

Capítulo 5.- Manual del usuario de la app

PETROLUMA



MANUAL DE USUARIO

Versión 1.0

2025

Elaborado por:

Maria del Carmen Rodríguez Luna

Wendy Selene Magaña Gutiérrez

Copyright © 2025 [Petroluma]

Este software y su código fuente están protegidos por las leyes de derechos de autor de México.

Queda prohibida su copia, distribución y modificación sin autorización expresa.

Tabla de contenidos

Sección 1

Introducción.

Sección 2

Versión 1.0.

Sección 3

Requerimientos.

Sección 4

Instalación.

Sección 5

Términos en petrofísica.

Manejo de la App.

- Menú de opciones.
- Cálculo de volumen de arcillas.
- Cálculo de saturación de agua.
- Cálculo de porosidad.
- Cálculo de M y N.
- Volumetría de aceite.
- Crossplot.
- Electrofacies.
- Mineralogía.
- Glosario.

Sección 1

Introducción



PetroLuma, desarrollado por Carmen Rodríguez y Wendy Magaña, es un software libre de uso académico basado en términos y cálculos petrofísicos como herramienta para el aprendizaje.

Esta guía está enfocada en la utilidad de la aplicación y su modo de empleo.

CopyRight

Sección 2

Versión 1.0

Petroluma presenta en su primera versión una serie de gráficos interactivos orientados a la evaluación de litologías de acuerdo a las necesidades del estudiante.

Además de ello, su interfaz dinámica brinda la facilidad de navegar entre opciones para realizar diferentes cálculos petrofísicos.

Características:

- Interfaz principal con botones para visualizar crossplot interactivos.
- Panel de navegación para elegir entre opciones de diferentes cálculos.
- Cálculo de propiedades petrofísicas.
- Cálculo de volumetría en m³.
- Datos mineralógicos.
- Glosario de términos.
- Manual de usuario.

Sección 3

Requerimientos

Los requerimientos necesarios para descargar la app móvil en el dispositivo son los siguientes:

Probados en Sistema Operativo Android 8.1 hasta 15.

Acceso a internet exclusivamente para la visualización de archivos pdf (Tesis y manual de usuario).

Espacio de almacenamiento de 35mb.

Sección 4

Instalación

La instalación de Petroluma se realiza a través de un archivo APK (Android Package Kit).

La distribución del APK estará sujeta a las siguientes condiciones:

Fuente de descarga: El APK estará disponible exclusivamente en [.]

Permisos necesarios: Durante la instalación, se solicitarán permisos para [acceso a Internet, almacenamiento, etc.].

Instrucciones de instalación:

- Descargue el archivo APK desde el enlace autorizado.
- Habilite la opción "Instalación de aplicaciones de fuentes desconocidas" en la configuración del dispositivo.
- Abra el archivo APK y siga las indicaciones para completar la instalación.
- Les aparecerá esta pregunta ¿Deseas instalar esta aplicación? seleccione la opción de instalar
- Una vez terminada la instalación seleccionar la opción de abrir la app.

Sección 5

Términos en petrofísica

Relaciones de volumen y densidad

$V/V \rightarrow$ volumen de poro/volumen total de roca.

$\rho_b \rightarrow$ densidad volumétrica.

$\rho_e \rightarrow$ densidad aparente de la matriz efectiva o densidad equivalente.

$\rho_{ma} \rightarrow$ densidad de la matriz

Registros geofísicos

RGP \rightarrow Registros Geofísicos de Pozo.

CNL \rightarrow registro de neutrón compensado.

PEF \rightarrow registro de Factor Fotoeléctrico.

$P_e \rightarrow$ factor de absorción fotoeléctrica.

$\Delta t_{ma} \rightarrow$ tiempo de tránsito de la matriz.

Porosidad

$\Phi_{maSNP} \rightarrow$ Porosidad aparente de la matriz a partir del registro sónico-neutrón (Sonic-Neutron Porosity).

$\Phi_{maCNL} \rightarrow$ Porosidad aparente de la matriz a partir del registro de neutrones (Compensated Neutron Log, CNL).

$pu \rightarrow$ unidades de porosidad (porosity units).

Zonas de un pozo

Zona de enjarre

R_{mc} → Resistividad del enjarre,

Zona Lavada o Invasida

R_{mf} → Resistividad del filtrado del lodo (solo fluido)

R_{xo} → resistividad que presenta la zona lavada (roca más fluida)

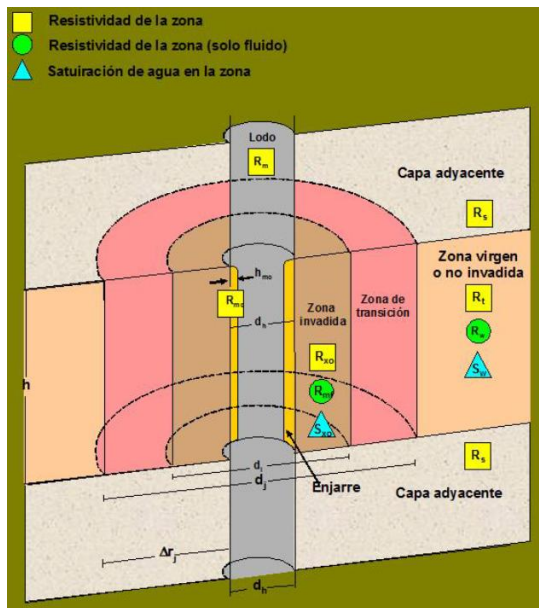
Zona de transición o Zona Virgen

R_t → Resistividad verdadera (incluyendo roca y fluido)

R_w → Resistividad del agua de formación (solo fluido) .

Figura A

Ejemplo de las zonas de un pozo.



