



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

**“MÉTODO PETROFÍSICO PARA LA PROPAGACIÓN  
DE PROPIEDADES FÍSICAS EN LAS AMPLITUDES  
DE HORIZONTES SÍSMICOS”**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**INGENIERO GEOFÍSICO**

P R E S E N T A:  
**NOÉ GUADARRAMA VALDEZ**



DIRECTOR DE TESIS: ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA

Ciudad Universitaria

México D. F. 2005



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## *Dedicatoria*

A Fabiola Luján Vázquez

*.....de todas las posibilidades que ofrece  
la vida.....unas cuantas marcan nuestro  
pasado.....y basta una sola oportunidad  
para cambiar nuestro futuro.....la elección  
correcta es la que te hace sentir vivo.....*

## *Agradecimientos.*

A Kimberley Tamara Guadarrama Luján...por su carácter inquieto y sus ojos brillantes que inspiran

A Enrique Guadarrama...por el nombre, por creer en mi, por la confianza

A Maria A. Valdez...por la vida y las alas

A G. Irais Guadarrama...por el ejemplo y el amor incondicional mas grande y limpio de mi vida

A mis hermanos Jairo, Gardenia, Daniel, Mario, Griselda, Fanny Valdez...por el apoyo incondicional

A la UNAM...por el orgullo de ser universitario (de sangre azul y piel dorada), por la persona en que me convirtió, por la oportunidad de tener una mejor calidad de vida que hoy disfruto y por la satisfacción que siento al decir que es mi casa

A mis amigos de la Facultad...Francisco (paco), Gerardo (chuchis), Gerardo (chima), Mauricio (ojon), Daniel (caguamo), Jessica (jess), Alexis (chino), Veytia, Arturo (patas), Raul (segundo), Bautista (bauti), Adolfo S. (ñoño), Quetza, Ana, Jaime (Taz)

A PEMEX...por la oportunidad de desarrollarme como profesionista

A los Ingenieros del Activo Integral Veracruz...Renato Vázquez, Marco A. Arreguín, Víctor Valdivieso, Jorge Vera, Noé Loyo, Paulino Palicio, Francisco Grimaldo, Víctor Mayorga, Sergio Rivera, Roberto Peláez, Fernando Flores, Gabriela Ruiz, Daniela Ángeles, Cesar H. López, Laura G. Mendoza, Ricardo Vega,

A mi asesor el Ingeniero Ricardo Castrejon...por la paciencia y atención hacia mi trabajo

A mis sinodales...Héctor Sandoval, Bernardo Martell, Eduardo Amador y Fco. A. Arroyo

## CONTENIDO

|   |    |
|---|----|
| <b>RESUMEN</b>  | 1  |
| <b>I. INTRODUCCIÓN</b>                                    | 3  |
| 1.1. Antecedentes   | 4  |
| 1.1.1. Cronología de los registro geofísicos de pozo      | 7  |
| 1.1.2. Registros en pozo abierto y entubado               | 10 |
| 1.2. Definiciones   | 14 |
| 1.2.1. Invasión   | 15 |
| 1.2.2. Tipos de lodo                                      | 18 |
| 1.2.3. Registro de hidrocarburos                          | 20 |
| 1.2.4. Recuperación de núcleos                            | 22 |
| 1.2.5. Muestreadores de fluidos de formación              | 25 |
| <b>II. PARÁMETROS PETROFÍSICOS</b>                        | 26 |
| 2.1. Porosidad y permeabilidad                            | 26 |
| 2.2. Densidad, temperatura y presión                      | 30 |
| 2.3. Saturación de fluidos, presión capilar y mojabilidad | 31 |
| 2.4. Propiedades eléctricas                               | 34 |
| 2.4.1. Factor de formación y tortuosidad                  | 35 |
| 2.4.2. Capacidad de intercambio catiónico                 | 37 |
| 2.5. Propiedades magnéticas                               | 37 |
| 2.6. Propiedades electromagnéticas                        | 39 |
| 2.7. Propiedades mecánicas                                | 41 |
| 2.7.1. Tipos de ondas                                     | 41 |
| 2.7.2. Módulos elásticos                                  | 43 |
| 2.8. Propiedades radioactivas                             | 45 |
| 2.9. Propiedades químicas                                 | 48 |
| <b>III. PRINCIPIOS BÁSICOS DE REGISTROS GEOFÍSICOS</b>    | 51 |
| 3.1. El registro  | 52 |
| 3.1.1. Encabezado   | 52 |
| 3.1.2. Representación mecánica del pozo                   | 52 |
| 3.1.3. Registro principal                                 | 55 |
| 3.1.4. Cálculo de la profundidad                          | 57 |
| 3.1.5. Radios de investigación                            | 59 |
| 3.1.6. Combinación de herramientas                        | 62 |
| 3.2. Registro de potencial espontáneo (SP)                | 63 |

---

|   |            |
|---|------------|
| 3.2.1. Principio del potencial espontáneo                 | 64         |
| 3.2.2. Evaluación del SP                                  | 66         |
| 3.3. Registro de rayos gamma natural (GR)                 | 70         |
| 3.3.1. Principio del GR                                   | 71         |
| 3.3.2. Evaluación del GR                                  | 73         |
| 3.4. Registro de resistividad eléctrica                   | 77         |
| 3.4.1. Principios para medir la resistividad              | 77         |
| 3.4.2. Evaluaciones de resistividades                     | 84         |
| 3.5. Registros acústicos y sísmica de pozo                | 92         |
| 3.5.1. Sísmica de pozo                                    | 93         |
| 3.5.2. Principios de los registros acústicos              | 95         |
| 3.5.3. Evaluación de registros acústicos                  | 99         |
| 3.5.4. Herramienta sónico dipolar DSI                     | 102        |
| 3.6. Registro de densidad                                 | 106        |
| 3.6.1. Principio para medir densidad                      | 106        |
| 3.6.2. Evaluación de la densidad                          | 108        |
| 3.7. Registro de neutrones                                | 113        |
| 3.7.1. Principio del registro de neutrones                | 114        |
| 3.7.2. Evaluación del registro de neutrones               | 117        |
| <br>  |            |
| <b>IV. PRINCIPIOS BÁSICOS DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS</b>      | <b>120</b> |
| <br>  |            |
| 4.1. Descripción y selección                              | 121        |
| 4.1.1. Gamma total  | 122        |
| 4.1.2. Perforación de tapones                             | 122        |
| 4.1.3. Volumen de matriz                                  | 125        |
| 4.1.4. Porosidad y permeabilidad                          | 126        |
| 4.2. Procedimientos analíticos                            | 127        |
| 4.2.1. Petrografía de lámina delgada                      | 128        |
| 4.2.2. Procedimiento para el conteo de puntos             | 129        |
| 4.2.3. Análisis de difracción por rayos-X                 | 130        |
| 4.2.4. Microscopio electrónico de barrido SEM             | 130        |
| 4.3. Prueba de inyección de mercurio de alta presión      | 131        |
| 4.3.1. Distribución del tamaño de poro                    | 133        |
| 4.3.2. Función-J conversiones de sistemas                 | 134        |
| 4.3.3. Altura por encima del agua libre (nivel freático)  | 134        |
| 4.3.4. Procedimiento                                      | 136        |
| 4.4. Preparación y determinación de parámetros eléctricos | 137        |
| 4.4.1. Conductividad en sólidos                           | 137        |
| 4.4.2. Conductividad en fluidos                           | 140        |
| 4.4.3. Conductividad en rocas                             | 143        |
| 4.4.4. Ley de Archie                                      | 145        |
| 4.4.5. Preparación y mediciones en laboratorio            | 152        |
| 4.5. Prueba de permeabilidad relativa                     | 154        |
| 4.6. Compresibilidad de volumen del poro                  | 155        |

|  |            |
|--|------------|
| 4.7. Velocidad acústica y módulos dinámicos                            | 157        |
| 4.8. Sensibilidad de la roca por técnicas de tiempo de succión capilar | 159        |
| <b>V. APLICACIÓN PETROFÍSICA SOBRE HORIZONTES SÍSMICOS</b>             | <b>161</b> |
| 5.1. Información general   | 161        |
| 5.1.1. Ubicación y características                                     | 163        |
| 5.1.2. Problemática  | 166        |
| 5.2. Evaluación petrofísica  | 167        |
| 5.2.1. Tipo de roca  | 167        |
| 5.2.2. Calibración de los datos de núcleos con los registros de pozo   | 169        |
| 5.2.3. Pozo Kim-1  | 171        |
| 5.2.4. Pozo Kim-2  | 175        |
| 5.2.5. Pozo Kim-3  | 179        |
| 5.2.6. Pozo Kim-4  | 183        |
| 5.2.7. Pozo Kim-5  | 187        |
| 5.2.8. Pozo Tam-1  | 189        |
| 5.2.9. Comparación de la calidad de la roca almacén                    | 193        |
| 5.3. Evaluación petrofísica sobre horizontes sísmicos                  | 200        |
| 5.3.1. Atributos sísmicos  | 200        |
| 5.3.2. Comportamiento de los atributos sobre los horizontes            | 202        |
| <b>VI. CONCLUSIONES</b>  | <b>215</b> |
| Recomendaciones  | 216        |
| <b>BIBLIOGRAFÍA</b>  | <b>218</b> |

---

## RESUMEN

El objetivo es introducir un método para evaluar información dentro de las Ciencias de la Tierra, cuyas técnicas proporcionen información de las rocas y fluidos contenidos en ellas, la metodología incluye registros geofísicos de pozo, análisis de núcleos y de fluidos. La tarea de vincular la descripción geológica con las propiedades petrofísicas corresponde a las disciplinas de Ingeniería Geofísica y Geológica. Los petrofísicos pueden intervenir en ambas ciencias y son expertos en el análisis de registros y de núcleos. Gustav Archie en 1950 vislumbró esta tarea como una parte integral de la Petrofísica. Sin embargo, los petrofísicos todavía no se han abocado a esta tarea y en lugar de ello, siguen concentrados en el análisis de núcleos y en el desarrollo de herramientas de registro de pozos. Ya es tiempo de que los petrofísicos proporcionen el eslabón faltante entre las interpretaciones geológicas y de ingeniería (Lucia F. J., 2001).

En el presente trabajo se describe a la Petrofísica como una disciplina que reúne información generada a partir de diferentes análisis y estudios. Las disciplinas relacionadas con las Ciencias de la Tierra requieren la interacción con otras especialidades, para llegar a un acuerdo colectivo dentro de un estudio. Con base en las necesidades de la industria petrolera y la dificultad que se presenta cada día para localizar hidrocarburos, se han tenido que desarrollar nuevas formas y técnicas de exploración cada vez más complejas, que exige una estrecha relación entre varias especialidades incluyendo a la Petrofísica. Esta tesis proporciona los elementos necesarios para determinar propiedades a partir de diferentes análisis, permitiendo el manejo de la información y comparación de los datos obtenidos.

Para lograr estos objetivos y aterrizar la información generada para proporcionar un producto, se ejemplifica un problema real para poder dar una solución y justificar los resultados obtenidos en el pasado en la cuenca de Veracruz. En el caso del pozo Tamara-1 (Tam-1) y el campo Kimberley (KIM) que se perforaron casi simultáneamente bajo justificaciones técnicas parecidas como: evaluación geológica, evaluación geofísica y análisis de producción, terminó por un lado con el resultado del descubrimiento de un campo (KIM) y por otro lado el pozo improductivo Tam-1. Es importante mencionar que las localizaciones exploratorias iniciales se realizaron con información sísmica 2D y con las referencias de campos análogos productivos Cocuite y Novillero principalmente. Esta información fue utilizada para argumentar las perforaciones.



Para el análisis realizado se contó con un proyecto sísmico 3D, así como la evaluación de los registros geofísicos previamente calibrados con la información de los análisis de núcleos y de fluidos. De esta forma se determinó por medio del análisis petrofísico y con base a las anomalías de amplitud de los horizontes interpretados en la sísmica, las características físicas de la roca almacén sobre el campo KIM productor de gas y la pozo Tam-1 improductivo.

El método petrofísico parte de la evaluación de registros geofísicos de pozo: volumen de arcilla (rayos gamma), tipo de fluidos (resistivos), efecto de gas (neutrón-densidad), permeabilidad (Klinkenberg), porosidad (densidad) y litología (control geológico). Esta evaluación está sustentada sobre los datos de núcleos para darle mayor confianza a los valores del registro en el intervalo atractivo (Mioceno Medio). Toda la información de registros que se encuentra en el dominio de la profundidad, sirve para calibrar los datos sísmicos 3D que están en tiempo, esto se realizó mediante las curvas generadas a partir de la sísmica de pozo (*check shot*) en donde se adquieren los tiempos de tránsito correspondientes a cada intervalo de profundidad. Sobre los horizontes cima y base del yacimiento KIM interpretados con los datos 3D, se extendieron hasta la anomalía de amplitud de Tam-1, de tal manera que los pozos intercepten a las superficies interpretadas. Para el análisis se contará con cinco pozos del campo KIM que son: Kim-1, Kim-2, Kim-3, Kim-4 y Kim-5, todos productores en el nivel Mioceno Medio, además del pozo Tam-1 improductivo al mismo nivel.

Con la información de los atributos de amplitud sobre la superficie y los datos petrofísicos alrededor de las intersecciones, se obtendrán horizontes de propiedades físicas de las rocas, principalmente, contenido de arcillas, saturación de fluidos y porosidades. Al final se observa el comportamiento de las propiedades físicas sobre las amplitudes de los horizontes, esto para justificar la calidad de las areniscas del campo KIM que son productoras y las areniscas del pozo Tam-1 improductoras.

## I. INTRODUCCIÓN

La Petrofísica es una disciplina que en los últimos años ha tomado gran importancia para el desarrollo de campos petroleros y tiende a desarrollarse en otras áreas como la minería, geohidrología, geotermia y geotecnia. En la actualidad hay mucha información dispersa sobre análisis de núcleos y evaluación de registros, como consecuencia este trabajo tiene como propósito reunir información sobre los fundamentos básicos de estas evaluaciones, los métodos para obtener dicha información y delimitar sus alcances en un área específica. Así como también, contribuir como una fuente de información para cursos que requieran bases petrofísicas.

Hoy en día en la interpretación, los estudios petrofísicos son una de las primeras herramientas usadas y más importantes en la exploración petrolera. Además el uso tridimensional de la sismología de exploración permite realizar correlaciones para ayudar a construir estructuras tanto, en tiempo como en profundidad, los análisis ayudan a definir las características físicas, tales como la litología, la porosidad, geometría de poro y permeabilidad (Asquith, 1997).

La Petrofísica es utilizada para identificar zonas productoras de hidrocarburos, determinar profundidades y espesores, ayuda a distinguir los tipos de fluidos contenidos en las formaciones, como aceite, gas y agua en un yacimiento, así como también estimar reservas de hidrocarburos y contribuir en el desarrollo de mapas geológicos a partir de las interpretaciones de registros geofísicos de pozo.

Una primera experiencia sobre interpretación petrofísica para especialistas en otras áreas, puede terminar en una impresión incomoda. Esto porque el especialista no está familiarizado con los términos técnicos usados para ello. Por lo tanto, aquí se muestran de forma general los parámetros, conceptos y mediciones necesarios para entender los procedimientos del análisis.

Debe tomarse en cuenta que las condiciones para la toma de datos tanto de registro como de núcleos, se presentan a partir de la perforación y ésta a su vez, pertenece a un sistema dinámico, donde los fluidos de perforación afectan directamente a las rocas atravesadas y por tanto, tendrán un impacto significativo sobre los datos adquiridos. También las rocas circundantes a la perforación adquieren ciertas propiedades que afectan la movilidad de fluidos, tanto del contenido original sobre las rocas de formación, como del fluido de perforación.

Para familiarizarse con la lectura hacia el lenguaje petrofísico, hablaremos de términos esenciales que usaremos durante todo el texto. Las características o propiedades de mayor interés para el estudio petrofísico son: la porosidad, permeabilidad, saturación de agua y resistividad. Esto es fundamental para entender los parámetros y los conceptos que representan los procedimientos sobre un estudio de interpretación petrofísica.

## **1.1. Antecedentes**

La Petrofísica como disciplina se ha desarrollado en los últimos años con más fuerza, esta disciplina es una nueva forma de estudio para la exploración, que aunque ha existido desde siempre en forma indirecta, en la actualidad toma una importancia fundamental para la búsqueda de recursos económicamente explotables, principalmente en la industria petrolera. La historia de la Petrofísica la podemos remontar a los inicios de los registros geofísicos, con la necesidad de conocer a fondo las características del subsuelo se diseñaron dispositivos eléctricos, para conocer de forma directa el tipo de rocas y los fluidos contenidos en ellas. De esta forma se podía describir de forma casi puntual las rocas que atravesaba la perforación de un pozo en búsqueda de hidrocarburos.

La historia de la Petrofísica en México comienza cuando el geólogo de pozo se interesó por analizar los recortes originados en la perforación, con esta información podía construir una columna geológica, posteriormente con esa información podía definir espesores, edades y evidencias de hidrocarburos. Con el desarrollo de la tecnología y el avance de los registros geofísicos de pozo, el especialista cambio su nombre a interprete de registros y su tarea principal radicaba en la evaluación de formaciones mediante el análisis de las curvas para determinar zonas con altas probabilidades de contener hidrocarburos. Con el tiempo a este especialista se le llamó evaluador de formaciones y su tarea era determinar las mejores condiciones de la roca para contener hidrocarburos. Hoy en día se le llama petrofísico y se encarga de una evaluación más formal en donde se involucra con el cálculo de porosidad, permeabilidad, espesores brutos, espesores netos, volumen de arcilla, tipos de hidrocarburo, saturaciones y características físicas de las rocas de un yacimiento; así como también calibrar las curvas de registros de pozo en base a los análisis de núcleos. Además, aporta información importante para la toma de decisiones dentro de interpretaciones geofísicas, geológicas y petroleras.

En general podemos decir que la Petrofísica ha existido desde los inicios de la exploración, sólo que ha cambiado de nombre y de responsabilidades. En la actualidad se sigue transformando con la innovación tecnológica y sólo queda delimitarla como una disciplina individual en cuanto a su tarea y colectiva en cuanto a los resultados.

Para un análisis integral de la Petrofísica se necesitan de tres disciplinas como son la Ingeniería Geofísica, Geológica y Petrolera; así como también de actividades importantes como son la perforación y la producción en donde cada una contribuye y aporta información petrofísica con un enfoque diferente, tanto en el tipo de análisis como en la descripción. En el área de la Geofísica se analizan los registros geofísicos de pozo (figura 1.1.), que es la representación gráfica ya sea digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad, en este caso se extraen cantidades medidas de las propiedades de la formación mediante una sonda que es introducida en el pozo. La sonda cuenta con dispositivos electrónicos que interactúan con la formación y miden propiedades físicas que son grabadas para su mejor manipulación en procesos posteriores.

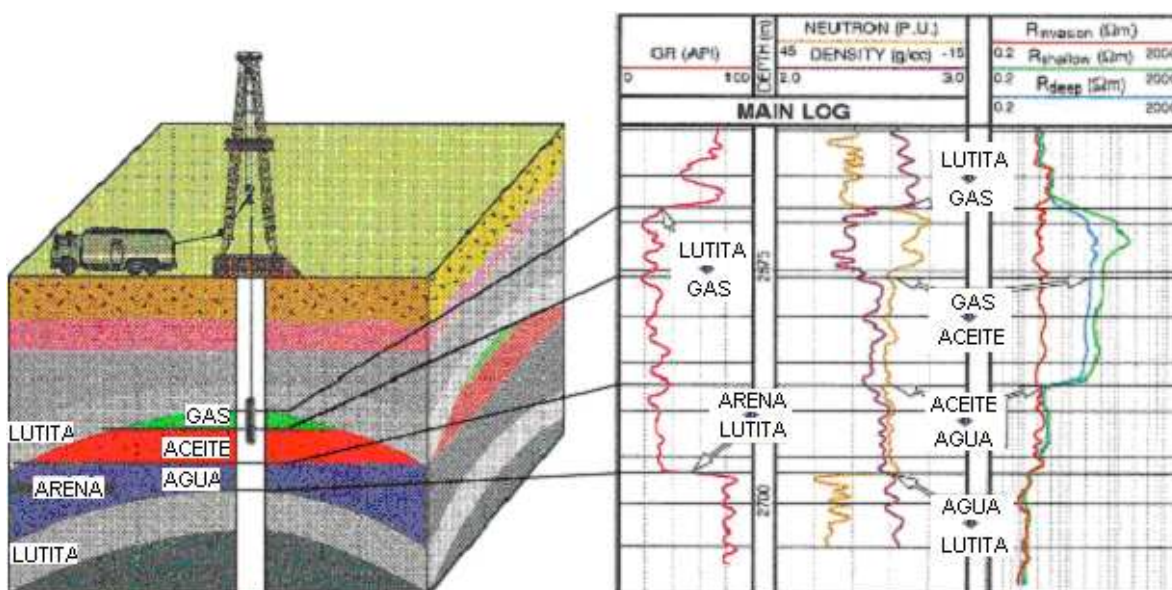


Figura 1.1. Representación gráfica de las propiedades del subsuelo, registros geofísicos (Schlumberger, 1999).

Las representaciones gráficas permiten visualizar las variaciones de la resistividad, radioactividad, temperatura y tiempo de tránsito, etc. Con esta información se puede caracterizar la litología, porosidades, contenido y tipo de fluidos, zonas de arcilla, efectos de gas, conductividad, estado mecánico, temperatura, permeabilidad, inclinación de las capas y densidades, entre otros. El geofísico también puede determinar la relación entre el tiempo y la profundidad mediante, generación de sismogramas sintéticos y la investigación de un posible efecto de gas. La Geología también juega un papel importante dentro de la Petrofísica, al analizar los núcleos y muestras de canal que se generan a partir de la perforación de un pozo. Las muestras de canal son los recortes que se obtienen debido al paso de la barrena al triturar la roca que atraviesa, generando pequeñas esquirlas que son recolectadas en superficie sobre las temblorinas o zarandas (figura 1.2.).

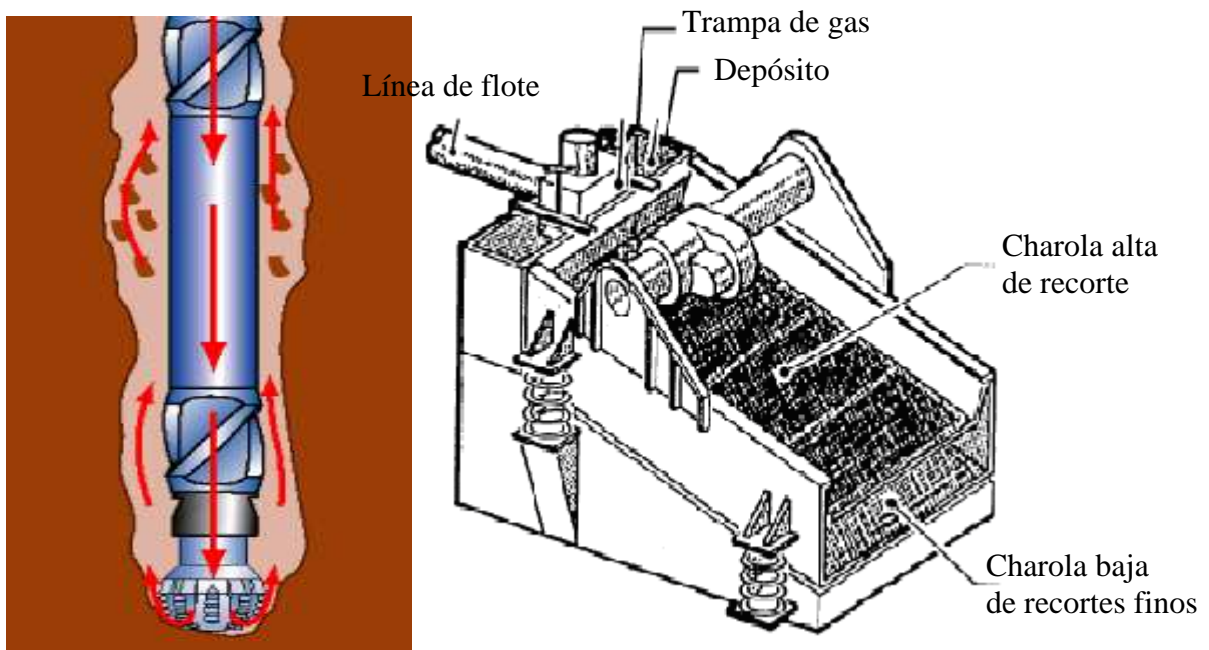


Figura 1.2. Izquierda, esquema de la perforación con la dirección del fluido de perforación y las muestras de canal. Derecha, esquema de una zaranda para la recuperación de muestras de canal.

Estas muestras las analiza primeramente el geólogo de pozo y después se mandan a laboratorio para un análisis más formal tanto de litología como paleontológico. El núcleo es una muestra continua de roca de forma cilíndrica de 9 hasta 27 metros de largo y diámetros de 2  $\frac{5}{8}$ " , 3  $\frac{7}{8}$ " y 4  $\frac{3}{4}$ " que son los más utilizados en la industria petrolera, aunque algunas veces pueden ser de menor o mayor tamaño.

La muestra es seccionada a cada metro y enviada a laboratorio para análisis de porosidad, permeabilidad, capilaridad, conductividad, susceptibilidad magnética, densidad, elasticidad y radiactividad.

El objetivo es identificar la litología a partir de la interpretación de los registros y los núcleos, identificar estructuras, fracturas y fallas por medio de interpretaciones de secciones sísmicas, registros de imágenes y construir modelos geológicos 3D, para caracterizar el yacimiento.

En ingeniería petrolera es importante conocer la zona de interés petrolero, caracterizar un yacimiento en forma dinámica con pruebas de producción a partir de las condiciones de las presiones y de la información generada de los registros geofísicos, la descripción de las muestras de canal y el análisis de núcleos. Reuniendo toda esta información se establecen zonas potencialmente productoras, en las cuales se describen los requisitos para la existencia de un yacimiento petrolero, roca generadora, roca sello, roca almacén, la geometría y tipo de trampa, las condiciones en las que se encuentra el hidrocarburo como volumen, presión, temperatura, tipo y calidad del aceite o gas.

El análisis PVT (presión, volumen y temperatura) muestra las propiedades de los fluidos principalmente de los hidrocarburos, como es la concentración de sus componentes, temperatura, presión, viscosidad y agotamiento, todo esto bajo condiciones del yacimiento, para conocer el comportamiento del pozo durante su producción. También existen otras actividades que son importantes para la evaluación de un estudio petrofísico, como el monitoreo del yacimientos en función de la permeabilidad relativa, curvas de capilaridad, análisis especiales de núcleos, pruebas periódicas de la presión y estudio de la compactación de la roca, para tener un mejor control del yacimiento. Otra actividad es el desarrollo de la producción que involucra la evaluación de la cementación de la tubería de revestimiento, monitoreo para manejar mejor la producción del pozo petrolero, inspección de la corrosión de la tubería como medidas preventivas y fracturamiento de las formaciones con el fin de aumentar la producción.

En el caso de la perforación se toma en cuenta el registro durante la perforación (LWD), control de la presión de poro, presión de fractura y análisis continuo del lodo de perforación, análisis de las paredes del pozo para la estabilidad y revisar el volumen de espacio anular para el programa de cementación.

### 1.1.1. Cronología de los registros geofísicos de pozo

El primer registro se realizó en 1927 con propósitos petroleros en Francia (figura 1.3), en 1929 los registros eléctricos son introducidos comercialmente al mercado principalmente con fines petroleros, debido a su gran éxito fueron reconocidos como una herramienta importante para la industria.

En 1931 los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger, perfeccionaron el método de registro continuo y desarrollaron el primer trazador gráfico.

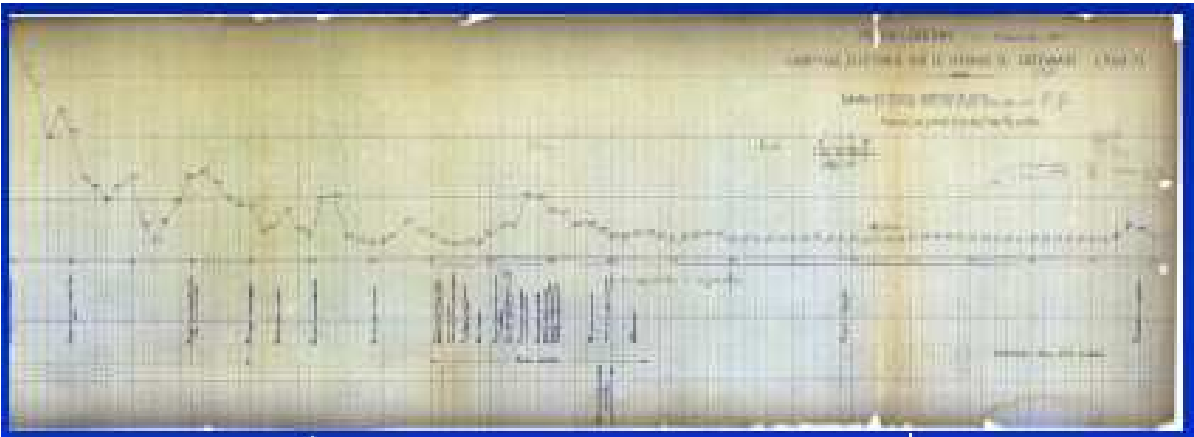


Figura 1.3. Primer registro eléctrico en 1927 (Torres-Verdin, 2004).

#### La cronología de los registros geofísicos:

- 1669 Primeras mediciones hechas en pozos.
- 1830 Medidas de mayor confianza efectuadas con termómetros.
- 1912 Primeros experimentos de prospección del subsuelo por Conrad Schlumberger
- 1924 Se reportaron medidas exactas con termómetros por Van Orstrand.
- 1927 Primer registro geofísico de pozo.
- 1929 Se introduce el registro eléctrico en el mercado.
- 1930 Comienza a desarrollarse el registro de echados, se usan cables de registro para bajar geófonos y medir el tiempo de tránsito acústico.
- 1931 La curva de Potencial Espontáneo (o autopotencial SP) se incluye en el registro eléctrico.
- 1936 Se introduce la cámara con película fotográfica.
- 1937 Se obtienen los primeros núcleos de pared.
- 1941 Comienzan a analizar el registro de Neutrones y Rayos Gamma.

- 1943 Instrumento de echados con tres brazos y fotoclinómetro.
- 1946 Se registran simultáneamente la curva SP y resistividad normal corta, normal larga y lateral larga.
- 1949 Se le da importancia el registro neutrónico como indicador de la porosidad.
- 1950 Herramienta Microlog.
- 1951 Herramienta Laterolog.
- 1953 Herramienta Microlaterolog para lodos salinos, y más tarde los registros de Micro-proximidad y Micro-esférico-enfocado (Micro SFL).
- 1956 Se desarrolló la herramienta eléctrica de inducción de cinco bobinas.
- 1957 Se introduce el probador de formaciones.
- 1959 Se mejoró el registro de inducción con seis bobinas para registro profundo, el registro sónico fue aceptado como registro de porosidad confiable.
- 1962 Se introduce la herramienta porosidad Neutrón de pared (SNP).
- 1963 Se introduce el registro de Doble Inducción (DIL).
- 1964 Se introduce el registro de Densidad de Formación Compensada (FDC).
- 1970 Herramienta Neutrón Compensado (CNL).
- 1978 Se introduce la herramienta de Propagación Electromagnética (EPT).
- 1981 Aparece el registro de Litho-Densidad (LDL).
- 1985 Herramienta de Propagación Electromagnética Profunda (DPT).
- 1986 Aplicación de la herramienta de Espectroscopia de Rayos Gamma Naturales (NGT).
- 1993 Desarrollo de la herramienta de Imágenes de Pozo.
- 1995 Desarrollo de la herramienta de registro durante la perforación (LWD).
- 1997 Desarrollo de la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear.

En la actualidad el gran avance tecnológico en el mundo mejora la calidad de los datos y los dispositivos electrónicos que son cada vez mas complejos, las herramientas son actualizadas o sustituidas rápidamente, surgen nuevas formas de medir propiedades y fuentes de energía para operar las herramientas, como el registro de resonancia magnética nuclear, espectrometría nuclear, sensores en la tubería, registros de imágenes de pozo, registros durante la perforación y numerosas herramientas que se desarrollan con la necesidad de mejorar la información y reducir el riesgo de inversiones.



### **La cronología del desarrollo de los registros geofísicos en México:**

- 1934 Se toman los primeros registros en México.
- 1963 Se introducen las primeras cabinas marinas para la toma de registros geofísicos.
- 1964 Empieza a tomarse el registro de Inducción.
- 1967 Se toman los primeros registros de Producción.
- 1969 Registro de Densidad.
- 1971 Fue introducido el registro de echados y el registro de Microproximidad.
- 1974 Registro Doble Laterolog.
- 1979 Registro de Doble Inducción. Cambio de sistema de registros, de los equipos convencionales integrados por tableros de control a sistemas computarizados.
- 1991 Se introduce un nuevo sistema computarizado donde se utiliza telemetría de punta de 500 kilobits por segundo.

