

**ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD CALORÍFICA Y CONDUCTIVIDAD
TÉRMICA DE LAS ROCAS A PARTIR DE PROPIEDADES PETROFISICAS
(POROSIDAD Y SATURACIÓN DE FLUIDOS)
UTILIZANDO REGISTROS DE POZOS.**

VICTOR MANUEL BLANCO DIAZGRANADOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

**ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD CALORÍFICA Y CONDUCTIVIDAD
TÉRMICA DE LAS ROCAS A PARTIR DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS
(POROSIDAD Y SATURACIÓN DE FLUIDOS)
UTILIZANDO REGISTROS DE POZOS.**

VICTOR MANUEL BLANCO DIAZGRANADOS

**Proyecto de Grado Presentado como Requisito Parcial
Para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos**

Director

Ing. Aristóbulo Bejarano Wallens

Codirector

Ing. Luís Colmenares

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

DEDICATORIA

A mi Dios cuya fidelidad es infinita y me ha permitido dar un paso de los muchos daré en el camino de mi vida.

A mi mamá Luz Marina y a mi papá Víctor que han sido el apoyo más grande que Dios me ha dado en la tierra, los amo mucho, este sueño es para ustedes, hoy solo le pido a Dios que algún día logre ser aunque sea la mitad, de lo excelente padres que ustedes han sido para mí.

A mi hermano Carlos y su esposa Johana, a mi hermanita vivianita y a mis sobrinitos, gracias por estar conmigo siempre y enseñarme que el amor de un hermano está presente en todos los momentos de nuestras vidas. Y para mi Vane, tu me haces sentir...

A mi mis grandes amigos que se convirtieron, en mi familia adoptiva en mi estadía en la universidad, a papá Alejandro, a mami Ceci, a mi hermanos Edwin, Nairon, Daira, Ledys y a mis primitas Yady, Jazmy, Aley y Nidis; nunca tendré como pagarles todo lo que han hecho por mí, se convirtieron en mi familia cuando la mía por la distancia estaba un poco lejos.

A mi parche de la U a Cesar, Jaime, Jaider, Jhon, Jose luís, Jose Elías, Carlos Jerez, Iván, Wilberg, Nacho, Marlon, Cristian, Daniel, Ronald, Nidia, Maoly, Yeigmy, Silvia, Paola, Lucely, Don Blas Tapias y todos los demás que por economía de impresión no los nombro, gracias por su amistad y por todas las aventuras que vivimos en estos años de estudio.

A mi compadre Carlos y mi comadre Laura, la vida nos enseña que si las cosas se hacen bien siempre estarás rodeado de buenas personas, gracias.

A mi Maximina en Venezuela y a mi Margoth (Q.E.P.D.); no hay palabras para decirles lo que hoy siento, solo puedo decirles gracias, porque desde que niño las conocí, me han parecido las adultas más buena onda; las amo y aunque Margoth ya no te encuentres conmigo en esta vida, se que desde arriba siempre me acompañas, no fui médico como querías; pero, te prometo que lo que soy, lo seré con la alegría y firmeza que siempre te caracterizó, te amo abuelita y me haces mucha falta.

A mi dos luceros que aunque en la distancia, alegran cada noche de mi vida...

Víctor

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Aristóbulo Bejarano y Luís Colmenares por permitirme trabajar mi tesis de grado con ellos, el saber que se tiene que responder a dos grandes ingenieros, saca lo mas dedicado de mi; al ingeniero Fernando Calvete gracias por sus consejos y dirección.

A Don Temi y la Señora Carmen, su amistad ha sido de lo más especial que he tenido en Bucaramanga.

A la señora Margarita, Beatriz, Sofía, Don Arturo y Don Saúl, gracias por todas las ocasiones en las cuales logré aprender de ustedes grandes maestros para mi.

A Leonardo Caballero porque gracias a tu trabajo, siempre encontramos un lugar agradable para compartir con los amigos.

Al Centro de Estudios de Petróleos, Dianita y su equipo, Gracias por hacerme participe de sus vidas y poder crecer mas como persona.

A mis hermanos del Colegio, Giova, Henry, Heiner, Josué, Luís, Juan y las niñas en especial Yusmarlis solo les digo que estoy muy orgullosos de ustedes y espero que ustedes de mi también.

Y a cada una de las personas que me han apoyado muchísimas gracias...

Víctor

TITULO*: ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD CALORÍFICA Y CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DE LAS ROCAS A PARTIR DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS (POROSIDAD Y SATURACIÓN DE FLUIDOS) UTILIZANDO REGISTROS DE POZOS

AUTOR:** Víctor Manuel Blanco Diazgranados.

PALABRAS CLAVES: Petrofísica; Conductividad térmica; Capacidad calorífica volumétrica; registros de pozos.

RESUMEN

Se desarrolla un método para determinar las propiedades térmicas de la roca, usando la relación entre las propiedades térmicas y las propiedades petrofísicas. Se establecen dos ecuaciones principales, una para la conductividad térmica y otra para la capacidad calorífica volumétrica; la conductividad térmica y la capacidad calorífica volumétrica en este estudio son referidas a su obtención mediante la combinación de variables petrofísicas tales como porosidad y saturación de agua y por extensión resistividad de la formación dado que esta última es parte integral de la solución de saturación de agua. Cada propiedad petrofísica será obtenida del análisis de los registros de pozos, los registros son interpretados desde los valores obtenidos por la herramienta hasta la obtención de las propiedades, siendo corregidos por diámetro de pozo, peso del lodo y otros; si es necesario.

El procedimiento es evaluado mediante la comparación, con datos de laboratorio y otros dos métodos, que se usan para obtener la conductividad térmica y la capacidad calorífica volumétrica de la roca; los resultados obtenidos representan, que procedimiento o método presenta valores más cercanos a los valores de laboratorio.

Gracias a las evaluaciones hechas se demuestra que el procedimiento desarrollado permite predecir la conductividad térmica y la capacidad calorífica volumétrica de la roca, a partir de análisis de registros de pozos.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingenierías de Petróleos.

Director: Ing. de petróleos Aristóbulo Bejarano Wallens.

TITULO*: VOLUMETRIC HEAT CAPACITY AND THERMAL CONDUCTIVITY OF THE ROCKS ESTIMATION STARTING FROM PETROPHYSICAL PROPERTIES (POROSITY AND FLUIDS SATURATION) UTILIZING WELL LOGS

AUTHOR:** Víctor Manuel Blanco Diazgranados.

KEYWORDS: Petrophysics; Thermal conductivity; Volumetric heat capacity; Well logs.

ABSTRACT

A method for determine the rock's thermal properties using the relation between thermal properties and petrophysical properties. It establish two principal equations, one for thermal conductivity and another for volumetric heat capacity; the thermal conductivity and the volumetric heat capacity are in this study referred to them intervening obtaining variable petrophysical, as porosity and saturation of water and for extension the formation's resistivity granted that he ends this one is part integral of the saturation solution of water. Each property petrophysical will be obtained of the analysis of the well logs; the wells logs are interpreted from the values that have been reading for the tool to the properties values, being revised for well diameter, weigh of the mud, and others; if necessary.

The procedure was evaluated with comparison, of data of laboratory and others two methods, used for obtaining the thermal conductivity and the volumetric heat capacity of the rock; the results represent, the procedure or method that presents closer values to the laboratory values.

Thanks to the evaluations done it is proven that the procedure developed permits predict the thermal conductivity and the volumetric heat capacity of the rock, starting from analysis of well logs.

* Project of Degree.

** Physical – Chemical Engineering Faculty Petroleum Engineering School.

Directors: Eng. Petroleum Aristobulo Bejarano Wallens.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	
1. GENERALIDADES	18
1.1 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA	18
1.2 CAPACIDAD CALORÍFICA	21
1.3 POROSIDAD	21
1.3.1 Tipos de Porosidad	21
1.3.2 Clasificación Geológica de la Porosidad	24
1.3.3 Factores que afectan la Porosidad	25
1.4 SATURACION	26
1.5 RESISTIVIDAD	27
1.6 REGISTROS ELECTRICOS	29
1.6.1 ¿Cual es el Propósito de la Evaluación de Formaciones?	29
1.6.1.1 Evaluación de Formación	30
1.6.2 Registro de Rayos Gamma	31
1.6.2.1 Interpretación	31
1.6.3 Registro Neutrónico	32
1.6.4 Registro de Densidad de la Formación	33
1.6.4.1 Interpretación	33
1.6.5 Registros de Resistividad	34
1.6.5.1 Registro de Laterolog	35
1.6.5.1.1 Interpretación	35
1.6.6 Registro Sónico	36
1.6.6.1 Ecuación de Respuesta	36

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS REGISTROS Y DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFISICAS	38
2.1 ANÁLISIS DE FORMACIONES LIMPIAS	38
2.1.1 Porosidad	39
2.1.2 Saturaciones	39
2.2 ANÁLISIS DE FORMACIONES CON PRESENCIA DE ARCILLAS	41
2.2.1. Porosidad	41
2.2.2. Saturaciones	41
2.3 ANÁLISIS PROPIEDADES TÉRMICAS	42
2.3.1 Análisis de la Conductividad Térmica	42
2.3.2 Análisis de la Capacidad Calorífica Volumétrica	49
3. ANÁLISIS COMPARATIVO CON DATOS REALES Y OTROS MÉTODOS PROPUESTOS	54
3.1 Resultados Conductividad Térmica	58
3.2 Resultados Capacidad Calorífica Volumétrica	68
4. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES	72
5. RECOMENDACIONES	75
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	76
ANEXOS	78

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Conversiones para las Conductividades Térmicas.	19
Tabla 1.2 Comportamiento de la Conductividad Térmica, por el aumento ó disminución de algunos factores.	20
Tabla 1.3 Conversiones para las Capacidades Caloríficas.	22
Tabla 3.1 Valores de Laboratorio para Evaluación.	54
Tabla 3.2 Resultados de Conductividades Térmicas y Porcentajes de error.	59
Tabla 3.3 Valores de Porosidad y “n”.	63
Tabla 3.4 Comparación de nuevos porcentajes de error usando valores de la tabla 3.3.	63
Tabla 3.5 Porcentaje de error inicial y Porcentaje de error final.	67
Tabla 3.6 Comparación de Mediciones de Capacidades Caloríficas Volumétricas.	69
Tabla B.1 Velocidades de las herramientas de registros.	91
Tabla B.2 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLD) para 6 in.	122
Tabla B.3 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLD) para 8 in.	122
Tabla B.4 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLD) para 10 in.	123
Tabla B.5 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLD) para 12 in.	123
Tabla B.6 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLD) para 16 in.	124
Tabla B.7 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 6 in.	125
Tabla B.8 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 8 in.	125
Tabla B.9 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 10 in.	126
Tabla B.10 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 12 in.	127
Tabla B.11 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 14 in.	127
Tabla B.12 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 16 in.	128
Tabla B.13 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 18 in.	128
Tabla B.14 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 20 in.	129

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 Gráfica de Conductividad térmica contra Gravedades Específicas por la ecuación 2.10 a diferentes temperaturas.	45
Figura 2.2 Gráfica de Conductividad térmica contra Gravedades Específicas por la ecuación 2.10 a condiciones estándar.	46
Figura 2.3 Gráfica de Conductividad térmica contra Densidad.	47
Figura 2.4 Gráfica de “b” contra Densidad.	48
Figura 2.5 Gráfica de Calor específico del agua contra Densidad.	50
Figura 2.6 Gráfica de Calor específico del aceite contra Densidad.	51
Figura 3.1 Comparación de Conductividades Térmicas medidas y calculadas.	62
Figura 3.2 Comparación entre Valores de Conductividad Térmica para Evaluación de “n”.	65
Figura 3.1 Porosidad vs. Valores de n.	66
Figura A.1 Ventana Principal APT versión 1.0.	78
Figura A.2 Ventana de Análisis de Registros.	80
Figura A.3 Ventana de Propiedades Térmicas.	82
Figura A.4 Ventana de Gráficos.	84
Figura A.5 Ventana de Datos de Salida para Gráficos.	85
Figura A.6 Ventana Evaluación de Perdidas de Calor.	86
Figura B.1 Partes de un Registro.	93
Figura B.2 Corrección según el diámetro de la herramienta hueco > 8”.	99
Figura B.3 Corrección según el diámetro de la herramienta hueco < 8”.	102
Figura B.4 Corrección para registros resistivos (LLD y LLS).	130

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
A. SOFTWARE A.P.T. 1.0	78
B. REGISTROS ELECTRICOS	90

INTRODUCCION

En Colombia la atención del gobierno y de la industria se ha encaminado a enfocar la visión hacia depósitos que antes por costos de producción u otros inconvenientes no habían sido rentables en su momento como es el caso de reservas asociadas a crudos pesados. Una estrategia de recuperación adecuada y rentable para este tipo de crudos es la de recobro térmico de tal manera que cualquier investigación, orientada al conocimiento de dicha tecnología como es la evaluación de capacidad calorífica y conductividad térmica, es pertinente con la academia y con las necesidades de la industria; tanto a nivel local como internacional.

En este trabajo a través de los diferentes capítulos se mostrará de manera apropiada, una detallada explicación de cada una de las propiedades, tenidas en cuenta para la evaluación de las propiedades térmicas aquí mencionadas.

La conductividad térmica y la capacidad calorífica se miden normalmente en el laboratorio con muestras machacadas o cortes y en muchas ocasiones no muestran como la afectan los fluidos que saturan la roca en el yacimiento lo que nos deja cierto margen de error que podría causar inconveniente en la eficiencia del recobro. La suposición de valores diferentes de la conductividad térmica para el yacimiento, nos lleva a que en la simulación podría conducir a la subestimación de las pérdidas de calor y por lo tanto pérdida de la eficiencia de recobro.

De acuerdo con lo anterior hay gran interés en la determinación "in-situ" de la conductividad térmica, por métodos directos o indirectos. En detalle, la capacidad de determinar exactamente la conductividad térmica a partir de registros de pozos, es altamente deseable dada la gran cantidad de datos, la

disponibilidad y el cubrimiento areal que de ellos se puede obtener a menor costo.

Hasta el momento se ha hecho muchos esfuerzos por relacionar la conductividad térmica con las características petrofísicas de rocas; pero, desafortunadamente, la mayoría de las correlaciones desarrolladas requieren un conocimiento de la conductividad térmica de la matriz de la roca o de la roca seca a una cierta porosidad conocida como dato de laboratorio. Aunque se han obtenido algunas correlaciones simples, éstas son para sistemas específicos y no son aplicables de manera general, siendo esta una situación a vencer.

Este trabajo proporciona un método “in-situ” de fácil desarrollo y de muy bajo costo; que utiliza propiedades petrofísicas de la formación tales como porosidad, saturación del agua y la saturación del hidrocarburo; para determinar la capacidad calorífica y la conductividad térmica de una formación geológica para su uso posterior en algún tipo de recobro térmico. Se presentan y se proponen diferentes tipos de ecuaciones y similitudes entre ellas, que permiten estimar las propiedades térmicas. La correlación obtenida con datos experimentales es apropiada y conduce a la obtención de un mejoramiento notable en la precisión de la estimación de las variables mencionadas. Finalmente se puede formular una aplicación en la cual se utilizan registros de pozos para obtener una medida de capacidad calorífica y conductividad térmica en profundidad.

1. GENERALIDADES

La conductividad térmica y la capacidad calorífica en este estudio son referidas a su obtención mediante la combinación de variables petrofísicas tales como porosidad y saturación de agua y por extensión resistividad de la formación dado que esta última es parte integral de la solución de saturación de agua. Se define el concepto de conductividad térmica y capacidad calorífica bajo el marco de este estudio. Igualmente se desarrolla el concepto de cada variable petrofísica y se hace una breve descripción de los registros utilizados en el presente estudio para estos cálculos.

1.1 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA

Es la capacidad de los materiales para dejar pasar el calor; en otras palabras, la conductividad térmica es la capacidad de los elementos de transferir el movimiento cinético de sus moléculas a sus propias moléculas adyacentes o a otros elementos cercanos. La relación de esta con el flujo de calor y la temperatura se ve reflejada en la primera ley de Fourier para la conducción de calor:

$$\frac{q}{A} = -k \frac{dT}{dr} \quad \text{Ecuación 1.5}$$

Donde:

k es el coeficiente de conductividad térmica que es una característica de cada material y expresa la magnitud de su capacidad de conducir el calor.

A es área de evaluación.

q es la cantidad de flujo de calor.

dT/dr es el gradiente de temperatura. (Ver Ref. 12).

El coeficiente de conductividad térmica se mide en $W / m K$, en el sistema SI (Sistema Métrico Internacional), en $Cal /cm s ^\circ C$, en el Sistema Técnico y en el Sistema Ingles es $BTU / ft h ^\circ F$, en el sistema ingles; expresa la cantidad o flujo de calor que pasa a través de la unidad de superficie de una muestra del material, de extensión infinita, caras plano paralelas y espesor unidad, cuando entre sus caras se establece una diferencia de temperaturas igual a la unidad, en condiciones estacionarias.

Tabla 1.1 Conversiones para las Conductividades Térmicas.

	W / m K	Cal /cm s °C	BTU / ft h °F
W / m K	1	0.0024	0.5778
Cal /cm s °C	418.3076	1	241.91
BTU / ft h °F	1.7307	0.0041	1

Donde:

W es watt y Cal son calorías Btu son Unidades Térmicas Británicas (British Thermal Unit).

m son metros, cm son centímetros y ft son pies.

K son grados Kelvin, °F son grados Fahrenheit y °C son grados centígrados.

S son segundos y h son horas

La conductividad térmica en medios porosos depende de la litología, mineralogía de la roca, el tamaño de grano, el arreglo de los granos, la densidad, el tipo de fluido que la saturan y principalmente de la porosidad y la saturación de fluidos.

Entre las variaciones de la conductividad térmica podemos encontrar que decrece al incrementarse la temperatura y la porosidad; presenta un aumento al aumentar la densidad y saturación de los fluidos en ella; lo que esta representado por la siguiente figura.

Tabla 1.2 Comportamiento de la Conductividad Térmica, Por el aumento o disminución de algunos factores.

Factores que afectan la Conductividad Térmica		Variación de la Conductividad Térmica	
Temperatura	↑	↓	Disminuye
Densidad	↑	↑	Aumenta
Porosidad	↑	↓	Disminuye
Saturación de Fluidos	↑	↑	Aumenta
Temperatura	↓	↑	Aumenta
Densidad	↓	↓	Disminuye
Porosidad	↓	↑	Aumenta
Saturación de Fluidos	↓	↓	Disminuye

1.2 CAPACIDAD CALORÍFICA

La capacidad calorífica de un material es una magnitud que indica la mayor o menor dificultad que presenta dicho material, para experimentar cambios de temperatura bajo el suministro de calor. Puede interpretarse como un efecto de Inercia Térmica, que indica la cantidad de calor que puede conservar un cuerpo y la velocidad con que cede o absorbe una cantidad de calor del entorno. Depende de la masa, del calor específico de sus materiales y del coeficiente de conductividad térmica de éstos.

Está dada por la ecuación:

$$C = Q/T \qquad \text{Ecuación 1.6}$$

Donde:

C es la capacidad calorífica cuyas unidades son Btu / ft³ °F en unidades inglesas y en SI es kJ / m³ °K.

Q es el calor Btu / h en sistema ingles ó watt en SI.

T la variación de temperatura que puede ser presentada en °K ó °F.

En términos petroleros podríamos decir que la capacidad calorífica de una roca se define como el número de BTU que 1 pie cúbico de la roca y los fluidos que la saturan, puedan almacenar por cada °F que aumente la temperatura. En otras palabras es un termino muy necesario al necesitar saber cuanto calor

puede almacenar el sistema una vez se le haya aumentado la temperatura por determinado proceso.

Tabla 1.3 de Conversiones para las Capacidades Caloríficas

	kJ / m³ °K	Btu / ft³ °F
kJ / m³ °K	1	0.01492
Btu / ft³ °F	67.024	1

1.3 POROSIDAD

La porosidad, representada por Φ , es la fracción del volumen total ocupada por el volumen poral; es un número sin unidades con valores entre 0 y 1, y así se lo debe utilizar en los cálculos. En la práctica se lo multiplica por 100 para expresar la porosidad en unidades de porosidad (porosity-units). Por ejemplo:

$$\Phi = 0.25 = 25\%.$$

Esta definición puede ser expresada matemáticamente como:

$$\phi = (V_p / V_T)100 = (V_T - V_g)100 / V_T \quad \text{Ecuación 1.1}$$

Donde:

Φ es la parte del volumen de la roca ocupado por los fluidos, en fracción: $0 \leq \Phi \leq 1$ V_p es todo el volumen del espacio poral; está ocupado por fluidos (agua, aceite, gas) V_t es el volumen total de la roca; incluye los sólidos y fluidos En

formaciones poco consolidadas, la porosidad depende mas de la distribución del tamaño de grano que del tamaño absoluto del grano. La porosidad será alta (en el rango de 0.35 a 0.40) si todos los granos son de tamaño similar; será menor (alrededor de 0.25) si hay una gran variedad de tamaños de grano, ya que los granos pequeños ocuparán el espacio poral entre los granos mayores. Valores de porosidad menores (llegando virtualmente a cero) ocurren cuando las partículas están cementadas entre sí con material silíceo o calcáreo, resultando en formaciones consolidadas.

1.3.1 Tipos de porosidad. Pueden especificarse los siguientes tipos de porosidad (parte del volumen de la roca ocupado por líquidos):

- **Porosidad primaria:** (ínter granular o ínter cristalina), representada por Φ_1 , es generalmente encontrada en rocas clásticas; su valor depende principalmente de la forma, tamaño y clasificación de los granos.
- **Porosidad secundaria:** representada por Φ_2 , está constituida por la porosidad vugular, generada por ejemplo por disolución, y por la porosidad de fracturas, generadas mecánicamente.
- **Porosidad total:** representada por Φ_t , es la relación entre el volumen de todo el espacio poral existente en la roca (poros, fisuras, fracturas, vúgulos) y el volumen total de la roca.
- **Porosidad conectada:** representada por Φ_{con} , es la porosidad de los poros interconectados en el volumen de la roca. Puede ser mucho menor que la porosidad total, si parte de los poros no están conectados; en el caso de la piedra-pómez o “pumice”, Φ_t es de aproximadamente 0.50, mientras que Φ_{con} es cero.

- **Porosidad potencial:** representada por Φ_{pot} es la porosidad conectada por gargantas de sección mayor que un valor límite, debajo del cual los fluidos no se desplazan (por ejemplo, 20μ para aceite 5μ para gas). Esta porosidad puede ser mucho menor que la porosidad conectada. Este es el caso de las lutitas o “shales”, que generalmente presentan una porosidad conectada bastante alta (0.40 a 0.50 para lutitas compactadas y hasta 0.90 para limo recién depositado), aunque los fluidos no pueden ser desplazados debido al pequeño tamaño de las gargantas, por lo que Φ_{pot} es prácticamente cero.
- **Porosidad efectiva:** representada por Φ_e , es la porosidad accesible a los fluidos libres para desplazarse, excluyendo la porosidad no-conectada y el espacio ocupado por el agua adsorbida e inmovilizada en las lutitas o “shales”.

1.3.2 Clasificación Geológica de la Porosidad.

- **Porosidad primaria o ínter granular.** La cual se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados. Rocas sedimentarias con este tipo de porosidad son: areniscas (detríticas o clásticas) y calizas (no detríticas).
- **Porosidad secundaria, inducida o vugular.** Ocurre por un proceso geológico o artificial subsiguiente a la depositación de sedimentos. Puede ser debida a la solución (aguas de la formación, infiltraciones de otros fluidos) o fracturas (artificial o natural, fuerzas tectónicas en la matriz de la roca después de la depositación) o cuando una roca se convierte en otra (caliza a dolomita).

1.3.3 Factores que afectan la porosidad.

- **Tipo de empaque.** Idealmente se pueden formar los siguientes tipos de empaquetamientos los cuales tienen diferente valor de porosidad.