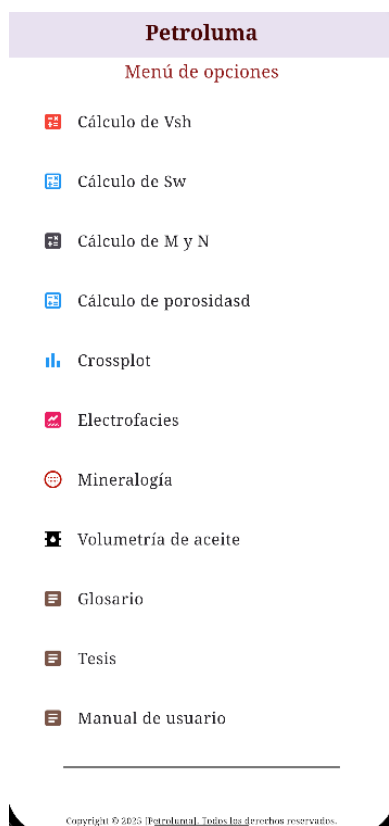
Nota: Tomado de (Coconi, 2011).

Manejo de la App

La interfaz principal de la app corresponde a la pantalla inicial, en la que se encuentra un menú de opciones que incluye los diferentes cálculos petrofísicos y la visualización de crossplot. Así mismo, usuario tendrá acceso al pdf correspondiente al manual de usuario y la presente tesis.

Figura B.

Pantalla inicial y Menú de opciones



Cálculo de volumen de arcillas

En este apartado encontraremos una manera rápida de determinar el contenido de arcillas que se presenta como lo muestra la Figura C, donde el usuario podrá elegir el modelo que desee manipular.

Figura C. Opciones de Volumen de arcilla



Una vez elegido el modelo el usuario introduce los valores específicos dentro de la ecuación correspondiente. Así mismo analiza los valores introducidos.

La mayoría de los resultados obtenidos en esta sección permite obtener los cálculos de manera decimal. Si quisiéramos obtenerlo en valor porcentual, basta con multiplicarlo por 100.

Figura D.

Manipulación de volumen de arcilla

← Volumen de arcillas (Vsh)

$$V_{sh} = \frac{PSP - SSP}{SP_{shale} - SSP}$$

Introduce los valores:

PSP (mv) SP de la formación

SSP (mv) SP en zona limpia

SP_shale (mv) SP en arcillas

Calcular Vsh

Las ecuaciones que definen los cálculos son:

Volumen de arcillas por potencial espontáneo (SP)

$$V_{sh} = \frac{PSP - SSP}{SP_{shale} - SSP} \text{ ec. 1}$$

dónde:

Vsh = volumen de arcilla

SSP = potencial espontáneo estático de una arena limpia

PSP = SP máximo de una formación arcillosa

SPshale = valor SP de una arcilla

Índice de arcillosidad (GR)

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \text{ ec.2}$$

Dónde:

IGR = Índice de rayos gamma.

GRlog = lectura del registro de rayos gamma.

GRmin = rayos gamma mínimo (arena limpia).

GRmax = rayos gamma máximo (arcilla).

El índice de rayos gamma permite calcular el volumen de arcillas a partir de las siguientes fórmulas.

Volumen de arcillas Clavier

$$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (IGR + 0.7)^2]^{1/2} \text{ ec.3}$$

Dónde:

Vsh= volumen de arcilla.

IGR = índice de rayos gamma.

Volumen de arcillas Steiber

$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{3 - 2I_{GR}} \text{ ec.4}$$

Donde:

Vsh= volumen de arcilla.

IGR= índice de rayos gamma.

Volumen de arcillas Larionov rocas consolidadas

$$V_{sh} = 0.33(2^{2I_{GR}} - 1) \text{ ec.5}$$

Donde,

Vsh= volumen de arcilla.

IGR= índice de rayos gamma

Volumen de arcillas Larionov rocas jóvenes.

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7I_{GR}} - 1) \text{ ec.6}$$

dónde:

Vsh= volumen de arcilla.

IGR= índice de rayos gamma.

Volumen de arcilla Neutrón-Densidad

$$Vsh = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \text{ ec.7}$$

dónde:

ϕ_N = porosidad del registro de Neutrón.

ϕ_D = porosidad del registro de Densidad.

ϕ_{Nsh} = porosidad de Neutrón en una arcilla cercana.

ϕ_{Dsh} = porosidad de Densidad en una arcilla cercana

En cada uno de ellos es posible introducir valores conocidos que se obtienen en la evaluación de propiedades petrofísicas.

Cálculo de saturación de agua

Este apartado involucra una lista de ecuaciones como se muestra en la Figura E y F métodos conocidos para cálculo de saturación de agua, siendo manipulados como se muestra figura F donde el usuario inserta los valores correspondientes para realizar el cálculo. Esto cambiará según el modelo de su elección.

Figura E. Lista de Sw.**Figura F.** Manipulación de los cálculos de Sw.

The screenshot shows the 'Cálculo de Sw (Archie)' screen. At the top, there is a back arrow and the title 'Cálculo de Sw (Archie)'. Below the title, the Archie equation is displayed:
$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$
. Below the equation, there is a heading 'Introduce los valores de los parámetros:' (Enter the values of the parameters:). Below this heading, there are five input fields: 'Rw (Ω·m) Resistividad del agua' (Water resistivity), 'Rt (Ω·m) Resistividad verdadera' (True resistivity), 'φ (dec) Porosidad' (Porosity), 'a (Constante)' (Constant), and 'm (Exponente de cementación)' (Cementation exponent). Below these fields, there is a button labeled 'n (Exponente de saturación)' (Saturation exponent). At the bottom of the screen, there is a button labeled 'Calcular Sw' (Calculate Sw).

Nota: Figura F muestra y expresa la forma en que introducimos los valores que pueden ser expresados en decimal o porcentaje, en este caso la porosidad se introduce en decimal y por ende obtenemos el resultado de Sw en valor decimal, basta con solo multiplicar por 100 si queremos obtener el resultado porcentual. Esto aplica para todos los modelos de la sección de saturación de agua.

Comúnmente los valores conocidos de las constantes son $a=1$ y $m, n=2$.

Figura G. Modelo de Dewan.