En la actualidad son las compañías las que se encargan de proveer los servicios de registros geofísicos en México en PEMEX, aunque también se ha adquirido nueva tecnología en los últimos años no ha sido suficiente, debido a que el gran avance tecnológico desarrolla herramientas de alta resolución y proveen mejores resultados. Los nuevos sistemas de cómputo integrados adquieren datos más exactos de alta calidad, que permite la combinación de más herramientas y mayor velocidad de registro. Las aplicaciones de estos sistemas se pueden realizar sobre pozo entubado y abierto, despliegues en tiempo real de imágenes de pozo, visualización de imágenes microresistivas y ultrasónica, así como también registro de coples, cementación, verificación y evaluación de operaciones de estimulación.

#### **1.1.2. Registros en pozo abierto y entubado**

El registro sobre un pozo abierto provee información importante para la evaluación de un yacimiento. El registro de un pozo abierto consiste en introducir la sonda al pozo sobre las paredes de la formación sin ninguna protección de revestimiento, solo el enjarre adherido a la formación y el lodo para soportar la pared del pozo. A diferencia de un pozo entubado que cuenta con la protección de la tubería de revestimiento y el cemento.

En general los registros en pozo abierto tienen más cobertura de investigación ya que los sensores frecuentemente están pegados a la pared del pozo además de no tener resistencia al paso de la señal. La adquisición de datos ya sea con sondas de registro o durante la perforación son interpretados para revelar las propiedades de la roca y el fluido, la interpretación puede complicarse dependiendo de las condiciones de la formación.

**Pozo abierto:**

Los registros que se pueden tomar en pozo abierto (figura 1.4.) son: resistivos, nucleares, acústicos, resonancia magnética nuclear, muestras de fluido y núcleos de pared. Las propiedades que se pueden medir son: litología, mineralogía, porosidad, permeabilidad, tipo de fluido, volumen de fluido, cimas de las formaciones y fracturas entre otras.

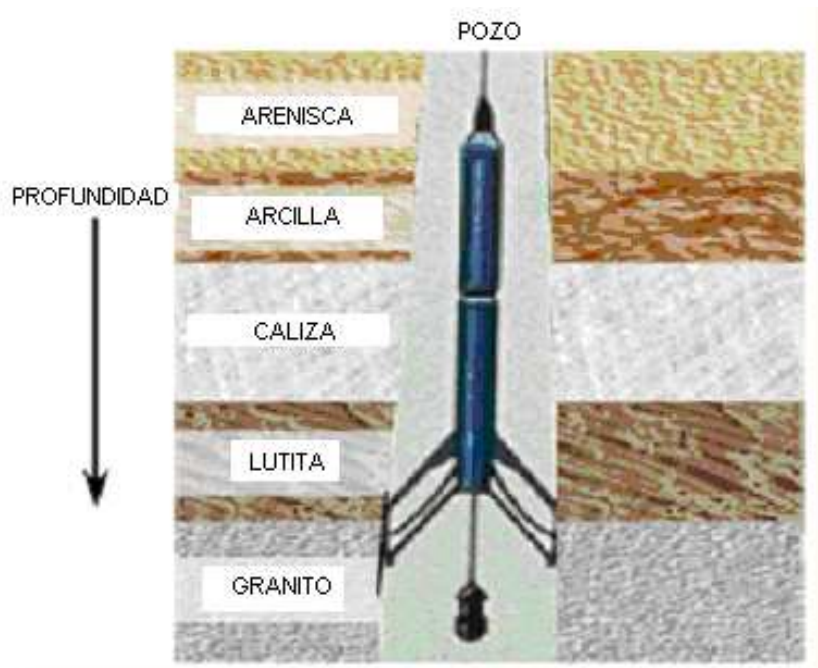


Figura 1.4. Esquema de una toma de registro en pozo abierto (Schlumberger, 1999).

Uno de los objetivos de los registros de pozo abierto, es el de obtener el volumen de fluidos originales de la formación *in situ*. La ecuación de saturación de fluidos, ayuda al cálculo de fluidos móviles por unidad de volumen de formación.

Los registros de pozo abierto junto con la información de superficies sísmicas (cima y base de un posible yacimiento interpretado con sísmica superficial) son dos elementos importantes que ayudan a determinar el volumen total de fluidos movibles en un yacimiento. El volumen de fluidos *in situ* puede ser determinado con la ecuación 1.1.

$$V_{fl} = AH \left( \frac{N}{G} \right) \phi (1 - S_w) \dots\dots\dots (1.1.)$$

Donde  $V_{fl}$  es el volumen total de fluidos movibles (figura 1.5.), A área y H espesor del yacimiento.  $(N/G)$  es el espesor neto del yacimiento que contiene rocas porosas (areniscas ó carbonatos, excluyendo lutitas),  $\phi$  porosidad del yacimiento y  $S_w$  saturación de agua. Todos estos parámetros son calculados mediante interpretaciones y análisis petrofísicos.

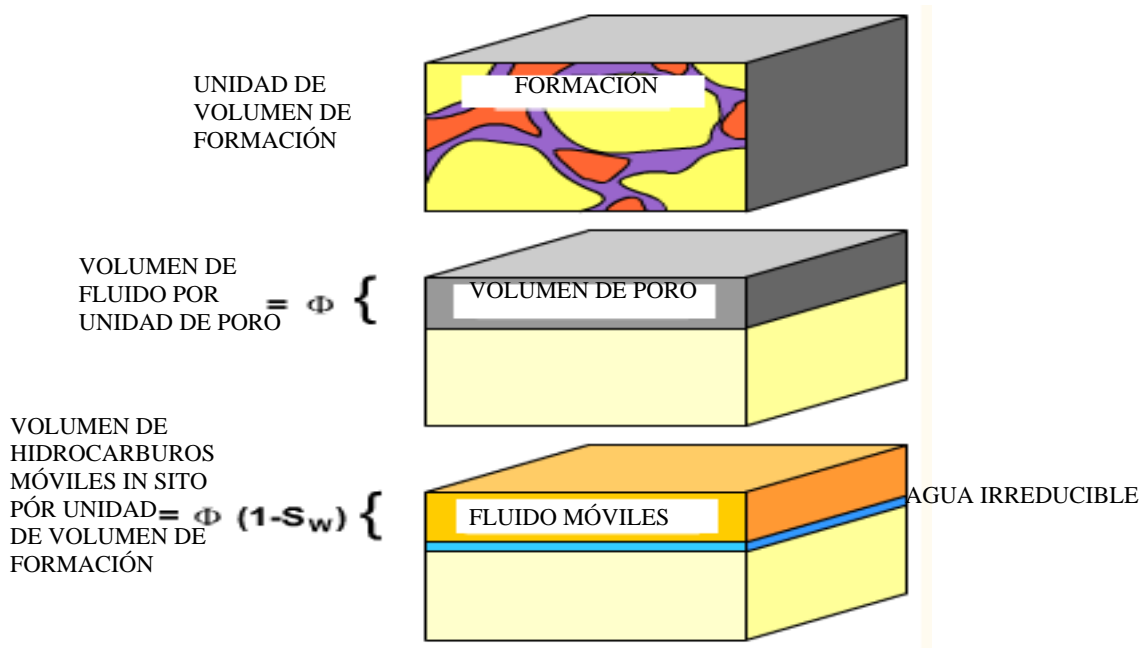


Figura 1.5. Esquema para visualizar el volumen total de fluidos por unidad de formación.

**Pozo entubado:**

En el caso de un pozo entubado se restringe la toma de datos y generalmente son registros enfocados a la situación mecánica del pozo o bien para su producción. Sus principales aplicaciones son:

- Evaluación de la cementación entre la formación y la tubería de revestimiento.
- Disparos de producción en zonas productoras.
- Pruebas de producción.
- Evaluación de corrosión en la tubería.

De estas aplicaciones depende la vida productiva de un pozo por lo que se realizan con frecuencia (figura 1.6.), en algunos casos para aumentar la producción o también como medidas preventivas de seguridad.

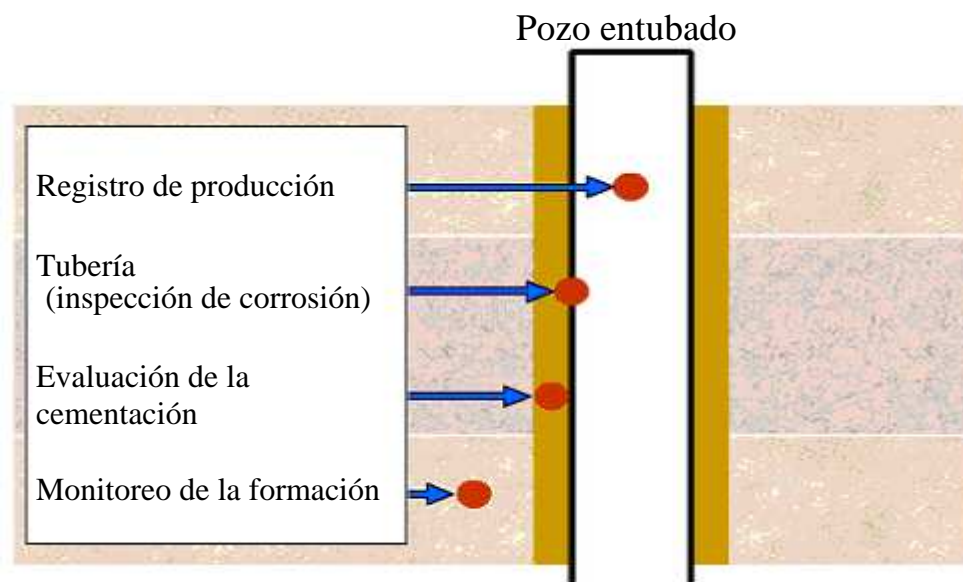


Figura 1.6. Esquema para evaluar datos en pozo entubado.

Para la evaluación de la cementación se utiliza el principio de una fuente sónica, los datos permiten conocer la calidad de la cementación y ubica las zapatas entre cada conexión de tubería. Los disparos para producción que es una operación especial, se realiza con una herramienta específica (pistola), y debe tener una gran potencia de disparo para lograr atravesar la tubería, el cemento y fracturar parte de la formación para poder liberar los fluidos.

Actualmente se tienen registros en pozo entubado que permiten evaluar las formaciones detrás de la tubería: Rayos Gamma, Porosidad Neutrón, Sónico, registro de evaluación de Saturación de Yacimiento, Neutrón pulsado y está en etapa de prueba el registro de resistividad a través de la tubería.

## 1.2. Definiciones

“Petrofísica es el estudio de las propiedades físicas y químicas de las rocas y los fluidos que contienen, enfatizándose en aquellas propiedades relacionadas al sistema poroso como: tipo de porosidad, distribución de fluidos sobre los poros y características del flujo” (SPWLA por sus siglas en inglés).

Los parámetros petrofísicos mas importantes son: porosidad, superficie interna específica, saturación de fluidos y permeabilidad.

Otra definición mas representativa nos dice que la Petrofísica es el estudio de las propiedades físicas y procesos de las rocas dentro de una formación terrestre, proporciona medidas cualitativas, cuantitativas y parámetros físicos que permiten describir a la roca, la cuantificación se hace con ayuda de información de registros de pozos, análisis de núcleos, muestras de canal y datos de producción.

Esta descripción se basa en el conocimiento y en la aplicación de las propiedades físicas como: porosidad, saturación de fluidos, permeabilidad, conductividad eléctrica, densidad, tiempo de tránsito, radiactividad y susceptibilidad magnética entre otras.

La Petrofísica analiza modelos de poro, núcleos, combinaciones de registros geofísicos, tomografías de rayos X, datos de producción y sismogramas sintéticos, para extraer información necesaria en la exploración, perforación, producción y actividades dirigidas a caracterización de yacimientos (figura 1.7.).

El principal objetivo de la Petrofísica es identificar y cuantificar los recursos económicamente explotables (petroleros principalmente) en el subsuelo, evaluando las propiedades de las rocas y sus fluidos.

En la década de 1950, Gustav Archie demostró que los datos petrofísicos y geológicos están relacionados a nivel de los poros. La porosidad, permeabilidad y fuerzas capilares están relacionadas con la distribución del tamaño de poro y con la historia tanto del depósito, como la diagénesis y la estructura.

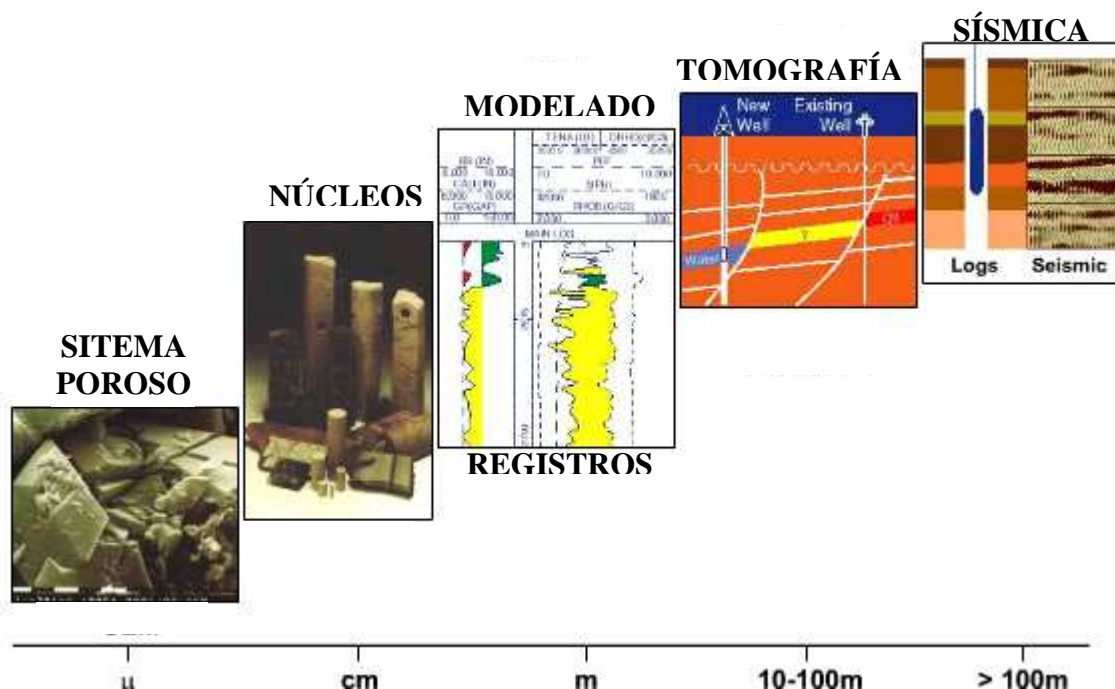


Figura 1.7. Diferentes tipos de análisis con sus respectivos rangos promedio de investigación para un estudio petrofísico integral (Schlumberger, 1999).

### 1.2.1. Invasión

Los lodos de perforación son el medio a través del cual miden las sondas de registros y tienen una estrecha relación con la toma de los datos, es decir, que la respuesta de la herramienta tiene que ver con el tipo de lodo en el pozo y las mediciones deben corregirse por éste.

Durante la perforación lo más común (excepto en perforación bajo balance) es que la presión hidrostática del pozo de la columna de lodo es mucho mayor que la presión del poro de la formación atravesada, esto previene que el pozo brote (o reviente) o se derrumbe y evita que la barrena se atasque o entrampe la tubería.

El resultado de la presión diferencial entre la columna de lodo y la formación ocasiona que el lodo se infiltre en las formaciones permeables y las partículas sólidas del lodo se depositen sobre la pared del pozo, formando una membrana llamada enjarre. La invasión del fluido de perforación cambia las características de la formación alrededor del pozo (figura 1.8.).

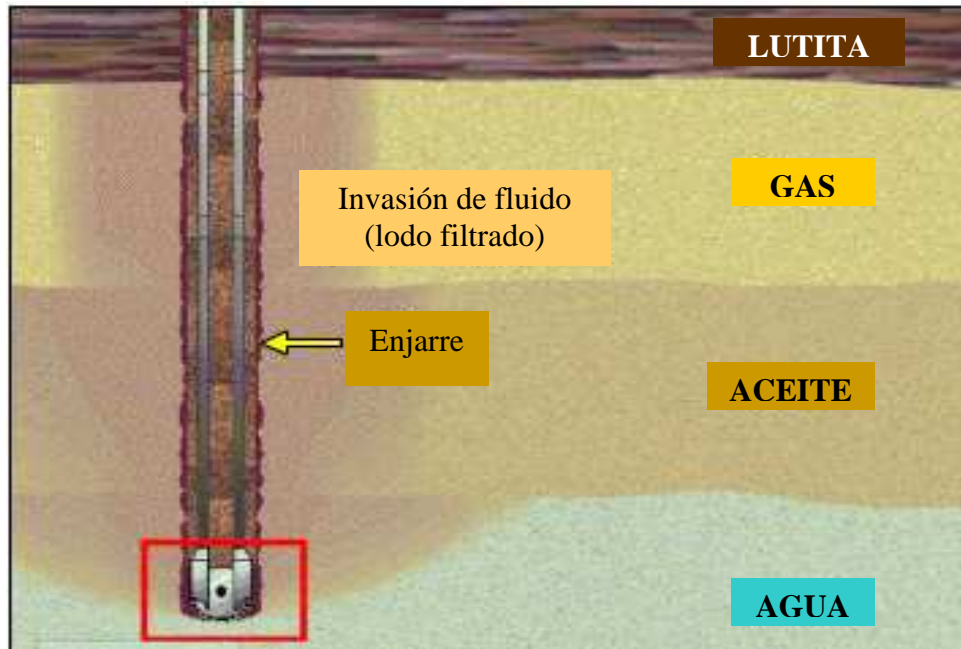


Figura 1.8. Esquema de invasión debida a la perforación (Schlumberger, 1999).

La profundidad de invasión por el filtrado del lodo depende de varios factores, como la diferencia de presiones, el peso y la naturaleza química del lodo, la permeabilidad y la porosidad de las formaciones. El proceso de invasión, consiste en que el filtrado desplaza los fluidos que originalmente contenía la formación, afectando las lecturas de herramientas de investigación somera y media, así como el enjarre que causa efectos principalmente sobre las herramientas de patines (microregistros). Una formación puede dividirse en tres zonas dependiendo de la extensión de la invasión (figura 1.9.).

- 1) Zona lavada o zona invadida, en esta zona el contenido original de fluidos en la formación es totalmente reemplazado por el filtrado de lodo, aunque generalmente permanece una pequeña fracción de fluido original de formación (agua irreducible), la saturación del filtrado de lodo es mayor que la fracción del fluido original de la formación.
- 2) Zona de transición, en esta zona el desplazamiento del fluido de formación por el filtrado de lodo es más o menos regular y el porcentaje de saturación entre los dos fluidos es gradual y disminuye la saturación del filtrado de lodo conforme se aleja de la zona de perforación.

- 3) Zona virgen o no invadida, esta zona sólo contiene fluido de formación libre del filtrado de lodo. Está intacta a la invasión y está completamente saturada por fluido de la formación, esta zona inicia cuando al disminuir gradualmente la saturación del filtrado de lodo es cero. El fluido y la roca sólo tiene características de la formación intacta.

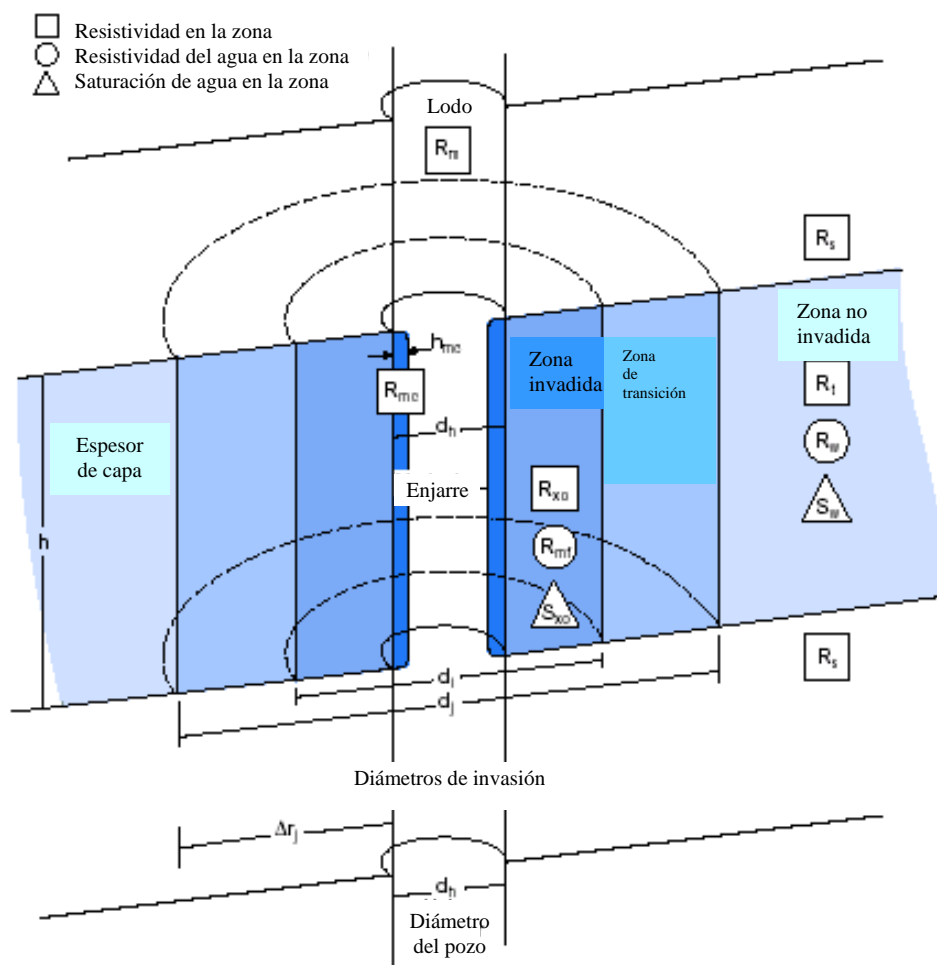


Figura 1.9. Esquema que muestra las tres distintas zonas de invasión, del centro hacia fuera en color azul la zona invadida, en color azul tenue la zona de transición y en el azul claro la zona virgen (Schlumberger, 1996).

Toda la información adquirida en pozos es influenciada por la invasión del lodo de perforación. La herramienta que registra la resistividad tiene diferentes radios de investigación en donde pueden variar los datos de resistividad de una zona cerca de las paredes del pozo a una zona mas profunda. Definiciones de la simbología del esquema arriba presentado:



|           |                                    |            |                                       |
|-----------|------------------------------------|------------|---------------------------------------|
| $\square$ | Resistividad en la zona            | $R_t$      | Resistividad verdadera                |
| $O$       | Resistividad del agua en la zona   | $R_w$      | Resistividad de el agua de formación  |
| $\Delta$  | Saturación de agua en la zona      | $S_{XO}$   | Saturación de la zona lavada          |
| $R_m$     | Resistividad del lodo              | $S_w$      | Saturación de agua (zona no invadida) |
| $R_{mc}$  | Resistividad del enjarre           | $h_{mc}$   | Espesor del enjarre                   |
| $R_{mf}$  | Resistividad del filtrado del lodo | $d_h$      | Diámetro del pozo                     |
| $R_{XO}$  | Resistividad de la zona lavada     | $d_i, d_j$ | Diámetros de invasión                 |

### 1.2.2. Tipos de lodo

En la operación de perforación y en toma de registros generalmente son utilizados cuatro clases de lodos:

- 1) **Lodos base agua.** Existen de dos clases:
  - a) Lodo base agua con dispersantes orgánicos, se les denomina así porque se agregan productos químicos orgánicos. Son los mas usados y se clasifican de acuerdo al dispersante usado:
    - Lodos tratados con taninos
    - Lodos tratados con lignitos
    - Lodos tratados con lignosulfonatos
    - Lodos tratados con cromolignosulfonatos
  - b) Lodo base agua emulsionados, requiere en su preparación aceite, diesel o crudo en cantidad de 5 a 10% del volumen total del lodo.

Las ventajas de este tipo de lodo, reducen la torsión de la barrena, aumentan el avance de la perforación, aumentan la vida de la barrena, previene que la barrena se pegue por presión diferencial, mejoran el enjarre y aumentan la lubricidad. Las desventajas que presenta este tipo de lodo es la reducción en la densidad, el aumento de la viscosidad y que reducen el filtrado.

- 2) **Lodos inhibidos**, en algunas operaciones de perforación los lodos base agua no resultan efectivos, sobre todo cuando se requieren altas densidades sin alterar la viscosidad o gelatinosidad. En estos casos se recomienda el uso de lodos inhibidos los cuales se clasifican en:

- Cálculos
- Base yeso
- Agua de mar
- Agua saturada de sal

Dentro de las ventajas de los lodos inhibidos tanto cálcicos como base yeso se puede mencionar que protegen la tubería de perforación de la corrosión y suprimen la actividad biológica; sin embargo, tiene como desventaja que tienden a solidificarse a temperaturas de fondo mayores de 120° C. Los lodos de agua de mar y de agua saturada de sal se usan, generalmente, para evitar problemas de perforación provocados por presencia de sal en la columna litológica.

3) **Lodos de bajo contenido de sólidos**, se define como un lodo de perforación, terminación o reparación de pozos que cubre ciertos requisitos de densidad, viscosidad y control de filtración con un contenido mínimo de arcilla. Dentro de este tipo de lodos se encuentran los siguientes:

- Gomas
- Asbestos finamente divididos
- Arcilla beneficiada
- Combinados (Bentonita prehidratada-Lignosulfonato)
- Lodo no dispersivo

En áreas donde este tipo de lodos es aplicable, se obtienen grandes ahorros debido al aumento en el grado de penetración, aumento en la vida de la barrena y mejor estabilidad del agujero. Sin embargo, el uso de este tipo de lodos es delicado por lo que se deben tener precauciones tales como: reducir el uso de bentonita para controlar la viscosidad y filtrado, controlar el filtrado con polímeros orgánicos, usar un vibrador de doble malla para una mejor eliminación del recorte y funcionamiento óptimo del eliminador de sólidos.

4) **Lodo Base Aceite**, se refiere tradicionalmente a lodos preparados en aceite con un porcentaje de 1% a 5% de volumen de agua, mientras que el concepto Emulsión Inversa se usa para designar un lodo con más de 5% de volumen de agua.

Existen diversas aplicaciones para este tipo de lodos como: la protección de arenas productoras, perforación de lutitas sensibles al agua, perforación en agujeros con altas temperaturas, perforación de formaciones solubles y baches para liberar tubería pegada por presión diferencial.

El uso de este tipo de lodo ocasiona, para los estudios exploratorios, una serie de problemas como la imposibilidad de efectuar toda la gama de registros geofísicos ya que, la base aceite motiva que los registros cuya fuente de energía es eléctrica se vean afectados (resistividad, potencial natural, echados, etc.), altera los resultados de los análisis geoquímicos, así como también altera la apreciación de la fluorescencia en las muestras de canal y núcleos.

**Reología del lodo:** se refiere a las características de los fluidos de perforación que son necesarias de analizar para conocer las condiciones del lodo. Dichas características son fijadas, dependiendo del tipo de roca que se va a perforar y las posibles presiones de un probable yacimiento que pudiera perforarse con la barrena. En base a lo anterior, para cada etapa de perforación se considera un determinado tipo y características de lodo.

Las principales características reológicas a considerar son las siguientes:

- Tipo de lodo
- Densidad ( $\text{gr/cm}^3$ )
- Viscosidad (seg)
- Salinidad (ppm de cloruros)
- Potencial hidrógeno (pH)
- Filtrado

De acuerdo a las ventajas y desventajas en el lodo, se debe tener un programa para correr diferentes herramientas o realizar diferentes operaciones para la toma de datos petrofísicos.

En el caso de fuentes acústicas, los pozos con burbujas de aire y la mala cimentación reducirán la calidad de los datos. En el caso de fuentes eléctricas, un lodo base aceite aislará toda señal emitida; también un lodo salado afectará la señal conductiva y el índice de hidrógeno.

### **1.2.3. Registro de hidrocarburos**

El registro de hidrocarburos es una de las primeras evaluaciones directas que se miden durante la perforación de un pozo exploratorio (figura 1.10.). Durante las operaciones de perforación los fluidos circulan continuamente en el interior de la tubería de perforación hasta llegar a la barrena, en donde el fluido es expulsado a altas presiones y a través del espacio anular regresa a la superficie junto con los residuos de roca generados por la perforación.

El espacio anular es el espacio que existe entre la parte exterior de la tubería de perforación y la pared rocosa del pozo.

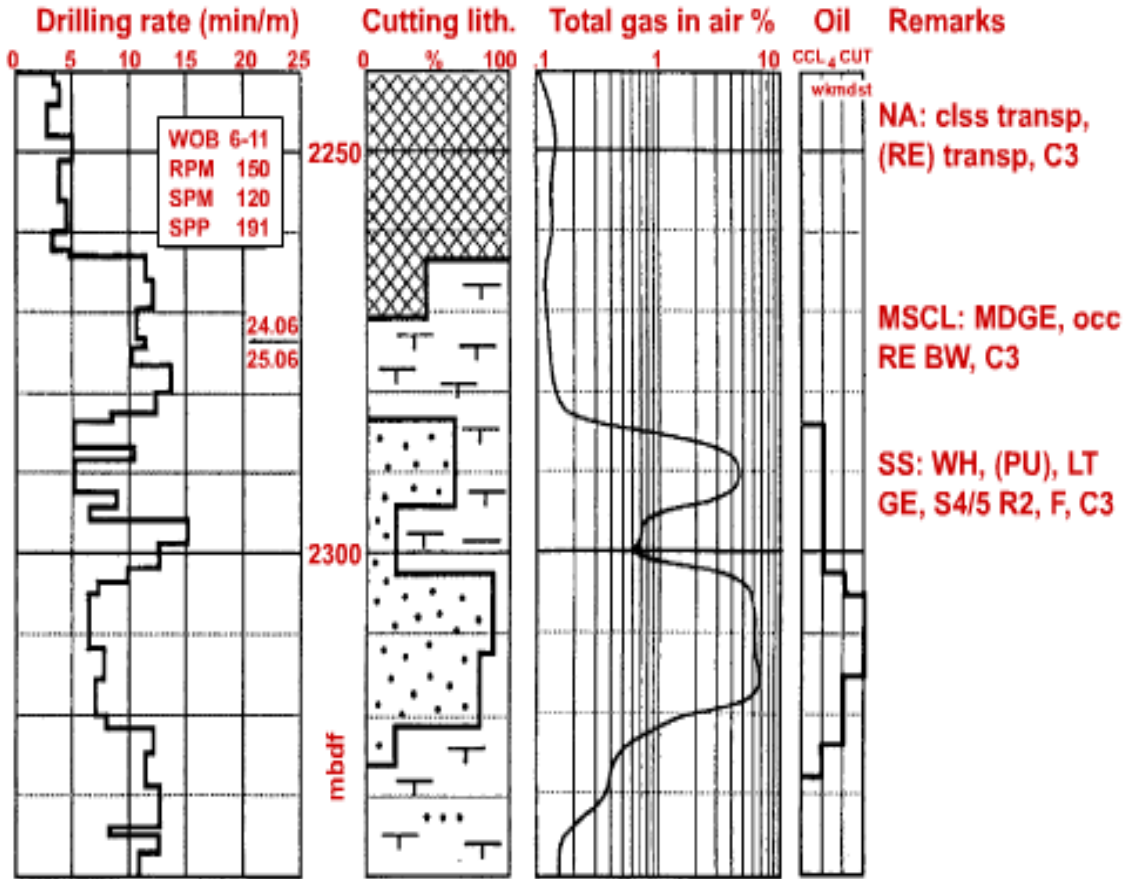


Figura 1.10. Esquema de un registro de lodo de perforación (Mud Loggin).

Los fragmentos de rocas generadas por la perforación son llamados muestras de canal y son transportados a la superficie por medio del lodo de perforación, estas muestras son conducidas por la línea de flote hasta las zaranda, que es un mecanismo que ayuda a separar las muestras de canal del lodo de perforación y permite su fácil recuperación, las muestras se recuperan por el geólogo de pozo sobre un tamiz y son lavadas con diesel para su posterior análisis.

Generalmente la recuperación de muestras se realiza en intervalos de profundidad que varían a cada 20 metros, cada 10 metros y a cada metro dependiendo del objetivo. Debido a que la operación de perforación y la recuperación de las muestras de canal son continuas debe tomarse en cuenta cuanto tiempo tarda en llegar una muestra perforada a una cierta profundidad hasta la superficie, este tiempo es llamado tiempo de atraso y se calcula con la ecuación 1.2.

$$TA = \frac{P(D^2 - d^2)0.135}{Q} \dots\dots\dots(1.2.)$$

Donde  $D$  es el diámetro de la barrena,  $d$  es el diámetro de la tubería de perforación,  $P$  es la profundidad de la muestra ha recuperar,  $Q$  el gasto de la bomba de lodo de perforación en galones por minuto. Una vez recolectada la muestra en el intervalo de interés se analiza la litología del intervalo, textura y presencia de hidrocarburos sobre las muestras de canal.

