

# Apuntes, aplicaciones y ejercicios de petrofísica y registros de pozos

Proyecto PAPIME PE112823

Ambrosio Aquino López  
Iza Canales García  
Héctor Ricardo Castrejón Pineda  
Enrique Coconi Morales  
José Bernardo Martell Andrade  
José Luis Ortiz López



Dirección General de Asuntos  
del Personal Académico

Marzo 2024

# **Apuntes, aplicaciones y ejercicios de petrofísica y registros de pozos**

Universidad Nacional Autónoma de México  
Facultad de Ingeniería

**Proyecto PAPIME PE112823**

# PRÓLOGO

La exploración y caracterización del subsuelo a través de registros geofísicos de pozo es una de las disciplinas más relevantes y complejas dentro del ámbito de la ingeniería geofísica y de las geociencias aplicadas. Este libro nace como una respuesta a la necesidad de contar con un compendio actualizado, didáctico y técnicamente riguroso que articule los fundamentos teóricos, la experiencia profesional y los retos actuales en la interpretación de registros de pozo y la evaluación petrofísica.

*"Apuntes, aplicaciones y ejercicios de petrofísica y registros de pozos"* es el resultado del esfuerzo colaborativo de profesionales con una trayectoria destacada en la industria petrolera mexicana, muchos de ellos actualmente vinculados al Instituto Mexicano del Petróleo, así como de consultores independientes con vasta experiencia en evaluación de yacimientos, docentes comprometidos con la formación académica en la Universidad Nacional Autónoma de México y estudiantes avanzados de diferentes carreras enfocadas en la exploración.

A lo largo de catorce capítulos, el lector encontrará una estructura progresiva que inicia con los fundamentos conceptuales de los registros geofísicos de pozo y sus herramientas asociadas, para luego adentrarse en el estudio detallado de las propiedades físicas de las rocas, los principios de medición, los métodos de interpretación, y culminar con aplicaciones específicas en áreas como hidrogeología, geotermia y exploración de hidrocarburos. Cada sección está diseñada para facilitar la comprensión a estudiantes, fortalecer la formación de nuevos profesionales y servir de referencia a quienes ya se desempeñan en el sector energético y ambiental.

Este libro busca no sólo transmitir conocimiento técnico, sino también integrar la experiencia adquirida durante décadas de práctica profesional, tanto en campos petroleros como en centros de investigación, incorporando ejercicios, ejemplos de campo y referencias útiles para profundizar en cada tema. La inclusión de herramientas modernas, técnicas de corrección e interpretación avanzada, y la reflexión sobre el futuro de los registros en contextos energéticos diversificados, hacen de esta obra una aportación valiosa a la literatura técnica en lengua española.

Esperamos que estos apuntes sirvan como puente entre generaciones, promoviendo una formación crítica, actualizada y contextualizada, y motivando la innovación y el compromiso con una ingeniería geofísica ética, precisa y al servicio de la sociedad.

# AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México, nuestro agradecimiento más amplio y sincero por brindarnos el espacio institucional, los recursos académicos y el respaldo necesario para materializar este proyecto. Nos sentimos honrados de contribuir, desde nuestra trinchera, al fortalecimiento de la educación pública y de excelencia.

La elaboración de este libro fue posible gracias al generoso apoyo del Programa de Apoyo a Proyectos para la Innovación y Mejoramiento de la Enseñanza (PAPIME), a través del proyecto PE112823, que nos permitió becar a los estudiantes que participaron en este esfuerzo, además de proporcionar temas de titulación y así consolidar un esfuerzo multidisciplinario orientado a fortalecer la enseñanza de la petrofísica y los registros geofísicos de pozo en el contexto de la ingeniería.

Agradecemos profundamente la participación comprometida de los profesores y profesionales, quienes, con una sólida trayectoria en la industria petrolera nacional y en el desarrollo tecnológico del país, compartieron sus conocimientos, experiencia de campo y perspectivas críticas, enriqueciendo de manera sustantiva el contenido técnico de esta obra.

Finalmente, agradecemos a los estudiantes que participaron activamente en la revisión, estructuración y validación del material, aportando desde su mirada crítica ideas y sugerencias que fortalecieron la claridad y pertinencia de los contenidos.

Los autores

## **AUTORES**

Erick Aguilar Guevara

Ambrosio Aquino López

José Alberto Arizmendi Avenda

Juan Andrés Campos Torres

Iza Canales García

Héctor Ricardo Castrejón Pineda

Enrique Coconi Morales

Daniel Cortés Jasso

María Fernanda Landa Elizalde

Francisco Miguel Lechuga Lagos

José Bernardo Martell Andrade

Alejandro Uriel Méndez Juárez

José Luis Ortiz López

Ariadna Palestina Oliva

Natalia Ramírez Mayorga

Daniela Rayo Malfavon

Christian Axel Rodríguez Jiménez

Josmark Alfredo Sánchez González

Jesús Javier Vázquez Fuentes

# CONTENIDO

<b>Capítulo 1. Introducción.....</b>	<b>1</b>
José Bernardo Martell Andrade, Alejandro Uriel Méndez Juárez	
<b>Capítulo 2. Propiedades de las rocas.....</b>	<b>11</b>
Ambrosio Aquino López, Enrique Coconi Morales	
<b>Capítulo 3. Propiedades petrofísicas.....</b>	<b>33</b>
Ambrosio Aquino López, Héctor Ricardo Castrejón Pineda, José Bernardo Martell Andrade, María Fernanda Landa Elizalde, Ariadna Palestina Oliva, Natalia Ramírez Mayorga	
<b>Capítulo 4. Registros de correlación.....</b>	<b>108</b>
Daniel Cortés Jasso, Javier Vázquez Fuentes, Iza Canales García	
<b>Capítulo 5. Registros de resistividad.....</b>	<b>155</b>
Daniela Rayo Malfavon, José Alberto Arizmendi Avenda, Francisco Miguel Lechuga Lagos, José Luis Ortiz López, Ambrosio Aquino López	
<b>Capítulo 6. Registros de porosidad.....</b>	<b>212</b>
Ariadna Palestina Oliva, Natalia Ramírez Mayorga, Héctor Ricardo Castrejón Pineda	
<b>Capítulo 7. Registros complementarios.....</b>	<b>261</b>
Erick Aguilar Guevara, Christian Axel Rodríguez Jiménez, Iza Canales García	
<b>Capítulo 8. Registros durante la perforación en tiempo real y sensores permanentes en tubería.....</b>	<b>406</b>
Daniela Rayo Malfavon, José Luis Ortiz López, Héctor Ricardo Castrejón Pineda	
<b>Capítulo 9. Control de calidad y correcciones ambientales.....</b>	<b>469</b>
Natalia Ramírez Mayorga, Ariadna Palestina Oliva, Héctor Ricardo Castrejón Pineda	
<b>Capítulo 10. Interpretación cualitativa y cuantitativa de los registros geofísicos en pozo.....</b>	<b>504</b>
José Alberto Arizmendi Avenda, José Luis Ortiz López	
<b>Capítulo 11. Modelos avanzados e interpretación petrofísica.....</b>	<b>558</b>
Ambrosio Aquino López, Enrique Coconi Morales María Fernanda Landa Elizalde, Francisco Miguel Lechuga Lagos	
<b>Capítulo 12. Integración de resultados del registro de hidrocarburos, núcleos y láminas.....</b>	<b>585</b>
Iza Canales García, Juan Andrés Campos Torres, Jesús Javier Vázquez Fuentes	
<b>Capítulo 13. Registros en pozo entubado.....</b>	<b>608</b>
Héctor Ricardo Castrejón Pineda, Ariadna Palestina Oliva, Natalia Ramírez Mayorga	
<b>Capítulo 14. Aplicaciones.....</b>	<b>637</b>
Héctor Ricardo Castrejón Pineda, José Luis Ortiz López, Iza Canales García, Ariadna Margarita Palestina Oliva, Natalia Ramírez Mayorga	

# ÍNDICE

<b>Capítulo 1. Introducción.....</b>	<b>1</b>
1.1 Definición de registros geofísicos de pozo	
1.2 Historia y de los registros geofísicos de pozo	
1.3 Clasificación de los registros	
1.3.1 Clasificación de los registros en función del principio físico de la herramienta	
1.3.2 Clasificación de los registros en función de la propiedad petrofísica por medir	
1.4 Objetivos de los registros	
Referencias	
<b>Capítulo 2. Propiedades de las rocas.....</b>	<b>2</b>
2.1 Propiedades mecánicas	
2.2 Propiedades electromagnéticas	
2.3 Propiedades radiactivas	
2.4 Propiedades termodinámicas	
2.5 Propiedades hidráulicas	
2.6 Propiedades de los fluidos de perforación y saturantes de las rocas	
2.7 Ejercicios propuestos	
Glosario	
Referencias	
<b>Capítulo 3. Propiedades petrofísicas.....</b>	<b>33</b>
3.1 Definición	
3.2 Parámetros petrofísicos	
3.3 Porosidad	
3.3.1 Clasificación de la porosidad	
3.3.1.1 Clasificación geológica	
3.3.1.2 Clasificación ingenieril	
3.3.2 Factores que afectan la porosidad	
3.3.2.1 Factores primarios	
3.3.2.2 Factores secundarios	
3.3.3 Medición de porosidad	
3.3.3.1 Laboratorio	
3.3.3.2 Registros	
3.4 Saturación de fluidos	
3.4.1 Clasificación de la saturación	
3.4.2 Factores que afectan la saturación	
3.4.3 Medición de la saturación	
3.4.3.1 Métodos directos	
3.4.4 Modelo de estimación de saturación de fluidos	
3.4.4.1 Factor de formación	
3.4.4.2 Índice de resistividad	
3.5 Mojabilidad	
3.5.1 Tensión superficial e interfacial	
3.5.2 Tensión de adhesión	

- 3.5.3 Clasificación de mojabilidad
- 3.5.4 Medición
  - 3.5.4.1 Ángulo de contacto
  - 3.5.4.2 Índice de Amott
- 3.5.5 Aplicaciones
- 3.6 Permeabilidad
  - 3.6.1 Clasificación de permeabilidad
    - 3.6.1.1 Clasificación geológica
    - 3.6.1.2 Clasificación ingenieril
  - 3.6.2 Ley de Darcy
- 3.7 Relaciones de porosidad-permeabilidad
- 3.8 Presión capilar
  - 3.8.1 Medición
    - 3.8.1.1 Técnica de la placa porosa (PP)
    - 3.8.1.2 Presión capilar de inyección de mercurio (MICP)
    - 3.8.1.3 Centrífuga
  - 3.8.2 Conversión de presión capilar y distribución del radio de garganta de poro
  - 3.8.3 Función J de Leverett
- 3.9 Presión de poro (presión de formación)
  - 3.9.1 Definición de presión de poro normal y anormal
  - 3.9.2 Mecanismos de presión de poro
  - 3.9.3 Modelos para el cálculo de la presión de poro
- 3.10 Propiedades de las arcillas
  - 3.10.1 Volumen de arcillas
  - 3.10.2 Relaciones Th/K y Th/U para la estimación de tipo de arcilla y materia orgánica
  - 3.10.3 Tipos de distribución de la arcilla
- 3.11 Evaluación de formaciones
  - 3.11.1 Clasificación de formaciones
- 3.12 Problema de escalamiento
- Ejercicios
- Referencias

**Capítulo 4. Registros de correlación.....108**

- 4.1. Potencial Natural
  - 4.1.1. Presentación del registro
  - 4.1.2. Correcciones
  - 4.1.3. Anomalías que pueden ocurrir en el SP por condiciones ambientales.
  - 4.1.4. Aplicaciones
- 4.2 Rayos Gamma Naturales
  - 4.2.1. Presentación del registro
  - 4.2.2. Correcciones ambientales realizadas al registro de rayos gamma
- 4.3 Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales
- Ejercicios
- Referencias



**Capítulo 5. Registros de resistividad.....155**

- 5.1 Introducción
- 5.2 Registros eléctricos convencionales
- 5.3 Registros con electrodos de enfoque
- 5.4 Registros de micro-resistividad
- 5.5 Registros de inducción
- 5.6 Herramienta de inducción (phasor SFL)
- 5.7 Mediciones de inducción vs laterolog
- 5.8 Registro de arreglo de inducción
- 5.9 Registro de inducción triaxial
- Referencias

**Capítulo 6. Registros de porosidad.....212**

- 6.1 Registros sínicos
  - 6.1.1 Principios de medición de los registros sínicos
  - 6.1.2 Presentación de los registros sínicos
  - 6.1.3 Correcciones en los registros sínicos
  - 6.1.4 Aplicaciones de los registros sínicos
- 6.2 Registros de densidad
  - 6.2.1 Principios de medición de los registros de densidad
  - 6.2.2 Herramientas de densidad
  - 6.2.3 Presentación de los registros de densidad
  - 6.2.4 Correcciones en los registros de densidad
  - 6.2.5 Aplicaciones de los registros de densidad
- 6.3 Registros de neutrones
  - 6.3.1 Principios de medición de los registros de neutrones
  - 6.3.2 Herramientas de neutrones
  - 6.3.3 Presentación de los registros de neutrones
  - 6.3.4 Correcciones en los registros de neutrones
  - 6.3.5 Aplicaciones de los registros de neutrones
- 6.4 Registro de resonancia magnética nuclear (NML)
  - 6.4.1 Principio de medición del registro de NML
  - 6.4.2 Presentación del registro de NML
  - 6.4.3 Correcciones en el registro de NML
  - 6.4.4 Aplicaciones del registro de NML
- Referencias

**Capítulo 7. Registros complementarios.....261**

- Introducción
- 7.1. Registro Cáliper o Calliper
- 7.2. Registro de echados (Dipmeter log)
- 7.3. Registro de imágenes de pared de pozo
- 7.4. Registros durante la perforación y en tiempo real
- 7.5. Registro de temperatura
- Ejercicios
- Referencias

**Capítulo 8. Registros durante la perforación en tiempo real y sensores permanentes en tubería.....406**

- 8.1 Introducción
- 8.2 Mediciones durante la perforación (MWD)
  - 8.2.1 Principio de medición de las herramientas MWD
  - 8.2.2 Diseño de las herramientas MWD
  - 8.2.3 Tipo de información obtenida de las herramientas MWD y LWD
  - 8.2.4 Métodos de transmisión de datos de las herramientas MWD
  - 8.2.5 Principales herramientas MWD
- 8.3 Registros durante la perforación (LWD)
  - 8.3.1 Principios de medición de los registros LWD
  - 8.3.2 Diseño de las herramientas LWD
  - 8.3.3 Mediciones de resistividad durante la perforación.
    - 8.3.3.1 Herramienta de resistividad de propagación de onda electromagnética
    - 8.3.3.2 Herramientas eléctricas de imágenes LWD (RAB)
  - 8.3.4 Herramientas de rayos gamma naturales LWD
  - 8.3.5 Herramientas de inducción LWD
  - 8.3.6 Herramientas acústicas LWD
  - 8.3.7 Herramientas de densidad LWD
    - 8.3.7.1 Herramienta de imágenes de densidad-neutrón (ADN)
    - 8.3.7.2 Principales aplicaciones de la herramienta ADN
  - 8.3.8 Herramientas de neutrones LWD
  - 8.3.9 Herramientas de resonancia magnética nuclear LWD
- 8.4 Comparaciones entre LWD y registros de cable
  - 8.4.1 Cable y LWD, parámetros que miden y diferencias
  - 8.4.2 Ventajas de LWD
  - 8.4.3 Ventajas de los registros de cable
  - 8.4.4 Comparación entre LWD y registros de cable
  - 8.4.5 Estudio comparativo de un caso real de registros con tecnologías de cable y LWD
- 8.5 Ejemplos de registros de campo LWD
- Referencias

**Capítulo 9. Control de calidad y correcciones ambientales.....469**

- 9.1 Control de calidad
  - 9.1.1 Adquisición
  - 9.1.2 Partes de un registro
  - 9.1.3 Presentación de curvas
  - 9.1.4 Calibración de herramientas
- 9.2 Correcciones ambientales
  - 9.2.1 Resolución vertical y profundidad de investigación
  - 9.2.2 Medio ambiente de medición
  - 9.2.3 Correcciones ambientales de registros
- Referencias

**Capítulo 10. Interpretación cualitativa y cuantitativa de los registros geofísicos en pozo.....504**

- 10.1 Fundamentos de la interpretación de registros
    - 10.1.1 Porosidad
    - 10.1.2 Saturación
    - 10.1.3 Permeabilidad
    - 10.1.4 Geometría de los yacimientos
    - 10.1.5 Temperatura y presión
    - 10.1.6 Interpretación de los registros
    - 10.1.7 El proceso de invasión
    - 10.1.8 Resistividad
    - 10.1.9 Factor de formación y porosidad
    - 10.1.10 Saturación de agua -concepto general
      - 10.1.10.1 Formaciones limpias
        - 10.1.10.1.1 Registro de resistividad
        - 10.1.10.1.2 Resistividad del agua de formación
        - 10.1.10.1.3 Porosidad en formaciones limpias
      - 10.1.10.2 Formaciones arcillosas
  - 10.2 Interpretación cuantitativa, determinación de la saturación
    - 10.2.1 Formaciones limpias, ecuación de Archie
    - 10.2.2 Formaciones arcillosas
      - 10.2.2.1 Modelo simplificado de arenas y arcillas laminadas
      - 10.2.2.2 Modelo simplificado de lutitas dispersas
      - 10.2.2.3 Relación total de lutita
      - 10.2.2.4 Modelos basados en el concepto de la doble capa iónica
        - 10.2.2.4.1 Modelo de doble agua
        - 10.2.2.4.2 Modelo de Waxman-Smits
  - 10.3 Rocas carbonatadas, interpretación básica
    - 10.3.1 Definición y características de las fracturas
    - 10.3.2 Detección de fracturas
      - 10.3.2.1 Métodos de detección de fracturas sin utilizar registros
      - 10.3.2.2 Métodos de detección de fracturas utilizando registros
      - 10.3.2.3 Métodos de detección de fracturas por computadora
    - 10.3.3 Interpretación de registros en carbonatos fracturados
      - 10.3.3.1 Técnicas de determinación de valores del exponente de cementación
        - 10.3.3.1.1 Validación de valores constantes por zonas
        - 10.3.3.1.2 Curvas de valores del exponente de cementación
- Referencias

**Capítulo 11. Modelos avanzados e interpretación petrofísica.....558**

- 11.1 Modelos de resistividad eléctrica
    - 11.1.1 Formaciones limpias
    - 11.1.2 Formaciones arcillosas
  - 11.2 Modelos de velocidades elásticas
    - 11.2.1 Formaciones arcillosas
  - 11.3 Enfoques prácticos de interpretación de registros de pozo
    - 11.3.1 Técnica de análisis estadístico de registros de pozo
    - 11.3.2 Técnica secuencial de evaluación petrofísica usando registros de pozo
  - 11.4 Modelo Mezzatesta (2006) para formaciones clásticas
  - 11.5 Modelo jerárquico de formaciones clásticas
  - 11.6 Modelo jerárquico de formaciones carbonatadas
- Referencias

<b>Capítulo 12. Integración de resultados del registro de hidrocarburos, núcleos y láminas.....</b>	<b>585</b>
12.1 Registros de hidrocarburos	
12.2 Análisis de núcleos	
12.3 Análisis de láminas delgadas	
12.4 Definiciones	
Referencias	
<b>Capítulo 13. Registros en pozo entubado.....</b>	<b>608</b>
13.1 Definiciones	
13.2 Terminación de pozos	
13.3 Registros de correlación, posicionamiento y evaluación	
13.4 Evaluación de la cementación	
13.5 Operaciones de disparos	
13.6 Monitoreo del yacimiento	
13.7 Registro de producción	
Referencias	
<b>Capítulo 14. Aplicaciones.....</b>	<b>637</b>
14.1 Hidrogeología	
14.1.1 Introducción	
14.1.2 Uso de los registros geofísicos en acuíferos en rocas intergranulares	
14.1.3 Uso en acuíferos con conducción hidráulica secundaria	
14.1.4 Estimación de la porosidad en diferentes tipos de acuíferos	
14.1.5 Otros registros geofísicos y las características del flujo en pozos para agua	
14.2 Geotermia	
14.3 Hidrocarburos	
Referencias	

# Capítulo 1

# Introducción

Alejandro Uriel Méndez Juárez, José Bernardo Martell Andrade

## Sumario

**1.1 Definición de registros geofísicos de pozo**

**1.2 Historia y de los registros geofísicos de pozo**

**1.3 Clasificación de los registros**

**1.3.1 Clasificación de los registros en función del principio físico de la herramienta**

**1.3.2 Clasificación de los registros en función de la propiedad petrofísica por medir**

**1.4 Objetivos de los registros**

**Referencias**

## 1.1 Definición de registros geofísicos de pozo

Los registros se definen como una interpretación gráfica de las propiedades físicas de las rocas en contra de su profundidad y desempeñan un papel esencial en la industria petrolera, ya que proporcionan información valiosa del comportamiento de las formaciones geológicas. Estos registros se obtienen mediante mediciones de sondas eléctricas, acústicas, radioactivas y otros métodos, y son fundamentales tanto durante la perforación de pozos como en la evaluación de yacimientos y la gestión de reservas de hidrocarburos.

Durante la perforación de un pozo, los registros geofísicos de pozos son esenciales para determinar propiedades petrofísicas clave como la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. Estos datos son cruciales para evaluar la capacidad de producción de hidrocarburos de las rocas y para caracterizar la calidad de éstas como almacén y sello de hidrocarburos.

Además, los registros geofísicos permiten identificar en un intervalo permeable tres zonas fundamentales para conocer el comportamiento de las rocas y sus fluidos: la zona de invasión, la zona de transición y la zona limpia en donde se encuentran los fluidos

propios de las rocas. Estas zonas son esenciales para una interpretación precisa del subsuelo y son especialmente importantes en los registros de agujero (open-hole), en estas zonas se miden diferentes propiedades como lo son: resistividad de la roca 100% saturada de agua ( $R_o$ ), resistividad del agua ( $R_w$ ), resistividad de la capa adyacente ( $R_s$ ), resistividad del enjarre ( $R_{mc}$ ), etc. Asimismo, se llegan a obtener diferentes saturaciones tanto del agua ( $S_w$ ) como de hidrocarburos ( $S_o$ ), etc. (Figura 1).

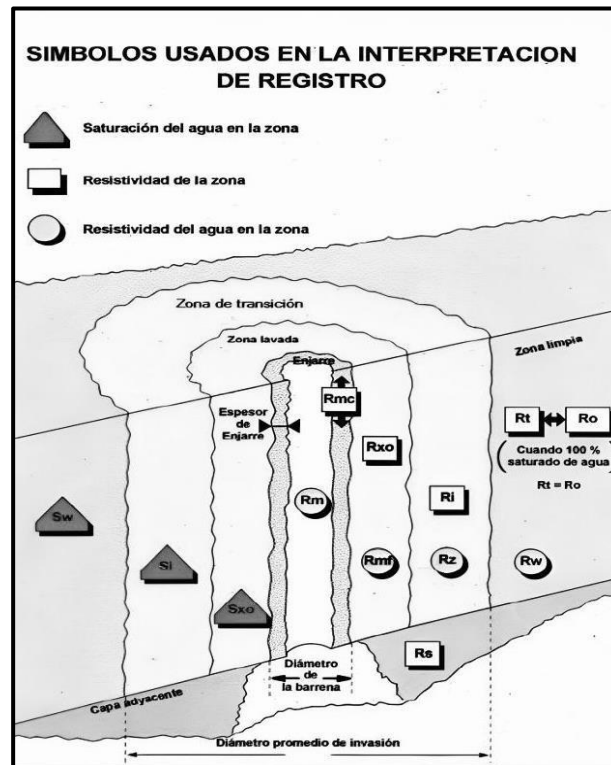


Figura 1. Símbolos usados en la interpretación de registros (Martell, 2018).

## 1.2 Historia de los registros geofísicos de pozos

La historia de los registros geofísicos en la industria petrolera es un viaje fascinante que ha evolucionado a lo largo de los años para brindar una comprensión más profunda de las propiedades físicas de las formaciones rocosas en el subsuelo.

En el siglo XVII, se realizaron las primeras mediciones en pozos, pero fue en el siglo XIX cuando se lograron medidas más confiables mediante termómetros. Sin embargo, la verdadera revolución llegó en la década de 1920 con CE Van Orstrand, quien reportó mediciones exactas. Hoy en día, se utilizan termistores para obtener lecturas precisas de las propiedades de las rocas. Los registros geofísicos no solo se han vuelto

esenciales en la producción petrolera, sino que también son importantes para diferentes ramas de estudio como la hidrogeología, la cual nos ayuda a identificar acuíferos de agua dulce o salada; la minería; la geología aplicada en la ingeniería civil y la geotermia.

En 1912, Conrad Schlumberger realizó los primeros experimentos de prospección del subsuelo, utilizando una corriente eléctrica entre dos varillas metálicas y mapeando líneas de potencial constante en la superficie para revelar la naturaleza de las formaciones geológicas subterráneas. Estos experimentos pioneros allanaron el camino para el desarrollo de registros eléctricos más avanzados.

El 5 de septiembre de 1927, se sondeó el primer registro eléctrico realizado por Conrad Schlumberger y Marcel Schlumberger en un campo petrolero llamado Diefembach No. 2905, ubicado en Francia, Alsacia, el cual fue operado por Henri Doll, éste marcó un hito en la industria. Este registro mostró la resistividad eléctrica de las formaciones rocosas y definió el límite entre capas y la correlación de estratos con el tiempo, los registros de resistividad eléctrica se introdujeron comercialmente en diferentes partes del mundo, incluyendo Venezuela, Estados Unidos y Rusia, y se reconocieron como herramientas valiosas para la identificación de capas portadoras de hidrocarburos (Figura 1.1).

A medida que avanzaba la tecnología, se agregaron más herramientas al conjunto de registros geofísicos. En 1931, se introdujo el registro del potencial espontáneo (SP), que se combinó con la curva de resistividad en el registro eléctrico. Los hermanos Schlumberger continuaron perfeccionando estos registros y desarrollaron dispositivos adicionales, como la curva normal larga, para obtener una mayor información sobre las formaciones rocosas.

En 1936, se llevó a cabo en México el primer registro, a solicitud de las compañías Royal Dutch Shell Oil Company y British Petroleum, a cargo de la compañía Schlumberger. Este evento marcó el inicio de la primera etapa o generación de registros eléctricos en México.

En 1940, técnicos mexicanos realizaron el primer registro eléctrico en el pozo Plan 55, utilizando equipos de la compañía Schlumberger. Los ingenieros responsables de la toma del registro fueron Francisco Inguanzo Suárez, Armando Moran Juárez y Javier

Luna González. En 1943, Schlumberger llevó a cabo el primer registro para Pemex en el pozo Poza Rica 25, como parte de un acuerdo que incluía venta, capacitación y servicio de equipos. A partir de 1945, se comenzaron a realizar en México registros micro-normal y micro-inversa.

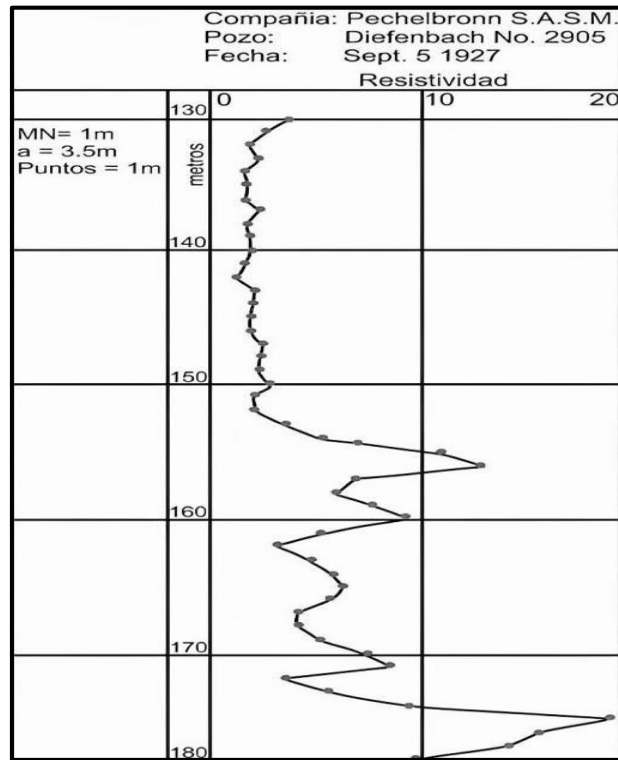


Figura 1.1. Primer registro eléctrico tomado del pozo Diefenbach No. 2905. (Martell, 2018).

En 1950, Pemex adquirió la primera unidad de registros eléctricos, equipada con cámaras, 9 galvanómetros, cable de 6 conductores y un registro microeléctrico como indicador de permeabilidad (k). Trece años más tarde, se introdujeron las primeras cabinas marinas en México para la toma de registros geofísicos. La implementación del registro de inducción se inició en 1964, seguida por los registros de producción en 1967, el registro de densidad en 1969, el registro de echados en 1971, el registro doble laterolog en 1974 y el registro doble inducción en 1973. En 1979, Petróleos Mexicanos se vio afectado por el cambio en los sistemas de registros, ya que se discontinuó la producción del equipo convencional integrado por tableros de control, siendo reemplazado por sistemas computarizados.

Con el tiempo, se incorporan registros radiactivos, de neutrones y acústicos para obtener una imagen más completa de las formaciones. Se desarrollaron herramientas como el registro de densidad para medir la densidad de la roca y el registro de lito- densidad para obtener información sobre la litología. En la actualidad, se siguen desarrollando



herramientas avanzadas para obtener información más precisa sobre las propiedades físicas de las rocas y evaluar los yacimientos de manera más eficiente.

### **1.3 Clasificación de los registros**

Los registros geofísicos se pueden clasificar en varias categorías según los datos que proporcionan y los métodos utilizados para obtenerlos, estos registros pueden ser clasificados según Garduza, 2019 en:

#### **1. Función del principio físico de la herramienta:**

- Registros de resistividad (profunda y somera).
- Registros acústicos.
- Registros radioactivos.
- Registros mecánicos.

#### **2. Función de la propiedad física por medir:**

- Registros de resistividad.
- Registros de porosidad.

La clasificación de los registros influye en gran medida por las utilidades que tienen, ya que son de gran importancia para determinar diversos criterios como lo son:

- Diferenciación entre rocas duras y blandas.
- Determinación de cuerpos permeables.
- Discriminación entre capas acuíferas-petrolíferas.
- Determinación de contacto agua-hidrocarburo.
- Determinación cuantitativa de porosidad, saturación y volumen de arcilla.
- Pronóstico de fluidos a producir.
- Determinación de litología.
- Determinación de porosidad secundaria.
- Delineación de características estructurales y sedimentarias.

### **1.3.1 Clasificación de los registros en función del principio físico de la herramienta**

#### **Registros resistivos**

Los registros resistivos son una categoría de registros geofísicos utilizados para medir la resistividad eléctrica de las formaciones rocosas subterráneas, se pueden clasificar en dos tipos, uno de investigación profunda ( $R_t$ ) y otro de investigación somera ( $R_{x0}$ ). Figura 1.2.

#### **Registros de Resistividad Profunda**

Dentro de la clasificación de investigación profunda ( $R_t$ ) se encuentran las siguientes herramientas:

- Eléctrico (ES).
- Eléctrico Enfocado (LL).
- Doble Eléctrico Enfocado (DLL).
- Inducción (I-ES).
- Doble Inducción-Eléctrico Enfocado (DIL).
- Eléctrico Enfocado Alta Resolución (HRLA).
- Eléctrico Enfocado Azimutal (ARI).
- Arreglo de Inducción (AIT).

#### **Registros de Resistividad Somera**

Dentro de la clasificación de investigación Somera ( $R_{x0}$ ) se encuentran las siguientes herramientas:

- Micro Eléctrico (ML) Microlog.
- Micro Enfocado (MLL) Microlarolog.
- Micro Proximidad (MPL).
- Micro Enfocado Esférico (MSFL).

## **Registros acústicos**

El registro acústico utiliza señales con frecuencias audibles para medir y analizar propiedades elásticas en formaciones rocosas subterráneas. La energía acústica se transmite mediante ondas de compresión y el equipo sónico emite impulsos repetitivos que generan estas ondas. Los registros acústicos se clasifican en diversas categorías, como:

- Sónico de Porosidad (BHC)
- Sónico Digital
- Sónico Dipolar
- Sónico de Amplitud (A-BHC)
- Sónico de Densidad Variable (VDL)
- BHTV-TV Pozo (BHTV)
- Sónico Escáner (DSI)
- Imagen de Pared de Pozo (FMI)

Estos registros proporcionan información valiosa sobre las características de las formaciones rocosas y son fundamentales en la exploración geofísica subterránea.

## **Registros radiactivos**

Los registros radioactivos constituyen una categoría fundamental de herramientas geofísicas utilizadas para evaluar la radioactividad en las formaciones rocosas subterráneas. Estos registros proporcionan una valiosa perspectiva sobre la composición y las propiedades petrofísicas de las rocas, facilitando la caracterización de formaciones geológicas y la detección de recursos naturales, como hidrocarburos y minerales.

La determinación de la porosidad de una formación se realiza de manera indirecta mediante medidas obtenidas con sondas radioactivas y sónicas. Las sondas nucleares emplean fuentes radioactivas para medir la interacción de partículas irradiadas con la formación, obteniendo información clave.

Se destacan tres tipos de sondas radioactivas:

- Neutrones.
- Densidad.
- Radiación natural.
- Neutrón compensado.
- Lito densidad compensada.
- Rayos gamma espectral.

Las sondas que miden la radiación natural no requieren fuentes radioactivas y ofrecen datos sobre la arcillosidad y el contenido de minerales radioactivos de la roca. Por otro lado, las sondas de neutrón compensado y lito densidad requieren fuentes radioactivas para realizar mediciones precisas. Estas herramientas desempeñan un papel crucial en la exploración y caracterización de formaciones geológicas, proporcionando información esencial para la industria de la energía y la minería.

## **Registros mecánicos**

Los registros mecánicos son una categoría de registros geofísicos utilizados para medir diversas condiciones del pozo. Estos registros proporcionan información importante para evaluar la integridad de este y se clasifican en:

- Temperatura
- Calibración
- Desviaciones
- Medición de Echados
- Registros en Agujero Entubado

### **1.3.2 Clasificación de los registros en función de la propiedad petrofísica por medir:**

#### **Registro de porosidad**

Los registros de porosidad son una categoría importante de registros geofísicos utilizados para medir la porosidad de las formaciones rocosas subterráneas a lo largo de un pozo. La porosidad es una propiedad de la formación que indica la cantidad de espacio vacío (poros) en una roca, que puede estar llena de fluidos como agua, petróleo o gas, estos se clasifican en:

- Sónico Compensado (BHC).
- Radioactivo de Densidad (FDC).
- Neutrón Neutrón (GNT).
- Neutrón Compensado (CNL).
- Micro-eléctrico (ML)
- Registro de Resonancia Magnética (NML)

## 1.4 Objetivo de los registros

Los registros geofísicos de pozos son esenciales en la industria de la exploración y producción de petróleo y gas. Su objetivo es proporcionar información crucial sobre las características de las formaciones sub-superficiales y ayudar en la toma de decisiones en todas las etapas de la vida de un pozo.

Los registros geofísicos se utilizan para:

- **Exploración:** Evaluar la presencia de reservas de hidrocarburos al identificar formaciones con propiedades favorables para la acumulación de petróleo y gas.
- **Evaluación de yacimientos:** Caracterizar las propiedades de los yacimientos, como la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos y la litología, para determinar la cantidad y calidad de los hidrocarburos presentes.
- **Diseño de terminación:** Ayudar en el diseño de la terminación del pozo, incluyendo la ubicación y la longitud de los intervalos productivos.
- **Monitoreo de la producción:** Seguir cambios en la producción y el comportamiento del yacimiento a lo largo del tiempo, lo que permite la optimización de la extracción de hidrocarburos.
- **Detección de problemas:** Identificar problemas en el pozo, como la presencia de agua o la obstrucción de la tubería, para tomar medidas correctivas.
- **Seguridad:** Evaluar la integridad de la tubería y la formación para garantizar la seguridad de la operación.

## **Referencias**

**Falla, E. J.** (2005). Interpretación de registros de pozos de petróleo. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

**Garduza, V. M.** (2019). Manual de registros geofísicos de pozo y algunas aplicaciones. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C. Vol. LXI, número 2. [https://itpe.mx/wpcontent/uploads/2023/12/Manual\\_de\\_Registros\\_Geofisicos.pdf](https://itpe.mx/wpcontent/uploads/2023/12/Manual_de_Registros_Geofisicos.pdf). El 10/01/2024, a las 11:30 a. m.

**Gómez, D. G.** (2011). Aplicación de los registros geofísicos en el distrito de Papantla, Veracruz. Tesis de licenciatura. Instituto Politécnico Nacional.

**Martell, B.** (2018). Petrofísica y registros de pozos. En A. Martell (Comp.), Registros geofísicos en pozo Grupo 1 (pp. 2-7). UNAM

**Reyes, I.** (2012). Calibración de herramientas de registros geofísicos de pozos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Sánchez, C. Y.** (2012). Evolución de los registros de resistividad y su aplicación en la estimación de la saturación de fluidos (agua e hidrocarburos). Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

## Capítulo 2

## Propiedades de las rocas

Ambrosio Aquino López, Enrique Coconi Morales

### Sumario

<b>2.1 Propiedades mecánicas</b>
<b>2.2 Propiedades electromagnéticas</b>
<b>2.3 Propiedades radiactivas</b>
<b>2.4 Propiedades termodinámicas</b>
<b>2.5 Propiedades hidráulicas</b>
<b>2.6 Propiedades de los fluidos de perforación y saturantes de las rocas</b>
<b>2.7 Ejercicios propuestos</b>
<b>Glosario</b>
<b>Referencias</b>

### 2.1 Propiedades mecánicas

Las propiedades mecánicas son propiedades físicas que exhibe un material al aplicarle fuerzas. Elasticidad, fragilidad, plasticidad, tenacidad, durabilidad, ductilidad, módulo de Young, límite de fatiga, viscosidad, resistencia a la tracción, relación de Poisson, módulo de corte, maleabilidad, compresibilidad y módulo de volumen son algunas de las mediciones que se utilizan para definir las propiedades mecánicas de un material.

### 2.2 Propiedades electromagnéticas

Las propiedades electromagnéticas como la conductividad eléctrica, la permitividad dieléctrica y la permeabilidad magnética, son de naturaleza dispersiva, de modo que las propiedades electromagnéticas son funciones de la frecuencia de funcionamiento del campo electromagnético aplicado externamente. Esta dependencia de la frecuencia se debe a que el fenómeno de polarización en un material no cambia instantáneamente con el campo electromagnético aplicado. La propiedad de los electromagnetos es de naturaleza causal; se presenta matemáticamente como una función compleja de la frecuencia operativa debido a la diferencia de fase entre la respuesta del material y el campo electromagnético aplicado.

Mediciones de permitividad dieléctrica compleja ( $\epsilon^*$ ) y conductividad compleja ( $\sigma^*$ ) con un rango de frecuencia de 10 [Hz] a 1 [GHz] se utilizan ampliamente para aplicaciones de petróleo y gas, hidrológicas y varias otras geofísicas.

$\epsilon^*$  y  $\sigma^*$  son parámetros de los materiales que influyen en el transporte y almacenamiento de energía electromagnética en materiales geológicos.  $\epsilon'$  es una medida de almacenamiento de energía electromagnética debido a la separación y acumulación de carga (también conocida como polarización),  $\epsilon''$  es una medida de disipación de energía electromagnética debido a la fricción entre estructuras polarizadas, y  $\sigma$  es una medida de disipación de energía electromagnética debida al transporte de carga en un material en respuesta a un campo electromagnético externo.

En consecuencia, para geomateriales porosos y formaciones geológicas poco conductoras,  $\sigma^* = -i\omega\epsilon^* = \sigma - i\omega(\epsilon' + i\epsilon'') = (\sigma + \omega\epsilon'') - i\omega\epsilon' = \sigma_{ef} - i\omega\epsilon'_{ef}$ , donde el subíndice “ef” denota efectivo. La permitividad dieléctrica exhibe dependencia de la frecuencia debido a que los fenómenos de polarización son dominantes en varios rangos de frecuencia, es decir, la polarización no cambia instantáneamente con el campo electromagnético aplicado. Para mediciones a bajas frecuencias, el componente imaginario de  $\epsilon^*$  es mucho menor que el componente real de  $\epsilon^*$ . A medida que aumenta la frecuencia, la componente imaginaria de  $\epsilon^*$  aumenta, mientras que la componente real de  $\epsilon^*$  disminuye.

Para geomateriales porosos llenos de fluido, la dispersión de frecuencias se debe a varios fenómenos de polarización, cada uno de ellos dominante en un cierto rango de frecuencia. La polarización se debe a la separación de cargas y la posterior acumulación de cargas en presencia de un campo electromagnético aplicado externamente.

Algunos ejemplos de fenómenos de polarización en geomateriales llenos de fluido son la orientación/polarización dipolar de dipolos en fluidos, la polarización de Maxwell-Wagner en la interfaz agua salada – matriz, la polarización interfacial de minerales conductores, la polarización de membrana o de doble capa de arcillas y granos superficiales portadores de carga.

Como consecuencia de los diversos fenómenos de polarización,  $\epsilon^*$  dependiente de la frecuencia, es sensible a propiedades petrofísicas, como saturación de agua, porosidad,



tortuosidad, mojabilidad, contenido de arcilla, contenido de minerales conductores, tamaños de grano, textura de grano y distribución de tamaño de poros.

La conductividad y permitividad efectivas multifrecuencia (en el rango de [MHz] a [GHz]) de una formación geológica superficial se adquieren utilizando la herramienta de dispersión dieléctrica (DD), que se realiza en un pozo no entubado.

La herramienta de dispersión dieléctrica tiene transmisores y receptores electromagnéticos generalmente colocados en un patín que empuja contra la pared del pozo para hacer un contacto firme con la formación para la adquisición confiable de registros DD. Los transmisores colocados en el patín envían ondas electromagnéticas de magnitud y fase conocidas (generalmente en cuatro frecuencias discretas en el rango de 10 [MHz] a 1 [GHz]). Las ondas electromagnéticas viajan a través de la formación porosa llena de fluidos y son medidos en los receptores colocados en el patín, donde registran la atenuación, así como el cambio de fase en las ondas debido a las propiedades electromagnéticas de la formación. A continuación, las atenuaciones de onda y los cambios de fase en varias frecuencias se invierten utilizando el modelado directo de la herramienta para calcular la conductividad multifrecuencia ( $\sigma$ ) y la permitividad relativa ( $\epsilon_r$ ) de la formación con un rango de frecuencia de 10 [MHz] a 1 [GHz]. La permitividad relativa se calcula como el componente real de la permitividad compleja dividido por la permitividad del vacío. La conductividad se calcula como la componente imaginaria de la permitividad compleja multiplicada por la frecuencia angular.

De los conceptos anteriores, es posible proponer un modelo geo-electromagnético físicamente consistente o un modelo mecánico de dispersión-polarización para procesar los registros de dispersión de conductividad y permitividad para estimar la saturación de agua, la saturación de agua ligada, la salinidad, la capacidad de intercambio de arcilla y los parámetros texturales.

### 2.3 Propiedades radiactivas

Los átomos se pueden unir para formar moléculas, lo que forma la mayoría de los objetos. Los diferentes elementos están formados por diferentes tipos de átomos. Un átomo es el constituyente más pequeño de un elemento que se comportará como ese mismo elemento.

Los átomos contienen un núcleo extremadamente pequeño y cargado positivamente, alrededor de ellos están los electrones cargados negativamente. Los núcleos tienen menos de una diezmilésima parte del tamaño del átomo y se forman por protones (positivos) y neutrones (eléctricamente neutros) unidos por una fuerza nuclear. Esta fuerza es más fuerte que la fuerza electrostática, la cual une los electrones con el núcleo, Figura 2.1.

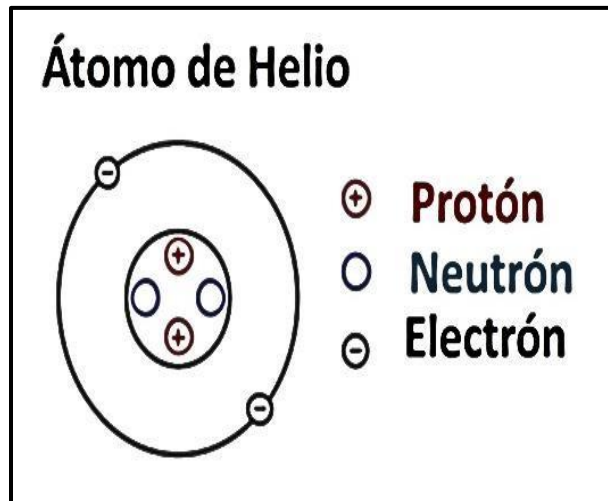


Figura 2.1. Configuración básica de un átomo de Helio.

El número de protones que tiene el núcleo se llama número atómico (Z) y define el elemento. N es el número de neutrones en el núcleo. El número de masa (A) del núcleo es igual a  $Z + N$ , Figura 2.2. Las unidades de masa atómica o uma (para la masa del núcleo) suele ser ligeramente diferente del número de masa.

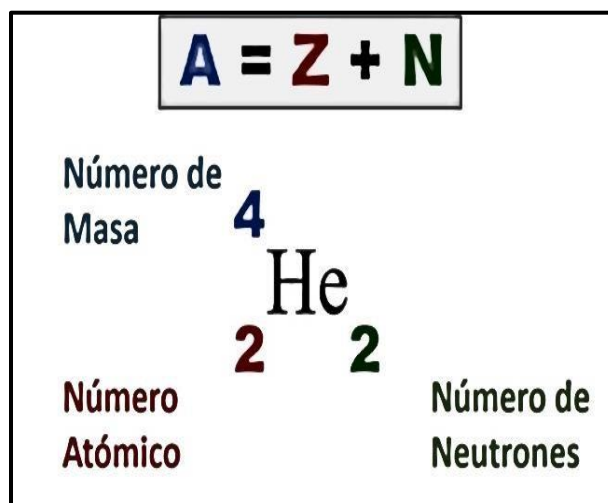


Figura 2.2. Componentes del número de masa.

## **Radiación**

Es la energía o partículas que se liberan durante la desintegración radiactiva. La radiactividad de un material se refiere a la velocidad a la que emite radiación. La radiación ionizante proviene de átomos radiactivos, muchos de los cuales se encuentran naturalmente en el medio ambiente. Los átomos radiactivos, como cualquier otra forma de materia, pueden ser gaseosos, líquidos o sólidos. La materia está compuesta principalmente por átomos. Su estructura determina sus propiedades elementales y químicas.

La mayoría de los átomos son estables (equilibrio de neutrones y protones). Pero algunos átomos tienen una combinación inestable de protones y neutrones. Los isótopos son formas de elementos que tienen un número diferente de neutrones. Los átomos buscan ser estables; así, para llegar a un estado más estable, el átomo expulsa energía del núcleo en forma de partícula o rayo. Este proceso se conoce como radiactividad, se dice que el átomo inestable es un átomo radiactivo y la energía que se libera es radiación. Después de que un átomo expulsa energía del núcleo, la composición del núcleo cambia y queda un elemento diferente que es más estable. Este proceso se conoce como desintegración radiactiva.

## **Desintegración radiactiva**

La desintegración radiactiva es un fenómeno en el cual un átomo radiactivo irradia impulsivamente rayos en forma de energía o partículas para alcanzar un estado seguro/estable. Los tipos de radiaciones radiactivas son:

- Partículas alfa ( $\alpha$ )
- Partículas beta ( $\beta$ )
- Partículas gamma ( $\gamma$ )

## **Partículas alfa**

Son partículas grandes que viajan hasta una pulgada en el aire, son muy fáciles de bloquear, incluso con algo tan fino como una hoja de papel. Las partículas alfa no presentan un peligro externo para las personas porque no pueden atravesar la capa exterior de las células muertas de la piel. Sin embargo, pueden ser muy dañinos para las células del interior de nuestro cuerpo si respiramos o ingerimos material radiactivo que emite

partículas alfa o si el material radiactivo se introduce a través de una herida abierta.

Algunas aplicaciones son:

- Detectores de humo: El Americio-241 se usa comúnmente para detectar humo ionizante. El humo que ingresa al detector reduce la cantidad de partículas alfa, que se detectan y activan la alarma.
- Eliminadores de estática: Suelen utilizar partículas de Polonio-210 para eliminar las cargas estáticas de los equipos.
- Generadores termoeléctricos de radioisótopos: Utilizan la desintegración de partículas alfa del Plutonio-238 para generar calor que se convierte en electricidad, comúnmente utilizado en sondas espaciales.
- Se están investigando algunos emisores alfa por su uso potencial en radioterapia de fuente abierta para tratar el cáncer.

### **Partículas beta**

Son partículas más pequeñas que viajan varios metros en el aire, se pueden bloquear eficazmente con unos pocos centímetros de plástico o incluso con una capa de ropa. Las partículas beta transportan suficiente energía como para causar quemaduras en la piel expuesta y presentan un peligro interno si respiramos o comemos material radiactivo que emite partículas beta o si el material radiactivo se introduce a través de una herida abierta.

Algunas aplicaciones son:

- Detectores de espesor para el control de calidad de materiales finos, por ejemplo, papel.
- Tratamiento del cáncer de ojos y huesos, se utilizan habitualmente Estroncio-90 ó Estroncio-89.
- El Tritio se utiliza en algunas luces fosforescentes, normalmente para iluminación de emergencia, ya que no requiere energía.
- El Fluor-18 se utiliza habitualmente como trazador en tomógrafos por emisión de positrones o PET.

### **Radiación gamma**

Un tercer tipo de radiación se conoce como radiación gamma. Los rayos gamma pueden viajar muchos metros en el aire, son principalmente un peligro externo debido a su capacidad de atravesar materiales. Se necesitan unos pocos centímetros de plomo u otra sustancia densa para bloquear los rayos gamma. Los rayos gamma también pueden ser un peligro interno si respiramos o comemos materiales que emiten radiación gamma, o si el material radiactivo se introduce a través de una herida abierta, pero el daño que causan a las células dentro del cuerpo humano no es tan grave como el que causan los rayos alfa y partículas beta.

Los rayos gamma son fotones por lo que no tienen masa ni carga en reposo. La desintegración alfa o beta puede simplemente proceder directamente al estado fundamental (de menor energía) del núcleo hijo sin emisión gamma, pero la desintegración también puede proceder total o parcialmente a estados de mayor energía (estados excitados) del hijo. En el último caso, puede ocurrir emisión gamma a medida que los estados excitados se transforman a estados de menor energía del mismo núcleo. Algunas aplicaciones se muestran en la Tabla 2.1.

<b>Cobalto-60</b>	<b>Cesio-137</b>	<b>Americio-241</b>
Esterilización de equipos médicos en hospitales.	Medición y control del flujo de líquidos en procesos industriales.	Detectores de humo para hogares.
Pasteurización, mediante irradiación, de determinados productos alimenticios.	Investigación de estratos subterráneos (es decir, petróleo, carbón, gas y otras mineralizaciones).	Medidores de densidad y nivelación de fluidos.
Medidores de nivelación o espesor (es decir, envases de alimentos, acerías).	Medición de la densidad de humedad del suelo en obras de construcción.	Medidores de espesor para materiales finos (es decir, papel, papel de Aluminio, vidrio).
Radiografía industrial.		Mezclado el Berilio con el Americio-241 produce una fuente de neutrones de $^{241}\text{AmBe}$ que se utiliza en registros de pozos, radiografía de neutrones y tomografía.

Tabla 2.1. Aplicaciones de elementos radiactivos en la industria.

### Neutrones

Los neutrones son partículas neutras sin carga eléctrica que pueden viajar grandes distancias en el aire. Cuando los neutrones viajan a través de la materia, chocan con los átomos. Estos átomos pueden volverse radiactivos. Los neutrones son más eficaces para dañar las células del cuerpo igual que los rayos X o gamma. La mejor manera de protegerse contra la radiación de neutrones es proporcionando protección con materiales gruesos y pesados como Plomo, hormigón, roca o tierra.

## Propiedades de la desintegración radiactiva

Los isótopos radiactivos son de naturaleza muy inestable, los elementos radiactivos que participan en la desintegración radiactiva emiten radiación en un estado de alta energía y regresan a un estado de energía menor.

## 2.4 Propiedades termodinámicas

Cualquier sistema termodinámico puede identificarse en cualquier momento mediante ciertos parámetros observables y medibles como presión, volumen, temperatura, masa, densidad, composición física, etc. Estos parámetros se conocen como propiedades de un sistema termodinámico.

### Estado termodinámico

Se describe como la condición de un sistema que se denota por parámetros como volumen, presión, temperatura, etc. Por ejemplo: Si se contará con una celda pistón-cilindro conteniendo de un gas. El gas dentro del cilindro está a una temperatura de  $T_1$ , presión  $P_1$  y volumen  $V_1$ . A este estado lo llamaremos 1 (estado inicial). Cuando empujamos el pistón hacia abajo, el gas se comprimirá, por lo que la temperatura, la presión y el volumen cambiarán, digamos a  $T_2$ ,  $P_2$  y  $V_2$ . Este será el estado 2. Así, podemos ver que los parámetros (es decir, temperatura, volumen y presión) en ambos estados son diferentes. Estos sistemas están definidos de forma única y esto nos ayuda a distinguir un sistema de otro.

### Clasificación de propiedades termodinámicas

Las propiedades termodinámicas se pueden clasificar en dos categorías:

- **Propiedades intensivas.** Se refiere a las características que no dependen de la masa del sistema. Ejemplos son la temperatura y viscosidad entre otras. Considere una habitación donde la presión es  $P$ , si la habitación se divide en varias partes, encontramos que la presión en cualquier punto es la misma e igual que a la presión original  $P$ , aunque la masa en cada parte ha cambiado. Muestra que la que propiedad intensiva tiene un valor definido y es independiente de la masa, representando una función puntual.

- **Propiedades extensivas.** Las propiedades del sistema que dependen del tamaño y la masa del sistema se llaman propiedades extensivas como lo son: la longitud, volumen y densidad. Por ejemplo, la densidad es el resultado de la masa por unidad de volumen. Aquí la densidad depende de la masa, por lo que puede denominarse propiedad extensiva.

## 2.5 Propiedades hidráulicas

Las propiedades hidráulicas del subsuelo determinan la velocidad a la que el agua y otros fluidos se mueven a través de las rocas, también determina su competencia en la retención de agua, actividad microbiana y procesos biogeoquímicos. Las propiedades hidráulicas asociadas al subsuelo tienen un efecto de primer orden en el transporte de sustancias químicas y de las tasas asociadas de procesos biogeoquímicos que dependen de la disponibilidad de diversas sustancias en el agua intersticial.

Las propiedades hidráulicas reflejan la estructura del sistema poroso del suelo, que comprende poros de diferente geometría, tamaño y conectividad (algunos autores que han estudiado este fenómeno son: Dexter, 1988; Kutílek y Nielsen, 1994; Kutílek y Jendele, 2008). Estas propiedades también se reflejan en la textura del suelo, la compactación de la superficie y el subsuelo, la salinidad, la corteza superficial, el sellado, y la temperatura del suelo (El-Ghany et al., 2010). Las propiedades hidráulicas óptimas del suelo son importantes para la producción de cultivos para minimizar la contaminación ambiental derivada del flujo preferencial (Dexter, 1988; Jarvis et al., 2013). Los conceptos relacionados con estas propiedades incluyen la adsorción, absorción, capilaridad, tensión superficial, compresibilidad y viscosidad.

## 2.6 Propiedades de los fluidos de perforación y saturantes de las rocas

Conocido como “lodo”, el fluido de perforación se introdujo hacia 1913 para controlar adecuadamente la presión del subsuelo, posteriormente las compañías de fluidos de perforación introdujeron mejoras tanto químicamente como de ingeniería de procesos, con lo que progresó la perforación y productividad de los pozos. Los fluidos de perforación tienen muchas funciones: evitar una sobre presión de la formación, enviar los recortes a

la superficie, sellar formaciones permeables que se encuentren mientras se perfora, enfrían y lubrican la barrena, distribuir la energía hidráulica al equipo de perforación y mantener estable y controlado al pozo. Sus objetivos son:

- **Controlar la presión de la formación:** Es importante controlar el pozo. El lodo es transportado mediante la sarta de perforación. En pozos descubiertos, la presión hidrostática que ejerce la columna del lodo compensa el incremento de la presión de formación (en caso contrario, permite el ingreso de los fluidos de formación que hay en el pozo). Si la presión aplicada por el fluido excede la presión de fractura de la roca, el lodo fluirá hacia la formación (déficit de circulación).
- **Sustraer los recortes del pozo:** La circulación del fluido de perforación permite sacar los recortes (pedazos de rocas) a la superficie.
- **Enfriar y lubricar la barrena:** Cuando el fluido de perforación pasa por el sistema de perforación, permite enfriar y lubricar la barrena.
- **Transmitir la energía hidráulica al sistema de perforación:** El fluido de perforación es dispensado mediante las boquillas de la barrena, también acciona los motores de fondo, direccionan la barrena y miden datos en tiempo real.
- **Vigilancia o cuidado de la estabilidad del pozo:** Esta estabilidad implica el control de la densidad, minimizar la erosión hidráulica y controlar la presencia de las arcillas (algunas arcillas se expanden cuando hay agua y otras se dispersan).

El especialista en fluidos de perforación cuantifica ciertas propiedades del lodo de perforación: Densidad, reología, tasa de filtración y clasificación de sólidos. Dicho fluido se analiza para estimar el potencial de Hidrógeno (pH), dureza, alcalinidad, contenido de gas ácido, etc.



## 2.7 Ejercicios propuestos

Los dos siguientes ejercicios fueron obtenidos de: Studocu, 2021, Udec, 2015, IESPM, 2021)

**1. Una probeta tiene las siguientes dimensiones: de 10 x 10 x 10 centímetros y un comportamiento elástico lineal que se rompe con una carga de 15 000 kilos, se tiene un acortamiento de 0.3 milímetros. Resuelva los siguientes incisos:**

- Graficar el comportamiento mecánico del material contra tipo fractura que experimenta.
- Obtener tensión de compresión.
- Estimar deformación unitaria.
- Estimar módulo de elasticidad.
- Si el coeficiente de Poisson de ese material es de 0.3. Obtener su deformación transversal.

### Resolución:

- Tipo de fractura frágil, ya que el material se rompe súbitamente tras registrar pequeñas deformaciones como se observa en la Figura 2.3.
- Tensión es la carga por unidad de superficie:

$$\sigma = \frac{P}{A} = \frac{15\,000 \text{ [Kg]}}{10 \times 10 \text{ [cm}^2\text{]}} = 150 \left[ \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \right] = 15 \left[ \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \right] = 15 \text{ [MPa]}$$

- Deformación unitaria es la relación entre el incremento dimensional y la dimensión:

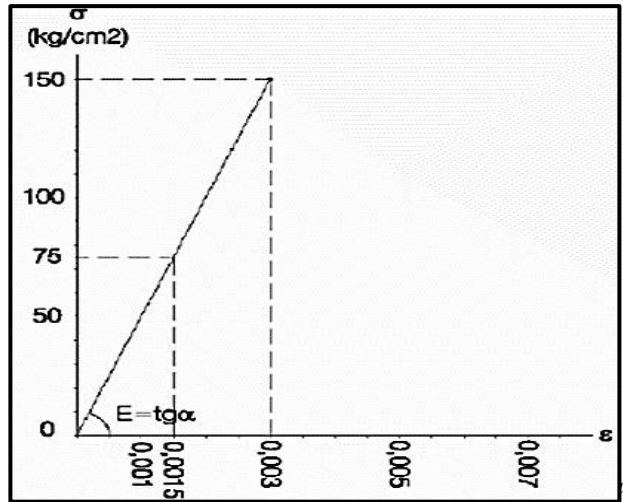
$$\varepsilon = \frac{\Delta l}{l} = \frac{-0.03 \text{ [mm]}}{100 \text{ [mm]}} = -3 \times 10^{-3} = -0.3\% \text{ [Adimensional]}$$

- Se aplica la Ley de Hooke al ser un material elástico:

$$\begin{aligned} \sigma = E \times \varepsilon \rightarrow E &= \frac{\sigma}{\varepsilon} = \frac{150}{3 \times 10^{-3}} = 50\,000 \left[ \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \right] = 5\,000 \left[ \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \right] \\ &= 5\,000 \text{ [MPa]} = 5 \text{ [GPa]}. \end{aligned}$$

- La relación entre la deformación transversal y la axial es el coeficiente de Poisson:

$$\gamma = -\frac{\varepsilon_T}{\varepsilon_L} \rightarrow -\gamma \varepsilon_L = -0.3(-0.003) = 0.0009 = 0.09\%$$



2. Un cuerpo de 50 kilos esta suspendido a una altura de 4 metros y un diámetro de 2 milímetros. Su límite elástico es de 250 N/mm<sup>2</sup>, Young vale 2x10<sup>5</sup> N/mm<sup>2</sup> y Poisson vale 0.28. Resuelva los siguientes incisos:

- Estiramiento del cable y su contracción transversal.
- Módulo de elasticidad que reduzca a la mitad su deformación bajo carga
- Al duplicar la carga en el cable de acero original, ¿Qué pasa?, ¿Qué longitud debe tener el cable para que trabajé en régimen elástico?

**Resolución:**

Primero se estima la tensión a la que trabaja el cable (debe ser inferior al límite elástico).

$$\sigma = \frac{P}{A} = \frac{500 [N]}{3.14 [mm^2]} = 159.23 \left[ \frac{N}{mm^2} \right] < 250 \left[ \frac{N}{mm^2} \right] = \sigma_{el}$$

$$\begin{aligned} \varepsilon = \frac{\sigma}{E} &= \frac{159.23 [MPa]}{2 \times 10^5 [MPa]} = 7.96 \times 10^{-4} = \frac{\Delta l}{l} = \frac{\Delta l}{400 [cm]} \rightarrow \Delta l \\ &= 7.96 \times 10^{-4} \times 400 [cm] = 0.318 [cm]. \end{aligned}$$

Se ha alargado el cable.

$$\gamma = -\frac{\varepsilon_T}{\varepsilon_L} \rightarrow \varepsilon_T = -\gamma x \varepsilon_L = -0.28 \times 7.96 \times 10^{-4} = -0.000223 = \frac{\Delta d}{d} = \frac{\Delta d}{2 \text{ [mm]}} \rightarrow \Delta d$$

$$= -0.000223 \times 2 \text{ [mm]} = -4.45 \times 10^{-4} \text{ [mm]}$$

Disminuye el diámetro el cable.

- a) Es un cuerpo elástico lineal ya que cumple con Hooke, al mantener la tensión debe de reducir a la mitad la deformación (se requiere un material con un módulo de elasticidad, E), es decir  $E = 4 \times 10^5 \text{ [N/mm}^2\text{]}$ .

- b)  $\sigma = \frac{P}{A} = \frac{1000 \text{ [N]}}{314 \text{ [mm}^2\text{]}} = 318.4 \left[ \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \right] > 250 \left[ \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \right] = \sigma_{el}$ : El material se encuentra en rango plástico por lo que no se puede controlar la deformación bajo carga permanente. Se debería emplear una barra de mayor sección.

$$\sigma = 250 \left[ \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \right] = \frac{P}{A} = \frac{1000 \text{ [N]}}{A} \rightarrow A = 4 \text{ [mm}^2\text{]}, \varphi = 2.25 \text{ [mm]}.$$

**3. Se cuentan con 50 miligramos de 131 53I (vida media 8 días). Resuelva los siguientes incisos:**

- Cantidad del isótopo en un mes y en dos meses.
- Semidesintegración (Período).
- Actividad en 30 días.

**Resolución:**

Es una emisión de partículas de núcleos inestables, el ritmo de desintegración esta en función de la masa que no se desintegró, “m”:

$$m = m_0 e^{-\lambda t}$$

Sustituyendo  $m = 50 \text{ [mg]} \times (e^{-0.125(0)}) = 0.0277 \text{ [mg]}$ , quedan sin desintegrar (si calculamos los átomos:  $1.27 \times 10^{17}$  átomos).

b) Período de semidesintegración

El período de semidesintegración es el tiempo que tarda en desintegrarse la mitad de la cantidad inicial de núcleos. Lo calculamos a partir de la vida media

$$T_{1/2} = \text{Ln } 2, \tau = 5.55 \text{ [días]} = 4.791 \times 10^5 \text{ [s]}.$$

c) La actividad indica (ritmo de desintegración es.

$$A_c = \left[ \frac{dT}{dt} \right] = \lambda \times N$$

$$\text{Constante radiactiva } \lambda = 0.125 \text{ [días]} = \left( \frac{0.125}{[\text{día}]} \right) \times \left( \frac{1 [\text{día}]}{24 [\text{h}]} \right) \times \left( \frac{1 [\text{h}]}{3600 [\text{s}]} \right) = 1.447 \times 10^{-6} [\text{s}^{-1}] \text{ y en segundos sería } \tau = 8 \text{ [días]} = 691\,200 \text{ [s]} \text{ y luego hacer } \lambda = 1/\tau = 1.447 \times 10^{-6} [\text{s}^{-1}].$$

Con la masa se puede estimar el número de átomos (usando el número másico  $A = 131$ ).

$$5 \times 10^{-5} [\text{kg}] \times \left( \frac{1 [\text{u}]}{1.66 \times 10^{-27} [\text{kg}]} \right) \times \left( \frac{1 [\text{átomo}]}{131 [\text{u}]} \right) = 2.3 \times 10^{20} [\text{átomos}]$$

$$\text{Y la actividad } A_c = \lambda \times N = 1.447 \times 10^{-6} [\text{s}^{-1}] \times 2.3 \times 10^{20} [\text{átomos}] = 3.328 \times 10^{14} \text{ [Bq]}$$

4. La vida media del  $^{234}\text{Th}$  es de 24 días ¿Qué porcentaje de Torio queda 90 días después?

**Resolución:**

La Figura 2.5, muestra la emisión de partículas de núcleos inestables. La desintegración depende de la cantidad de núcleos que no se desintegran (Ley de desintegración radiactiva):

$$N = N_0 \times e^{-\frac{t}{\tau}}$$

$N_0$  es el número inicial de átomos,  $t$  el tiempo transcurrido y  $\tau$  la vida media de la sustancia radiactiva promedio de desintegración de un núcleo.

La fracción sin desintegrar se calcula  $\frac{N}{N_0} = e^{-\frac{t}{\tau}} = e^{\frac{-96 [\text{días}]}{24 [\text{días}]}} = e^{-4} = 0.0183 = 1.83\%$  sin desintegrar.

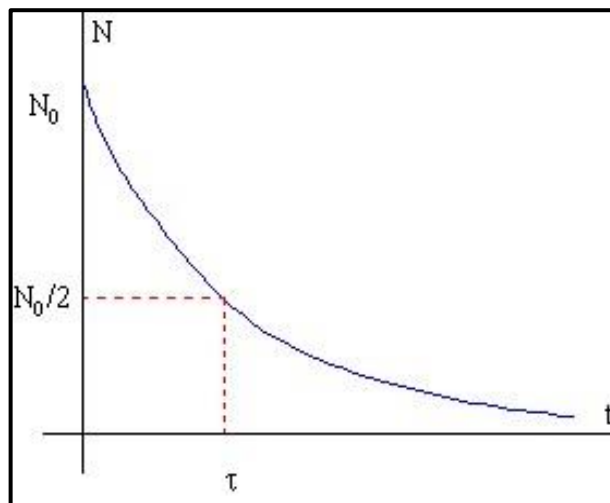


Figura 2.5. Esquema del ejercicio

**5. ¿Estimar el coeficiente de dilatación de un metal, donde la temperatura va de 95 °C] a 20 °C y el alambre pasa de 160 m a 159.82 m?**

**Resolución:**

Con los datos proporcionados se puede usar la ecuación de dilatación térmica lineal como se propone:

$$\Delta l = \alpha \times l_1 \times \Delta t \rightarrow \alpha = \frac{160 [m] - 159.82 [m]}{(160 [m])(75 [^{\circ}C])} = \frac{0.18 [m]}{12\,000 \left[\frac{m}{^{\circ}C}\right]}$$

$$= 1.5 \times 10^{-5} [^{\circ}C^{-1}]$$

Los dos siguientes ejercicios fueron obtenidos de (Studocu, 2022).

**6. Una capa de suelo permeable está sostenida por una capa no permeable (Figura 2.7) con  $k = 4.8 \times 10^{-3}$  cm/s para la capa permeable, estimar su tasa de filtración, pero con los datos  $m^3/h/m$  ( $H = 3$  m y  $\alpha = 5^{\circ}$ ).**

**Resolución:**

Con  $k = 4.8 \times 10^{-5}$  [m/s], si la pérdida de carga se puede obtener como  $\Delta h = L' \times \tan(\alpha)$ , la longitud como  $L = L'/\cos(\alpha')$  entonces:

El gradiente hidráulico será:

$$i = \frac{\Delta h}{L} = \frac{L' \tan(\alpha)}{\frac{L'}{\cos(\alpha')}} = \text{sen}(\alpha)$$

La tasa de filtración será:

$$q = k \times i \times A = (k) \text{sen}(\alpha) \times (3 \cos(\alpha))$$

$$q = 4.8 \times 10^{-5} \left[\frac{m}{s}\right] \times \text{sen}(5^{\circ}) \times 3 \cos(5^{\circ}) \times 3\,600 = 0.45 \left[\frac{m^3}{h}\right]$$

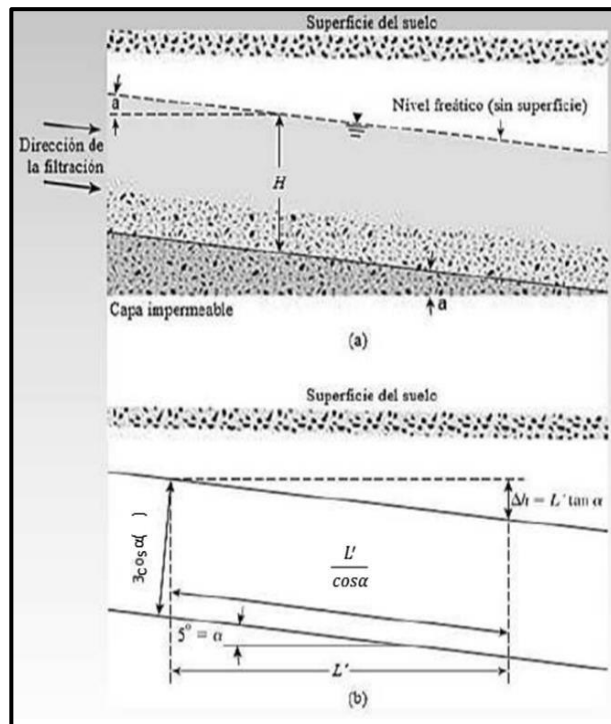


Figura 2.7. Esquema del ejercicio

Los tres siguientes ejercicios fueron obtenidos de (Studocu, 2024).

**7. ¿Cuáles son los distintos tipos de perforación que se pueden ejecutar en el desarrollo de un pozo petrolero?**

**Resolución**

- Proceso de perforación rotaria: Los equipos de perforación rotaria son usados con diferentes propósitos.
- Perforación por percusión: Usado por los primeros exploradores de petróleo (Siglo XIX y XX).
- Perforación con tubería flexible: Emplea una columna ininterrumpida de tamaños compactos.
- Perforación por rotación convencional: Estos equipos se caracterizan porque trabajan girando o rotando la barrena tricónica o trépano perforador.
- Perforación direccional: Recientemente una gran cantidad de pozos se perforaban tratando de mantener justificadamente la verticalidad; pero las situaciones geológicas y tecnológicas requieren que se perfora una mayor cantidad de pozos a grandes ángulos (horizontalmente).

**8. ¿Cuáles son las medidas preventivas al sacar las tuberías durante la perforación?**

**Resolución:**

El uso de tanques de viajes permite mantener lleno el pozo. También es importante la cantidad de lodo que se agrega en el momento de extraer tubería sin disminuir la columna hidrostática. Por lo que las medidas preventivas son:

- Equilibrio de las columnas hidrostáticas.
- Revisar que no exista una pérdida de nivel en el fluido de control.
- Circular el tiempo necesario ( g arantiza que el pozo este limpio).
- Verificar el buen funcionamiento del tanque de viajes (llenarlo de acuerdo con el volumen del fluido calculado.
- Tener la válvula de seguridad (válvula de pie) disponible en el piso de perforación.
- La conexión de enlace de la válvula sea la misma de la tubería de uso.
- Determinar el volumen de llenado de un pozo al sacar la tubería en función de su diámetro por unidad de longitud.
- Verificar que la unidad acumuladora de presión hidráulica se encuentre en buenas condiciones de operación.
- Realizar junta de seguridad.
- Llenar el pozo.
- Repasar los procedimientos.
- Extraer la tubería a una velocidad constante (en función al diámetro de las tuberías de la barrena y de las tuberías de revestimiento).

**9. ¿Cuáles son las causas de un reventón?**

**Resolución:**

Se debe conservar una presión hidrostática ligeramente mayor a la existente en la formación; para evitar un riesgo de que ocurra influjo, a veces, si la presión de formación excediera la presión hidrostática y ocurriera un influjo no controlado o deseado se presentaría un reventón. El cual puede ser originado por diversas causas como:

- Llenado insuficientemente el pozo.
- Extraer la tubería muy rápido.



- No controlar la pérdida de circulación del fluido en el pozo.
- Gas incorporado en la columna de lodo dentro del pozo.
- Densidad insuficiente del lodo.

## **Glosario**

**Absorción.** Es la integración de líquidos dentro del sistema de poros del material.

**Adsorción.** Unión de moléculas (gases o de moléculas) en solución a la superficie del cuerpo sólido en contacto.

**Capilaridad.** Es el movimiento arriba o debajo de un líquido, que se da al interior de un tubo fino sumergido en el líquido (presencia de fuerzas en la superficie de las sustancias). Los líquidos “mojan” a los sólidos si el ángulo de contacto se encuentra entre 0 y 90° (líquido asciende por el capilar). Cuando el líquido no moja al material, es decir, el fluido baja por el capilar, se debe a que su ángulo de contacto del sólido-líquido es entre 90 y 180°.

**Compresibilidad.** La compresibilidad es una medida de la reducción de volumen debido a la presión. La compresibilidad aumenta con la presión y la temperatura.

**Ductilidad.** Propiedad mecánica de la materia y es la capacidad de deformarse plásticamente sin romperse (Coluccio, 2021). La propiedad de un material que podemos estirar y convertirlo en forma de alambre largo la llamamos ductilidad. Un material dúctil necesita ser resistente y plástico.

**Dureza.** Supóngase que hay un metal y tenemos que rayarlo, cuanto más fuerte sea el rayado más duro se considerará nuestro material. Ejemplo, si se cuenta con un material de hierro y del otro lado aluminio plateado. Si se impactan en ambos, el mayor impacto será en el aluminio porque es un metal débil y su dureza es menor.

**Elasticidad.** Propiedad del material de la cual, si se le aplica un esfuerzo y después se retira, volverá a su forma original. A esto se le denomina elasticidad. Esta propiedad es útil para materiales utilizados en herramientas y máquinas. Por ejemplo, el acero es más elástico que el caucho.

**Energía de deformación.** Si se pone una carga en un cuerpo o material entonces el cuerpo es elástico hasta un límite particular en la curva de tensión-deformación, por lo que la energía que el cuerpo almacena hasta ese límite elástico se llama energía de deformación.

**Fatiga.** Cuando un material levanta o sostiene más que una carga específica, existe la posibilidad de que se generen fallas, pero en la fatiga, cualquier material falla incluso con una carga baja si aplicamos una carga repetitiva. Esta capacidad de generar fallas se conoce como fatiga.

**Fragilidad.** Supóngase que se tiene un material, se impacta y se rompe sin deformarse. A esto se llama fragilidad.

**Maleabilidad.** Si se golpea cualquier metal que haga que se extienda y se forme en forma de lámina, a esta propiedad se le conoce como maleabilidad. Un material maleable tiene que ser plástico, pero no es imprescindible que sea resistente.

**Módulo de resiliencia.** La cantidad de energía de deformación máxima almacenada en el material hasta el límite elástico se denomina resistencia de prueba. Si se divide la prueba de resiliencia del volumen del cuerpo, se obtendrá el módulo de resiliencia.

**Plasticidad.** La propiedad del material de la cual, si se le aplica un esfuerzo y después se retira, pero no puede recuperar su posición original al salir de él, se llama plasticidad. Esta propiedad del material es obligatoria para forjas, estampado de imágenes en monedas y trabajos ornamentales. Es un comportamiento mecánico que consiste “n” la capacidad de deformarse permanentemente e irreversible cuando se encuentra sometido a tensiones arriba de su límite elástico (Fernández, 2024).

**Resiliencia.** El material en el que la energía de deformación se almacena en el cuerpo únicamente hasta el límite elástico se denomina resiliencia, por lo que es una propiedad de un material de absorber energía y resistir cargas de choque e impacto. Esta propiedad es esencial para los materiales elásticos.

**Resistencia.** Si se agrega una carga sobre el metal y éste no cambia su forma o si es capaz de soportarla sin romperse entonces se llama resistencia entonces la habilidad o capacidad de un material para soportar una carga sin fracturarse se llama resistencia.

**Resistencia a la fatiga.** Cuando a pesar de cargas repetitivas sobre un material, este no se rompe, es propiedad de fatiga.

**Resistencia al impacto.** Si se tiene un material y se le golpea con un martillo, de modo que cuanto más pueda soportar el daño de ese martillo sin romperse, mayor será su resistencia al impacto.

**Tenacidad.** Si a un material sobre el que se aplicó presión, dobló y tiró, pero no se rompió esa condición se llama tenacidad.

**Tensión superficial.** Es la propiedad en la cual las moléculas superficiales soportan las fuerzas de tensión (en la interfase líquido-gas). Su unidad de medida puede ser fuerza en [N/mm].

**Viscosidad.** Propiedad de un fluido que se opone al flujo de un fluido hidráulico. Es decir, si un aceite hidráulico es demasiado fluido (baja viscosidad), no sella adecuadamente y si es demasiado espeso o de alta viscosidad, el fluido es difícil de bombear). Existen 2 tipos de viscosidad:

- Viscosidad absoluta: La viscosidad absoluta o dinámica, es la fuerza requerida para mover una superficie plana de una unidad de área a una velocidad unitaria cuando está separada por una unidad de espesor. La unidad en el SI de viscosidad absoluta es [Pa/s].
- Viscosidad cinemática: Es el cociente de la viscosidad absoluta y la densidad másica del fluido.

## Referencias

**Ashok, K; Kishori, Lal y Sammi, K.** (2020). Climate change and soil interactions. Elsevier. 474-508 pp.

**Coluccio, E. L.** (2021). Ductilidad. Recuperado de: <https://concepto.de/ductilidad/>. El 31/11/2023.

**Fernández, M.C.** (2024). Propiedades físicas-mecánicas de los materiales. <https://mafercan94.wordpress.com/propiedades-fisicas-mecanicas-de-los-materiales/>. El 14/01/2024.

**IESPM, Instituto de Educación Secundaria Padre Manjón.** (2021). Algunos ejercicios resueltos del tema 7: Física nuclear. (II): Radiactividad. Recuperado de: [https://fq.iespm.es/documentos/janavarro/fisica2bach/T7\\_Nuclear\\_ejercicios\\_2.pdf](https://fq.iespm.es/documentos/janavarro/fisica2bach/T7_Nuclear_ejercicios_2.pdf). El 14/01/2024.

**Siddharth, M; Hao, Li y Jiabo, H.** (2020). Machine learning for subsurface characterization. Gulf professional publishing.

**Studocu.** (2019). TP 3 ejercicios propiedades térmicas. Recuperado de: <https://www.studocu.com/es-ar/document/universidad-nacional-de-entre-rios/ciencias-de-los-materiales/tp-3-ejercicios-propiedades-termicas/6473458>. El 14/01/2024.

**Studocu.** (2021). Ejercicios de propiedades mecánicas. Recuperado de: <https://www.studocu.com/es/document/universidad-de-malaga/ciencia-de-los-materiales/ejercicios-de-propiedades-mecanicas/6239899>. El 14/01/2024.

**Studocu.** (2022). Ejercicios propiedades hidráulicas en los suelos. Recuperado de: <https://www.studocu.com/es-ar/document/universidad-nacional-de-la-rioja/mecanica-de-los-suelos/document/28487351>. El 14/01/2024.

**Studocu.** (2024). Ejercicios de repaso (cuestionario), fluidos de perforación. Recuperado de: <https://www.studocu.com/es-mx/document/universidad-juarez-autonoma-de-tabasco/fluidos-de-perforacion/ejercicio-sde-repaso-cuestionario-fluidos/42721454>. El 14/01/2024.

**Udec.** (2015). Ejercicios resueltos de electromagnetismo, parte 1. Recuperado de: [https://www2.udec.cl/~dipalma/enlaces/ej\\_electro\\_p1.pdf](https://www2.udec.cl/~dipalma/enlaces/ej_electro_p1.pdf). El 14/01/2024.

## Capítulo 3

## Propiedades petrofísicas

Ambrosio Aquino López, María Fernanda Landa Elizalde,  
Héctor Ricardo Castrejón Pineda, José Bernardo Martell Andrade,  
Ariadna Palestina Oliva, Natalia Ramírez Mayorga

### Sumario

- 3.1 Definición
- 3.2 Parámetros petrofísicos
- 3.3 Porosidad
  - 3.3.1 Clasificación de la porosidad
    - 3.3.1.1 Clasificación geológica
    - 3.3.1.2 Clasificación ingenieril
  - 3.3.2 Factores que afectan la porosidad
    - 3.3.2.1 Factores primarios
    - 3.3.2.2 Factores secundarios
  - 3.3.3 Medición de porosidad
    - 3.3.3.1 Laboratorio
    - 3.3.3.2 Registros
- 3.4 Saturación de fluidos
  - 3.4.1 Clasificación de la saturación
  - 3.4.2 Factores que afectan la saturación
  - 3.4.3 Medición de la saturación
    - 3.4.3.1 Métodos directos
  - 3.4.4 Modelo de estimación de saturación de fluidos
    - 3.4.4.1 Factor de formación
    - 3.4.4.2 Índice de resistividad
- 3.5 Mojabilidad
  - 3.5.1 Tensión superficial e interfacial
  - 3.5.2 Tensión de adhesión
  - 3.5.3 Clasificación de mojabilidad
  - 3.5.4 Medición
    - 3.5.4.1 Ángulo de contacto
    - 3.5.4.2 Índice de Amott
  - 3.5.5 Aplicaciones
- 3.6 Permeabilidad
  - 3.6.1 Clasificación de permeabilidad
    - 3.6.1.1 Clasificación geológica
    - 3.6.1.2 Clasificación ingenieril
  - 3.6.2 Ley de Darcy
- 3.7 Relaciones de porosidad-permeabilidad
- 3.8 Presión capilar
  - 3.8.1 Medición
    - 3.8.1.1 Técnica de la placa porosa (PP)
    - 3.8.1.2 Presión capilar de inyección de mercurio (MICP)
    - 3.8.1.3 Centrifuga
  - 3.8.2 Conversión de presión capilar y distribución del radio de garganta de poro
  - 3.8.3 Función J de Leverett
- 3.9 Presión de poro (presión de formación)
  - 3.9.1 Definición de presión de poro normal y anormal
  - 3.9.2 Mecanismos de presión de poro
  - 3.9.3 Modelos para el cálculo de la presión de poro
- 3.10 Propiedades de las arcillas
  - 3.10.1 Volumen de arcillas
  - 3.10.2 Relaciones Th/K y Th/U para la estimación de tipo de arcilla, materia orgánica
  - 3.10.3 Tipos de distribución de la arcilla
- 3.11 Evaluación de formaciones
  - 3.11.1 Clasificación de formaciones
- 3.12 Problema de escalamiento
- 3.13 Ejercicios
- Referencias

### 3.1 Definición

La petrofísica ha sido descrita como “el estudio de las propiedades físicas de las rocas, y, desde el punto de vista de ciencia pura, tiene como objetivo explicar por qué las rocas tienen esas propiedades” (Kennedy, 2015). Adicionalmente, Tiabb y Donaldson, (Tiabb y Donaldson, 2015) consideran que, además, se estudia la interacción con los fluidos en los sistemas porosos.

La evaluación de formaciones es una actividad que cubre varias mediciones y técnicas analíticas enfocadas a diferentes propósitos (Bateman, 1982):

- Determinación de estructuras grandes del orden de magnitud de  $10^4$  a  $10^6$  [m] (datos sísmicos, gravimétricos y magnéticos, estudios geológicos de cuencas, imágenes de satélite).
- Determinación de estructuras locales de órdenes de magnitud de  $10^3$  [m] (gravimetría de pozo).
- Estimar productividad y reservas del orden de magnitud de  $10^2$ - $10^1$  [m] (pruebas de formación).
- Determinación de valores de porosidad, permeabilidad, identificación de litología en rangos de magnitud de  $10^0$ - $10^{-1}$  [m] a través de mediciones en núcleo, registros geofísicos convencionales o mediciones de pozo durante la perforación.
- Mediciones de resistividad con herramientas micro resistivas y análisis en tapones de núcleo en rangos de magnitud de  $10^{-2}$  [m].

El conocimiento de las propiedades petrofísicas de las rocas pertenecientes al subsuelo ya sea somero o profundo es esencial para la exploración de yacimientos y la evaluación del potencial del yacimiento ya sea para exploración de yacimientos de hidrocarburo, la extracción de calor geotérmico, minería, geotecnia, procesos industriales o eliminación de residuos nucleares. Las propiedades petrofísicas se ocupan normalmente para la interpretación de datos geofísicos como son los registros geofísicos de pozo, generar modelos geológicos o probar modelos numéricos (Lévy et al.,2018; Scott et al.,2019; Deb et al., 2019, b; Árnason,2020).

Las propiedades petrofísicas son aquellas que caracterizan la roca y la relación roca-fluido a través del medio poroso de la misma, y éstas rigen el comportamiento de un

yacimiento, la correcta comprensión de acuerdo con Alfayei, 2021, de las propiedades petrofísicas nos ayuda a:

- Estimar la cantidad de hidrocarburos presentes en el yacimiento, por ejemplo: porosidad y saturación de fluidos.
- Comprender el flujo de fluidos como lo es el hidrocarburo desde el yacimiento hasta el pozo durante la producción, por ejemplo: permeabilidad, mojabilidad y permeabilidad relativa.

### **3.2 Parámetros petrofísicos**

Los parámetros petrofísicos son aquellos mediante los cuales se caracterizan las propiedades físicas, químicas y texturales de la roca, así como su sistema poroso, distribución de grano, estos en conjunto con la caracterización de los fluidos contenidos en el sistema poroso, para así poder identificar posibles prospectos de explotación, algunos son los siguientes (Figura 3.1):

- Porosidad
- Saturación de fluidos
- Mojabilidad
- Permeabilidad
- Presión capilar
- Volumen y tipo de arcilla
- Minerales y litología

### **3.3 Porosidad**

La porosidad es una propiedad escalar, la cual representa la cuantificación de cuánto espacio está ocupado por fluidos, siempre se relaciona con el volumen total, es decir, cuánto del interior de la roca es espacio poroso, pues ésta describe el volumen potencial de almacenamiento de los fluidos (agua, gas, petróleo) e influye en la mayoría de las propiedades físicas de la roca como la velocidad de onda elástica, resistividad eléctrica y la densidad (Schön, 2011).

La porosidad se puede determinar de manera directa, por ejemplo, mediante técnicas de laboratorio o indirectamente mediante registros geofísicos de pozo. Ec. 3.1.

$$\Phi = \frac{\text{Volumen de poros (cm)}^3}{\text{Volumen total de la roca (cm)}^3} \text{ (Ec.3.1)}$$

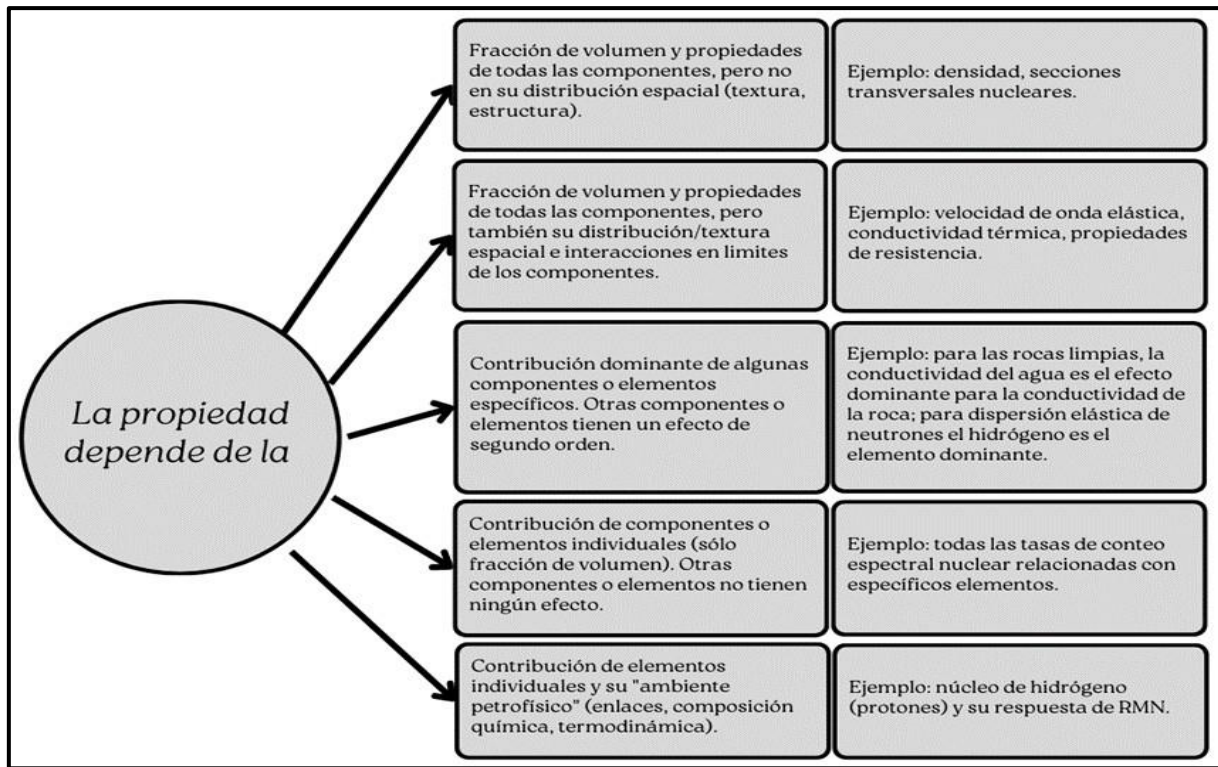


Figura 3.1. Propiedades petrofísicas-principales dependencias e influencias (modificado de Schön et al, 2011).

Donde al volumen de los minerales sólidos se le conoce como volumen de la matriz o de los granos que conforman la roca, y el módulo volumétrico hace referencia al volumen total de roca. Figura 3.2.

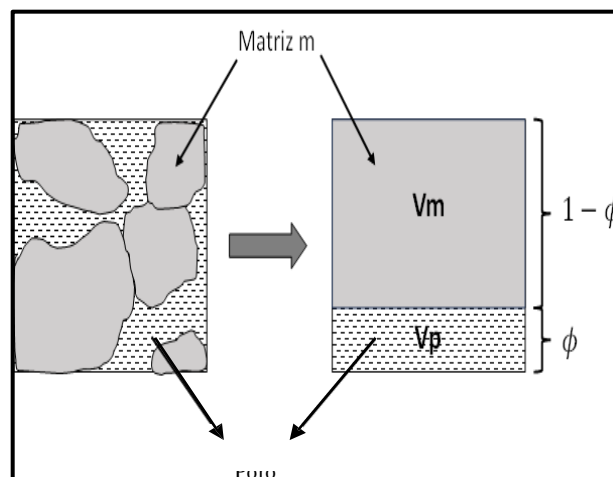


Figura 3.2. Definición de porosidad (Schön et al, 2011).

Es importante mencionar que en la mayoría de los casos el valor de la porosidad es multiplicado por 100, para convertirlo en un porcentaje y esto sea más representativo



al momento de hablar sobre el yacimiento, sin embargo, siempre se debe de usar como una fracción en cuestiones de cálculos.

Las porosidades en los yacimientos oscilan entre el 5 y 40%, que representa la cantidad de hidrocarburo o gas que pueda almacenar el yacimiento, por esto la importancia de su correcta estimación.

### **3.3.1 Clasificación de la porosidad**

Existen varios tipos de porosidad, clasificada de forma geológica:

- Primaria.
- Secundaria.

Y la clasificación ingenieril:

- Total/absoluta.
- Efectiva/abierta/conectada.

#### **3.3.1.1 Clasificación geológica**

La clasificación geológica está basada en la génesis de la roca y se divide en dos: la primaria, y la secundaria. La porosidad primaria es la porosidad que se generó cuando se formó la roca, es decir, en el momento del depósito del material y se puede subdividir en intergranular e intragranular. La porosidad intergranular está en función del espacio vacío entre granos y es la que conforma la mayor parte de la porosidad de la roca; mientras que la porosidad intragranular se refiere a la porosidad formada dentro del mismo grano. Figura 3.3.

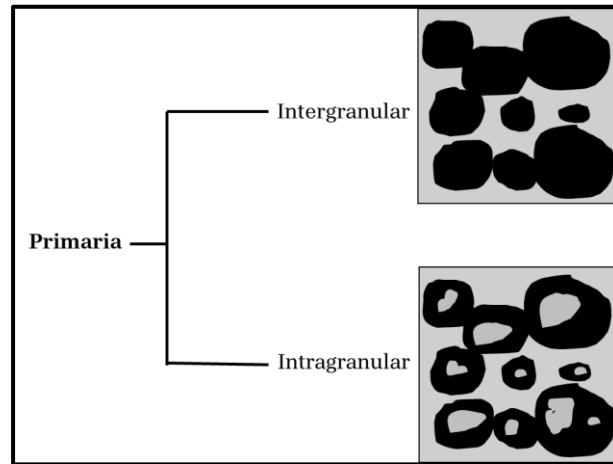


Figura 3.3. Esquema sobre las diferencias entre la porosidad intergranular e intragranular.

La porosidad secundaria se genera posterior al depósito o formación del material, y se puede generar por procesos geológicos subsecuentes, alteraciones químicas y/o biológicas como la dolomitización, disolución y el fracturamiento; que dan lugar a vóculos, fracturas, grietas o microgrietas.

### 3.3.1.2 Clasificación ingenieril

En términos de clasificación de ingeniería, es decir, en términos de eficacia para extracción de fluidos de interés, se divide en total y efectiva. La porosidad total se refiere al volumen total que conforman los poros de la roca dividido por el volumen volumétrico. La porosidad efectiva es la que corresponde al volumen de poros interconectados dividido entre el volumen volumétrico de la roca.

### 3.3.2 Factores que afectan la porosidad

La porosidad se puede ver afectada por diversos factores, desde el acomodo y/o empaquetamiento de los granos al momento de su depósito o por procesos externos como la presencia de otros minerales, esfuerzos y deformaciones, alteración química de los componentes de la roca, procesos biológicos, etc., éstos se pueden clasificar en primarios y secundarios.

#### 3.3.2.1 Factores primarios

**Empaquetamiento de granos.** Existen diferentes arreglos de porosidades teóricas basados en el empaquetamiento de los granos debido a su depositación, el modelo de

geometría más simple y que con frecuencia se modela es mediante granos esféricos. La Figura 3.4 muestra un modelo de sedimento clástico el cual puede ser arena o arenisca, ya que en este tipo de rocas debido a su depositación cuenta con poros que se pueden asemejar a esferas regulares.

La porosidad se determina a través de la definición de porosidad (Ec. 3.2), quedando de la siguiente manera, donde R es el radio de la esfera:

$$\Phi_{\text{empacamiento cúbico}} = \frac{(2R)^3 - \frac{4}{3}\pi R^3}{(2R)^3} = 1 - \frac{\pi}{6} \approx 0.48 \text{ (Ec. 3.2)}$$

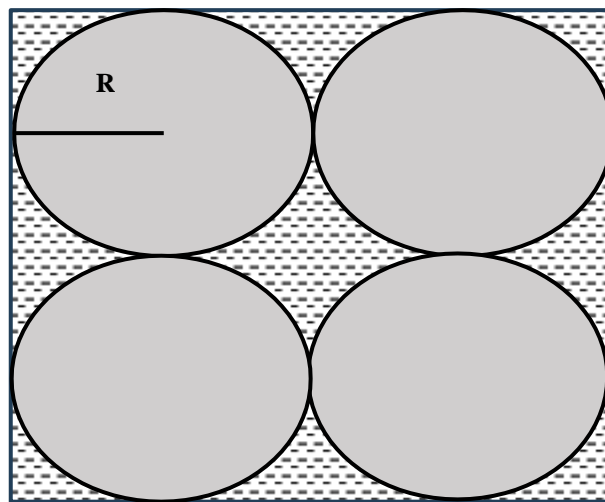


Figura 3.4. Representación del empaquetamiento de poros en una roca clástica limpia.

De acuerdo con la geometría del empaquetamiento la porosidad puede ser:

- Cúbica: 0.48.
- Ortorrónica (hexagonal simple): 0.40.
- Hexagonal compacto, romboédrico: 0.26.

Las consideraciones de este acomodo de granos no se acercan a la realidad, pero son útiles para desarrollar modelos idealizados y establecer rangos de acuerdo con los arreglos de cada uno de los minerales.

**Clasificación.** Se refiere a los diferentes rangos de tamaños de los granos que conforman las rocas, en especial las sedimentarias. Estos diferentes tamaños de granos están asociados al transporte y la depositación de acuerdo con la velocidad en que se transportaron y el medio de transporte. Cuando las partículas son todas del mismo tamaño se dice que están “bien seleccionadas” mientras que cuando no son todas del mismo

tamaño se les conoce como “mal seleccionadas”. Las partículas que tienen un mismo tamaño de partículas, es decir, las bien clasificadas tienden a tener porosidades más altas en comparación con las mal clasificadas.

Por ejemplo, una arenisca bien seleccionada con granos del mismo tamaño tiende a tener mayor porosidad que una arenisca mal seleccionada que contiene granos lo suficientemente pequeños para rellenar sus poros, como se muestra en la Figura 3.5.

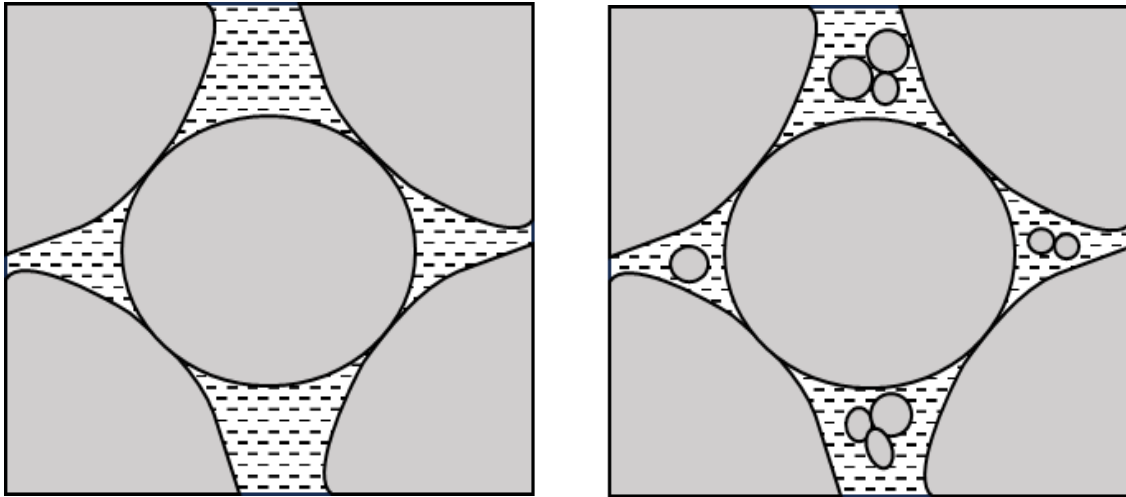


Figura 3.5. Esquema que muestra el efecto de la clasificación de los granos, de lado izquierdo se tiene un medio bien clasificado y de lado derecho un medio mal clasificado, un medio de este tipo tiende a tener una baja porosidad debida al acomodo de sus granos y a diferencia de un medio bien clasificado.

### 3.3.2.2 Factores secundarios

**Materiales cementantes.** La presencia de materiales cementantes: silíceos, carbonáticos, ferruginosos, estalactita, esparita y botroidal, son formados posterior a la depositación de los sedimentos, estos son el resultado de la precipitación a partir de soluciones iónicas o coloidales que circulan e interactúan con la roca, y afectan a la porosidad disminuyéndola, ya que su presencia comienza a ocupar el espacio vacío o bien espacio poroso que estaba disponible para el almacenamiento de fluidos, como por ejemplo hidrocarburos.

**Presión de sobrecarga (compactación).** También conocida como esfuerzo efectivo, es definida como el peso acumulativo proveniente del acopio de sedimentos en una sucesión estratigráfica. Durante el proceso de depositación y sedimentación, el peso acumulativo de los sedimentos generado ocasiona que estos se compacten, expulsen

los fluidos contenidos en el sistema poroso y reduciendo la porosidad.

**Vúgulos, disolución y fracturas.** Estos se originan posterior a la depositación y generan un aumento en la porosidad de las rocas. La disolución se refiere a cuando los minerales entran contacto con el agua y son disueltos por ésta con el tiempo, pero sin reaccionar con ella químicamente. Los vúgulos son poros grandes causados por la disolución de material soluble (como los fragmentos de concha), posterior a que se haya formado la roca y suelen tener formas irregulares, mientras que las fracturas son generadas cuando una roca rígida, por ejemplo, la caliza es sometida a un esfuerzo más allá de su límite elástico ocasionando una grieta, es decir, una separación planar de la roca. Las fuerzas que producen esta separación o ruptura están en una dirección constante, por lo que todas las fracturas están alineadas. Las fracturas a menudo son una fuente importante de permeabilidad en yacimientos de carbonato de baja porosidad, si tienen geometría abierta.

### **3.3.3 Medición de porosidad**

#### **3.3.3.1 Laboratorio**

**Mediciones directas:** Se hace en un laboratorio, directamente en la muestra que se esté examinando a través de la determinación del volumen volumétrico y sólido, la expansión de gas utilizando el porosímetro de gas o técnicas de desplazamiento de fluido. Las muestras pueden ser analizadas desde afloramientos en la superficie o en el análisis de núcleo con secciones cilíndricas con un diámetro entre 25 [mm] - 40 [mm], éstas son extraídas directamente del yacimiento utilizando un instrumento de fondo de pozo.

#### **3.3.3.2 Registros**

**Mediciones indirectas:** Se usan registros geofísicos de pozo y métodos sísmicos, basados en la sensibilidad de las respuestas de propiedades físicas como: la densidad, respuesta a los neutrones y velocidad de onda sísmica, aunque la porosidad también se puede derivar de las medidas de NMR (Resonancia Magnética Nuclear), las cuales se basan en que los núcleos de hidrógeno se encuentran en moléculas fluidas de agua e hidrocarburo y su entorno físico que sería el espacio poroso donde estén contenidos.

### 3.4 Saturación de fluidos

La saturación de fluidos se puede representar y explicar con un recipiente lleno de diferentes fluidos como se muestra en la Figura 3.7.

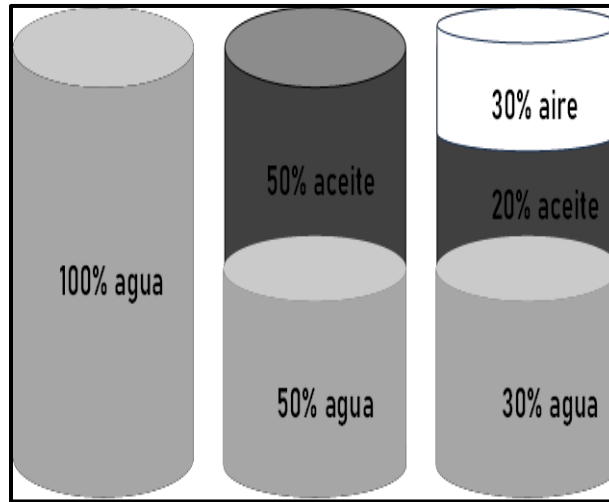


Figura 3.7. Esquema que representa recipientes idénticos saturados con diferentes fluidos.

De la misma forma que las rocas contienen uno o más fluidos dentro de su sistema poroso, la saturación de fluidos nos ayuda a cuantificar el contenido de hidrocarburo o agua en la roca. Se puede clasificar en:

- $S_w$  = Saturación de agua.
- $S_o$  = Saturación de aceite.
- $S_g$  = Saturación de gas.
- $S_h$  = Saturación de hidrocarburo =  $S_o + S_g$ .

La saturación de la formación se define como la fracción de volumen de poros (porosidad) ocupado por uno o más fluidos dados. Se expresa como porcentaje o fracción, sin embargo, siempre debe usarse como una fracción para los cálculos y se representa de la siguiente manera:

$$\text{Saturación} = \frac{\text{Volumen de uno o más fluidos}}{\text{Volumen poroso}} = \frac{V_w}{V_p} \text{ (Ec. 3.3)}$$

$S_w$ : La saturación de agua es adimensional;  $V_w$ : El volumen de agua contenido en el espacio poroso [ $\text{cm}^3$ ];  $V_p$ : El volumen de poros en [ $\text{cm}^3$ ].

Una saturación de agua del 75% en un yacimiento con una porosidad del 20% contiene agua equivalente al 15% de su volumen. Del mismo modo, la saturación de aceite  $S_o$  es el volumen de aceite dividido por el volumen de los poros  $V_p$ .

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \text{ (Ec. 3.4)}$$

La suma de las saturaciones de todos los fluidos en un depósito tiene que ser 1, ya que los poros tienen que ser ocupados por al menos un fluido. Si un yacimiento contiene agua, aceite y gas, entonces la ecuación de saturación se convierte en:

$$\frac{V_w + V_o + V_g}{V_p} = S_w + S_o + S_g = 1 \text{ (Ec. 3.5)}$$

Sin embargo, si el yacimiento sólo contiene agua y aceite la ecuación se reducirá:

$$S_w + S_o = 1 \text{ (Ec. 3.6)}$$

### 3.4.1 Saturación de fluidos

Las diferentes saturaciones se pueden clasificar de acuerdo con sus procesos diagenéticos y condiciones químicas:

- Saturación de agua irreductible.
- Saturación de aceite remanente – saturación residual.
- Agua connata.
- Agua intersticial.

Y dependiendo de las condiciones a las que se encuentren los diferentes fluidos:

- Saturación absoluta.
- Saturación parcial.
- Saturación crítica.

**Saturación de agua irreductible.** Representa la fracción de volumen del espacio poroso ocupado por agua en un yacimiento de máxima saturación de hidrocarburos, en una formación es la saturación mínima inducida por el desplazamiento, donde la fase que moja se vuelve discontinua.

Las rocas de granos grandes tienen una baja saturación de agua irreducible en comparación con las formaciones de granos pequeños, debido a que la presión capilar es menor. Es la saturación más baja que puede obtenerse en una muestra de núcleo mediante el desplazamiento del agua por el aceite o gas y queda atrapada por la adherencia a las superficies rocosas.

**Saturación de aceite remanente – residual.** Representa la fracción del volumen del espacio poroso ocupado por aceite en un yacimiento en el que se aplicó el proceso de desplazamiento del aceite y se utilizó un fluido en específico, que normalmente es agua. Esta fracción está representada como el punto final de las curvas de permeabilidad relativa en la simulación de yacimientos como se muestra en la Figura 3.8.

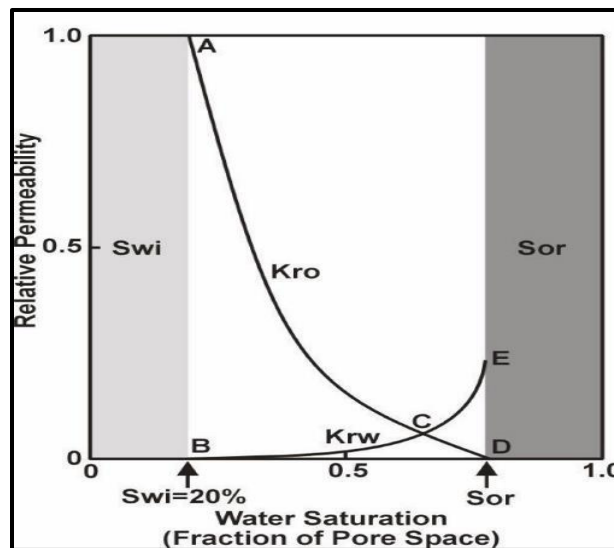


Figura 3.8. Curva típica de permeabilidad relativa de una inundación de agua (Glover, [s.f]).

**Saturación de agua connata.** También conocida como agua fósil o agua congénita, ésta se refiere al agua que queda atrapada en los poros de una roca durante su formación en el proceso de sedimentación.

**Saturación de agua intersticial.** El agua de formación o intersticial está compuesta por el agua connata más el agua que pudo haber migrado a la formación posterior a la depositación de los sedimentos.



**Saturación de agua inicial.** Saturación referida a las condiciones iniciales del yacimiento, está asociada al agua congénita, ya que esta saturación se refiere a las condiciones y medios acuosos en los que se formó tanto la roca como los hidrocarburos.

**Saturación de agua residual.** Se refiere a la saturación resultante posterior a un período de explotación de la formación de interés, dependiendo del movimiento de fluidos que ocasione, procesos de inyección u otros a los cuales es sometido el yacimiento y el tiempo, ésta puede resultar menor o en algunos casos mayor a la saturación inicial.

**Saturación de agua crítica.** Se refiere a aquella saturación a la cual un fluido inicia su movimiento dentro del sistema poroso, es decir, la saturación mínima para que exista ese movimiento de fluido dentro del yacimiento. En la industria petrolera este término es aplicado principalmente al gas.

### **3.4.2 Factores que afectan la saturación**

La saturación de cualquier fluido está ligada con la porosidad existente en la formación, por lo que la distribución del sistema poroso y tamaño de poros son unos de los factores que controlan el contenido de fluidos, así como la profundidad a la que se encuentre el yacimiento debido a los efectos resultantes de la presión y temperatura.

**Garganta de poro.** Se refiere al espacio poral en donde se unen dos granos, los cuales conectan dos volúmenes porales más grandes, este espacio permite el flujo de fluidos a través de ellos y se mide en micras.

### **3.4.3 Medición de la saturación**

Los tipos de mediciones de saturación de fluidos se pueden clasificar en dos tipos: directa e indirecta. Las mediciones directas como su nombre lo indica se refiere a las técnicas convencionales de análisis directamente en núcleos, tales como son los métodos de extracción (destilación de recuperación y el método Dean-Stark); mientras que las relaciones indirectas se basan en relaciones con otras propiedades (eléctricas, presión capilar).

### 3.4.3.1 Métodos directos

**Método de extracción por destilación de retorta.** Para este método se coloca una muestra de núcleo pulverizada en una cámara y se calienta alrededor de 1 100 [°F] (593 [°C]) para evaporar todos los fluidos contenidos en el sistema (gas y agua). Una vez que se tiene tanto el volumen de aceite y agua de este método, conociendo el volumen de poros de la muestra, podemos calcular la saturación de agua y aceite con Ec. 3.5 y Ec. 3.6. Una de las desventajas de este método es que daña la muestra y ya no puede ser utilizada para análisis posteriores.

**Método de extracción: Dean-Stark.** También se conoce como extracción con disolvente, se utiliza una muestra de núcleo en la parte superior de un matraz de disolvente, los disolventes que se utilizan normalmente son tolueno (solvente de hidrocarburos) o una mezcla de tolueno y metanol, el metanol se puede utilizar en presencia de agua salada. El disolvente se calienta alrededor de 230 [°F] (110 [°C], punto de ebullición del tolueno), de tal modo que el agua presente se evapora cuando la temperatura en el sistema excede el punto de ebullición de estos fluidos.

El vapor del tolueno removerá el aceite del núcleo y viajará hacia arriba a medida que el tolueno es miscible con el aceite. Una vez que el vapor suba, éste llegará al tubo de condensación con agua de refrigeración circundante. Ambos fluidos (agua y disolvente) caerán en el cilindro graduado, debido a que el agua es más densa que el disolvente ésta se asentará en la parte inferior del tubo graduado, mientras que el disolvente condensado al ser menos denso quedará en la parte superior. Este método puede medir el volumen de agua directamente y la saturación de agua se puede calcular conociendo el volumen poroso mediante la Ec. 3.5.

Para obtener el volumen de aceite es necesario implementar más cálculos utilizando el balance de materiales, ya que mediante este método no se puede medir directamente debido a que el disolvente se mezcla con el aceite formando otro fluido con propiedades diferentes al aceite contenido inicialmente.

Una de las ventajas de este método es que no daña la muestra de núcleo y puede ser utilizada para otros análisis posteriores. Una de las desventajas es que depende de la permeabilidad de la muestra, además de que solo se puede medir directamente la saturación de un fluido que es el agua.

### 3.4.4 Modelo de estimación de saturación de fluidos

#### 3.4.4.1 Factor de formación

Se define como la relación que existe entre la resistividad de una muestra de roca saturada 100% con agua (sin contenido de hidrocarburos o arcilla), con cierto contenido de salinidad, proporcional a la resistividad del agua saturante de dicha roca. A esa constante de proporcionalidad se le conoce como factor de resistividad de formación F.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \text{ (Ec. 3.7)}$$

Donde:

- F = Factor de formación
- $R_o$  = Resistividad de la roca totalmente saturada con agua [ $\Omega$  m]
- $R_w$  = Resistividad del agua contenida en el espacio poroso de la roca [ $\Omega$  m]

A una porosidad constante, F es constante y si la porosidad incrementa,  $R_o$  decrece y F decrece. Sobre la base de observaciones experimentales, el factor de formación también se puede expresar como:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = a * \Phi^{-m} = \frac{a}{\Phi^m} \text{ (Ec. 3.8)}$$

Donde:

- a = Constante empírica (sin dimensiones) y generalmente es igual a 1.
- $\Phi$  = Porosidad (sin dimensiones).
- m = Factor de cementación o exponente y generalmente es igual a 2 (cuanto mayor es la cementación en una roca, mayor es el valor de m).

Si se consideran dos tipos de roca con diferentes grados de cementación, se toman muestras de núcleo de cada tipo de roca (con diferentes porosidades), posteriormente se saturan todas con agua con cierto contenido de sal (salmuera) y se les mide la resistividad de cada roca. Se podrá obtener con dichas mediciones se puede crear un gráfico de registro del factor de formación en función de la porosidad como se muestra en la Figura 3.9.

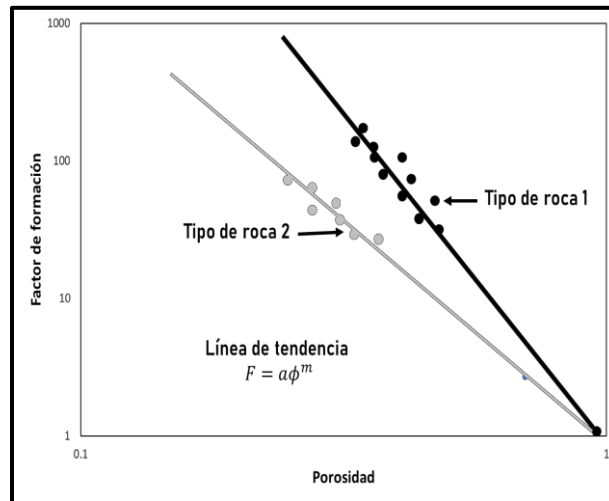


Figura 3.9. Se muestra el factor de formación en función de la porosidad de dos tipos de roca mediante el trazado de  $F$  y  $\Phi$  en una escala log-log. El exponente  $m$  se puede encontrar trazando una línea de tendencia de potencia y una lineal (Alfayei et al., 2021).

Se puede observar que mientras mayor sea la porosidad de una roca o formación menor será su resistividad ( $R_o$ ) y su factor de formación ( $F$ ) por lo que se confirma que el factor de formación está inversamente relacionado con la porosidad. Esto se debe a que a medida que la porosidad se acerca a 1, la resistividad de la roca saturada ( $R_o$ ) se acerca a la resistividad del fluido saturante, que en este caso es agua ( $R_w$ ), lo que indica que el sistema actúa como un tanque de agua. Basándose en esta correlación, es posible utilizar las reglas logarítmicas o logarítmicas naturales para determinar los parámetros. La correlación que se utilizara más adelante es:

$$\log F = \log a - m \log \phi \text{ (Ec. 3.9)}$$

Esta ecuación se asemeja a la ecuación de la línea recta, donde “ $m$ ” es la pendiente de la recta. Es posible resolver la ecuación con “ $m$ ” para encontrar “ $a$ ”. Se debe tener en cuenta que  $m$  es positiva y el signo negativo tiene en cuenta la pendiente negativa.

### 3.4.4.2 Índice de resistividad

Archie comparó  $R_o$  con  $R_w$ , que es resistividad verdadera de un núcleo que puede contener tanto agua como hidrocarburos a diferentes saturaciones, como se muestra en la Figura 3.10, a diferencia de  $R_o$ , que tiene un 100% de saturación de agua. La relación de  $R_o$  sobre  $R_w$  se conoce como el índice de resistividad (I) o el índice/ecuación de saturación. Matemáticamente, el índice de resistividad se expresa como:

$$I = \frac{R_t}{R_o} \text{ (Ec. 3.10)}$$

Donde:

- $I$  = Índice de resistividad [Adimensional].
- $R_t$  = Resistividad verdadera de una muestra de núcleo [ $\Omega$  m].
- $R_o$  = Resistividad del núcleo cuando está saturado 100% con agua [ $\Omega$  m].

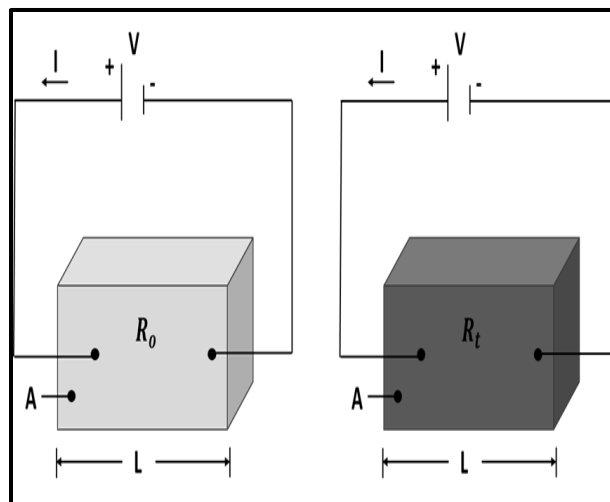


Figura 3.10. Esquema que muestra una caja con una longitud ( $L$ ) y un área de sección transversal ( $A$ ), con la figura del lado izquierdo simula una roca con cierta porosidad que está llena completamente de agua ( $S_w=1$ ) y la resistividad de esa caja es  $R_o$  y la del lado derecho es la misma roca, pero ahora saturado con aceite y agua, la resistividad de esta caja es  $R_t$ .

Basado en la observación empírica (experimental), el índice de resistividad también es igual a:

$$I_r = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n} = \frac{1}{S_w^n} \text{ (Ec. 3.11)}$$

Para analizar el índice de resistividad, se obtiene un gráfico del índice de resistividad en función de la saturación del agua a una escala de log-log. Figura 3.11, los

puntos de datos de una curva representan un núcleo de diferentes saturaciones de agua, esto se puede lograr en laboratorio. A diferencia del factor de formación se usan varios núcleos, aquí sólo un núcleo es utilizado para la medición del índice de resistividad. Podemos aplicar las reglas logarítmicas en la Ec. 3.11 y obtener lo siguiente:

$$\log I_r = -n \log S_w \text{ (Ec. 3.12)}$$

Donde “n” es la pendiente de la recta. De nuevo, “n” se debe usar como positiva, el signo negativo es sólo para neutralizar el decrecimiento de la pendiente.

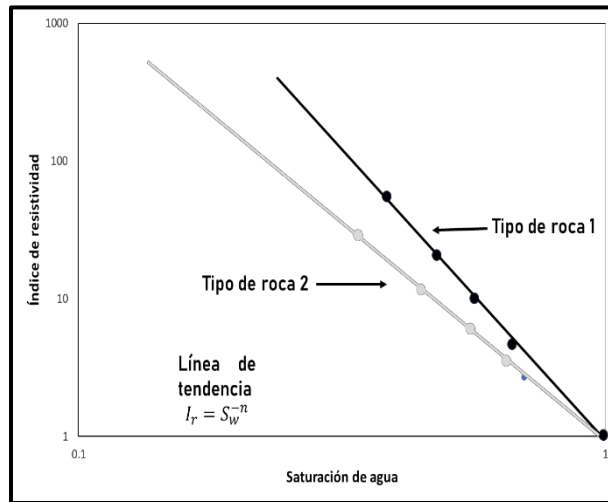


Figura 3.11. Esquema que muestra el índice de resistividad en función de la saturación de agua para dos tipos de rocas mediante el trazado:  $I_r$  y  $S_w$  en escala log-log (Alfayei et. al, 2021).

### 3.4.4.3 Ecuación de Archie

Archie con Shell Oil Company en 1942 presentó en Dallas, Texas los conceptos utilizados como base para la interpretación de registros cuantitativos. Los experimentos de Archie demostraron que la resistividad de una formación saturada con agua ( $R_o$ ) está relacionada con la resistividad del agua saturante ( $R_w$ ) a través de la constante antes mencionada:

$$R_o = F R_w \text{ (Ec. 3.13)}$$

Sus experimentos también revelaron que el factor de formación es inversamente proporcional con la porosidad de la formación estableció la siguiente relación:

$$F = \frac{a}{\Phi^m} \text{ (Ec. 3.14)}$$

Donde:

- a = Llamada constante litológica o factor de tortuosidad.

- $\Phi$  = Porosidad.
- $m$  = Exponente de cementación el cual varía con el tamaño y distribución de grano.

**Factor de tortuosidad.** Se refiere a la complejidad de las trayectorias entre los poros, cuanto mayor sea este valor mayor será el exponente “ $m$ ” de cementación. El valor de tortuosidad “ $a$ ” se establece comúnmente entre 1.0, pero en algunas ocasiones este varía según las condiciones de la formación.

La saturación de agua “ $S_w$ ” se determina a partir de la resistividad del fluido saturante (agua con cierta salinidad) “ $R_w$ ” y la resistividad de la formación verdadera “ $R_o$ ”, mediante la siguiente relación:

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} \text{ (Ec. 3.15)}$$

Donde:

- $n$  = Exponente de saturación, y es una constante empírica, cuyo valor suele variar de 1.8 a 2.5.

Despejando el exponente de saturación queda de la siguiente manera:

$$S_w = \left( \frac{R_o}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \text{ (Ec. 3.16)}$$

Al combinar las Ec. 3.13 y 3.16, la fórmula agua – saturación se puede reescribir de la siguiente manera:

$$S_w = \left( \frac{F \cdot R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \text{ (Ec. 3.17)}$$

Ésta es la fórmula que se conoce como ecuación de Archie para la saturación de agua ( $S_w$ ). Todos los métodos usados actualmente de interpretación que implican curvas de resistividad se derivan de esta ecuación, cada uno de ellos bajo ciertas condiciones, para Archie son arenas consolidadas y libres de contenido de arcilla. Regresando a la ecuación anterior, la ecuación de Archie se escribe de manera general de la siguiente manera sustituyendo  $F$ :

$$S_w = \left( \frac{a R_w}{\Phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \text{ (Ec. 3.18)}$$

En la Tabla 3.1 se muestra el rango de valores para “ $a$ ” y “ $m$ ”. en una interpretación inicial (de primer paso), a nivel de reconocimiento, o cuando no hay conocimientos de los parámetros locales, se pueden utilizar los siguientes valores para obtener una estimación inicial de la saturación de agua:

$$a = 1; m = n = 2 \text{ (Ec. 3.19)}$$

Utilizando los valores mencionados la ecuación puede escribirse de la siguiente manera:

$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{1 R_w}{\phi^2 R_t}\right)} \text{ (Ec. 3.20)}$$

<i>a = Factor de tortuosidad</i>	<i>m = Exponente de cementación</i>	<b>Comentarios</b>
1.0	2.0	Carbonatos.
0.81	2.0	Arenas consolidadas.
0.62	2.15	Arenas no consolidadas (fórmula de Humble).
1.45	1.54	Arenas promedio (después de Carotheres, 1968).
1.65	1.33	Arenas arcillosas (después de Carotheres, 1968).
1.45	1.70	Arenas calcáreas (después de Carotheres, 1968).
0.85	2.14	Carbonatos (después de Carotheres, 1968).
2.45	1.08	Arenas de plioceno, sur de California (después de Carotheres y Porter, 1970).
1.97	1.29	Arenas del mioceno, Costa del Golfo de Texas-Luisiana (después de Carotheres y Porter, 1970).
1.0	$\phi^{(2.05-\phi)}$	Formaciones granulares limpias (después de Sethi, 1979).

**Tabla 3.1. Diferentes exponentes y factores para el cálculo de F. Modificado (Asquith, 1980).**

**Zona invadida.** Es la zona donde gran parte del fluido original se reemplaza por filtrado de lodo. Consiste en una zona (de resistividad  $R_{xo}$ ) y una zona de transición o anillo (de resistividad  $R_i$ ), la zona de descarga se produce cerca del pozo (Figura 3.12) donde el filtrado de lodo ha eliminado casi por completo los hidrocarburos y/o agua ( $R_w$ ) de una formación. La transición o zona de anillo, donde se mezclan los fluidos y el filtrado de lodo de una formación, se produce entre la zona lavada y la zona no invadida (de resistividad  $R_t$ ). La zona no invadida se define como el área más allá de la zona invadida donde los fluidos de una formación no están contaminados por el filtrado de lodo.

**La profundidad de la invasión de filtrado de lodo en la zona invadida.** Se conoce como diámetro de la invasión ( $d_i$  y  $d_j$ ) (Figura 3.12). El diámetro de la invasión se mide en [pg] o se expresa en una proporción  $d_j/d_h$  donde  $d_h$  representa el diámetro del agujero. La cantidad de invasión que tiene lugar depende de la permeabilidad de la formación de revoque (mud cake) y no de la porosidad de la roca.



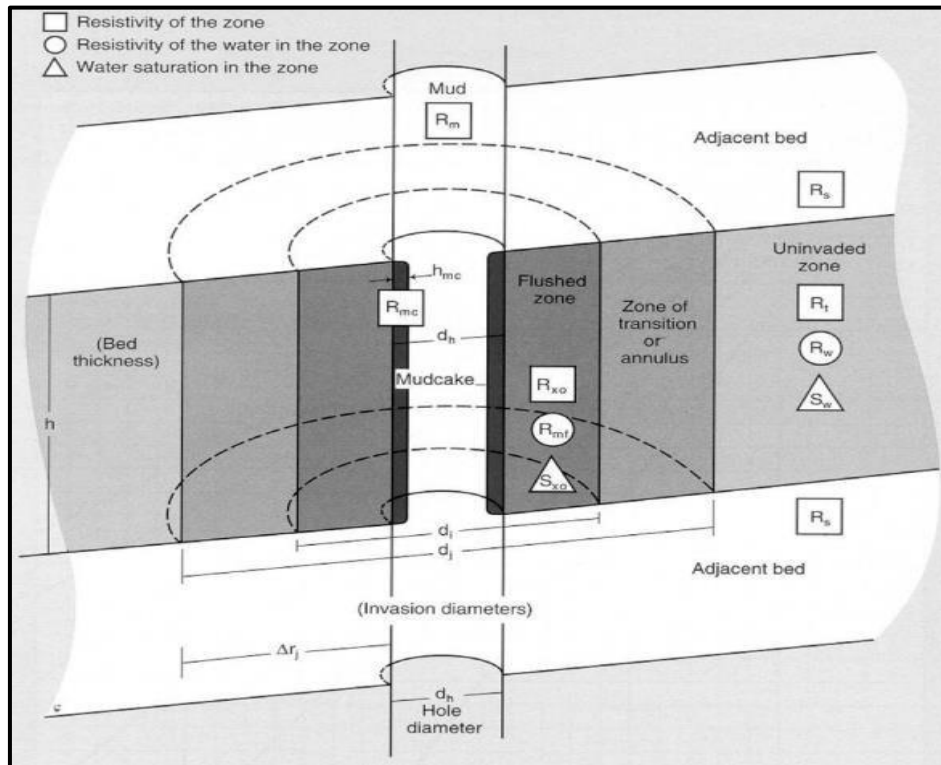


Figura 3.12. Esquema que representa el entorno del pozo y los símbolos utilizados en la interpretación de registros geofísicos de pozos (Schlumberger, 1998).

En general, un volumen igual de filtrado de lodo puede invadir rocas de baja porosidad y alta porosidad si los lodos de perforación tienen cantidades iguales de partículas sólidas. Las partículas sólidas en los lodos de perforación se fusionan y forman una torta (costra) de lodo impermeable. La torta de lodo actúa entonces como una barrera para una mayor invasión debido a que se puede invadir igual volumen de líquido antes de que se forme una barrera de costra de lodo (mud cake) impermeable, el diámetro de invasión es mayor en rocas de baja porosidad. Esto ocurre porque las rocas de baja porosidad tienen menos capacidad de almacenamiento o volumen de poros para ser llenados con fluidos, en este caso con el fluido invasor, como resultado, los poros a lo largo de un mayor volumen de roca se ven afectados. Los diámetros generales de invasión en formaciones permeables son:

- $d_j/d_h = 2$ , para rocas de alta porosidad.
- $d_j/d_h = 5$ , para rocas de porosidad intermedia; y
- $d_j/d_h = 10$ , para rocas de baja porosidad.

El mismo método de la ecuación de saturación de agua de Archie se puede aplicar para la zona invadida. Si la porosidad es idéntica, se supone que la litología es la misma, por lo que las constantes de la ecuación ( $a$ ,  $m$  y  $n$ ) son las mismas.

Los cambios se verán reflejados en las resistividades  $R_{xo}$  y  $R_{mf}$ , donde  $R_{mf}$  se refiere a la resistividad del filtrado de lodo la cual es medida usualmente en la superficie, y  $R_{xo}$  se refiere a la resistividad de la zona lavada y es medida a través de la herramienta MSLF (microesférico enfocado). La ecuación resultante se puede escribir como:

$$S_{xo} = \sqrt[n]{\frac{aR_{mf}}{\Phi^m R_{xo}}} \quad (\text{Ec. 3.21})$$

**Otras relaciones.** La relación de la saturación de agua entre la relación de la saturación de la zona invadida cuando “n” es igual a 2 queda de la siguiente manera:

$$\frac{S_w}{S_{xo}} = \left( \frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Ec. 3.22})$$

$$S_{xo} \approx S_w^5 \quad (\text{Ec. 3.23})$$

### 3.5 Mojabilidad

La mojabilidad se refiere a la preferencia de un sólido para estar en contacto con un fluido sobre otro en un sistema de dos o más fluidos inmiscibles. Se puede observar el concepto de mojabilidad cuando una gota de agua se extiende sobre un papel de seda, en este caso se puede decir que el papel de seda está mojado con agua, lo que representa que el papel de seda prefiere mantenerse en contacto con el agua en lugar de con cualquier otro líquido. Del mismo modo, la tela utilizada para hacer los paraguas no permite estar en contacto con el agua, es por ello, que las gotas se deslizan fácilmente de los paraguas, en este caso, se sabe que la tela no está mojada con agua. De esta misma forma sucede con las rocas del yacimiento, las cuales tienden a preferir estar en contacto con el agua o con el aceite.

Conocer la mojabilidad es muy importante para comprender el comportamiento del flujo cuando se está inyectando agua para desplazar el aceite. Por ejemplo, si se está inyectando agua (inundación de agua) en una roca mojada por de agua, el flujo será diferente del caso de una roca mojada de aceite. Esto se debe a la baja movilidad del agua en una roca mojada por agua, ya que el agua tiende a adherirse a la superficie por fuerzas moleculares, mientras que el aceite se expulsa fácilmente.

### 3.5.1 Tensión superficial e interfacial

La tensión superficial (ST) se produce entre el agua y el gas o entre un sólido y un fluido (líquido o gas). La tensión interfacial (IFT), por otro lado, tiene lugar entre dos líquidos, y cuanto menor sea la IFT entre dos fluidos, más cerca estarán los fluidos de ser miscibles (la miscibilidad es la capacidad de dos fluidos para mezclarse). En cualquier caso, se define como la energía por unidad de área o la fuerza por unidad de longitud [N/m], que se puede expresar como [dina/cm], donde una dina es igual a  $10^{-5}$  [N] y se presenta con el símbolo “ $\sigma$ ”.

A continuación, se muestran algunos valores típicos de ST/IFT para conjuntos de fluidos específicos en condiciones ambientales, unidades [mN/m]:

- Aire/Mercurio: 480.
- Gas/Aceite: 24.
- Gas/Agua salada: 72.
- Aceite/Agua salada: 32.

### 3.5.2 Tensión de adhesión

Las moléculas en estado líquido experimentan una fuerza de atracción molecular, cuando se habla de fuerzas moleculares se pueden definir de dos tipos de fuerzas: cohesivas y adhesivas. Las fuerzas cohesivas son fuerzas de atracción entre moléculas similares, mientras que las fuerzas adhesivas son fuerzas de atracción entre diferentes moléculas (Alyafei et al., 2021).

Por ejemplo, si un tubo de vidrio se satura con agua, las fuerzas de adhesión entre el agua y las paredes del tubo son más fuertes que las fuerzas cohesivas que mantienen unidas las moléculas de una gota de agua y se dice que está mojado en agua, esto genera un mecanismo de elevación del agua sobre las paredes del tubo, lo que significa que las fuerzas adhesivas son más fuertes que las fuerzas de cohesión.

Esta tensión de adhesión nos va a provocar la acción capilar la cual se refiere a la capacidad de un fluido de fluir en un sistema poroso, esto ayuda al fluido, en este caso agua, a transportarse a lo largo de las paredes del contenedor donde se encuentre. Otro ejemplo, es cuando la pintura se adhiere a un muro, el aceite al adherirse al papel o la tinta a un cuaderno.

Para el caso de un sistema con dos fluidos inmiscibles, es decir, que no se puedan mezclar entre sí, quedan en fases separadas (el agua y el aceite), estos dos fluidos se encuentran en contacto con un sólido y existe una diferencia de tensión superficial de cada fluido con el sólido, sin embargo, si se toma que están en equilibrio termodinámico éstas diferencias son equivalentes, como resultado en una superficie sólida que es estática, el producto de la tensión interfacial entre dos fluidos y el coseno del ángulo de contacto de la interfaz fluido/fluido/sólido, queda expresada de la siguiente forma:

$$\sum F_x = \sigma_{so} - \sigma_{sw} + \sigma_{wo} \cos \theta = 0 \text{ (Ec. 3.24)}$$

Donde:

- $\sum F_x$  = Sumatoria de fuerzas en el plano horizontal.
- $\sigma_{so}$  = Tensión superficial entre el sólido y el aceite [N/m].
- $\sigma_{sw}$  = Tensión superficial entre el sólido y el agua [N/m].
- $\sigma_{wo}$  = Tensión superficial entre el agua y el aceite [N/m].
- $\theta$  = ángulo de contacto entre la gota de agua y la superficie.

La tensión de adhesión se define como la diferencia entre dos tensiones superficiales de sólido/fluido y se expresa así:

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta \text{ (Ec. 3.25)}$$

Una tensión de adhesión positiva indica que la fase más densa, en este caso sería el agua, moja la superficie, y si ésta fuese negativa sería el caso contrario. En caso de que la tensión de adhesión fuese cero esto indicaría que el sistema tiene una afinidad neutral hacia ambos fluidos.

### 3.5.3 Clasificación de mojabilidad

La evaluación de la mojabilidad relativa de agua/aceite de los espacios porosos de una roca es de gran importancia dentro de la caracterización del yacimiento de hidrocarburo, debido a que tiene una gran influencia en las tasas de producción de hidrocarburo, las tasas de producción de aceite con técnicas de recuperación mejorada y la saturación residual del aceite de un yacimiento en la etapa de abandono, por lo tanto, la mojabilidad se puede dividir en 4 categorías.

**Mojado por agua.** Representa el escenario donde la superficie de la roca es mojable en agua, es decir, prefiere ser recubierta por ésta, por lo que la roca tiene una alta afinidad hacia el agua debido a que ésta presenta una tendencia a que el agua ocupe los pequeños poros y es así como el agua entra en contacto con la mayor parte de la superficie de la roca, generando que el agua se extienda hasta la superficie. Esto representa que el ángulo de contacto será inferior a  $90^\circ$  a medida que el agua se extienda hacia la superficie.

**Mojabilidad intermedia o neutra.** En este caso la superficie de la roca tiene una tendencia casi igual para ser recubierta por uno de los fluidos, esto significa que el ángulo de contacto es de alrededor de  $90^\circ$  ya que la superficie tiene la misma afinidad tanto para el aceite como para el agua.

**Mojado por aceite.** Aquí la superficie de la roca prefiere estar en contacto con el aceite, en este caso el ángulo de contacto será superior a  $90^\circ$  debido a que la superficie prefiere estar en contacto con el aceite sobre el agua, en este caso las fuerzas cohesivas entre las moléculas de agua son mayores que las fuerzas adhesivas entre las moléculas de agua y la superficie, las gotas de agua se pegarán formando una esfera, debido a que estas tienen la superficie más pequeña y el sistema tiende ir hacia el estado de energía más bajo.

**Mojabilidad fraccional.** También conocida como mojabilidad heterogénea, manchada o dalmata propuesta por Brown y Fatt et.al., en este escenario ciertas partes de la superficie de la roca prefieren estar cubiertos por agua y otras por aceite, aquí el ángulo de contacto varía dependiendo de la sección de la roca (Anderson, 1986).

Es importante recordar que, si se tiene un núcleo de arenisca sin contenido de arcilla y está saturado con aceite, a pesar de que la superficie de la roca está cubierta por este fluido, la arenisca sigue siendo preferentemente mojable en agua. Esto significa a que el término de mojabilidad se refiere a la preferencia del sólido en este caso roca de estar humectado con determinado fluido, y no se refiere necesariamente a si está completamente saturado con algún otro. Figura 3.13.

### 3.5.4 Medición

Debido a lo antes mencionado, se ha llevado a cabo una gran investigación sobre la mojabilidad. A partir de la década de 1930 se han desarrollado varios métodos para

evaluar la mojabilidad, basados precisamente en las características de la interacción de agua-aceite con la roca.

Clasificación	Ángulo de contacto (grados)	Yacimientos silicatados	Yacimientos Carbonatados
Mojado en agua	0 a 75	13	2
Intermedio-húmedo	75 a 105	2	1
Mojado en aceite	105 a 180	15	22

Figura 3.13. Distribución de las capacidades de mojabilidad del yacimiento en función del ángulo de contacto realizado en estudios de laboratorio (Treiber et al., 1972).

La determinación de la mojabilidad se puede realizar a través de un análisis cuidadoso del ángulo de contacto de las superficies, además de varios métodos indirectos proporcionan índices respecto a la mojabilidad, tal es el caso del índice de Amott, que se basa en las cantidades de fluidos absorbidas por una muestra de roca en diferentes condiciones (Anderson, 1986).

### 3.5.4.1 Ángulo de contacto

El ángulo de contacto entre un líquido y una superficie de contacto queda determinado por un balance de fuerzas adhesivas del líquido con respecto a la superficie y la cohesión propia del mismo líquido, por ejemplo, un tubo capilar con líquido. La interfaz se cruza con la superficie sólida en un ángulo, que es una función de la tensión de adhesión relativa de los líquidos con respecto al sólido como se mencionó anteriormente, dicho ángulo se describe con la ecuación de Young, expresada de la siguiente manera:

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{so} - \sigma_{sw}}{\sigma_{wo}} \quad (\text{Ec. 3.26})$$

Donde:

- $\sigma_{so}$  = Tensión superficial entre el sólido y el aceite [N/m].
- $\sigma_{sw}$  = Tensión superficial entre el sólido y el agua [N/m].
- $\sigma_{wo}$  = Tensión superficial entre el agua y el aceite [N/m].
- $\theta$  = ángulo de contacto entre la gota de agua y la superficie.

Mediante la consideración de la histéresis que se refiere al estado de un sistema, en este caso, trifásico que depende de su secuencia de flujo, donde se eliminan las tensiones sólido-fluido para obtener la relación medible de los 3 ángulos de contacto, quedando tres relaciones de la siguiente manera:

- Agua-sólido-aceite:  $\sigma_{so} = \sigma_{sw} + \sigma_{wo} \cos \theta_{wo}$
- Agua-gas-sólido:  $\sigma_{sg} = \sigma_{sw} + \sigma_{wg} \cos \theta_{wg}$
- Gas-aceite-sólido:  $\sigma_{sg} = \sigma_{so} + \sigma_{og} \cos \theta_{og}$

Si se eliminan las tensiones interfaciales sólido-fluido queda la ecuación de la siguiente manera:

$$\sigma_{wo} \cos \theta_{wo} = \sigma_{wg} \cos \theta_{wg} = \sigma_{og} \cos \theta_{og} \text{ (Ec. 3.27)}$$

A medida que el ángulo de contacto disminuye, las características de mojabilidad del líquido respecto a la superficie aumentan. La mojabilidad completa se verá reflejada en un ángulo de contacto igual a cero y la no mojabilidad se representaría como un ángulo de contacto igual a 180°. En los yacimientos con el conjunto de rocas y fluidos que lo conforman, por las fuerzas de atracción, la fase de mojabilidad o humectación tiende a ocupar los poros más pequeños y la fase de no mojabilidad o no humectación ocupa los canales más abiertos.

Por otro lado, como método directo se tiene el tensiómetro digital el cual mide el ángulo de contacto entre el líquido y la superficie sólida a través de una cámara de alta resolución conectada a un ordenador, como se muestra en la Figura 3.14, cabe mencionar que éste aparte contiene tres componentes fundamentales como son: mecánica, óptica y tratamiento de imagen. Una vez tomada la imagen de la gota del líquido en la superficie deseada con el dispositivo previamente calibrado, se procesa la imagen mediante un software.

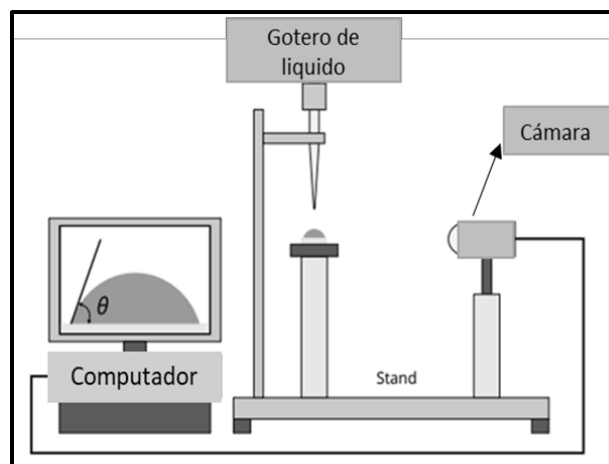


Figura 3.14. Esquema del aparato experimental para medir el ángulo de contacto, en caso el ángulo de contacto de una gota de agua rodeada de aire (Alfayei et. al, 2021).

### 3.5.4.2 Índice de Amott

Este índice se basa en la imbibición espontánea y el desplazamiento forzado de aceite y agua de los núcleos con el cambio de saturación total mediante un proceso de inundación. Las pruebas de medición de la mojabilidad media de núcleo, utilizando la imbibición de Amott-Harvey constan de 5 pasos:

1. La prueba comienza con la saturación irreductible de aceite, por lo tanto, los fluidos se reducen a  $S_{or}$  por desplazamiento forzado del aceite.
2. El núcleo se sumerge en aceite con un mínimo de 10 [h], y la cantidad de agua desplazada por la impregnación de aceite, si la hay, se registra como  $V_{wsp}$ .
3. El agua se desplaza a la saturación de agua irreductible  $S_{iw}$  con aceite, y la cantidad total desplazada por la impregnación de aceite y por el desplazamiento forzado se registra como  $V_{wt}$ .
4. El núcleo se sumerge en agua con cierto contenido de sales durante mínimo 10 [h], y el volumen de aceite desplazado, si lo hay, por la impregnación de agua se registra como  $V_{osp}$ .
5. El aceite que queda en el núcleo es desplazado por el agua hasta llegar a la saturación de aceite irreductible  $S_{or}$  y la cantidad total de aceite desplazado por la impregnación de agua y el desplazamiento forzado, se registra como  $V_{ot}$ .

Los desplazamientos forzados de  $S_{or}$  y  $S_{iw}$  se pueden llevar a cabo mediante una centrífuga o montando el núcleo en el equipo de flujo de fluidos y bombeando los fluidos de desplazamiento en el núcleo.

El índice de mojabilidad de Amott se expresa como un índice de mojabilidad relativa definido como la relación desplazamiento por aceite, menos la relación del desplazamiento por agua, quedando de la siguiente manera:

$$(V_{osp} / V_{ot} = \delta_w) - (V_{wsp} / V_{wt} = \delta_o) \text{ (Ec. 3.28)}$$

Reacomodando la ecuación queda de la siguiente manera:

$$I_w = (V_{osp} / V_{ot}) - (V_{wsp} / V_{wt}) = \delta_w - \delta_o \text{ (Ec. 3.29)}$$



Donde:

- $I_w$  = Índice de mojabilidad.
- $V_{osp}$  = Volumen de aceite desplazado por la imbibición espontánea de agua.
- $V_{ot}$  = Volumen de aceite desplazado por el agua.
- $V_{wsp}$  = Volumen de agua desplazado por la imbibición espontánea del aceite.
- $V_{wt}$  = Volumen total de agua desplazado por el aceite.
- $\delta_w$  = Relación de desplazamiento por aceite.
- $\delta_o$  = Relación de desplazamiento por agua.

Los resultados oscilan entre el rango de +1, lo cual representa que es fuertemente mojable por agua y -1 que es fuertemente mojable en el aceite.

En la Oficina de Minas de EUA (USBM) se llevó a cabo una prueba de mojabilidad a partir de la presión capilar por medio de un centrifugador, el cual hace girar las muestras de núcleo en aumentos graduales de velocidad. En este tipo de prueba se lleva a cabo los siguientes pasos:

1. La prueba comienza en un estado de saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ) en un tubo lleno de agua, se aplican diferentes intervalos de velocidad de rotación hasta que la muestra alcance el estado de saturación de aceite irreductible o residual ( $S_{or}$ ).
2. Una vez que la muestra se encuentra en estado de aceite residual se coloca ahora en un tubo lleno de aceite para llevar a cabo otras mediciones.
3. Se calculan las áreas existentes entre cada una de las curvas de presión capilar y la línea de presión capilar cero. La relación entre las áreas bajo las curvas de presión capilar ( $S_{wi}$  y  $S_{or}$ ) da como resultado el índice de mojabilidad de USBM.

$$I_w = \log \left( \frac{A_1}{A_2} \right) \text{ (Ec. 3.30)}$$

Donde:

- $A_1$  = Área del agua desplazada por aceite  $S_{or}$  a  $S_{wi}$ .
- $A_2$  = Área del aceite desplazado por agua  $S_{wi}$  a  $S_{or}$ .

El aumento de los valores positivos a  $+\infty$  indica un aumento de la mojabilidad preferencial del agua a la mojabilidad infinita del agua, un valor cero representa la preferencia de mojabilidad para ambos fluidos (agua y aceite), la cual hace referencia a mojabilidad neutra. Finalmente, el aumento de los valores negativos a  $-\infty$  indica el aumento de mojabilidad preferencial hacia el aceite a la mojabilidad infinita del aceite. La mayor parte de los resultados oscilan entre (+1) y (-1).

Tanto el método de Amott-Harvey como la prueba de USBM se pueden combinar utilizando el centrifugador en lugar de la inundación forzada. El índice de Amott-Harvey se basa en los cambios relativos producidos por las diferentes saturaciones y la prueba USBM proporciona la energía necesaria que implica la centrifugación para poder lograr el desplazamiento forzado de determinado fluido. Ambos son indicadores de la mojabilidad relativa pero cada uno actúa de forma independiente.

### 3.5.5 Aplicaciones

La mojabilidad tiene varias aplicaciones, desde su simplicidad con objetos de la vida cotidiana como son los paraguas, los impermeables de todo tipo, las toallas, hasta los animales, por ejemplo; la lana de las ovejas; hasta el lado más complejo como su acción en yacimientos petroleros y acuíferos, en cuanto a su saturación, recuperación primaria y recuperación mejorada, etc.

A lo largo de los años se ha reconocido la gran influencia que tiene la mojabilidad en la recuperación de hidrocarburos del subsuelo. Nutting y otros autores en 1934 observaron que algunas formaciones productoras estaban mojadas en aceite, aunque muchos colaboradores afirman que la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos estaban mojados en agua debido a las condiciones de formación de la roca existente. Desde el punto de vista termodinámico, se consideró que el sílice puro y limpio debe ser humedecido por agua en lugar de cualquier hidrocarburo. Es importante mencionar que las rocas que conforman un yacimiento son normalmente complejas debido a su estructura, condiciones y por ende propiedades, al estar compuestas éstas de diferentes minerales cada uno puede tener una mojabilidad diferente, además de los fluidos contenidos en éstas.

Como se mencionaba anteriormente la mojabilidad es un factor importante ya que controla la ubicación, el flujo y la distribución de los fluidos en el yacimiento. Por lo tanto, la mojabilidad tiene impacto en algunas propiedades petrofísicas como son la presión capilar, la permeabilidad relativa, el comportamiento de la inundación de agua, y las propiedades eléctricas.

La mojabilidad de una roca de un yacimiento originalmente mojable en agua puede ser alterada por la adsorción de compuestos polares (cuyos electrones no son distribuidos por igual en los enlaces químicos), estos compuestos son utilizados como aditivos en yacimientos de petróleo y/o depósitos de materia orgánica que estaba originalmente en el petróleo crudo (Anderson, 1986), el grado de alteración en la mojabilidad lo definirán los componentes del aceite, la superficie del mineral y la química de las sales disueltas en el fluido.

Además, en cada una de las capas de las formaciones se pueden mostrar diferentes estados de mojabilidad, debido a la alternancia de litologías aún existen variaciones difíciles de explicar, por ejemplo, en Medio Oriente existe una variedad de mojabilidad y aún no se logra explicar el mecanismo que da origen a esta heterogeneidad.

### **3.6 Permeabilidad**

El valor de la permeabilidad es un indicador de la capacidad de conducir un fluido o no a través de una roca, es una medida de la facilidad con la que los fluidos fluyen en el sistema poroso de la roca. La velocidad de flujo de fluido a través de una formación depende de:

- La caída de presión, la cual es una propiedad del yacimiento.
- La viscosidad del fluido.
- La permeabilidad, una roca debe tener una porosidad asociada para que exista la permeabilidad.

#### **3.6.1 Clasificación de permeabilidad**

##### **3.6.1.1 Clasificación geológica**

**Primaria (o permeabilidad de matriz).** Generada durante el proceso de depositación y litificación (formación de la roca).

**Secundaria.** Al igual que la porosidad y al estar ligada a ésta, se genera una permeabilidad secundaria debido a procesos químicos, biológicos y geológicos subsecuentes a la formación de la roca como son cementación, compactación, fracturamiento y disolución.

### **3.6.1.2 Clasificación ingenieril**

**Permeabilidad absoluta.** Permeabilidad de un solo fluido; cuando se tiene un solo fluido en la roca.

**Permeabilidad relativa.** Cuando se tiene más de un fluido en la roca. En caso de que se tengan dos fluidos sucedería algo similar a una competencia entre estos, en cual una llegaría más rápido al final de la trayectoria, y ésta siempre será menor que cuando se mide la permeabilidad de un solo fluido, es decir la absoluta.

### **3.6.2 Ley de Darcy**

El concepto de permeabilidad fue introducido por primera vez por el ingeniero civil francés Darcy, en 1856 cuando realizó un experimento el cual llevó a cabo un en una barra de vidrio que contenía en la parte superior agua, y en la parte inferior arenas, representadas en forma de líneas y puntos, como se observa en la Figura 3.15, lo que realizó Darcy fue introducir el agua contenida en la parte superior en la columna de arena, por lo que el agua fue permeando dependiendo de que tan comprimida o no estaba la arena, finalmente, se filtró y quedó en la parte inferior de la columna de arena.

Del lado derecho de la Figura en la parte inferior se tiene una salida de agua y en la parte izquierda de forma paralela a la columna de arena está otro tubo, el cual va a dar un nivel de agua parecido al efecto de la presión capilar, en este sistema el agua baja por la fuerza de gravedad, sin embargo, se va a generar un diferencial de presión al principio y final de la arena, ese diferencial de presión se refleja en cuánto de ese fluido (agua) sube en el tubo paralelo a la columna de arena, refiriéndose al principio de Arquímedes, ese nivel de agua representado como “ $h_2$ ” va a depender del diferencial de presión que se crea al principio de la arena y al final.

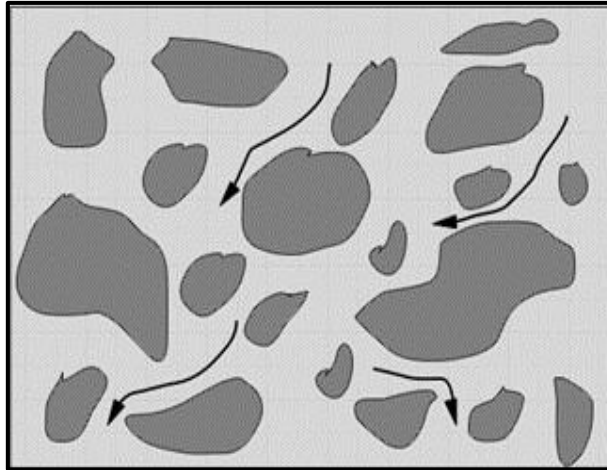


Figura 3.15. Permeabilidad de la roca.

Cuando Darcy realiza este experimento y mide la velocidad de drenaje del fluido, es decir, cuánto sale de agua por unidad de tiempo. Es a lo que se le conoce como velocidad de Darcy ( $u$ ). La cual, si se realiza el experimento en diferentes tipos de arenas se observará que va a variar, ya que el flujo va a depender de que tan compacta o no está la arena, a partir de esto se deduce su ecuación donde está involucrada la permeabilidad, la cual está dada de la siguiente forma:

$$U_y = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\eta} \frac{\delta P}{\delta y} \text{ (Ec. 3.31)}$$

Donde:

- $u$  = “Velocidad de Darcy”, velocidad del fluido.
- $q$  = Tasa de flujo volumétrico [ $\text{m}^3/\text{s}$ ].
- $A$  = Área de la sección transversal [ $\text{m}^2$ ].
- $k$  = Permeabilidad [ $\text{m}^2$ ].
- $\eta$  = Viscosidad [ $\text{Pa S}$ ].
- $P$  = Presión [ $\text{Pa}$ ].
- $y$  = Dirección de fluido [ $\text{m}$ ].

De acuerdo con la ecuación de Darcy, se representa que la velocidad del fluido es proporcional al diferencial de presión, siempre y cuando se coloque una constante, llamada permeabilidad, aquí la tasa de flujo se puede cambiar alterando los parámetros de la siguiente manera (Figura 3.16):

$$Q \propto P_1 - P_2$$

$$Q \propto 1/L$$

$$Q \propto A$$

$$Q \propto 1/\eta$$

$$Q \propto \frac{A(P_1 - P_2)}{\eta * L}$$

$$Q = Constante * \frac{A(P_1 - P_2)}{\eta * L}$$

$$Q = \frac{k A(P_1 - P_2)}{\eta \eta * L} \text{ (Ec. 3.32)}$$

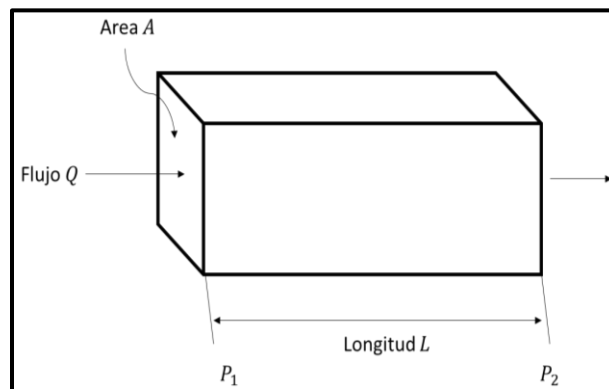


Figura 3.16. Esquema de la forma final del experimento de Darcy para un sistema lineal incompresible en una sección transversal.

Sin embargo, no es del todo constante ya que la permeabilidad no es un escalar, sino un valor que va a depender de la dirección en que se mide el flujo de fluido, ya que el flujo de fluido se puede dar en cualquier dirección, por lo que la mejor manera de caracterizar la permeabilidad es como un tensor como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\vec{u} = -\frac{k}{\eta} \Delta P = -\frac{k}{\eta} \left( \frac{\partial P}{\partial x} \hat{x} + \frac{\partial P}{\partial y} \hat{y} + \frac{\partial P}{\partial z} \hat{z} \right) \text{ (Ec. 3.33)}$$

La “k” también se puede representar de manera matricial ya que es direccional, es decir, no sólo en la dirección xx, yy o zz sino que se puede tener en xy, xz, yx, yz, etc.

La unidad medida estándar que se utiliza para este parámetro de permeabilidad es el Darcy, aunque de acuerdo con el análisis dimensional de la ecuación queda como m<sup>2</sup>, sin embargo, no representa que ésta sea un área, si no que como en toda ecuación la dimensión va de acuerdo con el factor de proporcionalidad (Figura 3.17). Normalmente en la industria lo que se observan son valores en el orden de milidarcys [mD].

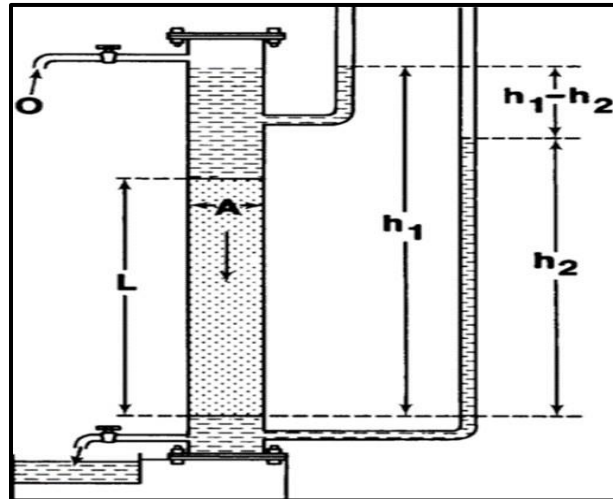


Figura 3.17. Diagrama esquemático modificado del aparato experimental de Darcy (Modificado de Folk).

### 3.7 Relaciones porosidad-permeabilidad

En algunos casos es posible tener una porosidad muy alta, pero tener una permeabilidad prácticamente nula, como es el caso de las arcillas, éstas son las rocas con más porosidad, sin embargo, son impermeables debido a que su porosidad no está conectada, es decir, su porosidad efectiva es casi igual a 0, también se puede dar el caso inverso, que se tengan altas permeabilidades sin tener altas porosidades como es el caso de algunos yacimientos fracturados. Chilingarian en 1992 mostró que la composición granulométrica de las arenas se ven afectadas en su relación de porosidad-permeabilidad.

La Figura 3.18 es una representación de que a pesar de que una formación se considere muy uniforme y homogénea no muestra una línea de tendencia definida con respecto a la porosidad, por lo que, en este caso la relación entre éstas sería cualitativa y no es directa o indirectamente proporcional de manera cuantitativa.

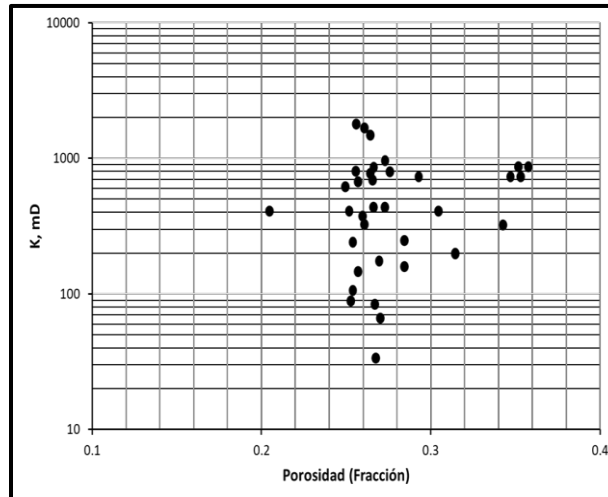


Figura 3.18. Relación permeabilidad-porosidad obtenidos de un gran número de muestras de una formación de arenisca (Tiab y Donalson, 2004).

Cabe mencionar que se han realizado numerosas correlaciones relacionadas con la permeabilidad, porosidad, tamaño de garganta de poros, tamaños de poros, el área de la superficie específica y la saturación de fluido irreductible entre otras variables.

**Correlación de Kozeny.** Kozeny fue quien determinó una de las correlaciones más importantes y fundamentales que expresan la permeabilidad en función de la porosidad y el área de superficie específica. Consideró que una muestra de roca porosa con un área de sección transversal “A” y una longitud “L” está hecha de número “n” de tubos capilares rectos en paralelo, los espacios entre los tubos están sellados por un material de cementación. Finalmente, se considera que los tubos capilares son todo del mismo radio “r” [cm] y longitud “L” [cm], y se hace pasar una tasa de flujo “q” [cm<sup>3</sup>/s] a través de este haz de tubos. Tiab y Donaldson et al., en 2004 desarrollaron una serie de pasos para concretar la correlación de Kozeny, que partiendo de la ecuación de Poiseuille:

$$q = \frac{n\pi r^4}{8\mu} \frac{\Delta p}{L} \text{ (Ec. 3.34)}$$

$\Delta p$  = Es la presión ejercida sobre L [dinas/cm<sup>2</sup>].

La ley de Darcy también puede aproximar el flujo de fluidos a través de “n” capilares:

$$q = \frac{kA_c}{\mu} \frac{\Delta p}{L} \text{ (Ec. 3.35)}$$

$A_c$  = Es el área total de la sección transversal, incluidas zonas cementadas.



Igualando las dos ecuaciones anteriores se tiene que:

$$q = \frac{n\pi r^4}{8\mu} \frac{\Delta p}{L} = \frac{kA_c}{\mu} \frac{\Delta p}{L} \quad (\text{Ec. 3.36})$$

Con la igualdad anterior, se procede a despejar k (permeabilidad) quedando de la siguiente forma:

$$k = \frac{n\pi r^4}{8A_c} \quad (\text{Ec. 3.37})$$

Por definición la porosidad se puede expresar como:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (\text{Ec. 3.38})$$

Tomando en cuenta las definiciones anteriores respecto a “A<sub>c</sub>”, que representa el área total de la sección transversal, y que la roca porosa está conformada por “n” cantidad de tubos capilares con radio “r”, se podría igualar la ecuación que representa la porosidad con la definición de las componentes que conforman el sistema de poros de esta roca, quedando de la siguiente forma:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{n\pi r^2}{A_c} \quad (\text{Ec. 3.39})$$

Despejando “A<sub>c</sub>” de la ecuación anterior queda de la siguiente manera:

$$A_c = \frac{n\pi r^2}{\Phi} \quad (\text{Ec. 3.40})$$

Ahora sustituyendo “A<sub>c</sub>” de la Ec. 3.37 que determinaba la permeabilidad se obtiene:

$$k = \frac{n\pi r^4}{8 \frac{n\pi r^2}{\Phi}} \quad (\text{Ec. 3.41})$$

Realizando las operaciones correspondientes se puede obtener una relación más simple entre la permeabilidad y la porosidad para poros del mismo tamaño y radios iguales, quedando de la siguiente manera:

$$k = \frac{\Phi r^2}{8} \quad (\text{Ec. 3.42})$$

Donde:

- $k$  = Es la permeabilidad en  $[\text{cm}^2]$  ( $1 [\text{cm}^2]$  es igual a  $1.013 \times 10^8$  [Darcy]).
- $\Phi$  = Porosidad en fracción.

Si se asigna que " $S_{vp}$ " sea el área de superficie interna por unidad de volumen de poro, donde el área de superficie " $A_s$ " en cuanto " $n$ " a tubos capilares es:

$$A_s = n(2\pi rL) \quad (\text{Ec. 3.43})$$

Y el volumen de poros  $v_p$  es:

$$2v_p = n(\pi r^2 L)$$

Entonces  $S_{vp}$  quedaría de la siguiente manera:

$$S_{vp} = \frac{A_s}{v_p} = \frac{n(2\pi rL)}{n(\pi r^2 L)} = \frac{2}{r} \quad (\text{Ec. 3.44})$$

Si se toma que " $S_{vp}$ " representa el área de superficie específica de un material poroso o el área total expuesta dentro del espacio poros por unidad de volumen de grano. Para un paquete de tubos capilares, el área total expuesta " $A_t$ ", es equivalente al área de superficie interna " $A_s$ ", y el volumen de grano es igual a:

$$V_{gr} = A_c L(1 - \Phi) \quad (\text{Ec. 3.45})$$

Por lo tanto

$$S_{vgr} = \frac{n(2\pi rL)}{A_c L(1-\Phi)} = \frac{2\pi nr}{A_c(1-\Phi)} = \frac{\pi nr^2}{A_c} \left(\frac{2}{r}\right) \frac{1}{(1-\Phi)} \quad (\text{Ec. 3.46})$$

Combinando con la ecuación anterior se obtiene lo siguiente:

$$S_{vgr} = S_{vp} \left(\frac{\Phi}{1-\Phi}\right) \quad (\text{Ec. 3.47})$$

Reescribiendo en términos de la permeabilidad y sustituyendo " $S_{vp}$ " se obtiene:

$$k = \left(\frac{1}{2S_{vgr}^2}\right) \frac{\Phi^3}{(1-\Phi)^2} \quad (\text{Ec. 3.48})$$

Posterior de que el área de superficie especificada por unidad de volumen de poro “ $S_{vp}$ ” se determina a partir de datos capilares o análisis de imágenes petrográficas (PIA).

**Unidades de flujo.** Las unidades de flujo son resultado del ambiente de depósito y del proceso diagenético, ya que éstas representan zonas de yacimientos como contenedores de almacenamiento y conductos para el flujo de fluidos. La unidad hidráulica (poro geométrico) fue definida como el volumen elemental representativo de la formación total del yacimiento dentro del cual las propiedades geológicas y petrofísicas no cambian (Bear et al., 1972).

Ebans et. al., 1987 la definieron como una parte mapeable de un yacimiento dentro de la cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan al flujo de fluido son consistentes y previsiblemente diferentes de las propiedades de otro volumen de roca del yacimiento, por en cambio, Heart et. al., las definieron como una zona de depósito que es continua lateral y verticalmente, y que tiene propiedades petrofísicas similares como es la porosidad y permeabilidad, y Gunter et. al., 1997 las conceptualizaron como un intervalo estratigráficamente continuo de un proceso de yacimiento similar que destaca el marco geológico y mantiene la característica del tipo de roca. A partir de estas definiciones (Tiab y Donalson, 2004) definieron entonces que las unidades de flujo tienen las siguientes características:

1. Una unidad de flujo es un volumen específico de yacimiento, compuesto por una o más litologías de calidad de yacimiento.
2. Una unidad de flujo es correlativa y mapeable en la escala de intervalos.
3. Una zonificación de la unidad de flujo es reconocible en el registro wire-line.
4. Una unidad de flujo puede estar en comunicación con otras unidades de flujo.

Gunter, Finnerian, Hartman y Miller et. al., 1997 introdujeron un método gráfico para cuantificar las unidades de flujo del yacimiento basado en el marco geológico, tipos de roca/poros petrofísicos, capacidad de almacenamiento, capacidad de flujo y velocidad del proceso del yacimiento. De acuerdo con ellos los 5 pasos para identificar y caracterizar una unidad de flujo son los siguientes:

1. Identificar el tipo de roca e ilustra el gráfico cruzado de porosidad y permeabilidad de Winland como se muestra en las Figuras 3.19 y 3.20.

2. Construir el gráfico estratificado modificado de Lorenz (SMPL) calculado sobre una base de pie a pie, el porcentaje de capacidad de flujo (espesor de permeabilidad) y el porcentaje de almacenamiento de flujo (grosor de porosidad).
3. Seleccionar los intervalos de las unidades de flujo basados en los puntos de inflexión de SMLP. Esas unidades de flujo deben de calibrarse utilizando un marco geológico SFP R35 (radio de garganta de poro calculado [ $\mu\text{m}$ ] al 35% de saturación de mercurio y la relación  $k/\phi$ ).
4. Preparar el perfil de flujo estratigráfico final (SFP) con curva de correlación, relación de permeabilidad-porosidad  $k/\phi$ , R35, porcentaje de almacenamiento y porcentaje de capacidad.
5. Construir un MI (gráfico de Lorenz modificado) ordenando las unidades de flujo finales en velocidad de unidad decreciente (FUS).

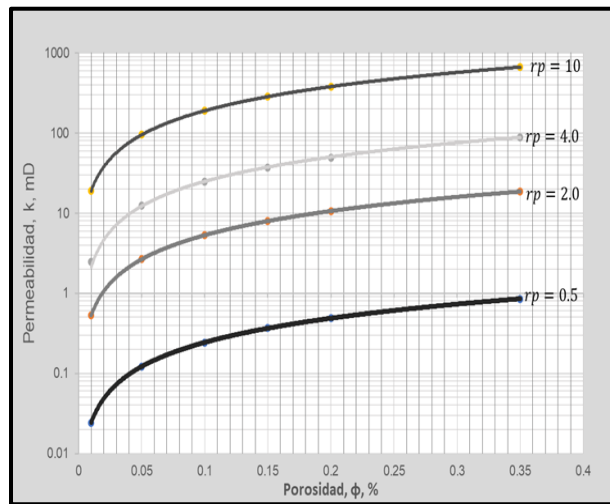


Figura 3.19. Gráfico de  $k/\Phi$  de Winland.

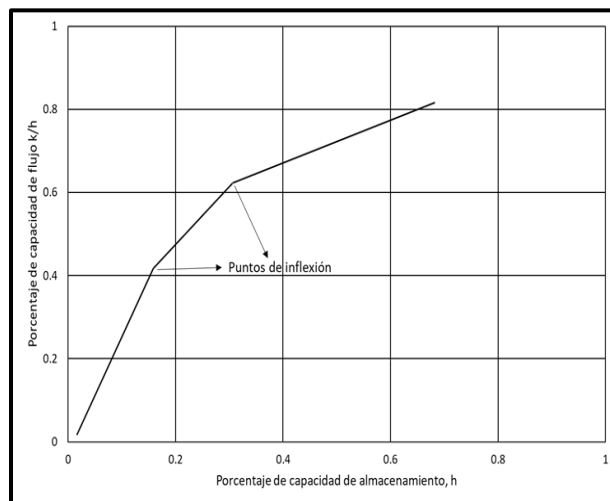


Figura 3.20. Gráfico estratificado modificado de Lorenz (SMPL).

### 3.8 Presión capilar

La presión capilar se define como la diferencia de presión entre las fases de dos fluidos inmiscibles, las cuales dependen de la tensión superficial y ésta a su vez de la fuerza intermolecular del líquido. Cuando un recipiente contiene dos líquidos (fases) en este caso agua y aceite, el aceite queda en la parte superior debido a la diferencia de densidades, y el agua al ser más densa queda en la parte inferior, si se vertiera un tubo capilar de vidrio en el recipiente, en este caso, el agua subiría por éste, lo que es debido a que la fuerza intermolecular adhesiva entre el líquido y el tubo capilar es mayor, siendo así el líquido ascenderá hasta alcanzar el equilibrio de la tensión superficial y se formará una curva cóncava en su superficie, la cual es necesaria para que pueda existir esa diferencia de presiones o lo que comúnmente se denomina presión capilar entre esas dos fases y ayudará a determinar que líquido es el mojante. En este ejemplo el agua prefiere estar en contacto con la superficie húmeda en agua, por lo tanto, la fase mojante es el agua.

Pasa algo similar en las rocas, pero en este caso ese tubo capilar lo formará el sistema poroso de la roca a través de las conexiones generadas por las gargantas de poro y la tensión superficial tendrá el mismo papel de determinar la saturación del fluido en el medio poroso por encima del nivel del agua.

Para el caso contrario donde el tubo capilar está húmedo en el aceite, el agua tenderá a caer por debajo del nivel del agua esto debido a la tensión de adhesión que está en función de la humedad, esto pasa regularmente en la parte superior del yacimiento de petróleo, ya que la mayor parte de la superficie del de la roca es contactada por el aceite.

#### 3.8.1 Medición

Las mediciones de la presión capilar se pueden llevar a cabo en laboratorio bajo las pruebas utilizando la técnica de placa porosa (PP), presión capilar de inyección de mercurio (MICP) y la centrífuga.

##### 3.8.1.1 Técnica de placa porosa (PP)

Para esta medición se utiliza una placa porosa, la cual se refiere a un disco de cerámica de baja permeabilidad, húmeda con agua que distinguirá entre ambas fases (agua y aceite) reteniendo el aceite en el núcleo y éste hará que el agua pase a través de la salida.

Debido a que en este sistema se tiene una muestra de núcleo húmedo con agua la presión capilar será la presión del aceite menos la presión del agua dado que la presión de entrada será la del aceite y la presión de salida será la del agua, recordando que la presión capilar representa la diferencia entre la fase no mojante y la fase de mojante, mientras se va desaturando el núcleo por medio de la placa porosa en los diferentes intervalos de presión aplicada se va registrando el peso de la muestra para determinar la cantidad de pérdida de líquido, y las presiones del gas y aceite incrementan, este proceso continúa hasta llegar a la saturación de agua irreductible del núcleo.

### **3.8.1.2 Presión capilar de inyección de Mercurio (MICP)**

El MICP es el método experimental para medir la presión capilar más rápido, sin embargo, es destructivo ya que el mercurio daña el núcleo debido a que éste no se puede eliminar de manera segura dejándolo inservible para análisis posteriores, además, éste no utiliza fluidos de depósito como por ejemplo agua-aceite a diferencia de la placa porosa, por consiguiente, requiere de una conversión para que los resultados sean representativos.

En este método el mercurio actúa como la fase no mojante, éste se inyecta a través de una bomba a la muestra de núcleo colocada dentro de una cámara de presión, y el aire será quien actúe como la fase mojable, para realizar la prueba se limpia y se seca el núcleo y se determina el volumen y permeabilidad de los poros para poder comenzar con la inyección de mercurio; mientras se inyecta se va calculando el volumen de mercurio inyectado, así como la presión; es importante mencionar que la saturación de mercurio puede alcanzar una saturación de fase no mojable. La saturación de la fase mojable será de uno menos la saturación de la fase no mojable.

La cantidad de datos depende de las mediciones que se tomen, estos datos se pueden utilizar para determinar la distribución del tamaño de poros y así poder estudiar el comportamiento de las curvas de presión capilar infiriendo la geometría de los poros. Para poder normalizar los datos de presión capilar de mercurio y ponerlos en condiciones de agua-aceite o agua-aire se utiliza la función de “J” de Leverett, de la cual se hablará más adelante.

### **3.8.1.3 Centrífuga**

En este método, el núcleo es colocado en una taza que contiene un tubo de diámetro pequeño calibrado donde se recogen los fluidos desplazados de núcleo por fuerza centrífuga, con ayuda de los cuales se pueden crear curvas de presión capilar tanto de drenaje como de inundación, también conocida como imbibición. Esta centrífuga trabaja por intervalos de velocidad comenzando de baja a alta, a través de estos intervalos el fluido es desplazado y en cada cambio de velocidad se va registrando, hasta que se detiene, el desplazamiento del fluido para posteriormente por medio de ecuaciones específicas se convierta la velocidad de rotación en presión. En el primer paso el núcleo se satura con la fase mojante, en este caso es agua con cierta salinidad, se aplican los intervalos de velocidad hasta que el aceite desplace el agua llegando a su saturación de agua irreductible, se registra su curva de presión capilar de drenaje, y posterior se invierte el núcleo y ahora éste está saturado con aceite; se aplican nuevamente los intervalos de velocidades hasta que el agua desplace al aceite, llegando a su saturación de aceite irreductible para posterior registrar la curva de presión capilar asociada a la imbibición.

La ventaja de este método es que se puede utilizar fluido de yacimientos, por lo que los resultados son más representativos. El tiempo para generar una curva de presión capilar se encuentra entre el de la placa porosa y el MIC, sin embargo, la precisión de este método no es tan alta como en el de la placa porosa (Alvafei, 2021).

### **3.8.2 Conversión de presión capilar y distribución del radio de garganta de poro**

El tamaño de garganta de poro se refiere a la conexión existente entre los poros de una roca, los cuales se encuentran conectados por una especie de tubo capilar que permitirá el flujo de fluidos por medio de éstos.

La distribución del tamaño de garganta de poro se estudia mediante el método de inyección de mercurio (MIC). Washbrun en 1921, fue quien presentó la primera técnica para relacionar la presión capilar, a la tensión superficial del mercurio, al ángulo de contacto del mercurio en el aire y al radio de garganta de poro, la cual está dada de la siguiente forma:

$$P_c = -2\sigma(\cos \theta)/r \text{ (Ec. 3.49)}$$

Donde:

- $P_c$  = Presión capilar obtenida en laboratorio utilizando pares de fluidos específicos.
- $\sigma$  = Tensión interfacial obtenida de laboratorio.
- $\theta$  = Ángulo de contacto obtenido de laboratorio.
- $r$  = Radio de garganta de poro en [ $\mu\text{m}$ ].

Y despejando el radio de garganta de poro, la ecuación queda de la siguiente forma:

$$r = -2\sigma(\cos \theta)/P_c \text{ (Ec. 3.50)}$$

Si la presión capilar  $P_c$  está en [ $\text{lb/pg}^2$ ] en lugar de [ $\text{dyna/cm}^2$ ], para que el cálculo del radio de la garganta de poro en micras queda de la siguiente manera:

$$r = -2(0.147)\sigma(\cos \theta)/P_c \text{ (Ec. 3.51)}$$

Teniendo los cálculos a partir de las variables obtenidas en condiciones de laboratorio, se obtiene de éstas a partir de las condiciones de yacimiento, quedando de la siguiente manera:

$$P_c = -2\sigma(\cos \theta)/r \text{ (Ec. 3.52)}$$

Una vez obtenidos ambos parámetros, podemos igualar ambas ecuaciones para obtener el radio de la garganta de poro, resultando así:

$$\frac{-2\sigma_{lab}(\cos\theta_{lab})}{P_{c,lab}} = -\frac{2\sigma(\cos\theta)}{P_c}$$

Reorganizando la ecuación, para convertir la presión capilar en condiciones de yacimiento, queda de la siguiente forma:

$$P_c = P_{c,lab} \frac{-2\sigma(\cos\theta)/r}{-2\sigma_{lab}(\cos\theta_{lab})} \text{ (Ec. 3.53)}$$

A continuación, se muestran en la siguiente tabla, Tabla 3.2, la clasificación de la geometría de los poros y su relación con los diferentes tamaños de garganta de poro.



Geometría de poro	Intergranular				Intercristalina				Vugular/móldica		Fractura/grietas	
	MEGA	MACRO	MESO	MICRO	MEGA	MACRO	MESO	MICRO	MEGA	MICRO	MEGA	MICRO
$r_{35}$ (micras)	> 10	10 - 2	2 - 0.5	< 0.5	> 10	10 - 2	2 - 0.5	< 0.5	> 10	< 0.5	10 +/-	< 0.1

**Tabla 3.2. Clasificación de la geometría de los poros y la relación con los diferentes tamaños de garganta de poros (De Marin et al, y Hartmann y Beaumont, 1999).**

### 3.8.3 Función J de Leverett

La función J propuesta por Leverett se utiliza para convertir los datos de presión capilar obtenidos en laboratorio con diferentes propiedades específicas, ya sea de roca o de fluido, a los que se tienen de muestras directamente de campo, es decir, poder correlacionar y describir las heterogeneidades de la roca combinando tanto la porosidad como la permeabilidad. La función J se puede obtener mediante un análisis adimensional o usando la sustitución de la ecuación de presión capilar de Carman-Kozeny, expresadas de la siguiente manera:

$$P_c = \frac{\sigma \cos(\theta)}{(k/\Phi)^{\frac{1}{2}}}; P_c = \sqrt{\frac{k}{\Phi}} \sigma \cos(\theta) \text{ (Ec. 3.54)}$$

Se puede llegar a esta expresión haciendo el análisis adimensional, donde la permeabilidad está en términos de área  $L^2$ , la porosidad es adimensional, por lo que en este caso el radio de la garganta de poro podría quedar en términos de la permeabilidad y porosidad de la siguiente manera:

$$(k/\Phi)^{(1/2)} \text{ (Ec. 3.55)}$$

O bien en términos de la función J, resultando:

$$J = P_c \frac{(k/\Phi)^{\frac{1}{2}}}{\sigma \cos(\theta)}; J = \frac{P_c}{\sigma \cos(\theta)} \sqrt{\frac{k}{\Phi}} \text{ (Ec. 3.56)}$$

Para que la función J esté en unidades de campo se tiene que agregar la constante de conversión, quedando de la siguiente manera:

$$J = (0.21645) \frac{P_c}{\sigma \cos(\theta)} \sqrt{\frac{k}{\Phi}} \text{ (Ec. 3.57)}$$

Donde:

- $J$  = Función  $J$  de Leverett [Adimensional].
- $P_c$  = Presión capilar [Pa].
- $\sigma$  = Tensión interfacial en [N/m].
- $\theta$  = Ángulo de contacto [°].
- $\Phi$  = [Adimensional].
- $k$  = Permeabilidad en [mD].

Reorganizando la ecuación de la función  $J$  para determinar la presión capilar en conjunto ya de las propiedades de la roca y del fluido, queda de la siguiente manera:

$$P_c = \sqrt{\frac{k}{\Phi}} \sigma \cos(\theta) J \text{ (Ec. 3.58)}$$

### 3.9 Presión de poro (presión de formación)

Las presiones existentes en una formación como son la de sobrecarga, presión de poro y gradiente de fractura son esenciales para el entendimiento del comportamiento del yacimiento durante la explotación del recurso, puesto que son la base para el diseño de la ventana operativa de perforación, a través de éstas es posible:

- Derivar la perforación del pozo.
- Diseñar de lodos de perforación (densidad de lodo).
- Controlar el pozo.
- Evitar pérdidas de circulación durante la perforación.
- Evitar el colapso del pozo.

#### 3.9.1 Definición de presión de poro normal y anormal

Las rocas sedimentarias son las más abundantes en la parte más superficial de la corteza, son las que contienen mayor cantidad de yacimientos de recursos minerales de interés como el agua y los hidrocarburos; son porosas y por lo tanto contienen fluidos dentro de ese espacio poroso. La presión de poro está definida como la presión que ejercen esos fluidos confinados en ese sistema poroso sobre las paredes de la roca.

Se refiere a presión de poro normal cuando ésta está en función de la profundidad, y resulta a partir de la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido, por ejemplo, el fluido de perforación, y que además está por encima de la presión ejercida por la formación rocosa, evitando que los fluidos de perforación entren al pozo, por lo que la presión de poro queda establecida de la siguiente forma:

$$P_{pn} = \int_0^D \rho_f(z) g dz \text{ (Ec. 3.59)}$$

Donde:

- $P_{pn}$  = Presión de poro normal.
- $\rho_f$  = Densidad del fluido.
- $g$  = Aceleración gravitacional.
- $z$  = Profundidad.

Si se considera un fluido con cierto contenido de salmuera como es el agua de mar, su densidad oscilará entre los 1.03 a 1.07 [g/cm<sup>3</sup>]; por lo que el aumento de la presión de poro normal con respecto a la profundidad es de aproximadamente 0.45 [psi/ft], de igual manera que el esfuerzo efectivo en donde su aumento en función de la profundidad debida al peso acumulativo de los sedimentos es de 0.45 [psi/ft].

Sin embargo, debido a la heterogeneidad que presentan las rocas y diferentes condiciones a las que se encuentra, esta presión de poro se desvía de la presión de poro normal. Por ejemplo, existen numerosos yacimientos de hidrocarburos situados en formaciones de sobre presión anormalmente altas. Se puede concluir que la presión de poro anormal representa cualquier valor que está fuera de la tendencia normal, referente a la presión ejercida por la columna de agua (presión hidrostática) (Dickinson, 1953). Las presiones de poro anormales pueden aumentar en gran medida el tiempo de perforación no productivo, ya que si no se predice con precisión éstas pueden causar grandes incidentes como son afluencia del fluido de perforación, daños en la estabilidad del pozo, colapsos y reventones.

### 3.9.2 Mecanismos de presión de poro

En las rocas que conforman el yacimiento existen dos esfuerzos primarios: El esfuerzo efectivo (grano a grano) y la presión de poro. Siendo así, la sobrecarga se genera por el peso acumulativo de los sedimentos conforme se van depositando, es decir, se trasmite a las capas subyacentes por medio de los dos esfuerzos antes mencionados.

En condiciones normales conforme se depositan los sedimentos se genera la litostática, y es así como este esfuerzo efectivo va aumentando y los fluidos se van expulsando de su propio sistema poroso. Es por esto por lo que el aumento del esfuerzo efectivo es directamente proporcional a la disminución de la presión de los poros, este mecanismo está asociado a una presión de poro normal.

Cuando algunas de las condiciones de depósito cambian, debido a la heterogeneidad de la roca cambian, la presión de poro ya no será directamente proporcional al esfuerzo efectivo, generando así que la roca sea geopresurizada o se genere una presión de poros anormalmente baja ya que las condiciones mecánicas de las rocas dependen de las condiciones en las que se formaron.

Las condiciones para que la presión de poro marque una tendencia anormal están asociadas a procesos físicos, químicos, geológicos, geoquímicos y mecánicos. Identificar los mecanismos asociados a las presiones anormalmente bajas es mucho más complicado de identificar a los que generan la sobrepresión, por esto se han estudiado e identificado con mayor ocurrencia los asociados a las presiones anormalmente altas. Swarbrick y Osborne (1998) consideraron tres categorías de mecanismos asociados a la generación de la presión anormal:

1. Esfuerzos en la roca
  - a. Desequilibrio en la compactación.
  - b. Actividad tectónica.
2. Expansión de volumen de fluidos
  - a. Expansión del agua por temperatura.
  - b. Transformación de minerales.
  - c. Generación de hidrocarburos.
3. Por movimientos de fluidos y flotación
  - a. Represionamiento o recarga.
  - b. Fenómenos osmóticos.
  - c. Nivel piezométrico del fluido.
  - d. Flotación debido al contraste de densidades.

Uno de los primeros estudios acerca de las presiones anormales se llevó a cabo utilizando datos del Golfo de México en secuencias clásticas por Dickinson en 1943. En los cuales se concluyó que la generación de presión anormal estaba asociada a la deshidratación de los sedimentos. Posterior a esto otros autores como Baker en 1972 plantearon que se debía a efectos térmicos en la roca, por otro lado, Hunt et al., en 1994 y 1998 mencionaron que la misma generación de gas, debido a la situación del Golfo de México, sería otro de los mecanismos asociados a la sobrepresión de poro.

El desequilibrio en la compactación según Swarbrick y Osborne (1998) está asociado a altas tasas de sedimentación de rocas de baja permeabilidad, como son las lutitas que, debido a su casi nula expulsión de fluidos, conforme sucede el proceso de enterramiento (esfuerzo efectivo), genera un represionamiento en su sistema poroso, por lo que el parámetro que controla este tipo de mecanismo es la permeabilidad. Además, tiene la capacidad de generar que una roca actúe como un sello, es decir que impide la migración del hidrocarburo.

Bayer-lee en 1993 concluyó que las áreas tectónicamente activas y la reactivación de esas fallas podrían ser el mecanismo de liberación de fluidos si se llega a una fractura, sin embargo, si la presión de poro alcanza la presión de fractura en rocas sobrepresionadas la roca se fracturará hidráulicamente y generará grandes pérdidas de volumen de fluido, liberando a la roca de esa sobrepresión de poro y posterior a ello llegar al sello de esas fracturas.

El aumento del esfuerzo debido al peso acumulativo de los sedimentos durante su depositación, en un caso ideal, hace que las rocas se compacten liberando el fluido contenido en el sistema poroso reduciendo así su volumen de los poros (Pumply, 1980).

### 3.9.3 Modelos para el cálculo de la presión de poro

**Tendencia a la compactación normal.** La compactación causada por el peso acumulativo de los sedimentos, es decir la sobrecarga, se describió clásicamente por Terzaghi y Pech en 1948 empleando un recipiente que contenía un resorte y un fluido, en el que simulaban la compactación de la arcilla que contenía agua, el esfuerzo de sobrecarga

fue simulado por un pistón. En dicho experimento se demostró que el esfuerzo de sobrecarga “S” estaba soportado por el esfuerzo “ $\sigma$ ”, y la presión del fluido “p”, y se estableció la siguiente ecuación de equilibrio en la compactación:

$$S = \sigma + p \text{ (Ec. 3.60)}$$

Donde:

- S = Sobrecarga.
- $\sigma$  = Esfuerzo.
- p = Presión del fluido.

Esto representa que si el fluido logra escapar del sistema poroso significa que “S” aumentará, mientras que “p” permanece como la presión hidrostática, sin embargo, si el fluido no logra escapar, “p” debe de aumentar a medida que aumenta “S”.

Hubbert y Rubey analizaron esta ecuación y demostraron que a medida que el esfuerzo de sobrecarga aumentaba como resultado de la depositación de los sedimentos, la porosidad de una roca disminuía, por lo tanto, parte del líquido que estaba en el sistema poroso al momento de su depositación es expulsado como resultado de la compactación. Sin embargo, en muchas ocasiones esto no sucede así, puesto que no siempre hay una ruta de escape para el fluido y generará que el fluido se sobrepresione.

**Esfuerzo vertical.** La magnitud del esfuerzo vertical en los pozos marinos es igual a la presión ejercida por el peso de la columna de agua desde la superficie hasta el fondo marino más el peso de la columna de sedimento a una profundidad específica. El esfuerzo vertical se puede determinar integrando datos del registro de densidad de la superficie. Es importante determinar los esfuerzos verticales utilizando datos específicos del sitio. La mayoría de los registros de densidad no suelen llegar hasta el fondo del mar, por lo tanto, se debe estimar la densidad promedio desde la superficie hasta la parte superior del registro de densidad. Un método alternativo, por ejemplo, es el registro sísmico.

Si no hay datos de densidad disponibles, se podría aplicar un gradiente de esfuerzo vertical aproximado de 1 [psi/pie] o 22.63 [MPa/km], sin embargo, hay que tener en cuenta que este valor podría ocasionar una evaluación incorrecta del análisis de fractura.

El esfuerzo, es una fuerza que actúa sobre un área determinada y puede tener componentes tanto normales como de cizallamiento, el esfuerzo normal actúa de manera perpendicular a un plano y la de corte o de cizalla actúa a lo largo de la cara del plano. Una roca bajo la influencia de esfuerzo responde a través de varios tipos de deformación (Shön, 2015). La expresión matemática que representa el esfuerzo vertical esta dado por presión de sobrecarga y se explica a través de la siguiente ecuación:

$$\sigma_{vertical} = g \int_0^z \rho(z) dz \text{ (Ec. 3.61)}$$

Donde:

- $g$  = Aceleración gravitacional de la Tierra.
- $\rho$  = Densidad.
- $z$  = Profundidad.

**Perfil de porosidad normal para lutitas.** Construir un perfil de porosidades en las lutitas por su propia naturaleza trae dificultades, sin embargo, se puede derivar a través de registros geofísicos de pozo, aun así, convertir las lecturas de los registros en valores de porosidad no es sencillo.

