodologías mencionadas en el capítulo 3; para estos métodos se utilizó el crossplot neutrón-densidad y

adicionalmente se hizo uso de alguna información que se tenía disponible como estudios de petrofacies y DRX, los registros analizados fueron: gamma ray, gamma ray espectral, densidad y caliper.

Se presentan los crossplots realizados a cada formación, estos junto con los registros permitieron realizar un estimado de la litología predominante en cada una de las formaciones.

➤ **Formación E:**

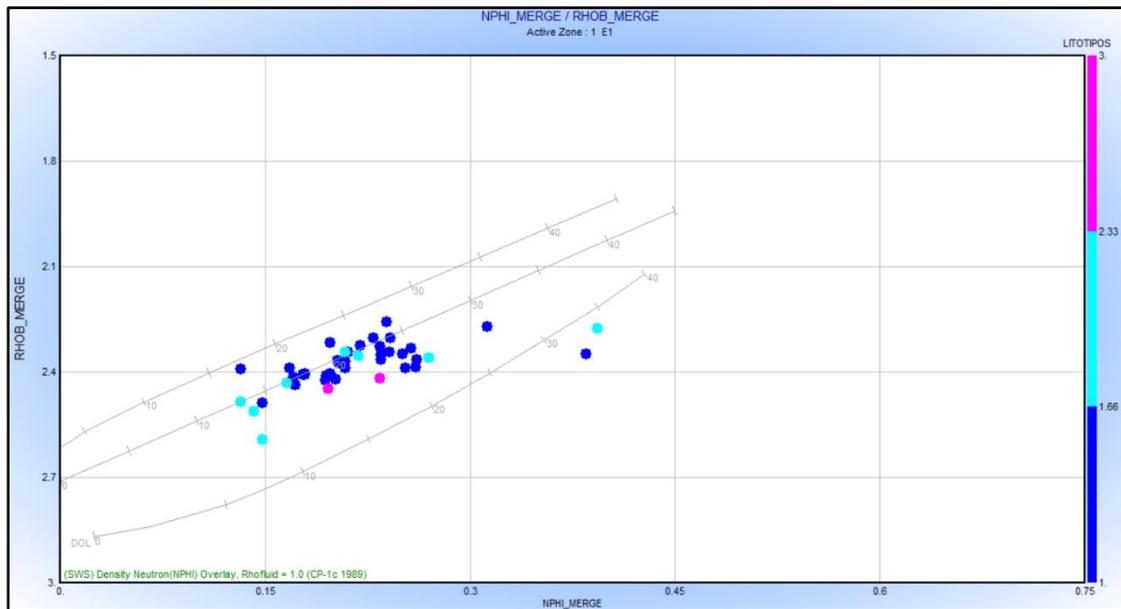
La formación **E** tiene tope en 7566 ft y base en 9579 ft, presentando un espesor de 2013 ft, se subdivide en tres miembros (**E1**, **E2** y **E3**); los tope y base de cada miembro son respectivamente: **E1** 7566-8590.3 ft, **E2** 8590.3-9179.2 ft y **E3** 9179.2-9579 ft.

• **Miembro E1:**

- Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Estudio de petrofacies,

Figura 27.

Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Estudio de petrofacies.



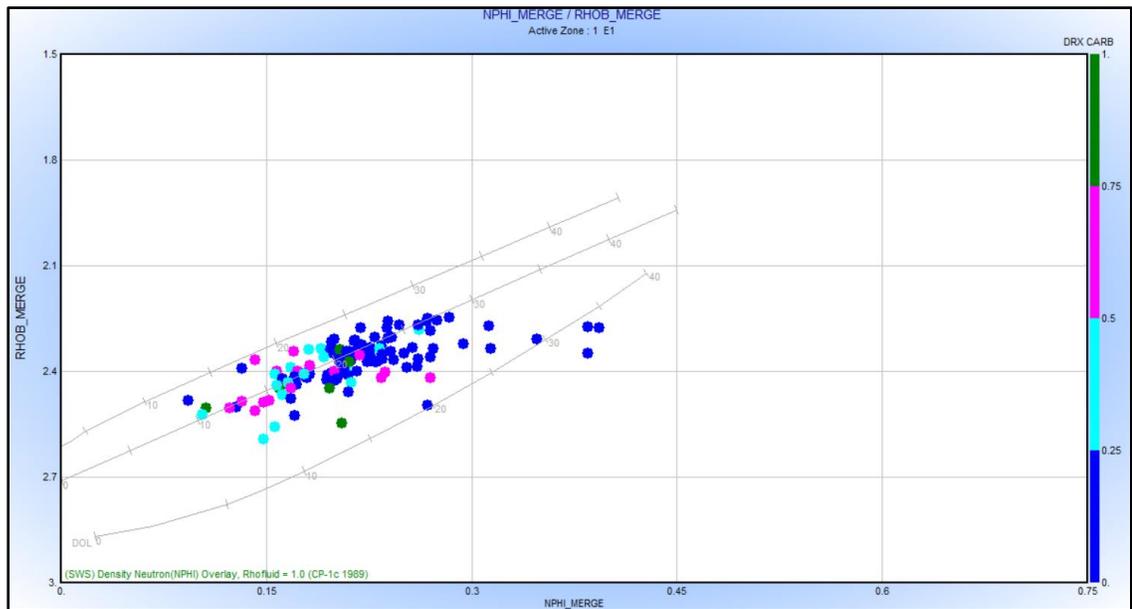
Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 27. se observa una nube de puntos que tiende hacia la línea caliza, sin embargo, el estudio de petrofacies muestra una tendencia hacia los minerales arcillosos con baja presencia de arcillas carbonosas.

- Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: DRX.

Figura 28.

Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: DRX.



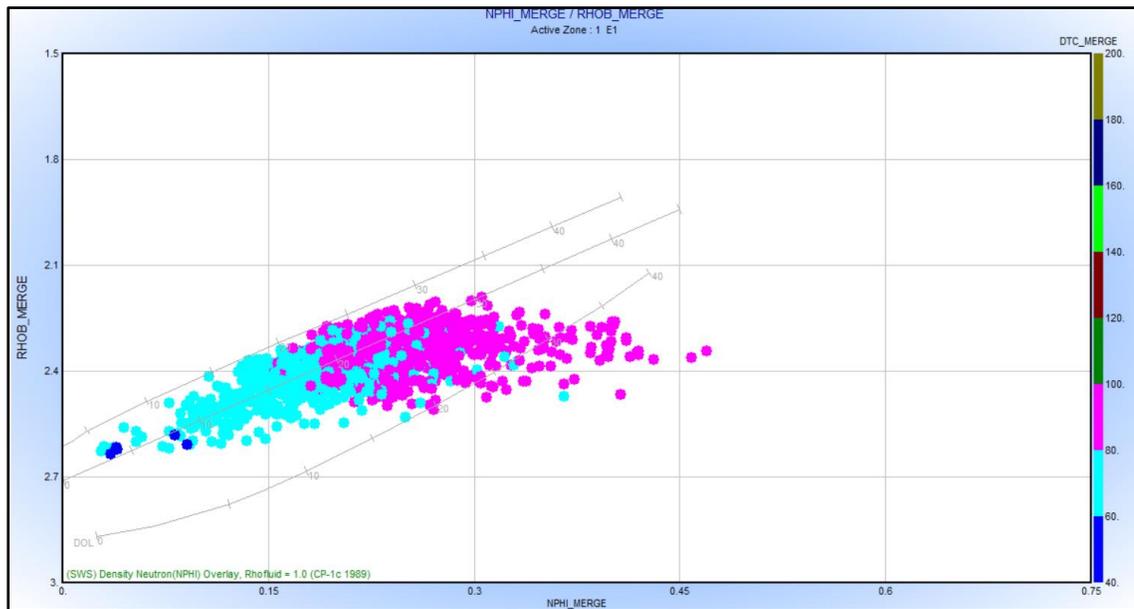
Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 28. se observa una nube de puntos que tiende hacia la línea caliza, sin embargo, el DRX muestra un porcentaje bajo de carbonatos (menor al 50%).

- Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sísmico.

Figura 29.

Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sísmico.



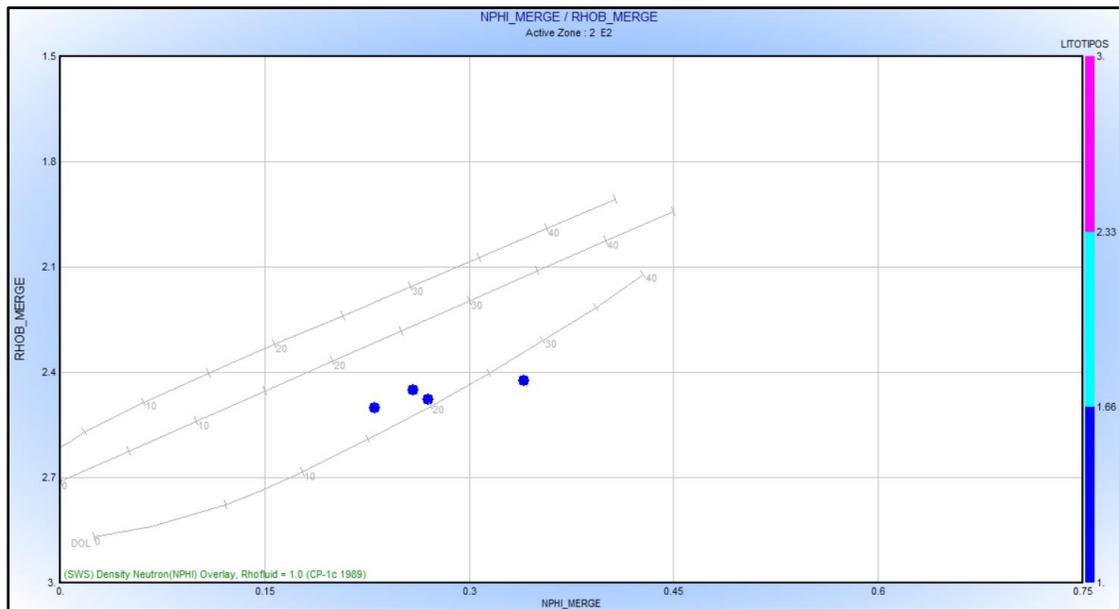
Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 29. se observa una nube de puntos que tiende principalmente a la línea caliza, pero a medida que aumenta la porosidad se presenta arcilla, sin embargo, el registro sísmico presenta una nube de puntos con valores mayores a 60 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

- Miembro **E2**:
 - Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Estudio de petrofacies,

Figura 30.

Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Estudio de petrofacies.