Las emisiones de gas son registradas para determinar una cualidad de la formación dependiendo de los valores de concentración, una lectura alta de gas se interpreta como una mayor concentración, una lectura menor como baja concentración; este registro sólo es de forma cualitativa y no cuantitativa. El gas transportado por el lodo es separado usando un detector de gas, este detector de gas puede analizar la composición usando un cromatógrafo de gas.

El registro de hidrocarburos provee la siguiente información:

- a) El peso que ejerce la barrena sobre la formación, velocidad de rotación, velocidad del bombeo del lodo, presión del bombeo del lodo.
- b) Velocidad de la perforación en horas por metro (récord de la barrena).
- c) Litología y textura de las muestras de canal.
- d) Presencia y composición de gas en la roca mediante el cromatógrafo de gas
- e) Evidencia de hidrocarburos en las muestras de canal y núcleos mediante la fluorescencia

#### **1.2.4. Recuperación de núcleos**

Se la llama núcleo a una muestra de formación geológica, que puede obtenerse a través de la recuperación de una porción de roca del subsuelo, esta puede ser analizada en un laboratorio para proveer de información geológica y de ingeniería de producción.

El núcleo puede extraerse durante la perforación con una barrena especial llamada barril muestrero, que es una barrena en forma de barril y en el interior hueca por donde se alojará la muestra de núcleo. El costo del corte de un núcleo puede ser muy elevado, pero el valor de su información muchas veces se justifica.

El barril muestrero consta de una barrena con esquirlas de diamante en los bordes y hacia el interior es hueca como un tubo, en donde entrará la muestra de roca hacia una funda de aluminio donde estará confinada hasta su recuperación en superficie (figura 1.11.).

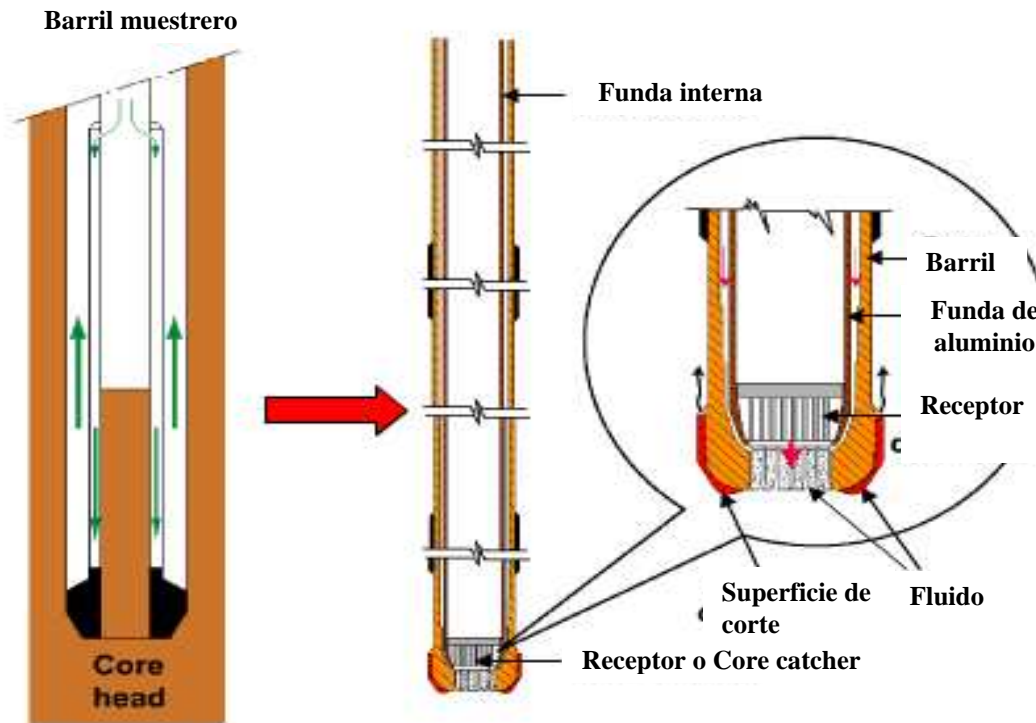


Figura 1.11. Esquema del barril muestrero (Schlumberger, 1999).

Los núcleos son de forma cilíndrica y pueden llegar a medir de 9, 18 hasta 27 metros de largo y de 10 a 20 centímetros de diámetro. Cuando se ha terminado de cortar el núcleo, el perforador cambia la dirección de la perforación para fracturar la base del núcleo, en ese momento se activa un dispositivo llamado “receptor del núcleo o *core catcher*” en la base de la funda, que ayuda a recuperar el núcleo y evita que caiga al fondo del pozo durante la extracción a superficie.

Cuando el núcleo es recuperado se marca completamente para ubicar la cima y la base. Se marca con dos líneas a lo largo del núcleo, vista de frente se marca una línea negra a la izquierda y una línea roja a la derecha indicando que en la parte de arriba es la cima y la parte de abajo es la base.

Se secciona a cada metro, se empaqueta y se envía a un laboratorio para análisis petrofísicos, generalmente en el laboratorio de petrofísica se cortan muestras cilíndricas más pequeñas tanto transversales como longitudinalmente, para obtener datos que permitan describir físicamente al intervalo muestreado de la formación.

**La información Petrofísica que se puede obtener a partir del análisis de núcleos es:**

**De interés (geo) físico:**

- a) Porosidad, permeabilidad y densidad de grano
- b) Saturación de fluidos y presión capilar
- c) Efectos de tensión y compactación
- d) Propiedades eléctricas (m, n)
- e) Capacidad de intercambio catiónico
- f) Propiedades acústicas

**De interés Geológico:**

- g) Análisis de facies
- h) Identificación de minerales
- i) Diagénesis y tipos de arcillas
- j) Información de ambientes de depósito
- u)

- k) Edad de las formaciones
- l) Microscopio y análisis de rayos-X

**De interés Petrolero:**

- m) Permeabilidad relativa
- n) Curvas de presión capilar
- o) Saturación crítica de gas
- p) Compresibilidad de presión de poro
- q) Pruebas de interconexión de poros
- r) Capacidad de inyección de un pozo
- s) Datos mecánicos de las rocas
- t) Simulación de minerales ácidos

Otra forma de recuperar los núcleos es por medio de una herramienta muestreadora que corta núcleos de pared, existen de dos tipos. Una es llamada herramienta de percusión (figura 1.12. izquierda), es una herramienta equipada con varios contenedores cilíndricos que son disparados hacia la pared del pozo con una pequeña carga explosiva, el contenedor se incrusta hacia la formación con sus bordes filosos que ayudan a recuperar la muestra. La ventaja que tiene esta forma de muestrear núcleos es que es más rápido, los costos son bajos, puede trabajar por arriba de los 500° F, puede seleccionar una muestra a determinada profundidad y puede obtener hasta 90 muestras en total en una sola corrida de la sonda. La desventaja es que las muestras recuperadas son pobres y a veces deleznable debido al impacto por lo que sólo se puede identificar litología y tipo de fluido.

La otra herramienta similar consta de un motor hidráulico para recuperar las muestras (figura 1.12. derecha), con un brazo mecánico dirige una broca hueca que gira para perforar la pared del pozo y recuperar en su interior un pequeño núcleo, esta herramienta puede llegar a recuperar hasta 75 muestras de una sola corrida, su desventaja es que sólo es efectiva en formaciones bien consolidadas.

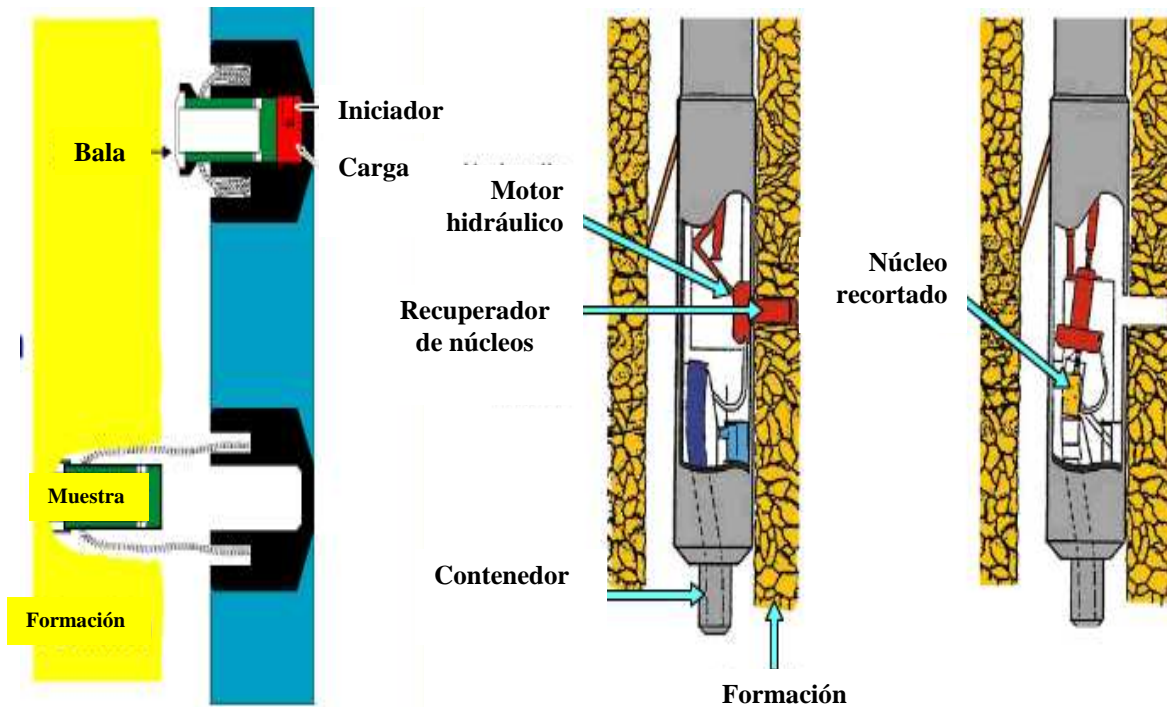


Figura 1.12. Esquema de dos tipos de herramientas para núcleos de pared. A la izquierda, muestreadora de percusión y a la derecha, muestreadora de motor hidráulico (Schlumberger, 1999).

### 1.2.5. Muestreadores de fluidos de formación

Existen herramientas muestreadoras de fluidos, que aportan información valiosa en la interpretación petrofísica, equivalente en ocasiones a los resultados de las pruebas de producción. Existen varias generaciones de muestreadores de fluidos, las herramientas de la primera generación solo podían tomar una muestra por corrida, la segunda generación tomaba varias muestras en una sola corrida a lo que llamaban “muestreadores de repetición”. En la tercera generación aparecieron los muestreadores dinámicos, que permitían hacer mediciones *in situ* de parámetros del fluido como: resistividad, presión, temperatura y gastos.

En estas últimas dos generaciones se asegura que se esté muestreando fluido de formación y no filtrado de lodo producto de la invasión, mediante un dispositivo que mide la resistividad del fluido extraído y este se desecha, hasta que cambia la resistividad del fluido se almacena la muestra.



## II. PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Para el estudio integral de las formaciones que hacen posible un yacimiento petrolero principalmente, en mantos acuíferos o en yacimientos minerales, es necesario establecer qué parámetros Petrofísicos se deben considerar dependiendo de las necesidades. En general los principales parámetros Petrofísicos son la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, conductividad eléctrica y magnética, elasticidad y radioactividad, considerando que son los más comunes, sin embargo, pueden existir otros tipos de parámetros que se pueden medir pero que no han alcanzado una importancia relevante dentro de la exploración. Los parámetros mencionados pueden obtenerse de manera directa en el caso de un análisis de núcleos y muestras de canal o de manera indirecta en el caso de los registros geofísicos a partir de lecturas de los datos que miden las distintas herramientas de registros.

### 2.1. Porosidad y permeabilidad

#### Porosidad:

El poro es una cavidad o hueco que se encuentra en un cuerpo determinado (figura 2.1.), la cantidad de esos poros concentrados en un mismo cuerpo es llamada porosidad. El contenido de poros de un material determina el grado de porosidad, entre mas poros mayor porosidad.

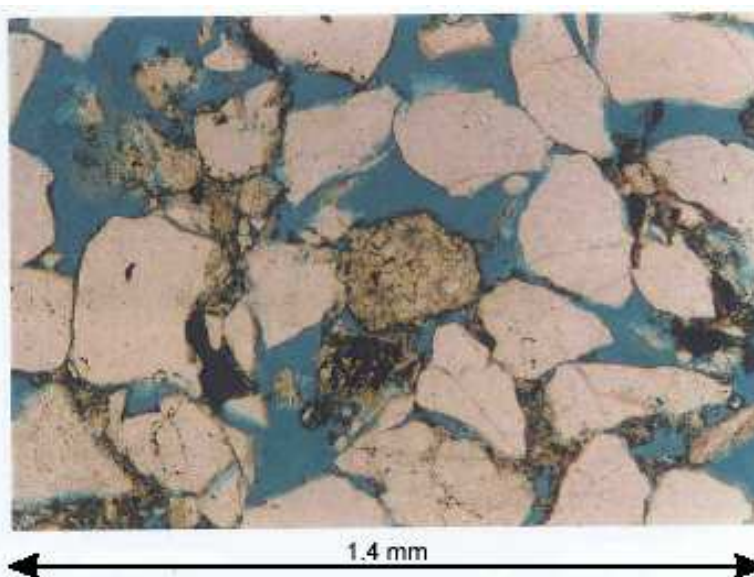


Figura 2.1. Lámina delgada que muestra los espacios porosos remarcados en azul.

El porcentaje del volumen del poro es el espacio vacío, también se conoce como el volumen dentro de la roca que puede contener líquidos. La porosidad puede generarse a partir del depósito, porosidad primaria, espacio entre los granos formados durante el depósito, o puede generarse con la alteración de la roca, porosidad secundaria, debida a un proceso posterior al depósito.

Para medir la porosidad ( $\phi$ ) en las rocas se considera el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de la formación, se considera como el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros ( $V_p$ ) entre el volumen total de la roca ( $V_t$ ) ecuación 2.1.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \dots\dots\dots(2.1.)$$

**Tipos de porosidad:**

- Porosidad primaria: (intergranular o intercrystalina), representada por  $\phi_1$ , es generalmente encontrada en rocas clásticas, su valor depende principalmente de la forma, tamaño y clasificación de los granos.
- Porosidad secundaria: representada por  $\phi_2$ , está constituida por la porosidad vugular, generada por disolución y por la porosidad de fracturas, generadas mecánicamente por esfuerzos de deformación.
- Porosidad total: representada por  $\phi_t$ , es la relación entre el volumen de todo el espacio poroso existente en la roca (poros, fisuras, fracturas, vúgulos) y el volumen total de la roca.
- Porosidad conectada: representada por  $\phi_{con}$ , es la porosidad de los poros interconectados en el volumen de la roca. Puede ser mucho menor que la porosidad total, si parte de los poros no están conectados; en el caso de la piedra-pómez,  $\phi_t$  es de aproximadamente 0.50, mientras que  $\phi_{con}$  es cero.
- Porosidad potencial: representada por  $\phi_{pot}$ , es la porosidad conectada por gargantas de sección mayor que un valor límite, debajo del cual los fluidos no se desplazan (por ejemplo, 20 $\mu$  para aceite y 5 $\mu$  para gas). Esta porosidad puede ser mucho menor que la porosidad conectada. Este es el caso de las lutitas, que generalmente presentan una porosidad conectada bastante alta (0.40 a 0.50 para lutitas compactadas y hasta 0.90 para limo recién depositado), aunque los fluidos no pueden ser desplazados debido al pequeño tamaño de las gargantas, por lo que  $\phi_{pot}$  es prácticamente cero.

- Porosidad efectiva: representada por  $\phi_e$ , es la porosidad accesible a los fluidos libres para desplazarse, excluyendo la porosidad no-conectada y el espacio ocupado por el agua adsorbida e inmovilizada en las lutitas. Esta definición es específica para los intérpretes.

### Permeabilidad:

La permeabilidad es una medida de la facilidad con que un fluido puede desplazarse en una formación mediante un gradiente de presión (figura 2.2.). La permeabilidad es una característica que esta ligada a la porosidad, no pueda haber permeabilidad si no existe porosidad, pero si puede haber porosidad sin que exista la permeabilidad.

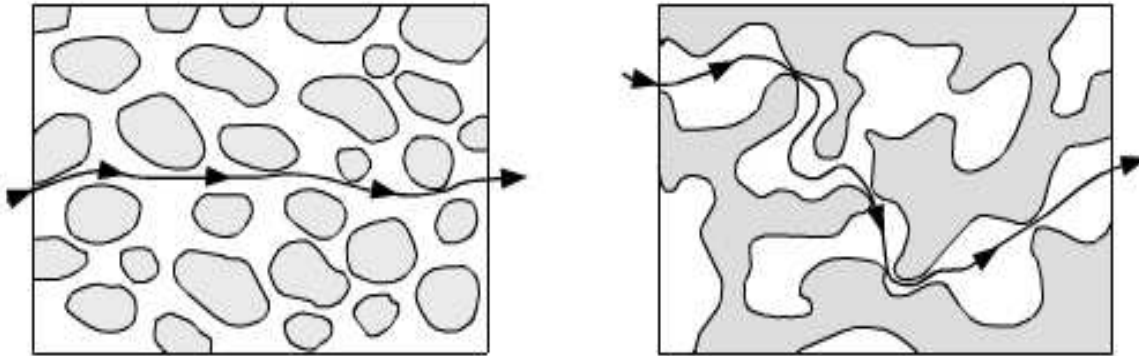


Figura 2.2. Esquemas que muestran la permeabilidad de formación.

La permeabilidad del material es la capacidad de comunicar a los poros por medio de gargantas, se puede suponer que entre mayor sea la porosidad habrá mayor comunicación entre los poros, es decir que a mayor porosidad mayor permeabilidad, pero esta condición no siempre es aplicada, un ejemplo de ello son las lutitas o algunas clases de areniscas en donde la porosidad es alta y la permeabilidad es baja debido a que los granos son muy pequeños, las gargantas capilares escasas y difícilmente permiten el paso del fluido.

Para medir la permeabilidad se hace uso de un experimento, en donde se mide la facilidad que tiene un líquido de fluir a través de una formación. Las condiciones para medir permeabilidad es: la cantidad de fluido que pasa a través de 1 cm<sup>2</sup> de área de formación en 1 segundo, a una atmósfera de presión y con una unidad de viscosidad del fluido. Si el flujo que pasa es de 1 cm<sup>3</sup> se dice que tiene una permeabilidad de 1 Darcy (ecuación 2.2).

$$v = -K \nabla \left( \frac{P}{\rho g} - z \right) \dots\dots\dots(2.2.)$$

donde:

v: permeabilidad

K: conductividad hidráulica

P: presión

$\rho$ : densidad

g: atracción gravitacional

z: garganta de poro medida en forma vertical positiva hacia abajo

Para las condiciones a profundidad de un yacimiento, las propiedades físicas de las rocas y fluido se representan de la siguiente manera:

$$K = \frac{\rho g k}{\mu} \dots\dots\dots(2.3.)$$

Donde K representa la conductividad hidráulica, la cual esta en función de las propiedades del fluido en los poros y relaciona la permeabilidad efectiva k de la roca que tiene dimensiones de área (m<sup>2</sup>) por ser proporcional al área efectiva del poro por donde se desplaza el fluido,  $\mu$  que es la viscosidad dinámica del fluido relacionada con el esfuerzo al gradiente de velocidad,  $\rho$  es la densidad del fluido a condiciones del yacimiento y g es la atracción gravitacional. Si sustituimos las ecuaciones (2.3.) en (2.2.) queda:

$$v = -\frac{k}{\mu} \nabla (P - \rho g z) \dots\dots\dots(2.4.)$$

En donde v se considera una velocidad aparente que relaciona el volumen de flujo a través del área por donde pasa, la dirección del fluido es perpendicular al área atravesada. Para considerar parámetros que pertenezcan a las condiciones de un yacimiento a profundidad, esta velocidad aparente esta en función de la conductividad hidráulica, que asocia a la viscosidad del fluido, el gradiente que se conoce como la carga hidráulica y depende de la presión (P), la densidad ( $\rho$ ) del fluido, la atracción gravitacional (g) y la separación vertical de la garganta z que se considera positiva hacia abajo.

## 2.2 Densidad, temperatura y presión

### Densidad:

La densidad es una propiedad física de la materia que describe el grado de compactación de un cuerpo, es decir, relaciona el peso de la masa y el volumen que ocupa. También la densidad indica cuán unidas están las partículas (arenas, matriz y cementante) de una formación, mientras más unidas mayor será la densidad. Puesto que los diferentes tipos de rocas y fluidos de formaciones tienen diferentes densidades, su valor es una cantidad importante para identificar y diferenciar parámetros dentro de la Petrofísica. Para poder cuantificar y caracterizar a las rocas por su densidad se define como la relación de la masa dividida por su cantidad de volumen.

La masa corresponde a la cantidad de materia contenida en la roca comúnmente se la mide en unidades de gramos (g). El volumen es la cantidad de espacio ocupado por la materia y es comúnmente expresado en centímetros cúbicos ( $\text{cm}^3$ ) o en mililitros (ml) (un  $\text{cm}^3$  es igual a 1 ml). Por consiguiente, las unidades comunes usadas para expresar la densidad son gramos por mililitro (g/ml) ó gramos por centímetro cúbico ( $\text{g}/\text{cm}^3$ ).

### Temperatura y presión:

La temperatura es la medida de la cantidad de energía de un cuerpo. Ya que la temperatura es una medida relativa, las escalas se basan en puntos de referencia. Hay tres escalas comúnmente usadas actualmente para medir la temperatura: la escala Fahrenheit ( $^{\circ}\text{F}$ ), la escala Celsius ( $^{\circ}\text{C}$ ), y la escala Kelvin (K).

La presión es la fuerza total que se ejerce sobre una superficie de manera normal a una unidad de área, generalmente se considera una diferencial de área para calcular una diferencial de presión que al sumarlas, se obtiene una presión total de un yacimiento, debido a que no tiene una forma específica y su cuantificación es de manera global y de valores promedio.

La temperatura y la presión son cantidades importantes dentro del análisis petrofísico, nos permiten saber como afectan las condiciones de un yacimiento en la producción de hidrocarburos. La temperatura, la presión controlan la viscosidad y las solubilidades mutuas de los tres fluidos que se llegan a encontrar en un yacimiento: aceite, gas y agua. El estado químico de los fluidos, está en función de la temperatura y presión, por ello las mezclas de los hidrocarburos son variables. El conocer las condiciones de temperatura y presión nos proporciona un mejor control sobre el yacimiento y la extracción del hidrocarburo.

## 2.3. Saturación de fluidos, presión capilar y mojabilidad

### Saturación de fluidos:

La saturación de una formación es la fracción del volumen poroso que es ocupada por un fluido determinado, este fluido puede ser aceite gas o agua, si la formación contiene agua, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación, por lo tanto la saturación de aceite o gas es la fracción del volumen poroso que contiene aceite o gas. La saturación se puede definir como el cociente del volumen total del fluido  $V_f$  en el poro entre el volumen total del poro  $V_p$  (ecuación 2.5).

$$S = \frac{V_f}{V_p} \dots\dots\dots(2.5.)$$

La saturación de un fluido puede variar de 100% hasta un valor mínimo, sin embargo en el caso del agua rara vez es nula, aunque la roca este completamente saturada de hidrocarburo, siempre habrá una pequeña cantidad de agua capilar que el hidrocarburo no puede desalojar, a esta saturación se la conoce como saturación de agua irreductible o connata. Este fenómeno también se puede presentar en el caso del aceite o gas, al extraer los hidrocarburos del yacimiento, una cantidad se queda atrapada sobre los poros de la formación, a esta saturación de hidrocarburos se la conoce como saturación residual. En una zona de contacto entre hidrocarburo y agua, se presentará una saturación de agua gradual desde un 100% hasta un mayor contenido de hidrocarburo, si la saturación de hidrocarburo es mucho mayor al punto en que la saturación de agua es irreductible, entonces el hidrocarburo será extraído sin la presencia de agua. Esta transición es regida directamente por la permeabilidad, si hay baja permeabilidad el contacto tendrá mayor intervalo de transición, por lo tanto, una alta permeabilidad el intervalo de transición será corto (figura 2.3.).

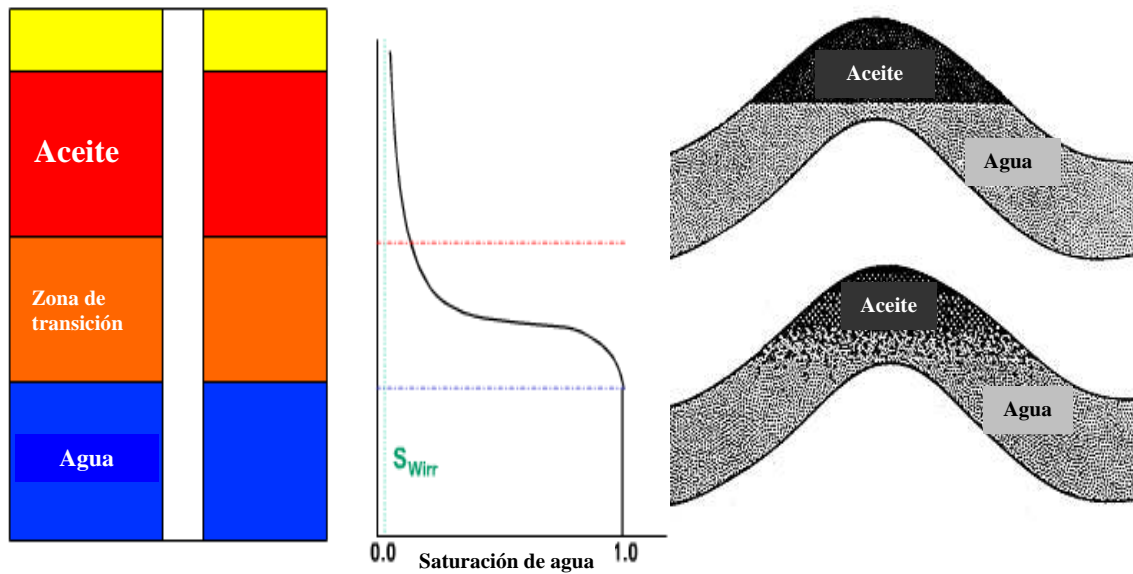


Figura 2.3. Izquierda, saturación de agua contra la profundidad; derecha, formación con alta permeabilidad (arriba), con baja permeabilidad (abajo).

### Presión capilar:

Cuando dos fluidos coexisten dentro de un medio poroso se ponen de manifiesto algunos fenómenos derivados de la existencia de tensiones interfaciales y ángulos de contacto entre la interfase de estos fluidos y el medio poroso. Este fenómeno se puede estudiar y cuantificar por completo en sistemas muy simples tales como tubos capilares de diámetro uniforme. La presión capilar se define como la presión necesaria para que el fluido se pueda desplazar sobre las gargantas capilares que comunican a los poros de las rocas en un yacimiento. Una de las formas en las que se puede calcular la presión capilar se deriva a partir de un experimento con un tubo capilar (figura 2.4.).

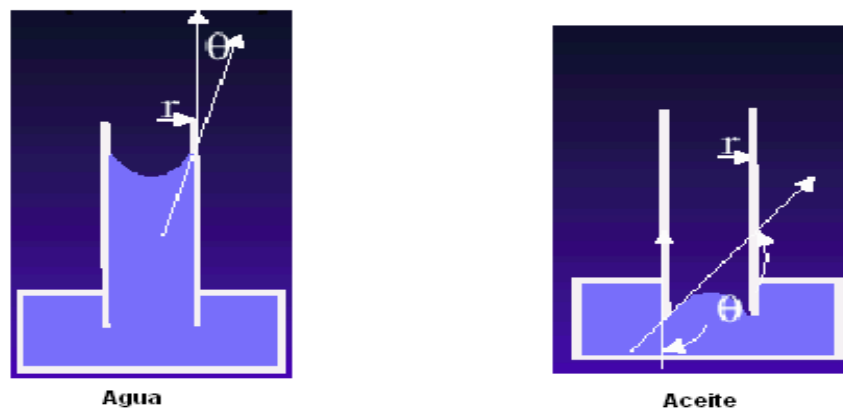


Figura 2.4. Esquema de dos experimentos de agua y aceite para el calculo de la presión capilar.

Sobre un tubo capilar se coloca agua ó aceite que son líquidos mas comunes en un yacimiento para observar el comportamiento y calcular de forma experimental la presión capilar ( $P_c$ ).

$$P_c = \frac{2\sigma \cos(\theta)}{r} \dots\dots\dots(2.6.)$$

Donde  $\sigma$  involucra la tensión interfacial del fluido,  $\theta$  que es el ángulo de contacto entre el fluido y la roca y  $r$  radio del tubo capilar.

**Mojabilidad:**

La mojabilidad es una propiedad que indica la preferencia de un yacimiento a contener fluidos dentro de un espacio poroso. Esta preferencia controla la distribución de fluidos y los efectos con la permeabilidad, presión capilar, índice de resistividad y permeabilidad relativa.

La mojabilidad de una roca del yacimiento determina la localización, distribución y características del flujo en el medio poroso. La mojabilidad puede ser definida como “la tendencia de un fluido a adherirse a la superficie de un sólido en presencia de otro fluido inmisible.” Cuando el agua ocupa los pequeños espacios capilares mantiene un estrecho contacto con la superficie expuesta de la roca, es decir, la roca se moja con agua. Similarmente si el fluido es hidrocarburo la roca se mojará si es que tiene buena tendencia.

Una medida cuantitativa de la mojabilidad es el ángulo  $\theta$  de contacto entre la interfase con dos fluidos en contacto con la superficie de un mismo sólido (figura 2.5).

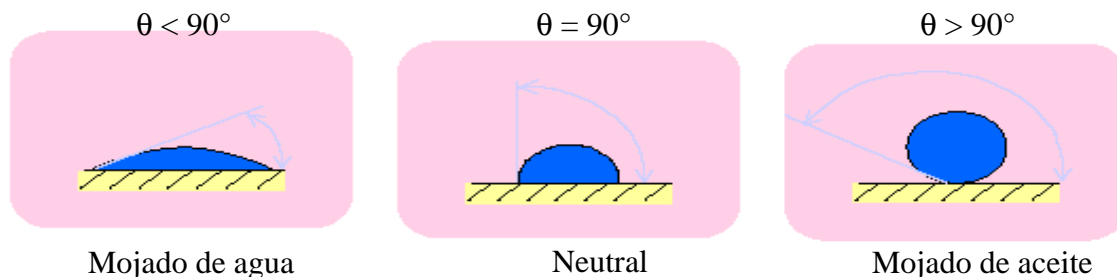


Figura 2.5. Diagrama que muestra el valor del ángulo de mojabilidad.



Parámetros que controlan la mojabilidad:

- Mineralogía: cuarzo, calcita y arcilla
- Concentraciones de oxígeno, nitrógeno, asfaltenos y sulfuro en el hidrocarburo
- Salinidad y pH

## 2.4. Propiedades eléctricas

En las rocas se ha logrado establecer que los cuerpos están constituidos fundamentalmente por tres partes o partículas elementales: protones, neutrones y electrones. Los protones y neutrones se agrupan en regiones muy pequeñas llamadas núcleos atómicos; los electrones giran alrededor de estos núcleos, formando átomos. A su vez, los átomos se agrupan para formar sustancias.

En la geología la propiedad eléctrica es un indicador importante para identificar materiales eléctricamente conductivo o resistivo, la información obtenida puede ubicar a los minerales conductores así como también caracteriza fluidos de formación en cuanto a su valor de resistividad.

La corriente eléctrica es el paso de electrones a través de un conductor, los electrones como parte del átomo se excitan entre sí comunicando el paso de la corriente eléctrica. El átomo es la parte más pequeña en que puede dividirse un elemento sin que pierda sus características físicas y químicas. Esta compuesto por protones, neutrones y electrones. La corriente eléctrica se produce por medio de una fuente externa que aumenta la energía potencial, provocando el paso de electrones de un átomo a otro. La corriente eléctrica es una transmisión de energía y debe existir necesariamente un circuito eléctrico en el cual el flujo de electrones pueda ser controlado y medido. El circuito esta conformado por una fuente que es la que aumenta la energía potencial y una carga que es el elemento que transforma la energía eléctrica en otras formas de energía.

Resistencia es la oposición o dificultad que ofrece un conductor al paso de la corriente. La unidad para medir esta magnitud es el ohm. Para el caso de la Petrofísica se utiliza el término resistividad que es el parámetro utilizado en los registros eléctricos en ohm-metro, a diferencia de la resistencia que considera un material homogéneo y de longitud constante, la resistividad incluye un área transversal y una distancia longitudinal que mide la resistencia que ofreció el material al paso de la corriente a cada metro (figura 2.6.).

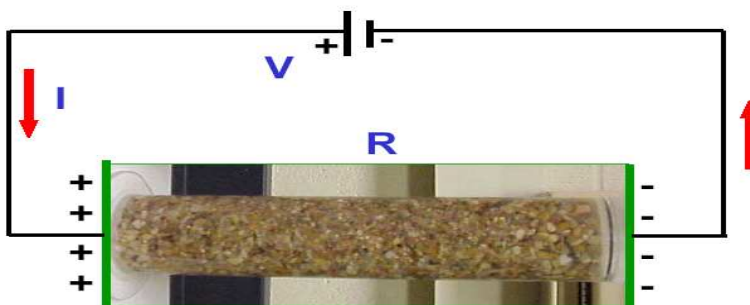


Figura 2.6. Esquema para calcular la resistividad de la formación.

