

Solución de la ecuación de Archie y su comprobación

Heberto Ramos Rodríguez¹.

¹ Centro de Desarrollo de Competencias Energéticas y Sustentabilidad (CEDECES) - Universidad Olmeca. Carretera Villahermosa-Macuspana, km 14, Dos Montes, Centro, C.P. 86280, Tabasco, México. E-mail: hrr_betoramos@yahoo.com y hramosr@hotmail.com

RESUMEN

En la industria petrolera todas las formaciones de los campos son estudiadas a partir de registros geofísicos, de núcleos de pozos petroleros, de simulaciones computacionales y de estudios de laboratorio, que permiten establecer las relaciones de las propiedades petrofísicas a través de fórmulas prácticas. Una de estas es la ecuación de Archie, que involucra las propiedades físicas de una formación dada. Si estas propiedades se obtienen de manera alternativa y se utilizan en la ecuación de Archie, entonces es posible calcular los coeficientes y exponentes que intervienen en la ecuación. En este trabajo se resuelve la ecuación de Archie tomando a la saturación de agua como variable dependiente y como incógnitas los coeficientes y exponentes que se presentan en ella. Se muestra la generalidad del uso de la ecuación de Archie en cualquier formación, comprobándose su solución al comparar los valores de saturación de agua obtenidos con los valores encontrados de coeficientes y exponentes de la fórmula con las saturaciones de agua obtenidas con ecuaciones empíricas ampliamente utilizadas en la industria. Las diferencias entre los dos conjuntos de saturaciones de agua son mínimas, uno calculado con los coeficientes y exponentes obtenidos de la solución de la ecuación de Archie y otro conjunto obtenido a través de ecuaciones empíricas de amplia utilización en la industria, para un mismo conjunto de datos.

Palabras clave: ecuación de Archie, saturación de agua, registros geofísicos, simulaciones computacionales.

ABSTRACT

In the oil industry practically all the formations of the

fields are studied from geophysical logs, oil well cores, computer simulations and laboratory studies, which allow to establish the relationships of the petrophysical properties through practical formulas. One of these is Archie's equation, which involves the physical properties of a given formation. If these properties are obtained in an alternative way and are used in the Archie's equation, then it is possible to calculate the coefficients and exponents that intervene in that equation. In this paper, the Archie's equation is solved by taking the water saturation as a dependent variable and as unknown parameters, the coefficients and exponents that appear in it. The generality of the use of the Archie's equation in any formation is shown, proving its solution when comparing the values of water saturation obtained with the found values of coefficients and exponents of the formula with the water saturations obtained with empirical equations widely used in the industry. The differences between the two sets of water saturations are minimal, a set calculated with the coefficients and exponents obtained from the solution of the Archie's equation and another set obtained through empirical equations widely used in industry, for the same set of data.

Key words: Archie's equation, water saturation, geophysical logs, computer simulations.

RESUMO

Nas formações da indústria do petróleo virtualmente todos os campos são estudados a partir de perfis de poços, núcleos de poço de petróleo, simulações computacionais e estudos laboratoriais, que estabelecem as relações das propriedades petrofísicas através fórmulas práticas. Uma delas é a equação de Archie, que envolve as propriedades

físicas de una dada formação. Se estas propriedades são obtidas alternativamente e são utilizados na equação de Archie, então é possível calcular os coeficientes e expoentes envolvidas na equação. Neste trabalho, a equação é resolvido tendo Archie saturação de água S_w como variável dependente e como coeficientes de amostras desconhecidas e expoentes aí apresentados. Solução verificado generalidade usando a equação de Archie em qualquer formação mostrado por comparação dos valores de saturação de água, obtida com os valores encontrados coeficientes e expoentes da fórmula com saturações de água obtida por meio de equações empíricas amplamente utilizados em Indústria. As diferenças entre os dois conjuntos de saturações de água são mínimas, um conjunto de coeficientes e calculado expoentes obtidos equação solução de Archie e outro conjunto obtido através de equações empíricas amplamente utilizados na indústria, para o mesmo conjunto de dados.

Palabras Chave: equação de Archie, saturação de água, perfis de poços, simulações computacionais.

INTRODUCCIÓN

Durante la perforación de los pozos exploratorios y de desarrollo se utilizan herramientas de medición conocidas como sondas, para obtener datos y propiedades petrofísicas de las formaciones que son perforadas. Entre estas propiedades se encuentran la resistividad de la formación, la resistividad del agua de formación, la resistividad del hidrocarburo, la porosidad de la formación, la saturación de agua (S_w) en la formación, la saturación de aceite, la permeabilidad y la salinidad.