Cúbico, porosidad 47.6 %

Romboedral, porosidad 25.9 %

Ortorrómico, porosidad 39.54 %

Tetraédrico, porosidad 30.91 %

- **Material cementante.** Cemento que une los granos y que se forma posterior a la depositación ya sea por dilución de los mismos granos o por transporte; Sílice, CaCO_3 , arcilla y FeO . De la calidad del material cementante dependerá la firmeza y compactación de la roca. Se tiene, entonces, formaciones consolidadas, poco consolidadas y no consolidadas.
- **Geometría y distribución de granos.** Cuando los granos son más redondeados proporcionan más homogeneidad al sistema y por ende la porosidad será mayor.
- **Presión de las capas suprayacentes.** Las capas suprayacentes pueden compactar el yacimiento y reducir el espacio poroso.
- **Presencia de partículas finas.** La arcillosidad afecta negativamente la porosidad.

1.4 SATURACIÓN

En un yacimiento pueden presentarse diferentes tipos de saturaciones entre ellas podemos encontrar; la saturación de agua, es la fracción del espacio poral que contiene agua y esta es representada por S_w , es un número sin unidades con valores entre 0 y 1, y así se lo debe utilizar en los cálculos. En la práctica se lo multiplica por 100 para expresar la saturación en porcentaje.

Por ejemplo: $S_w = 0.35 = 35\%$.

Esta definición puede ser expresada matemáticamente como:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{Ecuación 1.2}$$

Donde:

S_w = es la parte de la porosidad que contiene agua, en fracción: $0 \leq S_w \leq 1$.

V_w = es el volumen del espacio poral que está ocupado por agua.

V_p = es todo el volumen del espacio poral; está ocupado por fluidos (agua, aceite, gas).

La cantidad de porosidad que contiene agua se obtiene multiplicando la porosidad por la saturación de agua.

Cuando toda la porosidad está ocupada por agua, V_w es igual a V_p , resultando $S_w = 1 = 100\%$. Cuando apenas parte de la porosidad está ocupada por agua, la otra parte estará ocupada por hidrocarburos (aceite o gas). Puede entonces definirse la saturación de hidrocarburos, representada por S_h , como:

$$S_h = \frac{V_h}{V_p}$$

Ecuación 1.3

Donde:

S_h es la parte de la porosidad que contiene hidrocarburos (fracción): $0 \leq S_h \leq 1$

V_h es el volumen del espacio poral que está ocupado por hidrocarburos; es igual a $V_p - V_w$

V_p es todo el volumen del espacio poral; está ocupado por fluidos (agua, aceite, gas).

Para las saturaciones se obtiene que:

$$S_w + S_h = 1$$

Ecuación 1.4

Esta expresión permite calcular una saturación si se conoce el valor de la otra.

El mismo razonamiento anterior puede ser efectuado utilizando las nomenclaturas de las saturaciones en la zona lavada, donde:

S_{x_0} es la saturación de agua en la zona lavada, en fracción: $0 \leq S_{x_0} \leq 1$

S_h es la saturación de hidrocarburos en la zona lavada: $0 \leq S_h \leq 1$

La saturación de aceite o de gas, es la fracción del volumen del poro que contiene el aceite o el gas. Los poros se deben saturar con un poco de líquido. Así, la adición de todas las saturaciones en una roca dada de la formación debe sumar 100%.

La saturación del agua de una formación puede variar a partir de 100% a un valor absolutamente pequeño, pero es raramente, es cero. No importa que tan rico en aceite o gas sea en el yacimiento, hay siempre una cantidad pequeña de agua capilar que no se puede desplazar por el aceite; esta saturación se refiere generalmente como saturación irreducible o de agua connata.

Es imposible quitar todos los hidrocarburos del yacimiento por las técnicas ordinarias de la recuperación. Algunos hidrocarburos siguen atrapados en los poros; esta saturación del hidrocarburo se llama la saturación residual del hidrocarburo. En un yacimiento que contenga el agua y el aceite, la demarcación entre los dos no es siempre aguda; hay transición más o menos gradual a partir del agua de la 100% sobre todo al aceite. Si se posee un contenido de aceite bastante grande, la saturación del agua se acerca a un valor mínimo, la saturación irreducible del agua, S_{wc} . Debido a las fuerzas capilares, un poco de agua se aferra en los granos de la roca y no puede ser desplazada. Una formación con saturación irreducible del agua producirá los hidrocarburos sin agua. En un yacimiento con mayor agua se producirá con el aceite.

1.5 RESISTIVIDAD

Es la resistencia eléctrica por unidad de volumen que presenta un cierto material al paso de la corriente eléctrica y que representa una cualidad intrínseca del mismo. Su recíproco es la conductividad eléctrica.

Los hidrocarburos son aislantes perfectos y no permiten el paso de la corriente eléctrica, el agua de formación presentará un mayor o menor grado de conductividad dependiendo de su salinidad, debido al fenómeno conocido como conductividad electrolítica.

El movimiento de iones cargados bajo la influencia de un potencial eléctrico, capacita a la solución salina para conducir la electricidad. Cada ión es capaz de transportar solo una cantidad bien definida de carga eléctrica; esto implica, que a mayor disponibilidad de iones (mayor salinidad) para transportar carga y en función directa a su movilidad (tamaño del ión), mayor será la conducción de cargas en el fluido.

El aceite y el gas son malos conductores de la electricidad, cuando estos se introducen en los poros de la roca, el agua que inicialmente saturaba la roca es reemplazada por el desplazamiento efectuado por fluidos no conductores; lo que significa que la nueva resistividad de la roca (R_t) será mayor de la roca saturada por agua (R_o), en función directa a la reducción de volumen.

1.6 REGISTROS ELECTRICOS

Las propiedades críticas mencionadas de litología, porosidad y saturación de agua son obtenidas de registros de pozos por métodos convencionales o especializados y consideradas en detalle en el área de conocimiento de la industria petrolera denominada Evaluación de Formaciones.

1.6.1 ¿Cual es el Propósito de la Evaluación de Formaciones? La evaluación de formaciones cubre un amplio rango de mediciones y técnicas analíticas. Los registros de pozo son tomados universalmente en prácticamente todos los pozos y están relacionados directamente a todos los parámetros disponibles, desde otras disciplinas asociadas; por ejemplo, un geofísico necesita mediciones de pozo para determinar la relación tiempo-profundidad y un petrofísico necesita análisis de testigos para definir adecuadamente la respuestas del registro; pero un corte delgado o una imagen electrónica de una muestra de rocas no es ayuda, en la interpretación de una sección sísmica por ejemplo; sin embargo, todas las mediciones son

pertinentes para completar la tarea de definir los límites de un yacimiento su capacidad de almacenaje , el contenido de hidrocarburos, productividad y valor económico.

1.6.1.1 Evaluación de Formación. La evaluación de formación es un método de recogimiento de los datos necesarios para estos propósitos. ¿Cuales son entonces los parámetros que el Gerente, el Geólogo, el Geofísico y el Ingeniero de Yacimientos y Producción necesitan? ¿Cuales de ellos pueden ser proporcionados por registros sísmicos, por control geofísico o por registro convencional?

Las mediciones de los registros eléctricos, cuando están adecuadamente calibradas, pueden dar la mayoría de los elementos requeridos.

Específicamente, los registros pueden dar mediciones directamente o buenas indicaciones de:

- Porosidad :primaria o secundaria
- Permeabilidad
- Saturación de agua y movilidad del hidrocarburo
- Tipo de hidrocarburo (petróleo – gas)
- Litología
- Estructura y Buzamiento de la formación
- Datos para determinación de ambientes sedimentarios

- Tiempos de tránsito en la formación de las ondas elásticas

De estos datos, pueden hacerse buenas estimaciones sobre el tamaño del yacimiento y el hidrocarburo in-situ.

1.6.2 Registro de Rayos Gamma. La curva de rayos gamma o GR (“Gamma-Ray”) representa la radioactividad natural de las formaciones y es presentada en unidades API (“American-Petroleum-Institute”); cada unidad API es definida como 1/200 de la respuesta generada por un calibrador patrón constituido por una formación artificial que contiene cantidades bien definidas de uranio, torio y potasio, mantenida por el API en Houston, Texas, USA.

El registro de GR puede aplicarse para:

- Detectar capas permeables.
- Determinar la arcillosidad de las capas.
- Evaluar minerales radioactivos.
- Definir los minerales radioactivos.
- Correlación con registros a pozo revestido.
- Correlación pozo a pozo.

1.6.2.1 Interpretación. Debido a que los elementos radioactivos están generalmente concentrados en los minerales arcillosos, el registro de GR es muy utilizado en la determinación de la arcillosidad V_{sh} (fracción lutita del volumen total de la roca) en las formaciones permeables:

$$V_{shGR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{sh} - GR_{min}} \quad \text{Ecuación 1.7}$$

Donde:

V_{sh} : es la arcillosidad (volumen de lutita) en la formación.

GR_{log} : es la lectura del registro de GR en la zona de interés, en unidades API.

GR_{min} : es la lectura del registro de GR en zonas limpias, en unidades API.

GR_{sh} : es la lectura del registro de GR en lutitas o “shales”, en unidades API.

Es importante destacar que V_{sh} tiene valores entre 0 y 1, y así se lo debe utilizar en los cálculos. En la práctica se lo multiplica por 100 para expresar la arcillosidad en porcentaje. Por ejemplo: $V_{sh} = 0.20 = 20\%$ (Ver Ref. 9).

1.6.3 Registro Neutrónico. Los neutrones emitidos por la fuente se dispersan en el pozo y en la formación alrededor de la herramienta.

Existe un descentralizador elástico apoyando la generatriz de la herramienta que pasa por la fuente radioactiva contra la pared del pozo para maximizar la cantidad de neutrones en la formación y minimizar la cantidad de neutrones en el pozo.

Podemos obtener la porosidad aparente de neutrón Φ_{Na} para la formación limpia y acuífera como:

$$\phi_{Na} = \frac{\phi_{NL\log} - \phi_{NLma}}{\phi_{NLmf} - \phi_{NLma}} \quad \text{Ecuación 1.8}$$

Es interesante observar que cuando la matriz es caliza (en la que $\Phi_{NLma} = 0$ pu) y el valor del índice de hidrógeno del filtrado $\Phi_{NLmf} = 100$ pu, la porosidad

aparente de neutrón resulta ser igual a la porosidad de la formación: $\Phi = \Phi_{Na} = \Phi_{NLlog}$ en pu/100, o multiplicando todas las porosidades por 100 para expresarlas en pu.

1.6.4 Registro de Densidad de la Formación. Esta herramienta se empezó a utilizar en 1953, con el nombre de Gamma – Gamma o registro de densidad, para determinar las densidades in-situ de las formaciones y ayudar a la geofísica a corregir las mediciones gravimétricas mediante la variación de la densidad con la profundidad.

Posteriormente se descubrió que también podría utilizarse para determinar la porosidad. En la actualidad se utiliza como una herramienta que se compensa automáticamente y esto se llama Registro de Densidad de Formación Compensado (FDC).

El registro de lito-densidad o LDT (“Lito-Density-Tool”) mide la densidad media de la formación ρ_b en gr/cc. Para ello, la radioactividad que la formación emite llega a dos detectores ubicados a pocas pulgadas de la fuente, en la herramienta de registro, permite determinar los parámetros mencionados.

1.6.4.1 Interpretación. La densidad ρ_b de una formación limpia y acuífera puede obtenerse como la suma de las densidades de cada elemento, ponderada por su volumen en la formación. En el caso de una formación limpia con porosidad y una zona lavada de más de 30 cm de extensión, puede obtenerse la porosidad aparente de densidad Φ_{Da} para la formación:

$$\phi_{Da} = \frac{\rho_{bma} - \rho_{b\log}}{\rho_{bma} - \rho_{bmf}} \quad \text{Ecuación 1.9}$$

Donde:

ρ_{blog} es la densidad de la formación, en gr/cc.

Φ_{Da} es la porosidad de la formación, $0 \leq \Phi \leq 1$.

ρ_{bmf} es la densidad del filtrado en la zona investigada por el registro ($\rho_{\text{bmf}} \approx 1.1$ gr/cc).

ρ_{bma} es la densidad de la matriz limpia, en gr/cc ($2.65 \text{ gr/cc} \leq \rho_{\text{bma}} \leq 2.87 \text{ gr/cc}$).

1.6.5 Registros de Resistividad. Los registros de resistividad, por oposición a los de micro-resistividad, tienen gran profundidad de investigación y reducida resolución vertical; son los registros utilizados para determinar la verdadera resistividad de la zona virgen (para lo cual utilizan la información obtenida por los registros de micro resistividad) y se los denomina de 'registros de resistividad profunda'. Existen dos tipos básicos de herramientas de resistividad profunda: las de inducción y las de laterolog.

Los registros de resistividad profunda pueden ser utilizados para:

- Detección rápida de hidrocarburos.
- Determinación de la saturación de agua.
- Determinación del diámetro de invasión.
- Determinación de la resistividad del agua.

- Determinación del espesor de capas.
- Correlación con otros registros / otros pozos.

1.6.5.1 Registro de Laterolog. El registro de laterolog mide la resistividad de la formación en $\text{ohm-m}^2/\text{m}$, simplificado (ohm-m), presentada generalmente en escala logarítmica en escala de 0.2 a 2,000 ohm-m .

La herramienta tiene electrodos de corriente y de medición; los electrodos de corriente fuerzan la circulación de corriente eléctrica dentro de la formación enfocándola radialmente y limitándola dentro de un espesor de aproximadamente 2 ft. Midiendo el potencial eléctrico necesario para generar la corriente de medida, puede obtenerse la resistividad de la formación.

1.6.5.1.1 Interpretación. El valor de la resistividad profunda después de corregido por condiciones ambientales, puede ser tomado en primera aproximación como representativo de la resistividad de la roca (R_t) de la zona virgen. Sin embargo, es necesario verificar que el diámetro de invasión no sea excesivamente alto para que no exista necesidad de corregir también por efecto de invasión.

Como regla práctica puede decirse que después de corregir los efectos de las condiciones ambientales, para diámetros de invasión mayores que 40", los registros de micro-resistividad no necesitan corrección por invasión, indicando el valor de resistividad de la zona invadida (R_{xo}). Cuando el diámetro de invasión es menor que 40", el registro de inducción no necesita de corrección por efecto de invasión, indicando el valor de la resistividad R_t de la zona virgen; en cambio el registro de laterolog siempre necesita corrección por invasión.

1.6.6 Registro Sónico. El registro sónico compensado o BHC (“Bore-Hole-Compensated”) mide el tiempo de tránsito, también denominado de “slowness” y representado por Δt (tiempo), de una onda acústica en la formación, en $\mu\text{s}/\text{ft}$ (microseg por pie), generalmente presentado en escala de 40 a 140 $\mu\text{s}/\text{ft}$, un transmisor en la herramienta genera una onda que se propaga por el lodo, alcanza las paredes del pozo y continúa propagándose por ellas. Los efectos de esta propagación son detectados por dos receptores en la herramienta de registro, generalmente a 3 y 5 pies del transmisor; la diferencia de tiempos observada (medidos desde el momento del disparo del transmisor), dividida por los 2 pies que separan los receptores, determina el tiempo de tránsito de la formación.

1.6.6.1 Ecuación de Respuesta. La ecuación de respuesta de Wyllie es la más utilizada y establece una relación lineal entre el tiempo de tránsito Δt medido y la porosidad ϕ de la formación; según este modelo, el Δt de la formación es la suma de los Δt 's de cada elemento ponderados por sus volúmenes en la formación. En el caso de una formación limpia con porosidad ϕ y zona lavada de más de 5 cm de extensión:

$$\Delta t_{\log} = \phi \Delta t_{mf} + V_{ma} \Delta t_{ma} \quad \text{Ecuación 1.10}$$

Donde:

Δt_{\log} es el tiempo de tránsito medido por el registro sónico, en $\mu\text{s}/\text{ft}$.

ϕ es la porosidad de la formación, $0 \leq \phi \leq 1$.

Δt_{mf} es el tiempo de tránsito del filtrado, generalmente 189 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

V_{ma} es el volumen de matriz en la formación, $0 \leq V_{ma} \leq 1$.

Δt_{ma} es el tiempo de tránsito de la matriz, $43 \mu\text{s}/\text{ft} \leq \Delta t_{ma} \leq 55 \mu\text{s}/\text{ft}$.

Y la porosidad aparente

$$\phi_{sa} = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{mf} - \Delta t_{ma}}$$

Ecuación 1.11

(Ver Ref. 9).

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS REGISTROS Y DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFISICAS

El análisis de los registros se encuentra detallado en el anexo de este trabajo (ver anexo B), la forma como se trabajaron, que consideraciones se hicieron y cuales fueron las correcciones escogidas.

Los registros necesarios para la solución propuesta en el presente trabajo fueron los siguientes:

Registro Gamma Ray.

Registro de Densidad.

Registro Neutrón (TNPH).

Registro Laterolog Profundo (LLD).

Registro Laterolog Somero (LLS).

Registro Sónico.

2.1. ANÁLISIS DE FORMACIONES LIMPIAS

Como parte importante para la evaluación de los resultados de los registros, es necesario establecer que tipo de formación es (haciendo referencia al contenido de arcillas). Si el V_{sh} que fue medido por medio del registro de rayos gamma, es menor que 5% entonces se define un procedimiento de evaluación para una formación limpia.

2.1.1. Porosidad. Para determinar el valor de la porosidad usamos el método de Gaymard para obtener una interpretación rápida de la porosidad del sistema, que relaciona la porosidad medida con el registro neutrón y la porosidad obtenida por el registro de densidad:

$$\Phi = \sqrt{\frac{\phi_D^2 + \phi_N^2}{2}} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

(Ver Ref. 9).

2.1.2. Saturaciones. Para el cálculo rápido de la saturación se hace el siguiente:

Lo primero que se debe tener en cuenta es la resistividad del agua R_w (ohm-m), ya que es un valor que nos ayuda a saber que tanta agua hay en la zona a evaluar; una vez se conozca este valor se procede a determinar:

Factor de formación:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad \text{Para arenas compactas} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad \text{Para arenas poco compactas} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

(Ver Ref. 9).

Para formaciones arenosas compactadas, frecuentemente se utiliza la **ecuación 2.2.**

En formaciones poco compactadas, frecuentemente se utiliza la **ecuación 2.3.**

En el caso de carbonatos, se considera cualquiera de la anteriores como una aproximación en caso tal se presenten.

Una vez se obtenga el valor del factor de formación, de los datos de los registros resistivos asumimos que:

R_t = medición del registro laterolog profundo (R_{LLD} corregido).

Con los valores calculados hasta el momento podemos obtener:

$$[S_w]^n = \frac{F^* R_w}{R_t} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Que es la ecuación de Archie quien relacionó términos de resistividades para obtener la saturación de agua. Con un $n = 2$ se despeja S_w .

Y para la evaluación de las otras saturaciones se considera que:

$$1 = S_w + S_o + S_g \quad \text{Ecuación 2.5}$$

2.2. ANÁLISIS DE FORMACIONES CON PRESENCIA DE ARCILLAS

Ya evaluado el V_{sh} y viendo que si valor supera el 5% se procede a utilizar el un método para formaciones con presencia de arcillas.

2.2.1. Porosidad. En este caso al igual que en la porosidad anterior usaremos el método de Gaymard para una evaluación rápida de la porosidad:

$$\Phi = \sqrt{\frac{\phi_D^2 + \phi_N^2}{2}} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde tendremos en cuenta las porosidades del neutrón y el densidad.

2.2.2. Saturaciones. Para determinar la saturación de agua en este caso se requiere tener presente la participación de las arcillas en la formación pues ellas presentan valores de resistividad y pasarlo por alto representaría errores en la medición; para este estudio se utiliza una formula especial que incluye la participación de las arcillas en la formación como lo es la formula de Simandoux:

$$S_w = \sqrt{\left(\frac{A * R_w}{\phi^m * R_t} + \frac{A * R_w * V_{sh}}{2 * R_{sh} * \phi^m} \right)} - \frac{A * R_w * V_{sh}}{2 R_{sh} * \phi^m} \quad \text{Ecuación 2.6}$$

(Ver Ref. 9).

Donde:

R_w es la resistividad del agua.

R_t igual al calculado anteriormente $R_t = R_{LLD}$ corregido.

V_{sh} fracción de arcillas obtenida del gamma ray.

R_{sh} es la resistividad de la arcilla considerada más o menos un promedio de 4 ohm-m.

A y ϕ^m son tomados de la ecuación de factor de formación donde A es el numerador y ϕ^m es el denominador.

2.3 ANÁLISIS PROPIEDADES TÉRMICAS

2.3.1 Análisis de la Conductividad Térmica. La conductividad térmica de la roca es afectada por muchos factores. Muchos modelos han sido propuestos por muchos investigadores, en los cuales plantean su forma de evaluar esta propiedad; hay algunos que plantean como dato de conductividad térmica de la formación, solamente el valor para la roca seca y otros dicen que puede ser el valor para la roca saturada a 100% de agua como aproximación; en este caso nos concentraremos en una ecuación desarrollada (Assad, 1955; Woodside and Messmer, 1961) y que ha sido modificada por Somerton (1958) resultando así:

$$\text{Log}k_e = (1 - n\phi)\text{Log}k_{ma} + n\phi\text{Log}(k_w S_w + k_o S_o + k_g S_g) \quad \text{Ecuación 2.7}$$

Donde se puede ver la relación entre la roca con sus características propias de ella y los componentes que la acompañan ajenos a ella, como lo son las

saturaciones de fluidos que ella contiene (Ver Ref. 12). Esta ecuación fue desarrollada bajo la condición de conocer las variables que la componen a partir de evaluaciones de laboratorio. Dichas variables son S_w , S_o , S_g (saturaciones de agua, aceite y gas) además de K_{ma} , K_w , K_o , K_g (conductividades térmicas de matriz, agua, aceite y gas). En este trabajo la propuesta es obviar los datos de laboratorio y estimar la conductividad térmica a partir de datos de registros de pozos.

En el caso de n puede variar entre 1 y 2; podemos encontrarla por la siguiente ecuación:

$$n\phi = 0.47 \pm 0.05$$

Ecuación 2.8

Con la excepción de algunas propiedades que se pueden promediar, se plantea una forma de determinar las variables que esta ecuación implica, de una forma empírica; y no de ningún dato de laboratorio, mediante el siguiente procedimiento:

Las saturaciones a usar serán determinadas a partir de datos de registros de pozos; una vez sean determinados se puede evaluar las K (conductividades térmicas) de los fluidos que saturan la roca y de la roca misma de la siguiente manera:

- K_{ma} :

De los registros de pozos analizados, se determinaron, V_{sh} (fracción de arcillas) y V_{ma} (fracción de roca) estas pueden ser tomadas como base para evaluación formaciones de areniscas consolidadas y no consolidadas por medio de:

$$k_{ma} = \prod_{i=1}^m k_i^{p_i}$$

Ecuación 2.9

Ecuación propuesta por (Goss et al., 1975).

Donde p es la fracción volumétrica del componente; la idea de esta ecuación es poder relacionar los componentes de la roca (sin incluir fluidos que la saturan) brindando el aporte de cada uno a la conductividad térmica final; serán definidas de la siguiente forma:

K para el cuarzo como componente mas representativo de la arenisca de 7.8 W / m K y $p = V_{ma}$.

K para las arcillas que contenga la formación de 1.9 W / m k y $p = V_{sh}$.

- K_w :

La evaluación de la conductividad térmica del agua, se ha desarrollado desde hace muchos años, debido a los muchos usos que este liquido puede ofrecer; en todo este tiempo de desarrollo e investigación se ha logrado encontrar que se puede tomar una $K_w 0.602 \text{ W /m K}$ como promedio a diferentes temperaturas sin marcar un considerable margen de error.

