

**Metodología de adquisición y validación de datos de pozo para la caracterización estática
de los yacimientos**

Adriana Valderrama Arocha

Monografía para optar el título de Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Director

Zuly Himelda Calderón Carrillo

Doctora en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios, por permitirme llevar cada instante durante este año de la mejor manera posible hasta llegar a este momento tan esperado; A mi mamá Myriam, por ser mi apoyo incondicional, mi ejemplo de mujer luchadora, responsable y cumplidora de su deber; A mis hijos Juan José & Felipe, fuentes de mi inspiración, gracias por iluminarme con la paz de sus sonrisas, por su paciencia y colaboración en esos interminables fines de semana de estudio, por detenerme en mi alocada carrera, y por enseñarme a disfrutar la vida!

A mi esposo, Alexander, por su amor, su comprensión, su confianza y su apoyo desinteresado; y a todas aquellas personas que de una u otra manera han contribuido para el desarrollo de mis objetivos profesionales.

Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Objetivos	15
1.1 Objetivo General	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. Marco Teórico.....	16
2.1 Antecedentes Investigativos.....	16
2.2 Como obtener información durante la perforación de pozos.....	18
2.2.1 Medidas de Superficie.....	18
2.2.2 Medidas de Fondo – Registros Eléctricos.....	22
2.2.3 Núcleos de perforación.	71
2.4 Secciones Geológicas.....	72
2.5 Modelo Estructural.....	72
2.6 Modelo Estratigráfico	73
2.7 Modelo Sedimentológico	74
2.8 Mapas de Subsuelo	74
2.9 Evaluación petrofísica.....	75
2.8.1 Química y Mineralogía.	75
2.8.2 Porosidad y capacidad de Almacenamiento.	77

2.8.3 Permeabilidad.	78
2.8.4 Saturación.	78
2.8.5 Propiedades Eléctricas.	79
3. La importancia del control de calidad de los datos.....	79
3.1 Atributos que definen la calidad de un registro Eléctrico.....	80
3.1.1 Exactitud.	80
3.1.2 Repetibilidad.	80
3.1.3 Integridad.	80
3.1.4 Trazabilidad.	81
3.1.5 Relevancia.....	81
3.1.6 Suficiencia.....	81
3.1.7 Interpretabilidad.....	81
3.1.8 Reputación.	82
3.1.9 Objetividad.....	82
3.1.10 Claridad.....	82
3.1.11 Disponibilidad.....	82
3.1.12 Accesibilidad.....	82
3.2 Teoría de Calibración de un registro eléctrico.....	83
3.3 Control de la profundidad.....	85
3.4 Responsabilidades en el control de calidad de los registros.....	89
3.5 Principales puntos de control de calidad en Sísmica.....	89
4. Metodología para la integración y validación de datos.....	90
5. Conclusiones.....	96

Referencias Bibliográficas	98
----------------------------------	----

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Display de visualización de los parámetros de perforación de un pozo	19
<i>Figura 2.</i> Display de visualización de un registro compuesto de hidrocarburos.....	21
<i>Figura 3.</i> Clasificación de los registros eléctricos.....	26
<i>Figura 4.</i> Perfil clásico de la respuesta del registro Gamma Ray.....	27
<i>Figura 5.</i> Registro GR Espectral, tomado de Log Quality Control Manual.....	30
<i>Figura 6.</i> Principio de funcionamiento de las herramientas de Resistividad	32
<i>Figura 7.</i> Ejemplo de las curvas generadas a partir de una herramienta Inductiva	33
<i>Figura 8.</i> Ejemplo de las curvas de una herramienta laterolog	35
<i>Figura 9.</i> Ejemplo de la respuesta redondeada del SP por la fuerza eléctrica de la membrana del revoque.....	38
<i>Figura 10.</i> Ejemplo de la respuesta redondeada del SP por la fuerza eléctrica de la membrana del revoque.....	39
<i>Figura 11.</i> Ejemplo del efecto causado por el magnetismo,.	40
<i>Figura 12.</i> a. Respuestas del SP en diferentes ambientes de depositaciòn con su respectiva respuesta de resistividad.	42
<i>Figura 13.</i> Representación de la dirección de propagación y movimiento de las ondas P y S en un medio finito e isotrópico	45

<i>Figura 14.</i> Representacion de un registro de densidad, tomado de archivos personales, 2000 – 2005.....	52
<i>Figura 15.</i> Representacion de la curva PEF en un registro Quadcombo en Eagle ford,	57
<i>Figura 16.</i> Representación de una figura tadpole	66
<i>Figura 17.</i> Representación de como se crean las imágenes a partir de herramientas resistivas,..	69
<i>Figura 18.</i> Ejemplo de calibración máster.....	85
<i>Figura 19.</i> Integrated Depth Wheel, tomado de Log quality control reference manual.....	86
<i>Figura 20.</i> Ejemplo Depth summary listing	88
<i>Figura 21.</i> Metodología para integración y validación de datos	94

Lista de Apéndices

Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Dato de la Biblioteca UIS

Apéndice A. Inventario de requerimientos mínimos para la construcción del modelo estático del yacimiento.

Resumen

TÍTULO: Metodología de adquisición y validación de datos de pozo para la caracterización estática de los yacimientos*

AUTOR: Adriana Valderrama Arocha**

PALABRAS CLAVE: Metodología, Caracterización, Yacimientos.

DESCRIPCIÓN:

La caracterización de un yacimiento es un proceso con una amplia base científica en el cual se aplican diversos conocimientos sobre ingeniería y geología para interpretar lógicamente todos los datos y características del yacimiento mediante herramientas y técnicas modernas; en otras palabras, es el conjunto de productos orientados a la definición y al estudio de las características geológicas, petrofísicas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos petrolíferos, así como la cuantificación del volumen de hidrocarburos; también incluye la definición de las estrategias y alternativas de explotación de los yacimientos, con el propósito de apoyar los planes de operación para optimizar la explotación del área de estudio, incrementando las reservas o la producción de los mismos.

Esta monografía busca proponer una metodología que permita identificar, validar, unificar, centralizar e integrar la información obtenida durante las diferentes etapas en la construcción de un pozo (survey; registros durante la perforación, registros eléctricos, imágenes, sedimentología, análisis de buzamientos, descripción de núcleos, etc.) con el objetivo de contar con caracterizaciones estáticas de los yacimientos de buena calidad, de fácil acceso y validación. Los resultados darán mayores y mejores probabilidades de alcanzar los objetivos tanto geológicos como económicos para futuros proyectos.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialista en Ingeniería de Yacimientos
Directora Zuly Himelda Calderón Carrillo Doctora en Ingeniería Química

Abstract

TITLE: Methodology of acquisition and validation of well data for the static characterization of the deposits*.

AUTHOR: Adriana Valderrama Arocha**.

KEYWORDS: Methodology, Characterization, Deposits.

DESCRIPTION:

The static characterization of an oilfield deposit is a process with a broad scientific base in which apply diverse knowledge related with engineering and geology, in order to get a logically interpretation of all the data and characteristics of the site; using modern tools and techniques. In others words, it is the set of a products oriented to the definition and study of the geological, petrophysical characteristics and dynamic factors that control the storage and production capacity of the oilfields, as well as the quantification of the volume of hydrocarbons. It also includes the definition of strategies and alternatives for the exploitation of the deposits, with the purpose of supporting the operation plans to optimize the development of the study area, increasing the hydrocarbons reserves and their production.

This monograph seeks to propose a methodology that allows identifying, validating, unifying, centralize and integrate the information obtained during the different stages involved in the construction of a well (survey, measurements while drilling, electrical logs, images, sedimentology, dips analysis, core description, etc.) in order to have deposits static characterizations of good quality, easily accessible and validated. The results will give greater and better chances of achieving the geological and economic objectives for future projects.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialista en Ingeniería de Yacimientos
Director Zuly Himelda Calderón Carrillo Doctora en Ingeniería Química

Introducción

En esta época de cambio en la industria petrolera, aumentar la producción de los yacimientos petrolíferos se convierte en uno de los objetivos prioritarios entre las operadoras. Para alcanzarlos, es indispensable conocer el comportamiento de los fluidos con base en la interacción entre los modelos estáticos y dinámicos de los yacimientos. Se requiere un estudio detallado de las características y propiedades estáticas de los mismos, el cual se lleva a cabo mediante la integración de diversas fuentes de información contenida en trayectorias, análisis y descripción de muestras de zanja, perfiles de pozo, análisis y descripción de corazones, análisis de rayos X y tomografía, muestras de paredes, pruebas de presión y pruebas de producción, entre otros. Lo anterior indica que una buena descripción del yacimiento depende de la habilidad para almacenar, interpretar y correlacionar la información recolectada a lo largo del desarrollo de un campo petrolero mediante la elaboración de modelos estáticos de los yacimientos.

En ocasiones, factores como la improvisación en la planeación de pozos, la falta de información de pozos offset, ausencia de procedimientos uniformes y metodologías adecuadas, carencia de un software o plataforma de integración de datos que permita tener toda la información recolectada en las diferentes etapas de un proyecto de exploración y / o producción de pozos, ocasionan que se presenten malas interpretaciones, problemas en la calidad de los datos, errores operacionales, manipulación incorrecta de la información, dificultades en la centralización de la información recolectada a lo largo de la vida útil de los campos, entre otros. En consecuencia, los inconvenientes descritos anteriormente dan como resultado altos porcentajes de error,

equivocaciones que involucran el factor humano, situaciones en las que no se aprovechan los recursos disponibles para realizar una planeación basada en lecciones aprendidas y eventos sucedidos en los pozos perforados con anterioridad. De esta manera, se pierde la posibilidad de ejecutar una perforación optimizada, para evitar cambios y ajustes de última hora durante la ejecución de los proyectos, los cuales terminan causando grandes pérdidas económicas que influyen directamente en el potencial productor del país y ocasionan aumento en la incertidumbre para la determinación y el recobro de las reservas de hidrocarburos.

Este análisis busca proponer una metodología que permita identificar, validar, unificar, centralizar e integrar la información obtenida durante las diferentes etapas en la construcción de un pozo (survey; registros durante la perforación, registros eléctricos, imágenes, sedimentología, análisis de buzamientos, descripción de núcleos, etc.) con el objetivo de contar con caracterizaciones estáticas de los yacimientos de buena calidad, de fácil acceso y validación. Los resultados darán mayores y mejores probabilidades de alcanzar los objetivos tanto geológicos como económicos para futuros proyectos.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Proponer una metodología para la adquisición y validación de datos que permitan una efectiva caracterización estática de los yacimientos, con el fin de optimizar los procesos dinámicos.

1.2 Objetivos Específicos

- Identificar los datos necesarios para realizar una caracterización estática para un pozo, mediante el uso de una tabla de Excel que reúna la información mínima con la que se pueda desarrollar una caracterización del yacimiento; entendiendo que la calidad de los datos adquiridos es directamente proporcional a los resultados dinámicos generados.
- Plantear estrategias que permitan hacer control de calidad a las principales variables que se deben tener en cuenta para crear modelos estáticos.
- Proponer una metodología que se pueda aplicar a nivel general en cualquier proyecto de caracterización, para reducir posibles fuentes de error en la interpretación y análisis de los datos integrados en el modelo.

2. Marco Teórico

2.1 Antecedentes Investigativos

A lo largo de la historia, uno de los sectores más importantes en la industria petrolera ha sido el sector de exploración y producción (E&P). Este sector incluye las tareas de búsqueda de yacimientos potenciales de hidrocarburos tanto en onshore como off-shore, la perforación de pozos exploratorios y posteriormente pozos de desarrollo, E&P particularmente en offshore, se considera como uno de los ambientes con mayor riesgo de inversión debido a que representa escenarios con mayor incertidumbre y complejidad en donde pueden coexistir:

- Incertidumbre geológica asociada a las reservas recuperables y sus características de flujo.
- Incertidumbres operacionales relacionadas con los sistemas de producción disponibles.
- Incertidumbre económica como el precio del petróleo, capital y gastos operacionales.

A continuación, se describen algunos de los aportes más representativos reportados en la literatura, relacionados con la caracterización de yacimientos a partir de modelos estáticos:

Beucher, H et al (2008) discuten sobre la importancia en la predicción de la incertidumbre que existe para el cálculo de volúmenes; la incertidumbre se genera por la combinación de errores durante las diferentes etapas de construcción en el modelo del reservorio. Estas etapas pueden diferenciarse en tres grandes grupos: geométrica, heterogeneidad interna y propiedades petrofísicas. Como resultado, se muestra que al implementar un flujo de trabajo se impacta

directamente en la disminución de la incertidumbre en la evaluación de los volúmenes del reservorio.

Monroy-Santiago, F. (2011), describe una metodología llamada “Estudio petrográfico, diagenético-estructural”, el cual enfatiza en la determinación de familias de fracturas conductivas, su cuantificación e identificación de atributos tales como orientación, apertura, grado de cementación, porosidad, geometría y conectividad para un proyecto en México.

Xueli y Zhai (2007), proponen una metodología que permite modelar reservorios con base en información limitada de sísmica y datos provenientes de registros de pozos con muy poca precisión, gracias a la implementación de cálculos de volúmenes presentes en cavidades fracturadas.

Paola, G. D., Torrado, R. R., y Embid, S. (2014) crearon un nuevo acercamiento para generar modelos estáticos predictivos en las estimaciones iniciales de los reservorios, en donde la disponibilidad de datos estructurales, petrofísicos y sedimentológicos es muy limitada; así lograron cuantificar la información que servirá de base para el análisis de riesgos y optimización en la etapa inicial del modelado.

Santos et al (2017) proponen tres aspectos para manejar la incertidumbre: adquisición de información para reducir la incertidumbre geológica; adicionar flexibilidad al sistema de producción considerando contingencias y por último definieron una estrategia robusta que permite interactuar con el rango de posibles escenarios sin que se realicen modificaciones al sistema después de que la producción se ha iniciado.

Otro estudio realizado por Bahk, J. et al (2013), resalta la importancia del uso de datos provenientes de registros obtenidos durante la perforación (LWD) integrados con las descripciones

de núcleos tomadas en el mismo pozo para realizar la caracterización de un yacimiento de gas en Corea.

Datos provenientes de registros durante la perforación (LWD), Presión de formación (MDT) y desempeño de la producción fueron usados por Li Fangming et al (2008) para predecir el grado de disminución en la presión de un yacimiento en China.

2.2 Como obtener información durante la perforación de pozos

Una de las actividades más importantes en la industria del petróleo es la caracterización de los yacimientos, la cual se logra mediante la recolección, integración y análisis de la mayor cantidad de información proveniente tanto de superficie como de subsuelo. En este capítulo, se describen aspectos que afectan la información, tanto en términos de medidas como de calidad, y su interacción con todas las demás variables disponibles para la construcción de modelos estáticos de yacimientos.

2.2.1 Medidas de Superficie. Las medidas de superficie son mediciones registradas por diferentes tipos de sensores disponibles tanto en los taladros electrónicos de última generación, como en las unidades de Mud logging (Figura No. 1). Estos sensores permiten registrar y mantener un récord de los parámetros de perforación tales como profundidad medida, presión del stand pipe, peso sobre la broca (“Weight On Bit”), Torque, Strokes por minuto, rata de penetración (“ROP”); los cuales se obtienen durante la ejecución del pozo. Esta información puede ser usada tanto en índices de tiempo como en profundidad y su importancia radica en el aseguramiento de que la

operación de perforación se desarrollara de manera eficiente y segura, acorde con lo estipulado en la etapa de planeación del proyecto.



Figura 1. Display de visualización de los parámetros de perforación de un pozo – Tomado de archivos personales

La técnica de registro continuo de Hidrocarburos se basa principalmente en la detección en tiempo real de los hidrocarburos que se encuentran contenidos en los poros de las formaciones a profundidad, los cuales son liberados en el momento en que los dientes de la broca van cortando las formaciones en forma de pequeños recortes que son posteriormente transportados e incorporados junto con el lodo de perforación a la superficie. Estos recortes formaran al final las muestras de zanja o de canal que llegan a las zarandas junto con el lodo de perforación, en donde dispositivos eléctricos y electrónicos muy sensibles permitirán analizar la posibilidad de encontrar hidrocarburos en los intervalos recién perforados (Figura No. 2) indicando la presencia en superficie de gases provenientes tanto de hidrocarburos, como gases nocivos (Ácido sulfhídrico -

H₂S) lo cual permitirá activar mecanismos de protección y seguridad del personal y del pozo.

Entre las principales funciones que tienen los registros de hidrocarburos se pueden mencionar:

Monitoreo de parámetros de perforación en tiempo real y detección oportuna de zonas con geo-presiones anormales o subnormales (reduce el riesgo de descontrol o pérdida del pozo).

Permiten aumentar la seguridad del personal y de la operación de perforación.

Impactan económicamente al permitir optimizar los costos de perforación (identificando los intervalos más prospectivos para hidrocarburos).

Detección de variaciones en la velocidad de penetración

Detección de gas en el lodo de perforación

Análisis cromatográfico del lodo de perforación (C1 a C5)

Detección de gas y/o aceite en las muestras de zanja

Descripción litológica de las muestras que se obtienen del pozo

Porosidad visual de las muestras de zanja

Determinaciones paleontológicas para correlaciones bioestratigrafías

Análisis cualitativo de la fluorescencia en las muestras de zanja.

Solubilidad de las muestras de zanja en rocas carbonatadas

Conductividad y/o resistividad del lodo de perforación

Detección de CO₂ y H₂S

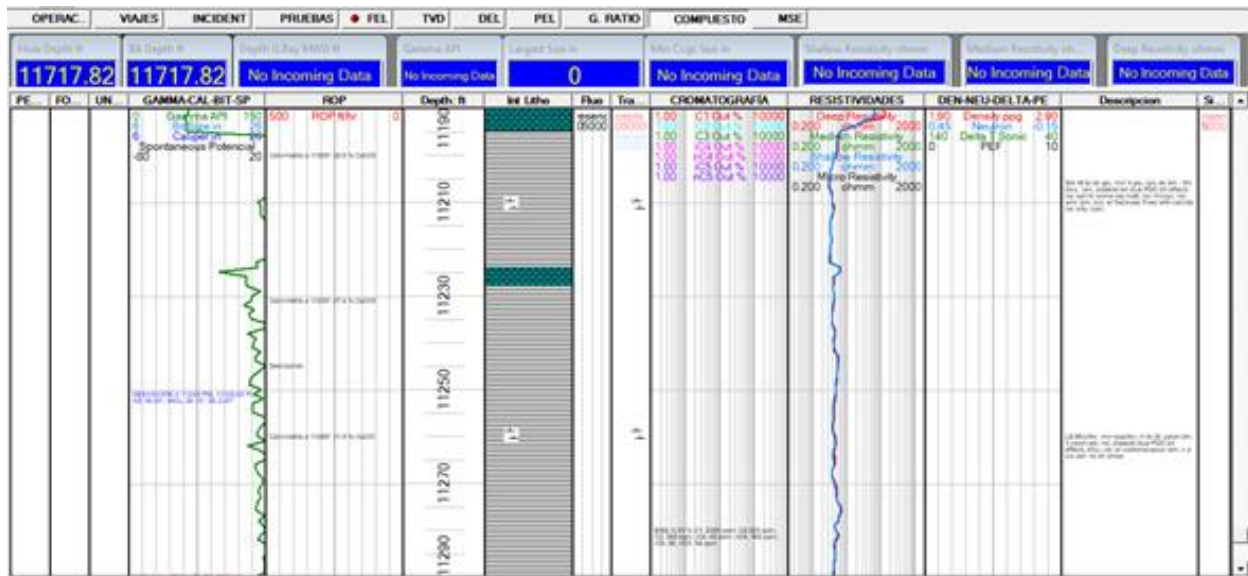


Figura 2. Display de visualización de un registro compuesto de hidrocarburos, tomado de archivos personales.

A continuación, se describen las medidas de superficie más relevantes para la integración de información.

- **Profundidad Medida**

Es la medida absoluta más ajustada desde el punto de referencia del pozo en superficie, la cual representa la posición de la sarta de perforación en superficie, a medida que avanza la penetración hacia el fondo del pozo.

- **Profundidad Vertical Verdadera**

La profundidad vertical verdadera es la medida del desplazamiento vertical desde el punto de referencia del pozo a la proyección en un plano horizontal desde el punto de interés en el pozo.