El parámetro que proporciona la resistividad es una información importante para determinar la saturación de fluidos, ya sea, agua de formación, aceite o gas. La corriente eléctrica puede atravesar a la formación debido a que contiene agua conductiva o minerales metálicos, una roca seca y compacta tiene una alta resistividad, por otro lado una roca porosa que contiene fluido de formación la resistividad dependerá de la cantidad de agua presente, salinidad, geometría y distribución de poros. Para poder medir la resistividad se considera que la resistencia es medida entre lados opuestos de la formación (figura 2.6.), con dimensiones unitarias y a temperatura específica; esta puede ser la temperatura ambiente o a condiciones del yacimiento. Se expresa:

$$R = r \frac{A}{L} \dots\dots\dots(2.7.)$$

donde:

R = resistividad en ohm-m

r = resistencia en ohm

A = área perpendicular al flujo eléctrico en metros cuadrados

L = longitud en metros

La conductividad (c) es la inversa de la resistividad

### 2.4.1. Factor de formación y tortuosidad

#### Factor de formación:

El factor de formación es un valor numérico que describe como afecta la resistividad del agua cuando esta contenida en una formación rocosa. El factor resistivo de formación considera un volumen constante que contiene agua con una resistividad  $R_w$ , a medida que aumenta la porción de roca sobre la porción de agua sin variar el volumen, la resistividad cambia a razón de una constante de proporcionalidad F.

Entonces,  $R_o$  será el nuevo valor de la resistividad del agua afectada por el aumento en la proporción de roca, la constante de proporcionalidad es el factor resistivo de formación y se representa como.

$$R_o = F R_w \dots\dots\dots(2.8.)$$

Cuando una roca esta al 100% saturada de agua con resistividad  $R_w$ , entonces, su resistividad de la roca es  $R_o$ , y el factor de formación se representara como:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots(2.9.)$$

Para calcular la resistividad de una muestra de núcleo se considera la ley de Ohm's. Tomando en cuenta un circuito (figura 2.6.) y los valores del núcleo como el área transversal ( $A$ ) y longitud ( $L$ ) del cilindro, la resistividad total de la roca puede ser determinada con la ecuación:

$$r_o = R_o \frac{L}{A} \dots\dots\dots(2.10.)$$

**Tortuosidad:**

El movimiento de los iones a través de los poros de la roca siguen una trayectoria tortuosa, la tortuosidad ( $\tau$ ) es la dificultad del camino por el cual fluye la corriente entre las gargantas del poro, y generalmente recorre una longitud  $L_e$ , que es mayor que la longitud del núcleo  $L$ .

$$\tau = \frac{L_e}{L} \dots\dots\dots(2.11.)$$

Donde ( $\tau$ ) es la tortuosidad que relaciona la longitud  $L$  de la muestra de núcleo y la longitud que recorre la corriente eléctrica dentro de las gargantas de poro en el núcleo (figura 2.7).

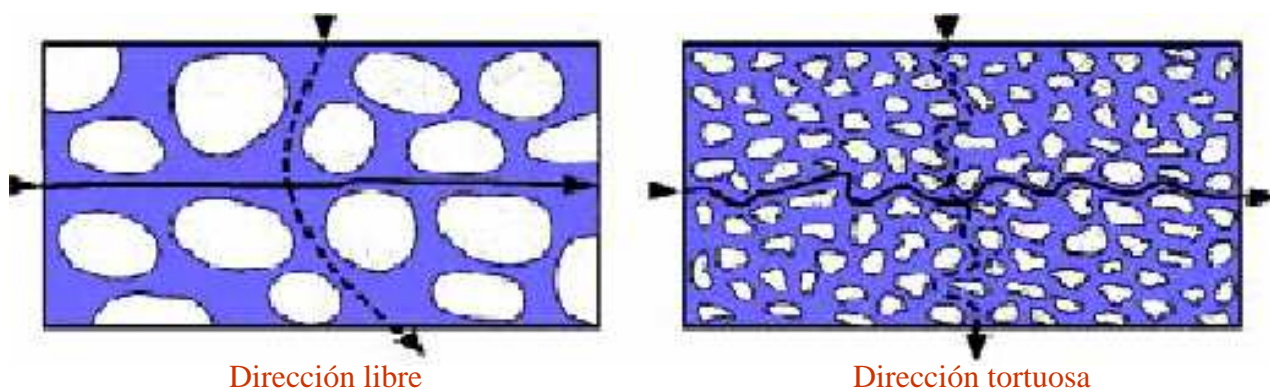


Figura 2.7. Diagrama que muestra la dirección libre y tortuosa, esta dirección esta en función de las gargantas de poro.

### 2.4.2. Capacidad de intercambio catiónico

Los análisis de capacidad de intercambio catiónico (CEC por sus siglas en inglés) son realizados en núcleos o muestras de pared, para evaluar la capacidad de absorción de cationes que presenta la formación y así poder determinar la conductividad adicional que este fenómeno genera afectando a la evaluación Petrofísica. La ocurrencia de absorción o intercambio catiónico, esta relacionada con la composición y estructura química de los minerales que la generan; es consecuencia de la aparición de defectos en cargas eléctricas en la estructura cristalina.

Existe un fenómeno activo sobre las superficies arcillosas, donde los cationes pueden ser intercambiados durante la falta de equilibrio en la perforación de pozos, en corte de núcleo, terminación o inyección de fluidos. Este intercambio de iones puede alterar la información de la porosidad en la formación reduciendo la permeabilidad, la resistividad y como resultado genera un error alto en los cálculos de la saturación de agua realizados con la información de los registros de pozo. Esta capacidad de intercambio catiónico puede ser determinada sobre muestras de formación con varios tipos y cantidades de arcilla. La capacidad de intercambio catiónico puede determinarse mediante técnicas químicas o método que utiliza el secado de humedad. Las unidades se miden en milliequivalencias sobre 100 gramos de roca seca. Este fenómeno varía con el tipo de arcilla, por ejemplo. La illita y la clorita corresponden a valores de 10 a 40 (meq/100gr) y la caolinita de 3 a 15 (meq/100gr). La capacidad de intercambio catiónico puede convertirse en  $Q_v$  que es la milliequivalencia sobre la unidad de volumen de poro, como se muestra en la ecuación 2.12. de Waxman-Smits-Thomas.

$$Q_v = \frac{CEC(1 - \phi)}{100\phi} \rho \dots\dots\dots(2.12.)$$

### 2.5. Propiedades magnéticas

El magnetismo es un fenómeno natural que puede proporcionar información adicional sobre las formaciones rocosas del subsuelo, como es la identificación de minerales como hierro, níquel y todo material metálico que contengan las rocas, esto puede describir procesos geológicos ayudando a determinar vetas de minerales económicamente importante. Principalmente tiene aplicación en la industria minera, así como en el análisis de núcleos para poder cuantificar el material metálico y determinar si es viable una inversión.

El fenómeno del magnetismo se conoce desde hace miles de años. Las manifestaciones conocidas más antiguamente son las que corresponden, primero, a los imanes, que se encuentran de forma natural en algunos depósitos minerales, como la magnetita, así como también con el descubrimiento del magnetismo terrestre, en donde se encontró que existe un campo magnético de manera natural.

Un campo magnético es una porción del espacio en donde se manifiestan líneas de fuerzas en donde algunas partículas son sensibles a él y tienden a alinearse en la dirección del campo. Un imán natural es una sustancia que origina un campo magnético a su alrededor (figura 2.8.), consta de polo norte y polo sur. Las líneas de fuerza salen del polo norte y llegan al polo sur, son líneas cerradas. Polos iguales se repelen y polos distintos se atraen. Si un imán se rompe en dos partes, se forman dos nuevos imanes con polo norte y sur. Sólo algunas sustancias son atraídas por los campos magnéticos: hierro, níquel, cobalto y algunas aleaciones (mezcla de metales). Existen dos tipos de manipulación de campo magnético.

Imantación: al someter una sustancia como el hierro a un campo magnético, los átomos de hierro se convierten en diminutos imanes, todos orientados en la misma dirección.

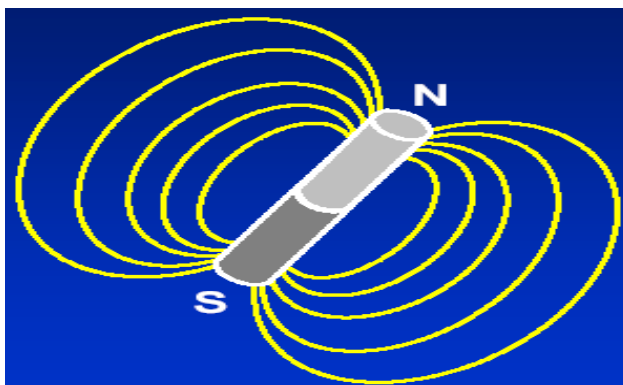


Figura 2.8. Campo magnético de un imán.

Campo magnético producido por una corriente eléctrica: El experimento de Oersted demuestra que un imán se orienta cuando se acerca a un conductor rectilíneo por el que circula corriente eléctrica. Un electroimán es un hilo conductor enrollado en espiral (solenoides) sobre un soporte de hierro (figura 2.9.). Cuando circula la corriente aparece un campo magnético a su alrededor comportándose como un imán.

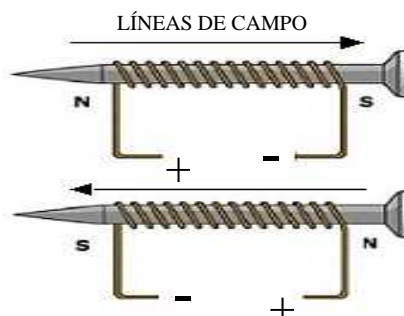


Figura 2.9. Electroimán.

## 2.6. Propiedades electromagnéticas

A finales del siglo XVIII y principios del XIX se investigaron simultáneamente las teorías de la electricidad y el magnetismo. En 1831, después de que Hans Oersted comenzó a describir una relación entre la electricidad y el magnetismo, el francés André Marie Ampère seguido por el físico francés Dominique François, profundizaron en dicho campo, el científico británico Michael Faraday descubrió que el movimiento de un imán en las proximidades de un cable induce en éste una corriente eléctrica; este efecto era inverso al hallado por Oersted.

Ley de Gauss:

$$\nabla \cdot \vec{D} = \rho \dots\dots\dots(2.13)$$

Ley de Faraday:

$$\nabla \times \vec{E} = -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t} \dots\dots\dots(2.14)$$

Ley de Gauss para el campo magnético:

$$\nabla \cdot \vec{B} = 0 \dots\dots\dots(2.15)$$

Ley de Ampère-Maxwell:

$$\nabla \times \vec{H} = \vec{J} + \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} \dots\dots\dots(2.16)$$

La unificación plena de las teorías de la electricidad y el magnetismo se debió al físico británico James Clerk Maxwell, que predijo la existencia de ondas electromagnéticas e identificó la luz como un fenómeno electromagnético.

El electromagnetismo es un efecto combinado entre los fenómenos físicos, eléctrico y magnético, la teoría dice que un campo eléctrico puede inducir un campo magnético alrededor del flujo eléctrico, y también un campo magnético puede inducir un campo eléctrico alrededor de las líneas magnéticas.

Esta teoría se puede expresar por medio de las ecuaciones de Maxwell arriba escrita. Este tipo de teoría es aplicada en la exploración petrolera, geotecnia y minería, para poder identificar objetos conductores que no se pueden ver en superficie, este tipo de análisis es llamado de inducción (figura 2.10.) y se basa en la interacción del campo magnético con el eléctrico.

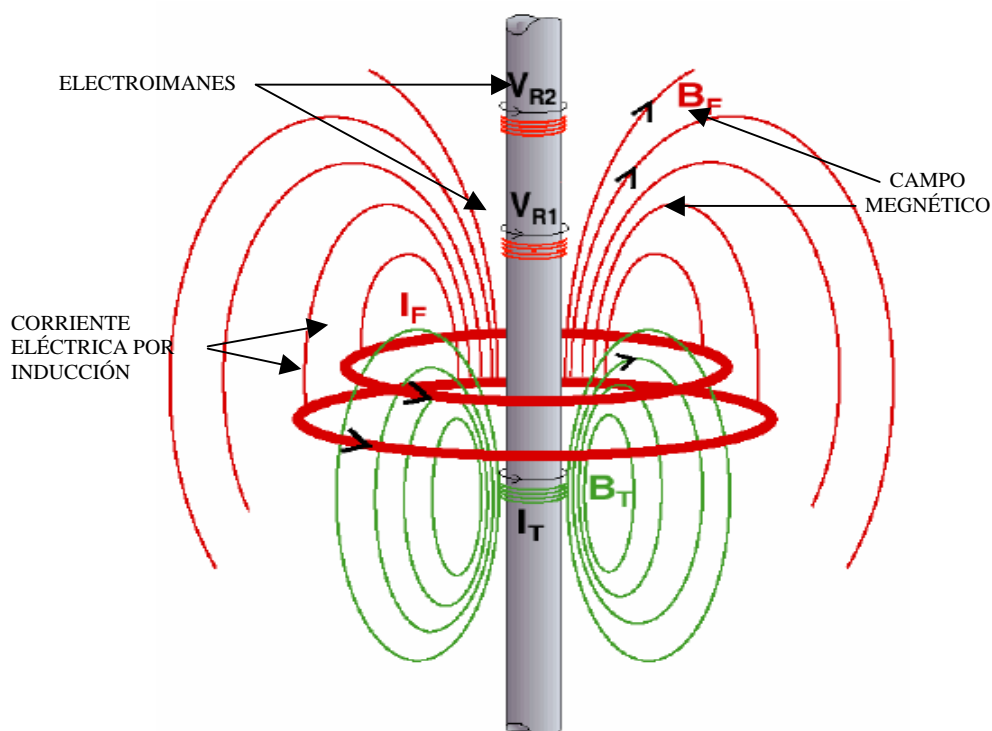


Figura 2.10. Esquema de la herramienta de inducción que muestra las corrientes inductivas.

Estos tipos de parámetros son empleados por los registros eléctricos de inducción, que utilizan el principio electromagnético para determinar los tipos de fluidos que se encuentran en las formaciones porosas.

## 2.7. Propiedades mecánicas

Esta propiedad se puede definir como la capacidad que tiene el material a deformarse y volver a su estado original después de estar sujeto a un esfuerzo. Si tomamos una barra de algún material elástico (metal, madera, piedra, etc.) por un extremo y la golpeamos en el otro extremo, sentiremos que la energía del golpe se transmite a través de la barra y llega a nuestra mano. Esto sucede porque cada parte de la barra se deforma y luego vuelve a su forma original, al deformarse jala o empuja a las partes vecinas, las cuales, a su vez, mueven a sus propias partes vecinas, lo que hace que la deformación viaje a lo largo de la barra. Se debe tomar en cuenta que la deformación es la que viaja y no las partículas, los cuales sólo se desplazan un poco de su posición original y luego vuelven a ella. Las propiedades mecánicas están sujetas al tipo de fuente de energía que perturbe al medio en estudio, esta energía puede ser desencadenada con dinamita o un vibro (unidad móvil mecanizada que consta de una plancha metálica que inyecta energía al terreno mediante vibraciones) sobre la superficie, también puede ser de manera acústica como en el caso de los registros sísmicos en donde utilizan el sonido de una bocina como fuente de transmisión elástica. La manera de poder analizar las perturbaciones o deformaciones del material, es con la física de las ondas, suponemos a las deformaciones como ondas de propagación que viajan sobre el material elástico y es llamada onda elástica; y cuando el medio a través del cual se propaga es la Tierra, se llama onda sísmica. Las características de las ondas sísmicas son:

- a) La velocidad de las ondas sísmicas dependerá de la densidad y elasticidad del material que atraviesa. Viajan más rápido en materiales rígidos.
- b) Dentro de una capa determinada, la velocidad de las ondas aumenta con la profundidad debido a la presión que comprime la roca volviéndola un material elástico más compacto.
- c) Cuando las ondas pasan de un material a otro, la trayectoria de las ondas se refracta. Con la discontinuidad de dos materiales diferentes algo de energía se refleja.

### 2.7.1. Tipos de ondas

Esta propiedad se puede describir por las características de los movimientos de las partículas. Este movimiento es referido a ondas de propagación de energía y se dividen en dos tipos de propagación principalmente, ondas "P" o compresivas y ondas "S" o transversales.



Las ondas P, se caracterizan por el movimiento aparente de la partícula paralelo de las partículas en dirección de propagación. Vibran hacia atrás y hacia delante en el mismo plano de la dirección del movimiento, son capaces de propagarse a través de líquidos y sólidos, debido a que se oponen al cambio de volumen (2.11.)

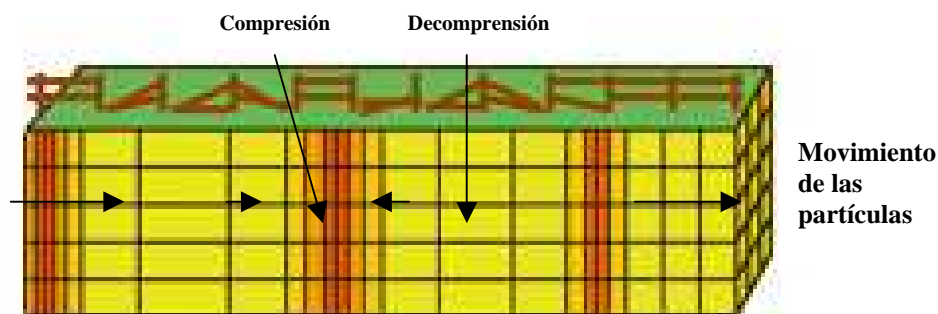


Figura 2.11. Ondas longitudinales "P".

Las ondas S, se caracterizan por el movimiento aparente de la partícula en forma perpendicular a la dirección del movimiento de la energía (figura 2.12.). Vibran en ángulo recto con respecto a su dirección de desplazamiento, no pueden propagarse a través de líquidos debido a que los líquidos se oponen a las deformaciones cortantes. Es decir, cuando los líquidos son sometidos a fuerzas que actúan para cambiar sus formas, simplemente fluyen.

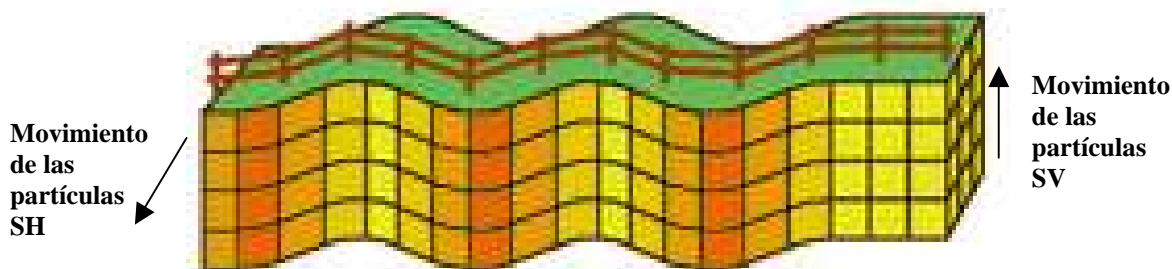


Figura 2.12. Ondas transversales "S".

El movimiento de las partículas existe en dos direcciones octogonales entre si y al desplazamiento de la onda "P", llamadas transversal horizontal (SH) y transversal vertical (SV) (figura 2.13.).

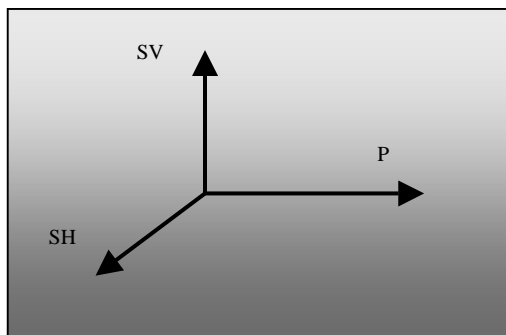


Figura 2.13. Esquema que muestra la dirección de propagación de las ondas sísmicas.

Otros tipos de propagación de ondas son las superficiales originadas a partir de la deformación de las rocas. Las llamadas ondas *love* que se originan en la superficie, son parecidas a las ondas “S”, porque su dirección es perpendicular al movimiento de las partículas pero solo ocurre en el plano de la superficie terrestre (figura 2.14.). Las ondas *Rayleigh* también se forman en la superficie terrestre y hacen que las partículas se desplacen según una trayectoria elíptica retrógrada (figura 2.14.).

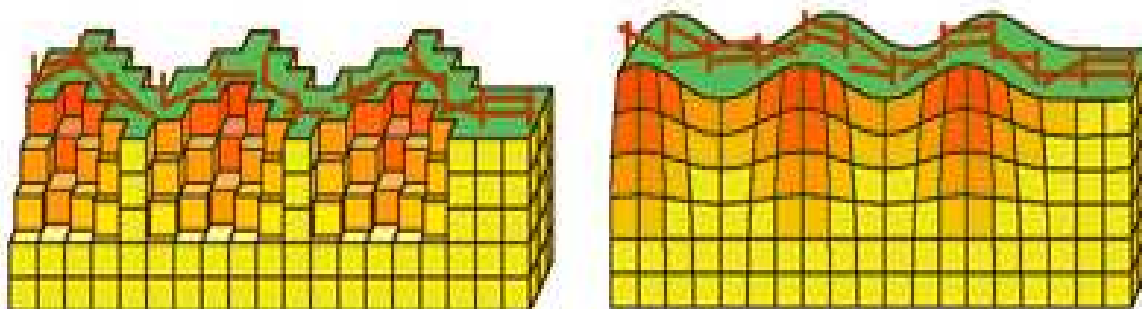


Figura 2.14. Ondas superficiales; izquierda ondas *love*, derecha ondas *Rayleigh*.

### 2.7.2. Módulos elásticos

$\mu$ : Módulo de rigidez o de corte: es el valor medido a la resistencia de un material a ser cortado o a romperse (ecuación 2.17.).

$$\sigma_{ij} = 2\mu\varepsilon_{ij} \Rightarrow \mu = \frac{\sigma_{ij}}{2\varepsilon_{ij}} \dots\dots\dots(2.17.)$$

donde:

$\sigma$  = esfuerzo en las componentes  $ij$

$\varepsilon$  = deformación en las componentes  $ij$

Note que  $\mu$  es un valor no negativo y tiene unidades de esfuerzo. Los valores típicos son:

**k** : Módulo de incompresibilidad o de bulk:  $k$  es la resistencia del material a cambiar su volumen al estar sujeto a una carga, y esta se define como la razón de una presión hidrostática aplicada contra la fracción en el cambio de volumen inducida (ecuación 2.18.).

$$\sigma_{ij} = -P\delta_{ij}, \frac{\Delta V}{V} = \frac{-P}{k} \Rightarrow -P = k\varepsilon_{ii} \Rightarrow \frac{-P}{\varepsilon_{ii}} = \lambda + \frac{2}{3}\mu = k \dots\dots\dots(2.18.)$$

donde:

P = presión hidrostática

$\lambda$  = segunda constante de Lamé

$k$  = debe ser no negativa, y con un material muy rígido,  $k$  se incrementa.

**$\lambda$**  : no tiene un significado físico en concreto, pero simplifica en gran medida la ley de Hooke's, donde relaciona las fuerzas ejercidas sobre el material y la deformación que le puede originar debido a los esfuerzos aplicados. La deformación está en función de las propiedades del material, tales como, la densidad, rigidez e incompresibilidad que se relacionen entre sí en las definiciones de módulos volumétricos.

**E** : Módulo de Young o de alargamiento: es la medida de la razón del esfuerzo uniaxial contra la deformación en la misma dirección del esfuerzo (ecuación 2.19.).

$$\sigma_{11} = E\left(\frac{\Delta L}{L}\right) = E\varepsilon_{11}; \quad \text{para la ley de Hooke,} \quad E = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu} \dots\dots\dots(2.19.)$$

donde:

$\Delta L$  = fracción longitudinal de la deformación

L = longitud original

**v** : Relación de Poisson: es la razón de la deformación axial a radial cuando un esfuerzo es aplicado ( $\sigma_{11} \neq 0, \sigma_{22} = \sigma_{33} = 0$ ), ecuación 2.20.

$$\nu = \frac{-\varepsilon_{22}}{\varepsilon_{11}} = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)} \dots\dots\dots(2.20.)$$

La razón de Poisson es adimensional y tiene un valor máximo de 0.5. esto es verdad para un fluido donde  $\mu = 0$  (no se resiste al corte, solo fluye). El valor mínimo es cero (cuando se resiste infinitamente al corte). Para los materiales en la Tierra tiene una razón de Poisson entre 0.22 y 0.35.

## 2.8. Propiedades radioactivas

Los átomos que constituyen la materia suelen ser generalmente estables, pero algunos de ellos se transforman espontáneamente y emiten radiaciones que transportan energía lo que se denomina radioactividad.

La radioactividad es un fenómeno natural o artificial y consiste en la desintegración del átomo provocando emisiones radioactivas, esta propiedad proviene del interior mismo del átomo, los elementos mas pesados generalmente son inestables y espontáneamente cambian su masa a isótopos mas estables. La transformación de átomos provoca la emisión de energía radiactiva, que puede ser; partículas alfa, partículas beta, partículas gamma y neutrones.

**Partículas alfa:** Pueden emitirse partículas alfa del núcleo. Una partícula alfa está compuesta por dos protones y dos neutrones. Por lo tanto, la emisión de partículas alfa significa que el número másico del isótopo se reduce en cuatro y el número atómico en dos (figura 2.15.) .

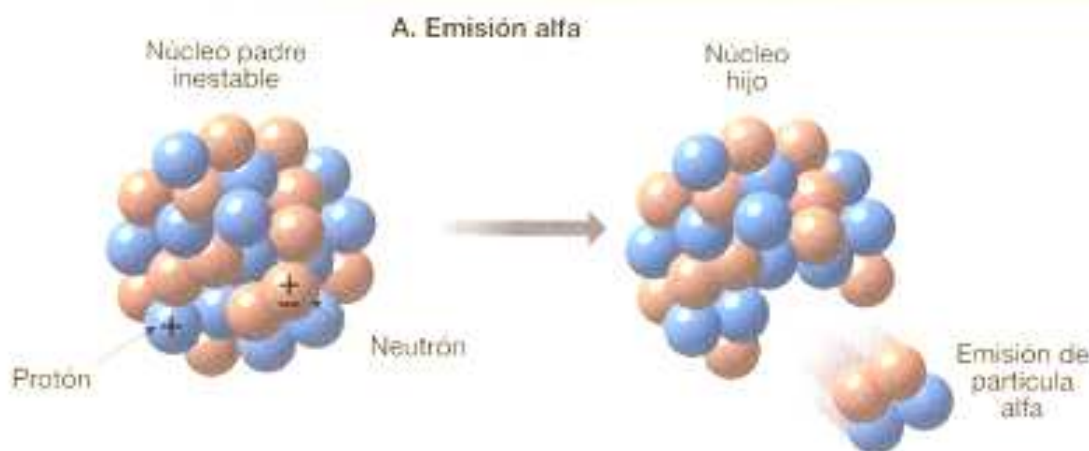


Figura 2.15. Esquema de emisión de partículas alfa.

**Partículas beta:** Son electrones de alta energía que resultan de la desintegración nuclear. Cuando se expulsa una partícula beta, o electrón, de un núcleo, el número másico se mantiene inalterado, porque los electrones prácticamente no tienen masas. Sin embargo, dado que los electrones proceden de un neutrón, el núcleo contiene un protón más que antes. Por lo tanto, el número atómico aumenta en uno. Su penetración a través de la materia es limitada por tener carga negativa (figura 2.16.).

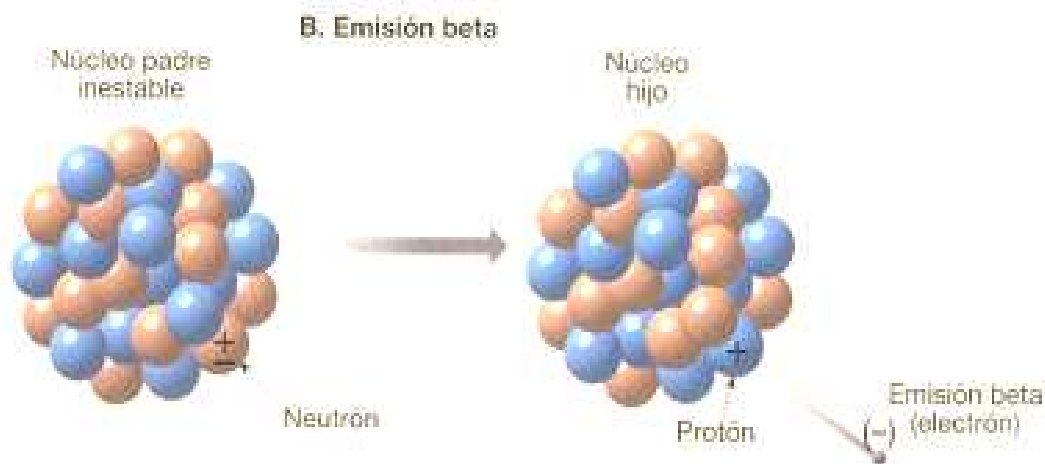


Figura 2.16. Esquema de emisión de partícula beta.

**Rayos gamma:** Son radiaciones electromagnéticas similares a la luz visible, ondas de radio, rayos-X, etc., emitidas por un núcleo en estado de excitación. No tienen masa ni carga, pero poseen energía y una gran capacidad de penetración a través de la materia, la cual es inversamente proporcional al número atómico del material que atraviesa. Los rayos gamma que atraviesan la materia, generalmente crean partículas secundarias cargadas (llamadas emisiones) con energía considerable.

Estos electrones secundarios se producen por efecto fotoeléctrico, Compton, producción de pares y dependerá de la energía y número atómico del material.

- a) **Efecto fotoeléctrico:** Cuando un rayo gamma de energía entra en un átomo y desaparece resultando una emisión de un electrón de alta velocidad. La absorción es mayor conforme aumenta el número atómico de los elementos absorbedores. La energía predominante es menor a 150 KeV (figura 2.17. , izquierda).

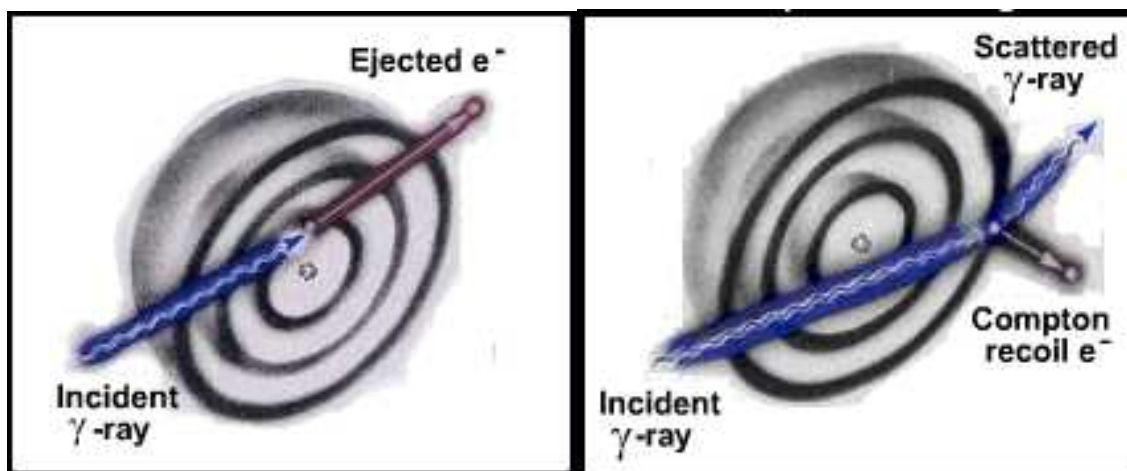


Figura 2.17. Esquema de efecto fotoeléctrico (izquierda) y Compton (derecha).

- b) **Efecto Compton:** se producen electrones y rayos gamma adicionales y estos rayos gamma adicionales pueden a su vez ser absorbidos dentro de una cierta distancia fija. Se realiza a niveles de energía entre 150 KeV y 2 MeV (figura 2.17., derecha).

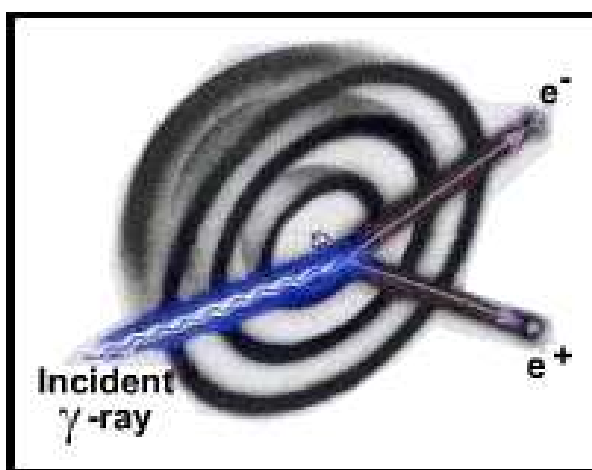


Figura 2.18. Esquema de producción de pares.