- K_o :

Para determinar esta conductividad en este trabajo se ha empleado la relación entre la gravedad específica del crudo y su densidad a una condición estándar; primero se selecciona una ecuación que involucre la

gravedad específica, para este caso fue la ecuación en función de la temperatura de Cragos:

$$k_o = (0.06835 - 0.00002031 * T) / \gamma_o \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Donde

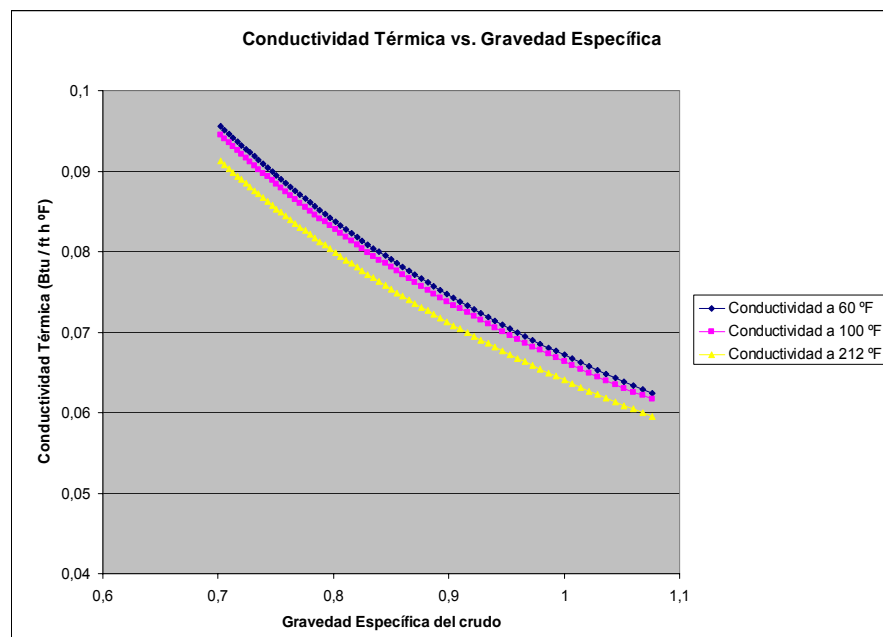
$K = \text{BTU} / \text{hr ft } ^\circ\text{F}$

$T = ^\circ\text{F}$

$\gamma_o =$ Gravedad específica del hidrocarburo. (Ver Ref. 4).

Evaluando esta ecuación para diferentes gravedades específicas y a tres posibles temperaturas (60, 100 y 212 °F) se obtuvo la siguiente figura:

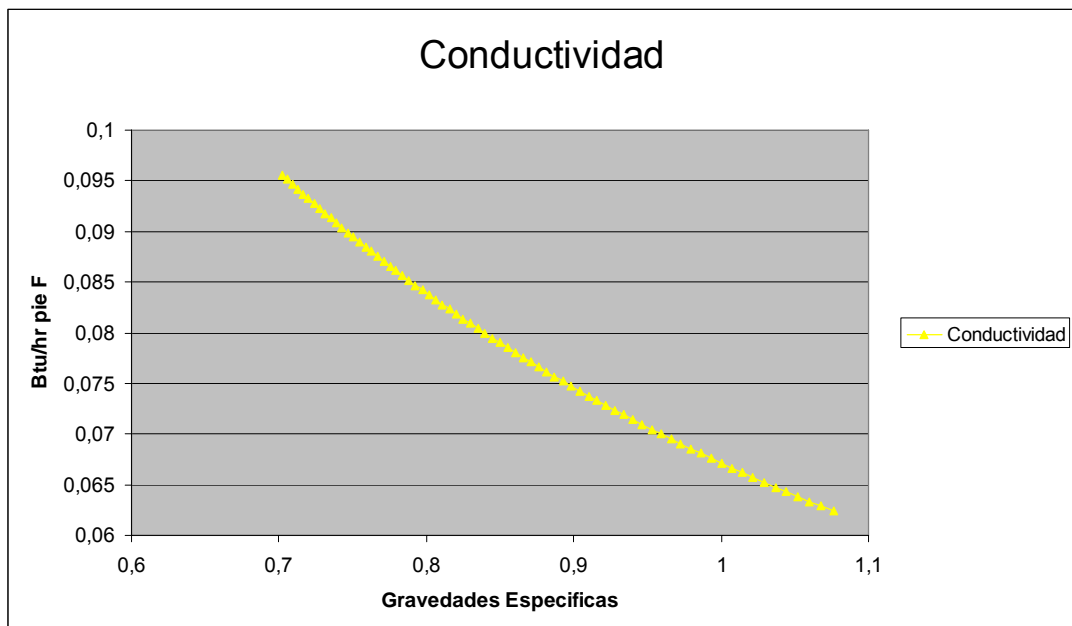
Figura 2.1. Gráfica de Conductividad térmica contra Gravedades Específicas por la ecuación 2.10 a diferentes temperaturas.



La variación que se obtuvo entre la conductividad térmica a 60 °F y 212 °F fue alrededor de 0.0028 para todos, siendo el más alto 0.0035; luego de obtener estos resultados, se asume para la evaluación una condición estándar (60 °F), considerando que diferentes temperaturas será pequeño el margen de error.

Con la evaluación de hidrocarburos a condiciones estándar; los datos obtenidos se graficaron, y nos brindó la **figura 2.2**.

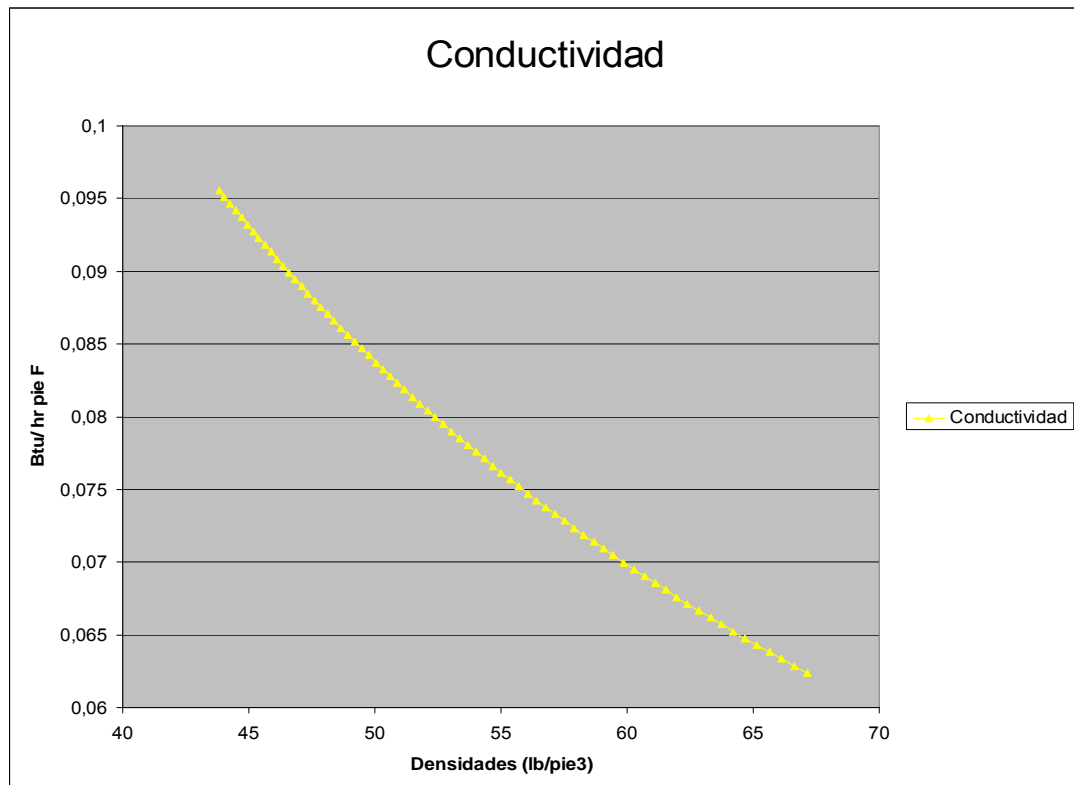
Figura 2.2 Gráfica de Conductividad térmica contra Gravedades Especificas por la ecuación 2.10 a una condición estándar.



Luego de obtener a la **figura 2.2**, se construyó una gráfica no en función de la gravedad específica sino en función de la densidad; es decir, se pasaron las gravedades a densidades y solo se evaluaron hasta su equivalente a 30° API que es la zona de hidrocarburos que podemos considerar como candidatos a recobro térmico, los datos de este procedimiento se presentan

la **figura 2.3** que permite ver la relación entre la conductividad térmica con la densidad del hidrocarburo:

Figura 2.3 Gráfica de Conductividad térmica contra Densidad.



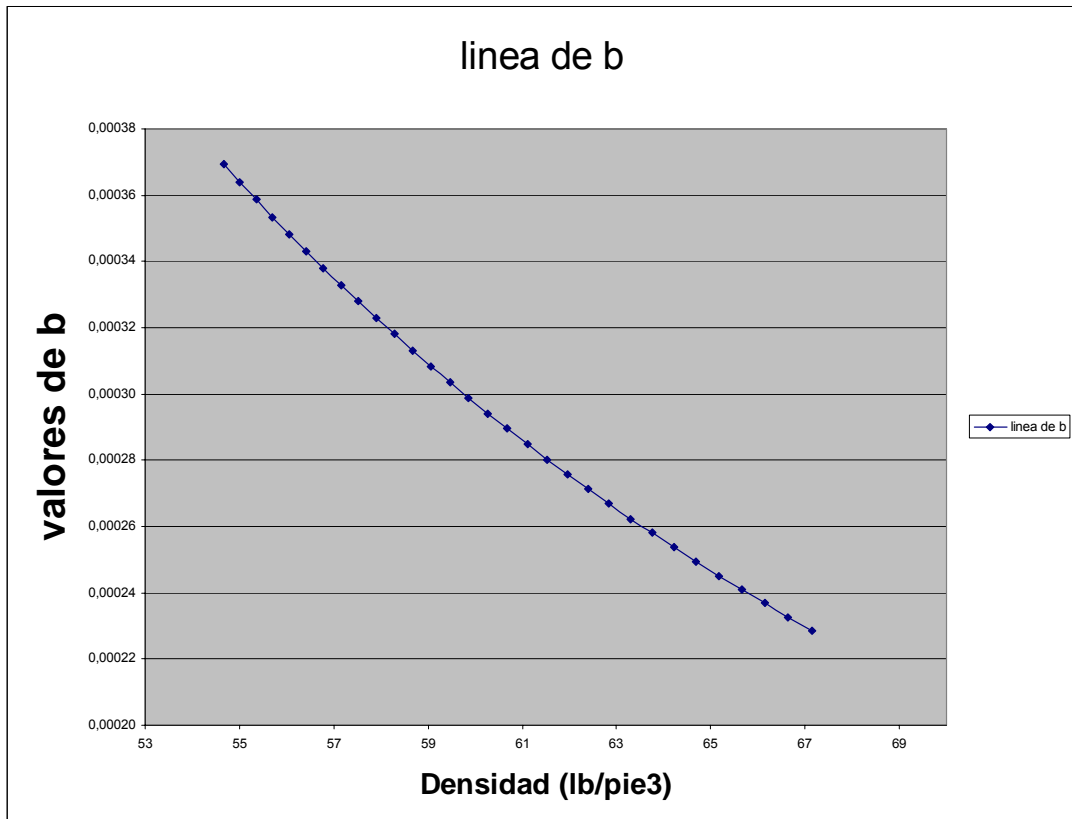
Para tener obtener una ecuación de conductividad térmica en función de la densidad usamos una ecuación ya publicada como lo es la ecuación de Abas-zade (1949):

$$k = b\rho^{4/3} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

En esta ecuación b fue asumida como constante por su autor. Se observa que el comportamiento de la gráfica no es lineal propiamente entonces se planteó en este trabajo que b debe ser función de la densidad y no constante.

Teniendo los valores de la conductividad y las densidades se determinó el valor de b para cada densidad:

Figura 2.4 Gráfica de “b” contra Densidad.



Mediante la **figura 2.4** se puede determinar una ecuación que determine la relación entre los valores de b y las densidades; la ecuación que mas se ajustó a este comportamiento fue:

$$b = 4.1898\rho^{-2.3334} \qquad \text{Ecuación 2.12}$$

Teniendo ya una ecuación que relaciona b con la densidad, se puede usar la **ecuación 2.11** para determinar el k_0 .

- K_g :

Dada las características físicas del gas, su valor de conductividad térmica es pequeño, variando entre 0.005 y 0.008 BTU/hr pie °F y asumimos como un buen promedio 0.007 BTU/hr pie °F.

2.3.2 Análisis de la Capacidad Calorífica Volumétrica. Como se definió en el capítulo 1 la capacidad calorífica hace referencia al número de BTU que 1 pie³ de roca y los fluidos que la saturan, pueden almacenar por cada °F que aumente la temperatura, basándonos en ecuaciones generales ya propuestas se puede determinar la capacidad calorífica volumétrica sin necesidad de tener en cuenta la temperatura a la que este la formación, la ecuación general a usar para esta evaluación será:

$$\rho_b c_b = (1 - \phi) \rho_{ma} c_{ma} + \phi S_o \rho_o c_o + \phi S_w \rho_w c_w + \phi S_g \rho_g c_g \quad \text{Ecuación 2.13}$$

Ecuación propuesta por Somerton 1958 es una extensión de la ley de Kopp's para la capacidad calorífica volumétrica de componentes químicos (Ver Ref. 12). En esta ecuación se puede ver que, al igual que la **ecuación 2.7**, se presenta una relación entre las características de la roca y los fluidos que la saturan; donde las "c" hacen referencia al calor específico del subíndice, multiplicado por su densidad, saturación y porosidad; brindando la forma como aporta cada componente, a la capacidad calorífica volumétrica total.

Los calores específicos de la roca y los fluidos que la saturan se pueden obtener de la siguiente forma:

- C_w (Calor específico del agua):

$$C_w = 4,4901\rho^{-0.3637} \quad \text{Ecuación 2.14}$$

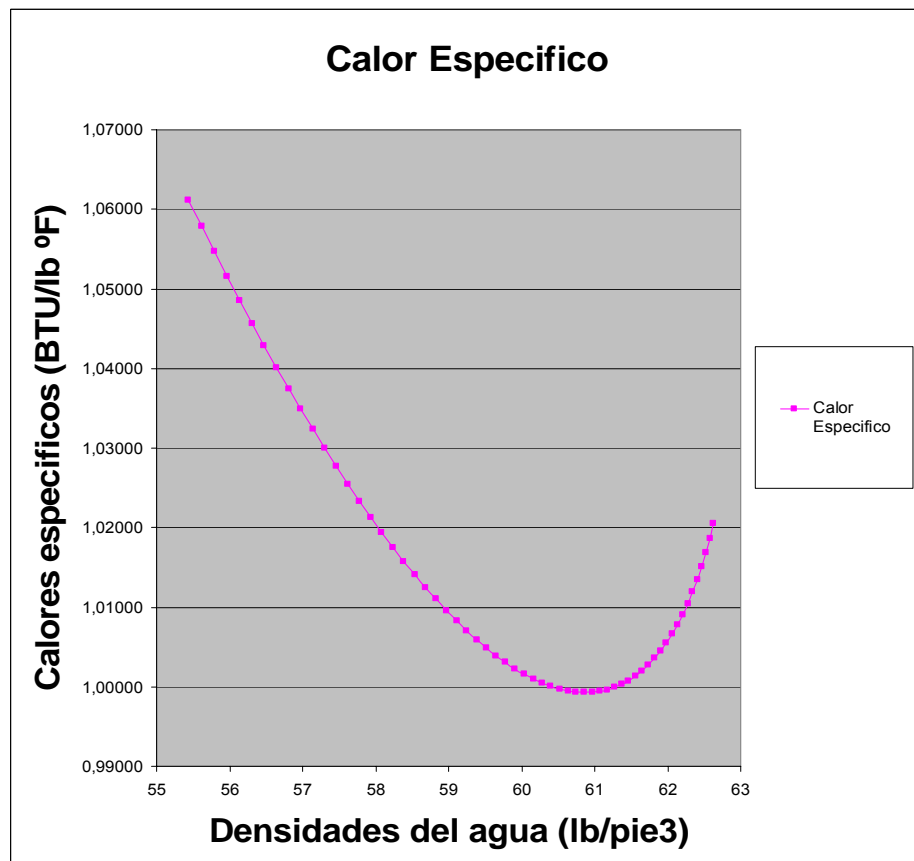
La **ecuación 2.14** es el resultado de relacionar la ecuación:

$$C_w = 1.0504 - 6.05 * 10^{-04}T + 1.79 * 10^{-06}T^2 \quad (\text{Ver Ref. 4}). \quad \text{Ecuación 2.15}$$

Con la ecuación:

$$\frac{1}{\rho_w} = 0.01602 + 2.3 * 10^{-5}(-6.6 + 3.25 * 10^{-2}T + 6.57 * 10^{-4}T^2) \quad \text{Ecuación 2.16}$$

Figura 2.5 Gráfica de Calor específico del agua contra Densidad.



La **figura 2.5** fue hecha gracias a la relación (temperatura - densidad del agua), donde primero se toman los calores específicos con la temperatura de 60 °F a 212 °F y luego se relacionan con la densidad del agua a esa temperatura.

- C_o (Calor específico del aceite):

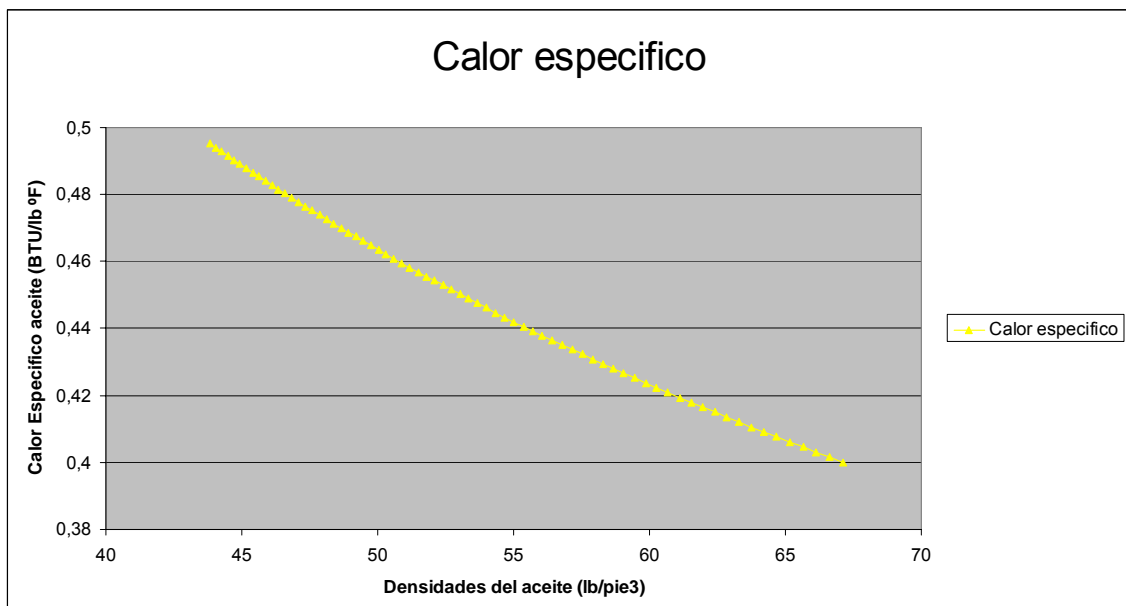
$$C_o = -0.2234Ln(\rho) + 1.3383 \quad \text{Ecuación 2.17}$$

Esta ecuación se obtiene al igual que la del agua al relacionar la ecuación:

$$C_o = (0.388 + 0.00045T) / \gamma_o^{0.5} \quad \text{Ecuación 2.18}$$

(Para ampliación de la ecuación 2.18 Ver Ref. 4).

Figura 2.6 Gráfica de Calor específico del aceite contra Densidad.



La **ecuación 4.11** fue hecha por la relación (gravedad específica - densidad del aceite), primero se tomaron los calores específicos con las gravedades específicas y luego se relacionaron con la densidad del aceite a esa gravedad específica, resultando la figura anterior.

- C_g (Calor específico del gas):

El análisis del calor específico del gas es un poco diferente a los anteriores debido a su composición, se tienen en cuenta cada uno de los aportes que brinden los componentes de la mezcla que da origen al gas.

Si se conoce la composición

C1	0.52669 BTU/ lb °F
C2	0.40782 BTU/ lb °F
C3	0.38852 BTU/ lb °F
C4	0.38669 BTU/ lb °F
C5	0.39499 BTU/ lb °F
C6	0.38628 BTU/ lb °F
C7	0.38446 BTU/ lb °F
C8	0.38331 BTU/ lb °F

Asumimos un promedio muy adecuado cuando se conoce la composición del gas sería:

$$\sum \text{fraccionmolar} * \text{calorespecifico} \quad \text{Ecuación 2.19}$$

Y se tomaría el valor de C8 como el de C7+

En caso tal no se conozca la composición se tomara un valor promedio de 0.52669 BTU/ lb °F.

- C_{ma} :

Arenisca	0.183	BTU/ lb °F
Arenisca Arcillosa	0.202	BTU/ lb °F
Caliza	0.202	BTU/ lb °F
Arena Fina	0.183	BTU/ lb °F
Arena Gruesa	0.183	BTU/ lb °F

Para el análisis de las densidades se tienen algunas consideraciones, se toman las siguientes:

- ρ_w : para la evaluación de la ecuación trabajamos con un valor promedio 62.4 Lb/pie³
- ρ_g : se pedirá en la entrada de datos ella o la GE si nos dan la gravedad específica del gas entonces $\rho_g = 28.96 * G.E.$
- ρ_o : se sacará de la gravedad API del crudo; este dato ha sido brindado para el análisis de los registros de pozos. Como nota importante se debe aclarar que la gravedad API debe ser la presente en el crudo a condiciones de evaluación.
- ρ_{ma} : Se toma de los datos de registros, en el caso que se brinden las propiedades sin análisis de registros será pedida; el tipo de roca puede venir también del análisis de ripios de la perforación.

3. ANÁLISIS COMPARATIVO CON DATOS REALES Y OTROS MÉTODOS PROPUESTOS

Para el análisis de las ecuaciones de conductividad térmica y capacidad calorífica, mediante el proceso propuesto, es necesario tener datos confiables, los cuales muestren a la perfección si el procedimiento seguido puede ser apto, para el determinar propiedades térmicas; para esto se tomaron datos de evaluaciones en laboratorio del trabajo de Somerton (1974).

Tabla 3.1 Valores de laboratorio para evaluación.