- **Punto de referencia del pozo (“Well Reference Point - WRP”)**

El punto de referencia del pozo es el punto desde el cual se referencia la profundidad medida y, a partir de donde los errores en profundidad empiezan su propagación. Por lo general, se define el punto de referencia como un punto proyectado en un sistema de coordenadas con uno o varios

esferoides comúnmente usados en la industria para modelar la posición de la trayectoria de un pozo.

- **Survey**

Un survey es una medida tomada por instrumentos especializados (herramientas de medida durante la perforación – MWD) en un punto determinado del pozo, la cual está definida por la profundidad medida, la inclinación y el azimuth (dirección del pozo); esta medida puede unirse al último punto de survey conocido para proveer una descripción progresiva de la trayectoria real del pozo. Los surveys pueden obtenerse a partir de herramientas de medidas denominadas “MWD” (Measurements While Drilling), las cuales se corren en la mayoría de los pozos para reducir la incertidumbre en la ubicación de estos y asegurar alcanzar el objetivo Geológico dado por el departamento de Yacimientos.

2.2.2 Medidas de Fondo – Registros Eléctricos. Las medidas de fondo pueden provenir de diferentes fuentes de información, tales como Herramientas de registro durante la perforación (“Logging While Drilling – LWD tools”) o registros con cable (Wireline). El mismo registro puede generarse a partir de múltiples herramientas, por ejemplo; el registro Gamma Ray puede obtenerse a partir de herramientas de MWD (lecturas básicas de GR); sin embargo, se pueden obtener valores más acertados y específicos como Gamma Ray azimuthal a partir de herramientas de LWD y Wireline.

En la actualidad, los registros eléctricos tienen su principal campo de aplicación en la industria petrolera debido a que las inversiones que se manejan en este campo son muy fuertes y, por ende, el costo de aplicación a la toma de registros se recupera con mayor facilidad, lo que beneficia poder

evaluar si una roca o formación puede contener hidrocarburos para cuantificarlos, o determinar si se perforaran mas pozos para la determinación del comportamiento de un yacimiento.

Los registros eléctricos proporcionan información confiable acerca de las condiciones predominantes del subsuelo para la búsqueda e interpretación de características económicamente rentables (Schlumberger, 1974 - Log Interpretation Vol.1).

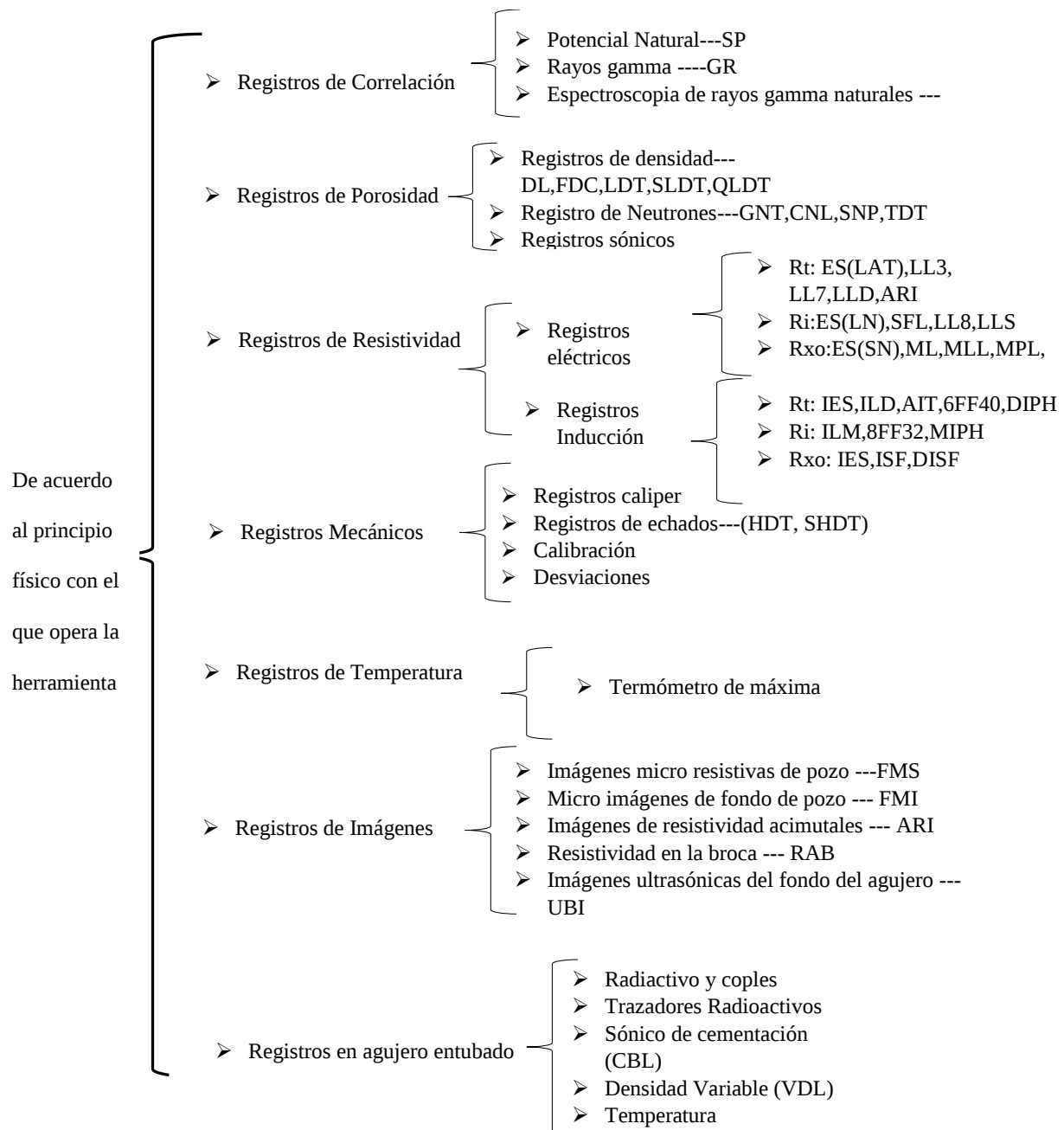
Entre las principales aplicaciones de los registros eléctricos se pueden mencionar las siguientes:

- Correlación e identificación de límites entre capas
- Diferenciación entre rocas bien consolidadas y mal consolidadas
- Determinación de la permeabilidad de intervalos
- Diferenciación entre intervalos acuíferos – petroleros
- Determinación de la transición entre acuífero e hidrocarburo
- Determinación de la saturación de agua (S_w) y factor de formación (F)
- Pronósticos de producción de agua y / o aceite
- En producción, evaluar la densidad y el gasto de los fluidos
- Determinación de la litología
- Determinación de la presencia de porosidad secundaria
- Determinación de la permeabilidad (K) y el calculo de volumen de arcillas (V_{sh})
- Medida del diámetro del hueco
- Evaluación de la calidad el cemento
- Identificación de zonas con posibles daños en la tubería del revestimiento (Integridad de pozos)
- Determinación de corrosión en las tuberías del revestimiento (Integridad de pozos)

- Localización de juntas
- Determinación de la temperatura de fondo
- Medición de desviaciones

- ***Clasificación de los registros***

En la actualidad, existe una amplia variedad de registros eléctricos para obtener ciertas características del subsuelo en función de sus propiedades físicas y litológicas. Se pueden clasificar de dos maneras: de acuerdo con la propiedad física medida en la formación, ya sea de forma directa o indirecta, así como también de acuerdo con el principio físico de medición que utilizan las herramientas, como se muestra en el resumen a continuación (Figura 3 – Clasificación de los registros eléctricos).



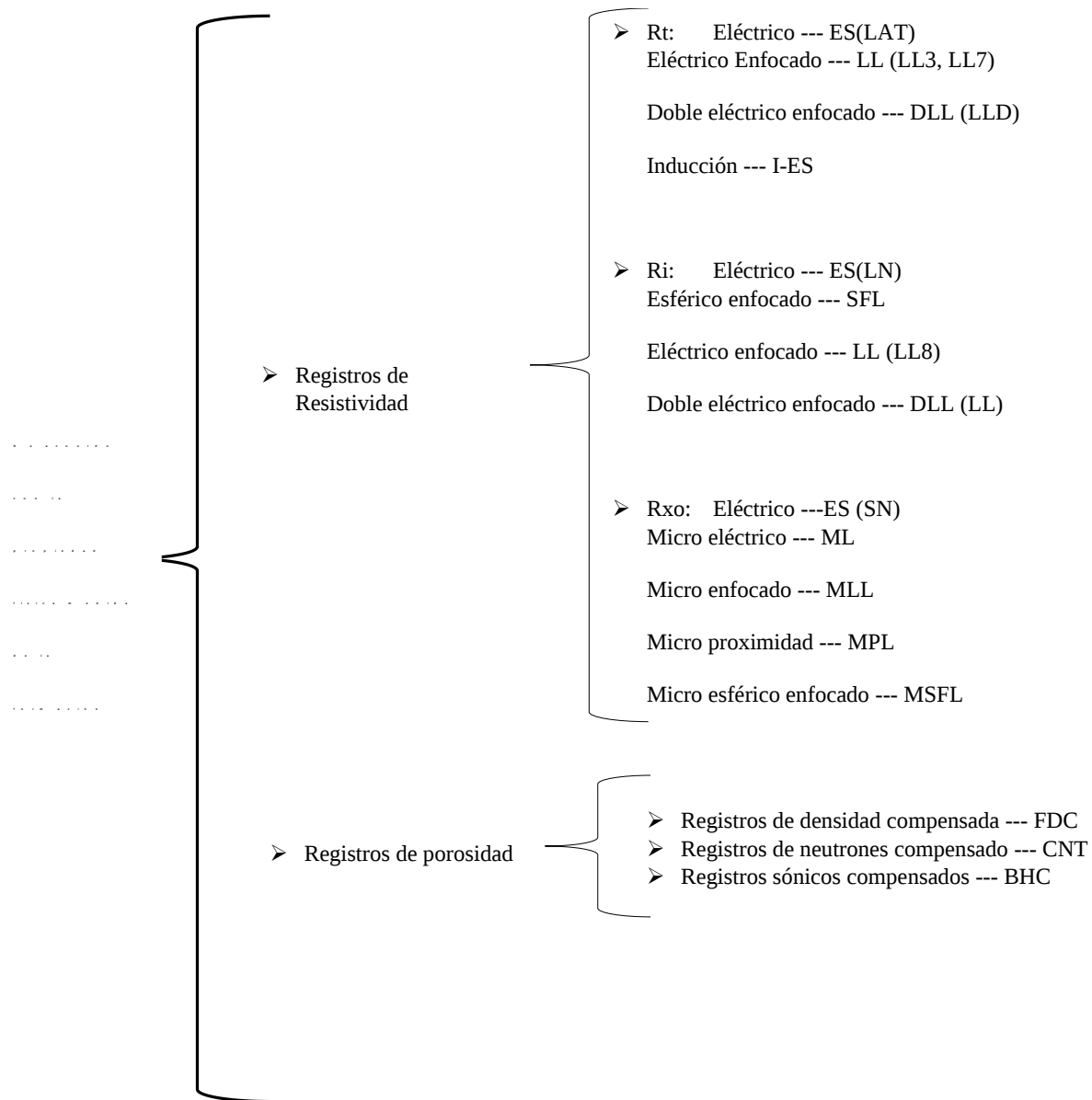


Figura 3. Clasificación de los registros eléctricos (Tomado de Ricco, 2012, Principios de medición de los registros geofísicos de pozos)

- **Registro Gamma Ray**

El registro de Rayos Gamma mide la radioactividad natural de las formaciones; su utilidad radica en la detección y evaluación de minerales radioactivos como Potasio, Uranio y Torio

presentes en la mayoría de las formaciones arcillosas y lutíticas. Las formaciones limpias tienen por lo general un nivel bajo de radioactividad a menos que se encuentren contaminadas con cenizas volcánicas o rodados graníticos radioactivos o cuando las aguas de formación contengan sales disueltas de potasio (Schlumberger, 1974 - Log Interpretation Vol.1).

En su paso por la formación, los rayos gamma son gradualmente absorbidos y su energía se degrada. El grado de absorción varía con la densidad de la formación. De dos formaciones con la misma cantidad de material radiactivo por unidad de volumen, pero de diferente densidad, la menos densa se mostrará con mayor radiactividad en el perfil de Gamma Ray (Figura 4)

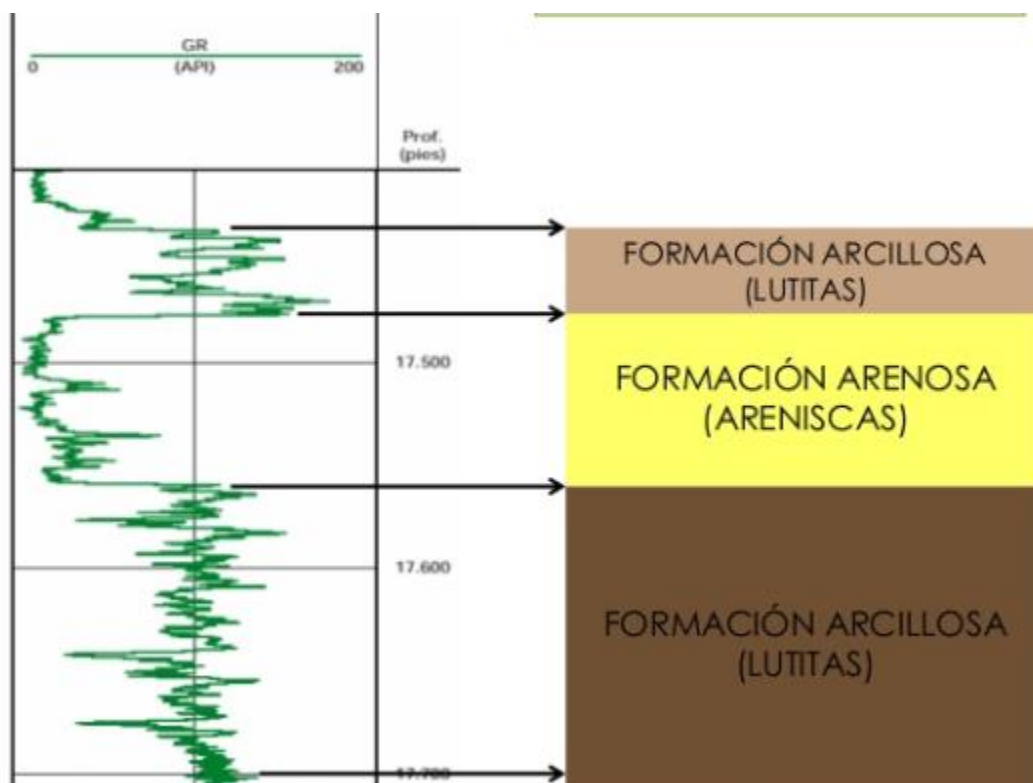


Figura 4. Perfil clásico de la respuesta del registro Gamma Ray, tomado de Schlumberger, Oilfield services.

Para evitar que la curva tenga mucha distorsión se debe seleccionar la velocidad de registro de tal manera que el tiempo de retardo (expresado en pies) sea de más o menos un pie de la siguiente forma:

Para una constante de tiempo de 2 segundos, la velocidad de registro debería ser de 0.5 pies / seg o 1.800 pies / hora.

- ***Calibración***

Los perfiles de rayos gamma son generalmente calibrados en unidades API. Las radioactividades observadas en formaciones sedimentarias varían desde unas pocas unidades API en anhidrita o sal, hasta 200 unidades API o mas en lutitas. La calibración API se basa en el uso de facilidades permanentes de calibración para establecer unidades patrón para los perfiles nucleares.

- ***Correcciones de Curvas por efecto del pozo***

La desviación de la curva de rayos gamma no es solamente función de la radioactividad y densidad de las formaciones sino también de las condiciones del pozo (diámetro del pozo, peso del lodo, tubería de revestimiento) ya que los materiales interpuestos entre el contador de rayos y la formación absorben rayos gamma (Schlumberger, 2000 - Log Interpretation).

- ***Usos del registro de Rayos Gamma***

- Definición de estratos de lutita cuando la curva del potencial espontaneo (SP) esta redondeada (en formaciones muy resistivas) o aplanada ($R_{mf} = R_w$), o cuando no se puede registrar la curva del SP (lodos no conductivos, pozos entubados, pozos vacíos).
- Refleja la proporción de lutita y en algunas regiones, puede ser usado cuantitativamente como indicador de su contenido.

- Detección y evaluación de minerales radioactivos tales como el potasio y el uranio. Se pueden utilizar para detectar y evaluar depósitos de Uranio.
 - Identificación de depósitos de Carbón (delineación de minerales no radioactivos)
 - Correlación en pozos entubados. El registro simultaneo de los rayos gamma y el detector de cuplas (cuellos, acoples) en un pozo entubado, hace posible la ubicación precisa de los cañones perforadores. Las desviaciones de los rayos gamma en un pozo entubado comparadas a las correspondientes en el pozo abierto son atenuadas debido a la absorción de los rayos gamma en el cemento y en la tubería de revestimiento.
 - Uso especial en trabajos de reacondicionamiento de pozos; debido a un fenómeno relacionado a pozos viejos que han estado produciendo desde hace mucho tiempo, en donde se ha observado que el nivel de radiación de zonas que se cree han sido expuestas al paso de grandes cantidades de agua de formación aumenta en forma significativa.
- ***Registro de Espectrometría de Gamma Ray***

En este registro se representa el contenido de los tres elementos radioactivos mas comunes que se encuentran en las formaciones, los espectros de Torio, Uranio y Potasio. Normalmente, en los registros de espectrometría de rayos gamma solo se presentan los datos finales de las concentraciones radioactivas de Torio, Uranio y Potasio de la formación que fueron previamente filtrados por variaciones estadísticas (Schlumberger, 1974 - Log Interpretation Vol.1). Las concentraciones de Torio y Uranio se presentan en partes por millón (ppm) mientras que la concentración de Potasio se presenta en porcentaje (%). Del mismo modo también es común que se presente una curva de rayos gamma naturales en el primer track del registro, la cual se obtiene por medio de la combinación lineal de los 3 elementos radioactivos y sus respuestas individuales o bien; en caso de que se requiera, también es posible obtener una curva de rayos gamma “libre de

Uranio” resultado de la combinación de las curvas de Torio y Potasio permitiendo en muchos casos obtener una arcillosidad mas verdadera de la formación (figura No.5)

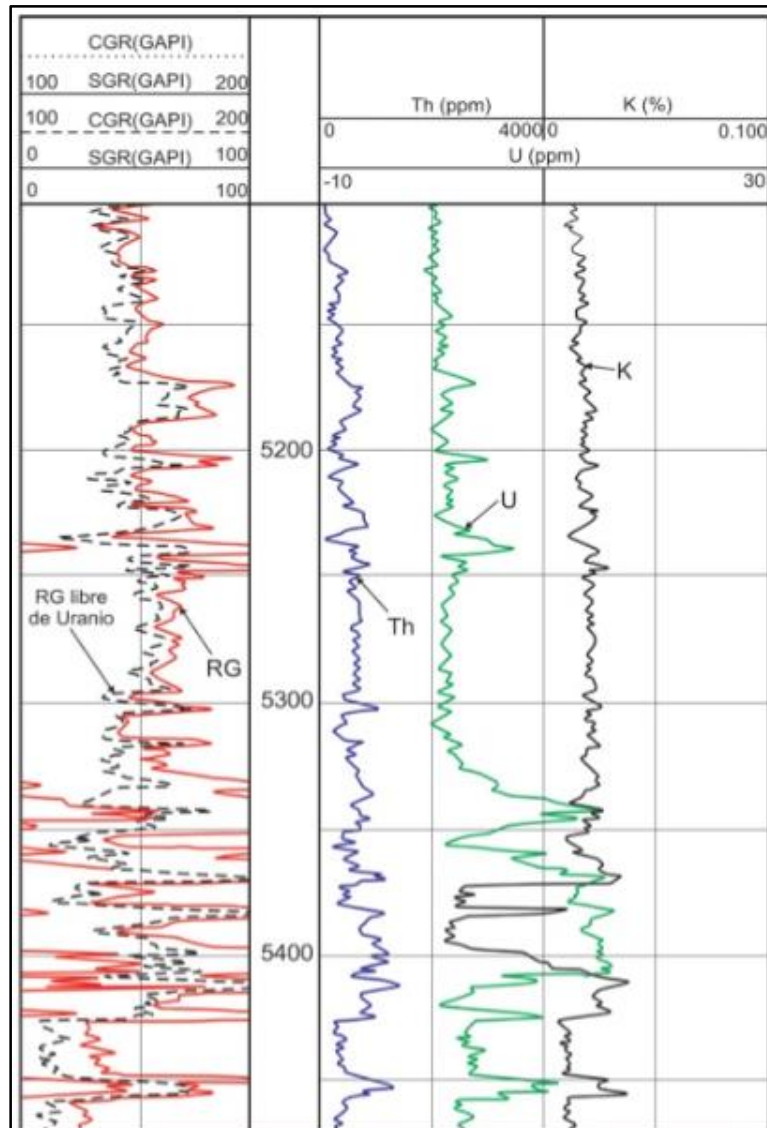


Figura 5. Registro GR Espectral, tomado de Log Quality Control Manual, Schlumberger2001.