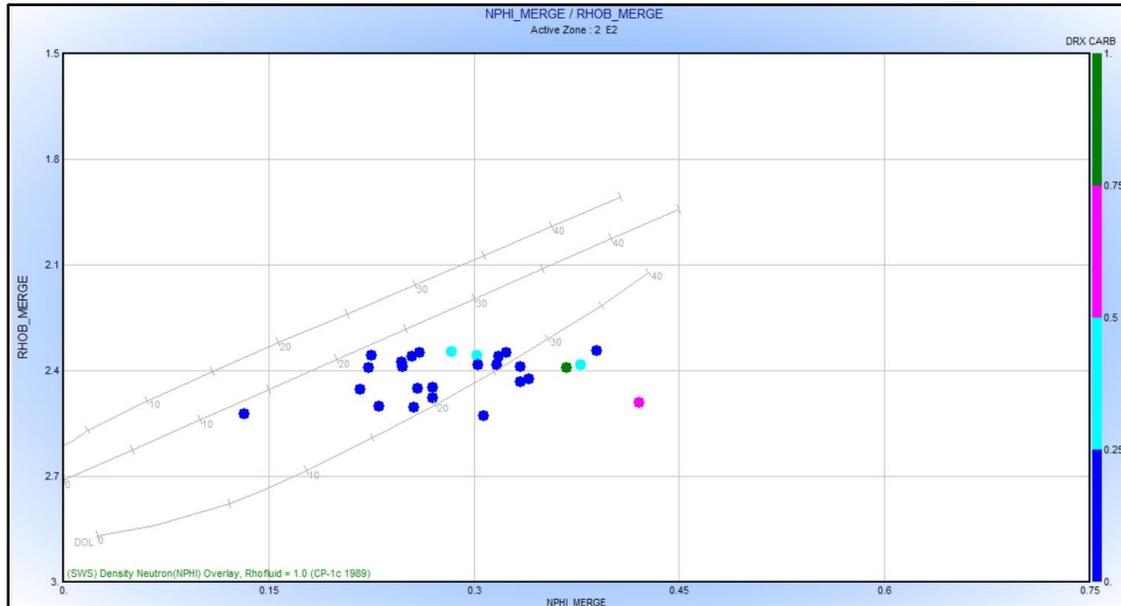
Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 30. el estudio de petrofacies presento pocos valores y en su totalidad son minerales arcillosos.

- Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: DRX.

Figura 31.

Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: DRX.



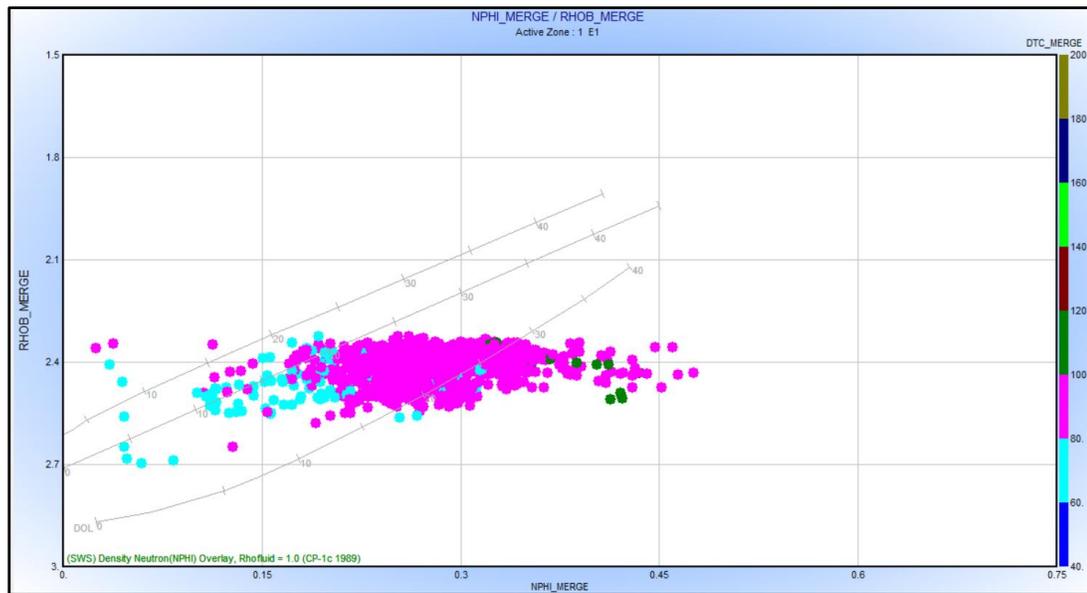
Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 31. se observa una nube de puntos que tiende hacia la zona de arcilla y el DRX muestra un porcentaje bajo de carbonatos (menor al 25%).

- Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sísmico.

Figura 32.

Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sónico.



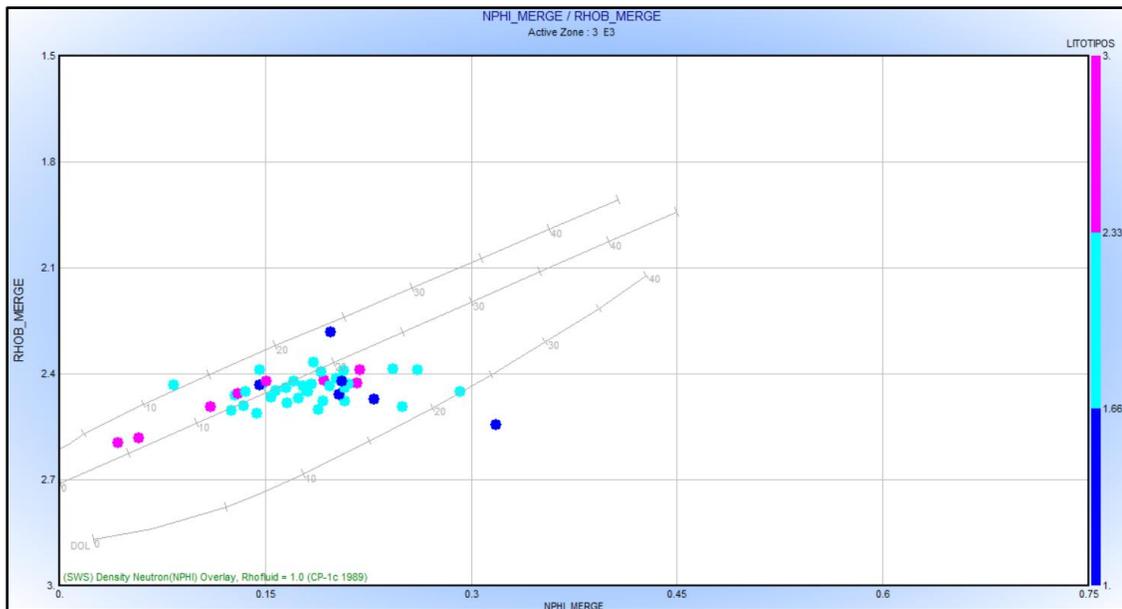
Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 32. se observa una nube de puntos que tiende a la zona de arcilla y el registro sónico presenta una nube de puntos con valores mayores a 80 $\mu\text{s}/\text{ft}$ lo que indica poca presencia de carbonatos.

- Miembro **E3**:
 - Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Estudio de petrofacies,

Figura 33.

Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Estudio de petrofacies.



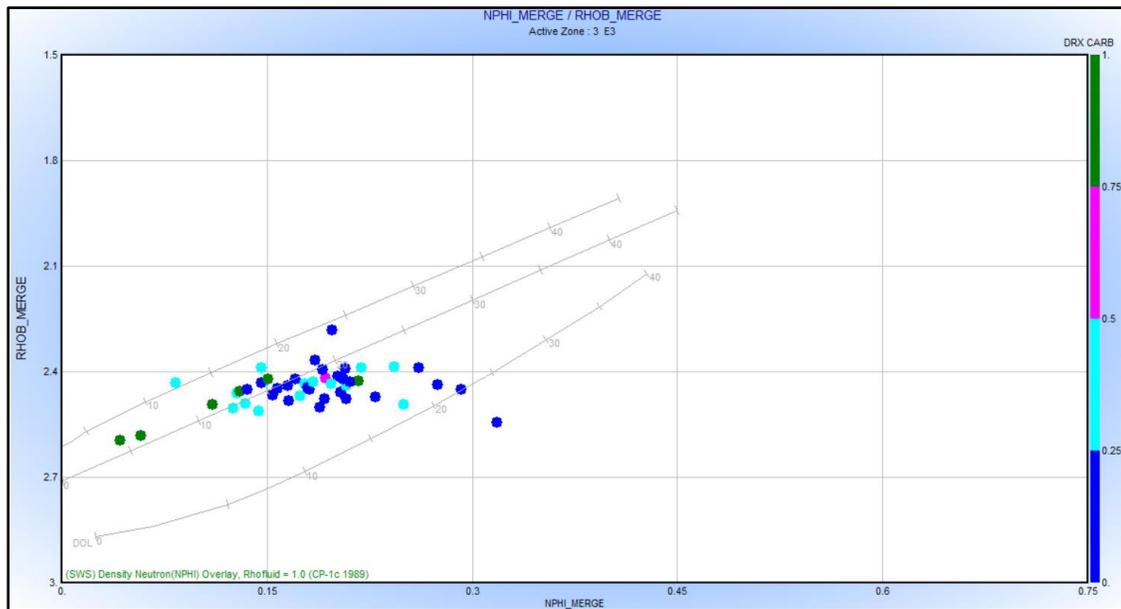
Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 33. se observa una nube de puntos que tiende hacia la línea caliza y el estudio de petrofacies muestra una tendencia hacia las arcillolitas carbonosas con algunas zonas de carbonatos.

- Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: DRX.

Figura 34.

Crossplot: X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: DRX.



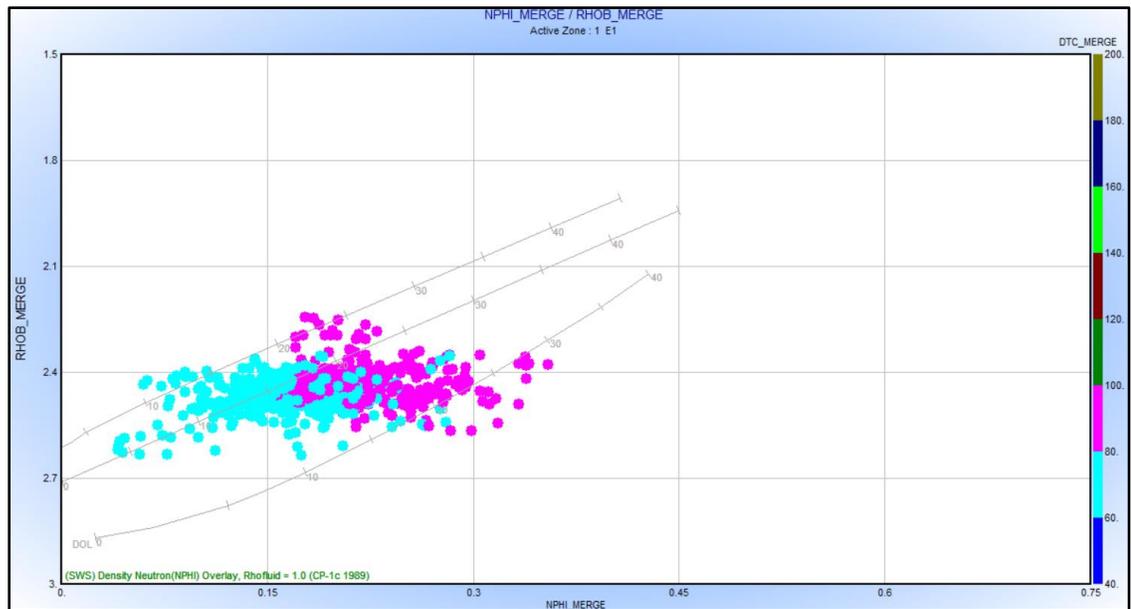
Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 34. se observa una nube de puntos que tiende hacia la línea caliza, sin embargo, el DRX muestra un porcentaje bajo de carbonatos (menor al 25 y 50%).

- Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sísmico.

Figura 35.