Número	Porosidad	S_w	S_o	S_{aire}
1	0,30	0,51	0,23	0,26
2	0,29	0,61	0,31	0,08
3	0,30	0,60	0,27	0,13
4	0,32	0,37	0,26	0,37
5	0,33	0,18	0,22	0,60
6	0,31	0,28	0,44	0,28
7	0,31	0,50	0,32	0,18
8	0,30	0,60	0,00	0,40
9	0,29	0,81	0,00	0,19
10	0,30	0,07	0,29	0,64
11	0,28	0,60	0,26	0,14
12	0,31	0,10	0,20	0,70
13	0,28	0,00	0,00	1,00
14	0,28	1,00	0,00	0,00
15	0,34	0,34	0,64	0,02

Número	Porosidad	S _w	S _o	S _{aire}
16	0,33	0,29	0,67	0,04
17	0,33	0,37	0,62	0,01
18	0,35	0,34	0,55	0,11
19	0,33	0,33	0,61	0,06
20	0,33	0,32	0,56	0,12
21	0,30	0,29	0,46	0,25
22	0,30	0,28	0,34	0,38
23	0,35	0,08	0,53	0,39
24	0,31	0,25	0,52	0,23
25	0,31	0,77	0,00	0,23
26	0,31	0,76	0,00	0,24
27	0,33	0,78	0,00	0,22
28	0,31	0,95	0,00	0,05
29	0,32	0,00	0,00	1,00
30	0,31	1,00	0,00	0,00
31	0,31	0,46	0,44	0,10
32	0,32	0,46	0,41	0,13
33	0,35	0,37	0,43	0,20
34	0,36	0,54	0,40	0,06
35	0,32	0,38	0,46	0,16
36	0,34	0,87	0,00	0,13
37	0,33	0,07	0,32	0,61
38	0,32	0,13	0,39	0,48
39	0,32	0,05	0,25	0,70
40	0,33	0,65	0,00	0,35

Número	Porosidad	S _w	S _o	S _{aire}
41	0,30	0,71	0,00	0,29
42	0,35	0,92	0,00	0,08
43	0,34	0,68	0,00	0,32
44	0,37	0,00	0,00	1,00
45	0,34	1,00	0,00	0,00

Los datos anteriores poseen las siguientes propiedades:

Densidades:

$$\rho_{ma} = 165.43 \text{ Lb/pie}^3$$

$$\rho_{aire} = 0.06 \text{ Lb/pie}^3$$

$$\rho_w = 62.4 \text{ Lb/pie}^3$$

$$\text{API } 30^\circ; \rho_o = 54.67 \text{ Lb/pie}^3$$

Conductividades Térmicas:

$$K_w = 0,3481 \text{ BTU/hr pie } ^\circ\text{F}$$

$$K_{aire} = 0,0149 \text{ BTU/hr pie } ^\circ\text{F}$$

$$K_o = 0,07618 \text{ BTU/hr pie } ^\circ\text{F}$$

$$K_{ma} = 4,4529 \text{ BTU/hr pie } ^\circ\text{F (arenisca limpia)}$$

Calores específicos:

$$C_{ma} = 0.183 \text{ BTU/ lb } ^\circ\text{F (arenisca limpia)}$$

$$C_w = 0.9999 \text{ BTU/ lb } ^\circ\text{F}$$

$$C_{aire} = 0.2402 \text{ BTU/ lb } ^\circ\text{F}$$

$$C_o = 0.4524 \text{ BTU/ lb } ^\circ\text{F}$$

Temperatura:

$$26^\circ \text{ C}$$

Usando el procedimiento propuesto por este trabajo se obtuvieron los siguientes datos para el agua y el aceite:

Conductividades Térmicas:

$$K_o = 0,07662 \text{ BTU/hr pie } ^\circ\text{F} \text{ por ecuación 2.11}$$

Calores específicos:

$$C_w = 0.9999 \text{ BTU/ lb } ^\circ\text{F} \text{ por ecuación 2.14}$$

$$C_o = 0.4444 \text{ BTU/ lb } ^\circ\text{F} \text{ por ecuación 2.17}$$

Los valores para el aire y la conductividad del agua permanecen iguales a los datos de laboratorio.

3.1 RESULTADOS CONDUCTIVIDAD TÉRMICA.

En la **tabla 3.2** se presentan los resultados obtenidos para la conductividad térmica (Btu / hr pie °F) teniendo en cuenta los valores medidos por:

- En laboratorio (Columna A):

Para esta evaluación se tomaron las medidas de laboratorio propuestas por Somerton (1974) artículo nombrado en las referencias, convirtiéndose en nuestros valores teóricos.

- Mediciones mediante la ecuación 3.1 (Columna C):

$$K = 4.318 - 4.883\phi + 0.474\sqrt{S_w} - 0.987\sqrt{S_o} - 0.0024T$$
 Propuesta por (A.c. Seto y S. Bharatha, Esso Resources Canadá Ltd. 1991). **Ecuación 3.1**

Ecuación que enseña una dependencia lineal entre la conductividad térmica y la temperatura; además de no mostrar, que la conductividad térmica posea una relación considerable con las características físicas de los fluidos saturantes.

- Mediciones bajo el método propuesto con la **ecuación 2.7** (Columna B).
- Mediciones con la **ecuación 2.7** con datos de laboratorio (Columna D).

Tabla 3.2 Resultados de Conductividades Térmicas y Porcentajes de error.

Núm.	Columna A	Columna B	% error	Columna C	% error	Columna D	% error
1	1,03	1,10	6,77	1,54	49,48	1,10	6,60
2	1,12	1,24	11,0	1,54	37,69	1,24	10,9
3	1,12	1,18	5,10	1,53	36,90	1,18	4,93
4	0,91	0,89	2,60	1,44	57,87	0,88	2,79
5	0,85	0,64	24,7	1,38	62,48	0,64	24,9
6	0,85	0,88	3,21	1,36	59,45	0,87	2,90
7	1,08	1,06	2,31	1,46	35,20	1,05	2,50
8	1,15	1,14	1,03	1,83	59,19	1,14	1,11
9	1,28	1,35	5,20	1,89	47,92	1,35	5,11
10	0,72	0,62	13,6	1,38	92,00	0,62	14,0
11	1,15	1,28	11,7	1,60	38,74	1,28	11,6
12	0,67	0,60	9,92	1,42	112,0	0,60	10,2
13	0,36	0,41	12,8	1,67	365,1	0,41	12,7
14	1,42	1,53	7,51	1,95	37,27	1,53	7,42
15	0,92	0,84	9,10	1,21	31,20	0,83	9,43
16	0,83	0,84	1,10	1,21	46,09	0,84	0,70
17	0,90	0,90	0,10	1,25	38,83	0,90	0,24
18	0,93	0,78	15,9	1,21	30,34	0,78	16,2
19	0,90	0,86	3,90	1,24	38,20	0,86	4,24
20	0,93	0,85	8,84	1,26	35,50	0,84	9,15
21	0,91	0,94	3,12	1,38	51,40	0,94	2,82

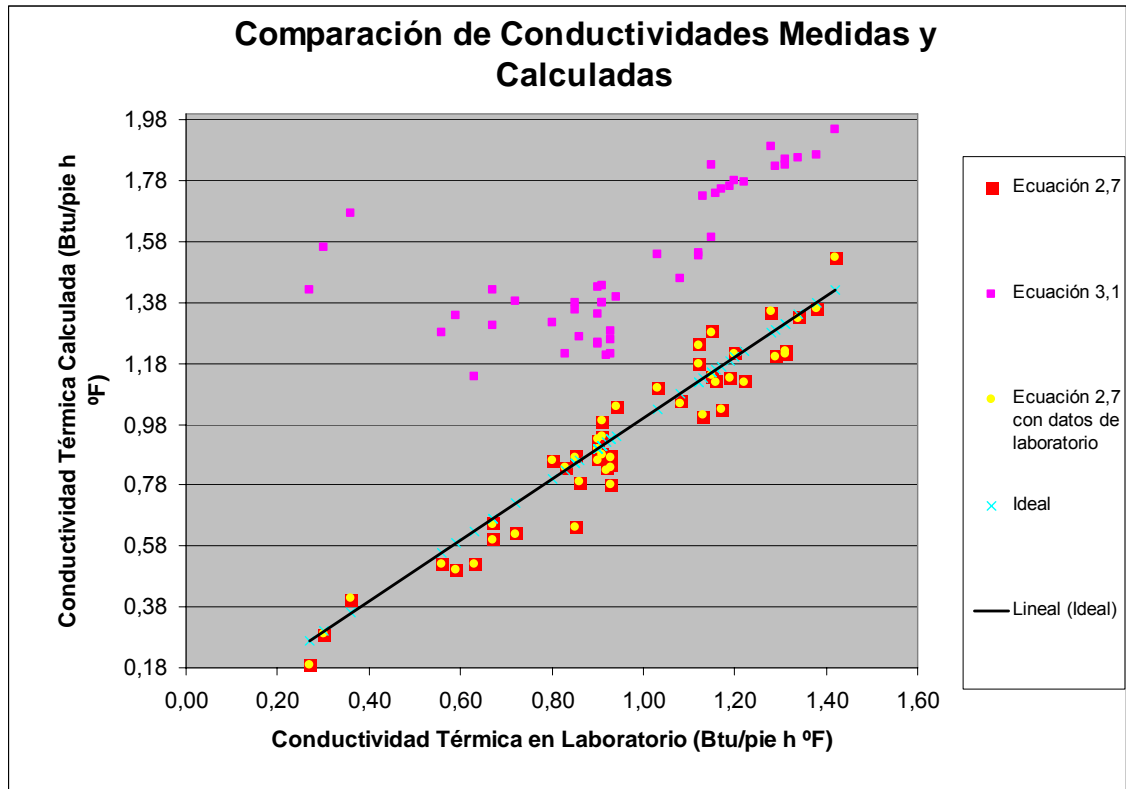
Núm.	Columna A	Columna B	% error	Columna C	% error	Columna D	% error
22	0,90	0,91	0,59	1,43	58,84	0,90	0,33
23	0,63	0,52	17,6	1,14	80,54	0,52	18,12
24	0,80	0,86	7,74	1,31	64,29	0,86	7,36
25	1,31	1,21	7,44	1,83	39,74	1,21	7,51
26	1,29	1,21	6,54	1,83	41,79	1,20	6,62
27	1,22	1,12	8,05	1,78	45,54	1,12	8,13
28	1,34	1,33	0,70	1,86	38,61	1,33	0,79
29	0,30	0,29	3,89	1,56	420,4	0,29	3,97
30	1,38	1,36	1,36	1,86	35,09	1,36	1,44
31	0,94	1,04	10,7	1,40	48,54	1,04	10,4
32	0,91	0,99	8,61	1,38	51,78	0,99	8,36
33	0,86	0,79	8,29	1,27	47,47	0,79	8,55
34	0,93	0,88	5,74	1,29	38,49	0,87	5,96
35	0,90	0,93	3,17	1,34	49,17	0,93	2,89
36	1,19	1,13	4,69	1,76	47,97	1,13	4,77
37	0,56	0,52	7,29	1,28	128,9	0,52	7,74
38	0,67	0,66	2,15	1,30	94,47	0,65	2,56
39	0,59	0,50	15,1	1,34	126,5	0,50	15,5
40	1,17	1,03	11,9	1,75	49,95	1,03	12,0
41	1,31	1,22	6,74	1,85	41,17	1,22	6,81
42	1,16	1,12	3,42	1,74	49,98	1,12	3,50
43	1,13	1,01	10,87	1,73	53,20	1,01	10,9

Núm.	Columna A	Columna B	% error	Columna C	% error	Columna D	% error
44	0,27	0,19	30,37	1,42	425,8	0,19	30,4
45	1,20	1,21	1,15	1,78	48,28	1,21	1,06

El cálculo del error fue hecho tomando el valor de laboratorio como valor teórico.

En la tabla anterior se observan los valores que cada método presentó y su porcentaje de error, frente a una medida de laboratorio; estos valores se encuentran graficados en la **figura 3.1**; en ella se nota que el margen de error de la evaluación por la **ecuación 2.7** es mucho menor que la evaluación por la **ecuación 3.1**, lo que indica que para el caso de evaluación, el método propuesto presenta un mejor comportamiento, presentando datos mas confiables.

Figura 3.1 Comparación de Conductividades Térmicas medidas y calculadas.



Observando los porcentajes de error y como forma de aporte a la **ecuación 2.7** se puede realizar un análisis para ver la forma como se pueda corregir esta ecuación de manera que el margen de error pueda disminuir un poco.

El factor al cual se puede apuntar como punto de corrección, es el valor de “n” decisión tomada al ver que además de la porosidad, este valor es el que afecta toda la ecuación y se puede lograr una mejor medida mediante su manipulación.

Usando los mismos valores que sean tomados para la evaluación anterior el paso a seguir es buscar como debe variar, para tener porcentajes de error más

pequeños; pero claro hay que tener en cuenta la variación que por definición, que plantea esta ecuación del valor de “n”; es decir, hay que empezar por los valores obtenidos de la **ecuación 2.8**.

Una vez empezado el ajuste se seleccionan valores aledaños a los entregados por la ecuación que nos permitan disminuir el error para cada porosidad; los valores seleccionados fueron:

Tabla 3.3 Valores de Porosidad y “n”

Porosidad	Valor n
0,280	1,621
0,290	1,621
0,300	1,500
0,310	1,500
0,320	1,469
0,330	1,424
0,340	1,382
0,350	1,382
0,360	1,382
0,370	1,382

Con los nuevos valores de n se recalcularon los valores de conductividad térmica y se obtuvieron los siguientes porcentajes de error:

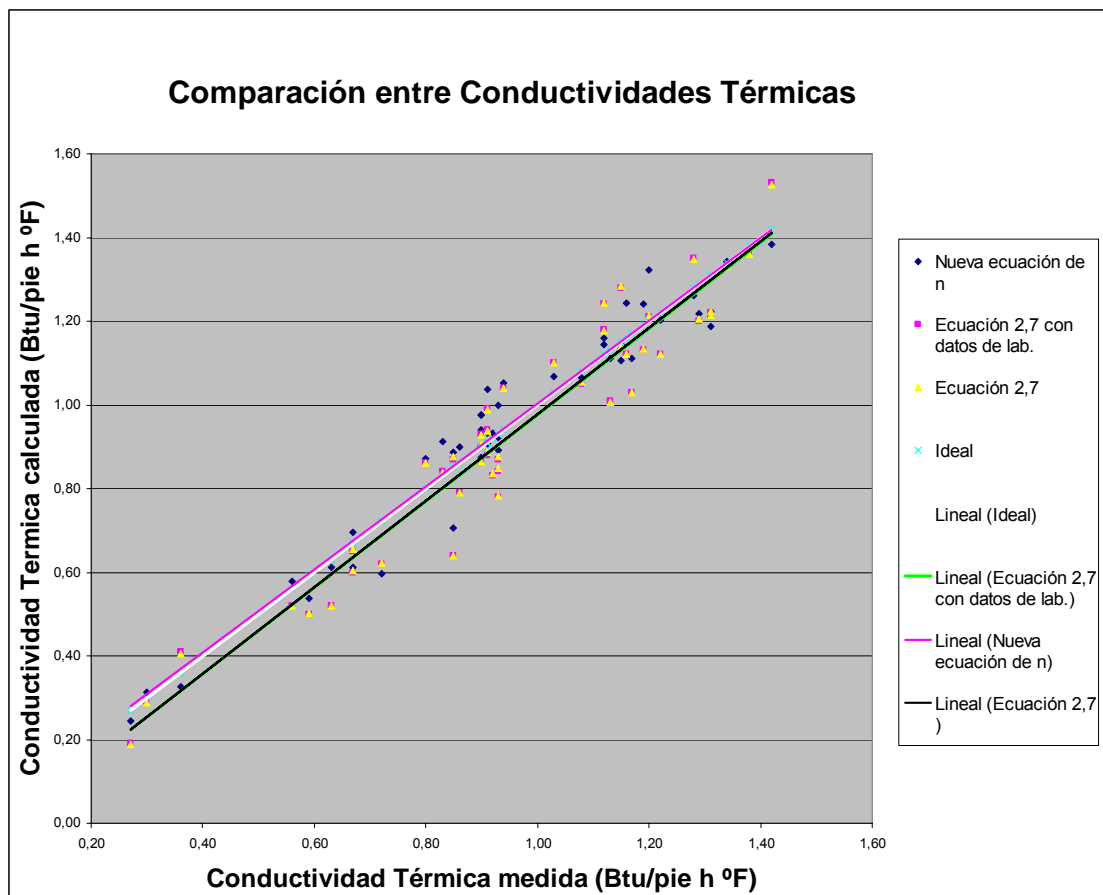
Tabla 3.4 Comparación de nuevos porcentajes de error usando valores de la tabla 3.3.

Porosidad	Anterior % error	Nuevo % de error
0,280	12,77	6,998
0,280	11,72	1,090
0,280	7,510	1,360

Porosidad	Anterior % error	Nuevo % de error
0,290	11,05	0,220
0,290	5,200	4,454
0,300	13,61	13,61
0,300	0,590	0,588
0,300	3,120	3,124
0,300	6,770	6,768
0,300	5,100	5,096
0,300	1,030	1,031
0,300	6,740	6,735
0,310	9,920	9,925
0,310	7,740	7,740
0,310	3,210	3,214
0,310	10,69	10,69
0,310	2,310	2,309
0,310	6,540	6,538
0,310	7,440	7,435
0,310	0,700	0,704
0,310	1,360	1,358
0,320	3,890	1,743
0,320	15,10	11,15
0,320	2,150	1,825
0,320	2,600	0,730
0,320	3,170	6,593
0,320	8,610	12,06
0,330	7,290	3,341
0,330	24,71	16,96
0,330	1,100	9,998
0,330	8,840	0,868
0,330	3,900	4,395
0,330	0,100	8,515
0,330	11,93	5,170
0,330	8,050	1,419
0,340	9,100	3,634
0,340	10,87	0,149
0,340	4,690	6,099

Porosidad	Anterior % error	Nuevo % de error
0,340	1,150	11,997
0,350	17,61	2,483
0,350	15,90	3,608
0,350	8,290	5,039
0,350	3,420	7,618
0,360	5,740	7,491
0,370	30,37	9,859

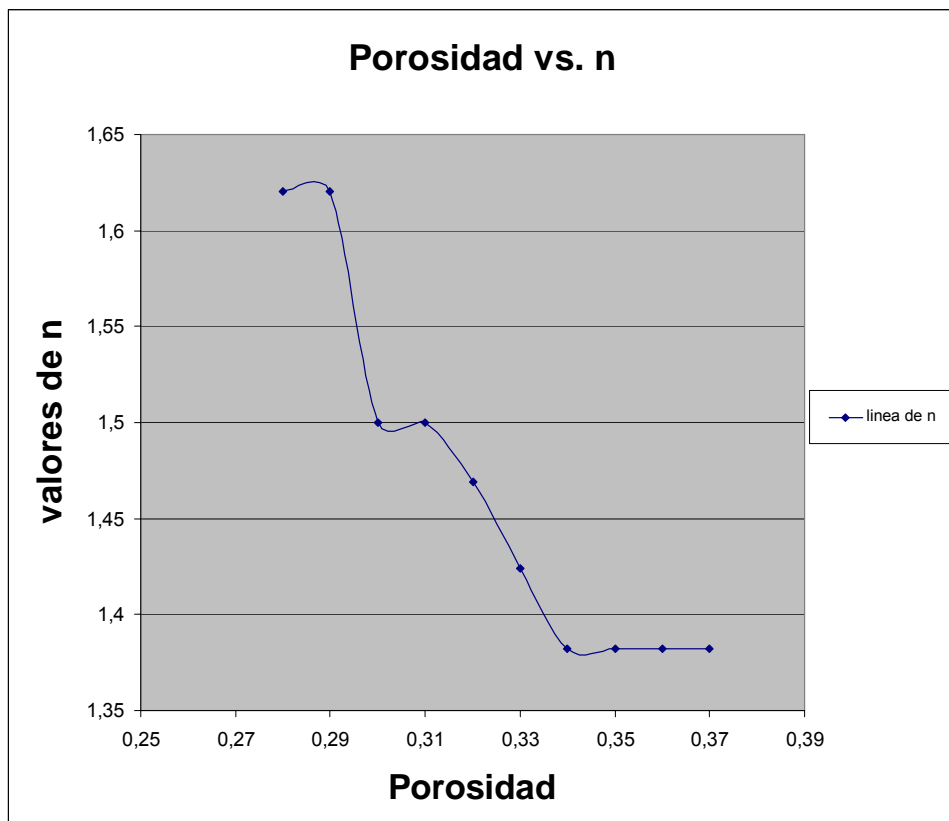
Figura 3.2 Comparación entre Valores de Conductividad Térmica para Evaluación de “n”.



De la figura anterior se observa que los nuevos valores de conductividad térmicas poseen, un valor mucho mas cercano a la medición de laboratorio; presentando una línea de tendencia mucho mas cercana a la línea de medida de laboratorio. Matemáticamente podemos decir que los valores de n

calculados para disminuir los % de errores fueron aceptables al disminuirlos; para obtener una relación matemática entre ellos y la porosidad se grafica porosidad contra “n”.

Figura 3.3 Porosidad vs. Valores de n



De la **figura 3.3** nace la **ecuación 3.2** que es la ecuación que mejor se ajusta al comportamiento de la grafica allí representada.

$$n = (34.97 * \phi^2) - (25.638 * \phi) + 6.0763 \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Donde seguimos viendo esa relación directa entre porosidad y n.

Los valores de % de error obtenidos con esta nueva n y comparados con los primeros % de error, son:

Tabla 3.5 Porcentaje de error inicial y Porcentaje de error final.

Porosidad	% error Inicial	% de error con nuevo n
0,280	12,769	9,7206
0,280	11,723	0,4570
0,280	7,5134	2,6610
0,290	11,052	3,5504
0,290	5,1989	1,4795
0,300	13,610	17,185
0,300	0,5882	2,7935
0,300	3,1244	0,2656
0,300	6,7675	3,6098
0,300	5,0964	2,1371
0,300	1,0311	3,8872
0,300	6,7352	9,2888
0,310	9,9246	8,6114
0,310	7,7403	9,0292
0,310	3,2143	4,4357
0,310	10,693	11,864
0,310	2,3095	1,2854
0,310	6,5383	5,6497
0,310	7,4350	6,5589
0,310	0,7042	0,1682
0,310	1,3580	0,5078
0,320	3,8880	4,7059
0,320	15,102	9,0950
0,320	2,1531	3,8913
0,320	2,5957	2,4500
0,320	3,1730	8,3598
0,320	8,6053	13,843
0,330	7,2945	3,3712
0,330	24,710	16,934
0,330	1,1012	10,023
0,330	8,8385	0,8455

Porosidad	% error Inicial	% de error con nuevo n
0,330	3,9014	4,4190
0,330	0,0966	8,5386
0,330	11,930	5,1506
0,330	8,0537	1,4007
0,340	9,1003	1,4043
0,340	10,867	1,7687
0,340	4,6882	4,2285
0,340	1,1461	10,120
0,350	17,605	3,0995
0,350	15,895	4,1016
0,350	8,2904	4,5041
0,350	3,4166	7,1812
0,360	5,7446	7,4908
0,370	30,371	9,8592

Esta nueva ecuación para n será tomada en cuenta para las futuras evaluaciones de las conductividades térmicas; pero, para poder utilizarlos, se debe tener en cuenta que aplica para valores entre 0.1 y 0.6. Para otros valores se requeriría mas datos experimentales particularmente en el rango de bajas porosidades para obtener un mejor ajuste.

3.2 RESULTADOS DE CAPACIDAD CALORÍFICA VOLUMÉTRICA

En la muestra de resultados para la Capacidad calorífica volumétrica se tendrán en cuenta los valores medidos:

- Datos de laboratorio.

Para esta evaluación se tomaron las medidas de laboratorio propuestas por Somerton (1974) artículo nombrado en las referencias, convirtiéndose en nuestros valores teóricos.

- Mediciones bajo el método propuesto con la **ecuación 2.13**.

Resultados obtenidos para capacidad calorífica volumétrica:

Tabla 3.6 Comparación de Mediciones de Capacidades Caloríficas Volumétricas.

