

**HERRAMIENTA EDUCATIVA MULTIMEDIA PARA EL ESTUDIO DE REGISTRO  
DE POZOS EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**DIANA PAOLA CORREA SUAREZ  
OLGA LUCIA RUEDA FIGUEREDO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

**HERRAMIENTA EDUCATIVA MULTIMEDIA PARA EL ESTUDIO DE REGISTRO  
DE POZOS EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**DIANA PAOLA CORREA SUAREZ  
OLGA LUCIA RUEDA FIGUEREDO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director  
CESAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

## AGRADECIMIENTOS

*Muy especialmente dedico el esfuerzo  
puesto en este proyecto y mi  
título de Ingeniera de Petróleos:  
A Dios por ser luz y guía en mi camino,  
por brindarme paz y tranquilidad para  
afrontar los momentos difíciles y por  
colmarme de perseverancia y sabiduría  
para la consecución de este gran logro en  
mi vida.*

*A mi Padre, Omar Alfonso, por su apoyo  
incondicional durante este largo  
camino, su gran amor y consejo, y a  
quien debo gran parte de todo lo bueno  
que hace parte de mi ser hoy en día, sin  
duda, parte esencial en mi proyecto de  
vida.*

*A Ruth Patricia, mi madre, a quien  
agradezco su constante apoyo en este  
proceso y la oportunidad que me brindó  
de llegar a donde hoy me encuentro.*

*A mis Hermanitas Johanita y  
Nayibeth, por ser guías durante toda mi  
vida, y, especialmente, en esta etapa de  
mi formación profesional.*

*A mis Amigos Chiquí, Gordo y los demás Susurrantes  
A mis familiares Pollo, Rafa y Fredy H. quienes  
de una u otra forma aportaron su  
granito de arena en el éxito de este  
proyecto.*

**Diana Paola Correa Suárez**

*A Dios,  
por estar conmigo en cada paso que doy,  
por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y  
por haber puesto en mi camino a  
aquellas personas que han sido mi soporte y  
compañía durante toda esta trayectoria.  
Con mucho respeto y admiración A mi padre Gustavo,  
por sus sacrificios, consejos, cuidados y  
confianza puestos en mí y en especial A mi Madre Hilda,  
serás siempre mi inspiración para alcanzar mis metas,  
por enseñarme que todo se aprende y  
que todo esfuerzo es al final recompensa,  
tu esfuerzo, se convirtió en tu triunfo y el mío. **LOS AMO.**  
Con mucho cariño a mis manitos hermosos Martha y Osneider,  
que siempre han estado al pendiente de mí a lo largo de mi vida y  
demás Familiares, ya que me brindan el apoyo, la alegría y  
me dan la fortaleza necesaria para seguir adelante y  
en especial a mis primitas Angie, Paola y mi sobrinito Joshua  
por contagiarme con sus alegrías.  
Muy especial a Edgar C.,  
quien desde el cielo me guía y estoy segura que  
en estos momentos está orgulloso de mí.  
A mi Amado, Elkin R.,  
quien me brindó su amor, su cariño, su estímulo y su apoyo constante, que  
con su comprensión y paciente espera pudiera terminar  
esta trayectoria en mi vida,  
son evidencia de su gran amor. ¡Gracias!  
A mis amigos Ricardo, Fausto, Carlitos, Sandra García y  
en especial a Amira y Sandra Cubillos,  
por escucharme, soportarme y por  
que su amistad va más allá de un simple apoyo y compañía,  
porque cada uno de ustedes son la palabra de aliento o  
alegría que he necesitado. ¡Gracias!  
De manera muy especial al Ing. Cesar Pineda  
por la colaboración, paciencia, que me brindó siempre.*

*Olga Lucía Rueda Figueredo*

## CONTENIDO

|   | Pág. |
|---|------|
| INTRODUCCIÓN  | 17   |
| 1. JUSTIFICACIÓN  | 18   |
| 2. OBJETIVOS  | 19   |
| 2.1 OBJETIVO GENERAL  | 19   |
| 2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS   | 19   |
| 3. INFLUENCIA DE LA TECNOLOGIA EN LA EDUCACION                      | 21   |
| 3.1 MATERIALES EDUCATIVOS COMPUTARIZADOS (MEC)                      | 24   |
| 3.1.1 Tipos de Materiales Educativos Computarizados (MECs)          | 25   |
| 3.2. Material Educativo Computacional (MEC) aplicado a la educación | 30   |
| 4. REGISTROS DE POZOS EN LA INDUSTRIA                               | 34   |
| 4.1 CONCEPTOS DE INTERPRETACIÓN                                     | 34   |
| 4.1.1 Propiedades fundamentales de las formaciones                  | 34   |
| 4.1.2 Conceptos básicos de interpretación de registro de pozos      | 56   |
| 4.1.3 Disturbios causados por la perforación                        | 60   |
| 4.1.4 Textura y estructura de la roca                               | 60   |
| 4.2 CLASES DE REGISTRO DE POZOS                                     | 68   |
| 4.2.1 Registro de resistividad                                      | 69   |
| 4.2.2 Factores que afectan el registro:                             | 72   |
| 4.2.3 Comportamiento de la curva                                    | 73   |
| 4.2.4 Registro potencial espontaneo SP                              | 74   |
| 4.2.5 Registro Rayos Gamma GR                                       | 79   |
| 4.2.6 Registro neutrón  | 89   |
| 4.2.7 Registro de densidad  | 93   |
| 4.2.8 Registro Lito-densidad  | 97   |
| 4.2.9 Registro sínico   | 101  |

|  |     |
|--|-----|
| 4.2.10 Registro de calibración                                     | 106 |
| 4.2.11 Aplicaciones del registro                                   | 109 |
| 4.2.12 Registro de buzamiento                                      | 112 |
| 4.2.13 Registro de resonancia magnética nuclear RMN                | 117 |
| 4.2.14 Registro de imágenes  | 122 |
| 4.3 COMBINACION DE HERRAMIENTAS                                    | 127 |
| 5. MANUAL DE USUARIO   | 128 |
| 5.1 REQUERIMIENTOS DE HARDWARE Y SOFTWARE                          | 128 |
| 5.2 PROCESO DE INSTALACIÓN DE LA HERRAMIENTA                       | 128 |
| 5.3 INSTALACIÓN DE LA HERRAMIENTA INTERACTIVA DE REGISTRO DE POZOS | 130 |
| 5.4 USO DE LA HERRAMIENTA  | 133 |
| 5.5 MENÚ PRINCIPAL   | 133 |
| 5.6 MÓDULO DE REGISTRO DE POZOS                                    | 135 |
| 5.7 VENTANAS DE CONTENIDO  | 135 |
| 5.8 MÓDULO DE EVALUACIÓN   | 138 |
| 5.9 Módulo De Ayudas.  | 139 |
| 5.10 Módulo De Integrantes   | 139 |
| 6. CONCLUSIONES  | 141 |
| 7. RECOMENDACIONES   | 143 |
| BIBLIOGRAFÍA   | 145 |

## LISTA DE TABLAS

|  | <b>Pág.</b> |
|--|-------------|
| Tabla 1. Enfoques de Malcom Knowles  | 23          |
| Tabla 2. Clasificación de los MECs según las funciones educativas que asumen | 26          |
| Tabla 3. Respuestas generales del registro según la matriz                   | 73          |
| Tabla 4. Fenómenos que perturban la señal de campo.                          | 77          |
| Tabla 5. Niveles de rayos gamma en la litología.                             | 83          |
| Tabla 6. Respuesta general del registro según la matriz                      | 97          |
| Tabla 7. Valores de Pe y U para minerales conocidos                          | 99          |
| Tabla 8. Propagación de las ondas acústicas                                  | 103         |
| Tabla 9. Factores que afectan el registro                                    | 111         |

## LISTA DE FIGURAS

|   | <b>Pág.</b> |
|---|-------------|
| Figura 1. Estructura tradicional de un STI.   | 30          |
| Figura 2. Distribución de la roca porosa.   | 35          |
| Figura 3. Formación porosa  | 36          |
| Figura 4. Factores que afectan la porosidad.  | 38          |
| Figura 5. Formación de una roca con sus diferentes fluidos.   | 43          |
| Figura 6. Efecto de la presencia del material cementante arcilloso sobre la permeabilidad y porosidad           | 44          |
| Figura 7. Efecto de la forma y tamaño de grano en la permeabilidad.   | 45          |
| Figura 8. Gráficas típicas de permeabilidad vs porosidad.   | 47          |
| Figura 9. Relaciones típicas de porosidad y permeabilidad   | 48          |
| Figura 10. Diagrama de fase de dos componentes.   | 50          |
| Figura 11. Arcilla laminada   | 52          |
| Figura 12. Arcilla estructural.   | 52          |
| Figura 13. Arcilla dispersa   | 53          |
| Figura 14. Definición de resistividades   | 56          |
| Figura 15. Operación de registro por cable.   | 57          |
| Figura 16. Unidad móvil computarizada.  | 58          |
| Figura 17. Ejemplo de un registro GR  | 60          |
| Figura 18. Herramienta de resistividad.   | 69          |
| Figura 19. Herramienta de resistividad  | 70          |
| Figura 20. Resistividad de una formación.   | 72          |
| Figura 21. Respuesta de un registro lateral profundo y un registro lateral superficial a diferentes litologías. | 74          |
| Figura 22. Componentes del potencial espontaneo.  | 76          |
| Figura 23. Registro ideal de SP.  | 79          |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 24. Fotografía de la herramienta.   | 81  |
| Figura 25. Registro GR.  | 83  |
| Figura 26. Prueba del Penetrómetro de Cono Gamma (GCPT)                                    | 86  |
| Figura 27. Piezocono eléctrico (CPT)   | 87  |
| Figura 28. Registro SGR.   | 89  |
| Figura 29. Esquema de doble porosidad de CNL.  | 90  |
| Figura 30. Presentación del registro SNP   | 92  |
| Figura 31. Ejemplo de un registro de densidad  | 94  |
| Figura 32. Presentación de un registro de densidad de la formación                         | 96  |
| Figura 33. Herramienta de densidad litológica.   | 98  |
| Figura 34. Diseño de una corrida típica de las herramientas LDT-CNL-GR                     | 100 |
| Figura 35. Ejemplo de ondas de la herramienta Array-Sonic de ocho receptores.              | 102 |
| Figura 36. Representación del registro sónico  | 106 |
| Figura 37. Presentación de los datos del registro de calibración de dos brazos.            | 108 |
| Figura 38. Presentación de un registro de calibración de 4 brazos                          | 108 |
| Figura 39. Ejemplo de un registro de calibración   | 112 |
| Figura 40. Herramienta con seis patines  | 113 |
| Figura 41. Herramienta con seis patines, Six-Arm Stratigraphic Dipmeter                    | 114 |
| Figura 42. Distintas etapas en la manipulación de los protones para crear la señal de RMN. | 119 |
| Figura 43. Representación de RMN.  | 122 |
| Figura 44. Herramienta FMI   | 123 |
| Figura 45. Herramienta OBMI  | 124 |
| Figura 46. Herramienta UBI   | 125 |
| Figura 47. Presentación de un registro FMI   | 126 |
| Figura 48. Descarga del Instalador de Adobe AIR  | 129 |
| Figura 49. Ventana de actualización de Adobe AIR.  | 130 |
| Figura 50. Archivo del registro  | 131 |
| Figura 51. Instalación de la aplicación  | 131 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 52. Ubicación de la instalación                                  | 132 |
| Figura 53. Instalación final de la aplicación                           | 132 |
| Figura 54. Ventana de visualización de introducción                     | 133 |
| Figura 55. Ventana de visualización de la página de inicio.             | 134 |
| Figura 56. Botón acceso al libro  | 135 |
| Figura 57. Ventana de visualización de la sección de Registro de pozos. | 135 |
| Figura 58. Ventana de visualización del contenido.                      | 136 |
| Figura 59. Visualización del mapa conceptual de registro de pozos       | 137 |
| Figura 60. Ventana de visualización de videos                           | 137 |
| Figura 61. Ventana de visualización de evaluación                       | 138 |
| Figura 62. Ventana de visualización de ayudas                           | 139 |
| Figura 63. Ventana de visualización de integrantes                      | 140 |

## RESUMEN

**TITULO:** HERRAMIENTA EDUCATIVA MULTIMEDIA PARA EL ESTUDIO DE REGISTROS DE POZO EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS\*

**AUTORES:**

DIANA PAOLA CORREA SUÁREZ  
OLGA LUCIA RUEDA FIGUEREDO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Herramienta, multimedia, educativa, registros, pozos.

**DESCRIPCIÓN:**

Actualmente, la tecnología ocupa un lugar importante en nuestro entorno, ya que se encuentra en todos los campos. Su aplicación en el campo educativo se ha convertido en una necesidad para mejorar los tradicionales métodos de enseñanza – aprendizaje, es por esto que, este proyecto consiste en la elaboración de un material educativo que contribuya y complemente la formación integral del estudiante de Ingeniería de Petróleos en lo concerniente a la asignatura registros de pozo.

La herramienta ha sido diseñada mediante una interfaz de fácil manejo para que cualquier usuario pueda acceder a esta, donde se puede encontrar información organizada y detallada, la cual es mostrada en diferentes presentaciones como texto, animaciones, videos y gráficos, además puede ser encontrada en diferentes formatos para facilitar su búsqueda haciéndola más dinámica e interactiva, estableciendo, el componente multimedia que permita profundizar la comprensión del procedimiento de interpretación de un registro de pozo petrolero.

Esta herramienta se desarrolló de forma tal que el estudiante tenga un aprendizaje por medio de la interacción con la herramienta, así el podrá estudiar los temas de su preferencia y/o con los que tenga mayor dificultad, para luego generar discusiones sobre las inquietudes con el docente y/o sus compañeros de asignatura.

---

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ingenierías físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director del proyecto Ing. Cesar Augusto Pineda Gómez

## SUMMARY

**TITLE:** MULTIMEDIA EDUCATIONAL TOOL FOR THE STUDY OF RECORDS OF WELL IN PETROLEUM ENGINEERING \*

**AUTHORS:**

DIANA PAOLA CORREA SUÁREZ  
OLGA LUCIA RUEDA FIGUEREDO\*\*

**KEY WORDS:** Tools, multimedia, educational, logs, wells.

**DESCRIPTION:**

Currently, technology plays an important role in our environment, and its application in the field of education has become a necessity to improve the traditional methods of teaching – learning, this is why this project is the development of integral educational materials contributes to the student of Petroleum Engineering with regard to the subject of well logs.

The tool has been designed with a user-friendly interface for any user, where you can find organized information, which is shown in different forms such as text, animations, videos and graphics can also be found in different formats making it easier to find more dynamic and interactive setting, the multimedia component to deepen the understanding of the procedure for interpretation of well log oil.

This tool was developed so that the student is learning through interaction with the tool, so he can study the topics of your choice and / or for those that have more difficulty, and then generate discussion about concerns with Teaching and / or your partners.

---

\* Work degree

\*\* Faculty of Physical-Chemical Engineering, School of Petroleum Engineering, Project Director Eng. Cesar Augusto Pineda

## INTRODUCCIÓN

Desde la creación del computador personal se planteó la idea de adecuar los materiales informáticos para la educación, así rápidamente se fueron creando programas de apoyo al aprendizaje en diferentes campos del conocimiento. Con la construcción de dichos programas, nació la informática educativa y la idea de llevar las teorías desarrolladas en la filosofía y los modelos pedagógicos a dichas herramientas para optimizar el uso de las mismas. Estas nuevas creaciones se unieron al grupo de material educativo computarizado (MEC).

En este trabajo de grado fue elaborada una herramienta para el aprendizaje y análisis de la asignatura registros de pozo de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, que me permite conocer y aprovechar al máximo los diferentes métodos de toma de registros, ofreciendo la posibilidad de conocer más a fondo sobre estos a los estudiantes y docentes interesados en esta.

Esta herramienta ofrece al estudiante un ambiente adecuado para el fortalecimiento de su conocimiento en el área y está dividida en tres grandes módulos, cada uno de ellos estructurados en componentes o sub-módulos que a su vez tendrán divisiones según lo requieran. El usuario podrá navegar por estos módulos y sub-módulos mediante iconos didácticos y de fácil relación que le permiten explorarlos de manera fácil y sin un entrenamiento previo.

La MEC está compuesta por ocho capítulos correspondientes a la sustentación teórica que están contenidos en el módulo uno, en el módulo dos se encuentra el sistema de evaluación, y en el módulo tres lo conforma todo el material bibliográfico utilizado.

## 1. JUSTIFICACIÓN

Al usar los nuevos métodos de enseñanza virtual para la educación y el aprendizaje como un mediador que proporciona un intercambio a diferentes niveles , pues con la ayuda multimedia el estudiante hace uso autónomo del tiempo para la construcción del conocimiento y la flexibilidad en el aprendizaje entendido como acceso y trabajo a un ritmo propio con la información y se globaliza la conceptualización del contenido de la asignatura gracias a la interacción entre las diferentes plataformas en las cuales se basara el trabajo de esta investigación .

De esta manera el objetivo de esta herramienta no es reemplazar el proceso de formación por orientación sino formular una serie de canales de comunicación para la interacción y para la información pero también para la educación, optando por un diseño formativo en la ejecución de este material y así garantizar material de calidad y plenamente educativo.

Finalmente, una herramienta multimedia centrada en los conocimientos de los registros de pozos brinda una buena alternativa de enseñanza basada en los diferentes tipos de aprendizaje, con el fin de facilitar al usuario la visualización y descripción de los procesos llevados a cabo en las faenas de toma de registros así como la precisión y confiabilidad de los datos obtenidos, mediante animaciones, e imágenes que se tratan para cada tema en específico en una navegación flexible y de fácil manejo para el usuario y que contribuya a tener una visión integral de la asignatura registro de pozos.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar una herramienta educativa multimedia como nueva alternativa pedagógica que sirva como complemento para facilitar el aprendizaje del área de Registro de Pozos en la Ingeniería de Petróleos.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- ✓ Desarrollar el contenido temático que cubra la asignatura “Registro de Pozos”.
- ✓ Implementar una búsqueda exhaustiva en el tema de registro de pozos con el fin de profundizar al máximo y obtener un material valioso en el contexto de la asignatura.
- ✓ Basados en el material teórico, estructurar la herramienta multimedia en orden lógico, de manera que se puedan abarcar los conocimientos básicos en el área de registro de pozos, que permitan visualizar los fenómenos que ocurren en la toma de los registros.
- ✓ Construir la aplicación multimedia que permita al estudiante la posibilidad de examinar el material teórico de una manera flexible y de fácil manejo, donde se pueda navegar por cada uno de los temas planteados para la asignatura. Esta herramienta debe permitir:
  - a) Acceder al contenido temático seleccionado y organizado de Registro de Pozos en diferentes módulos con el propósito de lograr un temario integral, que

satisfaga los objetivos de la materia y facilite al estudiante la navegación y asimilación de los conceptos.

- b) Visualizar los diferentes servicios y elementos multimedia como gráficos, animaciones, videos y tutoriales explicativos, que sirvan de complemento a los conceptos, logrando una mayor interacción del estudiante con la aplicación, para facilitar la comprensión de cada uno de los temas expuestos y que el estudiante tenga ideas más claras de estos al momento de la práctica.

### 3. INFLUENCIA DE LA TECNOLOGIA EN LA EDUCACION

La evolución de las tecnologías han hecho que la educación se inflencie directamente con esta, es por ello que no puede hablarse de educación sin hacer referencia a materiales educativos computarizados (MEC) y las oportunidades que ofrecen a través de los entornos virtuales de formación. La educación con los nuevos esquemas de enseñanzas: Aulas, Bibliotecas y Librerías Virtuales, brindan opciones para estudiar de manera virtual y formar alumnos capacitados para pensar mejor y más creativamente.

El principal aporte que ofrece la informática en los procesos de aprendizaje son los elementos y las relaciones que se establecen y que entran en juego en estas nuevas modalidades de enseñanza-aprendizaje. “Las computadoras se pueden utilizar de muchas maneras en la educación: como tutor, como herramienta y como aprendiz”<sup>3</sup>, haciendo referencia a: como medio de enseñanza y aprendizaje (educación apoyada en el computador), como herramienta de trabajo (educación complementada con computador) y como objeto de estudio (educación acerca de la computación).

El aprendizaje y la educación se orientan en entre dos métodos opuestos, que dependen en que se base la persona para favorecer estos procesos. Esta el aprendizaje dirigido por el profesor y el de aprendizaje auto-dirigido, hay diferencias que enmarcan los extremos de estos dos métodos.

El desarrollo del primer método se basa en la “metáfora de transmisión” en la cual existe un flujo eficiente de información de la fuente hacia el destinatario, para el segundo método, “metáfora de diálogo” en la cual las partes se ayudan mutuamente en la búsqueda de conocimientos.

---

<sup>3</sup> TAYLOR, R.M. The computer in the school: tutor, tool, tutee. New York: teacher’s college 1980

Aunque estos aprendizajes son diferentes, se complementan, siendo importantes para el desarrollo del conocimiento del ser humano, cada uno cuenta con diferentes características que proponer para qué y cómo educar en la informática educativa.<sup>4</sup>

A partir de estas dos perspectivas se han dado grandes formas sistemáticas para la creación de ambientes de aprendizaje, a las que Tomas Dwyer<sup>5</sup> denominó “enfoque algorítmico” y “enfoque heurístico.

El enfoque algorítmico parte del punto en que se conocen las situaciones inicial y final y se tiene control sobre el problema, se dice que este enfoque traza una guía de conducta para el estudiante y el docente, el conocimiento está totalmente elaborado, solo hay que asimilarlo, el estudiante deberá captar la mayor información que pueda sobre lo enseñado y el docente lo lleva bajo los lineamientos que él decida, proponiendo lo que va a dictar, cómo y para qué. Este enfoque es poco adecuado para favorecer que el estudiante haga análisis, síntesis, evaluaciones, entre otros, pues siempre se tenderá a igualar al instructor y estar en su mismo nivel.

El enfoque heurístico plantea nociones completamente diferentes en las que el estudiante tiene la oportunidad de desarrollar sus propias estrategias y modelos a través de un aprendizaje experimental y de descubrimiento. El estudiante debe obtener el conocimiento interactuando directamente con el ambiente de aprendizaje que le permita llegar a él.<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> GALVIS, Álvaro H. Ingeniería de Software Educativo. Bogotá: Ediciones Uniandes, 1992. p 359

<sup>5</sup> *Ibíd.*, p. 8

<sup>6</sup> *Ibíd.* p. 10.

**Tabla 1. Enfoques de Malcom Knowles <sup>7</sup>**

| <b>Aprendizaje dirigido por el profesor</b>   | <b>Aprendizaje auto-dirigido</b>  |
|---|---|
| <p>Asume que el aprendiz es esencialmente un ser dependiente y que el profesor tiene la responsabilidad de decidir qué y cómo enseñarle</p>   | <p>Asume que el ser humano crece en capacidad y necesidad de auto-dirigirse, como un componente esencial de madurez, y que esta capacidad debe nutrirse de manera que se desarrolle tan rápidamente como sea posible.</p>   |
| <p>Asume que la experiencia del aprendiz es de menor valor que la del profesor y la de autores de libros y otras fuentes de aprendizaje; por consiguiente, el profesor debe velar porque tal experiencia sea transmitida al aprendiz.</p> | <p>Asume que la experiencia del aprendiz se convierte en una fuente cada vez más rica de auto-aprendizaje y que debe ser explotada junto con los recursos que ponen a disposición los expertos.</p>   |
| <p>Asume que los estudiantes están listos para aprender diferentes cosas a distintos niveles de madurez y que un grupo dado de aprendices estará listo para aprender las mismas clases de cosas a los mismos niveles de madurez.</p>      | <p>Asume que el individuo está listo para aprender lo que requiere para realizar las diversas tareas que conlleva cada nivel de desarrollo a lo largo de la vida y que cada individuo, por consiguiente, sigue un patrón algo diferente de aprendizaje del de otros individuos.</p> |
| <p>Asume que los estudiantes van a la educación con un interés marcado en las materias que se estudian (ven al aprendizaje como una acumulación de</p>  | <p>Asume que la orientación e interés que tiene un aprendiz es fruto de experiencias previas y que su orientación está dirigida a tareas</p>  |

<sup>7</sup> KNOWLES, M. (1975) *Self-Directed Learning: A Guide for Learners and Teachers*. New York: Association Press.

|   |   |
|---|---|
| contenido) y que, por consiguiente, las experiencias o de aprendizaje deben organizarse en unidades de contenido.   | problemas; por tanto, sus experiencias de aprendizaje debieran girar alrededor de trabajos o proyectos de solución de problemas.  |
| Asume que los estudiantes están motivados por recompensas y castigos externos que dependen de los resultados obtenidos (grados, diplomas, premios, temor a fallar...) | Asume que los aprendices se motivan por incentivos internos, tales como la necesidad de estima (principalmente autoestima), el deseo de logro, la necesidad de progresar y de crecer, la satisfacción por el logro, la necesidad de saber algo específico, y la curiosidad. |

### 3.1 MATERIALES EDUCATIVOS COMPUTARIZADOS (MEC)

El material educativo computarizado es todo lo que trata de “complementar lo que con medios y materiales de Aprendizaje-Enseñanza no es posible o es difícil de lograr”<sup>8</sup>, siendo este un material que nos permite realizar actividades que no se puede hacer con las herramientas típicas utilizadas por maestros, suplir una necesidad que ha sido previamente detectada; la idea de estos no es sustituir ninguno de los demás recursos existentes en la educación o, en su defecto solamente computarizarlos. La gran ventaja de un MEC sobre los demás instrumentos pedagógicos existentes, es la interacción, pues solamente el computador puede unir imágenes, texto, video, entre otros, y desarrollar programas para darle al estudiante un ambiente completo donde pueda aprovechar al máximo sus habilidades para aprender.

---

<sup>8</sup> Ibid. p. 17.

“Hoy en día el significado más habitual del concepto multimedia incluye dos características esenciales: por un lado, la integración de diferentes medios o lenguajes en un mismo documento y por otro, la interactividad. El multimedia es una combinación de informaciones de naturaleza diversa (texto, sonido e imagen), coordinada por un equipo computarizado y con la que el usuario puede interaccionar, creando un entorno de comunicación activo y participativo”<sup>9</sup>.

A pesar de los avances en los materiales educativos computarizados, el trato humano no se puede reemplazar ya que la interacción de la persona con el computador es aún bastante primitiva. Lo más importante es que el docente no puede perder su papel de creador y administrador de los ambientes de aprendizaje que le sean significativos al estudiante.

**3.1.1 Tipos de Materiales Educativos Computarizados (MECs).** En la aplicación de MECs entontáramos dos tipos: los de tipo algorítmico, que transmiten el aprendizaje hacia quien quiere aprender, el estudiante debe confrontar lo enseñado mediante una trayectoria que le permita obtener el conocimiento, predomina el aprendizaje por transmisión de conocimiento y por lo tanto todo está diseñado desde el comienzo hasta el final por parte del diseñador, y el rol del alumno es asimilar los contenidos allí presentes; y los de tipo heurístico, proporcionan el conocimiento al estudiante por medio de situaciones en las que pueda experimentar y descubrir el conocimiento, son básicamente interactivos ya que la función del estudiante es confrontar sus conocimientos, someterlos a prueba y generar su propio conocimiento. Las MECs también se clasifican de acuerdo a la función que asumen. (Tabla 2)

---

<sup>9</sup> VALVERDE. 1999, p 25

**Tabla 2. Clasificación de los MECs según las funciones educativas que asumen**<sup>10</sup>

| <b>Enfoque Educativo</b> | <b>Tipo de material educativo según la función que asume</b>                                       |
|--------------------------|--|
| <i>Algorítmico</i>       | Sistema Tutorial<br>Sistema de Ejercitación y Práctica   |
| <i>Heurístico</i>        | Simulador<br>Juego Educativo<br>Micro- mundo Exploratorio<br>Lenguaje Sintónico<br>Sistema Experto |
| <i>Híbrido</i>           | Sistema Inteligente de Enseñanza-<br>Aprendizaje   |

**3.1.1.1 Sistemas tutoriales:** Un sistema tutorial incluye las cuatro fases básicas que plantea Robert Gagné para un proceso de enseñanza-aprendizaje:

- La fase introductoria.
- La fase de orientación inicial.
- La fase de aplicación.
- La fase de retroalimentación.