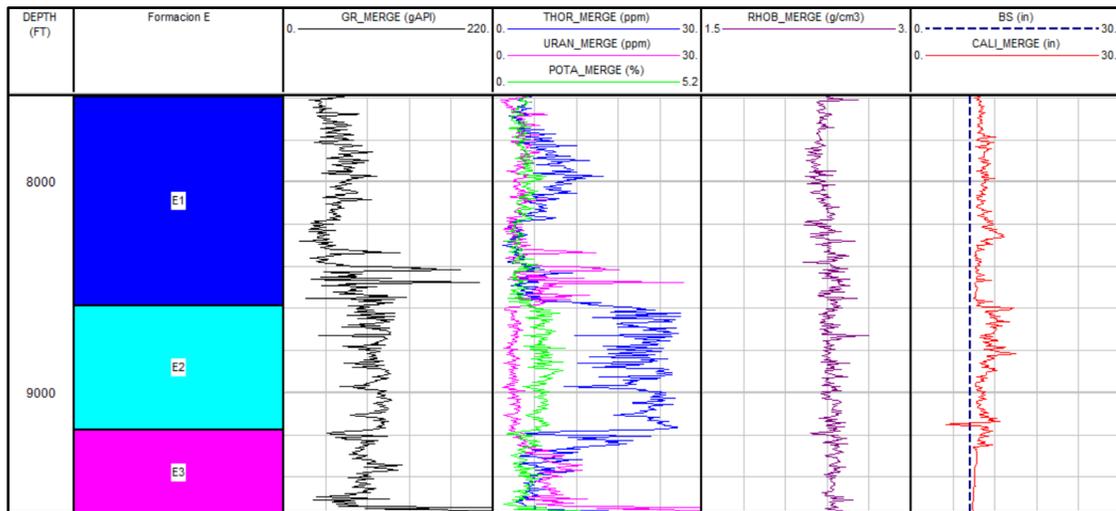
Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sónico.



Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 35. se observa una nube de puntos que tiende principalmente a la línea caliza, pero a medida que aumenta la porosidad se presenta arcilla, sin embargo, el registro sónico presenta una nube de puntos con valores mayores a 60 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

A continuación, se presenta la correlación de registros GR, GR espectral, registro de densidad y registro caliper en la formación **E** (miembros **E1**, **E2**, **E3**)

Figura 36.*Registros geofísicos formación E.*

Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 36. se observan los registros donde se evidencia que el miembro **E1** no presenta una lectura de GR baja y esto se debe a la presencia de arcilla y materia orgánica esta última representada en el registro GR espectral por el uranio, en cuanto al registro de densidad muestra un promedio de 2.4 g/cm³, por último el registro caliper no presenta comportamiento on gauge.

En los miembros **E2** y **E3** el registro GR presenta valores elevados los cuales se deben al aumento de torio en la formación, el registro densidad y caliper tienen el mismo comportamiento que en el miembro **E1**.

Teniendo en cuenta el análisis de los crossplots y registros realizados se identificó que, aunque en la formación **E** hay presencia de carbonatos esta es predominantemente arcillosa.

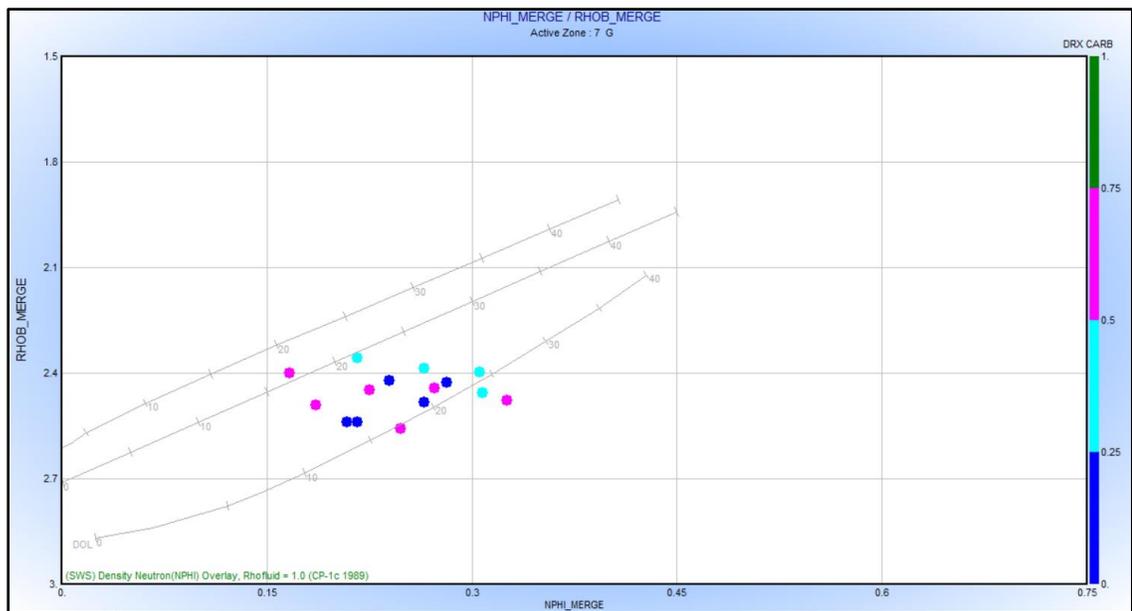
➤ **Formación G:**

La formación **G** tiene tope en 11357 ft y base en 11940 ft, presentando un espesor de 583 ft.

- Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: DRX.

Figura 37.

Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: DRX.



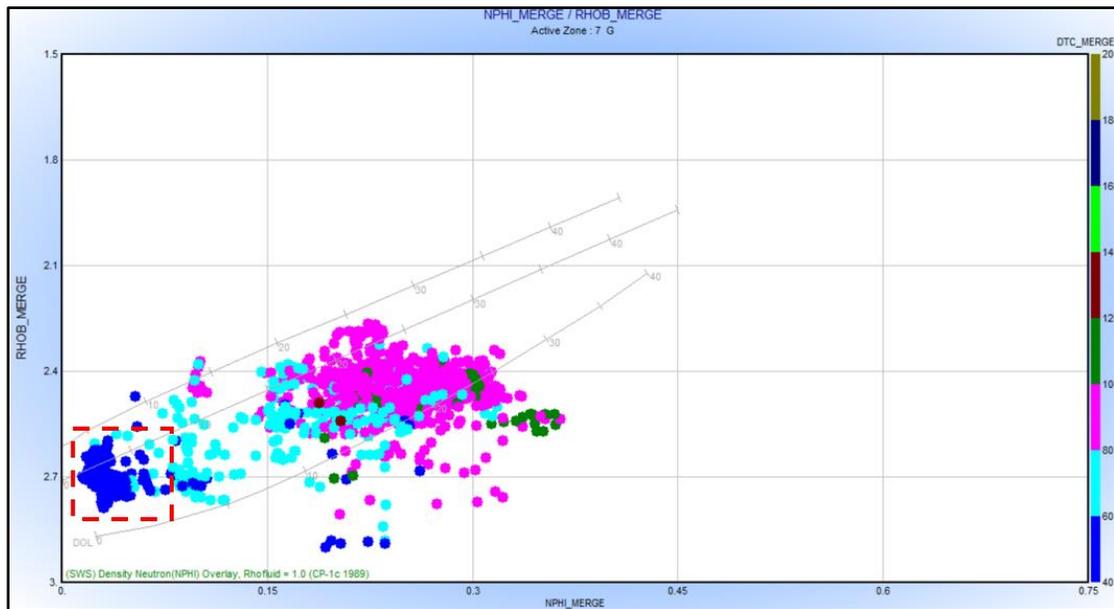
Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 37. se observa una nube de puntos que tiende hacia la zona de arcilla y el DRX muestra una litología con presencia entre 0 y 75% de carbonato.

- Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sónico.

Figura 38.

Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sónico.



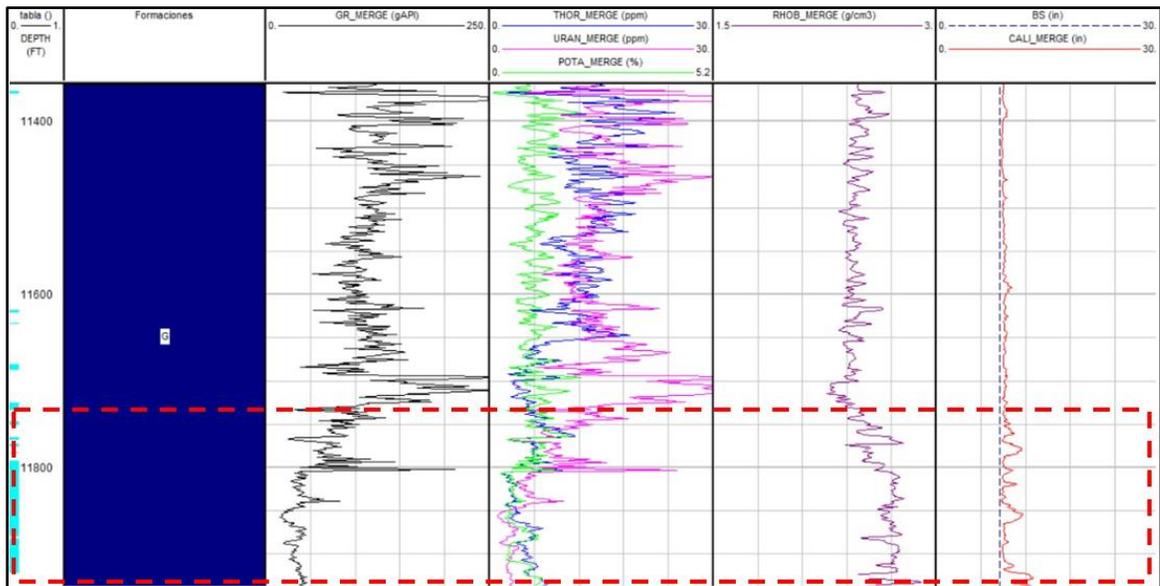
Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 38. se observa una nube de puntos cercana a la línea de caliza, pero con tendencia a la zona de arcilla, el registro sónico presenta una nube de puntos con valores menores a 60 $\mu\text{s}/\text{ft}$ lo que indica que hay una zona en la formación **G** con fuerte presencia de carbonatos.

A continuación, se presenta la correlación de registros GR, GR espectral, registro de densidad y registro caliper en la formación **G**.

Figura 39.

Registros geofísicos formación G.



Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 39. se presentan los registros donde se observa que en la formación **G** hasta 11725 ft el registro GR presenta lecturas altas por la presencia de arcilla y de materia orgánica esta última representada en el registro GR espectral por el uranio, en cuanto al registro de densidad muestra un promedio de 2.45 g/cm³; a partir de los 11725 ft hasta 11940 ft que es el final de la formación **G** el registro GR disminuye considerablemente y se observa disminución del torio contrario al registro de densidad que aumenta a un promedio de 2.7 g/cm³.

Teniendo en cuenta el análisis de los crossplots y registros realizados se identificó que la formación **G** presenta una zona de carbonatos que se ubica con un cuadro punteado en las figuras 38 y 39.