Las porosidades están relacionadas linealmente con las densidades, sin embargo, por el principio físico de medición de los registros de densidad a menudo sus respuestas se ven perturbadas por cavernas, fracturas y cambios litológicos, por ejemplo, el registro de neutrones también es sensible a los cambios en la mineralogía, es importante mencionar que también los registros sínicos no están linealmente relacionados con la porosidad.

El modelo original que refleja un perfil de porosidad es el de Athy (1930) en donde demuestra una disminución exponencial regular de la porosidad entre 0.50 en la superficie y 0.05 a 2.3 [km] (7000 [ft]):

$$\phi = \phi_0 \cdot e^{-cz} \text{ (Ec. 3.62)}$$

Donde:

- $\Phi$  = Porosidad normal (debida exclusivamente a la compactación mecánica).
- $\Phi_0$  = Porosidad de la roca en la superficie o fondo marino.
- $c$  = Constante de compactación.
- $z$  = Profundidad a partir del nivel del terreno o fondo marino.

Esta ecuación es ampliamente usada debido a que es matemáticamente simple, en muchas ocasiones perfiles de porosidad normal en lutitas han mostrado una curvatura cóncava hacia abajo, por ejemplo los estudios de Weller, 1959; Perrier y Quiblier, 1974; Rieke y Chilingarian, 1974 y Magara en 1980, sin embargo, hay muchas pruebas de que esta ecuación no es del todo satisfactoria, puesto que la porosidad en superficie contemplada en la curva original de Athy de 0.50 es debida a la erosión de la roca, la cual es significativamente menor que la porosidad en superficie de las lutitas, la cual generalmente oscila entre 0.70 y 0.80. Por ejemplo, el Meade en 1966.

**Modelos para rocas clásticas.** De acuerdo con Burrus et. al., 1992 y estudios de simulaciones numéricas sobre el análisis de los modelos de presión de poro en rocas clásticas se demostró que los modelos de compactación basados en el esfuerzo- porosidad explican de manera correcta las sobrepresiones en cuencas que se subyacen rápidamente como lo es la del delta de Mahakam en Indonesia y la de la costa del Golfo de EE.UU debido a que las sobrepresiones en este tipo de cuencas se encuentran controladas principalmente por la permeabilidad vertical de las lutitas donde se observan.

Para el cálculo de la presión de poro en rocas clásticas, primero se debe de definir el intervalo de las lutitas, esto mediante el registro de tiempo de tránsito y/o el registro de resistividad, los cuales son sensibles a la presencia de minerales arcillosos, para poder marcar la línea base se utiliza el registro de rayos gamma, una vez marcada tanto para el registro de rayos gamma (RG) como el de potencial espontáneo (SP), se debe de marcar la lectura correspondiente tanto para el tiempo de tránsito como el de la resistividad, es decir, donde comienza haber variación de la tendencia normal de compactación, los puntos de lutita se unen para definir el comportamiento de la porosidad en la lectura de los registros utilizados, y sobre es alineada se traza la tendencia normal de compactación para el cálculo de la presión de poro.

Dentro de los diferentes modelos de predicción de presión de poro existen varios métodos, los más utilizados dentro de la industria debido a que son métodos convencionales y utilizan información de fácil acceso son:

- Método de Hoffman and Johnson.
- Método de Foster y Whalen o de profundidad equivalente.
- Método de Eaton.
- Método del exponente DC.



**Método de Hoffman and Johnson (H&J).** En 1965 Hoffman y Johnson presentaron un método para predecir la presión de poro a través de los valores de tiempo de tránsito (sónico) o de resistividad, así como de las presiones de formación reales medidas en el Mioceno y Oligoceno de las costas de Texas y Luisiana, estos autores realizaron dos correlaciones empíricas para determinar la presión de poro, sin embargo, es importante mencionar que estas técnicas sólo son aplicables en áreas donde la generación de geopresiones es principalmente debido al resultado de la compactación en respuesta al esfuerzo efectivo de sobrecarga. El método se debe realizar siguiendo los siguientes puntos:

1. A partir de la identificación de zonas de lutita en los registros de litología, se correlacionan con los registros de tiempo de tránsito y/o resistividad, éstas últimas zonas deberán ser graficadas en un formato de profundidad contra lectura de tiempo de tránsito o unidades de resistividad.
2. En la gráfica anteriormente trazada y tomando como referencia la tendencia se marcará una línea de tendencia normal que deberá ser extrapolada hasta la profundidad de interés o total.
3. En el intervalo de análisis se leerán los valores de tránsito y/o resistividad de la curva de tendencia normal y de la curva graficada con los valores del registro.
4. Identificados dichos valores, se calculará la diferencia de lecturas de tiempo de tránsito o la relación de valores de resistividades.
5. Obtenidas estas diferencias y/o relaciones se procede a emplear la correlación de Hoffman y Johnson para determinar el gradiente de presión de poro.
6. Finalmente, el gradiente de presión de poro obtenido en el paso anterior se multiplica por las profundidades de interés, para obtener así, la presión de poro de dicha profundidad.

**Método de Foster y Whalen o de profundidad equivalente.** Establece que formaciones con el mismo valor de la propiedad dependiente de la porosidad (tiempo de tránsito, la resistividad, la densidad, etc.) se encuentran bajo el mismo esfuerzo efectivo por lo tanto se tiene el siguiente procedimiento:

1. A partir de la unión de las lecturas de los puntos de lutitas limpias se gráfica la profundidad contra el tiempo de tránsito o resistividad. Esta información debe ser analizada igual al método de Hoffman and Johnson, hasta el

trazado extrapolado a profundidad de las gráficas de tendencia y datos verdaderos.

2. A una profundidad de interés denominada “D” se le leerán los valores observados y extrapolados de tiempo de tránsito y/o resistividad, posteriormente, empleando la lectura de los datos observados se traza una línea vertical hasta interceptar la línea de tendencia normal y se lee esta profundidad denominada “Dn”.
3. Calcular el esfuerzo efectivo a la profundidad anterior “Dn”. La cual, es igual al esfuerzo efectivo en la profundidad de interés, por lo tanto, la presión de poro es igual a:

$$P_{p(Dn)} = \frac{\rho_{FF} - D_n}{10} \text{ (Ec. 3.63)}$$

Donde:

- $\rho_{FF}$  = Es la densidad del fluido de formación en la zona de presión de poro normal, la cual se considera igual a aprox. 1.03 [g/cm<sup>3</sup>] cuando no se tiene información disponible de la densidad del fluido de formación de pozos por correlación.
- A partir de esos valores se calcula la presión de poro a profundidad de interés mediante la siguiente ecuación:

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - \sigma_{(D)} \text{ (Ec. 3.64)}$$

**Método de Eaton.** Basado en el mismo método principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en las zonas de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, éstas relacionan directamente la presión de poro, con la magnitud de desviación entre los valores observados y calculados de la tendencia normal de compactación extrapolada, el método consiste en los siguientes pasos:

1. A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias se grafica la profundidad contra el tiempo de tránsito o resistividad.
2. Trazar la línea de tendencia normal extrapolada hasta la profundidad total.
3. A la profundidad de interés “D” se lee el valor observado en el tiempo de tránsito, y

el valor extrapolado, es decir, el calculado. Posteriormente con la lectura observada se traza una línea vertical hasta interceptar la línea de tendencia normal y se lee la profundidad correspondiente “Dn”.

4. Calcular la presión de poro a la profundidad anterior “D”. Dependiendo del registro que se tenga con las siguientes ecuaciones:

Si se tiene el registro sónico (tiempo de tránsito):

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) * \left(\frac{\Delta t_{un}}{\Delta t_{lu}}\right)^{3.0} \quad (\text{Ec. 3.65})$$

Si se tiene el registro resistivo:

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) * \left(\frac{R_o}{R_{on}}\right)^{1.2} \quad (\text{Ec. 3.66})$$

Si se tiene el registro de conductividad:

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) * \left(\frac{C_{on}}{C_o}\right)^{1.2} \quad (\text{Ec. 3.67})$$

**Método del exponente DC.** Se basa en el modelo de Bingham, para normalizar el ritmo de penetración “R” considerando los efectos ocasionados por el cambio del peso sobre la barrena “W”, las revoluciones por minuto de la mesa rotaria “N” y el diámetro “Dh”, se obtiene el cálculo del exponente “dc”:

$$d_c = \frac{\log\left(\frac{R}{18.29 * N}\right)}{\log\left(\frac{12 * W}{454 * d_b}\right)} \quad (\text{Ec. 3.68})$$

- R = Ritmo de penetración [m/h].
- N = Revoluciones por minuto de la mesa rotaria [RPM].
- W = Peso de la barrena [Ton].
- $d_b$  = Exponente [pg].
- $\rho_{lodo}$  = Densidad equivalente de circulante durante la perforación.
- $\rho_{FF}$  = Densidad del fluido de perforación.
- $d_{cmod}$  = dc modificado.

Para corregir el “dc” por cambios en la densidad del lodo Rehm y McClendon propusieron la siguiente ecuación:

$$dc_{mod} = dc \frac{\rho_{FF}}{\rho_{lodo}} \text{ (Ec. 3.69)}$$

El principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal, el método de “dc”, consiste en lo siguiente:

1. Calcular los exponentes “dc” y “dc<sub>mod</sub>” durante la perforación de lutitas, los datos obtenidos que no sean esta litología deben ser eliminados.
2. Graficar la profundidad contra el exponente “dc<sub>mod</sub>”.
3. Trazar una línea de tendencia normal y se extrapola hasta la profundidad total.
4. Con la profundidad “D” se leen los valores del exponente “dc<sub>mod</sub>” y en la tendencia normal “dc<sub>modn</sub>”, además para el valor “dc<sub>mod</sub>” se debe leer la profundidad equivalente en la zona de presión normal “Dn”.
5. Calcular la presión de poro a la profundidad de interés usando la ecuación de Eaton:

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) * \left( \frac{dc_{mod}}{dc_{modn}} \right)^{1.2} \text{ (Ec. 3.70)}$$

### 3.10 Propiedades de las arcillas

Constantemente se ha utilizado de forma indistinta los términos “lutita” y “arcilla”, sin embargo, no ha sido por falta de conocimientos, si no debido a las diferentes maneras en que se miden las propiedades. Es importante conocer y definir sus propiedades de los dos términos tanto físicas como químicas.

La arcilla en términos de tamaño de grano es aquella partícula inferior a 0.0625 [mm] y los minerales principales que la conforman son silicatos de aluminio hidratados que contienen pequeñas cantidades de magnesio, hierro potasio entre otros elementos, éstas pueden estar presentes tanto en arenas, limolitas y conglomerados, mientras que las lutitas son una mezcla de minerales de arcilla entre otras partículas de grano fino depositados normalmente por decantación.

Debido a la sustitución iónica en la estructura cristalina de las arcillas, éstas se encuentran cargadas negativamente, es por esta deficiencia que las arcillas en una solución

salina mantendrán algunos cationes sueltos, por ejemplo, el Sodio, Potasio y Calcio en una capa difusa en la superficie.

La presencia de lutitas en los yacimientos de hidrocarburos tiene un gran impacto en la estimación de reservas y productibilidad. Las arcillas están normalmente interstratificadas tanto en areniscas como en rocas carbonatadas o ambas, y representan el 50% de las rocas sedimentarias existentes en la superficie terrestre, por lo que en la mayoría de los yacimientos es común encontrar arcillas y/o lutitas, además de que se encuentran en capas entre la roca almacén, ya que debido a su porosidad aislada y por lo tanto casi nula permeabilidad funcionan en muchas ocasiones como roca sello dentro del sistema petrolero, al igual que como roca generadora debido a su alto contenido en materia orgánica. Sin el conocimiento específico de los minerales arcillosos presentes en un yacimiento, existe el riesgo de afectar la permeabilidad de la formación al introducir fluidos inadecuados.

Las arcillas son el sedimento más abundante debido a que la composición promedio de la corteza continental superior es una granodiorita, la cual está principalmente compuesta por feldespato. Las arcillas son los minerales principales resultantes de la meteorización química de los feldespatos. Las arcillas son altamente heterogéneas tanto en su composición como en su comportamiento fisicoquímico, debido a esto es su presencia tiene un gran impacto en las diferentes formaciones y generan incertidumbre en las mediciones y modelos de propiedades físicas, es por ello que es de suma relevancia el entendimiento de las propiedades y características de las arcillas.

### **3.10.1 Volumen de arcillas**

Las arcillas provienen de la meteorización física de la roca madre y diferentes procesos químicos posteriores como lo es principalmente la hidrólisis de los feldespatos, en donde algunos minerales se desestabilizan generando que ciertos elementos químicos, que son muy móviles en los fluidos comiencen a desplazarse junto con el fluido (agua), generando soluciones ricas en iones como son Calcio, Potasio, Sodio y Magnesio; debido a esto se consideran una combinación de sedimentos con partículas finas, y minerales, su mecanismo de depósito es por medio de la decantación, lo que significa que se depositan normalmente en ambientes de baja energía.

Los volúmenes de arcilla se determinan escalando alguna función de lectura de los registros RG y SP entre valores mínimos y máximos, los cuales se toman para representar entre el 10% y 100% de contenido de arcilla. Cabe mencionar que, a efectos de la interpretación del registro de rayos gamma, el término mica, generalmente se refiere a los minerales que no contribuyen al volumen de arcilla  $V_{cl}$ , esto se debe a que la capacidad de intercambio de cationes de esta familia de arcillas es baja. Por otro lado, la illita y glauconita las cuales tienen una capacidad de intercambio relativamente alta de intercambio de cationes sí contribuyen al volumen de arcilla  $V_{cl}$  (Ellis, Singer et al, 2008).

Los diferentes tipos de arcillas que se pueden derivar de la hidrólisis de los feldspatos dependen de las condiciones climáticas como lo son la temperatura y la humedad. Ejemplos de estas arcillas son:

- Illita: Producto de la degradación de la moscovita.
- Kaolinita: Condiciones climáticas de abundante inundación, clima húmedo.
- Esmectita: Climas cálidos.
- Moscovita: Climas secos, árticos.

Diversas propiedades de la lutita están controladas por la componente de la arcilla, por ejemplo, rayos gamma, propiedades eléctricas, capacidad de intercambio catiónico (CEC), porosidad de neutrón y permeabilidad.

### **3.10.2 Relaciones Th/K y Th/U para la estimación de tipo de arcilla y materia orgánica**

La radioactividad natural de las rocas es el resultado de la presencia de isótopos naturales como son el potasio ( $K^{40}$ ), uranio ( $U^{238}$ ,  $U^{234}$ ,  $U^{235}$ ) y torio ( $Th^{232}$ ). Hassan et. al., 1976, examinaron la mineralogía y la composición química de alrededor de 500 muestras de rocas sedimentarias de diferentes litologías, así como de diferentes ambientes de depósito y concluyeron que las rocas sedimentarias están asociadas a los aluminosilicatos y por ende tendrían esa variabilidad y respuesta en las mediciones y relaciones tanto de Uranio, Torio y Potasio.

Los minerales típicos que forman los yacimientos catalogados como limpios (cuarzo, calcita, dolomita) no tienen radioactividad gamma. Por otro lado, los minerales

de la arcilla en general se caracterizan por un contenido más alto con una gran dispersión y un contenido de diferentes tipos de arcilla individuales. Cabe mencionar que la mica (biotita o muscovita) y el feldespató potásico también muestran una alta concentración generando radiación gamma natural.

Los índices de torio (Th) y potasio (K) están dominados por la composición mineral, mientras que el uranio (U) está controlado más por el ambiente sedimentario, y los componentes orgánicos (Schön, 2011). La medición espectral de estos componentes también ayuda a detectar feldespató potásico, mica o glauconita, los cuales pueden originar una alta radiación, como es el caso de algunas areniscas sin estar asociadas a contenido de minerales arcillosos. En el caso de los carbonatos particularmente el valor registrado de radiación gamma está asociado a la presencia de Uranio, es decir, a contenido de materia orgánica en lugar de contenido de arcilla.

**Relación Th/K.** A partir de la relación de estos isotopos podemos determinar (Klaga, 2016):

- Reconocimiento de diferentes litologías representando varias facies.
- Determinación de cambios diagenéticos en sedimentos de arcilla.
- Determinación del tipo de minerales arcillosos; si la relación de Th/K aumenta en la siguiente dirección: glauconita → muscovita → illita → minerales de capa mixta → kaolinita → clorita → bauxita.

La determinación del tipo de minerales de arcilla se limita a 5 minerales típicos:

- Clorita.
- Glauconita.
- Illita.
- Kaolinita.
- Esmectita.

Debido a que estos minerales se forman en ambientes tanto marinos como continentales influyen en la variabilidad de su composición química. La relación Th/K también depende de la estructura cristalina del mineral, los procesos diagenéticos que le dieron lugar, así como la acidez probablemente proveniente de exhalaciones volcánicas,

reacción de aguas magmáticas y oxidación o descomposición de la materia orgánica del ambiente en el que se formaron.

El tipo de minerales arcillosos se puede determinar sobre la base de la gráfica cruzada de Torio (Th) y Potasio (K), y a su vez estos valores se pueden obtener a través del registro SGR (Spectral Gamma Ray). Este registro de espectro de rayos gamma se basa en usar las proporciones de los contenidos de las principales fuentes radioactivas (Glover, 2000); si bien se beneficia de su alta resolución vertical es importante mencionar que la relación Th/K no es adimensional, ya que el Torio (Th) se miden en [ppm] y el Potasio (K) en %, así que si se tienen valores de Th=15 [ppm] y K=3% la relación Th/K queda como Th/K=5, generalmente las unidades no se mencionan pero realizando el análisis da como resultado partes por cada diez mil [ppm/%].

El Th se asocia principalmente en rocas sedimentarias por aluminosilicatos, componentes de las arcillas, por esto es un buen indicador del volumen de minerales de arcillas (Hassan et al., 1976). En la mayoría de los casos se ha vinculado que valores de Th/K > 12 se asocian con arcillas caoliníticas, y Th/K > 3.5 [ppm/%] a illita debido a que predomina el feldespato y tiene mayor contenido de potasio.

En una capa porosa, permeable y limpia (libre de contenido de minerales arcillosos) normalmente un registro de rayos gamma mostrará una curva asociada a valores bajos, pero si ésta llegase a marcar valores altos podría estar asociado a que el agua contenida en su sistema poroso es salada con contenido de sales de potasio disueltas.

**Relación Th/U.** El uranio y el torio forman parte de la familia de los actínidos, además de que tienen propiedades químicas similares. Su relación es utilizada para datación de materiales carbonatados de hasta de 500 000 [años], ya que las muestras actuales no producirán estos elementos debido a las bajas concentraciones de Th<sup>230</sup>, por esto también es ampliamente utilizado para el reconocimiento de paleoambientes sedimentarios, tipo de roca, mineralogía, así como en procesos químicos como la oxidación, ya que el uranio es móvil en condiciones oxidantes o erosivas.

Las rocas sedimentarias derivadas de rocas ígneas tienen alto contenido de uranio y torio, sin embargo, pueden ocurrir separaciones debido a los procesos de interacción roca-fluido (agua). Por ejemplo, las lutitas negras pueden contener de 10 a 100 [ppm] de



U y su relación Th/U es cercana a 2, debido al enriquecimiento de procesos geoquímicos altamente reductores a los que se encuentra este material.

Existe evidencia mostrada por Hurley, y otros de 1950, respecto a que el Th y el U en muchos granitos se generan en los intersticios y fracturas minerales o en los minerales accesorios como el circón, allanita, monacita, apatita y el esfeno. De hecho, Adams y Weaver en 1958 llegaron a la conclusión de que el T y el U forman facies geoquímicas o elementales en las rocas sedimentarias.

Las diferentes especies de U también pueden ser absorbidas en los minerales de arcilla puesto que como se menciona es geoquímicamente más móvil y soluble que el Th. En condiciones de reducción el  $U^{6+}$  adquiere la valencia más baja ( $U^{4+}$ ) volviéndose insoluble generando una baja relación de Th/U. En condiciones de oxidación, por el contrario, donde el  $UO_2$ , permanece con su número de oxidación +6 y el contenido de Th es alto se presenta una alta relación de Th/U de alrededor de 20, ejemplo de esto son las bauxitas, lateritas y las arcillas residuales (Suchnyder et al., 2006; Klaja y Dudek, 2016). La oxidación es el mecanismo más importante, ya que es en donde se producen las separaciones del U y Th, ya que éste no es soluble debido a que tiene sólo un estado de valencia, mientras que el U al ser más soluble es fácilmente lixiviado.

**Materia orgánica.** La materia orgánica generalmente se caracteriza por un aumento en los rayos gamma procedentes del U, este aumento depende tanto del contenido de materia orgánica como de su madurez. El U se produce tanto de rocas químicas como detríticas, por ejemplo, lutitas, conglomerados arenosos, calizas, fosforitas y tufas. El U es altamente soluble en agua de mar como ion uranilo ( $UO^{2-}$ ) y precipita como  $UO_2$ , en presencia de materia orgánica reductora, es por ello por lo que se asocia mayormente con la materia orgánica pues crea compuestos orgánicos, como por ejemplo ácidos húmicos, en lugar de con los minerales arcillosos. Las rocas madres están fuertemente enriquecidas de U debido a la absorción de este elemento en la materia orgánica depositada en los fondos marinos de baja energía por parte de vegetales o animales, además, de estar unido a la ventilación restringida del agua encima del sedimento al momento del depósito (Geyser Fernández). Sin embargo, existen factores distintos del contenido de materia orgánica como la disponibilidad del U y su aparición en los sedimentos, tal y como lo mencionan Berstad y Dypvik en 1982.

### 3.10.3 Tipos de distribución de la arcilla

La forma en cómo se distribuye la arcilla tiene afectaciones en las mediciones de los diferentes registros geofísicos de pozo y por lo tanto en las propiedades petrofísicas de la roca como la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, es por ello por lo que se clasificaron en 3 tipos de distribuciones:

- Laminar.
- Estructural.
- Dispersa.

**Laminar.** Ésta aparece en forma de capas discretas intercaladas de arcilla de origen detrítico con una arenisca limpia, la cual va reduciendo el volumen de la matriz, porosidad efectiva y el de la permeabilidad vertical, esta última propiedad debido a la estructura laminar actúa como barrera provocando además deficiencia en la recuperación de aceite del yacimiento.

Estas estructuras se han descrito también como capas de arcilla dentro de la arena, debido a su laminación, normalmente se debe a ambientes de baja energía en los cuales fueron depositadas por medio de la decantación, es decir, donde hubo decremento de la velocidad del fluido. Este tipo de distribución de arcilla afecta principalmente a registros geofísicos de pozo como los rayos gamma e inducción, debido a los elementos radiactivos que posee.

**Estructural.** Las partículas estructurales de la arcilla forman parte de la matriz de la roca y se distribuyen dentro de ella, debido a esto la porosidad no se ve afectada, sin embargo, la productibilidad de la formación sí se ve afectada, ya que los granos de arcilla reemplazan a los granos de arena, aunque son poco comunes se toman con las mismas propiedades que la arcilla laminar. Este tipo de arcilla, debido al reemplazamiento que existe, son de origen diagenético.

**Dispersa.** Este tipo de distribución de arcilla afecta principalmente a la porosidad, ya que se encuentra entre los espacios abiertos entre los granos de la matriz clástica, es decir, en el espacio poroso reemplazando el fluido que estaba contenido en el sistema poroso, desde el punto de vista del yacimiento este tipo de distribución causa un daño mucho más severo en la formación que la distribución laminar.

Este tipo de arcillas se desarrollan después de la depositación, donde debido a la presencia de fluido en el sistema poroso de la arenisca y por procesos químicos, comienzan a interactuar estos cuerpos y debido a su alta capacidad de intercambio catiónico con los elementos que conforman a la arena como lo son los feldespatos, forman arcillas, es por ello por lo que esta distribución es la más pura y cristalina, es decir, es de origen autógeno.

Los minerales arcillosos que presentan el comportamiento anteriormente mencionado son la illita, clorita y la montmorillonita y que debido a su alta capacidad de intercambio catiónico, y por ende a su alta conductividad en la toma de mediciones de registros geofísicos de pozos eléctricos reflejarán incrementos en los datos obtenidos, es por esto que se debe de considerar en la conductividad del fluido en la interpretación de los registros, para ello Waxman y Smith (1967,1968) desarrollaron un modelo basado en la arcilla dispersa, en donde contemplan esa conductividad generada por el intercambio catiónico en la interfaz del mineral de arcilla con un electrolito (agua contenida en el sistema poroso) (Schön, 2011).

Neasham (1977) documentó que la illita en el sistema poroso actúa cruzando los poros y que, a su vez, la clorita marca los poros. Schön y Georgi (2003) desarrollaron un modelo basado en capilares para este tipo de distribución dispersa, en su modelo explican la reducción que genera en la porosidad este tipo de distribución y la disminución del área de la sección transversal de los poros debido al contenido de arcilla dispersa en conjunto con el agua inmóvil presente a través de una analogía con la ecuación de Waxman-Smiths para las propiedades eléctricas. Parten de la Ley de Hagan-Poiseuille en donde se menciona que el caudal del flujo de una sección transversal se reduce mediante una película de partículas de arcilla.

La permeabilidad de una arena arcillosa se puede calcular en función de la permeabilidad de la arena limpia y el contenido de arcilla dispersa, quedando de la siguiente forma:

$$K_{arena-arcillosa} = K_{sd} \left(1 - \alpha \frac{V_{sh}}{\Phi}\right)^2 \text{ (Ec. 3.71)}$$

Donde:

- $K_{\text{arena-arcillosa}}$  = Permeabilidad de la arena con contenido de arcilla dispersa.
- $K_{sd}$  = Permeabilidad de la arena limpia.
- $\alpha$  = Factor que representa la sección transversal que reduce el efecto de la arcilla, ya que no se describe completamente por el volumen “seco” de arcilla.
- $V_{sh}$  = Volumen de arcilla.
- $\Phi$  = Porosidad.

El volumen de arcilla se puede calcular a través del uso de la medición de los rayos gamma, obteniéndose:

$$K_{\text{arena-arcillosa}} = K_{sd} \left( 1 - \frac{\alpha}{\Phi} \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \right)^2$$

### 3.11 Evaluación de formaciones

El objetivo principal de la evaluación de formaciones es determinar de manera cuantitativa y cualitativa la capacidad de almacenamiento y producción del yacimiento. La evaluación de formaciones geológicas es un proceso que involucra la recopilación, análisis y evaluación de datos geológicos, geofísicos y petrofísicos para comprender las características de las capas de roca en el subsuelo, especialmente aquellas con capacidad para contener hidrocarburos. Esta evaluación busca determinar la adecuación de una formación geológica como yacimiento de petróleo o gas y proporcionar información valiosa para la exploración y producción. En este contexto, se realizan mediciones de propiedades petrofísicas como la porosidad, permeabilidad y la saturación de fluidos para evaluar la capacidad de las formaciones.

#### 3.11.1 Clasificación de formaciones

Las rocas sedimentarias debido a su origen y condiciones permiten la acumulación de algún fluido de interés económico como el hidrocarburo, es por ello, que la búsqueda o las acumulaciones de algún recurso natural comienzan con el reconocimiento de las probables provincias geológicas, basadas en un tipo de roca en especial según lo que se desee extraer o explotar.

Las rocas sedimentarias son las más relevantes y de mayor interés económico, sobre todo para la industria del petróleo y para fines hidrológicos (aguas subterráneas);

agricultura; cimientos de los edificios -por mencionar algunos ejemplos-; forman parte del 75% de las rocas en la superficie de la Tierra, provienen de una roca madre, están formadas por una secuencia de procesos físicos, químicos y biológicos, y se dividen en 2 categorías:

- Clásticas (detríticas) formadas por rocas preexistentes y transportadas por agua, hielo, viento o gravedad, para posteriormente ser depositadas.
- Químicas y bioquímicas formadas por la precipitación inorgánica de minerales en soluciones acuosas y por la acumulación, degradación y precipitación de restos orgánicos.

El proceso final que da lugar a la roca es la litificación, es decir, la consolidación, ésta se genera cuando el material sedimentario se compacta; de acuerdo con Best, 1995, en este proceso las soluciones de poros acuosos interactúan con las partículas del sedimento previamente depositadas para generar nuevos materiales diagenéticos.

**Rocas clásticas (detríticas).** Se han estimado de diversas formas que las lutitas y areniscas representan entre el 75 y 95% de todas las rocas sedimentarias, por su parte, las rocas clásticas se forman a partir de los siguientes procesos:

- Erosión, remoción y transporte de los fragmentos de roca provenientes de la roca madre, normalmente los relieves.
- Depositación y sedimentación del material.
- Compactación y procesos diagenéticos.

Las rocas clásticas están compuestas en gran parte por cuarzo, feldespato, fragmentos de roca (líticos), minerales de arcilla y mica, estas son químicamente estables y forman espacios de poros intergranular, se subdividen o clasifican de acuerdo con su tamaño de grano, dividiéndose en 4 clases:

- Gravas, tamaño mayor de 2 [mm].
- Arenas, tamaño de 1/16 a 2 [mm].
- Limos, tamaño de 1/16 a 1/256 [mm].
- Arcillas, tamaño menor a 1/256 [mm].

Los conglomerados se componen principalmente de grava redondeada, mientras que las brechas se componen principalmente de grava angular. Las areniscas se componen principalmente de cuarzo redondeado o angular, feldespatos y granos líticos cementados

por una matriz lodosa de sílice o calcita entre los granos más grandes, dependiendo del medio de transporte y depósito. Las lutitas están compuestas por al menos un 50% de partículas de limo y arcilla.

Muchas propiedades físicas como la velocidad de onda elástica, resistividad eléctrica y permeabilidad muestran una fuerte correlación con la porosidad, la cual es más fácil de predecir en comparación con los carbonatos, ya que las rocas clásticas, por lo general, sólo presentan un tipo de porosidad que es la primaria, es decir, la que se generó durante su formación.

**Rocas químicas y bioquímicas (carbonatos).** Aunque las rocas carbonatadas representan sólo el 20% de las rocas sedimentarias, los depósitos y yacimientos de carbonatos contienen el 60% de las reservas mundiales de hidrocarburos (Chopra et al., 2005).

Los carbonatos son de origen autóctono, esto significa que fueron formados muy cerca del sitio donde fueron depositados. Las rocas sedimentarias químicas se forman cuando los constituyentes minerales en solución se saturan y precipitan por alteraciones químicas. Comúnmente las rocas que forman parte de las rocas sedimentarias químicas son las calizas, evaporitas, dolomitas y cherts, mientras que los minerales accesorios son los fosfatos, la glauconita, anguita, siderita, feldespatos, minerales de arcilla, pirita, etc.

Pueden ser conformadas tanto por procesos químicos como biológicos; la mayoría de éstas se forman en océanos, específicamente en las plataformas continentales poco profundas, especialmente en las regiones tropicales, pudiendo desarrollar arrecifes de coral. Los arrecifes son ecosistemas altamente productivos poblados por una amplia gama de organismos, muchos de los cuales utilizan iones de Calcio y bicarbonato presentes en el agua de mar para hacer minerales de carbonato en especial la calcita para sus conchas y otras estructuras.

Las rocas químicas y bioquímicas se forman casi en su totalidad de fragmentos de organismos marinos que producen minerales de calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) para sus conchas y otras partes duras, además según la clasificación de Dunham en 1962 describe que la caliza y la dolomita también se pueden formar por cristalización en lacustres salinos (lagos), emanaciones termales de tufa que forman travertino, y en forma de estalactitas y estalagmitas.

Las evaporitas, que forman parte también de las rocas químicas, se pueden formar en lagos interiores que no tienen salida de arroyo y el agua que fluye hacia ellos se evapora lentamente y haciéndola cada vez más concentrada en sales disueltas, hasta que finalmente se satura y posterior se cristaliza en roca, por esta razón se menciona es de origen químico, (Boggs, 2006 y Jackson, 1997) mencionan que estos resultados evaporados pueden estar constituidos por cloruros como las siguientes:

- Halita (NaCl).
- Silvita (KCl).
- Carnalita (KMgCl<sub>3</sub>).

Por sulfatos como lo son:

- Yeso (CaSO<sub>4</sub>·H<sub>2</sub>O).
- Anhidrita (CaSO<sub>4</sub>).
- Kieserita (MgSO<sub>4</sub>).

Y los que incluyen carbonatos como:

- Dolomita (CaMg(CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>).
- Calcita (CaCO<sub>3</sub>).
- Magnesita (MgCaCO<sub>3</sub>).

La dolomita con frecuencia forma cristales más grandes que la calcita que reemplaza (Al-Alwadi, 2009) y forma buenas propiedades de yacimiento ya que ésta está relacionada con un aumento en la porosidad.

Las rocas de origen biológico están formadas como su nombre lo dice por actividades biológicas de organismos marinos como son los radiolarios y las diatomeas, éstos utilizan el sílice (SiO) para construir sus conchas y cuando mueren, sus conchas se asientan lentamente hasta el fondo, donde se acumulan como chert sedimentario en capas.

Las formaciones de hierro bandeado se forman en ambientes profundos del fondo marino donde existe Hierro rico en iones, esto sucede ya que el agua de mar se oxida para formar óxido de hierro en capas o bandas (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) (Hoffman et al., 1998). El origen y la génesis de las formaciones de Hierro bandeado está asociado con las baterías fotosintéticas

conocidas como cianobacterias (algas verdeazuladas) que consumían dióxido de Carbono de la atmósfera y utilizaban energía solar para convertirlo en Oxígeno en el Precámbrico hace 2 400 millones de años. Los niveles de oxígeno libre aumentaron en la atmósfera y los océanos, y se convirtieron gradualmente en hierro ferroso soluble,  $Fe^{2+}$ , al hierro férrico insoluble  $Fe^{3+}$ , lo que lleva a la acumulación de estas bandas (Lyons y Reinhard, 2009).

Los carbonatos son modificados por varios procesos posteriores a la depositación, ejemplos de dichas acciones son:

- Disolución.
- Cementación.
- Recristalización.
- Dolomitización.
- Sustitución por otros minerales.

Debido a lo antes mencionado es que los carbonatos son químicamente inestables, por lo que, forman sistemas de poros muy complejos controlados por varias influencias, así como la geometría del espacio poroso. La interacción de la roca con fluidos meteóricos puede resultar en la lixiviación de los granos e influir en la calidad del yacimiento en ambas direcciones, es decir, generar nuevo espacio poroso.

Las fracturas, como resultado de los esfuerzos, la estilolitificación y disolución; procesos diagenéticos en los carbonatos, pueden crear zonas de alta permeabilidad y barreras o reflectores de permeabilidad, dependiendo de las condiciones en que se den, además los diferentes tipos de porosidad y las distribuciones complejas del tamaño de los poros también pueden dar lugar a variaciones de permeabilidad para la misma porosidad total, lo que dificulta la predicción y modelado de su productividad, por lo tanto, el análisis de geometrías de los poros de carbonato es la clave para caracterizar las propiedades del yacimiento en este tipo de rocas.

Para los carbonatos se han desarrollado 2 principales tipos de clasificación:

- Clasificación texturizada de Dunham, 1992, basada en la presencia o ausencia de arcilla y soporte de grano.
- Clasificación del tipo de poro selectivo de la fábrica y de no fábrica por Choquette y Pray en 1979.



También se cuentan con otras clasificaciones, como lo es la descripción fundamental de las rocas carbonatadas por Lucia, 2007, que presenta sus resultados como lo muestra la Tabla 3.3, donde se observa que el complejo sistema poroso de las rocas carbonatadas va desde los poros microcristalinos hasta vóculos o cavernas. Es importante mencionar que las propiedades petrofísicas de este tipo de rocas están controladas por redes conectadas de poros interpartícula (matriz), vóculos y fracturas, donde:

- La matriz ocupa la mayor parte del depósito, almacena la mayor parte del volumen del fluido, pero ésta tiene baja permeabilidad.
- Las fracturas y vóculos ocupan una pequeña parte del volumen del depósito, pero tienen una alta permeabilidad y controlan el flujo de fluido (Iwere et al., 2002).

Clasificación de Lucía 1983		
Interpartícula	Vóculos	
	Separados	Conectados
Tipos de poros		
Intergranular Intercristalino	Móldica Intrafósil Shelter	Cavernas Fracturas Fractura alargada por la solución

Tabla 3.3. Clasificación petrofísica de los diferentes tipos de poros en los carbonatos, basada en Lucia (2007).

### 3.12 Problema de escalamiento

Se define como escalamiento (upscaling) al aumento de escala y se refiere al efecto que ocurre ocasionalmente en las rocas cuando se mide alguna de sus propiedades físicas a cierto tamaño. En muchas ocasiones esas propiedades no conservan el mismo valor. Por ejemplo, en un bloque de 1 [m<sup>3</sup>] se mide una propiedad física, porosidad sea el ejemplo, arrojando “x” valor y si ahora se corta la muestra, es decir, se reduce el tamaño alrededor de 10 [cm<sup>3</sup>] y se vuelve a medir la porosidad en múltiples ocasiones, sin embargo, en cada una de las veces no se consigue el mismo valor “x”, por lo que, en la industria eso es un problema debido a que normalmente se mandan muestras a laboratorio para hacerles estudios, típicamente de porosidad y permeabilidad como se muestra en la (Figura 3.21) aunque puede ser cualquier otra propiedad. Siguiendo esta misma idea se puede concluir que las muestras dirigidas a laboratorio son relativamente pequeñas a diferencia del bloque de interés. En el caso de yacimientos acuíferos esto se puede extender desde cientos

de metros a kilómetros de roca que se intentan analizar en muestras de centímetros, esta disyuntiva de tamaños es la que genera la problemática de valores en los resultados, que se ven agravados porque los medios analizados son altamente heterogéneos e isotrópicos.

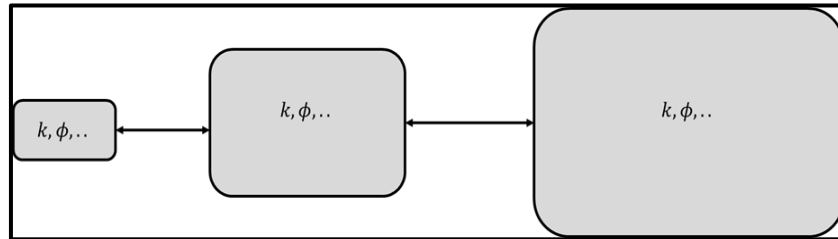


Figura 3.21. Representación del escalamiento de propiedades (Sandra, 2022).

Otro ejemplo, es que en la ingeniería petrolera se tienen las mediciones de las propiedades del sistema roca-fluido del laboratorio y las de pozo, y se requiere escalar al tamaño del yacimiento. Los ingenieros geofísicos utilizan métodos que van desde mediciones de tamaño de laboratorio, como la caracterización de las velocidades de las ondas P y S, a mediciones más grandes como es el caso de los perfiles sísmicos verticales (VSP). Para este ejemplo referido a las velocidades no sólo se cambia la frecuencia de mediciones, sino también el tamaño de la medición; en laboratorio como se mencionaba se manejan valores alrededor de centímetros, mientras que para el análisis de pozos regularmente las mediciones son de metros y la sísmica de kilómetros, por lo que el problema es cómo trasladar las propiedades físicas de la roca que están medidas a cierta escala de laboratorio a escalas en las que realmente haya un interés.

En el caso de las ondas acústicas se tienen dos factores que están cambiando, la frecuencia y el tamaño de resolución, este ejemplo es más complicado que el de la porosidad, ya a la propiedad sólo le afecta la resolución, y aquí el tamaño influye tanto en la propiedad que se está midiendo a diferentes tamaños como la frecuencia que está afectando la dispersión de velocidades. La longitud de onda es la extensión característica de la onda acústica y esa es la que va a determinar también el tamaño por donde se va a propagar la onda, si se tiene una longitud de onda demasiado larga, que es lo que pasa con la sísmica, no se puede usar para medir cosas milimétricas, ya que en ondas acústicas se tiene el efecto de tamaño implícitamente cuando se está midiendo a diferentes frecuencias, porque se mide a diferentes frecuencias en laboratorio, en el pozo y en la sísmica, razón por la que la longitud de onda tiene que ser diferente para que cubra el tamaño de la muestra.

## Ejercicios

1. Una muestra de núcleo tiene un volumen total de 22.3 [cm<sup>3</sup>] y un volumen de matriz de 16.8 [cm<sup>3</sup>]. Resuelva los siguientes incisos:

- ¿Cuál es el volumen de poros de la muestra?
- ¿Cuál es la porosidad de la muestra?

### Resolución

a) A partir de la ecuación 3.1 se puede encontrar el volumen de poros:

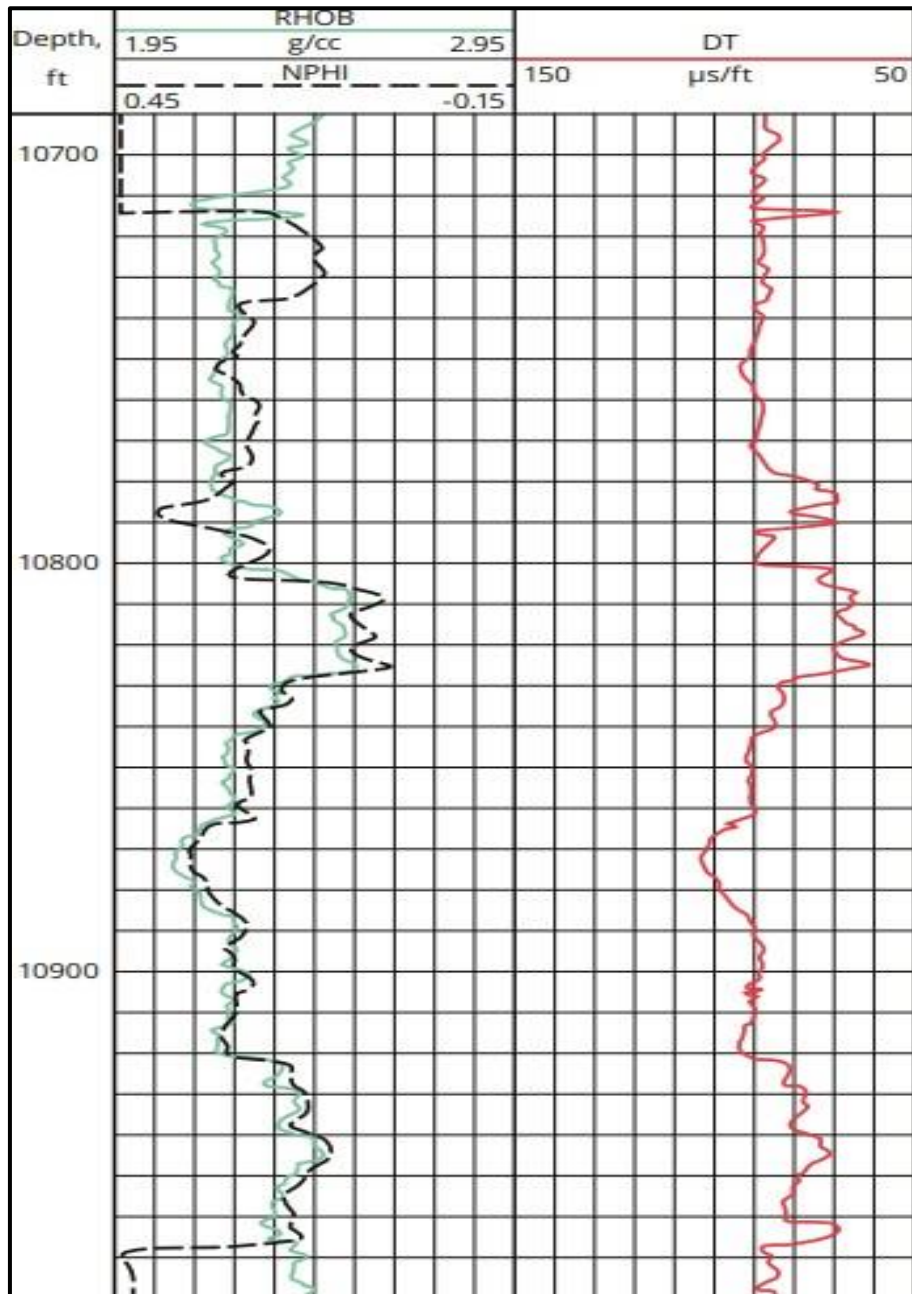
$$\begin{aligned}V_t &= V_p + V_m \\22.3 \text{ [cm}^3\text{]} &= V_p + 16.8 \text{ [cm}^3\text{]} \\V_p &= 5.5 \text{ [cm}^3\text{]}\end{aligned}$$

b) Utilizando la ecuación 3.1 se tiene que:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{5.5 \text{ [cm}^3\text{]}}{22.3 \text{ [cm}^3\text{]}} = 0.2466 \text{ ó } 24.66\%$$

2. Usando el registro de densidad de la Figura

- Calcule la porosidad de una formación de arenisca a una profundidad de 10 860 [ft]. Asumiendo que la formación está saturada con agua, la cual tiene una densidad de 1 [g/cm<sup>3</sup>].
- Con el registro de neutrón calcule la porosidad a una profundidad de 10 720 [ft].
- Usando el registro sónico, calcule la porosidad de una formación de arenisca a una profundidad de 10 820 [ft], suponiendo que la formación está saturada con agua y por lo tanto un valor de tiempo de tránsito de 195 [μs/ft].



Registros de porosidad: densidad (RHOB), neutrón (NPHI) y sónico (DT) (Alfayei et al., 2021).

3. Una muestra de núcleo de una formación homogénea de arenisca tiene una permeabilidad de 480 [mD] y una porosidad de 0.17. Resuelva los siguientes incisos.

- Determine el radio medio de la garganta de poros del núcleo.
- Determine las áreas de superficie específicas “ $S_{vp}$  y  $S_{vgr}$ ”.

**Resolución**

- Primero se deben convertir las unidades de la permeabilidad de [mD] a [ $\mu\text{m}^2$ ]:

$$k = (480)(9.8717 \times 10^{-4}) = 0.4738 \text{ } [\mu\text{m}^2]$$

Suponiendo que los canales de flujo en la muestra pueden estar representados por un conjunto de tubos capilares, el radio de la garganta de poro se puede determinar a partir de la siguiente ecuación:

$$k = \frac{\Phi r^2}{8}$$

Se despeja “r” y queda de la siguiente forma:

$$r = \left( \frac{\Phi}{8k} \right)^{0.5}$$

$$r = \left( \frac{8k}{\Phi} \right)^{0.5} = \left( \frac{8(0.4738)}{0.17} \right)^{0.5} = 4.72 \text{ } [\mu\text{m}] \text{ ó } 4.72 \times 10^{-4} \text{ } [cm].$$

b) El área de superficie por unidad de volumen de poro está dada por:

$$S_{vp} = \frac{2}{r}$$

Sustituyendo se tiene que:

$$S_{vp} = \frac{2}{4.72 \times 10^{-4} [cm]} = 4\,237 \text{ } [cm^{-1}]$$

La superficie específica por unidad de volumen de grano se puede estimar por medio de la siguiente ecuación:

$$S_{vgr} = S_{vp} \left( \frac{\Phi}{1 - \Phi} \right)$$

Sustituyendo se tiene que:

$$S_{vgr} = 4\,237 \text{ } [cm^{-1}] \left( \frac{0.17}{1 - 0.17} \right) = 868 \text{ } [cm^{-1}]$$

### 3.13 Referencias

**Adams, A. et al. (1984).** Atlas de Rocas Sedimentarias, Mánchester: Masson.

**Almaraz, M. (2014).** Interpretación de registros geofísicos de pozos para la inyección de dióxido de carbono en la zona norte de la República Mexicana. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Anderson, W. (1986).** Wettability literature survey, part 1: Rock/Oil/Brine interactions and the effects of core handling on wettability, JPT: octubre. SPE 13932.

**Arreola, E. (2013).** Caracterización de la presión de poro y fractura del campo Lakach. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México

**Bateman, R. (1982).** Open-hole log analysis and formation evaluation. Boston: IHRDC, 647 p.

**Bear, J. (1972).** Dynamics of fluids in porous media. Characterization: A geologic engineering analysis, part I. 1992. Developments in petroleum science. New York: Elsevier, 639 pp.

**Chilingarian G. et al. (1996).** Carbonate reservoir: A geologic-engineering analysis, part II. [s./i]: Elsevier.

**Ebanks, J. (1987).** The flow unit concept-an integrated approach to reservoir description for engineering projects. Am. Assoc. Geol. Annual Convention. Vol. 71:5. Los Ángeles: [s./i].

**Fernández, R. (2003).** Determinación de la presión de poro, fractura, esfuerzos verticales y horizontales a partir de condiciones geomecánicas y poroelásticas de la roca. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.

**González, C. (2014).** Mojabilidad: Medición del ángulo de contacto por el método de la gota cautiva. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Gunter, G. et al. (1997).** Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, 5-8 October. Texas: EU. SPE 38679.

**Gupta S. et al. (2012).** Formation evaluation of fractured basement. Cambay Basin, India. Journal of Geophysics and Engineering. Vol. 9. 162-175 pp. [s./i.].

**Gutiérrez, E. (2007).** Estimación de saturaciones de agua en carbonatos aplicando redes neuronales artificiales múltiples. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Hear, C. et al. (1984).** Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw field, Wyoming. Journal of petroleum. Technol. Vol. 36, 1335-1344 pp. [s./i.].

**Kennedy M. (2015).** Practical Petrophysics. ed 1. Vol. 62. [s./i.]: Elsevier.

**Meza, K. (2013).** Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Nutting, P. (1934).** Some physical and chemical properties of reservoir rocks bearing on the accumulation and discharge of oil, problems in petroleum geology. AAPG. [s./i.].

**Ricco, G. (2012).** Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Tiab, D. Y Donaldson, E. (2015).** Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. EU: Gulf Professional.

**Treiber, L. et al. (1972).** A laboratory evaluation of the wettability of oil producing reservoirs. EU: SPE. 253 pp.

## Capítulo 4

## Registros de correlación

Daniel Cortés Jasso, Javier Vázquez Fuentes, Iza Canales García

### Sumario

#### 4.1. Potencial Natural

##### 4.1.1. Presentación del registro

##### 4.1.2. Correcciones

##### 4.1.3. Anomalías que pueden ocurrir en el SP por condiciones ambientales.

##### 4.1.4. Aplicaciones

#### 4.2 Rayos Gamma Naturales

##### 4.2.1. Presentación del registro

##### 4.2.2. Correcciones ambientales realizadas al registro de rayos gamma

#### 4.3 Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales

#### 4.4 Ejercicios propuestos

#### Referencias

### 4.1 Potencial Natural (SP)

Se define como potencial natural a la diferencia de potencial que existe entre un electrodo colocado en la superficie y otro electrodo móvil en el lodo dentro del pozo en función de la profundidad. La existencia de este fenómeno se popularizó ampliamente en 1931 cuando fue realizado por primera vez un registro SP comercial por Conrad Schlumberger, y constaba de graficar la respuesta de la formación (un potencial) aun cuando no se estuviera induciendo corriente alguna en el pozo.

En la práctica, la medición del registro SP se obtiene mediante un electrodo fijo montado en un medio húmedo en la superficie, que bien puede ser la presa de lodo de perforación, o algún agujero o excavación sencilla en las vecindades del camión de registros y otro electrodo móvil que va acoplado en la misma sonda con la que se obtienen simultáneamente otros registros.



En los intervalos estratigráficos que presentan una litología de lutitas en el registro SP por lo general dan una respuesta continua de valores grandes que al extrapolarlos verticalmente como una línea más o menos recta, se les denomina línea base de lutitas (Figura 4.1). No obstante, esta línea base de referencia en el registro no tiene un significado útil para pronósticos de interpretación, sin embargo, cuando existe la presencia de formaciones permeables, la curva del registro SP presenta variaciones respecto a la línea base de lutitas: en estratos cuyos espesores son muy grandes, estas variaciones tienden a alcanzar un valor esencialmente constante definiendo así una línea denominada, línea base de las arenas, que también resulta de la extrapolación vertical, es importante mencionar que si los estratos son de poco espesor, lo que sucederá es que se verán muchas deflexiones de la curva a medida que pasa por estratos más grandes complicando la interpretación.

La deflexión que existe en la curva puede ser tanto negativa (hacia la izquierda) como positiva (hacia la derecha), dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo presentes en el pozo. Si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado del lodo, la deflexión de la curva se dará hacia la izquierda. Por el contrario, si la salinidad del filtrado del lodo es mayor que la del agua de formación, la deflexión de la curva se dará hacia la derecha. El ingeniero encargado de la toma del registro será quien elija la escala de sensibilidad y la posición de la línea de referencia de las lutitas, de manera que las deflexiones que se presenten en la curva permanezcan dentro de la escala definida para el carril del SP.

Un registro de SP de las formaciones se mide comúnmente en milivoltios (mV), y las escalas más utilizadas son de 10 y 20 [mV] por división, o sean 100 ó 200 [mV] para el desplazamiento total de la curva del SP. La curva del SP es muy similar a la de rayos gamma, con la cual es correlacionable.

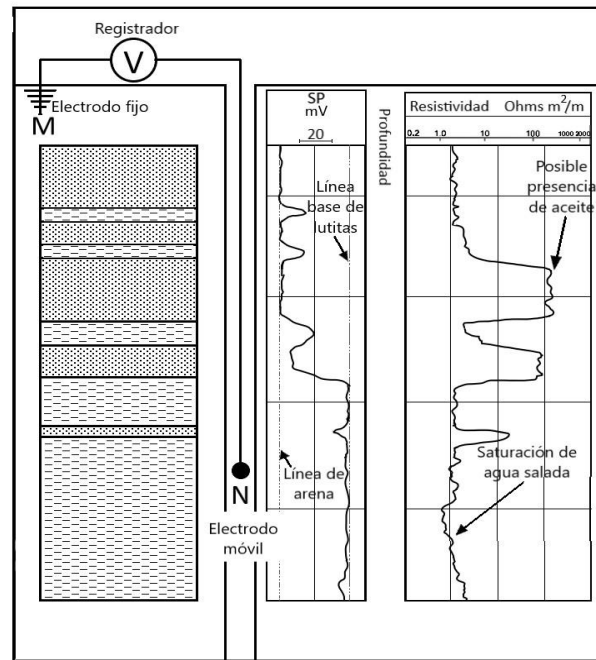


Figura 4.1 Diagrama de obtención de un registro de potencial espontáneo y ejemplo de registro SP.

Con lodos ordinarios (lodos base agua), la curva del SP o potencial espontáneo de las formaciones permite:

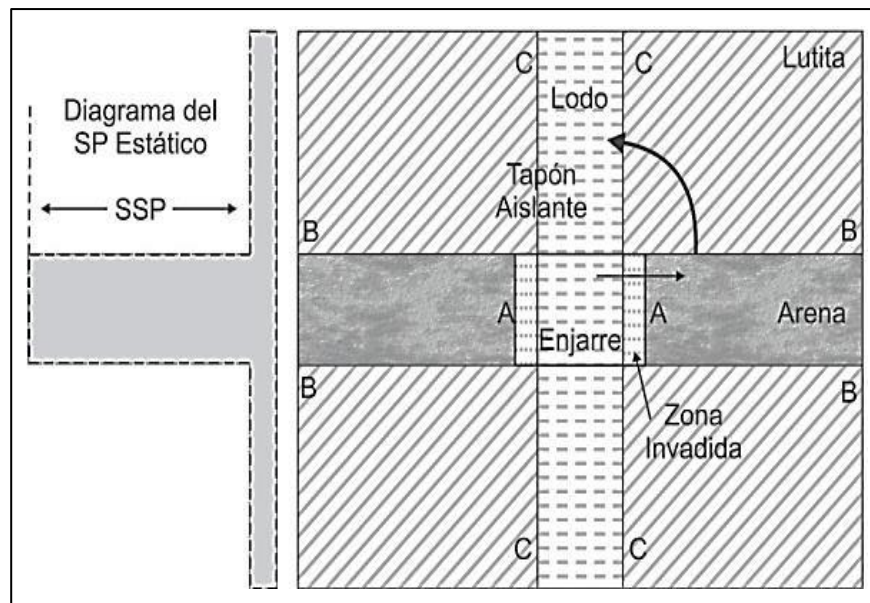
- Determinar intervalos permeables.
- Delimitar capas.
- Correlacionar capas.
- Determinar la resistividad del agua intersticial de las formaciones.
- Determinar de forma cualitativa la cantidad de lutita existente en una capa.

Sin embargo, no es posible registrar una curva de SP en pozos con tuberías metálicas de revestimiento (TR), tuberías de producción (TP) o cuando se utilizan fluidos de perforación no conductores, ya que en estos casos no existe una continuidad eléctrica entre el electrodo superficial y el electrodo en la formación que permita obtener esta propiedad. Adicionalmente, si las resistividades del filtrado del lodo y de los fluidos de la formación son muy semejantes, las deflexiones que se presenten en la curva del SP serán mínimas y, por lo tanto, no son significativas.

**El Potencial Natural en función de la porosidad y la permeabilidad.** La movilidad que presentarán los iones en las formaciones permeables, para que se pueda producir un potencial, depende básicamente del contenido en sales en los solutos presentes y en la interacción que tengan entre sí, y esto sólo será posible en aquellas formaciones que tengan, aunque sea una fracción mínima de permeabilidad.

Es importante recalcar, que el registro SP no cuantifica ni calcula la permeabilidad, así como tampoco lo hace con la porosidad, únicamente es una forma de poder determinar zonas porosas y permeables en el subsuelo.

**Potencial estático o SP estático (SSP).** En las Figuras 4.2 y 4.3, se puede observar cómo es que interactúan las líneas de corriente en las formaciones, en las que los fluidos de las rocas por lo regular son más salados que el filtrado de lodo, provocando que la deflexión de la curva del SP sea negativa, sin embargo, si se tuvieran por otro lado formaciones de agua dulce, se tendría el efecto contrario obteniendo ahora una curva de SP cuya deflexión ahora se da hacia la derecha.



*Figura 4.2. Esquema que muestra del comportamiento del potencial natural estático de una formación permeable (Gómez, 1975).*

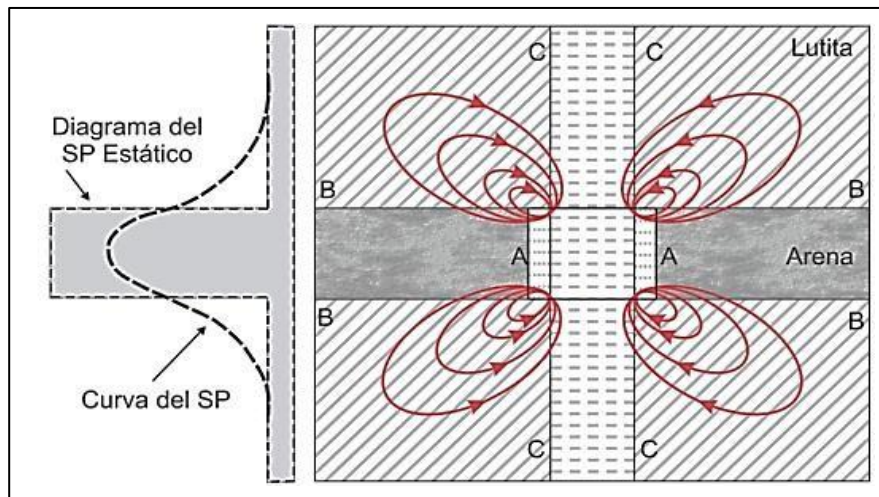


Figura 4.3. Esquema que muestra el SP y su valor correspondiente en formaciones porosas y permeables (Gómez, 1975).

Lo anterior ocurre porque la salinidad del lodo de perforación es mayor que la salinidad de los fluidos de la formación provocando que la corriente fluya en dirección opuesta, pero si se da el caso de que la salinidad tanto del lodo de perforación y de los fluidos de la formación sean iguales no existirá entonces un potencial o corriente de flujo y por ende no habrá una deflexión del SP en el estrato.

Sin embargo, las deflexiones que se dan en el SP sólo corresponden a la disminución de potencial en el pozo, siendo resultado de las variaciones que se presentan en el flujo de la corriente, representando así, sólo una fracción del SP que generalmente es la mayor. Si se pudiera evitar que estas corrientes fluyeran, se lograría obtener la diferencia de potencial máxima y así tener el SP máximo de la formación. Esta condición se podría obtener utilizando tapones aisladores que no permitan que la corriente fluya a través de los estratos.

Se define así entonces al SP estático o bien SSP, como la deflexión máxima que se obtiene de la curva del SP frente a una formación limpia y de un espesor considerable como podría ser una arenisca limpia. La deflexión se mide a partir de la línea base de las lutitas y su magnitud se calcula con la siguiente ecuación en mV.

$$SSP = -K \log \left( \frac{R_{mf}}{R_w} \right)$$

Donde:

- $K = 65.5 + 0.24T$  cuando la temperatura está expresada en grados Celsius.
- $K = 61.3 + 0.133T$  cuando la temperatura está expresada en grados Fahrenheit.

#### 4.1.1. Presentación del registro.

La forma que tendrá la curva del SP a cualquier nivel será proporcional a la intensidad de las corrientes del SP en el lodo del pozo a ese nivel. En la Figura 4.4 se aprecia cómo se dan las corrientes en el lodo, mostrando que los valores máximos corresponden a los límites permeables y la pendiente máxima de la curva muestra un punto de inflexión que se da en estos límites.

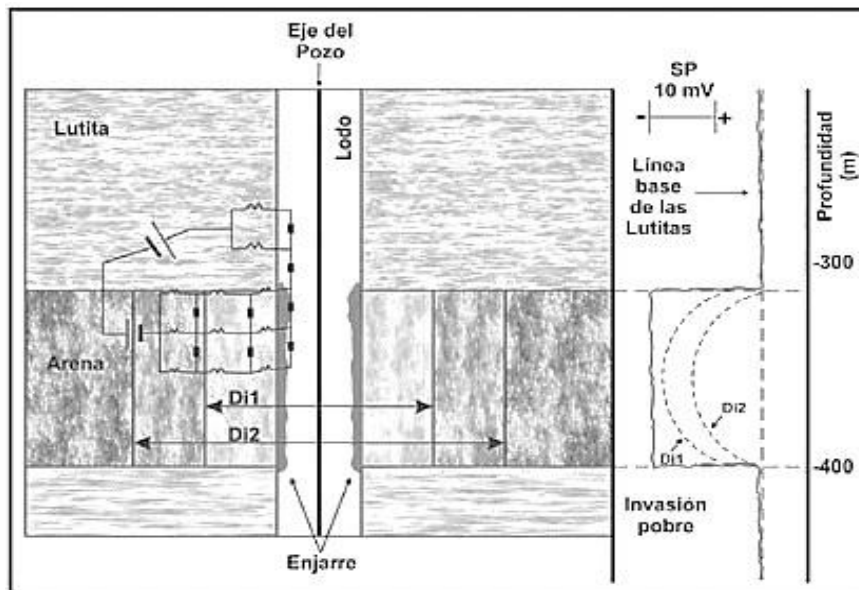


Figura 4.4. Perfil que muestra cómo se dan las deflexiones del SP en función de la profundidad a la que se está dando la invasión (Ricco, 2012).

Como ya se mencionó, la respuesta que tendrá el SP frente a una formación permeable y estará dada en función de la salinidad de los fluidos involucrados en la profundidad a la que se da la invasión (filtrado del lodo y fluidos de la formación). Por ende, permite determinar límites de capas permeables y con ellos poder determinar la resistividad verdadera del agua de formación ( $R_w$ ). La deflexión que presentará la curva será a la izquierda (negativa) en caso de fluidos con salinidad mayor a la del lodo de perforación, o a la derecha (positiva) cuando el fluido de la formación sea agua dulce. Dicha respuesta se graficará en el primer carril del registro localizado en dirección izquierda comúnmente acompañado también por un registro de resistividad del lado derecho en un segundo carril en el registro, Figura 4.5.

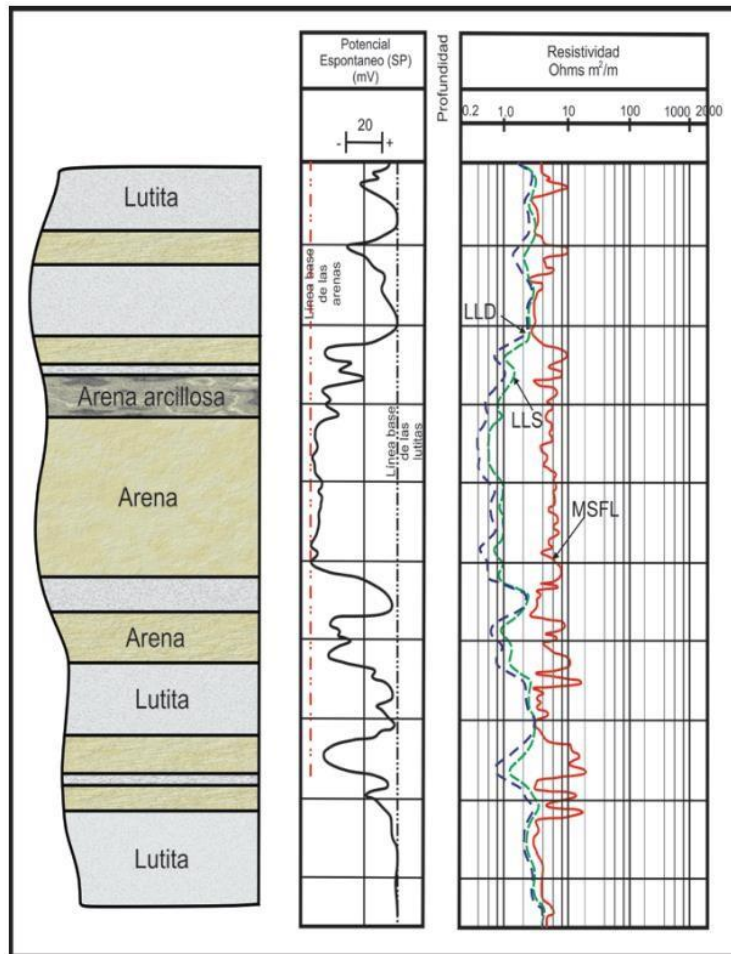


Figura 4.5. Esquema donde se ejemplifica un registro y se ilustra la curva del SP o potencial natural junto con las curvas de línea base de las arenas y línea base de las lutitas (Schlumberger, 2008).

La forma que tendrá la curva del SP, así como la amplitud de la deflexión enfrente de la capa permeable, dependerán de varios factores. Los cuales, afectarán la distribución de las líneas de corriente del SP y las disminuciones de potencial que tienen lugar en cada uno de los medios, a través de los cuales fluye la corriente. Entre estos factores, tenemos:

- El espesor de la capa ( $h$ ) y la resistividad verdadera ( $R_t$ ) de la capa permeable, Figura 4.6. Conforme la relación  $R_t/R_m$  disminuye, el registro SP presenta bordes entre capas mucho menos definidos y amplitudes menores, especialmente cuando los espesores de las capas son pequeños, sin embargo, la deflexión de la curva sigue siendo visible.

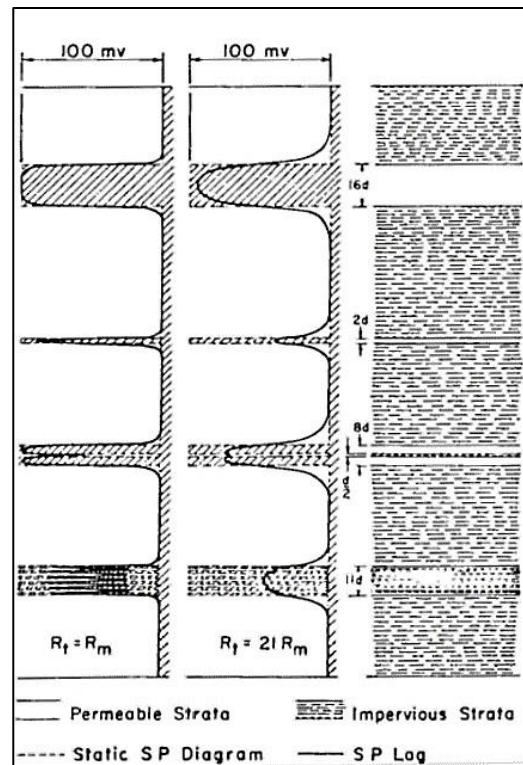


Figura 4.6. Ejemplo de un registro SP con diferentes espesores de capa y resistividades. Resistividad verdadera igual a resistividad del lodo a la izquierda, y resistividad verdadera menor a la resistividad del lodo a la derecha (Serra, O. 1984).

- La resistividad ( $R_{xo}$ ) y diámetro de invasión ( $d_i$ ) de la zona contaminada o invadida por el filtrado del lodo.
- Resistividad de la capa adyacente de lutita ( $R_s$ ).
- Resistividad del lodo ( $R_m$ ) y diámetro del agujero ( $d_h$ ).
- Contenido de arcilla y composición del fluido de perforación.

En la interpretación de los registros, se llegan a presentar situaciones que, por su frecuencia, constituyen algunas veces una parte esencial de la interpretación diaria. Por otro lado, saber interpretar con eficiencia estas condiciones es fundamental para poder llegar al objetivo, que es generalmente determinar la existencia de hidrocarburo.

**SP en arenas delgadas.** Debido a que el área transversal vertical de una arena delgada en un pozo es significativamente menor que la de una arena con un espesor mucho mayor, el área disponible para que se pueda dar el flujo de corriente en la primera será menor, habiendo por lo tanto una caída de potencial mayor en el sistema eléctrico lodo-arena-lutita. Como resultado, se obtiene una deflexión mucho menor de la curva del potencial frente a una arena delgada que frente a una arena de espesor considerable con

respecto a la línea base de lutitas como se muestra en la Figura 4.7.

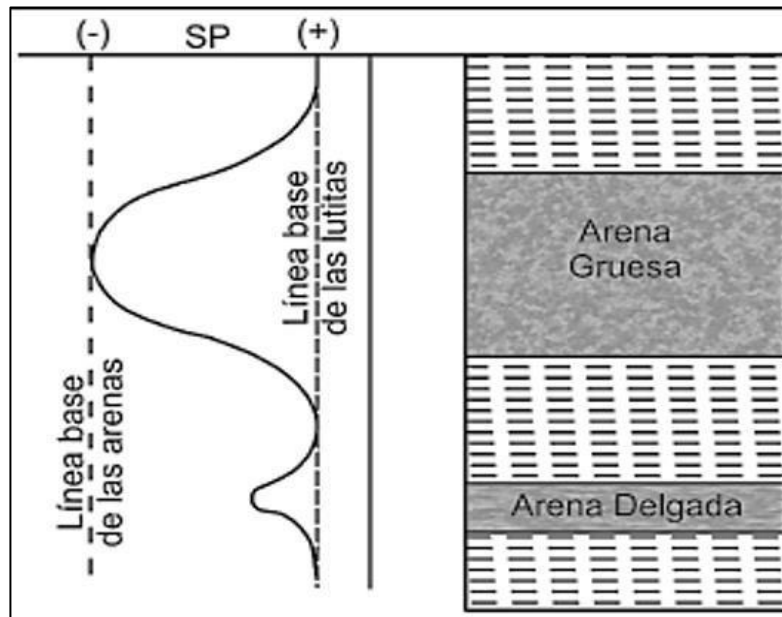


Figura 4.7. Efecto del SP en presencia de formaciones de arenas delgadas y gruesas (Ricco, 2012).

**SP en intercalaciones delgadas de lutitas en arena.** Cuando existen intercalaciones delgadas de lutitas en una arena, se da un efecto muy similar al anterior, al ocurrir una considerable caída de potencial, al ser menor el área de flujo de la corriente eléctrica en la lutita del circuito. La consecuencia de este efecto resulta en que la curva del SP no alcanza la línea base de las lutitas, apareciendo ligeras variaciones en el SP en las arenas, Figura 4.8.

**SP en arenas con agua salada y arenas con hidrocarburos.** En aquellos intervalos en donde se tienen arenas limpias con agua salada, generalmente el punto de inflexión de la curva del SP entre una lutita y la arena es apenas perceptible debido a que la pendiente de la curva es demasiado grande. Esto se debe a que las líneas de corriente al penetrar las arenas tienden a fluir por un área menor debido a la baja resistividad que tienen por la gran cantidad de sales del agua de formación inciso (a) en las Figuras 4.9 y 4.10. Esto provoca que el gradiente de potencial sea relativamente grande respecto a la profundidad, mientras que en aquellas arenas que tengan un contenido de hidrocarburos, por efecto de la resistividad, las líneas de corriente tienden a dispersarse a través de un área más grande, inciso (b) en las Figuras 4.9 y 4.10.



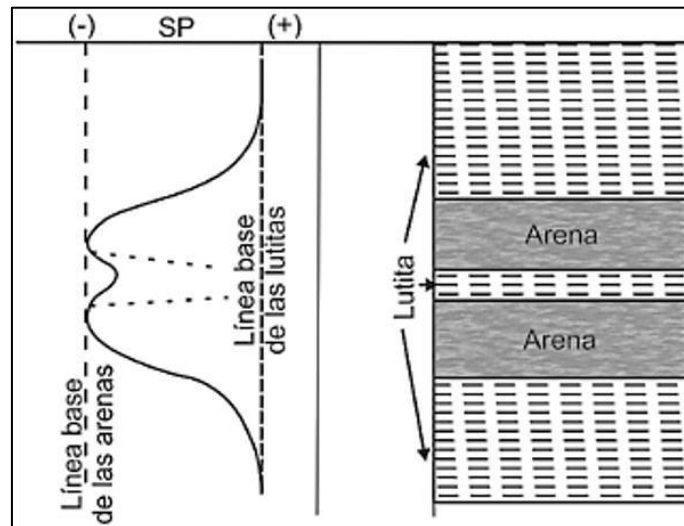


Figura 4.8. Efecto del SP en presencia de formaciones de delgadas de lutita en arenas (Ricco, 2012).

Debido a esto, el gradiente de potencial de las arenas con hidrocarburos es muy chico en comparación con las arenas con contenido de agua salada, notándose en el registro que la curva adopta una forma más redondeada ya que la variación de la pendiente de la curva es menos brusca, además de que en conjunto con un registro de resistividad se nota con facilidad que son intervalos con contenido de hidrocarburos, Figura 4.9.

**SP en arenas arcillosas.** Hay dos tipos o geometrías de cómo las arenas arcillosas pueden estar presentes en un pozo. Ya sea bien en a) capas alternadas de arenas con lutitas, y b) como arcillas dispersas en los espacios vacíos de la arena. Ambas formas tienen un efecto notorio sobre el SP provocando que su curva disminuya especialmente en casos donde la arena contiene rastros de hidrocarburos, ya que se ve afectada la respuesta de la resistividad (Figura 4.10), por lo que, en estas situaciones se dificulta una buena interpretación tanto cualitativa como cuantitativa.

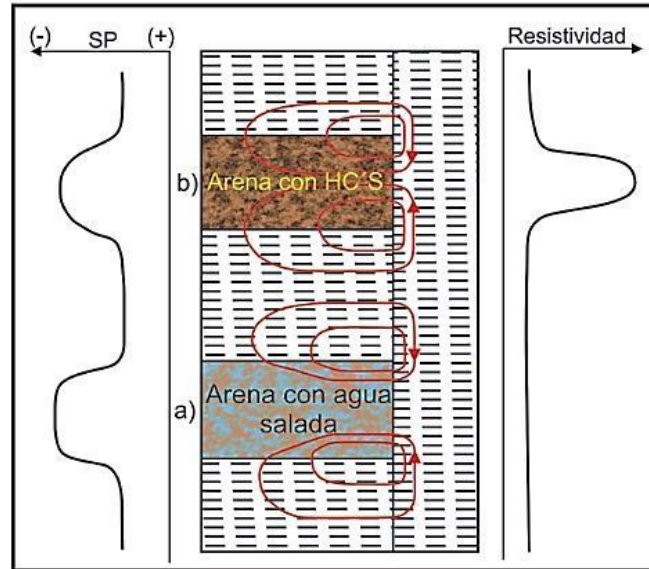


Figura 4.9. Efecto del SP en presencia de formaciones, a) de arenas con contenido en agua salada y b) de arenas con contenido de hidrocarburos (Ricco, 2012).

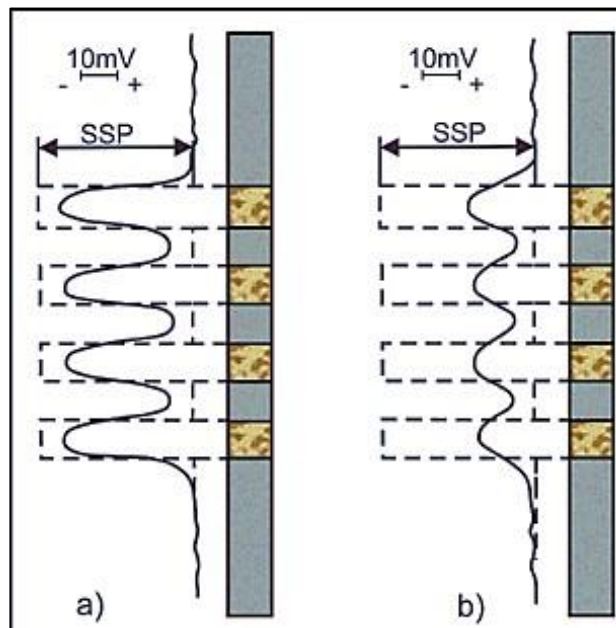


Figura 4.10. Visualización de la deflexión de la curva del SP en arenas arcillosas con a) agua salada y b) con hidrocarburos (Ricco, 2012).

**SP en formaciones duras o de alta resistividad (Calizas).** Eléctricamente a este tipo de formaciones se les denomina duras por tener una resistividad muy alta a diferencia de las arenas y las lutitas cuya resistividad es generalmente baja a moderada, aun cuando contengan hidrocarburos, motivo por el cual que se les denomina a estas últimas como formaciones blandas, Figura 4.11.

Generalmente, por su naturaleza, los cuerpos o formaciones de caliza son de espesores considerablemente grandes, sin embargo, puede haber situaciones en que haya intercalaciones de calizas masivas y calizas porosas, así como también con lutitas y/o margas. Es recomendable que el análisis de las curvas de estos registros se realice por secciones para poder definir e interpretar oportunamente estas condiciones y en su caso correlacionar las curvas para buscar semejanzas con algunos de los casos típicos.

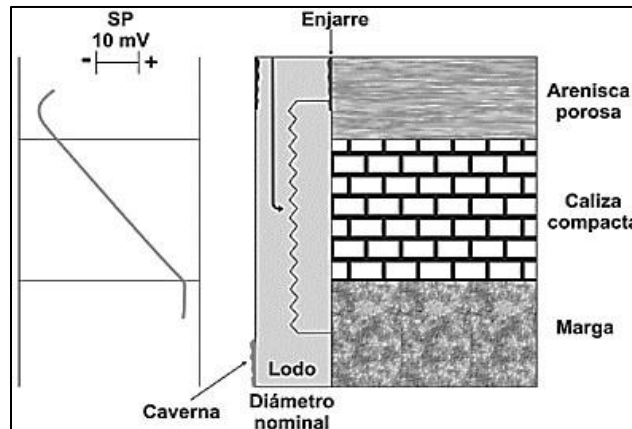
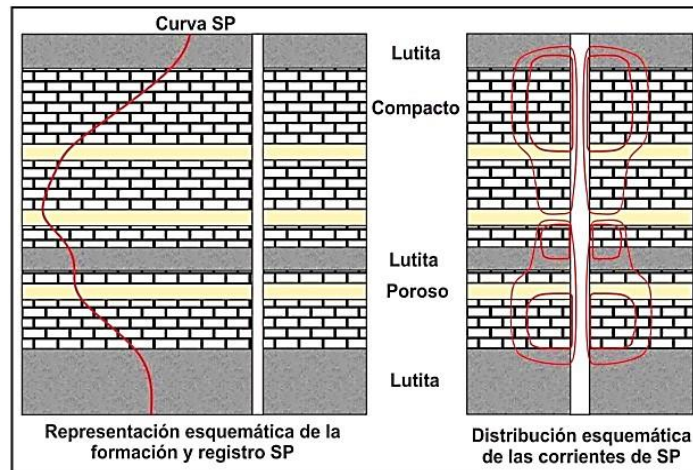


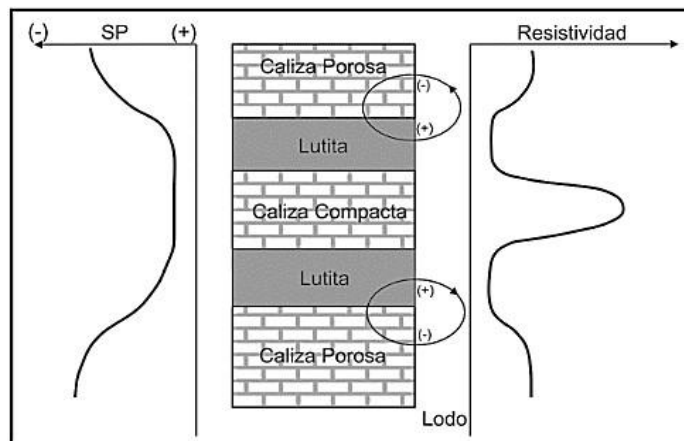
Figura 4.11. Esquema que muestra la respuesta del SP en formaciones duras (Ricco, 2012).

**Caliza porosa y caliza compacta entre dos lutitas.** La forma en que generalmente se presenta la curva del SP en una caliza porosa es muy similar a la respuesta que daría una arena limpia, y en ocasiones es posible confundirla, mientras que en las calizas compactas cuyo contenido de fluidos es generalmente escaso, la respuesta del registro muestra una línea o tramo recto y con una pendiente determinada hacia la zona positiva debido a que el potencial eléctrico aumenta en ese sentido semejando una resistencia variable lineal, Figura 4.12. Este fenómeno ocurre, ya que la corriente tiende a recorrer con mayor profundidad la capa compacta de alta resistividad, mientras que la lutita lo único que hace es proveer un camino de regreso a la corriente a través del lodo y de ahí a la capa permeable.

Las fronteras en este tipo de formaciones por lo general son complicadas de delimitar, sin embargo, asociando la curva a un cambio de pendiente o curvatura en el registro es posible definir los límites del estrato compacto.



**Caliza compacta entre dos lutitas.** Debido a la poca o nula presencia de agua en la caliza compacta, se considera que no existe un potencial o fenómeno electroquímico que origine un potencial entre la caliza y el lodo, por lo tanto, la pendiente de la curva será 0, reflejando en el registro un tramo rectilíneo frente a la caliza compacta. Por convención, se aceptará que cuando la curva sea a la izquierda, ésta será convexa, y si la deflexión es a la derecha, esta será cóncava, Figura 4.13.



Sin embargo, tal convención se debe correlacionar junto con los registros de resistividad ya que el SP por sí solo no es suficiente para determinar capas porosas y permeables, por lo que se debe garantizar:

- Una convexión representa porosidad en la roca.
- Una recta representa un intervalo compacto en la formación.
- Una concavidad es indicativa de arcillosidad.

**Caliza compacta entre dos intervalos de calizas porosas.** En este caso especial la respuesta inicial del SP en la caliza porosa es similar a un sistema arena-lutita, sin embargo, existen circuitos entre ambas calizas y lutitas superiores e inferiores con valores de corriente iguales y en sentido opuesto, provocando que la pendiente de la curva sea vertical y que en el intervalo compacto se observe un segmento rectilíneo vertical entre las zonas porosas, Figura 4.14.

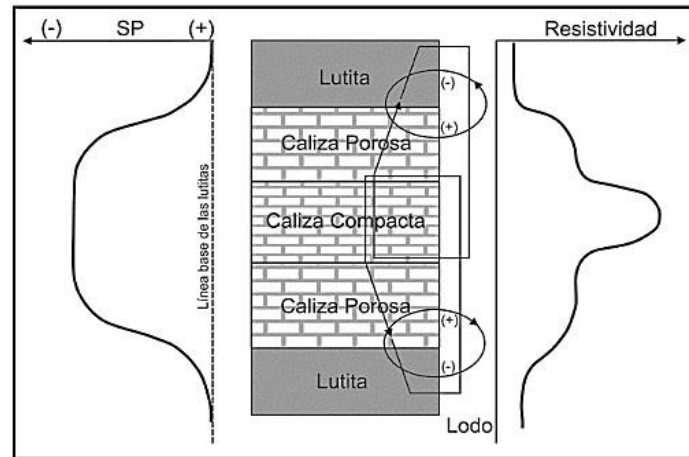


Figura 4.14. Representación esquemática de la respuesta del SP en caliza compacta entre calizas porosas (Ricco, 2012).

Con esta información, se puede afirmar que la correcta y oportuna interpretación tanto de las formaciones duras (calizas), como de formaciones blandas (areniscas, lutitas) pueden brindar datos muy útiles para determinar la ubicación de intervalos productores, ya sean de hidrocarburos o de intervalos de agua para abastecimiento.

#### 4.1.2. Correcciones

**Anomalías que llegan a ocurrir en SP por condiciones de invasión.** En la evaluación de zonas permeables, saber reconocer y comprender estas anomalías en el SP ayuda a poder determinar el valor del SSP con mucha mayor seguridad.

**Cambio de la línea base de lutitas.** La calidad y respuesta del registro de potencial natural, está influenciado en gran medida por la salinidad que contengan las formaciones, así como también de la salinidad del lodo de perforación. Generalmente la salinidad en las formaciones se incrementa a medida que se va profundizando en las perforaciones, sin embargo, pueden existir casos en que el agua en los intersticios de las

rocas tenga variaciones de salinidad, siendo más salada o menos salada que el fluido de perforación, lo que provoca que se tengan variaciones en la línea base de lutitas, por lo tanto, esta tendrá que recorrerse, Figura 4.15. El cambio en la línea base de lutitas puede verse como una polarización gradual del electrodo de medición en el lodo de perforación, y generalmente se manifiesta como un desplazamiento de la línea base hacia valores más negativos en función de la profundidad.

Por otro lado, cuando no exista una capa arcillosa que separe las salinidades de las capas permeables, también existirá un cambio en la línea base de las lutitas. Este será mínimo o imperceptible, sin embargo, la amplitud de las deflexiones del SP en la capa superior e inferior será bastante diferente.

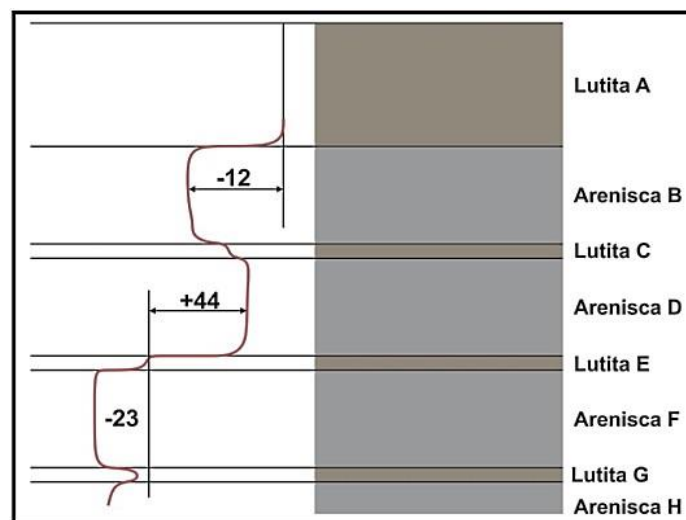


Figura 4.15. Esquema que muestra cómo se da el corrimiento en la línea base de lutitas. En el intervalo D podemos apreciar que el fluido es más dulce que el lodo de perforación (Ricco, 2012).

**Invasiones desiguales.** En formaciones muy permeables y cuyas salinidades son mayores que la del lodo de perforación que se esté utilizando, se produce en ocasiones un fenómeno de invasión desigual del filtrado de lodo, provocando que éste se acumule en la cima de la capa permeable y que vaya disminuyendo hacia su base por las diferencias de densidad que presentan ambos fluidos, en donde el filtrado por su baja salinidad se acumulará en la parte superior. Pero además si existe una capa impermeable entre capas de condiciones similares, esto se verá reflejado en el SP como una curva similar a los dientes de una sierra debido a la acumulación de enjarre en la capa inferior. Lo más recomendable para poder obtener el SP de la formación es tomar el valor más alto que se produce en la base de la capa permeable, como se muestra en la Figura 4.16.

Sin embargo, puede ocurrir el caso en que no se produzca un filtrado en la base de la arena, por lo tanto, no existirá un contacto directo entre ambos fluidos, sino que se produce una membrana catiónica producto del enjarre generándose así un potencial de membrana. En tales casos la ausencia de una invasión se refleja como una disminución en la deflexión de la curva del SP debido a que la eficiencia que presenta el enjarre como membrana es mucho menor que la que tendría una buena lutita, y por lo tanto el SP de la formación se leerá de la parte superior, Figura 4.17.

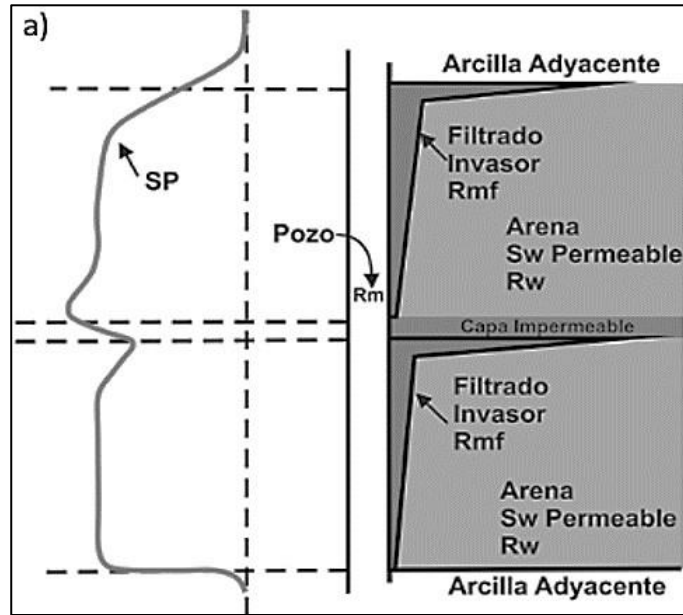


Figura 4.16. Invasión desigual del filtrado de lodo en capas permeables donde el SP se lee de la base de la arena (Ricco, 2012).

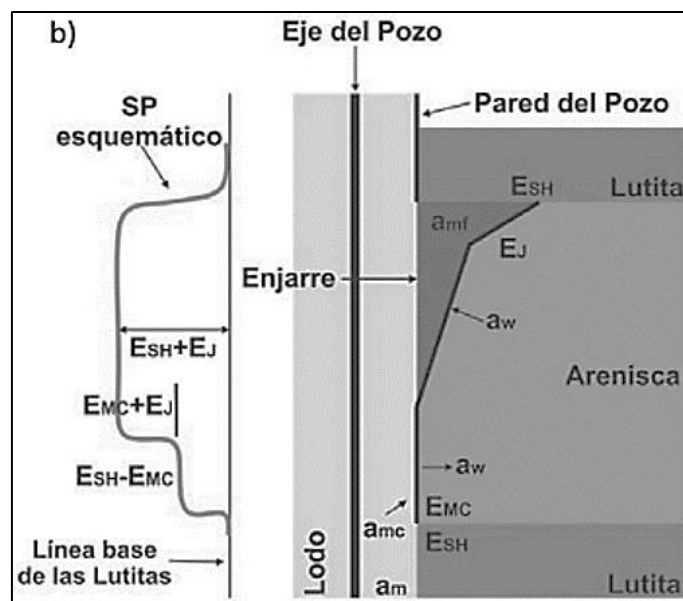


Figura 4.17. Caso en que no se produce un filtrado sino una membrana catiónica y el SP es leído de la cima de la arena (Ricco, 2012).

**Corrección por espesor de capa (h) y diámetro de invasión (d<sub>i</sub>).** La formación de una zona de invasión por efecto del filtrado de lodo en una zona porosa y permeable tiene como consecuencia un alejamiento aparente de esta interfaz de la pared de 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, por ende y de acuerdo con la siguiente ecuación si el área aumenta, la resistencia al flujo de corriente disminuye y con ello la caída de potencial disminuye provocando que el SP sea *menos negativo*.

$$* | \quad - \frac{dE}{dD} = \frac{R_m}{A} * I$$

Como este efecto es importante en la evaluación de las formaciones, se tienen tablas de correcciones para obtener el SP leído del registro, corrigiéndolo por a) efecto del espesor de la capa porosa y permeable que se esté evaluando (h), y b) por el efecto del diámetro de invasión del filtrado del lodo.

#### **4.1.3. Anomalías que pueden ocurrir en el SP por condiciones ambientales.**

**Por efecto de magnetismo.** En algunas ocasiones puede ocurrir que el malacate que está montado dentro del camión de registros se magnetice accidentalmente, induciendo con ello una señal de baja amplitud y cierta frecuencia que se superpone al SP de la formación. Esto provoca que en el registro se generen picos falsos, Figura 4.18, por lo que entonces el SP se deberá leer de tal manera que no se sume o reste la verdadera deflexión del SP; si no es posible eliminar este efecto, se leerá el valor de la sinuosidad media.

**Por Ruido.** Los casos más frecuentes de afectaciones por ruido en el registro del SP tienen que ver con la proximidad entre las líneas de transmisión eléctrica y la generación de corriente de los equipos de perforación y la proximidad que exista entre el camión de toma de registro y pozos de bombeo mecánico. En mar estos efectos se dan por el paso de embarcaciones cercanas, sin embargo, todos estos casos se pueden evitar colocando bien el electrodo de tierra.

**Por Bimetallismo.** Cuando dos piezas de metal de distintas composiciones de ponen en contacto en un lodo conductor, se genera una pequeña fuerza electromotriz. Esto puede provocar ciertas anomalías en el SP frente a formaciones de altas resistividades llegando incluso a invertir la curva, por lo que habrá que tener cuidado en vigilar el electrodo superficial y el equipo subsuperficial para anular este efecto.



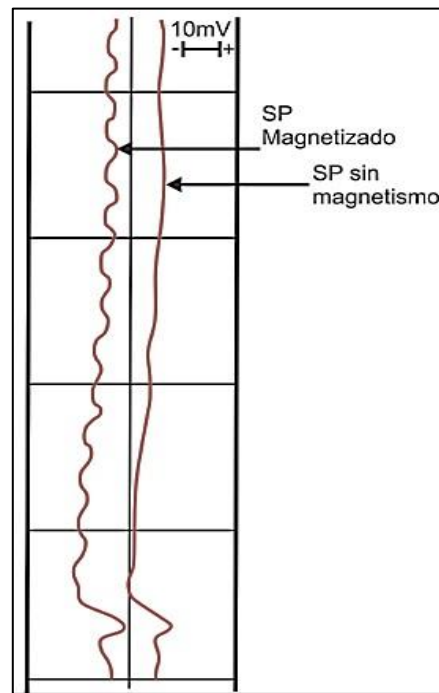


Figura 4.18 Efecto de sierra que puede provocar la magnetización en el registro SP (Ricco, 2012).

#### 4.1.4. Aplicaciones

##### Aplicaciones petrofísicas que tiene la medición del SP:

- Identificación oportuna de capas porosa y permeable (la deflexión de la curva será positiva o negativa dependiendo el tipo de fluido que tenga la formación, así como de la permeabilidad de la misma roca).
- 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.

**Aplicaciones Geológicas (aspectos litológicos, texturales y de ambiente de depósito).** Algunas de las aplicaciones más importantes que tiene la interpretación del SP en los registros de pozos se basa en poder identificar aspectos litológicos, texturales, así como también incluso el ambiente de depósito de las formaciones con la finalidad de poder localizar con precisión las zonas que sean de importancia económica para la explotación de hidrocarburos. Algunos ejemplos de ello se muestran en las Figuras 4.19, 4.20 y 4.21.

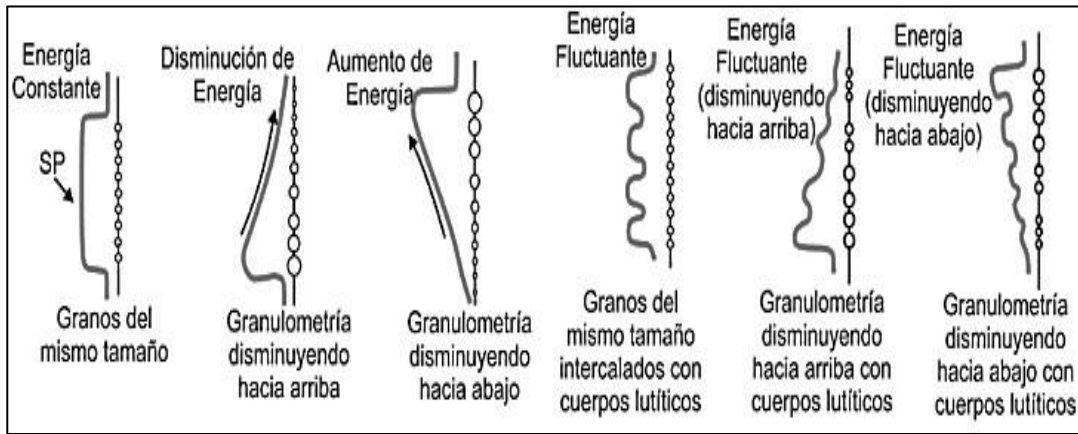


Figura 4.19. Efecto que da la litología y la textura en la respuesta del SP (Ricco, 2012).

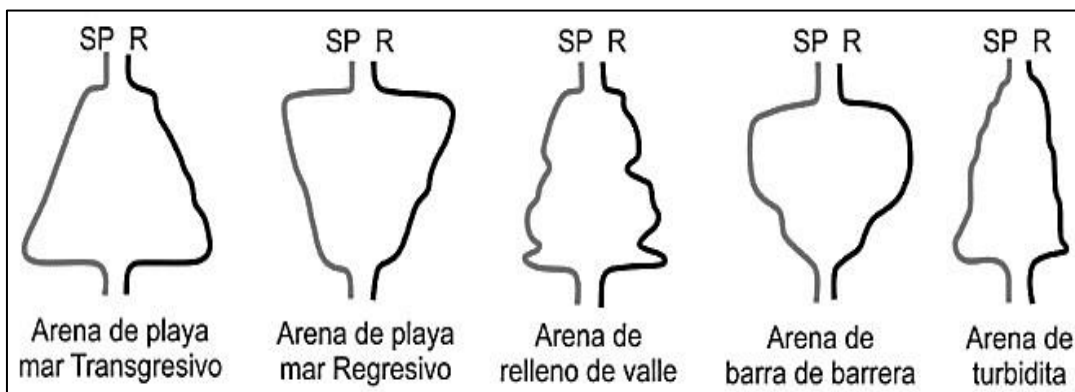


Figura 4.20. Respuesta que da el SP en distintos ambientes de depósito y su respectiva resistividad (Ricco, 2012).

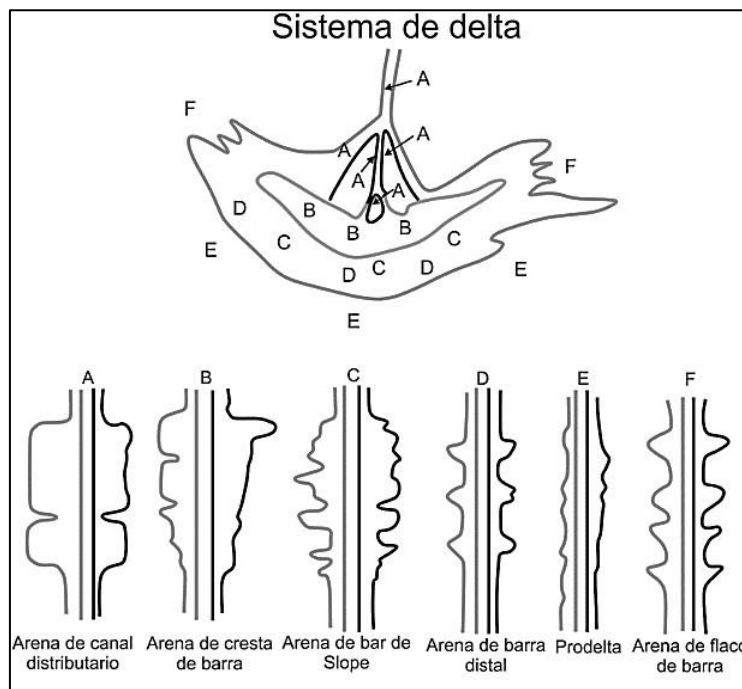


Figura 4.21. Patrones teóricos de sedimentación reconocidos a partir de la forma de la curva del SP (Ricco, 2012).

## 4.2. Rayos Gamma Naturales (NGR)

**Principio de medición.** El registro de rayos gamma naturales se basa en mediciones radiactivas de las rocas y/o formaciones en un pozo, producto de la desintegración natural existente de pequeñas cantidades de elementos radiactivos. La magnitud del contenido de material radiactivo en las rocas y/o formaciones depende de sus características individuales. Se podría decir entonces que el registro de rayos gamma es un registro de litología de las formaciones atravesadas por un pozo, Figura 4.22, y su efecto es muy similar al del SP, sin embargo, tiene la particularidad de poder ser tomado en agujeros adomados, con cualquier tipo de lodo de perforación y en combinación con otros registros como los eléctricos, nucleares, de densidad, etc., a diferencia del registro de potencial natural que solo puede ser tomado en agujeros abiertos, lo que convierte al registro de rayos gamma en una herramienta muy útil como curva de correlación en operación de terminación o reparación de pozos, y es con frecuencia complemento del registro del SP.

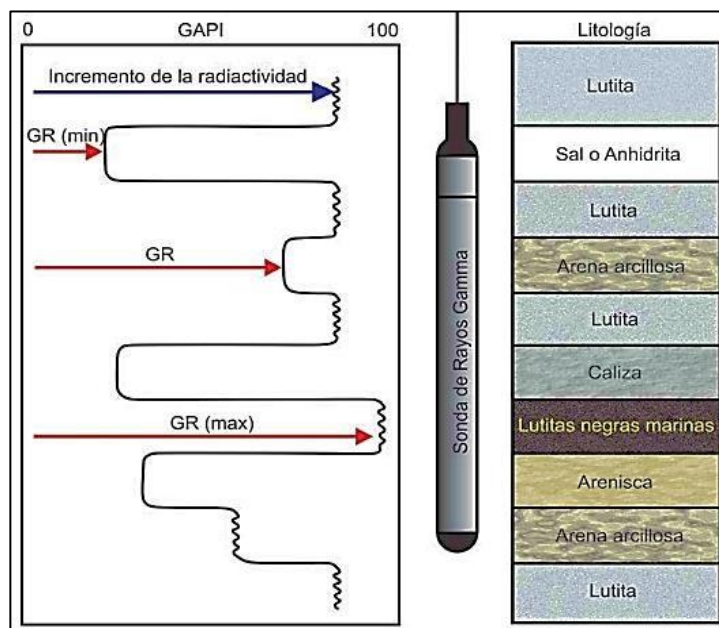


Figura 4.22. Esquema que muestra la respuesta del registro de rayos gamma en presencia de distintas litologías (Bassiouni, 1994).

En formaciones sedimentarias, el registro refleja el contenido de arcilla de las formaciones ya que los minerales arcillosos contienen una mayor cantidad de material radiactivo tendiendo a concentrarse en arcillas y lutitas, a diferencia de las arenas, areniscas y calizas. Usualmente, en formaciones limpias refleja un nivel de radiactividad muy bajo, a menos que contaminantes radiactivos como ceniza volcánica o residuos de granito estén presentes, o bien que las aguas de formación tengan sales radiactivas

disueltas. Por lo tanto, una curva de rayos gamma nos indicará la diferencia de radiactividad entre uno u otro tipo de roca, y tiene utilidad como reemplazo de la curva del SP en pozos perforados con lodo salado, aire, lodos base aceite o secuencias clásticas.

**Mecanismos de absorción de los rayos gamma.** A medida que se propagan los rayos gamma en las formaciones y van perdiendo su energía, pueden ser absorbidos por la materia; principalmente los mecanismos que describen este fenómeno son 3 y dependen en su mayoría del material absorbente, su número atómico y de la energía de incidencia del rayo.

**1) Efecto fotoeléctrico.** Este mecanismo de absorción ocurre cuando el nivel de energía con el que incide un fotón en la formación es bajo (menor a 100 [KeV]). Al instante en que un fotón colisiona con un electrón orbital le cede toda su energía en forma de energía cinética, provocando que el electrón salga expulsado de su órbita y que el fotón incidente desaparezca, al ser solo energía; acelerando así al electrón a un nivel de energía muy similar al de incidencia del rayo gamma y sólo quitando la energía de liga que tiene el electrón con el medio ambiente. A este electrón se le puede llamar fotoelectrón, y presenta una energía de liga mínima, cabe mencionar que la energía del fotoelectrón es muy cercana a la energía original, Figura 4.23.

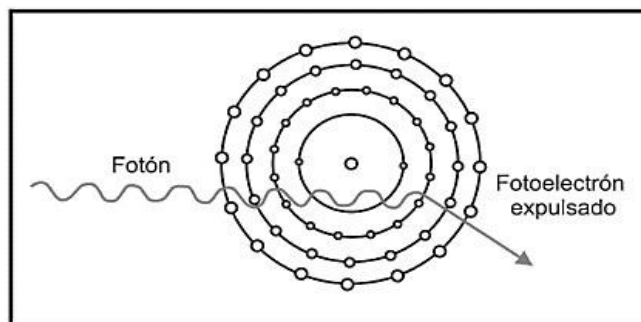


Figura 4.23. Representación gráfica del efecto Fotoeléctrico (Ricco, 2012).

**2) Efecto Compton.** Este fenómeno de absorción se produce a niveles intermedios de energía (que van de los 100 [KeV] a los 1.02 [MeV]). Cuando un fotón incidente colisiona contra un electrón orbital, el producto de esta colisión resulta en que la energía original del fotón sea dividida, una parte al electrón que es expulsado de su órbita original (llamado electrón Compton), y el resto genera un nuevo fotón con un ángulo " $\varphi$ " respecto a la dirección original de incidencia, pero con una menor energía, Figura 4.24. De esta forma se producen electrones y rayos gamma adicionales, producto de la colisión.

Estos nuevos rayos gamma pueden ser absorbidos por alguno de los dos mecanismos (Efecto Compton o Efecto Fotoeléctrico) sin embargo, continúan aislando otros electrones hasta que su energía sea tan baja que puedan alcanzar el dominio del efecto fotoeléctrico y por ende ser absorbidos dentro de una distancia fija.

Este tipo de colisión elástica entre los rayos gamma y los electrones ocurre principalmente en aquellos electrones de las orbitas más externas de los átomos, por lo que este tipo de reacciones ayudan a realizar las mediciones de la densidad de las formaciones.

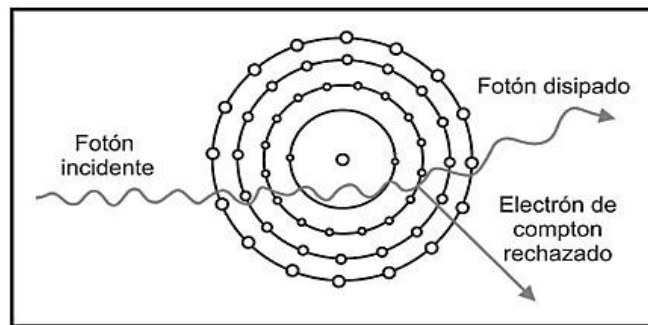


Figura 4.24. Representación gráfica del efecto Compton (Ricco, 2012).

**3) Producción de pares.** Este fenómeno ocurre, a diferencia de los dos mecanismos anteriores, en la interacción entre los fotones y el núcleo de los átomos cuando los niveles de energía con los que incide un fotón en las formaciones son altos (mayores a 1.02 [MeV]), produciéndose con ello una producción de pares. Esto significa que se producen un positrón (electrón de carga positiva) y un negatrón (electrón de carga negativa) de altas energías, ambos (de 0.511 [MeV]) por la colisión que ocurre cuando el fotón penetra el material, Figura 4.25. Estas partículas originalmente inexistentes son el resultado de la separación de la energía original del fotón hacia estas dos partículas electrónicas, producto de la colisión del rayo gamma con el material, liberándose la energía inicial en estas dos formas.

El positrón es atómicamente muy similar al electrón, pero con una vida y una penetración muy corta, por lo que, al momento de colisionar con un electrón, se producen rayos gamma de menor energía, debidos a dicha colisión. De acuerdo con esto, se dice que los rayos gamma de alta energía tienen la capacidad de irse degradando (hacerse más lentos) energéticamente, pudiéndose dar los efectos Compton y fotoeléctrico. Por otro

lado, los rayos gamma de menor energía no tienen la capacidad de producir ni el Efecto Compton ni una Producción de Pares, sin embargo, este efecto es de menor importancia dentro de la radiactividad natural que se mide.

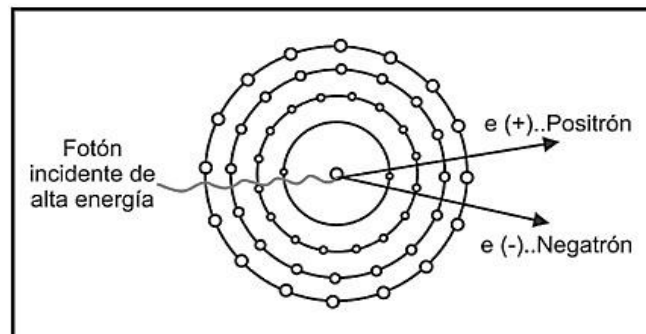


Figura 4.25. Representación gráfica de la producción de pares (Ricco, 2012).

Al pasar a través de la materia, los rayos gamma experimentan colisiones de Compton sucesivas con los átomos del material de la formación y van perdiendo energía en cada colisión, después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía, un átomo de la formación lo absorbe por medio del efecto fotoeléctrico, por consiguiente, los rayos gamma naturales se absorben gradualmente y su energía se degrada al pasar a través de la formación.

La tasa de absorción variará con la densidad de la formación, por lo tanto, dos formaciones que tengan la misma cantidad de material radiactivo por unidad de volumen, pero con diferentes densidades mostrarán diferentes niveles de radiactividad, mientras que las formaciones que sean menos densas aparecerán más radiactivas.

**Detección y medición de los rayos gamma.** La medición de los rayos gamma producidos a través de diferentes tipos de procesos nucleares se realiza a través de distintos tipos de detectores:

- Contador Geiger - Müller. Consta de una pequeña cámara y un filamento central como detector, mantenido a un voltaje fijo de entre 900 y 1000 [V]. Tiene en su interior un gas (Argón, Helio o Neón) a bajas presiones, en donde la incidencia de los rayos gamma provoca que los electrones se movilicen de las paredes hacia el gas, y que éste se ionice pudiendo de esta manera ser detectados por medio del filamento central. Actualmente es poca o nula su utilización en los registros NGR.

- Cámara de ionización. Consta de una cámara cilíndrica con gas inerte a altas presiones y una barra céntrica mantenida a un voltaje de 100 [V]. Los rayos gamma incidentes interactúan con la pared de la cámara y provocan que haya una expulsión de electrones siendo los mecanismos de detección principales el efecto fotoeléctrico y el efecto Compton, sin embargo, su eficiencia es muy baja ya que el tamaño de los pulsos que da es muy pequeño y en el ámbito de la toma de registro no es muy útil.
- Contador de centelleo. Consta de tres partes principales que son: un cristal (puede ser de yoduro de sodio activado por Talio), un fotomultiplicador y un discriminador. Actualmente las sondas de rayos gamma utilizan este tipo de detector, ya que resulta mucho más eficaz que los Geiger - Müller debido a que solo necesitan unas cuantas pulgadas de longitud, Figura 4.25 a).

Cuando un rayo gamma incide sobre la superficie del cristal, interactúa con sus electrones y produce un pequeño brote o pulso de luz, cuya intensidad es proporcional a la energía del rayo inicial, posteriormente choca con el fotomultiplicador volviéndose un pulso eléctrico, emitiendo electrones proporcionales a la intensidad de la luz, los cuales son atraídos por un ánodo y chocan emitiendo tres o más electrones por cada uno que recibe, y son posteriormente acelerados a otro ánodo en donde se multiplican de tal manera que el pulso de salida es proporcional a la minúscula intensidad de luz y que a su vez es la intensidad del rayo gamma incidente, Figura 4.25 b).

La principal función del discriminador es eliminar pequeños pulsos indeseables que se pudiesen generar principalmente por calor. Si no fuese por este elemento, se tendría un número cualquiera de pulsos sin relación con los rayos gamma de la formación. La principal ventaja del contador es su eficiencia de entre un 50 y 80% teniendo un mejor detalle de los registros, mientras que su gran desventaja son los cambios de temperatura.

El registro NGR se efectúa por lo general en combinación con las herramientas de registros en agujeros abiertos y en agujeros entubados, y la profundidad de investigación puede variar de las 10 a las 15 [pg], esto se debe al efecto de la velocidad con la que se toma el registro, que es variable.

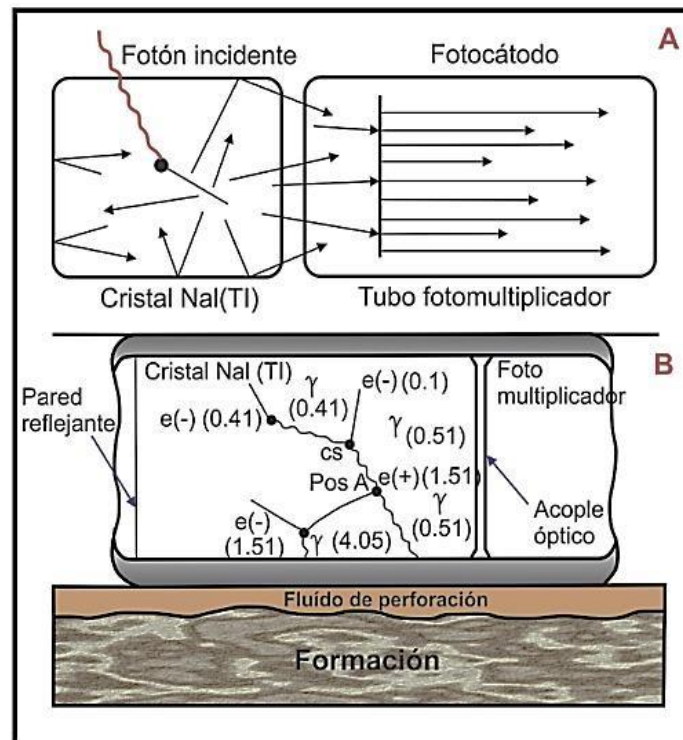


Figura 4.25 a) Esquema que muestra el funcionamiento de un Contador de centelleo, y b) reacciones típicas que ocurren dentro del cristal detector (Serra, 2008).

**Unidad de medida y calibración de la herramienta.** En el pasado, cuando se introdujeron las primeras herramientas de rayos gamma, era casi imposible tener una unidad de medida estándar, ya que las distintas compañías que ofrecían el servicio utilizaban parámetros como: cuentas por minuto, cuentas por segundo, unidades de radiación, etc. Fue entonces que se organizó y designó un comité que tomó la decisión de estandarizar las unidades con las que se miden los rayos gamma y se les designó API.

API proviene del American Petroleum Institute en Houston, Texas, que es donde se creó y promocionó un centro de calibración para las herramientas que utilizan mediciones nucleares (registro de rayos gamma y registros neutrónicos), y fue así como se designó finalmente al API como unidad estándar de medición para los rayos gamma.

Una unidad API está definida como 1/200 de la diferencia que existe en la deflexión de la curva de rayos gamma entre las zonas de concreto de alta y baja radiación, que se localizan al fondo del pozo de calibración en Houston, Texas (Figura 4.26), en donde son calibradas todas las herramientas de rayos gamma comerciales, esto con la finalidad de que todas midan con las mismas unidades la radiación en las formaciones.



Las radiactividades en formaciones sedimentarias generalmente fluctúan entre unas cuantas unidades API en anhidrita y sal, hasta 200 [API] o más en arcillas.

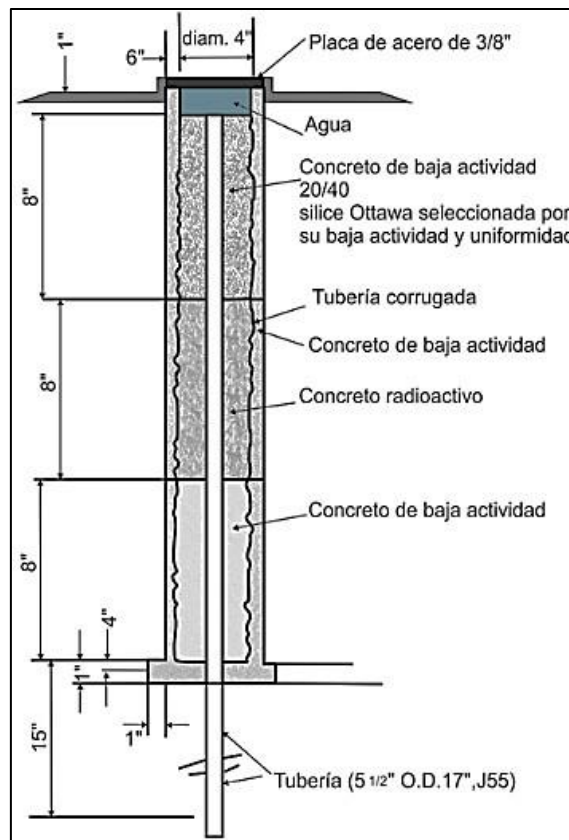


Figura 4.26. Esquema que muestra como está constituido el pozo calibrador localizado en las instalaciones del American Petroleum Institute en Houston, Texas (Gómez, 1975).

#### 4.2.1. Presentación del registro.

En formaciones sedimentarias, los elementos radiactivos tienden a concentrarse en lutitas, causando una lectura alta. Las formaciones limpias compuestas de areniscas o calizas usualmente suelen tener bajo contenido de material radiactivo por lo que la lectura presenta valores bajos, por lo tanto, el registro NGR refleja el contenido de arcilla en una formación, Figura 4.27.

El registro NGR se utiliza para identificar las diferentes litologías de una formación, por lo que puede ayudar a identificar yacimientos al calcular el volumen de arcilla contenida en las rocas sello, entre otras actividades.

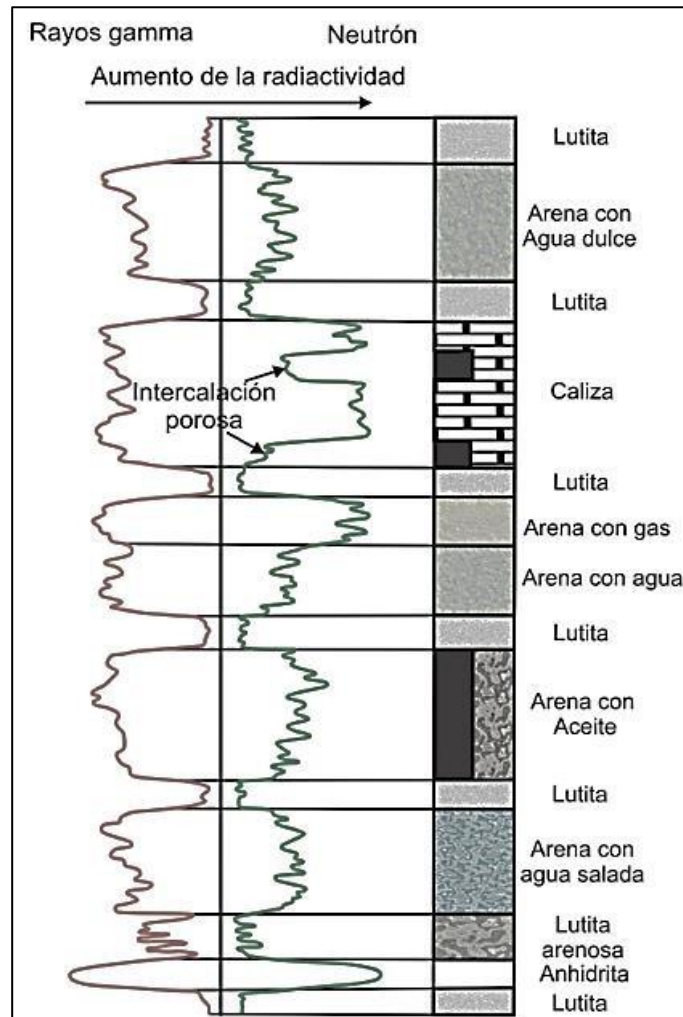


Figura 4.27. Presentación de un registro de rayos gamma en conjunto con un registro neutrón, y su respuesta al tipo de roca y el fluido presente (Gómez, 1975).

#### 4.2.2. Correcciones ambientales realizadas al registro de rayos gamma

**Variaciones estadísticas.** Son una característica inherente a todos los registros nucleares, debido a pequeñas variaciones u oscilaciones alrededor del verdadero valor de respuesta del registro producto de variaciones en las desintegraciones nucleares en las formaciones. Estas oscilaciones son variaciones aleatorias que nunca se repiten y que no representan la respuesta de la formación ya que en un momento determinado puede o no ocurrir desintegración espontánea. En los rayos gamma, aun cuando la herramienta se mantuviera estática en el fondo del pozo, el número de rayos gamma leídos por el detector ira variando con el tiempo debido a la naturaleza aleatoria con las que ocurren las desintegraciones nucleares.

Por lo tanto, para poder obtener un valor representativo de la intensidad de la radiación natural de la capa o formación es necesario que el detector se mantenga un tiempo suficiente frente a ésta, sin embargo, aun haciendo esto seguirán existiendo ligeras variaciones. Al leer un registro de rayos gamma es recomendable que al visualizar capas mayores a 1 [m] se obtenga un promedio de las mediciones y en el caso de aquellas menores a 1 [m] de espesor, se lea el valor pico.

**Velocidad de la sonda.** El número de pulsos que logran ser generados en el detector aparecen como una secuencia aleatoria que dependen de varios factores como: la intensidad de la radiación, eficiencia del contador y constante de tiempo. Un incremento en la velocidad con la que se toma el registro equivale a un suavizado de la curva de rayos gamma debido a que se produce un retraso en las reacciones con las que se maneja el detector, mostrando pequeñas variaciones en la intensidad de la radiación, mientras que, si la velocidad disminuye, se logra tener un perfil mejor detallado de la formación al darle a la herramienta tiempo suficiente para detectar variaciones radiactivas.

La constante de tiempo la podemos definir entonces como el tiempo necesario en que el detector debe permanecer frente a la capa para registrar cuando a menos el 63% de cualquier cambio en la intensidad de los rayos gamma. Esto significa que para una velocidad de registro dada, una constante de tiempo grande disminuye el efecto de las fluctuaciones estadísticas. Las velocidades de toma de registros más comunes con su respectiva constante de tiempo óptima para evitar las variaciones estadísticas se representa en la Tabla 4.1.

v [ft/h]	t <sub>c</sub> [s]
3600	1
1800	2
1200	3
900	4

*Tabla 4.1. Velocidades comunes de adquisición del registro de RG y su constante de tiempo óptima para evitar variaciones estadísticas (Bassiouni, 1994).*

La combinación de los valores de velocidad con la cual se toma el registro, así como la constante de tiempo que tiene el detector que se esté utilizando en las herramientas de rayos gamma, da como resultado dos efectos principales:

- La velocidad de toma del registro no es representativa de un estrato o capa cuyo espesor sea menor que el espesor crítico, es decir la distancia que viaja la sonda en una constante de tiempo.
- Una anomalía es cambiada o eliminada en la medida en que la herramienta se vaya desplazando, ésta demora al igual que el espesor crítico, quedando expresados de la forma:

$$h_c = vt_c$$

Donde  $h_c$  será la demora o espesor crítico que podrá obtener la sonda, por lo tanto,  $v$  y  $t_c$  son escogidos de tal manera que la demora no sea mayor a 1 [ft].

En la Figura 4.28 se muestra un ejemplo de cómo influye la velocidad de la toma del registro de rayos gamma en las curvas se puede observar un registro de rayos gamma tomado a dos velocidades: 720 y 2 700 [ft/h] junto a un registro de SP o potencial natural. Se aprecia que a menor velocidad el detalle que brinda la respuesta de la formación es más detallado a diferencia de la curva que se tomó a mayor velocidad, siendo la curva más suavizada.

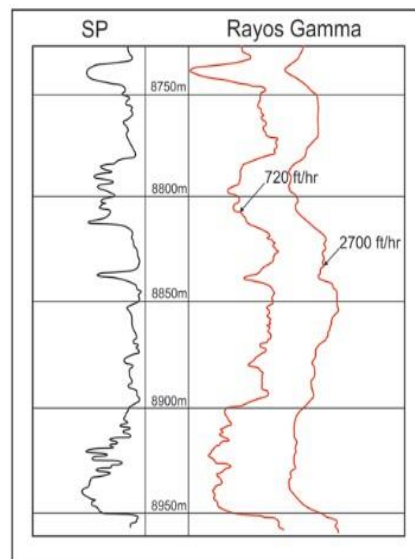


Figura 4.28. Respuesta que se obtiene de un registro de rayos gamma tomado a distintas velocidades (Bassiouni, 1994).

**Correcciones por condiciones de pozo.** Una de las condiciones más importantes en la medición de la radiactividad en los pozos es el tipo de lodo de perforación que se esté utilizando. Para un mismo tipo de lodo, mientras mayor sea el diámetro del agujero menor será la intensidad de la radiactividad registrada. Generalmente, las irregularidades que se presenten en el agujero no afectan las mediciones de la radiactividad, aunque puede haber casos en donde existan cavernas y es sólo en estos casos que sí se podrían tener afectaciones

Por otro lado, la naturaleza del fluido de perforación que se esté utilizando depende de varios factores:

- Su composición, y por ende su densidad, afectará al registro de rayos gamma ya que mientras mayor sea la densidad del lodo, menor será la intensidad de las radiaciones registradas.
- Su número atómico efectivo “Z” permitirá que la absorción de los rayos gamma en las formaciones sea mayor si éstas contienen bentonita.
- Su contenido en materiales radiactivos como sales de Potasio y bentonita incrementará la radiactividad por la columna de lodo.

**Posición de la herramienta en el agujero.** La posición que tenga la sonda de rayos gamma dentro del agujero afectará algunas de las lecturas que se estén realizando, dependiendo de si ésta se encuentra centrada o no. Para poder corregir este efecto, se tiene un factor de corrección que depende de un parámetro “t” en [gr/cm<sup>2</sup>] y puede ser calculado de la siguiente forma:

$$t = \frac{w_{\text{lodo}}}{8.345} \left( \frac{2.54d_{\text{agujero}}}{2} - \frac{2.54d_{\text{sonda}}}{2} \right)$$

Donde

$w_{\text{lodo}}$  = peso del lodo que se esté utilizando en lb/gal.

$d_{\text{agujero}}$  = diámetro del agujero.

$d_{\text{sonda}}$  = diámetro de la sonda.

De igual manera ya teniendo la corrección por el diámetro del agujero y el peso del lodo, hay que corregir por el efecto del Standoff (distancia que existe de la sonda a la formación) utilizando la siguiente ecuación:

$$CF' = CF'_m + (CF_0 - CF'_m) \left[ \frac{S - S_m}{S_m} \right]^2$$

Donde

$CF'_m$  = factor de corrección para herramientas centradas.

$CF_0$  = factor de corrección para herramientas excentradas.

$S$  = standoff actual.

$S_m$  = standoff con la herramienta centrada.

Utilizando las ecuaciones anteriores y las tablas de correcciones GR-1 y GR-2 (de la compañía Schlumberger), en casos de pozos con lodos de barita, se puede obtener el valor API corregido del registro de rayos gamma en agujeros descubiertos; como es de suponerse, las correcciones son considerables en pozos con lodos muy densos y de diámetros muy grandes.

Para pozos entubados se utiliza la tabla GR-3 donde de igual manera se calcula “ $t$ ”, tomando en cuenta otros parámetros tales como la densidad de la TR (tubería de revestimiento), así como sus diámetros internos, externos y la densidad del cemento, de igual manera se obtiene el valor API del registro corregido de rayos gamma.

### Aplicaciones del registro de Rayos Gamma

**Determinación de la litología.** La medición del registro de rayos gamma es principalmente utilizada para la detección de intervalos arcillosos y límites de capas en casos en los que un registro SP no pueda ser muy utilidad, ya sea porque no pudo ser tomado debido a que el pozo tenía lodo base aceite o bien por su bajo contraste entre  $R_{mf}$  y  $R_w$ , de igual manera se pueden determinar y detectar con los rayos gamma, intervalos de evaporitas y medir su contenido en potasio empleando tablas. En combinación con otros registros como pueden ser los de resistividad, neutrónicos, densidad y sónicos podría obtenerse con más claridad la litología de las formaciones.

**Determinación de la granulometría.** La curva de rayos gamma puede reflejar el tipo de grano del que están conformadas las formaciones en pozo, pudiendo incluso reflejar, en algunos casos, el tipo de facies en el cual se depositaron. Con ello se puede obtener una determinación cualitativa de la permeabilidad ya que conociendo el tipo de grano se puede intuir que tan permeable pudiera ser la roca.

**Correlaciones pozo a pozo.** Se pueden realizar correlaciones de pozo a pozo más precisas y mejor detalladas utilizando la curva de rayos gamma, esto gracias a que la curva de rayos gamma no es afectada por cuestiones como cambios en la composición de los fluidos de las formaciones o del lodo que se esté utilizando, así como tampoco por cambios en las porosidades en las rocas. Esto además tiene importantes aplicaciones tectónicas, ya que permite observar y evaluar la presencia de estructuras en las formaciones tales como pliegues, fallas normales o inversas, cabalgaduras, roll-overs, etc. observándose si se repiten las secuencia, o por la misma distribución geométrica de las rocas.

**Detección de discontinuidades, transgresiones y regresiones.** Un cambio muy significativo o abrupto en la curva de rayos gamma nos puede definir límites discontinuos o bien transgresiones o regresiones.

**Control de la profundidad en pozos.** La colocación de probadores de formación, colocación de nucleares de pared o bien el poder tener un buen control de la profundidad en los pozos, pueden ser mejor controlados utilizando el registro de rayos gamma, ya que su posibilidad de ser utilizados en pozos adermados o abiertos, desviados o verticales, permite a los operadores tener un buen control de la profundidad.

**Evaluación en perfiles de inyección.** En ocasiones es posible utilizar los registros de rayos gamma cuando se realizan perfiles en pozos sobre operaciones de inyección de trazadores radiactivos. En este procedimiento se inyectan trazadores ya sean en suspensión o en solución en la formación permitiendo posteriormente al utilizar un registro de rayos gamma el determinar zonas de fracturas, si existieran, pérdidas de circulación, localización de cemento en la tubería, agujeros en la tubería de revestimiento, etc.

**Determinación del volumen de arcilla en las formaciones.** Una de las principales aplicaciones del registro de rayos gamma, y tal vez la más importante que tiene, es la determinación cuantitativa del contenido o volumen de arcilla en las formaciones arcillosas; como la intensidad de los rayos gamma es directamente proporcional al contenido de material radiactivo en las formaciones, se puede utilizar la intensidad media de la radiactividad detectada para determinar a lo que se le denomina el  $V_{sh}$  (volumen de arcillosidad). Cuando el potasio es el único o el mayor contribuyente a la radiactividad de la formación arcillosa, el registro de rayos gamma entonces ayudará a determinar primeramente el  $I_{sh}$  (índice de arcillosidad) el cual está definido por:

$$I_{sh} = \left( \frac{\gamma_{log} - \gamma_{min}}{\gamma_{sh} - \gamma_{min}} \right)$$

Donde:

$\gamma_{log}$  = Lectura de rayos gamma leído del registro en el intervalo o zona de interés en unidades [API].

$\gamma_{min}$  = Lectura mínima del registro de rayos gamma en la zona de menor radiactividad o también considerada la zona libre de arcilla (zona limpia) en unidades [API].

$\gamma_{sh}$  = Lectura de rayos gamma en la zona más arcillosa en unidades [API].

Una vez que se obtuvo el  $I_{sh}$  de la formación analizada o de la cual se quiera obtener el  $V_{sh}$ , se procede a obtener el  $V_{sh}$  o volumen de arcilla de la formación o intervalo que se esté analizando.

Es una costumbre asumir que  $V_{sh}$  sea igual al  $I_{sh}$ , sin embargo, esta suposición tiende a exagerarse debido al gran volumen de arcillas que luego se manejan. Por ello, se desarrollaron varias relaciones empíricas que son mucho más confiables relacionando las mediciones del registro de rayos gamma a diferentes edades y áreas geológicas. Las correlaciones más confiables que se desarrollaron fueron las de Stiever, Clavier y Larionov y se expresan analítica y gráficamente en la Figura 4.29.



Para rocas terciarias se utiliza la ecuación de Larionov, donde:

$$V_{sh} = 0.083(2^{2.7 \times I_{sh}} - 1);$$

para rocas del Jurásico Superior se emplea la ecuación de Stieber, donde:

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{3 - 2 \times I_{sh}};$$

La ecuación de Clavier es para rocas mesozoicas, donde:

$$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (I_{sh} + 0.7)^2]^{0.5};$$

Y para rocas más antiguas (Jurásico Inferior) se utiliza una variante de la ecuación de Larionov donde:

$$V_{sh} = 0.33(2^{2 \times I_{sh}} - 1);$$

Las variaciones que se den en los valores obtenidos del  $V_{sh}$  en los rayos gamma, fluctúan entre un 17% y un 26% dependiendo del tipo de ecuación que se utilice, por lo tanto, dependerá de la experiencia y criterio del analista el saber si utilizar un valor bajo o un valor alto para el tipo de roca que se esté analizando.

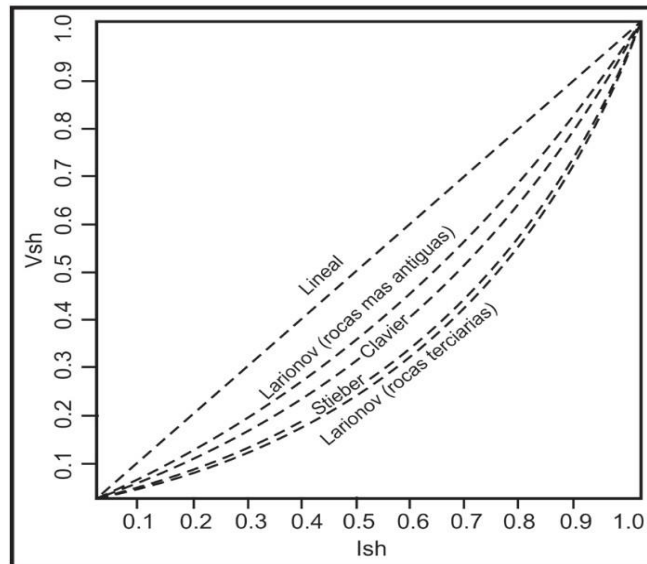


Figura 4.29. Gráfico de correlación del  $V_{sh}$  con el índice de arcillosidad ( $I_{sh}$ ) en el cálculo de la arcillosidad en las formaciones (Ricco, 2012).

### 4.3 Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales (NGS)

**Principio de medición.** Mientras que el registro de rayos gamma naturales provee de una medición de la radiactividad natural de la formación o las formaciones a expensas de la energía o el espectro de energía que esta contenga, el NGS (Natural Gamma Ray Spectrometry) o registro de Espectroscopía de Rayos Gamma además de medir la radiactividad de la formación, mide o cuenta también el número de rayos gamma y el espectro o nivel de energía de cada radiación que se produce, permitiendo determinar las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio en la formaciones, ya que estos 3 elementos son los responsables de la mayor parte de la radiación por rayos gamma en la Tierra.

El Potasio 40 ( $K^{40}$ ) con una vida media de  $1.3 \times 10^9$  [años] se desintegra directamente en Argón 40 con una emisión de 1.46 [MeV] de rayos gamma, mientras que el Uranio 238 y el Torio 232 con vidas medias de  $4.4 \times 10^9$  [años] y  $1.4 \times 10^{10}$  [años] se desintegran a través de una larga secuencia de isótopos hijos antes de llegar a ser isótopos estables del Plomo. Esto implica que se produzcan rayos gamma de distintas energía y espectros de energía bastante complejos; con ello, cada espectro de energía es característico del decaimiento de la serie radiactiva que se esté leyendo, por lo que se le asigna una firma espectral característica, Figura 4.30.

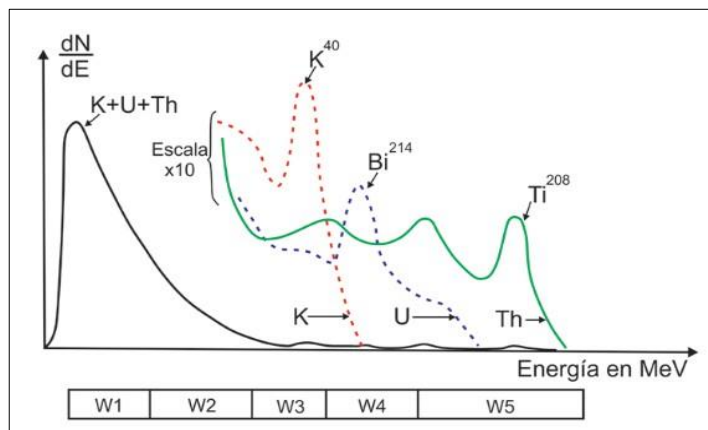


Figura 4.30. Obtención del espectro de los rayos gamma naturales utilizando como detector un cristal de yoduro de sodio de la herramienta NGS de la compañía Schlumberger (Schlumberger, 2008).

El pico característico en la serie del Torio 232 ( $\text{Th}^{232}$ ) por la desintegración a Titanio 208 ( $\text{Ti}^{208}$ ) tiene una energía espectral de 2.62 [MeV], mientras que para la serie del Uranio el pico más alto tiene una energía de 1.76 [MeV], debido a la desintegración del Talio 208 ( $\text{Tl}^{208}$ ) y del Bismuto 214 ( $\text{Bi}^{214}$ ).

Sin embargo, aquellos rayos gamma que son emitidos con energías discretas pueden ser degradados por:

- Producción de pares entre la formación y el cristal si la energía del rayo gamma es mayor a 1.02 [MeV].
- Efecto Compton en la formación entre la fuente y el detector.
- Efecto Fotoeléctrico.

Las amplitudes relativas de los tres espectros dependerán en gran medida de la proporción de radiactividad que se encuentre presente en los componentes, por lo tanto, es posible obtener una evaluación cuantitativa de la presencia de Uranio, Torio y Potasio separando el espectro de energía total en sus tres espectros relativos, que serán las energías espectrales de las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio. Este análisis sólo es posible si se asume que los tres espectros de las series radiactivas siempre tienen una energía de distribución igual, como el Torio y el Uranio se encuentran en un equilibrio secular (es decir que se desintegran los isótopos hijos en la misma proporción en que son creados por un isótopo padre), cada serie tendrá un espectro característico, Figura 4.31.

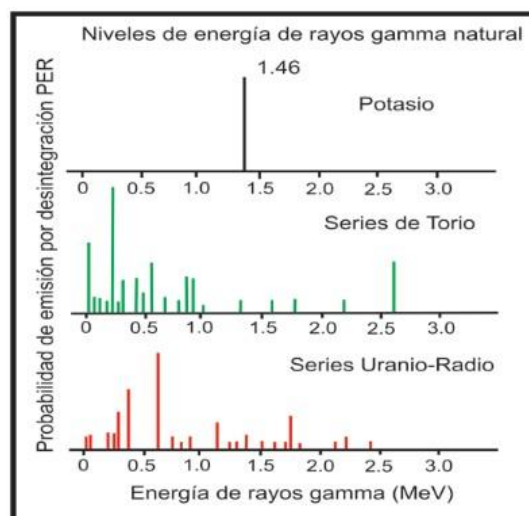


Figura 4.31. Espectros de energía característicos de los tres elementos radiactivos en el planeta (Ricco, 2012).

El Torio y el Potasio son constituyentes de las arcillas, mientras que el Uranio no. La proporción que existe de Potasio 40 y Potasio total es muy estable y constante en el planeta, a excepción del Torio 232 cuyos isótopos hijos son muy raros y por lo tanto se puede no tomarlos en cuenta en la evaluación del registro. En el caso del Uranio, su degradación obedece a condiciones ambientales ya que los altos y bajos contenidos de uranio en las formaciones se deben a concentraciones altas o bajas de materia orgánica. Para poder obtener una evaluación cuantitativa del Torio, Uranio y Potasio, en muchas ocasiones es de ayuda dividir el espectro en dos regiones:

- Una de alta energía en donde se localizan los picos de los espectros radiactivos del Torio, Uranio y el Potasio.
- Una de baja energía donde se cubre el rango en que ocurre el Efecto Compton en la formación, así como también las bajas energía de emisión del Torio y del Uranio.

### **Principio de funcionalidad de la herramienta.**

La herramienta que permite tomar espectroscopía de rayos gamma está compuesta de un detector de centelleo con un cristal de yoduro de sodio activado por Talio, que se encuentra contenido en una caja sellada a presión, la cual durante la toma del registro se mantiene pegada a la pared del pozo por medio de un resorte inclinado.

Aquellos rayos gamma que son emitidos por la formación casi nunca logran alcanzar el detector directamente, sino que se encuentran dispersos y van perdiendo energía a través de los 3 efectos mencionados en el registro de rayos gamma naturales: Los efectos Fotoeléctrico, Compton y la Producción de Pares, debido a estas interacciones y la respuesta del detector, los espectros se vuelven más difusos.

La herramienta NGS de la compañía Schlumberger ofrece cinco ventanas de medición del espectro de rayos gamma, esto para poder obtener una mayor y más completa información sobre los espectros del Torio, Uranio y el Potasio, reduciendo así las variaciones estadísticas. La parte más alta del espectro se divide en las ventanas W3, W4 y W5, respectivamente, en donde cada ventana cubre un pico característico de las series radiactivas, y si se conoce la respuesta de la herramienta y el número de conteos por ventana es posible determinar las cantidades de Torio 232, Uranio 288 y Potasio 40

en la formación, sin embargo, es posible obtener mejores resultados si se toman en consideración las porciones remanentes del espectro (es decir las porciones de menores energías), ya que pueden contener información pertinente y substancial dentro de las mediciones espectrométricas.

Del mismo modo en que la compañía Schlumberger tiene su herramienta de espectrometría de rayos gamma y realiza mediciones de las concentraciones de las series radiactivas mediante ventanas, también las distintas empresas que se dedican a este rubro manejan sus propias variantes de la herramienta y sus propios métodos de interpretación. En la Tabla 4.2 se pueden observar las principales herramientas:

Principales Herramientas de espectrometría de rayos gamma													
Compañía	Herramienta	Detector	Número de Ventanas	Número de Canales	Rango del Espectro (MeV)	Rango (API)	Muestreo /ft	Velocidad De Logeo	Resolución Vertical (90%) En pulgadas	Profundidad de Investigación 50-90%		Precisión En % &API	Exactitud En % &API
Schlumberger	NGS	Nal(Tl)	5	256	0.06-3	0-2000		1800	8-12		9.5	K:0.5, Th:3.2, U:2.3	
	HNGS	2(BGO)						1800	8-12		9.5		
Halliburton	CSNG	Nal(Tl)		768	0.06-3	0-2000	4 o 10	600	8-12	4	11	K:0.4, Th:2, U:2	
	KUTh	BGO											
Baker-Atlas	SL	Nal(Tl)	3	256				600					

Tabla 4.2. Principales herramientas de espectrometría de rayos gamma utilizadas por las distintas compañías de servicio a la industria petrolera (Serra, 2008).

**Principales tipos de detectores utilizados.** Existen numerosos tipos de detectores que pueden ser utilizados para la medición de rayos gamma en las formaciones, pero los más comunes o al menos los más empleados son los cristales de yoduro de Sodio activados por Talio (NaI(Tl)) que constan de un cilindro de 2 [pg] x 12 [pg], otro tipo de detectores usados son los cristales de BGO (Bismuto-germanato-oxisilicato) que produce más conteos, puede ser más pequeño que el cristal de yoduro de Sodio y reduce las incertidumbres, sin embargo, lo afecta la temperatura y su resolución es muy pobre. En la herramienta NGS, Figura 4.32, de la compañía Schlumberger se utilizan dos detectores de este tipo para poder minimizar las variaciones estadísticas.

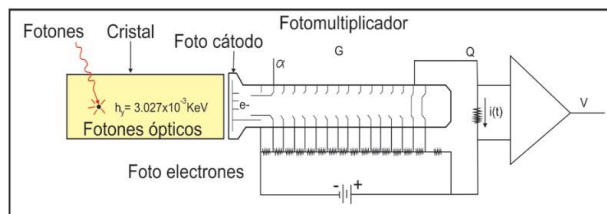


Figura 4.32. Esquema del funcionamiento de la herramienta NGS donde se muestran el cristal de yoduro de sodio, el fotomultiplicador y el amplificador (Ricco, 2012).

### Presentación del registro

Normalmente en los registros de espectrometría de rayos gamma sólo se presentan los datos finales de las concentraciones radiactivas de Torio, Uranio y Potasio de la formación que fueron previamente filtrados por variaciones estadísticas, y estos se grafican en las pistas 2 y 3 del registro, Figura 4.33. 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 es común que se presente una curva de rayos gamma naturales en la pista 1 del registro, la cual es obtenida por medio de una combinación lineal de los tres elementos radiactivos y sus respuestas individuales o bien si se quisiera 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 más real de la formación.

Es evidente que las formaciones individuales pueden tener cantidades significativas mayores o menores y algunos minerales específicos con concentraciones características de Torio, Uranio y Potasio, por lo tanto, las curvas del registro NGS se pueden utilizar para identificar minerales o el tipo de mineral que constituye a la formación.

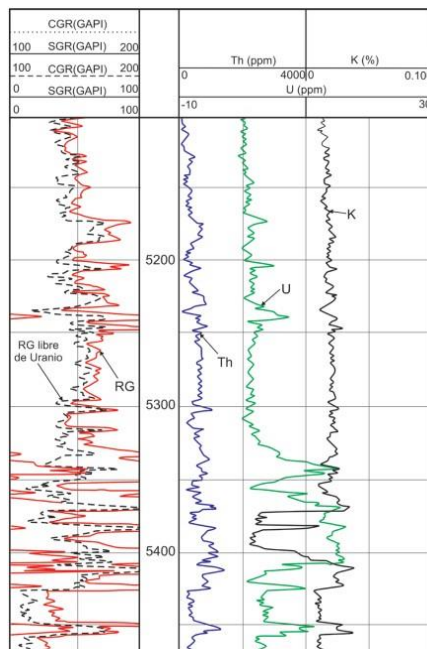


Figura 4.33. Presentación de un registro de espectroscopía de rayos gamma, en donde se logran observar las curvas respectivas a las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio y la curva de rayos gamma libre de presencia de uranio (Schlumberger, 2008).

## **Correcciones ambientales**

**Calibración.** Al menos para las herramientas de la compañía Schlumberger (la NGS y HNGS), la forma en que se llevan a cabo las calibraciones de las herramientas es empleando un pozo calibrador construido en Clamart, Francia. Su estructura básica está diseñada en cuatro zonas, de las cuales las tres primeras contienen a los elementos radiactivos Torio, Uranio y Potasio, con la gran posibilidad de definir un contraste significativo entre ellas, mientras que la cuarta zona casi a boca de pozo, además de permitir la entrada de herramientas de largas longitudes, evalúa la contribución radiactiva del cemento que es el principal componente de la zona más baja. Para la herramienta NGS, esta calibración se efectúa cuando se sitúa la herramienta en el centro del pozo calibrador entre las tres zonas radiactivas y se cuentan sucesivamente los conteos en las cinco ventanas de energía.

Se puede decir entonces con esto que la respuesta que tendrá la herramienta obedece a dos parámetros:

- La eficiencia del detector ( $\epsilon$ ), que será el número de rayos gamma detectados para 1 [ppm] de formación.
- La energía de respuesta del detector.

**Profundidad de investigación y resolución vertical.** La profundidad de investigación de la herramienta no sólo obedece a condiciones del agujero tales como su diámetro, densidad del lodo y densidad de la formación que se esté analizando, sino más primordialmente a la energía de los rayos gamma que se estén emitiendo. Los rayos gamma que tengan más energía podrán alcanzar el detector de yoduro de sodio desde zonas más profundas en la formación. La resolución obedecerá a poder obtener hasta el 90% de la señal, que corresponde a obtener 36 [pg] de información, lo que es igual a tres veces el tamaño del detector.

**Correcciones por efectos ambientales y condiciones de pozo.** Como bien se ha dicho, la respuesta que tendrá la sonda de espectroscopía de rayos gamma no sólo es función de las concentraciones de los tres elementos radiactivos principales, sino también de las condiciones en el agujero y de la interacción de los tres elementos, por lo tanto, se puede decir que las correcciones ambientales que se realizan para este registro son las mismas que se le realizan al registro de rayos gamma: variaciones en la velocidad de toma

del registro, posición de la sonda dentro del pozo (ya sea bien centrada o no), diámetro del agujero, composición del lodo de perforación, y el espesor de los estratos, para ello la compañía Schlumberger tiene tablas de correcciones para situaciones específicas (NGScor-1 y NGScor-2) cuando se esté realizando la toma del registro.

### **Aplicaciones del registro NGS**

El registro de espectroscopía de rayos gamma tiene múltiples aplicaciones tanto en estudios geológicos como en estudios ingenieriles.

**Identificación de la litología.** La cantidad y los tipos de elementos que se encuentren presentes en las formaciones están determinados en gran medida por la manera en que fueron depositados así como en lo que ocurrió después de esta acción, por lo tanto, las curvas de correlación calculadas para cada elemento radiactivo permite detectar, evaluar y determinar su origen en cuanto a su ambiente de depósito, los procesos diagenéticos posteriores, el tipo de arcilla y el volumen de arcilla que contenga la formación o roca analizada, sin embargo, es recomendable que se correlacione esta información junto con otros registros de identificación de litología para realizar un análisis más conciso.

**Determinación del volumen de arcilla.** Tal vez su aplicación más importante radica en la estimación del volumen de arcilla en las formaciones ya que la respuesta de las curvas del Torio y el Potasio, o únicamente la curva del Torio, frecuentemente son mejores indicadores de arcillosidad. Esto radica en que, para el registro de rayos gamma naturales las zonas altamente radiactivas fueron consideradas como arcillas, sin embargo, no se analiza el tipo de arcilla que le conforma o si ésta fue analizada se le debe aplicar una corrección. Para el NGS se calcula la curva de rayos gamma libre de Uranio brindando así una mejor interpretación de la arcillosidad en la formación.

Para poder calcular el  $V_{sh}$  de la formación a partir de las curvas del registro de espectrometría de rayos gamma, se calcula el  $I_{sh}$  de cada curva de la misma manera en que se realiza con el registro de rayos gamma:



$$I_{sh}(Th) = \left( \frac{CTh_{log} - CTh_{min}}{CTh_{sh} - CTh_{min}} \right);$$

$$I_{sh}(K) = \left( \frac{CK_{log} - CK_{min}}{CK_{sh} - CK_{min}} \right);$$

$$I_{sh}(CGR) = \left( \frac{CGR_{log} - CGR_{min}}{CGR_{sh} - CGR_{min}} \right);$$

Donde:

C = Concentración de cada elemento en la curva del registro.

min y sh = Concentraciones en las zonas de mínima radiactividad y en las lutitas.

Con estos valores de  $I_{sh}$  del Torio y Potasio calculados de las curvas del registro NGS, serán mucho más precisos los valores que con el  $I_{sh}$  obtenido directamente del registro de rayos gamma. Esto nos ayuda a identificar el tipo de mineral que constituye las arcillas utilizando el crossplot de la compañía Schlumberger que se muestra a continuación, Figura 4.34.

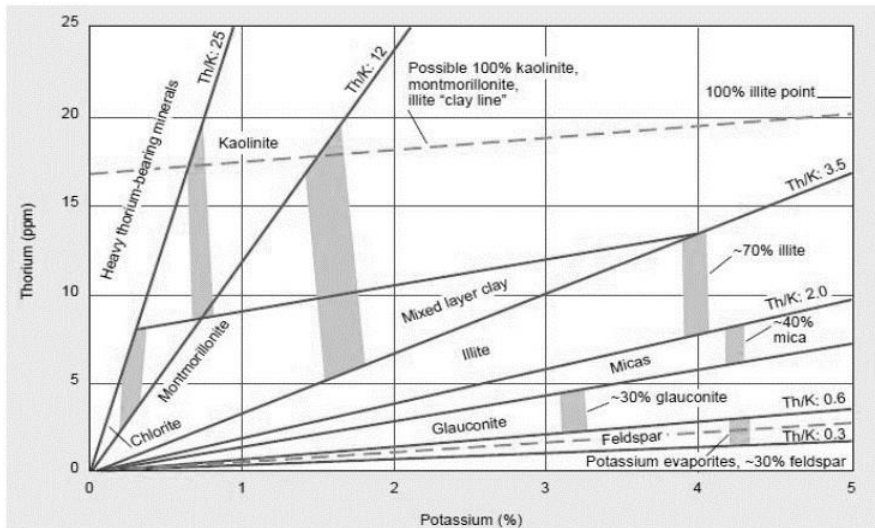


Figura 4.34. Gráfico CP-19 cortesía de Schlumberger para obtener el tipo de mineral representativo de las rocas (Ricco, 2012).

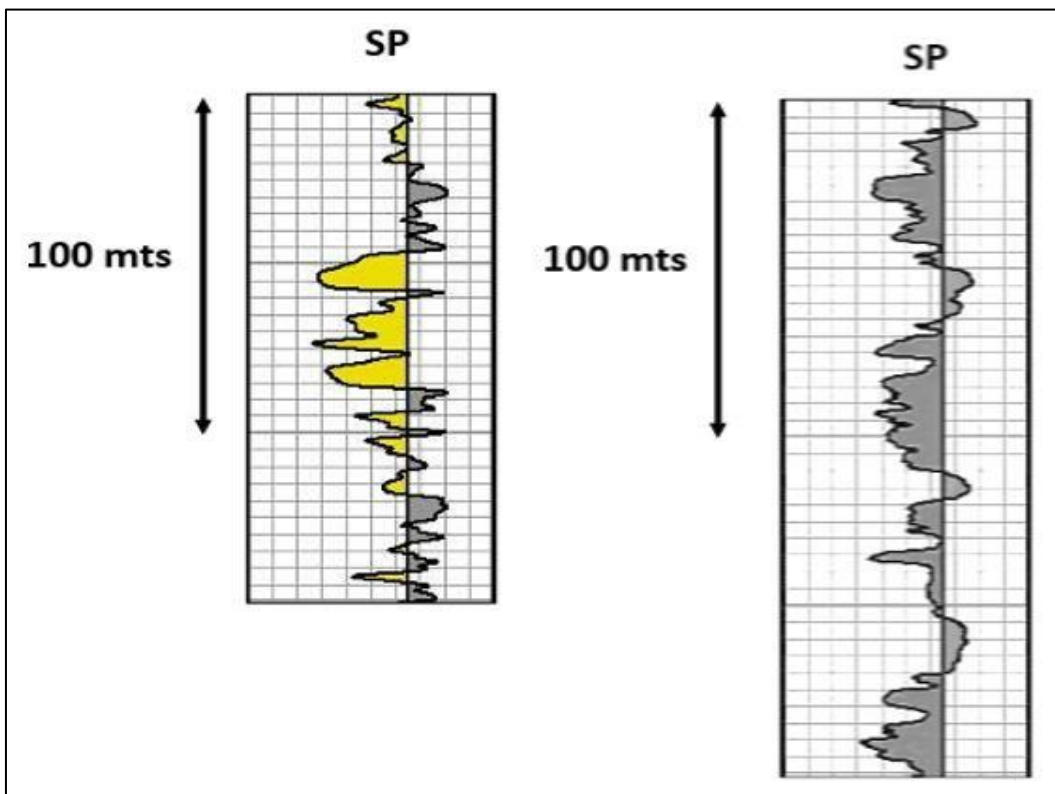
Una vez que se tiene la curva corregida por Uranio (CGR) se proceden a aplicar de nueva cuenta alguna de las ecuaciones ya vistas en los rayos gamma, dependiendo la edad y el tipo de roca que se esté analizando; ya sea Stiever, Clavier o Larionov para obtener el  $V_{sh}$  a partir del  $I_{sh}$  de la formación.

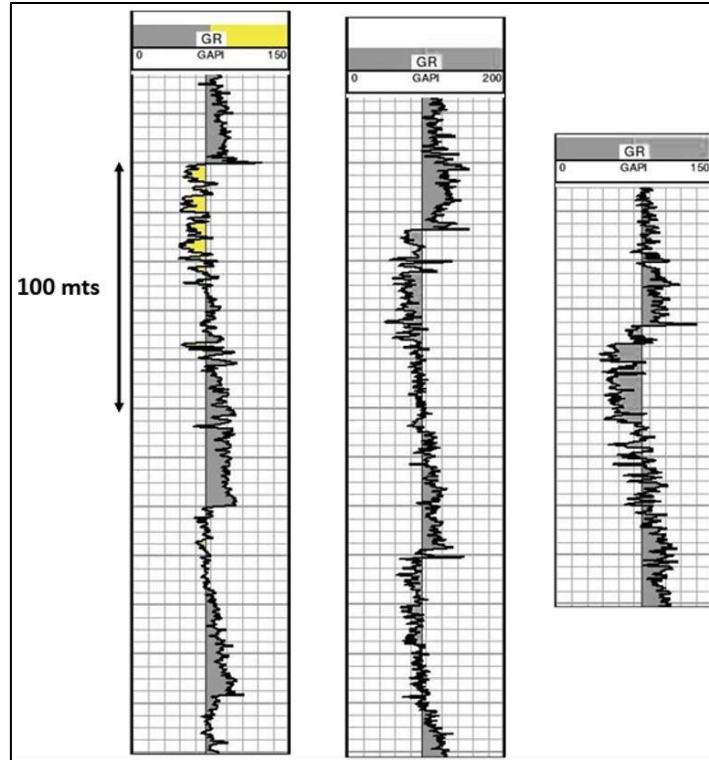
**Otras aplicaciones que se pueden realizar con el NGS.** Al igual que el registro de rayos gamma, el registro de espectroscopía de rayos gamma sirve para:

- Correlacionar entre pozos y detectar de fracturas.
- Controlar la profundidad y detectar de discontinuidades en la estratificación.
- Permitir el análisis mineralógico de mezclas litológicas complejas.
- Identificar areniscas y lutitas, y estimación del potencial de Uranio.

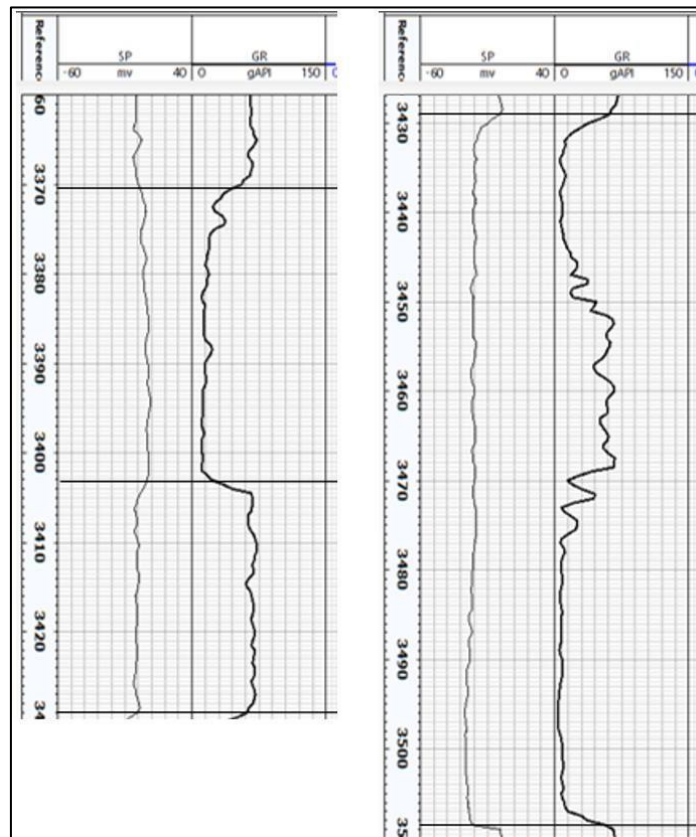
#### 4.4 Ejercicios

*1. A continuación, se muestra un ejemplo de interpretación y un ejercicio para resolver. En color amarillo se muestran las zonas interpretadas como rocas porosas asociadas con intervalos arenosos. Interpretar el registro de la derecha.*





2. Realiza la interpretación del siguiente registro utilizando los registros SP y GR de manera simultánea.



## **Bibliografía y referencias**

ANDERSEN, M. A., DUNCAN, B., MCLIN, R. (2013). Los núcleos en la evaluación de formaciones. *Oilfield Review*, Vol. 5, no. 2. Schlumberger. Houston, Texas.

ARROYO CARRASCO, A. (1996). Bases Teóricas E Interpretación De Registros Geofísicos De Pozos. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.

ARROYO CARRASCO, A. y ROIG SAMPEDRO F.. (1984). Apuntes De La Asignatura De Registros Geofísicos De Pozos. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.

ASQUITH, G.B. AND GIBSON, C.R. (1982) Basic Well Log Analysis for Geologists. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Tulsa.

Baker Atlas. (1992, 2000, 2002). Introduction to wireline log analysis. Houston TX.

BASSIOUNI, Z. (1994). Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs. Tulsa, OK: SPE Textbook Series 4.

BISBE, E. (2007). Curso Básico De Evaluación de Formaciones Para Operadores de Perforación y Producción. Cuba, pp 16-19.

CÓRDOVA HERNÁNDEZ, R. (2008). Registro Geofísico Moderno de Inducción Triaxial para la Caracterización de Formaciones Laminadas. Tesis de Licenciatura. UNAM. México.

DESBRANDES, R (1968). Théorie et Intepretation des Diagraphies. Editions Technip. Paris.

DEWAN T. JOHN. (1983). Modern Openhole Log Interpretation. Oklahoma.

ELLIS V. D., SINGER M. J. (2008). Well Logging for Earth Scientists. Second Edition, The Netherlands.

FARMER, I. W. Engineering Properties of Rocks. (1968). E & F.N. SPON Ltd. Londres.

FLORES JIMÉNEZ, M. y RUIZ GONZÁLEZ, S. (2012). Caracterización De Yacimientos Petroleros Con Base En Probadores De Formación. México, DF: Facultad de Ingeniería, UNAM.

GÓMEZ RIVERO, O. (1975). Registros de Pozos 1era Parte: Teoría e Interpretación. México.

HEARST, J.R. y NELSON, P.H. y PAILLET, F.T. (1985). Well Logging for Physical Properties. New York: McGraw Hill Book Company.

LUTHI M. S. (2001). Geological Well Logs. Their use in reservoir modeling 2nd Part. Geological Measurements. Springer.

MARÍN BLANCO, C. A. (2003). Caracterización Petrofísica del Área Zuata-Faja Petrolífera del Orinoco. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.

MARTELL ANDRADE, B. (2008). Apuntes de la asignatura de petrofísica y registros de pozos. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.

Martell Andrade, B. (2008). Desarrollo de la Evaluación Petrofísica en México y su Futuro a través de la UNAM. México. Facultad de Ingeniería, UNAM.

MONDRAGÓN PÉREZ, M. A. (2003). Aplicación De Probadores De Formación Para Predecir Resultados Obtenidos Por Las Pruebas De Producción. México, DF: Facultad de Ingeniería, UNAM.

PIRSON J. S. (1977). Geologic Well Log Analysis, Second Edition. Austin, Texas.

RASSO ZAMORA, C. (2000). Un siglo de la Perforación en México. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX.

RICCO MACEDO, G. A. (2012). Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos. México, DF: UNAM.

RIDER, M. (2000). The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition. Scotland.

RIEDEL, M. (2008). Electrical resistivity imaging – RAB and FMS. Borehole Geophysics Lecture. Slide S8-23.

RODRÍGUEZ SALAZAR J. P. (2004). Aplicación de la Técnica de Resonancia Magnética Nuclear y su Relación con la Calidad de Roca de Yacimiento en el Pozo VLA-1326. Tesis de Maestría. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

SCHLUMBERGER. (1989). Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros. México: Schlumberger.

SCHLUMBERGER. (1972, 1979, 1985, 1989, 2000). Log Interpretation Charts: Schlumberger Educational Services.

SCHLUMBERGER. (2001). Medición de la resistividad detrás del revestimiento. Oilfield Review

SCHLUMBERGER. (2004). AIT Array Induction Imager Tools. Oilfield Review.

SCHLUMBERGER. (2008). Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida de la vida productiva del pozo. Oilfield Review.

SCHÖN, J. (2015). Basic Well Logging and Formation Evaluation, 1<sup>st</sup> edition.

SERRA, O. (2008). Well Logging Handbook. Paris, Francia.

SPWLA. (1990). Borehole Imaging: SPWLA Reprint Series.

SPWLA. (1993). Measurement While Drilling: SPWLA Reprint Series.

## Capítulo 5

## Registros de resistividad

Daniela Rayo Malfavon, José Alberto Arizmendi Avenda,  
Francisco Miguel Lechuga Lagos, José Luis Ortiz López,  
Ambrosio Aquino López

### Sumario

<b>5.1</b>	<b>Introducción</b>
<b>5.2</b>	<b>Registros eléctricos convencionales</b>
<b>5.3</b>	<b>Registros con electrodos de enfoque</b>
<b>5.4</b>	<b>Registros de micro-resistividad</b>
<b>5.5</b>	<b>Registros de inducción</b>
<b>5.6</b>	<b>Herramienta de inducción (phasor SFL)</b>
<b>5.7</b>	<b>Mediciones de inducción vs laterolog</b>
<b>5.8</b>	<b>Registro de arreglo de inducción</b>
<b>5.9</b>	<b>Registro de inducción triaxial</b>
	<b>Referencias</b>

### 5.1 Introducción

La resistividad de la formación representa es una propiedad física importante para la determinación de saturación de fluidos, especialmente importante, el contenido de hidrocarburos. Los electrones se transmiten a través de una formación limpia debido al agua “conductiva” que contenga, y en algunos casos, a través del sulfuro metálico y el grafito. En general, los minerales formadores de roca, forman buenos aislantes eléctricos, aunque rara vez se encuentran rocas perfectamente secas, por lo tanto, las formaciones dentro del subsuelo tienen rangos de resistividad medibles debido al agua dentro de sus poros o al agua intersticial absorbida por una arcilla (Halliburton, [https://www.academia.edu/11555122/MANUAL\\_DE\\_YACIMIENTO\\_halliburton\\_175p\\_g](https://www.academia.edu/11555122/MANUAL_DE_YACIMIENTO_halliburton_175p_g)).

Diversos factores afectan la resistividad de una formación, los más importantes son:

- La resistividad del agua de formación.
- La saturación de fluido conductor en los sistemas porosos.
- La forma de los sistemas porosos.

Se considera el comienzo en el desarrollo de las herramientas de registros de pozo cuando se realizaron las primeras mediciones eléctricas de resistividad por los hermanos Schlumberger en 1927.

————— *Apuntes, aplicaciones y ejercicios de petrofísica y registros de pozos* —————  
 La importancia de estas mediciones es que son parámetros muy importantes en los modelos petrofísicos para estimar la saturación de hidrocarburos. La resistividad eléctrica en diferentes formaciones cubre un amplio rango de magnitudes, desde 0.1 a 1 000 [Ohm-m] y depende de la porosidad del medio, saturación de agua, salinidad y arcillosidad (Schön, 2015).

Las mediciones de las herramientas eléctricas (galvánicas) y electromagnéticas (inductivas) son posibles en pozos de agujero abierto, donde las primeras usan electrodos colocados en presencia de lodos base agua y los segundos, usan antenas en medios de pozo no conductivos como lodos base aceite principalmente. Las herramientas tienen diferente profundidad de investigación y sus mediciones están influenciadas por las zonas invadida y no invadida, por lo que normalmente se miden las resistividades en las dos zonas. Tabla 5.1.

Herramienta	Resolución vertical [in]	Radio de investigación, r50 [in]
Inducción		
Profunda	24	91
Media	24	39
Somera	< 17	17
Laterolog		
Profunda	24	60...84
Somera	24	24...36
MSFL	3	1...3

*Tabla 5.1. Radio de investigación 50%, significa que el 50% de la respuesta total de la señal proviene de ese radio de investigación. (Modificada de Asquith y Krygowski, 2004).*

De acuerdo con (Schlumberger, 1991), La resistividad eléctrica representa la resistencia eléctrica específica de un material a una temperatura igualmente específica. Su valor describe la respuesta de un material que ha sido expuesto a la acción de un campo eléctrico que genera el paso de una corriente eléctrica. La resistividad se expresa como:

$$P = R * (S/L) \text{ (Ec. 5.1)}$$

Donde:

- P = Resistividad eléctrica [Ohm-m].
- R = Resistencia eléctrica [Ohm].
- S = Área de la sección transversal [m<sup>2</sup>].
- L= Longitud [m].



Como se menciona en (Schlumberger, 1991), la conductividad eléctrica (mho-m) es el inverso de la resistividad eléctrica. La conductividad se expresa generalmente en milimhos por metro [mmho/m] donde 1 000 [mmho/m] = 1 [mho/m]:

$$C = \frac{1\,000}{R} \text{ (Ec. 5.2)}$$

El rango de variación de la resistividad en diferentes formaciones es de 0.2 a 1 000 [Ohm-m]. Resistividades superiores a 1 000 [Ohm-m] no son comunes en formaciones permeables, pero se observan en formaciones impermeables de muy baja porosidad como las evaporitas (Schlumberger, 1991).

La resistividad eléctrica de la formación la registran las herramientas al propagar la corriente a la formación a través del lodo de perforación y medir la facilidad con que fluye en el medio o al inducir la corriente eléctrica a través del proceso de inducción electromagnética.

## 5.2 Registros eléctricos convencionales

Las primeras herramientas de resistividad usaban cuatro electrodos (por convención, electrodos de corriente se denominan “A” y “B”, y electrodos de voltaje “M” y “N”) en diferentes configuraciones denominadas herramientas normales, Figura 5.1, y herramienta de gradiente o lateral, Figura 5.2.

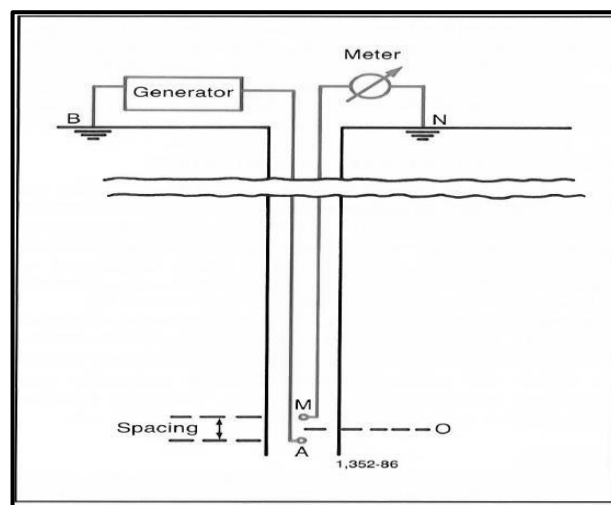


Figura 5.1. Dispositivo normal, arreglo básico (Schlumberger, 1991; Anderson, 2001).

### Configuración normal.

La configuración electródica normal es la más simple para estimar la resistividad de la formación. Una fuente de corriente de baja frecuencia (generador en la superficie que opera aproximadamente a 20 [Hz]) de intensidad de constante, “I”, se emite a través del electrodo de corriente “A”. El electrodo de retorno “B” se considera en el “infinito”. El electrodo de voltaje “M”, mide el potencial respecto al electrodo de referencia “N” (en la realidad se coloca en la brida), el cual se localiza lo suficientemente lejos del electrodo de corriente para asumir potencial cero (Anderson, 2001). Los parámetros medidos son la corriente “ $I_{AB}$ ” y el voltaje “ $U_{MN}$ ”. La resistividad eléctrica específica de la formación “ $R_t$ ” se determina como:

$$R_a = k \frac{U_{MN}}{I_{AB}} \text{ (Ec. 5.3)}$$

El factor “k” para la configuración tetraelectródica en un medio homogéneo es:

$$k = 4\pi \left( \frac{1}{AM} - \frac{1}{BM} - \frac{1}{AN} + \frac{1}{BN} \right)^{-1} \text{ (Ec. 5.4)}$$

Si el electrodo de retorno se coloca a una distancia infinita del otro electrodo, la ecuación se expresa como:

$$k = 4\pi \left( \frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right)^{-1} \text{ (Ec. 5.5)}$$

La distancia “ $\overline{AM} = L$ ” se conoce como espaciamiento de la herramienta potencial y se define como:

- $\overline{AM} = 16$  [pg], normal corta.
- $\overline{AM} = 64$  [pg], normal larga.

### Configuración lateral

La herramienta lateral fue diseñada para proveer mediciones de resistividad más profunda que las herramientas normales mientras que, al mismo tiempo, fuesen capaces de mejorar la detección de capas delgadas. Una corriente constante, “I”, es emitida por electrodo “A” y regresa al electrodo “B”. El gradiente de potencial se mide entre los electrodos “M” y “N”

que se encuentran a una distancia muy pequeña comparada con las herramientas normales, por lo que esta herramienta puede ser vista como una medición diferencial (permite tener una alta sensibilidad a identificar cambios entre las capas y la resolución horizontal es mayor que las herramientas normales). La distancia entre “A” y el punto medio de los electrodos de potencial, “O”, es de 18 [ft] y 8 [pg], mientras que la distancia entre los electrodos de potencial es de 32 [pg].

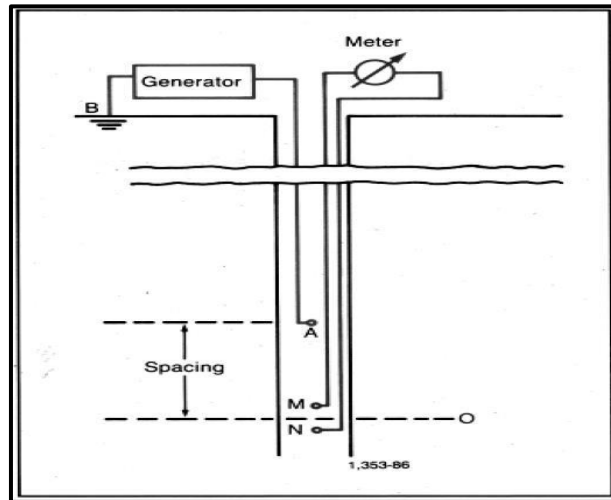


Figura 5.2. Dispositivo lateral, arreglo básico (Schlumberger, 1991; Anderson, 2001).

El voltaje “UM - UN” es proporcional a la resistividad del medio donde se propaga la corriente y la resistividad aparente está dada por:

$$R_a = k_{lat} \frac{U_M - U_N}{I} \text{ (Ec. 5.6)}$$

Donde:

$$k_{lat} = 4\pi \frac{\overline{AM} \times \overline{AN}}{\overline{AM} - \overline{AN}} \text{ (Ec. 5.7)}$$

La comparación en el comportamiento de la respuesta de los registros: normal corta, normal larga y lateral se muestra en la Figura 5.3. en donde se considera que, en todo el intervalo, solamente se tienen 2 capas con invasión: 28-38 [ft] y 112-122[ft] (carril 1), en el carril 2 se muestra la curva que representa la resistividad profunda ( $R_t$ ) y la profundidad en la zona invadida ( $R_{xo}$ ) en donde se observa que el comportamiento de las herramientas normales tiende a ser simétrico respecto a los límites de cada una de las capas y en general

se observa que hay una separación de las curvas normales de 16 [in] y 64 [in], lo que demuestra que esta separación no puede ser considerada solamente como un parámetro que defina que la capa ha sido invadida por el filtrado de lodo. Hay que observar en el mismo segundo carril que la separación de las curvas normales existe no por efecto de invasión de filtrado de lado, si no por efecto de capas delgadas. El comportamiento de la herramienta lateral muestra que la curva de resistividad aparente (carril 3) parece desplazada, pero en realidad es más sensible a los límites de cada una de las capas y en algunos casos, los valores que se modelan se aproximan más a la resistividad  $R_t$  que las curvas normales modeladas (p.e. capa a 120 [ft]). Es interesante que la herramienta lateral casi no se ocupa en la interpretación cuantitativa de los registros porque su comportamiento no es siempre “entendible”, pero tiene mayor sensibilidad a la posición de las capas.

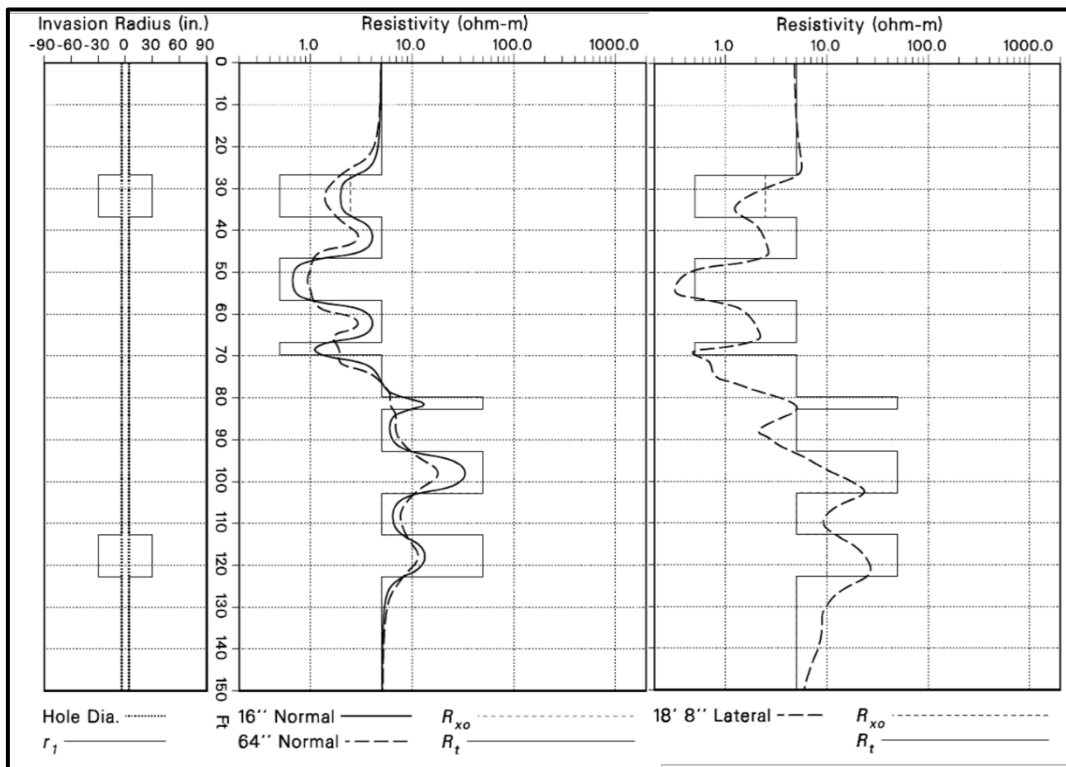


Figura 5.3. Respuesta de las herramientas normales (corta y larga) y lateral para un modelo con 2 capas con invasión de filtrado de lodo (Modificado de Anderson, 2001).

$R_t$  a partir del registro “ES”

Como se indica en (Schlumberger, 1991) existen algunas consideraciones para obtener la resistividad profunda a partir de los registros eléctricos que se basan en la resistividad relativa de la capa comparada a las resistividades del lodo y de la formación adyacente. Las formaciones se subdividen dependiendo de la proporción “ $R_{16}/R_m$ ”. Las resistividades se pueden clasificar como:

1. Resistividad baja cuando “ $R_{16}/R_m < 10$  [pg] (invasión hasta 2d).
2. Resistividad media cuando “ $10 < R_{16}/R_m < 50$ ”. La lateral tiene una curva asimétrica y  $R_t$  debe tomarse como se muestra en la Figura 5.4.
3. Resistividad alta cuando “ $R_{16}/R_m > 50$ ”.

### 5.3 Registros con electrodos de enfoque

En las herramientas no enfocadas, particularmente en sistemas roca-fluidos altamente resistivos, la corriente del electrodo “A” tiene la tendencia a “perder” la formación y fluye por las zonas conductivas adyacentes y la columna de lodo, por lo que para resolver este problema, se generó un sistema de electrodos enfocado o laterolog en donde se instalan “electrodos de guarda” arriba y abajo del electrodo de corriente “A” que emite la corriente eléctrica enfocada para medir la corriente lateralmente dentro de la formación. Con esto, se logra que la corriente fluya perpendicularmente a la herramienta, y exista una penetración profunda de la corriente enfocada, y con mayor resolución vertical.

Las herramientas no enfocadas tienen un “flujo de corriente libre” que evita a las capas resistivas y toma el camino de la resistividad “más baja” (algo que no es deseable debido a que es en donde podrían alojarse los hidrocarburos). En el caso de las herramientas enfocadas, la presencia de más electrodos de corriente obliga al flujo eléctrico a propagarse dentro de las capas resistivas, Figura 5.5, (Schön, 2011).

Existen diferentes dispositivos que tienen electrodos de guarda para guiar el flujo de electrones para poder “visualizar” las zonas de alta resistividad eléctrica, los ejemplos típicos son:

- Herramienta doble laterolog (contiene laterolog profundo y somero).
- Laterolog 3 (usa electrodos de guarda cilíndricos).

Las herramientas enfocadas incluyen la herramienta laterolog y el registro esférico enfocado (SFL). Dichas herramientas presentan mejores resultados en los casos de valores grandes de la relación “ $R_t/R_m$ ” (lodos salinos y/o formaciones de alta resistividad), capas con alto contraste de resistividad y también son más adecuados en la resolución de capas con espesores delgados (Schlumberger, 1991).

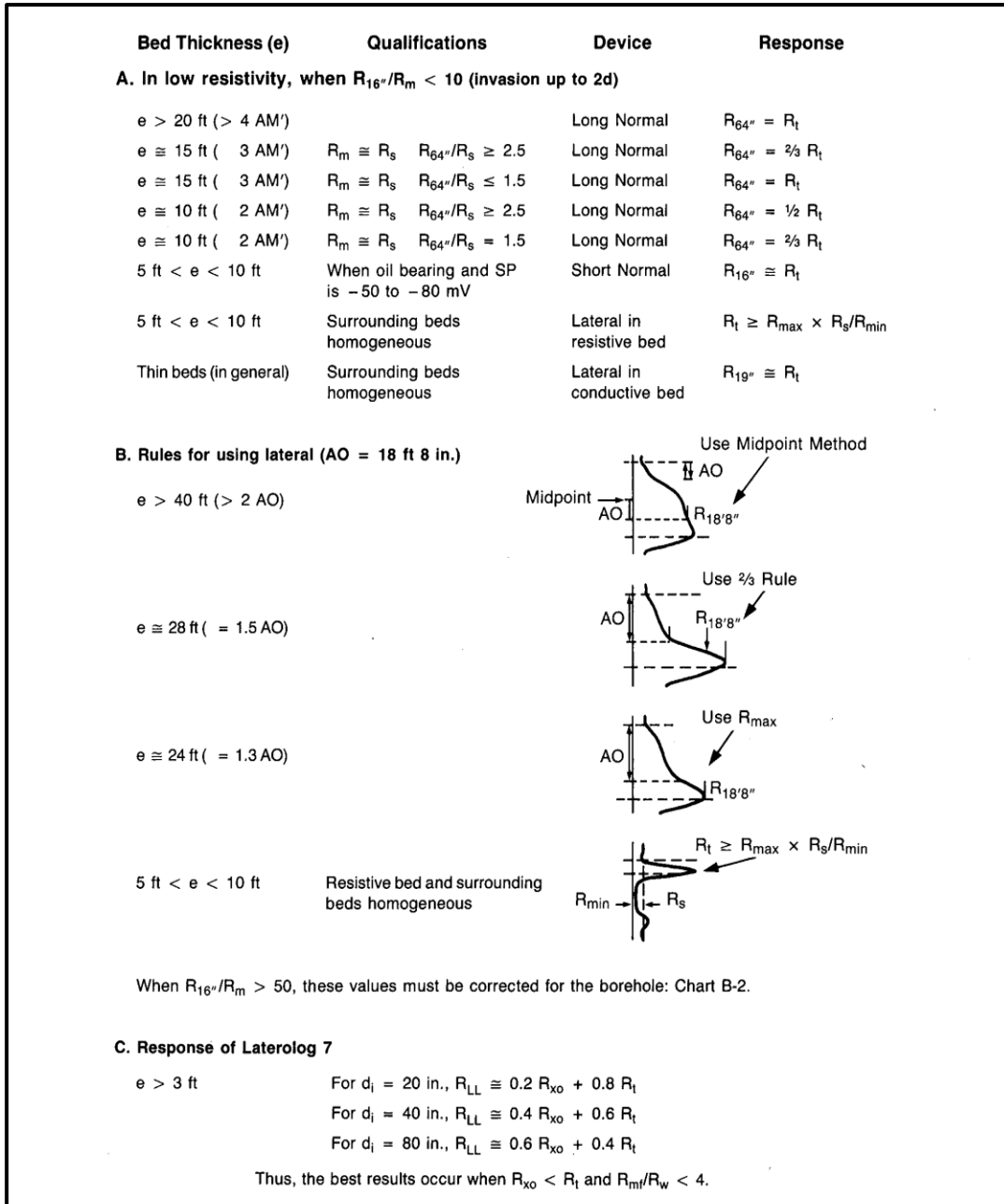


Figura 5.4. Cálculo de “ $R_t$ ” con base a registros eléctricos (Schlumberger, 1991).

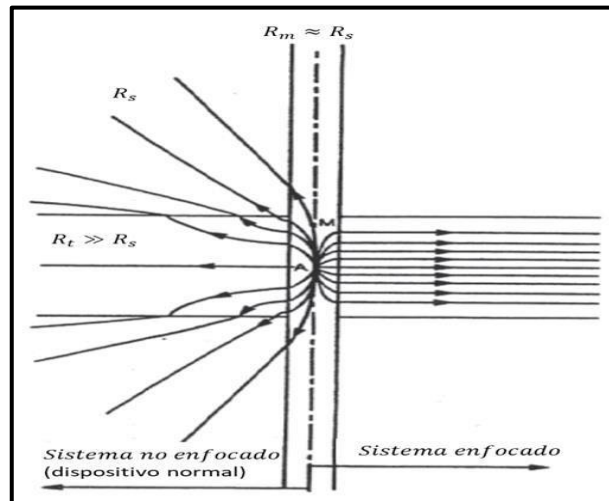


Figura 5.5. Flujo de corriente para los casos de herramientas no enfocadas (izquierda) y enfocadas (derecha) (Inédito).

Existen sistemas enfocados con profundidades de investigación somera, media y profunda que permiten determinar “ $R_t$ ” y “ $R_{xo}$ ”, siendo los instrumentos sensibles a la medición profunda las herramientas laterolog 7, laterolog 3 y laterolog profundo del registro doble laterolog (DLL), (Schlumberger, 1991).

Los dispositivos de lectura de media a somera, todo integrado como herramientas combinadas, son los laterolog-8 de “DIL”, doble inducción-laterolog, laterolog somero de la herramienta “DLL”, el “SFL” del “ISF”, y combinaciones “DIL- SFL”, (Schlumberger, 1991).

Aunque las herramientas laterolog 3, 7 y 8 ya no se usan actualmente, se presentan sus principios de operación, ya que forman las bases para el desarrollo de nuevas herramientas.

### Laterolog 7

Se describe en (Schlumberger, 1991) que el instrumento “LL7” está constituido por un electrodo de corriente central y tres pares de electrodos, dos pares de potencial y uno de corriente (Figura 5.6). Los electrodos de cada par están simétricamente localizados con respecto al electrodo central y eléctricamente conectados unos con otros por medio de un cable de corto circuito. El electrodo central emite una corriente constante

“ $i_0$ ” y se emite una corriente ajustable a través de electrodos de enfoque. La intensidad de la corriente de enfoque se ajusta de manera automática para llevar los dos pares de electrodos de monitoreo y el electrodo de la superficie al mismo potencial. La caída de potencial es medida entre uno de los electrodos de monitoreo y un electrodo en la superficie (i.e. en el infinito), con una corriente constante del electrodo central, este potencial varía directamente con la resistividad de la formación manteniendo las diferencias de potencial entre los pares de electrodos de potencial en cero, no fluye corriente del electrodo central entre los dos pares de electrodos de potencial. Lo anterior hace que la corriente eléctrica fluya a las formaciones de manera horizontal.

La distribución de las líneas de corriente cuando la sonda está en un medio homogéneo se muestra en la Figura 5.6; el haz de corriente que sale del electrodo central retiene un espesor constante hasta una distancia del agujero un poco mayor que la longitud total entre los electrodos de corriente de la sonda. El espesor del haz de corriente que fluye del electrodo central es de aproximadamente 32 [in], (distancia “ $O_1O_2$ ” en la Figura 5.6) y la longitud entre los electrodos de corriente de guarda de la sonda es de 80 [in] (Schlumberger, 1991).

### Laterolog 3

La herramienta laterolog 3 (LL3) como es descrita en (Schlumberger, 1991) está conformada por electrodos de corriente que se enfoca para direccionar la corriente de medida en forma horizontal que penetra la formación (Figura 5.6). La herramienta tiene dos electrodos de aproximadamente 5 ft, colocados de manera simétrica a cada lado del electrodo central que están conectados por un corto circuito. Una corriente eléctrica fluye del electrodo central, cuyo potencial es fijo. Otra corriente fluye de los electrodos de enfoque y se ajusta de manera automática para mantener el potencial del electrodo central. De esta manera, todos los electrodos de la sonda se mantienen en el mismo potencial constante, siendo la magnitud de la corriente del electrodo central proporcional a la conductividad de la formación.



El flujo de corriente generado por el electrodo central se propaga a un área en forma de disco de espesor de 12 [pg]. La herramienta Laterolog 3 tiene una mejor resolución vertical que la herramienta Laterolog 7, además las influencias del agujero y de la zona invadida son menores (Schlumberger, 1991).

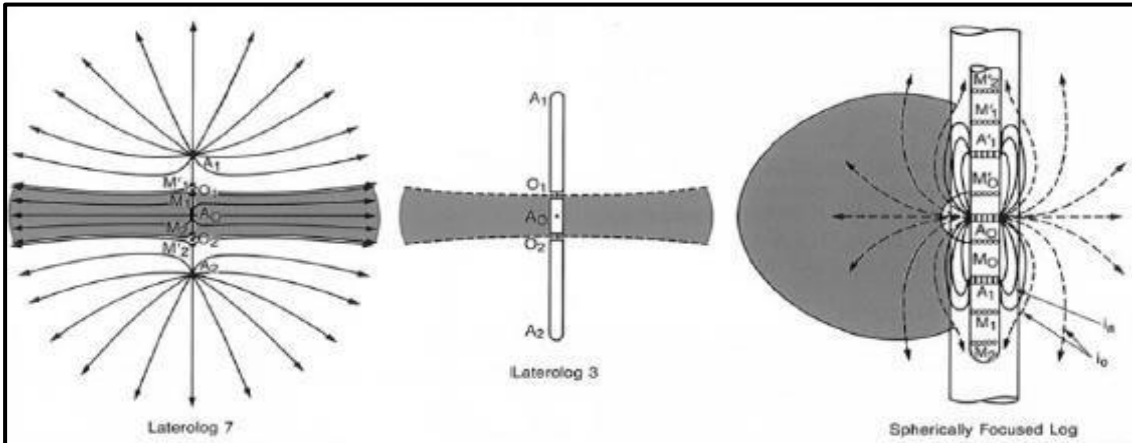


Figura 5.6. Esquema de instrumentos con electrodos de enfoque (Schlumberger, 1991).

### Laterolog 8

En (Schlumberger, 1991) se indica que la herramienta Laterolog 8 mide a una profundidad de investigación somera y la medición se realiza con electrodos pequeños en la sonda de doble inducción-laterolog. El instrumento tiene la misma configuración eléctrica que la herramienta Laterolog 7 a excepción de que posee espaciamientos más cortos.