- **Aplicaciones del registro de Espectrometría Gamma Ray**
 - Estimación del volumen de arcilla en las formaciones, ya que las respuestas de las curvas de Torio y Potasio son mejores indicadores de arcillosidad. Para este caso, se calcula la

curva de rayos gamma libre de Uranio para tener una mejor interpretación de la arcillosidad de la formación.

- Correlación entre pozos y detección de fracturas.
- Control de la profundidad y detección de discontinuidades en la estratificación.
- Permite el análisis mineralógico de mezclas litológicas complejas.
- Identificación de areniscas y arenas arcillosas y estimación del potencial de Uranio.

- ***Perfiles de Resistividad***

Las medidas de resistividad son parte fundamental en la evaluación de formaciones, existen dos tipos diferentes de herramientas diseñadas para los dos ambientes mas comunes en la industria: herramientas de Inducción y herramientas Laterolog. Su principio de funcionamiento se basa en la diferencia de voltaje registrada entre los electrodos que se introducen al pozo, generando una corriente eléctrica a través de una fuente (A), creando esferas equipotenciales centradas en la fuente, las cuales con el lodo de perforación actuando como conductor; se distribuyen entre los electrodos y la formación (figura 6). Lo que medirán finalmente los electrodos será el voltaje a una distancia dada de la fuente, la cual dependerá del espaciamiento entre la emisión y los receptores, y de la resistividad de la formación entre los dos electrodos mencionados con anterioridad (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

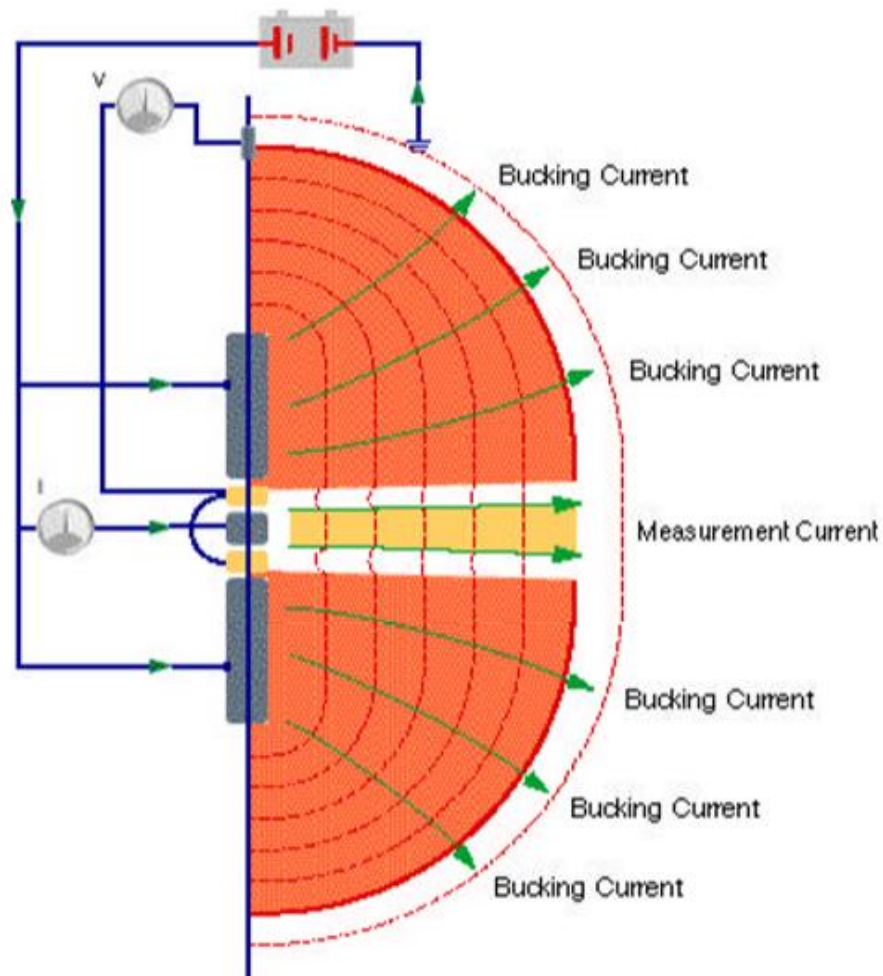


Figura 6. Principio de funcionamiento de las herramientas de Resistividad, tomado de Schlumberger, Field reference manual, 2000.

- **Herramientas de Inducción**

Las herramientas de inducción fueron desarrolladas originalmente para medir la resistividad de la formación en huecos perforados con lodos base aceite y aireados. Experiencias posteriores demostraron que las herramientas de inducción tenían muchas ventajas cuando eran usadas en lodos base agua. Diseñadas para investigación profunda, las herramientas de inducción pueden

enfocarse en minimizar la influencia del hueco, las formaciones circundantes y la zona invadida (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

En cuanto a su principio de funcionamiento, puede ser entendido como la medición de la diferencia de voltaje entre dos electrodos, uno de ellos emite la corriente y el otro la recibe a una distancia X que define la longitud de la onda. Algunas de las aplicaciones más comunes que tienen estas herramientas son:

- Correlaciones entre pozos
- Delimitación de estratos
- Evaluación de capas delgadas

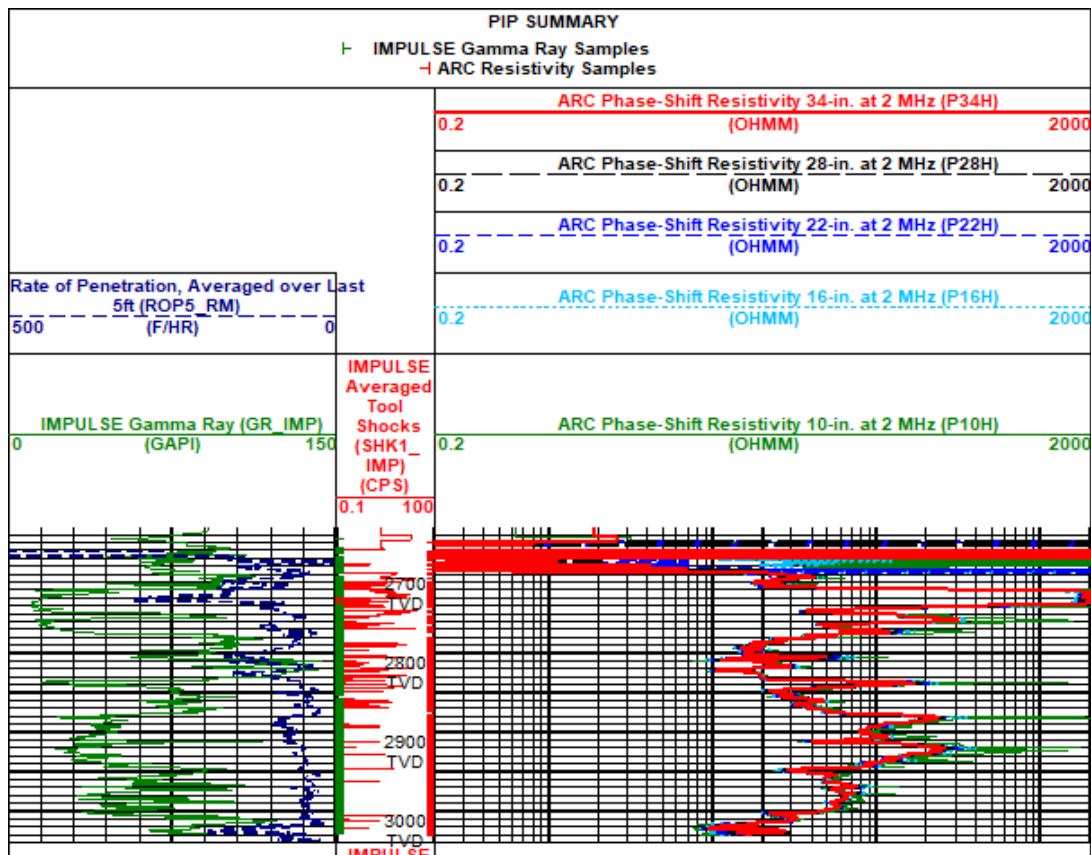


Figura 7. Ejemplo de las curvas generadas a partir de una herramienta Inductiva – Tomado de archivos personales – Schlumberger 2000 – 2005

- *Herramientas Laterolog*

Las herramientas Laterolog representan una de las tecnologías usadas para medir la resistividad de la formación. Por lo general constan de dos electrodos por los cuales pasa una corriente constante, de donde se mide posteriormente la diferencia de potencial que existe entre ellos; con base en las trayectorias de las líneas equipotenciales, esféricas y concéntricas que se centran en uno de los electrodos. Mientras mayor sea el espaciamiento que se tenga entre los electrodos de corriente y medida, mayor será el radio de investigación dentro de la formación (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

Las herramientas laterolog permiten tener una muy buena determinación del valor de la Resistividad verdadera de la formación (R_t), especialmente cuando se tienen capas con espesores mayores a 40 pies (12 a 13 metros) y no existe invasión.

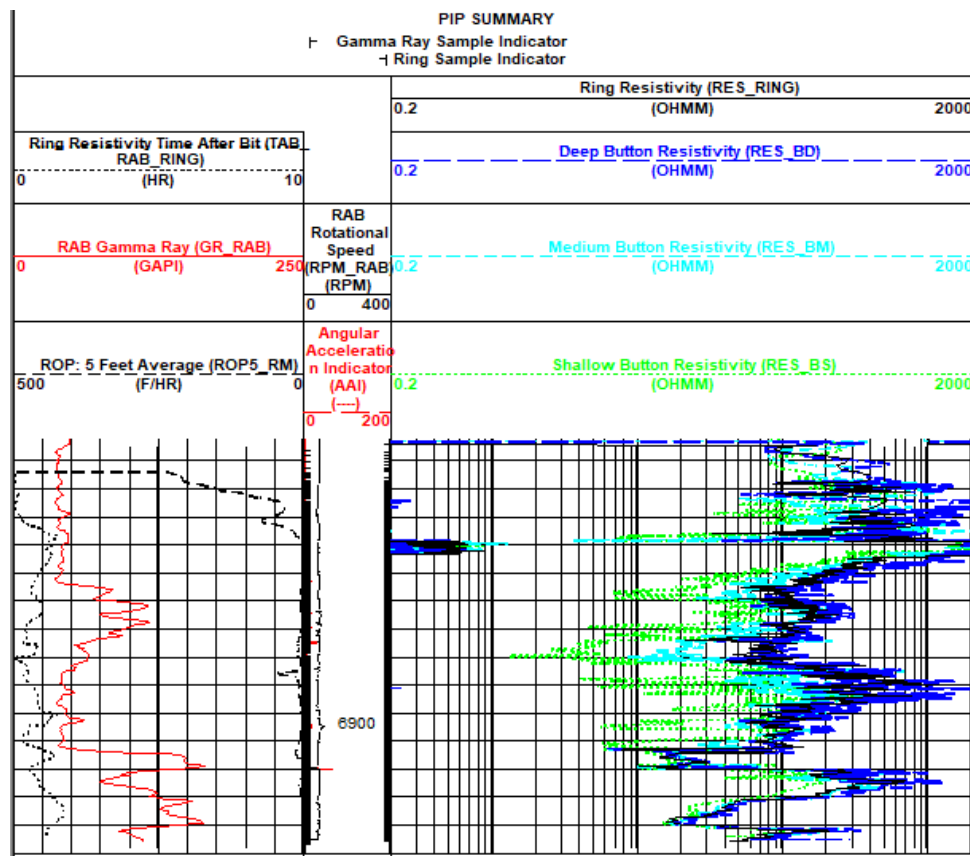


Figura 8. Ejemplo de las curvas de una herramienta laterolog, tomado de experiencias personales, Schlumberger 2000 – 2005.

- **Aplicaciones de los registros de Resistividad**

Los registros de resistividad tienen aplicaciones tanto cualitativas como cuantitativas cuando se combinan con otras herramientas como los registros sínicos, de porosidad y con la información de las curvas de potencial espontaneo (Schlumberger, Field reference manual, 2000). Algunas de sus aplicaciones más importantes son:

- Determinación de R_{xo} y R_t a partir del valor de Resistividad tomado del registro.
- Determinación de zonas con Hidrocarburos
- Determinación de contactos agua – hidrocarburos
- Correlación entre pozos

- Identificación de intervalos permeables debido a la formación de revoque en las formaciones
- En intervalos permeables, ya sea en arenas con presencia de agua salada o hidrocarburos, la respuesta de las curvas microlateral y micronormal mostraran separaciones positivas. La única diferencia serán los valores de resistividades mas altos en las arenas con presencia de hidrocarburos.
- En presencia de intervalos de lutitas generalmente las resistividades serán bajas y la separación de las curvas será a menudo nula, además de que el efecto del lodo sobre las capas en ocasiones provocará cavidades por derrumbes, viéndose el efecto también en la curva del caliper.
- Obtención de Rxo utilizando graficas de corrección (las mas usadas son las de la compañía Schlumberger)

- ***Registro Potencial Espontaneo***

La curva de potencial espontaneo (SP) es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el pozo y un potencial fijo en un electrodo de superficie, en función de la profundidad. Este registro se corre en lodos base agua para:

- Detectar capas permeables
- Definir sus limites y permitir la correlación entre capas
- Determinar valores de la resistividad del agua de formación, R_w
- Dar valores cuantitativos del contenido arcilloso de una capa.
- Frente a las lutitas, las lecturas de la curva SP son más o menos constantes y tienden a seguir una línea recta en el perfil, la cual se denomina “Línea base de lutitas”. Frente a formaciones permeables la curva del SP se aparta de la línea base de lutitas. En capas con

suficiente espesor tiende a alcanzar una desviación constante definiendo una “Línea de Arenas”. La desviación puede ser hacia la izquierda (negativa) o hacia la derecha (positiva) dependiendo de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado de lodo (Schlumberger, Log Interpretation, 2000).

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

El componente Electroquímico del SP esta relacionado con el potencial de membrana que desarrollan las lutitas debido al movimiento de iones entre las laminas con diferente salinidad. Otro componente del potencial electroquímico se produce en el borde de la zona invadida, donde el filtrado de lodo y el agua de formación están en contacto directo, la corriente que fluye en el área de contacto entre soluciones de diferente salinidad produce una fuerza electromotriz llamada potencial de contacto de líquidos.

El componente Electrocinético, conocido también como potencial de electrofiltración (“streaming potential”) se produce por el flujo de un electrolito a través de un medio poroso no metálico. Entre los factores que determinan su magnitud están la presión diferencial a causa del flujo y la resistividad del electrolito en el medio poroso. En formaciones de muy baja permeabilidad (menos de 5 mD) puede haber efectos electrocinéticos importantes, ya que una buena parte de la presión diferencial ocurrirá a través de la propia formación. A veces la permeabilidad de la formación es tan baja que no se forma revoque alguno, aquí toda la presión diferencial tendrá lugar en la formación (Schlumberger, Log Interpretation, 1974).

- *Anomalías del SP relativas a las condiciones de invasión*

En formaciones muy permeables se observan frecuentemente anomalías en el SP las cuales si no se interpretan correctamente pueden causar errores en su evaluación. Cuando una capa muy permeable de arena con agua salada es invadida por un filtrado dulce, el filtrado por ser mas liviano que el agua salada tiende a flotar hacia el borde superior de la arena. Se forma entonces un frente de invasión. La invasión es de poca profundidad cerca del borde inferior de cada intervalo permeable y mas profunda cerca del borde superior del mismo. El SP resulta afectado de la siguiente forma:

En el borde superior la curva es redondeada debido a la invasión profunda

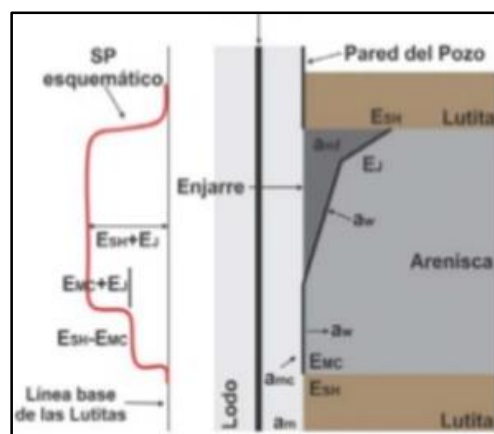


Figura 9. Ejemplo de la respuesta redondeada del SP por la fuerza eléctrica de la membrana del revoque, tomado de Tomado de Ricco, 2012, Principios de medición de los registros geofísicos de pozos).

En las láminas impermeables de lutita el SP puede tener una forma de “diente de sierra”

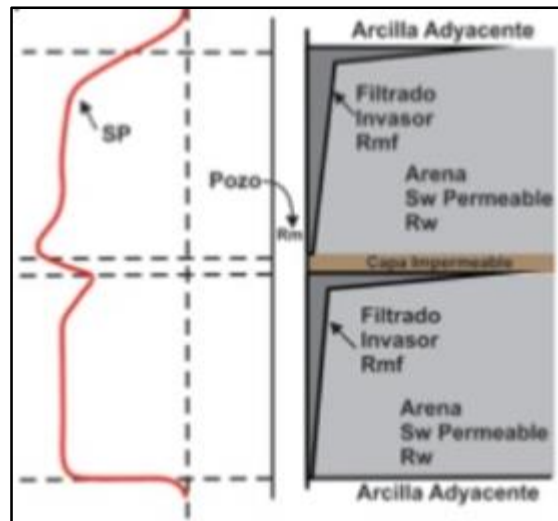


Figura 10. Ejemplo de la respuesta redondeada del SP por la fuerza eléctrica de la membrana del revoque, tomado de Tomado de Ricco, 2012, Principios de medición de los registros geofísicos de pozos)

Anomalías del SP relativas a las condiciones ambientales

- ***Por efecto de magnetismo***

En algunas oportunidades sucede que una onda sinusoidal de baja amplitud se superpone al SP. Esto sucede cuando alguna parte móvil del guinche (tambor, cadena o embrague) se magnetiza accidentalmente. Esto provoca que en el registro se generen picos falsos, por lo que entonces el SP se deberá leer de tal manera que no se sume o reste la verdadera deflexión del SP, y si no es posible eliminar este efecto, se leerá el valor de la sinuosidad media (Figura 11)

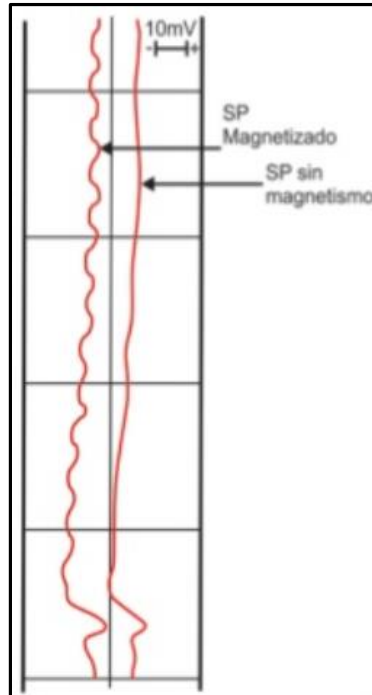


Figura 11. Ejemplo del efecto causado por el magnetismo, tomado de Perfiles eléctricos Schlumberger, 2000.

