

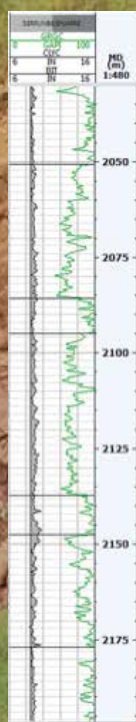
BOLETÍN DE LA ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEÓLOGOS PETROLEROS, A.C.

VOLUMEN LXI

NÚMERO 2

JULIO-DICIEMBRE 2019

Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones

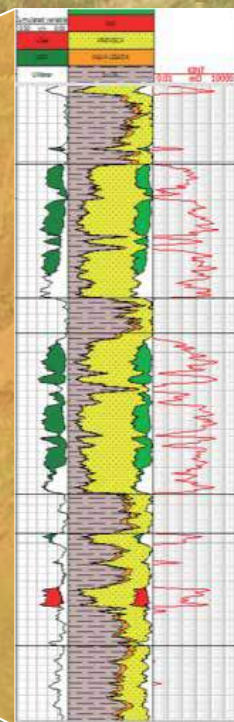


$$V_{sh} = \frac{Gr_{log} - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}}$$

$$\phi_e = \frac{V_{PC}}{V_T}$$

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^m R_t}}$$

$$K = \frac{0.136 \times (PHIE)^{4.4}}{S_{wirr}^2}$$



Por: Víctor Manuel Garduza Rueda

INSTRUCCIONES A LOS AUTORES

El Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros es una publicación semestral dedicada a la divulgación de artículos sobre geología, especialmente aquellos relacionados con la aplicación de las geociencias a la industria petrolera.

Los trabajos factibles a publicarse se pueden dividir en tres tipos principales:

- Reportes de investigación originales, no publicados con anterioridad, que no excedan de 25 cuartillas.
- Notas técnicas originales que no excedan de 10 cuartillas.
- Notas técnicas de divulgación que no exceden de 10 cuartillas.

Los trabajos deberán enviarse a:

COMISIÓN DE ESTUDIOS TÉCNICOS

Ernesto Cabalero García
ecaballerog_2006@yahoo.com.mx

Leonardo Enrique Aguilera Gómez
leonardo.enrique.aguilera@pemex.com

Dionisio Figueroa Rodríguez
nicho072547@yahoo.com

En caso de que el trabajo sea aceptado, la Comisión de Estudios Técnicos turnará el mismo a la Comisión Editorial, quien se encargará de su preparación y adecuación para su publicación.

COMISIÓN EDITORIAL
Chamaly Revelez Ramírez
Jorge Antonio Velasco Segura

Editor Técnico
Sharon Carolina Carrillo Zoto

Ilustración de portada:

La figura muestra al fondo un afloramiento ubicado en la Sierra de Chiapas, los registros tratan de representar la analogía de lo que se observaría si se corriera un registro como en este caso el Rayos Gamma total, y si se aplicaran algunas fórmulas y técnicas de interpretación sugeridas en el manual, nos ayudarían a determinar la evaluación petrofísica.



BOLETÍN DE LA ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEÓLOGOS PETROLEROS, A.C.

Mesa Directiva

Directiva Nacional
(Bienio 2018-2020)

Dr. Faustino Monroy Santiago
Presidente

Dra. María de Lourdes Clara Valdés
Vicepresidenta

M. en G. Daniela Romero Rico
Secretaria

Ing. Sergio Arturo Ruíz Chico
Coordinador de Ayuda Mutua

Ing. Chamaly Revelez Ramírez
Ing. Jorge Antonio Velasco Segura
Comisión Editorial

Ing. Leonardo Enrique Aguilera Gómez

Ing. Ernesto Caballero García

Ing. Dionisio Figueroa Rodríguez
Comisión de Estudios Técnicos

Dr. Efraín Méndez Hernández
Comisión de Asuntos Internacionales

Ing. Josías Samuel Estrada Macías
Tesorero

Dra. Sandra Ortega Lucach
Protesorera

Ing. Juan Medina de la Paz
Subcoordinador de Ayuda Mutua

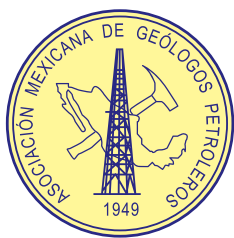
Biol. Judith Rosales Lomelí
Comisión de Membresía

Ing. Román Sánchez Martínez

Ing. Mitzi Berenice Benítez Canchola
Comisión de Excursiones

Ing. Jaime Patiño Ruíz
Comisión Legislativa

Ing. Luis Francisco Fuentes Pacheco
Comisión evento del 70th aniversario



CONTENIDO

RESUMEN	7
PRIMERA PARTE	9
CAPÍTULO I. REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO	10
Introducción	10
¿Qué es un registro geofísico de pozo?	10
Breve historia de los registros geofísicos de pozo	11
Importancia de los registros geofísicos de pozo	11
Objetivo de los registros geofísicos	12
Utilidad de los registros geofísicos de pozo	12
Premisa	12
CAPÍTULO II. CLASIFICACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS	13
Introducción	13
Registros de resistividad profunda	13
Registro Eléctrico (EL/ES)	13
Registro Eléctrico Enfocado (LL/EFL)	14
Registro Doble Eléctrico Enfocado (DIL)	14
Registro de Inducción (1-ES/IL)	14
Registro Doble Inducción Fasorial	14
Registro Doble Lateral (DLL)	14
Registro Eléctrico Enfocado Azimutal (ARI)	14

Registro Arreglo de Inducción (AIT)	15
Registro Inducción de Alta Resolución (HRI)	15
Registros de Resistividad Somera	15
Registro Micro-Eléctrico (ML)	15
Registro Micro-Enfocado (MLL)	16
Registro Micro-Proximidad (MPL)	16
Registro Micro-Esférico Enfocado (MSFL)	16
Aplicación y Ejemplo	16
Resumen	19
Registros Radioactivos	20
Registro de Neutrón Compensado	20
Registro de Litodensidad	21
Registro Espectroscopia de Rayos Gamma	23
Registro de Rayos Gamma Natural	24
Resumen	24
Registros Acústicos	26
Registro Sónico Digital	26
El efecto de Gas en el Registro Sónico	27
Resumen	28
Registros Mecánicos	28
Registro de Temperatura	28
Registro de Calibración	28
Registro de Desviaciones	29
Registro de Medición de Echados	29
 CAPÍTULO III. REGISTROS GEOFÍSICOS ESPECIALES	 31
Introducción	31
Registros Durante la Perforación (LWD/MWD)	31
Registro de Imágenes Eléctricas (o micro- resistividad)	31
Registro de Resonancia Magnética Nuclear (RMN/CMR o MRIL)	35
Registro Sónico Dipolar Modo Anisotropía	37
Registro Mineralógico	38
Registro Probador de Formaciones Modular	38

CAPÍTULO IV. CONTROL DE CALIDAD EN REGISTROS GEOFÍSICOS	40
Introducción	40
Antecedentes	40
Puntos de Control de Calidad	41
 CAPÍTULO V. TIPOS DE LODO DE PERFORACIÓN	 44
Lodo a Base de Agua	44
Lodo a Base de Aceite	45
 CAPÍTULO VI. PROGRAMACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS	 46
Introducción	46
Pozos Exploratorios y Delimitadores	46
Pozos de Desarrollo	47
 SEGUNDA PARTE	 48
 CAPÍTULO VII. CONCEPTOS BÁSICOS / PROPIEDADES PETROFÍSICAS	 49
Introducción	49
Proceso de Interpretación	49
Evaluación de Formaciones	49
Parámetros Petrofísicos	50
Porosidad y Tipos de Porosidad	50
Saturación	51
Permeabilidad	51
Resistividad y Fluidos de la Formación	52
Resistividad de la Formación	53
Factor de Formación y Saturación de Agua	54
Ecuación de Archie	55

CAPÍTULO VIII. INTERPRETACIÓN CUALITATIVA	57
Introducción	57
Cómo Leer Registros Geofísicos	57
Encabezado y Escala del Registro de Resistividad	58
Encabezado de Escalas en el Registro Densidad y Neutrón	58
Encabezado de Escalas en el Registro Sónico de Porosidad	59
Identificación de Litologías	59
Identificación de Zonas Permeables	60
Efecto de Rugosidad y Diámetro del Pozo en el Registro de Densidad	60
Efecto de las Condiciones del Pozo	60
Registro de Hidrocarburos (Masterlog/Mudlog)	61
Parámetros del registro de perforación, presión, temperatura y conductividad	62
 CAPÍTULO IX. INTERPRETACIÓN CUANTITATIVA	 64
Introducción	64
Metodología sugerida para la Interpretación Cuantitativa	64
Areniscas Limpias y Arcillosas	64
Brechas, Mudstone, Wackestone, Packstone, Grainstone y Dolomías	68
 ANEXOS	 69
EJERCICIOS	92
REFERENCIAS	128

R E S U M E N

Muchos son los autores especialistas que han escrito sobre registros geofísicos, algunos muy renombrados que se han dedicado a la interpretación y la evaluación prácticamente toda su vida. El suscrito no tanto tiempo, pero sí por más de 36 años.

A lo largo de mi carrera, trabajando como Ingeniero Geólogo y por más de 30 años en Petróleos Mexicanos, en la Gerencia de Exploración Plataforma Continental Sur, como encargado del control de operaciones y seguimiento geológico de pozos, me dedique a la interpretación y evaluación de pozos exploratorios, delimitadores y de desarrollo. Durante ese tiempo, fui seleccionando información relacionada con los registros geofísicos convencionales, así como de nueva generación para la elaboración de este manual.

El manual tiene el objeto de que los ingenieros de nuevo ingreso a Petróleos Mexicanos y estudiantes de las carreras de Ingeniería Geológica, Geofísica y Petrolera cuenten con una guía rápida para la interpretación y evaluación de registros geofísicos en agujero abierto.

La compilación de información de varios autores, apuntes personales y la experiencia acumulada me dieron la pauta para poder documentar este manual, tratando de que los ingenieros puedan comprender la información indirecta que nos proporcionan los registros geofísicos.

Este documento es una guía para conocer de manera general sobre registros geofísicos de pozo, y cómo se lee e interpreta un registro, la utilidad que tiene cada uno de ellos. Con la información obtenida poder evaluar cualitativamente como cuantitativamente una formación.

La finalidad de los registros geofísicos es conocer los parámetros más importantes de la roca, como son: la porosidad efectiva (ϕ_e), la saturación de agua (S_w), permeabilidad (K), volumen de lutita (V_{sh}), volumen de arcilla (V_{cl}) y saturación de agua irreducible (S_{wirr}). Estas propiedades son exclusivas de las rocas almacén que se encuentran en las columnas geológicas de la Cuenca del Golfo de México.

Se incluye una reseña de registros de nueva generación, considerando principalmente la utilidad que tiene cada uno de ellos.

Se anexa un formulario y graficas que son utilizadas para la evaluación cuantitativa de los intervalos que son recomendados para pruebas de presión producción en los diferentes pozos que se perforan.

Ing. Victor Manuel Garduza Rueda

MANUAL DE
REGISTROS
GEOFÍSICOS DE
POZO / Y ALGUNAS
APLICACIONES

PRIMERA PARTE

CAPÍTULO I. REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

INTRODUCCIÓN

Los registros geofísicos de pozo constituyen una de las informaciones básicas obtenidas durante la perforación de un pozo petrolero, esto permite determinar propiedades petrofísicas de las rocas. Por lo tanto, es una actividad importante dentro de la exploración y producción de hidrocarburos (petróleo y gas), y consiste en la toma y monitoreo de los registros geofísicos del pozo.

¿QUÉ ES UN REGISTRO GEOFÍSICO DE POZO?

Un registro o perfil de pozo quiere decir “una grabación contra profundidad de alguna de las características de las formaciones rocosas que son atravesadas por un pozo y hechas por aparatos de medición (sondas) en el agujero del pozo”.

Los principales parámetros que se obtienen de un pozo son: Porosidad, Densidad, Resistividad, Rayos Gamma, Diámetro del agujero, etc., Fig. 1.

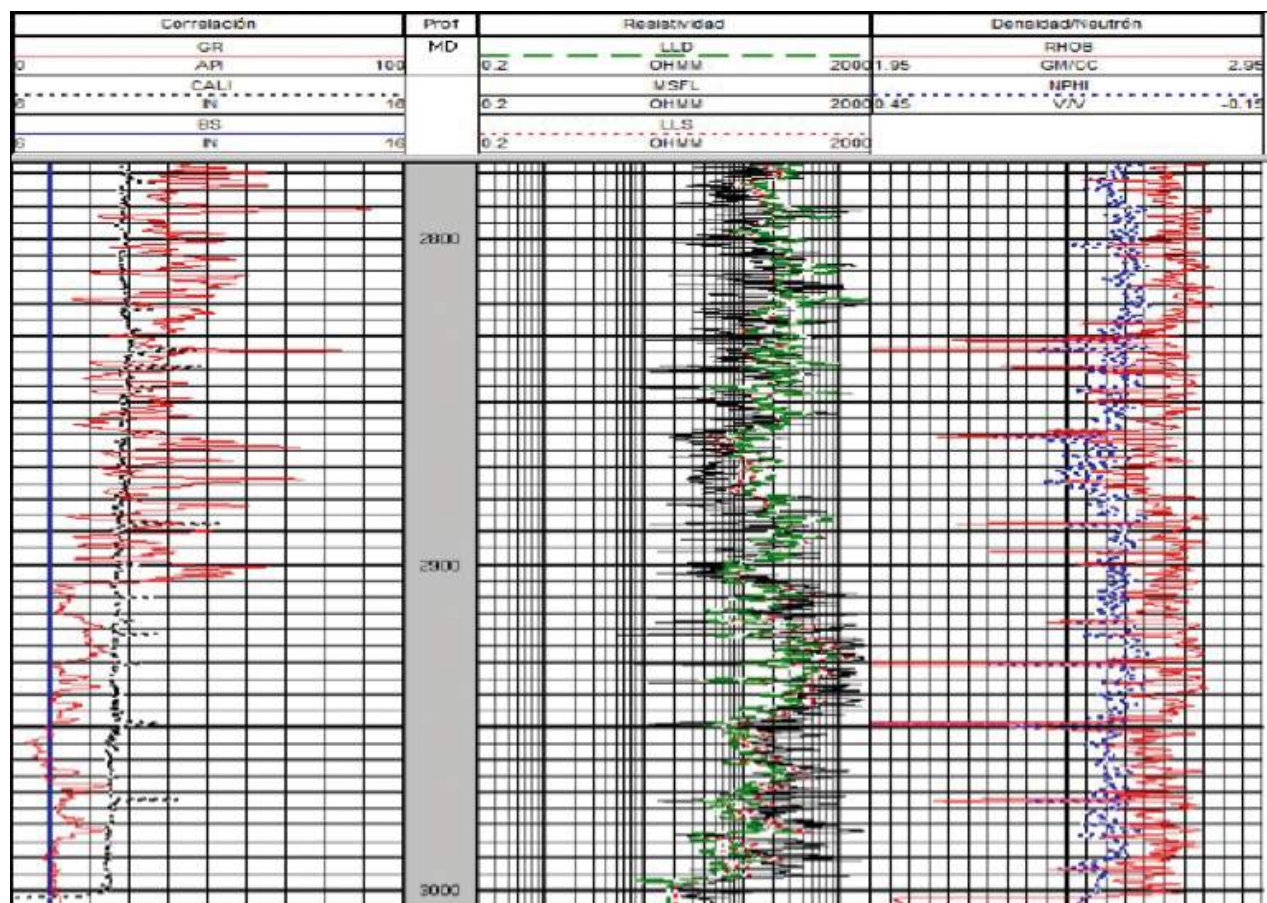


Fig. 1. Registro combinado con las curvas: GR/ CALI/ BS/ LLD/ LLS/ MSFL/ RHOB/ NPHI.

BREVE HISTORIA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

En 1936, se corre por primera vez en México un registro. El servicio es solicitado por las compañías *Royal Dutch Shell Oil Company* y *British Petroleum*, a la compañía Schlumberger. Con este acto se inicia la primera etapa o generación de registros eléctricos en México.

En 1940, se corrió el primer registro eléctrico por técnicos mexicanos en el pozo el Plan 55 (con equipos de la compañía Schlumberger). Los nombres de los ingenieros que participaron en la toma del registro son Francisco Inganzo Suárez, Armando Moran Juárez y Javier Luna González.

En 1943, se corre el primer registro por la compañía Schlumberger a Pemex, en el pozo Poza Rica 25 por un acuerdo de venta, capacitación y servicio de equipos.

En 1945, los registros micro-normal y micro-inversa empiezan a correrse en México.

En 1950, Pemex adquiere la primera Unidad de registros eléctricos, con cámaras, de 9 galvanómetros, cable de 6 conductores y un registro micro-eléctrico como indicador de permeabilidad (k).

En 1963, en México se introdujeron las primeras cabinas marinas para la toma de los registros geofísicos. El registro de inducción empezó a realizarse en 1964, los registros de producción; en 1967; el registro de densidad en 1969; el registro de echados en 1971; el registro doble laterolog en 1974 y el registro doble inducción en 1973.

En el año de 1979, Petróleos Mexicanos, se ve afectado por el cambio de sistemas de registros. Esto ocurrió porque se discontinuó la producción del equipo convencional integrado por tableros de control que fueron sustituidos por sistemas computarizados.

Las compañías líderes en tecnología de registros cuentan con sistemas de cómputo integrados en sus cabinas. Existe un sistema de registros que entrega consistentemente datos exactos de alta calidad y proporciona la capacidad de proceso de una estación de trabajo.

Las aplicaciones de este sistema son servicios de registros en agujero abierto y entubado; registros de producción; a tiempo real de imágenes de pozo; de servicios de imágenes micro-resistivas y ultrasónicas; servicios de terminación como corridas de empaques disparos, recuperación de tuberías, operaciones de estimulación y cementación.

IMPORTANCIA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

A través de los registros de pozos medimos un número de parámetros físicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas de los estratos que han penetrado. Además, los registros nos dan información acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas (agua, petróleo o gas). Por lo tanto, los datos de los registros constituyen una descripción de la roca.

La interpretación de los registros puede ser dirigida a los mismos objetivos que llevan los análisis de núcleos convencionales. Obviamente, esto solo es posible si existe una relación definida entre lo que se mide en los registros y los parámetros de roca de interés para el Ingeniero Geólogo, el Petrofísico o el Ingeniero de Yacimientos.

La principal función de los registros de pozos es la localización y evaluación de los yacimientos de hidrocarburos.

Otras funciones de los registros son en la interpretación geológica-económica de áreas exploratorias de áreas exploratorias, desarrollo de campos, caracterización de yacimientos y la evaluación de reservas.

OBJETIVO DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS

- a) Determinación de las características de la formación, como son: porosidad (Φ), resistividad (R_t), saturación de agua (S_w), saturación de hidrocarburos (S_{hcs} / S_o).
- b) Cambios litológicos.
- c) Desviación y rumbo del agujero.
- d) Medición del diámetro del agujero.
- e) Dirección del echado de la formación.
- f) Evaluación de la cementación.
- g) Condiciones mecánicas de la TR.

UTILIDAD DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

- Correlación y límites entre capas.
- Diferenciación entre rocas duras y blandas
- Determinación de cuerpos permeables
- Discriminación entre capas acuíferas-petrolíferas
- Determinación de contacto agua-hidrocarburo
- Determinación cuantitativa de Φ y S_w
- Determinación de productividad (movimiento de hidrocarburos)
- Pronóstico de fluidos a producir
- Determinación de litología
- Determinación de porosidad secundaria
- Delineación de características estructurales y sedimentarias
- Volumen de arcilla
- Salinidad del agua de formación
- Medida del diámetro de agujero
- Determinación de calidad de cementación
- Determinación de daños de tubería
- Determinación de corrosión de tuberías
- Localización de coples
- Determinación de temperatura
- Medidor de desviaciones
- Medición de gasto de fluido
- Medición de densidad de fluido

PREMISA

Es preciso mencionar aquí, que el término registro geofísico de pozo también recibe el nombre de sonda o herramienta.

CAPÍTULO II. CLASIFICACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS

INTRODUCCIÓN

Los registros geofísicos que se toman en agujero descubierto (un *Open-Hole*, en inglés) son los más importantes, ya que la mayoría de estos son necesarios para la interpretación y solamente pueden ser obtenidos en agujero descubierto. Por otro lado, la diversidad de registros actualmente es amplia, con el objeto de realizar un entendimiento práctico se decidió agregar aquí dos clasificaciones es para estos.

La clasificación de registros se divide en dos grupos, el primero está en función del principio físico de la herramienta al adquirir el dato crudo en el pozo, el segundo en función de la propiedad petrofísica a medir.

Clasificación en función del principio físico de la herramienta:

Registros de Resistividad (profunda y somera)

Registros Acústicos

Registros Radioactivos

Registros Mecánicos

Clasificación en función de la propiedad petrofísica a medir:

Registros de Resistividad

Registros de Porosidad

A continuación, se describen brevemente los registros más representativos para cada clasificación:

REGISTROS DE RESISTIVIDAD PROFUNDA

REGISTRO ELÉCTRICO (EL / ES)

La presentación del registro eléctrico convencional que es comúnmente empleada en la industria está representada por el uso de 2 curvas normales con distintos espaciamentos en los electrodos (normal o normal corta "NC" y normal larga "NL"), lo que les permite poder tener distintas profundidades de investigación en las formaciones, así como también el uso de una curva lateral. Esto se lleva a cabo con el objetivo de poder evaluar efectivamente las 3 zonas que comprenden la invasión del filtrado de lodo, así como también para identificar oportunamente los límites o capas que sean de gran espesor y el contenido de fluidos que estos puedan tener o bien, aquellos límites o capas que sean muy delgadas pero que tengan características de poder estar almacenando hidrocarburos. *Tomado de Ricco M. 2012.*

Cuando se grafican las curvas es obligado incluir las unidades de medición, tanto para la curva normal y normal larga. La escala que frecuentemente se utiliza es de resistividades de 0 a 20 ohm-m sin embargo, si las resistividades sobrepasan esta escala, se da un salto de ciclo y se comienzan a utilizar escalas de 0 a 200 ohm-m. Este registro tradicionalmente se grafica junto a un registro de potencial natural (SP), en el carril 1, y muestra las intercalaciones o contactos entre areniscas y lutitas, y zonas permeables e impermeables.

Algunas de sus aplicaciones más importantes que se pueden realizar con el registro eléctrico son:

- Determinación de R_{xo} y de R_t a partir de la información de R_a del registro.
- Determinación de zonas con hidrocarburos.
- Determinación de contactos agua-hidrocarburos.
- Correlación entre pozos.

REGISTRO ELÉCTRICO ENFOCADO (LL / EFL)

Los registros eléctricos enfocados (LL/ EFL), basan su principio de funcionamiento en poder “enfocar” la corriente eléctrica dentro de las formaciones para mantener la medición por medio de un gran número de electrodos. Fue diseñado de esta manera después de los años 50’s por la necesidad que existía al tomar los registros eléctricos, de poder minimizar y/o evitar en lo posible los efectos que alteraban la respuesta del registro eléctrico (ES), especialmente en aquellos casos donde se tienen lodos muy conductores y/o capas muy delgadas. *Tomado de Ricco M. 2012.*

REGISTRO DOBLE ELÉCTRICO ENFOCADO (DIL)

El registro doble inducción es un registro que fue diseñado para obtener un valor más exacto de la zona virgen en las formaciones (R_t), reducir el efecto que tiene el diámetro del agujero sobre la sonda, así como también dar una mejor respuesta en capas delgadas y en formaciones altamente resistivas cuyas resistividades superan los 200 ohm*m.

REGISTRO DE INDUCCIÓN (1-ES / IL)

En un principio, esta herramienta de inducción, se desarrolló para medir la resistividad de la formación en pozos que contenían lodos con base aceite y en agujeros perforados neumáticamente. La herramienta no funciona en lodos no conductivos.

REGISTRO DOBLE INDUCCIÓN FASORIAL

La herramienta Doble Inducción Fasorial realiza mediciones de resistividad a tres diferentes profundidades de investigación. De esta manera, proporciona información para determinar las resistividades de la zona virgen, la zona barrida y la zona de transición. Con esta información se puede obtener datos de saturación y movilidad de fluidos.

REGISTRO DOBLE LATERAL (DLL)

Cuando se tienen formaciones altamente resistivas, la herramienta Doble Laterolog proporciona información más confiable. En las formaciones de carbonatos de baja porosidad se tienen resistividades muy altas. Por esto, si se requiere hacer una interpretación cuantitativa, se debe tomar un registro Doble Laterolog. Sin embargo, se necesita de un medio conductor entre la herramienta y la pared del pozo. Por ello, no es posible efectuar este registro en lodos no conductivos.

REGISTRO ELÉCTRICO ENFOCADO AZIMUTAL (ARI)

Es una herramienta de laterolog, se obtienen medidas direccionales profundas alrededor de la perforación con una resolución vertical alta. Una medida auxiliar muy baja que nos permite corregir completamente las resistencias azimutales para el efecto de la perforación. Durante la perforación, la formación se presenta como imagen de la resistividad azimutal, se puede también observar fracturas y orientación de las mismas.

REGISTRO ARREGLO DE INDUCCIÓN (AIT)

Entre sus características generales dicha herramienta puede adquirir 28 mediciones de inducción diferentes, en intervalos de 3 pulgadas. La gran cantidad de mediciones hechas por la herramienta AIT permite la generación de imágenes profundas de la resistividad de la formación en 2 dimensiones, mostrando así las capas y los efectos de invasión como su atractivo principal. Por lo tanto esta herramienta depende del uso de técnicas de interpretación establecidas, esta información puede ser convertida en imágenes de saturación. AIT produce cinco curvas y profundidades de investigación de 10, 20, 30, 60 y 90 pulgadas a partir del centro del hoyo con la finalidad de tener una resolución vertical de 12 pulgadas (1pie) lo cual permite observar capas finas con una alta precisión. EL AIT permite calcular los siguientes parámetros: la resistividad de la zona virgen, resistividad de la zona lavada y tres parámetros de invasión.

REGISTRO INDUCCIÓN DE ALTA RESOLUCIÓN (HRI)

La Inducción de Alta Resolución, HRI (*High Resolution Induction*), utiliza un arreglo electromagnético flexible para determinar la resistividad de la formación en agujeros que contienen fluidos de baja y media conductividad (alta y media resistividad, en general, es cuantitativamente por encima de 200 ohm-m). De cualquier manera, el arreglo especial y las técnicas de procesamiento de la señal usadas en la herramienta permite investigar más profundamente dentro de la formación con mejor resolución vertical.

REGISTROS DE RESISTIVIDAD SOMERA

Los registros de micro resistividad se caracterizan por ser obtenidos a través de patines apoyados contra la pared del pozo, con configuraciones de electrodos que tienen pequeña profundidad de investigación y una buena resolución vertical.

Algunas aplicaciones de registros de micro-resistividad, utilizados junto a los registros de resistividad media y profunda son:

- Determinar hidrocarburos móviles
- Determinar resistividad del filtrado
- Determinar de la resistividad del lodo
- Corregir la resistividad profunda por invasión
- Corregir los registros de porosidad por efectos de hidrocarburos livianos.
- Determinar espesor de enjarre
- Determinar saturación S_{xo}

REGISTRO MICRO-ELÉCTRICO (ML)

El registro micro- eléctrico o microlog (ML) fue el primer registro de contacto con la pared del pozo. Actualmente se obtiene en combinación con el registro de propagación de ondas electromagnética, ambos con buena resolución vertical.

El patín de esta herramienta contiene tres electrodos verticalmente, separados entre si por una pulgada, los que permiten dos mediciones con diferentes profundidades e investigación, obteniendo información del enjarre (si existe enjarre) y de un pequeño volumen de formación inmediatamente detrás del enjarre. Estas dos mediciones constituyen un excelente indicador de presencia de invasión, por lo tanto, de permeabilidad en la zona de estudio.

Las curvas de resistividad medidas son la R1x1 o "microinversa" y la R2 o "normal", con profundidad de investigación mayor.

REGISTRO MICRO-ENFOCADO (MLL)

El registro micro-enfocado o micro-laterolog (MLL) predecesor del registro MSFL, tiene una profundidad de investigación de aproximadamente 4 pulgadas, siendo adecuado en caso de enjarre no muy gruesos (espesor menor a 3/8 pulgadas). Con esta herramienta se obtienen a la vez un registro de microlog o ML (microlog).

REGISTRO MICRO-PROXIMIDAD (MPL)

El registro de micro-proximidad (MPL), predecesor del registro MSFL, tienen una profundidad de investigación mayor que la del MLL, por lo tanto es adecuado en casos de enjarre de mayor espesor. Como consecuencia de su mayor profundidad de investigación, puede ser afectado por la resistividad R_t en casos de diámetro de invasión menor. Con esta herramienta se obtienen un registro de micro-log (ML).

REGISTRO MICRO-ESFÉRICO ENFOCADO (MSFL)

La medición del registro micro-esférico enfocado (MSFL) se obtiene con un patín con un arreglo de electrodos presionado contra la pared del pozo por un brazo mecánico en la generatriz opuesta, lo que permite obtener la medición del diámetro del pozo o "calibrador". Esta medida es denominada "calibrador" de dos brazos y se caracteriza por medir generalmente el diámetro mayor del pozo.

La configuración de electrodos en el patín enfoca la corriente enviada a la formación de tal forma que se investigan a penas unas pulgadas dentro de la formación, lo que permite obtener información de la zona lavada.

Aplicación y Ejemplo

A manera de aplicación y ejemplo se describen brevemente dos sondas que miden la resistividad de la formación:

La primera es el Registro Doble inducción / Fasorial. La sonda de doble inducción fasorial realiza medidas de resistividad a tres diferentes profundidades de investigación. De esta manera, proporciona información para determinar la resistividad de la zona virgen, la zona barrida (o zona lavada) y la zona de transición. Con esta información se pueden obtener datos de saturación y movilidad de fluidos.

La de la herramienta fasorial permite obtener datos más exactos para diferentes valores de resistividad. La sonda cuenta con un sistema de auto calibración que mejora la precisión de la respuesta y reduce el efecto de las condiciones ambientales. Fig. 2 y 3.

La utilidad de este registro es:

- Interpretación de formaciones con diámetros grandes de invasión
- Formaciones con contraste medio-alto de resistividad
- Gráficos de invasión
- Pozos con lodos base aceite

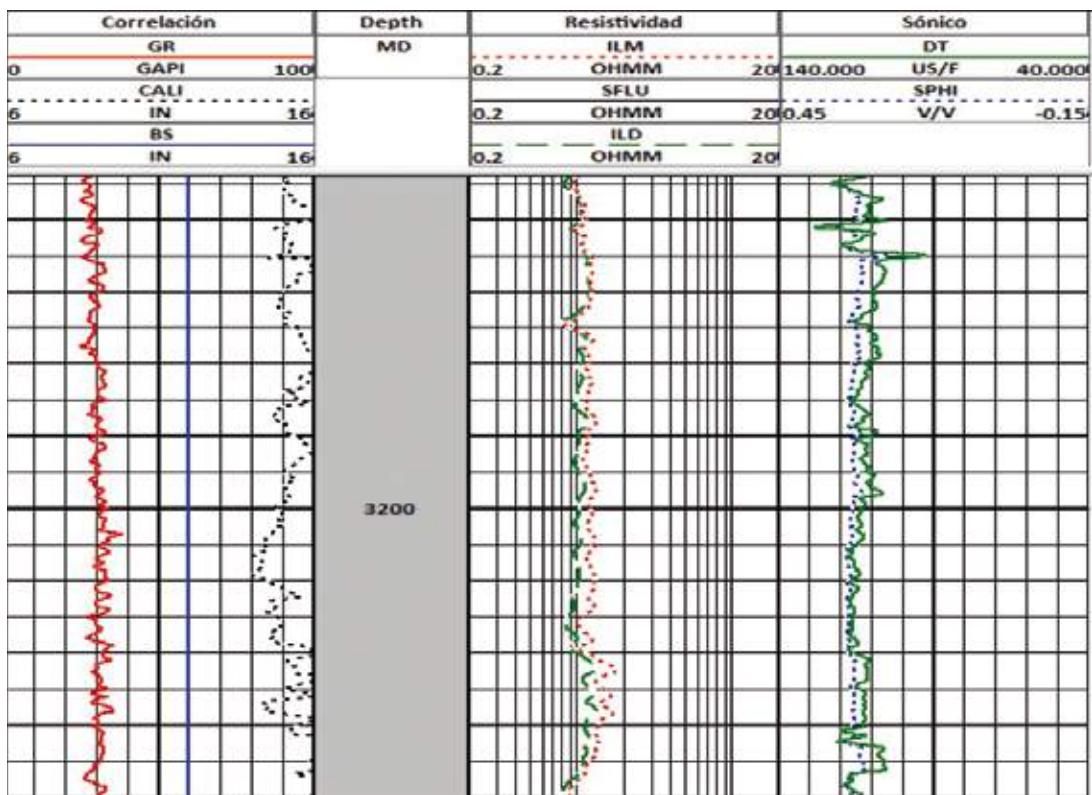


Fig. 2. Registro Doble Inducción Fasorial (DIT/GR)

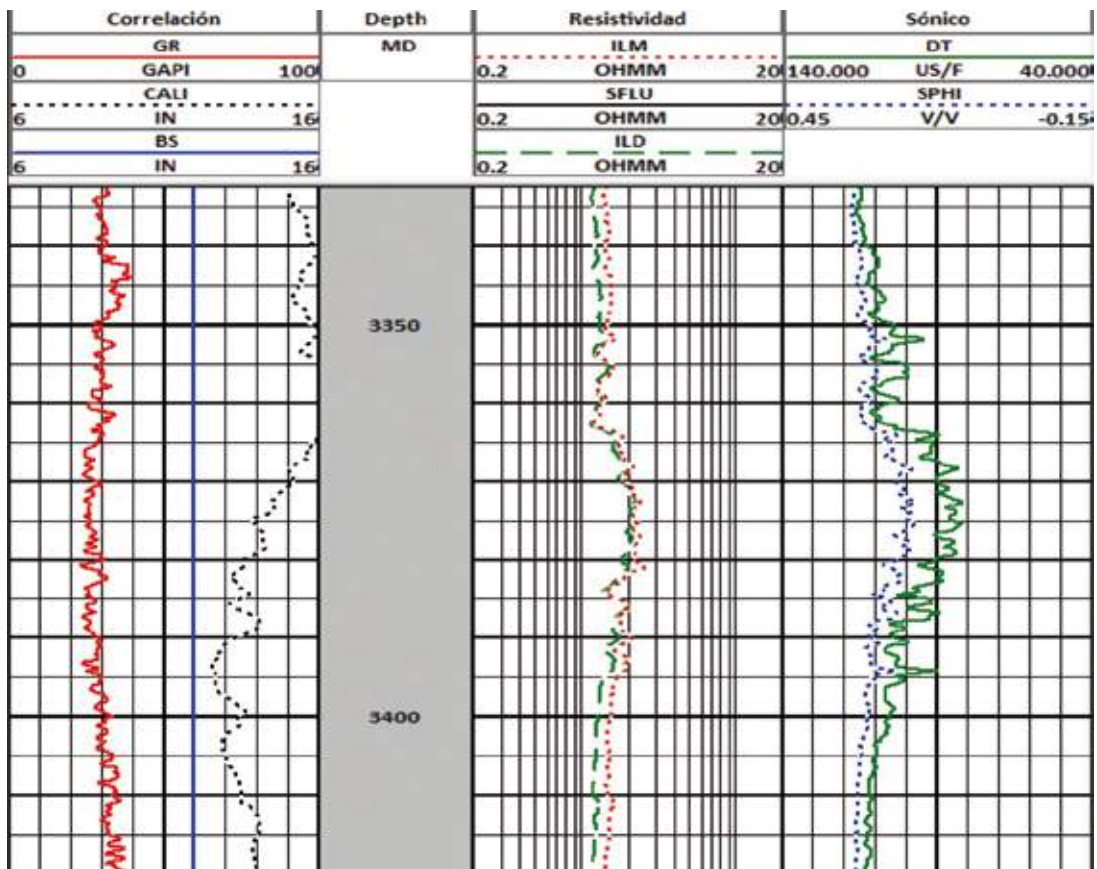


Fig. 3. Registro Doble Inducción (DIL/GR)

La segunda sonda es el Registro Doble Laterolog (o Doble Lateral) en combinación con el registro micro- esférico enfocado. El registro de micro-resistividad sólo puede obtenerse en lodos conductivos. Su presentación es:

Carril 1.- Escala lineal: Curva de GR (opcional); curva de potencial espontáneo o SP (por sus siglas en inglés: *Spontaneous Potential*), en lodos conductivos únicamente, y generalmente con 100 mv (milivolts) ocupando el ancho de la pista; curva de calibrador (CALI), generalmente en escala de 6 a 16" junto a una línea recta representando el diámetro de la barrena, denominada de BS (*Bit Size*, por sus siglas en inglés).

Carril 2.- Profundidad.

Carriles 3.- Escala logarítmica: Curva de laterolog profundo -LLD- (*Latero Log Deep*); curva de laterolog somero o LLS (*Latero Log Shallow*, por sus siglas en inglés); curva de la herramienta micro-resistividad esférico enfocado o MSFL (*Micro Spherical Focalized Log*, por sus siglas en inglés), solamente en lodos conductivos. La escala para todas estas curvas es de 0.2 a 2,000 ohm-m. Fig. 4 y 5.

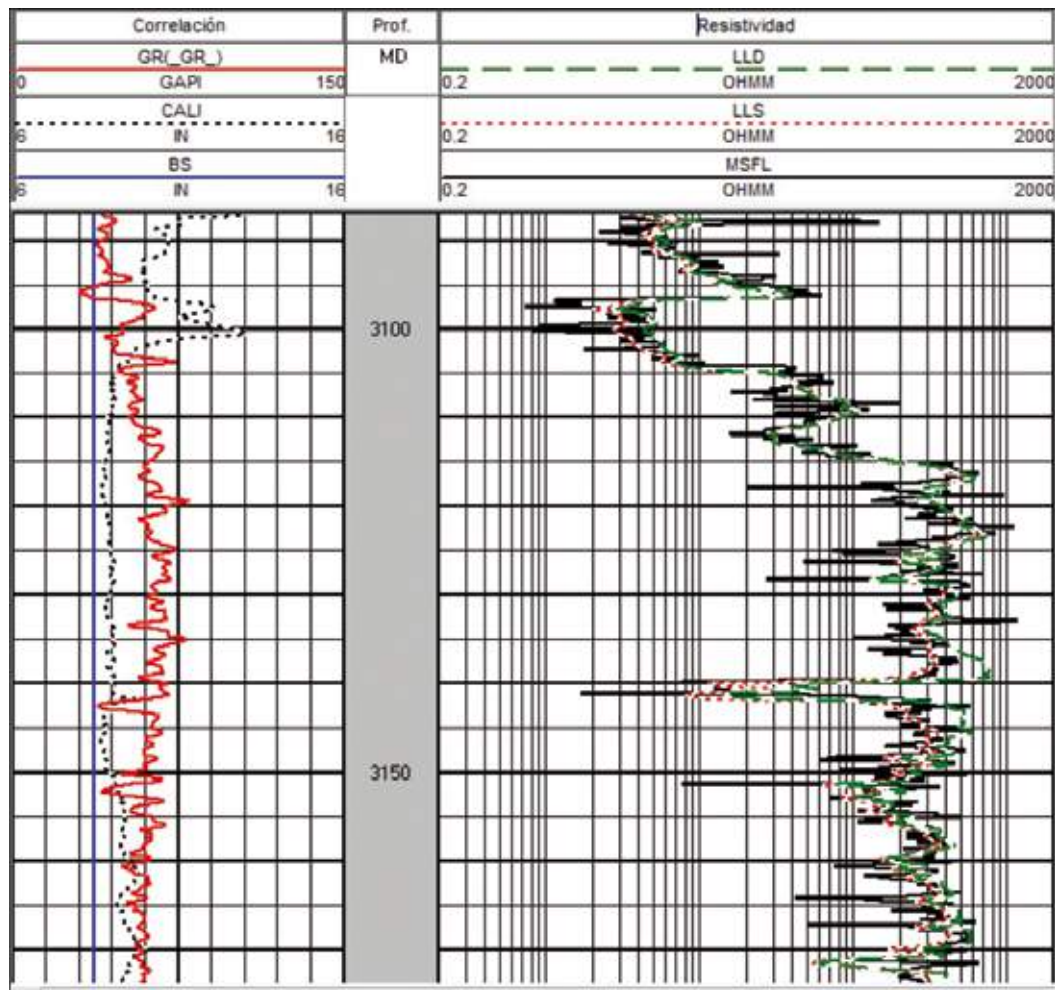


Fig. 4. Registro Doble Laterolog (DLL/MSFL/GR)

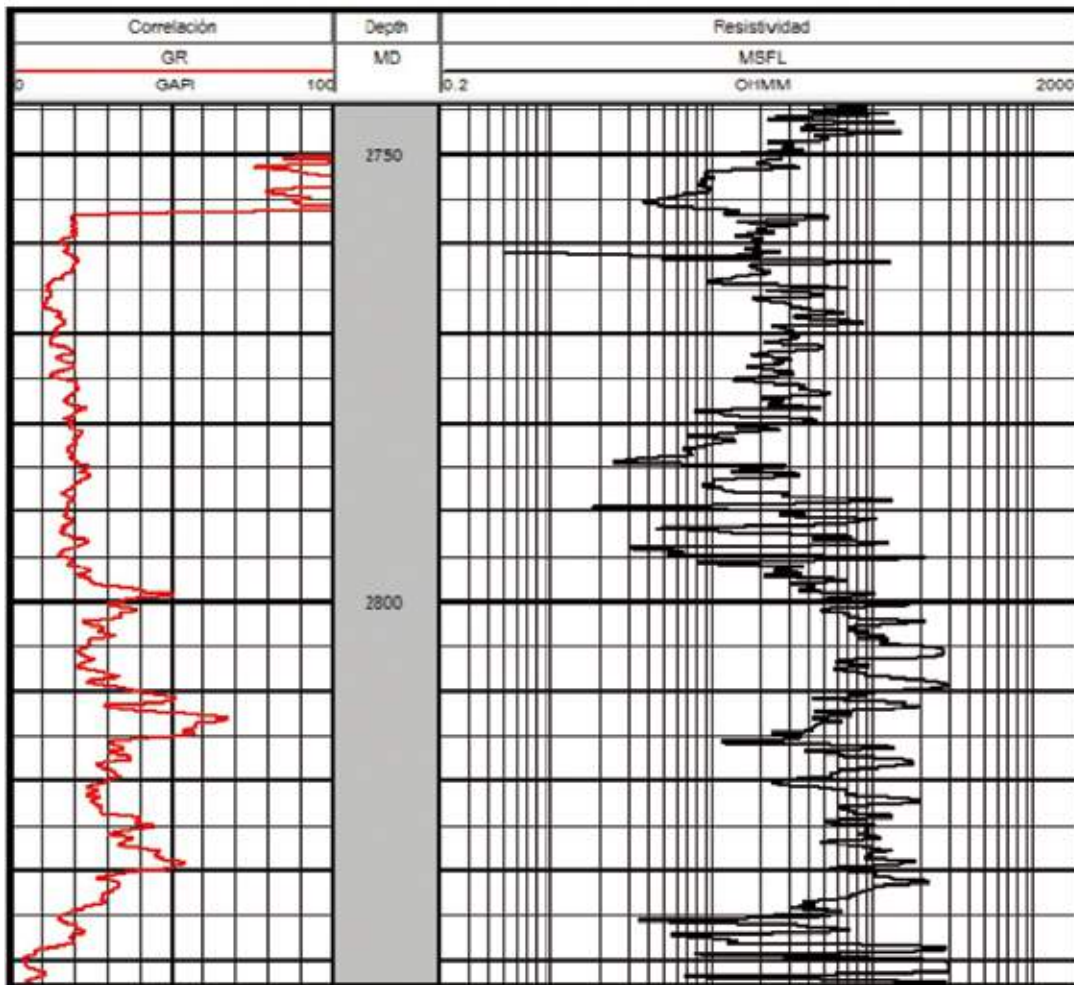


Fig. 5. Registro Microesférico (MSFL/GR)

Aplicaciones principales:

- Lectura de resistividad en la zona virgen y zona lavada
- Correlación
- Detección rápida de hidrocarburos
- Control de profundidad
- Indicador de hidrocarburos móviles

Resumen

El registro de resistividad. Es un registro inducido. La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas.

Tipos de Registros de Resistividad

Existen dos tipos principales de registros resistivos: el Registro Lateral (*Laterolog*) y el registro de Inducción (*Induction Log*). El registro lateral se utiliza en lodos conductivos (lodo salado) y el registro de inducción se utiliza en lodos resistivos (lodo fresco o base aceite).

Las curvas de los Registros de Inducción son:

- a) **SFL** = *Spherical Induction Log*. Para profundidades someras (0.5 – 1.5'). Mide la resistividad de la zona lavada (Rxo).
- b) **MIL / LIM** = *Medium Induction Log*. Para distancias medias (1.5 – 3.0').
- c) **DIL / ILD** = *Deep Induction Log*. Para profundidades de más de 3.0'. Miden la resistividad de la formación (Rt).

Las curvas de los Registros Laterales son:

- a) **MSFL** = *Microspheric Laterolog*. Para las proximidades (1.0 y 6.0"). Lee la resistividad de la zona lavada (Rxo).
- b) **MLL / LLM** = *Micro Laterolog*. Para las proximidades (1.0 y 6.0").
- c) **SLL / LLS** = *Someric Laterolog*. Para profundidades someras (0.5 y 1.5').
- d) **DLL / LLD** = *Deep Laterolog*. Para profundidades de más de 3.0'. Miden resistividad de la formación (Rt).

Se lee de izquierda a derecha, en escala logarítmica. La unidad de medida es el ohm-m, con un rango de valores que va desde 0.2 hasta 2000 ohm-m.

Los registros de resistividad, también se utiliza para estimar contactos agua– petróleo, para calcular la resistividad del agua de formación (Rw) y la resistividad verdadera de la formación (Rt), se lee de izquierda a derecha.

REGISTROS RADIOACTIVOS

La determinación de la porosidad de la formación se puede realizar de manera indirecta a través de medidas obtenidas con sondas radioactivas y sónicas.

Las sondas nucleares utilizan fuentes radioactivas. Mediante la medición de la forma de interactuar con la formación de partículas irradiadas por la fuente, se pueden determinar algunas características.

Se tienen tres tipos de sondas radioactivas:

Neutrones	Neutrón compensado
Densidad	Litodensidad compensada
Radiación natural	Rayos gamma espectral (o espectroscopia de rayos gamma)

Las sondas para medir la radiación natural no requieren de fuentes radioactivas, y la información que proporcionan es útil para determinar la arcillosidad y contenido de minerales radioactivos de la roca.

Las sondas de neutrón compensado y litodensidad requieren de fuentes radioactivas emisores de neutrones rápidos y rayos gamma de alta energía.

REGISTRO DE NEUTRÓN COMPENSADO

La sonda de neutrón compensado utiliza una fuente radioactiva y dos detectores. Su medición se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente

y esto depende del fluido (índice del hidrogeno) contenido en los poros de la roca y por lo tanto, de la porosidad.

La sonda es útil como indicador de gas. Esto es porque mide el índice de hidrogeno y el gas contiene un bajo índice, entonces, la porosidad aparente medida será baja.

Las principales aplicaciones de la sonda son:

- Determinación de la porosidad
- Identificador de litologías
- Análisis de contenido de arcillas
- Detección de gas

REGISTRO DE LITODENSIDAD

El registro litodensidad, es una sonda que utiliza una fuente radioactiva emisora de rayos gamma de alta energía y se usa para obtener la densidad de la roca e inferir con base en esto la porosidad.

Para obtener la densidad, se mide el conteo de rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con el material. Ya que el conteo obtenido está en función del número de electrones por cm^3 y este se relaciona con la densidad real del material, lo que hace posible la determinación de la densidad. La identificación de la litología se hace por medio de la medición del índice de absorción fotoeléctrica.

La principal utilidad de este registro es:

- Análisis de porosidad
- Determinación de litología
- Calibrador del agujero
- Identificador de presiones anormales

Combinación de Registros; Litodensidad / Neutrón

Esta combinación lleva casi sistemáticamente una sonda de rayos gamma. La figura 6 muestra un gráfico con esta presentación:

Carril 1.- Escala lineal: Curva de GR (opcional); curva de calibrador, generalmente en escala de 6 a 16" junto a una línea recta representando el diámetro de la barrena, denominada de BS (*Bit-Size*).