Por medio de estas etapas se le ofrece al estudiante el tema que debe ser aprendido afirmándose que una vez todas hayan sido desarrolladas, éste tendrá conocimiento del material enseñado.

Los Sistemas Tutoriales no son similares, ya que se debe tener en cuenta los parámetros que pueden marcar cambios notables en la guía que se le da al

---

<sup>10</sup> Ibid. p. 19.

estudiante, como por ejemplo el entorno que se desarrolla la herramienta, las características de las personas hacia las cuales se orienta el MEC, siendo la edad un factor importante a la hora de diseñarla, no es igual el refuerzo que se le da a un tema.

Este tipo de MEC no se recomienda para entornos en los que el estudiante deba aprender por sí solo, o de forma experimental, ya que éste tipo de herramienta es elaborada para ajustarse a métodos en los cuales el alumno, deba seguir un camino secuencial que le permita llegar al conocimiento.<sup>11</sup>

**3.1.1.2 Sistemas de Ejercitación y Práctica:** Son Herramientas que le permiten al estudiante reforzar teorías ya enseñadas, mejorando el proceso de enseñanza-aprendizaje y proporcionando retroalimentación al estudiante permitiendo ejecutar y aplicar dichas teorías, para desarrollar las habilidades y destrezas del aprendiz.

La motivación para la ejecución de los ejercicios de práctica sobre el tema aprendido por parte del estudiante es muy importante a la hora de diseñar este tipo de MEC, se puede dar premios o castigos para que el usuario cumpla metas. Se deben crear ambientes en el cual el estudiante pueda llegar a las respuestas sin que estas estén a simple vista para evitar la pereza mental, brindando posibilidades para poder llegar a la solución de un ejercicio. Los sistemas de ejercitación y práctica deben cumplir con tres características básicas: buen número de ejercicios, variedad en los formatos de presentación y retroinformación orientada a la acción del aprendiz.<sup>12</sup>

---

<sup>11</sup> Ibid. p. 22

<sup>12</sup> Ibid. p. 22.

**3.1.1.3 Simuladores y Juegos Educativos:** La ejecución de esta herramienta le da el estudiante la oportunidad de adquirir los conocimientos por medio de la exploración, el propósito es diseñar un micro-mundo en el cual el estudiante sea capaz de descubrir el aprendizaje. Los contextos que se muestran al usuario son parecidos a la realidad, en este el estudiante resuelve problemas, aprende procedimientos, comprende las características y dinámica de los fenómenos y a tomar decisiones de acuerdo a las circunstancias planteadas para que éste aprenda cuál es la acción adecuada que debe tomar, o en su defecto aprender las diversas situaciones que presentan dichas situaciones.

Los simuladores y juegos educativos se utilizan como apoyo en cualquier etapa del aprendizaje, pues permiten que el estudiante se convierta en “protagonista” de sus propias experiencias educativas, por ello hay que desarrollarlos con recompensas y “castigos” que incrementen el uso del aprendizaje hacia este tipo de MEC.<sup>13</sup>

**3.1.1.4 Lenguajes sintónicos y micro-mundos exploratorios:** Un lenguaje sintónico es aquel que permite darle instrucciones a un “objeto” para que éste realice diferentes actividades; las MECs de este tipo se fundamentan en que el estudiante divida el problema, para que pueda tener diversas posibilidades para poder llegar a una solución de él mismo. El estudiante debe dar soluciones estructuradas al problema, lo que lleva al docente a fomentar la interpretación del estudiante sobre problemas, y, a su vez, a que aprenda que tipo de soluciones se pueden emplear en otros problemas. La gran ventaja de estos sistemas es servir al desarrollo de estrategias de pensamiento basadas en el uso de heurísticas de solución de problemas.<sup>14</sup>

---

<sup>13</sup> Ibid. p. 23.

<sup>14</sup> Ibid. p. 25.

**3.1.1.5 Sistemas expertos con fines educativos:** “Son sistemas que usan conocimientos y procesos de inferencia para resolver problemas que son suficientemente difíciles como para requerir experiencia y conocimiento humano para su correcta solución.”<sup>15</sup> Los sistemas expertos trabajan a través de una secuencia de deducciones que llegan a solucionar determinado problema, lo que proporciona al estudiante una herramienta que le permite observar cómo se llega a una respuesta o análisis en un contexto fijado. De esta manera el aprendiz puede tomar experiencia en un dominio del cual no tenga conocimiento alguno.<sup>16</sup>

**3.1.1.6 Sistemas tutoriales inteligentes:** Estos sistemas se diferencian de los sistemas tutoriales puesto que su comportamiento les permite adaptarse a las características del estudiante y se desarrollan en función de lo que se quiere enseñar. El concepto primordial de este tipo de sistemas es ajustar la estrategia de enseñanza-aprendizaje, el contenido y forma de lo que se aprende, a los intereses, expectativas del aprendiz, dentro de las posibilidades que brinda el área y nivel de conocimiento y de las múltiples formas en que éste se puede presentar u obtener.<sup>17</sup>

Los STI poseen cuatro módulos básicos que se pueden observar en la figura 1: el Modelo del Alumno o Modelo del Estudiante, el Modelo Pedagógico o Modelo Tutor, el Modelo Didáctico y el Modelo de Interface, aunque estos modelos pueden variar dependiendo de la aplicación. Dichos modelos son independientes y pueden estar representados por agentes inteligentes distribuidos en una arquitectura de Sistemas Multi Agentes (SMA), no obstante, cada modelo tiene la posibilidad de estar dividido en sub-modelos.

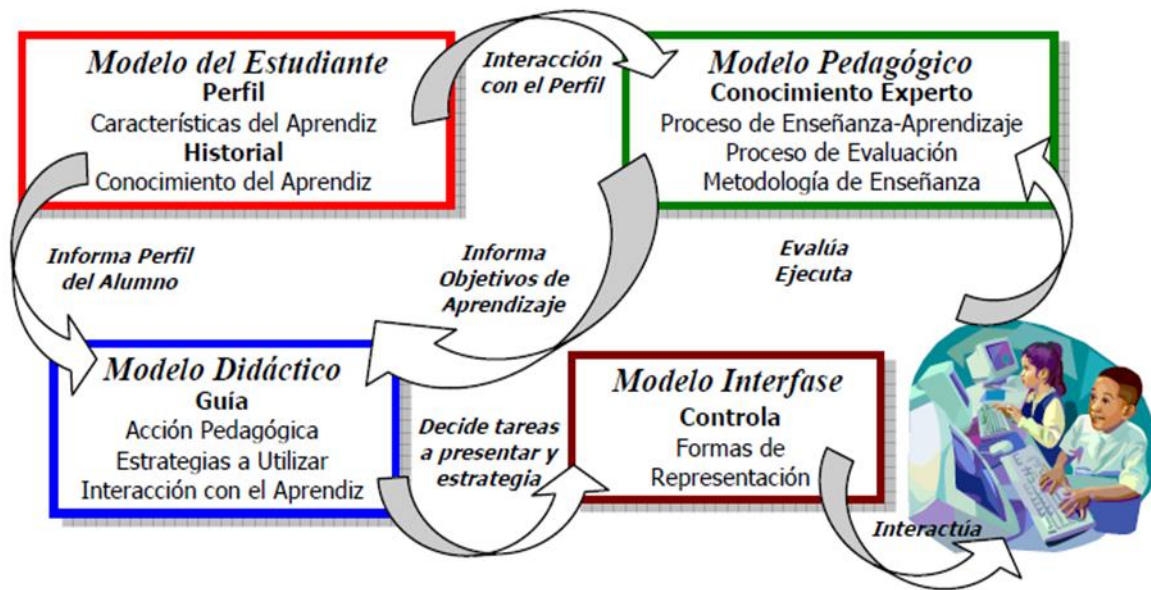
---

<sup>15</sup> Ibid. p. 25.

<sup>16</sup> Ibid. p. 26.

<sup>17</sup> GALVIS, Álvaro H. Op. Cit. p 26.

Figura 1. Estructura tradicional de un STI.<sup>18</sup>



Fuente: 117 GONZÁLEZ, Carina Soledad.

### 3.2. MATERIAL EDUCATIVO COMPUTACIONAL (MEC) APLICADO A LA EDUCACIÓN

La incorporación de nuevos ambientes de aprendizaje no pretenden sustituir las aulas tradicionales, si no que complementarlas y brindar nuevas ofertas educativas. La utilización de las MEC en la educación nos proporciona grandes ventajas:

- Constituyen un medio de aprendizaje y una herramienta para el proceso de la información.
- Alto grado de interdisciplinariedad y personalización de los procesos de enseñanza y aprendizaje.

<sup>18</sup> 117 GONZÁLEZ, Carina Soledad. Op. Cit. p. 6.

- Mayor interés y motivación de los estudiantes a partir de su utilización y el tiempo que dedican, les da mayores posibilidades para ir desarrollando sus propias iniciativas y tomar sus decisiones.
- Mejora de las competencias de expresión y creatividad, al facilitar el desarrollo de habilidades de expresión escrita, gráfica y audiovisual.
- Acceso a múltiples recursos educativos y entornos de aprendizaje, aprendiendo en menos tiempo y con posibilidad de autoevaluarse.
- Brindan grandes posibilidades para su uso que pueden situarse tanto en el ámbito de la educación a distancia, como en el de modalidades de enseñanza presencial.
- La flexibilidad en los estudios, al extenderse la educación a colectivos que no pueden acceder a las aulas convencionales.
- Para los profesores constituyen una fuente de recursos educativos para la docencia, orientación y rehabilitación, facilita el tratamiento a la diversidad, mayor contacto con los estudiantes facilitando su evaluación y control; así como medio de investigación y actualización profesional.
- Los centros pueden acercar la enseñanza a más personas, mejora su eficacia educativa, administrativa y de gestión y proyección.
- El alumno puede interaccionar con otros compañeros y profesores, sin estar situados en su mismo contexto arquitectónico.
- La bibliografía en soportes magnéticos ha significado una solución muy efectiva y racional.

Un MEC es un ambiente informático que le permite al estudiante o aprendiz realizar una serie de experiencias educativas dirigidas a satisfacer necesidades durante el proceso enseñanza aprendizaje. Los MEC están compuestos por cuatro elementos:

- ✓ El entorno del material.
- ✓ El componente educativo propiamente dicho.
- ✓ El sistema de intercomunicación entre usuario y programa.

✓ El componente computacional.

El entorno del MEC se trata de tener en cuenta el tipo de necesidad educativa que se quiere satisfacer, el estudiante al cual va dirigido, así como los recursos y las restricciones para su uso. Sobre los estudiantes se hace necesario determinar la edad, el grado de escolaridad, los conocimientos y destrezas que poseen respecto al contenido del MEC, experiencias previas, entre otros. Lo relacionado con las necesidades educativas, se deben responder interrogantes como: ¿Qué se busca resolver con el material educativo computacional?, ¿para qué se hizo?, ¿Qué problema de aprendizaje justifica su uso? Y ¿qué fases del proceso enseñanza aprendizaje se van a beneficiar más? , de igual forma es se debe saber si se va a trabajar en grupo o en forma individual, que elementos accesorios se requieren para el trabajo a realizar, qué características mínimas debe tener el equipo de cómputo, los sistemas operacionales y programas de utilidad son necesarios, que medios de almacenamiento masivo es el adecuado para su distribución entre otros.

Lo relacionado a los componentes educativos siendo este el elemento central de un MEC. Es primordial tener claro cuál es el punto de partida, contenido y punto de llegada; la estrategia didáctica elegida o la maneta de tratamiento que se le da al contenido; los sistemas de motivación y de refuerzo utilizados, así como el sistema de evaluación. Todas las variables educativas a tener en cuenta con respecto a este componente son: objetivos terminales, aprendizajes pre requeridos, contenido y objetivos específicos, la estructura interna, la forma en que promueve la adquisición del conocimiento, y los procesos de retroalimentación.

El componente de comunicación es aquel que le permite al usuario formular sus decisiones y que un MEC le muestre las conclusiones éstas. Se hace necesario establecer cómo se va a desarrollar la intercomunicación. Teniendo que identificar los dispositivos de entrada, la interfaz de entrada, los dispositivos de salida y el

interfaz de salida. Es muy importante no olvidar las funciones de apoyo al estudiante que debe poseer un MEC, que aspectos administrativos incluye (ej., si lleva historia de cada usuario, registro de duración de las secciones, etc.). Igualmente, los componentes y módulos que constituyen el material y como están interrelacionados, las funciones de apoyo al profesor, la estructura lógica del módulo del profesor y los archivos de datos.

## 4. REGISTROS DE POZOS EN LA INDUSTRIA

En las formaciones geológicas donde se encuentran emplazados los yacimientos petroleros, diversos tipos de rocas desempeñan funciones como elementos estructurales, recipientes de almacenamiento de hidrocarburos, agua y energía calorífica, así como barreras impermeables y medios de transporte de la energía y de los fluidos. En el estudio metodológico de la herramienta se implementan conocimientos básicos de registro de pozos, como las propiedades más importantes que se utilizan para describir estos conceptos fundamentales el cual se encuentran la porosidad, la permeabilidad, la compresibilidad del volumen de poros, el factor de resistividad de la formación, las permeabilidades relativas, las presiones capilares, entre otros. También se implementan las diferentes clases de registro de pozos enfatizados en su mayor importancia.

La implementación de los conceptos fundamentales en general, enfatizados a los registros de pozos se mostrará a continuación.

### 4.1 CONCEPTOS DE INTERPRETACIÓN

#### 4.1.1 Propiedades fundamentales de las formaciones

**4.1.1.1 Porosidad:** Denotado  $\phi$ , Es la fracción total de volumen que está en un espacio poroso. La porosidad mide la capacidad de almacenamiento de la roca y es una función de tamaño, la forma, el ordenamiento de los granos, así como también del grado de compactación y de cementación de la roca.

$$\phi = \frac{V_T - V_S}{V_T} = \frac{V_P}{V_T} * 100\% \quad (\text{Ec.1.1})$$

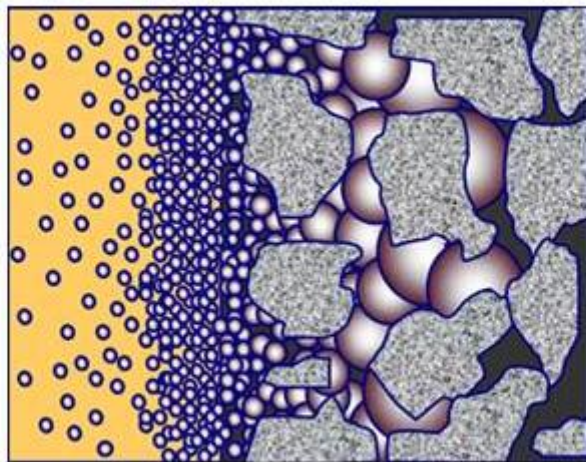
Dónde:

$V_p$  = Volumen poroso

$V_T$  = Volumen total

$V_s$  = Volumen de sólidos

**Figura 2. Distribución de la roca porosa.**



Modificado de: Principios y aplicaciones de la interpretación de registros, Schlumberger.

Durante la sedimentación y litificación algunos espacios porosos inicialmente desarrollados fueron aislados de los otros poros por varios procesos diagenéticos, como la cementación y la compactación. De este modo, muchos poros estarán interconectados y otros estarán desconectados. Esto hace que existan dos categorías distintas de porosidad, llamadas total (absoluta) y efectiva. La diferencia entre estas dos porosidades es igual a la porosidad no efectiva.

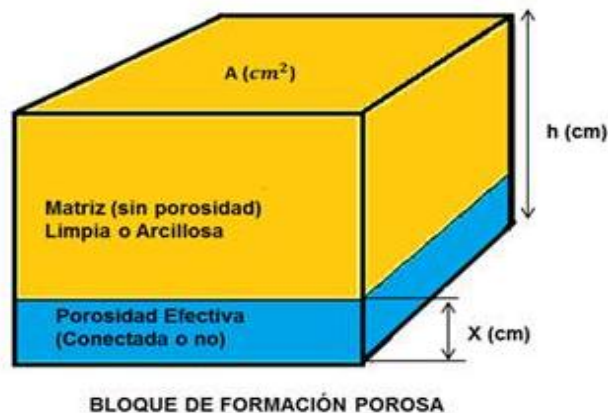
Ejemplo de esta porosidad es la que se presenta en la piedra pómez. Luego se define entonces:

Porosidad total: Es la fracción de volumen que corresponde a de todos los poros de un volumen total de un material, sin importar si hay interconexión entre ellos.

Porosidad efectiva: La porosidad efectiva se define como la fracción correspondiente a los poros interconectados.

Por otra parte, el agua de la hidratación de los cristales de los minerales constituyentes de una formación almacén, está definida como una porción del volumen de grano. Esta no hace parte del volumen poroso. Esto puede ocasionar problemas cuando se comparan ciertas porosidades de registros con los datos derivados de análisis de corazones y en la determinación de la saturación de fluidos.

**Figura 3. Formación porosa**



Modificado de interpretación de registro a agujero abierto Viro Consultoria Ltda. Quinta edición 10-nov-97

La Figura 3. Muestra un bloque en el cual se supone que toda la porosidad está concentrada en el fondo del mismo, dejando matriz compacta encima. Por la definición de porosidad, si se elige la escala de manera tal que la altura  $h$  sea 100 unidades,  $x$  (en la escala elegida) representa la porosidad.

La porosidad es independiente del tamaño de grano de la matriz, pero si depende de los parámetros que se mencionaran a continuación:

Uniformidad de los tamaños de grano: La uniformidad o sorteo de los granos es la graduación de los granos. Si algunas partículas pequeñas de sal o arcilla son mezcladas con los granos grandes de arenisca, la porosidad efectiva será considerablemente reducida, como se puede observar en la Figura 4. La uniformidad de los granos en una formación depende del tipo de deposición, las características actuales y la duración del proceso sedimentario.

El grado de cementación o consolidación: Las areniscas altamente cementadas tienen bajas permeabilidades, mientras que las rocas no consolidadas tienen altas porosidades. La cementación se da tanto en el tiempo de litificación o durante la alteración de las rocas por el flujo de aguas subterráneas. En el proceso de cementación los espacios vacíos son llenados por material mineral cementante. Los materiales cemento son carbonatos de calcio, carbonato de magnesio, carbonato de hierro, sulfuros de hierro, limonitas, hematinas, sulfato de calcio dolomítico arcillas y muchos otros materiales incluyendo la combinación de estos.

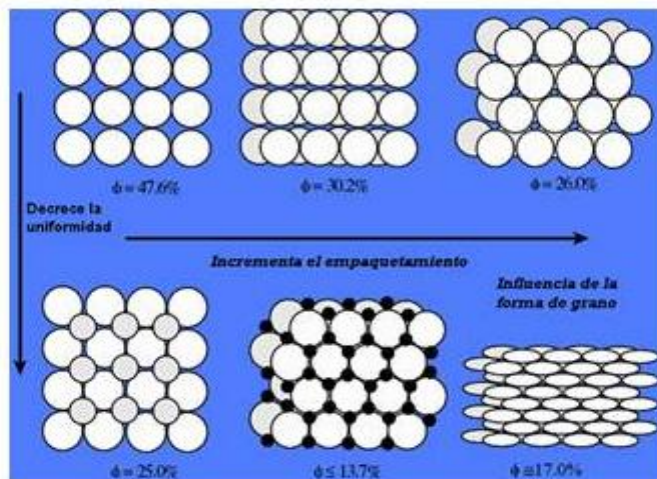
Compactación antes y después del proceso de depositación: La compactación tiende a reducir los espacios porosos y saca a los fluidos haciendo que las partículas se acerquen especialmente en las rocas sedimentarias de grano fino. Esta expulsión de fluidos por medio de la compactación en un incremento de temperatura es el mecanismo básico para que se dé la migración del aceite desde la roca generadora hasta la roca almacén. Mientras la compactación es un importante mecanismo de levantamiento de fluidos en calizas, arcillas y

carbonatos de grano fino, este efecto es insignificante en areniscas cerradamente empacadas o conglomeradas. Generalmente la porosidad se reduce en a medida que las formaciones son más profundas, pero hay excepciones a esta básica tendencia común. Muchos carbonatos muestran una leve evidencia de la compactación física.

Métodos de empaquetamiento: Con el incremento en la presión de overburden, los granos de arena angulares y pobremente sorteados muestran un cambio progresivo de un empaquetamiento al azar a uno más cerrado. Algunas veces la deformación plástica de las partículas puede ocurrir; estas variaciones se pueden ver en la Figura 4.

La porosidad también se puede clasificar de acuerdo al proceso de formación de los espacios porosos, según esto puede ser porosidad primaria o secundaria.

**Figura 4. Factores que afectan la porosidad.**



Fuente: Tiab, Djebbar and Donaldson, Erle. Petrophysics 2da edición. 2004.

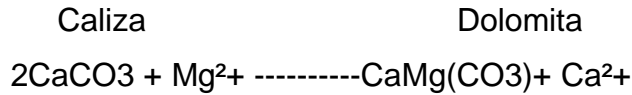
## **Porosidad primaria**

- Intercristalina: Poros entre los planos divisorios de los cristales y poros entre los cristales individuales. Muchos de estos poros son sub-capilares y de menos de 0.002 mm de diámetro. A este tipo de porosidad se le llama micro-porosidad. Inusualmente el alto recobro de agua en algunos yacimientos productivos de carbonato pueden deberse a largas cantidades de micro-porosidad.
- Intragranular o intrapartícula: Poros entre los granos, poros intersticiales de todos los tipos de rocas. Estos poros son más grandes que 0.5 mm en diámetro.
- Planos de formación: Poros de muchas variedades son concentrados paralelos a los planos formacionales. La geometría de muchos yacimientos es controlada por esos planos. Las diferencias entre los sedimentos depositados entre capa y capa causan los poros de los planos de formación.
- Miscelánea: Poros resultantes de la acumulación de fragmentos detríticos de fósiles, poros resultantes del empaquetamiento de los oolitos, poros yugulares y cavernosos de irregular y variables tamaño y los poros creados por organismos vivientes en el tiempo de depositación.

**Porosidad secundaria**: la magnitud, la forma el tamaño y la interconexión de los poros no tienen una relación a la forma original de las partículas. La porosidad inducida se puede subdividir en tres grupos basados en el proceso geológico dominante.

- Porosidad de disolución: por algunos canales que se forman debido a la disolución de las rocas pueden circular soluciones calientes. Las aberturas causadas por el ambiente, como la formación de cavernas; y poros causados por los organismos y luego son agrandados por disolución.

- Dolomitización: Es un proceso por medio del cual las rocas calizas son transformadas en dolomitas de acuerdo a la siguiente reacción química:



Algunos carbonatos son por lo menos calizas puras y si el agua de formación contiene cantidades significativas de cationes de magnesio, el calcio en la roca puede intercambiarse por el magnesio en la solución. Esto se debe a que el volumen iónico del magnesio es considerablemente pequeño con respecto al calcio, que es reemplazado, dando como resultado una dolomita que tendrá una porosidad más alta con un incremento del 12 o 13 %.

- Porosidad en las fracturas: Esta se forma por medio de una falla estructural de las rocas bajo la tensión causada por los esfuerzos tectónicos como el plegamiento y el fallamiento. Estas aberturas incluyen fisuras y fracturas.

Los valores típicos de porosidad en areniscas oscilan entre 8% y 38 %, con un promedio de 18%. Alrededor del 95% de la porosidad en areniscas es efectiva. La mayor parte de la porosidad en areniscas es intragranular. Los carbonatos tienen valores típicos de porosidad entre 3% y 15% con un promedio de 8%. Cerca del 90 % de la porosidad de los carbonatos es efectiva. La porosidad de los carbonatos es más difícil de caracterizar, y puede consistir de porosidad intragranular, intracristalina, fracturas y fisuras y de porosidad aislada.

**4.1.1.2 Permeabilidad:** Además de ser porosas, las formaciones productoras deben tener la habilidad de permitir el flujo de los hidrocarburos a través de los poros interconectados. La habilidad de las rocas para permitir el paso de fluidos es denominada permeabilidad, *K*. Esto indica que las rocas no porosas no tienen permeabilidad. La permeabilidad de una roca depende de su porosidad efectiva,

por lo tanto la permeabilidad se verá afectada por el tamaño de grano de las rocas, la forma de los granos la distribución de los tamaños de grano, por el empaquetamiento y por el grado de consolidación y cementación. El tipo de arcilla o material cementante entre los granos de la matriz también afectan la permeabilidad, especialmente donde exista agua fresca. Existen algunas arcillas, particularmente las esmectitas (o bentonitas), que se hinchan en contacto con el agua fresca y tienen la tendencia de bloquear parcial o totalmente los espacios porosos.

Hace más de 150 años el ingeniero francés Henry Darcy desarrolló una ecuación de flujo que desde entonces ha sido una de las herramientas matemáticas estándar de la ingeniería de petróleos. Esta ecuación puede ser expresada en forma diferencial como:

$$u = \frac{q}{Ac} = -\frac{K}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad \text{(Ec.1.2)}$$

Dónde:

$u$  = velocidad de flujo.

$q$  = tasa de flujo  $\text{cm}^3/\text{s}$ .

$K$  = permeabilidad del medio poroso.

$Ac$  = Área transversal al flujo,  $\text{cm}^2$ .

$\mu$  = viscosidad del flujo, cp.

$dp/dl$  = gradiente de presión en la dirección del flujo,  $\text{Atm}/\text{cm}$ .