Todas las propiedades de las formaciones que se mencionan existen simultáneamente, por lo que el problema que se presenta es encontrar las relaciones que ocurren entre ellas. Por ejemplo, el factor de resistividad de la formación F_R se define como:

$$F_R = \frac{R_0}{R_w} \quad (1)$$

Donde R_w es la resistividad que se obtiene por la ley de Ohm al hacer pasar una corriente de un Ampere en un metro cúbico de formación lleno de agua y R_0 es la resistividad de la formación dentro del mismo cubo 100 % saturada de agua.

La porosidad Φ definida por la fracción del vo-

lumen total de la roca que no está ocupada por constituyentes sólidos, pero generalmente ocupada por aceite, gas o agua, se define por:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (2)$$

Donde V_p es el volumen que ocupa el poro y V_t es el volumen total.

La saturación de agua se define como la fracción del volumen del poro llena de agua y se expresa algebraicamente como:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (3)$$

Donde V_w es el volumen ocupado por el fluido y V_p es el volumen ocupado por el poro.

Experimentos controlados permiten, por ejemplo, variar la porosidad Φ en un cubo lleno de agua utilizando distintos materiales y variando la saturación en agua con la finalidad de encontrar una variabilidad en el factor de resistividad de la formación F_R :

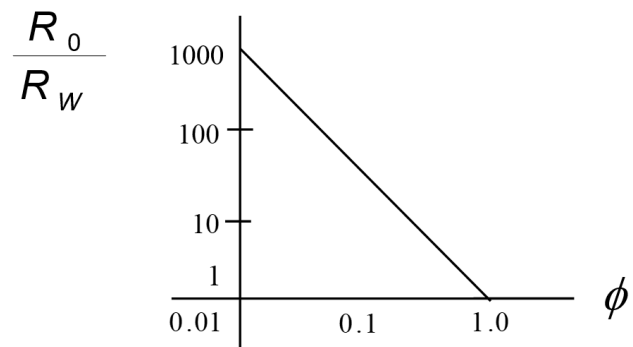


Figura 1. Gráfico del Factor de resistividad de la formación F_R contra la porosidad Φ .

Se observa que la correlación no es lineal, pero se induce, aplicando una función de logaritmo o logaritmo natural sobre cada porosidad y cada factor de resistividad de la formación, como se observa en la **Figura 1**. De esta manera, se determina una expresión analítica que tiene la siguiente forma:

$$F_R = \frac{a}{\phi^m} = \frac{R_0}{R_w} \quad (4)$$

Donde **a** es el factor de tortuosidad, **m** es el exponente de cementación y **R_w** es la resistividad de la formación saturada con agua, cuyo valor depende de la salinidad del agua de la formación y la temperatura de la formación.

Si en un metro cúbico de alguna formación saturada de agua, se sustituye parte del agua por hidrocarburo, (se conoce qué fracción existe de hidrocarburo puesto que se mide qué cantidad de agua se libera) se obtiene una formación saturada de hidrocarburo y agua. La resistividad que se mide de ese bloque de formación parcialmente saturado con agua e hidrocarburo se le conoce como resistividad verdadera de la formación **R_t**. Del experimento que consiste en medir la saturación de agua contra las variaciones de la relación de **R₀/R_t**, se observa que la **S_w** es inversamente proporcional a la relación de resistividades (presencia de hidrocarburo), es decir, al agregar hidrocarburo, se reduce la saturación de agua (**S_w**).

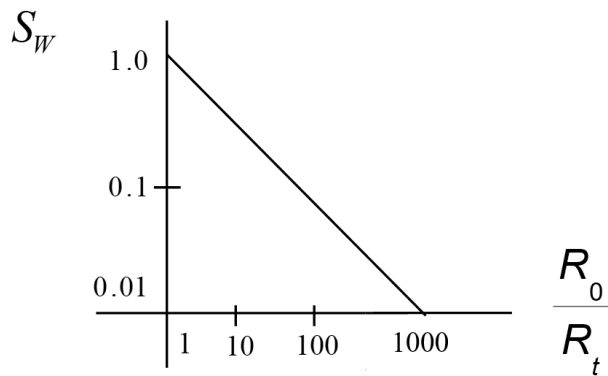


Figura 2. Gráfico de la Saturación de agua contra relación de resistividades **R₀/R_t**.

Aplicando logaritmos se obtiene una expresión linealizada de la **S_w**, obteniéndose la siguiente expresión analítica:

$$S_w^n = \frac{R_0}{R_t} \quad (5)$$

Donde **n**, se conoce como el exponente de saturación, que se obtiene experimentalmente para una formación determinada.

Sustituyendo la ecuación (4) en la ecuación (5) se tiene:

$$R_t = \frac{aR_w}{\phi^m S_w^n} \quad (6)$$

Que se conoce como la ecuación de Archie, y que involucra simultáneamente la saturación de agua, la porosidad y la resistividad de la formación.