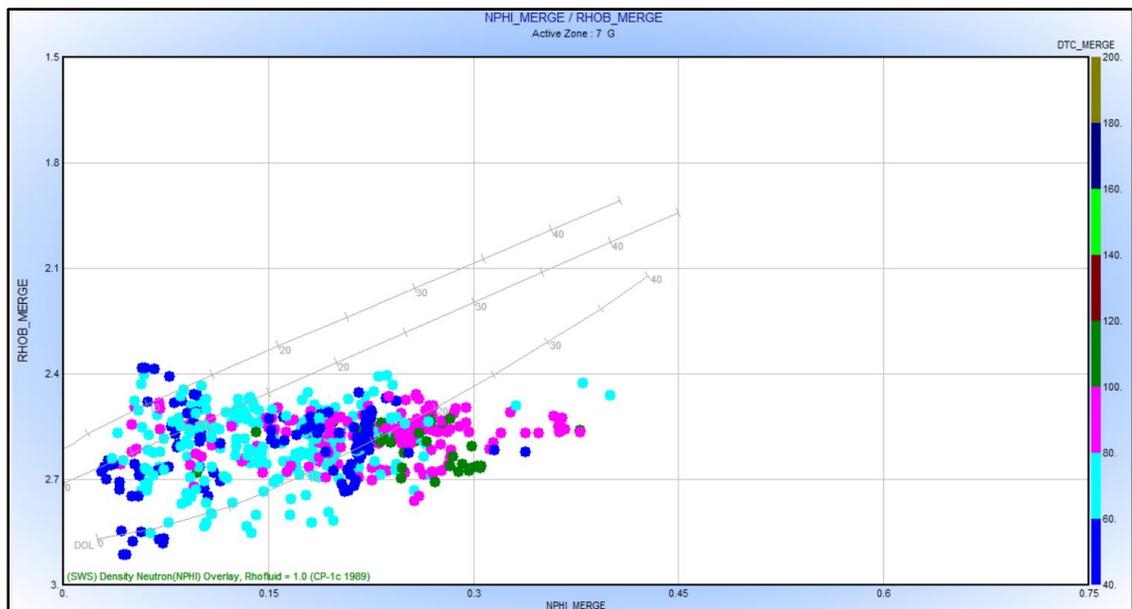
➤ **Formación H:**

La formación **H** tiene tope en 11940 ft y base en 12290 ft, presentando un espesor de 350 ft.

- Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sísmico.

Figura 40.

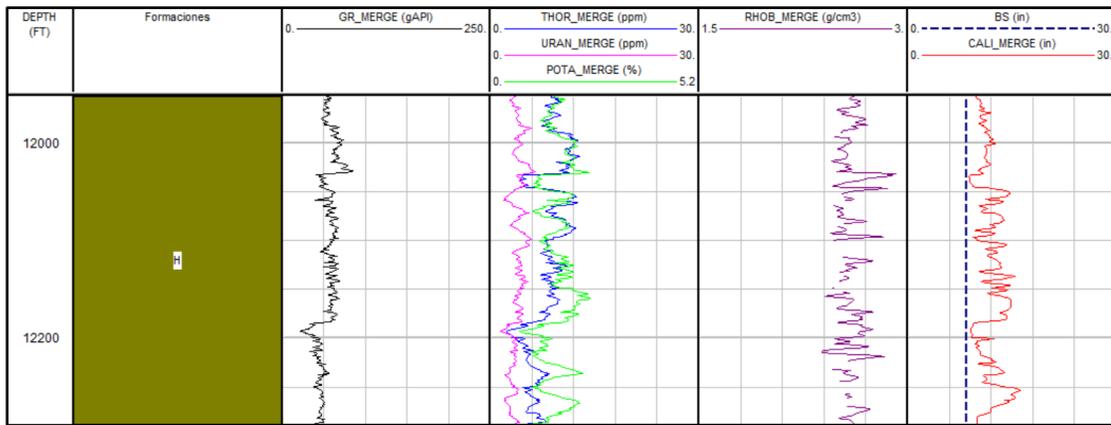
Crossplot X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sísmico.



Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 40. se observa una nube de puntos muy dispersa con tendencia a la zona de arcilla, el registro sísmico presenta valores mayores a 60 $\mu\text{s}/\text{ft}$ sin embargo también se observa un grupo significativo pero muy disperso de puntos con valores menores a 60 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

A continuación, se presenta la correlación de registros GR, GR espectral, registro densidad y registro caliper en la formación **H**.

Figura 41.*Registros geofísicos formación H.*

Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 41. se presentan los registros donde se observa que en la formación **H** el registro GR no presenta valores muy altos, pero si se observa presencia de torio y potasio, el registro de densidad muestra valores dispersos que se encuentran entre 2.5 g/cm³ y 2.7 g/cm³ por último, el registro caliper presenta valores muy por encima del bit size.

Teniendo en cuenta el análisis de los crossplots y registros realizados se identificó que en la formación **H** no predomina la presencia de carbonatos.

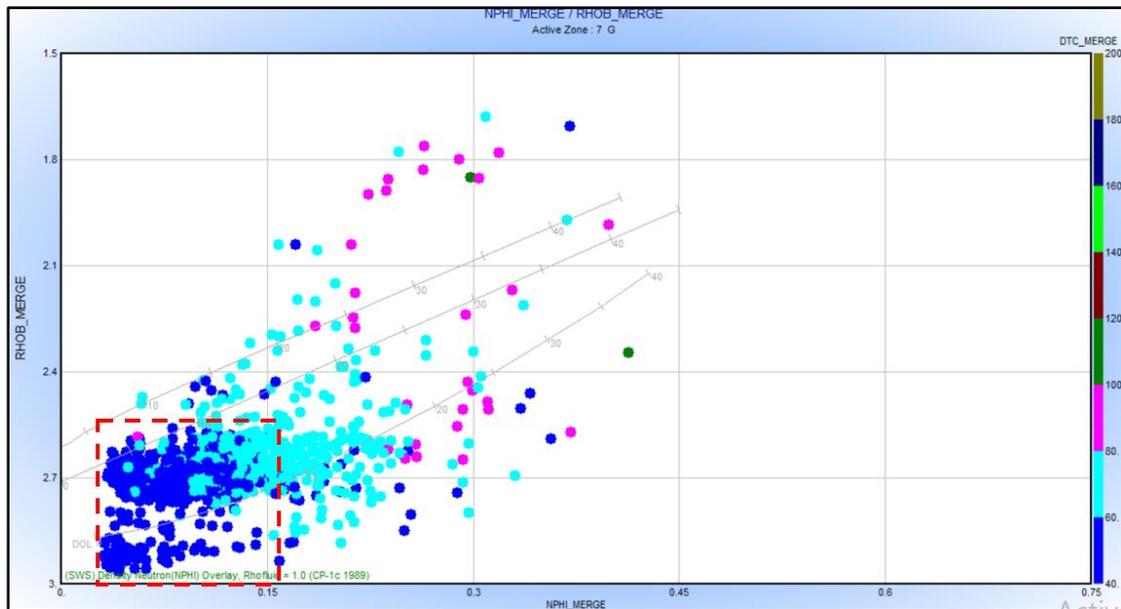
➤ **Formación I:**

La formación **I** tiene tope en 12290 ft y base en 13068 ft, presentando un espesor de 778 ft.

Se presenta un crossplot: X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sísmico.

Figura 42.

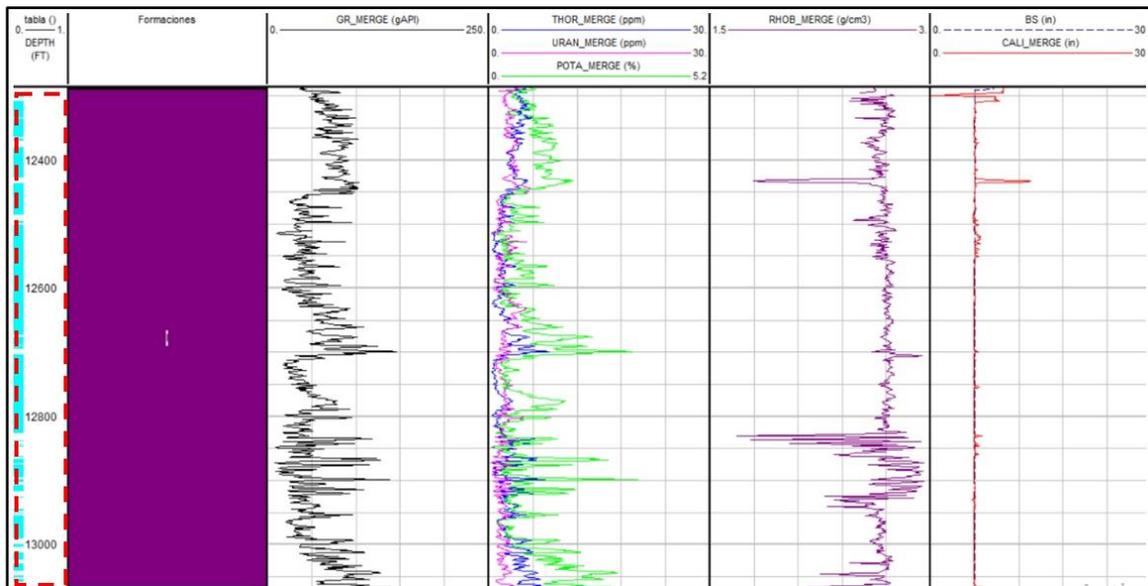
Crossplot: X: Registro neutrón, Y: Registro densidad, Z: Registro sísmico.



Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 42. se observa una nube de puntos que tiende a la línea de caliza, el registro sísmico presenta dos grupos de datos representativos uno con valores entre 60 $\mu\text{s}/\text{ft}$ y 80 $\mu\text{s}/\text{ft}$ y otro con valores menores a 60 $\mu\text{s}/\text{ft}$, este último representa la mayor densidad de datos lo cual indica presencia de carbonatos.

A continuación, se presenta la correlación de registros GR, GR espectral, registro de densidad y registro caliper en la formación **I**.

Figura 43.*Registros geofísicos formación I.*

Nota: Información suministrada por ICP

En la Figura 43. se presentan los registros donde se observa que en la formación **I** el registro GR presenta valores dispersos, esto debido a la presencia de potasio, el registro de densidad muestra valores alrededor de 2.72 g/cm³ por último, el registro caliper presenta un comportamiento on gauge.

Teniendo en cuenta el análisis de los crossplots y registros realizados se identificó que en la formación **I** predomina la presencia de carbonatos.

Con base en el análisis realizado a cada una de las formaciones de determino que las zonas en las cuales se estimara la presión de poro con los métodos investigados para carbonatos son: la formación **G** de 11725 ft a 11940 ft y la formación **I** de 12290 ft a 13068 ft debido a que estas tienen alta presencia de carbonatos.

6.3. Predicción de la presión de poro en zonas carbonatadas

Se debe identificar la información que se tiene disponible y de esta manera escoger el método a aplicar, para utilizar el método de Vahid Atashbari, Azadpour & col y Morales Salazar y col se deben tener disponibles el registro neutrón, registro densidad e información de eventos de pozo, pruebas de presión o información del peso del lodo utilizado durante la perforación, para aplicar el enfoque de Weakley se debe disponer de la información nombrada anteriormente y adicional se debe tener el registro sísmico, registro GR y datos de perforación de un pozo de compensación.