El espesor del flujo de corriente del electrodo central es de 14 [pg] y la distancia entre los dos electrodos opuestos es menor a 40 [pg]. El electrodo de retorno se localiza relativamente a corta distancia del electrodo central. En esta configuración, la medición de la herramienta tiene una influencia mayor del agujero y la zona invadida que las herramientas Laterolog 7 y Laterolog 3 (Schlumberger, 1991).

### Sistema doble laterolog- $R_{xo}$

De acuerdo con (Schlumberger, 1991) el objetivo de todos los instrumentos de resistividad para lectura profunda es tener alta sensibilidad a la resistividad real de la formación " $R_t$ ". Se han diseñado sistemas de medición buscando que su respuesta se vea

determinada por la resistividad de la formación virgen, sin embargo, todas las herramientas eléctricas están afectadas por la presencia de la zona invadida (ya que la corriente eléctrica tiene que atravesar esta zona para propagarse a la zona no invadida).

El desarrollo de herramientas que sean capaces de medir a diferentes distancias del perfil de invasión a través de diferentes arreglos electródicos, es una manera de solucionar el problema de identificación de la resistividad en la zona virgen. En general, se han desarrollado sistemas que responden a tres profundidades de investigación que permiten determinar “ $R_t$ ”, para obtener una mayor exactitud en la interpretación. Las características de estos sistemas combinados son los siguientes (Schlumberger, 1991):

- Se busca que el efecto de agujero sea mínimo y que pueda ser corregido.
- Se trata de que las resoluciones verticales de los instrumentos sean similares.
- Las investigaciones radiales deben encontrarse bien distribuidas, definiendo claramente las zonas invadida, intermedia y profunda.

En (Schlumberger, 1991) se indica que lo anterior motivó la generación de la herramienta doble laterolog DLL-Micro SFL con mediciones que se realizan simultáneamente. La Figura 5.7 muestra el esquema de la herramienta donde se observa la disposición de los electrodos. Para las dos herramientas se usan los mismos electrodos y tienen propagación de corriente de acuerdo al enfocamiento de cada una de ellas lo que proporciona sus distintas características de la profundidad de investigación. La Figura 5.8 muestra el enfocamiento de la corriente eléctrica utilizado en el instrumento laterolog profundo (derecha) y el laterolog somero (izquierdo).

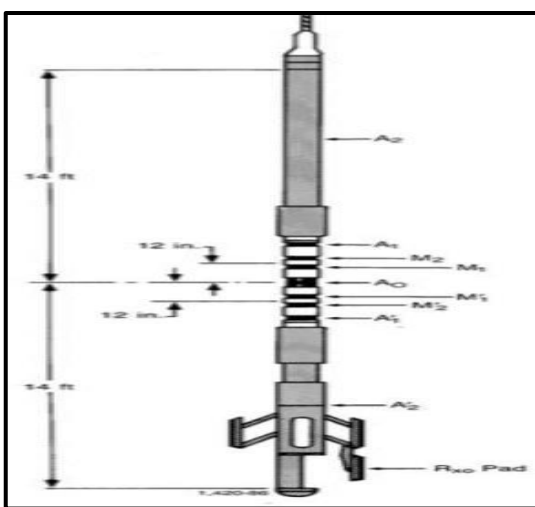


Figura 5.7. Diagrama de la herramienta doble laterolog –  $R_{xo}$  (Schlumberger, 1991).

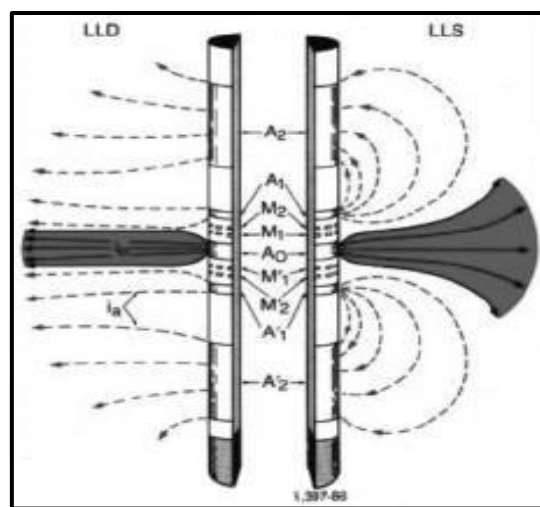


Figura 5.8. Esquema de doble laterolog (Schlumberger, 1991).

En (Schlumberger, 1991) también se menciona que la herramienta Doble Laterolog (DLL) puede medir resistividades en el rango de 0.2 a 40 000 [Ohm-m], que es mucho mayor que las herramientas descritas anteriormente. Para registrar resistividades altas o bajas, se emplea un sistema de medición de “potencia constante” en donde el producto de la corriente del electrodo central “ $i_0$ ” y el voltaje de medición “ $V_0$ ” se mantiene constante.

La medición de la herramienta de medición laterolog profunda (LLD) posee una profundidad de investigación mayor que las herramientas laterolog descritas anteriormente y se extiende a una gama de condiciones de formación en donde es posible determinar de la resistividad en la zona virgen con el uso de electrodos de guarda muy grandes. La distancia entre estos electrodos es de aproximadamente 28 ft, sin embargo, el volumen por donde la corriente se propaga implica una distancia vertical de 2 ft, generando una buena resolución vertical (Schlumberger, 1991).

La medición obtenida con la herramienta laterolog somero (LLS) tiene la misma resolución vertical del instrumento laterolog profundo 2, pero responde principalmente a la región más cercana a la pared del pozo por lo que está afectada por la invasión. El enfocamiento se lleva a cabo por la corriente de enfoque que regresa a los electrodos cercanos en lugar de electrodos a distancias muy grandes, lo que genera que la corriente de medición se disperse más rápidamente una vez que ha entrado a las formaciones. Así, se produce una profundidad de investigación relativamente pequeña (Schlumberger, 1991).

### Registro esférico enfocado

La herramienta de medición esférica enfocada (SFL) tiene sensibilidad a la conductividad de la formación cercana a la pared del pozo, lo que proporciona información importante para evaluar los efectos de la invasión en estimaciones de la resistividad a mayor profundidad. La herramienta sustituye las mediciones obtenidas con las herramientas normal corta y Laterolog somera.

De acuerdo con (Schlumberger, 1991) el sistema de la herramienta esférica enfocada transmite la corriente eléctrica en discos planos y genera esferas de potencial constante alrededor del electrodo de corriente. El sistema de corriente de enfoque de la

herramienta esférica enfocada establece esferas equipotenciales, mientras que el sistema de rastreo de corriente, “i0”, provoca que una corriente de rastreo independiente fluya a través del “volumen de investigación”. De acuerdo con lo anterior, se obtiene que la intensidad de dicha corriente es proporcional a la conductividad de la formación.

En (Schlumberger, 1991) se describe que el sistema de medición de la herramienta esférica enfocada consiste en electrodos de emisión de corriente, unos para regreso de corriente y otros para medición. Con la herramienta se generan dos esferas equipotenciales. La primera esfera está a casi 9 [pg] del electrodo de registro de corriente y la segunda está a aproximadamente 50 [pg] de distancia. Se mantiene un potencial de 2.5 [mV] entre las 2 superficies esféricas ocasionando una caída de voltaje constante (2.5 mV).

#### Influencia de las variables de pozo y correcciones de registros

(Schlumberger, 1991) describe que las condiciones ambientales como el lodo en el pozo, las características de las capas adyacentes y la zona invadida afectan la respuesta de las herramientas laterolog y esférica enfocada, como a la mayoría de las mediciones de resistividad. Las correcciones ambientales que se llevan a cabo siempre hacen, de manera convencional, en el siguiente orden: efecto de pozo, espesor de capa e invasión.

#### Corrección de invasión

(Schlumberger, 1991) apunta que la corrección por efecto de invasión se realiza con ecuaciones que toma en cuenta en sus parámetros a determinar: las resistividades de la zona invadida, de la zona virgen y el diámetro de invasión. Para determinar la solución de los parámetros mencionados, es necesario contar con información de los registros laterolog somero y profundo y la herramienta microesférica enfocada. El valor de resistividad real obtenida puede usarse en la ecuación de saturación de agua de Archie para determinar la saturación.

## 5.4 Registros de micro-resistividad

En (Schlumberger, 1991) se describen las herramientas de medición de micro-resistividad las cuales, tienen como objetivo principal determinar la resistividad de la zona lavada, “ $R_{xo}$ ”, y para identificar capas permeables por medio de la detección del enjarre.

La determinación de la resistividad “ $R_{xo}$ ” es importante como parámetro que ayuda a corregir la medición profunda de resistividad para determinar la resistividad real de la formación. Algunos métodos para calcular la saturación de agua requieren conocer la relación “ $R_{xo}/R_t$ ”, en formaciones limpias y el valor del factor de formación “ $F$ ” puede obtenerse con base a la relación “ $R_{xo}/R_{mf}$ ” si se conoce o puede calcularse “ $S_{xo}$ ”. Para medir “ $R_{xo}$ ” la herramienta de medición debe de tener una profundidad de investigación somera debido a que la zona invadida puede extenderse sólo unas cuantas pulgadas más allá de la pared del pozo (Schlumberger, 1991).

Ya que es necesario que el pozo no afecte la lectura de la herramienta de medición, las herramientas tienen patines que se “pegan” a la pared del pozo y que tienen electrodos a distancias muy pequeñas y que minimizan el efecto de cortocircuito del lodo. La corriente eléctrica que sale de los electrodos en el patín de la herramienta pasan por el enjarre para alcanzar la zona invadida, pero este afecta las lecturas de la herramienta de micro-resistividad. El efecto que altera la medición de la herramienta depende de la resistividad “ $R_{mc}$ ” y del espesor “ $h_{mc}$ ” del enjarre (Schlumberger, 1991).

El primer diseño de la herramienta de micro-resistividad estaba conformado por dos patines montados en lados opuestos (el patín microlog por un lado y el otro microlaterolog o el patín de proximidad, por el otro), y las mediciones se registraban de manera simultánea. Las herramientas de micro-resistividad actuales incluyen una herramienta microlog y una microSFL (Schlumberger, 1991).

En (Schlumberger, 1991) se describe que la herramienta microlog posee dos dispositivos a espaciamiento corto y con diferentes profundidades de investigación que proporcionan las mediciones de resistividad de un volumen muy pequeño de enjarre y de formaciones inmediatamente adyacentes al agujero. La comparación de las dos curvas sirve para identificar con facilidad la presencia de enjarre, lo que señala la identificación de formaciones invadidas, y por lo tanto permeables.

El patín de goma de microlog se presiona contra la pared del agujero por medio de brazos y resortes. La cara del patín tiene tres pequeños electrodos alineados que están espaciados a 1 pulgada uno del otro. Con estos electrodos se graban simultáneamente una medición microinversa de 1 x 1 [pg] y una micronormal de 2 [pg] (Schlumberger, 1991).

A medida que el fluido de perforación penetra a las formaciones permeables, los sólidos del lodo se acumulan en la pared del agujero y forman un enjarre, por lo general la resistividad del enjarre es ligeramente mayor que la del lodo y mucho mejor que de la zona invadida cerca del agujero (Schlumberger, 1991).

El dispositivo micronormal de 2 pulgadas tiene una profundidad de investigación mayor a la de la microinversa, por lo tanto, el enjarre afecta menos al primero y éste da una mayor resistividad en la lectura, lo que produce una separación de curva “positiva”. Cabe mencionar que ante un enjarre de baja resistividad ambos instrumentos dan una medición de resistividad moderada, en general, de 2 a 10 veces “ $R_m$ ” (Schlumberger, 1991).

En formaciones impermeables, las dos curvas se leen de manera similar o exhiben una separación “negativa” y, en general, las resistividades son mucho mayores que en formaciones permeables (Schlumberger, 1991).

De acuerdo con (Schlumberger, 1991), cuando no está presente el enjarre las lecturas del microlog pueden proporcionar información útil acerca de la condición o litología del pozo, sin embargo, el registro no puede interpretarse de manera cuantitativa. En circunstancias favorables, los valores de “ $R_{xo}$ ” pueden derivarse de las mediciones de microlog por medio de la carta “ $R_{xo}-1$ ”, con este propósito los valores de “ $R_{mc}$ ” pueden medirse de manera directa o calcularse en base cartas publicadas; “ $h_{mc}$ ” se obtiene de la curva del calibrador. Las limitaciones del método son:

- La relación " $R_{xo}/R_{mc}$ " debe ser menor a aproximadamente 15 (porosidades superiores al 15%).
- " $h_{mc}$ " no debe de exceder 0.5 [in].
- La profundidad de la invasión debe ser superior a 4 [in], y de otro modo " $R_i$ " afecta las lecturas del microlog.

### Microlaterolog

Se describe en (Schlumberger, 1991) que la herramienta microlaterolog se diseñó para determinar de manera precisa a " $R_{xo}$ " con valores más cercanos de " $R_{xo}/R_{mc}$ " donde la interpretación de microlog carece de resolución.

La configuración del microlaterolog aparece en la Figura 5.9. Un pequeño electrodo, " $A_0$ ", y otros tres, circulares y concéntricos, se incrustan en un patín de goma presionado contra la pared del agujero. Se emite una corriente constante, " $i_0$ ", a través de " $A_0$ " y por medio del anillo exterior del electrodo, " $A_1$ ", se emite una corriente variable que se ajusta de manera automática de modo que la diferencial de potencial entre los dos anillos electrodos de supervisión " $M_1$ " y " $M_2$ " básicamente se mantienen iguales a cero, así se obliga a la corriente " $i_0$ " a fluir en forma de rayo hacia a la formación. Las líneas de corriente resultante se presentan en la Figura 5.10. La corriente " $i_0$ " cerca del patín forma un rayo estrecho que se abre con rapidez a unas cuantas pulgadas de la cara del patín. La formación de este rayo influye de manera primordial en la lectura de la resistividad del microlaterolog (Schlumberger, 1991).

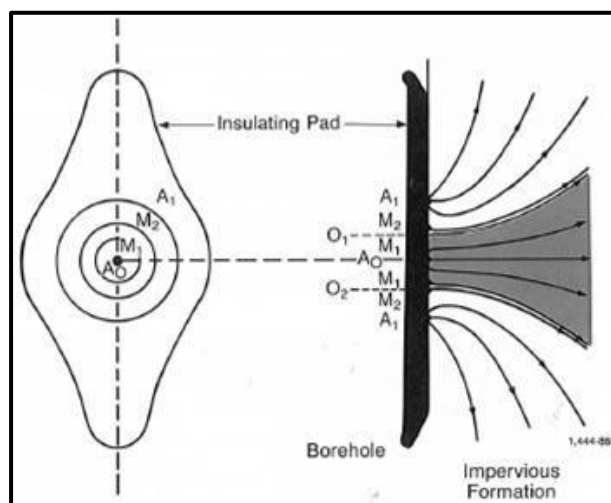


Figura 5.9. Patín del microlaterolog que muestra electrodos (izquierda) y líneas de corriente esquemáticas (derecha) (Schlumberger, 1991).

La figura 5.10 compara desde un punto de vista cualitativo las distribuciones de línea de corriente de los instrumentos microlog y microlaterolog cuando el patín correspondiente se aplica contra una formación permeable; en cuanto mayor sea el valor de " $R_{xo}/R_{mc}$ ", mayor será la tendencia de la corriente, " $i_0$ ", del microlog a escapar por el enjarre hacia el lodo del pozo. En consecuencia, con valores altos de " $R_{xo}/R_{mc}$ ", las lecturas del microlog responden poco a las variaciones de " $R_{xo}$ ", por otro lado, toda la corriente del microlaterolog, " $i_0$ ", fluye a la formación permeable y la lectura del microlaterolog depende en su mayor parte del valor de " $R_{xo}$ " (Schlumberger, 1991).

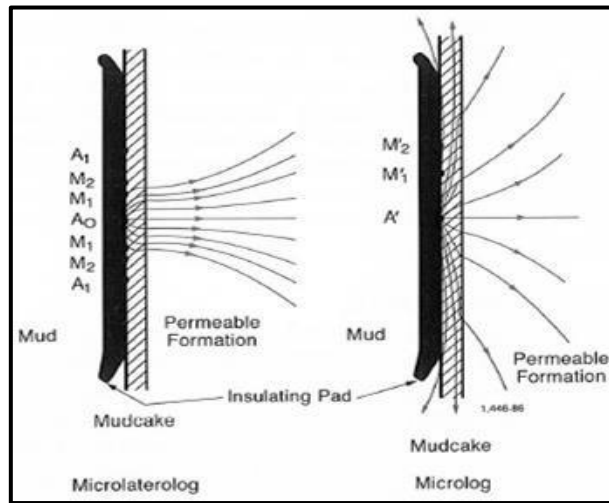


Figura 5.10. Distribución comparativa de las líneas de corriente del microlaterolog y microlog (Schlumberger, 1991).

Diversas pruebas de laboratorio y resultados simulados en computadora han demostrado que la formación virgen no presenta ninguna influencia sobre las lecturas de microlaterolog, si la profundidad de invasión rebasa de 3 a 4 [pg] además de que la influencia del enjarre no es importante si es menor a 3/8 [pg] (Schlumberger, 1991).

### Registro de proximidad

En (Schlumberger, 1991) encontramos una descripción de la herramienta de proximidad, la cual es similar en principio al dispositivo microlaterolog, sin embargo, los electrodos se montan en un patín más amplio que se aplica a la pared del agujero y el sistema se enfoca de manera más automática por medio de electrodos de supervisión.



El diseño del patín y el electrodo son de tal manera que enjarres isotrópicos de hasta  $\frac{3}{4}$  de pulgada tengan muy poco efecto sobre las mediciones. La herramienta de proximidad tiene una profundidad de investigación considerablemente mayor que la de los dos instrumentos anteriores, microlog y microlaterolog. De este modo, si la invasión es poco profunda, “ $R_t$ ” puede afectar la medición de proximidad. La resistividad media puede expresarse así de acuerdo con (Schlumberger, 1991):

$$R_p = J_{x_0} R_{x_0} + (1-J_{x_0}) R_t \text{ (Ec. 5.8)}$$

Donde:

- $R_p$  = Resistividad media del registro de proximidad.
- $J_{x_0}$  = Factor pseudogeométrico de la zona invadida.

El factor “ $J_{x_0}$ ” como función del diámetro de invasión, “ $d_i$ ”, se presenta en la Figura 5.11., la carta sólo proporciona un valor aproximado de “ $J_{x_0}$ ” ya que éste depende hasta cierto punto del diámetro del agujero y de la expresión “ $R_{x_0}/R_t$ ” (Schlumberger, 1991).

Si “ $d_i$ ” es mayor a 40 [pg], “ $J_{x_0}$ ” se aproxima mucho a la unidad; del mismo modo, el registro de proximidad mide “ $R_{x_0}$ ” de manera directa. Si “ $d_i$ ” es menor a 40 [pg], “ $R_p$ ” se encuentra entre “ $R_{x_0}$ ” y “ $R_t$ ”, y en general más cerca del primero que del último. “ $R_p$ ” puede estar más o menos cerca de “ $R_t$ ”, sólo si no existe invasión o es muy poco profunda. Por supuesto, cuando “ $R_{x_0}$ ” y “ $R_t$ ” son similares el valor de “ $R_p$ ” depende poco de “ $d_i$ ” (Schlumberger, 1991).

La resolución del registro de proximidad es de aproximadamente 6 [pg], y no se necesita corregir el efecto de capas adyacentes en espesores de capa mayores a 1 [ft], (Schlumberger, 1991).

### Registro micro de enfoque esférico “MSFL”

En (Schlumberger, 1991) encontramos la descripción del registro de enfoque esférico montado en un patín (MicroSFL) que ha reemplazado a las herramientas de proximidad y microlaterolog, ya que muestra dos ventajas sobre los dispositivos “ $R_{x_0}$ ”. La primera en su capacidad de combinación con otras herramientas de registro, incluyendo el “DIL” y el “DLL”, lo que limita la necesidad de un registro por separado para obtener información de “ $R_{x_0}$ ”, la segunda mejora se encuentra en su respuesta de la

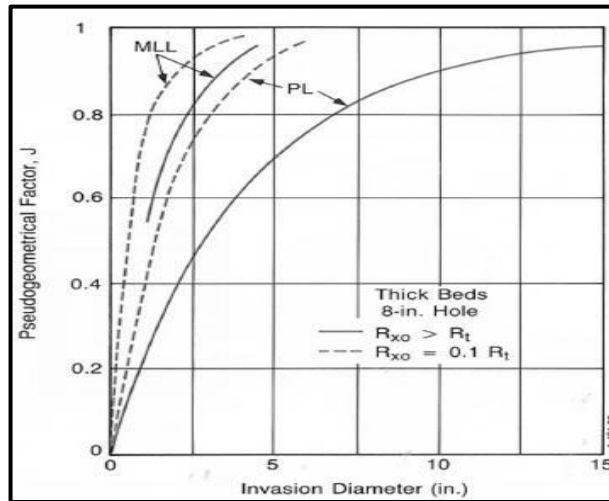


Figura 5.11. Factores pseudogeométricos. Registro de proximidad y microlaterolog (Schlumberger, 1991).

herramienta a las zonas poco profundas de “ $R_{xo}$ ” en presencia de un enjarre. La principal limitación de la medición con un microlaterolog es su sensibilidad al enjarre, cuando el espesor de éste excede aproximadamente los 3/8 de pulgada, las lecturas de registro se ven muy afectadas en contrastes muy altos de “ $R_{xo}/R_{mc}$ ”.

En otro aspecto, el registro de proximidad es relativamente insensible al enjarre, pero precisa de una zona invadida con “ $d_i$ ” cercano a las 40 pulgadas de acuerdo con (Schlumberger, 1991).

Por otro lado, (Schlumberger, 1991) explica que se encontró la solución a los problemas anteriormente descritos al adaptar el principio de enfoque esférico a un dispositivo con patín en la pared lateral, por medio de una cuidadosa selección de los espaciamientos de electrodos y de los controles de la corriente compensadora se diseñó la medición del MicroSFL para conseguir un efecto mínimo de enjarra, sin aumentar de forma indebida la profundidad de investigación.

La Figura 5.12 muestra un esquema de la ubicación de electrodos (derecha) y patrones de líneas de corriente (izquierda) para herramienta MicroSFL.

La corriente de medición fluye al exterior de un electrodo central “ $A_0$ ”. Las corrientes compensadoras que pasan entre los electrodos “ $A_0$ ” y “ $A_1$ ” fluyen hacia el enjarre y hasta cierto punto a la formación, por lo tanto, la corriente de medición “ $i_0$ ” se

confina a un camino que va a la formación donde se refleja con rapidez y regresa a un electrodo remoto “B”, para lograr esto la corriente compensadora se ajusta para que el voltaje de supervisión sea igual a cero. Al forzar a la corriente de medición a fluir directamente hacia la formación se minimiza el efecto de resistividad del enjarre sobre la respuesta de la herramienta, sin embargo, la herramienta de cualquier forma conserva una profundidad de investigación muy somera (Schlumberger, 1991).

Cabe mencionar que se debe corregir la medición por efecto de enjarre. Dicha correlación de corrección es una función del espesor del enjarre y del contraste de resistividad entre éste y la medición de micro-resistividad. El espesor de enjarre normalmente se deduce de una comparación del tamaño real del agujero medido por el calibrador y el tamaño de la barrena (Schlumberger, 1991).

De acuerdo con (Schlumberger, 1991), cuando la invasión es muy profunda a veces resulta difícil obtener un valor preciso de “ $R_t$ ” debido a que “ $R_{xo}$ ” también afecta la lectura del registro de investigación profunda. El efecto es mayor con valores más grandes de “ $R_{mf}/R_w$ ” porque el contraste entre “ $R_{xo}/R_t$ ” también aumenta, por otra parte, cuando la invasión es poco profunda la zona “ $R_t$ ” puede afectar los llamados registros de micro-resistividad “ $R_{xo}$ ”, inclusive puede resultar muy difícil llevar a cabo correcciones precisas de la invasión debido a las características de diversos filtrados de lodo. Por ejemplo, si se prevé un cambio en el lodo se deben hacer los registros de resistividad antes del cambio. Al tener una transición drástica entre las zonas de “ $R_{xo}$ ” y “ $R_t$ ” el problema de la interpretación implica tres parámetros desconocidos: “ $R_{xo}$ ”, “ $R_t$ ” y “ $d_i$ ”, para resolverlo se necesitan tres mediciones, por lo que se deben de incluir una respuesta para “ $R_{xo}$ ”, otra para “ $R_t$ ” y una final para “ $d_i$ ”.

“ $R_{xo}$ ” puede determinarse con base al microlaterolog o a los registros MicroSFL y a veces puede derivarse del microlog o del registro de proximidad. Dichos instrumentos de patín para determinar “ $R_{xo}$ ” son sensibles a los efectos del enjarre y a la rugosidad del agujero, pero en general son insensibles a los efectos del espesor de capa (Schlumberger, 1991).

## 5.5 Registros de inducción

(Schlumberger, 1991) expone que la herramienta de registro de inducción se desarrolló en un principio para medir la resistividad de la formación en pozos que contienen lodos con base aceite y en agujeros perforados neumáticamente. Con la experiencia pronto se demostró que el registro de inducción tenía varias ventajas sobre el registro convencional “ES” cuando se aplicaba en pozos perforados con lodos base agua. Diseñados para una investigación profunda, los registros de inducción pueden enfocarse con el propósito de minimizar las influencias del agujero, las formaciones adyacentes y la zona invadida.

Se menciona en (Schlumberger, 1991) que las herramientas de inducción en la actualidad poseen varias bobinas transmisoras y receptoras, sin embargo, puede entenderse el principio de funcionamiento al considerarse una sonda con una sola bobina transmisora y una receptora, Figura 5.13.

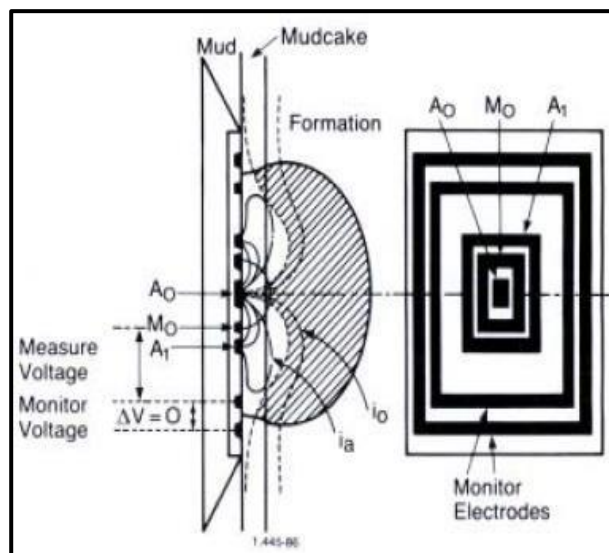


Figura 5.12. Arreglo de electrodos del dispositivo MSFL (derecha) y distribución de la corriente (izquierda) (Schlumberger, 1991).

Para iniciar, se envía una corriente alterna de alta frecuencia y de intensidad constante a través de la bobina transmisora, por lo que se crea un campo magnético alterno que induce corrientes hacia la formación alrededor del agujero, dichas corrientes fluyen en anillos de forma circular que son coaxiales con la bobina de transmisión y crean a su vez un campo magnético que induce un voltaje a la bobina receptora, ya que la corriente alterna en la bobina de transmisión es de amplitud y frecuencias constantes, las corrientes del anillo son directamente proporcionales a la conductividad de la formación.

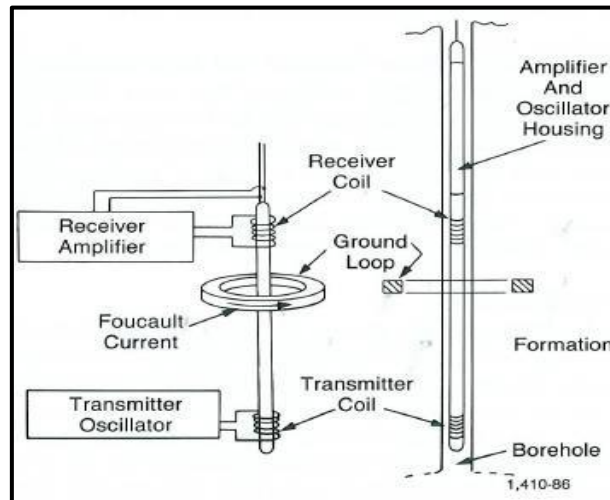


Figura 5.13. Sistema básico de dos bobinas para el registro de invasión (Schlumberger, 1991).

El voltaje inducido en la bobina receptora es proporcional a las corrientes del anillo., también hay que mencionar que existe un acoplamiento directo entre las bobinas transmisoras y receptora, y la señal que origina se elimina con el uso de bobinas “compensadoras” (Schlumberger, 1991).

La herramienta de inducción tiene un mejor funcionamiento en presencia de fluido de pozo no conductivo, incluso aire o gas, asimismo trabaja bien cuando el agujero contiene lodo conductivo a menos que éste sea demasiado salado, las formaciones sean muy resistivas o el diámetro de pozo sea muy grande (Schlumberger, 1991).

### Factor geométrico

En (Schlumberger, 1991) se expone que, si se simplifica el modelo, se considera una sonda centrada y se tienen una formación homogénea e isotrópica, la respuesta de la herramienta puede calcularse como la suma de las señales elementales que

crean los anillos de formación coaxiales a la sonda. Esto no toma en cuenta la autoinductancia y la inductancia mutua de los anillos de formación. Cada señal elemental es proporcional a la conductividad del anillo y al factor geométrico, que es una función de la posición del anillo en referencia a las bobinas transmisoras y receptoras, de esta forma:

$$E = K \sum_i g_i C_i \text{ (Ec. 5.9)}$$

Donde:

- E = Fuerza electromotriz inducida.
- K = Constante de sonda.
- G = Factor geométrico para ese anillo en especial.
- C = Conductividad del anillo.
- $\Sigma g_i = 1$ .

El factor geométrico, “ $g_i$ ”, que corresponde a un cierto medio se define como la proporción de la señal total de conductividad con la que contribuye ese medio determinado. La formación puede separarse en cilindros coaxiales a la sonda (herramienta centralizada), éstos corresponden a la columna de lodo, zona invadida, zona virgen y capas adyacentes. La señal total puede expresarse por medio de (Schlumberger, 1991):

$$C_I = G_m C_m + G_{xO} C_{xO} + G_t C_t + G_s C_s \quad (\text{Ec. 5.10})$$

Donde:

$$G_m + G_{xO} + G_t + G_s = 1$$

Y donde “G” es el factor geométrico para una región definida.

De este modo (Schlumberger, 1991) explica que un volumen de espacio definido sólo por su geometría relativa a la sonda tiene un factor geométrico fijo y “computable”, “G”, Figura 5.14, ya que las herramientas de inducción se diseñaron para evaluar “ $R_t$ ” es importante minimizar los términos relativos al lodo, la zona invadida y las capas adyacentes.

### Enfoque herramientas multibobinas

De acuerdo con (Schlumberger, 1991) el sistema simple de dos bobinas no representa a la herramienta utilizada en la actualidad, sin embargo, puede considerarse que fue la base para la construcción de la sonda de bobinas múltiples. La respuesta de la sonda de múltiples bobinas se obtiene al descomponer la primera en todas las combinaciones posibles de dos bobinas, de los pares transmisor-receptor. Se pondera la respuesta de cada par de bobinas por medio del producto del número de vueltas en ambas bobinas y del producto de su sección transversal, y finalmente se suman las respuestas de todos los pares de bobinas tomando en cuenta el signo algebraico de sus contribuciones y sus posiciones relativas.

Las sondas de múltiples bobinas mejoran la resolución vertical al suprimir las respuestas de las formaciones adyacentes y también aumentan la profundidad de investigación al suprimir la respuesta de la columna el lodo y de la formación cercana al pozo (Schlumberger, 1991).

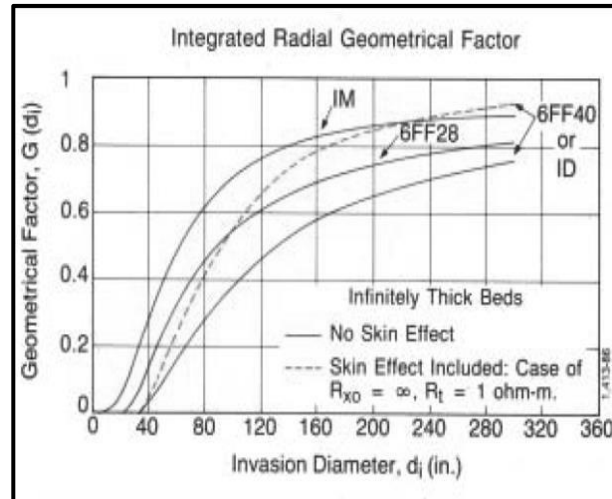


Figura 5.14. Factores geométricos. La curva punteada incluye el efecto de daño, en las condiciones que se muestran, en el 6FF40 o en los instrumentos de inducción profunda (ID) (Schlumberger, 1991).

## Deconvolución

La deconvolución es la extracción de los componentes deseables de una señal compleja, mediante diversas formas de ponderación de las mediciones sin calibrar en diferentes puntos de la zona objetivo (Schlumberger, 1991).

Es posible llevar a cabo mediciones de inducción profunda, sin sacrificar la resolución vertical, por medio de una deconvolución que le dé más peso proporcional a la señal medida en el centro de la sonda que a señales medidas arriba y debajo de este punto, (Schlumberger, 1991).

La mayoría de los registros en la actualidad se llevan a cabo estableciendo la resistividad de la capa adyacente en 1 [Ohm-m], mientras que el software de adquisición de registros (unidad con computadora y sondas) lo procesa, antes de aplicar la corrección por efecto de daño (Schlumberger, 1991).

## Efecto de daño (Skin effect)

En formaciones muy conductoras las corrientes secundarias inducidas en los anillos de formación (roca) y sus campos magnéticos son considerables. Dichos campos inducen voltajes eléctricos adicionales en otros anillos de formación. Las “emf’s” inducidas se encuentran desfasadas en relación con aquellas inducidas por la bobina transmisora de la herramienta de inducción. La interacción entre los anillos de formación provee una reducción de la señal de conductividad grabada en los registros de inducción, “esto se conoce como efecto de daño”. La Figura 5.15 muestra la respuesta de la herramienta comparada a la conductividad real de la formación (Schlumberger, 1991).

El efecto de daño cobra importancia cuando la conductividad de la formación excede a 1 000 [Ohm-m]. Los registros de inducción de Schlumberger corrigen de manera automática el efecto de daño durante la adquisición, ya que la corrección se basa en la magnitud de la respuesta sin corregir. Quizá sea necesaria una corrección secundaria del efecto cuando los medios que rodean la sonda no tengan una conductividad uniforme, dichas correcciones, por lo general, se incorporan a las diferentes cartas de interpretación con registros de inducción (Schlumberger, 1991).

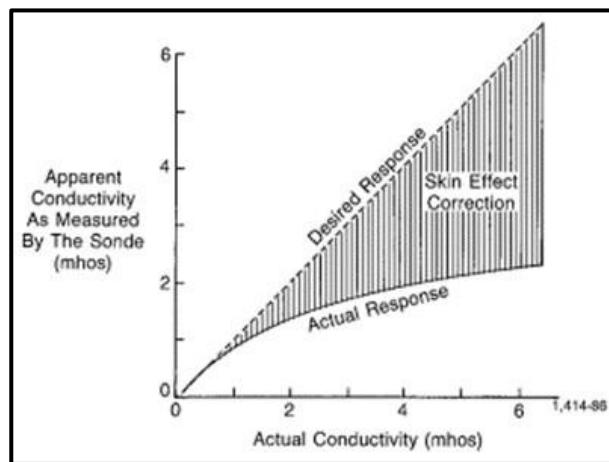


Figura 5.15. Respuesta real de un registro de inducción comparado con la respuesta “deseada” (Schlumberger, 1989).

Durante más de 25 años, el dispositivo de inducción ha sido la principal herramienta de resistividad utilizada en formaciones de resistividades de bajas a medias perforadas con agua dulce, aceite o aire. En ese período, se han desarrollado y empleado varias clases de equipos como los descritos a continuación por (Schlumberger, 1991):



1. La herramienta de registro inductivo-eléctrico, “IES”, 6FF40 incluyó un dispositivo de inducción de seis bobinas enfocadas con espaciamiento nominal de 40 [pg], de allí la nomenclatura 6FF40, un normal de 16 [pg] y un electrodo SP. Se introdujo a finales de los años cincuenta y se convirtió en la herramienta de inducción estándar de los sesenta. Desde entonces, otras herramientas mejoradas las han reemplazado.
2. El dispositivo “DIL-LL8” utilizaba un instrumento de inducción para lectura profunda (el “ID”, similar al 6FF40), un dispositivo de inducción media, “IM”, un dispositivo “LL8”, que reemplazó al normal de 16 [pg], y un electrodo SP.

El dispositivo “IM” tiene una resolución vertical parecida a la 6FF40 (e “ID”) pero solo alcanza la mitad de la profundidad de investigación. El “LL8” es un dispositivo enfocado en el rango de investigación somera con mejor resolución en capas delgadas y menor influencia del agujero en comparación con el normal de 16 [pg], asimismo no tenía la inconveniencia de los instrumentos normales como inversiones en capas delgadas resistivas.

3. La herramienta de inducción SFL, “ISF”, incluía un instrumento de inducción profunda similar al 6FF40, el dispositivo “SFL” y el electrodo SP. Esta herramienta podía combinarse con el registro sísmico compensado y con un dispositivo de rayos gamma (RG). Esta combinación ofrecía, en ciertos horizontes geológicos, la capacidad de evaluar en un solo registro el potencial de hidrocarburos en el pozo. El registro sísmico proporcionaba una evaluación de la porosidad y el “ISF” una evaluación de la saturación.
4. La herramienta “DIL-SFL” es parecida a la “DIL-LL8” excepto que el “SFL” ha reemplazado al “LL8” como instrumento de investigación a nivel poco profundo. El agujero afecta menos la medición del “SFL” que la del “LL8”.
5. La herramienta de inducción “Phasor” está provista de un dispositivo de inducción de lectura profunda “IDPH”, otro de inducción para lectura a nivel medio, “IMPH”, un instrumento “SFL” y un electrodo SP. La herramienta cuenta con transmisión digital y sistema de procesamiento además de un sistema de verificación continua de calibración; puede operarse a frecuencia de 10 y 40 [kHz], además de la de 20 [kHz],

frecuencia de operación de la mayoría de los instrumentos de inducción anteriores. La menor frecuencia reduce el efecto de daño en formaciones de muy baja resistividad y de alta frecuencia, lo que permite mediciones más precisas en formaciones de alta resistividad, sin embargo, con la excepción de estos, la mayoría de los registros se efectúa en 20 [kHz].

Lo más importante es que además de las mediciones de resistividad (o conductividad) en fase, los instrumentos de inducción (el “IDPH” y el “IMPH”) miden la cuadratura fuera de fase o señal “X”. La disponibilidad de esta señal facilita la corrección de efecto de daño con mayor precisión, mejora la respuesta de las mediciones de inducción en capas delgadas y permite el uso de una mayor técnica de deconvolución (Schlumberger, 1991).

En los registros “Phasor” se corrige por completo el efecto de la capa adyacente; estos tienen funciones de respuesta vertical y permanecen constantes ante cambios en la conductividad de la formación, además de poseer respuestas radiales que son casi lineales. La Figura 5.16 muestra como el procesamiento de “Phasor” mejora el procesamiento tradicional en la medición “ID”, al mismo tiempo, la profundidad efectiva de investigación de la herramienta “Phasor” es ligeramente mayor y mejora en gran medida la resolución en formaciones con invasión profunda (Schlumberger, 1991).

6. La herramienta 6FF28-IES (2 5/8 [pg] de diámetro) es una versión reducida del dispositivo 6FF40, tiene un espaciamento de bobina primaria de 38 [pg] e incluye un normal estándar de 16 [pg] y un electrodo SP. Se usa para registros con agujeros pequeños y para operaciones a través de tubería (Schlumberger, 1991).

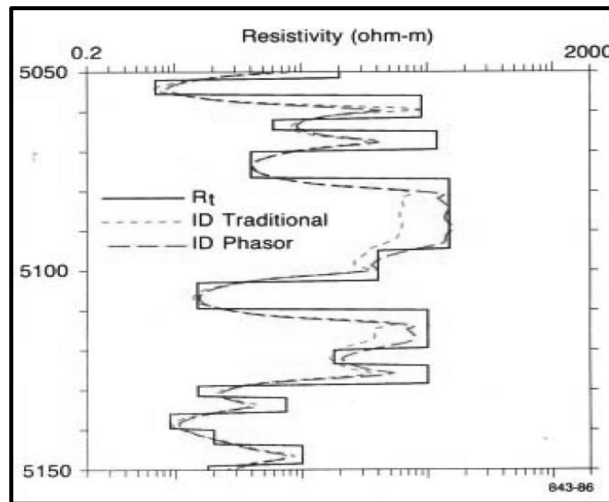


Figura 5.16. Procesamiento “Phasor” para el caso de efecto de capas adyacentes (Schlumberger, 1991).

### Correcciones ambientales antes de “Phasor Induction”

En (Schlumberger, 1991), se menciona que como en el caso de todas las mediciones de resistividad, el pozo, las capas adyacentes y la invasión, pueden afectar las lecturas. Deben corregirse estos efectos en los registros de inducción antes de poder utilizar las mediciones, ya que estos registros se han diseñado de manera más específica para minimizar dichos efectos, que por lo general no son grandes y en muchos casos pueden ignorarse sin mayores consecuencias. A pesar de todo, es aconsejable llevar a cabo dichas correcciones ambientales. Hay tres casos corrección de agujero, de capa adyacente y de invasión, y existen cartas para ayudar en las correcciones y deben de efectuarse en el siguiente orden: agujero, espesor de capa e invasión.

### Formaciones de alta resistividad

En esta clase de formaciones la señal de conductividad que mide la herramienta de inducción es pequeña. Después de la calibración todavía se tiene un margen de error de aproximadamente de  $\pm 2$  [Ohm-m] en las mediciones estándar de inducción (6FF40, “ID”, “IM”, 6FF28). Esto puede presentar un error del 2% en la señal de una formación de 100 [Ohm-m]. Se puede reducir el error en forma considerable por medio de una calibración dentro del pozo si se trata de una formación de suficiente espesor y de alta resistividad. La precisión en la calibración de la herramienta de inducción “Phasor” es muy superior, ya que su margen de error es menor a  $\pm 0.75$  [Ohm/m] al operarse a 20 [kHz] y aproximadamente de  $\pm 0.40$  [Ohm/m] si se opera a 40 [kHz] (Schlumberger, 1991).

(Schlumberger, 1991) muestra en las Figuras 5.17, 5.18, 5.19 y 5.20 el efecto de la inclinación en la respuesta de "ID" en las capas resistivas y conductoras de 5 y 10 [ft] con ángulos de inclinación de 0° a 90° e incrementos de 10°. El contraste de resistividad entre la capa y la adyacente es de 20:1 en todos los casos. Los registros se deconvolucionaron y mejoraron de la misma forma que de los registros de campo y se llegó a las siguientes conclusiones como resultado de este estudio: la inclinación hace parecer las capas más gruesas de lo que realmente son, las lecturas en el centro de la capa "R<sub>t</sub>" se promedian con "R<sub>s</sub>" de manera predecible, aunque no es fácil de cuantificar, las capas delgadas son las más afectadas a diferencia de las gruesas y las capas resistivas se ven más afectadas que las conductoras.

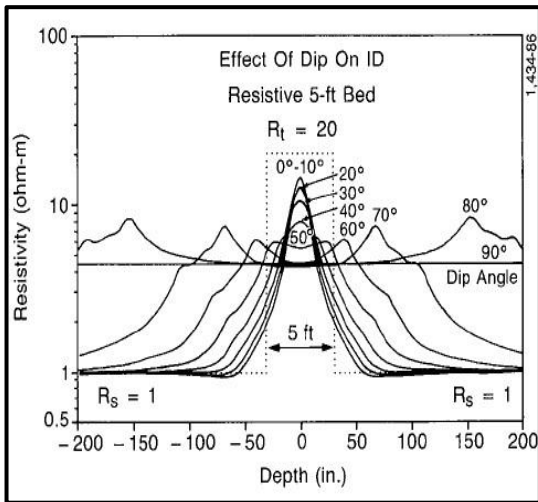


Figura 5.17. Efecto de la inclinación en la respuesta de "ID" en una capa resistiva delgada de 5 [ft] (Schlumberger, 1991).

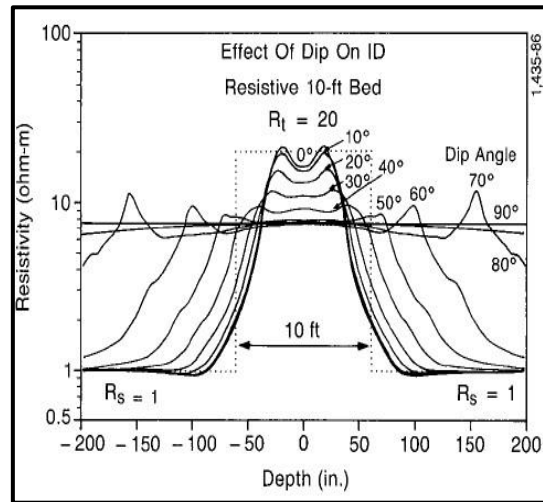


Figura 5.18. Efecto de la inclinación en la respuesta de "ID" en una capa resistiva gruesa de 10 [ft] (Schlumberger, 1991).

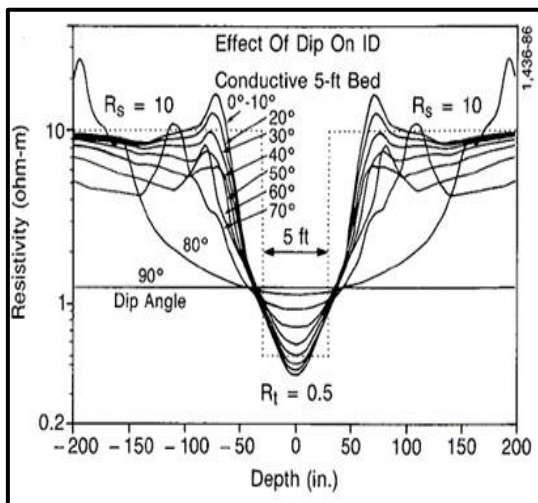


Figura 5.19. Efecto de la inclinación en la respuesta de "ID" en una capa conductiva delgada de 5 [ft] (Schlumberger, 1991).

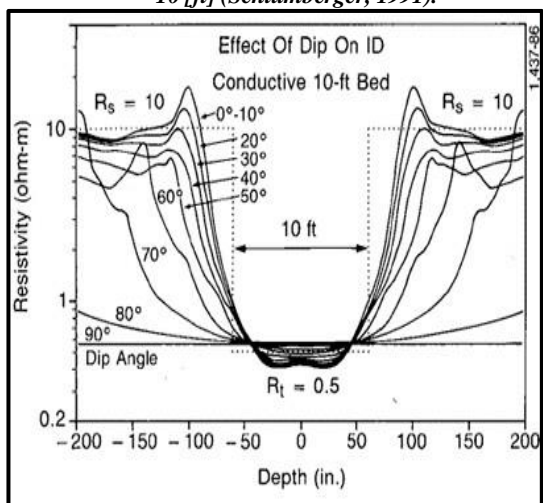


Figura 5.20. Efecto de la inclinación en la respuesta de "ID" en una capa conductiva gruesa de 10 [ft] (Schlumberger, 1991).

## 5.6 Herramienta de inducción (phasor SFL)

En (Schlumberger, 1991) se indica que la herramienta de inducción “Phasor SFL”, usa un arreglo de doble inducción con “SFL” para grabar los datos de resistividad en tres diferentes profundidades de investigación. En adición a la usual medida de inducción en fase (R-sigma), la herramienta hace una medición de alta calidad de la cuadratura de la señal de inducción (X-signals). Estas mediciones se combinan usando avanzados algoritmos para procesamiento de señal, con la finalidad de proporcionar un registro de “doble inducción SFL” con una resolución para capas delgadas de hasta 2 [ft] y con correcciones completas para distorsiones ambientales tales como efectos de capas adyacentes y de pozo. La técnica de deconvolución no lineal que corrige el registro de inducción en tiempo real, por efecto de capas adyacentes, mejora la resolución en capas delgadas sobre el rango completo de conductividades de formación. Este algoritmo llamado “Phasor Processing” requiere el uso de la cuadratura de las señales de inducción (X-signals), lo que mide la no-linealidad de forma directa.

El diseño del “Phasor Induction” proporciona varias ventajas adicionales sobre herramientas existentes, éstas incluyen mejoras en el sistema de calibración, estabilidad en el error de sonda, respuesta “SFL” y reducción de ruido de señal y de cable; cada una de estas mejoras contribuye a obtener medidas más exactas de la resistividad de formación sobre un amplio rango de resistividades y condiciones de pozo (Schlumberger, 1991).

### Descripción y características de la herramienta “Phasor”

La herramienta de inducción “Phasor SFL” se puede combinar con otras herramientas que usan telemetría en el cable. Las mediciones que se tienen en la superficie incluyen “R-signals” profunda (“ID”) y media (“IM”), “X-signals” y el voltaje para “SFL”, corriente de enfoque “SFL”, potencial espontaneo (SP), voltaje SP-a-armadura del cable y temperatura del arreglo. Todas las medidas, excepto el SP, son digitalizadas en el fondo del pozo con convertidores de alta resolución analógico-a-digital, y todos los canales de medida se recalibran cada 6 [in] durante la toma del registro (Schlumberger, 1991).

La frecuencia de operación de los arreglos de inducción se puede seleccionar entre 10 [kHz], 20 [kHz] ó 40 [kHz] con una frecuencia por defecto de 20 [kHz], un esquema de la herramienta se puede observar en la Figura 5.21, mientras que las profundidades de investigación y resolución vertical de las mediciones realizadas se enlistan en la Figura 5.22 (Schlumberger, 1991).

De acuerdo con (Schlumberger, 1991) las mejoras en el diseño de la herramienta, las mediciones “X-signal”, el procesamiento “Phasor” y las correcciones por pozo proporcionan valores de resistividad más precisos que otras herramientas de inducción en todos los rangos de resistividad, espesor de capa y condiciones de pozo. Una comparación en el mismo pozo en Texas entre la herramienta previa “doble inducción” e “Inducción Phasor SFL” con resolución vertical de 2 [ft] demuestra la mejora en resolución y precisión de los registros “Phasor”.

Figura 5.23.

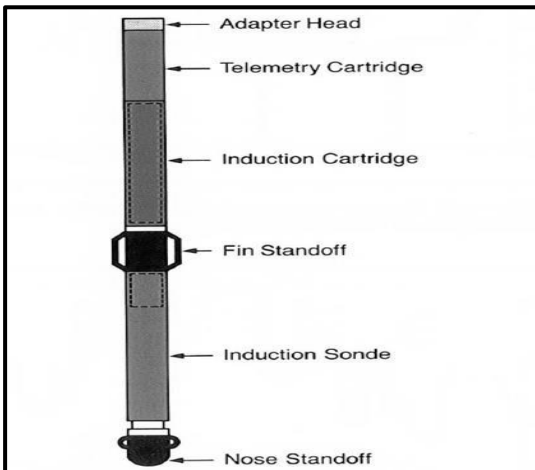


Figura 5.21. Esquema de la herramienta “Inducción Phasor SFL” (Schlumberger, 1991).

Profundidad de investigación radial media	
- (arriba de 100 ohm-m formación homogénea)	ID: 62 pulg. (158 cm) IM: 31 pulg. (79 cm) SFL: 16 pulg. (41 cm)
- (en 0.1 ohm-m formación homogénea)	ID: 48 pulg. (122 cm) IM: 26 pulg. (66 cm) SFL: 16 pulg. (41 cm)
-Resolución vertical (espesor de capa para una completa determinación de $R_t$ -no invasión)	IDPH: 8 pies (246 cm) IMPH: 6 pies (185 cm) * IDER: 3 pies (92 cm) IMER: 3 pies (61 cm) **IDVR: 2 pies (61 cm) IMVR: 2 pies (61 cm) SFL: 2 pies (61 cm)
* ER-Phasor con resolución aumentada	
** VR-Phasor con resolución muy aumentada	

Figura 5.22. Profundidades de investigación y resolución vertical, herramienta “Inducción Phasor SFL” (Schlumberger, 1991).

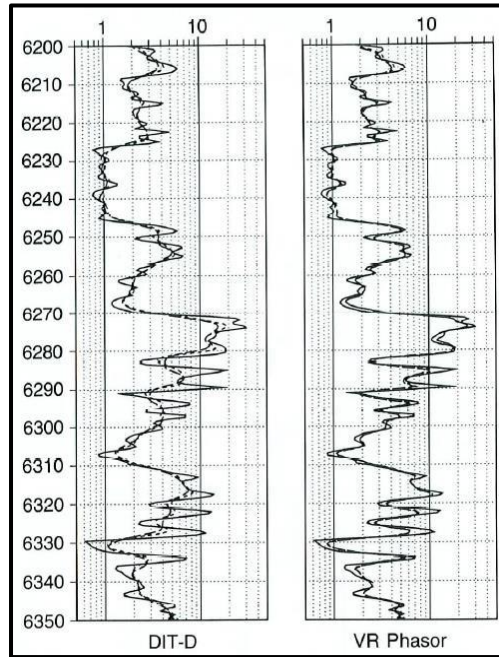


Figura 5.23. Herramienta “Doble Inducción SFL” registrada en pozo de Texas vs herramienta “Inducción Phasor SFL” con resolución vertical de 2 [ft] (Schlumberger, 1991).

La diferencia que hace el procesamiento “Phasor” en varios niveles de resistividad se muestra en la Figura 5.24. En donde se observa que un conjunto de contrastes de conductividad de formación produce diferentes respuestas características sobre el registro tradicional “ILD” dependiendo del nivel de conductividad promedio. En alta resistividad (baja conductividad) alrededor de 100 [Ohm-m] el registro muestra una considerable visión borrosa en capas delgadas y efecto de capas adyacentes en zonas más gruesas. En resistividades moderadas, alrededor de 10 [Ohm-m] el registro tiene menos efecto por capas adyacentes. En bajas resistividades, el efecto de capas adyacentes ha desaparecido, pero el registro ha desarrollado cuernos (horns) y se excede. Los registros “VR Phasor” de las mismas formaciones, Figura 5.25, leen correctamente, independientemente de la conductividad de la formación (Schlumberger, 1991).

La herramienta de “Inducción Phasor” genera un grupo de correcciones por efectos ambientales de manera automática. Las más destacables según (Schlumberger, 1991) son:

- Efecto de capas adyacentes y resolución de capas delgadas.
- Efecto de daño (skin effect).
- Efectos de pozo y excavación.
- Efecto de diámetro en pozos de gran diámetro.
- Efectos de invasión.

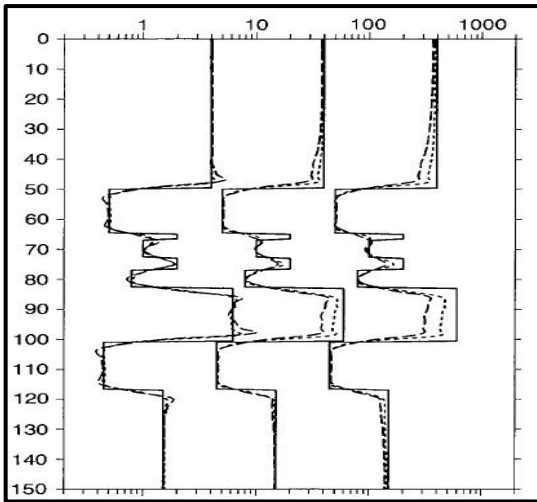


Figura 5.24. La variación de la conductividad de la formación produce diferentes respuestas en la medida tradicional "ILD" (Schlumberger, 1991).

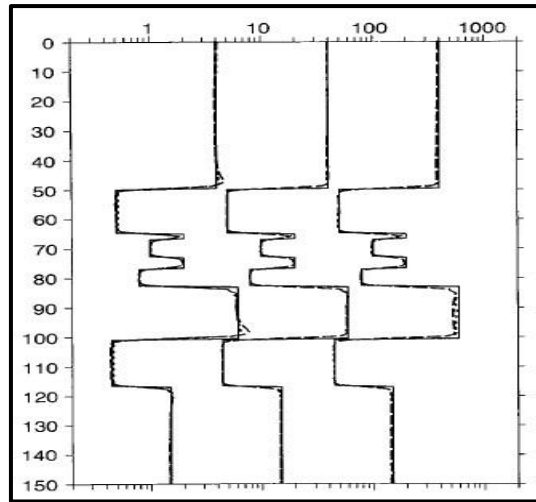


Figura 5.25. Registro "Phasor VR" de los mismos modelos de formación leídos correctamente sobre el rango de conductividad (Schlumberger, 1991).



## 5.7 Mediciones de inducción vs laterolog

Como se menciona en (Schlumberger, 1991) casi todas las señales de resistividad se llevan a cabo en la actualidad con instrumentos enfocados. Éstos se diseñaron a fin de minimizar la influencia del fluido en el pozo o de las capas adyacentes. Existen dos clases de herramientas, las de inducción y de laterolog. Éstas tienen características únicas que hacen su uso preferible en situaciones y aplicaciones específicas y a menudo diferentes.

El registro de inducción se recomienda, por lo general, en pozos perforados sólo con lodos moderadamente conductivos, lodos no conductivos (por ejemplo, lodos a base aceite), y en pozos vacíos o perforados con aire. En general, el laterolog se recomienda en pozos perforados con lodos muy conductivos (es decir, lodos salados) (Schlumberger, 1991).

Como la herramienta de inducción es un instrumento sensible a la conductividad, de acuerdo con (Schlumberger, 1991), esta herramienta resulta más precisa en formaciones de resistividad baja a media. La herramienta laterolog que es un instrumento de resistividad resulta más precisa en formaciones de resistividad media a alta, sin embargo, existe cierta superposición de las áreas de aplicación. Se ha preparado la Figura 5.26 para observar dichos casos promedio, “ $d_i$ ” de 0 a 80 [pg], y la posible presencia de un anillo. Esta carta es solamente una guía para condiciones diferentes a las dadas, por lo que las áreas de aplicación pueden variar. En esta misma Figura 5.26 se puede apreciar que se prefiere la medición del laterolog cuando  $R_{mf}/R_w$  cae a la izquierda de la línea vertical punteada y a la izquierda de la línea continua con el valor apropiado de “ $R_w$ ”, asimismo, se prefiere el registro de inducción sobre la línea de “ $R_w$ ” adecuada a la derecha de la línea punteada y debajo de la curva adecuada “ $R_w$ ”, aunque es probable que se requiera de uno o de los dos registros para una interpretación más precisa.

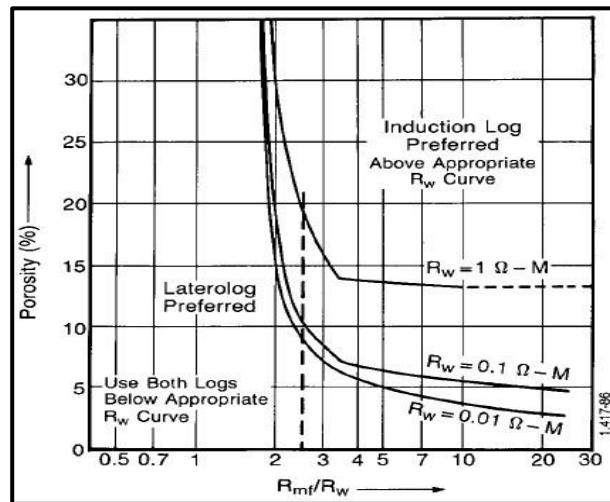


Figura 5.26. Rangos preferidos de aplicación de registros de inducción y laterolog para casos usuales (Schlumberger, 1991).

Para describir la naturaleza de las dos herramientas (Schlumberger, 1991) indica que bastará con mencionar que los dispositivos laterolog “ven” las zonas más resistivas y los de inducción “ven” las zonas más conductivas. De este modo, cuando “ $R_{xo}$ ” es mayor que “ $R_t$ ” se prefiere la herramienta de inducción para determinar “ $R_t$ ” y la herramienta laterolog se prefiere cuando “ $R_{xo}$ ” es mejor que “ $R_t$ ”.

Como la herramienta de inducción es un dispositivo para encontrar conductividad, ésta responde muy marcadamente a la alta conductividad dentro del pozo. Recientes esfuerzos de modelado han desarrollado algoritmos que calculan la señal del agujero como conductividades del mismo y una formación arbitraria sin importar su tamaño y cualquier “stand-off”, para obtener las correcciones se requiere de un calibrador que se registra con la herramienta de inducción. Los resultados de este método se muestran en la Figura 5.27. El pozo perforado con lodo salado se registró con la herramienta “Inducción Phasor” y con la herramienta “DLL”. Primero se corrigió el efecto del agujero. El pico de resistividad que aparece a 3 057 [ft] en la medición “ID” sin corregir, se debe a la señal del agujero, los picos a 3 112 y 3123 [ft] se deben al efecto de la cavidad. El registro “ID” sin corregir no resulta muy útil, una vez corregido se acerca mucho más a la curva “LLD”. A pesar de que se prefiere la herramienta laterolog bajo esas condiciones, el registro de inducción proporciona resultados aceptables con el procesamiento “Phasor” en un caso extremo (Schlumberger, 1991).

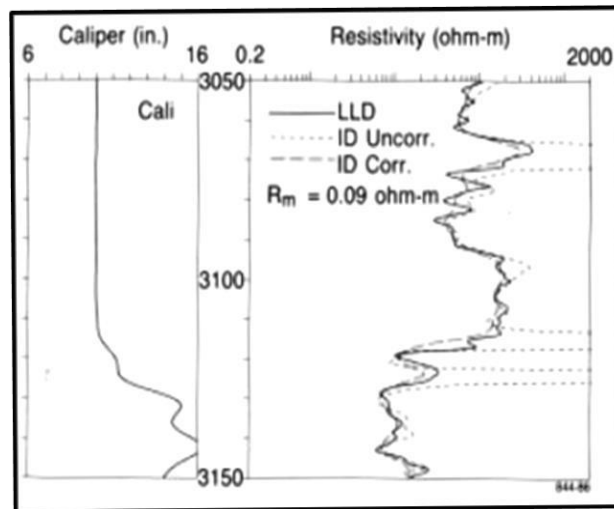


Figura 5.27. Registros de campo con o sin corrección del efecto del agujero (Schlumberger, 1991).

Los registros de inducción (“IDPH”, “ID”, “IM”, “6FF40”) dan una resolución aceptable de capas delgadas, lo que posibilita una evaluación confiable de las formaciones en capas de hasta 3 [ft] de espesor (“IDER”, “IMER”), mientras que los instrumentos laterolog exhiben una mejor resolución en capas delgadas, con la excepción de capas con una resistividad muy alta, es posible obtener una evaluación de formaciones confiable en capas con un espesor de 3 [ft] (Schlumberger, 1991).

El pozo y las capas adyacentes afectan las mediciones de inducción y de laterolog inclusive capas relativamente gruesas pueden influir en cierto modo en estas mediciones, por lo que las mediciones de ambos dispositivos deberán ser corregidas por estos efectos, aunque son insignificantes en general, es aconsejable practicarlas para asegurarse de no omitirlas en los pocos casos en los que puedan ser importantes (Schlumberger, 1991).

Para corregir los efectos de invasión en mediciones “LLD” o “ID” se requieren por lo menos tres mediciones de resistividad con diferentes grados de profundidad, por lo tanto, se recomienda que el registro incluya por lo menos tres mediciones de resistividad. En el caso del sistema laterolog éste podría componerse del registro “DLL”- “R<sub>xo</sub>” (“LLD”, “LLS” y “MicroSFL”), el sistema de inducción podría consistir en el “DIL”- “SFL” (“ID”, “IM” y “SFL”) o lo que es mejor de la herramienta inducción “Phasor SFL” (“IDPH”, “IMPH” y “SFL”) (Schlumberger, 1991).

## 5.8 Registro de arreglo de inducción

En (Schlumberger, julio 2006), se indica que la idea principal en el desarrollo de múltiples arreglos de bobinas es producir un conjunto de mediciones a varias profundidades de investigación y luego invertir las medidas radialmente para obtener una estimación de “ $R_t$ ”. El concepto de múltiples mediciones no es nuevo, ya que inician con los trabajos de Pupon en 1957, sin embargo, las limitaciones en el retorno de datos a la superficie en el cable de registro impidieron la aplicación práctica.

Este sistema de registro fue la idea detrás de la familia de herramientas “Array Induction Imager (AIT)”. Estas herramientas se construyen a partir de ocho arreglos independientes con espaciamentos a partir de la bobina principal que van desde 6 [pg] a 6 [ft]. Existen dos herramientas “AIT” en el campo: la “AIT-B” (herramienta AIT estándar) y la “AIT-H” más corta (Herramienta Plataforma Express “AIT”). La herramienta “AIT-B” opera simultáneamente en tres frecuencias, las señales en fase y en cuadratura se adquieren de cada arreglo en uno o dos frecuencias adecuadas para esa longitud de arreglo (Hunka et al., 1990). La herramienta “AIT-H” opera en una sola frecuencia y mide las señales “R” y “X” para cada arreglo. Todas estas medidas, cada una con su respuesta espacial única, se adquieren simultáneamente a cada 3 [pg] de profundidad como intervalos de muestreo. Se mantiene una estabilidad excepcional en rangos completos de temperatura y presión mediante el uso de un mandril de metal patentado y bobinas de cerámica; no hay fibra de vidrio soportando estructuras en la herramienta (Barber et al., 1987). La Figura 5.28 muestra las configuraciones de bobina de las dos herramientas, cada arreglo consta de una sola bobina transmisora y dos receptores (Schlumberger, julio 2006).

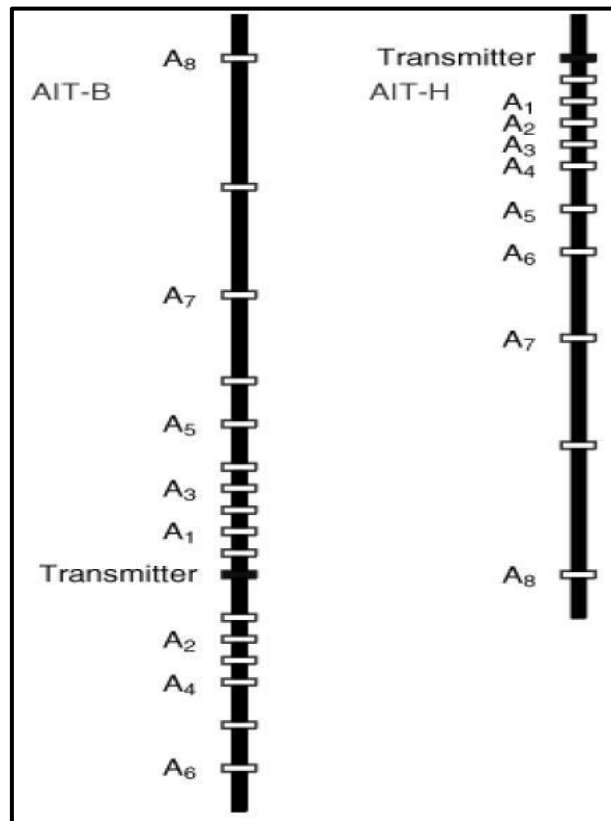


Figura 5.28. Configuración de bobinas en las herramientas de arreglo de inducción “AIT-B” y “AIT-H” (Schlumberger, julio 2006).

Se han desarrollado métodos de procesamiento no lineal que se utilizan en cada una de las mediciones, para posteriormente combinarlas de tal forma que se centre la respuesta del registro en una región deseada en la formación, y que no cambie a medida que cambie la conductividad de la formación (Schlumberger, julio 2006).

En (Schlumberger, julio 2006) se indica que el servicio de arreglo de inducción puede presentar varios registros de salida, cada uno enfocado a una diferente distancia dentro de la formación, cada uno de los nuevos registros es una combinación de varias medidas del arreglo, y todas son interpretables como registros de inducción con correcciones ambientales completas. Los registros están virtualmente libres del efecto de “caverna” y se pueden utilizar para obtener una estimación de “ $R_t$ ” sin supuestos incorporados sobre el perfil de invasión. Como se indica en (Schlumberger, julio 2006), las principales características de los registros “AIT” son las siguientes:

- Las correcciones de pozo se derivan de mediciones externas en un amplio rango de contrastes “ $R_t/R_m$ ”.

- La información de arreglo corto se puede usar para resolver parámetros efectivos del pozo en condiciones extremadamente difíciles.
- Los cinco registros tienen profundidades medias de investigación de 10, 20, 30, 60 y 90 [pg]. Las respuestas medias son constantes tanto vertical como radialmente en un amplio rango de conductividades de formación. La resolución vertical de cada registro se asemeja mucho a la de los demás. Hay tres anchos de resolución disponibles: 1, 2 y 4 [ft].
- La descripción de invasión se mejora tanto en sistemas de lodo a base de aceite como de agua. Éste incluye una estimación precisa de " $R_t$ " y una descripción cuantitativa de la zona de transición.
- Se pueden producir imágenes de resistividad y saturación de la formación

#### Correcciones por efecto de pozo

El primer paso en la conformación de registros en la familia de herramientas "AIT" es corregir todas las señales de arreglo sin procesar por efectos de pozo. Este proceso se basa en un modelo directo de los arreglos en un pozo circular e incluye una descripción exacta de la herramienta en el modelo (Schlumberger, julio 2006). La señal medida por una sonda de inducción "centrada" en un pozo puede representarse en función de cuatro parámetros: el radio, " $r$ ", del pozo, la conductividad del lodo, " $\sigma_m$ ", la conductividad de la formación, " $\sigma_f$ ", y la posición, " $x$ ", de la herramienta con respecto a la pared del pozo que suele denominarse "separación" o "stand-off" (Gianzero, 1978; Gianzero y Lin, 1985).

El algoritmo de corrección (Grove y Minerbo, 1991; Minerbo y Miles, 1991) está diseñado para resolver algunos de estos cuatro parámetros minimizando la diferencia entre los registros modelados y los reales de los cuatro arreglos más cortos, sin embargo, el contenido de información de estas mediciones no es suficiente para resolver todos los parámetros del pozo al mismo tiempo. En la práctica, dos de los cuatro parámetros pueden determinarse de manera fiable mediante este método. Los otros dos parámetros deben medirse o fijarse. La conductividad equivalente de la formación homogénea, " $\sigma_f$ ", siempre debe resolverse ya que ninguna medición está lo suficientemente relacionada con ella, lo que deja a uno de los otros parámetros a ser determinado, y los otros dos parámetros deben introducirse como mediciones (Schlumberger, julio 2006).

Incluida en la sarta de herramientas “Plataforma Express”, la herramienta de densidad (Eyl et al., 1994) contiene un calibrador que toma muestras a intervalos de 1 [pg]. En las sartas de herramientas estándar también pueden utilizarse otros calibradores. La medición “ $R_m$ ” en la herramienta “AIT-H” proporciona el segundo parámetro. Resolviendo para “ $\sigma_f$ ” y “stand-off”, el problema de la corrección por pozo puede resolverse sin intervención del operador (Schlumberger, julio 2006).

### Respuestas individuales del arreglo “AIT”

De forma general, la respuesta de “Born” se describe como una solución exacta sólo a muy bajo contraste. En el formalismo de “Born”, la conductividad de la formación homogénea se denomina conductividad de “fondo” o “background” (Schlumberger, julio 2006).

En la Figura 5.29 se ilustra un caso con código analítico para calcular la respuesta del registro en una formación estratificada. Las funciones de respuesta “Born” en varios niveles de conductividad de “background” fueron convolucionadas con el modelo de formación estratificada para formar registros (Anderson y Gianzero, 1983). En cada profundidad los registros de “Born” se compararon con el registro real (etiquetado “ISM”) y el registro de la conductividad “background” que más se aproximaba al registro del modelo exacto se determinó por interpolación (etiquetado “Back”). Todos los registros se corrigieron por el efecto “skin” para eliminar posibles ambigüedades causadas por la normalización de las respuestas “Born” (Schlumberger, julio 2006).

Este y otros muchos casos similares demuestran que existe un registro “Born” que coincide con el registro exacto si se permite que el “background” varíe. El cambio lento de la conductividad “background” se observó en todos los casos calculados. Además, se observó que el “background” es independiente de la longitud del arreglo dependiendo más bien de una media promedio de la conductividad de la formación, dado que la conductividad “background” en la aproximación de “Born” es fija este “background” variable se denominó “background” efectivo (Schlumberger, julio 2006).

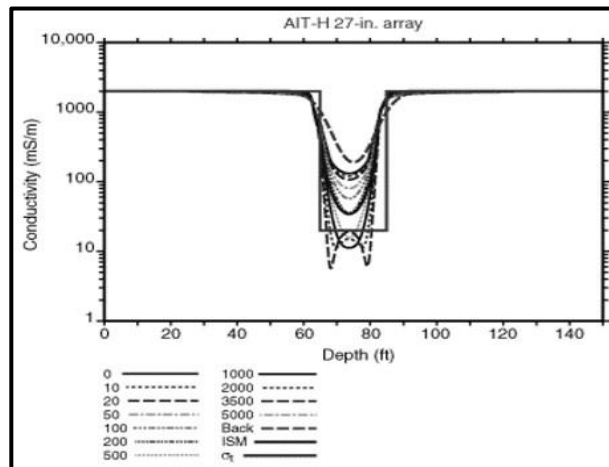


Figura 5.29. Para hallar el “background” efectivo se compara la solución exacta con los registros de “Born” modelados con diferentes conductividades de “background”. El “background” efectivo en cualquier punto es el “background” para el que el registro de “Born” coincide con la solución exacta (Schlumberger, julio 2006).

### Resumen del procesamiento del registro

De acuerdo con (Schlumberger, julio 2006) los registros de la familia de herramientas “AIT” se forman como sumas ponderadas de las mediciones crudas del arreglo. Los detalles del método de ponderación se describen en Barder y Rosthal, 1991. El proceso de conformación del registro viene dado por:

$$\sigma_{\log}(z) = \sum_{n=1}^N \sum_{Z=z_{\min}}^{Z_{\max}} w_n(z') \sigma_a^{(n)}(z - z') \quad (\text{Ec. 5.11})$$

Donde:

- $\sigma_{\log}$  = Registro “AIT” grabado.
- $\sigma_a^{(n)}$  = Registro medido del  $n$ ésimo canal.
- $N$  = Número total de canales de medida.

Este proceso genera un registro que es diferente del que es producido por cualquiera de los arreglos individuales y se caracteriza por una función de respuesta. Esta función de respuesta es una suma ponderada de las funciones de respuesta de cada uno de los canales individuales  $n$  (“R-signal”, “X-signal”), y las frecuencias adecuadas de todos los arreglos. Este proceso se resume en Figura 5.30 (Schlumberger, julio 2006).

Los pesos ( $w_n$ ) de la Ec. 5.11 son funciones del “background” efectivo. Los pesos se calculan para 13 niveles de conductividad de 0, 10, 20, 50, 100, 200, 500, 1 000, 2 000, 3 500, 5 000, 7 000 y 10 000 [mS/m] y se interpolan a partir de los valores de la tabla más próximos al valor efectivo de “background” en el punto de medición (Schlumberger, julio 2006).



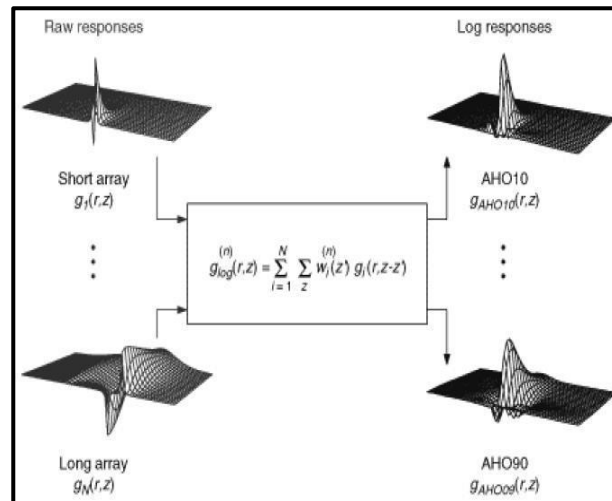


Figura 5.30. Representación esquemática del proceso para obtener el registro "AIT". Los pesos son función del "background" efectivo. La selección de pesos determina el registro de salida (Schlumberger, julio 2006).

Como describe (Schlumberger, julio 2006) las ponderaciones o pesos se determinan formando un conjunto de ecuaciones para definir la profundidad radial de investigación, la respuesta vertical y bidimensional del campo cercano. Las ponderaciones se eligen de modo que todas las herramientas de la familia "AIT" tengan la misma respuesta. Las profundidades radiales se definen mediante la profundidad media de investigación de la función de respuesta radial acumulativa. La Figura 5.31 muestra las profundidades radiales de la familia de herramientas "AIT". El número de registros y las profundidades de investigación se eligieron para maximizar la independencia de los registros para su posterior procesamiento radial.

La respuesta radial de cualquier arreglo de inducción está mal enfocada y con ocho arreglos hay bastante superposición de las respuestas, para determinar el contenido de información en las mediciones, las respuestas radiales individuales se descompusieron en un conjunto ortonormal de funciones y sus eigenvalores correspondientes. Hay de cinco a seis eigenvalores que cumplen con el criterio habitual de corte ruido según su nivel de conductividad (Barber y Rosthal, 1991). Se eligieron cinco registros que representan mejor el contenido de información de las mediciones sin procesar. Las características de estos cinco registros se eligieron para descomponerse en un conjunto similar de funciones ortonormales, asegurando así independencia de los cinco algoritmos. Esta independencia significa que ninguna de las respuestas radiales puede derivarse como una combinación lineal de las demás respuestas logarítmicas (Schlumberger, julio 2006).

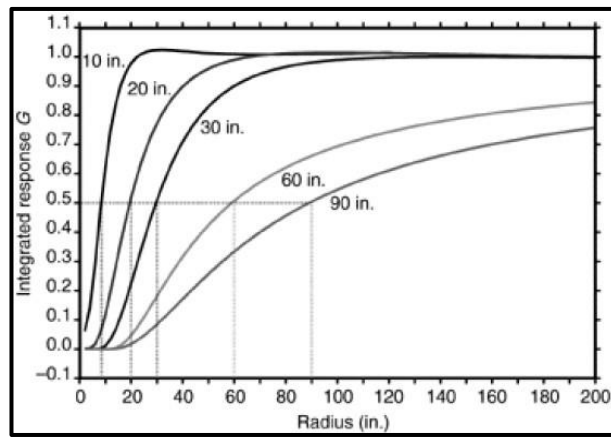


Figura 5.31. Respuesta radial integrada de la familia de registros “AIT” (Schlumberger, julio 2006).

(Schlumberger, julio 2006) indica que es importante mencionar que, cuanto mayor sea la resolución vertical menos suave será la respuesta bidimensional. Por esta razón, hay tres anchos de resolución disponibles con respuestas bidimensionales cada vez más sólidas: 1, 2 y 4 [ft]. Las respuestas verticales se muestran en la Figura 5.32. Los registros “AIT” de 2 [ft] son menos sensibles a los efectos de agujeros defectuosos que los registros estándar de la herramienta de inducción dual.

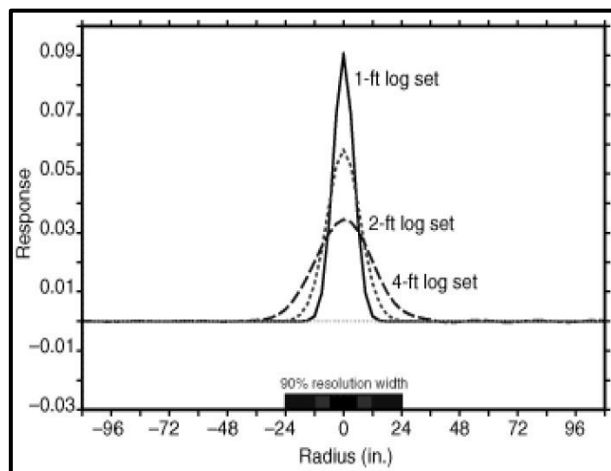


Figura 5.32. Las tres respuestas verticales de los registros “AIT” (Schlumberger, julio 2006).

### Ejemplo de registro “AIT”

El registro “AIT” consiste en tres conjuntos de mediciones básicas generadas simultáneamente con una resolución vertical de 1, 2 y 4 [ft]. Cada grupo contiene cinco mediciones de resistividad a diferentes profundidades de investigación de 10, 20, 30, 60 y 90 [pg] medidas desde el centro del pozo. En la Figura 5.33 se muestra un ejemplo de

las curvas de un registro de “AIT” para resolución vertical de 1 [ft] y en la Figura 5.34 se muestra un esquema con la configuración de la herramienta.

La nomenclatura de las curvas que se tienen para esta herramienta para el caso de resolución vertical de 1 [ft] son las que se muestran a continuación:

- AO10: Resistividad de inducción 10 [pg] de profundidad de investigación y 1 [ft] de resolución vertical.
- AO20: Resistividad de inducción 20 [pg] de profundidad de investigación y 1 [ft] de resolución vertical.
- AO30: Resistividad de inducción 30 [pg] de profundidad de investigación y 1 [ft] de resolución vertical.
- AO60: Resistividad de inducción 60 [pg] de profundidad de investigación y 1 [ft] de resolución vertical.
- AO90: Resistividad de inducción 90 [pg] de profundidad de investigación y 1 [ft] de resolución vertical.

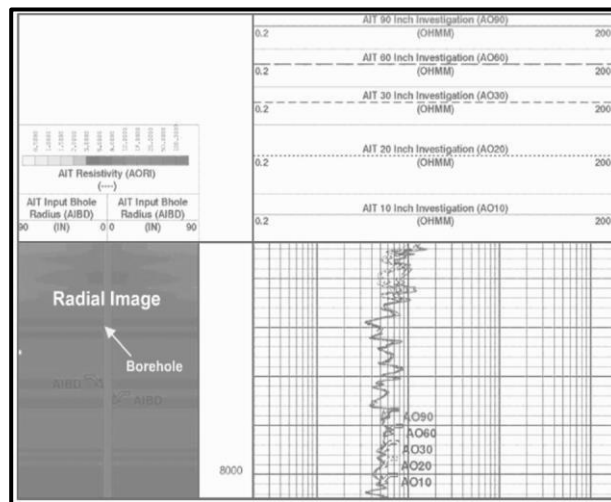


Figura 5.33. Ejemplo de curvas de resistividad de registro “AIT” con un pie de resolución vertical y cinco diferentes profundidades de investigación (10, 20, 30, 60 y 90 [pg]) (Shell, Schlumberger, 1999).

Las correcciones por efectos de pozo usan un proceso de inversión alternativo para comparar los datos actuales con datos basados en un modelo. El flujo de trabajo mostrado en la Figura 5.35 ejemplifica los principales pasos en este proceso de corrección en los registros “AIT” (Shell, Schlumberger, 1999).

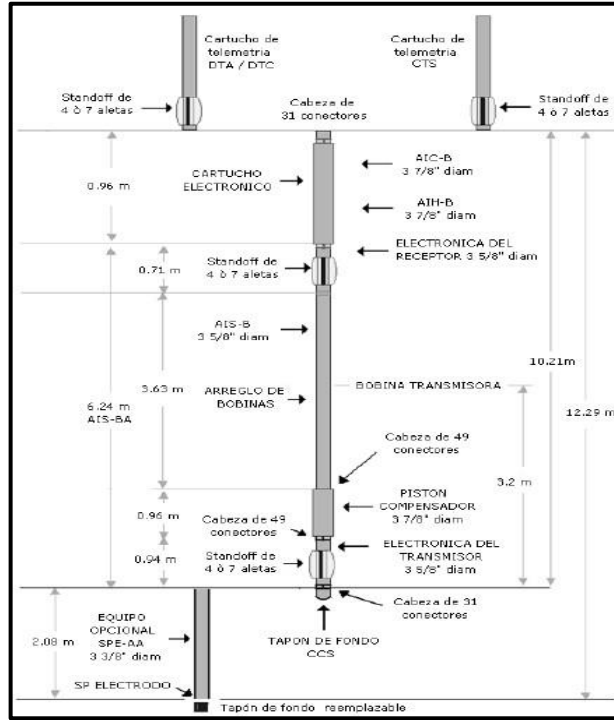


Figura 5.34. Configuración del sistema "AIT" (Alatorre y Hernández, 2009).

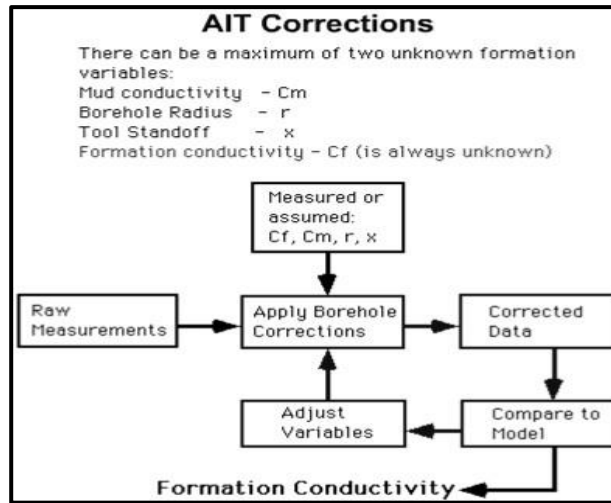


Figura 5.35. Diagrama de flujo que se realiza para llevar a cabo correcciones ambientales en los registros "AIT" (Shell, Schlumberger, 1999).

## 5.9 Registro de inducción triaxial

(Roldan, O., 2021) describe que las herramientas de inducción convencional proporcionan estimaciones de parámetros de la formación que permiten evaluarla de forma apropiada, sin embargo, existen ciertas características de ésta y del pozo que las perfora que sólo pueden evaluarse de forma correcta con el uso de tecnología avanzada como el registro de inducción triaxial.

El uso de la herramienta de inducción triaxial logra obtener mediciones en las diferentes direcciones de la formación, tanto vertical como horizontal al mismo tiempo de que dan respuesta a cualquier situación como desviación del pozo o inclinación en la formación. Con ello se logra obtener una estimación mejorada, con respecto a métodos convencionales, de la saturación de agua e hidrocarburos, que de otra manera serían pasados por alto. La herramienta tiene uso especialmente en formaciones laminares, anisotrópicas y/o fracturadas, además de que con ayuda de la inducción triaxial se pueden calcular parámetros como el echado y azimut de la formación para casos de interpretación estructural (Roldan, O., 2021).

Las herramientas de inducción electromagnética debido al campo generado por la bobina transmisora producen corrientes inducidas por la formación comúnmente llamadas “corrientes parásitas” o de “Focault” que son proporcionales a la conductividad de la formación, de esta forma se obtiene una respuesta equivalente al registro de electrodos mediante el inverso de la resistividad (Roldan, O., 2021).

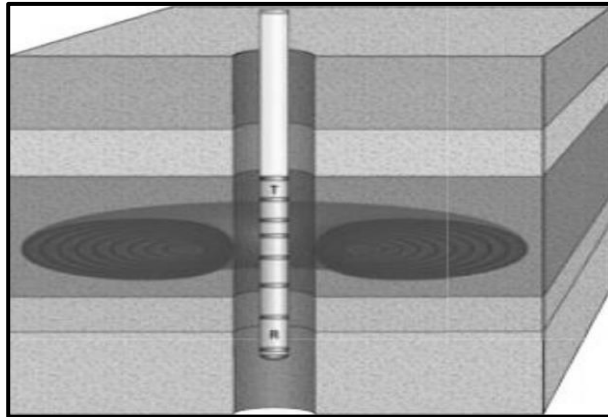
Las corrientes de “Focault” son inducidas en un medio conductor en presencia de un campo magnético variable con el tiempo, por lo que se crean electroimanes con campos magnéticos, mientras mayor sea la conductividad mayor serán las corrientes de “Focault” (Pacheco et al., 2009). En los núcleos de las bobinas se generan tensiones debido a las variaciones de flujo magnético y estas tensiones causan corrientes parásitas (Roldan, O., 2021).

### Ecuaciones de Maxwell

(Roldan, O., 2021) describe las ecuaciones de Maxwell como un conjunto de cuatro ecuaciones diferenciales parciales que explican los fundamentos de las relaciones de los campos magnéticos y eléctricos. Éstas se enlistan de la siguiente forma:

- Ley de Gauss para campo eléctrico:  $\nabla \cdot E = \frac{\rho}{\epsilon_0}$  (Ec. 5.12).
- Ley de Gauss para campo magnético:  $\nabla \cdot B = 0$  (Ec. 5.13).
- Ley de Faraday:  $\nabla \times E = -\frac{\partial B}{\partial t}$  (Ec. 5.14).
- Ley de Ampere:  $\nabla \times B = \mu_0 J + \mu_0 \epsilon_0 \frac{\partial E}{\partial t}$  (Ec. 5.15).

Con ayuda de las ecuaciones de Maxwell se han logrado mediciones más precisas de una forma simplificada mediante la aproximación de “Born”, Figura 5.36, que es un método aceptado en la determinación de la fuente y localización en la señal de la formación, para el caso de las dos bobinas la respuesta es una forma toroidal que rodea a la herramienta y es perpendicular al eje con valores máximos en el punto medio (Roldan, O., 2021).



*Figura 5.36. Aproximación de “Born” para una herramienta de registros de adquisición de inducción uniaxial, la región de influencia da una respuesta toroidal perpendicular a la herramienta y los valores máximos se ubican cerca del punto medio del transmisor y receptor (Anderson et al., 2008).*

El modelo muestra la aproximación de “Born” a la solución de las ecuaciones de Maxwell, sin embargo, este método es sólo válido al considerar un medio con capas de gran espesor y formaciones isotrópicas y homogéneas (Roldan, O., 2021).

Los dispositivos uniaxiales miden la resistividad aparente, “ $R_a$ ”, en un plano horizontal lo que es similar a medir la resistividad horizontal, “ $R_h$ ”. Para capas horizontales homogéneas de gran espesor la herramienta funciona bastante bien, sin embargo, no es posible medir la resistividad vertical, “ $R_v$ ”, con herramientas de inducción uniaxial, además de que los circuitos de inducción marcan grandes capas de formación lo cual no permite la detección de laminaciones con diferentes propiedades eléctricas. La aproximación de “Born”, como respuesta de la herramienta de inducción triaxial, proporciona una representación gráfica para la solución de las ecuaciones que representan la región que evalúa las mediciones de la herramienta. La respuesta de la herramienta de inducción uniaxial, según el modelo de “Born”, representa una superficie toroidal. La herramienta de inducción triaxial arrojará nueve respuestas, Figura 5.37, superpuestas entre sí donde el término “ZZ” corresponderá a la forma toroidal prevista con la inducción uniaxial como se observa en dicha figura (Roldan, O., 2021).

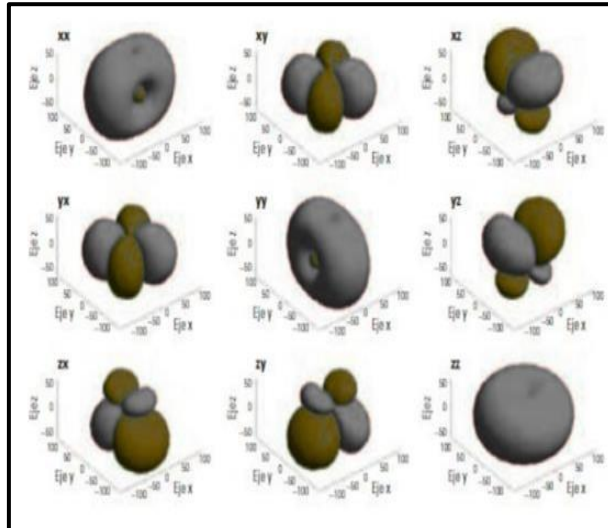


Figura 5.37. Aproximación de “Born” para un arreglo de inducción triaxial, cada uno de los elementos representa un componente del arreglo tensorial, los colores representan las respuestas positivas y negativas del transmisor-receptor (Anderson et al., 2008).

El modelo de “Born” muestra también las regiones donde la señal medida por la bobina del receptor presenta un 90%, esto tiene que ver con la superficie de cada elemento, así las componentes “XX”, “YY” y “ZZ” se obtienen del acoplamiento directo entre el transmisor y el receptor triaxial, mientras que los elementos restantes corresponden al cruzamiento de las bobinas (Roldan, O., 2021).

El efecto de anisotropía se conoce desde la década de 1950, sin embargo, no se contaba con la forma de resolver las componentes horizontal y vertical de la formación (Kunz et al., 1958), no fue sino hasta la invención de medición 3D que se consiguió un enfoque de análisis tensorial, el cual permitió resolver dichas resistividades. A pesar de ello, los sensores disponibles para ese momento no eran capaces de medir en tres dimensiones y en forma tensorial, estas necesidades aun superaban los límites del hardware existente hasta ese momento (Roldan, O., 2021).

Al cortar una muestra cilíndrica de una formación paralela a los planos de estratificación, la resistividad de la muestra que fluye con una corriente a lo largo de su eje se denomina resistencia horizontal (longitudinal), “ $R_h$ ”, pero si se corta un cilindro similar pero perpendicular la resistividad de la corriente que fluye a lo largo del eje se denomina resistividad vertical (transversal), “ $R_v$ ”, (Kunz et al., 1958). En otras palabras, cuando existe presencia de anisotropía eléctrica, dos parámetros son fundamentales de determinar “ $R_h$ ” donde las resistividades son horizontales y paralelas a la laminación y

“ $R_v$ ” cuando resultan perpendiculares a la misma laminación (Roldan, O., 2021).

En general (Roldan, O., 2021) describe que el flujo de corriente de una formación anisotrópica “ $R_h \neq R_v$ ” no será normal a las superficies equipotenciales. Para un medio isotrópico donde “ $R_h = R_v = \text{constante}$ ” se puede introducir el concepto de resistividad media, “ $R$ ”, y el coeficiente de anisotropía “ $\lambda$ ”, dados por la relación:

$$\begin{cases} R = \sqrt{R_h \times R_v} \\ \lambda = \sqrt{R_v/R_h} \end{cases} \text{ (Ec. 5.16)}$$

Se puede separar en dos casos a la anisotropía, microscópica como macroscópica donde la primera se encarga de resolver la anisotropía intrínseca de las arcillas, mientras que la segunda determina las laminaciones entre arenas – arcillas, así como el tamaño de grano y las intercalaciones compactas o cementadas (Roldan, O., 2021).

#### Resistividad verdadera

(Roldan, O., 2021) indica que la resistividad verdadera de una formación definida por “ $R_t$ ” hace referencia a una región no perturbada, en dichas zonas las mediciones realizadas se basan o asumen cierta homogeneidad y yacimientos isotrópicos. La resistividad aparente, “ $R_a$ ”, de la formación difiere con los cambios producidos en las diferentes direcciones de medición, para el caso cuando la medición se obtiene en sentido paralelo a las capas predominan las resistividades más bajas y cuando la medición se obtiene a través del apilamiento, la resistividad calculada es similar a un circuito en serie (Figura 5.38) donde los valores de las resistencias se suman, comúnmente las resistencias más altas son predominantes, como los casos donde hay existencia de hidrocarburos.

Debido a que la “ $R_a$ ” es similar a las de las resistividades más bajas, en función del ejemplo con el circuito paralelo, los resultados originan problemas ya que la naturaleza de las capas menos resistivas predomina sobre las más resistivas que pueden proveer hidrocarburos. En una alternancia lutitas – areniscas la porción de interés corresponde a la laminación de areniscas además “ $R_v$ ” no provee la resistividad real de las laminaciones de esta litología, por lo que debe combinarse “ $R_{\text{arenisca}}$ ” para obtenerla y remover los efectos de las lutitas (Roldan, O., 2021).



La resistividad se obtiene a través de la siguiente ecuación (Roldan, O., 2021):

$$\frac{1}{R_h} = \frac{F_{arenisca}}{R_{arenisca}} + \frac{F_{lutita}}{R_{lutita-h}}$$

$$R_v = F_{arenisca} \times R_{arenisca} + F_{shale} \times R_{shale-v} \text{ (Ec. 5.17)}$$

Donde:

- $R_h$  y  $R_v$  = Resistividad horizontal y vertical de la formación.
- $F_{arena}$  y  $F_{lutita}$  = Fracciones volumétricas.
- $R_{lutita}$  y  $R_{shale-v}$  = Resistividades de lutita en sentido horizontal y vertical.
- $R_{arena}$  = Resistividad de la arena.

Una vez obtenido el valor de “ $R_{arena}$ ” se puede emplear para el cálculo de “ $S_w$ ” mediante la ecuación de Archie, por lo tanto, la obtención de un valor más preciso del valor de la resistividad se traduce en el cálculo de “ $S_w$ ” y con ello la evaluación más precisa de los yacimientos de hidrocarburos (Roldan, O., 2021).

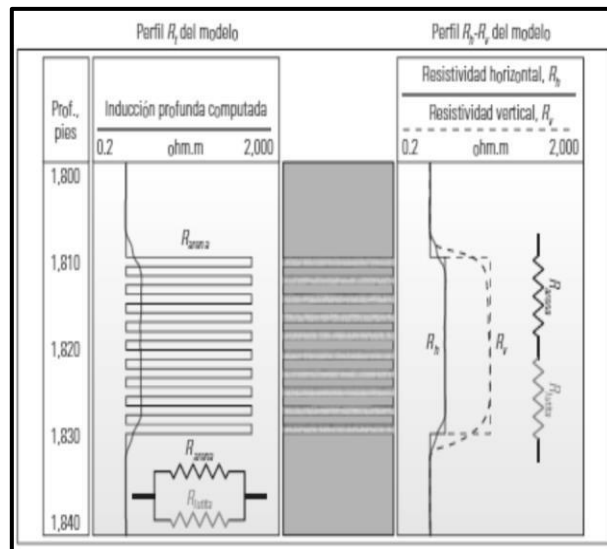


Figura 5.38. Cuando las capas son más delgadas que la resolución vertical de la medición, las mediciones de la “ $R_h$ ” son similares a un circuito en paralelo donde predominan las resistividades más bajas “ $R_{lutita}$ ”, por lo tanto, se puede pasar por alto las capas con contenido de hidrocarburos. En cambio, la “ $R_v$ ” es igual a un circuito en serie y el valor es determinado por la resistividad más alta (Anderson et al., 2008).

### Descripción de la herramienta “RT Scanner”

(Roldan, O., 2021) muestra que la medición de la herramienta por medio de la inducción triaxial bajo mediciones a múltiples profundidades de investigación en 3D provee resistividades más próximas a las resistividades reales de la formación, con ello supera las predominancias de baja resistividad producidas por la laminación y de esta manera obtiene una mejor estimación de la saturación resultante de hidrocarburo y de agua en yacimientos laminados, anisotrópicos o con fracturas.

Muchas de las limitaciones en los registros de inducción como la anisotropía que cambia según la dirección de la medición, así como los planos que no son perpendiculares al instrumento de medición se resuelven con la herramienta “RT Scanner” (Anderson et al., 1988), Figura 5.39, que logra una capacidad de procesamiento que da respuestas a situaciones que antes no podían ser vistas o eran ignoradas (Roldan, O., 2021).

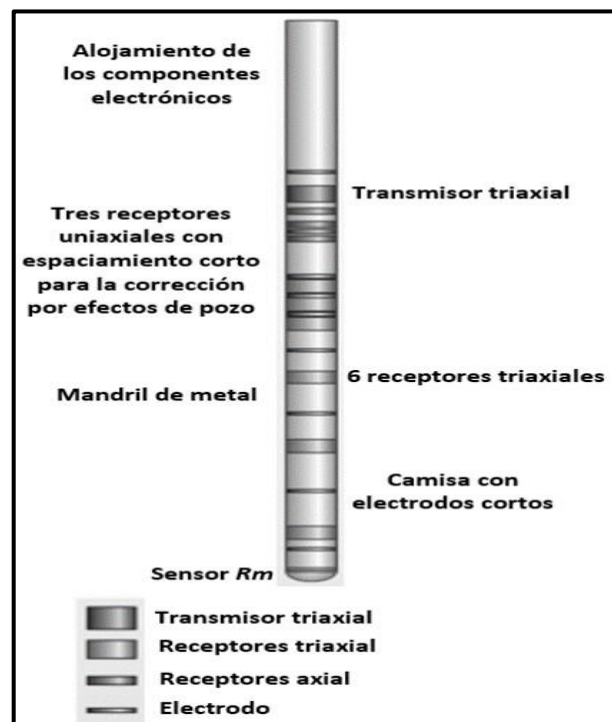


Figura 5.39. Herramienta “Rt Scanner”, consta de un transmisor triaxial, tres receptores axiales con espaciamiento corto para correcciones por efectos del pozo y seis receptores triaxiales, el sensor “R<sub>m</sub>” mide la resistividad del lodo (Anderson et al., 2008).

La herramienta contempla mediciones en tres dimensiones a múltiples profundidades de investigación que cuantifican las zonas laminadas de baja resistividad y reducen la incertidumbre en los parámetros que mide (Roldan, O., 2021).

Las principales aplicaciones de la herramienta de inducción triaxial son las mediciones precisas de resistividad en formaciones inclinadas, así como la identificación de intervalos productivos laminados y una nueva medición del echado natural de la formación (Roldan, O., 2021).

La herramienta posee seis matrices triaxiales cada una de las cuales contiene tres bobinas espaciadas dentro de la herramienta, tanto “ $R_v$ ” y “ $R_h$ ” se calculan en cada uno de los seis espaciamientos triaxiales. Además de las mediciones de resistividad, la inclinación de la formación y el azimut se calculan para la interpretación estructural y para explicar la geometría de las capas de formación (Roldan, O., 2021).

El diseño final de la herramienta incluye una camisa de electrodos conectados a un mandril de cobre conductivo, así las corrientes del pozo se hacen retornar por la herramienta. Al existir una gran sensibilidad en la excentricidad, es decir, cuanto más conductivo es el lodo más grande es el efecto la configuración permite reducir las grandes señales causadas por la excentricidad transversal hasta obtener un modo similar a la herramienta “AIT” (Roldan, O., 2021).

La interpretación integrada de los datos de resistividad adquiridos por la herramienta de inducción emplea los datos obtenidos de la resistividad vertical y horizontal para realizar un análisis de arena laminada y determinar con precisión las secuencias de arenisca y lutita de capa fina, también determina la inclinación de la formación y analiza las características estructurales como fallas o fracturas, por lo que el resultado final es una comprensión detallada de las litologías complejas existentes en el yacimiento que no se pueden caracterizar de manera formal o precisa por medio de resistividades usando métodos convencionales (Roldan, O., 2021).

La herramienta “Rt Scanner” consta de un arreglo de transmisores triaxiales, tres receptores axiales de espaciamiento corto y tres arreglos de receptores triaxiales, donde las señales emitidas y captadas por los sensores que están desplazadas en la herramienta se relacionan con la profundidad y el desplazamiento de las bobinas mediante el proceso físico y matemático que rige el arreglo (Roldan, O., 2021).

La bobina del transmisor triaxial genera tres momentos magnéticos en las direcciones “x”, “y” y “z”, cada arreglo de receptores triaxiales posee un término conectado de forma directa y dos términos en forma cruzada con las bobinas de los transmisores en

otras direcciones. Así la disposición muestra un arreglo de nueve términos, es decir, un arreglo tensorial de voltaje de 3x3. Empleando técnicas de inversión se puede extraer de la matriz la anisotropía resistiva, así como las posiciones de los límites entre las capas y un echado aparente (Roldan, O., 2021).

Dado que la física de las mediciones triaxiales es más compleja que la versión uniaxial, que sólo mide en el plano horizontal, en la herramienta "Rt Scanner" las componentes "x", "y" y "z" del transmisor se juntan con las componentes "x", "y" y "z" del receptor, Figura 5.40, para un caso donde sólo hay capas horizontales, los únicos términos que corresponden a la conductividad, " $\bar{\sigma}$ ", son los correspondientes a la diagonal principal " $\sigma_{xx}$ ", " $\sigma_{yy}$ " y " $\sigma_{zz}$ ", pero en casos donde los pozos están desviados o hay indicios de capas inclinadas es forzoso conocer los nueve componentes de matriz para tener un valor correcto de resistividad (Roldan, O., 2021).

De acuerdo con (Roldan, O., 2021) cuando el total de los nueve componentes poseen el mismo espaciamiento y se localizan a la misma posición, la matriz puede ser rotada para encontrar el echado relativo de la formación. El cambio entre sistemas de coordenadas facilita la transformación dado que se vuelve más sencilla y las mediciones se obtienen con el mismo sistema, como es el caso donde las líneas de flujo y las superficies potenciales poseen una simetría cilíndrica.

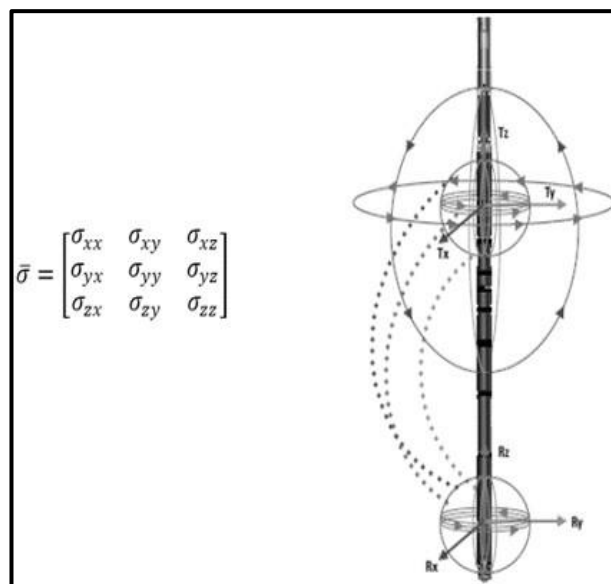


Figura 5.40. La herramienta "Rt Scanner" produce nueve elementos constituidos en una matriz. Al pasar corriente a través de las bobinas alrededor del eje "z", se inducen corrientes que fluyen en la formación de manera concéntrica, las bobinas enrolladas alrededor del eje "x" y en el último eje se crean corrientes que fluyen en los planos a lo largo del eje "x" y de la herramienta (Anderson et al., 2008).

(Roldan, O., 2021) indica que bajo los conceptos mostrados con anterioridad la resistividad de una secuencia laminada (arena – arcilla) se mostraría en la Figura 5.41 el ejemplo del antes y el ahora con respecto a los métodos de inducción provistos por la herramienta “Rt Scanner”, debido a esta implementación se obtiene una mejor definición del espesor de pago (Net – pay) que conlleva a definir mejor el contenido de hidrocarburos en sitio.

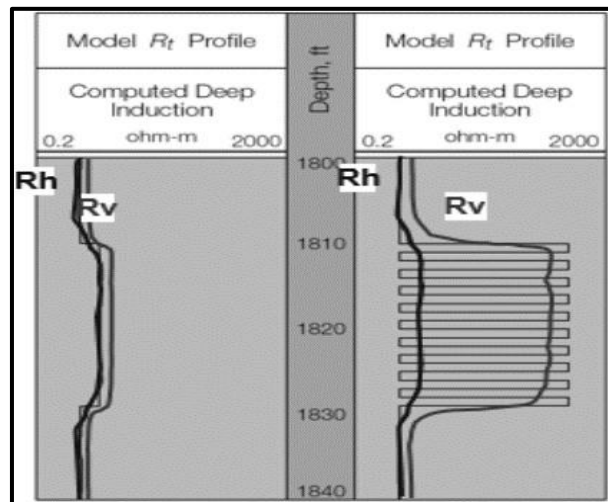


Figura 5.41. Una herramienta convencional mide una resistividad similar en ambos casos (curvas lado izquierdo), pero una herramienta que logra medir “R<sub>v</sub>” y “R<sub>h</sub>” permite diferenciar muy bien la laminación (curvas lado derecho) Inedito.

#### Caso de estudio: Estimación del volumen de hidrocarburos en areniscas finamente laminadas

En la evaluación de formaciones a partir de los registros convencionales de inducción para areniscas finamente laminadas impregnadas de gas, se calculan valores altos de “S<sub>w</sub>” (Schlumberger, enero-2006).

En el ejemplo visualizado en la Figura 5.42, los registros clásicos de inducción estaban midiendo esencialmente un valor global de “R<sub>h</sub>” para las areniscas, lutitas e intercalaciones que varían desde espesores de centímetros a unos metros de espesor, muy por debajo de la resolución vertical de la herramienta de inducción electromagnética. La baja resistividad resultante de las capas anisotrópicas de baja conductividad a su vez suprimió la interpretación del volumen de hidrocarburos (Schlumberger, enero-2006).

(Schlumberger, enero-2006) indica que para calcular los valores “ $S_w$ ” correctos, se emplearon los registros del “Rt Scanner” corregido por buzamiento y las mediciones de “ $R_h$ ” se usaron en un modelo de arenisca–lutita laminada. Modelo que incorporó un factor de anisotropía de esquistos determinado a partir de la lutita subyacente masiva. En lugar de los valores de “ $S_w$ ” de casi el 100%, obtenido a partir de mediciones clásicas de resistividad por inducción, el modelo “Rt Scanner” calculó las “ $S_w$ ” de entre 20% y 50%. Los resultados de saturación del “Rt Scanner” coincidieron con los registros de resonancia magnética nuclear, “RMN”, y las mediciones del núcleo. El muestreo subsiguiente del probador de formación en el fondo del pozo confirmó la presencia de hidrocarburo y la producibilidad se demostró con una prueba de columna de perforación. Sin los valores revisados de “ $S_w$ ” posibles con las mediciones 3D de “Rt Scanner” el potencial de este complejo yacimiento no se habrían reconocido. Figura 5.42.

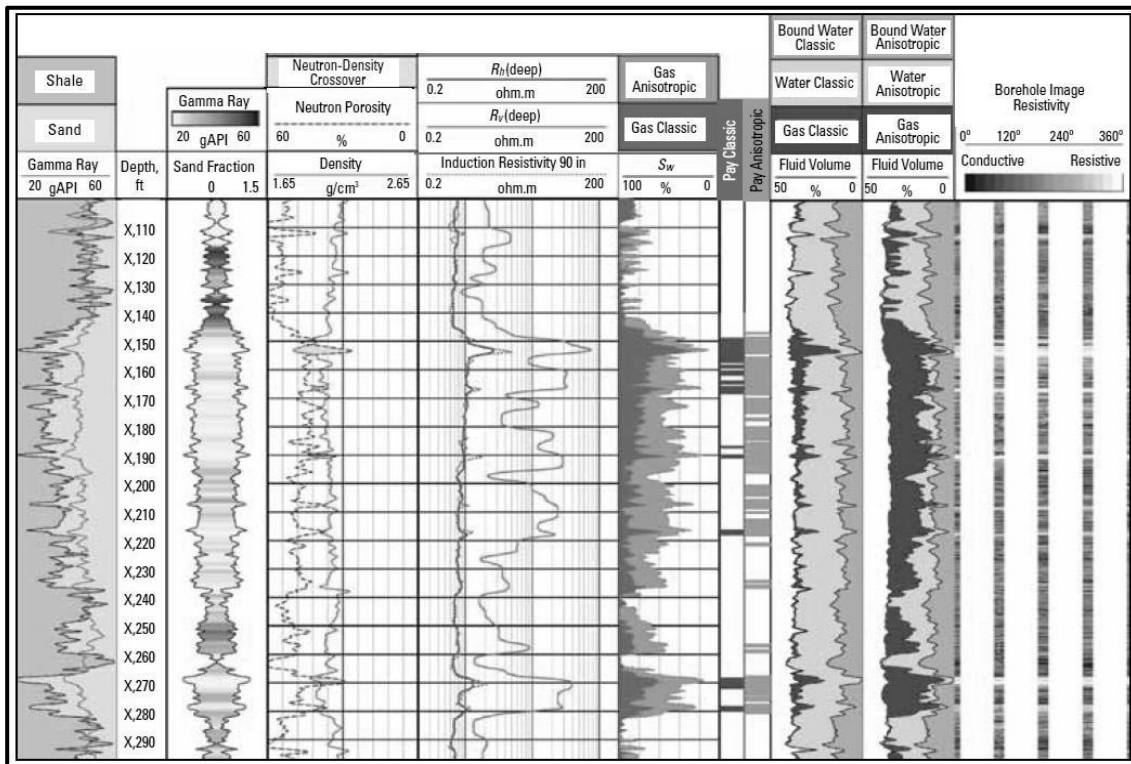


Figura 5.42. Curvas en comparación con el análisis de registros de inducción clásicos, las mediciones de anisotropía de resistividad “Rt Scanner” para la arena laminada indican la presencia de hidrocarburos que de otro modo se habrían pasado por alto (en los carriles 6 y 7 se muestran las zonas de pago para las interpretaciones anisotrópicas clásicas y “Rt Scanner”, respectivamente). La presencia de gas se indica por el cruce entre la densidad y el neutrón en x, 150-x, 155 [ft], x, 188-x, 192 [ft] y x, 268-x, 271 [ft] (Schlumberger, enero-2006).

## Referencias

**Anderson, B. I. (2001).** Modeling and inversion methods for the interpretation of resistivity logging tool response. PhD Thesis, TU Delft University.

**Halliburton. (Sin año documentado).** Recopilación técnica. Ingeniería de yacimientos. [https://www.academia.edu/11555122/MANUAL\\_DE\\_YACIMIENTO\\_halliburton\\_175pg](https://www.academia.edu/11555122/MANUAL_DE_YACIMIENTO_halliburton_175pg)

**Roldan, O. (2021).** Registros de nueva generación para enfrentar retos emergentes en interpretación petrofísica. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Schlumberger. (enero-2006).** True 3D measurements for enhanced reservoir quantification, Rt Scanner. <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/reservoir-characterization/surface-and-downhole-logging/wireline-openhole-logging/rt-scanner>.

**Schlumberger. (julio-2006).** Induction logging manual. <https://www.slb.com/resource-library/book/induction-logging-manual>.

**Shell, Schlumberger. (1999).** Petrophysics distance learning module. Países Bajos: [s./i.].

**Schlumberger. (1991).** Log interpretation principles/applications. Educational Services. <https://www.slb.com/resource-library/book/log-interpretation-principles-applications>

## Capítulo 6

## Registros de porosidad

Ariadna Palestina Oliva, Natalia Ramírez Mayorga, Héctor Ricardo Castrejón Pineda

### Sumario

#### 6.1 Registros sínicos

##### 6.1.1 Principios de medición de los registros sínicos

##### 6.1.2 Presentación de los registros sínicos

##### 6.1.3 Correcciones en los registros sínicos

##### 6.1.4 Aplicaciones de los registros sínicos

#### 6.2 Registros de densidad

##### 6.2.1 Principios de medición de los registros de densidad

##### 6.2.2 Herramientas de densidad

##### 6.2.3 Presentación de los registros de densidad

##### 6.2.4 Correcciones en los registros de densidad

##### 6.2.5 Aplicaciones de los registros de densidad

#### 6.3 Registros de neutrones

##### 6.3.1 Principios de medición de los registros de neutrones

##### 6.3.2 Herramientas de neutrones

##### 6.3.3 Presentación de los registros de neutrones

##### 6.3.4 Correcciones en los registros de neutrones

##### 6.3.5 Aplicaciones de los registros de neutrones

#### 6.4 Registro de resonancia magnética nuclear (NML)

##### 6.4.1 Principio de medición del registro de NML

##### 6.4.2 Presentación del registro de NML

##### 6.4.3 Correcciones en el registro de NML

##### 6.4.4 Aplicaciones del registro de NML

#### Referencias

### 6.1 Registros sínicos

La técnica de registro acústico, o también conocido como sínico, es una valiosa herramienta en el ámbito de los registros geofísicos de pozos, despliega su potencial en la evaluación de la porosidad de las formaciones. Esta metodología se emplea exclusivamente en agujeros abiertos y se basa en el principio de medición que implica la propagación de trenes de ondas acústicas. Estas ondas viajan en múltiples direcciones alrededor del agujero, abarcando diversas frecuencias e intervalos temporales. De este modo, se obtienen medidas de propiedades acústicas como las velocidades y atenuaciones de las ondas “P” y “S”, así como la amplitud de las ondas reflejadas.



La información obtenida sobre las velocidades acústicas reviste importancia al analizar la porosidad de la formación, y también arroja información sobre las litologías y compresibilidades en los poros de las rocas, por otro lado, el análisis de la atenuación de las ondas acústicas se enfoca en evaluar la calidad de trabajos de cementación, lo cual resulta crucial para registros de enlace de cemento (Cement Bond Log), además de facilitar la detección de zonas fracturadas en las formaciones.

Adicionalmente, la medición de la amplitud de las ondas reflejadas contribuye a la identificación de fracturas, localización de cavidades y determinación de la orientación de las fisuras. Asimismo, es de utilidad en la inspección de las tuberías de revestimiento.

Desde una perspectiva cuantitativa, el registro sísmico ofrece la capacidad de realizar evaluaciones de porosidad en pozos y formaciones que contienen diversos fluidos. Además, desempeña un papel complementario al interpretar secciones sísmicas a través de perfiles y rangos de velocidades. Cuando se combina con el registro de densidad surge un perfil de impedancias acústicas, marcando el primer paso hacia la generación de trazas sísmicas sintéticas.

En términos cualitativos, esta metodología resulta inestimable para los geólogos en la identificación de variaciones texturales sutiles tanto en areniscas como en lutitas. Asimismo, facilita la detección de zonas compactas o sometidas a presiones anormales y posibles fracturas presentes en las formaciones rocosas.

### **6.1.1 Principios de medición de los registros sísmicos**

El principio de medición del registro sísmico se basa en la propagación y el análisis de ondas acústicas que viajan a través de las formaciones geológicas que rodean un pozo. Estas ondas acústicas son generadas en el pozo y se propagan en diferentes direcciones y frecuencias a medida que atraviesan las capas de roca. La forma en que estas ondas se propagan e interactúan con las formaciones proporciona información valiosa sobre las propiedades de las rocas, como la velocidad del sonido y la atenuación, que a su vez pueden utilizarse para determinar la porosidad, litología, permeabilidad y otras características de las formaciones geológicas.

En esencia, el registro sónico mide el tiempo que demoran las ondas acústicas en viajar desde la fuente de emisión en el pozo a la formación y su regreso hasta los sensores ubicados en la misma herramienta. La velocidad de propagación de estas ondas está influenciada por las propiedades elásticas de las rocas, que a su vez están relacionadas con la densidad, porosidad y composición de las formaciones geológicas. Al analizar la variación de las velocidades y amplitudes de las ondas acústicas en función de la profundidad, los geólogos y e ingenieros pueden inferir información valiosa sobre las características subterráneas de las formaciones geológicas y la composición de los fluidos presentes en ellas.

Sin embargo, es importante tomar en cuenta los diferentes tipos de onda que se pueden presentar, estas se denominan secundarias u ondas de superficie, entre las cuales destacan las siguientes:

1. Las ondas Rayleigh, también conocidas como ondas superficiales, presentan dos tipos de desplazamientos: uno paralelo y otro perpendicular a la superficie, manifestándose como movimientos elípticos y tienen un carácter retrogrado en relación con su dirección de propagación. Estas ondas emergen de las porciones de ondas que inciden en las paredes del pozo con ángulos superiores al ángulo crítico de refracción, " $\alpha_{sc}$ ", de la onda de cizallamiento. En consecuencia, experimentan una reflexión total. Es importante señalar que estas ondas no pueden propagarse a través de líquidos, desplazándose en el agujero en forma de ondas cónicas. Lo más interesante es que mantienen su energía a medida que atraviesan múltiples refracciones en la superficie cilíndrica del pozo. Su velocidad, por lo general, alcanza aproximadamente el 90% de la velocidad de las ondas transversales. No obstante, esta velocidad varía con la frecuencia, lo que resulta en una rápida atenuación a medida que aumenta la distancia desde la interfaz. Esta variación en la velocidad según la frecuencia se denomina dispersión, lo que significa que las ondas Rayleigh alteran su forma durante el proceso de propagación. Estas ondas desempeñan un papel significativo en la caracterización de las propiedades de las formaciones geológicas en el pozo. Su capacidad para mantener energía a lo largo del agujero y su comportamiento dispersivo permiten obtener información valiosa sobre la estructura y la composición de las rocas circundantes.

2. Las ondas Stoneley, a veces llamadas ondas de frontera, ondas de tubo u ondas guía, presentan una característica singular al propagarse exclusivamente a lo largo de la superficie de separación entre dos medios con diferentes propiedades elásticas como líquidos y sólidos. Estas ondas emergen en la interfase entre el lodo y la formación, aunque son altamente sensibles a la rigidez de las paredes del pozo, éstas muestran una baja atenuación debido a sus bajas frecuencias. Su velocidad de propagación es mejor que la de las ondas transversales en líquidos, aunque menor que la de las ondas compresionales en sólidos. Al igual que las ondas Rayleigh, las Stoneley también experimentan el fenómeno de dispersión, aunque en una escala mucho menor en comparación con las primeras. Esto significa que su comportamiento cambia con la frecuencia, pero en menor medida. Su capacidad para mantener una energía considerable y su relativa baja atenuación las convierte en un factor crucial para analizar las propiedades de las formaciones geológicas y las características del pozo. Además, su sensibilidad a la rigidez de la pared del pozo puede proporcionar información valiosa sobre las condiciones en el entorno del pozo y la formación circundante.

Usualmente, en los registros acústicos, el orden de llegada de las ondas a los receptores sigue un patrón característico. En primer lugar, se perciben las ondas compresionales, seguidas por las ondas híbridas si están presentes en el tren de la onda, poco después de que estas últimas finalizan, emergen las ondas transversales o de cizalla, seguidas casi de forma inmediata por las ondas Rayleigh y Stoneley. Figura 6.1.

La obtención del tren de ondas completo en los receptores de las herramientas acústicas es posible sólo si la velocidad de cizallamiento de la formación (su onda "S") supera la velocidad del lodo. En otras palabras, si la velocidad de las ondas de cizalla de la formación es mejor que la velocidad del lodo (" $V_s < V_m$ ") sólo serán detectadas las ondas compresionales y las ondas Stoneley. Esta observación resalta la influencia crítica de las velocidades de propagación en la detección de las distintas ondas en el entorno del pozo. La identificación y análisis de las ondas registradas permiten inferir información valiosa sobre las propiedades elásticas y la composición de las formaciones geológicas circundantes.

Para comprender la propagación de las ondas sonoras de manera efectiva, la teoría elástica se erige como el enfoque más apropiado, sin embargo, es importante tener en cuenta que, en la mayoría de las mediciones sónicas, la longitud de onda se encuentra en el rango de aproximadamente 1 [ft], lo que la hace comparable o incluso mayor que el diámetro del pozo. En estas condiciones, la representación de las ondas sónicas como rayos que cruzan el pozo no es físicamente precisa.

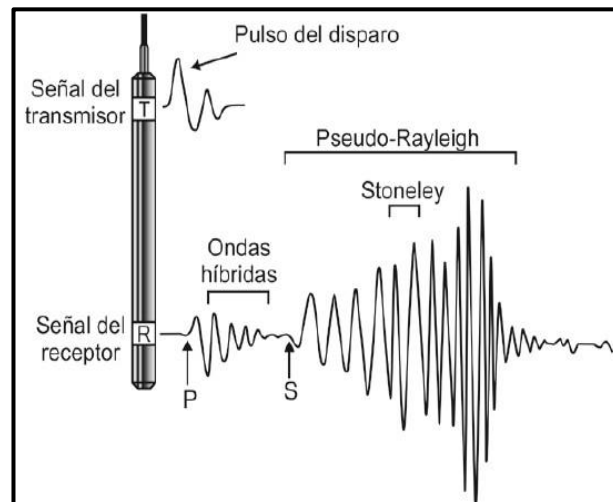


Figura 6.1. Esquema que representa el tren de ondas completo que puede ser percibido en el receptor en las herramientas acústicas de porosidad (Modificado de Bassiouni, 1994).

La transmisión del sonido de un medio a otro depende en gran medida de sus respectivas impedancias acústicas. La impedancia acústica, “Z”, se define como el producto de la velocidad de una onda acústica, “V”, y la densidad del medio en el que se propaga, “ρ”. Esta relación se expresa como la siguiente ecuación:

$$Z = V \times \rho \text{ (Ec. 6.1)}$$

Donde:

- Z = Impedancia acústica.
- V = Velocidad de la propagación de la onda acústica.
- ρ = Densidad del medio.

Esta definición es fundamental para comprender cómo se comportan las ondas acústicas al pasar de un medio a otro, y es esencial en el análisis y la interpretación de los registros acústicos en la exploración y producción de petróleo y gas.

Por lo general, los equipos sónicos registran únicamente el tiempo de tránsito de la primera señal que llega al receptor. Esta señal viaja desde el transmisor hasta la formación a través del lodo en forma de onda compresiva. Una vez en la formación, se refracta como una onda compresiva a un ángulo crítico, moviéndose paralelamente a la pared del pozo, posteriormente, se refracta nuevamente desde la formación al pozo como una onda compresiva y, finalmente, llega a los receptores.

A esta técnica de detección se le conoce como “FMD” (First Motion Detection) o detección del primer arribo. Esta técnica es efectiva para determinar exclusivamente las ondas compresivas, sin embargo, no proporciona información sobre las otras ondas presentes en el tren de ondas. Para capturar y analizar estas ondas adicionales se emplean otras técnicas como la “STC” (Slowness Time Coherence) y la “Labeling”, que se utilizan en las herramientas sónicas “LWD” (Logging While Drilling) más avanzadas y modernas.

Es importante destacar que los registros sónicos están principalmente relacionados con la porosidad primaria de las formaciones geológicas. En el caso de las formaciones limpias y bien consolidadas que presentan pequeños poros distribuidos de manera uniforme, como es común en ciertos tipos de areniscas, las porosidades pueden oscilar entre el 18% y el 25%. En ocasiones, estas porosidades pueden incluso alcanzar valores del 30% e incluso del 35%.

Generalmente, tanto el tiempo de tránsito, “ $\Delta t$ ”; como la porosidad de la formación, “ $\varnothing$ ”, pueden expresarse mediante la ecuación lineal (Ec. 6.2). Si bien esta ecuación resulta útil para mostrar la relación entre “ $\Delta t$ ” y “ $\varnothing$ ”, es importante señalar que los coeficientes “A” y “B” de la ecuación no corresponden parámetros físicos definidos de manera precisa, como lo hace la ecuación de Wyllie, por en cambio, estos coeficientes se determinan empíricamente para cada uso particular a través de las correlaciones entre los valores registrados en el registro sísmico y las porosidades obtenidas a partir de núcleos de perforación o de pared. Estas porosidades dependen de la matriz de la roca y la compresibilidad de los poros.

$$\Delta t = A + B\phi \text{ (Ec. 6.2)}$$

Cuando se encuentra porosidad secundaria en las rocas, como fracturas, cavidades y vóculos, las ecuaciones de Wyllie sólo proporcionan una porosidad aparente de la formación, que es el resultado de la porosidad primaria. En consecuencia, si estos valores son bajos, puede deberse a la presencia de porosidad secundaria. Estos valores pueden compararse con las lecturas de los registros de densidad o los registros de neutrones, que a menudo se combinan con la herramienta sónica. De esta manera, se puede obtener una estimación de la porosidad secundaria (“ $\phi_2$ ”), que puede expresarse mediante la siguiente ecuación (Ec. 6.3):

$$\phi_2 = \phi_{\text{Total}} - \phi_{\text{Sónico}} \text{ (Ec. 6.3)}$$

### Herramienta sónica compensada por efecto del agujero (BHC)

En la búsqueda de hidrocarburos es común encontrar irregularidades en los pozos perforados como: ensanchamientos, derrumbes, cavernas o movimientos inesperados de las herramientas acústicas en el pozo. Estas irregularidades pueden causar errores en las mediciones del tiempo de tránsito de las formaciones, “ $\Delta t$ ”, debido a que las ondas acústicas refractadas en el lodo llegan de manera desigual a los receptores incluso las herramientas convencionales con sistemas de receptores duales no pueden eliminar por completo los errores causados por el lodo de perforación en las ondas acústicas.

En respuesta a estos desafíos, surgió en 1964 una herramienta sónica innovadora conocida como BHC (Borehole Compensated) o registro sónico compensado por efectos del agujero. Fue patentada por Schlumberger en la década de 1960 y se utilizó ampliamente durante más de 20 años. La BHC aborda en gran medida las irregularidades en el diámetro del pozo y la inclinación de la herramienta la incorporar un sistema de dos transmisores electroacústicos, uno en la parte superior y otro en la parte inferior de la herramienta, junto con cuatro receptores electroacústicos ubicados de manera equidistante entre los transmisores. Estos componentes permiten la conversión de la energía eléctrica en energía acústica y viceversa. La distancia entre cada transmisor y el receptor más cercano es de 3 [ft], mientras que la distancia entre los receptores es de 2 [ft]. Esto posibilita la compensación de los viajes desiguales de las ondas acústicas mediante el sistema de receptores invertidos.

La herramienta BHC mide el tiempo que tarda la onda acústica en recorrer, en la formación, una distancia igual a la separación entre receptores, aunque teóricamente se encuentra centrada en el pozo en ocasiones puede experimentar cierto pandeo durante la adquisición de registros.

La principal ventaja de la herramienta BHC radica en su capacidad para cancelar los errores asociados con las irregularidades del agujero. Esto se logra gracias a que las mediciones del tiempo de tránsito se realizan de manera alterna, Figura 6.2. Los transmisores emiten sucesiones alternas de ondas acústicas compresivas en todas las direcciones y los valores de, “ $\Delta t$ ” se leen de los pares de receptores de manera igualmente alternada. Esto permite obtener el promedio automático de los valores por una computadora en la superficie para compensar los efectos del agujero. Además, se integran los tiempos de tránsito para calcular el tiempo de tránsito total en microsegundos por pie [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ].

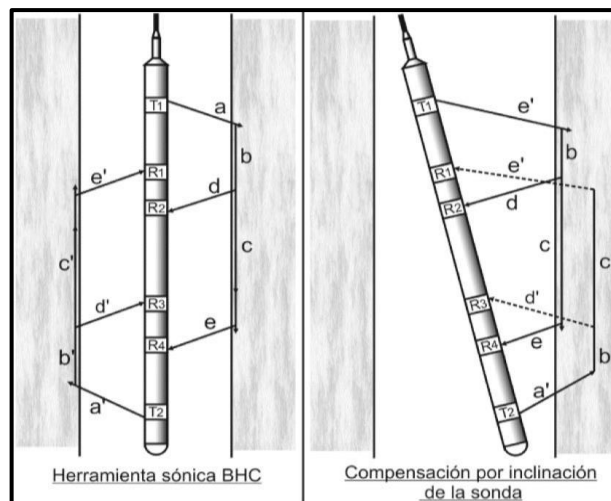


Figura 6.2. Representación gráfica que ilustra la disposición de transmisores y receptores duales utilizados en la herramienta sónica BHC. Además, se presenta el principio de medición que guía la geometría de las ondas acústicas tanto en condiciones normales como cuando la herramienta experimenta movimientos no deseados (Adaptado de Schlumberger, 2008).

### Herramienta sónica de espaciamiento largo (LSS)

La herramienta BHC presentaba limitaciones significativas que llevaron a Schlumberger a patentar una nueva herramienta llamada LSS (Long Spaced Sonic) o herramienta sónica de espaciamiento largo. Esta herramienta innovadora está compuesta por 2 transmisores monopolares con un espaciamiento de 2 [ft] entre ellos en la parte inferior de la herramienta, junto con 2 receptores en la parte superior con el mismo

espaciamiento, sin embargo, la distancia entre el transmisor superior y el receptor inferior es de 8 [ft], lo que permite realizar mediciones con espaciamiento de 8, 10 y hasta 12 [ft]. Esta característica permite aumentar significativamente en la profundidad de investigación y minimizar las posibles alteraciones causadas por la formación.

Una particularidad de la herramienta LSS es que no permite una compensación directa por efectos del pozo de la misma manera que lo hace la BHC, ya que no cuenta con transmisores por encima de los receptores. Esto se hace para mantener la longitud de la herramienta dentro de los límites técnicos aceptables, para abordar el problema de posibles errores debido al efecto del pozo en la LSS se utiliza una compensación dinámica denominada “derivada de profundidad” o DDBHC (Depth Derived BHC). Esta técnica implica combinar las mediciones de los tiempos de tránsito mediante secuencias completas de transmisor-receptor a dos profundidades diferentes en el pozo, comúnmente separadas por 10 [ft]. Figura 6.3.

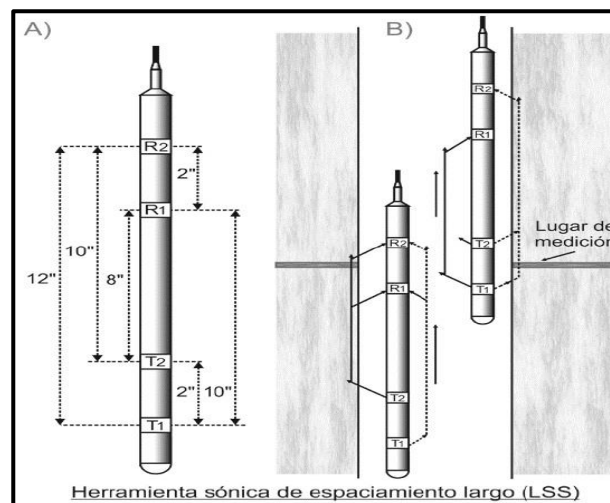


Figura 6.3. Representación gráfica que ilustra la disposición de la herramienta LSS de Schlumberger y cómo lleva a cabo la compensación dinámica derivada de profundidad mediante el método DDBHC (Adaptado de Rider, 2000).

Esta composición dinámica permite corregir los efectos del pozo en las mediciones y proporciona mediciones más precisas y confiables del tiempo de tránsito de las formaciones, lo que es fundamental para la evaluación precisa de las propiedades de las formaciones geológicas y los fluidos en el subsuelo. Esto permite que la LSS sea una opción viable para adquirir registros sísmicos en agujeros de gran tamaño, formaciones areno-arcillosas pobremente consolidadas o arcillas lentas y susceptibles a reaccionar con el lodo de perforación.



### Herramienta de velocidad sónica de forma de onda completa (Array-Sonic Service)

A finales de la década de 1970 y principios de la década de 1980, gracias a los avances tecnológicos continuos en equipos de cómputo y procesamiento de señales se logró un hito importante: la capacidad de evaluar por separado los componentes adicionales de los arribos de ondas posteriores a las ondas compresivas en forma de paquetes de energía reconocibles, en particular la onda de cizallamiento y la Stoneley en herramientas acústicas. Fue en esta época que Schlumberger introdujo a principios de los años 80 una nueva herramienta conocida como la herramienta de velocidad sónica en forma de onda completa o ASS (Array Sonic Service).

La herramienta está compuesta por 2 transmisores monopolares y 2 receptores con una disposición muy similar a la de la herramienta LSS (con un espaciado de 2 [ft]), pero con un espaciado entre transmisor y receptor igual al de la herramienta BHC (3 [ft]), además de estos componentes, hay una sección por encima de ellos que consta de un arreglo lineal de 8 receptores equidistantes cada 0.5 [ft] con una apertura total de 3.5 [ft]. Esto permite un muestreo más amplio de las ondas acústicas completas de las formaciones. Figura 6.4.

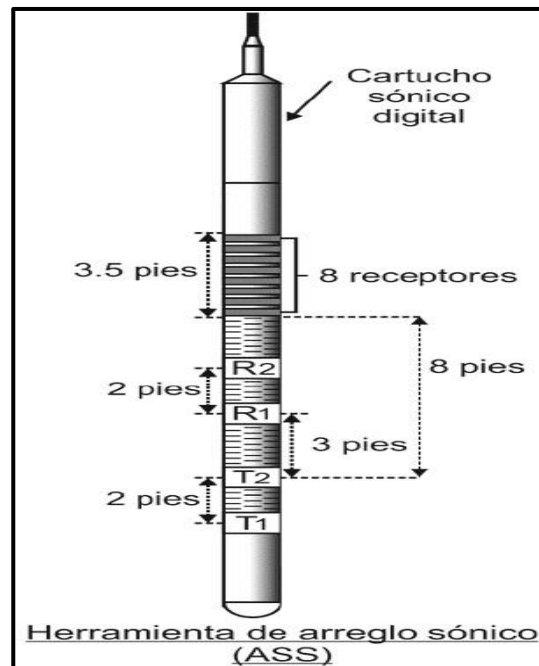


Figura 6.4. Representación gráfica que ilustra la disposición de la herramienta ASS de Schlumberger (Adaptado de Schlumberger, 2008).

La herramienta ASS permitía obtener mediciones de “ $\Delta t$ ” con espaciamentos de 3 y 5 [ft], similar a lo que hace la BHC, así como mediciones de “ $\Delta t$ ” con espaciamentos de 8, 10 y 12 [ft], al igual que la LSS. Operaba a una única frecuencia relativamente alta de 10 a 15 [kHz]. Además, mediante un procesamiento conocido como STC (tiempo de retardo coherente) era posible obtener velocidades compresivas de las ondas y, en algunos casos, velocidades de las ondas transversales y Stoneley.

Un aspecto característico de la herramienta ASS al igual que la LSS y la VLT es que todas utilizan transmisores monopolares que generan las ondas acústicas, lo que limita la detección de las ondas transversales u ondas “S” a las formaciones con velocidades considerables, para obtener la onda Stoneley era necesario aplicar un fuerte filtrado, ya que esta onda concentra la mayor parte de su energía por debajo de los 2 [kHz].

### Herramienta sónica dipolar generadora de imágenes (DSI)

Todas las herramientas que precedieron a la DSI utilizaron fuentes de transmisión monopolares, lo que significa que el pulso de presión emitido se distribuye de manera omnidireccional, es decir, las ondas se propagan de la misma forma en todas las direcciones en el agujero del pozo.

Este tipo de transmisor no permite medir la velocidad de cizallamiento en formaciones lentas, donde se cumple que “ $\Delta t_s$ ” en la formación es mayor que “ $\Delta t_f$ ”. En estos casos, no se genera un frente de onda en el pozo correspondiente a la onda transversal, por lo que la información de la onda de cizallamiento no está presente en las formas de onda que llegan a los receptores de las herramientas, por esta razón, a principios de la década de 1990 se comenzó a utilizar otro tipo de excitación en las herramientas digitales DST (Digital Sonic Tools) que combinaba mediciones de tipo monopolar y dipolar. Esto permitía obtener la velocidad de cizallamiento y de compresión en formaciones lentas.

Las fuentes de transmisión dipolares se componen de 2 puntos o polos ubicados en forma continua y vibrando con una fase opuesta, lo que constituye una fuente de transmisión dipolar. Estas fuentes pueden ser dos transductores monopolares colocados en forma opuesta uno del otro. La onda de presión resultante es tal que empuja de un lado del pozo mientras tira del lado opuesto, de manera similar al funcionamiento del pistón

mecánico como se observa en la Figura 6.5. Un transductor dipolar puede construirse como un tipo de altavoz con un elemento móvil montado en membranas oscilantes alrededor de imanes fijos. Al aplicar una corriente alterna, “AC”, a las bobinas enrolladas alrededor del elemento móvil se genera un movimiento de “positivo a negativo” que se transmite al lodo de perforación a través de las membranas y luego a las paredes del agujero. Esto permite que las formaciones alrededor de la herramienta DSI se muevan o flexionen lateralmente, y esta flexión se propaga a lo largo del pozo.

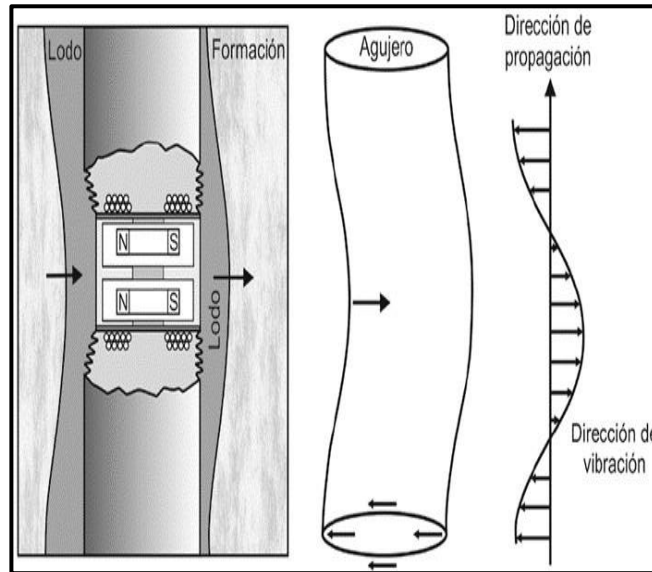


Figura 6.5. Ilustración que describe el funcionamiento de un transductor dipolar en la herramienta DSI y la propagación de las ondas flexurales en el agujero del pozo (Adaptado de Serra, 2008).

Esta innovación en la excitación de la herramienta DSI abrió nuevas posibilidades para obtener mediciones precisas de las propiedades de las formaciones, especialmente en formaciones lentas donde las herramientas anteriores no podían proporcionar datos completos. La capacidad de medir tanto la velocidad de compresión como la de cizallamiento en formaciones lentas es fundamental para una evaluación precisa de las condiciones geológicas y de los fluidos en el subsuelo.

El principio de medición de la herramienta DSI es muy similar al utilizado por las herramientas acústicas convencionales. Implica la emisión de pulsos eléctricos con diferentes formas y frecuencias para generar ondas compresivas y transversales en las formaciones mediante un pulso sónico emitido por el transductor monopolar. Estas frecuencias oscilan típicamente entre 10 y 12 [kHz]. Para producir las ondas Stoneley se emplea un pulso sónico de baja frecuencia, alrededor de 1 [kHz], para maximizar la energía de esta onda. Los transmisores dipolares de la DSI operan a bajas frecuencias, de

alrededor de 2 [kHz], para excitar las ondas flexurales.

En la sección que alberga a los receptores de la herramienta DSI se dispone un conjunto de 8 receptores, con un espaciamiento de 6 [pg] entre ellos, que están ubicados a 9 [pg] del transmisor monopolar y a 11.5 [pg] de los transductores dipolares. Esta disposición permite registrar 8 formas de onda utilizando 4 modos básicos de operación:

1. Dipolo inferior.
2. Dipolo superior.
3. Modo monopolar de baja frecuencia (Stoneley).
4. Modo monopolar de frecuencia normal (compresional y transversal).

Es importante destacar que tanto los transmisores monopolares como los dipolares pueden operar a frecuencias aún más bajas en el caso de formaciones extremadamente lentas, esto con el propósito de obtener mediciones precisas de la velocidad de cizallamiento. Esta versatilidad en las frecuencias de operación permite adaptar la herramienta DSI a una amplia variedad de condiciones geológicas y de formación en el subsuelo.

#### Escáner sónico (Sonic Scanner)

El escáner sónico, conocido como Sonic Scanner, es una de las herramientas de porosidad acústica más recientes de Schlumberger, diseñada para evaluar el tiempo de tránsito de las formaciones. Esta herramienta presenta una característica distintiva al utilizar fuentes acústicas tanto dipolares como monopolares. Esto permite llevar a cabo mediciones en múltiples direcciones: radial, azimutal y axial del agujero del pozo, lo que facilita la evaluación del tiempo de tránsito tanto en las proximidades del pozo como en zonas más profundas de la formación. La profundidad de investigación alcanza aproximadamente tres veces el tamaño del agujero en el que se está registrando. El Sonic Scanner encuentra diversas aplicaciones en la evaluación de formaciones en profundidad, entre las cuales destacan:

1. Geofísicas: Mejora el análisis sísmico en 3D, lo que contribuye a una mejor comprensión de las características geológicas y estructurales del subsuelo.

2. Geomecánicas: Permite analizar la mecánica de la roca, determinar la presión de poro y evaluar la ubicación y estabilidad del pozo, lo que es esencial para la planificación de operaciones de perforación y producción.
3. Caracterización del yacimiento: Identifica zonas gasíferas, mide la movilidad de los fluidos en el subsuelo, detecta fracturas abiertas, optimiza la perforación selectiva para el control de arena y contribuye a la optimización de técnicas como el fracturamiento hidráulico.
4. Integridad del pozo: Evalúa la calidad de la cementación en el pozo, lo que es fundamental para garantizar la integridad estructural y la eficiencia de la producción.

En resumen, el Sonic Scanner es una herramienta versátil que brinda información valiosa sobre las formaciones subsuperficiales en múltiples direcciones, lo que resulta crucial para diversas aplicaciones en la exploración y producción de petróleo y gas.

### **6.1.2 Presentación de los registros sínicos**

El registro acústico se presenta en forma de una gráfica o traza que muestra la amplitud de las señales acústicas en función de la profundidad del pozo. Esta traza es una representación visual de cómo las ondas interactúan con las formaciones geológicas a medida que viajan desde la fuente de emisión en el pozo hasta los receptores.

En la traza del registro acústico generalmente se tienen diferentes curvas que corresponden a las diversas ondas que se han registrado como las ondas compresionales, transversales, Stoneley y Rayleigh, entre otras. Cada una de estas curvas puede mostrar variaciones en la amplitud y la forma a medida que se propagan a través de las capas de roca.

La interpretación de la traza del registro acústico implica analizar cómo estas variaciones en las señales acústicas están relacionadas con las propiedades de las formaciones geológicas como la porosidad, litología, densidad y velocidad del sonido. La presentación de la traza puede variar según el software utilizado y las convenciones de la industria, pero en general consiste en una representación gráfica de las mediciones acústicas a lo largo de la profundidad del pozo.

Las velocidades sónicas en las litologías típicas de las formaciones geológicas varían comúnmente en un rango que oscila entre 6 000 y 23 000 [ft/s] o lo que equivale de 1 800 a 7 000 [m/s]. No obstante, es una práctica común convertir este valor al tiempo de tránsito inverso en microsegundos por pie ( $[\mu\text{s}/\text{ft}]$ ), donde 1 microsegundo es igual a  $1 \times 10^{-6}$  segundos. Este valor se conoce como tiempo de tránsito y se representa como “ $\Delta t$ ” en los registros. En dichos registros sónicos de porosidad la escala de representación típica abarca desde los 40  $[\mu\text{s}]$  hasta los 140  $[\mu\text{s}]$ .

Por lo general, los registros se organizan de la siguiente manera: la segunda columna muestra la curva del tiempo de tránsito y la tercera columna representa la curva de porosidad, “ $\phi$ ”. Cuando se adquiere un registro de forma aislada es común incluir en la primera columna una curva de caliper y una de rayos gamma. A veces, en lugar de la curva de rayos gamma se puede utilizar el registro SP, sin embargo, debido a la proximidad del electro del SP al metal con el que se construye la herramienta estos valores se utilizan principalmente para correlaciones y no proporciona una respuesta confiable de las formaciones, Figura 6.6.

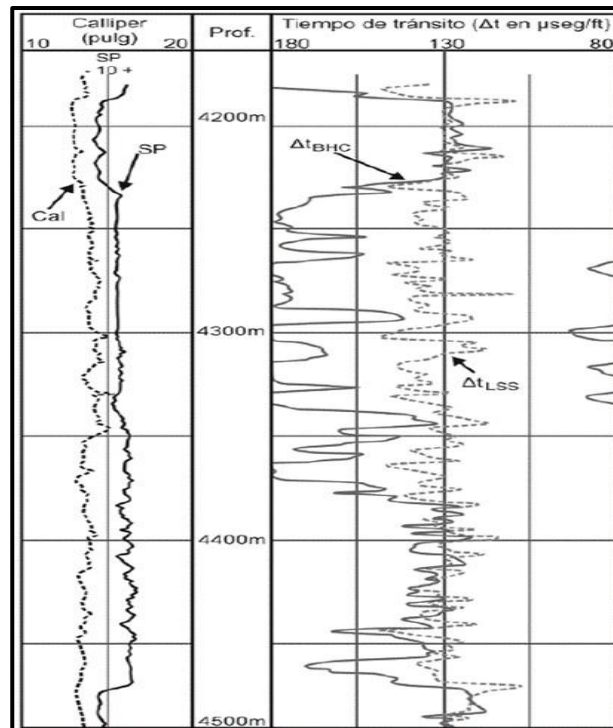


Figura 6.6. Ejemplo de un registro sónico de porosidad donde se comparan las respuestas del tiempo de tránsito obtenido por medio de una herramienta BHC y una LSS para la detección de zonas arcillosas alteradas (Modificado de Bassiouni, 1994).

En la práctica común los registros de porosidad rara vez se toman de forma aislada, más bien se combinan con las respuestas de resistividad de las herramientas eléctricas y pueden combinarse de manera similar con la mayoría de las herramientas de registro disponibles como herramientas de densidad, neutrones, rayos gamma espectrales, SP, etc. El tiempo de tránsito de las formaciones obtenido a través de las herramientas acústicas generalmente se representa linealmente en la tercera columna de los registros. Además, se registró un tiempo de tránsito integrado (Integrated Transit Time, TTI) en los registros sínicos de porosidad a lo largo de la escala vertical que representa la profundidad en milisegundos.

### 6.1.3 Correcciones en los registros sínicos

En lo que respecta a las correcciones aplicadas a las mediciones de “ $\Delta t$ ” obtenidas a través de herramientas acústicas se destacan principalmente tres tipos de correcciones que son esenciales para obtener datos precisos y representativos de las formaciones geológicas y de los fluidos subsuperficiales. Estas correcciones son:

- **Corrección por compactación:** La compactación se refiere al cambio en la porosidad y densidad de las rocas debido a la presión ejercida por las capas de roca que se encuentran por encima. A medida que se desciende en un pozo, la presión aumenta, lo que puede comprimir las formaciones y afectar la velocidad de las ondas acústicas, para compensar este efecto se aplican correcciones por compactación a las mediciones, por lo general, se asume que las propiedades elásticas de las rocas no están influenciadas por la compactación cuando tanto la presión de las capas sobrepuestas como la del fluido en la formación se encuentran por debajo del rango de 4 000 a 5 000 [psi], sin embargo, cuando la roca se halla sometida a presiones inferiores el valor del tiempo de tránsito aparente, medido a través de la ecuación de Wyllie, puede mostrar una porosidad aparentemente alta, esta falta de compactación se aborda mediante un factor de corrección específico cuando las lutitas adyacentes indican valores superiores a los 100 [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ].
- **Corrección por efecto de lutitas:** Las lutitas son rocas sedimentarias con una alta proporción de partículas de tamaño fino, como arcilla y limo. Estas rocas pueden tener un impacto significativo en la velocidad de las ondas acústicas debido a su

naturaleza porosa y deformable, para tener en cuenta este efecto, se realizan correcciones específicas para las formaciones de lutitas. Cuando la lutita se encuentra dispersa en toda la arenisca su influencia en el registro sísmico se asemeja a la de un líquido. En consecuencia, el valor aparente del tiempo de tránsito de la lutita dispersa en la arenisca, “ $\Delta t_{sh}$ ”, tiende a ser mayor que el de la capa gruesa de lutita que se encuentra junto a la arenisca arcillosa. Algunos autores proponen la siguiente ecuación (Ec. 6.4) como método para calcular la porosidad corregida debido al efecto de la lutita, de igual forma la Tabla 6.1 proporciona un rango de valores para los parámetros.

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \times \frac{1}{2 - \alpha}; \alpha = \frac{PSP}{(1 - V_{sh})} \text{ (Ec. 6.4)}$$

Donde:

- $\Delta t$  = Tiempo de tránsito sísmico (del registro).
- $\Delta t_{ma}$  = Tiempo de tránsito en la matriz.
- $\Delta t_f$  = Tiempo de tránsito en el fluido.
- PSP = Potencial pseudo estático de la formación que es básicamente el valor de SP reducido por la arcilla en una zona arcillosa.
- $V_{sh}$  = Volumen de arcilla que puede ser obtenido mediante la curva del registro rayos gamma.
- $\alpha$  = Representa la relación existente entre el PSP (o potencial estático) y la arcillosidad de la formación, de tal manera que se utiliza como indicador de arcillosidad.

CHARACTERISTIC VALUES:						
	Matrix Value (Wyllie) DTMa $\Delta t_{ma}$		Matrix Value (Raymer-Hunt-Gardner) DTMa $\Delta t_{ma}$		Fluid Value DTFI $\Delta t_f$	
	Sandstone	51.3 to 55.6	168 to 182	56	184	
Limestone	43.5 to 47.6	143 to 156	49	161		
Dolomite	38.5 to 43.5	126 to 143	44	144		
Anhydrite	50	164	50	164		
Halite	67	220	67	220		
Coal	>100	>328	>100	>328		
Steel	57	187	57	187		
Gas					920	3018
Oil					230	755
Water					179 to 208 (189)	587 to 682 (620)
Units	usec/ft	usec/m	usec/ft	usec/m	usec/ft	usec/m

Tabla 6.1. Rango de valores recomendados para los parámetros de la Ec. 6.4.



- Corrección por efecto de hidrocarburos: La presencia de hidrocarburos en las formaciones puede alterar la velocidad de las ondas acústicas, ya que los hidrocarburos suelen tener una velocidad de sonido más baja que el agua o la roca, para obtener mediciones precisas en presencia de hidrocarburos se aplican correcciones que tienen en cuenta su efecto en la velocidad de las ondas. La influencia de los hidrocarburos en el tiempo de tránsito sólo se manifiesta cuando estos no están compactos. En el caso de la presencia de gas se aplica un factor de corrección de 0.5 a 0.7, mientras que si las areniscas contienen aceite se utiliza un factor de corrección de 0.8 a 0.9 para ajustar los valores previamente corregidos por compactación.

Estas correcciones son esenciales para interpretar con precisión los registros acústicos y obtener información confiable sobre las propiedades de las formaciones y los fluidos en un pozo. Además de estas correcciones es importante tener en cuenta otros factores como la temperatura y la presión, que también pueden afectar las mediciones y requerir ajustes adicionales.

#### **6.1.4 Aplicaciones de los registros sínicos**

El registro acústico desempeña un papel fundamental en la caracterización de yacimientos, la toma de decisiones en la industria del petróleo y gas, y la gestión de pozos, ya que proporciona información esencial sobre las propiedades de las formaciones subterráneas y los fluidos, lo que permite optimizar la exploración, la producción y la recuperación de hidrocarburos.

- Aplicaciones geológicas:
  - Determinación del tipo de litología (indirectamente).
  - Estudios de compactación:
    - Maduración de la materia orgánica (indirectamente).
    - Profundidad máxima de enterramiento.
  - Detección de fracturas.
  - Determinación de la porosidad primaria y la porosidad secundaria de las formaciones, directa e indirectamente; respectivamente.

- Análisis sedimentológicos.
- Evaluación del espesor de las formaciones (por propiedades elásticas).
  
- Aplicaciones petrofísicas:
  - Detección de gas y aceite.
  - Cambios en la viscosidad del aceite.
  - Localización de los yacimientos.
  - Medición de las velocidades compresiva y de cizalla de las formaciones.
  - Determinación de los módulos elásticos (las dimensiones de fractura hidráulica).
  - Análisis de areniscas.
  - Estabilidad del agujero.
  - Evaluación de la calidad de la cementación.
  - Correlación entre pozos.
    - Calibración de secciones sísmicas.
    - Sismogramas sintéticos.

## 6.2 Registros de densidad

El registro de densidad y litodensidad emplean una fuente radiactiva que emite rayos gamma de alta energía para calcular la densidad de la roca y, a partir de esta información, estimar la porosidad, para determinar la densidad se registra la cantidad de rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con el material, dado que este recuento está vinculado al número de electrones por centímetro cúbico y, por consiguiente, a la densidad real del material, es posible determinar la densidad de la roca. La identificación de la litología se lleva a cabo mediante la medición del índice de absorción fotoeléctrica.

A pesar de que ya se tenía un conocimiento sólido sobre las propiedades radiactivas de las arcillas en las formaciones sedimentarias desde finales de la década de

1930, inicialmente utilizadas principalmente para medir los rayos gamma de las formaciones, no fue sino hasta principios de la década de 1950 que se pudo desarrollar formalmente otra herramienta que permitirá estimar la porosidad de las formaciones utilizando el fenómeno físico de la dispersión y absorción de los rayos gamma. A esta novedosa herramienta se le denominó registro de densidad de formación (Formation Density Log o FDL), aunque a veces se conoce como herramienta gamma-gamma debido a su modo de funcionamiento. Es importante destacar que el registro de densidad es un tipo de registro radiactivo que se relaciona directamente con la porosidad de la formación, permitiendo también obtener la densidad total de la roca, cuando se combina con otros registros geofísicos de pozo como el registro de neutrón compensado se puede localizar y determinar áreas que contienen hidrocarburos y zonas productoras de gas. Además, este registro se utiliza en conjunto con cálculos de presión de sobrecarga, mediciones de propiedades mecánicas de las rocas y evaluaciones cuantitativas de la porosidad de las areniscas arcillosas.

En lo que respecta a la herramienta de litodensidad de formaciones, conocida como LDT (Lithodensity Tool), su funcionamiento se basa en la identificación de la litología de las formaciones mediante la medición del índice de absorción fotoeléctrica, “Pe”, como se mencionó anteriormente. Este parámetro es altamente dependiente y sensible al tipo de litología y los minerales que componen las rocas. El método implica cuantificar la capacidad del material presente en la formación para absorber radiación electromagnética a través del proceso de absorción fotoeléctrica.

La absorción fotoeléctrica es el resultado de la interacción entre los electrones y su intensidad está relacionada con la cantidad de electrones presentes por unidad de volumen de roca en las formaciones. Este parámetro depende directamente del número atómico promedio de la formación, “Z”, por lo que se ve menos influenciado por la porosidad y los fluidos en los poros de la roca.

### **6.2.1 Principios de medición de los registros de densidad**

#### Densidad

El principio de medición se fundamenta en la emisión de rayos gamma hacia las formaciones mediante el uso de una fuente radiactiva emisora de rayos gamma. Estas fuentes pueden ser de Cobalto ( $^{60}\text{Co}$ ) o de Cesio ( $^{137}\text{Cs}$ ), además en las herramientas se

incorporan al menos dos detectores de rayos gamma ubicados a diferentes distancias de la fuente radiactiva. En las herramientas destinadas a medir la porosidad densidad y litodensidad de las formaciones es más común emplear la fuente radiactiva de Cesio ( $^{137}\text{Cs}$ ) en lugar de la fuente de Cobalto ( $^{60}\text{Co}$ ).

Los rayos gamma interactúan con los electrones presentes en las formaciones a través de tres diferentes mecanismos de absorción, anteriormente mencionados en capítulos previos, los cuales están fuertemente influenciados por la energía de los rayos gamma incidentes. Estos rayos gamma, también conocidos como fotones, son ondas que se emiten de manera constante hacia las formaciones a partir de las fuentes radiactivas en forma de ondas de energía media. Al colisionar con los electrones del material de la formación a través del cual atraviesan los rayos gamma transfieren parte de su energía en forma de energía cinética, cambian de dirección debido al efecto Compton y continúan su trayectoria con energía reducida. Dado el nivel de energía con el que se emiten estas ondas (generalmente por encima de los 200 [keV] y por debajo de los 2 [meV] en las herramientas de densidad), este tipo de interacción se denomina efecto Compton de dispersión.

El efecto Compton representa uno de los tres mecanismos de absorción de rayos gamma que pueden ocurrir en las formaciones. En las herramientas de densidad, este efecto permite medir la densidad total de las formaciones. Esta densidad total depende de varios factores, incluyendo la densidad del material que compone la matriz de la roca, su porosidad y la densidad de los fluidos presentes en las rocas. Este fenómeno de colisión elástica es sensible a la densidad de los electrones en las formaciones después de múltiples dispersiones debido al efecto Compton, obsérvese la Figura 6.7.

Los rayos gamma dispersados por el efecto Compton regresan a la herramienta y son medidos mediante dos detectores, dado que la cantidad de conteo obtenida para un nivel de energía específico está relacionada con la cantidad de electrones por unidad de volumen de rocas en centímetros cúbicos (conocida como densidad electrónica, “pe”, en [electrones/cm<sup>3</sup>], esto puede ser directamente correlacionado con la densidad real del material, “pb”, presente entre la fuente y los detectores expresada en [g/cm<sup>3</sup>].

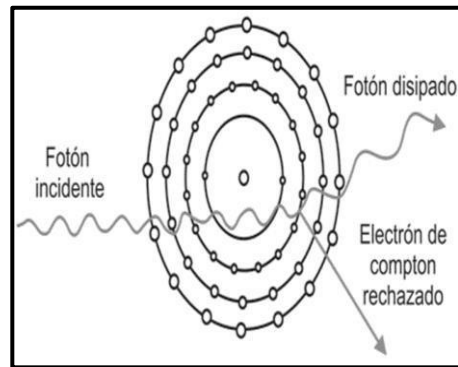


Figura 6.7. Esquema que representa el efecto Compton (Modificado de Schlumberger, 2008).

Según esta explicación, la densidad de electrones está directamente relacionada con el volumen de densidad real o total de la roca. Esta dependencia se origina a partir de la densidad de los minerales que componen la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos presentes en los poros. Cuando los rayos gamma llegan a los detectores han experimentado múltiples colisiones y cambios de dirección. En otras palabras, a medida que aumenta la densidad del material en la formación, aumenta la probabilidad de que los rayos gamma colisionen, pierdan energía o sean absorbidos por efecto fotoeléctrico. En consecuencia, sólo una pequeña fracción de la energía inicial de las ondas incidentes será recogida por los detectores de la herramienta.

En contraste, en formaciones con una densidad baja, la intensidad de la energía que retorna a los detectores será mayor. De esta manera, se puede afirmar que la intensidad de los rayos gamma registrados por los detectores es inversamente proporcional a la densidad real de la formación.

### Litodensidad

El principio de medición para el registro de litodensidad es básicamente el mismo, la diferencia es que se trata de la medición de la capacidad del material presente en la formación para absorber radiación electromagnética mediante el mecanismo de absorción conocido como efecto fotoeléctrico, el cual constituye uno de los tres mecanismos de absorción que pueden experimentar los rayos gamma al interactuar con las formaciones, al igual que el efecto Compton, que es el principio en el que se basan las herramientas de densidad. Lo que diferencia al efecto fotoeléctrico es que este mecanismo de absorción se produce cuando la energía del fotón que incide en la formación es baja, generalmente inferior a 100 [keV], lo que la hace lo suficientemente baja como para que el fotón sea capturado y absorbido por las formaciones.

Cuando un fotón choca con un electrón orbital en este proceso transfiere toda su energía al electrón en forma de energía cinética, como resultado, el electrón es liberado de su órbita y el fotón incidente desaparece, acelerando al electrón a un nivel de energía muy similar al del rayo gamma incidente, menos la energía de ligadura que el electrón tenía en su entorno. Figura 6.8.

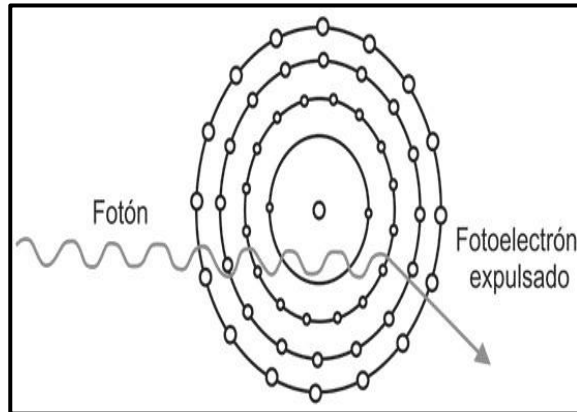


Figura 6.8. Esquema que representa el efecto fotoeléctrico (Modificado de Schlumberger, 2008).

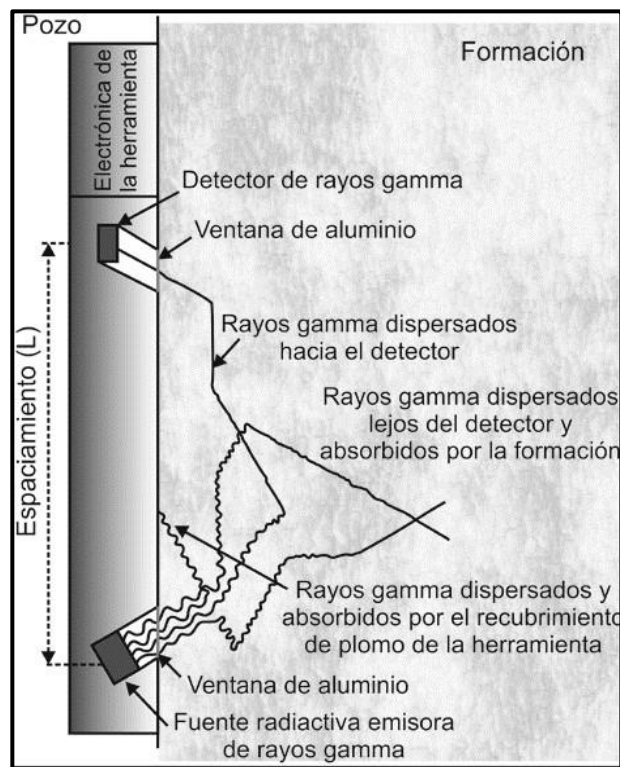
El grado de absorción o índice de absorción fotoeléctrica, “Pe”, de las formaciones depende en gran medida del número atómico de los elementos que componen las formaciones, “Z”, y de la energía de los rayos gamma incidentes, por lo tanto, la intensidad de este parámetro está directamente relacionada con la cantidad de electrones presentes por unidad de volumen, conocida como densidad electrónica y tiene una influencia limitada por la porosidad y los fluidos dentro de la roca. Desde una perspectiva geológica este parámetro está vinculado a la composición química (mineralógica) de la roca y, de manera indirecta, a su litología.

En consecuencia, las formaciones más compactas tienen una mayor capacidad para absorber los rayos gamma emitidos por la herramienta de litodensidad, por otro lado, las formaciones menos compactas tienen una capacidad de absorción de rayos gamma más reducida.

## 6.2.2 Herramientas de densidad

### Densidad

El registro de porosidad densidad se obtiene mediante una herramienta que contiene una disposición similar a un patín donde se alojan la fuente radiactiva y los detectores de rayos gamma, estos últimos colocados a una distancia específica de la fuente. Esta herramienta se clasifica como un registro de porosidad de “pared” porque el dispositivo radiactivo y los detectores están montados en un patín que siempre está en contacto con la pared del agujero, esto se logra mediante un brazo mecánico hidráulico que presiona la herramienta contra la formación, como se muestra en la Figura 6.9. Esta herramienta tiene la ventaja de poder utilizarse tanto en agujeros llenos de fluido de perforación como en agujeros vacíos (lodos aireados).



*Figura 6.9. Esquema que representa el principio de medición con el que operan las herramientas de densidad, tomando como ejemplo la herramienta que consta de una fuente radiactiva y un detector de rayos gamma (Bassiouni, 1994).*

En este proceso, los rayos gamma emitidos por la fuente radiactiva penetran en las formaciones, algunos de estos rayos gamma son absorbidos por las formaciones, otros se dispersan lejos de los detectores debido al efecto Compton y otros regresan a la

herramienta después de haber experimentado dispersión con energías que oscilan entre 0.2 y 0.6 [meV] donde son contados por los detectores.

La respuesta obtenida de la herramienta se utiliza principalmente para determinar la porosidad de las formaciones cuando se conoce la densidad de la matriz y la de los fluidos. Inicialmente, las primeras herramientas de densidad comerciales consistían en una fuente radiactiva de rayos gamma de Cesio o de Cobalto y un solo detector de rayos gamma, sin embargo, esta configuración era susceptible a obtener conteos incorrectos de los rayos gamma debido a factores como el espesor del enjarre, densidad del lodo y diámetro del agujero, especialmente en formaciones permeables. Además, la formación del enjarre con una densidad generalmente diferente a la de las formaciones reales complicaba la interpretación de los datos, para abordar estas limitaciones se desarrolló una nueva herramienta de densidad en la década de 1960, conocida como FDC (Formation Density Compensated).

### Densidad compensada

En 1964, Schlumberger desarrolló una nueva herramienta llamada FDC (Formation Density Compensated) para medir la porosidad de las formaciones en función de su densidad. Antes de esto, la determinación in situ de la porosidad era problemática debido a que las lecturas obtenidas con las primeras herramientas se veían afectadas por factores ambientales y necesitaban correcciones poco confiables.

La FDC se diferencia de su predecesora en que cuenta con dos detectores de rayos gamma, lo que le permite corregir automáticamente las lecturas por efectos como el enjarre y, en menor medida, las irregularidades en el diámetro del agujero. A través del mismo principio de medición utilizado en las herramientas de densidad de un solo detector, la FDC proporciona una medición más precisa de la densidad real de las formaciones, “ $\rho_b$ ”. El patín con los sensores se mantiene presionado contra la pared del pozo mediante un brazo mecánico-hidráulico que corta el enjarre a medida que la herramienta se desplaza a lo largo del pozo, mejorando así el contacto con las formaciones y proporcionando un registro caliper del pozo.

En la FDC, la fuente radiactiva se encuentra en la parte inferior de la herramienta, mientras que los detectores de rayos gamma están en la parte superior, a cierta distancia



de la fuente. El detector más cercano es más sensible a la influencia del enjarre y las irregularidades del agujero, midiendo los rayos gamma que interactúan con el enjarre. El detector más alejado, ubicado a la misma distancia que en la herramienta anterior, mide los rayos gamma atenuados por la formación sin realizar una compensación por los efectos ambientales mencionados, la configuración de la herramienta se observa en la Figura 6.10. La combinación de las señales de ambos detectores genera una corrección, “ $\Delta\rho_b$ ”, basada en la diferencia entre las dos densidades medidas (Ec. 6.5). Esta corrección se suma algebraicamente a la señal de densidad no compensada del detector más alejado, lo que permite obtener la densidad verdadera de la formación, “ $\rho_b$ ”, Ec. 6.6.

$$\Delta\rho_b = f(\rho_{LS} - \rho_{SS}) \text{ (Ec. 6.5)}$$

$$\rho_{bc} = \rho_{LS} + \Delta\rho_b \text{ (Ec. 6.6)}$$

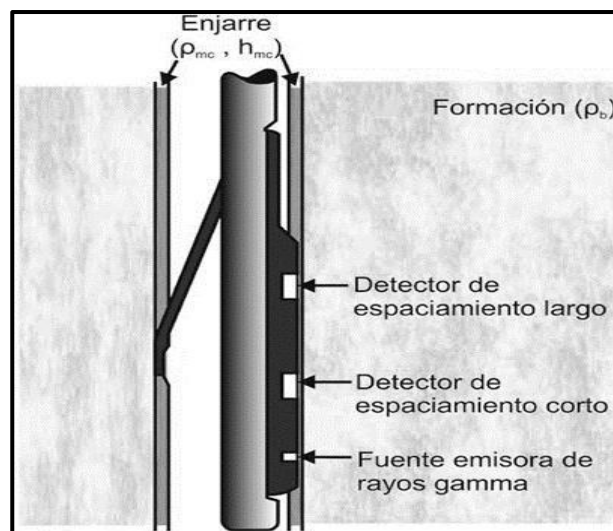


Figura 6.10. Esquema que representa el diseño de la herramienta de densidad compensada (FDC) de la compañía Schlumberger (Modificado de Bassiouni, 1994).

Existen diversas herramientas utilizadas actualmente por la industria, las principales se pueden observar en la Tabla 6.2.

Es importante mencionar que la profundidad de penetración de las mediciones con la herramienta FDC disminuye a medida que las formaciones se hacen más densas. Se ha observado que aproximadamente el 90% de las respuestas de los detectores se originan en los primeros 13 [cm] de la formación, o incluso a profundidades menores. Esto es importante en formaciones sedimentarias que son porosas y permeables, donde la herramienta de densidad mide principalmente la zona que ha sido invadida por el filtrado

del lodo de perforación y, en algunos casos, puede detectar fluidos de la formación, como hidrocarburos residuales.

Mediciones de densidad de las formaciones		
Nombre de la herramienta	Acrónimo	Compañía que la utiliza
Herramienta de densidad compensada	FDC	Schlumberger
Registro de densidad compensado	CDL	Baker Hughes, Halliburton
Densidad compensada	CDS	BPB

Tabla 6.2. Tipos de herramientas de medición de la densidad de las formaciones utilizadas por las principales compañías de servicios (Rider, 2000).

Por otro lado, la herramienta muestra una excelente capacidad para discernir las capas verticalmente, incluso cuando se desplaza a velocidades cercanas a los 400 [m/h] (1 300 [ft/h]). Esto significa que se puede medir la densidad de formaciones que tienen menos de 60 [cm] de espesor con precisión, sin embargo, si la velocidad de registro es menor, es posible lograr una buena resolución vertical de capas o estratos que tienen incluso 15 [cm] o menos de espesor.

#### Litodensidad

La herramienta LDT de Schlumberger presenta una configuración similar a la herramienta FDC de densidad. Está equipada con una fuente radiactiva, principalmente de Cesio 137 ( $^{137}\text{Cs}$ ), que opera a una energía constante de 662 [keV] y tiene una vida media de 33 años. También cuenta con dos detectores de centelleo conectados a un fotomultiplicador para captar los rayos gamma de baja energía después de su interacción con el material. Todos estos componentes están montados en un patín que se mantiene en contacto con las formaciones mediante un brazo mecánico-hidráulico. Esta configuración permite obtener mediciones de la densidad de la formación, el factor fotoeléctrico y el diámetro del pozo en una sola corrida.

Aunque la disposición de la fuente y los detectores en la herramienta LDT es similar a la de la herramienta FDC, los detectores en la LDT están ubicados más cerca de la fuente radiactiva. Esto aumenta el número de conteos registrados por los detectores y

reduce las incertidumbres estadísticas. Además, este diseño minimiza la sensibilidad a los efectos causados por la presencia de enjarre en las formaciones, especialmente cuando se utiliza barita y bentonita en el lodo de perforación para medir la densidad de la formación, por otro lado, las mediciones del factor fotoeléctrico de las formaciones suelen realizarse utilizando el detector lejano de la herramienta, que se basa en el conteo de rayos gamma detectados en una ventana de baja energía, conocida como ventana litológica, ya que depende principalmente de “Pe” (absorción fotoeléctrica) y “Z” (número atómico).

La principal diferencia entre la LDT y la FDC, ambas de Schlumberger, radica en su capacidad de medir diferentes propiedades de las formaciones. La LDT mide el factor fotoeléctrico de la formación y proporciona el índice de absorción fotoeléctrica (PEF) en barns/electrón. En cambio, la FDC obtiene la densidad real de las formaciones en [g/cm<sup>3</sup>] basándose en el Efecto Compton de dispersión.

Existen diversas herramientas utilizadas actualmente por la industria, las principales se observan en la Tabla 6.3.

<b>Mediciones de litodensidad de las formaciones</b>		
<b>Nombre de la herramienta</b>	<b>Acrónimo</b>	<b>Compañía que la utiliza</b>
Herramienta de litodensidad	LDT	Schlumberger
Densidad Z compensada	ZDL	Baker Hughes
Densidad Fotoeléctrica	PDS	BPB
Herramienta de densidad espectral	HSDL	Halliburton

*Tabla 6.3. Tipos de herramientas de medición de la Litodensidad de las formaciones utilizadas por las principales compañías de servicios (Rider, 2000).*

La profundidad de investigación de la herramienta LDT es muy similar a la obtenida mediante la FDC, sin embargo, lo que varía es la resolución vertical de las capas que se puede lograr con la herramienta LDT debido a la disposición más cercana de los detectores y la fuente en su diseño, lo que permite que el registro de litodensidad tenga una resolución vertical ligeramente mejorada.

### 6.2.3 Presentación de los registros de densidad

#### Densidad

Por lo general, la información de la curva de densidad total compensada se registra en las pistas 2 y 3 del registro en una escala lineal de densidad. Esta escala suele variar de 2 a 3 [g/cm<sup>3</sup>] ó de 1.95 a 2.95 [g/cm<sup>3</sup>]. Además, en el primer carril del registro a menudo se incluyen las curvas de rayos gamma y caliper, como se muestra en la Figura 6.11.

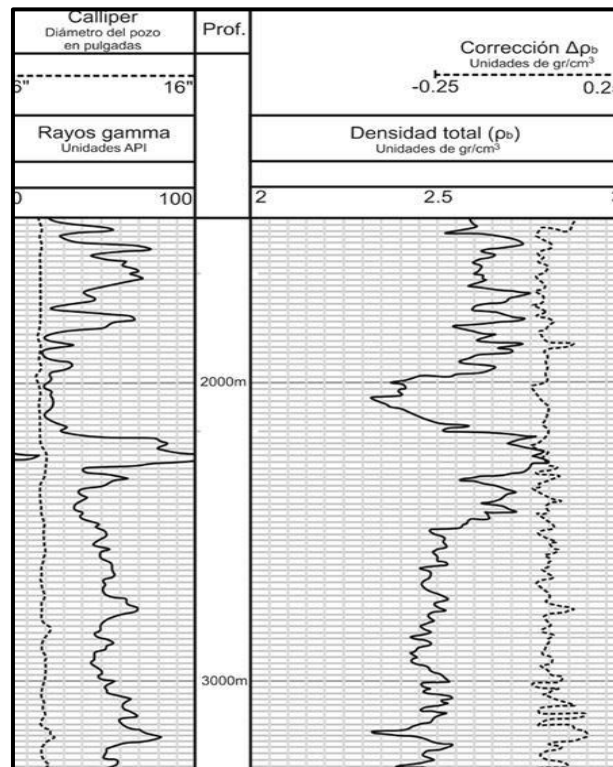


Figura 6.11. Ejemplo de un registro de densidad adquirido con la herramienta FDC de Schlumberger, en donde se logran apreciar graficadas las curvas “ $\rho_b$ ” y “ $\Delta\rho_b$ ” además de contar también con caliper y rayos gamma (Modificado de Bassiouni, 1994).

Opcionalmente en las pistas 2 y 3 se pueden registrar curvas de porosidad utilizando valores preestablecidos de densidad de la matriz y densidad del fluido, seleccionados según las condiciones específicas como se ilustra en la Figura 6.12. Adicionalmente, en la pista 3 del registro se suele registrar una curva corregida de la densidad total, “ $\Delta\rho_b$ ”, que tiene en cuenta los efectos del enjarre y el diámetro del agujero, esta curva generalmente se utiliza como un control de calidad para determinar si “ $\rho_b$ ” es representativa de la formación o no. Si esta curva se encuentra fuera del rango de valores del gráfico, indica que no es un valor válido.

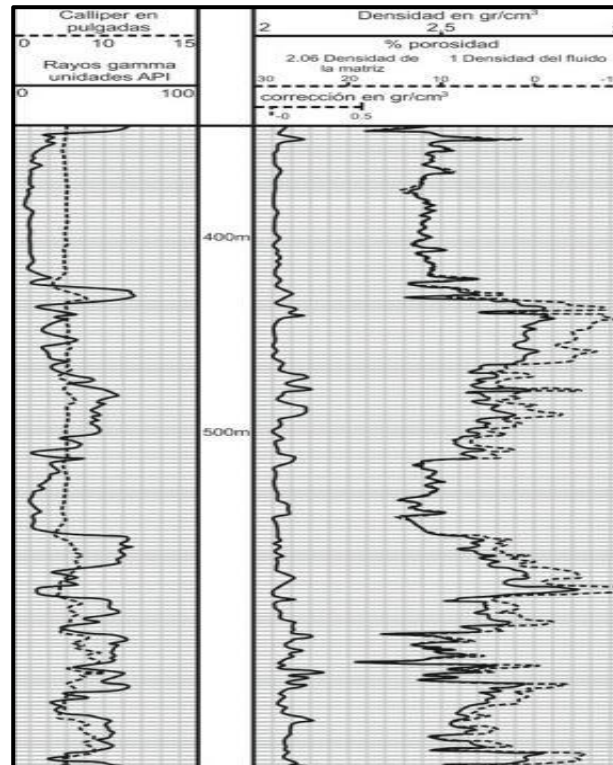


Figura 6.12. Ejemplo de un registro de densidad con la curva de porosidad (Bassiouni, 1994).

En el caso de correr un CNL (registro de neutrones compensados) junto con el registro de densidad FDC los datos de éste también se registrarán en las pistas 2 y 3 del registro.

### Litodensidad

La curva del factor fotoeléctrico se representa comúnmente como PEF y se registra en los carriles 3 y 4. A menudo esta curva se muestra junto con las curvas de densidad, “ $\rho_b$ ”, y la curva de neutrones compensados (CNL), que generalmente se adquieren en combinación, como se muestra en la Figura 6.13.

La escala típica utilizada para el factor fotoeléctrico es en [barns/electrón] y puede variar de 0 a 20 ó de 0 a 15 [barns/electrón], esto se debe a que la mayoría de los minerales que componen las formaciones tienen valores de PEF por debajo de los 6 [barns/electrón]. Como resultado, la curva del factor fotoeléctrico tiende a estar cerca de 0 en el extremo izquierdo de la escala en el registro.

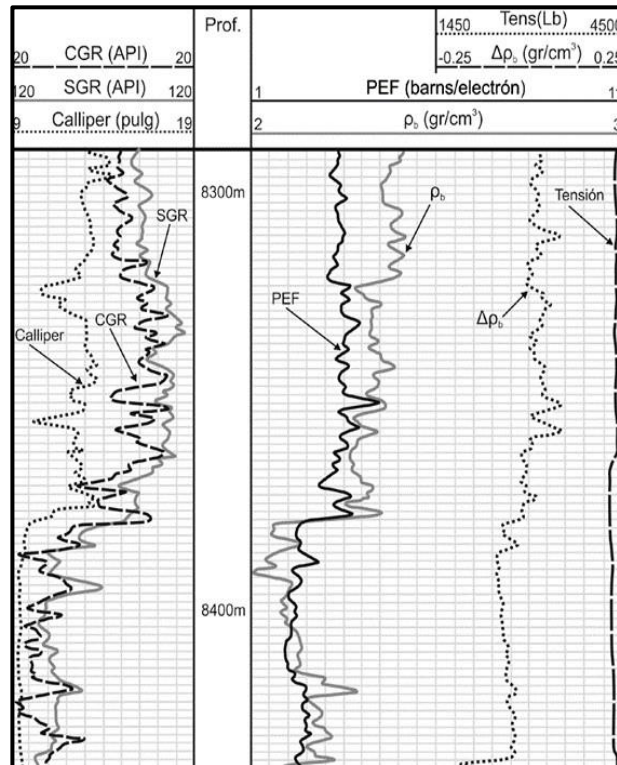


Figura 6.13. Ejemplo de un registro de porosidad en donde se encuentran plasmadas las curvas de densidad, el factor de corrección de densidad, la curva de efecto fotoeléctrico, así como una curva de espectroscopía de rayos gamma corregida junto la medición del diámetro del agujero por parte de un caliper (Modificado de Bassiouni, 1994).

## 6.2.4 Correcciones en los registros de densidad

### Densidad

En estos registros las principales correcciones se realizan por efectos de invasión y densidad del lodo de perforación: El fluido presente en los poros de las formaciones durante las mediciones es el filtrado del lodo de perforación. La densidad de este fluido, denotada como “ $\rho_f$ ” puede variar desde valores inferiores a 1 hasta más de 1.1 [g/cm<sup>3</sup>], dependiendo de factores como la salinidad, temperatura y presión a los que estén sometidos los fluidos.

Para corregir los valores de densidad debido a la influencia de la invasión de fluidos en las formaciones se puede utilizar un gráfico de corrección (Figura 6.14). Este gráfico presenta porosidades calculadas a partir de la herramienta FDC en función de las lecturas obtenidas para diferentes matrices y valores de “ $\rho_f$ ” que varían de 0.85 a 1.2 [g/cm<sup>3</sup>].

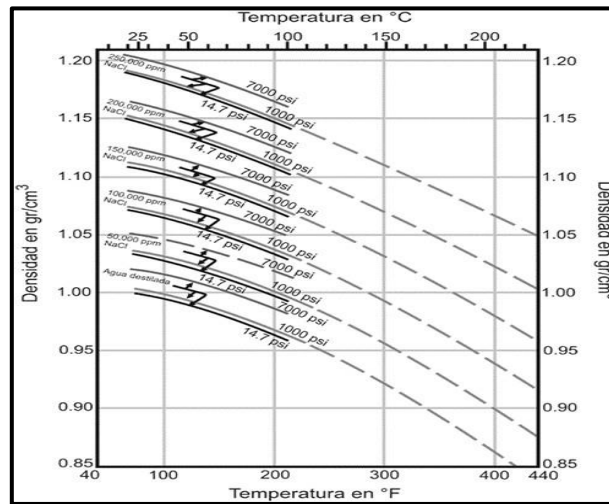


Figura 6.14. Densidades de agua y soluciones de NaCl a diferentes temperaturas y presiones (Modificado de Schlumberger, 2008).

Cabe mencionar que las correcciones en las mediciones de densidad son más comunes cuando el agujero está lleno solo de gas o aire, ya que el aire, al ser significativamente menos denso que el lodo de perforación, tiende a absorber una cantidad menor de rayos gamma emitidos por la fuente.

Corrección por diámetro de pozo: La herramienta FDC suele realizar correcciones automáticas por el diámetro del agujero, estas correcciones se vuelven insignificantes si el diámetro del agujero es igual o menor a 10 [pg]. Generalmente no se requiere corrección por el diámetro del agujero, ya que la herramienta de densidad FDC está diseñada para correr de manera excéntrica.

Corrección por efecto de arcillas: Las arcillas representan un caso especial en los registros de densidad, ya que su presencia en las formaciones puede tener un impacto en la interpretación, aunque las propiedades de las arcillas pueden variar entre formaciones y ubicaciones, su densidad generalmente se encuentra en el rango de 2.2 a 2.65 [g/cm³]. En estos casos, es importante considerar la influencia de las arcillas al interpretar los registros en términos de porosidad efectiva o litología, especialmente si la densidad real de las arcillas es significativamente diferente de la de otros minerales que componen la matriz de la roca. Puede aplicarse la ecuación (Ec. 6.7) para corregir el valor de densidad en función de las arcillas y obtener la densidad real de la formación.

$$\rho_{bc} = \rho_b + V_{sh} (\rho_{ma} - \rho_{sh}) \text{ (Ec. 6.7)}$$

Donde:

- $\rho_{bc}$  = Densidad corregida de la formación por efecto de arcillas.
- $\rho_b$  = Densidad obtenida del registro.
- $\rho_{ma}$  = Densidad de la matriz.
- $\rho_{sh}$  = Densidad de la arcilla.
- $V_{sh}$  = Volumen de arcillosidad en el intervalo (puede ser obtenida del registro de rayos gamma).

Cabe mencionar que las arcillas tienden a tener una densidad más baja cuando se encuentran a menor profundidad debido a la falta de compactación. Además, cuando las arcillas están dispersas en los poros de la roca su densidad puede ser menor que cuando se presentan como capas intercaladas en las lutitas.

Corrección por efecto de hidrocarburos: La densidad de los hidrocarburos, especialmente la del gas, es menor que la densidad del agua presente en los poros de la formación. Esto significa que, en un registro de densidad de una formación porosa, como una arenisca que contiene gas, la densidad aparente será más baja y, por lo tanto, parecerá más porosa que una formación con agua de formación, por esta razón existe una corrección, que se puede expresar mediante la siguiente ecuación (Ec. 6.8):

$$\rho_{bc} = \rho_b + 1.07 \phi \text{Shr} (\text{Cmfpmf} - \text{Chph}) \text{ (Ec. 6.8)}$$

Donde:

- $\phi$  = Porosidad de la formación.
- $\text{Shr}$  = Saturación de hidrocarburos residuales en la zona lavada.
- $\text{Cmf}$  = Coeficiente de densidad electrónica para el filtrado de lodo.
- $\text{Ch}$  = Coeficiente de densidad electrónica para el hidrocarburo.
- $\text{pmf}$  = Densidad del filtrado de lodo.
- $\text{ph}$  = Densidad del hidrocarburo.

## Litodensidad

Factores geológicos: Los minerales que componen a las formaciones sedimentarias ejercen una influencia significativa en las mediciones realizadas por la herramienta LDT, especialmente si están compuestos por elementos con un alto número atómico. Esto implica que la mayoría de los minerales metálicos que puedan formar parte de la matriz de las formaciones, como la hematita; siderita; pirita; clorita; glauconita; etc., pueden ser claramente identificados en el registro de litodensidad, asimismo si las formaciones



sedimentarias contienen concentraciones elevadas de elementos como el Uranio y el Torio se reflejará en el registro de litodensidad mediante valores elevados en su índice de absorción fotoeléctrica.

La influencia de los fluidos presentes en los poros de las formaciones dependerá en gran medida de la naturaleza del fluido, es decir, de su tipo y cantidad de espacio que ocupe en la formación. La mayoría de los fluidos contienen elementos con un bajo número atómico, por ejemplo: H=1, C=6, O=8, lo que significa que su impacto en los registros de litodensidad es generalmente mínimo, a menos que se trate de fluidos altamente salinos, para los cuales se puede aplicar una corrección similar a la que se utiliza en las herramientas de densidad.

Factores ambientales: En las herramientas de litodensidad, al igual que en las herramientas de densidad, la influencia del diámetro del agujero en las mediciones del factor fotoeléctrico de las formaciones es muy baja, sin embargo, es importante destacar que si el lodo de perforación utilizado contiene altas concentraciones de barita su influencia en las mediciones puede ser significativa, esto es especialmente relevante en formaciones permeables donde se forma enjarre o en agujeros irregulares donde se pueden crear acumulaciones de lodo.

### **6.2.5 Aplicaciones de los registros de densidad**

#### Densidad

1. Obtención de la densidad y porosidad de la formación.
2. Medición de la densidad de la formación.
3. Estudios de compactación y composición de las arcillas.
4. Calibración en gravimetría y sísmica.
5. Identificación de capas con gas en combinación con la herramienta de neutrón compensado (CNL) por efecto de excavación.
6. Obtención de la composición mineralógica de la formación.
7. Determinación de la porosidad de la formación en función de su densidad, “ $\phi D$ ”.

## Litodensidad

1. Composición mineralógica de la formación.
2. Identificación de fracturas.
3. Determinación de la densidad de los hidrocarburos, “ $\rho_h$ ”.
4. Interpretación de arenas arcillosas.
5. Determinación de presiones anormales.
6. Determinación de la porosidad.
7. Medir la densidad volumétrica.
8. Determinar litologías en conjunto con otros registros.
9. En conjunto con el registro sísmico proporciona información para determinar módulos elásticos e impedancia acústica.
10. Calibración geofísica (gravimetría y sísmica).

### 6.3 Registros de neutrones

A principios de la década de 1940 se evidenció que los registros eléctricos no eran lo suficientemente efectivos para identificar zonas porosas y permeables, dado que desde la década de 1930 se tenía un conocimiento sólido sobre las propiedades radiactivas de las formaciones sedimentarias se introdujo el registro de neutrones como herramienta para la medición de la porosidad de las formaciones. Al igual que los registros sísmicos, densidad y litodensidad, el registro de neutrones es uno de los tres registros de porosidad ampliamente utilizados en la industria petrolera, ya que se emplea principalmente para determinar la porosidad en formaciones permeables y para identificar formaciones porosas.

En formaciones limpias donde los poros pueden estar saturados con agua, gas o aceite; el registro de neutrones refleja la cantidad de poros que están ocupados por alguno de estos fluidos. Es decir, su porosidad. Cuando se utiliza en conjunto con herramientas de densidad u otros registros de porosidad y se aplican técnicas de interpretación específicas, el registro de neutrones se vuelve especialmente útil para identificar zonas productoras de gas. Además, en combinación con el registro de rayos gamma naturales puede utilizarse para establecer correlaciones entre pozos en estudios geológicos.

Otra ventaja del registro de neutrones es su capacidad para funcionar tanto en pozos descubiertos o adermados como en llenos de lodo. Cualitativamente este registro es

eficaz para distinguir entre aceite y gas, y desde una perspectiva geológica, puede ayudar a identificar evaporitas, minerales hidratados y rocas ígneas.