Carril 2.- Escala lineal: Curva de factor fotoeléctrico, generalmente en escala de 0 a 10 barns/electrón. Curva de porosidad neutrón o NPHI (*neutron-porosity*), calibrada en matriz caliza (*limestone*), en escala de 45 a -15 pu (*porosity-units*); curva de densidad media o RHOB (*Bulk-Density*), en escala de 1.95 a 2.95 gr/cc (gramos/centímetro cúbico) o, a veces, de 1.9 a 2.9 o de 2 a 3 gr/cc (o g/cm^3).

Es posible editar un arreglo de registros, donde se puede observar tres registros convencionales juntos, con la finalidad de observar con detalle los parámetros principales de la formación. Fig. 6-1.

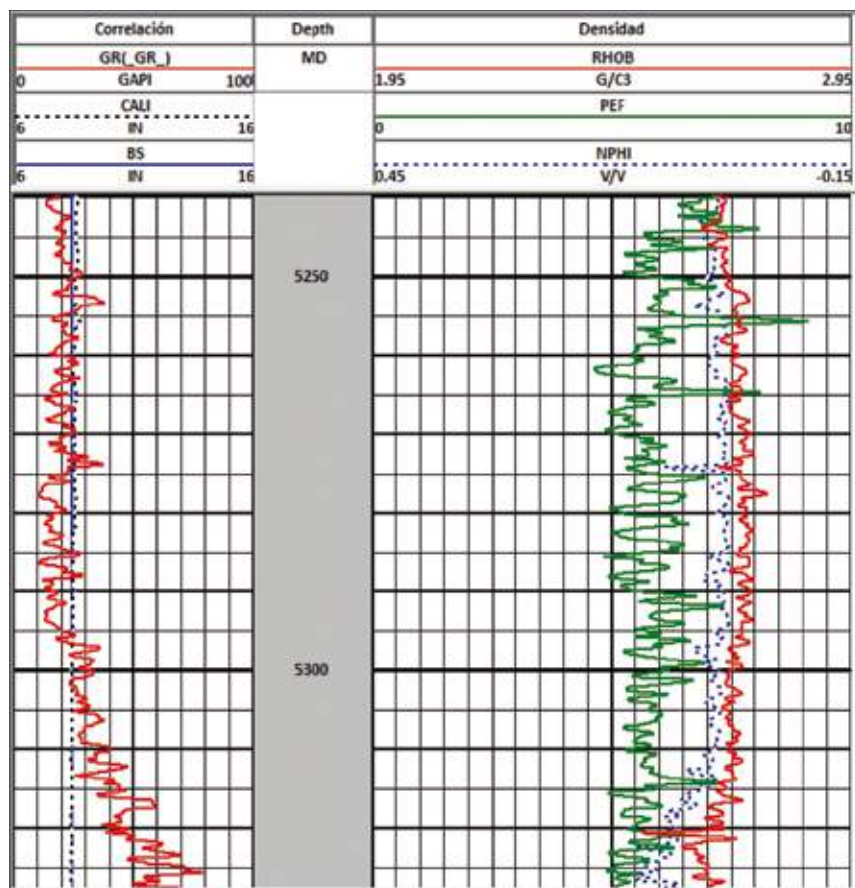


Fig. 6. Registro Litodensidad Neutrón (GR/DDL/CNL)

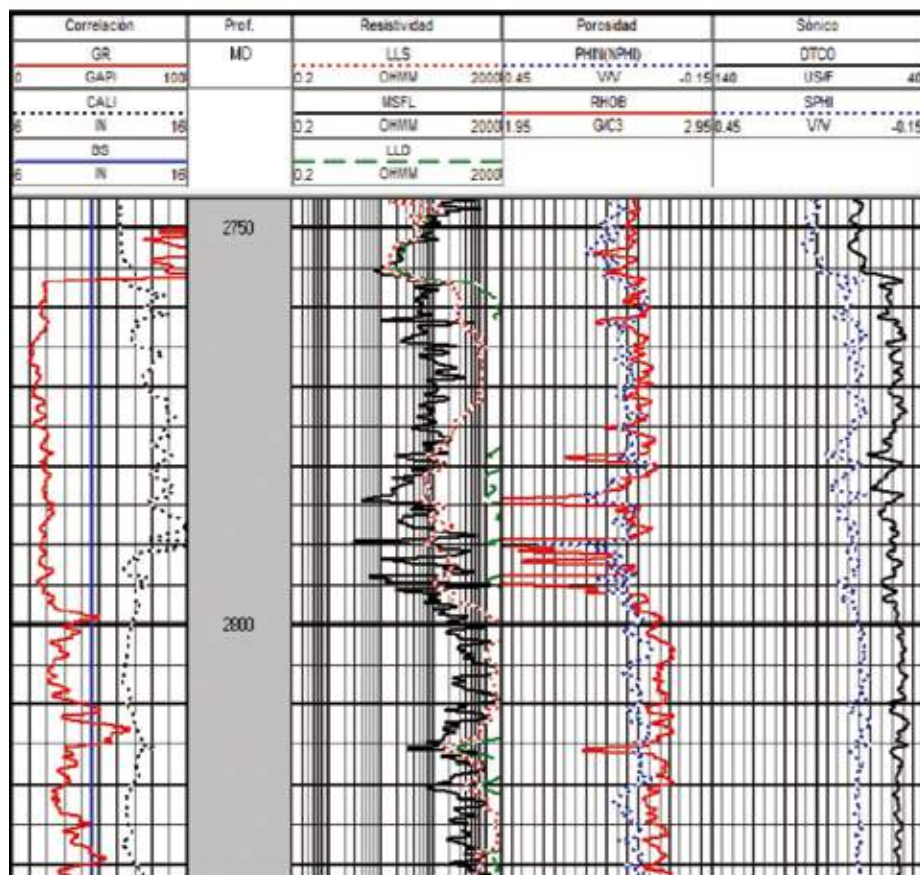


Fig. 6-1. Registro Combinado; GR/DLL/MSFL/DDL/CNL/DSI

REGISTRO ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA

La respuesta de una sonda de rayos gamma depende del contenido de arcilla de una formación. Sin embargo, la sonda de rayos gamma naturales no tiene la capacidad de diferenciar el elemento radioactivo que produce la medida. La mayor parte de la radiación gamma natural encontrada en la tierra es emitida por elementos radioactivos de la serie del uranio, torio y potasio. El análisis de las cantidades de torio y potasio en las arcillas ayudan a identificar el tipo de arcillas. El análisis del contenido de uranio puede facilitar el reconocimiento de rocas generadoras.

En rocas carbonatadas, se puede obtener un buen indicador de arcillosidad si se resta de la curva de rayos gamma la contribución del uranio. Fig. 7.

Las principales aplicaciones son:

- Análisis del tipo de arcilla
- Detección de minerales pesados
- Contenido de potasio en evaporita
- Correlación entre pozos

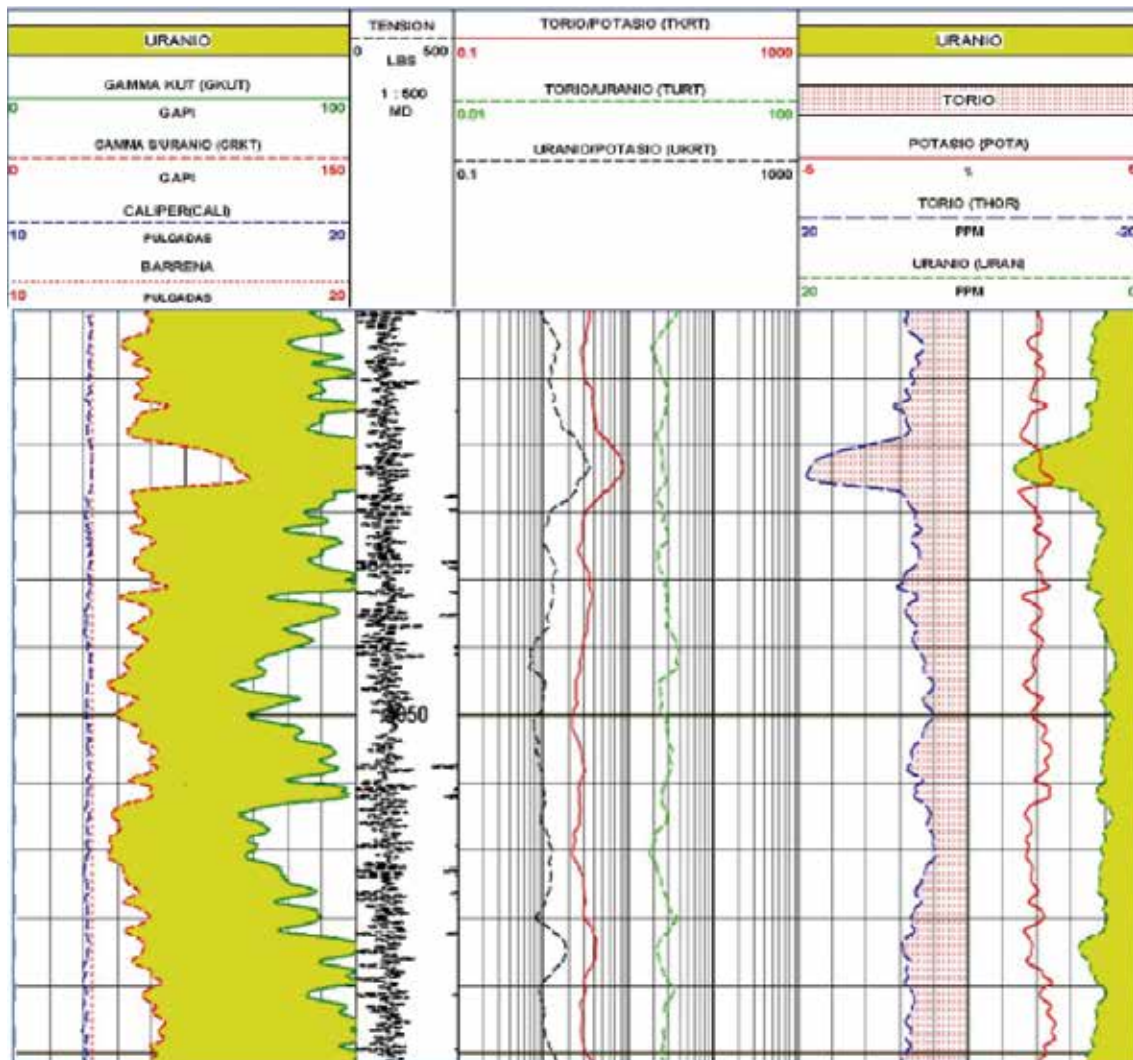


Fig. 7. Registro Espectroscopia de Rayos Gamma (NGT). (Tomado de Schlumberger).

Otras curvas que genera el registro GNT son las curvas; potasio (POTA), torio (THO), y uranio (URA). Adicionalmente se realizan relaciones entre estas con el objeto de determinar volúmenes de arcillas y otros análisis, estas relaciones son; relación uranio-torio, GRUT, relación potasio-torio GRKT y relación uranio-potasio GRUK.

REGISTRO DE RAYOS GAMMA NATURAL

La sonda de rayos gamma mide la radioactividad natural de las formaciones. Es útil para detectar y evaluar depósitos de minerales radioactivos; como potasio y uranio. En formaciones sedimentarias, el registro refleja normalmente el contenido de arcilla de la formación. Esto se debe a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas. Las formaciones limpias usualmente tienen un bajo nivel de materiales radioactivos, como; cenizas volcánicas, granitos, agua de formación con sales disueltas de potasio, y minerales pesados esporádicos. Fig. 7.

Las aplicaciones principales son:

- Indicador de arcillosidad
- Correlación
- Detección de marcas o trazadores radiactivos

Resumen

Los registros radioactivos proporcionan información acerca de las propiedades radioactivas de las rocas.

El registro de rayos gamma (GR)

Se basa en la medición de emisiones naturales de rayos gamma que poseen las rocas. Durante la meteorización de las rocas, los elementos radiactivos que estas contienen se desintegran en partículas de tamaño arcilla, por lo tanto las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas mayor es la emisión de GR de las mismas.

Los minerales radiactivos principales son: el potasio (K), el torio (Th) y el uranio (U).

Se lee de izquierda a derecha. Si el GR es bajo; indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 100 API.

Sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas (V_{sh} / V_{cl}), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. Puede utilizarse en pozos entubados.

El registro de espectrometría (NGS)

El registro de espectrometría o GR espectral sirve para determinar el tipo de arcillas que contiene una formación. Se basa en la relación de proporciones de los tres minerales radiactivos principales: potasio (K), torio (Th) y uranio (U). Las concentraciones K/Th ayudan a identificar el tipo de arcilla presentes en la formación, mientras que la concentración de U indican la presencia de materia orgánica dentro de las arcillas. Fig. 7.

Si se parte del principio que cada formación posee un tipo de arcilla característica, al registrarse un cambio en el tipo de arcilla por la relación (K / Th) se puede inducir que se produjo un cambio formacional. Por lo tanto el NGS puede utilizarse para estimar contactos formacionales.

El registro neutrón compensado (CNL)

Se basa en la medición de concentraciones de hidrógenos, lo que indica la presencia de agua o petróleo de la

roca. Posee una fuente de neutrones, los cuales colisionan con los hidrógenos presentes en los poros de la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los neutrones dispersos liberados en las colisiones.

La herramienta se llama CNL, sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Si el registro neutrónico es alto indica alta índice de neutrones, y si es bajo indica bajo índice de neutrones. Se lee de derecha a izquierda. La unidad de medida es en fracción o en %, con un rango de valores que va desde (0.45 a -0.15 %) en rocas calizas y dolomías y (0.6 a 0%) en terrígenos y siliciclastos.

Registros de Densidad (LDL o LDT)

Este registro mide la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Posee una fuente de rayos gamma, La radiación colisionan con los átomos presentes en la roca, y un receptor interno en la herramienta mide los rayos gamma dispersos liberados por las colisiones.

La herramienta litodensidad (LDL o LDT). Sirve para estimar la densidad del sistema roca fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad, y si es alto indica baja porosidad. Se lee de izquierda a derecha. La unidad de medida es g/cm³ con un rango de valores que va desde 1.95 a 2.95 g/cm³, en rocas calizas y de 1.65 a 2.65 gr/cm³ para terrígenos y siliciclastos.

El efecto de Gas entre los Registros Neutrón y Densidad

El registro de neutrones ve todo el hidrógeno en la formación, aun cuando alguno no esté asociado con el agua que satura la porosidad de la formación. En las formaciones con arcilla, la porosidad aparente (PHIA) derivada de la respuesta de la sonda de neutrones será mayor que la porosidad efectiva (PHIE) real de la roca del yacimiento. Sin embargo, el gas o hidrocarburos muy livianos generalmente tienen una concentración de hidrogeno considerablemente más baja que varía con la temperatura y la presión. Por lo tanto, cuando el gas esté presente a una distancia suficiente al agujero para estar dentro de la zona de investigación de la sonda, el registro de neutrones leerá una porosidad muy baja.

Si la formación se encuentra saturada de gas, las mediciones de densidad (RHOB) serán bajas, debido a que una formación saturada de gas presenta densidades electrónicas menores que cuando se encuentra saturada de agua.

Por lo tanto, la curva se desviará hacia la izquierda. Igualmente las mediciones de la herramienta neutrón (NPHI) serán bajas, debido a que una formación saturada de agua presenta porosidades neutrón menores que cuando se encuentra saturada de agua. Por tanto, la curva se desviará fuertemente hacia la derecha. Fig. 8.

Descrito de otra manera, cuando en el registro de litodensidad neutrón existe la presencia de gas, se puede observar de la siguiente manera: La curva de porosidad neutrón (NPHI / ϕ_n), tiende a leer el cero positivo del registro y en su trayecto rebasa la curva de densidad (RHOB), se interpreta este intervalo o espacio como gas.

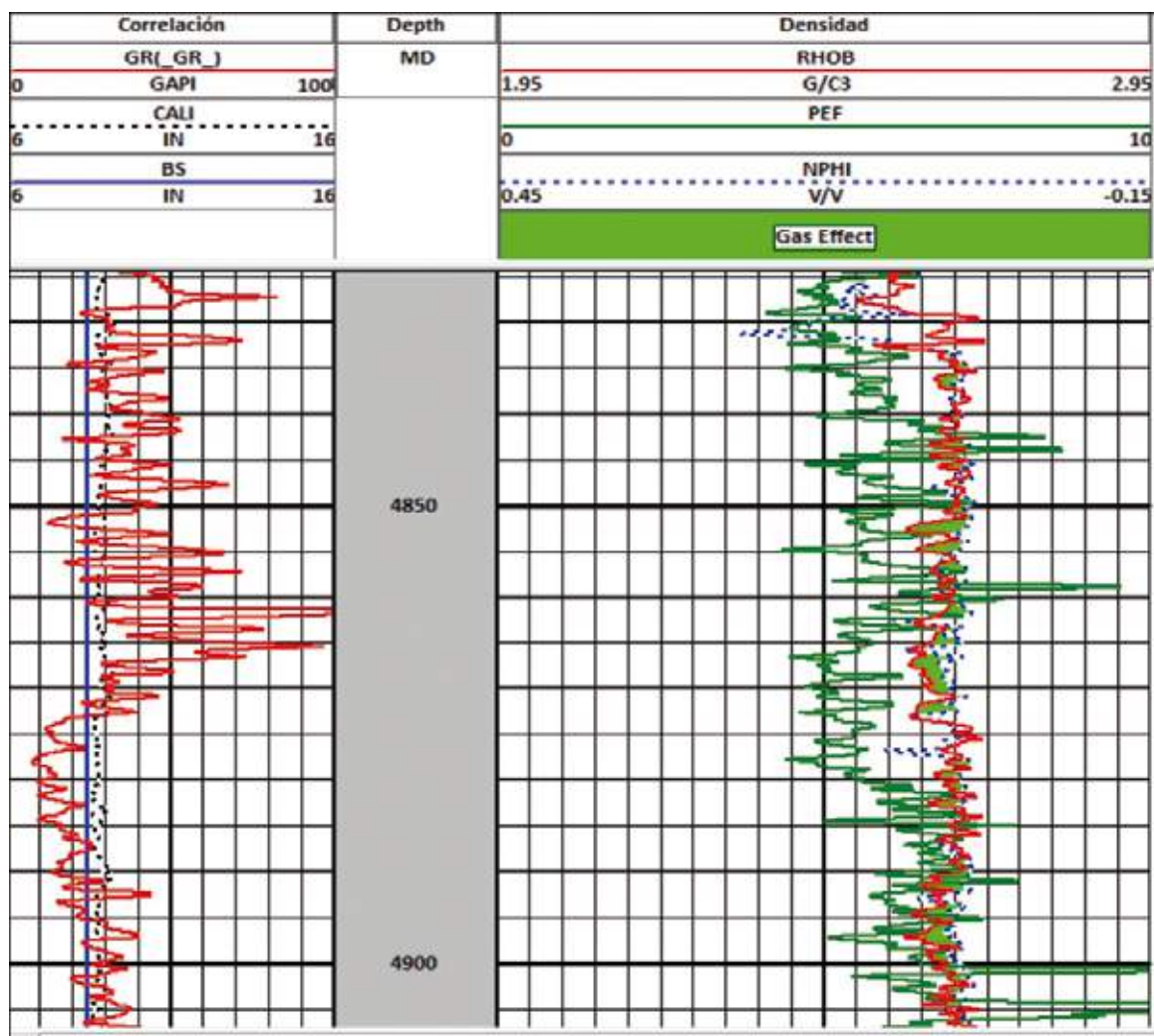


Fig. 8. La imagen muestra un registro LDL (RHOB) / CNL (NPHI) afectados por gas

REGISTROS ACÚSTICOS

El registro sónico utiliza una señal con una frecuencia audible para el oído humano. El sonido una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica. Es una fuerza que se transmite desde la fuente de sonido como un movimiento molecular del medio.

Este movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan una posición promedio. Cada molécula transfiere su energía a la siguiente molécula antes de regresar a su posición original.

En el equipo sónico los impulsos son repetitivos y el sonido aparecerá como áreas alternadas de compresiones llamadas ondas. Esta es la forma en que la energía acústica se transmite en el medio.

REGISTRO SÓNICO DIGITAL

La energía sónica emitida desde el transmisor impacta la pared del pozo. Esto origina una serie de ondas en la formación y en superficie. El análisis del *trend* de ondas (conocido también como forma de onda completa), proporciona la información concerniente a la disipación de la energía de sonido en el medio.

La sonda del registro sónico digital permite la digitación del *trend* de ondas completo en el fondo, de tal manera que se elimina la distorsión del cable. La mayor capacidad de obtención y procesamiento de datos permite el análisis de todos los componentes de la onda del sonido (ondas compresionales, transversales y *stoneley*). Fig. 9.

La utilidad de este registro es:

- Correlación de datos sísmicos
- Sismogramas sintéticos
- Determinación de porosidad
- Detección de fracturas
- Característica mecánica de las rocas
- Estabilidad del agujero
- Cementación de la tubería
- Detección de gas

EL EFECTO DE GAS EN EL REGISTRO SÓNICO

Si la formación se encuentra saturada de gas, el tiempo de tránsito de ondas acústicas dentro de la formación será mayor; esto se debe que la densidad del gas es menor que la de otros fluidos, debido a que una formación saturada de gas presenta velocidades menores que cuando se encuentra saturada de agua. Por lo tanto, la curva de DT se desviará hacia la izquierda.

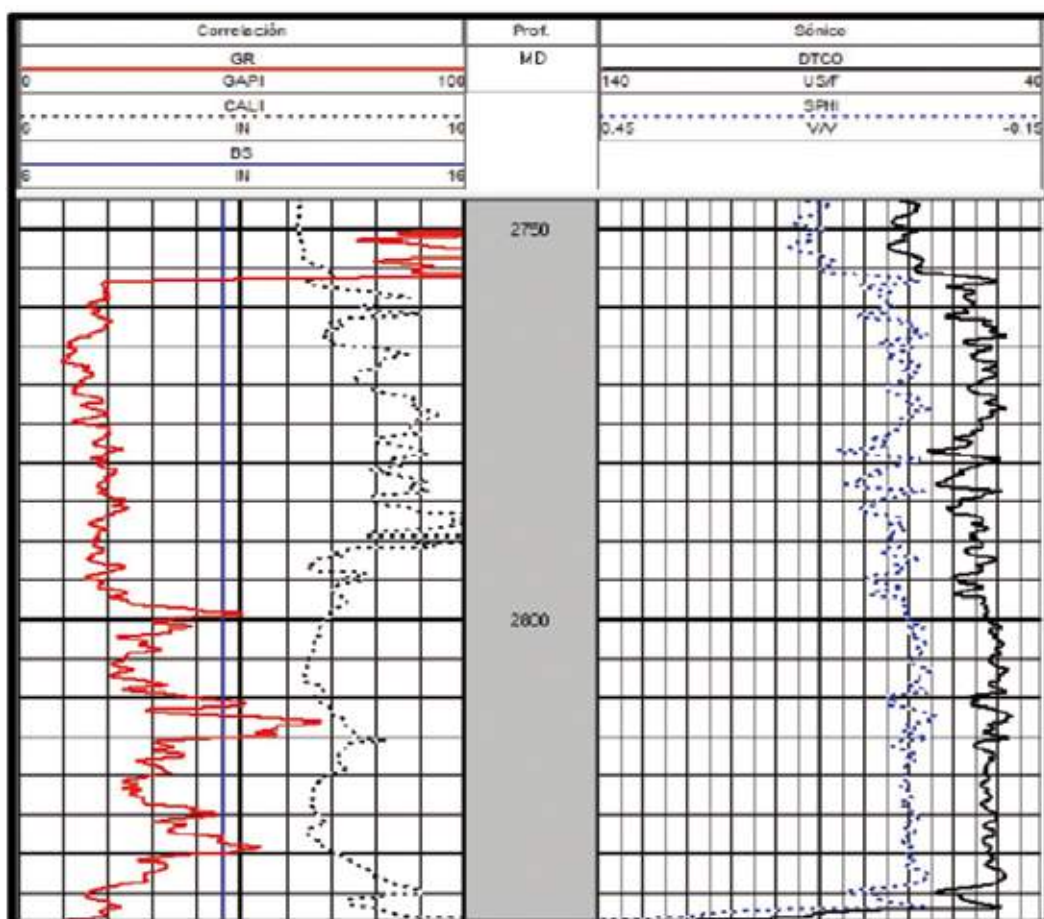


Fig. 9. Registro sónico monopolar BHC (DTCO)

Resumen

Registros Sónicos (BHC / LSS)

Utiliza el mismo principio del método sísmico: mide la velocidad del sonido en las ondas penetradas por el pozo. Posee un emisor de ondas y de dos a cuatro receptores. Se mide el tiempo de tránsito de arribos de las ondas primarias, secundarias y las *stoneley*. La herramienta se llama BHC.

El objetivo principal del registro sónico es apoyar la determinación de porosidad (SPHI) en las rocas penetradas por el pozo, a partir del tiempo de tránsito de las ondas. Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad, y por lo tanto, mayor es la porosidad de la roca. La lectura de la curva DT es de derecha a izquierda. La unidad de medida es el micro-segundo por pie (us/ft) de 140-40 o el segundo por metro s/m de 100 – 500.

REGISTROS MECÁNICOS

REGISTRO DE TEMPERATURA

La temperatura en el pozo juega un papel muy importante ya que es un parámetro que afecta directamente en las condiciones de los fluidos, por tal motivo, es muy importante entender el funcionamiento y los conceptos que están involucrados en la medición, aplicación e interpretación de los registros de temperatura.

Los estudios de temperatura son los principales registros en la detección de movimiento de fluidos en el pozo. Las interpretaciones de los registros de temperatura son cualitativas naturalmente, aunque se encuentra disponibles técnicas cuantitativas también. Los estudios de temperatura se corren en los pozos productores para localizar fuentes de producción en el agujero, asistir en localización de canales y posiblemente discriminar entradas de gas y líquido.

En los pozos inyectores estos registros localizan zonas de inyección y pueden resaltar canalizaciones de tras de la tubería. Otras aplicaciones son la evaluación de la altura en una fractura indicada, localizar zonas de colocación de ácido y detectar la cima del cemento.

Registro del gradiente de temperatura en un pozo. El registro de temperatura se interpreta observando las anomalías o desviaciones con respecto al gradiente de referencia. Esta referencia podría ser el gradiente geotérmico, un registro grabado antes de que comenzara la producción o un registro grabado con el cierre del pozo.

REGISTRO DE CALIBRACIÓN

Los registros de diámetros de pozo proporcionan información acerca de las condiciones del agujero y las dimensiones de diámetros a lo largo de la columna estratigráfica.

Estos registros se emplean para apreciar el diámetro del agujero y el diámetro de la barrena con la que se perfora, también se emplean para determinar el estado del agujero, en la determinación del enjarre, derrumbes, etc.

Diámetro de la Barrena (*Bit Size* = BS)

El registro Bit Size o la curva Bit Size me permite saber el diámetro de la barrena que se empleó durante la perforación. Su escala de medición es la pulgada. Se emplea como coadyuvante en la determinación de enjarre y derrumbes.

Este tipo de registro generalmente viene acompañado con el registro Caliper (CALI), El Caliper es una herramienta que mide el diámetro del pozo, el cual puede ser de mucha utilidad a la hora de diferenciar litologías resistentes de las poco resistentes. Su principal función es determinar el estado del agujero (derrumbado o no derrumbado). Mientras mayor sea el diámetro del agujero (CALI) en comparación con el diámetro de la mecha (BS), menor es la competencia de la roca perforada (agujero derrumbado). Si el diámetro del agujero es similar al diámetro de la barrena, indica que la roca es competente (agujero no derrumbado). Si el diámetro del agujero es menor que el diámetro de la barrena, puede indicar que se tratan de lutitas expansivas o que se formó un enjarre muy grueso.

REGISTRO DE DESVIACIONES

Registro sencillo (*Single-Shot Surveys*). Un registro sencillo proporciona un único dato del ángulo de desviación o inclinación y la dirección como en una brújula de la dirección del pozo. El registro sencillo se corre con cable por dentro de la tubería de perforación, durante una detención a las operaciones de perforación. Se toma una fotografía a la lectura de una brújula, la cual indica la inclinación en la cantidad de grados que un pozo se aparta de la vertical a determinada profundidad. Se saca la herramienta a superficie y se recupera la fotografía. Se procesa esta información y se corrige por declinación (la diferencia entre el norte verdadero y el magnético), entonces se determina la cantidad de giro que se le debe dar a la sarta para posicionar la herramienta de deflexión en la dirección deseada.

Registro múltiple (*Multi-Shot Surveys*). Generalmente se corre un registro múltiple cada vez que se reviste una sección de hueco desviado. La herramienta para registro múltiple también se corre con cable, por dentro de la sarta de perforación, y se deja sentar sobre un drill collar no magnético. Se toman fotografías de la brújula a intervalos regulares de tiempo cuando se están sacando la tubería y la herramienta del pozo. La hora y la profundidad de cada fotografía se van tomando manualmente en superficie y esta información se usa para analizar la película del registro, el cual suministra varias lecturas de ángulo y dirección.

Registros giroscópicos (*Gyroscopic Surveys*). Se usa un registro giroscópico para realizar lecturas sencillas o múltiples en pozos ya revestidos. El giroscópico se apunta hacia una dirección conocida y todas las direcciones leídas se referirán a esta dirección conocida. A diferencia de los instrumentos magnéticos de registro, los giroscópicos leen la verdadera dirección y no es afectado por las irregularidades magnéticas que puedan ocasionar el revestimiento u otros metales ferrosos.

REGISTRO DE MEDICIÓN DE ECHADOS

El registro de la medición de echados es una sonda de medición continua de la inclinación de las capas que atraviesa el pozo perforado. Mide la conductividad de la formación por medio de electrodos montados en cuatro patines. Mediante la respuesta obtenida en estos electrodos, es posible determinar la inclinación del echado. Además, la sonda cuenta con un cartucho mecánico que permite obtener la desviación, el azimut y el rumbo del pozo. Fig. 10 y Fig. 10-1.

La utilidad de este registro es:

- Determinación de echados estructurales
- Identificación de fracturas
- Geometría del pozo

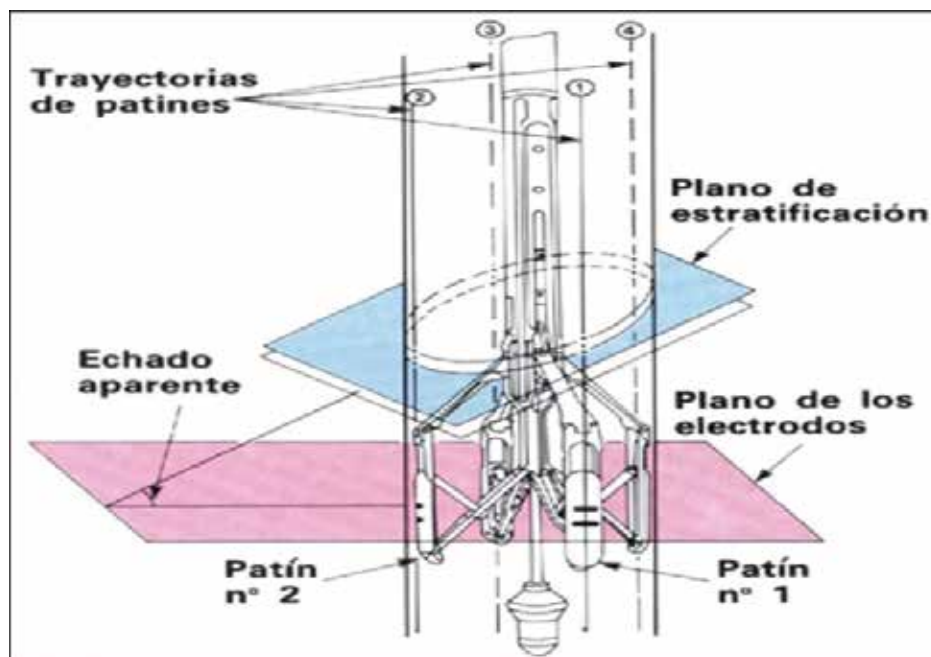


Fig. 10. Imagen que muestra la arquitectura y componentes básicos de la herramienta de echados estratigráfico. (Tomado de Schlumberger)

PATRON	ASPECTO GEOLOGICO CORRESPONDIENTE			MODELO GEOLOGICO TÍPICO
	ESTRATIGRAFICO	ESTRUCTURAL	POSDEPOSITACIONAL	
VERDE: MAGNITUD Y AZIMUT CONSTANTES	SEDIMENTACION EN AMBIENTE DE BAJA ENERGIA (A)	PARALELO AL ECHADO ESTRUCTURAL (B)		B C K AyB
AMARILLO: NOTABLE DISPERSION	SEDIMENTACION EN AMBIENTES DE ALTA ENERGIA (C) NUCLEO ARRECIFAL (D) ESTRATIFICACION CRUZADA		FRACTURAMIENTO y/o DOLOMITIZACION (M)	I J E A H D AyB B F B G M L
ROJO: INCREMENTO DE MAGNITUD	RELLENO DE CANALES DISTRIBUTARIOS (E)	DEFORMACION POR ARRASTRE EN ROCAS DEL BLOQUE DEL ALTO EN FALLAS NORMALES (F) O INVERSAS (G) ENTRADA A: ARRECIFES (H) Y BARAS (I) O BANCOS		
AZUL: DECREMENTO DE MAGNITUD	INTERIOR DE BANCOS O BARRAS (J) DUNAS ABANICOS ESTRATIFICACION POR CORRIENTE (K)	DEFORMACION POR ARRASTRE EN ROCAS DEL BLOQUE DEL BAJO EN FALLAS INVERSAS (L)	ZONA DE INTEMPERISMO EN DISCONTINUIDADES ESTRATIGRAFICAS (N)	
ESQUEMAS TÍPICOS DE ECHADOS →				

Fig. 10-1. Resumen de interpretación de un registro de echados. (Tomado de Schlumberger)

CAPÍTULO III. REGISTROS GEOFÍSICOS ESPECIALES

INTRODUCCIÓN

Existe una variedad de registros geofísicos denominados especiales que ayudan mejorar la evaluación petrofísica de las formaciones.

Estos registros no se utilizan con frecuencia (debido a su alto costo y tiempo de adquisición del dato), sino, cuando el área presenta complicaciones litológicas y/o estructurales, recuperación de núcleos convencionales u otro requerimiento especial, generalmente se corren con un registro de rayos gamma.

Las sondas de cuarta generación para la adquisición de información durante la perforación añaden una nueva dimensión para los actuales esfuerzos que hace la industria petrolera para construir pozos más eficientes y efectivos en materia de costos. Las mejoras introducidas en las sondas se traducen en menores riesgos y mayor exactitud en la colocación de los pozos. Como resultado, la obtención de registros en tiempo real para la perforación ya es una realidad.

REGISTROS DURANTE LA PERFORACIÓN (LWD / MWD)

Los registros tomados durante la perforación (LWD o MDW) entran a mediados de la década de 1990, acompañados de otras herramientas denominadas registros de imágenes micro resistivas, mediciones azimutales, motores direccionales instrumentados y programas de simulación, con el objeto de lograr una colocación exacta del pozo mediante la geonavegación, esto, no es otra cosa que un reflejo de la evolución tecnológica.

En la actualidad, la eficiencia de la perforación se basa en puntos claves para disminuir costos de exploración, desarrollo, minimizar el tiempo perdido o improductivo, al evitar problemas como fallas en la columna (sarta de perforación), atascamientos y pérdida o entrada de fluidos y la inestabilidad del agujero. Los registros en tiempo reales proporcionan información de correlación para determinar cimas geológicas. Fig. 11.

Ventajas:

- Se puede obtener la información a tiempo real durante la perforación de los diferentes registros convencionales, así como de imágenes de las formaciones.

Desventajas:

- Es muy común la falla de la sonda cuando se toman al mismo tiempo varios registros.
- El arreglo de las sondas están 13 m. arriba de la barrena.

REGISTRO DE IMÁGENES ELÉCTRICAS (O MICRO-RESISTIVIDAD)

La sonda de imágenes provee una imagen resistiva de la formación que refleja las capas, contenido de hidrocarburos y proceso de invasión. La solución vertical hasta de un pie, muestra laminaciones y otras estructuras de formación con un mínimo de efectos ambientales. La sonda puede operar en lodos conductivos (FMI / EMI) y no conductivos (OBMI / OMRI).

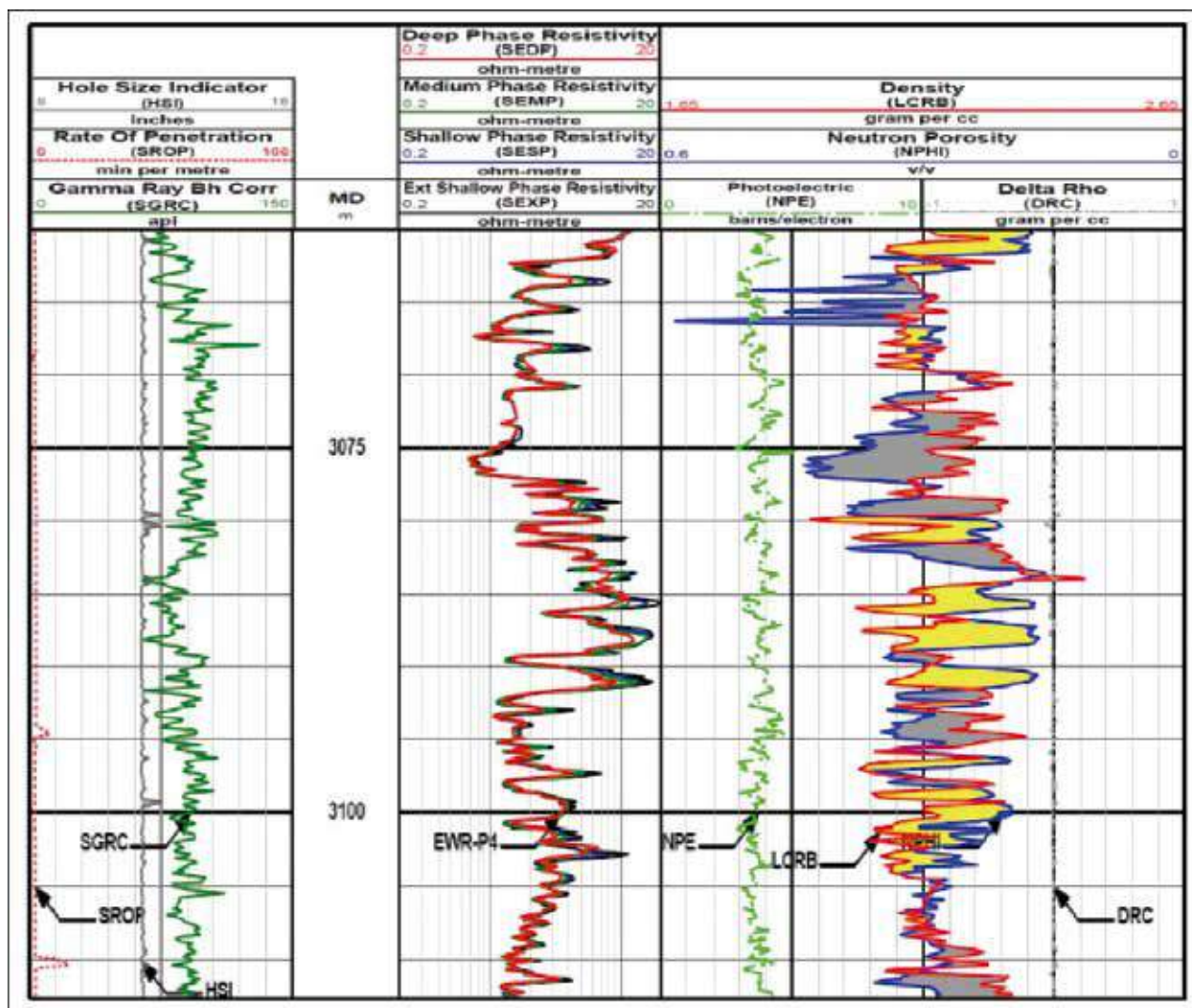


Fig. 11. Imágenes del registro combinado de LWD/DIL/DDL/CNL/GR

La sonda mide señales de resistividad de ocho arreglos, seis de ellos son operados por frecuencias simultáneas. Estas medidas son convertidas en cinco curvas, cada una con una resolución vertical y con profundidades medianas de investigación que van de 10 hasta 90 pulgadas. Fig. 12 y Fig. 12-1.

Aplicaciones principales:

- Registra resistividades e imágenes con resolución vertical de hasta un pie en pozos.
- Registra la RP y una descripción detallada de la resistividad de invasión.
- Determina la saturación de hidrocarburos e imágenes.

El registro FMI y EMI. Pertenece a la familia de herramientas resistivas de imágenes, se caracteriza por su cobertura perimetral y notables mejoras en la resolución vertical.

Las imágenes y echados que se obtienen facilitan la interpretación sedimentológica, estructural y el análisis de diversas texturas de las rocas y geometría de capas.

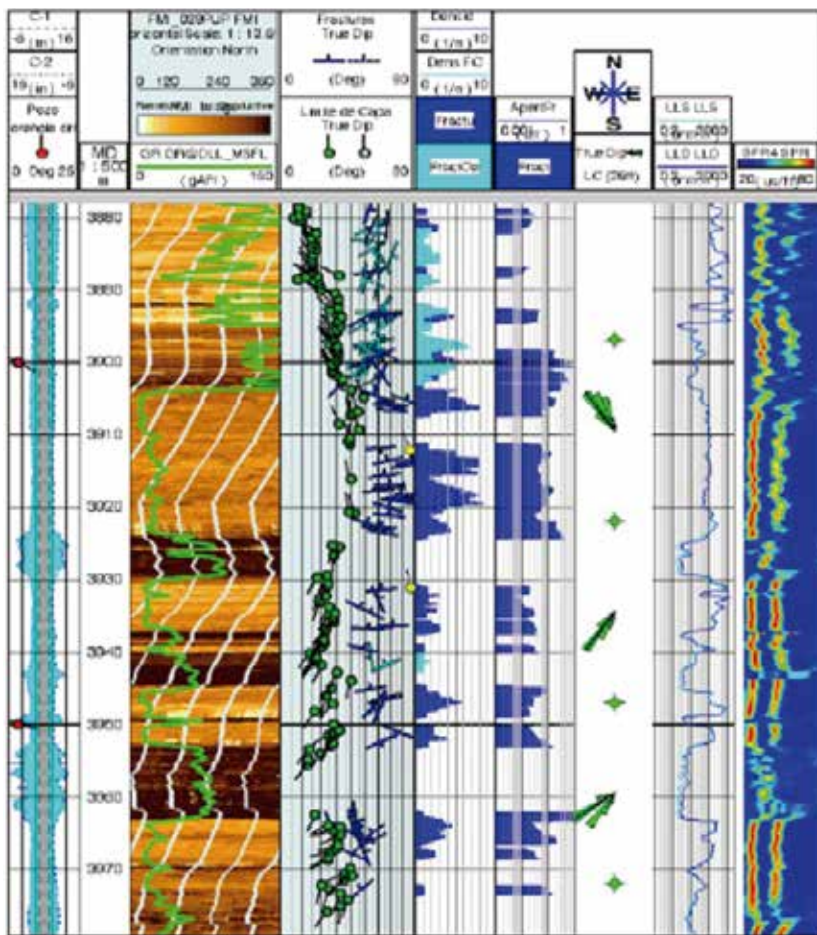


Fig. 12. Registro de Imágenes resistivas, (FMI), donde se observan fracturas en rocas compactas. (Tomado de Schlumberger).

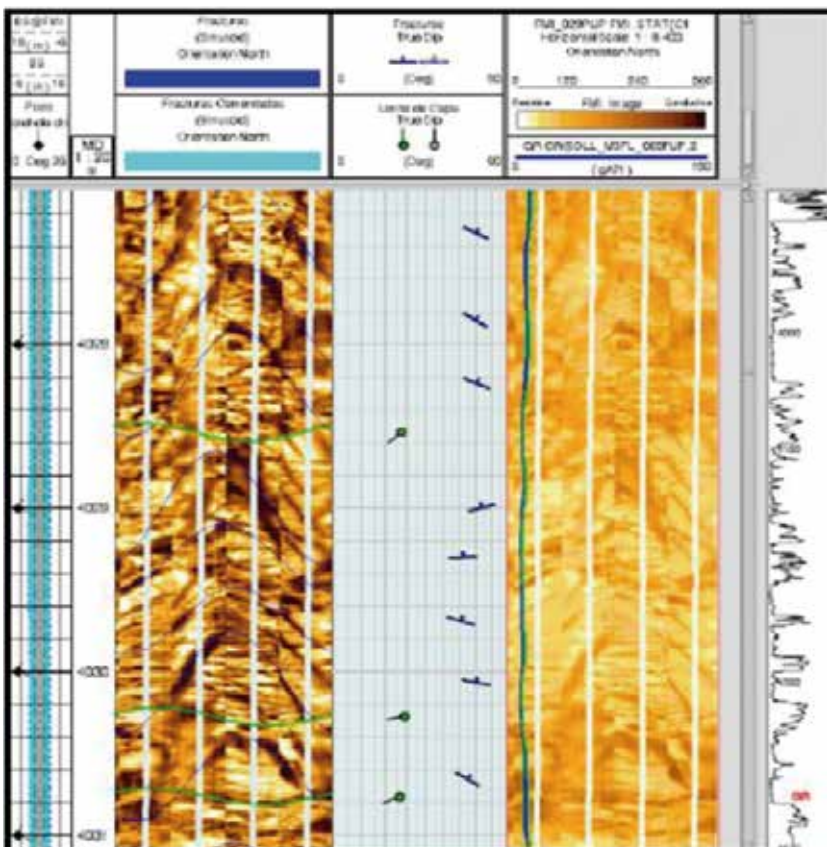


Fig. 12-1. Registro de Imágenes resistivas; se observan fracturas en rocas compactas. (Tomado de Schlumberger).

El registro FMI es una herramienta que permite observar y analizar por medio de imágenes del pozo características de la formación como estratigrafía, fracturas naturales y poder observar en una estación de trabajo de procesamiento de imágenes fracturas complejas en rocas carbonatadas.

Los estudios basados en imágenes de FMI analizadas en una estación de trabajo, utilizando el software GeoFrame, constituyen un gran apoyo en la interpretación geológica y ofrecen las siguientes ventajas en la prospección de hidrocarburos:

- Caracterización de cuerpos sedimentarios (geometría de capas delgadas, laminaciones, tipo de estratificación).
- Proporciona una metodología para el análisis estructural (determinación de echados de límites de capas, falla, fracturas).
- Posee sensores de alta resolución que permiten resaltar la textura de la roca.
- Permite realizar una evaluación de la porosidad secundarias (Fracturamiento).
- Permite leer espesores de láminas y capas, direcciones de aporte, tipo de estratificación, relación arcilla/arenas. Fig. 13.