← Cálculo de Sw (Dewan)

$$q = \frac{\phi_s - \phi_D}{\phi_s}$$

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{0.8 \cdot R_w}{\phi_s^2 R_t} + \left(\frac{q}{2}\right)^2} - \frac{q}{2}}{1 - q}$$

Introduce los valores de los parámetros:

ϕ_s (dec) Porosidad sónica

ϕ_D (dec) Porosidad densidad

R_w ($\Omega \cdot m$) Resistividad del agua

R_t ($\Omega \cdot m$) Resistividad verdadera

Para el caso de la figura G, el software calcula primero un valor q y automáticamente lo sustituye en la ecuación para el cálculo principal.

Las ecuaciones que definen los cálculos son:

Saturación de agua Archie (1942)

$$S_w = \left(\frac{a x R_w}{R_t x \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \text{ ec.8}$$

Donde:

S_w = saturación de agua de una zona no invadida.

R_w = resistividad de agua de formación a temperatura de formación.

R_t = resistividad de formación verdadera.

ϕ = porosidad.

a = factor de tortuosidad.

m = exponente de cementación.

n = exponente de saturación.

Saturación de agua Dewan (1983)- Arcillas dispersas

$$S_w = \frac{\left[\sqrt{\frac{0.8 x R_w}{\phi_s^2 x R_t} + \left(\frac{q}{2}\right)^2} - \frac{q}{2} \right]}{(1-q)} \text{ ec.9}$$

Donde:

R_w = resistividad de agua de formación a temperatura de formación.

R_t = resistividad de formación verdadera.

ϕ_s = porosidad sónica.

q = fracción del espacio intergranular relleno de arcillas.

$$q = \frac{\phi_s - \phi_D}{\phi_s} \text{ ec.9.1}$$

Donde:

ϕ_D = porosidad densidad.

ϕ_s = porosidad sónica.

q = fracción del espacio intergranular relleno de arcillas.

Saturación de agua Ferlt (1975)

$$S_w = \frac{1}{\phi} x \left[\sqrt{\frac{R_w}{R_t} + \left(\frac{axV_{shale}}{2} \right)^2} - \frac{axV_{shale}}{2} \right] \text{ ec.10}$$

Donde:

R_w = resistividad de agua de formación a temperatura de formación.

R_t = resistividad de formación verdadera.

V_{shale} = volumen de arcilla.

a = 0.25 en la Costa del Golfo.

a = 0.35 en las Rocky Mountains.

Saturación de agua Simandoux (1963)

$$S_w = \left(\frac{0.4 * R_w}{\phi^2} \right) * \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{5 * \phi^2}{R_{sh} * R_w}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \text{ ec.11}$$

Dónde:

R_w = resistividad de agua de formación a temperatura de formación.

R_t = resistividad de formación verdadera.

ϕ = porosidad.

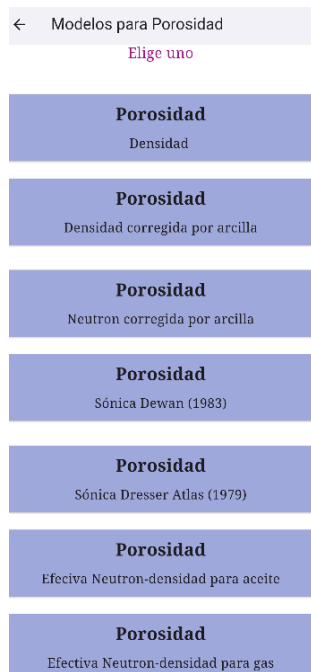
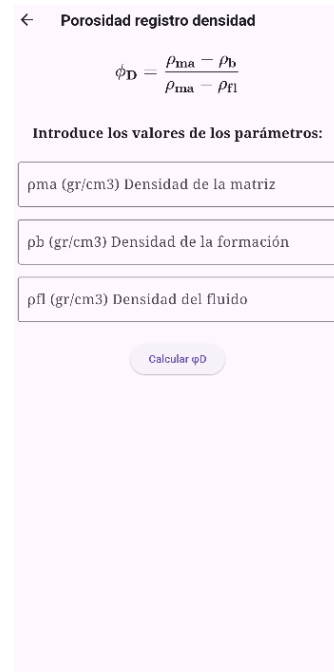
R_{shale} = resistividad de una zona arcillosa.

Vshale= volumen de arcilla.

En cada uno de ellos es posible introducir valores conocidos que se obtienen en la evaluación de propiedades petrofísicas.

Cálculo de porosidad

Este apartado involucra una lista de ecuaciones como se muestra en la Figura H e I métodos conocidos para cálculo de porosidad, algunas involucradas en el método doble agua. Para el cálculo de porosidad los resultados también se expresan en decimal.

Figura H. Lista de porosidad**Figura I.** Manipulación de los cálculos de

El cálculo queda definido por las siguientes ecuaciones:

Porosidad - Registro de Densidad

La ecuación está dada por:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \text{ ec.12}$$

Donde:

ϕ_D = porosidad derivada del registro de densidad

ρ_{ma} = densidad de la matriz

ρ_b = densidad bruta de la formación

ρ_{fl} = densidad del fluido

Porosidad del registro de densidad corregida por arcillas- Dewan (1983)

$$\phi_{De} = \phi_D - V_{sh} * \phi_{Dsh} \text{ ec.13}$$

Dónde:

ϕ_D = porosidad del registro de densidad.

ϕ_{De} = porosidad del registro de densidad corregida por arcillas.

ϕ_{Dsh} = porosidad del registro de densidad en una arcilla cercana.

V_{shale} = volumen de arcillas .

Porosidad de Neutrón corregido por arcillas- Dewan (1983)

$$\phi_{Ne} = \phi_N - V_{Shale} \times \phi_{Nsh} \text{ ec.14}$$

Dónde,

ϕ_{Ne} = porosidad del registro de neutrón corregida por arcillas.

ϕ_N = porosidad del registro de neutrón.

ϕ_{Nsh} = porosidad del registro de neutrón en una arcilla cercana.

V_{shale} = volumen de arcillas.

Porosidad sónica corregida por arcillas (Dewan, 1983)

$$\phi_{Se} = \phi_s - V_{sh} * \phi_{Ssh} \text{ ec.15}$$

Donde:

ϕ_{Se} = porosidad efectiva de sónico (corregida por arcillas).

ϕ_s = porosidad de sónico.