Un Darcy equivale a una permeabilidad alta. Los valores de permeabilidad encontrados en los yacimientos generalmente son menores a un Darcy. Por esto una unidad más pequeña de permeabilidad, el milidarcy (md) es ampliamente usada en la industria de los hidrocarburos. La permeabilidad,  $K$ , en la ecuación 1.4 es denominada permeabilidad absoluta si la roca esta 100% saturada de un solo fluido (o fase) como el agua gas o el aceite. En Presencia de más de un fluido, la

permeabilidad es llamada efectiva (siendo  $K_o$ ,  $K_g$ , o  $K_w$ , las permeabilidades efectivas del aceite, del agua y del gas respectivamente). Los fluidos de los yacimientos se relacionan entre si durante su movimiento a lo largo de los canales porosos de la roca; en consecuencia, la suma de las permeabilidades efectivas de todas las fases será siempre menor a la permeabilidad absoluta. En presencia de más de un fluido en la roca, la relación entre la permeabilidad efectiva de cualquier fase y la permeabilidad absoluta se le denomina permeabilidad relativa ( $K_r$ ) de esa fase. Por ejemplo las permeabilidades relativas para las fases aceite gas y agua serán:

Aceite:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad \text{(Ec.1.3)}$$

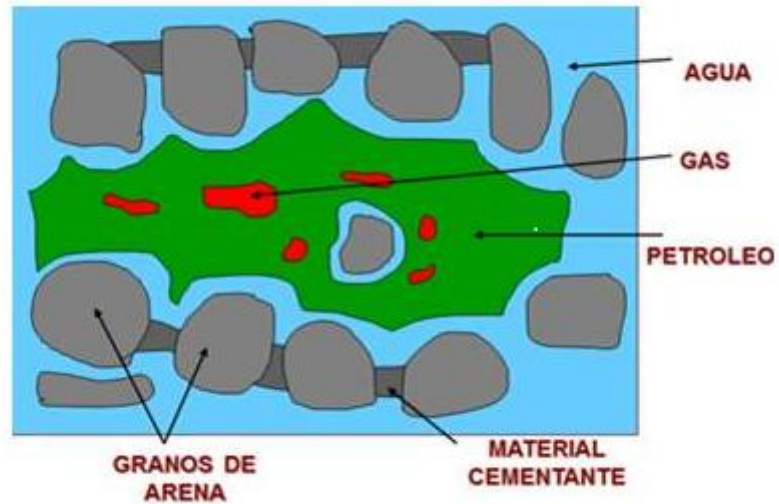
Gas:

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad \text{(Ec.1.4)}$$

Agua:

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad \text{(Ec.1.5)}$$

**Figura 5. Formación de una roca con sus diferentes fluidos.**



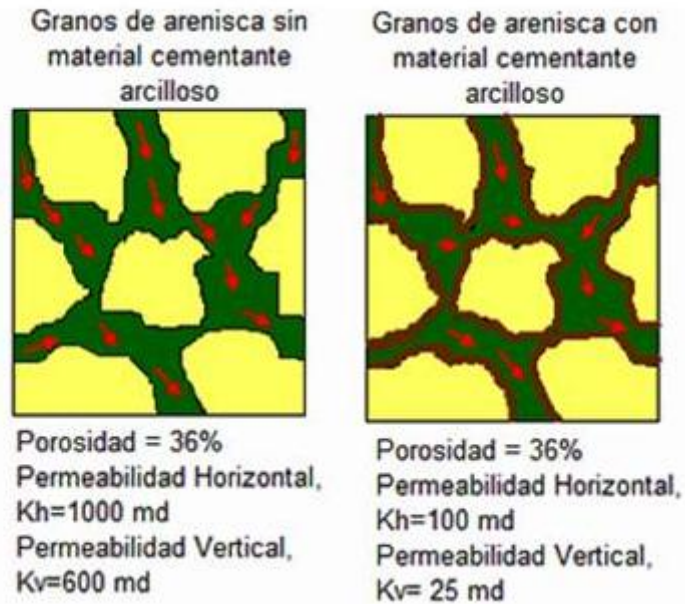
Modificado de: Tiab, Djebbar and Donaldson, Erle. Petrophysics 2da edición. 2004.

### **Clasificación de la permeabilidad**

Los yacimientos petrolíferos pueden tener permeabilidad primaria, también conocida como permeabilidad de matriz y permeabilidad secundaria. La permeabilidad de matriz se origina en el tiempo de deposición y de litificación. La permeabilidad secundaria es el resultado de la alteración de la matriz por medio de la compactación, cementación, fracturamiento y disolución.

Mientras que la compactación y la cementación generalmente reducen la permeabilidad, como se observa en la Figura 6, el fracturamiento y la disolución tienden a incrementarla. En algunas formaciones, particularmente en los carbonatos, la permeabilidad secundaria proporciona los canales principales de flujo para la migración de fluidos.

**Figura 6. Efecto de la presencia del material cementante arcilloso sobre la permeabilidad y porosidad**



Modificado de: Tiab, Djebbar and Donaldson, Erle. Petrophysics 2da edición. 2004.

### **Factores que afectan la permeabilidad**

La forma y tamaño de los granos: Si la roca está compuesta por una gran cantidad de granos planos uniformemente arreglados a lo largo de la dimensión horizontal, como se muestra en la Figura 7a, su permeabilidad horizontal ( $K_h$ ) será muy alta mientras que la permeabilidad vertical ( $K_v$ ) será de media a alta. Si la roca está compuesta en su mayoría por granos redondeados, su permeabilidad se considerará alta en ambas direcciones como se ilustra en la Figura 7b. La permeabilidad en los yacimientos es generalmente baja, especialmente en la dirección vertical, si los granos son pequeños y de forma irregular, (Figura 7c). La mayoría de los yacimientos están en esta categoría. Los yacimientos con permeabilidad direccional son llamados anisotrópicos. La anisotropía afecta de gran manera las características del flujo de fluidos en las formaciones productoras. La diferencia de magnitud entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad

vertical es consecuencia del origen de los sedimentos, debido a que la depositación de los granos en el agua se da con sus lados más largos y planos en posición horizontal. Después, la compactación de los sedimentos aumenta el ordenamiento de los granos de matriz haciendo que estos queden en la misma dirección.

Figura 7. Efecto de la forma y tamaño de grano en la permeabilidad.



Modificado de: Tiab, Djebbar and Donaldson, Erle. Petrophysics 2da edición. 2004.

**Laminación:** Los minerales aplanados como la mica moscovita y las laminaciones de lutitas actúan como barreras para la permeabilidad vertical. En este caso la relación  $K_h/K_v$  es alrededor de entre 1.5 y 3 y puede exceder a 10 para algunos yacimientos. Sin embargo, algunas veces  $K_v$  es mayor que  $K_h$  debido a las fracturas o canales creados por disolución, conectados verticalmente. La importancia de los minerales arcillosos como factor determinante en la permeabilidad es a menudo relacionada no solamente por su abundancia sino también por su mineralogía y composición.

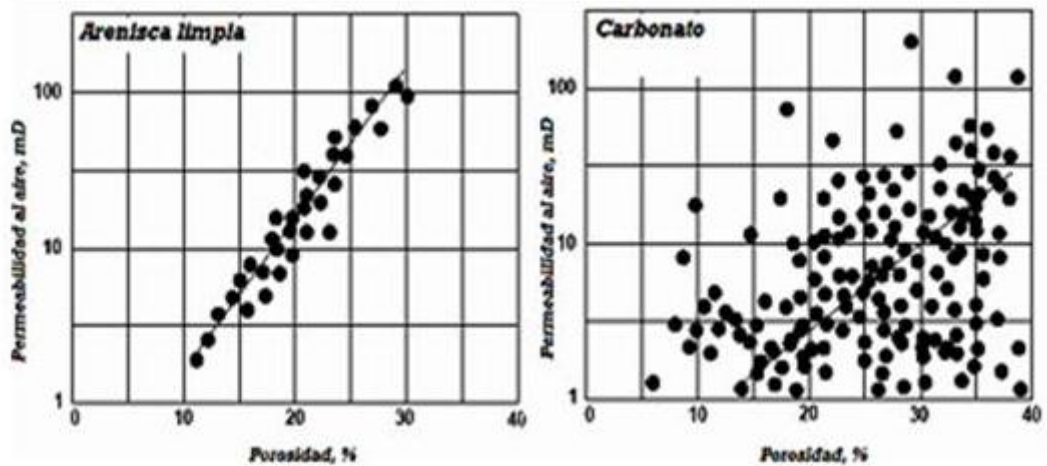
**Cementación:** la permeabilidad como la porosidad de las rocas sedimentarias está influenciada por el alcance de la cementación y la ubicación del material cementante en el espacio poroso.

**Fracturamiento y disolución:** En las areniscas, el fracturamiento no es una importante causa de la permeabilidad secundaria, excepto donde las areniscas se intercalan con las lutitas, calizas y dolomitas. En carbonatos la disolución de los minerales por las aguas acidas subterráneas y de percolación superficial, a medida que estas pasan por la porosidad primaria, fisuras fracturas y planos formacionales que incrementan la permeabilidad de las formaciones.

Para ser permeable una roca debe tener poros interconectados o fracturas, el cual existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad. Por lo general, una porosidad mayor se acompaña de una mayor permeabilidad.

**4.1.1.3 Relaciones entre Porosidad y Permeabilidad:** El factor más determinante en la permeabilidad es la porosidad. Esto se debe a que altas porosidades implican que hay muchos canales anchos para el flujo de fluidos. Casi siempre, al graficar la permeabilidad de una formación (en escala logarítmica) contra su porosidad se da como resultado una tendencia con cierto grado de dispersión asociado a los demás factores que afectan la porosidad. Para obtener mejores resultados esta gráfica, se debe construir con datos de una litología claramente definida. Si se construye una gráfica de este tipo con datos de todo el pozo con amplia variación de litologías, el resultado es a veces una nube de puntos en los cuales las tendencias individuales no son claras. La Figura 8, muestra una gráfica de permeabilidad contra porosidad para una arenisca limpia y un carbonato.

Figura 8. Gráficas típicas de permeabilidad vs porosidad.

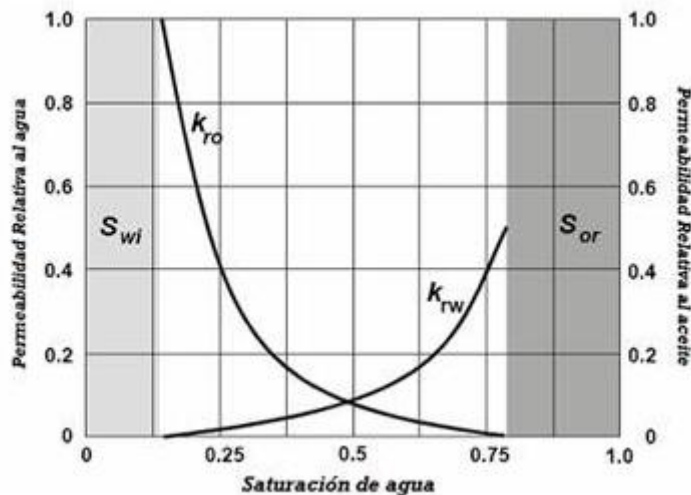


Fuente: GLOVER, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000.

Es claro al ver la Figura 8, que la permeabilidad en areniscas es bastante controlada por la porosidad (aunque usualmente los datos están más dispersos que los de la gráfica), mientras que el carbonato presenta una nube más difusa, indicando que la porosidad tiene una influencia pero existen otros valores que controlan la permeabilidad. En el caso de los carbonatos (y algunas rocas volcánicas como la piedra pómez) puede haber altas porosidades pero esto no hace que haya un aumento en la permeabilidad, debido a que la conectividad entre las cavidades que aumentan el espacio poroso es poca.

**4.1.1.4 Permeabilidad relativa:** El espacio poroso de una formación puede que no esté completamente saturado de un fluido, puede contener dos o más fluidos. Por ejemplo, puede ser que estén presentes al mismo tiempo el aceite y el agua. Además puede ser que fluyan a diferentes tasas al mismo tiempo. Las permeabilidades individuales serán diferentes entre sí. Estas permeabilidades dependen de las propiedades de la roca, de las saturaciones, distribuciones y propiedades de cada uno de los fluidos. Como se observó, si la roca contiene un fluido, la permeabilidad de la roca es máxima y este valor es llamado permeabilidad absoluta. Si existen dos fluidos, las permeabilidades de cada uno dependerán de la saturación de cada uno, y puede ser graficada en función de la saturación del fluido como se puede observar en la Figura 9.

**Figura 9. Relaciones típicas de porosidad y permeabilidad**



Modificado de: GLOVER, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000.

Las permeabilidades serán.

$$K_{rw} = \frac{K_{ew}}{K_{ao}} \quad (\text{Ec.1.6})$$

$$K_{rg} = \frac{K_{eg}}{K_{ao}} \quad (\text{Ec.1.7})$$

$$K_{ro} = \frac{K_{eo}}{K_{ao}} \quad \text{(Ec.1.8)}$$

Con  $K_{ri}$ = permeabilidad relativa de la fase i.

Y  $K_{ei}$ = permeabilidad efectiva de cada fase i.

En la Figura 9, se puede observar que la permeabilidad relativa de un fluido decrece cuando la saturación de ese mismo fluido decrece y que hay un valor umbral de saturación de un fluido que necesita ser alcanzado para que ese mismo fluido pueda empezar a moverse. Como ya lo dijimos, el hecho de requerir suficiente fluido en un canal de flujo, para que este pueda fluir, es un punto crítico, pues esto significa que existirán fluidos atrapados o inmóviles en una roca cuando aún están presentes en cantidades significativas. En la Figura 8, el aceite es inmóvil hasta que su saturación alcanza el 25%, esto significa que no se podrá producir el último 25% del aceite. Esto es conocido como saturación de aceite residual Sor. Lo mismo aplicado al agua definiría saturación de agua irreducible Swirr y aplicado al gas definiría la saturación de gas atrapado, Sgirr. Existe un punto de intersección de las curvas en la gráfica, en ese punto la permeabilidad en ese punto es la misma, y ambos fluidos tendrán la misma facilidad de flujo. A medida que la saturación de aceite aumenta, la permeabilidad al aceite incrementa y la el agua disminuye, y viceversa.

**4.1.1.5 Presión y temperatura**<sup>19</sup>: La temperatura y la 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 los tres fluidos: petróleo, gas y agua. Por esta razón, la relación de fase de la solución 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

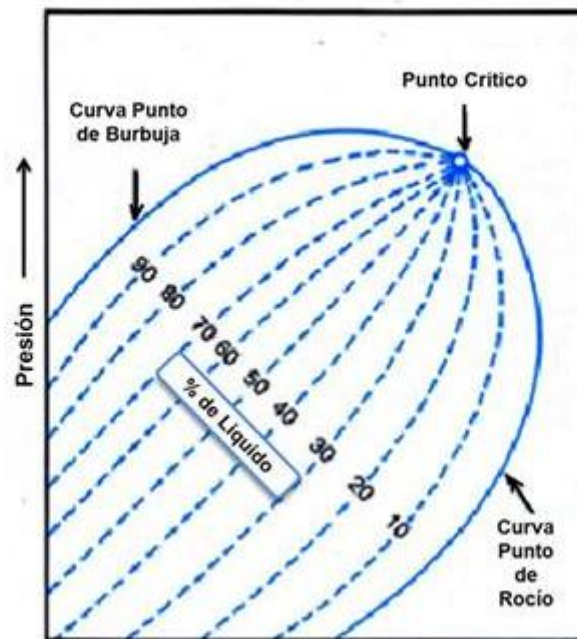
---

<sup>19</sup> Principios y aplicaciones de la interpretación de registros, pág.11.Schlumberger.

burbujas de gas pueden provocar una bajada muy substancial en la permeabilidad efectiva al petróleo.

Las relaciones entre la presión, temperatura y fase de las mezclas de hidrocarburos son muy variables, dependiendo de los tipos y proporciones específicos de los hidrocarburos presentes. La Figura 10, es un diagrama de fase sencilla de dos componentes.

**Figura 10. Diagrama de fase de dos componentes.**



Modificado de: Principios y aplicaciones de la interpretación de registros, Schlumberger.

Comúnmente, la temperatura de un yacimiento productivo no varía demasiado, aunque algunas técnicas de recuperación (como la inyección de vapor o combustión) representan 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.

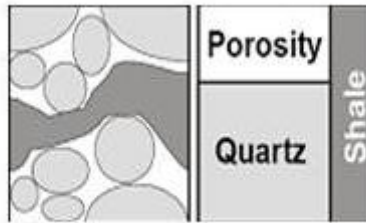
**4.1.1.6 Matriz:** Para el analista de registro, matriz abarca todos los componentes sólidos de la roca (granos, matriz, cemento), exclusión de pizarra. Una litología simple de matriz consta de solo mineral (calcita o cuarzo, por ejemplo). Una litología completa contiene una mezcla de minerales: por ejemplo, un cemento de naturaleza diferente de los granos (por ejemplo, una arena con calcita o cuarzo cemento). Una formación virgen es la que no contiene cantidad de arcilla o de pizarra. (Por lo tanto, podemos hablar de una litología simple en arena shale, o una litología virgen compleja etc.).

**4.1.1.7 Arcillosidad:** La arcillosidad, mezcla de arcilla y limo, o contenido de lutita o “shale” en la roca, afecta a la roca productora de diferentes maneras según la lutita o “shale” sea laminada, dispersa o estructural.

Arcilla laminada: O “laminated-shale” son finas láminas de lutita, con espesor del orden de 1 cm, separando finas láminas de arena limpia, sin afectar la permeabilidad horizontal a través del yacimiento, pero disminuyendo la permeabilidad vertical de la zona prácticamente a cero. Ver Figura 11.

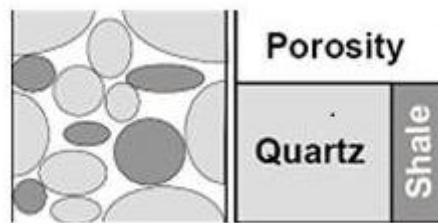
Arcilla estructural: O “structural-shale”; algunos granos en la estructura de la matriz de la arena son substituidos por granos de lutita, sin afectar la porosidad ni la permeabilidad. La arcillosidad (fracción de lutita en la zona de interés) varía de 0 a un valor máximo igual a la fracción de matriz, cuando todos los granos de la roca-almacén son substituidos por lutita. Ver Figura 12.

**Figura 11. Arcilla laminada**



Fuente: GLOVER, Paúl "Petrophysics course notes" 2000

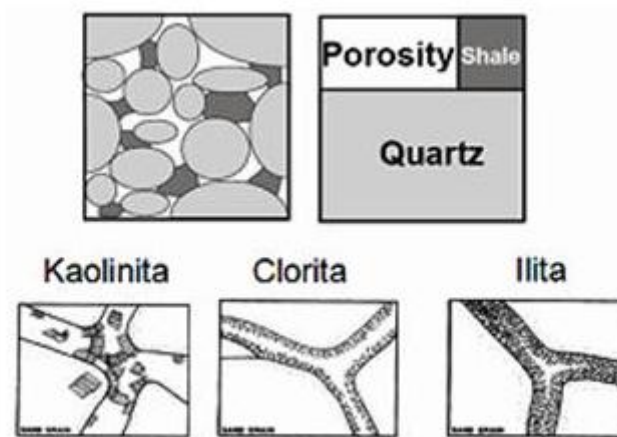
**Figura 12. Arcilla estructural.**



Fuente: GLOVER, Paúl "Petrophysics course notes" 2000

Arcilla dispersa: o "dispersed-shale"; la lutita ocupa el espacio poral de la roca-almacén, disminuyendo drásticamente su porosidad efectiva y su permeabilidad. Generalmente la arcillosidad está asociada a disminuciones de permeabilidad y de porosidad efectiva en la roca-almacén. Anteriormente se mostró los efectos de la arcillosidad sobre los registros básicos. El volumen  $V_{sh}$  de lutita o "shale" en la formación incluye a la arcilla así como a los silicatos de aluminio del limo; los granos de cuarzo del limo no son arcilla, por lo que parte del limo en la formación es incluido en la lutita o "shale" mientras que la otra parte debe ser incluida en la roca-almacén. Este volumen es expresado como fracción del volumen de la roca, con valores entre 0 y 1.

Figura 13. Arcilla dispersa



Fuente: GLOVER, Paúl "Petrophysics course notes" 2000

**4.1.1.8 Fluidos:** Por lo general, la disposición de los granos deja espacios (poros y canales) que están llenos de líquidos: de agua, del aire, gas, petróleo, etc. Cuando el líquido está contenido en una roca depende del espacio, o porosidad, disponible. Con la excepción de agua, tienen estos líquidos de poro una propiedad importante en común con la gran mayoría de matriz de minerales-son pobres conductores eléctricos. Agua, por el contrario, conduce la electricidad en virtud de sales disueltas. Las propiedades eléctricas de una roca son por lo tanto fuertemente influenciadas por el agua que contiene. La cantidad de agua en la roca es una función de la porosidad y la medida en que esa porosidad se llenó de agua (en lugar de hidrocarburos). Esto explica por qué la resistencia de una formación es una medición de registro importante. De la resistencia se puede determinar el porcentaje de agua en la roca (siempre que sabemos que la resistencia de la propia agua). Si sabemos también la porosidad, nosotros podemos deducir el porcentaje de presencia de hidrocarburos (los hidrocarburos saturación).

**4.1.1.9 Saturación:** La saturación de una formación es el porcentaje del volumen ocupado por el fluido en consideración. Por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. La saturación de petróleo o gas es la fracción del volumen poroso que contiene petróleo o gas. Los poros deben saturarse con algún fluido. De esta manera, la suma de saturaciones de los diferentes fluidos contenidos en la roca es igual al 100%.

$$S_W + S_G = 1 \quad \text{(Ec.1.9)}$$

**4.1.10 Mojabilidad:** Es la tendencia de un fluido a adherirse a la superficie de una roca en presencia de otros fluidos inmiscibles. Un fluido mojante tiende a envolver una roca o adherirse a esta. Mientras que un fluido no mojante se resiste al contacto con la superficie de la roca.

La mojabilidad es una característica importante de la roca de un yacimiento, debido a que esta afecta la cantidad de fluidos dentro de los límites de poro y por lo tanto, la mecánica básica del flujo de fluidos y la fase de desplazamiento en un yacimiento. Desafortunadamente, la mojabilidad es imposible de observar directamente, y entonces ésta debe ser inferida de la presión capilar y/o datos de permeabilidad relativa.

La permeabilidad puede también ser fácilmente alterada. En consecuencia, son necesarios, un procedimiento especial de corazonamiento, manejo y preservación de corazones y datos de laboratorio para asegurar que la mojabilidad de corazones sea un dato representativo de la mojabilidad de un yacimiento.

**4.1.1.11 Resistividad:** La resistividad es la habilidad de un material para impedir el flujo de la corriente eléctrica a través de él. La unidad es el OHM-M.

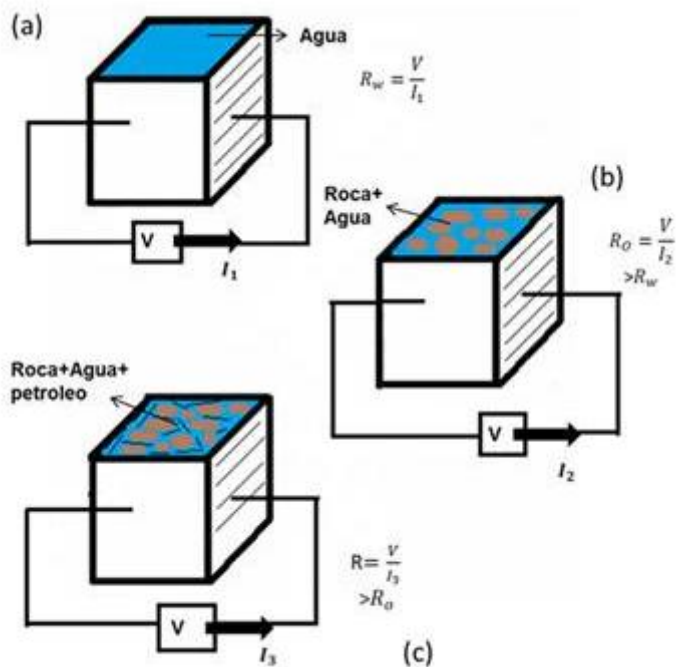
Resistividad  $R_w$ : Visualizamos unos recipientes cúbicos abiertos en su parte superior, de 1 metro en todas sus dimensiones. Sus lados no son conductores, excepto dos caras opuestas de metal que sirven de electrodos. Se aplica voltaje alterno de baja frecuencia,  $V$  y se mide la corriente  $I$  resultante como se muestra en la Figura 14a.

La resistividad  $R_w$  es la razón  $V/I$  (voltios/amperios), el cual es la resistividad del agua de formación, en unidades Ohm-m. Esta resistividad es una propiedad intrínseca del agua y es una función de su salinidad y temperatura. Mientras más altas sean estas variables, más conductora será el agua y menor su resistividad.

Resistividad  $R_o$ : Seguida, se vierte arena en el tanque con agua y se mide el volumen del agua. Cuando la arena llega exactamente al borde superior, el resultado es una formación porosa de un metro cúbico. Se habrá expedito alrededor de  $0.6 \text{ m}^3$ , después se aplica otra vez el voltaje y se mide la corriente  $I_2$  (Figura 14b).el valor de  $I_2 < I_1$ , puesto que hay menos agua para conducir la electricidad. La razón  $V/I_2$  es  $R_o$ , el cual representa la resistividad de la formación acuífera. En todo caso, será mayor que  $R_w$ .

Resistividad  $R_t$ : a hora se reemplaza por petróleo una fracción apreciable del agua contenida en los poros, lo cual da como resultado la situación descrita en la Figura 14c. Se aplica el mismo voltaje  $V$  y se mide la corriente  $I_3$  .la razón  $V/I_3$  es  $R_t$  que es la resistividad de la formación petrolífera y será mayor que  $R_o$ .

Figura 14. Definición de resistividades



Modificado de Modern open-hole log interpretación

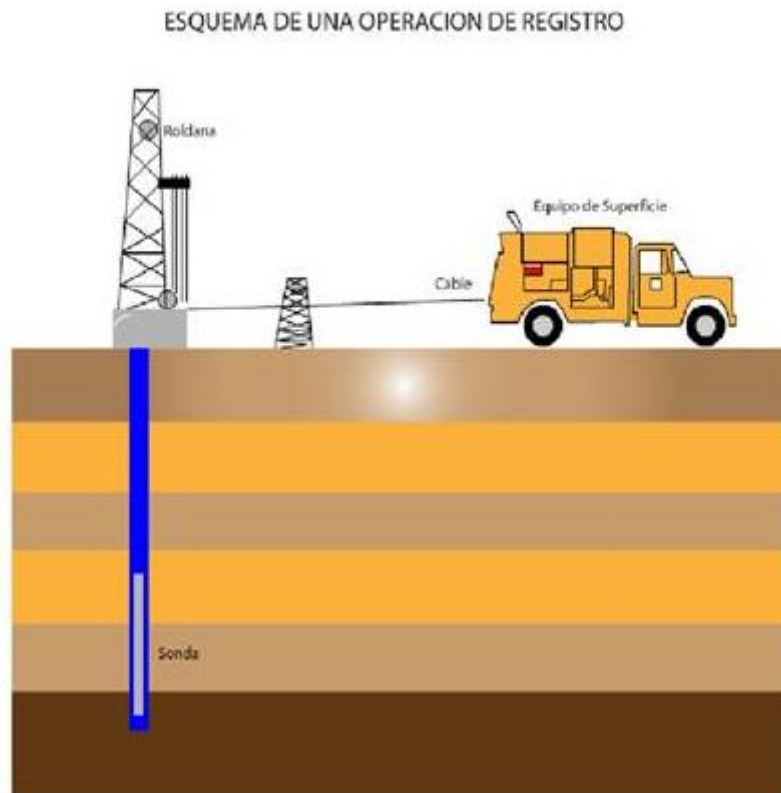
**4.1.2 Conceptos básicos de interpretación de registro de pozos.** Definición de un Registro de Pozo: Un registro de pozo consiste “una grabación contra profundidad de algunas de las características de las formaciones rocosas atravesadas, efectuadas por herramientas en el pozo”.

**La importancia de un Registro de pozos:** Los registros nos dan información acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas (agua, petróleo o gas). Por lo tanto, los datos de los registros constituyen una descripción de la roca.

La interpretación de los registros hace un estudio fundamental en cuanto al análisis de núcleos convencionales. El cual esto solo es posible si existe una relación definida entre lo que se mide en los registros y los parámetros de roca de interés para el ingeniero Geólogo, el petrofísico o el ingeniero de yacimientos.