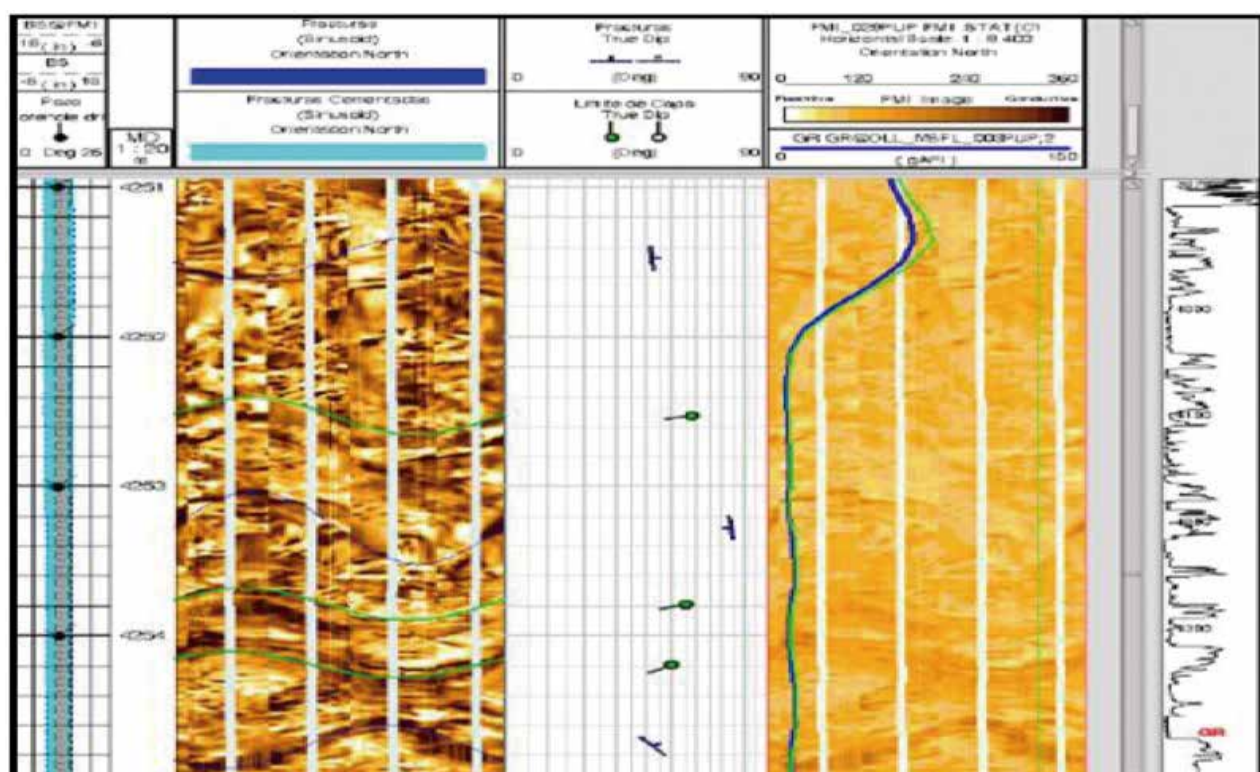


Fig. 13. Imagen del registro de imágenes donde se puede observar fracturas naturales de alto ángulo en rocas compactas. (Tomado de Schlumberger).

La herramienta OBMI provee la resolución necesaria para un análisis estructural detallado, un análisis estratigráfico, a mediana y a gran escala.

- Permite caracterizar paquetes de estratificación más gruesos y más continuos que representan la sedimentación en una variedad de ambientes.
- En esta herramienta genera imágenes en fluidos no conductivos, donde las fracturas, tanto naturales como

inducidas, se identifican con más facilidad en formaciones conductivas tales como las lutitas.

- Identificar rasgos pequeños de estratificación fina y estratificaciones onduladas.
- Detecta fracturas y determina su orientación, sin embargo, como la medición se efectúa en lodos no conductivos, diversos factores afectan el análisis de la fractura.
- Las resistividades del OBMI se muestran como una imagen que utiliza colores claros para resistividades altas y obscuras para resistividades menores.
- En lodos conductivos una fractura abierta se rellena con lodo conductivo y se ve oscura y en un lodo no conductivo la fractura es resistiva y aparece de color blanco, lo cual dificulta si es abierta o es cerrada. Fig. 14.

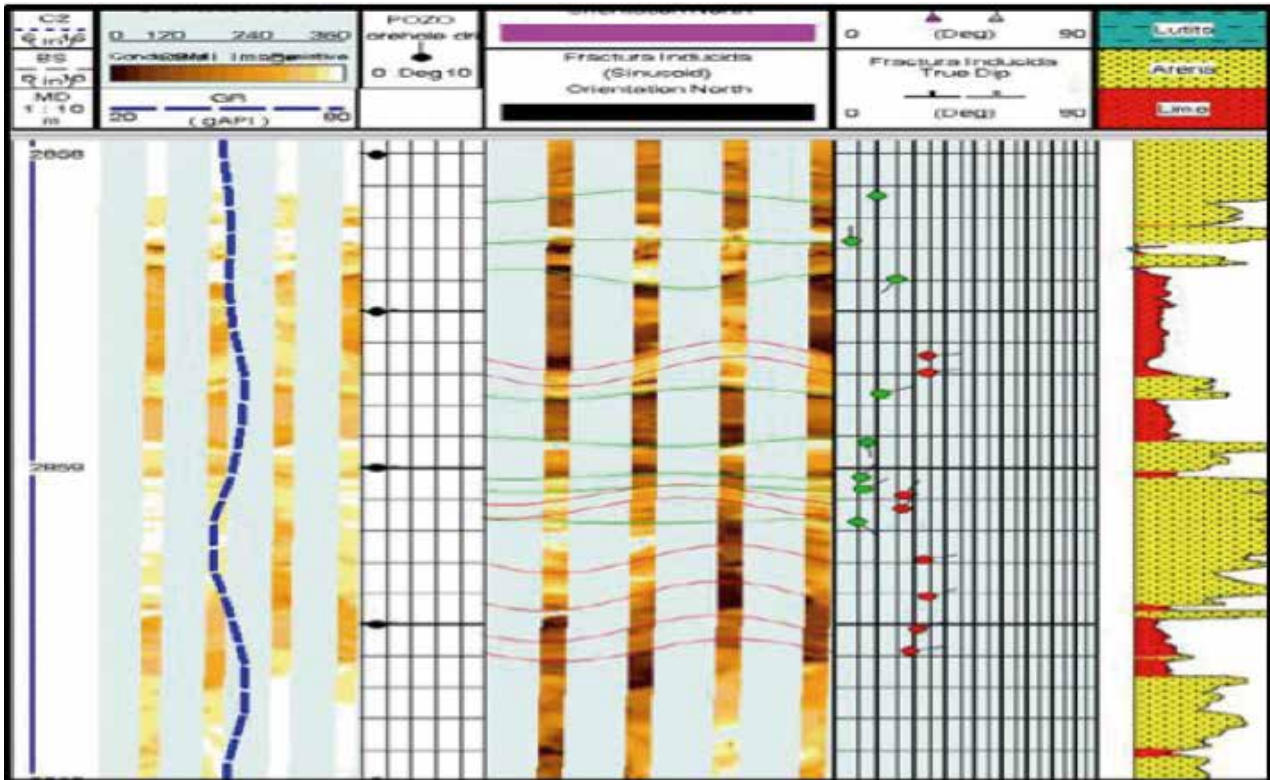


Fig. 14. Imágenes OBMI donde se puede observar aspectos estructurales y sedimentológico. (Tomado de Schlumberger).

REGISTRO DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN / CMR O MRIL)

El registro de Resonancia Magnética Nuclear permite adquirir nuevos datos petrofísicos que contribuyen a la interpretación, en especial de las zonas complejas. Fig. 15.

Es una herramienta que se basa en la medición de momentos magnéticos que se producen en los hidrógenos que contiene la formación cuando se induce sobre ellos un campo magnético.

Utiliza dos campos magnéticos con la finalidad de polarizar los átomos de hidrógeno (dipolos naturales), y conseguir una medida del tiempo de relajación T2.

La herramienta CMR, se utiliza para determinar porosidades, varios estudios de laboratorio demuestran que la porosidad medida por la RMN está próxima a la porosidad medida en los núcleos.

La herramienta RMN opera apoyada contra las paredes del pozo y proporciona una gran variedad de datos para la caracterización de un yacimiento, dentro de estos datos podemos mencionar:

- Mediciones de porosidad efectiva.
- Se puede obtener el volumen de fluido ligado.
- Puede darnos la permeabilidad.
- Permite también detectar la distribución de los tiempos de relajación.

La adquisición de registros de resonancia magnética ha estado en continua evolución durante los últimos años.

Actualmente las compañías petroleras utilizan las mediciones de RMN en una variedad de aplicaciones cada vez más numerosas, las mediciones obtenidas con estas herramientas, permite transformar completamente los diseños de las terminaciones de los pozos y el desarrollo de los yacimientos. (Fig. 16).

La gráfica siguiente, ilustra la distribución del tamaño de poros, según se deduce de las mediciones de RMN.

En la pista E, por debajo de los 1953,7 m (6410 pies) casi todo el peso en las distribuciones se halla en pequeños poros, como muestra el pico verde a la izquierda de la línea roja.

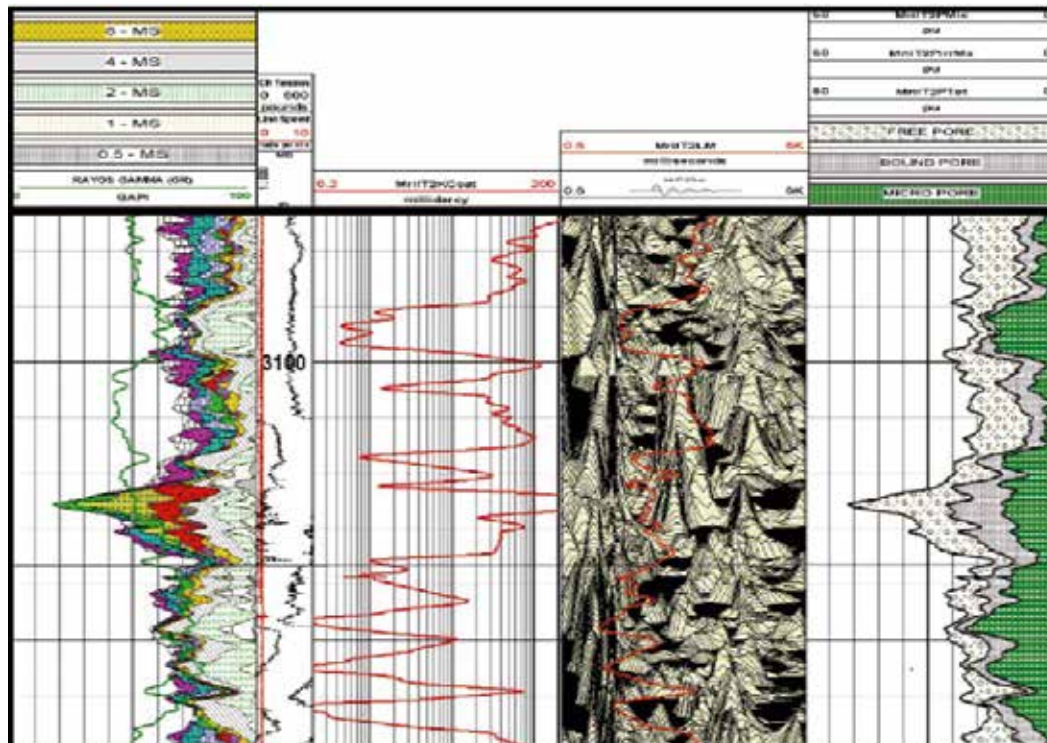


Fig. 15. Registro procesado de resonancia magnética nuclear (CMR - MRIL). (Tomado de Halliburton).

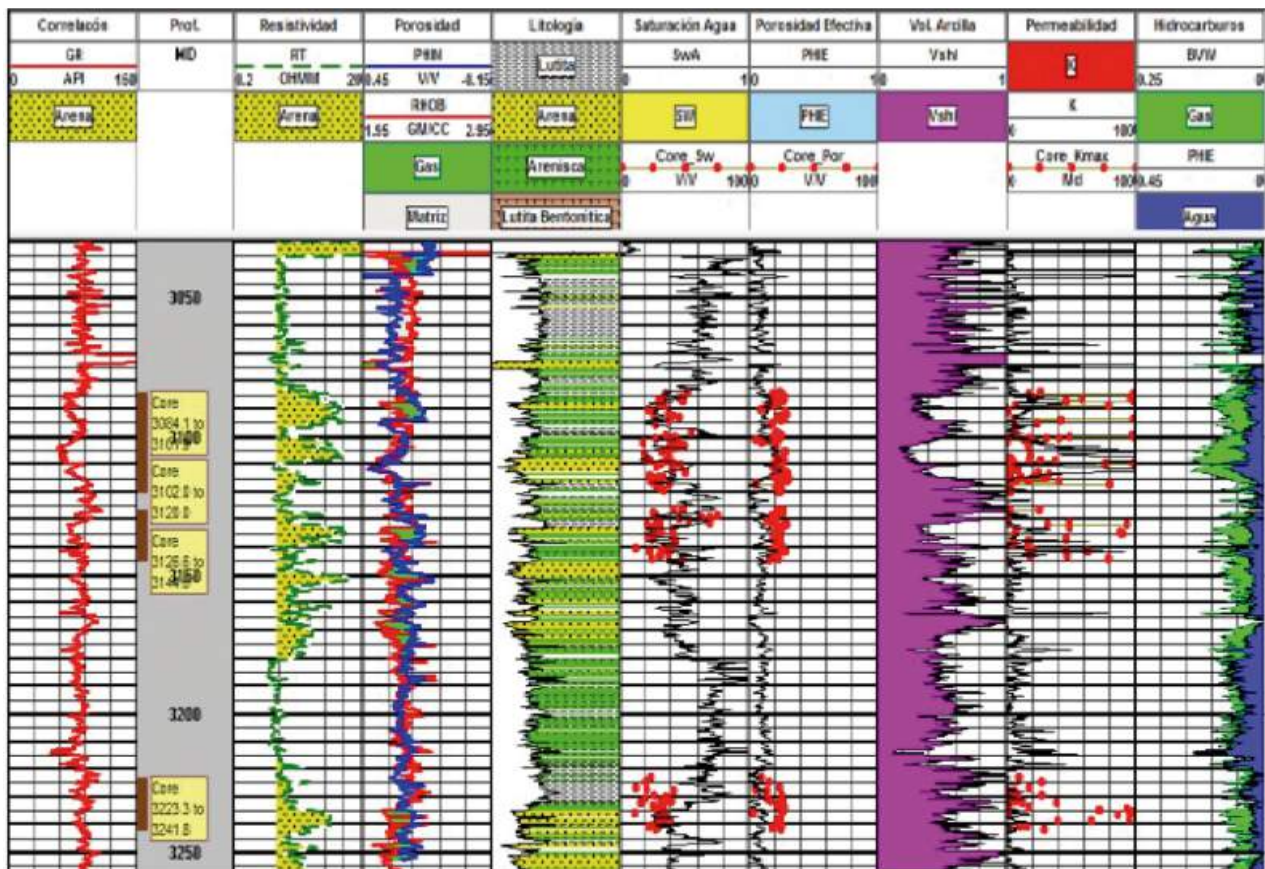


Fig. 16. Procesado de registros varios. (Programa LM/KR Geographix). Se observa en los diferentes carriles los parámetros utilizados para obtener un modelo petrofísico, calibrado con datos de núcleo.

Por encima de los 1953,7 m (6410 pies), el peso predominante se halla en poros grandes, como muestra un pico verde a la derecha, que indica una formación de granos más gruesos. De este modo, un geólogo puede observar los datos de RMN y reconocer de inmediato un cambio en la textura de la roca en una discordancia en una formación que se encuentra a más de una milla debajo de la superficie terrestre.

REGISTRO SÓNICO DIPOLAR MODO ANISOTROPÍA

Actualmente existen diferentes registros sínicos dipolares. Estas herramientas dipolares contienen un transmisor monopolar piezoeléctrico y dos transmisores dipolares electrodinámicos perpendiculares entre sí. Con un pulso eléctrico a frecuencias sínicas al monopolo, se excita la propagación de ondas de compresión y de cizalla en la formación. Para la adquisición de onda *Stoneley* se utiliza un pulso específico de baja frecuencia. Los dipolos crean una onda flexural cuya respuesta a baja frecuencia es equivalente a la cizalla. Esto permite mediciones de cizalla en formaciones lentas y extremadamente lentas. Son registros sínicos dipolares de onda completa, mejorados en sus detectores, electrónicamente más robustos.

El modo anisotropía es la misma herramienta sínica dipolar que puede derivar anisotropía acústica. Debido a un modo especial de dipolo permite registrar las formas de onda en línea (o linealmente) y transversal (o perpendicular) para cada modo dipolo. Este modo, llamado

ambos receptores transversales (BCR), se utiliza para la evaluación de anisotropía acústica, es decir la velocidad de la onda depende de la dirección de la medición.

El modo anisotropía en un registro sónico con dipolo cruzado, determina tiempos de viajes tanto rápidos como lentos de la onda de corte y su orientación en la formación. Calcula esfuerzos principales (mínimos y máximos) y la orientación de esfuerzos, combinando los datos de lentitud orientada con los datos de sobrecarga y presión de poro. Esta información apoya el análisis geo-mecánico, estabilidad del pozo y el diseño de terminación del pozo. Por lo tanto, una de sus características principales es derivar la anisotropía acústica.

REGISTRO MINERALÓGICO

A la fecha existen 3 diferentes sondas para determinar minerales en la matriz de la roca.

La herramienta mineralógica de espectroscopía de captura elemental (ECS), es una sonda óptima para apoyar la determinación de litología y propiedades de la matriz. La medición la realiza utilizando una fuente química de neutrones (Americio-Berilio / Am-Be) para derivar las concentraciones de 8 elementos primarios en la formación a partir del espectro de rayos gamma de captura inducidos por los neutrones. Los elementos medidos incluyen; silicio, calcio, fierro, sulfuro, titanio, gadolinio, hidrogeno y cloro (Si, Ca, Fe, S, Ti, Gd, H y Cl respectivamente).

La segunda sonda mineralógica es la *gamma elemental mineralogy* (GEM), es una herramienta para contabilizar volumen de minerales. A diferencia del ECS incluye elementos como; aluminio, magnesio y manganeso (Al, Mg y Mn respectivamente), entre otros. Mejorar la precisión del análisis petrofísico integrado, estima fracciones minerales como; yeso o anhidrita, carbonato, carbón, pirita, sal, siderita, cuarzo, feldespato, mica y arcilla de formaciones complejas, estima densidad de matriz para un cálculo de porosidad más preciso, mejora la estimación de permeabilidad basadas en mineralogía.

El registro *Litho-Scanner* espectroscopia de alta definición, es un registro geoquímico con elementos de captura; silicio, calcio, fierro, sulfuro, Gadolinio y titanio (Si, Ca, Fe, S, Gd y Ti, respectivamente) e inelásticos; magnesio, silicio, carbón y aluminio (Mg, Si, C, Al respectivamente) ahora se mide el 94% de los elementos que forman las rocas de la corteza terrestre.

En estos tres registros se realiza un procesamiento y a través de este se determina la concentración de minerales presentes en la roca lo convierte en un registro mineralógico. Tomado de Avalos-Torres, et al. 1998.

REGISTRO PROBADOR DE FORMACIONES MODULAR

La herramienta MDT opera apoyada contra las paredes del pozo y proporciona una gran variedad de datos para la caracterización de un yacimiento. La profundidad de investigación se encuentra dentro de la zona invadida. Fue diseñada específicamente para extraer muestras de fluidos de un yacimiento, la herramienta es capaz de identificar el fluido que pasa por ella por medio de una medición de resistividad y distingue el hidrocarburo del filtrado del lodo a base agua.

Las ventajas de obtener muestras en agujero abierto son:

- Se pueden tomar muestras a distintas profundidades.
- Se pueden obtener muestras de los fluidos con muy poca caída de presión.
- Las muestras de agua se pueden extraer a agujero abierto.
- No hay producción en la superficie.
- Se puede extraer la muestra de fluido aun cuando la presión de la formación no sea suficiente para permitir el flujo natural a la superficie. Fig. 17.

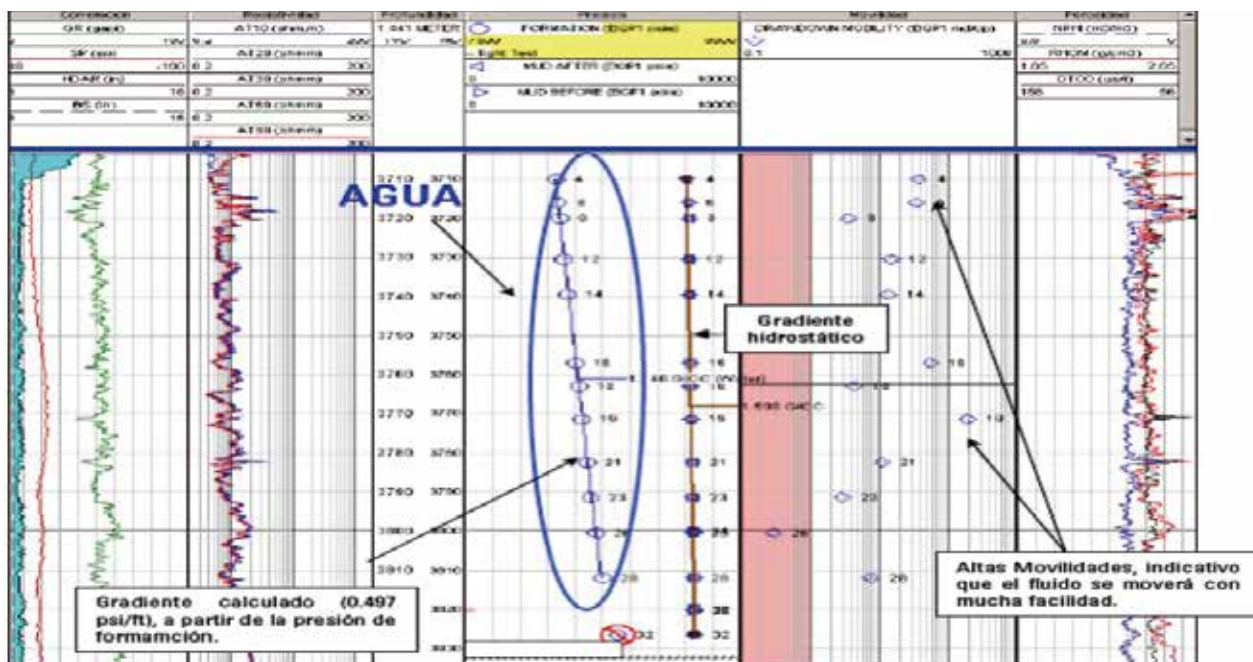


Fig. 17. Interpretación del registro probador de formaciones. (Tomado de Schlumberger).

CAPÍTULO IV. CONTROL DE CALIDAD EN REGISTROS GEOFÍSICOS

INTRODUCCIÓN

Los registros geofísicos de pozos son mediciones de parámetros petrofísicos, obtenidos a través de métodos indirectos que registran propiedades petrofísicas, grabadas conjuntamente con el valor de la profundidad a la cual fueron realizadas.

Las herramientas utilizadas son calibradas previamente para obtener datos confiables de los intervalos registrados y tienen como objetivo ajustar los sistemas de medida de éstas, para que indiquen valores conocidos correspondientes a dos estándares de calibración que son: un valor inferior (cero si es posible) y un valor superior cercano al valor máximo que se espera medir. Estos lineamientos deben ser seguidos por compañías prestadoras de servicio para efectuar calibraciones que cumplan los siguientes aspectos.

1. Usar estándares de calibración para duplicar los parámetros reales que se van a medir.
2. Los valores de calibración empleados deben estar comprendidos dentro de los límites del rango de validez que se espera encontrar.

ANTECEDENTES

La obtención de registros geofísicos ha sido a lo largo de la historia de la perforación de pozos una herramienta de suma importancia, para la evaluación cualitativa y cuantitativa de las formaciones, sin embargo, no existía un manual oficial para el control de calidad en la adquisición de registros, solo se disponía de un procedimiento que comprende 20 puntos, elaborado en 1987 por personal de la Superintendencia de Evaluación de Formaciones de la Gerencia de Exploración en la Ciudad de México.

En el año de 1993 se reunieron en la Ciudad de México, un grupo de especialistas de PEMEX Exploración y Producción con personal del Instituto Mexicano del Petróleo de la rama de registros geofísicos, con la finalidad de establecer lineamientos a seguir en el control de calidad de productos que prestadores de servicios entregan a PEP.

El resultado de esta reunión fue un documento que contempla todas las actividades de control de calidad y programas para la adquisición de los registros geofísicos.

Al no disponer de un procedimiento normativo que permitiera el control de calidad en la adquisición de registros geofísicos a boca de pozo, la Coordinación de Estrategias de Exploración, instruyó a las Coordinaciones de Operación de Exploración de los diferentes activos, para elaborar un procedimiento que cumpla con los objetivos del control de calidad en la adquisición de registros geofísicos.

Derivado de lo anterior, se tiene como resultado un procedimiento en la que se tienen 20 puntos que deben de cumplir como control de calidad los registros geofísicos.

PUNTOS DE CONTROL DE CALIDAD

- **Sección Repetida:** Registrar cuando menos 50 m. de sección repetida en una zona de interés dentro del intervalo registrado, con la finalidad de comprobar la respuesta que tiene la herramienta en el mismo tramo.
- **Traslape:** En registros parciales y/o finales registrar cuando menos 50 m. de la corrida anterior para tener traslape y los valores de éste deben ser semejantes y a la misma escala.
- **Escalas:** Verificar que las escalas horizontales y verticales sean correctas con las de uso normal, si se usan curvas de relevo se deben de indicar.
- **Desfasamiento en profundidad:** Comprobar que todos los registros de una misma corrida y en el traslape con la anterior, estén en profundidad y no exista desfasamiento, tomando como base la curva de rayos gamma (GR) del registro de resistividad.
- **Encabezado:** Revisar que la información anotada en el encabezado de los registros, sea correcta y verificar que los servicios reportados, se hayan efectuado. Por ejemplo: coordenadas, cotas, temperatura, características del lodo, etc.
- **Registrar un tramo de TR:** Se debe registrar un tramo mínimo de 50 m. de T.R. para los arreglos sónicos, obteniendo lectura de calibración en el acero, para definir la veracidad de la información adquirida.
- **Verificar la tensión del cable y la velocidad estipulada para cada registro:** En todos los registros debe graficarse en el carril de profundidad, la línea que marca la tensión del cable (TENS), con el objeto de identificar la presencia de atorones de la herramienta y por medio de las marcas del “espía” definir la velocidad a la que se corrió el registro.
- **Verificar si la mala información del registro es debido a condiciones del agujero o por fallas de la herramienta:** Se debe revisar la curva del calibrador o de la geometría del pozo, con el objeto de definir la calidad de la información.
- **Verificar si lo que se escribe en observaciones es justificable:** En ocasiones los errores en los registros los justifican por altas temperaturas, tipo de lodo, cavernas, etc., comprobar si esto es correcto.
- **Comprobar que la temperatura de superficie y fondo sea igual en todos los registros de la misma corrida:** La temperatura máxima de fondo que se reporta en grados centígrados (°C) debe registrar valores iguales o mínimas diferencias en todos los registros de la misma corrida.
- **Los valores de resistividad se deben comprobar con los de conductividad en los registros de Inducción:** En ocasiones los valores altos de resistividad no son fáciles de leer por lo que se recomienda comprobar dichos valores calculados de la curva de conductividad, para diferenciar las curvas de relevo de las básicas.

- **Registrar al menos dos curvas de resistividad:** Los valores de resistividad registrados deben ser congruentes con las características de cada roca y contenido de fluidos. Así mismo, revisar la separación de las curvas y su comportamiento (estas no deberán estar desfasadas en profundidad).
- **Revisar que estén en profundidad el rayo gamma y las curvas que definen las zonas de fracturas en el registro VDL:** El registro VDL que detecta anomalías para las zonas fracturadas debe corresponder en profundidad con la de rayos gamma, para evitar errores en la selección de los intervalos fracturados para pruebas de producción.
- **Revisar valores registrados en corridas diferentes de un mismo intervalo:** En los casos en que se efectúen dos corridas de resistividad y porosidad en el mismo intervalo, comparar sus valores con la descripción litológica. En caso de que exista discrepancia entre las corridas, definir cuál es la correcta.
- **Revisar que el Potencial Natural (SP), no esté afectado por ruidos, magnetización y/o fluidos de perforación:** Observar el comportamiento de la curva del potencial natural ya que es muy frecuente que se presente en forma cíclica, esto es debido a que se magnetiza el cable del malacate o que dicha curva se presente muy aplanada sin diferenciar los cuerpos de arenas o lutitas.
- **Verificar que los registros de porosidad se efectúen en la matriz adecuada:** Los registros de porosidad se deben correr calibrados de acuerdo con la matriz que se tiene en la columna geológica; ya que generalmente los operadores no consultan el tipo de roca que se tiene en el intervalo donde está operando y esto causa muchos problemas en la interpretación de los registros.
- **Verificar los valores de RHOB:** Los valores de RHOB del registro deben ser congruentes con la litología y porosidad de las muestras de canal y núcleos.
- **Comprobar que las zonas de gas detectadas por registros densidad-neutrón, sean correctas:** En el registro combinado de porosidades (densidad-neutrón), revisar si los intervalos que marcan contenido de gas no se deban a condiciones del agujero, arcillosidad o matriz inadecuada de las rocas.
- **Revisar que la Información de campo del registro de echados sea confiable para su proceso:** Verificar con la lectura de los calibradores de las herramientas de los registros adquiridos en la misma etapa y previos a este, se encuentren dentro del rango de medición para confirmar que los patines de la herramienta de Echados hagan buen contacto con la pared del pozo.
- **Verificación del registro Perfil Sísmico Vertical (V.S.P.):** La secuencia de control de calidad en el VSP, incluye los siguientes puntos:
 - Calibración del equipo al ir bajando el arreglo al punto de disparo.
 - Determinar el número mínimo de disparos por estación.

- Selección de disparos a fin de rechazar los de mala calidad.
 - Corrección de disparos individuales.
 - Verificación de consistencia de la señal del geófono y/o hidrófono.
 - Apilamiento mediano de disparos.
 - Verificación de la coherencia entre un nivel de referencia y todos los demás.
 - Supervisión de los cambios de fase e impedancia acústica en todos los niveles.
 - Filtrado de paso de banda para eliminar el ruido y ciertas frecuencias.
 - Auto correlación de la onda descendente después del filtrado de velocidades para seleccionar los parámetros de deconvolución usando el campo de onda descendente como modelo determinístico.
 - Deconvolución predictiva para eliminar múltiples.
 - Deconvolución de forma de onda para eliminar los efectos de la fuente y mejorar la resolución.
 - Filtrado variable en el tiempo para adaptarse a los datos sísmicos de superficie.
 - Apilamiento en corredor: suma de todas las ondas ascendentes registradas en una ventana después del tiempo inicial.
- **Verificación del Registro de Resonancia Magnética:** Para solicitar un Registro de Resonancia Magnética, deberán establecerse previamente los parámetros que se desean conocer y definir un programa de adquisición con la compañía de servicios para que se realicen los cambios necesarios a la herramienta. Los criterios utilizados para su control de calidad son los siguientes:
- Planear la adquisición del registro de resonancia magnética con la compañía de servicio.
 - En cada intervalo de interés, definir los tiempos de espera (T_w) y tiempo de eco (T_e); de preferencia que sea un tiempo corto y un tiempo largo, así como el tiempo de muestreo.
 - La velocidad del registro deberá ser de 200 a 300 ft/hr.
 - La presencia de barita en el lodo de perforación puede ocasionar ruido en la información.
 - En caso de contar con núcleos, es conveniente determinar su resonancia magnética y determinar el tiempo de corte T_2 .
 - Estar presente en la calibración de la herramienta en un bloque con 100 % de agua.
 - En el procesamiento de la información no se deberá utilizar como constante el tiempo de corte T_2 a lo largo de toda la evaluación, se deberá zonificar según la columna geológica.
 - Previo análisis con los registros convencionales si existe alta rugosidad en los intervalos de interés, no solicitar la herramienta de patín.

CAPÍTULO V. TIPOS DE LODO DE PERFORACIÓN

Aquí se describe brevemente los dos grupos más comunes de lodos utilizados durante la perforación y se debe considerar sus características durante la toma de registros geofísicos.

LODO A BASE DE AGUA

El lodo a base de agua o WBM ("*Water-Based-Mud*" por sus siglas en inglés) es el más comúnmente utilizado y el adecuado para la mayoría de los registros existentes. Para los datos de salinidad y densidad especificados a continuación, se supone que la sal predominante en el lodo es el cloruro de sodio (NaCl).

AGUA DULCE

La densidad del agua dulce es muy próxima a 1.0 gr/cc. Su salinidad es baja, lo que dificulta el paso de la corriente eléctrica (resistividad muy alta) y por eso impide obtener registros representativos de potencial espontáneo (SP) y aquellos que envían corriente a la formación a través del lodo.

AGUA SALADA

El lodo a base de agua de mar tiene una salinidad de aproximadamente 30,000 partes por millón (ppm) y una densidad de aproximadamente 1.02 gr/cc. Es adecuada para la mayoría de los registros existentes.

AGUA SATURADA EN SAL

El lodo saturado en sal tiene una salinidad de aproximadamente 250,000 ppm y una densidad de 1.2 gr/cc. Su bajísima resistividad afecta los registros de inducción y hace con que, en general, el registro de SP no tenga definición y aparezca como una línea prácticamente recta.

Dentro de la gama de los lodos base agua utilizados en la perforación de los pozos exploratorios, delimitadores y de desarrollo tenemos los siguientes:

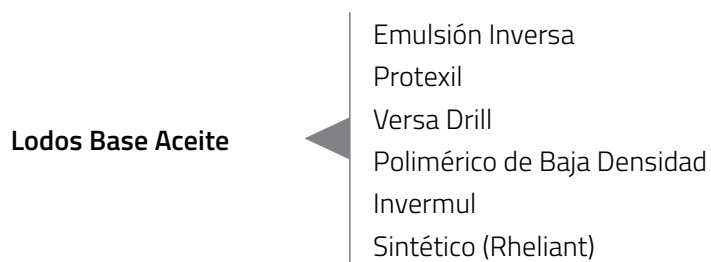
Lodos Base Agua

- Bentonítico
- CLSE
- Thermadrill
- Polimérico
- Polimérico inhibido
- Terma Check

LODO A BASE DE ACEITE

El lodo a base de aceite u OBM ("*Oil-Based-Mud*" por sus siglas en inglés) casi siempre contiene agua, pero el aceite constituye su fase continua. Una característica de este lodo es el menor daño causado a las formaciones, comparado con los lodos a base de agua. Es por naturaleza menos denso y mucho más resistivo que el lodo a base de agua, lo que dificulta obtener los registros de SP y aquellos que envían corriente a la formación a través del lodo.

Los lodos de composición base aceite son los siguientes:



CAPÍTULO VI. PROGRAMACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS

INTRODUCCIÓN

La selección de registros depende de una variedad de factores, que incluyen; el tipo de lodo, formación, conocimiento previo del yacimiento, tamaño de agujero y costo de equipo de perforación. Los tipos de registros corridos dependen del tipo de pozo.

Los pozos exploratorios requieren un programa de registros más completo, en cambio los pozos de desarrollo pueden requerir solamente servicios básicos.

Algunos registros adicionales pueden solicitarse donde los geólogos, ingenieros de yacimientos, ingenieros en producción y geofísicos desean información adicional para la evaluación y terminación del pozo.

El uso de computadoras en la evaluación de formaciones y la habilidad de registrar datos en una variedad de formatos (LIS, LAS, ASCII y DLIS), ha propiciado un incremento sustancial en la utilización de datos almacenados compatibles con los programas de registros.

POZOS EXPLORATORIOS Y DELIMITADORES

Con pozos Exploratorios y Delimitadores, se tiene alguna información del campo, esta situación demanda un programa estructurado de registros, con la finalidad de tener la mayor información de la localización que se perfora (porosidad, saturación de fluidos, y otros datos afines), en muchos casos, un registro sónico podría ser necesario para correlacionar con secciones sísmicas y núcleos (de fondo como de pared) podrían ser necesarios para tener un mejor entendimiento del interior de la formación. El pozo delimitador, tiene como objetivo identificar los límites del campo.

Toda esa información, no solo es útil, para simplificar la aproximación a una exploración más profunda, sino también para desarrollar programas de perforación y de registros de pozos de desarrollo.

Un programa típico de registros para rocas de dureza media a suave en pozos exploratorios y delimitadores con lodo base aceite serían:

- Doble inducción micro-esférico / arreglo inductivo de alta resolución.
- Litodensidad / neutrón compensado / rayos gamma.
- Sónico de porosidad digital de onda completa.
- Espectroscopia de rayos gamma.
- Resonancia magnética nuclear.
- Micro-imágenes de formación y Echados de alta resolución.
- Multiprobador de formaciones.
- Evaluación del cemento.

Un programa típico de registros para rocas duras en pozos exploratorios y delimitadores con lodo base agua serían:

- Doble laterolog / micro-esférico enfocado.
- Litodensidad / neutrón compensado / rayos gamma.
- Sónico de porosidad digital de onda completa.
- Espectroscopia de rayos gamma.
- Resonancia magnética nuclear.
- Micro-imágenes de formación y Echados de alta resolución.
- Evaluación del cemento.

POZOS DE DESARROLLO

Los pozos de desarrollo son los que se perforan después de que el pozo exploratorio resultó productivo, su propósito es el desarrollo del campo inmediatamente después de que ha sido descubierto, así como. La mayoría de los pozos perforados pueden clasificarse como de desarrollo, aunque la adquisición de datos que pertenecen a las características de la formación es aún una prioridad, los conjuntos de registros para pozos de desarrollo son más limitados que los de pozos exploratorios. La información que se obtiene puede correlacionarse con los datos adquiridos en los pozos exploratorios. De esta forma, se obtiene una mejor interpretación del campo en su conjunto.

Un programa típico de registros para rocas de dureza media a suave en pozos exploratorios y delimitadores con lodo base aceite serían:

- Doble inducción micro-esférico / arreglo inductivo de alta resolución.
- Litodensidad / neutrón compensado / rayos gamma.
- Sónico de porosidad digital de onda completa.
- Espectroscopia de rayos gamma.
- Resonancia magnética nuclear.

Un programa típico de registros para rocas duras en pozos exploratorios y delimitadores con lodo base agua serían:

- Doble laterolog / micro-esférico enfocado.
- Litodensidad / neutrón compensado / rayos gamma.
- Sónico de porosidad digital de onda completa.
- Espectroscopia de rayos gamma.
- Resonancia Magnética nuclear.

Como es el caso, en cualquier programa de registros geofísicos deben de manejarse de acuerdo con las condiciones existentes del pozo y la información requerida. La decisión acerca de que registros deben de tomarse, se hace antes en gabinete, sin embargo, se pueden encontrar situaciones en las cuales se requieren servicios adicionales.

MANUAL DE
REGISTROS
GEOFÍSICOS DE
POZO / Y ALGUNAS
APLICACIONES

SEGUNDA PARTE

CAPÍTULO VII. CONCEPTOS BÁSICOS / PROPIEDADES PETROFÍSICAS

INTRODUCCIÓN

En esta segunda parte, se presenta una revisión de conceptos básicos del análisis de registros geofísicos en agujero descubierto. Conocer cada uno de estos conceptos es fundamental para efectuar un análisis cualitativo a boca de pozo, en la oficina y en gabinete.

PROCESO DE INTERPRETACIÓN

Los parámetros petrofísicos necesarios para la evaluación de las formaciones resultan difíciles de obtenerse directamente, generalmente debe deducirse u obtenerse de la medición de otros parámetros físicos de las formaciones. Los registros geofísicos actuales permiten obtener una cantidad de parámetros como resistividad, densidad, tiempo de tránsito, radioactividad natural, contenido de hidrógeno de las rocas y otros.

La interpretación de registros permite traducir estos parámetros medibles en parámetros petrofísicos deseados de porosidad, saturación de hidrocarburos, permeabilidad, litología y saturación de agua.

La interpretación de registros se complica debido a las alteraciones que provoca el proceso de la perforación, ya que se requieren los parámetros petrofísicos de la formación original, que no esté contaminada, el registro debe de ser capaz de leer más allá de la zona alterada.

El propósito de los registros geofísicos es proporcionar mediciones, de donde se puedan obtener o inferir características petrofísicas de las rocas del yacimiento. La meta de la interpretación cuantitativa con registros es proporcionar ecuaciones y técnicas, para que dichos cálculos puedan llevarse a cabo.

EVALUACIÓN DE FORMACIONES

La evaluación de formaciones puede definirse generalmente como la práctica de determinar las propiedades físicas y químicas de las rocas y los fluidos contenidos en ellas.

El objetivo de la evaluación de formaciones es localizar, definir y hacer producir un yacimiento dado por la perforación de pozos.

Los registros geofísicos son solo algunas de las múltiples fuentes de datos usados en la evaluación de formaciones, sin embargo, a través de la determinación precisa de la profundidad, los registros geofísicos son un medio que se usa para reunir todos los métodos de evaluación de formaciones. Los registros son una pequeña porción pero muy importante de un gran enigma. Las decisiones para taponar o terminar un pozo, a menudo se basan en los registros geofísicos y en una apropiada interpretación de ellos.

PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Los parámetros petrofísicos necesarios para definir el potencial de un yacimiento son la porosidad, la saturación de agua y la permeabilidad. Estos parámetros no se obtienen de una manera directa si no que se deducen a partir de las características de la formación medidas directamente con los registros geofísicos.

POROSIDAD Y TIPOS DE POROSIDAD

La porosidad (PHI o ϕ) es el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación. *La porosidad se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de roca.*

La porosidad es una de las propiedades más importante de la roca receptora de un yacimiento, ya que es indicativa del volumen en que pueden encontrarse almacenados los hidrocarburos. Como se dijo antes, la porosidad puede ser efectiva o absoluta, la que se determina por medio de los registros de pozos puede ser una u otra, según sea el tipo de registro utilizado.

La porosidad efectiva (PHIE o ϕ_e): Se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de los poros comunicados, entre el volumen total de roca, es decir:

$$\phi_e = \frac{VPC}{VT} \quad \begin{matrix} [\text{m}^3 \text{ de poros comunicados}] \\ [\text{m}^3 \text{ total de roca}], \text{ donde:} \end{matrix}$$

VPC = Volumen de poros comunicados.

VT = Volumen total de roca.

ϕ_e = Porosidad efectiva de la formación limpia.

Generalmente, para los cálculos de ϕ está expresada en fracción. Para obtenerla en por ciento, basta multiplicar por 100.

La porosidad absoluta (PHIA o ϕ_a): Se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros (comunicados + no comunicados) entre el volumen total de roca.

$$\phi_{\text{absoluta}} = \frac{VP}{VT} \quad \begin{matrix} [\text{m}^3 \text{ de poros totales}] \\ [\text{m}^3 \text{ total roca}] \end{matrix}$$

en donde:

ϕ_a = Porosidad Absoluta de la formación limpia.

VP = Volumen total de poros.

VT = Volumen total de roca.

De acuerdo con el origen de la roca, la porosidad puede clasificarse en porosidad primaria y porosidad secundaria.

La porosidad primaria (PHI1 o ϕ_1): Es aquella que se desarrolla durante el proceso de depósito de los sedimentos. Dentro de este grupo quedan comprendidas la porosidad intergranular, inter-fosilar, fenestral, perforaciones de gusanos, geopetal, etc.

La porosidad secundaria (PHI2 o ϕ_2): Es aquella que se desarrolla con posterioridad al proceso del depósito. Dentro de este grupo están comprendidas las porosidades intercristalinas, intragranular, intrafosilar, cavidades de disolución, fracturas, etc.

SATURACIÓN

Saturación de agua, (S_w): se denomina saturación de agua de una roca al cociente que resulta de dividir el volumen poroso ocupado por el agua, entre el volumen total de poros.

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \begin{array}{l} [\text{m}^3 \text{ de agua}] \\ [\text{m}^3 \text{ de poros}] \end{array}$$

La parte del volumen poroso ocupado por los hidrocarburos (aceite y gas), será la Saturación de Hidrocarburos (S_o), ya sea que se trate de aceite, gas o ambos fluidos.

$$S_o = \frac{V_{hc}}{V_p} = (1 - S_w) \quad \begin{array}{l} [\text{m}^3 \text{ de hidrocarburos}] \\ [\text{m}^3 \text{ de poros}] \end{array}$$

Lo mismo que la porosidad, ambas saturaciones se pueden expresar en fracción o en porcentaje.

Para ilustrar el uso de los datos de porosidad y saturación de agua, más adelante se resolverá un problema donde se calculará el volumen de hidrocarburos que contiene un yacimiento petrolero. (Intervalo).

PERMEABILIDAD

La permeabilidad es la facilidad con que los fluidos fluyen a través de una formación. La unidad de la permeabilidad es el Darcy que se define como: La cantidad de fluido que pasa a través de 1 cm² de área de formación, en 1 segundo, bajo la acción de 1 atmósfera de presión, teniendo el fluido 1 unidad de viscosidad. Si el fluido que pasa es 1 cm³ se dice que la permeabilidad es de 1 Darcy. Comúnmente se usa el milidarcy (mD), ya que el Darcy es una unidad muy grande. (Fórmulas de cálculo en anexos).

Para ser permeable una roca, debe de tener poros interconectados a fracturas. Existen cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad, por lo general, una porosidad mayor se acompaña de una mayor permeabilidad, sin embargo, esto no es una regla.

Las lutitas y ciertas clases de arenas tienen altas porosidades, pero muy baja permeabilidad, debido a que sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de fluidos son escasos y tortuosos. Otras rocas, como los carbonatos pueden tener baja porosidad, pero la presencia de pequeñas fracturas de gran extensión les da una alta permeabilidad.

RESISTIVIDAD Y FLUIDOS DE LA FORMACIÓN

La resistividad es la habilidad de un material para impedir el flujo de la corriente eléctrica a través de él. La unidad es el OHM/M. La Conductividad es el recíproco de la resistividad. Representa la habilidad de un material para permitir el flujo de la corriente eléctrica a través de él, la unidad el MILIMHO/M.

$$\text{Resistividad} = \frac{1000}{\text{Conductividad}}$$

La matriz de la roca, el aceite y el gas son aislantes eléctricos, estos no conducirán el flujo de una corriente eléctrica. Además, se dice que sus resistividades son infinitas. Por otro lado, el agua conducirá la electricidad dependiendo de su salinidad. Esto implica que cualquier flujo de corriente a través de una formación toma lugar en el agua de formación y no los hidrocarburos o la roca matriz. El agua salada, con altas salinidades conducirá la electricidad mucho más eficiente que el agua dulce, además, el agua salada tiene mucha menor resistividad que el agua dulce. En la mayoría de los casos, el agua presente en una formación a una cierta profundidad será moderadamente salina. Las zonas conteniendo agua, además, tienen mayor conductividad que las zonas conteniendo hidrocarburos.

Debido a que el aceite y gas no conducen la corriente eléctrica, es imposible distinguirlo de la matriz de roca con base en la resistividad. Estos fluidos, sin embargo, llenan los espacios porosos de la formación, dejando menos espacios para el agua conductiva de formación. Los datos de corriente eléctrica que fluyen a través de una formación impregnada de hidrocarburos forzados a tomar un patrón más tortuoso alrededor de los hidrocarburos que ocupan parte del espacio poroso. El efecto que produce esto, es el incremento de la resistividad de la formación.

La base para el análisis de registros es comparar la resistividad medida de una formación con la resistividad calculada de aquella formación supuesta de porosidad 100% llena de agua. La resistividad de una roca saturada al 100%, se refiere como resistividad mojada (R_o). Si para una porosidad dada, la resistividad es significativamente mayor que la resistividad mojada, entonces indica la presencia de hidrocarburos. Esta relación es la base para determinar el porcentaje de porosidad que está lleno con agua de formación (S_w) y el porcentaje de porosidad que está lleno de hidrocarburos (S_o).

Las resistividades en las formaciones arenosas caen en el rango de 0.2 a 4.0 ohm/m. En las formaciones calcáreas, las resistividades pueden ser más altas, del orden de 100 a 40,000 ohm/m.

Los factores que afectan a la resistividad son:

- Cantidad de sal en el agua. Como regla, la cantidad de sal en el agua aumenta con la profundidad, por lo tanto, a medida que aumenta la cantidad de sal en el agua, la resistividad disminuye.

- Saturación de agua. A medida que se tiene mayor saturación de agua, la resistividad será menor. Por ejemplo, la formación que contiene hidrocarburos tendrá una saturación de agua baja, por lo que tendrá una alta resistividad.
- Porosidad. Si la porosidad es grande, la resistividad será baja, debido a que en estas condiciones se tendrá mayor cantidad de agua para un mismo porcentaje de saturación de agua.

En las siguientes figuras, se muestra el comportamiento de la resistividad en función de fluidos y porosidad.