DESARROLLO

Para encontrar la solución de la ecuación de Archie se considera la resistividad (**R_t**), la porosidad (**Φ**) y la saturación de agua como parámetros conocidos (estos se obtienen de los registros geofísicos de los pozos petroleros y de pruebas de laboratorio) y se procede a determinar las incógnitas de la ecuación: el factor de tortuosidad, el exponente de cementación y el exponente de saturación de agua (**a**, **m**, **n**) considerando lo siguiente:

- 1) La resistividad del agua de formación **R_w** (que depende de la salinidad del agua y la temperatura) es una medida confiable que se puede obtener de núcleos de la formación bajo estudio.
- 2) En el Factor de resistividad de la formación **F_R**, el incremento en la resistividad de la formación saturada de agua **R₀**, implica una disminución en la porosidad.
- 3) La porosidad **Φ** del intervalo productor o de la formación en estudio, se determina en laboratorio a partir de núcleos, o bien, de datos obtenidos de registros geofísicos, como el sísmico de porosidad o neutrón compensado, por ejemplo.
- 4) La resistividad verdadera de la formación **R_t** del intervalo productor o de la formación en estudio, se obtiene de los registros de resistividad, ya sea el doble *laterolog* (DLL) o el de inducción.
- 5) La saturación del agua en el intervalo productor o en la formación en estudio, se calcula en función de la resistividad de la formación, la porosidad y la resistividad del agua de formación (**R_t**, **Φ**, **R_w**) utilizando alguna expresión analítica conocida para una formación parti-

cular, por ejemplo: la ecuación de Humble para arenas, la ecuación de Shell para carbonatos no fracturados de baja porosidad, etc. (**Anexo A**).

- 6) Simultáneamente se soluciona la ecuación de Archie y se calculan el factor de tortuosidad, el exponente de cementación y el exponente de saturación (**a, m, n**), verificándose que estos valores coinciden con los valores encontrados en el punto 5 y en pruebas de laboratorio con núcleos del intervalo de interés en la formación bajo estudio.
- 7) Se valida de esta manera, que se ha resuelto correctamente la ecuación de Archie y que la saturación de agua obtenida con **a, m, n** calculados con el método propuesto de solución de la ecuación de Archie coincide con la saturación de agua calculada con la ecuación de Humble o Shell para alguna formación específica.

Solución de la ecuación de Archie

La ecuación de Archie que se utiliza en la industria petrolera es de la forma:

$$R_t = \frac{aR_w}{\phi^m S_w^n} \quad (7)$$

Transformándose bajo la función **ln** a ambos miembros de la ecuación 7 en la siguiente ecuación:

$$\ln R_t = -m \ln \phi + \ln(aR_w) - n \ln S_w \quad (8)$$

Y con los siguientes cambios de variable:

$$Z_i = \ln R_t, \quad B = \ln(aR_w), \quad X_i = \ln \phi, \quad Y_i = \ln S_w \quad (8a)$$

Se obtiene la expresión:

$$Z_i = B - mX_i - nY_i \quad (9)$$

Los valores desconocidos de **a, m** y **n**, que permitan una mejor concordancia entre los **P** juegos de valores en ambos lados de la ecuación (9), se determinan al minimizar la suma de los cuadrados de las diferencias:

$$F = \sum_{i=1}^P S^2 = \sum_{i=1}^P (Z_i - B + mX_i + nY_i)^2 \quad (10)$$

Para que se establezca una discrepancia mínima entre los datos experimentales o datos medidos y la función lineal propuesta **F**, es necesario que se cumplan las siguientes condiciones:

$$\frac{\partial F}{\partial B} = 0, \quad \frac{\partial F}{\partial m} = 0, \quad \frac{\partial F}{\partial n} = 0 \quad (11)$$

Derivando:

$$\frac{\partial F}{\partial B} = \sum (Z_i - B + mX_i + nY_i)(-1) = 0 \quad (12)$$

$$= \left[\sum Z_i - \sum B + \sum mX_i + \sum nY_i \right](-1) = 0$$

$$= -\sum Z_i + PB - \sum mX_i - \sum nY_i = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial m} = \sum (Z_i - B + mX_i + nY_i)(X_i) = 0 \quad (13)$$

$$= \sum Z_i X_i - \sum X_i B + \sum mX_i^2 + n \sum Y_i X_i = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial n} = \sum (Z_i - B + mX_i + nY_i)(Y_i) = 0 \quad (14)$$

$$= \sum Z_i Y_i - B \sum Y_i + m \sum X_i Y_i + n \sum Y_i^2 = 0$$

Utilizando la regla de la cadena para la primera condición (11):

$$\sum_{i=1}^P (-Z_i + B - mX_i - nY_i)^2 = 0 \quad (15)$$

por (-1) se tiene $\sum (Z_i - B + mX_i + nY_i) = 0$

De manera análoga, las condiciones (11) permiten obtener el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned} \sum Z_i - BP + m \sum X_i + n \sum Y_i &= 0 \\ \sum Z_i X_i - B \sum X_i + m \sum X_i^2 + n \sum X_i Y_i &= 0 \\ \sum Z_i Y_i - B \sum Y_i + m \sum X_i Y_i + n \sum Y_i^2 &= 0 \end{aligned} \quad (16)$$