Número de la Muestra	Capacidad con datos de laboratorio (Btu/pie ³ °F)	Capacidad por ecuación 2.13 (Btu/pie ³ °F)	Diferencia entre las dos medidas
1	31,6054	32,4026	0,7972
2	33,8947	34,7014	0,8067
3	33,5809	34,3758	0,7949
4	29,2098	29,9869	0,7771
5	24,9811	25,7518	0,7707
6	28,8214	29,6129	0,7915
7	32,1724	32,9579	0,7855
8	31,6142	32,4091	0,7949
9	35,3298	36,1314	0,8017
10	23,8085	24,6172	0,8088
11	33,2153	34,0344	0,8191
12	23,5342	24,3305	0,7963
13	20,9681	21,8019	0,8338
14	38,4341	39,2434	0,8093
15	31,7165	32,4707	0,7542
16	30,8512	31,6187	0,7675

Número de la Muestra	Capacidad con datos de laboratorio (Btu/pie³ °F)	Capacidad por ecuación 2.13 (Btu/pie³ °F)	Diferencia entre las dos medidas
17	32,0973	32,8625	0,7652
18	31,0281	31,7704	0,7423
19	31,1938	31,9602	0,7664
20	30,5873	31,3540	0,7666
21	29,1638	29,9668	0,8030
22	28,1025	28,9058	0,8033
23	25,1817	25,9320	0,7503
24	28,8435	29,6357	0,7923
25	34,9848	35,7630	0,7782
26	34,7914	35,5699	0,7784
27	35,5693	36,3226	0,7534
28	38,4655	39,2388	0,7733
29	19,8040	20,5915	0,7875
30	39,4324	40,2043	0,7719
31	32,3021	33,0887	0,7866
32	32,1718	32,9464	0,7746
33	30,6633	31,4047	0,7414
34	34,2628	34,9870	0,7241
35	30,9634	31,7403	0,7768
36	37,6736	38,4120	0,7384
37	23,5180	24,2919	0,7739
38	25,4293	26,2131	0,7838
39	22,7446	23,5306	0,7861

Número de la Muestra	Capacidad con datos de laboratorio (Btu/pe ³ °F)	Capacidad por ecuación 2.13 (Btu/pe ³ °F)	Diferencia entre las dos medidas
40	32,8932	33,6503	0,7571
41	33,6727	34,4647	0,7920
42	39,0169	39,7414	0,7246
43	33,6439	34,3880	0,7441
44	18,3490	19,0786	0,7296
45	40,4307	41,1653	0,7346

De la tabla anterior se puede observar que para este caso la **ecuación 2.13** es confiable en la determinación de la capacidad calorífica volumétrica ya que la diferencia muestra que el margen de error siempre será muy pequeño, además, entre las saturaciones en el enunciado y los resultados de capacidades caloríficas se puede observar que la mayor influencia entre los fluidos para aumentar la capacidad calorífica es el agua, luego el aceite y por ultimo de mucha menor influencia el gas.

Debe notarse finalmente que tanto para las conductividades térmicas como para las capacidades caloríficas los datos de laboratorio están referidos a medidas altas de porosidad las cuales, a pesar de los excelentes resultados, limitarían la extensión de la aplicación por lo cual se sugiere obtener datos de laboratorio en un rango más amplio de porosidad. Sin embargo el objetivo propuesto de estimar estas variables a partir de datos de registros de pozos es viable dado que porosidades, saturaciones y composición litológica han sido correlacionados con suficiencia con datos de corazones obtenidos en el laboratorio. Un ejemplo de esta aplicación se muestra en el anexo A.

4. OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

- ✓ La conductividad térmica en medios porosos depende de la litología, mineralogía de la roca, el tamaño de grano, el arreglo de los granos, la densidad, el tipo de fluido que la saturan y principalmente de la porosidad y la saturación de fluidos.

- ✓ La capacidad calorífica puede interpretarse como un efecto de Inercia Térmica, que indica la cantidad de calor que puede conservar un cuerpo y la velocidad con que cede o absorbe una cantidad de calor del entorno. Depende de la masa, del calor específico de sus materiales y del coeficiente de conductividad térmica de éstos.

- ✓ Las propiedades críticas mencionadas de litología, porosidad y saturación de agua son obtenidas de registros de pozos por métodos convencionales o especializados.

- ✓ Las ecuaciones principales para la determinación de la conductividad térmica y la capacidad calorífica fueron diseñadas de manera que las variables que la componen, fuesen de evaluaciones de laboratorio; ellas son S_w , S_o , S_g (saturaciones) además de K_{ma} , K_w , K_o , K_g (conductividades térmicas).

- ✓ Los registros necesarios para dar solución de las ecuaciones de conductividad térmica y capacidad calorífica por el procedimiento propuesto en el presente trabajo, son los Registro Gamma Ray, Registro de Densidad,

Registro Neutrón (TNPH), Registro Laterolog Profundo (LLD), Registro Laterolog Somero (LLS), Registro Sónico.

- ✓ La conductividad térmica de la matriz se estima mediante el promedio ponderado logarítmico de una componente arena y otra arcilla con sus correspondientes fracciones tal como la presenta Goss et al., 1975. La conductividad térmica del agua se toma igual a 0.602 W /m K. La conductividad térmica del petróleo se calculó a partir de una ecuación de Abas-zade (1949) modificada en el presente trabajo. La conductividad térmica del gas se asumió como 0.007 BTU/hr pie °F.

- ✓ La capacidad calorífica volumétrica total se presenta en la ecuación 2.13 como un promedio ponderado del producto densidad capacidad calorífica de los componentes matriz-porosidad, esta última desagregada en los fluidos presentes de agua, petróleo y gas representados por sus respectivas saturaciones. Las capacidades caloríficas del agua y del aceite se obtienen a partir de correlaciones densidad- temperatura (Figuras 2.5 y 2.6 respectivamente). La densidad del gas se estima a partir de su composición o en su defecto se toma igual a un valor promedio de 0.52669 BTU/ lb °F. La capacidad calorífica de la roca se toma a partir de valores representativos de rocas

- ✓ La conductividad térmica medida mediante la ecuación 2.7 y algoritmos propuestos en este estudio presenta los mejores resultados cuando se compara con datos medidos de laboratorio y correlaciones de otros autores para las mismas variables. La ecuación 2.7 es susceptible de mejoramiento al modificar el comportamiento del valor de n propuesto por Somerton con buenos resultados como se presenta en la tabla 3.5.

- ✓ Se observó que la **ecuación 2.13** es confiable en la determinación de la capacidad calorífica volumétrica ya que la diferencia con los datos experimentales muestra que el margen de error es muy pequeño.

- ✓ En los resultados de capacidades caloríficas se puede observar que la mayor influencia entre los fluidos para aumentar la capacidad calorífica es el agua, luego el aceite y por último de mucha menor influencia el gas.

- ✓ El objetivo propuesto de estimar estas variables a partir de datos de registros de pozos es viable como se muestra en el anexo A.

5. RECOMENDACIONES

- ✓ Obtener datos de laboratorio en un rango más amplio de porosidad para ajustar las ecuaciones propuestas.

- ✓ Utilizar las ecuaciones propuestas en este estudio sobre conductividad térmica y capacidad calorífica para construir modelos de registros de pozos como el logrado en el anexo A.

- ✓ Obtener datos en profundidad para correlacionar capacidad calorífica y conductividad térmica de laboratorio con la calculada a partir de registros de pozos.

- ✓ Construir equipo de laboratorio para realizar mediciones de capacidad calorífica y conductividad térmica en el laboratorio de la Escuela de ingeniería de Petróleos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AMYX, James W.; BASS, Daniel M.; WHITING, Robert L. Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties. McGraw-Hill.1960.
2. SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES. Cased Hole Log Interpretation Principles – Applications. 1989.
3. SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES. Log Interpretation Principles – Applications.
4. S.M. Farouq Ali. Oil Recovery by Steam Injection. Producers Publishing Company, Inc. 1970.
5. CHAPRA, Steven C., CANALE, Raymond P. Métodos Numéricos para Ingenieros. Mc. Graw Hill. 1989.
6. E. H. Timmerman. Practical Reservoir Engineering. Vol. I.
7. SCHLUMBERGER. Log Interpretation Charts. 1997.
8. HALLIBURTON. Log Analysis and Formation Evaluation. 1999.
9. VIRO CONSULTORIA LTDA. Manual de Interpretación de Registros. 1997.
10. DUSSAN, Hever ; SANDOVAL, Jorge E. Control de Calidad de los Registros. Bucaramanga, 1987. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Ingeniería fisicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

11. ROA ROJAS, José; ROA ROJAS Juan. Análisis e interpretación física y cuantitativa de registros de pozo. Bucaramanga, 1989. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería fisicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
12. XU, Hui & DESBRANDES, Robert. Formation Evaluation Using In-situ Measurements of Formation Thermal Properties. The Log Analyst. Marzo 1991.
13. SOMERTON, W.H; KEESE, J.A & CHU, S.L. Thermal Behavior of Unconsolidated Oil Sands. SPE 4506. 1974.
14. SOMERTON, W.H; ANAND, J. & GOMAA, E. Predicting Thermal Conductivities of Formations From Other Known Properties. SPE 4171. 1973.
15. NOURI, Hossein H. The Unsteady Measurement of Thermal Diffusivity of Porous Rock. SPE 3878. 1972.
16. BRIGAUD, Frederic. CHAPMAN, David & LE DOUARAN, Sylvie. Estimating Thermal Conductivity in Sedimentary Basins Using Lithologic Data and Geophysical Well Log. The American Association of Petroleum Geologists. Vol. 74 No. 9. 1990.
17. THODOS, George. The thermal Conductivity of Liquid Hydrocarbons. SPE 2044. 1962.
18. SETO, A.C., BHARATHA, S. Thermal Conductivity Estimation From Temperature Logs. SPE 21542. 1991.

ANEXOS

A. SOFTWARE APT 1.0

El “APT 1.0” es un programa capaz de determinar las propiedades de la formación como son la conductividad térmica y la capacidad calorífica; a partir de los registros de pozos como datos base. El programa muestra que si se tiene buenas mediciones de registros de pozos se pueden evaluar las propiedades térmicas, relacionando las propiedades de los fluidos y la roca con ellas.

A.1. VENTANA PRINCIPAL

La ventana principal consta de 4 botones como muestra la **figura A.1**:

Figura A.1 Ventana principal.



- Análisis de registros:

Es la entrada a la ventana que posee el formulario para la evaluación de los datos de registros de pozos.

- Propiedades térmicas:

Es la entrada a la ventana que posee el formulario para la evaluación de los datos que arrojan los valores de las propiedades térmicas.

- Anexos:

Es la entrada a la ventana que posee el formulario para un ejemplo de la evaluación de procesos que se pueden evaluar con las propiedades térmicas.

- Salir:

Es una opción que permite salir del programa una vez sea activada.

A.1.1. ANÁLISIS DE REGISTROS.

En esta ventana se hace la evaluación de los registros de pozos; los datos requeridos para esta ventana se pueden observar en la **figura A.2** es necesario que cada uno de los valores pedidos sean suministrados ya que todos son vitales para dicho procedimiento; en caso que los datos no sean completos se tendrá un mensaje recordando que todas las casillas deben poseer datos. Esta ventana proporcionará valores de saturaciones, porosidad, y composición litológica V_{ma} y V_{sh}. El procedimiento para la determinación de los datos de salida es el que se ha comentado en capítulos anteriores. Los datos de salida son tomados para la evaluación de las propiedades térmicas.

Figura A.2 Ventana de análisis de registros.

Entrada de datos	
Datos generales	
Temp. de Superficie (F):	70
Diámetro del hueco (pulg):	8
Diámetro de la sonda (pulg):	3 ³ / ₈
Peso de lodo (lb/gal):	4
Resistividad del lodo (ohm - mt):	2,275
Resistividad del agua (ohm - mt):	0,021
Gravedad API del crudo:	30
Datos específicos	
Medición Sónico (us/pie):	80,33
Medición Densidad (gr/cc):	2,4
Medición Neutrón (v/v):	0,236
Medición RLLD (ohm-mt):	42
Medición RLLS (ohm-mt):	0,836
Máx Gamma Ray (Gapi):	149
Mín Gamma Ray (Gapi):	23
Gamma Ray formación (Gapi):	24,7
Posición de la herramienta:	Centrada

Salida de datos			
Sat de agua:	0,11031540	Porosidad:	0,18236574
Sat de aceite:	0,88968461	V _{ma} :	0,76105701
		V _{sh} :	0,00294300

Este formulario presenta tres botones:

- Evaluar:

En el momento que se crea que los datos son los correctos se oprime el botón evaluar para iniciar el proceso.

- Limpiar:

Este botón permite borrar todas las casillas en caso de error ó si se desea cambiar de datos para evaluar.

- Regresar:

Permite salir de la aplicación ubicándonos en la ventana principal.

Como método de control, en el caso de valores incorrectos que no brinden un dato de salida coherente, un mensaje aparece señalando que algún dato de entrada esta errado.

A.1.2 PROPIEDADES TÉRMICAS

En esta ventana se hace la evaluación de las propiedades térmicas, tomando como datos predeterminados los datos de salida del análisis de registros, en el caso de que no se posea un análisis de registros, los datos deberán ser suministrados.

Los datos de salida de esta ventana son la conductividad térmica (Btu / pie h °F) y la capacidad calorífica volumétrica (Btu / pie³ °F).

Figura A.3 Ventana de Propiedades Térmicas.

The screenshot shows a software window titled "Propiedades Térmicas" with a blue background. It is divided into several sections:

- Datos de entrada:**
 - Datos principales:** Vsh: 0,00294300; Vma: 0,76105701; Porosidad: 0,18236574; Saturación de agua: 0,11031540; Saturación de aceite: 0,88968461.
 - Datos secundarios:** Densidad de la roca (lbs/pie³): 165,360005; Densidad del gas (lbs/pie³): 0; Densidad del agua (lbs/pie³): 62,4; Densidad del aceite (lbs/pie³): 54,7.
 - Fracciones molares:** C1: 0, C2: 0, C3: 0, C4: 0, C5: 0, C6: 0, C7: 0, C8: 0.
 - Saturación del gas:** 0.
- Datos de salida:** Conductividad térm (BTU/hr pie F): 0,63814270; Cap Calorif Vol. (BTU/ pie³ F): 32,5076751.

Buttons at the bottom include: Eval conduc térmica, Eval cap calorif, Evaluar todo, Graficar, Limpiar, and Regresar.

Esta ventana posee además seis botones:

- Evaluación Conductividad Térmica:

Es la opción de evaluar solamente la conductividad térmica, por lo tanto solo aparecerá ella en los datos de salida.

- Evaluación de Capacidad Calorífica Volumétrica:

Es la opción de evaluar solamente la capacidad calorífica, por lo tanto solo aparecerá ella en los datos de salida.

- Evaluar Todo:

Es la opción que nos permite obtener ambos valores a la vez.

- Graficar:

Como una condición extra esta ventana posee la opción de graficar, que nos enseña el comportamiento de las propiedades térmicas a diferentes saturaciones y porosidades pero con las mismas condiciones (densidades).

- Limpiar:

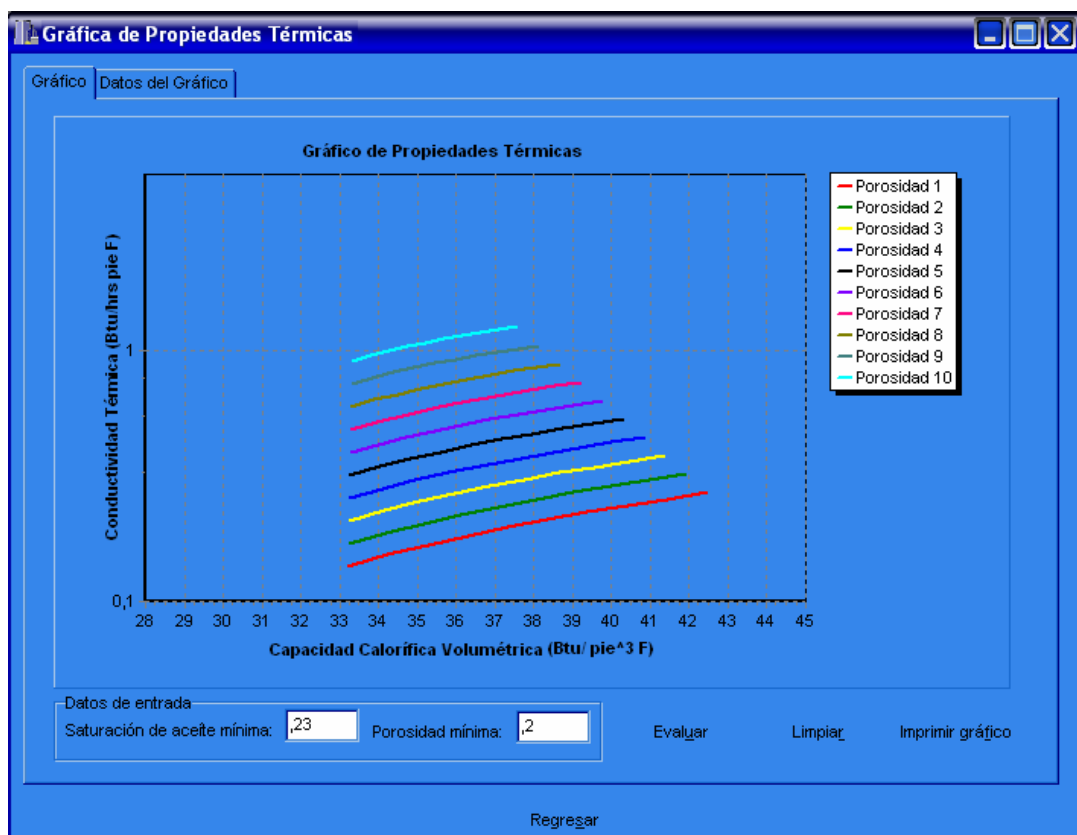
Este botón permite borrar todas las casillas en caso de error ó si se desea cambiar de datos para evaluar.

- Regresar:

Permite salir de la aplicación ubicándose en la ventana principal.

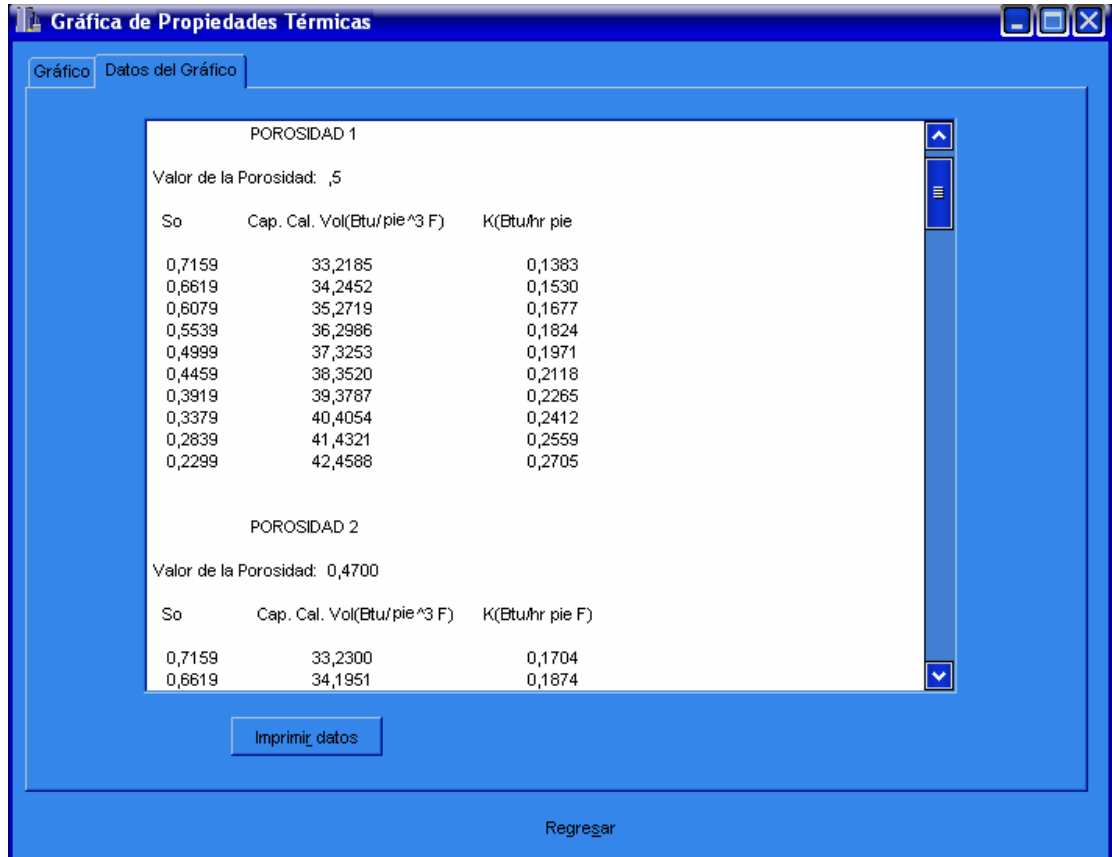
A.1.2.1 Graficas. Como se ha dicho anteriormente esta aplicación enseña el comportamiento de las propiedades térmicas a diferentes saturaciones y porosidades pero con las mismas condiciones (densidades) de modo gráfico como se ve en la **figura A.4**

Figura A.4 Ventana de Gráficos.



Son líneas que muestran las tendencias de las propiedades al cambiar los valores de saturación y porosidad. También se posee la ficha llamada datos de salida, que muestra todos los valores que se tuvieron en cuenta para la construcción de dichas graficas, como se ve en la **figura A.5**

Figura A.5 Ventana de Datos de Salida para Gráficos.



La cual al igual que la ventana de gráficas presenta la opción de imprimir los datos que enseñan.

A.1.3 ANEXOS

En este formulario se tiene en cuenta los datos de conductividad térmica y capacidad calorífica volumétrica, evaluados en la ventana anterior, para las pérdidas de calor para inyección de fluidos calientes desde la cabeza hasta fondo de pozo; datos que se pueden obtener, con la ayuda de otras mediciones pedidas se determina, esta evaluación aunque no hace parte de la investigación de este proyecto muestra una aplicación sencilla pero importante de conductividad térmica y la capacidad calorífica para ser aplicada en un método de recobro térmico.

Figura A.6 Ventana Evaluación de Perdidas de Calor.

Datos de entrada	
Conduct. term Btu/hr pie F:	0,8764
Temp de fluido (F):	200
Temp cara ext (F):	
Temp ambiente (F):	60
G.G. (F /Pie):	0,01
Prof formacion (pies):	2000
Espesor de la capa (pies):	0,6
Tiemp inyección (hrs):	17
Radio ext revest (pies):	0,06
Calor en cab de pozo (Btu/hr) :	0
Cap cal volum (Btu/Pie^3°F):	33,2185

Datos de salida	
Pérdida de calor (Btu/hr):	305090,6875
Calor en fondo (Btu/hr):	0

E_yluar L_mpiar

Regresar

Presenta los siguientes botones:

- Evaluar:

En el momento que se crea que los datos son los correctos se oprime el botón evaluar para iniciar el proceso.

- Limpiar:

Este botón permite borrar todas las casillas en caso de error ó si se desea cambiar de datos para evaluar.

- Regresar:

Permite salir de la aplicación ubicándonos en la ventana principal.

Los datos necesarios para la evaluación y el procedimiento matemático que se utiliza para las pérdidas de calor es el siguiente.

Pérdidas de Calor de cabeza a fondo de pozo:

Para esta evaluación se tienen dos casos (Ver Ref. 4):

- Con empackadura aislante; es decir, que se tiene tubería antes del revestimiento por tanto el fluido no tiene contacto directo con el revestimiento final:

$$\Delta Q = \left(\frac{2\pi K_t (T_{re} - T_t)}{f(t)} \right) Z \quad \text{Ecuación A.1}$$

$$f(t) = \text{Ln} \left(\frac{2\sqrt{Dt}}{r_{re}} \right) - 0.290 \quad \text{Ecuación A.2}$$

De donde:

r_{re} = radio exterior del revestidor (pies).

t = tiempo de inyección (hr).

D = difusividad térmica.

$\sum D_i h_i$ (**Ecuación A.3**). D_i es la difusividad térmica de la roca de la formación y h sería el espesor de la misma.

K_t = conductividad térmica promedio.

$$K_t = \frac{\sum K_i h_i}{h_t} \quad \text{Ecuación A.4}$$

K_i es la conductividad térmica de la roca evaluada y h su espesor; h_t es el espesor total en caso tal sea mas de un tipo de roca el evaluado.

T_{re} = temperatura cara externa del revestidor.

T_t = temperatura promedio formación.

$$T_t = T_{amb} + \frac{G.G.*Z}{2} \quad \text{Ecuación A.5}$$

Z = profundidad hasta el tope de la formación evaluada.

G.G. = gradiente geotérmico local.

