



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**ESTIMACION DE LA S_w EN FORMACIONES
ARCILLOSAS CON BASE EN DATOS DE
REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS.**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA :

ISABEL G. MOLINA PADILLA.



**DIRECTOR DE TESIS:
ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS.**

MÉXICO, D.F., OCTUBRE, 2005



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**A mis padres: Genovevo Molina Velásquez.
Bertha Padilla Estrada.**

Por haberme dado la vida, guiándome a ser un hombre con principios y responsabilidades. Gracias por brindarme todo el apoyo necesario para seguir y seguir diariamente con esté proyecto, ustedes junto con mis hermanos son mi inspiración.

A mis hermanos: Sheila y Ali Jair

Gracias por estar ahí, siempre cuando yo los necesitaba y ser mi apoyo incondicional en las buenas y en las malas.

A Gabriel

Gracias por haber sido el cimiento en el cual yo siempre me apoye, darme los consejos necesarios para poder seguir. Sin ti no hubiese sido posible este proyecto.

A Guillermo Molina (+)

Donde quiera que usted este espero vea este trabajo terminado me encantaría que estuviera aquí pero así es el destino, ya cumplí.

A mi alma matter “Universidad Nacional Autónoma de México”

Gracias por brindarme los conocimientos necesarios, para, ser un profesionista.

A todos mis profesores por tener paciencia y dedicación para educarme y darme sus conocimientos.

A Ing. Manuel Villamar Viguera

Gracias por brindarme su tiempo, dedicación y apoyo, para la realización de esté trabajo.

A todos y cada uno de mis amigos y amigas, los que no lo fueron y los que se me olvidan en este momento, pero que, de buena o mala manera pasaron aunque sea por un ratito en este largo viaje de este proyecto, dándome satisfacciones y alegrías ya son parte de mi vida. Muchas gracias...

**Avanzar con confianza
en la dirección de los sueños
y esforzarse por vivir la vida
que siempre imaginamos,
se encuentra un éxito inesperado
en unas cuantas horas.....**

**En el largo plazo, la gente logra sólo
aquello que realmente le interesa.....**

**Para asir lo intangible – para
trascender – hay que racionalizar
lo que se ve con los ojos de la
imaginación.....**



Isael G Molina Padilla..

ÍNDICE

RESUMEN	i
INTRODUCCIÓN	ii
CAPÍTULO I <u>CONCEPTOS BÁSICOS.</u>	
I.1 PROPIEDADES DE LAS ARCILLAS	1
Las arcillas ó lutitas	1
Caolinitas	3
Montmorillonitas.....	3
Illitas	3
Cloritas.....	3
Distribución de la arcilla en arenas arcillosas	4
Capacidad de intercambio cationico.....	6
Superficie específica	7
Agua impregnada en la arcilla	7
División de las arenas arcillosas	8
Plasticidad	9
I.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	10
Porosidad	10
Permeabilidad.....	12
Saturación de fluidos	13
Tiempo de tránsito	14
Tortuosidad.....	16
Densidad.....	16
Resistividad eléctrica.....	17
Relación entre las propiedades eléctricas de una roca con otras de sus propiedades físicas	20
CAPÍTULO II <u>REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.</u>	
II.1 LITOLOGIA	25
Potencial espontáneo (SP).....	25
Rayos gama (RG).....	28
II.2 POROSIDAD	32
Sónico (BHC).....	32
Densidad (FDC).....	36
Neutrón (CNL)	40

II. 3 RESISTIVIDAD	47
Convencionales	48
Corriente enfocada	50
Inducción	52

CAPÍTULO III MODELOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN FORMACIONES ARCILLOSAS.

III. 1 WAXMAN-SMITS	59
III. 2 DOBLE AGUA (DUAL WATER)	62
III. 3 SIMANDOUX	64
III. 4 SIMANDOUX MODIFICADO	67
III. 5 INDONESIA (POUPON- LEVEAUX)	70

CAPÍTULO IV EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LOS MODELOS EN FORMACIONES ARCILLOSAS.

IV. EJEMPLO	73
--------------------------	-----------

CAPÍTULO V CONCLUSIONES.

V.1 CONCLUSIONES DE CONCEPTOS BASICOS	89
V.2 CONCLUSIONES DE LA ESTIMACION DE Sw EN FORMACIONES ARCILLOSAS	90
V.3 CONCLUSIONES DE LA APLICACION DE CINCO MODELOS PARA DETERMINAR LA Sw EN FORMACIONES ARCILLOSAS	90

BIBLIOGRAFÍA	92
---------------------------	-----------

NOMENCLATURA	94
---------------------------	-----------

RESUMEN

Este trabajo consta de cinco capítulos. En el primero se presentan los conceptos básicos que comprende la evaluación de la saturación de agua en formaciones arcillosas. Se muestra la distribución de la arcilla en las arenas y se comentan algunas de sus propiedades, como son: la capacidad de intercambio catiónico (CEC) y el agua impregnada, entre otras. También en este capítulo se describen las propiedades petrofísicas importantes para la evaluación cuantitativa de la saturación de agua a partir de la interpretación de registros geofísicos de pozos.

En el segundo capítulo se presentan los registros geofísicos de pozos, más comunes para conocer la litología (RG, SP), la porosidad (Neutrón, Densidad, Sónico) y la resistividad (Convencionales, Corriente Enfocada, Inducción). Para cada registro se muestra el principio de medición, la herramienta utilizada y la forma en que se presenta el registro.

Cuando se dispone de toda la información necesaria se puede calcular la saturación de agua. En el tercer capítulo se presentan modelos para la determinación de la saturación de agua en formaciones arcillosas, propuestos a partir de la ecuación de Archie (formaciones sin arcilla), como son: Waxman-Smits, Doble agua, Simandoux, Simandoux modificado e Indonesia. Estos modelos fueron sustentados experimentalmente en laboratorio y posteriormente se pusieron en práctica en pozos.

En el cuarto capítulo se muestra un ejemplo de aplicación de los modelos en formaciones arcillosas, en un pozo A del campo Sahara ubicado en Argelia.

Finalmente, en el quinto capítulo se presentan algunas conclusiones.

INTRODUCCIÓN.

La interpretación de los registros geofísicos antes de 1942 era exclusivamente cualitativa. No existía forma de obtener la saturación de fluidos en el yacimiento debido a que aún no se comprobaba la relación entre la resistividad y el contenido de fluidos, aunque ya se sabía del efecto de éstos en la resistividad de la roca.

Después del trabajo de G. Archie (1942), los modelos para determinar la saturación de agua, cambiaron y comenzó la evaluación cuantitativa de la saturación de fluidos. Sin embargo los datos de porosidad eran obtenidos de núcleos en laboratorio.

La primera ecuación que se utilizó en la evaluación de la saturación de fluidos fue la propuesta por Archie, pero este método solo se aplica a formaciones limpias, es decir, en formaciones donde el contenido de arcilla es nulo.

En realidad las formaciones productoras de hidrocarburos no son totalmente limpias sino que tienen cantidades variables de arcilla, por lo que comúnmente se les llama formaciones arcillosas. Debido a esto, fue necesario desarrollar modelos para interpretar los registros geofísicos tomados en formaciones arcillosas.

Con base en la ecuación de Archie, surgieron otras ecuaciones para formaciones arcillosas, que asumen dos conductores en paralelo en el sistema poroso de la roca. Uno lo constituye el agua de formación y el otro el agua con una capa de cationes cercana a la superficie de las arcillas (agua de la arcilla o agua ligada). Entre estos modelos se tienen los siguientes: Waxman-Smiths, Doble agua, Simandoux, Simandoux modificado e Indonesia. Cabe señalar que las ecuaciones de todos estos modelos se reducen a la ecuación de Archie cuando el contenido de arcilla es nulo.

La aplicación adecuada de estas ecuaciones en un determinado yacimiento y más aún en un campo petrolero, requiere tener una información confiable de los parámetros de entrada para la evaluación de cada modelo y así lograr una evaluación correcta de la saturación de agua y, por lo tanto, una buena caracterización del yacimiento.

Para la evaluación de la saturación de agua en formaciones arcillosas, queda claro que debe tenerse buen conocimiento de las propiedades generales de las arcillas y su distribución en la arena. Las arcillas que se encuentran más a menudo en las formaciones productoras de aceite son la illita, la caolinita, la clorita y la montmorillonita. También se debe tener conocimiento de las propiedades fisicoquímicas de esas arcillas como lo es la capacidad de intercambio catiónico (CEC), plasticidad, agua impregnada, entre otras.

CAPÍTULO I

CONCEPTOS BÁSICOS.

I.1 PROPIEDADES DE LAS ARCILLAS.

I.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

I.1 PROPIEDADES DE LAS ARCILLAS

Las Arcillas.

La presencia de arcillas en el yacimiento origina perturbaciones en la evaluación de parámetros de las formaciones, complica la determinación de hidrocarburos y afecta la habilidad del yacimiento para producirlos.

Algunos efectos que producen las arcillas en las arenas, calizas y dolomías son:

1. Reducción de la porosidad efectiva.
2. Disminución de la permeabilidad.
3. Alteración en la resistividad.

Las arcillas son partículas muy finas que tienen una gran superficie y que son capaces de acumular fracciones de agua en su superficie. Contribuyen a la conductividad eléctrica de la formación. La arcilla muestra conductividad debido al electrolito que contiene y a un proceso de intercambio de iones por medio del cual éstos se mueven bajo la influencia de un campo eléctrico aplicado entre lugares de intercambio en la superficie de las partículas de arcilla. El efecto de la arcillosidad en la conductividad de la arena arcillosa es con frecuencia muy desproporcionado en relación a la cantidad de arcilla. El efecto real depende de la cantidad, tipo y distribución relativa de la arcilla en la roca y de la naturaleza y cantidades relativas de agua de formación. El agua contribuye a que la arena sea más conductora eléctricamente, pero no hidráulicamente, no puede ser desplazada por hidrocarburos.

Las correcciones que se aplican a este tipo de formaciones tienden a disminuir la saturación de agua. Un estudio confiable requiere tener conocimientos y experiencia de la zona para poder determinar si el yacimiento tiene arcilla o lutita en forma laminar o dispersa.

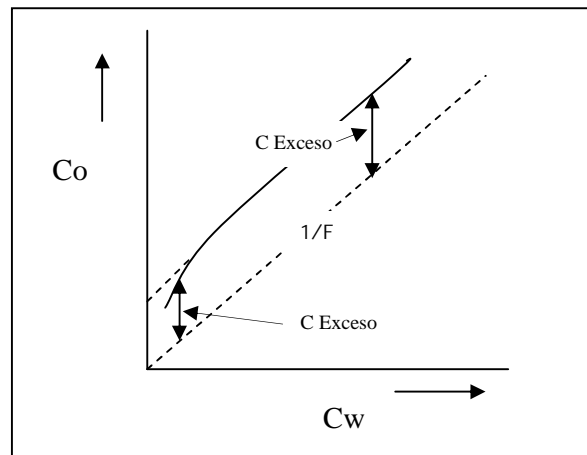


Figura I.1: Exceso de conductividad contribuido por la arcilla.

La figura I.1 es una gráfica de la conductividad de una arenisca saturada con agua C_o , como una función de la conductividad del agua que la satura C_w .

Si la arena es limpia (tiene menos del 15% de arcilla), la gráfica será una línea recta que pasa por el origen con pendiente $1/F$, donde F es el factor de formación, por lo que de acuerdo al párrafo:

$$C_o = C_w / F \quad \text{I.1}$$

Sin embargo, si cierto porcentaje de matriz se reemplaza por la lutita, tratando de mantener la misma porosidad efectiva, la línea se desplazará hacia arriba; la línea recta interceptará un valor C_{exceso} en el eje C_o . Este es el exceso que contribuye a la conductividad por la arcillosidad. Esto lleva a que el uso de la ecuación de Archie.

$$S_w = c \sqrt{C_t / C_w} / \phi \quad \text{I.2}$$

dé valores más grandes porque C_t será alta para un valor de porosidad efectiva.

La arcilla está compuesta de silicatos de aluminio hidratados cuya fórmula general es $X (Al_2 O_3) Y (Si O_2) Z (OH)$, donde los elementos entre paréntesis son llamados elementos mayores por estar en mayor proporción. Contiene pequeñas cantidades de otros elementos menores como magnesio, potasio, fierro y titanio. La arcilla de naturaleza detrítica es producto del intemperismo de una roca preexistente, su composición es muy variada, depende del ambiente y condiciones de temperatura, humedad y acidez.

Las partículas de arcilla tienen una estructura de plaquetas en forma de capa, son muy delgadas, 5 a 10 Å, pero llegan a tener una extensión de 10 000 Å a lo largo y a lo ancho. Estas se colocan una sobre otra con separaciones de 20 a 100 Å. Son de 10 a 100 veces menores que el promedio de los granos de arena más pequeños.

Los minerales arcillosos se clasifican en grupos específicos de acuerdo a su estructura cristalina. Aquellas relacionadas con rocas sedimentarias son: caolinita, montmorillonita, illita, clorita.

Tipo de Arcilla	CEC (meq/g)	ϕ (CNL)	ρ_{prom} (gr/cc)	Elementos menores	Componentes del registro espectral		
					K %	U ppm	Th ppm
Caolinita	0.03-0.06	0.36	2.65		0.42	1.5-3	6-19
Montmorillonita	0.8-1.5	0.24	2.45	Ca, Mg, Fe	0.16	2-5	14-24
Illita	0.1-0.4	0.24	2.65	K, Mg, Fe, Ti	4.5	1.5	2
Clorita	0-0.1	0.51	2.8	Mg, Fe	-	-	-

TABLA I.1 ALGUNAS PROPIEDADES DE LAS ARCILLAS.

CAOLINITAS:

- Constituidas por una capa octaédrica y una capa tetraédrica.
- Las moléculas se unen por enlace de hidrógeno y forman partículas hexagonales.
- Forman arcillas muy estables de estructura inexpandible y que absorben poca agua, son moderadamente plásticas y no presentan, salvo impurezas, expansión o hinchamiento al saturarse.
- $2.6 < \text{densidad} < 2.68$

MONTMORILLONITAS:

- Su molécula se compone de una lámina octaédrica entre dos tetraédricas.
- Sufre diagénesis a ilita a altas temperaturas.
- Es inestable en presencia de agua, siendo muy ácida o reactiva con ésta, por lo que tiene gran tendencia a la expansión e hinchamiento.
- Posee muy elevada plasticidad.
- $2.20 < \text{densidad} < 2.70$
- Son las arcillas de expansión por excelencia.

ILITAS:

- La unidad estructural es análoga a la de las montmorillonitas con algunos cambios químicos.
- Forman agregados de partículas con facilidad.
- Tienen menos afinidad por el agua y una capacidad de hidratación más limitada.
- Las propiedades de expansión son intermedias entre las caolinitas y las montmorillonitas.
- $2.64 < \text{densidad} < 3.00$
- Unidas por enlaces de potasio.

CLORITAS:

- Estructuralmente es una arcilla de tres capas.
- En su forma pura no se hincha.
- Grupo muy parecido a las micas.
- Puede formar arcillas de capas mezcladas con otros minerales de arcilla.

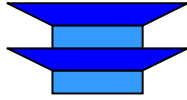
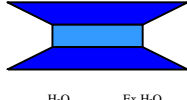
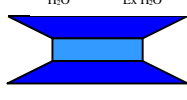


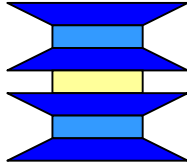
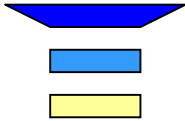
Dos capas	Caolinita		$Al_2Si_2O_5(OH)_4$
Tres capas	Expandibles		$Ex [Al_{2-x}Mg_x] <Si_4> O_{10}(OH)_2$
	Montmorillonita		
Tres capas	No muy Expandibles		$K_{1-x} [Al_2] <Al_{1-x}Si_{3+x}> O_{10}(OH)_2$
	Ilita		
Cloritas	Clorita		$[Mg,Al]_3 (OH)_6 [Mg,Al]_3 <AlSi_4> O_{10}(OH)_2$
			<p><Capa tetraédrica></p> <p>[Capa octaédrica]</p> <p>brucita</p> <p>Ex = Cationes intercambiables</p>

Figura I.2: Estructura de las arcillas.

Distribución de la arcilla en arenas arcillosas.

La mayoría de las herramientas de registros tienen un promedio de resolución vertical de 2 a 4 pies (60.96 cm y 121.92 cm respectivamente). En estos intervalos la arcilla o lutita puede estar depositada en la arena de tres maneras: laminar, estructural y dispersa.

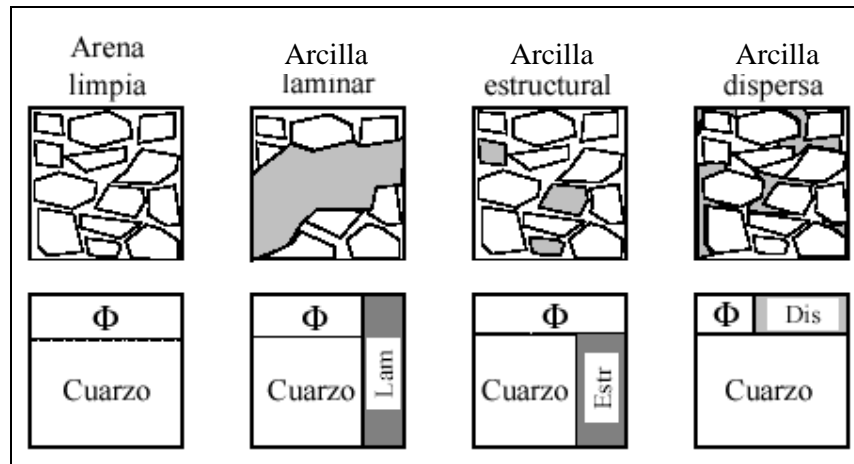


Figura I.3: Formas de distribución de las arcillas en sedimentos.

Laminar.- En esta forma se presenta en láminas de algunos centímetros de espesor, está intercalada con arena limpia. La porosidad efectiva y la permeabilidad son nulas. Una arena con 40% de lutita teóricamente reduce la porosidad efectiva y permeabilidad hasta un 60%.

La arcilla en una lutita laminar es de origen detrítico. La arcilla se obtiene de diversos tipos de roca y arenas, generalmente tiene dos o más minerales de arcilla.

Estructural.- Este tipo de arcilla ocurre menos. En esta forma los granos arcillosos toman el lugar de los granos de arena y generalmente se considera que tiene propiedades similares a la arcilla laminar.

Dispersa.- En esta forma, la arcilla, está diseminada en el espacio poroso de la arena, reemplaza al fluido. Este tipo de distribución es muy dañina porque una pequeña cantidad de arcilla cierra los poros de la roca y reduce su porosidad efectiva y en especial su permeabilidad. El máximo contenido de arcilla en la arena es de alrededor del 40%.

Mucha de esta arcilla es de origen autógeno. Se desarrolla en el lugar después de la depositación de la arena, como resultado de interacciones químicas entre el fluido del poro y los constituyentes menores de la arena tales como los feldespatos.

La arcilla autógena se caracteriza por tener varios tipos: partículas discretas, de revestimiento y de tapón. Estos nombres se le han dado por la forma en que se generan en el poro. Las partículas discretas, generalmente caolinita, construyen plaquetas aisladas dentro del poro ocasionando una baja muy pequeña de la porosidad efectiva y de la permeabilidad. La de revestimiento cubre los granos y forma microporos que entrapan una buena cantidad de agua del poro, reducen la porosidad. La de tapón cierra totalmente el poro, disminuye bastante la porosidad efectiva y drásticamente la permeabilidad.

Por su origen in-situ, las arcillas autógenas tienden a ser más puras, más cristalinas. Su composición puede variar radicalmente de los tipos de arcilla de tipo detrítico. Este tipo de arcillas no están sujetas a sobrepresiones, de tal forma que una cantidad de arcilla (particularmente montmorillonita) puede entrapar más agua.

Desde luego que todas estas formas de distribución de arcillas pueden encontrarse simultáneamente en la misma formación.

Capacidad de intercambio catiónico (CEC).

Es la propiedad más importante en la evaluación de arenas arcillosas. Es la fuente del exceso de conductividad (C_{exceso}) que se muestra en la figura I.1.

Las plaquetas de arcilla cristalina están cargadas negativamente como resultado de las sustituciones de los iones en la estructura. La carga de balance de los cationes, Na^+ , está en la superficie de la arcilla seca. Cuando la arcilla está en contacto con una solución salina, los cationes Na^+ , están en suspensión. Como resultado, repelen a los iones Cl^- .

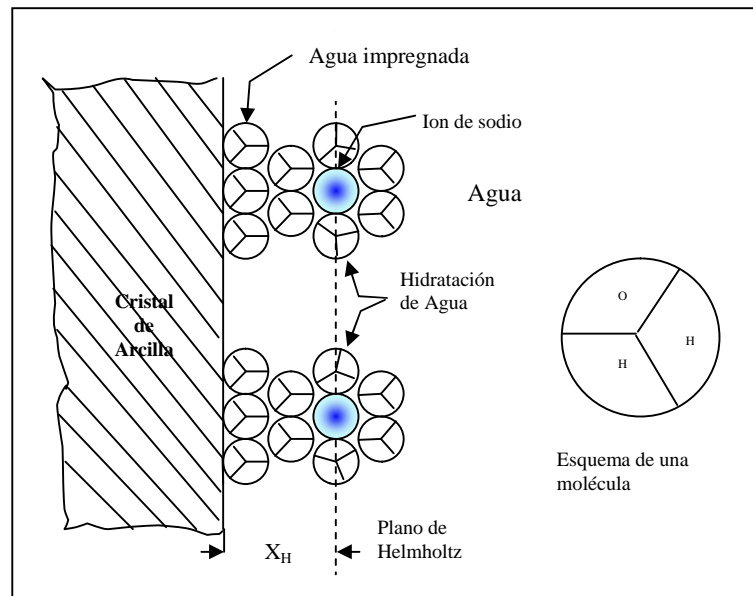


Figura I.4: Forma en como se impregna el agua en la arcilla.

La concentración de cationes de sodio puede medirse por medios químicos y se denomina CEC. Se llama así porque los cationes de Na^+ son intercambiados por Ba^{++} . La CEC se expresa en miliequivalente por gramo de arcilla seca ($1 \text{ meq} = 6 \cdot 10^{20}$ átomos). La tabla I.1 muestra que el CEC es alto para montmorillonita, intermedio para illita y bajo para caolinita y clorita. La CEC puede expresarse también en miliequivalente por unidad de volumen de fluido del poro, Q.

$$Q = CEC \rho (1 - \phi) / \phi \quad \text{I.3}$$

donde ρ es la densidad en gr/cm^3 de las partículas de arcilla seca y ϕ la porosidad de la arcilla.

Superficie específica.

La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (en el caso de que esta exista) de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en m^2/g .

Los valores de superficie específica de diferentes arcillas son:

Tipo de Arcilla	Área superficial
Caolinita	Hasta $20 \text{ m}^2/\text{g}$
Montmorillonita	80 a $800 \text{ m}^2/\text{g}$
Ilita	Hasta $50 \text{ m}^2/\text{g}$
Clorita	Hasta $300 \text{ m}^2/\text{g}$

TABLA I.2: ÁREA SUPERFICIAL DE LAS ARCILLAS.

Agua impregnada en la arcilla.

En la figura I.4 se describe una propiedad de la arcilla muy importante. Hay una capa de agua que rodea a la arcilla que es inmóvil. Las fuerzas de atadura son tan grandes que el agua no puede reducirse por las presiones tan altas.

La cantidad de arcilla y el agua libre se miden en núcleos de arena arcillosa dando como resultado en gramos de agua por meq de cationes intercambiables

$$W = 0.22 + 0.084 / \sqrt{c} \quad \text{I.4}$$

donde c es la concentración de cloruro de sodio (moles/litro) en una agua en equilibrio. Considerando que la densidad del agua impregnada es de 1.0, la ecuación I.4 representa el volumen de agua impregnada en cm^3/meq . Dividiendo W por el área superficial de la arcilla, $450 * 10^4 \text{ cm}^2/\text{meq}$, da un espesor de capa de agua impregnada de $4.9 + 1.9 c^{-1/2} \text{ \AA}$.

Para una formación que tiene una CEC de meq/cc de fluido, lleva la relación fundamental de que la fracción del espacio de agua, S_b , que está impregnada en la arcilla es:

$$S_b = WQ$$

I.5

El rango de valores de Q de una arena arcillosa productora es mayor de 1.0 meq/cm³, W de 0.3 cm³/meq, lo que significa que alrededor del 30% del poro puede ser agua impregnada.

Una roca arcillosa con agua contiene dos tipos de agua: el agua impregnada en la arcilla y el agua libre que queda en el poro.

División de las arenas arcillosas.

Se muestra la división de una arena arcillosa con hidrocarburo. La matriz de la roca está compuesta de partículas de arena, sedimentos y partículas de arcilla seca. El fluido está compuesto de agua impregnada, agua libre e hidrocarburos.