- c) **Producción de pares:** se realiza a niveles de energía altos, mayores a 2 MeV. Es un efecto importante cuando se trabaja con el espectro de rayos gamma. Se origina cuando un rayo gamma penetra al material a mayor profundidad antes de chocar. En la colisión se produce un par de partículas (positrón y electrón) de alta energía, pero solo el electrón tiene la capacidad de ionizar y chocar con otros electrones (figura 2.18.).

**Neutrones:** son partículas pesadas sin carga con una masa igual a la del protón. A veces un electrón es capturado por el núcleo. El electrón se combina con un protón y forma un neutrón. El número másico se mantiene invariable. Sin embargo, dado que el núcleo contiene ahora un protón menos, el número atómico disminuye en uno (figura 2.19.). De penetración profunda a través de la materia y están limitados sólo por las características nucleares del material. La penetración decrece con el incremento del número atómico del material. Para cuantificar los datos radioactivos se usan diferentes unidades de medición. La energía aplicada a un electrón es disparado por una diferencia de potencial de un volt que se denomina electrón-volt (eV), los datos tienen su rango en mega-electrón-volt ( $\text{MeV}=10^6\text{eV}$ ).

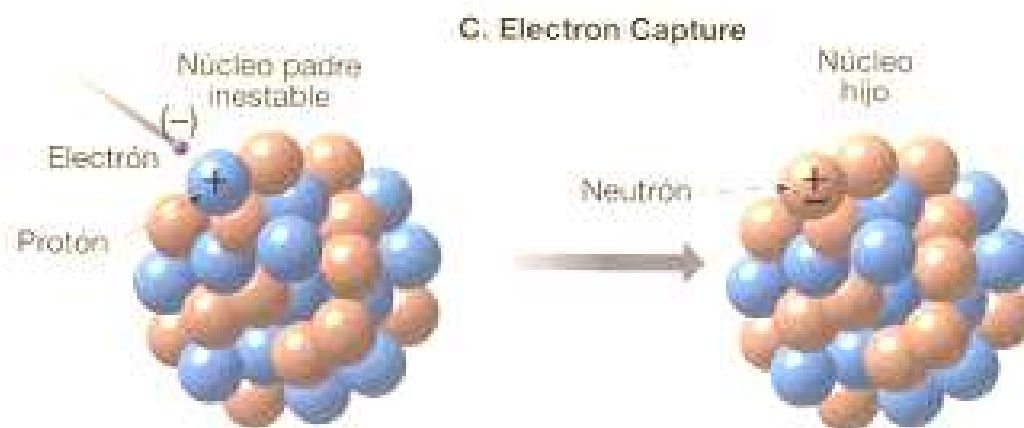


Figura 2.19. Esquema donde se captura el electrón en el núcleo.

La radioactividad es un parámetro importante que caracteriza a nivel atómico las formaciones y también en el análisis de núcleos, la información que proporcionan tanto la radiación natural y artificial, es igualmente importante porque proporcionan datos de porosidad, contenido de arcillas y de fluidos.

## 2.9. Propiedades químicas

La química de las rocas como una propiedad específica, se deriva a partir de los procesos químicos que sufre las formaciones geológicas. Entre los cuales se encuentran la disolución, la oxidación, la hidrólisis, evaporación, precipitación y combustión. Estos procesos pueden ser relacionados con la erosión así como también en la formación de las rocas.

También se pueden conocer las características de cada roca por su facilidad de cambiar su estructura ante un proceso químico con fines petrofísicos.

### **Disolución:**

Existen minerales que se disuelven principalmente en el agua, este proceso se manifiesta sobre rocas carbonatadas, la presencia de aguas ricas en magnesio disuelven el carbonato que es reemplazado por el magnesio en un proceso de dolomitización. La disolución forma cavernas y vóculos (figura 2.20.) que ayudan a generar porosidad y fracturas en formaciones calcáreas, creando rocas almacén de buena porosidad. El grado de disolución puede inferir a un buen yacimiento conociendo el tipo de roca de la formación.

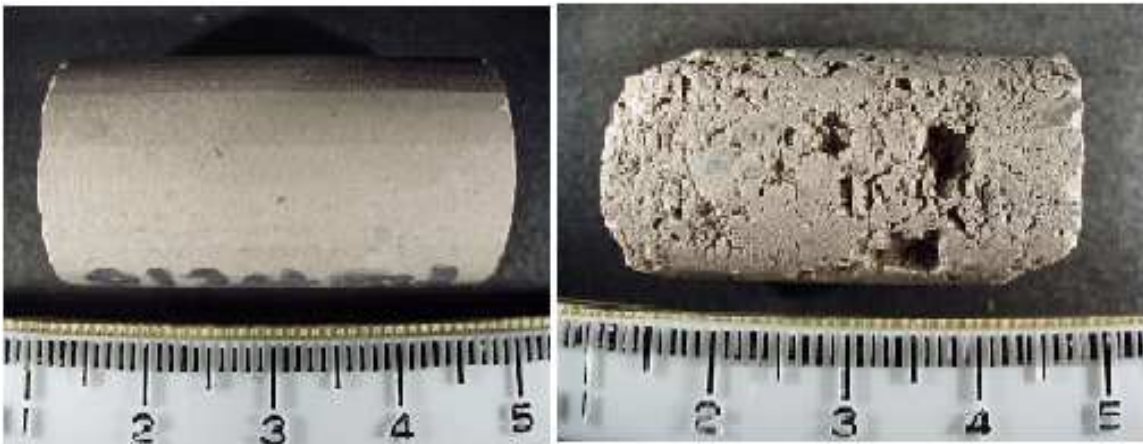


Figura 2.20. Proceso de disolución en carbonatos que resulta en vóculos.

### **Hidrólisis:**

Asociado principalmente con el agua de formación, en análisis de núcleos mediante corrientes eléctricas separan las sales, en el agua, al ácido carbónico se ioniza para formar iones de hidrógeno ( $H^+$ ) e iones de bicarbonato ( $HCO_3^-$ ). Este análisis ayuda a cuantificar el grado de alcalinidad del agua de formación.

### **Oxidación:**

El grado de oxidación permite conocer el contenido de hierro en las formaciones. Por otro lado en la perforación la combinación de la tubería con el agua de formación puede reaccionar químicamente. La corrosión es un motivo que afecta directamente la tubería tanto en la perforación como en la producción.



Los nuevos estudios petrofísicos se enfocan a disminuir el impacto que tiene la tubería con el agua de formación para prever el buen mantenimiento de las condiciones mecánicas de un pozo petrolero.

**Evaporación:**

Para las muestras de agua de formación y también sobre núcleos recuperados, el valor de moléculas en suspensión y disueltas son datos que pueden evaluar el contenido de sales dentro de la formación, éste estudio se lleva a cabo a partir de una evaporación inducida y controlada en un laboratorio, con ayuda de un horno. Una manifestación de la evaporación de forma natural en superficie se observa cuando se dejan secar la muestra de roca (núcleo), al evaporarse el agua de formación deja residuos de sales sobre los poros, esto permite estudiar las partículas residuales y conocer cuales son los tipos de partículas que ocasionan daños sobre las tuberías de revestimiento.

**Precipitación:**

Generalmente asociado a las calizas muy finas que en los yacimientos son buenas rocas sello. Este tipo de calizas en su mayoría tienen un origen químico en un ambiente marino profundo.

**Combustión:**

Esta propiedad es utilizada al momento en que se quema el gas, dependiendo del color de la flama se obtendrá el tipo de gas y los componentes que puedan estar asociados, también dependiendo del tamaño de la flama se podrá inferir el tipo de producción. En el caso de las muestras de canal o núcleos que estén acompañados de materia orgánica, pueden ser sometidos a la combustión e inferir datos a partir del color de la flama, tipo y residuos de combustión.

### III. PRINCIPIOS BÁSICOS DE REGISTROS GEOFÍSICOS

**Sonda:** es un dispositivo eléctrico y electrónico que mide las características físicas del subsuelo por medio de un pozo, estos componentes toman lecturas de la formación y son registrados en la superficie por medio de un cable que comunica a los dispositivos dentro del pozo con una interfase o estación de trabajo que graba la información en superficie, el arreglo electrónico está debidamente acomodado de manera tal que los dispositivos ocupen el menor espacio posible, con una distribución alargada y angosta en donde puedan ser introducidos dentro de un cilindro. La función del cilindro es proteger y contener a los dispositivos que generalmente son tarjetas electrónicas muy delicadas para el uso rudo, el cilindro debe tener una forma hidrodinámica, para tener un mejor desplazamiento sobre el lodo de perforación al interior del pozo, evitando cualquier resistencia tanto en la introducción como al retirar la sonda del pozo. El material con el cual debe estar constituido el cilindro debe ser resistente a las elevadas temperaturas, a las grandes presiones y a la corrosión que pueda generar el lodo de perforación o el agua de formación. También debe ofrecer ventajas para obtener una mejor respuesta de las propiedades físicas registradas, que no enmascare la información proveniente del subsuelo. El cilindro debe estar sujeto a la superficie para su manipulación con un cable de acero, con alto grado de resistencia al esfuerzo que está conectado en la parte superior del cilindro.

**Los registros geofísicos:** son la representación gráfica de las características físicas o propiedades del subsuelo contra la profundidad, una sonda es introducida al pozo perforado, en algunos casos la herramienta empieza a registrar información cuando desciende al fondo, pero generalmente la toma de lecturas se realiza cuando se levanta la sonda a superficie, esto mejora la calidad del registro porque el peso y la resistencia que ofrece el lodo de perforación al paso de la sonda crea una tensión en el cable ocasionando medir exactamente a la profundidad en la que se encuentra la herramienta. Los datos se graban de forma digital para un mejor manejo en la estación de trabajo y también se grafica de forma analógica sobre un papel para su mejor visualización. El resultado final es la obtención de curvas graficadas contra la profundidad, el encabezado debe contener la propiedad medida con las unidades y la ventana correspondiente que marca el rango de valores que alcanza cada propiedad medida en la formación.

Las herramientas pueden registrar simultáneamente datos de diferentes propiedades, conectando varios dispositivos para formar una sola sonda de registro, se realiza de manera tal que no enmascare la información producida en una herramienta debido a la influencia de otra. Los registros están separados en ventanas llamadas *tracks* (carriles) cada uno de estos espacios ocupa una curva con la profundidad y el rango de valores correspondiente.

### **3.1. El registro**

El registro que se utiliza en la mayoría de las compañías petroleras es similar en cuanto a su presentación y consiste en varias secciones. En la parte superior contiene el encabezado, simbología, estado mecánico del pozo y herramientas ensambladas. En la parte media contiene los tracks con las curvas medidas por las diferentes herramientas y en la parte inferior contienen las calibraciones realizadas

#### **3.1.1. Encabezado**

Consta de información general sobre el pozo, como nombre del pozo, localización, intervalos registrados, número de corridas, fecha, hora, nombre de la compañía de servicio, nombre de la persona responsable de bajar las herramientas y algunos datos cruciales para la interpretación del registro. También en el encabezado se enlistan las tolerancias estándares del comportamiento de la sonda bajo ciertas circunstancias durante la operación de registro (figura 3.1.).

#### **3.1.2. Representación mecánica del pozos**

Presenta un esquema y una tabla con las diferentes medidas, diámetros y profundidades de la tubería en el pozo, y el total de la profundidad penetrada por la barrena, incluyendo el diámetro de la misma (figura 3.2.). También muestra el esquema de las herramientas; por orden se puede observar toda la gama de sondas que serán corridas dentro del pozo, con el número de serie y el espaciamiento entre sondas, centralizadores y descentralizadores puestos sobre las herramientas. El diagrama también muestra la distancia entre sensores medidos desde la base de la herramienta.

**Schlumberger**

Compañía **PETROLEOS MEXICANOS**

Pozo **CHUCARO 1**

Campo **CHUCARO**

Municipio **COSAMALOAPAN**

País: **MEXICO**

**REGISTRO DE POROSIDADES**

**LDL-CNL-RG 14-Enero-2005**

**Escala 1:500**

Municipio: **COSAMALOAPAN**  
 Campo: **CHUCARO**  
 Locacion: **CAMPO CHUCARO 1**  
 Pozo: **CHUCARO 1**  
 Compañía: **PETROLEOS MEXICANOS**

|          |   |   |
|----------|---|---|
| LOCACION | CAMPO CHUCARO 1<br>LATITUD: 18° 26' 40.16" N<br>LONGITUD: 96° 01' 08.68" O  | Elev.: B.V. 16.04 m<br>N. T. 5 m<br>M. R. 15.74 m |
|          | Ref. Permanente: <u>NIVEL DE TERRENO</u><br>Reg. Medido Desde: <u>MESA ROTARIA</u><br>Perforacion Medida Desde: <u>MESA ROTARIA</u> | Elev.: 5 m<br>10.7 m sobre Ref. Permanente        |

|                               |                        | Equipo<br>PMX 1004              | Desviacion Maxima del Hoyo<br>45.41 deg | Longitud<br>X: 814,833.00 m | Latitud<br>Y: 2,042,080.00 m |
|-------------------------------|------------------------|---------------------------------|---|-----------------------------|------------------------------|
| Fecha de Registro             |                        | 14-Jan-2005                     |   |                             |                              |
| Corrida Numero                |                        | 1                               |   |                             |                              |
| Prof. Perforador              |                        | 3587 m                          |   |                             |                              |
| Prof. Schlumberger            |                        | 3578.5 m                        |   |                             |                              |
| Primera Lectura               |                        | 3556 m                          |   |                             |                              |
| Ultima Lectura                |                        | 3128 m                          |   |                             |                              |
| Fondo Tuberia Perforador      |                        | 7.000 in                        | @                                       | 3125 m                      | @                            |
| Fondo Tuberia Registro        |                        | 3128 m                          |   |                             |                              |
| Diametro Trepano              |                        | 6.000 in                        |   |                             |                              |
| Tipo De Lodo                  |                        | Emulsion Inversa                |   |                             |                              |
| LODO                          | Densidad               | Viscosidad                      | 1.76 g/cm3                              | 85 s                        |                              |
|                               | Perdidas               | PH                              | 4 cm3                                   |                             |                              |
|                               | Fuente Muestra De Lodo |                                 |   |                             |                              |
| RM @ Temp.                    |                        |                                 | @                                       |                             | @                            |
| RMF @ Temp.                   |                        |                                 | @                                       |                             | @                            |
| RMC @ Temp.                   |                        |                                 | @                                       |                             | @                            |
| Fuente: RMF                   |                        | RMC                             |   |                             |                              |
| RM @ T. Fdo.                  | RMF @ T. Fdo.          | @ 92                            | @ 92                                    | @                           | @                            |
| Temperaturas Maximias Medidas |                        | 92 degC                         |   |                             |                              |
| Circulacion Final             |                        | Hora                            | 13-Jan-2005                             | 9:30                        |                              |
| Registro en Fondo             |                        | Hora                            | 14-Jan-2005                             | 13:00                       |                              |
| Unidad No.                    | Locacion               | 3094                            | MXVR                                    |                             |                              |
| Registrado por                |                        | Francisco Reynoso Miranda       |   |                             |                              |
| Testigo                       |                        | Ing. Benito P. Galindo Gonzalez |   |                             |                              |

Figura 3.1. Encabezado de un registro de pozo (compañía Schlumberger).

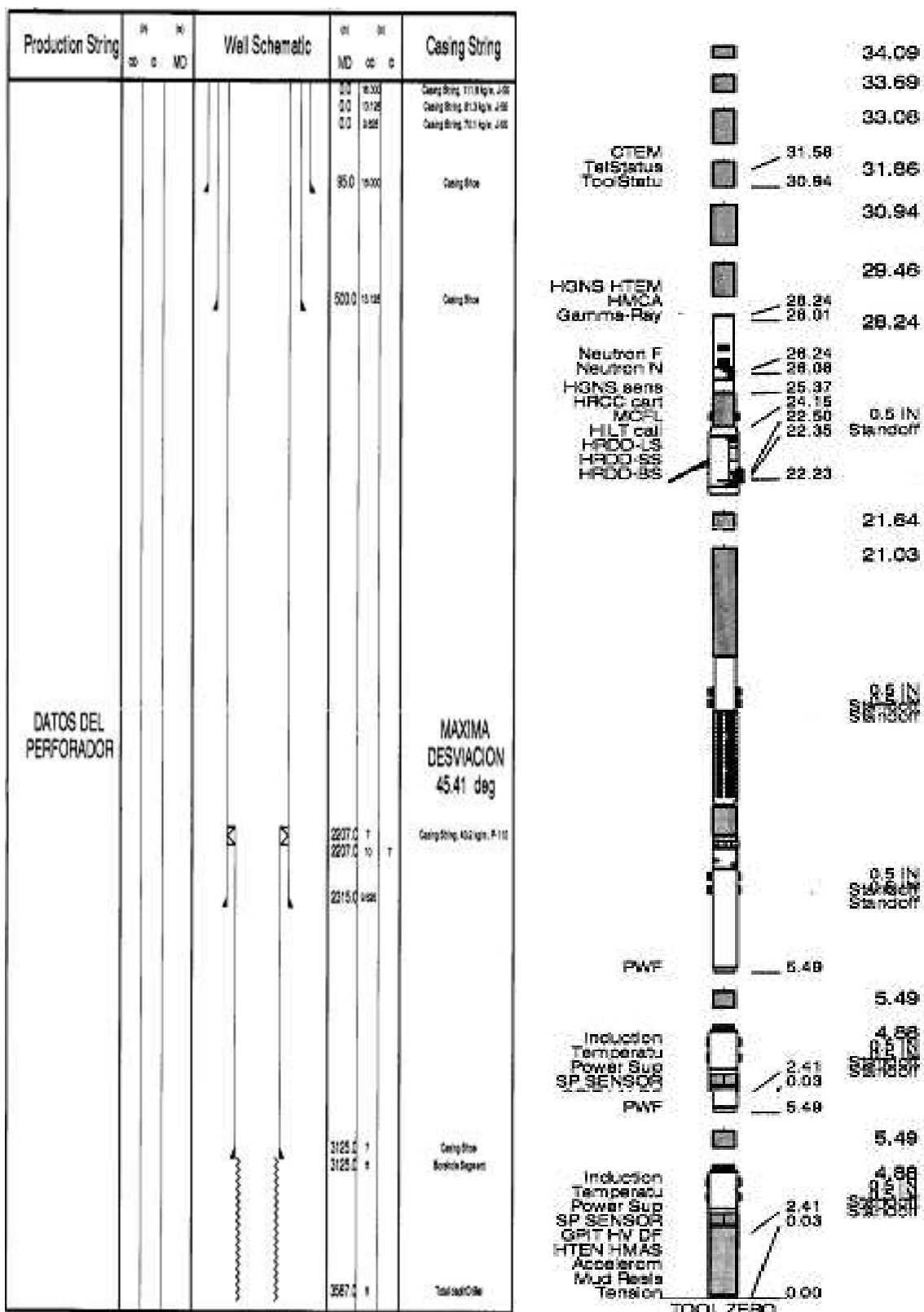


Figura 3.2. Esquema del estado mecánico del pozo (izquierda) y configuración de las herramientas (derecha).

### 3.1.3. Registro principal

En la parte intermedia, esta el registro principal de curvas con las propiedades del pozo (figura 3.3.). Este registro contiene los parámetros petrofísicos grabados contra la profundidad, consta de carriles (tracks) donde se grafican las curvas registradas, en cada carril esta el nombre de la curva, la escala de valores y el tipo de graficado lineal o logarítmico.

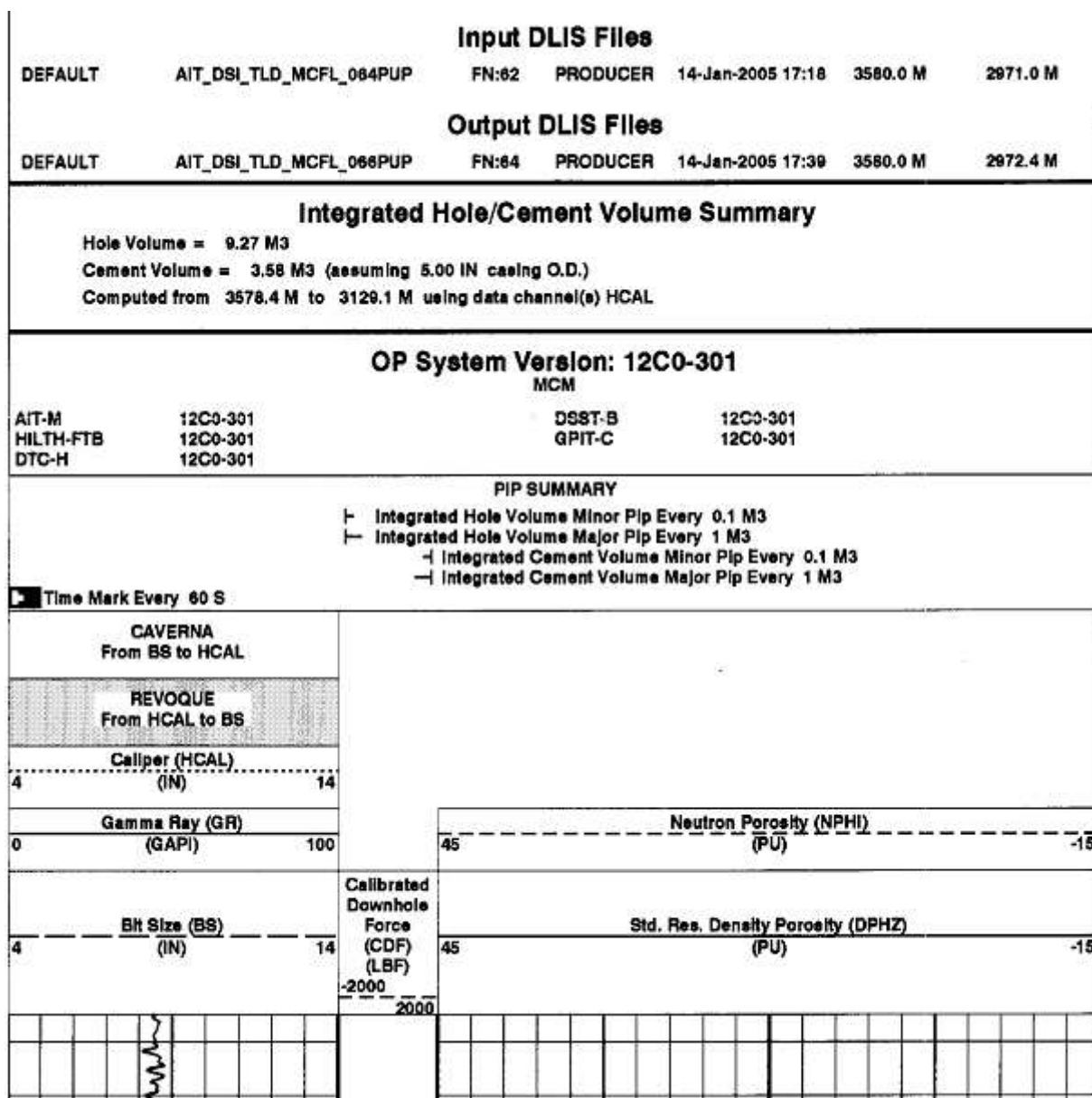


Figura 3.3. Sección del registro principal con el nombre de las curvas y los rangos de valores de escala.

La repetición del registro es un registro que se vuelve tomar en cierto intervalo y es puesto debajo del registro principal. Aproximadamente registra sobre un intervalo de 60 m y se utiliza para revisar la repetibilidad de los datos con el registro principal, verificando la semejanza de las curvas para confirmar la apropiada funcionalidad de la herramienta. También la sección del registro principal contiene la lista de parámetros que serán utilizados durante la adquisición y presentación del registro. Al final del registro se documentan las calibraciones realizadas a las herramientas. Las calibraciones como se dijo (pagina 52) se llevan acabo al inicio, durante y después de finalizar la adquisición. Estas son comparadas para confirmar la apropiada respuesta de la herramienta (figura 3.4.).

| Calibration and Check Summary   |         |           |           |       |        |       |       |
|---|---------|-----------|-----------|-------|--------|-------|-------|
| Measurement   | Nominal | Master    | Before    | After | Change | Limit | Units |
| Array Induction Tool - M Wellsite Calibration - Electronics Calibration Check - Thru Cal Mag. & Phase |         |           |           |       |        |       |       |
| Master: 8-Nov-2004 10:07 Before: 14-Jan-2005 7:45   |         |           |           |       |        |       |       |
| Thru Cal Magnitude - 0  | 0       | 0.6183    | 0.6178    | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Thru Cal Magnitude - 1  | 0       | 1.267     | 1.265     | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Thru Cal Magnitude - 2  | 0       | 0.6293    | 0.6282    | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Thru Cal Magnitude - 3  | 0       | 0.7111    | 0.7100    | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Thru Cal Magnitude - 4  | 0       | 1.330     | 1.328     | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Thru Cal Magnitude - 5  | 0       | 1.940     | 1.938     | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Thru Cal Magnitude - 6  | 0       | 1.938     | 1.936     | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Thru Cal Magnitude - 7  | 0       | 1.391     | 1.388     | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Thru Cal Phase - 0  | 0       | 184.2     | 188.4     | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Thru Cal Phase - 1  | 0       | 183.0     | 187.2     | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Thru Cal Phase - 2  | 0       | 179.6     | 183.8     | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Thru Cal Phase - 3  | 0       | 178.8     | 183.0     | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Thru Cal Phase - 4  | 0       | 172.6     | 177.0     | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Thru Cal Phase - 5  | 0       | 171.0     | 175.2     | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Thru Cal Phase - 6  | 0       | 171.0     | 175.2     | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Thru Cal Phase - 7  | 0       | 169.3     | 173.4     | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Array Induction Tool - M Wellsite Calibration - Electronics Calibration Check - Auxiliary             |         |           |           |       |        |       |       |
| Master: 8-Nov-2004 10:07 Before: 14-Jan-2005 7:45   |         |           |           |       |        |       |       |
| Array Induction SPA Plus  | 891.0   | 990.7     | 990.9     | N/A   | N/A    | N/A   | MV    |
| Array Induction SPA Zero  | 0       | 0.1488    | 0.1521    | N/A   | N/A    | N/A   | MV    |
| Array Induction Temperature Pt  | 0.9170  | 0.9174    | 0.9176    | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Array Induction Temperature Zc  | 0       | 0.0001435 | 0.0001503 | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Array Induction Tool - M Wellsite Calibration - Test Loop Gain Correction                             |         |           |           |       |        |       |       |
| Master: 8-Nov-2004 10:07  |         |           |           |       |        |       |       |
| Test Loop Gain Correctio - 0  | 0       | 1.017     | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Test Loop Gain Correctio - 1  | 0       | 1.017     | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Test Loop Gain Correctio - 2  | 0       | 1.023     | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Test Loop Gain Correctio - 3  | 0       | 1.026     | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Test Loop Gain Correctio - 4  | 0       | 1.006     | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Test Loop Gain Correctio - 5  | 0       | 0.9898    | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Test Loop Gain Correctio - 6  | 0       | 1.001     | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Test Loop Gain Correctio - 7  | 0       | 1.014     | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | V     |
| Test Loop Gain Correctio - 0  | 0       | 1.722     | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Test Loop Gain Correctio - 1  | 0       | 0.6210    | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Test Loop Gain Correctio - 2  | 0       | 0.1738    | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Test Loop Gain Correctio - 3  | 0       | 0.1488    | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Test Loop Gain Correctio - 4  | 0       | 0.2130    | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Test Loop Gain Correctio - 5  | 0       | 0.0837    | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Test Loop Gain Correctio - 6  | 0       | 0.4413    | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Test Loop Gain Correctio - 7  | 0       | 0.09371   | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | DEG   |
| Array Induction Tool - M Wellsite Calibration - Sonde Error Correction                                |         |           |           |       |        |       |       |
| Master: 8-Nov-2004 10:07  |         |           |           |       |        |       |       |
| R Sonde Error Correction - 0  | 0       | -101.3    | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | MM/MM |
| R Sonde Error Correction - 1  | 0       | 148.4     | N/A       | N/A   | N/A    | N/A   | MM/MM |

Figura 3.4. Ejemplo de una sección del registro en la parte inferior donde se enlista las calibraciones realizadas durante y después de la toma de datos.

### 3.1.4. Cálculo de la profundidad

Para registrar la profundidad, se toma de referencia la elevación de la mesa rotaria (figura 3.5.). La elevación de la mesa rotaria se mide con respecto al nivel del mar, donde iniciara con la profundidad cero al nivel del piso de perforación. En los pozo perforado existen dos tipos de profundidades: profundidad vertical y profundidad desarrollada. En el caso de un pozo desviado se necesitan calcular el último ángulo de desviación y la profundidad vertical para obtener la profundidad total o desarrollada.

La medida de la profundidad es un factor importante en la operación de registros de pozo ya que la profundidad registrada será considerada como referencia para todos los demás datos adquiridos. La profundidad se mide cuando el carrete del cable empieza a rotar y pasa a través de unas poleas (figura 3.5.). Estas poleas son conectadas a un sensor óptico que convierte la rotación a pulsos eléctricos, donde son registrados para procesar la información de la profundidad. Normalmente, la primer corrida de registros servirá como referencia de profundidad para los demás registros subsecuentes. Al descender la herramienta al pozo, la profundidad cero será registrada sobre la base de la herramienta al mismo nivel de la mesa rotaria y además el cable debe estar suficientemente tenso. La distancia entre los diferentes detectores y la base de la herramienta son calculados automáticamente para compensar la adquisición de datos y registra en la profundidad correcta.

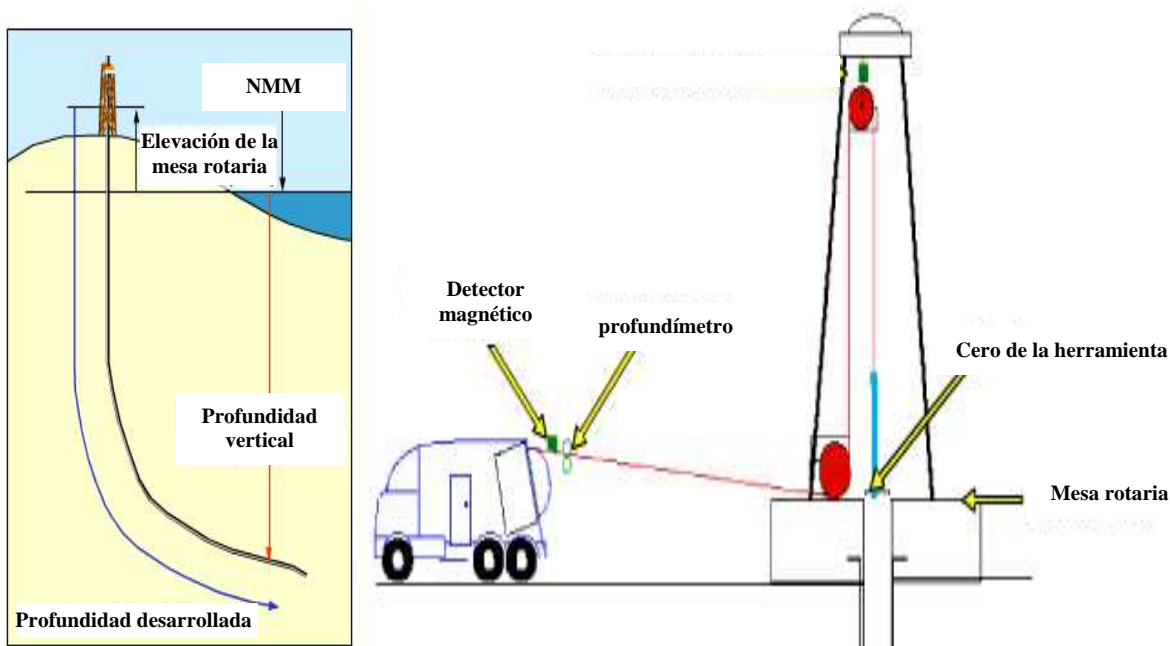


Figura 3.5. Diagrama para referenciar la profundidad (Schlumberger, 1999).



Otra forma de calcular la profundidad es llevando un control de la sarta de perforación (figura 3.6.), todas las tuberías de perforación como son: la barrena, estabilizadores, *drill collars* o escariadores, uniones y lingadas, tienen dimensiones conocidas para que en el momento de contabilizar y sumar las alturas de cada herramienta se calcule la profundidad a la que se está perforando. Generalmente, el control es llevado a cada cambio de flecha y metro perforado y revisando al momento de ir sacando toda la sarta enumerando cada tubería.