### **6.3.1 Principios de medición de los registros de neutrones**

Existen varios tipos de registros de neutrones que son utilizados en la industria de los hidrocarburos, estos registros se basan en el principio de bombardear las formaciones con neutrones de alta energía generados por fuentes radiactivas dentro de las herramientas. Estos neutrones interactúan de diversas maneras con los núcleos de los átomos en las formaciones, y estas interacciones están directamente relacionadas con el índice de Hidrógeno, “IH”, de la formación.

En el caso de formaciones compuestas principalmente de calizas, el registro de porosidad de neutrones reflejará la verdadera porosidad de las calizas, ya que está calibrado específicamente para este tipo de roca. A menudo, la curva de porosidad de neutrones se llama la curva de caliza. La diferencia entre los distintos tipos de registros de neutrones radica en la naturaleza de las partículas atómicas emitidas durante la interacción de los neutrones con la formación. Estos efectos se registran de manera independiente a través de los detectores en las herramientas de neutrones.

Los neutrones tienen una masa casi idéntica a la del átomo de Hidrógeno, desde el punto de vista de su estructura los neutrones tienen un momento magnético muy similar al de los protones en el Hidrógeno. Los neutrones pueden clasificarse según su energía o velocidad. Su energía abarca un rango amplio que se extiende desde alrededor de 0.025 [eV] hasta 15 [meV] para neutrones a temperaturas superficiales, en la Figura 6.15 se puede observar la clasificación de los neutrones con base a su energía y velocidad a la que son emitidos.

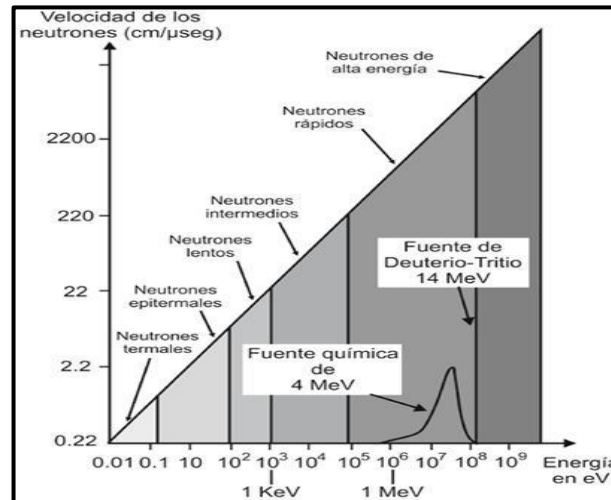


Figura 6.15. Clasificación que pueden tener los neutrones con base a su energía y a la velocidad con la que son emitidos (Modificado de Serra, 2008).

### 6.3.2 Herramientas de neutrones

Las herramientas de neutrones iniciales consistían en una fuente de neutrones de alta energía y un único detector de neutrones, lo que las hacía muy sensibles a las condiciones del pozo. Estas herramientas se basan en un diseño que mantenía la herramienta en contacto con la pared del pozo mediante un fleje, así el detector medía los neutrones epitermales emitidos por la fuente.

En la actualidad muchas de las herramientas más utilizadas se centran en la medición del efecto de dispersión elástica de los neutrones que interactúan con los núcleos atómicos de las formaciones, específicamente los neutrones térmicos. Estas herramientas modernas constan de una fuente radiactiva que emite neutrones de alta energía (neutrones rápidos de 4 [MeV]) y dos detectores de neutrones (uno lejano y uno cercano) diseñados para compensar los efectos del diámetro y la rugosidad del pozo. Estas últimas herramientas son sensibles a los neutrones de baja energía y se enfocan en medir los neutrones térmicos, por razones prácticas, todas las herramientas de neutrones operan con un espaciamiento largo donde el detector o detectores en la herramienta están separados de la fuente al menos 30 [cm].

El objetivo principal de todas estas herramientas de neutrones es medir la concentración aparente de átomos de Hidrógeno presentes en la roca por unidad de volumen, lo que se conoce como el índice de Hidrógeno de la formación.

Como se mencionó anteriormente existen varias herramientas, a continuación, se describen algunas:

### Herramientas de neutrones – rayos gamma (GNT, gamma neutron tool)

Las herramientas neutrón - gamma son dispositivos de medición no direccionales que suelen colocarse de manera excéntrica en los pozos para minimizar la influencia del pozo en las mediciones. Estas herramientas están calibradas en unidades API y son versátiles, ya que pueden utilizarse tanto en pozos descubiertos como en pozos revestidos. El diseño de estas herramientas se basa en la inclusión de una fuente de neutrones, comúnmente de Berilio-Plutonio, y un solo detector de rayos gamma ubicado a una distancia que varía de 40 a 50 [cm], con respecto a la fuente de neutrones. Esto le permite lograr una resolución vertical de 15.5 [pg] ó 19.5 [pg]. El detector es altamente sensible a los rayos gamma de alta energía generados como resultado de la captura de neutrones, y también es sensible a los neutrones térmicos.

### Herramientas de neutrones epidermales

Son consideradas como uno de los registros de porosidad más precisos disponibles, ya que su respuesta se ve mínimamente afectada por la presencia de elementos como el Cloro y el Boro. Estas herramientas se basan en la medición de los neutrones epidermales. A veces, se les llama herramientas neutrón - neutrón.

La densidad de los neutrones epidermales es particularmente sensible a la presencia de átomos de Hidrógeno en las rocas, ya que los átomos de Hidrógeno son los principales desaceleradores de neutrones. La probabilidad de que ocurran dispersiones elásticas entre los átomos de Hidrógeno y los neutrones depende en gran medida del número de átomos de Hidrógeno presentes en las áreas investigadas por la herramienta, es decir, su índice de Hidrógeno, por lo tanto, el índice de Hidrógeno de la formación puede estar directamente relacionado con la estimación de su porosidad total. En la Figura 6.16 se ejemplifica el principio de medición de estas herramientas.

Dentro de las herramientas de neutrones epidermales ofrecidas por las compañías de servicios destacan principalmente dos: la herramienta de porosidad de neutrones de pared (SNP) y una variante de la serie de herramientas de neutrones compensados (CNT-G), ambas desarrolladas por la compañía Schlumberger.

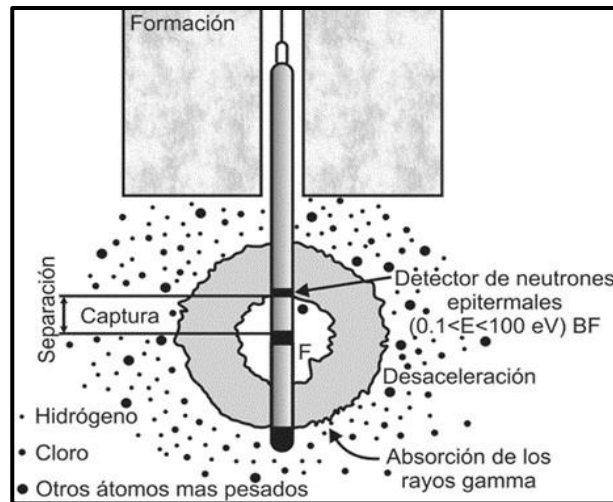


Figura 6.16. Esquema que ejemplifica el principio de medición con el que operan las herramientas de neutrones epitermales (Modificado de Serra, 2008).

### Herramientas de neutrones termales

Estas herramientas se enfocan en medir neutrones con energías cercanas a los 0.025 [eV], las cuales están influenciados por dos factores principales: Primero, la cantidad de átomos de Hidrógeno en el volumen de la formación bajo investigación; a medida que aumenta la cantidad de átomos de Hidrógeno en las formaciones se obtiene un mayor recuento de neutrones termales cerca de la fuente y un recuento menor en el detector más alejado; como se observa en la herramienta de neutrones compensados CNT. En segundo lugar, dependen de la sección transversal de captura de diversos elementos presentes en las rocas o formaciones, por lo tanto, la cantidad de neutrones termales detectados estará directamente relacionada con la presencia de elementos con un alto poder de captura, lo que resultará en lecturas bajas de neutrones termales en formaciones ricas en elementos absorbentes de neutrones, como Samario, Gadolinio, Cloro, Boro, Litio y Cadmio. La herramienta más representativa de este tipo es la herramienta de porosidad neutrón compensada (CNT) de Schlumberger. Esta herramienta consta de una fuente de neutrones rápidos de Americio-Berilio y dos detectores de neutrones, generalmente detectores de Helio debido a su alta capacidad de captura. Ambos detectores se encuentran a cierta distancia de la fuente de neutrones, uno cerca y otro lejos. Esta configuración permite que la herramienta minimice varios efectos presentes en las formaciones, como la presencia de arcillas y cambios bruscos en la salinidad de los fluidos.

## Otras herramientas de porosidad neutrón

Las herramientas de neutrones y las herramientas de neutrones compensadas están diseñadas para generar neutrones rápidos utilizando fuentes químicas como Americio-Berilio, Berilio-Plutonio. Estos neutrones tienen energías que oscilan entre 4 y 5 [meV], sin embargo, también existen herramientas capaces de generar pulsos de neutrones de mayor energía, de hasta 14.1 [meV], mediante fuentes que utilizan aceleradores de partículas de Deuterio-Tritio. Estas herramientas se conocen como herramientas de neutrones pulsados (PNT, Pulsed neutron tool). Una característica destacada de las herramientas de neutrones pulsados es su capacidad para utilizarse en agujeros ademados, lo que las convierte en una herramienta poderosa para la reevaluación de campos petroleros antiguos y, en la actualidad, para la evaluación petrofísica de nuevos campos petroleros en desarrollo.

### **6.3.3 Presentación de los registros de neutrones**

El registro de porosidad neutrón se representa en escalas lineales de porosidad neutrón y se coloca junto con la respuesta del registro de densidad FDC en los carriles 2 y 3 del registro, aunque también se puede combinar con el registro sísmico de porosidad. En paralelo, en el carril 1 de la gráfica se pueden mostrar registros de rayos gamma y diámetro del agujero (Figuras 6.17 y 6.18). Lo que proporciona una detección más precisa de los intervalos con contenido de gas y permite una identificación litológica más precisa, esto se logra a través de la interpretación de las lecturas obtenidas mediante la combinación de herramientas densidad-neutrón. La escala de porosidad más comúnmente utilizada en el registro de neutrones abarca desde el 45% en la parte izquierda hasta el 15% en la parte derecha. Es importante tener en cuenta que estos registros están calibrados en formaciones de caliza limpia, por lo que solo en este tipo de litología se obtendrán directamente las porosidades verdaderas de la formación a partir de las lecturas en el registro.

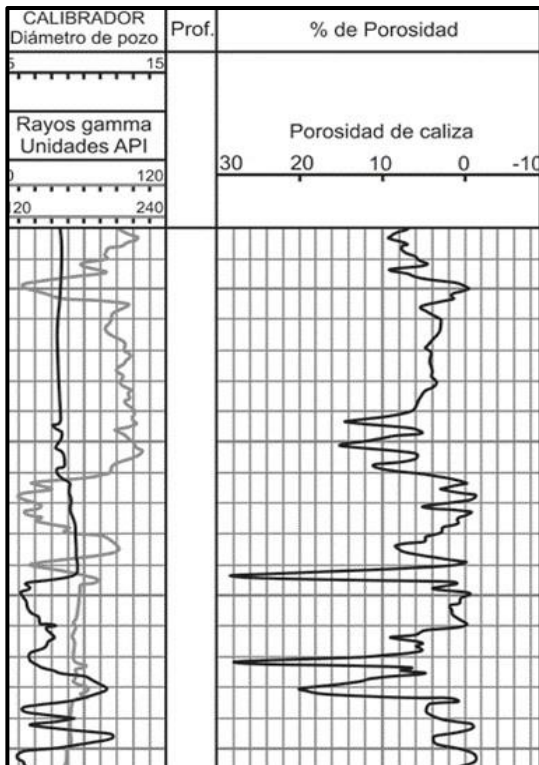


Figura 6.17. Ejemplo de un registro de neutrón epitermal, SNP (Modificado de Gómez, 1975).

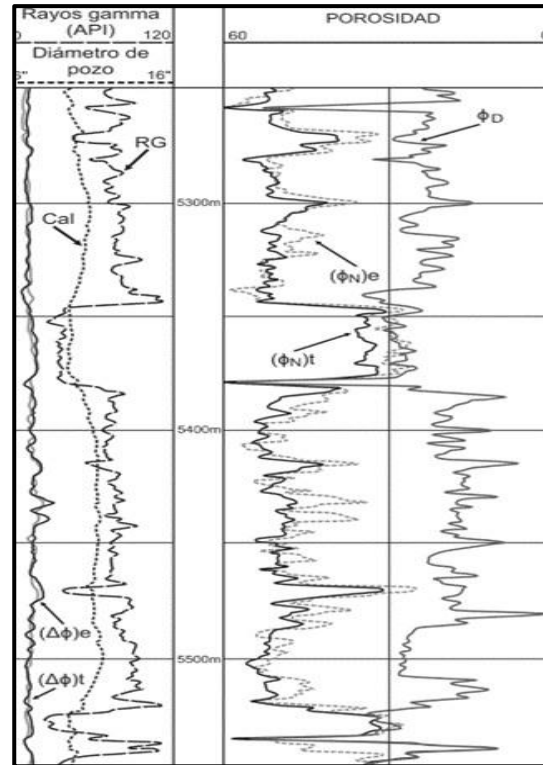


Figura 6.18. Ejemplo de un registro de neutrón compensado o doble neutrón, CNL (Modificado de Bassiouni, 1994).

### 6.3.4 Correcciones en los registros de neutrones

Las condiciones óptimas para tomar este tipo de registros son las siguientes:

1. Diámetro del pozo de 7 7/8 de pulgada (0.20 [m]).
2. Agua dulce en el agujero y en la formación.
3. Que no exista un enjarre en la pared del agujero.
4. 24 [°C] de temperatura.
5. Presión atmosférica.
6. Que la herramienta se encuentre excéntrica y con un buen contacto con la formación.

Cuando las condiciones en las que se obtuvo el registro difieren de las condiciones estándar se aplican las siguientes correcciones utilizando gráficos para la mayoría de las herramientas de neutrones tomadas en agujeros descubiertos:

1. Por diámetro del pozo.
2. Por espesor de enjarre.



3. Salinidad del lodo de perforación y salinidad en la formación.
4. Densidad del lodo de perforación.
5. “Stand-off” (separación entre la herramienta y la pared del agujero)
6. Presión en el agujero.
7. Temperatura en el pozo.
8. Corrección por litología.
9. Por efecto de arcillas.
10. Por efecto de hidrocarburos ligeros (gas) e hidrocarburos residuales.

Cuando las herramientas se utilizan en agujeros adermados es esencial aplicar correcciones para tener en cuenta los siguientes efectos, también mediante el uso de gráficos en la mayoría de las herramientas de neutrones:

1. Diámetro de pozo antes de cementar.
2. Espesor de la tubería de revestimiento.
3. Espesor del cemento.
4. Peso del lodo de perforación.
5. Salinidad del lodo de perforación.
6. Temperatura en el pozo.

### **6.3.5 Aplicaciones de los registros neutrones**

1. Determinación de la porosidad.
2. Efecto de las arcillas e hidrocarburos.
3. Identificación de la litología (en combinación con otros registros).
4. Análisis del contenido de arcilla.
5. Detección de gas o hidrocarburos ligeros.
6. Evaluación de la densidad de los hidrocarburos.
7. Correlación entre pozos.

### **6.4 Registro de resonancia magnética nuclear (NML)**

La resonancia magnética nuclear en pozos, conocida como NML (por sus siglas en inglés, nuclear magnetic log), es una técnica geofísica avanzada utilizada en la industria petrolera para obtener información detallada sobre las propiedades de las formaciones rocosas

alrededor de un pozo de petróleo o gas, aunque el término “nuclear” puede sonar muy alarmante en este contexto no se refiere a ningún proceso nuclear peligroso, por en cambio, se basa en las propiedades de los núcleos atómicos y sus momentos magnéticos.

El funcionamiento de la NML en el pozo se puede resumir de la siguiente manera:

- **Generación de un campo magnético:** Se genera un campo magnético en el pozo utilizando herramientas especializadas. Este campo magnético afecta a los núcleos atómicos presentes en las rocas.
- **Excitación de núcleos:** Se aplica un pulso de radiofrecuencia para excitar los núcleos atómicos presentes en las formaciones rocosas. Este pulso de radiofrecuencia cambia el alineamiento magnético de los núcleos, lo que crea una señal de respuesta cuando los núcleos vuelven a su estado de equilibrio.
- **Detección de señales:** Las herramientas NML detectan las señales de respuesta de los núcleos en las formaciones rocosas. Estas señales proporcionan información sobre la cantidad de fluido presente en las rocas, la porosidad, el tamaño de los poros y otras propiedades petrofísicas.

La NML en pozos es especialmente útil para evaluar la porosidad y la saturación de fluidos en las formaciones, lo que ayuda a determinar la cantidad de petróleo o gas que puede extraerse de manera eficiente también puede proporcionar información sobre la distribución de tamaños de poros, lo que es esencial para comprender cómo fluyen los fluidos en la roca. Es una técnica avanzada que utiliza principios de física nuclear para obtener información precisa sobre las propiedades de las formaciones rocosas en pozos petroleros y de gas, lo que resulta fundamental para la toma de decisiones en la industria de los hidrocarburos.

En la industria petrolera la resonancia magnética nuclear (NMR) se utiliza de manera principal para calcular el volumen total de fluidos móviles en relación con el volumen de la roca circundante, esto se logra tanto en pozos llenos de lodo de perforación como en pozos vacíos al detectar los núcleos de Hidrogeno presentes en los fluidos de las formaciones geológicas. Además, ofrece la capacidad de medir la porosidad de manera independientemente de la composición litológica de las rocas.

La aplicación de esta tecnología proporciona información fundamental para desarrollar modelos de yacimientos más precisos y tomar decisiones ágiles en cuanto a la selección de los intervalos a perforar, esto resulta especialmente valioso para evaluar el espesor neto productivo y calcular las reservas de hidrocarburos en los yacimientos. Además, mediante técnicas especiales, la NMR permite determinar la saturación de aceite residual en las formaciones y, en combinación con otros registros, facilita la identificación de la permeabilidad de la roca.

Un aspecto distintivo de la NML es que no depende de fuentes radiactivas ni detectores de partículas, ya que se basa en propiedades magneto-mecánicas de los núcleos atómicos de elementos clave presentes en las capas terrestres y formaciones sedimentarias como el Hidrógeno, Carbono, Flúor, Sodio, Silicio y Fósforo, entre otros. Esta tecnología ofrece una herramienta precisa y no invasiva para obtener datos cruciales en la exploración y producción de hidrocarburos.

#### **6.4.1 Principio de medición del registro de NML**

La secuencia de adquisición de datos de la herramienta NML se inicia mediante la alineación de núcleos de Hidrógeno, seguida de la reorientación, la precesión y ciclos repetidos de desfase y reenfoque de los momentos angulares. La calidad de esta medición está influenciada por dos parámetros cruciales: El tiempo de relajación longitudinal, “ $T_1$ ”, y el tiempo de relajación transversal, “ $T_2$ ”, cuyos valores pueden variar, pero generalmente se encuentran en el orden de unos pocos segundos. Es importante destacar que el método de NML se caracteriza por ser una medición dinámica, lo que significa que su precisión y eficacia depende de cómo se realiza el proceso de adquisición de datos.

En resumen, el principio de medición de la NML en pozos se basa en la interacción de los núcleos atómicos con un campo magnético y la absorción y liberación de energía por parte de estos núcleos cuando se excitan con pulsos de radiofrecuencia.

Para entender mejor este principio se describe a continuación de manera más detallada: Se aplica un campo magnético externo constante, representado por la letra “ $B_0$ ”. Este campo magnético causa que los núcleos atómicos con propiedades magnéticas (como el Hidrógeno, “ $^1H$ ”, que es el núcleo más comúnmente utilizado en la NML de pozo) se alineen en paralelo o antiparalelo a la dirección del campo. Luego, se aplica un pulso de radio frecuencia, “RF”, perpendicular al campo magnético constante, “ $B_0$ ”. Este pulso de

radio frecuencia coincide con la diferencia de energía entre los estados de espín de los núcleos de Hidrógeno en la muestra. Los núcleos de Hidrógeno absorben la energía del pulso de radiofrecuencia y como resultado cambian su orientación en relación con el campo magnético externo “ $B_0$ ”. Este cambio de orientación se denomina “resonancia” y es característico para cada núcleo en función de sus propiedades magnéticas y del campo magnético aplicado. Después de que se apaga el pulso de radiofrecuencia, los núcleos de Hidrógeno vuelven a su estado de equilibrio liberando la energía absorbida. Esta liberación de energía se detecta como una señal de NML que se registra y se utiliza para obtener información sobre las propiedades de la formación geológica.

### Herramientas de la NML

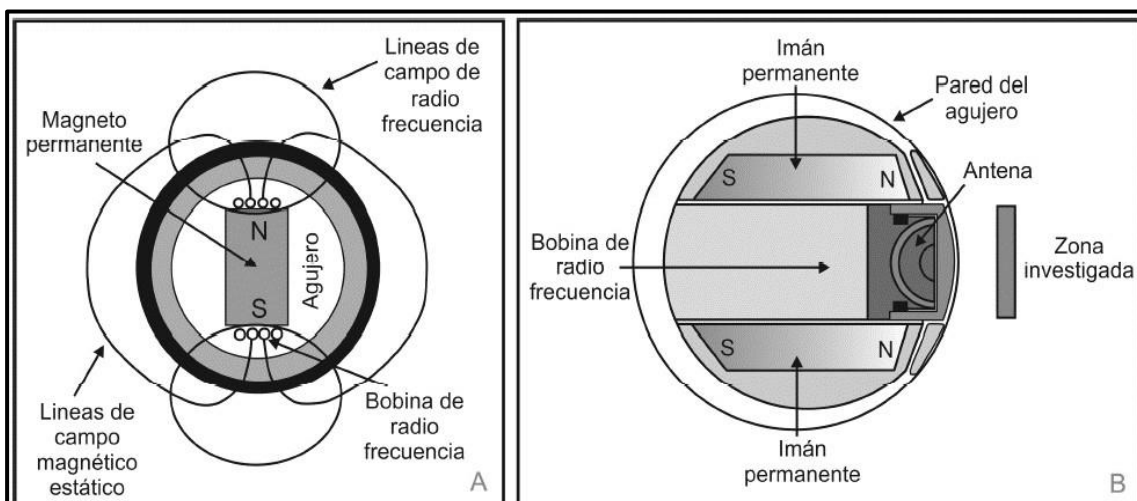
Hoy en día, la mayoría de las herramientas de resonancia magnética nuclear (NML) se enfocan en la implementación de la tecnología de secuencias de eco-pulsos. Esta tecnología permite eliminar los efectos de campos magnéticos no uniformes y mejora significativamente la resolución de las señales en los registros NML. Estas herramientas constan de magnetos permanentes y un sistema que genera pulsos magnéticos controlables de radiofrecuencia “RF”, lo que posibilita la medición simultánea de los tiempos de relajación térmica “ $T_1$ ” y “ $T_2$ ”.

Inicialmente, el diseño de básico de las herramientas NML se basaba en el concepto de Brown y Gamson (1960), sin embargo, a partir de 1978 surgieron las herramientas eco-pulsadas seguidas en las décadas de los 80 y 90 por diseños de compañías como NUMAR (una subsidiaria de Halliburton) con la herramienta MRIL, Schlumberger con las herramientas CMR (Figura 6.19), y Baker Atlas con la MR Explorer (MREX). Además, existen herramientas de resonancia magnética nuclear que pueden llevar a cabo mediciones de fluidos móviles en tiempo real mientras se perfora (LWD).

En el caso particular de la herramienta CMR de Schlumberger, su diseño de patín permite una alta resolución vertical de 15 [cm] y una investigación de un pequeño volumen de formación de 1 [in] (aproximadamente 2.5 [cm]). Esta herramienta también minimiza la influencia de la rugosidad del pozo y el enjarre en las señales. Un fleje

centralizador mantiene la herramienta en contacto directo con la pared del pozo asegurando un buen contacto en la mayoría de los diámetros de perforación. Otra ventaja destacada de la herramienta CMR es su sencilla calibración que implica sumergirla en un contenedor de agua para simular una porosidad del 100% o suspenderla en el aire para simular una porosidad del 0%. Dentro de la herramienta un suspensor tipo patín con dos imanes permanentes genera un campo magnético enfocado que polariza completamente los núcleos de Hidrógeno en la formación. Una antena transmisor-receptora en el equipo genera secuencias de pulsos magnéticos hacia la formación y luego recibe las señales de resonancia magnética nuclear (spin-eco) producidas por la alineación de los protones.

Esta tecnología permite que la herramienta tenga una longitud de sólo 4.3 [m] y sea fácilmente combinable con otras herramientas de registro de pozos como rayos gamma espectrales o registros de densidad, lo que posibilita la detección de minerales accesorios pesados que podrían alterar la evaluación de la zona de interés.



herramienta CMR de Schlumberger (Modificado de Serra, 2008).

#### 6.4.2 Presentación del registro de NML

La representación gráfica de un registro de resonancia magnética nuclear (NML) no está completamente estandarizada, ya que esta herramienta se puede combinar con la mayoría de las herramientas de registro utilizadas en la industria actualmente. En un registro de NML es posible encontrar diversas curvas que pueden incluir medidas como el calibrador (caliper), radiación gamma, espectroscopía de rayos gamma, potencial natural, curvas de

resistividad en diferentes profundidades (shallow, medium, deep), curvas de porosidad y densidad, entre otras, por lo tanto, se puede considerar como un valioso complemento para identificación de zonas arcillosas, formaciones permeables y la detección de intervalos con fluidos móviles como hidrocarburos, agua y gas.

No obstante, la principal función de las herramientas de NML se centra en proporcionar mediciones relacionadas con la porosidad de la formación. En primer lugar, ofrece información sobre la cantidad de fluido presente en la formación, en segundo lugar, brinda datos sobre el tamaño y la estructura de los poros en la formación, características que no se obtienen mediante otros registros de porosidad convencionales. Esto permite una descripción más precisa de la movilidad de los fluidos, ya sea fluido ligado o libre, así como una evaluación más detallada del yacimiento, incluido el espesor productivo.

### **6.4.3 Correcciones en el registro de NML**

La resonancia magnética nuclear en pozos es una técnica avanzada que proporciona información valiosa sobre las propiedades de las formaciones geológicas en y alrededor de un pozo de petróleo o gas, para obtener mediciones precisas y útiles con esta técnica a menudo es necesario aplicar correcciones para compensar diversos factores que pueden afectar los datos recopilados. Algunas de las correcciones comunes que se aplican a los datos de NML en pozos incluyen:

**Corrección por efecto de invasión:** Cuando el lodo de perforación penetra en la formación durante la perforación del pozo puede causar que los fluidos de la formación se desplacen, lo que lleva a la invasión del lodo en la formación. Esta invasión de lodo puede afectar las mediciones, por lo que se deben aplicar correcciones para estimar y compensar este efecto.

**Corrección por presión de poro:** Las variaciones en la presión del pozo pueden afectar las mediciones por lo tanto se deben aplicar correcciones para tener en cuenta los cambios en la presión del pro en la formación.

Corrección por temperatura: Las diferencias de temperatura pueden afectar la precisión de las mediciones de NML. Las correcciones se aplican para ajustar los datos a una temperatura de referencia.

Corrección por efecto del movimiento del pozo: Si el pozo se encuentra en un entorno en el que está en constante movimiento o vibración pueden verse afectadas las mediciones. Las correcciones se aplican para tener en cuenta cualquier movimiento no deseado del pozo.

Corrección por efectos instrumentales: Las imperfecciones o variaciones en el hardware y el software de la herramienta de NML pueden introducir errores en las mediciones por lo que se aplican correcciones para minimizar estos efectos instrumentales.

#### **6.4.4 Aplicaciones del registro de NML**

Toda la información relacionada con granulometría, tamaño de poro, permeabilidad efectiva, propiedades de los fluidos capilares e irreducibles, así como el volumen poroso disponible para la acumulación de hidrocarburos contribuye de manera significativa a realizar descripciones de yacimientos más complejas y a desarrollar modelos de yacimiento más precisos. Esta tecnología, cuando se combina con otros registros como el registro de rayos gamma espectral, densidad y mediciones de porosidad adicionales proporciona la capacidad de identificar minerales accesorios pesados que pueden tener un impacto crucial en la evaluación de la zona de interés.

La aplicación de la resonancia magnética nuclear en la industria petrolera también agiliza la toma de decisiones al definir los intervalos óptimos para perforar, lo que facilita la evaluación del espesor productivo neto y, en última instancia, la estimación de las reservas de un campo petrolero.

## **Referencias**

**Martínez, H. (1994).** Interpretación y evaluación de registros geofísicos en la exploración petrolera. [s./i.].

**Ricco, G. (2012).** Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Téllez, D. (2010).** Interpretación y evaluación de registros geofísicos en la exploración petrolera. Tesis de licenciatura. Instituto Politécnico Nacional.

**Vázquez, J. (2021).** Manual para el profesor de la asignatura de registros geofísicos en pozo. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.



## Capítulo 7

## Registros complementarios

Erick Aguilar Guevara, Christian Axel Rodríguez Jiménez, Iza Canales García

### Sumario

#### Introducción

#### 7.1. Registro Cáliper o Calliper

#### 7.2. Registro de echados (Dipmeter log)

#### 7.3. Registro de imágenes de pared de pozo

#### 7.4. Registros durante la perforación y en tiempo real

#### 7.5. Registro de temperatura

#### Ejercicios

#### Referencias

### Introducción

Los registros geofísicos desempeñan un papel fundamental al proporcionar datos valiosos sobre las estructuras subterráneas, mapeo litológico y contenido de hidrocarburos. La evaluación precisa de las características geológicas y petrofísicas permite evaluar y maximizar el rendimiento de los yacimientos.

Esta investigación se enfoca en la revisión y aplicación de diferentes herramientas de registros complementarios, destacando la incorporación de nuevas tecnologías en la adquisición de datos. Además, se aborda la interpretación tanto cualitativa como cuantitativa de los registros en pozo, explorando los resultados de probadores de formación y pruebas de presión-producción. La integración de los hallazgos obtenidos de los núcleos, registros de

hidrocarburos y láminas delgadas brinda una comprensión más detallada, permitiendo una comprensión más precisa sobre las zonas de interés.

El estudiante a partir de este compendio aprenderá acerca de los principios, correcciones, presentación y aplicaciones de los registros cáliber, echados, imágenes de pared de pozo y temperatura, en el contexto de la ingeniería y los registros geofísicos de pozos.

La conceptualización de un pozo exploratorio de hidrocarburos o un pozo destinado a la extracción de agua o minerales conlleva, en términos generales, la consideración de su configuración como la de un cilindro con un diámetro preestablecido. Este cilindro alberga un fluido de perforación caracterizado por propiedades conocidas, aunque en ciertas circunstancias puede contener exclusivamente aire.

Desde una perspectiva histórica, las técnicas de registro se fundamentaron en la suposición de que las formaciones encontradas en los pozos perforados se comportan como medios infinitos, homogéneos e isotrópicos (Ramírez, H., & González, L., 2008). No obstante, en la contemporaneidad, se ha llegado a reconocer que estas formaciones no siempre se ajustan a dicha descripción, a menos que se tome en cuenta la estratificación de las capas. En situaciones de estratificación, es factible tratar las capas individuales del pozo como homogéneas e isotrópicas, aunque no es posible extrapolar esta característica al pozo en su conjunto, como se creía previamente.

En la actualidad, la selección de la herramienta apropiada para la obtención de registros en un pozo se encuentra intrínsecamente ligada al tipo de perforación llevada a cabo, ya sea vertical, horizontal o direccional. Además, resulta imperativo poseer un conocimiento exhaustivo de diversos parámetros, siendo cruciales la geometría y el diámetro del pozo, las propiedades del fluido de perforación, la temperatura tanto en el lecho del pozo como en las formaciones circundantes, así como las posibles variaciones radiales en el orificio. Estos factores, descritos detalladamente por Ricco en 2012, desempeñan un papel fundamental en la elección adecuada de las herramientas de registro.

## 7.1. Registro Cáliper o Calliper

Los métodos convencionales de registros geofísicos se utilizan para proporcionar información preliminar después de la construcción del pozo y sobre las condiciones, litología, ubicaciones de fracturas y para inferir zonas de potencial interés (Keys, 1990). Los registros convencionales incluyen el registro de cáliper, el cual es un método de inspección sencillo, directo y altamente informativo que se realiza al interior de un pozo. Con la ayuda de brazos mecánicos bajo tensión, las herramientas de cáliper pueden medir y registrar de manera continua el tamaño y/o la forma del pozo a lo largo de su longitud. Este tipo de registro posee un valor significativo por sí mismo, aunque con frecuencia se emplea en combinación con otros métodos geofísicos de evaluación de pozos.

Las herramientas de cáliper utilizan varios brazos con resortes que se encuentran completamente contraídos mientras la herramienta desciende por el pozo, el cual generalmente tiene una geometría que se asemeja a la de un cilindro de diámetro conocido, y que contiene en su interior un fluido de perforación homogéneo, mejor conocido como lodo de perforación. A medida que la herramienta se eleva en el pozo, los brazos se expanden y contraen para mantener un contacto físico con la pared del pozo, adaptándose a su ensanchamiento o estrechamiento. Cada brazo está conectado a un dispositivo que convierte su movimiento en una señal eléctrica, la cual se calibra en función del diámetro.

Durante mucho tiempo, se utilizaron técnicas de registro con base en la idea de que las formaciones en los pozos perforados se comportaban como medios infinitos, homogéneos e isotrópicos, sin embargo, en la actualidad se conoce con certeza que las formaciones no siguen esta configuración, a menos que se considere la estratificación de las capas. En esos casos particulares, es posible tratar las capas como homogéneas e isotrópicas, pero no se puede aplicar esta suposición a la totalidad del pozo, como se creía anteriormente.

En la actualidad, la elección de la herramienta adecuada para tomar uno o varios registros en un pozo depende en gran medida del tipo de perforación que se esté realizando (vertical, horizontal o direccional). Además, esta elección requiere del conocimiento de varios parámetros físicos, como lo son la forma y el diámetro del pozo, las propiedades del fluido de perforación, la temperatura en el fondo del pozo y en las formaciones, así como las posibles

variaciones radiales que puedan ocurrir en el agujero, junto con las propiedades físicas de las formaciones.

### **Principio de medición**

Los registros geofísicos se pueden clasificar en dos grandes grupos: los que operan a partir del principio físico de la herramienta o método de adquisición y los que estudian la propiedad física de la formación (Serra, 1984). El registro cáliper es un registro mecánico que corresponde al primer grupo, y es uno de los más importantes que existen en la industria, ya que tiene la finalidad de medir con precisión las variaciones que pueden existir o presentarse en la forma y tamaño del agujero a medida que este se va perforando, con el objetivo de poder identificar posibles derrumbes, acortamientos, cavernas y zonas permeables en las formaciones. Las mediciones básicas son realizadas por medio de dos brazos articulados integrados a las herramientas de registros, aunque las mediciones más complejas y utilizadas hoy en día, se realizan por medio de cuatro brazos articulados en las herramientas de medición de echados y en la herramienta de medición de la geometría de pozo (BGT), por sus siglas en inglés Borehole Geometry Tool, la cual entre sus principales aplicaciones destacan el poder obtener dos cálipers simultáneos, con lo que se obtienen datos más precisos de la forma y el diámetro del pozo, además cuenta con un inclinómetro que permite tener mediciones continuas sobre la orientación del agujero (el ángulo), la desviación que se vaya generando así como su azimut, permitiendo con ello que los cálipers estén perfectamente definidos y que puedan ser acoplables junto con otras herramientas de registros en el proceso. (Darling, 2005).

Los brazos de las herramientas están estratégicamente dispuestos a ambos lados de las sondas de registro y se adhieren a las paredes del pozo mediante un sistema mecánico o hidráulico. A medida que la herramienta asciende a la superficie, se registran las variaciones en la tensión mecánica generada por los brazos en contacto con la pared rocosa, y el potenciómetro las interpreta como señales eléctricas. Estos cambios en el diámetro o la forma del pozo provocan que los brazos se abran o cierren más allá de los parámetros "normales" establecidos por la barrena, donde "normal" hace referencia al diámetro original del pozo. Estas alteraciones se reflejan en la señal como modificaciones en la resistencia medida por el potenciómetro en Ohms-m [ $\Omega\text{m}$ ], posteriormente, a través de una calibración en la superficie

es posible escalar las variaciones medidas en función de los cambios en el diámetro del agujero (Ricco, 2012).

### **Principales herramientas con cáliper integrado**

Existen diversas herramientas de toma de registros que permiten medir el diámetro y la forma del pozo utilizando un cáliper. Estas herramientas incluyen las de microrresistividad, Figura 7.1, las de densidad-neutrón, Figura 7.2, las sónicas de porosidad, Figura 7.3, la herramienta de geometría de pozo (BGT), Figura 7.4, las herramientas de medición de echados (HDT y SHDT), por sus siglas en inglés High Resolution Dipmeter Tool y Stratigraphic High Resolution Dipmeter Tool, las herramientas de imágenes, entre otras.

Estas herramientas permiten que la mayoría adopten una posición centrada excepto las de densidad-neutrón. Las mediciones más someras solo se ven afectadas por el enjarre o, en algunos casos, por los baches de lodo adheridos a las formaciones, lo cual puede corregirse mediante tablas de corrección específicas.

Las herramientas de microrresistividad están equipadas con dos brazos mecánicos articulados que presentan patines en sus extremos (de 6 [pg] de longitud). Estos brazos son hidráulicamente presionados contra la pared del pozo, lo que permite un centrado preciso y la recopilación de datos relacionados con las condiciones del pozo, incluyendo información sobre la zona escaneada con los dispositivos de microrresistividad, que tienen un radio de exploración extremadamente reducido. El diámetro del agujero se calcula a partir de la medición del diámetro de perforación menos el doble del espesor del enjarre. En contraste, las herramientas (D-N), por sus siglas en inglés Density – Neutron, se caracterizan por poseer un único patín integrado en la sonda. Este patín aplica una presión sustancial sobre la herramienta, asegurándola contra la formación y permitiendo un óptimo contacto con la pared del pozo. El diámetro y la forma del agujero se determinan a partir de la medición del diámetro de perforación menos el espesor del enjarre, ya que la presión ejercida sobre la sonda provoca la eliminación del enjarre en dicho intervalo a medida que la herramienta avanza a lo largo del pozo (Ramírez, 2008).

Las herramientas sónicas presentan una configuración ligeramente diferente a las anteriores. En lugar de patines, estas herramientas se centran mediante tres arcos metálicos

de igual tamaño, similares a brazos que se abren y cierran, formando elipses con su eje mayor paralelo al eje del pozo. Estos arcos se abren o cierran a medida que se desplazan por el pozo, permitiendo la rotación de la herramienta y la medición del diámetro del pozo en función de las aperturas y cierres, también existen herramientas más modernas con calípers integrados que cuentan con cuatro brazos, lo que proporciona mediciones más precisas.

Al igual que estas, también existen otras herramientas con calípers integrados, las cuáles son más modernas y actuales porque no solo cuentan con dos o tres brazos, sino que cuentan con cuatro brazos que permiten obtener mediciones más precisas. Figuras 7.3 y 7.4.

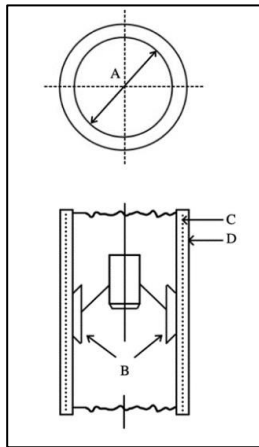


Figura 7.1. Esquema del calíper en herramientas micro resistivas: (A) medición del agujero con el calíper; (B) patines de la herramienta; (C) enjarre; (D) pared de la formación (Modificado de Bassiouni, 1994).

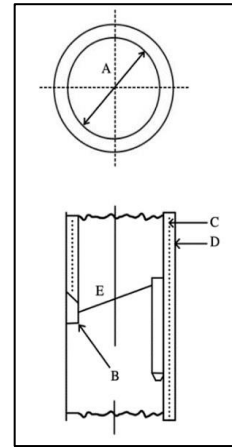


Figura 7.2. Esquema del calíper en herramientas D-N: (A) medición del agujero con el calíper; (B) patín de la herramienta; (C) enjarre; (D) pared de la formación; (E) brazo (Modificado de Bassiouni, 1994).

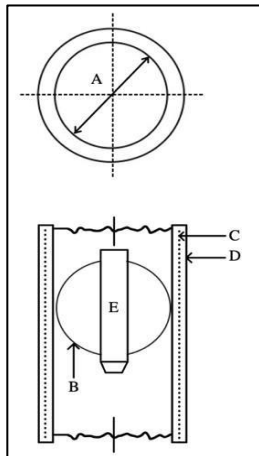


Figura 7.3. Esquema del calíper en herramientas sónicas: (A) medición del agujero con el calíper; (B) anillos; (C) enjarre; (D) pared de la formación; (E) herramienta sónica (Modificado de Bassiouni, 1994).

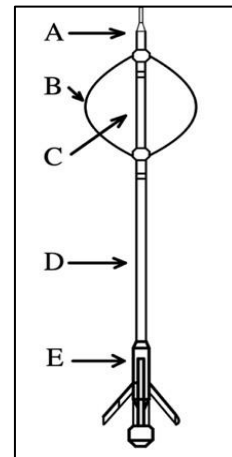


Figura 7.4. Esquema del calíper de cuatro brazos en herramientas BGT: (A) cabeza del capotable; (B) centralizadores; (C) cartucho con el calíper; (D) cartucho con el inclinómetro; (E) mecanismo con los cuatro brazos mecánicos (Borehole Geometry Tool) (Modificado de Bassiouni, 1994).

## Funcionamiento de la herramienta cáliper

El registro cáliper es una herramienta única y útil para obtener el diámetro y la forma del pozo en las formaciones, permitiendo identificar zonas permeables, impermeables, compactas, derrumbes, cavernas, entre otras características. A continuación, se destacan algunas características sobresalientes de este registro para medir la geometría del pozo (Bassiouni, 1994):

- Permite mediciones de la geometría del agujero en pozos que varían desde 6 [pg] hasta 18 [pg], siendo este último valor la máxima apertura que pueden tener los brazos de la herramienta (excepto en herramientas de cuatro brazos mecánicos).
- Normalmente, la presión ejercida por los brazos sobre los patines es baja (excepto en las herramientas densidad-neutrón). El espesor de enjarre es igual al diámetro de la barrena menos la respuesta del registro cáliper, sobre dos. Otra forma de obtener el espesor de enjarre en formaciones permeables es mediante análisis analíticos.

$$h_{mc} = \frac{D_{barrena} - R_{cáliper}}{2};$$

Donde:

$h_{mc}$  = Espesor del enjarre.

$D_{barrena}$  = Diámetro de la barrena utilizada para la perforación.

$R_{cáliper}$  = Respuesta del registro cáliper.

- La distancia entre los patines cuando la herramienta está cerrada es de aproximadamente 6 [pg], sin embargo, ya existen herramientas que pueden medir un menor diámetro con un cáliper.
- En las herramientas D-N, la presión en el patín de apoyo es alta, lo que asegura que la herramienta se mantenga en contacto con la formación. Como resultado, el enjarre en el extremo donde se encuentra el patín se desprende en formaciones permeables, lo que se refleja en el registro como una curva con menos enjarre.

Estas características resaltan la importancia y la versatilidad del registro cáliper para obtener información precisa sobre la geometría del agujero en diversas formaciones (Ricco, 2012).

### **Factores geológicos que influyen en la forma del agujero**

Es común considerar que las mediciones realizadas con herramientas cáliper para obtener la geometría del pozo pueden variar debido a diferentes condiciones internas en el agujero. Estas condiciones incluyen la invasión del fluido de perforación en formaciones permeables, la presencia de diferentes tipos de fluidos en las formaciones, las litologías atravesadas, la composición del fluido de perforación utilizado y el tamaño de las barrenas. Estos factores pueden tener varios efectos en los agujeros, lo que se refleja en las mediciones de la geometría del pozo y proporciona información cuantitativa y cualitativa sobre la geología en los registros.

Uno de los efectos principales que pueden ocurrir en los pozos durante la perforación es un pozo sin derrumbes (*gauge holes*) (Figura 7.5 inciso a). Estos pozos tienen dimensiones similares a las de la barrena utilizada y son importantes porque indican que se utilizaron técnicas de perforación adecuadas o que existen intervalos compactos (litologías duras e impermeables) o una tubería de revestimiento que brinda homogeneidad al pozo. Estos pozos se reconocen fácilmente en los registros impresos debido a que la respuesta del cáliper muestra una línea suave sin muchas variaciones y no se observa la formación de enjarre.

El segundo efecto que puede ocurrir es un pozo derrumbado (Figura 7.5 inciso b), lo cual ocurre principalmente en intervalos de lutitas ricas en materia orgánica que no están lo suficientemente consolidadas, ya que presentan laminaciones o fracturas locales. Este efecto también puede ocurrir en formaciones "suaves", como areniscas poco consolidadas o formaciones naturalmente fracturadas, donde la integridad mecánica se debilita debido a las presiones ejercidas por los fluidos, también puede ocurrir en horizontes salinos, como domos salinos o capas de sal, donde la movilidad del fluido de perforación puede hacer que el intervalo se desintegre o se lave, aumentando así su diámetro. Esto puede provocar derrumbes de las paredes del agujero debido a la excavación o lavado en los intervalos por los cambios constantes en la composición de los fluidos de perforación y las técnicas de perforación utilizadas o debido a las condiciones litológicas de las formaciones y sus características



mecánicas, esto hace que los agujeros tiendan a ensancharse y que las mediciones de las herramientas microrresistivas, sónicas y D-N no proporcionen buenos valores de la zona lavada (Bassiouni, 1994).

En el caso de las lutitas, este efecto se debe principalmente a las propiedades electroquímicas de las arcillas, que tienen una gran capacidad de absorber agua e hincharse, cabe mencionar que no todas las especies coinciden con estas características, especialmente cuando se utilizan lodos a base de agua, esto puede hacer que las herramientas se queden atrapadas durante la adquisición de los registros, sin embargo, si se utilizan lodos a base de aceite, los efectos serán mínimos y no se observarán cambios significativos en la curva del registro calíper.

Este efecto en particular afecta las mediciones de las herramientas microrresistivas, D-N y sónicas, ya que a medida que el agujero se ensancha, el contacto de los patines de la herramienta con la formación se reduce. Esto hace que el espacio restante sea ocupado por el fluido de perforación, cuyas características difieren de las de las formaciones estudiadas. Por lo tanto, la señal de la herramienta no proviene completamente de la formación si el agujero está demasiado ensanchado, por otro lado, si el agujero es extremadamente ancho, la señal provendrá exclusivamente del fluido de perforación.

El tercer y último efecto ocurre principalmente en formaciones permeables que permiten la movilidad de los fluidos entre el pozo y las formaciones. Éste se caracteriza por reducir o acortar las dimensiones del agujero y generalmente ocurre cuando se forma un enjarre en las formaciones permeables debido a la adherencia de sólidos del lodo a la formación o la creación de baches o paquetes de lodo si las formaciones son excavadas o tienen poca consolidación, esto también puede ocurrir en formaciones arcillosas, dependiendo del tipo de arcilla, que pueden hincharse o no debido a la absorción de agua del fluido de perforación, lo que reduce el diámetro del agujero, también puede ocurrir en formaciones con un diámetro de agujero muy pequeño y características geológicas rugosas, lo que resulta en un agujero "ovalado" (breakout) (Figura 7.5 inciso c). El breakout expresa la deformación de la roca en dirección del esfuerzo horizontal mínimo, por lo que también podría existir con el segundo efecto. La figura 7.5 inciso d ocurre cuando se forman agujeros con geometrías tipo "de llave". Más adelante se explica este caso con más detalle.

Teniendo en cuenta estos efectos que modifican la geometría del pozo, es necesario realizar las correcciones pertinentes a las herramientas debido al diámetro del agujero para obtener valores precisos en las lecturas de los registros (Ricco, 2012).

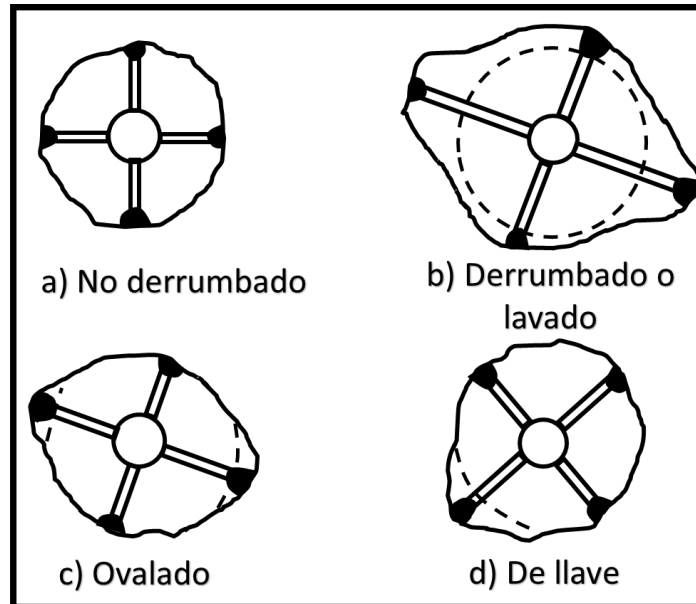


Figura 7.5. Esquema que muestra las distintas geometrías que pueden encontrarse en las formaciones debido principalmente al tipo de litología y los fluidos que intervienen en el agujero (Modificado de Ricco, 2012).

### Geometría de los agujeros y control de calidad del calíper

Cuando se utilizan herramientas de dos brazos para medir la geometría del pozo, es crucial tener en cuenta los efectos mencionados anteriormente, ya que pueden tener un impacto significativo en las lecturas de los registros. El caso más común es cuando se encuentran formaciones muy derrumbadas debido a fracturamiento o lavado excesivo por el fluido de perforación, lo que resulta en un ensanchamiento del agujero, esto disminuye el contacto entre la herramienta y las formaciones, lo que puede llevar a que las mediciones provengan más de las propiedades del lodo que de la formación.

Este fenómeno se presenta con mayor frecuencia en formaciones anisotrópicas, ya que el ensanchamiento del agujero es el resultado de la interacción de los fluidos con las diferentes litologías debido a las diversas características mecánicas que se presentan en direcciones distintas de esfuerzos mínimos y máximos; como resultado se forman agujeros con geometría no circular u ovalada. Cuando esto ocurre, la presión ejercida sobre los patines de las hace

hace que éstas roten en el agujero en busca de la posición de menor energía potencial, que suele ser el eje mayor de la sección ovalada. En este caso, las herramientas microrresistivas y D-N tienden a acomodarse, sin embargo, para las herramientas sónicas de tres brazos, la posición de la herramienta no quedará completamente centrada, lo que puede afectar la precisión de las mediciones (Bassiouni, 1994).

Lo mismo ocurre cuando se forman agujeros con "geometrías tipo llave", que son agujeros ovalados asimétricos debido al apoyo de la tubería de perforación, especialmente en casos de desviación del pozo (Figura 7.5 d). Esto resulta en un contacto deficiente con las formaciones y, por lo tanto, es necesario realizar correcciones, ya que los calípers siempre realizan las mediciones en la dirección del eje mayor, lo que puede resultar en mediciones imprecisas de la verdadera geometría del agujero, Figuras 7.6 y 7.7. (Ricco, 2012).

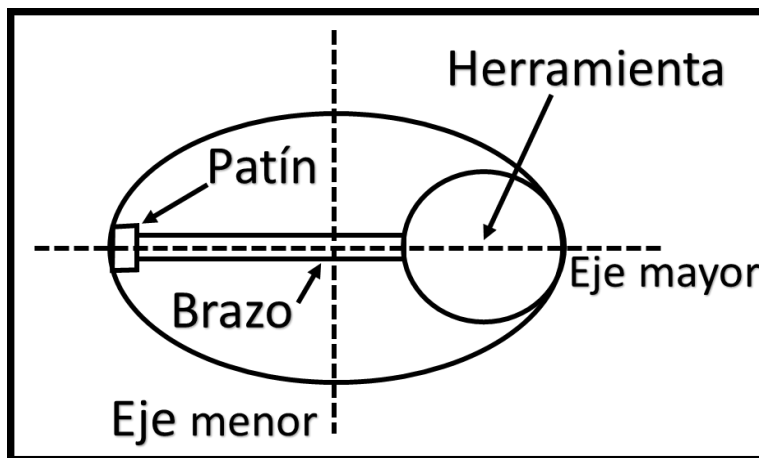


Figura 7.6. Esquema que muestra la posición preferencial de las herramientas en agujeros ovalados (Modificado de Bassiouni, 1994).

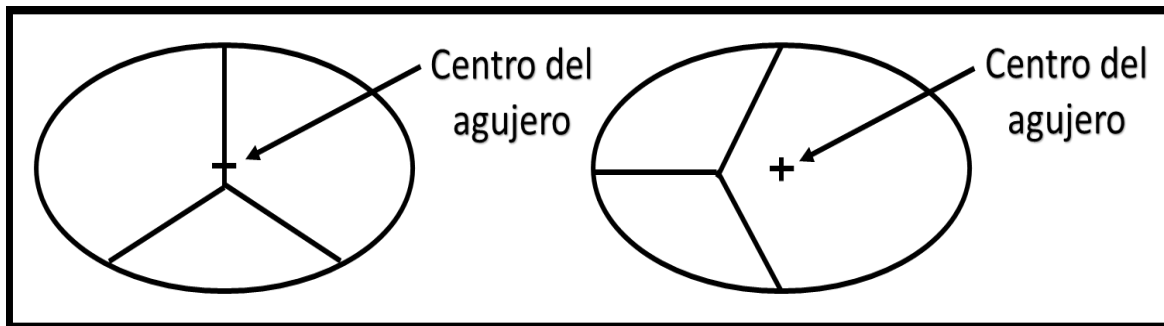
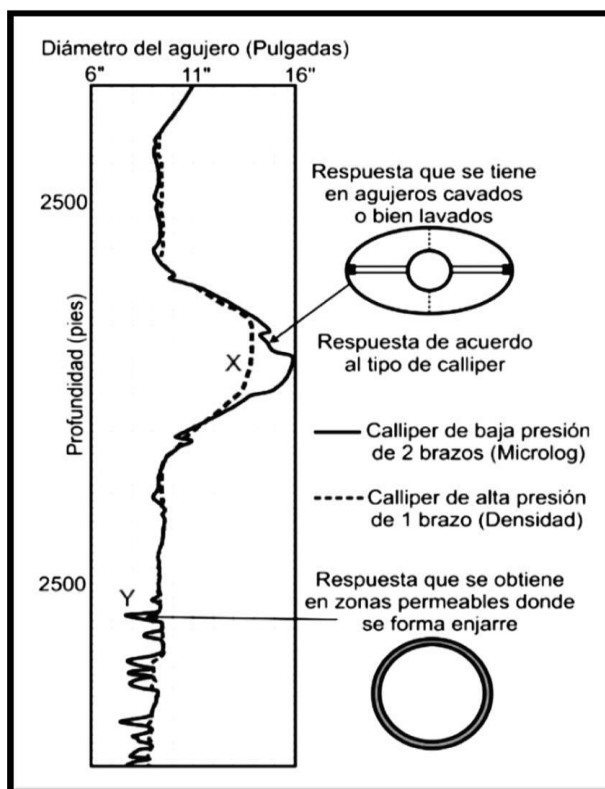


Figura 7.7. Esquema que muestra la posición de las herramientas sónicas en agujeros ovalados (Modificado de Bassiouni, 1994).

Es recomendable, por lo tanto, utilizar herramientas de cáliper con cuatro brazos, como las BGT (Borehole Geometry Tool), HDT (Hexa-Decapole Tool) y SHDT (Six-Arm Hexa-Decapole Tool), para realizar mediciones en agujeros ovalados. Según Ricco (2012), gracias a la obtención de dos cálipers verticalmente perpendiculares, se logran obtener mediciones de una geometría del agujero mucho mejor definida, incluso cuando se presenten algunos de los efectos descritos anteriormente, Figuras 7.8 y 7.9.

Estas herramientas brindan la posibilidad de obtener mediciones más precisas de la geometría del pozo al contar con la configuración de cuatro brazos. En particular, las BGT, HDT y SHDT permiten una evaluación detallada de la forma y tamaño del agujero, aportando más información en comparación con herramientas de cáliper de dos brazos.

### Presentación del registro



*Figura 7.8. Ejemplo de un registro cáliper utilizando herramientas de uno y dos brazos. En este caso, se observa claramente la diferencia en las mediciones obtenidas por ambas herramientas. La sección X representa un intervalo cavado o lavado, donde la herramienta de densidad encuentra dificultades para realizar mediciones precisas. En contraste, la herramienta de microlog brinda mediciones más confiables en esta zona problemática. Por otro lado, en la figura Y se muestra la formación de un enjarre, indicativo de una zona permeable. En este caso, la herramienta de densidad registra menos enjarre en comparación con el microlog, ya que el movimiento de la herramienta tiende a desprender el enjarre a medida que avanza por el agujero (Modificado de Bassiouni, 1994).*

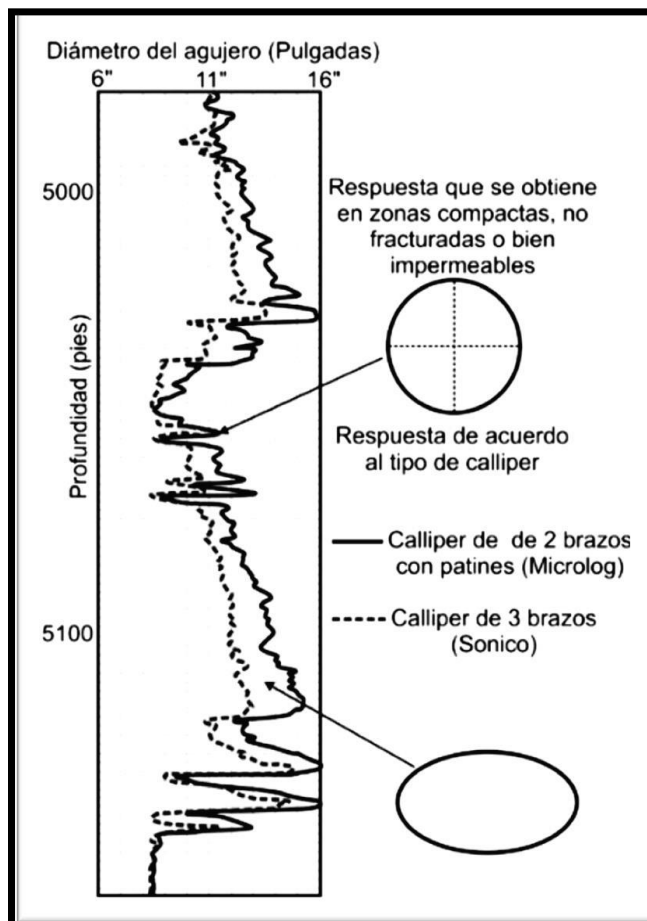


Figura 7.9. Ejemplo de un registro caliper utilizando herramientas de dos y tres brazos. Se observan grandes variaciones entre las mediciones obtenidas por ambas herramientas debido a las numerosas irregularidades presentes en el pozo, lo que resulta en una geometría predominantemente ovalada. El microlog registra la curva del eje mayor de la elipse, mientras que la herramienta sónica mide el eje menor. Estas diferencias se reflejan en el registro caliper (Modificado de Bassiouni, 1994).

## Correcciones

El registro caliper no tiene correcciones dado que su respuesta no está influenciada por los parámetros petrofísicos que gobiernan las características de las formaciones como la resistividad, porosidad, permeabilidad o contenido de fluidos (Bateman, 1985), asimismo, la invasión de fluidos o el efecto de capas adyacentes no lo afectan, ya que las mediciones dependen exclusivamente del tipo de formación atravesada, la desviación del pozo y la interacción del fluido de perforación con las formaciones (Ricco, 2012).

Este fenómeno puede dar lugar a la formación de cavidades, adhesiones en formaciones permeables que podrían actuar como zonas productoras de hidrocarburos,

erosión de litologías en presencia de capas de sal, hinchamiento de arcillas en lodos a base de agua y colapsos debido a fracturamientos originales o inducidos. En relación con el registro cáliper, su uso se limita a verificar que la calibración de la herramienta coincida con la calibración maestra antes de realizar la medición (Ricco, 2012).

### **Aplicaciones**

La principal aplicación que tiene el registro cáliper como registro geofísico es poder identificar y diferenciar con precisión las formaciones permeables de aquellas zonas que son impermeables, sabiendo reconocer en el registro la formación del enjarre característico. Es por ello por lo que el cáliper es un excelente registro para deducir la litología de las formaciones, sin embargo, para tener certidumbre en las interpretaciones debe correlacionarse con otros registros de pozo abierto, en ocasiones usa registros eléctricos y en otros el de rayos gamma o densidad-neutrón. Algunas otras de sus aplicaciones más importantes se mencionan a continuación:

- Cálculo del volumen del agujero: Permite estimar la cantidad de cemento necesaria para la colocación de tuberías de revestimiento.
- Identificación de intervalos compactos: Permite realizar pruebas de producción para evaluar el asentamiento de empacadores en intervalos consolidados de las formaciones.
- Interpretación de datos de medición de echados: El cáliper ayuda a obtener los puntos de los planos buzantes de las capas en la interpretación de herramientas de medición de echados.
- Correcciones en herramientas afectadas por enjarres: El cáliper proporciona información sobre el diámetro del agujero y el espesor del enjarre en capas permeables, lo que permite realizar las correcciones necesarias en las herramientas afectadas por estos fenómenos.

Estas aplicaciones destacan la importancia del registro cáliper en la caracterización de las formaciones y en la toma de decisiones relacionadas con la construcción y producción de pozos (Castrejón, 2010).

## **Ejemplo de aplicación**

*Medición de la efectividad de la integridad de las mangas de fracturamiento en terminación de múltiples etapas utilizando un calíper multifinger y un analizador de flujo acústico en procedimientos. Tomado de: SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition: Dammam, Saudi Arabia, Society of Petroleum Engineers (Saada, 2018)*

Con el aumento de la demanda de hidrocarburos, la tendencia de la industria es desarrollar continuamente las reservas no convencionales y/o maximizar la producción de hidrocarburos. En consecuencia, se perforan y completan diferentes pozos con terminaciones de múltiples etapas, aquí, por ejemplo, la herramienta calíper contribuye a diferentes objetivos de evaluación:

- Las mangas de fracturamiento tienden a presentar varios problemas de integridad para el pozo, y las herramientas de calíper multifinger permiten evaluar las obstrucciones en el pozo y el daño corrosivo interno a la tubería del pozo.
- Las incrustaciones en las paredes del pozo de perforación resultan de gran importancia para evaluar la integridad y calidad en la perforación, y el calíper permite detectar las acumulaciones.

## **7.2. Registro de echados (Dipmeter log)**

Las herramientas de registro de echados se utilizan principalmente para obtener valores del buzamiento estructural. Esta información permite una mejor definición de la geometría del yacimiento y una ubicación más precisa de las fallas. Las curvas de conductividad del registro de echados también proporcionan otra información importante para los ingenieros de yacimientos, las cual muestra los cambios en la textura, capas de lutita delgada y fracturas abiertas que controlan el flujo dentro de los yacimientos (Delhomme, 1988).

Los registros de medición de echados surgieron para satisfacer la necesidad de obtener mediciones continuas y precisas de los echados de las formaciones a profundidad, así como la dirección del echado, en relación con los planos de referencia. Estos registros permiten identificar y caracterizar distintas superficies geométricas, como límites entre capas, fracturas, fallas, superficies erosionadas o estilolitas, que se interceptan con el pozo (Fuentes, 2021).

Para representar un plano geológico se requieren al menos tres puntos no alineados en el espacio, con coordenadas X, Y y Z. Estos puntos son las intersecciones de las generatrices de la pared del pozo con el plano, y a partir de ellos se obtiene la inclinación (echado) y la dirección del plano geológico. Este proceso implica la adquisición de datos relacionados con la orientación de las capas o estratos en posiciones ortogonales en el pozo, utilizando herramientas con brazos mecánicos y electrodos de medición en los patines, luego se comparan las mediciones de diversos parámetros, incluyendo la orientación, en lados opuestos de las paredes del pozo para determinar la orientación y obtener la inclinación (echado) y el azimut de las capas geológicas mediante métodos computacionales en superficie.

A lo largo del tiempo, se han desarrollado diversas patentes de herramientas para obtener mediciones de echados en las formaciones. En la actualidad, las herramientas más modernas no solo proporcionan el echado y la dirección preferencial de las capas, sino que también incluyen un inclinómetro para determinar la orientación de la sonda en el pozo y la inclinación del agujero. Estas herramientas (Stratigraphic High Resolution Dipmeter Tool de Schlumberger) ofrecen curvas de microrresistividad más precisas, hasta 30 a 60 veces más que otras herramientas, y proporcionan información sobre la velocidad de registro de la sonda (Ricco, 2012).

### **Principio de medición**

El principio de medición de las herramientas de medición de echados se basa en la configuración de tres electrodos montados en patines formando un plano perpendicular al eje de las herramientas. Estos electrodos se colocan a  $120^\circ$  (en herramientas de tres brazos) o a  $90^\circ$  (en herramientas de cuatro brazos como la HDT y SHDT) entre sí (Figura 7.10). Es común utilizar herramientas de cuatro brazos para realizar las mediciones, aunque también existen herramientas con hasta seis brazos que proporcionan más información sobre las condiciones geológicas del pozo, especialmente en agujeros ovalados.

La presencia de al menos tres electrodos permite realizar mediciones resistivas o conductivas a lo largo de las paredes del pozo. Cada electrodo actúa como un punto de

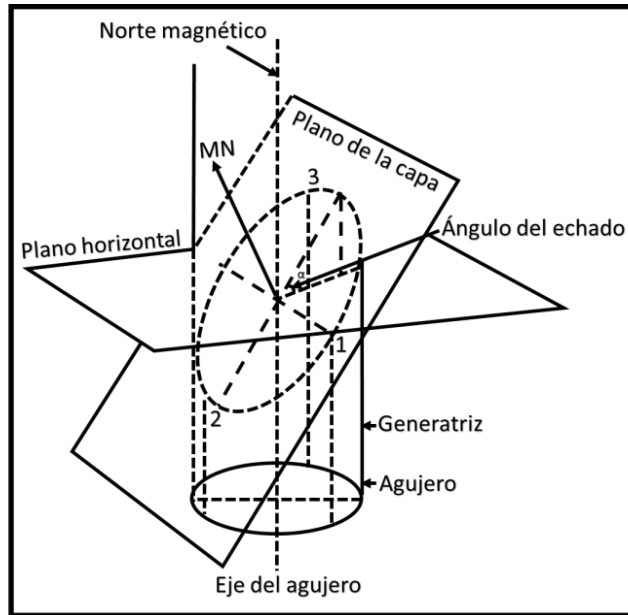


medición capturando la resistividad de la formación en diferentes ubicaciones y definiendo así un plano. Cuando estos electrodos atraviesan un límite o cambio litológico en las formaciones, los cambios se reflejarán en cada electrodo a diferentes profundidades y en las curvas de microrresistividad correspondientes. Esta información se utiliza para evaluar el echado y el azimut de las capas o estratos (Fuentes, 2021).

Es importante mencionar que las mediciones se realizan utilizando lodos base agua, ya que las mediciones microrresistivas o microconductivas requieren un contacto adecuado entre las herramientas y las formaciones. Además, se deben considerar otros factores como la orientación de la sonda, la desviación del agujero y su respectivo azimut, y el diámetro del agujero (Ricco, 2012).

La orientación de la sonda estará definida por el azimut que exista en uno de los patines (patín 1), siendo este el ángulo formado entre la proyección horizontal de las líneas perpendiculares al eje de la sonda que pasan a través del patín 1, y el norte magnético. Por otro lado, la desviación del agujero se mide utilizando un péndulo ligado a un potenciómetro circular, cuyas variaciones de resistividad están en función de la desviación que se genera en el agujero (tomando como referencia el ángulo formado por el azimut a la desviación del agujero y el azimut del patín 1), si se llegase a presentar.

Finalmente, el diámetro del agujero se obtendrá utilizando potenciómetros acoplados a los costados del movimiento de los patines siendo el diámetro final, la distancia que exista entre el eje de la sonda con los patines y sus respectivos azimuts. De esta manera se pueden obtener mediciones tipo calíper en ángulos rectos unos de otros. Cabe mencionar que la inclusión de correcciones por el efecto de inclinación proporciona una comparación más precisa de pozo a pozo en yacimientos laminados, enfatizando la importancia de tener en cuenta los efectos de inclinación en la evaluación del yacimiento (Frisch, 1993).



*Figura 7.10. Esquema que muestra el principio de medición de las herramientas de medición de echados. En él, se aprecia que alrededor del agujero se colocan electrodos de forma ortogonal, es decir, perpendiculares al eje del pozo. Estos electrodos permiten obtener mediciones de resistividad en diferentes puntos alrededor del agujero. Posteriormente, se correlacionan estas mediciones para determinar el echado y la dirección de los planos de estratificación de las formaciones. La información proporcionada por los electrodos en distintas ubicaciones permite evaluar los cambios litológicos y definir los planos de estratificación (Modificado de Ricco, 2012).*

### Diseño de las herramientas de medición de echados

Durante la década de los años 30, la compañía Schlumberger desarrolló la primera herramienta para medir el echado de las formaciones, conocida como "herramienta de anisotropía". Esta herramienta consistía en cuatro electrodos ubicados en los patines de la sonda, espaciados a  $90^\circ$  entre sí. Su objetivo principal era obtener información sobre la anisotropía de las formaciones, especialmente las arcillas. Además, se utilizaba un compás de inducción para medir la desviación de la sonda y del agujero.

Posteriormente, en la década de los años 40, se introdujo una herramienta de medición de echados basada en el potencial espontáneo (SP). Esta herramienta empleaba tres patines con tres electrodos adheridos a la pared del agujero. Se registraban tres curvas de SP correlacionables, y a través de un fotoinclinómetro se obtenían datos sobre la orientación de uno de los patines en relación con el norte magnético, así como el azimut y la desviación del agujero, sin embargo, esta herramienta presentaba limitaciones en ciertos ambientes y condiciones de pozo.

A principios de los años 50, se desarrolló la herramienta de medición de echados continuos (CDM), por sus siglas en inglés Continuous Dip Measurement, que permitía obtener mediciones continuas de la desviación, azimut y orientación de un electrodo de referencia en relación con el norte magnético. La CDM permitió obtener registros continuos de los echados de las formaciones utilizando mediciones de microlog y microlaterolog. Se obtenían tres curvas de resistividad de alta resolución vertical en pozos con diámetros que variaban entre 4 [pg] y 19 [pg].

Según Fuentes (2021), en la actualidad, las herramientas estándar utilizadas para medir los echados en las formaciones constan principalmente de cuatro patines con electrodos, dispuestos a  $90^\circ$  entre sí. Estos patines se controlan hidráulicamente desde la superficie para garantizar un buen contacto con la pared del pozo, sin embargo, en pozos con desviaciones, es posible que uno de los patines no tenga un buen contacto debido al peso de la herramienta. Las mejores mediciones se obtienen en pozos con diámetros de 8 [pg] a 12 [pg] y sin desviaciones.

Además de las herramientas estándar, existen otras herramientas utilizadas para medir los echados de las formaciones, las cuales emplean diseños con más brazos o electrodos para obtener más información sobre la configuración de las estructuras en las formaciones (Rider, 2000).

Como se puede apreciar en la Tabla 7.1, actualmente existen herramientas que permiten obtener información sobre los echados de las formaciones incluso en pozos que utilizan lodos base aceite. Además, las diferencias entre las herramientas radican principalmente en la cantidad de mediciones realizadas o en la resolución vertical por unidad de formación, lo que proporciona diferentes niveles de detalle en los registros.

Tabla 7.1. Herramientas de medición de echados patentadas (Rider, 2000).

Compañía	Herramienta	Nombre	Número de patines	Número de electrodos
Schlumberger	HDT	Herramienta de medición de echados de alta resolución	4	1
	SHDT	Herramienta de medición de echados de alta resolución estratigráfica	4	2
	OBDT	Herramienta de medición de echados en lodos base aceite	4	1
Atlas	Diplog	Herramienta de medición de echados	4	1
	HDIP	Herramienta de medición de echados hexagonal	6	1
Halliburton	HEDT	Herramienta de medición de echados de alta resolución	4	1
	SED	Herramienta de medición de echados de 6 brazos	6	1
BPD	PSD	Herramienta de medición de echados de precisión estratigráfica	3 ó 6	1
	MBD	Herramienta de medición de echados multibotón	4	3

### Herramienta de medición de echados de alta resolución (HDT)

La herramienta patentada en 1967, conocida como HDT, por sus siglas en inglés Hexa-Decapole Tool, fue desarrollada poco después de la introducción de las mediciones continuas de echados mediante herramientas CDM (Figura 7.11). Su diseño se basa en cuatro brazos mecánicos con patines ortogonalmente acoplados, cada uno equipado con un electrodo elongado. Esta configuración mejora significativamente el contacto entre la herramienta y el agujero, especialmente en pozos irregulares u ovalizados debido a desviaciones. Si uno de los patines no tiene un buen contacto, los otros tres garantizan mediciones adecuadas para determinar los planos de estratificación y los echados de las capas. La HDT permite obtener 64 mediciones por pie con una resolución vertical óptima en agujeros con diámetros de 4 [pg] a 18 [pg] (Rider, 2000).

El principio de medición de la mayoría de las herramientas de medición de echados, incluyendo las más recientes y las herramientas de adquisición de imágenes (FMI), se basa en la emisión de una corriente alterna de baja frecuencia (aproximadamente menor a 1 000 [Hz]) desde una fuente ubicada en la parte inferior de la sonda. Esta corriente atraviesa la formación y regresa a través de los electrodos de medición ubicados en la parte superior de los patines, Figura 7.12. Los electrodos están separados del resto de la herramienta por una sección aislante, lo que permite que la corriente fluya principalmente a través de los electrodos y atraviese las formaciones de manera perpendicular (Ricco, 2012).

Según Fuentes (2021), este arreglo se conoce como "enfoque pasivo", ya que la porción inferior de la herramienta, incluyendo los patines y el lodo de perforación que rodea la sonda, se mantiene a un mismo potencial. Esto hace que la pared del agujero en contacto con los patines esté al mismo potencial, y que cualquier variación en la resistividad o conductividad esté determinada únicamente por las formaciones frente a los electrodos. Además, registra simultáneamente la desviación del agujero mediante una herramienta de medición.

El uso de esta medición, en combinación con las mediciones de las capas, permite calcular el echado de la formación, identificar trampas estratigráficas, obtener información sobre el patrón de las estructuras internas, la dirección del transporte y, en ciertos casos, la dirección de la acumulación del modelo de depósito. Además, ayuda a corregir posibles irregularidades causadas por cambios en la velocidad de adquisición del registro.

Estas correcciones se logran mediante la correlación de la información obtenida a través de acelerómetros o mediante el uso de un electrodo adicional llamado "de velocidad". Este electrodo se encuentra ubicado en uno de los patines y está desplazado verticalmente unos centímetros con respecto al electrodo principal de medición de microrresistividad de la herramienta. Los datos proporcionados por este electrodo son duplicados de las mediciones realizadas por el electrodo principal, cuando se presentan variaciones de velocidad de la sonda que se correlacionan con su electrodo gemelo, se observarán diferencias entre las mediciones realizadas por ambos electrodos. Esto permite que se realicen correcciones automáticas mediante la compensación de velocidad, garantizando así un registro preciso en términos de profundidad y velocidad (Ricco, 2012).

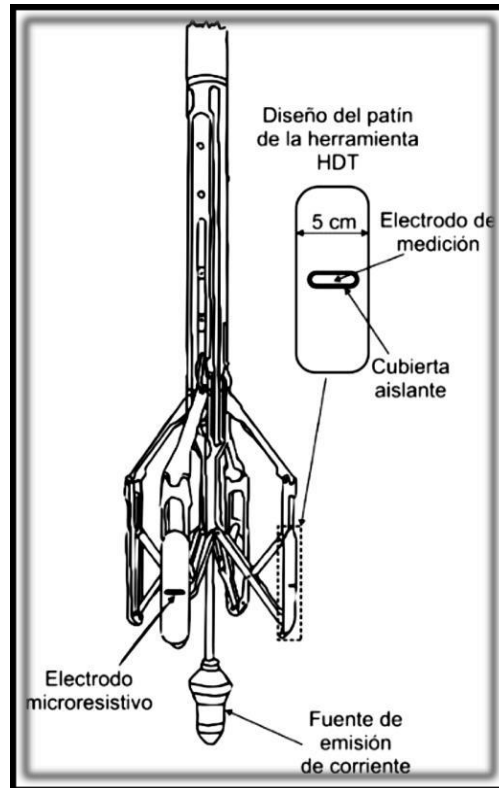


Figura 7.11. Esquema y diseño de la herramienta de medición de echados de alta resolución (HDT) de Schlumberger, donde se muestra el diseño de los patines que realizan las mediciones resistivas sobre la pared del agujero para obtener el echado y azimut de las formaciones (Modificado de Rider, 2000).

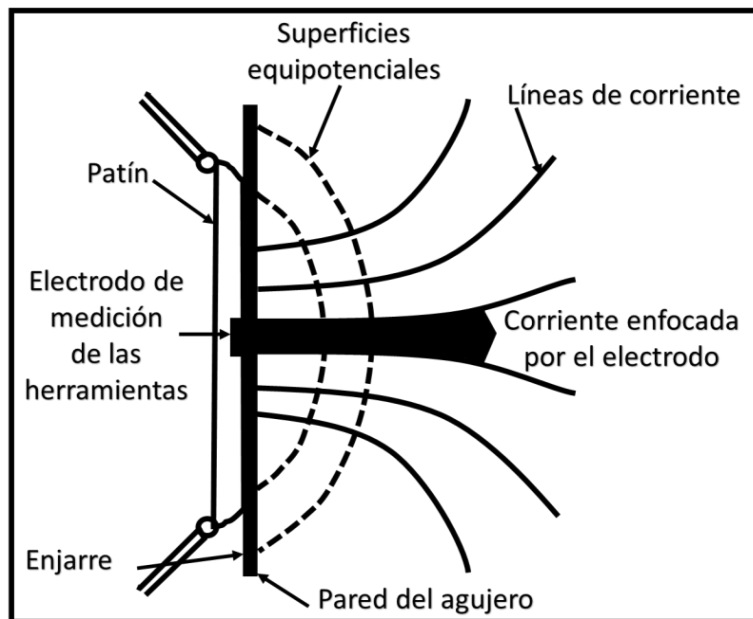


Figura 7.12. Esquema que ilustra el principio que subyace en gran parte de las herramientas de medición de echados donde se visualiza cómo enfoca la corriente el electrodo a la formación a partir de la corriente emitida por la fuente en la parte inferior de la sonda (Modificado de Ricco, 2012).

En las mediciones más modernas, se presta especial atención a obtener mediciones precisas de la corriente que fluye a través de cada electrodo en función de la profundidad. Estas mediciones se pueden representar en forma de curva de resistividad, aunque en realidad su inversa puede ser correlacionable con las resistividades laterolog más someras.

El ingeniero encargado de la adquisición de los registros tiene la responsabilidad de ajustar el voltaje y la corriente total emitida por la herramienta para adaptar las mediciones a las condiciones específicas del pozo, lo que garantiza la obtención de datos precisos y confiables que reflejen adecuadamente las propiedades eléctricas de las formaciones. El ajuste del voltaje y la corriente emitida se realiza teniendo en cuenta factores como la resistividad del lodo de perforación, geometría del agujero y las características de las formaciones atravesadas, esto permite optimizar las mediciones y obtener resultados más precisos en términos de la resistividad y la conductividad de las formaciones. Al realizar estos ajustes, se busca maximizar la sensibilidad de la herramienta para detectar cambios sutiles en las propiedades eléctricas de las formaciones, lo que es fundamental para lograr una interpretación precisa de los registros y obtener información valiosa sobre las características de las formaciones, como su porosidad, permeabilidad y contenido de fluidos (Rider, 2000).

### **Características de las curvas de microresistividad**

En las herramientas de medición de echados, independientemente de la compañía y la herramienta específica utilizada, se generan curvas de microrresistividad que representan las mediciones realizadas por los electrodos de cada patín. Estas curvas son esenciales para registrar las pequeñas variaciones en la resistividad o conductividad de las capas o formaciones, en lugar de enfocarse en los valores absolutos de resistividad.

En herramientas microrresistivas de medición de echados, como la versión Diplog de Baker Hughes o la herramienta HDT de Schlumberger, se logra una resolución vertical de 5 [mm]. Además, la herramienta SHDT de Schlumberger ofrece una resolución vertical aún mayor, con mediciones de tan solo 0.1 [pg], lo que permite obtener una mayor cantidad de información sobre los echados de las capas y una mejor comprensión de la configuración de las formaciones a mayor profundidad.

Estas herramientas de alta resolución vertical permiten detectar cambios sutiles en la resistividad o conductividad de las formaciones, lo cual es fundamental para una interpretación precisa de los registros (Ricco, 2012).

### **Herramienta de medición de echados de alta resolución estratigráfica (SHDT)**

La herramienta SHDT, Figura 7.13, constituye la segunda generación de herramientas de medición de echados. Al igual que la HDT, utiliza cuatro patines para realizar las mediciones en las paredes del pozo, sin embargo, los patines de la SHDT son más pequeños, lo que mejora el contacto con las paredes y reduce los efectos del agujero. Además, se han añadido dos electrodos circulares de 1 [cm] en cada patín, lo que aumenta la redundancia de las mediciones y permite obtener información de capas pequeñas o que no atraviesan completamente el agujero. La herramienta puede lograr mediciones con una resolución de entre 2.5 [mm] a 1 [cm].

En cuanto al principio de medición, la SHDT sigue el mismo enfoque que la HDT. Los electrodos y el cuerpo de la sonda se mantienen al mismo potencial, mientras que la corriente emitida varía en función de los cambios en la resistividad y/o conductividad de las formaciones frente a los electrodos. Estas variaciones se registran en un rango amplio de resistividades, lo que permite obtener mediciones precisas en diferentes condiciones de formación. El rango específico de resistividades podría variar dependiendo del equipo y la configuración utilizados en la medición (Fuentes, 2021).

La herramienta SHDT representa un avance significativo en la medición de echados, al ofrecer una mayor capacidad de detección y una mejor resolución vertical. Con esta herramienta, se pueden obtener datos más detallados sobre la estructura y las propiedades de las formaciones, lo que resulta invaluable para la exploración y producción de hidrocarburos (Ricco, 2012). Además de las características mencionadas anteriormente, la herramienta SHDT ofrece otras ventajas significativas:

- Proporciona información detallada sobre las estructuras sedimentarias de las formaciones, incluso en capas extremadamente delgadas y en presencia de cambios litológicos o texturales. Esto permite una mejor comprensión de la arquitectura de los



yacimientos y facilita la identificación de posibles trampas y zonas de interés geológico.

- Incorpora un inclinómetro sin partes móviles, un magnetómetro y un acelerómetro en la sonda. Estos componentes trabajan en conjunto para obtener mediciones precisas de la orientación de la herramienta, la velocidad óptima de adquisición de datos y los parámetros geométricos del agujero, como el diámetro, la dirección y la inclinación. Esto garantiza una mayor precisión en la interpretación de los datos y una mejor planificación de las operaciones de perforación.
- La herramienta SHDT cuenta con un sistema de ajuste automático de la corriente emitida por la parte inferior de la herramienta. Este ajuste se realiza de forma dinámica para garantizar que se mantenga un alto contraste de resistividad en el registro, lo que es crucial para obtener mediciones confiables y precisas de las formaciones, incluso en condiciones de alta variabilidad en la resistividad.

La combinación de estas características avanzadas de la herramienta SHDT la convierte en una herramienta poderosa y versátil para la caracterización geológica de los yacimientos, proporcionando datos de alta calidad que son fundamentales para la toma de decisiones en la industria petrolera (Fuentes, 2021).

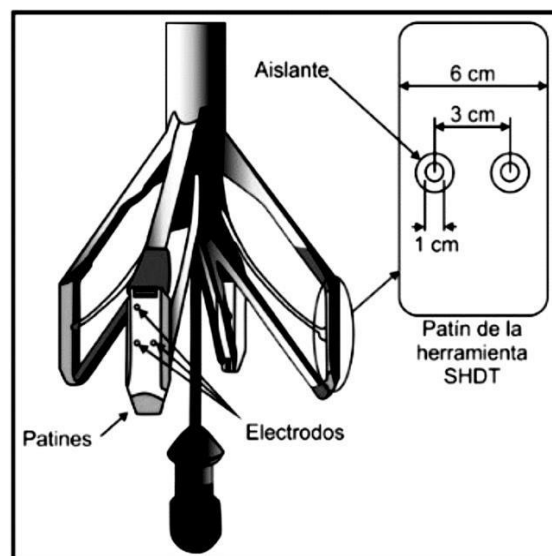


Figura 7.13. Esquema que muestra el diseño de la herramienta y de los patines SHDT (Modificado de Ricco, 2012).

### **Herramienta de medición de echados en lodos base aceite (OBDT)**

Esta herramienta, como las dos anteriores, fue patentada por la compañía Schlumberger debido a la necesidad que existía en la toma de registros de poder contar con mediciones de los echados y la dirección o azimut de estos en las formaciones a profundidad, en aquellos pozos que estuvieran empleando lodos base aceite. Esta herramienta es una adaptación de las técnicas de medición de echados, específicamente para aquellos pozos que estén utilizando lodos no conductores y en formaciones que no superen los 200 [ $\Omega$ m]. Es un instrumento crucial utilizado en la ingeniería de perforación para medir las propiedades reológicas de los fluidos de perforación a base de aceite. La investigación se ha centrado en mejorar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación mediante el uso de aditivos y técnicas de medición en tiempo real (Alsabaa & Elkatatny, 2021).

El diseño, Figura 7.14, de la herramienta OBDT se basa en estar constituida por cuatro brazos mecánicos, al igual que las herramientas HDT y SHDT, sin embargo, el principio de funcionamiento con el que opera esta herramienta es diferente ya que el lodo de perforación utilizado ahora será no conductor, por lo tanto, no existirá un medio que permita inyectar la corriente a las formaciones provocando que aquellas herramientas que realizaban las mediciones por medio de métodos eléctricos tipo laterolog (la HDT y SHDT), no funcionen bajo esta limitante. En ocasiones el uso de lodos base aceite puede llegar a beneficiar las condiciones de perforación en los pozos, permitiendo que se tenga una mejor estabilidad, por lo tanto, una geometría más uniforme del diámetro del pozo en ciertas condiciones geológicas.

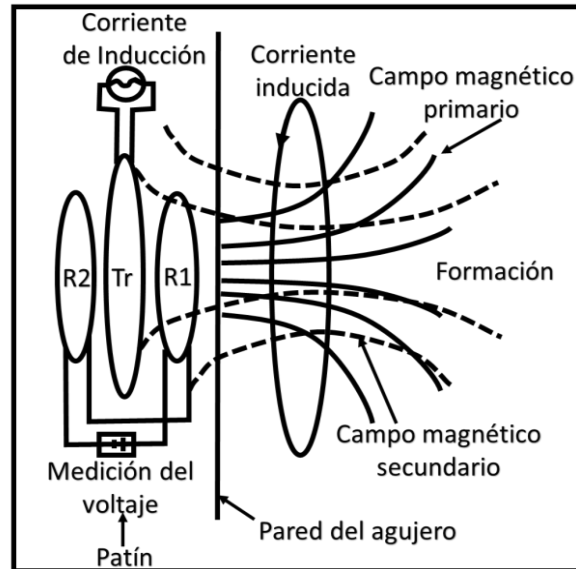


Figura 7.14. Esquema que muestra el principio de medición con el que opera la herramienta OBDT (Modificado de Ricco, 2012).

La herramienta OBDT utiliza el principio de inducción, similar al empleado por las herramientas de inducción. En lugar de electrodos de medición, cada patín de la herramienta está equipado con una microbobina transmisora de corriente y dos microbobinas receptoras. Cada microbobina transmisora es alimentada con una corriente alterna oscilatoria de alta frecuencia (aproximadamente mayor a 1 000 [Hz]) e intensidad constante, generando un campo magnético que induce corrientes conductoras en la formación circundante al pozo. Estas corrientes a su vez generan su propio campo magnético, que es proporcional a la conductividad de la formación. La herramienta OBDT mide las diferencias de voltaje entre las bobinas receptoras y transmisoras, las cuales son proporcionales a la conductividad de la formación.

Las mediciones realizadas por la herramienta OBDT son superficiales, abarcando solamente los primeros 2.5 [cm] de la pared del pozo con una adquisición cada 1 [pg]. Su resolución vertical es de aproximadamente 2 a 3 [cm], siendo incluso menor que las mediciones de la herramienta SHDT, además, la OBDT cuenta con un inclinómetro y tecnología de transmisión similares a los de la SHDT, lo que garantiza una alta precisión en las mediciones (Ricco, 2012) (Fuentes, 2021).

## Presentación del registro

Las mediciones realizadas por las herramientas de medición de echados generan dos tipos de registros. El primer tipo es un registro de campo, que contiene las trazas o curvas que representan la resistividad o conductividad de las formaciones. El segundo tipo es un registro procesado utilizando equipos de cómputo avanzados en unidades móviles de adquisición. Este registro procesado proporciona información detallada sobre el echado de las formaciones y otros datos de interés (Ricco, 2012).

Según Fuentes (2021), en el primer carril de los registros de echados, se suelen graficar tres curvas principales: La primera curva representa el azimut del electrodo 1 en relación con el norte magnético (AZ), la segunda curva muestra la orientación del electrodo en relación con la dirección del pozo, también conocida como inclinación relativa (DAZ). Esta curva indica el ángulo entre la desviación del agujero y la posición del electrodo, y la tercera curva representa la desviación del agujero en relación con la vertical (DEV), Figura 7.15. Además, es posible incluir una curva de rayos gamma en los registros, lo que permite correlacionar los datos de medición de echados con otros tipos de registros tomados en pozos abiertos, como registros sínicos, de densidad, de neutrones, entre otros.

En el segundo y tercer carril de los registros se muestran tres curvas de resistividad en herramientas de tres brazos, y cuatro curvas de resistividad en herramientas como la HDT, SHDT y OBDT. Además, se pueden obtener dos mediciones de cáliper simultáneas, lo que proporciona información precisa sobre las condiciones del agujero, para facilitar la correlación, se puede incluir una quinta curva de resistividad en el segundo carril utilizando el "electrodo de velocidad" o transductor ubicado cerca de los electrodos de medición. Esta curva permite corregir automáticamente las diferencias de velocidad que puedan surgir durante la adquisición de datos o en caso de que la herramienta se atore o atasque en el pozo.

El formato de presentación de los registros de echados puede variar dependiendo de la herramienta utilizada y compañía que realice los registros. Existen diferentes escalas comunes para presentar los datos como 1/1 000, 1/500 ó 1/200, sin embargo, la escala más utilizada y preferida es la de 1/200, ya que permite obtener un mayor nivel de detalle en los echados de las capas y sus respectivos azimuts, especialmente en capas delgadas que van

desde los 2 hasta los 10 [ft]. Esta escala proporciona una visualización más precisa y facilita el análisis de la información registrada (Rider, 2000; Fuentes, 2021).

### Representación gráfica de los registros de medición de echados

Los registros de medición de echados, como se muestra en la Figura 7.15, constan de una variable dependiente (profundidad) y dos variables independientes (echado y azimut de las formaciones). Esta configuración puede dificultar la interpretación gráfica de los registros. Para abordar este desafío, se utiliza comúnmente el formato de gráficos tapdole, también conocidos como gráficos de flechas o de renacuajo.

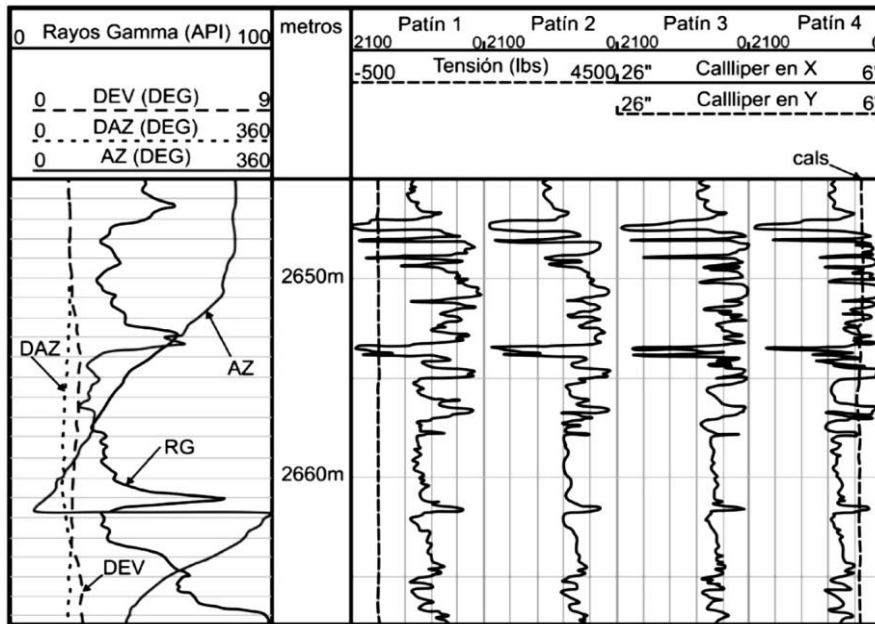


Figura 7.15. Ejemplo de un registro de medición de echados adquirido con la herramienta Diplog de la compañía Western Atlas. En este registro, se muestran las diversas curvas obtenidas por los patines en diferentes posiciones del pozo, junto con los cálipers y una curva de tensión (Modificado de Rider, 2000).

Los gráficos tapdole se componen de columnas similares a los registros estándar. La escala vertical representa la profundidad registrada, mientras que la escala horizontal abarca desde 0° hasta 90°, reflejando los diferentes echados de las formaciones. En estas columnas se grafican los echados mediante circunferencias y líneas, cuya posición representa las coordenadas de profundidad en la escala horizontal y su echado se indica con una pequeña línea recta con una flecha en su extremo superior. Esta flecha se orienta en relación con las líneas verticales del mallado, que representan el norte geográfico. En algunos casos, en lugar

de una flecha se utiliza una pequeña línea sin flecha. Estas representaciones tapdole reflejan las mediciones realizadas (Rider, 2000).

El uso de diferentes simbologías en los registros de medición de echados, como figuras triangulares o pequeños cuadros con líneas de azimut, puede variar según la calidad de la adquisición del registro. Un punto negro con su respectiva línea de azimut representa una buena calidad de las mediciones y una interpretación estructural confiable de las capas, por otro lado, un punto blanco o vacío indica que la calidad de las mediciones es incierta y menos confiable. Un asterisco en el registro indica que el cálculo de la herramienta fue imposible debido a condiciones del agujero o una velocidad inadecuada, incluso, los colores también pueden utilizarse como indicadores de calidad en la simbología del registro, y estos deben detallarse en el encabezado del registro (Fuentes, 2021).

Esta representación gráfica incluye, además de los puntos tapdole en el segundo carril, las curvas de calíper, desviación del agujero y su azimut, y una de rayos gamma en el primer carril para fines de correlación con otros registros. Esta configuración es útil para controlar la calidad de los registros y extraer información sobre las variaciones sedimentológicas en los echados a lo largo de estructuras largas o complejas, Figura 7.16.

Además de la representación gráfica tapdole, existen diversas formas de representar las mediciones de echados y azimuts en las formaciones. Algunas de las más comunes incluyen los stereographic plots, equal area plots, azimuth frequency plots, stick plots, proyecciones en secciones cilíndricas, representaciones tipo SODA, por sus siglas en inglés Separation Of Dip and Azimuth, representaciones polares y representaciones entre secciones. Cada una de estas técnicas tiene su propio propósito y se utiliza según los requerimientos específicos del estudio de las formaciones en los pozos, especialmente en la exploración. Estas representaciones proporcionan valiosos datos para la interpretación estructural, localización de fallas, identificación de discordancias, mapeo estructural, interpretaciones tectónicas y sedimentológicas, entre otros fines (Ricco, 2012).

### **Representación estereográfica**

Las redes estereográficas como la Red de Wulff y la de Schmidt son herramientas importantes en el análisis de estructuras geométricas complejas, incluyendo los echados de

las formaciones. Estas redes permiten el análisis gráfico y analítico de la geometría de las capas al trazar sus trazas en la red, tanto los planos como sus polos. Su utilización e interpretación se enfoca en intervalos específicos de interés y es especialmente útil en zonas donde se requiere un análisis estructural detallado de las formaciones (Luthi, 2001).

### **Representación FAST (Traza de simulación anómala de la formación)**

La representación gráfica, Figura 7.17, muestra cómo los datos de los echados se convierten en planos que intersecan con el pozo, considerándolo como un espacio cilíndrico definido, esto proporciona una representación similar a un diagrama o sección enrollada de las formaciones en el pozo, visualizando cómo se verían los echados de las formaciones en un núcleo de perforación orientado adquirido a esa profundidad. Esta representación tiene una utilidad práctica significativa al proporcionar datos relevantes sobre fenómenos tectónicos y discontinuidades sedimentarias en el subsuelo (Luthi, 2001).

### **Representación tipo Stick Plot**

La representación gráfica, Figura 7.18, convierte las mediciones de los echados de las formaciones en líneas de intersección entre los echados y ciertos planos verticales de azimut. En este tipo de gráfico, no se representa el azimut directamente. La representación suele incluir dos secciones ortogonales, típicamente en las orientaciones Norte-Sur y Este-Oeste, estas secciones muestran los echados aparentes en las direcciones indicadas, lo que permite a los geólogos trazar los echados en secciones geológicas que pueden correlacionarse entre diferentes pozos no desviados. Esta representación es especialmente útil para convertir la información de los echados en escalas de tiempo, así como para correlacionar secciones sísmicas y realizar interpretaciones estructurales (Luthi, 2001).

### **Representación SODA (Separación entre echados y azimuts)**

Este tipo de representación de los datos en los registros, conocida como SODA es similar al esquema tapdole, pero con una diferencia fundamental: los echados y azimuts de las formaciones se representan de forma separada. En la representación SODA se grafican los echados y los azimuts por separado, lo que permite una mejor visualización de la dirección preferencial del azimut y su valor para fines estructurales o sedimentológicos. Esta representación ofrece un mayor nivel de detalle y precisión en la interpretación de la dirección

y la orientación de las formaciones, Figura 7.18, (Luthi, 2001).

### **Representación de frecuencia azimutal**

Esta representación gráfica, conocida como histograma circular, permite visualizar los azimuts calculados en un intervalo de profundidad dado. En el histograma circular, el valor del azimut se lee en sentido de las manecillas del reloj, de 0 a 360°. La frecuencia con la que aparecen los azimuts se representa mediante líneas radiales cuya longitud es proporcional al número de puntos cuyos azimuts caen en ese rango específico (Luthi, 2001).

### **Correcciones**

El procesado adecuado de las mediciones es crucial para garantizar la confiabilidad y calidad del registro de echados. No hay un efecto específico que requiera correcciones en las lecturas brindadas por las herramientas, pero el procesamiento posterior de los datos es fundamental.

Según Fuentes (2021), la calidad del procesamiento de la información tiene un impacto significativo en la interpretación de los registros. No solo brinda mayor credibilidad a las lecturas, sino que también permite a los geólogos examinar y definir de manera precisa las diferentes estructuras y geometrías presentes en los pozos, minimizando las posibles incertidumbres.

Algunos aspectos importantes que considerar para asegurar la calidad de las mediciones incluyen el ruido presente en la herramienta, las condiciones del agujero (como el diámetro, el tipo de lodo utilizado y las litologías atravesadas), la calidad del proceso de adquisición de datos y el procesamiento adecuado para obtener los datos finales. Es fundamental tener en cuenta estos aspectos durante el procesamiento de los registros de echados para garantizar la confiabilidad de los resultados y facilitar una interpretación precisa de las formaciones geológicas (Ricco, 2012).



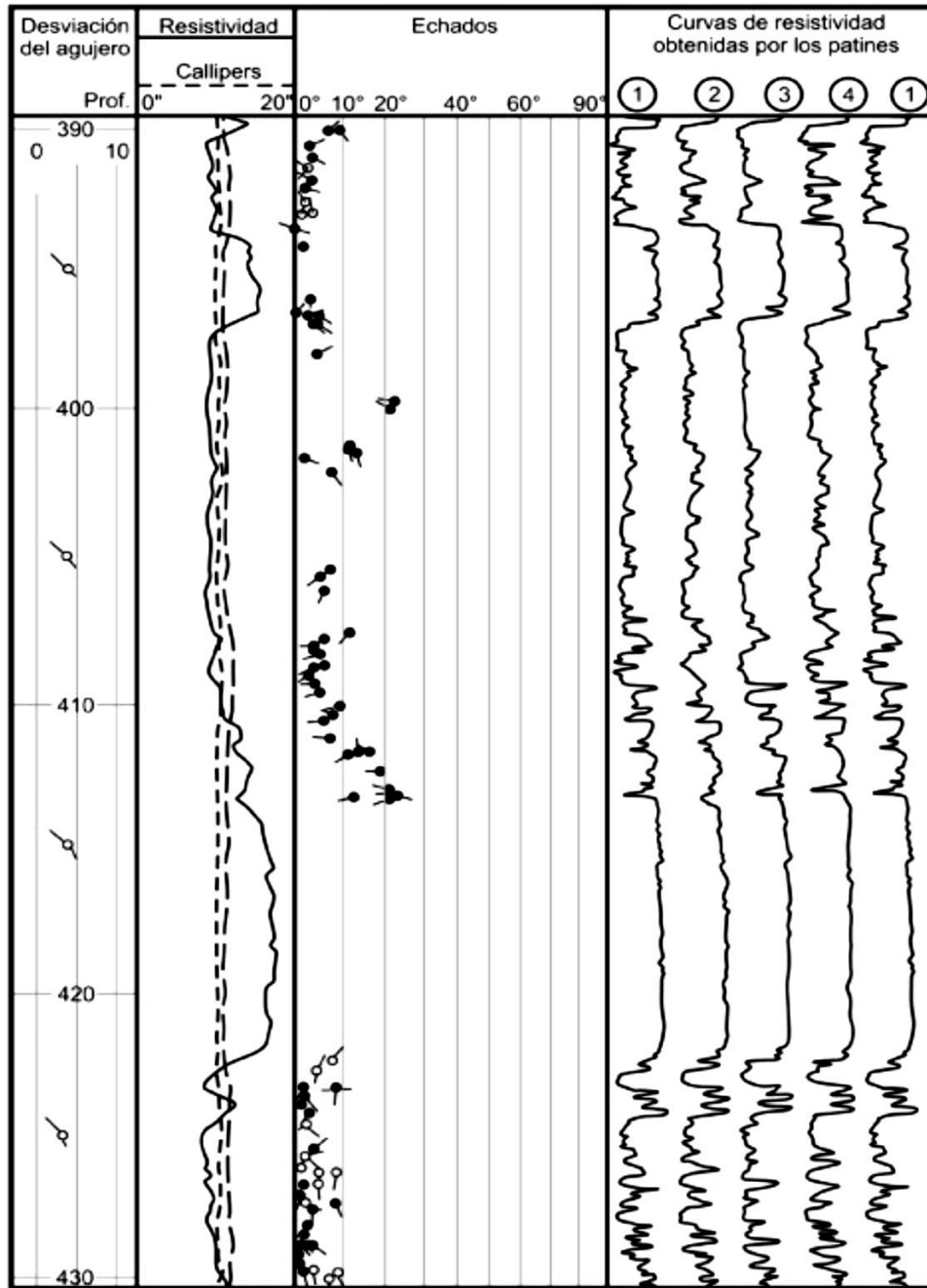


Figura 7. 16. Ejemplo del registro de medición de echados donde se presenta un gráfico tapdole que muestra las curvas de resistividad adquiridas mediante una HDT, una SHDT y una OBDT en un pozo con intervalos de arenas. En el eje vertical se representa la profundidad del pozo, mientras que en el eje horizontal se muestra la escala en grados según sea el caso (Modificado de Luthi, 2001).

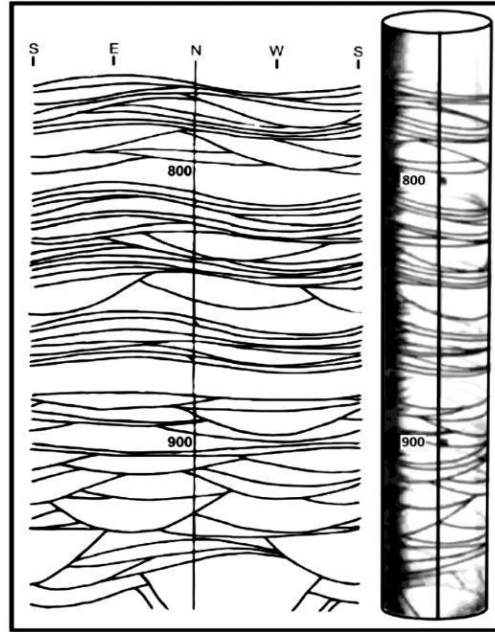


Figura 7.17. Ejemplo de la representación FAST donde se ilustra una visualización de los echados de las formaciones en una representación cilíndrica enrollada. Esta representación permite observar los echados de manera similar a una sección cilíndrica del pozo enrollada en un plano bidimensional (Modificado de Luthi, 2001).

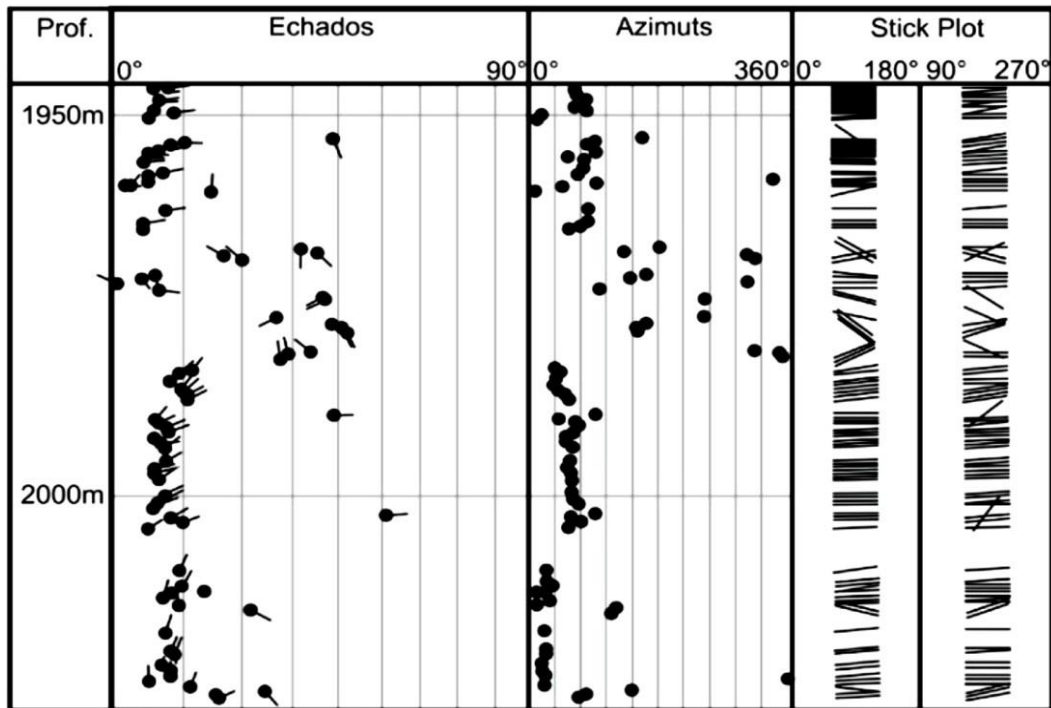


Figura 7.18. Ejemplo de la representación SODA en conjunto con un tipo de gráfico STICK PLOT donde se presenta una visualización de los echados de los azimuts y los echados en las formaciones en columnas separadas (Modificado de Luthi, 2001).

## Condiciones del agujero

Para obtener mediciones precisas de resistividad y/o conductividad de las formaciones, así como sus respectivos echados y azimuts, es importante que los agujeros donde se realizan las mediciones sean de forma circular. Esto se debe a que, en agujeros con geometrías irregulares, como agujeros "lavables", con forma de "llave" u ovalados, existe el riesgo de que los patines de las herramientas no tengan buen contacto con las paredes del pozo.

En muchos casos, debido a la naturaleza de las litologías atravesadas como fracturas, colapsos o características mecánicas y texturales desfavorables, los pozos pueden presentar una falta de estabilidad. Esto puede dificultar la obtención precisa de los marcadores estratigráficos necesarios para realizar las reconstrucciones estructurales, por lo tanto, es importante tener en cuenta la calidad y la forma del agujero al adquirir las mediciones de echados. Si se detectan irregularidades en la geometría del pozo, es posible que se requieran medidas adicionales para mejorar el contacto de los patines con las paredes del pozo y garantizar la precisión de las mediciones (Ricco, 2012).

## Tipo de lodo de perforación utilizado

En lodos conductores, cuando la resistividad de la formación, " $R_m$ ", es mayor a 3 [ $\Omega m$ ], se puede experimentar una disminución en la calidad de las curvas de correlación (Fuentes, 2021), esto se debe a que el contacto entre las formaciones y la herramienta se incrementa significativamente, lo que puede ocultar pequeñas variaciones en las curvas que podrían ser relevantes para la correlación. Cuando la resistividad de la formación es menor a 1 [ $\Omega m$ ] en lodos conductores puede producirse una fuga de corriente a través de las partes aislantes de la herramienta, lo que puede atenuar o incluso eliminar pequeños detalles en las curvas.

En el caso de lodos no conductores, es necesario utilizar un patín guía o un "cuchillo" para separar las capas no conductoras de lodo de las formaciones. Esto permite obtener mediciones precisas al minimizar la interferencia del lodo en las mediciones de resistividad y conductividad de las formaciones (Ricco, 2012).

## **Adquisición y procesamiento de los datos**

La etapa de adquisición de datos es crucial para garantizar la calidad de las mediciones realizadas por las herramientas, ya que es importante realizar las tomas en condiciones óptimas, evitando dificultades técnicas como la rotación inadecuada de la herramienta o posibles atascos en el pozo. La calibración previa y el correcto funcionamiento de los acelerómetros e inclinómetros son fundamentales para obtener lecturas precisas y confiables.

Una vez realizada la adquisición de datos se procede a la etapa de procesamiento. En esta fase se analizan los datos utilizando métodos computacionales desarrollados por las compañías de servicios. Por ejemplo, Schlumberger utiliza el Método Clúster en la interpretación de los datos obtenidos de sus herramientas, este método es una técnica utilizada para identificar patrones y agrupar los datos en categorías, permitiendo una interpretación detallada de los echados de las formaciones, facilitando la caracterización de la geometría y estructura del subsuelo (Fuentes, 2021).

## **Aplicaciones**

Principalmente son tres las aplicaciones que se le pueden dar a los registros de medición de echados. La utilidad y aplicación de los registros dependen en gran medida de los parámetros que se estén estudiando en las formaciones. Estos registros son fuentes confiables de información sedimentológica, proporcionando datos sobre la orientación adecuada de las reservas y los parámetros del yacimiento, así como la geometría de las formaciones. Además, son herramientas valiosas para obtener información tectónica y estructural de las formaciones, permitiendo comprender los procesos geológicos involucrados, también se utilizan como indicadores estratigráficos, ayudando a caracterizar las capas y el ambiente de depósito. Cada aplicación se analizará brevemente a continuación:

- **Aplicación como fuente de información sedimentológica:** Los registros de medición de echados son herramientas vitales para la interpretación sedimentológica. El programa GEODIP de Schlumberger es utilizado para procesar la información adquirida y obtener definiciones precisas de las estructuras sedimentarias presentes en los intervalos de medición. Esto proporciona interpretaciones confiables sobre los procesos de depósito sedimentario, como el tipo de estratificación (lenticular, paralela,

ondulada, gradada, flysch, cruzada, etc.) y el ambiente de depósito, Figura 7.19. Además, se pueden obtener datos como el espesor de las capas, repetición de secuencias, evolución vertical, granulometría, composición mineralógica, facies sedimentarias y la homogeneidad o heterogeneidad de las formaciones (Pirson, 1977).

- Aplicación como fuente de información estructural y estratigráfica: Los registros de medición de echados permiten obtener información sobre los echados y azimuts de las formaciones atravesadas por un pozo. Al trazar líneas tipo "stick plot" para cada punto registrado se generan reconstrucciones estructurales consecutivas, esto facilita la identificación de rasgos estructurales y su correlación con otros registros para validar las interpretaciones. La comparación precisa de los resultados obtenidos con secciones sísmicas previas es especialmente práctica y útil para identificar pliegues, fallas, discontinuidades, repeticiones y otros rasgos geológicos, Figura 7.20. La interpretación de la información estructural permite comprender los procesos geológicos y sedimentarios pasados a nivel ambiental, regional y estructural (Pirson, 1977).

Las representaciones finales de los resultados del procesamiento de la información estructural suelen ser en forma de "stick plot". En este tipo de representación, el conocimiento y la experiencia de los intérpretes encargados de los registros desempeñan un papel vital para obtener interpretaciones precisas y de calidad.

- Aplicación como fuente de información tectónica: El análisis de los registros de medición de echados proporciona una comprensión profunda de la tectónica global y los procesos que pueden alterar o destruir la fábrica original de las rocas sedimentarias, especialmente las lutitas, margas y arcillolitas. La intensidad de las deformaciones y la competencia de las rocas afectan la interpretación de la alteración o deformación tectónica presente en las formaciones, incluyendo la orientación de los granos, la mineralogía y la fábrica de las rocas, Figura 7.21. En casos como la recristalización y deformación del cuarzo en areniscas debido a esfuerzos tectónicos, los registros de medición de echados permiten determinar la orientación preferencial de las estructuras internas y comprender la fábrica secundaria adquirida en las cuencas sedimentarias (Pirson, 1977).

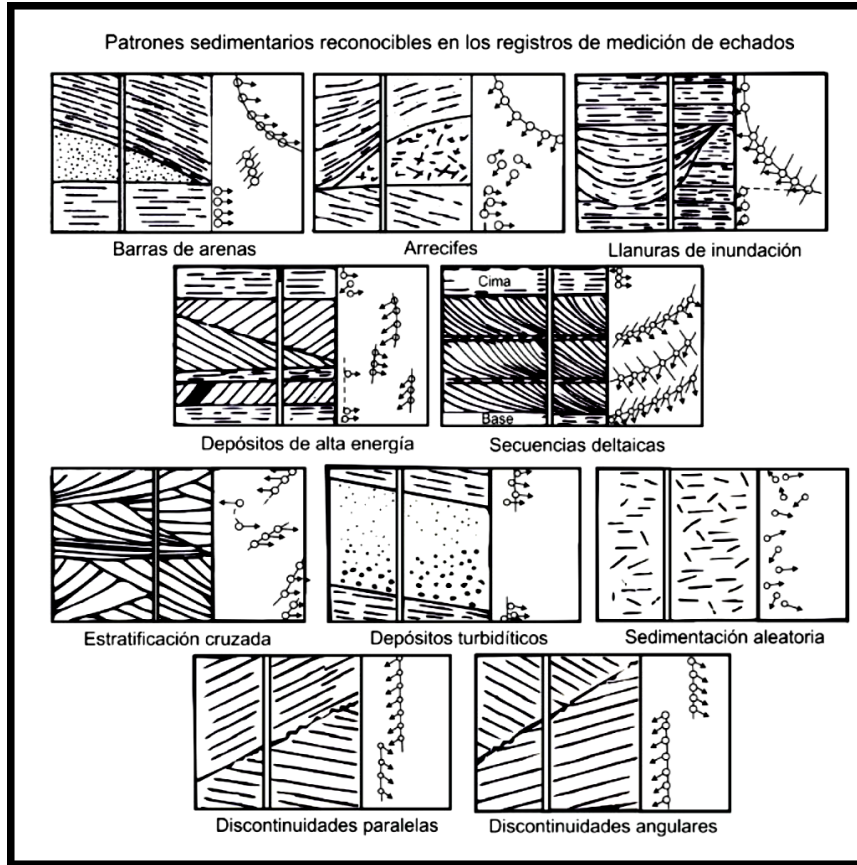


Figura 7.19. Esquema que muestra patrones sedimentarios que son posibles reconocer por medio de los registros de medición de echados SHDT, OBDT, HDT (Modificado de Pirson, 1977).

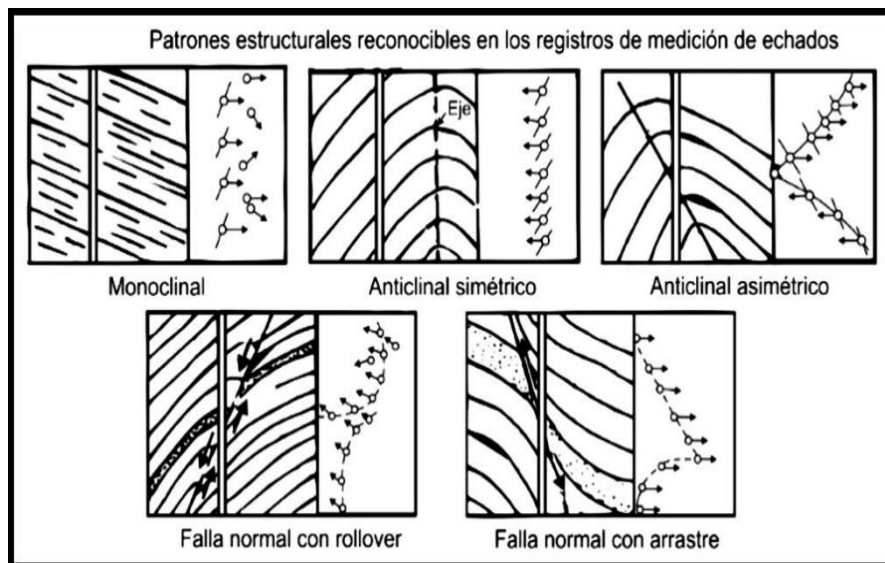


Figura 7.20. Esquema que muestra patrones estructurales que pueden ser interpretados por medio de los registros de medición de echados SHDT, OBDT, HDT (Modificado de Pirson, 1977).

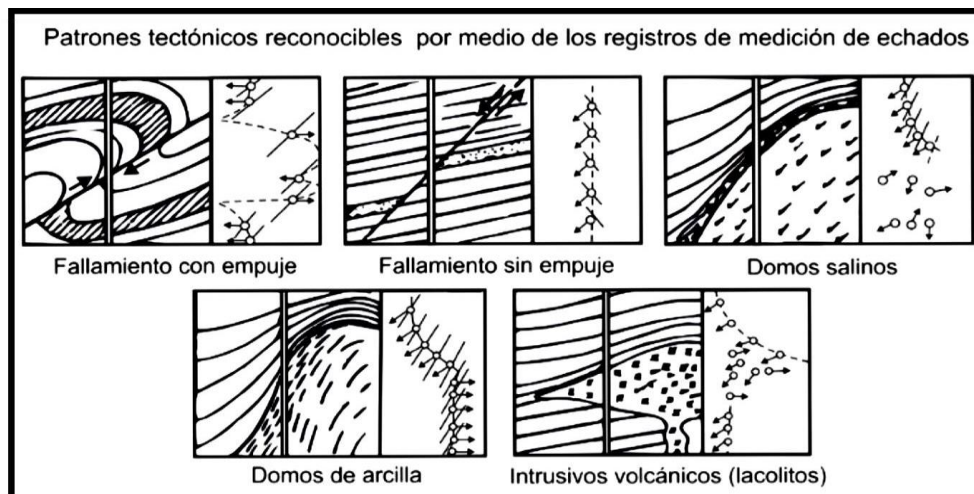


Figura 7.21. Esquema que muestra patrones tectónicos que pueden ser interpretados por medio de los registros de medición de echados SHDT, OBDT, HDT (Modificado de Pirson, 1977).

### Ejemplo de aplicación

*Tomado de: Evaluación del Contenido de Metano de Lecho de Carbón mediante el Uso de la Máquina de Aprendizaje Extremo de Kernel y Datos de Registro Geofísico. Guo J., Zhang, Z., Xiao, H., Zhang, C., Zhang, C., Tang, X., ... & Wang, C. (2022) Geofluids, Hindawi.*

En el campo de la evaluación del metano en lechos de carbón (CBM, por sus siglas en inglés), los registros de echados se pueden utilizar para evaluar la distribución vertical del contenido de CBM en pozos individuales, siendo esta una técnica rentable y confiable.

### 7.3. Registro de imágenes de pared de pozo

#### Antecedentes

Las técnicas de obtención de imágenes de pozos mediante el uso del registro geofísico operado por cable (wireline) surgieron en la década de 1950, posteriormente al desarrollo de los lodos a base de aceite como fluido de perforación en la industria petrolera. Estas técnicas permiten realizar mediciones en las formaciones utilizando conjuntos de sensores o electrodos acoplados en cada patín de las herramientas tales como FMS, por sus siglas en inglés Formation Micro-Scanner, FMI, por sus siglas en inglés Fullbore Formation Micro- Imager, EMI, por sus siglas de inglés Electromagnetic Interference, y STAR, por sus siglas en inglés Simultaneous Acoustic and Resistivity Imager Tool. A diferencia de algunas herramientas de registro de echados que emplean un único sensor o electrodo (Castrejón, 2010).

El hito inicial en la obtención de imágenes de pozos se remota a 1958, cuando Birdwell desarrolló un dispositivo fotográfico de 16 [mm] que permitía capturar las primeras imágenes del interior de un pozo. En la década de 1960, la compañía Shell logró obtener imágenes del fondo de un pozo mediante el uso de cámaras televisivas en blanco y negro. A finales de esa misma década, se produjo un avance significativo en la obtención de imágenes con la introducción de la primera herramienta comercial para tal fin, desarrollada por la compañía Mobil en 1968. Esta herramienta, conocida como BHTV, por sus siglas en inglés Borehole Televiewer, utilizaba ondas acústicas de alta frecuencia (ultrasónicas) para obtener imágenes del fondo del pozo (Ricco, 2012).

Fue en la década de 1980 cuando se produjo un rápido desarrollo en las herramientas que permitían obtener imágenes resistivas o acústicas de las formaciones a profundidad. Este desarrollo fue impulsado en gran medida por los avances tecnológicos en la digitalización, transmisión de señales y procesamiento de grandes volúmenes de información en tiempo real mediante equipos informáticos en constante evolución. Estos avances permitieron un análisis más preciso de la información al pasar de formatos analógicos a digitales.

Como resultado, las herramientas de imágenes presentaban varias ventajas significativas en comparación con las herramientas de medición de echados. Mientras que las herramientas estándar obtenían puntos de medición cada 6 [pg], las herramientas de imágenes capturaban esos mismos puntos de medición con una resolución de 0.1 [pg] tanto en sentido vertical como horizontal. Además, mientras que las herramientas estándar proporcionaban una única medición por punto, las herramientas de imágenes podían generar hasta 250 mediciones por punto. Esto demuestra la enorme cantidad de información que se puede obtener a partir de las herramientas de imágenes en comparación con las herramientas de medición de echados, llegando hasta 60 000 mediciones por metro (Fuentes, 2021).

En la actualidad, se han desarrollado numerosas herramientas de imágenes a lo largo de los años, y la mayoría de ellas operan de manera similar, diferenciándose principalmente en aspectos técnicos, lo que ha permitido no solo obtener información sobre el echado y azimut de las formaciones, sino también generar imágenes computarizadas basadas en propiedades petrofísicas como la reflectividad acústica y la conductividad eléctrica de las formaciones.



Estas imágenes representan las respuestas de las formaciones en el fondo de los pozos perforados y brindan a los ingenieros que adquieren los registros una observación detallada y continua de las variaciones verticales y laterales en las formaciones a lo largo de toda la circunferencia del pozo. Esta tecnología en constante evolución ha demostrado ser especialmente valiosa en la industria petrolera, ya que moderniza las técnicas de interpretación de los registros. Es importante destacar que esta tecnología continúa evolucionando hasta el día de hoy, con resultados muy prometedores, lo que contribuye a mejorar las técnicas de interpretación de registros y proporciona a los profesionales involucrados en la industria petrolera una visión más precisa y actualizada de las formaciones subsuperficiales (Ricco, 2012).

### **Principio de medición**

Las herramientas de adquisición de imágenes de pozo, al igual que las herramientas de medición de echados, están equipadas con sensores o electrodos acoplados en los patines de las herramientas para realizar las mediciones correspondientes. En el caso de las herramientas de imágenes, se ha perfeccionado el principio de medición al agregar una mayor cantidad de electrodos en los patines, lo que resulta en una reducción significativa del espaciado entre ellos, esto permite obtener densas y complejas cantidades de información provenientes de las mediciones realizadas por los electrodos.

Esta característica distintiva de las herramientas de imágenes permite generar una imagen computarizada del área en la que se están realizando las mediciones. Al adquirir las mediciones repetidamente con una alta resolución vertical de 0.1 [pg], las curvas obtenidas pueden superponerse lateralmente entre sí. Esto permite obtener una imagen completa y detallada de las formaciones a lo largo de toda la circunferencia del pozo. Es importante destacar que esta mayor densidad de información y resolución vertical mejorada proporcionada por las herramientas de imágenes ha revolucionado la capacidad de visualización y análisis de las formaciones subsuperficiales (Ricco, 2012).

Estas herramientas pueden considerarse como una versión mejorada de las herramientas de medición de echados, aunque comparten cierta similitud en términos de medición de echados. Las herramientas de imágenes se distinguen por la gran cantidad de arreglos de electrodos acoplados en su diseño, esto les permite generar múltiples curvas de imágenes eléctricas y/o acústicas que se asemejan incluso a las fotografías tomadas de los núcleos de fondo de pozo debido al alto nivel en detalle que brindan sobre las formaciones. Gracias a la información proporcionada por las herramientas de imágenes, es posible determinar los echados de las formaciones con mayor precisión, incluso en condiciones más complejas en comparación con las herramientas de medición de echados estándar (HDT, SHDT y OBDT). Además, estas herramientas permiten una identificación casi directa de cambios en la estratificación de las formaciones, así como la detección de fracturas, fallas, laminaciones, vóculos, nódulos, cristales, entre otros.

En el ámbito de los circuitos eléctricos se considera que las herramientas de imágenes y las de medición de echados son prácticamente las idénticas, ya que ambas se basan en el mismo principio de medición eléctrica conocido como enfoque pasivo. Ambas utilizan corrientes electromagnéticas de baja frecuencia variable (aproximadamente menor a 1 000 [Hz]), que se modulan directamente en respuesta a los cambios en la resistividad y/o conductividad de las formaciones. Estas corrientes se utilizan para enfocar los cambios rápidamente en señales de alta frecuencia.

En la práctica, las caras de los patines conductores de las herramientas son superficies equipotenciales que se mantienen a un potencial constante en relación con la señal del electrodo de retorno. De esta forma, los patines inyectan corrientes en las formaciones, permitiendo que la cantidad de corriente que los atraviesa sea medida por los electrodos. Esto permite que los cambios o variaciones en la corriente medida sean únicamente cambios resistivos en las formaciones (Ricco, 2012).

Además de las características mencionadas anteriormente, hay otras características que se pueden resaltar:

- Rangos dinámicos de resistividad amplios: Las herramientas de imágenes son capaces de obtener rangos dinámicos de resistividad muy amplios, abarcando valores desde

0.1 [ $\Omega\text{m}$ ] hasta más de 10 000 [ $\Omega\text{m}$ ], esto permite una mayor flexibilidad y capacidad para detectar variaciones en la resistividad de las formaciones.

- Alta sensibilidad: Estas herramientas presentan una sensibilidad extremadamente alta, lo que permite detectar detalles muy pequeños en las formaciones como fracturas diminutas o eventos con bajas resistividades, como cristales de pirita en las formaciones. Esta alta sensibilidad facilita la identificación de características sutiles y proporciona información detallada sobre las propiedades de las formaciones.
- Factores que pueden afectar la sensibilidad: Es importante tener en cuenta que la sensibilidad de las herramientas de imágenes puede disminuir en ciertas condiciones de pozo, como la rugosidad de la pared del pozo, la presencia de lodos densos o la formación de enjarres, incluyendo que la posición de la herramienta en el pozo también puede influir en su sensibilidad. Estos factores deben considerarse al interpretar los datos obtenidos.
- Observación detallada de formaciones: Las herramientas de imágenes permiten una observación detallada de las formaciones tanto en términos verticales como laterales. Esto significa que se pueden identificar y analizar las variaciones en las propiedades de las formaciones en diferentes direcciones, lo que proporciona una visión completa y precisa de las características subsuperficiales (Ricco, 2012) (Fuentes, 2021).

### **Tipos de herramienta utilizadas en la adquisición de imágenes**

En la actualidad, existen dos tipos de herramientas de adquisición de imágenes de fondo de pozo a través de registros. Estas operan con principios de medición muy diferentes entre sí, pero representan ambas una evolución en la medición de echados. El primer tipo se compone de herramientas que funcionan utilizando principios acústicos, como la (BHTV) y la (UBI), por sus siglas en inglés Ultrasonic Borehole Imager, de la compañía Schlumberger. Estas herramientas capturan imágenes acústicas de alta frecuencia (aproximadamente mayor a 1 000 [Hz]) de las formaciones subsuperficiales, utilizan ondas acústicas para poder obtener información detallada sobre las propiedades de las formaciones, como estructuras sedimentarias, fracturas y características geométricas.

El segundo tipo de herramientas de imágenes utiliza los mismos principios eléctricos que las herramientas de medición de echados, sin embargo, éstas obtienen una mayor cantidad de lecturas resistivas por metro de formación, llegando hasta 192 mediciones en herramientas como la (FMI), por sus siglas en inglés Formation Micro-Imager, lo que permite generar imágenes eléctricas que representan la respuesta de las formaciones con base en su resistividad. Estas imágenes proporcionan información valiosa sobre la heterogeneidad, cambios litológicos y otros parámetros petrofísicos de las formaciones.

Es importante destacar que, desde la introducción de la primera herramienta de adquisición de imágenes, es decir la BHTV, han existido numerosas variantes y patentes desarrolladas por compañías de servicios para obtener imágenes de fondo de pozo. Estas variantes difieren en los principios de medición utilizados y en el tipo de imágenes generadas (Rider, 2000).

A continuación, se resumen las principales herramientas y patentes por compañía, según el principio de medición y el tipo de imágenes generadas (Tablas 7.2 y 7.3):

*Tabla 7.2. Herramientas fundamentales de imágenes eléctricas (Modificado de Rider, 2000).*

Compañía	Acrónimo	Nombre	Descripción
Schlumberger	OBMI	Herramienta de generación de imágenes microeléctricas en lodos base aceite.	Consta de 4 brazos con 4 patines y 20 sensores o electrodos en total.
Western Atlas (1995)	STAR	Herramientas de generación de imágenes acústicas y resistivas simultáneas de fondo de pozo.	Consta de 6 brazos con patines independientes y 144 electrodos en total.
Halliburton (1994)	EMI	Microimágenes eléctricas de las formaciones.	Consta de 6 brazos con patines independientes y 150 electrodos en total.
Schlumberger (1991)	FMI	Herramienta de generación de imágenes microeléctricas de cobertura total de las formaciones.	Consta de 4 brazos con 4 patines y 192 electrodos en total.
Schlumberger (1986 y 1988)	FMS	Herramienta de generación de imágenes microeléctricas de las formaciones.	Consta de 2 brazos o bien de 4 brazos con patines (versión actualizada) y 54 o 64 electrodos (Dependiendo la versión).

Tabla 7.3. Herramientas fundamentales de imágenes acústicas (Modificado de Rider, 2000).

Compañía	Acrónimo	Nombre	Descripción
BPD	AST	Herramienta de generación de imágenes Acústicas.	4 revoluciones por segundo 200 muestreos por revolución.
Halliburton (1995)	CAST	Herramienta de generación de imágenes acústicas circunferenciales.	12 revoluciones por segundo 200 muestreos por revolución.
Schlumberger (1995)	UBI	Herramienta de adquisición de imágenes ultrasónicas de fondo de pozo.	7.5 revoluciones por segundo 180 muestreos por revolución.
Western Atlas	CBIL	Herramienta de generación de imágenes circunferenciales de fondo de pozo.	6 revoluciones por segundo 250 muestreos por revolución.
Mobil (1968)	BHTV	Imágenes televisivas de fondo de pozo.	3 revoluciones por segundo 485 muestreos por las 3 revoluciones.

### Herramientas eléctricas de imágenes

Las herramientas eléctricas de imágenes, como su nombre lo indica, utilizan principios eléctricos como fuente de medición. A diferencia de las herramientas de medición de echados que emplean un solo electrodo, las herramientas eléctricas de imágenes cuentan con largos arreglos de electrodos de dimensiones reducidas, todos ellos acoplados en los patines de las herramientas. Esto permite obtener imágenes resistivas a partir del procesamiento de las respuestas obtenidas por todos los electrodos, creando una representación de las formaciones en forma de píxeles.

Es importante destacar que todas las mediciones resistivas se realizan a través de los patines de las herramientas, los cuales están en contacto directo con las formaciones. Esto implica que estas herramientas solo pueden operar en pozos donde se utilizan lodos de perforación conductores, a diferencia de las herramientas basadas en imágenes ópticas de fondo de pozo (OBMI), por sus siglas en inglés Oil-Base Mud Borehole Image, que pueden funcionar en lodos base aceite. Es posible que en algunos casos no se logre un contacto completo entre los patines y las formaciones, especialmente en presencia de enjarres en los intervalos porosos y permeables. Aún con esta consideración, las imágenes obtenidas por las herramientas conservan una alta resolución tanto vertical como horizontal (Ricco, 2012).

Según Fuentes (2021), las herramientas de imágenes eléctricas se pueden dividir en tres grupos principales según el método utilizado:

- **Imágenes microeléctricas:** Estas herramientas emplean el mismo principio de medición que las herramientas de medición de echados, lo que permite obtener un mapeo de imágenes de alta resolución de las formaciones. Utilizan múltiples electrodos acoplados en los patines de las herramientas para capturar mediciones resistivas detalladas.
- **Imágenes resistivas azimutales (macroeléctricas):** Este método de adquisición de imágenes se basa en mediciones tipo laterolog, en particular la herramienta de inducción de baja resolución (DLL), por sus siglas en inglés para obtener imágenes resistivas. Aunque la resolución es menor en comparación con las imágenes microeléctricas, aún proporciona información valiosa sobre las formaciones.
- **Imágenes resistivas tipo (LWD), por sus siglas en inglés Logging-While-Drilling:** Estas herramientas se enfocan en obtener imágenes resistivas mediante electrodos acoplados al sistema de perforación rotatorio. Proporcionan imágenes resistivas en tiempo real de la parte trasera de la barrena mientras se perforan los pozos. La resolución de estas imágenes es intermedia en comparación con los dos métodos anteriores descritos (Ricco, 2012).

### **Herramientas microeléctricas de imágenes**

En la industria de la adquisición de imágenes de fondo de pozo, Schlumberger es reconocida como la principal compañía desarrolladora de herramientas eléctricas y acústicas. Aunque otras compañías como Western Atlas, Chevron y Halliburton también han creado sus propias versiones de herramientas de imágenes. A partir de mediados de la década de 1980, Schlumberger fue pionera en la adquisición de imágenes y marcó un hito en este campo.

En 1986, Schlumberger introdujo la herramienta (FMS), por sus siglas en inglés Formation MicroScanner, que permitía obtener imágenes microeléctricas de las formaciones. Esta herramienta destacó por contar con una gran cantidad de sensores en los patines, lo que permitió a los geólogos observar y analizar detalles en la estratificación de las formaciones, identificar fracturas, porosidad secundaria, nódulos y otros aspectos con un alto nivel de detalle. La herramienta FMS fue un avance significativo en comparación con las herramientas de medición de echados, ya que abrió nuevas posibilidades para la interpretación detallada de las formaciones subsuperficiales (Ricco, 2012).

La versión inicial de la herramienta FMS, Figura 7.22, consistía en dos patines de imágenes, cada uno de 27 electrodos de 5 [mm] de diámetro, con un espaciado lateral de 0.25 [cm] entre ellos. Además, incluía dos patines de medición de echados que desempeñaban las mismas mediciones que la herramienta SHDT. Esta configuración permitía obtener una cobertura de imágenes de las formaciones de aproximadamente 20% en bandas ortogonales de 7 [cm] en pozos de hasta 7 7/8 [pg] o en pozos estándar de 8.5 [pg] en una sola corrida. Dado que la cobertura de imágenes era limitada se requerían múltiples corridas de la herramienta en diferentes orientaciones dentro del pozo para obtener imágenes completas de forma que se pudiera cubrir la mayor parte del pozo (Fuentes, 2021).

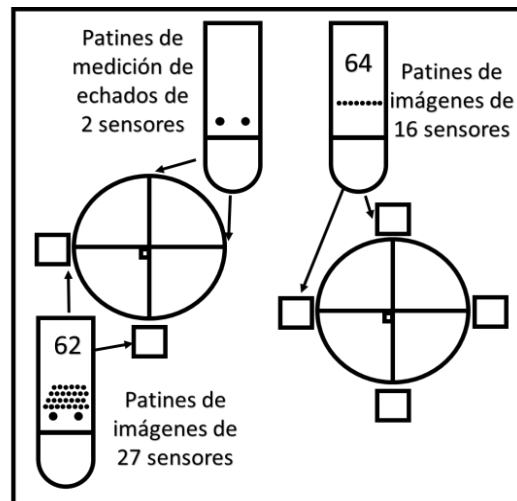


Figura 7.22. Configuración de las diferentes versiones con dos y cuatro patines de imágenes de la herramienta FMS en la adquisición de imágenes microeléctricas de las formaciones (Modificado de Ricco, 2012).

En 1988, Schlumberger realizó una modificación en el diseño original de la herramienta (FMS) para abordar la limitación de cobertura de imágenes. En esta actualización, los patines de medición de echados fueron reemplazados por dos patines adicionales de imágenes, lo que resultó en una notable mejora al duplicar la cobertura original obtenida por la primera versión de la herramienta (FMS). A medida que pasaban los años, las compañías petroleras demandaban cada vez una mayor cobertura e imágenes más detalladas de las formaciones en una sola corrida, especialmente en pozos de alto riesgo, yacimientos fracturados o heterogéneos, así como en formaciones carbonatadas complejas.

Esto impulsó a los proveedores de servicios a desarrollar herramientas de imágenes con una cobertura aún mayor para satisfacer estas necesidades. La evolución y mejora

continua de las herramientas de imágenes fue una respuesta directa a las demandas de la industria, impulsada por la necesidad de obtener una mayor cobertura y detalles más precisos de las formaciones a profundidad (Ricco, 2012).

### **Herramienta de generación de imágenes microeléctricas de cobertura total (FMI)**

La herramienta FMI fue desarrollada por Schlumberger a principios de la década de 1990 como una mejora de la herramienta FMS. La necesidad de obtener una mayor cobertura lateral y vertical en la adquisición de imágenes en agujeros y formaciones cada vez más complejas impulsó el desarrollo de esta nueva herramienta, Figura 7.25.

Según Fuentes (2021), el diseño de la herramienta FMI consta de cuatro patines de imágenes, cada uno con 24 electrodos acoplados a la herramienta mediante dos brazos ortogonales (a  $90^\circ$ ), similar a las herramientas de medición de echados, sin embargo, la diferencia fundamental en el diseño de la FMI radica en que dos de los patines están articulados a los patines principales, extendiéndose como lengüetas con otros 24 electrodos cada uno, Figura 7.23. Esto da como resultado un total de ocho patines de imágenes en la herramienta FMI.

Esta configuración mejorada permite una cobertura del agujero de aproximadamente el 80% en una sola corrida en agujeros estándar de 8.5 [pg] y una profundidad de investigación de 30 [pg], similar a las laterolog someras. Esto significa que la herramienta FMI casi cuadruplica la cantidad de imágenes resistivas que pueden obtenerse en comparación con la herramienta FMS, que solo lograba una cobertura del 20% (Castrejón, 2010).



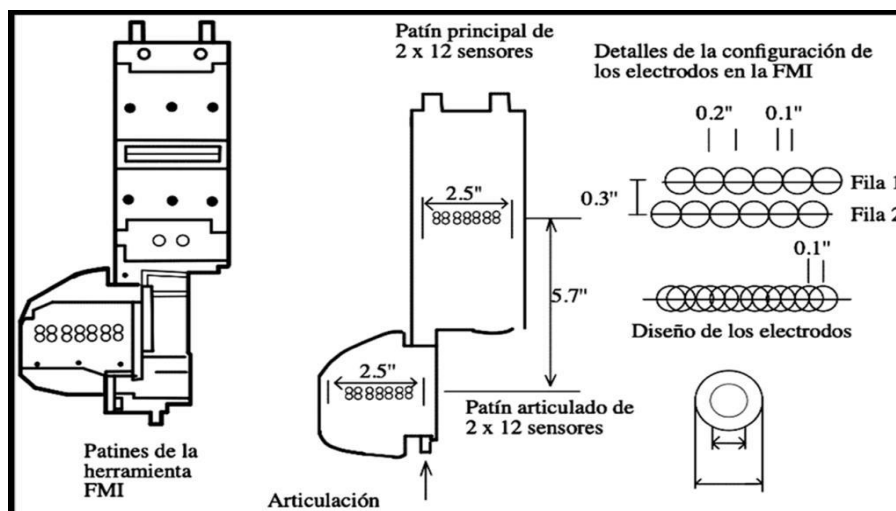


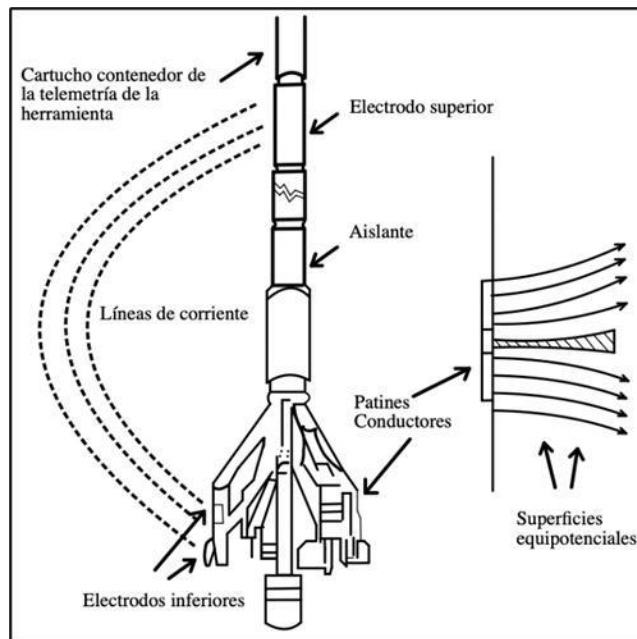
Figura 7.23. Esquema de los patines que conforman la herramienta FMI, así como el diseño y las dimensiones de los electrodos que están acoplados a los patines (Modificado de Castrejón, 2010).

La herramienta FMI se destaca por su diseño técnico, especialmente en lo que respecta a los patines de imágenes. Estos patines tienen características únicas que los distinguen de otras herramientas de imágenes microeléctricas. Cada brazo de la herramienta FMI está compuesto por un patín principal y uno articulado adjunto a aproximadamente 15 [cm] por debajo del patín principal. El patín principal tiene dimensiones de 3.2 [pg] de ancho por 7 [pg] de largo, mientras que el patín articulado tiene dimensiones de 3.2 [pg] de ancho por 2.5 [pg] de largo. Es importante destacar que las caras de los patines no son rectas, como en otras herramientas, sino que presentan una forma curva. Esto se ha diseñado de esta forma para asegurar un mejor contacto con las paredes del pozo durante la adquisición de imágenes (Ricco, 2012).

En el diseño de la herramienta FMI se ha prestado especial atención al número y la disposición de los sensores o electrodos utilizados para la generación de imágenes eléctricas en respuesta a las variaciones resistivas o conductivas de las formaciones estudiadas. Estos electrodos son similares a los utilizados en las herramientas de medición de echados, pero en la FMI son más pequeños, se encuentran en mayor número y están dispuestos muy cerca uno del otro. Cada electrodo individual tiene una dimensión de 0.16 [pg] si consideramos solo el electrodo en sí, y de 0.24 [pg] si también se considera la sección aislante que rodea a cada electrodo. Estos electrodos están separados entre sí por tan solo 0.2 [pg], lo que permite que haya un total de 24 electrodos acoplados en cada patín de la herramienta FMI (Fuentes, 2021).

Es importante señalar que los 24 electrodos en la herramienta FMI no están agrupados juntos en cada patín, sino que están dispuestos en dos filas horizontales separadas verticalmente. La primera fila consta de 12 electrodos, y la segunda fila, que se encuentra separada verticalmente de la primera por tan solo 0.3 [pg], también consta de 12 electrodos. Con este arreglo, cada electrodo en la herramienta FMI tiene una resolución de 0.2 [pg], que corresponde a sus dimensiones individuales, sin embargo, debido a la separación vertical entre las filas de electrodos, cada punto de muestreo de las formaciones se tomará horizontalmente, y la distancia entre cada punto de medición será de 0.1 [pg], que es la mitad de la separación entre los electrodos en el arreglo (Schlumberger, 2004).

La configuración de los electrodos en la herramienta FMI, Figura 7.24, permite obtener datos de forma precisa y detallada cada 0.1 [pg] tanto vertical como horizontalmente en relación con los patines y los patines articulados, esto garantiza una cobertura casi total del pozo, incluso en perforaciones con ángulos de desviación significativos o en perforaciones horizontales.



**Figura 7.24.** Esquema de la herramienta de imágenes microeléctricas FMI donde se visualiza el diseño de los patines y los brazos de la herramienta, el electrodo de retorno y la porción aislante. También se ilustra el principio de medición que utiliza para la adquisición de las imágenes (Modificado de Schlumberger, 2004).

Por otro lado, otros sensores como el cáliper, los magnetómetros y los acelerómetros realizan mediciones cada 1.5 [pg]. Además, la herramienta FMI cuenta con un sistema hidráulico mejorado que controla los brazos mecánicos de la herramienta. Esto permite una adherencia óptima de los patines a las formaciones, minimizando cualquier movimiento o balanceo que pueda afectar la calidad de las imágenes resistivas. Gracias a este sistema mejorado, la herramienta puede generar imágenes precisas de las formaciones incluso en condiciones de perforación difíciles (Schlumberger, 2004).

Es interesante destacar que la FMI cuenta con un inclinómetro que permite medir la inclinación del agujero y un sistema telemétrico avanzado para procesar y transmitir la información recopilada de las formaciones. Además, su diseño incluye una separación entre la parte superior e inferior de la herramienta, lo que permite que la parte superior pueda funcionar como un electrodo de retorno de corriente. Adicionalmente, es posible acoplar un dispositivo de rayos gamma al cuerpo de la herramienta, lo que amplía aún más su capacidad de medición en profundidad hasta aproximadamente 15 [m].

La herramienta FMI se compone de un total de 192 electrodos que funcionan en conjunto cuando se despliegan tanto los patines principales como los patines articulados (Tabla 7.4). Sin embargo, es posible utilizar solo los patines principales, lo que implicaría utilizar la mitad de los electrodos (96 electrodos) para obtener imágenes resistivas de las formaciones. La elección de la configuración adecuada dependerá de las habilidades y el juicio del operador responsable del registro (Rider, 2000).

*Tabla 7.4. Cobertura de imágenes que se pueden obtener en diferentes tamaños de pozos utilizando distintas configuraciones de herramientas microeléctricas (Modificado de Rider, 2000).*

Herramienta	Número de electrodos	Velocidad del registro [m/h]	Tamaño del agujero		
			6"	8.5"	12.25"
SHDT	8	1650			
FMS (2 patines)	54	500	25%	20%	12%
FMS (4 patines)	64	500	50%	40%	25%
FMI (4 patines)	96	1100	50%	40%	25%
FMI (8 patines)	192	550	90%	80%	50%

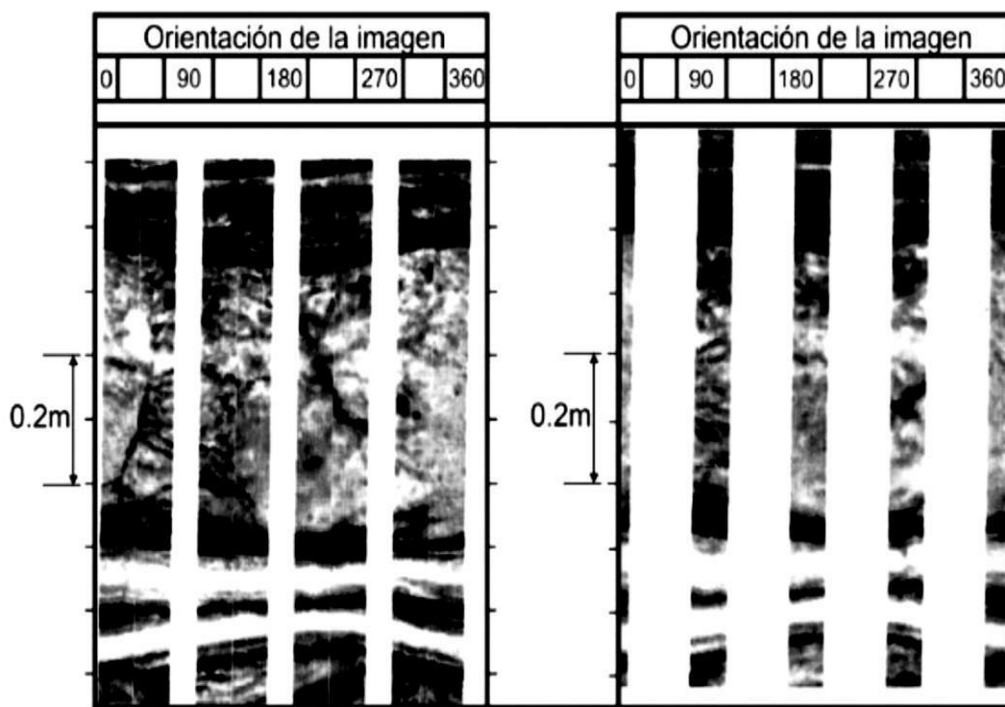


Figura 7.25. Ejemplo de dos registros de imágenes correspondientes al mismo intervalo en un pozo, donde se logra observar la distinta calidad y cantidad de información si se utilizan distintas versiones de las herramientas microeléctricas. De lado izquierdo se tiene un registro FMI donde se aprecia un mayor cubrimiento en comparación con un registro FMS del lado derecho (Modificado de Ricco, 2012).

### Principio de medición de las herramientas microeléctricas (FMS, FMI)

En las herramientas de imágenes, como la FMS y la FMI, se mantiene un potencial constante entre la porción inferior de la herramienta, donde se encuentran los electrodos y la porción superior. Esto genera superficies equipotenciales alrededor del agujero, lo que permite que la corriente emitida por los electrodos penetre en las formaciones en ángulo recto (Figura 7.24). Como resultado, la corriente medida por cada electrodo refleja las variaciones de resistividad de las formaciones frente a él, esto es posible gracias al principio de enfoque pasivo utilizado en las herramientas de imágenes (Ricco, 2012) (Fuentes, 2021).

### Otras herramientas de generación de imágenes microeléctricas

En 1994, Halliburton y Western Atlas desarrollaron sus propias herramientas de imágenes microeléctricas como alternativas a la FMI de Schlumberger. Halliburton introdujo la herramienta EMI (Electrical Micro Imaging tool) que consta de seis brazos y patines de imágenes con un total de 150 electrodos. Con esta configuración, la herramienta EMI lograba

cubrir aproximadamente el 60% del agujero en una sola corrida en pozos estándar de 8.5 [pg] de diámetro.

Por otro lado, Western Atlas en 1995 presentó la herramienta STAR, Figura 7.26, esta herramienta también consta de seis brazos y patines de imágenes, pero con 144 electrodos en total. Además de utilizar los principios eléctricos de las herramientas anteriores, la herramienta STAR incorpora un sensor acústico para obtener imágenes tanto eléctricas como acústicas de las formaciones. Con esta configuración, la herramienta STAR lograba una cobertura del 56% del pozo (Ricco, 2012).

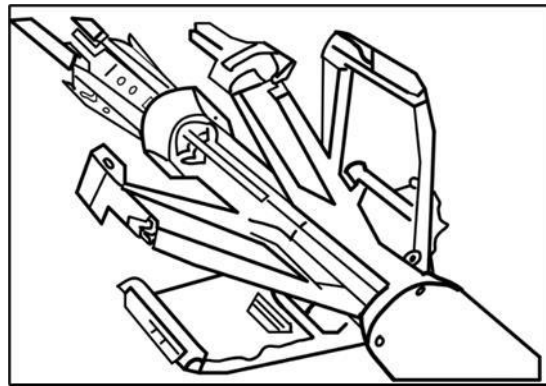


Figura 7.26. Imagen de la herramienta STAR de la compañía Baker Hughes (Modificado de Fuentes, 2021).

### Creación de las imágenes microeléctricas

Según Fuentes (2021), la representación de las imágenes microeléctricas obtenidas a partir de las herramientas FMI, FMS, EMI y STAR se logra asignando colores específicos a los diferentes rangos de valores de resistividad. Mediante esta técnica se genera una imagen en escala de colores que visualiza los cambios de resistividad en las formaciones. Por ejemplo, la herramienta FMI proporciona 192 mediciones de resistividad con un incremento vertical de 0.1 [pg] entre electrodos. Estas mediciones se organizan en mosaicos horizontales y verticales, generando matrices de "píxeles" de resistividad. Cada píxel tiene un valor específico y se le asigna un color correspondiente según los rangos de resistividad establecidos por cada compañía. Si los píxeles son lo suficientemente pequeños se puede obtener una representación visual detallada de las formaciones a profundidad.

La presentación de estas imágenes sigue el formato convencional utilizado para graficar las mediciones de otras herramientas de registros. La coordenada X representa la

posición del azimut y la coordenada Y representa la profundidad. De esta manera, se generan imágenes continuas que representan las formaciones a lo largo de todo el agujero en un formato cilíndrico desplegado. Esta representación visual en forma de cilindro desdoblado permite una visualización más intuitiva de las formaciones a profundidad, Figura 7.27, (Ricco, 2012).

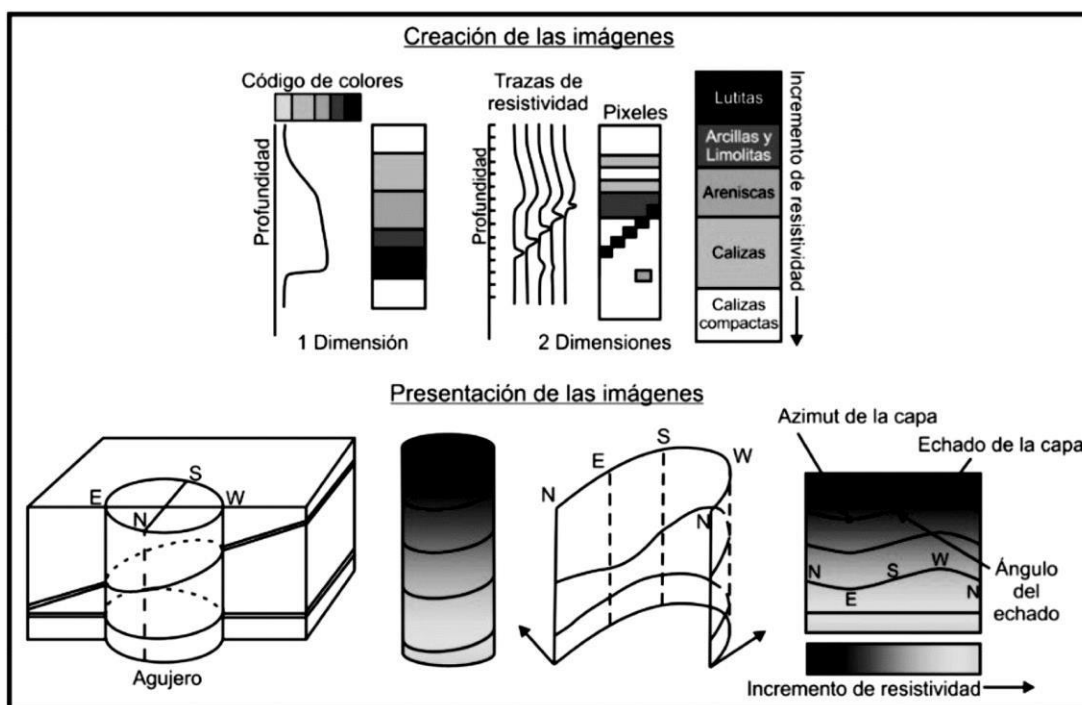


Figura 7.27. Ilustración que ejemplifica como se crean las imágenes resistivas mediante las herramientas de microrresistividad, así como la presentación de estas definiendo el rumbo y echado de las capas (Modificado de Ricco, 2012).

La técnica de representación de imágenes de formaciones mediante la asignación de colores y su gráfica en formato cilíndrico desdoblado permite visualizar los detalles horizontales y verticales de las formaciones de manera correspondiente. Los datos de los echados se presentarán como tipos de sinuosidades en las imágenes, las crestas de estas sinuosidades representan los puntos más altos que cruzan el plano, lo cual indica el valor del echado de las capas, por otro lado, los puntos más bajos de las sinuosidades que cruzan el plano representan el azimut o la dirección del echado. Esta representación permite interpretar de manera clara y precisa la información sobre los echados de las formaciones (Ricco, 2000; Fuentes, 2021).

## Herramienta de imágenes microelectricas en lodos base aceite (OBMI)

La herramienta (OBMI), por sus siglas en inglés Oil-Based Microimager de Schlumberger y desarrollada en 2001, está diseñada específicamente para la adquisición de imágenes en pozos que utilizan lodos base aceite, como diésel o lodos sintéticos. Esta herramienta permite obtener imágenes microelétricas de las formaciones en este tipo de entornos de perforación.

La herramienta OBMI de Schlumberger consta de cuatro patines de imágenes equipados con cinco pares de electrodos o sensores de resistividad de 0.4 [pg] en el centro de cada patín, dispuestos en dos filas, Figura 7.28. Esta configuración permite obtener cinco mediciones de resistividad o "pixeles" de resistividad que se orientan según la geometría del agujero y la posición de la herramienta. Cada patín proporciona imágenes resistivas con una resolución vertical de 1.2 [pg] y un espaciado entre pixeles de 0.4 [pg] por 0.4 [pg], esto garantiza una alta resolución y suficiente información azimutal para observar en detalle las características estructurales y estratigráficas de las formaciones.

La herramienta OBMI utiliza un principio de medición basado en la inyección de corriente alterna a través de dos electrodos de inyección ubicados en la parte superior e inferior de los patines de herramienta, Figura 7.28, esta corriente genera una diferencia de potencial, “dv”, que es medida por cada par de electrodos de voltaje en el centro de los patines. A partir de esta medición, se obtiene una resistividad cuantitativa de la zona lavada, “Rxo”, de las formaciones que se encuentran frente a los electrodos, aplicando la Ley de Ohm. Este enfoque permite obtener información precisa sobre las propiedades resistivas de las formaciones y su variación lateral en el agujero (Schlumberger, 2001).

$$R_{xo} = K \frac{dV}{I}$$

donde:

K = Factor geométrico de la capa.

I= Corriente alterna emitida por el electrodo.  
herramienta.

de potencial medida por la

dV= Diferencia de potencial medida por la herramienta.

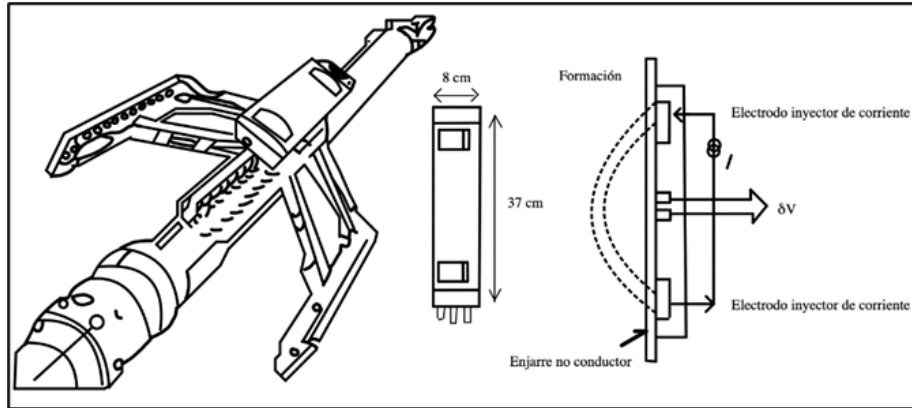


Figura 7.28. Esquema y principio de medición de la herramienta OBMI de la compañía Schlumberger, utilizada para la adquisición de imágenes en lodos base aceite (Modificado de Schlumberger, 2001).

La herramienta OBMI proporciona datos de alta resolución de la resistividad “Rxo” de forma cuantitativa, con un margen de error máximo del 20%. Su amplio rango de medición abarca valores que van desde 1 hasta 10 000 [ $\Omega\text{m}$ ]. Esta herramienta es especialmente útil para realizar análisis estratigráficos y estructurales de las formaciones, permite la identificación de fallas y fracturas, la caracterización de depósitos sedimentarios, la determinación de los echados de las formaciones, el análisis de núcleos correlacionando con los registros OBMI, la detección de anisotropía en las formaciones, la identificación de rasgos pequeños que no son visibles en los registros convencionales y la detección de fracturas inducidas por la perforación, entre otras aplicaciones. Es importante tener en cuenta que las mediciones realizadas por las herramientas OBMI pueden estar influenciadas por el espaciado entre los sensores y la superficie de las formaciones, especialmente en presencia de enjarres no conductores. Esto puede afectar la sensibilidad y precisión de las mediciones obtenidas (Schlumberger, 2001).

Es cierto que la herramienta OBMI se puede combinar con otras herramientas de registros para obtener mediciones complementarias y comparar los datos adquiridos. Al combinar diferentes herramientas de registros se pueden obtener múltiples perspectivas de las formaciones, lo que ayuda a reducir la incertidumbre y a obtener una imagen más precisa y detallada del subsuelo. Esto es especialmente beneficioso en entornos geológicos complejos o en pozos de alto riesgo donde se requiere una mayor comprensión de las formaciones (Schlumberger, 2001).



### Herramientas macroeléctricas de imágenes (resistivas azimutales)

Según Schlumberger (1993), la herramienta ARI, Figura 7.29, por sus siglas en inglés Azimuthal Resistivity Imager, es una herramienta híbrida que combina mediciones microeléctricas y doble laterolog para adquirir imágenes resistivas azimutales de las formaciones. A diferencia de las herramientas de imágenes microeléctricas convencionales, la ARI incorpora un arreglo de doce segmentos de electrodos azimutales que se encuentran ubicados en el centro del electrodo A2 de la herramienta DLL, por sus siglas en inglés Deep Laterolog. Estos electrodos azimutales cumplen una doble función en la herramienta, por un lado actúan como electrodos de enfoque para la corriente del laterolog profundo (LLD), lo que permite obtener mediciones resistivas en direcciones específicas alrededor del pozo, por otro lado también funcionan como corriente de retorno para la corriente del laterolog somero (LLS).

ARI realiza doce mediciones resistivas direccionales alrededor del pozo tomadas a intervalos de 0.5 [pg] en sectores de 30 grados. Esto proporciona una imagen resistiva de las formaciones con una resolución vertical de 8 [pg]. La capacidad de obtener mediciones resistivas direccionales con la herramienta ARI permite caracterizar la anisotropía de las formaciones, identificar fracturas, evaluar la continuidad de las capas y obtener información detallada sobre la resistividad en diferentes direcciones alrededor del pozo (Ricco, 2012).

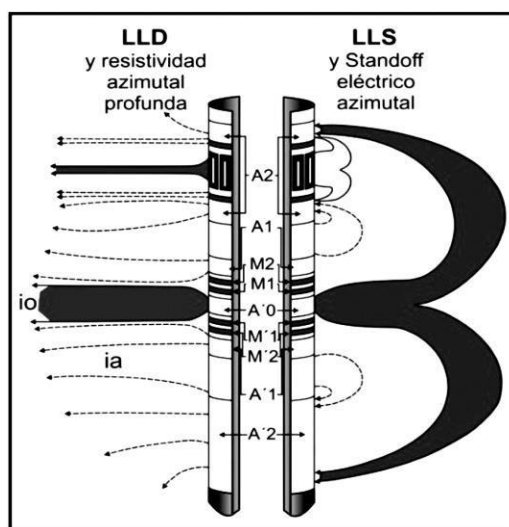


Figura 7.29. Diagrama que ejemplifica cómo se encuentra constituido el arreglo de electrodos azimutales de la herramienta ARI dentro de la herramienta DLL, así como las líneas de corriente que se generan de los diferentes electrodos (Modificado de Ricco, 2012).

La herramienta DLL utilizada en combinación con la ARI opera a dos frecuencias diferentes: 35 [Hz] para las mediciones laterologs profundas [LLD] y 280 [Hz] para las someras [LLS]. En el caso de las mediciones azimutales profundas, la herramienta DLL emite una corriente de 35 [Hz] a través de los doce electrodos azimutales. Estos electrodos generan un flujo de corriente que se dirige hacia la superficie y se encuentra enfocado desde arriba por la porción superior del electrodo “A2” y desde abajo por la porción inferior del electrodo “A2”, así como por las corrientes provenientes de los electrodos “A1”, “A0”, “A’1” y “A’2”.

Para controlar las corrientes emitidas por cada electrodo azimutal se agrega un electrodo monitor a cada uno de ellos. Esto permite asegurar que las corrientes emitidas por cada electrodo del arreglo azimutal sean enfocadas de forma pasiva por las corrientes provenientes de los electrodos azimutales adyacentes. Es importante destacar que estas mediciones azimutales son muy sensibles a las condiciones del pozo como la rugosidad, forma y diámetro; para corregir los efectos causados por estas condiciones, se utiliza una medición auxiliar a una frecuencia de 71 [KHz], que es lo suficientemente alta para evitar interferencias con los haces de corriente de 35 [Hz] (Ricco, 2000; Fuentes, 2021).

La medición auxiliar realizada a una frecuencia somera, con las líneas de corriente cercanas a la sonda y con el retorno de corriente cerca de los electrodos azimutales, tiene como objetivo principal corregir los efectos de las condiciones del agujero, como su forma y dimensiones, así como la descentralización de la herramienta. Esto se logra al proporcionar un standoff eléctrico con el cual se puede estimar la forma y tamaño del agujero a partir de la resistividad del lodo, “Rm”, que es conocida o puede ser obtenida independientemente. En este sentido, se pueden generar doce imágenes azimutales del agujero al medir las diferencias de potencial, “dVi”, entre los electrodos anulares “M3” y “M4” ubicados dentro del electrodo “A2” y los electrodos azimutales alojados en “A2”. Estas mediciones permiten obtener información detallada sobre la forma y el tamaño del agujero, así como corregir los efectos causados por su variación (Fuentes, 2021).

El diseño de la herramienta DLL con el arreglo de doce electrodos azimutales acoplados al centro del electrodo “A2”, Figura 7.30, tiene como objetivo principal obtener una docena de mediciones orientadas de resistividad profunda sin afectar las mediciones realizadas por la DLL a distintas profundidades de investigación por la LLD y la LLS (Ricco,

2012).

ARI ofrece la capacidad de generar una imagen resistiva azimutal de las formaciones a profundidad, así como una curva de alta resolución derivada de las mediciones azimutales (LLHR) cuando opera en modalidad de alta resolución, aunque su resolución espacial no es tan preciosa como las herramientas FMI o UBI, las mediciones azimutales de la ARI son significativamente mejores que las de las laterologs convencionales (HALS) debido a su diferente sistema de enfoque. La herramienta se puede correr a una velocidad de 3 600 [ft/h] cuando se necesitan obtener mediciones de los echados de las formaciones, si se requiere una mayor resolución y detalle de las capas, la velocidad puede reducirse a 1 800 [ft/h]. Esta herramienta es especialmente útil para analizar y distinguir entre fracturas naturales en las formaciones y fracturas inducidas por el fluido de perforación (Schlumberger, 1993).

Gracias a su sensibilidad y capacidad para detectar detalles más allá de las paredes del agujero, la ARI complementa la información proporcionada por otras herramientas de registros. Esto permite una mejor comprensión de las características de las formaciones, incluyendo la identificación de fracturas, la caracterización de la anisotropía y la discriminación entre fracturas naturales e inducidas (Ricco, 2012).

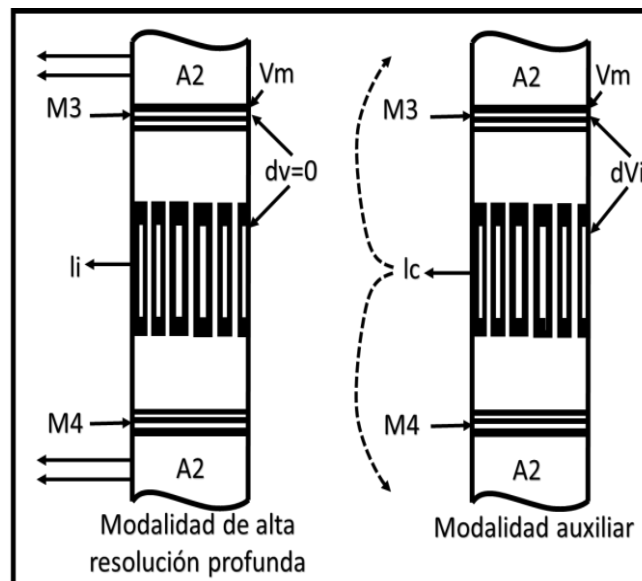


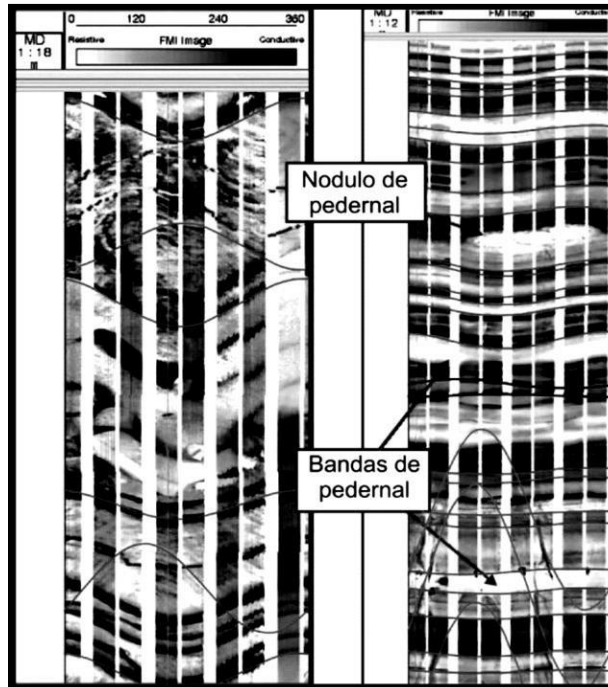
Figura 7.30. Ilustración que ejemplifica el arreglo de electrodos azimutales dentro del electrodo A2 de la DLL y los patrones de corrientes que se pueden generar dependiendo de la modalidad de medición que se utilice, ya sea con los electrodos de monitoreo o en modo auxiliar (Modificado de Ricco, 2012).

## **Otras herramientas de macroresistividad**

La herramienta ELIAS, por sus siglas en inglés Electrical Images of Anisotropy and Stratigraphy, desarrollada por el BRGM (Buró de Investigadores Geólogos en Minas) es otra herramienta de adquisición de imágenes resistivas utilizada en la evaluación petrofísica de las formaciones. A diferencia de la herramienta ARI, la ELIAS está compuesta por 16 patines de imágenes, lo que permite una cobertura del 100% del pozo. Además, su diámetro reducido de solo 2 [pg] la hace adecuada para su uso en agujeros de pequeño diámetro, como pozos geotérmicos. La herramienta se utiliza principalmente para obtener una mayor resolución vertical en la evaluación de las formaciones. Esto es especialmente útil en la identificación de estratificaciones cruzadas y fracturamiento en las formaciones, lo que proporciona información detallada sobre la anisotropía y la estructura de las capas. Esto es especialmente importante en la caracterización de yacimientos donde se requiere una comprensión más precisa de la geometría y la heterogeneidad de las formaciones (Ricco, 2000; Fuentes, 2021).

## **Presentación de los registros eléctricos de imágenes**

La representación de los registros eléctricos de imágenes sigue un formato similar al utilizado para las imágenes acústicas. La diferencia radica en que en los registros eléctricos se grafican las resistividades, mientras que en los registros acústicos se grafican las amplitudes. La escala de colores empleada varía desde tonos grises hasta negros para representar intervalos de alta conductividad, mientras que tonos más claros indican intervalos más resistivos, Figura 7.31, (Castrejón, 2010).



*Figura 7.31. Registro de imágenes obtenidos por medio de la herramienta FMI en donde se visualiza del lado izquierdo cómo la formación está estratificada por litologías muy resistentes y otras muy conductoras, siendo las capas más oscuras las conductoras y las zonas más claras las menos conductoras (Modificado de Castrejón, 2010).*

### Aplicaciones de los registros eléctricos de imágenes

Las herramientas de imágenes eléctricas permitieron obtener una calidad y detalle en la determinación de rasgos geológicos de las formaciones que antes de ellas no se tenía. Estas permitieron observar por primera vez características estructurales como fallas, fracturas, estratificaciones y cavidades sin necesidad de interpretar datos de otras herramientas en pozos ya perforados. Las aplicaciones se pueden agrupar en dos categorías principales: análisis estratigráfico y análisis estructural (Ricco, 2012).

- **Análisis estratigráfico:** Esta rama del análisis de imágenes se enfoca en la evaluación de la estratificación y cambios litológicos en las formaciones, mediante atributos como brillo, color, tamaño y resolución de las imágenes se pueden distinguir plegamientos y deformaciones en las capas. La clasificación, cuantificación y visualización de estos límites texturales permiten identificar cambios de facies y secuencias litológicas sedimentarias, así como determinar rumbos y echados de las formaciones. Este análisis se realiza con la ayuda de estaciones de trabajo interactivas.

- **Análisis estructural:** En este tipo de análisis se determinan los echados de las formaciones, se modelan y se identifican rasgos de continuidad o discontinuidad presentes en ellas. Además de estos aspectos, el análisis estructural abarca diversas aplicaciones, como la identificación de fallas y discontinuidades, el estudio de plegamientos, el análisis y cuantificación de fracturas (abiertas, cerradas, cementadas o mineralizadas), y el cálculo de la apertura de dichas fracturas debido a efectos de erosión por el fluido de perforación o cambios en los regímenes de estrés de las formaciones. Estos cálculos son especialmente útiles en las etapas de producción de pozos, ya que el flujo de fluidos generalmente ocurre a través de fracturas. La visualización de heterogeneidades en las rocas también permite una identificación cualitativa de las formaciones presentes.

Las herramientas de imágenes eléctricas han sido una contribución significativa en la interpretación y toma de decisiones en la exploración y producción de yacimientos petroleros, permitiendo un mayor entendimiento de las formaciones a profundidad y brindando información detallada para la caracterización de los yacimientos (Fuentes, 2021).

### **Herramientas acústicas de imágenes**

Las herramientas microeléctricas utilizan principios eléctricos de enfoque pasivo y de doble laterolog (DLL) para obtener imágenes resistivas de las formaciones. De manera similar, existen herramientas acústicas de imágenes que funcionan bajo principios sónicos generando imágenes acústicas de altas frecuencias de las formaciones. Dos representantes importantes de estas herramientas son la UBI y la USI de Schlumberger. Una desventaja de las herramientas acústicas es su alta sensibilidad a la descentralización de la herramienta, la rugosidad del agujero y la densidad del lodo, mientras que son insensibles a los cambios en la estratificación de las capas (Fuentes, 2021). No obstante, presentan la ventaja de poder realizar mediciones en agujeros que utilicen cualquier tipo de lodo de perforación (agua, aceite, aireados) y en cualquier tipo de perforación (vertical, direccional u horizontal). Estas herramientas logran cubrir el 100% del pozo, permitiendo visualizar fracturas en las formaciones e identificar corrosión en pozos adermados.

Además de la UBI y la USI, otras compañías de servicios también han desarrollado herramientas acústicas similares, como la BHTV de Mobil, considerada precursora en la adquisición de imágenes acústicas, la CAST de Halliburton y la CBIL de Baker Hughes (Ricco, 2012). Estas herramientas ofrecen valiosa información en la exploración y producción de yacimientos petroleros, permitiendo detectar fracturas y corrosión en el pozo para tomar decisiones informadas en la gestión de los recursos subterráneos.

### **Herramienta BHTV (Borehole Televiewer)**

De acuerdo con Fuentes (2021), la herramienta BHTV, introducida por la compañía Mobil a finales de la década de los 60, representa un hito en la generación de imágenes de pozos para la industria petrolera. Fue la primera herramienta en utilizar ondas acústicas (ultrasónicas) de altas frecuencias como principio de medición para obtener imágenes "continuas" de las formaciones. Esta innovadora medición permitió revelar detalles importantes en las formaciones, como fracturamientos, contactos litológicos y ovalizaciones en pozos abiertos. Además, en pozos completamente revestidos con tuberías de acero, la BHTV logra identificar con precisión las juntas entre las tuberías.

La BHTV funciona de manera similar a un sonar ultrasónico centrado en el pozo, lo que permite producir imágenes acústicas de alta resolución de las paredes del pozo. Esta tecnología ha perdurado en la industria, y en la actualidad, la mayoría de las compañías de servicios petroleros ofrecen servicios de adquisición de imágenes ultrasónicas que siguen los mismos principios de medición de la BHTV original.

La adquisición de imágenes acústicas en la herramienta BHTV se logra mediante un proceso de emisión y recepción de ondas acústicas/mecánicas. Un transductor piezoeléctrico, situado en la herramienta, emite una señal acústica que se propaga por las formaciones adyacentes (el pulso viaja desde la herramienta y atraviesa el lodo de perforación hasta llegar a la formación). Al analizar el tiempo de tránsito y la amplitud de la señal reflejada, es posible obtener información sobre las características de las formaciones, como fracturas, contactos litológicos y otras estructuras relevantes. Adicionalmente, la herramienta BHTV está equipada con un magnetómetro y un acelerómetro triaxial. Estos sensores permiten determinar la orientación de la herramienta en relación con el campo magnético terrestre. La

velocidad de adquisición promedio durante el registro de las imágenes es de 300 [ft/h], lo que asegura una toma de datos eficiente y precisa para el análisis posterior (Ricco, 2000; Fuentes, 2021).

### **Diseño y principio de medición de la BHTV**

La herramienta BHTV cuenta con un diámetro de  $3 \frac{3}{8}$  [pg] y tiene una longitud máxima de 12 [ft]. Su diseño incluye un magnetómetro, un acelerómetro y la electrónica necesaria para su funcionamiento, Figura 7.32. Su componente principal es un transductor piezoeléctrico ultrasónico, que desempeña el papel tanto de fuente emisora como de receptor de la señal acústica. La generación de la señal se logra mediante un motor rotario que gira rápidamente alrededor del eje de la herramienta varias veces por segundo. Esta rotación permite la emisión de ráfagas de pulsos ultrasónicos de alta frecuencia 2 [MHz] hacia las formaciones.

Estos pulsos viajan a través del lodo de perforación, se reflejan en las superficies del agujero y regresan al transductor, ahora en su función de receptor. Gracias a este proceso de emisión y recepción de la señal acústica, se obtienen dos mediciones cuantitativas basadas en los cambios en la amplitud de la señal, Figura 7.33. Estas mediciones permiten la creación de imágenes acústicas de alta resolución, que proporcionan valiosa información sobre las formaciones y estructuras presentes en el pozo. La alta frecuencia de los pulsos ultrasónicos y la capacidad de realizar mediciones en agujeros con diferentes tipos de lodo de perforación hacen de la herramienta BHTV una herramienta versátil y efectiva para la caracterización de los pozos y su entorno geológico (Ricco, 2012).

El tiempo de tránsito en la herramienta BHTV es el intervalo de tiempo que tardan los pulsos ultrasónicos emitidos por el transductor en viajar desde éste hasta las formaciones y regresar al transductor receptor. Este tiempo de tránsito depende de la distancia entre el transductor y la pared del agujero, así como de la velocidad compresional del lodo de perforación utilizado. Se utiliza como control de calidad para verificar la centralización de la herramienta en el pozo y para establecer los parámetros de detección de materiales.



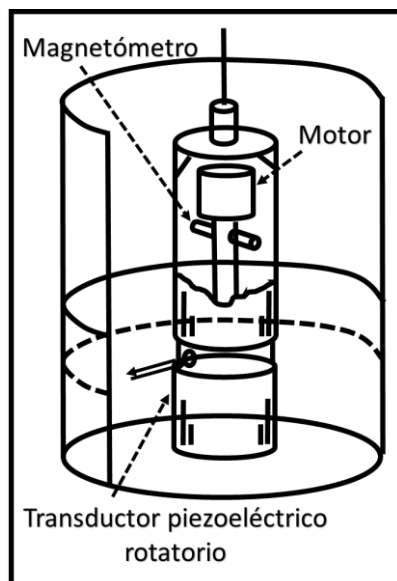


Figura 7.32. Esquema de la herramienta BHTV con su transductor piezoeléctrico (Modificado de Ricco, 2012).

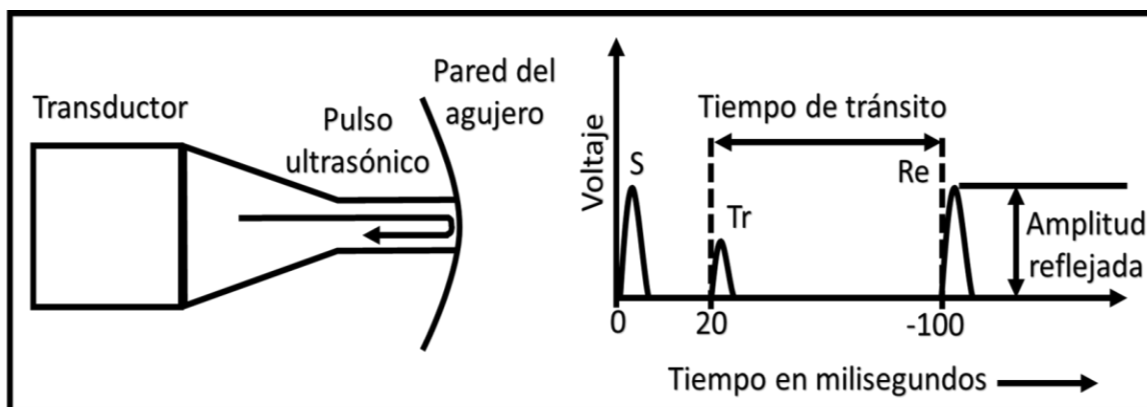


Figura 7.33. Ilustración con el principio de medición que gobierna a las herramientas acústicas en donde se realizan las dos mediciones básicas por medio del transductor ultrasónico, las cuales son: el tiempo de tránsito y la amplitud reflejada de la señal por parte de las formaciones (Modificado de Ricco, 2012).

Además, la distancia entre el transductor y la pared del agujero proporciona información útil sobre la geometría del pozo, como ovalizaciones, derrumbes, zonas lavables y localización de coples en pozos con tuberías de revestimiento (Fuentes, 2021).

La amplitud reflejada es un componente clave en todas las herramientas ultrasónicas de imágenes, ya que dependen de la energía reflejada recibida por el transmisor desde las zonas de interés. Según Serway y Jewett (2010), el coeficiente de reflexión, “R”, se relaciona con el ángulo de incidencia de la energía, la densidad del medio, “ $\rho$ ”, y la velocidad con la que se propaga el medio (velocidad compresional de las ondas, “V”). Esta relación se expresa

mediante una ecuación en la que los subíndices “1” y “2” corresponden al lodo de perforación y las formaciones a profundidad, respectivamente, y el producto “ $\rho v$ ” representa la impedancia acústica del medio en megarayles [mRayl].

$$R = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1}$$

El coeficiente de reflexión, “R”, está relacionado con el contraste en la impedancia acústica entre las diferentes litologías presentes en las formaciones. Cuando hay cambios significativos en la impedancia acústica entre dos litologías adyacentes, se genera un contraste que se refleja en un valor alto de “R”, lo que indica una mayor sensibilidad en las mediciones, sin embargo, para las secuencias litológicas más comunes encontradas en las formaciones este contraste puede ser relativamente pequeño, lo que implica una menor sensibilidad en las mediciones (Ricco, 2012).

Los cambios en la energía acústica reflejada por las formaciones y recibida en el transductor de la herramienta BHTV están influenciados por varios factores:

- Reflectividad de las formaciones: La impedancia acústica de las formaciones determina su capacidad para reflejar la energía acústica, cuando hay cambios significativos en la impedancia acústica entre dos formaciones se producen reflexiones que se traducen en cambios en la amplitud de la señal recibida.
- Rugosidad del pozo: La rugosidad de las paredes del pozo puede afectar la propagación de las ondas acústicas provocando cambios en las amplitudes de las señales.
- Atenuación del pozo: La atenuación de la señal acústica a medida que viaja a través del lodo y se refleja en las formaciones también puede afectar la amplitud de la señal recibida.
- Geometría del pozo: La geometría del pozo, incluyendo su forma y dimensiones, puede generar incidencias oblicuas de las ondas acústicas o pérdida de la señal, lo que también influye en las amplitudes de las señales recibidas.

Debido a estos factores, a medida que la herramienta se desplaza a lo largo del pozo, se recopilan una gran cantidad de datos que representan los alrededores del agujero. Estos

datos se procesan y corrigen en superficie para crear imágenes acústicas que proporcionan información sobre las características de las formaciones cercanas al pozo, como fracturamientos, contactos litológicos y ovalizaciones, así como la identificación precisa de juntas entre las tuberías en pozos revestidos, Figura 7.34, (Ricco, 2000; Fuentes, 2021).

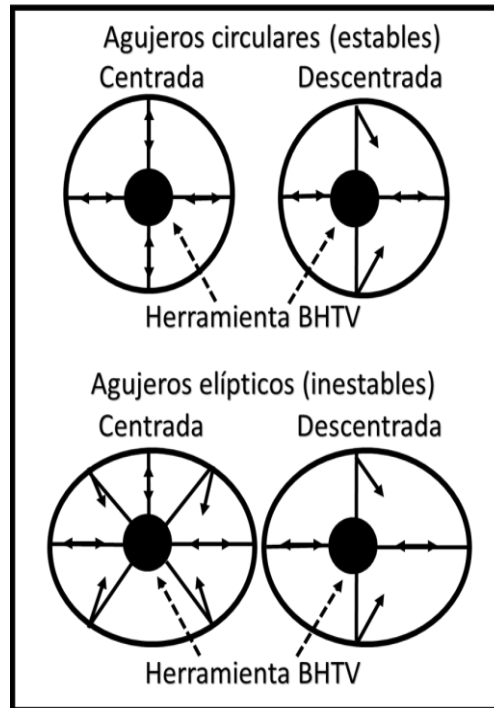


Figura 7.34. Ilustración con la dirección que siguen las señales acústicas en distintas geometrías de pozo (Modificado de Ricco, 2012).

La BHTV es una herramienta altamente beneficiosa para la identificación y caracterización de fracturas y laminaciones en las formaciones; gracias a su capacidad para generar imágenes acústicas de alta resolución, estas fracturas y laminaciones se visualizan como líneas negras, manchas o puntos negros en las imágenes procesadas, lo que permite una clara identificación de su presencia y orientación. Además, la herramienta es valiosa para observar detalles texturales en las formaciones, como la presencia de vóculos en rocas carbonatadas. Los vóculos son pequeñas cavidades o huecos que se forman en las rocas debido a la disolución de minerales y pueden ser de gran importancia para la caracterización de las formaciones carbonatadas (Fuentes, 2021).

## **Herramienta CBIL (Circumferential Borehole Imaging)**

La herramienta CBIL de Baker Hughes (Baker Atlas) es una variante más de las herramientas acústicas de imágenes, y al igual que la BHTV, funciona bajo el principio de emisión y recepción de ondas acústicas de alta frecuencia. Su funcionamiento básico es similar al de la BHTV, permitiendo obtener imágenes acústicas de las formaciones en el entorno del pozo (Ricco, 2012).

### **Diseño y principio de medición de la herramienta CBIL**

Según Fuentes (2021), la herramienta CBIL de Baker Hughes (Baker Atlas) está compuesta por tres secciones principales. La porción inferior alberga un transductor piezoeléctrico que genera pulsos ultrasónicos para interactuar con las formaciones, en la porción media se encuentran centralizadores con resortes metálicos que mantienen la herramienta siempre centrada en el pozo. Finalmente, en la porción superior contiene un (GRS), por sus siglas en inglés Gamma Ray Spectral, y toda la electrónica para procesar las señales acústicas reflejadas de las formaciones. La longitud total promedio de la CBIL es de 40 [ft].

El transductor piezoeléctrico es semiesférico, con una superficie cóncava en el exterior. Se activa mediante pulsos eléctricos y realiza seis giros por segundo, permitiendo "enfocar" los pulsos sónicos en áreas más pequeñas que el propio transductor. La resolución es igual al radio del pulso original, lo que permite obtener hasta 250 puntos de muestreo de las formaciones por giro, sin embargo, este enfoque es óptimo cuando la herramienta se encuentra muy cerca de las paredes del pozo, lo que contrarresta posibles anomalías causadas por la rugosidad del agujero y la posición de la herramienta (Ricco, 2012).

La herramienta presenta una característica distintiva en comparación con la BHTV, ya que puede operar con dos versiones de transductores con distintos tamaños y penetración focal, según el diámetro del agujero registrado. Estos transductores no están en contacto directo con el lodo de perforación, sino que se encuentran dentro de una ventanilla de un material acústicamente transparente y rodeados de un fluido base aceite, en donde giran para producir los pulsos ultrasónicos. El primer transductor tiene un diámetro de 1.5 [pg] y se utiliza especialmente en agujeros pequeños de entre 6 a 8 [pg], generando ráfagas ultrasónicas enfocadas de 0.76 [cm]. El segundo transductor tiene un diámetro de 2 [pg] y un enfoque similar al primero, pero se utiliza principalmente en pozos de entre 8 a 12 [pg].

Esta versatilidad en el tamaño y la penetración focal de los transductores permite a la CBIL adaptarse a diferentes tamaños de agujeros y obtener imágenes acústicas de alta resolución en diversas condiciones de perforación (Ricco, 2012).

CBIL utiliza un principio de medición muy similar al de la BHTV con la diferencia de que produce pulsos ultrasónicos "enfocados" a una frecuencia de 250 [kHz], generando hasta 1 500 [pulsos por segundo]. Esto le permite obtener una excelente penetración en las formaciones con una resolución vertical de aproximadamente 0.5 [pg]. La herramienta opera a una velocidad de 3 [metros por minuto], lo que permite obtener hasta 30 000 pares de datos por cada metro registrado. Cada dato obtenido incluye mediciones del tiempo de tránsito y el cambio de amplitud reflejada, que se convierten en señales eléctricas por el transductor (Fuentes, 2021).

Es importante destacar que las herramientas acústicas de imágenes, incluyendo la CBIL, son adecuadas para trabajar con cualquier tipo de fluido de perforación, siempre que los lodos utilizados no sean muy densos, ya que la señal acústica se atenúa más en lodos densos, lo que puede afectar las mediciones en todas las herramientas ultrasónicas (Ricco, 2000; Fuentes, 2021).

### **Factores que afectan las mediciones de la CBIL**

Existen varios factores que pueden afectar las mediciones de las herramientas acústicas y, en consecuencia, la calidad de las imágenes obtenidas. Estos factores pueden perjudicar las interpretaciones debido a la atenuación de las señales por las condiciones del pozo, Figura 7.35. Los principales factores que afectan las señales acústicas emitidas por los transductores son los siguientes:

- Variaciones en la geometría del pozo y posición de la herramienta: Los cambios en la forma del pozo, como ensanchamientos o deslaves, así como una posición descentrada de la herramienta, pueden afectar las señales acústicas y provocar falta de puntos de muestreo adecuados para un óptimo procesamiento de las imágenes. La herramienta detectará estas anomalías por los cambios en los tiempos de tránsito de las señales.