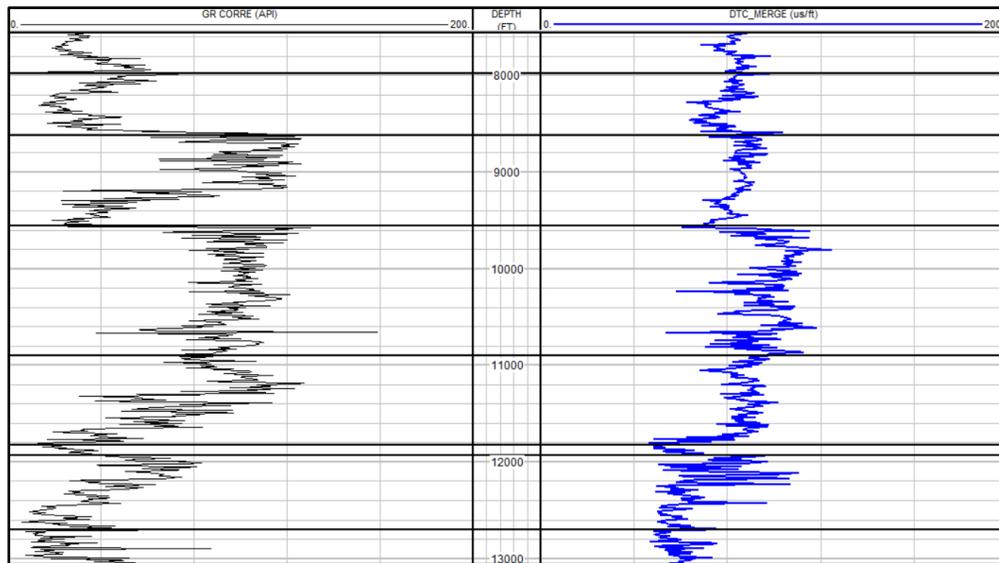
Para fines de este proyecto se desarrollaron todos los métodos presentados en el flujo de trabajo con el propósito de definir cuál de ellos muestra un mejor ajuste.

6.3.1. Enfoque de Weakley

Inicialmente se ubicaron las cimas litológicas en los registros de Rayos gamma y sísmico, estas fueron ubicadas en las zonas donde se evidencia un cambio en la tendencia de los dos registros como se observa en la Figura 44..

Figura 44.

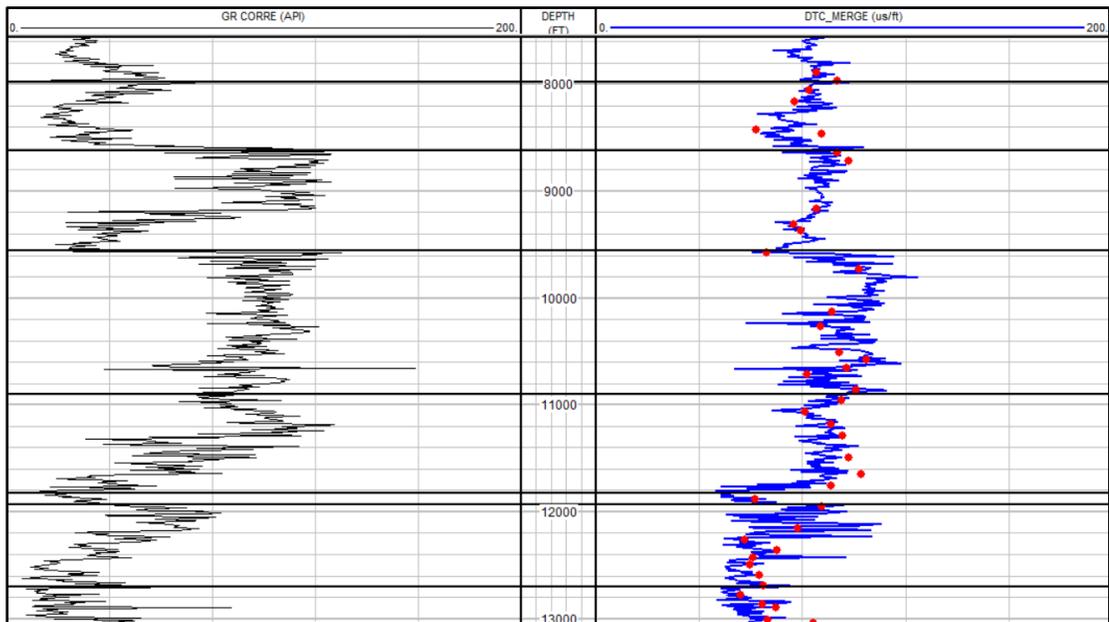
Cimas litológicas en los registros de Rayos gamma y sínico.



El siguiente paso a realizar es la ubicación de los puntos en dirección lutita en el registro sínico, estos puntos son localizados en el registro de Rayos Gamma donde se presentan picos hacia la derecha del registro, en la Figura 45. se observa.

Figura 45.

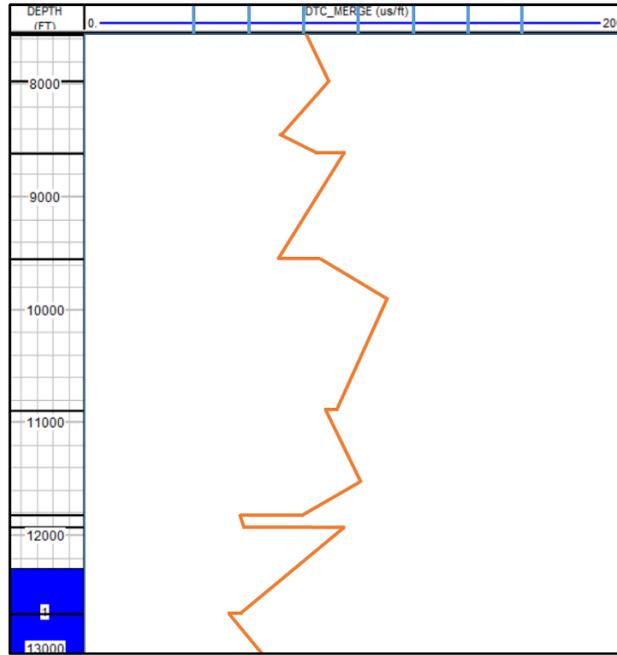
Puntos en dirección lutita en el registro Sónico.



Con la obtención de las cimas litológicas y la ubicación de los puntos en dirección lutita en el registro sónico, se elaboraron líneas en los tramos de las cimas litológicas que pasan por la mayor cantidad de puntos como se muestra en la Figura 46..

Figura 46.

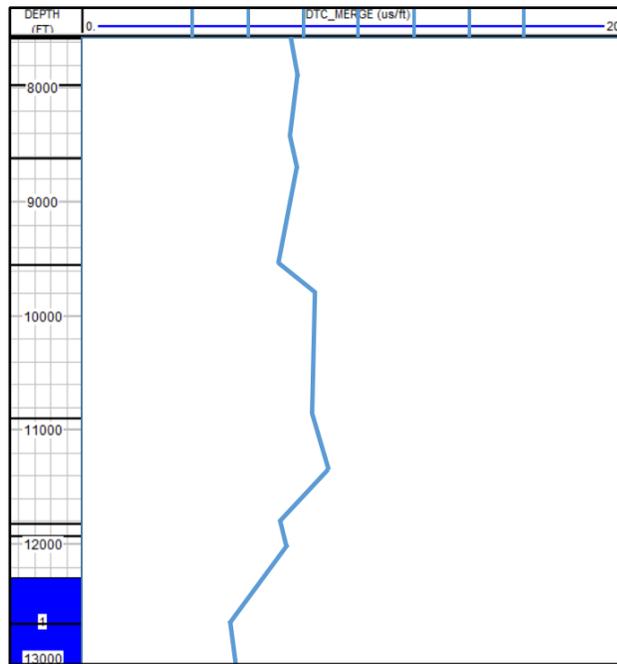
Calibración del registro sísmico.



En la Figura 47. se observa la elaboración de una línea de tendencia del registro sísmico:

Figura 47.

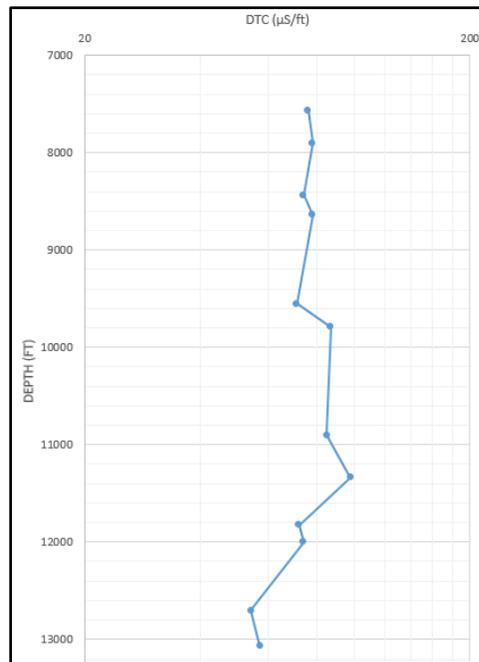
Línea de tendencia del registro sónico.



Definida la línea de tendencia del registro sónico basada en las cimas litológicas y los puntos en dirección lutita, está se gráfica en una escala semilogarítmica, en la Figura 48. se observa:

Figura 48.

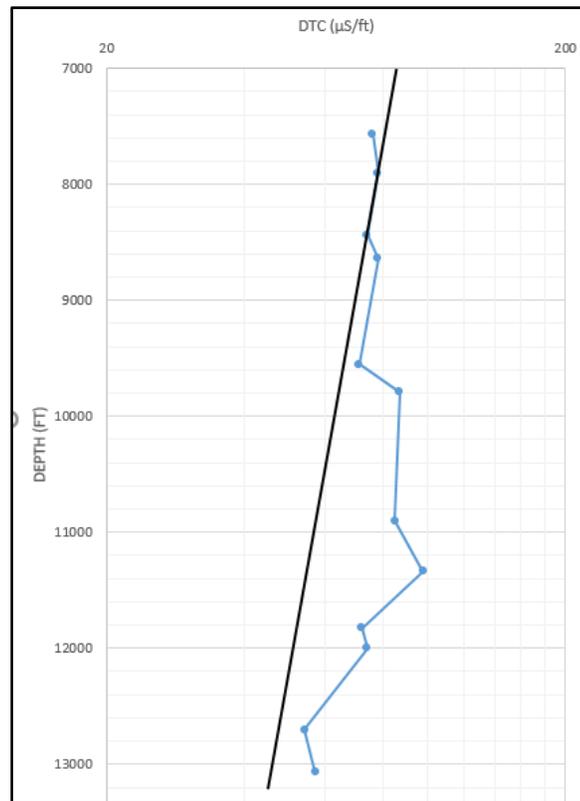
Línea de tendencia del registro sónico en escala semilogarítmica.



En la Figura 49. se realiza la ubicación de la zona de compactación normal, la cual se ubica entre 8640 ft y 9555 ft, se trazó una línea que pasa por toda la zona compactación normal y que cubra toda la profundidad del registro.

Figura 49.

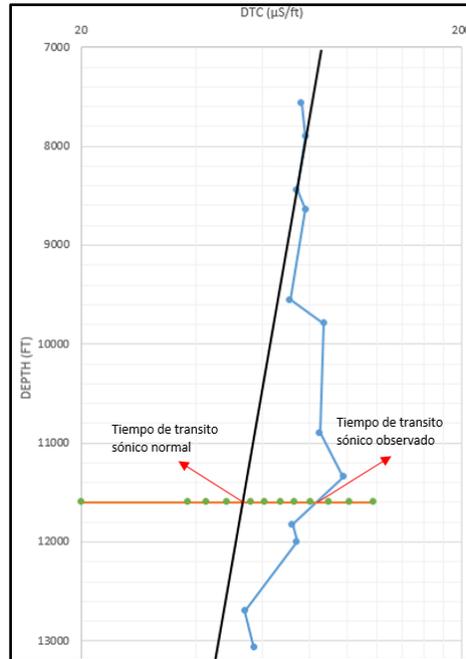
Línea de compactación normal en el registro sónico.