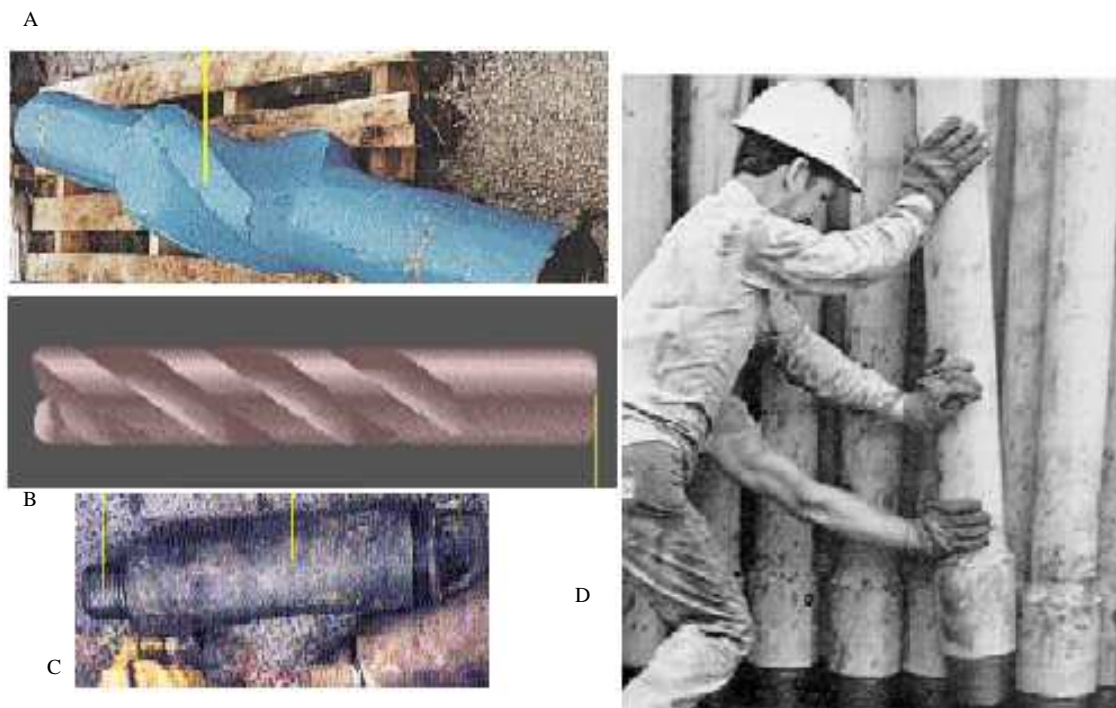


Figura 3.6. Fotografías que muestran tubería de perforación: A) estabilizador; B) *drill collar*; C) unión o cople y D) tubería de perforación en lingadas.

Los siguientes registros corridos con otras herramientas sobre el mismo intervalo de profundidad tienen que ser correlacionados a la primera profundidad medida, usualmente se usa el registro de rayos gamma. En los registros subsecuentes pero en diferente intervalo de profundidad, el primer registro que incluye rayos gamma es correlacionado con el registro de rayos gamma del nuevo intervalo traslapándose aproximadamente 60 m uno de otro (figura 3.7.). La diferencia de profundidad que se permite entre los registros es de un pie por cada 5000 ft. Debe tomarse en cuenta que la profundidad total es hasta donde la barrena alcanzó la máxima perforación y que es diferente a la profundidad a la cual la herramienta registró la última lectura.

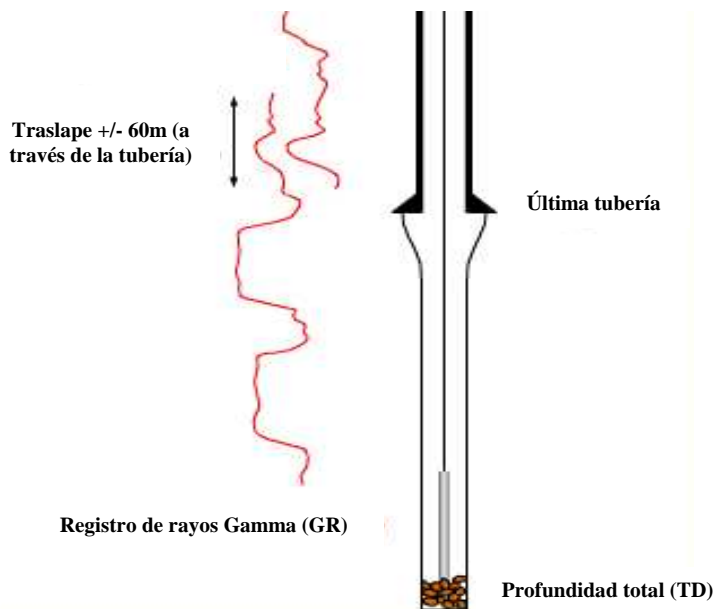


Figura 3.7. Esquema que muestra el traslape para darle continuidad a la profundidad en el registro.

### 3.1.5. Radios de investigación

La profundidad de investigación esta definida por la distancia que existe de la pared del pozo y el máximo, alcance de penetración en la lectura del registro dentro de la formación. La resolución de un registro esta definida por la capacidad de distinguir lecturas entre capas delgadas (figura 3.8.).

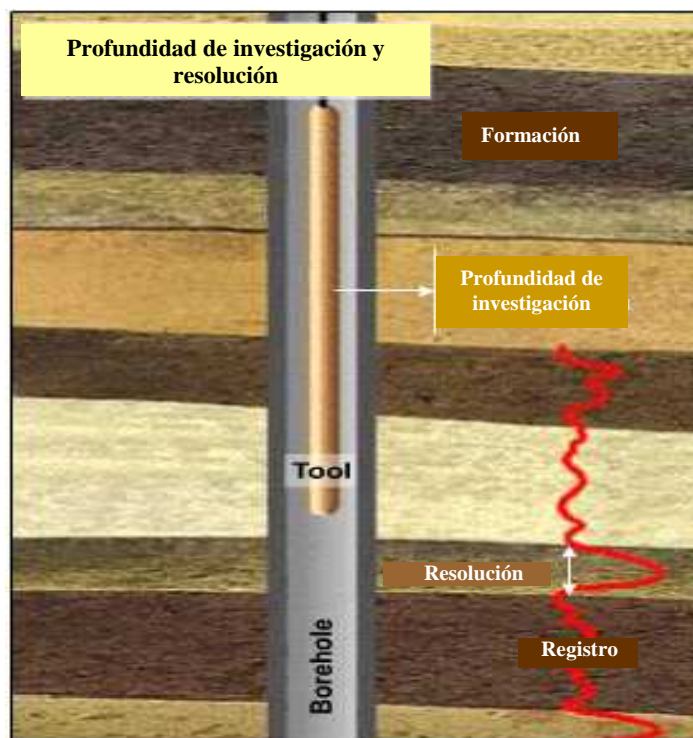


Figura 3.8. Profundidad de investigación y resolución (Schlumberger 1999).

Las herramientas de adquisición registran los datos de las formaciones usando particularmente propiedades físicas como son: la resistividad, radioactividad, acústica y resonancia magnética nuclear. Dependiendo del arreglo de los sensores y la propiedad física medida, la profundidad de investigación y la resolución pueden variar de una herramienta a otra desde milímetro hasta algunos metros.

La profundidad de investigación y resolución de un registro esta relacionado con los sensores por:

- Tamaño
- Distancia
- Cantidad
- Arreglo y geometría
- Velocidad
- Intervalo de muestreo

En algunas herramientas la resolución o la profundidad de investigación tiene que ser sacrificada para obtener mas ganancia de una herramienta sobre la otra, por ejemplo. Si la distancia entre sensores se disminuye se obtendrá una mayor resolución pero decrecería el radio de investigación. Por otro lado, al aumentar la distancia entre sensores la resolución será pobre mientras que el radio de investigación aumenta.

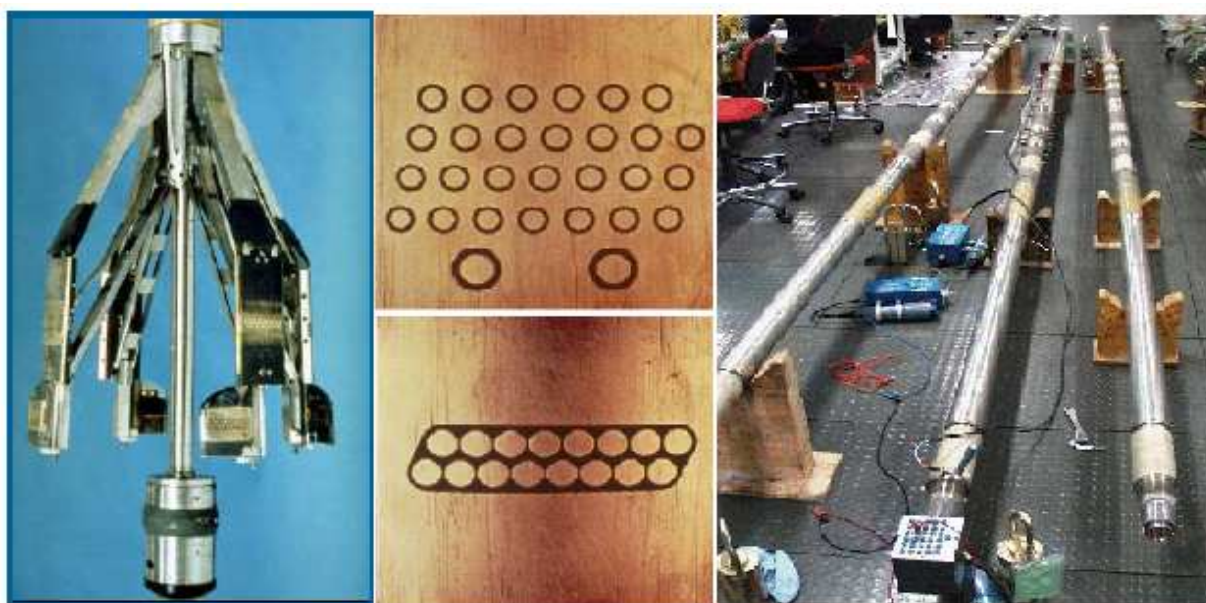


Figura 3.9. Izquierda, herramienta micro-log, al centro el arreglo de los electrodos. Derecha, herramienta laterolog.

Un ejemplo claro de la relación entre la resolución y el radio de investigación esta en las herramientas de resistividad. La herramienta laterolog tiene un espaciamiento entre sensores de alrededor de tres metros, dando como resultado una resolución de 80 cm aproximadamente en sentido vertical y un radio de investigación de aproximadamente 1.5 m en sentido perpendicular a la sonda (figura 3.9.). Por otro lado, la herramienta de micro-resistividad con separaciones y tamaños de milímetros entre sus sensores tiene una resolución aproximadamente de 5 mm, con un radio de investigación de apenas centímetros.

También el principio físico de la adquisición afecta la resolución y el radio de investigación de algunas herramientas, principalmente las herramientas de fuentes radioactivas. Abajo se muestra un esquema gráfico de resolución contra radio de investigación para distintos principios físicos de adquisición y herramientas (figura 3.10.).

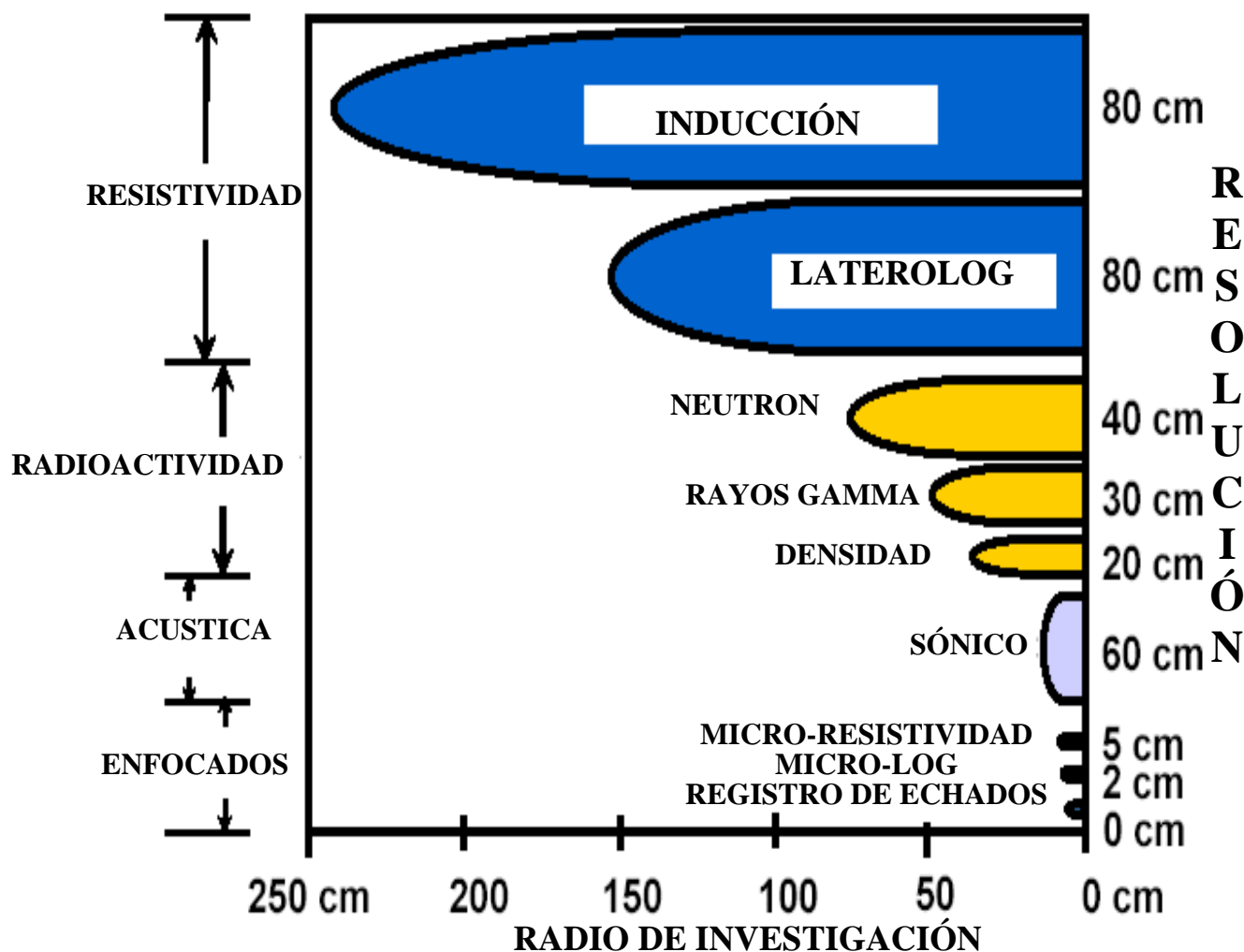


Figura 3.10. Diagrama de resolución contra radio de investigación.

### 3.1.6. Combinación de herramientas

Las herramientas de registros siempre se corren en combinación, juntando una con otra, esto se realiza para disminuir los tiempos de operación de toma de registros, además de que puede ser riesgoso dejar tanto tiempo el pozo sin actividad. En el siguiente esquema (figura 3.11.) se muestran los sensores de densidad, neutrón y rayos gamma avanzando a través del pozo. Como resultado se puede observar que los sensores están a diferentes posiciones de profundidad. Por lo tanto algunos de los sensores no podrán obtener datos en el fondo del pozo debido a que los sensores no están en la base de la herramienta.

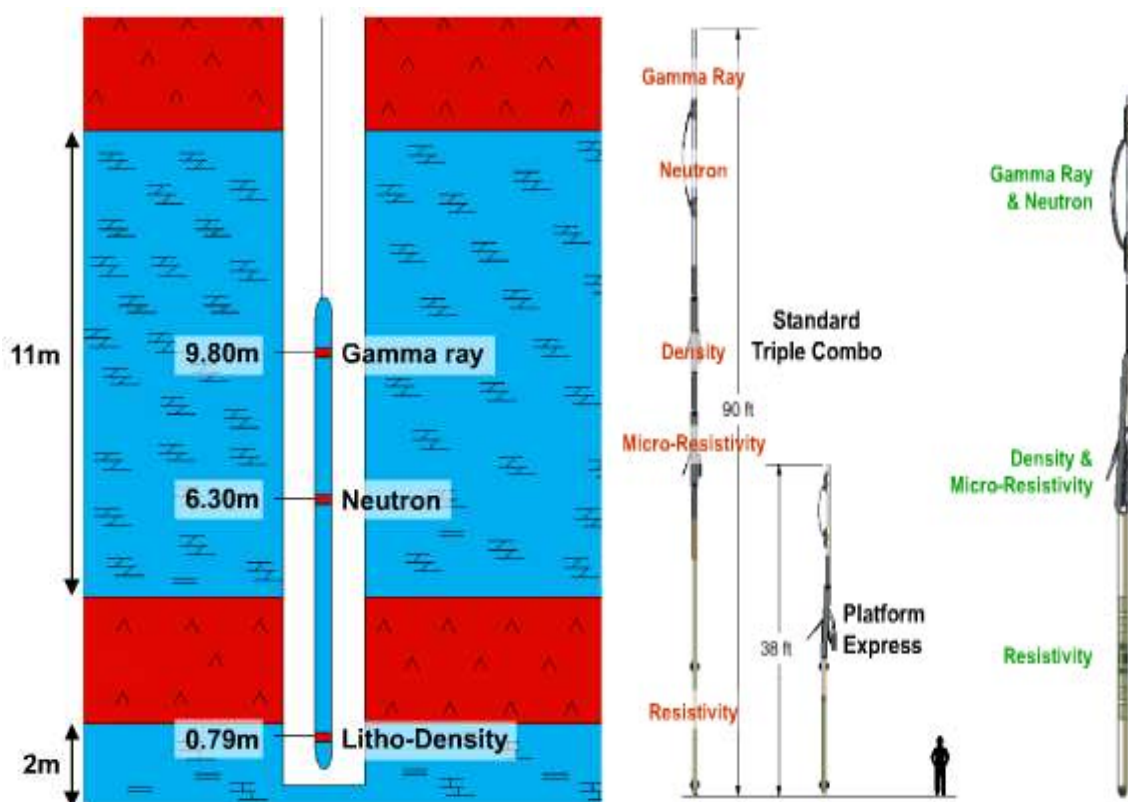


Figura 3.11. Izquierda esquema que muestra diferentes posiciones de sensores. Derecha dimensiones de referencia sobre sartas armadas (Schlumberger 1999).

Generalmente, la perforación total se tiene que ajustar de manera que en la toma de registros se realice sobre la zona de interés, es decir, que los sensores pueda registrar datos desde el primer sensor en la cima de la herramienta hasta el último sensor en la base. Entonces la perforación debe llegar más allá del objetivo original. Con el diseño de tecnología para la transmisión digital, es común que varias herramientas se puedan conectar para realizar una sola corrida de registros y generalmente se arman las sondas de resistividad, micro-resistividad, densidad, neutrón, sónico y rayos gamma en una sola herramienta (figura 3.11).

La posición de los sensores es variable pero la distancia entre el sensor en la cima hasta el que esta en la base es aproximadamente de 30 m. La nueva tecnología de registros esta enfocada en reducir al máximo las sondas de adquisición. Hasta hoy se han reducido sondas armadas de 90 pies hasta 38 pies de altura. Dando como resultado una manipulación mecánica más rápida, tiempos de adquisición cortos, mayor velocidad de registros y mejor calidad sobre los datos obtenidos, es obvio que los costos se incrementan en proporción al uso de herramientas más sofisticadas.

### 3.2. Registro de potencial espontáneo (SP)

El potencial espontáneo es un registro que ocurre de forma natural por un fenómeno físico en la formación dentro de un pozo abierto. El registro SP o autopotencial se mide contra la profundidad a diferencia del potencial eléctrico, este utiliza un electrodo que se mueve a lo largo del pozo y el potencial eléctrico utiliza un electrodo fijo en superficie (figura 3.12.). Esta diferencia de potenciales se debe a las diferentes salinidades entre el filtrado de lodo y el agua de formación.

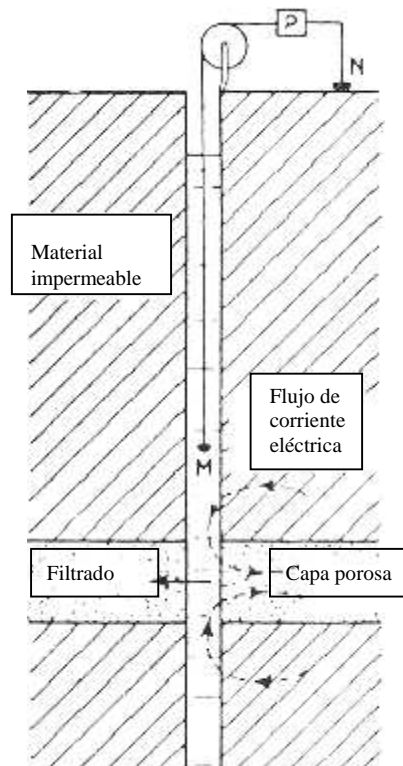


Figura 3.12. Esquema que representa un registro SP.

### 3.2.1. Principio del potencial espontáneo

El autopotencial SP se origina a partir de la interacción de la electroquímica y la electrocinética de forma natural.

#### El potencial electrocinético

Existe debido al flujo de un lodo salado a través del enjarre. Este flujo existe por la diferencia de presión entre la columna del lodo y la formación porque la columna de lodo ejerce una presión hidrostática mayor sobre la formación. El valor del potencial electrocinético es muy pequeño y cuando el enjarre se vuelve impermeable el valor es nulo (figura 3.13.-A).

#### El potencial electroquímico

Se puede dividir en dos componentes, el potencial de membrana y el potencial de confluencia líquida (*Liquid Junction Potential*).

- El potencial de membrana: Existe cuando una formación impermeable (lutita) selectivamente es ionizada, en este caso la lutita comunica la ionización de las moléculas de sodio ( $\text{Na}^+$ ), esta ionización se mueve a través del agua de formación con altas concentraciones de sal hasta las bajas concentraciones salinas del lodo de perforación. Esto provoca un flujo de corriente a través de las lutitas, induciendo una diferencia de potencial. El flujo inverso ocurre cuando las concentraciones de sal son mayores en el lodo con respecto al agua de formación (figura 3.13.-B).

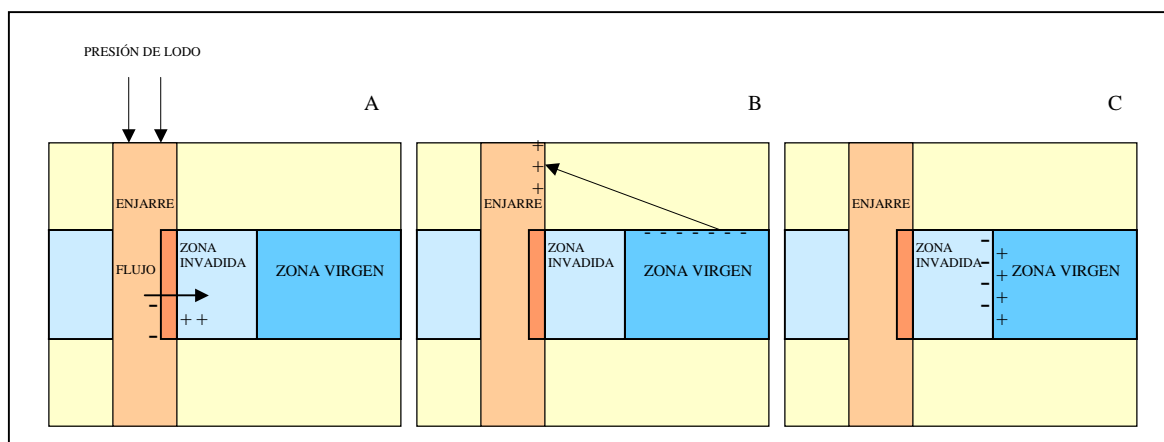


Figura 3.13. Esquema que muestra como se origina el potencial espontáneo. A) Electrocinético B) electroquímico de membrana y C) electroquímico de confluencia líquida.

- El potencial de confluencia líquida: También se le conoce como potencial de difusión o contacto. Existe debido a la diferencia de salinidad entre dos fluidos en contacto con otro. La diferencia de movilidad entre los iones  $Cl^-$  y los iones de  $Na^+$ , dan como resultado una migración de los iones de  $Cl^-$  de los fluidos con alta salinidad hacia fluidos de baja salinidad. En la figura 3.13.-C se muestra un ejemplo con una zona invadida de baja salinidad y una zona virgen de alta salinidad. Como resultado la zona virgen se carga positivamente y la zona invadida negativamente produciendo una inducción de potencial eléctrico.

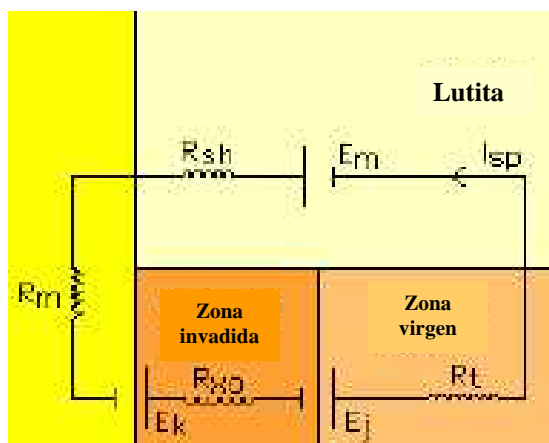


Figura 3.14. Modelo equivalente a un circuito teórico.

El registro SP adquiere datos mientras mueve un electrodo a lo largo del pozo y mide las diferencias entre el potencial eléctrico registrado por el electrodo en movimiento y el potencial eléctrico registrado por un electrodo fijado en la superficie. El potencial estático espontáneo (SSP ecuación 3.1.) es definido como la suma del potencial de membrana y el potencial de confluencia líquida (figura 3.14.).

$$SSP = E_m + E_j = (R_{XO} + R_t + R_{sh} + R_m) (I_{sp}) \dots\dots\dots(3.1.)$$

El potencial espontáneo solo mide la caída del SP del flujo de corriente en el pozo, pero esto no representa el total del SP porque la caída del potencial en la formación es mínima (ecuación 3.2.).

$$SP = R_m (I_{sp}) \dots\dots\dots(3.2.)$$

En la práctica el SP es aproximado al valor del SSP sólo en capas permeables.



### 3.2.2. Evaluación del SP

La curva del potencial espontáneo permite la delimitación de las capas porosas y permeables de las capas impermeables, sin embargo, no necesariamente se obtiene valores cuantitativos sino que nos representa de manera indirecta la cualidad de la litología dentro del pozo. La escala que se utiliza está en el rango de milivolts separados cada 10 mV de forma negativa o positiva a lo largo del ancho del registro (figura 3.15.). Las curvas del potencial espontáneo permiten calcular o conocer las capas permeables, limite entre capas, correlación entre capas, valores de resistividad del agua intersticial de formaciones y conocer el volumen de arcilla.

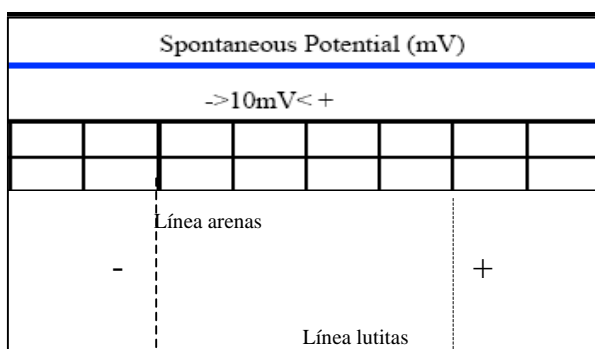


Figura 3.15. Encabezado y líneas de referencia de un registro SP

### Corrección por espesor de la capa y diámetro de invasión

La invasión del lodo en una zona permeable tiene como consecuencia un alejamiento aparente de la pared del pozo. Por lo tanto el potencial en realidad tiene una cierta distancia de la pared del pozo, lo cual equivale a un aumento en el diámetro del pozo. Si el área aumenta, la resistencia al flujo de corriente disminuye, la caída de potencial disminuye haciendo menos negativo el valor del SP produciendo una menor deflexión en la curva respecto a la línea de lutitas. Tal efecto también influye en el espesor de la capa y la resistividad de la zona invadida, por lo que la corrección de los valores se realizan mediante graficas diseñadas para eliminar los efectos de invasión, espesor de la capa y resistividad de la zona de invasión. Corrección por espesor de capa con las tablas SP-4 y SP-4m (Schlumberger, 1995).

### Determinación de capas permeables

En el registro del SP se manifiesta una deflexión hacia los valores negativos cuando atraviesa una formación permeable, la curva será cercana a la línea de las arenas por lo que proporcionara una cualidad de la litología separando capas permeables de impermeables.

Esta respuesta se debe a una diferencia en la salinidades con respecto al filtrado de lodo, provocando una mayor interacción entre los fluidos del pozo y los fluidos de formación, reflejando zonas con buena porosidad y permeabilidad.

### Límite entre capas

El límite de capas teóricamente está en el punto de inflexión de la curva SP, se pueden diferenciar solo cuando existe una diferencia de salinidad entre el agua de formación y el filtrado de lodo. Dependiendo de las concentraciones de sal el SP responderá hacia una inflexión negativa o positiva como se muestra en la figura 3.16. en el caso en donde la resistividad sea igual teóricamente no existiría inflexión, por lo que no se lograría ver un límite de capas, este caso es aislado.

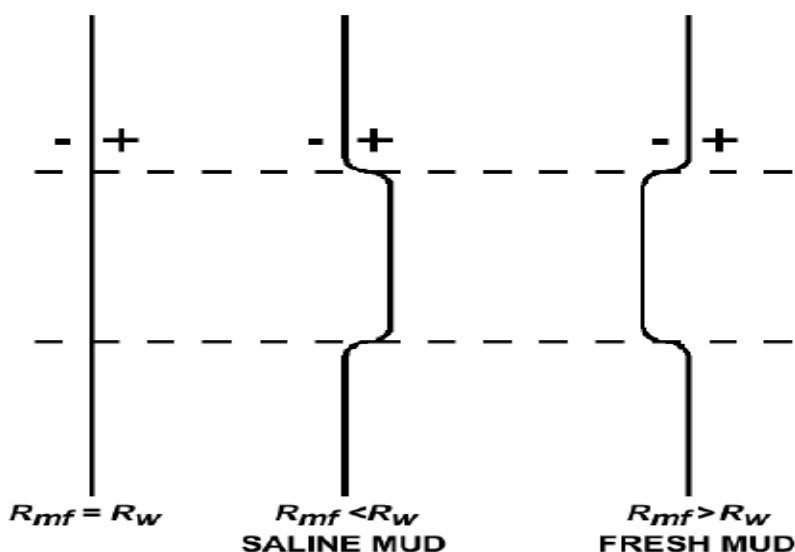


Figura 3.16. Deflexiones de curvas SP de acuerdo a la resistividad del fluido.

### Correlación entre capas

Debido a que el registro tiene una gran susceptibilidad al contraste entre formaciones impermeables y permeables, la repetición de eventos registrados entre varios pozos cercanos pueden correlacionarse entre sí, determinando así posibles estructuras que se pueden extender a lo largo de formaciones geológicas con similares características tanto de fluidos como de cualidades de las rocas.

### Determinación del $R_w$

La resistividad del agua de formación puede ser conocida a partir del registro SP. Especialmente si existen variaciones de salinidad en agua irreductible en formaciones limpias.

$$SSP = -K \log\left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}}\right) \dots\dots\dots(3.3.)$$

Donde  $R_{mfe}$  es la resistividad del filtrado de lodo equivalente,  $R_{we}$  es la resistividad del agua de formación desconocida y  $K$  es la constante que depende de la temperatura:

$$K_c = 61 + 0.133 T^{\circ}F \dots\dots\dots(3.4.)$$

$$K_c = 65 + 0.24 T^{\circ}C \dots\dots\dots(3.5.)$$

Para derivar el valor de  $R_w$  a partir de las lecturas de SP, es necesario contar con los datos del lodo de perforación tomadas al momento del registro, como el registro del lodo de perforación ( $R_m$ ), resistividad del filtrado del lodo ( $R_{mf}$ ) y resistividad del enjarre ( $R_{mc}$ ). Para lodos salinos si el  $R_{mf}$  es mayor de 0.1 ohm-m, la  $R_{mfe}$  se calcula:

$$R_{mfe} = 0.85 R_{mf} \dots\dots\dots(3.6.)$$

corrigiendo antes el  $R_{mf}$  mediante:

$$R_2 = R_1 \left( \frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right) \text{ en } ^{\circ}F \text{ y } R_2 = R_1 \left( \frac{T_1 + 21.5}{T_2 + 21.5} \right) \text{ en } ^{\circ}C \dots\dots\dots(3.7.)$$

Pero si la resistividad del filtrado del lodo (salado) a temperatura del yacimiento es menor que 0.1 ohm-m esto implica una anomalía por la alta salinidad. En este caso se usan las curvas de corrección SP-2m y la  $R_{we}$  se determina por medio de la tabla SP-1 y SP-2 de las cartas de interpretación de registros (Schlumberger, 1995) ó con la ecuación despejada.

$$R_{we} = \frac{R_{mfe}}{10^{\frac{SSP}{K}}} \dots\dots\dots(3.8.)$$

con el valor de  $R_{we}$  y la temperatura de formación se usa a la tabla SP-2 para obtener  $R_w$ .

**Efectos de la curva SP**

Los efectos que pueden tener las curvas de SP son variadas y las respuestas anómalas tienen que ver con, formaciones con alta resistividad, intercalaciones entre capas permeables e impermeables, presencia de hidrocarburos, etc., que dificultan la distribución de SP y la identificación de límites entre capas vecinas (figura 3.17.).