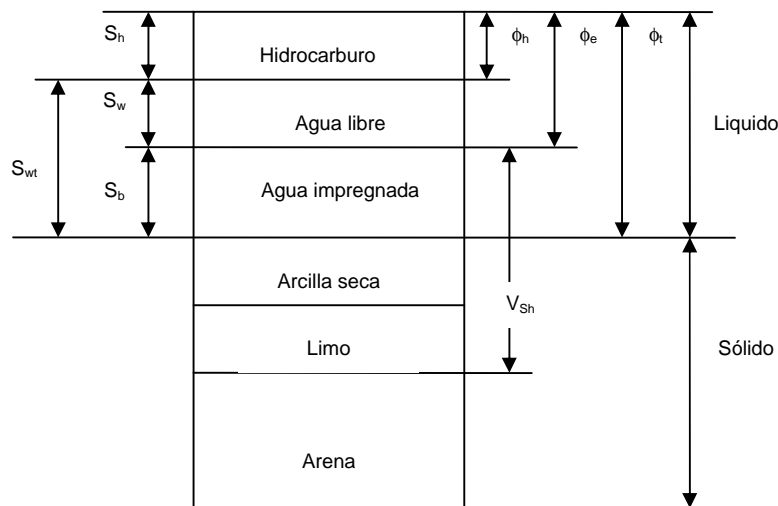


Figura I.5. División de una arena arcillosa.

La porosidad total se designa como ϕ_t y la porosidad efectiva ϕ_e , la cual se puede expresar como:

$$\phi_e = \phi_t(1 - S_b)$$

I.6

la fracción volumétrica de hidrocarburos es:

$$\phi_h = \phi_t(1 - S_{wt})$$

I.7

donde S_{wt} es la fracción del espacio poroso total que contiene agua. Es una cantidad difícil de determinar en la interpretación de arenas arcillosas. La carga

de cationes de balance Na^+ que están asociados con la arcilla dan un aumento a la conductividad eléctrica. Esto toma la forma de cationes que migran de un sitio a otro cuando se impone un campo eléctrico.

La manera en el cual la conductividad de los cationes de Na^+ actúa en el espacio poroso afecta los cálculos de la conductividad total de la arena y la evaluación del cálculo de saturación.

Plasticidad

Las arcillas son eminentemente plásticas. Esta propiedad se debe a que el agua forma una envoltura sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas.

La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia, nuevamente, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de hinchamiento.

I.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

POROSIDAD (ϕ).

La porosidad de una roca es el cociente de su espacio total vacío entre su volumen total. Convencionalmente la porosidad se expresa en porcentaje:

$$\text{Porosidad} = \frac{\text{volumen del espacio total vacío}}{\text{volumen de la roca}} \times 100 \quad \text{I.8}$$

La porosidad desarrollada en las rocas sedimentarias es una función de diversas variables, tales como: forma, tamaño y orientación de los granos, así como el grado de selección y tipo de empacamiento de los mismos. La porosidad decrementa mientras la selección de los granos se haga más pobre, ya que los poros intergranulares pueden ser ocupados por granos más pequeños.

Típicamente las porosidades en rocas sedimentarias tienen un rango de variación de 5 a 25%, y las porosidades entre 25 a 35% son consideradas como excelentes para un yacimiento de hidrocarburos o un acuífero.

Una distinción importante debe ser hecha entre la porosidad total de una roca y la porosidad efectiva. La porosidad total es aquella que incluye la porosidad primaria y secundaria, y la porosidad efectiva es la cantidad del espacio poroso interconectado entre sí, siendo esta última la de interés para la industria petrolera.

TIPOS DE POROSIDAD:

Existen varias clasificaciones de la porosidad, pero la siguiente es la más aceptada, la cual divide la porosidad en dos principales variedades. Porosidad primaria, la cual ocurre inmediatamente después del depósito de los sedimentos y la porosidad secundaria, la cual se forma después de la sedimentación, por varias causas.

	TIPO	ORIGEN
Porosidad Primaria	<ul style="list-style-type: none"> ∅ intergranular o interpartícula ∅ intragranular o intrapartícula 	Sedimentación
Porosidad Secundaria	<ul style="list-style-type: none"> ∅ intercrystalina ∅ fenestral 	Cementación
	<ul style="list-style-type: none"> ∅ móldica ∅ vugular 	Solución
	<ul style="list-style-type: none"> ∅ fractura 	Movimiento tectónico, compactación o deshidratación
Porosidad absoluta o Porosidad Total		

TABLA I.3 CLASIFICACIONES DE LA POROSIDAD.

Porosidad Primaria:

La porosidad primaria por definición se forma, cuando un sedimento se deposita, teniendo dos principales tipos:

- Porosidad intergranular: Esta porosidad ocurre entre los espacios de los granos detríticos. Esta es una porosidad importante ya que existe inicialmente en todas las rocas sedimentarias. La porosidad intergranular se reduce progresivamente por la diagénesis, pero es el tipo de porosidad dominante en areniscas.
- Porosidad intrapartícula: Es característica de sedimentos carbonatados, con restos fósiles, encontrándose la porosidad dentro de los granos detríticos.

Porosidad Secundaria:

La porosidad secundaria o de post-depósito es aquella que por definición es formada después de que un sedimento fue depositado. Es más diversa en morfología y su génesis es más compleja que la primaria.

- Porosidad intercrystalina: ocurre entre los cristales individuales de una roca cristalina, es del tipo de porosidad en rocas ígneas y metamórficas, pero sin embargo, ésta es una característica de los carbonatos los cuales han sufrido la cristalización, particularmente en dolomías recristalizadas.
- Porosidad fenestral: típica de carbonatos, esto ocurre en fragmentos de arenas carbonatadas, donde se gradúa en porosidad primaria, pero es más característico en lodos con pellets, laminitas de alga y lodos homogéneos de origen intermarea y lagunar. La deshidratación contemporánea, litificación y la generación de gas biogénico puede causar laminación y generar poros fenestrales subhorizontales entre las láminas.
- Porosidad vugular: Los vúgulos son de tipo secundario, formados por disolución, encontrándose entre ellos los carbonatos. Dicha disolución se lleva a cabo por las corrientes subterráneas de agua, disolviendo la roca y originando los vúgulos.
- Porosidad de fracturas: se origina en rocas duras pero quebradizas, las fracturas pueden permanecer abiertas después de su formación, por lo que da lugar a la porosidad de fracturas. Este tipo de porosidad caracteriza a las rocas compactas y es por consiguiente, formada generalmente después de las otras variedades de porosidad. Su origen puede deberse principalmente a las siguientes causas: plegamientos, fallas, tectonismo, intrusión de domos salinos. Las fracturas son sumamente importantes, ya que no tienen gran influencia en el aumento de porosidad de la roca, pero sí en el aumento de su permeabilidad.

Porosidad absoluta (ϕ_t). Es el volumen total de espacios (poros, canales, fisuras y cavernas) existentes entre los elementos minerales de la roca, entre el volumen bruto de la roca:

$$\phi_t = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \quad \text{I.9}$$

Donde:

V_p es el volumen total de espacios vacíos

V_s es el volumen ocupado por sólidos

V_t es el volumen total de roca.

La porosidad total puede expresarse de la siguiente manera:

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 \quad \text{I.10}$$

ϕ_1 Es la porosidad primaria, la cual puede ser intergranular o intercrystalina depende de la forma, tamaño y acomodamiento de los sólidos y es el tipo de porosidad que se encuentra comúnmente en las rocas clásticas; ϕ_2 es la porosidad secundaria, formada por las vesículas o cavernas debidas a la disolución de la matriz y por las fisuras o fracturas causadas por fuerza mecánica. Es común encontrar ϕ_2 en rocas de origen químico u orgánico (bioquímico), como son los carbonatos.

Porosidad interconectada (ϕ_c). Es aquella formada exclusivamente por poros que se encuentran comunicados entre si.

Porosidad potencial (ϕ_p). Es la parte de la porosidad interconectada, en la cual el diámetro de los canales de conexión entre los poros es lo suficientemente grande para permitir el paso de fluidos (mayor de 50μ para el aceite y mayor de 5μ para el gas).

Porosidad efectiva (ϕ_e). Es un término usado exclusivamente en el análisis de registros de pozos. Es la porosidad asociada a los fluidos libres, excluyendo por tanto a la porosidad no conectada y al volumen ocupado por el agua ligada a las partículas de arcilla.

La porosidad es un parámetro importante en la determinación del volumen de hidrocarburos contenidos en un yacimiento

PERMEABILIDAD (k).

La permeabilidad es una característica física de un medio poroso que indica la facilidad con la que un fluido se puede mover a través de él.

TIPOS DE PERMEABILIDAD

- Permeabilidad absoluta (K_a): es la facilidad de flujo de un fluido a través de un medio poroso, que depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa.
- Permeabilidad a un fluido (K_f): la permeabilidad a un fluido indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso cuando está saturado un 100% con tal fluido. Puede tenerse: K_g , K_o , K_w .
- Permeabilidad al líquido (K_l): es la permeabilidad de un medio poroso obtenida con el método de Klinkenberg. El valor de K_l es prácticamente igual al de la K_a .
- Permeabilidad efectiva a un fluido (K_{ef}): es la permeabilidad que una roca presenta a un fluido cuando éste no satura a la roca al 100%.
- Permeabilidad relativa a un fluido (K_{rf}): la permeabilidad relativa a un fluido de un medio poroso es la relación de la permeabilidad efectiva a tal fluido entre la permeabilidad absoluta o la permeabilidad al líquido del medio poroso. Puede tenerse: K_{rg} , K_{ro} , K_{rw}

UNIDADES DE LA PERMEABILIDAD

La permeabilidad se expresa en darcys (D) en rocas de yacimientos petroleros es mas común expresarla en milidarcys (mD): donde un milidarcy es igual a 0.001 D.

Un medio poroso tiene la permeabilidad de un darcy cuando un fluido con viscosidad de un centipoise fluye a un gasto de un centímetro cúbico por segundo por una sección transversal de un centímetro cuadrado del medio poroso bajo una caída de presión de una atmósfera por centímetro de longitud.

SATURACIÓN DE FLUIDOS (S_f).

Es la fracción del volumen de poros de una roca que se encuentra lleno con fluido (aceite, agua o gas). Se obtiene al dividir el volumen del fluido (V_f) a condiciones del medio poroso, entre el volumen de huecos intercomunicados del medio poroso.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad \text{I.11}$$

Donde:

V_f es el volumen del fluido (aceite, gas o agua) a condiciones del medio poroso.
 V_p es el volumen de poros del medio poroso (proveniente de ϕ_e).

Los poros en un yacimiento siempre estarán saturados de fluidos, nunca habrá poros vacíos.

$$\Sigma S = 1$$

$$S_o + S_w = 1$$

$$S_g + S_w = 1$$

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

I.12

La saturación del aceite o gas es la fracción del volumen poroso que contiene petróleo o gas. Los poros deben saturarse con algún fluido de este modo, la suma de todas las saturaciones de una determinada roca de formación debe ser igual al 100%. La presencia de una saturación de agua menor al 100% generalmente implica una saturación de hidrocarburos igual al 100% menos la saturación de agua (o sea $S_{Hc} = 1 - S_w$).

La saturación de agua de una formación puede variar de un 100% hasta un valor muy pequeño; sin embargo, muy rara vez es nula. Sin importar que tan rica sea la roca en hidrocarburos, siempre habrá una pequeña cantidad de agua capilar que el aceite no puede desalojar; generalmente dicha saturación se le conoce como saturación de agua irreductible.

En un yacimiento que contenga agua en el fondo y aceite en la parte superior, el contacto no siempre es claro; se presenta una transición más o menos gradual de un 100% de agua hasta un mayor contenido de aceite. Si el intervalo con contenido de aceite es suficientemente grande, la saturación de agua en la parte superior se aproxima a un valor mínimo llamado saturación de agua irreductible, S_{wi} .

Del mismo modo, es imposible retirar todos los hidrocarburos por medio de las técnicas de producción y recuperación más comunes. Alguna cantidad de hidrocarburos permanece atrapada en partes del volumen poroso; esta saturación de hidrocarburos se conoce como saturación residual de hidrocarburos, en caso de ser aceite sería saturación de aceite residual, S_{or} .

TIEMPO DE TRÁNSITO (• t).

Es el tiempo que tarda una vibración (sonido) en recorrer un pie de roca y se expresa de la siguiente forma:

Como $v = \frac{d}{t}$, se tiene que el inverso de la velocidad es

$$\frac{t}{d} = \frac{1}{v} \quad \text{y si } d = 1 \text{ pie}$$

entonces

$$\frac{t}{1 \text{ pie}} = \Delta t \left[\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}} \right]$$

I.13

Obtención:

A una muestra de roca, convenientemente preparada, se le da un impulso en un extremo y se mide el tiempo que tarda en llegar la vibración al otro lado del núcleo. Las mediciones se realizan a condiciones atmosféricas o a condiciones de yacimiento.

Los valores de $\bullet t$ dependen principalmente del tipo de roca (composición de la roca, tipo de matriz) y de la porosidad. Con los datos medidos se obtiene, para un grupo de muestras, una gráfica como lo muestra la figura I.6.

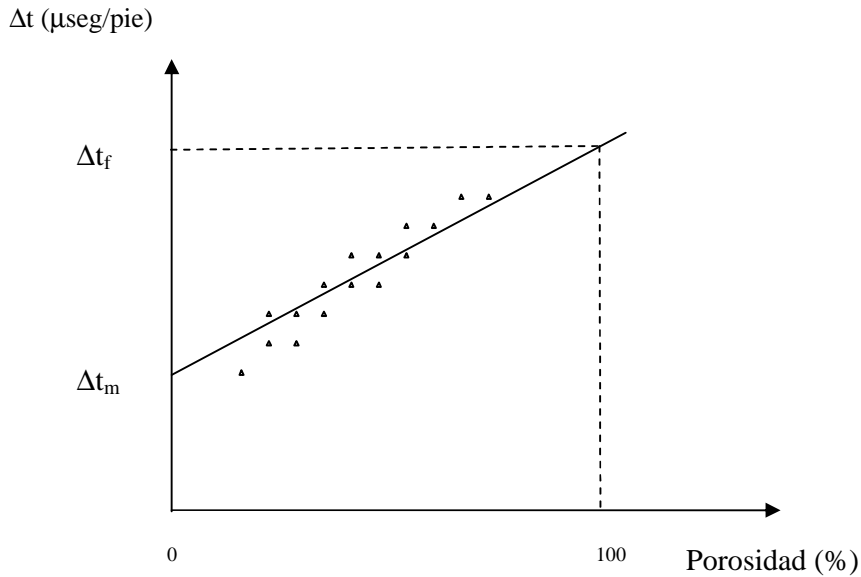


Figura I.6: Gráfica ϕ (porosidad) vs $\bullet t$

MATERIAL		VEL. TRANS. DE SONIDO [ft / seg]	$\bullet t_m$ [μ seg/pie]
FLUIDOS	AIRE	1088	919
	ACEITE	4300	232
	AGUA	5000-5300	200-189
ROCAS	LUTITAS	6000-16000	167-62.5
	ARENISCAS	18000-21000	55.6-47.6
	CARBONATOS	21000-23000	47.6-43.5
	DOLOMITAS	23000-26000	43.5-38.5

TABLA I.4: EJEMPLOS DE VALORES DE $\bullet T$ PARA ALGUNOS MATERIALES.

TORTUOSIDAD (τ).

Relación de la longitud media de las líneas de flujo existentes en la estructura porosa, definidas por los poros o espacios interconectados, entre la longitud del medio poroso.

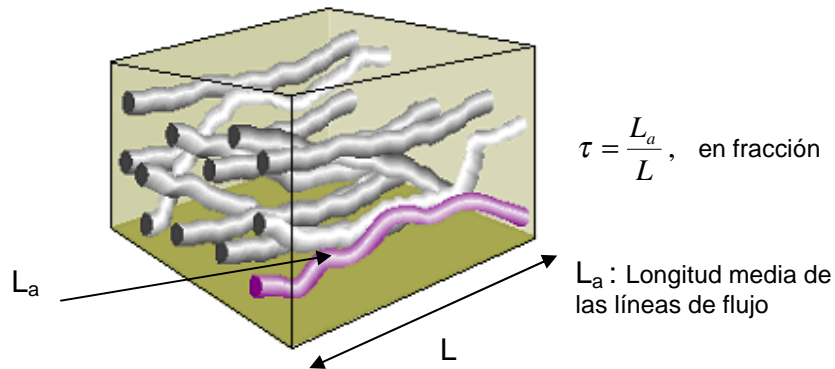


Figura I.7: Representación esquemática de L_a y L en una sección de roca (medio poroso interconectado)

Obtención

L_a : A partir del tiempo que tarda un ion en recorrer la distancia entre dos detectores colocados en los extremos de una muestra de roca y la velocidad de flujo del fluido que transporta el ion.

L : Medición directa en la muestra de roca.

Aplicaciones Principales:

- Determinación de características del medio poroso, en especial de la estructura porosa, como lo es su geometría.

Densidad (d , ρ).

Es la relación entre la masa y el volumen de un material y se expresa de la siguiente forma:

$$d = \frac{M}{V} \left[\frac{gr}{cm^3} \right] \quad I.14$$

Tipos de densidad

- Densidad del sistema roca fluido (d_{r-f}).
- Densidad de la roca (d_r).
- Densidad de la matriz o de los sólidos (d_m).

Obtención

- Densidad del sistema roca fluido

Una muestra de roca se satura con los fluidos existentes en el yacimiento. Se mide su peso y su volumen y se relacionan con la expresión antes vista.

- Densidad de la roca

Una muestra de roca se satura con aire o al vacío y se mide su peso y volumen de la roca y se relacionan con la ecuación.

- Densidad de la matriz

Una muestra de roca se satura con aire o al vacío y se mide su peso y volumen de sólidos y se relacionan con la ecuación.

RESISTIVIDAD ELÉCTRICA (R).

La resistividad eléctrica de una roca (R), es la resistencia que opone un volumen unitario de medio poroso al paso de una corriente eléctrica. La resistividad eléctrica de un conductor se expresa de la siguiente manera:

$$R = \frac{rA}{L} [\Omega - m] \quad \text{I.15}$$

Donde:

R es la resistividad eléctrica del conductor [ohms-m]

r es la resistencia eléctrica del conductor [ohms]

A es la sección transversal del conductor [m²]

L es la longitud del conductor [m]

También la resistividad eléctrica es el recíproco de la conductividad eléctrica (C)

$$R = \frac{1}{C} \quad \text{I.16}$$

Las rocas de un yacimiento petrolero están compuestas por sólidos y espacios (poros, huecos, cavernas). Los espacios están saturados por agua o por agua e hidrocarburos (aceite y/o gas). Los sólidos normalmente no son conductores de corriente eléctrica, tampoco los hidrocarburos; en cambio, el agua sí lo es, ya que tiene sales en solución que la convierten en un conductor tipo electrolítico. En ocasiones, la roca de un yacimiento tiene materiales que ayudan al paso de la corriente eléctrica, como son las arcillas cuando están en contacto con agua.

La magnitud del espacio poroso y su geometría influyen notablemente en la resistividad o conductividad eléctrica de la roca. Otros factores que influyen son: la cantidad de agua salada (salmuera) en los poros, la salinidad de la salmuera, la mojabilidad, así como las condiciones de temperatura y presión a las que se encuentra el sistema roca-fluidos.

El agua salada se presenta saturando la roca de un yacimiento desde valores mínimos, correspondientes a las saturaciones irreductibles, hasta valores máximos, cuando satura 100% a la roca, por lo que en un yacimiento se tiene un amplio rango de valores de resistividad o conductividad eléctrica.

El agua es un buen conductor de corriente eléctrica cuando contiene sales disueltas. A mayor cantidad de sales disueltas mayor facilidad para el paso de la corriente eléctrica o sea mayor conductividad y menor resistividad.

Para una cierta concentración de sales disueltas, a mayor temperatura mayor conductividad.

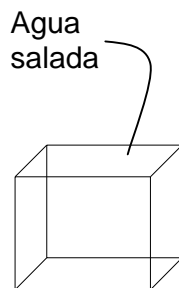
En un medio poroso y permeable, a mayor cantidad de fluido conductor mayor conductividad o menor resistividad.

Tipos de Resistividad

- En análisis de núcleos
 - R_o Resistividad de la roca cuando $S_w = 100\%$
 - R_t Resistividad de la roca cuando $S_w < 100\%$

Factores que afectan a la resistividad eléctrica del conductor (salmuera) y de la roca

- Resistividad del agua salada (R_w)



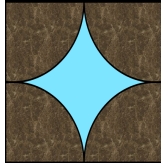
Si la salinidad aumenta (\uparrow) la resistividad del agua disminuye (\downarrow), es decir:

$$\begin{aligned} Sal \uparrow &\rightarrow R_w \downarrow \\ T \uparrow &\rightarrow R_w \downarrow \\ P \uparrow &\rightarrow R_w \uparrow \end{aligned}$$

- Resistividad de la roca

Con $S_w = 100\%$

R_o



$$Sal \uparrow \rightarrow R_o \downarrow$$

$$\phi \uparrow \rightarrow R_o \downarrow$$

$$T \uparrow \rightarrow R_o \downarrow$$

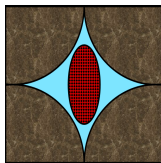
$$Ka \uparrow \rightarrow R_o \downarrow$$

$$P \uparrow \rightarrow R_o \uparrow$$

$$\tau \uparrow \rightarrow R_o \uparrow$$

Con $S_w < 100\%$

R_t



$$Sal \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

$$\phi \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

$$T \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

$$Ka \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

$$P \uparrow \rightarrow R_t \uparrow$$

$$\tau \uparrow \rightarrow R_t \uparrow$$

$$S_w \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

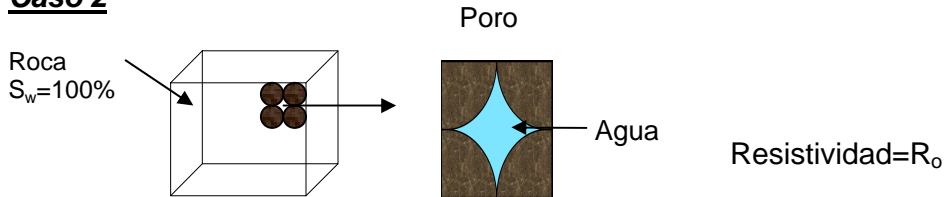
Relación entre las propiedades eléctricas de una roca con otras de sus propiedades físicas.

Considérese un cubo de agua (agua con resistividad R_w) de 1m de lado y dos cubos de roca porosa, exactamente iguales en la geometría de los poros, también de 1m de lado, saturado uno de ellos 100% con agua de resistividad R_w y el otro $S_w < 100\%$, también con resistividad R_w .

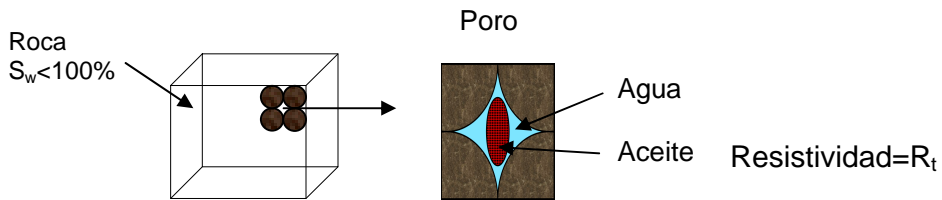
Caso 1



Caso 2

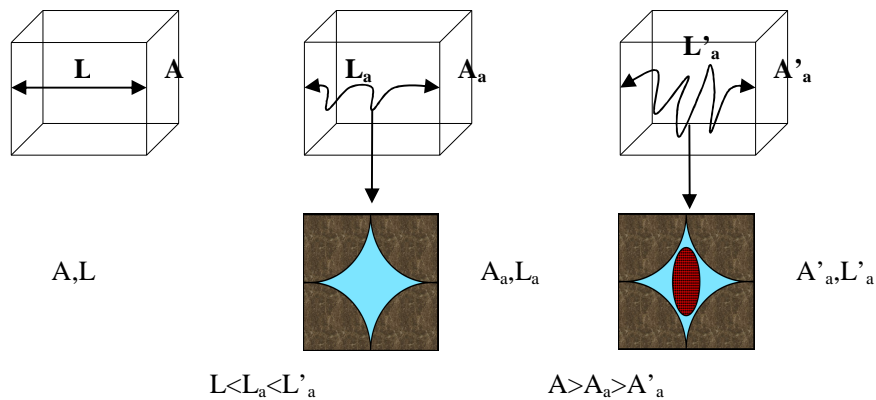


Caso 3



Resistividad del agua igual (R_w) en los tres casos.