Reordenando el sistema de ecuaciones (16), al ubicar la columna sin incógnita del lado derecho de la igualdad y multiplicando todo el sistema por (-1) se tiene:

$$\begin{aligned} BP - m \sum X_i - n \sum Y_i &= \sum Z_i \\ B \sum X_i - m \sum X_i^2 - n \sum X_i Y_i &= \sum Z_i X_i \\ B \sum Y_i - m \sum X_i Y_i - n \sum Y_i^2 &= \sum Z_i Y_i \end{aligned} \quad (17)$$

Resolviendo por el método de Cramer por menores el sistema de ecuaciones (17) se tiene:

Primero se ignoran las incógnitas obteniendo de este sistema (17) la matriz de coeficientes (se elimina el subíndice **i** para facilitar los cálculos):

$$\begin{matrix} P & -\sum X & -\sum Y & \sum Z \\ \sum X & -\sum X^2 & -\sum XY & \sum ZX \\ \sum Y & -\sum XY & -\sum Y^2 & \sum ZY \end{matrix} = \begin{matrix} \sum Z \\ \sum ZX \\ \sum ZY \end{matrix} \quad (18)$$

Se calcula el determinante del sistema de la siguiente manera:

$$\begin{matrix} P & -\sum X & -\sum Y \\ \sum X & -\sum X^2 & -\sum XY \\ \sum Y & -\sum XY & -\sum Y^2 \end{matrix} = P(\sum X^2 \sum Y^2 - \sum XY \sum XY) + \sum X(\sum Y \sum XY - \sum X \sum Y^2) - \sum Y(\sum Y \sum X^2 - \sum X \sum XY) \quad (19)$$

Se determina la incógnita **n** sustituyendo la columna del lado derecho de la igualdad (18) en la tercera columna del lado izquierdo de la igualdad y se resuelve por factores:

$$\begin{matrix} P & -\sum X & \sum Z \\ \sum X & -\sum X^2 & \sum ZX \\ \sum Y & -\sum XY & \sum ZY \end{matrix} = P(\sum XY \sum ZX - \sum X^2 \sum ZY) + \sum X(\sum X \sum ZY - \sum Y \sum ZX) + \sum Z(\sum Y \sum X^2 - \sum X \sum XY) \quad (20)$$

Dividiendo (20) entre (19) se obtiene **n**:

$$n = \frac{P(\sum XY \sum ZX - \sum X^2 \sum ZY) + \sum X(\sum X \sum ZY - \sum Y \sum ZX) + \sum Z(\sum Y \sum X^2 - \sum X \sum XY)}{P(\sum X^2 \sum Y^2 - \sum XY \sum XY) + \sum X(\sum Y \sum XY - \sum X \sum Y^2) - \sum Y(\sum Y \sum X^2 - \sum X \sum XY)} \quad (21)$$

Se determina la incógnita **m** sustituyendo la columna del lado derecho de la igualdad (18) en la segunda columna del lado izquierdo de la igualdad, y se resuelve por factores:

$$\begin{matrix} P & \sum Z & -\sum Y \\ \sum X & \sum ZX & -\sum XY \\ \sum Y & \sum ZY & -\sum Y^2 \end{matrix} = P(\sum ZY \sum XY - \sum ZX \sum Y^2) - \sum Z(\sum Y \sum XY - \sum X \sum Y^2) - \sum Y(\sum X \sum ZY - \sum Y \sum ZX) \quad (22)$$

Dividiendo (22) entre (19) se obtiene, **m**:

$$m = \frac{P(\sum ZY \sum XY - \sum ZX \sum Y^2) - \sum Z(\sum Y \sum XY - \sum X \sum Y^2) - \sum Y(\sum X \sum ZY - \sum Y \sum ZX)}{P(\sum X^2 \sum Y^2 - \sum XY \sum XY) + \sum X(\sum Y \sum XY - \sum X \sum Y^2) - \sum Y(\sum Y \sum X^2 - \sum X \sum XY)} \quad (23)$$