- Sin empaadura aislante; es decir, que la única separación entre el fluido y la formaciones es el revestimiento.

$$\Delta Q = \left(\frac{2\pi K_t (T_f - T_t)}{f(t)} \right) Z \quad \text{Ecuación A.6}$$

Donde T_f es la temperatura del fluido y las demás fueron ya definidas en el caso anterior.

Si se sabe el calor en cabeza, se puede obtener calor en el fondo mediante la siguiente ecuación:

$$Q_{cabeza} - \Delta Q = Q_{fondo} \quad \text{Ecuación A.7}$$

B.1 REGISTROS ELECTRICOS

B.1.1 PRESENTACIÓN MODERNA DE LOS REGISTROS DE POZO

Cualquiera que sea el tipo de registro, siendo moderno, debe tener las características mencionadas a continuación.

- **Encabezado**

En el encabezado, generalmente colocado en la parte superior, al final del registro (normalmente el final del registro corresponde a la parte mas somera de la sección registrada), se identifican los datos pertinentes al registro, tales como nombre y localización del pozo, fecha y tipo de registro, tipo de herramienta utilizado y datos de calibración de la misma, nombre del responsable por el trabajo de registro y del observador, observaciones sobre particularidades ocurridas durante la operación, escala y tipo de trazo utilizado para cada curva.

- **Pistas (o carriles)**

El registro en sí, está constituido por varias pistas, carriles o "tracks", uno de ellos dedicado a los números de profundidad. La presentación típica tiene tres pistas, conocidas como pista 1, 2 y 3 (de izquierda a derecha cuando el encabezado está para arriba). Algunas curvas pueden desplazarse fuera de su pista.

- **Escalas de profundidad**

La profundidad de la medición puede estar en pies o metros, dependiendo de las unidades utilizadas por la compañía que solicitó el servicio. Una práctica común es la de presentar (o registrar

simultáneamente) los registros es dos escalas de profundidad: una, mas comprimida (1:500 ó 1:1,000), generalmente utilizada para fines de correlación y otra, mas detallada (generalmente 1:200) utilizada para interpretación.

- **Velocidad de registro**

La velocidad de registro es un parámetro muy importante, ya que puede afectar la calidad de la información registrada, especialmente para los registros nucleares. El valor de la velocidad de registro puede ser verificado en la línea del borde de la pista 1 de cada registro, la cual es interrumpida brevemente una vez a cada minuto. Multiplicando por 200 la cantidad de metros observados entre dos interrupciones consecutivas, se obtiene el valor de la velocidad de registro en pies/hora (ft/hr).

La **tabla B.1** muestra velocidades de las herramientas de registros más tradicionales, en ft/m, ft/h y en m/min:

Tabla B.1 Velocidades de las herramientas de registros.

Herramienta	Inducción	Inducción GR	Densidad Neutrón	Sónico	Micro-resistividad
ft/min.	100	60	30	60	40
ft/h	6.000	3.600	1800	3.600	2.400
m/min.	30	18	9	18	12

- **Grillado**

Se denomina de grillado o “grid” a las líneas paralelas a los bordes de las pistas; existen dos tipos de grillado utilizados en los registros modernos: el lineal (líneas con separación uniforme) y el logarítmico (líneas con separación variable según una escala logarítmica, para realzar los valores bajas y comprimir los valores altos).

- **Curvas**

Las curvas contenidas en los registros son la representación gráfica de los valores medidos por las herramientas durante la operación de registro del pozo.

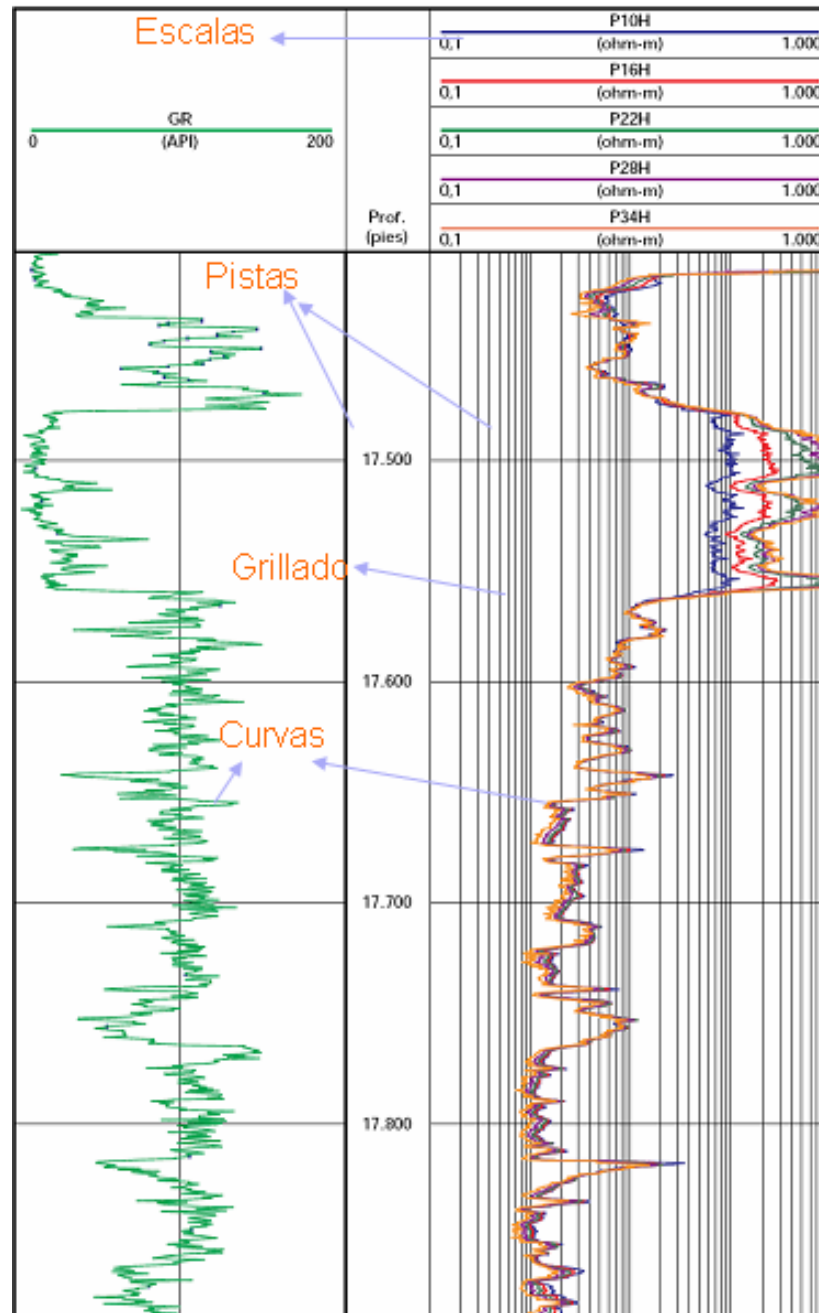
- **Escala utilizada para cada curva**

La escala utilizada, indicada en el encabezado directamente en unidades de ingeniería, representa el valor de la curva en cada extremo de la pista.

- **Trazo utilizado para cada curva**

Los trazos que representan cada curva pueden ser elegidos (fino o grueso; continuo o de trazos o de puntos) para ayudar a identificar cada curva.

Figura B.1 Partes de un registro.



B.1.1 REGISTRO DE RAYOS GAMMA

B.1.1.1 Origen de los Rayos Gamma. La radioactividad natural de las formaciones proviene de los siguientes tres elementos presentes en las rocas: uranio (U), torio (Th) y potasio (K). El decaimiento de estos elementos genera la emisión continua de rayos gamma naturales, los que pueden penetrar varias pulgadas de roca y también pueden ser medidos utilizando un detector adecuado dentro del pozo, generalmente un “scintilómetro”, con una longitud de 20 a 30 cm. Este detector genera un pulso eléctrico por cada rayo gamma observado. El parámetro registrado es el número de pulsos por segundo registrados por el detector. (Ver Ref. 9).

B.1.1.2 Efectos Ambientales. La respuesta de la herramienta de diámetro 3^{3/8}” está generalmente calibrada en las condiciones de pozo de 8”, conteniendo lodo de densidad 1.2 gr/cc. La misma formación, con la misma radioactividad, en pozos de diámetro mayor y lodo mas denso (donde hay mayor absorción de rayos gamma en el lodo antes de que alcancen el detector), producirá una respuesta atenuada de la curva GR; por el contrario, en pozos de pequeño diámetro y lodo liviano, la herramienta producirá una respuesta aumentada en la curva de GR.

Las compañías que prestan servicios de registros publican gráficas para estimar la corrección en función del diámetro del pozo, peso del lodo y posicionamiento de la herramienta (centralizada o descentralizada). Las correcciones son también necesarias cuando el lodo es cargado con cloruro de potasio (situación poco frecuente) para evitar la erosión y colapso de las lutitas o “shales”. Siendo el potasio radioactivo, la radioactividad del lodo generará un piso de radioactividad o “background” sobre el cual estará superpuesta la radioactividad natural de la formación.

B.1.1.3 Herramientas de registro. Existen dos tipos de herramientas de rayos gamma: la tradicional, que mide la radioactividad natural total de la formación, y la de espectrometría de rayos gamma naturales. Ambas pueden registrar también una curva de localización de coples o CCL (“Casing-Collar-Locator”), que permite la correlación entre registros de agujero descubierto y de pozo revestido para el posicionamiento de las pistolas de perforación frente a las zonas de interés. La herramienta de espectrometría de rayos gamma naturales aprovecha que los rayos gamma emitidos por los tres elementos radioactivos (uranio, torio y potasio) tienen diferentes energías, para distinguir cuál de los elementos origina la radioactividad medida.

B.1.1.4 Registro de Espectrometría de Rayos Gamma Naturales. Este registro tiene un detector que permite analizar las energías de los rayos gamma detectados, discriminando el contenido de uranio, torio y potasio en la formación. Los valores medidos de uranio y torio se presentan en ppm (partes por millón) y el valor del potasio se presenta en porcentaje de peso (1% equivale a 10,000 ppm).

B.1.1.5 Determinación del Espesor de Capa. Para definir el espesor de capa puede obtenerse una buena aproximación utilizando el espesor definido por los puntos de inflexión (cambio en la curvatura de la curva) en la transición entre los valores altos (lutitas) y bajos (capa permeable) de la curva de GR.

Considerando que la lectura de la herramienta proviene de la radioactividad de cada uno de los elementos presentes en la formación, puede escribirse la ecuación de respuesta del registro de rayos gamma para una formación, como la suma de las radioactividades de cada elemento considerado:

$$GR_{log} = V_{ma} * GR_{ma} + V_{sh} * GR_{sh} \quad \text{Ecuación B.1}$$

Donde:

GR_{log} es la lectura del registro de GR en la zona de interés, en unidades API.

V_{ma} es volumen de matriz (formación limpia) en la formación.

GR_{ma} es la lectura del registro de GR en zonas limpias, en unidades API.

V_{sh} es la arcillosidad (volumen de lutita) en la formación.

GR_{sh} es la lectura del registro de GR en lutitas o “shales”, en unidades API.

En esta ecuación, la suma de la porosidad, volumen de la matriz y volumen de lutita, constituyen el total de la roca; por lo tanto se debe cumplir que:

$$1 = \phi + V_{ma} + V_{sh} \quad \text{Ecuación B.2}$$

En el caso del registro de espectrometría de rayos gamma naturales, pueden escribirse tres ecuaciones similares a la ecuación de respuesta de GR:

$$GR_{log} = \phi * S_{xo} * GR_w + \phi * (1 - S_{xo}) * GR_h + V_{ma} * GR_{ma} + V_{sh} * GR_{sh}$$

Ecuación B.3

Donde los parámetros tienen el mismo significado indicado en la ecuación de respuesta de GR, con las siguientes adiciones:

- $\phi \cdot S_{xo}$ es el volumen de agua radioactiva en la zona lavada.

- GR_w es la lectura del registro de GR sumergido en 100% agua radioactiva, en unidades API.
- $\Phi \cdot (1-S_{xo})$ es el volumen de hidrocarburos radioactivos en la zona lavada.
- GR_h es la lectura del registro de GR sumergido en 100% hidrocarburos radioactivos, en API.

B.1.1.6 Análisis Matemático Gamma Ray. Para el análisis del el registro de rayos gamma tendremos en cuenta como corrección el diámetro del hueco, ya que es el que nos representa mayor error en la medición sino se tiene en cuenta.

B.1.1.6.1 Corrección si el Diámetro del Hueco es > 8”.

Si el diámetro del hueco es > 8” entonces:

$$t = \frac{W_{lodo}}{8.345} \left(\frac{2.54(D_{hueco})}{2} - \frac{2.54(D_{sonda})}{2} \right) \quad \text{Ecuación B.4}$$

El diámetro del hueco será dado en la información general y en caso no sea dado no se realizara corrección por este concepto.

Para el diámetro de la sonda (herramienta) sino se obtiene se dará $3^{3/8}$ por ser la mas usada.

Una vez determinado t se usara la siguiente ecuación para determinar el factor de corrección según si la herramienta estaba centrada en el hueco o no:

$3^{3/8}$ centrada

$$F_c = 0,7564e^{0,0491t} \quad \text{Ecuación B.5}$$

$3^{3/8}$ no centrada

$$F_c = -0,0005*t^2 + 0,0387t + 0,782 \quad \text{Ecuación B.6}$$

El otro diámetro común de herramienta es:

$1^{11/16}$ si esta centrada

$$F_c = 0,7684e^{0,0417t} \quad \text{Ecuación B.7}$$

$1^{11/16}$ no centrada

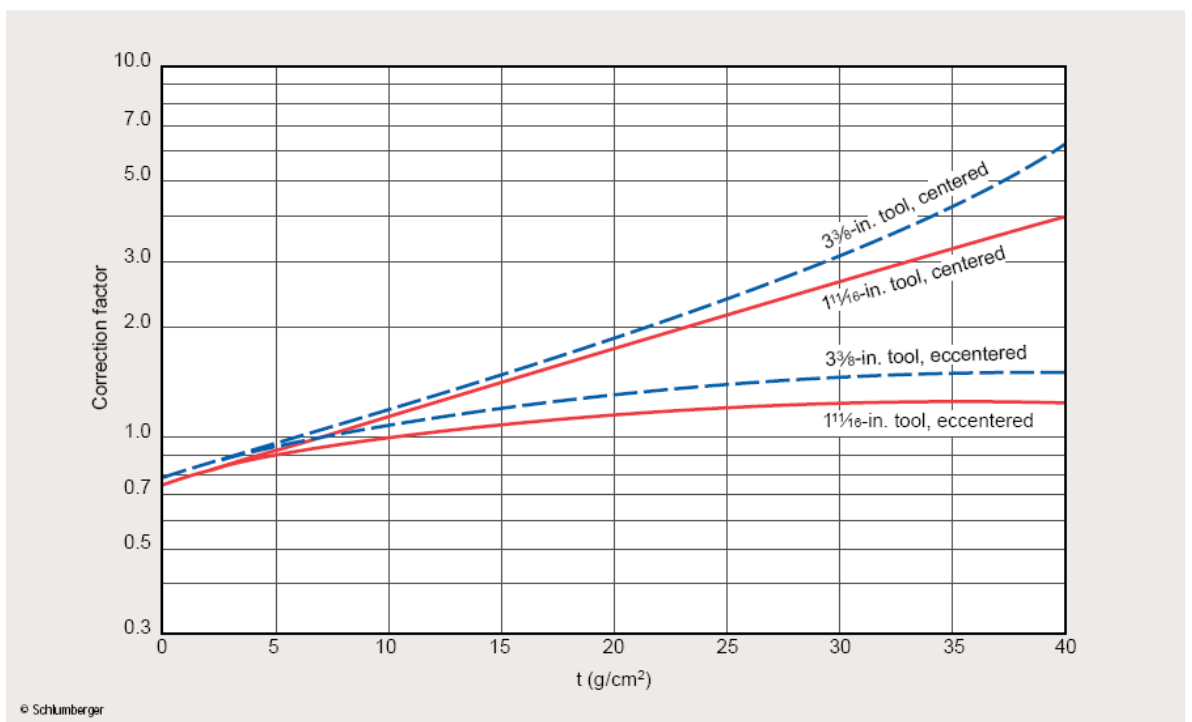
$$F_c = -0,0004*t^2 + 0,0305t + 0,7509 \quad \text{Ecuación B.8}$$

La corrección será $F_c * GR_{\log} = GR_{\text{corregido}}$ (**Ecuación B.9**) para el medido en la formación, para el máximo y para el mínimo.

En caso de que no se especifique si la herramienta estaba centrada, se tomara como no centrada.

Esta corrección esta basada en la siguiente figura.

Figura B.2 Corrección según el diámetro de la herramienta > 8".



Fuente, Schlumberger Log Interpretation Charts 1997.

B.1.1.6.2 Corrección si el Diámetro del Hueco es < 8”.

Si el diámetro del hueco es < 8”:

El valor obtenido por medio del proceso anterior será multiplicado por:

$$1 + (B_{\text{lodo}} * F_{bh}) \quad \text{Ecuación B.9}$$

Donde B_{lodo} será tomado para valores de peso de lodo (lbm/gal) entre 8.22 a 20, teniendo en cuenta, si la herramienta esta centrada y el diámetro de ella; por medio de las siguientes ecuaciones:

- $3^{3/8}$ centrada

$$B_{\text{lodo}} = (0,0407) * (\text{Peso lodo}) - 0,3291 \quad \text{Ecuación B.10}$$

- $3^{3/8}$ no centrada

$$B_{\text{lodo}} = (0,0225) * (\text{Peso lodo}) - 0,1829 \quad \text{Ecuación B.11}$$

- $1^{11/16}$ si esta centrada

$$B_{\text{lodo}} = (0,0843) * (\text{Peso lodo}) - 0,6878 \quad \text{Ecuación B.12}$$

- $1^{11/16}$ no centrada

$$B_{\text{lodo}} = (0,0484) * (\text{Peso lodo}) - 0,3939 \quad \text{Ecuación B.13}$$

F_{bh} será tomado por la diferencia de diámetros usando la siguiente ecuación:

- Si la diferencia de diámetros usando una herramienta $3^{3/8}$ es menor o igual a 4:

$$F_{bh} = (-0,0457)*(dh - dsonda)^2 + (0,4292)*(dh - dsonda) - 0,0009$$

Ecuación B.14

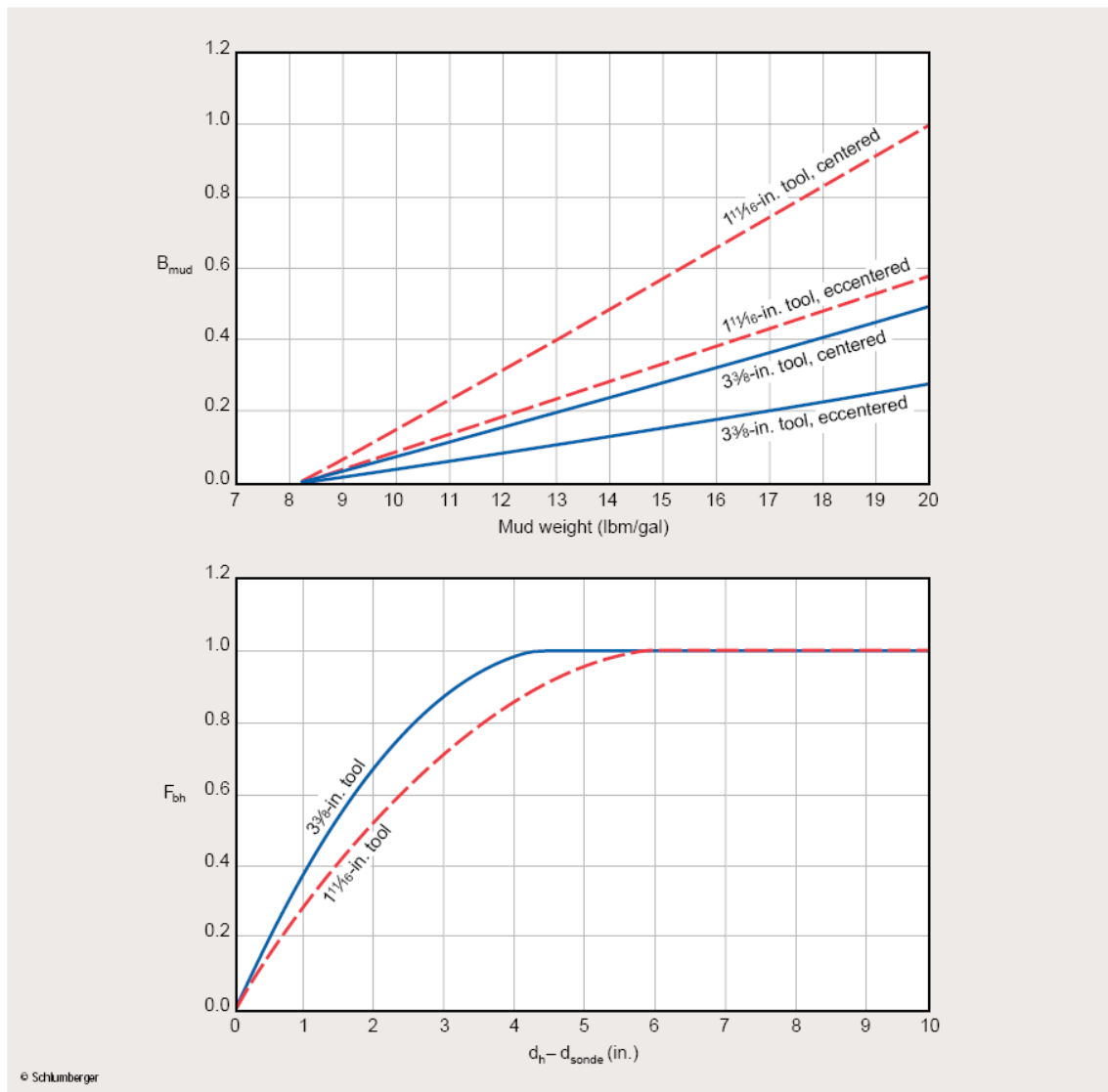
- Si la diferencia de diámetros es mayor que 4 entonces $F_{bh} = 1$
- Si la diferencia de diámetros usando una herramienta $1^{11/16}$ es menor o igual a 5.5:

$$F_{bh} = (-0,0007)*(dh - dsonda)^4 + (0,007)*(dh - dsonda)^3 - (0,0457)*(dh - dsonda)^2 + (0,3289)*(dh - dsonda) + 0,0002$$

Ecuación B.15

- Si la diferencia de diámetros es mayor que 5.5 entonces $F_{bh} = 1$

Figura B.3 Corrección según el diámetro de la herramienta hueco < 8".



Fuente, Schlumberger Log Interpretation Charts 1997.

B.1.1.6.3 Determinación de I_{sh} . Para determinar el índice de arcillas se utiliza la siguiente ecuación que relaciona las mediciones de rayos gamma de mayor, menor y de la formación.

$$I_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad \text{Ecuación B.16}$$

B.1.1.6.4 Determinación de V_{sh} . En la determinación del volumen de arcillas presente en la roca se usa la ecuación de Clavier que muestra una relación más compleja entre el índice y el volumen de arcillas.

$$V_{sh} = 1.7 - \left(3.38 - (I_{sh} + 7)^2\right)^{1/2} \quad \text{Ecuación B.15}$$

B.1.1.6.5 Determinación de V_{ma} . Para la evaluación del volumen de la roca matriz se presentan dos de las posibles formulas que se pueden usar

$$V_{ma} = \frac{GR_{log} - V_{sh} GR_{max}}{GR_{min}} \quad \text{Ecuación B.16}$$

Con el valor de V_{ma} y V_{sh} logramos obtener un valor de porosidad de referencia por el momento:

$$\phi = 1 - V_{ma} - V_{sh} \quad \text{Ecuación B.19}$$

Se dirá que es limpia si $V_{sh} < 5\%$. Con arcillas si $V_{sh} > 5\%$ pero menor de 50%; si es mayor de 50% se dirá que no hay evaluación de porosidad (Ver Ref. 9)..