- ***Por efecto de Ruido***

Estos efectos tienen que ver con la proximidad a líneas de transmisión eléctrica y la generación de corriente de los equipos de perforación, proximidad que exista entre el camión de toma de registros y pozos de bombeo mecánico. En operaciones offshore, estos efectos se dan por el paso de embarcaciones cercanas, sin embargo, todo esto se puede evitar con una buena ubicación del electrodo de tierra.

- ***Por Bimetallismo***

Cuando dos piezas de metal de distintas composiciones se ponen en contacto en un ambiente conductor, se genera una pequeña fuerza electromotriz. Esto puede provocar ciertas anomalías en la respuesta del SP frente a formaciones con altas resistividades, llegando incluso a invertir la

curva; por lo tanto, es importante mantener estricta vigilancia del electrodo superficial y el equipo subsuperficial para anular este efecto (Schlumberger, Field reference manual, 2000.)

- ***Correcciones por espesor de capa (h) y diámetro de invasión (d)***

La formación de una zona de invasión por efecto del filtrado de lodo en una zona porosa y permeable tiene como consecuencia la aparición de una distancia inusual respecto a la pared del pozo; de manera que la generación de un potencial de difusión tiene lugar a cierta distancia de la pared del pozo, lo que equivale a un aumento en el diámetro del agujero. Si el área aumenta, la resistencia al flujo de corriente disminuye y con ello la calidad del potencial registrado, provocando que el SP sea menos negativo. Para solventar lo anterior, se tienen tablas de correcciones para obtener el SP leído del registro, corrigiéndolo por el efecto del espesor de la capa porosa y permeable que se está evaluando (h) y por el efecto del diámetro de invasión del filtrado de lodo, usando tablas de corrección desarrolladas por Schlumberger tales como SP-1 & SP-2m (Schlumberger, Log Interpretation, 1974).

- ***Aplicaciones del Registro SP***

El registro SP involucra aplicaciones petrofísicas y geológicas. Dentro de las aplicaciones petrofísicas tenemos las siguientes (Schlumberger, Field reference manual, 2000):

- Identificación de capas porosas y permeables, la deflexión de la curva será positiva o negativa dependiendo del tipo de fluido que tenga la formación, así como de la permeabilidad de esta.
- Determinación de R_w , una vez conocidos R_{mf} y la temperatura del intervalo que se esté analizando.
- Identificación relativa del tipo de litología.
- Identificación cualitativa del contenido de arcilla.

- Es un buen indicador de posibles saturaciones de aceite y/o gas en arenas arcillosas, así como de la interfaz entre ambos fluidos.

Las aplicaciones geológicas mas importantes que tiene la interpretación del registro SP se basan en poder identificar aspectos litológicos y texturales; así como también la identificación del ambiente de depositación de las formaciones, con la finalidad de poder localizar con precisión las formaciones que sean de importancia económica para la explotación de hidrocarburos. Algunos ejemplos se muestran a continuación:

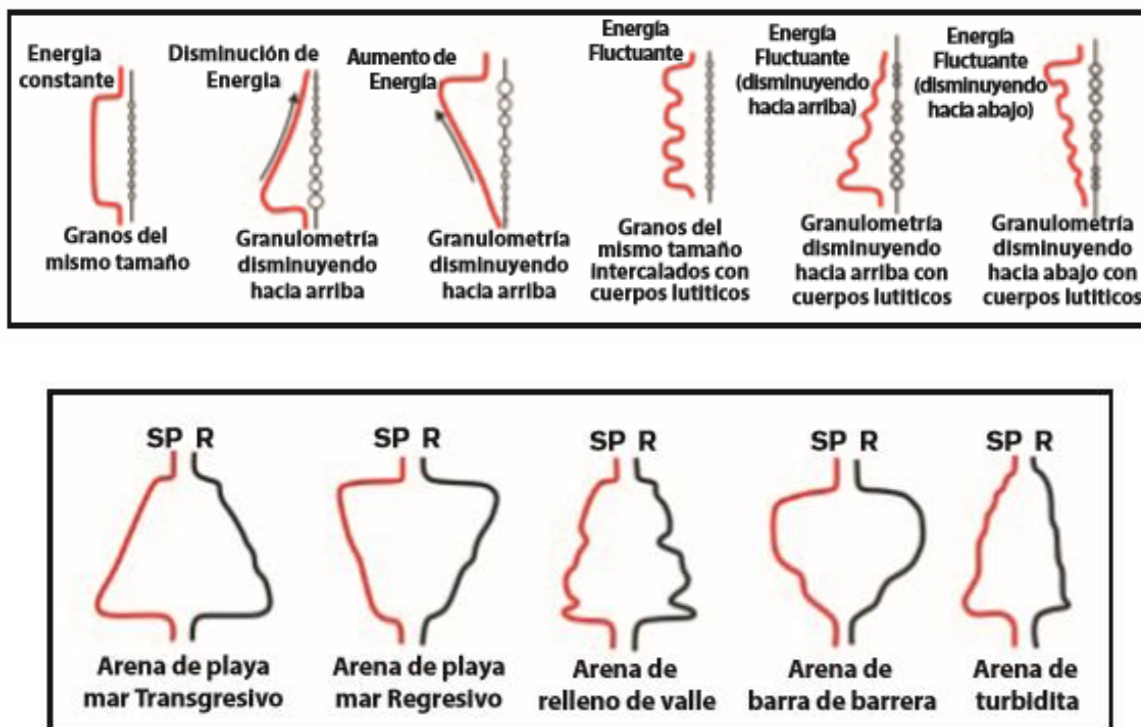


Figura 12. a. Respuestas del SP en diferentes ambientes de depositación con su respectiva respuesta de resistividad, tomado de Ricco, 2012, Principios de medición de los registros geofísicos de pozos.

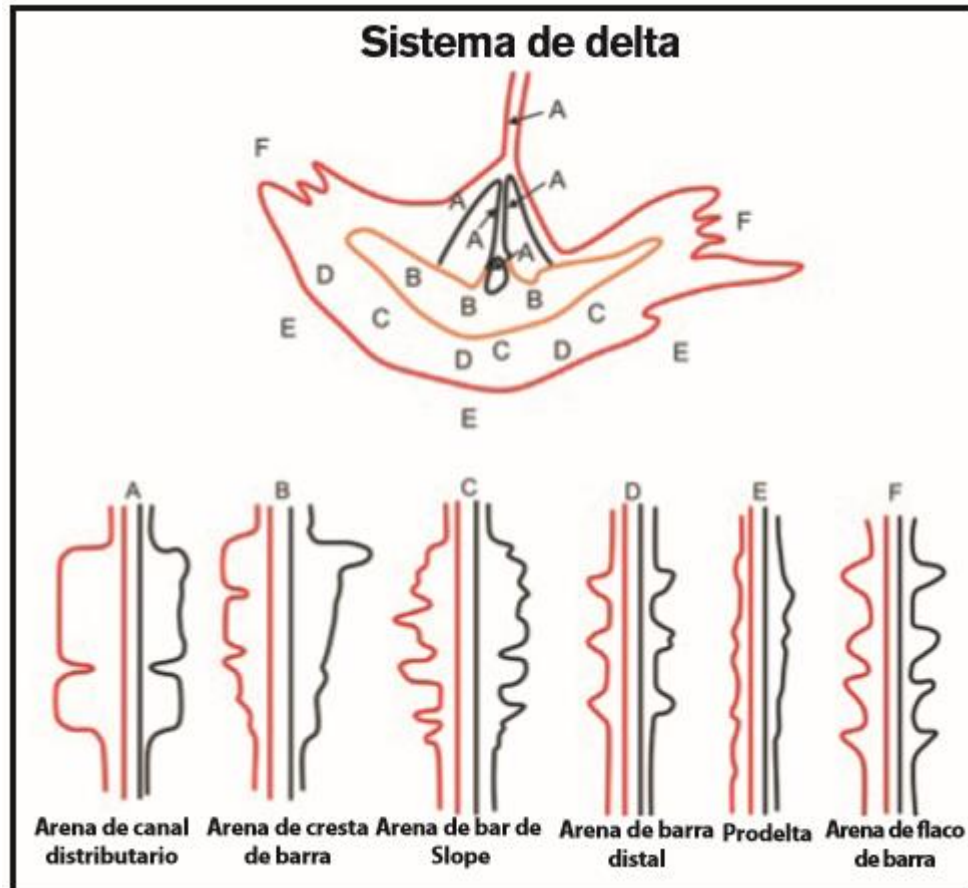


Figura 12. b. Patrones teóricos de sedimentación, identificados a partir de la forma de la curva SP, tomado de Ricco, 2012, Principios de medición de los registros geofísicos de pozos)

Registros de Porosidad

Los principales registros que realizan mediciones de porosidad son los registros sínicos, registros de densidad, registros de neutrón y los de resonancia magnética nuclear; sin embargo, es importante mencionar que ninguno de ellos permite la obtención directa de la porosidad de las formaciones; todos ellos miden ciertas propiedades físicas presentes en las rocas, de las cuales se puede obtener posteriormente un valor de porosidad de manera indirecta (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

- ***Registro Sonico de Porosidad***

El registro sónico acústico es una de las herramientas mas importantes con las que se cuenta hoy en día para la evaluación de la porosidad de las formaciones. Este registro se toma en hueco abierto (a diferencia de los registros sónicos de cementación CBL – VDL) y su principio de medición se basa en la propagación de trenes de ondas acústicas que viajan a través de las formaciones en todas las direcciones alrededor del agujero a diferentes frecuencias e intervalos de tiempo, para la medición de algunas de las propiedades acústicas de las formaciones tales como las velocidades y las atenuaciones que presentan las ondas compresionales P y las ondas transversales S; así como la amplitud de las ondas reflejadas (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

La medición de las velocidades acústicas es de gran utilidad para la evaluación de la porosidad de la formación, así como determinaciones de las litologías y las compresibilidades en los poros de las rocas. La atenuación en las ondas acústicas por otro lado se centra en la determinación de la calidad con la que fueron realizados los trabajos de cementación (registro CBL – Cement Bond Log), así como la identificación de zonas fracturadas en las formaciones. La medición de la amplitud de las ondas reflejadas es de utilidad para la identificación de fracturas y su orientación; y para labores de inspección de las tuberías de revestimiento (Schlumberger, Log Interpretation, 2000).

La determinación de la porosidad se realiza con base en el tiempo de transito de las ondas compresionales o longitudinales (ondas P); el cual es la medición de la capacidad de las formaciones para transmitir ondas acústicas, la cual se encuentra relacionada al tipo de litología y a la textura de la roca. El movimiento de estas ondas se caracteriza porque las vibraciones de las partículas ocurren en la misma dirección de la transmisión de la onda, es decir, se propagan

paralelamente al desplazamiento de las partículas. Las ondas P son las únicas que se pueden propagar a través de sólidos, líquidos y gases (los tres estados de la materia pueden soportar la compresión).

Existen otro tipo de ondas denominadas Ondas transversales o de corte; también conocidas como ondas de distorsión, ondas “S” o de cizallamiento; las cuales se caracterizan porque la dirección de propagación es perpendicular al desplazamiento de las partículas. Estas ondas no se desplazan a través de líquidos o gases (Schlumberger, Log Interpretation, 2000).

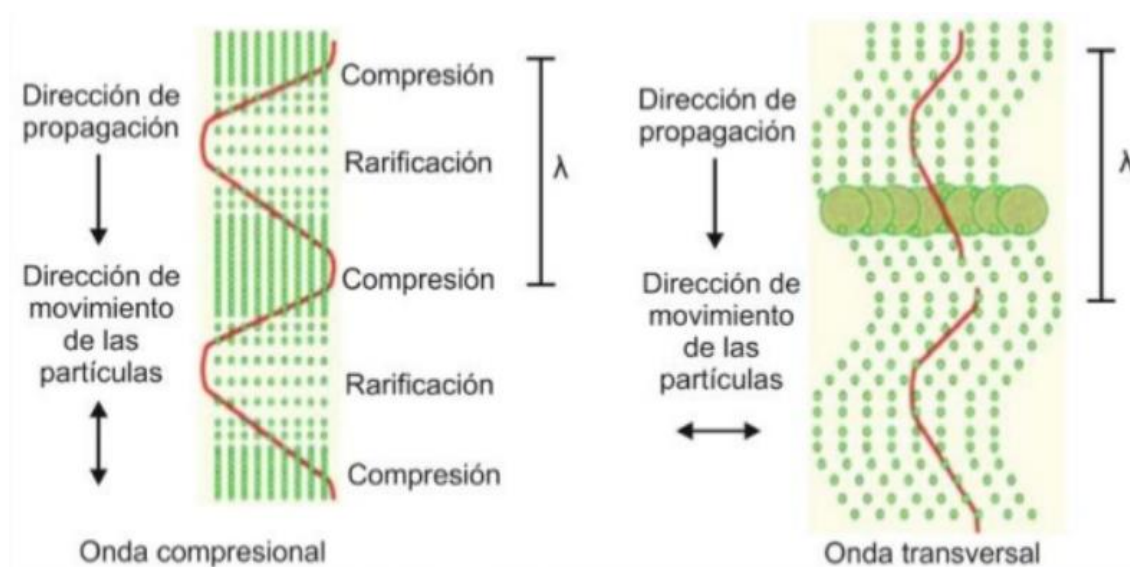


Figura 13. Representación de la dirección de propagación y movimiento de las ondas P y S en un medio finito e isotrópico (tomado de Teoría Acústica Schlumberger, 2000)

Las ondas S son principalmente afectadas por la rigidez, mientras que las ondas P son afectadas tanto por la rigidez como por la compresibilidad que pueda tener la roca. Mientras mas denso sea el medio, mayor será en este la velocidad de compresión en comparación con aquellas rocas que se encuentren poco consolidadas o sean suaves, dando como resultado el que las ondas P tiendan a viajar mas lentamente en las rocas suaves que en las duras, así como también en los

fluidos debido a que no existen en ellos la suficiente rigidez como para permitir la transmisión de las ondas S.

En un pozo, cuyas características lo destacan como un medio finito y heterogéneo, se pueden presentar también otro tipo de ondas denominadas ondas secundarias u ondas de superficie, entre las cuales se destacan las Ondas Stoneley y las Ondas Rayleigh.

Las ondas Rayleigh se encuentran formadas por 2 tipos de desplazamientos: uno paralelo y otro perpendicular a la superficie y retrogrado respecto a la dirección de propagación. Estas se originan de aquellas porciones de las ondas que inciden en las paredes del agujero a ángulos mayores. Estas ondas no pueden transmitirse en líquidos y se propagan en el agujero en forma de ondas cónicas (Schlumberger, Log Interpretation, 2000).

Las ondas Stoneley u ondas de frontera, de tubo o de guía, son ondas que se propagan solo a lo largo de la superficie de frontera que separa 2 medios de diferentes propiedades elásticas (líquidos – sólidos). Se generan en la interface lodo – formación, y aunque son muy sensibles a la rigidez que tenga la pared del pozo, sufren poca atenuación por ser ondas de bajas frecuencias.

El registro sónico o acústico fue inicialmente desarrollado para realizar determinaciones de las velocidades sísmicas de las formaciones, su uso continuo en el desarrollo de las exploraciones petroleras permitió visualizar su gran utilidad no solo dentro de los análisis de las velocidades sísmicas; sino que de ellos era posible obtener también información valiosa sobre la porosidad de las formaciones. Esto permitió que los registros acústicos se desarrollaran principalmente con esa finalidad. Los registros sónicos convencionales consisten fundamentalmente en la medición de las velocidades de las ondas acústicas propagadas en el pozo. Estas mediciones son un registro del tiempo requerido por una onda acústica para viajar cierta distancia a través de las formaciones que rodean el agujero. Este parámetro se define como tiempo de transito acústico, que es el tiempo

mínimo requerido por una onda compresional para recorrer un pie (1 ft) de formación, se expresa en unidades de microsegundos por pies (useg/ft).

El tiempo de transito es el valor reciproco de la velocidad de la onda compresional (V_p) y dependerá en gran medida de la litología de la roca, así como su porosidad, pudiendo ser incluso de mucha utilidad para realizar interpretaciones de registros sísmicos. La información de la velocidad de las ondas compresionales y de las ondas de cizalla pueden ser además de utilidad para identificar ciertos tipos de litologías y ciertos tipos de fluidos (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

- ***Aplicaciones de las herramientas sónicas (DSI)***

- Análisis de propiedades mecánicas: análisis de la estabilidad del pozo, análisis de estabilidad de disparos y arenamiento, así como diseño de fracturas hidráulicas
- Evaluación de las formaciones: detección de intervalos con gas, detección y evaluación de fracturas naturales e indicación cuantitativa de la permeabilidad
- Interpretaciones geofísicas: sismogramas sintéticos de onda P y S, diseño de VSP (Vertical Seismic Profiling) y calibración de modelos para análisis AVO (Amplitud Variation with offset).
- Análisis de anisotropía de onda S: combinando la información de anisotropía con otros datos petrofísicos, geológicos y de ingeniería de yacimientos, es posible desarrollar una gran variedad de aplicaciones con dicha información en aspectos como: diseño de disparos orientados, optimización de la distribución de pozos en un campo, detección de zonas fracturadas en agujero descubierto o bien a través de la tubería de revestimiento; así como la determinación de la trayectoria mas estable en pozos que se estén perforando con alto ángulo de desviación o en pozos horizontales (aplicación para registros de LWD).

- ***Correcciones a los registros sónicos***
 - Corrección por compactación: se aplica a los intervalos de arenas no consolidadas y mal compactadas (formaciones someras), así como formaciones que muestren presiones anormales.
 - Corrección por contenido de lutita: el efecto que tienen las lutitas sobre el registro sónico depende principalmente de cómo se encuentren distribuidas en las arenas. Si la distribución corresponde a secuencias laminadas alternas de arenas y lutitas, las propiedades totales de la arena lutítica serán proporcionales al contenido de arena limpia y de la lutita. Si la lutita se encuentra dispersa en toda la arena, su comportamiento sobre el registro sónico será muy similar al de un líquido, de tal forma que el valor aparente del tiempo de tránsito de la lutita dispersa en la arena será más alto que el de la capa gruesa de lutita adyacente a la arena arcillosa.
 - Corrección por contenido de Hidrocarburos: Si la arena es limpia, contiene hidrocarburos y la invasión del filtrado de lodo no es muy profunda, los tiempos de tránsito pueden resultar muy altos y, por lo tanto, también la porosidad calculada a partir del registro.
 - Factores ambientales que afectan las mediciones de Delta t: El tamaño del agujero y el tipo de fluido que se está utilizando en este puede afectar las mediciones de las velocidades acústicas en las herramientas sónicas de porosidad. Si el diámetro del agujero perforado es muy grande puede llegar a afectar considerablemente las mediciones, produciendo saltos de ciclo en la respuesta de la herramienta. Si el lodo de perforación utilizado contiene una cantidad considerable de sólidos en suspensión, se produce una dispersión de la energía acústica que se traduce en un menor acoplamiento acústico lodo – formación. Si el lodo se encuentra cortado con gas o se le han agregado aditivos contra pérdidas de

circulación, la atenuación acústica puede ser muy grande y las mediciones del tiempo de transito pueden ser no confiables.

- ***Aplicaciones de los registros sónicos de porosidad***

- Determinación del tipo de litología
- Estudios de compactación: Maduración de la materia orgánica, profundidad máxima de enterramiento.
- Detección de fracturas
- Determinación de la porosidad primaria y la porosidad secundaria de las formaciones
- Análisis sedimentológicos
- Evaluación del espesor de las formaciones
- Detección de gas y aceite
- Cambios en la viscosidad del aceite
- Localización de los yacimientos
- Medición de la velocidad compresional y la velocidad de cizalla de las formaciones
- Determinación de los módulos elásticos (las dimensiones de fractura hidráulica)
- Análisis de arenas
- Estabilidad del agujero
- Evaluación de la calidad de la cementación
- Correlaciones entre pozos: Calibración de secciones sísmicas, sismogramas sintéticos.