Finalmente, se determina la incógnita **B**:

$$\frac{\sum Z - \sum X - \sum Y}{\sum ZX - \sum X^2 - \sum XY} = \frac{\sum Z(\sum X^2 \sum Y^2 - \sum XY \sum XY) + \sum X(\sum ZY \sum XY - \sum ZX \sum Y^2) - \sum Y(\sum ZY \sum X^2 - \sum ZX \sum XY)}{\sum ZY - \sum XY - \sum Y^2} \quad (24)$$

Dividiendo (24) entre (19) se obtiene, **B**:

$$B = \frac{\sum Z(\sum X^2 \sum Y^2 - \sum XY \sum XY) + \sum X(\sum ZY \sum XY - \sum ZX \sum Y^2) - \sum Y(\sum ZY \sum X^2 - \sum ZX \sum XY)}{P(\sum X^2 \sum Y^2 - \sum XY \sum XY) + \sum X(\sum Y \sum XY - \sum X \sum Y^2) - \sum Y(\sum Y \sum X^2 - \sum X \sum XY)} \quad (25)$$

De esta manera, se resuelve el sistema de ecuaciones (17), determinando las incógnitas, el factor de tortuosidad **B** que depende de la litología, el exponente de cementación **m** y el exponente de saturación **n**, por medio de las ecuaciones (21), (23) y (25).

PRUEBAS DE CAMPO

En la **Tabla 1** se muestran los datos del campo **A**, correspondientes a los intervalos productores del pozo **A**.

Pozo	Resistividad [R _w]	Temperatura [°C]	Salinidad [ppm]	No. de Datos	Formación	Intervalo [m]
A	0.0147	138	205000	100	KM	5135-5110

Tabla 1. Datos del campo A.

Los datos de resistividad y porosidad del pozo **A** son obtenidos de los registros geofísicos. La saturación del agua está dada por la ecuación:

$$S_w = \sqrt{\frac{a R_w}{\phi^2 R_t}} \quad (26)$$

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la **Tabla 2**, se observa, para el caso del pozo **A**, que el factor de tortuosidad, el exponente de cementación y el exponente de saturación de agua (**a**, **m**, **n**) obtenidos directamente de la solución de la ecuación de Archie, coinciden con los valores que se proponen comúnmente para el tipo de formación en estudio. La diferencia en el

cálculo de las saturaciones de agua con los parámetros provenientes de la solución de la ecuación de Archie y los obtenidos a partir de las ecuaciones Humble o Shell y las pruebas de laboratorio son muy parecidos (0.15 % de diferencia), lo que demuestra la utilidad del método de cálculo propuesto.

En la **Tabla 3** observa los datos de resistividad y porosidad del intervalo de interés del pozo **A**, así como la saturación de agua que se obtiene de la aplicación de alguna de las ecuaciones mencionadas. También se muestran los registros de resistividad y porosidad obtenidos en el pozo **A**, en los que se observa el intervalo de interés.

CONCLUSIONES

La **Tabla 3** muestra los datos del pozo **A** (**R_t**, **Φ**) y las saturaciones de agua calculadas con los parámetros con va-

Factor de tortuosidad propuesto	a = 1
Factor de tortuosidad de Archie	a = 1.00079
Exponente de cementación propuesto	m = 2
Exponente de cementación de Archie	m = 1.999957
Exponente de saturación propuesto	n = 2
Exponente de saturación de Archie	n = 2.000057
Saturación S_w promedio con m = 2, n = 2, a = 1	14.60 %
Saturación promedio de Archie	14.75 %
Porosidad promedio por registro	4.60 %

Tabla 2. Comparación de resultados obtenidos para la saturación promedio de agua con datos del pozo A, con valores propuestos para a, m y n y con valores obtenidos para esos mismos parámetros a partir de la solución de la ecuación de Archie que se propone.