El paso a seguir es la ubicación del punto de presión anormal ubicado en el pozo de compensación, el cual fue encontrado a una profundidad de 11600 ft, a una presión de poro de 0.6968 psi/ft y un peso de lodo de 0.78988 psi/ft. Esto se ve representado en la Figura 50..

Figura 50.

Tiempo de transito sónico normal y observado.



Como se observa en la Figura 50. al ubicar la profundidad de presión anormal se observan los valores de tiempo de transito sónico normal y tiempo de transito sónico observado, con estos valores se obtiene el valor de la cte X:

$$\text{Tiempo de transito normal } (\mu\text{S/ft}) = 50.59$$

$$\text{Tiempo de transito observado } (\mu\text{S/ft}) = 84.05$$

$$\text{Presión de poro anormal } (\text{psi/ft}) = 0.6968$$

$$\text{Gradiente de sobrecarga } (\text{psi/ft}) = 1.03$$

$$\text{Presión hidrostática normal } (\text{psi/ft}) = 0.433$$

$$\text{Cte X} = 1.1489$$

Con el valor de la cte X se elabora una zona donde se encontrará la presión de poro de la línea de tendencia, utilizando el peso del lodo encontrado en el pozo de compensación se estima el valor del tiempo de tránsito observado, este valor se ubica en la gráfica semilogarítmica a la profundidad donde se presentó sobrepresión en el pozo de compensación, se repite este proceso con diferentes valores de lodo cercanos al utilizado dando origen a la Tabla 3.

Tabla 3.

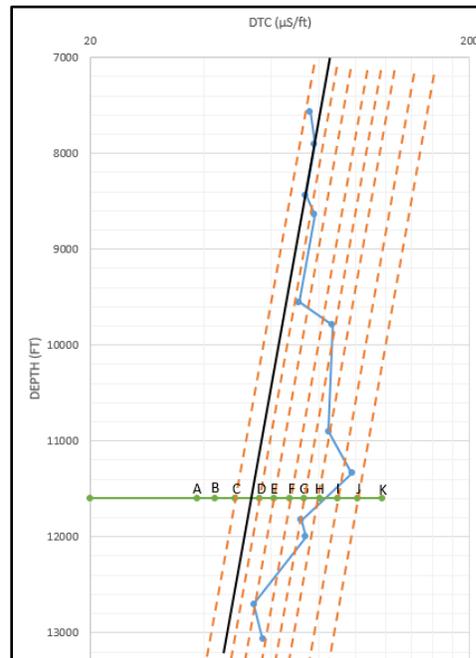
Valores de tiempo de tránsito observado.

Tiempos de tránsito observados		
Punto	GPp(psi/ft)	Δt_o (μS/ft)
A	0.2	37.97815766
B	0.3	42.4679703
C	0.4	48.27804875
D	0.5	56.11560643
E	0.55	61.1701661
F	0.6	67.31620065
G	0.64	73.28693871
H	0.68	80.5250347
I	0.72	89.49625884
J	0.76	100.931146
K	0.8	116.0470594

Estos puntos se ubican en la gráfica semilogarítmica y se trazan líneas paralelas a la línea de compactación normal por estos y de esta manera se obtiene una zona donde se encuentra la presión de poro, Figura 51..

Figura 51.

Zona donde se determina la presión de poro.



De esta manera realizo un perfil de presión de poro mixto.

6.3.2. Método Vahid Atashbari

Inicialmente se debe determinar el esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro normal que para este caso de estudio se asumió como la profundidad (ft) x 0.433 psi/ft.

Por medio de la ecuación 24 se determina la compresibilidad de poro (c_p) con ayuda del registro neutrón.

Para determinar la compresibilidad total (c_b) se utilizó la siguiente ecuación

$$c_b = \frac{\alpha \phi}{\Delta \rho g (1 - \phi)} (\text{psi}^{-1}) \quad (46)$$

α es un parámetro de compactación, Athy en 1930 propone una correlación para estimar como cambia la porosidad en función de la profundidad:

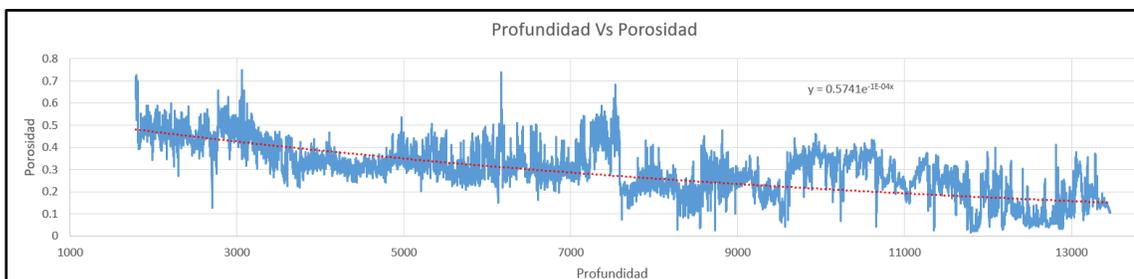
$$\phi = \phi_o e^{-\alpha z} \quad (47)$$

Para determinar el valor de α se graficó el registro neutrón Vs profundidad como se observa en la Figura 52. y se obtuvo una línea de tendencia exponencial donde su fórmula fue:

$$\phi = 0.5741e^{-10^{-4}z} \quad (48)$$

Figura 52.

Registro neutrón



Para determinar $\Delta \rho$ es necesario saber la densidad del fluido que contiene la formación por lo tanto para el pozo de estudio se realizó una investigación de las formaciones productoras presentadas en la Tabla 4 y se tomó un promedio de la densidad del fluido que contenía, las demás formaciones se asumieron que estaban saturadas con agua por lo tanto su densidad es de 1 g/cm³.

Tabla 4.*Sistema petrolífero de la cuenca de estudio.*

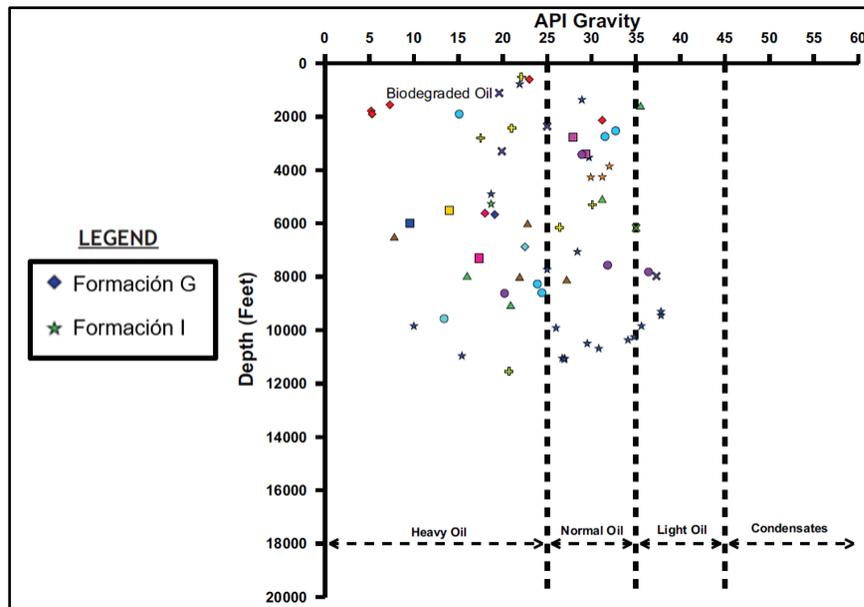
SISTEMA PETROLIFERO	
Roca generadora	Formación E, G, H, I.
Roca reservorio	Formación B, C, D.
Roca sello	Formación D, F, H.

Las formaciones G e I son rocas generadoras por lo tanto se puede considerar que contienen hidrocarburo en su espacio poroso, para determinar la densidad del fluido se hizo uso de la información presentada en la Figura 53.

Gravedad API de la cuenca en estudio. donde se observa que el fluido de las formaciones G e I tienen una gravedad API de 19.5 °API y 19 °API respectivamente.

Figura 53.

Gravedad API de la cuenca en estudio.



Nota: modificado de ANH, 2010, Organic Geochemistry Atlas of Colombia.

Teniendo la gravedad API del fluido de cada formación se puede determinar la densidad del fluido en g/cm³ por medio de las siguientes ecuaciones:

$$GE = \frac{141.5}{(API - 131.5)} \quad (49)$$

$$\rho_f = GE * \rho_{H_2O}$$

Se aplica la ecuación 46 para cada dato de profundidad de las formaciones de interés, el siguiente paso es determinar el esfuerzo efectivo.

Por último se determina el exponente de calibración γ y se estima la presión de poro en la zona de carbonatos por medio de la ecuación 23, para el pozo de estudio se determinó un $\gamma = 0,935$ para la formación G y $\gamma = 0.885$ para la formación I, con estos últimos exponentes se realiza un perfil de presión de poro mixto.

6.3.3. *Modificación de Azadpour y col.*

Se determina el esfuerzo de sobrecarga, la presión de poro normal y el esfuerzo efectivo con las mismas ecuaciones que en el procedimiento del método de V. Atashbari y Tingay.

Se determina el exponente de calibración γ' y se estima la presión de poro en la zona de carbonatos por medio de la ecuación 26, se debe calibrar el exponente con la información disponible de eventos de perforación y peso de lodo; para el pozo de estudio se determinó un $\gamma' = 0.99$ para la formación G y $\gamma' = 0.953$ para la formación I, con estos últimos exponentes se realiza un perfil de presión de poro mixto.

6.3.4. *Método de M. Salazar y col.*

Se determina el esfuerzo de sobrecarga, la presión de poro normal y el esfuerzo efectivo con las mismas ecuaciones que en el procedimiento del método de V. Atashbari y Tingay, para este método los autores mencionan el esfuerzo efectivo como esfuerzo diferencial (σ_d).

Se determina el exponente de calibración β y se estima la presión de poro en la zona de carbonatos por medio de la ecuación 42, se debe calibrar el exponente con la información disponible de eventos de perforación y peso de lodo; para el pozo de estudio se determinó un $\beta = 0.94$ para la formación G y $\beta = 0.893$ para la formación I, con estos últimos exponentes se realiza un perfil de presión de poro mixto.