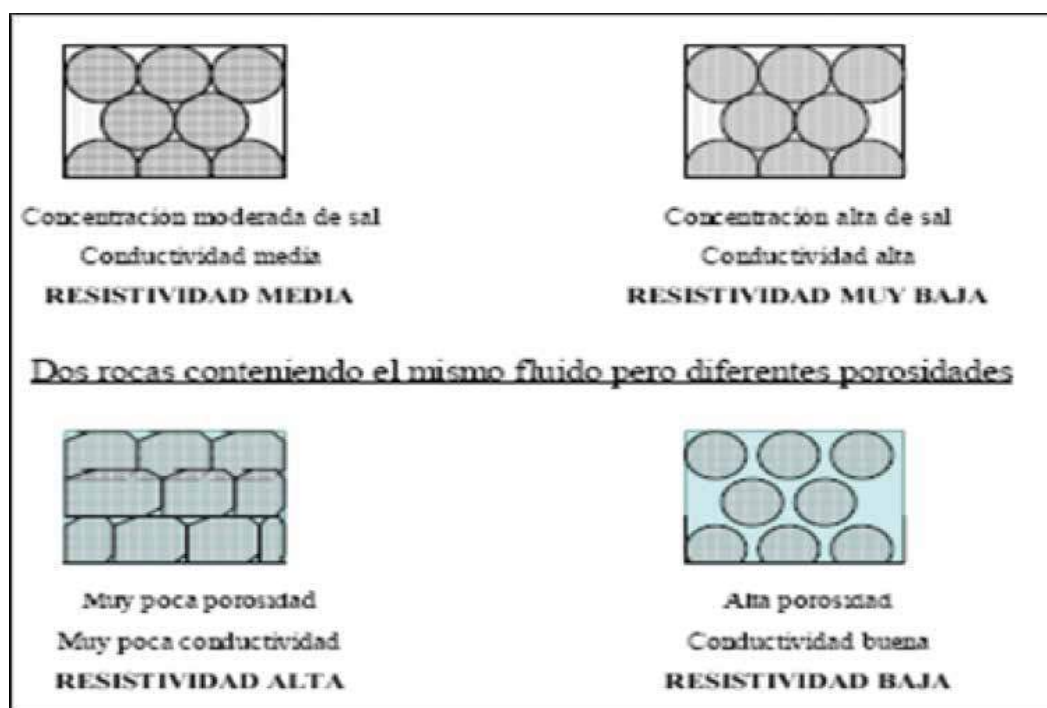


Fig. 18. Diferentes comportamientos de la resistividad en función de fluidos y porosidad.

- La temperatura. A medida que aumenta la temperatura, la resistividad de la formación disminuye.
- La litología. Si la formación es arenisca, la resistividad será menor que si la formación fuera caliza o dolomía, esto es debido a que el camino que tiene que seguir la corriente es mayor en calizas y dolomías.

RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN

Para deducir la resistividad de la formación en la zona no invadida, las medidas de resistividad se usan solas o en combinación. Es decir, atrás de la zona contaminada por el lodo de perforación (que controla el pozo), A su vez, es usan para determinar la resistividad cercana al agujero, ahí, en gran parte el filtrado del lodo ha reemplazado los fluidos originales.

Las medidas de resistividad junto con la porosidad y la resistividad del agua de formación, se usan para obtener la saturación de agua. La saturación obtenida de la resistividad somera y profunda, se comparan para evaluar la productividad de la formación.

La resistividad de una formación pura saturada con agua, es proporcional a la resistividad del agua con la que se encuentra saturada.

$$F = R_o / R_w$$

Donde:

F = Factor de formación.

R_o = Resistividad del agua 100% invadida.

R_w = Resistividad del agua de formación.

En donde F= Factor de Formación, R_w= Resistividad del agua de formación y R_o= Resistividad de la roca saturada 100% con agua.

La resistividad de una formación depende del fluido contenido en la misma y del tipo de formación.

FACTOR DE FORMACIÓN Y SATURACIÓN DE AGUA

La resistividad de una formación limpia es proporcional a la resistividad de la mezcla con la que está saturada. La constante de proporcionalidad se conoce como factor de formación (F). Considera una formación con una cantidad dada de porosidad y suponga que la porosidad se encuentra totalmente llena con agua salada de formación de una resistividad dada. La resistividad de agua de formación (R_w), es muy baja debido a que el agua salada es capaz de conducir la corriente eléctrica. La resistividad de la formación en si misma (R_o) donde la porosidad esta 100% llena de agua, dependerá de la resistividad del agua de formación y algunos y otros factores referidos como el factor de formación.

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

Donde: R_o = F X R_w

Arreglando esta ecuación, el factor de resistividad de formación se cuantifica como la relación de la resistividad de la formación mojada a resistividad del agua (R_w) presente en esta formación.

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

En este ejemplo, la resistividad del agua de formación (R_w) se define como una constante. Además, los cambios en el factor de resistividad de la formación (F) ocurrirán solo con cambios en la resistividad total de la formación (R_o). La única forma en la cual R_o puede cambiar en una formación de R_w constante es por el cambio en la cantidad de fluido

disponible para conducir una corriente eléctrica. Esto va acompañado por cambios en la porosidad de la roca. Conforme la porosidad disminuye, la cantidad de agua disponible para conducir la corriente eléctrica disminuye también. Resulta un incremento en la resistividad de la formación (R_o), además, el factor de resistividad de la formación (F) es inversamente proporcional a la porosidad (ϕ).

$$F = \frac{1}{\phi}$$

El factor de resistividad de la formación podría variar con el tipo de yacimiento, esos cambios son expresados por el factor de tortuosidad (a) y el exponente de cementación (m). Fig. 19.

	CARBONATOS	ARENAS	ARENISCAS
		Porosidad > 16% (Humble)	Porosidad < 16% (Tixier)
a	1.0	0.62	0.81
m	1.6, 1.8, 2.0 y 2.3	2.15	2.0

Fig. 19. Factores de tortuosidad y exponente de cementación.

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

Para los carbonatos el factor de tortuosidad es constantes ($a = 1$). Sin embargo, la (m), puede variar de 1.6 a 1.8, para todos los yacimientos carbonatados. Aunque ambos parámetros pueden determinarse experimentalmente para un yacimiento específico, los analistas de registros utilizan comúnmente un conjunto de valores para el factor de tortuosidad y de exponente de cementación dependiendo de la *litología* y la *porosidad*.

LA ECUACIÓN DE ARCHIE: se ha convertido en el fundamento de la industria entera de registros geofísicos de pozos. En su forma más simple la ecuación de Archie se muestra como:

$$S_w = \sqrt{\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t}}$$

Donde:

n = Exponente de saturación.

a = Factor de tortuosidad.

ϕ = Porosidad.

m = Exponente de cementación.

R_w = Resistividad del agua de formación.

R_t = Resistividad verdadera de la formación.

Es importante notar que mientras la saturación de agua representa el porcentaje de agua presentes en los poros de la formación, ésta no representa la relación agua a hidrocarburos que serán producidos desde un yacimiento. Yacimientos de areniscas con minerales de arcilla que atrapan una gran cantidad de agua pueden tener altas saturaciones de agua y solamente producir hidrocarburos. La saturación de agua refleja las proporciones relativas de esos fluidos contenidos en el yacimiento. Con el conocimiento de la saturación de agua es posible determinar el porcentaje de espacio poroso lleno con un fluido diferente de agua (hidrocarburos), y de ahí, las reservas de hidrocarburos.

La ecuación de Archie como la conocemos actualmente es la siguiente:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^m R_t}}$$

Donde:

S_w = Saturación de agua.

R_w = Resistividad del agua de formación.

ϕ = Porosidad.

m = Exponente de cementación.

R_t = Resistividad verdadera de la formación.

La porosidad (ϕ), se obtiene del registro densidad-neutrón, sónico y resonancia magnética nuclear.

El exponente de cementación (m), se obtiene a través de la litología o de núcleos de fondo.

La resistividad de la formación (R_t), se obtiene de los registros inducción y doble *laterolog* leyendo la resistividad profunda (ILD, LLD).

La resistividad del agua de formación (R_w), se obtiene mediante el análisis de muestras de agua de formación obtenida de pozos en el banco de datos o se calcula mediante fórmulas y gráficas.

CAPÍTULO VIII. INTERPRETACIÓN CUALITATIVA

INTRODUCCIÓN

El primer paso de cualquier análisis e interpretación de registros geofísicos es la *Interpretación Cualitativa* que consiste en ver el conjunto de registros con el fin de identificar algunos aspectos como son:

- Identificación de litologías
- Localización de intervalos permeables
- Contenido de fluidos (agua, aceite y gas)
- Condiciones del agujero que podrían afectar la respuesta de la sonda

Para realizar una interpretación cualitativa de registros es necesario tener conocimiento básico del principio de operación de las sondas en diferentes condiciones del pozo. Es importante conocer las limitaciones que tienen las diferentes sondas para comprender el comportamiento de las lecturas que se obtienen.

CÓMO LEER REGISTROS GEOFÍSICOS

De la impresión de registros geofísicos de un pozo en papel, será necesario revisar como control de calidad parámetros que son necesarios en un registro geofísico, en este subtema se enuncian aquellas que permitan analizar, diagnosticar las características básicas acerca del contenido de roca y fluidos de un pozo registrado.

De la copia en papel de registros geofísicos, centrarse en:

- a) Encabezado de escalas.
- b) Los carriles donde se grafican las curvas.

Con los sistemas disponibles para la adquisición de datos, las curvas son entregadas con correcciones ambientales aplicadas automáticamente.

a) Encabezado de escalas

En esta sección del registro, presenta las escalas con la indicación de los límites máximos y mínimos de la curva en cuestión, así como el tipo y color de la curva a la que se refiere.

En esta misma sección, se presentan algunas áreas coloreadas, que pueden indicar características de condiciones de agujero o representaciones objetivas de alguna zona importante desde un punto de vista objetivo, cualitativo y cuantitativo.

b) Los carriles donde se grafican las curvas

En esta sección se presentan, tres carriles principales conteniendo cada uno de ellos una o más curvas de registro.

Entre los carriles 1 y 2 se presenta de una manera estándar, un carril de profundidad, al cual se le anexa con cierta frecuencia la curva de tensión del cable registrada durante la toma del registro.

ENCABEZADO Y ESCALA DEL REGISTRO DE RESISTIVIDAD

CARRIL 1

Curva de Rayos Gamma con escala mínima de 0 y máxima 150 API, la más frecuente es de 100 API. (GR). Color de la curva Roja. (de izquierda a derecha).

El valor mínimo de 4 y máximo de 16 pulgadas para la curva calibrador (CALI), de izquierda a derecha.

El valor mínimo de 4 y máximo de 16 pulgadas para el diámetro de la barrena (BS). (de izquierda a derecha).

Los colores que deben de tener estas curvas son: para el calibrador negra punteada delgada y para el diámetro de la barrena azul continua.

CARRIL 2

Si el registro de resistividad es tomado en el Terciario, la escala será de 0 a 20 ohm/m en escala lineal (de izquierda a derecha), y en el Mesozoico, donde existen rocas calizas y dolomías principalmente se usa la escala logarítmica de 0.2 a 2000 ohm/m (de izquierda a derecha). En algunos casos esta escala no es suficiente para rocas del Mesozoico. En este caso la escala de resistividad se puede llevar hasta los 20,000 ohm/m. (de izquierda a derecha).

Los registros de resistividad, son los únicos que utilizan la escala logarítmica. El resto de los registros utilizan escala lineal.

Para los colores que deben de tener las curvas de resistividad usamos los siguientes:

- Curva Profunda (ILD y LLD), utilizamos el color verde, línea punteada gruesa.
- Curva Somera (ILM y LLS), utilizamos el color rojo, línea punteada delgada.
- Curva Mediana (SFLU y MSFL), utilizamos el color negro, línea continua.

CARRIL 3

Cuando se efectúan registros en el Terciario, existe un carril 3 donde se grafica la curva de conductividad, cuya escala va de 2000 a 0 mm/m, la línea es de color negro continua. (de derecha a izquierda).

ENCABEZADO DE ESCALAS EN EL REGISTRO DENSIDAD Y NEUTRÓN

CARRIL 1

Es igual que en el registro anterior:

Curva de Rayos Gamma con escala mínima de 0 y máxima 150 API, la más frecuente es de 100 API. (GR). El Color de la curva es roja (de izquierda a derecha).

El valor mínimo de 4 y máximo de 16 pulgadas para la curva calibrador (CALI), de izquierda a derecha.

El valor mínimo de 4 y máximo de 16 pulgadas para el diámetro de la barrena (BS). (de izquierda a derecha).

Los colores que deben de tener estas curvas son: para el calibrador negra punteada delgada y para el diámetro de la barrena azul continua.

CARRIL 2

En este carril se grafican las siguientes curvas:

La curva de densidad con escala de 1.95 a 2.95 g/cm³ (RHOB) de color rojo y línea continua, y se leerá de izquierda a derecha.

La curva de porosidad, se graficará con escala de derecha a izquierda de -0.15 a 0.45 en porcentaje y color azul con línea punteada delgada.

La curva del factor foto eléctrico (PEF), se leerá con una escala de derecha a izquierda de 0 a 10, con color negro y línea continua.

ENCABEZADO DE ESCALAS EN EL REGISTRO SÓNICO DE POROSIDAD

CARRIL 1

Es igual que en el registro anterior:

Curva de rayos gamma con escala mínima de 0 y máxima 150 API, la más frecuente es de 100 API. (GR). Color de la curva Roja. (de izquierda a derecha).

El valor mínimo de 4 y máximo de 16 pulgadas para la curva calibrador (CALI), de izquierda a derecha.

El valor mínimo de 4 y máximo de 16 pulgadas para el diámetro de la barrena (BS). (de izquierda a derecha).

CARRIL 2

En este carril se grafican las curvas de porosidad sónica (ϕ), con la escala que va de derecha a izquierda de -0.15 a 0.45 en porcentaje, de color azul, línea punteada delgada.

En este mismo carril va la curva de tiempo de tránsito (Δt), cuya escala va de derecha a izquierda de 40 a 140 μ/p , (microsegundo pies), con línea negra continua.

IDENTIFICACIÓN DE LITOLOGÍAS

La superposición de los registros densidad y neutrón con el registro sónico como complemento, es generalmente la combinación más usada para determinar litologías.

En ocasiones los registros responden de manera diferente a las diversas litologías y contenido de fluido en los pozos, esto puede usarse para identificar las formaciones.

En una lutita no compacta, la porosidad del sónico dará una lectura muy alta, esto se debe a que el tiempo de tránsito de la onda sónica es alto, mientras que el neutrón, que mide el contenido de hidrogeno no está afectado, por lo que lee prácticamente la porosidad real.

En una arena no compactada con gas, la porosidad sónica sigue siendo alta, debido a la no compactación, pero la porosidad del neutrón es baja debido a que el gas tiene un bajo contenido de hidrógeno.

En una arena no compacta con aceite o agua, la porosidad sónica sigue siendo alta debido a la no compactación, mientras que la porosidad del neutrón es alta también.

En una arena arcillosa con gas, la porosidad del sónico es alta debido al efecto del gas y la arcilla, mientras que la porosidad del neutrón tiende a ser alta debido a la arcilla, pero baja debido al gas.

En una arena arcillosa con aceite o agua, el efecto de la arcilla dará porosidad alta en el sónico, la porosidad del neutrón será alta.

Si la arena es limpia y si contiene gas, la porosidad sónica será alta, mientras que la porosidad neutrón será baja por el efecto del gas.

En una arena limpia con aceite o agua, las dos lecturas de porosidad tenderán a ser iguales a la porosidad verdadera de la roca.

En rocas calizas y dolomías limpias, se puede observar la misma tendencia en la respuesta del registro que en una arena limpia. Si se tiene presencia de gas, éste afectará principalmente a la respuesta de la porosidad del neutrón dando lecturas bajas, mientras que el sónico tiende a dar lecturas altas.

IDENTIFICACIÓN DE ZONAS PERMEABLES

Las capas permeables se identifican a partir de los registros de resistividad con la evidencia de invasión del lodo (separación de curvas de resistividad con diferentes profundidades de investigación), es decir: Cuando la curva profunda del registro doble *laterolog* (LLD), lee mayor resistividad como debe de ser y la curva somera (LLS) lee menor que la curva profunda y la curva mediana (MSFL) lee menos que la curva somera, la separación que queda entre la curva somera y la curva mediana es indicativo de permeabilidad.

Lo anterior se debe a que las capas invadidas y por lo tanto permeables se hacen evidentes por la separación de las curvas antes mencionadas, esto es debido a que la invasión del filtrado del lodo altera la resistividad de la zona invadida cuando la resistividad del filtrado del lodo es diferente a la resistividad del agua de formación.

Si el calibrador no indica derrumbe, cavernas, rugosidad, la curva del calibrador puede indicar la presencia de enjarre, este se forma por el proceso de filtración del lodo a la formación permeable.

EFFECTO DE RUGOSIDAD Y DIÁMETRO DEL POZO EN EL REGISTRO DE DENSIDAD

En zonas de derrumbe y/o cavernas en el pozo, la lectura del registro de densidad se ve afectada y la respuesta no serán confiables en los registros que se efectúen en esa zona.

EFFECTO DE LAS CONDICIONES DEL POZO

Las condiciones en que se ha perforado un pozo, es probablemente la causante de que los registros geofísicos no se efectúen con las condiciones necesarias para tener una respuesta de la formación confiable. Las condiciones en que se debe de entregar un pozo para la toma de los registros geofísicos deben de ser idóneas, es decir: Un buen calibre del pozo sin derrumbes y condiciones estables del lodo.

En páginas anteriores se describió el proceso de invasión en donde se mencionó que los fluidos originales cercanos a la pared del pozo son desplazados por el filtrado del lodo de perforación.

REGISTRO DE HIDROCARBUROS (*MASTERLOG / MUDLOG*)

OBJETIVO

- Detectar y ubicar respecto a la profundidad las acumulaciones de hidrocarburos.
- Evalúa parámetros de cromatografía, fluorescencia, litología y apoya la definición intervalos de interés.
- Permite crear un “modelo geológico” de lo que se está perforando.

PARÁMETROS DEL MASTERLOG

En el registro de lodos se tienen los siguientes parámetros ordenados en columnas:

Velocidad de penetración (0 – 1000 min/m).

Gas total (50 – 500,000 ppm).

Gas en cortes (50 – 500,000 ppm).

El cambio en la velocidad de perforación (ROP) permite identificar cambios litológicos.

Durante las maniobras de viaje, conocer la profundidad y la velocidad de movimiento permite determinar y monitorear precisamente los volúmenes de desplazamiento y las presiones inducidas. Igualmente, sentar revestimientos en puntos especificados previamente, localizar y probar zonas productivas con más certeza.

CROMATOGRAFÍA

Metano, Etano, Propano, I-Butano, N-Butano, I-Pentano, N-Pentano (0.001-100 %).

- Es la principal herramienta en la búsqueda de Hidrocarburos.
- Define la composición del gas, Metano C1 hasta n-Pentano C5 y CO2 en el lodo.
- La interpretación de las relaciones de gas puede determinar el tipo de fluido del yacimiento.
- Permite determinar contactos de fluidos; Agua-gas / gas-aceite / aceite-agua.

La profundidad del pozo en metros.

Conocer la profundidad de la barrena en todo momento durante la perforación y en otras maniobras es obviamente de la mayor importancia. Esta información es contra la cual todos los otros valores y datos están referenciados.

LITOLOGÍA

Porcentaje litológico, litología interpretada, solubilidad (0 -100 %), porosidad visual.

CONDUCTIVIDAD

Gas Sulfhídrico, (1-100 ppm), CO2 (100-100000 ppm), conductividad (0.5 – 50 milimhos).

Permite monitorear el delta de Cloruros, los cuales nos indican zonas de agua salada y zonas de transición sobre presionadas.

ACEITE

QFT, % Aceite (0 – 0.5 %), Grados API (10 – 60 Grados).

OBSERVACIONES

Descripciones litológicas, características del lodo, condiciones de operación y comentarios importantes durante la perforación.

PARÁMETROS DEL REGISTRO DE PERFORACIÓN / PRESIÓN / TEMPERATURA Y CONDUCTIVIDAD

En el registro tenemos los siguientes parámetros ordenados en columnas.

- **Velocidad de penetración:** (0 - 80min/m). Aparecen datos de las barrenas ingresadas.
- **Rotaria:** (0–300 R.P.M)

La velocidad de rotación (revoluciones por minuto o RPM) es medida por un sensor de proximidad que detecta un objetivo metálico el cual está colocado, bien sea a la mesa rotaria, al árbol de leva rotatorio, o en la parte superior del *Top drive*.

La rotación aplicada por los motores de fondo o turbinas, depende de la cantidad de flujo que pase a través del motor. Una velocidad de flujo rápida, producirá más rotación.

- **Peso sobre la barrena:** (0 – 20 tons)
- **Profundidad:** 1:5000
- **Presión de Bomba:** (0 – 400 Kg/cm²)

PARÁMETROS DEL REGISTRO DE PRESIONES

En el registro tenemos los siguientes parámetros ordenados en columnas.

- **Gradiente de formación:** (0-3 gr/cm³)
- **Densidad equivalente de circulación:** (0-3 gr/cm³)
- **Gradiente de fractura:** (0-3 gr/cm³)
- **Comentarios de Geopresiones:** Comentarios de los variables, parámetros y determinación de las diferentes Presiones que se observen en el pozo.

PARÁMETROS DE LA GRÁFICA TEMPERATURA Y CONDUCTIVIDAD

En el registro tenemos los siguientes parámetros ordenados en columnas.

- **Temperatura del lodo:** (0-100 OC) Temperatura de entrada y salida. El control de la temperatura, determina los gradientes Geotérmicos del área y los cambios en la presión de formación.

Comparación de la temperatura entrando y saliendo permite el análisis de las tendencias.

Conductividad del lodo

(0–100 mmhos/cm) conductividad de entrada y salida, permite monitorear el delta de Cloruros, los cuales indican zonas de agua salada y zonas de transición sobre presionadas.

PARÁMETROS DEL GRÁFICO EXPONENTE DC

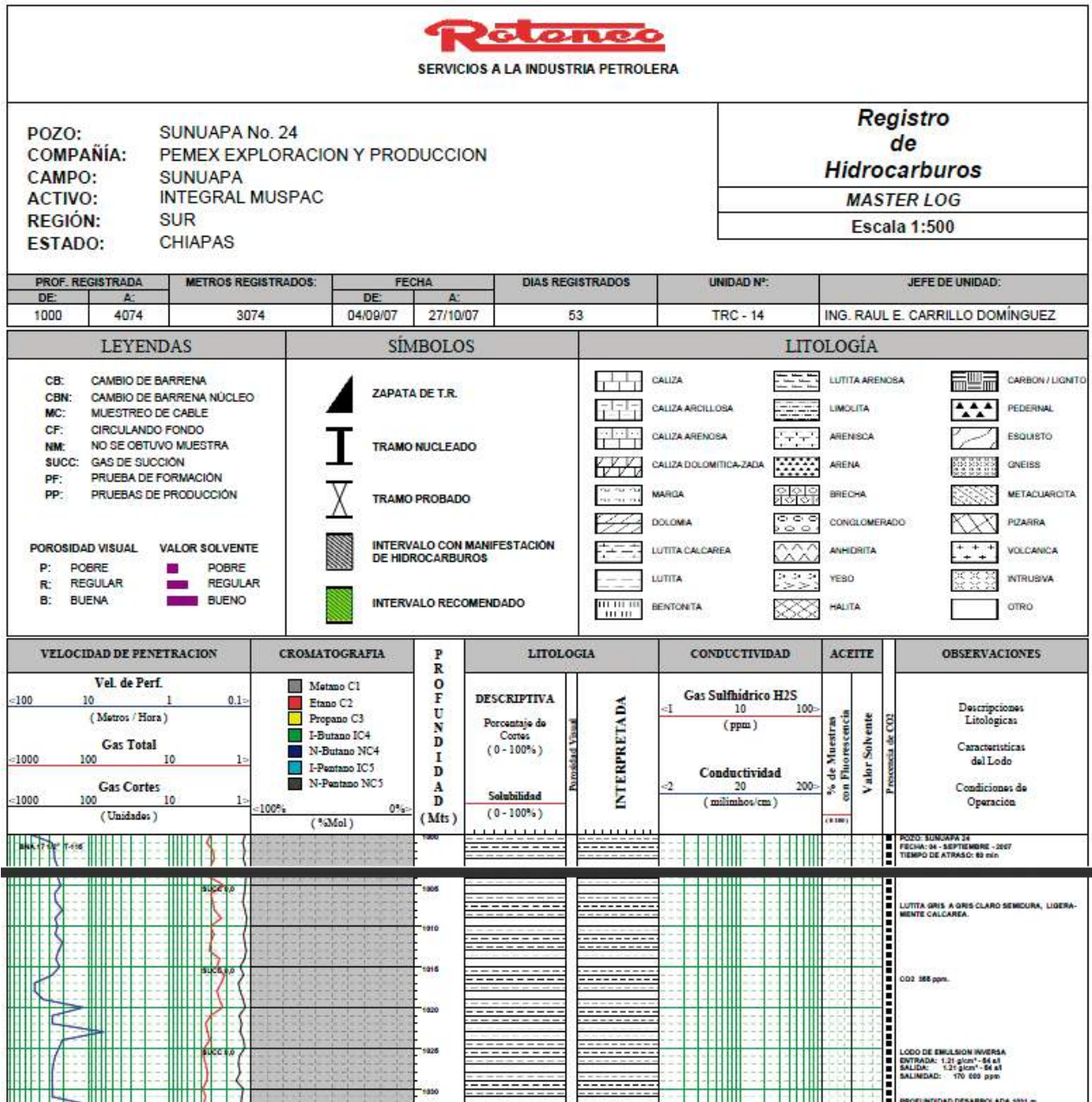
En el registro de lodos se tienen los siguientes parámetros ordenados en columnas.

Velocidad de penetración (0–100 min/m). Aparecen datos de barrenas utilizadas ingresadas durante la perforación.

Densidad de lodo de entrada (0–3.2 gr/cm³) permite el control de la hidrostática del pozo y también previene los Infilujos, cortes de gas.

Exponente DC: (0.3 – 3) Determinar zona de sobre presión.

Gas total: (50 -5000 ppm).



CAPÍTULO IX. INTERPRETACIÓN CUANTITATIVA

INTRODUCCIÓN

Una evaluación cuantitativa en formaciones limpias ya sea en areniscas o en calizas y dolomías requiere de varias etapas e involucra múltiples cálculos y técnicas complejas. El número de pasos involucrados dificulta recordar las veces en la cual estos deben de realizarse. En este tema, se proporciona una guía que debe de seguirse paso a paso, para realizar el análisis petrofísico de la formación.

Cuando se toma una decisión sobre la capacidad productora de una zona almacenadora de hidrocarburos, se debe considerar toda la información disponible. Los valores de saturación de agua (S_w), no deben ser los factores determinantes. La saturación de agua no es un reflejo de la relación de agua a hidrocarburos que serán producidos del yacimiento; es la proporción relativa de agua a hidrocarburos que existen en el espacio poroso del yacimiento. Se deben considerar las respuestas de registros y cualquiera otra información que pudiera estar disponible.

METODOLOGÍA SUGERIDA PARA LA INTERPRETACIÓN CUANTITATIVA

Pasos a seguir para realizar una interpretación en formaciones terrígenas.

ARENISCAS LIMPIAS Y ARCILLOSAS

1. Antes de iniciar con la interpretación de información de registros geofísicos, es necesario efectuar un control de calidad, con el objeto de asegurar que los datos sean correctos.
2. Tomando como base el registro resistivo, en este caso para terrígenos (areniscas limpias, areniscas arcillosas,) el registro ILD, DIL, AIT, LWD, etc., se determina el intervalo de la formación que tiene características de ser un cuerpo limpio, con escasa arcillosidad, buena resistividad, para obtener el primer parámetro involucrado para la evaluación; y que es la resistividad de la formación (R_t). Para esto, se debe seleccionar la curva profunda del registro ILD, esta es la curva AT90.
3. El registro litodensidad / neutrón, para el mismo intervalo seleccionado, para realizar las lecturas de densidad ($RHOB$) y porosidad (ϕ), en el entendido de que se debe observar si el registro no esté afectado por el gas. En el caso de que se tuviera gas en la formación y por consiguiente el intervalo seleccionado estuviera afectado su porosidad por gas, se tomaría para leer la porosidad (ϕ) al registro sísmico de porosidad (ϕ_s), para realizar la lectura correspondiente al intervalo seleccionado.
4. El siguiente paso es calcular la temperatura del intervalo a probar en grados centígrados, con la siguiente fórmula:

$$\text{Temp. Intervalo} = \left[\frac{\text{Temp. Max} - \text{Temp. Sup.}}{\text{Prof. Máxima Reg.}} \right] \times \text{Prom. Intervalo a evaluar} + \text{Temp. Sup.}$$

5. Una vez calculada la temperatura del intervalo a evaluar, se prosigue a calcular la resistividad de agua de formación (R_w), para esto, se tiene una salinidad aportada por un banco de datos del área, la cual acorta el cálculo, en caso de no tener la salinidad del agua, se debe calcular. Entonces, con la temperatura del

intervalo a evaluar y la salinidad se pasa a la gráfica de cloruros (en el anexo) y se obtiene la resistividad del agua de formación en ohm/m.

A continuación, se presentan diferentes salinidades que se tienen documentadas en la base de datos, y que son resultados de análisis "Stiff" de muestras de agua recuperadas en formaciones de la Sonda de Campeche.

	Edad	Salinidad
Terciario	Mioceno Superior	35,000 a 40,000 ppm
	Mioceno Inferior Aguas Profundas	90,000 a 97,000 ppm
	Eoceno Medio e Inferior	60,000 a 110,000 ppm
	Edad	Salinidad
Mesozoico	Brecha Tp-Cretácico Superior	90,000 a 100,000 ppm
	Cretácico Medio	120,000 ppm
	Cretácico Inferior	140,000 ppm
	Jurásico Kimmeridgiano	180,000 a 215,000 ppm
	Jurásico Oxfordiano	215,000 a 300,000 ppm

- El siguiente paso es determinar la porosidad efectiva (ϕ_e) de los punto seleccionados del intervalo a evaluar, para esto es necesario contar las gráfica de litodensidad / neutrón (ver anexo), donde se determina el tipo de lodo presente en el pozo para saber qué tipo de gráfica se va a utilizar, una vez que se tiene la gráfica a utilizar se toman los parámetros de densidad (δ) y porosidad (n) para obtener la porosidad efectiva (ϕ_e).
- El siguiente paso, es determinar la S_w y el modelo que se va a utilizar para el tipo de formación que se tiene, para este caso se tienen dos ecuaciones:

$$S_w = \sqrt{\frac{0.81 R_w}{\phi^m \times R_t}} \quad S_w = \sqrt{\frac{0.62 R_w}{\phi^m \times R_t}}$$

Archie para areniscas arcillosas y limpias Humble para areniscas.

El exponente de cementación (m) puede variar según el tipo de ecuación a utilizar, puede tener un valor de 2.0 hasta 2.15.

- Sustituyendo en la formula a utilizar, sea para arenas o areniscas los valores de cada uno de los parámetros, llegamos a la obtención de la Saturación de Agua de la formación (S_w).
- Se calcula el Agua Irreducible (S_{wirr}), para esto es necesario si los intervalos a evaluar son terrígenos (Arenas y Areniscas), se utiliza la siguiente fórmula:

$C = S_{wirr} \times \phi$, donde despejamos S_{wirr} y tenemos: $S_{wirr} = \frac{C}{\phi}$

Donde C:

Es un parámetro constante, tomando como base el tamaño del grano con la que está constituida la arenisca.

C= 0.04 (arenisca de grano fino)

C= 0.06 (arenisca de grano medio)

C= 0.09 (arenisca de grano grueso)

Se cuenta con otra ecuación para el cálculo de agua irreducible en terrígenos.

$$Swirr = 100 \phi^2 / (100 \phi^2 + kl 0.5)$$

Donde (kl) = 32, constante para rocas terrígenos, mientras que para calizas y dolomías (kl) = 20.

10. Se calcula la permeabilidad (K), de la formación de acuerdo con las siguientes formulas:

Fórmula de Coates

$$K = \left[\frac{(100 \times (PHIE)^2 \times (1 - Swirr))}{Swirr} \right]^2 \quad (\text{cálculos en fracción})$$

Fórmula de Tixier

$$K = \left[\frac{(250 \times (PHIE)^3)}{Swirr} \right]^2$$

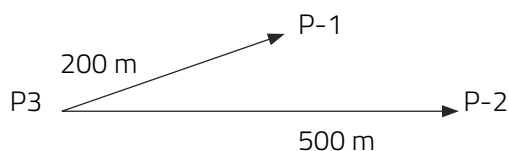
Fórmula de Timur

$$K = \frac{0.136 \times (PHIE)^{4.4}}{Swirr^2} \quad (\text{cálculos sin fracción})$$

11. Cálculo del volumen de hidrocarburos del intervalo recomendado para prueba de presión producción.

Con las siguientes formulas, llegamos a calcular el volumen de hidrocarburos almacenado en un intervalo propuesto para prueba de presión producción.

Primero calcular el radio de drene que tendrá el pozo en cuestión en el yacimiento, para esto se requiere un plano estructural donde esté ubicado el pozo a evaluar, con pozos vecinos a su alrededor.



Para este caso, se calcula el radio de drene del **POZO-3**. De acuerdo a la escala que tiene el plano se calculan distancias del POZO-3 al POZO-1 y del POZO-3 al POZO-2.

Distancia promedio = POZO-1 + POZO-2 = 200 + 500 = 700 / 2 = 350 m, donde:

Radio de drene = Distancia promedio / 2 = 175 m.

- **$V_t = \pi r^2 h$**
- **$\emptyset = VPC / VT$ [m³ de poros comunicados] y [m³ total de roca],**

Donde despejamos VPC

- **$VPC = VT \times \emptyset$**
- **$VHC = (1 - S_w) \times VPC$**

El volumen de hidrocarburos es en metros cúbicos, así que lo tenemos que convertir a barriles, un barril tiene 6.29 m³.

12.Cálculo del volumen de arcilla (Vsh) de los intervalos propuestos. Se utiliza la siguiente fórmula:

$$V_{sh} = \frac{Gr \log - Gr \min}{Gr \max - Gr \min}$$

En la siguiente tabla, se tienen valores de exponente de cementación (m), de las diferentes rocas sedimentarias almacén.

El exponente de cementación (m), variará con el tipo de litología de la formación, ésta puede ser desde 1.6, 1.8, 2.0 y 2.3.

Rocas calizas y dolomías	"m"
Mudstone - Wackestone	2
Mudstone - Wackestone ligeramente dolomitizado	2
Mudstone - dolomitizado	2
Packstone	1.8
Grainstone	1.6
Dolomía	2.3
Rocas terrígenas	"m"
Arena no consolidada	2.15 > 16% de porosidad
Arenisca	2.0 < 16% de porosidad
Brecha	1.6
Calcarenitas	1.6

BRECHAS, MUDSTONE, WACKESTONE, PACKSTONE, GRAINSTONE Y DOLOMIAS

La evaluación cuantitativa para este tipo de formaciones únicamente cambiará la fórmula para el cálculo de la saturación de agua (S_w), cálculo de agua irreducible (S_{wirr}) y permeabilidad (K), ya que todos los pasos anteriores son iguales. La fórmula que se utiliza para el cálculo de la saturación de agua (S_w) es:

$$(Archie) \quad S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^m R_t}} \quad \text{Para rocas calizas y dolomías}$$

El exponente de cementación (m), variará con el tipo de litología de la formación, éste puede ser desde **1.6, 1.8, 2.0 y 2.3**.

MANUAL DE
REGISTROS
GEOFÍSICOS DE
POZO / Y ALGUNAS
APLICACIONES

ANEXOS

$$S_w = \sqrt{\frac{0.81 R_w}{\phi^m \times R_t}}$$

Archie para areniscas

$$S_w = \sqrt{\frac{0.62 R_w}{\phi^m \times R_t}}$$

Humble para arenas

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^m R_t}}$$

Archie para rocas carbonatadas

Cálculo de la porosidad sónica

$$\phi_s = \frac{(\Delta t)_{\text{reg}} - (\Delta t)_{\text{matriz}}}{(\Delta t)_{\text{líquido}} - (\Delta t)_{\text{matriz}}}$$

Cálculo de la porosidad neutrón

$$\phi_p = \frac{\rho_{\text{mat}} - \rho_b}{\rho_{\text{mat}} - \rho_{\text{liq}}}$$

Cálculo de la temperatura de intervalo

$$\text{Temp. Intervalo} = \left[\frac{\text{Temp. Max} - \text{Temp. Sup.}}{\text{Prof. Máxima Reg.}} \right] \times \text{Prom. Intervalo a evaluar} + \text{Temp. Sup.}$$

La Fig. 21. Muestra valores típicos para RHOB, Δt , NPHI y GR, necesarios para identificar las propiedades de las principales rocas sedimentarias en registros geofísicos.

NOMBRE	LDL (δ) gr/cc	CNL (ϕ)	Δt $\mu\text{s}/\text{ft}$	Gr (API)
Arena - Arenisca	2.65	35	53	20
Lutita	2.20-2.50	45	170	30-150
Caliza	2.71	13	47	15
Dolomía	2.87	6	43	20
Anhidrita	2.98	0	50	7
Sal	2.17	0	67	5
Yeso	2.32	0	52	15
Pirita	5.00	-2	39	10
Agua dulce	1.00	-	189	-
Agua salada	1.22	-	185	-
Caolinita	2.42	37	-	6
Clorita	2.77	52	-	8
Ilita	2.50	30	-	69
Montmorillonita	2.12	44	-	3

Fig. 21. Muestra valores típicos para RHOB, Δt , NPHI y GR

Para el cálculo del volumen de arcilla, se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} = \frac{15 - 5}{80 - 5} = \frac{10}{75} = 0.13 \%$$

Cálculo de la Porosidad Efectiva por medio de la siguiente fórmula:

Entonces: $P_{ie} = P_{hia} \left[1 - V_{sh} \right]$

$$P_{hia} = \frac{R_{hob\ matrix} - R_{hob\ Reg.}}{R_{hob\ matrix} - R_{hob\ fluido}} = \frac{2.71 - 2.63}{2.71 - 1.00} = \frac{0.08}{1.71} = 0.05 \%$$

$$P_{hie} = 0.05 \times \left[1 - 0.13 \right] = 0.05 \times 0.87 = 4 \%$$

Ejemplo de cálculo del volumen de arcilla (V_{sh}).

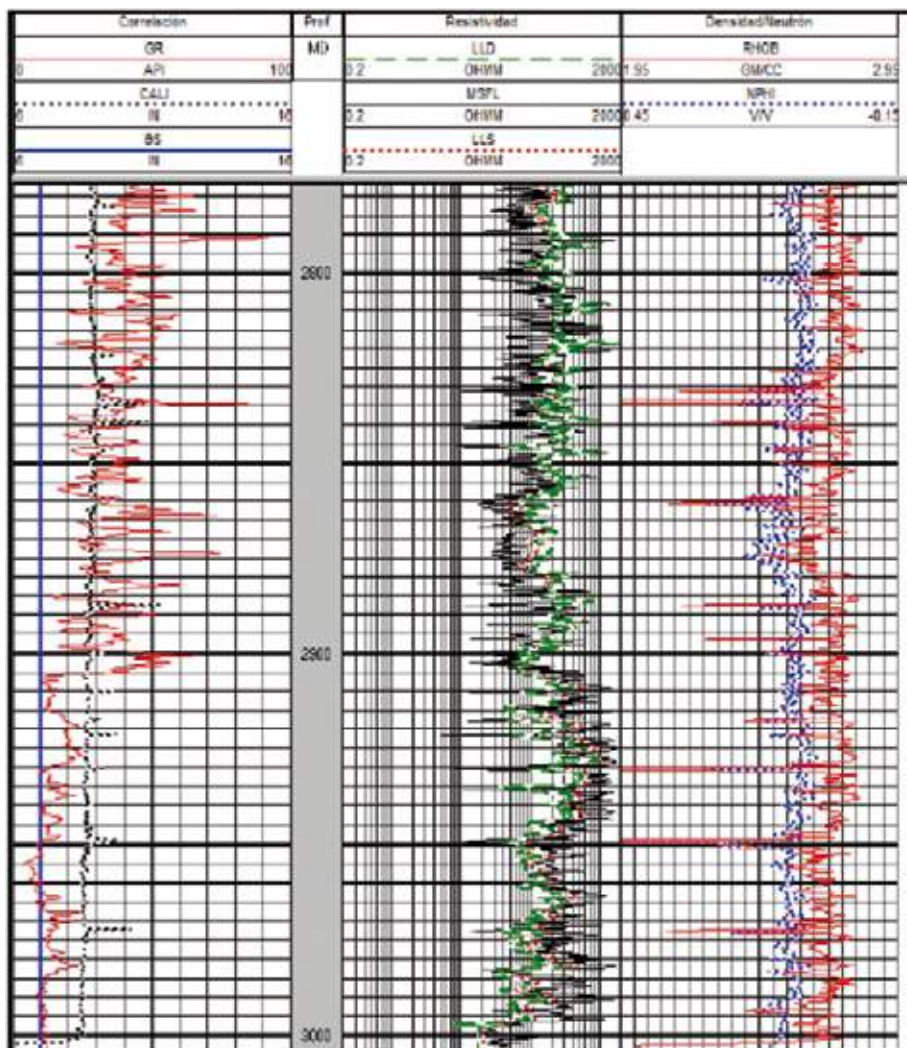


Fig. 22. Ejemplo para el cálculo del volumen de arcilla (V_{sh}).

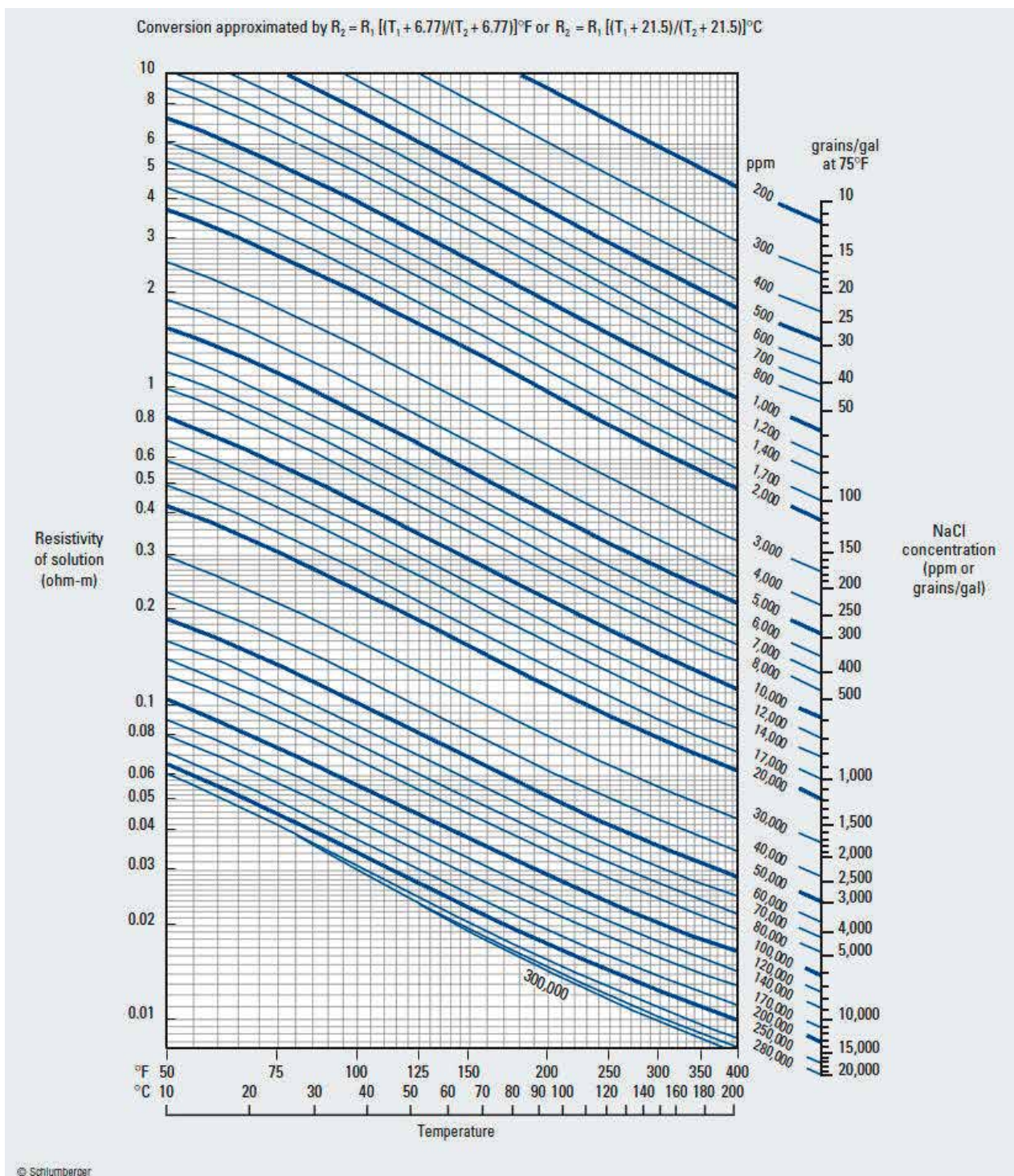
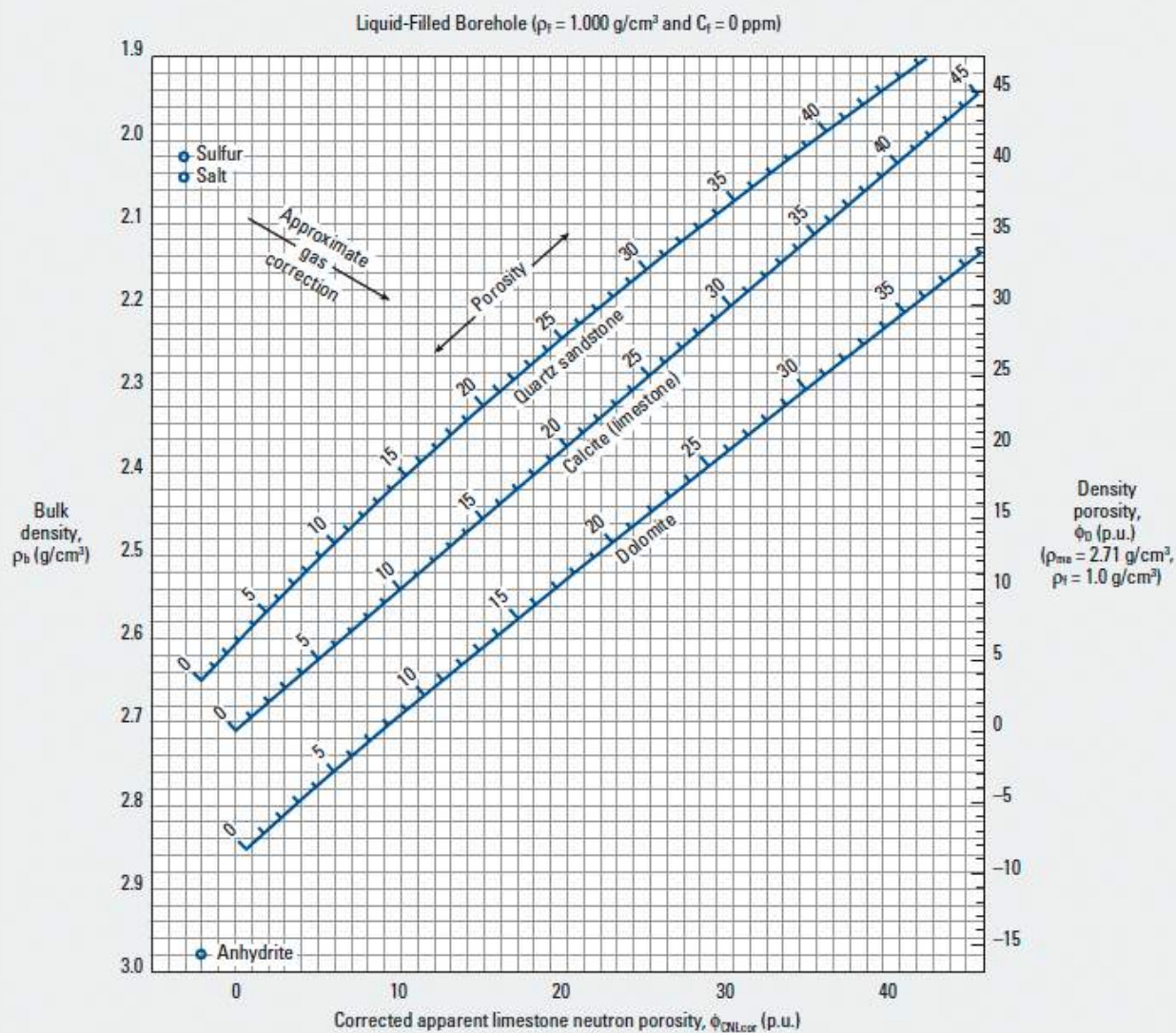


Fig. 23. Gráfica para el cálculo de la Resistividad del agua de Formación (R_w). (Tomado de Schlumberger).