Geometría del fluido conductor:



Se pasa corriente eléctrica en los tres cubos:

Caso 1.- Para el cubo de agua, la resistencia será:

$$r = \frac{R_w L}{A} \quad \text{I.17}$$

Caso 2.- Para el cubo de roca con $S_w = 100\%$, si los sólidos no son conductores de corriente eléctrica, ésta pasará solo por el agua o sea por un área A_a y recorrerá una longitud L_a . La resistencia de este espacio poroso saturado 100% de agua será:

$$r_1 = \frac{R_w L_a}{A_a} \quad \text{I.18}$$

Por definición, R_o es la resistividad de una roca cuando $S_w = 100\%$, por lo tanto:

$$R_o = \frac{r_1 A}{L} \quad \text{I.19}$$

$$\text{Sustituyendo: } R_o = \frac{R_w L_a A}{L A_a} \quad \text{I.20}$$

También por definición, el factor de formación, F , es la relación entre la resistividad de la roca 100% saturada con agua salada y la resistividad del agua salada saturante.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad \text{I.21}$$

$$\text{Sustituyendo: } F = \frac{R_w L_a A}{R_w L A_a} \quad \text{I.22}$$

$$\text{Simplificando: } F = \frac{L_a / L}{A_a / A} \quad \text{I.23}$$

$$\text{Finalmente: } F = \frac{\sqrt{\tau}}{A_a / A} \quad \text{I.24}$$

Donde τ es la turtuosidad.

Además, para algunos casos $\frac{A_a}{A} = \phi$ por lo que quedaría finalmente

$$F = \frac{C}{\phi} \quad \text{I.25}$$

Caso 3.- Para el cubo de roca con $S_w < 100\%$, la resistencia eléctrica en el conductor será:

$$r_2 = \frac{R_w L'_a}{A'_a} \quad \text{I.26}$$

La resistividad de una roca parcialmente saturada con agua se define como:

$$R_t = \frac{r_2 A}{L} \quad \text{I.27}$$

Sustituyendo: $R_t = \frac{R_w L'_a A}{L A'_a} \quad \text{I.28}$

El índice de resistividad, otro concepto fundamental, se define como:

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad \text{I.29}$$

por lo tanto:

$$I = \frac{A_a / A'_a}{L_a / L'_a} \quad \text{I.30}$$

Lo cual se puede expresar como:

$$I = \frac{L'_a A_a}{L_a A'_a} = \frac{L'_a}{L_a} \frac{1}{\frac{A'_a}{A_a}} \quad \text{I.31}$$

pero como $\frac{A'_a}{A} = S_w \quad \text{I.32}$

queda $I = \frac{L'_a}{L_a S_w} \quad \text{I.33}$

finalmente: $I = \frac{C'}{S_w} \quad \text{I.34}$

Empíricamente, Archie estableció las siguientes ecuaciones:

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad \text{I.35}$$

$$I = \frac{1}{S_w^2} \quad \text{I.36}$$

Con base en mayor investigación se han establecido las siguientes ecuaciones generales:

$$F = a\phi^{-m} \quad \text{I.37}$$

$$F = AK^{-M} \quad \text{I.38}$$

$$I = S_w^{-n} \quad \text{I.39}$$

Donde K es la permeabilidad absoluta y a, m, A, M y n se conocen como factores geométricos.

CAPÍTULO II

REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS.

II. 1 LITOLOGIA.

II. 2 POROSIDAD.

II. 3 RESISTIVIDAD.

II.1 REGISTROS DE LITOLOGIA

POTENCIAL ESPONTANEO (SP).

La curva de potencial espontáneo es un registro de fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas in situ. La curva de SP registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua congénita de la formación, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas). Generalmente la curva de SP se representa en la pista 1 (Pista izquierda) del registro. Por lo general, se mide conjuntamente con algún otro registro, como el de resistividad o porosidad. En la actualidad casi todo registro de pozo incluye la curva de SP y/o GR (rayos gama) (figura II.1).

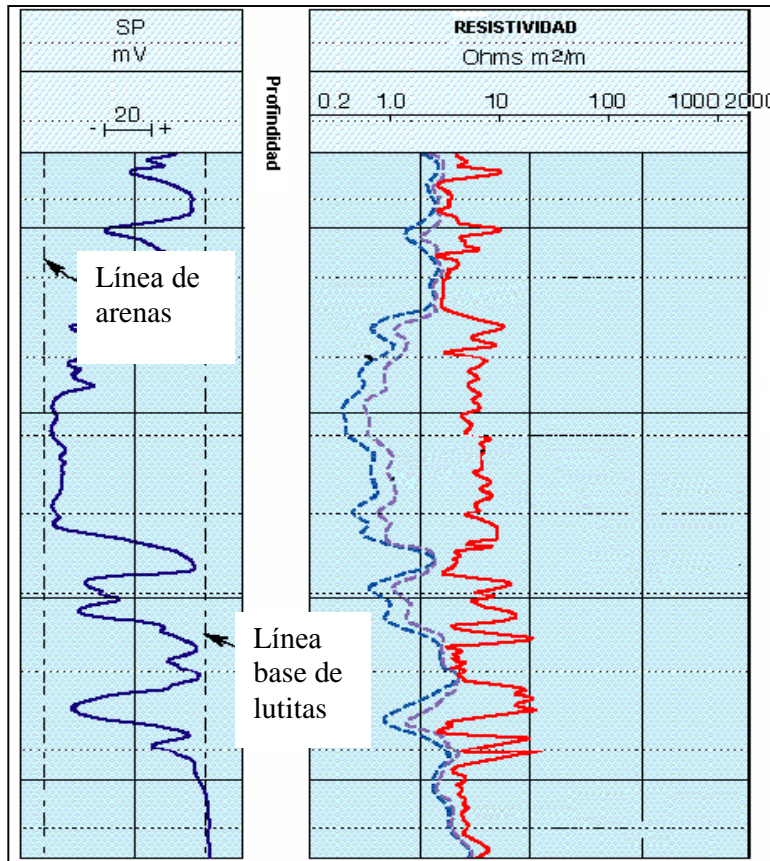


Figura II.1: Curva de potencial espontáneo.

La curva SP es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el pozo y un electrodo de superficie, en función de la profundidad.

Frente a las lutitas las lecturas de la curva del SP son más o menos consistentes y tienden a seguir una línea recta en el registro, llamada línea base de lutitas. Frente a formaciones permeables la curva del SP se aparta de la línea base de lutitas. En capas de suficiente espesor, tiende a alcanzar una desviación consistente definiendo una línea llamada de arenas. La desviación

puede ser hacia la izquierda (negativa) o hacia la derecha (positiva), dependiendo de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo.

El SP no se puede registrar en pozos llenos de lodos no conductores, porque tales lodos no forman una conexión eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Además, si las resistividades o salinidades del filtrado del lodo y el agua de formación son del mismo valor, las desviaciones del SP serán pequeñas y la curva será achatada sin variaciones apreciables.

ORIGEN DEL SP

Las desviaciones de la curva del SP son el resultado del flujo de corrientes existentes dentro del lodo del pozo. Estas "corrientes del SP" son producidas por fuerzas electromotrices en las formaciones, que son de origen electroquímico o electrocinética.

Componente electroquímico del SP

Se considera una formación permeable con capas gruesas de lutita encima y debajo y se supone también que los dos electrolitos presentes, filtrado de lodo y agua intersticial, contienen solo NaCl. Debido a su estructura laminar y a las cargas existentes sobre las láminas, las lutitas son permeables a los cationes Na^+ pero impermeables a los aniones del Cl^- . Cuando una lutita separa soluciones de NaCl de diferentes salinidades, los cationes de Na^+ (cargas positivas) se desplazan a través de la lutita, desde la solución más concentrada hacia la menos concentrada. Este movimiento de iones con cargas constituye una corriente eléctrica, y la fuerza que hace que se muevan corresponde a una diferencia de potencial a través de la lutita.

Como solo los cationes pueden atravesar las lutitas, éstas se comportan como membranas capaces de seleccionar iones. El potencial que se desarrolla a través de una lutita se llama potencial de membrana.

Otro componente del potencial electroquímico se produce en el borde de la zona invadida, donde el filtrado del lodo y el agua de formación están en contacto directo. Aquí los iones de Na^+ y Cl^- pueden pasar de una solución a la otra. Como los iones de Cl^- tienen mayor movilidad que los iones de Na^+ , el resultado es un flujo de las cargas negativas de la solución más concentrada a la solución menos concentrada. La corriente que fluye en el área de contacto entre soluciones de diferente salinidad produce una fuerza electromotriz llamada potencial de contacto de líquidos. Este potencial equivale a solo una quinta parte aproximada del potencial de membrana.

SP CONTRA PERMEABILIDAD Y POROSIDAD

Tan solo en formaciones que tienen alguna permeabilidad (basta una fracción de milidarcy) se puede efectuar el movimiento de iones origen del fenómeno

SP; sin embargo, no existe relación directa entre el valor de la permeabilidad y la magnitud de la desviación del SP, ni entre esta última y la porosidad.

SP ESTÁTICO (SSP)

Es el máximo valor que puede tener el SP para una cierta capa permeable y un contraste de salinidad dado. El SSP se encuentra en formaciones limpias, de espesor grande y saturadas 100% con agua salada.

FACTORES QUE INFLUYEN SOBRE EL SP

DE LA FORMACION DE INTERES	
Volumen de Arcillas o lutitas (↑)	entonces el SP (↓)
Espesor (↑)	entonces el SP (↑)
Resistividad (↑)	entonces el SP (↓)
DE LOS FLUIDOS EN CONTACTO	
Contraste de salinidades $\frac{R_{mf}}{R_w}$ (↑)	entonces el SP (↑)
Presencia de hidrocarburos para una formación con la misma arcillosidad e igual salinidad del agua de formación	entonces el SP (↓)
OTROS FACTORES	
Presión del lodo sobre la formación permeable	afecta poco
Invasión del filtrado de lodo	afecta poco
Diámetro del agujero	afecta poco

APLICACIONES DEL SP

1. Diferenciar rocas permeables y porosas, potencialmente productoras (areniscas, caliza, dolomía), de arcillas y lutitas no permeables.
2. Definir los límites de las capas y permite la correlación entre las capas.
3. Determinar valores de la resistividad del agua de formación, R_w .
4. Estimar el contenido arcilloso de una capa.

REGISTROS DE RAYOS GAMA (GR).

El registro de rayos gama mide la radioactividad natural emitida por las formaciones del subsuelo. La curva de rayos gama indica la magnitud de tal radiación natural. Todas las rocas contienen cierta cantidad de material radioactivo (U, Th, K) que emite rayos gama. Los elementos altamente radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas o las lutitas, por consiguiente la lutitas y las arenas altamente lutíticas (arenas arcillosas) muestran una radioactividad alta, en tanto que las arenas limpias y carbonatos generalmente exhiben niveles bajos de radioactividad, a menos que estén contaminadas de cenizas volcánicas o las aguas de formación contengan sales disueltas de potasio.

Rocas que contienen mezclas de minerales de alta y baja radioactividad manifestarán radioactividad intermedia. Asimismo, si el fluido que satura los poros es radioactivo, la roca será radioactiva. En la figura II.2 se muestra el comportamiento de una curva de GR ante las rocas con alta radioactividad y baja radioactividad.

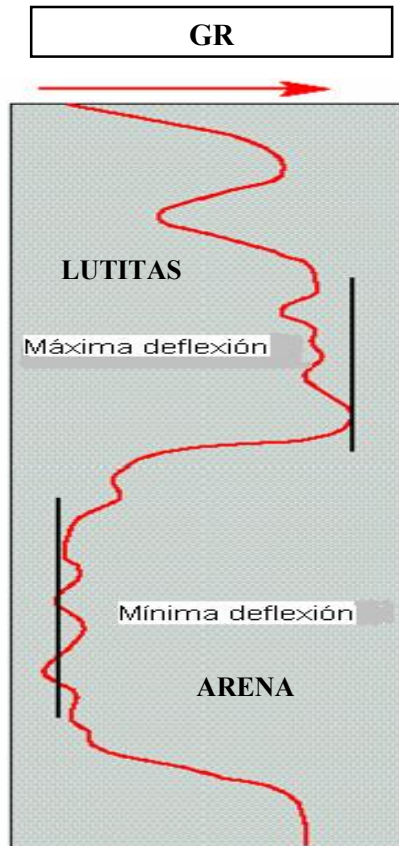


Figura. II.2: Curva de Rayos Gama

La curva de rayos gama puede ser registrada en pozos entubados, lo que la hace muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento de pozos. Es frecuentemente usada como sustituto del SP (Potencial Espontáneo) en los pozos entubados donde es imposible obtener el SP, o en pozos abiertos

cuando el SP no es satisfactorio; por ejemplo, en formaciones de alta resistividad, como son los sedimentos carbonatados. En ambos casos es útil en la identificación de capas no arcillosas y para correlaciones. Otra ventaja sobre el SP es que se puede medir cuando el pozo se perfora con lodo muy salado, con lodo a base aceite o con gas. En la figura II.3 se esquematiza el comportamiento típico que se obtiene en un registro de RG.

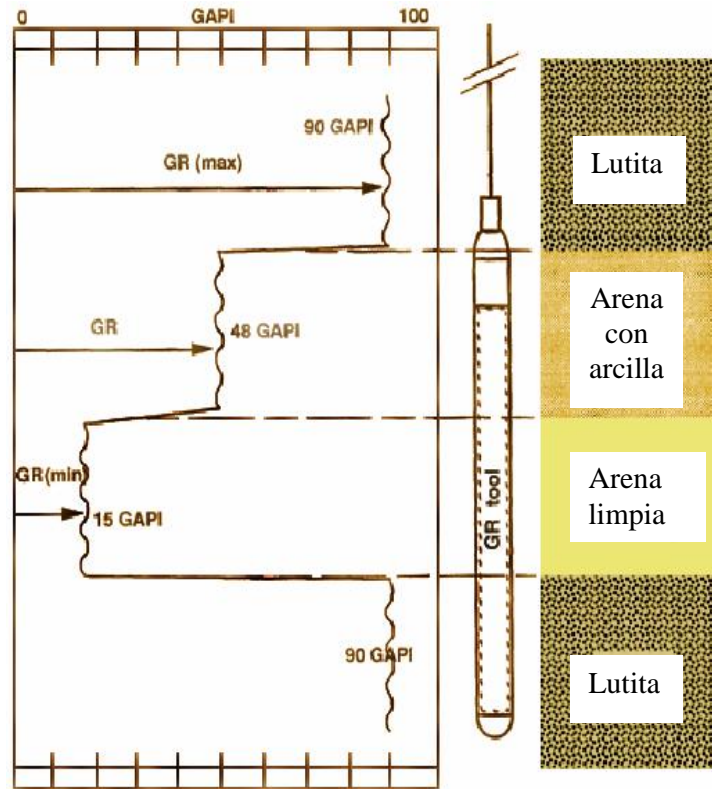


Figura II.3: Comportamiento del registro de Rayos Gama.

PROPIEDADES DE LOS RAYOS GAMA

Al pasar a través de materia, los rayos gama experimentan sucesivas colisiones con los átomos de la formación, de acuerdo al efecto Compton de dispersión, perdiendo energía en cada colisión. Finalmente, después de que el rayo gama ha perdido suficiente energía, es absorbido según el efecto fotoeléctrico. (En el efecto fotoeléctrico los rayos gama de baja energía son absorbidos completamente por los átomos del material de la formación dando lugar a la expulsión de los electrones desde dichos átomos).

La tasa de absorción varía con la densidad de la formación: dos formaciones que tienen la misma cantidad de material radioactivo por unidad de volumen, pero con diferentes densidades, mostrarán diferentes niveles de radioactividad; las formaciones menos densas aparecerán algo más radioactivas. La respuesta del registro de GR, después de las correcciones apropiadas para el pozo, etc. es proporcional a las concentraciones en peso del material radioactivo en la formación:

$$GR = \frac{\sum \rho_i V_i A_i}{\rho_b} \quad \text{II.1}$$

Donde:

- ρ_i Son las densidades de los minerales radioactivos,
- V_i Son los factores de volumen total de los minerales,
- A_i Son los factores de proporcionalidad correspondientes a la radioactividad del mineral,
- ρ_b Es la densidad global de la formación.

Una sonda de GR contiene un detector para medir la radiación gama que se origina en el volumen de la formación cerca de la sonda. En la actualidad generalmente se emplean contadores de centelleo para esta medición ya que son mucho más eficaces que los contadores Geiger-Muller, que antes se usaban. Debido a su mayor eficacia, los contadores de centelleo solo necesitan unas cuantas pulgadas de longitud, por lo tanto, se obtiene un buen detalle de la formación. El registro de rayos gama puede correrse en combinación con otros registros, por ejemplo con los siguientes: Neutrón, Sónico, Densidad, Inducción, Laterolog, etc.

En la interpretación de curvas de rayos gama y otros tipos de radioactividad, se escoge el límite vertical de los estratos en un punto medio entre las desviaciones máximas y mínima de la anomalía. La profundidad a la que aparece este punto depende de la velocidad de registro y la constante de tiempo; cuanto más rápida la velocidad o mayor constante, tanto mayor será el desplazamiento de la profundidad aparente de la anomalía en la dirección del movimiento del aparato.

Este retardo (lag) es aproximadamente igual a la distancia en que se desplaza el contador durante una constante de tiempo, de acuerdo con la relación:

$$\text{Retardo (pies)} = \text{velocidad (pies/segundo)} \times \text{constante de tiempo (segundos)}$$

Para evitar que la curva tenga mucha distorsión, se selecciona la velocidad de registro de tal manera que la demora o retardo sea de más o menos 1 pie (30.48 cm.). Así, para una constante de tiempo de 2 segundos, la velocidad de registro es de 0.5 pies/seg. o 1800 pies/hora (500 metros/hora).

FACTORES QUE INFLUYEN SOBRE EL REGISTRO DE RAYOS GAMA.

DE LA FORMACION DE INTERES	
Arcillosidad (↑)	Radioactividad (↑)
Densidad de la roca (↑) (En el caso de rocas con la misma cantidad de material radioactivo por unidad de volumen)	Radioactividad (↓)
OTROS FACTORES	
Densidad del lodo (↑) (Para diámetro de agujero constante)	Radioactividad (↓)
Resistividad del lodo	No afecta
Diámetro del agujero (↑) (Para densidad de lodo constante)	Radioactividad (↓)
Espesor del enjarre	No afecta
Espesor del cemento y de la tubería (↑) (en caso de haberse registrado el pozo ya ademado)	Radioactividad (↓)
Excentricidad de la sonda	Afecta poco si el agujero es menor de 13 pg y no contiene lodo de alta densidad

APLICACIONES

El registro de RG es particularmente útil para definir las capas arcillosas cuando el SP esta distorsionado (en formaciones muy resistivas), cuando el SP es insignificante (en formaciones que tengan agua dulce o en lodo salado; es decir cuando $R_{mf} \approx R_w$), o cuando el SP no se puede registrar (en lodo no conductivo, pozos vacíos o perforados con aire o en pozos revestidos). Se toma el límite de la capa en un punto intermedio entre la deflexión máxima y la mínima de la anomalía.

El registro de GR refleja la proporción de arcilla y, en muchas regiones, se puede utilizar cuantitativamente como un indicador de arcillosidad. También se emplea para la detección y evaluación de minerales radioactivos como el Potasio y el Uranio.

II.2 REGISTROS DE POROSIDAD.

REGISTRO SÓNICO (BHC).

El sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica, es una fuerza que se trasmite desde una fuente de sonido como un movimiento molecular del medio. Este movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan un arreglo en condiciones estáticas. Al recibir la onda acústica cada molécula transfiere su energía a la siguiente. Las áreas de distancia mínima entre las moléculas se llaman “áreas de compresión” y las de mayor distancia se llaman “áreas de refracción”. Un impulso de sonido aparecerá como un área de compresión seguida por un área de refracción.

El registro sónico mide el tiempo mínimo requerido para que una onda acústica viaje verticalmente a través de un pie de formación adyacente al agujero, es decir el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación. Conocido también como “tiempo de tránsito (Δt)”, es el valor del recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido. El tiempo de tránsito de una roca depende de su litología y porosidad. La dependencia de la porosidad, conocida la litología, hace que el registro sónico sirva como registro de porosidad. El tiempo de tránsito sónico integrado es muy útil en la interpretación de registros sísmicos.

En el equipo sónico los impulsos son repetitivos y el sonido aparecerá como áreas alternadas de compresiones y refracciones llamadas ondas. Ésta es la forma en que la energía acústica se transmite en el medio. La figura II.4 muestra las diferentes trayectorias de ondas.

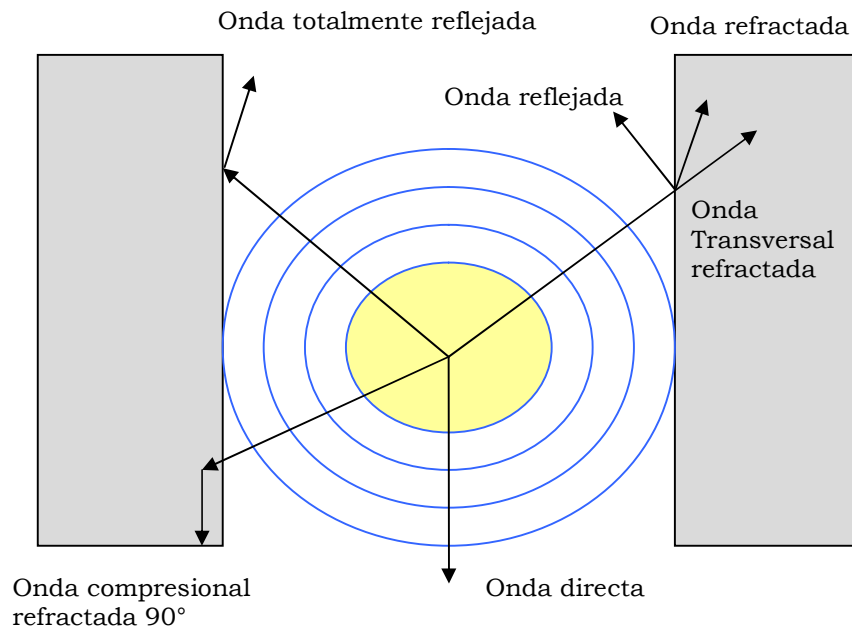


Figura II.4: Posibles direcciones de la trayectoria de una onda acústica.

FUNDAMENTO

Cuando un transmisor es activado por un pulso, se genera una onda de sonido la cual penetra la formación. Se mide el tiempo transcurrido entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes. Los transmisores son activados alternadamente, los valores de Δt son promediados automáticamente en la superficie. La computadora también integra los tiempos de tránsito para obtener el tiempo total de tránsito.

EQUIPO

La velocidad del sonido en la sonda sónica y en el lodo de perforación es menor que en la formación, consecuentemente, los primeros arribos de energía acústica a los receptores corresponden a recorridos del sonido dentro de la formación cerca de la pared del pozo. Por lo tanto el diámetro de investigación del registro sónico es de pocas pulgadas.

Los aparatos actualmente utilizados para la obtención de perfiles sónicos son del tipo BHC (Bore Hole Compensated, figura II.5). Este tipo de sonda elimina substancialmente los efectos debidos a cambios de diámetro en el pozo como también los errores producidos por la sonda.

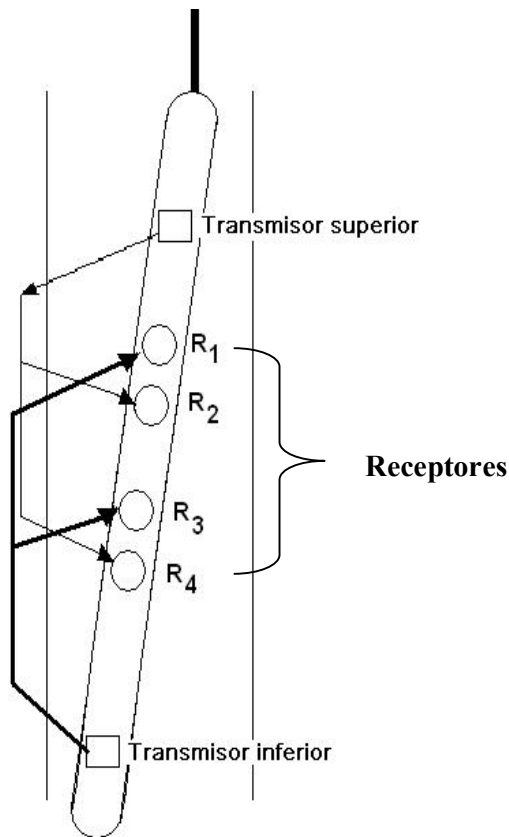


Figura II.5: Arreglo de la sonda BHC.

Las sondas BHC más comunes son de $3\frac{5}{8}$ pulgadas de diámetro, pero existen otras, como son las de $3\frac{3}{8}$ y $1\frac{11}{16}$ pulgadas de diámetro.

APLICACIONES

- Correlación de datos sísmicos
- Determinación de porosidad primaria y secundaria
- Detección de intervalos con gas
- Realizar correlaciones geológicas

DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD

Con base a experimentos en laboratorio, Wyllie llegó a la conclusión de que en formaciones limpias y consolidadas con pequeños poros distribuidos uniformemente, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito.

Ecuación de Wyllie para formaciones limpias

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \tag{II.2}$$

donde:

- ϕ : porosidad
- Δt : Δt del registro para la formación de interés
- Δt_f : Δt del fluido saturante
- Δt_m : Δt de la matriz

FACTORES QUE INFLUYEN SOBRE EL REGISTRO SÓNICO:

DE LA FORMACION DE INTERES	
Porosidad primaria (↑)	Δt (↑)
Volumen de arcillas (↑)	Δt (↑)
Porosidad secundaria	Δt (↓)
Consolidación (para igual porosidad) (↓)	Δt (↑)
Composición de la matriz	Varia
Presencia de gas (para formaciones no consolidadas)	Δt (↑)
OTROS FACTORES	
Diámetro del agujero	No afecta si d=cte
Excentricidad de la sonda (inclinación de la sonda). Esto se elimina con el registro BHC	No afecta si existe excentricidad
Resistividad del lodo	No afecta
Espesor del enjarre	No afecta

En combinación con otros registros de porosidad puede ser usado en la evaluación de arenas arcillosas y en la definición de litología y de porosidad secundaria.

PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

Las velocidades sónicas en litologías de formaciones comunes fluctúan alrededor de 6000 a 23000 pies/seg. para evitar fracciones decimales pequeñas se registra el inverso de la velocidad t en microsegundos por pie. El tiempo de tránsito por lo general se registra en escala lineal en las pistas 2 y 3 (figura II.6). También se puede registrar simultáneamente, en la pista 1 una curva SP y/o una de calibración de agujero.

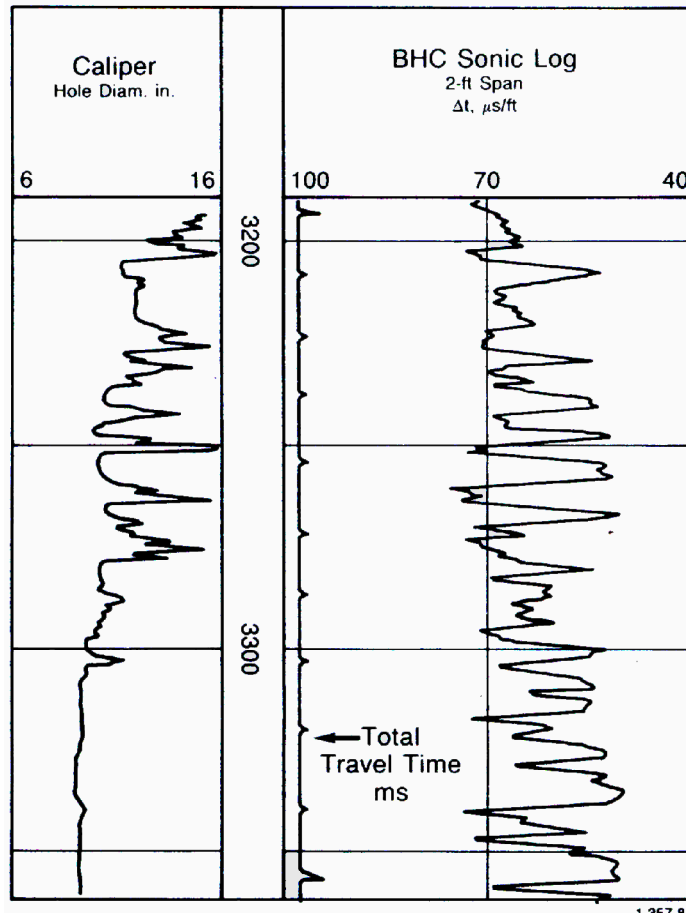


Figura II.6: Registro Sónico (BHC).

REGISTRO DE DENSIDAD (FDC).

El registro de densidad es un registro radioactivo que mide la densidad total de la formación (ρ_b) con base en el fenómeno Compton (transferencia de una parte de la energía de un rayo gama a un electrón, al momento de chocar ambos). Se bombardean rayos gama a la formación y son dispersados por los electrones de los átomos del material, perdiendo energía.

Si el material es muy denso (contiene muchos electrones) los rayos gama introducidos a la formación son esparcidos mas (existen mas choques) por lo que la mayor cantidad de ellos son absorbidos y pocos llegan al detector de la sonda. En formaciones con pocos electrones (menor densidad) los rayos gama no pierden tanta energía, por lo que pocos son absorbidos y muchos llegan al detector.

La densidad de las formaciones se relaciona con la porosidad: densidades altas corresponden a porosidades bajas y viceversa, para una litología conocida.

En este registro, las lutitas generalmente muestran densidades medias a altas (baja porosidad).

El registro de densidad de la formación se utiliza principalmente como registro para obtener la porosidad. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la localización de zonas con gas, evaluación de arenas con arcilla y de litologías complejas, determinación de producción en lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga, y propiedades mecánicas de las rocas.

FUNDAMENTO:

Una fuente radioactiva colocada en un patín es aplicada contra la pared del pozo. Esta fuente emite hacia la formación rayos gama de mediana energía.

Los rayos gama pueden ser considerados como partículas de alta velocidad que chocan contra los electrones de la formación. En cada choque un rayo gama cede algo de su energía cinética, pero no toda, al electrón y continúa su trayectoria con menor energía. Este tipo de interacción se conoce como efecto Compton de dispersión.

Los rayos gama dispersos llegan a un detector colocado a una distancia fija de la fuente y son evaluados como una medida de densidad de la formación ya que el número de rayos gama de efecto Compton están directamente relacionados con el número de electrones en la formación.

De este modo, la medición del aparato de densidad está relacionada esencialmente con la densidad de los electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. Por otra parte, la densidad de los electrones está relacionada con la densidad total, (ρ_b), en gr/cm^3 , de la

formación. Esta última a su vez depende de la densidad de la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que ocupan los poros.

EQUIPO:

Para disminuir el efecto de la columna de lodo, tanto la fuente como el detector están montados en el patín cubierto. Se aprietan las aperturas en el blindaje contra la pared del pozo mediante un brazo excentralizador. La fuerza ejercida por el brazo y el diseño en forma de arado del patín, le permiten cortar los enjarres suaves, caso común en pequeñas y medianas profundidades. En zonas de enjarre más consistente algo del mismo lodo puede quedar interpuesto entre el patín y la formación. En este caso el enjarre es visto por el aparato como si fuera formación y por lo tanto su influencia debe ser tomada en cuenta.

Pero como hay rugosidad de la pared del pozo, es decir, que el contacto entre el patín y la formación no es del todo perfecto, se debe aplicar una corrección a las lecturas, la que puede llegar a ser bastante grande. Si sólo se utiliza un detector, no es fácil determinar la corrección ya que depende del espesor y composición del enjarre o del lodo interpuesto entre el patín y la formación.

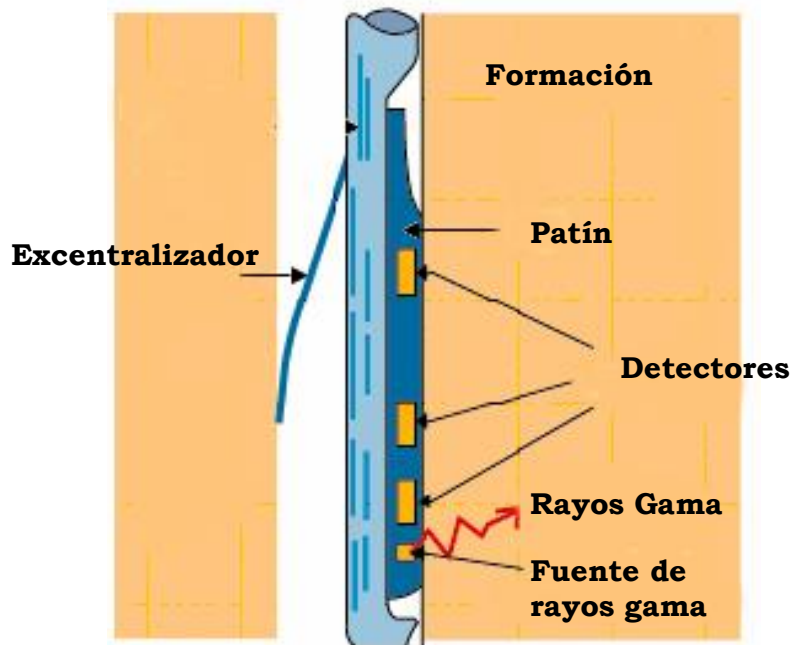


Figura II.7: Esquema de una herramienta de registro de densidad.

PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

La curva de densidad total, ρ_b , se registra en las pistas 2 y 3 con una escala de densidad lineal, en gramos por centímetro cúbico, figura II.8. La curva $\Delta\rho$ (que muestra cuánto se corrige la curva de densidad por efecto del enjarre y rugosidad del pozo) se registra en la pista 3 y la curva de calibre del agujero se coloca en la pista 1.

También puede registrarse una curva de porosidad opcional en las pistas 2 y 3.

Esta es una solución continua de la ecuación $\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$, con la utilización

de valores preseleccionados de ρ_{ma} y ρ_f , de acuerdo con las condiciones existentes. También se puede registrar simultáneamente a lo anterior, en la pista 1, una curva de rayos gama.

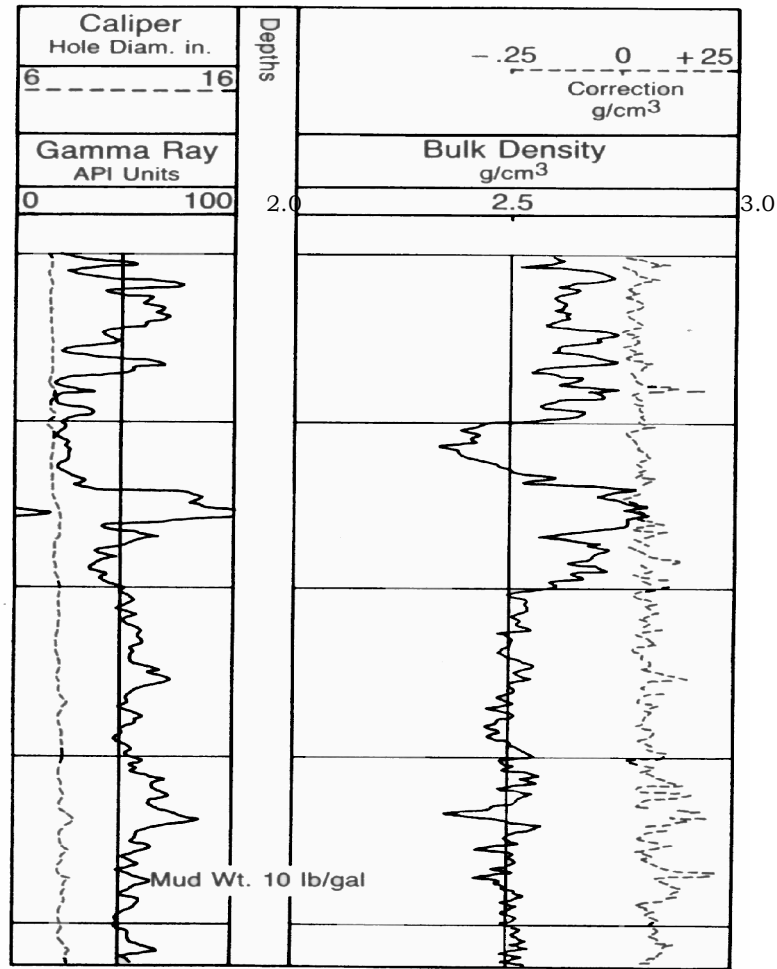


Figura II.8: Registro Densidad (FDC).

POROSIDAD A PARTIR DEL REGISTRO DE DENSIDAD.

Para una formación limpia con una matriz de densidad conocida, ρ_{ma} , que tenga una porosidad ϕ , que contenga un líquido de densidad promedio, ρ_f , la densidad total de la formación será:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \tag{II.3}$$

Para fluidos usuales (excepto gas e hidrocarburos ligeros) y para minerales comunes de las matrices de yacimiento, la diferencia entre la densidad

aparente ρ_a , que lee el registro de densidad y la densidad total, ρ_b , es tan pequeña ($\rho_b = \rho_a$), que no se toma en cuenta, quedando por lo tanto:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{II.4}$$

El fluido que satura los poros de las formaciones permeables es mayormente filtrado de lodo, este filtrado puede tener una densidad que va desde menos de 1 hasta más de 1.1 g/cm³, dependiendo este valor de su salinidad, temperatura y presión.

EFFECTO DE LA LUTITA

La interpretación del registro de densidad puede ser afectada por la presencia de arcillas o lutitas en las formaciones. A pesar de que las propiedades de la lutita varían con las formaciones y el lugar, una densidad típica para capas de lutita e intercalaciones laminares de lutita es del orden de 2.2 a 2.65 g/cm³, las densidades de las lutitas tienden a ser menores en profundidades pequeñas donde las fuerzas de compactación no son tan grandes. Las lutitas dispersas o arcillas diseminadas en los espacios porales pueden tener, en general, densidades algo menores que las lutitas intercaladas.

FACTORES QUE INFLUYEN SOBRE EL REGISTRO DE DENSIDAD

DE LA FORMACION DE INTERES	
Porosidad (↑)	ρ_b (↓)
Variación de la porosidad de un lado a otro del agujero	ρ_b (varía en diferentes corridas)
Lutita (↑)	ρ_b (↑)
Formación diferente a la calibración (caliza con Sw=100%)	ρ_b (requiere corrección)
Composición de la matriz	ρ_b varia
DE LOS FLUIDOS SATURANTES	
Presencia de gas en formaciones con poca o sin invasión de filtrado de lodo.	ρ_b (↓)
Mala adherencia entre el patín y la formación	Requiere corrección
OTROS FACTORES	
Invasión de filtrado	Solo si existe gas

REGISTRO NEUTRON (CNL).

El registro neutrón mide la habilidad de las formaciones para atenuar el paso de neutrones a través de ellas.

Por medio de una fuente radioactiva colocada en la sonda, se emiten neutrones con alta energía (alta velocidad) a la formación. Estos neutrones chocan con átomos de los materiales existentes en la formación y se desaceleran (pierden energía) hasta alcanzar en muy poco tiempo un estado tal que se mueven al azar, sin ganar ni perder energía. En este estado, llamado térmico, los neutrones son capturados por varios materiales. Al momento de la captura, el núcleo captorante se excita intensamente y emite un rayo gama de captura que es registrado por el contador colocado, también en la sonda, a cierta distancia de la fuente de neutrones. Dependiendo del tipo de sonda, se registran los rayos gama de captura o los neutrones mismos.

En una formación limpia, el hidrógeno se encuentra solo en el agua y el aceite, ambos fluidos contienen aproximadamente la misma cantidad de hidrógeno.

PRINCIPIO

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras; cada una tiene una masa casi idéntica a la masa de un átomo de hidrógeno. Una fuente radioactiva en la sonda emite constantemente neutrones de alta energía (rápidos). Estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación en lo que podría considerarse como colisiones elásticas, y en cada una de estas, el neutrón pierde algo de su energía.

La cantidad de energía perdida por colisión depende de la masa relativa del núcleo con el que choca el neutrón. La mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón golpea un núcleo con una masa prácticamente igual, es decir un núcleo de hidrógeno. Las colisiones con núcleos pesados no desaceleran mucho al neutrón. Por lo tanto, la desaceleración de neutrones depende en gran parte de la cantidad de hidrógeno de la formación.

Debido a las colisiones sucesivas, en unos cuantos microsegundos los neutrones habrán disminuido su velocidad a velocidades térmicas. Entonces se difunden aleatoriamente, sin perder más energía, hasta que son capturados por los núcleos de átomos de cloro, hidrógeno o silicio.

El núcleo que captura se excita intensamente y emite un rayo gama de captura de alta energía. Dependiendo del tipo de herramienta de neutrones, un detector en la sonda capta estos rayos gama de captura o los neutrones mismos.

Cuando la concentración de hidrógeno del material que rodea a la fuente de neutrones es alta, la mayoría de éstos son desacelerados y capturados a una corta distancia de la fuente. Por el contrario, si hay poca concentración de hidrógeno, los neutrones se alejan de la fuente antes de ser capturados. De

acuerdo con esto, la tasa de conteo en el detector aumenta para bajas concentraciones de hidrógeno y viceversa.

La herramienta CNL (figura II.9) es del tipo mandril y está especialmente diseñada para combinarse con cualquier otra herramienta para proporcionar un registro de neutrones simultáneo. La herramienta CNL es un instrumento de detección de neutrones térmicos de doble espaciado. El equipo de superficie mide la frecuencia promedio de conteo de los dos detectores para producir un registro en una escala lineal del índice de neutrones capturados. La fuente de 16 curies y espacios mayores entre la fuente y el detector dan a la herramienta CNL una mayor profundidad radial de investigación. Además esta herramienta puede correrse en agujeros llenos de fluido, revestido o abierto, pero no se puede usar en agujeros con gas.

Como el CNL mide los neutrones térmicos, la respuesta se ve afectada por los elementos que tienen una alta sección transversal de captura de neutrones térmicos. La herramienta es sensible a la arcilla de la formación ya que ésta generalmente contiene pequeñas cantidades de boro, que tienen secciones transversales de captura de neutrones térmicos particularmente alta. Este efecto, si es excesivo, puede ocultar la respuesta de la herramienta al gas en formaciones con arcilla.

Para optimizar la respuesta al gas y mejorar la interpretación en la presencia de elementos absorbentes de neutrones, la herramienta de Doble Porosidad incorpora dos detectores de neutrones epitermales (neutrones a punto de ser capturados), además de los detectores de neutrones termale. Así se obtienen dos mediciones de porosidad por separado, una por cada par de detectores, por lo que en formaciones limpias las porosidades medidas generalmente concuerdan y en formaciones con arcilla que contengan un gran número de elementos absorbentes de neutrones termale, la porosidad que miden los detectores epitermales tienen un valor más bajo y concuerda de manera más cercana con la porosidad derivada de la densidad. La comparación de las dos mediciones de porosidad indica el contenido de arcilla.

En un espaciado dado entre la fuente y el detector, la frecuencia de conteo de neutrones epitermales es aproximadamente de un orden menor que la de los neutrones termale. Por lo que para tener la frecuencia de conteo razonable, los detectores epitermales se colocan más cerca de la fuente. La configuración del detector de neutrones termale duplica a la de la herramienta CNL estándar.

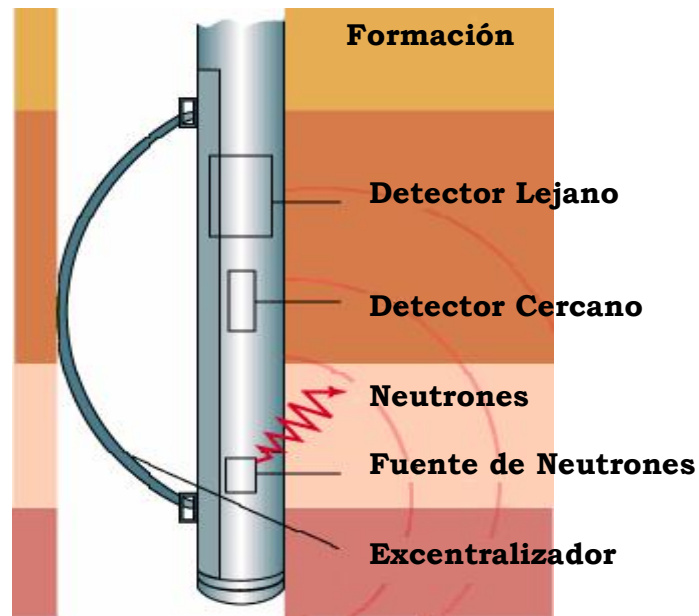


Figura II.9: Herramienta de registro neutrón.

Los valores de porosidad se registran linealmente en las pistas 2 y 3. Como lo muestra la figura II.10. Los registros CNL se graban en unidades lineales de porosidad para una matriz de litología en particular. Cuando la herramienta CNL se corre en combinación con otra herramienta de porosidad, todas las curvas pueden registrarse en la misma escala de porosidad. Esta superposición permite una interpretación visual cualitativa de la porosidad y la litología en presencia de gas.

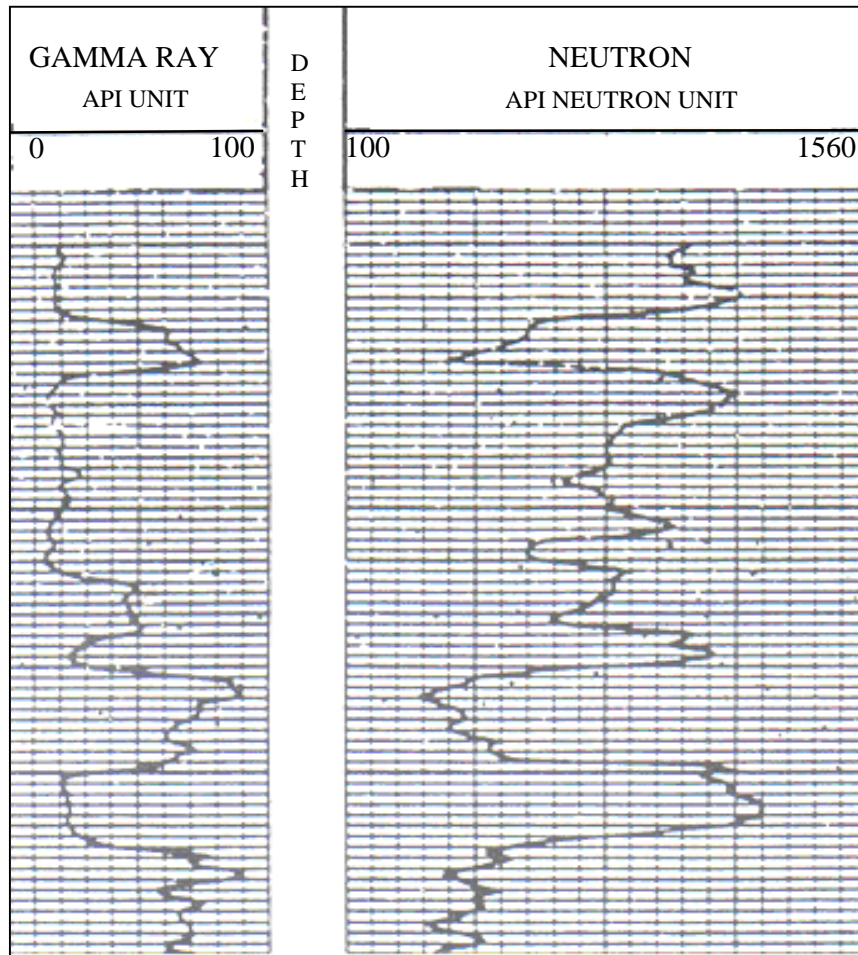
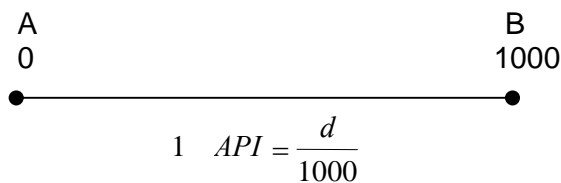


Figura II.10: Registro Neutrón (CNL).

CALIBRACIÓN

El principal estándar de calibración para los registros de neutrones es la fosa de neutrones API ubicada en Houston. La respuesta de la herramienta de registro en una caliza saturada de agua con una porosidad de 19% se definió en 1000 unidades API. Una unidad API es la milésima parte de la distancia entre el punto A que indica que no hay emisión de neutrones y el punto B que corresponde a la radiación registrada cuando se bombardea con neutrones una caliza de 19% de porosidad, saturada 100% de agua.



El principal estándar de calibración para el registro CNL es una serie de formaciones de laboratorio saturadas de agua. Las porosidades de estas formaciones controladas se conocen con aproximación ± 0.5 unidades de porosidad. El estándar secundario (en taller) es un tanque de calibración lleno de agua. Una verificación en el sitio del pozo se realiza utilizando un dispositivo que reproduce la relación de velocidad de conteo que se obtuvo en el tanque.

RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA

Como el aceite y el agua contienen prácticamente la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, las respuestas reflejan la porosidad en formaciones limpias saturadas de fluido. Sin embargo, la herramienta responde a todos los átomos de hidrógeno en la formación, incluyendo aquellas combinadas químicamente en los minerales de la matriz de la formación.

Por lo tanto, la lectura de los neutrones depende en su mayor parte del índice de hidrógeno en la formación que es proporcional a la cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, tomando como unidad el índice de hidrógeno del agua dulce en las condiciones de superficie.

Índice de hidrógeno del agua salada

El NaCl disuelto ocupa espacio y reduce la densidad del hidrógeno. Una fórmula aproximada para el índice de hidrógeno de una solución salina a 75° F es: $H_w = 1 - 0.4 P$; donde P es la concentración de NaCl en ppm, H_w es el índice de hidrógeno y una fórmula más general, independiente de la temperatura, es: $H_w = \rho_w (1 - P)$, donde ρ_w es la densidad del agua.

En los registros en pozos abiertos, las formaciones están generalmente invadidas y se considera que el agua, en zonas hasta donde llega la investigación de los registros, tiene la misma salinidad que el fluido que llena el pozo. Para pozos entubados, la zona invadida usualmente desaparece con el tiempo y la salinidad del agua es la del agua de formación.

DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD CON EL REGISTRO NEUTRÓN.

El registro neutrón puede proporcionar valores de porosidad aparentes siempre que se tomen en cuenta algunas suposiciones y correcciones. Sin embargo, solamente se puede reconocer y corregir ciertos efectos como lo es la litología, contenido de arcilla y cantidad y tipo de hidrocarburo cuando exista información adicional de porosidad del registro sónico o densidad. Cuando se hace una interpretación basada sólo en el registro neutrón hay que darse cuenta de las incertidumbres correspondientes.