La calibración del exponente de ajuste de los métodos de V. Atashbari y Tingay, Azadpour y col. y M. Salazar y col. se realizó con información que se tenía disponible para cada bloque de carbonatos, en la formación G se disponía de dos gradientes de presión de poro uno de 0.71 psi/ft

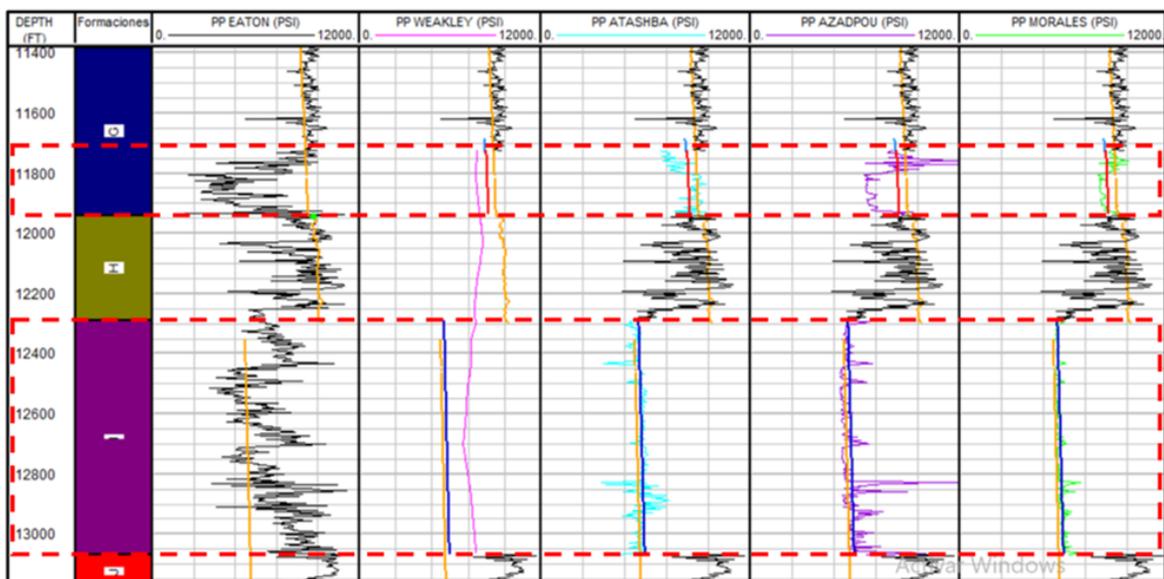
que fue estimado por medio de pruebas de formación en el pozo UIS-1 y un segundo gradiente de 0.7176 psi/ft de un pozo offset UIS-2; en la formación I no se presentaron eventos de perforación ni se tenía disponible gradiente de presión de poro en el pozo de estudio sin embargo, se tiene el peso de lodo de un pozo offset UIS-3 con un gradiente de 0.4576 psi/ft (en la formación I del pozo UIS-3 no se presentaron eventos de perforación) por estas razones se asumió que bajo las condiciones de perforación en la formación I tanto en el pozo de estudio como en el pozo offset UIS-3 la presión de poro se mantuvo por debajo del peso del lodo.

7. Validación y resultados

Cada metodología presentada proporciono un perfil de presión de poro diferente para cada bloque de carbonatos, en la Figura 54. se presentan los resultados de cada una.

Figura 54.

Perfiles mixtos de presión de poro.

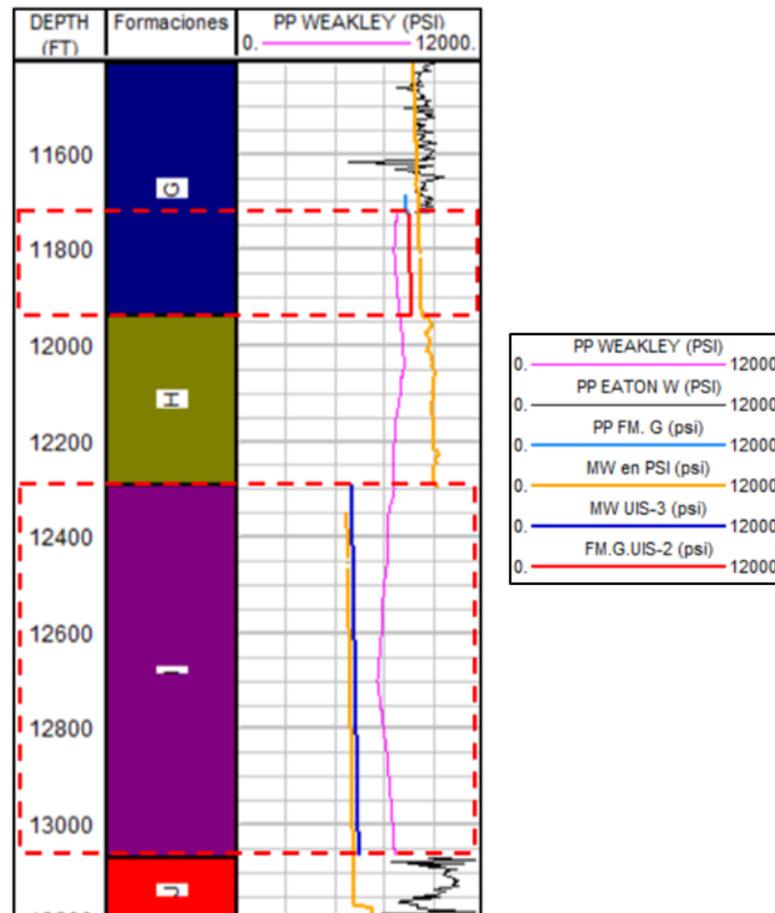


En la Figura 54. se observa una serie de perfiles de presión de poro determinados en las formaciones G e I, en esta se evidencio los resultados obtenidos por las metodologías aplicadas y su comparación con datos de presión de poro y pesos de lodo que se tenían disponibles en el pozo de estudio UIS-1 y en dos pozos offset (UIS-2 y UIS-3). A continuación, se analiza cada perfil de presión de poro por separado.

7.1. Resultados enfoque de Weakley

El perfil de presión de poro generado por medio de este enfoque se muestra en la Figura 55., el perfil del bloque de carbonatos ubicados en la formación G presento un error promedio de 8.34% con respecto a los valores de presión de poro que se tienen disponibles.

La formación I no tiene disponible un valor de presión de poro medido ni presenta eventos de perforación, por lo tanto, se asumió que bajo estas condiciones de perforación la presión de poro se mantuvo por debajo del peso del lodo, el error promedio en esta formación fue de 29.73% con respecto al peso del lodo.

Figura 55.*Perfil de presión de poro mixto*

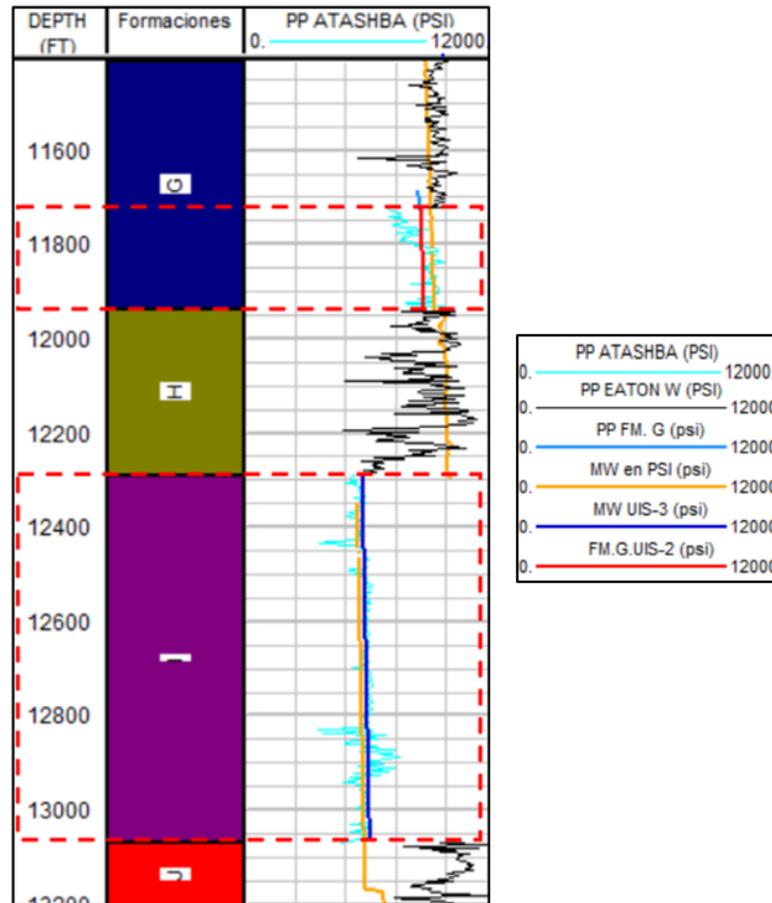
7.2. Resultados método V. Atashbari y Tingay

El perfil de presión de poro generado por medio de este método se muestra en la Figura 56., el perfil del bloque de carbonatos ubicados en la formación G presento un error promedio de 7.54% con respecto a los valores de presión de poro que se tienen disponibles.

La formación I no tiene disponible un valor de presión de poro medido ni presenta eventos de perforación, por lo tanto, se asumió que bajo estas condiciones de perforación la presión de poro se mantuvo por debajo del peso del lodo, el error promedio en esta formación fue de 10.69% con respecto al peso del lodo.

Figura 56.

Perfil de presión de poro mixto (V. Atashbari y Tingay- Eaton).



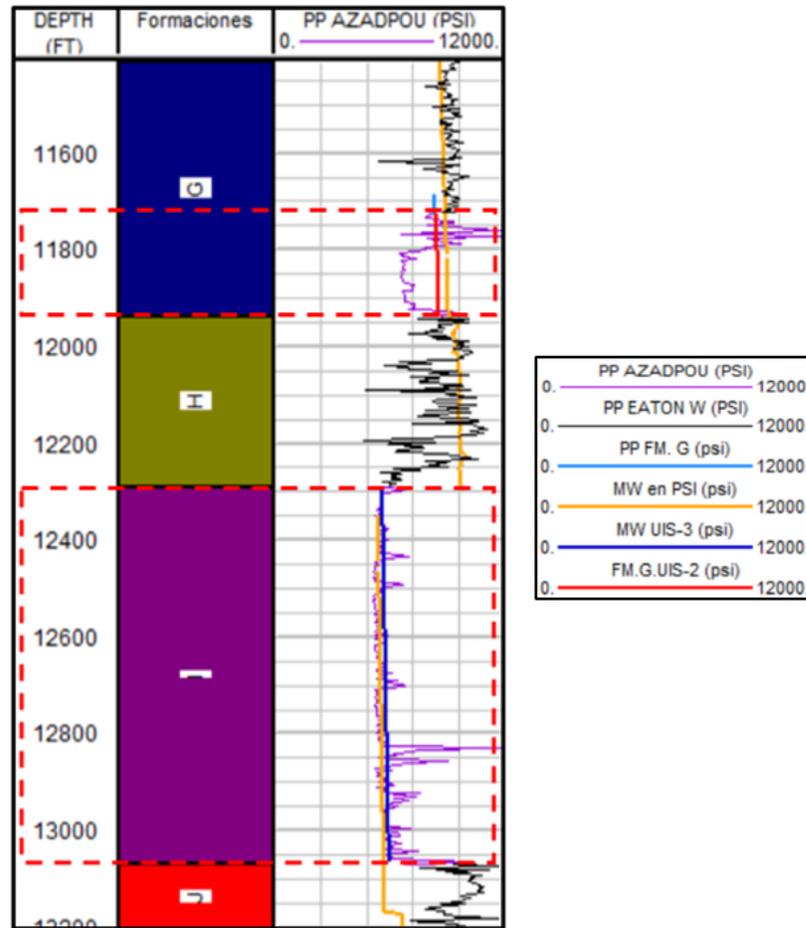
7.3. Resultados modificación Azadpour y col.

El perfil de presión de poro generado por medio de esta modificación se muestra en la Figura 57., el perfil del bloque de carbonatos ubicados en la formación G presentó un error promedio de 15.57% con respecto a los valores de presión de poro que se tienen disponibles.

La formación I no tiene disponible un valor de presión de poro medido ni presenta eventos de perforación, por lo tanto, se asumió que bajo estas condiciones de perforación la presión de poro se mantuvo por debajo del peso del lodo, el error promedio en esta formación fue de 7.1% con respecto al peso del lodo.