ϕ_{Ssh} = porosidad de sónico en una arcilla cercana.

V_{shale} = volumen de arcillas.

Porosidad sónica corregida por arcillas (Dresser Atlas, 1979)

$$\phi_{Se} = \left(\frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} * \frac{100}{\Delta t_{sh}} \right) - V_{sh} \left(\frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \right) \text{ ec.16}$$

Donde,

ϕ_{Se} = porosidad efectiva de sónico (corregida por arcillas).

V_{shale} = volumen de arcillas.

Δt_{log} = tiempo de tránsito por intervalo de la formación (del registro sónico).

Δt_{ma} = tiempo de tránsito por intervalo de la matriz.

Δt_{fl} = tiempo de tránsito por intervalo del fluido.

Δt_{sh} = tiempo de tránsito por intervalo en una arcilla cercana.

Porosidad efectiva de Neutrón- Densidad para gas

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{Ne}^2 + \phi_{De}^2}{2}} \text{ ec.17}$$

Dónde:

ϕ_e = porosidad efectiva neutrón-densidad para gas.

ϕ_{Ne} = porosidad del registro de neutrón corregida por arcillas.

ϕ_{De} = porosidad del registro de densidad corregida por arcillas.

Porosidad efectiva de Neutrón- Densidad para aceite

$$\phi_e = \frac{\phi_{Ne} + \phi_{De}}{2} \text{ ec.18}$$

dónde:

ϕ_e = porosidad efectiva neutrón-densidad para gas.

ϕ_{Ne} = porosidad del registro de neutrón corregida por arcillas.

ϕ_{De} = porosidad del registro de densidad corregida por arcillas.

Cálculo de M y N

Para mineralogía compleja, es de gran utilidad el uso del gráfico cruzado M y N, y quedan definidas por las ecuaciones:

$$M = \frac{DT_{fl} - DT_{log}}{\rho_{log} - \rho_{fl}} * 0.01 \text{ ec.19}$$

dónde:

DT_{log} = valor obtenido del registro sínico (μ s/ft).

DT_{fl} = fluido sínico (μ s/ft).

ρ_{log} = densidad (gr/cm³).

ρ_{fl} = densidad del fluido (gr/cm³).

Para lodos frescos, $DT_{fl} = 189$ (μ s/ft), $\rho_{fl} = 1$ (gr/cm³,). El factor 0.01 se usa para que los valores de M sean compatibles y más fáciles de escalar.

$$N = \frac{\Phi_{Nfl} - \Phi_N}{\rho_{log} - \rho_{fl}} \text{ ec.20}$$

dónde:

Φ_{Nfl} = porosidad neutrónica del fluido (%).

Φ_N = porosidad de neutrón (%).

ρ_{log} = densidad (gr/cm3).

ρ_{fl} = densidad del fluido (gr/cm3).

La porosidad de neutrón se expresa en unidades de porosidad de piedra caliza. Si los parámetros de la matriz (DT_{ma} , ρ_{ma} , Φ_{Nma}) para un mineral dado se usan en las ecuaciones anteriores en lugar de los valores de registro, se definen los valores de M y N para ese mineral. Para consultar valores específicos de M y N para un tipo de mineral según el fluido, consultar el apartado de mineralogía.

Volumetría de aceite

Este apartado, ubicado dentro del menú de opciones (figura b), corresponde al cálculo de volumen de aceite dada la fórmula:

$$OOIP = \frac{A \cdot h \cdot \Phi \cdot (1 - S_w)}{B_o} \text{ ec.21}$$

dónde:

A = área de drene (km²)

h = espesor neto (m)

Φ = porosidad (%)

S_w = saturación de agua (%)

B_o = factor de volumen de formación de petróleo (m³/m³,)

B_o ajusta el volumen de petróleo del yacimiento al volumen estándar de producción.

Valores típicos de B_o en yacimientos petroleros pueden variar entre 1.0 y 2.0 m³/m³, dependiendo del tipo de crudo.

Ejemplo de cálculo:

A= 10 km²

h = 15m

Φ = 20 %

S_w = 30%

B_o = 1.2 m³/m³

Aplicando la ecuación obtenemos 17,500,000 m³. Los valores se introducen tal cual el ejemplo y las unidades sugeridas, pues la ecuación se encuentra normalizada para que A se convierta a metros y los valores porcentuales a decimales. De esta manera el cálculo de volumetría se da en m³.

Figura J.

Cálculo de volumetría.

← Volumetría aceite

$$OOIP = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_o}$$

$$OOIP = \frac{10 \times 10^6 \times 15 \times \left(\frac{20}{100}\right) \times \left(1 - \frac{30}{100}\right)}{1.2}$$

Introduce los valores de los parámetros:

A (km²) Área

h (m) Net Thickness

Φ (%) Porosidad

Sw (%) Saturación de agua

Bo (m³/m³) Boil

Calcular OOIP

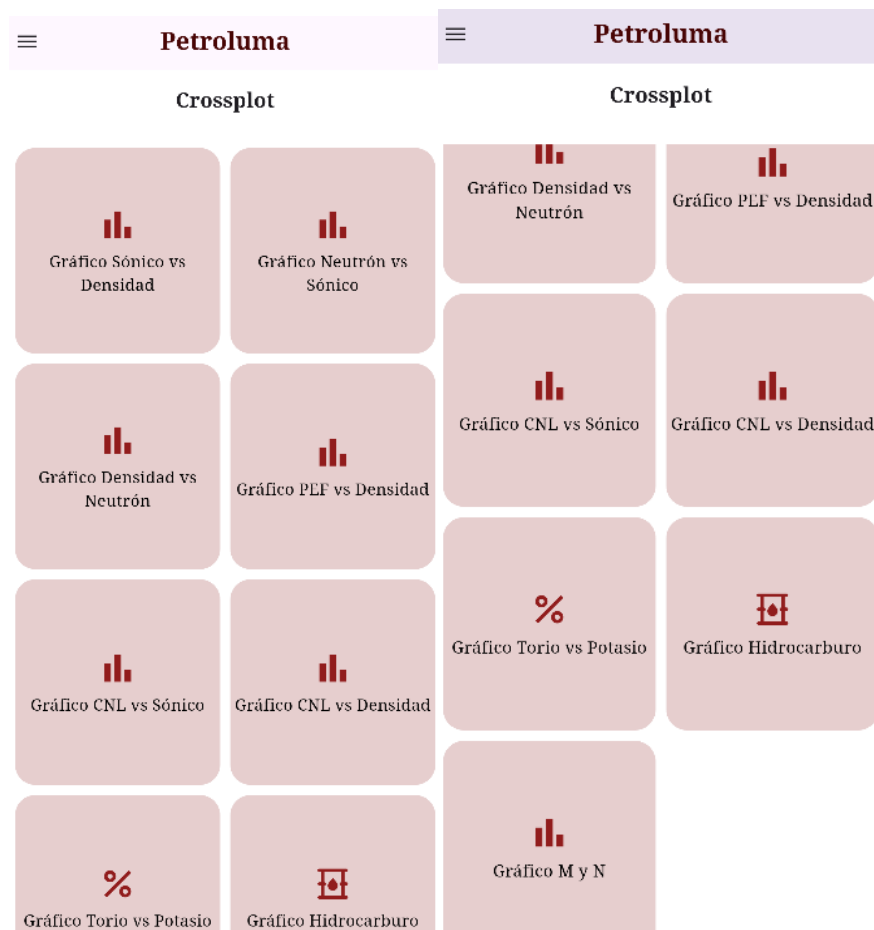
OOIP= 17500000.0000 m3

Crossplot

Corresponde a la pantalla de inicio donde a través de diversos botones, seleccionamos el que se requiera consultar (Figura I)

Figura K.

Botones Crossplot.



La gráfica que se desee manipular el usuario tendrá dos apartados (figura Ia) donde podrá colocar los valores de los datos separado por comas, hasta un total de 120 pares, de los registros que se están graficando; una vez hecho esto, es necesario picar el botón “agregar puntos” para poder visualizar sus puntos en las gráficas. El usuario también podrá tocar el o los puntos que sea de su interés para ver el valor de sus ejes.

Las unidades de los registros correspondientes se visualizan en el espacio para ingresar los datos. Las líneas de colores corresponden a sus respectivas litologías.

Figura K1. *CrossPlot Sónico vs Densidad, Neutrón vs Sónico, Densidad vs neutrón.*

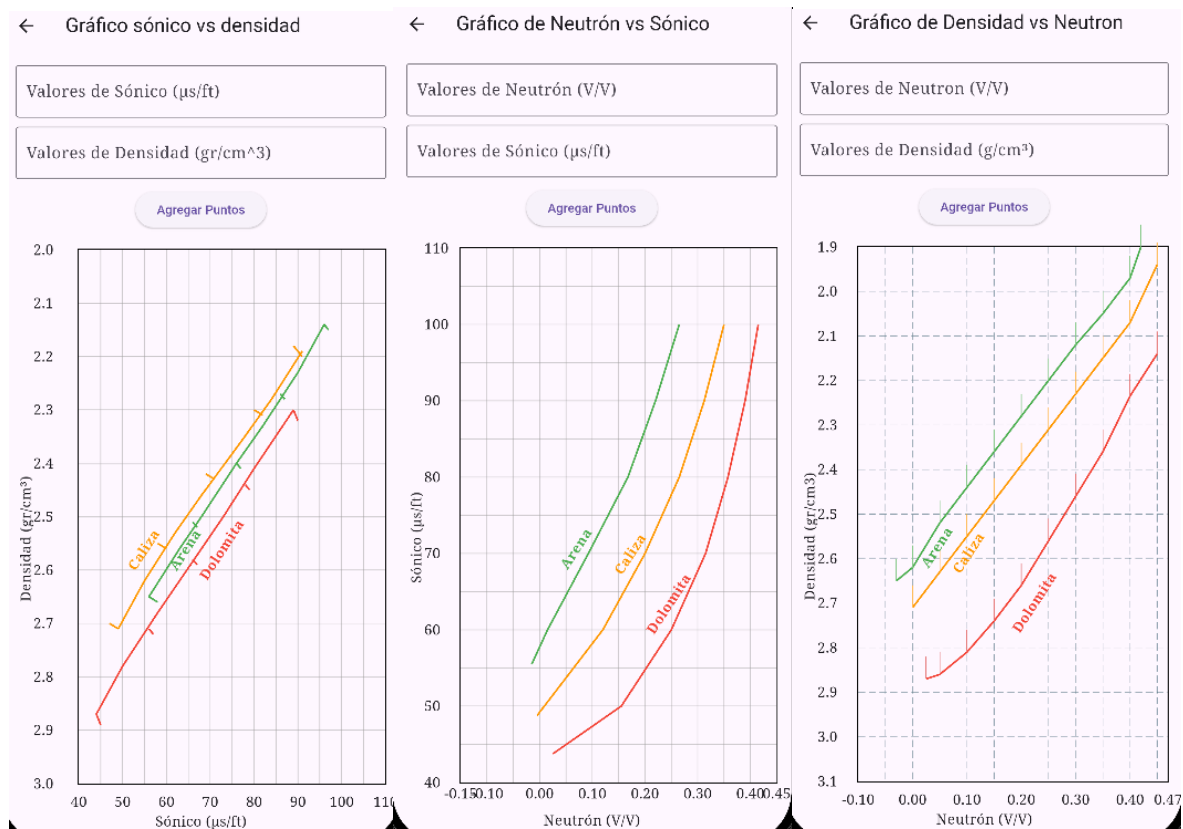
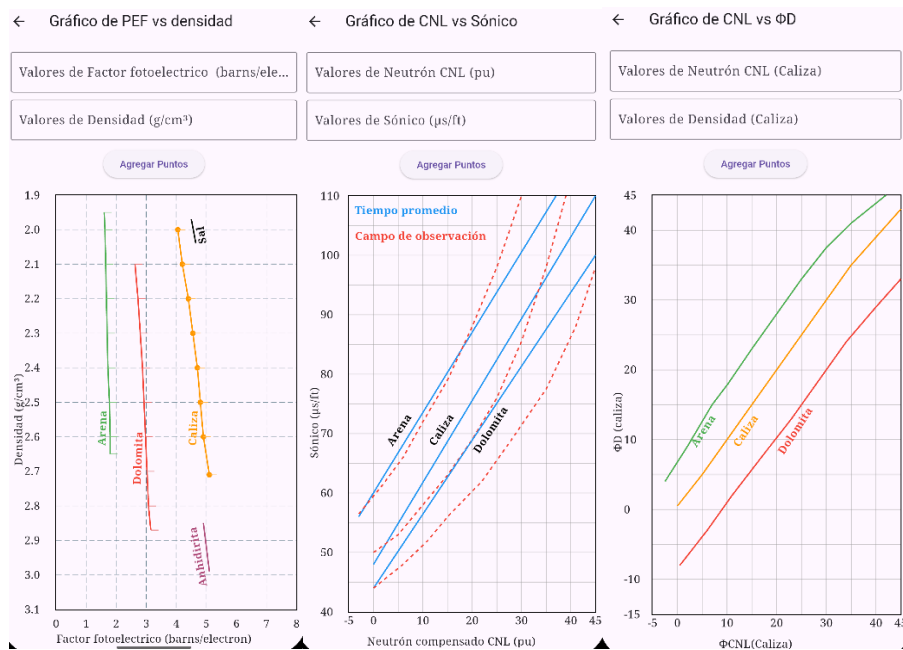