CNL* Compensated Neutron Log and Litho-Density* Tool (fresh water in invaded zone)

Porosity and Lithology—Open Hole

Por-11
(former CP-1e)



*Mark of Schlumberger
© Schlumberger

Fig. 24. Gráfica utilizada para el cálculo de la Porosidad Efectiva (ϕ_e), para lodos base agua. (Tomado de Schlumberger).

CNL* Compensated Neutron Log and Litho-Density* Tool (salt water in invaded zone)

Porosity and Lithology—Open Hole

Por-12
(former CP-11)

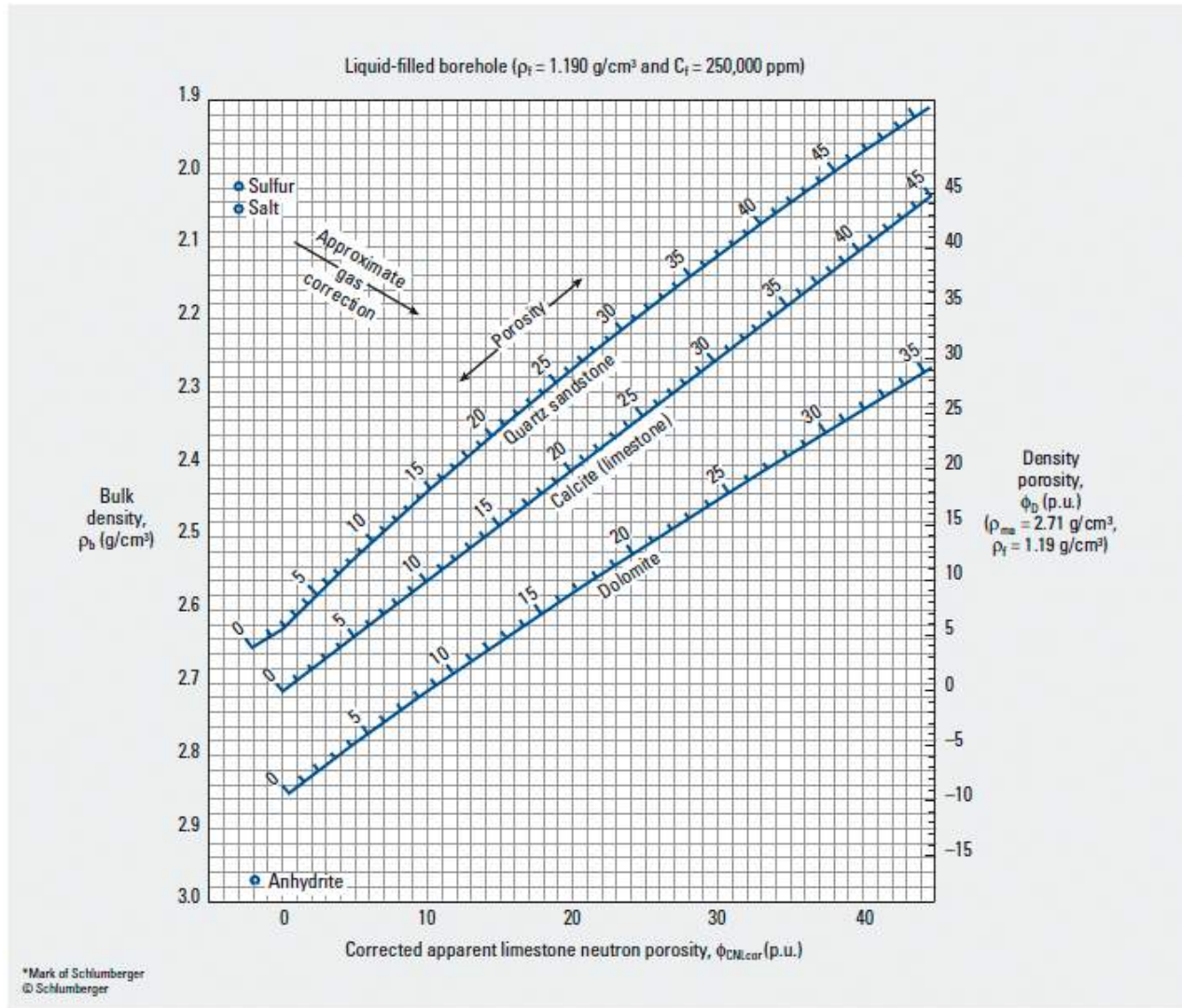


Fig. 25. Gráfica utilizada para el cálculo de la Porosidad Efectiva (ϕ_e), para lodos base aceite. (Tomado de Schlumberger).

Registros DLL/MSFL-LDL/CNL/GR-DSI

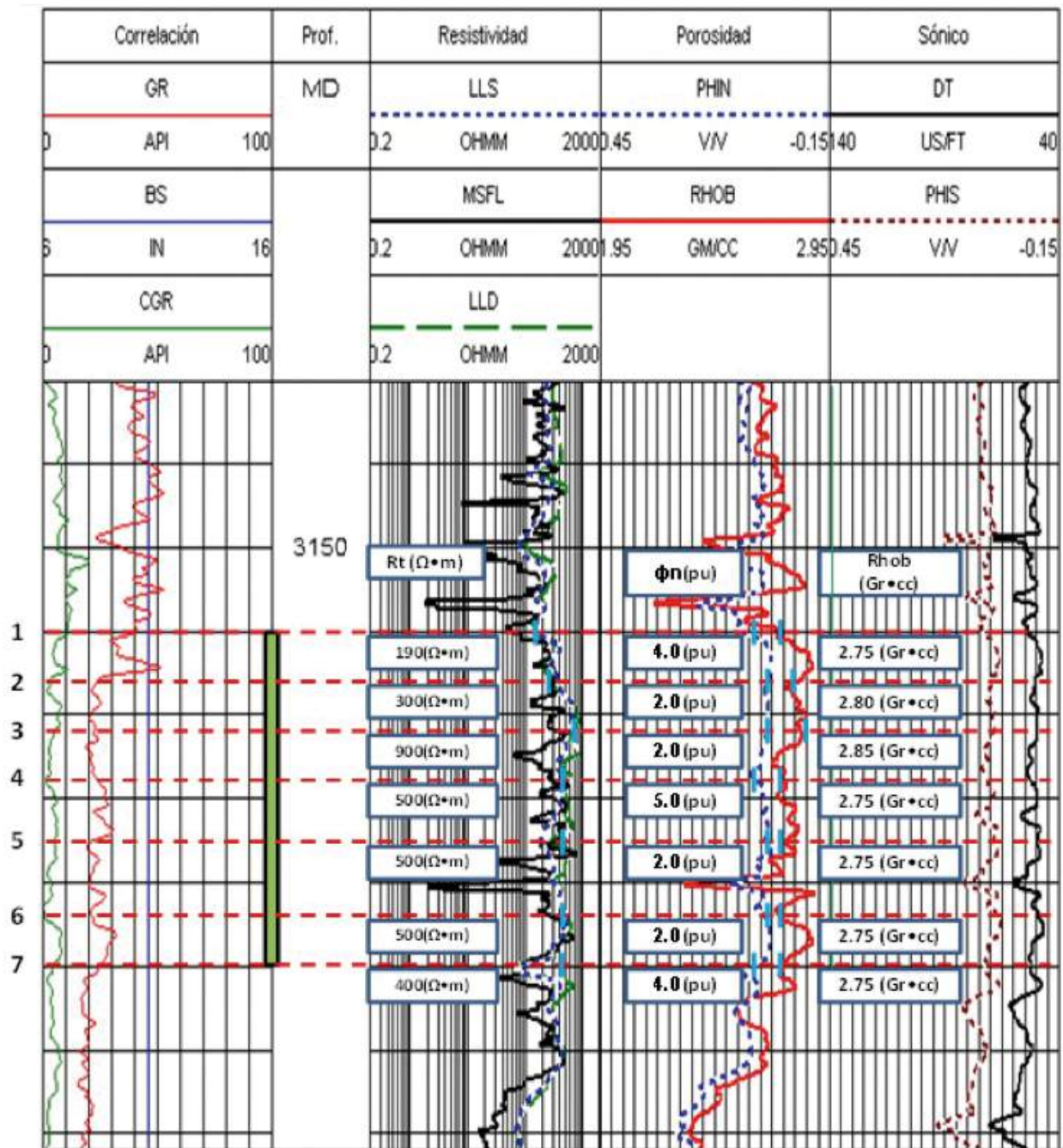


Fig. 26. Registro editado (combinado), doble laterolog, litodensidad, neutrón y sónico de porosidad, en donde se ha determinado en cada uno de ellos, las lecturas de Rt, NPHI y RHOB, para poder calcular la saturación de agua (S_w).

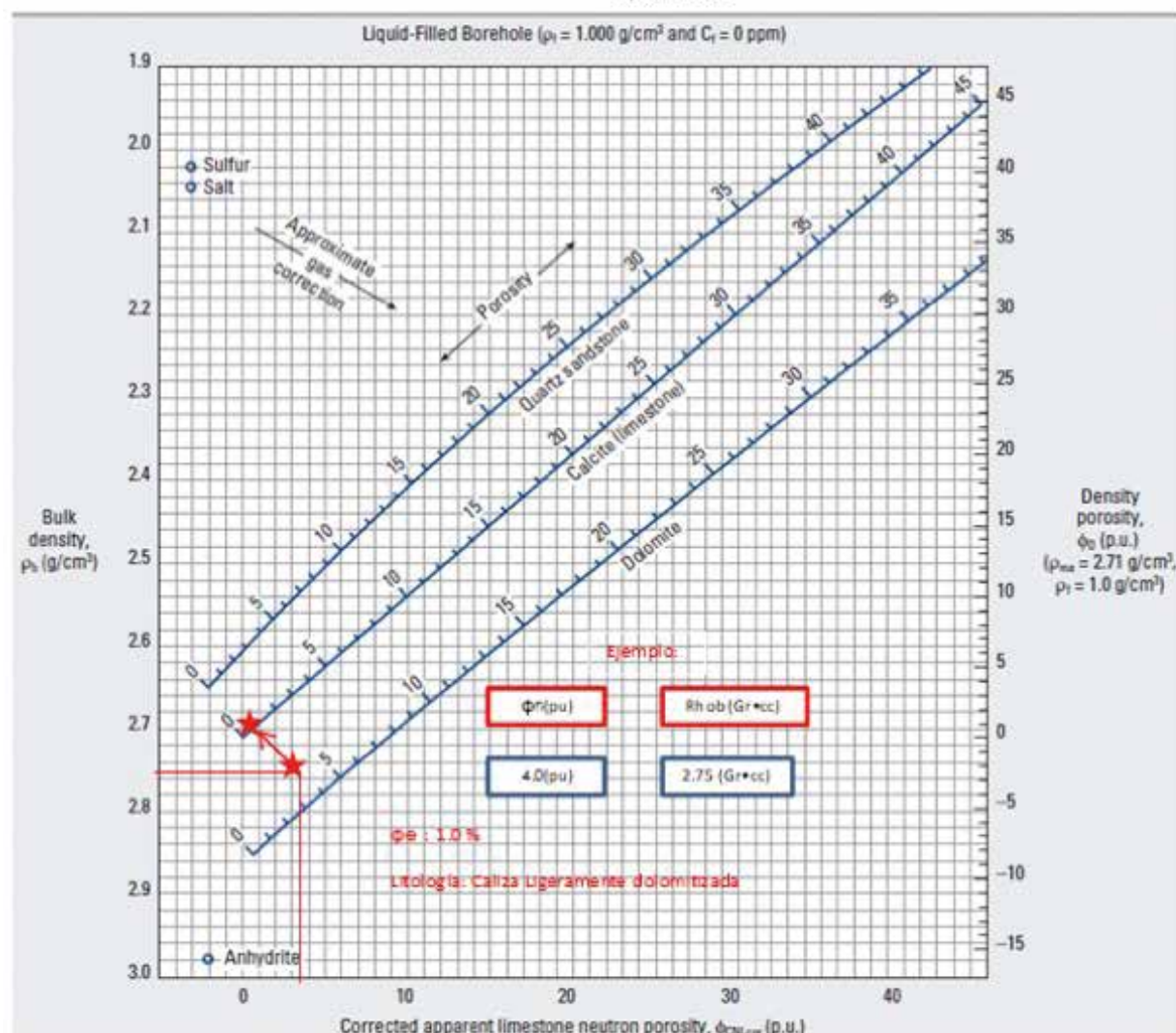
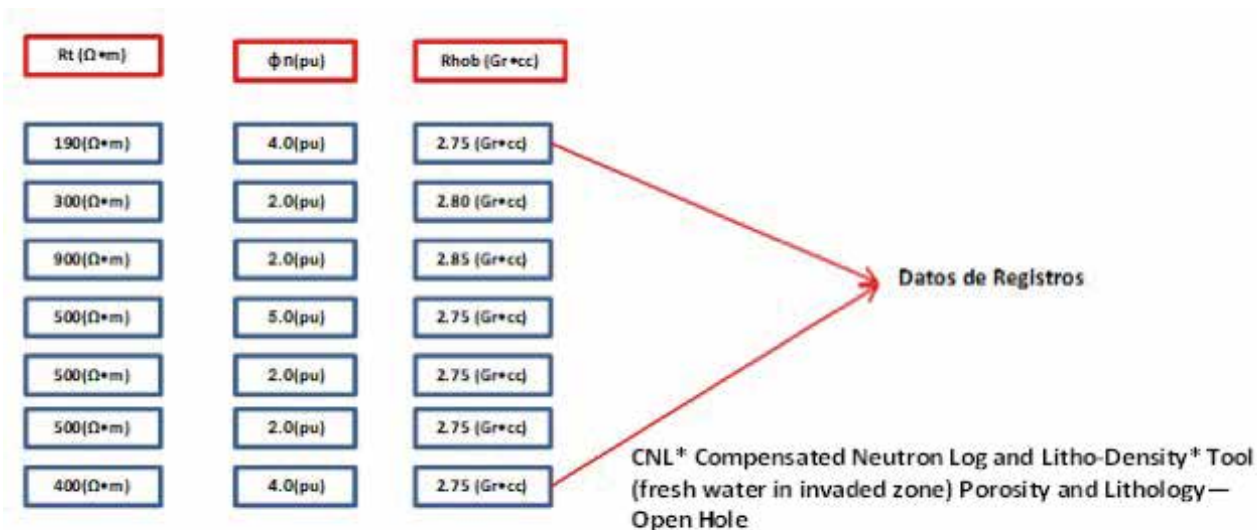


Fig. 27. Con datos de registro de la Fig. 26, se calcula la porosidad efectiva (ϕ_e) y litología, es decir, con la densidad (R_{HOB}) y la porosidad neutrón (ϕ_n), y con la gráfica para lodo base agua, se toman los datos para determinar la porosidad efectiva (ϕ_e), lodo base agua. (Tomado de Schlumberger).

CNL* Compensated Neutron Log and Litho-Density* Tool (oil-water in invaded zone) Porosity and Lithology—Open Hole

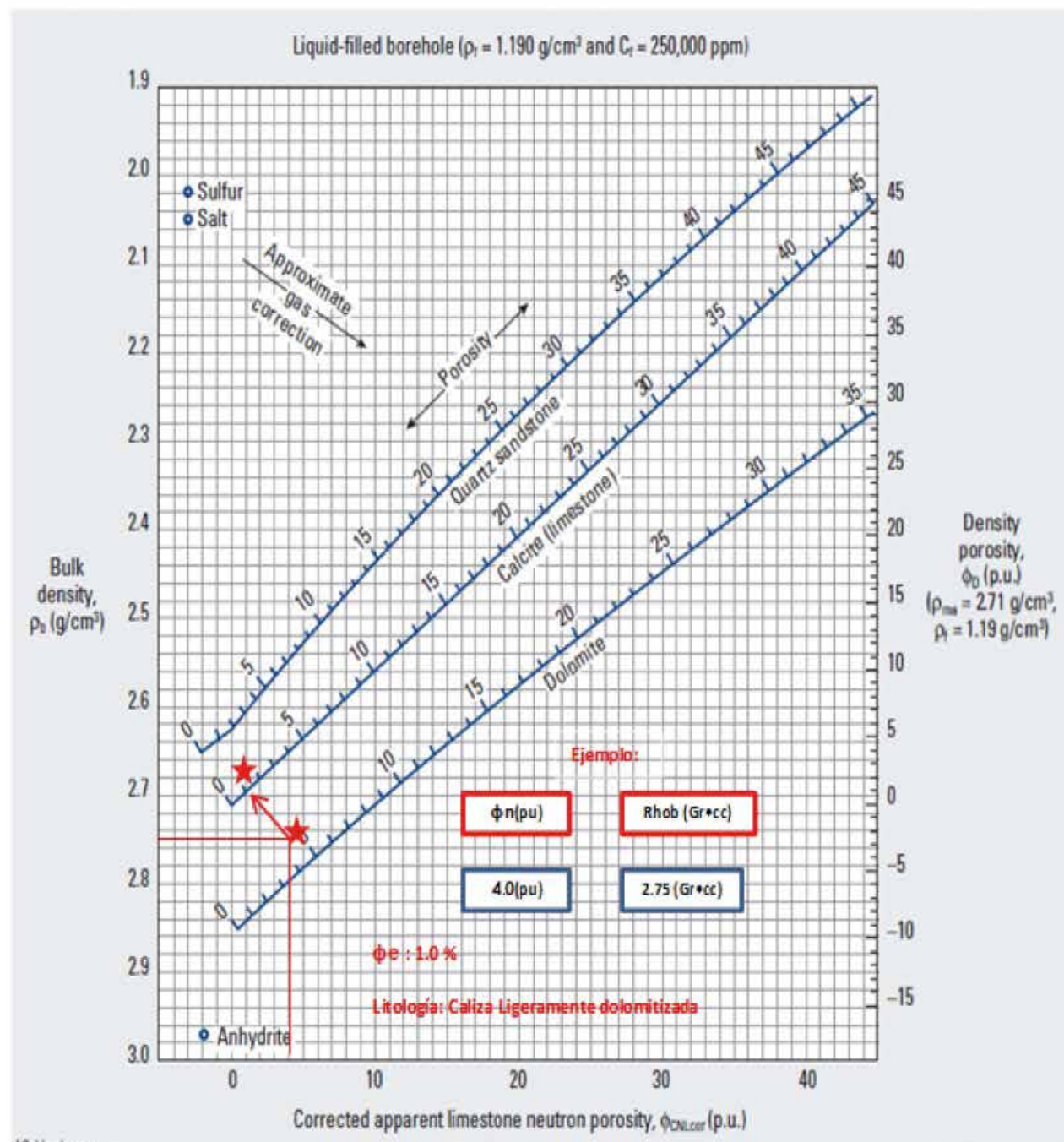


Fig. 28. Con datos de registro de la Fig. 26, se calcula la porosidad efectiva (ϕ_e) y litología, es decir, con la densidad (RHOB) y la porosidad neutrón (ϕ_n), y con la gráfica para lodo base aceite, se toman los datos para determinar la porosidad efectiva (ϕ_e), lodo base aceite. (Tomado de Schlumberger).

Registro DSI/GR

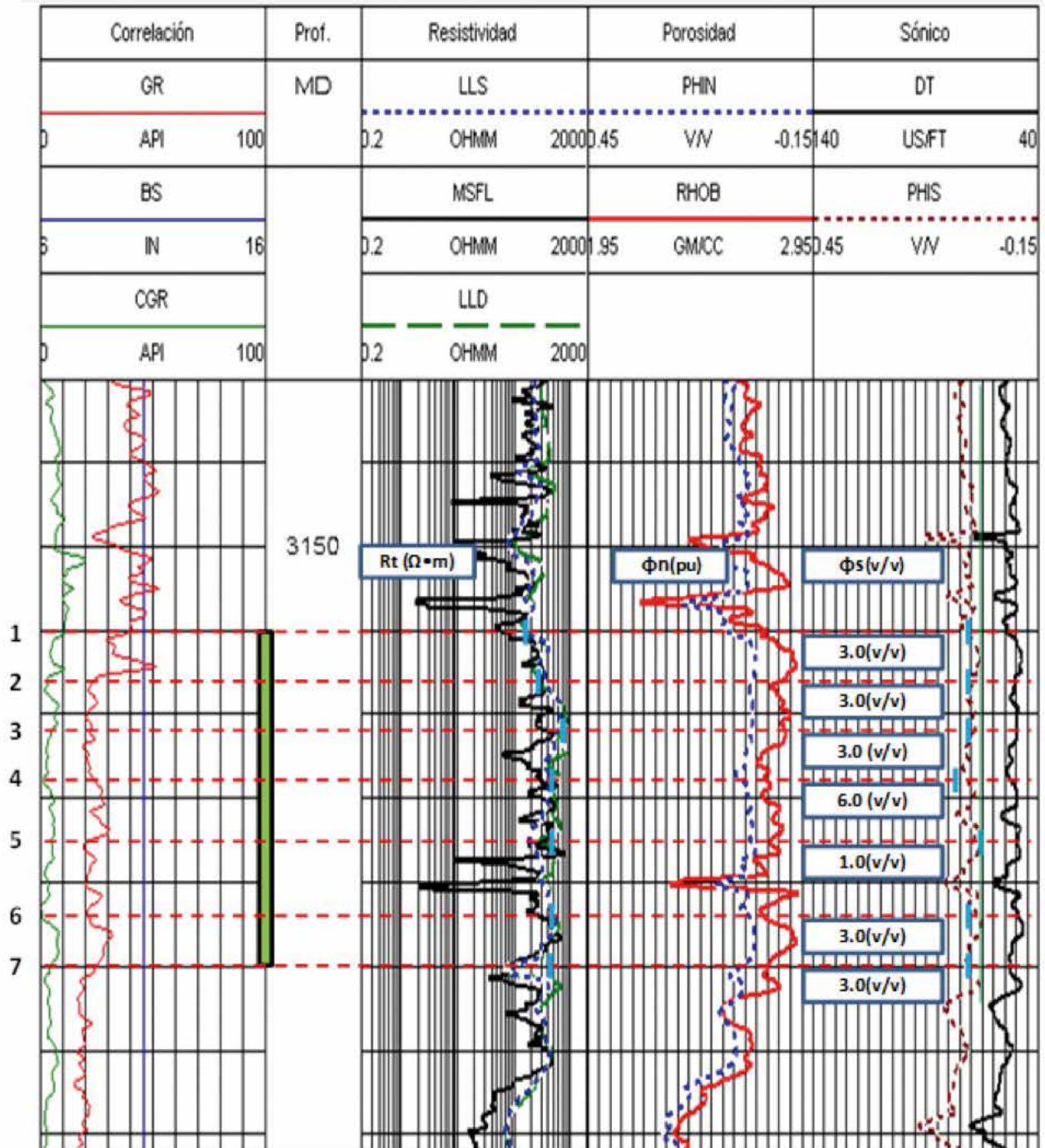


Fig. 29. Registro doble laterolog, litodensidad, neutrón y sónico de porosidad, en donde se ha determinado la porosidad sónica (ϕ_s), cuando la curva de porosidad neutrón está afectada por gas, para poder calcular la saturación de agua (S_w)

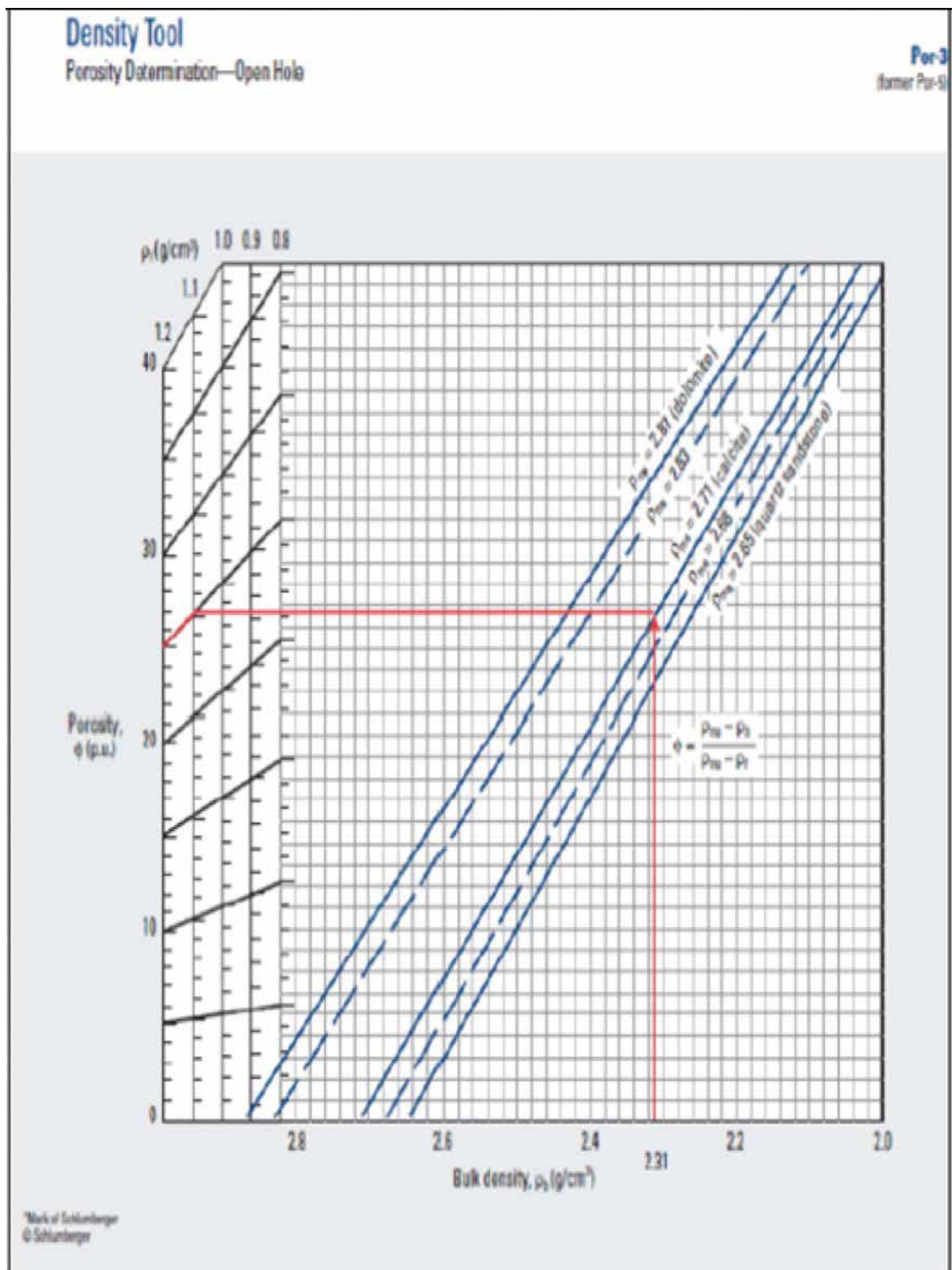


Fig. 30. Gráfica utilizada para el cálculo de la Porosidad efectiva (ϕ_e) para arenas y areniscas, tomando datos de densidad de la roca, la densidad del lodo de perforación y la matriz densidad de los terrígenos. (Tomado de Schlumberger)

Resistivity of NaCl Water Solutions

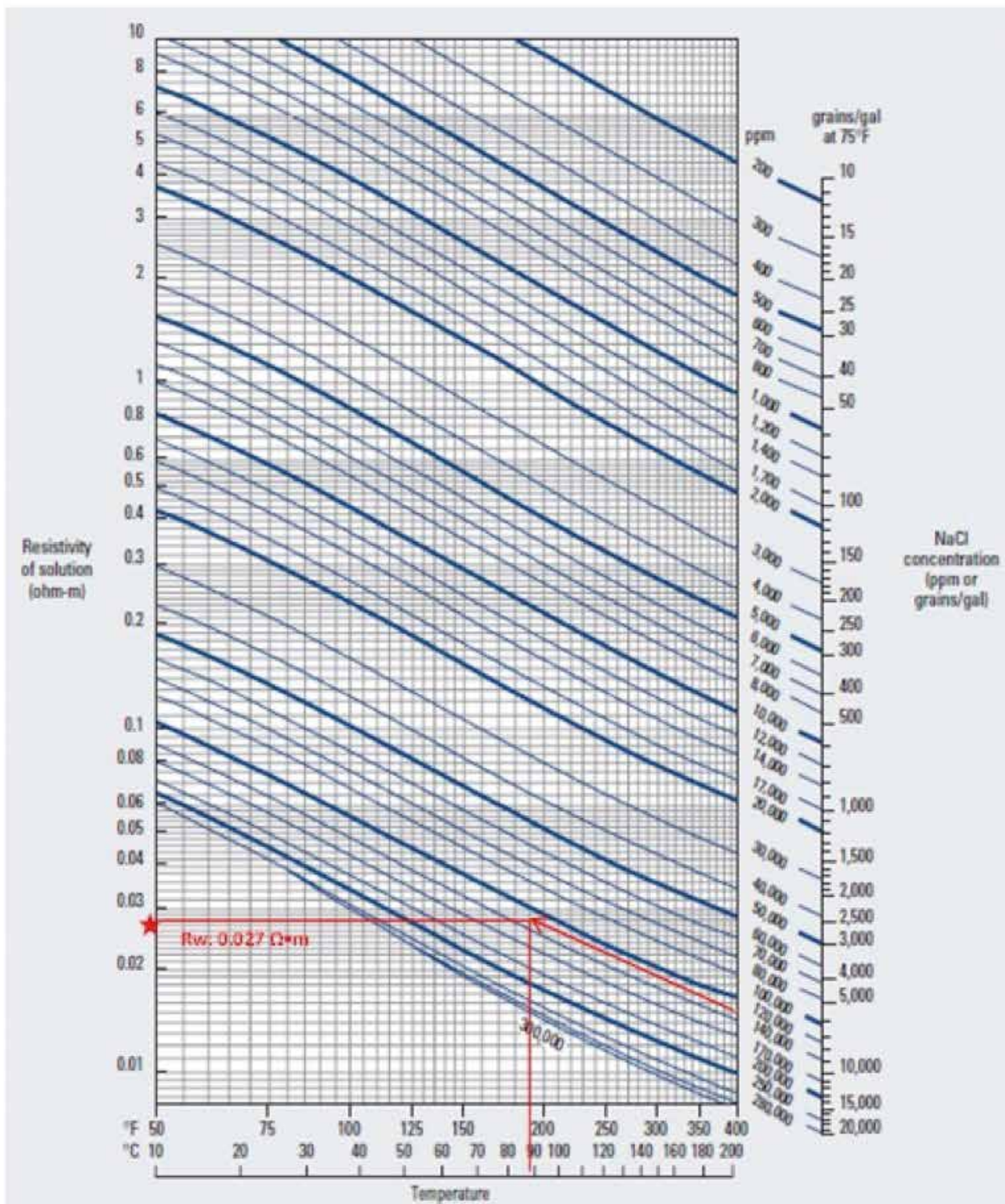


Fig. 31. Gráfica para el cálculo de resistividad del agua de formación (R_w). Para utilizar esta gráfica, se requiere la temperatura del intervalo a evaluar y la salinidad representativa del área. Ejemplo: Temperatura del intervalo= 90°C y salinidad del agua= 120,000 ppm. (Tomado de Schlumberger)

ECUACIÓN DE CÁLCULO DEL AGUA IRREDUCTIBLE

$$S_{wirr} = 100\phi^2 / (100\phi^2 + kr \cdot 0.5)$$

Ejemplo:

Datos:

$\Phi_e = 25 \%$

KI = Permeabilidad Relativa: 32

$$S_{wirr} = \frac{100 \times (0.25)^2}{100 \times (0.25)^2 + 32 \times 0.5} = \frac{6.25}{19.125} = 33\% \text{ (Areniscas)}$$

Ejemplo:

Datos:

$\Phi_e = 5 \%$

KI = Permeabilidad Relativa: 20

$$S_{wirr} = \frac{100 \times (0.05)^2}{100 \times (0.05)^2 + 20 \times 0.5} = \frac{0.25}{10.125} = 2.47\% \text{ (Calizas y Dolomías)}$$

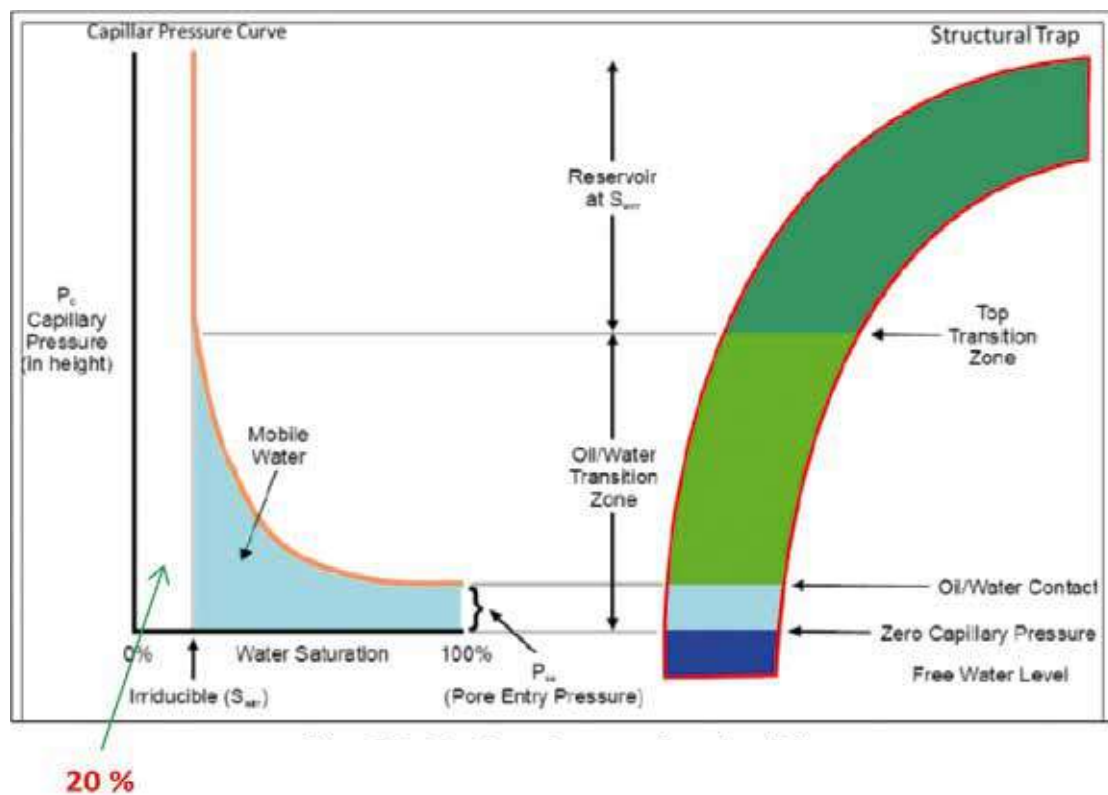


fig. 32. Gráfica de agua irreductible

La saturación de agua irreducible (S_{wirr}) se define como la saturación de agua que no puede ser reducida sin importar cuando más aumente la presión capilar, (laboratorio).

Existe un amplio espectro de rocas con diferentes S_{wirr} que varían desde rocas limpias con el 11% hasta rocas sucias con el 62%. La S_{wirr} aumenta a medida que se incrementa el contenido de arcilla en la roca.

Otra manera de calcular el agua irreducible (S_{wirr}).

Arenisca

$$C = S_{wirr} \times \phi, \text{ donde: } S_{wirr} = C/\phi$$

C: es un parámetro constante, tomando como base el tamaño de grano con la que está constituida la arena:

C= 0.04 (Arena de grano grueso)

C= 0.06 (Arena de grano medio)

C= 0.09 (Arena de grano fino)

Otra manera de calcular la saturación de agua irreducible es con la siguiente ecuación:

$$S_{wirr} = 250 (\phi)^3 / K^{1/2}$$

FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD

Fórmula de Coates Modificada

$$K = \left[\frac{(100 \times (PHIE)^2 \times (1 - S_{wirr}))}{S_{wirr}} \right]^2 \quad (\text{cálculos en fracción})$$

Fórmula de Tixier

$$K = \left[\frac{250 \times (PHIE)^3}{S_{wirr}} \right]^2$$

Fórmula de Timur Modificada

$$K = \frac{0.136 \times (PHIE)^{4.4}}{S_{wirr}^2} \quad (\text{cálculos sin fracción})$$

Otra manera de calcular la Permeabilidad:

$$K = C \times \phi^3 / Swirr^2$$

Donde: C = 250 para cuando es aceite.

C = 90 para cuando es gas.

Volumen de agua poral:

$$BVW = \phi \times Sw$$

PERMEABILIDAD

$$K = [250 \times (\phi^3 / Swirr)]^2 \text{ hidrocarburo}$$

$$K = [79 \times (\phi^3 / Swirr)]^2 \text{ gas}$$

K = la permeabilidad en millidarcys

Swirr = la saturación de agua irreducible

Cálculo de la permeabilidad Timur

$$K = 100 \left[\frac{(PHIE)^4}{Swi} \right]$$

Cálculo del radio de drene

A continuación, se presenta el cálculo para del área de drene.

$$D \text{ prom.} = \frac{D1 + D2 + \dots + Dn}{n} \quad (\text{Ec. 1})$$

$$Rd = \frac{Dn}{2} \quad (\text{Ec. 2})$$

Factor del volumen de formación (FVF)

Entre las condiciones de fondo y superficie, existe un cambio de volumen.

El volumen del fluido en condiciones referenciales es descrito por el FVF:

$$FVF = \frac{\text{Volumen en Condiciones de Fondo}}{\text{Volumen en Condiciones Referenciales}}$$

Bo= Factor del Volumen de la Formación para Aceite

Bw= Factor del Volumen de la Formación para Agua

Bg= Factor del Volumen de la Formación para Gas

El cambio de volumen debe ser cuantificado. Los volúmenes de superficie son medidos (gastos de producción); estos necesitan ser convertidos a condiciones de fondo para poder calcular cuando ha sido producido en condiciones de yacimiento y por lo tanto, cuanto resta, o queda por recuperar.

Bw es alrededor de 1, ya que el agua es casi incompresible.

Bo es medido en un experimento de laboratorio PVT; esta justo por encima de 1, un valor típico sería **1.2**.

Bg puede ser medido en el laboratorio o utilizando gráficos empíricos. Esta figura depende de la presión y es siempre bastante pequeña, en orden de los 10^{-3} .

Para el cálculo del volumen original de aceite a condiciones de yacimiento, se utiliza la siguiente ecuación.

$$VOA = 6.28952 \times A \times h \times \phi_e \times (1 - S_w)$$

Donde:

VOA = Volumen original de aceite en barriles a condiciones de yacimiento.

A = Área del yacimiento (m^2).

h = Espesor neto de roca del yacimiento (m^2).

ϕ_e = Porosidad efectiva de la roca (%).

(1-Sw) = Saturación de Aceite (%).

Los datos que a continuación se presentan para desarrollar la fórmula del cálculo del volumen de aceite a condiciones de superficie, fueron obtenidos mediante la interpretación de un proceso de evaluación volumétrica, tomando en cuenta cada uno de los parámetros del yacimiento. Dicho cálculo, involucra la información geológica, geofísica, y petrofísica, el cual se estimará un diagnóstico de incertidumbre y riesgo de volumen original de aceite (VOA).

Cálculo del volumen original de aceite a condiciones de superficie

$$VOA = \frac{6.28952 \times A \times h \times \phi_e \times (1 - S_w)}{Boi}$$

Donde:

VOA = Volumen original de aceite en barriles normales o superficie.

6.28952 = Constante de conversión de $1 m^3$ a barriles.

A = Área del yacimiento (m^2).

h = Espesor neto de roca del yacimiento (m^2).

ϕ_e = Porosidad efectiva de la roca (%).

(1-Sw) = Saturación de Aceite (%).

Boi = Factor volumétrico de formación inicial del petróleo en BY/BN.

Ejemplo:

Área = $9 km^2$ ($3000 \times 3000 = 9,000,000.00 m^2$)

h = 125.37 m

$\phi_e = 0.0796 \%$

(1-Sw) = $100 - 0.1784 \% = 0.8216 \%$

Boi = 1.454

$$VOA = \frac{6.28952 \times 9,000,000 \times 125.37 \times 0.0796 \times 0.8216}{1.454} = 319,199,887.5 \text{ BLS.}$$

NOMENCLATURA DE REGISTROS UTILIZADA POR COMPAÑÍAS DE REGISTROS

NOMBRE GENERICO	SCHLUMBERGER		HALLIBURTON		ATLAS WIRELINE	
A-POZO ABIERTO	Servicio	Herramienta	Servicio	Herramienta	Servicio	Herramienta
RESISTIVIDAD						
LATEROLOG AZIMUTAL	ARI	ALAT			HDLL	
IMAGENES ARREGLO INDUCCION	AIT	AIT			HDIL	
DOBLE INDUCCION	DIL	DIT	DIL	DLT	DIFL	
DOBLE INDUCCION FASORIAL	PI	DIT-E	HRI	HRIT	DIFL	
INDUCCION FINA	ISF	IRT-J	DIL	HDIL		
INDUCCION ESFERICO	ISF	IRT-Q	HR/DIL	HRIT		
DOBLE LATEROLOG	DLL	DLT	DLL	DLLT	DLL	
DOBLE LATEROLOG FINO	DLL	MDLT				
INDUCCION FINA HOSTIL			HDIL	HDIL		
Microresistividad Y Electromagnético						
MICROESFERICO ENFOCADO	MSFL	MSFL	MSFL	MSFL	MSFL	
RESONANCIA MAGNETICA	CMR	CMR	MRIL	MRIL	MRIL	
PROPAGACION ELECTROMAGNETICA		EPT		HFDT	DEL	
NUCLEAR						
RAYOS GAMMA	GR	SOT,ATC	NGR	NGRT	GR	
ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA	NGS	NGT	SGR	CSNG	SL	
LITODENSIDAD	LDL	LDT,HLDT	SDL	SDLT	ZDL	
NEUTRON COMPENSADO TERCIAL	CNL	CNT	DSN	DSNT	CN	
NEUTRON COMPENSADO TERCIAL/EPITERCIAL	CNL-G	CNT-G	DSE	DSEN	CN	
POROSIDAD INTEGRADO	IPLT	IPLT				
GAMMA-NEUTRON FINO HOSTIL			HNGR	HNGR/HNGI		
LITODENSIDAD FINA HOSTIL			HSOL	HSOL		
GEOLOGICO						
ECHADOS ALTA RESOLUCION	HDT	HDT	SED	SED	HDIP	
ECHADOS ESTRATIGRAFICO	SHDT	SHDT	SED	SED	DIFLOG/HDIP	
ECHADOS EN BASE A CETE	OBDT	OBDT,SHDT(OB)	SED(OBM)	SED(OBM)	HDIP	
MICROIMAGENES RESISTIVAS DE FORMACION	FMS,FMI	MEST,FBST	EMI	EMT	STAR	
SONICO						
SONICO COMPENSADO	BHC	SLT,SDT	BCS	BCDT	BHC	
SONICO DIGITAL	AS	SDT	FWS	FWST	DAL	
SONICO DIPOLAR	DSI	DSI	LFD	LFDT	MAC	
MICROIMAGENES ACUSTICAS DE FORMACION	UBI	UBIT	CAST	CAST-V	CBIL/STAR	
SONICO DIGITAL FINO HOSTIL			HFWS	HFWS		
MULTIPOLE ACOUSTIC TOOL			XACT	XACT		
SISMICA						
DISPAROS DE VERIFICACION	CHECK-SHOT	WST,SAT,CSAT	CHECK-SHOT	SSPT/BSPT	CHECK-SHOT	
PERFIL SISMICO VERTICAL	VSP	SAT,CSAT	VSP	SSPT/BSPT	VSPMLR	
MUESTRA DE FORMACION						
TESTIGO LATERAL	ST	CST	HRCT	RSCT	SWC	
SACAMUESTRAS DE PARED	MSCT	MSCT	SWC	SWCT	RCOR	

Fig. 34-1. Inventario de herramientas (con mnemónico) por compañías que ofrecen el servicio de registros geofísicos de pozo. 1ª. PARTE.

MULTIPROBADOR DE FORMACIONES	RFT	RFT	SFT	SFTT	FMT	
PROBADOR DE FORMACION MODULAR	MDT	MDT	RDT	RDT	ROI	
DIRECCIONAL						
INCLINOMETRIA	IS	GPIT	SDDT	SDDT	ORIT	
GIROSCOPICO CONTINUO	GCT	GYRODATA	GYRO	GYRODATA	GYRO	
OTRO SERVICIO POZO ABIERTO						
DETERMINACION DE PROFUNDIDAD	DD-ES		DD	XL2K	DD	
GEOMETRIA DEL POZO	BGT	BGT,SHDT,MES	FACT	FACT/FAC	4CAL/8CAL	
MEDICION AUXILIAR (TEMPERATURA, RESIS)	AMS	AMS	HRTT	HRTT	TTRM	
PRESTA CABLE	CIS		WLC	CABLE REG.	CIS	
SISTEMA REGISTRO CONDICIONES DIFICILES	TLC	TLC	TP	TPL	PCL	
EQUIPO DE CONTROL DE PRESION	WHC	WHC	GIS	GIS	WCE/GIT	
REGISTROS DURANTE LA PERFORACION						
DOBLE RESISTIVIDAD COMPENSADA R. GAMMA						
LITODENSIDAD NEUTRON						
SONICO						
NOMBRE GENERICO	SCHLUMBERGER		HALLIBURTON		ATLAS WIRELINE	
	Servicio	Herramienta	Servicio	Herramienta	Servicio	Herramienta
B-POZO ENTUBADO						
NUCLEAR						
RAYOS GAMMA	GR-TPS	SGT,ATC	HGNC	HGNC	GR	
TIEMPO DECAIMIENTO TERMAL	TDT	TDT,RST	TMD	TMDL	FDK	
MEDICION DE FLUJO DE AGUA	WFL	TDT(WFL),RST	SFL	SFL	WHI	
SATURACION DE YACIMIENTO	RST	RST	PSGT	PSGT	MSI/OO	
PISTOLAS						
PISTOLA SEMRECUERABLE C/CABLE	ENERJET	Varios Tipos	DEPPSTAR	VARIOS	PREDATOR	V. TIPOS
PISTOLA RECUERABLE C/CABLE	SCALLOP, HSD	Varios Tipos	SSB-III, DINASTAR	VARIOS	PREDATOR	V. TIPOS
PISTOLAS BAJADAS CON TUBERIA	TCP	Varios Tipos	TCP	VARIOS	TCP	
DISP. CIRC. (CARGAS AMORTIGUADAS)	PUNCHER	PUNCHER	TUB.PUNCHER	PUNCHER	PUNCHER	
TAPON Y EMPACADOR						
CANASTA CALIBRADORA	CANASTA BAKER	JB	CANASTA LIMP.	JBT	CANASTA BAKER	
TAPON CIEGO BAKER	BP	BST,CPST	BP	WBPWST	BP	
COLOCACION DE EMPAQUE	PPS	BST,CPST	EMPACADOR	WBP/WST	PPKR	
TAPON CEMENTO RETENEDOR SOMBRILLA	HIP	HIP	TTBP	HP/DBT	HIP	
TAPON CEMENTO RETENEDOR MECANICO	MPBT	MPBT	RET.CEMENTO	WBPWST	CRET	
CEMENTO Y CORROSION						
SONICO DE CEMENTO	CBL	SONICO	CBL	CBT/OCAT	SBT	
SONICO DE CEMENTO	CBT	CBT	CBL	CDT/OCAT	SBT	
IMAGENES ULTRASONICAS	USI	USIT	CAST	CAST-V		
REGISTRO DE RUIDOS	NOL	NOT	BATS	BATS	SONAN	
GEOMETRIA DE REVESTIMIENTO	TGS	MFC,USIT	CAST	CAST-V	MFC	
TELEVISION DE FONDO	BHTV,CAMERA	BHTV,CAMERA	DHV	DHV	BHTV	
REGISTRO CORROSION			INSP.TUBERIA	CIT/PT/METG		

Fig. 34-2. Inventario de herramientas (con mnemónico) por compañías que ofrecen el servicio de registros geofísicos de pozo. 2ª. PARTE.