- **Densidad del fluido de perforación:** Las herramientas acústicas requieren un fluido de perforación en los pozos para funcionar correctamente, pero lodos pesados pueden absorber y perder la señal o propagarla entre las partículas del lodo, evitando que llegue al receptor. Se recomienda usar lodos con densidades de entre 1.7 y 1.9 [g/cm<sup>3</sup>] (Fuentes, 2021).
- **Impedancia acústica de las formaciones:** El contraste entre el lodo y las formaciones es crucial en las herramientas acústicas como la CBIL. Formaciones duras, como calizas y rocas cristalinas, permiten una mejor reflectancia de las señales debido a la alta impedancia acústica entre el lodo y las formaciones, lo que resulta en mejores imágenes.
- **Superficie del agujero:** La pared del pozo también afectará la reflectancia de las señales acústicas. Superficies homogéneas permiten una buena reflectancia, mientras que agujeros irregulares o formaciones sedimentarias suaves, como arcillas y areniscas, pueden dar lugar a señales débiles o atenuadas, similar a lo que ocurre con lodos densos.

En conclusión, es importante tener en cuenta estos factores al utilizar herramientas acústicas, ya que pueden afectar la calidad de las imágenes y la interpretación de las formaciones subsuperficiales (Castrejón, 2010; Rico, 2012).

### **Herramienta UBI (Ultrasonic Borehole Imager)**

A mediados de la década de los 90, Schlumberger desarrolló y patentó la herramienta UBI, la cual se convirtió en la principal representante de las herramientas ultrasónicas. La UBI permite obtener una cobertura del 100% del agujero, al igual que la CAST de Halliburton, superando a herramientas de imágenes resistivas más modernas que solo alcanzan hasta un 80% de cobertura (como la FMI). La UBI puede trabajar con cualquier tipo de lodo de perforación y está equipada con brazos centralizadores altamente eficaces para evitar bamboleos o descentralización de la herramienta, incluso en pozos horizontales o con altos ángulos de desviación. Estos avances reducen considerablemente las afectaciones que podrían generarse por tales fenómenos, permitiendo obtener imágenes más nítidas de las formaciones (Rico, 2012).

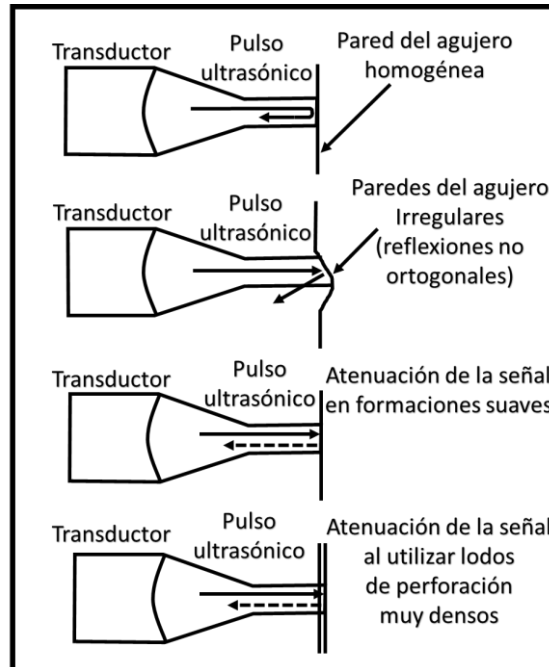


Figura 7.35. Esquema con los factores que afectan negativamente la calidad de las imágenes ultrasónicas: la geometría e irregularidades de las paredes del pozo, presencia de formaciones suaves y lodos de perforación densos (Modificado de Ricco, 2012).

### Diseño y principio de medición de la herramienta UBI

De acuerdo con Fuentes (2021), la herramienta UBI presenta un diseño similar a las herramientas acústicas BHTV y CBIL, consiste en un transductor piezoeléctrico ubicado en la parte inferior de la herramienta, un centralizador en la sección media y electrónica junto con dispositivos de orientación en la parte superior, Figura 7.36, sin embargo, la característica distintiva de la herramienta UBI radica en la capacidad de rotación del transductor piezoeléctrico en sentido horario o antihorario, trabajando a frecuencias de 250 [kHz] con un área de investigación de 9 [mm] o trabajando a 500 [kHz] con un área de investigación de 5 [mm]. Esto depende del tipo de lodo de perforación utilizado y de la influencia del entorno del pozo. Otra característica particular de la herramienta UBI, al igual que la CBIL, es que el transductor es desmontable y ofrece diferentes tamaños (8.543 [pg], 6.496 [pg], 4.488 [pg] y 3.543 [pg]) para adaptarse a diferentes tamaños de agujeros, minimizar la atenuación causada por la densidad del lodo de perforación y reducir el ruido generado en las mediciones al tener dimensiones cercanas al tamaño del pozo. Esto reduce significativamente el efecto del espacio de aire entre las herramientas y las formaciones, así como la dispersión que puede

ocurrir al atravesar el lodo (Ricco, 2012).

El principio de medición utilizado por la herramienta UBI es similar al de las herramientas acústicas BHTV y CBIL con la diferencia de que la dirección de rotación del transductor controla su posición, Figura 7.37, cuando el transductor gira en sentido antihorario se obtienen las mediciones estándar de las formaciones, ya que el transductor se encuentra frente a ellas, en cambio, cuando el giro es horario el transductor se posiciona frente a una placa reflectora dentro de la herramienta, lo que permite obtener información sobre las propiedades de los fluidos presentes en el pozo. En ambos casos, se emiten ráfagas de pulsos ultrasónicos de alta frecuencia que viajan y rebotan en las paredes del agujero y en la placa reflectora, y luego regresan al transductor, que ahora actúa como receptor de las señales (Ricco, 2012; Fuentes, 2021).

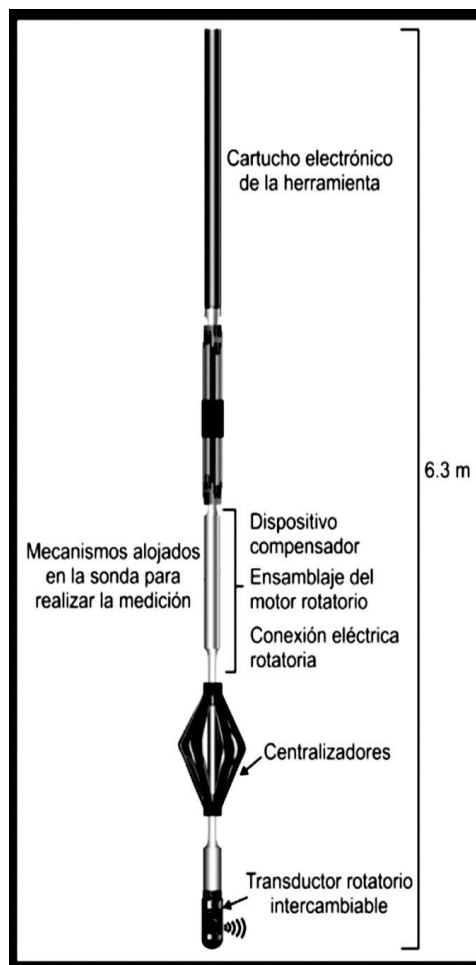
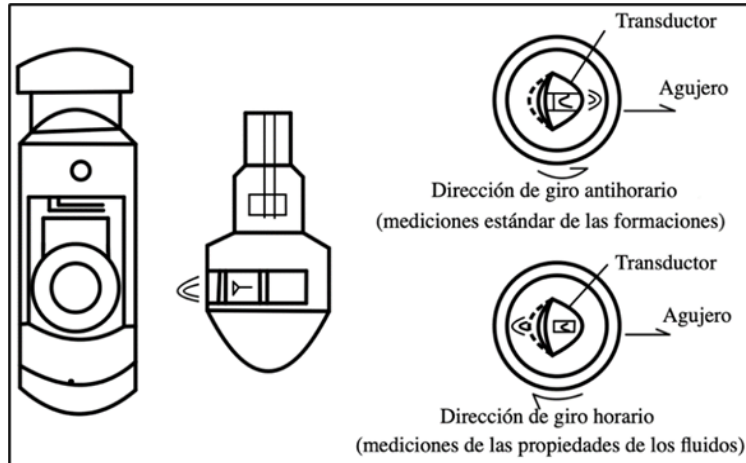


Figura 7.36. Esquema de la herramienta UBI patentada por la compañía Schlumberger (Modificado de Ricco, 2012).





**Figura 7.37.** Esquema de la herramienta UBI y principio de medición del transductor con el cual trabaja la herramienta dependiente del sentido de rotación (Modificado de Ricco, 2012).

El tiempo de tránsito y la amplitud reflejada de las señales provenientes de las formaciones son medidas para generar las imágenes acústicas en escalas de colores. La resolución de estas imágenes dependerá del tipo de lodo utilizado en la perforación, las condiciones del agujero y la frecuencia de trabajo de la herramienta. Al emplear altas frecuencias de 500 [kHz] se obtendrán imágenes con una resolución significativamente mejor, por otro lado, el uso de frecuencias bajas de 250 [kHz] puede generar mediciones aceptables, especialmente cuando se emplean lodos de perforación muy densos que dispersan considerablemente la señal en el lodo (Ricco, 2012; Fuentes, 2021).

### **Factores que afectan las mediciones en la UBI**

Los factores que afectan a la herramienta UBI son análogos a los que impactan a otras herramientas acústicas previamente mencionadas, como la BHTV, CBIL y CAST. Por ende, resulta fundamental considerar estas condiciones al llevar a cabo los registros, a fin de garantizar la calidad de las imágenes y tomar decisiones adecuadas basadas en las condiciones del pozo, su geometría, tamaño y velocidad de registro. Es necesario recordar que el objetivo principal es obtener imágenes nítidas y precisas de las formaciones (Ricco, 2012).

## **Aplicaciones de la herramienta UBI**

La herramienta UBI fue desarrollada originalmente como una variante de la herramienta USI (Ultrasonic Imaging Tool) con el propósito de obtener imágenes acústicas de alta resolución en lodos a base de aceite, también se buscaba ofrecer una alternativa a las herramientas de imágenes microeléctricas (FMI y OBMI). Con la UBI es posible obtener imágenes de calidad que facilitan el análisis de los echados y azimuts de las capas, la investigación de fracturamientos, la detección de ovalizaciones en los pozos, así como proporcionar información relevante sobre cambios litológicos, contactos entre capas y características sedimentarias y texturales de las formaciones.

Según Fuentes (2021), el enfoque principal de las herramientas de imágenes acústicas, incluyendo la UBI, se centra en la evaluación de fracturas, tanto en la industria petrolera, como en la geotermia e hidrogeología. Estas herramientas tienen la ventaja de poder identificar el tipo de fractura presente en las formaciones, su orientación, tamaño y si están abiertas, cerradas o mineralizadas. Esta capacidad resulta de gran utilidad para la toma de decisiones en diversos campos de la industria y la investigación geológica.

La experiencia acumulada en el campo ha permitido reconocer nuevas aplicaciones para la herramienta UBI. Entre ellas se destaca la capacidad de realizar análisis de esfuerzos de los pozos y la observación de posibles problemas de estabilidad. Mediante el análisis de las imágenes acústicas proporcionadas por la UBI es posible identificar indicios de esfuerzos y determinar la orientación y magnitud de los mismos en las formaciones cercanas al pozo (Fuentes, 2021).

Estos análisis son fundamentales para evaluar la estabilidad del pozo y prevenir problemas potenciales, como atascamientos en el acoplamiento de las tuberías durante la perforación o revestimiento de las secciones del pozo. La información obtenida permite tomar decisiones informadas sobre el diseño y la ejecución de las operaciones de perforación y terminación del pozo, mejorando así la eficiencia y seguridad en la exploración y producción de hidrocarburos y otros recursos geológicos. Estas nuevas aplicaciones han ampliado significativamente el alcance y la utilidad de la herramienta UBI en la industria de petróleo y gas, así como en otras áreas geológicas y geotécnicas (Ricco, 2012).

## **Ejemplo de aplicación**

***Tomado de: Caracterización del Esfuerzo y Evolución Temporal de falla en pozo del Proyecto Geotérmico de Rittershoffen (Azzola, 2019).***

En el proyecto geotérmico de Rittershoffen (Francia), la herramienta UBI se utilizó para caracterizar el estado de esfuerzos in situ mediante el análisis de los datos adquiridos en diferentes momentos clave del desarrollo del yacimiento.

En la fosa del Alto Rin, varios proyectos basados en la tecnología del Enhanced Geothermal System (EGS, por sus siglas en inglés) explotan yacimientos geotérmicos locales profundos y fracturados. El principio subyacente de esta tecnología consiste en aumentar el rendimiento hidráulico de las fracturas naturales mediante diferentes métodos de estimulación con el fin de circular la salmuera natural a tasas de flujo comercialmente viables. Para este propósito, el conocimiento del estado de esfuerzo in situ es de importancia central para predecir la respuesta de la masa de roca a los diferentes programas de estimulación (Azzola, 2019).

A partir del conjunto de datos obtenido de dos pozos profundos en el sitio geotérmico, el estudio se centró en analizar la geometría de las fracturas inducidas por la perforación. Con ello se determinó que se observaba un cambio en el régimen de esfuerzo de deslizamiento lateral a falla normal, similar a lo que ocurre en sitios cercanos a los pozos. Los datos a lo largo del tiempo permiten examinar la evolución de las estructuras dos años después de la perforación. El análisis de imágenes UBI muestra que las fracturas se extienden a lo largo del pozo con el tiempo y se ensanchan, pero no profundizan, mientras que el ensanchamiento se debe a la variación de temperatura en el pozo.

## **Herramientas acústicas para evaluación de la cementación: Herramienta USI (Ultrasonic Imaging Tool)**

Así como hay herramientas acústicas de imágenes que se enfocan en visualizar fracturas, ovalizaciones de pozos y rasgos texturales, también existen herramientas ultrasónicas especializadas en la evaluación de la cementación y el monitoreo de la corrosión en pozos revestidos con tuberías de acero. Una de estas herramientas es la USI de Schlumberger que

utiliza un transductor rotatorio planar para emitir ondas ultrasónicas perpendiculares a la pared de la tubería.

La USI puede ajustar las frecuencias entre 250 y 700 [kHz] sobre un área de 3 [cm]. La alta energía emitida permite obtener reflexiones no solo de la tubería con el lodo de perforación, sino también de las interfaces tubería/cemento y cemento/formación (la tercera fase). De esta manera, se analiza el tren de ondas reflejadas de cada fase. El efecto se logra generando una resonancia en la tubería de revestimiento a una frecuencia determinada por su espesor de ésta. La amplitud decae según las impedancias acústicas de los medios a ambos lados de la tubería, lo que indica la calidad de la adherencia del cemento en la interfase y el espesor de la tubería para labores de inspección (Fuentes, 2021).

Según Ricco (2012), gracias al acople del transductor al motor rotatorio, se obtiene un escaneo completo de 360° de toda la tubería de revestimiento, luego, la impedancia acústica del cemento se clasifica como gas, líquido o cemento, según los umbrales fijados para los límites de impedancia acústica entre estos materiales, Figura 7.38.

Para el monitoreo de la corrosión en las tuberías de revestimiento se emplean frecuencias extremadamente altas, alcanzando varios [MHz], y áreas de monitoreo de aproximadamente 3 [mm]. Esta configuración permite detectar fuentes de corrosión y evaluar la calidad de la adherencia del cemento tanto en el exterior como en el interior de las tuberías. No obstante, es importante mencionar que estas herramientas de generación de imágenes ultrasónicas, al igual que las mencionadas previamente, que se basan en la técnica de ecos de pulsos, presentan limitaciones cuando se utilizan con lodos altamente atenuantes, es decir, lodos muy densos. En tales casos, la baja relación señal/ruido reduce la capacidad de sondeo radial, y la herramienta solo podrá inspeccionar la región del cemento adyacente a la tubería de revestimiento (Ricco, 2012; Fuentes, 2021).

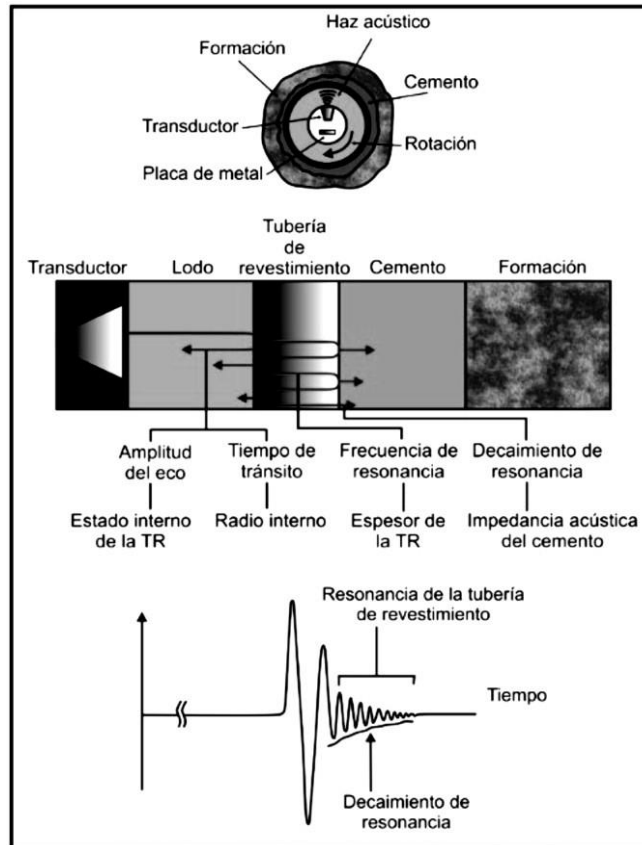


Figura 7.38. Esquema con los fundamentos del principio de medición con el cual opera la herramienta USI. Un transductor de la herramienta envía un haz ligeramente divergente hacia la tubería de revestimiento para crear en dicha tubería un modo de resonancia que dependerá de su espesor (Modificado de Ricco, 2012).

Debido al alto contraste de impedancias acústicas entre el acero de la tubería y los materiales adyacentes, como el lodo dentro de la tubería y el cemento, las señales se desvanecen rápidamente y los ecos generados por los contrastes acústicos de la tubería son difíciles de detectar, a menos que la herramienta esté muy cerca de la tubería y de superficies intensamente reflectoras. Para superar estas limitaciones y adaptarse a las condiciones del pozo, es posible utilizar simultáneamente una herramienta CBL-VDL (Cement Bond Log - Variable Density Log) y un mapa de cementación en una sola corrida. Además, es importante destacar que la impedancia acústica entre el lodo y el cemento debe ser mayor a 0.5 [mRayl] para que la técnica de eco de pulsos pueda distinguir claramente estas interfaces (Fuentes, 2021).

La herramienta USI es capaz de evaluar la tubería de revestimiento a una velocidad de 7.5 revoluciones por segundo, lo que permite generar entre 36 y 72 formas de onda independientes en cada profundidad. Estas formas de onda son procesadas para obtener

información importante, como el espesor de la tubería de revestimiento, su radio interno y la suavidad de la pared interna a partir del eco inicial. Además, se genera una imagen azimutal de la impedancia acústica del cemento mediante el análisis del decaimiento de la resonancia de la señal. La calidad de la adherencia entre el cemento y la tubería de revestimiento se refleja en la señal como un decaimiento rápido de la resonancia, por otro lado, en casos donde la tubería no presenta una buena adherencia, la resonancia se prolonga en el tiempo (genera ecos durante más tiempo) (Ricco, 2012; Fuentes, 2021).

### **Herramientas acústicas de evaluación de la cementación (USI, CBL-VDL)**

Los registros de evolución de la adherencia del cemento (CBL) y los registros de densidad variable (VDL) han sido ampliamente utilizados durante muchos años para evaluar la calidad de los trabajos de cementación, Figura 7.39. Estos registros se obtienen mediante una herramienta de adquisición de registros sínicos que consta de un transductor monopolar y dos receptores colocados a una distancia de 3 y 5 [ft] del transductor.

El principio de funcionamiento de esta herramienta se basa en medir la amplitud de una señal sónica emitida por el transductor. El transductor emite una onda acústica a una frecuencia relativamente baja (entre 10 y 20 [kHz]), la cual induce una vibración longitudinal en la tubería de revestimiento. Esta onda viaja a través de una sección de la tubería y luego regresa hacia los receptores. La amplitud registrada del primer pico positivo, “E1”, de la forma de onda recibida a 3 [ft] y la forma de onda completa recibida a 5 [ft] representan los valores promedio a lo largo de toda la circunferencia de la tubería de revestimiento. Es importante tener en cuenta que estos registros pueden estar influenciados por varios factores, como la calibración de la herramienta, la atenuación del lodo, el diámetro y espesor de la tubería, la presión y temperatura del pozo, entre otros (Schlumberger, 2008).

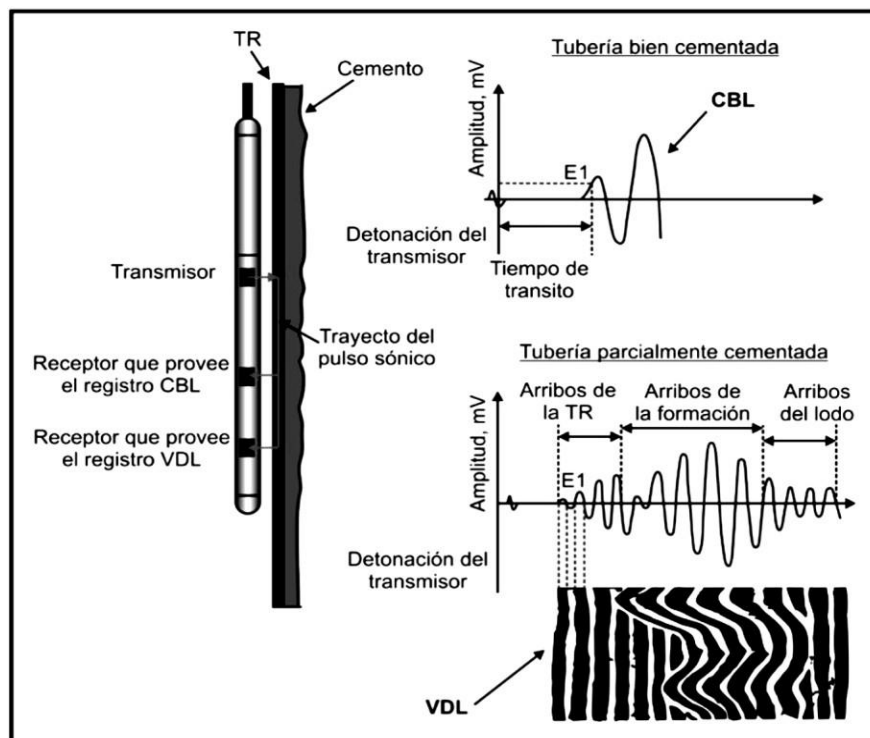


Figura 7.39. Esquema de las herramientas de adquisición de registros sísmicos. Se muestra de los registros de evaluación de adherencia del cemento (CBL) y los registros de densidad variable (VDL) la manera en que se obtiene la información sobre los trabajos de cementación (Modificado de Schlumberger, 2008).

En una tubería de revestimiento bien cementada se observará un incremento considerable en la atenuación de la señal sísmica y en la amplitud o nivel de “E1” en el registro CBL, por otro lado, en una tubería mal cementada o libre, los arribos de la tubería de revestimiento serán mucho más intensos. En casos comunes donde la tubería de revestimiento está parcialmente cementada pueden presentarse arribos de la tubería de revestimiento, la formación y el lodo, lo que indica la presencia de un microespacio anular en la interfaz entre la tubería y el cemento.

Es en este punto donde el registro VDL proporcionará la visualización de los arribos del tren de ondas que se propaguen en la tubería como ondas extensionales y en la formación como ondas refractadas. Estos arribos se mostrarán como franjas claras y oscuras en el registro, y el contraste dependerá de la amplitud de los picos positivos. En el registro VDL se podrán identificar claramente las diferentes partes de un tren de ondas completo y los arribos provenientes de la tubería de revestimiento se observarán como franjas regulares en comparación con los arribos de las formaciones y el lodo de perforación, los cuales se verán

más sinuosos en los registros (Schlumberger, 2008).

Los registros CBL-VDL, “Figura 7.40” pueden presentar distintas respuestas dependiendo de las condiciones y la calidad de los trabajos de cementación en los pozos. Sus principales aplicaciones se centran en verificar la adherencia del cemento entre las tuberías de revestimiento y las formaciones, así como detectar zonas fracturadas en agujeros descubiertos. A continuación, se describen las interpretaciones más comunes de estos registros:

- **Mal cementado:** En el registro CBL, se observarán altas amplitudes de la onda “E1” y un incremento en el tiempo de tránsito “ $\Delta t$ ”. En el registro VDL, al predominar las señales de la tubería, se generarán franjas regulares y bien contrastadas. Los coples de las tuberías pueden introducir alteraciones en la trayectoria de las ondas acústicas, lo que se reflejará en el CBL con un aumento en el tiempo de tránsito y una disminución en la amplitud, y en el VDL se observarán patrones chevron.
- **Buena adherencia y acoplamiento:** En el CBL, se observará una amplitud baja de “E1” y el tiempo de tránsito puede sufrir alargamientos o saltos de ciclo. En el VDL las señales de la tubería serán débiles y los arribos de la formación serán fuertes, siempre y cuando la atenuación en la formación no sea muy alta.
- **Buena adherencia y mal acoplamiento:** En este caso, el cemento debilitará o atenuará la energía acústica emitida, lo que se reflejará en el CBL con amplitudes bajas de “E1”. En el VDL, no se observarán con claridad los arribos de la formación.
- **Canalizaciones y microánulos:** Las canalizaciones son espacios vacíos entre la tubería y el cemento en una tubería bien cementada, mientras que el microánulo es cuando el cemento no rodea completamente la tubería. En el CBL se observarán amplitudes moderadas de “E1” y un tiempo de tránsito constante. En el VDL se verán arribos moderados tanto de la tubería como de la formación (Rasso, 2000).

La herramienta acústica más moderna y sofisticada patentada por Schlumberger para la evaluación de la cementación es la "Isolation Scanner". Esta herramienta combina dos técnicas de medición: la técnica de ecos de pulsos y la generación de imágenes ultrasónicas.



El principio de medición se basa en el uso de un transductor acústico y un receptor perpendicular a la tubería, junto con un transmisor y dos receptores oblicuos.

El "Isolation Scanner" utiliza la técnica de "pitch-catch", en la cual se generan y detectan ondas acústicas oblicuas en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación. El procesamiento de las señales resultantes proporciona información detallada sobre la naturaleza y velocidad acústica del material que rellena el espacio anular, la posición exacta de la tubería de revestimiento en el pozo y su geometría. Esta herramienta permite obtener imágenes más efectivas del relleno del espacio anular, lo que facilita una evaluación más precisa de la calidad de la cementación y la detección de problemas como canalizaciones o microánulos. Con esta información se pueden tomar decisiones más informadas sobre las operaciones de cementación y la integridad del pozo (Schlumberger, 2008).

### **Presentación de los registros acústicos de imágenes**

La representación de los registros acústicos se realiza de manera similar a las imágenes obtenidas de los registros eléctricos de imágenes con un plano horizontal que muestra las formaciones como si fueran un cilindro de revolución desenrollado y un plano vertical que corresponde a la profundidad investigada, Figura 7.41. Los colores utilizados en los registros acústicos son los mismos que los registros eléctricos, con tonos más claros donde las reflexiones tienen mayores amplitudes y radios pequeños, y tonos más oscuros donde las amplitudes son bajas debido a ovalizaciones del agujero, rugosidades, fracturas, fallas, entre otros.

Estas imágenes acústicas son valiosas para identificar detalles estructurales como fracturas, planos de debilidad, roturas y rugosidades, lo que permite a los geólogos tomar decisiones informadas durante la perforación del pozo y prevenir el colapso del mismo al bajar una tubería de revestimiento, Figura 7.42. La información proporcionada por herramientas acústicas en pozos abiertos como la UBI, CAST, CBIL y BHTV es comparable y correlacionable con las imágenes obtenidas por herramientas eléctricas como la FMS, FMI y ARI, brindando mayor certidumbre en las interpretaciones y seguridad en las decisiones tomadas (Schlumberger, 2001).

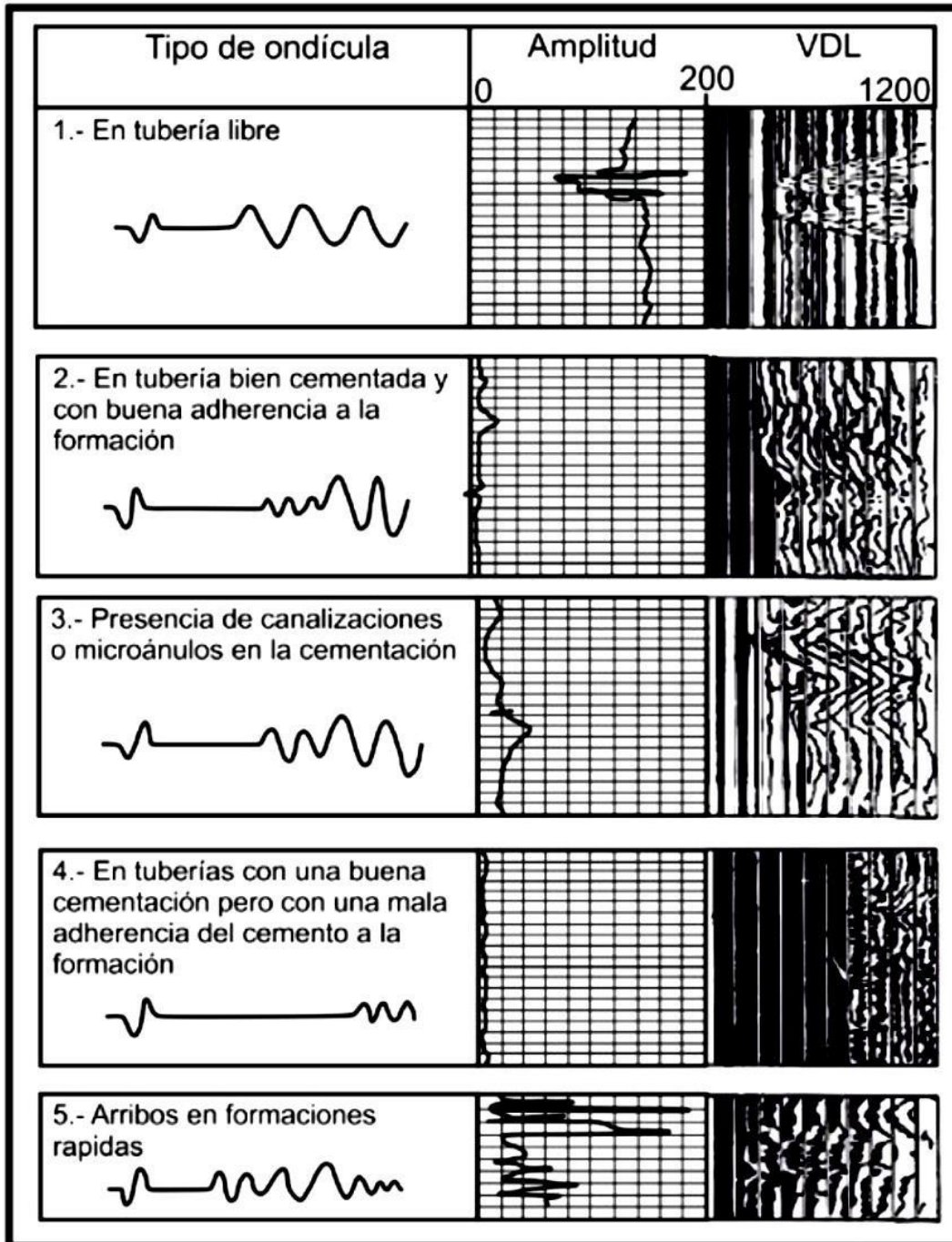


Figura 7.40. Esquema de la respuesta típica de los registros CBL-VDL en diferentes condiciones de cementación en pozos petroleros (Modificado de Rasso, 2000).

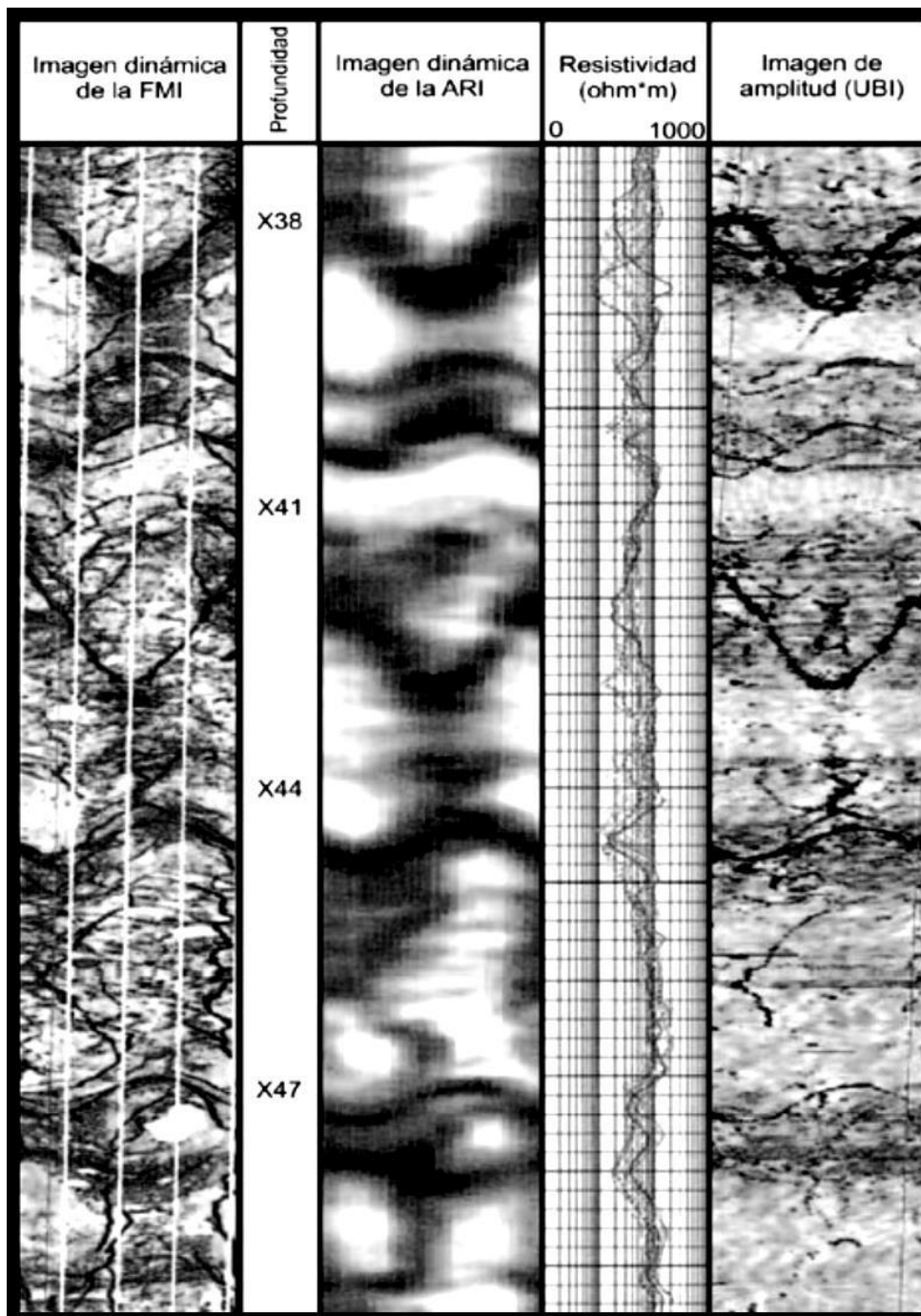


Figura 7.41. Comparación de imágenes eléctricas y acústicas obtenidas mediante las herramientas FMI, ARI y USI. En las imágenes eléctricas de la FMI se detallan con mayor claridad los fracturamientos presentes en la formación, sin embargo, en las imágenes de la ARI solo se visualizan de manera general los rasgos más sobresalientes de los fracturamientos con una resolución limitada, por otro lado, las imágenes acústicas de la USI muestran únicamente los detalles más notorios capturados por la FMI y la ARI, pero no detecta algunos fracturamientos visibles en la FMI. Esta discrepancia podría deberse a que las rugosidades de dichas fracturas no son lo suficientemente altas para ser detectadas por la USI ni lo suficientemente profundas para ser visibles por la ARI. Es posible que estas fracturas sean inducidas por el lodo de perforación (Modificado de Schlumberger, 2001).

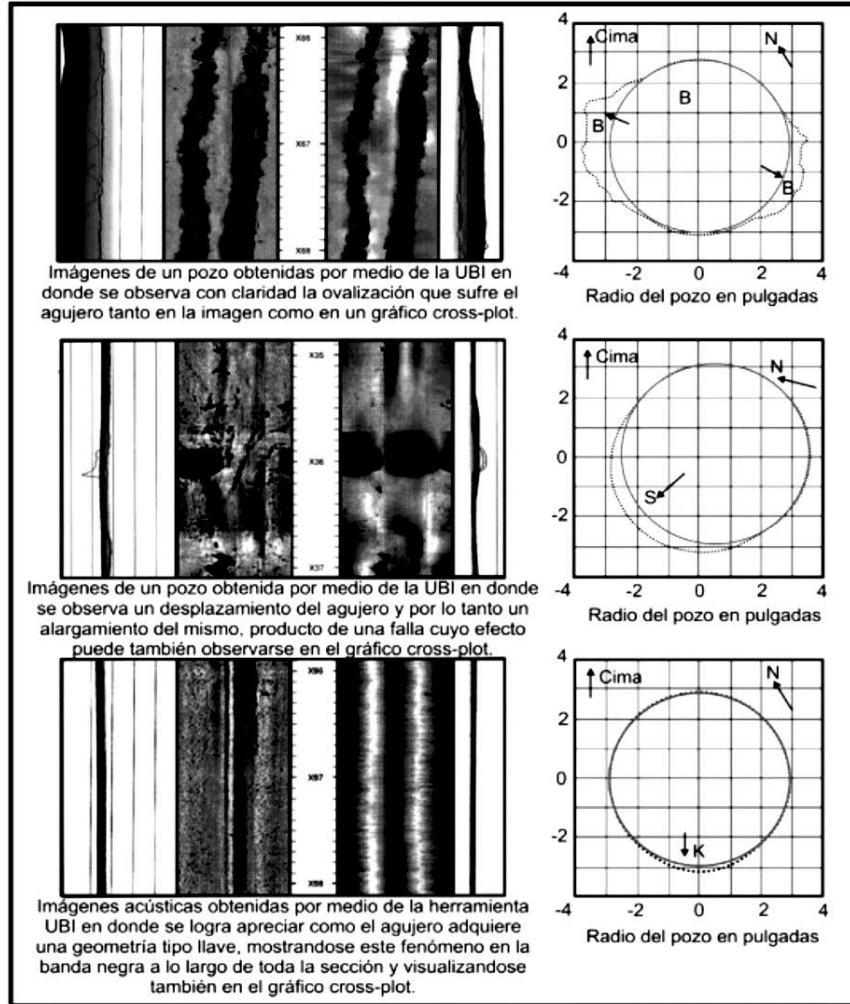


Figura 7.42. Representación de los fenómenos comunes que se presentan en algunas perforaciones y que pueden ser detectables utilizando las herramientas acústicas de imágenes (Modificado de Schlumberger, 2001).

## Aplicaciones

A continuación, según Schlumberger (2001), se describen las principales aplicaciones de los registros acústicos, especialmente cuando se toman en pozos descubiertos (sin tubería de revestimiento), y sus aplicaciones estructurales:

- Cálculo del echado estructural de las formaciones: Las herramientas de imágenes acústicas pueden proporcionar el echado y el azimut a partir de las sinuosidades en las imágenes, filtrando la señal y generando la imagen en las estaciones de trabajo. Estos datos estructurales son menos afectados por las condiciones del pozo y resultan efectivos para determinar la orientación de las formaciones.

- **Identificación de fracturas:** La detección de fracturas es la aplicación primordial de los registros acústicos en industrias petroleras, hidrogeología, geotermia, minería, entre otras. Estos registros permiten identificar el tipo de fractura, su orientación y si está rellena, cementada o mineralizada, así como su tamaño. La diferenciación entre fracturas naturales y fracturamientos inducidos por los fluidos de perforación es importante y las fracturas inducidas suelen clasificarse como extensionales y no mineralizadas.
- **Análisis de las condiciones del pozo:** El tiempo de tránsito y los cambios en la amplitud reflejada en las imágenes acústicas proporcionan una alta resolución para identificar variaciones en la perforación. Se pueden detectar alargamientos, ovalizaciones y desviaciones causadas por fallas que se activan con el lodo de perforación o anisotropías en las propiedades de las rocas.
- **Análisis estratigráficos:** Las herramientas acústicas de imágenes son menos comunes para análisis estratigráficos debido a que se requieren grandes contrastes en la impedancia acústica, que no son comunes en los rasgos litológicos, sin embargo, en pozos homogéneos con notables cambios litológicos y bajo lodo de perforación de baja densidad y base agua se pueden obtener imágenes de buena calidad para identificar intercalaciones entre capas.

En resumen, los registros acústicos son herramientas valiosas para visualizar fracturas, cambios en el agujero y análisis estructurales en pozos descubiertos, brindando información clave para la toma de decisiones y garantizando una mayor seguridad en las operaciones (Fuentes, 2021).

### **Comparación de resultados obtenidos por medio de las herramientas de imágenes eléctricas y las herramientas de imágenes acústicas**

Según Fuentes (2021), la comparación entre las imágenes obtenidas mediante herramientas eléctricas y las adquiridas mediante herramientas acústicas (sónicas y ultrasónicas) es común, y existen dos diferencias significativas que permiten distinguirlas claramente:

- Compatibilidad con diferentes lodos de perforación: No todas las herramientas de imágenes eléctricas pueden operar en cualquier tipo de lodo de perforación, lo que limita su uso en ciertas condiciones. En contraste, las herramientas acústicas tienen la ventaja de ser compatibles con diversos tipos de lodos, lo que les permite funcionar de manera efectiva en diferentes entornos de perforación.
- Cobertura total del agujero: Las herramientas acústicas logran obtener una cobertura del 100% de toda la longitud del agujero, lo que significa que pueden generar imágenes de todo el pozo de forma continua. En cambio, las herramientas eléctricas, en el mejor de los casos, solo logran una cobertura del 90%, lo que implica que existen áreas del pozo que no pueden ser visualizadas con estas herramientas.

Las imágenes acústicas son especialmente útiles en diferentes aplicaciones, destacando principalmente la identificación de fracturamientos, la detección de cambios y variaciones en las condiciones del pozo (ovalizaciones, alargamientos, desplazamientos) y para estudios tectónicos, contando con una cobertura completa del pozo (100%), sin embargo, para la identificación de rasgos litológicos y sedimentarios en las formaciones, su resolución suele ser baja o muy pobre, dependiendo principalmente de las condiciones del pozo y del tipo de fluido de perforación utilizado (Schlumberger, 2001).

En contraste, las imágenes eléctricas ofrecen una mejor calidad en áreas donde las imágenes acústicas tienen limitaciones, siendo especialmente útiles para la identificación de rasgos estructurales, análisis de facies, estudios litológicos y rasgos sedimentarios, entre otros. Es importante tener en cuenta que la elección adecuada entre herramientas acústicas y eléctricas dependerá en gran medida de las condiciones específicas del pozo y requerirá la experiencia y juicio del operador de registros para obtener los datos más precisos y relevantes (Ricco, 2012).

### **Servicios de video de pozo**

Según Ricco (2012), los videos de pozo representan una de las técnicas de adquisición de imágenes más antiguas en la industria petrolera. Su desarrollo se inició con la introducción de una cámara fotográfica de 16 [mm] por Birdwell en 1958. A partir de la década de los 60,

se logró obtener imágenes de fondo de pozo mediante cámaras fotográficas y videos en blanco y negro, siendo Shell la primera compañía en llevar a cabo estas operaciones en 1964. Estos avances se debieron a mejoras en la electrónica, transmisión y procesamiento de señales televisivas.

Inicialmente, se enfrentaron limitaciones como la necesidad de lodos translúcidos, la presencia de agua limpia o gas y aire en los pozos, así como cambios en presiones y temperaturas que afectaban la transmisión y la aplicabilidad de la técnica. A pesar de estas dificultades, los videos de pozo fueron comúnmente utilizados en aplicaciones mineras o ambientales donde el lodo utilizado en las perforaciones es principalmente agua. Con el tiempo, su uso en pozos petroleros se ha diversificado, siendo aplicado en la observación de la producción de gotas de hidrocarburos, evaluación de corrosión, inspecciones de fondo de pozo, entre otras (Fuentes, 2021).

Halliburton ha continuado desarrollando y perfeccionando las técnicas de adquisición de videos de fondo de pozo, ofreciendo actualmente este servicio como parte de su línea de “Downhole Services (DHV)”. La herramienta DHV consiste en una cámara de video de 1 11/16 [pg] equipada con una lente especialmente diseñada y recubierta para prevenir el empañamiento u opacidad, incluso en presencia de gas o hidrocarburo condensado en el pozo. La herramienta está conectada a la superficie mediante un cable de fibra óptica de 7/32 [pg] de grosor que aloja anillos colectores y la telemetría de superficie. Una vez que la cámara es bajada a los intervalos de interés, un único conductor eléctrico permite encender y controlar una luz de halógeno de 100 [W] en la cámara, además de controlar la movilidad de la herramienta. Las señales capturadas son enviadas mediante el receptor óptico en superficie a un equipo donde un operador puede monitorear, copiar, grabar o editar el video obtenido durante el proceso (Ricco, 2012).

El servicio de videos de fondo de pozo (DHV) se implementa comúnmente en pozos que ya se encuentran adermados o revestidos con una tubería de acero, y se realiza a temperaturas y presiones máximas de 125[°C] y 69 [MPa]. Es esencial utilizar este servicio en pozos revestidos porque en agujeros descubiertos, donde se emplean lodos a base de agua o aceite, la opacidad de los lodos dificulta la obtención de imágenes claras de las formaciones (Castrejón, 2010).

La calidad y nitidez de las imágenes obtenidas por la DHV dependen en gran medida de la claridad del lodo utilizado en el pozo, por lo tanto, la principal finalidad y utilidad de la DHV es realizar caracterizaciones de los fluidos contenidos en las formaciones durante la etapa de producción, así como llevar a cabo revisiones mecánicas del pozo. Esto permite obtener imágenes nítidas y claras de las condiciones internas del pozo en diversos ambientes, lo que facilita el diagnóstico y prevención de posibles problemas, especialmente durante la etapa de producción. La DHV ofrece imágenes con una calidad de señal hasta un 75% mejor que algunas herramientas operadas por cable, lo que permite una evaluación más precisa de las condiciones internas del pozo (Ricco, 2012).

Según Fuentes (2021), además de las aplicaciones mencionadas previamente, la herramienta DHV en pozos adermados ofrece otras importantes aplicaciones:

- Servicios de "pesca": La DHV permite obtener imágenes detalladas y claras del fondo del pozo, lo que facilita la identificación y recuperación de objetos o herramientas perdidas durante las operaciones de perforación o producción.
- Detección de fugas: La herramienta DHV puede detectar posibles fugas en la tubería de revestimiento o en sus uniones. Estas fugas podrían ser causadas por defectos en el cemento, corrosión u otros factores, y su detección temprana es crucial para prevenir problemas mayores.
- Identificación de corrosión y crecimiento bacteriano: La DHV puede inspeccionar y detectar signos de corrosión en las tuberías de revestimiento. Además, puede identificar la presencia de bacterias que puedan estar creciendo en las tuberías y causando problemas en la producción.
- Examen de las condiciones del agujero: La DHV proporciona una visión completa y detallada de las condiciones internas del pozo en toda su extensión. Esto es especialmente útil para evaluar la integridad de la tubería de revestimiento y para identificar posibles problemas en el pozo.
- Inspección de labores de fondo de pozo: La DHV se utiliza para inspeccionar y evaluar la calidad y el estado de las labores de fondo de pozo, como válvulas, empacadores, y otros componentes, asegurando su correcto funcionamiento y evitando fallos potenciales.



La cámara Hawkeye es una herramienta avanzada utilizada en servicios de DHV, especialmente cuando el tiempo es crítico o cuando los fluidos presentes en el pozo son altamente corrosivos. A diferencia de la cámara tradicional de DHV, Figura 7.43, la Hawkeye puede operar con un solo cable conductor o un cable multiconductor, lo que brinda flexibilidad en su instalación. El sistema de la cámara Hawkeye es similar al de la cámara tradicional, utilizando cables coaxiales de fibra óptica y telemetría de superficie, sin embargo, la diferencia clave es que la cámara Hawkeye es capaz de generar imágenes cada 1.7 [s], lo que permite monitorear en tiempo real las condiciones del pozo con alta frecuencia. Además, gracias a un recubrimiento especial, puede operar en temperaturas de hasta 180 [°C], lo que la hace adecuada para ambientes de alta temperatura en pozos petroleros (Fuentes, 2021).

Hawkeye proporciona imágenes de altas resoluciones, lo que permite una visualización detallada de las condiciones internas del pozo. Además, su capacidad de caracterizar los fluidos de las formaciones en un amplio rango de presiones y en profundidades superiores a los 16 000 [ft], la convierte en una herramienta versátil para diferentes tipos de perforación, incluyendo pozos horizontales, verticales y desviados (Ricco, 2012) (Fuentes, 2021).

Los videos de pozo, además de ser ampliamente utilizados en la industria petrolera, también tienen diversas aplicaciones importantes en campos como la geotecnia, evaluaciones ambientales, investigaciones científicas y la minería, Figura 7.44. Según Castrejón (2010), en agujeros descubiertos, estos videos proporcionan información valiosa para diversas aplicaciones:

- Identificación de fallas y fracturas: Los videos de pozo son una herramienta efectiva para detectar la presencia de fallas y fracturas en las formaciones geológicas. Esta información es esencial para comprender la estructura geológica del área y evaluar su estabilidad.
- Identificación de ovalización y daño en los pozos: Los videos de pozo permiten detectar anomalías en la forma de los pozos, como ovalización o daños causados por diferentes factores. Esta información es crucial para la integridad y seguridad del pozo.

- Detección de zonas productoras de agua en hidrogeología: En estudios hidrogeológicos, los videos de pozo son útiles para identificar zonas con presencia de agua. Esto es fundamental para la gestión y uso sostenible de los recursos hídricos.
- Caracterización de las formaciones: Los videos de pozo proporcionan detalles sobre el tamaño de grano, tipo de porosidad y estratificación de las formaciones geológicas. Esta información es relevante para estudios geológicos y de ingeniería.

En resumen, los videos de pozo son una herramienta versátil y valiosa que ofrece información crucial en diversos campos de la geología y la ingeniería, contribuyendo a un mejor entendimiento y manejo de los recursos naturales y los pozos perforados (Castrejón, 2010).

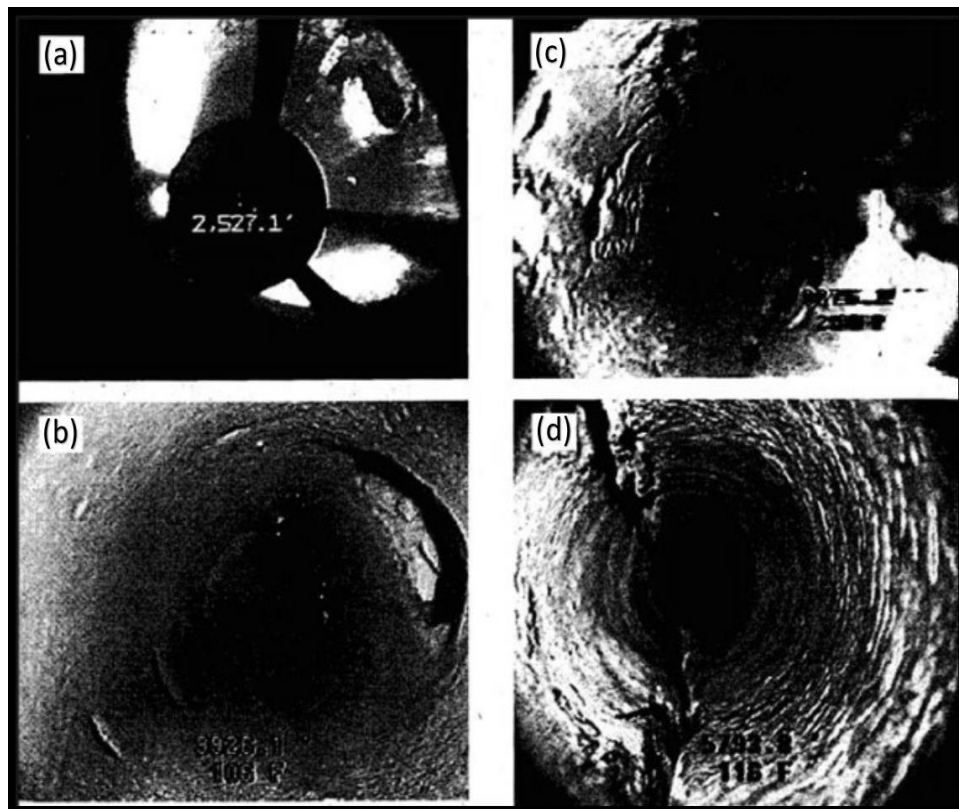


Figura 7.43. Ejemplos de imágenes del interior de un pozo que pueden ser adquiridos por medio del servicio DHV de Halliburton. Estas imágenes detallan las condiciones internas del pozo. En la ilustración observamos cuatro pozos en diferentes condiciones (Modificado de Castrejón, 2010).

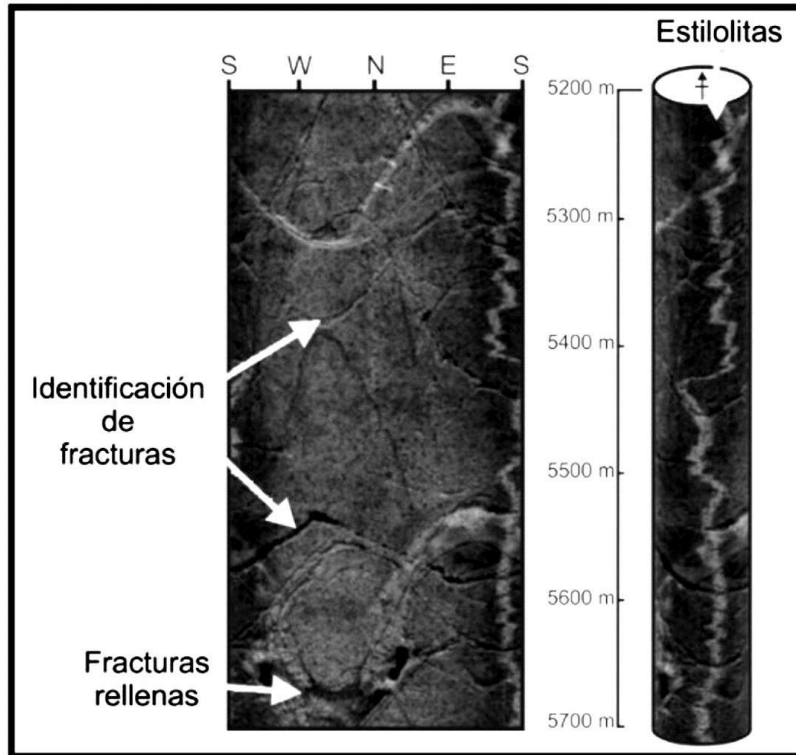


Figura 7.44. Esquema con los rasgos que pueden ser visualizados por medio de la adquisición de videos de pozo (pozos adermados o pozos descubiertos) (Modificado de Castrejón, 2010).

## 7.4. Registros durante la perforación y en tiempo real

Existe un gran número de razones por las cuales las principales empresas petroleras del mundo se dedican a perforar pozos que tengan alguna desviación con respecto a la vertical. Las herramientas LWD, por sus siglas en inglés Logging While Drilling, es una técnica utilizada en la ingeniería de perforación de pozos de petróleo para medir el diámetro de un pozo en tiempo real (Yao, 2017). Su utilidad se basa en realizar perforaciones múltiples desde la superficie para evitar ciertos rasgos geológicos como domos salinos en el subsuelo, o bien para maximizar el área lateral de algún yacimiento realizando perforaciones paralelas a éste (perforaciones horizontales), logrando de esta manera el aumento significativo de las reservas. Debido a estas grandes innovaciones en las tecnologías de perforación es que surgió la tecnología de las herramientas LWD a principios de la década de los 80.

Originalmente la técnica LWD se estableció como un complemento de la tecnología que rige a las herramientas MWD para completar o reemplazar total o parcialmente las operaciones realizadas por los registros convencionales operados por cable (wireline). El uso de las herramientas LWD se da principalmente en agujeros que tienen altos ángulos de desviación, Figura 7.45, o en perforaciones de tipo horizontal donde auxilian en las labores de geodireccionamiento, así como para obtener mediciones de los parámetros de las formaciones en aquellas situaciones donde las herramientas convencionales no lo consiguen.

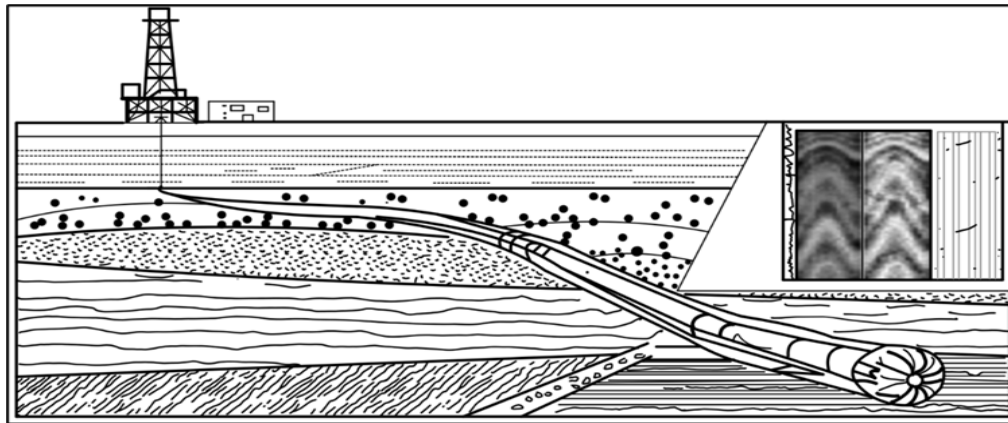


Figura 7.45. Esquema que muestra cómo son realizadas las operaciones llevadas a cabo por las herramientas LWD, y el tipo de información que se puede obtener de ellas (Modificado de Ricco, 2012).

La diferencia fundamental de los registros LWD respecto a los MWD consiste en la obtención de los parámetros que influyen en las condiciones de perforación, tales como la desviación, inclinación y profundidad del agujero con la ventaja de que dicha información es obtenida en tiempo real a medida que se encuentra perforando; mientras que los registros MWD se enfocan en la medición de los parámetros geológicos del fondo de pozo, tales como la resistividad de las formaciones, densidad, factor fotoeléctrico, tiempo de tránsito de las ondas compresionales y rayos gamma de las formaciones, además una gran particularidad de las herramientas LWD consiste en que generalmente estas vienen en familias de tamaños (de 4, 6 y 8 [pg]) permitiendo que sea posible acomodar la tubería junto con las herramientas en los distintos agujeros que se puedan presentar.

El uso de ambas tecnologías es cada vez más frecuente en las labores de perforación para obtener datos confiables de geodireccionamiento, así como en la evaluación de las formaciones en tiempo real. Además, se ha visto en la práctica que la combinación de las

mediciones LWD junto con las mediciones convencionales de aquellas herramientas que son operadas por cable permiten tener una mejor definición de las propiedades petrofísicas de las formaciones (Fuentes, 2021).

### **Principio de medición de los registros LWD**

La técnica de adquisición de herramientas LWD implica la integración de estas en la sarta de perforación, específicamente en los drill-collars utilizados durante la perforación. En otras palabras, las herramientas LWD se componen principalmente de tres elementos esenciales:

- Un sistema de sensores incorporados en las tuberías de perforación, alojados en un mandril dentro de los drill-collars, que permanecen activos en todo momento durante el proceso de perforación.
- Un sistema de transmisión de datos a la superficie que implica la transmisión de información mediante telemetría de pulsos u otras técnicas especializadas, similar a lo que se hace con las herramientas MWD.
- Una interfaz en la superficie que decodifica las mediciones obtenidas por las herramientas en el pozo y las representa en un registro continuo a medida que avanzan las actividades de perforación. Estas mediciones resultantes de las formaciones se obtienen en tiempo real mientras las herramientas aún se encuentran en el agujero, o pueden ser recuperadas y procesadas con mayor precisión en la superficie una vez retirada la cadena de perforación del pozo. De manera similar a las herramientas MWD, las mediciones de las herramientas LWD pueden ser almacenadas en una unidad de memoria ubicada en el cuerpo de la herramienta.

Según Ricco (2012) los registros LWD serán, en algún momento, el reemplazo permanente de los registros convencionales, específicamente para las perforaciones direccionales y horizontales en la industria petrolera. Su interpretación aún se encuentra dominada por problemas referentes a la técnica que se utilice, así como también a la herramienta involucrada en las mediciones.

Los tipos de registros que se obtendrán al final del procesado utilizando las herramientas LWD, son muy similares a los registros de pozo convencionales de las mismas categorías, sin embargo, no son idénticos. Un registro LWD de rayos gamma es comparable con un registro de rayos gamma obtenido con una herramienta convencional operada por cable, así como un registro eléctrico obtenido con una herramienta LWD es muy similar a un registro de resistividad somero. En general, las mediciones LWD son casi tan precisas como las herramientas convencionales y se pueden interpretar de la misma manera, tomando en cuenta que las características de las lecturas y los problemas en la calidad de la respuesta de estos son diferentes comparados con los registros adquiridos en pozos descubiertos.

Algunas de las principales mediciones realizadas por este tipo de herramientas son la obtención de un registro de rayos gamma, resistividad, porosidad-densidad y porosidad-neutrón, cáliper ultrasónico, mediciones sónicas, imágenes LWD, mediciones de resonancia magnética nuclear, etc. así como también mediciones continuas referentes a la inclinación y desviación del agujero. (Fuentes, 2021)

### **Diseño de las herramientas LWD**

El diseño de las herramientas LWD es el mismo que tienen las herramientas MWD. En las herramientas LWD las mediciones de los parámetros físicos de las formaciones se obtienen por medio de las sondas que se encuentran incorporadas a la tubería de perforación justo en los drill-collar del arreglo, la cual es la parte del sistema de perforación rotatoria que le brinda estabilidad y rigidez a los componentes que se encuentran debajo de éstos (la barrena comúnmente). Las combinaciones básicas que se pueden realizar son comercializadas bajo diferentes nombres dependiendo de la compañía de servicios que esté trabajando en el pozo. La compañía Schlumberger maneja principalmente el sistema Scope o Vision, Halliburton el sistema Insite, y Baker Hughes el sistema Trak (Ricco, 2012).

### **Mediciones de resistividad durante la perforación**

Las primeras mediciones de resistividad realizadas por herramientas eléctricas utilizando la tecnología de las herramientas LWD, se hicieron utilizando un arreglo tipo normal corto (short normal), cuyos electrodos (de emisión y de retorno de corriente) se encontraban acoplados en un recubrimiento aislante montado en el drill collar del arreglo de la sarta de

perforación, y se medía la corriente y la caída de voltaje en los dos electrodos del arreglo mediante la ley de Ohm. Años más tarde, estas mediciones se mejoraron al acoplar ahora un arreglo de dos electrodos de guarda y un electrodo central de corriente dentro de un arreglo tipo Laterolog 3 (“LL3”) en una nueva herramienta denominada herramienta de resistividad de corriente enfocada o FCR (Focused Current Resistivity). Los electrodos al igual que en el arreglo normal se encontraban alojados dentro de un recubrimiento aislante de tal manera que se permitía que las corrientes de medición fuesen enfocadas a las formaciones para la medición de la resistividad verdadera ( $R_t$ ).

Sin embargo, el gran avance que se dio para la aplicación de las herramientas de resistividad en las tecnologías de las herramientas LWD se basó en una herramienta de resistividad dual propuesta por Arp en el año de 1976. Esta herramienta se basaba en la implementación de bobinas toroidales transmisoras y receptoras para la medición de resistividades laterales enfocadas, y una medición de resistividad por medio de la barrena. El proceso era llevado a cabo por medio de una bobina transmisora toroidal y dos bobinas receptoras toroidales separadas una de la otra 6 [pg] que se encargaban de medir la corriente axial que fluía por debajo del drill collar, ya que la diferencia generada en las corrientes axiales era igual a la corriente radial que fluía hacia el exterior del drill collar medida entre los dos receptores toroidales. Este método se utilizaba para calcular la resistividad lateral en la herramienta mientras que la resistividad en la barrena se derivaba de la corriente medida por el transmisor más próximo a la barrena. Con este tipo de información es posible, por ejemplo, direccionar las perforaciones en pozo de altos ángulos, o bien, detener la perforación una vez que se esté penetrando en el reservorio.

De cualquier modo, hoy en día, las herramientas de resistividad más utilizadas con la tecnología de los registros LWD son de dos tipos: las herramientas de resistividad por propagación de onda electromagnética y las herramientas de resistividad tipo laterolog. Estas herramientas permiten la evaluación cuantitativa de las propiedades resistivas de la formación y de los fluidos que contiene, y adicionalmente la determinación de la resistividad verdadera de la formación. La técnica de propagación por onda electromagnética se aplica en un rango de 0.5 a 4 [MHz], y en el pasado se ha aplicado en número limitado de herramientas a cable.

Estas herramientas fueron los primeros desarrollos que se tuvieron de herramientas eléctricas dentro de las nuevas tecnologías LWD, sin embargo, actualmente se ha avanzado tanto con la tecnología y los métodos de transmisión de datos, que incluso ya es posible obtener imágenes eléctricas de fondo de pozo en tiempo real por medio de algunas herramientas eléctricas del mismo modo en que estas son obtenidas por las herramientas de imágenes eléctricas operadas por cable como la FMS y la FMI. En la actualidad son dos las principales herramientas eléctricas de imágenes LWD las que permiten obtener mediciones de resistividad enfocadas, así como también mediciones azimutales a distintas profundidades de investigación (Fuentes, 2021).

### **Herramienta de resistividad de propagación de onda electromagnética**

En la actualidad, una de las más usadas dentro de la tecnología LWD es la herramienta de resistividad de onda electromagnética o EWR por sus siglas en inglés (Electromagnetic Wave Resistivity). Al utilizar la técnica de propagación de onda electromagnética, se busca que la herramienta trabaje bien en cualquier tipo de lodo, que tenga una buena resolución de capa, que pueda ser construida en un collar de acero y requiera menos material conductor que una herramienta normal o una laterolog, así como también que las respuestas puedan ser repetibles, predecibles y además correlacionables con los registros de resistividad operados por cable (Ricco, 2012).

Según Fuentes Existen varias herramientas comerciales de EWR disponibles en el mercado, incluyendo aquellas desarrolladas por Advanced Products and Systems (APS), Baker Hughes, General Electric (GE), Halliburton, PathFinder y Schlumberger (Zhao, 2019). Estas herramientas operan a múltiples frecuencias y proporcionan mediciones de resistividad derivadas de cambios de fase completamente compensados y resistividad derivada de atenuación (Bittar, 2003).

Esta herramienta, en su versión inicial, consiste en dos antenas o bobinas transmisoras y una bobina receptora alojadas dentro de la superficie externa del drill collar de perforación. La bobina receptora opera comúnmente a una frecuencia de 2 [MHz] y de lo que se encarga es de medir las diferencias de fase y relaciones de amplitudes de las ondas electromagnéticas generadas, las cuales se miden en las bobinas receptoras y se convierten posteriormente a resistividad aparente (Ricco, 2012).



Inicialmente el espaciamiento entre las bobinas receptoras es de 6 [pg] y el espaciamiento entre la bobina transmisora y la bobina receptora más cercana es de 24 [pg]. El espaciamiento entre las bobinas receptoras genera una diferencia de fase cercana a los  $90^\circ$  con respecto a la frecuencia de operación seleccionada, lo que influye en el diseño del amplificador de la señal y la exactitud de la medida, mientras que el espaciamiento entre la bobina transmisora y la bobina receptora, a mayor distancia, se alcanza una mayor eficiencia de transmisión de las antenas y, además es la mayor distancia a la cual se obtiene una medida confiable de la herramienta (Fuentes, 2021).

Un diseño posterior de este tipo de herramienta incluye un sensor con cuatro bobinas transmisoras y dos bobinas receptoras que miden diferencias de fase y relaciones de amplitudes de las ondas electromagnéticas generadas, y se encuentran alojados dentro de la superficie externa del drill collar. La distancia entre las bobinas receptoras es de 6 [pg], mientras que las bobinas transmisoras están espaciadas a 6, 12, 24 y 36 [pg] desde la antena receptora más cercana. Estos espaciamientos en las bobinas generan cuatro mediciones de resistividad aparente referidas como: extra-somera, somera, media y profunda. Las medidas extra somera, somera y media se obtienen al operar el par de bobinas receptoras a una frecuencia de 2 [MHz], mientras que las medidas profundas se realizan al operar el par de bobinas a una frecuencia de 1 [MHz].

Se puede brindar una mejor descripción de la forma en que opera la herramienta EWR, si se entiende desde el punto de vista de la propagación de la onda electromagnética. La onda electromagnética se origina por la corriente producida en la bobina o antena transmisora y se propaga en la formación en todas las direcciones desde la fuente, induciendo voltajes en las bobinas transmisoras. El voltaje en cada antena receptora es una función de la conductividad, la constante dieléctrica y la permeabilidad magnética de la formación circundante. La relación de las amplitudes de estos voltajes y la diferencia de sus fases se utilizan para calcular la conductividad de la formación y por lo tanto la resistividad de la formación. La tasa de atenuación y la tasa de desfase de la onda están determinadas por las conductividades de la formación y en menor grado por el fluido del pozo. Se puede decir que los registros de resistividad de propagación electromagnética se derivan de las diferencias de fase y la relación de amplitud de los voltajes inducidos causada por la propagación de estas ondas, y de una combinación de fase/amplitud calculada a través de transformadas no lineales basadas en una formación homogénea e isotrópica (Fuentes, 2021).

De este modo, tenemos que algunas de las innovaciones y aplicaciones más sobresalientes de las herramientas de propagación electromagnética son las siguientes:

- El uso de medidas de resistividad de múltiples profundidades de investigación con características de respuestas similares provee la habilidad de desarrollar perfiles de invasión y determinar la resistividad verdadera ( $R_t$ ), la resistividad de la zona lavada ( $R_{xo}$ ) y el diámetro de invasión ( $d_i$ ).
- La buena resolución vertical de las herramientas de propagación de onda electromagnética en comparación con los sensores de las herramientas convencionales a cable permite la medición directa de la resistividad verdadera en capas delgadas y en pozos desviados.
- Los espaciamientos de las bobinas transmisoras y receptoras se seleccionan de tal manera que es posible obtener una lectura directa de la resistividad verdadera de la formación ( $R_t$ ), y al mismo tiempo se puede obtener alguna indicación de invasión por filtrado de lodo.
- Se ha demostrado que la profundidad de investigación de la herramienta es comparable, en teoría, a la del registro de inducción medio, pero frecuentemente produce un registro similar al registro de inducción profundo debido a que en el momento en que se realiza la medición, la invasión del filtrado de lodo aún no se ha desarrollado con totalidad en las formaciones, aunque la profundidad de invasión de un tiempo de exposición dado depende de: la presión diferencial, las propiedades del lodo, la permeabilidad de la formación y su contenido de fluidos y la interacción tubería de perforación/pozo.

## **Herramientas eléctricas de imágenes LWD (RAB, Resistivity At The Bit)**

La técnica de adquisición de imágenes por medio de herramientas tipo LWD en los pozos petroleros proporciona mediciones de resistividad cerca de la broca, lo que permite una evaluación en tiempo real de las propiedades de la formación (Rosthal, 1995). La herramienta RAB opera midiendo la resistividad eléctrica de la formación en las proximidades inmediatas de la broca, ofreciendo información valiosa sobre la litología y el contenido de fluidos de la formación (Ford, 1999).

Las principales mediciones de este tipo las constituyen dos herramientas eléctricas de imágenes patentadas por la compañía Schlumberger que son la RAB y la geoVISION, Figura 7.46, así como también por medio de una herramienta de imágenes densidad-neutrón.

Las herramientas eléctricas de imágenes han sido el último gran desarrollo en materia de adquisición de imágenes eléctricas de las formaciones, y es la primera técnica comercial existente de imágenes eléctricas de pozo en una herramienta LWD. La herramienta RAB al igual que la herramienta eléctrica geoVISION y la herramienta de imágenes de resistividad azimutales ARI (Azimuthal Resistivity Imaging), es una adaptación de las técnicas utilizadas por las herramientas eléctricas de imágenes FMS y FMI, pero con la gran particularidad de que la RAB se encuentra adaptada para las condiciones particulares durante la perforación, tomando ventaja del hecho de que el arreglo de la tubería de perforación se encuentra rotando incluso cuando no se esté utilizando un motor de fondo que le haga rotar.

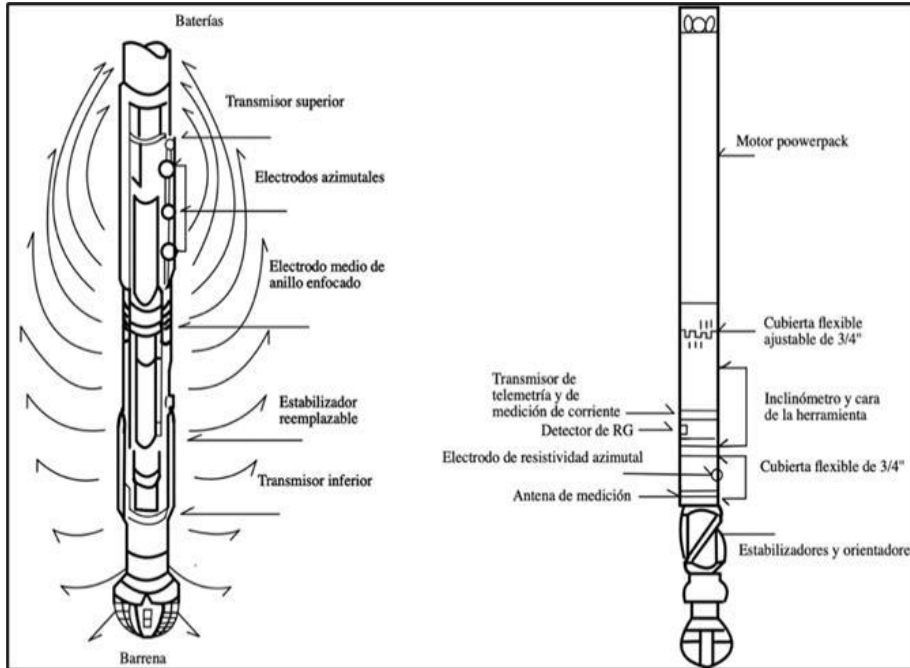
Esta herramienta se basa en la obtención de cinco mediciones de resistividad por medio de un electrodo en la barrena, un electrodo cilíndrico (de anillo) enfocado de alta resolución y de tres electrodos azimutales de resistividad, así como los rayos gamma.

Según Ricco (2012), la ventaja que se obtiene por medio de la herramienta RAB consiste en que las mediciones de resistividad LWD proveen de un importante perfil de resistividad poco después de que se llevan a cabo los efectos de filtración. En una primera medición la RAB está constituida de un solo electrodo de medición en la barrena acoplado a la tubería de perforación, logrando con ello que sea posible obtener un escaneo azimutal de las formaciones a medida que la herramienta va girando. Esta medición se logra cuando la barrena se encuentra en proceso de perforación ya que el electrodo sigue el camino que genera la barrena, describiendo a éste como un camino en espiral a medida que se va

profundizando. De ahí precisamente su nombre, ya que las mediciones correspondientes a las respuestas de resistividad obtenidas de las formaciones provendrán de la barrena, la cual se comporta como un electrodo gigante. Este tipo de medición de resistividad se realiza sin un enfoque de la corriente ya que en esta modalidad la corriente sale por la parte inferior de la herramienta donde se encuentra la barrena y el resto a través de la tubería de perforación.

Dicho procedimiento se logra al emitirse una corriente alterna de 1 500 [Hz] desde una bobina transmisora toroidal alojada en la porción inferior de la herramienta cerca de la barrena, induciendo como consecuencia una diferencia de voltaje en el drill-collar por debajo y por encima del transmisor. Las líneas de corriente fluyen a través del drill collar, viajan a través de la barrena, penetran dentro de las formaciones, y regresan nuevamente al drill collar en las porciones superiores de la tubería de perforación por encima de la fuente emisora, por lo que la corriente que sale de la herramienta dependerá enormemente de la distancia que exista entre la barrena y el transmisor, esto para maximizar la cantidad de corriente que fluye fuera de la barrena, y para lograr que ésta fluya a través de las formaciones y no a través del agujero. Las respuestas de resistividad correspondientes a las formaciones estarán dadas por la ley de Ohm una vez conocido el voltaje aplicado por el transmisor y la medición de la corriente axial por medio de una bobina monitora de anillo. Esto le permite a la RAB tener una profundidad de investigación de cerca de 12 [pg] y una resolución vertical de 12 a 24 [pg].

En lodos base agua la corriente de retorno se conduce a través de la barrena hacia el lodo de perforación, del lodo hacia las formaciones, y de las formaciones de regreso a la cadena de perforación; mientras que en lodos base aceite que son aislantes, la corriente regresa a través del intermitente contacto entre los drill-collars y los estabilizadores con las paredes del agujero, lo que lleva a indicaciones cualitativas de resistividad. Estas mediciones de resistividad serán sensibles a los volúmenes de formación que se encuentran en las inmediatas vecindades de la barrena, y puede permitir tanto a los perforadores como a los geólogos encargados de las labores de geodireccionamiento, tomar rápidas decisiones sobre donde es necesario bajar una tubería de revestimiento o donde es necesario tomar núcleos de pared o de fondo. A este procedimiento se le conoce como geodetención (geostopping) y representa uno de los beneficios más significativos de la herramienta RAB para el desarrollo de los yacimientos.



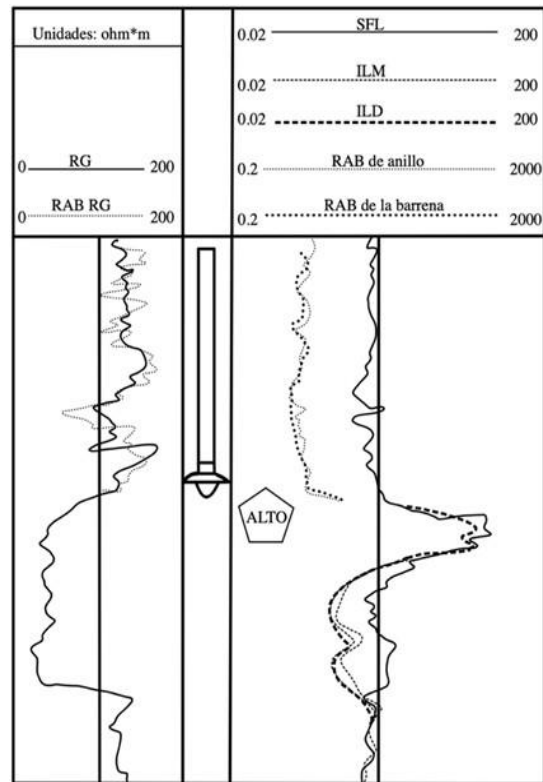
**Figura 7.46.** Esquemas que muestran la configuración de las herramientas RAB y geoVISION de la compañía Schlumberger. Del lado izquierdo se muestra el arreglo de los distintos tipos de electrodos con los que cuenta la herramienta RAB. Del lado derecho se aprecia la herramienta geoVISION que funciona de una forma muy similar a la RAB, pero se utiliza más en las labores de geodireccionamiento de los pozos (Modificado de Schlumberger, 1993).

La cercanía a las vecindades del pozo por parte de las mediciones de resistividad permite que la herramienta pueda ser utilizada en las labores de geodireccionamiento, ya que las respuestas de resistividad son comparables con modelos de formación, de tal manera que se puede saber si las desviaciones llevadas a cabo en el agujero se están realizando adecuadamente, o tienen que ser corregidas (Fuentes, 2021).

En otra modalidad de medición, la herramienta RAB puede proporcionar cuatro mediciones de resistividad horizontales (o radiales) a varias profundidades de investigación utilizando una técnica de enfoque cilíndrico por medio de tres electrodos azimutales de enfoque de 1 pulgada de diámetro, espaciados longitudinalmente a lo largo del eje de la herramienta, y un electrodo central de anillo enfocado de alta resolución, que permite a la herramienta proveer de múltiples mediciones de resistividad, Figura 7.47.

Las cuatro mediciones de resistividad anteriores funcionan bajo el mismo principio de medición: una corriente emitida desde un transmisor en la porción superior de la herramienta fluye hacia su porción inferior por medio del drill-collar y hacia afuera penetrando en las formaciones a un ángulo de 90° con respecto al collar, para después regresar

a través del collar en las porciones superiores por encima del transmisor. Estas mediciones generalmente tienen una excelente resolución vertical y una sensibilidad muy baja a efectos de capas adyacentes, así como también por efectos de capas con variaciones considerables de resistividad (Ricco, 2012).



*Figura 7.47. Ejemplo de registro de resistividad utilizando la herramienta RAB. Se puede observar que si las resistividades sobrepasan un límite de resistividad puede ser debido a la presencia de zonas potencialmente gasíferas o la entrada a una zona potencial de hidrocarburos, de tal manera que se detiene la perforación para la evaluación del intervalo (Modificado de Riedel, 2008).*

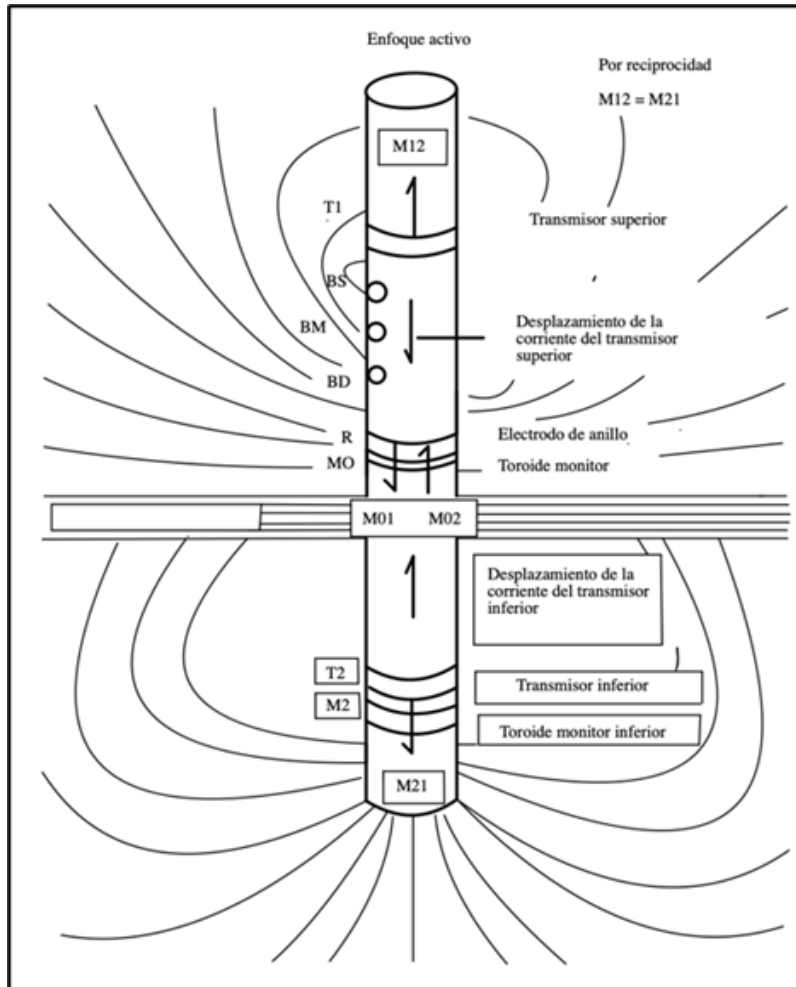
La cantidad de corriente que abandona la herramienta en el electrodo central de anillo y en los electrodos azimutales, puede ser medida por medio de un circuito de baja impedancia, mientras que la corriente axial, que fluye hacia la porción inferior del collar, es medida en el electrodo de anillo por medio de los electrodos monitores “M0<sub>1</sub>” y “M0<sub>2</sub>”, Figura 7.48. En el electrodo de anillo, la corriente proveniente del transmisor superior es enfocada en forma axial (lateral) por medio de arreglos de electrodos monitores en una configuración similar a la Laterolog 7 (“LL7”), mientras que los electrodos azimutales utilizan los electrodos monitores en un arreglo muy similar a la herramienta Microlaterolog (“MLL”). Esta técnica de enfoque cilíndrico en la herramienta RAB se consigue al combinar las corrientes generadas

por el transmisor superior y el transmisor inferior, generando en el electrodo de anillo central “un flujo axial nulo” cuyo efecto consiste en que la corriente que abandona el electrodo central penetra profundamente en las formaciones brindándole una gran resolución vertical a la herramienta. La profundidad de investigación con la que generalmente opera el electrodo de anillo enfocado es de 9 [pg] o de 7 [pg] para una barrena de 8.5 [pg] (Ricco, 2012).

El propósito de realizar las mediciones radiales de resistividad a varias profundidades de investigación consiste en obtener un perfil radial de resistividad más detallado y preciso de los efectos de invasión de filtrado de lodo hacia las formaciones, de tal manera que se puede obtener una resistividad más precisa de la zona virgen ( $R_t$ ) con una excelente resolución axial, por otro lado, los electrodos azimutales de resistividad pueden ser igualmente utilizados para obtener imágenes cuantitativas de resistividad de las formaciones, midiendo la corriente que sale de cada uno de ellos. Dichas mediciones son realizadas a tres profundidades de investigación diferentes, que corresponden a la profundidad de investigación que puede brindar cada electrodo (de 1 [pg], 3 [pg] y 5 [pg] para los electrodos BS, BM y BD, respectivamente), y que, en conjunto con el electrodo de anillo, producen un perfilaje de resistividad de las formaciones que se están atravesando en el agujero (Ricco, 2012).

Típicamente la herramienta responde a las mediciones de resistividad que se obtienen con respecto a las formaciones que se encuentren frente a los electrodos, de manera que si la herramienta gira en el pozo, es posible obtener imágenes de las formaciones provenientes de sus diferentes azimuts. Esta es una ventaja notoria en la adquisición de imágenes de las formaciones en tiempo real, ya que es posible ver rasgos geológicos importantes a medida que se está profundizando el pozo. La herramienta recaba la información azimutal cada 10 [s], y en la modalidad de imágenes, permite realizar un escaneo completo del agujero a una velocidad de 30 [rotaciones por minuto], de manera que se obtienen 56 puntos de muestreo azimutales en cuatro cuadrantes del pozo (cima, base, lateral izquierda y lateral derecha) para la construcción de las imágenes. La resolución vertical de las imágenes puede ser de 2.5 [cm], aunque lo típico es de 5 [cm] (2 [pg]), y va decreciendo a medida que la velocidad de perforación disminuye hasta los 60 [ft/h].

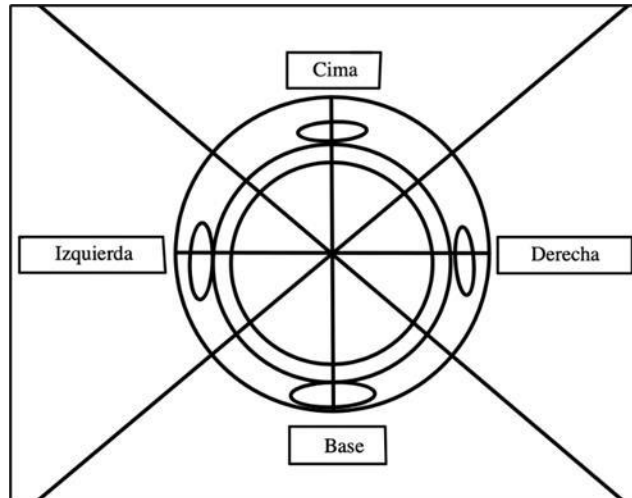
*h*



**Figura 7.48.** Al igual que con las herramientas operadas por cable, en la herramienta RAB se utiliza un arreglo que consiste en dos transmisores de corriente (inferior y superior) y dos toroides monitores (inferior y central) para lograr un enfoco radial de la corriente en el electrodo de anillo cilíndrico. La herramienta cuenta además con tres electrodos azimutales y un electrodo central de anillo enfocado para las mediciones de resistividad y para la obtención de las imágenes de las formaciones (Modificado de Ellis y Singer, 2007).

A medida que la herramienta gira, los electrodos que tengan la profundidad de investigación más profunda son los que producirán las imágenes de resistividad (correspondientes a  $R_i$ ) en función del azimut de la herramienta, mientras que magnetómetros igualmente alojados en la RAB, permiten que la herramienta y las desviaciones que se estén generando puedan ser orientadas con respecto al campo magnético, al igual que las imágenes de resistividad con respecto al norte geográfico o bien respecto a la cima del agujero en el caso de perforaciones horizontales, Figura 7.49.





*Figura 7.49. División de las mediciones que realizan las herramientas LWD en cuadrantes con respecto a la cara de gravedad de la herramienta (Modificado de Luthi, 2001).*

Tanto las mediciones azimutales provenientes de uno o varios electrodos de medición como las mediciones azimutales de rayos gamma provenientes de un sensor excentrado en la herramienta pueden ser de utilidad para obtener la orientación de la barrena en múltiples direcciones para la localización de algún contacto litológico o bien para la localización de alguna interfaz de fluidos en cualquier cuadrante del pozo. Actualmente, solo las mediciones de resistividad adquiridas por medio de la herramienta RAB son las que pueden ser transmitidas a superficie utilizando telemetría de pulsos de lodo (utilizando la tecnología Powerpulse MWD), mientras que las imágenes de resistividad de las formaciones son almacenadas en una memoria interna de la herramienta, y recuperadas posteriormente en superficie para su procesamiento e interpretación (Ricco, 2012).

Tanto la herramienta RAB como la herramienta geoVISION permiten tener mediciones tipo rayos gamma de las formaciones, mediciones de resistividad utilizando a la barrena como un electrodo, y resistividades azimutales por medio de los electrodos azimutales de enfoque. Esto permite a los geólogos y perforadores detectar en tiempo real la presencia de hidrocarburos en la barrena, correlaciones en tiempo real, así como geodireccionar el agujero para incrementar la exposición del reservorio. Al igual que con las imágenes, los conteos hechos por el sensor de rayos gamma pueden realizarse por medio de cuadrantes, generando una imagen con una resolución mucho menor que cualquiera de las técnicas de imágenes eléctricas mencionadas anteriormente.

### **Herramientas de rayos gamma naturales LWD**

La herramienta de rayos gamma naturales LWD, registra la radiación natural que emana de los tres isótopos emisores de rayos gamma más comunes que se encuentran en la corteza terrestre, que son el Potasio 40 ( $^{40}\text{K}$ ), Torio 232 ( $^{232}\text{Th}$ ) y Uranio 238 ( $^{238}\text{U}$ ). Este registro de rayos gamma LWD permite medir la radiactividad de los tres elementos combinados o bien, puede mostrar la cantidad de cada elemento individual que contribuye a dicha radiactividad.

La herramienta está conformada por dos circuitos de detectores independientes con dos grupos opuestos de tubos Geiger-Mueller. Esta configuración proporciona dos registros de rayos gamma naturales independientes, en donde las tasas de conteo de los grupos de detectores se combinan para optimizar la precisión estadística, sin embargo, en el evento poco usual de que uno de los detectores falle, un registro de rayos gamma corregido puede ser producido con el segundo detector.

Para el geodireccionamiento de pozos horizontales, la herramienta de rayos gamma puede configurarse para medir rayos gamma azimutalmente. En esta aplicación, los dos grupos de detectores opuestos pueden suministrar registros de rayos gamma independientes, de la cima y la base del agujero. Esto les permite a los perforadores, por ejemplo, determinar si la barrena ha salido del tope o del fondo de una formación yacimiento objetivo (Ricco, 2012).

### **Herramientas de inducción LWD**

Desde el año de 1983, las distintas compañías de servicios comenzaron a desarrollar herramientas de inducción que fuesen capaces de realizar mediciones de las formaciones por medio de la tecnología de las herramientas LWD. Entre las principales herramientas destacan la EWR, CDR, SCWR, ARC5 y MPR. Estas herramientas se encuentran alojadas con sus respectivos transmisores y receptores cerca del drill collar de la cadena de perforación, y puede trabajar tanto en lodos base agua como en lodos base aceite. La ventaja de estas mediciones es que son obtenidas casi al mismo tiempo en el que se está llevando a cabo la perforación, con lo que se puede tener una aproximación más directa a la resistividad verdadera de las formaciones ( $R_t$ ).

La profundidad de investigación que puede tener este tipo de herramientas puede ser hasta de 50 [pg] y su resolución vertical puede ser de 6 [pg]. Realizar las mediciones a múltiples profundidades de investigación y en tres dimensiones puede permitir incluso que en muchos casos se puedan obtener las resistividades “ $R_h$ ” y “ $R_v$ ” de las formaciones, siendo de mucha utilidad en aquellas formaciones muy laminadas de distintas composiciones o de distintas porosidades.

### **Herramientas acústicas LWD**

Las principales compañías de servicios han desarrollado herramientas que funcionan bajo los mismos principios acústicos con los que funcionan las herramientas operadas por cable y las incorporaron a la tecnología de las herramientas LWD permitiendo que sea posible obtener distintas mediciones acústicas de las formaciones durante la perforación. Entre las principales herramientas acústicas destacan la sonicVISION de la compañía Schlumberger, la Bi-modal AcousTic BAT sensor de Halliburton y la SoundTrak de Baker Hughes. Todas estas pueden operar a medida que la herramienta se encuentra girando (en modalidad rotatoria), en modalidad estacionaria o bien deslizándose (Fuentes, 2021).

La herramienta acústica LWD se encuentra constituida por dos transmisores localizados por arriba y por debajo de un conjunto de cuatro receptores, alojados en un drill collar liso en la cadena de perforación. El uso de dos transmisores le brinda redundancia a la herramienta, de modo que se puede obtener el tiempo de tránsito compresional de las ondas acústicas que genera la herramienta o  $\Delta t$ , incluso si alguno de los transmisores o ambos llegasen a fallar. Los transmisores y receptores operan en el mismo rango de frecuencia que las herramientas acústicas operadas con cable, 10 a 20 [kHz]. A diferencia de las herramientas a cable que son omnidireccionales, los transmisores y receptores de las herramientas sónicas LWD se encuentran alineados a lo largo de la herramienta, mientras que un transductor ultrasónico localizado en el centro del conjunto de receptores mide el standoff entre el lado de la herramienta y la pared de pozo.

Con las herramientas de registro sónico LWD una señal acústica generada en un transmisor viaja a través de la formación y posteriormente hacia un receptor ubicado en la herramienta, en donde el procesamiento de los datos de las formas de las ondas se lleva a

cabo en el fondo de pozo durante la perforación, esto para determinar el tiempo de tránsito compresional de la onda ( $\Delta t$ ), el cuál es el tiempo requerido para que las ondas compresionales viajen una cierta distancia a través de la formación, usualmente 1 [ft] ó 1 [m]. La compresibilidad acústica es el inverso de la velocidad acústica y se expresa en unidades de [s/ft] o [s/ft].

El desarrollo de estas herramientas ha permitido determinar que la mayor parte del ruido de la perforación ocurre a frecuencias por debajo de los 12 [kHz] y que, por lo tanto, este ruido se debe de eliminar de las señales de los registros utilizando filtros de frecuencias (Ricco, 2012).

### **Herramientas de densidad LWD**

Otro tipo de herramientas que permitieron incrementar su rango de muestreo en los pozos, son las herramientas nucleares de densidad. Estas mejorías permitieron obtener mediciones de altas resoluciones pasando del estándar de 6 [pg] a tan solo 1.2 [pg], con lo que se obtenían mejores definiciones de las formaciones, particularmente en el análisis de capas o estratos muy delgados. Dichas mejorías en su sistema de medición hicieron que se implementaran estas herramientas en la obtención de imágenes de densidad, lo que dio como resultado el origen de la herramienta ADN, por sus siglas en inglés Azimuthal Density- Neutron Tool.

Las mediciones de porosidad-densidad y de factor fotoeléctrico de las formaciones adquiridas en las herramientas LWD, son llevadas a cabo fundamentalmente por los mismos principios que rigen a las herramientas de densidad en los registros operados por cable, pero con algunas ligeras variaciones. Los dispositivos de medición con los que cuenta la herramienta LWD de densidad al igual que las herramientas operadas por cable, constan de un detector alejado y un detector corto al igual que muchas de las herramientas LWD. Dichos dispositivos se encuentran alojados en el drill collar de la tubería de perforación, generalmente cercanos a la barrena y como parte de la cadena de perforación, permitiéndole a los dispositivos rotar en el agujero, sin embargo, las mediciones tienen que ser adaptadas al hecho de que la herramienta y las fuentes radiactivas ya no se encuentran en contacto directo con las formaciones, sino que giran en el pozo. Esto se logró agregando estabilizadores que llevan consigo las fuentes de medición alrededor de los drill-collars, y en el otro lado se

realiza un análisis espectral con estabilización de las ganancias en las mediciones (Fuentes, 2021).

Las principales herramientas comercializadas por las diferentes compañías de servicios para la realización de dichas mediciones de densidad son la (CDN), por sus siglas en inglés Compensated Density Neutron Tool y el servicio adnVISION por parte de la compañía Schlumberger (que está integrado por la herramienta ADN, Halliburton y su filial Sperry Sun emplean la ALD, por sus siglas en inglés Azimuthal LithoDensity Tool, o herramienta de litodensidad azimutal y la SLD, por sus siglas en inglés Stabilized LithoDensity o herramienta de litodensidad estabilizada para realizar las mediciones de litodensidad, mientras que Baker Hughes utiliza el servicio LithoTrak utilizando la herramienta (ORD), por sus siglas en inglés Optimized Rotational Density.

Los valores de densidad y de factor fotoeléctrico de las formaciones son determinados a partir de las tasas de conteo realizadas por la herramienta en varias ventanas de energía de cada uno de los detectores, mientras que el valor de densidad compensado se calcula de los valores de densidad obtenidos de los detectores de espaciamiento corto y lejano utilizando la técnica o gráfico de columnas y costillas, por otro lado, las herramientas de densidad son calibradas por medio de bloques de aluminio, magnesio y mármol sin porosidad. La precisión estadística en ellas se encuentra en el orden de  $0.015 \text{ [g/cm}^3\text{]}$  para un rango de muestreo de 30 [s] en una formación de  $2.2 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ , la resolución vertical que tendrán las mediciones de densidad es de cerca de 18 [pg], mientras que la resolución vertical que tendrán las mediciones de factor fotoeléctrico de las formaciones será de 6 [pg] (Ricco, 2012).

### **Herramienta de imágenes de densidad-neutrón (ADN)**

Según Fuentes (2021), las herramientas nucleares de imágenes están basadas en los mismos principios con los que funcionan las herramientas de rayos gamma, densidad y factor fotoeléctrico ( $P_e$ ). La herramienta ADN, Figura 7.50, o herramienta de imágenes de densidad-neutrón, es una herramienta desarrollada por la compañía Schlumberger dentro de la gama de registros LWD adn VISION que se encarga de realizar mediciones azimutales de densidad de forma similar a como se realizan las mediciones eléctricas de imágenes, pero con la mejora considerable de poder trabajar tanto en lodos conductores como en lodos no conductores.

Estas mediciones se realizan en dieciséis sectores azimutales por rotación, y pueden ser almacenadas en una unidad de memoria para proveer de las imágenes con mayor detalle una vez procesadas en superficie, o bien pueden ser transmitidas a superficie por medio de un cable sin la necesidad de sacar toda la cadena de perforación.

Al igual que con la mayoría de las herramientas LWD que existen en la actualidad, las fuentes y sensores de la herramienta ADN se encuentran alojados en el drill collar del arreglo de la cadena de perforación por encima de la barrena o bien en los estabilizadores con los que cuenta la herramienta, esto para brindarle un mejor contacto con las paredes del agujero. Su diseño consiste en un patín de densidad que se encuentra montado dentro de un dispositivo excéntrico cerca de la pared del agujero, de manera que conforme la tubería de perforación se encuentra girando en el pozo dentro las labores de perforación, los sensores de la herramienta ADN estarán escaneando simultáneamente las paredes del agujero, realizando mediciones referentes a cambios azimutales múltiples en cuanto a la densidad y absorción fotoeléctrica de las formaciones, algo que no era posible por medio de las herramientas convencionales (Ricco, 2012).

Por otro lado, las mediciones respecto a la orientación de la herramienta se obtienen por medio de dos magnetómetros que generan en el pozo cuatro cuadrantes orientados con respecto al campo de gravedad en aquellos pozos que no son verticales, en su porción inferior y superior, lateral izquierda y lateral derecha, de manera que todas las mediciones referentes a los rayos gamma y a las mediciones de neutrones obtenidas de las formaciones provienen de estos cuatro cuadrantes.

Un rasgo sobresaliente de la herramienta ADN es que a medida que el drill collar rota en el agujero, se logran obtener múltiples mediciones azimutales, así como mediciones considerablemente mejores de la densidad y del factor fotoeléctrico de las formaciones, en comparación con las mediciones de porosidad-neutrón, en cuyo caso, un incremento en la obtención de puntos azimutales no es posible. Esto permite que la herramienta ADN pueda generar imágenes de las formaciones con un muestreo azimutal ligeramente mejor que las herramientas convencionales (doce muestreos azimutales), pero de menor calidad con respecto a las imágenes azimutales que pueden brindar las herramientas eléctricas de imágenes LWD (56 muestreos azimutales). Otro rasgo particular de la ADN es que esta

herramienta obtiene un standoff ultrasónico en los cuatro cuadrantes del pozo, utilizando un método de reflexión muy similar al que utilizan las herramientas acústicas de imágenes. Estas mediciones se utilizan para corregir las mediciones de porosidad neutrón debido a las influencias que pueda tener el lodo de perforación sobre estas, y para determinar el volumen de lodo que rodea a la herramienta (Fuentes, 2021).

La herramienta generalmente se encuentra montada dentro de una combinación de herramientas LWD desarrolladas para agujeros relativamente pequeños, de donde es posible obtener mediciones eléctricas y de rayos gamma de las formaciones, junto con las mediciones de porosidad-densidad, neutrón y factor fotoeléctrico que obtiene la ADN. Existen dos tipos de configuraciones: en una modalidad “rotaria”, la herramienta obtiene mediciones azimutales de toda la circunferencia del agujero a medida que la tubería gira de manera estable con respecto al diámetro del pozo por medio de estabilizadores en la herramienta, mientras que en otra modalidad “estrecha”, el giro de la herramienta puede ser llevado a cabo por medio de un motor de fondo (Geosteering), de manera que esta se “deslizará” con respecto al agujero incluso en perforaciones direccionales que tengan desviaciones muy grandes.

La precisión de las mediciones de la herramienta ADN son muy similares a las que realizan las herramientas operadas por cable, siendo la resolución vertical de las mediciones de densidad de 6 [pg], la resolución vertical de las mediciones del factor fotoeléctrico de las formaciones de 2 [pg], y la resolución vertical de las mediciones de porosidad neutrón de 12 [pg], sin embargo, existen excepciones, especialmente en aquellos casos en donde se realizan grandes rangos de penetración en las formaciones, ya que los conteos realizados por unidad de intervalo decrecen, así como también lo hará la precisión que se tendrán de las mediciones en el agujero (Ricco, 2012).

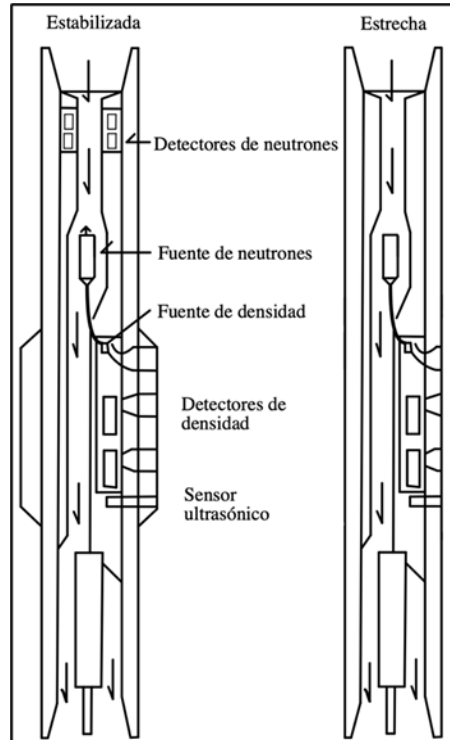


Figura 7.50. Esquema de las configuraciones de la herramienta ADN, mostrando las fuentes de densidad y de neutrones. Del lado derecho se muestra la configuración estabilizada de la herramienta. Del lado izquierdo se muestra la versión estrecha (Modificado de Luthi, 2001).

En cuanto a seguridad, la herramienta ADN cuenta con un sistema de precaución operacional que permite recuperar las fuentes radiactivas en el caso de que llegase a quedar atascada la herramienta en el pozo. Esto evita que se quede la fuente radiactiva en el agujero.

### Principales aplicaciones de la herramienta ADN

La herramienta ADN se centra en aplicaciones petrofísicas entre las que destacan: mediciones de densidad y factor fotoeléctrico de las formaciones, así como la obtención de imágenes de densidad utilizando los datos provenientes de la información azimutal para darle veracidad a los análisis petrofísicos. Algunas otras de las aplicaciones que tiene la herramienta ADN son la evaluación de capas delgadas, la porosidad de la formación, la heterogeneidad litológica, la invasión desigual del filtrado de lodo y los contactos de fluidos. Varias de las principales aplicaciones que tiene la herramienta ADN son muy similares a las que tienen las herramientas eléctricas y acústicas de imágenes, pero no son idénticas. Entre estas destacan 3 principalmente:



- Reconstrucción estructural del reservorio.
- Identificación de heterogeneidades.
- Control geológico del pozo utilizando las mediciones LWD.

Éstas se encuentran naturalmente relacionadas una con la otra. Los echados estructurales pueden ser determinados a través de las capas que se producen en las imágenes o bien pueden ser correlacionados por medio de las cuatro curvas de densidad o las curvas del factor fotoeléctrico, de una manera muy similar a la interpretación de las formaciones a través de las curvas de la herramienta de echados SHDT (Stratigraphic High Dipmeter Tool), ya que las mediciones realizadas por las herramientas LWD generalmente se realizan en pozos direccionales y horizontales, es necesario hacer una conversión de los echados aparentes a verdaderos. Tales rasgos pueden ayudar a los geólogos y petrofísicos a la interpretación apropiada para definir cambios litoestratigráficos, mientras que las imágenes pueden ayudar a los geólogos y a los perforadores en la toma de decisiones sobre dónde dirigir el pozo (Fuentes, 2021).

### **Herramientas de neutrones LWD**

Las herramientas de registros de neutrones de la gama de registros LWD operan prácticamente de la misma manera que las herramientas de registros operadas por cable (wireline). Las fuentes radiactivas y los sensores se colocan generalmente en el drill collar de la cadena de perforación y por encima de la barrena, pero con ligeras diferencias respecto a las herramientas convencionales. Las mediciones obtenidas de las formaciones pueden ser sumadas o restadas a las respuestas azimutales orientadas, mientras que la profundidad de investigación que se podrá obtener por medio de las herramientas de neutrones LWD será muy similar a la obtenida por las herramientas de porosidad neutrón operadas por cable.

Las principales herramientas de porosidad-neutrón que han sido desarrolladas por las compañías dentro de la gama de servicios LWD, son la CDN y la adnVISION por parte de la compañía Schlumberger, la CNP-CN $\Phi$ , por sus siglas en inglés Compensated Neutron Porosity Tool, o herramienta de porosidad neutrón compensada y la CNT, por sus siglas en inglés Compensated Thermal Neutron Tool o herramienta de neutrones termales compensada por parte de la compañía Halliburton, la CCN y LithoTrak por parte de la

compañía Baker Hughes (Ricco, 2012).

Como en las herramientas de neutrones convencionales de cable, los sensores de las herramientas de neutrones LWD utilizan dos detectores de Geiger Müller para medir los rayos gamma emitidos por los átomos de las formaciones cuando se capturan neutrones. Estos detectores se encuentran ubicados en espaciamientos simétricos con respecto a la fuente de emisión de neutrones, lo que asegura que cuando la herramienta se encuentre en modalidad de rotación (excentrada) o cuando esta se encuentre centralizada en el agujero, ambos grupos de detectores estarán recibiendo el mismo flujo de rayos gamma. La utilización de ambos detectores permite reducir las variaciones estadísticas propias de este tipo de medición, incrementa la utilidad del servicio haciendo al sistema más tolerante a las fallas y, por lo tanto, permite la compensación de las mediciones neutrónicas registradas por efecto del pozo.

Según Fuentes (2021), el sensor que comúnmente se utiliza para realizar este tipo de mediciones nucleares es una fuente de Americio-Berilio (Am-Be), del mismo modo en que operan las herramientas de neutrones operadas por cable, pero con la diferencia de que en las herramientas LWD esta es alojada en el drill collar de la tubería de perforación, para el manejo de las fuentes radiactivas generalmente se tienen algunas precauciones dentro del diseño de las herramientas LWD, las cuales buscan asegurar que, si se llegase a presentar algún tipo de falla mecánica durante la perforación, esta se genere en la conexión y no en el cartucho que aísla la fuente radiactiva del exterior del drill collar, permitiendo que la fuente se mantenga asegurada en el drill collar y que pueda ser retirada por medio de un cable de registros.

Todas las herramientas de porosidad-neutrón operan con el mismo principio físico que se basa en el hecho de que la población de neutrones depende de la concentración de núcleos de hidrogeno en el ambiente. Esto es, una medida de la población de neutrones a alguna distancia desde la fuente de neutrón puede relacionarse con la porosidad de la formación cuyo contenido sea líquido, agua o aceite, y en conjunto con las mediciones de las herramientas de densidad LWD, puede visualizar la presencia de gas en las formaciones. Inicialmente las herramientas de porosidad-neutrón hacían mediciones indirectas de la población de neutrones por medio de la detección del flujo de rayos gamma resultante de la captura de neutrones términos, sin embargo, las nuevas generaciones de estas herramientas cuentan con dos detectores y realizan mediciones directas de las poblaciones de neutrones

térmicos y neutrones epitérmicos, además de permitir la compensación por efectos de pozo. La combinación de estas mediciones de neutrones térmicos y epitérmicos en las herramientas permite que en las herramientas más modernas se puedan tener mejores resultados de porosidad de los reservorios, de tal manera que se puede tener una evaluación más precisa de los mismos, y una identificación más confiable de las zonas gasíferas en combinación con las herramientas de densidad (Ricco, 2012).

Al igual que las herramientas de porosidad-neutrón operadas por cable, las lecturas de las herramientas neutrónicas LWD se corrigen normalmente por efectos del diámetro del agujero, por efectos de la litología, por salinidad y por densidad del lodo de perforación. Estas herramientas son muy sensibles al standoff, lo que provoca que las mediciones puedan perder calidad y cantidad de información dependiendo en gran medida de la diferencia que exista entre los tamaños de la herramienta y el tamaño de la barrena, siendo mínimas las correcciones en aquellos casos donde el tamaño del drill collar es semejante al tamaño de la barrena, y siendo necesarias las correcciones en aquellos casos donde el diámetro de pozo sea demasiado grande, provocando incluso que no se detecten con precisión los rayos gamma emitidos por la captura de los neutrones.

Otras de las ventajas sobresalientes de los registros de neutrones LWD en comparación con los registros de neutrones operados por cable, se destacan a continuación:

- Debido a que normalmente en las velocidades del registro LWD, su tasa de perforación, son de uno o dos órdenes de magnitud menores que las velocidades del registro a cable, la tasa de muestreo o tiempo de integración para las herramientas nucleares LWD puede ser mayor que las medidas a cable equivalentes.
- La configuración de la herramienta LWD favorece la detección de los rayos gamma, ya que el collar se considera parte del sistema de detección, actuando como un convertidor eficiente de neutrones térmicos en rayos gamma. Esto se debe a que la herramienta LWD está hecha en su mayor parte de hierro, el cual posee una longitud de retraso de neutrones rápidos alta, produciendo múltiples rayos gamma por captura.

Por otro lado, una de las herramientas de porosidad-neutrón más modernas que se emplean hoy en día dentro de los registros LWD es la herramienta de neutrón térmico compensado (CNT) por parte de la compañía Halliburton, la cual fue diseñada especialmente para aplicaciones en pozos de diámetros pequeños. Esta herramienta, a diferencia de las anteriores, emplea dos grupos de detectores de neutrones de  $\text{He}^3$  ubicados a dos espaciamentos, llamados cercano y lejano, que detectan los rayos gamma emitidos cuando se realiza la captura de los neutrones. La gran mayoría de los rayos gamma detectados provienen de los neutrones térmicos que son capturados por los drill-collars, suministrando así una respuesta de porosidad-neutrón y efectos de litología similares a los que proporcionan las herramientas operadas por cable (wireline) (Fuentes, 2021).

### **Herramientas de resonancia magnética nuclear LWD**

La primera herramienta de resonancia magnética nuclear comercial que se comenzó a utilizar en las nuevas tecnologías de los registros LWD, fue desarrollada por NUMAR, una subsidiaria de Halliburton en el año de 1999, y se comenzó a utilizar con fines comerciales a partir del 2000 con el nombre de MRIL-WD. La herramienta se encuentra alojada en un mandril en cuya sección superior se encuentran las baterías, la electrónica que controla las mediciones y las bobinas de radiofrecuencias transmisoras y receptoras, mientras que en su porción inferior se localiza el sensor que se encuentra constituido por un imán permanente, la antena y la tubería (Ricco, 2012).

Generalmente la herramienta puede operar en dos diferentes modalidades. En una primera modalidad, las mediciones realizadas por la herramienta durante la perforación facilita adquirir experimentos de recuperación de saturación “ $T_1$ ” que va de 1 a 12 [ms] (milisegundos), lo que permite proveer de información completa sobre la relajación térmica de los fluidos en un reservorio, en donde los tiempos rápidos de relajación “ $T_1$ ” provienen del agua ligada a las arcillas, tiempos medios provienen del agua irreducible y tiempos cortos a los fluidos libres o movibles del reservorio. Mientras que, en una segunda modalidad desarrollada luego de la perforación, una vez que ya no está girando la herramienta, se obtienen secuencias de pulsos spin-ecos, utilizando secuencias de pulsos CPMG de la misma forma como se realiza con las herramientas NML operadas por cable.

Según Ricco (2012), otra herramienta similar desarrollada por Schlumberger con el mismo propósito fue la proVISION. Esta se coloca generalmente por encima de la barrena, alojada en el drill collar de forma muy similar a las herramientas eléctricas de imágenes, herramientas de neutrones, densidad, etc. y permite obtener los tiempos de relajación térmica manera estacionaria durante la perforación del pozo o bien deslizándose la tubería de perforación a través del agujero. Estas mediciones se logran transmitir a superficie efectivamente por medio del sistema de telemetría PowerPulse MWD, minimizando en gran medida la pérdida de información.

Por último, la compañía Baker Hughes desarrolló igualmente su propia herramienta de resonancia magnética nuclear utilizando la tecnología de los registros durante la perforación y la llamó con el nombre de MagTrak (Ricco, 2012).

## **7.5. Registro de temperatura**

### **Temperatura de formación y distribución de temperatura del subsuelo**

La temperatura en un pozo es un factor crucial que afecta diversas propiedades del lodo, sus derivados y las formaciones circundantes. La resistividad del lodo y del agua de formación, por ejemplo, se ven influenciadas significativamente por las condiciones térmicas. Por lo tanto, es esencial tener conocimiento de la distribución de temperatura en el pozo para realizar un análisis de registro preciso.

La temperatura también tiene un impacto en la electrónica y los sensores de la herramienta utilizada en los registros. Es importante considerar la temperatura máxima presente en el pozo, ya que esto determina el diseño y la selección adecuada de la herramienta para asegurar su funcionamiento óptimo (Bassiouni, 1994).

La temperatura de la Tierra aumenta con la profundidad porque el núcleo está extremadamente caliente (5 200 [°C]). Aproximando la corteza terrestre que rodea un pozo por una losa infinita y homogénea de conductividad térmica constante, “ $K_h$ ”. Se puede expresar la conducción de calor usando la Ley de Fourier:

$$Q = K_h A \left( \frac{dT}{dz} \right);$$

Donde:

Q= Tasa de flujo de calor.

$dT/dz$  = Gradiente de temperatura vertical.

A = Área de un ángulo recto con la dirección de flujo.

Para el flujo de calor a través de la corteza terrestre, la cantidad de flujo de calor a través de A es independiente del tiempo; es decir, Q es una constante. Entonces,

$$\frac{dT}{dz} = g_G;$$

Donde:

$g_G$ = Gradiente geotérmico.

Integrando entre la superficie y la profundidad, D, obtenemos que:

$$T_f = T_s + g_G D;$$

De acuerdo con la ecuación anterior, la temperatura del subsuelo varía de forma lineal con la profundidad, Figura 7.51, sin embargo, diversas observaciones indican que la temperatura media anual del aire, “ $T_a$ ”, en la superficie del suelo es menor que la temperatura “ $T_s$ ”, resultante de la extrapolación de la tendencia lineal de la temperatura en el subsuelo (Bassiouni, 1994). Es importante tener en cuenta estas variaciones para un análisis preciso de las condiciones térmicas en el pozo y su entorno cercano.

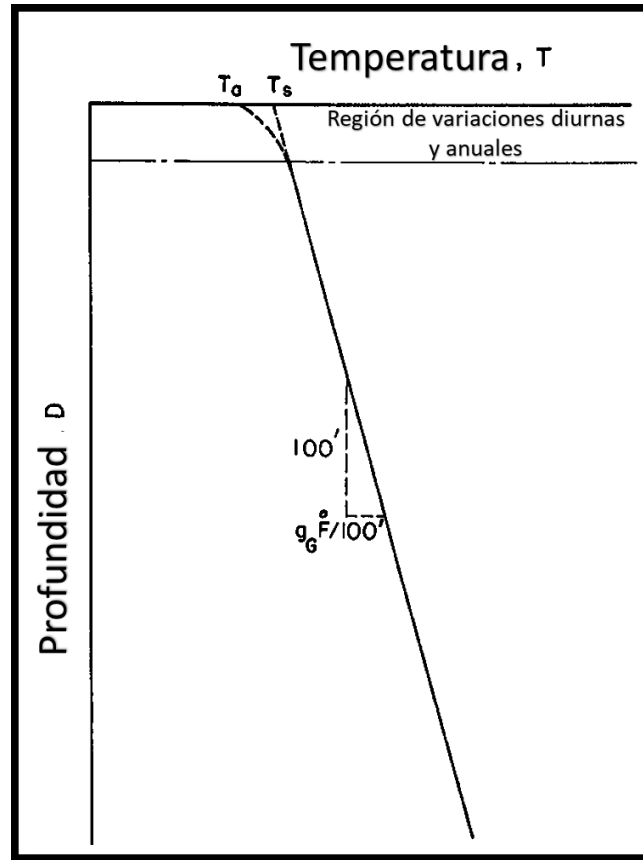


Figura 7.51. Ilustración de la distribución lineal de la temperatura en el subsuelo (Modificado de Bassiouni, 1994).

En general, la conductividad térmica de las formaciones geológicas atravesadas por un pozo no es constante. Se presentan valores típicos de conductividad térmica para ciertos materiales presentes en el entorno del pozo, Tabla 7.5. Es importante considerar que la curva de distribución de temperatura lineal ideal se ve afectada por los cambios en la conductividad térmica entre distintos estratos geológicos, Figura 7.52.

En aplicaciones de registro, ha sido común descuidar estas variaciones locales y utilizar aproximaciones lineales para simplificar el análisis, sin embargo, en ciertos casos, especialmente en estudios más detallados, es crucial tomar en cuenta las modulaciones locales de la conductividad térmica para obtener una evaluación precisa de las condiciones térmicas en el pozo y sus alrededores (Bassiouni, 1994). La exactitud de los resultados dependerá de la consideración adecuada de estas variaciones en la conductividad térmica.

Tabla 7.5. Conductividad térmica de distintos materiales (Modificado de Bassiouni, 1994).

Material	Conductividad Térmica ( $10^{-3}$ cal/(s*cm*°C))
Lutita	2.8 a 5.6
Arena	3.5 a 7.7
Caliza Porosa	4 a 7
Caliza Densa	6 a 8
Dolomita	9 a 13
Cuarcita	13
Yeso	3.1
Anhidrita	13
Sal	12.75
Azufre	0.6
Acero	110
Cemento	0.7
Agua	1.2 a 1.4
Aire	0.06
Gas	0.065
Aceite	0.35

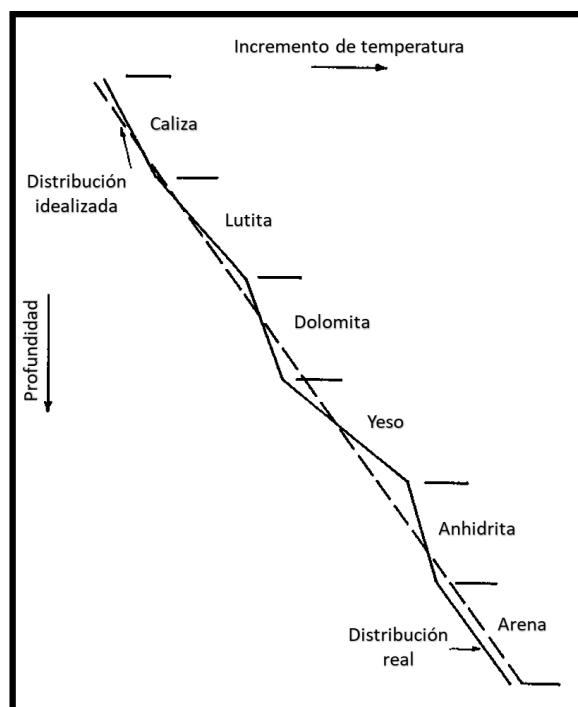


Figura 7.52. Esquema con la distribución real e idealizada de la temperatura del subsuelo (Modificado de Bassiouni, 1994).

## Registro de temperatura

Según Bassiouni (1994), en la industria petrolera, existen herramientas disponibles que permiten medir de manera continua la temperatura en un pozo. Una de estas herramientas es la sonda de temperatura, que se compone principalmente de un alambre de platino expuesto



al fluido del pozo. La variación de la resistividad del alambre con respecto a la temperatura se mide utilizando un puente Wheatstone (Un puente Wheatstone es un circuito eléctrico utilizado para medir con precisión resistencias eléctricas desconocidas) y esta relación es bien conocida. Esta sonda de temperatura de resistencia de platino tiene una resolución de aproximadamente 0.5 [°F], lo que la hace adecuada para muchas aplicaciones en la industria petrolera.

Una generación más reciente de herramientas de temperatura utiliza un semiconductor tipo termistor como sensor. Los termistores son dispositivos cuyas propiedades eléctricas varían en función de la temperatura y pueden calibrarse para indicar valores precisos de temperatura. Estos termistores tienen una resolución mucho más alta que los termómetros de resistencia de platino, con una precisión de aproximadamente 0.005 [°F]. Además, los termistores responden rápidamente a los cambios de temperatura, lo que los hace ideales para aplicaciones donde se requiere una detección sensible y rápida de los cambios de temperatura en el pozo. La elección entre utilizar una sonda de temperatura de resistencia de platino o un termistor dependerá de las necesidades específicas de la aplicación y la precisión requerida para la medición de la temperatura en el pozo (Bassiouni, 1994). Ambas tecnologías ofrecen ventajas y se seleccionarán según las condiciones y los objetivos del estudio.

### **Principio de medición**

La medición continua de la temperatura desempeña un papel crucial en las operaciones de producción en la industria petrolera. Los registros de temperatura son altamente útiles para localizar topes de cemento, detectar la entrada de gas en el pozo, identificar canales de gas y agua detrás del casing, entre otros. Estas situaciones suelen ir acompañadas de anomalías térmicas que pueden ser pequeñas, por lo que la detección precisa de estas anomalías se logra mediante el registro diferencial del gradiente de temperatura con respecto a la profundidad (Bassiouni, 1994).

Según Bassiouni (1994), el registro diferencial se obtiene mediante la memorización electrónica de la temperatura a una profundidad específica y su posterior substracción con una lectura tomada a una distancia conocida del primer punto de lectura. Esta técnica permite resaltar y analizar las variaciones localizadas en el gradiente de temperatura ocasionadas por

cambios en la conductividad térmica de diferentes estratos. En la Figura 7.53 se muestra una sección de un registro de temperatura que exhibe una tendencia lineal creciente con la profundidad, representando el gradiente geotérmico del pozo. Las variaciones en la pendiente de la curva se asocian a cambios en las propiedades térmicas de los estratos.

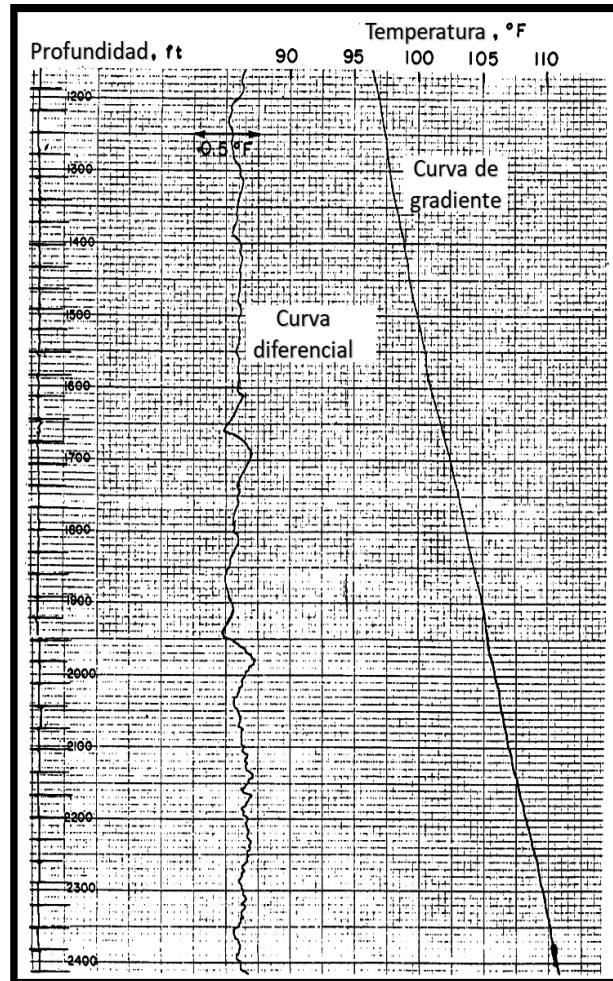


Figura 7.53. Esquema de un sondeo continuo de temperatura (Modificado de Bassiouni, 1994).

En este estudio de temperatura, se registraron datos dentro de la tubería de un pozo ya terminado. Las marcas de verificación a la izquierda del registro, con intervalos de aproximadamente 30 [ft] corresponden a juntas de tubería. Estas uniones son detectadas mediante un sensor especial llamado localizador de cuello de carcasa, el cual generalmente se incorpora a las herramientas que se utilizan en pozos revestidos con tuberías (Bassiouni, 1994). El registro diferencial proporciona información valiosa para la evaluación de la

formación y la producción del pozo, permitiendo tomar decisiones fundamentadas y optimizar las operaciones en la industria petrolera.

### **Principales herramientas del registro de temperatura: Termómetro indicador de máxima**

Según Bassiouni (1994), en pozos abiertos, es fundamental minimizar el tiempo de adquisición de registros, ya que prolongar la exposición del orificio aumenta el riesgo de complicaciones en la perforación, lo que afecta tanto la seguridad como los costos operativos. Para reducir la cantidad de ejecuciones de registro, se puede optar por ejecutar múltiples herramientas de forma simultánea. Sin embargo, la cantidad de datos que se puede recopilar durante una ejecución está limitada por las propiedades eléctricas y mecánicas del cable de registro utilizado. Con el fin de optimizar la adquisición de datos, siempre es preferible obtener algunos de los registros sin la necesidad de transmitirlos a través del cable. Esto se logra mediante el uso de herramientas de registro inalámbricas o por tecnologías que permitan almacenar los datos localmente en la herramienta y luego recuperarlos después de su retiro del pozo. La adquisición de datos sin transmisión por cable ayuda a agilizar las operaciones de registro y a reducir el tiempo de exposición del pozo abierto, disminuyendo los riesgos asociados y aumentando la eficiencia de la adquisición de datos (Castrejón, 2010).

La medición de la temperatura de fondo de pozo es un ejemplo de datos que se pueden recopilar sin el uso de cables. Para determinar el gradiente de temperatura y, en última instancia, la temperatura a cualquier profundidad deseada, solo se necesitan dos valores de temperatura en diferentes profundidades. Uno de estos valores es la temperatura cerca de la superficie, “ $T_s$ ”, que puede ser determinada fácilmente antes de realizar las operaciones de registro. El otro valor necesario es la temperatura en el fondo del pozo, que se puede medir con un termómetro indicador de máxima. Este tipo de termómetro es capaz de registrar la temperatura máxima alcanzada durante la bajada del equipo al pozo, proporcionando así el valor requerido para el cálculo del gradiente de temperatura. Al asumir una distribución de temperatura lineal entre la superficie y el fondo del pozo, esta información permite definir el gradiente de temperatura y, por consiguiente, conocer la temperatura en cualquier profundidad del pozo sin necesidad de recopilar más datos de temperatura durante la operación de registro (Bassiouni, 1994).

El termómetro de indicación máxima se basa en un principio similar al de un termómetro médico. Consiste en un tubo capilar conectado a un depósito de vidrio lleno de mercurio. Justo encima del depósito de Mercurio hay una restricción en el tubo capilar. Cuando el mercurio se calienta, se expande y asciende por el tubo capilar, que está graduado para leer la temperatura. La restricción evita que el mercurio retroceda hacia el depósito, de modo que el termómetro registra la temperatura más alta a la que ha sido expuesto. Este tipo de termómetro se utiliza exclusivamente en agujeros abiertos y se encuentra alojado en una carcasa de acero, colocada en una ranura especial en la herramienta. Después de una corrida de adquisición de registros, la lectura del termómetro se considera como la temperatura de fondo de pozo (BHT), también conocida como temperatura máxima registrada (Tbh). Es importante tener en cuenta que ciertos efectos pueden afectar la precisión del termómetro, lo que puede resultar en valores no representativos. Además, los termómetros de mercurio tienen cierto retraso y requieren unos minutos para alcanzar el equilibrio térmico con el entorno circundante (Bassiouni, 1994; Castrejón, 2010).

En entornos de alta presión, el depósito de Mercurio en el termómetro de indicación máxima puede comprimirse, lo que provoca lecturas erróneamente altas de la temperatura de fondo de pozo (BHT) (Bassiouni, 1994). Además, si las condiciones del pozo ocasionan vibraciones y sacudidas en la herramienta, el Mercurio en el tubo capilar podría retroceder, dando lugar a lecturas erróneamente bajas. Para verificar y corregir estos posibles efectos, se acostumbra a utilizar más de un termómetro. Al emplear múltiples termómetros, es posible obtener mediciones más precisas y confiables de la temperatura en el fondo del pozo, asegurando una mayor calidad en los datos de registro.

### **Cálculos de gradiente y temperatura de formación**

Según Bassiouni (1994), la temperatura máxima registrada (Tbh) se utiliza para calcular el gradiente geotérmico, “gG”.

$$g_G = \left[ \frac{T_{bh} - T_s}{D_{bh}} \right] * 100;$$

Donde:

$D_{bh}$ = Profundidad total (TD) del pozo registrado.

$g_G$ = Gradiente geotérmico promedio expresado prácticamente en °F/100 [ft] ó °C/100 [m], dependiendo de las unidades utilizadas.

En la mayoría de los casos, la temperatura cerca de la superficie, “ $T_s$ ”, cae entre 60 y 80 [°F]. Se puede asumir un valor promedio de 70 [°F]. La temperatura de formación, “ $T_f$ ”, a cualquier profundidad, “ $D$ ”, se calcula a partir de la ecuación:

$$T_f = T_s + g_G \left( \frac{D}{100} \right);$$

El gradiente geotérmico que representa el cambio de temperatura con respecto a la profundidad en el subsuelo puede variar en diferentes regiones debido a la estructura geológica del área, para visualizar la variación geográfica del gradiente geotérmico, se utilizan mapas de contorno que muestran cómo cambia esta característica a lo largo de un territorio específico. El mapa a continuación, Figura 7.54, representa las áreas del continente medio y la costa del golfo de los Estados Unidos.

Es importante destacar que estos mapas de contorno deben actualizarse regularmente a medida que se disponga de más datos sobre la relación entre temperatura y profundidad. La actualización periódica de estos mapas permite mantener la precisión de la información proporcionada y tener en cuenta cualquier nueva información recopilada sobre las condiciones geotérmicas en la región (Bassiouni, 1994).

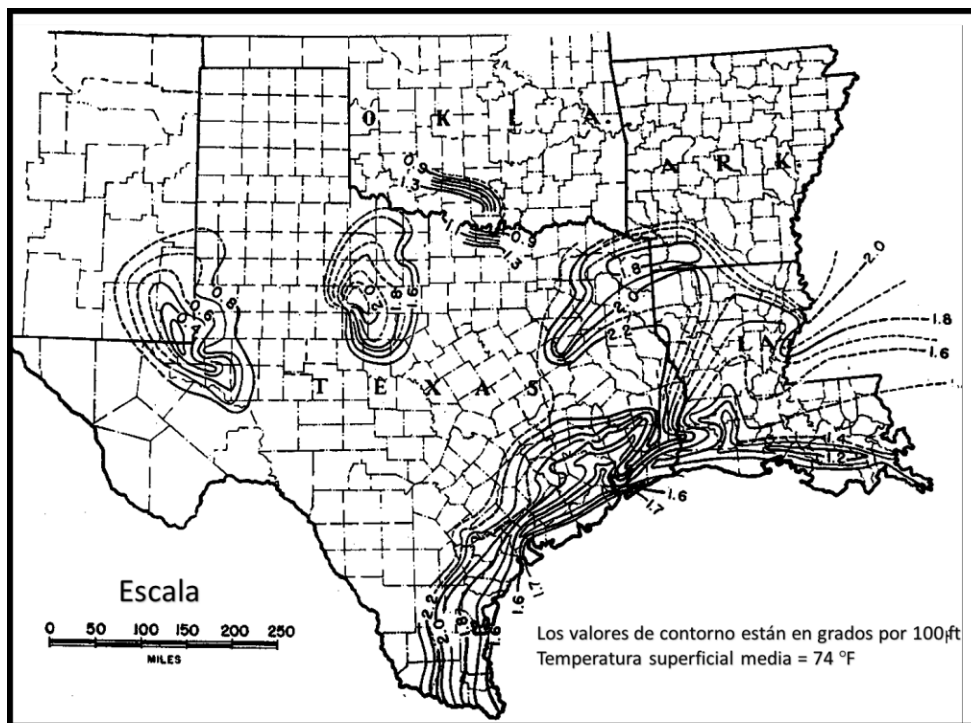


Figura 7.54. Mapa de contorno de gradientes geotérmicos en el área de la costa del golfo de Estados Unidos y del continente medio (Modificado de Bassiouni, 1994).

### Temperatura de formación estática

Según Bassiouni (1994), durante el proceso de perforación de un pozo se utiliza lodo de perforación para mantener el control en la presión del pozo y transportar los recortes de roca desde el fondo hasta la superficie. Al inicio de la circulación del lodo, este se encuentra a una temperatura relativamente baja. A medida que el lodo circula, desde la tubería de perforación hacia el espacio anular entre la tubería y las paredes del pozo, se va calentando debido al intercambio de calor con la formación subterránea. Este calentamiento del lodo continúa a medida que asciende por el espacio anular, ya que la formación subterránea es más caliente que el lodo, sin embargo, a cierta profundidad, la temperatura del lodo se vuelve más alta que la de la formación, y en este punto, el calor fluye desde el lodo hacia la formación. Este ciclo de calentamiento y enfriamiento del lodo continúa durante todo el proceso de perforación y limpieza del pozo.

Una vez que se alcanza la profundidad objetivo y se completa la perforación, se inicia la fase de limpieza del pozo. Durante esta etapa, el lodo se sigue circulando durante algunas horas para eliminar todos los recortes de roca y asegurar que el pozo esté limpio y libre de

obstrucciones. Una vez que se considera que el pozo está limpio, se detiene la circulación del lodo, se retira la tubería de perforación y se procede a realizar los registros del pozo utilizando la herramienta de registro (Bassiouni, 1994).

Cuando se detiene la circulación del lodo en el pozo, la temperatura del lodo en el fondo del pozo,  $T_m$ , tiende a ser más baja que la temperatura de la formación circundante, “ $T_f$ ”. La Figura 7.55 representa un esquema de la distribución radial de la temperatura alrededor del pozo en función del tiempo transcurrido desde que se detuvo la circulación, “ $\delta t$ ”. A medida que pasa el tiempo desde la detención de la circulación, la temperatura del lodo en el fondo tiende a aumentar gradualmente hasta alcanzar la temperatura de formación, “ $T_f$ ”.

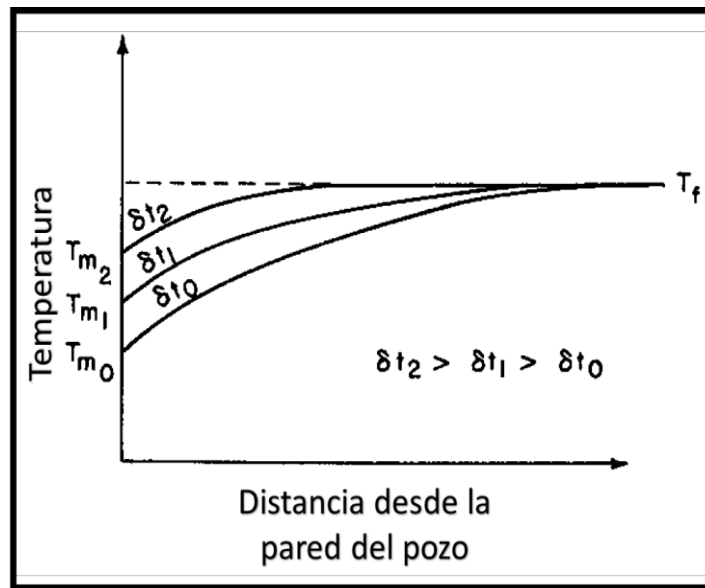


Figura 7.55. Esquema con la distribución de temperatura alrededor de un pozo en diferentes intervalos de tiempo desde que se detuvo la circulación (Modificado de Bassiouni, 1994).

El termómetro de indicación máxima registra la temperatura del lodo, que es más baja que la temperatura de formación, Figura 7.56. La diferencia entre “ $T_f$ ” y la temperatura máxima registrada depende de varios factores, como el tiempo “ $\delta t$ ” que tarda el termómetro en llegar al fondo del pozo después de detenerse la circulación, la temperatura inicial del lodo en “ $\delta t=0$ ” (momento en que se detuvo la circulación por primera vez) y el volumen de lodo que debe calentarse, lo cual es proporcional al diámetro del pozo. Estos factores influirán en el tiempo que tomará al termómetro alcanzar la temperatura de la formación. Suponiendo que la acumulación de temperatura es similar a la acumulación de presión, la temperatura del lodo frente al tiempo se puede expresar como:

$$T_m(\delta t) = T_f - C \log \left( \frac{\delta t}{t + \delta t} \right);$$

Donde:

t = Tiempo de circulación del lodo.

$\delta t$  = Tiempo transcurrido desde que se detuvo la circulación.

$T_m(\delta t)$  = Temperatura del lodo en el tiempo  $\delta t$ .

$T_f$  = Temperatura de formación estática.

C = Constante.

La gráfica de Horner, utilizada en el análisis de acumulación de presión, puede emplearse para determinar la temperatura de formación, “ $T_f$ ”, siempre que se disponga de lecturas del termómetro de indicación máxima en diferentes tiempos transcurridos desde que se detuvo la circulación del lodo,  $\delta t$ , y se conozca el tiempo total de circulación del lodo, t.

Generalmente, se obtienen múltiples valores de “ $T_m(\delta t)$ ” al realizar varias ejecuciones de registro para obtener los datos necesarios. El tiempo de circulación, “t”, no es parte de los datos estándar recopilados y registrados por el ingeniero registrado. Afortunadamente, la estimación de “ $T_f$ ” mediante la gráfica de Horner no es muy sensible al valor de “t”, el cual puede obtenerse a partir de los registros de perforación. En caso de que los registros de perforación no sean fácilmente accesibles, es posible estimar “t” a partir de la profundidad del pozo. Esta estimación se basa en el intervalo de tiempo requerido para una o dos circulaciones completas del lodo en el pozo (Bassiouni, 1994). Una gráfica de “ $T_m(\delta t)$ ” frente a  $(\delta t/t + \delta t)$  en papel semilogarítmico, Figura 5.57, es una línea recta.

En resumen, la gráfica de Horner y el conocimiento del tiempo de circulación del lodo nos permite estimar la temperatura de formación, lo que es fundamental para realizar un análisis adecuado de la distribución de temperatura en el pozo y comprender su comportamiento térmico.



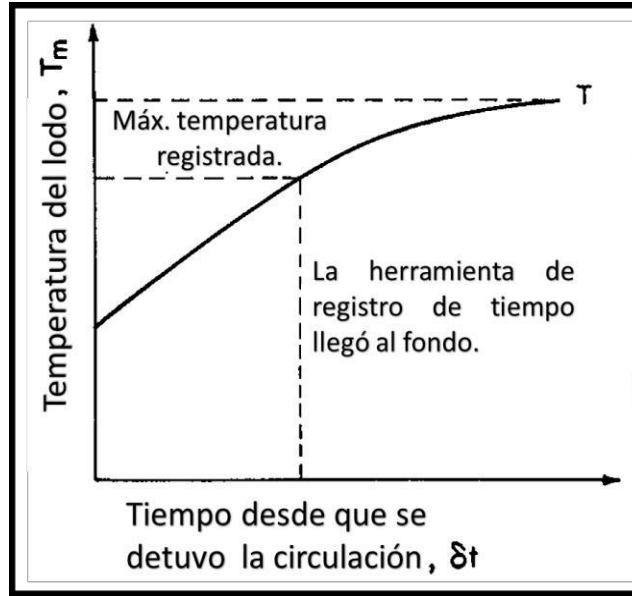


Figura 7.56. Esquema con la temperatura del lodo frente al tiempo transcurrido desde que se detuvo la circulación (Modificado de Bassiouni, 1994).

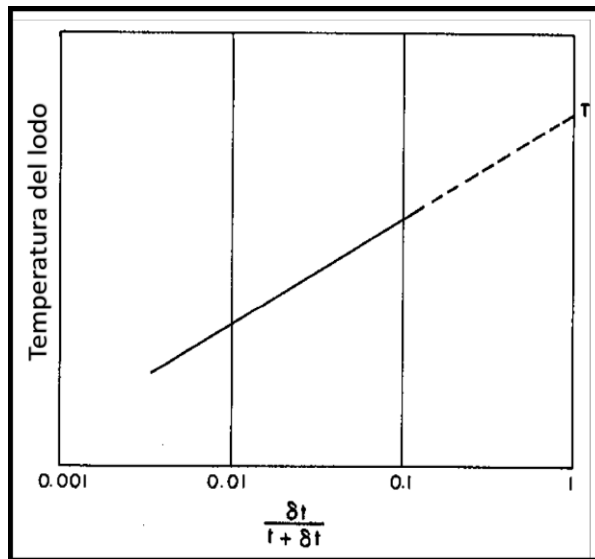


Figura 7.57. Gráfica tipo Horner para la acumulación de temperatura del lodo (Modificado de Bassiouni, 1994).

### Distribución de temperatura en pozos profundos

Según Bassiouni (1994) los pozos profundos se perforan en secciones y después de perforar cada sección, se realizan corridas de registros para obtener información sobre las condiciones del pozo. Cada sección se registra y se reviste antes de proceder con la perforación de la siguiente sección, utilizando una barrena más pequeña. Además de las corridas de registros realizadas en la profundidad objetivo de cada sección, también se ejecutan registros a

profundidades intermedias para verificar condiciones anormales, como zonas de transición de presión, que pueden indicar la presencia de un intervalo de presión inusual.

Al graficar la temperatura máxima registrada en cada profundidad de registro, se obtiene una gráfica, Figura 7.58. Esta gráfica exhibe dos segmentos lineales con pendientes marcadamente diferentes, lo que corresponde a diferentes gradientes geotérmicos. Este cambio de pendiente, conocido como "codo", también se observa en pozos perforados a lo largo de la costa del golfo de EE. UU. y en Oklahoma. El análisis de estas gráficas de temperatura máxima registrada en diferentes profundidades es crucial para comprender la variación del gradiente geotérmico en el pozo y puede proporcionar información valiosa sobre la estructura geológica del subsuelo y las condiciones térmicas del pozo (Bassiouni, 1994).

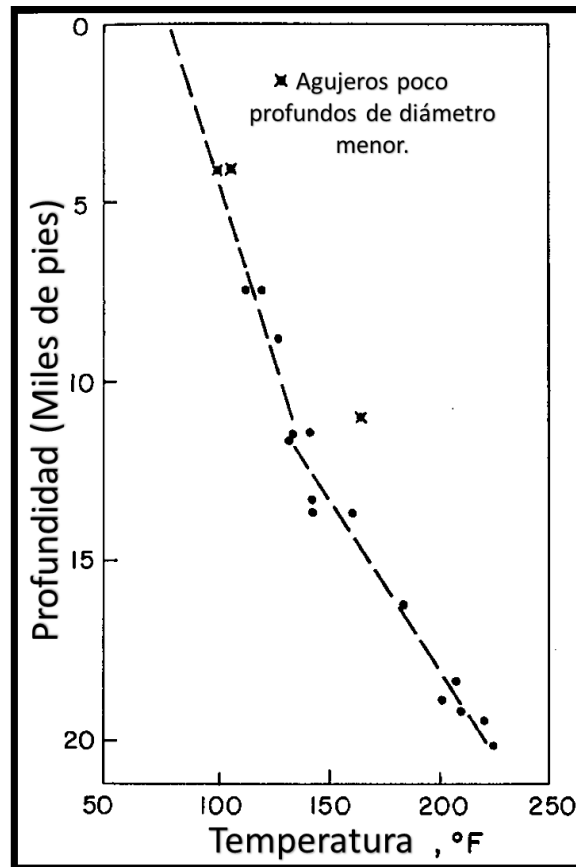


Figura 7.58. Esquema con las temperaturas de fondo de pozo obtenidas en pozos perforados en el condado de Pecos, TX (Modificado de Bassiouni, 1994).

Es cierto que existen varias explicaciones posibles para el cambio de pendiente en la gráfica de temperatura/profundidad en pozos profundos. La variación del gradiente geotérmico puede ser influenciada por diversos factores y algunas de las explicaciones comúnmente consideradas no parecen aplicar en este caso específico.

Una explicación que podría descartarse es el cambio drástico en el rango de conductividades térmicas de las formaciones. A menudo, un cambio significativo en las conductividades térmicas de las formaciones puede producir un cambio en el gradiente geotérmico, pero en este caso, las formaciones poco profundas presentan conductividades térmicas más bajas debido a una consolidación reducida y porosidades más altas, lo cual no justifica el cambio de pendiente observado. Tampoco se puede atribuir el cambio de pendiente a una transición de un ambiente de presión normal a uno anormal, ya que la parte superior de la zona geopresionada no siempre se correlaciona con la profundidad del codo en la curva de temperatura/profundidad (Bassiouni, 1994). Otra explicación posible es la variación en el diámetro del pozo. Los pozos profundos suelen tener un diámetro grande cerca de la superficie y un diámetro más pequeño en la sección más profunda. Esto puede afectar la cantidad de lodo que necesita calentarse después de detener la circulación, sin embargo, nuevamente, la correlación entre los tamaños de los agujeros y las pendientes de las tendencias de temperatura es débil.

Dada la falta de correspondencia con estas explicaciones, el cambio de pendiente en la gráfica de temperatura/profundidad puede deberse a otras complejas interacciones entre las propiedades geotérmicas del subsuelo y las condiciones de flujo de calor en el pozo. Es necesario llevar a cabo un análisis más detallado y considerar otros factores para comprender completamente la razón detrás de este cambio en el gradiente geotérmico (Bassiouni, 1994).

Es cierto que las suposiciones de una distribución de temperatura lineal, que han sido utilizadas en ecuaciones anteriores para calcular el gradiente geotérmico pueden no ser válidas en pozos profundos. De hecho, la distribución real de temperatura en pozos profundos suele seguir una curva más compleja, Figura 7.59.

En la sección superior del pozo, la curva de temperatura puede aproximarse mediante un segmento lineal "A", como se observó en pozos poco profundos en el pasado. Esto llevó

a confiar en la suposición de una distribución lineal de temperatura en esas situaciones, sin embargo, en pozos más profundos se observa una desviación significativa de la distribución lineal. La parte inferior de la curva puede aproximarse mediante otro segmento lineal B. Cuando estos dos segmentos lineales “A” y “B” se encuentran, se forma un codo, Figura 7.58. Es importante notar que asumir una distribución lineal en pozos profundos puede conducir a una representación inexacta de la temperatura de formación (Bassiouni, 1994).

Por ejemplo, si se define un gradiente geotérmico basado en la temperatura “T1” obtenida a una profundidad intermedia y se utiliza para la parte más profunda del pozo, se podría subestimar la temperatura de formación, por otro lado, definir un gradiente basado en la temperatura “T2” medida en la profundidad total del pozo (TD) podría resultar en una sobreestimación de la temperatura de formación.

La representación adecuada de la distribución de temperatura en pozos profundos requiere la disponibilidad de datos a profundidades por encima del codo formado por los segmentos lineales “A” y “B”, lo cual no siempre es posible debido a las limitaciones en la adquisición de registros a esas profundidades (Bassiouni, 1994). Es fundamental considerar estas complejidades para obtener estimaciones precisas de la temperatura de formación en pozos profundos.

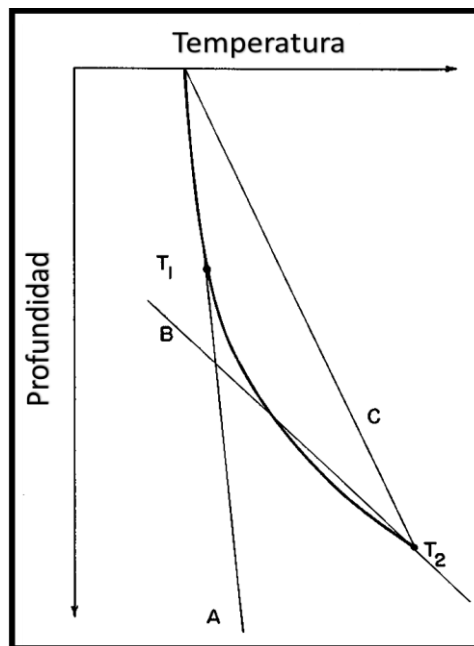


Figura 7.59. Esquema con la distribución de temperatura en pozos profundos (Modificado de Bassiouni, 1994).

## Presentación del registro

La representación gráfica de los datos de temperatura, Figura 7.58, en papel semilogarítmico da como resultado una tendencia lineal, Figura 7.60. Parcelas similares preparadas para el área de la costa del golfo de Estados Unidos también mostraron tendencias lineales. Esta observación sugirió que la relación temperatura/profundidad se puede expresar empíricamente como:

$$T_f = T_s e^{m_t D};$$

Donde:

$m_t$  = Constante relacionada con la pendiente de la tendencia lineal en el gráfico semilogarítmico.

“ $m_t$ ” varía de una región a otra y posiblemente de un pozo a otro. La principal ventaja de la gráfica semilogarítmica de temperatura contra profundidad es que una curva caracterizada por una constante “ $m_t$ ” expresa la distribución de temperatura desde la parte superior hasta la parte inferior del pozo. Con un parámetro, “ $m_t$ ”, se pueden construir mapas de contorno para dar la variación de temperatura independientemente de la profundidad del pozo (Bassiouni, 1994).

## Correcciones en los Registros de Temperatura y el Termómetro Indicador de Máxima en Pozos de Exploración

La medición y registro precisos de la temperatura en pozos de exploración desempeñan un papel fundamental en la caracterización y evaluación de la formación geológica circundante, sin embargo, debido a las complejidades asociadas con las condiciones cambiantes del entorno, es esencial aplicar correcciones adecuadas para obtener estimaciones confiables y precisas de la temperatura de formación.

Uno de los dispositivos utilizados en esta tarea es el termómetro de indicación máxima, que opera mediante un principio similar al de los termómetros médicos. Consiste en un tubo capilar conectado a un depósito de mercurio, donde el mercurio se expande y sube en el capilar, proporcionando una lectura de la temperatura más alta a la que ha estado

expuesto. Este tipo de termómetro se ejecuta comúnmente en pozos abiertos y su diseño compacto permite su colocación en una ranura especial en la herramienta de registro (Bassiouni, 1994).

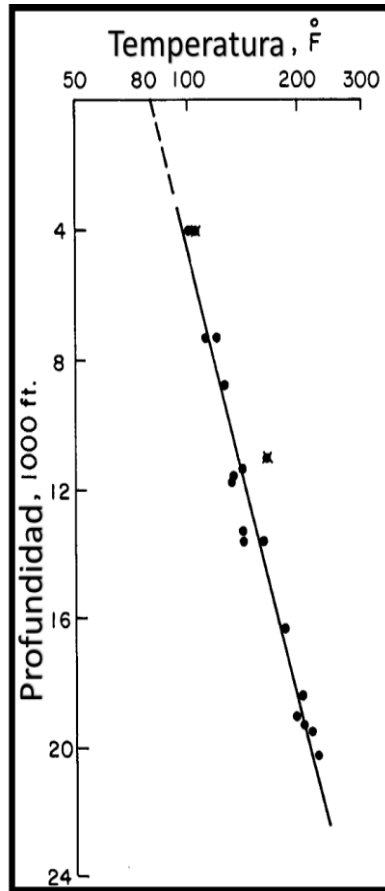


Figura 7.60. Gráfica semilogarítmica de los datos de temperatura obtenidos en pozos perforados en el condado de Pecos, TX (Modificado de Bassiouni, 1994).

El proceso de adquisición de registros de temperatura en pozos de exploración enfrenta diversos desafíos, como las variaciones en la conductividad térmica de las formaciones penetradas, los cambios en el diámetro del pozo y las fluctuaciones en la distribución de temperatura con la profundidad. Estos factores pueden conducir a mediciones erróneas y distorsionar la interpretación de los datos obtenidos.

Para abordar estas cuestiones, se aplican correcciones específicas, especialmente en pozos profundos donde las suposiciones de una distribución de temperatura lineal pueden no ser válidas. La distribución real de temperatura puede seguir una curva más compleja, Figura 7.59. Esta distribución puede aproximarse mediante segmentos lineales “A” y “B”, formando un codo que requiere correcciones precisas en la interpretación.

La gráfica de Horner, Figura 7.58, se utiliza para estimar la temperatura de formación, “ $T_f$ ”, a partir de las lecturas del termómetro de indicación máxima obtenidas a diferentes tiempos desde que se detuvo la circulación del lodo de perforación. Esto implica que se requiere un conjunto de datos a profundidades por encima del codo para obtener una representación más precisa de la temperatura de formación. Además, el tiempo de circulación del lodo, “ $t$ ”, es un factor crítico en esta estimación. Si los registros de perforación no están fácilmente disponibles, se puede estimar “ $t$ ” a partir de la profundidad del pozo y el volumen de lodo a calentar. La estimación de “ $t$ ” permite calcular de manera más precisa el gradiente geotérmico y, por lo tanto, la temperatura de formación en profundidades desconocidas (Bassiouni, 1994).

En conclusión, la corrección de los registros de temperatura, especialmente en el caso del termómetro de indicación máxima, es esencial para obtener estimaciones confiables de la temperatura de formación en pozos de exploración. La consideración de las variaciones geotérmicas y las condiciones específicas del pozo es crucial para evitar errores en la interpretación de los datos. El uso de herramientas y técnicas avanzadas, junto con la actualización continua de la información disponible, contribuirá a una mejor caracterización y evaluación de las formaciones geológicas en pozos de exploración.

## Aplicaciones

La medición precisa de la temperatura en la industria petrolera juega un papel crítico en diversas aplicaciones que abarcan desde la exploración y producción de petróleo hasta el monitoreo de condiciones de pozos y la seguridad operativa. Esta información es esencial para la caracterización de formaciones geológicas, la identificación de problemas en los pozos y la toma de decisiones fundamentales para optimizar la producción y la eficiencia (Bassiouni, 1994). A continuación, se presentan algunas de las aplicaciones más relevantes de la medición de temperatura en la industria petrolera:

- **Determinación de la temperatura de formación:** La medición precisa de la temperatura de formación en pozos de exploración permite caracterizar las propiedades geológicas de las formaciones circundantes, lo que es esencial para identificar zonas productoras de petróleo y evaluar la viabilidad de un pozo para su explotación. Los registros de temperatura se utilizan para estimar el gradiente geotérmico y evaluar las propiedades térmicas de las formaciones, proporcionando información valiosa para la toma de decisiones en la etapa de exploración.
- **Monitoreo de la producción:** La temperatura en el fondo de pozo se utiliza para monitorear la producción de petróleo y gas a lo largo del tiempo. Cambios en la temperatura pueden indicar la presencia de agua o gas en el pozo, así como la entrada de fluidos de formación indeseados. Este monitoreo es esencial para optimizar la producción y garantizar la eficiencia de los procesos de extracción.
- **Identificación de anomalías y problemas:** Las variaciones inesperadas en la temperatura del pozo pueden indicar la presencia de problemas, como fugas en la tubería de revestimiento o zonas de alta presión. Las herramientas de medición de temperatura son fundamentales para identificar estas anomalías y permiten tomar medidas correctivas antes de que se conviertan en problemas graves.
- **Determinación de intervalos de presión anómalos:** Los registros de temperatura a diferentes profundidades permiten identificar intervalos de presión anormal, que pueden ser indicativos de acumulaciones de petróleo y gas. Esta información es



esencial para la planificación de la perforación y producción, ya que puede guiar la ubicación de zonas potencialmente productoras.

- **Monitoreo de la seguridad y condiciones del Pozo:** La medición continua de la temperatura en el pozo permite monitorear las condiciones operativas y de seguridad. Variaciones inesperadas en la temperatura pueden indicar problemas mecánicos, corrosión o cambios en la formación. Este monitoreo constante es crucial para garantizar la integridad y seguridad del pozo.

En resumen, la medición de temperatura en la industria petrolera es una herramienta esencial para la caracterización de formaciones geológicas, la identificación de problemas en los pozos y la optimización de la producción. La información proporcionada por los registros de temperatura es fundamental para la toma de decisiones informadas y seguras en todas las etapas del ciclo de vida de un pozo, desde la exploración hasta la producción y el monitoreo continuo de su seguridad operativa. El uso de tecnologías avanzadas y técnicas de corrección precisa asegura la obtención de datos confiables y precisos que contribuyen al éxito y la eficiencia de las operaciones petroleras (Bassiouni, 1994).

## Ejercicios

**Ejemplo 1.** Se mide una temperatura máxima de 216 [°F] en un pozo perforado a 14,600 [ft] TD.

- a. Calcula el gradiente geotérmico.
- b. Calcule la temperatura de una formación situada a 12,000 [ft].
- c. Investigue las sensibilidades del gradiente calculado y de la temperatura de formación a temperaturas superficiales entre 60 y 80 [°F].

### Solución

Usando la ecuación:

$$g_G = \left[ \frac{T_{bh} - T_s}{D_{bh}} \right] \times 100;$$

y suponiendo una temperatura superficial de 70 [°F] se obtiene:

$$g_G = \left[ \frac{216 - 70}{14\,600} \right] \times 100 = \frac{1 \text{ [°F]}}{100 \text{ [ft]}};$$

Usando la ecuación:

$$T_f = T_s + g_G \left( \frac{D}{100} \right);$$

Se obtiene:

$$T_f = 70 + 1 \left( \frac{12\,000}{100} \right) = 190 \text{ [°F]};$$

Finalmente, se calculan gradientes geotérmicos de 1.068 y 0.932 [ft] y temperaturas y de formación de 188 y 192 [°F] con temperaturas superficiales de 60 y 80 [°F], respectivamente.

La desviación en el gradiente calculado es de sólo  $\pm 0.068$  °F/100 [ft] o  $\pm 16.8\%$ . La desviación en la temperatura de formación calculada es de  $\pm 2$  [°F], o sólo  $\pm 1.1\%$ . La sensibilidad a la temperatura superficial supuesta en el rango de 60 a 80 [°F] es muy pequeña en este caso. Generalmente disminuye a medida que aumenta la TD. La sensibilidad a la temperatura superficial supuesta se muestra gráficamente en la figura 7.61. La separación entre las dos tendencias ilustradas es muy pequeña en la parte inferior del agujero, que suele ser la parte de interés práctico.

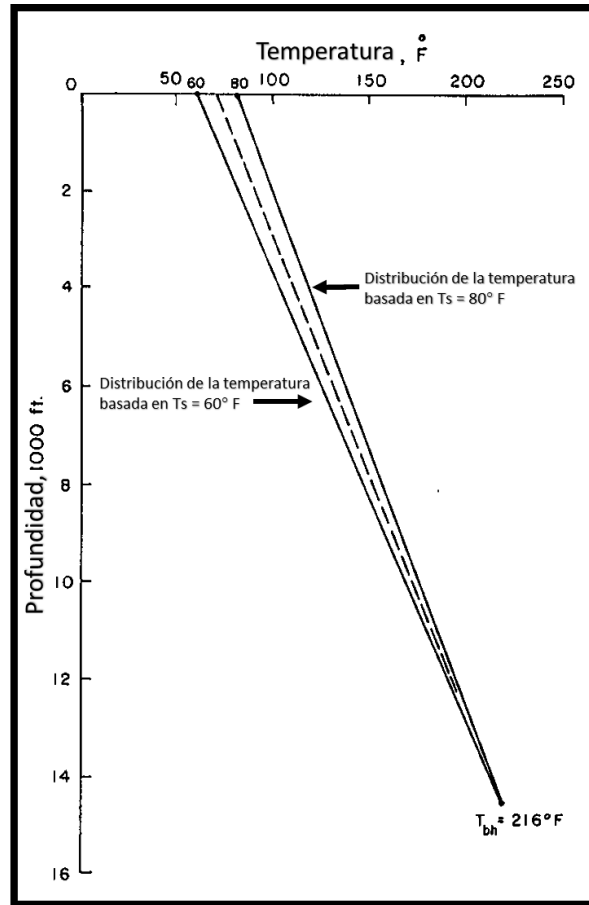


Figura 7.61. Sensibilidad a la temperatura superficial supuesta en el rango de 60 a 80 °F para el ejemplo 1 (Modificado de Bassiouni, 1994).

**Ejemplo 2.** La perforación de un pozo de 16,200 [ft] finalizó a la 1:30 a.m. Luego, el lodo se hizo circular hasta las 4:00 a.m. Tres herramientas de registro se utilizaron sucesivamente hasta TD. A continuación, se muestran el tipo de herramienta, la hora en que la herramienta salió del fondo y las temperaturas máximas registradas:

Herramienta	Hora en que la herramienta salió del fondo	Temperaturas máximas registradas
Inducción	12:15	241
Densidad	15:00	257
Neutrón	17:30	262

- Estime “T<sub>f</sub>” a 16 200 [ft].
- Calcule “g<sub>G</sub>”.
- Si la salinidad del agua de formación es de 100 000 [ppm], determine el error en el cálculo de saturación de hidrocarburos que se basa en 241 [°F] en lugar de la temperatura estática estimada en el primer punto.

**Solución.**

- t = 2.5 [h].

Herramienta	T <sub>m</sub> [°F]	δt	δt / (t+ δt)
Inducción	12:15	8.25	0.767
Densidad	15:00	11.0	0.815
Neutrón	17:30	13.50	0.844

La Figura 7.62 muestra una gráfica de “T<sub>m</sub>” frente a:

$$\log \left[ \frac{\delta t}{t + \delta t} \right];$$

Extrapolando el mejor ajuste a través de los 3 puntos de datos a:

$$\frac{\delta t}{t + \delta t} = 1;$$

Se obtiene T = 297 [°F].

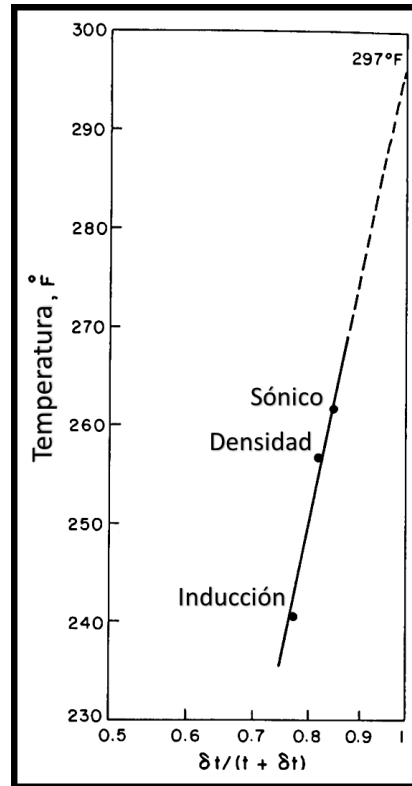


Figura 7.62. Gráfico tipo Horner para el aumento de temperatura del ejemplo 2 (Modificado de Bassiouni, 1994).

El siguiente punto supondrá que “ $T_s$ ” = 70 [°F] y usando la ecuación:

$$g_G = \left[ \frac{T_{bh} - T_s}{D_{bh}} \right] \times 100;$$

Se obtiene:

$$g_G = \left[ \frac{297 - 70}{16\,200} \right] \times 100 = \frac{1.4 \text{ [°F]}}{100 \text{ [ft]}};$$

Sean “ $S_{w1}$ ” y “ $S_{w2}$ ” los valores de saturación de agua calculados con 241 [°F] y 297 [°F], respectivamente. Debido a que la temperatura de formación utilizada afecta sólo el valor calculado de “ $R_w$ ”, entonces:

$$S_{w1} = \left( \frac{FR_{w1}}{R_t} \right)^{\frac{1}{2}};$$

$$S_{w2} = \left( \frac{FR_{w2}}{R_t} \right)^{\frac{1}{2}};$$

y la variación relativa de la saturación de agua se puede expresar como:

$$\frac{\Delta S_w}{S_w} = \frac{S_{w1} - S_{w2}}{S_{w2}} = \frac{R_{w1}^{\frac{1}{2}} - R_{w2}^{\frac{1}{2}}}{R_{w2}^{\frac{1}{2}}}$$

De la Figura 7.63, “ $R_{w1}$ ” = 0.0255 [ $\Omega m$ ], “ $R_{w2}$ ” = 0.0210 [ $\Omega m$ ], y “ $\Delta S_w/S_w$ ” = 0.10 = 10%.

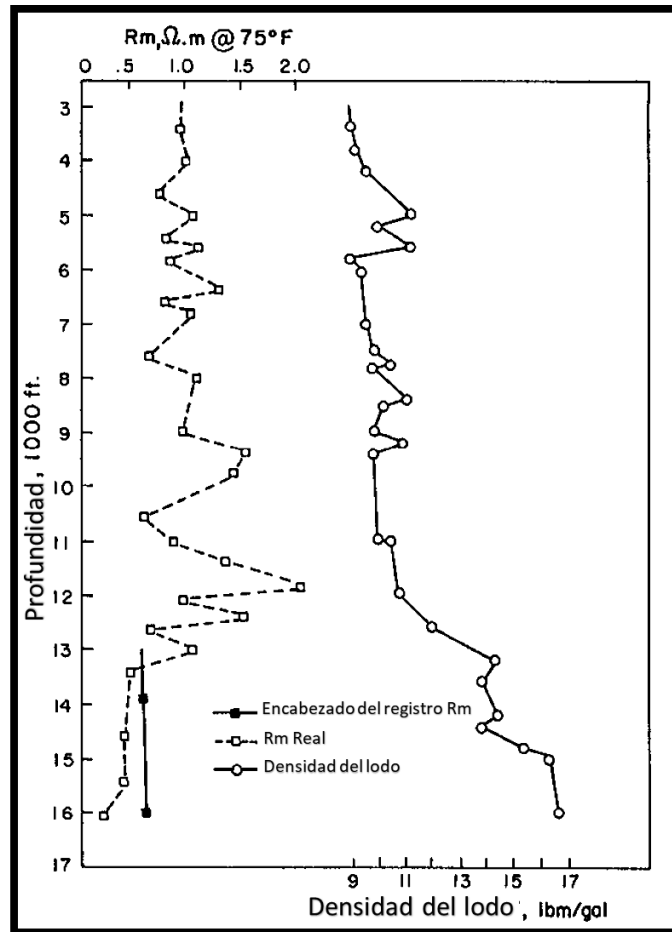


Figura 63. Encabezado de registro,  $R_m$ , y variación a corto plazo de  $R_m$  y  $\rho_m$  contra profundidad para un pozo del condado de Brazoria, TX (Modificado de Bassiuni, 1994).

## Referencias

- ALSABAA, A. and Elkatatny, S. (2021). Improved tracking of the rheological properties of max-bridge oil-based mud using artificial neural networks. *ACS Omega*, 6(24), 15816-15826.
- ANDERSEN, M. A., DUNCAN, B., MCLIN, R. (2013). Los núcleos en la evaluación de formaciones. *Oilfield Review*, Vol. 5, no. 2. Schlumberger. Houston, Texas.
- ARROYO CARRASCO, A. (1996). Bases Teóricas E Interpretación De Registros Geofísicos De Pozos. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- ARROYO CARRASCO, A. y ROIG SAMPEDRO F.. (1984). Apuntes De La Asignatura De Registros Geofísicos De Pozos. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- ASQUITH, G.B. AND GIBSON, C.R. (1982) Basic Well Log Analysis for Geologists. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Tulsa.
- AZZOLA, J., Valley, B., Schmittbuhl, J., & Genter, A. (2019). Stress characterization and temporal evolution of borehole failure at the rittershoffen geothermal project.
- BAKER ATLAS. (1992, 2000, 2002). Introduction to wireline log analysis. Houston TX.
- BASSIOUNI, Z. (1994). Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs. Tulsa, OK: SPE Textbook Series 4.
- BISBE, E. (2007). Curso Básico De Evaluación de Formaciones Para Operadores de Perforación y Producción. Cuba, pp 16-19.
- BATEMAN, R. (2012). Openhole Log Analysis and Formation Evaluation, Second Edition. Society of Petroleum Engineers. Texas, USA.
- CASTREJÓN, P. H. (2010). Apuntes de la asignatura de Petrofísica y Registros geofísicos de Pozos. Facultad de Ingeniería, UNAM. Ciudad de México.
- CÓRDOVA HERNÁNDEZ, R. (2008). Registro Geofísico Moderno de Inducción Triaxial para la Caracterización de Formaciones Laminadas. Tesis de Licenciatura. UNAM. México.
- DESBRANDS, R (1968). Théorie et Intepretation des Diagraphies. Editions Technip. Paris.
- DEWAN T. JOHN. (1983). Modern Openhole Log Interpretation. Oklahoma.
- DELHOMME, J., Pilenko, T., Cheruvier, E., & Cull, R. (1988). Reservoir applications of dipmeter logs. *Journal of Petroleum Technology*, 40(02), 180-186.
- ELLIS V. D., SINGER M. J. (2008). Well Logging for Earth Scientists. Second Edition, The Netherlands.
- FARMER, I. W. Engineering Properties of Rocks. (1968). E & F.N. SPON Ltd. Londres.

FLORES M. (2012). Caracterización De Yacimientos Petroleros Con Base En Probadores De Formación. México, DF: Facultad de Ingeniería, UNAM

FRISCH, W., et al. (1993). Laminated Reservoir Evaluation in a Case of High Apparent Dip. doi:10.2118/26432-ms

FUENTES, J. J. V. (2021). Manual para el profesor de la asignatura de Registros Geofísicos en Pozo. Facultad de Ingeniería, UNAM.

GUO, J. (2022). Evaluation of coalbed methane content by using kernel extreme learning machine and geophysical logging data. *Geofluids*, 2022, 1-28.

JORDAN, J. (1984) Well logging I – borehole environment, rock properties, and temperature logging. SPE Monograph Series, SPE, Dallas, TX

KEYS (1990), Borehole geophysics applied to ground-water investigations: U. S. Geological Survey Techniques of Water-Resources Investigations, book 2, chap. E2, 150

LUTHI M. S. (2001). Geological Well Logs. Their use in reservoir modeling 2nd Part. Geological Measurements. Springer.

PASSEY, Q. R. (2010). From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir – geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs. All Days.

PIRSON J. S. (1977). Geologic Well Log Analysis, Second Edition. Austin, Texas.

RAMÍREZ, H., & González, L. (2008). Registros Geofísicos en México. Schlumberger Offshore Services.

RASSO ZAMORA, C. (2000). Un siglo de la Perforación en México. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX.

RICCO MACEDO, G. A. (2012). Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos. México, DF: UNAM.

RIDER, M. (2000). The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition. Scotland.

SAADA, M., Ismail, M., Lu, Y., Zhang, W., Rourke, M., and Abdelmoula, M., 2018, Measure the Effectiveness of Frac Sleeves Integrity in Multi-Stage Completions Using Multi-Finger Caliper and Acoustic Flow-Analyzer, in Proceedings, SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition: Dammam, Saudi Arabia, Society of Petroleum Engineers, 10 p.

SCHLUMBERGER. (2001). Medición de la resistividad detrás del revestimiento. Oilfield Review.

SCHLUMBERGER. (2004). AIT Array Induction Imager Tools. Oilfield Review.



SCHLUMBERGER. (2008). Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida de la vida productiva del pozo. *Oilfield Review*.

SCHLUMBERGER. (1993). ARI Azimuthal Resistivity Imager. *Oilfield Review*. SERWAY, R.A., & Jewett, J.W. (2010). Física para ciencias e ingeniería: Volumen 1. Cengage Learning.

VERMA, Abhiram Kumar; Deb, Debasis; Dey, Akshay Chandan; Roy, Subrata; Singh, Ajay Kumar; Avadhani, V. L. N.; Tiwari, Rajiv Ranjan. *Scientific Reports*. 11/2/2021, Vol. 11 Issue 1, p1-16. 16p.

YAO, Y., Ju, X., Lu, J., & Men, B. (2017). Acoustic emission and echo signal compensation techniques applied to an ultrasonic logging-while-drilling caliper. *Sensors*, 17(6), 1351.

ZHAO, J., Suo, P., Sun, J., Sun, S., Cao, Z., Feng, Z., ... & Xu, L. (2019). Recent development of electromagnetic wave resistivity tools for logging-while-drilling. *Acta Geologica Sinica - English Edition*, 93(S1), 291-291.

## Capítulo 8

### Registros durante la perforación en tiempo real y sensores permanentes en tubería

Daniela Rayo Malfavon, José Luis Ortiz López, Héctor Ricardo Castrejón Pineda

#### Sumario

##### 8.1 Introducción

##### 8.2 Mediciones durante la perforación (MWD)

###### 8.2.1 Principio de medición de las herramientas MWD

###### 8.2.2 Diseño de las herramientas MWD

###### 8.2.3 Tipo de información obtenida de las herramientas MWD y LWD

###### 8.2.4 Métodos de transmisión de datos de las herramientas MWD

###### 8.2.5 Principales herramientas MWD

##### 8.3 Registros durante la perforación (LWD)

###### 8.3.1 Principios de medición de los registros LWD

###### 8.3.2 Diseño de las herramientas LWD

###### 8.3.3 Mediciones de resistividad durante la perforación.

###### 8.3.3.1 Herramienta de resistividad de propagación de onda electromagnética

###### 8.3.3.2 Herramientas eléctricas de imágenes LWD (RAB)

###### 8.3.4 Herramientas de rayos gamma naturales LWD

###### 8.3.5 Herramientas de inducción LWD

###### 8.3.6 Herramientas acústicas LWD

###### 8.3.7 Herramientas de densidad LWD

###### 8.3.7.1 Herramienta de imágenes de densidad-neutrón (ADN)

###### 8.3.7.2 Principales aplicaciones de la herramienta ADN

###### 8.3.8 Herramientas de neutrones LWD

###### 8.3.9 Herramientas de resonancia magnética nuclear LWD

##### 8.4 Comparaciones entre LWD y registros de cable

###### 8.4.1 Cable y LWD, parámetros que miden y diferencias

###### 8.4.2 Ventajas de LWD

###### 8.4.3 Ventajas de los registros de cable

###### 8.4.4 Comparación entre LWD y registros de cable

###### 8.4.5 Estudio comparativo de un caso real de registros con tecnologías de cable y LWD

##### 8.5 Ejemplos de registros de campo LWD

##### Referencias

## 8.1 Introducción

En este capítulo, se explora a detalle los registros durante la perforación, las herramientas que son utilizadas y sus diversas aplicaciones.

Las propiedades petrofísicas en los registros geofísicos recopilan información sobre las características geológicas del subsuelo. Estos registros en particular proporcionan información valiosa sobre la permeabilidad, porosidad, composición y la presión de la formación, entre otras propiedades, lo que ayuda a los ingenieros de perforación a tomar decisiones informadas sobre la dirección de la perforación, selección de los fluidos de perforación y evaluación de la productividad del pozo.

Las herramientas de adquisición de registros durante la perforación se crearon en la década de los 70 debido al auge y complejidad de las perforaciones petroleras, ya que una vez que los pozos excedían los 60° de desviación en su trayectoria y desarrollo, o fueran horizontales, las herramientas convencionales no lograban penetrar con facilidad el pozo, dificultando así, la obtención de mediciones de las propiedades físicas de las rocas perforadas. Con la llegada de esta tecnología se tuvo una alternativa viable para la obtención de datos y evaluar de forma más rápida el potencial de los yacimientos de petróleo y gas en un ambiente complicado.

En los registros convencionales, la adquisición de las propiedades petrofísicas se realiza después de la perforación del pozo, lo que implica un mayor tiempo para la identificación de objetivos. Caso contrario a los registros LWD (logging while drilling/registros durante la perforación) donde los sensores al colocarse en la barrena reducen el tiempo de obtención e interpretación de los datos.

Ahora bien, en las herramientas MWD (measurement while drilling/mediciones durante la perforación) las mediciones recolectadas son almacenadas dentro de un cartucho electrónico alojado en el interior de la herramienta y posteriormente llevado a superficie para su análisis o bien transmitidas digitalmente en tiempo real utilizando telemetría de pulsos. Una vez que la información llega a la superficie, esta será monitoreada para ayudar al proceso de perforación y llegar a los objetivos sin percances.

Otra característica importante de la técnica es que las mediciones de las propiedades de los fluidos contenidos en las formaciones son mucho mejores sin la invasión de los fluidos de perforación en la zona cercana a la pared del pozo y sin el paso del tiempo como ocurre con las herramientas operadas con cable.

Actualmente las herramientas LWD incluyen registros de resistividad, porosidad, tiempo de tránsito acústico, imágenes del agujero, buzamientos, presión anular, pérdidas de fluidos e integridad de la formación.

## 8.2 Mediciones durante la perforación (MWD)

### 8.2.1 Principio de medición de las herramientas MWD

Las herramientas MWD generalmente se encuentran montadas dentro de un mandril sellado en los drill-collars de la sarta de perforación; el drill collar es una sección de herramienta alojada en la sarta o tubería de perforación, que sirve para darle peso y estabilidad a la barrena, o de igual manera pueden estar construido sobre los drill-collars.

Figura 8.1.

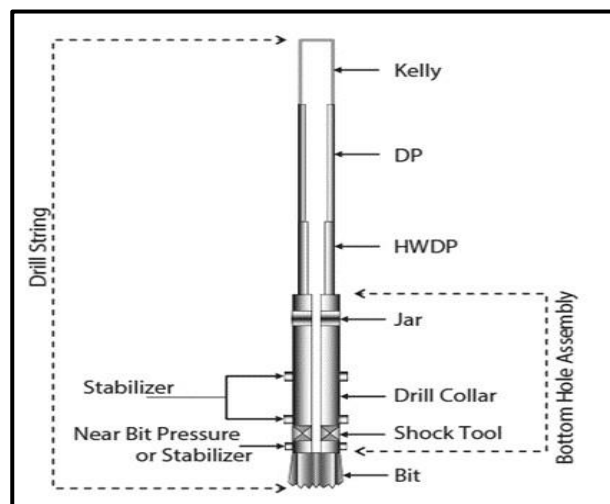


Figura 8.1. Componentes de la sarta de perforación (Modificado de Pemex, [s.f.]).

Para conocer la posición del pozo, las condiciones y el direccionamiento de la perforación, las herramientas MWD utilizan giroscopios, magnetómetros y acelerómetros. Estos equipos permiten posicionar las perforaciones de los pozos de acuerdo con las condiciones geológicas, aunque también, es posible visualizar las condiciones del ambiente en perforación con herramientas de video.

## 8.2.2 Diseño de las herramientas MWD y LWD

Las herramientas MWD y LWD están constituidas por 4 secciones:

1. Secciones de sensores: Encargadas de la toma de registros.
2. Sección de interfaces: Codifican las mediciones obtenidas por los sensores y se mandan a la sección de transmisión.
3. Sección de transmisión: Envían los datos a superficie ya sea por pulsos de lodo, frecuencias electromagnéticas o por medio de la tubería de revestimiento que se encuentra cableada.
4. Equipo de superficie: Analizan e interpretan los datos en tiempo real.

## 8.2.3 Tipo de información obtenida de las herramientas MWD y LWD

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, ambas herramientas obtienen propiedades de las formaciones al momento de perforar un pozo.

La principal diferencia entre ellas es que las MWD son monitoreadas en superficie, en tiempo real y se centran más en la medición de la inclinación y azimut del pozo para así, direccionar la barrena a través de las formaciones, mientras que las LWD se encargan de mediciones de parámetros tales como: resistividad, porosidad, rayos gamma, entre otros. Cabe aclarar que existen algunas MWD que también obtienen algunos de estos parámetros.

Por lo tanto, éstas son una extensión de las LWD, pero con la diferencia que una se encarga de las condiciones mecánicas internas del pozo, la dirección que se va generando y de los fluidos contenidos, mientras que por otra parte las LWD se enfocan más en analizar los parámetros de las formaciones.

## 8.2.4 Métodos de transmisión de datos de las herramientas MWD

Los métodos de transmisión consisten en un cifrado digital de las mediciones obtenidas por el MWD, las cuales pueden ser almacenadas dentro un cartucho electrónico al interior del drill collar, posteriormente ser enviadas y recogidas en superficie. Una vez que la información es codificada es llevada a la superficie mediante los 3 métodos siguientes:

1. Telemetría de pulsos en el lodo de perforación.

2. Telemetría electromagnética.
3. Tuberías de perforación con cableados eléctricos.

### Telemetría de pulsos en el lodo de perforación

En el fondo del pozo se encuentra una válvula localizada que se cierra y restringe el flujo del lodo de perforación de acuerdo con la información que va a ser transmitida, de tal forma que se crean fluctuaciones de presión en el lodo, que serán representativas de las condiciones presentes en el agujero. El método consiste en la evaluación de dichas fluctuaciones de presión, las cuales son recibidas en sensores de presión que se encargarán de procesar las señales y reconstruir la información del agujero, Figura 8.2. Estas fluctuaciones se encuentran divididas en 3:

1. Pulsos positivos: Produce incrementos de presión.
2. Pulsos negativos: Produce decrementos de presión.
3. Ondas continuas: Fluctuaciones sinusoidales que se generan al abrir y cerrar gradualmente la válvula.

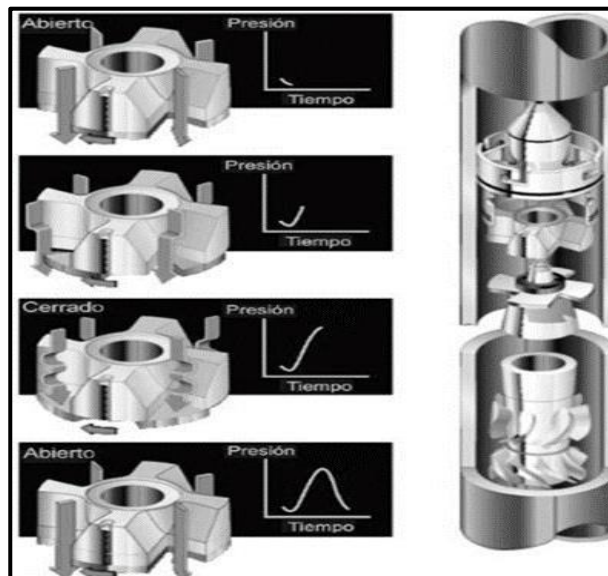


Figura 8.2. Representación del método de transmisión por medio de telemetría de pulsos en el lodo de perforación ([s./a.], 2010).

### Telemetría electromagnética

Estas herramientas se encuentran constituidas por medio de un aislante eléctrico dentro de la sarta de perforación, lo que genera una diferencia de voltaje entre la porción superior e inferior de la herramienta, Mientras que, en superficie, un cable es conectado a la cabeza del pozo y la sarta de perforación, mientras que un segundo cable es unido a una varilla alejada de la torre de perforación. De esta manera la cabeza del pozo y la varilla actuarán como 2 electrodos de una antena dipolo que recibirán la diferencia de potencial medida entre ambos electrodos.

Este método es conveniente en perforaciones sobre balanceadas o lodos aireados en el agujero, sin embargo, cuando las perforaciones son mayores a 1 000 [m] o las resistividades sean menores a 1 [Ohm/m], la señal se perderá en algunas formaciones.

### Telemetría de perforación cableada

Estos sistemas utilizan cableados eléctricos dentro de cada uno de los componentes de las tuberías de perforación, permitiendo que se conduzcan las señales eléctricas a superficie con mayor rapidez que los métodos anteriores.

### Telemetría moderna

Sistema denominado como Telescope, la compañía Schlumberger desarrollo la plataforma telemétrica Orión que permite la transmisión y recepción de los datos, 4 veces más rápido que con la telemetría de pulsos.

## 8.2.5 Principales herramientas MWD

Las herramientas enlistadas a continuación, pertenecen a la compañía de Schlumberger. Se muestran como representativas de esta tecnología, debido a que esta empresa es la principal generadora de dispositivos MWD:

- Telescope: Provee información que permite optimizar el posicionamiento del pozo, mejora la eficiencia, reduce los riesgos de perforación y permite incrementar la producción.
- Powerpulse: Este sistema telemétrico permite un continuo monitoreo de la inclinación y azimut del pozo, así como algunas mediciones adicionales como rayos gamma, análisis de vibraciones y peso sobre la barrena, etc. Utilizando como método de transmisión las ondas continuas de lodo.
- Impulse MWD: La plataforma integrada a este servicio permite obtener un rayos gamma y mediciones de resistividad, así como la dirección e inclinación del pozo en tiempo real. Esta información es almacenada y transmitida a superficie por medio de telemetría electromagnética.
- Slimpulse: Este servicio proporciona mediciones continuas sobre la dirección e inclinación del agujero (D&I), así como de rayos gamma en tiempo real en condiciones extremas de fondo de pozo.
- E-pulse XR: Envía en tiempo real la información necesaria para mejorar el control direccional de los pozos, así como su colocación utilizando telemetría electromagnética como medio de transmisión.
- Gyropulse MWD: Este sistema ofrece mediciones simultáneas giro-orientadas en tiempo real, así como mediciones magnéticas convencionales en una sola corrida dentro del agujero.
- Pathfinder RADAR Ranging service: Provee el análisis en tiempo real de las condiciones de perforación y de servicios avanzados de pozo. Es una solución de Pathfinder para poder obtener el azimut de las perforaciones en áreas donde se tengan interferencias magnéticas, y permite tener un posicionamiento cercano y preciso en agujeros paralelos.
- Pathfinder MWD: El servicio suministra mediciones continuas sobre la inclinación y azimut para la perforación de pozos direccionales y horizontales, así como también para operaciones de cambios de herramientas.



- Survivor HPHT MWD: Abastece de mediciones direccionales, así como de mediciones de la cara superior de la herramienta en tiempo real para el geodireccionamiento de la perforación de los pozos. Tienen además la gran ventaja de poder ser operadas en temperaturas por encima de los 175 [°C], y en presiones superiores a los 25 000 [psi] (de ahí el HPHT que significa high pressures, high temperatures).

### **8.3 Registros durante la perforación (LWD)**

De acuerdo con (Rodríguez & Aguilar, 2024), existen un gran número de razones por las cuales las principales empresas petroleras del mundo se dedican a perforar pozos que tengan alguna desviación con respecto a la vertical. Algunas de estas razones pueden ser, por ejemplo, realizar perforaciones múltiples desde la superficie para evitar ciertos rasgos geológicos como por ejemplo la presencia de domos salinos en el subsuelo, o bien, puede ser también para maximizar el área lateral de algún yacimiento realizando perforaciones paralelas a éste (perforaciones horizontales), logrando con ello, aumentar significativamente las reservas. Fue debido a estos grandes retos emergentes que surgió la tecnología de las herramientas LWD a la par con los registros MWD a principios de la década de los 80.

Originalmente la técnica LWD surgió como un complemento de la tecnología que rige a las herramientas MWD para completar o reemplazar total o parcialmente las operaciones realizadas por los registros convencionales operados por cable (wireline). El uso de las 2 herramientas se da principalmente en agujeros que tienen altos ángulos de desviación o en perforaciones tipo horizontales donde auxilian en las labores de geodireccionamiento, así como también para obtener mediciones de los parámetros de las formaciones en aquellas situaciones donde las herramientas convencionales no lo consiguen.

Como dato complementario, se tiene documentada la perforación de pozos altamente desviados en pozos del Campo Agua Fría, en el área de Poza Rica, Veracruz en el año 1992. Estos fueron de los primeros pozos en México, que tenían este diseño con el fin de cortar el mayor espesor posible, de los cuerpos arenosos del paleocanal de Chicontepec. Para este momento, la tecnología MWD-LWD no estaba disponible y la perforación, así como la adquisición de los datos, se realizó con alta dificultad, impactando en la calidad de la información registrada.

El método de adquisición de ambos dispositivos es muy similar, pero con grandes diferencias ya que los registros MWD se centran más a la obtención de los parámetros que influyen en las condiciones de perforación, tales como desviación, inclinación y profundidad del agujero a medida que éste se encuentra perforando, mientras que los registros LWD por otro lado van más encaminados a la medición de los parámetros geológicos de fondo de pozo tales como la resistividad de las formaciones, densidad, factor fotoeléctrico, tiempo de tránsito de las ondas compresionales, rayos gamma, etc. (Rodríguez & Aguilar, 2024).

Además, una gran particularidad de las herramientas LWD consiste en que generalmente, la gran mayoría vienen en familias de tamaños (4, 6 y 8 [pg]), permitiendo de esta manera que sea posible acomodar la tubería junto con las herramientas en los distintos tamaños de agujeros que se puedan presentar durante la perforación de los pozos.