**Registro en operaciones de campo:** Los registros eléctricos por cable se llevan a cabo desde un camión de registros, al que en ocasiones se llama laboratorio móvil (Figura 15). El camión transporta los instrumentos de medición de fondo, el cable eléctrico y un malacate que se necesita para bajar los instrumentos por el pozo, así como el equipo de superficie necesario para alimentar las herramientas de fondo y para recibir y procesar sus señales, y también el equipo necesario para efectuar una grabación de técnicas de registro.

**Figura 15. Operación de registro por cable.**



Modificado de Halliburton

**Figura 16. Unidad móvil computarizada.**



Fuente de Halliburton

En las mediciones de registro básicas pueden contener grandes cantidades de información. Anteriormente, no se registraba parte de dichos datos debido a la falta de sensores y de electrónica de fondo de alta velocidad, a la incapacidad de transmitir los datos por el cable y a la incapacidad de grabarlos en la unidad de registro. Del mismo modo, dichas limitaciones han evitado o retardado el uso de nuevas mediciones y herramientas de registro. Con la telemetría digital, se ha presentado un importante aumento en la cantidad de datos que pueden enviarse por el cable de registro. Las técnicas de registro digital dentro de la unidad de registro proporcionan un aumento substancial en la capacidad de grabación de datos. El uso de señales digitalizadas también facilita la transmisión de señales de registro por radio, satélite o línea telefónica a centros de cómputo u oficinas centrales.

**4.1.2.1 Clasificación de los registro de pozos:** Según el propósito de su medida a continuación se presentará una clasificación general de los registros.

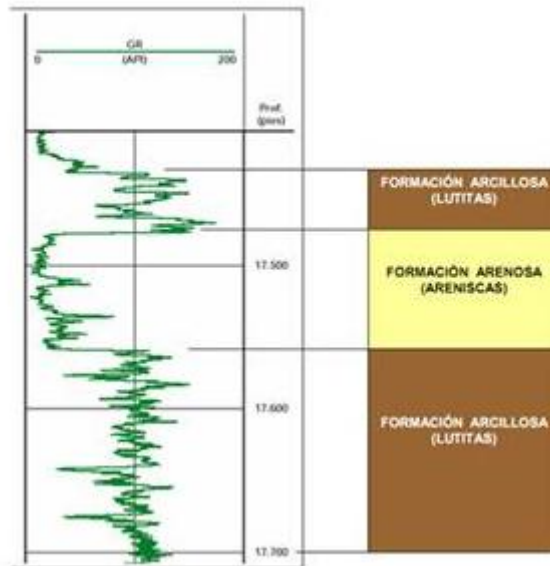
Registros litológicos: Estos registros han sido diseñados para identificar formaciones permeables y sus límites, dos ejemplos de estos registros son el registro de rayos Gamma y el de potencial espontáneo.

Registros de porosidad: Estos registros son unas herramientas que ayudan a determinar la litología y la porosidad, con ellos se puede distinguir los hidrocarburos, entre gas y líquidos y son fundamentales en el cálculo de la saturación de fluidos. Son ejemplo de este tipo, el registro neutrón, acústico y el de densidad de la formación.

Registros de Saturación: Estos registros han sido diseñados para determinar el espesor de una formación, proporcionar un valor preciso de la resistividad de la formación, ayudar en la correlación de otros registros y dar una idea tanto del contenido de los hidrocarburos como de su producibilidad. Son ejemplo de este tipo de registros, los dispositivos normales y laterales, los latero-logs, los registros de inducción y los registros de micro-resistividad.

**4.1.2.2 Representación de un registro:** En la Figura 17, representa un registro de GR. En el registro leemos de izquierda a derecha, se observa las profundidades utilizadas y las formaciones existentes en cada intervalo, las unidades de medición utilizadas es en grados API. El registro se basa en las mediciones de las emisiones naturales de un rayo gamma que poseen las rocas. Durante la meteorización de las rocas. Los elementos radioactivos que estas contienen se desintegran en partículas de tamaño arcilla, por lo tanto las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas.

Figura 17. Ejemplo de un registro GR



Modificado de: Interpretación de registros de pozos.

#### 4.1.3 Disturbios causados por la perforación

- ✓ Proceso de invasión
- ✓ Invasión (o lavado de la formación)
- ✓ Zona lavada
- ✓ Descripción de la roca lavada

#### 4.1.4 Textura y estructura de la roca

**4.1.4.1 Resistividad y fluidos de la formación:** La conductividad es el recíproco de la resistividad. Representa la habilidad de un material para permitir el flujo de la corriente eléctrica a través de él.

$$\text{Resistividad} = \frac{100}{\text{Conductividad}}$$

La matriz de la roca, el aceite, y el gas son aislantes eléctricos. Ellos no conducirán el flujo de una corriente eléctrica. Además, se dice que sus resistividades son finitas. Por su lado el agua conducirá la electricidad dependiendo de su salinidad. Esto implica que cualquier flujo de corriente a través de una formación toma lugar en el agua de formación, y no los hidrocarburos o la roca de matriz. El agua salada, con altas concentraciones de sólidos disueltos (por ejemplo, NaCl, etc.), conducirá la electricidad mucho más eficientemente que el agua dulce. Además, el agua salada tiene mucha menor resistividad que el agua fresca. En la mayoría de los casos, el agua presente en una formación a una cierta profundidad será moderadamente salina, tiene mayor conductividad o menor resistividad, que las zonas conteniendo hidrocarburo.

Debido a que el aceite y gas no conducen la corriente eléctrica, es imposible distinguirlos de la matriz de roca con base en la resistividad. Esos fluidos, sin embargo llenan espacios porosos de la formación, dejando menos espacio para agua conductiva de formación.

La base para el análisis de registro es comparar la resistividad medida de una formación con la resistividad calculada de aquella formación supuesta de porosidad 100% llena de agua. La resistividad de una roca a saturación de agua 100% se refiere como resistividad mojada ( $R_0$ ). Si, para una porosidad dada, la resistividad medida es significativamente mayor que la resistividad mojada, entonces indica la presencia de hidrocarburos. Esta relación es la base para determinar el porcentaje de porosidad que está lleno de agua de formación (saturación de agua). Además, el porcentaje de porosidad que está lleno de

hidrocarburos (saturación de hidrocarburos). La saturación de agua ( $S_w$ ) para una formación limpia se calcula usando la ecuación de Archie.

Factores que afectan la resistividad la cantidad de sal en el agua. Como regla general, la cantidad de sal en el agua aumenta con la profundidad, Por lo tanto a medida que aumenta la cantidad de sal en el agua, la resistividad disminuye. Esto se debe a que la cantidad de iones aumenta.

- Saturación de agua
- Porosidad
- La temperatura

**4.1.4.2 Hidrocarburos en sitio<sup>20</sup>:** Se estima el número total de hidrocarburo en sitio, obtenido de un registro. La ecuación, para calcula en número total de barriles es:

$$N = 7.758 * \phi * (1 - S_w) * h * A \quad \text{(Ec.1.10)}$$

Dónde:

$N$  = es el valor de aceite en sitio (bbls) o (STB)

$\phi$  = porosidad de la roca

$A$  = área de drenaje (acres)

$h$  = espesor vertical del intervalo (ft)

---

<sup>20</sup> Modern open-hole log interpretation

$S_w$  = es la parte de porosidad que contiene agua en la roca de almacén.

Para obtener el volumen del aceite expresado en stb, en condiciones estándar de superficie (css), el valor calculado de  $N$  debe ser dividido por el factor de volumen del aceite  $B_o$ , normalmente un poco mayor que uno, el cual representa la disminución del volumen del aceite al subir a superficie.

$$N = \frac{N}{B_o} \quad \text{(Ec.1.11)}$$

Para un gas, el número de pies cúbicos de gas en sitio puede ser estimado como:

$$G = 43.5600 * \emptyset * 1 - S_w * h * A \quad \text{(Ec.1.12)}$$

$G$  Representa el volumen de gas a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Para obtener el valor de  $G_{css}$  a las condiciones estándar de superficie (css), de 14.7 psi y 60°F, debe usarse la siguiente expresión:

$$G_{css} = \frac{P_r}{14.7} * \frac{520}{460+T_r} * \frac{1}{Z} * G \quad \text{(Ec.1.13)}$$

Dónde:

$G_{css}$  = es el volumen de gas en superficie (pc).

$P_r$  = presión del yacimiento (psi).

$T_r$  = temperatura del yacimiento (°F).

$Z$  = factor de corrección para gas.

Aunque la interpretación de registro no contribuya para la determinación del área de drenaje  $A$ , ni del factor de eficiencia  $F$ , permite obtener una buena

determinación de la porosidad  $\phi$ , de la parte de la porosidad que contiene agua en la roca-almacén, denominada de saturación de agua  $S_w$  y del espesor vertical del intervalo productivo  $h$ , siendo por lo tanto fundamental para la determinación del volumen de reservas.

**4.1.4.3 Factor de formación y agua saturada:** La resistividad de una formación limpia es proporcional a la resistividad de la mezcla con la que está saturada. La constante de proporcionalidad se conoce como factor de formación. La resistividad del agua de formación ( $R_w$ ), es muy baja, debido a que el agua salina es capaz de conducir la corriente eléctrica. La resistividad de la formación ( $R_o$ , o resistividad mojada, donde la porosidad esta 100% llena de agua) dependerá de la resistividad del agua de formación como el factor de resistividad de formación ( $F_r$ ).

$$F_r = \frac{R_o}{R_w} \quad \text{(Ec.1.14)}$$

$$R_o = F_r * R_w \quad \text{(Ec.1.15)}$$

La constante de proporcionalidad se denomina factor de formación. En los principios generales, factor de formación debe estar relacionado con la porosidad de una forma de relación.

$$F_r = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{(Ec.1.16)}$$

Cuando la  $\phi=1$  (Toda el agua, no Matriz),  $R_o$  debe ser igual; y cuando  $\phi=0$  (sin agua intersticial, matriz es sólida),  $R_o$  debe ser infinita ya que la propia roca es un aislante, por lo tanto la ecuación 1.16, cumple con estas condiciones independiente del valor de  $m$ , el cual es llamada exponente de cementación. La variable  $a$  refleja la tortuosidad.

Cuando tomamos en cuenta la resistividad de la matriz de la roca y los fluidos contenidos, es llamada resistividad verdadera ( $R_t$ ).

La resistividad verdadera de una formación será sólo igual a la resistividad mojada ( $R_t=R_o$ ) cuando la porosidad de esa formación esté completamente llena de agua conductiva. Sin embargo, debido a que algunas de las porosidades disponibles podrían estar llenas con fluido no conductivo como aceite o gas, la resistividad mojada ( $R_o$ ) en cuanto a la formación, se relaciona a la medición de la resistividad verdadera ( $R_t$ ); la saturación de agua ( $S_w$ ), la cual es el porcentaje de espacio poroso en la formación que está ocupado por agua conductiva de formación, por lo tanto:

$$F_r = \frac{R_o}{S_w^n} \quad \text{(Ec.1.17)}$$

La saturación de agua está relacionada a las propiedades por el exponente  $n$ ; el exponente de saturación puede tener un rango de valores que dependen de las condiciones específicas del yacimiento. Pero generalmente, se supone que es igual a 2.0 con el conocimiento de las características de producción de la formación en cuestión, es posible determinar valores más aproximados para el exponente de saturación.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \quad \text{(Ec.1.18)}$$

Esta relación puede ser usada para el cálculo de saturación de agua de una zona de una zona de Hidrocarburos, cuando se presenta porosidad en la zona acuífera y el contenido da salinidad. Un ejemplo sería una arena gruesa con un contacto agua-aceite en el medio.

$$S_w = \frac{\overline{FR_w}}{R_t} \quad \text{(Ec.1.19)}$$

La ecuación para saturación de agua ( $S_w$ ), la ecuación de Archie se ha convertido en el fundamento de la industria entera de registro de pozos. En su forma más simple, la ecuación de Archie se muestra como:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} * \frac{R_w}{R_t}} \quad \text{(Ec.1.20)}$$

Dónde:

n= exponente de saturación

a= factor de tortuosidad

$\phi$ = porosidad

m= exponente de cementación

$R_w$ = resistividad del agua de formación

$R_t$ = resistividad verdadera de formación

La saturación de agua refleja las proporciones relativas de esos fluidos contenidos en el yacimiento; el cuál al obtener valores aproximados de saturación de agua es el principal objetivo del análisis de registros en agujero descubierto. Con el conocimiento de la saturación de agua, es posible determinar el porcentaje de espacios poroso lleno con un fluido diferente de agua (por ejemplo, hidrocarburos), y de allí las reservas de hidrocarburos.

**4.1.4.4 Efecto de las arcillas en la resistividad:** La presencia de esquistos conductores en una formación influye en la medición de la resistencia. Considere la posibilidad de dos formaciones; una es virgen y una es arcilla, pero contrario tienen las mismas porosidades eficaces y contienen idénticas saturaciones de agua en los poros. No se muestran las mismas resistividades. La resistividad de la formación de shale (lutitas) dependerá del Tipo de la lutita, el porcentaje actual y su modo de distribución en la roca.

**Efecto de la distribución de arcillas:** Los analistas de registro suelen distinguir tres modos de distribución de pizarra. Cada modo tiene un efecto diferente en la resistencia, espontánea, velocidad acústica y potencial e influencias, Embalse de permeabilidad y la saturación en una diferente manera.

**4.1.4.5 Medidas de resistividades durante la invasión:** Las resistividades que pueden operarse en una arenisca permeable saturada de agua que ha sido invadida por un filtro de lodo. La resistividad  $R_{xO}$  de la zona lavada es por lo menos 3 o 4 veces de  $R_m$  y a veces, considerablemente mayor, dependiendo de la porosidad. Si el agua en la formación es relativamente salina, la resistividad  $R_t = R_o$  será menor que  $R_{xO}$ . Entre ambas condiciones se produce una transición gradual de la resistividad a través de la zona invadida, en la cual se han dado cantidades variadas del fluido invasor.

Cuando la arenisca contiene una apreciable saturación de petróleo, previa a la invasión, se forma una zona completamente inundada o también se le conoce como zona lavada. Pero en este caso la zona contiene algo de petróleo residual. Debido a la presencia de petróleo no conductivo en parte del espacio poroso, la resistividad  $R_t$  es bastante alta y es aún mayor que  $R_{xO}$ . Entre estos dos valores de resistividad ya no existe una zona de gradual transición. Durante la invasión, la

tendencia que el filtrado de lodo vaya pujando delante en sí el agua de formación, conjuntamente con el petróleo.

## **4.2 CLASES DE REGISTRO DE POZOS**

Los diferentes tipos de registro de pozos planteados en la herramienta son los siguientes:

- Registros de resistividad
- Registros potencial espontaneo SP
- Registros rayos gamma GR
- Registros neutrón
- Registros de densidad
- Registros lito-densidad
- Registros sónico
- Registros de calibración
- Registros de buzamiento
- Registro de resonancia magnética nuclear RMN
- Registro de imágenes

Cada registro mencionado anteriormente se desarrolló de la siguiente manera:

1. Principio de medición del registro
2. Aplicaciones del registro
3. Factores que afectan el registro
4. Comportamiento de la curva del registro
5. Ejemplos

#### 4.2.1 Registro de resistividad

➤ **Principio de medición:**

Hay varias técnicas de medición en uso, todas las variaciones de un sistema básico común: un emisor (electrodo o bobina) envía una señal (campo de corriente eléctrica, campos electromagnéticos) dentro de la formación. Un receptor (electrodo o bobina) mide la respuesta de la formación a una cierta distancia del emisor.

**Figura 18. Herramienta de resistividad.**



Fuente: [http://conetec.com/spanish/site\\_investigation\\_services/cone\\_penetration\\_testing/cptu.aspx](http://conetec.com/spanish/site_investigation_services/cone_penetration_testing/cptu.aspx)

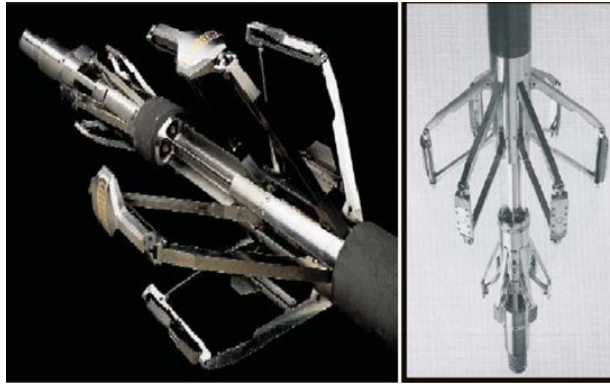
En los dispositivos de largo espaciamiento, que leen profundidad media se incluyen:

- Estudio convencional eléctrico, ES, con normal y lateral (o inverso) electrodos guías.
- Inducción, IL.
- Laterologs, LL.
- Registro esférico centrado, SFL.

Los tres últimos, siendo dispositivos centrados, son menos sensibles a la perforación. Dependiendo de la distancia y la naturaleza de la focalización, ya sea

$R_{xo}$  (SFL, LL8) o  $R_t$  (LLD, IL) puede hacer la contribución predominante de la señal medida, en condiciones normales de la invasión.

**Figura 19. Herramienta de resistividad**



Fuente: [http://conetec.com/spanish/site\\_investigation\\_services/cone\\_penetration\\_testing/cptu.aspx](http://conetec.com/spanish/site_investigation_services/cone_penetration_testing/cptu.aspx).

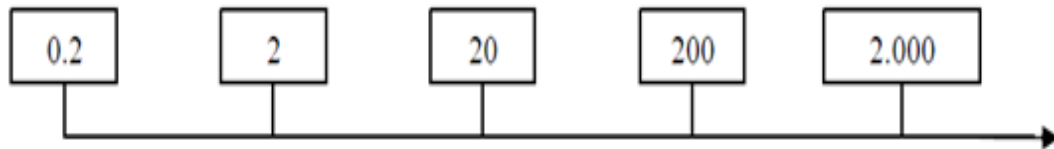
Las micro-herramientas, están montadas sobre patines que están contra la pared del hueco, se han diseñado para leer  $R_{xo}$  en virtud de sus muchas superficies en las profundidades de investigación. Hay muy poco efecto del fluido de perforación, pero la torta de lodo contribuye con una pequeña señal. Los micro-herramienta incluyen:

- Microlog, ML (normal y lateral).
- Microlaterolog, MLL (que no debe confundirse con el microlateral del ML).
- Registro microproximity, PL.
- Registro microspherically centrado, MSFL.
- Herramienta dipmeter de alta resolución, HDT (no estrictamente para una medida cuantitativa de  $R_{xo}$ ).

La definición vertical obtenidos con estas herramientas electrodo es mucho más fina que con las de espaciamiento largo. Al igual que el ES, el ML es el único sistema no centrado en el grupo.

➤ **Aplicaciones de los registros resistivos**

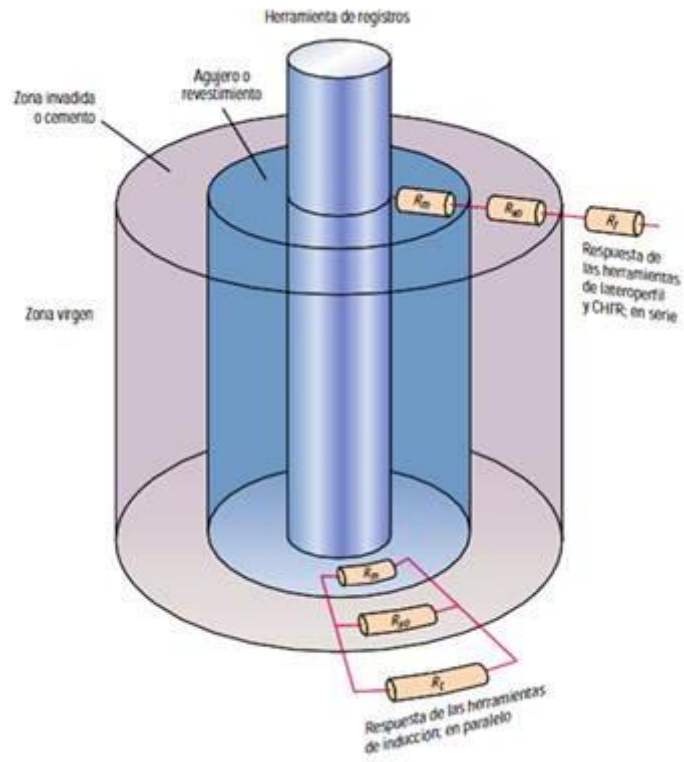
La escala utilizada en estos registros es logarítmica y se lee de izquierda a derecha. La unidad de medida es el  $\Omega$ -m, con un rango de valores que va desde 0.2 hasta 2000  $\Omega$ -m.



Los registros de resistividad, también se utilizan para estimar contactos agua-petróleo, para calcular la resistividad del agua de formación  $R_w$  y la resistividad verdadera de la formación  $R_t$ .

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

**Figura 20. Resistividad de una formación.**



Tomado de 20921479-registros-electricos

#### 4.2.2 Factores que afectan el registro:

- ✓ Registro de Inducción:
  - Efecto del pozo
  - Efectos de Invasión
  - Formaciones adyacentes

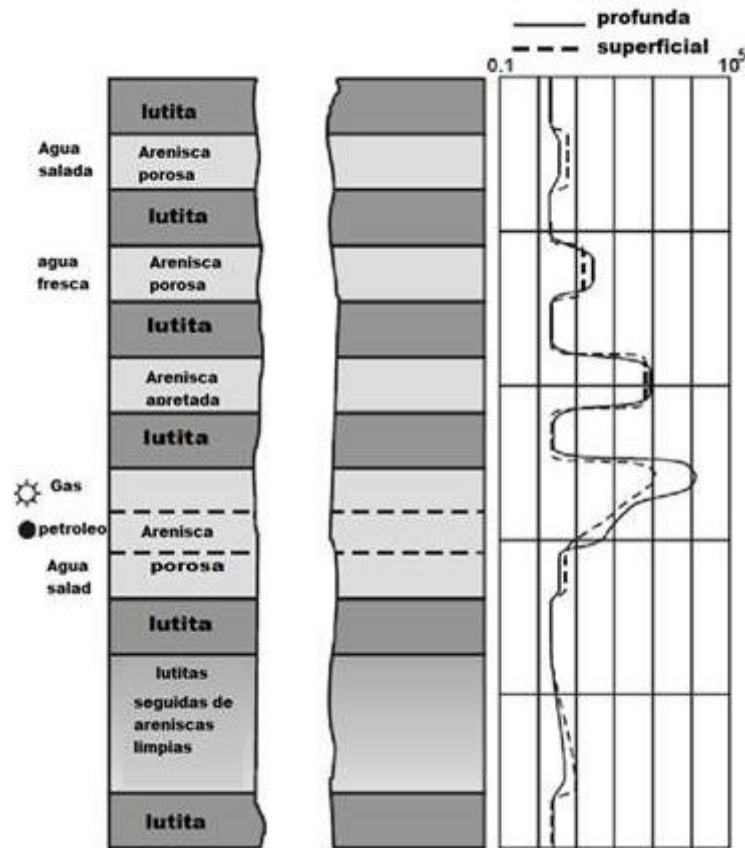
- ✓ Registros Laterales:
  - Efectos del pozo
  - Formaciones adyacentes
  - Efecto Delaware
  - Efecto de Groningen
  
- ✓ Registros Micro-resistivos
  - Efectos del pozo
  - Efecto del daño
  - Factor geométrico

**4.2.3 Comportamiento de la curva:** Un yacimiento que contiene agua usualmente se reconoce por una resistividad profunda relativamente baja. Un yacimiento que contiene hidrocarburos se reconoce por una resistividad profunda relativamente alta.

**Tabla 3. Respuestas generales del registro según la matriz**

| Litología    | Arena | Caliza | Lutita | Dolomita | Anhidrita | Sal      | Agua           | Aceite   | Gas      |
|--------------|-------|--------|--------|----------|-----------|----------|----------------|----------|----------|
| Resistividad | Alta  | Alta   | Baja   | Alta     | Muy alta  | Muy alta | 0-<br>infinita | Muy alta | Muy alta |

Figura 21. Respuesta de un registro lateral profundo y un registro lateral superficial a diferentes litologías.



Fuente: Darwin V. Ellis and Singer Julian, Well logging for earth scientists, Springer, 2008

#### 4.2.4 Registro potencial espontaneo SP

##### ➤ Principio de medición

Schlumberger descubrió este fenómeno en 1928. Una diferencia de potencial eléctrico que existe de forma espontánea, entre un electrodo móvil en pozo, y un electrodo fijo en la superficie. Este potencial espontaneo se origina desde los diferentes accesos que diferentes formaciones suministran por cargas enviadas en el hueco y el fluido de la formación, el cual conduce al flujo de la corriente

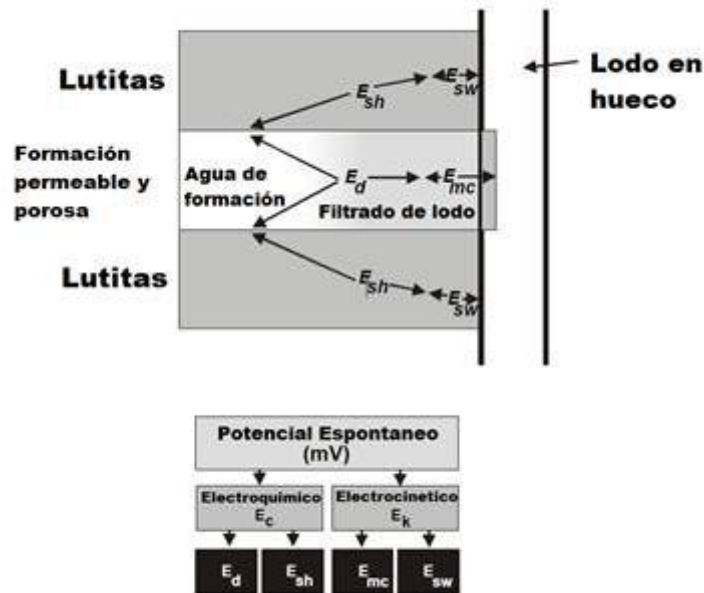
espontanea, y de acá a la diferencia de potencial espontaneo. Este potencial varía de formación a formación, generalmente en un intervalo de unas pocas decenas o cientos de mili voltios (MV), medido en relación con el nivel de las arenas.

Existen tres requerimientos para que exista una corriente de potencial espontaneo:

- Fluido de perforación conductivo (lodo base agua).
- Una intercalación de capas permeables y porosas, y capas de baja porosidad y formaciones impermeables.
- Una diferencia de salinidad entre el fluido de perforación y el fluido de la formación. Sin embargo, en casos especiales una corriente SP puede presentarse cuando no hay diferencia en la salinidad, pero se presenta una diferencia de presión entre los fluidos.

El origen del potencial espontaneo tiene cuatro diferentes componentes. El potencial espontaneo se compone de contribuciones electroquímicas (originado desde la interacción eléctrica entre los varios químicos que constituyen las rocas y los fluidos), y electrocinéticas (originado por el movimiento de las cargas eléctricas de los iones en los fluidos, relativos al arreglo de las rocas).

Figura 22. Componentes del potencial espontáneo.