OPERACION DE TUBERIA					
PUNTO LIBRE	FPIT	FPIT	FP	FPIT	FP
DESCONEXION DE TUBERIA (STRING SHOT)	BACK OFF	BO	BACK OFF	BOD	SS
CORTADOR TERMICO	TGC	TGC	JET CUTTER	JET	JC
CORTADOR QUIMICO	C QUIMICO	CHC	CORT.QUIMICO	CHMC	CC
CORTADOR DE COLISION DE TUBERIA	SCT	COLLIDING	SEVERING TOOL	SVT	MST
PESCANTE ELECTROMAGNETICO	CERT	CERT	FPI-E	FPI-E	EMT
LAVADOR HIDRAULICO DE TUBERIA	HCT				
PRODUCCION					
PRODUCCION	PLT	PTSC,CPLT,WTQ	PLT	PLT-S	SPL
PRESION	PRESION	SAPHIR,CRG,WTQ	SRO	QPS	SRPL
TEMPERATURA	TEMPERATURA	HTT,PLT,WTQ,RAM	TEMP	PRT	TEMP
MOLINETE	MOLINETE	FBS,CFS	SPNER	CFB/CFS/ILF	SPNR
GRADIOMANOMETRO	GRADIO	PTSC,CPLT	GRADIO	FDT	FDN
MEDIDOR DE FLUJO DE AGUA	HUM	DEFT		HYD	
MUESTRAS DE FLUIDO					
BARRIL MUESTRERO	DD-TPS	BARRIL Muestrero			TBFS
MUESTRA TVT	MSAMP	OILPHASE			
PROBADOR DE FORM. A TRAVES DE TUBERIA			CHFT	CHFT	
OTROS SERVICIOS					
DETERMINACION DE PROFUNDIDAD	DD-TPS	CCL,CAL	DD	DD	DD
REGISTRO DE COPLES	CCL	CCL,CAL	CCL	CCL/MAC	CCL
BARRA CALIBRADORA	DD-TPS	CCL,EQCF	DD	CSB	SB
SELLO DE PLOMO	DD-TPS	SELLO DE PLOMO	DD	SELLO PLOMO	IB
CORTADOR PARAFINA	DD-TPS	Cortador Parafina			
PESCA	DD-TPS	PESCANTE	DD	CONJ. PESCA	FSH
PESCA CORTAR Y ENHILAR					
TIJERA GOLPEADORA	DD-TPS	TIJERA	DD	BARRA GOLPEO	
MASTIL PORTATIL	MAST	MAST	MAST	MUS/MUT	MT
EQUIPO DE CONTROL DE PRESION	WHC	WHC	GIS	GIS	GIT
DESINTEGRADOR DE BARRENA			JUNK SHOT	JUNK SHOT	MST
MARTILLO HIDRAULICO					WJ

Fig. 34-3. Inventario de herramientas (con mnemónico) por compañías que ofrecen el servicio de registros geofísicos de pozo. 3ª. PARTE.

Minerals	References: Firs line Baker Atlas-Log Interpretation Charts, 1985 Second line Schlumberger-Log Interpretation Charts, 2000									
	ρ_b	ρ_{log}	Z/A	PE	Δt_b	Δt_s	Σ	ϕ_N	ϕ_N	ϵ
Silicates										
Quartz SiO_2	2.65	2.64 2.64	0.499	1.81	51	74	4.26 4.3	-1.1 -1	-2.1 -2	4.65
Feldspars-Alkali										
Orthoclase $KAlSi_3O_8$	2.56	2.53 2.52	0.496	2.86 2.9	69		15 16	-1.5 -2	-1.1 -3	4.4 ... 6.0
Anorthoclase (Na,K) $AlSi_3O_8$	2.59	2.56 2.59	0.496	2.86 2.9			9.4 16	-2	-2	4.4 ... 6.0
Microline $KAlSi_3O_8$	2.59	2.57 2.53	0.496	2.86 2.9			13.1 16	-2	-3	
Feldspars- Plagioclase										
Albite $NaAlSi_3O_8$	2.62	2.59 2.59	0.496	1.68 1.7	47 49	98 85	7.49 7.5	-1.0 -1	-1.3 -2	4.4 ... 6.0
Anorthite $CaAl_2Si_2O$	2.76	2.74 2.74	0.496	3.13 3.1	45 45		7.28 7.2	-1.3 -1	-1.6 -2	4.4 ... 6.0
Micas										
Biotite $K(Mg,Fe)_3$ $(AlSi_3O_{10})(OH)_2$	3.01	2.99 2.99	0.493	6.27 6.3	51 50.8	224 224	30.0 30	15.8 11	22.5 21	4.8 ... 6.0
Muscovite $KAl_2(Si_3$ $AlO_{10})(OH)_2$	2.83	2.82 2.82	0.497	2.40 2.4	47 49	79 149	16.9 17	13.4 12	16.5 20	6.2 ... 7.9
Glauconite (K,Na) $(Al,Fe,Mg)(Al,Si)_4O_{10}$ $(OH)_2$	2.58	2.54 2.86	0.494	6.37 4.8			23.4 21			
Clay minerals										
Kaolinite $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$	2.59	2.62 2.41	0.504	1.49 1.8	212	328	12.8 14	47.8 34	45.1 37	5.8
Chlorite $Mg_5(Al,Fe)$ $(OH)_8(Al,Si)_4O_{10}$	2.88	2.88 2.76	0.497	6.30 6.3			25.3 25	37	52	5.8
Illite $K_{1-1.5}Al_4(Si,Al)_8$ $O_{20}(OH)_4(O,OH)_{10}$	2.64	2.63 2.52	0.499	3.45 3.5			15.5 18	12.7 20	15.8 30	
Montmorillonite $(Na,Ca)_{0.33}(Al,Mg)_2Si_4$ $O_{10}(OH)_2 \cdot nH_2O$	2.06	2.02 2.12	0.502	2.04 2.0			14.5 14	12.6 60	11.5 60	
Carbotane										
Calcite $CaCO_3$	2.71	2.71 2.71	0.508	5.08 5.1	46 49.0	89 88.4	7.08 7.1	0.0 0.0	0.0 0.0	7.5
Aragonite $CaCO_3$	2.93	2.95	0.508	5.08	53	84	7.65	0.7	1.0	
Dolomite $CaMg(CO_3)_2$	2.87	2.87 2.85	0.499	3.14 3.1	42 44	77 72	4.7 4.7	1.7 1	0.5 1	6.8

Fig. 35-1. Valores de Densidad, Porosidad, factor fotoeléctrico y tiempo de tránsito de minerales (Tomado de Schlumberger/Baker Atlas).
1ª. PARTE

Siderite FeCO_3	3.94	3.89 3.89	0.483	14.69 15	44 47	85	52.3 52	6.3 5	12.9 12	6.8 ... 7.5
Ankerite $\text{Ca(Fe,Mg)(CO}_3)_2$	2.97	2.96 2.86	0.496	9.32 9.3			14.9 22	2.1 0	5.7 1	
Magnesite MgCO_3	2.87	2.87	0.499		44	75				
Evaporites, salt										
Halite NaCl	2.16	2.03 2.04	0.479	4.65 4.7	67 67	116 120	748 754	-2.2 -2	-1.8 -3	5.6 ... 6.3
Sylvite KCl	1.99	1.87 1.86	0.483	8.51 8.5	74	140	546 565	-2.7 -2	-4.1 -3	4.6 ... 4.8
Carnallite $\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	1.60	1.56 1.57	0.511	4.09 4.1	81		365 369	49.1 41	58.4 60+	
Sulfides, sulfates										
Pyrite FeS_2	5.01	5.00 4.99	0.483	16.97 17	38 39.2	59 62.1	89.8 90	-2.2 -2	-1.9 -3	
Anhydrite CaSO_4	2.96	2.98 2.98	0.499	5.06 5.1	54 50	98	12.3	-1.2 -1	-0.7 -2	6.3
Gypsum $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	2.31	2.33 2.35	0.511	3.99 4.0	53 52		18.8	58.5 50+	57.6 60+	4.1
Barite BaSO_4	4.48	4.09 4.09	0.466	266.8 267	69	133	21.0	-1.0 -1	0.2 -2	6.8
Polyhalite K_2Mg $\text{Ca}_2(\text{SO}_4)_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	2.78	2.79 2.79	0.501	4.32 4.3	58		23.6 24	16.5 14	21.6 25	
coals										
Anthracite $\text{C}_{720}\text{H}_{258}\text{N}_6\text{O}_{16}$	1.60	1.57 1.47	0.513	0.16 0.16	105 105		10.49 8.7	46.1 37	41.4	
Bituminous $\text{C}_{532}\text{H}_{418}\text{N}_8\text{O}_{41}$	1.35	1.33 1.24	0.527	0.17 0.17	120 120		16.36 14	>60 50+	>60 60+	
Lignite $\text{C}_{480}\text{H}_{412}\text{N}_7\text{O}_{101}$	1.10	1.05 1.19	0.525	0.20 0.20	160 160		12.79 13	55.6 47	54.2 52	
Graphite C	2.27	2.24	0.500		100	164	0.41			

Fig. 35-1. Valores de Densidad, Porosidad, factor fotoeléctrico y tiempo de tránsito de minerales (Tomado de Schlumberger/Baker Atlas).
2ª. PARTE

EJERCICIOS

De la figura 36 a la 63 son ejercicios de registros geofísicos combinados, con el objeto de analizar e interpretar CUALITATIVAMENTE.