FACTORES QUE INFLUYEN SOBRE EL REGISTRO NEUTRÓN

DE LA FORMACION DE INTERES	
Arcillosidad (↑)	Lectura del detector (↓)
Presencia de gas (↑) (en formaciones de alta porosidad, baja invasión de filtrado de lodo)	Lectura del detector (↑)
DE LOS FLUIDOS SATURANTES	
Invasión del filtrado de lodo	No afecta si se desea conocer la porosidad Sí afecta, si se desea conocer la porosidad y el tipo de fluido en la formación. En formaciones de baja porosidad (invasión grande) es imposible identificar el gas.
OTROS FACTORES	
Diámetro del agujero (↑) (se recomienda correr el registro en agujeros de poco diámetro)	Lectura del detector (↓)
Resistividad del lodo (↓) , sal (↑)	Lectura del detector (↓)
Densidad del lodo (↑) , sal (↑)	Lectura del detector (↓)
Espesor del enjarre (↑)	Lectura del detector (↓)
Espesor del ademe y el cemento (↑) (cuando se corre el registro neutrón en pozo ademado, se recomienda usarlo solo en forma cualitativa)	Lectura del detector (↓)
Excentricidad de la sonda (↑)	Lectura del detector (↑)

Resumen de algunos aspectos cualitativos de los registros de porosidad.

Porosidad Si $\phi \uparrow$ entonces
Sónico $\Delta t \uparrow$,
Neutrón conteo \downarrow ,
Densidad $g/cm^3 \downarrow$

Efecto de las arcillas y el gas sobre las mediciones de los registros de porosidad

	Sónico		Neutrón		Densidad	
Lutita \uparrow	$\Delta t \uparrow$	$\phi_\alpha \uparrow$	Conteo \downarrow	$\phi_\alpha \uparrow$	$g/cm^3 \uparrow$	$\phi_\alpha \downarrow$
Gas \uparrow	$\Delta t \uparrow^*$	$\phi_\alpha \uparrow^*$	Conteo \uparrow	$\phi_\alpha \downarrow$	$g/cm^3 \downarrow$	$\phi_\alpha \uparrow$

* Solo en formaciones no compactadas.

La combinación de los registros de porosidad permite cualitativamente detectar la presencia de gas.

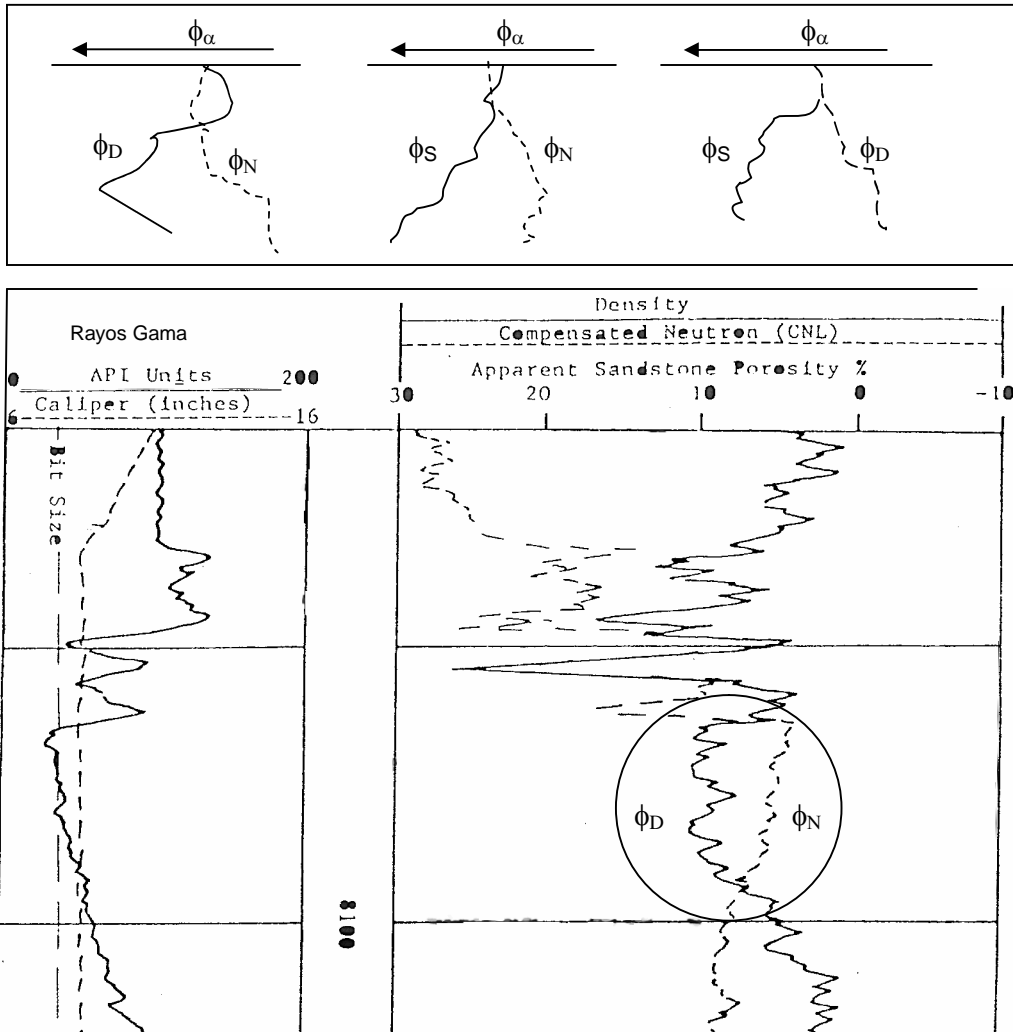


Figura II.11: Combinación de registros de porosidad ($\phi_D - \phi_N$), para la detección cualitativa de gas.

II.3 REGISTROS ELÉCTRICOS(resistividad o conductividad) (R o C)

Resistividad (R): resistencia que opone un volumen unitario del medio poroso al paso de la corriente eléctrica. La resistividad (resistencia específica) de una sustancia, es una resistencia medida entre lados opuestos de un cubo unitario de la sustancia a una temperatura específica.

La resistividad se expresa en forma abreviada como:

$$R = r \times \frac{A}{L} \quad \text{II.5}$$

donde:

R es la resistividad en ohms-metros

r es la resistencia en ohms

A es el área en m²

L es la longitud en m

FUNDAMENTO

La resistividad de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos. La electricidad puede pasar a través de una formación sólo debido al agua conductiva que contenga dicha formación atravesando las diferentes zonas perpendiculares al pozo (figura II.12), presentando diferentes resistividades al paso de esta corriente eléctrica en cada una de ellas. Las formaciones subterráneas tienen resistividades medibles y finitas debido al agua existente dentro de sus poros o al agua intersticial absorbida por una arcilla.

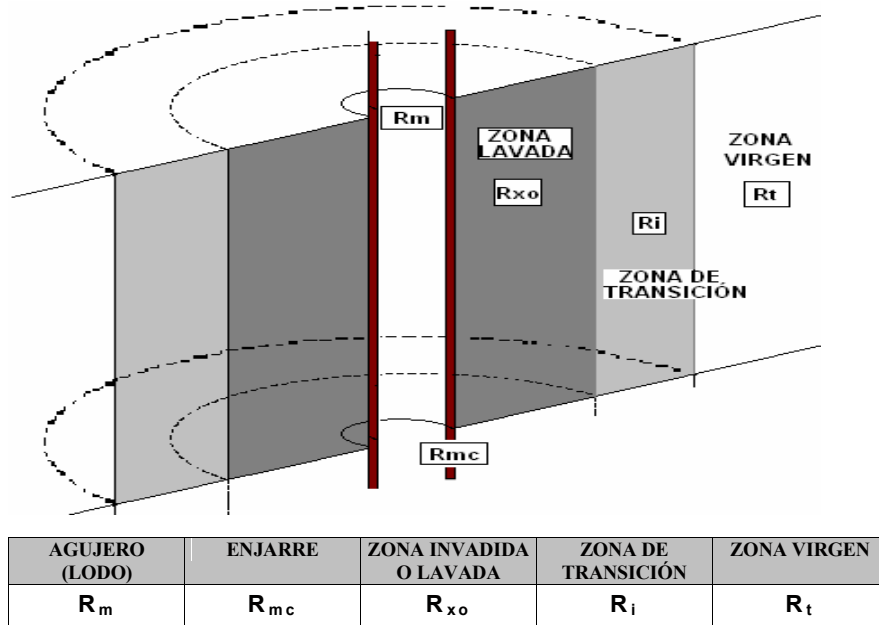


Figura II.12: Esquema de zonas adyacentes al pozo y nomenclatura de resistividades de cada una de ellas.

Evaluar un yacimiento para encontrar su saturación de agua y de hidrocarburos incluye conocer la resistividad del agua que satura la roca (R_w), el factor de formación (F) o la porosidad (ϕ) y la resistividad verdadera o real de la formación (R_t). También se requiere la resistividad de la zona invadida (R_{xo}), ya que tiene importancia porque puede utilizarse para obtener la S_w , a fin de indicar la movilidad de hidrocarburos y cuando la invasión es profunda, a fin de obtener un mejor valor de R_t .

El parámetro de mayor importancia es R_t , debido a su relación con la saturación de hidrocarburos en la región virgen.

La resistividad de una formación depende de:

- La porosidad y permeabilidad de la roca.
- La resistividad del agua de formación.
- La cantidad de agua presente (saturación de agua, S_w).
- La geometría estructural de los poros.

RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

El agua de formación, a veces llamada agua congénita o agua intersticial, es el agua no contaminada por el lodo de perforación que satura los poros de la roca. La resistividad de esta agua de formación (R_w), es un parámetro importante ya que se requiere para el cálculo de saturaciones. Existen varias fuentes de información para conocer la resistividad del agua de formación; éstas incluyen catálogos de agua, análisis químicos, medición de R_w en el laboratorio, la curva de potencial espontáneo (SP) y diferentes cálculos y diagramas de resistividad-porosidad.

TIPOS DE REGISTROS ELÉCTRICOS

A.- CONVENCIONALES

B.- CORRIENTE ENFOCADA

C.- INDUCCIÓN

A.- CONVENCIONALES

En los registros convencionales de resistividad, se envían corrientes a la formación a través de unos electrodos y se miden los potenciales eléctricos. La medición de estos potenciales permite determinar las resistividades. Para que haya una circulación de corriente entre electrodos y formación, la sonda debe ser corrida en pozos que contengan lodo base agua (conductores de electricidad)

A.1) Diseño normal

- normal corta: espaciamento 16"- radio de investigación = 2.6 ft.
- normal larga: espaciamento 64"- radio de investigación = 10 ft.

A.2) Diseño lateral

- espaciamento 18"- radio de investigación = 19 ft

A.3) Micro-registro

- diseño normal corta (micro normal) - radio de investigación = 4"
- diseño lateral (micro inverso) - radio de investigación = 1.5"

Herramienta

Diseño normal (figura II.13): En los perfiles convencionales de resistividad, se envían corrientes a la formación a través de unos electrodos y se miden los potenciales eléctricos entre otros. La medición de estos potenciales permite determinar las resistividades. Para que haya una circulación de corriente entre electrodos y formación, la sonda debe ser corrida en pozos que contengan lodo o agua, conductores de electricidad.

En una formación homogénea (isótropa) y de extensión infinita las superficies que circundan un electrodo emisor de corriente (A) son esferas. El potencial medido entre un electrodo (M) situado en una serie de esferas y otro ubicado en el infinito es proporcional a la resistividad de la formación homogénea; la desviación del galvanómetro correspondiente a tal potencial puede ser calibrada en unidades de resistividad.

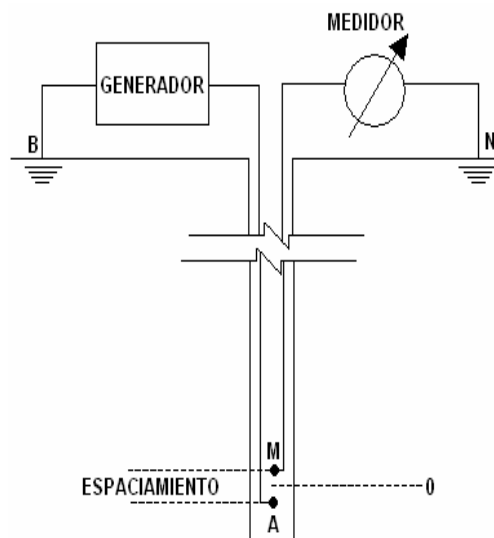


Figura II.13: Herramienta convencional-Diseño normal.

La distancia AM es llamada "espaciamento" (16 pulgadas o sea 0.40 metros para la Normal Corta, 64 pulgadas o sea 1.60 metros para la Normal Larga) y el punto de registro para la medición está en 0, a la mitad entre A y M.

En forma general a mayor longitud de espaciamento, corresponde una investigación mas profunda en la formación.

En la práctica, la resistividad aparente, R_a , registrada por cada dispositivo será afectada por las resistividades y las dimensiones geométricas de todos los medios que rodean el dispositivo (pozo, zona invadida, zona no contaminada y zonas adyacentes).

B.- CORRIENTE ENFOCADA

El pozo y las formaciones adyacentes pueden afectar de manera considerable las respuestas de los sistemas eléctricos convencionales de registros. Dichas influencias se minimizan por medio de otro tipo de sonda de resistividad que utilizan herramientas de enfoque para controlar la trayectoria que sigue la corriente de medición.

Características generales:

- Requieren fluido conductor de corriente eléctrica en el pozo.
- Se induce una corriente eléctrica a la formación, forzándola a que fluya en una franja plana y perpendicular al eje de la sonda. El espesor de la franja define la resolución vertical.
- La información registrada se grafica en escala logarítmica para abarcar un amplio rango de resistividades.
- Su resolución es superior en capas delgadas o moderadamente gruesas. Existen sistemas con electrodos de enfoque para profundidades de investigación que pueden ser someras, medianas ó profundas.

B.1) LATEROLOG 3 (LL3)

- Tiene 3 electrodos de tamaño grande. El espesor de la franja es de un pie aproximadamente, por lo que tiene muy buena resolución vertical. Detecta capas delgadas.
- Inconveniencia: demasiada masa de metal en la sonda ocasionando distorsión en algunas mediciones.

B.2) LATEROLOG 7 (LL7)

- Tiene 7 electrodos de tamaño pequeño, elimina la inconveniencia del LL3
- El espesor de la franja de corriente es normalmente de 32 pulgadas

B.3) LATEROLOG 8 (LL8)

- Tiene 8 electrodos de tamaño pequeño
- Mide resistividades en zonas cercanas al agujero. Su medición está afectada principalmente por la zona invadida.

B.4) DUAL LATEROLOG (LLD)

- Tiene 9 electrodos
- La sonda emite dos diferentes franjas de corriente por lo que mide simultáneamente dos resistividades: una corresponde a la zona alejada o profunda del pozo (LLd) y otra a zona cercana o somera (LLs). Ambas sondas tienen la misma resolución vertical.

B.5) MICRO DISEÑO DE CORRIENTE ENFOCADA (MLL)

- Tiene 4 electrodos colocados en patín
- Mide resistividades de zonas muy cercanas al agujero. Muchas veces mide R_{xo}

HERRAMIENTA

En el *Dispositivo Lateral* básico (figura II.14), una corriente constante es circulada entre los electrodos A y B y se mide la diferencia de potencial entre los electrodos M y N, situados entre dos superficies equipotenciales esféricas concéntricas con centro en A, así la medición es proporcional al gradiente de potencial entre M y N. El punto de registro es 0, situado en el punto medio entre M y N. El espaciamiento A0 es de 18 pies con 8 pulgadas o sea 5.70 metros.

Su aplicación cuantitativa está en la determinación de R_t y R_{xo} . Las herramientas para encontrar R_t son el Laterolog 7, Laterolog 3, y la curva LLd del doble laterolog.

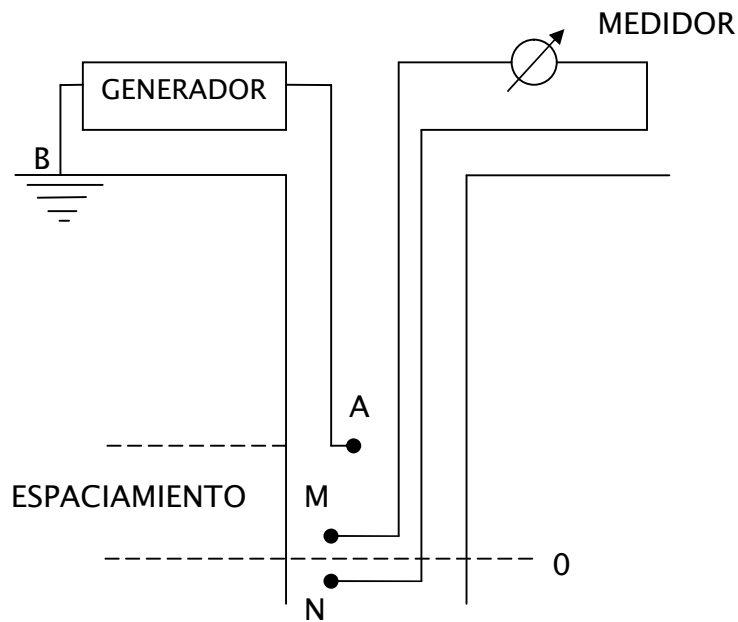


Figura II.14: Esquema básico del arreglo de un dispositivo Lateral.

PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

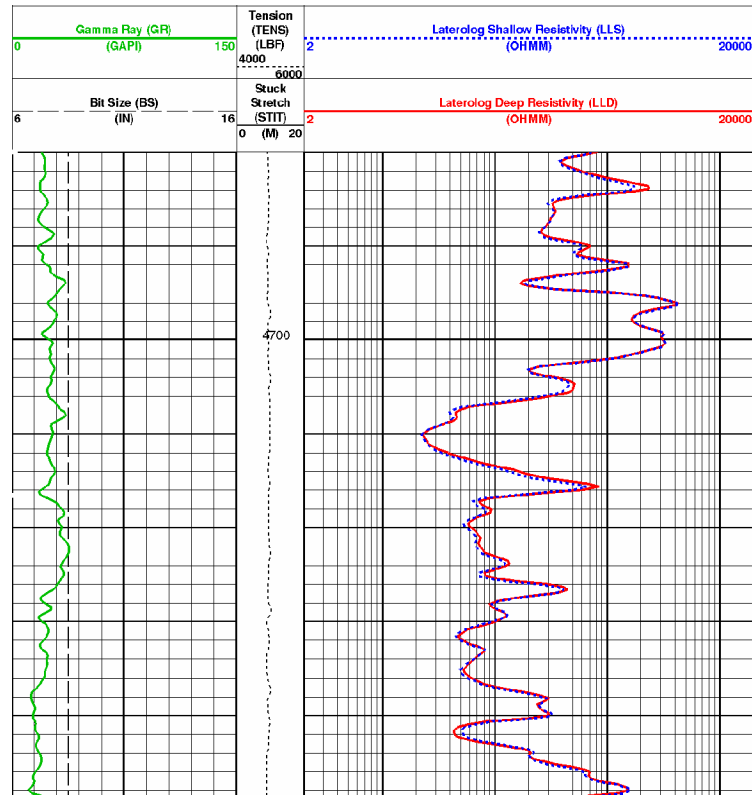


Figura II.15: Registro de resistividad Dual-Laterolog (LLD).

C.- INDUCCIÓN

El perfil de inducción fue diseñado para medir la resistividad de la formación en pozos que contienen lodos a base de aceite. Los dispositivos con electrodos no pueden trabajar en lodos no conductores. La experiencia demostró pronto que los aparatos de inducción tienen muchas ventajas sobre el perfil eléctrico convencional para perfilar pozos con lodos a base de agua.

Este dispositivo se diseñó para investigación profunda y para disminuir la influencia de la zona invadida.

Herramienta

Las sondas de inducción consisten de un sistema de bobinas transmisoras y receptoras. A la bobina transmisora se envía una corriente alterna de intensidad constante y alta frecuencia. El campo magnético alterno que se produce, debido a esta corriente alterna, induce corrientes secundarias a la formación. Las corrientes fluyen en la formación en trayectorias circulares (anillos coaxiales) con la bobina transmisora. Estas corrientes crean, a su vez, campos magnéticos que inducen señales en la bobina receptora, como lo

esquematiza la figura II.16. Las señales recibidas son prácticamente proporcionales a la conductividad de la formación.

$$\text{Conductividad (C)} \quad C = \frac{1}{R}; \quad R \Rightarrow [\text{ohm} \times \text{metro}]$$

II.6

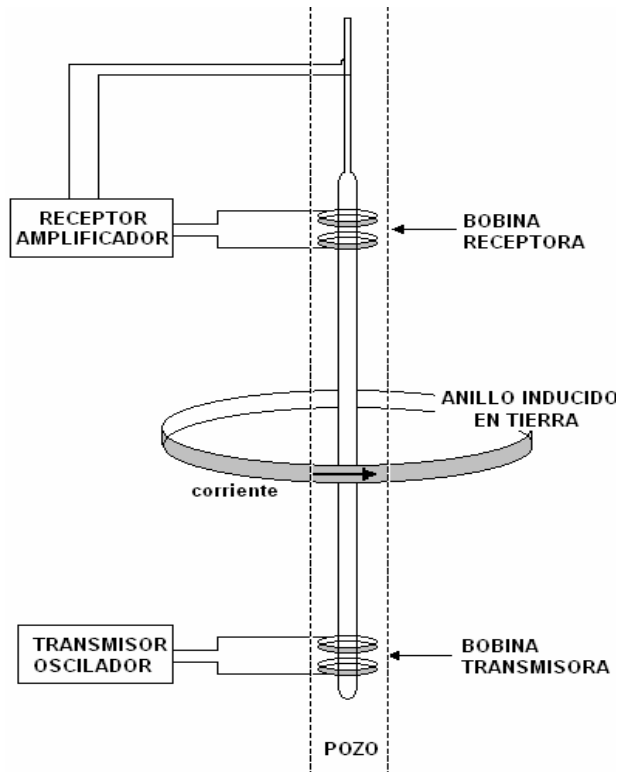


Figura II.16: Esquema básico del arreglo de un dispositivo de inducción

Características generales:

- No requiere fluido conductor de corriente eléctrica en el pozo, ni contacto directo de los electrodos con la formación.
- Tiene un principio de medición diferente. Utiliza bobinas emisoras y receptoras en vez de electrodos.
- Minimizan los efectos del agujero, de la zona invadida y de las capas vecinas sobre las mediciones.
- Se grafica la resistividad en escala normal o logarítmica. En ocasiones también se grafica la conductividad en escala normal.

C.1) DOBLE INDUCCIÓN (DIL)

- Sonda que mide simultáneamente resistividades de zonas alejadas del pozo (ILd) y a distancia media del pozo (ILm).
- Ambas tienen la misma resolución vertical
- El radio de investigación del diseño ILd es el doble del ILm
- Se acostumbra correr junto con el DIL un diseño para medir resistividades de zonas muy cercanas al pozo, como el LL8.

FACTORES QUE INFLUYEN SOBRE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS, CONSIDERADOS EN FORMA INDEPENDIENTE:

DE LA FORMACION DE INTERES	
Porosidad (↑)	R_t (↓)
Contenido de arcillas (↑)	R_t (↓)
Espesor	R_t varia
DEL AGUA DE FORMACIÓN	
Salinidad (↑), R_w (↓)	R_t (↓)
DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS	
Saturación de agua (↑)	R_t (↓)
Mojabilidad	R_t varia
OTROS FACTORES	
Geometría del agujero	R_t varia (Depende del diseño de la sonda)
Invasión del filtrado	
Capas vecinas	
Presencia de hidrocarburos	

CONDUCCIÓN DE LUTITAS

La arcillosidad contribuye también a la conductividad de formaciones. La conductividad superficial en la interfase lutita-líquido es un factor importante en el efecto que la arcillosidad ejerce sobre la conductividad y su influencia es frecuentemente fuera de toda proporción con respecto a la cantidad de lutita. El efecto neto de la arcillosidad depende de la cantidad, tipo, y distribución de la lutita y su naturaleza y de la cantidad relativa del agua de formación.

PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

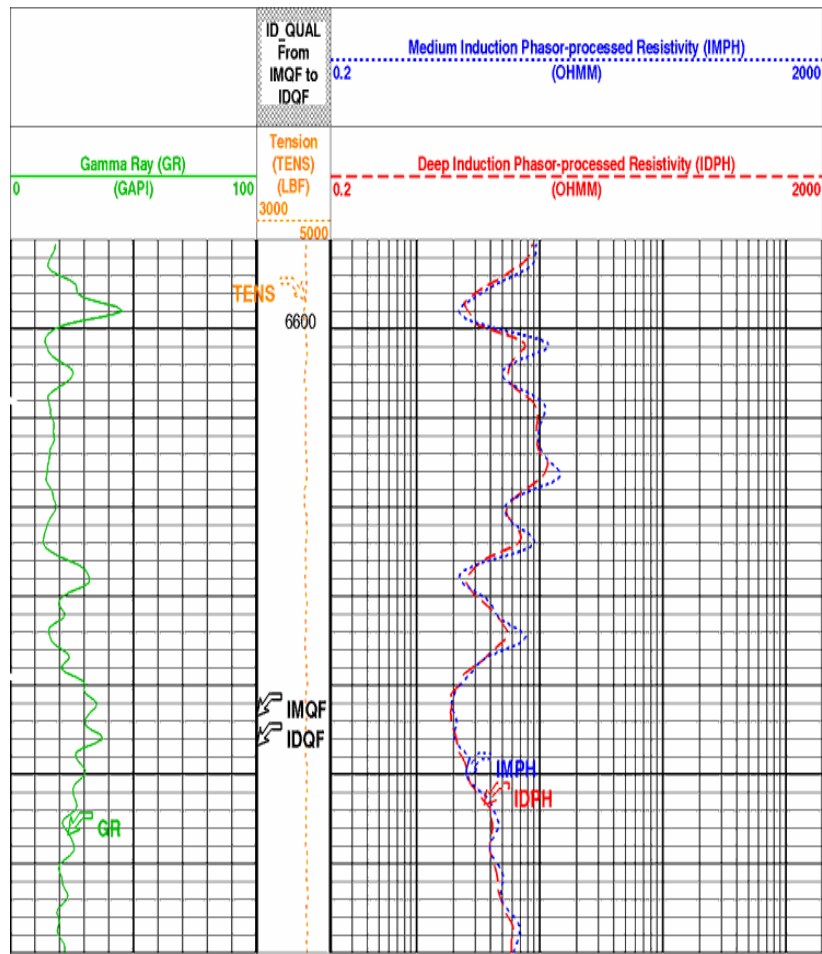


Figura II.17: Registro de resistividad – Inducción.

CAPÍTULO III

MODELOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN FORMACIONES ARCILLOSAS.

III. 1 WAXMAN-SMITS.

III. 2 DOBLE AGUA (DUAL WATER).

III. 3 SIMANDOUX.

III. 4 SIMANDOUX MODIFICADO.

III. 5 INDONESIA (POUPON- LEVEAUX).

III. MODELOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN FORMACIONES ARCILLOSAS.

La saturación de agua es la fracción (o porcentaje) del volumen de los poros de la roca del yacimiento que está llena de agua. Por lo general se dice, que el volumen de los poros que no están llenos de agua, están llenos de hidrocarburos. La determinación de la saturación de agua e hidrocarburos es uno de los objetivos básicos de los registros geofísicos de pozos.

La saturación de agua cumple un papel muy importante en la industria de los hidrocarburos ya que por medio de ecuaciones ayuda a determinar la probabilidad de producción y calcular el volumen de hidrocarburos existentes que se le atribuye al cálculo de reservas.

La saturación de agua de un nivel en particular puede ser determinada, en forma directa, cuando existen núcleos en el pozo haciendo análisis en el laboratorio y, de forma indirecta, cuando se utilizan modelos matemáticos que pueden ser aplicados de acuerdo con cada una de las características petrofísicas involucradas bajo condiciones específicas.

Todos los modelos descritos para la evaluación de la saturación de agua parten del conjunto de relaciones propuesto para formaciones limpias por G. E. Archie en 1942, el cual vincula la resistividad, la porosidad y las saturaciones de los fluidos de los yacimientos de hidrocarburos. Archie introdujo el concepto de "factor de resistividad de la formación" por medio del cual relaciona la resistividad de una arena saturada 100% de agua (R_o), con la resistividad del agua (R_w). A través de los años, la ecuación de Archie ha sido modificada con la incorporación de modelos de evaluación de formaciones arcillosas, los cuales consideran los efectos de las arcillas en la medida de la resistividad. Esto ha permitido generar modelos matemáticos como los siguientes:

Formaciones limpias

- Archie.

Formaciones arcillosas

- Waxman-Smits
- Doble agua (Dual water)
- Simandoux
- Simandoux mejorado
- Indonesia (Poupon y Leveaux).

INTERPRETACIÓN EN FORMACIONES LIMPIAS.

Todas las determinaciones de saturación de agua a partir de registros de resistividad en formaciones limpias (sin arcilla) con porosidad intergranular homogénea se basan en la ecuación de Archie, o variaciones de la misma

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t} \quad \text{III.1}$$

donde

S_w es la saturación de agua.

n es un factor geométrico.

R_w es la resistividad del agua de formación.

R_t es la resistividad verdadera de la formación.

F es el factor de resistividad de la formación (factor de formación).

F se obtiene, por lo general, de la porosidad media de la formación por medio de la relación:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{III.2}$$

donde:

ϕ es la porosidad.

a y m son factores geométricos.

En las ecuaciones anteriores, por lo general, se le da al exponente de saturación n el valor 2. Experimentos de laboratorio han demostrado que este es un buen valor para casos promedio. Los valores de a y m de la ecuación anterior están sujetos a mayor variación: en carbonatos por lo general se usa $F=1/\phi^2$; en arenas $F=0.62/\phi^{2.15}$.

La precisión de la ecuación de Archie depende en gran medida, de la exactitud de los parámetros fundamentales de entrada: R_w , R_t y F , por lo tanto, la medición de resistividad profunda (inducción o laterolog) debe corregirse debido a los efectos de pozo, espesor de la capa e invasión de filtrado. Para obtener la porosidad debe utilizarse un registro de porosidad (sónico, neutrón, densidad u otro) o una combinación de mediciones de litología y porosidad y se debe utilizar la relación adecuada entre factor de formación y porosidad. Finalmente, el valor de R_w debe verificarse de tantas maneras como sea posible: cálculo a partir de la curva de SP, cálculo con base en la formación cercana saturada de agua y medición de la resistividad en muestras de agua o a partir de su salinidad.

INTERPRETACIÓN EN FORMACIONES ARCILLOSAS.

Para la interpretación de registros en formaciones arcillosas se han desarrollado modelos para calcular la saturación del agua.

Modelos basados en la capacidad de intercambio catiónico son dos: Waxman-Smits y Doble agua (Dual water).

Ø MODELO WAXMAN – SMITS (WS).

El trabajo de Waxman-Smits se basa en mediciones realizadas en laboratorio de resistividad eléctrica y de potencial electroquímico de arenas arcillosas. Las mediciones fueron hechas en aproximadamente 300 núcleos cubriendo una variedad grande de rocas sedimentarias y una gama amplia de concentraciones de solución de NaCl. Describieron sus datos de conductividad por una ecuación empírica en que la conductividad C_o de la arena arcillosa con $S_w=100\%$ se expresó como una función de la conductividad de la solución C_w y de dos parámetros “b” y “ F_{01} ”. La cantidad “b” se presentó para ser una medida del contenido de arcilla efectiva de la roca, siendo aproximadamente proporcional a la capacidad del intercambio catiónico de la roca dividida por su volumen de poros. La última relación se designó como Q_v y tiene las dimensiones de meq/ml o equiv/litro. “ F_{01} ” es un factor de resistividad de la formación referido a una solución hipotética de resistividad de 0.01 ohm-m a 25°C, donde se minimizan los efectos de arcilla. F_{01} se correlaciona con la porosidad con una relación del tipo de la ecuación de Archie.

Este modelo se extiende a los casos donde tanto el aceite y agua están presentes en la arena arcillosa. Esto da lugar a una expresión adicional, relacionando la resistividad con la saturación de agua, conductividad de agua y la capacidad de intercambio catiónico.

El modelo de WS considera

1. El modelo consiste en dos elementos de conductividad en paralelo: uno es el electrolito libre contenido en el volumen de poros de la roca y otro es el resultado de la contribución de la conductividad del intercambio catiónico asociado a la arcilla.
2. Movilidad del intercambio catiónico que aumenta a un valor máximo con el aumento de la concentración del electrolito libre.
3. Constantes geométricas idénticas de conductividad, aplicables para la contribución de ambas conductividades, es decir, las del electrolito libre y las del intercambio catiónico asociado a la arcilla.

De la consideración de los elementos de conductividad en paralelo, el electrolito libre y el intercambio catiónico resulta en:

$$C_o = xC_e + yC_w \quad \text{III.3}$$

Donde C_o , C_e y C_w son las conductividades específicas del núcleo, intercambio catiónico de la arcilla y solución salina, respectivamente; x y y son constantes geométricas.

Se supone que la corriente eléctrica transportada por los contraiones (recorrido de los iones a través de la arcilla en sentido inverso a lo largo de la misma trayectoria tortuosa de la corriente) se atribuye a los iones en el agua del poro. Así, los parámetros geométricos x y y son iguales. Por analogía con la idea de factor de resistividad de la formación para las arenas limpias, se puede escribir:

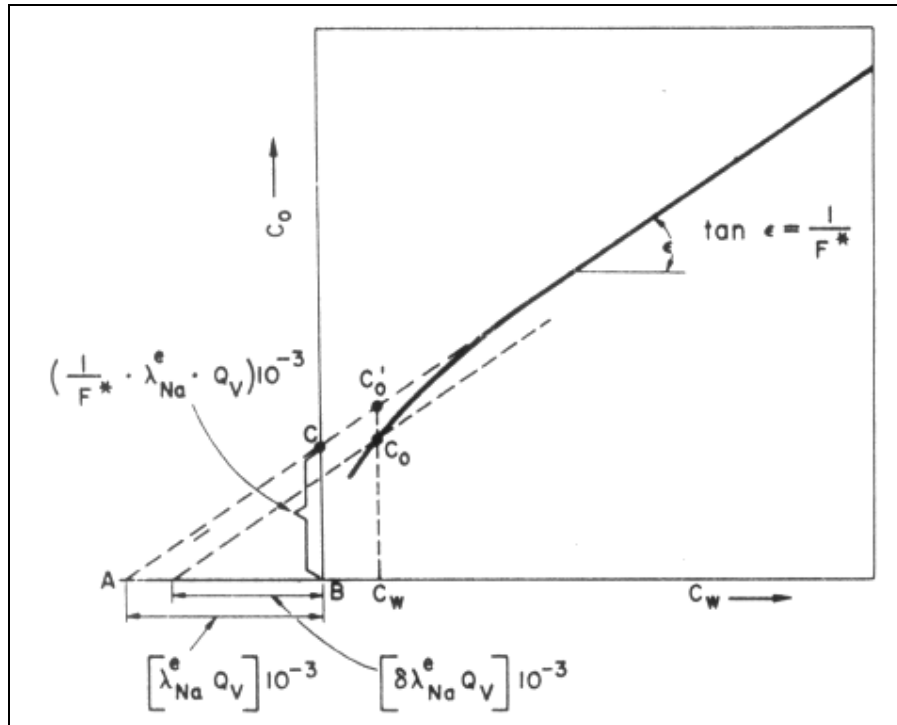
$$x = y = \frac{1}{F^*}$$

III.4

donde

F^* es el factor de resistividad de la formación de la arena arcillosa.

Waxman-Smiths ilustraron a $1/F^*$ como la pendiente de la correlación lineal de la conductividad del núcleo, C_o , y de la conductividad del agua en equilibrio, C_w ; excepto para valores bajos de conductividad del agua en equilibrio. Esto corresponde a la parte lineal de la grafica III.1.



III.1: Grafica C_o vs C_w .

Sustituyendo la ecuación III.4 en la ecuación III.3 se tiene:

$$C_o = \frac{1}{F^*}(C_e + C_w)$$

III.5

donde

C_o es la conductividad específica de la arena saturada 100% con solución salina.

C_e es la conductividad específica del intercambio catiónico de la arcilla.

C_w es la conductividad específica de la solución electrolítica.

El aspecto más importante del modelo de Waxman-Smits, es que la conductividad con la que contribuye la arcilla, es definida como el producto de la capacidad de intercambio catiónico volumétrica, Q_v , y la conductividad equivalente del contraion, B .

$$C_o = \frac{1}{F^*} (BQ_v + C_w) \quad \text{III.6}$$

B es la conductividad equivalente del contraion a 25°C, que es una función de la movilidad del contraion y es definida como:

$$B = [1 - 0.6 \exp(-0.77 / R_w)] * 4.6 \quad \text{III.7}$$

Para formaciones productoras de hidrocarburos, se adicionan dos consideraciones. La primera, se asume que la concentración del contraion aumenta en el poro de agua y la S_w disminuye.

$$Q'_v = \frac{Q_v}{S_w} \quad \text{III.8}$$

donde Q'_v es la concentración efectiva de iones de intercambio a condiciones de S_w .

Por lo tanto, la ecuación de conductividad de Waxman-Smits, para formaciones arcillosas productoras de hidrocarburos es:

$$C_t = \frac{1}{G^*} \left(C_w + \frac{BQ_v}{S_w} \right) \quad \text{III.9}$$

donde G^* es un factor geométrico.

La segunda es que G^* es una función de la porosidad, saturación del agua y geometría del poro, pero independiente del contenido de la arcilla, Q_v , y definido como:

$$\frac{1}{G^*} = \frac{S_w^n}{F^*} \quad \text{III.10}$$

donde el parámetro n es el exponente de saturación para formaciones arcillosas del modelo de Waxman-Smits.

Entonces, la ecuación se escribe:

$$C_t = \frac{S_w^n}{F^*} \left(C_w + \frac{BQ_v}{S_w^{n-1}} \right) \quad \text{III.11}$$

También se puede escribir en términos de resistividad como:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^n}{F} \left(\frac{1}{R_w} + \frac{BQ_v}{S_w^{n-1}} \right) \quad \text{III.12}$$

El modelo de Waxman-Smits es muy confiable debido a su simplicidad y fundamento experimental.

Ø **MODELO DE DOBLE AGUA (DUAL WATER o DW).**

Del trabajo de Waxman-Smits se propuso una relación de saturación-resistividad para las formaciones arcillosas que relaciona la contribución de resistividad de la lutita a la capacidad de intercambio catiónico (CEC) de la lutita.

Pero desafortunadamente, no se disponía de una medida continua de la CEC de la roca in situ; como resultado, el modelo de doble agua se desarrolló para dar solución a este problema. Este modelo se basa en tres premisas:

1. La conductividad de la arcilla se debe a su CEC.
2. La CEC de arcillas puras es proporcional al área específica de superficie de arcilla.
3. En soluciones salinas, los aniones se excluyen de una capa de agua alrededor de la superficie del grano. El espesor de esta capa se expande al decrecer la salinidad de la solución (debajo de cierto límite) y el espesor es una función de la salinidad y la temperatura.

Por lo tanto, como la CEC es proporcional al área específica (área por unidad de peso), es proporcional al volumen de agua en la capa de exclusión de contraiones por unidad de peso de arcilla. En consecuencia, la conductividad de la arcilla es proporcional al volumen de la capa de exclusión de contraiones que está en contacto con la superficie de los granos de arcilla. Para las arcillas es importante esta capa muy delgada de agua de contacto debido a las grandes áreas superficiales de arcilla relativamente a los granos de arena.

Por lo que en el modelo de doble agua, se considera que la arcilla consiste de dos componentes: agua ligada y minerales de arcilla.

Los minerales de arcilla se consideran eléctricamente inertes, la conductividad eléctrica de la arcilla se considera como derivada de la conductividad del agua ligada (C_{wb}) que se supone es independiente del tipo de arcilla. La cantidad de agua ligada varía de acuerdo con el tipo de arcilla y es mayor para las arcillas más finas (con mayores áreas de superficie), como la montmorillonita y menor para arcillas más gruesas, como la caolinita. La salinidad también tiene un efecto; en agua de baja salinidad la capa difusa se expande.

Bajo condiciones normales el agua ligada es inmóvil; por lo tanto, el volumen que ocupa no puede ser desplazado por hidrocarburos. Como los minerales de arcilla se consideran eléctricamente inertes, pueden tratarse como otros minerales.

Para la mayoría de las rocas solo es necesario considerar la parte porosa al discutir las propiedades eléctricas y se trata de acuerdo con la ecuación de saturación de agua de Archie. La ecuación se convierte en:

$$C_t = \frac{\phi_t^m S_{wt}^n}{a} C_{we} \quad \text{III.13}$$

donde

S_{wt} es la saturación de agua total (agua libre mas agua ligada).

ϕ_t es la porosidad total.

a , m y n tienen el significado usual de la ecuación de Archie.

C_t es la conductividad de la formación virgen no invadida.

C_{we} es la conductividad equivalente de las aguas en el espacio poroso.

Debe observarse que ϕ_t y S_{wt} se refieren al volumen total de los poros que incluye el volumen de los poros saturados con agua ligada y el agua de los poros (a veces llamada agua libre). La conductividad equivalente del agua, C_{we} , es:

$$C_{we} = \frac{V_w C_w + V_{wb} C_{wb}}{V_w + V_{wb}} \quad \text{III.14}$$

donde V_w y V_{wb} son los volúmenes totales del agua de formación y del agua ligada, respectivamente, C_w y C_{wb} son sus conductividades.

En términos de saturación se convierte en:

$$C_{we} = \frac{\phi_t (S_{wt} - S_{wb}) C_w + \phi_t S_{wb} C_{wb}}{\phi_t (S_{wt} - S_{wb}) + \phi_t S_{wb}} \quad \text{III.15}$$

ó

$$C_{we} = \left[\frac{(S_{wt} - S_{wb})}{S_{wt}} \right] C_w + \left[\frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right] C_{wb} \quad \text{III.16}$$

ó

$$C_{we} = C_w + \left[\frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right] (C_{wb} - C_w) \quad \text{III.17}$$

donde S_{wb} es la saturación del agua ligada, es decir, la fracción del volumen total de los poros ocupada por el agua ligada.

La ecuación anterior describe la conductividad equivalente del agua como una función de la conductividad del agua de formación más la conductividad del agua ligada. La ecuación en términos de saturación se convierte en:

$$C_t = \frac{\phi_t^m S_{wt}^n}{a} \left[\left(\frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right) (C_{wb} - C_w) \right] \quad \text{III.18}$$

La porosidad y la saturación de agua de la fase de arena (la fase no arcillosa) de la formación (formación limpia) se obtiene restando la fracción del volumen del agua ligada (ϕS_{wb}). Por lo tanto, la porosidad efectiva es:

$$\phi = \phi_i (1 - S_{wb}) \quad \text{III.19}$$

y la saturación de agua es:

$$S_w = \frac{S_{wt} - S_{wb}}{1 - S_{wb}} \quad \text{III.20}$$

Para poder evaluar una formación arcillosas con el modelo de doble agua, deben determinarse cuatro parámetros que son $C_w (R_w)$; $C_{wb} (R_{wb})$; ϕ y S_{wb} .

Ø MODELO DE SIMANDOUX (S).

El trabajo realizado por Simandoux fue un método experimental, el objetivo de este es el de describir un método utilizando las frecuencias medias (del orden de 1 MHz), y sin contacto con el medio poroso, mediante la interposición de una pared aisladora separada esta de los electrodos. Este método permite obtener la constante dieléctrica y la conductividad de un núcleo, para obtener la S_w . Métodos establecidos anteriormente con respecto a la medición de la conductividad del medio poroso la realizaban a baja frecuencia (menor a 1 MHz).

La principal ventaja del método propuesto por Simandoux, consiste en interponer entre el medio que debe estudiarse y los electrodos, una pared aislante que puede ser en la mayoría de los casos la pared de la celda que contiene el medio. Se colocó la muestra del medio poroso considerado en una celda aislante y un condensador en torno a esta celda.

Este sistema (celda + medio poroso); figura III.2, presenta una constante dieléctrica compleja $\epsilon = \epsilon' - j\epsilon''$ (también llamada permitividad), que permite obtener la conductividad del medio.

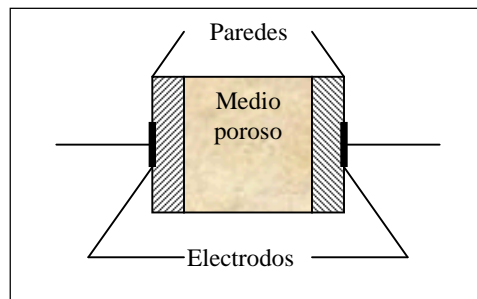


Figura III.2: Principio de efecto de paredes.

$$C = C_o \varepsilon' \quad \text{III.21}$$

$$\frac{1}{R} = G = C_o \omega \varepsilon'' \quad \text{III.22}$$

donde

ω : pulsación de la corriente conectada a la frecuencia.

C_o : factor geométrico del condensador, la capacidad en el vacío de los electrodos (capacidad activa).

C: conductividad

R: resistividad

ε' : constante dieléctrica real

ε'' : pérdidas dieléctricas

La influencia de la saturación de agua sobre ε' y ε'' , es que el agua es el único constituyente conductor y el contraste entre la constante dieléctrica del agua ($\varepsilon = 80$), la del sólido ($\varepsilon = 3$) y del aire ($\varepsilon = 1$) o del aceite ($\varepsilon = 2$) es tal que se puede tomar el medio poroso al punto de vista eléctrico como una mezcla de dos fases, el agua y el resto, juntos sólido+aire+aceite. Generalmente, en un dieléctrico heterogéneo conteniendo una fase conductora y una fase aislante, las dos medidas eléctricas ε' y ε'' dependen de la cantidad de cada una de las fases.

Sin embargo el estudio de un gran número de medios porosos permitió poner de relieve las leyes experimentales siguientes:

- Para un núcleo dado la constante dieléctrica ε' y las pérdidas dieléctricas ε'' del medio poroso sólo dependen de la cantidad de agua presente en el núcleo.
- ε' y ε'' son proporcionales entre ellos. Considerando las condiciones donde $S_w = 0$ ($\varepsilon'' = 0$, $\varepsilon' = \varepsilon_s$, ε_s es la constante dieléctrica del núcleo sin agua).
- ε' y ε'' pueden representarse en todo el rango de las saturaciones por un desarrollo en serie limitado al segundo orden, de la forma:

$$\varepsilon' + \varepsilon_s = \mu \varepsilon'' = A S_w + B S_w^2 \quad \text{III.23}$$

Cuando se tiene arcilla en el medio, aumenta la conductividad de las superficies de las capas arcillosas, generalmente se sabe que la arcilla directamente solo interviene en la conductividad de un medio poroso en forma de un término de conductividad propiamente independiente del medio poroso y que sólo depende de la cantidad de arcilla, por lo tanto de la superficie de las capas y esto aunque las partículas arcillosas estén difundidas de una manera homogénea en el núcleo (capa difusa). Es muy natural admitir que este término

representa directamente la conductividad superficial de las partículas arcillosas, este se añade en paralelo a la conductividad aportada por el agua que llena los poros.

La introducción del concepto de la capa difusa, permite entonces incluir el conjunto de fenómenos eléctricos que acompañan el proceso de saturación de los núcleos arcillosos, siguiendo tres mecanismos:

- Formación de la primera capa de adsorción.
- Formación de la capa difusa.
- Relleno de los poros por el agua libre como en el caso de las arenas limpias.

Los resultados experimentales ponen de manifiesto que, durante estos tres mecanismos de saturación, las partículas arcillosas producen la adición de un término suplementario en paralelo, que sólo depende de la cantidad de éstas. Se puede así, para el caso de altas concentraciones de electrólitos de la solución, dar una ecuación de conductividad de los núcleos arcillosos en función de la saturación y el volumen de arcilla, V_{ar} .

$$C = C_M + V_{ar} C_{ar} \quad \text{III.24}$$

En esta expresión se tiene $C_M = AS_w + BS_w^2$ que es la conductividad debida al agua libre, del medio limpio.

C_{ar} es la conductividad de las partículas arcillosas, por lo tanto:

$$\frac{1}{R} = \frac{1}{R_M} + \frac{V_{ar}}{R_{ar}} \quad \text{III.25}$$

donde

R_{ar} es la resistividad de las arcillas, R_M es la resistividad de núcleo correspondiente, eso significa que las partículas arcillosas conductivas son reemplazadas por partículas de arena, el término $1/R_M$ es generalmente escrito de la forma $1/FR_M$, forma donde interviene el factor de formación del núcleo definido. Y de la formula se tiene que el caso más general que para formaciones arcillosas la ecuación en términos de saturación y resistividades queda:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^n}{FR_w} + \frac{V_{ar} S_w}{R_{ar}} \quad \text{III.26}$$

Ø **MODELO DE SIMANDOUX MODIFICADO (SM).**

La conductividad eléctrica de un medio porosos total o parcialmente saturado de agua se expresa por la ecuación de Archie cuando no contienen arcilla. La ecuación de saturación para arenas arcillosas requiere un término de corrección adicional por arcillosidad.

Los estudios anteriores en medios artificiales compuestos de arena y arcilla han mostrado que la conductividad puede expresarse por la relación (Método de Simandoux).

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{ar}}{R_{ar}^*} + \frac{S_w^n}{FR_w} \quad \text{III.27}$$

donde:

R_{ar}^* es un parámetro variable (depende del tipo de distribución de la arcillas en la formación) relacionado a la saturación.

R_t es la resistividad total.

V_{ar} es el volumen de arcilla.

R_w es la resistividad del agua.

F es el factor de formación.

n es el exponente de saturación.

Una forma simplificada de esta ecuación es:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{ar}}{R_{ar}} + \frac{S_w^n}{FR_w} \quad \text{III.28}$$

donde:

R_{ar} es la resistividad de la arcilla dispersa.