Fuente: Glover Paúl, "Petrophysics Course Notes" 2000

- ✓ Componentes Electroquímicos
- ✓ Componentes electro-cinéticos
  
- **Aplicaciones del registro de potencial espontáneo SP**

El registro de SP tiene una serie de funciones útiles, tales como:

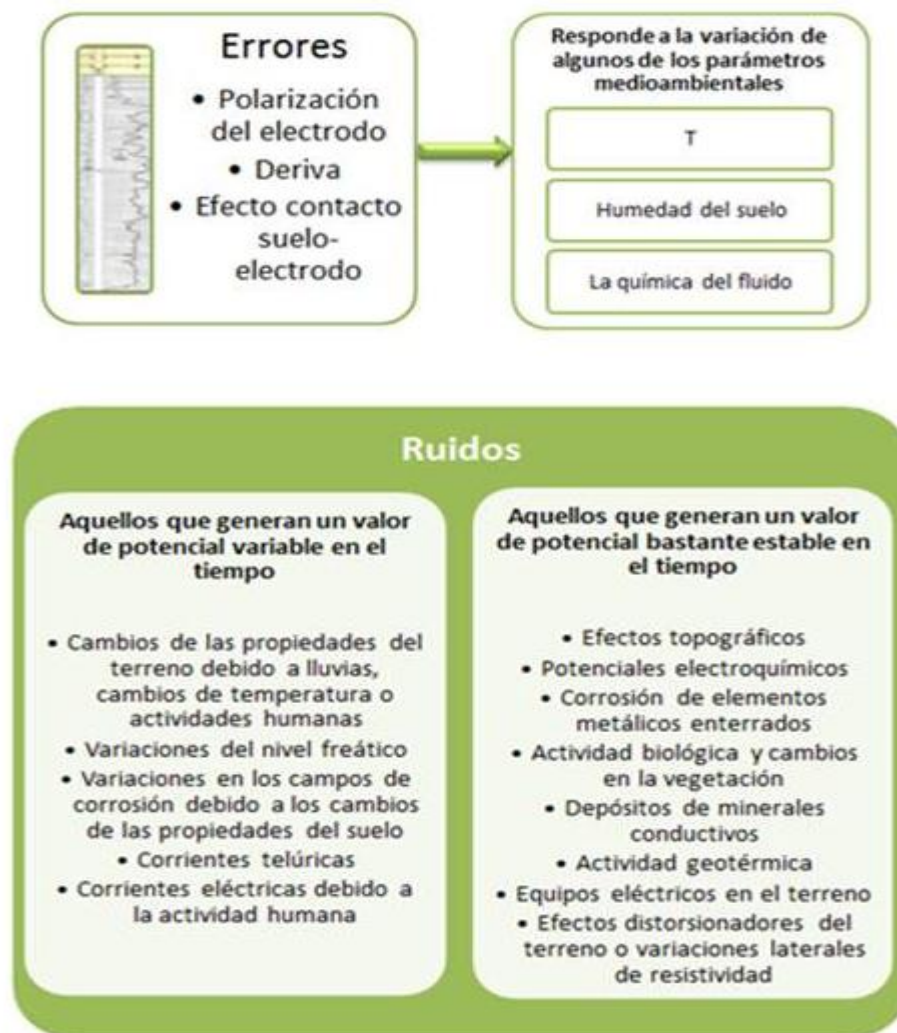
- Detectar las capas permeables (indicación cualitativa)
- Determinar  $R_w$
- Estimar el nivel de Lutitas de la roca reservorio.

- **Factores que afectan el SP**

- ✓ Espesor de capa:
- ✓ Resistividad de la capa:
- ✓ Diámetro de hueco:

- ✓ Profundidad de invasión
- ✓ Arenas arcillosas petrolíferas.
- ✓ Formaciones sello
- ✓ Cambios y desvíos en la línea base de Lutitas

Tabla 4. Fenómenos que perturban la señal de campo.<sup>21</sup>



Modificado de Modern open hole

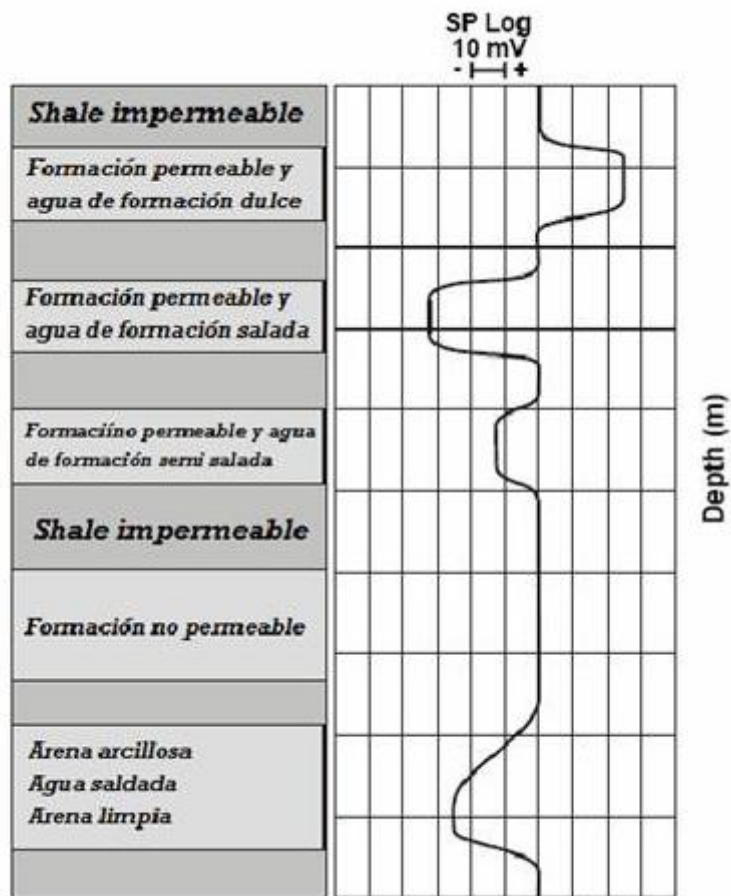
<sup>21</sup> MODERN OPEN HOLE

### ➤ **Comportamiento de la curva SP**

La deflexión de la curva frente a las capas permeables puede ser hacia la derecha o izquierda, dependiendo de las salinidades relativas de lodo y agua de formación. Cuando el filtrado del lodo es más dulce que el fluido de la formación, la deflexión es hacia la izquierda (SP negativo, el más habitual), caso contrario hacia la derecha o positivo. No es importante el valor absoluto del potencial espontáneo sino el valor relativo respecto a la línea base de lutitas, cuya posición es fijada arbitrariamente por el ingeniero de registros para que las desviaciones permanezcan dentro de la escala del gráfico.

Los valores medidos por la SP aumentan con el contraste de salinidades entre lodo y agua de formación, también con la resistividad de capas y con la diferencia de presión entre lodo y formación, y disminuyen con el aumento del radio de invasión del lodo, con la mayor arcillosidad de las capas permeables (más si la arcilla es Montmorillonita, menos si es Illita o Clorita y menos aún si es Caolinita) y también con la presencia de hidrocarburos y espesor de capa muy reducido.

Figura 23. Registro ideal de SP.



Cortesía de Schlumberger

## 4.2.5 Registro Rayos Gamma GR

### 4.2.5.1 Registro Rayos Gamma Radioactivo

#### ➤ Principio de Medición<sup>22</sup>

El registro de GR es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de

<sup>22</sup> Principios y aplicaciones de la interpretación de registros, Schlumberger.

arcilla de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o residuos de granito estén presentes o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas.

El registro de GR puede ser corrido en pozos entubados lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o modificación de pozo. Con frecuencia se usa para complementar el registro del SP y como sustituto para la curva SP en pozos perforados con lodo salado, aire o lodos a base de aceite, En cada caso, es útil para la localización de capas con sin arcilla y, lo más importante, para la correlación general.

#### Descripción de la herramienta:

La sonda de GR contiene un detector para medir la radiación gamma que se origina en el volumen de la formación cerca de la sonda. En la actualidad, generalmente se emplean contadores de centelleo para esta medición.

Debido a su eficacia, los contadores de centelleo sólo necesitan unas cuantas pulgadas de longitud, por lo tanto, se obtiene un buen detalle de la formación. El registro de GR, por lo general corre en combinación con la mayoría de las otras herramientas de registro y servicios de producción de agujero revestido.

La calibración estándar para las herramientas GR se realiza en las instalaciones de pruebas. API en Houston. Se emplea una calibración de campo estándar para normalizar cada herramienta según el estándar de API y los registros se calibran en unidades API. En la Figura 24 se presenta una fotografía de la herramienta.

**Figura 24. Fotografía de la herramienta.**



Fuente: PTS COLOMBIA, "información técnica de los servicios ofrecidos" Bogotá, 2005.

➤ **Aplicaciones del registro**

Los usos más comunes de este registro son la correlación y los problemas efectuados para la operación del ambiente del subsuelo. Generalmente las formaciones areniscas y arcillosas que poseen alto contenido de mineral radioactivo.

- ✓ Correlaciones
- ✓ Curvas de corrección por condiciones de pozo
- ✓ Correcciones por hueco
- ✓ Litología
- ✓ Determinación del volumen de arcilla
- ✓ Otras aplicaciones

➤ **Factores que afectan al registro**

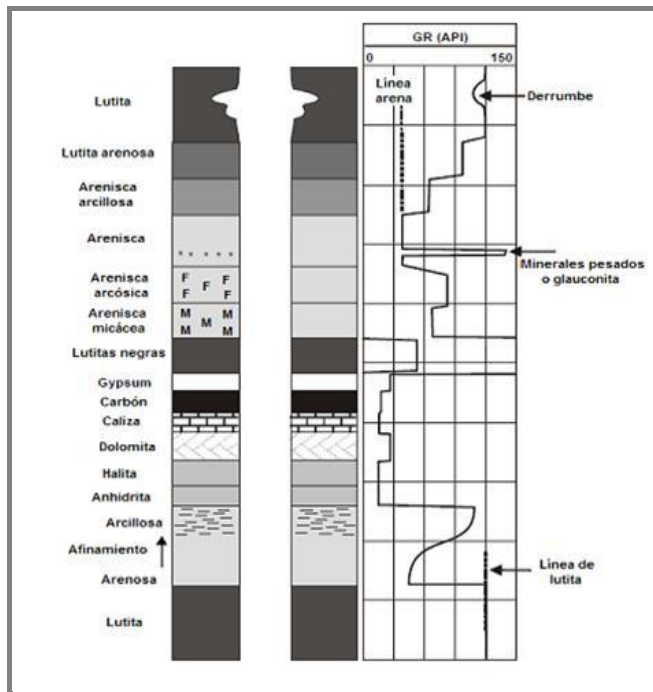
La herramienta se ve afectada por factores tales como:

- ✓ Peso y tipo del lodo
- ✓ Diámetro del pozo

➤ **Comportamiento de las curvas del registro GR**

La emisión de rayos gamma sea mayor o menor, va a depender del elemento radiactivo presente en las formaciones. Este puede ser Uranio, Torio o Potasio - 40. De esta forma el perfil de Rayos Gamma se presenta como una medición de la radiactividad natural de las formaciones, la cual muestra altos niveles en lutitas y minerales de arcilla, mientras que en arenas limpias y carbonatos presenta bajos niveles de radiactividad, como lo muestra la siguiente tabla 5, siendo la unidad de medición el API.

Figura 25. Registro GR.



Fuente: Interpretación de Registros de Pozos de Petróleo, Elías Jhon Falla Villegas.

Tabla 5. Niveles de rayos gamma en la litología.

| Litología                   | Niveles de Rayos Gamma    |
|-----------------------------|---------------------------|
| Arenas Limpias y Carbonatos | De 15 a 20 unidades API   |
| Lutitas                     | De 120 a 240 unidades API |

Fuente: Interpretación de Registros de Pozos de Petróleo, Elías Jhon Falla Villegas.

#### 4.2.5.2 Registro Rayos Gamma Natural Espectral

##### ➤ Principio de medición

La mayor parte de la radiación por rayos gamma en la tierra se origina por la desintegración de tres isótopos radioactivos: el potasio 40 ( $K^{50}$ ) con una vida media de  $1.3 \times 10^9$  años; el uranio 238 ( $U^{238}$ ) con una vida media de  $4.4 \times 10^9$  años y el torio 232 ( $Th^{232}$ ) con una vida media de  $1.4 \times 10^{10}$  años.

El potasio 40 se desintegra directamente en argón 40 estable con una emisión de 1.46-MeV de rayos gamma. Sin embargo, el uranio 238 y el torio 232 se desintegran sucesivamente a través de una larga secuencia de distintos isótopos hijos antes de llegar a isótopos estables de plomo. Como resultado, se emiten rayos gamma de muy diferentes energías y se obtienen espectros de energía bastante complejos, los picos característicos en la serie del torio a 2.62 MeV y en las series de uranio a 1.76 MeV se deben a la desintegración del torio 208 y del bismuto 214, respectivamente.

Generalmente se supone que las formaciones están en equilibrio secular, es decir que los isótopos hijos se desintegran en la misma proporción en la que son producidos por los isótopos padres. Esto significa que las proporciones relativas de elementos padres e hijos en una serie en particular permanecen bastante constantes; entonces, al considerar la cantidad de rayos gamma en una parte particular del espectro es posible deducir la población en cualquier otro punto. Por lo tanto, de esta manera se puede determinar la cantidad de isótopos padres.

Una vez que se conoce la población de isótopos padres, también se puede encontrar la cantidad de isótopos no radioactivos. La proporción entre potasio 40 y potasio total es muy estable y constante en la tierra, mientras que, a excepción del torio 232, los isótopos de torio son muy raros, por lo que se puede no tomarlos en cuenta. Las proporciones relativas de los isótopos de uranio dependen en cierta forma del medio ambiente y también hay un cambio gradual debido a sus distintas vidas medias; en la actualidad la proporción de uranio 238 a uranio 235 es de acerca de 137.

### Herramienta:

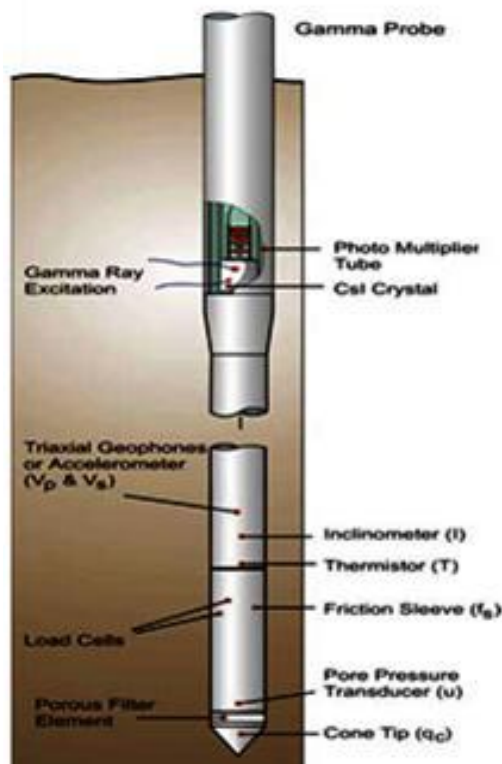
Se utiliza un detector de centelleo de yoduro de sodio contenido en una caja de presión que durante el registro se mantiene contra la pared del pozo por medio de un resorte inclinado.

Los rayos gamma emitidos por la formación casi nunca alcanzan el detector directamente. Más bien, están dispersos y pierden energía por medio de tres interacciones posibles con la formación: efecto fotoeléctrico, dispersión de Compton, y producción de pares.

El pulso eléctrico es proporcional a la energía de los rayos gamma que inciden. La información es almacenada en diferentes direcciones de memoria, según su amplitud, los cuales son llamados canales (éstos representan niveles de energía específicos).

Ejemplo:

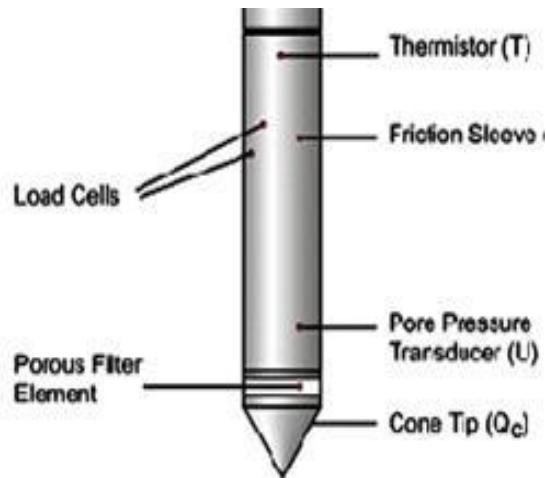
Figura 26. Prueba del Penetrómetro de Cono Gamma (GCPT)



Fuente: [http://conetec.com/spanish/site investigation services/cone penetration testing/gcptu.aspx](http://conetec.com/spanish/site%20investigation%20services/cone%20penetration%20testing/gcptu.aspx).

La herramienta GCPT Figura 25. Se puede utilizar para identificar una mejor estratigrafía del suelo usando radiación gamma natural que está presente en todos los suelos. Los suelos de granos finos contienen una mayor cantidad de elementos radiactivos, como el potasio, uranio y torio. Un perfil continuo de gamma puede ser registrado y utilizado para mejorar la interpretación estratigráfica El Piezocono Eléctrico CPT.

Figura 27. Piezocono eléctrico (CPT)



Fuente:

[http://conetec.com/spanish/site\\_investigation\\_services/cone\\_penetration\\_testing/cptu.aspx](http://conetec.com/spanish/site_investigation_services/cone_penetration_testing/cptu.aspx).

En la Figura 26. Se observa la herramienta con capacidades de punta ( $Q_c$ ), mangas de fricción ( $f_s$ ) y transductores de presión intersticial ( $U$ ). La presión intersticial se puede medir en uno de los 2 lugares, ya sea en la cara ( $U_1$ ) de la punta del cono o detrás de la punta del cono ( $U_2$ ). Los datos de disipación de la presión intersticial se registran automáticamente durante las pausas en la penetración.

➤ **Aplicaciones del registro SGR**

- ✓ Discriminación entre arenas arcillas y otros minerales
- ✓ SGR en Carbonatos
- ✓ Correlación entre pozos
  - Indicador de fracturas
  - Indicador de rocas generadoras
  
- ✓ Graficas de SGR

➤ **Factores que afectan el registro SGR**

- ✓ La velocidad del registro y constante de tiempo (4000'/rm).
- ✓ Diámetro del hoyo y excentricidad porque el radio de investigación es de (6") pulgada
- ✓ Revestimiento y cemento que reducen la radioactividad en 30%.
- ✓ Espesores de capas menores que el tamaño del detector no son registradas.
- ✓ En rocas sedimentarias el rayo gamma permite identificar las lutitas de los otros tipos de rocas.
- ✓ En secciones lutíticas se puede parcialmente reconocer el tipo de minerales arcillosos dominantes e identificar lutitas orgánicas o uraníferas.

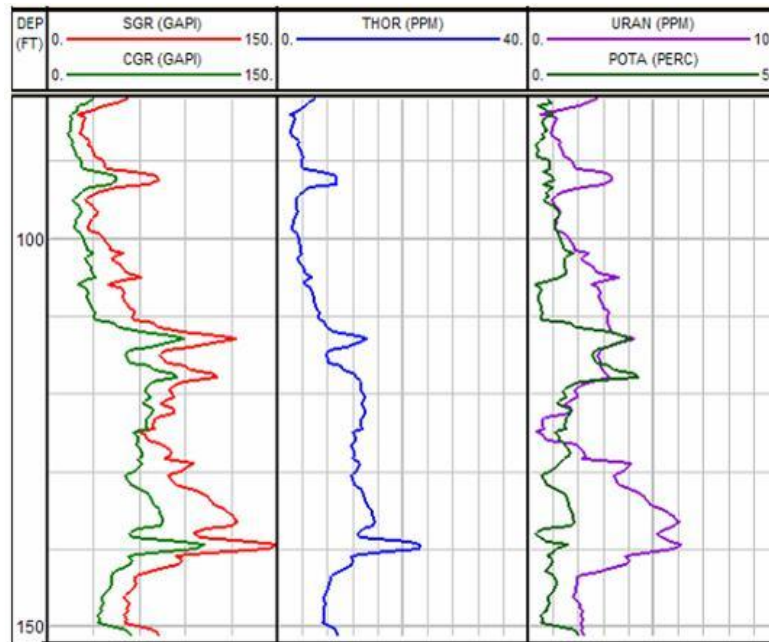
➤ **Comportamiento de la curva del registro<sup>23</sup>**

El formato para reportar los datos del SGR es más complejo que para el GR, debido a que contiene mucha más información detallada. La pista 1 es usada para registrar la suma total de las contribuciones parciales o SGR así como es computada la ya mencionada CGR que es la suma de la contribución del Torio y del Potasio, dejando sin sumar la contribución del Uranio. Las líneas 2 y 3 son usadas para registrar la cantidad de radiación calculada asociada con K40, U238 y Th232. En el siguiente ejemplo de la Figura 27, se puede ver que el Potasio esta reportado como porcentaje y el Uranio y el Torio son reportados como partes por millón (ppm).

---

<sup>23</sup> Tesis construcción de una herramienta computacional para la caracterización petrofísica de yacimientos mediante el análisis de registros e integración con datos de pruebas de laboratorio, Diego Castellanos.

**Figura 28. Registro SGR.**



Fuente: Tesis construcción de una herramienta computacional para la caracterización petrofísica de yacimientos mediante el análisis de registros e integración con datos de pruebas de laboratorio, Diego Castellanos.

#### **4.2.6 Registro neutrón**

##### ➤ **Principio de medición**

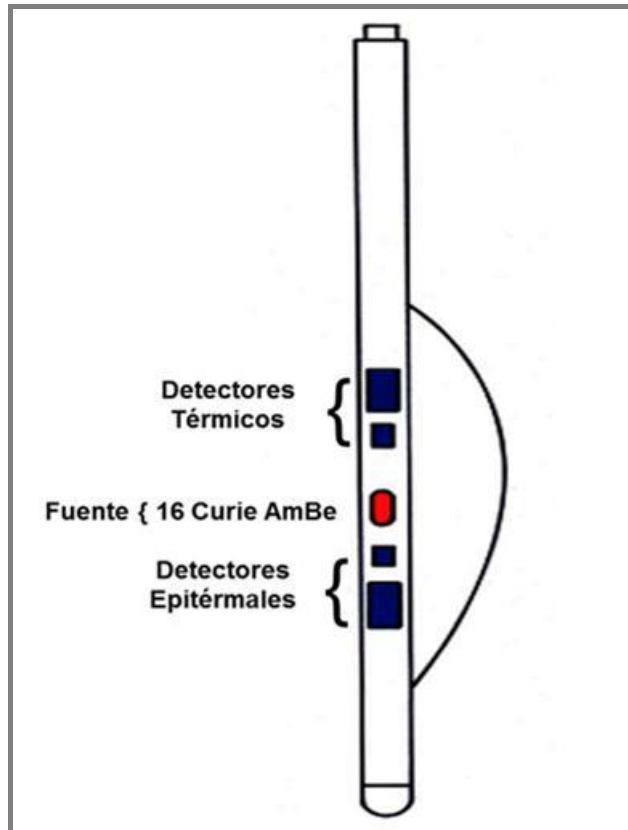
En el registro neutrón existen tres procesos de interés:

- ✓ Emisión de neutrones
- ✓ Dispersión de neutrones
- ✓ Absorción de neutrones

##### Herramienta

Los equipos neutrónicos incluyen el GNT, CNL, SNP Y TDT.

**Figura 29. Esquema de doble porosidad de CNL.**



Modificado de: 20921479-registros-electricos.

➤ **Aplicaciones del registro**

- ✓ Profundidad de investigación
- ✓ Resolución vertical
- ✓ Índice de hidrogeno del agua salada
- ✓ Relación entre índice de hidrógeno y porosidad
- ✓ Respuesta a los hidrocarburos
- ✓ Correcciones de SNP
- ✓ Correcciones de CNL
- ✓ Determinación de la porosidad del efecto de hidrocarburos livianos

➤ **Factores que afectan el registro**

✓ Efectos ambientales

- Litología
- Diámetro del pozo
- Espesor del revoque
- Salinidad del lodo
- Salinidad en la formación
- Separación herramienta/pared del pozo
- Presión hidrostática
- Temperatura del lodo
- Densidad del lodo

✓ Efectos en la medición

- Hidrogeno
- Arcillas, Micas, etc.

➤ **Comportamientos de la curva**<sup>24</sup>

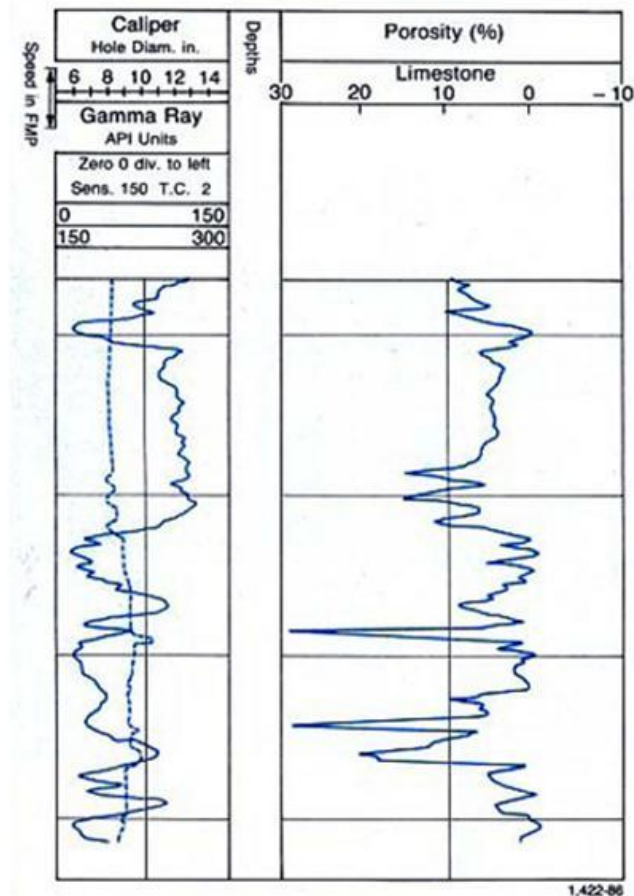
Las lecturas de porosidad en el SNP se calculan y graban directamente en el registro (Figura 29). El programa CSU proporciona automáticamente las correcciones necesarias en agujeros llenos de líquido para peso del lodo, salinidad, temperatura, y variaciones en el tamaño del agujero. En los poros llenos de gas, sólo se requiere la corrección por tamaño del poro y se hace manualmente utilizando un monograma. Los valores de porosidad se registran linealmente en las pistas 2 y 3.

---

<sup>24</sup> Principios y aplicaciones de la interpretación de registros, P. 50. Schlumberger.

Los registros CNL y de Doble Porosidad se graban en unidades lineales de porosidad para una matriz de litología en particular. Cuando una herramienta CNL se corre en combinación con otra herramienta de porosidad, todas las curvas pueden registrarse en la misma escala de porosidad. Esta superposición permite una interpretación visual cualitativa de la porosidad y la litología en presencia de gas. La figura 9 es un ejemplo de la representación de la combinación de un registro CNC-FDC.

**Figura 30. Presentación del registro SNP**



Fuente: Principios y aplicaciones de la interpretación de registros, Schlumberger.