Figura K2. Crossplot PEF vs Densidad, CNL vs Sónico, CNL vs ΦD .**Gráfico PEF vs densidad**

El índice de factor fotoeléctrico P_e es buen indicador de matriz, pero está influenciado por la porosidad de la formación. Este gráfico se puede utilizar para determinar el mineral constituyente de una matriz de un mineral y las fracciones minerales en una matriz de dos minerales donde los minerales son conocidos (Schlumberger 1989).

Gráfico CNL vs Sónico

Este gráfico está construido para las transformaciones de tiempo de tránsito sónico a neutrón porosidad tanto de las ecuaciones de tiempo promedio ponderado (Wyllie) como de la de campo de observación (Raymer, Hunter y Gardner).

Ecuación de tiempo de tránsito promedio.

Evaluaciones de Wyllie revelaron una relación relativamente simple entre la velocidad y la porosidad en rocas sedimentarias en los siguientes casos: (1) cuando las rocas tienen una mineralogía relativamente uniforme; (2) cuando están saturadas de un fluido y (3) cuando tienen una presión efectiva alta. Wyllie aproximó estas relaciones con la expresión:

$$\frac{1}{V_p} = \frac{\phi}{V_{P-fl}} + \frac{1-\phi}{V_{P-o}} \quad \text{ec.22}$$

Donde V_p , V_{p-o} y V_{p-fl} son las velocidades de la onda P de las rocas saturadas, del material mineralógico que caracteriza la roca y del fluido de poro, respectivamente.

La ecuación de tiempo promedio de Wyllie puede extenderse para analizar mezclas mineralógicas mediante una velocidad promedio efectiva, lo cual permite implementar correlaciones que consideran factores como la arcillosidad, la compactación y la porosidad secundaria. (Calderón et al., 2009, p.3).

Ecuación de Raymer-Hunt. Raymer-Hunt la cual establece una relación de segundo grado entre el tiempo de tránsito medido y la porosidad de la formación, que puede dar mejores resultados en zonas con porosidades variables, esta relación se estableció para diferentes tipos de formaciones, cabe mencionar que, en esta ecuación, la porosidad y el volumen de matriz constituyen el total de la roca, por lo tanto, se debe cumplir que: $1 = \phi + V_{ma}$. (Galicía, 2017, p.20).

$$\Delta t = \frac{1}{\frac{(1-\phi)^2}{\Delta t_{ma}} + \frac{\phi}{\Delta t_f}} \quad \text{ec.23}$$

Dónde: Δt = Tiempo de tránsito medido por el perfil sísmico [$\mu\text{s}/\text{ft}$].

ϕ = Porosidad de la formación.

Δt_f =Tiempo de tránsito del fluido [$\mu\text{s}/\text{ft}$].

Δt_{ma} =Tiempo de tránsito de la matriz [$\mu\text{s}/\text{ft}$].

Escoger la tendencia de líneas de acuerdo con la experiencia de la mejor ecuación que el usuario considere correcta.

Figura K3. Crossplot Torio vs Potasio, efecto de hidrocarburo, N vs M.