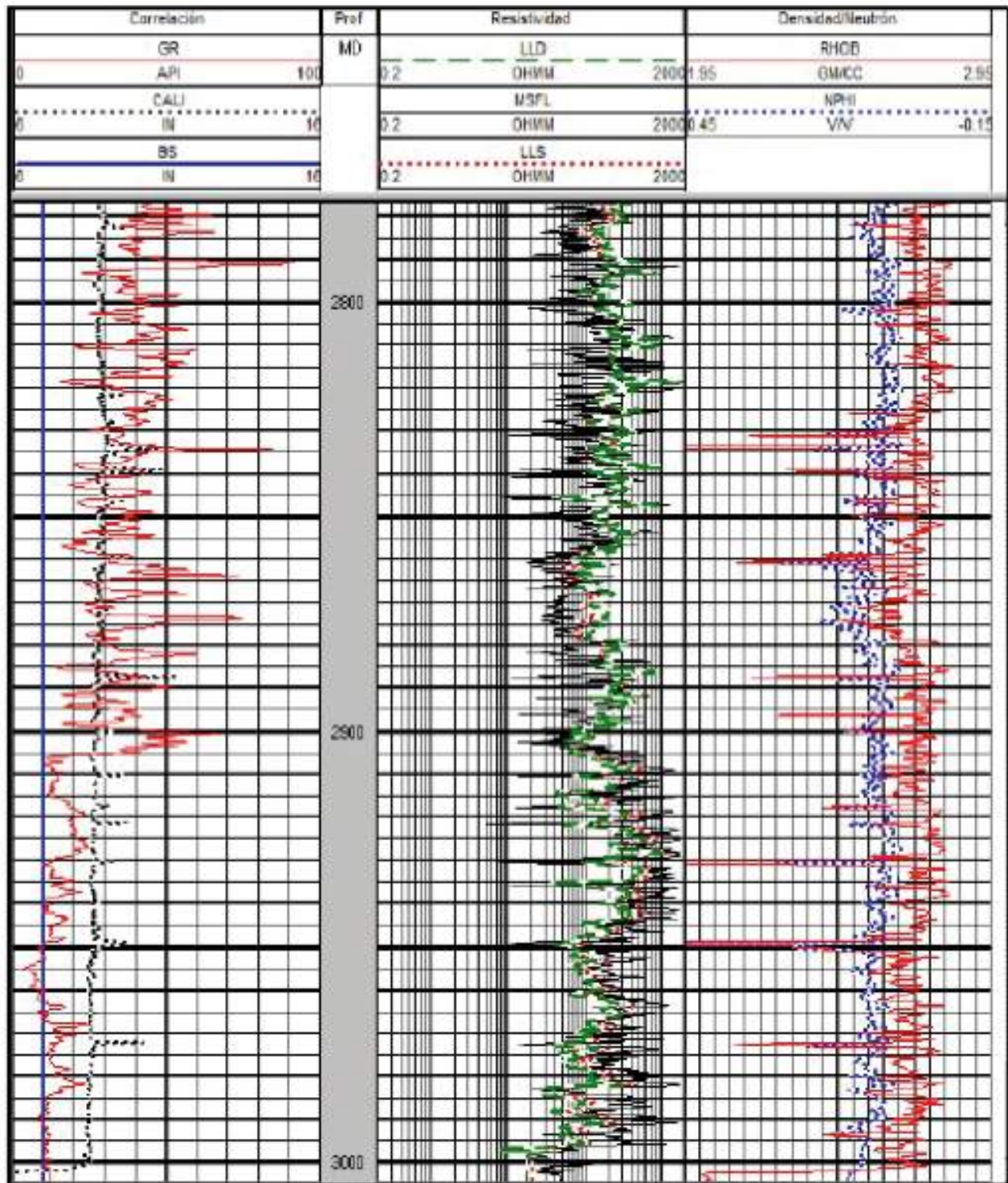


Fig. 36

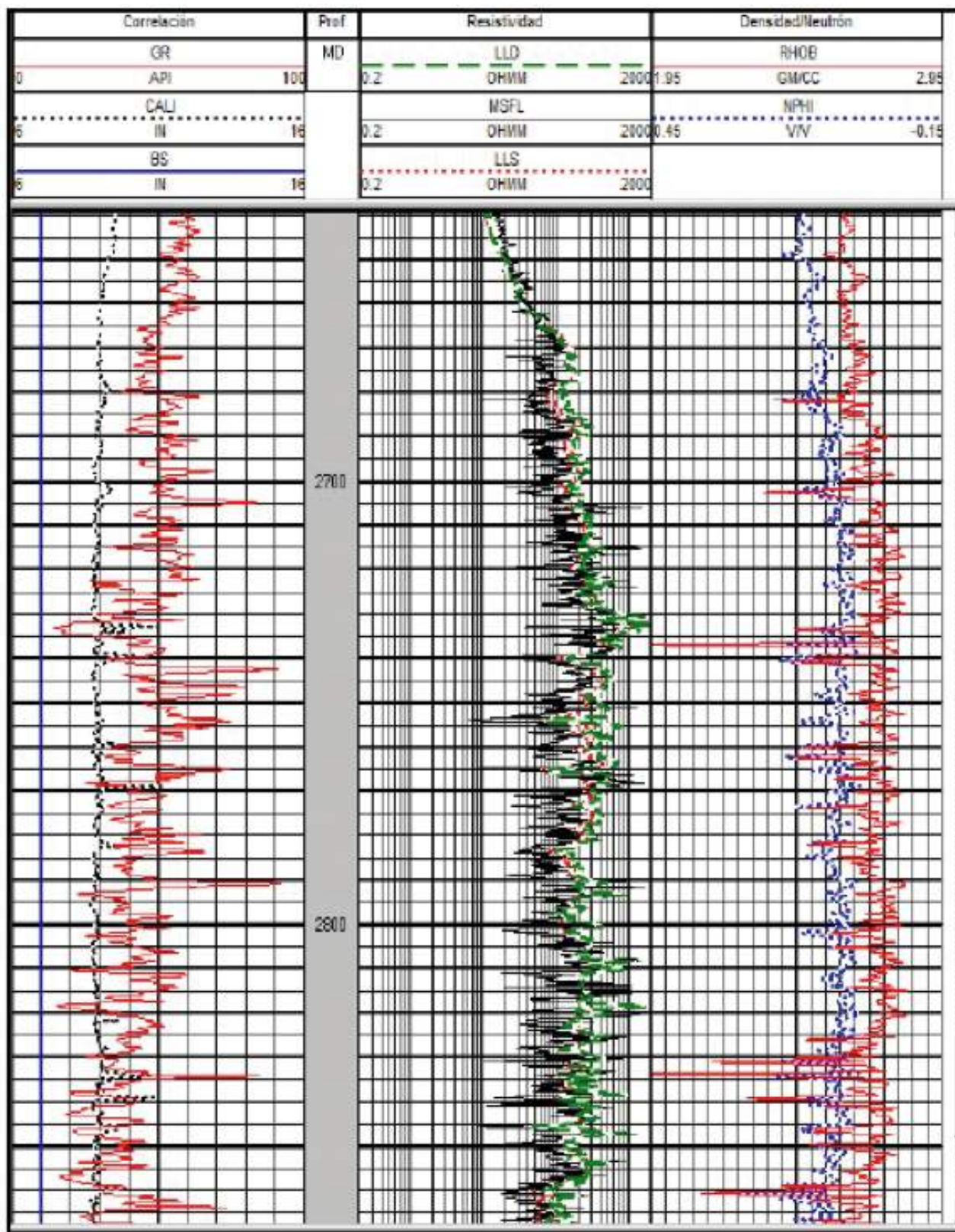


Fig. 37

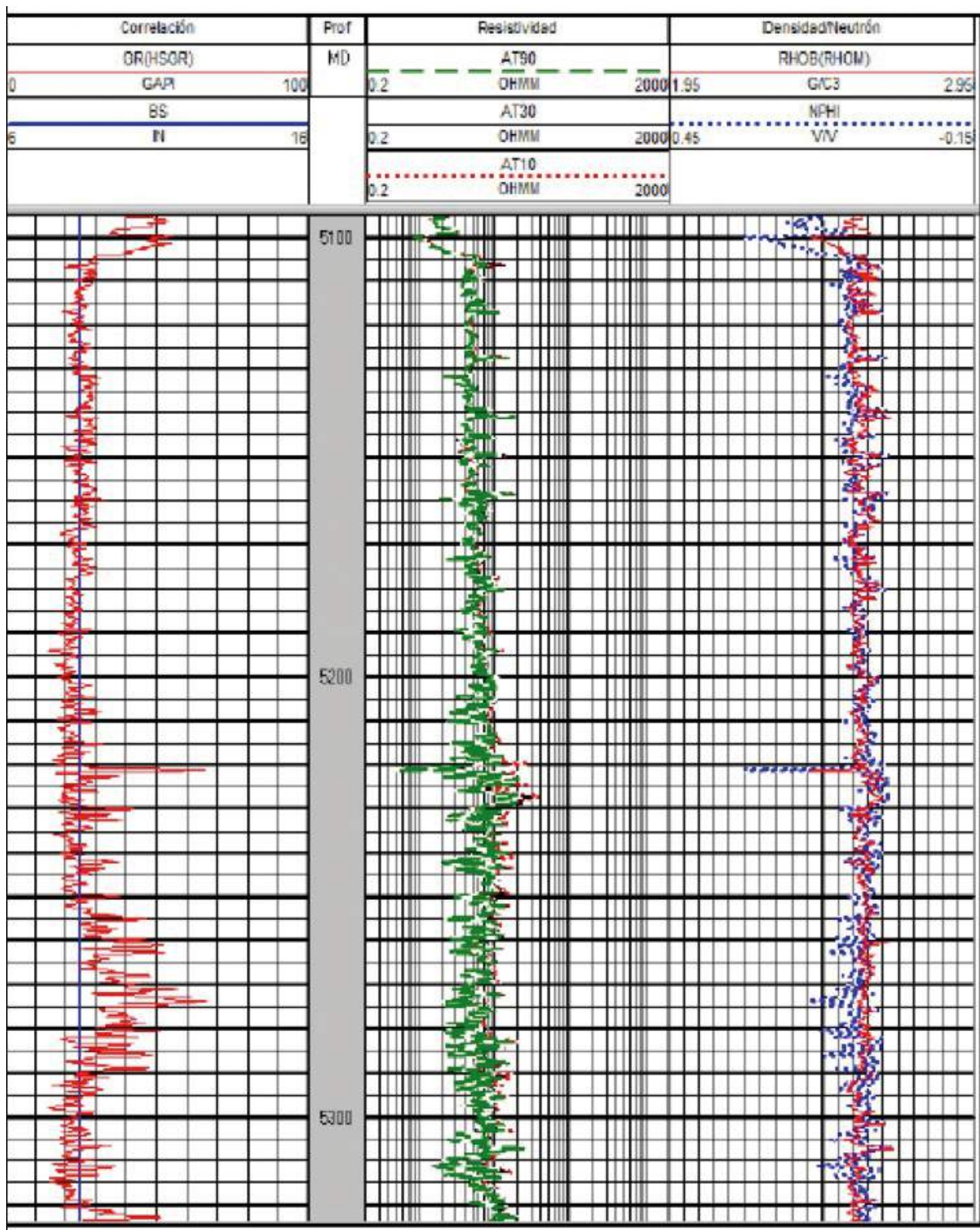


Fig. 38

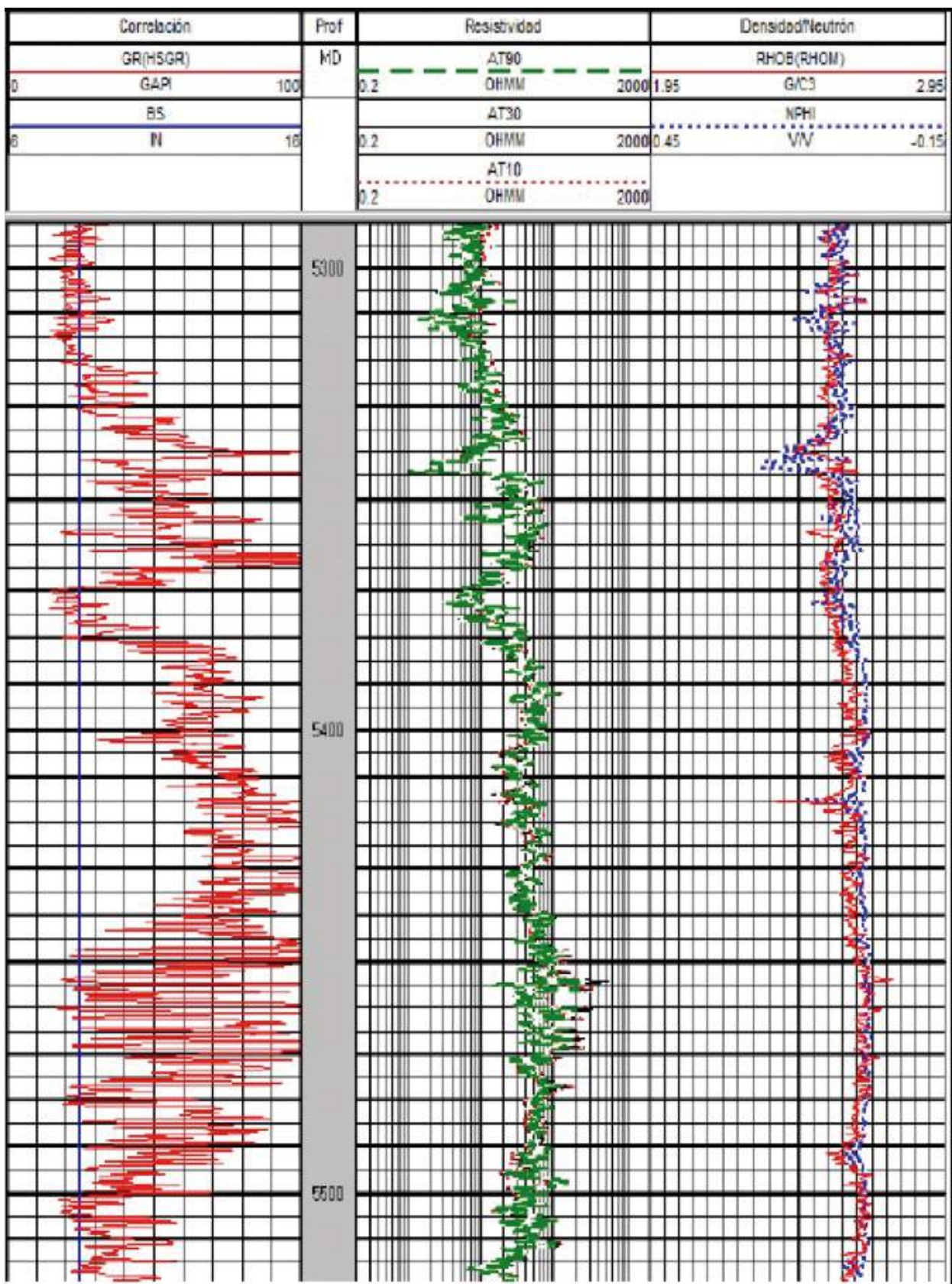


Fig. 39

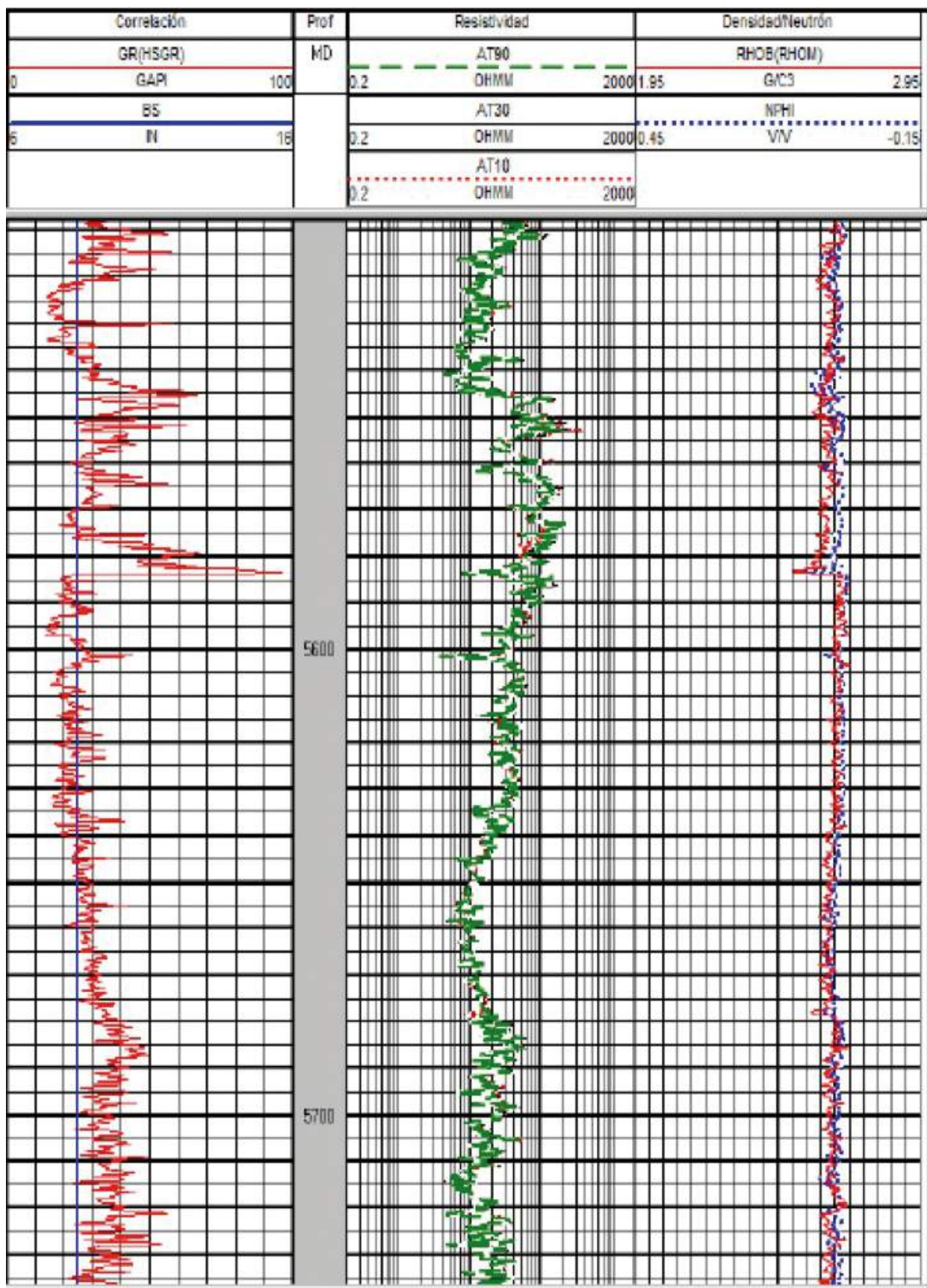


Fig. 40

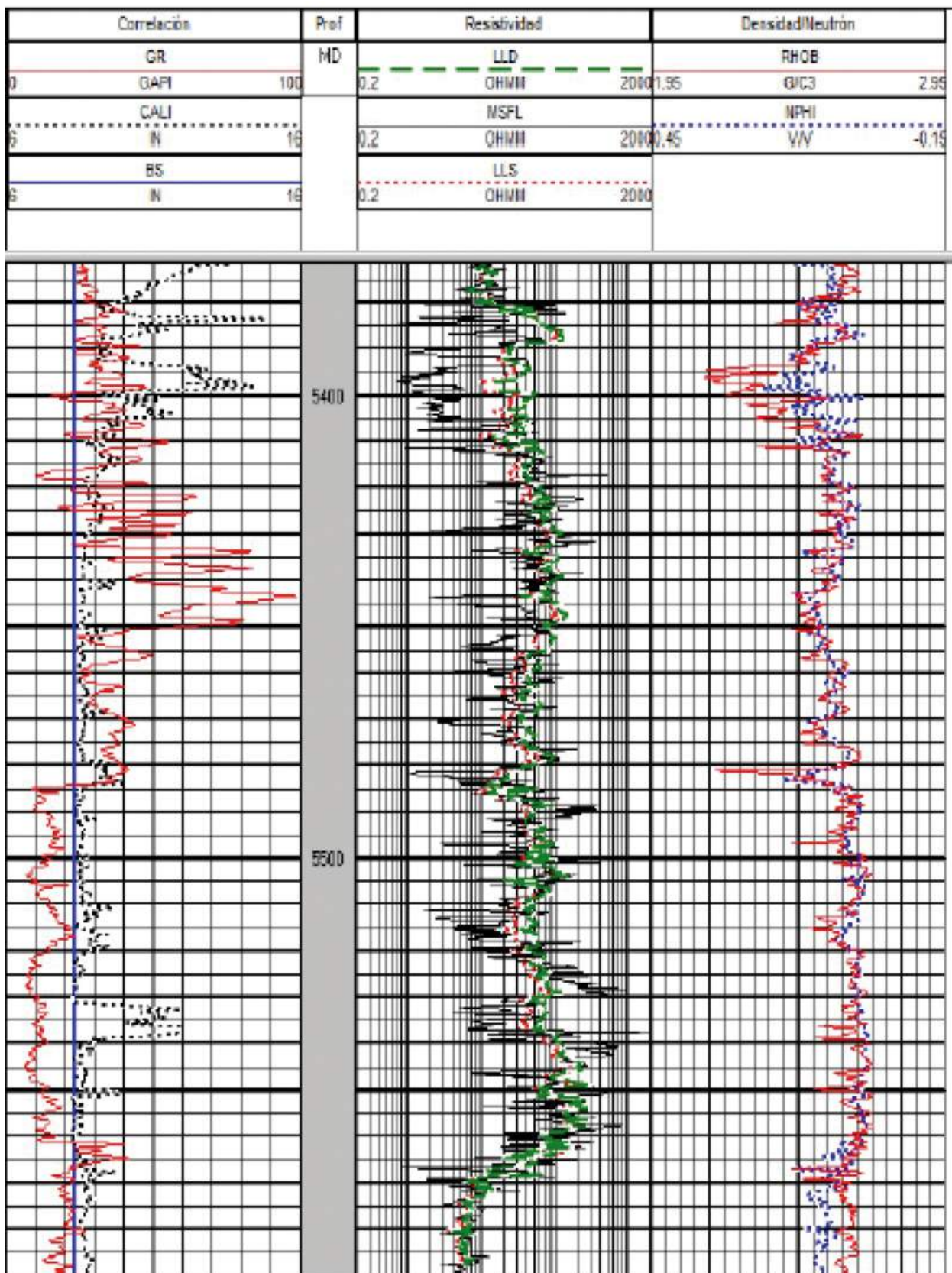


Fig. 41

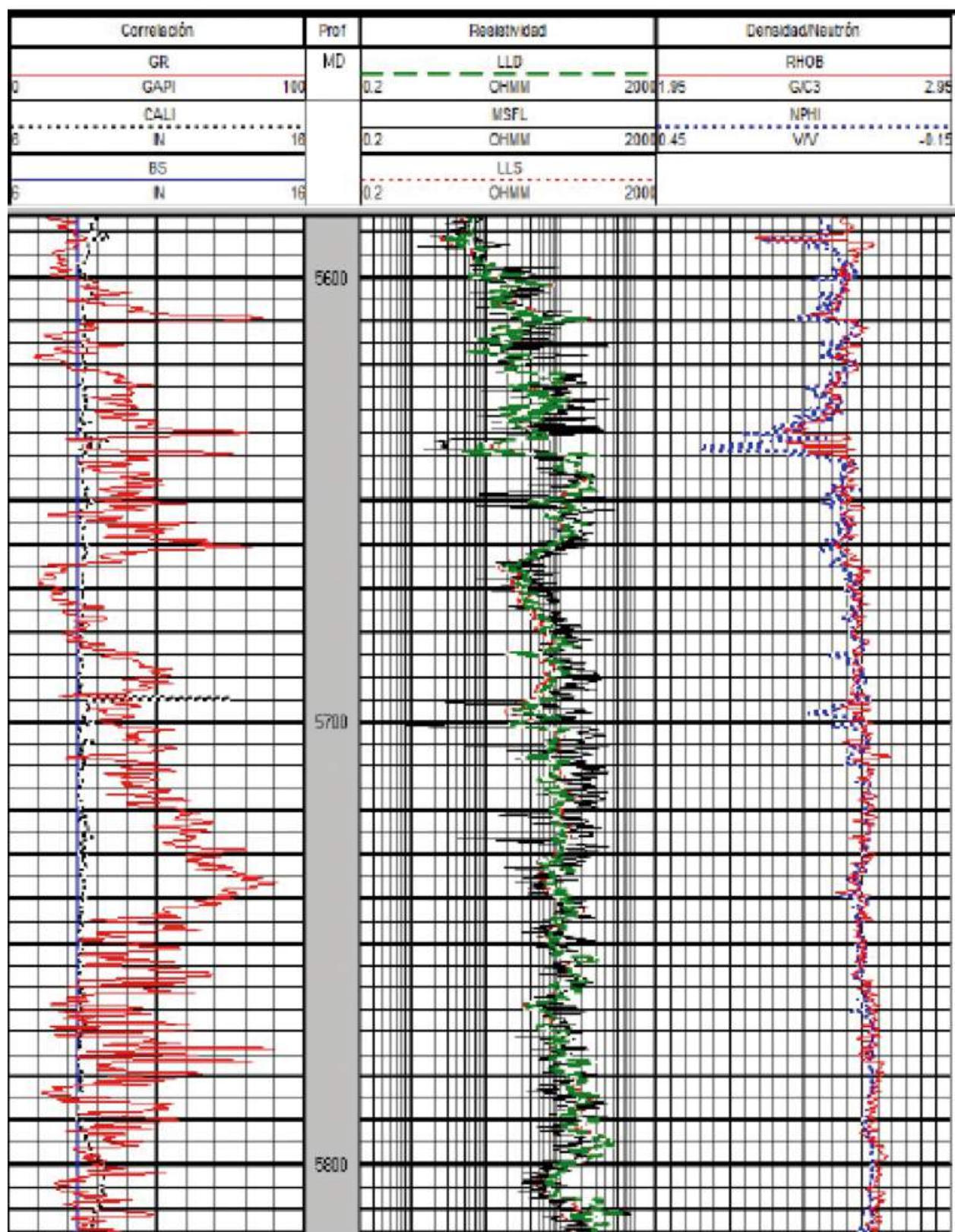


Fig. 42

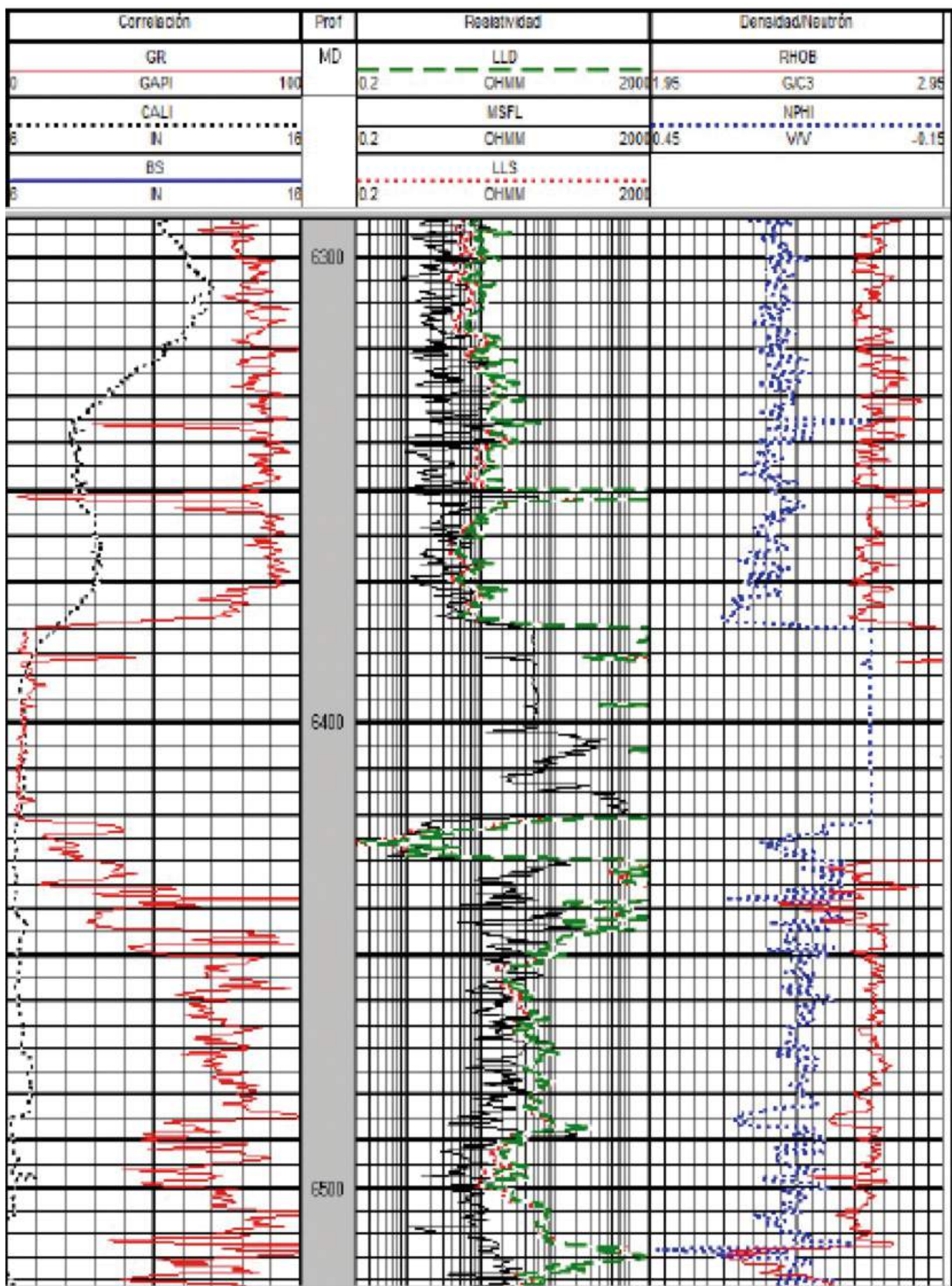


Fig. 43

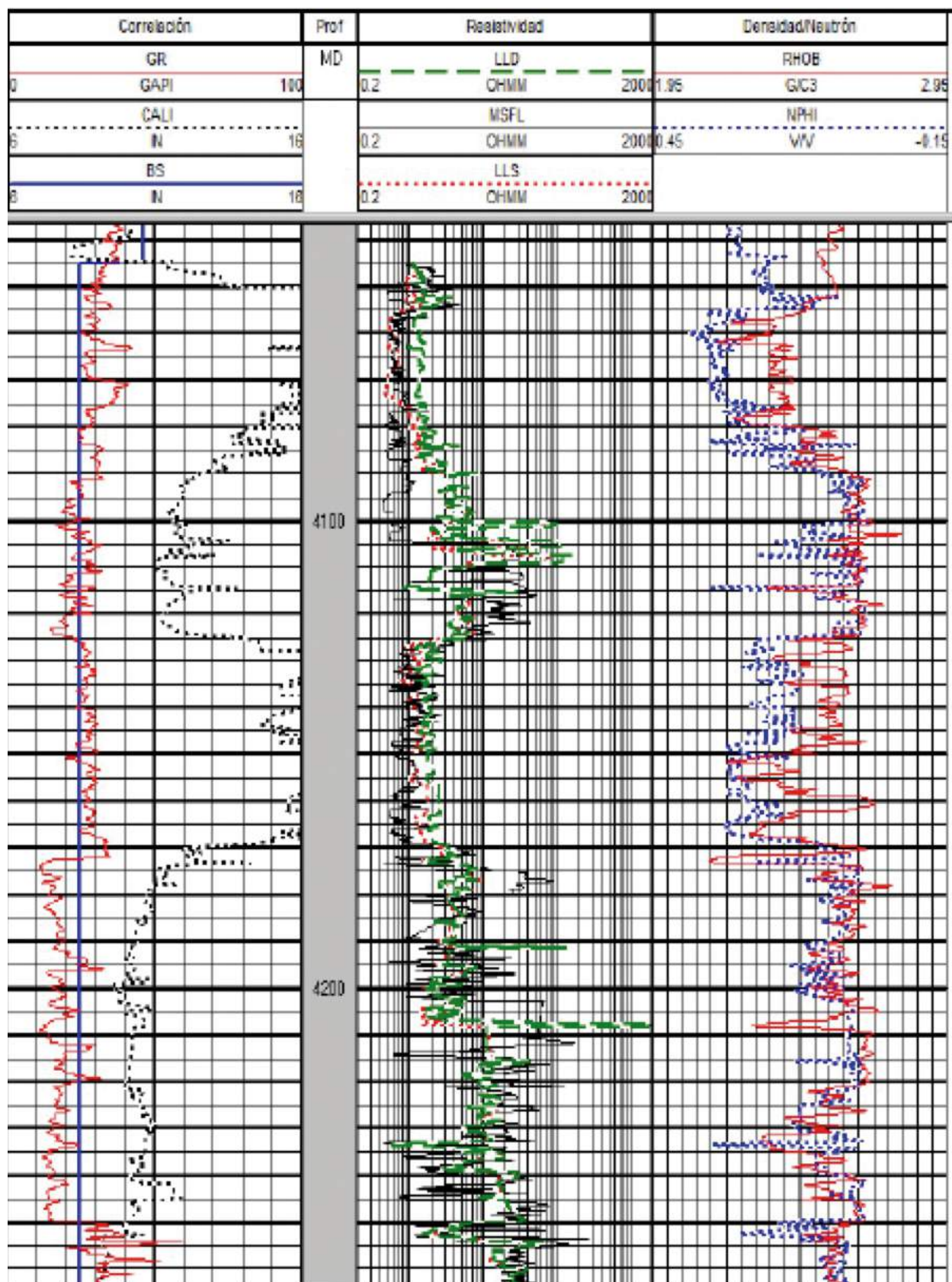


Fig. 44

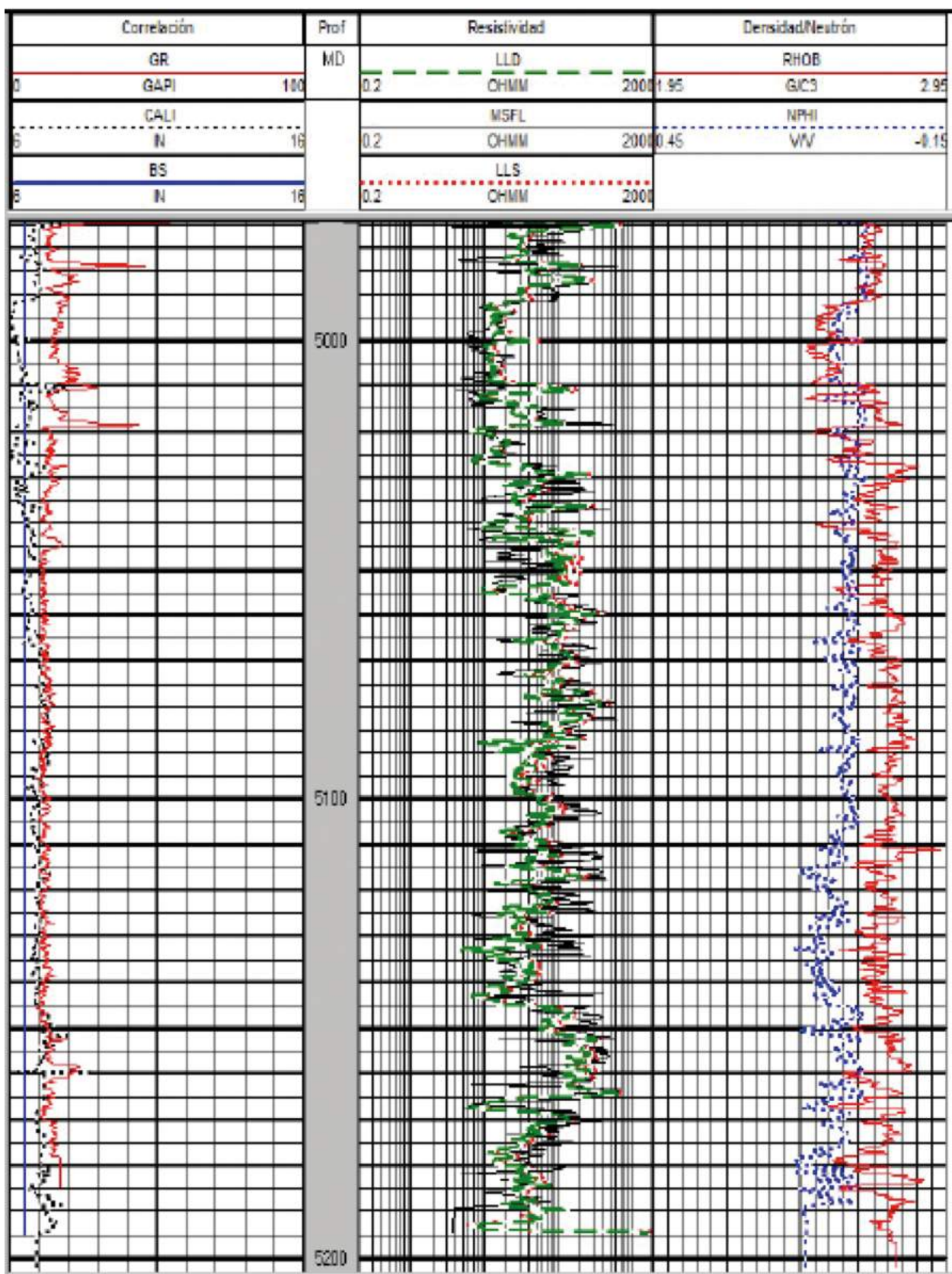


Fig. 45

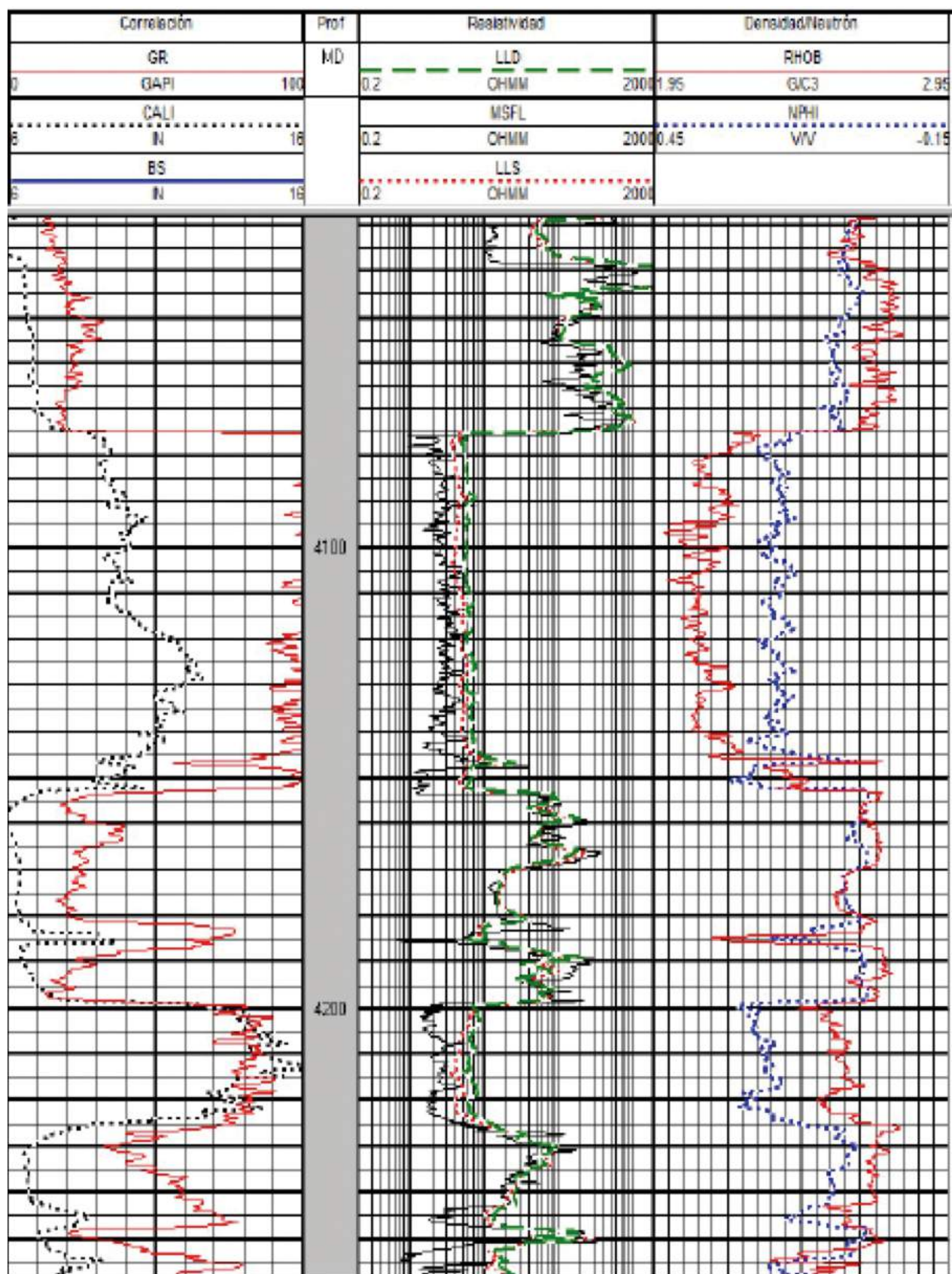


Fig. 46

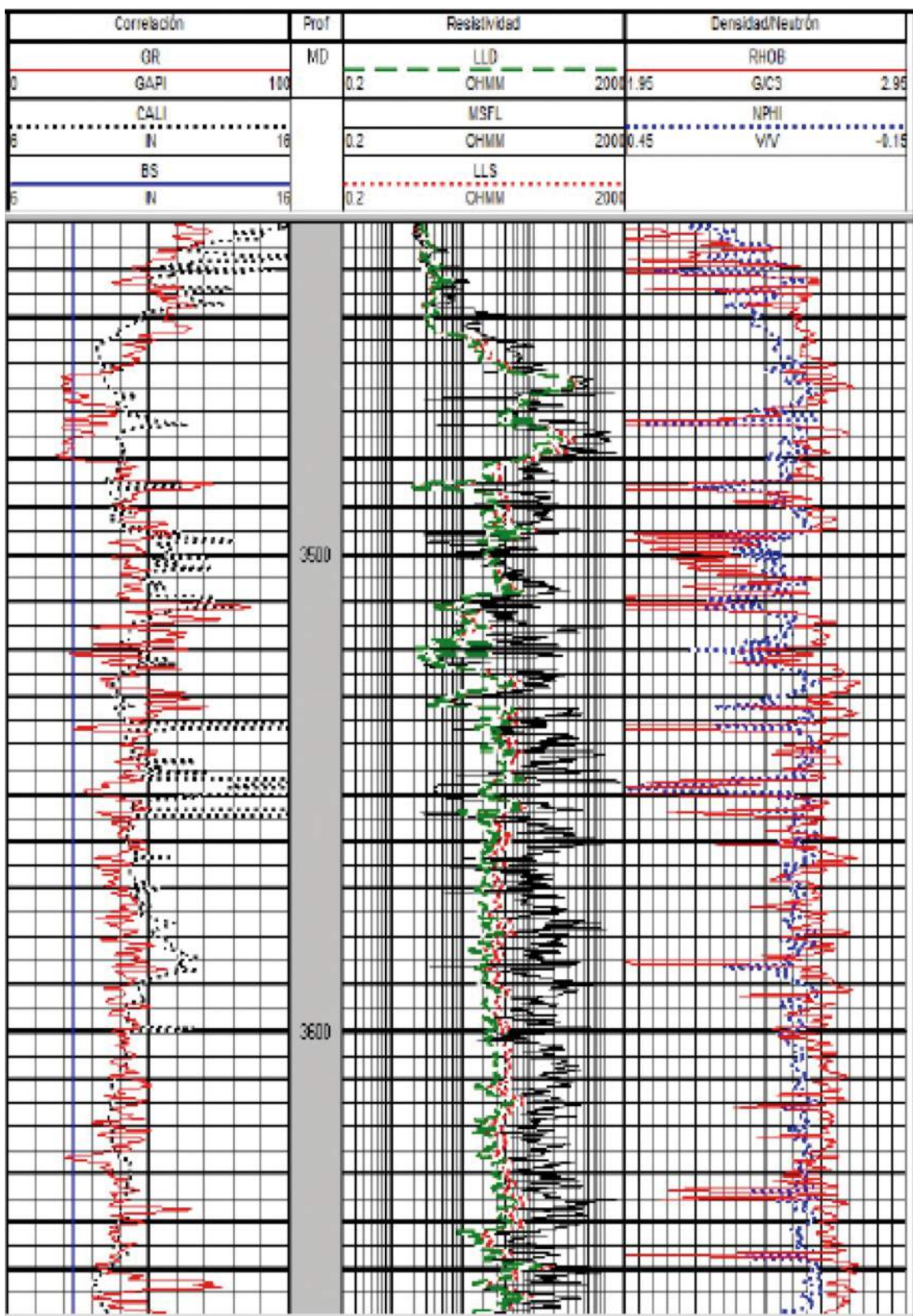


Fig. 47

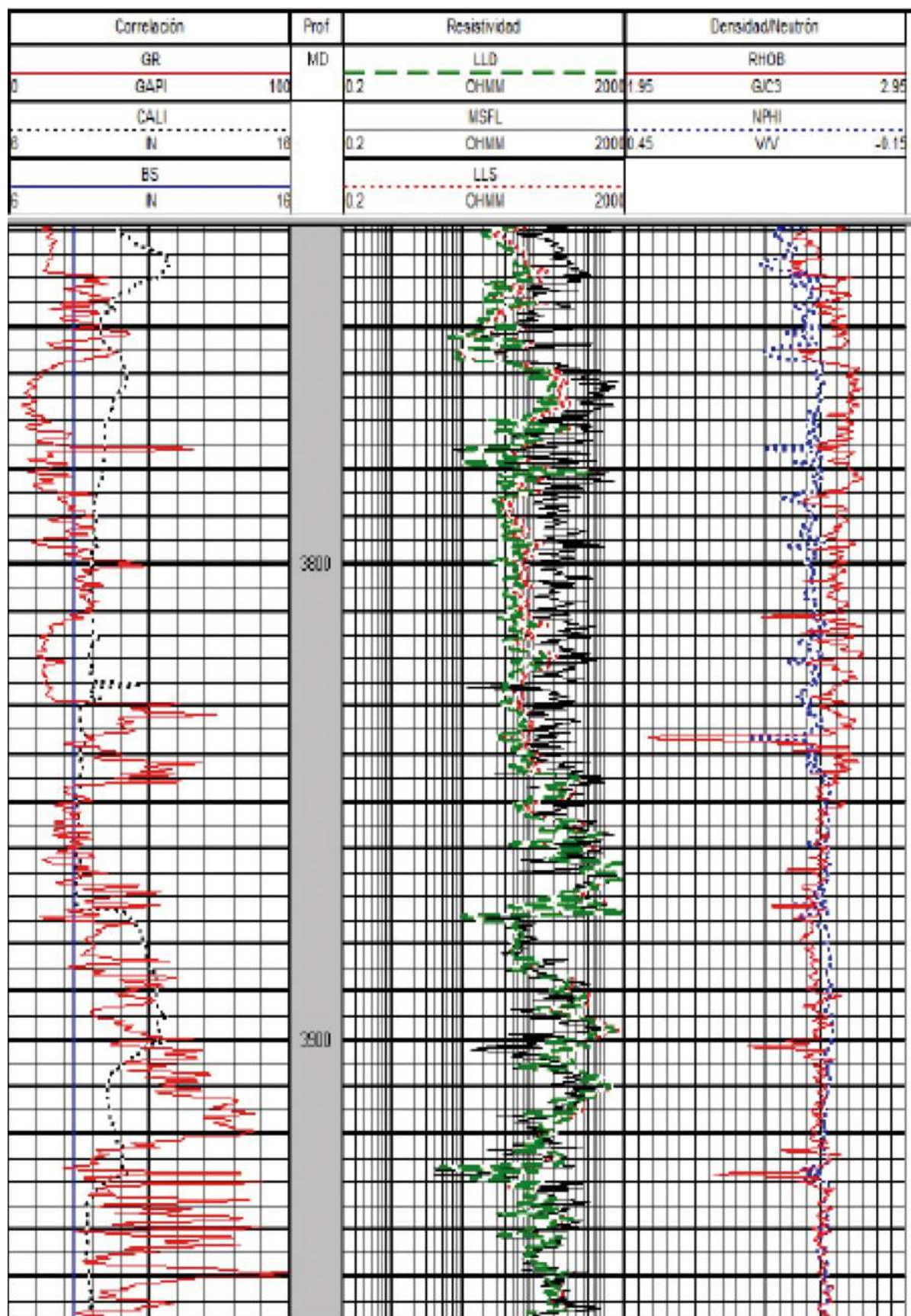


Fig. 48

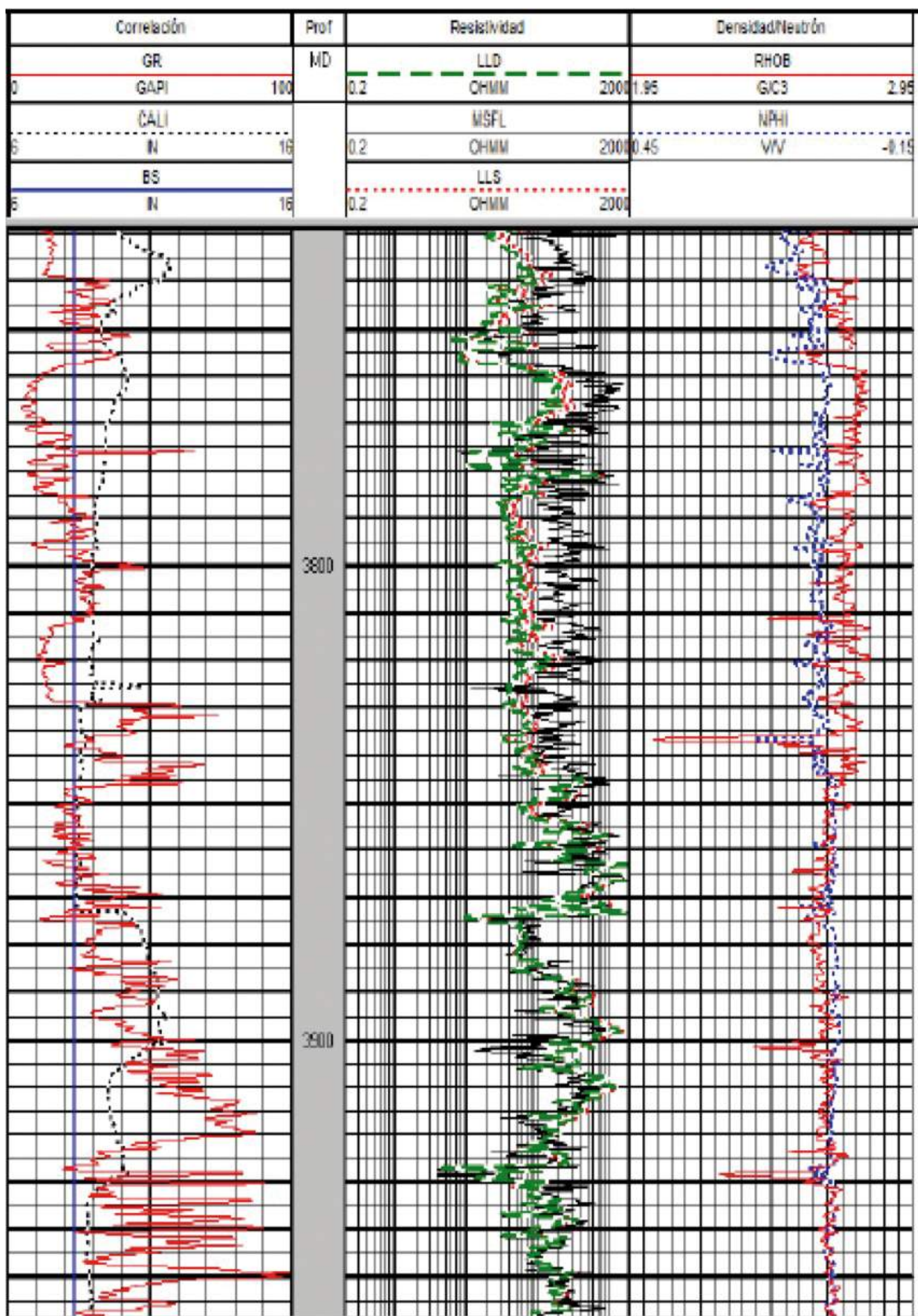


Fig. 49

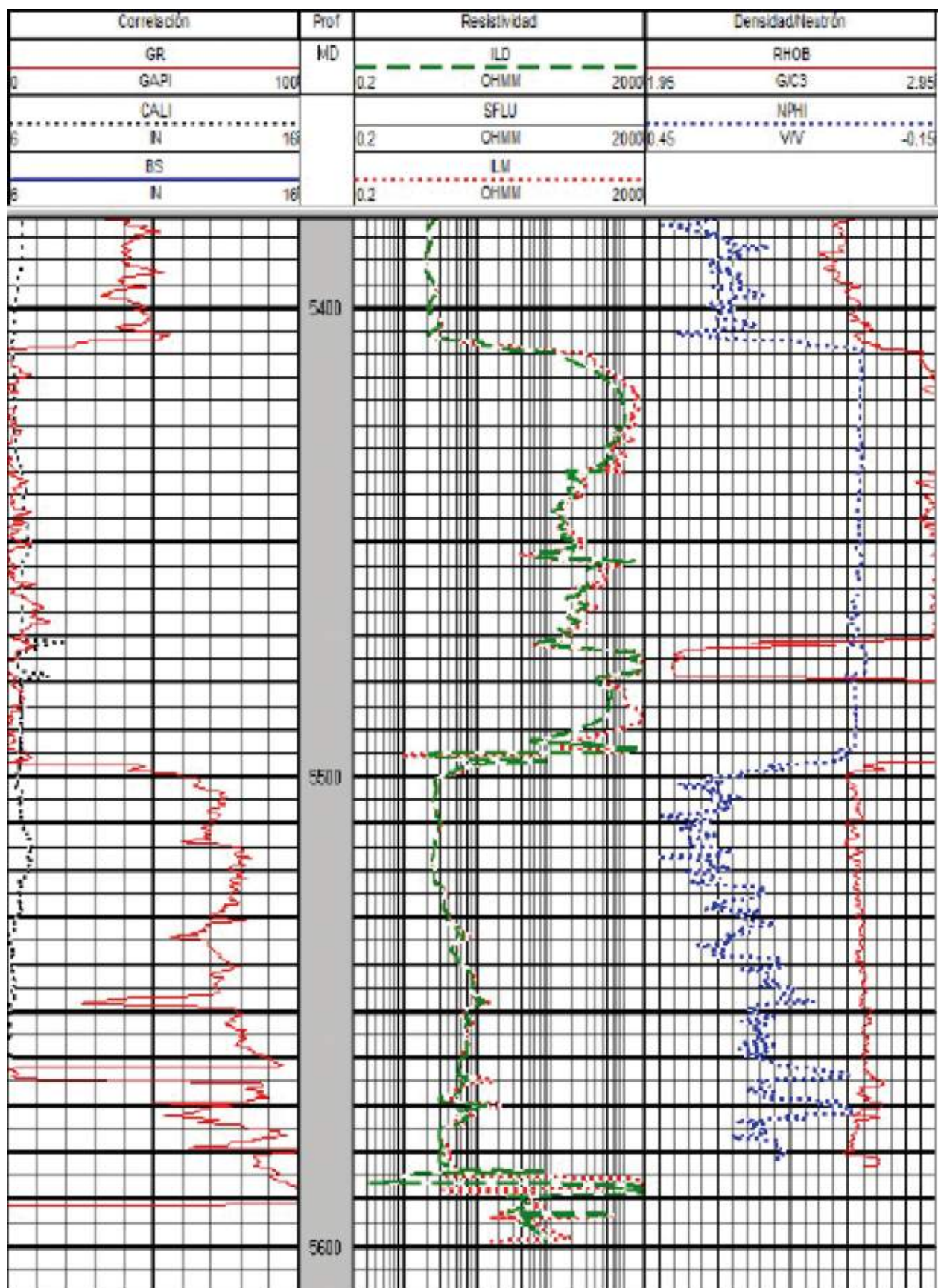


Fig. 50

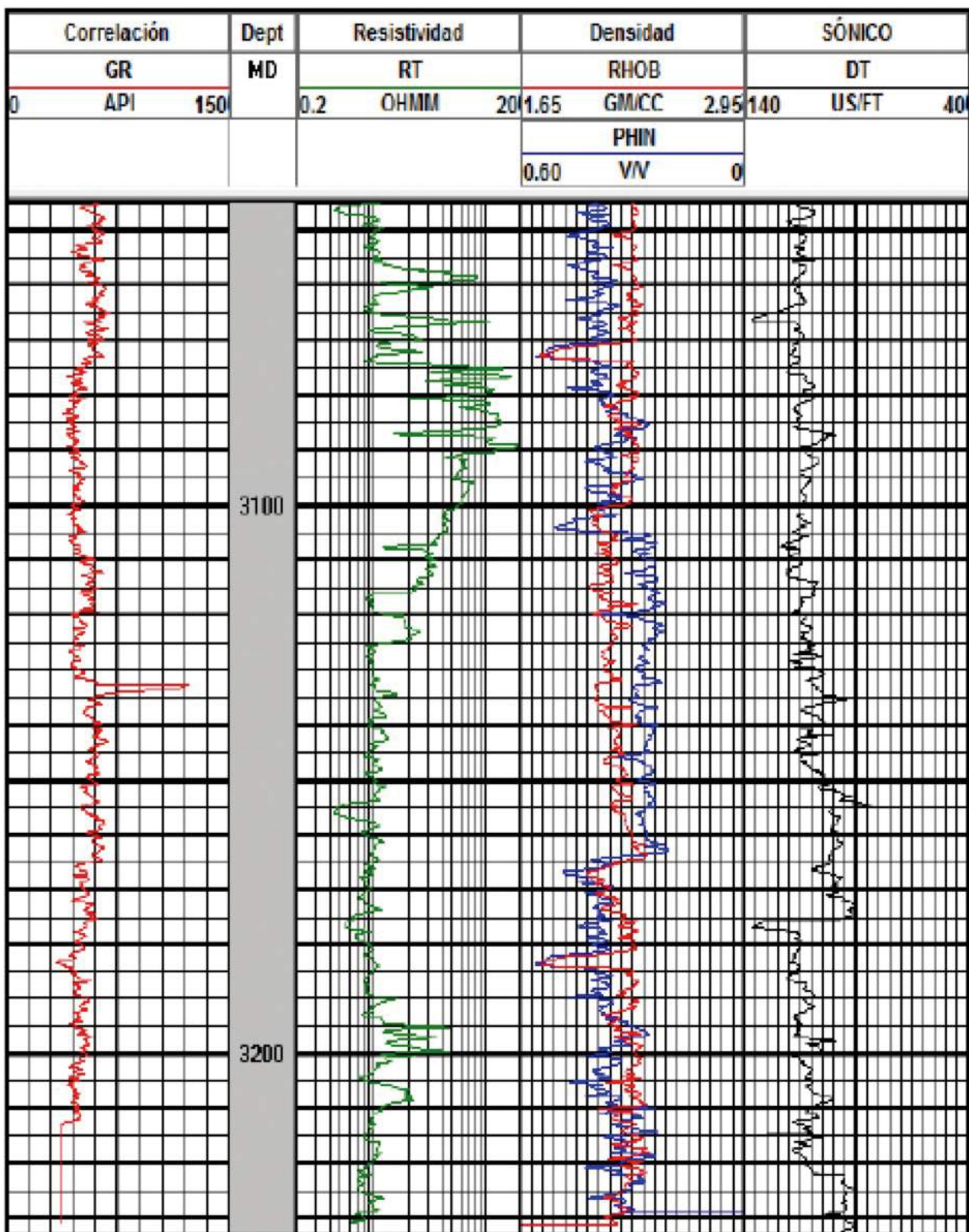


Fig. 51

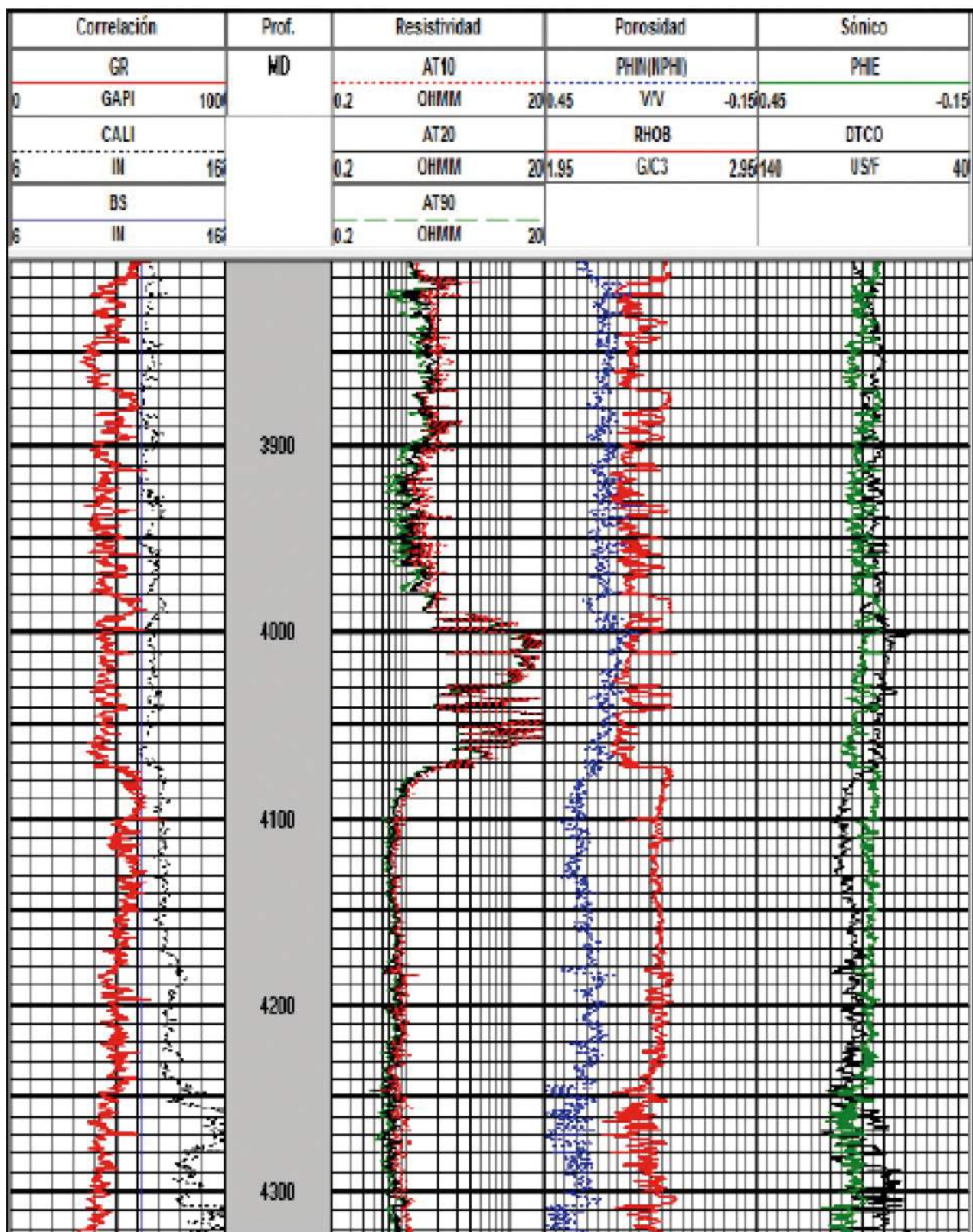


Fig. 52

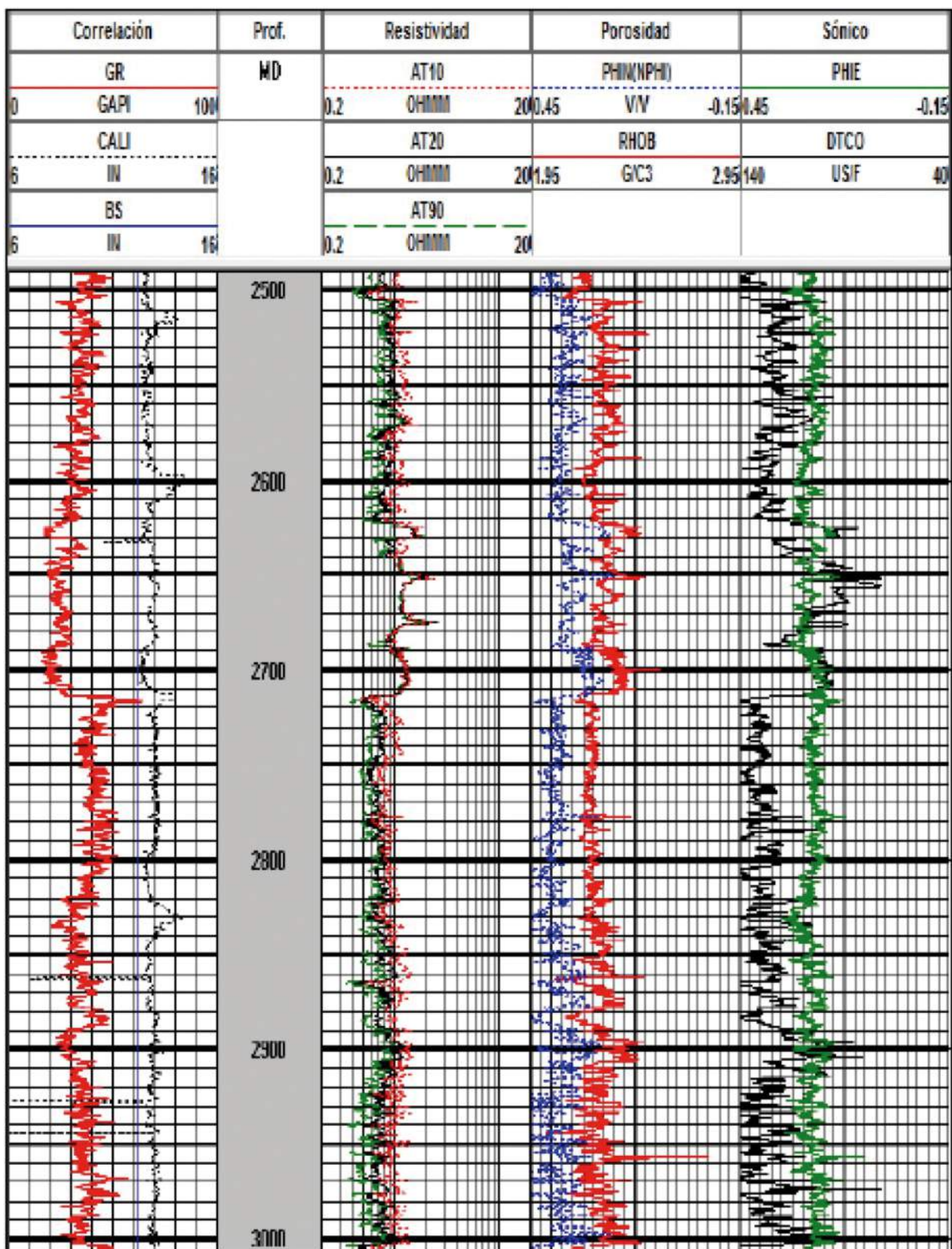


Fig. 53

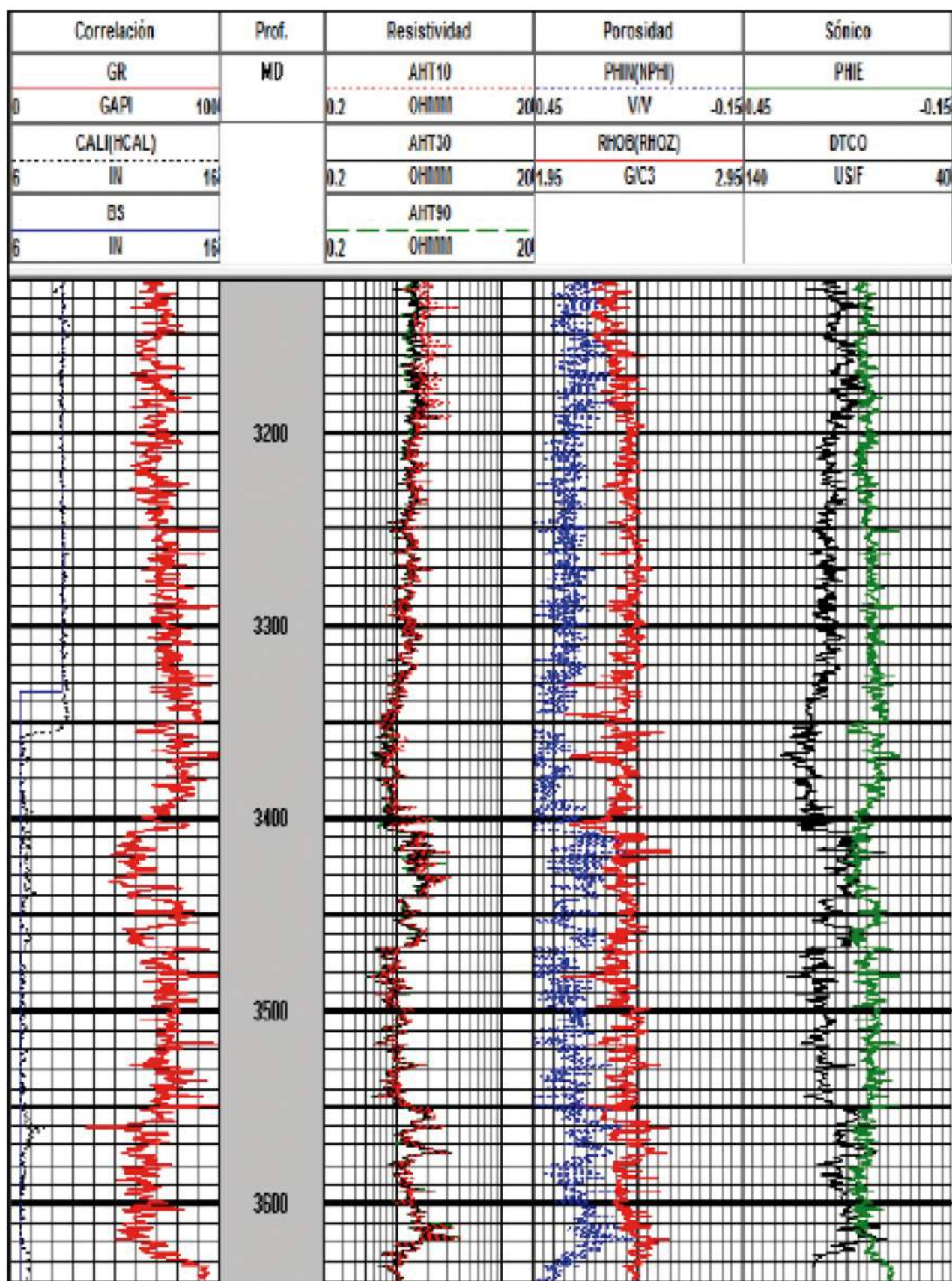


Fig. 54

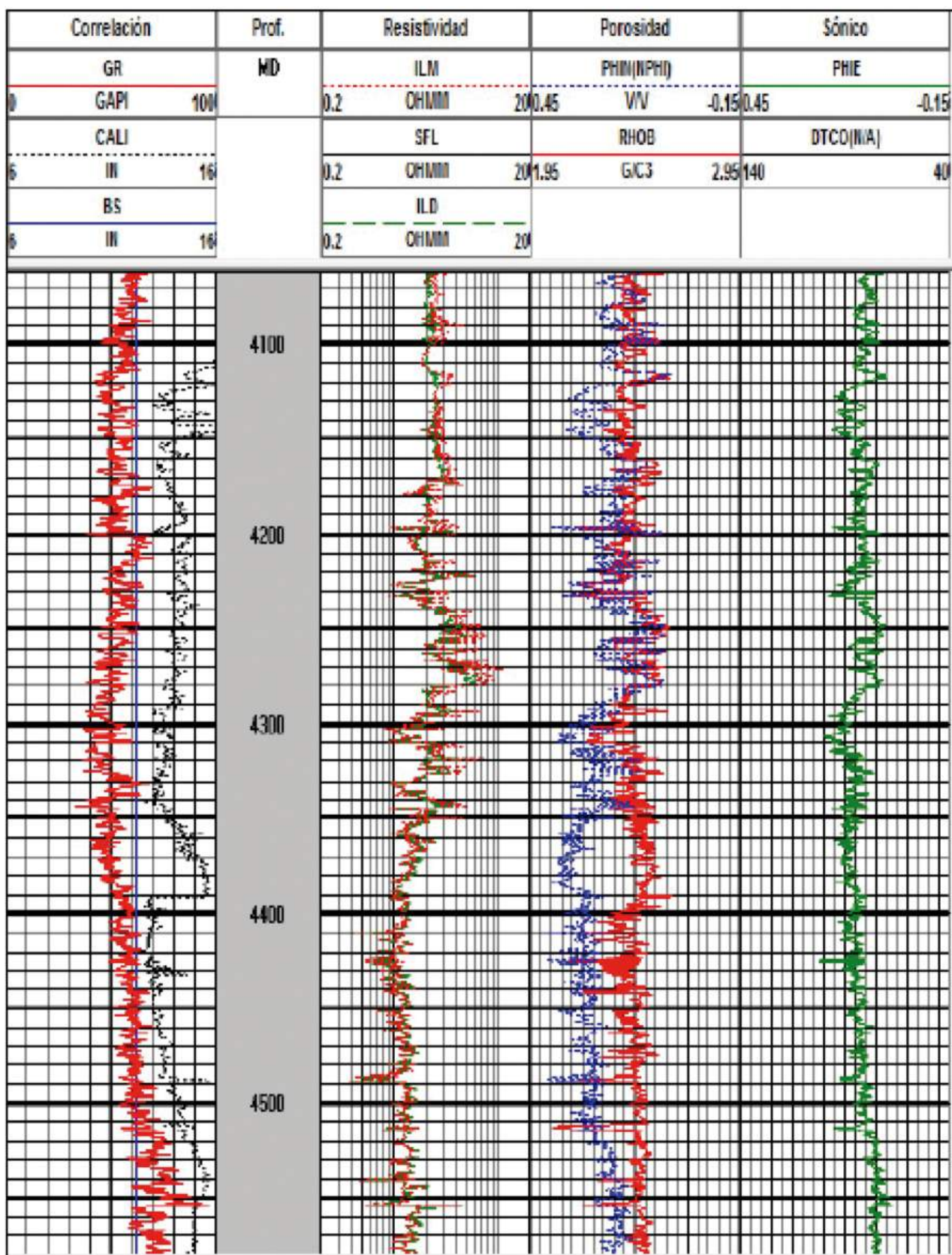


Fig. 55

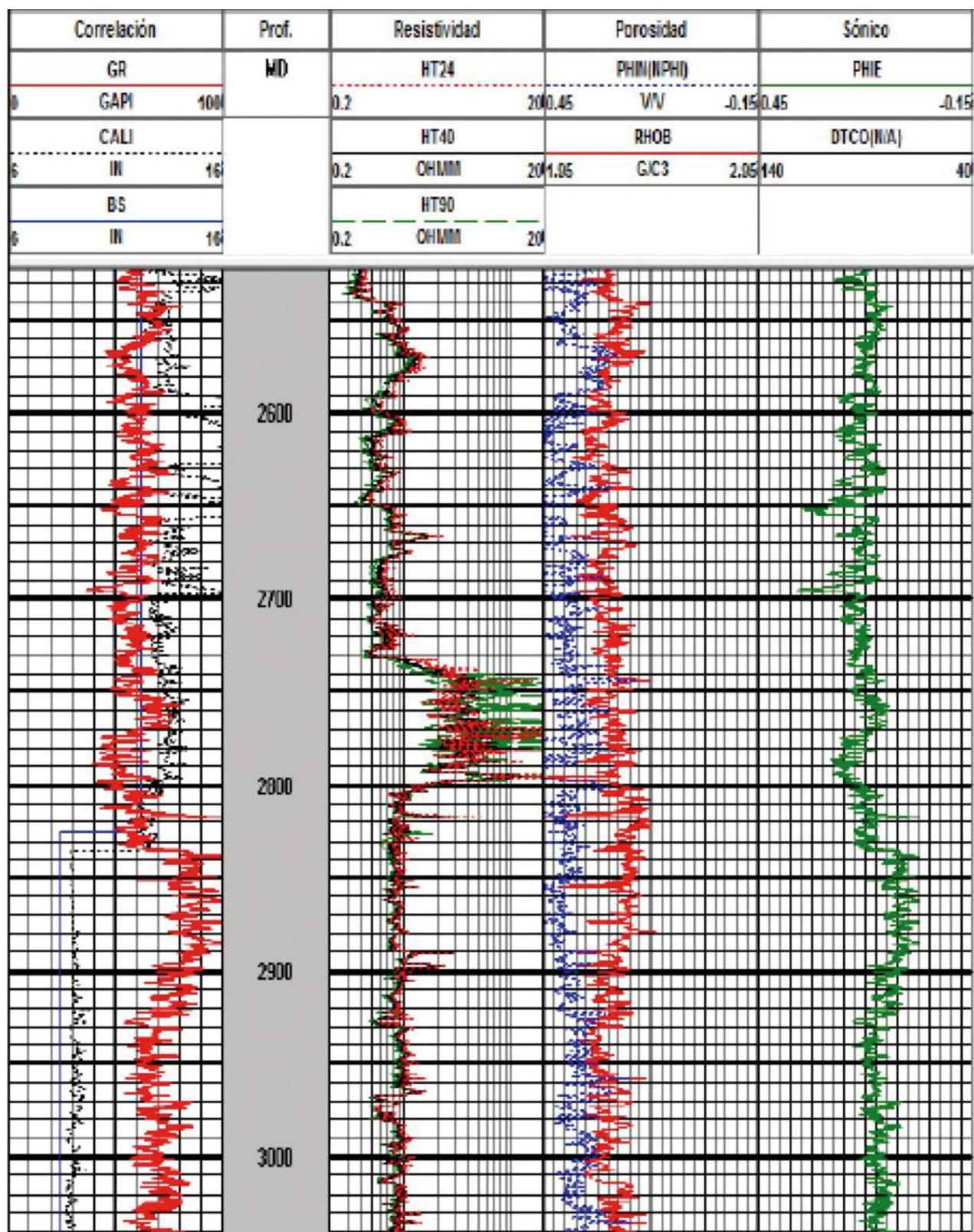


Fig. 56

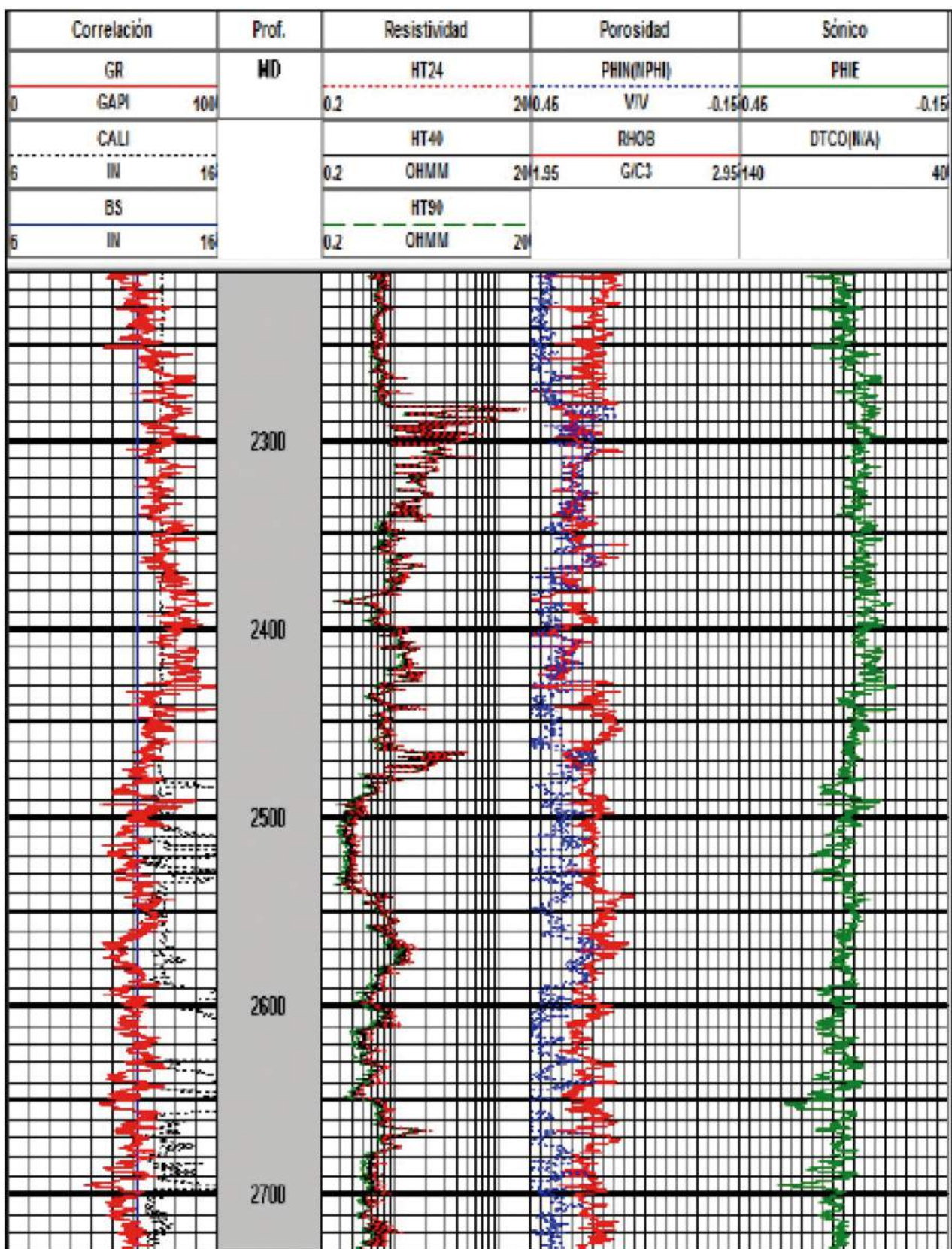


Fig. 57

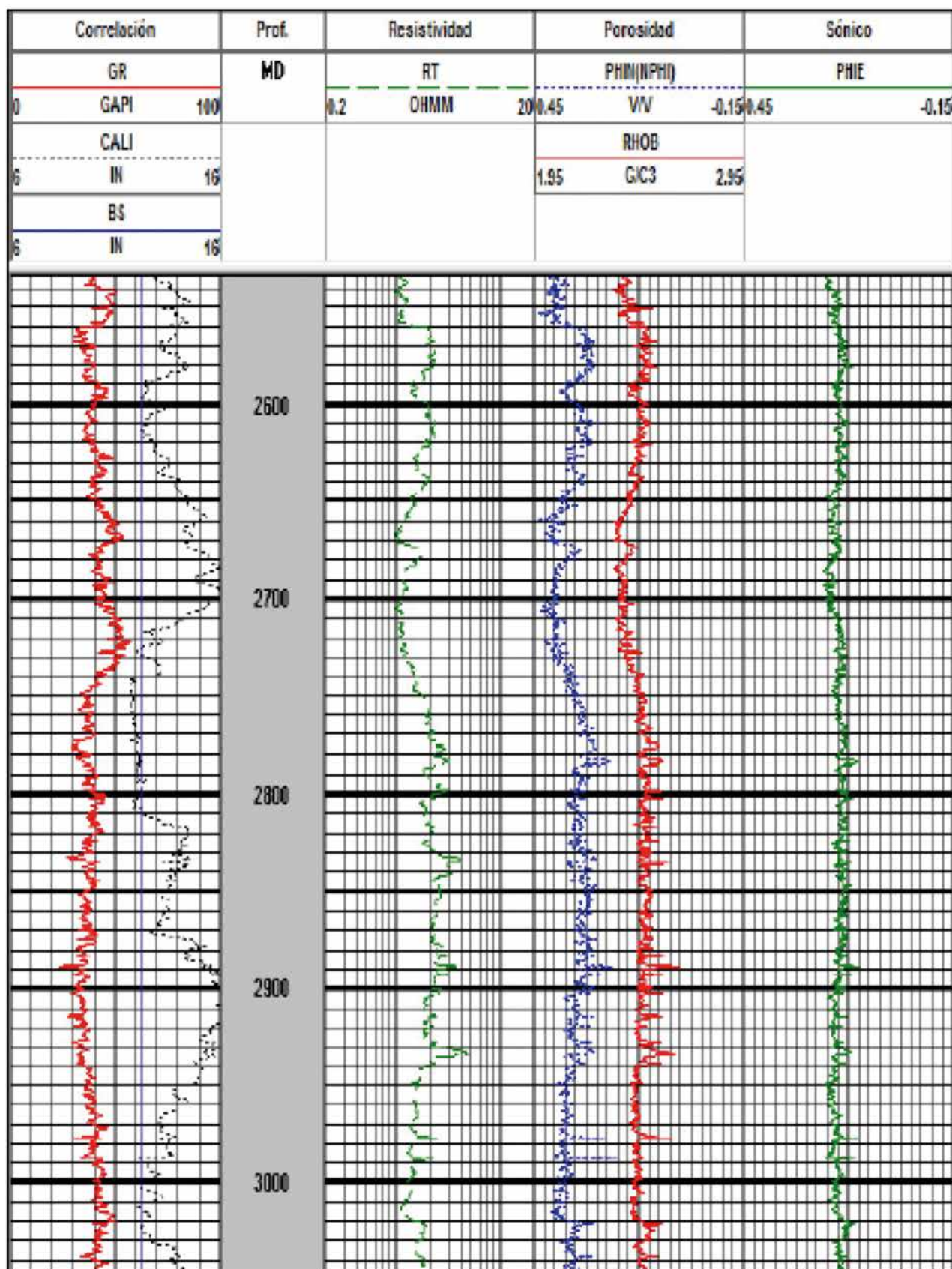


Fig. 58

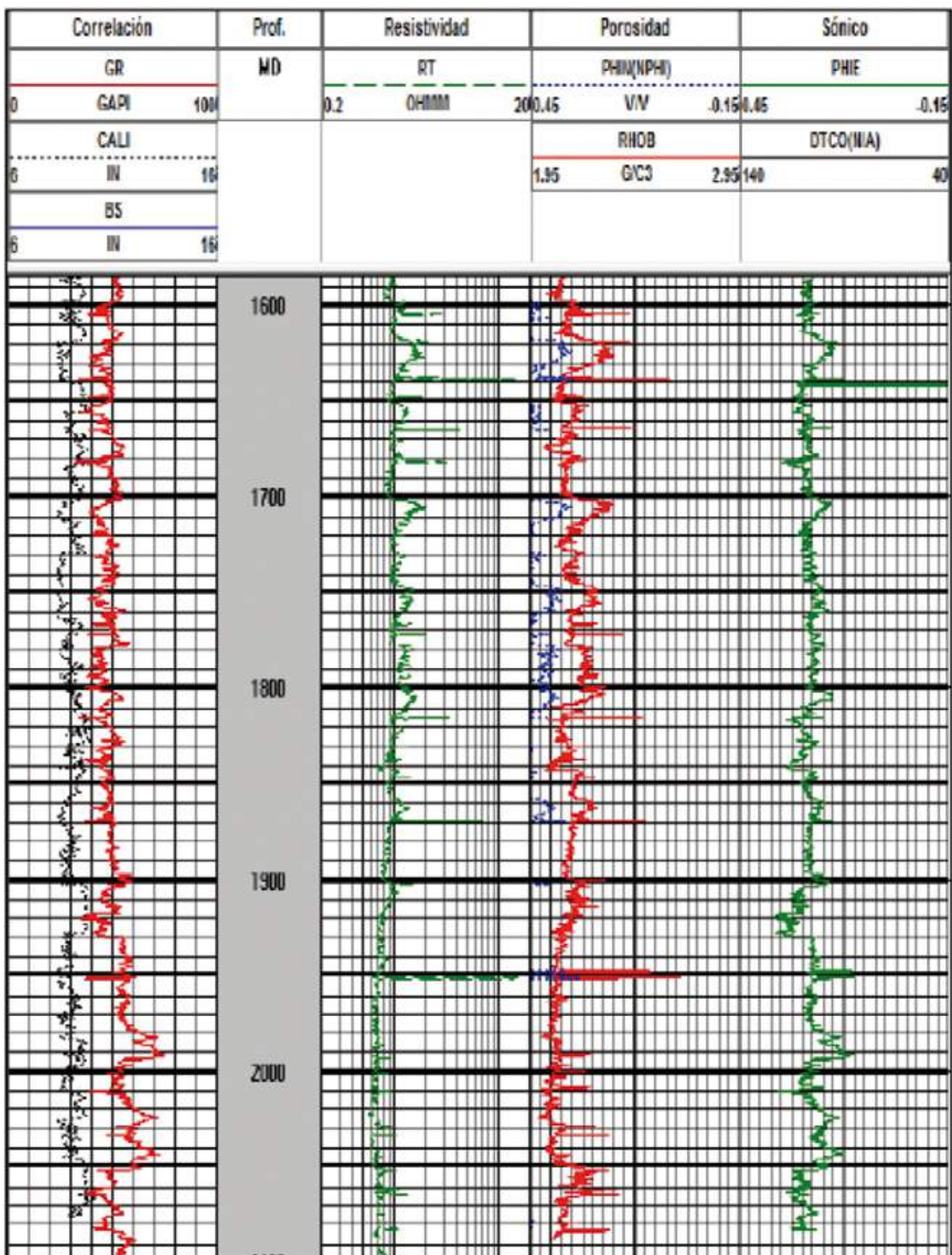


Fig. 59

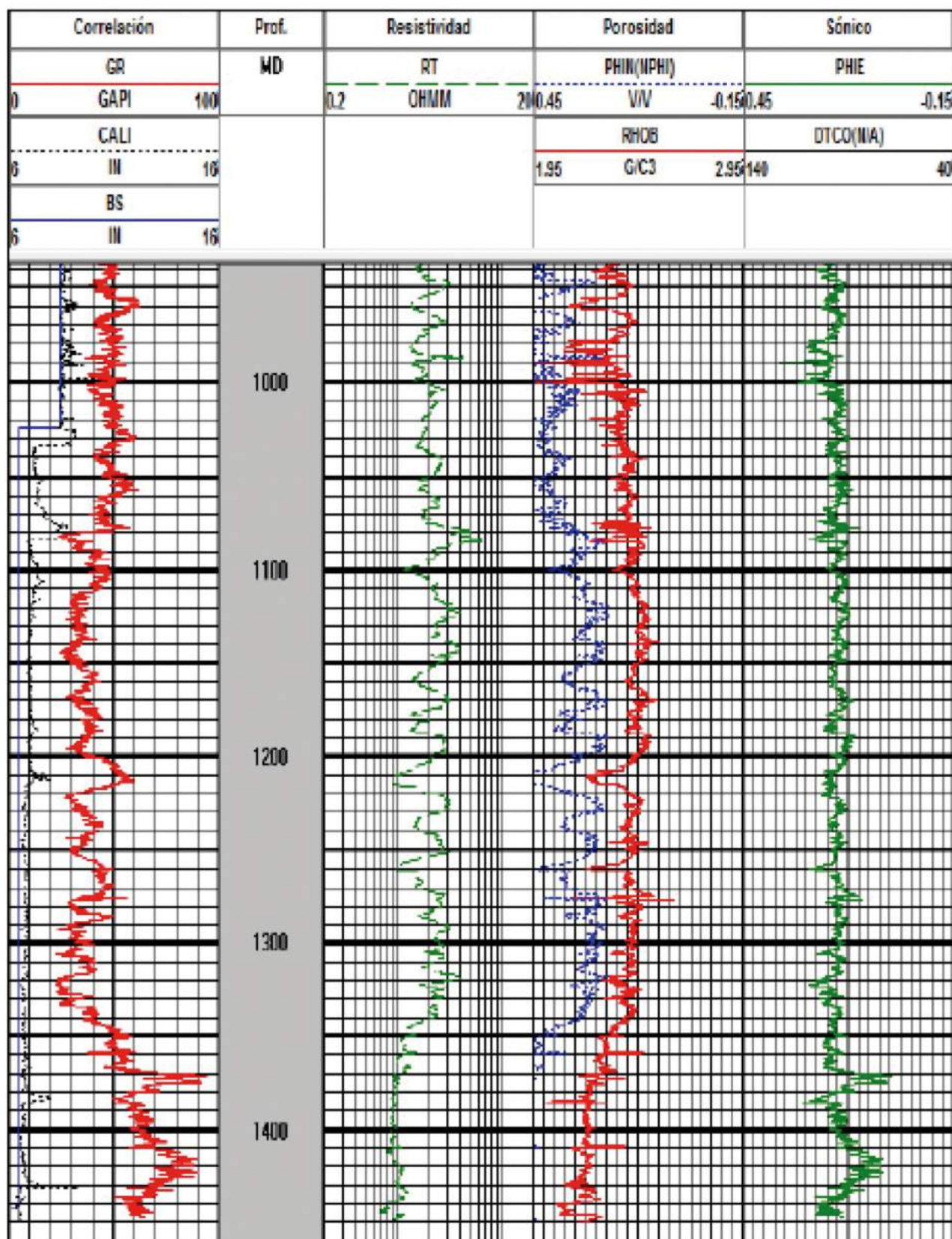


Fig. 60

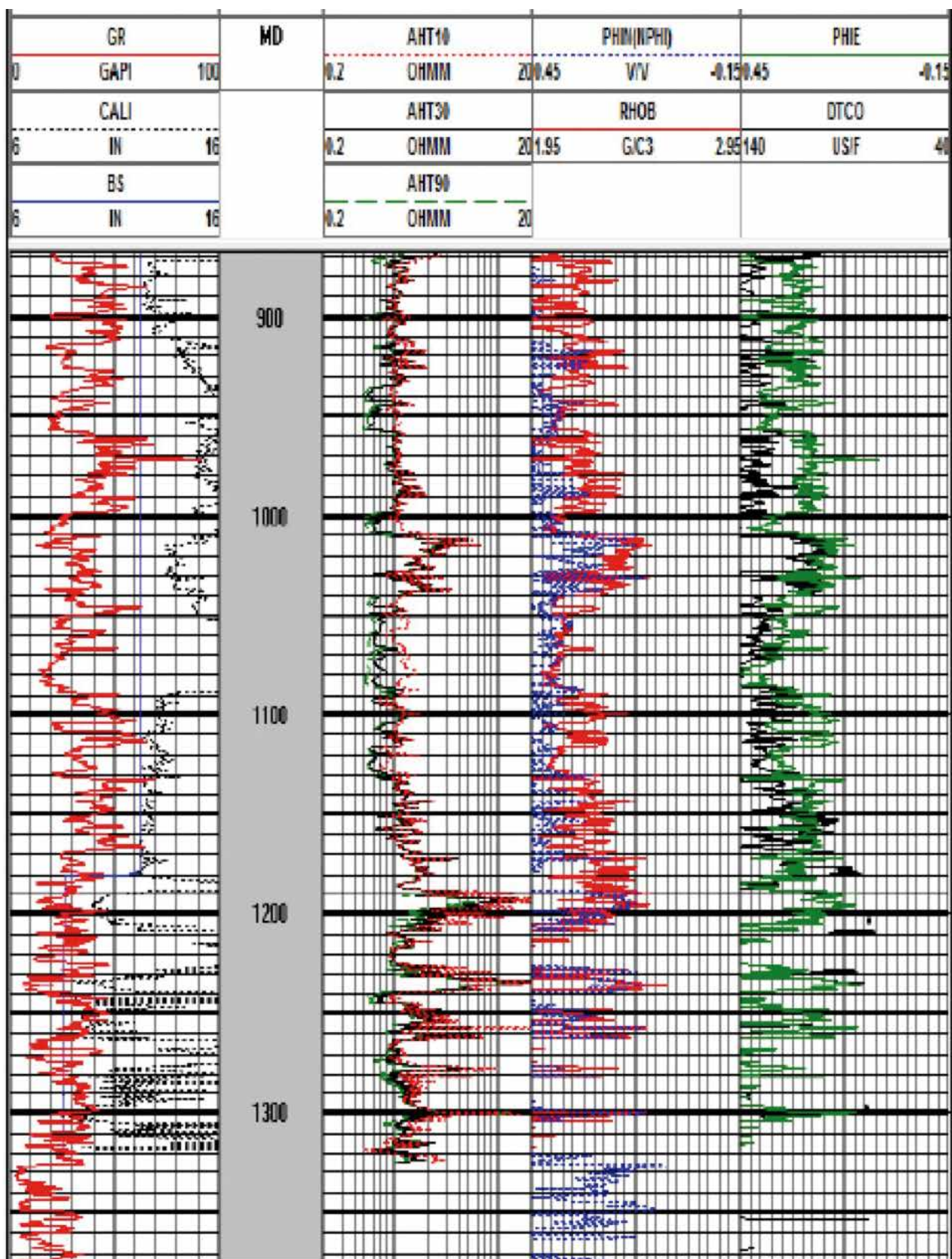


Fig. 61

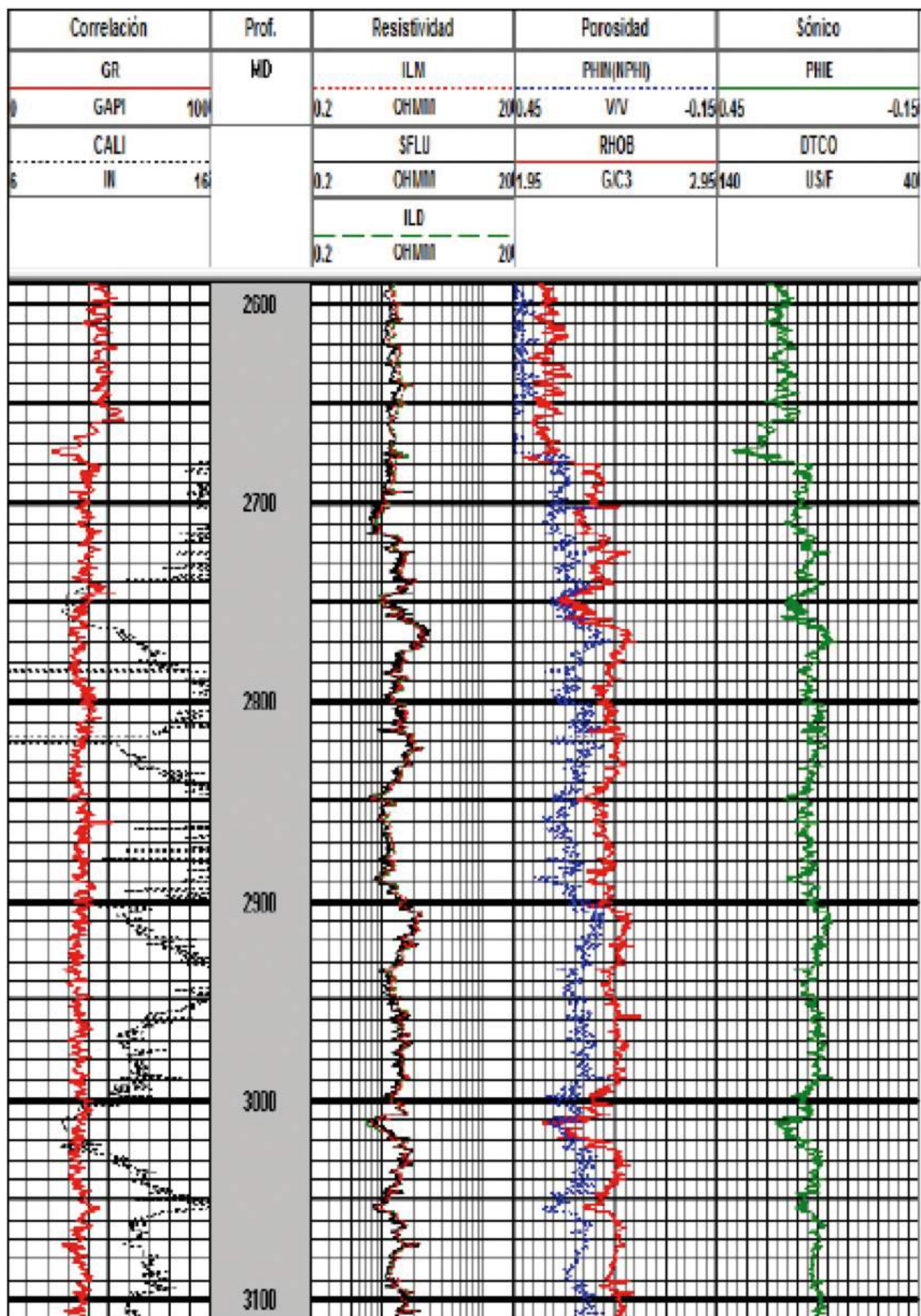


Fig. 62

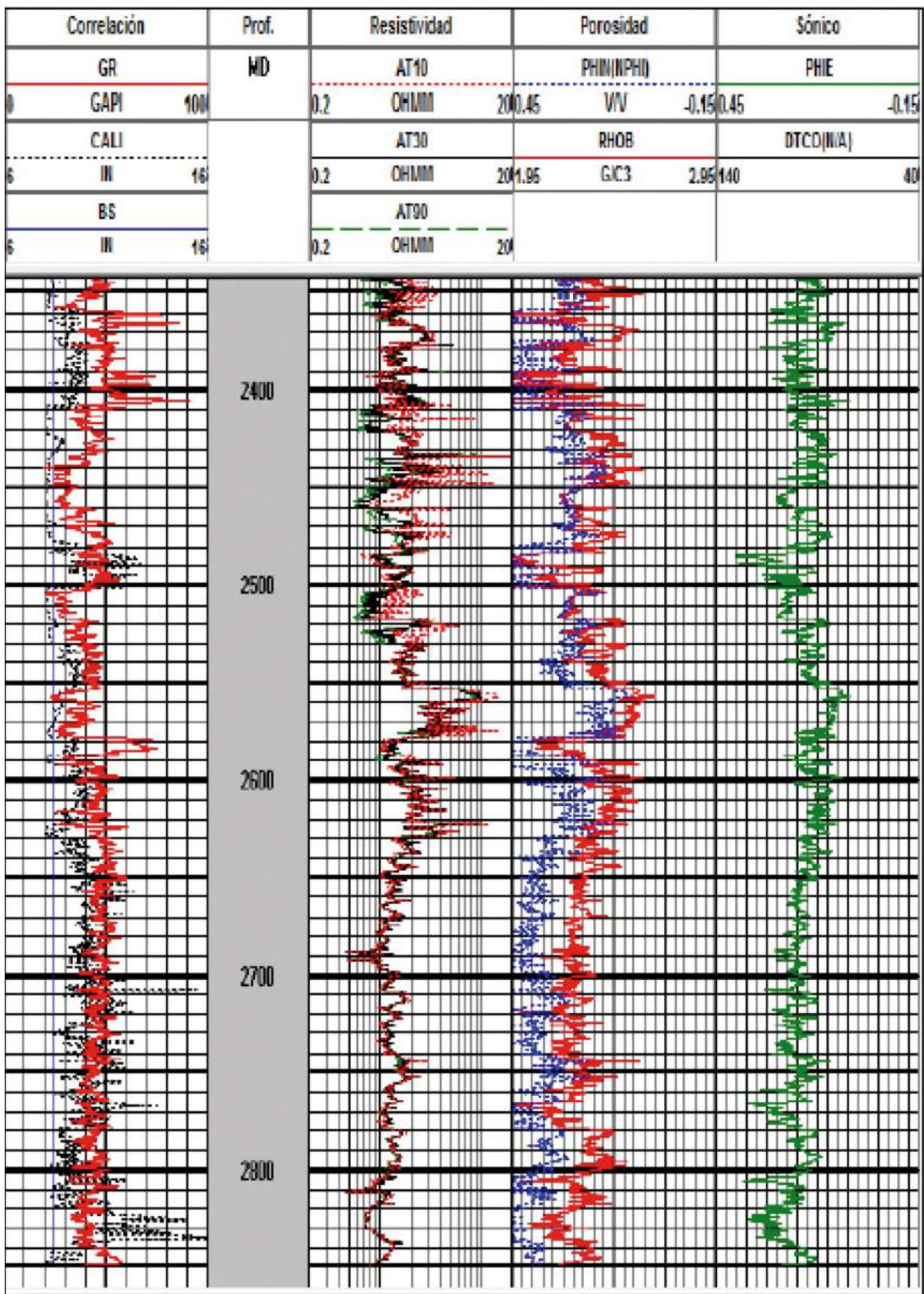


Fig. 63

EJERCICIOS

De la figura 64 a la 67 son ejercicios evaluación CUANTITATIVA.

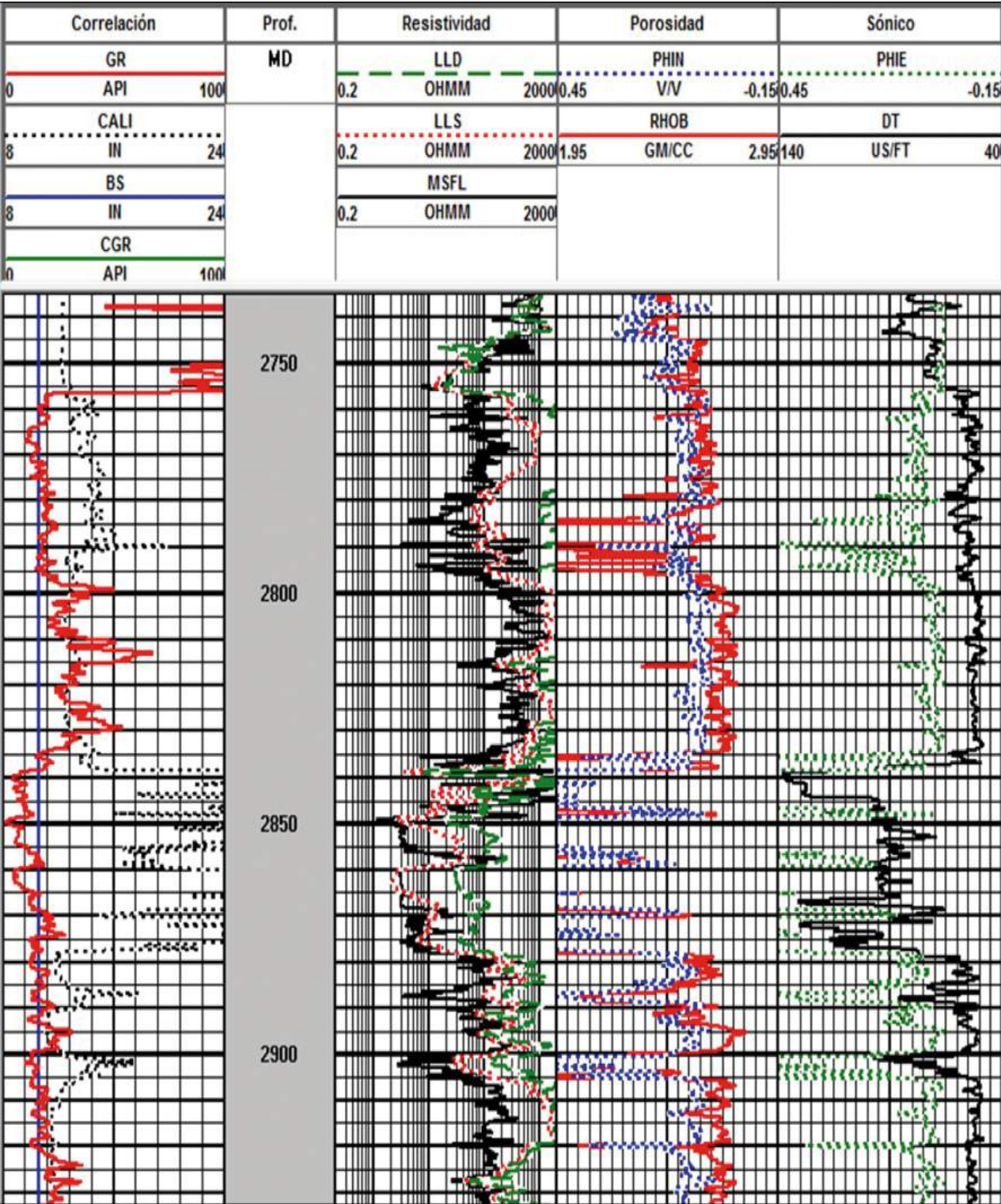


Fig. 64. Pozo 1

FORMATO DE CÁLCULO DE LA POROSIDAD EFECTIVA Y SATURACIÓN DE AGUA

Pozo:

Edad: JSK

Temp.

Densidad:

m:

Pozo:

Intervalo a evaluar:

RW:

Resistivo:

Sónico:

Salinidad: 215,000 ppm.

Edad:

Profundidad (m)	Resistividad (Ω/m)	Densidad (δ)	Porosidad (ϕ_n)	Porosidad (ϕ_e)	Saturación (S_w)	Litología

Fig. 64-2. Pozo 1

DATOS

Temp. Max: 125 °

Temp. Sup: 27° C

Prof. Max. Reg: 3500 m

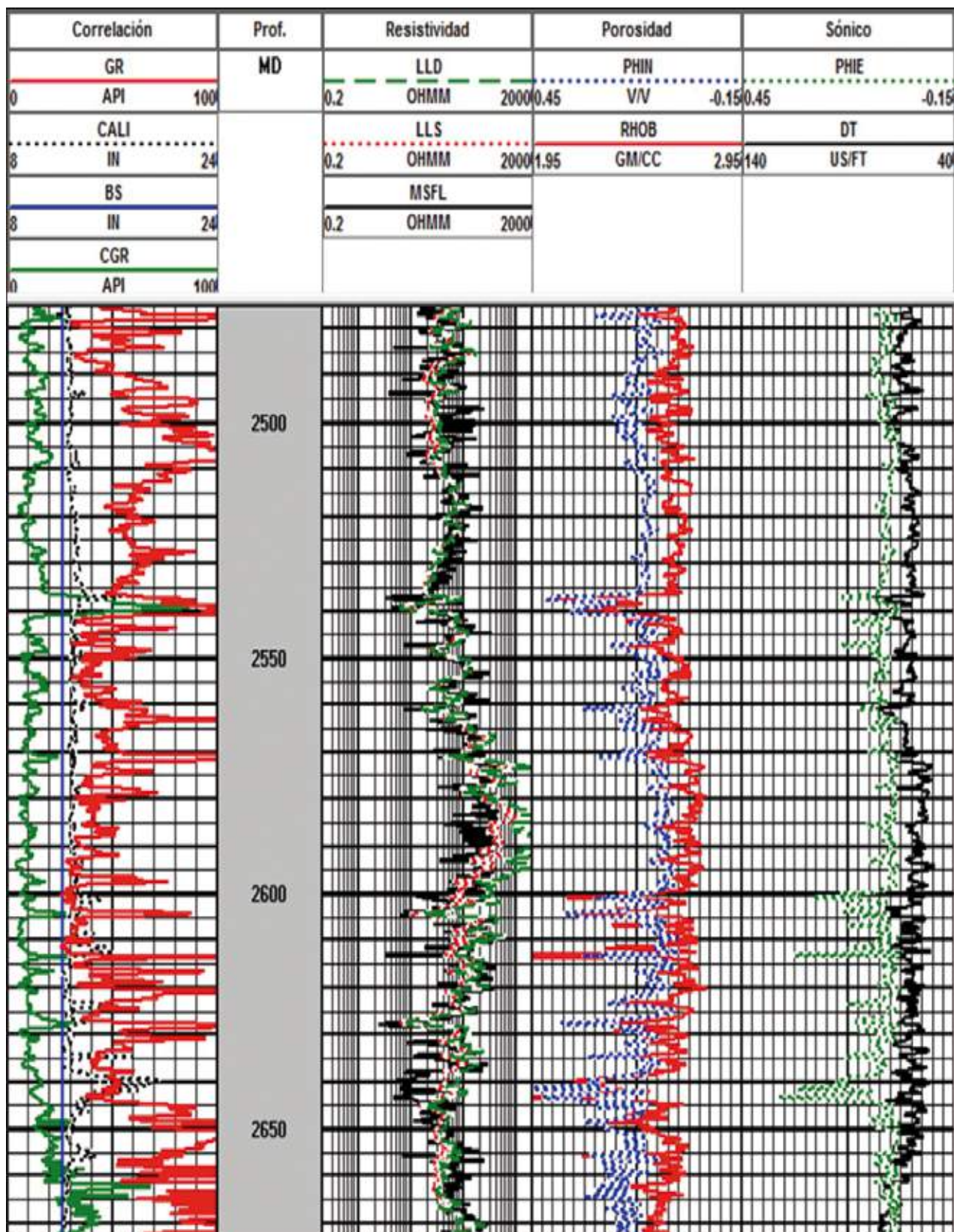


Fig. 65. Pozo 2

FORMATO DE CÁLCULO DE LA POROSIDAD EFECTIVA Y SATURACIÓN DE AGUA

Pozo:

Edad: KI

Temp.

Densidad:

m:

Pozo:

Intervalo a evaluar:

RW:

Resistivo:

Sónico:

Salinidad: 140,000 ppm.

Edad:

Profundidad (m)	Resistividad (Ω /m)	Densidad (δ)	Porosidad (ϕ_n)	Porosidad (ϕ_e)	Saturación (S_w)	Litología

Fig. 65-2. Pozo 2

DATOS

Temp.Max: 110 °

Temp. Sup: 24° C

Prof. Max. Reg: 3000 m

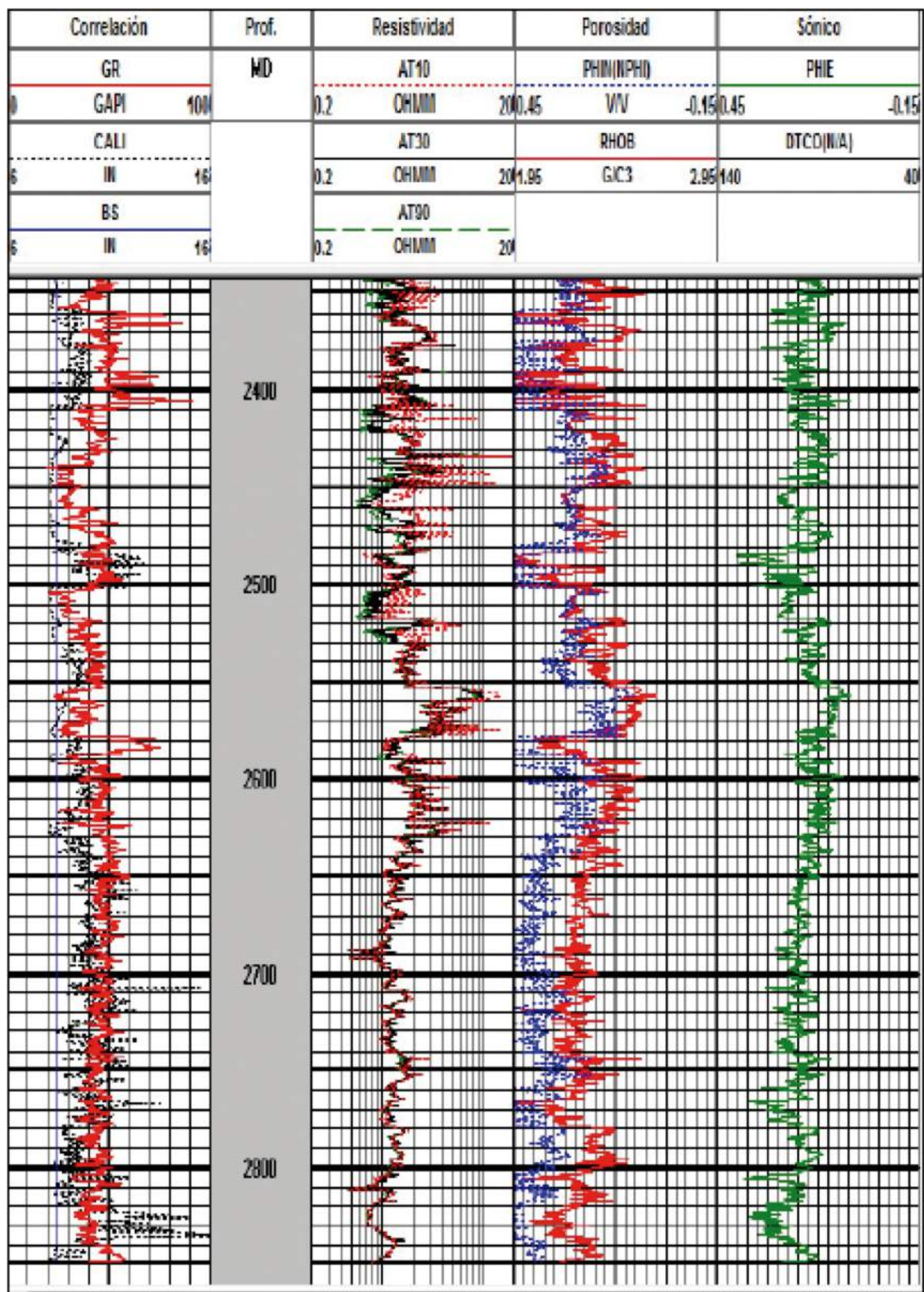


Fig. 66. Pozo 3

FORMATO DE CÁLCULO DE LA POROSIDAD EFECTIVA Y SATURACIÓN DE AGUA

Pozo:

Edad: BTP-KS

Temp.

Densidad:

m:

Pozo:

Intervalo a evaluar:

RW:

Resistivo:

Sónico:

Salinidad: 100,000 ppm.

Edad:

Profundidad (m)	Resistividad (Ω /m)	Densidad (δ)	Porosidad (ϕ_n)	Porosidad (ϕ_e)	Saturación (S_w)	Litología

Fig. 66-2. Pozo 3

DATOS

Temp.Max: 100 °

Temp. Sup: 22° C

Prof. Max. Reg: 3000 m

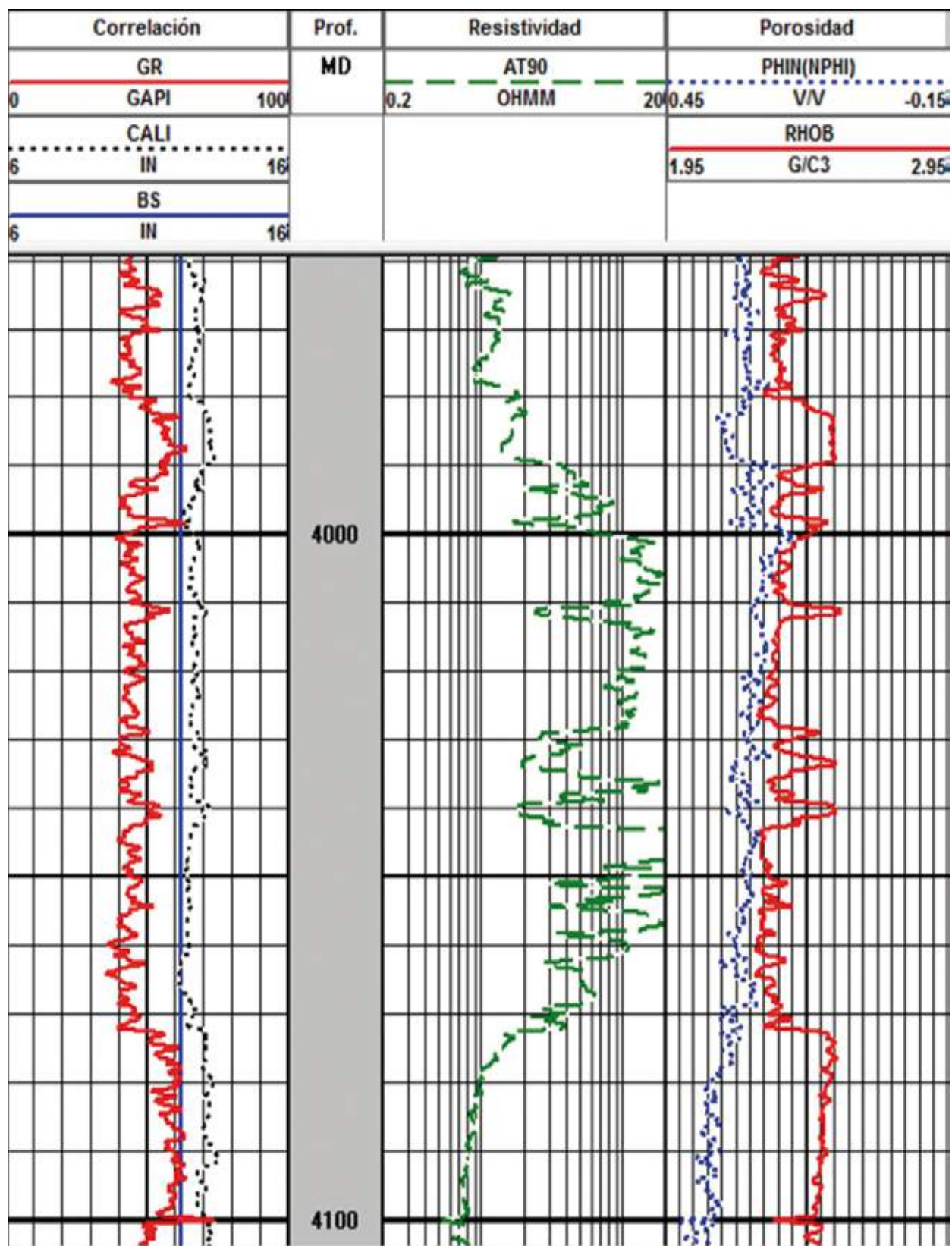


Fig. 67. Pozo 4

FORMATO DE CÁLCULO DE LA POROSIDAD EFECTIVA Y SATURACIÓN DE AGUA

Pozo:

Edad:

Temp.

Densidad:

m:

Pozo:

Intervalo a evaluar:

RW:

Resistivo:

Sónico:

Salinidad: 90,000 ppm.

Edad:

Profundidad (m)	Resistividad (Ω/m)	Densidad (δ)	Porosidad (ϕ_n)	Porosidad (ϕ_e)	Saturación (S_w)	Litología

Fig. 67-2. Pozo 4

DATOS

Temp.Max: 125 °

Temp. Sup: 35° C

Prof. Max. Reg: 5500 m

Lodo: E.I. 1.19 X 34

REFERENCIAS

- An AAPG, 2008, Petroleum Geology e Textbook: By Stephen Bend (ver.1.1).
- Archie, G. E., 1942, "Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining some Reservoir Characteristics", Transactions AIME, v. 146, pp 54-67.
- Archie, G. E., 1947, "Electrical Resistivity Log as an Aid in Core Analysis Interpretation", AAPG Bulletin, v. 31, pp 350-366.
- Archie, G. E., 1950, "Introduction to Petrophysics of Reservoir Rock", AAPG Bulletin, v. 34, pp 943-961.
- Archie, G. E., 1952, "Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations", AAPG Bulletin, v. 36, pp 278-298.
- Avalos-Torres, H. et al. 2016. "80 años de registros geofísicos de pozo en México", (artículo), en Congreso Internacional de Geología. Sociedad Geological Mexicana. Pachuca, Hidalgo. Pp 20.
- Avalos-Torres, H. et al. 2018. "Cronología de 80 años de registros geofísicos de pozo en México", Boletín de la AMGP, Vol. LX Num. 2. Julio-Diciembre. pp 59-95.
- Crain, E. R., 1987, "The Log Analysis Handbook, Volume 1: Quantitative Log Analysis", Pen Well Books, pp 1-19.
- Garduza, R.V.M. (2004).- Apuntes de Registros Geofísicos. Inédito
- Garduza, R.V.M. (2006).- Apuntes de Técnicas de Interpretación y Evaluación de Registros Geofísicos. Inédito.
- Geographix Discovery Prizm (2006).- Manual de Interpretación Petrofísica. Halliburton, México, Ciudad de México.
- Gómez Rivero O. (1975).- Registros de pozos Parte 1. Teoría e Interpretación, Primera Edición, México, Ciudad de México 1975 P.155, Editado por Complementos Editoriales, México, Ciudad de México.
- Maute, Robert E., 1992, "Electrical Logging: State-of-the-Art", The Log Analyst, v. 33, n.3, May-June, pp 206-225.
- Martínez V.H. (1997).- Evaluación de Registros Geofísicos. P.56. México, Ciudad de México, Inédito.
- Petróleos Mexicanos (2003.- Procedimiento de Control de Calidad de Registros Geofísicos, Coordinación de Operación Geológica, RMSO.
- Schlumberger, 1974, Log interpretation manual/applications, vol II: Houston, Schlumberger Well Services, Inc.
- Schlumberger, 1997a, Log interpretation charts: Sugarland, Texas, Schlumberger Wireline and Testing, SMP-7006.
- Schlumberger, 1991, "Log Quality Control Reference Manual", Document M-090209, Schlumberger, Paris.
- Serra, O., 1984, Fundamentals of well-log interpretation: 1: the acquisition of logging data, (Translated by Westaway, P. and H. Abbott): Developments in Petroleum Science, 15A, Elsevier Science Publishers, Amsterdam, 423 p.
- Thomas, E. C., 1992, "50th Anniversary of the Archie Equation: Archie Left More than Just an Equation", the Log Analyst, v. 33, n. 3, May-June, pp 199-205.