- ***Registros de Densidad***

El principio de medición con el cual funcionan todas las herramientas de densidad y lito-densidad se basa en la emisión de rayos gamma a las formaciones utilizando una fuente radioactiva emisora de rayos gamma (Cobalto o Cesio), así como la incorporación de dos o más detectores de

rayos gamma ubicados a diferentes distancias de las fuentes radioactivas. Los rayos gamma (fotones) colisionan con los electrones del material de la formación a través del cual tratan de pasar por lo que, en cada choque, estos ceden parte de su energía en forma de energía cinética, cambian de dirección por efecto Compton y continua su trayectoria con menor energía (efecto Compton de dispersión). Los rayos gamma dispersos por el efecto Compton regresan a la herramienta en donde son medidos (contados) por medio de los dos detectores (detectores de centelleo); considerando que el conteo obtenido para cierto nivel de energía es función del numero de electrones por unidad de volumen de roca en cm^3 , este puede ser directamente relacionado con la densidad real del material existente entre la fuente y los detectores (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

- ***Calibración de las herramientas de densidad***

Los estándares de calibración primarios o iniciales que se realizan a las herramientas de densidad se llevan a cabo en laboratorio sobre formaciones de calizas puras saturadas de agua dulce, en donde las densidades son bien conocidas. Posteriormente se realiza una segunda calibración (calibración secundaria) sobre bloques de aluminio y magnesio cuyas dimensiones, composición y densidades son conocidas. Estos bloques con características conocidas de relacionan con las formaciones de caliza; para luego realizar una calibración final en el sitio en donde se tomará el registro para verificar que el sistema de detección este funcionando correctamente.

Las unidades de medición que se utilizan para estos registros son los gr/cm^3 , que son las unidades estándar con las que trabajan las diferentes herramientas de densidad (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

- ***Método de compensación***

El método por el cual se realiza la compensación de las mediciones de densidad por efecto de revoque y por irregularidades en el diámetro de pozo, es por medio de un grafico denominado spin and ribs plot; el cual es un grafico experimental desarrollado para estas herramientas, cuenta con 5 valores para formación de calizas y para una variedad de revoques sintéticos de diferentes composiciones, densidades y espesores.

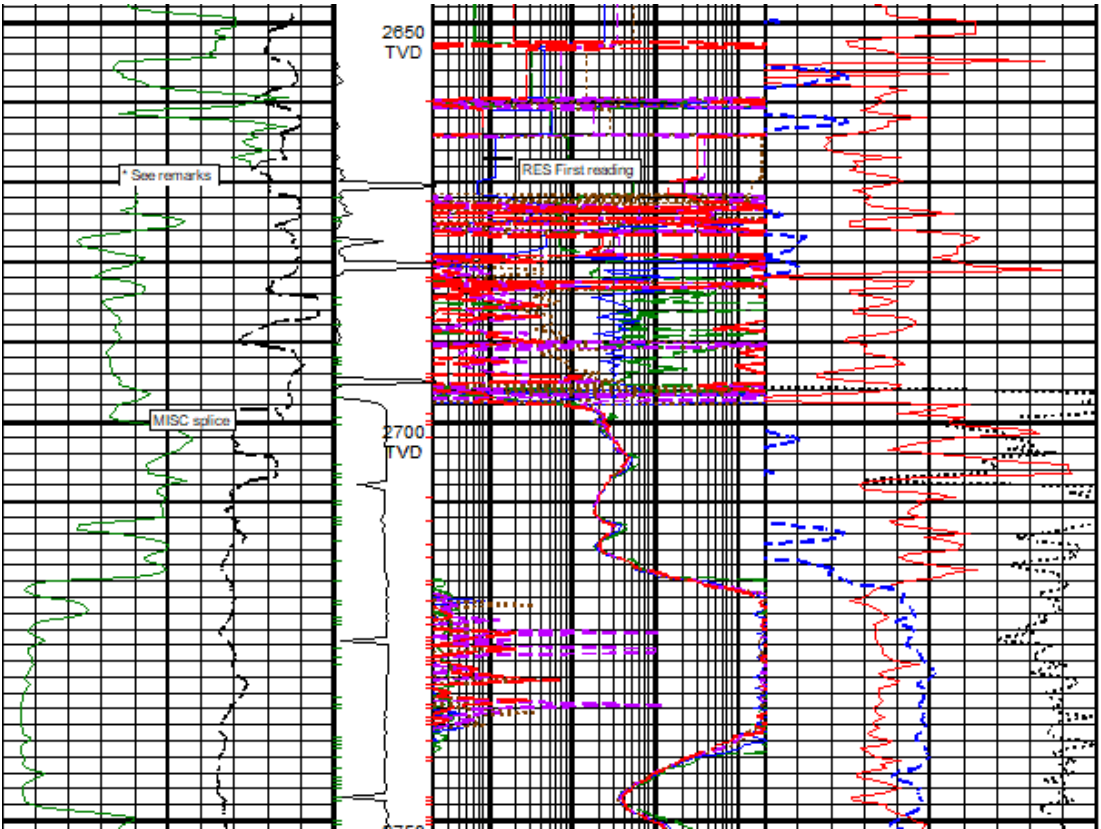
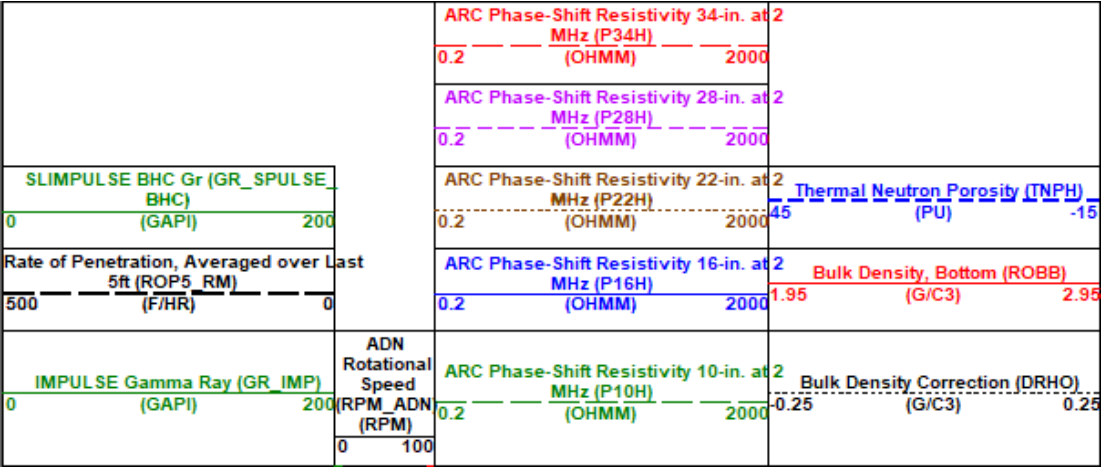


Figura 14. Representacion de un registro de densidad, tomado de archivos personales, 2000 – 2005.

- ***Correcciones realizadas al registro de Densidad***

Los dos factores principales que pueden llegar a afectar las mediciones de las herramientas de densidad son:

- Corrección por efectos de invasión y densidad del lodo de perforación (filtrado de lodo): la densidad del lodo de perforación puede afectar las mediciones de las herramientas de densidad, especialmente si cuenta con un alto contenido de barita, ya que si la cantidad de este mineral en el lodo de perforación es alta; su densidad también lo será provocando que exista una absorción muy grande de los rayos gamma emitidos por la herramienta.
- Corrección por diámetro de pozo: Normalmente corrige automáticamente por diámetros del agujero para tamaños entre 10" – 15", para agujeros con tamaños menores a 10" estas correcciones se tornan insignificantes.
- Corrección por efecto de Arcillas: Las arcillas secas tienen una densidad muy similar a la densidad que tiene el cuarzo, por lo que tienen un efecto muy parecido al que tiene el cuarzo en la matriz de las rocas. Por lo general, se encuentra un rango de matriz desde 2.2 gr/cm³ hasta 2.65 gr/cm³. La influencia de las arcillas debe tomarse en consideración principalmente cuando se realiza una interpretación del registro en términos de su porosidad efectiva o litología, sobre todo si su densidad real es considerablemente diferente a aquellos otros minerales que constituyen la matriz de la roca. La corrección por arcilla se puede realizar utilizando la siguiente ecuación:

$$\rho_{bc} = \rho_b + v sh(\rho_{ma} - \rho_s h)$$

Donde:

ρ_{bc} : densidad corregida de la formación por efecto de arcillas

ρ_b : densidad obtenida del registro

ρ_{ma} : densidad de la matriz

$\rho_s h$: densidad de la arcilla

Vsh : volumen de arcillosidad en el intervalo (se puede obtener del registro de rayos gamma).

Las arcillas suelen tener una densidad menor mientras menor sea la profundidad a la que se encuentran por falta de compactación. Por otro lado, cuando las arcillas se encuentran diseminadas entre los poros de la roca, pueden mostrar una densidad menor que cuando se encuentran en intercalaciones de lutitas (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

- **Aplicaciones del registro de Densidad**

La principal aplicación que tiene el registro de densidad es la determinación de la porosidad de la formación, existen otras aplicaciones que se enumeran a continuación:

- Detección de zonas productoras de gas (en combinación con los registros nucleares de porosidad).
- Medición de la densidad de la formación
- Estudios de compactación y composición de las arcillas
- Calibración en gravimetría y sísmica
- Identificación de capas con gas en combinación con la herramienta de neutrón compensado por efecto de excavación.
- Obtención de la composición mineralógica de la formación.
- Determinación de la porosidad de la formación en función de su densidad.

- **Registros de Lito-Densidad**

Este tipo de herramientas miden la densidad de la formación y el factor fotoeléctrico, basan su funcionamiento en la identificación litológica de las formaciones a través del índice de absorción fotoeléctrica que corresponde principalmente a la litología y a la matriz de la roca y de

manera secundaria a la porosidad y al tipo de fluidos que se encuentre albergado en el espacio poroso de la formación (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

u principio de medición fue propuesto originalmente por la compañía Schlumberger a finales de los años 70's por lo que se les considera una evolución de los registros de densidad obtenidos por medio de las herramientas de densidad, al permitir obtener además de la densidad de la formación, mediciones adicionales sobre la litología de la roca a través del índice de absorción fotoeléctrica.

El principio de medición se basa en la reacción que tienen las formaciones a la absorción fotoeléctrica de los rayos gamma de altas energías emitidos por la fuente radioactiva de cesio 137 o cobalto 60. Dicho método consiste en la cuantificación de la capacidad del material existente en la formación de absorber radiación electromagnética mediante el mecanismo de absorción por efecto fotoeléctrico. El grado de absorción o índice de absorción fotoeléctrica de las formaciones es fuertemente dependiente del numero atómico de los elementos que se encuentren constituyendo a las formaciones y de la energía incidente de los rayos gamma, por lo que la intensidad de dicho parámetro estará dada en función directa del número de electrones existentes por unidad de volumen y poco dependerá de la porosidad y de los fluidos presentes en la roca. En términos geológicos se puede decir que dicho parámetro se encuentra relacionado a la composición química (mineralógica) de la roca e indirectamente a la litología (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

Mientras mas compactas (mayor dureza) sean las formaciones, mayor será su habilidad de absorber los rayos gamma emitidos por la herramienta de lito-densidad; si las formaciones son menos compactas (blandas) menor será su capacidad de absorber los rayos gamma.

Las principales diferencias entre la herramienta de densidad y la de lito-densidad es que la segunda mide el factor fotoeléctrico de la formación, discrimina la energía y obtiene el índice de absorción fotoeléctrico (PEF) en barns/electrón; mientras que la herramienta de densidad obtiene la densidad real de las formaciones en gr/cm³ en base al efecto Compton de dispersión.

- **Profundidad de Investigación y resolución vertical**

La profundidad de investigación de la herramienta de lito-densidad es muy similar a la obtenida con una herramienta normal de densidad, lo que cambia es la resolución vertical de las capas que se puede obtener, ya que en el diseño de la herramienta de lito-densidad se acortaron las distancias existentes entre los detectores y la fuente. Esto permite que la curva de índice de absorción fotoeléctrica (PEF) tenga una resolución vertical mejorada de 50 a 60 cm.

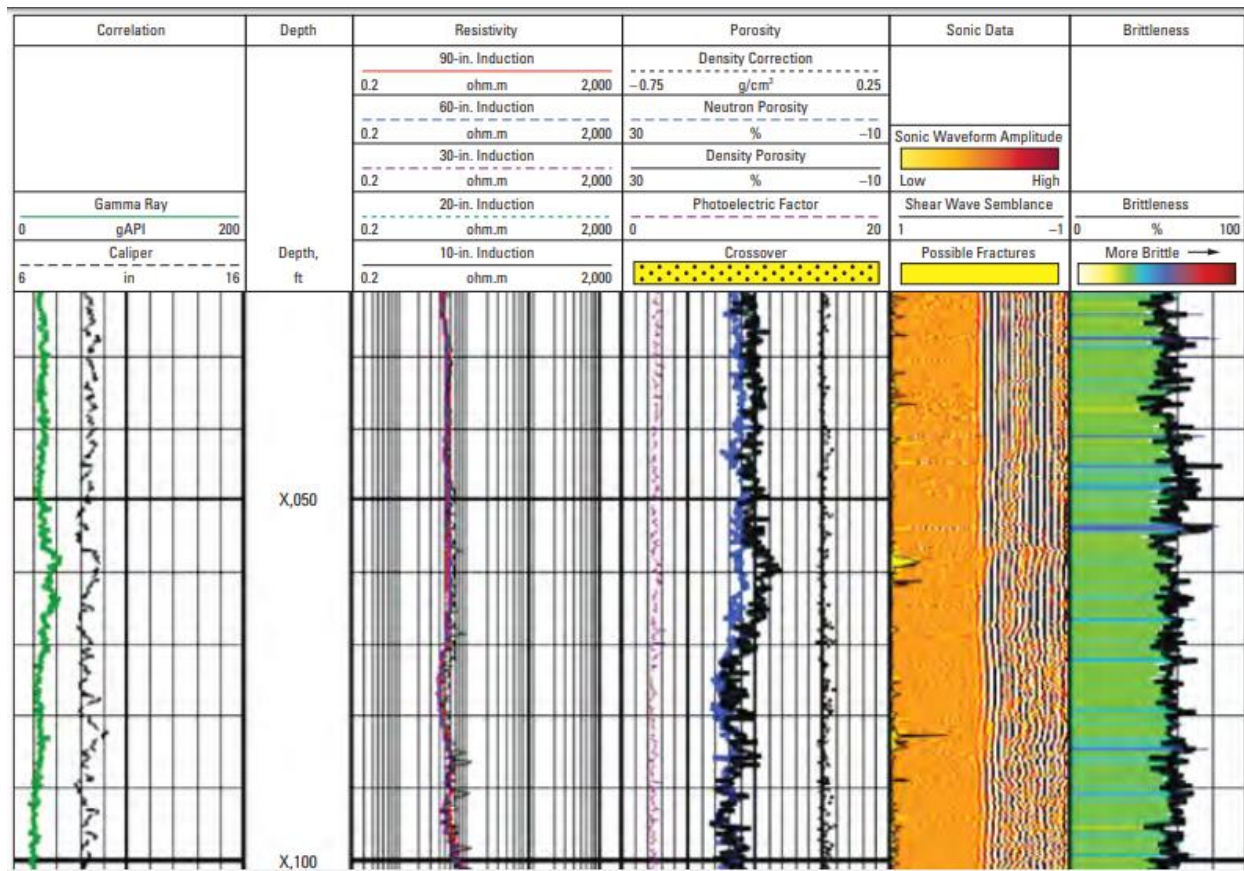


Figura 15. Representación de la curva PEF en un registro Quadcombo en Eagle ford, Recuperado de https://www.slb.com/services/characterization/petrophysics/wireline/platform/thrubit_logging_services.aspx/.

La curva PEF por lo general se grafica en los tracks 3 y 4 junto con las curvas de densidad y Neutron con la que generalmente se adquiere el registro en combinación; la escala que normalmente se utiliza para esta curva está expresada en barns/electron y va de 0 a 20 o de 0 a 15 barns/electron, ya que la gran mayoría de los minerales que constituyen las formaciones contienen valores de PEF por debajo de los 6 barns/electron (esto significa que la curva de factor fotoeléctrico siempre estará cerca del 0 en la parte izquierda de la escala en el registro).

- **Correcciones al registro de Lito-densidad**

Para el índice de absorción fotoeléctrica (PEF) el factor fundamental que puede llegar a afectar las mediciones es el número atómico (Z) de los elementos que se encuentran constituyendo a las formaciones, dentro de los cuales se destacan la composición mineralógica y los fluidos alojados en la roca (Schlumberger, Log Interpretation, 2012).

- **Factores Geológicos**

Los minerales que constituyen a las formaciones sedimentarias influyen en gran medida las mediciones realizadas por la herramienta, especialmente, si dichos minerales se encuentran constituidos por elementos que tengan un número atómico muy grande. La mayoría de los minerales metálicos tales como la hematita, siderita, pirita, clorita, glauconita, etc; pueden ser fácilmente reconocibles en el registro de litodensidad. De manera similar, si las formaciones sedimentarias tienen altas concentraciones de elementos tales como el Uranio y el torio, esto se verá reflejado en el registro de litodensidad como valores altos de su índice de absorción fotoeléctrica (PEF).

La influencia de los fluidos contenidos en los poros de las formaciones dependerá en gran medida de la naturaleza del fluido (tipo de fluido) y del volumen que este se encuentre ocupando en la formación (la saturación que tenga la roca). Ya que la gran mayoría de los fluidos se encuentran constituidos por elementos cuyo número atómico Z es muy bajo ($H=1$, $C=6$, $O=8$), es debido a ello que su influencia en los registros de lito-densidad es muy baja a excepción de fluidos muy salados para los cuales se puede realizar la corrección por salinidad al mismo modo en que se realiza dicha corrección para las herramientas de densidad. Por esta razón es que las mediciones del factor fotoeléctrico de las formaciones son un indicador muy bueno de litología,

especialmente frente a zonas con contenido de gas en donde las herramientas de densidad y las neutrones son fuertemente afectadas (Schlumberger, Log Interpretation, 2012).

- **Factores Ambientales**

La influencia que pueda o no tener el diametro del agujero en las mediciones del factor fotoelectronico de las formaciones es muy baja al igual que en las herramientas de densidad, ya que las mediciones son realizadas por un patin que se encuentra presionado a la formacion del mismo modo en que se realiza para las herramientas de densidad. Esto permite que la influencia del diametro del agujero sea muy baja, incluso hasta despreciable en las labores de interpretacion. Si el lodo de perforacion que se esta utilizando tiene altas concentraciones de barita en suspension, su influencia en las mediciones puede ser muy alta, especialmente frente a formaciones permeables en donde se forma revoque, asi como tambien en agujeros muy irregulares en donde se pueden formar paquetes de lodo y del mismo modo rellenar fracturas y cavernas. Esto se debe a que la barita tiene un indice de absorcion fotoelectronica de cerca de 267 barns/electron en comparacion con valores menores a 8 que pueden llegar a tener otros fluidos de perforacion, lo que enmascara las mediciones verdaderas del factor fotoelectronico de la formacion.

- **Aplicaciones del registro de Litodensidad**

- **Composicion mineralogica de la formacion:** La respuesta del registro depende directamente del numero atomico de los elementos que constituyen a las formaciones y del indice de absorcion fotoelectronica de los minerales que la componen.
- **Identificacion de fracturas:** Si el lodo de perforacion tiene contenido de barita, y este se encuentra rellenando fracturas en las formaciones, se podra observar la respuesta en el registro como picos del valor de PEF.
- Determinacion de la densidad de los hidrocarburos

- Interpretación de arenas arcillosas
- Determinación de presiones anormales
- Determinación de la porosidad.