Esto ha permitido durante las últimas 2 décadas que el uso de ambas tecnologías sea cada vez más frecuente en las labores de perforación para obtener datos confiables en las labores de geo-direccionamiento, así como en la evaluación de las formaciones en tiempo real. Además, se ha visto en la práctica que la combinación de las mediciones LWD junto con las mediciones convencionales de aquellas herramientas que son operadas por cable ha permitido tener una mejor definición de las propiedades petrofísicas de las formaciones.

### **8.3.1 Principios de medición de los registros LWD**

La técnica de adquisición de las herramientas LWD consiste en la adaptación de las herramientas de registros de pozos de cable, dentro de la sarta de perforación (en el drill collar). Dicho de otra manera, se puede decir que en las herramientas LWD se encuentran constituidas principalmente por medio de 3 elementos esenciales que son:

1. Un sistema de sensores incorporadas a las tuberías de perforación en un mandril dentro del drill collar que se encuentran siempre activos durante todo el proceso de perforación.
2. Un sistema de transmisión de datos a superficie que consiste en la transmisión de información por medio de telemetría de pulso.
3. Una interfaz superficial que codifique las mediciones obtenidas por las herramientas en el pozo y las grafique en un registro continuo a medida que las actividades de perforación avanzan.

Estas mediciones en las formaciones, resultantes del proceso de adquisición, serán obtenidas en tiempo real mientras las herramientas se encuentran aún en el agujero o bien, pueden ser recuperadas y procesadas con mayor precisión en superficie una vez que es retirada la sarta de perforación del pozo, ya que al igual que las herramientas MWD, las mediciones de las herramientas LWD pueden ser almacenadas dentro de una unidad de memoria alojada en el cuerpo de la herramienta.

Se especula que, en algún momento, los registros LWD serán un reemplazo permanente de los registros convencionales, específicamente para las perforaciones direccionales y horizontales en la industria petrolera, sin embargo, su interpretación aún se encuentra dominada por problemas referentes a la técnica que se utilice, así como también a la herramienta involucrada en las mediciones. Los tipos de registros que se obtienen al final del procesado utilizando las herramientas LWD son muy similares a los registros convencionales de pozo de las mismas categorías mas no son idénticas. Un registro LWD es muy similar a un registro de resistividad somero. En general, las mediciones LWD son casi tan precisas como las herramientas convencionales y se pueden interpretar de la misma manera, sin embargo, las características de las lecturas y los problemas en la calidad de la respuesta de éstos son diferentes comparados con los registros convencionales adquiridos en pozos descubiertos.

Actualmente la gran mayoría de las mediciones que son realizadas por las herramientas convencionales también se encuentran disponibles en los servicios que ofrecen las distintas compañías de servicios como parte de las técnicas LWD. Algunas de las principales mediciones realizadas por este tipo de herramientas son la obtención de:

1. Mediciones de rayos gamma.
2. Mediciones de resistividad.
3. Mediciones de porosidad-densidad.
4. Mediciones de porosidad-neutrón.
5. Obtención de un caliper ultrasónico.
6. Mediciones sónicas.
7. Adquisición de imágenes LWD.
8. Mediciones de resonancia magnética nuclear.
9. Así como mediciones continuas referentes a la inclinación y desviación del agujero.

### **8.3.2 Diseño de las herramientas LWD**

En estas herramientas las mediciones se obtienen por medio de sondas que se encuentran incorporadas a la tubería de perforación justo en los drill-collars del arreglo, la cual es la parte del sistema de perforación rotatoria que le brinda estabilidad y rigidez a los componentes que se encuentran debajo de éstos (la barrena). Las combinaciones básicas que se pueden realizar son comercializadas bajo diferentes marcas dependiendo de la compañía de servicios que esté trabajando en el pozo. La compañía Schlumberger maneja principalmente el sistema Scope o Vision, Haliburton el sistema Insite y Baker Hughes el sistema Trak.

### 8.3.3 Mediciones de resistividad durante la perforación

Las primeras mediciones de resistividad realizadas por herramientas eléctricas y utilizando las herramientas LWD se hicieron en un arreglo tipo normal corto (short normal) cuyos electrodos (de emisión y de retorno de corriente) se encontraba acoplados en un recubrimiento aislante montado en el drill collar y se medía la corriente y la caída de voltaje en los 2 electrodos del arreglo mediante la Ley de Ohm.

Años más tarde, estas mediciones se mejoraron al acoplar ahora un arreglo de 2 electrodos de guarda y un electrodo central de corriente dentro de un arreglo tipo Laterolog3 (“LL3”), esta nueva herramienta fue denominada herramienta de resistividad de corriente enfocada o FCR (focused current resistivity) y los electrodos, al igual que en el arreglo normal, se encontraban alojados dentro de un recubrimiento aislante de tal manera que se permitía que las corrientes de medición, fuesen enfocadas a las formaciones para la medición de la resistividad verdadera ( $R_t$ ).

De acuerdo con (Rodríguez & Aguilar, 2024), el gran avance tuvo como base una herramienta de resistividad dual propuesta por Arp en el año de 1976. Esta herramienta se basaba en la implementación de bobinas toroidales transmisoras y receptoras para la medición de resistividades laterales enfocadas, y una medición de resistividad por medio de la barrena. El proceso era llevado a cabo por medio de una bobina transmisora toroidal y 2 bobinas receptoras toroidales separadas una de la otra 6 [pg], que se encargaban de medir la corriente axial que fluía por debajo del drill collar, ya que la diferencia generada en las corrientes axiales era igual a la corriente radial que fluía hacia el exterior del drill collar, medida entre los 2 receptores toroidales.

Este método se utilizaba para calcular la resistividad lateral en la herramienta mientras que la resistividad en la barrena se derivaba de la corriente medida por el transmisor más próximo a la barrena. Con este tipo de información es posible direccionar las perforaciones en pozo de altos ángulos o bien, detener la perforación una vez que se esté penetrando en el yacimiento.

Hoy en día las herramientas de resistividad más utilizadas dentro de la tecnología LWD son básicamente 2 tipos: las herramientas de resistividad por propagación de onda electromagnética y las herramientas de resistividad tipo laterolog. Estas herramientas permiten la evaluación cuantitativa de las propiedades resistivas de la formación y de los fluidos que contiene, adicionalmente la determinación de la resistividad verdadera de la formación. La técnica de propagación por onda electromagnética se aplica en el rango de 0.5 a 4 [MHz], en el pasado se ha aplicado en un número limitado de herramientas a cable (Rodríguez & Aguilar, 2024).

Estas herramientas fueron los primeros desarrollos que se tuvieron de herramientas eléctricas dentro de las nuevas tecnologías LWD, sin embargo, hoy en día se ha avanzado tanto que ya es posible obtener imágenes eléctricas de fondo de pozo en tiempo real y son 2 las principales herramientas eléctricas de imágenes LWD las que permiten mediciones de resistividad enfocada, así como también, mediciones azimutales a distintas profundidades de investigación (Rodríguez & Aguilar, 2024).

### **8.3.3.1 Herramientas de resistividad de propagación de onda electromagnética**

Una de las herramientas de resistividad que más se utiliza es la herramienta de resistividad de onda electromagnética EWR ya que esta trabaja bien en cualquier tipo de lodo, tiene una buena resolución de capa, que pueda ser construida en un drill collar de acero y requiera menos material conductivo que una herramienta normal o una laterolog, así como también que las respuestas puedan ser repetibles, predecibles y correlacionables con los registros de resistividad operados por cable (Rodríguez & Aguilar, 2024).

Esta herramienta, en su versión inicial, consistía en 2 antenas o bobinas transmisoras y una bobina receptora alojadas dentro de la superficie externa del drill collar de perforación. La bobina receptora opera comúnmente a una frecuencia de 2 [MHz] y de lo que se encarga es de medir las diferencias de fase y relaciones de amplitudes de las ondas electromagnéticas generadas, las cuales se miden en las bobinas receptoras y se convierten posteriormente a resistividad aparente (Rodríguez & Aguilar, 2024)

Inicialmente el espaciamiento entre las bobinas receptoras es de 6 [pg] y el espaciamiento entre la bobina transmisora y la bobina receptora cercana es de 24 [pg]. El espaciamiento entre las bobinas receptoras se eligió así porque genera una diferencia de fase cercana a los  $90^\circ$  a la frecuencia de operación seleccionada, lo que influye en el diseño del amplificador de la señal y la exactitud de la medida. Mientras que el espaciamiento de 24 [pg] entre la bobina transmisora y la bobina receptora más cercana se seleccionó de esta forma ya que a mayor distancia se logra alcanzar una mayor eficiencia de transmisión de las antenas transmisoras, además de que, es la mayor distancia a la cual se obtiene una media confiable de la herramienta.

Un diseño posterior de este tipo de herramienta de resistividad incluye un sensor que consiste en 4 bobinas transmisoras y 2 bobinas receptoras, las cuales miden diferencias de fase y relaciones de amplitudes de las ondas electromagnéticas generadas, y que se encuentran alojados dentro de la superficie externa del drill collar. La distancia entre las bobinas receptoras es de 6 [pg], mientras que en las bobinas transmisoras están espaciadas de 6, 12, 24 y 36 [pg] desde la antena receptora más cercana. Estos espaciamientos en las bobinas generan 4 mediciones de resistividad aparentes referidas como extra somera, somera, media y profunda. Las medidas extra somera, somera y media se obtienen al operar el par de bobinas receptoras a una frecuencia de 2 [MHz], mientras que las medidas profundas se realizan al operar el par de bobinas a una frecuencia de 1 [MHz] (Rodríguez & Aguilar, 2024).

Se puede brindar una mejor descripción de la forma en cómo opera la herramienta EWR si se entiende desde el punto de vista de la propagación de la onda electromagnética, es decir, la onda electromagnética se origina por la corriente producida en la bobina o antena transmisora y se propaga en la formación en todas direcciones desde la fuente induciendo voltajes en las bobinas transmisoras. El voltaje en cada antena receptora es una función de la conductividad, la constante dieléctrica y la permeabilidad magnética de la formación circundante. La relación de las amplitudes de estos voltajes y la diferencia de sus fases se utiliza para calcular la conductividad de la formación y, por lo tanto, la resistividad de la formación. La tasa de atenuación y la tasa de desfase de la onda están determinadas por las conductividades de la formación y en menor grado, por el fluido del

pozo. Se puede decir que los registros de resistividad de propagación electromagnética se derivan de las diferencias de fase y la relación de amplitud de los voltajes inducidos, causada por la propagación de estas ondas y de una combinación de fase/amplitud calculada a través de transformadas no lineales basadas en una formación homogénea e isotrópica (Rodríguez & Aguilar, 2024).

De acuerdo con (Rodríguez & Aguilar, 2024), algunas de las innovaciones y aplicaciones más sobresalientes de las herramientas de propagación electromagnética son las siguientes:

- El uso de medidas de resistividad de múltiples profundidades de investigación con características de respuestas similares provee la habilidad de desarrollar perfiles de invasión y determinar la resistividad verdadera, “ $R_t$ ”, la resistividad de la zona lavada, “ $R_{xo}$ ” y de diámetro de invasión, “ $d_i$ ”.
- La buena resolución vertical de las herramientas de propagación de onda electromagnética en comparación con los sensores de las herramientas convencionales de cable permite la mediación directa de la resistividad verdadera en capas delgadas y en pozos desviados.
- Los espaciamientos de las bobinas transmisoras y receptoras se seleccionaron de tal manera que es posible obtener una lectura directa de la resistividad verdadera de la formación, “ $R_t$ ”, y al mismo tiempo se puede obtener alguna indicación de invasión por filtrado de lodo.
- Se ha demostrado que la profundidad de investigación de la herramienta es comparable en teoría, a la del registro de inducción medio, pero frecuentemente produce un registro similar a registro de inducción profundo debido a que en el momento en que se realiza la medición, la invasión del filtrado de lodo aún no se ha desarrollado con totalidad en las formaciones, aunque la profundidad de invasión después de un tiempo de exposición depende de: la presión diferencial, las propiedades del lodo, la permeabilidad de la formación y su contenido de fluidos y la interacción entre la tubería de perforación y el pozo.



Una última versión de este tipo de herramienta consta de 5 bobinas transmisoras de corriente, 3 arriba y 2 debajo de los receptores, y 2 receptores que disparan las ondas electromagnéticas en secuencia para suministrar 5 medidas de fase y 5 de atenuación.

### **8.3.3.2 Herramientas de resistividad de propagación de onda electromagnética**

La técnica de adquisición de imágenes por medio de herramientas tipo LWD en los pozos petroleros, constituye actualmente una de las técnicas más avanzadas de las cuales se tiene conocimiento para la medición de los parámetros geológicos y petrofísicos de las formaciones en tiempo real. Las principales mediciones de este tipo las constituyen 2 herramientas eléctricas de imágenes patentadas por la compañía Schlumberger que son RAB y la geoVISION, así como también de una herramienta de imágenes de densidad-neutrón que se detallará más adelante.

Las herramientas eléctricas de imágenes han sido el último gran desarrollo en materia de adquisición de imágenes eléctricas de las formaciones, y es la primera técnica comercial existente de imágenes eléctricas de pozo en una herramienta LWD. La herramienta RAB (resistivity at the bit) al igual que la herramienta eléctrica geoVISION y la herramienta de imágenes de resistividad azimutales ARI (azimuthal resistivity imaging), es una adaptación de las técnicas utilizadas por las herramientas eléctricas de imágenes FMS y FMI, pero con la gran particularidad de que la RAB se encuentra adaptada para las condiciones particulares durante la perforación, tomando ventaja del hecho de que el arreglo de la tubería de perforación se encuentra rotando incluso aun cuando no se esté utilizando un motor de fondo que le haga rotar. Esta herramienta se basa en la obtención de 5 mediciones de resistividad por medio de un electrodo en la barrena, un electrodo cilíndrico (de anillo) enfocado de alta resolución y de 3 electrodos azimutales de resistividad, así como un rayo gamma.

La gran ventaja que se obtiene por medio de la herramienta RAB consiste en que las mediciones de resistividad LWD proveen de un importante perfil de resistividad poco después de que se llevan a cabo los efectos de filtración. En una primera medición la RAB está constituida de un solo electrodo de medición en la barrena acoplado a la tubería de

perforación, logrando con ello el que sea posible obtener un escaneo azimutal de las formaciones a medida que la herramienta va girando. Esta medición se logra cuando la barrena se encuentra en proceso de perforación ya que el electrodo sigue el camino que genera la barrena, describiendo a éste como un camino en espiral a medida que se va profundizando. De ahí precisamente su nombre, ya que las mediciones correspondientes a las respuestas de resistividad obtenidas de las formaciones provendrán de la barrena, la cual se comporta como un electrodo gigante. Este tipo de medición de resistividad se realiza sin un enfoque de la corriente ya que en esta modalidad la corriente sale por la parte inferior de la herramienta donde se encuentra la barrena y el resto a través de la tubería de perforación.

Dicho procedimiento se logra al emitirse una corriente alterna de 1 500 [Hz] desde una bobina transmisora toroidal alojada en la porción inferior de la herramienta cerca de la barrena, induciendo como consecuencia una diferencia de voltaje en el drill collar por debajo y por encima del transmisor. Las líneas de corriente fluyen a través del drill collar, viajan a través de la barrena, penetran dentro de las formaciones, y regresan nuevamente al drill collar en las porciones superiores de la tubería de perforación por encima de la fuente emisora, por lo que se podría decir que la corriente que sale de la herramienta dependerá mayormente de la distancia que exista entre la barrena y el transmisor, esto para maximizar la cantidad de corriente que fluye fuera de la barrena, y para lograr que ésta fluya a través de las formaciones y no a través del agujero. Las respuestas de resistividad correspondientes a las formaciones estarán dadas en base a la Ley de Ohm una vez conocido el voltaje aplicado por el transmisor y la medición de la corriente axial por medio de una bobina monitora de anillo. Esto le permite a la RAB tener una profundidad de investigación de cerca de 12 [pg] y una resolución vertical de 12 [pg] a 24 [pg] (Rodríguez & Aguilar, 2024).

En lodos base agua, la corriente de retorno se conduce a través de la barrena hacia el lodo de perforación, hacia las formaciones, y de las formaciones de regreso a la sarta de perforación, mientras que en lodos base aceite que son aislante de la corriente, la corriente regresa a través del contacto entre los drill-collars y los estabilizadores con las paredes del agujero, lo que lleva a indicaciones cualitativas de resistividad.

Estas mediciones de resistividad serán sensibles a los volúmenes de formación que se encuentran en la vecindad inmediata de la barrena, y puede permitir tanto a los perforadores como a los geólogos encargados de las labores de geo-direccionamiento, tomar rápidas decisiones sobre donde es necesario bajar una tubería de revestimiento, o donde es necesario realizar núcleos de pared o de fondo. A este procedimiento se le conoce como geo-detención (geostopping) y representa uno de los beneficios más significativos de la herramienta RAB para el desarrollo de los yacimientos, Figura 8.3 (Rodríguez & Aguilar, 2024).

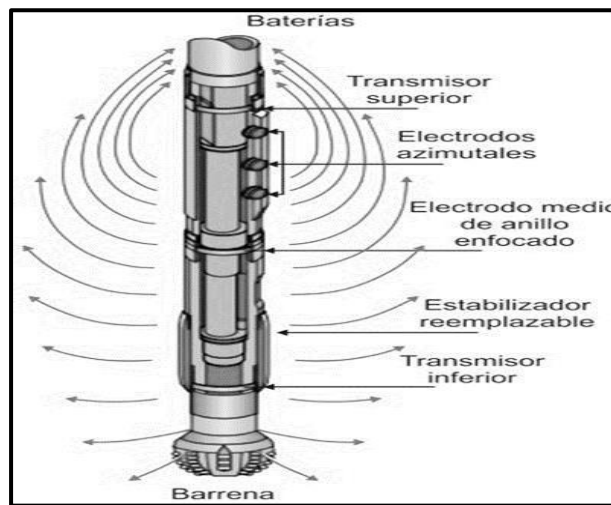


Figura 8.3. Esquema de las herramientas RAB de la compañía Schlumberger (Schlumberger, [s./f.]).

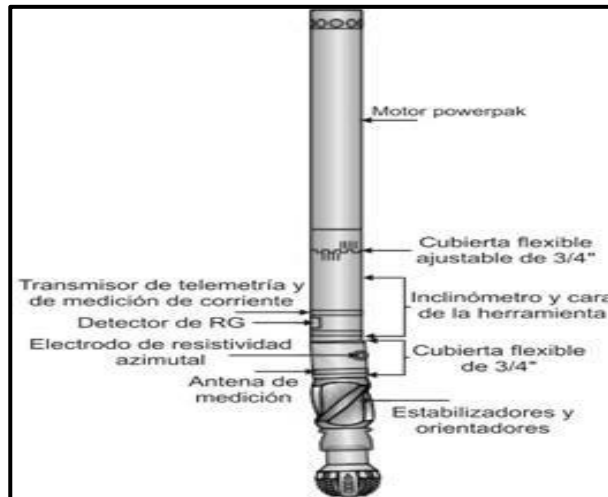


Figura 8.4. Esquema de las herramientas geoVISION (Schlumberger, 1993).

Las Figuras 8.3 y 8.4 muestran esquemas de las configuraciones de las herramientas RAB y geoVISION de la compañía Schlumberger, respectivamente. La herramienta RAB se muestra con el arreglo de los distintos tipos de electrodos con los que cuenta. Es importante mencionar la herramienta geoVISION, la cual funciona de una manera muy similar a la RAB, se utiliza más en las labores de geo-direccionamiento de los pozos (Rodríguez & Aguilar, 2024)

En la Figura 8.5 se logra observar que si las resistividades sobrepasan un límite de resistividad puede ser debido a la presencia de zonas potencialmente gasíferas o la entrada a una zona potencial de hidrocarburos, de tal manera que se detiene la perforación para la evaluación del intervalo (Rodríguez & Aguilar, 2024).

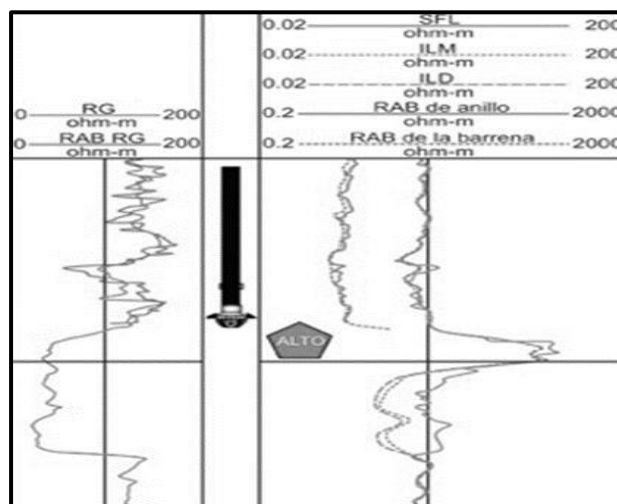


Figura 8.5. Ejemplo de un registro de la resistividad utilizando la herramienta RAB (Modificado de Riedel, 2008).

La cercanía a la vecindad del pozo por parte de las mediciones de resistividad con la herramienta RAB permiten que la herramienta pueda ser también utilizada en las labores de geo-direccionamiento, ya que las respuestas de resistividad son comparables con modelos de formación, de tal manera que se puede saber si las desviaciones llevadas a cabo en el agujero se están realizando adecuadamente o tienen que ser corregidas.

En otra modalidad de medición, la herramienta RAB puede proporcionar 4 mediciones de resistividad horizontales (o radiales) a varias profundidades de investigación utilizando una técnica de enfoque cilíndrico por medio de 3 electrodos azimutales de enfoque de 1 [pg] de diámetro, espaciados longitudinalmente a lo largo del eje de la herramienta, y un electrodo central de anillo enfocado de alta resolución, que permite a la herramienta proveer de múltiples mediciones de resistividad. Las 4 mediciones de resistividad anteriores funcionan bajo el mismo principio de medición: una corriente emitida desde un transmisor en la porción superior de la herramienta fluye hacia su porción inferior por medio del drill collar y hacia afuera penetrando en las formaciones a un ángulo de 90° con respecto al collar, para después regresar a través del collar en las porciones superiores por encima del transmisor. Estas mediciones generalmente tienen una excelente resolución vertical y una sensibilidad muy baja a efectos de capas adyacentes, así como también por efectos de capas con variaciones considerables de resistividad.

La cantidad de corriente que abandona a la herramienta en el electrodo central de anillo y en los electrodos azimutales puede ser medida por medio de un circuito de baja impedancia, mientras que la corriente axial que fluye hacia la porción inferior del collar es medida en el electrodo de anillo por medio de los electrodos monitores (Rodríguez & Aguilar, 2024).

En el electrodo de anillo enfocado la corriente proveniente del transmisor superior es enfocada en forma axial (lateral) por medio de arreglos de electrodos monitores en una configuración similar a la laterolog 7 (“LL7”), mientras que los electrodos azimutales utilizan los electrodos monitores en un arreglo muy similar a la herramienta Microlaterolog (MLL). Esta técnica de enfoque cilíndrico en la herramienta RAB se consigue al combinar las corrientes generadas por el transmisor superior y el transmisor inferior, generando en el electrodo de anillo central “un flujo axial nulo” cuyo efecto consiste en que la corriente que abandona el electrodo central penetra profundamente en las formaciones brindándole con ello una gran resolución vertical a la herramienta, Figura 8.6. La profundidad de investigación con la que generalmente opera el electrodo de anillo enfocado es de 9 [pg] ó de 7 [pg] para una barrena de 8.5 [pg] (Rodríguez & Aguilar, 2024).

El propósito de realizar las mediciones radiales de resistividad a varias profundidades de investigación consiste en obtener un perfil radial de resistividad más detallado y preciso de los efectos de invasión de filtrado de lodo hacia las formaciones, de tal manera que se puede obtener una resistividad más precisa de la zona virgen, “ $R_t$ ”, con una excelente resolución axial, por otro lado, los electrodos azimutales de resistividad pueden ser igualmente utilizados para obtener imágenes cuantitativas de resistividad de las formaciones, midiendo la corriente que sale de cada uno de ellos. Dichas mediciones son realizadas a 3 profundidades de investigación diferentes, que corresponden a la profundidad de investigación que puede brindar cada electrodo (de 1, 3 y 5 [pg] para los electrodos BS, BM y BD), y que, en conjunto con el electrodo de anillo, producen un perfil de resistividad de las formaciones que se están atravesando en el agujero (Rodríguez & Aguilar, 2024).

Al igual que con las herramientas operadas por cable, en la herramienta RAB se utiliza un arreglo que consiste en 2 transmisores de corriente (inferior y superior) y 2 toroides monitores (inferior y central) para lograr un enfoque radial de la corriente en el electrodo de anillo cilíndrico. La herramienta cuenta además con 3 electrodos azimutales y un electrodo central de anillo enfocado para las mediciones de resistividad y para la obtención de las imágenes de las formaciones (Ellis y Singer, 2007).

Típicamente la herramienta responde a las mediciones de resistividad que se obtienen respecto a las formaciones que se encuentren frente a los electrodos, de manera que si la herramienta gira en el agujero, es posible obtener imágenes de las formaciones provenientes de sus diferentes azimuts. Esta es una ventaja notoria en la adquisición de imágenes de las formaciones en tiempo real, ya que es posible ver rasgos geológicos importantes a medida que se está profundizando el pozo. La herramienta recaba la información azimutal cada 10 [s], y en la modalidad de imágenes, permite realizar un escaneo completo del agujero a una velocidad de rotación de 30 [rotaciones por minuto], de manera que se obtienen 56 puntos de muestreo azimutales en 4 cuadrantes del pozo (cima, base, lateral izquierda y lateral derecha) para la construcción de las imágenes, Figura 8.7.

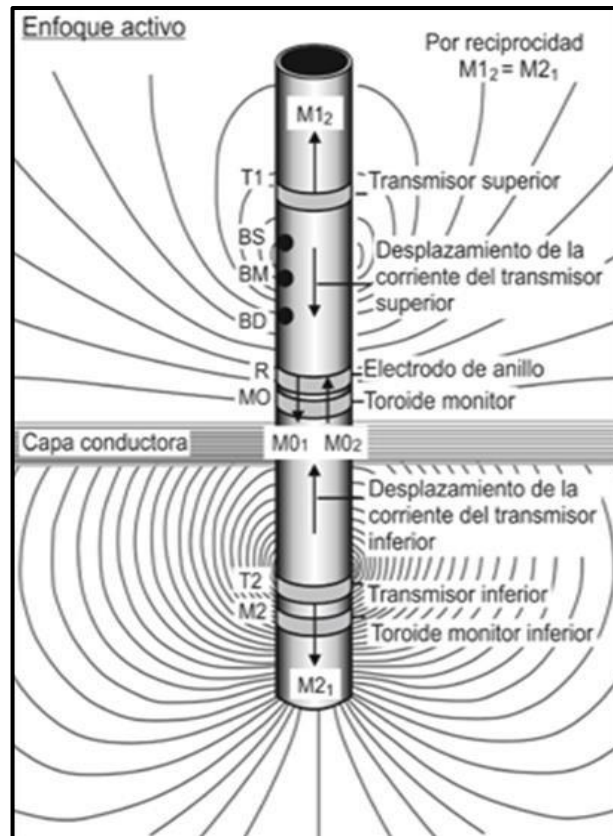


Figura 8.6. Arreglo de herramienta RAB (Schlumberger, [s.f.]).

La resolución vertical de las imágenes puede ser tan altas como de 2.5 [cm], aunque lo típico es que sea de 5 [cm] (2 [pg]), y va decreciendo a medida que la velocidad de perforación disminuye hasta los 60 [ft/h] (Rodríguez & Aguilar, 2024).

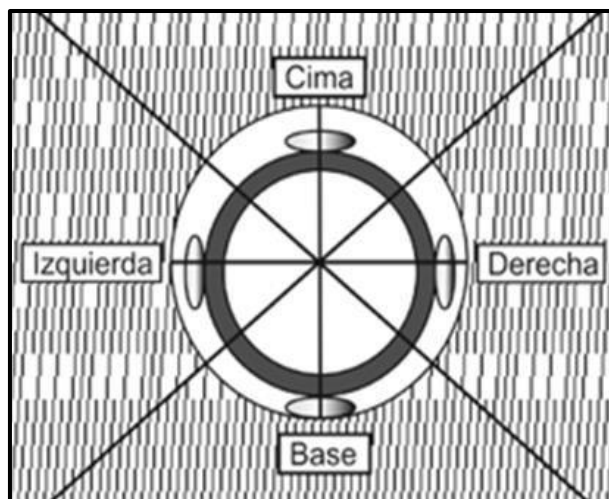


Figura 8.7. División de las mediciones que realizan las herramientas LWD en cuadrantes con respecto a la cara superior de la herramienta (Modificado de Luthi, 2001).

A medida que la herramienta gira, los electrodos que tengan la profundidad de investigación más profunda son los que producirán las imágenes de resistividad (correspondientes a “ $R_t$ ”) en función del azimut de la herramienta, mientras que magnetómetros igualmente alojados en la RAB, permiten que la herramienta y las desviaciones que se estén generando puedan ser orientadas con respecto al campo magnético, al igual que las imágenes de resistividad con respecto al norte geográfico, o bien, respecto a la cima del agujero en el caso de perforaciones horizontales (Rodríguez & Aguilar, 2024).

Tanto las mediciones azimutales provenientes de uno o varios electrodos de medición, como las mediciones azimutales de rayos gamma provenientes de un sensor excentrado (no centrado) en la herramienta, pueden ser de utilidad para obtener la orientación de la barrena en múltiples direcciones para la localización de algún contacto litológico, o bien, para la localización de alguna interfaz de fluidos en cualquier cuadrante del pozo.

Actualmente solo las mediciones de resistividad adquiridas por medio de la herramienta RAB son las que pueden ser transmitidas a superficie utilizando telemetría de pulsos de lodo (utilizando la tecnología powerpulse MWD), mientras que las imágenes de resistividad de las formaciones son almacenadas en una memoria interna de la herramienta, y recuperadas posteriormente en superficie para su procesamiento e interpretación (Rodríguez & Aguilar, 2024).

Tanto la herramienta RAB como la herramienta geoVISION permiten tener mediciones tipo rayos gamma de las formaciones, mediciones de resistividad utilizando a la barrena como un electrodo, y resistividades azimutales por medio de los electrodos azimutales de enfoque. Esto permite a los geólogos y perforadores detectar en tiempo real, la presencia de hidrocarburos en la barrena, correlaciones en tiempo real, así como geo-direccionar el agujero para incrementar la exposición del yacimiento. Al igual que con las imágenes, los conteos hechos por el sensor de rayos gamma pueden realizarse por medio de cuadrantes, generando una imagen un tanto rudimentaria con una resolución mucho menor que cualquiera de las técnicas de imágenes eléctricas mencionadas (Rodríguez & Aguilar, 2024).



### 8.3.4 Herramientas de rayos gamma naturales LWD

Según (Rodríguez & Aguilar, 2024), la herramienta de rayos gamma naturales LWD de las formaciones, registra la radiación natural que emana de los 3 isótopos emisores de rayos gamma más comunes que se encuentran en la corteza terrestre, que son el Potasio 40 ( $^{40}\text{K}$ ), Torio 232 ( $^{232}\text{Th}$ ) y Uranio 238 ( $^{238}\text{U}$ ). Este registro de rayos gamma LWD permite medir la radiactividad de los 3 elementos combinados o bien, puede mostrar la cantidad de cada elemento individual que contribuye a dicha radiactividad. La herramienta está conformada por 2 circuitos de detectores independientes con 2 grupos opuestos de tubos Geiger-Mueller. Esta configuración redundante proporciona 2 registros de rayos gamma naturales independientes, y en donde las tasas de conteo de los grupos de detectores se combinan para optimizar la precisión estadística, sin embargo, en el evento poco usual de que uno de los detectores falle, un registro de rayos gamma corregido puede ser producido con el segundo detector.

Para el geo-direccionamiento de pozos con trayectoria horizontal, la herramienta de rayos gamma puede configurarse para medir rayos gamma azimutalmente. En esta aplicación, los 2 grupos de detectores opuestos pueden suministrar registros de rayos gamma independientes de la cima y la base del pozo. Esto les permite a los perforadores, por ejemplo, determinar si la barrena ha salido de la cima o de la base de una formación yacimiento objetivo.

### 8.3.5 Herramientas de inducción LWD

Desde el año de 1983, las distintas compañías de servicios comenzaron a desarrollar distintas herramientas de inducción que fuesen capaces de realizar las mediciones de las formaciones por medio de la tecnología de las herramientas LWD. Entre las principales herramientas destacan la EWR, CDR, SCWR, ARC5 y MPR. Estas herramientas se encuentran alojadas con sus respectivos transmisores y receptores cerca del drill collar de la sarta de perforación, y puede trabajar tanto en lodos base agua como en lodos base aceite. La ventaja de estas mediciones resalta en el sentido de que son obtenidas casi al mismo tiempo en el que se está llevando a cabo la perforación, con lo que se puede tener una aproximación más directa a la resistividad verdadera de las formaciones, “ $R_t$ ”.

La profundidad de investigación que pueden tener este tipo de herramientas puede ser de hasta las 50 [pg] y su resolución vertical puede ser de 6 [pg]. La realización de las mediciones a múltiples profundidades de investigación y en 3 dimensiones puede permitir incluso que en muchos casos se puedan obtener las resistividades “ $R_h$ ” y “ $R_v$ ” de las formaciones, siendo de mucha utilidad especialmente en aquellas formaciones muy laminadas de distintas composiciones o de distintas porosidades.

### **8.3.6 Herramientas acústicas LWD**

Las principales compañías de servicios han desarrollado herramientas que funcionan bajo los mismos principios acústicos con los que funcionan las herramientas operadas por cable y las incorporaron a la tecnología de las herramientas LWD, permitiendo que sea posible obtener distintas mediciones acústicas de las formaciones durante la perforación. Entre las principales herramientas acústicas destacan la sonicVISION de la compañía Schlumberger, la AcousTic BAT sensor de Halliburton y la SoundTrak de Baker Hughes.

Todas estas pueden operar a medida que la herramienta se encuentra girando (en modalidad rotatoria), en modalidad estacionaria o bien deslizándose.

La herramienta acústica LWD se encuentra constituida por medio de 2 transmisores localizados por arriba y por debajo de un conjunto de 4 receptores, alojados en un drill collar liso en la cadena de perforación. El uso de 2 transmisores le brinda redundancia a la herramienta, de modo que se puede obtener el tiempo de tránsito compresional de las ondas acústicas que genera la herramienta o “ $\Delta_{tc}$ ”, incluso aún si alguno de los transmisores o ambos llegasen a fallar. Los transmisores y receptores operan en el mismo rango de frecuencia que las herramientas acústicas operadas con cable, 10 a 20 [kHz]. A diferencia de las herramientas a cable que son omnidireccionales, los transmisores y receptores de las herramientas sónicas LWD se encuentran alineados a lo largo de la herramienta, mientras que un transductor ultrasónico localizado en el centro del conjunto de receptores mide el standoff (separación entre la herramienta y la pared del pozo) entre el lado superior de la herramienta y la pared de pozo.

Con las herramientas de registro sísmico LWD, una señal acústica generada en un transmisor en la herramienta, viaja a través de la formación y posteriormente arriba a un receptor ubicado en la herramienta, en donde el procesamiento de los datos de las formas de las ondas se llevan a cabo en el fondo de pozo durante la perforación, esto para determinar el tiempo de tránsito compresional de la onda ( $\Delta_{TC}$ ), el cual es el tiempo requerido para que las ondas compresionales viajen una cierta distancia a través de la formación, usualmente 1 [ft] ó 1 [m]. La compresibilidad acústica es el inverso de la velocidad acústica y se expresa en unidades de  $\pm$  [s/ft] ó  $\pm$  [s/m].

El desarrollo de estas herramientas ha permitido determinar que la mayor parte del ruido de la perforación ocurre a frecuencias por debajo de los 12 [kHz] y que, por lo tanto, este ruido se debe de eliminar de las señales de los registros utilizando filtros de frecuencias.

### **8.3.7 Herramientas de densidad LWD**

Otro tipo de herramientas que permitieron con el paso de los años incrementar su rango de muestreo en los pozos, son las herramientas nucleares de densidad. Estas mejoras permitieron obtener mediciones de altas resoluciones pasando del estándar de 6 [pg] a tan solo 1.2 [pg] con lo que se obtenían mejores definiciones de las formaciones, particularmente en el análisis de capas o estratos muy delgados. Dichas mejoras en su sistema de medición hicieron que se le viera con gran entusiasmo para la obtención de imágenes de densidad, lo que dio como resultado el origen de la herramienta ADN (azimuthal density-neutron tool).

Las mediciones de porosidad-densidad y de factor fotoeléctrico de las formaciones adquiridas en las herramientas LWD son llevadas a cabo fundamentalmente por los mismos principios que rigen a las herramientas de densidad en los registros operados por cable, pero con algunas ligeras variaciones. Los dispositivos de medición con los que cuenta la herramienta LWD de densidad al igual que las herramientas operadas por cable, constan de un detector alejado y un detector corto al igual que muchas de las herramientas LWD abarcadas en este capítulo. Dichos dispositivos se encuentran alojados en el drill collar de la tubería de perforación, generalmente cercanos a la barrena y como parte de la

sarta de perforación, permitiéndole a los dispositivos rotar en el agujero, sin embargo, las mediciones tienen que ser adaptadas al hecho de que la herramienta y las fuentes radiactivas ya no se encuentran en contacto directo con las formaciones, sino que giran en el agujero. Esto se logró agregando estabilizadores que llevan consigo las fuentes de medición alrededor del drill collar, mientras que por otro lado se realiza un análisis espectral con estabilización de las ganancias en las mediciones.

Las principales herramientas comercializadas por las distintas compañías de servicios para la realización de dichas mediciones de densidad son la CDN (compensated density neutron tool) y el servicio adnVISION por parte de la compañía Schlumberger (que está integrado por la herramienta ADN (azimuthal density-neutron tool). Halliburton y su filial Sperry Sun emplean la ALD (azimuthal lithodensity tool) o herramienta de litodensidad azimutal y la SLD (stabilized lithodensity) o herramienta de litodensidad estabilizada para realizar las mediciones de litodensidad. Mientras que Baker Hughes utiliza el servicio LithoTrak utilizando la herramienta ORD (optimized rotational density). Cabe resaltar que la compañía Schlumberger no posee herramientas de densidad y neutrón individuales, sino que las mediciones son realizadas por medio de una sola herramienta combinada a diferencia de la compañía Sperry Sun, la cual posee herramientas individuales de cada tipo.

Los valores de densidad y de factor fotoeléctrico de las formaciones son determinados a partir de las tasas de conteo realizadas por la herramienta en varias ventanas de energía de cada uno de los detectores, mientras que el valor de densidad compensado se calcula de los valores de densidad obtenidos de los detectores de espaciamiento corto y lejano utilizando la técnica o gráfico de columnas y costillas. Por otro lado, las herramientas de densidad son calibradas por medio de bloques de Aluminio, Magnesio y mármol sin porosidad, la precisión estadística en ellas se encuentra en el orden de  $0.015 \text{ [g/cm}^3\text{]}$  para un rango de muestreo de 30 [s] en una formación de  $2.2 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ , la resolución vertical que tendrán las mediciones de densidad es de cerca de 18 [pg], mientras que la resolución vertical que tendrán las mediciones de factor fotoeléctrico de las formaciones será de 6 [pg].

### **8.3.7.1 Herramientas de imágenes de densidad-neutrón (ADN)**

Las herramientas nucleares de imágenes están basadas en los mismos principios con los que funcionan las herramientas de rayos gamma, densidad y factor fotoeléctrico, “Pe”. La herramienta ADN o herramienta de imágenes de densidad-neutrón, es una herramienta desarrollada por la compañía Schlumberger dentro de la gama de registros LWD adnVISION, que se encarga de realizar mediciones azimutales de densidad en una forma muy similar a como se realizan las mediciones eléctricas de imágenes en sus mediciones de resistividad azimutal, pero con la mejora considerable de poder trabajar tanto en lodos conductores como en lodos no conductores. Estas mediciones son realizadas en 16 sectores azimutales por rotación, y pueden ser almacenadas en una unidad de memoria para proveer de las imágenes con mayor detalle una vez procesadas en superficie, o bien pueden ser transmitidas a superficie por medio de un cable sin la necesidad de sacar toda la sarta de perforación.

Al igual que con la gran mayoría de herramientas LWD que existen en la actualidad, las fuentes y sensores de la herramienta ADN se encuentran alojados en el drill collar del arreglo de la cadena de perforación por encima de la barrena, o bien, en los estabilizadores con los que cuenta la herramienta, esto para brindarle un mejor contacto con las paredes del agujero. Su diseño consiste en un patín de densidad que se encuentra montado dentro de un dispositivo excentrado cerca de la pared del agujero, de manera que a medida que la tubería de perforación se encuentra girando en el pozo en las labores de perforación, los sensores de la herramienta ADN estarán escaneando simultáneamente las paredes del agujero, realizando mediciones referentes a cambios azimutales múltiples en cuanto a la densidad y absorción fotoeléctrica de las formaciones, algo que no es posible por medio de las herramientas convencionales. Adicionalmente, un sensor de porosidad neutrón igualmente puede ser acoplado dentro de la herramienta para obtener teóricamente una imagen de porosidad neutrón, sin embargo, este tipo de arreglo aún se encuentra en fase de prueba.

Por otro lado, las mediciones respecto a la orientación de la herramienta se obtienen por medio de 2 magnetómetros que generan en el agujero 4 cuadrantes orientados con respecto al campo de gravedad en aquellos pozos que no son verticales, en su porción inferior y superior, lateral izquierda y lateral derecha, de manera que todas las mediciones referentes a los rayos gamma y a las mediciones de neutrones obtenidas de las formaciones provienen de estos 4 cuadrantes.

Un rasgo sobresaliente de la herramienta ADN es que a medida que el drill collar rota en el agujero, se logran obtener múltiples mediciones azimutales, así como mediciones considerablemente mejores de la densidad y del factor fotoeléctrico de las formaciones, en comparación con las mediciones de porosidad-neutrón en cuyo caso, un incremento en la obtención de puntos azimutales no es posible. Esto permite que la herramienta ADN pueda generar imágenes de las formaciones con un muestreo azimutal ligeramente mejor que las herramientas convencionales (12 muestreos azimutales), pero de menor calidad con respecto a las imágenes azimutales que pueden brindar las herramientas eléctricas de imágenes LWD (56 muestreos azimutales). Otro rasgo particular de la ADN es que esta herramienta obtiene un standoff ultrasónico en los 4 cuadrantes del pozo utilizando un método de reflexión muy similar al que utilizan las herramientas acústicas de imágenes. Estas mediciones se utilizan para corregir las mediciones de porosidad neutrón debido a las influencias que pueda tener el lodo de perforación sobre estas, y para determinar el volumen de lodo que rodea a la herramienta.

La herramienta generalmente se encuentra montada dentro de una combinación de herramientas LWD desarrolladas para agujeros relativamente pequeños, de donde es posible obtener mediciones eléctricas y de rayos gamma de las formaciones, junto con las mediciones de porosidad-densidad, neutrón y factor fotoeléctrico que obtiene la ADN. Existen 2 tipos de configuraciones: en una modalidad “rotatoria”, la herramienta obtiene mediciones azimutales de toda la circunferencia del agujero a medida que la tubería gira de manera estable con respecto al diámetro del pozo por medio de estabilizadores en la herramienta, mientras que en otra modalidad “estrecha”, el giro de la herramienta puede ser llevado a cabo por medio de un motor de fondo (Geosteering), de manera que esta se “deslizará” respecto al agujero incluso en perforaciones direccionales que tengan desviaciones muy grandes, Figura 8.8.

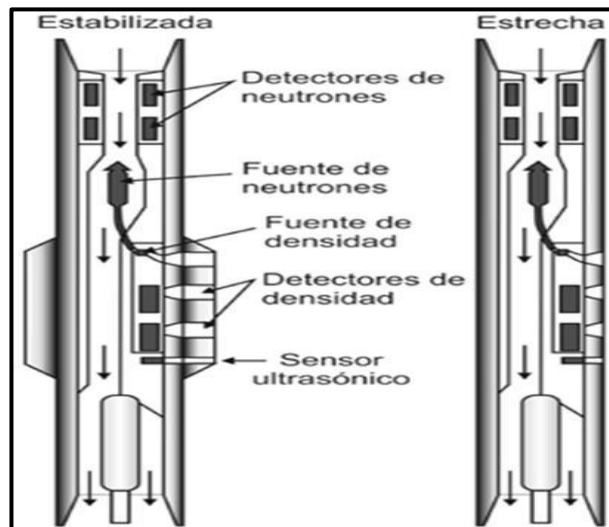


Figura 8.8. Esquema que muestra las configuraciones de la herramienta ADN, mostrando las fuentes de densidad y de neutrones. Del lado izquierdo se muestra la configuración estabilizada de la herramienta, y del derecho se muestra la versión estrecha (Modificado de Luthi, 2001).

La precisión de las mediciones de la herramienta ADN son muy similares a las que realizan las herramientas operadas por cable, siendo la resolución vertical de las mediciones de densidad de cerca de 6 [pg] (15 [cm]), la resolución vertical de las mediciones del factor fotoeléctrico de las formaciones de cerca de 2 [pg] (5 [cm]) y la resolución vertical de las mediciones de porosidad neutrón de cerca de 12 [pg] (30 [cm]), sin embargo, existen excepciones especialmente en aquellos casos en donde se realizan grandes profundidades de penetración en las formaciones, ya que los conteos realizados por unidad de intervalo decrecen, así como también lo hará la precisión que se tendrán de las mediciones en el agujero.

En cuanto a seguridad, la herramienta ADN cuenta con un sistema de precaución operacional que permite poder recuperar las fuentes radiactivas en el caso de que llegase a quedar atascada la herramienta en el pozo. Esto permite evitar considerablemente el tener que dejar la fuente radiactiva en el agujero siendo considerada una gran ventaja en el ámbito de la seguridad de la perforación.

### 8.3.7.2 Principales aplicaciones de la herramienta ADN

La herramienta ADN se centra en varios tipos de aplicaciones petrofísicas entre las que destacan: mediciones de densidad y factor fotoeléctrico de las formaciones, así como la obtención de imágenes de densidad utilizando los datos provenientes de la información

azimutal para darle confiabilidad a los análisis petrofísicos. Algunas otras de las aplicaciones que tiene la herramienta ADN son la evaluación de capas delgadas, la porosidad de la formación, la heterogeneidad litológica, la invasión desigual del filtrado de lodo y los contactos de fluidos. Varias de las principales aplicaciones que tiene la herramienta ADN son muy similares a las aplicaciones que tienen las herramientas eléctricas y acústicas de imágenes, mas no son idénticas. Entre estas destacan 3 principalmente:

1. Realización de una reconstrucción estructural del yacimiento.
2. Identificación de heterogeneidades.
3. Control geológico del pozo utilizando las mediciones LWD.

Estas aplicaciones se encuentran naturalmente relacionadas una con la otra. Los echados estructurales pueden ser determinados a través de las capas que se identifican en las imágenes, o bien pueden ser correlacionadas por medio de las 4 curvas de densidad o las curvas del factor fotoeléctrico, de una manera muy similar a como son interpretadas las formaciones por medio de las curvas de la herramienta de echados SHDT (stratigraphic high dipmeter tool), y ya que las mediciones realizadas por medio de las herramientas LWD generalmente se realizan en pozos direccionales y horizontales, es necesario hacer una conversión de los echados aparentes a verdaderos. Tales rasgos pueden ayudar a los geólogos y petrofísicos a la realización de apropiadas interpretaciones para definir cambios litoestratigráficos, mientras que las imágenes pueden ayudar a los geólogos y a los perforadores para la toma de decisiones sobre dónde dirigir el pozo.

### **8.3.8 Herramientas de neutrones LWD**

En cuanto a las herramientas de registros de neutrones dentro de la gama de registros durante la perforación (LWD), estas operan prácticamente de la misma manera a cómo operan en las herramientas de registros operadas por cable (wireline). Las fuentes radiactivas y los sensores de se colocan generalmente en los drill-collars de la sarta de perforación y por encima de la barrena, pero con ligeras diferencias respecto a las herramientas convencionales. Por un lado, los detectores cercanos y lejanos son detectores



a 2 distintos espaciamientos, mientras que por otro lado las mediciones obtenidas de las formaciones pueden ser bien o sumadas o restadas a las respuestas azimutales orientadas, mientras que la profundidad de investigación que se podrá obtener por medio de las herramientas de neutrones LWD, será muy similar a la obtenida por las herramientas de porosidad neutrón operadas por cable.

Las principales herramientas de porosidad-neutrón que han sido desarrolladas por las distintas compañías de servicios dentro de la gama de servicios LWD, son la CDN y la adnVISION por parte de la compañía Schlumberger. La CNP (compensated neutron porosity tool) o herramienta de porosidad neutrón compensada y la CNT (compensated thermal neutron tool) o herramienta de neutrones termales compensada por parte de la compañía Halliburton, y la CCN y LithoTrak por parte de la compañía Baker Hughes.

Como en las herramientas de neutrones convencionales de cable, los sensores de las herramientas de neutrones LWD utilizan 2 detectores de Geiger Müller para medir los rayos gamma emitidos por los átomos de las formaciones cuando se capturan neutrones. Estos detectores se encuentran ubicados a 2 espaciamientos simétricos con respecto a la fuente de emisión de neutrones, lo que asegura que cuando la herramienta se encuentre en modalidad de rotación (excéntrica) o cuando esta se encuentre centralizada en el agujero, ambos grupos de detectores estarán recibiendo el mismo flujo de rayos gamma.

La utilización de ambos detectores de Geiger Müller permite reducir las variaciones estadísticas propias de este tipo de medición, incrementa la utilidad del servicio haciendo al sistema más tolerante a las fallas, y por lo tanto permite la compensación de las mediciones neutrónicas registradas por efecto de pozo.

El sensor que comúnmente se utiliza para realizar este tipo de mediciones nucleares es una fuente de Americio-Berilio (Am-Be) del mismo modo en que operan las herramientas de neutrones operadas por cable, pero con la gran diferencia de que en las herramientas LWD ésta, va alojada en el drill collar de la tubería de perforación. Para el manejo de las fuentes radiactivas generalmente se tienen algunas precauciones dentro del diseño de las herramientas LWD, las cuales buscan asegurar que, si se llegase a presentar algún tipo de falla mecánica durante la perforación, esta se genere en la conexión y no en el cartucho que aísla la fuente radiactiva del exterior del drill collar, permitiendo que la fuente se mantenga asegurada en el drill collar y que pueda ser retirada posteriormente por medio de un cable de registros.

Todas las herramientas de porosidad-neutrón operan con el mismo principio físico de funcionamiento que se basa en el hecho de que la población de neutrones depende de la concentración de núcleos de Hidrógeno en el ambiente. Esto es, una medida de la población de neutrones a alguna distancia desde la fuente de neutrón que puede relacionarse con la porosidad de la formación cuyo contenido sea líquido, ya sea agua o aceite, y en conjunto con las mediciones de las herramientas de densidad LWD, puede visualizar la presencia de gas en las formaciones.

Inicialmente las herramientas de porosidad-neutrón hacían mediciones indirectas de la población de neutrones por medio de la detección del flujo de rayos gamma resultante de la captura de neutrones térmicos, sin embargo, las nuevas generaciones de estas herramientas se encuentran constituidas por medio de 2 detectores y realizan mediciones directas de las poblaciones de neutrones térmicos y neutrones epitérmicos, además de permitir la compensación por efectos de pozo. La combinación de estas mediciones de neutrones térmicos y epitérmicos en las herramientas permite en las herramientas más modernas que se puedan tener mejores determinaciones de porosidad de los yacimientos, de tal manera que se puede tener una evaluación más precisa de éstos, y una identificación más confiable de las zonas gasíferas en combinación con las herramientas de densidad.

Al igual que las herramientas de porosidad-neutrón operadas por cable, las lecturas de las herramientas neutrónicas LWD se corrigen normalmente por efectos del diámetro del pozo, por efectos de la litología, y por salinidad y densidad del lodo de perforación. Estas herramientas son muy sensibles al standoff, lo que provoca que las mediciones puedan perder calidad y cantidad de información dependiendo en gran medida de la diferencia que exista entre los tamaños de la herramienta y el tamaño de la barrena. Son mínimas las correcciones en aquellos casos donde el pequeño tamaño del drill collar es semejante al tamaño de la barrena, y son necesarias las correcciones en aquellos casos donde el diámetro de pozo sea demasiado grande, provocando incluso que no se detecten con precisión los rayos gamma emitidos por la captura de los neutrones.

Otras de las ventajas sobresalientes de los registros de neutrones LWD en comparación con los registros de neutrones operados por cable, se destacan a continuación:

- Debido a que normalmente en las velocidades del registro LWD, su tasa de perforación, son de 1 ó 2 órdenes de magnitud menores que las velocidades del registro a cable, la tasa de muestreo o tiempo de integración para las herramientas nucleares LWD puede ser mayor que las medidas a cable equivalentes.
- La configuración de la herramienta LWD favorece la detección de los rayos gamma, ya que el collar se considera parte del sistema de detección actuando como un convertidor eficiente de neutrones térmicos en rayos gamma. Esto se debe a que la herramienta LWD se encuentra construida en su mayor parte de hierro, el cual posee una longitud de retraso de neutrones rápidos alta, produciendo múltiples rayos gamma por captura.

Por otro lado, una de las herramientas de porosidad-neutrón más modernas que se emplean hoy en día dentro de los registros LWD es la herramienta de neutrón térmico compensado (CNT) por parte de la compañía Halliburton, la cual fue diseñada especialmente para aplicaciones en pozos de diámetros pequeños. Esta herramienta, a diferencia de las anteriores, emplea 2 grupos de detectores de neutrones de  $\text{He}^3$  ubicados a 2 diferentes espaciamientos llamados cercano y lejano que detectan los rayos gamma emitidos cuando se realiza la captura de los neutrones. La gran mayoría de los rayos gamma detectados provienen de los neutrones térmicos que son capturados por los collares de perforación, suministrando así una respuesta de neutrón porosidad y efectos de litología similares a los que proporcionan las herramientas de porosidad-neutrón operadas a cable (wireline).

### **8.3.9 Herramientas de resonancia magnética nuclear LWD**

La primera herramienta de resonancia magnética nuclear comercial que se comenzó a utilizar en las nuevas tecnologías de los registros durante la perforación (LWD), fue desarrollada por NUMAR, una subsidiaria de Halliburton en el año de 1999, y se comenzó a utilizar con fines comerciales a partir del 2000 con el nombre de MRIL-WD. La herramienta se encuentra alojada en un mandril en cuya sección superior se encuentran las baterías, la electrónica que controla las mediciones, y las bobinas de radiofrecuencias transmisoras y receptoras, mientras que en su porción inferior se localiza el sensor que se encuentra constituido por un imán permanente, la antena y tubería.

Generalmente la herramienta puede operar en 2 diferentes modalidades. En una primera modalidad las mediciones realizadas por la herramienta durante la perforación permiten adquirir experimentos de recuperación de saturación “T1” que va de 1 [ms] (milisegundo) a 12 [ms], lo que permite proveer de información completa sobre la relajación térmica de los fluidos en un yacimiento, en donde tiempos de relajación T1 rápidos provienen del agua ligada a las arcillas, tiempos medios provienen del agua irreducible y tiempos cortos a los fluidos libres o movibles del yacimiento, mientras que en una segunda modalidad desarrollada posterior a la perforación una vez que ya no está girando la herramienta, se obtienen secuencias de pulsos spin-ecos utilizando secuencias de pulsos CPMG de la misma forma como se realiza con las herramientas NML operadas por cable.

Otra herramienta similar desarrollada con el mismo propósito fue la proVISION por parte de la compañía Schlumberger. La proVISION se coloca generalmente por encima de la barrena alojada en el drill collar de forma muy similar a las herramientas eléctricas de imágenes, herramientas de neutrones, densidad, etc., y permite obtener los tiempos de relajación térmica “T1” y “T2” respectivamente tanto de manera estacionaria, durante la perforación del pozo o bien deslizándose la tubería de perforación a través del agujero. Estas mediciones se logran transmitir a superficie efectivamente por medio del sistema de telemetría PowerPulse MWD, minimizando en gran medida el que pueda haber pérdida de información. Por último, la compañía Baker Hughes desarrolló igualmente su propia herramienta de resonancia magnética nuclear utilizando la tecnología de los registros durante la perforación, y la llamó con el nombre de MagTrak.

#### **8.4 Comparaciones entre LWD y registros de cable**

Esta sección está enfocado a hacer una comparación de los registros obtenidos en tiempo real con los obtenidos con la técnica convencional de cable. Se encontrarán diferencias en las mediciones, algunas ventajas y desventajas de ambos tipos de registros, también se discutirá de forma somera, la aplicación del conjunto de datos producidos por esta herramienta (LWD) para la evaluación de:

- Litología y mineralogía.
- Porosidad.
- Saturación de fluidos.

Al igual, se hace un conjunto similar de evaluaciones haciendo uso de registros de cable.

### 8.4.1 Cable y LWD, parámetros que miden y diferencias

#### Profundidad

En un registro convencional, la profundidad es determinada midiendo la profundidad del cable. La llamamos profundidad del cable para distinguirla de la otra profundidad asociada generalmente a un pozo llamada profundidad de la sarta o del perforador. La mayor parte de las mediciones de estas dos profundidades son raramente iguales, sin embargo, los registros LWD están presentados siempre en profundidad con la sarta.

Eso significa que antes de correlacionar o comparar interpretaciones tenemos que cerciorarnos de que todos nuestros registros estén referidos a la misma profundidad. A menudo, pero no siempre, la profundidad registrada por LWD, se ajusta a la profundidad del cable; es decir; la profundidad del cable se toma como referencia. El proceso de emparejar la profundidad se hace rutinariamente con datos de cable de diversas funciones o de diversos sensores en la misma herramienta. Para medir la profundidad de LWD se agregan dos sensores al montaje del aparejo: el codificador de los trabajos de rotación para medir ciertamente la rotación y el indicador de la carga del gancho para decirnos cuanto la tubería está dentro del pozo, Figura 8.9.

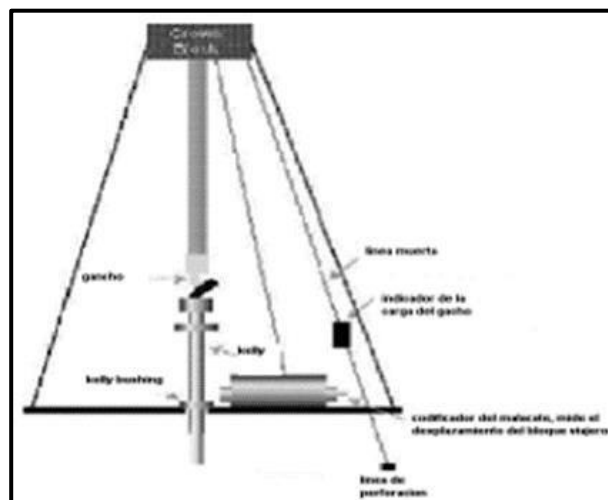


Figura 8.9. Mediciones básicas de profundidad

El codificador de los trabajos de rotación simplemente nos refiere al movimiento del gancho, así, utilizamos la información del sensor de la carga del gancho para decirnos cuando la tubería se está moviendo realmente, de esta forma medimos apenas el movimiento de los bloques. En la parte baja del Kelly comparamos nuestras medidas de profundidad con la cuenta de la sarta, en caso de que convenga o se justifique reajustamos a la punta de la sarta. Esto que ajustamos puede crear boquetes o traslapes en los datos en tiempo real.

### Tiempo real vs memoria

Esto nos trae al punto siguiente donde divergen el registro de cable y los de LWD, los registros de LWD vienen en dos versiones de tiempo real o de memoria. Los de tiempo real solo contienen datos que se envían a la superficie durante la perforación. La mayor parte de las mediciones hechas con herramientas que almacenan en memoria no están disponibles hasta que llegan a la superficie. Los registros en tiempo real pueden parecer más útiles, que el registro de memoria, pero también son afectados por los reajustes de la profundidad que haya ocurrido durante la perforación. Los registros de memoria registran mejor que sus contrapartes de cable, generalmente muestran más datos y cualquier corrección de la profundidad que fuese hecha durante la perforación se habrá incorporado alargando o comprimiendo los datos sobre el intervalo relevante. Comparar el registro en tiempo real con el registro de memoria es un paso primario para confirmar que el proceso de la corrección de la profundidad es manejado correctamente. Generalmente los registros en tiempo real se utilizan durante la perforación para tomar decisiones relacionadas con esta. Los registros de memoria se utilizan en procesos finales para la evaluación de la formación.

### Índice de penetración

Las herramientas de LWD realizan mediciones en intervalos constantes de tiempo, no de profundidad. Esto es una diferencia significativa a los datos de cable que muestran intervalos fijos de profundidad. Eso significa que cuando más rápidamente se perfora, los puntos fijos de profundidad se encuentran más separados. Por ejemplo, si hacemos una medición de la densidad con ADN de 60 [s] y estamos perforando a 60 [ft/h] hacemos una medición de la densidad cada pie. Si la sarta perfora más rápido nuestros puntos de referencia, se mueven más lejos profundizando la separación, dando por resultado un

registro más completo. En todos los registros de LWD se debe ver la marca a lo largo del borde de cada columna. Estas señales se ponen en la profundidad real donde la medida fue tomada. Mientras que se aumenta el avance de perforación, las señales se mueven más lejos y el dispositivo de avance disminuye y el movimiento de las señales se junta. Esto es esencial para interpretar correctamente los datos del registro, aunque el carácter de avance puede ser mal interpretado como en los cambios en la formación.

Debido a que los sensores en la secuencia de la herramienta (BHA) están en diversas profundidades, las marcas de la señal de profundidad aparecen con respecto a uno de los sensores, puesto que se ponen en la profundidad real del sensor. Un cambio en el dispositivo de protección de derrumbes afectara las diversas herramientas del Cable en el mismo funcionamiento en diversos puntos de la profundidad, Figura 8.10.

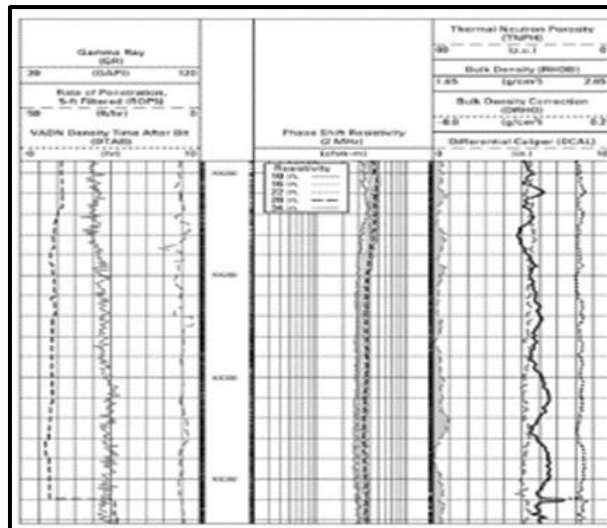


Figura 8.10. Registro de LWD con marcas y señales de ROP/TAP ([s./a.], 2010).

#### Tiempo en dimensión 4

Los registros son una forma de guardar todo lo sucedido inmediatamente, en el sentido de que cada medición que hacemos de la formación se tiene en diversos lapsos con los registros de cable se registra rápidamente en un lapso largo de tiempo después de la perforación del pozo. En el mundo de LWD el tiempo puede convertirse en un factor significativo en la interpretación de datos del registro. Puesto que se está midiendo la formación a corto plazo después de que se perforó, realmente muchos cambios ocurren

con la perforación, pero no han tenido ocasión de suceder todavía. Esto es un punto a favor, puesto que las herramientas tienen la oportunidad de leer las características verdaderas de la formación, sin ser afectadas por las situaciones tales como derrumbes de la perforación, la alteración de las arcillas y particularmente la invasión.

### Tiempo después de la barrena (TAB)

El tiempo después de la barrena nos dice cuántas horas han transcurrido entre perforar la formación y registrarla. Puesto que cada sensor de LWD se coloca en diversos puntos de la BHA, se puede tener una curva del registro para más de un sensor. En el caso extremo, cada vez que hay un funcionamiento de la barrena, hay una sección de la formación que se pudo haber registrado por un sensor resistividad, muchas horas o algunos días antes de ser registrado por otro sensor (nuclear). El efecto más obvio de tal panorama es que la parte de la formación que se deja abierta parcialmente, durante el funcionamiento de la barrena habrá tenido considerablemente horas de invasión. Esto se manifiesta en un perfil de mucha mayor invasión.

### Invasión

Una gran cantidad de tiempo y de esfuerzo se invierte en diseñar herramientas de registros para superar efectos de la invasión de líquidos filtrados, y si no se puede superar se hace lo posible por cuantificarlos mejor, cualquier cosa que podamos hacer para eliminarlos o reducir los efectos de la invasión son noticias generalmente buenas para las interpretaciones de los registros. Aquí es donde las mediciones de LWD tienen una ventaja distinta sobre sus equivalentes en cable, puesto que podemos hacer las mediciones de la formación tan pronto después de perforar, hay a menudo poco o nada de invasión y podemos medir casi directamente la formación no invadida. También las herramientas LWD realizan su lectura generalmente mucho menos profunda que las herramientas de cable. Por ejemplo, las herramientas nucleares ven la formación invadida y por lo tanto la herramienta de Cable generalmente está leyendo una formación con los espacios porosos parcialmente llenos del filtrado de lodo. Las herramientas de LWD por otra parte leerán a menudo virtualmente la formación no invadida. En una zona de hidrocarburos ligeros o gas, esto puede ser una diferencia significativa. Los dos registros, funcionan en



la misma porción de formación y por lo tanto la misma cantidad de invasión es registrada. Los registros de cable muestran mucho menos efecto porque no ven el gas como lo hacen los registros de LWD, Figura 8.11.

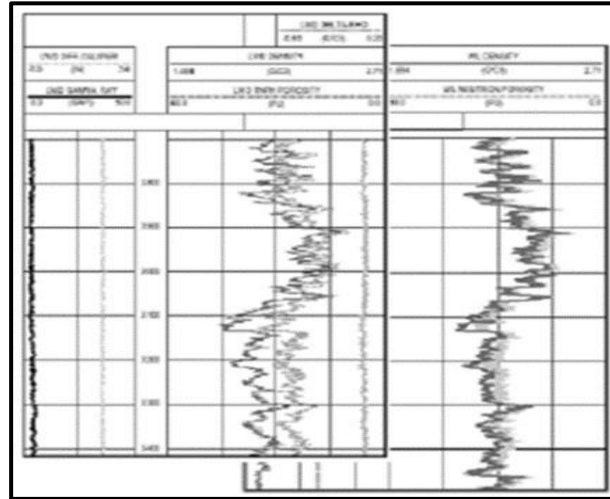


Figura 8.11. En el extremo izquierdo de muestran registros nucleares de LWD y en el extremo derecho los registros de cable en un yacimiento de gas (I/s./a., 2010)

### Tiempos de llegada

Las herramientas rotatorias, los efectos de ángulo, los picos de polarización y las respuestas horizontales son algunos de los otros efectos que hacen que los registros de cable y los registros de LWD sean diferentes

### Rotación

Las revoluciones por minuto es un término que la mayoría de la gente no asocia a las herramientas de cable. Excepto cuando se está observando FMI, ya que, al hacer girar la herramienta, el esfuerzo de torsión en el cable se dispara. Por otra parte, con LWD se prefieren las herramientas que rotan mientras que se está registrando, eso da ventaja sobre los registros de cable.

La última tecnología de las herramientas LWD ofrece una medida azimutal. Estas herramientas se diseñan con la misma motivación que en la proyección de imagen de cable. Esta tecnología proporciona un cuadro mucho más completo y perceptible de la formación.

La mayoría de las herramientas de la proyección de imagen de cable adquieren una imagen de la perforación desplegando los cojinetes con sensores. Estos sensores examinan la pared del pozo en diversos puntos alrededor de la circunferencia, acumulando una imagen.

Con las herramientas de LWD, siendo parte de la sarta, no se puede desplegar claramente los cojinetes y los brazos. Aquí es donde la rotación entra, la herramienta utiliza una serie de sensores azimutales enfocados a registrar la formación en una sola dirección. Entonces cuando la herramienta rota completamente, los sensores registran una exploración circunferencial de la formación. Esto es similar a una imagen de la pared en el pozo con el UBI (ultrasonic borehole imager).

Existen dos tipos de herramientas que entran en esta categoría: las herramientas resistivas laterolog (RAB, GVR) y las herramientas de densidad (ADN, VDN). Se puede registrar una imagen de la formación en términos resistivos (Cable FMI) o en términos de densidad (no existe en Cable). La Figura 8.12 muestra datos de densidad de la formación adquiridos por la herramienta ADN, puesto que estas son imágenes orientadas, se puede capturar la característica estructural de la formación que estas imágenes muestran.

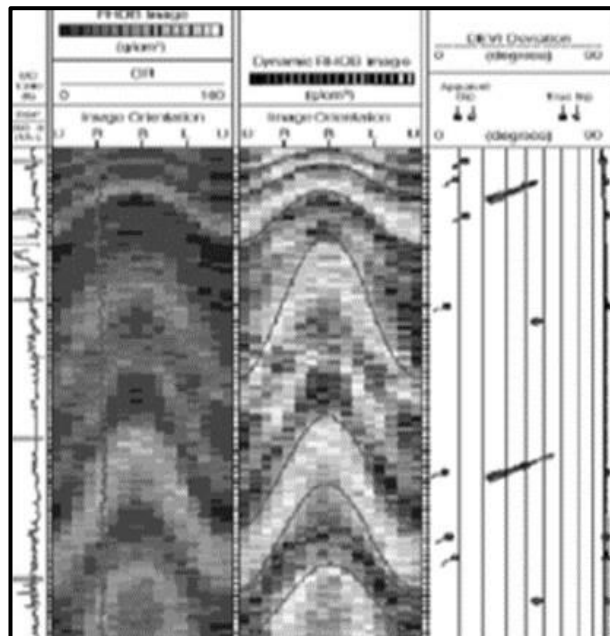


Figura 8.12. Imágenes de densidad y desviación del ADN ([s./a.], 2010).

Se pueden realizar las mismas cosas con las imágenes de resistividad y de hecho son mejores que las de densidad puesto que la resolución azimutal es más alta, las imágenes de densidad dividen la circunferencia del pozo en 16 sectores (aproximado a  $22^\circ$ ) mientras que las imágenes de resistividad tienen una resolución de 56 compartimentos (cada  $6^\circ$ ), mientras que los registros de cable, que tienen también varios tipos de mediciones azimutales, no tienen la capacidad de proyección de imágenes.

### Picos en los registros LWD

Los picos de los que se habla aquí son de polarización. Aquí se habla de registros resistivos y principalmente los de propagación electromagnética. Con cable, se puede medir resistividad de la formación usando diversos métodos: laterolog e inducción. En vez de utilizar la inducción en LWD se utiliza la propagación, debido a la física de las mediciones de las frecuencias utilizadas (2 [MHz] a 400 [kHz]). Se puede pensar que las herramientas de propagación son similares en principio a las herramientas de inducción ya que trabajan bien en ambientes similares, fluidos de perforación de baja conductividad y formaciones con altas conductividades. Las herramientas de propagación proporcionan dos tipos de medición de resistividad: el desplazamiento de fase de la resistividad y atenuación de la resistividad.

De forma simple estas mediciones son valores derivados de las mediciones del desfase y la atenuación de ondas electromagnéticas difundidas por la herramienta cuando viajan en la formación. Cuando la herramienta pasa a través de un límite de formación se sumerge donde hay un contraste significativo de la resistividad (de una arcilla de baja resistividad a una de alta resistividad) la respuesta de la resistividad del desfase muestra una respuesta evidente de alta resistividad, eso es un pico.

El pico es causado por una acumulación de la carga a lo largo del límite debido a la discontinuidad del campo eléctrico en el límite. El pico es un indicador de límites, sin embargo, el valor de la curva de la resistividad en el pico no es la resistividad verdadera de la formación, “Figura. 8.13”. El tamaño del pico es, sin embargo, una función del contraste de la resistividad de las 2 formaciones. El tamaño del pico es también función del ángulo relativo entre el pozo y la formación, así como el valor absoluto de la resistividad de las formaciones. Los picos también se pueden encontrar en registros de inducción de cable y alto ángulo en la formación.

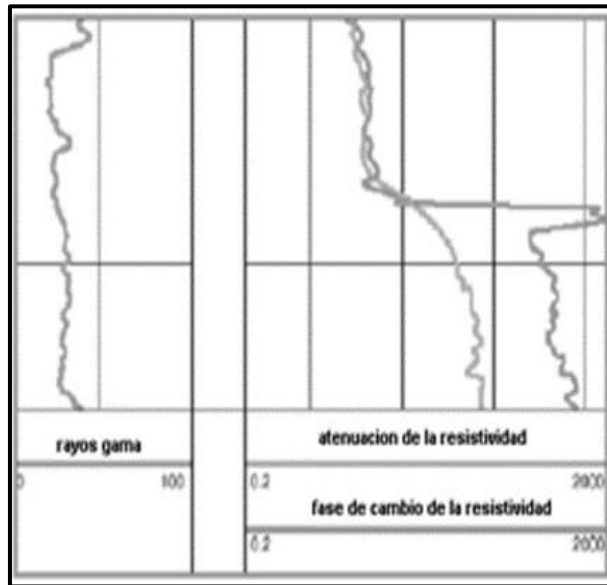


Figura 8.13. Ejemplo de registros que muestran el “pico” de polarización ([s./a.], 2010).

## Anisotropía

Sucede que las formaciones pueden exhibir anisotropía (esta característica varía dependiendo de la dirección) en términos de otras características, particularmente la resistividad. De hecho, muchas formaciones sedimentarias son anisotrópicas desde cierto punto.

Debido al hecho de que las formaciones se depositan en capas, es poco frecuente que las características de la formación sean diferentes en dirección horizontal que en la vertical. La permeabilidad y la resistividad demuestran este fenómeno y están de hecho relacionadas. Generalmente se considera que las herramientas (LWD y cable) son afectadas hasta cierto punto por la resistividad de la anisotropía. Se demuestra que la resistividad para cable y las herramientas de resistividad de LWD varían en función de la inclinación (en función del ángulo relativo entre el pozo y la formación). Por ejemplo, una herramienta de inducción de cable leerá cerca de 3 veces la resistividad verdadera en dirección horizontal, mientras que el desplazamiento de la fase de LWD puede leer cerca de 30 veces la resistividad verdadera en la misma situación.

Existen cartas que son válidas para un cociente particular de anisotropía (“ $R_v/R_h$ ”), pero la tendencia es lo mismo que el cociente. Cuanto más alto es el cociente de la resistividad vertical (“ $R_v$ ”) a la resistividad horizontal (“ $R_h$ ”) es mayor el efecto.

Las Figuras 8.14 y 8.15 ilustran como las herramientas de tipo inductivas, por cable o LWD, puede responder a una formación anisotrópica. Cuando el pozo es vertical, los datos actuales (por diseño son perpendiculares a la herramienta) son paralelos a las capas de la formación y responden a la resistividad horizontal. Es esta resistividad horizontal a la que nos referimos como resistividad verdadera, “ $R_t$ ”.

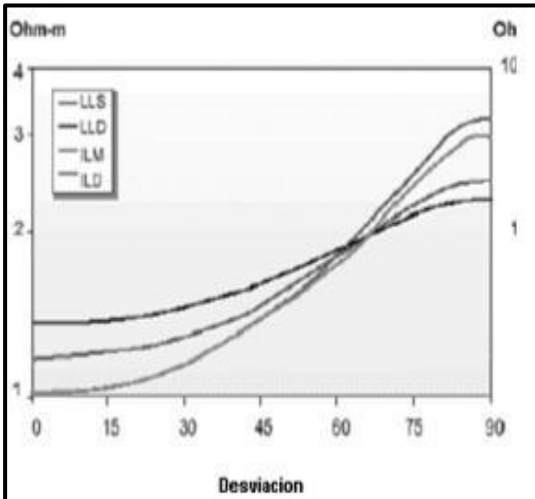


Figura 8.14. Efectos de la anisotropía en las mediciones de resistividad por cable ([s./a.], 2010).

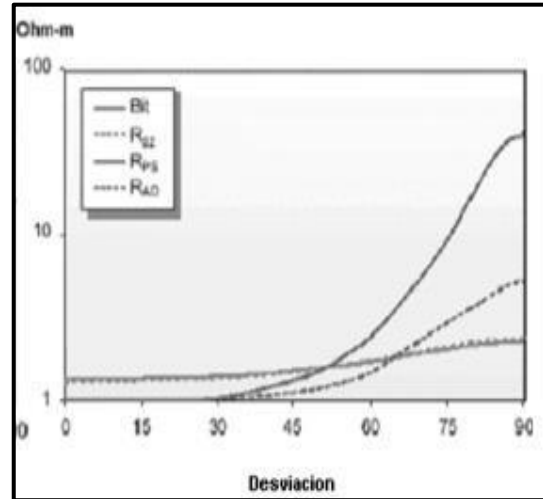


Figura 8.15. Efectos de la anisotropía en las mediciones de resistividad por LWD ([s./a.], 2010).

Cuando la herramienta esta inclinada los lazos actuales comienzan la travesía en las capas, y la respuesta total es una respuesta de la combinación de la respuesta horizontal y vertical para las herramientas de laterolog, la trayectoria actual de las mediciones tiene componentes verticales y horizontales de la inclinación del agujero, Figuras 8.16 y 8.17.

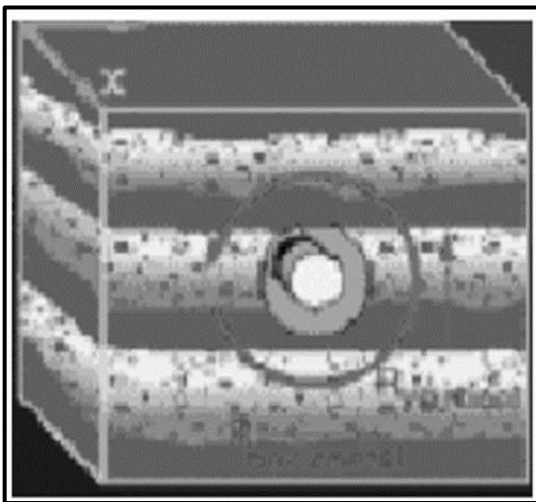


Figura 8.16. Efectos de la anisotropía en herramientas resistivas LWD ([s./a.], 2010).

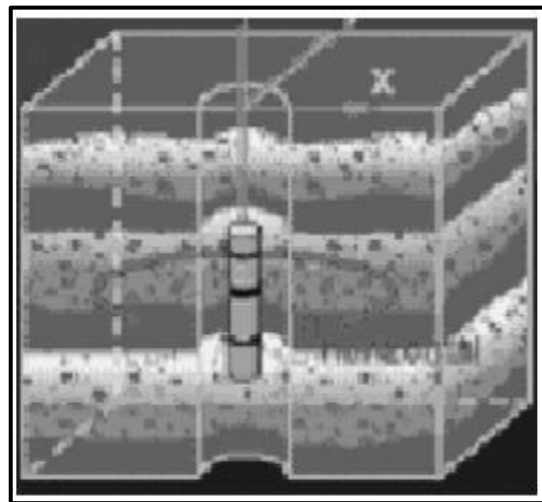


Figura 8.17. Efectos de la anisotropía en herramientas de cable ([s./a.], 2010).

## Altos ángulos

Los efectos tales como polarización y anisotropía son más pronunciados cuando el ángulo del pozo aumenta y son más grandes en pozos horizontales, puesto que los pozos horizontales se registran a menudo usando LWD se podría esperar cada vez más ejemplos de los registros que muestran estos efectos. No hay que olvidar que las herramientas de cable también exhiben cambios en respuesta al aumento del ángulo en el pozo. Esto se refiere al ángulo relativo entre el pozo y la perforación.

¿Por qué los datos de LWD y cable pueden ser diferentes? Típicamente en condiciones complicadas de pozo, el usuario de registros usa LWD, y algunas veces correrá cable en el mismo trabajo para proveer otras mediciones que no provee la herramienta LWD. Ambos servicios tienen algunas limitaciones. Es importante entender esas limitaciones y como pueden afectar la calidad de los datos.

### 8.4.2 Ventajas de LWD

LWD tiene ciertas ventajas al ser parte de la sarta de perforación. Algunas ventajas son: datos en tiempo real, registros en pozos horizontales, datos disponibles poco tiempo después de la barrena:

- Datos en tiempo real: La perforación es una inversión muy cara para una empresa, particularmente en pozos costa fuera. Con LWD, los datos en tiempo real son adquiridos y pueden tomarse decisiones durante la perforación.
- Registros en pozos horizontales: Hoy en día, los pozos son altamente desviados, por lo tanto, es importante planear que registros se adquirirán en pozos horizontales. En LWD debido a que la herramienta es parte de la sarta de perforación, puede tomar registros fácilmente en pozos horizontales, por el contrario, si se usa cable se tiene la dificultad para tomar registros, para hacerlo el cable viaja a lo largo de la tubería de perforación, esto requiere demasiado tiempo y es muy complicado.
- Poco tiempo después de la barrena: Cuando el pozo es perforado, el lodo de perforación invade la formación. El tiempo entre la perforación de una sección y la medición es llamado “tiempo después de la barrena - TAB”. Para mejores registros, un tiempo corto después de la barrena es mejor, cuando la invasión de lodo es limitada. Para secciones altamente invadidas, las herramientas de registros tendrán

que leer más profundo dentro de la formación para poder leer las propiedades reales de la formación. En general las herramientas de cable tienen mayores profundidades de investigación que las LWD.

LWD: Debido a la colocación de las herramientas LWD el tiempo después de la barrena es corto y las mediciones son muy poco afectadas por la invasión del lodo

Cable: Las herramientas de cable hacen mediciones en diferentes horas o días después de que se detuvo la perforación. El tiempo después de que se ha introducido la barrena es mucho mayor y puede ocurrir una invasión del fluido, por lo tanto, las mediciones pueden resultar muy afectadas.

### 8.4.3 Ventajas de registros de cable

El intérprete usará cable porque ofrece mediciones que la herramienta LWD no tiene. La calidad de los datos producidos por la herramienta de cable es alta, debido al siguiente control: medición de profundidad directa, velocidad de registro, transmisión de datos de alta densidad, ambiente operacional controlado.

- **Medición de profundidad:** La profundidad es una medición muy importante en los registros. Todos los registros de medición son sólo válidos si son colocados en la profundidad correcta. La medición de la profundidad con cable se puede medir directamente, Figura 8.18.
- **Velocidad del registro:** La velocidad de registro es el rango en el cual la herramienta se mueve a través del agujero mientras se hacen las grabaciones de la medición. Si se tiene un registro con una velocidad rápida mientras que los datos son grabados lentamente, la densidad de los datos será baja. Para tener alta densidad en los datos se necesita tener el registro y las grabaciones de la medición en el mismo rango correspondiente.

LWD: Puede grabar datos tan rápido como la velocidad del registro, sin embargo, la velocidad del registro está limitada por el tamaño de la memoria de la herramienta.

Cable: Puede grabar datos tan rápido como vaya tomando las mediciones sin el riesgo de correrlos fuera de memoria mientras se mantiene una alta densidad en los datos.

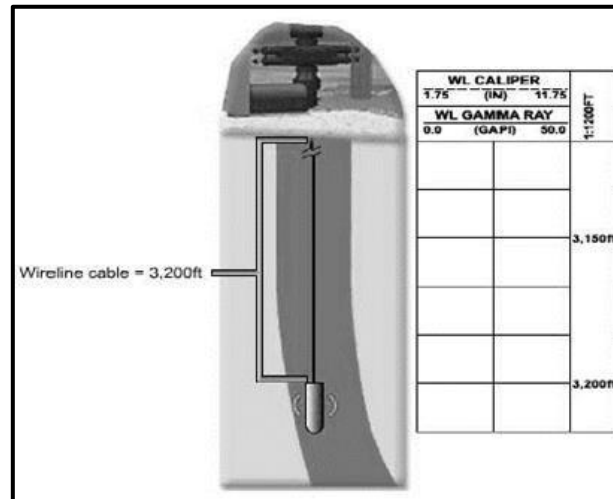


Figura 8.18. Medición de la profundidad con cable ([s./a.], 2010).

- Alta densidad en la transmisión de datos: Algunos métodos de telemetría pueden transmitir más datos que otros. La herramienta MWD transmite los datos a LWD. Los datos de densidad de MWD en tiempo real es menor que los datos de cable, estos últimos se transmiten a alta densidad directamente a través del cable que se usa para bajar la herramienta al fondo del pozo.
- Energía: La energía pérdida puede ser un gran problema con la herramienta LWD, para prevenir la pérdida de datos, la vida de la batería de litio debe examinarse antes de que comience la perforación. A diferencia, las herramientas de cable se abastecen de energía eléctrica por medio de este. Si la herramienta pierde energía puede ser fácilmente detectado antes de que se puedan perder los datos.
- Ambiente operacional: El ambiente operacional puede afectar a la herramienta y a la calidad de los datos. En LWD las severas condiciones pueden dañar fácilmente la herramienta. Esto también puede afectar la transmisión de datos en tiempo real, con las herramientas de cable el ambiente operacional es más sencillo debido a que la perforación ya se ha detenido.

#### 8.4.4 Comparación entre LWD y registros de cable

En la Figura 8.19 se puede observar la comparación de los registros tomados por la tecnología de cable y LWD (Rayos Gamma, Resistividad). Se observa que las curvas de resistividad son muy similares y sus variaciones pueden estar ocasionadas por la invasión



de fluido de perforación. Las variaciones encontradas entre las curvas de rayos gamma pueden estar ocasionadas debido al tiempo entre las tomas de registros causadas por el filtrado de lodo muy arcilloso.

Por otro lado, en la Figura 8.20 se muestran registros resistivos de dos pozos diferentes pero cercanos, el primer pozo tiene registros con las dos tecnologías (LWD y cable), el pozo 2 tiene registro solamente de una (cable). Aquí se utilizaron los registros del pozo 1 para correlacionar el pozo 2 y ubicar alguna zona de interés donde la resistividad aumenta.

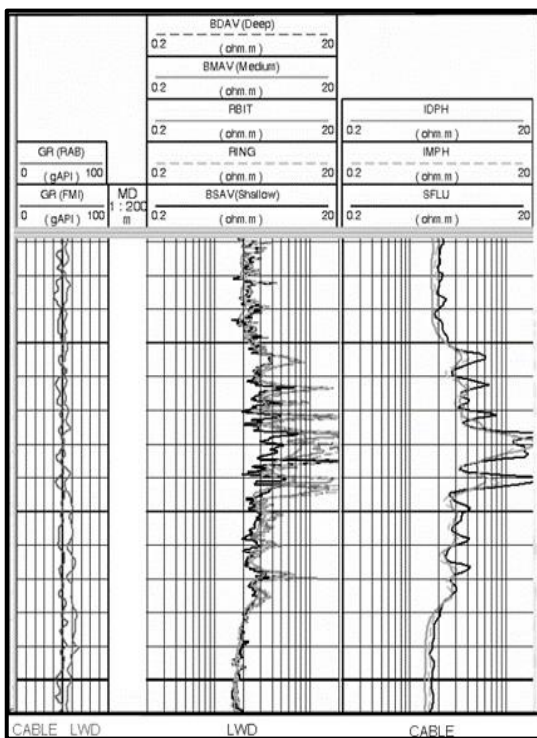


Figura 8.19. Comparación de registros LWD y cable ([s./a.], 2010).

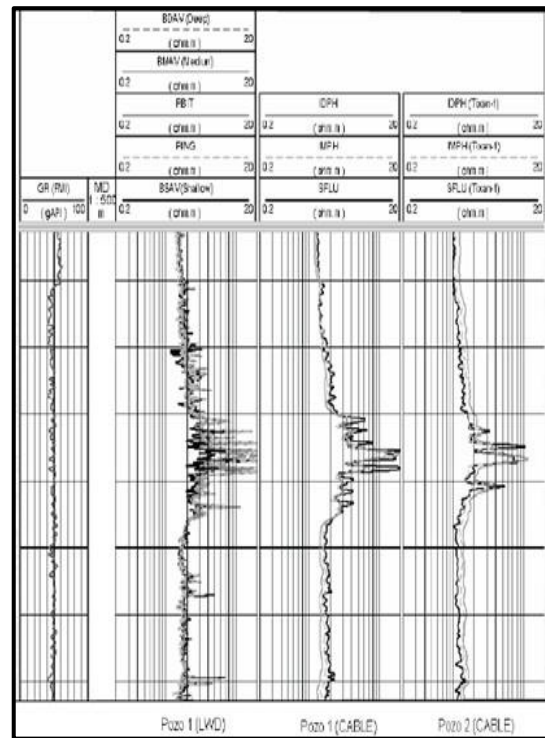


Figura 8.20. Comparación de registros de porosidad densidad y porosidad neutrón, LWD y cable ([s./a.], 2010).

La Figura 8.21 muestra registros de rayos gama y porosidad-densidad, de los cuales se puede observar separación en las curvas de rayo gama por la presencia de arcillas en el fluido y a su deposición en el transcurso de la toma del registro de cable. En las curvas de porosidad neutrón-densidad podemos ver que son similares, sin embargo, existe un desfaseamiento posiblemente por la invasión del lodo lo cual aumentaría la densidad y disminuiría la porosidad. En la misma figura se muestran registros de porosidad neutrón-densidad de dos pozos diferentes pero cercanos, el primer pozo tiene registros con las dos

Apuntes, aplicaciones y ejercicios de petrofísica y registros de pozos ———  
 tecnologías (LWD y cable el pozo 2 tiene registro solamente de una (cable). Aquí se utilizaron los registros del pozo 1 para correlacionar el pozo 2 y ubicar alguna zona de interés donde la porosidad aumente.

Por otro lado, el registro de la Figura 8.22 se muestra una comparación de las 2 tecnologías al evaluar el tiempo de tránsito (“ $\Delta t$ ”) en la formación. Se puede observar que en la parte profunda de la formación las dos tecnologías coinciden en su medición, sin embargo, en la parte somera del pozo existe un desfaseamiento en la respuesta, lo cual puede ser causado por la diferencia en tiempo de la toma de datos, también puede existir una mala medición de la herramienta debido al ruido que se genera mientras se perfora y debido a los choques que sufre.

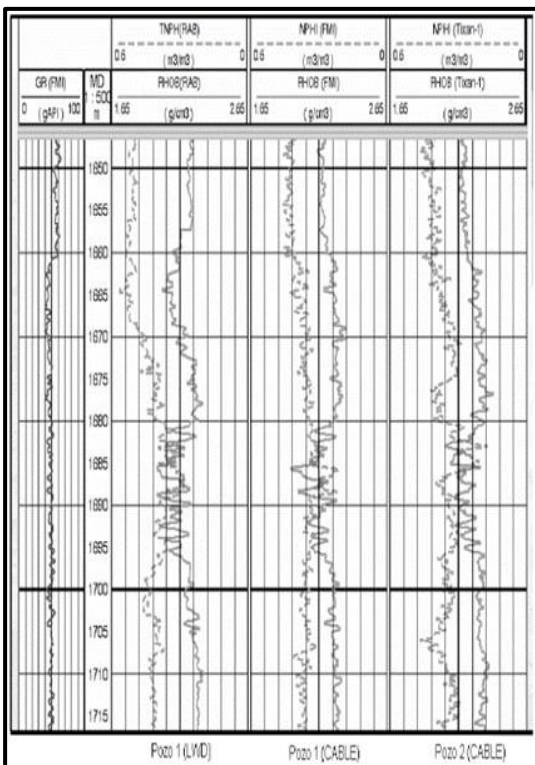


Figura 8.21. Correlación del pozo 2 basados en los registros del pozo 1 ([s./a.], 2010).

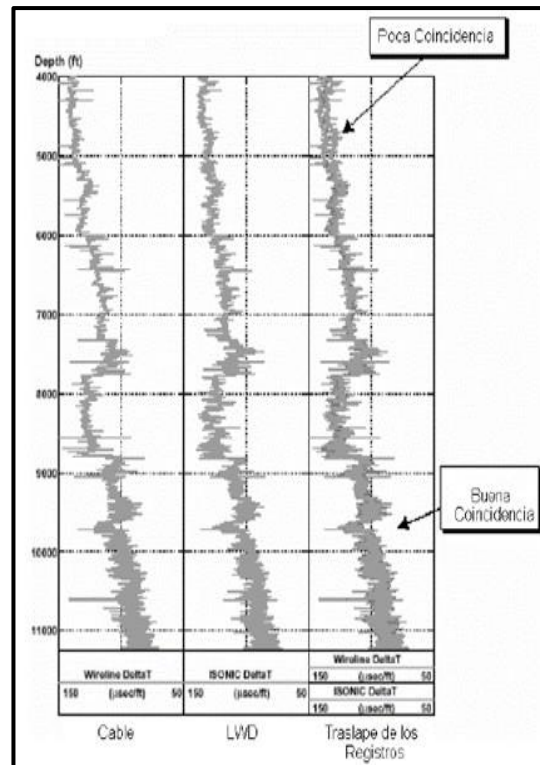


Figura 8.22. Comparación de registros de tiempo de tránsito ([s./a.], 2010).

En la Figura 8.23 se puede observar la comparación entre las dos tecnologías, se comprende que cuando las curvas de densidad y porosidad- neutrón se cruzan se tiene una zona de interés y existe una separación más grande en los registros de LWD lo que indica que los parámetros medidos pueden estar menos influenciados por aspectos de la perforación y el lodo mismo. Un factor importante es el tiempo de medición que transcurre después de que la barrena ha perforado la formación medida.

En la Figura 8.24 se puede observar que las tecnologías tienen una valoración similar en cuanto al tiempo de tránsito en la formación, esta medición puede ser afectada debido al filtrado y las partículas sólidas que se hayan incrustado en la pared y que se comporte como una formación más sólida que la medición en tiempo real o que se vea afectada por el ruido de la herramienta de perforación.

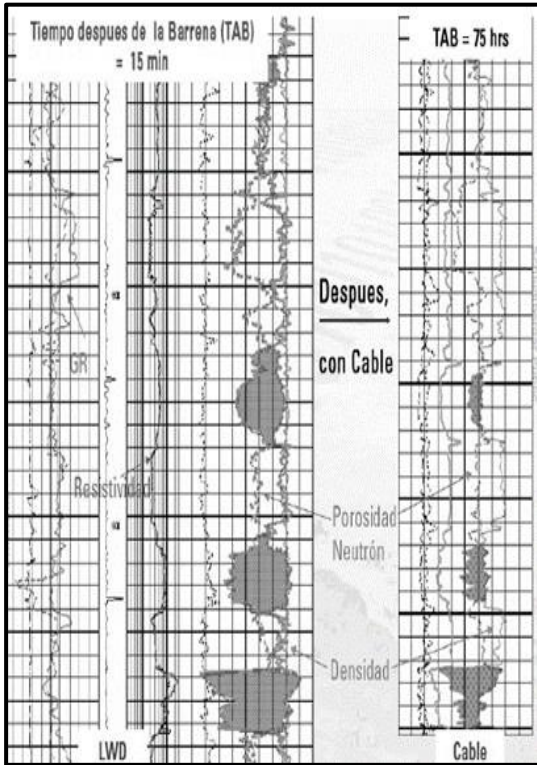


Figura 8.23. Comparación de registros, LWD y cable, porosidad neutrón y densidad ([s./a.], 2010).

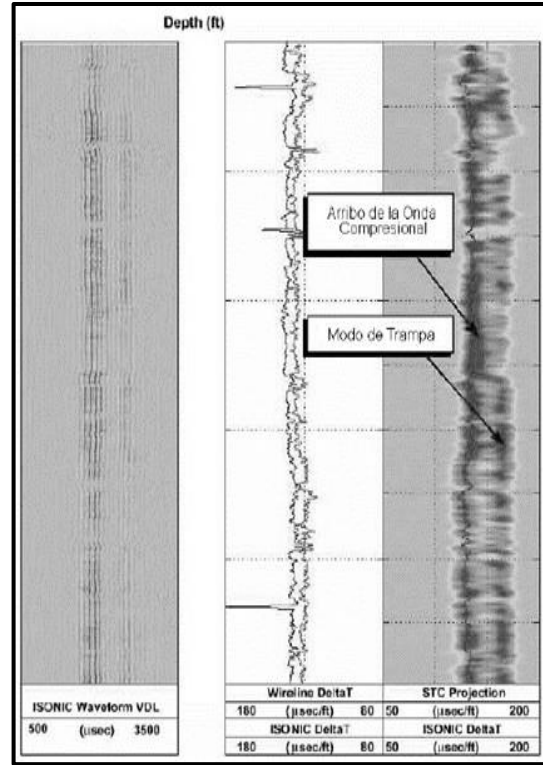


Figura 8.24. Comparación de herramientas sónicas de LWD y cable ([s./a.], 2010).

En la Figura 8.25 se observan las respuestas de las ondas de corte y compresional de los registros LWD y cable. Se puede también observar que las mediciones de las 2 tecnologías se muestran muy similares y remarcan las ondas compresionales y de corte.

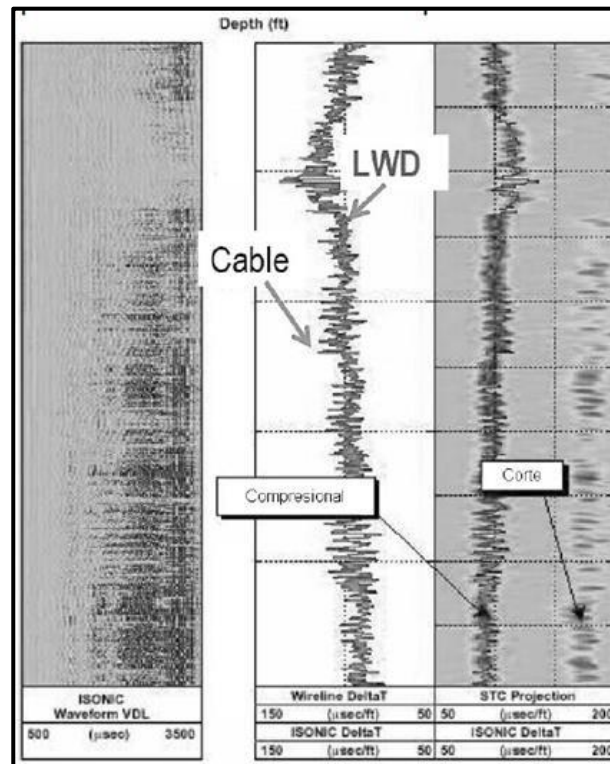


Figura 8.25. Ondas de corte y compresional de LWD y cable ([s./a.], 2010).

La Figura 8.26 muestra la calidad de información de las dos tecnologías, se observa que en tiempo real se tiene una menor densidad de datos pero que su visualización es buena para fines de toma de decisiones, por otro lado, el registro en memoria y de cable son muy similares en su medición.

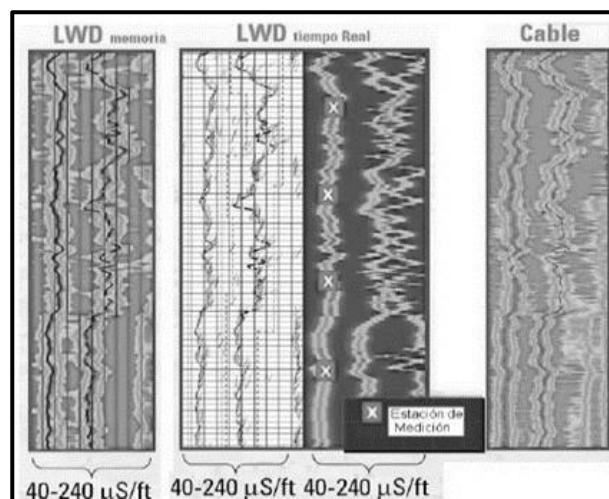


Figura 8.26. Respuestas LWD y cable en memoria y tiempo real ([s./a.], 2010).

En las Figuras 8.27 y 8.28 las imágenes tomadas por las 2 tecnologías se muestra una mejor resolución en la tecnología cable posiblemente por la poca invasión de filtrado de fluido de perforación en la formación

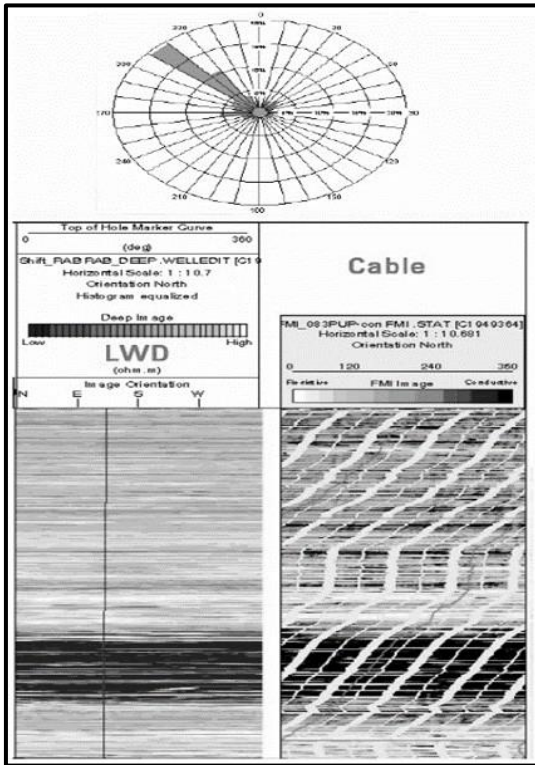


Figura 8.27. Ejemplo 1 comparativos de imágenes LWD y cable ([s./a.], 2010).

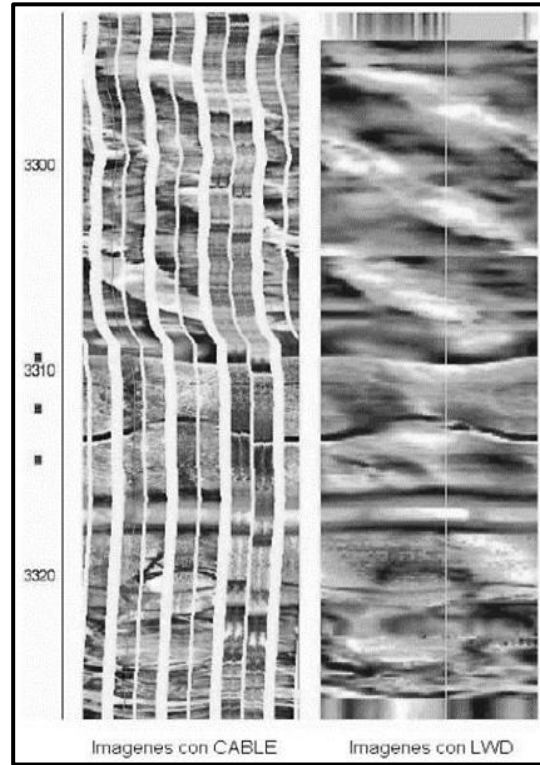


Figura 8.28. Ejemplo 2 comparativos de imágenes LWD y cable ([s./a.], 2010).

En la Figura 8.29 se muestra una comparación en cuanto al diámetro del pozo, existen variaciones porque las herramientas pueden ir pegadas a la pared del pozo y tomar una medición más exacta o porque exista un derrumbe posterior al paso de la sarta cuando se encuentra perforando o viajando para un asentamiento de TR o terminación del pozo.

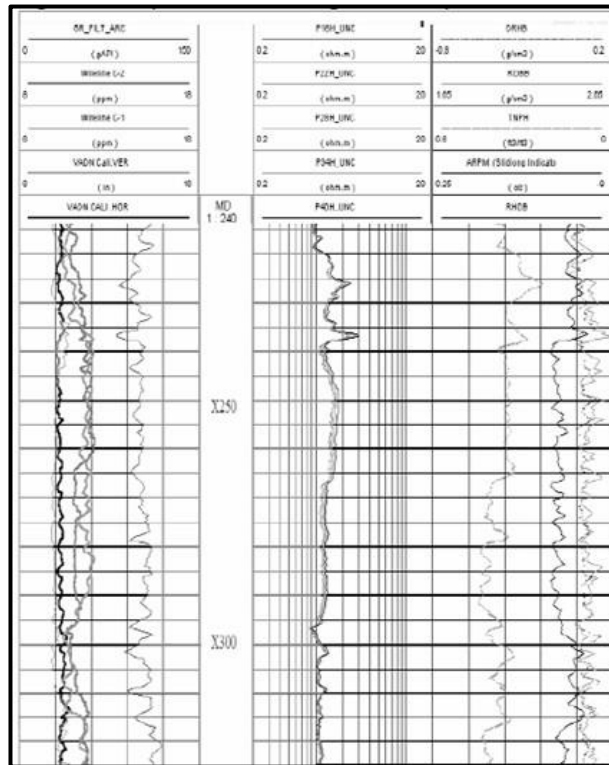


Figura 8.29. Comparación de diámetro del agujero (CALIPER), LWD y cable ([s./a.], 2010).

### 8.4.5 Estudio comparativo de un caso real de registros con tecnologías de cable y LWD

#### Litología y mineralogía

Para minimizar el uso de fuentes químicas en las herramientas se emplea un generador de neutrón (PNG) en lugar de una fuente de Americio-Berilio. El uso del PNG ha abierto la oportunidad de incorporar mediciones más avanzadas de neutrón dentro de la herramienta, como es la captura espectroscópica de neutrón. Este permite la medición directa de la composición química y, por consiguiente, la evaluación mineralógica.

Se mide la energía espectral de los rayos gama generados por la captura de neutrones térmicos mediante un núcleo atómico. El total de mediciones incluye contribuciones del núcleo de la herramienta por sí misma, alrededor del agujero, en los espacios porosos y en la matriz de la roca. Los elementos medidos con esta herramienta son Sílice, Calcio, Hierro y Titanio. Ignorando el Oxígeno, el cual en ocasiones es el elemento más abundante en la formación, usualmente aparece en proporciones bien

definidas que otros elementos, esos elementos representan el 70% aproximadamente del promedio total de la composición de la roca. Las omisiones más obvias de la lista anterior son el Aluminio, el mayor componente de las rocas siliciclásticas, y el Magnesio, un componente importante de algunos carbonatos.

Un estudio de la composición química y mineralógica de 400 muestras de núcleos de rocas sedimentarias permitió el desarrollo de correlaciones para estimar la concentración de aluminio en las concentraciones de Sílice, Calcio y Hierro. Esas correlaciones permiten estimar la concentración de aluminio en el Sílice, Calcio y Hierro medidas con la herramienta LWD.

La evaluación de Magnesio es de particular interés en carbonatos porque la presencia de Magnesio es el factor principal por el que se distingue la calcita de la dolomita. Desafortunadamente, la captura espectroscópica de neutrón tiene baja sensibilidad al Magnesio, sin embargo, es posible estimar la concentración de Magnesio a través de la combinación de datos de captura espectroscópica de neutrón con mediciones del factor fotoeléctrico de la formación. El factor fotoeléctrico es una propiedad nuclear única de las rocas en la que solo depende de los elementos presentes en una roca o en sus concentraciones, esto no depende del todo de los arreglos atómicos de esos elementos, sin embargo, de las concentraciones elementales medidas es posible calcular directamente un factor fotoeléctrico de formación teórico. Las discrepancias entre este factor fotoeléctrico teórico y el actual factor fotoeléctrico medido pueden ser atribuidas a la presencia de Magnesio, el cual influye en el factor fotoeléctrico medido, pero no es incluido en el cálculo del factor fotoeléctrico teórico. De esta comparación es posible determinar la concentración de Magnesio en la formación.

## Porosidad

La medición de la densidad es una medición estándar densidad gamma-gamma que se hace usando una fuente química de cesio y dos detectores, todos montados en una sección estabilizadora. La configuración de la herramienta permite determinar la medición del promedio de la densidad total y el factor fotoeléctrico.

La Figura 8.30 compara la respuesta de la medición del índice de hidrógeno de la herramienta LWD de porosidad neutrón-térmico y la herramienta de cable porosidad neutrón-epitermal, esta última medición es también una medición directa del índice de

hidrógeno, también se incluye en la gráfica la respuesta de las herramientas al Al 203, el cual es el indicador de la presencia de arcilla. La nueva medición del índice de Hidrógeno tiene un efecto reducido de litología comparada con la medición clásica de porosidad neutrón- térmico.

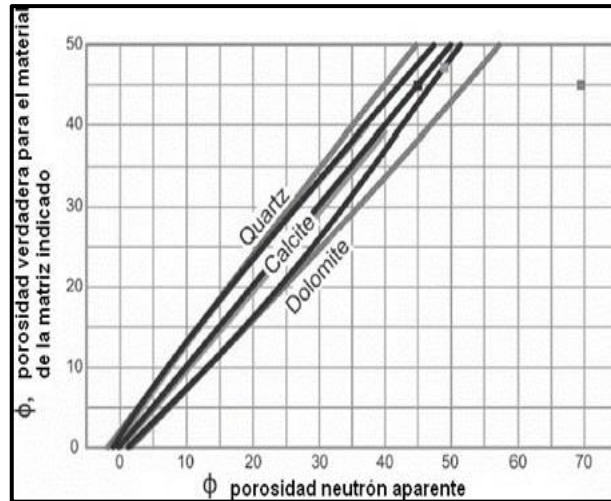


Figura 8.30. Comparación de porosidades verdaderas ([s./a.], 2010).

## Saturación

La herramienta LWD provee mediciones de la propagación de la resistividad. Esta medición utiliza una configuración de dos receptores y cinco transmisores con espaciamiento de 16 a 40 [pg]. La herramienta opera en dos frecuencias; 2 [MHz] y 400 [kHz].

La resistividad real de la formación obtenida de esta herramienta puede ser utilizada con cualquier otra medición de resistividad para el cálculo de saturación de agua usando ecuaciones estándar. La disponibilidad de estimaciones exactas del volumen de arcillas en la formación de captura espectroscópica de neutrón mejora la evaluación de lutitas a través de la aplicación mejorada de correlaciones de saturación electroquímicas.

Bajo condiciones más difíciles, la disponibilidad de ambas estimaciones puede permitir interpretaciones más complicadas que pueden ser resueltas. En bajas resistividades, la herramienta nuclear estima la saturación de fluidos, siendo una medición puramente volumétrica, no se verá afectada en lo general por la complicada interpretación de la resistividad en ciertos ambientes. Bajo condiciones apropiadas, los datos de la medición de la propagación de la resistividad pueden ser usados para obtener estimaciones de resistividad horizontal y vertical, lo que puede ser interpretado usando



métodos disponibles para la evaluación de yacimientos anisotrópicos.

La complejidad de la geometría de los poros significa que la relación simple entre resistividad y saturación que ha sido desarrollada para areniscas no puede ser aplicada y los parámetros utilizados en esas ecuaciones para describir la influencia de la textura de la roca no son tan buenos.

### Evaluación en tiempo real

En ángulos grandes y pozos horizontales, entender las respuestas de los registros LWD con relación a la geometría de pozo es vital. La interpretación del software en tiempo real permite que la trayectoria del pozo puede ser visualizada en tres dimensiones con imágenes del agujero o interpretación de resultados a lo largo de la trayectoria.

### Ejemplos

El primer ejemplo es de un pozo vertical perforado con lodo base aceite a través de una secuencia de arena-lutita en el golfo de México, Figura 8.31. Esta sección del pozo fue perforada por un ensamble de fondo de pozo que incluye la nueva generación de la herramienta LWD. Después de la perforación, la sección fue registrada con un registro de cable que incluye inducción, densidad gamma-gamma, porosidad neutrón, sección transversal de captura de la formación y mediciones de captura espectroscópica de neutrón. Esto permite una excelente oportunidad de comparar las mediciones hechas con la herramienta LWD y registros de cable.

En este caso se muestra una comparación de rayos gama, resistividad, densidad gamma-gamma, índice de Hidrógeno y sección transversal de captura de la nueva generación de herramientas LWD y registros de cable. Se puede ver una excelente comparación entre las mediciones de LWD y cable en secciones de lutita. En secciones de arena, se pueden ver discrepancias entre registros de cable y LWD para densidad y mediciones de sección transversal de captura, aunque las mediciones de resistividad e índice de Hidrógeno lucen similares.

Los datos LWD fueron adquiridos durante la perforación y los datos de los registros de cable fueron adquiridos en diferentes días después de que la sección fue perforada. Las mediciones de cable de inducción indican claramente invasión de filtrado de lodo base aceite en las secciones de arena, mientras que no hay evidencia de invasión en las mediciones de la propagación de la resistividad de LWD. La discrepancia entre LWD y cable en las mediciones de densidad y sección transversal de captura son atribuidas a la presencia de filtrado de lodo base aceite en los volúmenes de investigación de esas mediciones.

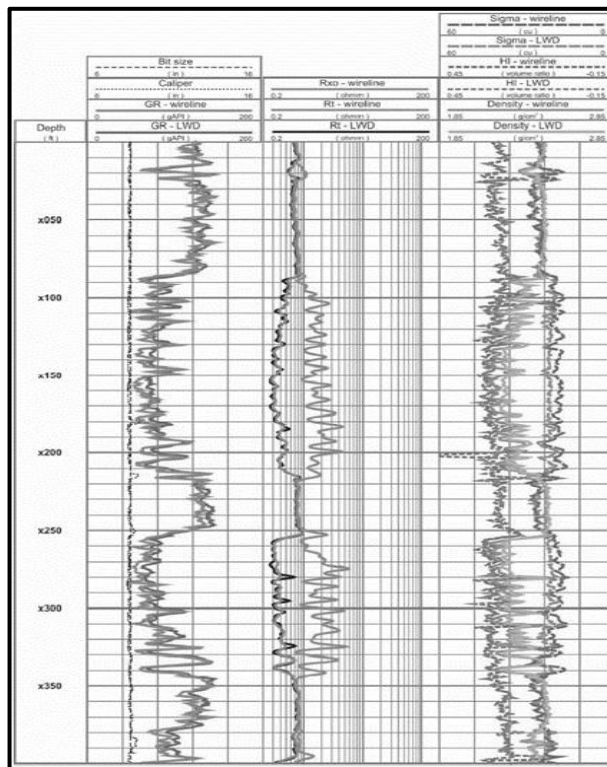


Figura 8.31. Ejemplo 1 comparación de rayos gamma, resistividad, densidad gamma-gamma, índice de Hidrógeno y sección transversal de captura para LWD y cable ([s.a.], 2010).

## Ejemplo 2

Este ejemplo es de un pozo perforador con poco ángulo de desviación con lodo base aceite sintético a través de una secuencia arena-lutita en el Mar del Norte. Este intervalo fue perforado con un ensamble de fondo del pozo que incluye la nueva generación de la herramienta LWD y la generación previa de densidad.

La Figura 8.32 presenta el resultado de una evaluación de datos obtenidos de la herramienta LWD. Los carriles 1 a 4 contienen los datos adquiridos por esta herramienta, rayos gamma y diámetro del agujero, captura espectroscópica de neutrones, propagación

de resistividad, densidad gamma-gamma, índice de Hidrógeno y sección transversal de captura. El carril 6 contiene los volúmenes de fluidos obtenidos a partir de la resistividad. Los volúmenes de fluidos capturados en la pista 7 son producto de una combinación de mediciones de captura espectroscópica de neutrones, densidad, índice de Hidrógeno y sección transversal de captura. El carril 5 compara saturaciones de agua de LWD y registro de cable.

La concordancia entre las dos saturaciones de agua estimadas es muy buena, como se muestra en la en el carril 5, donde ambas saturaciones de agua (saturación de agua de registro de resistividad y la saturación de agua de mediciones nucleares) es básicamente la misma.

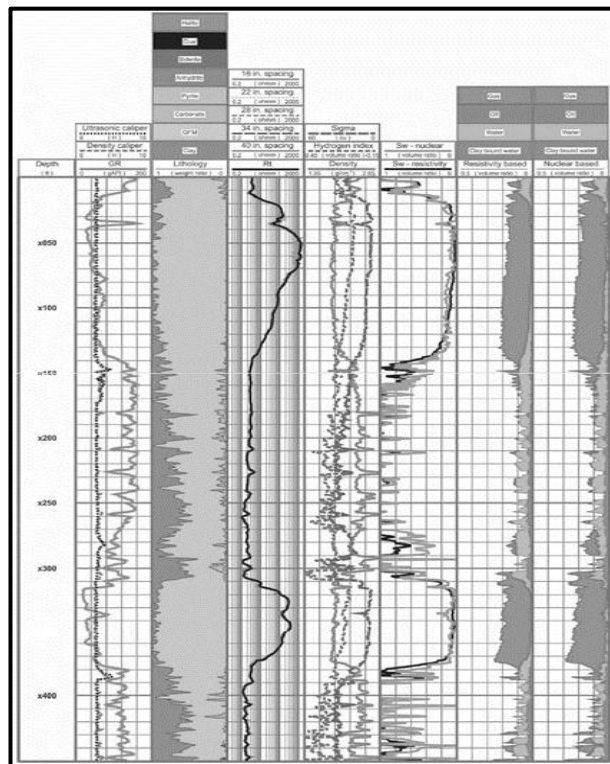


Figura 8.32. Comparativo entre cálculo de  $S_w$  entre registros de resistividad y mediciones nucleares de LWD ([s./a.], 2010).

## 8.5 Ejemplos de registros de campo LWD

A continuación, se presentan dos ejemplos de registros LWD en cuencas sedimentarias diferentes, con ambientes de perforación de alto riesgo. Se identifican curvas y los nemotécnicos correspondientes.

### Ejemplo en pozo vertical, evaluación en tiempo real, ejemplo 1

Este ejemplo, Figura 8.33, es de un pozo vertical en una cuenca de Australia. El objetivo era alcanzar una arena con alta saturación de hidrocarburos y realizar la evaluación de esta formación en tiempo real. Esto evaluó la perforación de un pozo horizontal que siguió la arena encontrada, descripción:

- Herramienta: Vision Resistivity – 400 [kHz].
- Código: ARC8.
- Método: MWD.
- Descripción: 8.25 [pg] “Array resistivity compensated tool assembly”.

La Tabla 8.1 contiene los nemotécnicos que se pueden encontrar en el ejemplo correspondiente.

Nemotécnicos Ejemplo 1			
ROP5_RM	Tasa de penetración promediada durante los últimos 5 [ft] (1.5 [m])	Tasa de penetración de la barrena	Tasa de penetración
GR_ARC	ARC Gamma Ray	APIGammaRay	Gamma Ray
TAB_ARC_RES	ARC Resistivity Time After Bit	Hora	Resistivity_Time_After_Bit
P40H_UNC	Uncorrected Phase Shift Resistivity 40 [pg] at 2 [MHz]	OHM.M	Phase_Shift_Resistivity
A40H_UNC	Uncorrected Attenuation Resistivity 40 [pg] at 2 [MHz]	OHM.M	Attenuation_Resistivity
P40L_UNC	Uncorrected Phase Shift Resistivity 40 [pg] at 400 [kHz]	OHM.M	Phase_Shift_Resistivity

Tabla 8.1. Nemotécnicos del ejemplo 1 (Schlumberger, 2010).

### Ejemplo en pozo horizontal, seguimiento direccional y evaluación en tiempo real, ejemplo 2

Este ejemplo, Figura 8.34, se trata de registros LWD ARC9. El objetivo del pozo fue perforar de forma horizontal y sostenida, siguiendo la cima de la formación, una sección de casi 1 500 [m] de longitud de un cuerpo arenoso clasificado como yacimiento no convencional y al mismo tiempo, realizar la evaluación petrofísica en tiempo real.

- Código: ARC9.
- Tecnología: Resistividad.
- Método: MWD.
- Descripción: 9 [pg] “Array resistivity compensated tool assembly”.

La Tabla 8.2 contiene los nemotécnicos que se pueden encontrar en el ejemplo correspondiente.

Nemotécnicos Ejemplo 2			
Código	Registro	Unidad	Propiedad
GR	Gamma Ray	APIGammaRay	Gamma Ray
A22H	Attenuation resistivity 22 [pg] spacing at [mHz], environmentally corrected	OHM.M	Attenuation_Resistivity
A40H	Attenuation resistivity 40 [pg] spacing at [mHz], environmentally corrected	OHM.M	Attenuation_Resistivity
P22H	Attenuation Resistivity 22 inch Spacing at MHz, Enviromentally Corrected	OHM.M	Phase_Shift_Resistivity
ECD	Equivalent circulating density	g/cm <sup>3</sup>	

Tabla 8.2. Nemotécnicos del ejemplo 2 (Schlumberger, 2010).

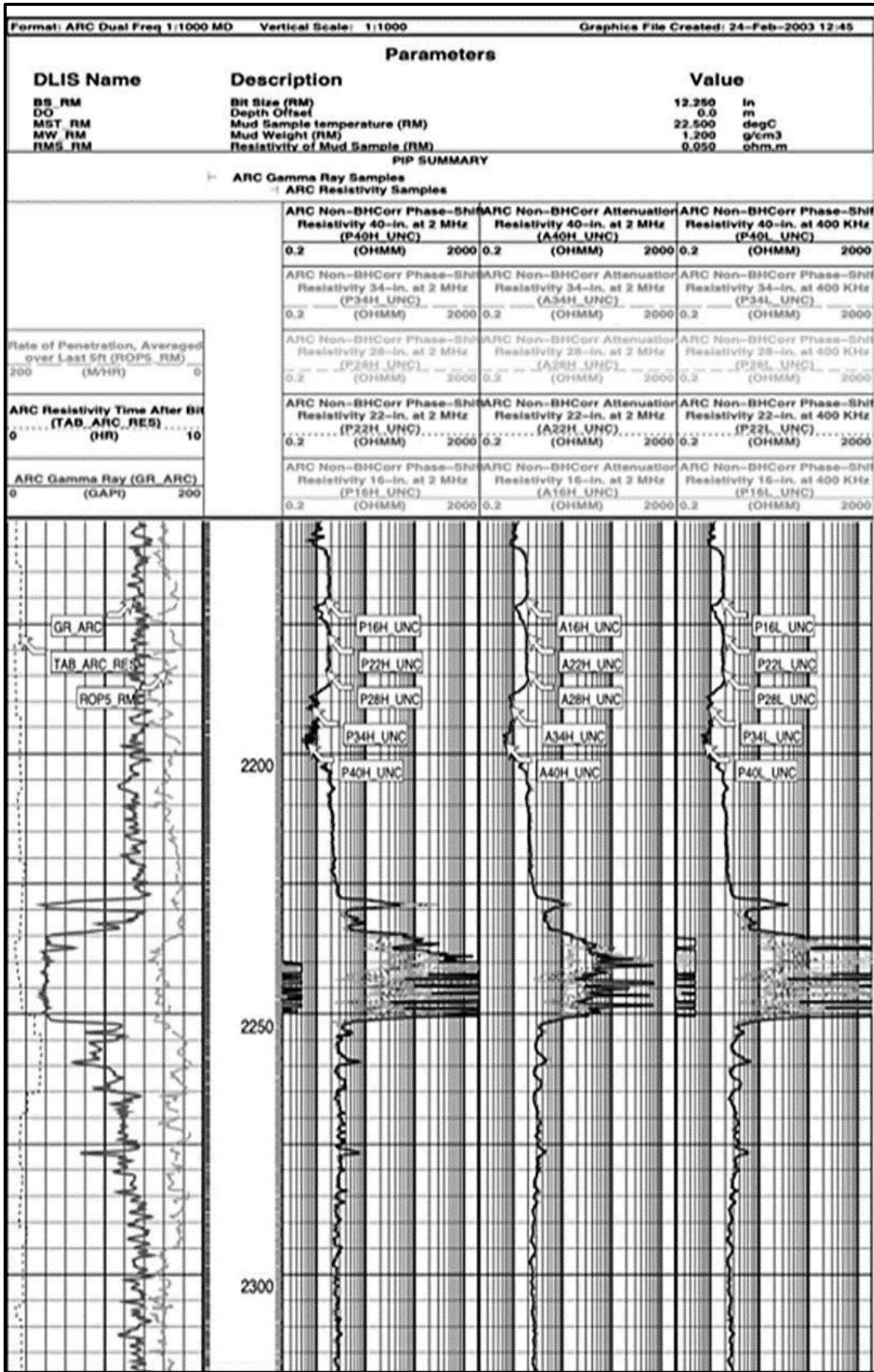


Figura 8.33. Registros LWD en pozo de Cuenca Australiana (National Offshore Petroleum, 2012).

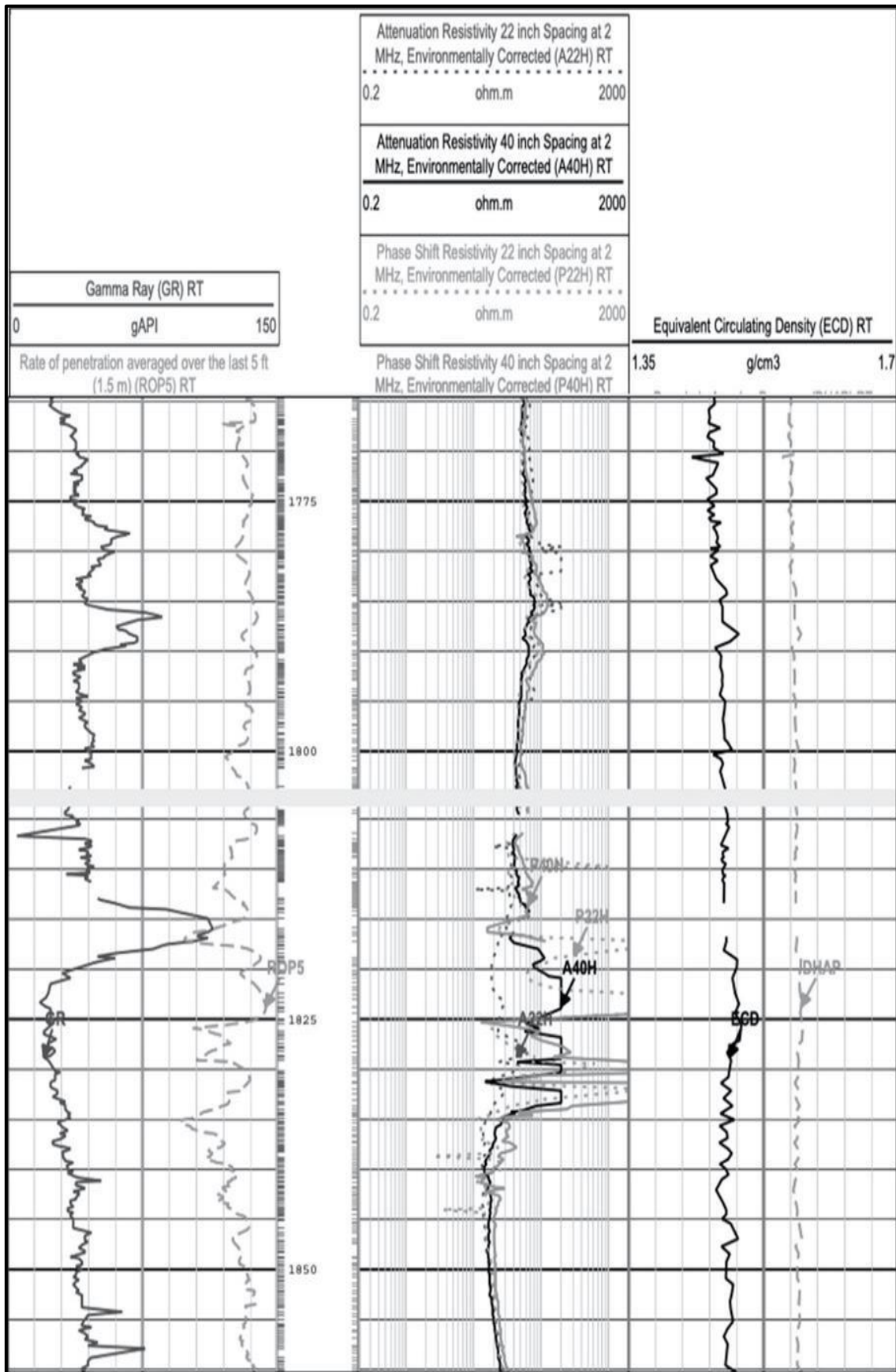


Figura 8.34. Registros LWD en pozo horizontal, yacimiento no convencional, cuenca de Burgos (PEMEX, 2012).

## Referencias

Australian Government, Geoscience Australia, National Offshore Petroleum. (2012). En: <https://nopims.dmp.wa.gov.au/Nopims/Search/Wells>, el 08/03/2024, a las 11:29 a. m.

Changoya, R. (2007). Herramientas LWD/MWD: Características, aplicaciones y su comparación con registros de cable. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

Ricco, G. (2012). Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

Schlumberger. (1989). Logging while drilling. Oilfield Review.

Schlumberger. (2019). Mnemonics, data channel. En: <https://www.apps.slb.com/cmd/ChannelItem.aspx?code=ECD>, el 08/03/2024, a las 11:35 a. m.

Rodríguez Jiménez, C.A.; Aguilar Guevara, E. (2024). Apuntes, aplicaciones y ejercicios de Petrofísica y registros de pozos: registros complementarios.



## Capítulo 9

# Control de calidad y correcciones ambientales

Natalia Ramírez Mayorga, Ariadna Palestina Oliva, Héctor Ricardo Castrejón Pineda

### Sumario

#### 9.1 Control de calidad

##### 9.1.1 Adquisición

##### 9.1.2 Partes de un registro

##### 9.1.3 Presentación de curvas

##### 9.1.4 Calibración de herramientas

#### 9.2 Correcciones ambientales

##### 9.2.1 Resolución vertical y profundidad de investigación

##### 9.2.2 Medio ambiente de medición

##### 9.2.3 Correcciones ambientales de registros

#### Referencias

La evaluación del control de calidad y correcciones ambientales en registros geofísicos de pozos es esencial para garantizar la precisión y confiabilidad de los datos recopilados, lo que a su vez respalda una toma de decisiones sólida en la exploración y producción de hidrocarburos. Estas evaluaciones se realizan para identificar posibles errores o sesgos en los datos y para corregirlos, si es necesario.

Se pueden utilizar múltiples herramientas o técnicas de registro en el mismo pozo para la validación cruzada de los datos. Si las mediciones de diferentes herramientas coinciden de manera consistente, esto aumenta la confianza en la precisión de los datos. Si las mediciones en un pozo o distintos pozos de un campo las realizan diferentes compañías de servicio es recomendable hacer normalización de registros, Figura 9.1, antes de interpretarlos en conjunto para la correlación entre los pozos.

Se debe hacer un análisis para evaluar y documentar la incertidumbre en las mediciones. Esto implica comprender los límites de precisión y exactitud de las mediciones y cómo pueden afectar la interpretación de los resultados, Figura 9.2.

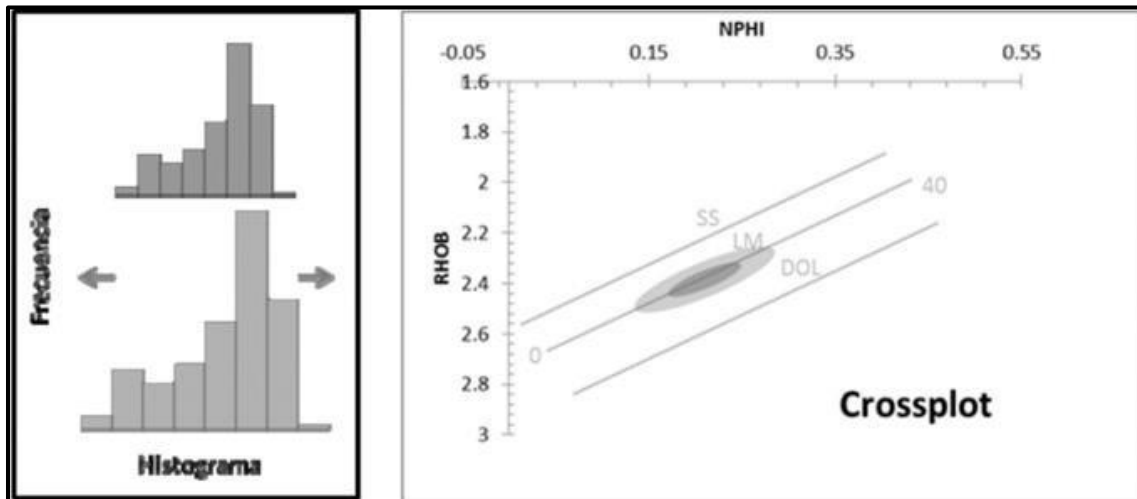


Figura 9.1. Normalización de registros (Torres, 2011).

Incertidumbres usadas en la industria					
Registro	GR	CNL	Rt	Sónico	LDT
Desviación Estándar	±5%	±7%	±10%	±5%	±0.015 g/cm <sup>3</sup>
SPWLA (Theys, 2011)					

Figura 9.2. Incertidumbre en las mediciones de los registros geofísicos de pozos (Theys, 2011).

## 9.1 Control de calidad

### 9.1.1 Adquisición

Antes de la toma de un registro geofísico de pozo para seleccionar el tipo de herramientas a utilizar, se debe conocer: si el pozo es exploratorio o de desarrollo (evaluación del potencial, incorporación de reservas) estado mecánico del pozo (profundidad del pozo, intervalo a registrar, diámetros de barrena empleada, si el agujero está abierto o ademado, trayectoria y ángulo de desviación del pozo), tipo de lodo (base agua o aceite), si el pozo es de alta temperatura, y el tipo de servicio y registros requeridos de acuerdo con el objetivo (número de curvas de correlación, de resistividad, de porosidad, mecánicas y de nuevas tecnologías), también se debe conocer si el registro será durante la perforación (LWD) o a través de cable (wireline), así como la hora a la que la sarta de la barrena quedará fuera.

Con base a lo anterior se selecciona el tipo de herramientas de registros a utilizar y se programará partir al pozo con la unidad de registros, con todo el equipo de superficie y de fondo necesario en forma redundante, para para arribar al pozo por lo menos con dos horas de anticipación.

Al llegar al pozo antes de que el pozo quede libre para registrarse, se colocarán los contenedores con las fuentes radiactivas a la distancia de seguridad, se alineará el malacate con el camión, se armará la sarta de registros de la primera corrida y se realizará la calibración antes.

Una vez que quede salga la barrena del pozo, se revisará continuamente la profundidad del espejo de lodo en el agujero para evitar descontrol del pozo y se armará el “circo” de poleas para bajar la herramienta de registros. Durante la bajada al fondo del pozo se revisarán las escalas de medición de las curvas y se alimentará la tabla de parámetros de las curvas. Una vez que la sarta toque fondo a velocidad mínima, se abrirán en forma hidráulica los brazos y se iniciará de inmediato la toma del registro para evitar atascamiento en el lodo.

Durante la adquisición el malacatero deberá respetar la velocidad máxima de acuerdo con los registros que se estén tomando y revisar continuamente la tensión del cable para evitar atorones. El ingeniero revisará la calidad de adquisición de las curvas de registro.

Una vez registrado el intervalo indicado, se bajará la herramienta de 30 a 50 [m], para tomar el tramo repetido. Si se van a tomar una corrida subsecuente, en superficie los ayudantes deben armar en este tiempo la sarta con las nuevas sondas.

Al salir la herramienta a la superficie se verificará la calibración después, si las tolerancias están en rango se procederá a calibrar las herramientas de la segunda corrida, para proceder a la toma de los registros. Y así se procederá si se harán más corridas de otros registros.

Las etapas de adquisición de registros geofísicos de pozos incluyen planeación, ejecución y revisión, Figura 9.3.

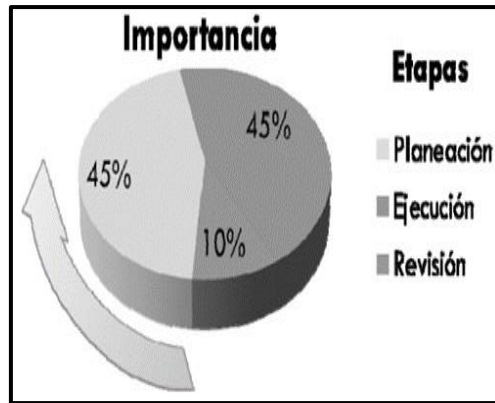


Figura 9.3. Etapas en la adquisición de registros geofísicos de pozos (Torres, 2013).

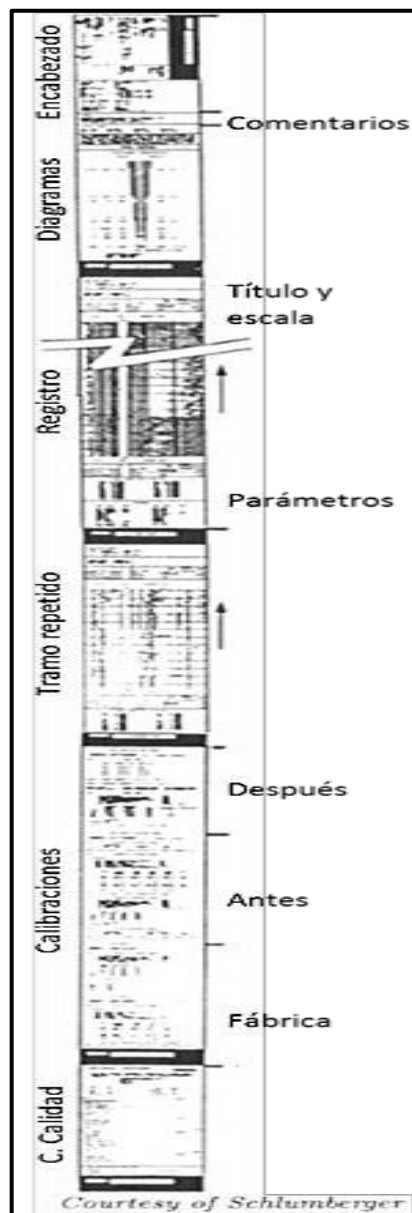


Figura 9.4. Partes de una corrida de un registro geofísico de pozo (Modificado Torres, 2013).

### 9.1.2 Partes de un registro

En cuanto a los datos, el primer paso implica la verificación de que la información se haya recopilado de manera precisa y esté completa, sin campos vacíos ni secciones sin llenar, lo cual abarca tanto los encabezados, los comentarios, los detalles del equipo y los anexos. Además, es fundamental que toda esta información esté bien organizada.

Las partes de un registro son: encabezado, tabla de parámetros, configuración de herramientas de registros, estado mecánico del pozo, calibración después, tramo repetido, intervalo registrado, calibración antes, calibración maestra, Figura 9.4, la tabla 9.1 muestra en forma general el control de calidad que se debe revisar en cada parte de un registro.

	<b>Sin campos vacíos</b>	<b>Encabezado y Observaciones</b>
<b>Datos</b>	Equipo	Especificaciones por herramienta
	Parámetros	Tabla con unidades y descripción
	Calibraciones	En tolerancia, hora y especificaciones
	Pozo	Diagrama: profundidad, <i>Kelly bushing</i> , ubicación...
	Herramientas	Diagrama: arreglos, <i>standoff</i> , diámetros...
	Contraste	Impresión o revelado
<b>Presentación</b>	Limpieza	Sin manchas
	Codificación de curvas	Color, estilo y etiquetas
	Pautado	Rango del registro
	Escala profundidad	Nivel adecuado
	Velocidad	Marcas periódicas (cuando menos 3 cada 50 m)
	Coherencia	Principio de medición.
<b>Curvas</b>	Tramo repetido	Precisión y Exactitud
	Curvas de control	Respetadas
	Ruido o variaciones anómalas	Impulsos aislados, indican una respuesta no formacional.
	Zonas anómalas	Indicadores/curvas de calidad. Sección repetida. ...

Tabla 9.1. Control de calidad en registros geofísicos de pozo.

El encabezado debe tener la información de: ubicación del pozo, datos de etapas de perforación y datos del lodo. Se debe verificar que no falten los siguientes datos para interpretación: diámetros de barrena por etapas y profundidades, densidad del lodo por etapa, resistividades del lodo, filtrado y enjarre por etapas y las temperaturas a las que se tomó. También se deben considerar todas las anotaciones en la parte de observaciones.

El diagrama de la sarta de herramientas de registros permite verificar la disposición de la sonda, cartuchos mecánicos, cartuchos eléctricos, cartuchos electrónicos, adaptadores, centradores y excentradores; lo que será útil para que el intérprete tenga información sobre aspectos como el stand off, los diámetros de las herramientas, su disposición articulada, separación y distancias entre las curvas de registro y la combinación para el servicio de esa corrida.

El estado mecánico del pozo es una representación gráfica de las profundidades de las etapas perforadas con el mismo diámetro de barrena, las etapas entubadas y sus diámetros, la ubicación de las zapatas y tuberías colgadas, restricciones en el ademe, preventores, intervalos disparados, tramos desviados y horizontales.

La tabla de parámetros debe incluir las constantes y parámetros utilizados para generar el registro y las curvas calculadas, junto con su descripción, mnemónico (abreviaturas), valor o rango y unidades correspondientes.

En el tramo repetido se debe verificar que todas las curvas se sigan a las mismas profundidades respecto al intervalo registrado, aunque los valores no repitan exactamente. En general no deben variar los valores medidos en más de un 10% de la escala de cada curva en el carril correspondiente del registro.

La sección de registro deberá corresponder al intervalo programado a registrar. Verificar si las curvas fueron solicitadas: en profundidad medida (MD), en profundidad vertical real (TVD) o en espesor vertical real (TVT). La escala de acuerdo con el objetivo de interpretación deberá ser: regional (objetivo estructural) >1:500, petrofísica (objetivo estratigráfico-petrofísico) <1:500 y >1:100, y a detalle (objetivo sedimentológico) <1:100. Se debe observar el despegue de las curvas en el fondo del pozo y la entrada a la tubería (si es el caso). Las curvas deben presentarse en el carril y con la presentación estándar de acuerdo con la curva de registro (ver sección 9.1.3 de este capítulo). Se debe verificar que se respetó la velocidad máxima de adquisición para ese registro. Se debe verificar que el comportamiento de cada curva es de calidad en la medición del dato a cada profundidad (ver sección 9.1.3).

En la calibración después se debe verificar que la mayoría de los parámetros medidos estén dentro de la tolerancia permitida (+ -) respecto a la calibración antes y que todos los parámetros de las curvas estén dentro de la tolerancia. En la calibración antes se debe verificar que la mayoría de los parámetros medidos estén dentro de la tolerancia permitida (+ -) respecto a la calibración maestra (de fábrica) y que todos los parámetros de las curvas estén dentro de la tolerancia. Se debe verificar que la calibración maestra se haya realizado dentro de los 3 meses anteriores a la toma del registro y que los valores medidos estén dentro de la tolerancia permitida (+ -) de acuerdo con los patrones de calibración de fábrica de cada sensor.

A la entrega del registro se deben verificar la calidad de las mediciones utilizando la plantilla de la compañía de servicio para calificar: a) en el encabezado: datos completos, parámetros usados, comentarios, estado mecánico; b) en el registro: calidad de impresión, mnemónicos correctos, escalas, unidades y codificación de curvas estándares; c) en calibraciones: validez de la calibración de taller, tolerancias aceptables en calibraciones antes y después; c) en la operación: control de profundidad, velocidad de herramienta, centralización, atorones; d) en calidad de datos: repetibilidad en tramo repetido, ruido presente, comportamiento anómalo, Figura 9.5.

Schlumberger		CSU Log Quality Control			
BASE/RIG	CUSTOMER	FIELD/WELL	DATE OF SURVEY	ENGINEER	DATE OF LOG
WHEN QUALITY CHECK DOES NOT MEET STANDARD, WRITE DOWN THE FULL INDICATED PENALTY			LOG TYPE		
MAJOR INFORMATION	DIRECTLY AVAILABLE	15			
	INDIRECTLY AVAILABLE	15			
	PARTIALLY UNAVAILABLE	30			
	NOT AVAILABLE	50			
TECHNICAL	RECENT MASTER CALIBRATION ATTACHED	5			
	SECTION POINTS AND LOG SECTIONS AND AFTER SURVEY ATTACHED	5			
	CALIBRATIONS ACCURATE	5			
	CORRECT CAL. FILE NO. SEQUENCE	5			
	REPEAT ATTACHED-REPEATABILITY	12			
	NOISE-SPURIOUS VARIATIONS	5			
	DUBIOUS SECTIONS REPEATED	10			
	RECORDING SPEED	5			
	DEPTH ACCURACY	12			
	CHOICE OF SCALES	3			
PRESENTATION	AUXILIARY CURVE MISSING	15			
	REAL TIME FILM AVAILABLE	12			
	HEADING COMPLETENESS, REMARKS	12			
	SCALE IDENTIFICATION/INSERTS	5			
	FILM EXPOSURE AND DEVELOPING	3			
LOG RATING = 100 - TOTAL POINTS					
SUPERVISOR'S NAME		DATE	SUPERVISOR RATING		
REMARKS					

Figura 9.5. Formato para calificar el registro tomado por una compañía de servicio (Schlumberger, 1986).

## Software

Los conceptos previos de revisión de calidad también deben aplicarse al análisis de los archivos digitales y el software asociado. Es fundamental mantener los mismos estándares de calidad y precisión al trabajar con datos digitales y utilizar software específico. Los formatos estándar más utilizados para los archivos digitales de registros de pozos son: ASCII (American Standard Code for Information Interchange), LAS (Log ASCII Standard) creado por la Sociedad Canadiense de Registros de Pozos (CWLS), LIS (Log Information Standard) y DLIS (Digital LIS).

### 9.1.3 Presentación de curvas

La revisión de la calidad de la calidad de los registros geofísicos de pozos tiene como referencia una lista de aspectos a considerar para su control.

Los carriles o pistas son donde se representan las curvas del registro, Figura 9.6. La información dinámica se presenta en función de la profundidad o el tiempo, siendo el tiempo utilizado para la calibración. Es importante que el registro esté limpio, con un buen contraste, sin manchas, con una rejilla clara y valores de profundidad en escala, además de contar con marcas de velocidad, Figuras 9.7 y 9.8.

Se deben realizar pruebas de control de calidad para verificar la calidad de los datos registrados. Esto incluye la revisión de los registros en busca de errores evidentes, como valores atípicos o inconsistencias en las mediciones. Si se identifican problemas, se deben tomar medidas para corregirlos antes de proceder con el análisis de los datos.

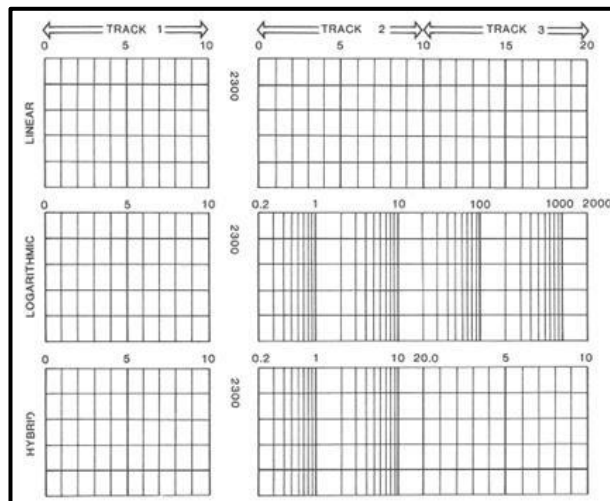


Figura 9.6. Tipos de malla (Rider, 2013).

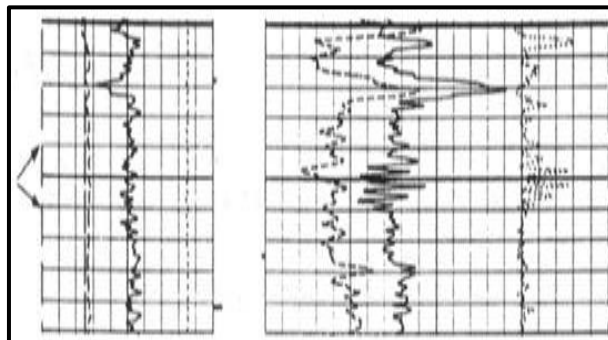


Figura 9.7. Marcas de velocidad cada minuto (Torres, 2013).



### Curvas de tensión

La tensión en el cable deberá estar monitoreándose (por parte del operador del malacate) permanentemente durante la operación de registros, para evitar que en un atorón de los patines y brazos de la herramienta en el agujero del pozo (debido principalmente a cambios bruscos en el diámetro de agujero) incrementen la tensión a tal punto que se rompa el punto débil de conexión entre el cable y la cabeza de la herramienta de registros y se quede un “pescado” (herramienta suelta) en el pozo.

Herramienta:	Inducción	Inducción-GR	Densidad-Neutrón	Sónico	Dipmeter	Micro-resistividad
m/min	30	18	9	18	18	12
<b>m/h</b>	<b>1800</b>	<b>1080</b>	<b>540</b>	<b>1080</b>	<b>1080</b>	<b>720</b>
ft/min	100	60	30	60	60	40
<b>ft/h</b>	<b>6000</b>	<b>3600</b>	<b>1800</b>	<b>3600</b>	<b>3600</b>	<b>2400</b>

(Modificado de Interpretación de Registros a Pozo Abierto, 1997)

Figura 9.8. Velocidades máximas a las que se deben correr las herramientas en pozos (Torres, 2013).

Adicionalmente el incremento en la tensión (cuya curva deberá graficarse en el carril de profundidad del registro como control de calidad) permitirá determinar los intervalos en que la sondas están detenidas debido a un atorón momentáneo de la herramienta de registros, con la consecuente medición constante de las propiedades físicas medidas, observándose un comportamiento constante (recta vertical) en la medición; debido a que la sonda está midiendo la misma lectura durante un tiempo sin moverse frente a una capa. Esto también afectará los espesores aparentes de las capas durante los atorones; graficando espesores aparentemente mayores en el atorón y espesores aparentemente menores cuando la herramienta se libera del atascamiento, Figura 9.9.

### Control de calidad de curvas de registros de pozos

En general la calidad de los registros geofísicos de pozos es mejor si se toman en lodos líquidos (no aire o espumas) y mejor si es lodo base agua (no base aceite), también es mejor la calidad de los registros a través de cable (wireline) a los registros durante la perforación (LWD).

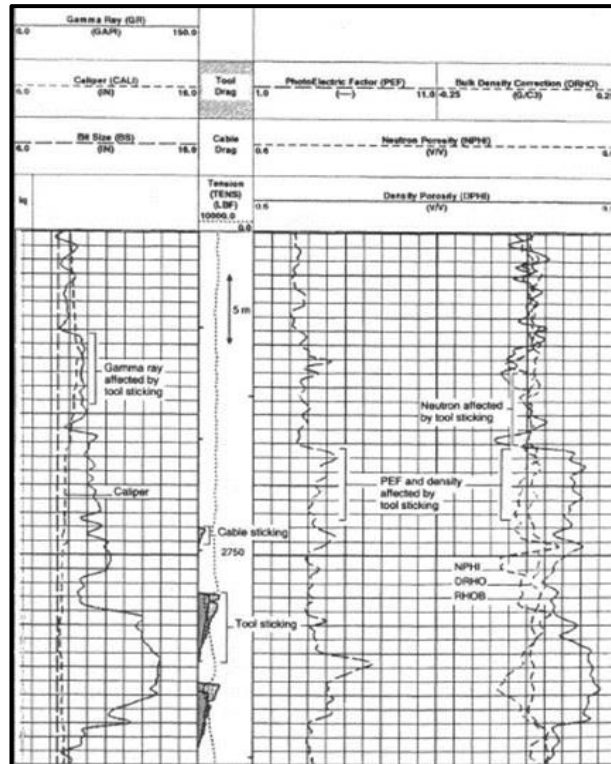


Figura 9.9. Incrementos en la curva de tensión cuando la herramienta se atora, sin observarse efecto en las lecturas de las curvas medidas (Theys, 1999).

## Registros:

### Caliper:

- Adquisición: Pozo abierto, cualquier tipo de lodo, centrada o excentrada.
- Velocidad máxima de sonda: Sin restricción.
- Presentación: Mnemónicos estándar, Figura 9.10: CALI, C1, si se tienen 2 calipers C2; unidades [pg]; carril 1 en escala lineal, color gris, codificación punteada; rango de 6 [pg] a 16 [pg] en carril o escalar de acuerdo con diámetro máximo en todas las etapas.
- Representación de la curva: Se debe seleccionar el mejor caliper: primero si son dos a 90°, después: de brazo, de patín, de fleje, la de mayor resolución (variaciones pequeñas) o mayor diámetro. Debe graficarse junto a la curva de diámetro de barrena (BS) de cada etapa. Si se tienen 2 calipers no debe tenerse más de un giro de la herramienta en 10 [m].

Letter	Type	Example
S	Sonde	IRS, SLS
C	Cartridge	IRC, SLC, CNC
M	Module	DLM, NLM
H	Housing	PDH, HDH
T	Tool	SHDT, DLT

Figura 9.10. Mnemónicos estándares establecidos por el Instituto Americano del Petróleo (API) (Theys, 1999).

SP:

- Adquisición: Pozo abierto, lodo dulce (conductor, no salado), centrada o excentrada.
- Velocidad máxima de sonda: Menor a 1 800 [ft/h].
- Presentación: Mnemónicos estándares: SP; unidades [mV]; carril 1 en escala lineal, color azul, codificación continua; rango 100 [mV] por carril o escalar ajustando a deflexiones de curva GR (si se tiene). Si la escala es absoluta (marcados valores extremos - a + en carril), leer los valores de la curva antes de interpretar a partir de la línea base de lutitas (tener cuidado si existe SP con polaridad positiva, verificando en otra curva indicadora de permeabilidad).
- Respuesta de la curva: Curva con deflexiones con cambios suaves; es de mayor calidad si las deflexiones siguen a la curva GR (si se tiene). Si la curva de SP no tiene respuesta lo más probable sea debido a la alta salinidad del lodo de perforación, Figura. 9.11.

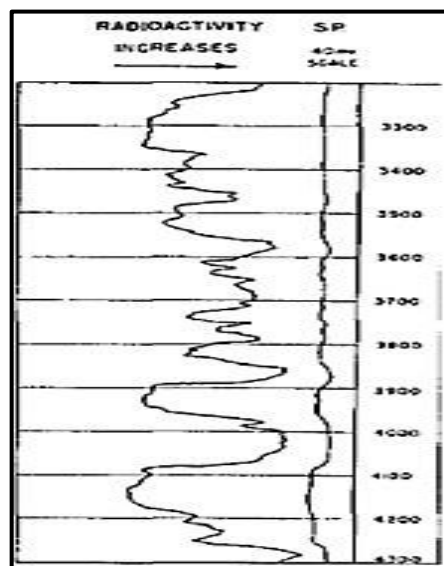


Figura 9.11. Registro de SP sin deflexiones en comparación al GR por correrse en lodo salado (Bassiouni, 1984).

### GR:

- Adquisición: Pozo abierto o entubado, cualquier tipo de lodo, centrada o excentrada.
- Velocidad máxima de sonda: Menor a 1 800 [ft/h].
- Presentación: Mnemónicos estándares: GR, CGR si está corregido por Uranio; unidades API; carril 1 en escala lineal, color verde, codificación discontinua de raya; rango 0 [API] a 150 [API] por carril o escalar ajustando a valor máximo medido, si en varios pozos del campo varía el valor máximo considerar normalizar las curvas.
- Respuesta de la curva: Es mejor seleccionar curva en agujero abierto y con herramienta excentrada (si se tienen ambas). Curva con variaciones pequeñas con aparente mayor resolución debido a las variaciones estadísticas. Es mejor si se tiene la curva CGR (sin U).

### Microregistros (SN, ML, MLL, MSFL, PL):

- Adquisición: Pozo abierto, lodo conductivo, centrada.
- Velocidad máxima de sonda: Sin restricción.
- Presentación: Mnemónicos estándares: De acuerdo con compañía de servicio; unidades [Ohmm]; carril 2 en escala logarítmica, color rojo, codificación línea continua; rango 0.2 [Ohmm] a 500 [Ohmm] en terrígenos y 0.2 [Ohmm] a 2000 [Ohmm] en carbonatos o aumentar década logarítmica a valor máximo.
- Respuesta de la curva: Es mejor seleccionar curva de una herramienta enfocada (si se tienen varias curvas micro). La curva no debe tener “bandazos” máximos de una década logarítmica en escala petrofísica (1:250). Verificar que esta curva micro no está midiendo el valor de resistividad de lodo. Si se tienen capas de lutita verificar que la resistividad en esas capas mida entre 1 a 5 [Ohmm]. Es la curva que se separará más de otras curvas de resistividad a diferente profundidad de investigación, graficadas en la misma escala, pues refleja más la resistividad del filtrado de lodo, Figura. 9.12.

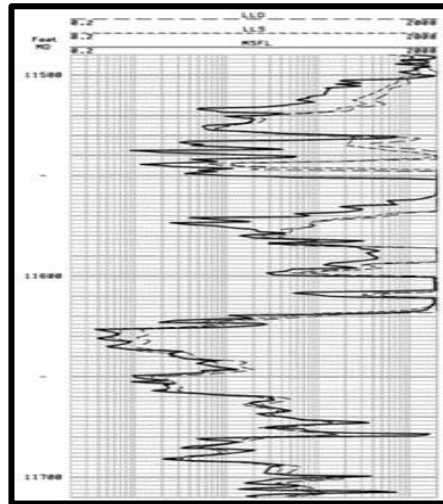


Figura 9.12. Registros de resistividad midiendo a diferentes profundidades de investigación: somera, mediana y profunda (Modificada por Torres, 2013).

Resistividad con electrodos (LN, LL3, SFL, LLS, LLD o arreglo de resistividad):

- Adquisición: Pozo abierto, lodo conductivo, centrada.
- Velocidad máxima de sonda: Sin restricción.
- Presentación: Nemónicos estándares de acuerdo a compañía de servicio; unidades [Ohmm]; carril 2 en escala logarítmica, color café la curva de investigación media y negro la curva de investigación profunda, codificación discontinua de raya y punto para la curva de investigación media y discontinua de raya para la curva de investigación profunda; rango 0.2 [Ohmm] a 500 [Ohmm] en terrígenos y 0.2 [Ohmm] a 2 000 [Ohmm] en carbonatos o aumentar década logarítmica a valor máximo (todas las curvas de resistividad en el carril 2 deben tener el mismo rango en escala logarítmica, para compararlas entre sí).
- Respuesta de la curva: Es mejor seleccionar curva más moderna de una herramienta enfocada (si se tienen varias curvas de investigación media y profunda). La curva no debe tener “bandazos” máximos de una década logarítmica en escala petrofísica (1:250). Si se tienen capas de lutita verificar que la resistividad en esas capas mida entre 1 a 5 [Ohmm]. Las curvas mediana y profunda se deben seguir, separadas en capas permeables y juntas en capas impermeables, excepto en intervalos con hidrocarburos o agua dulce si no siguen ese comportamiento verificar con otras curvas indicadoras de permeabilidad, si es debido a una invasión de filtrado de lodo muy grande (>40 [pg]) o muy pequeño (<20 [pg]).

Resistividad de inducción (8FF32, 6FF40, ILM, ILD, IMPH, IDPH, 10 [pg], 20 [pg], 30 [pg], 60 [pg], 90 [pg], 120 [pg]):

- Adquisición: Pozo abierto, lodo base aceite (o conductor), centrada.
- Velocidad máxima de sonda: Sin restricción.
- Presentación: Mnemónicos estándares de acuerdo con compañía de servicio; unidades [Ohmm]; carril 2 en escala logarítmica, color café la curva de investigación media y negro la curva de investigación profunda (si se tiene varias curvas del arreglo de inducción, hacer una gradación de color entre rojo para la más somera y negro para la más profunda en tonos entre naranja-amarillo-café), codificación discontinua de raya y punto para la curva de investigación media y discontinua de raya para la curva de investigación profunda (si se tiene varias curvas del arreglo de inducción, hacer una gradación en la codificación de línea continua para la más somera, línea discontinua de raya y punto para las intermedias y línea discontinua de raya para la más profunda); rango 0.2 [Ohmm] a 500 [Ohmm] en terrígenos, la curva no será confiable en carbonatos pues se satura a más de 500 [Ohmm], Figura. 9.13, todas las curvas de resistividad en el carril 2 deben tener el mismo rango en escala logarítmica, para compararlas entre sí.
- Respuesta de la curva: Es mejor seleccionar curva más moderna de una herramienta enfocada (si se tienen varias curvas de investigación media y de investigación profunda). La curva no debe tener “bandazos” máximos de una década logarítmica en escala petrofísica (1:250). Si se tienen capas de lutita verificar que la resistividad en esas capas mida entre 1 a 5 [Ohmm]. Las curvas mediana y profunda se deben seguir, separadas en capas permeables y juntas en capas impermeables, excepto en intervalos con hidrocarburos o agua dulce; si no siguen ese comportamiento verificar con otras curvas indicadoras de permeabilidad, si es debido a una invasión de filtrado de lodo muy grande (>40 [pg]) o muy pequeño (<20 [pg]). Los valores de resistividad medidos con herramientas de inducción no son confiables a más de 500 [Ohmm].

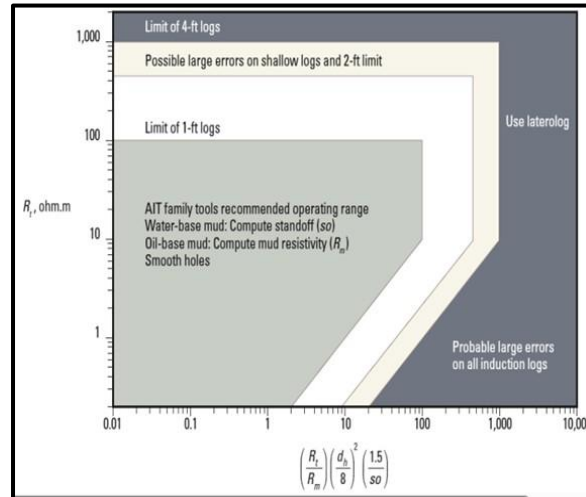


Figura 9.13. Rango de medición de resistividad en herramientas de inducción (Schlumberger, 2011).

Sónico (SLT, BHC, LSS, DDBHC, SDT, DSI, Sonic Scanner):

- Adquisición: Pozo abierto para porosidad o entubado para cementación, lodo líquido, centrada
- Velocidad máxima de sonda: 3 000 [ft/h].
- Presentación: Mnemónicos estándares como DT, SPHI, DTC, DTS, DTst, DTSs, DTSf, WF, CBL, VDL; unidades [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ]; carril 3 en escala lineal, color negro (si se tienen varias curvas de porosidad identificarlas con diferentes colores fríos), codificación continua de raya (discontinua de raya y punto para SPHI); rango 140 [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ] a 40 [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ] por carril (para todas las curvas de DT), si se mide onda S o Stonley la escala de 440 [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ] a 40 [ $\mu\text{s}/\text{ft}$ ], la SPHI en escala 0.45 [dec] a -0.15 [dec], el CBL de 0 [mV] a 50 [mV] (CBL y VDL en carril adicional).
- Respuesta de la curva: Curva con variaciones pequeñas de alta frecuencia por alta resolución, para variaciones abruptas de más de  $\frac{1}{4}$  de carril es necesario verificar si es un “salto de ciclo operacional” (error de medición del operador, véase Figura 9.14) o producto del efecto de la presencia de gas. La SPHI debe seguir a la curva DT, NPHI y DPHI excepto en intervalos con gas y cuerpos de sal.

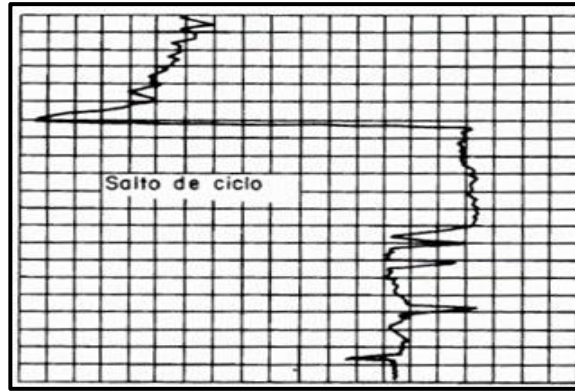


Figura 9.14. Ejemplo de salto de ciclo en registro sísmico (Hilchie, 1978).

#### Densidad (DLT, FDC, LDT):

- Adquisición: Pozo abierto, cualquier tipo de lodo, excentrada.
- Velocidad máxima de sonda: 1 800 [ft/h].
- Presentación: Mnemónicos estándar como RHOB, DRHO, DPHI, PEF; unidades [g/cm<sup>3</sup>], DPHI en dec y PEF en [Barns] /elect; carril 3 en escala lineal, color rojo para RHOB y DPHI, negro para DRHO y café para PEF, codificación discontinua de raya y punto para RHOB y DPHI, punteada para DRHO y discontinua de raya para PEF; rango para RHOB 1.95 [g/cm<sup>3</sup>] a 2.95 [g/cm<sup>3</sup>], DRHO de -0.5 [g/cm<sup>3</sup>] a 0.25 [g/cm<sup>3</sup>], y DPHI de 0.45 [dec] a -0.15 [dec], y PEF de 0 [Barns/elect] a 10 [Barns/elect] (o cambiar escala de acuerdo al valor máximo, con divisiones con números enteros).
- Respuesta de la curva: Curva con variaciones suaves de alta resolución y sólo abruptas en cambios litológicos. Debe corresponder a cambios en curvas GR y NPHI y opuestos DT. La curva DPHI debe seguir a RHOB. La curva DRHO es una curva de control de calidad, no se debe salir del carril (-0.25 [g/cm<sup>3</sup>] a 2.95 [g/cm<sup>3</sup>]), si se saliera el valor de RHOB no es confiable a la profundidad donde se sale (por exceder la densidad del lodo con barita o su contraste con la formación).

#### Neutrones (GNT, CNT, SNP):

- Adquisición: Pozo abierto y también pozo entubado, cualquier tipo de lodo.
- Velocidad máxima de sonda: 1 800 [ft/h].



- Presentación: Mnemónico estándar como NPHI (en pozo entubado se pueden graficar otras curvas que miden las herramientas TDT y Neutrón pulsado); unidades [dec]; carril 3 en escala lineal, color azul, codificación discontinua de raya; rango para 0.45 [dec] a -0.15 [dec].
- Respuesta de la curva: Curva con variaciones suaves de alta resolución y sólo abruptas en cambios litológicos. Debe corresponder a cambios en curvas GR y DPHI. La curva NPHI está calibrada a calizas, excepto que la escala o la tabla de parámetros indique otra litología. Cuando  $DPHI > NPHI$  (cruce de curvas) puedes ser efecto de gas. Si se tienen litologías sencillas (no complejas con mezclas de varios minerales), las curvas de DPHI y RHOB deben seguirse de acuerdo con la litología.

#### Echados (HDT, SHDT):

- Adquisición: Pozo abierto, lodo base agua (en lodo base aceite se deben usar cuchillas rebanadoras de enjarre).
- Velocidad máxima de sonda: 1 800 [ft/h].
- Presentación: Especial (“flechas” o también llamados “renacuajos”) en otro carril.
- Respuesta de la curva: Se deben revisar los parámetros seleccionados de intervalo de correlación, paso de correlación y ángulo de búsqueda, para saber si el procesamiento de las “flechas” se hizo con objetivos estructurales, estratigráficos o sedimentológicos, Figura 9.15.

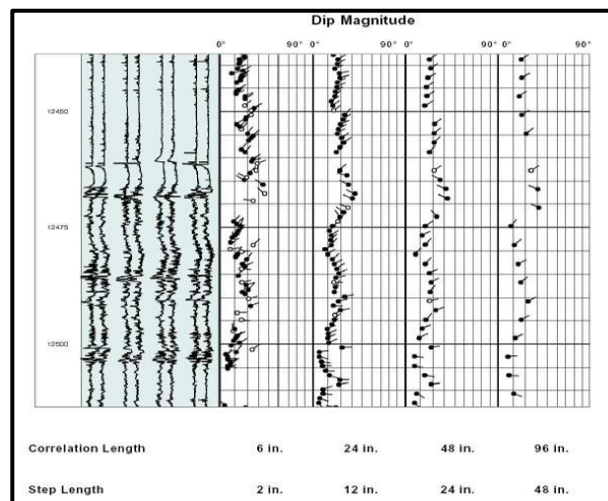


Figura 9.15. Valores de parámetros utilizados para procesar las “flechas” del registro de echados con fines estructurales (carril 5), estratigráficos (carril 4), sedimentológico (carril 3) y sobre procesado (carril 2); curvas medidas de microconductividad en carril 1 (Schlumberger, 2000).

Imágenes de pozo (FMS, FMI, ARI, USI, UBI):

- Adquisición: Pozo abierto, lodo base agua (en lodo base aceite se debe usar sonda OBMI), excentrada.
- Velocidad máxima de sonda: 1 800 [ft/h].
- Presentación: Especial en carril adicional.
- Respuesta de la curva: La imagen debe estar bien procesada (no debe estar “píxeleada” y los contactos (colores) no deben saltar de patín a patín). La calidad de las imágenes de resistividad son mejores tomadas en lodos base agua y en cable (no LWD). Para observar mejor los contrastes de las formaciones geológicas en todo el intervalo registrado se debe observar la imagen estática; para observar variaciones con poco contraste donde el color se satura (muy oscuro o claro) se debe revisar la imagen dinámica, donde las tonalidades de los colores se reescalan en esos intervalos, Figura 9.16.

Antes de interpretar las curvas de registros en conjunto se debe verificar que no haya desplazamientos en profundidad en curvas medidas en diferentes corridas (diferente combinación de herramientas bajadas al pozo). Para esto se deben observar las curvas de correlación, especialmente la curva GR o ver variaciones geológicas formacionales contrastantes (picos) entre las curvas de las diferentes corridas, Figura. 9.17. Si es evidente que esto ocurrió, debido a diferentes elongaciones del cable de registros por el diferente peso de las herramientas en las corridas (aunque esto se corrige en forma automática, mediante cálculo del estiramiento del cable con valores en tablas y marcas magnéticas en el cable cada 25 [m]). En el caso de desplazamientos de las curvas en profundidad, teniendo mucho cuidado, se deben ajustar en profundidad con la ayuda de software (shift).

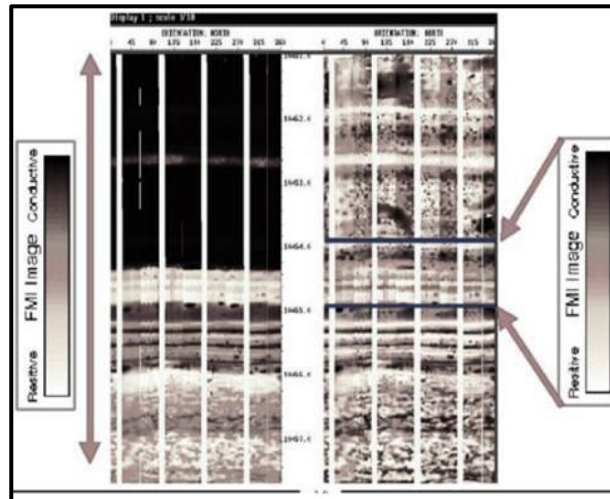


Figura 9.16. Imagen de resistividad de pozo en presentación estática (izquierda) y dinámica (derecha) (Schlumberger, 2010).

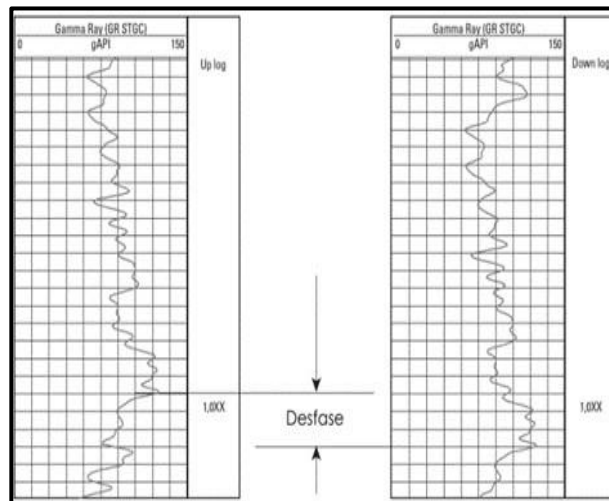


Figura 9.17. Desplazamiento en profundidad observado en curva GR en diferentes corridas en el pozo (Torres, 2013).

### 9.1.4 Calibración de herramientas

En la geofísica de pozo, todas las mediciones son indirectas y se obtienen lecturas en diversos entornos mediante herramientas de medición diseñadas para cantidades como resistencias, voltajes, corrientes y pulsos, empleando la reproducibilidad como base para garantizar la consistencia de los resultados.

Para garantizar la precisión de los registros de pozo las herramientas utilizadas en la adquisición de datos se calibran cuidadosamente. La calibración se realiza antes de su implementación en el pozo y su objetivo principal es ajustar los sistemas de medición de estas herramientas para que reflejen valores reales. Esto implica configurarlas para que se ajusten a dos valores de calibración con patrones estándar: un valor inferior, que puede ser cero si es posible, y un valor superior que se acerque al valor máximo que se espera medir en el pozo. La precisión de estas mediciones es crucial para la interpretación precisa de las formaciones geológicas subterráneas, Figura 9.18.

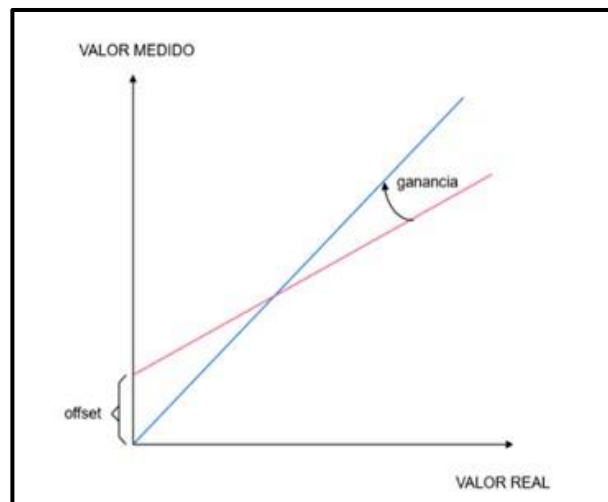


Figura 9.18. Calibración de herramientas de registros ([s./a.], 2010).

Se debe comparar la salida de las herramientas utilizadas en el pozo con los valores de calibración establecidos durante la calibración inicial con patrones estándar de calibración. Si se observan desviaciones significativas, es necesario investigar y corregir cualquier problema con las herramientas o su configuración.

Las compañías prestadoras de servicios geofísicos deben seguir ciertos lineamientos para llevar a cabo las calibraciones de manera adecuada. Estos lineamientos incluyen:

1. Utilizar patrones estándares de calibración que sean representativos de los parámetros reales que se planea medir en el pozo. Esto garantiza que las herramientas estén configuradas de manera precisa para medir las propiedades petrofísicas específicas que se desean conocer.

2. Asegurarse de que los valores de calibración utilizados estén dentro de los límites de tolerancia del rango de validez esperado en el pozo. Esto significa que las herramientas deben estar calibradas para medir valores que se encuentren dentro de los rangos de propiedades petrofísicas que se esperan encontrar en las formaciones geológicas objetivo, Tabla 9.2.

Clasificación	Principio	Curvas	Unidad	Baker Hughes	Halliburton	Schlumberger
<b>Correlación</b>	SP	SP	V	-	-	-
	GR	GR	API	± 10	± 9	± 15
	NGT	Th	cps	-	-	± 8.7
		Na	cps	-	-	± 45
<b>Resistividad</b>	Conducción	Somera-Profunda	*	-	± 0.8 [Ω·m]	± 5.5 [API]
	Inducción	Profunda	*	± 0.2 [KHz]	± 20 [mmho/m]	± 0.5 [V]
		Media	*	± 0.1 [KHz]	± 0.2 [mmho/m]	± 0.5 [V]
		Somera	*	± 0.1 [KHz]	± 0.8 [mmho/m]	± 0.5 [V]
<b>Porosidad</b>	Sónico	Δt <sub>v</sub>	μs/ft	-	57 ± 0.1 [maestra]	-
	Densidad	ρ <sub>b</sub>	*	± 5 [cps]	± 0.015 [g/cm <sup>3</sup> ]	± 0.1 [g/cm <sup>3</sup> ]
		Δρ <sub>b</sub>	*	± 5 [cps]	± 0.015 [g/cm <sup>3</sup> ]	± 0.1 [g/cm <sup>3</sup> ]
		ρ <sub>e</sub>	*	± 100 [cps]	± 0.3 [g/cm <sup>3</sup> ]	± 0.1 [g/cm <sup>3</sup> ]
		Neutrón	Ratio	1	± 0.5	± 0.22
		Ø <sub>H</sub>	*	± 2 [p.u.]	± 0.9 [p.u.]	± 17.5 [cps]
<b>Mecánicos</b>	Cáliper	Cáliper	in	± 0.5	± 0.5	± 0.5
		Cáliper echados	in	± 0.5	± 0.25	± 0.25
Para este estudio se puede ver que las tolerancias (Maestra, Antes y Después) son las mismas y que la tolerancia está en función del valor anterior. (Tabla creada a partir de la tablas de Reyes Hernández, 2012)						
* No hay convergencia en la unidad de medida a emplear entre compañías para las tolerancias.						

Tabla 9.2. Valores de tolerancia de los diferentes registros en compañías de servicio (Reyes, 2012).

En cuanto a las herramientas, cada una tiene sus propias especificaciones y controles de calidad, a continuación, se mencionarán sus calibraciones principales:

*Potencial natural*, la calibración se lleva a cabo de manera automática, por lo que solo hay que verificar que se haya completado antes de realizar el registro.

*Rayos gamma naturales y espectroscopía*. No se requiere una calibración maestra sólo la de fábrica, pero es necesario verificarla antes de realizar el registro, para confirmar valores en el rango de 150 a 160 [GAPI]. La calibración se realiza con una “regla” con una fuente de  $^{226}\text{Ra}$ . Figura 9.19.



Figura 9.19. Regla de calibración de sonda de GR (Castrejón et al., 2024).

*Resistividad*. La calibración es automatizada, ya que la herramienta incorpora su propio dispositivo de calibración que le permite ajustarse en el pozo. Solo es necesario asegurarse de que los valores se encuentren dentro de los rangos permitidos para el modelo de herramienta específico. La continuidad de los electrodos se calibra con una “caja dummy”.

En el caso particular de las herramientas de inducción se mide el “valor de sonda” con un aro de resistencias. Figura 9.20.



Figura 9.20. Aro de resistencias para calibrar las sondas de inducción (Castrejón et al., 2024).

*Sónico.* La calibración es automática y no se puede realizar en el campo. En su lugar, se verifica mediante un programa de calibración en taller que los valores estén dentro de los rangos de funcionamiento apropiados, para lo cual se utiliza una canaleta llena de agua en la que se sumerge la sonda sónica.

*Densidad.* La calibración maestra en el taller se realiza mediante dos bloques de aluminio y de azufre muy puros, cuya densidad se conoce con exactitud (marcada en una etiqueta en cada bloque). Para la calibración antes y después en el pozo se lleva a cabo únicamente la verificación de los detectores en el campo utilizando un JIG de calibración, que generalmente consiste en una cubierta de  $^{137}\text{C}$ , Figura 9.21.

*Neutrones.* La sonda está calibrada en fábrica para litología de calizas. La calibración de taller se realiza con un tanque de agua (porosidad 100%) y en pozo (calibraciones antes y después). La calibración se realiza con un “cajón” de  $^{60}\text{Co}$ , Figura 9.22.

*Resonancia magnética nuclear.* Se requiere realizar una calibración en taller cada tres meses y confirmar que los rangos de tolerancia se mantengan tanto antes como después de realizar cada registro.



Figura 9.21. Bloque de Aluminio y Azufre (izquierda), JIG de calibración de patín de densidad (centro) y contenedor de fuente radiactiva de  $^{137}\text{Cs}$  (Castrejón et al., 2024).



Figura 9.22. Tanque de agua (izquierda), contenedor de  $^{60}\text{Co}$  y calibración de sonda de neutrones (derecha) (Castrejón et al., 2024).

*Caliper.* Se lleva a cabo utilizando dos anillos, uno de 6 [pg] y otro de 12 [pg] con el propósito de calibrar tanto el “zero offset” así como la “ganancia”.

*Echados.* Se calibran los electrodos de los patines por corriente “Emex” para fijar niveles iguales de respuesta en la conductividad medida.

En la Figura 9.23 se presenta una tabla de las tolerancias para las propiedades físicas de los diferentes registros para la calibración maestra de las herramientas de una compañía de servicio.



H A L L I B U R T O N					TOLERANCIA
Clasificación	Principio	Patrón	Curvas	UNIDAD	Parametro de Medición
CORRELACIÓN	SP	Electrodos	SP	V	N/A
	GR	JIG de 4µcuries de Torio-232	GR	API	±9 API
	NGT	JIG de 4µcuries de Torio-232	K	CPS	X
			Th	CPS	X
			U	CPS	X
GR		GR	API	±9 API	
RESISTIVIDAD	CONDUCCIÓN	Resistor interno LLD	PROFUNDA	ohmm	±0.8 ohmm
		Resistor interno LLS	SOMERA	ohmm	±0.8 ohmm
	INDUCCIÓN	Resistor interno	PROFUNDA	mmho/m	±20 mmho/m
			MEDIA	mmho/m	±20 mmho/m
			SOMERA	mmho/m	±0.8 mmho/m
POROSIDAD	SONICO	Velocidad(casing check)	Δt <sub>ci</sub>	µseg/ft	57 ±0.1 µseg/ft
	DENSIDAD	Bloque verificador de aluminio	DENSIDAD DE BULK (ρb)	g/cm <sup>3</sup>	±0.015 g/cm <sup>3</sup>
			CORRECCION DENSIDAD (Δρb)	g/cm <sup>3</sup>	±0.015 g/cm <sup>3</sup>
			ρe	g/cm <sup>3</sup>	±0.30 g/cm <sup>3</sup>
	NEUTRON		Ratio	adimensional	±0.22
		Φ <sub>ln</sub>	pu	±0.90	
MECANICOS	CALIPER		CALIPER (1)	"	±0.50"
			CALIPER (2)-ECHADOS	"	±0.25"
	ECHADOS		INCLINOMETRO	°	±10 mV
			MAGNETOMETROS	°	±10 mV
		CALIPER	"	±0.25"	

Figura 9.23. Tolerancias de calibración maestra (de taller) para herramientas de la cía. Halliburton (Reyes, 2012).

La Figura 9.24 muestra la calibración maestra de una herramienta con las tolerancias en forma gráfica, lo que se facilita si los parámetros medidos están dentro del rango (+/-).

Hostile Natural Gamma Ray Sonde / Equipment Identification									
Primary Equipment:		HNGS - BA							
Auxiliary Equipment:		HNSH - BA GSR - U							
Hostile Natural Gamma Ray Sonde Master Calibration									
Detector 1 Calibration									
Phase	No 511 Peak Set Point	Value	Phase	Th Peak Loc	Value	Phase	Th Peak Res %	Value	
Master		42.00	Master		211.9	Master		7.295	
	38.00 (Minimum)	46.00 (Nominal)		201.0 (Minimum)	209.6 (Nominal)		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)		0.9490 (Minimum)	1.000 (Nominal)	1.060 (Maximum)		
Hostile Natural Gamma Ray Sonde Master Calibration									
Detector 2 Calibration									
Phase	No 511 Peak Set Point	Value	Phase	Th Peak Loc	Value	Phase	Th Peak Res %	Value	
Master		41.00	Master		211.1	Master		6.985	
	38.00 (Minimum)	40.00 (Nominal)		201.0 (Minimum)	209.6 (Nominal)		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)		0.9490 (Minimum)	1.000 (Nominal)	1.060 (Maximum)		

Figura 9.24. Calibración maestra de herramienta con tolerancias en forma gráfica (Schlumberger, 2011).

## 9.2 Correcciones ambientales

### 9.2.1 Resolución vertical y profundidad de investigación

Conocer la profundidad de investigación de las herramientas de registros geofísicos de pozos y su resolución vertical, es decir el espesor mínimo de las capas que puede medir (mayor resolución), es muy importante para determinar cuáles serán los efectos ambientales debido a la perforación y las capas de roca atravesadas por el pozo, que afectarán a las mediciones y determinar las correcciones que deberán aplicarse, Figura 9.25.

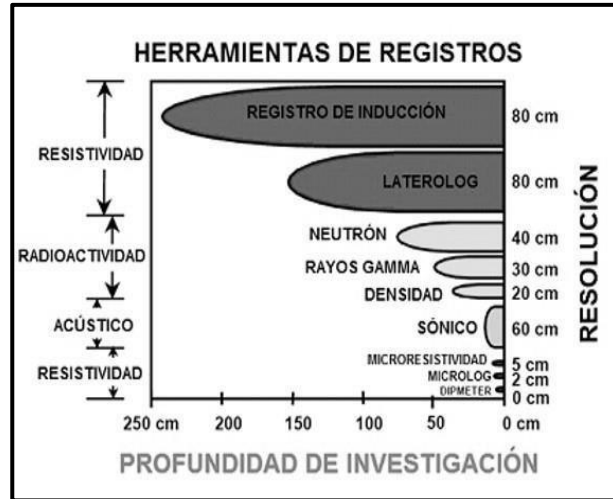


Figura 9.25. Profundidad de investigación y resolución vertical de las herramientas de registros de pozos (Torres Verdín, 2007)

Así la resolución vertical determinará la magnitud de corrección por espesor de capa (efecto de capas adyacentes) que deberá aplicarse y la profundidad de investigación, dependiendo de si la herramienta de registros se corre centrada o excentrada en el agujero del pozo, definirá las correcciones que deberán aplicarse por: diámetro de pozo, espesor de enjarre y diámetro de invasión.

En general a mayor profundidad de investigación de las mediciones, serán mayores las correcciones que deberán aplicarse para determinar las propiedades petrofísicas de las formaciones geológicas atravesadas por el pozo y a menor resolución vertical de las mediciones, será mayor la corrección por espesor de capas.

### 9.2.2 Medio ambiente de medición

Las zonas cilíndricas formadas alrededor del pozo, debido a la infiltración de lodo por el efecto de invasión de las formaciones permeables (siempre y cuando el diferencial de presión debido al lodo de perforación en el pozo sea sobrebalance, es decir mayor la presión en el pozo que la presión de poro), determinarán que correcciones estarán afectando de acuerdo con la profundidad de investigación de las herramientas de registros de pozo y la magnitud en que deberán aplicarse. En general a mayor profundidad de investigación de las mediciones, serán mayores las correcciones que deberán aplicarse para determinar las propiedades petrofísicas de las formaciones geológicas atravesadas por el pozo, Figura 9.26.

### 9.2.3 Correcciones ambientales de registros

Los registros geofísicos pueden verse afectados por condiciones ambientales a las diferentes profundidades en el pozo, como: temperatura, presión, espesor de capas, salinidad en la formación, diámetro de agujero, diámetro de invasión de filtrado de lodo, espesor de enjarre, densidad del lodo, resistividad del lodo, salinidad en el pozo y excentricidad de las sondas.

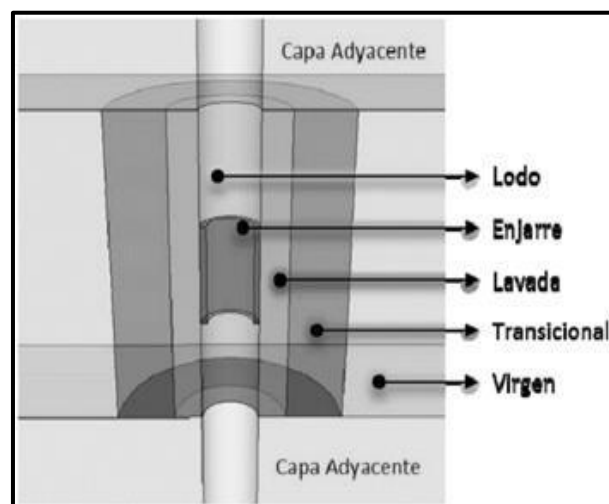


Figura 9.26. Zonas afectadas por la invasión de filtrado de lodo en la pared del pozo en una formación permeable (Torres, 2013).

Es importante mantener un registro detallado de las condiciones del pozo durante la adquisición de datos, incluyendo la profundidad, la temperatura, la presión, el tipo de fluido de perforación y otros factores relevantes como las resistividades del fluido de perforación (lodo, filtrado y enjarre) y sus temperaturas, así como la temperatura de superficie y de fondo para determinar el gradiente geotérmico. Estos datos de contexto son fundamentales para las correcciones ambientales y la interpretación precisa de los resultados.

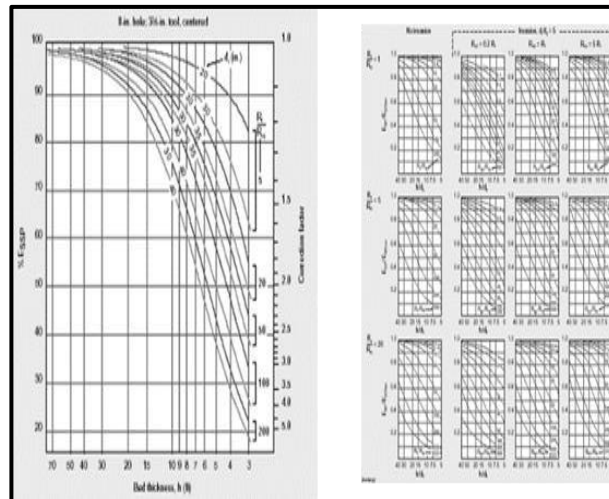
Es importante tener en cuenta estas condiciones y realizar correcciones si es necesario. Por ejemplo, las mediciones de resistividad eléctrica pueden estar influenciadas por la salinidad del fluido de perforación y la temperatura del pozo, por lo que se deben aplicar correcciones para compensar estos efectos.

En cuanto a la verificación de la calidad en las curvas de los registros, es importante recordar que algunas curvas ya vienen corregidas de manera automática por las herramientas; sin embargo, cuando se tienen curvas directas se debe de tener presente el tipo de afectaciones ambientales que se pueden presentar. Algunas se muestran en la Tabla 9.3.

Los registros geofísicos de pozos (wireline y LWD) se deben corregir utilizando los nomogramas de corrección de acuerdo con la compañía de servicio, herramienta, modelo y año; por los siguientes efectos ambientales en el pozo:

*Caliper.* No se corrige, sólo se calibra.

*SP.* Se corrige por espesor de capa, “h” y diámetro de invasión, “di”. A mayor “h” mayor corrección y la corrección se suma. A mayor di mayor corrección y la corrección se suma, Figura 9.27.



**Figura 9.27.** Nomogramas de corrección de la curva SP, por espesor de capa (izquierda) y diámetro de invasión (derecha) (Schlumberger, 2000).

*GR.* Se corrige en forma combinada por diámetro de pozo (dh) y densidad del lodo ( $\rho_m$ ). A mayor “dh” mayor corrección y la corrección se suma. A mayor “ $\rho_m$ ” mayor corrección y la corrección se suma, Figura 9.28.

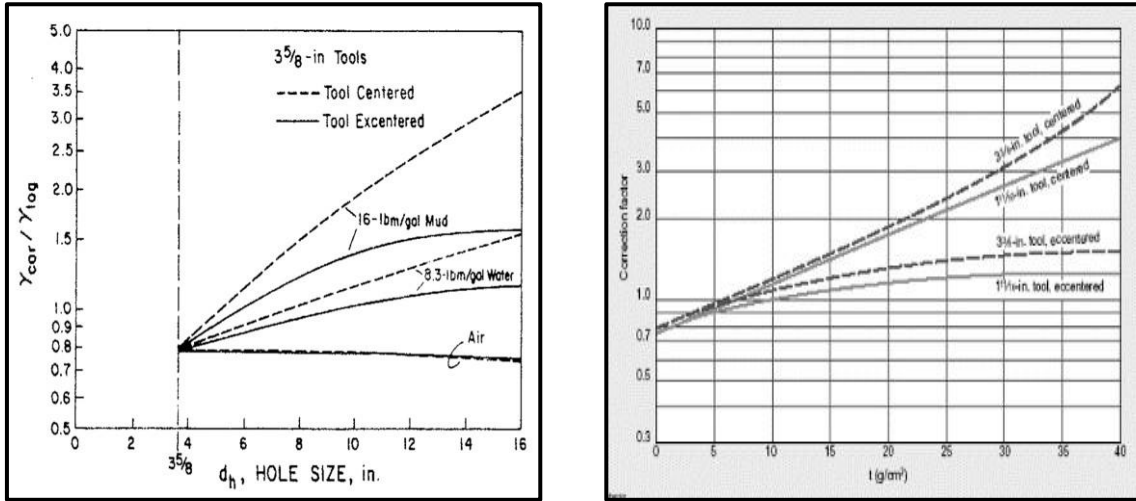


Figura 9.28. Nomogramas de corrección combinada de la curva GR, por diámetro de pozo y densidad de lodo, para sondas antiguas (izquierda) y sondas modernas (derecha) (Schlumberger, 2000).