- Viro Eduardo (1997).- Interpretación de Registros en Agujero Descubierto. P.105, México, Ciudad de México.

EL AUTOR

ING. VÍCTOR MANUEL GARDUZA RUEDA

Ingeniero Geólogo, graduado del Instituto Politécnico Nacional (México), en 1977.

Es Jubilado de Petróleos Mexicanos en 2008. Nombrado Especialista Técnico "A" en Operaciones de Control y Seguimiento Geológico de la Perforación de pozos Exploratorios y Delimitadores. Su desarrollo profesional lo llevo a ser un especialista en Evaluación de Formaciones.

Cuenta con 40 años de experiencia en la Industria Petrolera, en el área de geología y petrofísica

Docencia

De febrero del 2009 a 2017. Académico en el Centro de Estudios Superiores Isla del Carmen en la Licenciatura de Ingeniería Petrolera y Maestría en Geología del Petróleo.

De 2009 a 2013 y 2017. Académico en la Universidad Autónoma del Carmen, en la Licenciatura de Ingeniería Petrolera.

Del 2018 a la actualidad. Académico de tiempo completo en el Instituto Tecnológico del Petróleo y Energía (ITPE) en Mérida, Yucatán. En las Licenciaturas de Geología, Geofísica y Petrolera.

Participación en Proyectos relevantes:

- Caracterización del Campo Taratunich (1990), Petróleos Mexicanos.
- Grupo de disparos para la definición de intervalos para pruebas de producción en pozos exploratorios, delimitadores y de desarrollo de las Regiones Marina Noreste y Suroeste. (2000), Petróleos Mexicanos.
- Instructor en el Programa de Capacitación para la Formación de Ingenieros de Proyectos (2002), Petróleos Mexicanos.
- Líder en el Proyecto de Implantación del SIASPA en la Gerencia de Exploración, RMNE, (2004), Petróleos Mexicanos.
- Asesor en el Diseño de la Reparación de Pozos, del Activo de Producción Cantarell, (2011), A.C-Petróleos Mexicanos.
- Asesor en el Diseño de la perforación y Reparación de pozos del Activo de producción Ku-Maloob-Zaap, (2012), IMP-Petróleos Mexicanos.
- Participó en el grupo del VCDSE, para el desarrollo del primer Campo de Aguas Profundas del Golfo de México, (Lakach), (2013), Petróleos Mexicanos-CBM.

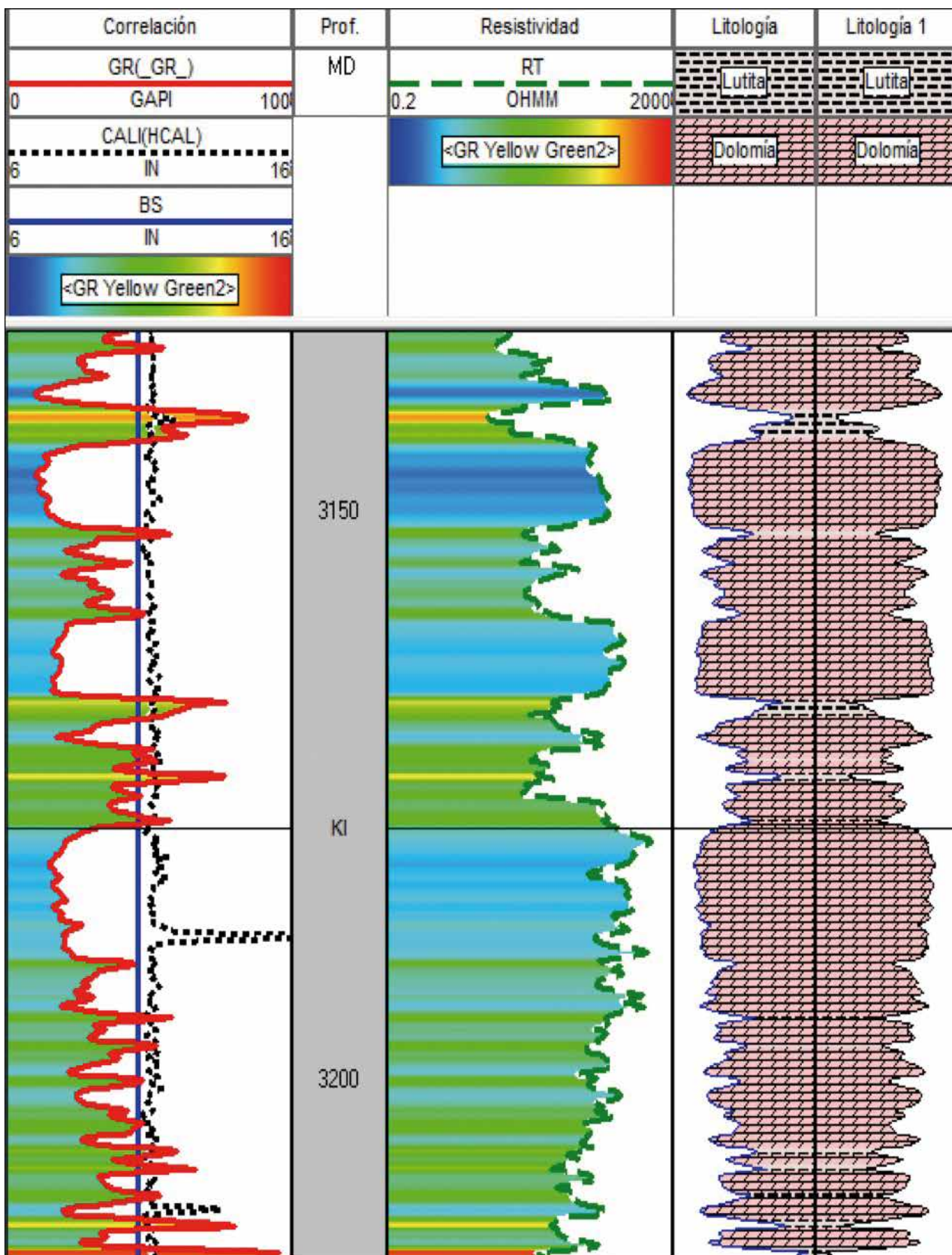
Es miembro activo de:

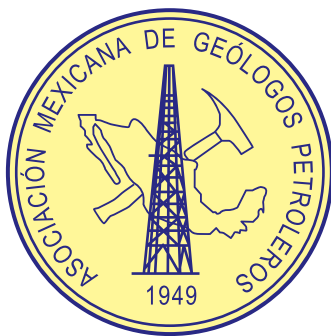
- La Asociación de Ingenieros Petroleros de México (AIPM).
- La Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP).
- Sociedad Geológica Mexicana (SGM).
- Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración (AMGE).

AGRADECIMIENTOS

En la etapa de revisión, al M. en I. Hugo Avalos Torres e Ing. Ernesto Del Ángel González quienes leyeron el escrito y sugirieron acertadas correcciones y cambios en la estructura del mismo.

Expreso también mi agradecimiento por el apoyo que recibí de la directiva de la Delegación AMGP de Ciudad del Carmen, de la mano del Presidente Ing. Eduardo Gaytán Ramírez y del encargado de estudios técnicos, M. en C. Hector Melo Amaro.





Responsabilidad: Los escritos publicados, declaraciones y opiniones expresadas en este Boletín son completa y en su totalidad responsabilidad de los autores y no debe interpretarse como una opinión oficial de la AMGP.
Fecha de Publicación: Abril 2020. Tiraje 1,000 ejemplares.

INSTRUCCIONES A LOS AUTORES

(continuación)

Todos los trabajos deberán enviarse a la Comisión de Estudios Técnicos en formato digital compatible con Word para Windows.

El orden que se recomienda es el siguiente: Título, nombre de (los) autor(es), lugar de trabajo indicado con un asterisco (*) al final de nombre y por un pie de figura al final de la página, resumen en español, resumen en inglés, texto, referencias, tablas y figuras. Todas las páginas deberán estar numeradas en la esquina superior derecha.

NO OLVIDAR; Email, celular o teléfono del autor principal.

Idioma: Los idiomas aceptados para publicarse en el Boletín son: español e inglés.

Título: El título debe ser claro, no muy extenso y deberá reflejar concisamente el contenido del trabajo en cuestión.

Nombre del autor o autores: El nombre del autor o autores debe ser completo, sin abreviaciones.

Resumen: Tanto el resumen en español como en inglés no deben exceder de 300 palabras cada uno. Deberán contener el propósito y conclusiones significativas de la investigación. No deben incluirse en él citas bibliográficas.

Texto: El texto debe estar escrito claramente. De ser posible, deben evitarse al máximo los anglicismos, en caso necesario, éstos deben escribirse con letra cursiva o entre comillas.

Las citas bibliográficas dentro del texto deberán citarse de acuerdo al caso en cuestión: p.ej.: 1) Al inicio de una oración: *Gómez (1984) propone un modelo...*; 2) Dentro de la oración: *...por lo que Gómez (1982) propone un modelo...*; 3) Al final de la oración: *...lo que concuerda con el modelo propuesto por otros autores (Gómez, 1984; Sánchez, 1989).*

Las figuras y tablas señaladas en el texto deben mencionarse en estricto orden cronológico para que puedan ser intercaladas adecuadamente.

Figuras y Tablas: Deberán ser perfectamente visibles y de buena calidad al imprimirse en hoja tamaño carta, dejando un margen de 2.5 cm, tanto en la parte inferior como superior de la hoja, y de 2 cm en los extremos derecho e izquierdo de la misma. Todo gráfico o fotografía será considerado como figura.

Referencias: Deben incluirse únicamente todas y cada una de las citas mencionadas en el texto. Las referencias deberán mencionarse en estricto orden alfabético.

Pies de figura y encabezados de tablas: Deberán ser claros, concisos, explicar el significado de todo lo representado en ella y contener, en su caso, una escala gráfica. Utilizar color únicamente cuando el caso lo amerite. Las figuras y tablas previamente publicadas deberán contener la cita de la fuente original.

Ilustración de contraportada:

Logotipo AMGP 70 Aniversario.

Fotografía del Ing. Víctor Manuel Garduza Rueda con un grupo de estudiantes que participaron en un taller de registros impartido en la ESIA, Ticomán del Instituto Politécnico Nacional.





Mesa Directiva AMGP
Bienio 2018 - 2020