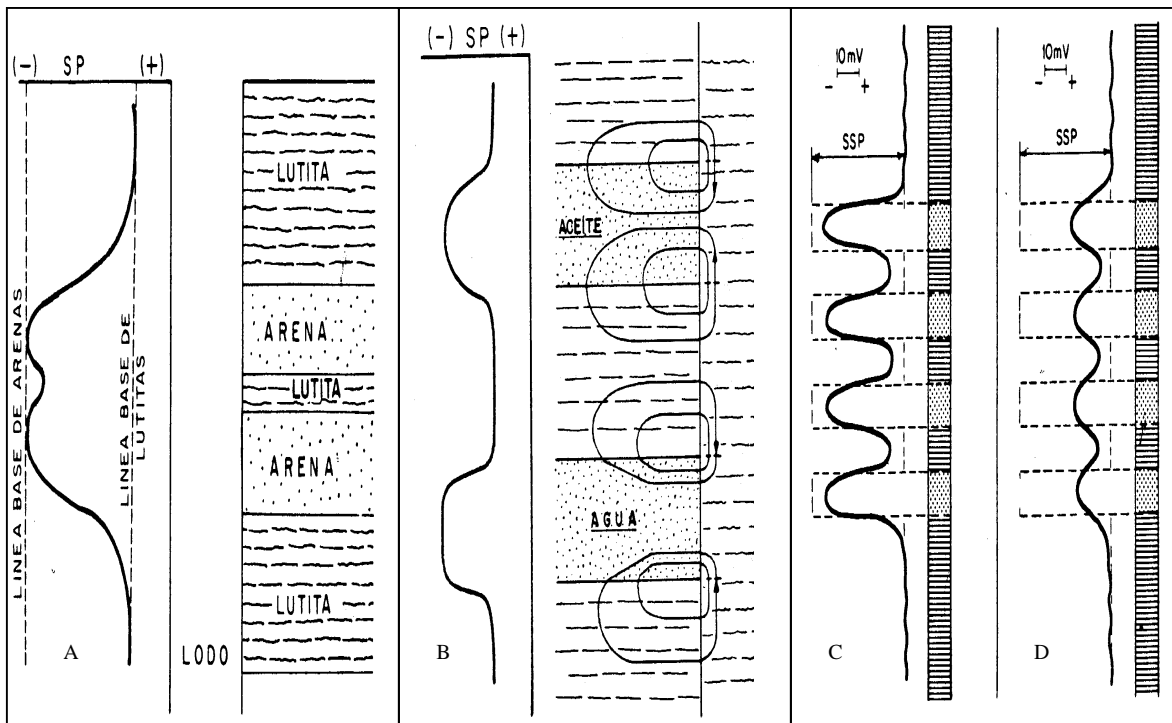


Figura 3.17. A) capa delgada de lutita entre dos areniscas; B) efecto de la curva con diferentes fluidos; C) intercalaciones de capas delgadas con agua y D) con aceite.

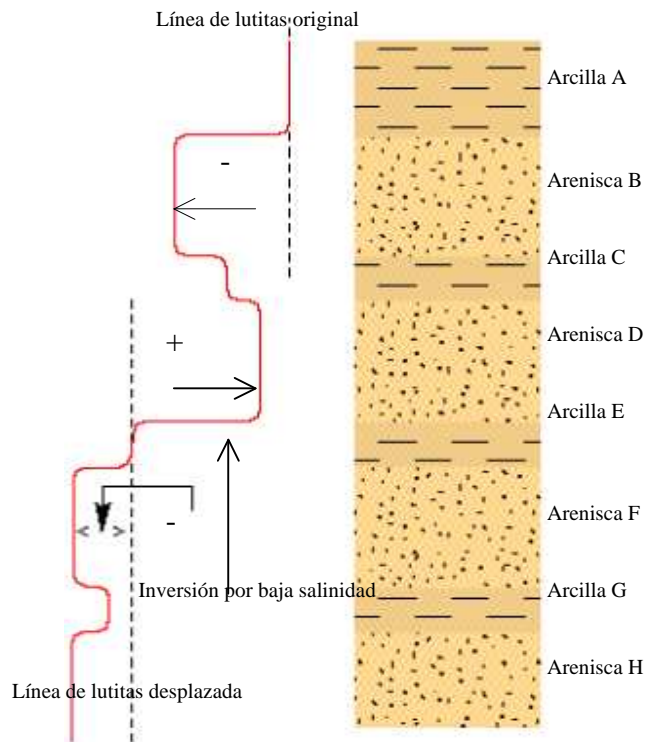


Figura 3.18. Esquema que muestra el desplazamiento de la base de lutitas.

En la mayor parte de los casos la salinidad de la formación aumenta gradualmente con la profundidad, por otro lado, según las condiciones geológicas de depósito, ocurre que el agua intersticial contenida en las formaciones, tenga variaciones irregulares de salinidad. No siempre es por la misma causa, pero este efecto puede ocasionar cambios en la línea base de lutitas (figura 3.18.). La deflexión de la curva SP en la arenisca D con respecto a las lutitas C y E es positiva, lo cual representa que el fluido del filtrado del lodo tiene una concentración de sal mucho mayor que el agua de formación.

### Cálculo del volumen de arcilla

El cálculo de arcilla de manera directa se obtiene a partir de la convención propuesta entre la línea de arenas que considera 100% de arena y la línea de lutita que considera 100% de lutitas. Los datos se toman directamente del registro y con la siguiente fórmula se calcula el volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ):

$$V_{sh} = \frac{SP - SP_{Lc}}{SP_{lt} - SP_{Lc}} \dots\dots\dots(3.9.)$$

donde:

SP = valor del SP a la profundidad de interés

SP<sub>Lc</sub> = valor máximo registrado en la línea base de arenas

SP<sub>lt</sub>: valor máximo registrado en la línea base lutitas

### 3.3 Registro de rayos gamma natural (GR)

El registro de rayos gamma mide la radiactividad natural, en las formaciones sedimentarias, las lutitas y las arcillas concentran elementos radiactivos en mayor proporción que en las arenas. La radiación emitida es registrada mediante un detector de rayos gamma (figura 3.19.), que generalmente se asocian a zonas compactas e impermeables. En ocasiones cuando una arenisca esta contaminada por material radiactivo debido a cenizas volcánicas, ó contiene agua de formación con sales radioactivas disueltas, también serán detectadas por el registro de rayos gama.

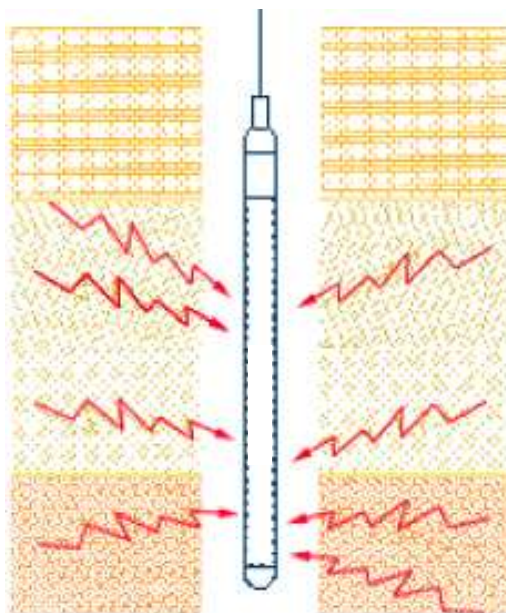


Figura 3.19. Esquema de la herramienta de rayos gamma naturales.

### 3.3.1. Principio del GR

Los rayos gamma son transmitidos como ondas electromagnéticas de alta energía, algunos elementos radiactivos emiten la energía espontáneamente. El isótopo de potasio y los elementos radiactivos de la serie del uranio y torio emiten la mayor parte de radiación gamma en la tierra. La energía de cada elemento radiactivo es distintivo y el espectro de rayos gamma, que determina una herramienta convencional, está en función del número y nivel de energía que es capaz de emitir la formación (figura 3.20.). Esto permite determinar las concentraciones radiactivas del K40, Th232 y U238 en las rocas.

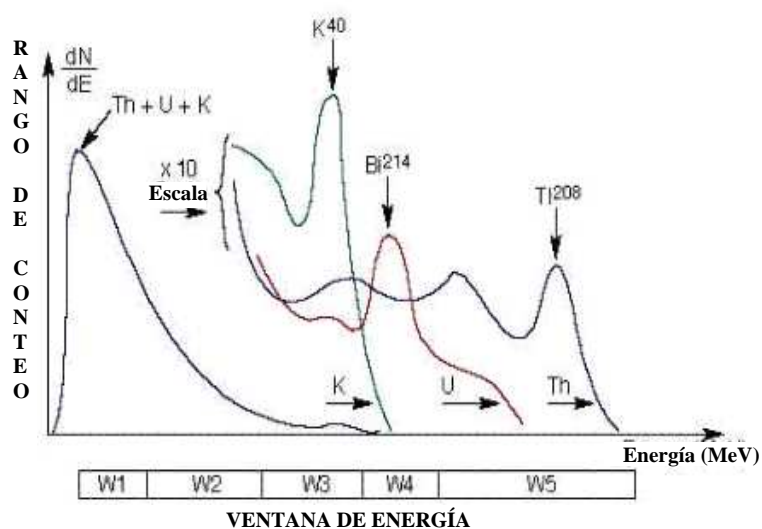


Figura 3.20. Espectro de energía de rayos gamma.

Los rayos gamma al pasar a través de la materia experimentan colisiones sucesivas con los átomos de la formación y pierden energía en cada colisión. Después de que han perdido la suficiente energía, el átomo de la formación lo absorbe por efectos fotoeléctricos, Compton o producción de pares explicados en el capítulo dos. Los rayos gamma natural se absorben gradualmente y sus energías se reducen al pasar a través de la formación. La tasa de absorción varía con la densidad, dos formaciones con la misma cantidad de material radiactivo por unidad de volumen pero con diferentes densidades mostrarán diferentes niveles de radiactividad.

El detector mas común usado para la detección de rayos gamma es el centellador, donde utiliza tres componentes principalmente para la detección de rayos gamma (figura 3.21.).

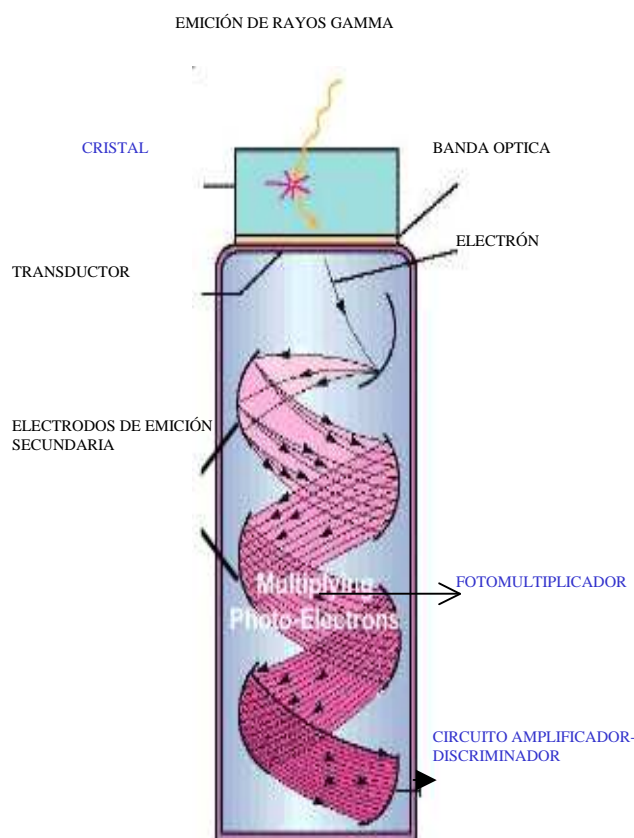


Figura 3.21. Esquema de un contador de centelleo.

Cristal de centelleo: convierte la energía de rayos gamma en un flash de luz visible.

Fotomultiplicador: convierte individualmente los flash de luz en electrones, que son amplificados para que sean detectables como pulsos eléctricos.

Circuito amplificador-discriminador: selecciona diferencias entre los pulsos originados por los rayos gamma de la formación y los causados por el entorno ajenos a la formación.

### 3.3.2. Evaluación del GR

Los registros de GR generalmente se ubican en le mismo carril (*track*) que el SP, debido a que los dos registros miden las mismas cualidades de la formación. Las curvas son muy parecidas, con la diferencia de que el registro GR es mas susceptible a la toma de datos. El GR mide concentraciones de radiactividad por medio de un sensor que capta la emisión de rayos gamma de la formación. Como en las arcillas y lutitas las concentraciones de elementos radiactivos es mayor que en las formaciones arenosas y calcáreas, se pueden delimitar perfectamente. Las unidades de GR son los grados API (American Petroleum Institute) utilizadas para medir la relación de cuentas radiactivas, la escala que utiliza el encabezado es de 0 a 150 grados API. Las herramientas de rayos gamma están diseñadas para soportar presiones entre 10,000 y 25,000 psi y temperaturas de 260 y 450 °F. El radio de investigación varía de 10" a 15" dependiendo de la densidad de la formación y la resolución vertical en promedio es de 24" dependiendo de la velocidad del registro (figura 3.22.).

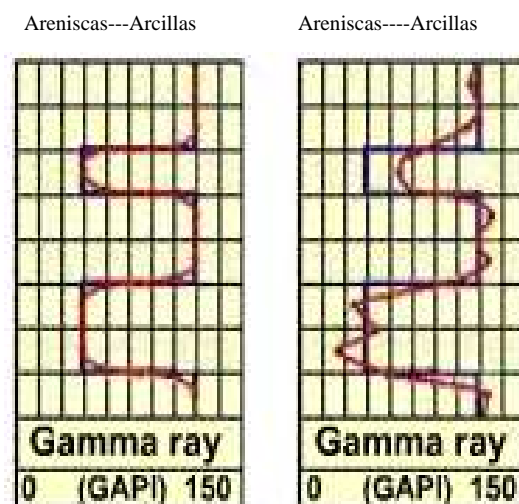


Figura 3.22. Respuesta típica del GR en formaciones arcillosas y libres de arcilla. También se observa el efecto de la velocidad de registro. Izquierda 900ft/hr. y derecha 7200ft/hr.

#### Correcciones por efecto ambiental

La respuesta de la herramienta de diámetro 3+5/8" está generalmente calibrada en las condiciones de pozo de 8", conteniendo lodo de densidad 1.2 gr/cc. La misma formación, con la misma radioactividad, en pozos de diámetro mayor y lodo más denso (donde hay mayor absorción de rayos gamma en el lodo antes de que alcancen el detector), producirá una respuesta atenuada de la curva GR; por el contrario, en pozos de pequeño diámetro y lodo ligero, la herramienta producirá una respuesta aumentada en la curva de GR.



En las cartas de interpretación de registros (Schlumberger, 1995) se muestran las gráficas GR-1, GR-2, GR-3 y GR-4 para la corrección en función del diámetro del pozo, peso del lodo y posicionamiento de la herramienta (centrada o descentrada). Las correcciones son también necesarias cuando el lodo es cargado con cloruro de potasio (situación poco frecuente) para evitar la erosión y colapso de las lutitas. Debido al potasio, la radioactividad del lodo generará un piso de radioactividad sobre el cual estará superpuesta la radioactividad natural de la formación.

### Indicador de litología

En la naturaleza existen rocas de alta radiactividad que son asociadas principalmente a las arcillas y lutitas, por otro lado estas rocas tienen una característica en común, que son de grano muy fino y que generalmente sirven de roca sello dentro de un yacimiento. El grado de radiactividad bajará conforme la formación tenga menos arcillas. Sobre una arenisca libre de arcillas se obtendrá un valor bajo de radiactividad. Gráficamente se pueden identificar las zonas con menor contenido de arcilla lo que indica el tipo de litología de manera cualitativa, así como determinar los límites de las capas y el espesor de los mismos tomando como referencia los puntos de inflexión.

La exactitud de identificar el límite entre las capas estará en función de la rapidez con que se registre. Como se muestra en la figura 3.22. si la velocidad disminuye la resolución vertical será mejor que un registro con mayor velocidad. Con el tipo de deflexión se puede inferir el grado de contaminación de una arenisca como se muestra en la figura 3.23.

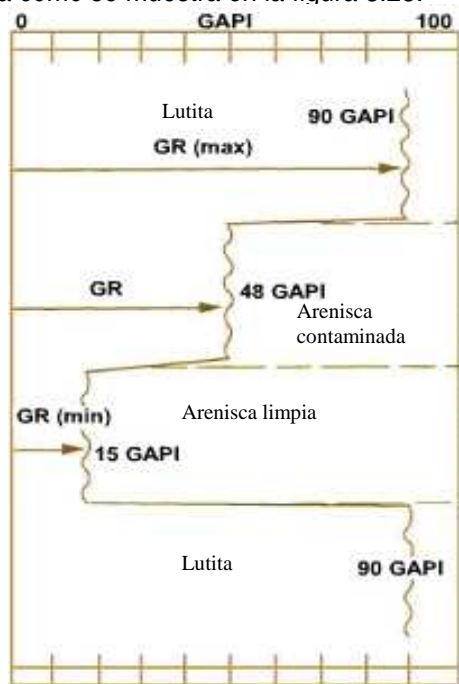


Figura 3.23. Interpretación de las deflexiones de la curva GR.

Otra evaluación importante es el cálculo de la relación del espesor neto de las arenas y el espesor total del intervalo de interés, la fórmula es:

$$\frac{N}{G} = \frac{\sum_{i=1}^n h_i}{H} \dots\dots\dots(3.10.)$$

Donde N es el espesor neto del yacimiento, G es el grosor total de la zona de interés y h son los espesores unidos o aislados dentro de la zona total que tiene características de contener fluidos. Existe otro tipo de registros que usa el mismo principio con la diferencia que este identifica el contenido de elementos radiactivos mas significativos por separado, dando resultados de concentraciones de potasio, uranio y torio, a este registro se le llama espectrometría de rayos gamma. Consta de un detector de rayos gamma que separa las emisiones de las diferentes elementos radiactivos (figura 3.24.).

Este tipo de registro además de diferenciar litología sirve para conocer ambientes de deposito, identificar tipos de arcillas, corregir el registro de GR por contenido de arcillas en formaciones sucias, identificar materia orgánica de la roca generadora, identificación de fracturas y la historia diagenética de las rocas.

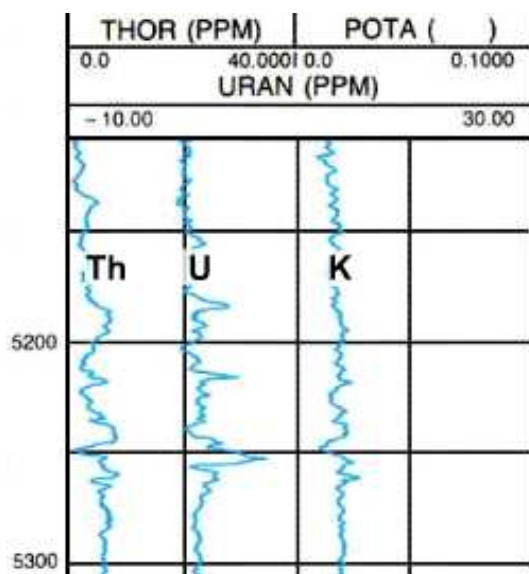


Figura 3.24. Espectrometría de rayos gamma.

### Correlación entre registros

Al igual que el registro SP, el GR también tiene la facultad de correlacionar la información entre pozos vecinos. Como la principal función del registro es identificar litología por medio de conteos radioactivos, la similitud y la repetición de eventos se pueden asociar a una misma unidad litológica. Un parecido en la forma de las curvas tanto de amplitud como de picos de alta radiación, puede unir límites de capas a diferente profundidades y espesores hacia otro pozo, con ayuda de los datos geológicos, estructurales y estratigráficos pueden obtenerse secciones geológicas en profundidad.

### Volumen de arcilla

Una de las principales interpretaciones cualitativas de los registros de rayos gamma, es la determinación del contenido de arcillas sobre las formaciones. Como la intensidad de los rayos gamma es proporcional a la concentración de material radioactivo en la formación, considerando que un tipo de lutita tiene una concentración constante de minerales radioactivos en cierta serie estratigráfica, se puede usar la intensidad media de la radiactividad en el intervalo para calcular el volumen de arcillas.

Pero debido a que los valores de GR son aparentes es necesario aplicar correcciones para obtener valores reales de radiactividad, esta corrección se lleva a cabo mediante las curvas de separación. Después de obtener los valores de radiactividad correspondientes a las profundidades del pozo se usa la siguiente expresión similar al SP (visto antes para calcular el volumen de arcillas).

$$V_{AC} = \frac{GR - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}} \dots\dots\dots(3.11)$$

Donde  $V_{AC}$  es el volumen de arcilla, GR es la deflexión frente al intervalo donde se quiere determinar el contenido de arcilla,  $GR_{\min}$  deflexión de la curva frente a una arena limpia y  $GR_{\max}$  frente a un valor máximo de radiactividad sobre las lutitas.

El procedimiento es similar en el caso de la curva SP, se traza una línea base lutitas y una línea base areniscas limpias y libres de arcilla donde se considerará 0% de arcilla en la línea base de areniscas y crecerá a medida que se acerque a la línea base de lutitas. Con este procedimiento se pueden descartar y asegurar zonas de interés de manera directa y con ayuda de otros registros se puede tener una interpretación más integrada.

### 3.4. Registro de resistividad eléctrica

La principal utilidad de los registros de resistividad es el cálculo de fluidos en las formaciones, y se enfoca principalmente en la búsqueda del valor de saturación tanto de agua de formación como de hidrocarburos. Una de las principales ecuaciones (3.12.) para la evaluación es la ecuación de Archie:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} R_w \frac{1}{R_T}} \dots\dots\dots(3.12.)$$

Que considera un volumen unitario de formación con su fracción de matriz (total de roca), fracción de espacios porosos ( $\phi$ ) llenados por agua ( $S_w$ ), resistividad del agua ( $R_w$ ), resistividad verdadera ( $R_T$ ) y hidrocarburos ( $S_H$ ), así como los exponente de cementación ( $m$ ) y saturación ( $n$ ) explicados en el capítulo 4. Los datos de resistividad obtenidos a partir de los registros ayudarán al cálculo tanto cualitativo como cuantitativo de los tipos de fluidos almacenados en la formación.

En todas las herramientas de registro eléctrico tienen la función de determinar la resistividad del material de formación, principalmente en las zonas de influencia de lodo así como en la zona no invadida. En la actualidad existen varias herramientas que miden la resistividad, pero la mayoría siguen el mismo principio de medición por lo que en este trabajo solo describiremos tres de ellas: convencional, inducción y micro-resistivas.

#### 3.4.1. Principios para medir la resistividad

Una regla general que se aplica en este tipo de registros es que a mayor espaciamiento entre el receptor y el transmisor mayor será el radio de investigación, a ella se conoce como herramientas de investigación profunda, con la limitante de que su resolución vertical será pobre y no puede identificar formaciones de poco espesor.

Este tipo de herramientas se conocen como convencionales. En el caso contrario de la primera regla la herramienta micro-resistividad mantiene una distancia entre transmisores y receptores muy corta por lo que aumentará la resolución vertical, son conocidas como herramientas de alta resolución, limitadas por una investigación de poca profundidad.

El ultimo caso son las herramientas de inducción, que tienen como principal característica variar el distanciamiento entre receptores y transmisores logrando varios tipos de registros, entre ellos los de penetración profunda y los de penetración somera, se le conoce como herramienta de radio variante de investigación. El nombre de inducción es debido a su principio de medición, induce una corriente causado por un campo magnético.

**Registros convencionales.**

La manera mas fácil para entender un registro eléctrico es por medio de un circuito cerrado convencional, que sea alimentado por corriente eléctrica de una fuente y la corriente sea trasportada hasta una superficie o medio de resistencia eléctrica. Esta superficie se opondrá o conducirá la corriente eléctrica según sus propiedades eléctricas, y esta característica será medida sobre un dispositivo de registro. De la misma manera se crea un arreglo que consiste en un electrodo A por el cual circula una corriente alterna de baja frecuencia, cuya fuente se encuentra en la superficie. El circuito se cierra en otro electrodo B, que esta alejado de los electrodos A y M. El electrodo M se coloca a una cierta distancia de A y se mide la diferencia de potencia entre M y N que son los electrodos conectados a un dispositivo de registro como se muestra en la figura 3.25.

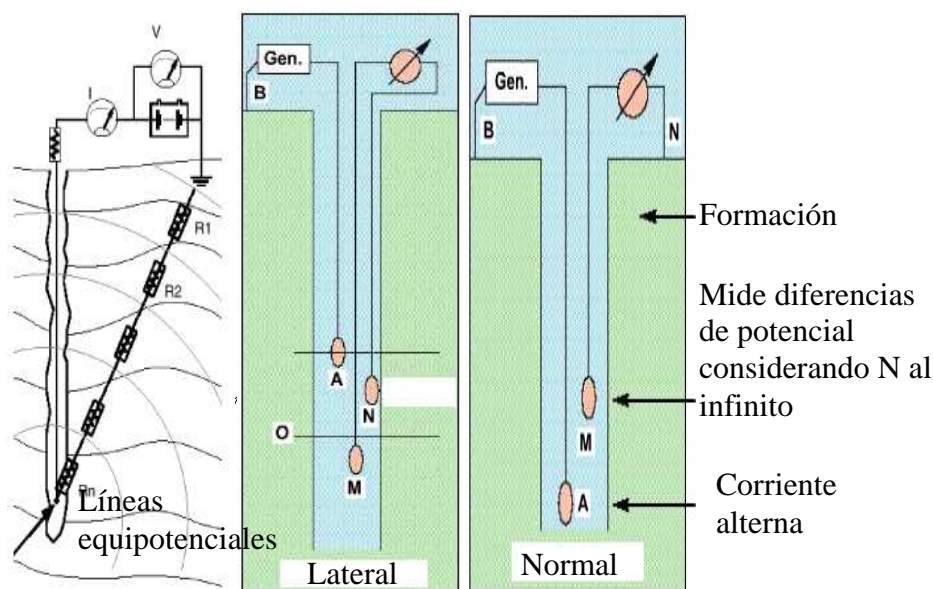


Figura 3.25. Esquema de un registro convencional.

En la figura anterior muestra a la izquierda un diagrama de líneas equipotenciales generadas por un arreglo eléctrico en un pozo, la formación sirve como resistencia dentro de este circuito.

En la figura de la derecha muestra un registro normal donde mide diferencias de potencial global para cada profundidad, y en la figura del medio mide la diferencia de potencial en cada intervalo en función de la distancia entre M y N.

Este es el principal principio de las herramientas convencionales de registro, con el tiempo se han mejorado las herramientas aumentando el numero de sensores y diseñando arreglos que ayudan a enfocar el registro para la toma de datos. El desarrollo de nuevas herramientas esta enfocada a evitar todos los inconvenientes que presentan los registros convencionales, como son: lodos muy conductores, capas muy delgadas, mejor control de la adquisición y obtener información real sobre formaciones intactas.

### Laterolog 3

Provista de electrodos para enfocar la corriente dentro de la formación y así obtener datos mas precisos contra la profundidad. Consiste en dos electrodos grandes de enfocamiento  $A_1$  y  $A_2$ , de 1.5 m aproximadamente puestos simétricamente con respecto al electrodo central  $A_0$ . se enviá una corriente a través de  $A_0$  de potencial fijo, sobre los electrodos  $A_1$  y  $A_2$  en corto se enviá la corriente de enfocamiento que de manera automática mantiene una diferencia de potencial nula, esto evita que la corriente fluya hacia arriba o hacia abajo forzando a que la corriente de investigación penetre en forma laminar a la formación (figura 3.26.).

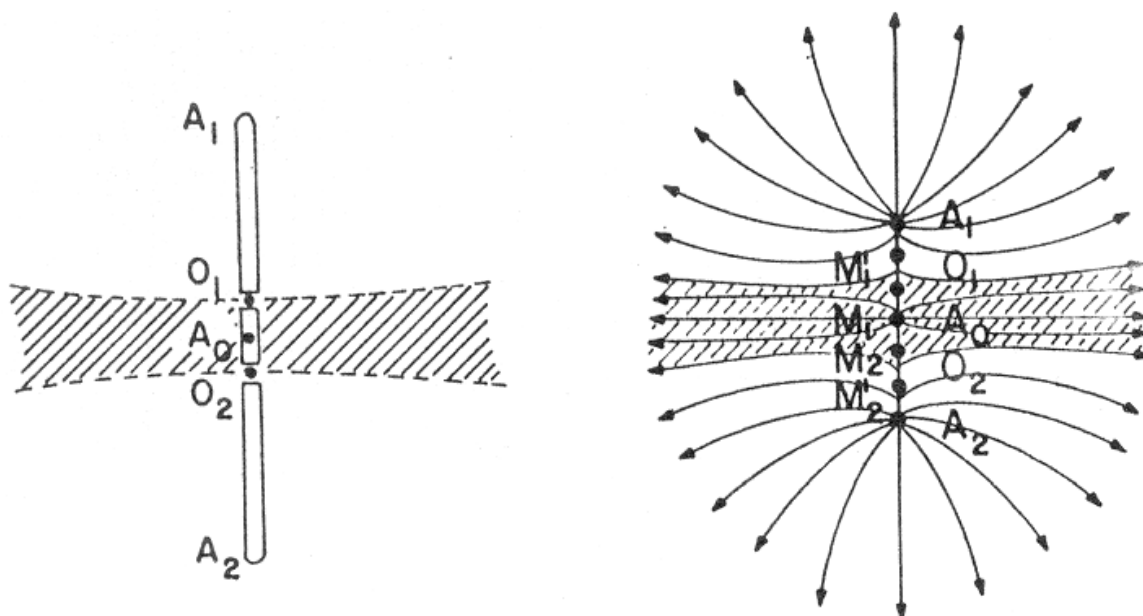


Figura 3.26. Esquema de herramientas, izquierda Laterog 3, derecha Laterolog 7 (Arroyo, 1996).

## Laterolog 7

De la misma manera que el laterolog 3 consta de un electrodo central  $A_0$ , la diferencia es que en vez de usar dos electrodos grande esta herramienta usa tres pares de electrodos denominados  $M_1$  y  $M_2$ ;  $M_1'$  y  $M_2'$  y  $A_1$  y  $A_2$  dispuestos simétricamente a  $A_0$ . Se envía una corriente a  $A_0$  de intensidad constante y otra corriente  $A_1$  y  $A_2$  con la misma intensidad y polaridad. Esto provocara que las líneas equipotenciales se concentren hacia el centro de  $A_0$ , así como también impeden que la corriente escape hacia arriba o hacia abajo del pozo (figura 3.26.) la caída de potencial se mide entre uno de los electrodos M y un electrodo en superficie (infinito).

## Enfoque esférico

Similar a las anteriores este tipo de herramienta obliga mediante un arreglo de electrodos en forma de anillos alrededor de la sonda, a que las líneas equipotenciales formen una esfera con centro en la parte media de la sonda. Consta de un electrodo central  $A_0$  que conduce una corriente eléctrica auxiliar a  $A_1$  y  $A_2$  situados simétricamente a  $A_0$ . los electrodos receptores también están acomodados simétricamente al centro con respecto a  $A_0$  en tres pares  $M_0$  y  $M_0'$ ;  $M_1$  y  $M_1'$  y  $M_2$  y  $M_2'$ . Las líneas de corriente sobre los electrodos A obligan a enfocar la corriente en forma esférica hacia el centro de la sonda, creando líneas equipotenciales en la parte somera del pozo que son registradas por los tres pares de electrodos M. Los electrodos  $M_2$  y  $M_2'$  mas separados marcaran el limite superior del registro C y las electrodos  $M_0$  y  $M_0'$  mas cercanos marcaran el limite inferior B (figura 3.27.).

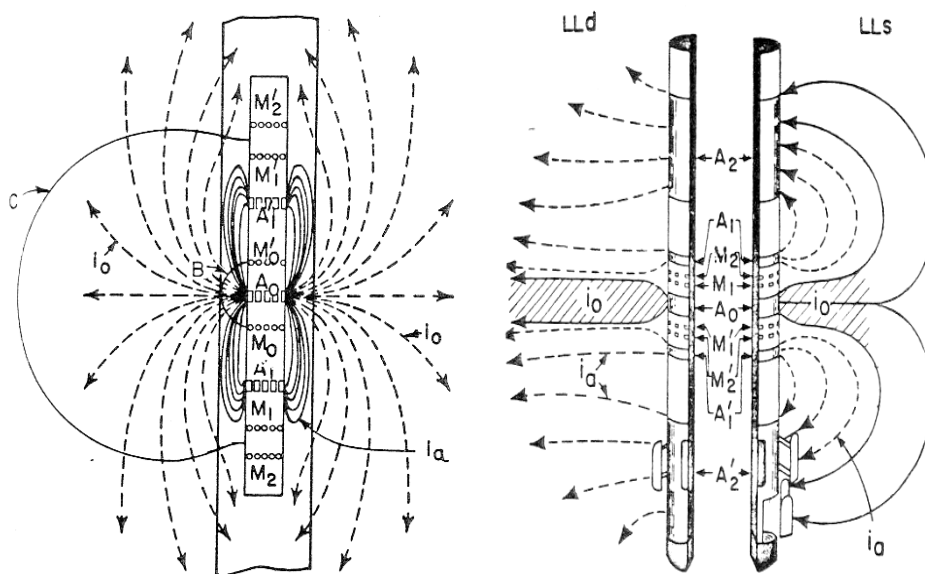


Figura 3.27. Esquema de las líneas de corriente, izquierda Enfoque Esférico, derecha Doble Laterolog (Gómez, 1975).