**Correcciones ambientales de pozo (Modificado por Torres, 2013).**

Característica	Efecto	Observaciones
Diámetro de pozo	Diferente al diámetro de la barrena	Afecta un mayor diámetro a GR, Resistividades, RHOB y NPHI.
	Deslave, hinchamiento	Se puede determinar espesor de enjarre en capas permeables.
Forma de pozo	Cavernoso	Mucha variación afecta a la RHOB.
	Ovalización del agujero (break out) y "ojo de llave"	Indica la dirección de esfuerzo horizontal mínimo.
	Rugosidad y agujero en espiral	Genera mayor rotación de las herramientas y atorones. No permite buen contacto de los patines.
Trayectoria del pozo	Profundidad aparente	Afectan los cambios de ángulo fuertes. Se debe obtener TVD y TVT.
	"Pata de perro"	Afecta introducción de tubería y herramientas y su atascamiento.
Composición del lodo	Lodo base aceite	Reducirá la gama de registros que se pueden tomar y calidad de imágenes de pozo.
	Sólidos	Afecta a los registros de densidad.
	Potasio	Afecta al GR.
	Salinidad	Afecta mayor salinidad en NMR. Se debe corregir NPHI.
	Barita (densidad del lodo)	Afecta a la densidad (corrección automática de columna y costillas), a Pe y se debe corregir GR.
Distribución del lodo	No homogénea	Aumentando la densidad en profundidad.
	Invasión	Esta no tiene la misma forma en todo el pozo. Se debe corregir el SP y resistividades. En pozos muy desviados no es simétrica.
Espesor de enjarre	Mayor a ½ [pg]	Afecta mayor espesor. Corregir los Microregistros y NPHI.
Espesor de capa	Resistividad de capas adyacentes	Afecta un mayor contraste con respecto a la capa estudiada.
	Menor a 3 [m]	Afecta menor espesor. Corregir el SP, NPHI y Resistividades.
Salinidad en la formación	Salinidad del agua de formación	Afecta mayor salinidad. Corregir NPHI.
Excentricidad	Herramienta centrada	Afecta la excentricidad. Corregir NPHI e Inducción.
Presión	Aumenta con la profundidad	Afecta mayor presión. Corregir NPHI.
Temperatura	Los gradientes siempre serán distintos para cada pozo	Afecta mayor temperatura. Corregir NPHI.

Microregistros de resistividad (SN, ML, MLL, MSFL, PL). Se corrigen por espesor de enjarre, “hmc”. A mayor “hmc”, mayor corrección y la corrección se suma. Figura 9.29.

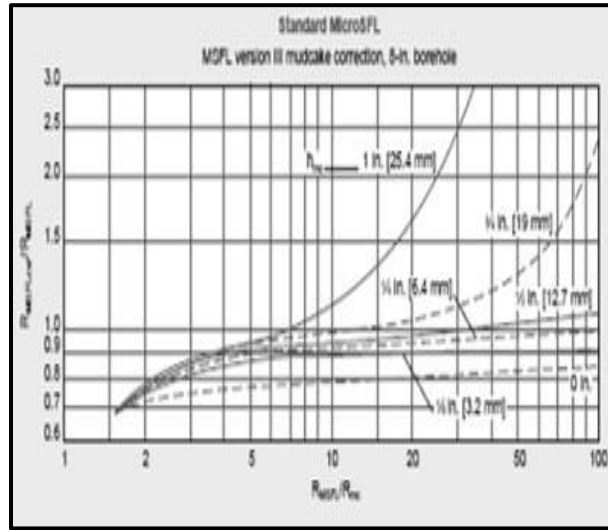


Figura 9.29. Nomogramas de corrección para la curva de microresistividad MSFL, por espesor de enjarre (Schlumberger, 2000).

Registros de resistividad (conducción e inducción, profunda y mediana). Se corrigen por “dh” y “h”. A menor “dh”, mayor corrección y la corrección se suma. A menor “h”, mayor corrección y la corrección se suma. Figuras 9.30 y 9.31.

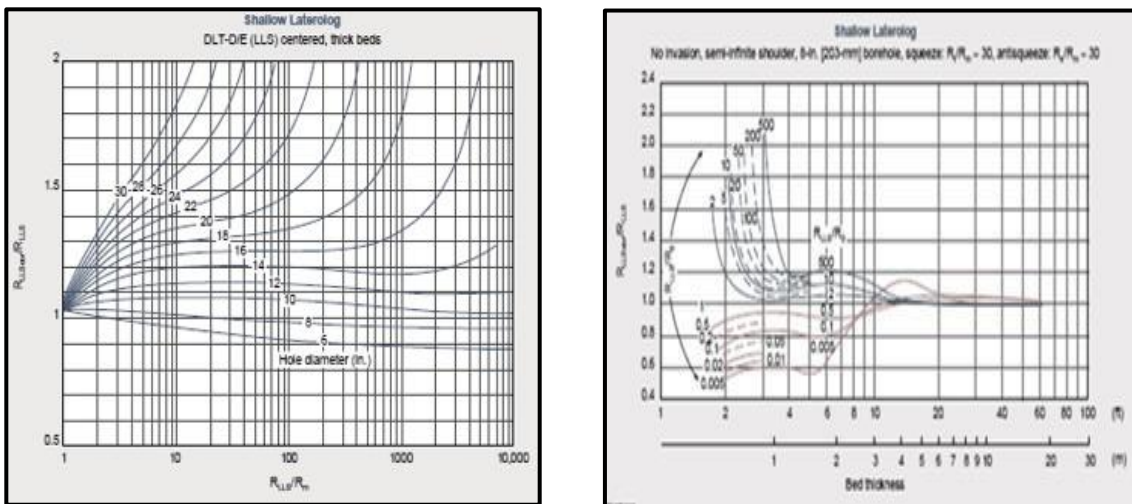


Figura 9.30. Nomogramas de corrección para la curva de resistividad de investigación media, “LLS”, por espesor de diámetro del pozo (izquierdo) y por espesor de capa (derecha) (Schlumberger, 2000).

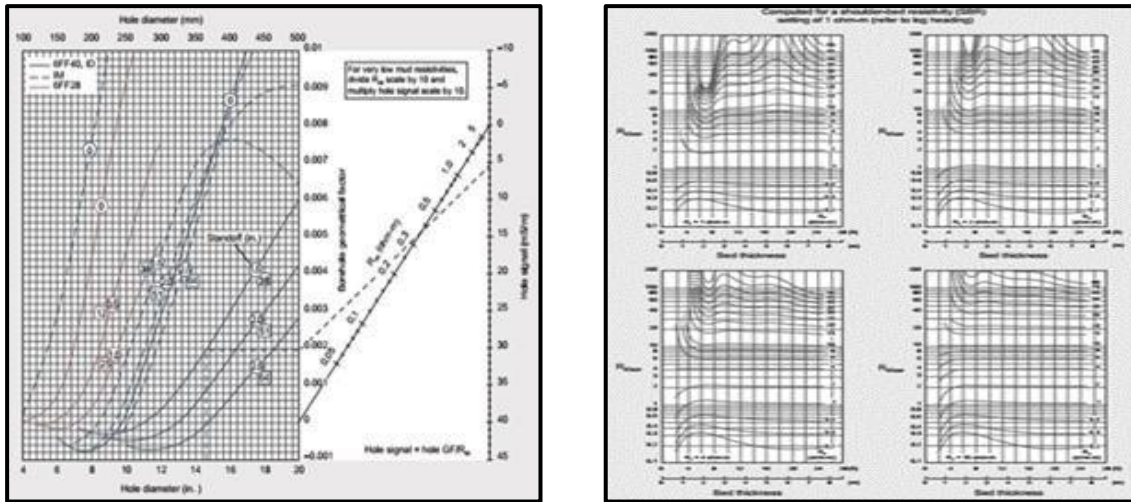


Figura 9.31. Nomogramas de corrección para el registro de inducción, por espesor de diámetro de pozo (izquierdo) y por espesor de capa para la curva ILLD (derecha) (Schlumberger, 2000).

**Registros sínicos.** No se corrigen, sólo se calibran.

**Registros de densidad (FDC, LDT).** Se corrige en forma combinada por diámetro de pozo, “dh”, y densidad del lodo, “ $\rho_m$ ”. A mayor “dh”, mayor corrección y la corrección se suma. A menor “ $\rho_m$ ” mayor corrección y la corrección se suma, Figura 9.32.

**Registros de neutrones (CNL, SNP).** Se corrigen por “dh”, “hmc”, salinidad en el pozo (hppm), “ $\rho_m$ ”, temperatura (T), presión en el pozo (P), salinidad en la formación (fppm). A mayor “dh” mayor corrección y la corrección se resta. Si la porosidad ( $\Phi$ ) es menor a 35%, a mayor “hmc” mayor corrección y la corrección se resta; si la  $\Phi$  es mayor a 35%, a mayor “hmc” mayor corrección y la corrección se suma. A mayor “hppm” mayor corrección y la corrección se suma. A mayor “ $\rho_m$ ” mayor corrección y la corrección se suma. A mayor “T” mayor corrección y la corrección se suma. A mayor “P” mayor corrección y la corrección se resta. Si la porosidad ( $\Phi$ ) es menor a 30%, a mayor “fppm” mayor corrección y la corrección se resta; si la  $\Phi$  es mayor a 30% y la salinidad menor a 125 [kppm], a mayor fppm mayor corrección y la corrección se resta; si la  $\Phi$  es mayor a 30% y la salinidad mayor a 125 [kppm], a mayor fppm mayor corrección y la corrección se suma, Figura 9.33.



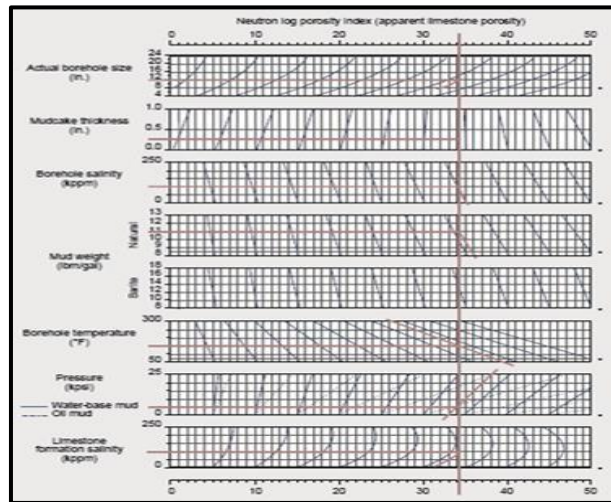


Figura 9.33. Nomograma de correcciones para el registro de neutrones (curva NPHI) por: “dh”, “hmc”, “hppm”, “T”, “P”, “fppm” y “pm” (Schlumberger, 2000).

*Registros de nuevas tecnologías.* Hacen correcciones ambientales automáticamente; no se indica que se deban hacer correcciones ambientales de pozo adicionales.

*Registros de imágenes de pozo.* Se procesan y ecualizan las mediciones múltiples de la imagen y hacen correcciones ambientales automáticamente; no se indica que se deban hacer correcciones ambientales de pozo adicionales.

La Tabla 9.4 muestra para cada tipo de registro geofísico de pozo, los rangos de valores en que los diferentes efectos ambientales en el pozo: no afectan, se pueden corregir y no se pueden corregir.

*Documentación y reporte.* Todos los procedimientos de control de calidad y correcciones ambientales deben documentarse de manera exhaustiva. Además, los resultados y las correcciones aplicadas deben informarse en los reportes finales para que los clientes, geólogos y otros profesionales puedan comprender la calidad de los datos y las limitaciones asociadas.

Registro	Afectaciones	No afecta	Se puede corregir	No se puede corregir	
Cáliper	-	No presenta correcciones			
<b>Correlación</b>	SP	h [m]	> 10	$1 \leq h \leq 10$	< 1
		di [in]	< 10	$10 \leq di \leq 100$	> 100
GR	Wm [lb/gal]	< 9	$9 \leq Wm \leq 20$	> 20	
	dh - ds [in]	= 0	$0 \leq dh - ds \leq 5$	> 5	
<b>Resistividad</b>	Micro	hmc [in]	= 0	$0 < hmc \leq 1$	> 1
	Macro conducción	h [m]	> 30	$1 \leq h \leq 30$	< 1
		dh [in]	< 6	$6 \leq dh \leq 30$	> 30
	Macro inducción	h [m]	> 8	$1.2 \leq h \leq 8$	< 1.2
		dh [in]	< 4	$4 \leq dh \leq 20$	> 20
	<b>Porosidad</b>	Sónico	-	No presenta correcciones	
Densidad		$\rho_{form} - Wm$ [gr/cc]	-	$2.2 \leq pf \leq 2.6$	$2.2 > pf > 2.6$
		dh [in]	< 9	$9 \leq dh \leq 15$	> 15
Neutrón		dh [in]	= 8	$4 \leq dh \leq 24$	> 24
		hmc [in]	= 0	$0 < hmc \leq 1$	> 1
		S.H. [kppm]	= 0	$0 \leq S.H. \leq 250$	> 250
		Wm [lb/gal]	= 8	$8 \leq Wm \leq 18$	> 18
		Ti [°F]	= 75	$50 \leq Ti \leq 300$	> 300*
		P [kpsi]	= 0	$0 \leq P \leq 25$	> 25*
		S.F. [kppm]	= 0	$0 \leq S.F. \leq 250$	> 250
NOTAS: Para nuevas tecnologías como Resonancia Magnética no se revisaron sus afectaciones.					
* Hay modelos de herramientas como los de "Hostile Environments" o cartucho como "Dewar Flask" que permiten mayores temperaturas y presiones.					
S.H.: salinidad en el pozo.					
S.F.: salinidad en la formación.					

Tabla 9.4. Rangos de valores en que los registros de pozo se pueden corregir por efectos ambientales (Modificado de Torres, 2013).

## **Referencias**

Garduza, V. (2009). Manual de registros geofísicos de pozo y algunas aplicaciones. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. XLI, núm. 2.

López, M. (2013). Petrofísica y efectos ambientales en registros geofísicos de pozos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

Reyes, I. (2012). Calibración de herramientas de registros geofísicos de pozos. Tesis de licenciatura. Instituto Politécnico Nacional.

Theys, P. (1999). Log data acquisition and quality control. Technip: Paris.

Torres, C. (2013). Control de calidad en registros geofísicos de pozos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

## Capítulo 10

## Interpretación cuantitativa y cualitativa de los registros geofísicos en pozo

José Alberto Arizmendi Aveda, José Luis Ortiz López

### Sumario

#### 10.1 Fundamentos de la interpretación de registros

10.1.1 Porosidad

10.1.2 Saturación

10.1.3 Permeabilidad

10.1.4 Geometría de los yacimientos

10.1.5 Temperatura y presión

10.1.6 Interpretación de los registros

10.1.7 El proceso de invasión

10.1.8 Resistividad

10.1.9 Factor de formación y porosidad

10.1.10 Saturación de agua -concepto general

10.1.10.1 Formaciones limpias

10.1.10.1.1 Registro de resistividad

10.1.10.1.2 Resistividad del agua de formación

10.1.10.1.3 Porosidad en formaciones limpias

10.1.10.2 Formaciones arcillosas

#### 10.2 Interpretación cuantitativa, determinación de la saturación

10.2.1 Formaciones limpias, ecuación de Archie

10.2.2 Formaciones arcillosas

10.2.2.1 Modelo simplificado de arenas y arcillas laminadas

10.2.2.2 Modelo simplificado de lutitas dispersas

10.2.2.3 Relación total de lutita

10.2.2.4 Modelos basados en el concepto de la doble capa iónica

10.2.2.4.1 Modelo de doble agua

10.2.2.4.2 Modelo de Waxman-Smits

#### 10.3 Rocas carbonatadas, interpretación básica

10.3.1 Definición y características de las fracturas

10.3.2 Detección de fracturas

10.3.2.1 Métodos de detección de fracturas sin utilizar registros

10.3.2.2 Métodos de detección de fracturas utilizando registros

10.3.2.3 Métodos de detección de fracturas por computadora

10.3.3 Interpretación de registros en carbonatos fracturados

10.3.3.1 Técnicas de determinación de valores del exponente de cementación

10.3.3.1.1 Validación de valores constantes por zonas

10.3.3.1.2 Curvas de valores del exponente de cementación a partir de registros

Referencias

Esta obra ha sido conformada como una recopilación de conceptos, metodologías de uso público, experiencias y adecuaciones, que consolidan un elemento de consulta y apoyo académico sobre el tema de “Interpretación de registros geofísicos de pozo”.

## **10.1 Fundamentos de la interpretación de registros**

En (Schlumberger, 1991) se describe que la producción de gas y petróleo en la actualidad se extrae casi en su totalidad de acumulaciones en espacios porosos de las rocas yacimiento, generalmente areniscas, calizas o dolomitas. La cantidad de gas o petróleo contenidos en una unidad volumétrica de yacimiento es el producto de su porosidad por su saturación de hidrocarburos, para calcular las reservas totales y determinar si la reserva es comercial, es necesario conocer la saturación y porosidad de los hidrocarburos, así como el volumen de la formación que contiene hidrocarburos mientras que para calcular la productividad del yacimiento, es necesario saber con qué facilidad puede fluir un fluido a través del sistema poroso, esta propiedad de la roca que depende de la manera en que los poros están intercomunicados, se conoce como permeabilidad.

Los principales parámetros petrofísicos requeridos para evaluar un depósito son entonces su porosidad, saturación de los hidrocarburos, espesor, área y permeabilidad. Además, la geometría, la temperatura y la presión del yacimiento, así como la litología pueden desempeñar un papel importante en la evaluación, terminación y producción de un yacimiento (Schlumberger, 1991).

### **10.1.1 Porosidad**

En (Schlumberger, 1991) se define la porosidad es el volumen de los pozos por cada unidad volumétrica de formación, es la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por poros o huecos. El símbolo de la porosidad es “ $\phi$ ”, una sustancia densa y uniforme, como un pedazo de vidrio, tiene una porosidad cero, por otro lado, una esponja tiene una porosidad muy alta.

También en (Schlumberger, 1991) se menciona que las porosidades de las formaciones en el subsuelo pueden variar en alto grado. Los carbonatos densos (carbonatos y dolomitas) y las evaporitas (sal, anhidrita, yeso, silvita, etc.) pueden tener una porosidad prácticamente de cero, las areniscas bien consolidadas pueden tener una porosidad del 10% al 15%, las arenas no consolidadas pueden llegar a 30% o más de porosidad, las lutitas o arcillas pueden tener una porosidad con contenido de agua de más del 40%, sin embargo, los poros individuales son generalmente tan pequeños que la roca es impermeable al flujo de líquidos.

En (Schlumberger, 1991) se indica que las porosidades se clasifican según la disposición física del material que rodea a los poros y a la distribución y forma de estos. En una arena limpia, la matriz de la roca se compone de granos de arena individuales, con una forma más o menos esférica, y apilados de manera que los poros se hallan entre los granos. A esta porosidad se le llama porosidad intergranular o de matriz, por lo general, ha existido en las formaciones desde el momento en que se depositaron, por esta razón también se le conoce como porosidad primaria.

Según la forma en que fueron depositados, las calizas y dolomitas, también pueden mostrar porosidad intergranular. Asimismo, pueden tener porosidad secundaria en forma de pequeñas cavidades. La porosidad secundaria, se debe a la acción de aguas de formación o fuerzas tectónicas en la matriz de roca después del depósito, por otro lado, las aguas de infiltración ricas en minerales pueden formar depósitos que sellan parcialmente varios poros o canales de una formación, de este modo, reducen la porosidad de la formación y/o alteran la geometría de los poros. Las aguas ricas en sales de magnesio pueden infiltrarse a través de las calcitas, cambiando gradualmente el calcio por el magnesio, ya que el reemplazo se efectúa átomo por átomo, mol por mol, y el volumen de un mol de dolomita es de 12%, menor que el de la calcita, el resultado es que hay una reducción en el volumen de la matriz y un aumento correspondiente en el volumen de los poros de acuerdo con (Schlumberger, 1991).

Se pueden presentar tensiones en la formación causando redes de grietas, fisuras o fracturas, que se agregan al volumen de los poros. Sin embargo, en general, el volumen real de las fracturas es relativamente pequeño. Estas normalmente no aumentan la porosidad de la roca de manera significativa, aunque sí pueden aumentar su permeabilidad en gran medida (Schlumberger, 1991).

### 10.1.2 Saturación

(Schlumberger, 1991) describe que la saturación de fluido en una formación es la fracción de su volumen poroso que ocupa el fluido en consideración, por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Si solo existe agua en los poros una formación tiene una saturación del agua del 100%. El símbolo de saturación es “S”, se utilizan varios subíndices para denotar la saturación de un líquido en particular la: “ $S_w$ ” (saturación del agua), “ $S_o$ ” (saturación del aceite) y “ $S_h$ ” (saturación de hidrocarburos).

La saturación de petróleo o gas es la fracción del volumen poroso que contiene gas o petróleo. Los poros deben saturarse con algún líquido. De este modo, la suma de todas las saturaciones de una determinada roca de formación debe ser igual al 100%, aunque existen casos poco comunes de saturación por líquidos, aparte del agua, el petróleo y el gas (como bióxido de carbono o simplemente aire). La presencia de una saturación de agua menor al 100%, generalmente implica una saturación de hidrocarburos igual al 100%, menos la saturación del agua. La saturación del agua de una formación puede variar de un 100% hasta un valor muy pequeño, sin embargo, muy rara vez es nula. Sin importar que tan rica sea la roca del yacimiento de petróleo o gas, siempre habrá una pequeña cantidad de agua que el petróleo no podrá desalojar, generalmente dicha saturación se le conoce como, saturación de agua irreducible o connata (Schlumberger, 1991).

Del mismo modo (Schlumberger, 1991) describe que en el caso de una roca yacimiento con presencia de gas o petróleo, es imposible retirar todos los hidrocarburos por medio de las técnicas de evacuación y recuperación más comunes. Alguna cantidad de hidrocarburos permanece atrapada en partes del volumen poroso, esta saturación de hidrocarburos se conoce como, saturación del petróleo residual.

En un yacimiento que contenga agua en el fondo y petróleo en la parte superior, la demarcación no siempre será clara, se presenta una transición más o menos gradual de un 100% de agua hasta un mayor contenido de petróleo. Si el intervalo con contenido de petróleo es suficientemente grueso, la saturación de agua en la parte superior se aproxima a un mínimo (valor de saturación de agua irreducible) y producirá hidrocarburos sin

presencia de agua. Dentro del intervalo de transición, se obtendrá un poco de agua junto con el petróleo, la cantidad de agua aumenta al parejo del “ $S_w$ ”. Debajo del intervalo de transición, la saturación del agua es igual al 100%, por lo general, mientras la permeabilidad de la roca yacimiento sea más baja, el intervalo de transición será más largo, por el contrario, si el intervalo de transición es corto, la permeabilidad será alta (Schlumberger, 1991).

### **10.1.3 Permeabilidad**

La permeabilidad de acuerdo con (Schlumberger, 1991), se define como una medición de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de una roca. En una determinada muestra de roca y con cualquier líquido homogéneo, la permeabilidad será una constante siempre y cuando no interactúe con la roca en sí. La unidad de la permeabilidad es el “Darcy”, que es muy grande, por lo tanto, se utiliza la milésima parte: el milidarcy [mD], el símbolo de la permeabilidad es “k”.

Una roca para ser permeable debe de tener fracturas, capilares o poros interconectados, así se reconoce cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad, por lo general, una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor, sin embargo, esto no es una regla absoluta (Schlumberger, 1991).

Las lutitas y ciertas clases de arena, de acuerdo con (Schlumberger, 1991), tienen altas porosidades, sin embargo, sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de los líquidos son escasos y tortuosos, sin embargo, sus permeabilidades son muy bajas. Otras formaciones como las calizas pueden presentar pequeñas fracturas o fisuras de una extensión. La porosidad de dicha formación será baja, pero la permeabilidad de una fractura puede ser muy grande, como resultado, las calizas fracturadas pueden tener bajas porosidades, pero permeabilidades muy altas.

### **10.1.4 Geometría de los yacimientos**

Para (Schlumberger, 1991) las formaciones productivas (yacimientos) se presentan en una gran cantidad casi ilimitada de formas, tamaños y orientaciones. La Figura 10.1 muestra algunos de los tipos de yacimientos, y es posible también que se forme casi cualquier combinación de dichos tipos.



Para (Schlumberger, 1991) la orientación y forma física de un yacimiento pueden influir seriamente en su productividad. Los yacimientos pueden ser anchos o estrechos, espesos o delgados, grandes o pequeños. En el Medio Oriente existen yacimientos gigantes que pueden abarcar cientos de kilómetros cuadrados y tener varios miles de pies de espesor, otros son minúsculos, demasiado pequeños para ser perforados. Sus configuraciones varían desde una forma simple de lente hasta algunas sumamente complejas.

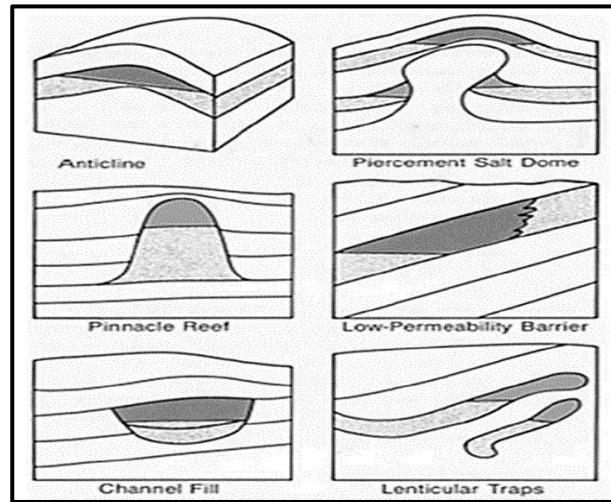


Figura 10.1. Algunas de las formas y orientaciones más comunes de los yacimientos (Schlumberger, 1991).

Como se menciona en (Schlumberger, 1991) la mayoría de las rocas que conforman los yacimientos supuestamente se acomodaron en capas como si fueran lozas apiladas, sus características físicas, tienden a ser muy diferentes y con direcciones distintas, lo que se conoce como anisotropía, esta falta de uniformidad es una consideración muy importante en la ingeniería de yacimientos y en el diseño de métodos de explotación. En general, la permeabilidad de dichas formaciones es mucho más alta en la dirección paralela que en la dirección perpendicular a las capas, y las permeabilidades de diferentes capas, también pueden variar en alto grado.

Los yacimientos que no se originaron en forma de capas, no se ajustan a este modelo laminar de anisotropía. Algunos ejemplos de este tipo de rocas son carbonatos que originalmente conformaban arrecifes, rocas sometidas a proceso de fracturación muy grande o rocas con una porosidad muy amplia, son algunos ejemplos (Schlumberger, 1991).

### 10.1.5 Temperatura y presión

Se describe en (Schlumberger, 1991) que la temperatura y presión también afectan de distintas maneras la producción de hidrocarburos. En el yacimiento, la temperatura y la presión controlan las viscosidades y las solubilidades mutuas de las tres fluidos, petróleo, gas y agua. Por esta razón, la relación de fase de la relación petróleo/gas puede verse sometida a variaciones muy significativas en respuesta a cambios de temperatura y presión. Por ejemplo, a medida que la presión baja el gas tiende a salir de la solución. Si esto ocurre en la roca de yacimiento, las burbujas de gas pueden provocar una bajada sustancial en la permeabilidad efectiva al petróleo.

Las relaciones entre presión, temperatura y fase de las mezclas de hidrocarburos son muy variables, y dependen de los tipos y proporciones específicas de los hidrocarburos presentes, la Figura 10.2, es un diagrama de fase sencillo de dos componentes según (Schlumberger, 1991).

Para (Schlumberger, 1991) comúnmente, la temperatura de un yacimiento productivo no varía demasiado, aunque algunas técnicas de recuperación (como la inyección de vapor o combustión) representa una clara excepción a la regla, sin embargo, es inevitable una baja de presión entre el yacimiento virgen y el pozo. Esta caída de presión varía de una fuerza de algunas libras por pulgada cuadrada [psi] hasta la presión total de un yacimiento.

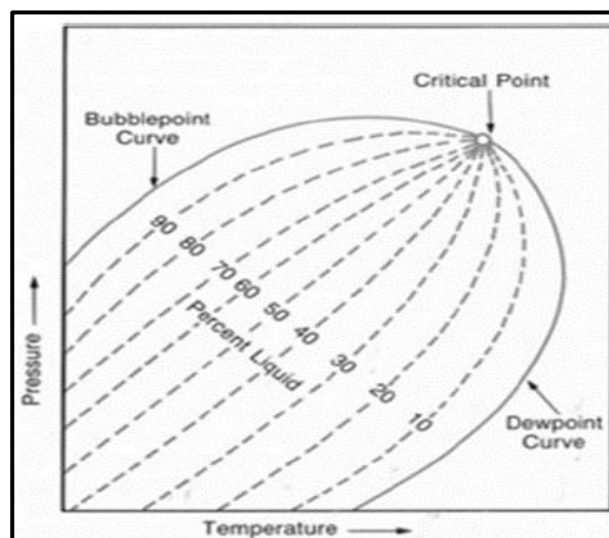


Figura 10.1. Algunas de las formas y orientaciones más comunes de los yacimientos (Schlumberger, 1991).

### **10.1.6 Interpretación de los registros**

Para (Schlumberger, 1991) en general estos parámetros petrofísicos sólo pueden medirse directamente mediante procedimientos especializados en laboratorio. Cuando esto no es posible los parámetros petrofísicos pueden inferirse u obtenerse de la medición de otros parámetros físicos de las formaciones. Actualmente, es posible medir una gran cantidad de parámetros que incluyen, entre otros, la resistividad, la densidad, el tiempo de tránsito, el potencial espontáneo, la radiactividad natural y el contenido de Hidrógeno en la roca.

La interpretación de registros es el proceso por el cual dichos parámetros mensurables se traducen a los parámetros petrofísicos deseados de porosidad, saturación de hidrocarburos, permeabilidad, productividad, litología, etc., (Schlumberger, 1991). La estimación de estos parámetros se complica aún más debido al proceso de perforación. Al perforar a través de una formación, los fluidos dentro de los poros de la roca que rodea al agujero pueden verse desplazados o contaminados debido a la invasión por el líquido de perforación, algunas veces se puede hasta alterar la roca (Schlumberger, 1991).

Debido a que se requieren los parámetros petrofísicos de la formación virgen y no contaminada, la herramienta de registro de pozos debería de ser capaz de ver más allá de la zona contaminada en la región virgen, como alternativa, las técnicas de interpretación deben de ser capaces de compensar el problema de la contaminación (Schlumberger, 1991).

(Schlumberger, 1991) expone que en el diseño y funcionamiento de las herramientas para registros de pozos, se utilizan ambos enfoques, cuando las propiedades físicas de la medición lo permiten, se ha diseñado la herramienta a fin de que se obtenga una gran profundidad de investigación. Cuando las propiedades físicas de la medición impidan una investigación a nivel profundo, las técnicas de interpretación deben de tomar en cuenta los problemas de invasión por el filtrado de lodo.

El propósito de las diferentes herramientas de registro de pozos es proporcionar mediciones de las que sean posibles obtener o inferir las características petrofísicas de las rocas yacimiento. El objetivo de la interpretación cuantitativa de registros es proporcionar las ecuaciones y técnicas para que dichos cálculos puedan llevarse a cabo, en realidad, las premisas básicas de la interpretación de registros son pocas y se basa en conceptos simples (Schlumberger, 1991).

### 10.1.7 El proceso de invasión

Durante la perforación del pozo, la presión hidrostática de la columna de lodo es generalmente mayor que la presión de poro de las formaciones, esto evita que el pozo se “descontrole”, la diferencia de presión resultante entre la columna de lodo y la formación obliga al filtrado de lodo a entrar en la formación permeable, las partículas sólidas del lodo se depositan en la pared del agujero, donde forman un enjarre de lodo, el cual por lo general tiene la permeabilidad muy baja (de  $10^{-2}$  a  $10^{-4}$  [mD]) y una vez desarrollada, reduce la velocidad de la invasión del filtrado de lodo (Schlumberger, 1991), Figura 10.3.

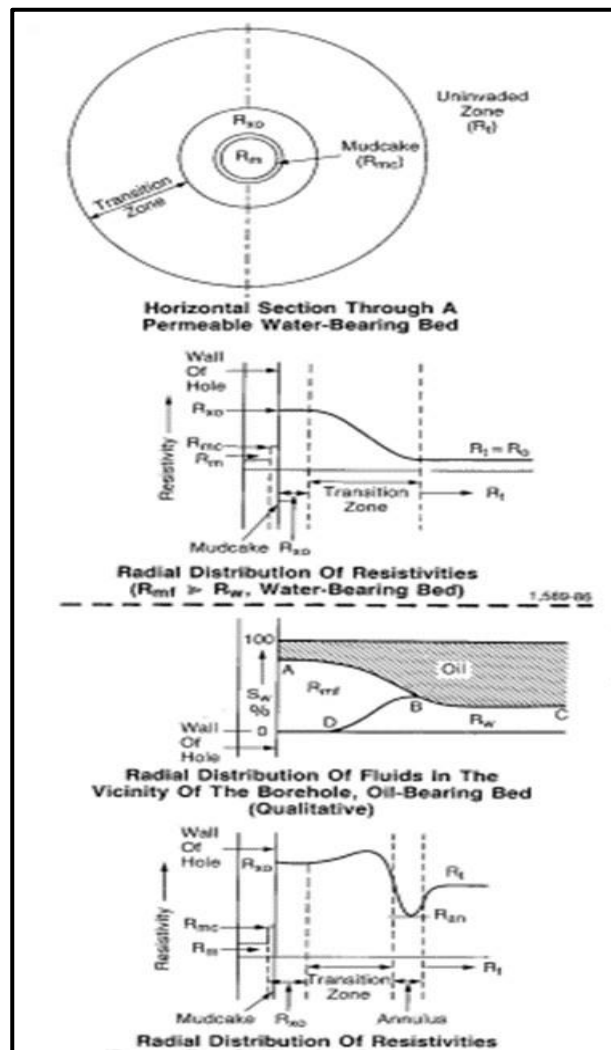


Figura 10.3. (En zona superior) Representación esquemática del perfil de invasión y resistividad en una zona con contenido de agua. (En zona inferior) Perfil de invasión y resistividad en una zona con contenido de petróleo, que muestra un anillo de resistividad (Schlumberger, 1991).

Muy cerca del agujero, el filtrado desplaza la mayor parte del agua de formación y parte de los hidrocarburos. Esta zona se conoce como “zona lavada”. Contiene, si la limpieza es completa, solo filtrado de lodo; si la zona contenía originalmente hidrocarburos, solo tendrá hidrocarburos residuales (Schlumberger, 1991).

A mayor distancia del pozo, el desplazamiento de los líquidos de formación por medio del filtrado del lodo es cada vez menos completo, lo que resulta en la transición de la saturación de filtrado de lodo a la saturación original de agua de formación, dicha zona se le conoce como zona invadida o de transición. La extensión o profundidad de la zona de transición y lavada, depende de muchos parámetros (Schlumberger, 1991).

Entre ellos está el tipo y las características del lodo de perforación, la porosidad de la formación, la permeabilidad, el diferencial de presión y el tiempo desde que se perforó la formación por primera vez, sin embargo, por lo general, mientras la porosidad de la formación sea menor, la invasión será más profunda, la formación inalterada después de la zona de transición, se le conoce como zona invadida, virgen o no contaminada (Schlumberger, 1991).

Algunas veces en formaciones que contienen petróleo o gas y en donde la movilidad de los hidrocarburos es mayor a la del agua, debido a diferencias en la permeabilidad relativa, el petróleo o gas se alejan más rápido que el agua intersticial. En este caso, quizá se forme entre la zona lavada y la zona virgen una zona de transición. Es probable que hasta en cierto grado, se presenten anillos en la mayoría de las formaciones con contenido de petróleo. Su influencia en las mediciones de registro depende de la ubicación radial del anillo y de su severidad (esto es, la magnitud de la saturación de agua de formación en los anillos con respecto a la saturación de agua de formación en la zona no invadida), con el tiempo los anillos desaparecen por la dispersión (Schlumberger, 1991).

En las formaciones fracturadas, el filtrado de lodo invade con facilidad dichas fracturas, pero quizá penetre muy poco en los bloques no fracturados de matriz de roca de baja permeabilidad, por lo tanto, el filtrado sólo desplaza una pequeña porción de los líquidos de formación originales (agua de formación y en caso de estar presentes, hidrocarburos), inclusive a corta distancia de los pozos, no existe una zona lavada (Schlumberger, 1991).

### **10.1.8 Resistividad**

Se describe en (Schlumberger, 1991) que la resistividad eléctrica de una sustancia es la capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma por unidad de longitud, la unidad utilizada en los registros es: [Ohm-metro<sup>2</sup>/metro], generalmente expresada como: [Ohm-m]. La conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y se expresa como [mmho-m].

La mayoría de las formaciones que se registran para buscar saturaciones potenciales de petróleo y gas se compone de rocas que, al estar secas, no conducirán una corriente eléctrica, esto es, la matriz de roca tiene una conductividad nula o una resistividad infinitamente alta. Una corriente eléctrica fluirá sólo a través de agua intersticial, que satura la estructura porosa de la formación, sólo si el agua intersticial contiene sales disueltas. Bajo la influencia de un campo eléctrico esos iones se mueven transportando una corriente eléctrica a través de la solución. Si las otras condiciones permanecen estables, mientras mayor sea la concentración salina, menor será la resistividad del agua de formación y, por lo tanto, de la formación, mientras sea más grande la porosidad de formación y, por lo tanto, mayor sea la cantidad de agua de formación, la resistividad será menor (Schlumberger, 1991).

De todos los parámetros de la roca que miden las herramientas de registro actuales, se describe en (Schlumberger, 1991) que la resistividad reviste una particular importancia, es la medición para la cual existen herramientas, que tienen una gran profundidad de investigación (hasta varios metros de la pared del pozo). Las mediciones de resistividad son básicas en las determinaciones de saturación. Las mediciones de resistividad se emplean solas y en combinación, para determinar la resistividad en la zona no invadida (llamada resistividad verdadera, “ $R_t$ ”). Las mediciones de resistividad también se utilizan para determinar la resistividad cerca del pozo (llamada resistividad de la zona lavada, “ $R_{xo}$ ”), en donde el filtrado de lodo ha reemplazado en su mayoría a los fluidos originales de los poros. Las mediciones de resistividad junto a las resistividades del agua y la porosidad se utilizan para obtener los valores de saturación de agua. Es posible comparar los valores de saturación de las mediciones de resistividad a poca y gran profundidad, con el propósito de evaluar la productividad de la formación.

### 10.1.9 Factor de formación y porosidad

La relación indicada de acuerdo con (Schlumberger, 1991), se ha establecido de manera experimental donde la resistividad de una formación pura con contenido de agua (esto es, una que no contenga hidrocarburos ni arcilla), es proporcional a la resistividad del agua con la cual está completamente saturada. La constante de proporcionalidad, se llama factor de resistividad de formación, “F”, de este modo, si “ $R_o$ ” es la resistividad de una roca de formación no arcillosa, saturada al 100%, con agua de resistividad “ $R_w$ ”, entonces:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \text{ (Ec. 10.1)}$$

Es una porosidad determinada la proporción “ $R_o/R_w$ ” permanece casi constante para todos los valores de “ $R_w$ ” por debajo de aproximadamente 1 [Ohm-m]. En el caso de aguas más dulces y con mayor resistividad, el valor de “F” puede disminuir a medida que aumenta la “ $R_w$ ”, se atribuye este fenómeno a una mayor influencia proporcional de la conductancia superficial de la roca. En el caso de un agua con salinidad dada mientras mayor sea la porosidad de una formación, menor será la resistividad de la formación “ $R_o$ ” y también el factor de formación “F” (Ec. 10.1), por consiguiente, el factor de formación está inversamente relacionado a la porosidad, es también una función de la estructura porosa y de la distribución del tamaño de los poros. Archie basándose en sus observaciones, propuso una fórmula que relaciona la porosidad “ $\Phi$ ” y el factor de formación “F”, la cual se escribe por (Schlumberger, 1991) como:

$$F = \frac{a}{\Phi^m} \text{ (Ec. 10.2)}$$

Donde “m” es el factor o exponente de cementación. El exponente de cementación y la constante “a” se determina de manera empírica. A través de los años, la experiencia ha propiciado una aceptación general de las siguientes relaciones factor de formación-porosidad (dependiendo de la litología o estructura porosa) (Schlumberger, 1991).

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \text{ Para arenas (Ec. 10.3.1)}$$

$$F = \frac{1}{\phi^2} \text{ Para formaciones compactas (Ec. 10.3.2)}$$

La primera relación se conoce popularmente como la fórmula de Humble, la segunda como relación de factor de Archie, a fin de eliminar el exponente fraccional de cementación, algunas veces la fórmula de Humble se simplifica a (Schlumberger, 1991):

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \text{ (Ec. 10.3.3)}$$

Las dos formas de expresar la fórmula de Humble, considerando condiciones normales de aplicación, producen resultados similares.

## 10.1.10 Saturación de agua - concepto general

### 10.1.10.1 Formaciones limpias

Se menciona en (Schlumberger, 1991) que ni el petróleo ni el gas conducen la corriente eléctrica, ambos son excelentes aislantes. De hecho, el petróleo se usa de manera muy extendida como aislante de ciertos equipos eléctricos. De este modo, en una formación que contenga petróleo o gas, la resistividad es una función no solo de “F” y “R<sub>w</sub>” sino también de “S<sub>w</sub>”. “S<sub>w</sub>” es la fracción del volumen poroso que ocupan los hidrocarburos. Archie determinó de manera experimental que la saturación de agua de una formación limpia puede expresarse en función de su resistividad real como:

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t} \text{ (Ec. 10.4)}$$



Donde:

- n: Es el exponente de saturación.

Aunque las mediciones de laboratorio muestran cierta variación en el valor de “n”, la mayoría de las muestras de formación presentan un exponente de saturación de más o menos 2, por lo tanto, en la práctica de interpretación de registros, “n” se considera igual a 2 a menos que se conozca otro valor. Tomando que  $n = 2$ , la Ec. 10.4 se escribe como (Schlumberger, 1991):

$$S_w = \sqrt{\frac{FR_w}{R_t}} \text{ (Ec. 10.5)}$$

A esta ecuación frecuentemente se le llama ecuación de saturación de agua de Archie. Es la piedra fundamental de la mayoría de las técnicas de interpretación mediante el uso de registros eléctricos (Schlumberger, 1991).

En la Ec. 10.1, “F x R<sub>w</sub>” es igual a “R<sub>o</sub>”, y “R<sub>o</sub>” es la resistividad de la formación cuando está saturada 100% con agua de resistividad, “R<sub>w</sub>”. La ecuación de Saturación de agua, Ec. 10.5, puede expresarse entonces así (Schlumberger, 1991):

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} \text{ (Ec. 10.6)}$$

(Schlumberger, 1991) refiere que las primeras interpretaciones cuantitativas de registros de tipo eléctrico utilizaban esta fórmula, simplemente implicaba la comparación de la “R<sub>t</sub>”, registrada en una roca de yacimiento conocida y con un contenido de agua del 100%. Su uso supone que ambas capas tienen factores de formación y porosidades similares y con agua de formación con salinidad parecida. La aplicación más conocida de la Ec. 10.6 es en una roca de yacimiento de espesor grueso, con porosidad constante y que tenga una columna de agua en la base y una columna de petróleo en su parte superior.

A la proporción “R<sub>t</sub>/R<sub>o</sub>” se le conoce como índice de resistividad. Un índice de resistividad de uno supone una saturación de agua de 100%; un índice de resistividad de 4 corresponde a una saturación de agua del 50%; un índice de 10 a una saturación de agua del 31.6%; un índice de 100, a un 10% de saturación de agua. La carta “Sw-1” resuelve de manera gráfica la ecuación de saturación de Archie (Schlumberger, 1991).

formularse por medio de la fórmula de Archie, Ec. 10.4, de la siguiente manera:

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{FR_{mf}}{R_{xo}}} \text{ (Ec. 10.7).}$$

Donde “ $R_{mf}$ ” es la resistividad del filtrado de lodo, “ $R_{xo}$ ” es la resistividad de la zona lavada, “ $S_{xo}$ ” es igual a “ $1-S_{hr}$ ” y es, la saturación residual del hidrocarburo en la zona lavada. La “ $S_{hr}$ ” depende hasta cierto grado de la viscosidad de los hidrocarburos; aumenta por lo general junto con la viscosidad (Schlumberger, 1991).

La comparación de las saturaciones de agua obtenidas en la zona lavada (Ec. 10.7) y en la zona no invadida (zona virgen Ec. 10.5), determina la fracción del petróleo en el volumen total de poros que el proceso de invasión desplaza (Schlumberger, 1991).

Ya que “ $S_h=1-S_w$ ” y “ $S_{hr}=1-S_{xo}$ ”, y el volumen total del petróleo desplazado es “ $\emptyset(S_{xo}-S_w)$ ”. La capacidad del filtrado de lodo para desplazar petróleo durante el proceso de invasión, indica que la formación muestra permeabilidad relativa en relación con el petróleo. En cambio, puede obtenerse producción de petróleo cuando la explotación del yacimiento se pone en marcha (Schlumberger, 1991).

Las ecuaciones 10.5 y 10.7 también pueden combinarse para producir la relación de saturación en la zona virgen, no contaminada con respecto a la saturación en la zona lavada. Al dividir la primera ecuación entre la segunda obtenemos (Schlumberger, 1991):

$$\frac{S_w}{S_{xo}} = \left( \frac{\frac{R_{xo}}{R_t}}{\frac{R_{mf}}{R_w}} \right)^{\frac{1}{2}} \text{ (Ec. 10.8)}$$

Empíricamente se conoce que:

$$S_{xo} \approx S_w^{\frac{1}{5}} \text{ (Ec. 10.8.1)}$$

Al sustituir esta relación en la Ec. 10.8 se obtiene:

$$\frac{S_w}{S_{xo}} = \left( \frac{\frac{R_{xo}}{R_t}}{\frac{R_{mf}}{R_w}} \right)^{\frac{5}{8}} \text{ (Ec. 10.9)}$$

La carta “ $S_w-2$ ” muestra una solución gráfica de esta ecuación. La carta también proporciona soluciones para “ $S$ ” cuando la saturación del petróleo residual es diferente al promedio (Schlumberger, 1991).

Este método para determinar la saturación de agua, algunas veces se conoce como método de relación. No se necesita conocer el factor de formación ni la porosidad, sin embargo, implica valores finitos para dichos parámetros. Los valores implicados pueden obtenerse recurriendo otra vez a la Ec. 10.5 (ó Ec. 10.7) que da la solución de “ $F$ ”, y posteriormente de “ $\Phi$ ”, una vez que se determina “ $S_w$ ” (o “ $S_{xo}$ ”), con base a la Ec. 10.9 y Ec. 10.8 (Schlumberger, 1991).

Para (Schlumberger, 1991) dichas ecuaciones son buenas aproximaciones para formaciones limpias, con una distribución moderadamente regular de porosidad (intergranular o intercrystalina). En el caso de formaciones que sufren fracturas o cavidades, todavía se aplican las ecuaciones, pero la exactitud quizá ya no sea tan buena.

#### 10.1.10.1.1 Registro de resistividad

(Schlumberger, 1991) puntualiza que la evaluación de un yacimiento requiere de conocer su saturación de agua (“ $S_w$ ”) y de hidrocarburos para determinar el valor de estos parámetros se requiere conocer la resistividad del agua de formación “ $R_w$ ”, el factor de formación “ $F$ ” o la porosidad “ $\Phi$ ” y la resistividad verdadera de la formación “ $R_t$ ”.

El parámetro de resistividad de mayor importancia es “ $R_t$ ”, debido a su relación directa con la saturación de hidrocarburos (“ $S_h$ ”) en la zona virgen. La determinación de “ $R_t$ ” es de gran importancia para la evaluación de un yacimiento. Para determinar “ $R_t$ ” y “ $R_{xo}$ ” a partir de registros de resistividad, se deben tomar en cuenta varios factores que afectan las lecturas de los registros, los más importantes son (Schlumberger, 1991):

- El pozo y el líquido que lo llena.
- Las formaciones adyacentes.
- La influencia de “ $R_{xo}$ ” (la invasión) en la determinación de “ $R_t$ ” y viceversa.

Los efectos de los dos primeros factores se pueden minimizar al utilizar herramientas de registros diseñadas para reducir el efecto del pozo al mínimo y para proporcionar una buena resolución vertical (Schlumberger, 1991).

Cuando " $R_{xo} > R_t$ " y las resistividades de formación varían de baja a moderada se recomienda usar el registro doble de inducción DIL para la determinación de " $R_t$ ". Este servicio que se compone de un registro de inducción profundo, un registro de inducción medio, y un registro de resistividad poco profundo, producirá buenos valores de " $R_t$ " en capas de espesores mayores a 4 ó 5 [ft] si el proceso de invasión es poco profundo. Al agregar a la combinación un registro de microresistividad este permitirá una mejor determinación de " $R_{xo}$ " y " $R_t$ ". En formaciones con invasión más profunda se utilizan cartas de interpretación para corregir diferentes registros por los efectos del pozo, capas adyacentes e invasión (Schlumberger, 1991).

Cuando " $R_{xo} < R_t$ " y las resistividades de la formación son altas, se recomienda utilizar el registro doble laterolog DLL para determinar " $R_t$ ", ver Figura 10.4. Este registro proporciona una curva de registro de laterolog profundo y uno somero. Al agregar a la combinación de herramientas un registro de microresistividad, esto permitirá una mejor determinación de " $R_{xo}$ " y " $R_t$ ", para este tipo de registro también se encuentran ubicables cartas de interpretación para corregir los efectos de pozo, capas adyacentes y el proceso de invasión (Schlumberger, 1991).

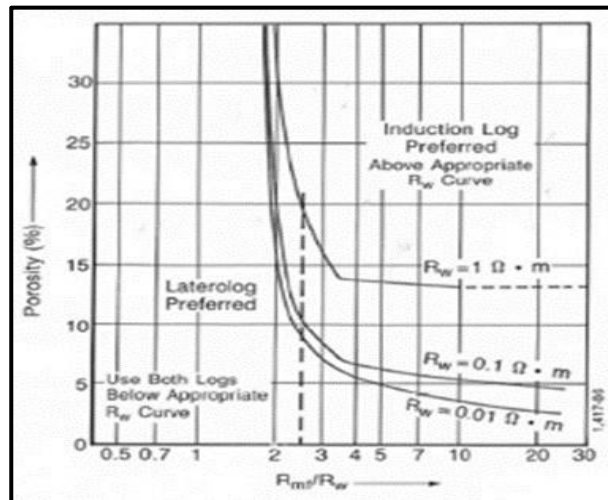


Figura 10.4. Rangos de preferencia para utilizar los registros de inducción o laterolog (Schlumberger, 1991).

### 10.1.10.1.2 Resistividad del agua de formación

Continuando con la descripción de conceptos (Schlumberger, 1991) indica que adicional al factor de formación o de la porosidad también se requiere de los valores de resistividad del agua de formación “ $R_w$ ” y resistividad de filtrado de lodo “ $R_{mf}$ ” para calcular el valor de la saturación de agua “ $S_w$ ”. Las resistividades de lodo “ $R_m$ ”, del enjarre “ $R_{mc}$ ” y la del filtrado de lodo “ $R_{mf}$ ”, por lo general, se miden en el momento del estudio de una muestra de lodo tomada de la presa de lodo o de alguna línea de flujo. Estos valores normalmente se registran como parte del encabezado del registro. Si los valores medidos no estuvieran disponibles en el encabezado del registro, se pueden estimar valores para estas resistividades a partir de la carta “Gen-7”, ya que el valor de resistividad de un material también es función de la temperatura, los valores de “ $R_m$ ”, “ $R_{mc}$ ” y “ $R_{mf}$ ” deben corregirse de acuerdo con la temperatura de la formación (Carta Gen-9).

Puede obtenerse un valor de “ $R_w$ ” con base a (Schlumberger, 1991) con alguno de los siguientes métodos:

- La curva de potencial espontáneo (SP).
- Catálogos de agua.
- Muestras de agua producida.
- De la Ec. 10.5 en una formación donde “ $S_w = 100\%$ ”.

En una formación considerada limpia de arcilla, la respuesta de la curva SP es (Schlumberger, 1991):

$$SP = K \log \frac{R_{mf}}{R_w} \text{ (Ec. 10.10)}$$

Donde “ $K$ ” es una constante que depende de la temperatura. Las cartas “SP-1” y “SP-2” muestran la solución de la ecuación SP (Ec. 10.10) para “ $R_w$ ”.

### 10.1.10.1.3 Porosidad en formaciones limpias

Como lo indica (Schlumberger, 1991) si la litología de la formación a evaluar es conocida, la porosidad puede obtenerse a partir de los registros sísmico, densidad o neutrones. Si no es conocida la litología y además existen mezclas de minerales conocidos, se pueden usar dos o más registros sensibles a la litología y la porosidad, a fin de definirla y proporcionar un valor preciso de la porosidad.

Los registros de porosidad también son en cierto grado sensibles a la naturaleza de los líquidos que saturan los poros de las rocas que se registran. Algunas ocasiones una combinación de dos registros de porosidad puede detectar la presencia de gas o petróleo ligero en la formación (Schlumberger, 1991).

La herramienta sónica mide el tiempo de tránsito de intervalo, “t”, o el tiempo en microsegundos que utiliza una onda acústica en recorrer 1 [ft] de formación en un camino paralelo al pozo. La porosidad puede obtenerse a partir del tiempo de tránsito de intervalo usando una relación empírica de tiempo promedio (Schlumberger, 1991).

$$\Phi = \frac{t-t_{ma}}{t_f-t_{ma}} \text{ (Ec. 10.11)}$$

Identificando los elementos de la Ec. 10.11, (Schlumberger, 1991) menciona que “t<sub>f</sub>” y “t<sub>ma</sub>” son los tiempos de tránsito de intervalo de fluido en los poros y de la matriz de la roca, respectivamente. Esta relación es buena para formaciones puras y compactadas de porosidad intergranular que contienen líquidos.

Se conoce otra relación empírica para calcular la porosidad usando el registro de tiempo de tránsito del intervalo, dicha formula se expresa como:

$$\Phi = c \left( \frac{t-t_{ma}}{t} \right) \text{ (Ec. 10.12)}$$

Donde  $C \approx 0.67$ . Esta relación empírica tiene las mismas condiciones que la Ec. 10.11 con la excepción que puede usarse en formaciones compactas y no compactas. La carta “Por-3” muestra la solución gráfica de estas ecuaciones (Schlumberger, 1991).

La herramienta de densidad responde a la densidad eléctrico del material en la formación que se esté registrando. Para materiales comunes en la formación la densidad de electrones es proporcional a la densidad real. Para poder obtener la porosidad a partir de este registro, esta relación se puede aplicar en formaciones limpias y llenas de líquidos, además la densidad de la matriz “ $\rho_{ma}$ ” y la densidad del fluido “ $\rho_f$ ” que llenan los poros deben conocerse (Schlumberger, 1991).

$$\Phi = \frac{\rho_{ma}-\rho_b}{\rho_{ma}-\rho_f} \text{ (Ec. 10.13)}$$

En la carta de interpretación “Por-5” se muestra un método gráfico de solución para esta ecuación.

De acuerdo con (Schlumberger, 1991) la presencia de gas o lutitas en las formaciones dificulta entender la respuesta del registro, sin embargo, puede resolverse al usar una combinación adecuada de registros de porosidad (e.g. densidad y neutrones).

Además, si se usa la herramienta de lito-densidad se obtiene un registro de sección transversal fotoeléctrica, el cual se ve principalmente afectada por la mineralogía de la matriz de la roca. Utilizada en combinación con registros de porosidad donde la combinación de mezclas complejas de minerales, se pueden definir con la medición de la sección transversal fotoeléctrica (Schlumberger, 1991).

El registro de neutrones responde a la presencia de átomos de Hidrógeno. Si el espacio poroso de la formación está lleno con líquidos, la medición neutrónica es principalmente una medición de la porosidad. El registro por lo general se expresa en una escala de unidades de porosidad en base a una matriz de caliza o arenisca. También las lutitas y el gas afectan las lecturas de porosidad y deberán considerarse para correcciones (Schlumberger, 1991).

La carta de interpretación “Por-13” describe como las lecturas del registro de neutrones se puede convertir a porosidad.

### **10.1.10.2 Formaciones arcillosas**

Se describe en (Schlumberger, 1991) que no todas las rocas son aislantes perfectos al estar secas. Muchos minerales como la galena y la calcopirita tienen altas conductividades y conducen corriente eléctrica al encontrarse completamente secas. De aquí que las ecuaciones de resistividad y de saturación de agua, que suponen que el líquido de saturación es el único medio eléctricamente conductivo, no se aplican cuando la matriz de roca también es conductiva. Es raro encontrar una cantidad significativa de material conductivo en una roca con potencial de ser yacimiento, sin embargo, cuando la roca contiene material conductivo, la interpretación de los registros debe tomar en cuenta dicha conductividad.

(Schlumberger, 1991) explica que las arcillas y las lutitas son comunes y contribuyen a la conductividad de las formaciones. Las lutitas presentan conductividad debido al electrolito que contienen y a un proceso de intercambio de iones por medio del cual estos se mueven bajo la influencia de un campo eléctrico aplicado entre lugares de intercambio, en la superficie de las partículas de arcilla. El efecto de la arcillosidad en la conductividad de las arenas arcillosas es con frecuencia muy desproporcionado en relación con la cantidad de lutitas. El efecto real depende de la cantidad, tipo, distribución, naturaleza y cantidad relativa de agua de formación. La evaluación de formaciones arcillosas, usualmente arenas arcillosas, es un poco complejo. Todas las mediciones de los registros son influenciadas por la lutita y requieren de una corrección por este efecto.

(Schlumberger, 1991) también menciona que a través de los años los investigadores han propuesto varios modelos de interpretación para arenas arcillosas. En algunos casos el modelo se basa en la lutita presente en una geometría específica dentro de la arena arcillosa. Por ejemplo, la lutita puede estar presente en forma de láminas delgadas entre las capas de arena limpia, o como granos o nódulos en la estructura de la matriz de arena; o puede encontrarse dispersa a través del sistema poroso de la arena, en forma de acumulaciones que se adhieren o recubren los granos de arena. Otros modelos de arenas arcillosas se basan en ciertas características específicas de la lutita, como su capacidad de intercambio de cationes o área superficial. Sin importar su concepto básico, la mayoría de los modelos de interpretación de arenas arcillosas emplean una técnica promediada por peso con el propósito de evaluar las contribuciones relativas de la fases arenosa y arcillosa a la respuesta de la arena arcillosa, por ejemplo, en el caso del registro de densidad volumétrica (bulk density) la forma como esta propiedad se mide por el registro de densidad responde a la relación:

$$\rho_b = \Phi(S_{xo}\rho_{mf} + S_{hr}\rho_h) + V_{sh}\rho_{sh} + \rho_{ma}(1 - \Phi - V_{sh}) \text{ (Ec. 10.14)}$$

Donde “ $V_{sh}$ ” es la fracción de lutita en el volumen total, “ $\rho_{sh}$ ” es la densidad de la lutita, “ $\rho_h$ ” es la densidad aparente del hidrocarburo y los términos restantes corresponden a los que se definieron en capítulos anteriores (Schlumberger, 1991).



Hay varias fórmulas que relación la resistividad con la saturación de agua en arenas arcillosas, la mayoría tienen la forma (Schlumberger, 1991):

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2(1-V_x)}{FR_w} + \frac{CV_x}{R_x} \text{ (Ec. 10.15)}$$

Donde “ $V_x$ ” es un término relacionado al volumen o a alguna característica volumétrica de la lutita o arcilla. “ $R_x$ ” es un término relacionado con la resistividad de la lutita o arcilla y “ $C$ ” si se presenta en la fórmula, es un término relacionado con la saturación de agua “ $S_w$ ” (Schlumberger, 1991).

Cuando el volumen de lutita es nulo (significa arena limpia), la ecuación (Ec. 10.15) se reduce a la ecuación de saturación de agua de Archie (Ec. 10.4). Esto es cierto para todas las técnicas de interpretación de la saturación de agua en arena arcillosa (Schlumberger, 1991).

## **10.2 Interpretación cuantitativa, determinación de la saturación**

### **10.2.1 Formaciones limpias, ecuación de Archie**

(Sánchez, C. 2012) describe que la saturación de agua, “ $S_w$ ”, es un parámetro muy importante en la industria hidrocarburos ya que ayuda a definir la probabilidad de la presencia de hidrocarburos y el cálculo de su volumen, que a su vez ayuda a realizar el cálculo de reservas.

Se ha escrito anteriormente que la “ $S_w$ ” es la fracción del volumen de los poros de la roca yacimiento, que está llena de agua. En general se asume que el volumen de poros que no está lleno de agua está lleno de hidrocarburos. La determinación de “ $S_w$ ” y de hidrocarburos, “ $S_h$ ”, es uno de los principales objetivos de la adquisición e interpretación de los registros geofísicos de pozo (Sánchez, C. 2012).

(Sánchez, C. 2012) menciona que en general, el cálculo de la “ $S_w$ ” a partir de registros de resistividad en formaciones limpias (sin arcilla) y con porosidad intergranular homogénea, se basa en la ecuación empírica de saturación de agua de Archie. Esta ecuación comúnmente llamada ecuación de Archie, es usada para determinar “ $S_w$ ” en un yacimiento utilizando “ $R_t$ ”, “ $\Phi$ ” y “ $R_w$ ”.

La ecuación de Archie tiene la siguiente forma:

$$R_t = \frac{aR_w}{\Phi^m S_w^n} \text{ (Ec. 10.16)}$$

De donde se despeja “ $S_w$ ”, quedando la ecuación de Archie resuelta para “ $S_w$ ” como:

$$S_w^n = \frac{aR_w}{\Phi^m R_t} \text{ (Ec. 10.17)}$$

Simplificando el término “ $a/\Phi^m = F$ ”, la ecuación para “ $S_w$ ” queda como:

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t} \text{ (Ec. 10.18)}$$

Donde:

- $R_w$  = Resistividad del agua de la formación.
- $R_t$  = Resistividad verdadera de la formación.
- $F$  = Factor de formación (Factor de resistividad de la formación).

(Sánchez, C. 2012) puntualiza que los factores de formación se pueden determinar en el laboratorio a partir de muestras representativas de las formaciones de interés o de sondas con profundidad de investigación someras. Sin embargo, “ $F$ ” se obtiene por lo general de la porosidad medida de la formación por medio de la relación.

$$F = \frac{a}{\Phi^m} \text{ (Ec. 10.19)}$$

Se puede también expresar la saturación de agua en la zona lavada con una expresión similar para “ $S_{xo}$ ”:

$$S_{xo}^n = \frac{FR_{mf}}{R_{xo}} \text{ (Ec. 10.20)}$$

Donde:

- $R_{mf}$ : Resistividad del filtrado de lodo.
- $R_{xo}$ : Resistividad de la zona lavada.

(Sánchez, C. 2012) hace notar que en estas ecuaciones generalmente se da el exponente de saturación “ $n$ ” con un valor de 2. Está demostrado en estudios de laboratorio y muchos ejemplos prácticos, que este es un buen valor para casos promedio.

De acuerdo con (Sánchez, C. 2012) se puede decir que:

- Los valores de “ $a$ ” y “ $m$ ” en la Ec.10.19 están sujetos a mayor variación dependiendo de la litología de cada caso: En carbonatos por lo general se usa “ $F=1/\Phi^2$ ”.
- En arenas: “ $F = 0.62/\Phi^{2.15}$ ” (fórmula de Humble) ó “ $F=0.81/\Phi^2$ ” (una forma más simple equivalente a la fórmula de Humble).

En sentido práctico (Sánchez, C. 2012) identifica que cuando se aplica la ecuación de Archie para calcular “ $S_w$ ” en el caso de formaciones limpias se pueden enfrentar y resolver las siguientes situaciones:

### Situación 1

La resistividad “ $R_o$ ”, que se define como la resistividad de una roca porosa saturada 100% de agua congénita, se puede determinar a partir de registros, y la litología de esta zona, se puede considerar esencialmente igual a la zona de producción que va a evaluarse (Sánchez, C. 2012).

$$S_w = 1 = 100\% \text{ (Ec. 10.21)}$$

Sustituyendo la Ec. 10.21 en la Ec. 10.26 se obtiene:

$$R_t = \frac{aR_w}{\Phi^m} = R_o \text{ (Ec. 10.22)}$$

Cuando las condiciones estipuladas se satisfacen, la saturación de agua de formación (agua congénita) se puede obtener directamente de la relación de Archie. Sustituyendo la Ec. 10.22 en Ec. 10.17, “ $S_w$ ” queda de la siguiente forma (Sánchez, C. 2012):

$$S_w^n = \frac{aR_w}{\Phi^m R_t} \rightarrow S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \text{ (Ec. 10.23)}$$

En esta situación (Sánchez, C. 2012) expresa que este procedimiento presenta la ventaja de suprimir errores que pueden surgir debido a la incertidumbre en los valores de “ $R_o$ ” y del factor de formación. En la práctica el valor de  $n$  se toma igual a 2.0. Se acostumbraba a cambiar el valor “ $n$ ” de acuerdo con la descripción geológica de la roca yacimiento, pero esta práctica ha ido desapareciendo con el uso cada vez más frecuente del método para arenas arcillosas. En calizas es práctico emplear un valor de  $n$  inferior a 2.0.

## Situación 2

Para esta situación (Sánchez, C. 2012) identifica que la resistividad “ $R_o$ ” no se puede obtener del registro. En este caso “ $R_o$ ” se debe calcular a partir de:

$$R_o = R_w \Phi^{-m} \text{ (Ec. 10.24)}$$

Resistividad del agua congénita, “ $R_w$ ”, se puede determinar de una muestra de agua, de su análisis químico o por interpolación en un catálogo de salinidad. La porosidad se puede obtener de núcleos, recortes, e incluso si están disponibles, a partir de registros. El factor de cementación, “ $m$ ”, se debe seleccionar con base en la descripción litológica de la roca yacimiento (Sánchez, C. 2012).

La saturación de agua congénita se puede calcular por medio de la ecuación de Archie:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w \Phi^{-m}}{R_t}} \text{ (Ec. 10.25)}$$

(Sánchez, C. 2012) recomienda usar la ecuación de Humble para determinar el factor de formación, “F”, de esta forma se evita el problema de seleccionar un valor de “m” de acuerdo con las condiciones litológicas.

También se puede recurrir a la siguiente tabla, Fig. 10.5 para seleccionar los valores de los parámetros de la ecuación de Archie. Es importante destacar que, de autor a autor, pueden existir diferencias en los rangos de valores propuestos.

Variable	Utilizar	Incógnita y/o Problemática	Prácticas comúnmente utilizada
$m$	<ul style="list-style-type: none"> <li>2.0 para porosidad Archie</li> <li>1.8 (o menor) para rocas de matriz arcillosa o fracturadas</li> <li>4.0 para rocas altamente saturadas por aceite</li> </ul>	No se conoce la matriz	Usar 2.0
$R_w$	<ul style="list-style-type: none"> <li>Calculado del registro SP</li> <li>Estimado por catalogo</li> <li>Estimado en una zona <math>R_o</math></li> <li>Medido de una muestra de agua</li> </ul>	Capas delgadas, formaciones de agua dulce, incertidumbre en el registro SP.	Utilizar correcciones necesarias.
$D$	Valores derivados de pruebas de núcleos, registros densidad, densidad-neutrón, o sísmico.	Si no se conoce la matriz de la formación.	Usar crossplots densidad-neutron
$n$	<ul style="list-style-type: none"> <li>2.0 porosidad de Archie</li> <li>1.7–2.0 para arenos-arcillosos</li> <li>2.0–2.5 para vógelos conectados</li> <li>2.5–3.0 porosidad secundaria no conectada</li> <li>~1.0 para rocas fracturadas</li> </ul>	Si no está seguro del tipo de roca y la geometría de los poros.	Usar 2.0
$R_t$	Valores obtenidos de los registros eléctricos profundos.	Capas delgadas, invasión profunda, derrumbes en el pozo.	Utilizar tablas de correcciones.

Figura 10.5. Rangos de preferencia para parámetros de la ecuación de Archie ([s./a.], 2024).

## 10.2.2 Formaciones arcillosas

(Schlumberger, 1991) describe que la arcilla es uno de los componentes más importantes de las rocas en el análisis de registros. A parte de sus efectos en la porosidad y permeabilidad, esta importancia surge por sus propiedades eléctricas que tienen una gran influencia en la determinación de las saturaciones de los fluidos.

Las lutitas son mezclas dispersas, plásticas, de granos finos de partículas del tamaño de la arcilla o partículas coloidales y con frecuencia contiene una gran proporción de minerales de arcilla. La mayoría de los minerales de arcilla están estructurados en láminas de redes de octaedro de Aluminio y tetraedro de Silicio, generalmente existe un exceso de cargas negativas dentro de las láminas de arcilla, la sustitución de “Al<sup>+++</sup>” por iones de menor valencia es la causa común de este exceso, la estructura del cristal permanece igual, este desequilibrio eléctrico local debe compensarse para mantener la neutralidad eléctrica de la partícula de arcilla.

Los agentes compensadores son iones positivos (cationes) que se adhieren a la superficie de las láminas de arcilla en un estado seco hipotético (Schlumberger, 1991).

(Schlumberger, 1991) describe que en general la carga positiva de la superficie se mide en términos de mili-iones equivalentes por 100 [g] de minerales de arcilla secos y se llama capacidad de intercambio de cationes (CEC). Cuando las partículas de arcilla están sumergidas en agua, las fuerzas de Coulomb que sostienen los iones positivos de la superficie se reducen debido a las propiedades dieléctricas del agua. Los contraiones abandonan la superficie de la arcilla y se mueven relativamente libres en una capa de agua cercana a la superficie (el equilibrio eléctrico debe mantenerse de manera que los contraiones permanezcan cercanos a la zona de contacto entre agua y arcilla) y contribuyen a la conductividad de la roca.

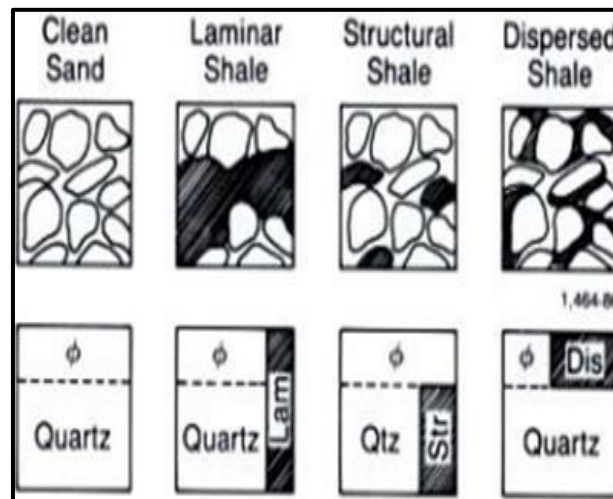


Figura 10.6. Las lutitas están clasificadas por forma de distribución en la formación (Schlumberger, 1991).

Como la saturación de agua de Archie, que relaciona la resistividad de la roca con la saturación de agua, afirma que el agua de formación es el único material eléctricamente conductivo en la formación, la presencia de otro material conductivo (arcilla), requiere que la ecuación de Archie se modifique para adaptarla a la presencia de otro material conductivo, o que, se desarrolle un nuevo modelo para relacionar la resistividad de la roca con la saturación de agua en formaciones con arcilla. La presencia de arcilla complica la definición o el concepto de porosidad de la roca. En una partícula de arcilla, la capa de agua “muy adherida” a su superficie, puede representar una cantidad relevante de

porosidad. Sin embargo, no representa un potencial yacimiento de hidrocarburos. Por lo tanto, una lutita o una formación arcillosa pueden presentar una porosidad total alta pero una porosidad efectiva baja en un yacimiento potencial de hidrocarburos (Schlumberger, 1991).

Para (Schlumberger, 1991) la manera en el que el contenido de arcilla afecta la lectura de un registro, depende de la cantidad de arcilla y de sus propiedades físicas. También puede depender de la forma de distribución de la arcilla en la formación. El material arcilloso puede estar distribuido en la formación en tres formas:

- La lutita puede existir en forma de láminas entre las cuales hay capas de arena. La lutita laminar no afecta la porosidad o permeabilidad de las capas de arena en sí. Sin embargo, cuando la cantidad de lutita laminar aumenta y la cantidad de medio poroso disminuye de manera correspondiente, el promedio general de porosidad efectiva se reduce en proporción.
- La lutita puede existir en granos o nódulos en la matriz de la formación. Esta matriz de lutita se llama estructural, generalmente se considera que tiene propiedades similares a las de la lutita laminar y a las de las lutitas masivas cercanas.
- El material lutítico puede estar disperso a lo largo de la arena, llenando parcialmente los intersticios intergranulares. La lutita dispersa puede estar acumulada, adherida o recubriendo los granos de arena. La lutita dispersa en los poros reduce notablemente la permeabilidad de la formación.

Desde luego que todas estas formas de lutitas pueden encontrarse simultáneamente en la misma formación (Schlumberger, 1991).

A través de los años se han propuesto un gran número de modelos relativos a la resistividad y las saturaciones de fluidos. Muchos se desarrollaron suponiendo que la lutita se encuentra en una forma geométrica específica (laminar, estructural o dispersa) en la arena arcillosa. Todos estos modelos están compuestos por un término de arena limpia, descrito por la ecuación de saturación de agua de Archie, más un término de lutita. El término de lutita puede ser muy sencillo o complejo; relativamente independiente o interactuar con el término de arena limpia (Schlumberger, 1991).

Todos los modelos se reducen a la ecuación de saturación de agua de Archie cuando la fracción de lutita es cero; para un contenido relativamente bajo de lutita, la mayoría de los modelos producen resultados similares (Schlumberger, 1991).

En el capítulo se expondrán de forma breve algunos de estos modelos, ello proporcionara al lector cierta comprensión de la lógica de interpretación de arena arcillosa.

### 10.2.2.1 Modelo simplificado de arenas y arcillas laminadas

En (Schlumberger, 1991) se expone que, en el modelo simplificado de arcilla laminada, la resistividad “ $R_t$ ” en la dirección de los planos de la capa, está relacionada con “ $R_{sh}$ ” (resistividad de las láminas de lutita) y con “ $R_{sd}$ ” (resistividad de las láminas de arena limpia) por medio de una relación de resistividad paralela.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\Phi^2 S_w^2}{(1-V_{lam})aR_w} + \frac{V_{lam}}{R_{sh}} \text{ (Ec. 10.26)}$$

Donde “ $V_{lam}$ ” es la fracción del volumen de lutita distribuido en láminas, cada una con un espesor más o menos uniforme.

También (Schlumberger, 1991) explica que, para láminas de arenas limpia, “ $R_{sd} = (F_{sd} \times R_w)/(S_w^2)$ ”, donde “ $F_{sd}$ ” es el factor de formación de resistividad de arena limpia, ya que “ $F_{sd} \cong a/(\Phi_{sd}^2)$ ” (donde “ $\Phi_{sd}$ ” es la porosidad de la capa de arena) y “ $\Phi = (1-V_{lam}) \times \Phi_{sd}$ ” (donde “ $\Phi$ ” es la porosidad total de la formación), entonces:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\Phi^2 S_w^2}{(1-V_{lam})aR_w} + \frac{V_{lam}}{R_{sh}} \text{ (Ec. 10.27)}$$

Se puede decir que para calcular “ $S_w$ ” con el modelo laminado, se deben determinar los siguientes parámetros: “ $R_t$ ”, “ $R_w$ ”, “ $\Phi$ ”, “ $V_{lam}$ ” y “ $R_{sh}$ ”.

Para la determinación de “ $R_t$ ”, la solución es igual que para formaciones limpias. Si “ $R_w$ ” no se conoce, se puede determinar por lo general encontrando una arena limpia cercana y resolver “ $R_w$ ” utilizando la medición de SP o si la formación está saturada de agua, utilizando las mediciones de resistividad y porosidad (Schlumberger, 1991).



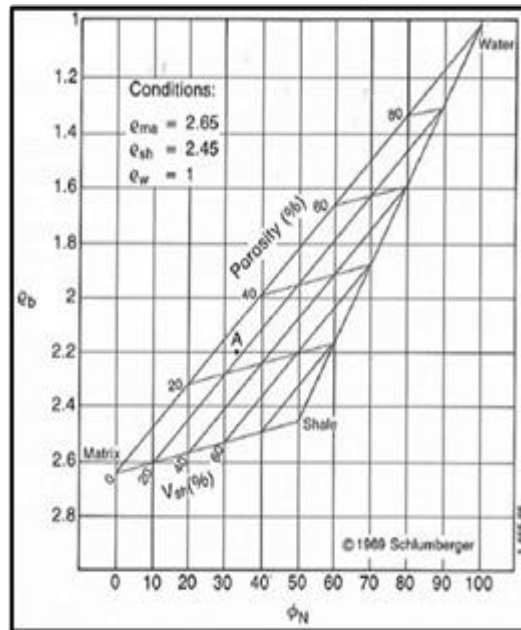


Figura 10.7. Gráfico cruzado neutrón-densidad con puntos de matriz, agua y lutita. Gráfica escalada para determinar “ $V_{sh}$ ” y porosidad (Schlumberger, 1991).

Para la determinación de “ $\Phi$ ” y “ $V_{lam}$ ” (o “ $V_{sh}$ ”) puede emplearse una combinación de registros de porosidad. Por ejemplo, como se ilustra en la Figura 10.7, resulta eficiente un diagrama de “ $\Phi_N$ ” y “ $\rho_b$ ” (porosidad de neutrón y de densidad volumétrica, respectivamente). Por ejemplo, el punto “A”, como ejemplo, corresponde a las lecturas del registro “ $\Phi_N$ ” = 33 [pu], y “ $\rho_b$ ” = 2.2 [g/cm<sup>3</sup>]. La interpretación de las líneas en el diagrama proporciona “ $\Phi$ ” = 23% y “ $V_{sh}$ ” = 16% (Schlumberger, 1991).

Al usar el modelo laminado puede escribirse una ecuación para “ $R_{xo}$ ” análoga a la Ec. 10.17, “ $S_{xo}$ ” reemplazaría a “ $S_w$ ” y “ $R_{mf}$ ”. Los términos “ $\Phi$ ”, “ $V_{lam}$ ”, y “ $R_{sh}$ ” permanecen iguales en las dos ecuaciones (Schlumberger, 1991).

### 10.2.2.2 Modelo simplificado de lutitas dispersas

En este modelo (Schlumberger, 1991) describe que la formación conduce corriente eléctrica a través de una red compuesta por el agua en los poros y la lutita dispersa.

Según L. de Witte, parece aceptable considerar que el agua y la lutita dispersa conducen una corriente eléctrica como una mezcla de electrolitos. El desarrollo de esta hipótesis plantea que (Schlumberger, 1991):

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\Phi_{im}^2 S_{im}}{a} \left( \frac{q}{R_{shd}} + \frac{S_{im} - q}{R_w} \right) \quad (\text{Ec. 10.28})$$

Donde:

- $Q_{im}$  = Porosidad inter matricial que incluye todo el espacio ocupado por los fluidos y la lutita dispersa.
- $S_{im}$  = Fracción de la porosidad inter matricial que está ocupada por el agua de formación y la mezcla de lutita dispersa.
- $q$  = Fracción de la porosidad inter matricial ocupada por la lutita dispersa, y  $R_{shd}$  es la resistividad de la lutita dispersa. También se puede demostrar que:

$$S_w = (S_{im} - q) / (1 - q) \quad (\text{Ec. 10.29})$$

Donde “ $S_w$ ” es la saturación de agua en la fracción de porosidad efectiva. Combinando las relaciones anteriores y resolviendo para “ $S_w$ ”, se obtiene (Schlumberger, 1991):

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{aR_w}{\Phi_{im}^2 R_t} + \left( \frac{q(R_{shd} - R_w)}{2R_{shd}} \right)^2} - \frac{q(R_{shd} + R_w)}{2R_{shd}}}{1 - q} \quad (\text{Ec. 10.30})$$

Usualmente “ $\Phi_{im}$ ” puede obtenerse directamente de un registro sónico porque la lutita dispersa en los poros de la roca es vista como agua por una medición sónica. El valor de “ $q$ ” puede obtenerse por una comparación de un registro sónico y de densidad. De hecho, si “ $\rho_{shd} \approx \rho_{ma}$ ”, entonces “ $q_{sv} \cong (\Phi_{sv} - \Phi_D) / \Phi_{sv}$ ”, donde “ $\Phi_{sv}$ ” y “ $\Phi_D$ ” son las porosidades derivadas del sónico y densidad, respectivamente. En este caso, “ $\Phi_D$ ” es próximo a “ $\Phi$ ” la porosidad efectiva disponible para calcular la saturación del fluido (Schlumberger, 1991).

El valor de “ $R_{shd}$ ” es más difícil de evaluar. Usualmente se toma como igual a “ $R_{sh}$ ” en capas de lutitas cercanas. Afortunadamente, su valor no es muy crítico si es por lo menos algunas veces mayor que “ $R_w$ ”. De hecho, cuando “ $R_w$ ” en comparación con

“ $R_{shd}$ ” es pequeña y la arena no es muy arcillosa, la Ec. 10.30 puede simplificarse a una forma independiente de “ $R_{shd}$ ” (Schlumberger, 1991).

$$S_w = \sqrt{\frac{\frac{aR_w}{\Phi_{im}^2 R_t} + \frac{q^2}{4}}{1-q}} \quad (\text{Ec. 10.31})$$

### 10.2.2.3 Relación total de lutita

(Schlumberger, 1991) menciona que con base en las ideas anteriores investigaciones de laboratorio y experiencia de campo, se encontró que una simple relación de la siguiente forma trabaja bien para muchas formaciones arcillosas, independientemente de la distribución de la lutita y sobre el rango de valores de “ $S_w$ ” encontrados en la práctica:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\Phi^2 S_w^2}{aR_w(1-V_{sh})} + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}} \quad (\text{Ec. 10.32})$$

Al usar esta ecuación, “ $R_{sh}$ ” se considera igual a la resistividad de las capas de lutitas adyacentes y “ $V_{sh}$ ” es la fracción de lutita determinada a partir de un indicador de lutita total (e.g. GR &  $V_{sh}$ ) (Schlumberger, 1991).

En años recientes ecuaciones de la forma Ec. 10.30 y Ec. 10.32 ganaron amplia aceptación en la evaluación de arenas arcillosas. Estas ecuaciones tienen una forma general como (Schlumberger, 1991):

$$\frac{1}{R_t} = \alpha S_w^2 + \gamma S_w \quad (\text{Ec. 10.33})$$

Donde “ $\alpha$ ” es un término de arena predominante que depende de la cantidad de arena, su porosidad y la resistividad del agua de formación. Schlumberger, 1991, indica que el término de arena siempre se reduce a la ecuación de saturación de agua de Archie cuando la fracción de lutita es cero. “ $\gamma$ ” es un término de lutita predominante que depende de la cantidad y resistividad de la lutita.

Aunque en forma general los modelos de interpretación de arena arcillosa pueden ser bastante similares, existen diferencias importantes en los métodos para determinar la cantidad de lutita y su resistividad.

#### 10.2.2.4 Modelos basados en el concepto de la doble capa iónica

Dos tendencias de evaluación de arenas arcillosas se originaron a partir del exceso de conductividad observado en las arenas arcillosas:

1. Conceptos basados en la fracción del volumen de arcilla, “ $V_{sh}$ ”. Estos modelos tenían la desventaja de no estar soportados en conceptos científicos demostrables, con la consecuencia de que son susceptibles de ser mal interpretados y utilizados. Por otra parte, pueden conceptualmente aplicarse a los perfiles de pozos sin la complicación de la calibración de los parámetros de arcillosidad.
2. Conceptos basados en el fenómeno de doble capa iónica. Estos modelos tienen un soporte científico más atractivo que los anteriores. Si se aplican estrictamente, requieren calibración de los parámetros de la arcillosidad a partir de los análisis de núcleos y con algún parámetro petrofísico obtenido de los registros. De lo contrario, su aplicación comprende aproximaciones que reducen efectivamente el parámetro de arcilla a algo equivalente a “ $V_{sh}$ ”. Los modelos más representativos de esta tendencia, doble agua y Waxman-Smits, se exponen a continuación.

##### 10.2.2.4.1 Modelo de doble agua

Como menciona (Schlumberger, 1991), en 1968, Waxman y Smits propusieron con base en extensos trabajos de laboratorio y estudios teóricos, una relación de saturación-resistividad para las formaciones arcillosas que relacionaba la contribución de resistividad de la lutita (con la resistividad total de la formación) al CEC de la lutita. La relación de Waxman-Smits es:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F^* R_w} + \frac{B Q_v S_w}{F^*} \quad (\text{Ec. 10.34})$$

(Schlumberger, 1991) describe algunos de los elementos de la ecuación anterior, donde “F\*” es el factor de formación de la porosidad interconectada, “S<sub>w</sub>” también relativo a los poros interconectados, “B” es la conductancia equivalente de los cationes de intercambio de arcilla y sodio como una función de la conductividad del agua de formación, y “Q<sub>v</sub>” es el CEC de la roca por unidad de volumen de poros. Desafortunadamente, no se disponía de una medición de CEC de la roca in situ cuando este estudio se presentó. Como resultado, el modelo de doble agua se desarrolló como una solución práctica. Este modelo (doble agua) se basa en tres premisas:

1. La conductividad de la arcilla se debe a su CEC.
2. El CEC de arcillas puras es proporcional al área específica de superficie de la arcilla, Figura. 10.8.
3. En soluciones salinas, los aniones se excluyen de una capa de agua alrededor de la superficie del grano. El espesor de esta capa se expande al decrecer la salinidad de la solución (debajo de cierto limite), Figura 10.9, y el espesor es una función de la salinidad y la temperatura.

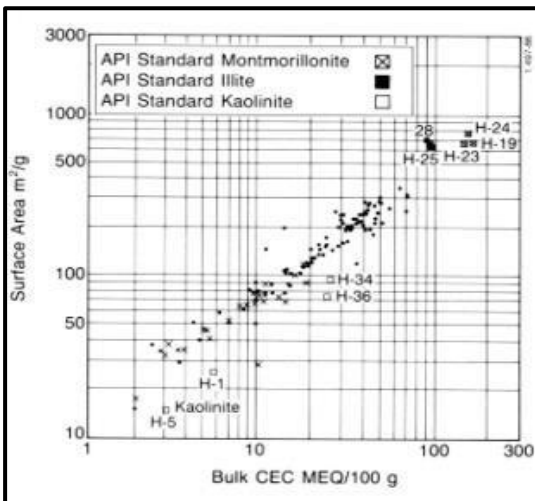


Figura 10.8. Área superficial de muestras de lutita de núcleos vs CEC (Schlumberger, 1991).

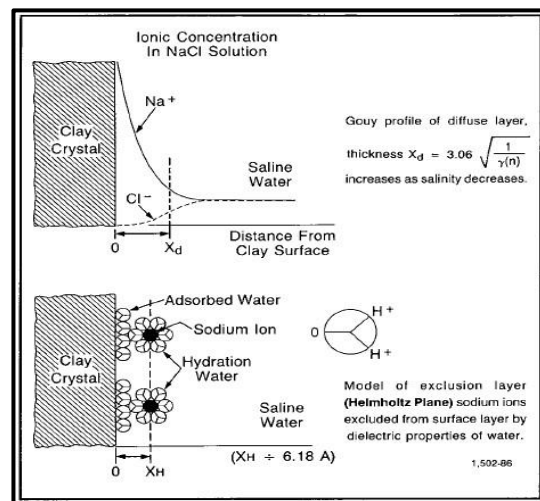


Figura 10.9. Diferentes modelos de la capa difusa (Schlumberger, 1991).

Schlumberger, 1991 menciona que, por lo tanto, como el CEC es proporcional al área específica (área por unidad de peso) es proporcional al volumen de agua en la capa de exclusión de contraiones por unidad de peso de arcilla. En consecuencia, la conductividad de la arcilla es proporcional al volumen de capa de exclusión de contraiones; esta capa está “ligada” a la superficie de los granos de arcilla. Para las arcillas es importante esta capa delgada de agua, debido a las grandes áreas superficiales de las arcillas relativas a los granos de arena (varias órdenes de magnitud mayores).

Por lo tanto, en el modelo de doble agua, se considera que la arcilla consiste en dos componentes, agua ligada (bound-water) y minerales de arcilla (Schlumberger, 1991).

(Schlumberger, 1991) describe que los minerales de arcilla se consideran eléctricamente inertes, la conductividad eléctrica de la arcilla se considera como derivada de la conductividad del agua ligada “ $C_{wb}$ ” que se supone es independiente del tipo de arcilla. La cantidad de agua ligada varía de acuerdo con el tipo de arcilla y es mayor para las arcillas más finas (con mayores áreas de superficie) como la montmorillonita y menor para arcillas más gruesas como la kaolinita. La salinidad también tiene un efecto; en aguas de baja salinidad (aproximadamente 20 000 [ppm] de NaCl) la capa difusa se expande.

El agua ligada es inamovible bajo condiciones normales; por lo tanto, el volumen que ocupa no puede ser desplazado por hidrocarburos. Ya que los minerales de arcilla (coloides secos) se consideran eléctricamente inertes, de aquí que se pueden tratar como otros minerales. Esquemáticamente las formaciones arcillosas, se consideran con el modelo de doble agua, como se ilustra en la Figura 10.10 (Schlumberger, 1991).

Para la mayoría de las rocas (excepto para minerales conductivos como la pirita, que no pueden tratarse de esta manera) solo es necesario considerar la parte porosa al discutir las propiedades eléctricas y se trata de acuerdo con la ecuación de saturación de agua de Archie. La ecuación en términos de conductividad llega a ser (Schlumberger, 1991):

$$C_t = \frac{\Phi_t^m S_{wt}^n}{a} C_{we} \text{ (Ec. 10.35)}$$

Donde “a”, “m” y “n” tienen la connotación de la ecuación de Archie. “ $C_i$ ” es la conductividad de la formación virgen no invadida. “ $C_{we}$ ” es la conductividad equivalente de las aguas en el espacio poroso.

Modelo de Doble Agua					
Solidos			Fluidos		
Matriz	Silt	Arcilla Seca	Agua Ligada	Agua Libre	Hidro-car-buros
Matriz	Lutita		Porosidad Efectiva		
			Porosidad Total		

Figura 10.10. Modelo de doble agua (Schlumberger, 1991).

Schlumberger, 1991 indica que debe observarse que “ $\phi_t$ ” y “ $S_{wt}$ ” se refieren al volumen total de poros; esto incluye el volumen de poros saturados con el agua ligada y el agua connata de la formación (en ocasiones también referida como “agua libre”). Y de acuerdo con (Schlumberger, 1991), la conductividad equivalente del agua, “ $C_{we}$ ”, es:

$$C_{we} = \frac{V_w C_w + V_{wb} C_{wb}}{V_w + V_{wb}} \text{ (Ec. 10.36a)}$$

Donde “ $V_w$ ” y “ $V_{wb}$ ” son los volúmenes totales de agua de formación y del agua ligada respectivamente, y “ $C_w$ ” y “ $C_{we}$ ” son sus conductividades.

De acuerdo con (Schlumberger, 1991) en términos de saturación la Ec. 10.36a se convierte en:

$$C_{we} = \frac{\Phi_t (S_{wt} - S_{wb}) C_w + \Phi_t S_{wb} C_{wb}}{\Phi_t (S_{wt} - S_{wb}) + \Phi_t S_{wb}} \text{ (Ec. 10.36b)}$$

Ó

$$C_{we} = \left[ \frac{(S_{wt} - S_{wb})}{S_{wt}} \right] C_w + \left[ \frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right] C_{wb} \text{ (Ec. 10.36c)}$$

Ó

$$C_{we} = C_w + \left[ \frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right] (C_{wb} - C_w) \text{ (Ec. 10.36d)}$$

Donde “S<sub>wb</sub>” es la saturación de agua ligada (es decir; la fracción del volumen de la porosidad total ocupada por agua ligada).

(Schlumberger, 1991) indica que la Ec.10.36d describe la conductividad del agua equivalente como una función del agua de formación más la conductividad del agua ligada. La ecuación de saturación (Ec.10.35) se convierte en:

$$C_t = \frac{\Phi_t^n S_{wt}^n}{a} \left[ C_w + \frac{S_{wb}}{S_{wt}} (C_{wb} - C_w) \right] \text{ (Ec. 10.37)}$$

Continuando con la descripción del modelo de Doble agua, (Schlumberger, 1991) menciona que la porosidad y la saturación de agua de la fase de arena de la formación (formación limpia, que no es arcillosa), se obtienen restando la fracción del volumen de agua ligada (“ $\phi_t$ ” x “S<sub>wb</sub>”) De aquí que la porosidad efectiva es:

$$\phi = \phi_t (1 - S_{wb}) \text{ (Ec. 10.38)}$$

Y la saturación de agua es:

$$S_w = \frac{S_{wt} - S_{wb}}{1 - S_{wb}} \text{ (Ec. 10.39)}$$



Finalmente (Schlumberger, 1991) indica que, para poder evaluar una formación arcillosa con el modelo de doble agua, deben de determinarse cuatro parámetros que son: “C<sub>w</sub>” (o “R<sub>w</sub>”), “C<sub>wb</sub>” (o “R<sub>wb</sub>”), “φ<sub>t</sub>” y “S<sub>wb</sub>”. Un diagrama de neutrón-densidad, proporciona un valor adecuado de “φ<sub>t</sub>”. “S<sub>wb</sub>” puede obtenerse de una variedad de mediciones sensibles a la lutita (SP, GR, “φ<sub>N</sub>”, “R<sub>t</sub>”, “φ<sub>N</sub>- ρ<sub>b</sub>”, “t-ρ<sub>b</sub>”, etc.). Generalmente “R<sub>wb</sub>” y “R<sub>w</sub>” son determinadas comúnmente por los analistas de registros y se toman como entradas al proceso de cálculo e interpretación.

#### 10.2.2.4.2 Modelo de Waxman-Smits

Continuando con los modelos de doble capa iónica, (Schlumberger, 1999) hace referencia a que en 1968 Monroe Waxman y Lambert Smits propusieron una relación de saturación-resistividad para arenas arcillosas, esta relación estuvo basada en mediciones de resistividad eléctrica y de potencial electroquímico de arenas arcillosas, mediante pruebas en laboratorio.

Los autores añadieron un término a la ecuación de Archie, la cual describe la conductividad de la arcilla que actúa en paralelo a la resistividad del agua de formación (Archie) en los poros de la roca (Schlumberger, 1999).

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\Phi^m S_w^{n^*}}{R_w} \left[ 1 + \frac{R_w B Q_v}{S_w} \right] \text{ (Ec. 10.40)}$$

En la Ec. 10.40, el segundo termino dentro de los corchetes es la contribución del exceso de conductividad de la lutita y se relaciona a la capacidad de intercambio catiónico (“Q<sub>v</sub>”) de la lutita. “Q<sub>v</sub>” puede ser relacionada al volumen o al peso; este último caso, a veces es llamado CEC (Schlumberger, 1999).

Las variables de la Ec. 10.40 se explican a continuación:

- m\* = Exponente de cementación.
- n\* = Exponente de saturación.
- BQ<sub>v</sub> = Conductividad de la arcilla.
- B = Movilidad de los iones de Na<sup>+</sup>: [mhOcm<sup>2</sup>/meq].
- Q<sub>v</sub> = Capacidad de intercambio catiónico: [meq/ml] de volumen de poro.
- Q<sub>v</sub> = CEC\*ρ<sub>g</sub>\* (1-φ)/(100\*φ)
- CEC = Capacidad de intercambio catiónico: [meq/100g] de arcilla seca.

El término “B” puede ser obtenido de una gráfica estándar. “ $Q_v$ ” puede ser obtenida de mediciones de núcleos, o calibrando la ecuación en una zona 100% impregnada de agua o, calibrando la ecuación a una zona de lutita pura (Schlumberger, 1999).

El modelo de doble agua fue desarrollado a partir de la ecuación de Waxman-Smits para evitar la necesidad de determinar “ $Q_v$ ”. El modelo de doble agua es a veces preferido como una solución práctica en boca del pozo (Schlumberger, 1999).

(Schlumberger, 1999) expone que para resolver la ecuación de Waxman-Smits hay varias incógnitas que requieren ser determinadas. Los exponentes “ $m^*$ ” y “ $n^*$ ” se pueden determinar a partir de análisis de núcleos. La resistividad del agua de formación “ $R_w$ ” se puede determinar de la gráfica de Pickett (Pickett plot) como se muestra en Figura 10.11.

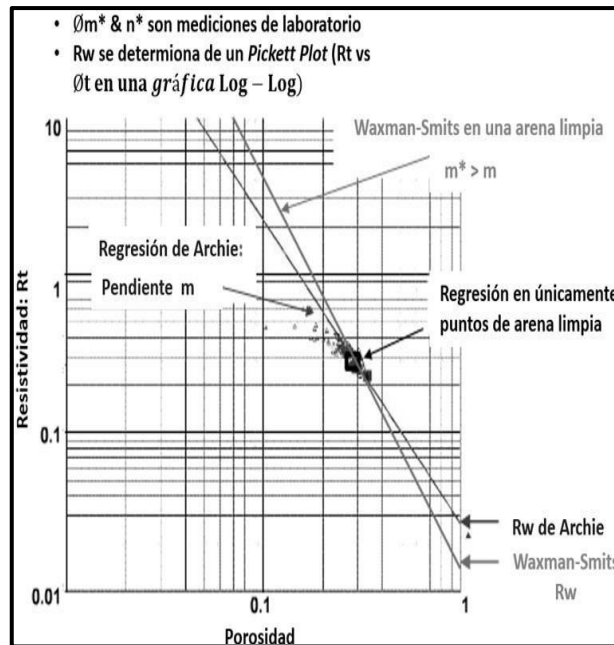


Figura 10.11. Parámetros para la ecuación de Waxman-Smits (Schlumberger, 1999).

### Tres Métodos para determinar “ $Q_v$ ”

(Schlumberger, 1999) refiere a que, la medición de la capacidad de intercambio catiónico (“ $Q_v$ ”) se puede obtener de tres maneras, referirse a la Figura 10.12.

1. La medición de “ $Q_v$ ” se puede hacer en muestras de núcleos en laboratorio.

2. Encontrar un valor de “ $Q_v$ ” el cual mejor ajuste la ecuación de Waxman-Smits sobre un “Pickett plot” donde se haya graficado una arenisca arcillosa impregnada de agua.
3. Determinar el máximo “ $Q_v$ ” en el intervalo de lutita, graficando los puntos de lutita pura en el “Pickett plot”. En el intervalo de arena tenemos que “ $Q_v = Q_{vmax} \times V_{sh}$ ”. La fracción de lutita se puede obtener de los registros sensibles a la matriz.

Los métodos referidos pueden derivar en resultados diferentes y el valor a utilizar de “ $Q_v$ ” debe elegirse cuidadosamente.

El espesor de la capa de agua ligada de la arcilla decrece con el incremento de la salinidad del agua. Este fenómeno aparece debido a que, en altas salinidades, la superficie de arcilla negativa es rápidamente eliminada por muchos iones positivos disponibles en el agua salada, manteniendo delgada la capa de agua ligada. La ecuación de Hill-Shirley-Klein describe la relación entre porosidad efectiva y salinidad de agua como una función de la “ $Q_v$ ” de la formación. La Figura 10.13 muestra la relación “ $S_{wb}$ ” y salinidad del Agua, (Schlumberger, 1999).

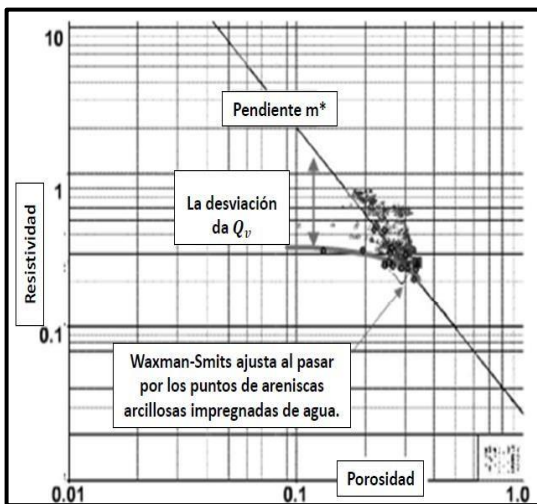


Figura 10.12. “ $Q_v$ ” Mediante “Pickett plot” (Schlumberger, 1999).

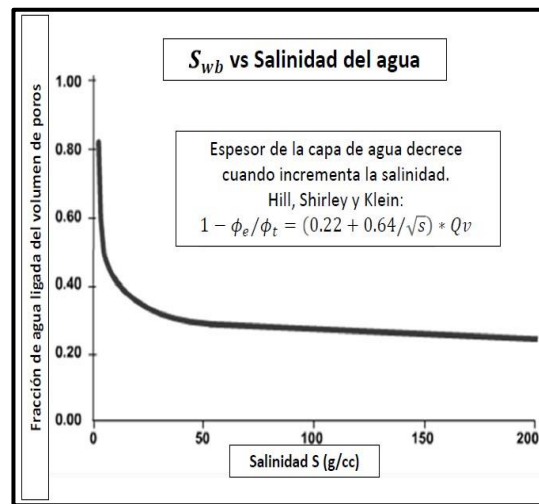


Figura 10.13. “ $S_v$ ” vs salinidad del agua (Schlumberger, 1999).

Una solución simple a la ecuación de Waxman-Smits se da en la gráfica, Figura 10.14.

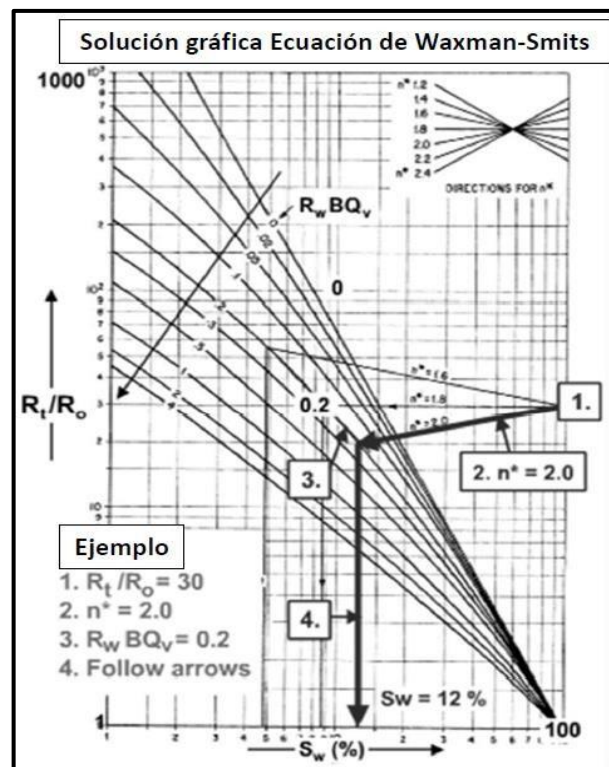


Figura 10.14. Ejemplo de solución gráfica de la ecuación de Waxman-Smits (Schlumberger, 1999).

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

### 10.3 Rocas carbonatadas, interpretación básica

Se presenta una visión general de las formaciones con porosidad secundaria, con énfasis en las fracturas, y discusión de algunas técnicas de interpretación, así como sus ventajas y desventajas.

#### 10.3.1 Definición y características de las fracturas

(Viro, E. 1997) indica que las fracturas en una roca son mucho más fáciles de ser visualizadas que otras características de la roca no perceptibles por nuestros cinco sentidos, tales como características eléctricas, sónicas o nucleares, sin embargo, es mucho más difícil detectar la presencia de fracturas en una roca en el subsuelo que medir las otras propiedades importantes para la evaluación del yacimiento.

Para (Viro, E. 1997) la importancia de la presencia de fracturas en el yacimiento radica en que muchos aspectos de la exploración, perforación y producción dependen de la detección y caracterización de las fracturas:

- ¿Las fracturas están abiertas o cerradas?
- ¿Cuántas fracturas existen por metro de pozo?
- ¿Cuál es la separación entre ellas?
- ¿Cuál es su orientación preferencial?

Y tal vez la característica más importante:

- ¿Las fracturas producirán hidrocarburos?

En muchos yacimientos, especialmente en aquellos con baja porosidad y permeabilidad, la producción de un pozo está estrechamente relacionada al número de fracturas abiertas, aunque solamente las pruebas dinámicas de pozo realmente prueban si las fracturas producirán hidrocarburos, la capacidad de localizar fracturas abiertas a partir de registros de pozo es de principal importancia (Viro, E. 1997).

### Definición de fractura

Para (Viro, E. 1997) una fractura es una superficie en un material en la cual ocurrió una pérdida de cohesión, Figura 10.15. Cuando las caras de la fractura se mueven perpendicularmente entre sí, la fractura se denomina de junta o “joint”. Cuando una cara se desliza respecto a la otra, sin separarse, la fractura se denomina de falla o “fault”. Se denominan ‘microfracturas’ a las fracturas con menos de 1 cm de longitud y apertura de fracciones de milímetro. Este término es generalmente aplicado para describir las fracturas observadas con la ayuda de un microscopio. A continuación, se definen algunos de los parámetros más importantes para caracterizar las fracturas. (Viro, E. 1997) El conocimiento de estos parámetros es fundamental para entender cómo se desplazan los fluidos en un yacimiento fracturado Propiedades de las fracturas (Viro, E. 1997):

- Echado o “dip”: Es el ángulo formado por las superficies de la fractura y un plano horizontal, medido en la dirección de mayor inclinación.
- Rumo o “strike”: Es la orientación de la recta formada por la intersección del plano de la fractura y un plano horizontal.

- Apertura o “apertura”: Es la distancia entre las dos caras de la fractura; generalmente varía de punto a punto a lo largo de la fractura.
- Cementación o “cementation”: Las fracturas pueden estar parcial o totalmente llenas con minerales, precipitados de los fluidos de la formación (arenisca, caliza, dolomía, lutita o “shale”, o material de las caras, pulverizado durante su desplazamiento, disminuyendo la permeabilidad en la fractura.

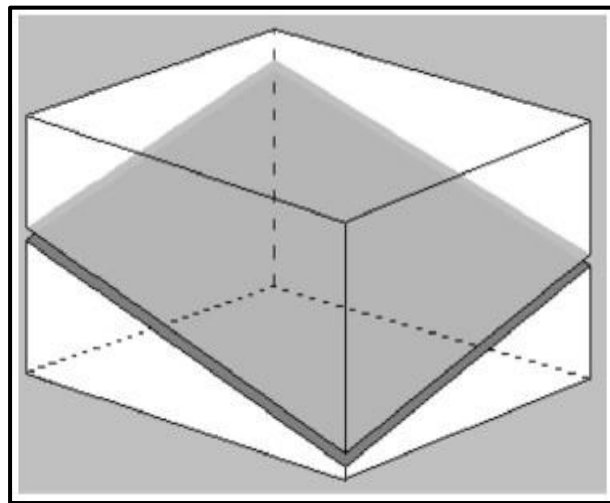


Figura 10.15. Concepto de fractura (Viro, E. 1997).

### 10.3.2 Detección de las fracturas

A continuación, se describen los métodos de detección de fracturas sin utilizar registros, los métodos tradicionales que utilizan registros y métodos modernos que utilizan imágenes obtenidas de registros.

#### 10.3.2.1 Métodos de detección de fracturas sin utilizar registros

##### Detección de fracturas con núcleos orientados

Se describe en (Viro, E. 1997) que la mejor técnica para evaluar fracturas es el análisis de núcleos orientados. Esta técnica puede definir el echado, el rumbo, la apertura de las fracturas, determinar la densidad de fracturas en la roca y suministrar datos sobre la resistencia mecánica de la roca y de características de flujo de fluidos en las fracturas.

Sin embargo, obtener núcleos orientados es una operación demorada, cara y frecuentemente imposible de ser efectuada. En rocas friables o densamente fracturadas es prácticamente imposible recuperar núcleos representativos ya que el material se desagrega cuando el núcleo es cortado, además, al retirar el núcleo de la influencia de los esfuerzos existentes “in-situ” se alteran (o se destruyen) las características relacionadas al estado tensional de la roca (Viro, E. 1997).

### **10.3.2.2 Métodos de detección de fracturas utilizando registros**

Para (Viro, E. 1997) las técnicas tradicionales que usan registros para caracterizar fracturas son históricamente exitosas en condiciones de pozo adecuadas a cada técnica en particular. Todas las técnicas dan buenos resultados si el pozo tiene características adecuadas, y prácticamente ninguna de ellas da buenos resultados en todas las condiciones posibles de pozo. Debe identificarse cuál técnica produce buenos resultados, cuáles son las características particulares del pozo y entender por qué esta técnica produce buenos resultados en estas condiciones particulares.

#### **Métodos de detección de fracturas utilizando el registro sísmico**

El análisis de la forma de onda obtenida con el registro sísmico es probablemente la técnica tradicional más comúnmente utilizada para detectar fracturas. Su gran ventaja es que esta técnica puede aplicarse en todo tipo de lodos. Existen por lo menos seis formas de utilizar las formas de onda; algunas son conocidas hace años, pero hasta hace no mucho tiempo, no se disponía de la tecnología necesaria para la obtención de la información de entrada necesaria (Viro, E. 1997).

Cuando una onda acústica alcanza una fractura, parte de la energía es reflejada regresando dentro de la roca y otra parte se transmite y continúa dentro de la fractura como onda en el fluido, Figura 10.16. Este proceso es conocido como conversión de modo o “mode-conversion”. Una segunda conversión ocurre cuando la onda en el fluido alcanza la otra cara de la fractura donde parte de la energía es reflejada regresando dentro de la fractura y otra parte continúa dentro de la roca como ondas compresionales, de cizallamiento y ondas Stoneley (Viro, E. 1997).

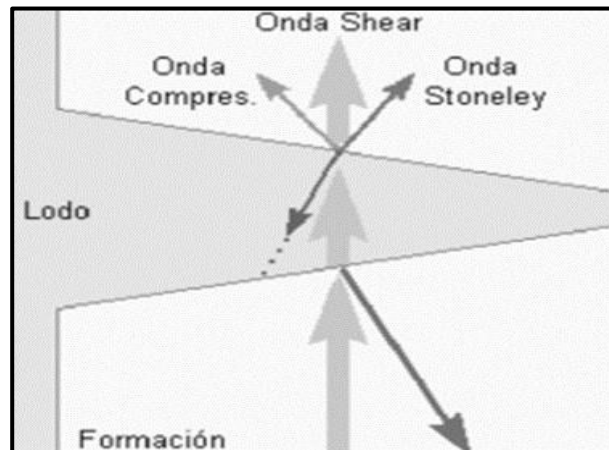


Figura 10.16. Reflexión y transmisión de onda acústica dentro de una fractura (Viro, E. 1997).

### Registro sísmico: Pérdida de energía por conversión de modo

(Viro, E. 1997) explica que puede detectarse la presencia de fracturas midiendo la pérdida de energía de sísmico por de modo. Sin embargo, existe una dificultad, ya que también ocurre pérdida de energía cuando el pozo está en malas condiciones y cuando existen cambios de litología, especialmente envolviendo lutitas o “shales” poco compactadas. El registro de diámetro de pozo o “caliper” puede ayudar identificando los cambios en el diámetro del pozo. Otra dificultad es que en fracturas sub-verticales (echado  $> 50^\circ$ ) no ocurre pérdida de energía por conversión de modo, por lo cual no se podrá detectar este tipo de fracturas con este método.

### Registro sísmico: Análisis de picos de amplitud

Una técnica alternativa consiste en observar el efecto de picos de amplitud o “amplitude-spike-analysis” que parece ser bastante específico de las fracturas; este efecto se manifiesta como un aumento de energía transmitida (o recibida) cuando el transmisor (o receptor) pasa frente a una fractura, generando dos señales: una del transmisor y otra del receptor. Se requiere “software” para procesar las señales (Viro, E. 1997).

### Registro sísmico: Análisis de la onda Stoneley

(Viro, E. 1997) también menciona que otras técnicas utilizan la onda Stoneley, de baja frecuencia y velocidad de propagación. Las fracturas atenúan las ondas Stoneley principalmente por el movimiento de fluidos para dentro y fuera de las fracturas. Esta atenuación indica presencia de fracturas abiertas, independientemente de los echados de las fracturas.



La imagen de la energía contenida en la onda Stoneley puede ser representada en blanco y negro o en colores. En zonas con fracturas aparece una banda blanca (o azul) que corresponde a valores muy bajos de la energía Stoneley. En zonas compactas y sin fracturas aparece una banda negra (o roja) que corresponde a valores altos de la energía Stoneley (Viro, E. 1997).

Métodos tradicionales de detección de fracturas utilizando el registro de echados

(Viro, E. 1997) menciona que la herramienta de registro de echados o “dipmeter” tiene cuatro patines con electrodos. En dos patines adyacentes, separados a  $90^\circ$ , existen dos electrodos horizontales separados por pocos centímetros. En los otros dos patines adyacentes, también separados a  $90^\circ$ , existen arreglos de pequeños electrodos. Hay dos técnicas principales que utilizan el registro de echados de forma convencional para evaluar fracturas con este método:

- Anomalías en el registro de alta resolución: Esta técnica compara las curvas de electrodos adyacentes en uno de los patines con arreglos de electrodos.
- Registro de identificación de fracturas: Esta técnica compara las curvas de electrodos en patines adyacentes, separados a  $90^\circ$ .

En (Viro, E. 1997) se expone que la comparación de estos pares de curvas generalmente indica anomalías de conductividad, las que son asociadas a la presencia de fracturas. Desafortunadamente, no todas las anomalías del registro pueden ser atribuidas a fracturas, ya que otras características de la roca producen los mismos efectos, tales como intercalaciones arcillosas, vórgulos, irregularidades en la pared del pozo, pérdida de contacto entre el patín y la pared del pozo y las irregularidades producidas por los esfuerzos tectónicos en la parte más curva de los pozos elípticos (spalling) o a irregularidades de grandes fracturas en la pared del pozo.

La aplicación del registro de echados o “dipmeter” a la detección de fracturas está limitada a formaciones de gran espesor con pozo en buenas condiciones, lo que permite a la herramienta girar a lo largo del registro (por la torsión originada en el estiramiento del cable de registro). Esta característica es importante para aumentar las probabilidades de que un patín cruce las fracturas sub-verticales. (Viro, E. 1997).

### Métodos tradicionales de detección de fracturas utilizando el registro de lito-densidad

(Viro, E. 1997) describe que la medición obtenida por el registro de lito-densidad en el detector cercano es utilizada para corregir el efecto de enjarre en la medición del detector lejano y puede ser utilizada para localizar fracturas en formaciones compactas, como carbonatos limpios, donde frecuentemente el enjarre se forma frente a las fracturas.

Aunque el patín cubre menos del 10% de la circunferencia del pozo, generalmente se acomoda a lo largo de diámetro máximo, el cual frecuentemente indica la dirección de las fracturas que producen derrumbes en la pared del pozo. La barita presente en el lodo realza la indicación de enjarre y también causa oscilaciones y lecturas de valores anormalmente altos en la curva “Pef” de factor fotoeléctrico (Viro, E. 1997).

### Métodos tradicionales de detección de fracturas utilizando el registro de RG

Pueden observarse anomalías radioactivas en zonas con fracturas cuando en las fracturas hubo depósitos de sales de uranio disueltas en el agua de formación. Esta técnica requiere el registro de espectrometría de rayos gamma naturales para identificar la presencia de uranio; aunque no confirma la presencia de fracturas, es útil para reforzar otras evidencias o indicaciones. El uso más común de esta técnica es la de distinguir lutitas o “shales” de dolomías radioactivas por depósitos de sales de uranio, lo cual es prácticamente imposible con el registro de rayos gamma convencional (Viro, E. 1997).

### Métodos de detección de fracturas con imágenes del micro-barredor de formación

(Viro, E. 1997) menciona que el registro de micro-barredor de formación o FMS (“Formation-Micro-Scanner”) cuenta con cuatro patines y mide la conductividad de la formación con un arreglo de electrodos en dos patines adyacentes, separados a 90°; puede detectar fracturas en un amplio rango de aberturas que van desde varios centímetros hasta apenas fracciones de milímetros (microfracturas) las cuales, pueden escapar a la inspección visual de núcleos.

La imagen eléctrica es muy sensible porque la relación entre la resistividad de la fractura que contiene agua o filtrado de lodo y la resistividad de la roca que rodea la fractura es mayor que 1 000 [u] (Viro, E. 1997).

Una fractura puede presentar tantos valores extremadamente bajos de conductividad (fractura conteniendo hidrocarburos, agua dulce o minerales depositados) como valores extremadamente altos de conductividad (fractura conteniendo agua salada). En ambos casos se puede identificar la fractura si su resistividad tiene contraste con la resistividad de la roca, originando una anomalía en el registro (Viro, E. 1997).

Con la información obtenida del arreglo de electrodos puede efectuarse un mapa continuo de la conductividad de la pared del pozo frente al patín, presentando en blanco (o en color claro) las bajas conductividades y en negro (o en color obscura) las altas conductividades. Este mapa muestra la trayectoria de los dos patines con arreglos de electrodos frente a la pared del pozo y puede verificarse si la herramienta giró durante el registro; en este caso la trayectoria de los patines se va desplazando de derecha a izquierda, atravesando el mapa al variar la profundidad (Viro, E. 1997).

Finalmente (Viro, E. 1997) comenta que la resolución vertical es la medida de cuán próximas pueden estar dos fracturas y todavía ser distinguidas por el registro. Las limitaciones del registro FMS son el lodo (debe ser conductivo) y la cobertura lateral de aproximadamente 20% en pozos de 8½ [pg]. Esta limitación disminuye aumentando la cobertura lateral a 40 ó 50% cuando se efectúan una o más secciones repetidas en el intervalo seleccionado; se requiere que la herramienta gire para cambiar su orientación, ya que en caso contrario registraría nuevamente la misma sección de la pared del pozo.

### **10.3.2.3 Métodos de detección de fracturas por computadora**

#### **Registro compuesto del índice de fracturas**

(Viro, E. 1997) describe que la metodología del registro compuesto mediante el índice de fracturas analiza la respuesta de todos los registros disponibles, cada uno independientemente de los otros, asignando a cada registro niveles límites que, al ser excedidos por el valor del registro, se interpreta como indicación de fracturas. Efectuando un promedio de todas las indicaciones obtenidas resulta un indicador compuesto del índice de fracturas.

### Análisis del exponente de cementación

(Viro, E. 1997) explica que, en presencia de fracturas, se observa la disminución del exponente de cementación  $m$  de la ecuación de Archie. La gráfica del valor de este exponente, normalmente con valores próximos a 2, indicará intervalos con fracturas cuando presente valores menores que 2, típicamente entre 1.4 y 1.6; si se verifica una disminución del valor del exponente al aumentar la porosidad, puede inferirse que el aumento de porosidad es debido a la presencia de porosidad secundaria.

### 10.3.3 Interpretación de registros en carbonatos fracturados

En términos de interpretación de litología y porosidad (Viro, E. 1997) describe que los carbonatos fracturados no presentan mayores dificultades, principalmente por ser casi siempre limpios (sin los efectos de la arcillosidad). La dificultad consiste en identificar las zonas o intervalos con fracturas, lo cual representa un mayor grado de dificultad para evaluar correctamente el valor de la saturación de agua en las fracturas.

Dos características son de fundamental importancia en el cálculo de la saturación de agua en carbonatos fracturados según (Viro, E. 1997):

1. La porosidad primaria, " $\phi_1$ ", es generalmente baja. En estas condiciones, la ecuación de Archie se torna inestable; se recomienda siempre efectuar los cálculos en las zonas con porosidad efectiva  $> 2$  [pu].
2. En zonas con porosidad secundaria, el factor de cementación  $m$  de la ecuación de Archie varía dentro de los siguientes límites, según que se trate de fracturas conectadas o no conectadas, o vesículas no conectadas (la corriente eléctrica no puede circular por las vesículas no conectadas; las vesículas conectadas permiten el paso de la corriente eléctrica por ellas):
  - En vóculos no conectados o en fracturas no conectadas " $m$ " tiene un valor aproximado de 2.8 a 3.5.
  - En fracturas conectadas " $m$ " tiene un valor aproximado de 1.4 a 1.6.

Las consecuencias de utilizar un valor incorrecto del exponente de cementación en el cálculo de la saturación de agua son en general dramáticas, especialmente en carbonatos de baja porosidad. La Figura 10.17 muestra los valores que la saturación de

agua, “ $S_w$ ”, adopta cuando se cambia el valor del exponente  $m$  en un ejemplo con los siguientes valores, (Viro, E. 1997):

$R_t = 50 \Omega \cdot m$	} Tipo de porosidad considerada	Valor usado	Valor resultante	Pronóstico para el nivel analizado	
$R_w = 0.05 \Omega \cdot m$		$m$	$S_w$		
$\phi = 10 \text{ pu}$		predominan fracturas	1.5	18%	Hidrocarburos
$a = 1$		porosidad primaria	2.0	32%	Hidrocarburos
$n = 2$		predominan vesículas	3.0	100%	Nivel acuifero!

Figura 10.17. Tabla de sensibilidad para “ $S_w$ ” con diferentes valores de “ $m$ ” (Viro, 1997).

### 10.3.3.1 Técnicas de determinación de valores del exponente de cementación

A continuación, se describen algunas técnicas dirigidas a la determinación de los valores correctos del exponente de cementación “ $m$ ” para el cálculo de las saturaciones de agua “ $S_w$ ” y “ $S_{xo}$ ” en presencia de porosidad secundaria.

#### 10.3.3.1.1 Validación de valores constantes adoptados por zonas

Según (Viro, E. 1997) para esta técnica, frecuentemente se adopta el valor “ $m$ ” del exponente de cementación basado en el conocimiento local. En estos casos es recomendable efectuar un control para asegurarse que, ya que no se conocen las variaciones del coeficiente nivel por nivel, por lo menos el valor adoptado es coherente con los datos de los registros. Siendo que los valores máximos y mínimos de la saturación de agua en la zona virgen no pueden superar el valor de 1 (ó 100%) ni ser menores que el valor de la saturación “ $S_{wirr}$ ”. irreductible de agua, estos valores se pueden utilizar para definir los valores máximos y mínimos del exponente de cementación “ $m$ ”, correspondiente a zonas importantes.

(Viro, E. 1997) menciona que en este método establece que de la siguiente forma puede usarse la ecuación de saturación de Archie para calcular el valor del exponente de cementación para ciertos valores preestablecidos de la saturación de agua:

- Asumiendo que el intervalo está invadido de agua, “ $S_w = 1 = 100\%$ ”, se puede obtener “ $m_{max}$ ”:

$$m_{max} = \frac{\log\left(\frac{aR_w}{R_t}\right)}{\log \Phi} \text{ (Ec.10.41)}$$

- Asumiendo que el intervalo está a la saturación de agua irreductible, “ $S_{wirr} = \phi_{wirr}/\phi$ ”, se puede obtener “ $m_{min}$ ”:

$$m_{min} = \frac{\log\left(\frac{aR_w}{S_{wirr}^n R_t}\right)}{\log \Phi} \text{ (Ec. 10.42)}$$

El valor de “ $m$ ” adoptado para cada zona deberá cumplir que: “ $m_{max} \geq m \geq m_{min}$ ” (Ec. 10.43).

Aun satisfaciendo la condición representada por la ecuación 10.43 existe el problema de determinar si el valor de “ $m$ ” adoptado es el adecuado o no para cada zona (no siendo el adecuado, podrá resultar en un pronóstico de acuífero para una capa con hidrocarburos o viceversa, pronosticando como productora de hidrocarburos una capa de agua salada) (Viro, E. 1997).

Si la condición especificada por la ecuación 10.43 no se cumple, el cálculo de la saturación de agua dará como resultado valores mayores que 1 (ó 100%) para valores de “ $m > m_{max}$ ” o valores menores que el de la saturación irreductible de agua “ $S_{wirr}$ ” para valores de “ $m < m_{min}$ ” (Viro, E. 1997).

Los valores determinados para  $m$  por este método podrán ser usados para calcular la saturación de agua en las zonas lavada y virgen.

### 10.3.3.1.2 Curvas con valores del exponente de cementación a partir de registros

El exponente de cementación  $m$  puede ser obtenido o estimado, a partir de registros. Utilizando las porosidades densidad-neutrón y sónico, se puede determinar en forma continua dos curvas de valores de  $m$  para posteriormente decidir cuál usar en el cálculo de la saturación de agua (Viro, E. 1997):

- Valores de “ $m \geq 2$ ” asumiendo que la diferencia es debida a vúgulos no conectados.
- Valores de “ $m \leq 2$ ” asumiendo que la diferencia es debida a fracturas y/o vúgulos conectados.

## Interpretación de la diferencia de porosidades obtenidas del registro sísmico y de densidad-neutrón

Este es otro método mencionado por (Viro, E. 1997) el cual está basado en la diferencia entre las porosidades de densidad-neutrón y de sísmico " $\phi_{DN}-\phi_s$ " como un indicador de porosidad secundaria; el registro sísmico no detecta toda la porosidad en la formación (ignorando total o parcialmente la porosidad originada en fracturas y/o vógelos), mientras que la combinación densidad-neutrón registra toda la porosidad, conectada o no, cualquiera que sea su origen. Cuando existe, la diferencia " $\phi_{DN}>\phi_s$ " puede ser interpretada en forma continua como indicativa de vógelos no conectados ( $m>2$ ) aplicando el modelo de Nugent, o como indicativa de fracturas y/o vógelos conectados ( $m<2$ ) aplicando el modelo de Rasmus.

La siguiente metodología de acuerdo con (Viro, E. 1997) se puede utilizar, para determinar el valor adecuado del exponente de cementación, "m", y requiere de calcular las siguientes cuatro curvas continuas:

- Curva de " $m_N$ " según el modelo de Nugent, con la Ec. 10.44, para ser utilizada en aquellos intervalos en los cuales la porosidad secundaria es originada en la presencia de vógelos no conectados, generando una curva continua del exponente de cementación con valores de " $m \geq 2$ ".
- Curva de " $m_R$ " según el modelo de Rasmus, con la Ec. 10.45, para ser utilizada en aquellos intervalos en los cuales la porosidad secundaria es originada en la presencia de fracturas y/o vógelos conectados, generando una curva continua del exponente de cementación con valores de " $m \leq 2$ ".
- Curva de " $m_{max}$ ", con la Ec. 10.41, para validar los resultados obtenidos, limitando los valores del exponente "m" a utilizar (" $m \leq m_{max}$ ") de manera tal que nunca sean mayores que " $m_{max}$ ".
- Curva de " $m_{min}$ ", con la Ec. 10.42, para validar los resultados obtenidos, limitando los valores del exponente "m" a utilizar (" $m \geq m_{min}$ ") de manera tal que nunca sean menores que " $m_{min}$ ".

Finalmente (Viro, E. 1997) indica que el intérprete debe seleccionar cuidadosamente, según el conocimiento local del área, cuál de los dos modelos debe aplicar en cada zona. Las consecuencias de errores en la elección del método representativo para cada zona son

las siguientes:

- Si se elige el modelo de Nugent (supone que la porosidad secundaria es originada en la presencia de vógelos no conectados y genera valores de “ $m \geq 2$ ”) para interpretar zonas con presencia de fracturas y/o vógelos conectados (que requiere valores de “ $m \leq 2$ ”), el cálculo de la saturación de agua calculada será mayor que la verdadera en la roca: se pronosticará como invadidos (acuíferos) intervalos que en realidad contienen hidrocarburos.
- Si se elige el modelo de Rasmus (supone que la porosidad secundaria es originada en la presencia de fracturas y/o vógelos conectados y genera valores de “ $m \leq 2$ ”) para interpretar zonas con presencia de vógelos no conectados (que requiere valores de “ $m \geq 2$ ”), el cálculo de la saturación de agua calculada será menor que la verdadera en la roca: se pronosticará como portadores de hidrocarburos intervalos que en realidad son invadidos (acuíferos).

### Modelo de Nugent

(Viro, E. 1997) describe que el modelo de Nugent interpreta las porosidades de sónico y de densidad-neutrón asumiendo que la presencia de vógelos no conectados, generando una curva continua con valores mayores que 2 del exponente “ $m$ ” de cementación cuando “ $\phi_{DN} > \phi_s$ ” e iguales a 2 cuando “ $\phi_{DN} = \phi_s$ ”.

$$m_N \approx 2 \left( \frac{\log \Phi_s}{\log \Phi_{DN}} \right) \text{ (Ec. 10.44)}$$



## Modelo de Rasmus

Por otro lado (Viro, E. 1997) menciona que el modelo de Rasmus interpreta las porosidades de sónico y de densidad-neutrón asumiendo que la presencia de fracturas y/o vórgulos conectados, generando una curva continua con valores menores que 2 del exponente “m” de cementación cuando “ $\phi_{DN} > \phi_s$ ” e iguales a 2 cuando “ $\phi_{DN} = \phi_s$ ”.

$$m_R \approx \frac{\log[\Phi_s^3 + \Phi_s^2(1 - \Phi_{DN}) + (\Phi_{DN} - \Phi_s)]}{\log \Phi_{DN}} \quad (\text{Ec. 10.45})$$

## Referencias

**Sánchez, C. (2012).** Evolución de los registros de resistividad y su aplicación en la estimación de la saturación de fluidos (agua e hidrocarburos). Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Schlumberger. (1991).** Log interpretation principles/ applications. Schlumberger Educational Services.

<https://www.slb.com/resource-library/book/log-interpretation-principles-applications>

**Shell, Schlumberger. (1999).** Petrophysics distance learning module. Paises Bajos: [s./i.]

**Viro, E. (1997).** Interpretación de registros a agujero descubierto. Viro Consultoría Ltda. Río de Janeiro: [s./n.]

## Capítulo 11

## Modelos avanzados e interpretación petrofísica

María Fernanda Landa Elizalde, Francisco Miguel Lechuga Lagos,  
Ambrosio Aquino López, Enrique Coconi Morales

### Sumario

- 11.1 Modelos de resistividad eléctrica
  - 11.1.1 Formaciones limpias
  - 11.1.2 Formaciones arcillosas
- 11.2 Modelos de velocidades elásticas
  - 11.2.1 Formaciones arcillosas
- 11.3 Enfoques prácticos de interpretación de registros de pozo
  - 11.3.1 Técnica de análisis estadístico de registros de pozo
  - 11.3.2 Técnica secuencial de evaluación petrofísica usando registros de pozo
- 11.4 Modelo Mezzatesta (2006) para formaciones clásticas
- 11.5 Modelo jerárquico de formaciones clásticas
- 11.6 Modelo jerárquico de formaciones carbonatadas
- Referencias

### 11.1 Modelos de resistividad eléctrica

#### 11.1.1 Formaciones limpias

##### Modelo de Archie

La evaluación petrofísica de las formaciones sedimentarias tiene como base fundamental la ecuación de Archie que relaciona, considerando una formación de arenisca limpia con poros saturados con agua salada, la resistividad de la roca que es proporcional a la salinidad del fluido que satura los poros. La constante de proporcionalidad se denomina “factor de formación” y se expresa como la ecuación siguiente (Ec. 11.1):

$$F = \frac{R_o}{R_w} \text{ (Ec. 11.1)}$$

Donde “F” es el factor de formación, “R<sub>o</sub>” es la resistividad de la roca saturada con agua con resistividad “R<sub>w</sub>”.

El factor de formación varía como el cuadrado del inverso de la porosidad (Ec. 11.2):

$$F = \frac{1}{\Phi^m} \text{ (Ec. 11.2)}$$

Donde “ $\Phi$ ” es la porosidad de la formación. Archie también definió el índice de saturación, “ $I_R$ ”, en un yacimiento como la relación de la resistividad en la zona virgen “ $R_t$ ” y la resistividad “ $R_o$ ” (“ $I_R = R_t/R_o$ ”) y encontró que varía como el inverso del cuadrado de la saturación (“ $I=1/(S_w)^n$ ”).

El factor de formación representa, en parte, la estructura porosa de la roca y por eso depende de la porosidad. El exponente  $m$  algunos autores lo consideran como 2, pero depende en general, de la forma en que la roca se ha consolidado (microestructura). El exponente de saturación, “ $n$ ”, normalmente se considera con valor de 2, aunque algunos autores consideran que está relacionado con la mojabilidad de la roca.

### Modelo de Sheng

La importancia en el desarrollo de este modelo es que representa un esfuerzo para poder caracterizar diferentes propiedades físicas (en este caso la resistividad eléctrica y las velocidades de ondas “ $P$ ” y “ $S$ ”) tomando en consideración un medio efectivo que consiste en 3 componentes: fluido, sólido y cemento. No se explica a detalle las características del modelo, pero se menciona que el uso del método diferencial de medio efectivo de 3 componentes puede ser usado para derivar la ley de Archie (Archie, 1942), conectando la conductividad eléctrica y la porosidad, y la ecuación de Wyllie (Wyllie, et al., 1956) para la velocidad de ondas elásticas en formaciones sedimentarias.

El modelo considera que:

- Los granos están unidos por cemento.
- El fluido y el cemento forman una red continua.
- El material compuesto puede conducir la corriente eléctrica y soportar el cizallamiento.

Sin embargo, la consideración de que el fluido y el cemento estén íntimamente mezclados no es realista y en el caso de arenas limpias, el cemento se espera que esté situado en el contacto entre granos y el fluido en los poros, pero el modelo no considera esta situación.

### Modelo de Berg

En este trabajo se propone que los hidrocarburos estén incluidos en la componente de matriz de la roca y los elementos combinados de la “matriz” son tratados como resistores en paralelo.

Los hidrocarburos pueden ser incluidos con la matriz o fase dispersa y la fase continua incluye solamente agua de formación. El efecto de tensión superficial mantendrá una fina película de agua entre el aceite y los granos, Figura 11.1.

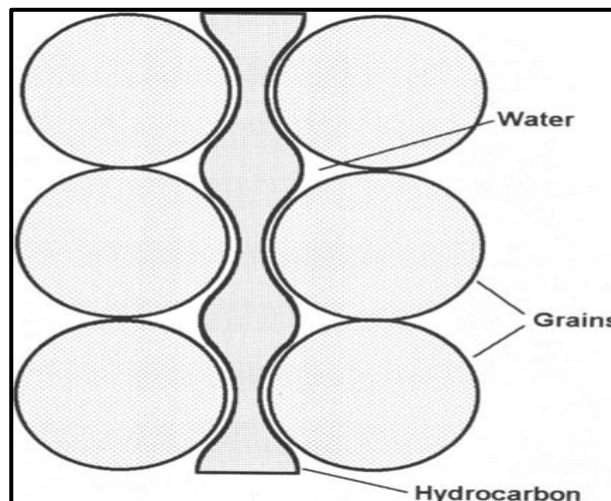


Figura 11.1. Modelo de Berg ([s./a.], 1995).

### Modelo de Kazatchenko et al., 2004.

Un medio de doble porosidad es tratado como un material heterogéneo compuesto de una matriz homogénea isótropa que corresponde a un marco sólido con poros primarios a escala pequeña y poros secundarios representados por inclusiones a escala grande.

Ambos sistemas porosos están completamente saturados con agua (o pueden contener hidrocarburos). Los poros están arbitrariamente orientados y distribuidos aleatoriamente en la matriz.

Las formas de los poros secundarios son aproximadas por elipsoides triaxiales. Diferentes formas están relacionadas con diferentes tipos de porosidad secundaria.

### 11.1.2 Formaciones arcillosas

#### Modelo de Poupon, 1954

Considera la roca como una intercalación de capas de arenisca y lutita laminar, con espesor de cada capa, menor a la resolución de la herramienta de medición de resistividad, Figura 11.2.

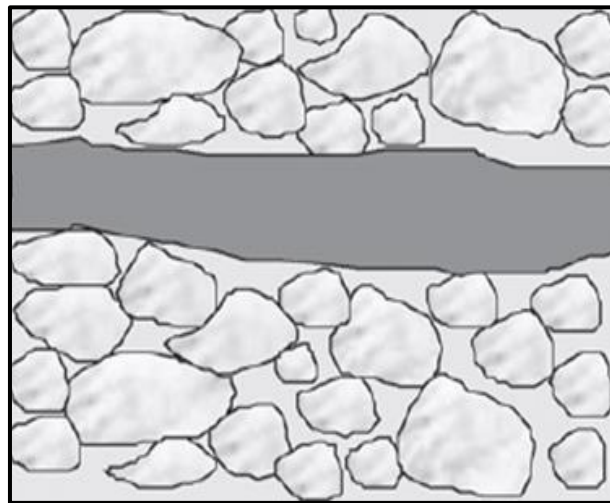


Figura 11.2. Modelo de Poupon (Schön, 2011).

La roca puede ser conceptualizada como un circuito conductor en paralelo compuesto de intercalaciones de arena y lutita laminar, Figura 11.3. La conductividad eléctrica del sistema, “ $C_t$ ”, o el inverso de la resistividad eléctrica del sistema, “ $1/R_t$ ”, considerando el volumen de arcilla, “ $V_{sh}$ ”, conductividad eléctrica de la arena, “ $C_{sd}$ ”, y la conductividad eléctrica de la arcilla, “ $C_{sh}$ ”, se expresa de la manera siguiente:

$$\frac{1}{R_t} = C_t = (1 - V_{sh})C_{sd} + V_{sh}C_{sh} \text{ (Ec. 11.3)}$$

Considerando que la conductividad de la arena es tiene valores de 1, 5 y 10 [S/m] para cada curva y la de la arcilla es 0.5, Figura 11.4.

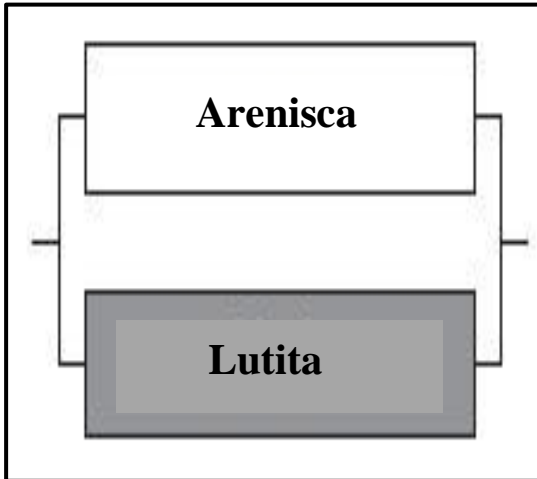


Figura 11.3. Circuito eléctrico para el modelo de Poupon ([s./a.], 1954).

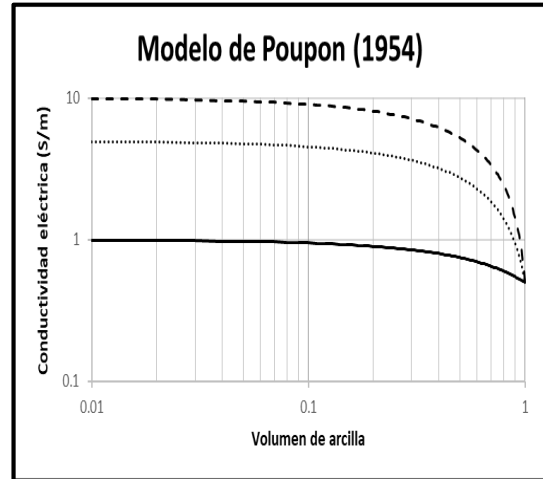


Figura 11.4. Conductividad eléctrica de la roca usando el modelo de Poupon para los casos en que la resistividad de la arena tiene un valor de 1, 5 y 10 [S/m] ([s./a.], 1954).

### Modelo de Waxman-Smits, 1968

Considera que los componentes que contribuyen a la conductividad eléctrica que se encuentran dentro del sistema poroso en una arenisca son agua y arcilla, Figura 11.5. Se puede considerar un circuito conductor en paralelo constituido por el fluido conductor en el poro con conductividad, “ $C_w$ ”, y la arcilla dispersa, Figura 11.6.

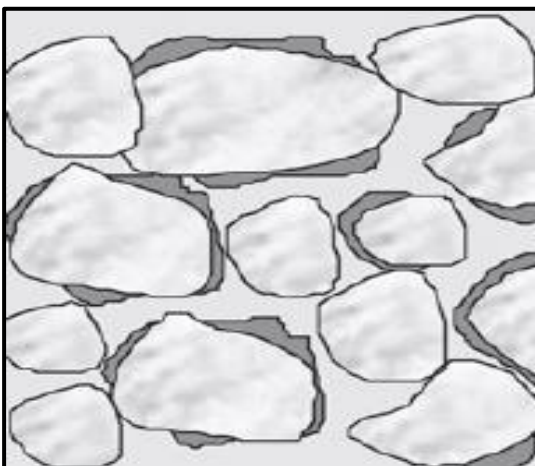


Figura 11.5. Modelo de Waxman-Smits (Schön, 2011).

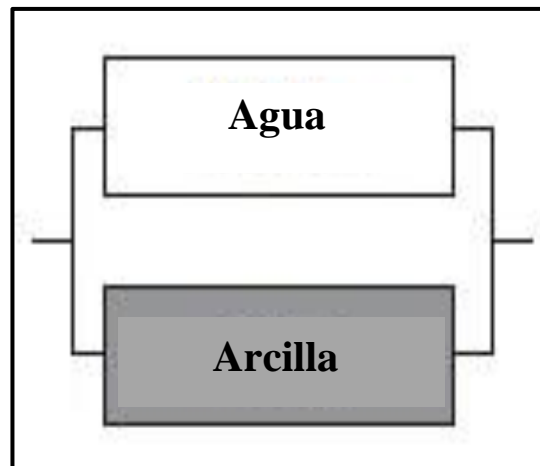


Figura 11.6. Circuito eléctrico para el modelo de Waxman-Smits ([s./a.], 1968).

La conductividad eléctrica de la roca saturada con agua de formación, “ $C_o$ ”, o el inverso de la resistividad eléctrica del sistema, “ $1/R_o$ ”, considerando la conductividad del agua, “ $C_w$ ”, la contribución de la conductividad eléctrica debido a la presencia de arcilla dispersa como el producto, “ $BQ_v$ ”, y el pseudo-factor de formación, “ $F^*$ ”, se expresa de la manera siguiente:

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

Considerando que la conductividad del agua varía en el rango de 0.001 a 100 [S/m], la porosidad, y el pseudo-factor de formación son constantes, y el producto “ $BQ_v$ ” define cada una de las curvas de la gráfica, Figura 11.7. Cuando la conductividad del agua es alta, la contribución de la arcilla dispersa queda enmascarada, pero cuando el agua tiende a ser resistiva, la contribución de la arcilla incrementa la conductividad de la roca (dependiendo de la capacidad conductora definida por el producto “ $BQ_v$ ”).

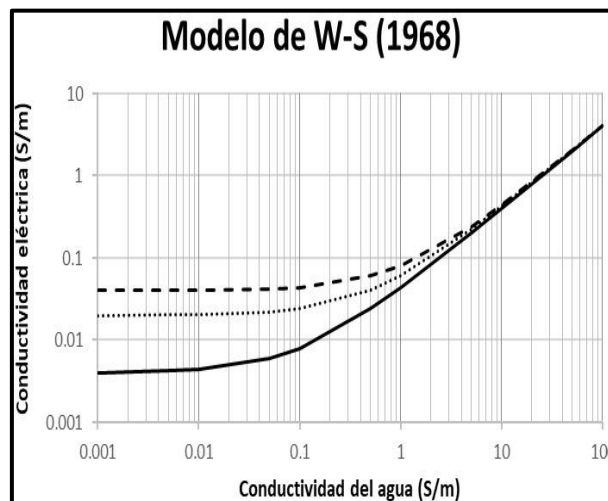


Figura 11.7. Conductividad eléctrica de la roca usando el modelo de Waxman-Smits para los casos en que el producto “ $BQ_v$ ” es 0.1 (línea continua), 1 (línea punteada) y 10 (línea cortada) ([s./a.], 1968).

## 11.2 Modelos de velocidades elásticas

### 11.2.1 Formaciones arcillosas

Modelo de Han, 1986

Considera que las velocidades de ondas “P” y “S” pueden ser determinadas como función de la porosidad de la roca y de la cantidad de arcilla (independientemente de su distribución espacial). Las relaciones fueron obtenidas con base en datos medidos en núcleos y su representación gráfica se muestra en la Figura 11.8.

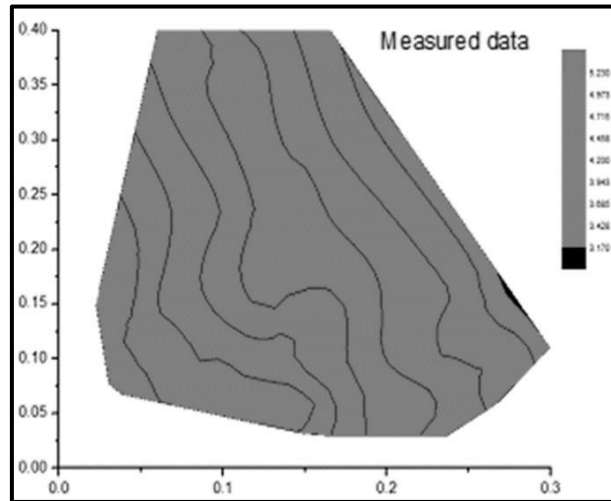


Figura 11.8. Velocidad de la onda “P” (medida con datos del núcleo de Han, 1986) como función de la porosidad de la roca (eje horizontal) y volumen de arcilla (eje vertical).

Con base en los datos medidos en núcleos, Han estableció las ecuaciones que se muestran a continuación para poder relacionar las variables descritas:

$$V_p \left( \frac{km}{s} \right) = 5.59 - 6.93\Phi - 2.18C_{sh}$$

$$V_s \left( \frac{km}{s} \right) = 3.52 - 4.91\Phi - 1.89C_{sh}$$

La principal tarea de este tipo de “modelos” es ajustar los datos medidos con las propiedades petrofísicas, en este caso porosidad y volumen de arcilla, sin embargo, los modelos pueden fallar si:

1. Las condiciones de aplicación se extienden más allá de la variabilidad del set de datos.
2. Cuando se aplican a otra serie de datos.

Con base en lo anterior, es importante mencionar que lo que se busca al generar modelos es que las aproximaciones teóricas tengan una alta generalidad que permita ser aplicada en un amplio rango de aplicaciones, que sea mayor que el rango de aplicabilidad de las aproximaciones empíricas.



Modelo de Marion, 1990

Considera que las velocidades de ondas “P” y “S” pueden ser determinadas como función de la concentración de arcilla en la arena, Figura 11.9. Se considera que la roca se discretiza en 2 partes: 1) cuando la concentración de arcilla es menor a la porosidad de la arena ( $c < \phi_s$ ) y 2) cuando al estar llenos los poros de la arenisca con arcilla, se siguen adicionando para sustituir los granos que conforman la arenisca.

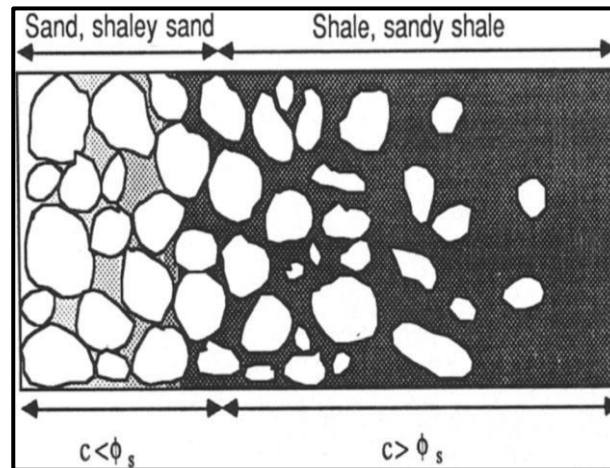


Figura 11.9. Diagrama de la geometría de la mezcla arena-arcilla para el modelo de Marion (Marion, 1992).

La porosidad de la roca para el intervalo cuando la concentración de arcilla es menor a la porosidad de la arena, “ $\Phi_s$ ”, se calcula como:

$$\Phi = \Phi_s - c(1 - \Phi_{sh})$$

Donde “ $\Phi$ ” es la porosidad de la roca, “ $c$ ” es la concentración de la arcilla y “ $\Phi_{sh}$ ” es la porosidad de la arcilla pura. Cuando la arcilla rellena todo el espacio poroso de la arena, entonces la porosidad del sistema se calcula como:

$$\Phi = \Phi_s \Phi_{sh}$$

Y finalmente, cuando la concentración de la arcilla sobrepasa la porosidad de la arenisca, la porosidad del sistema es:

$$\Phi = c\Phi_{sh}$$

La gráfica que relaciona la porosidad con la concentración de arcilla se muestra en la Figura 11.10. El modelo puede ser usado para predecir la porosidad del sistema para

diferentes presiones de confinamiento (que se relaciona con los diferentes valores de porosidad de arena y arcilla).

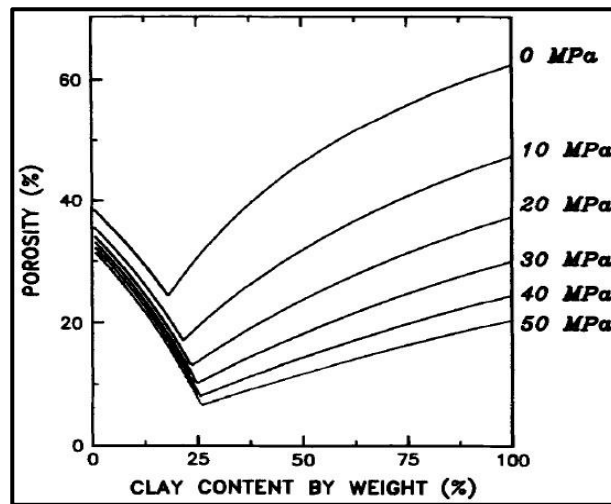


Figura 11.10. Porosidad vs contenido de arcilla calculada con el modelo de Marion (Marion, 1992).

Usando las relaciones de Gassman (cuando la concentración de arcilla es menor a la porosidad de la arena) y el promedio de Reuss (cuando la concentración de arcilla es mayor a la porosidad de la arenisca), es posible determinar las velocidades de ondas “P” y “S” para el modelo descrito. El comportamiento de la velocidad contra el contenido de arcilla se muestra en la Figura 11.11. Cuando el contenido de arcilla es menor que la porosidad de la arena, la velocidad incrementa debido a un aumento en la rigidez del material que llena el espacio poroso de la arenisca. Cuando la porosidad de la arena es menor a la cantidad de arcilla, la velocidad decrece debido a que se reemplaza el material rígido (granos de arenisca) por partículas de arcilla más suaves.

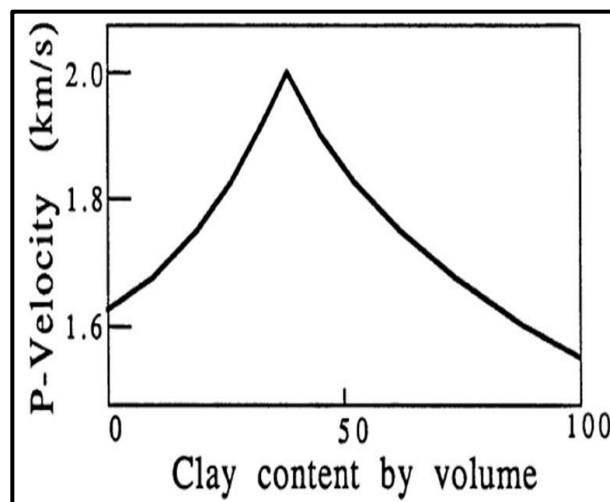


Figura 11.11. Velocidad de onda “P” vs contenido de arcilla (Marion, 1992).

## 11.3 Enfoques prácticos de interpretación de registros de pozo

### 11.3.1 Técnica de análisis estadístico de registros de pozo

La técnica de análisis estadístico de registros de pozo para calcular parámetros de registros de pozo considera la minimización de la función objetivo siguiente (Mitchell y Nelson, 1988):

$$\Delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{(m_i - f_i)^2}{r_i^2 + d_i^2}} \quad (\text{Ec. 11.4})$$

Donde:

- $n$  = Número de ecuaciones relacionadas con la respuesta de los registros de pozo.
- $m_i$  = Medición real de la herramienta “i”.
- $f_i$  = Respuesta teórica de la herramienta “i” calculada con el modelo lineal.
- $r_i^2$  = La varianza del error de la medición de la herramienta “i”.
- $d_i^2$  = La varianza del error de la respuesta teórica de la herramienta “i”.

Las ecuaciones que modelan la respuesta de las herramientas tienen la forma:

$$f_i = \sum_{j=1}^m e_{ij} V_j \quad (\text{Ec. 11.5})$$

Para “ $i = 2, n$ ”.

Donde:

- $V_j$  = Fracción volumétrica de cada componente “j”.
- $m$  = Número de componentes que deben ser resueltos.
- $f_i$  = Es la respuesta teórica de la herramienta “i”.
- $e_{ij}$  = Es la respuesta de la herramienta “i” cuando el medio está conformado por el componente “j”.

En este punto hay que enfatizar que la modelación de la respuesta de las herramientas no puede ser adecuadamente representado por las ecuaciones anteriores debido a que algunas propiedades físicas no pueden ser representadas solamente por el producto indicado. Especialmente, porque las velocidades de ondas “P”, “S” y la

resistividad eléctrica dependen, además, de la microestructura de la roca.

Es posible aplicar diferentes métodos para minimizar las ecuaciones anteriores, tomando en cuenta la restricción fundamental que la suma de los volúmenes de las componentes es igual a 1.

Esta técnica es ampliamente utilizada en la práctica y constituye la base fundamental de una interpretación rápida de registros de pozo, sin embargo, adolece principalmente del problema que la modelación de las propiedades físicas no se puede representar adecuadamente a dichas ecuaciones.

### **11.3.2 Técnica secuencial de evaluación petrofísica usando registros de pozo**

Esta técnica tiene diferentes variantes, pero el concepto fundamental es que la interpretación de los registros de pozo se puede realizar tomando en consideración diferentes modelos para determinar una propiedad petrofísica en particular, tomando en cuenta la relación existente entre esa propiedad física y las características de la roca. La técnica no es adecuada porque no siempre se puede utilizar el mismo modelo para poder obtener alguna de las características de la roca, además, la manera en que se puede modelar la propiedad física no siempre se puede establecer con base en la física relacionada con esta propiedad en particular.

Aunque diferentes autores utilizan diferentes modificaciones a la metodología que se muestra, la mayoría consiste en lo siguiente (Mezzatesta et al., 2006): a) acondicionamiento de los datos para ser utilizados en la interpretación (incluye correcciones ambientales), b) cálculo del volumen de arcilla usando cualquiera de los métodos existentes o una combinación de ellos, c) análisis volumétrico para determinar mineralogía y porosidad y después ocupando algún modelo para la determinación de la saturación de fluidos. Cuando se cuenta con información adicional (núcleos, producción), se “calibran” las determinaciones de propiedades de la roca indicados en los pasos 1-3 y cuando se ajustan los resultados, entonces se considera que se ha llegado a la solución adecuada, Figura 11.12.

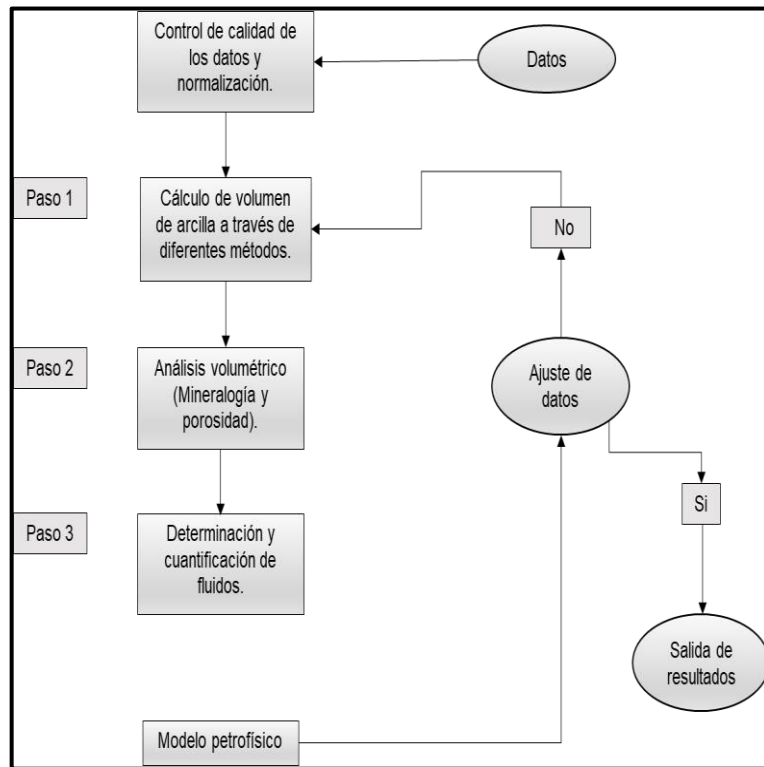


Figura 11.12. Flujo de interpretación petrofísica de registro de pozos (Mezzatesta et al., 2006).

Una metodología usada también de manera comercial, que involucra ligeros cambios en la secuencia de interpretación, es la que se presenta Coconi (Coconi, 2020) y que se enlista a continuación:

- Carga de datos en la plataforma a evaluar los RGP.
- Visualización gráfica de los registros.
- Estimación de la temperatura.
- Obtención del volumen de arcilla con los diferentes RGP.
- Definición de la matriz principal usando gráficas cruzadas.
- Estimación de los tipos de porosidad.
- Valoración o estimación de los exponentes de cementación y saturación.
- Estimación de la resistividad del agua de formación.
- Determinación con los diferentes métodos de la saturación de agua.
- Cálculo del volumen de la matriz principal.
- Cuantificación de la litología.

- Estimación de la permeabilidad (calibración con datos del núcleo).
- Determinación de las zonas de paga.
- Análisis de los resultados generados después de aplicar la secuencia.

El proceso de evaluación petrofísica inicia con la carga de datos en un software de interpretación de registros de pozo y el trazado del gráfico de estos en los carriles de forma adecuada, después se realiza el cálculo de la temperatura de formación y posterior cálculo de volumen de arcilla. Posteriormente se realizan los cálculos de resistividad de agua de formación (tomando en consideración la temperatura de formación), el exponente de cementación (considerando las limitaciones metodológicas ligadas a la ecuación de Archie) y la porosidad de la roca (hay que recordar que se tienen diferentes herramientas que son usadas como fuente de información para este cálculo). Se determina la matriz de la roca a través de gráficos y posteriormente la saturación de agua de la formación usando alguna de las muchas ecuaciones descritas anteriormente.

En este momento es necesario identificar que el cálculo de los parámetros petrofísicos se realiza usando una combinación de modelos y ecuaciones que no tienen nada que ver entre sí. Por ejemplo, el cálculo del volumen de arcilla usando las ecuaciones de Larionov no tienen nada que ver con la ecuación de Archie para determinar la saturación de fluidos. Con los parámetros previamente calculados, se puede ahora calcular el volumen de matriz, se determina la litología, se estima la permeabilidad y las zonas de paga para finalmente analizar y validar los resultados. Hay que mencionar que modificaciones a este flujo de trabajo pueden realizarse y depende de la información disponible, del software de interpretación con que se cuente y la experiencia del intérprete.

Un problema fundamental en el uso de este tipo de metodología es que se aplica para la evaluación petrofísica en formaciones clásticas y formaciones carbonatadas, sin tomar en consideración las características petrofísicas particulares de cada tipo de roca. Por ello, se mostrarán otro tipo de modelos que toman en cuenta estas características particulares y que representan una alternativa de interpretación petrofísica.

## 11.4 Modelo Mezzatesta (2006) para formaciones clásticas

Un modelo desarrollado que toma en cuenta los diferentes tipos de distribución de arcilla se muestra en Mezzatesta et al., (Mezzatesta et al., 2006). En el modelo se considera que la roca está conformada por la intercalación de lutita laminar y arena. La arena se divide en 2 partes, la primera conformada por material sólido (matriz y arcilla estructural) y la de los poros que considera la presencia de arcilla dispersa, agua irreducible, agua movable y los hidrocarburos, Figura 11.13.

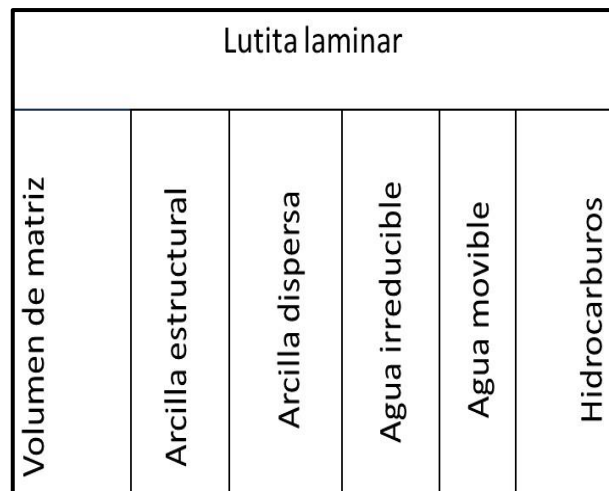


Figura 11.13. Volumetría del modelo petrofísico de Mezzatesta (Mezzatesta et al., 2006).

La modelación de las propiedades físicas se lleva a cabo definiendo el carácter de cantidad escalar (densidad, emisión radioactiva gamma, respuesta de neutrón o resonancia magnética nuclear) o tensorial (mediciones eléctricas y acústicas) de las propiedades físicas. Es interesante que las ecuaciones que se usan para modelar las componentes de conductividad horizontal y vertical para la intercalación de la arena y lutita laminar tomen en cuenta el volumen de arcilla y la conductividad de las componentes a través de la ecuación anteriormente vista para la conductividad horizontal y la ecuación siguiente para la conductividad vertical, Ec. 11.6.

$$\frac{1}{C_v} = \frac{V_{sh}}{C_{sh}} + \frac{1-V_{sh}}{C_{sd}} \text{ (Ec. 11.6)}$$

La conductividad de la arena, “ $C_{sd}$ ” en la Ec. 11.7 se determina como función del volumen de arcilla dispersa en la arena, “ $V_{shdsd}$ ”, la porosidad efectiva de la arena, “ $\Phi_{esd}$ ”, saturación de agua efectiva en la arenisca, “ $S_{wesd}$ ”, y un vector, “ $p$ ”, que depende del exponente de cementación, exponente de saturación, conductividad del agua en los poros de la arena y la conductividad de la arcilla dispersa.

$$C_{sd} = F(V_{shdsd}, \Phi_{esd}, S_{wesd}, P) \text{ (Ec. 11.7)}$$

$$\text{Con } P = (m, n, C_w, C_{shd}, \dots)$$

Nótese que el volumen de arcilla dispersa aparece en la Ec 11.7. Es importante porque la arcilla es no es un fluido, pero se considera dentro del sistema poroso que se supone en otros modelos que sólo contiene fluidos, también hay que notar que la conductividad de agua en la arena se calcula en términos de la propiedad intrínseca en la fracción de arena denotada con el subíndice “sd”. Esto es importante porque los fluidos en los poros de la fracción arenisca pueden tener propiedades diferentes a las que se tienen en los poros de las arcillas.

La determinación de los volúmenes mineralógicos se realiza resolviendo el problema de inversión tal como se ha mencionado anteriormente.

La ventaja fundamental del modelo descrito es que se propone una metodología que permite simultáneamente integrar datos de registros de pozo escalares y tensoriales en un proceso de interpretación consistente ya que no mezcla diferentes modelos en la determinación de los volúmenes de la roca, aunque adolece del problema que en la determinación del vector “P” se tienen parámetros empíricos de Archie.

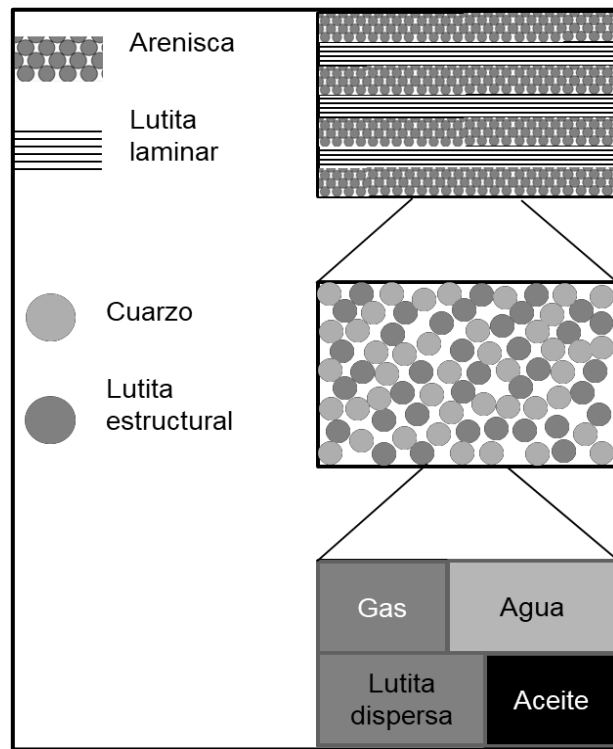
## **11.5 Modelo jerárquico de formaciones clásticas**

Una roca clástica puede ser caracterizada en función de la distribución de arcilla considerando el lugar en donde se encuentre (distribución de arcilla laminar, estructural y dispersa). Debido a que la resolución vertical de los registros convencionales de pozo se encuentra en el rango de 30 a 80 [cm], es posible que existan intercalaciones de arenisca con arcilla laminar con espesores menores, dando lugar a que sea posible considerar el nivel superior que se muestra en la Figura 11.14.



El modelo petrofísico mostrado permite considerar la posición de cada tipo de distribución de arcilla y tiene como característica principal que es posible determinar las propiedades físicas por cada uno de los niveles de homogeneización y sustituir las propiedades físicas en el nivel superior. Para que esto se pueda realizar, es necesario conocer la forma geométrica de cada una de las componentes del modelo petrofísico.

Las propiedades físicas efectivas que caracterizan cada uno de los niveles de homogeneización se determinan con base en un vector de propiedades físicas de cada uno de los componentes del modelo. Cada uno de los elementos del vector de propiedades definen la propiedad física de cada componente, por ejemplo, el cuarzo puede ser caracterizado a través del vector cuarzo:  $(\phi_{Nqz}, GR_{qz}, R_{qz}, \Delta_{tpqz}, \Delta_{tsqz}, \rho_{qz}, \alpha_{qz})$ .



*Figura 11.14. Modelo petrofísico jerárquico para las rocas clásticas (Aquino, 2011).*

Como ejemplo, los valores asociados a cada propiedad física que caracteriza al cuarzo son:  $\phi_{Nqz} = 0.02$ ,  $GR_{qz} = 0$  [API],  $R_{qz} = 1 \times 10^{14}$  [Ohmm],  $\Delta_{tpqz} = 51$ ,  $\Delta_{tsqz} = 74$  [us/ft],  $\rho_{qz} = 2.65$  [g/cm<sup>3</sup>].

El parámetro “ $\alpha_{qz}$ ” es el que se refiere a la forma geométrica de la componente cuarzo y se define, de acuerdo con lo mostrado en la Figura 11.15 y las formas de las componentes (razón de aspecto) del modelo han sido determinadas en Aquino et al., 2011 y Aquino et al., 2015. Las relaciones de aspecto se definen, en función de las distancias como:

$$\alpha_1 = \frac{a_z}{a_y} \text{ y } \alpha_2 = \frac{a_z}{a_x}$$

Estas formas se determinan para cada una de las componentes de la roca. Las formas para los poros (subíndice p) y los granos (subíndice g), como función de la porosidad (rango de 3 a 30%), se muestran en la Tabla 11.1.

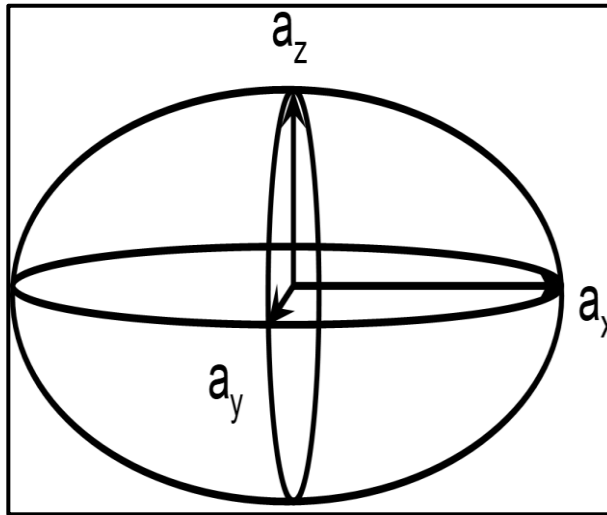


Figura 11.15. Definición de la forma geométrica de las componentes (Aquino et al., 2011).

Razón de aspecto	Ecuación de aproximación
$\alpha_{g1}$	1
$\alpha_{g2}$	$-3.9764\phi^2 + 2.0118\phi + 0.0066$
$\alpha_{p1}$	$-0.6482\phi^2 + 0.3469\phi + 0.0017$
$\alpha_{p2}$	$-2.5376\phi^2 + 1.3702\phi + 0.0038$

Tabla 11.1. Ecuaciones que relacionan la razón de aspecto para poros y granos en areniscas limpias como función de la porosidad (Aquino et al., 2011).

La forma de las arcillas se define considerando que las distancias “ $a_z$ ” y “ $a_y$ ” son iguales, por lo que sólo se tiene una razón de aspecto que corresponde a 0.3 para el caso de la arcilla estructural y de 0.1 para la arcilla dispersa. Debido a la distribución de la arcilla laminar, no se requiere la forma para modelar las propiedades físicas. Finalmente, se considera que las formas de los fluidos tienen razón de aspecto de 1.

La determinación de las propiedades físicas se realiza usando métodos micromecánicos que consideran que el tamaño de cada componente del medio, representado por el modelo petrofísico mostrado en la Figura 11.14, es mucho más pequeño que el volumen de la muestra. Para la modelación de las propiedades efectivas (propiedades que se comparan con lo que las herramientas de registros de pozo miden), se ocupan los métodos de medio efectivo (medio efectivo diferencial y aproximación de medio efectivo) para cada uno de los niveles de homogeneización. El procedimiento de cálculo de propiedades físicas se realiza empezando con el nivel de homogeneización inferior, es decir, se toman en consideración las componentes dentro de los poros y los cálculos se sustituyen en el nivel intermedio. En este proceso se ocupan los métodos micromecánicos para la simulación de las propiedades físicas. En la última parte, se sustituyen los valores de las propiedades físicas obtenidas como las correspondientes de la arena y se ocupa una relación volumétrica para considerarla como intercalación con la lutita laminar.

Los métodos micromecánicos han sido usados para la simulación de propiedades físicas en rocas clásticas (Sheng, 1991; Berge et al., 1993; Aquino et al., 2011, 2015, 2017) y en rocas carbonatadas (Kazatchenko et al., 2004, 2006), demostrándose su aplicabilidad en la evaluación de formaciones.

La importancia de aplicar el modelo petrofísico jerárquico mostrado con anterioridad radica en que las propiedades físicas que se miden en los pozos generan diferente respuesta (firma de los registros) cuando la roca contiene diferente distribución de arcilla. Cuando una arenisca limpia que tiene tiempo de tránsito de onda “P” de 70 [us/ft] contiene cierta cantidad de arcilla, el tiempo de tránsito de onda “P” de la roca, varía dependiendo de la cantidad y distribución de arcilla, Figura 11.16.

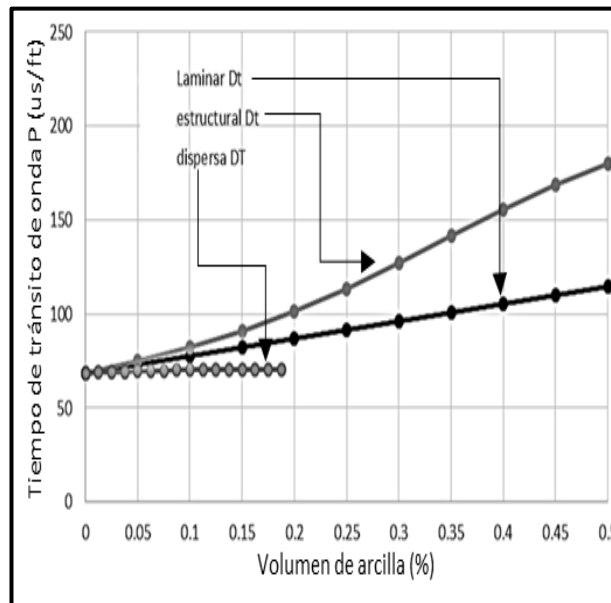


Figura 11.16. Tiempo de tránsito de una onda “P” en una formación clástica con diferentes distribuciones de arcilla (Modificado por Landa Elizalde et al., 2024).

Diferentes distribuciones de arcilla alteran la densidad de una roca como se muestra en la Figura 11.17. La densidad de la arenisca es  $2.2 \text{ [g/cm}^3\text{]}$  y cuando hay presencia de arcilla dispersa, ésta sustituye el fluido en los poros y por ello la densidad de la roca aumenta, caso contrario a lo que sucede con la arcilla estructural que, al sustituir granos de cuarzo, hace que la densidad de la roca disminuya. El caso de la presencia de arcilla laminar es interesante porque la arcilla puede sustituir granos de la arena y también poros, por lo que se puede tener incremento o decremento de la densidad volumétrica.

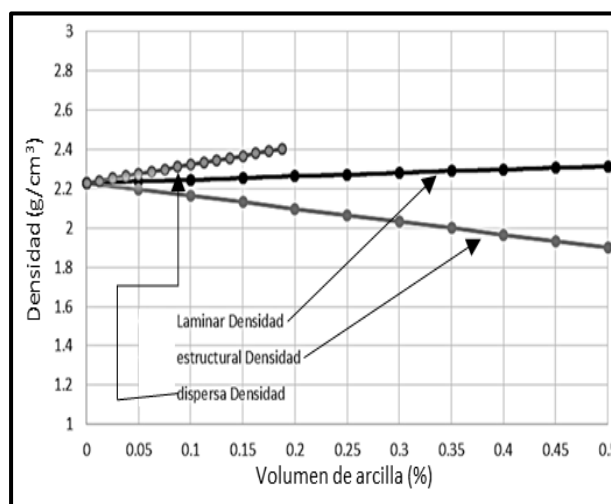


Figura 11.17. Densidad volumétrica en una formación clástica con diferentes distribuciones de arcilla (Modificado; Landa Elizalde et al., 2024).

Cuando la resistividad de la arcilla es mayor que el agua de la formación se puede identificar que la resistividad de la roca aumenta, conforme aumenta la arcilla dispersa, Figura 11.18. Esto se explica porque un elemento más resistivo sustituye un material conductor eléctrico. Caso contrario se observa cuando hay presencia de arcilla estructural ya que en este caso se sustituye material resistivo con material conductor, por eso, la resistividad disminuye conforme aumenta la cantidad de arcilla estructural. El caso de presencia de arcilla laminar es particularmente importante de analizar ya que se sustituye una parte de la arenisca constituida de granos de matriz y otra parte del sistema poroso. En esta situación, se podría tener un incremento o decremento en la resistividad eléctrica conforme aumenta la cantidad de arcilla laminar. Otro punto importante es que cuando se tiene este tipo de distribución de arcilla, se presenta el fenómeno de anisotropía, debido a que la intercalación de arenas y lutita laminar forma un medio transversalmente isótropo.

La porosidad total de la roca depende de la porosidad de la parte arenosa y la distribución de arcilla debido a que la arcilla misma tiene una porosidad a la que es sensible la herramienta de porosidad neutrón. Cuando la formación es limpia con una porosidad de 25%, la presencia de arcilla dispersa reduce la porosidad total debido a que hay material sólido dentro del sistema poroso de la roca, contrario a esto, la presencia de arcilla estructural aumenta la porosidad total ya que se sustituyen con arcilla los granos de cuarzo.

En el caso de la arcilla laminar, la disminución o incremento en la en la porosidad está en función del reemplazo de material de la arena por la presencia de arcilla, Figura 11.19.

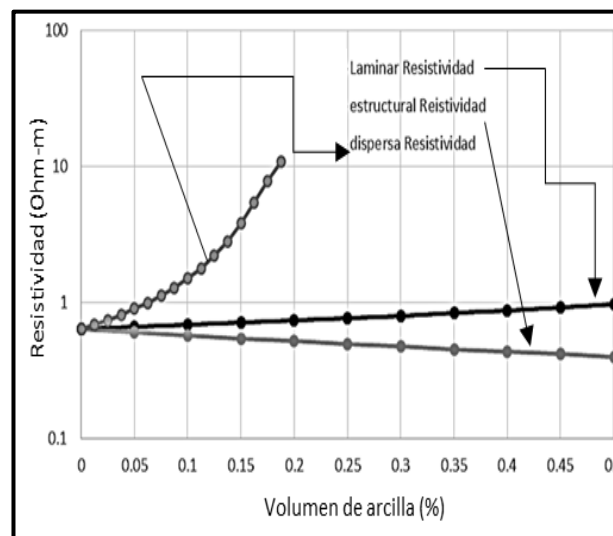


Figura 11.18. Resistividad eléctrica en una formación clástica con diferentes distribuciones de arcilla. (Modificado; Landa Elizalde et al, 2024).

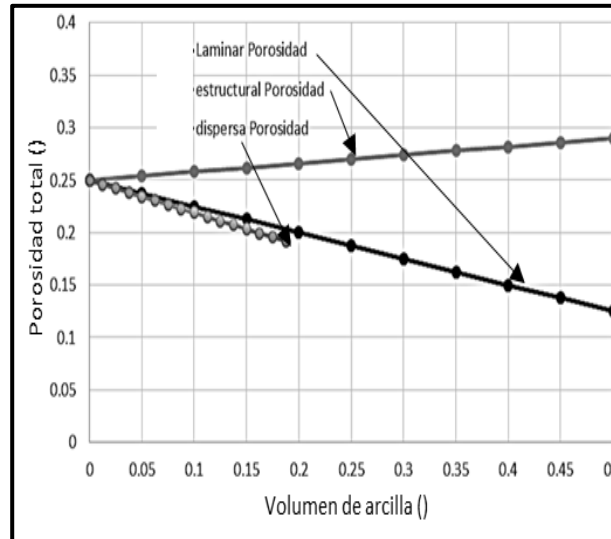


Figura 11.19. Porosidad total en una formación clástica con diferentes distribuciones de arcilla (Modificado; Landa Elizalde et al., 2024).

La determinación de la saturación de agua es un problema en la evaluación petrofísica de las formaciones clásticas, ya que al variar las propiedades físicas (resistividad eléctrica, velocidad de onda “P”, densidad volumétrica y porosidad neutrón) como función de la distribución de arcilla, no es posible tener certeza de la saturación de fluidos, usando modelos que no toman en cuenta esta situación de distribución espacial de arcilla. Por eso, la aplicación del modelo petrofísico jerárquico mostrado anteriormente requiere el uso del método de inversión, tomando en consideración todas las propiedades físicas que se modelan basado en el mismo principio físico y con los mismos métodos. Para esto, se resuelve la función objetivo que difiere ligeramente de las anteriores aplicadas al mismo objetivo:

$$\begin{aligned}
 F_k(S_{hc}, V_{dis}, V_{est}, V_{lam}, \Phi_{sh}, \Phi_{sd}) &= W_{GR}(GR - GR^*)^2 + W_{\rho}(\rho - \rho^*)^2 + W_{\Phi}(\Phi_t - \Phi_t^*)^2 \\
 &+ W_{vp}(V_p - V_p^*)^2 + W_{vs}(V_s - V_s^*)^2 + W_R(\log R - \log R^*)^2
 \end{aligned}$$

Donde:

- $S_{hc}$  = Contenido de hidrocarburos en el sistema poroso de la arenisca.
- $V_{dis}$  = Volumen de arcilla dispersa.
- $V_{est}$  = Volumen de arcilla estructural.
- $V_{lam}$  = Volumen de arcilla laminar.
- $\Phi_{sh}$  = Porosidad de la lutita.
- $\Phi_{sd}$  = Porosidad de la arenisca.
- $W_x$  = Pesos que se asignan a cada una de las propiedades físicas y que se pueden determinar tomando como base la dispersión de datos de las mediciones.

Es importante observar que la información de resistividad se toma en consideración en escala logarítmica porque se toma en cuenta la distribución de los datos y la resistividad puede tener variaciones muy grandes para diferentes condiciones de roca.

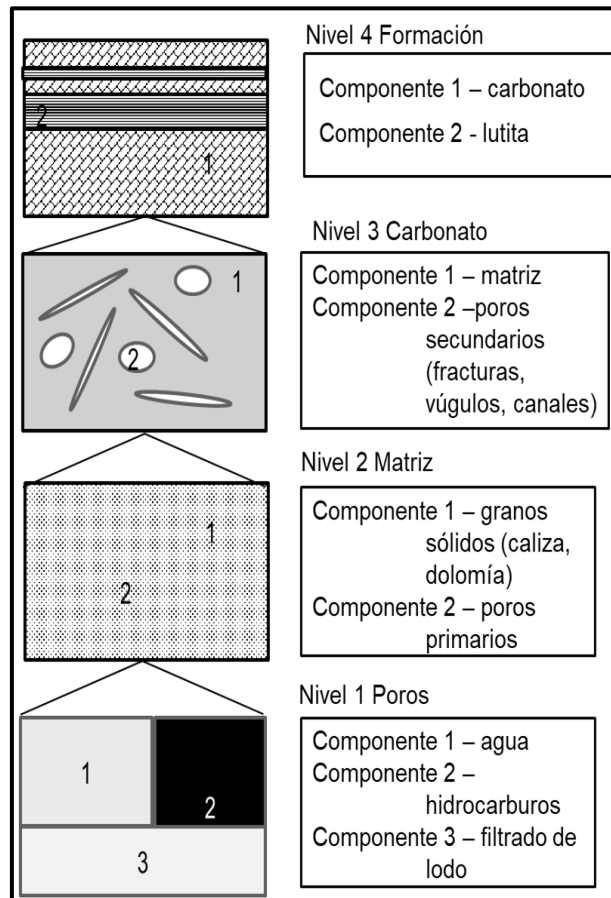
El resultado de la interpretación queda definido a través de la minimización de la función objetivo, en donde la simulación numérica de las propiedades físicas se realiza tomando en consideración las propiedades geométricas de las componentes de la roca y 1 solo modelo petrofísico, por lo que se considera que la evaluación es más adecuada que la que se obtiene con otros métodos.

## 11.6 Modelo jerárquico de formaciones carbonatadas

Las rocas carbonatadas pueden ser conceptualizadas a través de dos sistemas de poros con escalas, distribución espacial y formas diferentes. A esto diferentes autores lo conocen como medios de doble porosidad (Lucia, 1999) en donde se define el sistema de poros primarios con tamaños del orden de 30-50 [um] y los poros secundarios de tamaños del orden de 30-50 [um] y los poros secundarios de tamaños del orden de 0.5-50 [mm] (Bagrinsteva, 1999). Los poros secundarios pueden ser diferenciados por su forma (a través de elipsoides triaxiales) y se pueden caracterizar como vórgulos o fracturas.

El modelo petrofísico para caracterizar las formaciones carbonatadas, Figura 11.20, considera un marco sólido compuesto por granos y poros primarios con parámetros físicos efectivos (nivel 2) y superpuestos poros secundarios como inclusiones con

diferentes formas (nivel 3). Todos los poros pueden tener los componentes indicados en el nivel 1 (agua, hidrocarburos y filtrado de lodo). El nivel 4 considera intercalaciones de lutita con capas de carbonato.



*Figura 11.20. Modelo petrofísico jerárquico para formaciones carbonatadas (Modificado; Landa Elizalde et al., 2024).*

Las formas de los granos, matriz, y los poros secundarios son aproximados como elipsoides triaxiales. Las formas de los poros secundarios, definidos por diferentes relaciones de aspecto pueden representar vórgulos o fracturas. El modelo petrofísico permite identificar las variaciones de las propiedades elásticas y eléctricas debido a la presencia de diferentes sistemas porosos secundarios.



En la Figura 11.21 se muestra el efecto que tiene la presencia de vúgulos o fracturas en el módulo de compresibilidad de la roca. Si la porosidad total de la roca es de 10% y se considera que no hay porosidad secundaria, el módulo "K" tiene valor de 48 [GPa]. Si se considera ahora que hay 1% de vúgulos para la misma porosidad total, entonces el módulo cambia a 57 [GPa]. Observe que con la presencia de 1% de vúgulos, el cambio en "K" es de 9 [GPa]. Si ahora consideramos que la roca tiene 0.3% de fracturas, y el 9.7% está relacionado con la porosidad primaria, entonces el valor de "K" es de 40 [GPa]. Es importante reconocer que la presencia de una cantidad relativamente pequeña de fracturas genera una variación de casi 17 [GPa] en el valor de módulo de compresibilidad.

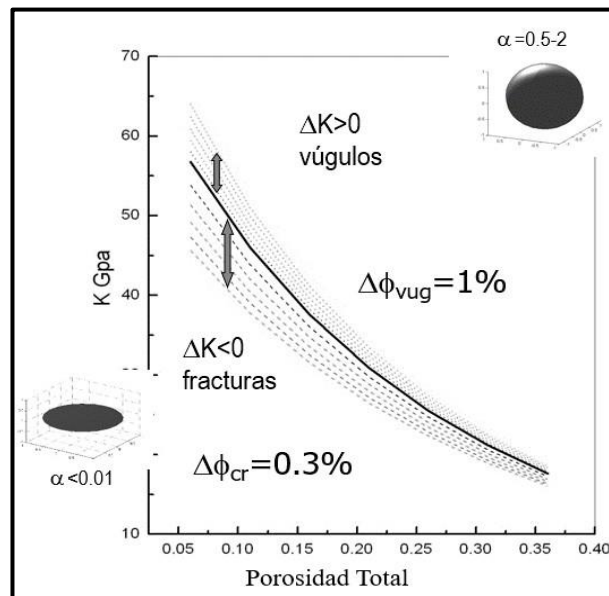


Figura 11.21. Variación del módulo de compresibilidad respecto a cambios en la porosidad total cuando la roca carbonatada contiene vúgulos y/o fracturas (Modificado; Landa Elizalde et al., 2024).

El módulo "G" tiene variaciones más drásticas para las mismas cantidades de vúgulos y fracturas discutidas en el párrafo anterior y se muestran en la Figura 11.22. Se debe recordar que las velocidades de ondas "P" y "S" estn relacionados con los módulos elásticos por lo que las variaciones observadas, pueden ser observables en las mediciones de tiempos de tránsito.

La sensibilidad que tienen los módulos elásticos ante la presencia de poros secundarios, también se observa en la determinación del factor de formación. Este parámetro también es sensible a los tipos de porosidad secundaria, Figura 11.23.

Debe observarse que la escala en la que se representa el factor de formación es logarítmica por lo que el cambio cuando se tienen diferentes tipos de poros secundarios se enfatiza.

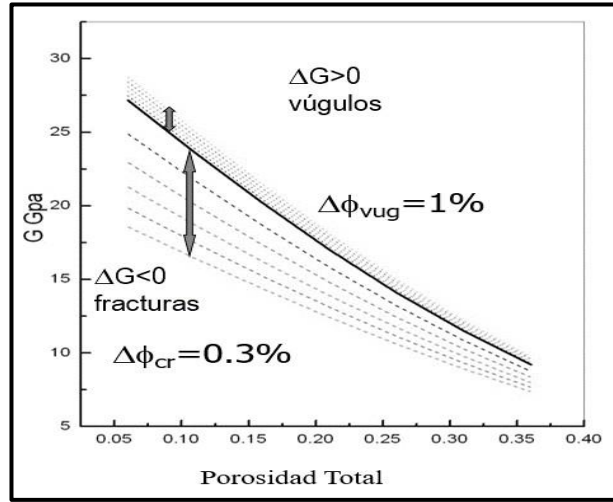


Figura 11.22. Variación del módulo "G" respecto a cambios en la porosidad total cuando la roca carbonatada contiene vugulos y/o fracturas (Modificado; Landa Elizalde et al., 2024).

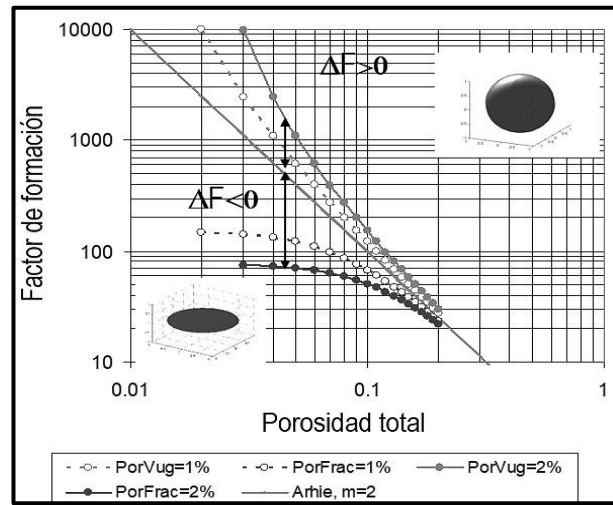


Figura 11.23. Variación del factor de formación respecto a cambios en la porosidad total cuando la roca carbonatada contiene vugulos y/o fracturas (Modificado; Landa Elizalde et al., 2024).

La conclusión del análisis presentado en los párrafos anteriores es que el modelo petrofísico para formaciones carbonatadas es capaz de identificar la variación de las propiedades físicas medidas con los registros de pozo, debido a la presencia de diferentes tipos de poros secundarios y, por tanto, significa que es posible, usando este modelo, cuantificar la presencia de vugulos y fracturas.

## Referencias

- Aquino-López, A., Mousatov, A., & Markov, M. (2011).** Model of sand formations for joint simulation of elastic moduli and electrical conductivity. *Journal of Geophysics and Engineering*, 8(4), 568-578 pp.
- Aquino-López, A., Mousatov, A., Markov, M., & Kazatchenko, E. (2015).** Modeling and inversion of elastic wave velocities and electrical conductivity in elastic formations with structural and dispersed shales. *Journal of Applied Geophysics*, 116, 28-42 pp.
- Aquino-López, A., Mousatov, A., Markov, M., & Kazatchenko, E. (2017).** Determination of the laminar, structural, and dispersed shale volumes using a joint inversion of conventional logs: American Association of Petroleum Geologists Search and Discovery Article 41944, 15 pp.
- Archie, G. (1942).** The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Transactions of the AIME*, 146(01), 54-62 pp.
- Archie, G. (1950).** Introduction to petrophysics of reservoir rocks. *AAPG bulletin*, 34(5), 943-961.
- Bagrintseva, K. (1999).** Conditions of generation and properties of carbonate reservoirs of oil and gas. RGGU, Moscow. (in Russian).
- Berg, C. (1995).** A simple, effective-medium model for water saturation in porous rocks. *Geophysics*, 60(4), 1070-1080 pp.
- Han, D. H., Nur, A., & Morgan, D. (1986).** Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones. *Geophysics*, 51(11), 2093-2107 pp.
- Kazatchenko, E., Markov, M., & Mousatov, A. (2004).** Joint modeling of acoustic velocities and electrical conductivity from unified microstructure of rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 109 (B1).
- Kazatchenko, E., Markov, M., Mousatov, A., & Parra, J. (2006).** Carbonate microstructure determination by inversion of acoustic and electrical data: application to a South Florida Aquifer. *Journal of applied geophysics*, 59(1), 1-15 pp.
- Kazatchenko, E., Markov, M., & Mousatov, A. (2006).** Simulation of acoustic velocities, electrical and thermal conductivities using unified pore-structure model of double-porosity carbonate rocks. *Journal of Applied Geophysics*, 59(1), 16-35 pp.
- Kazatchenko, E., Markov, M., Pervago, E., & Mousatov, A. (2011).** Inversion of Physical Properties for Determining the Microstructure of Natural Composites.
- Lucia, F. J. (1999).** Carbonate reservoir characterization. Springer.
- Markov, M., Kazatchenko, E., & Mousatov, A. (2006).** Compressional And Shear Wave Velocities In Multicomponent Carbonate Media As Porosity Functions. In *SPWLA Annual Logging Symposium* (pp. SPWLA-2006). SPWLA.
- Marion, D. P. (1990).** Acoustical, mechanical, and transport properties of sediments and granular materials. Stanford University.
- Marion, D., Nur, A., Yin, H., & Han, D. H. (1992).** Compressional velocity and porosity in sand-clay mixtures. *Geophysics*, 57(4), 554-563 pp.