- **Registros de Neutrones**

El registro de neutrones es un registro de tipo radioactivo el cual basa su principio de medición en emitir continuamente neutrones de alta energía por medio de una fuente radioactiva colocada en la sonda. Los neutrones emitidos interactuarán con el hidrógeno de los fluidos que puedan estar contenidos en las formaciones, relacionando con ello las lecturas obtenidas directamente a la porosidad que contiene la roca. En resumen, el registro de neutrones responde principalmente a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, lo que en un contexto geológico se encuentra relacionado a la riqueza de hidrógeno contenido en los fluidos alojados en los poros de las formaciones, a lo que también se le denomina el índice de hidrógeno de las formaciones (IH). Este parámetro se define como la concentración total de hidrógeno en agua pura, o la fracción de agua dulce que pudiera contener la misma cantidad de hidrógeno. Cualitativamente, el registro de neutrones es un excelente discriminador entre aceite y gas, y geológicamente se puede utilizar para la identificación de evaporitas, minerales hidratados, así como también en la identificación de rocas ígneas (Schlumberger, Field reference manual, 2000). Existen varios tipos de herramientas:

- **Herramientas de neutrones-rayos gamma:** Las herramientas neutrón-gamma son equipos de medición no direccionales que se corren comúnmente de forma excéntrica en los agujeros, esto para lograr que el efecto del pozo incida en la menor medida posible en las mediciones. Las herramientas neutrón gamma se encuentran calibradas en unidades API y pueden ser utilizadas tanto en agujeros descubiertos como en agujeros entubados. En agujeros con revestimiento de acero, las lecturas serán menos exactas debido a efectos

tales como el peso y la posición de la tubería de revestimiento, así como la presencia de cemento. En agujeros descubiertos las lecturas son muy afectadas por la salinidad del fluido, temperatura, presión, tamaño del agujero, stand-off, revoque y peso del lodo.

- **Herramientas de neutrones epitermales:** Son los registros de porosidad mas precisos que se tienen dentro de las herramientas de porosidad ya que la respuesta que se obtiene de ellas no esta afectada por la presencia de posibles elementos que cuenten con un poder de captura muy grande (cloro y boro). Estas herramientas se basan en la medición de los neutrones epitermales en las formaciones; la densidad de los neutrones epitermales es esencialmente sensible a la presencia de átomos de hidrogeno en las rocas, ya que los átomos de hidrogeno son los principales desaceleradores de neutrones.
- **Herramientas de neutrones termales:** Estas herramientas se centran en la medición de aquellos neutrones que tengan un nivel de energía cercano a los 0.025 eV. Dichos neutrones dependen de dos factores: la cantidad de átomos de hidrogeno que estén presentes en el volumen de formación que se este investigando, mientras mayor sea la cantidad de átomos de hidrogeno presente en las formaciones, mayor será el conteo obtenido de neutrones termales cerca de la fuente de neutrones y menor será el conteo de neutrones termales en el detector que se encuentra mas alejado de la fuente. De esta forma, la cantidad de neutrones termales obtenidos por los detectores dependerá a la vez del espaciamiento que tengan los detectores con respecto a la fuente en las herramientas de neutrones.

El segundo factor del cual dependen las herramientas de neutrones termales es la sección transversal de captura que tengan los diferentes elementos que puedan estar constituyendo a una roca o formación. En consecuencia, la cantidad de neutrones termales que podrán ser detectados

a una cierta distancia de la fuente de neutrones será directamente proporcional a la presencia de aquellos elementos que cuenten con un gran poder de captura, por lo que se obtendrán lecturas bajas de neutrones termales en aquellas formaciones que sean ricas en elementos absorbentes de neutrones (tales como el samario, gadolinio, cloro, boro, litio y cadmio cuando el registro se toma en un agujero con tubería de revestimiento). Esto permite que ni la salinidad de los fluidos ni la litología tengan algún efecto significativo sobre las mediciones (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

- **Herramientas de neutrones compensadas:** O registro de doble espaciamento, es un registro radioactivo de porosidad cuyo principal objetivo es la obtención de la porosidad de las formaciones al permitir reducir muchos de los inconvenientes que se tenían con los otros registros de neutrones mencionados con anterioridad. Tienen una profundidad de investigación cerca a las 12" y una resolución vertical de 10", sin embargo, puede aumentarse si se incrementa la distancia que existe entre la fuente y los detectores.

El principio de medicion que utilizan estas herramientas es muy simialr al utilizado por las herramientas neutron gamma, con la diferencia de que estas se basan principalmente en realizar un promedio de los ritmos de conteos obtenidos por medio de los dos detectores, lo cual refleja la forma en que la densidad de los neutrones decrece con respecto a la distancia de a fuente, y que dependen en gran medida del fluido contenido en los poros de la roca (indice de hidrogeno), es decir, de su porosidad. Esto se debe a que las lecturas obtenidas del detector lejano son mas susceptibles a ser afectadas por efectos del agujero y de las formaciones adyacentes, sin embargo, esto se corrige por medio de las lecturas obtenidas del detector cercano que es menos susceptible a dichos efectos, dejando asi solo los efectos provenientes de las formaciones.

- **Correcciones aplicadas al registro de neutrones**

Existen numerosos factores que pueden alterar las respuestas de las herramientas de neutrones, principalmente con relación al índice de hidrogeno que pueden contener las formaciones. Entre estos se pueden mencionar los siguientes (Schlumberger, Field reference manual, 2000):

- Cantidad de átomos de hidrogeno presente en las rocas o formaciones
- Presencia de elementos que cuenten con un gran poder de captura.
- Composición mineralógica de las rocas o formaciones
- Porosidad (tipo de fluidos alojados en los poros de las rocas)
- Salinidad del fluido de formación (cantidad de cloruros).
- Presencia de hidrocarburos
- Tipo de litología y tipo de fluidos presentes en los poros de la roca
- Textura de la roca
- Temperatura
- Ambiente de deposito
- Presión
- Corrección por diámetro del agujero
- Por espesor del revoque
- Salinidad del lodo de perforación
- Densidad del lodo de perforación
- Standoff
- Diámetro del agujero antes de cementar (cuando se corre en huecos entubados)
- Espesor de la tubería de revestimiento
- Espesor del cemento

- Peso del lodo de la perforación
- **Aplicaciones de los registros de porosidad neutrón**
 - Determinación de la porosidad
 - Efecto de las arcillas e hidrocarburos
 - Identificación de la litología (en combinación con otros registros)
 - Análisis del contenido de arcilla
 - Detección de gas o hidrocarburos ligeros
 - Evaluación de la densidad de los hidrocarburos
 - Correlación entre pozos
- **Registros Dipmeter**

Estos registros nacieron de la necesidad que existía de poder contar con herramientas que permitieran realizar mediciones continuas de los estratos de las formaciones a profundidad, además de su dirección o azimuth, tomando como referencia el norte magnético y el norte geográfico de los estratos cortados por la perforación del pozo. Estos planos pueden ser límites entre capas, fracturas, fallas, superficies erosionadas o bien estilolitas en las formaciones rocosas.

Un plano se define como una superficie geométrica sin volumen y/o espesor definido respecto a un plano de referencia horizontal que puede estar atravesado ya sea por rectas y/o puntos infinitamente, aunque en términos prácticos, con solo 3 puntos unidos en el espacio que tengan coordenadas X, Y, Z y que no se encuentren dentro de una misma línea recta, bastara para poder representar una superficie. Estos tres puntos en las mediciones serán las intersecciones de tres generatrices de la pared del agujero con el plano permitiendo poder obtener con ello su buzamiento y su azimuth.

Esto es posible realizarlo por medio de dos procesos consecutivos que son la adquisición de los datos por medio de las herramientas en el pozo y su posterior procesamiento en superficie. El primer paso se basa en la adquisición de 3 a 4 curvas de resistividad a partir de posiciones ortogonales en el agujero por medio de 4 brazo mecánicos con patines integrados en las herramientas y electrodos de medición montados en los patines. El segundo paso se centra en comparar los desplazamientos o variaciones en las mediciones de las distintas curvas de microresistividad obtenidas a profundidad y en lados opuestos a las paredes de agujero, permitiendo que por medio de métodos computacionales en superficie sea posible obtener el buzamiento y el azimuth de las capas (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

- **Principio de medición**

El principio de medición lo constituye la existencia de tres electrodos montados en patines dentro de un plano perpendicular al eje de las herramientas (siendo 3 el número mínimo de puntos o electrodos necesarios para poder definir una superficie planar); los cuales se encuentran situados a 120 o 90 grados uno respecto al otro. Por lo general, las mediciones se realizan con herramientas de 4 brazos (con sus respectivos patines), aunque también existen otras herramientas que utilizan hasta 6 brazos, obteniendo más información geológica.

A continuación, se enumeran algunas de las principales características de estas herramientas:

- Permite calcular el buzamiento de una formación
- Ubicación de trampas estratigráficas
- Información sobre patrón de estructuras internas
- Identificación de la dirección del transporte, y la acumulación del modelo de deposito
- Obtención de información mas precisa de las estructuras sedimentarias de las formaciones, incluso en capas muy delgadas (cambios litológicos o texturales).

- **Representación gráfica de los registros de medición de buzamientos**

Los registros dipmeter consisten en tres variables fundamentales: profundidad, buzamiento y azimuth de las formaciones; la forma más común o estándar que se desarrollo para poder interpretar los datos brindados por las herramientas es por medio de gráficos “tapdole” o llamados de otra forma gráficos de flecha o de renacuajo. Estos se encuentran constituidos principalmente por columnas al igual que los registros estándar, donde la escala vertical corresponde a la profundidad en donde se esta registrando, mientras que la escala horizontal estará constituida por divisiones que van desde 0° hasta 90° haciendo referencia a los distintos buzamientos que se pueden encontrar en las formaciones. En esta columna se irán graficando los buzamientos por medio de pequeños puntos negros cuya posición representa las coordenadas de la profundidad en la escala horizontal, así como el buzamiento que se tenga de la capa en la escala horizontal del registro, mientras que su azimuth estará representado por una pequeña línea recta con una flecha en su extremo superior que sale desde el centro del punto y con una orientación relativa a las líneas verticales del mallado las cuales representan el norte geográfico o bien una pequeña línea sin flecha; siendo estos la representación tadpole de las mediciones. (figura 16)

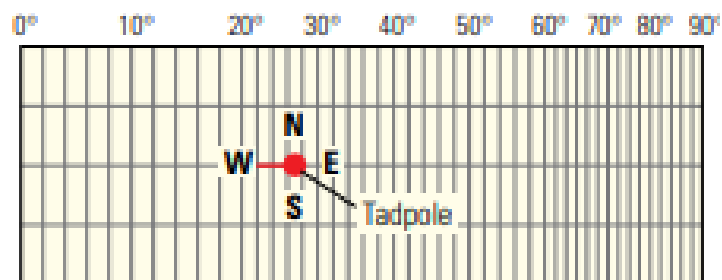


Figura 16. Representación de una figura tadpole tomado de Schlumberger, Oilfield review, 2015.

- **Registro de Imágenes de Pozo**

Las imágenes tomadas en los pozos representan las respuestas de las formaciones en el fondo de los pozos perforados, proveen además observaciones continuas y detalladas sobre las variaciones verticales y laterales en las formaciones a lo largo de toda la circunferencia del agujero en profundidad (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

Las herramientas de adquisición de imágenes cuentan con sensores o electrodos acoplado en los patines de las herramientas para realizar las mediciones correspondientes en las cuales se perfecciona el principio de medición al agregar mayor cantidad de electrodos disponibles en los patines, reduciendo significativamente el espaciado entre ellos; generando cantidades de información densa y compleja. Esto le permite a las herramientas generar al final una imagen computarizada del área sobre la cual se están realizando las mediciones, permitiendo que las curvas obtenidas se puedan traslapar lateralmente entre si al ser adquiridas muchas veces y con gran resolución vertical de 0,1" (0.25 cm). Utilizan una corriente electromagnética de baja frecuencia variable, la cual es modulada directamente de los cambios de resistividad y/o conductividad en las formaciones, y es usada para enfocar los cambios rápidamente a señales de alta frecuencia. Otras características importantes se mencionan a continuación:

- Se pueden obtener rangos dinámicos de resistividad muy amplios siendo estos comprendidos entre los 0.1 ohm*m hasta más de 10.000 ohm*m.
- Tiene una sensibilidad sumamente alta permitiendo que en ellas se puedan observar detalles tan pequeños en las formaciones tales como pequeñas fracturas, contraste entre bajas resistividades.
- Tiene una sensibilidad muy baja con ciertas condiciones del agujero como lo son la rugosidad del mismo, lodos muy pesados y formaciones de enjarres, así como también la

posición que pueda tener la herramienta en el agujero permitiendo con ello que las mediciones sean muy poco afectadas por estos factores.

- Permite tener una observación detallada de las formaciones y las variaciones que se pudiesen presentar tanto vertical como lateramente.

Actualmente son dos las principales variaciones que existen en la adquisición de imágenes de fondo de pozo por medio de herramientas de registro. Cada una opera con principios de medición muy distintos una de la otra; el primer tipo lo constituyen las herramientas que funcionan bajo principios acústicos, el segundo, lo constituyen aquellas que utilizan como principio de medición los mismos principios eléctricos con los cuales funcionan las herramientas de calculo de buzamientos; con la diferencia de que en estas se obtienen muchas mas lecturas resistivas por metro de formación (hasta 192 mediciones en la FMI), permitiendo que se puedan generar en consecuencia, imágenes eléctricas correspondientes a la respuesta de las formaciones que se encuentren frente a ellas (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

Las herramientas de imágenes cuyo principio de funcionamiento sea eléctrico, se pueden dividir en tres grupos principales dependiendo del método de medición utilizado:

- Imágenes micro eléctricas: utilizan el mismo principio de medición con el que trabajan las herramientas de calculo de buzamiento (dipmeter) produciendo un mapeo de imágenes de la formación de gran resolución.
- Imágenes resistivas azimutales (macroeléctricas): Esta técnica basa su principio en mediciones tipo laterolog de baja resolución para la obtención de imágenes resistivas.
- Imágenes resistivas tipo LWD: Este tipo de herramientas se centran en la obtención de imágenes por medio de electrodos acoplados al sistema de perforación rotario, produciendo con ello imágenes resistivas provenientes de la parte trasera de la broca al

mismo tiempo con el que se están perforando los pozos (en tiempo real) y con una resolución intermedia en comparación con los dos primeros métodos descritos.

En cuanto a su presentación, estas imágenes se grafican de la misma forma tradicional con las que se grafican las mediciones de las demás herramientas de registros, siendo la coordenada X representativa a la horizontal del agujero y la coordenada Y la representación de la profundidad. De esta forma, lo que se obtienen son imágenes continuas representando a las formaciones en profundidad, a lo largo de todo el agujero como si fuera un cilindro desdoblado.

Mediante esta técnica, los detalles horizontales de las formaciones se podrán observar horizontales y los verticales, se observarán verticales; sin embargo, los datos de buzamiento se observarán como sinuosidades en las imágenes siendo sus crestas los puntos mayores que cruzan por el plano y su tangente a este punto; el buzamiento que se obtiene de las capas; mientras que los puntos mas bajos de las sinuosidades que cruzan el plano, representaran el azimuth o dirección del buzamiento.

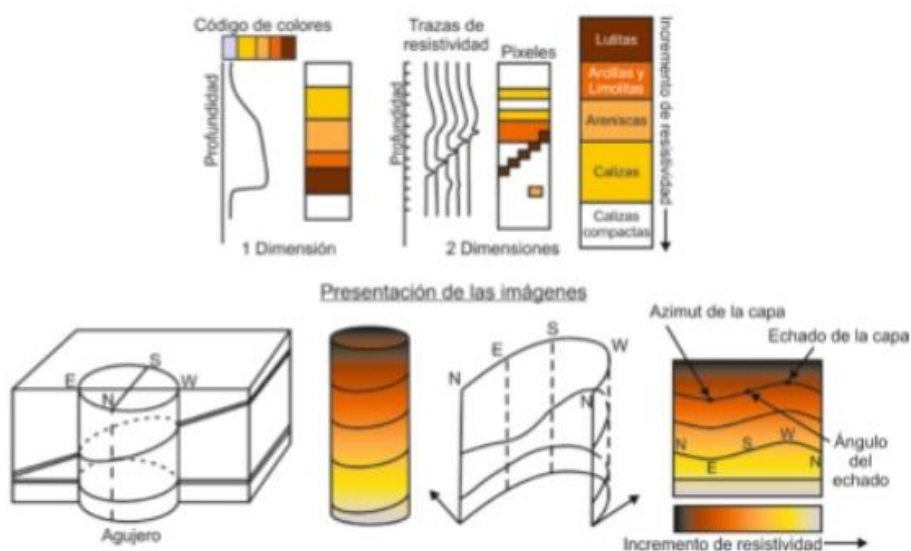


Figura 17. Representación de como se crean las imágenes a partir de herramientas resistivas, tomado de Interpretación de perfiles Schlumberger, 2001.

- **Aplicaciones de los registros de Imágenes**

- **Análisis Estratigráfico:**

Es probablemente la principal contribución, este análisis comprende dos ramas principales: Evaluación del tipo de estratificación, el cual se encuentra expresado por el tipo de textura de las imágenes en cuanto al brillo, color tamaño y resolución de estas, basados en el análisis de estas características se pueden distinguir fácilmente plegamientos y deformaciones.

En segundo lugar, se tiene la clasificación, cuantificación y visualización de dichos límites texturales siendo esto proporcional a cambios litológicos en los límites entre las capas. Gracias a ello es posible la identificación de cambios de facies y secuencias litológicas sedimentarias, identificación de rumbos y buzamientos.

- **Análisis Estructural:**

El principio básico de este análisis se centra en el cálculo y la determinación de los buzamientos estructurales de las formaciones, en el modelamiento de los yacimientos, así como también para la identificación de rasgos de continuidad o discontinuidad que puedan estar presentes en las formaciones. También se pueden identificar fallas, discontinuidades, plegamientos, análisis y cuantificación de fracturas, así como el cálculo de la apertura de dichas fracturas por efectos de erosión provocado por el fluido de perforación (fracturas inducidas) o bien por cambios en regímenes de estrés de las formaciones; cálculos que son de gran utilidad especialmente en la etapa de producción de los pozos ya que el flujo de los fluidos generalmente se da por medio de fracturas.

- Evaluación de la cementación
- Inspección de la tubería de revestimiento
- Detección y monitoreo de corrosión en la tubería

- Detección y monitoreo de daños internos y externos, así como deformaciones que puedan generarse en las tuberías
- Análisis de espesores de las tuberías para estudios de colapso o para cálculos de presiones.

2.2.3 Núcleos de perforación. Los núcleos de perforación conforman una parte invaluable dentro del negocio de la exploración. Contienen información importante necesaria para realizar análisis petrofísicos, modelar ambientes de depositación, crear modelos estáticos para finalmente modelar un reservorio con calidad.

El riesgo en exploración está directamente impactado por el uso de datos tomados a partir de núcleos de perforación. Reynolds (1999) demostró el profundo vínculo que existe entre la cantidad de data recolectada al perforar un pozo y la calidad del modelamiento final de un reservorio; cuyo punto de partida está en una descripción apropiada de los núcleos obtenidos.

Una descripción acertada permite a los sedimentólogos diseñar modelos detallados y precisos, incorporando características relacionadas al ambiente de depositación con base en el tamaño de grano, el contenido fosilífero y los minerales presentes, así como las estructuras sedimentarias que se pueden identificar a partir de los núcleos.

En la actualidad existen diversos programas (softwares) que permiten automatizar la descripción de los núcleos a partir de la identificación, organización y el almacenamiento de datos tales como:

- Fotografías
- Descripciones realizadas a mano
- Facies
- Litología – Litotipo

- Discontinuidades (fracturas, fallas, planos de estratificación y planos de inundación entre otros)
- Materiales de relleno
- Litología
- Descripción textural y dureza
- Cronoestratigrafía
- Ambiente de depositación

2.4 Secciones Geológicas

Las secciones geológicas se elaboran con el objetivo de determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas durante la perforación de los diferentes pozos de correlación; son una forma de presentar información geológica útil, mediante el uso de secciones transversales, las cuales pueden ser estratigráficas o estructurales.

2.5 Modelo Estructural

Las secciones estructurales muestran las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos. Este modelo se logra con la revisión de la sísmica en la cual se pueden observar el tope del yacimiento, los lentes que la conforman, además de definir la orientación y geometría de los elementos estructurales y delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación. Esta revisión abarca tanto el marco regional como el marco local, para determinar y generar planos de fallas y mapas estructurales.