B.1.2 REGISTRO NEUTRÓNICO

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras y tienen aproximadamente la misma masa que los núcleos de los átomos de hidrógeno.

Durante la vida de cada neutrón, que puede durar desde menos de un microsegundo hasta algo más de un milisegundo, pueden ocurrir tres tipos fundamentales de interacciones:

- Choque inelástico ocurre únicamente cuando un neutrón tiene mucha energía y choca contra un núcleo de la formación, dejándolo en estado de excitación, del cual decae mediante la emisión de un rayos gamma.

Este estado excitado para la mayoría de los elementos de la formación, tiene rangos de energía variables entre 1 y 7 meV (mega electrón volt), por lo tanto el neutrón deberá perder buena cantidad de energía en cada choque inelástico.

Una vez que el neutrón ha reducido su cantidad de energía por debajo del nivel necesario para excitar otros núcleos, no pueden ocurrir más choques inelásticos.

El choque inelástico es importante en el proceso de pérdida de energía del neutrón, únicamente durante el primer microsegundo de vida del neutrón.

- Choque elástico es mecanismo de pérdida de energía del neutrón, es el choque elástico. En un choque elástico, el neutrón choca contra el núcleo de la formación, pero no le transfiere energía potencial a ese núcleo, la única energía transmitida durante el choque es energía cinética (de movimiento), la que es entregada al núcleo golpeado.

Con frecuencia se ha utilizado una analogía para el choque elástico, entre una bolita de mármol y una bola de billar. La bolita de mármol (neutrón) rebota sobre la bola de billar (núcleo) transfiriendo una parte muy pequeña de su energía durante el proceso.

- Absorción al producirse esta etapa la vida del neutrón termina lo que significa la eliminación o absorción del neutrón.

El proceso más importante de absorción, aquel que termina con la vida de la mayoría de los neutrones provenientes de una fuente, es la reacción de captura de neutrones termales.

Como consecuencia de los choques elásticos e inelásticos, los neutrones quedan con una energía promedio en la que coexisten con los núcleos de la formación en equilibrio termal.

Finalmente cada uno es capturado por alguno de los núcleos que quedan excitados luego de la captura. Este núcleo excitado, en la mayoría de los casos emite instantáneamente radiación gamma de “captura” cuya energía identifica al núcleo emisor.

B.1.2.1 Fuente de Emisión de Neutrones. Consiste en una mezcla química de Americio 241 y Berilio. El Americio se degrada y emite gran cantidad de partículas alfa. Las partículas alfa son núcleos de Helio doblemente ionizados consistentes de dos protones y dos neutrones. Estas partículas alfa chocan con el berilio (que va mezclado con el Americio) emitiendo neutrones de energía media.

En muchas herramientas la fuente neutrónica tiene una potencia de 19 curies, una vida media de 458 años y una densidad de flujos de neutrones de $4 \cdot 10^7$ neutrones por segundo.

B.1.2.2 Funcionamiento de las Herramientas Neutrónicas. Entre las principales herramientas de registros de neutrón encontramos la DNS (DUAL SPACED NEUTRON) y la CNT (COMPENSATED NEUTRON TOOL) herramientas que pertenecen a dos empresas dedicadas a este servicio.

B.1.2.2.1 Principio de la medición. Los neutrones emitidos por la fuente se dispersan en el pozo y en la formación alrededor de la herramienta.

Existe un descentralizador elástico apoyando la generatriz de la herramienta que pasa por la fuente radioactiva contra la pared del pozo para maximizar la cantidad de neutrones en la formación y minimizar la cantidad de neutrones en el pozo.

Existen cuatro tipos de interacción entre los neutrones y la formación: la 'dispersión elástica' en la cual el neutrón sufre una colisión con el núcleo de los átomos de la formación y rebota observando las leyes de la conservación de la energía y del momento; la 'dispersión inelástica' en la cual el núcleo es excitado por la colisión con el neutrón y regresa a su estado energético emitiendo un rayo gamma; la 'captura' en la cual el núcleo absorbe el neutrón emitiendo un rayo gamma y, por último, la 'activación' en la cual el núcleo absorbe el neutrón emitiendo un rayo beta, un rayo gamma y un neutrón.

El registro de neutrón aprovecha la dispersión elástica, en la cual los neutrones sufren sucesivas colisiones con los núcleos de la formación hasta que pierden suficiente energía para ser absorbidos por la formación.

Los detectores pueden ser de dos tipos: pueden medir la población de neutrones epitermales en la formación o pueden medir los rayos gamma de captura emitidos por la formación durante la absorción de neutrones termales.

B.1.2.2.2 Herramienta; profundidad de investigación y definición vertical.

Para minimizar los efectos del pozo las herramientas modernas de neutrón utilizan dos detectores localizados a algunas pulgadas de la fuente radioactiva. Los parámetros registrados son las 'cuentas por segundo' o "count-rates" de ambos detectores, de los cuales se calcula la relación entre ellos NRAT o "ratio", dividiendo las cuentas por segundo del detector cercano por las del lejano. Esta relación es mucho menos sensible a los efectos de pozo que las cuentas individuales y por eso se la utiliza para obtener el índice de hidrógeno o porosidad neutrón Φ_n a través de una transformación del "ratio" para porosidad.

Existen dos transformaciones del "ratio" para obtener la porosidad neutrón. La convencional, con mnemónico NPHI y una nueva transformación con TNPH, la cual tiene en cuenta los efectos combinados de la litología y la salinidad en la respuesta del registro.

Esta nueva transformación obtiene una curva TNPH de porosidad de neutrón de mejor calidad que la obtenida con la transformación tradicional (mnemónico NPHI).

Las líneas de litología (arenisca, caliza y dolomía) que aparecen en las gráficas de densidad vs neutrón para interpretación, son diferentes según se utilice la curva NPHI o TNPH como dato de entrada.

Para disminuir el efecto indeseable del lodo, la herramienta cuenta con un descentralizador elástico apoyando el cuerpo de la herramienta (en la generatriz que pasa por la fuente) continuamente contra la pared del pozo. Debido a medir el índice de hidrógeno, es natural que el registro sea muy sensible a la presencia de fluidos, como el lodo en el pozo.

El principal patrón de calibración para la herramienta de neutrón es una serie de bloques de calizas limpias y acuíferas con porosidades perfectamente conocidas. El segundo calibrador es un tanque de precisión conteniendo agua. La calibración en el pozo se efectúa con una pequeña fuente para reproducir el “ratio” obtenido en el tanque de calibración, con lo que la herramienta queda calibrada para leer directamente la porosidad de la formación en ‘matriz caliza’.

La profundidad de investigación del registro de neutrón es de aproximadamente 45 cm, similar a su definición vertical.

Frecuentemente se obtiene el registro de neutrón expresado en ‘matriz caliza’, lo que significa que en calizas limpias y acuíferas la porosidad aparente de neutrón es la verdadera porosidad de la formación. En areniscas limpias y acuíferas, la porosidad aparente de neutrón (expresado en matriz caliza) es menor que la verdadera porosidad de la formación. De la misma manera, en dolomías limpias y acuíferas, la porosidad aparente de neutrón (expresado en matriz caliza) es mayor que la verdadera porosidad de la formación.

La porosidad neutrón Φ_n de una formación limpia y acuífera se obtiene como la suma de las porosidades neutrón de cada elemento, ponderada por su volumen en la formación. En el caso de una formación limpia con porosidad Φ y zona lavada de más de 45 cm de extensión, la ecuación de respuesta es:

$$\phi_{NL\log} = \phi * \phi_{NLmf} + V_{ma} * \phi_{NLma} \quad \text{Ecuación B.20}$$

Donde:

$\Phi_{NL\log}$: Es el índice de hidrógeno de la formación, matriz caliza, en pu

Φ : Es la porosidad de la formación, $0 \leq \Phi \leq 1$.

Φ_{NLmf} : Es el índice de hidrógeno del filtrado, matriz caliza, en pu ($\Phi_{NLmf} \approx 100$ pu).

V_{ma} : Es e la fracción de la roca ocupado por la matriz limpia, $0 \leq V_{ma} \leq 1$.

Φ_{NLma} : Es el índice de hidrógeno de la matriz limpia, matriz caliza, en pu ($-2 \text{ pu} \leq \Phi_{NLma} \leq 3 \text{ pu}$).

En esta ecuación, la suma de la porosidad y el volumen de la matriz constituyen el total de la roca; por lo tanto se debe cumplir que:

$$1 = \phi + V_{ma} \quad \text{Ecuación B.21}$$

Combinando las ecuaciones anteriores podemos obtener la porosidad aparente de neutrón Φ_{Na} para la formación limpia y acuífera como:

$$\phi_{Na} = \frac{\phi_{NL\log} - \phi_{NLma}}{\phi_{NLmf} - \phi_{NLma}} \quad \text{Ecuación B.22}$$

Es interesante observar que cuando la matriz es caliza (en la que $\Phi_{NLma} = 0$ pu) y el valor del índice de hidrógeno del filtrado $\Phi_{NLmf} = 100$ pu, la porosidad aparente de neutrón resulta ser igual a la porosidad de la formación: $\Phi = \Phi_{Na} = \Phi_{NL\log}$ en pu/100, o multiplicando todas las porosidades por 100 para expresarlas en pu:

$\Phi = \Phi_{Na} = \Phi_{NL\log}$, lo que confirma que el registro en 'matriz caliza' obtiene directamente la porosidad en calizas limpias y acuíferas.

$$\phi_{NL\log} = \phi * \phi_{NLmf} + V_{ma} * \phi_{NLma} + V_{sh} * \phi_{NLsh} \quad \text{Ecuación B.23}$$

donde los parámetros tienen el mismo significado indicado, con las siguientes adiciones:

V_{sh} : Es el valor de la fracción de la roca ocupado por la lutita, $0 \leq V_{sh} \leq 1$.

Φ_{NLsh} : Es el valor de la densidad de la lutita.

En esta ecuación, la suma de la porosidad, el volumen de la matriz y el volumen de lutita constituyen el total de la roca; por lo tanto se debe cumplir que:

$$1 = \phi + V_{ma} + V_{sh} \quad \text{Ecuación B.2}$$

B.1.2.2.3 Efectos Ambientales. El registro de neutrón es sensible a varios efectos ambientales:

- Diámetro del pozo: El efecto del diámetro del pozo puede tener un efecto apreciable en la lectura del registro.
- Espesor del enjarre: Existe un efecto residual por espesor del enjarre ya que el "ratio" no es completamente insensible a la presencia del enjarre.
- Salinidad del lodo: Es la corrección por el efecto del cloro en el lodo, originada en su gran sección transversal de captura para neutrones termales.
- Salinidad en la formación: Es la corrección por el efecto del cloro en la formación, originada en su gran sección transversal de captura para neutrones termales.

- Densidad del lodo: Es la corrección por el efecto de la densidad del lodo, que disminuye el valor de porosidad del registro. Su importancia aumenta al aumentar la porosidad y el valor de la densidad del lodo.
- Separación herramienta/pared del pozo: El efecto de la separación entre la herramienta de registro y la pared del pozo puede afectar apreciablemente la lectura del registro. Es la corrección por el efecto del lodo entre la herramienta y la formación, originada por la presencia de un separador o “stand-off” que normalmente es de 0.5”.
- Presión hidrostática: Es la corrección por el efecto de la presión hidrostática dentro del pozo, que aumenta el valor de porosidad del registro. Su importancia aumenta al aumentar la porosidad y el valor de la presión hidrostática en el lodo.
- Temperatura del lodo: El efecto de la temperatura del lodo puede tener un efecto apreciable en la lectura del registro. Este efecto es mayor a altas porosidades y aumenta con la temperatura del lodo.

B.1.2.3 Análisis Matemático del Registro Neutrón.

B.1.2.3.1 Porosidad Formaciones Limpias. Si $V_{sh} < 5\%$ arenas limpias y base caliza la ecuación para la porosidad aparente es

$$\phi_N = \frac{\phi_{log} - \phi_{Nlma}}{\phi_{Nlmf} - \phi_{Nlma}} \quad \text{Ecuación B.24}$$

$$\Phi_{Nlmf} = 100 \text{ pu}$$

Si $GR_{log} = 8 - 15$ entonces $\Phi_{Nlma} = 0$

B.1.2.3.2 Porosidad Formaciones con Presencia de Arcillas. Si $V_{sh} > 5\%$ la ecuación para la porosidad aparente es

$$\phi_N = \frac{\phi_{Nlog} - V_{ma}\phi_{Nlma} - V_{sh}\phi_{Nlsh}}{\phi_{Nlmf}} \quad \text{Ecuación B.25}$$

Φ_{Nlsh} = a la densidad de la lutita 2.12

Con respecto a estas ecuaciones usaremos mejor un TNPH y dado que es un registro que se auto corrige, tomaremos ese valor como porosidad real. (Ver Ref. 9).

B.1.3 REGISTRO DE DENSIDAD DE LA FORMACIÓN

Esta herramienta se empezó a utilizar en 1953, con el nombre de Gamma – Gamma o registro de densidad, para determinar las densidades in-situ de las formaciones y ayudar a la geofísica a corregir las mediciones gravimétricas mediante la variación de la densidad con la profundidad.

Posteriormente se descubrió que también podría utilizarse para determinar la porosidad. En la actualidad se utiliza como una herramienta que se compensa

automáticamente y esto se llama Registro de Densidad de Formación Compensado (FDC).

El registro de lito-densidad o LDT (“Lito-Density-Tool”) mide la densidad media de la formación ρ_b en gr/cc. Para ello, una fuente radioactiva es colocada en la sonda antes de bajar al pozo. La radioactividad que la formación deja llegar a dos detectores ubicados a pocas pulgadas de la fuente, en la herramienta de registro, permite determinar los parámetros mencionados. La curva de densidad es presentada en las pistas 2 y 3 en escala coherente a la de neutrón, generalmente de 1.95 a 2.95 gr/cc

B.1.3.1 Principio de la Medición. La fuente radioactiva natural emite rayos gamma de alta energía dentro de la formación, ya que el patín de la herramienta de densidad se apoya en la pared del pozo para registrar. Existen tres tipos de interacción entre los rayos gamma y la formación: el ‘efecto fotoeléctrico’ que ocurre con los rayos gamma de baja energía; la ‘dispersión Compton’ que ocurre a niveles de energía intermedios; y, por último, la ‘generación de pares’ que ocurre con rayos gamma de muy alta energía.

B.1.3.2 Factores que afectan a lectura.

- Tamaño Del pozo: notable cuando es mayor a 10”, dando la porosidad aparentemente mayor que la real.
- Espesor del revoque: presenta una porosidad aparente mayor que la real, cuando la densidad del revoque es menor que la de la formación y es importante en formaciones de baja porosidad. Cuando el revoque es menor de ¼” no afecta.

- Litología de las Formaciones: sólo afecta si la formación contiene altas concentraciones de minerales muy densos y se corrige según la naturaleza de la matriz.
- Fluidos presentes en la zona investigada: pueden ser filtrados de lodo o hidrocarburos. El primero se corrige gráficamente según sea dulce o salado. En el caso de ser petróleo liviano o gas, hacen disminuir los valores de la densidad medida.
- Efectos de la presión: la densidad total de las lutitas va en aumento al haber una mayor compactación y este incremento aparece en los registros en áreas relativamente recientes. En zonas de sobre presión, generalmente en lutitas asociadas con arenas de alta presión, se corren registros de densidad de trecho a trecho para predecir zonas sobre presionadas y evitar riesgos.

B.1.3.3 Herramienta; Profundidad de Investigación y Definición Vertical.

La primera herramienta de registro de densidad tenía una fuente de Cesium-137 con una intensidad de 1.5 curie y energía de 662 keV, con un detector apoyado en la pared del pozo. El patín era 'colimado' u orientado para concentrar la emisión de rayos gamma en una dirección preferencial dirigida a la pared del pozo. El detector estaba ubicado a una distancia de aproximadamente 30 cm encima de la fuente. El registro obtenido con esta herramienta es afectado por la rugosidad o irregularidades en la pared del pozo, que permiten la presencia de lodo entre el patín y la formación.

La profundidad de investigación del registro de densidad es de aproximadamente 30 cm, similar a su definición vertical.

B.1.3.4 Interpretación. La densidad ρ_b de una formación limpia y acuífera puede obtenerse como la suma de las densidades de cada elemento, ponderada por su volumen en la formación. En el caso de una formación limpia con porosidad y zona lavada de más de 30 cm de extensión, la ecuación de respuesta es:

$$\rho_{b \log} = \phi \rho_{bmf} + V_{ma} \rho_{bma} \quad \text{Ecuación B.26}$$

Donde:

$\rho_{b \log}$ es la densidad de la formación, en gr/cc.

ϕ es la porosidad de la formación, $0 \leq \phi \leq 1$.

ρ_{bmf} es la densidad del filtrado en la zona investigada por el registro ($\rho_{bmf} = 1.1$ gr/cc).

V_{ma} es la fracción de la roca ocupado por la matriz limpia, $0 \leq V_{ma} \leq 1$.

ρ_{bma} es la densidad de la matriz limpia, en gr/cc ($2.65 \text{ gr/cc} \leq \rho_{bma} \leq 2.87 \text{ gr/cc}$).

Combinando las ecuaciones, puede obtenerse la porosidad aparente de densidad Φ_{Da} para la formación limpia y acuífera como:

$$\phi_{Da} = \frac{\rho_{bma} - \rho_{b \log}}{\rho_{bma} - \rho_{bmf}} \quad \text{Ecuación B.27}$$

En el caso de la formación ser arcillosa, las ecuaciones se modifican de la siguiente manera:

$$\rho_{b \log} = \phi \rho_{bmf} + V_{ma} \rho_{bma} + V_{sh} \rho_{bsh} \quad \text{Ecuación B.28}$$

donde los parámetros tienen el mismo significado indicado, con las siguientes adiciones:

V_{sh} es el valor de la fracción de la roca ocupado por la lutita, $0 \leq V_{sh} \leq 1$.

ρ_{bsh} es el valor de la densidad de la lutita.

En esta ecuación, la suma de la porosidad, el volumen de la matriz y el volumen de lutita constituyen el total de la roca; por lo tanto se debe cumplir que:

$$1 = \phi + V_{ma} + V_{sh} \quad \text{Ecuación B.2}$$

La ecuación de respuesta del registro de densidad no es empírica, como la mayoría de las otras ecuaciones de respuesta, sino que responde a una ley física.

B.1.3.5 Análisis Matemático del Registro Densidad.

B.1.3.5.1 Porosidad Formaciones Limpias. En el registro de densidad también es importante hacer la evaluación de formaciones según el grado de arcillas presentes en este caso si $V_{sh} < 5\%$

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{mf}} \quad \text{Ecuación B.29}$$

Donde:

El ρ_{ma} será determinado por GR_{log}

GR_{log}	ρ_{ma}
20 – 90	2.65
8 - 15	2.71

El ρ_b es la medición del registro

El ρ_{mf} es la densidad del filtrado en la zona investigada (1.1 gr/cc) para el agua pero como estamos en yacimientos en crudos pesados decimos que este valor variaría según la densidad del crudo

$$\rho_h = \left(\frac{API + 131.5}{141.5} \right) * (1.1) \quad \rho_{mf} = \rho_h \quad \text{Ecuación B.30}$$

B.1.3.5.2 Porosidad Formaciones con Presencia de Arcillas. En el caso de que se presente $V_{sh} > 5\%$.

$$\phi_D = \frac{\rho_{log} - V_{ma}\rho_{ma} - V_{sh}\rho_{bsh}}{\rho_{mf}} \quad ; \rho_{bsh} = 2.12 \quad \text{Ecuación B.31}$$

Donde:

ρ_{bsh} : Será la densidad de arcillas (gr/cc).

B.1.4 REGISTROS DE RESISTIVIDAD

Los registros de resistividad, por oposición a los de micro-resistividad, tienen gran profundidad de investigación y reducida resolución vertical; son los registros utilizados para determinar la verdadera resistividad de la zona virgen (para lo cual utilizan la información obtenida por los registros de micro resistividad) y se los denomina de 'registros de resistividad profunda'. Existen dos tipos básicos de herramientas de resistividad profunda: las de inducción y las de laterolog.

Los registros de resistividad profunda pueden ser utilizados para:

- Detección rápida de hidrocarburos.
- Determinación de la saturación de agua.
- Determinación del diámetro de invasión.
- Determinación de la resistividad del agua.
- Determinación del espesor de capas.
- Correlación con otros registros/otros pozos.

B.1.4.1 Registro de Laterolog. El registro de laterolog mide la resistividad de la formación en ohm-m²/m, simplificado (ohm-m), presentada generalmente en escala logarítmica en las pistas 2 y 3, en escala de 0.2 a 2,000 ohm-m.

La herramienta tiene electrodos de corriente y de medición; los electrodos de corriente fuerzan la circulación de corriente eléctrica dentro de la formación enfocándola radialmente y limitándola dentro de un espesor de aproximadamente 2 ft. Midiendo el potencial eléctrico necesario para generar la corriente de medida, puede obtenerse la resistividad de la formación.

El conjunto de electrodos mencionados está configurado de tal manera que enfoca la corriente para que penetre lo mas profundo posible dentro de la formación, midiendo la resistividad profunda, con mnemónico LLD. Otro generador de corriente está conectado a este mismo conjunto de electrodos, utilizándolos con otra configuración de electrodos de corriente y de medición, de manera que la corriente eléctrica enviada por esta segunda configuración pierda el enfoque relativamente rápido, así evitando penetrar en la formación tan profundamente como la medida de LLD, pero penetrando mas profundo que las herramientas de micro-resistividad; así se mide la resistividad somera, con mnemónico LLS. Esta doble configuración es la que justifica el nombre de doble - laterolog o DLT ("Dual-Laterolog-Tool") de esta herramienta.

Algunas características de la herramienta de doble-laterolog son:

- Amplio rango dinámico. Utilizable en lodo de salinidad media y alta (micro-resistividad, porosidad, GR).
- Combinable con otras herramientas.
- Lectura confiable en altos contrastes R_t / R_m .
- Resolución vertical de aproximadamente 2 ft.

B.1.4.1.1 Efectos Ambientales. Es afectado por la resistividad del lodo y de las capas adyacentes, por el diámetro del pozo, por el espesor de la capa medida y por la posición de la herramienta en el pozo.

Existen gráficas que permiten corregir estos efectos. Todas estas correcciones están incorporadas en programas de computadora y el intérprete debe apenas verificar los parámetros de entrada y las correcciones efectuadas por la computadora.

El valor de la resistividad del lodo, necesario para efectuar estas correcciones y generalmente disponible a condiciones de superficie, debe ser convertido a las condiciones de la zona en estudio.

Las compañías que prestan servicios de registros publican gráficas para estimar las correcciones necesarias en función de los parámetros mencionados.

B.1.4.1.2 Interpretación. El valor de la resistividad profunda después de corregido por condiciones ambientales, puede ser tomado en primera aproximación como representativo de la resistividad R_t de la zona virgen. Sin embargo, es necesario verificar que el diámetro de invasión no sea excesivamente alto para que no exista necesidad de corregir también por efecto de invasión.

Como regla práctica puede decirse que después de corregir los efectos de las condiciones ambientales, para diámetros de invasión mayores que 40", los registros de micro-resistividad no necesitan corrección por invasión, indicando el valor de resistividad R_{xo} de la zona lavada. Cuando el diámetro de invasión es menor que 40", el registro de inducción no necesita de corrección por efecto

de invasión, indicando el valor de la resistividad R_t de la zona virgen. El registro de laterolog siempre necesita corrección por invasión.

B.1.4.2 Análisis Matemático de los Registros Resistivos.