La aplicación de este método se usó para la interpretación de registros en algunas arenas arcillosas de los campos del Sahara, en los que la saturación debe ser bien conocida. Los resultados obtenidos se encuentran de acuerdo con datos experimentales.

Cuando la conductividad eléctrica de formaciones sólo es causada por el agua intersticial, los valores de saturación de agua normalmente se estiman por el método de Archie. Esto ya no es verdad en las formaciones arcillosas, porque la arcilla proporciona una conductividad adicional, la cual no debe ser despreciada en la mayoría de los casos. Una revisión bibliográfica de este asunto da un cierto número de fórmulas meramente empíricas que a menudo tienen un alcance limitado de aplicación. Los trabajos hechos por Instituto Francés del Petróleo (I.F.P) en este campo se han enfocado a realizar un estudio científico de un método que da la conductividad de medios arcillosos.

Este estudio teórico se basa en las propiedades físicoquímicas de las arcillas y la existencia de una doble capa iónica alrededor de las partículas arcillosas cuando están en presencia de agua.

De estudios realizados en núcleos artificiales de arena y montmorillonita se tiene que:

El comportamiento eléctrico de arenas arcillosas.

El comportamiento eléctrico de las investigaciones de Simandoux en medios artificiales hechos de arena y montmorillonita mostraron cómo la conductividad de arcillas evoluciona con un aumento en la saturación a partir de 0 a 1. La subdivisión de la conductividad en dos términos que se suman (un término de la estructura determinado por la ley de Archie y un término de conductividad suplementario específico para la arcilla) parecía justificado.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1}{R_s} + \frac{1}{R_a} \quad \text{III.29}$$

donde $\frac{1}{R_s}$ es la conductividad debida a la arcilla

y $\frac{1}{R_a} = \frac{S_w^n}{FR_w}$ es el término de Archie.

Cuando las arcillas están dispersas en un medio poroso, las capas dobles están totalmente llenas de agua, que ocupa una fracción de la porosidad y se puede expresar en términos de saturación.

Con respecto a la conductividad adicional, tres pasos de evolución aparecen, dependiendo de la saturación de agua:

1.- De 0 a S_{w0} : Este primer paso corresponde a la saturación de la capa fijada por adsorción en las arcillas y define la cantidad de agua requerida para la formación de esta capa rígida. En esta capa la movilidad de los iones es muy restringida y no hay conductividad adicional.

2.- De S_{w0} a S_{w1} : En este rango, que es el intervalo que corresponde a la formación de la capa difusa, la conductividad adicional aumenta con la saturación según una relación que puede asumirse que es lineal.

3.- De S_{w1} a 1: A saturaciones altas, cuando los poros están llenos por agua libre, la conductividad adicional permanece constante.

La manera en que la conductividad adicional se desarrolla con respecto a la saturación de agua puede representarse por el diagrama de la figura III.3.

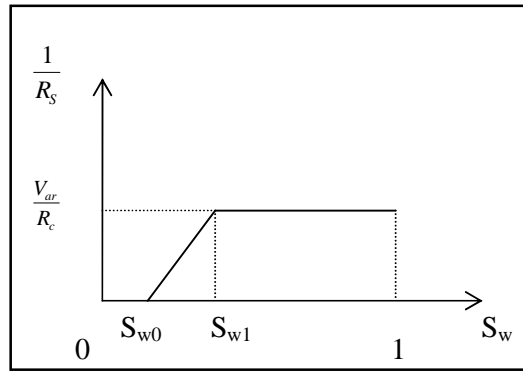


Figura. III.3: Comportamiento de la saturación de agua, S_w .

El estudio en los medios artificiales mostró que el término $\frac{1}{R_s}$ es proporcional al

volumen de arcilla en el medio. Se puede escribir $\frac{1}{R_s} = \frac{V_{ar}}{R_{ar}}$

donde:

V_{ar} es el volumen de arcilla.
 R_{ar} es la resistividad de la arcilla.

Por otra parte, la influencia de la salinidad de agua, caracterizada por su resistividad R_w , se expresa por un aumento en el espesor de la capa difusa cuando aumenta la resistividad del agua. Esto da:

$$S_{w1} = S_{w0} + \lambda \sqrt{R_w} \tag{III.30}$$

donde

S_{w0} es la saturación a la medición 0
 S_{w1} es la saturación a la medición 1
 R_w es la resistividad del agua
 λ es el aumento del espesor de la capa difusa

Estos resultados demuestran que con tal de que S_w sea mayor que S_{w1} y con $S_{w1} < 1$, la conductividad adicional permanece constante. Por otro lado, cuando R_w es suficientemente alto para que S_{w1} sea mayor que 1, el espacio poroso no es suficiente para la saturación completa de las dobles capas de arcilla, y la conductividad adicional $1/R_s$ no alcanza su valor de equilibrio.

Para los medios parcialmente saturados, la relación propuesta por Simandoux, es como sigue:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{ar} S_w}{R_{ar}^*} + \frac{S_w^n}{FR_w} \tag{III.31}$$

con el * indicando que esta conductividad adicional es variable.

Puede escribirse:

$$\frac{1}{R_{ar}^*} = \frac{\beta}{R_{ar}} \quad \text{III.32}$$

con

$$\begin{aligned} \beta=0 & \quad \text{cuando } S_w < S_{w0} \\ 0 < \beta < 1 & \quad \text{cuando } S_{w0} < S_w < S_{w1} \\ \beta=1 & \quad \text{cuando } S_w > S_{w1} \end{aligned}$$

Para la aplicación práctica en un yacimiento, la fórmula propuesta también requiere el conocimiento de parámetros convencionales como F , R_w , V_{ar} , y la R_{ar} así como la determinación de las dos saturaciones límite S_{w0} y S_{w1} . esto suena algo complicado, porque esta determinación puede requerir a menudo de un estudio preliminar en núcleos de los medios que significa que hay relativamente poca ventaja que se ganará al usar la fórmula. El problema se presenta al simplificar la fórmula, para compensar la pérdida correspondiente de exactitud por mayor facilidad de empleo. Esto lleva naturalmente a una expresión del tipo de Witte que mantiene la naturaleza variable de $1/R_{ar}^*$ con la saturación aunque simplificada grandemente, y se reemplaza por una relación lineal. La expresión se vuelve entonces:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{ar} S_w}{R_{ar}} + \frac{S_w^n}{FR_w(1-V_{ar})} \quad \text{III.33}$$

Esta es la ecuación de Simandoux modificada.

Ø MODELO DE INDONESIA (I).

Este modelo fue propuesto por Poupon y Leveaux. Para determinar la saturación de agua de una formación arcillosa, se usa una fórmula que expresa la relación entre la resistividad verdadera (R_t) y los parámetros de la formación que afectan esta resistividad. Éstos incluyen la resistividad del agua (R_w), la resistividad de la arcilla ($R_{arcilla}$), porosidad (ϕ), el contenido de arcilla ($V_{arcilla}$), y saturación de agua (S_w). Satisfactoriamente los resultados son normalmente obtenidos con la fórmula:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{(V_{arcillas})^c S_w}{R_{arcilla}} + \frac{\phi^m S_w^2}{aR_w} \quad \text{III.34}$$

donde el exponente c normalmente se toma igual a 1, pero a veces se usan valores más grandes, hasta 2.

En algunos pozos de Indonesia, las saturaciones de agua fueron obtenidas con esta fórmula donde se encontró que estas eran demasiado grandes, sobre todo por el contenido de arcilla en el rango de 30 a 70%. Posteriormente se realizaron estudios en más pozos de Indonesia e hizo posible establecer una relación empírica dando mucho mejores resultados, esta relación es:

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{(V_{arcillas})^d}{\sqrt{R_{arcilla}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{aR_w}} \right] S_w^{n/2} \quad \text{III.35}$$

donde el exponente d puede tomar el valor de: $d = (1 - V_{arcilla}/2)$ o $d = 1$, este último se ha encontrado satisfactorio; sin embargo, cuando se tiene alto contenido de arcilla el valor de S_w puede ligeramente ser sobrestimado cuando se usa $d = 1$.

Este tipo de relación, entre R_t y S_w , expresa que la conductividad de la formación es hecha de tres términos, dos de éstos que involucran las conductividades de la arcilla y el sistema formación-agua. El tercer término representa la conductividad adicional resultado de la interacción de estos dos sistemas.

Se sabe que la arcilla afecta la conductividad de la formación y depende de la resistividad y cantidad de arcilla, así como de la saturación de agua. Como puede observarse la ecuación de Indonesia es paramétrica. De la calidad, y en menor grado, de la cantidad de estos parámetros o variables (R_t , ϕ , V_{ar}, \dots) depende la confiabilidad del valor de saturación de agua.

Estos parámetros no son bien conocidos, existiendo generalmente incertidumbre en su valor. Esta incertidumbre varía de una variable a otra, lo que ocasiona que el error con el que se contribuyen algunas variables afecte más el resultado final de saturación de agua.

CAPÍTULO IV

EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LOS MODELOS EN FORMACIONES ARCILLOSAS.

IV. EJEMPLO.

IV. EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LOS MODELOS EN FORMACIONES ARCILLOSAS.

Los métodos utilizados en este trabajo para la determinación de la saturación de agua (S_w) en rocas arcillosas son los propuestos por:

- Waxman-Smits
- Doble agua(Dual water)
- Simandoux
- Simandoux modificado
- Indonesia (Poupon-Leveaux).

La aplicación de estos métodos se lleva a cabo en el pozo A del campo Sahara, ubicado en Argelia. Este pozo atravesó formaciones areniscas arcillosas, la arcilla consiste principalmente de illita, clorita y caolinita.

El estudio se realizó en el intervalo 1376-1436 m. Dividido en cinco capas. Los datos de los registros SP, RG, resistividad y porosidad correspondientes a éste intervalo, se presenta en la figura IV.1.

Este pozo ha sido sujeto a pruebas de laboratorio sumamente completas.

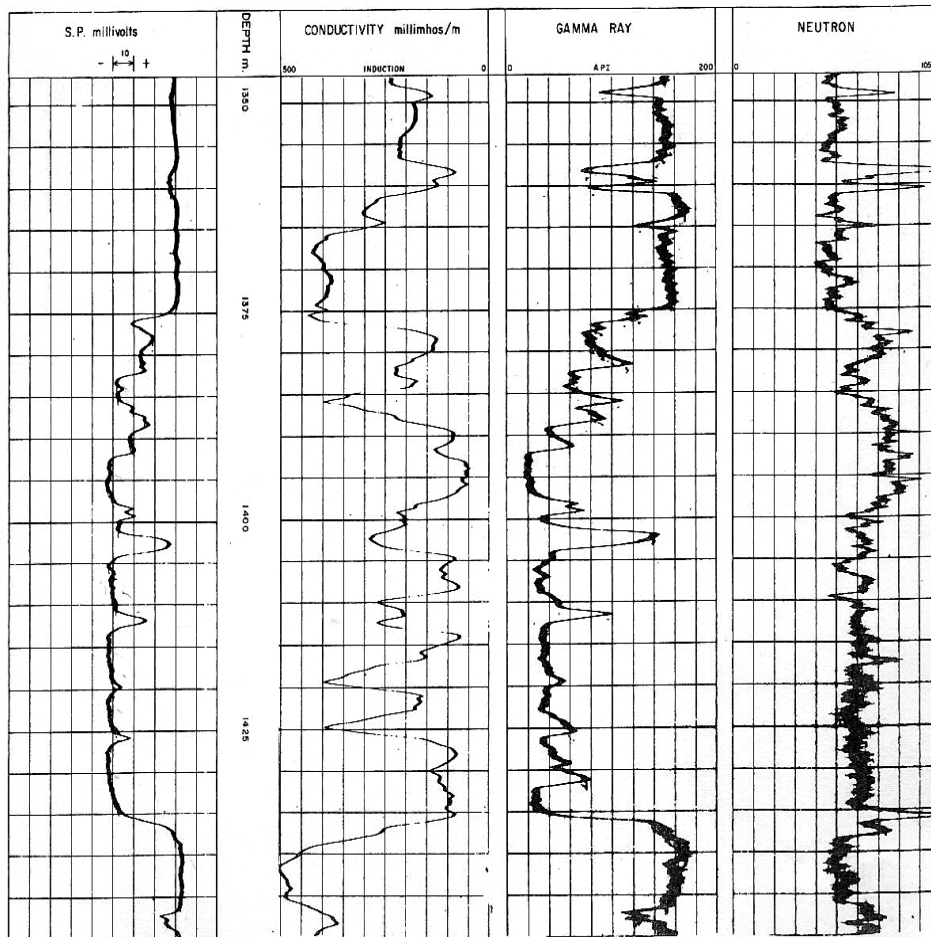


Figura IV.1: Juego de registros tomados en el pozo A.

Determinación de los datos:

Una relación entre F y ϕ fue determinada experimentalmente por mediciones de laboratorio hechas en más de 70 núcleos. Esta relación se puede expresar como:

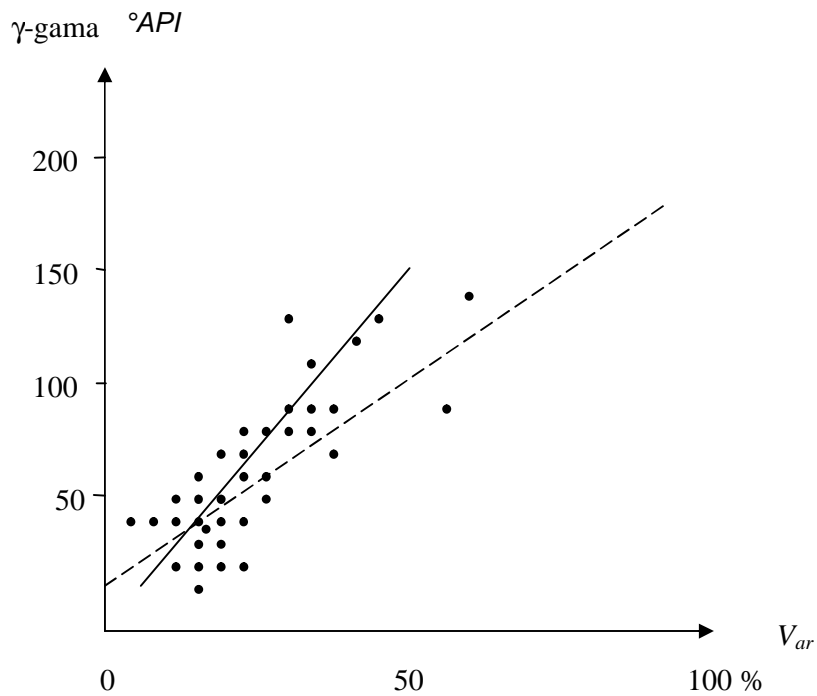
$$F = \frac{2.10}{\phi^{1.52}}$$

Además, una buena correlación se observó entre las porosidades medidas en los núcleos en el laboratorio y las porosidades deducidas del registro neutrón, por lo tanto las porosidades deducidas del registro neutrón son tomadas para los cálculos y se muestran en la tabla IV.1.

Para la determinación del volumen de arcilla (V_{ar}).

El volumen de arcilla se determinó en 74 niveles por medio de la capacidad de intercambio catiónico (CEC). Las mediciones se hicieron en núcleos de roca (CEC_r) y se comparó con el valor de la capacidad de intercambio catiónico específica de la arcilla (CEC_s). Mediciones de difracción de rayos-x mostraron que la arcilla tenía una composición relativamente homogénea a lo largo del espesor del yacimiento penetrado por el pozo. Esta composición es principalmente de illita, clorita y caolinita. Entonces se realizó un promedio de las muestras de roca. Después la muestra de arena arcillosa se muele y se pone en suspensión en agua, se separó y se utiliza para determinar la CEC específica de la arcilla y para determinar los porcentajes de arcilla para cada capa por medio de $V_{ar}=CEC_r/CEC_s$.

Estas mediciones fueron usadas como ajuste del registro de RG con respecto al volumen de arcilla, figura IV.2. Esta figura muestra los resultados del registro RG y la interpretación del método normal, que consiste en ajustar los datos del registro de RG tomando las líneas básicas que dan 100% de arcilla en la línea de lutita y 0% en las zonas más limpias, se lleva a una sobrestimación del volumen de arcilla cuando este volumen es mayor que 10%. Los valores correspondientes se muestran en la tabla IV.1.

Figura IV.2: Relación de RG – V_{ar}

Es decir, los valores de volumen de arcillas V_{ar} (V_{sh}) se determinaron de el registro de rayos gamma (RG), usando métodos normales.

Los valores de R_t son proporcionados directamente por el registro de inducción figura IV.1 y mostrados en la tabla IV.1.

El valor de R_w es bien conocido en este campo. Para este pozo, R_w es dado como $0.033 \Omega \text{ m}$.

Además se determinó experimentalmente la capacidad de intercambio catiónico Q_v en ($\text{meq}\cdot\text{ml}^{-1}$), en más 300 muestras, por el método de Hill y Milburn, las mediciones se realizaron en un cromatógrafo, usando solución de acetato de amonio. Estas se muestran en la tabla IV.1.

La tabla IV.1 presenta los datos de entrada en general y para cada método en particular se obtienen los parámetros adicionales, según sea el caso.

Profundidad	R_t	V_{ar}	ϕ	Q_v
1376.0	7.69	0.33	0.12	0.017
1379.5	7.69	0.30	0.08	0.017
1380.5	7.69	0.36	0.10	0.026
1382.1	4.55	0.46	0.16	0.038
1383.0	4.55	0.23	0.15	0.011
1385.0	5.41	0.23	0.21	0.051
1385.5	2.94	0.23	0.17	0.022
1386.0	2.56	0.40	0.17	0.029
1386.5	3.17	0.40	0.13	0.025
1387.2	3.17	0.31	0.13	0.019
1388.7	4.35	0.31	0.13	0.019
1390.5	11.11	0.12	0.14	0.028
1391.0	11.11	0.22	0.14	0.015
1392.5	8.30	0.22	0.12	0.012
1397.5	18.80	0.04	0.18	0.014
1399.5	5.26	0.24	0.20	0.018
1401.0	5.00	0.11	0.17	0.014
1404.0	3.57	0.57	0.20	0.025
1405.0	10.00	0.13	0.24	0.014
1409.0	10.00	0.08	0.27	0.011
1410.5	4.00	0.15	0.23	0.026
1412.5	4.88	0.40	0.21	0.028
1413.3	3.85	0.13	0.22	0.011
1415.0	14.29	0.11	0.22	0.021
1417.0	6.25	0.11	0.25	0.012
1418.0	3.57	0.11	0.23	0.014
1419.0	2.94	0.11	0.24	0.015
1420.1	2.56	0.14	0.27	0.018
1423.8	5.88	0.11	0.25	0.025
1425.8	2.78	0.20	0.27	0.012
1427.0	8.00	0.11	0.26	0.011
1428.3	12.50	0.14	0.26	0.024
1429.7	9.52	0.18	0.27	0.011
1432.0	8.33	0.26	0.28	0.017
1436.0	10.53	0.07	0.26	0.018

TABLA IV.1: TABLA DE DATOS OBTENIDOS DE REGISTROS Y DE LABORATORIO.

Calculo de la saturación de agua S_w por los diferentes métodos. Se utilizan básicamente las ecuaciones presentadas en el Capítulo III de este trabajo.

> **Waxman-Smits**

Para los datos de entrada

Se tiene que determinar el valor del parámetro B

$$B = [1 - 0.6 \exp(-0.77 / R_w)] * 4.6$$

$$B = [1 - 0.6 \exp(-0.77 / 0.033)] * 4.6 = 4.5$$

La formula utilizada para el cálculo de la saturación de agua es:

$$C_t = \frac{\phi^m S_w^n}{a} \left(C_w + \frac{BQ_v}{S_w^{n-1}} \right)$$

Además $F = \frac{a}{\phi^m}$

Para este pozo se tiene:

$$F = \frac{2.10}{\phi^{1.52}}$$

Quedando la formula en términos de resistividad como:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^n}{F} \left(\frac{1}{R_w} + \frac{BQ_v}{S_w^{n-1}} \right)$$

Resolviendo para S_w y puesto que los valores de R_w , ϕ , B , Q_v , m y n son valores conocidos, se tiene una ecuación de segundo grado como sigue:

$$AS_w^2 + BS_w = C$$

donde

$$A = \frac{1}{FR_w}$$

$$B = BQ_v$$

$$C = \frac{1}{R_t}$$

Los resultados se muestran en la tabla IV.3 y en la figura IV.4.

$$S_{wb} = \frac{\phi_t - \phi}{\phi_t}$$

Por lo tanto ya se tiene todos los parámetros de entrada como se muestra en la tabla IV.2:

V_{dc}	ϕ	S_{wb}
0.23	0.10	0.17
0.28	0.02	0.75
0.26	0.10	0.00
0.34	0.12	0.25
0.22	0.01	0.93
0.19	0.04	0.81
0.18	0.05	0.71
0.28	0.12	0.29
0.27	0.13	0.00
0.22	0.09	0.31
0.22	0.09	0.31
0.09	0.03	0.79
0.18	0.04	0.71
0.20	0.02	0.83
0.04	0.00	1.00
0.18	0.06	0.70
0.11	0.00	1.00
0.38	0.19	0.05
0.09	0.04	0.83
0.03	0.05	0.81
0.10	0.05	0.78
0.26	0.14	0.33
0.04	0.09	0.59
0.10	0.01	0.95
0.08	0.03	0.88
0.05	0.06	0.74
0.06	0.05	0.79
0.01	0.13	0.52
0.09	0.02	0.92
0.11	0.09	0.67
0.08	0.03	0.88
0.14	0.00	1.00
0.16	0.02	0.93
0.20	0.06	0.79
0.02	0.05	0.81

TABLA. IV.2: S_{wb} PARA EL MODELO DE DOBLE AGUA.

Con esta información ya se puede resolver la ecuación del modelo de doble agua cuya ecuación es:

$$C_t = \frac{\phi_t^m S_{wt}^n}{a} \left[\left(\frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right) (C_{wb} - C_w) \right]$$

Que en términos de resistividad la ecuación se puede escribir de la forma:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{FR_w} + S_w \left[S_{wb} \left(\frac{1}{R_{wb}} - \frac{1}{R_w} \right) \right]$$

Como todos los parámetros se conocen, por lo tanto se resuelve la ecuación de segundo grado

$$AS_w^2 + BS_w = C$$

donde

$$A = \frac{1}{FR_w}$$

$$B = S_{wb} \left[\frac{1}{R_{wb}} - \frac{1}{R_w} \right]$$

$$C = \frac{1}{R_t}$$

Los resultados se muestran en la tabla IV.3 y en la figura IV.4.

> **Simandoux**

Para éste método los datos de entrada son

$$R_w = 0.033 \Omega \text{ m}$$

$$F = \frac{2.10}{\phi^{1.52}}$$

y la resistividad de la arcilla R_{ar} que tiene el valor de $2.5 \Omega \text{ m}$.

Se tiene la ecuación del método de Simandoux de la manera siguiente:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{FR_w} + \frac{S_w V_{ar}}{R_{ar}}$$

Todos los parámetros son conocidos, por lo tanto se tiene en una ecuación de segundo grado como sigue:

$$AS_w^2 + BS_w = C$$

donde

$$A = \frac{1}{FR_w}$$

$$B = \frac{V_{ar}}{R_{ar}}$$

$$C = \frac{1}{R_t}$$

Los resultados se muestran en la tabla IV.3 y en la figura IV.4.

> **Simandoux modificado**

Los parámetros de entrada son los mismos que para Simandoux pero la ecuación varía; se tiene entonces

$$R_w = 0.033 \Omega \text{ m}$$

$$F = \frac{2.10}{\phi^{1.52}}$$

y la resistividad de la arcilla R_{ar} que tiene el valor de $2.5 \Omega \text{ m}$.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{FR_w(1-V_{ar})} + \frac{S_w V_{ar}}{R_{ar}}$$

Todos los parámetros son conocidos, por lo tanto se tiene en una ecuación de segundo grado como sigue:

$$AS_w^2 + BS_w = C$$

donde

$$A = \frac{1}{FR_w(1-V_{ar})}$$

$$B = \frac{V_{ar}}{R_{ar}}$$

$$C = \frac{1}{R_t}$$

Los resultados se muestran en la tabla IV.3 y en la figura IV.4.

> **Indonesia (Poupon – Leveaux)**

Los parámetros de entrada son:

V_{ar} , valores obtenido de la tabla IV.1 (datos del pozo)

R_t , valores obtenidos de la tabla IV.1 (datos del pozo)

R_w que es un valor conocido para este pozo y es de 0.033 Ω m

$$F = \frac{2.10}{\phi^{1.52}}$$

y así se tienen todos los parámetros de entrada para resolver la ecuación que es:

$$C_t = \left[\left(\frac{1}{FR_w} \right)^{\frac{1}{2}} + \frac{V_{ar}^{(1-0.5V_{ar})}}{\sqrt{R_{ar}}} \right]^2 S_w^2$$

la ecuación en términos de resistividad y despejando la saturación, la ecuación queda

$$S_w = \sqrt{\frac{\frac{1}{R_t}}{\left[\left(\frac{1}{FR_w} \right)^{\frac{1}{2}} + \frac{V_{ar}^{(1-0.5V_{ar})}}{\sqrt{R_{ar}}} \right]^2}}$$

se sustituyen todos los datos para los distintos intervalos considerados. Los resultados se muestran en la tabla IV.3 y en la figura IV.4.