Profundidad [m]	R_t	S_w		Porosidad				
		Laboratorio	Porosidad					
					5118.25	562	0.1216689	0.04
					5118.5	618	0.1157384	0.04
5110.25	182	0.1435963	0.06		5118.75	487	0.1036915	0.05
5110.5	182	0.1735535	0.05		5119	356	0.1223280	0.05
5110.75	205	0.2055105	0.04		5119.25	282	0.1141426	0.06
5111	241	0.1500098	0.05		5119.5	245	0.1229095	0.06
5111.25	226	0.1551101	0.05		5119.75	234	0.1259091	0.06
5111.5	216	0.1588017	0.05		5120	248	0.1221263	0.06
5111.75	228	0.1544011	0.05		5120.25	236	0.1253482	0.06
5112	228	0.1276360	0.06		5120.5	214	0.1595709	0.05
5112.25	213	0.1322680	0.06		5120.75	185	0.1720902	0.05
5112.5	188	0.1201329	0.07		5121	149	0.1924633	0.05
5112.75	204	0.1150779	0.07		5121.25	148	0.1599127	0.06
5113	216	0.1116612	0.07		5121.5	167	0.1110865	0.08
5113.25	241	0.1053813	0.07		5121.75	182	0.1221983	0.07
5113.5	394	0.0956128	0.06		5122	230	0.1270528	0.06
5113.75	464	0.1063819	0.05		5122.25	301	0.1335773	0.05
5114	378	0.1497125	0.04		5122.5	270	0.1413830	0.05
5114.25	312	0.1310914	0.05		5122.75	249	0.1218684	0.06
5114.5	288	0.1128825	0.06		5123	262	0.1186510	0.06
5115	288	0.1128825	0.06		5123.25	230	0.1537014	0.05
5115.25	391	0.1164411	0.05		5123.5	233	0.1923833	0.04
5115.5	438	0.1386411	0.04		5123.75	318	0.2204435	0.03
5115.75	469	0.1337728	0.04		5124	288	0.2319549	0.03
5116	505	0.1286918	0.04		5124.25	299	0.2275333	0.03
5116.25	470	0.1336238	0.04		5124.5	329	0.2166226	0.03
5116.5	420	0.1121317	0.05		5124.75	321	0.1629890	0.04
5116.75	329	0.1274976	0.05		5125	377	0.2019555	0.03
5117	232	0.1530107	0.05		5125.25	431	0.1398125	0.04
5117.25	211	0.1607451	0.05		5125.5	497	0.1297730	0.04
5117.5	226	0.1551101	0.05		5125.75	564	0.1214420	0.04
5117.75	263	0.1433341	0.05		5126	539	0.1243684	0.04
5118	388	0.1476903	0.04		5126.25	552	0.1658257	0.03
					5126.5	531	0.1691942	0.03

5126.75	481	0.1780844	0.03	5131	255	0.1836243	0.04
5127	480	0.1782763	0.03	5131.25	253	0.1843730	0.04
5127.25	470	0.1802284	0.03	5131.5	265	0.1800084	0.04
5127.5	450	0.1366970	0.04	5131.75	287	0.1727296	0.04
5127.75	497	0.1297730	0.04	5132	410	0.1934032	0.03
5128	498	0.1296364	0.04	5132.25	517	0.1715530	0.03
5128.25	463	0.1346768	0.04	5132.5	547	0.1666101	0.03
5128.5	466	0.1061401	0.05	5132.75	540	0.1677265	0.03
5128.75	426	0.1112955	0.05	5133	469	0.1804270	0.03
5129	418	0.1420655	0.04	5133.25	411	0.1433227	0.04
5129.25	412	0.1431411	0.04	5133.5	366	0.1522477	0.04
5129.5	387	0.1478890	0.04	5133.75	319	0.1295768	0.05
5129.75	459	0.1352892	0.04	5134	316	0.1302198	0.05
5130	501	0.1743689	0.03	5134.25	320	0.1293645	0.05
5130.25	436	0.1873606	0.03	5134.5	322	0.1627261	0.04
5130.5	464	0.1814298	0.03	5134.75	354	0.1549107	0.04
5130.75	382	0.1488941	0.04	5135	358	0.1540081	0.04

Tabla 3. Datos de resistividad R_t y de porosidad Φ en la zona de interés del pozo A. Los valores de Saturación de agua s_w se obtienen utilizando alguno de los métodos empíricos de uso común.

lores predefinidos (a , m y n). La saturación promedio encontrada con los valores predefinidos es muy semejante al valor promedio de la saturación de agua obtenido con los valores del factor de tortuosidad a , el exponente de cementación m y el exponente de saturación n , calculados con la solución de la ecuación de Archie que se ha propuesto. La comparación de los valores de a , m y n propuestos y calculados, así como las saturaciones de agua promedio, se muestran en la **Tabla 2**. La diferencia en las saturaciones s_w es muy pequeña (0.15 %), lo que permite proponer el uso de este método de solución de la ecuación de Archie para el cálculo de las saturaciones de agua. El método propuesto para la solución de la ecuación de Archie es consistente y los resultados que se obtienen son comparables a los que se obtienen con otros métodos empíricos de amplio uso.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- Bassiouni Z.**, 1994, Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs, SPE Text Book series, Vol 4.
- Bussian A. E.**, 1982, A Generalized Archie Equation, SPWLA Logging Symposium Transaction.
- Dewan, J. T.**, 1983, Modern Open-Hole Log Interpretation”, PennWell Books.
- Gómez-Rivero O.**, 1975, Registros a Pozos, Parte teórica e Interpretación.
- Serra O.**, 1984, Fundamentals of Well-Log Interpretation, Elsevier Science Publishers.

Manuscrito recibido: 10 de marzo de 2019.