#### 4.2.7 Registro de densidad

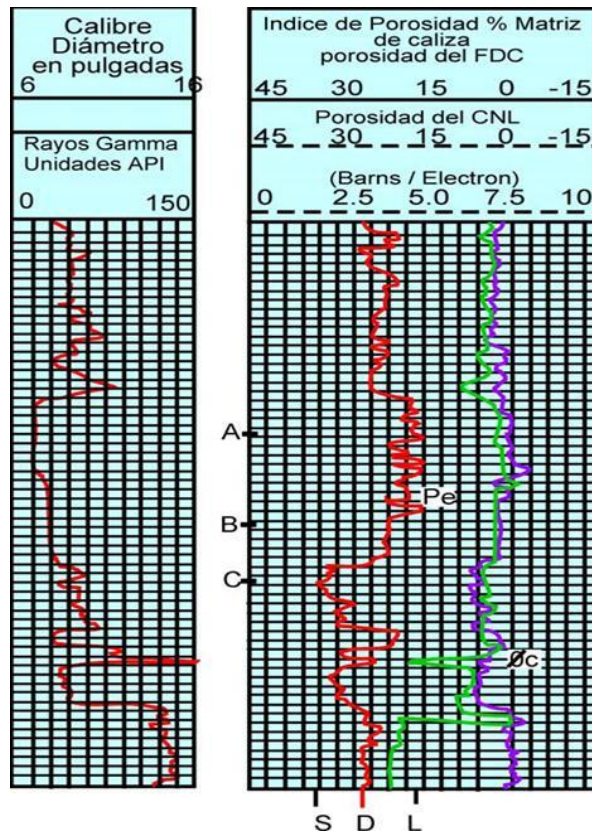
##### ➤ Principio de medición

Consiste en una fuente radioactiva, que se aplica a la pared del agujero en un cartucho deslizable, emite a la formación rayos gamma de mediana energía. Se puede considerar a estos rayos gamma como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones en la formación. Con cada choque, los rayos gamma pierden algo de su energía, aunque no toda, la ceden al electrón y continúan con energía disminuida, esta clase de interacción se conoce como efecto Compton. Los rayos gamma dispersos que llegan al detector, que está a una distancia fija de la fuente, se cuentan para indicar la densidad de la formación. El número de colisiones en el efecto Compton está directamente relacionado con el número de electrones de la formación.

Los rayos gamma pueden reaccionar con la materia en tres formas distintas:

1. *Espaciado Compton*: es cuando los rayos gama chocan con un electrón, orbitando en algunos núcleos, el electrón es expulsado de la órbita y el rayo gama pierde su energía.
2. *Efecto fotoeléctrico*: en este caso, es cuando un rayo gama choca con un electrón que pierde toda su energía, y el electrón es expulsado del átomo.
3. *Producción par*: es cuando, un rayo gama interactúa con un átomo para producir un electrón y un positrón, después se combina para formar otros rayos gama.

Figura 31. Ejemplo de un registro de densidad



Fuente: Well logging for earth scientist

Dentro del principio de medición destacamos:

- ✓ Técnicas de medida de densidad
- ✓ Densidad de electrones vs Densidad aparente; la corrección de registro
- ✓ Componentes de la Herramienta
- ✓ Compensación de la columna de lodo
- ✓ Profundidad de investigación

#### ➤ Aplicaciones del Registro de Densidad

- ✓ Derivación de la porosidad

- ✓ Técnicas de medición del Pe

➤ **Factores que afectan el registro**

- ✓ Efectos de las lutitas
- ✓ Efectos del gas
- ✓ Efecto de la densidad del fluido
- ✓ Efectos de la presión
- ✓ Efectos por invasión

➤ **Comportamiento de la curva**

El registro de densidad de la formación se graba en las pistas 2 y 3 de la presentación de registro estándar API, en una escala lineal. La escala es en  $\text{g/cm}^3$ , y por lo general se extiende por 1,95 a  $2,95 \text{ g/cm}^3$ , ya que es el rango normal de las rocas Figura 31.

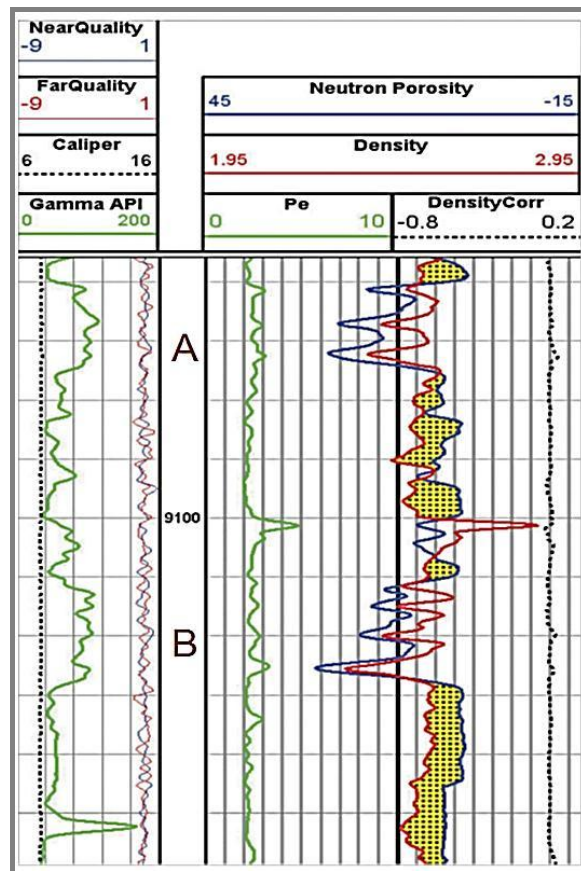
La compensación automática (corrección) por la columna de lodo a menudo se muestra en la pista 2 o bien la pista 3 en una escala lineal. Esta curva se incluye como una curva de control de calidad. Si la curva de corrección es superior a  $\pm 0,15 \text{ g/cm}^3$ , los datos de la curva principal no van a ser muy fiables.

Como la herramienta de densidad de la formación es un registro que se utiliza comúnmente para calcular la porosidad, una pseudo-porosidad que será calculada a partir de los datos de densidad puede ser mostrada junto con la curva de la densidad aparente y la curva de corrección. Esta es una curva de pseudo-porosidad, ya que se asume una matriz y la densidad del fluido constante a lo largo del intervalo registrado. La densidad de la matriz de  $2,65 \text{ g/cm}^3$  (de cuarzo) y las densidades de líquido de  $1,1 \text{ g/cm}^3$  (agua salada) se utilizan a menudo.

La curva de la tensión del cable a menudo es incluida en el registro, ya que la herramienta de densidad es propensa a quedarse atascada en el hueco como un resultado de estas pasadas por la columna de lodo viscosa.

La herramienta de densidad de la formación se corren con mayor frecuencia en compañía con i) un registro de rayos gamma, para emparejar la profundidad, (ii) un registro de calibración, para el control de la calidad del pozo, y (iii) un registro de neutrones, debido a que la interpretación de la herramienta de densidad junto con los resultados del registro de neutrones proporcionan una de las dos mejores técnicas de evaluación litológicas de un yacimiento.

**Figura 32. Presentación de un registro de densidad de la formación**



Fuente: Schlumberger

**Tabla 6. Respuesta general del registro según la matriz**

| Litología | Arena | Caliza | Lutita      | Dolomita | Anhidrita | Sal            | Agua  | Aceite      | Gas         |
|-----------|-------|--------|-------------|----------|-----------|----------------|-------|-------------|-------------|
| Densidad  | 2.65  | 2.71   | 2.2-<br>2.7 | 2.87     | 2.98      | 2.03<br>(1.87) | 1-1.1 | 0.6-<br>1.0 | 0.2-<br>0.5 |

#### 4.2.8 Registro Lito-densidad

##### ➤ Principio de medición

El registro de densidad litológica es una nueva forma del registro de densidad de la formación con características agregadas. En adición a la densidad aparente ( $\rho_b$ ) esta herramienta mide el índice de absorción fotoeléctrica ( $P_e$ ) de la formación. Este nuevo parámetro permite una interpretación litológica sin el conocimiento previo de la porosidad.

##### Herramienta

En apariencia y en operación, la herramienta de lito-densidad es similar a la de densidad de formación. La herramienta tiene una almohadilla o un patín donde se localiza la fuente de rayos gamma y dos detectores. El patín se mantiene contra la pared del agujero por medio de un brazo de respaldo activado por un resorte. Estas herramientas tienen una fuente cesio-137 que emite rayos gamma a 0.662 MeV, un detector de corto y largo espaciado igual a la herramienta básica de densidad de formación, los detectores son más eficientes que los de la herramienta de densidad convencional, y tienen la capacidad de reconocer y cuantificar separadamente los rayos gamma que poseen altas energías (rayos gamma fuertes: 0.25 a 0.662 MeV) y rayos gamma que poseen bajas energías (rayos gamma suaves: 0.04 a 0.0 MeV). Los rayos gamma fuertes son aquellos que están bajo espaciamiento de Compton. Los rangos de estos rayos gamma (en

el cuadro energético son 0.25 a 0.662 MeV) son usados en la forma convencional de medición del registro de densidad de formación. El valor de densidad final de medición obtenido es más aproximado que el obtenido a partir de la herramienta de densidad, debido a que los rayos gamma son menos prominentes a la atenuación de los efectos del hueco, y estos tienen un espaciamiento menor entre los dos detectores que han sido reducidos por fluctuaciones estadísticas en los rangos estimados. Los rayos gamma suaves son aquellos que se encuentran bajo la absorción foto eléctrica. Este efecto puede ser usado para proveer un parámetro, el cual es dependiente del número atómico de la formación, por esto es usado inmensamente en el reconocimiento litológico.

**Figura 33. Herramienta de densidad litológica.**



Corredor de Sonda de Densidad Litologica

Fuente: <http://site.ge->

[energy.com/prod\\_serv/products/oc/en/oilfield\\_technology/sondex\\_wireline/lithology\\_density.htm](http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/oc/en/oilfield_technology/sondex_wireline/lithology_density.htm)

**Tabla 7. Valores de Pe y U para minerales conocidos**

| <b>Mineral</b>  | <b>Pe</b> | <b>U</b>       |
|-----------------|-----------|----------------|
| Anhidrita       | 5,05      | 14,93          |
| Barita          | 266,82    | 1070           |
| Biotita         | 6,3       | 21,03          |
| Calcita         | 5,08      | 13,77          |
| Dolomita        | 3,14      | 9              |
| Glauconita      | 2,86      | 7,51           |
| Halita          | 4,169     | 9,68           |
| Pirita          | 16,97     | 82,1           |
| Cuarzo          | 1,806     | 4,79           |
| Arcilla         | 3,42      |                |
| Arena arcillosa | 2,7       | 6,52           |
| Agua Pura       | 0,358     | 0,398          |
| Agua salada     | 0,807     | 0,85           |
| Aceite          | 0,119     | 0,136 $\rho_o$ |
| Metano          | 0,095     | 0,119 $\rho_g$ |

➤ **Aplicaciones del Registro Lito-Densidad**

- ✓ Determinación de la litología
- ✓ Detección de Minerales Pesados y Correlación Inter-Pozo
- ✓ Fracturas

➤ **Factores que afectan el registro**

- ✓ Número Atómico Principal de la Matriz
- ✓ Fluidos de la Formación
- ✓ Profundidad de la Investigación

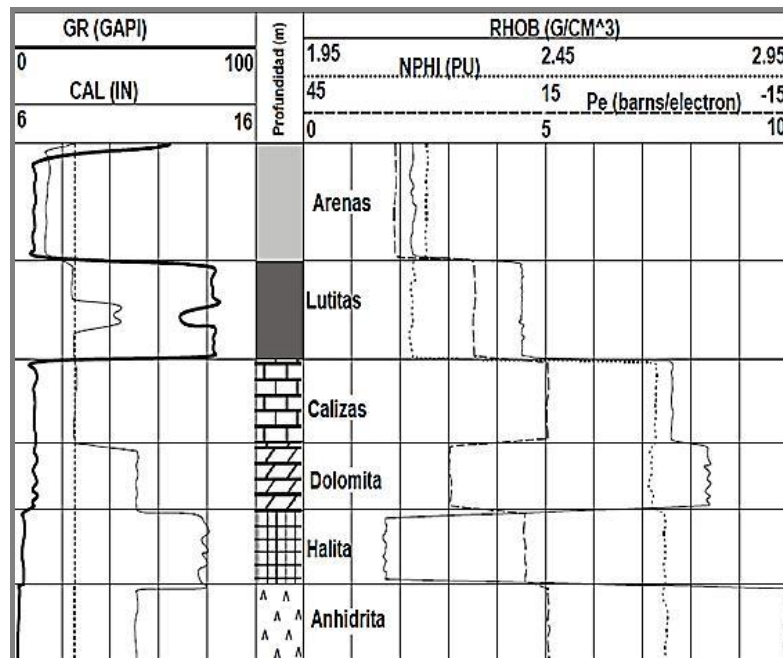
- ✓ Resolución Vertical
- ✓ Calidad del hueco
- ✓ Tipo de Lodo.

➤ **Comportamiento de la curva**

El registro es comúnmente referido como factor foto-eléctrico del registro (PEF). Escalas de 0 a 10 o 0 a 15 o 0 a 20 barns/electrón son las más usadas.

Este registro es comúnmente combinado con el registro neutrón y rayos gamma. La combinación del registro de densidad de formación con el registro neutrón y el registro *PEF* es muy fuerte en la determinación de la litología. El registro rayos gamma es corrido a profundidad macheado con otros registros.

**Figura 34. Diseño de una corrida típica de las herramientas LDT-CNL-GR**



Fuente: GLOVER, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000.

#### 4.2.9 Registro sónico

➤ **Principio de medición**<sup>25</sup>

La propagación del sonido en un pozo es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes. Estos incluyen la formación, la columna de fluido del pozo y la misma herramienta de registro.

El sonido emitido del transmisor choca contra las paredes del agujero. Esto establece ondas de compresión y de cizallamiento dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del agujero y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido.

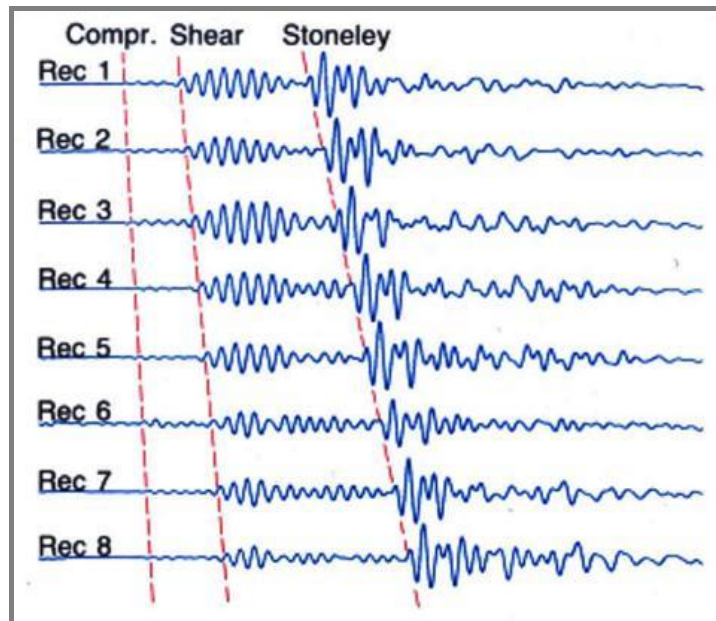
En el caso de registros de pozos, la pared y rugosidad del agujero, las capas de la formación, y las fracturas pueden representar discontinuidades acústicas significativas. Por lo tanto, los fenómenos de refracción, reflexión y conversión de ondas dan lugar a la presencia de muchas ondas acústicas en el agujero cuando se está corriendo un registro sónico. Teniendo en cuenta estas consideraciones, no es sorprendente que muchas llegadas de energía acústica sean captadas por los receptores de una herramienta de registro sónico.

Las llegadas de energía más comunes se muestran en las representaciones de la onda acústica en la Figura 34. Estas formas de onda se registraron con un arreglo de ocho receptores localizados de 8 a 11 ½ pies del transmisor. Se marcaron los diferentes paquetes de ondas. Aunque los paquetes de ondas no están totalmente separados en el tiempo en este espaciamiento, pueden observarse los distintos cambios que corresponden al inicio de llegadas de compresión y cizallamiento y la llegada de la onda Stoneley.

---

<sup>25</sup> 13. Schlumberger, Principles/ Applications of the interpretation well log, Schlumberger, 1989, p 32.

Figura 35. Ejemplo de ondas de la herramienta Array-Sonic de ocho receptores.



Fuente: Principios y aplicaciones de la interpretación de registros, Schlumberger

La primera onda compresional es la que ha viajado desde el transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, se refracta en la pared del pozo, viaja dentro de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.

La onda de cizallamiento es la que viaja del transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, viaja dentro de la formación a la velocidad de onda de cizallamiento de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.

La onda de lodo (no muy evidente en estas ondas) es la que viaja directamente del transmisor al receptor en la columna del lodo a la velocidad de onda de compresión del fluido del agujero.

La onda Stoneley es de gran amplitud y viaja del transmisor al receptor con una velocidad menor a la de las ondas de compresión en el fluido del agujero. La

velocidad de la onda Stoneley depende de la frecuencia del pulso de sonido, del diámetro del agujero, de la velocidad de cizallamiento de la formación, de las densidades de la formación y del fluido y de la velocidad de la onda de compresión e le fluido.

**Tabla 8. Propagación de las ondas acústicas**

| Tipo de onda  | Dirección de propagación de la onda | Dirección de oscilación de las partículas del medio |
|---------------|-------------------------------------|---|
| Compresional  | →                                   | ↔   |
| Cizallamiento | →                                   | ↕   |

Tiempo de transito integrado:

El tiempo de tránsito  $t$  de la formación puede integrarse a lo largo del pozo, comenzando en el fondo (sumando los resultados de multiplicar los  $\mu\text{s}/\text{ft}$  observados en cada pie de pozo por la distancia de 1 pie considerada), con lo que se obtienen  $\mu\text{s}$  desde el fondo del pozo hasta cualquier profundidad; los resultados se presentan como pulsos pequeños para cada 1 ms y pulsos grandes para cada 10 ms de "tiempo de tránsito integrado" o TTI("Transit-Time-Integrated").

Estos datos son fundamentales para verificar la sísmica de superficie y para estos fines se prefiere una herramienta de sónico de espaciamiento largo por efectuar una medida de mejor calidad ya que, debido a su mayor profundidad de investigación, presenta menor riesgo de medir en la zona alterada por la perforación.

Contenido dentro del principio de medición:

- Descripción de la herramienta y tipos de herramientas sónica
- Reajuste de los registros sónicos

➤ **Aplicaciones del registro**

✓ Cálculo de la porosidad a través del registro sónico

- Ecuación de Wyllie
- Ecuación de Raymer-Hunt

➤ **Factores que afectan el registro**

✓ En la medición

- Compactación
- Presión y temperatura
- Arcillosidad
- Hidrocarburos
- Fracturas
- Efectos del pozo
- Efectos ambientales y otros
- Alargamiento del tiempo de tránsito
- Salto de ciclos
- Pulsos hacia  $\Delta t$ 's más pequeños

✓ El Pozo

- Tamaño del pozo
- El lodo de perforación

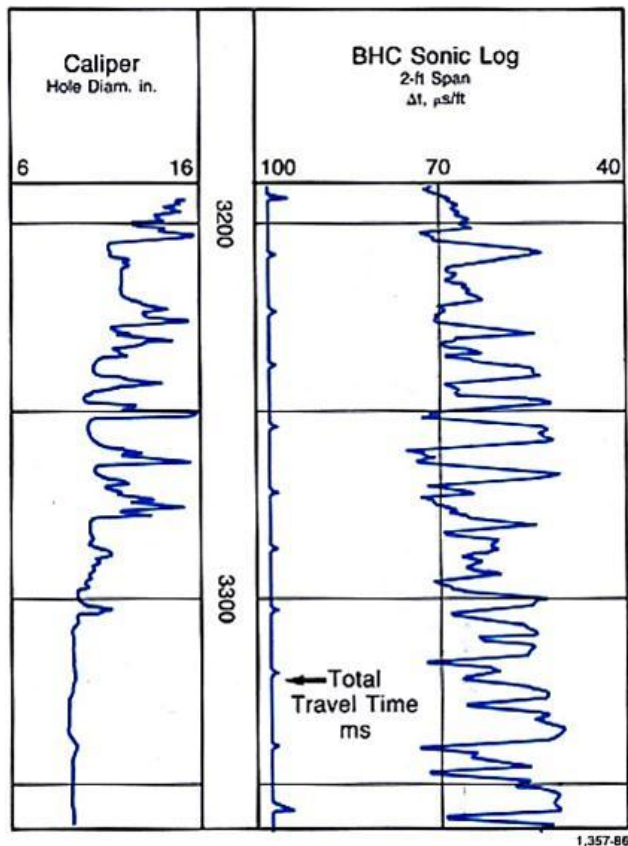
➤ **Comportamiento de la curva del registro**<sup>26</sup>

Las velocidades sónicas en litologías de formaciones comunes fluctúan alrededor de 6000 a 23000 pies/seg. El tiempo de tránsito por lo general se en una escala lineal en las pistas 2 y 3 del registro (Figura 35). El tiempo de viaje integrado se da por una serie de puntos que por lo general se registran en el extremo izquierdo de la pista 2. Cada pequeño pico indica un aumento de 1 ms del tiempo total del viaje; cada 10 ms se registra un pico grande. El tiempo de viaje entre dos profundidades se obtiene contando los picos. El tiempo de viaje integrado es útil para propósitos sísmicos.

---

<sup>26</sup>Schlumberger, Principles/ Applications of the interpretation well log, Schlumberger, 1989.

**Figura 36. Representación del registro sónico**



Fuente de: Principios y aplicaciones de la interpretación de registros, Schlumberger.

#### 4.2.10 Registro de calibración

##### ➤ Principio de medición

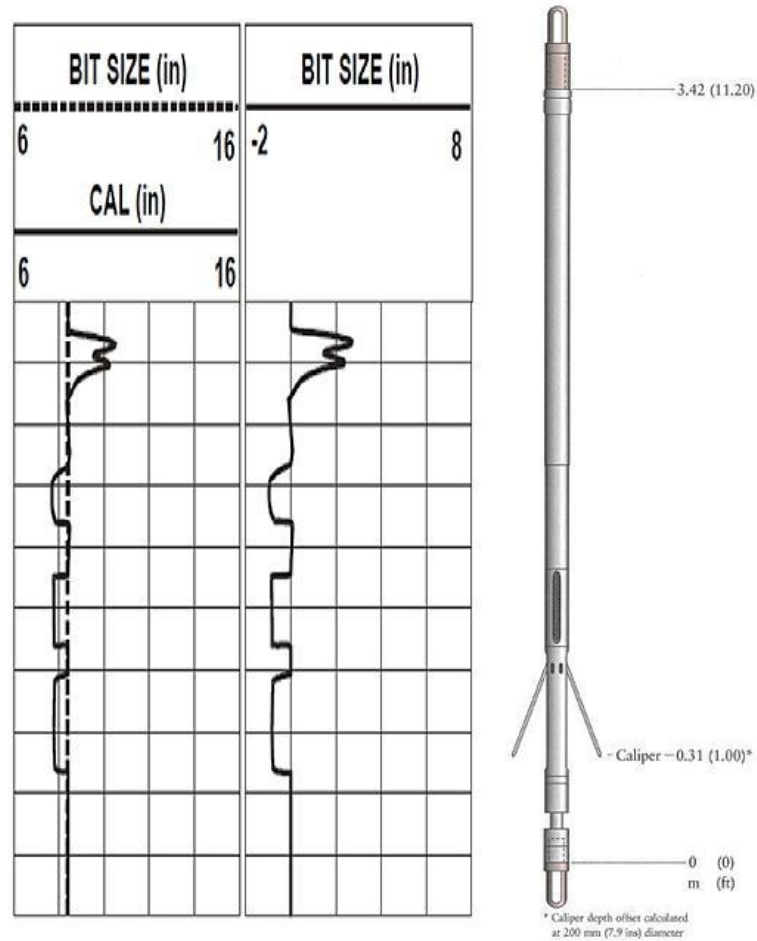
El registro de calibración es una herramienta para medir el diámetro y la forma de un pozo. Esta herramienta utiliza 2, 4, o más brazos extensibles. Los brazos se pueden mover dentro y fuera de la herramienta cuando el hueco cambia de diámetro, este movimiento se convierte en una señal eléctrica por un potenciómetro.

La herramienta de dos brazos, mide el diámetro del hueco. Esto se muestra en la Figura 36 junto con el tamaño de la broca como referencia. Diámetros de

perforación más grandes y más pequeños que el tamaño de la broca son posibles. Muchos huecos pueden alcanzar una forma oval después de la perforación. Esto se debe al efecto de las presiones en diferentes direcciones sobre la formación como resultado de las fuerzas tectónicas. En huecos ovalados, el Caliper de dos brazos se bloqueará en el eje longitudinal de la sección transversal ovalada, dando valores de diámetro de perforación más grande de lo esperado, en este caso, se requiere de herramientas con más brazos.

En herramientas de cuatro brazos (doble calibración), los dos pares opuestos trabajan juntos para dar el diámetro de la perforación en dos direcciones perpendiculares. Un ejemplo de una herramienta de cuatro brazos es la Herramienta de Geometría de Hueco (BGT). Este tiene cuatro brazos que pueden ser abiertos a 30 pulgadas (40 pulgadas con una modificación especial), y dar dos lecturas independientes de espesor perpendicular. La herramienta también mide el azimut de la herramienta, desviación del pozo y el rumbo relativo, que es útil en el trazado de la trayectoria del hueco.

**Figura 37. Presentación de los datos del registro de calibración de dos brazos.**



Fuente: GLOVER, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000

**Figura 38. Presentación de un registro de calibración de 4 brazos**



Fuente: <http://www.telusplanet.net/public/heatseek/callog.htm>

En las herramientas multi-brazos, hasta 30 brazos son arreglados alrededor de la herramienta que permite medir la forma detallada del hueco. Algunas de las otras herramientas de este tipo tienen sensores unidos a los dispositivos que presionan

contra la pared del hueco. El dispositivo de presión es también una forma de Caliper, y algunas veces puede también dar información de calibración obtenidas En herramientas de cuatro brazos (doble calibración), los dos pares opuestos trabajan juntos para dar el diámetro de la perforación en dos direcciones perpendiculares. Un ejemplo de una herramienta de cuatro brazos es la Herramienta de Geometría de Hueco (BGT). Este tiene cuatro brazos que pueden ser abiertos a 30 pulgadas (40 pulgadas con una modificación especial), y dar dos lecturas independientes de espesor perpendicular. La herramienta también mide el azimut de la herramienta, desviación del pozo y el rumbo relativo, que es útil en el trazado de la trayectoria del hueco. registros tienen sensores unidos a unas pastillas que se presionan contra la pared de perforación.

**4.2.11 Aplicaciones del registro.** Las aplicaciones más comunes del registro de calibración son los siguientes:

- Contribuye con información para la evaluación de la litología.
- Buen indicador de zonas permeables y porosas. (roca reservorio), debido al desarrollo de la torta de lodo en asociación con el registro de rayos gama.
- Calculo del espesor de la torta de lodo,

$$h_{mc} = \frac{d_{bit} - d_h}{2} \quad \text{(Ec. 1.1)}$$

Donde h representa el agujero en pulgadas.

- Mide el volumen del pozo.

$$V_h = \frac{d_h^2}{2} + 1.2\% \text{ en litros por metro} \quad \text{(Ec. 1.2)}$$

- Cálculo del volumen de cemento requerido,

$$V_{cem} = 0.5 * d^2_h - d^2_{casing} + 1\% \text{ en litros por metro} \quad \text{(Ec. 1.3)}$$

- Indica las características del hueco para la evaluación de las probables características de otros registros cuyos datos característicos del hueco son degradados porque están fuera del rango. Otros datos de registros a menudo se pueden corregir para huecos en malas condiciones usando las lecturas del Caliper, pero a mayor corrección, serán menos confiables los datos finales. El reconocimiento de un mal hueco o el espesor de la torta de lodo puede ayudar a juzgar la fiabilidad de las lecturas de otras herramientas.
- La selección de formaciones consolidadas por la línea de pruebas de presión, para recolectar muestras de fluido, para asentar empaques para propósitos de pruebas de pozo, y para determinar la configuración del casing en fondo.