Prof	R_t	V_{ar}	ϕ	Q_v	Saturación de agua (S_w)					Capa	
					Waxman Smits	Doble agua	Simandoux	Simandoux modificado	Idonesian		
1376.0	7.69	0.33	0.12	0.017	0.20	0.16	0.26	0.21	0.36	V	
1379.5	7.69	0.30	0.08	0.017	0.26	0.42	0.35	0.27	0.46		
1380.5	7.69	0.36	0.10	0.026	0.27	0.13	0.32	0.24	0.39		
1382.1	4.55	0.46	0.16	0.038	0.32	0.25	0.34	0.28	0.36		
1383.0	4.55	0.23	0.15	0.011	0.25	0.36	0.28	0.27	0.44		
1385.0	5.41	0.23	0.21	0.051	0.28	0.26	0.22	0.21	0.32		
1385.5	2.94	0.23	0.17	0.022	0.39	0.43	0.39	0.38	0.50		
1386.0	2.56	0.40	0.17	0.029	0.46	0.43	0.49	0.44	0.48		
1386.5	3.17	0.40	0.13	0.025	0.41	0.32	0.46	0.40	0.51		
1387.2	3.17	0.31	0.13	0.019	0.38	0.37	0.42	0.39	0.54		
1388.7	4.35	0.31	0.13	0.019	0.30	0.28	0.34	0.30	0.46		
1390.5	11.11	0.12	0.14	0.028	0.18	0.22	0.12	0.12	0.32		
1391.0	11.11	0.22	0.14	0.015	0.14	0.21	0.16	0.14	0.30		
1392.5	8.30	0.22	0.12	0.012	0.17	0.30	0.20	0.18	0.38		
1397.5	18.80	0.04	0.18	0.014	0.08	0.17	0.06	0.06	0.22		IV
1399.5	5.26	0.24	0.20	0.018	0.22	0.26	0.23	0.22	0.34	III	
1401.0	5.00	0.11	0.17	0.014	0.23	0.33	0.22	0.22	0.42		
1404.0	3.57	0.57	0.20	0.025	0.33	0.28	0.39	0.32	0.34		
1405.0	10.00	0.13	0.24	0.014	0.12	0.16	0.12	0.11	0.23	II	
1409.0	10.00	0.08	0.27	0.011	0.11	0.15	0.11	0.11	0.22		
1410.5	4.00	0.15	0.23	0.026	0.29	0.31	0.27	0.27	0.37		
1412.5	4.88	0.40	0.21	0.028	0.25	0.23	0.27	0.24	0.31		
1413.3	3.85	0.13	0.22	0.011	0.28	0.31	0.28	0.28	0.39		
1415.0	14.29	0.11	0.22	0.021	0.10	0.15	0.09	0.08	0.21		
1417.0	6.25	0.11	0.25	0.012	0.18	0.22	0.17	0.17	0.29		
1418.0	3.57	0.11	0.23	0.014	0.30	0.34	0.29	0.29	0.40		
1419.0	2.94	0.11	0.24	0.015	0.36	0.40	0.35	0.35	0.43		
1420.1	2.56	0.14	0.27	0.018	0.41	0.42	0.41	0.40	0.42		
1423.8	5.88	0.11	0.25	0.025	0.20	0.23	0.18	0.18	0.29		
1425.8	2.78	0.20	0.27	0.012	0.37	0.40	0.38	0.38	0.39		
1427.0	8.00	0.11	0.26	0.011	0.14	0.18	0.14	0.14	0.24		
1428.3	12.50	0.14	0.26	0.024	0.11	0.15	0.10	0.09	0.19		I
1429.7	9.52	0.18	0.27	0.011	0.12	0.16	0.12	0.12	0.21		
1432.0	8.33	0.26	0.28	0.017	0.14	0.17	0.15	0.14	0.21		
1436.0	10.53	0.07	0.26	0.018	0.12	0.15	0.10	0.10	0.22		

TABLA IV.3: TABLA DE RESULTADOS OBTENIDOS DE S_w CON LOS DIFERENTES METODOS UTILIZADOS.

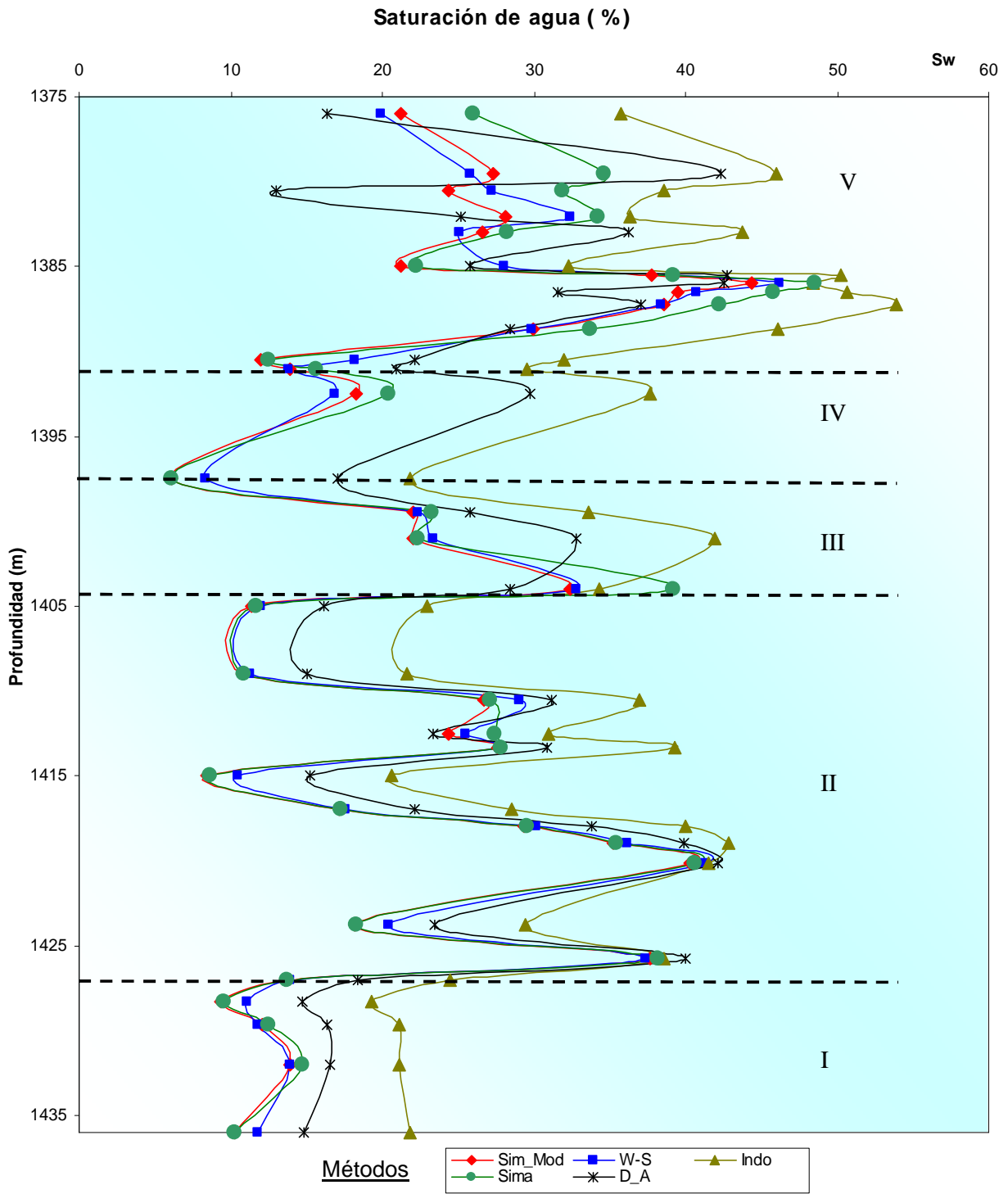


Figura. IV.4: Grafica de saturación de agua contra profundidad preparada con los resultados obtenidos con los diferentes métodos.

Una estimación de la saturación media del agua (S_w), para las diferentes capas, se calculo con mediciones obtenidas de muchos núcleos del pozo, por métodos que se realizan en el laboratorio.

Los resultados obtenidos de los núcleos en laboratorio son los siguientes:

Capa	Profundidad (m)	S_w (Lab)
V	1376-1392	30
IV	1392-1397.5	15
III	1397.5-1404	20
II	1404-1426	25
I	1426-1436	20

Y comparando con los resultados obtenidos por cada uno de los métodos se tiene para cada capa los siguientes resultados:

Capa	Profundidad (m)	Saturación de Agua S_w					
		Lab.	Waxman Smits	Doble agua	Simandoux	Simandoux modificado	Indonesian
V	1376-1392	0.30	0.29	0.30	0.31	0.27	0.42
IV	1392-1397.5	0.15	0.08	0.17	0.06	0.06	0.22
III	1397.5-1404	0.20	0.26	0.29	0.28	0.26	0.37
II	1404-1426	0.25	0.24	0.27	0.24	0.23	0.32
I	1426-1436	0.20	0.12	0.16	0.12	0.11	0.21

TABLA IV.4: RESULTADOS PROMEDIO DE SATURACIONES DE AGUA S_w PARA LAS DIFERENTES CAPAS.

Los resultados muestran:

Primeramente, el comportamiento de la grafica IV.4 para cada uno de los datos tomados para la determinación de la saturación de agua en el yacimiento Sahara, muestra que los cinco modelos tienen un comportamiento similar, con excepción del modelo de Indonesia, el cual se aleja de los demás modelos.

Tomando los valores de saturación de agua (S_w) obtenidos en el laboratorio como confiables, se analizan los diferentes modelos para la obtención de la saturación de agua (S_w).

Los valores promedio de saturación obtenidos en el laboratorio se corroboran con cuatro modelos. Para la capa V se tiene que, WS, DA, S y SM se acercan al valor obtenido en laboratorio.

Lo mismo ocurre en la capa II, los valores obtenidos de S_w con los modelos de WS, DA, S y SM, se acercan al valor obtenido en el laboratorio.

Por lo que entonces los valores de saturación de agua en las capas V y II se toman como verdaderos.

En la capa III, los valores obtenidos de S_w con los modelos se alejan demasiado del valor obtenido en el laboratorio.

Con excepción del modelo DW, la S_w determinada con los demás modelos en las capas I y IV se alejan del valor obtenido en el laboratorio.

Por lo tanto, el mejor modelo que se aplicó para este pozo en particular es el modelo de doble agua, que es el modelo que arrojó mejores resultados de S_w al ser comparados con los valores obtenidos en el laboratorio.

De tal modo que los valores de saturación de agua serán tomados del modelo de doble agua.

Para el caso del modelo de Indonesia, se tiene que los valores mostrados en la grafica IV.4, tienen un comportamiento alejado de los otros cuatro modelos. Además, los valores promedio de saturación de agua obtenidos para las cinco capas, por este modelo, se alejan demasiado de los valores obtenidos en el laboratorio y también de los otros cuatro modelos. Por lo que, este modelo no es aplicable en este pozo y más aún en el campo Sahara, dado que este modelo fue realizado para yacimientos con características específicas, como las de los yacimientos de Indonesia.

Finalmente, la exactitud de cada modelo depende de los datos de entrada, tales como lo son los valores de ϕ , R_t , R_w , etc. Debe tomarse en cuenta que una caracterización de yacimientos considera, estudios de laboratorio y toma de registros geofísicos.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES.

V. CONCLUSIONES

V.1 CONCLUSIONES DE CONCEPTOS BASICOS

A.- ARCILLAS Y FORMACIONES ARCILLOSAS

Las arcillas son partículas muy finas, compuestos de silicatos de aluminio hidratados. Las arcillas contribuyen a la conductividad eléctrica de la formación, debido a un proceso de intercambio de iones, llamada capacidad de intercambio cationico (CEC). Dicho intercambio, ocurre en la superficie específica de la arcilla. El efecto de la arcilla en la conductividad eléctrica, depende del tipo de arcilla, que para la industria petrolera, las arcillas de interés son aquellas relacionadas con rocas sedimentarias como: la caolinita, la montmorillonita, la illita y la clorita; de la distribución de la arcilla en la arena, que puede ser, laminar, estructural y dispersa; así como de la cantidad de arcilla, que es un parámetro de suma importancia, dado que entre más arcilla contenga la formación aumenta la conductividad eléctrica. Las arcillas, son altamente plásticas, debido a su tamaño, morfología y su capacidad de hinchamiento. Su presencia en un yacimiento petrolero, hace difícil la evaluación de parámetros petrofísicos. Los principales parámetros petrofísicos requeridos para la evaluación de un yacimiento son: la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, el tiempo de tránsito, la tortuosidad, la densidad y la resistividad eléctrica.

B.- REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS

Los registros geofísicos son una herramienta para poder conocer los parámetros petrofísicos y la litología del yacimiento. La porosidad es determinada por medio de registros como son: el registro sísmico (BHC), el de densidad de la formación (FDC), y el neutrón (CNL). Cada uno de estos registros tienen características que dependen principalmente de la porosidad de la formación; además, son afectados, por ciertas propiedades de la matriz de la roca, como es, el tiempo de tránsito, la densidad y la cantidad de hidrógeno presente en la formación, respectivamente. En combinación con otros registros es posible tener una mejor caracterización del yacimiento, es decir, tener un mejor conocimiento de la porosidad y la litología. Así mismo, con la combinación de dos de ellos pueden determinarse zonas de gas en el yacimiento.

La litología del yacimiento se puede conocer por medio de los registros de litología como son: el de potencial espontáneo (SP) y el de rayos gama (RG). Uno se basa en la medición del potencial eléctrico producido por la interacción del agua de formación, el agua del filtrado y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas), y el otro, mide la radioactividad natural emitida por la formación, respectivamente.

Otro parámetro importante, es la resistividad eléctrica de la formación y los registros para la determinación de dicho parámetro son los registros eléctricos,

como son: los convencionales, los de corriente enfocada y los de inducción. Los convencionales envían corriente a la formación a través de unos electrodos y se mide los potenciales eléctricos. Los de corriente enfocada también se envía corriente a la formación, pero ésta es forzada a fluir en una franja plana y perpendicular al eje de la sonda. Tanto los convencionales como los de corriente enfocada, requieren, correrse en pozos que contengan lodo base agua. Los de inducción pueden correrse en pozos que contengan lodo base aceite, además las herramientas de medición son bobinas, haciendo que se produzca un campo magnético, y se induce corrientes secundarias a la formación, midiendo por lo tanto la conductividad de la formación.

V.2 CONCLUSIONES DE LA ESTIMACION DE S_w EN FORMACIONES ARCILLOSAS

Evaluar un yacimiento para encontrar las saturaciones de agua y de hidrocarburos incluye conocer la resistividad del agua de formación, el factor de formación o la porosidad y la resistividad de la formación. La determinación de la saturación de agua tiene un papel muy importante en la industria petrolera ya que permite determinar la probabilidad de producción y permite calcular el volumen de hidrocarburos en un yacimiento, por medio de modelos basados en las ecuaciones propuestas por G.E Archie para formaciones limpias. Las formaciones en realidad no son limpias. Tomando en cuenta que las formaciones tienen arcilla en cantidades variables y distribuidas en diversas formas se desarrollaron ecuaciones que permiten determinar la saturación de agua en formaciones de arenas arcillosas. Dos ecuaciones están basadas en la capacidad de intercambio cationico, como lo son: el modelo de Waxman-Smits (WS) y el de doble agua (DW). Otros modelos están basados en el contenido de arcilla en la formación; entre ellos se encuentran: Simandoux (S), Simandoux modificado (SM) y el de Indonesia (I), este último toma en cuenta la resistividad de la arcilla. Todos ellos desarrollados en laboratorio, presentando cada uno de los modelos una relación entre la porosidad, la resistividad y la saturación de agua.

V.3 CONCLUSIONES DE LA APLICACION DE CINCO MODELOS PARA DETERMINAR LA S_w EN FORMACIONES ARCILLOSAS

Por ultimo, se presenta un ejemplo de aplicación para los diferentes modelos Primeramente, el comportamiento de la grafica IV.4 para cada uno de los datos tomados para la determinación de la saturación de agua en el yacimiento Sahara, los cinco modelos, tiene un comportamiento similar pero con excepción del modelo de Indonesia el cual se aleja de los demás modelos.

Los valores promedio de saturación obtenidos en el laboratorio se corroboran con los cinco modelos, para las capas II y V se tiene que los métodos WS, DA, S y SM se acercan al valor obtenido en laboratorio. Por lo que entonces los valores de saturación de agua en las capas II y V se toman como verdaderos.

En las cinco capas evaluadas de este yacimiento el modelo que más se acercó al comportamiento de los valores obtenidos en el laboratorio fue el de doble agua (DW). El modelo de Indonesia (I), tiene un comportamiento muy alejado por lo que este modelo no es aplicable en este yacimiento.

Finalmente, la exactitud de cada modelo depende de los datos de entrada, tales como lo son los valores de ϕ , R_t , R_w , etc. Debe tomarse en cuenta que una caracterización de yacimientos considera, estudios de laboratorio y toma de registros geofísicos.

BIBLIOGRAFÍA

- (1) Amyx, J. "Petroleum Reservoir Engineering". MacGraw-Hill, USA, 1989
- (2) Archie, G. E: " The Electrical Resistivity Log as an Aid in determining Some Reservoirs characteristics" , Trans., AIME (1942) Vol. 146, p 54-67
- (3) Arroyo, F. A., Roig, F. "Apuntes-Introducción a los Registros Geofísicos" Facultad de Ingeniería, UNAM.
- (4) Bardon, Ch., Pied, B.: "Formation Water Saturation in Shaly Sands" SPWLA tenth annual logging symposium, may 25-28, (1969), paper Z
- (5) Clavier, C., Coates, G., and Dumanoir, J.: "Theoretical and Experimental Bases for the Dual-Water Model for Interpretation of Shaly Sands," J. Pet Tech. (April 1984) p153-168
- (6) Compton R. "Geología de Campo". Pax-México, 1970.
- (7) Emmon, William H. "Geología, Principios y Procesos", traducción, McGraw-Hill, 1963.
- (8) Guillemont. "Geología del Petróleo", Madrid, 1971.
- (9) Hill and Millburn.: "Effect of clay and water salinity on electrochemical behavior of reservoir rocks," Trans., AIME (1956) Vol. 207, p 65
- (10) http://iio.ens.uabc.mx/Curso%20Internet%20Miguel%20Angel/2_Arcillas/Arcillas.htm
- (11) http://omega.ilce.edu.mx:3000/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/109/htm/sec_6.htm
- (12) <http://tenoch.pquim.unam.mx/academico/qa/arcillas.htm>

- (13) http://www.segemar.gov.ar/P_Oferta_Regiones/Oferta/Arcillas/Usos%20y%20especificaciones/Usos%20y%20especificaciones.htm
- (14) <http://www.uclm.es/users/higuera/yymm/Arcillas.htm>
- (15) Martínez de la Rosa JJ. “Aplicación del Método Potenciométrico a la Medición de Resistividades de Rocas Porosas Saturadas”. Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Julio 1972.
- (16) Poupon, A., Leveaux, J.: “Evaluation of Water Saturation in Shaly Formations,” SPWLA tenth annual logging symposium, may 2-5, (1971), paper O
- (17) Poupon, A., Loy, M.E., and Tixier, M.P.: “A Contribution to Electrical log Interpretation in Shaly Sands,” J. Pet Tech. (June 1954) p138-145
- (18) Schlumberger “Interpretación de Perfiles” USA 1972, Vol. I – Fundamentos.
- (19) Schlumberger “Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros” USA 1978.
- (20) Simandoux, P.: “Measures Dielectriques en Milieu Poreux,. Application a Measure des Saturations en Eau, Etude du Comportement des Massifs Argileux,” Revue de l’institut Francais du Petrole, Supplementary Issue (Tomo II,1963) p 193-215
- (21) Smits, L J.: “SP Log interpretation in Shaly Sand”, Soc. Pet. Eng. J. (June, 1968) p123-136
- (22) Vera T. “Estratigrafía Principios y Métodos”, Editorial: Rueda, 1994.
- (23) Villamar. V. M. “Apuntes de Caracterización de Formaciones”.
- (24) Villamar. V. M. “Apuntes de Caracterización de Yacimientos”.
- (25) Waxman, W. H. and Smits, L. J. M.: “Electrical Conductivities in Oil-Bearing Sands,” Soc. Pet. Eng. J. (June, 1968) p107-122

NOMENCLATURA

LETRAS

A	: Área transversal.
a	: Factor geométrico.
°API	: Grados API.
B	: Conductividad equivalente del contraion a 25°C.
BHC	: Registro sísmico compensado.
b	: Contenido de arcilla efectiva de la roca.
Cl ⁻	: Anión de cloro.
C	: Conductividad (inverso de la resistividad).
C _e	: Conductividad del intercambio catiónico de la arcilla.
C _o	: Conductividad de la roca cuando Sw = 100%.
C _t	: Conductividad total o real.
C _w	: Conductividad del agua.
C _{wb}	: Conductividad del agua ligada.
c	: concentración de cloruro de sodio.
CNL	: Registro neutrón compensado.
CEC	: Capacidad de intercambio catiónico.
d	: Densidad.
d	: Distancia.
d _m	: Densidad de la matriz o de los sólidos.
d _r	: Densidad de la roca.
d _{r-f}	: Densidad del sistema roca fluido.
F	: Factor de formación.
F ₀₁	: Factor de resistividad de la formación referido a una solución hipotética de resistividad de 0.01 ohm m a 25°C.
FDC	: Registro de densidad.
GR	: Registro de rayos gamma.
G*	: Factor geométrico, función de la porosidad, saturación del agua y geometría del poro.
H _w	: Índice de hidrógeno.
I	: Índice de resistividad.
K	: Permeabilidad.
K _a	: Permeabilidad absoluta.
K _f	: Permeabilidad a un fluido. K _g , K _o , K _w

Nomenclatura

K_{ef}	:	Permeabilidad efectiva a un fluido.
K_I	:	Permeabilidad de Klinkenberg.
K_{rf}	:	Permeabilidad relativa a un fluido.
K_g, K_o, K_w	:	Permeabilidad al gas, aceite, agua.
K_{rg}, K_{ro}, K_{rw}	:	Permeabilidad relativa al gas, aceite, agua.
K	:	Potasio.
L, l	:	Longitud.
M	:	Masa.
m	:	Factor geométrico, de la ecuación de Archie.
Na^+	:	Catión de sodio.
n	:	Exponente de saturación.
P	:	Presión.
P	:	Concentración de cloruro de sodio.
Q, Q_v	:	Capacidad de intercambio cationico volumétrica.
Q'_v	:	Concentración efectiva de iones de intercambio a condiciones de S_w .
R	:	Resistividad eléctrica (reciproco de la conductividad).
R_a	:	Resistividad aparente.
R_{ar}	:	Resistividad de la arcilla.
R_o	:	Resistividad de la roca cuando $S_w = 100\%$.
R_t	:	Resistividad de la roca cuando $S_w < 100\%$ (en núcleos).
R_t	:	Resistividad real o verdadera (registros geofísicos).
R_w	:	Resistividad del agua.
S_b	:	Saturación de agua impregnada.
S_f	:	Saturación de fluidos.
S_g, S_o, S_w	:	Saturación de gas, aceite, agua.
S_{wb}	:	Saturación de agua ligada.
S_{wi}	:	Saturación de agua irreductible.
S_{wt}	:	Saturación de agua total.
SP	:	Registro de potencial espontáneo.
T	:	Temperatura.
t	:	Tiempo.
Th	:	Thorio.
U	:	Uranio.
V	:	Volumen.
V_{ar}	:	Volumen de arcillas.
V_{cl}	:	Volumen de arcilla mojada.
V_{dc}	:	Volumen de arcilla seca.
V_f	:	Volumen del fluido.
V_p	:	Volumen total de espacios vacíos (volumen de poros).
V_s	:	Volumen ocupado por sólidos.

Nomenclatura

V_t	:	Volumen total de roca.
W	:	Volumen de agua impregnada.
x	:	Parámetro geométrico.
y	:	Parámetro geométrico.

LETRAS GRIEGAS

Δt	:	Tiempo de tránsito.
Δt_f	:	Tiempo de tránsito del fluido saturante.
Δt_m	:	Tiempo de tránsito de la matriz.
ϵ	:	Permitividad.
ϵ'	:	Constante dieléctrica real.
ϵ''	:	Pérdidas dieléctricas.
ϕ	:	Porosidad.
ϕ_c	:	Porosidad interconectada.
ϕ_D	:	Porosidad del registro de densidad.
ϕ_e	:	Porosidad efectiva.
ϕ_N	:	Porosidad del registro neutrón.
ϕ_p	:	Porosidad potencial.
ϕ_S	:	Porosidad del registro sínico.
ϕ_t	:	Porosidad total.
ϕ_1	:	Porosidad primaria.
ϕ_2	:	Porosidad secundaria.
ρ	:	Densidad.
ρ_a	:	Densidad aparente.
ρ_b	:	Densidad total de la formación.
ρ_f	:	Densidad del fluido.
ρ_{ma}	:	Densidad de la matriz.
τ	:	Tortuosidad.