Manuscrito corregido: 25 de mayo de 2019.

Manuscrito aceptado: 10 de junio de 2019.

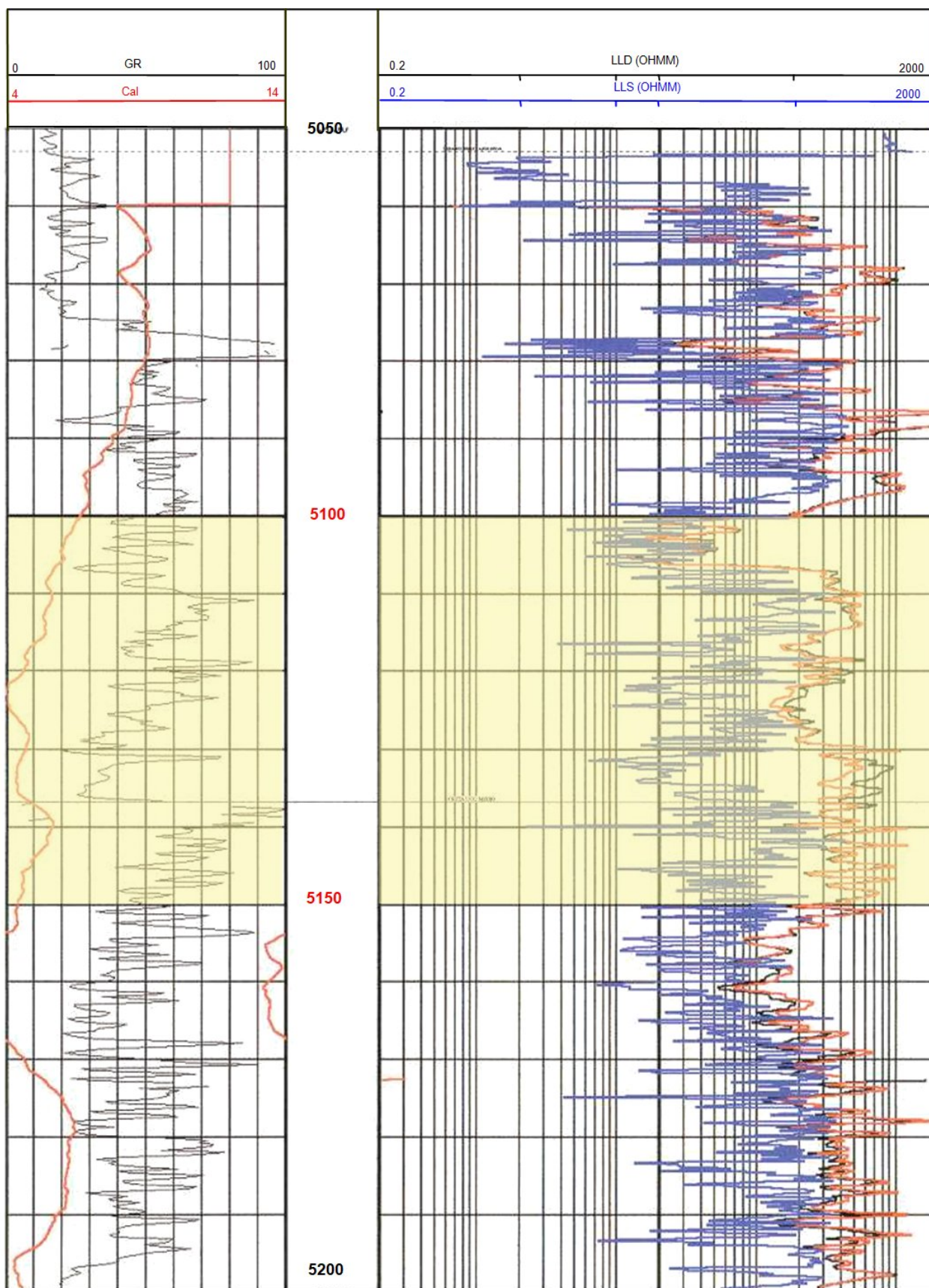


Figura 3. Registros Doble *Laterolog* para obtención de la resistividad R_t en el pozo A, en el que se muestra el intervalo de interés (5 100 m - 5 150 m).