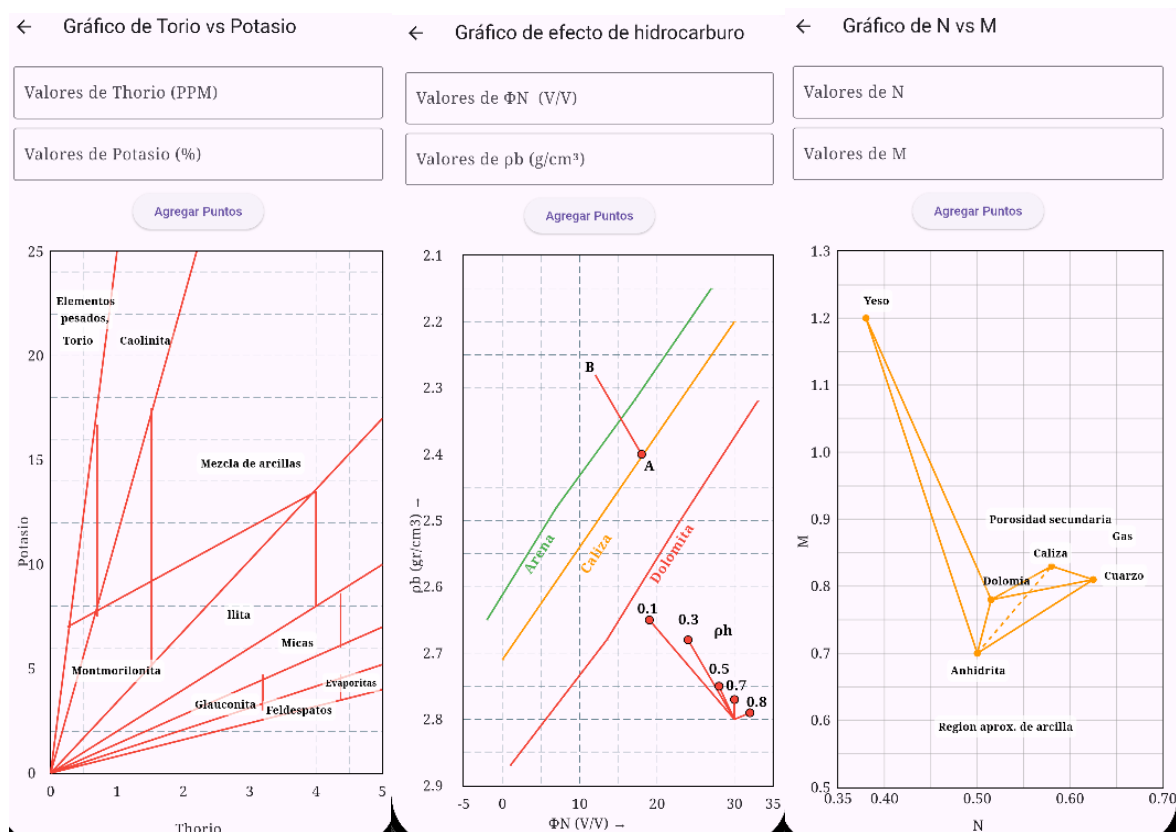


Gráfico efecto de hidrocarburo

Los hidrocarburos gaseosos o ligeros hacen que la porosidad aparente del registro de densidad aumente (la densidad aparente disminuye) y la porosidad del registro de neutrones disminuye (Schlumberger, 1989).

La flecha B-A en la Figura K3 ilustra la corrección para este desplazamiento debido a hidrocarburos. El punto de registro B corresponde a una caliza limpia que contiene gas con una densidad de 0.1 g/cm³. El punto A corregido cae cerca de la línea de la caliza, permitiendo leer la porosidad directamente. El gas también desplazará los puntos en un gráfico sónico-neutrón como resultado de la disminución de ΦN . De manera similar, el gas desplazará los puntos en un gráfico sónico-densidad debido al aumento en ϕD por la presencia de gas. En formaciones no compactadas, la lectura sónica t , también puede verse incrementada por el efecto del gas (Schlumberger, 1989).

Gráfico N vs M

Estos gráficos realizan una combinación de los tres registros de porosidad para obtener M y N, dependientes de la litología. M y N son simplemente las pendientes de las líneas de litología individuales en los crossplot de sónico-densidad y densidad-neutrón, respectivamente. Así, M y N son esencialmente independientes de la porosidad, y un crossplot permite la identificación litológica (Schlumberger 1989). Para formaciones portadoras de agua, estos valores se ubicarán en puntos específicos en el gráfico M-N (consultar el apartado de mineralogía).

Los puntos para una mezcla de tres minerales se ubicarán dentro del triángulo formado al conectar los tres puntos respectivos de minerales individuales. Por ejemplo, si una mezcla de rocas contiene $N=0.50$ y $M = 0.75$ este punto cae dentro de un triángulo definido por los puntos de dolomita, anhidrita y yeso.

La porosidad secundaria, la lutita (shale) y la porosidad llena de gas desplazarán la posición de los puntos con respecto a su litología verdadera, e incluso pueden hacer que los puntos M-N se ubiquen fuera del área triangular definida por los minerales primarios constituyentes (Schlumberger 1989).

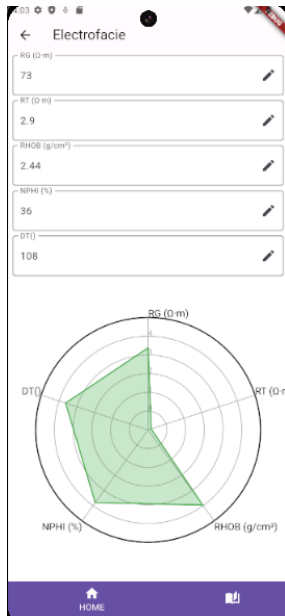
Electrofacies

Al seleccionar este apartado el usuario ingresará los datos en manera original de Rayos Gamma (RG), Resistividad (RT), Densidad (RHBO), Porosidad de neutrón (Nphi) y Sónico (DT) en su celda correspondiente, y notará que las líneas en el electrofacies se comportarán de acuerdo con los datos ingresados, debido a que los datos ya se encuentran normalizados como se muestra en la figura L:

Figura L. Normalización de datos para electrofacies.

Parámetro	Valor Original	Valor Máximo	Valor Normalizado
RG	73	100	0.73
RT	2.9	100	0.029
RHOB	2.44	2.95	0.8271
NPHI	36	45	0.8
DT	108	140	0.7714

Figura M.
Manipulación de electrofacie.

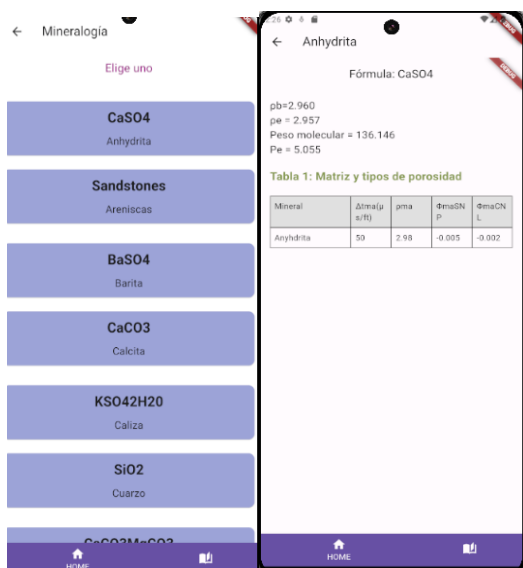


Mineralogía

En este apartado se encuentra una lista de diferentes minerales que contienen información propia de cada uno de ellos. Así mismo algunas características de las rocas en yacimiento con valores conocidos.

El usuario interactúa con botones y puede regresar atrás con un solo toque.