➤ **Factores que afectan el registro**

**Tabla 9. Factores que afectan el registro**

| <b>DIAMETRO DE HUECO</b>                    | <b>CAUSA</b>  | <b>POSIBLES LITOLOGIAS</b>                             |
|---|---|--|
| <b>A la medida</b>                          | pozo de formaciones consolidadas  | areniscas masivas<br>lutitas calcáreas                 |
|   | formaciones no permeables   | rocas ígneas<br>rocas metamórficas                     |
| <b>Más grande que el diámetro de broca</b>  | 1. formación soluble en el lodo de perforación                          | 1. formaciones saladas perforadas con agua fresca      |
|   | 2. formaciones débiles y en cuevas                                      | 2. arenas no consolidadas, gravas, lutitas quebradizas |
| <b>Más pequeño que el diámetro de broca</b> | 1. formaciones abultadas y flujo en la perforación                      | 1. lutitas hinchadas                                   |
|   | 2. desarrollo de la torta de lodo para formaciones porosas y permeables | 2. areniscas porosas y permeables                      |

➤ **Comportamiento de la curva**

El registro Caliper es ploteado en la pista 1 de un set de registros, junto con el diámetro de la broca, esto con el fin de comparar las variaciones en el diámetro con el valor esperado. La escala del registro es generalmente presentada en pulgadas (6 a 16 in), que es el estándar para referenciar los tamaños de broca. En la Figura 38 podemos observar un ejemplo de este registro.

**Figura 39. Ejemplo de un registro de calibración**



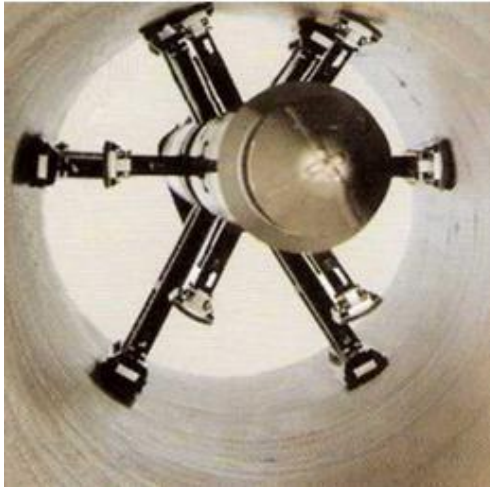
Fuente: Castellanos Diego, Construcción de una Herramienta Computacional para la Caracterización Petrofísica de Yacimientos Mediante el Análisis de Registros e Integración con Datos de Pruebas de Laboratorio, Bucaramanga, 2009.

#### **4.2.12 Registro de buzamiento**

##### **➤ Principio de medición**

Es basado en la inyección de corriente continua, con una herramienta similar al micro resistiva, pero en este caso multiplicada por cuatro. De modo que las lecturas de estos cuatro patines ortogonales se combinan en un procesamiento que toma en cuenta la información giroscópica, para poder calcular datos de rumbo e inclinación de los estratos, tipos de estructuras sedimentarias, fracturas menores o fallas. Actualmente se suele correr una herramienta con seis patines.

**Figura 40. Herramienta con seis patines**



Fuente: <http://www.cnpc.com.cn/cptdc/en/productservices/ktsb/part2/>

Esta herramienta brinda mayor detalle cómo se puede ver, donde en las pistas sucesivas, vemos los vectores de rumbo y buzamiento, el azimut de la herramienta, las curvas adquiridas, su imagen en colores y adicionalmente una imagen acústica.

Los cambios de buzamiento en los estratos son observables con la utilización de un conjunto de herramientas con rayos gamma, debido a que los buzamientos estructurales se miden sobre los planos de estratificación de las lutitas, ya que las arenas poseen buzamientos estratigráficos dentro de los paquetes, dentro de los cuales puede haber estratificación cruzada.

**Figura 41. Herramienta con seis patines, Six-Arm Stratigraphic Dipmeter**



Fuente:

[http://www.slb.com/services/characterization/wireline\\_open\\_hole/geology/oil\\_base\\_dipmeter.aspx](http://www.slb.com/services/characterization/wireline_open_hole/geology/oil_base_dipmeter.aspx)

Dentro del principio de medición tenemos:

- ✓ El proceso de medición
- ✓ Herramientas de buzamiento
  - Buzamientos discontinuos
  - Buzamientos continuos

➤ **Aplicaciones del registro**

El propósito de estos registros es determinar de la horizontal y el azimut referenciado con el norte magnético y el norte geográfico del buzamiento de los planos cortados por el pozo. Estos planos pueden ser:

- Límites de capa.
- Fracturas abiertas o cerradas.
- Superficies erosionadas.

Las diferentes profundidades relativas para las curvas dan la información necesaria para evaluar el buzamiento y el azimut si sabemos:

- a) La orientación definida de la sonda por el azimut y uno de los patines (patín número 1). Este azimut es el ángulo formado por la proyección horizontal de las líneas perpendiculares al eje de la sonda pasando a través del patín número 1 y el norte magnético.
- b) La desviación de la perforación y el azimut.
- c) El diámetro del hueco (más exactamente la distancia entre la sonda y cada patín).

Los registros de buzamientos son usados también para:

- a) La detección de poros, zonas permeables y espesor de columnas de lodo.

$$H_{mc} = \frac{d_{bit} - d_h}{2} \quad \text{(Ec. 1.1.)}$$

La medición del volumen de agujero, en orden prevalencia y estimación del volumen del cemento.

Volumen de Agujero:

$$V_h \approx d^2 \cdot 2 + 1.2 \% (in \ m) \quad \text{(Ec. 1.2)}$$

Volumen del cemento:

$$V_{cem} \approx \frac{1}{2} (d_h^2 - d_{casing}^2) L + 1\% \text{ in } m \quad (\text{Ec. 1.3})$$

- b) Detección de consolidación y mediciones de las secciones para las escalas de los registros de pozo.
- c) La corrección de varios tipos de registro por el resultado de la perforación y la interpretación precisa de la columna de lodo.
- d) Como guía de la litología.

Dentro de otras aplicaciones del registro tenemos:

- ✓ Aplicaciones tectónicas o estructurales
- ✓ Aplicaciones sedimentarias
- ✓ Aplicaciones estratigráficas

➤ **Factores que influyen en el registro.**

El diámetro del agujero depende principalmente:

- ✓ La litología, ya que algunas rocas pueden ser:
  - Soluble en el lodo de perforación, por ejemplo la sal.
  - Se desintegran y se hunden (por ejemplo arena, grava, pizarras).
  - El flujo, como en el caso de las pizarras, se hinchan las pizarras de baja compactación, cuando el hueco se cierra.
  - Se consolida, en cuyo caso el agujero que en el indicador.

- ✓ La textura y la estructura de la roca, Esta influyen en la porosidad y la permeabilidad de la roca, por lo tanto se determina el espesor de la columna de lodo.
- ✓ Los lodos no conductivos, debido a la alta impedancia presentada por el revoque.

➤ **Comportamiento de la curva**

El ángulo de inclinación, es el ángulo formado entre la normal a un plano de estratificación vertical, una capa horizontal tiene un ángulo de inclinación de  $0^{\circ}$  y una capa vertical tiene una inclinación de  $90^{\circ}$ .

El acimut de inmersión, es el ángulo formado entre el norte geográfico y la dirección de mayor pendiente en un plano de estratificación. El acimut de inmersión es convencionalmente medido por las agujas de la brújula desde el norte, por lo que un plano de inmersión tiene un azimut de inclinación de  $90^{\circ}$  al este, y  $270^{\circ}$  al oeste.

#### **4.2.13 Registro de resonancia magnética nuclear RMN**

➤ **Principio de medición<sup>27</sup>**

Las mediciones de RMN consisten en una serie de manipulaciones de los núcleos de hidrógeno (protones). Una secuencia de mediciones comienza con una alineación de núcleos de hidrógeno, seguidos por perturbaciones que causan la inclinación y precesión de los ejes de rotación de los protones, seguidos con desfasajes y refocalización repetidos (Figura 41). La alineación de los protones (a)

---

<sup>27</sup> V.Patel (BP de Venezuela).

se obtiene aplicando un campo magnético estático grande  $B_0$ . Dicha alineación toma un tiempo finito caracterizado por la constante de tiempo  $T_1$  (tiempo de relajamiento del spin). La perturbación del eje de rotación de los protones (b) se genera al transmitir un campo magnético oscilante  $B_1$ , perpendicular a la dirección de  $B_0$ . La inclinación del eje de rotación de los protones se controla con la intensidad del campo  $B_1$  y su tiempo de activación. La frecuencia de oscilación se escoge de tal modo que coincida con la frecuencia de resonancia del hidrógeno en el campo  $B_0$ .

Una vez que los ejes de los protones se han inclinado de acuerdo al nuevo campo existente, inician un movimiento de precesión en el plano perpendicular a  $B_0$  (c). Esto genera un campo magnético pequeño que es detectado como una señal por la misma antena que transmite el campo  $B_1$ . Esta señal decae a medida que los protones pierden sincronización debido a variaciones locales en el campo  $B_0$  y a interacciones moleculares (d). La desincronización causada por las variaciones de  $B_0$  se puede restaurar temporariamente mediante manipulaciones de enfoque repetidas. Luego de cada resincronización, o eco, la señal habrá perdido energía debido a interacciones moleculares de acuerdo con una constante de tiempo  $T_2$ , conocida como decaimiento (o relajación).  $T_1$  y  $T_2$  son diferentes pero se encuentran estrechamente relacionadas; la relación entre  $T_1$  y  $T_2$  varía entre 1,5 y 2,5 en la mayoría de las rocas saturadas con agua. La medición de la constante  $T_2$  constituye la medición del registro que se utiliza con mayor frecuencia, pues requiere de un tiempo más breve para su registro y resulta más conveniente para el registro continuo.

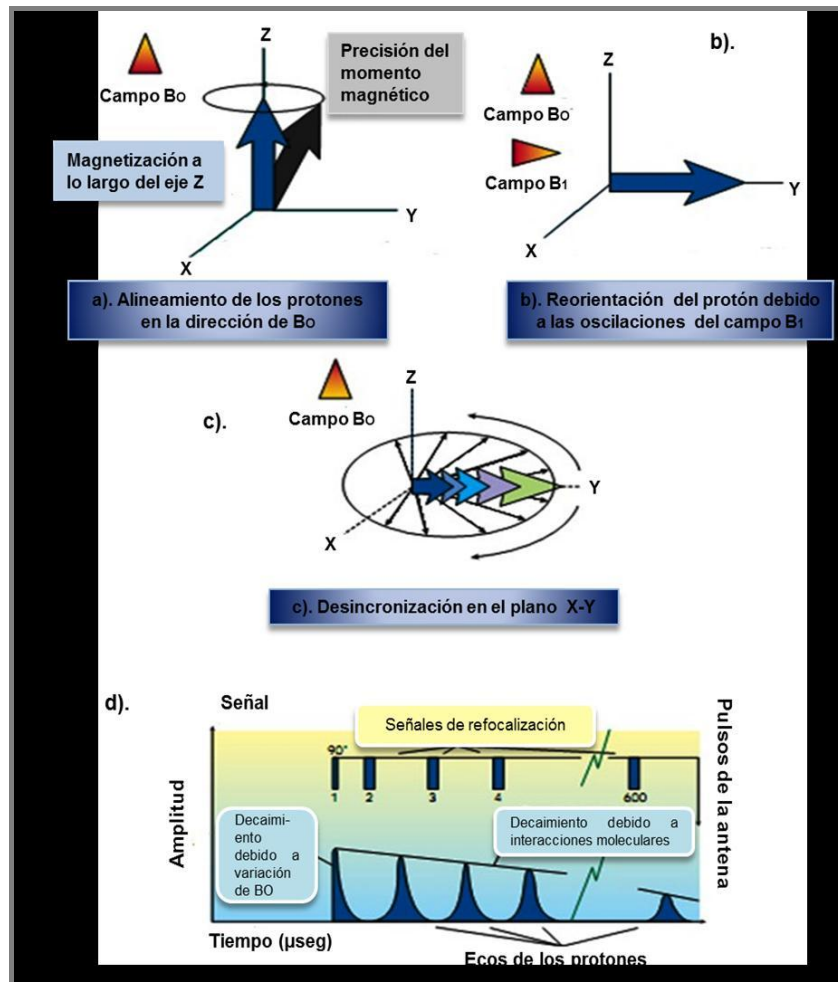
En la herramienta RMN en su medición se deriva su calidad única de la dependencia del tiempo de relajamiento de protones  $T_1$  del medio ambiente. Los protones de hidrógeno sólidos o unidos a superficies tienen como características tiempo de relajamientos muy cortos, por lo general, de unos cuantos microsegundos cuando mucho. Sin embargo, los fluidos en el espacio poroso

tienen tiempos de relajamientos muchos mayores, generalmente de cientos de milisegundos.

Dentro del principio de medición tenemos:

- ✓ Alta resolución de RMN
- ✓ Herramienta MRIL-PRIME
- ✓ Herramienta CMR
- ✓ Herramienta proVISION

Figura 42. Distintas etapas en la manipulación de los protones para crear la señal de RMN.



Modificado V.Patel (BP de Venezuela).

➤ **Aplicaciones del registro RMN**

La aplicación para la investigación RMN, incluyen la determinación de saturación de agua irreducible, la medición de la porosidad efectiva, la estimación de permeabilidad, el reconocimiento de petróleo pesado y la determinación de la saturación de petróleo residual. La medición principal de esa herramienta es el índice de fluidos libres, FFI, que es el volumen de fluidos que no está unido eléctrica o químicamente a la capa de arcilla, a la superficie de la matriz de la roca o a alguna capa de otro mineral. También es el fluido que tiene cierta libertad de movimiento dentro de la estructura de los poros. Este volumen de fluidos incluye agua y petróleo pero excluye agua irreducible. De ahí:

$$FFI = \phi * (S_{XO} - S_{wi} + S_{or}) \quad \text{(Ec.1.1)}$$

O

$$FFI = \phi * (1 - S_{wi}) \quad \text{(Ec.1.2)}$$

Ya que  $S_{XO} + S_{or} = 1$ . Por lo tanto, la saturación de agua irreducible puede determinarse en cualquier formación comparando la medición del FFI con una medición de permeabilidad:

$$S_{wi} = 1 - \frac{FFI}{\phi} \quad \text{(Ec.1.3)}$$

➤ **Factores que afectan el registro**

- ✓ Las medidas de CMR son sensibles a la rugosidad del hoyo. Sin embargo es posible de registrar un hoyo con muchas cavernas si las paredes del hoyo son relativamente suaves. En el registro es bastante obvio cuando el CMR está siendo afectado por la rugosidad del pozo. Debido al alto número de partículas

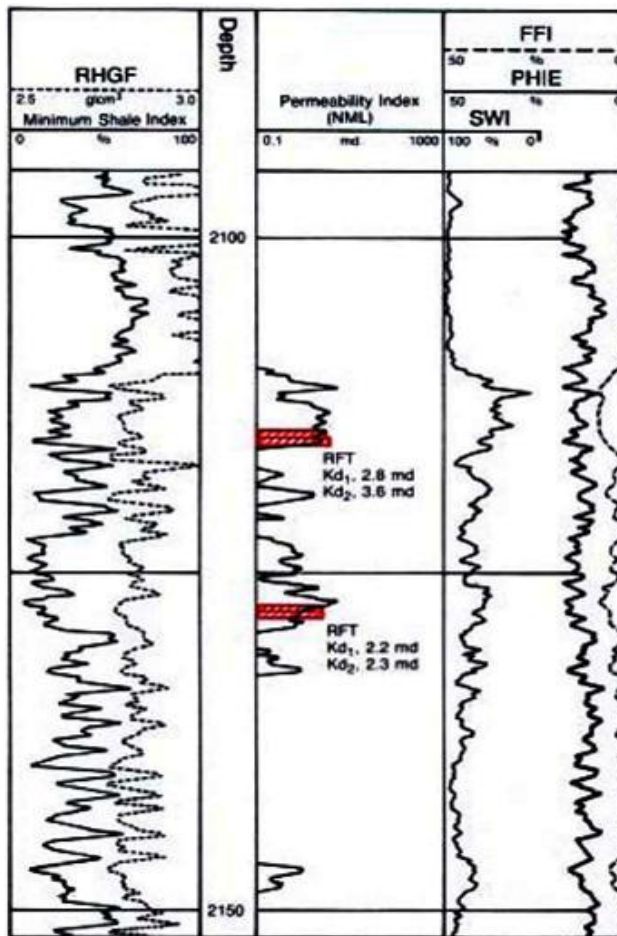
suspendidas en él, el lodo de perforación tiene un alto radio Superficie/Volumen y por ende tiempos  $T_2$  relativamente cortos. Cuando el CMR está leyendo lodo, la porosidad del CMR arroja picos de valores extremadamente altos y con tiempos de decaimiento  $T_2$  relativamente cortos.

- ✓ El movimiento de la herramienta proVISION puede afectar tanto las mediciones de  $T_1$  como las mediciones de  $T_2$ . El decaimiento inducido por el movimiento afecta en primer lugar a los valores de  $T_2$  largos, lo que produce decaimiento de los ecos más rápidos que pueden reducir la exactitud de las mediciones de RMN, particularmente en formaciones carbonatadas t en formaciones que contienen hidrocarburos livianos.

➤ **Comportamiento de las curvas del registro**

En la Figura 42 la litología se describe como arena con arcilla con cemento calcáreo, en el intervalo de muestra, la porosidad que varía de 7 a 18%; el FFI varía de cerca de cero a 8%. La  $S_{wi}$  resultante varía entre 40 y 100%. La permeabilidad que se presenta en la pista 2, varía de cero a cerca de 3 md en las zonas que presentan cierto FFI. Estos valores concuerdan con permeabilidades bajas obtenidas con el probador de formaciones RFT.

Figura 43. Representación de RMN.



Fuente de: Schlumberger.

#### 4.2.14 Registro de imágenes

##### ➤ Principio de medición

Los registros de imágenes son la única herramienta que provee información de la cara del pozo, con cobertura azimutal. Son de gran utilidad para la identificación y caracterización de rasgos planares, como planos de estratificación y fracturas.

✓ **Fullbore Formation Micro-imager (FMI)**

Es un registro eléctrico que genera imágenes de conductividad. La herramienta consiste de un arreglo de 4 brazos, 8 patines. Cada patín tiene 24 micro-electrodos (192 en total). Durante el registro, cada micro electrodo emite una corriente enfocada a la formación, la intensidad de la corriente refleja variaciones en micro resistividad en la formación. Las variaciones de micro resistividad se convierten a una escala de grises o de colores, para generar una imagen de la cara del hueco. En la figura 46 se puede observar una herramienta de este tipo.

**Figura 44. Herramienta FMI**

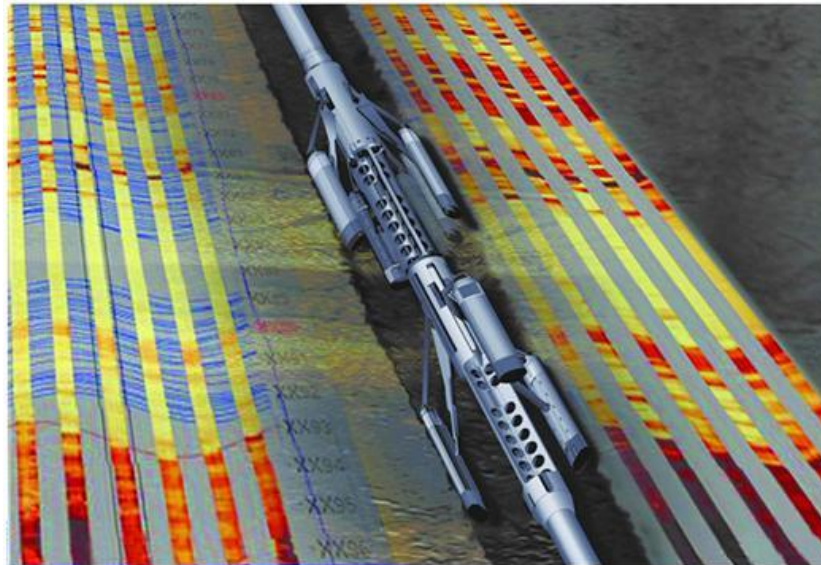


Fuente: NEXT. "Applied NMR for Petrophysics" Petrophysics course 2005.

✓ **Oil Based Mud Microimager OBMI**

Es una novedosa herramienta capaz de generar imágenes de resistividad en lodos no conductivos (lodos base aceite y sintéticos). Esta herramienta emplea el método de cuatro terminales para medir la resistividad (Figura 44).

**Figura 45. Herramienta OBMI**



Fuente Halliburton

Los cuatro patines de generación de imágenes de la herramienta (Figura 4) inyectan en la formación una corriente alterna, entre dos electrodos inyectoros de corriente ubicados por encima y por debajo de cinco pares de pequeños electrodos.

➤ **Ultrasonic Borehole Imager (OBI)**

Este es un registro acústico que genera imágenes de amplitud y/o tiempo de tránsito. Este registro cuenta con un emisor y un receptor rotatorio, para así proveer de un cubrimiento azimutal del 100%. Esta herramienta funciona en cualquier tipo de lodo. La herramienta genera un pulso ultrasónico que viaja hasta la pared del pozo, se refleja y es recibido nuevamente por el emisor/receptor: tiene unas frecuencias de adquisición de 250 y 500 kHz, aunque 500 kHz hay más resolución (imagen más nítida), pero puede haber alta atenuación en lodos dispersivos. En la Figura 45 se puede observar una herramienta de este tipo.

**Figura 46. Herramienta UBI**



Fuente: NEXT. "Applied NMR for Petrophysics" Petrophysics course 2005.

➤ **Aplicaciones de los registros de imágenes.**

**A nivel estructural:** con estos registros se pueden identificar fallas, profundidades, verdaderas, discontinuidades ángulos de buzamiento de las capas entre otras.

**A nivel estratigráfico:** se puede determinar el ambiente de deposicional y el sistema de orientación.

**A Nivel de yacimientos:** Se pueden identificar formaciones delgadas localizar puntos de toma de corazones laterales, determinar puntos para pruebas MDT, localizar puntos de calibración con los datos obtenidos de laboratorio, identificar barreras de permeabilidad, fracturas, geometría del fondo de pozo esfuerzos. Entre otras.

➤ **Factores que afectan el registro**

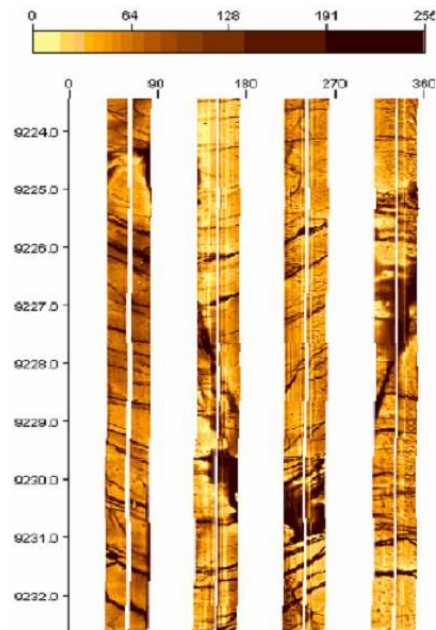
- ✓ En la estructura geológica, si el hueco presenta varias zonas de derrumbe, estas aparecen en el registro UBI como una zona oscura y no se distinguen los rasgos de la formación

- ✓ No es posible determinar variaciones en litología a menos que estas correspondan a efectos de la pared del pozo como cambios en rugosidad o en el diámetro del hueco.
- ✓ Un lodo con abundantes partículas en solución limita e impide la visualización de las paredes del hueco y genera una imagen borrosa.

➤ **Comportamiento de la curva del registro**

Estos registros son una representación en colores de valores de los valores de la medición de una propiedad, como ya lo vimos existen unas basados en la resistividad y otros en las ondas acústicas. El registro se debe presentar mostrando una escala de equivalencia de los colores. Y las pistas que dependen de la cantidad de brazos que tenga la herramienta en la Figura 46, se muestra un ejemplo de este registro.

**Figura 47. Presentación de un registro FMI**



Fuente NEXT. "Applied NMR for Petrophysics" Petrophysics course 2005.

### 4.3 COMBINACION DE HERRAMIENTAS

Diferentes tipos de combinación de herramientas:

- Registro de porosidad neutrón y porosidad densidad.
- Registro SP/GR/Resistividad/Porosidad
- Registro Resistividad/ Densidad
- Registro GR Ó SP Con Registros De Resistividad
- Registro GR Ó SP/Caliper Con Registros De Porosidad
- Registro Sónico/Resistividad/Porosidad
- Registro Neutrón/Sónico
- Registro Sónico/Densidad

## 5. MANUAL DE USUARIO

La herramienta de visualización y aprendizaje del registro de pozos, otorga a los estudiantes, egresados, profesores y/o profesiones en el área de petróleos y sus fines, una idea clara acerca del registro de pozos y visualizar los diferentes métodos de toma de registros, de una forma interactiva, amigable y portable.

### 5.1 REQUERIMIENTOS DE HARDWARE Y SOFTWARE

Para la herramienta de estudio y aprendizaje del registro de pozos cuenta con un los siguientes requerimientos de Hardware y Software:

- 512Mb o más de Memoria RAM.
- Procesador Pentium 4 de 2000 Mhz en adelante.
- Espacio en Disco de mínimo 200 mb
- Sistema Operativo: Windows XP o una versión más reciente, Linux y MacOS.
- Adobe AIR, para la instalación de la aplicación si se desea tener en el pc.
- Adobe Flash Player 9.

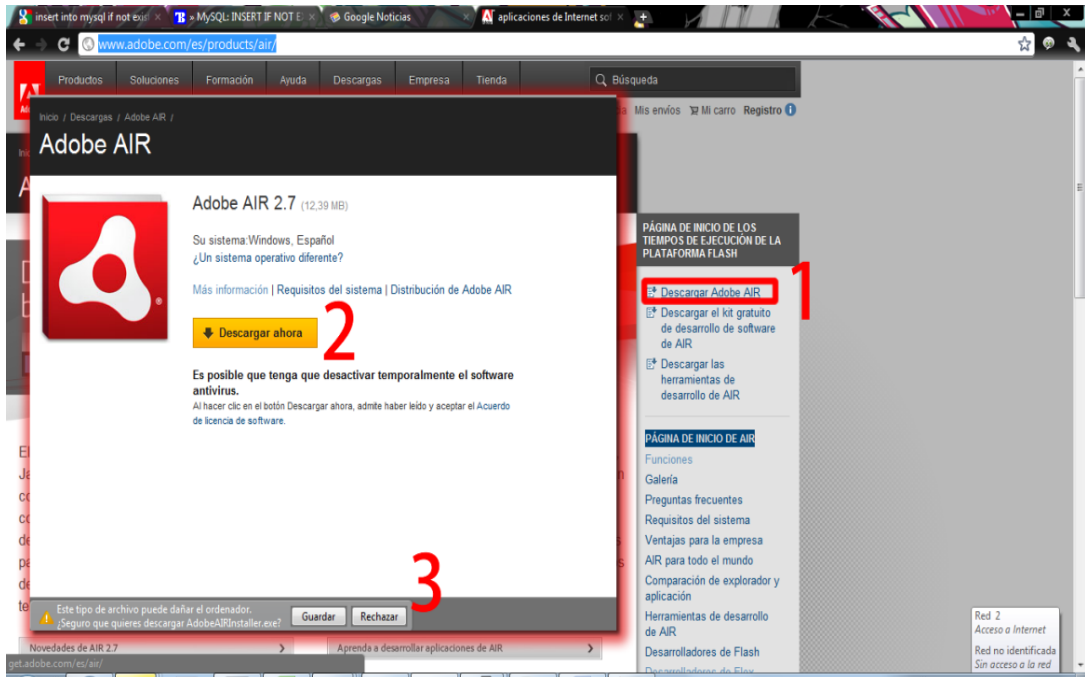
### 5.2 PROCESO DE INSTALACIÓN DE LA HERRAMIENTA

La herramienta de estudio y aprendizaje cuenta con una serie de pasos indiferente de cualquier sistema operativo, los cuales se presentan a continuación:

- **Instalación de Adobe AIR:** Se debe instalar la versión de Adobe Air 1.5 esto con el fin de que la persona que adquiera la herramienta pueda instalarla en su PC y utilizarla sin insertar nuevamente el CD.
  - ❖ **Descargar Adobe AIR o en CD.** El instalador de Adobe Air se encuentra en el Cd en Utilidades/Instaladores o se puede descargar

directamente desde la página de Adobe como lo muestra la siguiente Imagen.