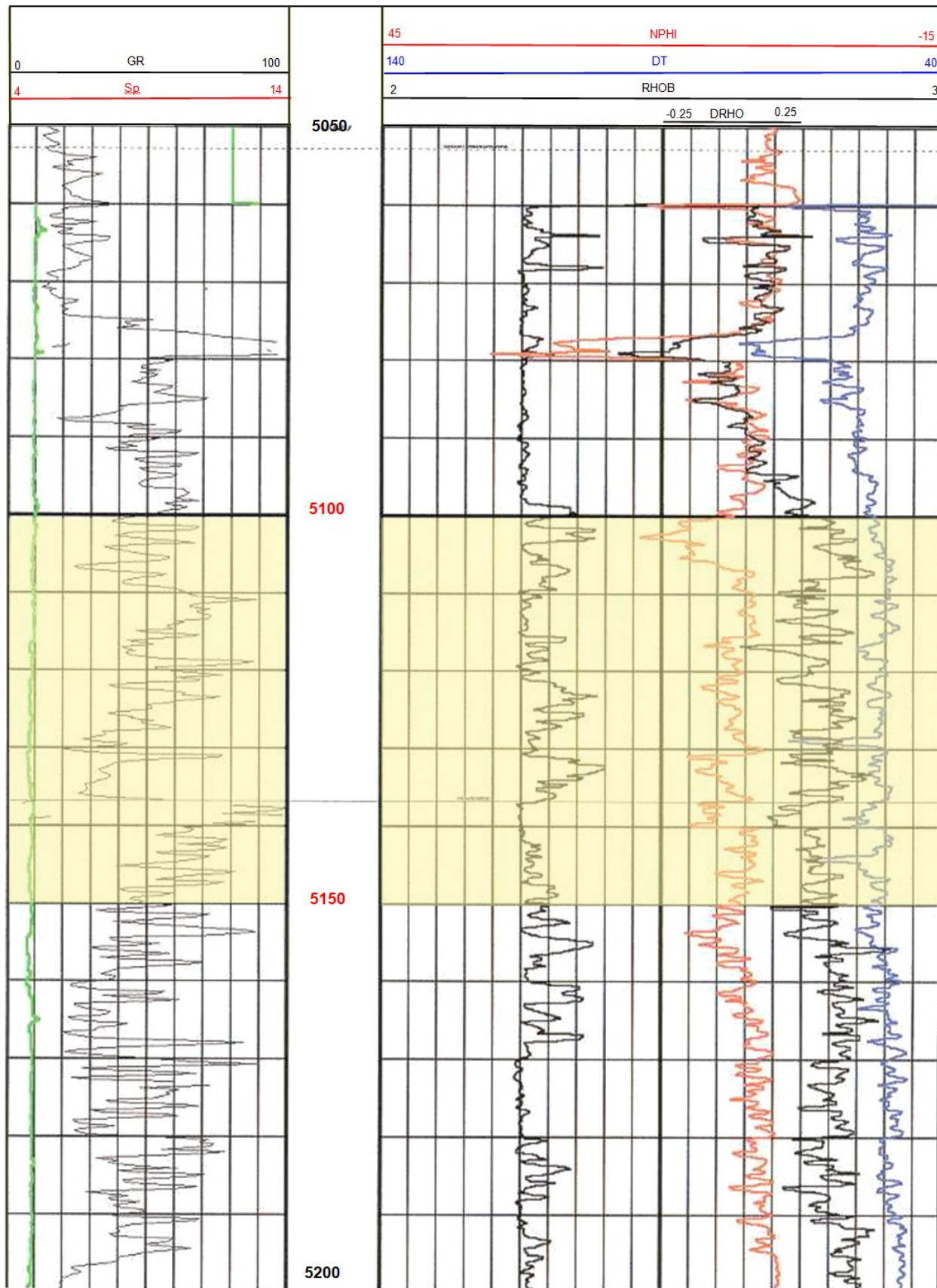


Figura 4. Registros de porosidad (Neutrón y Sónico) para obtención de la porosidad Φ en el pozo A, en los que se muestra el intervalo de interés (5 100 m - 5 150 m).

ANEXO A

Ecuaciones empíricas utilizadas para el cálculo de Sw

Ecuación de Humble: para arenas detríticas (detrital Quartz)

$$F_R = 0.62 / \phi^{2.15}$$

Ecuación para formaciones consolidadas

$$F_R = \frac{1}{\phi^m}$$

Ecuación de SHELL: para carbonatos no fisurados de baja porosidad (ϕ)

$$F_R = \frac{1}{\phi^m}$$

$$m = 1.87 + \frac{0.019}{\phi}$$

Nomenclatura

F_R	Factor de resistividad de la formación.
R_O	Resistividad de una formación 100 % saturada con agua.
R_w	Resistividad del agua de formación.
Φ	Porosidad de la formación.
V_p	Volumen que ocupa el poro.
V_t	Volumen total.
SW	Saturación de agua.
VW	Volumen ocupado por el fluido.
a	Es el factor de tortuosidad.
m	Exponente de cementación.
n	Exponente de saturación.
R_t	Resistividad verdadera de la formación.
ln	Logaritmo natural.
PPM	Partes por millón.