B.1.4.2.1 Corrección para el LLD (Laterolog Profundo). Se usara primero un LLD (laterolog profundo), el valor que nos brinde el registro solo será corregido por diámetro de hueco:

Se usara para 6, 8, 10, 12 y 16 pulgadas de diámetro (pozo), las variables a usar son:

Donde $X = R_{LLD}/R_m$

Donde $Y = R_{LLDcorr}/R_{LLD}$

R_{LLD} = medición del registro

R_m = resistividad del lodo

$R_{LLDcorr}$ = resistividad corregida

Dada la complejidad de las graficas se dividieron por secciones y estas son las ecuaciones que las representan:

Tabla B.2 Corrección por diámetro de registros resistivos para 6 in.

VALORES DE R_{LLD}/R_M PARA CADA DIAMETRO	ECUACIÓN	NUMERO DE LA ECUACION
R_{LLD}/R_m (1 y 9.9)	$Y = (-6E-06)X^6 + (0,0002)X^5 - (0,0027)X^4 + (0,0185)X^3 - (0,0674)X^2 + (0,114)X + 0,8524$	B.32
R_{LLD}/R_m (10 y 99)	$Y = 0,0064\ln(X) + 0,9023$	B.33
R_{LLD}/R_m (100 y 999)	$Y = -0,0117\ln(X) + 0,9814$	B.34
R_{LLD}/R_m (1000 y10000)	$Y = -0,0265\ln(X) + 1,0885$	B.35

Tabla B.3 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLD) para 8 in.

VALORES DE R_{LLD}/R_M PARA CADA DIAMETRO	ECUACIÓN	NUMERO DE LA ECUACION
R_{LLD}/R_m (1 y 9.9)	$Y = (-1E^{-06})X^6 + (5E^{-05})X^5 - (0,0008)X^4 + (0,0066)X^3 - (0,0326)X^2 + (0,0919)X + 0,8548$	B.36
R_{LLD}/R_m (10 y 99)	$Y = -0,0011\ln(X) + 0,9919$	B.37
R_{LLD}/R_m (100 y 999)	$Y = -0,0228\ln(X) + 1,0887$	B.38
R_{LLD}/R_m (1000 y10000)	$Y = -0,036\ln(X) + 1,1805$	B.39

Tabla B.4 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLD) para 10 in.

VARIACIONES DE LOS VALORES DE R_{LLD}/R_M PARA CADA DIAMETRO	ECUACIÓN	NUMERO DE LA ECUACION
R_{LLD}/R_m (1 y 9.9)	$Y = (-5E^{-06})X^6 + (0,0002)X^5 - (0,0025)X^4 + (0,0196)X^3 - (0,0849)X^2 + (0,2047)X + 0,788$	B.40
R_{LLD}/R_m (10 y 99)	$Y = -0,0002X + 1,0402$	B.41
R_{LLD}/R_m (100 y 999)	$Y = -0,028\ln(X) + 1,1474$	B.42
R_{LLD}/R_m (1000 y 10000)	$Y = -0,0433\ln(X) + 1,2518$	B.43

Tabla B.5 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLD) para 12 in.

VARIACIONES DE LOS VALORES DE R_{LLD}/R_M PARA CADA DIAMETRO	ECUACIÓN	NUMERO DE LA ECUACION
R_{LLD}/R_m (1 y 9.9)	$Y = (-8E-06)X^6 + (0,0003)X^5 - (0,0038)X^4 + (0,0278)X^3 - (0,115)X^2 + (0,2684)X + 0,7525$	B.44
R_{LLD}/R_m (10 y 99)	$Y = -0,0113\ln(X) + 1,0999$	B.45
R_{LLD}/R_m (100 y 999)	$Y = -0,0352\ln(X) + 1,2161$	B.46
R_{LLD}/R_m (1000 y 10000)	$Y = (-5E^{-24})X^6 + (2E^{-19})X^5 - (2E^{-15})X^4 + (2E^{-11})X^3 - (5E^{-08})X^2 + (6E_{-05})X + 0,9442$	B.47

Tabla B.6 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLD) para 16 in.

VARIACIONES DE LOS VALORES DE R_{LLD}/R_M PARA CADA DIAMETRO	ECUACIÓN	NUMERO DE LA ECUACION
R_{LLD}/R_m (1 y 9.9)	$Y = (-4E^{-06})X^6 + (0,0001)X^5 - (0,0022)X^4 + (0,0181)X^3 - (0,0861)X^2 + (0,2382)X + 0,7668$	B.48
R_{LLD}/R_m (10 y 99)	$Y = -0,0167\ln(X) + 1,1492$	B.49
R_{LLD}/R_m (100 y 999)	$Y = -0,04\ln(X) + 1,2536$	B.50
R_{LLD}/R_m (1000 y 10000)	$Y = 2E-10X^2 - 2E-05X + 0,993$	B.51

Nota para correcciones a 18 y 20 in se usan las ecuaciones de 16 in.

B.1.4.2.2 Corrección para el LLS (Laterolog Somero). Las correcciones para este se hacen a 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18 y 20 pulgadas de diámetro hueco

Donde $X = R_{LLS}/R_m$

Donde $Y = R_{LLScorr}/R_{LLD}$

R_{LLS} = medición del registro

R_m = resistividad del lodo

$R_{LLScorr}$ = resistividad corregida

Tabla B.7 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 6 in.

VARIACIONES DE LOS VALORES DE R_{LLS}/R_M PARA CADA DIAMETRO	ECUACIÓN	NUMERO DE LA ECUACION
R_{LLS}/R_m (1 y 9.9)	$Y = (-0,0266)\ln(X) + 1,027$	B.52
R_{LLS}/R_m (10 y 99)	$Y = -0,0232\ln(X) + 1,02$	B.53
R_{LLS}/R_m (100 y 999)	$Y = (5E^{-08})X^2 - (8E^{-05})X + 0,922$	B.54
R_{LLS}/R_m (1000 y 10000)	$Y = -0,0046\ln(X) + 0,9226$	B.55

Tabla B.8 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 8 in.

VARIACIONES DE LOS VALORES DE R_{LLS}/R_M PARA CADA DIAMETRO	ECUACIÓN	NUMERO DE LA ECUACION
R_{LLS}/R_m (1 y 9.9)	$Y = 1,0332e^{-0,0024X}$	B.56
R_{LLS}/R_m (10 y 99)	$Y = (3E^{-12})X^6 - (9E^{-10})X^5 + (1E^{-7})X^4 - (8E^{-06})X^3 + (0,0003)X^2 - (0,0058)X + 1,0452$	B.57
R_{LLS}/R_m (100 y 999)	$Y = -0,0085\ln(X) + 1,0247$	B.58
R_{LLS}/R_m (1000 y10000)	$Y = -0,0026\ln(X) + 0,9844$	B.59

Tabla B.9 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 10 in.

VARIACIONES DE LOS VALORES DE R_{LLS}/R_M PARA CADA DIAMETRO	ECUACIÓN	NUMERO DE LA ECUACION
R_{LLS}/R_m (1 y 9.9)	$Y = (-0,0001)X^4 + (0,0026)X^3 - (0,0224)X^2 + (0,0814)X + 0,9675$	B.60
R_{LLS}/R_m (10 y 99)	$Y = (3E^{-13})X^6 - (5E^{-11})X^5 + (2E^{-9})X^4 + (2E^{-07})X^3 - (2E^{-05})X^2 + (0,0005)X + 1,0772$	B.61
R_{LLS}/R_m (100 y 999)	$Y = (8E^{-14})X^4 - (2E^{-10})X^3 + (2E^{-7})X^2 - (0,0001)X + 1,0828$	B.62
R_{LLS}/R_m (1000 y10000)	$Y = -0,007\ln(X) + 1,079$	B.63

Tabla B.10 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 12 in.

VARIACIONES DE LOS VALORES DE R_{LLS}/R_M PARA CADA DIAMETRO	ECUACIÓN	NUMERO DE LA ECUACION
R_{LLS}/R_m (1 y 9.9)	$Y = 0,0439\ln(X) + 1,0495$	B.64
R_{LLS}/R_m (10 y 99)	$Y = -0,001\ln(X) + 1,1417$	B.65
R_{LLS}/R_m (100 y 999)	$Y = -0,0135\ln(X) + 1,1953$	B.66
R_{LLS}/R_m (1000 y 10000)	$Y = 0,0013\ln(X) + 1,0882$	B.67

Tabla B.11 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 14 in.

VARIACIONES DE LOS VALORES DE R_{LLS}/R_M PARA CADA DIAMETRO	ECUACIÓN	NUMERO DE LA ECUACION
R_{LLS}/R_m (1 y 9.9)	$Y = 0,0722\ln(X) + 1,0556$	B.68
R_{LLS}/R_m (10 y 99)	$y = 0,0009\ln(x) + 1,199$	B.69
R_{LLS}/R_m (100 y 999)	$Y = -0,0145\ln(X) + 1,268$	B.70
R_{LLS}/R_m (1000 y 6000)	$Y = 0,0503\ln(X) + 0,8135$	B.71

Tabla B.12 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 16 in.

VARIACIONES DE LOS VALORES DE R_{LLS}/R_M PARA CADA DIAMETRO	ECUACIÓN	NUMERO DE LA ECUACION
R_{LLS}/R_m (1 y 9.9)	$Y = 0,091\ln(X) + 1,0647$	B.72
R_{LLS}/R_m (10 y 99)	$Y = 0,0001X + 1,2512$	B.73
R_{LLS}/R_m (100 y 999)	$Y = 1,2448e^{7E-05X}$	B.74
R_{LLS}/R_m (1000 y 5000)	$Y = 1,2086e^{1E-04X}$	B.75

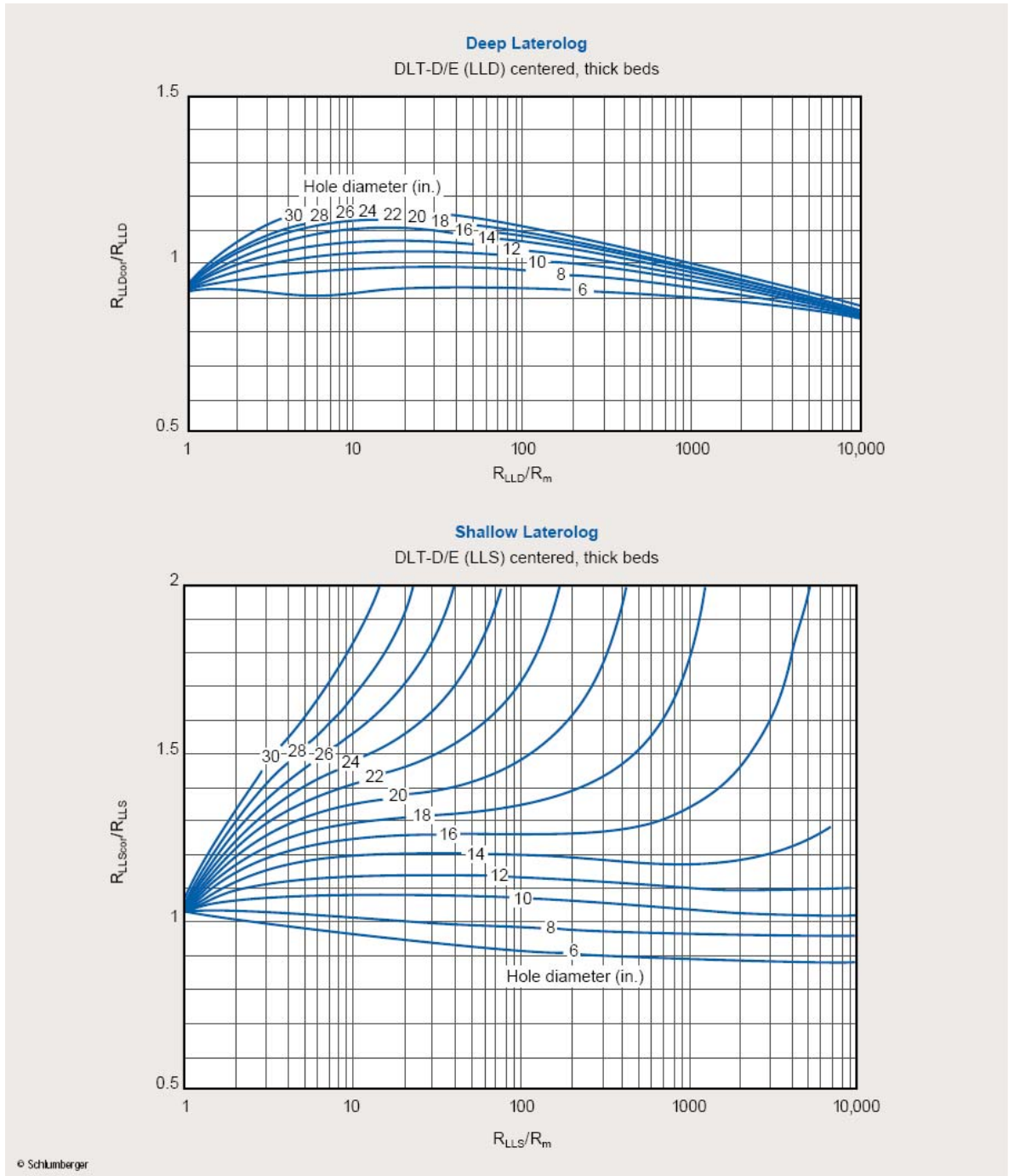
Tabla B.13 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 18 in.

VARIACIONES DE LOS VALORES DE R_{LLS}/R_M PARA CADA DIAMETRO	ECUACIÓN	NUMERO DE LA ECUACION
R_{LLS}/R_m (1 y 9.9)	$Y = 0,1119\ln(X) + 1,07$	B.76
R_{LLS}/R_m (10 y 99)	$Y = 1,2945e^{0,0004X}$	B.77
R_{LLS}/R_m (100 y 1000)	$Y = 1,306e^{0,0003X}$	B.78

Tabla B.14 Corrección por diámetro de registros resistivos (LLS) para 20 in.

VARIACIONES DE LOS VALORES DE R_{LLS}/R_M PARA CADA DIAMETRO	ECUACIÓN	NUMERO DE LA ECUACION
R_{LLS}/R_m (1 y 9.9)	$Y = 0,1366\ln(X) + 1,0747$	B.79
R_{LLS}/R_m (10 y 99)	$Y = 1,345e^{0,001X}$	B.80
R_{LLS}/R_m (100 y 1000)	$Y = 1,3541e^{0,0009X}$	B.81

Figura B.3 Corrección para registros resistivos (LLD y LLS).



Fuente, Schlumberger Log Interpretation Charts 1997.

B.1.5 REGISTRO SÓNICO.

El registro sónico compensado o BHC (“Bore-Hole-Compensated”) mide el tiempo de tránsito, también denominado de “slowness” y representado por Δt , de una onda acústica en la formación, en $\mu\text{s}/\text{ft}$ (microseg por pie), generalmente presentado en las pistas 2 y 3, en escala de 40 a 140 $\mu\text{s}/\text{ft}$, con mnemónico DT; para ello, un transmisor en la herramienta genera una onda que se propaga por el lodo, alcanza las paredes del pozo y continúa propagándose por ellas. Los efectos de esta propagación son detectados por dos receptores en la herramienta de registro, generalmente a 3 y 5 pies del transmisor; la diferencia de tiempos observada (medidos desde el momento del disparo del transmisor), dividida por los 2 pies que separan los receptores, determina el tiempo de tránsito de la formación.

B.1.5.1 Principio de la Medición. Existe dos tipos principales de propagación de la energía acústica en un medio sólido que pueden ser registrados por la herramienta de registro: las ondas compresionales , también denominadas de ondas ‘P’, y las de cizallamiento, también denominadas de ondas ‘S’ o “shear-waves”.

Las ondas compresionales son las propagadas por el movimiento de las partículas del medio oscilando en la dirección de propagación de la onda; las de cizallamiento son las propagadas por el movimiento de las partículas del medio oscilando en dirección perpendicular a la de propagación de la onda.

La velocidad de propagación de las ondas compresionales es de 1.6 a 2.4 veces más rápida que las de cizallamiento. Los fluidos no pueden transmitir ondas de cizallamiento; sin embargo, ondas compresionales transmitidas por el lodo pueden originar ondas de cizallamiento en la formación que, posteriormente originan ondas compresionales en el lodo; un receptor en el

pozo que detecte estas últimas ondas permite visualizar el efecto de las ondas de cizallamiento en la formación.

La medición de las ondas de cizallamiento junto con las compresionales, permite evaluar las propiedades mecánicas de las rocas.

Para la determinación del tiempo de tránsito Δt de la formación, se detecta la primera llegada de energía inmediatamente después del disparo del transmisor; esta primera llegada corresponde a una onda compresional (es más rápida que las otras ondas) que viaja por el camino más rápido (puede demostrarse que este camino va del transmisor a la formación con un ángulo de incidencia de aproximadamente 45° de la horizontal, continua por la pared del pozo y atraviesa el lodo hasta el receptor con una inclinación similar a la anterior). Para cada disparo del transmisor, la diferencia de tiempo entre las primeras llegadas observadas en dos receptores separados entre sí por dos pies, dividida por estos 2 pies, es el valor del tiempo de tránsito Δt (compresional) de la formación.

Si por cualquier motivo un receptor no consigue detectar la primera llegada, después de algunos microsegundos detectará la siguiente (la del segundo frente de onda más rápido), con lo que se produce un 'salto de ciclo' o "cycle-skipping" en la curva de Δt registrada.

B.1.5.2 Herramienta; Profundidad de Investigación y Definición Vertical.

La medición del tiempo de tránsito Δt de la formación con la herramienta BHC tiene muy poca profundidad de investigación (del orden de 1 a 2"); como aproximación se dice que el número que representa la separación transmisor-receptor, en pies, es el número de pulgadas de la profundidad de investigación.

Considerando que la zona entre 1 y 2" de la pared del pozo está frecuentemente alterada por la perforación, es interesante disponer de mayores espaciamentos transmisor-receptor para tener una medición mas profunda, en la zona que (aunque lavada por el filtrado de lodo en los intervalos permeables) no haya sido alterada por la perforación.

La definición vertical del registro sínico depende del espaciamiento entre los receptores utilizados en la determinación del Δt de la formación; para el registro BHC normal es del orden de 60 cm (2 ft).

B.1.5.3 Relaciones entre los Valores de Tiempo de Tránsito y la Porosidad. El registro sínico, generalmente tiene una repetición excelente al pasar dos veces por el mismo intervalo, lo que prácticamente elimina la duda sobre el valor exacto del Δt de la formación. Sin embargo, para interpretar la lectura de Δt en términos de porosidad existen por lo menos dos ecuaciones de respuesta diferentes, ambas empíricas; esto significa que existe una inexactitud sobre la relación existente entre el Δt medido y la porosidad de la formación. Las dos ecuaciones de respuesta referidas son la de Wyllie y la de Raymer-Hunt.

B.1.5.3.1 Ecuación de Respuesta de Wyllie. La ecuación de respuesta de Wyllie es la mas utilizada y establece una relación lineal entre el tiempo de tránsito Δt medido y la porosidad ϕ de la formación; según este modelo, el Δt de la formación es la suma de los Δt 's de cada elemento ponderados por sus volúmenes en la formación. En el caso de una formación limpia con porosidad ϕ y zona lavada de más de 5 cm de extensión, la ecuación de respuesta es:

$$\Delta t_{\log} = \phi \Delta t_{mf} + V_{ma} \Delta t_{ma}$$

Ecuación B.82

Donde:

Δt_{\log} es el tiempo de tránsito medido por el registro sónico, en $\mu\text{s}/\text{ft}$.

ϕ es la porosidad de la formación, $0 \leq \phi \leq 1$.

Δt_{mf} es el tiempo de tránsito del filtrado, generalmente $189 \mu\text{s}/\text{ft}$.

V_{ma} es el volumen de matriz en la formación, $0 \leq V_{ma} \leq 1$.

Δt_{ma} es el tiempo de tránsito de la matriz, $43 \mu\text{s}/\text{ft} \leq \Delta t_{ma} \leq 55 \mu\text{s}/\text{ft}$.

La porosidad aparente

$$\phi_{sa} = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{mf} - \Delta t_{ma}} \quad \text{Ecuación B.83}$$

En el caso de la formación ser arcillosa,

$$\Delta t_{\log} = \phi \Delta t_{mf} + V_{ma} \Delta t_{ma} + V_{sh} \Delta t_{sh} \quad \text{Ecuación B.84}$$

Donde los parámetros tienen el mismo significado indicado

V_{sh} es la arcillosidad (volumen de lutita) en la formación, $0 \leq V_{sh} \leq 1$.

Δt_{sh} es el tiempo de tránsito de la lutita, generalmente entre 80 y $130 \mu\text{s}/\text{ft}$.

En esta ecuación, la porosidad, el volumen de matriz y el de lutita constituyen el total de la roca, y por lo tanto se debe cumplir que:

$$1 = \phi + V_{ma} + V_{sh}$$

Ecuación B.2

La ecuación de Wyllie es válida en las siguientes condiciones:

- Porosidad ínter granular uniforme.
- Formaciones acuíferas.
- Formaciones limpias (sin lutitas o “shales”).
- Formaciones compactadas.

B.1.5.3.2 Ecuación de Respuesta de Raymer-Hunt. La ecuación de respuesta de Raymer-Hunt establece una relación de segundo grado entre el tiempo de tránsito Δt medido y la porosidad ϕ de la formación, que puede dar mejores resultados en zonas con porosidades variando entre valores bajos y altos, pero más difícil de utilizar en cálculos manuales. En el caso de una formación limpia es:

$$\frac{1}{\Delta t_{\log}} = \frac{\phi}{\Delta t_{mf}} + \frac{V_{ma}^2}{\Delta t_{ma}}$$

Ecuación B.85

Donde los parámetros tienen el mismo significado indicado anteriormente.

B.1.5.4 Efectos Ambientales. No existe necesidad de aplicar correcciones por efectos ambientales al registro sísmico BHC; sin embargo, el registro puede estar afectado por alteración de la formación en las proximidades de la pared del pozo, lo que altera el valor del tiempo de tránsito Δt medido.

B.1.5.6 Análisis Matemático del Registro Sónico.

B.1.5.6.1. Porosidad Formaciones Limpias. En el análisis del registro sónico se tienen en cuenta algunos valores ya determinados en el Gamma Ray (GR_{log}).

Análisis en formaciones limpias considerando a V_{sh} menor que 5%.

$$\phi_{sonico} = \frac{5/8 * (\Delta t_{log} - \Delta t_{ma})}{\Delta t_{log}} \quad \text{Ecuación B.86}$$

Δt_{ma} será determinado gracias al valor obtenido en GR_{log} corregido

GR_{log}	Δt_{ma}
25 - 90	56.5
8 - 15	47.5
90 - 150	43.5

Cuando se sabe que son arenas no consolidadas y se toma como referencia para este caso $\Delta t > 100 \mu\text{seg/pie}$; se usa

$$\phi_{sonico} = \frac{\phi_{nocorregida} * 100}{\Delta t} \quad \text{Ó} \quad (\phi_{sonico})_c = \phi_{sonico} * \frac{1}{Cp} \quad \text{Ecuación B. 87 y B.88}$$

Donde $Cp = \Phi_s / \Phi_{neutrón}$

B.1.5.6.2 Porosidad Formaciones con Presencia de Arcillas. Análisis de formaciones no limpias o con arcillas; es decir, $V_{sh} > 5\%$ la porosidad del sónico se da por la siguiente ecuación.

$$\phi_{sonico} = \frac{\Delta t_{log} - V_{ma} \Delta t_{ma} + V_{sh} \Delta t_{sh}}{\Delta t_{mf}}$$

Ecuación B.89

Dependiendo del valor de V_{sh} se puede determinar el Δt_{sh} a usar, como se muestra continuación:

- Si V_{sh} esta entre 5 – 15% $\Delta t_{sh} = 80$.
- Si V_{sh} esta entre 15 – 35% $\Delta t_{sh} = 100$.
- Si V_{sh} esta entre 35 – 49 % $\Delta t_{sh} = 130$.