**Figura 48. Descarga del Instalador de Adobe AIR**



Fuente: Autores.

### **Pasos de descarga:**

1. Ir a la dirección <http://www.adobe.com/es/products/air/> selecciona la opción de de Descargar Adobe Air.
2. Automáticamente Adobe selecciona el sistema operativo en que se encuentra y luego se da click en el Botón Descargar Ahora.
3. El archivo empezará su descarga, para su posterior instalación, este quedará hospedado en la carpeta de descargas de su pc o el destino seleccionado.

## Pasos de Instalación de Adobe Air:

1. Una vez descargado el Adobe Air se prosigue con el proceso de instalación, el cual se ejecuta al dar doble click sobre el archivo de Adobe Air.
2. Aparecerá una pequeña al cual el usuario deberá dar click en Instalar o Actualizar.

**Figura 49. Ventana de actualización de Adobe AIR.**



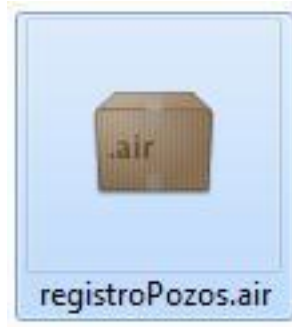
Fuente: Autores.

3. Automáticamente se iniciará con el proceso de instalación del adobe Air

## 5.3 INSTALACIÓN DE LA HERRAMIENTA INTERACTIVA DE REGISTRO DE POZOS

1. Doble Click en el archivo de Registro de Pozos, el cual sino no está instalado el Adobe AIR, esta herramienta no podrá ser instalada.

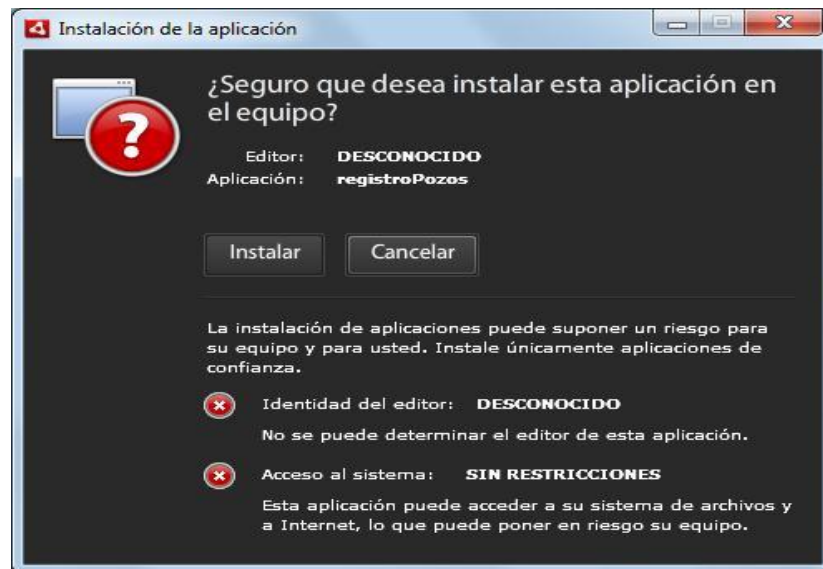
Figura 50. Archivo del registro



Fuente: Autores

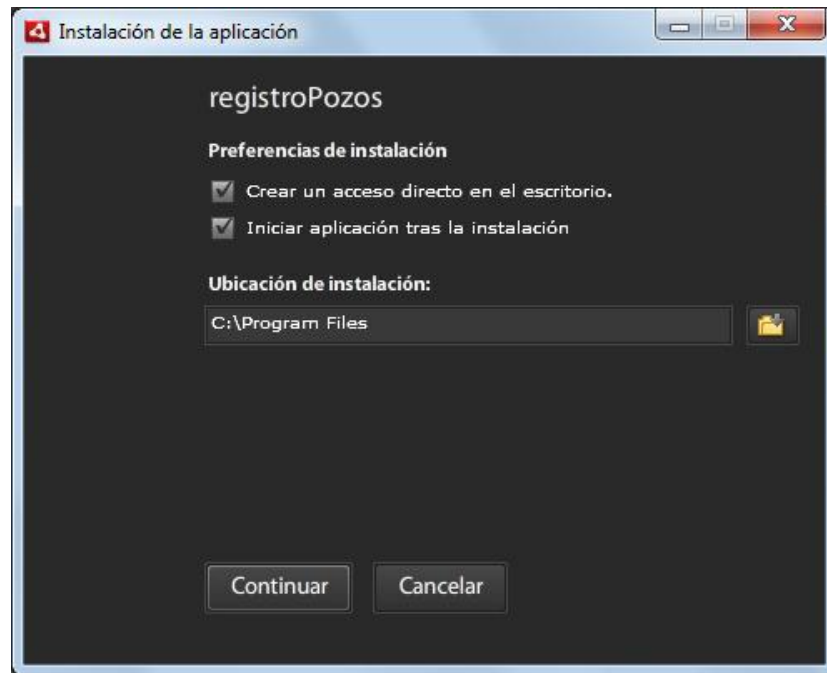
## 2. Seleccionar el instalación

Figura 51. Instalación de la aplicación



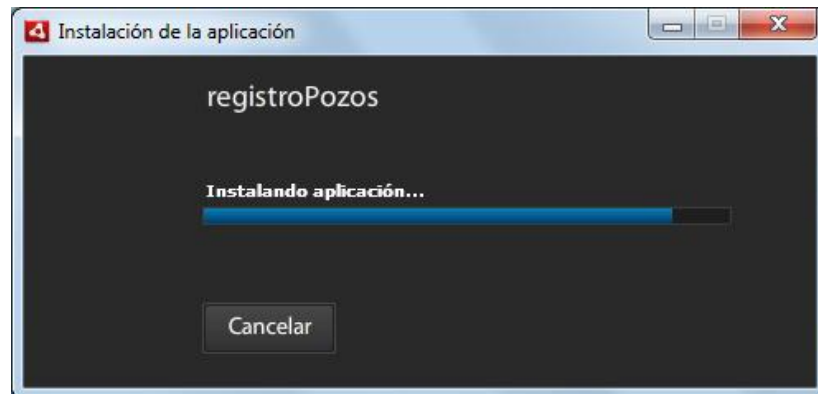
Fuente: Autores

**Figura 52. Ubicación de la instalación**



Fuente: Autores

**Figura 53. Instalación final de la aplicación**

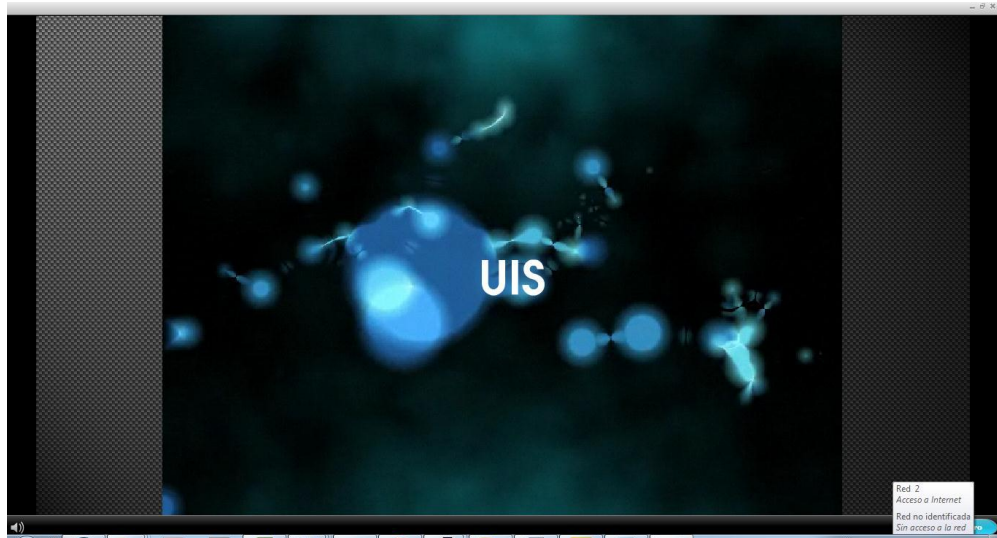


Fuente: Autores

## 5.4 USO DE LA HERRAMIENTA

Una vez instalada la aplicación o ejecutada desde el CD aparecerá una animación inicial agradable la cual muestra los temas a ver y el nombre de los autores.

**Figura 54. Ventana de visualización de introducción**



Fuente: Autores

## 5.5 MENÚ PRINCIPAL

El menú principal de la herramienta muestra los diferentes módulos que la componen tales como, Registro de Pozos, Evaluación, Ayuda e Integrantes.

Figura 55. Ventana de visualización de la página de inicio.



Fuente: Autores.

Esta pantalla contiene botones centrales que contiene los módulos que representa la herramienta tales como:

- **Registro de Pozos:** Contiene los temas, conceptos, gráficos y multimedia.
- **Evaluación:** En este módulo contiene el cuestionario de lo anteriormente visto.
- **Ayuda:** Acá se encuentran cada una de las ayudas para el uso del sistema.
- **Integrantes:** Contiene la información de las autores y el enlace a la página principal de Ingeniería de Petróleos.

En la parte inferior de la pantalla se encuentran los botones de Silenciar y ver nuevamente la introducción de la herramienta.

Figura 56. Botón acceso al libro



Fuente. Autores

## 5.6 MÓDULO DE REGISTRO DE POZOS

Figura 57. Ventana de visualización de la sección de Registro de pozos.



Fuente. Autores.

En este módulo se visualizan todos los temas a tratar además contiene una animación central que muestra el proceso de revisión y registro del pozo, los botones se encuentran ubicados en la parte central haciendo parte de la animación.

## 5.7 VENTANAS DE CONTENIDO

En esta ventana se visualizan cada uno de los contenidos relacionados con el registro de pozos, además contiene material multimedia como videos e imágenes, de forma interactiva.

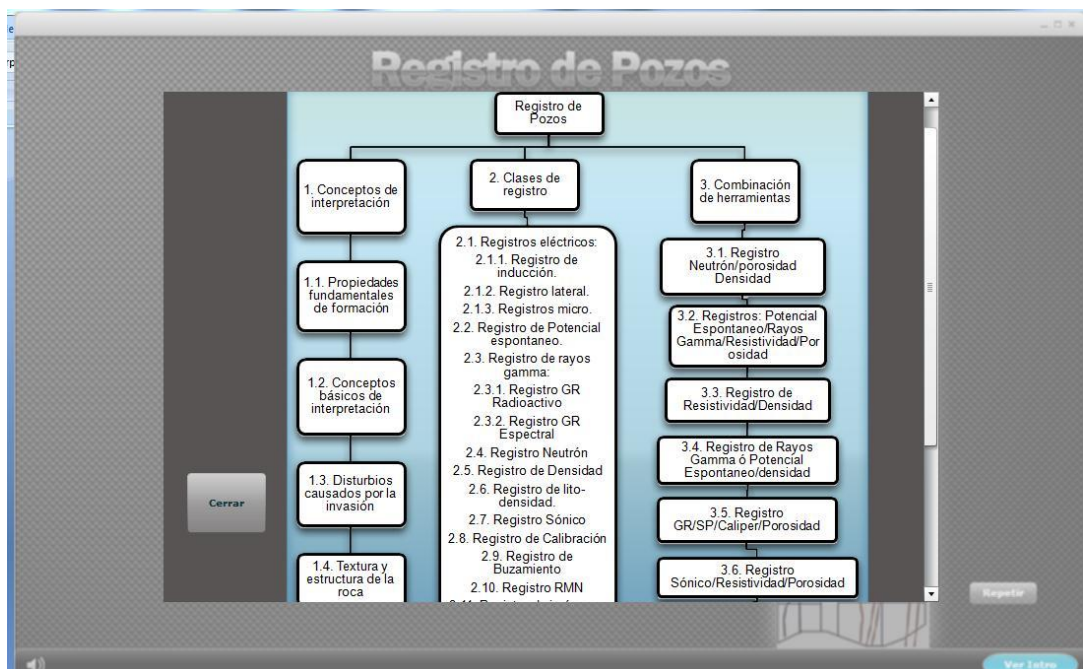
Figura 58. Ventana de visualización del contenido.



Fuente: Autores

Esta ventana consta de 2 partes, la primera de ellas es la botonera superior la cual permite ir al siguiente tema o ir hacia atrás, estos también pueden ser manipulados por la barra que se encuentra a la derecha de la ventana, y la segunda parte que hace referencia al contenido del tema ya sea texto o multimedia

Figura 59. Visualización del mapa conceptual de registro de pozos



Fuente. Autores

Figura 60. Ventana de visualización de videos

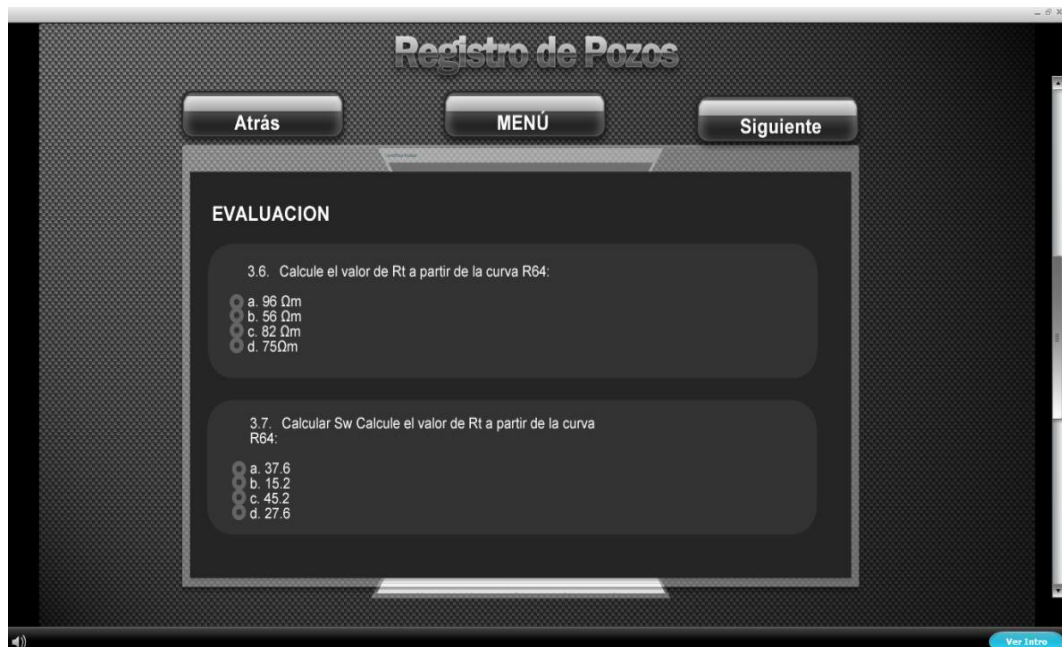


Fuente. Autores.

## 5.8 MÓDULO DE EVALUACIÓN

Este módulo consiste en generar una evaluación de lo aprendido en el contenido, el sistema califica al finalizar el formulario, dándole un porcentaje de preguntas contestadas.

Figura 61. Ventana de visualización de evaluación



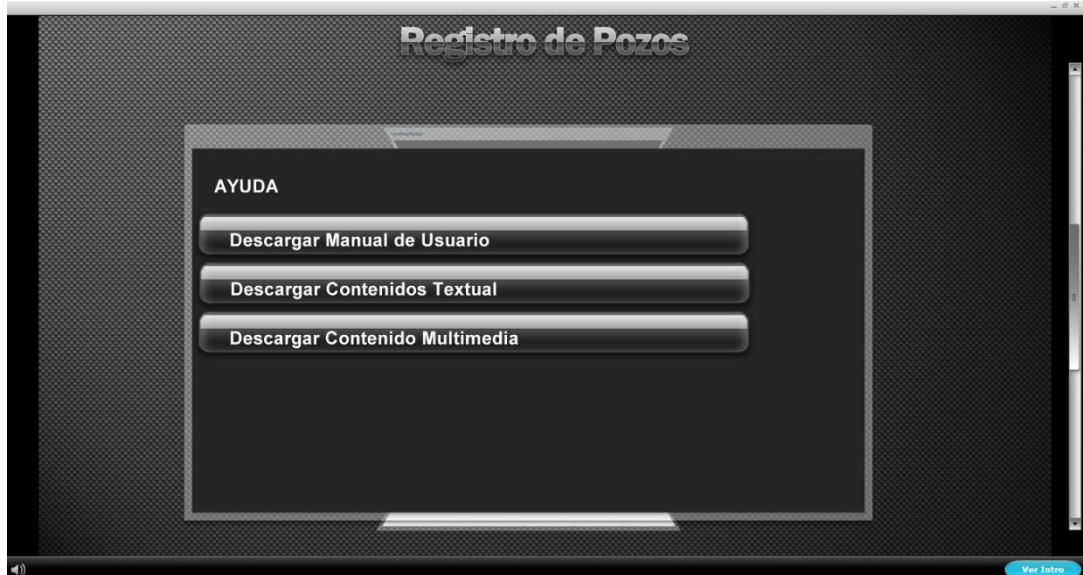
Fuente: Autores

Esta ventana consta de 2 partes, la primera de ellas es la botonera superior la cual permite ir al siguiente tema o ir hacia atrás, estos también pueden ser manipulados por la barra que se encuentra a la derecha de la ventana, y la segunda parte que hace referencia al contenido del tema ya sea texto o multimedia

## 5.9 MÓDULO DE AYUDAS.

En este módulo se encuentra el uso del aplicativo y se puede descargar los documentos, como videos, contenido de la materia en PDF y manual de usuario

Figura 62. Ventana de visualización de ayudas

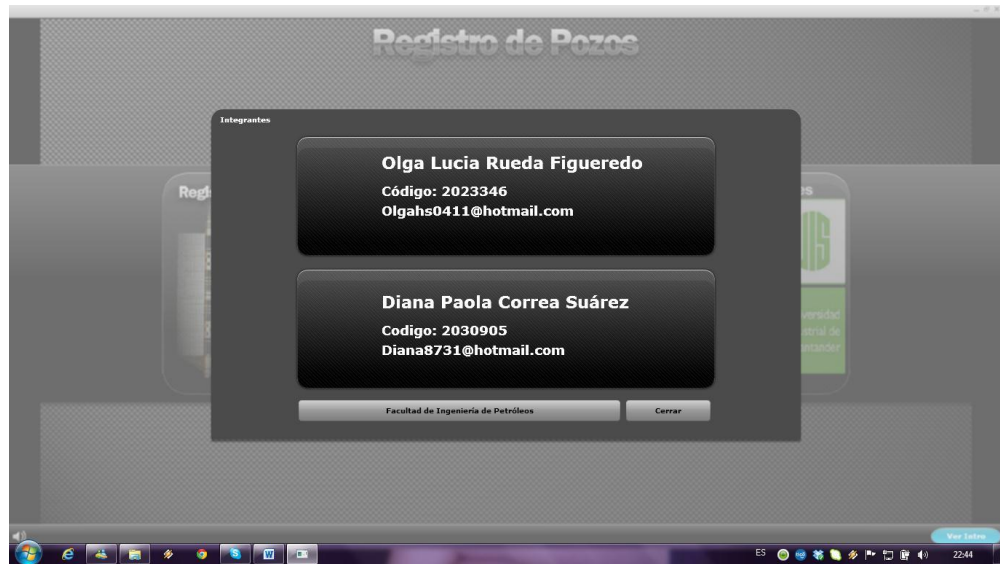


Fuente: Autores.

## 5.10 MÓDULO DE INTEGRANTES

Muestra la información de los autores del proyecto y los asesores, además se podrán hacer enlaces a la página principal de la ingeniería de petróleos.

**Figura 63. Ventana de visualización de integrantes**



Fuente: Autores

## 6. CONCLUSIONES

- La herramienta multimedia presenta información organizada y detallada del contenido de la asignatura de registros de pozos, del plan de estudios del programa de Ingeniería de Petróleos, de manera didáctica y de fácil uso.
- Esta herramienta fue diseñada para facilitar al estudiante su estudio de los conceptos básicos en la asignatura Registros de Pozo, reforzando sus conocimientos y permitiéndole aclarar las dudas generadas durante sus estudios previos a la utilización de la herramienta.
- El contenido audiovisual de la herramienta permite la asimilación del contenido teórico obtenido en el aula de clases o luego de haber revisado la herramienta, facilitando el aprendizaje, aclarando dudas y en general aumentando la posibilidad de un aprendizaje de calidad en el estudiante.
- Esta herramienta también fue desarrollada con el propósito de servirle al docente como un apoyo que le facilita la exposición de los temas, permitiéndole utilizar más tiempo en el desarrollo en el análisis y manejo de otras situaciones de interés.
- La herramienta permite un aprovechamiento del tiempo por parte del usuario, pues esta puede ser manejada con total autonomía y facilidad, obteniendo una profundización en las temáticas en las cuales requiera un refuerzo.
- Con esta herramienta se contribuyó al mejoramiento de los procesos de enseñanza en la escuela de Ingeniería de Petróleos, incentivando al desarrollo de

nuevas herramientas para las diferentes asignaturas programadas en el pensum complementando la labor de los docentes.

## 7. RECOMENDACIONES

- Una de las intenciones de desarrollar este tipo de herramientas educativas es el incentivar el desarrollo en otras asignaturas, proporcionando información de calidad disponible en cualquier momento para favorecer el proceso de aprendizaje y enseñanza.
- Se hace necesario identificar los posibles problemas y desventajas con respecto a la implementación de este tipo de tecnologías en los estudiantes que cursan la asignatura registros de pozo, con el fin de mantener la integridad del proceso enseñanza-aprendizaje prestada por la universidad.
- Se recomienda que el usuario complemente el uso de la herramienta con el acompañamiento de un docente experto en la materia para aclarar las posibles dudas que no se han podido solucionar o que se hallan generado durante la utilización de la herramienta.
- La evaluación con la que cuenta la herramienta fue construida bajo propósitos de refuerzo de conceptos, por lo cual se hace necesario el acompañamiento de un docente durante esta fase para la implantación de su sistema pedagógico y didáctico.
- Se recomienda actualizaciones frecuentes del contenido de la herramienta, particularmente en lo que tiene que ver a nuevas tecnologías usadas en el proceso de registros de pozo.
- Se recomienda la implantación de esta y las diferentes herramientas multimedia desarrolladas y por desarrollar para las diferentes asignaturas en el

espacio web de la escuela de Ingeniería de Petróleos, para el fácil acceso por parte del estudiantado a estas.

## BIBLIOGRAFÍA

- Allen D, Flaum C, Ramakrishan TS, Besford J, Castelijns K, Fairhurst D, Gubelin G, Heaton N, Minh CC, Norville MA, Seim MR y Pritchard T: “Tendencias en registros de RMN,” Oilfield Review 12, no. 3 (Invierno de 2001): 2-21.
- Aytakin Timur and Chevron Oil Field Research Company, Open hole well logging, Paper SPE 100037, 1982
- Bassiouni Zaki; Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs, Richardson Texas, 1994
- Bateman Richard M, Open hole log analysis and formation evaluation, International Human Resources, Boston, 1985
- Bowen D, Formation Evaluation and Petrophysics, Jakarta 2003
- Castellanos Diego, Construcción de una Herramienta Computacional para la Caracterización Petrofísica de Yacimientos Mediante el Análisis de Registros e Integración con Datos de Pruebas de Laboratorio, Bucaramanga, 2009
- CIED-PDVSA\_003, Manual Registros de Pozos, PDVSA, 1997
- Darwin V. Ellis and Singer Julian, Well logging for earth scientists, Springer, 2008
- Dewan Jhon, Essentials of Modern Open Hole Interpretation, Pennwell Books, Tulsa Oklahoma, 1983
- Falla Villegas Elías Jhon, Interpretación de registros de pozos de petróleo, Tesis Digitales UNMSM, 2005
- George Steward and Manfred Wittman, Interpretation of the pressure response of the repeat for formation tester, Paper SPE 8362, 1979
- Glover Paúl, “Petrophysics Course Notes” 2000.

- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Documentación: Presentación de tesis, trabajos de Grado y otros trabajos de investigación. Colombia. ICONTEC. 2000.
- M. A. Mian, Petroleum Engineering Handbook For The Practicing Engineer, Pennwell Books, 1992
- O. Serra, Fundamentals of Well-Log Interpretation, Elsevier, 1984
- PRESSMAN, Roger. Ingeniería del Software. Un Enfoque Práctico. Cuarta Edición. España: McGraw-Hill, 1998.
- R. Gorge, NMR Logging Principles and Applications, Halliburton, 1999
- Schlumberger Charts Correction, 1989
- Schlumberger, Principles/ Aplicaciones of the interpretation well log, Schlumberger, 1989
- Téllez Wilson y Villareal Roberto, Determinación de Potenciales de Producción a partir de Registros de Pozos, Aplicación Campo Colorado, Bucaramanga, 2008
- Toby Darling, Wellogging and Formation Evaluation, Elsevier, 2005
- <http://es.scribd.com/doc/20041089/Mediciones-de-Porosidad-Registros-de-Pozos>
- <http://www.freepatentsonline.com/2848194.pdf>
- <http://www.freepatentsonline.com/2119361.pdf>
- <http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=141&pageid=419&prodid=MSSE%3A%3A1062599422867553>
- <http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=145&pageid=412&prodid=MSSE%3a%3a1062599307692782>
- <http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/WFT032011.pdf>
- [http://www.slb.com/~/\\_/media/Files/evaluation/brochures/wireline\\_open\\_hole/petrophysics/resistivity/hrla.ashx](http://www.slb.com/~/_/media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/petrophysics/resistivity/hrla.ashx)

- [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors92/0792/p52\\_54.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/0792/p52_54.ashx)
- [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors92/0792/composite.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/0792/composite.ashx)
- <http://www.cardinalsurveys.com/caliper.htm>
- [http://www.petrolog.net/webhelp/Logging\\_Tools/ild/ild.html](http://www.petrolog.net/webhelp/Logging_Tools/ild/ild.html)
- <http://www.elrinconpetrolero.blogspot.com/>
- <http://www.spec2000.net/00-pocketpal.htm>
- <http://www.cnpc.com.cn/cptdc/en/productsservices/ktsb/part2/>
- <http://peremarques.pangea.org/tec.htm>
- <http://web.usal.es/~anagv/arti1.htm>