**Mezzatesta, A. G., & Méndez, E. R. A Novel. (2006).** Approach to Numerical Integration of Conventional, Multi-Component Induction, and Magnetic Resonance Data in Thinly Bedded Sand-Shale Systems.

**Mitchell, W. K., & Nelson, R. J. (1988).** A practical approach to statistical log analysis. In SPWLA Annual Logging Symposium (pp. SPWLA-1988). SPWLA.

**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 pp.

**Schön, J. (2011).** Physical properties of rocks: A workbook (Vol. 8). Elsevier.

**Sheng, P. (1991).** Consistent modeling of the electrical and elastic properties of sedimentary rocks: *Geophysics*, vol. 56, 1236–1243 pp.

**Waxman, M. H., & Smits, L. J. M. (1968).** Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 8(02), 107-122 pp.

**Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., and Gardner, L.W. (1956).** Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media: *Geophysics*, 21, 41-70.

## Capítulo 12

# Integración de resultados del registro de hidrocarburos, núcleos y láminas

Iza Canales García, Juan Andrés Campos Torres, Jesús Javier Vázquez Fuentes

### Sumario

- 12.1 Registros de hidrocarburos
- 12.2 Análisis de núcleos
- 12.3 Análisis de láminas delgadas
- 12.4 Definiciones
- Referencias

### 12.1 Registros de hidrocarburos

Desde hace varias décadas, el principal problema que se tenía en las perforaciones petroleras para la búsqueda de hidrocarburos de carácter científico y económico a lo largo de todo el mundo se centraba en poder conocer con detalle la presencia de hidrocarburos en aquellas secciones o intervalos que se estuvieran perforando simultáneamente junto con la construcción de un pozo petrolero, por lo tanto, la oportuna detección de las manifestaciones de hidrocarburos contenidos en dichos intervalos permitiría asignarle un valor económico a la sección que se estuviera atravesando y por ende al pozo en sí, esto con la finalidad de realizar en dichas secciones los procedimientos más adecuados para poder probar su potencial productor de hidrocarburos (Ricco, 2012).

Desde los comienzos de la industria petrolera a nivel mundial y hasta hace apenas algunos años, dentro de los trabajos que se realizaban en pozos exploratorios, la detección de las manifestaciones en posibles intervalos con contenido de hidrocarburos (gas y aceite), en aquellas secciones que eran atravesadas por un pozo, se realizaban en un comienzo de forma experimental por medio de la observación directa, y la utilización de los sentidos (por medio del olor y el sabor del lodo de perforación), así como también por medio del análisis de los recortes de fondo de pozo que se obtenían en las presas de lodo. Sin embargo, con el paso de los años se han vuelto cada vez más complejas las labores de exploración en mar y en tierra,

y ahora se llevan a cabo en ambientes cada vez más complejos, por lo que la oportuna identificación de las manifestaciones igualmente se ha dificultado. Estas manifestaciones pueden presentarse de múltiples maneras, algunas obvias y fáciles de interpretar, y otras extremadamente sutiles, engañosas y con alto grado de dificultad en su interpretación (Ricco, 2012).

Debido a estas limitantes, es que surgen los registros de hidrocarburos junto con los registros de parámetros de perforación en tiempo real, los cuáles constituyen una de las principales técnicas de registros aplicables dentro de la industria petrolera para la realización de mediciones en tiempo real de los parámetros que se ven involucrados en los pozos petroleros, la detección de manifestaciones de hidrocarburos en tiempo real, así como también un oportuno análisis de los fluidos y gases involucrados en las pruebas de producción. Generalmente a este tipo de registros se le da un mayor peso e importancia, particularmente en aquellas perforaciones que son de carácter “exploratorio”, ya que en tales perforaciones es donde se tendrán las mayores incertidumbres sobre las condiciones en las que se encuentran las rocas y las formaciones a profundidad, así como los yacimientos a localizar. Sin embargo, su aplicación no se restringe a solo operar en este tipo de perforaciones, sino que pueden ser adquiridos en todo tipo de perforaciones, en cualquier ambiente ya sea en tierra o en mar, y con cualquier tipo de lodo de perforación utilizado.

Se le podría considerar como una herramienta esencial en la perforación, ya que la información técnica que se genera, ayuda no solo para la evaluación de las formaciones geológicas, sino que además proporciona los medios para cumplir con funciones de vital importancia como lo son la vigilancia en materia de seguridad del pozo, y la economía en los pozos. Dicho esto, se le podría considerar finalmente como una técnica de exploración que se ha llevado a cabo en la industria petrolera por más de medio siglo en pozos y en perforaciones a nivel mundial con óptimos resultados, haciendo actualmente de la técnica, una de las actividades claves en la búsqueda de hidrocarburos.

En México particularmente, su desarrollo dentro de la industria petrolera nacional data apenas del siglo pasado, a pesar de que a nivel mundial ya era conocido el método, teniendo su comienzo en territorio nacional a finales de la década de los 40, poco después de que se diera la Expropiación Petrolera (1938) por medio de la empresa ROTENCO, la cual brinda dicho servicio a su principal cliente, PEMEX Exploración y Producción, sin embargo, al no

darse abasto debido a la gran cantidad de pozos existentes en territorio nacional y aquellos existentes en aguas nacionales, es como surge por dicha necesidad, otra empresa de servicios denominada The Mudlogging Company México S.A. de C.V. Esta empresa, al igual que su principal competidora ROTENCO, se forjó como una empresa de servicios que provee de registros de hidrocarburos a la industria petrolera, y su origen se dio en Austin Texas, siendo The Mudlogging Company México su filial en el territorio nacional al servicio de PEMEX Exploración y Producción (Ricco, 2012). Un ejemplo de registro se muestra en la Figura 12.1

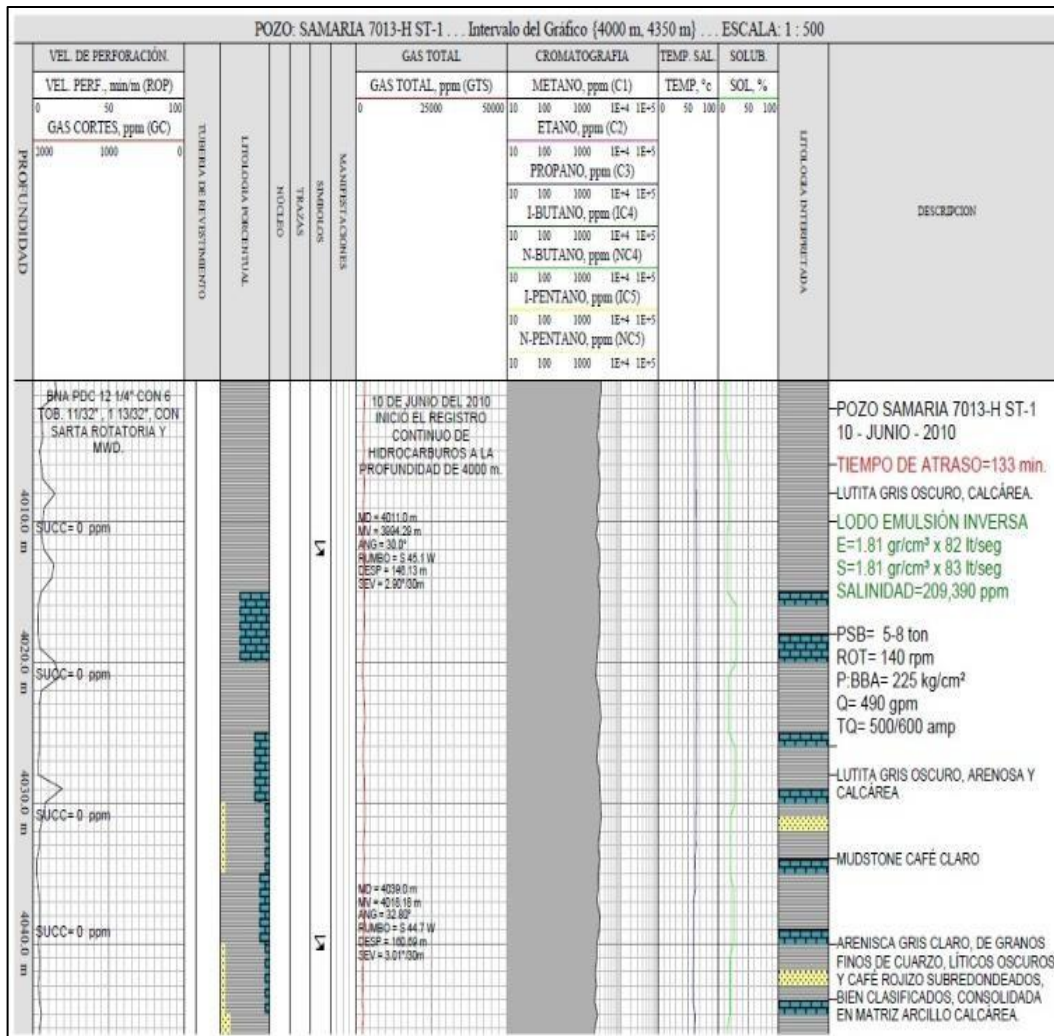


Figura 12.1 Ejemplo de un registro de hidrocarburos tomado en el pozo Samaria 7013H ST-1 en Villahermosa, Tabasco (The Mudlogging Company Mexico, 2010).

**Razón de ser de los registros de hidrocarburos.** La información que se obtiene a partir de los registros de hidrocarburos es de naturaleza cuantitativa, ya que los resultados obtenidos

se encuentran sujetos a varios factores que influyen en la magnitud de las manifestaciones de aceite y de gas. Dichos valores serán proporcionales a la cantidad de fluidos que tenga la formación, siempre y cuando se evalúen oportunamente los problemas que puedan afectarlos. Por ello, los registros de hidrocarburos como técnica de registros en los pozos petroleros son primordiales en los trabajos exploratorios ya que reducen considerablemente los riesgos de descontrol del pozo al momento de la perforación, siendo crucial la información que proporcionan para la seguridad del personal, de las instalaciones y del mismo pozo. Entre las principales funciones que tienen los registros de hidrocarburos, destacan varios puntos:

- Sirven para el monitoreo de los parámetros de perforación en tiempo real, y la detección oportuna de zonas de geopresiones anormales o subnormales (lo que reduce el riesgo de descontrol o pérdida de lodo).
- Permiten aumentar la seguridad (del personal y del pozo mismo).
- Impactan económicamente al permitir optimizar los costos de perforación (evitar realizar gastos de pruebas no necesarios en intervalos no productores, dando información oportuna).
- Proveen de una detallada evaluación de las formaciones geológicas metro a metro, y el descubrimiento de nuevos horizontes petrolíferos, así como también una evaluación de los fluidos en las pruebas de producción.

**Parámetros de perforación involucrados en los registros de hidrocarburos.** Al momento en que se está perforando un pozo petrolero, cada uno de los parámetros de perforación que intervienen en el proceso (velocidad de perforación, peso sobre la barrena, niveles de las presas de lodo, profundidad total, emboladas totales de la bomba, etc.), es monitoreado en tiempo real, y al mismo tiempo es registrado en forma de gráficas, reportes y tablas numéricas que proporcionan información sobre las propiedades físicas y químicas de las rocas que están siendo recortadas, así como el tipo de fluidos que acompañan dichos recortes.



Esto se logra mediante la utilización de una unidad de registros de hidrocarburos, por medio de la cual es posible obtener la siguiente información, a partir de los recortes recuperados del lodo de perforación:

- Variaciones en la velocidad de penetración.
- Detección de gas en el lodo de perforación.
- Análisis cromatográfico del lodo de perforación.
- Detección de gas y/o aceite en los recortes de canal.
- Descripción litológica de los recortes de canal.
- Porosidad visual de las muestras de canal.
- Determinaciones paleontológicas para correlaciones bioestratigráficas.
- Fluorescencia en las muestras de canal.
- Solubilidad de las muestras de canal en rocas tipo carbonatadas.
- Conductividad y/o resistividad del lodo de perforación.
- Detección de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

**Ventajas y aplicaciones del registro de hidrocarburos.** El registro de hidrocarburos como se ha mencionado ya tiene funciones esenciales dentro de las labores de perforación exploratoria ya que es una de las herramientas más útiles en la identificación de zonas de presiones anormales, control de la magnitud de las manifestaciones de hidrocarburos, identificación de zonas potencialmente productoras de hidrocarburos, y brindar seguridad para todo los equipos, maquinaria y personal que labora en las torres y plataformas petroleras.

De acuerdo con (Ricco, 2012), para poder tener una mejor comprensión de las ventajas que brinda el registro de hidrocarburos, podemos dividir sus funciones dentro de tres grupos principales: seguridad, ecología y economía.

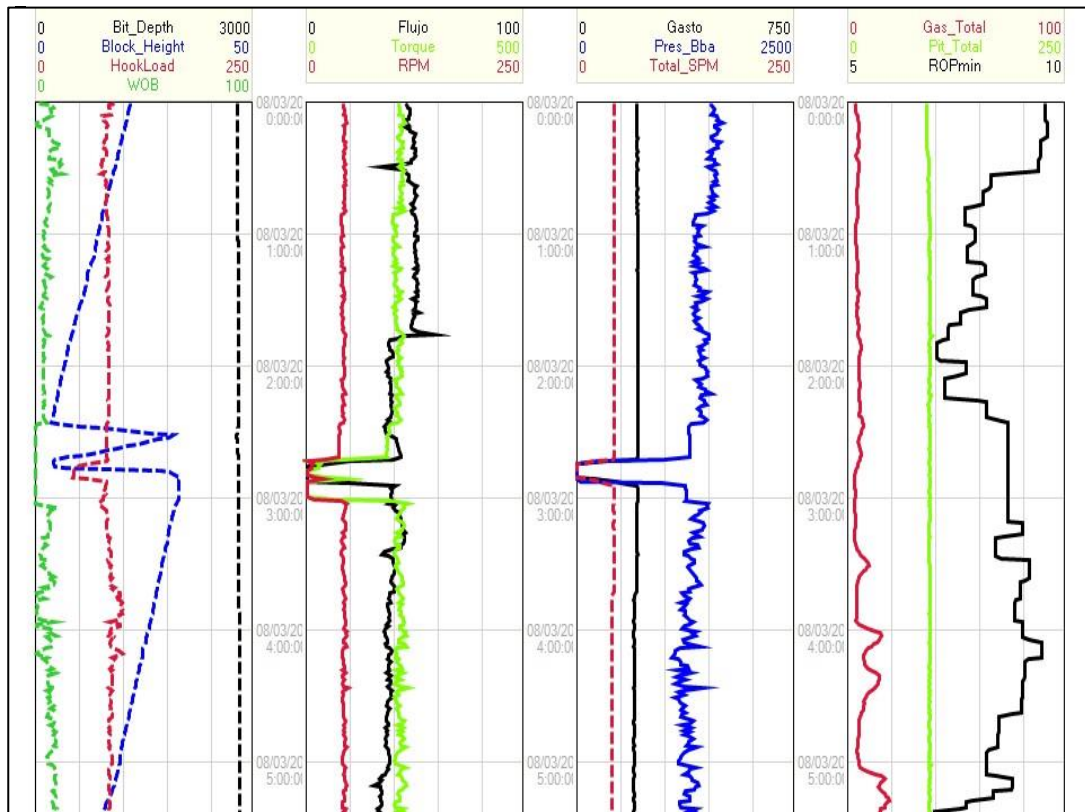
- **Seguridad:** Los registros de HCS ayudan en la detección y ubicación de las profundidades de todas y cada una de las acumulaciones de hidrocarburos y/o de cualquier fluido de formación. Son también de utilidad en la evaluación de geopresiones, lo que auxilia en la predicción de zonas de máxima presión de formación.

Monitorea constantemente la presencia de combustibles y gases tóxicos que podrían causar graves daños de salud a la gente que labora en el pozo. Permiten monitorear constantemente los niveles del lodo de perforación en las presas de lodo, para detectar con ello las posibles pérdidas o ganancias de los fluidos provenientes de las formaciones.

- **Economía:** Durante las labores de perforación, toda operación que involucre la realización de actividades que demoren el programa de perforación, implica elevar muchísimo el costo de las actividades a realizar. De manera que el registro de hidrocarburos permitirá minimizar los costos y los tiempos programados, ya que solo se realizarán las labores que sean estrictamente necesarias y la mejor toma de decisiones en tiempo real. Algunas otras de las funciones que tiene económicamente son por ejemplo el detectar oportunamente las zonas de altas presiones, evitando tener que asentar las tuberías de revestimiento en formaciones donde no sea indispensable. Sirve como apoyo en la recomendación sobre el corte de núcleos de fondo o de pared para la realización de estudios característicos de yacimientos (estratigráficos, paleontológicos etc.) y de cualquier tipo de fluido que puedan alojar. Ayuda a eliminar la posibilidad de abandonar pozos potencialmente productores, y como fuente de correlación junto con los registros eléctricos de pozos, optimizando así los costos de perforación.
- **Ecología:** Durante la perforación, puede haber casos en que se esté aportando fluido a las presas de lodo al perderse el balance entre presión hidrostática y la presión de las formaciones, ocasionando que se incremente el volumen de lodo en las presas y que éste pueda derramarse y/o contaminar el entorno ecológico de la zona de perforación, especialmente si son fluidos con derivados de hidrocarburos. Del mismo modo, si se llegase a presentar un descontrol del pozo y que este lleve consigo cantidades de H<sub>2</sub>S, su presencia en la atmósfera y en el ambiente a los alrededores es sumamente corrosivo y contaminante de la flora y la fauna del lugar.

Se puede decir que cada una de las curvas del registro de hidrocarburos representa un perfil cualitativo de los cambios en las características de las formaciones que están siendo recortadas por la barrena, de tal manera que, por medio de la interpretación de las curvas, se pueden realizar interpretaciones de utilidad al presentarse variaciones en los parámetros de perforación. De entre todas las curvas principales en el registro, destacan la velocidad de perforación, la columna litológica, gas en el lodo, gas en los cortes, fluorescencia y conductividad.

Sin embargo, los parámetros de perforación en tiempo real son todos los siguientes: profundidad total, profundidad de la barrena, velocidad de perforación, carga en el gancho, peso sobre la barrena, presión de bomba, torque de la rotaria, revoluciones de la rotaria, emboladas totales, gasto de la bomba, gas total, flujo de salida, volumen total en presas, temperatura de entrada y de salida del lodo de perforación, y la conductividad de entrada y de salida del lodo. Un ejemplo de registro de parámetro en tiempo real se muestra en la Figura 12.2



Tuxpan, Veracruz (The Mudlogging Company Mexico, 2009).

## **12.2 Análisis de núcleos**

Un núcleo es una muestra de roca representativa de la formación, tomada a una determinada profundidad. Las mediciones directas sobre los núcleos proporcionan datos indispensables sobre yacimientos de petróleo y gas para exploración, evaluación y producción.

Según (Ricco, 2012), los núcleos brindan evidencias directas de la presencia, distribución y capacidad de producción de hidrocarburos además de permitir la revelación de variaciones en los rasgos del yacimiento, que podrían no haberse detectado a través de las mediciones derivadas de los registros de fondo de pozo. En la industria del petróleo y el gas, los operadores utilizan dos métodos principales para obtener muestras de rocas del subsuelo:

- La extracción de núcleos enteros con el arreglo de perforación. Los núcleos enteros, también denominados núcleos convencionales/de fondo, son secciones continuas de roca yacimiento.
- La toma de muestras de la pared del pozo. Los núcleos o testigos laterales, también conocidos como muestras de pared, pueden dividirse a su vez en núcleos obtenidos a percusión o en forma rotativa.

La muestra de roca se corta en la dirección en que se van atravesando las formaciones en el pozo, al momento de irlo perforando. Para esta técnica de muestreo, se pueden encontrar las siguientes variaciones:

- Núcleo convencional.
- Núcleo con mangas de hule.
- Núcleo orientado.
- Núcleo a presión.
- Núcleo con esponja.
- Núcleo con gel.
- Núcleo con línea de acero.
- Núcleo con motor de fondo.

Los tamaños de las muestras son muy variados. La información extraída de un núcleo depende en parte del tamaño y del volumen de este, y controlan los tipos de análisis que pueden efectuarse, Figura 12.3.

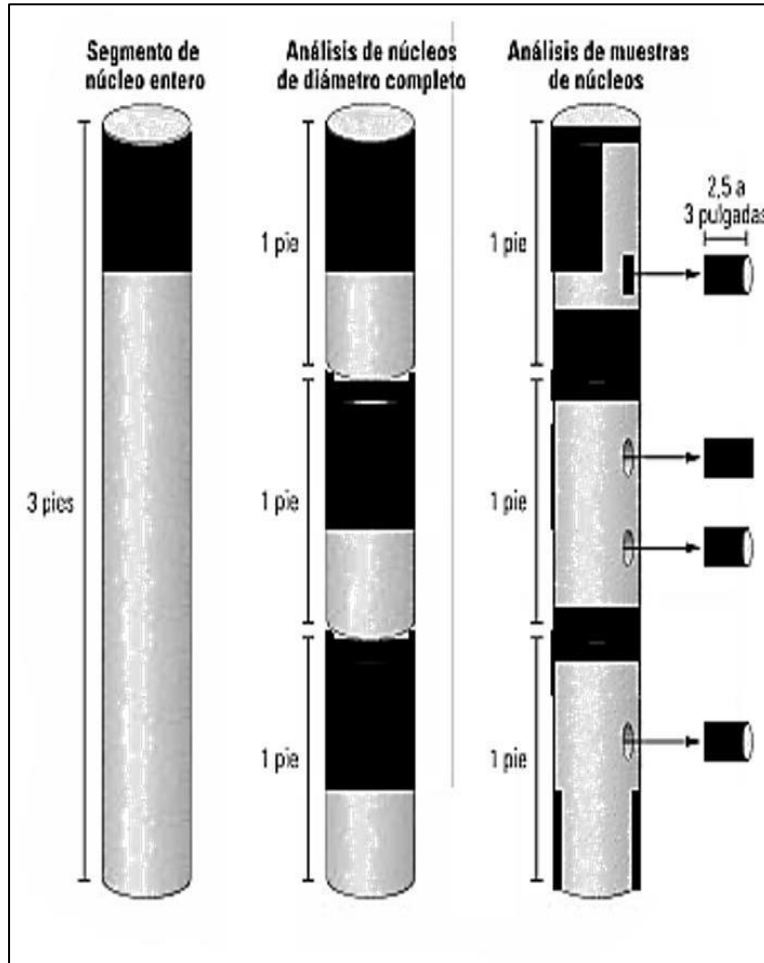


Figura 12.3 Los núcleos se pueden seccionar dependiendo de lo que se requiera y se pueden submuestrear (Andersen, Duncan y McLin, 2013).

Los núcleos se obtienen durante el proceso de perforación utilizando una barrena especial de extracción de núcleos. Habitualmente, el diámetro de los núcleos oscila entre 1,75 y 5,25 [pg], y en general se perforan en incrementos de 30 [ft], que corresponden a la longitud del tubo extractor de núcleos o de su camisa. La barrena de extracción de núcleos, con forma de anillo toroidal, Figura 12.4, genera un cilindro de roca que atraviesa el centro de la barrena.

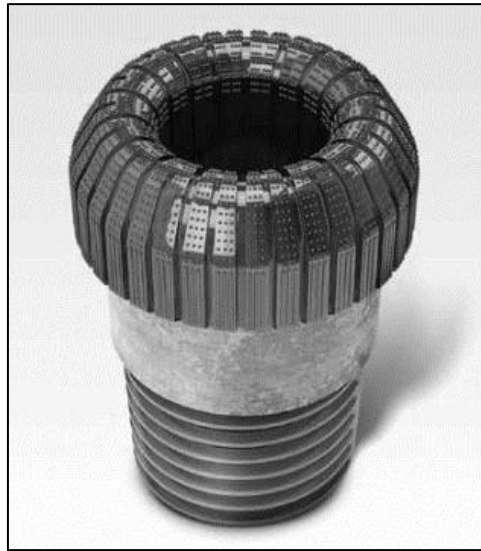


Figura 12.4 Barrena de extracción de núcleos. Fabricada de un compuesto policristalino de diamante (PDC), emplea un diseño de cortadores finos que no toca el centro del pozo y genera un núcleo cilíndrico de la formación que se está atravesando y lo retiene dentro del arreglo de fondo de pozo (Andersen, Duncan y McLin, 2013).

La barrena penetra en los estratos y una sección cilíndrica de la roca pasa a través de la herramienta, la cual permanece dentro de un tubo extractor de núcleos, que forma parte del arreglo de perforación de fondo de pozo. Una vez obtenido el núcleo se marca y se orienta, Figura 12.5, determinando su cima y su base.

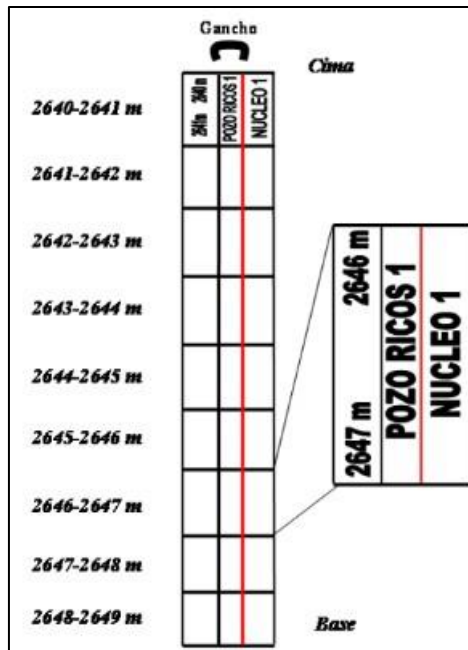


Figura 12.5 Ejemplo de marcado y orientación de núcleo (The Mudlogging Company Mexico, 2010).

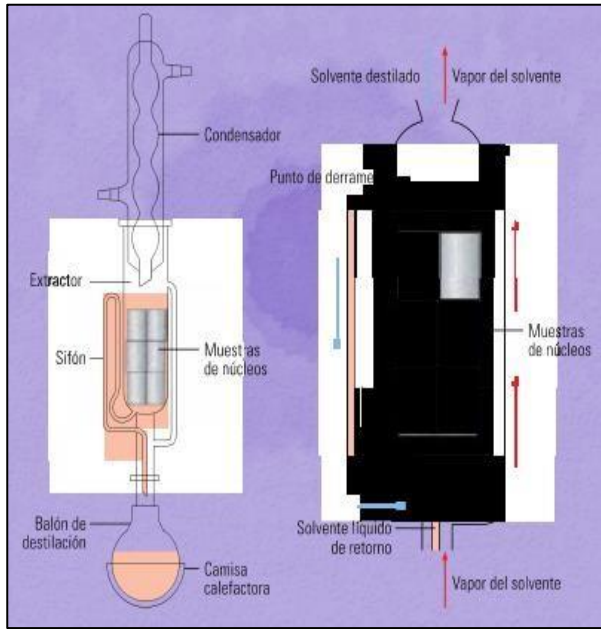
Los núcleos enteros se cortan normalmente en múltiplos de secciones de 30 [ft] de largo. El análisis de núcleos convencionales comienza con la recepción y la generación de imágenes preliminares y luego pasa a la preparación y el análisis. En el laboratorio, los núcleos son recibidos e inventariados. Los núcleos enteros pasan por un registrador de rayos gamma de núcleos, que mide los rayos gamma emitidos naturalmente por los núcleos.

Mediante la comparación de las mediciones de los rayos gamma de los núcleos con los registros que son adquiridos con herramientas operadas con cable, los encargados del pozo pueden correlacionar la profundidad del núcleo con la profundidad del registro e incluso identificar los intervalos de los cuales puede haberse perdido o dañado el núcleo.

Las secciones del núcleo son digitalizadas con una cámara conectada a una computadora que despliega y transmite las imágenes a color y en luz ultravioleta. Las imágenes a color proporcionan un riesgo de la litología, las características de la estratificación, los contactos, las fracturas, los fósiles, la porosidad y las variaciones sedimentológicas. Las imágenes bajo luz ultravioleta (UV), resaltan ciertos tipos de minerales, y realzan el contraste entre zonas no prospectivas y zonas petrolíferas.

Además de la matriz de la roca, las muestras de núcleos contienen fluidos de formación. Si el núcleo se extrae de una zona productiva, estos fluidos de formación contendrán generalmente una mezcla de hidrocarburos y agua salada, o salmuera. La limpieza de estos núcleos y la extracción de dichos fluidos se combinan en un proceso delicado, que remueve las fracciones pesadas y ligeras de petróleo crudo, para impedir daños a los componentes de la roca, Figuras 12.6 y 12.7.

### Limpieza de núcleos y extracción de fluidos.



Figuras 12.6 Extracción de Soxhlet (Andersen, Duncan y McLin, 2013).

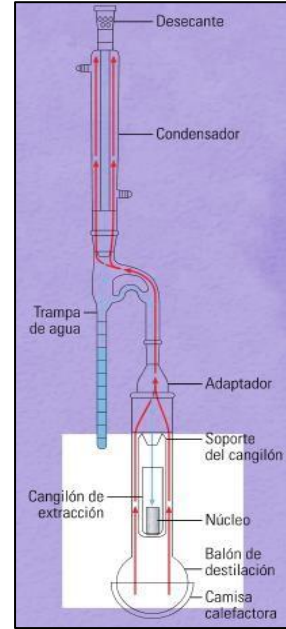


Figura 12.7 Extracción de Dean-Stark (Andersen, Duncan y McLin, 2013).

### Mediciones Clave

Los científicos han desarrollado varios métodos de medición de estos volúmenes de núcleos, la mayoría de los cuales se basa en mediciones físicas de peso, longitud, volumen o presión. Algunas de estas mediciones se obtienen directamente a partir de la muestra; otras se basan en el desplazamiento de los fluidos (principio de Arquímedes).

### Volumen aparente

$$\Phi = V_p/V_b$$

$$\Phi = (V_b - V_g)/V_b$$

$$\Phi = V_p/(V_p - V_g)$$

Dónde:

$\phi$ =Porosidad.

$V_p$ =Volumen poroso.

$V_b$ =Volumen aparente.

$V_g$ =Volumen de granos.



### Volumen poroso

$$P_i V_i = P_f (V_i + V_l + V_p)$$

dónde:

$P_i$ =Presión inicial.

$P_f$ =Presión final.

$V_i$ =Volumen inicial de la cámara de referencia.

$V_l$ =Volumen de las líneas de conexión.

$V_p$ =Volumen poroso de la muestra.

### 12.3 Análisis de láminas delgadas

Para realizar estudios petrográficos y sedimentológicos es necesario preparar láminas delgadas, por lo cual se requiere equipo especial, como cortadoras y pulidoras, para obtener el material apropiado para su estudio en el microscopio petrográfico, Figura 12.8. Estos estudios también pueden llevarse a cabo en las esquirlas o recortes de perforación utilizando microscopios estereoscópicos. Se han logrado desarrollar técnicas para la evaluación tanto cualitativa como cuantitativa, de porosidad y permeabilidad, observando láminas delgadas con impregnación de resina.

Un método para la identificación de porosidad corresponde, como se ha dicho, al análisis de láminas delgadas impregnadas. Para identificar la porosidad en las muestras, es necesario impregnar con azul de metileno las láminas delgadas o su caso con tinta fluorescente. Esta técnica consiste en cortar una tableta de roca, preparar la resina epóxica combinándola con un catalizador y con azul de metileno o tinta fluorescente. La resina preparada se vacía a un pequeño envase de plástico, se sumerge la tableta de roca y se mete en una bomba de vacío. De esta forma, al exponerse nuevamente a la presión atmosférica se logra que los poros de la roca se rellenen por la resina entintada, para luego dar tiempo a que esta solidifique. Lo siguiente es elaborar, una lámina delgada de la muestra con la resina. Entonces es cuando al observar al microscopio petrográfico, la lámina presentará zonas fluorescentes o en color azul si cuenta con porosidad, ayudando esto a cuantificarla de manera aproximada y a facilitar la identificación del tipo de porosidad.

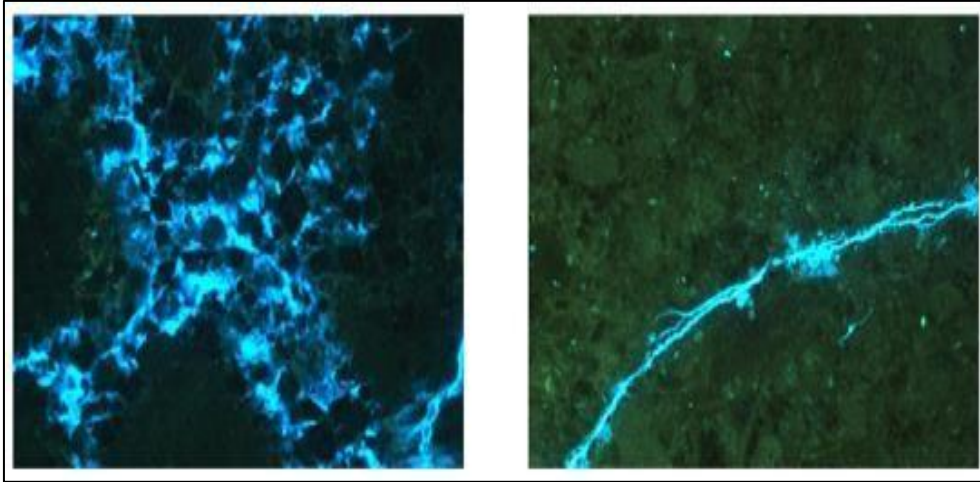


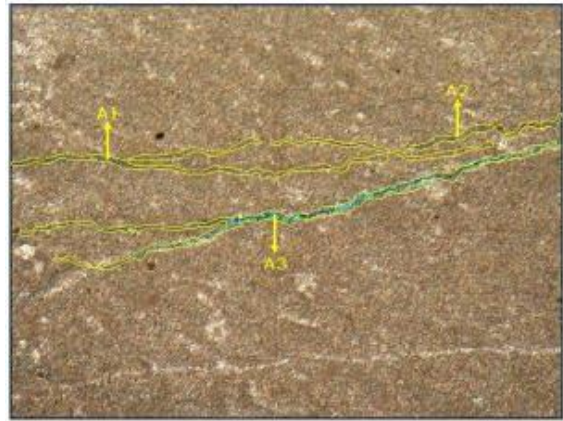
Figura 12.8 Ejemplos de láminas delgadas vistas al microscopio petrográfico (Martell, 2008).

Como se ha comentado ya, la porosidad de una roca se refiere al volumen ocupado por fluidos en relación con el volumen total. La justificación para hablar de porosidad, en este caso, de el volumen de poro a partir del área de una lámina delgada, está basada en que si se toma una roca y se fabrican en forma paralela tantas láminas delgadas como sea posible, tendríamos con ellas una vista tridimensional de esta roca, y al obtener un promedio de las áreas obtenidas para la porosidad en cada lámina, tendríamos un valor bastante aproximado a la porosidad real. Cabe señalar que en esta forma de cálculo puede existir un error en el cálculo, pero que el resultado se aproxime al verdadero dependerá de la homogeneidad de la roca, para que esta pueda ser representada por un área tan pequeña como la observada a través de un microscopio, también debe tenerse un número considerable de muestras tomadas de la misma capa de la formación, estadísticamente es recomendable que el número de muestras sea igual o mayor a treinta.

Para el cálculo de porosidad se utiliza una imagen digital de una lámina delgada ya impregnada. Empleando un software de diseño, se determina el área total de la imagen y a continuación se delimitan con una curva cerrada todas las zonas porosas encontradas, Figura 12.9. El programa tiene la capacidad de calcular el área de las curvas trazadas, y con esto se puede calcular el porcentaje de área correspondiente en este caso a la porosidad de la roca.



Dimensiones de la imagen: 720 x 540 [u]  
Área total: 388800 [u<sup>2</sup>]



A1 = 3995.8355 [u<sup>2</sup>]  
A2 = 3070.0172 [u<sup>2</sup>]  
A3 = 7361.5566 [u<sup>2</sup>]  
Suma = 14427.41 [u<sup>2</sup>]

*Figura 12.9 Ejemplo de una imagen de una lámina delgada impregnada de resina epóxica con azul de metileno y la determinación de áreas (Martell, 2008).*

Cabe señalar que los valores se manejan en unidades lineales y cuadradas. El resultado invariablemente es obtenido en porcentaje, así que no es necesario asignar unidades específicas de longitud o de área, ya sea en metros o bien, las unidades de las imágenes digitales, los pixeles.

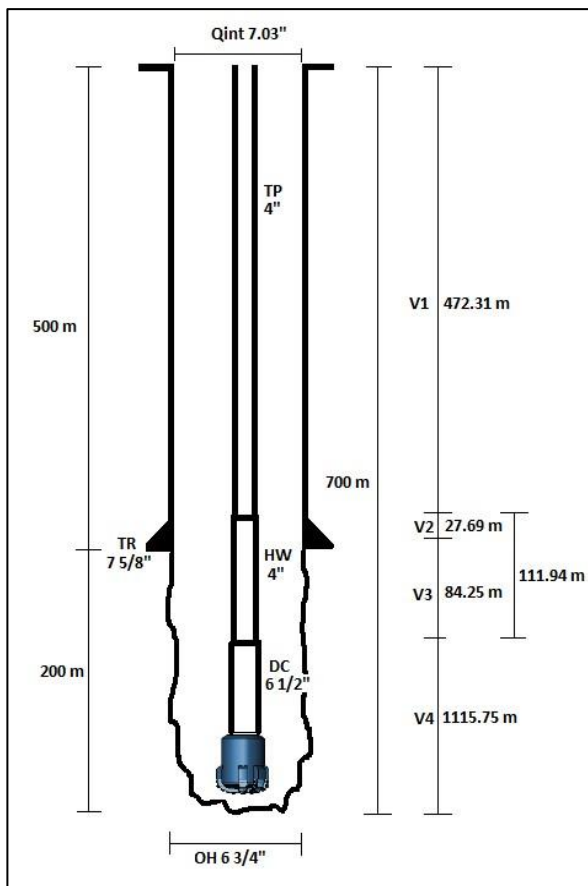
Dado el resultado del cálculo gráfico y la determinación de dichas superficies para este ejemplo, tenemos que la suma de las áreas de porosidad, de 14 427.41 [u<sup>2</sup>], corresponde a un 3.71% del total de 388 800 [u<sup>2</sup>].

## 12.4 Definiciones

### Tiempo de atraso

Para recuperar la muestra que va a ser analizada y que esta corresponda con un metro ya perforado, se realiza un cálculo que es el tiempo en que tarda en arrastrar una muestra el fluido de control a superficie a partir de que fue cortado ese metro, a este periodo de tiempo se le conoce con el nombre de tiempo de atraso o emboladas de atraso, existen varios métodos para poder ser calculado, este valor depende de la geometría del pozo y de las dimensiones de la sarta de perforación, así como de la hidráulica de las bombas y el gasto con que estas estén trabajando.

Considerando el esquema, Figura 12.10, se realiza un ejercicio que ejemplifica dicho cálculo.



Datos:

Profundidad total: 700 [m].  
 TR 7 5/8", diámetro interior 7.03", Longitud 500 [m].  
 Bna PDC 6 3/4".  
 DC 6 1/2", Longitud 111.94 [m].  
 HW 4", Longitud 115.75 [m].  
 TP 4", Longitud 472.31 [m].  
 Emboladas de trabajo 98 [epm].

Figura 12.10 Ejemplo de Hidráulica de pozo.

**Fórmula para el cálculo de tiempo de atraso:**

$$V_{EA} = (\Phi_{mayor}^2 - \Phi_{menor}^2) \times longitud \times 0.5067$$

$V_{EA}$ - Volumen del espacio anular.

$\Phi_{mayor}$ - Diámetro mayor.

$\Phi_{menor}$ - Diámetro menor.

0.5067- Constante para transformar litros.

**Fórmula para el cálculo de tiempo de atraso:**

$$H_{bomba} = \phi_{pistón}^2 \times long. \text{carrete} \times 0.0386$$

$\phi_{pistón}$ - Diámetro del pistón.

0.0386- Constante.

**Cálculo de los volúmenes de espacio anular:**

$$V_{EA1} = (7.03^2 - 4^2) \times 472.31 \times 0.5067 = 7\,998.272 \text{ [L]}.$$

$$V_{EA2} = (7.03^2 - 4^2) \times 27.69 \times 0.5067 = 468.912 \text{ [L]}.$$

$$V_{EA3} = (6.75^2 - 4^2) \times 84.25 \times 0.5067 = 1\,262.007 \text{ [L]}.$$

$$V_{EA4} = (6.75^2 - 6.5^2) \times 115.75 \times 0.5067 = 194.279 \text{ [L]}.$$

$$V_{EA_{total}} = 9\,923.47 \text{ [L]} / 2\,625.256 \text{ [gal]}.$$

**Para el cálculo de la hidráulica de la bomba:**

$$H_{bomba} = 5.5^2 \times 12 \times 0.0386 = 14.011 \text{ [L]} / 3.70 \text{ [gal]}.$$

Estos litros son bombeados por cada embolada que la bomba da, este resultado divide el volumen de espacio anular total, para obtener las emboladas atraso que se requieren para obtener la muestra del fondo del pozo a superficie:

$$emboladas \text{ de atraso} = \frac{V_{EA_{total}}}{H_{bomba}} = \frac{9\,923.47 \text{ [L]}}{14.011 \text{ [L]}} = 708 \text{ [epm]}$$

Para obtener el tiempo de atraso estas emboladas son divididas entre las emboladas de trabajo en este caso 98 [epm]:

$$\text{tiempo de atraso} = \frac{\text{emboladas de atraso}}{\text{emboladas de trabajo}}$$

$$\text{tiempo de atraso} = \frac{708 \text{ [epm]}}{98 \text{ [epm]}} = 7.13 \text{ de tiempo de atraso}$$

La recolección de dicha muestra se realiza cada cierta distancia perforada o cuando los tiempos de perforación sufran un incremento o disminución considerable con respecto a la media (a esta alteración se le conoce como quiebre); estos cambios indican un contacto de interés que inclusive pueda llevar a la programación de un corte de un núcleo. De esta muestra recolectada se embolsa, se rotula con el nombre de pozo, metro a la cual corresponde y es enviada a laboratorios para pruebas más detalladas.

**Solubilidad (Calcimetría).**

Es la reacción que presentan las rocas carbonatadas al ser diluidas por ácido clorhídrico; está en función del contenido de carbonato de calcio o magnesio en la roca, se determina cuantificando el volumen generado de CO<sub>2</sub> durante la reacción. Este se cuantifica mediante un instrumento llamado “calcímetro”, el valor obtenido es comparado con la disolución de una muestra patrón de carbonato de calcio para calibrar el instrumento al 100%, al comparar dichos valores, se obtiene un porcentaje que determina el tipo de roca al cual corresponde; se determina mediante una tabla dependiendo de dicho valor; este análisis se usa como apoyo para las muestras que presentan cierta confusión para su identificación (marga, caliza, dolomía), Figura 12.11.

Tipo de roca	Solubilidad [%]
Lutita	5 a 30
Marga	30 a 50
Caliza Arcillosa	50 a 70
Caliza	70 a 96
Caliza Dolomítica	40 a 60
Caliza	20 a 40

Figura 12.11 Tabla de solubilidad (ROTENCOI, 2007).

## Fluorescencia

Es una manera para determinar si una muestra está impregnada con aceite, esta es una luminiscencia que presentan ciertas sustancias al ser afectadas por luz ultravioleta, al someter un fragmento de muestra a un solvente (acetona) y exponerlo bajo luz ultravioleta, se despende un espectro de cierta coloración que indicará la densidad del aceite que impregna dicha muestra. Existen diferentes tipos de fluorescencia; la mineral, que presentan minerales como el cuarzo, calcita y fluorita entre otros, la cual es muy brillante y no deja residuos de aceite en los cortes; la fluorescencia del aceite y por contaminación, la cual es muy común se presenta a la adición de ciertos productos en el fluido de control. Para determinar la fluorescencia se ocupa un instrumento llamado “fluoroscopio”; con el que se tienen diferentes coloraciones de fluorescencias dependiendo del tipo de aceite, Figura 12.12.

ACEITE	PESADO		MEDIO		LIGERO			
COLOR DEL ESPECTRO	ROJO	NARANJA	AMARILLO	VERDE	AZUL	VIOLETA	U.VIOLETA	RAYOS-X
UNIDADES ANGSTROM	770-6100	6000-5900	5000-5700	5600-5200	5100-4500	4400-4300	4200-1500	1400-1000
COLOR DE FLUORESCENCIA	CAFE	NARANJA	AMA.CREMA	BLANCO	VERDE	VIOLETA	@	@
GRADOS API	10.1-15	15-25	25-35	35-45	45-55	55-	@	@
GRAVEDAD ESPECIFICA	0.9993-0.9659	0.9659-0.9042	0.9042-0.8498	0.8498-0.8017	0.8017-0.7587	0.7587-	@	@

Figura 12.12 Fluorescencia de los hidrocarburos (The Mudlogging Company Mexico, 2009).

## Detector FID (Flame Ion Detector, detector de ionización de flama)

Se basa en un detector de ionización de flama de flujo controlado, que lleva una porción de la muestra a la flama del detector; utiliza una flama producida por la combustión de un gas combustible y aire. Cuando un compuesto orgánico entra en la flama es ionizado, lo cual provoca la liberación de electrones y iones positivos, este flujo de electrones libres es dirigido hacia un circuito de medición por un electrodo polarizado dentro del detector, el circuito de medición cuantifica el flujo de electrones como una corriente que es proporcional a la cantidad de compuesto orgánico que ha sido quemado en la flama, la corriente es medida y reportada

el analizador como una concentración del compuesto orgánico en aire. Este instrumento posee un amplio rango que va desde 10 hasta 1 000 000 [ppm] de concentración.

### **Detector de combustión catalítica CC**

Al oxidarse algunos compuestos del petróleo liberan una cantidad determinada de calor, este calor liberado es percibido por un elemento sensible que indica la cantidad de calor que se ha liberado; sabiendo la cantidad de calor liberado se puede saber la cantidad de gas combustible que se encontraba en la muestra. Algunos sensores utilizan filamentos helicoidales de platino como elemento sensible; en este caso el filamento es calentado a 750 [°C] mediante una corriente eléctrica (2.3 a 2.4 [V]). El platino actúa como catalizador, el cual permite que los gases combustibles en la mezcla que entran a la cámara se oxiden en la superficie del filamento, el calor liberado aumenta la temperatura del filamento, lo que ocasiona un cambio proporcional en la resistencia eléctrica que presenta el filamento, el cambio en el valor de la resistencia es indicador de la presencia de gas combustible. Este detector tiene un rango de 10 000 [ppm] de mezcla en el aire, si existe una concentración mayor, dará lecturas erróneas.

### **Detector de conductividad catalítica TC**

Se basa en el hecho de que diferentes gases conducen con diferente proporción de calor, por lo tanto, mientras mayor sea la concentración de gas en la muestra, este tipo de detector proporcionará mejores lecturas. El elemento detectado es calentado por un voltaje de corriente directa (1.8 [V]), asimismo, está expuesto a una corriente constante de muestra de gas, mientras mayor sea la concentración de gas presente en la muestra, la cantidad de calor absorbido será mayor, lo que enfría al filamento. La variación de temperatura en el filamento afecta la resistividad de este, los cambios de resistividad son medidos y registrados. Este tipo de detectores tienen una buena respuesta para concentraciones de 10 000 a 1 000 000 [ppm].

### **Cromatografía.**

Al saber que existe la presencia de gas incorporada a la columna de fluido de control, es necesario saber los componentes de la mezcla; la manera de saber que compone dicha muestra es mediante la cromatografía. Consiste en separar cada componente de la mezcla, esto es posible al pasar la mezcla de gas por una columna de separación, donde son separados conforme al tamaño de sus moléculas, saliendo primero el más sencillo que es el metano hasta



el N-pentano. La cromatografía nos proporciona información valiosa sobre los hidrocarburos que puedan estar almacenados en determinado intervalo, sin importar que el yacimiento no tenga la presión suficiente como para poder incorporar líquidos al fluido de control.

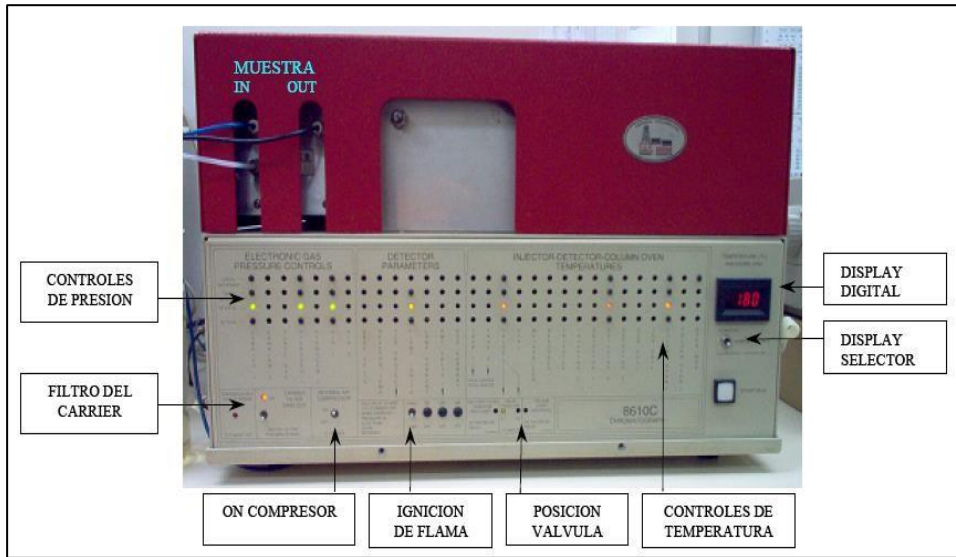


Figura 12.13 Cromatógrafo SRI18160C (Manual Cromatógrafo SRI18160C, 2009).

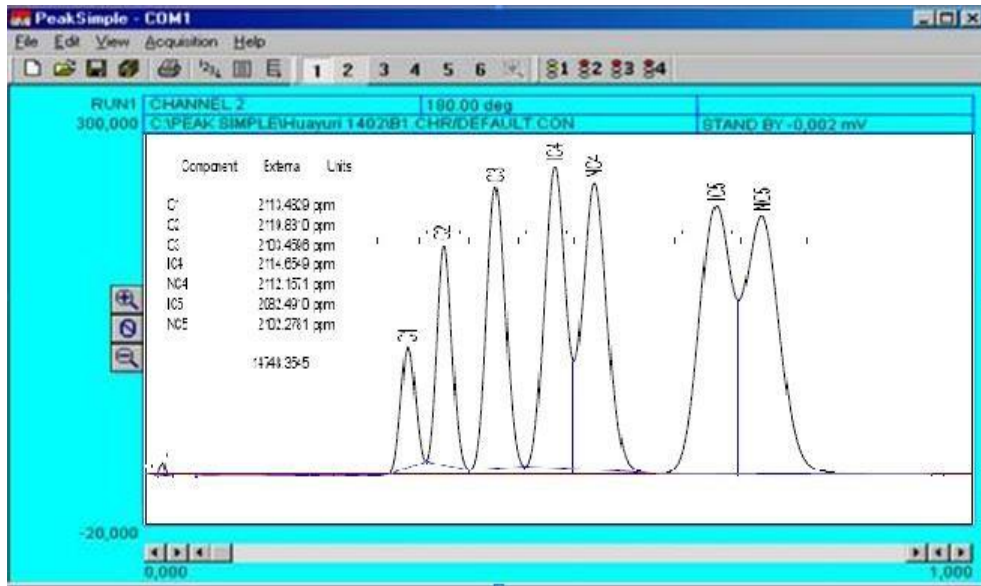


Figura 12.14 Grafica de calibración del Cromatógrafo SRI18160C, leyendo gases de C-1 hasta N-5 (Manual Cromatógrafo SRI18160C, 2009).

## Referencias

- ANDERSEN, M. A., DUNCAN, B., MCLIN, R, (2013). Los núcleos en la evaluación de formaciones. *Oilfield Review*, Vol. 5, no. 2. Schlumberger. Houston, Texas.
- CROMATOGRFO S R I 18160C, (2009). Manual de operación Cromatógrafo SRI18160C.
- ECHAVEZ ROOS GERARDO, (2009). Adquisición de datos en una cabina de registros de hidrocarburos, Informe para obtener el título de Ingeniero Petrolero por trabajo profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- FARMER, I. W. *Engineering Properties of Rocks*. (1968). E & F.N. SPON Ltd. Londres.
- LUTHI M. S. (2001). *Geological Well Logs. Their use in reservoir modeling 2nd Part. Geological Measurements*. Springer.
- MARÍN BLANCO, C. A. (2003). *Caracterización Petrofísica del Área Zuata-Faja Petrolífera del Orinoco*. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- MARTELL ANDRADE, B. (2008). *Apuntes de la asignatura de petrofísica y registros de pozos*. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- MARTELL ANDRADE, B. (2008). *Desarrollo de la Evaluación Petrofísica en México y su Futuro a través de la UNAM*. México. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- MONDRAGÓN PÉREZ, M. A. (2003). *Aplicación De Probadores De Formación Para Predecir Resultados Obtenidos Por Las Pruebas De Producción*. México, DF: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- PIRSON J. S. (1977). *Geologic Well Log Analysis, Second Edition*. Austin, Texas.
- RASSO ZAMORA, C. (2000). *Un siglo de la Perforación en México. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX*.
- RICCO MACEDO, G. A. (2012). *Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos*. México, DF: UNAM.
- RIDER, M. (2000). *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition*. Scotland.
- RIEDEL, M. (2008). *Electrical resistivity imaging – RAB and FMS. Borehole Geophysics Lecture. Slide S8-23*.

- RODRÍGUEZ SALAZAR J. P. (2004). Aplicación de la Técnica de Resonancia Magnética Nuclear y su Relación con la Calidad de Roca de Yacimiento en el Pozo VLA-1326. Tesis de Maestría. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- ROTENCO. (2007). Curso de operador básico.
- SCHLUMBERGER. (1989). Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros. México: Schlumberger.
- SCHLUMBERGER. (1972, 1979, 1985, 1989, 2000). Log Interpretation Charts: Schlumberger Educational Services.
- SCHLUMBERGER. (2001). Medición de la resistividad detrás del revestimiento. Oilfield Review.
- SCHLUMBERGER. (2004). AIT Array Induction Imager Tools. Oilfield Review.
- SCHLUMBERGER. (2008). Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida de la vida productiva del pozo. Oilfield Review.
- SCHÖN, J. (2015). Basic Well Logging and Formation Evaluation, 1<sup>st</sup> edition.
- SERRA, O. (2008). Well Logging Handbook. Paris, Francia.
- SPWLA. (1990). Borehole Imaging: SPWLA Reprint Series.
- SPWLA. (1993). Measurement While Drilling: SPWLA Reprint Series.

## Capítulo 13

## Registros en pozo entubado

Héctor Ricardo Castrejón Pineda, Ariadna Palestina Oliva, Natalia Ramírez Mayorga

### Sumario

- 13.1 Definiciones**
- 13.2 Terminación de pozos**
- 13.3 Registros de correlación, posicionamiento y evaluación**
- 13.4 Evaluación de la cementación**
- 13.5 Operaciones de disparos**
- 13.6 Monitoreo del yacimiento**
- 13.7 Registro de producción**
- Referencias**

Los registros de pozo entubado son esenciales en la exploración y producción de petróleo y gas. Se utilizan para obtener información de las características geológicas y la composición de los fluidos en un pozo de petróleo o gas después de que se ha perforado y entubado con revestimiento metálico. Esto se hace mediante la medición de diversas propiedades, como la resistividad eléctrica, la densidad, la porosidad, la velocidad del sonido, la temperatura y la presión. Para la recopilación de estos datos, se utilizan herramientas de registro específicas que se bajan al pozo a través de un cable o una sonda de registro.

El proceso de cementación de una tubería de revestimiento en un pozo, con el fin de aislar el intervalo productivo, fue introducido por primera vez en 1920 por E.P. Halliburton. La cementación rápidamente se convirtió en la técnica estándar de terminación de pozos en la industria petrolera, y surgió la necesidad de desarrollar un método para evaluar la calidad del cemento. Fue así como se originó la necesidad de evaluar no solo la calidad de la cementación, sino también la integridad general del pozo. Los registros en pozos entubados tuvieron su inicio en 1933, cuando Schlumberger ofreció el registro de termómetro continuo, cuya principal aplicación era evaluar la calidad de la cementación mediante la detección de anomalías de calor provenientes del cemento.

En la actualidad, en la búsqueda constante de mejorar la productividad de los campos petroleros, prolongar su vida útil y aumentar las reservas, las compañías petroleras deben tener la capacidad de identificar hidrocarburos que aún no han sido detectados, monitorear los cambios en la saturación de los fluidos y detectar el movimiento de los contactos de los fluidos en los yacimientos. Muchas de las reservas de petróleo y gas descubiertas y que aún persisten se encuentran en campos antiguos, que fueron descubiertos entre las décadas de 1920 y 1950.

### **13.1 Definiciones**

#### Evaluación de la formación

Las herramientas de registros de esta categoría son diseñadas para evaluar las propiedades de la formación. Se incluye el contenido de arcilla en la formación, tipo de lutita y definición vertical de las zonas que estén limpias y libres de arcilla. Los servicios de registros en esta categoría también son capaces de determinar el tipo de roca (arena, limolita, etc.), el tipo de hidrocarburo; es decir, gas o petróleo y la saturación. Otra información disponible incluye propiedades mecánicas de las rocas; mineralogía; su permeabilidad; presión; fracturamiento e inclusive algunas muestras de fluidos de la formación.

#### Integridad del pozo

Dentro de esta categoría se engloba tanto la calidad de la cementación como la integridad de la tubería, ambas forman la integridad del pozo. Esta categoría incluye una gran variedad de registros para evaluar la calidad de la cementación alrededor del casing. La ubicación del cemento, la fracción de relleno anular y el esfuerzo compresivo del cemento pueden ser medidas. La condición de la tubería en términos de profundidad y del daño extenso también puede ser evaluada. Además, determinadas herramientas pueden discriminar daños internos en la tubería de producción y en la cara exterior del casing, así como determinar problemas de corrosión y pérdida de metal.

## Registros de Producción

Esta categoría incluye herramientas de detección de canales detrás de la tubería, tanto en pozos de inyección como en pozos de producción. Estas herramientas además detectan zonas de inyección de fluido y también pueden detectar direccionalmente la orientación de ciertas partículas inyectadas. Asimismo, los registros de producción nos proveen con una gran exactitud la naturaleza y el comportamiento de los fluidos del pozo durante de la etapa de producción. Sin embargo, en operaciones especiales de igual manera, los registros de producción nos pueden proveer de valiosa información que nos permitirá definir con precisión roturas de tubería, así como determinar de qué manera puede ser la pérdida de circulación de fluido durante la terminación del pozo.

### 13.2 Terminación de pozos

Terminación de Pozos es el término utilizado para describir las acciones y el equipo requerido para iniciar la producción de un pozo después de que las operaciones de perforación hayan concluido, abarcando elementos como el conjunto de tuberías en el fondo del pozo y el equipo necesario para facilitar una producción segura y eficiente de un pozo de petróleo o gas. La calidad de la finalización del pozo puede tener un impacto sustancial en la producción de yacimientos de lutitas.

En la etapa de finalización de pozos entubados, una vez que la zona productora ha sido perforada, se introduce una tubería de revestimiento o liner que se cementa en su lugar. Posteriormente, se emplean pistolas que crean el conducto entre el yacimiento y el pozo. Estas perforaciones deben atravesar la tubería de revestimiento, el cemento y, preferentemente, la zona invadida por el fluido de perforación. Esto se hace con el propósito de evitar que el flujo de hidrocarburos pase por una zona dañada, lo que, a su vez, preserva su productividad. Lo anteriormente descrito se observa en la Figura 13.1.

#### Ventajas

- No se necesita limpiar enjarre.
- Los disparos atraviesan la zona invadida.
- Se pueden aislar zonas.
- Se pueden producir varios intervalos de interés.
- Buena integridad del pozo si es cementado adecuadamente.

- Protección contra el colapso.
- Se puede utilizar para cualquier formación.
- Control de pozos con problemas en contacto gas-aceite y/o agua-aceite.
- Provee cierto control de arenas presentes en el yacimiento.

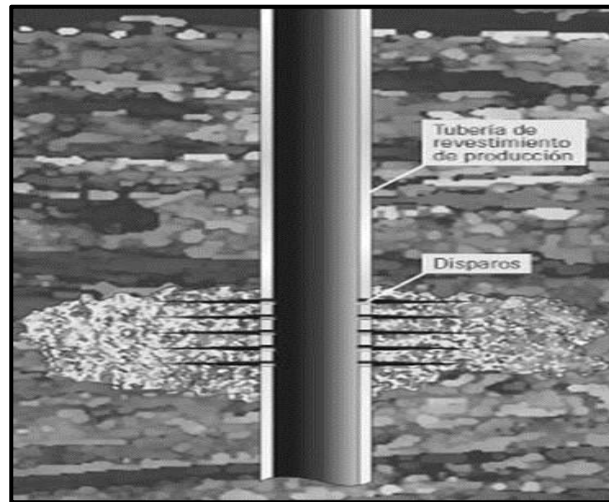


Figura 13.1. Terminación en pozo revestido (Reyes & Rosete, 2010).

### Desventajas

- Mayor costo y operacionalmente más difícil.
- Mayor tiempo para poner en producción el pozo.
- Es menor el flujo del yacimiento al pozo.
- Se genera un daño adicional por los disparos.

Existen varios tipos de terminación de pozos entubados, y la elección depende de las condiciones mecánicas y geológicas que impone la naturaleza del yacimiento. No obstante, es importante destacar que se prefiere una finalización lo más sencilla posible, ya que, a lo largo de la vida productiva del pozo, es probable que se requieran intervenciones para limpieza o reacondicionamiento. Además, se debe considerar cuidadosamente el aspecto económico de la terminación, teniendo en cuenta los costos de trabajos posteriores necesarios para mantener el pozo en producción.

La elección de la terminación debe ajustarse a varios factores, como el tipo y la mecánica del flujo en el yacimiento, desde el fondo del pozo hasta la superficie, así como el tipo de crudo presente. Si el yacimiento posee suficiente presión para expulsar el petróleo hasta la superficie, se clasifica como un pozo de flujo natural, sin embargo, si la presión es insuficiente y el petróleo sólo alcanza cierto nivel en el pozo, entonces se debe

recurrir a métodos como el bombeo mecánico, el bombeo hidráulico o el levantamiento artificial mediante gas.

En la Figura 13.2 se ilustran algunas de las alternativas para la terminación de pozos verticales, sin embargo, también existen para pozos desviados, que incluyen desviaciones de largo alcance, pozos horizontales, pozos inclinados y aquellos que penetran el yacimiento en direcciones específicas.

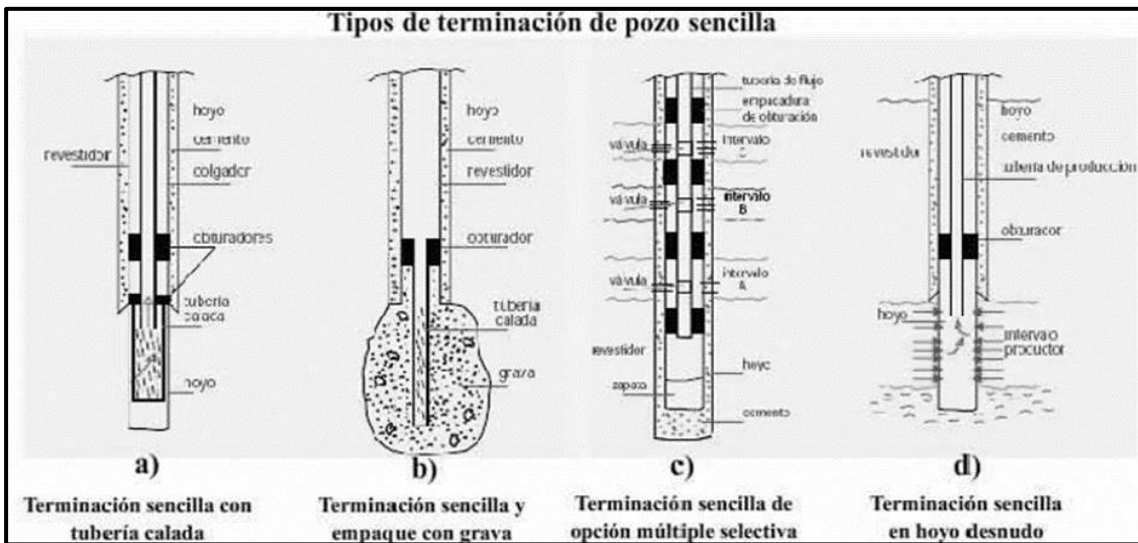


Figura 13.2. Tipos de terminación de pozo sencillas (CEPET, 1997).

La terminación sencilla, por lo general, implica la elección de un solo horizonte productor para que el petróleo fluya hacia el pozo. La terminación sencilla clásica implica cementar el revestimiento hasta la profundidad total del pozo, y luego perforar el revestimiento con balas para crear orificios de un cierto diámetro por metro lineal de pozo, permitiendo que el yacimiento fluya hacia el pozo.

El diámetro del cañón, que puede variar entre 83 y 121 [mm], se elige de acuerdo con el diámetro del revestimiento, que generalmente oscila entre 127 y 178 [mm]. El diámetro del proyectil suele estar en el rango de 6 a 19 [mm]. La elección de si se utiliza el fluido de perforación, que a menudo se utiliza para controlar la presión de las formaciones, durante el proceso de cañoneo, o si se prefiere mezclarlo con aditivos específicos o reemplazarlo completamente con un fluido especial, depende de las circunstancias.

Durante el proceso de cañoneo y las etapas siguientes, es esencial mantener el control del pozo utilizando el fluido correspondiente. Una vez que se ha completado el



cañoneo de los intervalos seleccionados, se retira el cañón del pozo, y se inicia la colocación de la tubería de producción, también conocida como tubería de educción

En el caso de una terminación sencilla, como se ilustra en la Figura 13.2, la tubería de producción está equipada en su extremo inferior con un sello adecuado que se ajusta contra la pared del revestimiento. La parte superior de esta tubería se suspende desde la cabeza del pozo, y desde la misma cabeza del pozo sale una tubería de flujo que transporta el petróleo hasta el múltiple de separación en la instalación, donde se lleva a cabo la separación de gas, petróleo y agua. A partir de este punto, en la estación de flujo y almacenamiento, se realiza el manejo de estos tres fluidos de acuerdo con sus propias características.

En casos que involucran caliza o dolomita, es posible llevar a cabo una terminación sencilla con el pozo desnudo, como se muestra en la Figura 13.2 en el inciso “d”, es decir, donde el revestimiento se cementa por encima del intervalo productor. Posteriormente, se puede realizar estimulación o fracturación en dicho intervalo.

En ocasiones, se puede optar por revestir el intervalo productor utilizando un revestimiento corto, conocido como tubería calada, como se representa en la Figura 13.2 en el inciso “a”. Esta tubería cuelga del revestimiento de producción. Otra alternativa de terminación, particularmente útil cuando se trata de evitar que partículas muy pequeñas ingresen al pozo, es llenar el intervalo productor con grava de un diámetro específico, como se muestra en la Figura 13.2 en el inciso “b”, de esta manera los granos de arena sueltos, impulsados por el flujo, quedan atrapados entre la grava, formando un lecho sólido y estable que impide que la arena fluya hacia el pozo.

Por otro lado, cuando es necesario producir dos yacimientos de manera independiente a través de un solo pozo, se recurre a la terminación doble. Por lo general, el yacimiento superior fluye a través del espacio anular creado entre el revestimiento y la tubería de producción, mientras que el yacimiento inferior fluye a través de la tubería de producción. Entre estos dos intervalos productores se utiliza un empacador de obturación para asegurar la separación adecuada.

En ciertas ocasiones, es necesario que el intervalo productor inferior fluya a través del espacio anular mientras que el intervalo superior lo haga a través de una única tubería de producción que se instala. En tal caso, es posible seleccionar una disposición que, por

encima del obturador superior, cuenta con una derivación similar a la forma de una "Y". Esta derivación permite invertir el flujo de descarga. En otras situaciones, puede ser preferible instalar dos tuberías de producción, de manera que los fluidos de cada intervalo fluyan por tuberías separadas, evitando así la necesidad de utilizar el espacio anular para uno u otro intervalo, como se muestra en la Figura 13.3.

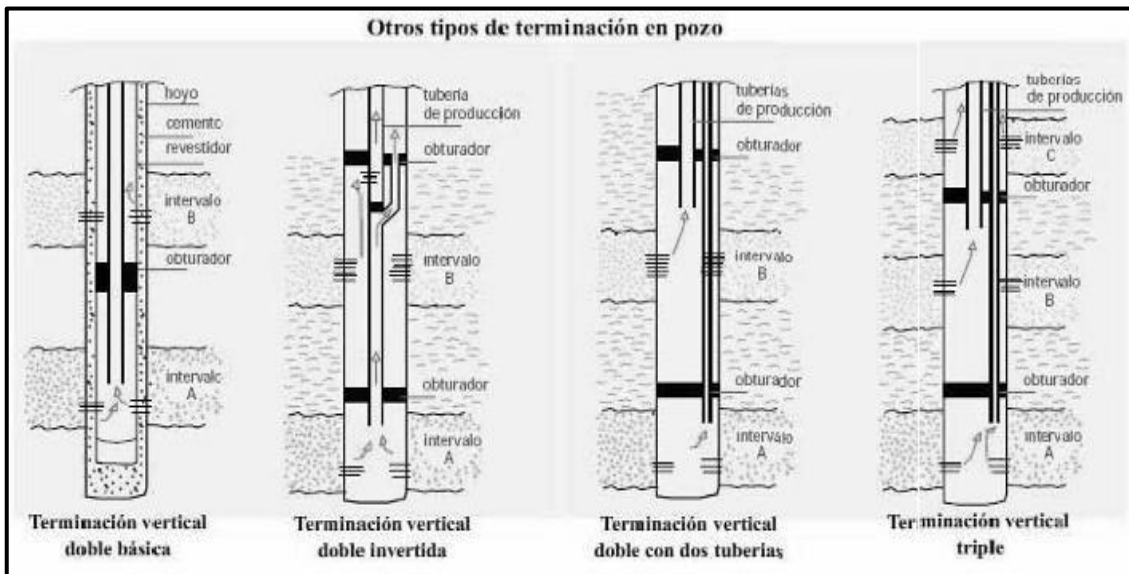


Figura 13.3. Otros tipos de terminación de pozo (CEPET, 1997).

Cuando se necesita lograr una producción vertical independiente de tres capas de yacimiento, se opta por una terminación triple. La elección del arreglo de las tuberías de producción depende, en última instancia, de las condiciones naturales de flujo de cada yacimiento. En general, se puede optar por instalar dos sartas de producción para dos de las capas, permitiendo que el tercero fluya a través del espacio anular. Otra alternativa es la instalación de tres sartas de producción.

Es importante señalar que las tuberías utilizadas para el revestimiento de pozos se fabrican sin costuras, ya sea como piezas integrales o mediante soldadura eléctrica, siguiendo estrictas normas y especificaciones que regulan tanto la composición química y metalúrgica de los aceros seleccionados como el proceso térmico empleado en la fabricación de estas tuberías. Además, se someten a rigurosos controles de calidad durante su fabricación.

La configuración típica de un estado mecánico de un pozo se presenta en la Figura 13.4. La tubería de revestimiento de conducción está diseñada con un diámetro amplio para evitar el colapso de la formación y, de esta manera, estabilizar el pozo. La tubería de

revestimiento superficial protege las zonas que contienen agua dulce. En algunas ocasiones, es necesario utilizar múltiples tuberías de revestimiento intermedias debido a consideraciones relacionadas con la presión de la formación o el deterioro de la cubierta a medida que se perfora a profundidades mayores. Estas tuberías pueden colocarse en línea, lo que significa que no se extienden hasta la superficie, si no que se cuelgan cerca del fondo, sobre otra tubería de revestimiento próxima.

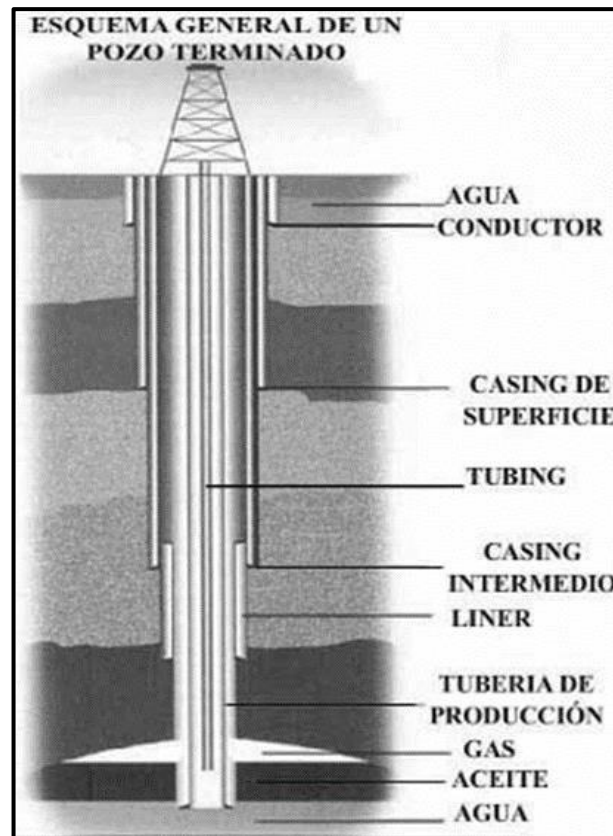


Figura 13.4. Esquema que muestra las diferentes tuberías de revestimiento (Modificado de Halliburton, 2002).

### 13.3 Registros de correlación, posicionamiento y evaluación

Los registros de correlación, posicionamiento y evaluación son técnicas fundamentales en la industria del petróleo y el gas que desempeñan un papel crucial en la exploración, evaluación y producción de hidrocarburos. Estas herramientas permiten a los geólogos, ingenieros y operadores de pozos obtener información valiosa sobre las formaciones geológicas subterráneas y las condiciones en y alrededor de un pozo entubado. Estos registros son esenciales para comprender la geología de un yacimiento, determinar la ubicación precisa de las capas de interés, evaluar la calidad del reservorio y optimizar la producción.

Los registros de correlación son instrumentos que miden propiedades físicas de las rocas y fluidos en el subsuelo, como la radiación gamma, la resistividad eléctrica y la densidad. Estos registros permiten a los expertos identificar y correlacionar las capas de roca en diferentes pozos, lo que es fundamental para construir un modelo geológico coherente y preciso del yacimiento.

Los registros de posicionamiento se utilizan para evaluar la ubicación y la integridad del revestimiento del pozo, así como para medir la temperatura a lo largo de la columna de perforación. Estos datos son esenciales para garantizar la seguridad y la eficiencia de las operaciones de perforación y producción, además de ayudar a identificar problemas como ensanchamientos o estrechamientos del pozo.

Los registros de evaluación brindan información detallada sobre la presión, la temperatura, la saturación de fluidos, la permeabilidad y otras propiedades críticas del reservorio. Estos registros son vitales para determinar la capacidad de producción del pozo, evaluar la calidad del yacimiento y tomar decisiones informadas sobre las estrategias de producción y estimulación.

En conjunto, los registros de correlación, posicionamiento y evaluación desempeñan un papel esencial en la toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas. Proporcionan una visión completa de las condiciones del subsuelo, lo que permite a las compañías energéticas optimizar la producción, minimizar los riesgos y garantizar un uso eficiente de los recursos en la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos.

## GR

El registro de rayos gamma es la herramienta fundamental empleada para la correlación y proporciona información esencial sobre la litología, permitiendo una estimación de la litificación. Sin embargo, en pozos antiguos en los que el agua producida contiene sales radioactivas disueltas, la utilización del registro de rayos gamma con este propósito puede volverse inestable debido a la acumulación de depósitos radioactivos en las tuberías, especialmente en el intervalo de perforación.

La herramienta de registro de rayos gamma estándar suele ser una parte integral de una sarta moderna de herramientas utilizada en la registración de pozos entubados. Esta herramienta no contiene una fuente radiactiva propia; en su lugar, detecta las emisiones de rayos gamma presentes en el entorno del pozo. Su función principal es la correlación de registros de agujero abierto (para control de profundidad) y proporciona información valiosa sobre la presencia de lutitas y otros materiales radiactivos presentes de manera natural o intencional en el pozo.

La radiación gamma natural que se origina en las formaciones terrestres proviene principalmente de tres fuentes radioactivas químicas fundamentales: el Potasio 40 ( $^{40}\text{K}$ ), el Uranio 238 ( $\text{U}^{238}$ ) y sus productos de degradación, y el Torio 232 ( $\text{Th}^{232}$ ) y sus productos de degradación. Estos productos de degradación son elementos intermedios en la secuencia de descomposición antes de alcanzar un isótopo estable. Los registros de rayos gamma convencionales miden la radiación gamma total en un punto dado dentro del pozo, independientemente de su origen, por lo general, los valores altos de radiación gamma están asociados con la presencia de lutitas o arcillas, ya que las series de elementos de potasio y torio tienden a concentrarse en estas formaciones. En contraste, las formaciones limpias tienden a mostrar lecturas bastante bajas de rayos gamma, mientras que el uranio se encuentra comúnmente en capas productoras y sales solubles.

En cuanto a las herramientas y tipos de detectores de rayos gamma utilizados en la industria petrolera, se han empleado dos tipos principales en los yacimientos de petróleo. El menos sensible es el detector Geiger-Mueller, que mide los rayos gamma mediante ionización gaseosa. A pesar de su resistencia a las altas temperaturas, carece de la sensibilidad de los detectores de centelleo más modernos y, por lo tanto, es menos utilizado por las compañías petroleras.

Las herramientas de rayos gamma de diversas compañías petroleras funcionan utilizando equipos espectrales de rayos gamma naturales, identificándose también con el nombre comercial del servicio. En general, estas herramientas tienen un diámetro que supera los 85.7 [mm] (3 3/8 [in]) y están diseñadas y probadas para operar a temperaturas de al menos 149 [°C] (300 [°F]) y a presiones de hasta 137.9 [MPa] (20 000 [psi]), como se muestra en la Figura 13.5.

Por otro lado, existe una familia de herramientas con un diámetro más reducido, alrededor de 42.8 [mm] (1 11/16 [pg]). Estas herramientas se desarrollaron principalmente para detectar materiales radiactivos más intensos que se colocan deliberadamente en el pozo como parte de trabajos de rehabilitación del pozo u operaciones de estimulación. Dado su menor diámetro, estas herramientas generan un menor número de recuentos y, por lo general, no se utilizan para detectar radiación gamma natural.



Figura 13.5. Herramienta de rayos gamma (Geosteering resistivity tools, 2006).

### Porosidad neutrón

La “porosidad de neutrones” es una propiedad que se mide en registros de pozos entubados mediante herramientas de perfil de neutrones. Estas herramientas utilizan fuentes de neutrones para emitir partículas de neutrones hacia la formación geológica que rodea el pozo y luego miden la respuesta de esos neutrones al interactuar con las rocas y los fluidos en la formación. La porosidad de neutrones es una de las propiedades que se deriva de estas mediciones.

La porosidad de neutrones se basa en la idea de que los neutrones son absorbidos por los núcleos atómicos de los elementos presentes en la formación. Cuando los neutrones encuentran núcleos de hidrógeno, que son comunes en los fluidos de formación (como el agua), se produce una dispersión o desaceleración de los neutrones. A través de la detección de neutrones dispersados, la herramienta de perfil puede estimar la cantidad de hidrógeno presente en la formación, lo que a su vez proporciona una indicación de la porosidad, es decir, el espacio vacío o poroso en la roca que puede contener fluidos.

- Si la formación tiene una alta porosidad (muchos espacios vacíos), la porosidad de neutrones será alta.
- Si la formación tiene una baja porosidad (pocos espacios vacíos), la porosidad de neutrones será baja.

La porosidad de neutrones se utiliza comúnmente junto con otros registros, como el registro de densidad y el registro de resistividad, para evaluar la saturación de fluidos en la formación y para determinar la composición y características petrofísicas de las rocas circundantes.

Es importante tener en cuenta que, aunque la porosidad de neutrones es una herramienta valiosa en la evaluación de pozos entubados, su precisión puede verse afectada por factores como la salinidad de los fluidos, la presencia de minerales radiactivos y la composición de la formación, por lo que suele utilizarse en conjunto con otros registros para obtener una imagen más completa de las condiciones del pozo y la formación.

#### Localizador de coples de ademe (CCL-casing collar locator)

El detector de coples en la tubería de revestimiento (CCL) es un dispositivo magnético altamente sensible que detecta incrementos de metal en los acoples de la tubería de revestimiento. Su aplicación es prácticamente universal en registros de pozos entubados y desempeña un papel principal en el control de la profundidad del pozo, aunque en ciertos casos se puede utilizar un registro de rayos gamma para esta finalidad. Sin embargo, la efectividad del CCL depende en gran medida de una conexión precisa con la información de registros de agujero abierto. La clave para lograr esta conexión radica en la comparación de registros nucleares tanto en pozos abiertos como en pozos entubados. Si bien se pueden emplear varios tipos de registros nucleares, los registros de rayos gamma y ocasionalmente los registros de neutrones son los más comunes.

Dado que la tubería de revestimiento se comporta como una barrera relativamente transparente a los rayos gamma emitidos por la formación (aunque en realidad el cemento y el revestimiento reducen y dispersan los niveles de rayos gamma de la formación), se espera que los registros de rayos gamma en pozos abiertos y entubados muestren similitudes. La correlación entre los registros de rayos gamma en pozos abiertos y entubados se presenta en la Figura 13.6.

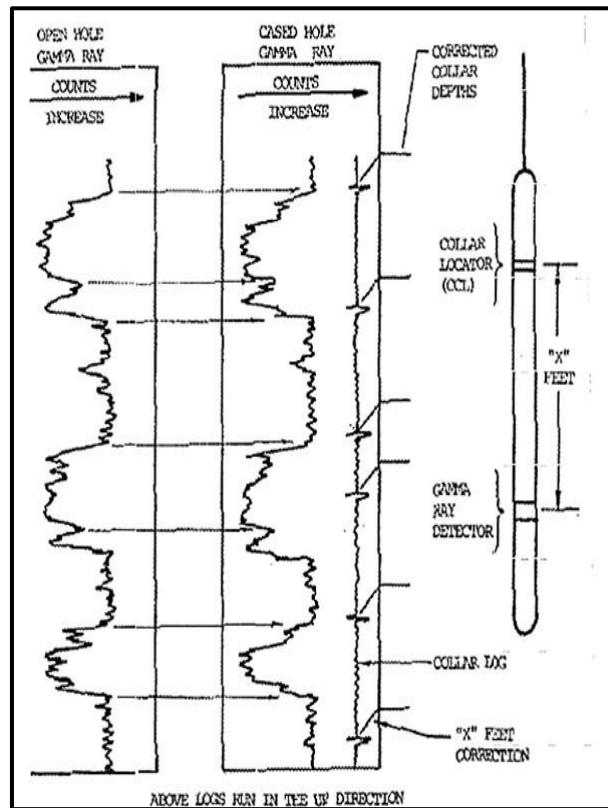


Figura 13.6. Registro de rayos gamma en pozo abierto y en pozo entubado, con un CCL utilizado para el control de la profundidad (Manzano, 2009).

Después de completar la instalación del revestimiento en el pozo, se procede a correr el detector de collars (CCL) junto con el registro de rayos gamma. La configuración de esta herramienta se presenta en el esquema a la derecha. En este diagrama, se observa que el CCL se encuentra a una distancia "X" por encima del sensor primario, que es el registro de rayos gamma.

Cuando se utiliza equipo informático moderno, el sistema registra automáticamente la sarta de herramientas y ajusta la distancia entre el CCL y el registro de rayos gamma, asegurando que todos los sensores estén a la profundidad correcta. Es esencial anotar de manera precisa la configuración de la sarta de herramientas en la computadora para garantizar las correcciones de profundidad adecuadas. En registros antiguos que puedan encontrarse en archivos de pozos, es necesario realizar las correcciones de profundidad de forma manual.

Una vez que el registro de rayos gamma se ajusta a la profundidad correcta y se detecta un collar, la herramienta de CCL localiza ese collar a una distancia "X" por encima de la profundidad del registro de rayos gamma. En el ejemplo, las correcciones de los



collars se muestran con líneas diagonales a la derecha del registro del collar, y las profundidades corregidas de los collars se indican en el carril de profundidad.

Se recomienda encarecidamente añadir un segmento corto o "pup" en la sarta de tubería de revestimiento para eliminar cualquier incertidumbre, ya que cada empalme de tubería tiene prácticamente la misma longitud. Una vez que se ha establecido esta conexión precisa, el operador de registros puede determinar la posición del collar con gran precisión en relación con la formación geológica.

### **13.4 Evaluación de la cementación**

La evaluación de la cementación se refiere al proceso de verificar la calidad y eficacia de la cementación de un revestimiento en un pozo de petróleo o gas. La cementación es un procedimiento que implica la mezcla de cemento seco y aditivos específicos con agua para crear una suspensión conocida como lechada. Esta lechada se bombea al pozo a través de la sarta de revestimiento y se coloca en el espacio anular entre el agujero y el diámetro exterior de la tubería de revestimiento. El volumen de lechada que se bombea está previamente calculado para alcanzar áreas críticas, como la zona alrededor del fondo de la zapata, el espacio anular, formaciones permeables, o incluso en pozos sin revestimiento. Luego, se permite que la lechada se endurezca y fragüe, creando una barrera permanente e impermeable que impide el movimiento de fluidos detrás de la tubería de revestimiento.

Los propósitos clave de la cementación incluyen:

- Proteger y asegurar la integridad de la tubería de revestimiento en el pozo.
- Aislar zonas que contienen diferentes tipos de fluidos.
- Prevenir la contaminación de zonas superficiales de agua evitando que los fluidos del pozo o del proceso de perforación entren en contacto con ellas.
- Resolver problemas relacionados con la pérdida de circulación de fluidos y el pegado de tuberías.
- Reparar pozos que presentan problemas de canalización de fluidos.
- Solucionar fugas en la tubería de revestimiento.

La evaluación de la cementación implica una serie de pruebas para confirmar que la cementación se ha llevado a cabo de manera adecuada y que el cemento ha adherido de manera uniforme al revestimiento y a la formación geológica. Es esencial para

garantizar la seguridad y la eficiencia de la producción de petróleo y gas, ya que una cementación deficiente puede dar lugar a problemas como la migración de fluidos no deseados, la contaminación de acuíferos, la disminución de la productividad del pozo y la reducción de la vida útil del pozo, por lo tanto, esta evaluación es una parte crítica del proceso de terminación de pozos.

### CBL (cement bound log)

El CBL es un tipo específico de registro de pozo que se utiliza para determinar si el cemento utilizado para sellar el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación geológica circundante está adherido de manera adecuada y si hay áreas de mala cementación o canales que podrían permitir la migración no deseada de fluidos. Su principio de medición se fundamenta en la grabación del tiempo que lleva un pulso acústico, emitido de manera periódica por un transmisor omnidireccional, en viajar hacia la formación y en la atenuación de la onda acústica, que opera a una frecuencia de aproximadamente 20 [kHz], después de propagarse a través del fluido presente en el pozo y de atravesar la pared de la tubería de revestimiento, como se muestra en la Figura 13.7. Esta medición se logra a través de dos receptores colocados en la sonda, con distancias de 3 y 5 [ft] con respecto al transmisor. La precisión de estas mediciones depende en gran medida del nivel de acoplamiento mecánico, principalmente en términos de cizallamiento, entre el cemento y la tubería.

Se ha comprobado que la cantidad de energía acústica transmitida a través de la tubería está relacionada con la velocidad de propagación de una onda plana en la tubería, su densidad y el grosor del cemento circundante. La distribución del cemento alrededor de la tubería ejerce un impacto significativo en la transmisión de esta energía. El receptor, situado a una distancia de 3 [ft] del transmisor, mide tanto la amplitud de la primera cresta de la onda acústica recibida como el tiempo que esta tarda en llegar. En el conjunto de ondas registrado por este receptor, el primer eco generalmente corresponde a la onda que se ha transmitido a través de la tubería, dado que la velocidad de propagación suele ser considerablemente mayor en el acero que en las formaciones geológicas o en los fluidos que llenan el pozo. La amplitud de esta onda es máxima cuando no hay cemento adherido a la tubería y mínima cuando la cementación es adecuada. El análisis de la amplitud constituye el principio fundamental de esta medición.

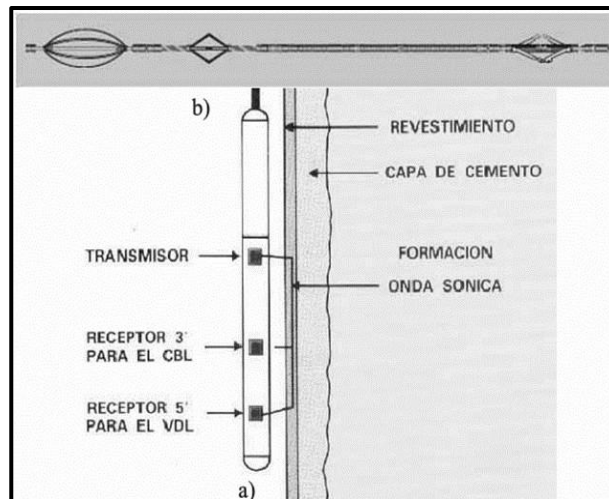


Figura 13.7. Control de la cementación con la herramienta sónica compensada y esquema de la herramienta *memory slim CBL tool* (Schlumberger, 2004).

### CLB-VDL (variable density log)

La evaluación de cementación mediante CBL-VDL es una técnica utilizada en la industria del petróleo y gas para evaluar la calidad y la efectividad de la cementación de la tubería de revestimiento en un pozo. Esta técnica combina dos tipos de registros: el cement bond log (CBL) y el variable density log (VDL), del registro CBL ya se habló anteriormente.

El VDL es un registro de densidad que mide la densidad de los materiales que rodean la tubería de revestimiento. Para ello, se utilizan fuentes radiactivas para emitir radiación gamma y detectores para medir la densidad de los materiales circundantes. La densidad del cemento es diferente de la de la formación y los fluidos, lo que permite identificar la calidad de la cementación. También es generalmente utilizado para evaluar el cemento adherido a la formación, además de ser muy útil para detectar la presencia de canales y la intrusión de gas. Retomando la Figura 13.7, el receptor ubicado a una distancia de 5 [ft] recopila los trenes de ondas completos para generar el registro de densidad variable VDL.

El registro de densidad variable VDL es una herramienta complementaria extremadamente beneficiosa al registro CBL. Su utilidad se destaca en la identificación de situaciones inusuales en las que la interpretación del CBL se torna desafiante, tales como formaciones de alta velocidad, microanillos, canales y falta de adherencia adecuada entre el cemento y la formación.

## USIT (ultrasonic imaging tool)

Es una técnica avanzada utilizada en la industria petrolera y de gas para evaluar la calidad y la efectividad de la cementación de la tubería de revestimiento en un pozo. A diferencia de otras técnicas de evaluación de cementación que se basan en registros acústicos o de densidad, el USIT utiliza tecnología ultrasónica para generar imágenes detalladas del espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación geológica. Su enfoque principal reside en la observación de la progresión de la cementación y la supervisión de la corrosión en pozos que ya cuentan con tuberías de acero revestidas por completo.

El USIT consta de un transductor rotatorio plano que emite ondas ultrasónicas de manera perpendicular a la superficie de la tubería. Este transductor tiene la capacidad de ajustar sus frecuencias en un rango que va desde los 250 hasta los 700 [kHz], y cubre un área relativamente amplia de unos 3 [cm]. La energía emitida es lo suficientemente intensa como para captar no solo las reflexiones provenientes de la tubería y el lodo de perforación, sino también las reflexiones entre la tubería y el cemento, así como entre el cemento y la formación geológica.

Este proceso genera una resonancia en la tubería de revestimiento a una frecuencia que depende en gran medida de su espesor. Además, el decaimiento de la amplitud está influenciado por las impedancias acústicas de los medios ubicados a ambos lados de la tubería. Esto proporciona información sobre la calidad de la adherencia del cemento en la interfaz y el espesor de la tubería para fines de inspección, como se muestra en la Figura 13.8. El transductor está acoplado a un motor rotatorio, lo que permite obtener un escaneo completo de 360° de toda la tubería de revestimiento. Posteriormente, la impedancia acústica del cemento se clasifica como gas, líquido o cemento en función de los umbrales previamente establecidos para los límites de impedancia acústica entre estos materiales.

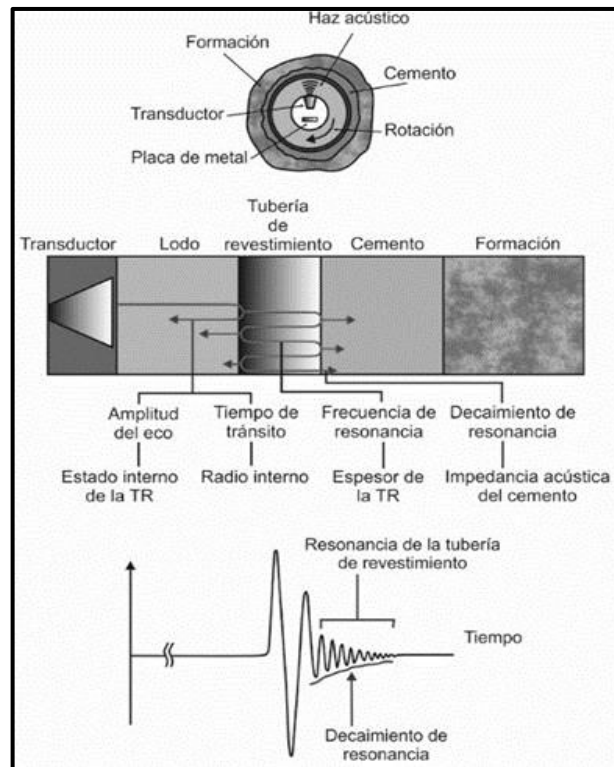


Figura 13.8. Fundamentos del principio de medición con el cual opera la herramienta USI (Ricco, 2012).

Esta herramienta permite la evaluación de la tubería de revestimiento a una velocidad de rotación de 7.5 [rev/s]. Esto da como resultado la generación de 36 ó 72 formas de onda independientes en cada nivel de profundidad. Estas formas de onda se someten a un proceso de análisis para obtener información sobre el espesor de la tubería de revestimiento, su diámetro interno y la rugosidad de su superficie interna a partir del eco inicial.

Además, se genera una imagen azimutal que representa la impedancia acústica del cemento. Esta información se deriva del decaimiento en la resonancia de la señal, por lo tanto, la calidad de la adherencia entre el cemento y la tubería de revestimiento se refleja en la señal a través del decaimiento inmediato de la resonancia, mientras que, en el caso de una tubería sin adherencia adecuada, la resonancia se prolongará durante un período de tiempo más largo, generando múltiples ecos. Las ventajas son:

- Imagen detallada.
- Identificación de problemas.
- Evaluación en tiempo real.

## 13.5 Operaciones de disparos

### Operaciones de disparos (shooting)

Las operaciones de disparo en registros de pozo entubados, a menudo llamadas "shooting" en inglés, se refieren a la práctica de realizar disparos controlados o perforaciones en el revestimiento de un pozo para crear conexiones entre la formación subterránea y el interior del pozo. Estas operaciones tienen como objetivo principal facilitar la producción de hidrocarburos o la inyección de fluidos en el yacimiento.

Algunas definiciones y características clave relacionadas con las operaciones de disparo en pozos entubados son las siguientes:

- Operaciones de Disparo o Shooting: También conocidas como "perforación del revestimiento" o "tiroteo", son procedimientos en los que se utiliza equipo especializado para perforar el revestimiento del pozo, creando aberturas controladas en el revestimiento para permitir el flujo de fluidos entre la formación y el interior del pozo.
- Revestimiento: Es la tubería de metal o cemento que se coloca en el pozo después de la perforación inicial. El revestimiento tiene como objetivo principal proteger el pozo y evitar problemas de seguridad y medio ambiente.
- Aberturas o Perforaciones: Son las aberturas creadas en el revestimiento durante las operaciones de disparo. Estas aberturas pueden variar en tamaño y forma y están diseñadas para permitir el acceso de los fluidos desde la formación al pozo o viceversa.
- Objetivos: Las operaciones de disparo pueden tener diferentes objetivos, que incluyen aumentar la producción de petróleo o gas al proporcionar una vía de menor resistencia para que los fluidos fluyan desde la formación hasta el pozo, o permitir la inyección de fluidos de estimulación o recuperación mejorada en la formación.
- Equipo de Disparo: Se utilizan herramientas y equipos de disparo especializados, como pistolas perforadoras o cargas explosivas, para crear las perforaciones en el revestimiento. Estas herramientas están diseñadas para ser seguras y controlables.

- **Control de Presión:** Durante las operaciones de disparo, es esencial controlar la presión en el pozo para evitar problemas de seguridad y asegurarse de que las perforaciones se realicen de manera controlada.
- **Evaluación Posterior:** Después de realizar las operaciones de disparo, se suelen realizar registros y pruebas para evaluar la efectividad de las perforaciones y su impacto en la producción o inyección de fluidos.
- **Seguridad y Regulaciones:** Las operaciones de disparo están sujetas a estrictas regulaciones de seguridad y ambientales para proteger el entorno y garantizar la seguridad de los trabajadores y las instalaciones.

Las operaciones de disparo en registros de pozo entubados son procedimientos críticos en la industria petrolera y del gas que permiten mejorar la producción y la inyección de fluidos en yacimientos subterráneos. Estas operaciones se realizan con precaución y siguiendo estrictas normas de seguridad y regulaciones ambientales.

Después de perforar un pozo y descubrir la presencia de petróleo o gas, el siguiente paso es poner en producción ese pozo. Se recurre a las operaciones de agujero-ademado para llevar a cabo la evaluación, finalización y seguimiento del pozo. Con el uso de este tipo de registros, es posible evaluar la efectividad de las operaciones de cementación, llevar a cabo inspecciones del casing (donde el casing se refiere a la sección revestida con tubería dentro del pozo) y evaluar las características de la formación subterránea, como se ilustra en la Figura 13.9.

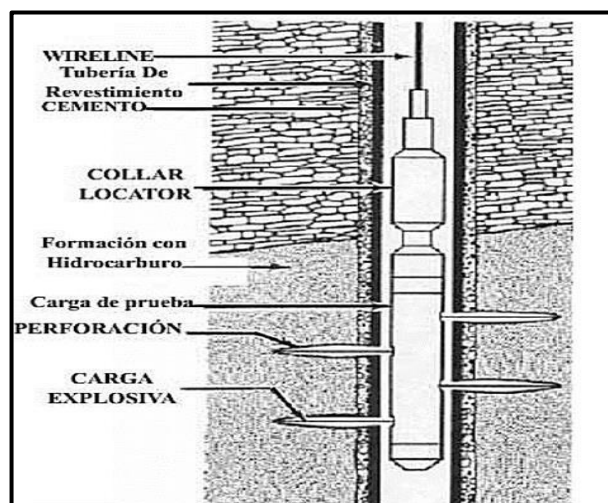


Figura 13.9. Operación de disparos. Esta operación es típica dentro de las operaciones de agujero revestido (Smolen, 1993).

### **13.6 Monitoreo del yacimiento**

El monitoreo del yacimiento es un proceso fundamental en la industria del petróleo y gas que se lleva a cabo para obtener información continua y valiosa sobre la producción, la presión, la composición de los fluidos y otras características del yacimiento. El objetivo principal del monitoreo del yacimiento es optimizar la producción, garantizar la eficiencia operativa y tomar decisiones informadas para maximizar la recuperación de hidrocarburos. Implica la obtención periódica de registros a lo largo del tiempo para seguir de cerca las variaciones en la saturación de los fluidos.

#### **TDT (thermal-neutron decay-time tool)**

El TDT es una herramienta utilizada en la industria petrolera y de gas para llevar a cabo mediciones y evaluaciones en pozos, se utiliza principalmente para determinar la porosidad y la saturación de fluidos en las formaciones geológicas cercanas al pozo. Funciona emitiendo neutrones térmicos hacia las formaciones adyacentes al pozo. Estos neutrones interactúan con los núcleos de Hidrógeno presentes en los fluidos que llenan los poros de la roca. Como resultado de esta interacción, algunos de los neutrones se ralentizan y se absorben, mientras que otros son capturados por los núcleos de Hidrógeno, lo que genera una señal de neutrones retardados. Midiendo el tiempo que transcurre entre la emisión de neutrones y la detección de los neutrones retardados. Este tiempo se conoce como "tiempo de decaimiento de neutrones" y varía en función de la porosidad y la saturación de fluidos en la formación. Al analizar el tiempo de decaimiento de neutrones, se pueden calcular la porosidad y la saturación de fluidos de la formación, lo que proporciona información valiosa para la evaluación de la calidad del yacimiento y la toma de decisiones relacionadas con la producción de petróleo o gas.

El método incluye los siguientes pasos:

1. Irradiar la formación que rodea el pozo desde una ubicación dentro del pozo mediante una ráfaga de neutrones.
2. Detectar indicaciones de la concentración de neutrones térmicos siguiendo la ráfaga de neutrones en un detector cercano y generar señales de velocidad de conteo cercano en función del tiempo en respuesta a estas indicaciones.



3. Detectar indicaciones de la concentración de neutrones térmicos siguiendo la ráfaga de neutrones en un detector lejano y generar señales de velocidad de conteo lejano en función del tiempo en respuesta a estas indicaciones.
4. Ajustar un modelo de tasa de conteo a las señales de tasa de conteo cercanas para determinar la amplitud de la tasa de conteo de formación de impulsos cercanos.
5. Ajustar un modelo de tasa de conteo a las señales de tasa de conteo lejanas para determinar la amplitud de la tasa de conteo de formación de impulsos lejanos.
6. Calcular la relación entre las señales de tasa de conteo cercano y lejano como una característica proporcional a la porosidad de la formación.

Esta invención se centra en un método mejorado y novedoso para la medición y la generación de neutrones rápidos en un pozo. Este método considera la formación y la captura de neutrones térmicos en el pozo, inducidos por los rayos gamma que se dispersan en la formación y los materiales del pozo.

La Figura 13.10 representa un dispositivo de registro de pozos construido de acuerdo con la presente invención. Incluye una sonda o herramienta (10) diseñada para resistir la presión y la temperatura, y es hermética a los fluidos. Esta herramienta se suspende y se mueve a lo largo de un pozo (12) mediante el uso de un cable blindado (14). El pozo se representa como si contuviera un fluido de pozo (16) y consta de una carcasa de acero (18) con un espacio anular de cemento (20) alrededor. Aunque no se muestran tuberías en el pozo, es importante destacar que la herramienta (10) puede ser dimensionada para su uso a través de tuberías si así se requiere.

La herramienta de fondo de pozo (10) consta de un generador de neutrones pulsados 22 y dos detectores de radiación (24 y 26), que se encuentran a diferentes distancias del generador de neutrones. El generador de neutrones 22 es preferiblemente del tipo que emite ráfagas discretas de neutrones rápidos, por ejemplo, con una energía de 14 [MeV]. La operación del generador de neutrones (22) está parcialmente controlada por un circuito de control del generador de neutrones (30).

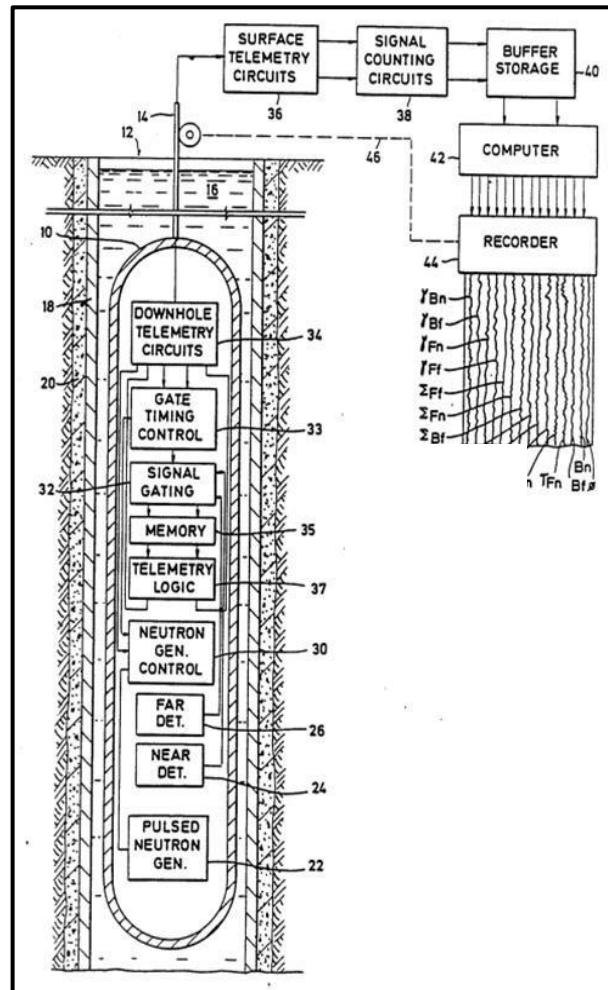


Figura 13.10. Configuración de la herramienta TDT (Mahdavi & Sitaraman, 1990).

Los detectores (24 y 26) pueden ser de construcción adecuada para detectar la concentración de neutrones térmicos en la formación terrestre circundante. Pueden ser del tipo sensible a neutrones térmicos, como contadores proporcionales llenos de helio-3, o del tipo sensible a rayos gamma, como detectores de yoduro de sodio activados por talio. En esta realización preferida, los detectores 24 y 26 son detectores de centelleo de yoduro de sodio. Otras fuentes de energía en el fondo del pozo (no mostradas) proporcionan la potencia necesaria para el funcionamiento del generador de neutrones (22) y otros circuitos en el fondo del pozo. La energía para la herramienta de pozo (10) se suministra a través del cable (14) desde una fuente de energía en la superficie (no representada).

Los pulsos de salida del detector 24 y 26, que indican la concentración de neutrones térmicos en la formación irradiada, se aplican a circuitos de activación de señales (32). Estos circuitos son controlados por circuitos de temporización de puerta (33), que también regulan la operación del circuito de control del generador de neutrones (30).

Las señales del detector se cuentan y almacenan en circuitos de memoria (35), y luego, bajo la dirección de circuitos lógicos de telemetría (37), se envían a través de circuitos de telemetría (34) de fondo de pozo para su transmisión a la superficie a través del cable (14).

En la superficie, las señales que contienen datos de los detectores 24 y 26 se amplifican, decodifican, demultiplexan y procesan según sea necesario en los circuitos de telemetría de superficie (36). Estos circuitos de telemetría 34 y 36 incluyen componentes para la recepción y transmisión de mensajes de comando desde la superficie.

A continuación, se describen los pasos y procesos que se llevan a cabo:

Después de la adquisición de las señales del 24 y 26 a través de los circuitos de telemetría de superficie (36), estas señales se dirigen a circuitos de conteo de señales separadas (38). En estos circuitos de conteo de señales, las señales se cuentan de forma independiente para recopilar datos sobre la curva de desintegración de neutrones térmicos durante un período de tiempo de acumulación seleccionado. Al finalizar el período de tiempo de acumulación de datos, que puede ser ajustado según la profundidad deseada de registro de la herramienta, los datos acumulados sobre la tasa de conteo se transfieren a memorias intermedias (40), y luego se reinician los circuitos de conteo de señales (38).

A partir de las memorias intermedias (40), los datos sobre la tasa de conteo se someten a un proceso de análisis en una computadora (42). Esta computadora puede estar equipada con un microprocesador. La computadora procesa los datos de la tasa de conteo de los detectores para derivar diversas salidas deseadas, que incluyen las constantes de tiempo de caída del pozo y la formación medidas con el detector cercano, así como las constantes de tiempo de desintegración del pozo y la formación medidas con el detector 26. También se calculan las respectivas secciones transversales de captura macroscópica, junto con otras salidas seleccionadas, como la clasificación de conteo de fondo.

Todas estas salidas se registran convencionalmente como función de la profundidad de la herramienta en un registrador (44). Para este propósito, se utiliza un enlace mecánico estándar que sigue al cable (46).

## RST (reservoir saturation tool)

Es una herramienta importante en la exploración y producción de petróleo y gas, ya que proporciona datos críticos sobre la saturación de fluidos en el yacimiento subterráneo.

La herramienta de saturación de yacimientos RST supera las limitaciones del registro del tiempo de decadencia térmica y registro de Carbono/Oxígeno al combinar ambos métodos en una herramienta lo suficientemente delgada como para pasar a través de tubos. El uso del RST elimina el requerimiento de cerrar el pozo y retirar la tubería, lo que conlleva ahorros financieros significativos. Además, evita la reintroducción de fluidos en los intervalos perforados y permite la observación del pozo en condiciones operativas normales. Además, esta herramienta proporciona un registro de la fracción de petróleo presente en el pozo, conocida como retención de petróleo, incluso en pozos horizontales.

Del registro TDT ya se habló anteriormente, sin embargo, es importante destacar que ofrece mediciones de saturación precisas cuando la salinidad del agua de formación es alta, constante y bien definida. Sin embargo, en muchos yacimientos modernos, la producción de petróleo se mantiene mediante la inyección de agua, lo que puede disminuir o cambiar la salinidad del agua de formación. Esto plantea un desafío para la herramienta. Por otro lado, cuando la salinidad del agua de formación es demasiado baja o desconocida, se puede recurrir al registro de "C/O". Este registro utiliza la dispersión inelástica de neutrones para medir los rayos gamma, lo que permite determinar las concentraciones relativas de carbono y oxígeno en la formación. Una relación "C/O" alta señala la presencia de formaciones petrolíferas, mientras que una relación "C/O" baja indica formaciones que contienen agua o gas, sin embargo, el principal inconveniente de las herramientas de registro de "C/O" ha sido su diámetro considerable.

La herramienta RST aborda directamente estas limitaciones y tiene la capacidad de realizar registros de C/O y TDT. Está disponible en dos diámetros: 11/16 [pg] (RST-A) y 21/2 [pg] (RST-B), y puede combinarse con otras herramientas de registro de producción, como se muestra en la Figura 13.11.

La herramienta RST-A es capaz de registrar datos hasta cuatro veces más rápido que la herramienta GST (gas saturation tool). Por otro lado, la herramienta RST-B, siendo la única herramienta "C/O" que puede realizar registros en pozos en producción, realiza las mediciones a velocidades comparables a las de la herramienta GST. Ambas versiones

de la herramienta RST están equipadas con dos detectores de rayos gamma. En el caso de la herramienta RST-A, ambos detectores se encuentran alineados en el eje central de la herramienta, con un blindaje de neutrones y rayos gamma que los separa.

Por otro lado, en la herramienta RST-B, los detectores están ubicados fuera del eje central de la herramienta y se encuentran protegidos para mejorar la sensibilidad del detector cercano al pozo y la sensibilidad de la formación del detector lejano, lo que se muestra en la Figura 13.12. Esta disposición permite derivar tanto la saturación de petróleo en la formación como la retención de petróleo en el pozo a partir de una única medición de la relación “C/O” realizada por el RST-B, sin embargo, debido a restricciones de espacio, no es factible incluir dicho blindaje del detector en la herramienta RST-A. En ambas herramientas, se utiliza un cristal detector de oxitortosilicato de gadolinio (GSO) dopado con cerio, que pertenece a una nueva generación de cristales de centelleo que superan en rendimiento al cristal de Sodio.

### 13.7 Registro de producción

#### PLT (production logging tool)

Los registros de producción son herramientas esenciales en la industria del petróleo y el gas para evaluar y monitorear la producción de un pozo. Estos registros proporcionan información valiosa sobre la cantidad y la calidad de los fluidos producidos desde el yacimiento hacia la superficie. Hay dos tipos principales de registros de producción: flujo monofásico y flujo multifásico.

#### Flujo monofásico

- El flujo monofásico se refiere a la producción de un solo tipo de fluido, ya sea petróleo crudo o gas natural, sin la presencia significativa de otros componentes, por lo tanto, en el caso del flujo monofásico, el pozo está produciendo principalmente un solo tipo de fluido en su estado puro. Se utilizan para medir y monitorear la cantidad de un solo fluido producido en el pozo.

- Los datos obtenidos incluyen la tasa de producción, la presión y la temperatura del fluido producido, lo que ayuda a los operadores a evaluar la eficiencia de la producción y a tomar decisiones sobre el manejo y la optimización del pozo.

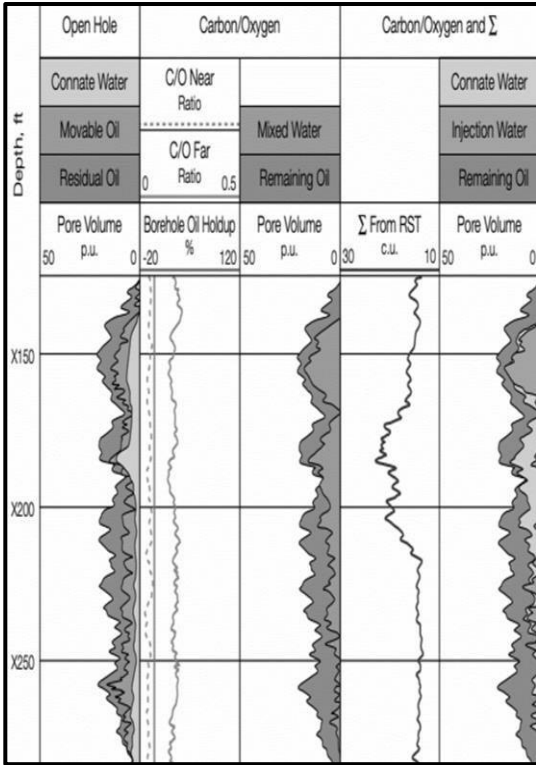


Figura 13.11. Combinando el registro de “C/O” y el registro de TDT con la herramienta RST-B en un pozo de observación de Medio Oriente. La pista 1 muestra el análisis de fluidos en pozo abierto. La pista 2 muestra los registros de “C/O” de los detectores cercanos, lejanos, y el porcentaje de petróleo. La pista 3 muestra el análisis de fluidos basado en el registro de “C/O”. La pista 4 muestra el registro RST. La pista 5 muestra un “C/O” combinado y el análisis de fluidos RST (Adolf & Stoller, 1995).

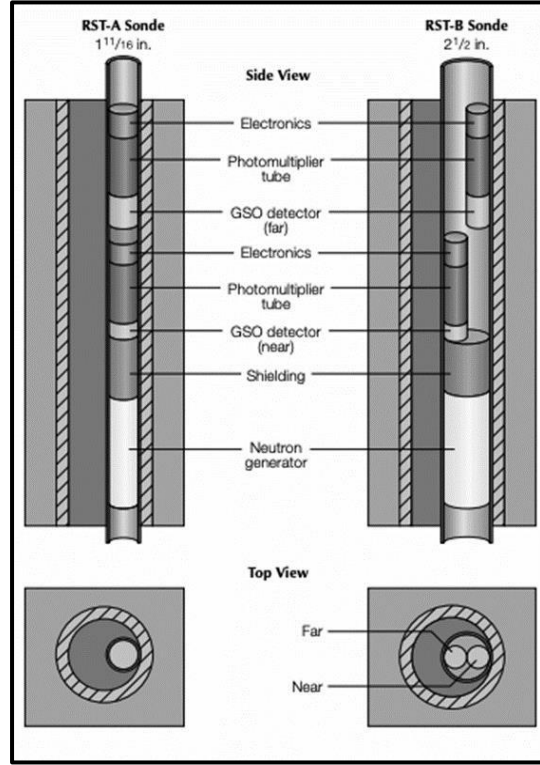


Figura 13.12. Configuración de las herramientas RST-A y RST-B (Adolf & Stoller, 1995).

### Flujo multifásico

- El flujo multifásico se produce cuando el pozo produce una mezcla de varios componentes, como petróleo, gas, agua y posiblemente otros fluidos. Esta mezcla es común en muchos yacimientos de petróleo y gas, donde se extraen simultáneamente petróleo crudo, gas natural y agua. Son utilizados para medir y evaluar la producción de múltiples componentes en una mezcla.

- Los datos obtenidos incluyen la tasa de producción de petróleo, gas y agua, así como la composición de la mezcla. Estos registros son fundamentales para determinar la cantidad de cada componente y para tomar decisiones relacionadas con la gestión de la producción, la separación de fases y el tratamiento de los fluidos producidos.

Los registros de producción desempeñan un papel crucial en la gestión y optimización de la producción de pozos de petróleo y gas. Ya sea un flujo monofásico o multifásico, estos registros proporcionan información esencial sobre la cantidad y la calidad de los fluidos producidos, lo que permite a los operadores tomar decisiones informadas sobre la producción y el manejo de los recursos.

Esta herramienta opera empleando un spinner, que no mide ninguna propiedad de la formación, pero es capaz de determinar las contribuciones de flujo de varios intervalos de la formación.

La herramienta de registro de producción (conocida como PLT, por sus siglas en inglés, production logging tool) puede estar equipada con ocho o más sensores, dependiendo de las respuestas específicas que se necesiten obtener, por otro lado, la unidad de servicios de registros de producción generalmente está equipada con un malacate principal y un malacate auxiliar que se utilizan para descender y recuperar las herramientas mediante un cable en el interior del pozo. El malacate principal suele contener 7 cables conductores que son necesarios para algunas de las herramientas de registro, mientras que el malacate más pequeño utiliza un cable monoductor para los servicios de producción de pozos bajo presión, Figura 13.13.

En el caso de pozos profundos, se utiliza un sistema de "rueda" para calibrar las mediciones. Los registros se registran durante el ascenso a través del pozo, lo que permite mantener la tensión del cable y tener un mejor control de la profundidad. Normalmente, en los registros de pozo entubado se registran los datos tanto en el ascenso como en el descenso a través del pozo.

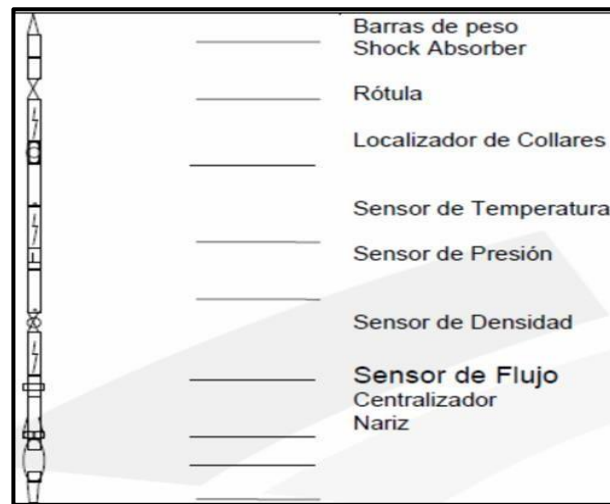


Figura 13.13. Herramienta general de un registro de producción (portal del petróleo, 2016).

## Referencias

**Adolf, B. & Stoller, C. (1995).** Saturation monitoring with the RST (reservoir saturation tool). [s./i.].

**Arroyo, C. (1985).** Apuntes de registros geofísicos de pozo. Departamento de geofísica. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería: México.

**Mahdavi, M. & Sitaraman, S. (1990).** Thermal decay time logging method and tool. EU: TX. OSTI: 6745052.

**Manzano, D. (2009).** Registros geofísicos en pozo entubado. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Ricco, G. (2012).** Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Roberto, A. (2014).** Cuaderno de apuntes de terminación y mantenimiento de pozos. Material didáctico. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Vázquez, J. (2021).** Manual para el profesor de la asignatura de registros geofísicos en pozo. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.



## Capítulo 14

## Aplicaciones

Héctor Ricardo Castrejón Pineda, José Luis Ortiz López, Iza Canales García,  
Ariadna Margarita Palestina Oliva, Natalia Ramírez Mayorga

### Sumario

#### 14.1 Hidrogeología

##### 14.1.1 Introducción

Alcance del uso de los registros geofísicos en hidrogeología  
Los registros geofísicos de pozos en petróleo e hidrogeología  
Uso de los registros geofísicos en hidrogeología

##### 14.1.2 Uso de los registros geofísicos en acuíferos en rocas intergranulares

Propiedades almacenadoras de las rocas  
Propiedades de los fluidos que saturan las rocas

##### 14.1.3 Uso en acuíferos con conducción hidráulica secundaria

Porosidad secundaria  
Identificación de zonas permeables en pozos

##### 14.1.4 Estimación de la porosidad en diferentes tipos de acuíferos

##### 14.1.5 Otros registros geofísicos y las características del flujo en pozos para agua

#### 14.2 Geotermia

#### 14.3 Hidrocarburos

#### Referencias

### 14.1 Hidrogeología

Este segmento del capítulo es conformado como una recopilación de conceptos, técnicas de uso público, experiencias y adecuaciones, que consolidan un documento de consulta y apoyo académico sobre el tema de “uso de los registros geofísicos en hidrogeología”.

El proceso de cementación de una tubería de revestimiento en un pozo, con el fin de aislar el intervalo productivo, fue introducido por primera vez en 1920 por E.P. Halliburton. La cementación rápidamente se convirtió en la técnica estándar de terminación de pozos en la industria petrolera, y surgió la necesidad de desarrollar un

método para evaluar la calidad del cemento. Fue así como se originó la necesidad de evaluar no solo la calidad de la cementación, sino también la integridad general del pozo. Los registros en pozos entubados tuvieron su inicio en 1933, cuando Schlumberger ofreció el registro de termómetro continuo, cuya principal aplicación era evaluar la calidad de la cementación mediante la detección de anomalías de calor provenientes del cemento.

### **14.1.1 Introducción**

La comprensión de los procesos que rigen la acumulación de agua o de petróleo representan grandes retos, por lo que los profesionistas en Ciencias de la Tierra realizan sus investigaciones con apoyo de la estratigrafía, geología estructural, geoquímica, así como de técnicas geofísicas altamente sofisticadas, entre otras disciplinas.

Uno de los métodos geofísicos de mayor evolución tecnológica son los registros geofísicos, los cuales se han desarrollado principalmente a la par de la industria petrolera. Los registros aportan una visión continua, objetiva e integrada de las propiedades geológicas y físicas de la secuencia de formaciones rocosas cortadas por la perforación de un pozo.

(Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) identifican que, con la evolución de la tecnología, los registros geofísicos también han experimentado avances muy importantes. De esta manera se han encontrado nuevas áreas de uso, particularmente del interés de esta capítulo, el soporte a la evaluación del potencial hídrico en formaciones con acuíferos.

En este apartado (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) describen en cuatro segmentos el uso de registros geofísicos en hidrogeología. La primera es de carácter introductorio donde se presentan los conceptos fundamentales. La segunda parte expone el uso de los registros geofísicos, para el caso de rocas intergranulares y su aplicación en hidrogeología. La tercera parte explica el uso de los registros en un caso de una roca naturalmente fracturada o donde existe conductividad hidráulica secundaria. La última parte expone de forma breve, el uso de otros registros geofísicos en hidrogeología. Para (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) se identifican dos usos principales de los registros geofísicos en hidrogeología:

1. El primer uso está formado por los métodos convencionales expuestos anteriormente para petróleo y gas. Esto se debe a que el principal interés en hidrogeología es el medio líquido o gaseoso que llena los poros y/o fracturas en las rocas, en este caso agua subterránea.
2. El segundo grupo comprende otro tipo de registros geofísicos para determinar las propiedades de filtración de fluidos en las rocas, lo que permite conocer la dinámica de fluidos dentro del pozo.

### **Alcance del uso de los registros geofísicos en hidrogeología**

En (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) se identifican 4 áreas de aplicación directa de los registros geofísicos en hidrogeología, se enlistan a continuación:

1. Detallar los límites y características principales de las formaciones encontradas durante la perforación del pozo, especialmente en perforaciones sin muestreo (sin obtención de núcleos); identificar las zonas permeables y el grado de mineralización de las aguas subterráneas; determinar la porosidad y la arcillosidad de las rocas, tanto de las capas adyacentes como de los potenciales acuíferos.
2. Determinar la dinámica del agua en el pozo bajo condiciones naturales; detectar los intervalos de donde fluye el agua, los de pérdida e intervalos con movimiento de líquido a lo largo del eje del pozo; determinar el volumen de flujo vertical de agua en la perforación, el gasto de los horizontes acuíferos individuales, la velocidad de filtración, la dirección del flujo durante el movimiento del agua a través del pozo y los coeficientes de filtración por intervalos; caracterizar las propiedades físicas del líquido que llena el pozo, especialmente la temperatura, la mineralización total y la limpieza del agua.
3. Caracterizar las condiciones de terminación del pozo, es decir, medir los cambios en el diámetro del pozo, sus características geométricas, las zonas de unión de la tubería, y la calidad de la cementación
4. Conocer el buzamiento de las capas que fueron cortadas por el pozo, la identificación de fallas, los cambios en el espesor de las rocas, los cambios de facies, los cambios en las propiedades de las rocas por el proceso de invasión, los cambios en la mineralización y temperatura del agua subterránea, etc.

La recopilación de la información enumerada con anterioridad, pueden ser ofrecidas por los registros geofísicos, dependiendo del tipo de registros que se hayan aplicado para enfrentar la problemática hidrogeológica identificada (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005), por lo tanto, es recomendable que para cada situación en particular se utilicen los registros apropiados.

El desarrollo del tema parte del hecho que el lector conoce o puede consultarlos directamente en capítulos previos, varios de los conceptos involucrados. Algunos de estos conceptos solo serán mencionados y los que sean nuevos y relacionados al tema de hidrología, serán expuestos más ampliamente.

### **Los registros geofísicos de pozos en petróleo e hidrogeología**

El uso de la información adquirida y la evaluación de propiedades de rocas por medio de registros geofísicos se basan en el procesamiento y análisis de los diferentes tipos de registros que se adquieren en cada caso.

(Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) identifican que la perforación de pozos es una práctica común en la exploración petrolera. Mediante la perforación de pozos con recuperación continua de núcleos es posible determinar: la columna estratigráfica, la identificación de la litología, las características petrográficas y la composición de las rocas, así como determinar la profundidad y espesores de las zonas de interés. Sin embargo, toda esta información obtenida de los núcleos recuperados es insuficiente, ya que no contribuye al conocimiento de las propiedades petrofísicas de las rocas del subsuelo, a menos que se realicen dichas determinaciones a partir de análisis de núcleos, lo cual incrementara el costo de la perforación.

(Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) explican que, al extraer un núcleo, las propiedades físicas y químicas de la roca y del fluido que la satura se alteran parcialmente. Más aun, en las zonas de mayor interés muy frecuentemente el núcleo no se obtiene completo, ya que pocas veces se logra una recuperación del 100 % de los núcleos de pozos. Debido a estos inconvenientes los registros geofísicos sustituyen parcialmente al nucleado.

(Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) reiteran que en los registros geofísicos se miden campos físicos naturales o generados artificialmente, para determinar las propiedades petrofísicas de las rocas caracterizando así las formaciones con base en sus parámetros físicos. Después de efectuadas las mediciones de las propiedades físicas se procede a la interpretación de los datos obtenidos; se comparan las propiedades físicas de las rocas con los datos geológicos (considera análisis de núcleos también), para construir el perfil geológico completo.

(Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) describen que los registros geofísicos de pozos se aplican en el estudio de pozos petroleros, hidrogeológicos y en la búsqueda de minerales útiles; en cada uno de estos campos han tenido progresos substanciales gracias al desarrollo científico y tecnológico, de los equipos y técnicas de medición. La mayoría de los trabajos hechos con registros geofísicos en pozos se ha realizado tradicionalmente en yacimientos de gas y de petróleo. Su aplicación en estudios hidrogeológicos se ha restringido, debido a que la información de los registros geofísicos ha sido subestimada, o porque no se consideran desde el inicio del estudio, o al costo de estos servicios ya que eventualmente se les considera de costo alto.

### **Uso de los registros geofísicos en hidrogeología**

Para (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) se pueden identificar algunos usos de los registros geofísicos en pozos de prospección y/o para extracción de agua:

1. Confirmar la litología de las formaciones que corta el pozo, conocer el grado de mineralización del agua subterránea, calcular la porosidad y el coeficiente de permeabilidad de las formaciones.
2. Permiten identificar los lugares de pérdidas del lodo de perforación y de afluencia del agua, los intervalos donde existe movimiento del líquido a lo largo del eje del pozo, el flujo del aporte vertical, así como los flujos en los horizontes individuales, la dirección del flujo del agua en el pozo, entre otros.
3. Reconocer condiciones geológicas específicas del pozo, presencia de fallas, los cambios de espesores de las formaciones cortadas por el pozo, así como los cambios de facies, las variaciones de las propiedades de filtración y mineralización.

De acuerdo con (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) los usos indicados en los puntos “1” y “2”, se resuelven aplicando los registros geofísicos en cada pozo de manera individual: mientras que los usos indicados en el inciso “3”, en su gran mayoría se resuelven cuando los trabajos de perforación del área han sido terminados y, se tiene entonces datos de todos los pozos perforados en el área y de su interpretación e integración se obtiene un marco geológico detallado.

### **14.1.2 Uso de los registros geofísicos en acuíferos en rocas intergranulares**

#### **Propiedades de almacenamiento de las rocas**

(Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) describen que en un acuífero intergranular es aquél formado por una unidad hidrogeológica constituida por materiales detríticos no consolidados. Las propiedades almacenadoras de las rocas son aquéllas que hacen posible la retención y permiten el paso por su interior, de un volumen de fluido determinado. Se expone con cierto detalle el concepto de coeficiente de permeabilidad y conductividad hidráulica.

Se sugiere al lector referirse a otros capítulos desarrollados en esta obra, para revisar los conceptos de porosidad, saturación de fluidos y contenido de arcilla (interpretación cualitativa y cuantitativa de registros).

#### **Coeficiente de permeabilidad**

(Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) describen que la permeabilidad es la tercera propiedad importante de las rocas, ya que determina la velocidad a la que se desplaza el fluido que contiene, por unidad de tiempo. Es, a su vez, el coeficiente que relaciona proporcionalmente el caudal de flujo “ $Q$ ” de un fluido en movimiento (de una viscosidad, “ $\mu$ ”) con la diferencia de presión “ $\Delta_h$ ”, ejercida sobre la superficie libre del fluido que existe en una muestra de sección transversal unitaria “ $A$ ” y de longitud “ $L$ ”, relación conocida como Ley de Darcy que se describe a continuación:

$$Q = -KA \frac{h_1 - h_2}{\Delta l} \text{ (Ec. 14.1)}$$

$$Q = KA \frac{dh}{dl} \text{ (Ec. 14.2)}$$

De (Ec.14.2) se despeja “K”:

$$K = \frac{Q}{A \left( \frac{dh}{dl} \right)} \text{ (Ec. 14.3)}$$

Donde:

- K = Coeficiente de permeabilidad definido por Darcy, mayormente conocido como conductividad hidráulica, también se conoce como velocidad de Darcy [m/s].

#### Conductividad hidráulica-permeabilidad intrínseca

(Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) refieren que en su planteamiento Darcy no consideró que el flujo de agua estaba controlado además de las propiedades del medio, por las propiedades del fluido. La conductividad hidráulica depende también de la permeabilidad del acuífero. Por esto, el coeficiente de permeabilidad (conductividad hidráulica), “K”, se refiere al comportamiento sistema roca-fluido y es válido únicamente para el sistema individual que se esté analizando.

La constante específica de permeabilidad de la roca es la permeabilidad intrínseca “k”; para convertir la conductividad hidráulica en permeabilidad intrínseca (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) plantean la siguiente ecuación:

$$k = \frac{K\mu}{\gamma} \text{ (Ec. 14.4)}$$

Donde:

- $\mu$  = Viscosidad del fluido.
- $\gamma$  = Peso específico.
- $\rho$  = Densidad del fluido.
- $g$  = Aceleración de la gravedad.

La constante de proporcionalidad, “K”, se da en metros cuadrados. En su trabajo (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) describen que la permeabilidad absoluta es una propiedad que caracteriza al medio poroso y empíricamente se ha encontrado, que es independiente de las dimensiones de la muestra, de la presión ejercida y de la viscosidad del líquido en movimiento.

(Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) identifican que se han realizado muchos estudios encaminados a conocer cuáles son las propiedades del medio que caracterizan la permeabilidad absoluta de las rocas. Entre todas las relaciones obtenidas, la ecuación de Kozeny (1927) es una de las más empleadas:

$$K = \frac{\Phi^3}{[2\tau^2 S_v^2 (1-\Phi)^2]} \text{ (Ec. 14.5)}$$

Donde:

- $\Phi$  = Porosidad de la roca.
- $\tau$  = Tortuosidad de la roca.
- $S_v$  = Superficie específica por unidad de volumen.

Para la Ec. 14.5 (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) indican que la tortuosidad, “ $\tau$ ”, de la roca no es más que la desviación de la dirección recta de los canales porosos y, por lo tanto, es la relación entre la longitud en línea recta, “L”, y la real, “ $L_m$ ”, de los canales:

$$\tau = \frac{L_m}{L} \text{ (Ec. 14.6)}$$

Así como la superficie específica, “ $S_v$ ”, es el área total expuesta dentro del espacio poroso por unidad de volumen, o puede ser el espacio poroso que se representa por “ $S_o$ ”. La unidad de volumen puede ser el esqueleto mineral sólido; considerando que la roca está constituida por canales porosos la relación entre estos dos parámetros se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$S_v = \frac{S_o \Phi}{(1-\Phi)} \text{ (Ec. 14.7)}$$



## Movimiento de agua en los pozos

Para (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) un fenómeno muy importante para entender es el movimiento del agua en los pozos, este movimiento es dos tipos:

- Vertical, a lo largo del eje de éste.
- Horizontal, a través de él.

El primer caso se presenta cuando existen condiciones para que el agua subterránea confinada entre dos capas impermeables, sometida a una presión hidráulica, sea empujada hacia la superficie en el pozo, o cuando el desarrollo de la perforación del pozo únicamente permite la entrada de agua a través de su parte inferior (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

Los dos movimientos del líquido en el pozo de acuerdo con (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) pueden caracterizarse cualitativa o cuantitativamente. Entre los datos cualitativos se encuentra la información relativa a los lugares donde existen afluencias de agua hacia el pozo o la pérdida de líquido desde éste hacia la formación, también es posible detectar los intervalos donde existe movimiento vertical natural del agua en el pozo. Los datos cuantitativos comprenden la velocidad vertical, “W” [m/s], y el caudal del flujo volumétrico, “Q” [l/s] o [m<sup>3</sup>/s], o bien, la velocidad de filtración, “V<sub>f</sub>” [m/d], durante el movimiento horizontal.

Para (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) la metodología para establecer la dinámica de las aguas subterráneas en los pozos se basa en la determinación de las diferencias entre las propiedades físicas del agua de la formación y del fluido en el pozo.

Frecuentemente sucede que la estructura hidrogeológica en estudio contiene dos o más acuíferos independientes. Las pruebas de bombeo nos permiten determinar datos del caudal, “Q”, y del coeficiente de filtración, “K”, para cada uno de los horizontes. Esto exige la separación de cada uno de los horizontes, lo que requiere costos adicionales a la perforación del pozo. Los registros geofísicos nos proporcionan los medios para determinar, en conjunto con los dispositivos de explotación, todos los parámetros hidrogeológicos relacionados con las formaciones almacenadoras de agua que han sido cortadas por un pozo, sin necesidad de aislar los unos de los otros (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

### **Propiedades de los fluidos que saturan las rocas**

En su trabajo (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) describen que, en el espacio poroso de las rocas almacenadoras en yacimientos de hidrocarburos, existen casi siempre tres fluidos a saber: agua, petróleo y gas, en forma individual o combinados. En rocas cercanas a la superficie, el agua y el gas que por lo general es aire, son los fluidos que las saturan, mientras que en los acuíferos más profundos las rocas están casi siempre saturadas en 100% con agua. Las propiedades de los fluidos que se estudian en esta sección son: la densidad, la viscosidad y la resistividad eléctrica, debido a la importancia que tienen para

el estudio del yacimiento, y en particular, la influencia que tienen en las mediciones y las interpretaciones de los registros geofísicos de pozo utilizados en hidrogeología.

El agua subterránea que contienen las rocas (también se le llama agua connata o agua intersticial), no es agua químicamente pura. La presencia y los tipos de estas sales hacen variar las propiedades del agua en el subsuelo y pueden también dar lugar, en el transcurso del tiempo geológico, a cambios en las características de las rocas que las contienen (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

El contenido de sales en el agua subterránea, por regla general, aumenta con la profundidad. Se ha determinado que las sales más comunes son el cloruro de sodio, el potasio y el sulfato de sodio (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

La densidad del agua subterránea, " $\rho_w$ ", varía según la concentración de sales y la temperatura de la solución. La concentración es el contenido de sales por unidad de volumen de solución y está dada en miligramos de sal por litro de solución [mg/l] o en partes de sales por un millón de partes de solución [ppm]. Al aumentar la concentración de sales crece la densidad de la solución, ya que existe mayor cantidad de sólidos disueltos, mientras que el aumento de la temperatura da lugar al aumento de la densidad, porque parte de las moléculas de agua pasan a vapor de agua disminuyendo el volumen de la solución (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

Al igual que la densidad, la viscosidad del agua varía con la concentración de sales y con la temperatura. El agua pura en condiciones normales (a 20 [°C]) posee viscosidad unitaria, pero un aumento de la temperatura reduce su viscosidad. Una situación contraria se presenta cuando aumenta la concentración de sales, lo que da lugar a un incremento de

la viscosidad del agua. La viscosidad está dada en Poise [P] (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

La resistividad del agua, “ $R_w$ ”, depende del contenido de sales en disolución, así como del tipo de sales. Se sabe que el agua químicamente pura no conduce corriente eléctrica y que los portadores de electricidad en el agua son los iones disociados de las sales en solución (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

Para (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) la resistividad de la solución depende del tipo de sales que contiene y de su temperatura. Esto se debe a que existe una contribución al movimiento total de iones como consecuencia del movimiento térmico.

$$R_w = \frac{10}{[\sum_{i=1}^n (c_a I_a f_a + c_c I_c f_c) i]} [\Omega m] \text{ (Ec. 14.8)}$$

Donde:

- $R_w$  = Resistividad del agua.
- $C_a$  y  $C_c$  = Concentración de aniones y cationes en la solución [mg/l].
- $I_a$  e  $I_c$  = Movilidad de los aniones y los cationes.
- $f_a$  y  $f_c$  = Coeficientes de electro-conductividad de los aniones y cationes.

(Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) en la Figura 14.2 hacen referencia a la relación entre la resistividad de una solución de cloruro de sodio (NaCl) y la temperatura [°C]. Mediante esta gráfica es posible calcular la resistividad eléctrica o la concentración de sales que tenga una solución a una temperatura determinada. La determinación de la resistividad del agua de formación se puede realizar de varias formas: primeramente, por mediciones en el laboratorio en condiciones normales de temperatura; como segunda forma, analizando químicamente el agua, determinando los contenidos de cada sal y calculando la “ $R_w$ ” mediante la ecuación (Ec. 14.8). En la práctica, cuando únicamente se conoce el contenido y tipo de sales en una solución determinada, es posible calcular la salinidad equivalente a cloruro de Sodio multiplicando el contenido de cada ion en partes por millón, por un factor de equivalencia. La suma de todos los resultados será la salinidad equivalente a cloruro de Sodio de la solución, Figura 14.1.

En esta descripción (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) mencionan que el cálculo de la resistividad de cualquier solución a una temperatura determinada se puede realizar mediante la gráfica de la Figura 14.2, o considerando el efecto de la temperatura mediante la relación:

$$(R_w)_T = (R_w)_{T_0} \left[ \frac{T_0}{T} \right] \text{ (Ec. 14.9)}$$

Donde:

- $(R_w)_T$  = Resistividad del agua de formación a la temperatura “T” (registrada durante la medición).
- $(R_w)_{T_0}$  = Resistividad de la solución a la temperatura de referencia (usualmente a temperatura de superficie).

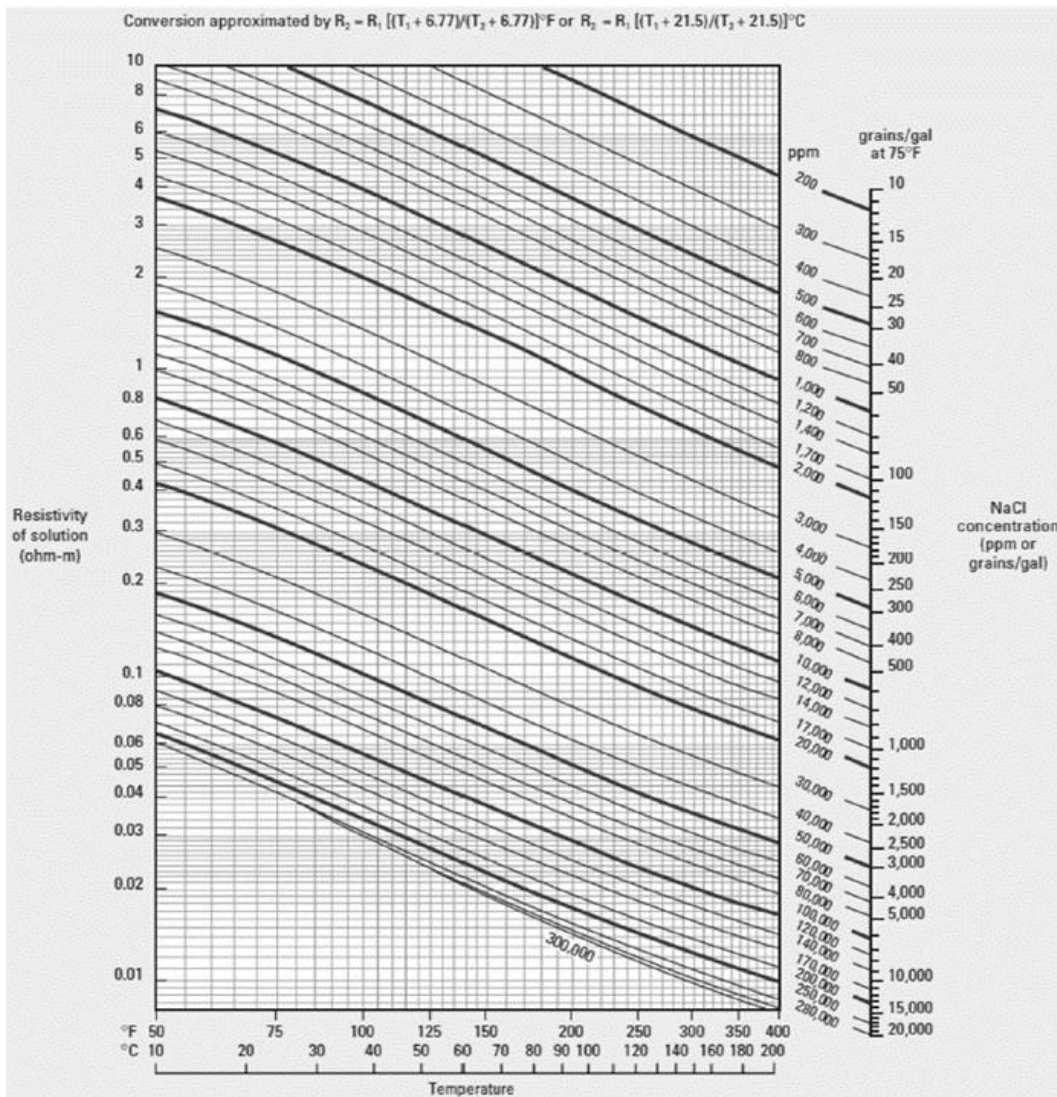


Figura 14.2. Gen-6. Resistividad de soluciones con concentraciones de NaCl, para diferentes temperaturas (Schlumberger, 2009).

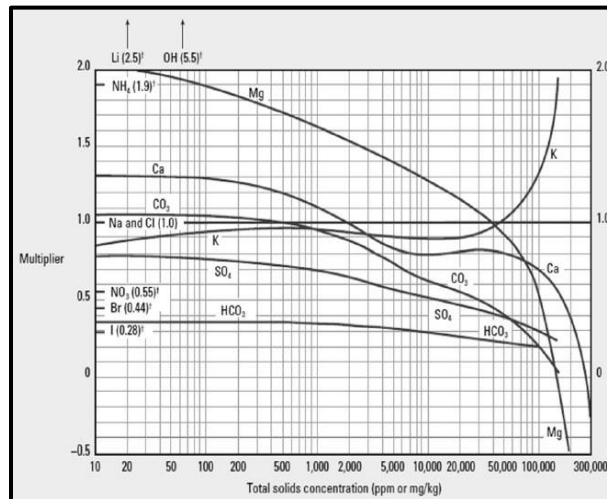


Figura 14.1. Gráfica Gen-4 para calcular la concentración de equivalencia de sales en NaCl para distintos iones (Schlumberger, 2009).

### 14.1.3 Uso en acuíferos con conducción hidráulica secundaria

La metodología que a continuación se describe, ha sido expuesta originalmente en el trabajo de (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005), evaluación hidrogeológica de pozos a través de registros geofísicos (Fundamentos), UNAM, 2005.

En este apartado se expone esta metodología de manera resumida y actualizada a los conceptos descritos a lo largo de esta obra.

#### Porosidad secundaria

La aplicación de los registros geofísicos de pozo al estudio de acuíferos fracturados se enfrenta con problemas más complicados respecto de los que se presentan en los acuíferos intergranulares. Las propiedades que adquieren desde su formación son diferentes, debido a que las características litoestratigráficas, el arreglo mineral y su estructura varían (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

La conductividad hidráulica o coeficiente de permeabilidad secundaria caracteriza a la mayoría de las rocas sedimentarias cuya porosidad primaria, " $\phi_1$ ", es muy baja; esto como resultado de su compactación diagenética en diferente grado y, por su litificación originada por la presión misma que provocó el surgimiento de fracturas. Este segundo sistema poroso en las rocas no presenta una alta porosidad abierta (por lo general entre 0 y 10%), sin embargo, representa una permeabilidad relativamente alta. Las rocas ígneas y metamórficas tienen poca porosidad primaria (0 a 10%), pero su permeabilidad es grande gracias a la presencia de fracturas (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

Se considera porosidad secundaria " $\phi_2$ " a la porosidad originada por fracturas. Entre los materiales acuíferos con permeabilidad secundaria se encuentran principalmente las calizas, las areniscas tectónicamente alteradas, las rocas ígneas, así como las rocas metamórficas (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

En las calizas, este tipo de porosidad suele estar combinada con la permeabilidad de canales de disolución o kárstica (debido a la ampliación de las fracturas por disolución). El acuífero fracturado no constituye una capa permeable continua, más bien que está constituido por la presencia frecuente de fracturas todas de diferente longitud y aperturas, es así como su delimitación espacial es bastante irregular. Ejemplos de rocas fracturadas y sus modelos de acuíferos correspondientes se muestran en la Figura 14.3 (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

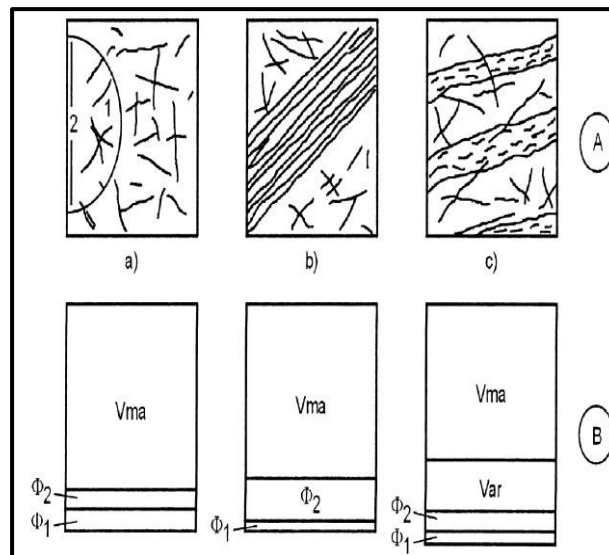


Figura 14.3. Ejemplos de modelos de acuíferos fracturados (A) y sus modelos físicos (B). Espacio estudiado por: 1, registro de neutrones; 2, registros acústicos. a) y b) roca limpia con diferente densidad de fracturas; b) roca muy fracturada; c) roca fracturada con láminas de arcilla.  $V_m$  = Volumen de la matriz de la roca,  $V_{ar}$  = Volumen de arcilla,  $\Phi_1$  y  $\Phi_2$ : Porosidad primaria y secundaria, respectivamente. (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

### Identificación de zonas permeables en pozos

La presencia de un acuífero fracturado durante la perforación de un pozo se manifiesta con los siguientes rasgos característicos en los registros geofísicos, Figura 14.4b (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005):

1. En los registros de potencial espontáneo SP, el medio fracturado se caracteriza por anomalías negativas, y si  $R_L > R_w$  éstas son estrechas a causa de los potenciales de filtración. En el caso contrario se tiene una anomalía positiva para  $R_L < R_w$ . ( $R_L$  – resistividad de lodo,  $R_w$  – resistividad de agua de formación).
2. En los registros de microdispositivos, la zona permeable se detecta por una diferencia positiva; los valores de micropotencial (normal) son mayores que los de gradiente (lateral).
3. En los registros de resistividad aparente (sobre todo en aquéllos con pequeños radios de investigación), las zonas fracturadas se manifiestan relativamente como las más conductivas ( $R_a = n \cdot 10^1$  [ $\Omega m$ ]) ( $n$ : Número entero que varía entre 1 y 9), y se diferencian de la roca sin fracturamiento, la cual se manifiesta con resistividades del orden de  $10^{12}$  a  $10^3$  [ $\Omega m$ ].
4. En el registro de rayos gama naturales, las formaciones arenosas generalmente presentan bajo contenido de sustancias radiactivas, por lo tanto, indican valores mínimos comparados con los valores de las rocas arcillosas adyacentes.
5. En el registro de geometría del pozo (diámetro de pozo - CALI), en las zonas permeables el pozo presenta un diámetro menor por la presencia de huecos que son bloqueados por el lodo de perforación y la formación de enjarre.
6. En el registro densidad, “ $\rho_b$ ”, se mide menor densidad volumétrica debido a la existencia de fracturas saturadas con un líquido de densidad  $\rho_f < \rho_{ma}$  (aumenta el número de conteos).
7. En los registros de porosidad neutrón, “ $\phi_N$ ”, su presencia se manifiesta como zonas con una porosidad neutrónica elevada (disminuye el número de conteos registrados).

### 14.1.4 Estimación de la porosidad en diferentes tipos de acuíferos

Aunque ya se ha expuesto (en otros capítulos de esta obra) en detalle el uso de registros geofísicos para el cálculo de porosidad, en el trabajo de (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) se hace un recuento de algunas metodologías incluyendo un método que atiende a formaciones fracturadas.

De acuerdo con (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) para determinar la porosidad se pueden emplear, cuando a menos, tres técnicas usando registros geofísicos de pozo, no se incluyen aquí el registro RMN (Resonancia Magnética Nuclear) y sónico:

1. Registro de densidad.
2. Registro de porosidad neutrón.
3. Registros de resistividad aparente (incluyendo dispositivos de enfoque de corriente), y microdispositivos.

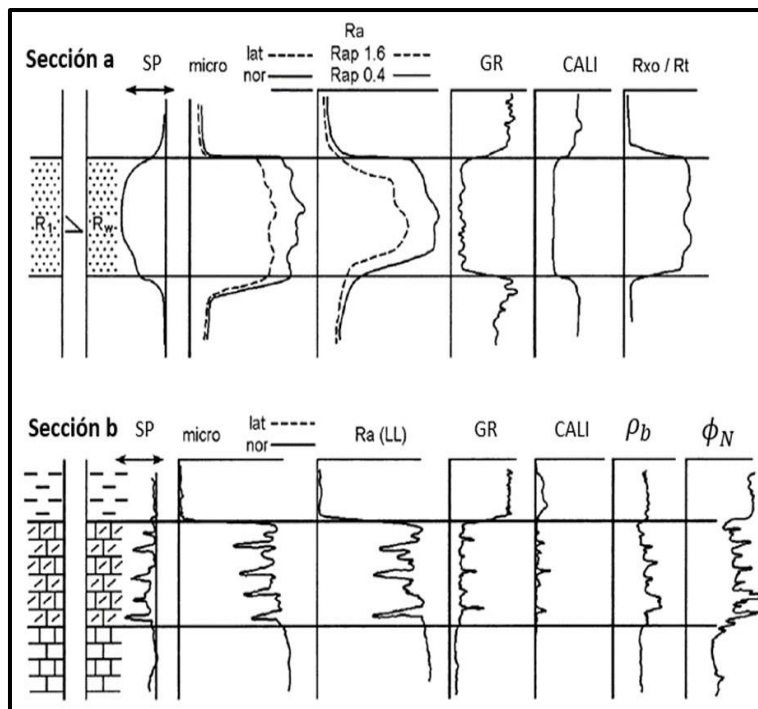


Figura 14.4. Respuesta de registros geofísicos de pozo en un acuífero intergranular (sección “a” – parte superior) y en uno fracturado (sección “b” – parte inferior). Registro de potencial espontáneo, “SP”; microlaterolog normal con curvas lateral y normal; resistividad aparente, “Ra” con curvas normales y laterolog, “LL”; gamma natural, “RG”; densidad volumétrica “ $\rho_b$ ”; porosidad neutrón “ $\Phi_N$ ”; geometría de pozo, “CALI”; “ $R_l$ ” – “ $R_w$ ” – “ $R_{xo}$ ” – “ $R_t$ ” son las resistividades del lodo, agua de formación, zona lavada y zona virgen, respectivamente. Resistividad aparente 1.6 [m], Rap 0.4 [m] con longitud efectiva de 1.6 [m] y 0.4 [m], respectivamente. (Modificado de (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).



### Procedimiento para determinar la porosidad

Para (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) se debe realizar inicialmente un análisis estadístico y control de calidad de los datos medidos en los intervalos de interés. Se comparan entre sí los distintos parámetros medidos ya procesados, con el fin de obtener criterios sobre los valores de la matriz de las rocas ( $\rho_{ma}$ ,  $\Delta_{ma}$ ,  $\Phi_{Nma}$ ), y del material arcilloso ( $\rho_{sh}$ ,  $\Delta_{sh}$ ,  $\Phi_{Nsh}$ ).

Donde:

- $\Phi_{Nma}$  = Porosidad de neutrón en la matriz.
- $\Phi_{Nsh}$  = Porosidad de neutrón en arcillas.
- $\Delta_{ma}$  = Tiempo de tránsito de la onda acústica en la matriz.
- $\Delta_{sh}$  = Tiempo de tránsito de la onda acústica en arcilla.
- $\rho_{sh}$  = Densidad volumétrica de las arcillas.

Cuando hay presencia de arcillas, se realiza el cálculo del porcentaje de éstas a partir de un conjunto de registros de pozo: en cada intervalo estudiado se elige el valor mínimo presente en cada registro, como el valor más probable y se efectúa el cálculo de la porosidad (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

Para calcular la porosidad en una formación, se pueden usar los registros de densidad, de neutrones, y de “ $\Delta_t$ ”. De acuerdo con (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) la “ $\phi_{ef}$ ” se estima con los valores de  $(\phi_{ef})_{DN}$  de acuerdo con la formula:

$$(\Phi_{ef})_{DN} = \frac{(\Phi_{ef})_D + (\Phi_{ef})_N}{2} \text{ (Ec. 14.10)}$$

Donde:

- $(\Phi_{ef})_{DN}$  = Porosidad efectiva promedio a partir de registros de densidad y neutrón.
- $(\Phi_{ef})_D$  = Porosidad efectiva determinada a partir de registro de densidad.
- $(\Phi_{ef})_N$  = Porosidad efectiva a partir de un registro de neutrones.

Para (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) el cálculo de la porosidad en acuíferos fracturados, no se puede usar el factor de formación, principalmente porque las fracturas no suelen estar rellenas de agua muy mineralizada. Si se trata de un sólo tipo de roca. se puede utilizar la relación de Nechay (1964):

$$\Phi = R_w \frac{(R_b^2 - R_c)}{R_c^2 R_b + R_b^2 R_c} \text{ (Ec. 14.11)}$$

Para el caso en que predominan grietas verticales paralelas al eje del pozo y para todos los otros casos posibles (grietas aleatorias) (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) indican que:

$$\Phi = AR_w \frac{R_b - R_c}{(R_b - R_w) R_c} \text{ (Ec. 14.12)}$$

Donde:

- $R_b$  = Resistividad específica del carbonato de la formación no agrietado.
- $R_w$  = Resistividad del agua de formación.
- $R_c$  = Resistividad de la roca fracturada.

“A” es una constante de proporcionalidad cuyo valor depende de la complejidad del sistema de fracturas y de su variación respecto al eje del pozo (“A” varía de 1.5 a 2; si se conoce el sistema de fracturas, entonces elegimos “A” = 1.5). Cuando la resistividad específica del lodo “ $R_l$ ” es diferente considerablemente del valor “ $R_w$ ”, entonces en las ecuaciones (Ec. 14.10) y (Ec.14.11), se debe sustituir el valor “ $R_w$ ”, por el valor “ $R_l$ ”, ya que el lodo penetra profundamente por el sistema de fracturas de la roca (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

En el trabajo de (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) se indica que, en las formaciones fracturadas (calizas, dolomías y areniscas), se determina el tipo litológico básico al mismo tiempo que el cálculo de la porosidad, aunque esta porosidad representa el total de la porosidad presente en la roca. La determinación de la litología se obtiene de la combinación del registro de porosidad neutrón y del de densidad compensado o de los registros neutrón y acústico. La porosidad aparente calculada de los distintos registros “ $(\Phi_e)_D$  y  $(\Phi_e)_N$ ” se utilizan en la gráfica cruzada de la Figura 14.5 de la cual se obtienen la porosidad verdadera “ $\Phi$ ”, y la representación volumétrica de los componentes minerales de la roca.

Para (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) es importante que si en la secuencia sedimentaria están presentes otros tipos de rocas (tales como anhidrita, yeso, etc.), entonces para determinar los tipos de rocas, se utilizan los parámetros “M” y “N”. Los parámetros (“M y N”) son independientes de la porosidad y con el empleo del gráfico cruzado de la Figura 14.6 se pueden identificar los minerales constituyentes de la roca.

}}

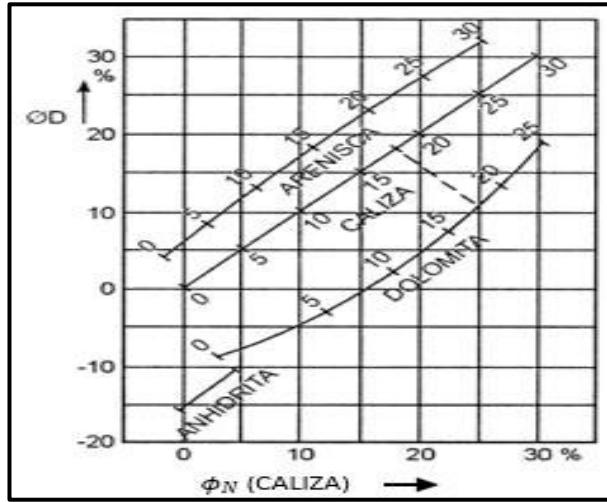


Figura 14.5. Gráfica cruzada porosidad densidad vs porosidad neutrón para determinación de la porosidad verdadera y los volúmenes de minerales de la roca (Modificado de Schlumberger, 1985).

“M” y “N” se calculan de los registros acústico, de densidad y del registro de neutrón, según las siguientes ecuaciones (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005):

$$M = \frac{\Delta_{tf} - \Delta_t}{100(\rho_b - \rho_f)} \text{ (Ec. 14.13)}$$

$$N = \frac{(1 - \Phi_N)}{(\rho_b - \rho_f)} \text{ (Ec. 14.14)}$$

Donde:

- $\rho_b$  = Densidad volumétrica de la formación (lectura directa del registro de densidad).
- $\rho_f$  = Densidad del fluido en los poros de la formación.
- $\Delta_{tf}$  = Tiempo de tránsito del fluido en la formación.

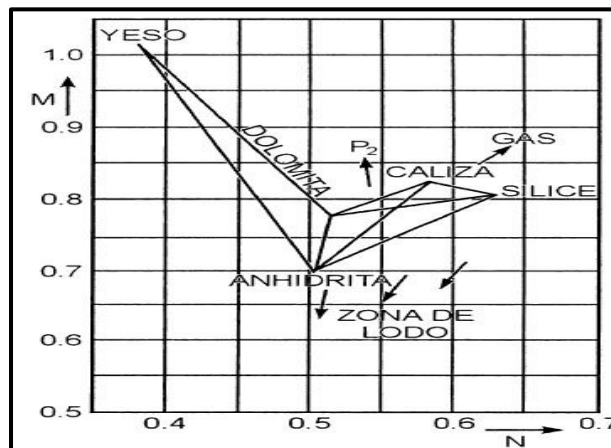


Figura 14.6. Gráfica cruzada “M-N” para la determinación de los minerales principales de la roca (Modificado de Schlumberger, 1985).

### **14.1.5 Otros registros geofísicos y las características del flujo en pozos para agua**

Hasta ahora en el trabajo de (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005) se han expuesto algunos registros geofísicos de pozo que permiten determinar la litología del pozo, detectar los intervalos permeables, conocer el espesor de la zona saturada, la porosidad, y determinar el estado técnico del mismo. Por otra parte, los registros geofísicos de pozo también permiten obtener información sobre la dinámica del agua subterránea, como es, determinar la velocidad y dirección del movimiento del agua subterránea y el coeficiente de filtración. Estos estudios deben ser realizados solamente cuando el pozo esté limpio y debidamente revestido (ademado). Todos los pozos se revisten una vez terminadas las labores de perforación. La parte no productiva del pozo perforado se reviste con tubo liso, mientras que en los intervalos productivos se instala tubería ranurada.

En el espacio entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo se pone cemento en las partes no colectoras, y en los intervalos correspondientes a los colectores, se coloca un filtro que es un relleno de grava (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

Los intervalos a través de los cuales fluye el agua hacia el pozo, los lugares de filtración de agua hacia la formación, así como los intervalos donde el fluido tiene movimiento vertical, se manifiestan muy claramente en los registros de temperatura y, aún más, en los registros de gradiente de temperatura, así como en el registro de resistividad del agua (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

En cuanto al contenido de minerales del agua subterránea que fluye hacia el pozo, individualmente puede ser diferente, sin embargo, el registro de resistividad del fluido permite identificar los lugares de procedencia y las propiedades químicas del fluido. Con esta información se puede obtener de dichos registros, cuando se complementa con el registro de temperatura, es posible identificar las fuentes de agua hacia el pozo (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

De manera análoga, como resultado de una limpieza defectuosa del lodo de perforación en el pozo, en el registro de fotometría, también se manifiestan los intervalos con aporte de agua hacia el pozo. El lodo siempre está turbio, pero en los sitios donde existe flujo, el agua subterránea está limpia (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

Para detectar el sistema del flujo del agua subterránea mediante los registros geofísicos de pozo, también frecuentemente se utilizan trazadores (NaCl, colorantes, radioisótopos, entre otros), con el propósito de crear un contraste artificial de algún parámetro elegido entre el agua en el pozo y el agua subterránea. El movimiento del agua en el pozo se determina a partir de mediciones sucesivas en el tiempo, observando los cambios graduales del parámetro medido (Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. 2005).

## **14.2 Geotermia**

Los registros de pozo en geotermia son herramientas importantes para caracterizar y evaluar los recursos geotérmicos subterráneos. Estos registros proporcionan información sobre las propiedades de las formaciones geotérmicas y ayudan en la planificación y desarrollo de proyectos. Algunos de los registros más relevantes y comúnmente utilizados en investigaciones en yacimientos geotérmicos son:

- Registro de temperatura: Este registro permite localizar zonas y puntos de interés para evaluar la tasa de aumento de temperatura en el pozo después de completar la circulación de fluidos.
- Registro caliper: Este registro se utiliza para identificar zonas de cavernas y estimar la cantidad de cemento necesaria para rellenar el espacio entre la tubería de revestimiento y la formación.
- Registros de resistividad (configuración normal de 16 [pg] y 64 [pg]): Estos registros proporcionan información crucial sobre las propiedades eléctricas de las formaciones geológicas.
- Registro de porosidad neutrón-neutrón: Este registro se utiliza para evaluar la porosidad de las formaciones geológicas, lo que es fundamental para comprender la capacidad de almacenamiento de fluidos del yacimiento.
- Registro de rayos gamma natural: Este registro permite obtener información sobre la composición y la radioactividad de las formaciones geológicas, lo que es útil para caracterizar las rocas presentes en el yacimiento.

Sin embargo, los registros acústicos (BHTV, CBIL, UBI, USI y USIT), tienen como propósito principal la detección y evaluación de fracturas tanto en la industria petrolera como en campos como la geotermia y la hidrogeología. Estas herramientas ofrecen la ventaja significativa de identificar el tipo de fractura en las formaciones, su orientación, tamaño y si están abiertas, cerradas o mineralizadas, lo que es importante en el área de la geotermia.

Algunas de las aplicaciones clave de los registros de pozo en geotermia incluyen:

- Determinación de temperatura.
- Flujo de calor.
- Calor radiogénico.
- Identificación de formaciones geotérmicas.
- Caracterización de yacimientos geotérmicos.
- Estudio de la calidad del fluido geotérmicos.
- Diseño de pozos geotérmicos.
- Monitoreo de la producción geotérmica.
- Optimización de la inyección de fluidos.
- Interpretación mineralógica en rocas ígneas y metamórficas.

Las Figuras 14.7 y 14.8 muestran dos ejemplos de interpretación de registros geofísicos de pozos en pozo del campo geotérmico Los Humeros.

### **14.3 Hidrocarburos**

Ésta es la aplicación más conocida de los registros geofísicos, es una pieza fundamental en la exploración de hidrocarburos, sin el análisis e interpretación de los registros geofísicos y sus propiedades petrofísicas se haría cada vez más difícil localizar este tipo de recursos. En este apartado se encontrará el caso de un campo en la cuenca Tampico Misantla. Para el análisis petrofísico del campo en cuestión se realizó el análisis de tres pozos (G1, O1, F1). Los límites de corte utilizados para determinar el net pay en el bloque son:

- Terciario;  $\Phi > 5\%$ ;  $S_w < 65$  y  $V_{cl} < 50\%$
- Cretácico;  $V_{cl} < 35-40\%$ ;  $\Phi > 4,0-4,5\%$ ,  $SW < 40\%$

Los valores de porosidad y saturación de agua son los obtenidos después de que se han establecido los valores de corte, y solo representan el intervalo referido en cada caso. Estos valores pueden cambiar si se obtiene información adicional. Los campos petroleros en este bloque comenzaron a producir desde el año 1910 y hasta la fecha siguen produciendo.

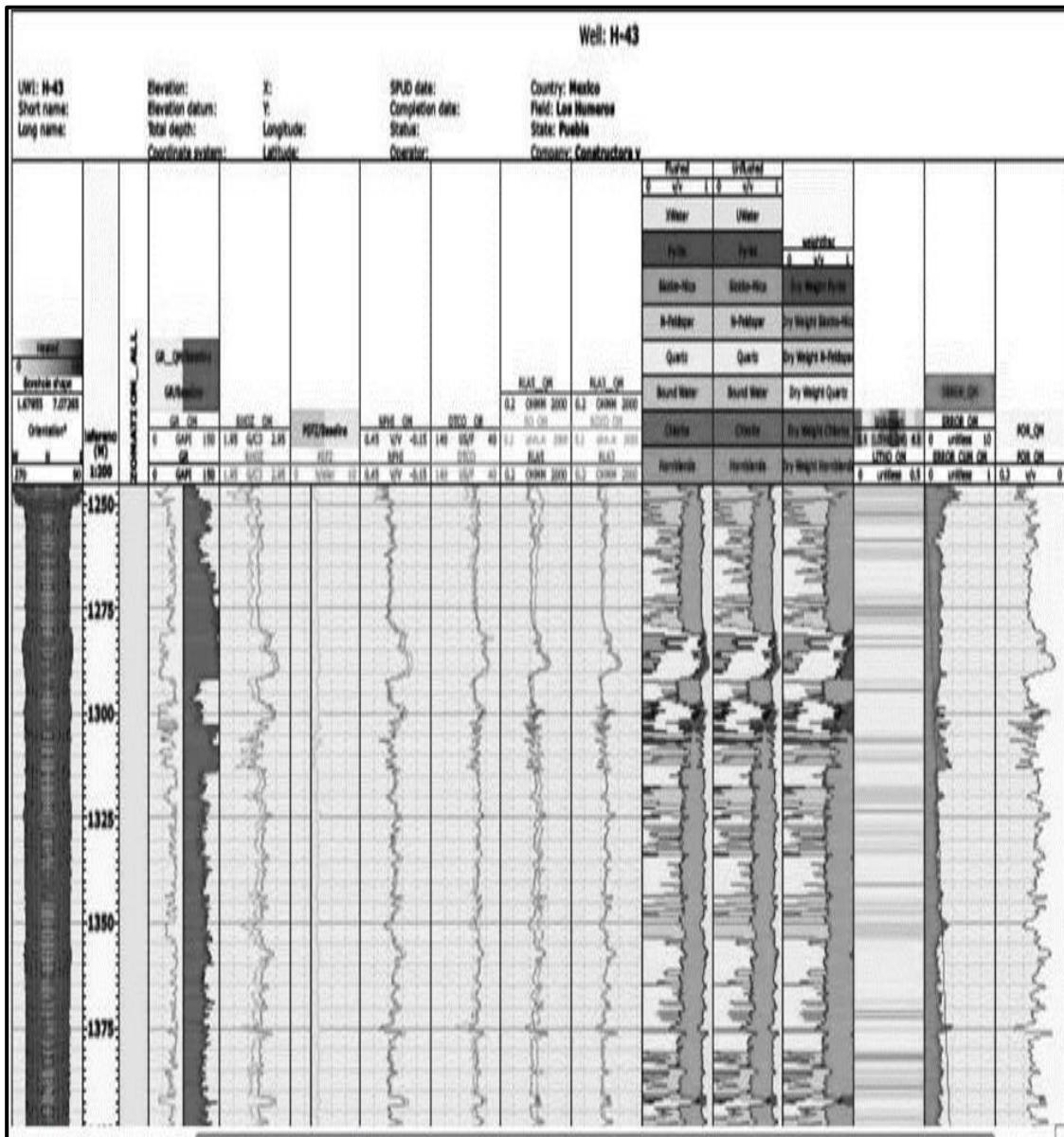


Figura 14.7. Interpretación de registros geofísicos de pozo Humeros-43 (Carvajal, 2012).



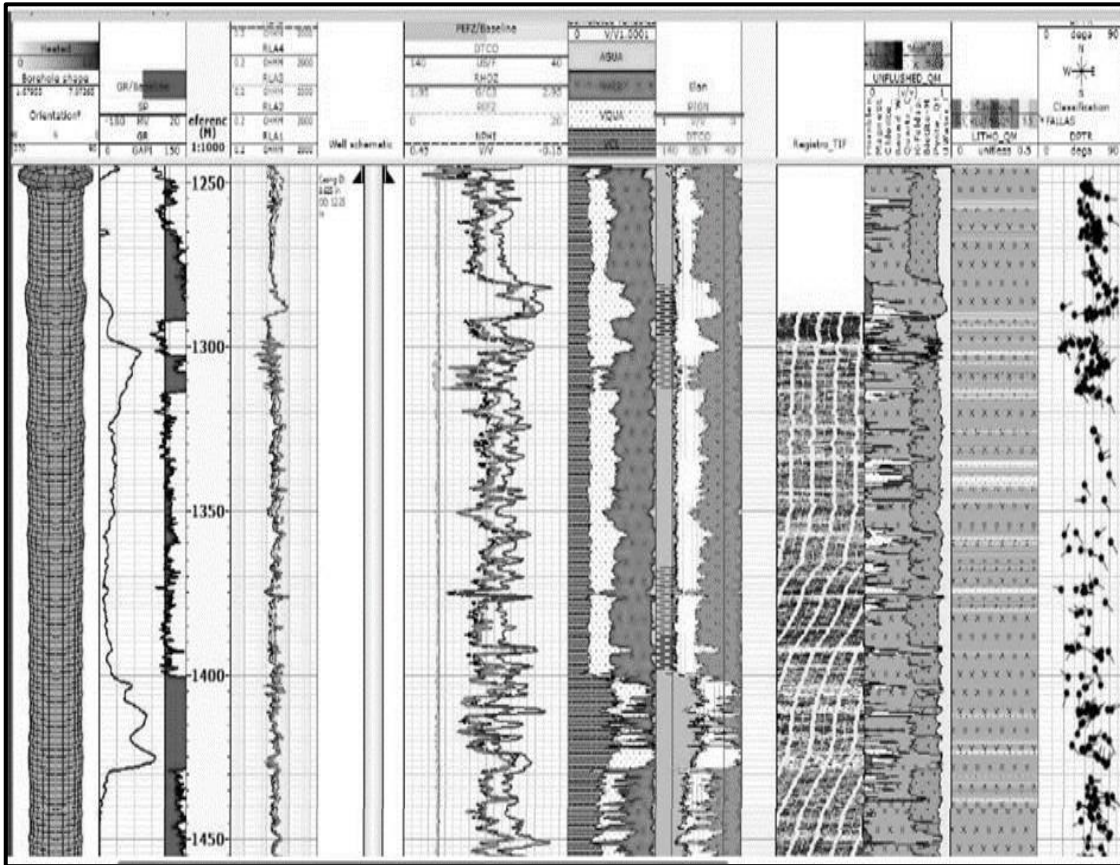
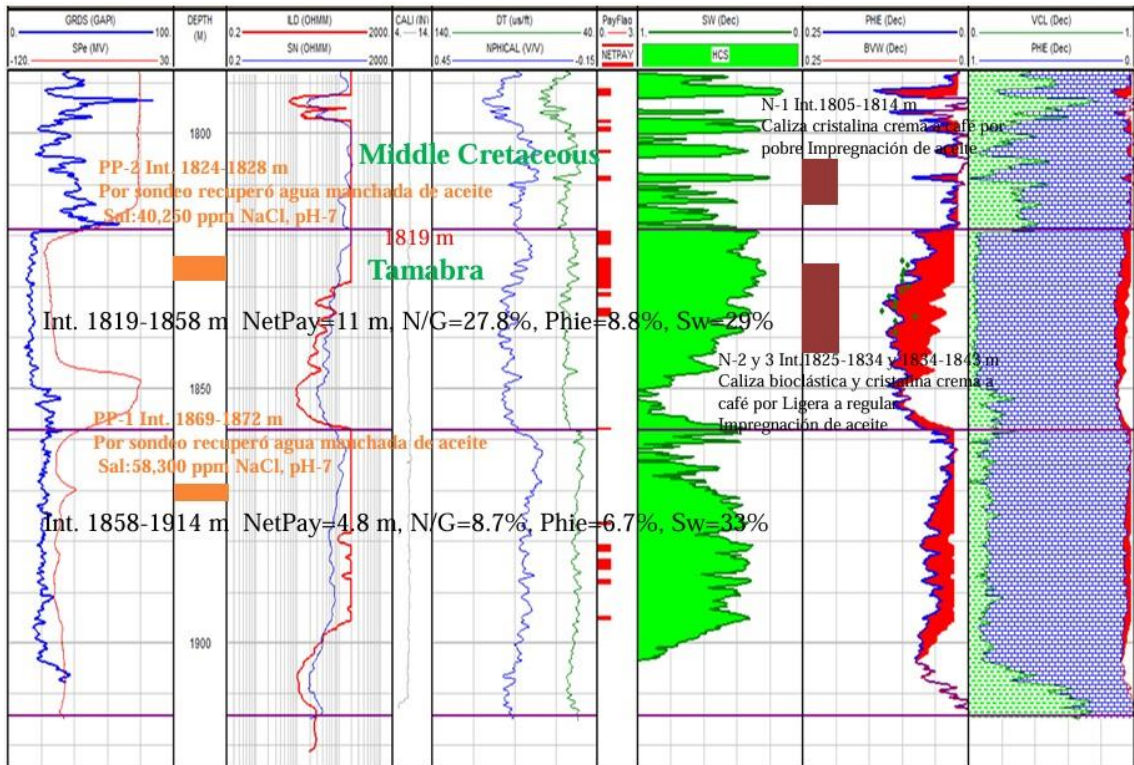
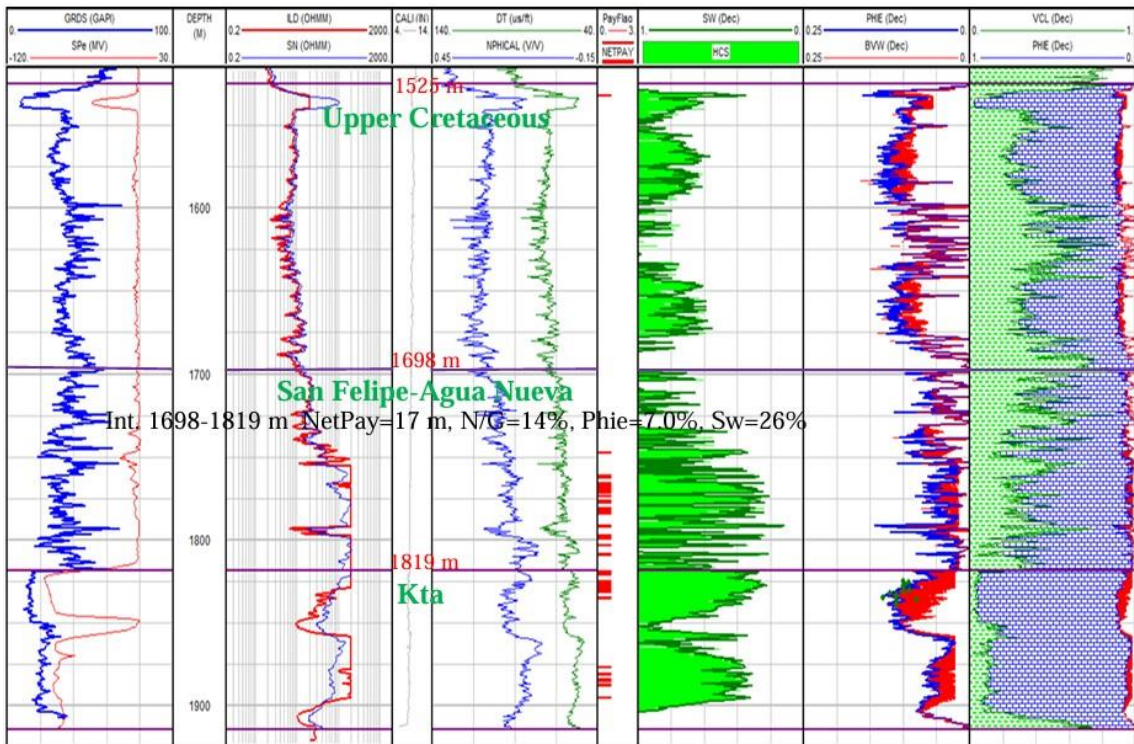
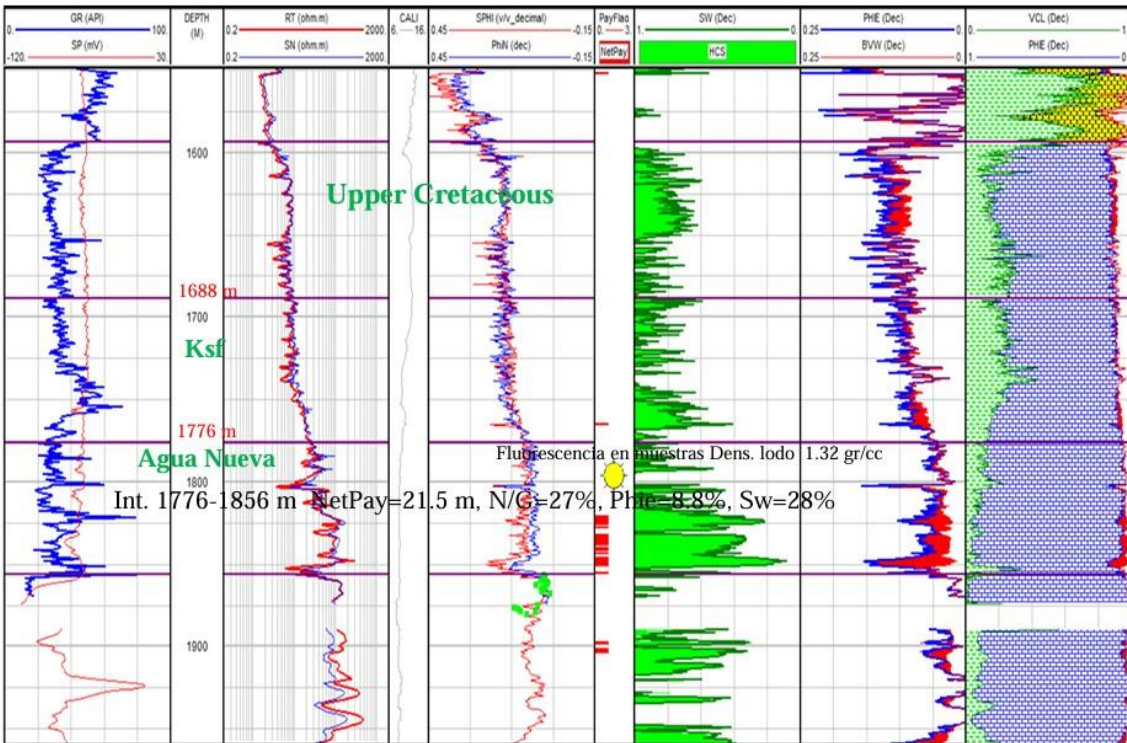
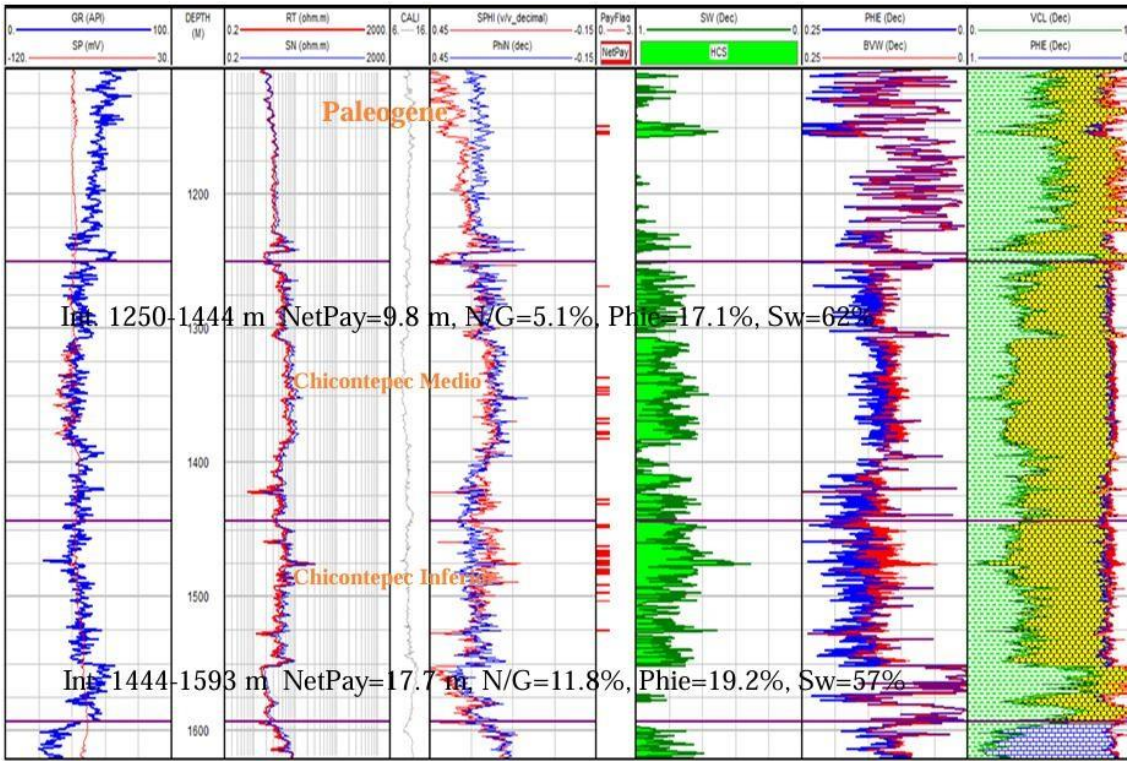


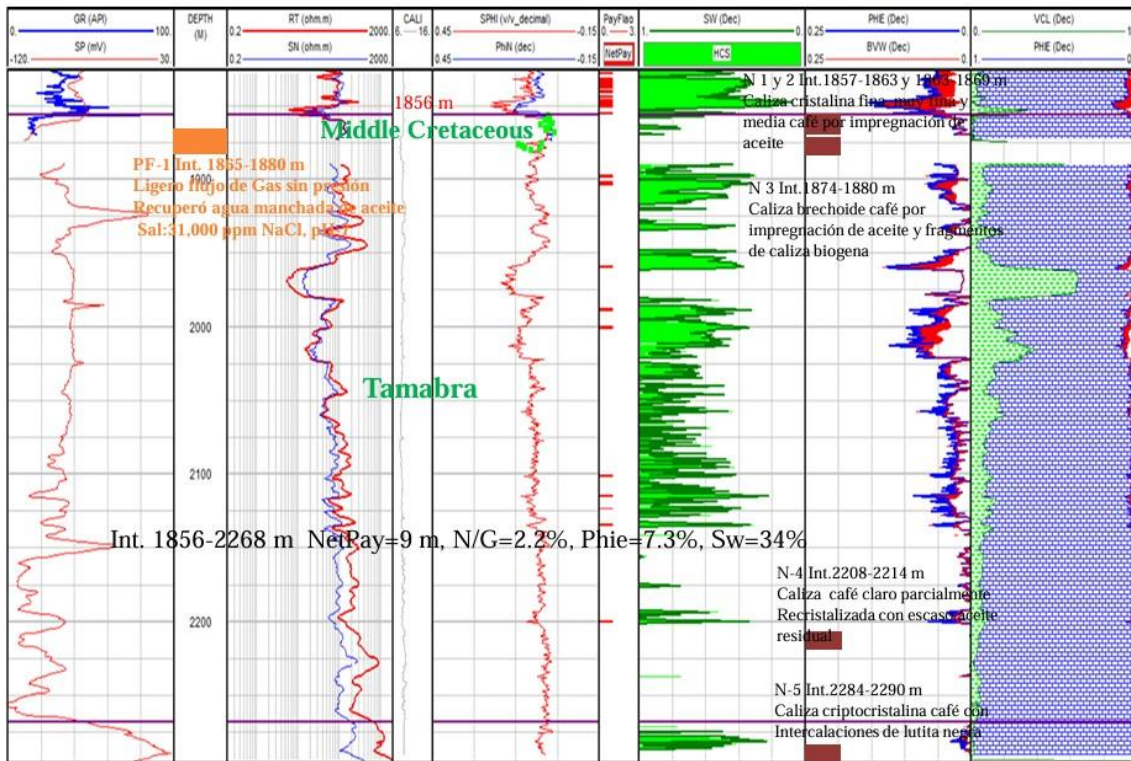
Figura 14.8. Interpretación de registros geofísicos de pozo Humeros-43 (Carvajal, 2012).

Pozo O1

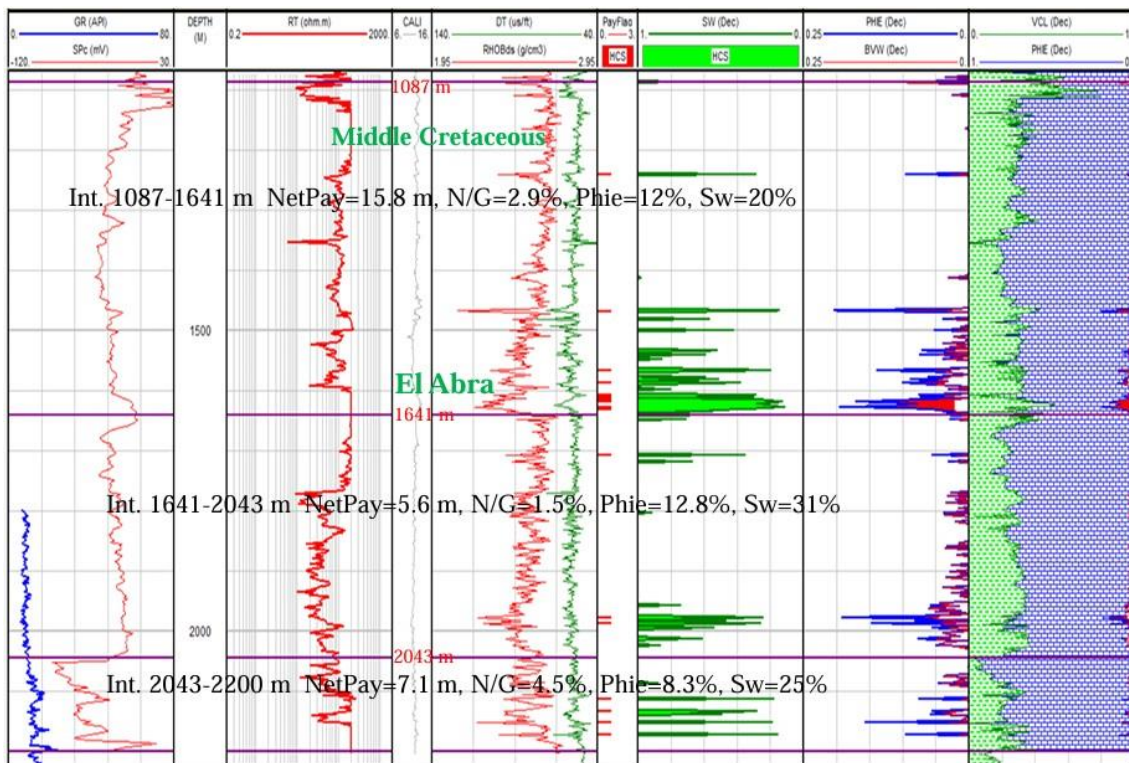


Pozo G1





**Pozo F1**



## Referencias

**Kobr, M; Huizar, R; Campos, O. (2005).** Evaluación hidrogeológica de pozos a través de registros geofísicos (Fundamentos). Monografías del Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México, Charles University, Faculty of Science, Republica Checa.

**Carvajal, F. (2012).** Teoría e interpretación de registros geofísicos en pozos geotérmicos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Manzano, D. (2009).** Registros geofísicos en pozo entubado. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Ricco, G. (2012).** Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Schlumberger. (1985, 2009).** Log interpretation chartbook.

**Schlumberger (1989).** Log interpretation principles/applications.

**Ricco, G. (2012).** Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

**Vázquez, J. (2021).** Manual para el profesor de la asignatura de registros geofísicos en pozo. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.



Dirección General de Asuntos  
del Personal Académico