La base de un modelo estructural esta dada por la sísmica, esta se usa para:

- Proveer un marco estructural mediante la identificación del reflector del tope del yacimiento y de los lentes que la conforman.
- Definir la orientación y la geometría de los elementos estructurales.
- Delimitar las estructuras o cierres que delimitan el área de estudio.
- En el modelo estructural se abarca tanto el marco regional como el marco global para determinar y generar planos de fallas, mapas estructurales y mapas de compartimientos.

Si se dispone de una sísmica de mayor resolución, se podrán delimitar trampas estratigráficas con más detalle.

- Dentro del modelo estructural se deben considerar las secciones estructurales, las cuales se realizan con el objetivo de establecer la estructura geológica, discordancias, cambios de buzamiento y la distribución de los fluidos dentro del marco estructural. Las secciones realizadas deben ser perpendiculares a la estructura predominante. La elaboración de la sección se efectúa tomando como nivel de referencia una profundidad común para todos los registros de pozos.

2.6 Modelo Estratigráfico

El objetivo de hacer secciones estratigráficas es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Una información importante obtenida de un buen mallado de secciones estratigráficas es la de relaciones verticales entre las unidades para predecir movilidad de los fluidos, este modelo define la arquitectura interna del yacimiento, proporcionando un marco estratigráfico mediante correlación de reflectores intra-

yacimiento de los lentes que los conforman, apoyándose en correlaciones litológicas pozo-pozo, análisis crono o bio-estratigráfico y análisis de estratigrafía secuencial. Permite identificar límites de secuencia y superficies de máxima inundación, secuencias y para secuencias.

Las secciones estratigráficas son parte fundamental del modelo estratigráfico, se elaboran con el fin de observar el sistema de sedimentación, la continuidad lateral y vertical de los estratos, discordancias, barreras de permeabilidad y cambios de facies. Para realizar una sección, se traza una línea con respecto a la dirección preferencial de sedimentación y se cuelgan todos los registros de pozos a un mismo marcador identificado con anterioridad.

2.7 Modelo Sedimentológico

El análisis de las facies permite definir ambientes e identificar unidades sedimentarias, además de la geometría de los cuerpos y la calidad de los depósitos facilita la caracterización de las unidades de flujo y delimita intervalos de producción. Los análisis de núcleos proveen información clave para la caracterización de Yacimientos. El modelo sedimentológico complementa y calibra los modelos estratigráficos y estructural además de las propiedades de la roca para la caracterización petrofísica final.

2.8 Mapas de Subsuelo

Es el mapa estructural, isópaco o de características petrofísicas de algún horizonte de referencia a cierta profundidad, la cual se puede obtener a partir de registros eléctricos de pozos, levantamientos sísmicos o interpolación y la información de presión, temperatura y de la historia de producción

de los yacimientos. El propósito de la elaboración de los mapas de subsuelo en la geología del petróleo es el hallazgo de trampas que contengan yacimientos comerciales de hidrocarburos para realizar la mejor interpolación que permita desarrollar el yacimiento de forma eficiente.

2.9 Evaluación petrofísica

En esta etapa se determinan las propiedades físicas del yacimiento como la porosidad, permeabilidad y su relación con los fluidos que están contenidos en la roca; la saturación de agua entre otras mediciones o estimaciones; las cuales son inferidas a partir de mediciones de registros eléctricos de los pozos de interés, análisis de núcleos, definición de la litología y parámetros de corte del yacimiento.

Las características petrofísicas de las rocas están relacionadas a la composición físico-química de las mismas (Bowen, Formation Evaluation & Petrophysics, 2003). A continuación, se describirán brevemente algunas de las más importantes:

2.8.1 Química y Mineralogía. Las rocas que conforman los reservorios están compuestas por ensamblajes de minerales específicos, los cuales pueden tener un origen detrítico o autogénico. Los hidrocarburos se han producido a partir de serpentinitas, riolitas, granitos y dioritas; componentes más comunes de las rocas sedimentarias. En la descripción de un reservorio, las propiedades físico-químicas de los minerales que conforman la roca puede afectar significativamente el método de evaluación. Algunos minerales típicos que conforman las rocas se nombran a continuación:

Sílice: La Sílice tiene un alto contenido de agua y una gran extensión areal. Esto puede resultar en supresión de resistividad y errores potenciales en la medida de la porosidad efectiva.

Feldespatos (Potásicos y plagioclasas): Altos contenidos de potasio pueden afectar la interpretación de los registros gamma ray, así como la densidad de los granos y por ende los cálculos de porosidad.

Carbonatos: La dolomitización de una caliza puede reducir el volumen de cristales hasta en un 12%, dando como resultado una mayor porosidad. Sin embargo, cementos de dolomita o siderita en areniscas pueden resultar en reducción de la porosidad.

Sulfatos: Los más comunes son el yeso y la anhidrita, los cuales presentan un ciclo de deshidratación entre ellos. El yeso contiene hasta un 48% de agua, pero es raramente encontrado a profundidades mayores a los 1,000 metros. La liberación de esta agua resulta en un marcado incremento de la porosidad.

Sulfuros: estos minerales pueden estar presentes en los reservorios, tienen baja densidad y alta solubilidad en soluciones de agua caliente; causan muchos inconvenientes en los campos en donde su ocurrencia está comprobada.

Óxidos de hierro: Hematita, Magnetita y Goetita, poseen altas densidades y se caracterizan por ser materiales semiconductores.

Sulfuros de hierro: La pirita es el mineral metálico más común en el ambiente, puede actuar como material semiconductor en las formaciones y afectar significativamente la medición del bulk density.

Micas: Las más comunes en el ambiente sedimentario son la Muscovita, Glauconita y Biotita. La muscovita tiende a causar problemas por aporte de finos durante la inyección de agua y la

producción. El alto contenido de potasio presente en las micas puede alterar las lecturas de gamma ray y por ende su radioactividad.

Minerales arcillosos: Los mas comunes son la Caolinita, Clorita, Illita Esmectita, Zeolitas; pueden causar perdidas de permeabilidad y respuestas inesperadas en los registros eléctricos.

Desde el punto de vista químico, esta variada composición de las rocas trae consigo diferentes propiedades que afectan en gran medida la interpretación y validación de los datos obtenidos a partir de registros eléctricos; así como también, las propiedades físicas como porosidad y permeabilidad (Bowen, 2003).

2.8.2 Porosidad y capacidad de Almacenamiento. La porosidad se define como la relación que existe entre el volumen poroso y el volumen total de una sustancia. En la industria de los hidrocarburos, el volumen poroso está relacionado con la capacidad de la roca para almacenar hidrocarburos y agua. La porosidad se expresa normalmente como un porcentaje de volumen total y se simboliza con la letra ϕ . Es importante diferenciar entre los tipos de porosidad que se pueden encontrar en las rocas:

Porosidad total: se define como la relación entre el volumen que ocupa la totalidad de poros y el volumen total del mismo, sin que estos poros se encuentren interconectados.

Porosidad efectiva: se define como la relación de los espacios interconectados y el volumen total del material.

Existe una estrecha relación entre la porosidad y la textura de las rocas; la porosidad en arenas y areniscas varia con la distribución del tamaño del grano, su forma, su arreglo, cementación y contenido de arcillas. El rango típico de porosidad para reservorios de gas esta entre 3% y 38% y entre 10% y 38% para reservorios de petróleo (Bowen, 2003).

En los carbonatos, la porosidad presenta mayores variaciones con respecto a las areniscas debido al desarrollo de espacios vugulares y a la presencia de fracturas; a esta porosidad se le denomina porosidad secundaria, y es función de la historia deposicional y de los procesos de diagénesis de las rocas.

2.8.3 Permeabilidad. La permeabilidad se define como la habilidad de un material poroso para transmitir fluidos. Su unidad de medida es del Darcy. La ley de Darcy se usa para determinar la permeabilidad, la cual es constante bajo las siguientes premisas:

Flujo laminar – Linear

No reacciones entre fluido y roca

Presencia de una fase en el 100% de espacio poroso

Fluido incompresible

2.8.4 Saturación. La saturación puede expresarse en términos de fracción o en porcentaje de la porosidad que está siendo ocupada por la fase de fluido específico. En evaluación de formaciones, nos concierne la saturación de Agua (S_w) por ser la fase que lleva las corrientes eléctricas desde las herramientas de registros eléctricos. La saturación de agua en un reservorio es función de la presión capilar, la cual a su vez es contralada por la geometría del poro, la mojabilidad y la altura de la columna de hidrocarburos.

El principal objetivo de la evaluación de formaciones es definir y usar la relación existente entre la saturación de fluidos en el reservorio y su altura. Esta se determina a través de establecer relaciones entre la porosidad, permeabilidad, litología y saturación de fluidos en función de la altura sobre el nivel de agua libre (Bowen, Formation, Evaluation & Petrophysics, 2003).

2.8.5 Propiedades Eléctricas. La conductividad eléctrica de un material es un indicador de su habilidad para conducir una corriente eléctrica. Es independiente de las dimensiones del material. El recíproco de la conductividad es la resistividad. A continuación, se enumeran las variables que influyen en la resistividad de un medio poroso:

- Salinidad del agua
- Temperatura
- Porosidad
- Geometría de los poros
- Stress de las formaciones
- Composición de las rocas.

3. La importancia del control de calidad de los datos

Altos niveles de calidad son esenciales para alcanzar los objetivos de un proyecto o inclusive de una compañía. La calidad constituye una fuente de ventajas competitivas, no debe ser considerada como un valor agregado sino como un requerimiento básico esencial en cualquier organización o proyecto; es la estrategia que se debe desarrollar y perfeccionar para asegurar en primera instancia, la correcta adquisición de los datos de pozo así como su validación; aspectos necesarios para construir e interpretar modelos geológicos que se convertirán en la base para la creación del modelo estático del yacimiento.

El control de calidad de los datos adquiridos a lo largo de los proyectos de exploración y perforación es uno de los aspectos más importantes en el desarrollo del modelamiento estático de un yacimiento, esto incluye la data adquirida por medio de las herramientas de registros y su validación, con la cual se hacen estimaciones de las propiedades físicas de las rocas.

La calidad de los datos provenientes de los registros eléctricos esta basada en un compendio de atributos que se describen a continuación (Schlumberger, Wireline Log Quality Control Reference Manual 2012).

3.1 Atributos que definen la calidad de un registro Eléctrico

3.1.1 Exactitud. La exactitud es un término que hace referencia a la cercanía de los valores verdaderos con los valores registrados por las herramientas, dentro de un grado específico de conformidad. La exactitud está en función del diseño de los sensores, las técnicas de operación y la calibración de las herramientas.

3.1.2 Repetibilidad. La repetibilidad de la data es la consistencia entre dos o más variables adquiridas o procesadas usando el mismo sistema, bajo las mismas condiciones de operación. Por otro lado, la reproducibilidad hace referencia a la consistencia de dos o más datos o productos, adquiridos o procesados usando diferentes sistemas bajo diferentes condiciones. La mayoría de las medidas provenientes de registros eléctricos tienen definido un rango de repetibilidad, el cual aplica solo cuando la medida se realiza bajo las mismas condiciones. La repetibilidad se usa para validar medidas adquiridas durante la corrida principal y para identificar anomalías que pueden aparecer durante la retoma del registro (a esta operación comúnmente se le denomina “re-logueado”).

3.1.3 Integridad. La Integridad de la data es esencial para la confiabilidad del registro. Este atributo se refiere a la no alteración ni manipulación de los datos. Sin embargo, existen situaciones

en las cuales los datos son alterados de forma aceptable tales como la aplicación de correcciones ambientales o el uso de parámetros para interpretación. Los resultados obtenidos a partir de la interpretación o manipulación por lo descrito anteriormente, deben ser auditables y mantener un registro de fácil revisión e identificación.

3.1.4 Trazabilidad. La trazabilidad de la data se refiere a tener un registro completo en la definición de una medida, desde su punto de origen (sensor) hasta su destino final (propietario de la información, cliente). En cada etapa de este proceso, se deben respetar los estándares definidos y contar con una documentación clara y auditable de todas y cada una de las etapas.

3.1.5 Relevancia. Este atributo está relacionado con la aplicabilidad y utilidad del conjunto de datos adquiridos dentro del contexto del negocio Oil & Gas (por ejemplo, la selección del servicio correcto de acuerdo con las condiciones del pozo). Muchos servicios tienen un rango de operación definida en el cual las medidas se consideran como válidas. Las mediciones conducidas fuera de su rango definido, a pesar de que su proceso de adquisición haya sido conducido satisfactoriamente, serán consideradas como medidas irrelevantes.

3.1.6 Suficiencia. Esta propiedad asegura que la cantidad de datos adquirida o procesada cumple con los objetivos definidos por la operación.

3.1.7 Interpretabilidad. La interpretabilidad de los datos requiere que las mediciones se encuentren especificadas en términos de terminología y unidades apropiadas, con definiciones

claramente documentadas. Este punto es esencial para asegurar el uso de datos a lo largo del tiempo.

3.1.8 Reputación. La reputación hace referencia a la veracidad de la data en términos de su fuente, contenido y trazabilidad.

3.1.9 Objetividad. La objetividad de los datos es un atributo esencial de su calidad e imparcialidad tanto en su adquisición como en su uso posterior.

3.1.10 Claridad. La claridad hace referencia a la disponibilidad de una única definición de los datos usando el diccionario controlado y aprobado para tal fin. En el diccionario se consignarán todos los factores relevantes relacionados para cada una de las medidas. La claridad asegura objetividad e interpretabilidad a través del tiempo.

3.1.11 Disponibilidad. La disponibilidad de la data asegura su distribución solamente para las partes previamente autorizadas en el tiempo requerido, conservando la confidencialidad.

3.1.12 Accesibilidad. La accesibilidad asegura la facilidad en la consecución de los datos usando un modelo de clasificación, el cual se muestra a continuación:

Set de datos básicos (Basic dataset), su uso está limitado para una interpretación y transmisión de datos rápida.

Set de datos del cliente (Customer dataset): consiste en un set de datos que contiene información completa, adecuada para procesamiento (medidas con sus calibraciones asociadas),

opción de recalcular (inclusión del raw data) y validación (curvas de control de calidad) de las medidas del producto final entregado al cliente.

3.2 Teoría de Calibración de un registro eléctrico

La calibración de un sensor es una parte integral de la metrología, ciencia que se ocupa de las mediciones, unidades de medida y de los equipos utilizados para efectuarlas; así como de su verificación y calibración periódica (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

Para la gran cantidad de las medidas involucradas en la industria de los hidrocarburos, se emplea uno de los siguientes tipos:

- Calibración con un punto (*Single-point calibration)
- Calibración con dos puntos (*two-point calibration)
- Calibración con múltiples puntos (*Multiple- point calibration)

Debido a que muchas de las medidas operan en regiones de respuesta linear, dos puntos de la línea de respuesta elegidos al azar pueden ser comparados con sus calibraciones de referencia para determinar una ganancia y un offset (método de los dos puntos de calibración) o una ganancia (método del punto único de calibración). Los valores obtenidos para la ganancia y el offset son usados en la ecuación de calibración del valor, la cual convierte cualquier valor medido a su valor calibrado asociado.

Existen tres eventos importantes, de los cuales las medidas deben tener uno o dos, los cuales se describen a continuación (Schlumberger, Wireline Log Quality Control Reference Manual 2012):

- Calibración Máster: Realizada en el taller del operador de las herramientas, con una periodicidad establecida (mensual o cada tres meses); esta calibración usualmente comprende una

toma de medidas primaria que servirá de referencia y línea base para futuros chequeos. La medida primaria consiste en la calibración del sensor usado para convertir una medida cruda en su producto final.

- Calibración en sitio (“wellsite) o antes de realizar el registro: Las medidas que cuentan con una calibración máster por lo general no se calibran en sitio, mas bien, las medidas tomadas como referencia en la calibración realizada en el taller se repiten en sitio antes de realizar el trabajo de registro para asegurar que la respuesta de la herramienta se mantiene. Las medidas que no cuentan con una calibración máster deben emplear una calibración en sitio, la cual debe realizarse antes de la toma del registro.

- Calibración post- corrida: Algunas medidas emplean una calibración post corrida (opcional) para asegurar que la respuesta de la herramienta no ha cambiado desde la toma del registro.

Todos los eventos descritos anteriormente, se incluyen en la sección del registro denominada “CSL: Calibration Summary Listing” (Figura No. 18) . Esta lista contiene información auditable para cada uno de los eventos ocurridos durante la calibración, algunos de ellos se nombran a continuación:

- Lista de equipos usados con su número serial correspondiente
- Lista de medidas con sus rangos asociados (mínimo, nominal y máximo)
- Fecha de la calibración

Para que el evento sea válido, la medición debe estar entre los límites definidos usando el mismo equipo (esto se puede verificar usando los nemónicos y números de serie) y realizada a tiempo (lo cual se puede verificar a través del tiempo incluido en el listado).

Hostile Natural Gamma Ray Sonde / Equipment Identification											
Primary Equipment: HNGS Sonde						HNGS - BA					
Auxiliary Equipment: HNGS Sonde Housing Gamma Source Radioactive						HNSH - BA GSR - U					

Hostile Natural Gamma Ray Sonde Master Calibration											
Detector 1 Calibration											
Phase	Na 511 Peak Set Point		Value	Phase	Th Peak Loc		Value	Phase	Th Peak Res %		Value
Master			42.00	Master			211.9	Master			7.396
	38.00 (Minimum)	40.00 (Nominal)	42.00 (Maximum)		201.0 (Minimum)	209.6 (Nominal)	218.3 (Maximum)		5.000 (Minimum)	7.000 (Nominal)	9.000 (Maximum)
Phase	Background Count Rate CPS		Value	Phase	Gain Ratio		Value				
Master			96.67	Master			0.9936				
	20.00 (Minimum)	142.5 (Nominal)	265.0 (Maximum)		0.9400 (Minimum)	1.000 (Nominal)	1.060 (Maximum)				
Master:											

Hostile Natural Gamma Ray Sonde Master Calibration											
Detector 2 Calibration											
Phase	Na 511 Peak Set Point		Value	Phase	Th Peak Loc		Value	Phase	Th Peak Res %		Value
Master			41.00	Master			211.1	Master			6.965
	38.00 (Minimum)	40.00 (Nominal)	42.00 (Maximum)		201.0 (Minimum)	209.6 (Nominal)	218.3 (Maximum)		5.000 (Minimum)	7.000 (Nominal)	9.000 (Maximum)
Phase	Background Count Rate CPS		Value	Phase	Gain Ratio		Value				
Master			96.01	Master			1.017				
	20.00 (Minimum)	142.5 (Nominal)	265.0 (Maximum)		0.9400 (Minimum)	1.000 (Nominal)	1.060 (Maximum)				
Master:											

Figura 18. Ejemplo de calibración máster, tomado de Log Quality reference Manual, Schlumberger, 2012.

3.3 Control de la profundidad

La profundidad es la medida fundamental en la adquisición de información dentro de las operaciones de perforación y completamiento de pozos petroleros; por lo tanto, es el parámetro mas importante que se debe registrar. Debido a que la gran cantidad de medidas tomadas a partir de registros eléctricos están referenciadas a una profundidad, es absolutamente critico que la profundidad sea medida de forma sistemática, con calidad asegurando trazabilidad en la información (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

El sistema que se tiene definido de herramientas y equipos permite la determinación de una profundidad de pozo absoluta, con base en algunas premisas que se enumeran a continuación:

- La profundidad se toma a partir de un Datum preestablecido y fijo; el cual se denomina Punto de referencia para la profundidad, y por lo general esta especificado por el cliente.
- Se usa un dispositivo llamado “Integrated Depth Wheel: IDW” (Figura 19) el cual proporciona la medida inicial de la profundidad, proporcionando un punto de referencia adecuado para la posterior toma del registro.