Figura N. Minerales



Nota: Minerales y rocas con información basada en valores comunes de la evaluación petrofísica.

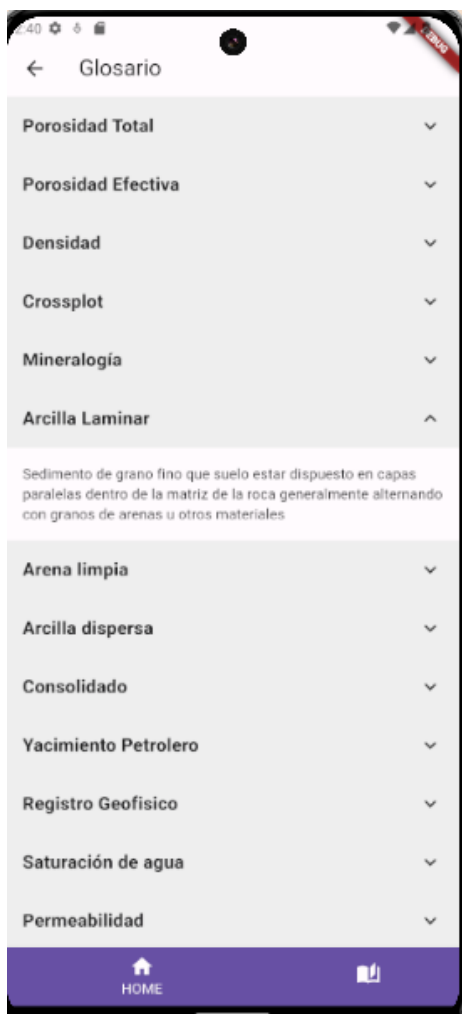
Glosario

El usuario tendrá acceso a conceptos básicos para comprender aspectos relacionados con el ámbito petrofísico, lo cual le ayudará a facilitar la manipulación de la aplicación móvil. Asimismo, deberá elegir el concepto que desee conocer para obtener más información sobre dicho término.

El usuario tendrá la libertad de acceder a los conceptos al seleccionar el concepto de su interés como se muestra en la siguiente figura.

Figura Ñ.

Glosario



Nota: Lista de conceptos donde se despliega la definición.

Arcilla dispersa: Sedimento de grano fino que se encuentra distribuido e todo el espacio poroso entre los granos.

Arcilla estructural: Sedimento de grano fino que se encuentra alrededor de los granos minerales.

Arcilla Laminar: Sedimento de grano fino que suelo estar dispuesto en capas paralelas dentro de la matriz de la roca generalmente alternando con granos de arenas u otros materiales.

Arena limpia: Roca conceptualizada generalmente limpia pues se dice que es libre de arcilla.

Crossplot: Los crossplots son una forma conveniente de demostrar cómo responden varias combinaciones de registros a la litología y la porosidad. (Schlumberger, 1989).

Densidad volumétrica: Se define como la relación que existe entre la masa y el volumen que ocupa un sólido.

Ecuación de Archie: Una relación especial propuesta por G.E. Archie entre el factor de formación (F) y la porosidad (ϕ), en la que $F = 1 / \phi^m$, donde el exponente de porosidad, m, es una constante para una formación o tipo de roca determinada (Schlumberger, s.f).

Electrofacies: El término electrofacies fue introducido por Serra y Abbott (1982) y se ha definido como “el conjunto de respuestas de los Registro Geofísicos que caracterizan un estrato y permiten que pueda ser diferenciado de los otros que lo rodean” (Ávila & Hernández, 2012).

Exponente de cementación (m): Expresa la geometría de los canales de poro con respecto al flujo de corriente. Se obtiene a través de la litología o de núcleos de fondo (Garduza, 2019).

Factor de formación: “La resistividad de una formación limpia es proporcional a la resistividad de la mezcla con la que está saturada. La constante de proporcionalidad se conoce como factor de formación (F)” (Garduza, 2019).

El factor de formación intrínseco se define entonces como

$$F = R_o/R_w$$

donde R_o es la resistividad de la roca saturada 100% con agua y R_w es la resistividad del agua.

Índice de arcillosidad: Es el punto de partida para calcular el volumen de arcillas o arcillosidad a partir de diversos modelos.

Porosidad con Neutrón: El registro de neutrones se utiliza en combinación con otros registros de porosidad para la interpretación de la litología y de las arenas arcillosas. (Ávila & Hernández, 2012).

Permeabilidad: “Es una medida de la facilidad con la que los fluidos pueden fluir a través de una formación. Su unidad de medida está dada en milidarcy (md).” (Schlumberger, 1989).

Porosidad efectiva: “Se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de los poros comunicados, entre el volumen total de roca”. (Garduza, 2019).

Porosidad Total: “La porosidad es el volumen de poros por unidad de volumen de formación; Es la fracción del volumen total de una muestra que está ocupada por poros o huecos” (Schlumberger, 1989). La porosidad total se refiere al volumen total que conforman los poros de la roca dividido por el volumen volumétrico de la roca.

Potencial espontáneo (SP): “Es una medida de la diferencia de potencial eléctrico generada espontáneamente debido a las variaciones en la composición iónica de los fluidos de perforación y los fluidos de formación contenidos en los poros de la roca” (Tiab y Donaldson, 2015).

Registro Geofísico: Es una representación gráfica de la formación a profundidad que da una imagen del subsuelo.

Registro de rayos gamma: “Es una medición de la radiactividad natural de las formaciones” (Ávila & Hernández, 2012).

Registro de resistividad: Este tipo de registros con sus diferentes herramientas es capaz de detectar la resistividad de la formación y es útil para la determinación de zonas con hidrocarburos a partir de las propiedades petrofísicas medidas.

Saturación: “La saturación de una formación es la fracción del volumen de poro que está ocupada por el fluido considerado” (Schlumberger, 1989)

Saturación de agua: Es la fracción de espacio poroso ocupado por agua.

Sónico: Tiempo que toma una onda elástica en recorrer 1 pie de la pared del pozo.

Temperatura de formación: Magnitud escalar que define la temperatura de la formación estudiada.