Figura 57.

Perfil de presión de poro mixto (Modificación de Azadpour y col. - Eaton).



7.4. Resultados método M. Salazar y col.

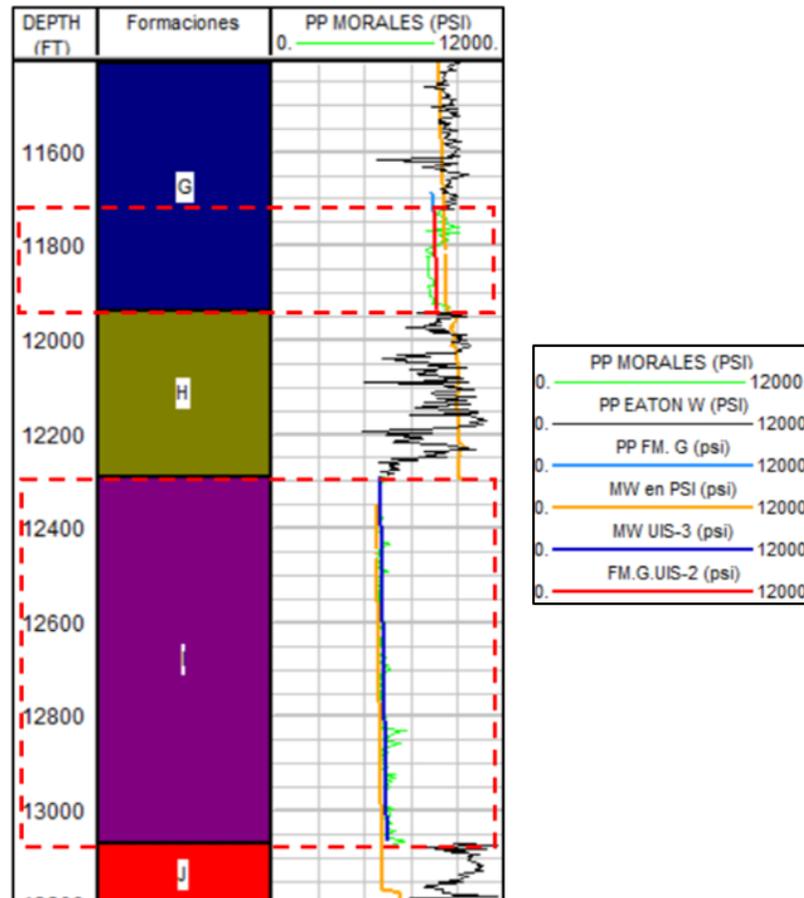
El perfil de presión de poro generado por medio de este método se muestra en la Figura 58., el perfil del bloque de carbonatos ubicados en la formación G presento un error promedio de 4.62% con respecto a los valores de presión de poro que se tienen disponibles.

La formación I no tiene disponible un valor de presión de poro medido ni presenta eventos de perforación, por lo tanto, se asumió que bajo estas condiciones de perforación la presión de poro se mantuvo por debajo del peso del lodo, el error promedio en esta formación fue de 3.74% con respecto al peso del lodo.

El perfil de presión de poro que presento un mejor ajuste en los dos bloques de carbonatos del pozo en estudio UIS-1 fue el realizado por medio de la metodología propuesta por M. Salazar y Col.

Figura 58.

Perfil de presión de poro mixto (Método Morales S. y col. - Eaton).



8. Conclusiones

La identificación de litologías carbonatadas brinda un mejor resultado mediante el uso de crossplots en comparación al uso de registros individuales; sin embargo, se utilizan los registros para realizar una verificación de los resultados obtenidos con los crossplots.

La aplicación de las metodologías propuestas a nivel mundial fue limitada debido a la falta de información disponible en el pozo de estudio; no obstante, se aplicaron cuatro de las metodologías investigadas.

La metodología que mejor ajuste tiene al pozo de estudio fue la propuesta por Morales y Col. que presentó un error promedio de 4.62 % en la formación G y 3.73 % en la formación I al mismo tiempo la que presenta mayor error es la propuesta por Weakley con un error de 8.33% y 29.73 % en la formación G e I respectivamente.

El enfoque de Weakley está altamente influenciado por la habilidad y el juicio del intérprete al realizar la línea de tendencia del registro sísmico, esto influye en los valores estimados de presión de poro. Este enfoque no presentó el mismo refinamiento que los otros métodos debido a que su desarrollo es manual.

El método de V. Atashbari y Tingay presenta un rango de incertidumbre adicional debido a que para el cálculo de C_b y C_p se utilizaron correlaciones donde se realizaron asunciones respecto a la densidad del fluido de formación.

9. Recomendaciones

Realizar un perfil de porosidad combinando el registro de densidad y neutrón y de esta manera disminuir la incertidumbre ocasionada por agentes externos.

Para futuros estudios se obtengan los datos de compresibilidad de muestras de núcleo analizadas en un laboratorio para disminuir el error en la obtención de los valores de compresibilidad de poro y compresibilidad bulk.

Desarrollar las metodologías en formaciones carbonatadas donde se tenga un valor de presión de poro medido para así calibrar de manera más exacta los exponentes de ajuste

Bibliografía

- Aguilera, B. R., Sotelo, V., Burgos, C., Arce, C., Gómez, C., Mojica, J., Castillo, H., Jiménez, D., Osorno, J., Magdalena, M., Basin, V., Zuluaga, C., & Vargas, C. A. (2010). *Organic Geochemistry Atlas of Colombia Second Edition Universidad Antonio Nariño Caracas - Venezuela Observatorio del Ebro*.
- Ahr, W. M. (2008). *Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks*.
- ANH. (2012). *Cuenca Valle Medio del Magdalena - Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos*.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. In The American Association of Petroleum Geologists.
- Atashbari, V. (2016). *Origin of overpressure and pore pressure prediction in carbonate reservoirs of the Abadan Plain Basin*. Australian School of Petroleum
- Azadpour, M., & Manaman, N. S. (2015). *Determination of Pore Pressure from Sonic Log : a Case Study on One of Iran Carbonate Reservoir Rocks*. Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology.
- Barbosa, J., & Vesga, J. (2014). *Incidencia de las intercalaciones de arcilla en la estabilidad de cortes de talud en depositos de material limo arenoso de la formación Tablazo en el municipio de San Gil*.
- Bowers, G. L. (1995). *Data : Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction*. Society of Petroleum Engineers, SPE 27488(June).
- Eaton, B. A. (1975). *The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs*. Society of Petroleum Engineers - Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, FM 1975.

Escuela de Perforación. (2011). *Guía para la Predicción de Geopresiones*.

G, Z. U. (2015). *An overview of pore pressure prediction using seismically derived velocities*. Journal of Geology and Mining Research.

Green, S., O'Connor, S. A., & Edwards, A. P. (2016). *Predicting Pore Pressure in Carbonates: A Review*. GEO2016 Conference & Exhibition, Bahrain.

Hadi, F., Eckert, A., & Almahdawi, F. (2019). *Real-time pore pressure prediction in depleted reservoirs using regression analysis and artificial neural networks*. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings, 2019-March.

Hamid, O., Al-Qahtani, A., Albahrani, H., & Pamukcu, Y. (2017). *A novel method for predicting 3D pore pressure in over-pressured carbonates*. Society of Petroleum Engineers - SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2017.

Harari, Z., Shu-Teh Wang, & Salih Saner. (1995). *Pore-compressibility study of Arabian carbonate reservoir rocks*. SPE Formation Evaluation.

Hastamorir, J., & Jerez, J. (2020). *Estimación de un perfil regional de presión de poro para un segmento del sector central del valle medio del Magdalena a partir de información geológica y geofísica, para la identificación de presiones anormales*.

Hawker, D. (2001). *Análisis de las presiones anormales de formación*.

Hottman, C. E., & Johnson, R. K. (1999). *Estimation of formation pressures from log-derived shale properties*. SPE Reprint Series.

Huffman, A. R. (2002). *The future of pore-pressure prediction using geophysical methods*. Leading Edge (Tulsa, OK).

Julieth, K., & Chang, R. (2017). *Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra*

Kumar, R., Al-Saeed, M. A., Al-Kandiri, J. M., Verma, N. K., & Al-Saqran, F. (2010). *Seismic*

based pore pressure prediction in a West Kuwait field. Society of Exploration Geophysicists International Exposition and 80th Annual Meeting 2010.

Kupecz, J. A., Gluyas, J., & Bloch, S. (1997). *Reservoir quality prediction in sandstones and carbonates.*

López Barrera, A. I. (2015). *Caracterización geológica y petrofísica mediante adquisición e interpretación de diagráfias en formaciones con potencial como sello y almacén de CO₂ en cuencas de la Península Ibérica.* TDX (Tesis Doctorals En Xarxa).

Marín-Moreno, H., Minshull, T. A., & Edwards, R. A. (2013). *Inverse modelling and seismic data constraints on overpressure generation by disequilibrium compaction and aquathermal pressuring: Application to the Eastern Black Sea Basin.* Geophysical Journal International.

Mohamad, R., Fadipe, O. A., Zhang, X., Djuraev, O., MacGregor, A. L., Bouhlel, A. M., Koutsabeloulis, N. C., Noufal, A., Sirat, M., & Popa, D. (2015). *Prediction of carbonate reservoirs pore pressure and porosity in Onshore Abu Dhabi using petroleum systems modeling technology.* Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference.

Neutrón, S.-, Andrés, J., Moreira, G., María, J., & Curiel, D. (2009). *Interpretación Litológica del Pozo Centenera 1 mediante " Cross-Plot . "*

Panez, C. C. (2015). *Análisis de Métodos Para la Predicción de Presión de Poros Aplicado a la Estabilidad de Pozos de Perforación Petrolera.* Universidad Ricardo Palma.

Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros. (n.d.). SCHLUMBERGER.

Quijano, E., & Valcacer, E. (2015). *Interpretación de registros geofísicos de pozo A,B y C cuenca de los llanos orientales.*

Rebolledo, S. (2014). *Predicción de la presión de poro en el terciario y cretácico para la planeación de perforación de un pozo inyector.*

- Ricco Macedo, G. A. (2012). *Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos*
- Sarmiento, G., Puentes, J., & Sierra, C. (2015). *Evolución geológica y estratigrafía del sector norte del Valle Medio del Magdalena*. Geología Norandina.
- Uribe Moreno, R., & Solano Tirado, Y. (2006). *prediccion de la presion de poro en problemas relacionados con la estabilidad de pozo*.
- Velázquez-Cruz, D., Espinosa-Castañeda, G., Díaz-Viera, M. A., & Leyte-Guerrero, F. (2017). *New methodology for pore pressure prediction using well logs and divergent area*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings.
- Wang, R., Wang, Z., Shan, X., Qiu, H., & Li, T. (2013). *Factors influencing pore-pressure prediction in complex carbonates based on effective medium theory*. Petroleum Science.
- Weakley, R. R. (1990). *Determination of formation pore pressures in carbonate environments from sonic logs*.
- Yu, F., Jin, Y., Chen, K. P., & Chen, M. (2013). *Pore-pressure prediction in carbonate rock using wavelet transformation*. Geophysics.
- Zhou, S., Al-Hajhog, J., Simpson, M. A., Luo, M., Mohiuddin, M., & Tan, C. (2009). *Study of jilh formation overpressure and its prediction*. Proceedings of the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition.
- Zoback, M. (2007). *Reservoir Geomechanics*. In Cambridge University Press