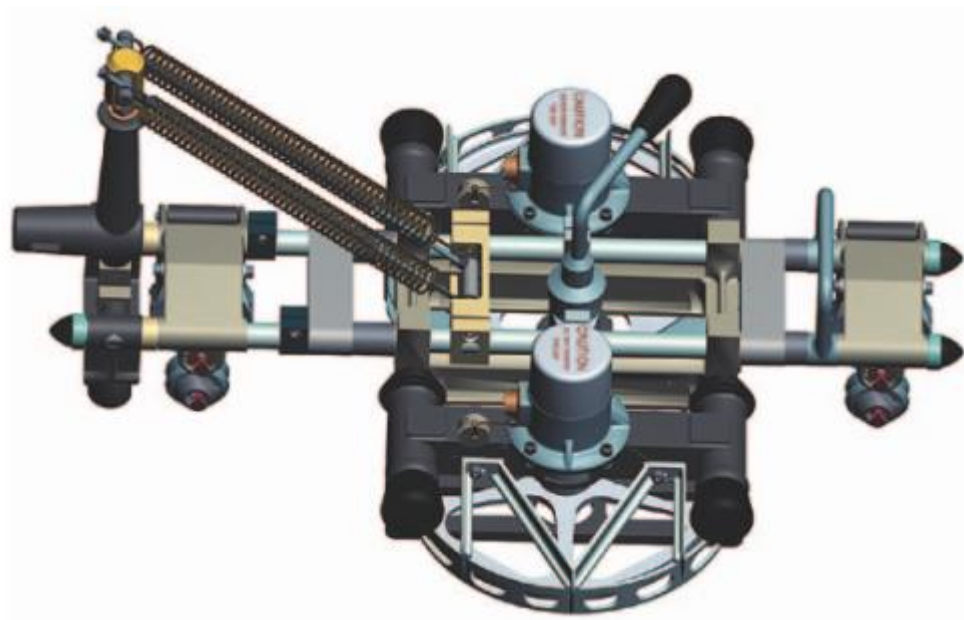


Figura 19. Integrated Depth Wheel, tomado de Log quality control reference manual, Schlumberger, 2012.

- El IDW detecta saltos que se compensan automáticamente mediante el uso del sistema de adquisición en superficie.

- El cambio en el estiramiento elástico del cable, como resultado de cambios de dirección en el fondo del pozo en el intervalo en donde se va a registrar, es medido y aplicado en el registro de profundidad como una corrección por estiramiento.
- Otros efectos físicos del cable en el hueco incluyen cambios en la longitud, temperatura y otras condiciones del agujero que no son medidas de inmediato pero que se pueden corregir una vez se termine la adquisición del registro.
- Registros posteriores que no requieran una medida de profundidad pueden ser correlacionados a una referencia especificada por el cliente, proporcionando suficiente información para validar la confiabilidad de la medida.

La compañía Schlumberger* ha desarrollado un standard de profundidad que incluye los valores aprobados en términos de exactitud y repetibilidad para las medidas en pozos verticales, los cuales se presentan a continuación:

Especificaciones de las medidas	
Exactitud	+/- 5 ft por cada 10,000 ft de registro (1.5 m / 3,050 m de registro)
Repetibilidad	+/- 2 ft por cada 10,000 ft de registro (+/-0,6 m / 3,050 m de registro)

La calibración del sensor de profundidad se debe realizar cada 6 meses, después de 50 viajes de registros o cada 500,000 ft completados. Esta se realiza con un sistema laser que proporciona trazabilidad de acuerdo con las normas internacionales de estandarización.

Después de sacar del hueco, el cero de la herramienta se chequea en superficie, previa comparación con el cero establecido antes de la corrida y la diferencia se registra en la sección denominada “Depth Summary Listing” (figura 20). En pozos desviados, efectos ambientales

pueden ocasionar errores en el cero absoluto, registrar estas diferencias es fundamental para aplicar correcciones posteriores (Schlumberger, Field reference manual, 2000).

DEPTH SUMMARY LISTING		
Date Created: 10-Dec-20XX 12:09:15		
Depth System Equipment		
Depth Measuring Device	Tension Device	Logging Cable
Type : IDW-B Serial Number: 4XX Calibration Date: 10-Dec-20XX Calibrator Serial Number: 15XX Calibration Cable Type: 7-46P Wheel Correction 1: -3 Wheel Correction 2: -2	Type : CMTD-B/A Serial Number: 82XXX Calibration Date: 10-Dec-20XX Calibrator Serial Number: 98XX Number of Calibration Points: 10 Calibration RMS: 11 Calibration Peak Error: 15	Type : 7-46P Serial Number: 83XX Length: 18750 FT Conveyance Method: Wireline Rig Type: LAND
Depth Control Parameters		
Log Sequence:	First Log in the Well	
Rig Up Length At Surface:	352.00 FT	
Rig Up Length At Bottom:	351.00 FT	
Rig Up Length Correction:	1.00 FT	
Stretch Correction:	5.00 FT	
Tool Zero Check At Surface:	0.50 FT	
Depth Control Remarks		
1. Subsequent trip to the well. Downlog correlated to reference log XXX by YYY company dated DD-MM-YYYY. 2. Non-Schlumberger reference log. Full 1st trip to the well depth control procedure applied, which required the addition of XX ft to the down log. 3. Delta-stretch correction was conducted at 12XXX ft and applied to depth prior to recording the main log. 4. Z-chart used as a secondary depth check.		

Figura 20. Ejemplo Depth summary listing, tomado de Schlumberger, 2012.

Las medidas tomadas con registros eléctricos están sujetas a correcciones ambientales, las cuales pueden variar de acuerdo con muchos factores tales como:

- Perfil del pozo
- Propiedades del lodo
- Peso de la sarta/ tubería
- Tipo de cable
- Perfil de temperatura del pozo
- Presión del pozo

- Velocidad de registro

Todos estos efectos pueden diferir de un pozo a otro, por lo tanto, las correcciones realizadas a la profundidad también serán diferentes y particulares para cada caso.

3.4 Responsabilidades en el control de calidad de los registros

- Las empresas de servicios que proporcionan el servicio son responsables por la entrega de datos de calidad, tomados con instrumentos correctamente calibrados y con un funcionamiento adecuado.
- Clientes y / o representantes de las compañías operadoras son responsables de supervisar que lo anterior se cumpla.
- Asegurar la entrega de copias en papel para facilitar el trabajo de los petrofísicos en la interpretación de las propiedades de las rocas.
- Mientras el equipo de registros se encuentre en el pozo, se debe asegurar la presencia de sondas de back up en caso de que se requieran.

3.5 Principales puntos de control de calidad en Sísmica

La sísmica es una de las principales fuentes de información en la creación de los modelos geológicos de los yacimientos, su análisis e interpretación depende de las habilidades, el conocimiento y la experiencia del interprete. La incertidumbre de la interpretación sísmica resulta de varios factores (Domínguez & Juara, 2014):

- Calidad de los datos, resolución sísmica, adquisición (densidad de las trazas, fuente, etc); procesamiento (tipo de migración, atenuaciones múltiples).
- Reflectividad de las capas de interés: esta depende del contraste de impedancia acústica, pero el espesor de la capa y las posibles interferencias con las reflexiones de las capas vecinas pueden afectar la señal.
- Complejidad estructural y sedimentaria: esta es una fuente muy importante de errores durante la interpretación.
- Incertidumbre del picado: respuesta sísmica variable lateralmente, pocos pozos de control, fallas de grandes saltos y en ocasiones con basculamiento donde la correlación de una parte y otra es casi imposible.
- Incertidumbre de la conversión en profundidad: errores en el modelo de velocidad, o en el caso de los métodos directos la función utilizada no es precisa lejos de los pozos.

4. Metodología para la integración y validación de datos

La caracterización de un yacimiento es un proceso con una amplia base científica en el cual se aplican diversos conocimientos sobre ingeniería y geología para interpretar lógicamente todos los datos y características del yacimiento mediante herramientas y técnicas modernas; en otras palabras, es el conjunto de productos orientados a la definición y al estudio de las características geológicas, petrofísicas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos petrolíferos, así como la cuantificación del volumen de

hidrocarburos; también incluye la definición de las estrategias y alternativas de explotación de los yacimientos, con el propósito de apoyar los planes de operación para optimizar la explotación del área de estudio, incrementando las reservas o la producción de los mismos.

El primer paso que se propone dentro de la metodología es la recopilación de la información que se tiene disponible para la construcción del modelo geológico, evaluando aspectos como cantidad y calidad. Para lograrlo, es de gran utilidad mantener un registro o mapeo de los datos disponibles con el uso de una sencilla herramienta de Excel, que de paso brinda una idea preliminar del porcentaje de éxito en la futura construcción del modelo permitiendo la rápida identificación de los aspectos que se deben revisar y/o complementar antes de iniciar con la integración de la data. Dicha hoja se denominará “Inventario de requerimientos mínimos para la construcción del modelo estático del yacimiento” y se encuentra como parte del Apéndice A.

En esta hoja se encuentran consignados los aspectos básicos para la construcción de un modelo estático, de forma que por cada uno de los ítems identificados (Survey completo, registros eléctricos, etc) se puede realizar una selección sencilla que al final desplegara la calidad del dato para realizar el modelo.

Hace algunos años, los modelos se construían a mano mediante la elaboración detallada de mapas de contorno estructural, estratigráfico e isòpacos con base en la información obtenida a partir de estudios de geología de superficie y su integración con los datos obtenidos a partir de la perforación de los pozos y la sísmica. Actualmente se usan softwares y modeladores de última generación, que aunque reducen en gran medida el trabajo a los profesionales de las diferentes áreas involucradas en la construcción del modelo, dependen en gran medida de la disponibilidad de datos y su calidad. Con base en lo anterior, se propone la utilización de herramientas básicas de control y aseguramiento de la data, para permitir en primera instancia, contar con una visión

general de la data que se va a utilizar para la construcción del modelo, sobre todo en el caso de la consecución de nuevos campos de exploración, en donde contar con bases de datos organizadas y completas se torna en uno de los principales obstáculos identificados para su desarrollo. Elaborar el modelo geológico es el primer paso en la construcción de un modelo estático, este modelo se construye con la integración de los modelos estratigráficos, estructurales (basado en la información sísmica 2D, 3D y su interpretación, la cual permite la ubicación de estructuras principales como fallas, discontinuidades, etc. Con esta información preliminar se define la presencia de ambientes distensivos (por la presencia de fallas normales) o compresivos caracterizados por la presencia de fallas inversas. En esta etapa del proceso se integran los modelos sedimentológicos y petrofísicos, los cuales deben complementar en gran medida la información incluida en los modelos anteriores. Si el modelo geológico no está ajustado a las condiciones del yacimiento, se deben hacer las revisiones que sean necesarias para tratar de ajustar el modelo a la realidad, con el único objetivo de brindar una base confiable y de calidad que servirá como punto de partida para las simulaciones posteriores y su extrapolación a la totalidad del campo.

La construcción del modelo geológico es un proceso interactivo, dinámico, ya que cambia a medida que se incrementa la disponibilidad de la información proveniente de la perforación de los pozos que se han planeado para desarrollar el yacimiento. Con la información que se recolecta en los pozos se ajustan los topes estructurales, las características del yacimiento, lo anterior define al modelo geológico como un modelo cambiante en el tiempo.

Posterior a la construcción del modelo geológico, se realiza el amarre con los registros eléctricos y el modelo sedimentológico para iniciar con la definición de las facies sedimentarias o ambientes de depositación para identificar cambios faciales, superficies de inundación, etc.

Un punto clave en la construcción del modelo es el amarre pozo – sísmica y con la ayuda de correlaciones detalladas con la información disponible de todos los pozos del área de estudio se extrapola el modelo a la totalidad del yacimiento, particularmente con los pozos que se encuentren ubicados en el trazado inicial de la sísmica.

Una vez se tiene la aproximación inicial a la caracterización geológica del yacimiento, el siguiente paso es obtener el input del petrofísico, quien ha revisado previamente los registros eléctricos en detalle y ha realizado estimaciones de porosidad y permeabilidad de las unidades identificadas en los registros en combinación con las descripciones de los núcleos de perforación, para determinar facies petrofísicas, las cuales van nombradas desde 1 a 6:

- Facies 1 y 2: Facies almacenadoras
- Facies 2 y 3: Petrofacies transicionales, estas pueden tener o no acumulación de hidrocarburos.
- Facies 3 y 4: Petrofacies sello.

Lo anterior se puede resumir en el siguiente diagrama:



Figura 21. Metodología para integración y validación de datos

Otro aspecto fundamental es el trazado del contacto agua – petróleo, este aspecto es definitivo para determinar las reservas. Las unidades involucradas en el yacimiento pueden tener diferentes hidrocarburos, la gravedad API está relacionada con la migración, petróleos con alta migración tienen una gravedad específica mayor (crudos pesados).

La caracterización de un yacimiento (descripción de las propiedades del sistema roca-fluido) es una tarea compleja, en la que intervienen diversas disciplinas tales como: petrofísica, geología,

geofísica, geoquímica, producción, etc. Si tomamos en cuenta la integración de los equipos, los avances realizados en visualización, la generación de nuevas técnicas de análisis e interpretación en las diferentes disciplinas; la posibilidad de manejar mayores volúmenes de datos así como la incorporación de una serie de técnicas geoestadísticas para la integración de información de diferentes fuentes y escalas y diferentes grados de incertidumbre (núcleos, registro, sísmica, pruebas de pozo y datos de producción), se observa que la realización de estudios integrados ha evolucionado a grandes pasos, abriendo nuevos horizontes que permiten desarrollar procedimientos y estudios cada vez mas sofisticados, los cuales han permitido obtener una mejor comprensión del sistema roca-fluido. El modelo estático comprende a su vez una serie de modelos que nos llevan a la caracterización del yacimiento en estudio en una primera fase de evaluación, como lo son los modelos estructural, estratigráfico y Petrofísico descritos en el capítulo anterior.

Adicionalmente, se deben tener en cuenta otros cálculos tales como las pruebas de variación de presión, que consisten en enviar una señal al yacimiento y recibir una respuesta. Efectuar un análisis de esta naturaleza consiste en aplicar conocimientos matemáticos en forma de modelos e identificar también el modelo del yacimiento.

Otro factor fundamental es la interpretación de pruebas de pozos que se dividen en dos tipos: pruebas de presión y registros de producción.

Una vez se tiene construido el modelo geológico, se da paso a la interacción de la roca con el fluido, mediante la utilización de simuladores que se encargan de refinar los análisis preliminares realizados con los datos iniciales, realizando cuantas iteraciones sean necesarias para definir el modelo dinámico del yacimiento.

La simulación numérica presenta una formulación rigurosa del sistema físico a ser modelado. Estas ecuaciones matemáticas pueden ser manipuladas para obtener los complicados fenómenos

del yacimiento en estudio. Un simulador numérico reduce el balance de materiales (tanque) a un pequeño elemento y considera este elemento como uno de muchos dentro del límite del yacimiento. Cada elemento es considerado contiguo y en comunicación con los otros que lo rodean, así mismo los elementos pueden ser arreglados de forma horizontal, areal y vertical para representar la geometría física del yacimiento a ser estudiado, asimismo las características de la roca y el yacimiento pueden ser variadas para representar cualquier heterogeneidad de este. Cuando se ha logrado la representación del yacimiento en forma de elementos individuales, el modelo de simulación numérica ejecuta para cada serie de tiempos un conjunto de ecuaciones de balance de materiales para todos los bloques hasta que los efectos dinámicos del movimiento de fluidos, causado ya sea por producción o inyección en uno o mas bloques, sea balanceado. Estas ejecuciones son efectuadas en tiempos pequeños para indicar el comportamiento del yacimiento en general y para cada pozo activo considerado por el modelo.

5. Conclusiones

Durante el desarrollo de esta monografía se propuso una metodología sencilla, de fácil aplicación que permitió identificar, unificar y revisar los datos obtenidos durante las diferentes etapas de la vida de un pozo, con el objetivo de establecer un punto de partida en la construcción del modelo geológico de un yacimiento; principal insumo en la construcción de su modelo estático; brindando además mejores probabilidades de interpretación de los datos.

Los registros eléctricos son una de las herramientas más importantes en la caracterización de los yacimientos al evaluar las características físicas y petrofísicas de las formaciones; así como su correcta interpretación, gracias a las diferentes combinaciones que se pueden utilizar en beneficio de la descripción de los yacimientos.

Contar con un buen entendimiento de los factores que influyen en la calidad de los datos permitirá tener mayor precisión para identificar, analizar, definir y alcanzar los objetivos geológicos, cumpliendo con las expectativas de producción calculadas con base en datos teóricos gracias a que se cuenta con la información correcta y validada.

Referencias Bibliográficas

- Al-Farisi, O., Dajani, N., Boyd, D., Al-Felasi, A., & Al-Khatib, F. (2000, January). Monitoring and controlling the quality of well log information. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Alger, R. P. (1966, January). Interpretation of electric logs in fresh water wells in unconsolidated formations. In SPWLA 7th Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993, January). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. In SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Bahk, J. J., Kim, G. Y., Chun, J. H., Kim, J. H., Lee, J. Y., Ryu, B., & ... Collett, T. S. (2013). Characterization of gas hydrate reservoirs by integration of core and log data in the Ulleung Basin, East Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 4730-42. doi:10.1016/j.marpetgeo.2013.05.007
- Bateman, R. M. (1984). Log quality control.
- Beucher, H., Renard, D., Doligez, B., Pontiggia, M., & Bellentani, G. (2008). The effect of methodology on volumetric uncertainty estimation in static reservoir models. *AAPG bulletin*, 92(10), 1359-1371.
- Bourke, L. T. (1992). Sedimentological borehole image analysis in clastic rocks: a systematic approach to interpretation. Geological Society, London, Special Publications, 65(1), 31-42.
- Correa, R., & Daluvi, M. (2013). Desarrollar metodológicamente un modelo estático integrado utilizando data real del yacimiento LAB-01 mediante el uso de la herramienta Petrel@2008 1.1(Doctoral dissertation).

- Deere, D. U. (1964). Technical description of rock cores for engineering purpose. *Rock Mechanics and Engineering Geology*, 1(1), 17-22.
- Domínguez Gómez, Alberto Helio & Juara Zulueta, Margarita. Metodología para la interpretación sísmica 3D estructural en la falla septentrional cabalgada de Cuba. Centro de Investigaciones del Petróleo Churrucá No 481, Cerro, La Habana, Cuba, CP 12000.
- García-Carballido, C., Boon, J., & Tso, N. (2010). Data management and quality control of dipmeter and borehole image log data.
- Hajj, J. A., Wilms, C., Delaney, P., Harami, K. K., Herms, A., & Garcia, G. D. (2009, January). The Continuous Improvement of Formation Evaluation Data Assurance. A Case Study from Offshore Qatar. In *International Petroleum Technology Conference*. International Petroleum Technology Conference.
- Li, F., Tian, Z., Jiang, A., & Wang, X. (2009). Prediction of reservoir depletion degree and production GOR using logging-while-drilling data. *Shiyou Kantan Yu Kaifa*. *Petroleum Exploration and Development*, 36(5), 617-622.
- Lindseth, R. O. (1979). Synthetic sonic logs—A process for stratigraphic interpretation. *Geophysics*, 44(1), 3-26.
- Macedo, G. A. R. (2012). Autónoma de México (doctoral dissertation, universidad nacional Autónoma de México).
- Monroy-Santiago, F. (2011). Methodology for Static Characterization of Natural Fractures: Implementation in Pemex Projects and its Application in Oil and Gas Field Development.
- Paola, G. D., Torrado, R. R., & Embid, S. (2014, September). New Methodology for the Generation of the Structural and Petrophysical Conceptual Model with Limited Information. In *AAPG International Conference and Exhibition*, Istanbul, Turkey (pp. 14-17).
- Pickett, G. R. (1963). Acoustic character logs and their applications in formation evaluation. *Journal of Petroleum technology*, 15(06), 659-667.

- Poupon, A., Loy, M. E., & Tixier, M. P. (1954). A contribution to electrical log interpretation in shaly sands. *Journal of Petroleum Technology*, 6(06), 27-34.
- Santos, S., Gaspar, A., & Schiozer, D. (2017). Value of information in reservoir development projects: Technical indicators to prioritize uncertainties and information sources. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1571179-1191. doi:10.1016/j.petrol.2017.08.028.
- Schlumberger Limited. (1974, 2000, 2012). *Log interpretation* (Vol. 1). Schlumberger.
- Schlumberger Limited. (2000). *Field Reference Manual* - Schlumberger.
- Wyllie, M. R. J. (1963). *The fundamentals of well log interpretation*. Academic Press.
- Xueli, L., Yang, J., Li, Z., & Wang, Y. (2006, January). A new methodology on reservoir modelling in the fracture-cavity carbonate rock of Tahe oilfield. In *International Oil & Gas Conference and Exhibition in China*. Society of Petroleum Engineers.