### Doble laterolog

Es la combinación de la herramientas mostradas arriba, cuenta con un electrodo central  $A_0$  que envía una corriente de la misma intensidad y polaridad que los dos pares de electrodos  $A_1$  y  $A_1'$  y  $A_2$  y  $A_2'$  acomodados simétricamente a  $A_0$ . Estos dos pares de electrodos ( $A_1$  y  $A_1'$  y  $A_2$  y  $A_2'$ ) conducen corriente a su respectivo par formando líneas equipotenciales enfocadas esféricamente arriba y abajo del electrodo central. Como estas líneas tienen la misma dirección que  $A_0$ , simultáneamente concentran el flujo de corriente en la parte central de la sonda, detectando por medio de dos pares de electrodos  $M_1$  y  $M_1'$  y  $M_2$  y  $M_2'$  el registro profundo LLd como el registro somero LLs (figura 3.27.).

### Registro micro-resistivo.

A diferencia de los registros convencionales los micro-resistivos tienen como principal tarea determinar la resistividad de la zona invadida. Ellos contienen un arreglo de sensores enfocados con distancias mínimas, contenidos dentro de dispositivos llamados patines los cuales siempre están pegados a la pared del pozo evitando así la influencia del lodo de perforación. Como los sensores tienen un radio de investigación limitada, estos van pegados al pozo y pueden determinar la resistividad de transición por lo que la resistividad de la zona invadida se considera como verdadera. Estas herramientas tienen la capacidad de medir resistividades en capas delgadas por su alta resolución vertical.

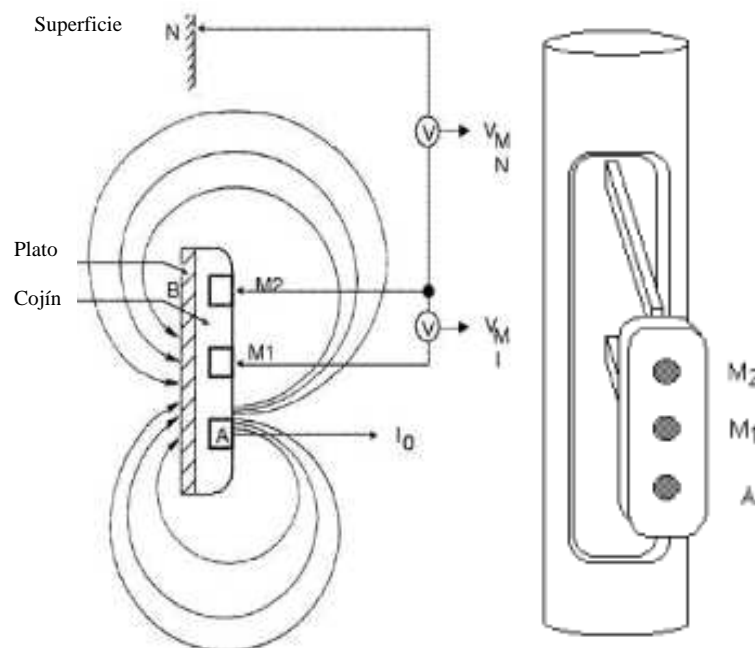


Figura 3.28. Esquema del dispositivo Microlog.



## Microlog

Consta de tres electrodos tipo botón un emisor y dos receptores, que van montados en un patín de hule que es presionado sobre la pared del pozo activando los electrodos (figura 3.28.). La diferencia de potencial se mide a partir de lo electrodos  $M_1$  y  $M_2$  en el caso de un registro micronormal considerando  $N$  en el infinito (puesto en superficie). Para el caso de un registro micro inverso solo se sustituye  $M_2$  por  $N$ .

## Microlaterolog y Proximidad.

Estas herramientas tienen el mismo principio que las herramientas convencionales laterolog, en el caso del Microlaterolog es semejante al Laterolog 7 con la diferencia en que los electrodos se encuentran sobre un patín. La forma de los electrodos son círculos concéntricos con respecto al electrodo central  $A_0$ . En el caso del proximidad es semejante al arreglo Laterolog 3 bajo las mismas condiciones que el Microlaterolog con la diferencia en la forma de sus electrodos, en este caso los electrodos son rectangulares concéntricos al electrodo central  $A_0$ , y dos electrodos laterales que ayudaran a enfocar las líneas equipotenciales (figura 3.29.).

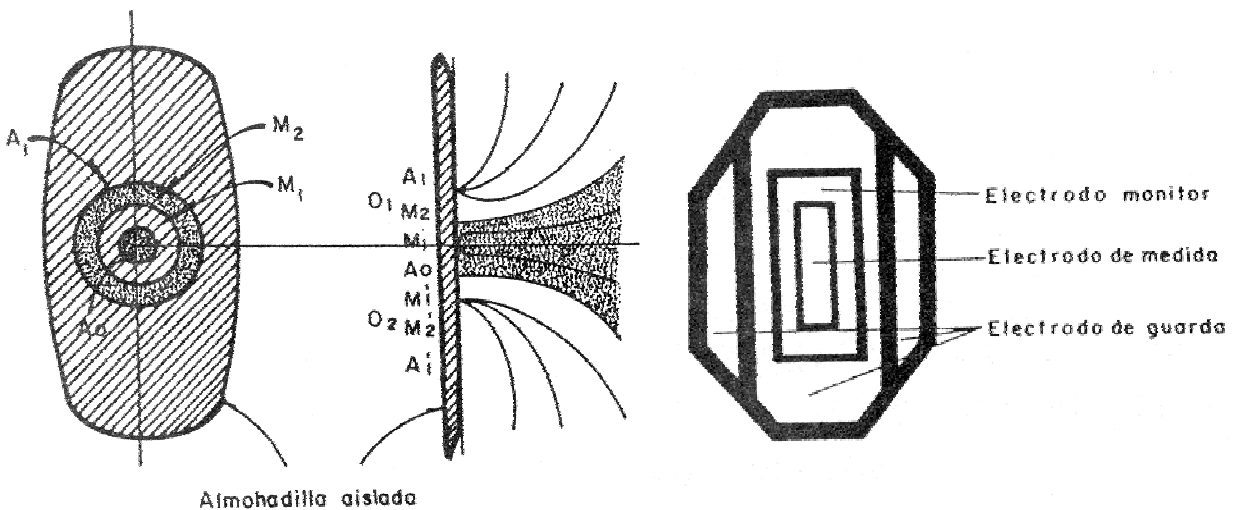


Figura 3.29. Esquema de los patines izquierda Microlaterolog, derecha Proximidad (Arroyo, 1996).

## Microesférico enfocado.

Parecido al Enfoque esférico, este esta montado en un patín con distancias mínimas entre sus electrodos. La forma de los electrodos es rectangular concéntrico al electrodo central  $A_0$  (figura 3.30.). Igualmente tiene el mismo numero de electrodos y tiene el mismo enfoque que la herramienta convencional mostrada anteriormente.

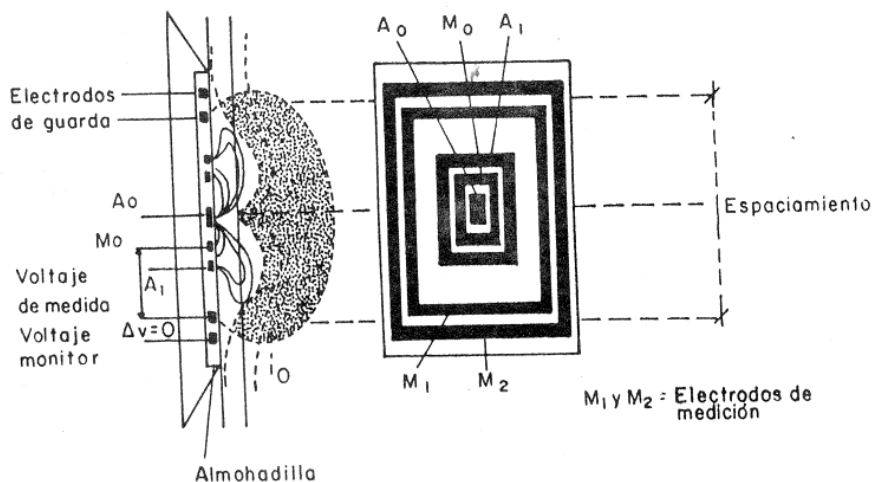


Figura 3.30. Esquema del patín Microesférico enfocado (Gómez, 1975).

### Registros de inducción.

Llamados así por su principio de interacción entre sus transmisores y detectores con la formación. El principio es simple, cuenta con una bobina trasmisora ( $I_T$ ) y otras receptoras ( $V_{R1}$  y  $V_{R2}$ ). Sobre la bobina trasmisora se envía una corriente eléctrica que forma un campo magnético ( $B_T$ ) sobre la formación. Este campo magnético a su vez induce un campo eléctrico ( $I_F$  teoría electromagnética) concéntrico a la sonda de forma que atraviese la formación. Esta corriente eléctrica afectada por la formación induce igualmente un campo magnético ( $B_F$ ) que es registrado sobre las bobinas receptoras ( $V_{R1}$  y  $V_{R2}$ ) en donde registra corrientes eléctricas afectadas por la formación (figura 3.31.).

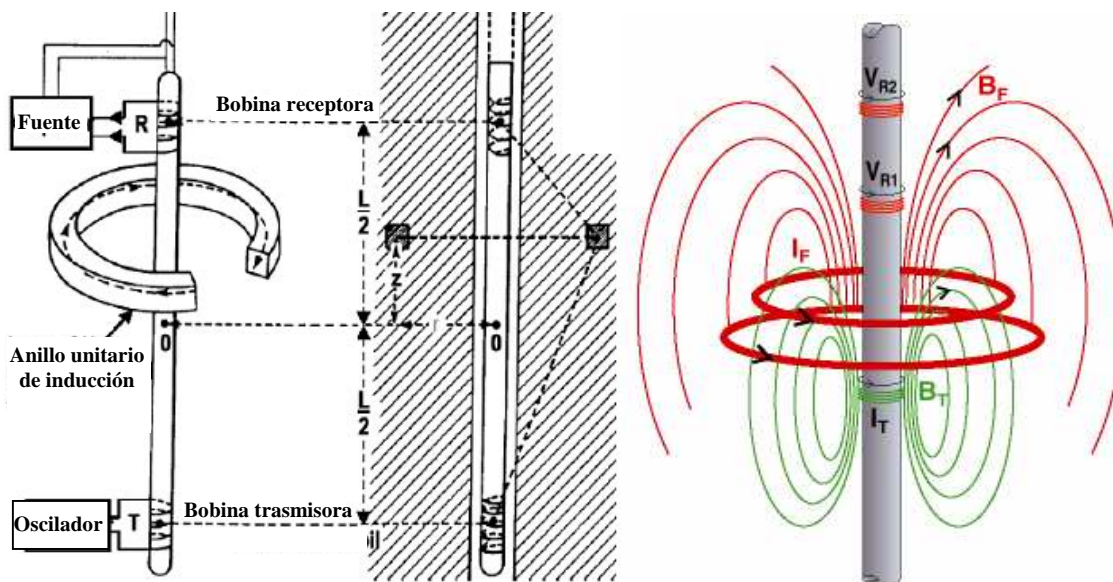


Figura 3.31. Esquema del principio de medición de la herramienta de inducción (Torres Verdín, 2004).

En la industria esta herramienta es una de las mas usadas (ATI) el arreglo de las bobinas determinará el radio de investigación y la resolución vertical, una distancia mayor entre bobinas el anillo de corriente inducido será mayor, incrementando el radio de investigación, pero estará limitando la resolución vertical. Por lo contrario una distancia menor provoca una mayor resolución y una menor profundidad de investigación.

**Factor geométrico del anillo de terreno.**

Es el anillo horizontal con eje en el centro de la sonda, cuya sección trasversal es un cuadrado de área unitaria, que se crea a partir de los campos magnéticos de las bobinas.

**3.4.2. Evaluaciones de resistividades**

La principal evaluación que generan los registros resistivos es la determinación de fluidos y saturaciones tanto de agua como de hidrocarburos. Como la corriente eléctrica necesita una vía por donde circular, los poros sirven como conductores o aislantes dependiendo del tipo de fluidos que contenga la formación.

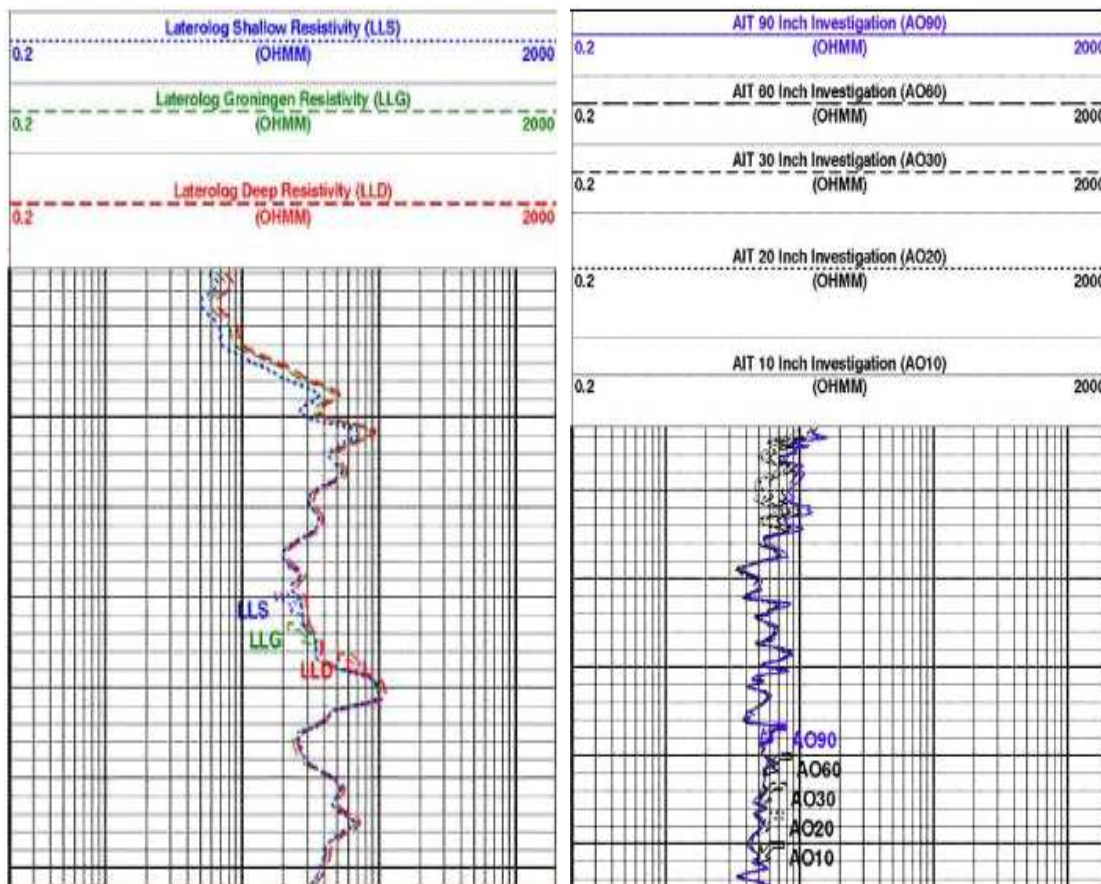


Figura 3.32. Izquierda registro doble laterolog (DLL). Derecha registro de arreglo de inducción (AIT).

En la industria siempre son interesante las zonas de alta resistividad, debido a que los hidrocarburos son aislante de la corriente eléctrica y se puede cuantificar el valor de la oposición al flujo de corriente. La presentación de los registros son mediante graficas de escala logarítmica, con ocho unidades de rango de valores de 0.2 a 2000 ohm-m (figura 3.32).

**Convencional.**

Para describir las evaluaciones de esta herramienta, solo nos referiremos a los registros doble inducción, ya que son una combinación de los diferentes arreglos de las herramientas que describimos en los principios de este registro. Su principal aplicación es el determinar la resistividad verdadera ( $R_t$ ), y con ello conducir a calcular una saturación de fluidos. Como en todos los registros de resistividad se puede también inferir las zonas permeables y porosas por las cuales ayudan a conducir la corriente o aislarla de forma importante. Esta herramienta no se puede correr en lodos base aceite. Un método para calcular la  $R_t$  sin la intervención de los datos  $R_{XO}$  se determinó la siguiente fórmula empírica (ecuación 3.13.) que generalmente se usa en casos especiales en donde no se cuenta con mayor información .

$$R_t = 1.7 R_{LLD} - 0.7 R_{LLG} \dots\dots\dots(3.13.)$$

Puesto que cuenta con tres diferentes rangos de penetración se puede generar un modelo de invasión, los cuales esta determinada por la zona invadida registrada por la curva LLS y la zona no invadida LLD. No es posible determinar la resistividad de la zona de transición puesto que se supone un sistema escalonado, siendo que la curva LLG solo sirve como interpolador entre las dos zonas del modelo a determinar. Este modelo ayudara a determinar los diámetros de invasión y poder predecir las condiciones del yacimiento. Diámetros menores indicarán una formación poco permeable o también que puede existir una presión de fluidos mucho mayor que la columna de lodo. Para determinar la  $R_t$  a partir del doble laterolog se usa la carta Rint-9b (Schlumberger, 1995) tomando los valores de LLS, LLG y LLD.

**Efecto Groningen:**

En un registro laterolog, la corriente es emitida por un electrodo trasmisor y regresa a un electrodo en la superficie, considerando una formación homogénea el flujo de corriente es radial con respecto al electrodo trasmisor, y las líneas equipotenciales tienen formas cilíndricas concéntricas al electrodo trasmisor. Estas superficies equipotenciales pierden su forma cilíndrica conforme se alejan del electrodo trasmisor.

Otra forma de perder las líneas equipotenciales en superficie es la presencia de una capa de alta resistividad cerca de la superficie, las líneas se deforman pasando a través del cuello del pozo, ha esto se la llama efecto de Groninger. Este efecto puede confundir fácilmente la presencia de hidrocarburos. Esta puede ser reconocida por un incremento en la curva LLD, seguido de un incremento en LLG a unos pocos centímetros de la base (figura 3.33.).

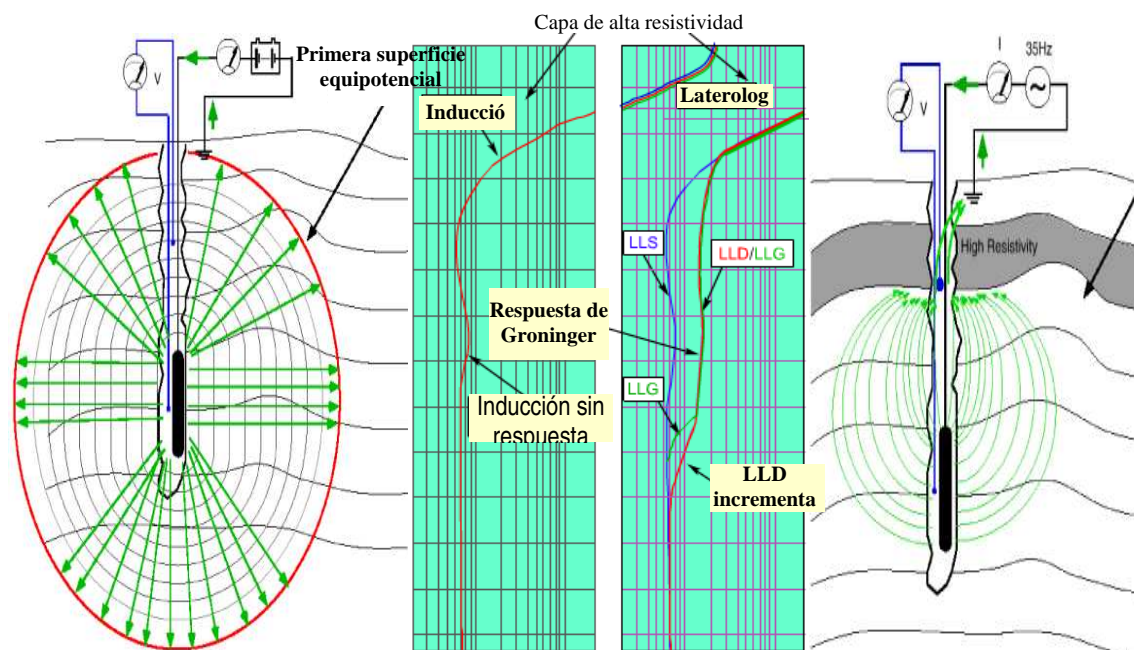


Figura 3.33. Efecto de Groninger, (Schlumberger, 1999).

### Correcciones:

Las lecturas se corrigen por efecto del pozo, como las curvas LLG y LLD se consideran registradas sobre una sonda centrada se tienen que corregir por espaciamiento del pozo con las graficas Rcor-2b y Rcor-2c (Schlumberger, 1995) tomando en cuenta la resistividad del lodo.

El efecto de capas adyacentes se aplica las correcciones sobre las curvas LLS y LLD, son corregidas con las graficas Rcor-10 en le caso de una capa sin invasión con capas adyacentes de espesor infinito y con la misma resistividad (Schlumberger, 1995). Esta corrección solo se aplica para determinar los limites entre capas con igual resistividad. Definiendo así el espesor real de la capa impermeable.

La corrección por efecto de invasión se aplica al sistema de tres curvas de resistividad con mayor precisión para obtener  $R_t$  por medio de la grafica Rint-9b se aplica esta corrección y también se obtienen los diámetros de invasión, como se supone que el perfil es escalonado no determina el valor de la zona de transición solo la zona invadida y no invadida.

**Micro-resistivos.**

En general los registro micro-resistivos sirven para calcular la resistividad de la zona invadida ( $R_{xo}$ ) cuando se corre en un lodo base agua, también ayuda a determinar la resistividad verdadera ( $R_i$ ) en base a los datos que sirven para corregir a las herramientas de mayor investigación. Indica cualitativamente las zonas porosas del pozo y el calculo de la saturación de la zona invadida. Las correcciones mas significativas que se le realizan son por el espesor del enjarre mediante las graficas  $R_{xo}$ -3 (Schlumberger, 1995).

La determinación de la saturación de la zona invadida ( $S_{xo}$ ) se calcula a partir de la resistividad del lodo de perforación ( $R_{mf}$ ), este se calcula tomando una muestra de lodo en superficie y posteriormente se corrige con el gradiente de temperatura, debido a que se necesita la resistividad a condiciones de la formación. Para la resistividad de la zona invadida ( $R_{xo}$ ) se toma una muestra circulada dentro del pozo y también se corrige por el gradiente de temperatura. Con estos datos se calcula la saturación con la fórmula :

$$S_{xo} = \frac{1}{\phi} \sqrt{\frac{R_{mf}}{R_{xo}}} \dots\dots\dots(3.14.)$$

Esta fórmula sólo se aplica si el valor de la porosidad se puede aproximar, en el caso en el que no hay suficientes elementos para calcular la porosidad se utiliza la relación análoga para la saturación de agua y se combina con la ecuación 3.14. por medio de la porosidad. El resultado final se muestra en la ecuación 3.15. como:

$$\frac{S_w}{S_{xo}} = \left( \frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots(3.15.)$$

Considerando una invasión moderada y una saturación de hidrocarburos residual existe una relación empírica entre  $S_w$  y  $S_{xo}$ .

$$S_{xo} = S_w^{1/5} \dots\dots\dots(3.16.)$$

Sustituyendo la relación 3.16. en 3.15. se define el calculo de la saturación del agua de formación ( $S_w$ ) mediante la fórmula 3.17.

$$S_w = \left( \frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{\frac{5}{8}} \dots\dots\dots(3.17.)$$

En conclusión los registros micro-resistivos evalúan las partes someras de las paredes del pozo, como el filtrado del lodo. Es un valor importante para conocer el diámetro de la zona invadida, así como definir espesores entra capas muy delgadas, y lo mas importante ayudar al cálculo de la saturación residual de hidrocarburos.

**Inducción.**

Una de las ventajas de esta herramienta es que puede ir registrando simultáneamente resistividades a varios radios de investigación, tanto someras como de la zona que no esta afectada por el lodo de perforación. Su gran limitante radica en la susceptibilidad a materiales conductores y no puede bajarse sobre lodos muy conductores (salados). Por el contrario una de las principales ventajas es que esta herramienta puede bajarse sobre lodos base aceite, por lo que la convierte en una de las herramientas mas usadas en la industria de la perforación que generalmente usan lodos base aceite. Debido al gran uso y utilidad nos referiremos a la herramienta AIT (herramienta de inducción eléctrica) para mencionar la evaluaciones que se pueden obtener a partir de sus datos.

Al igual que los demás registros resistividad también tienen la principal tarea de calcular la  $R_t$ , para ello se utilizan técnicas mas complicadas como el uso de modelos para pozos inclinados y pozos horizontales, así como para diferentes tipos de invasiones a la formación. Otra aplicación es la de obtener el volumen de fluido de invasión.

Esta herramienta maneja por lo general cinco radios de investigación que van de 10, 20, 30, 60 y 90 pulgadas por lo que tiene la capacidad de identificar un modelo de invasión mediante perfiles. Lo mas común para generar un modelo de invasión es realizar una serie de promedios movibles de tres términos (Tabla 3.1.).

|  |          |    |            |    |        |    |    |
|--|----------|----|------------|----|--------|----|----|
| Valores de las curvas, 1er corrimiento | 10       | 20 | 30         | 60 | 90     |    |    |
| Valores de las curvas, 2do corrimiento |          | 10 | 20         | 30 | 60     | 90 |    |
| Valores de las curvas, 3er corrimiento |          |    | 10         | 20 | 30     | 60 | 90 |
| ZONAS                                  | INVASIÓN |    | TRANSICIÓN |    | VIRGEN |    |    |

Tabla 3.1. Cálculo de modelo de invasión por promedios móviles.

La creación de perfiles de invasión pueden ayudar a la determinación del tipo de fluido que se encuentra en a formación, los modelos de perfiles de invasión pueden compararse con los obtenidos a partir de las resistividades registradas (figura 3.34.).

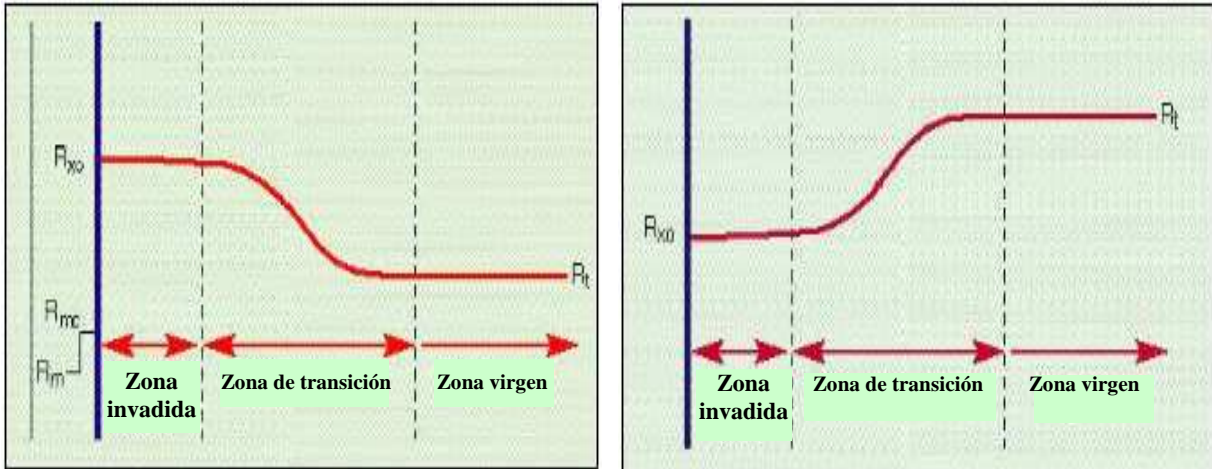


Figura 3.34. Perfiles de invasión, izquierda en el caso de contenido de agua, derecha contenido de hidrocarburos (Schlumberger, 1999).

La distribución de las resistividades será diferente para cada caso siendo que los hidrocarburos son muy resistivos a comparación del agua de formación. Las curvas del AIT y la imagen radial pueden determinar de manera directa el modelo de invasión así como también la construcción de un perfil de invasión como se muestra en la figura 3.35.

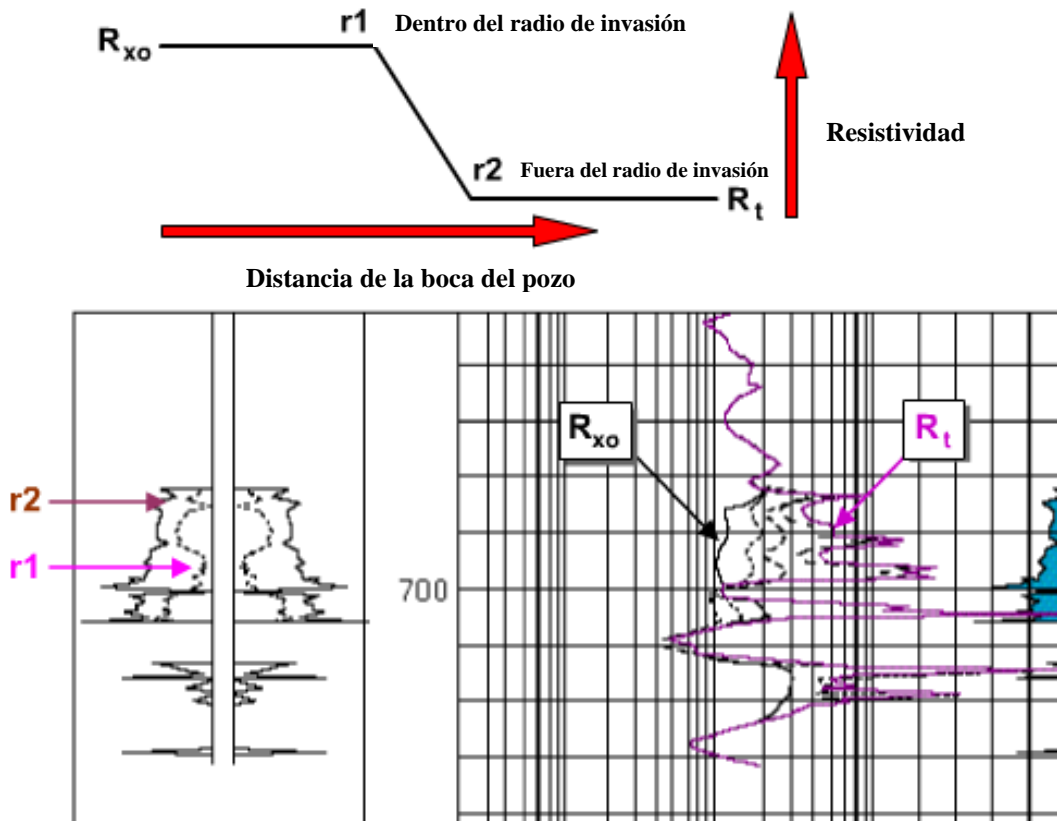


Figura 3.35. Esquema que ejemplifica como obtener un perfil de invasión (Schlumberger, 1999).



La interpretación se complicará para el caso de pozos desviados y horizontales, frecuentemente las perforaciones con echados muy fuertes registran resistividades en más de una capa y en el caso de los pozos horizontales registran espesores muy grandes o formaciones continuas. Para este tipo de problemas se recurre a técnicas de modelado e inversión que son usadas para el calculo de  $R_t$ . Como se puede apreciar en la figura 3.36 el registro se verá afectado por las condiciones geológicas y no tanto por el radio de investigación o por la posición de la sonda.

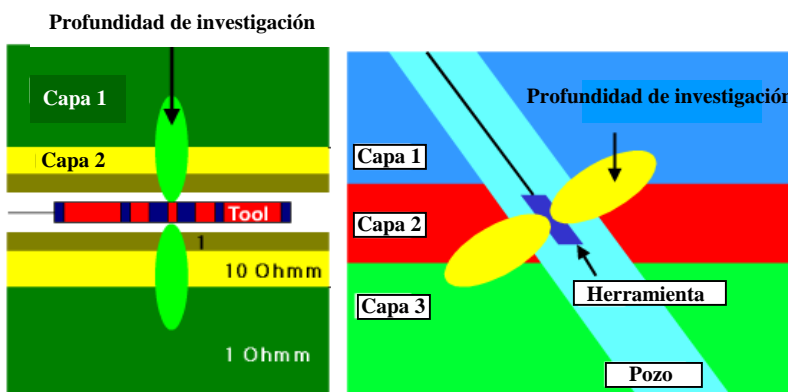


Figura 3.36. Esquemas que muestran el área de investigación por una sonda de inducción (Schlumberger 1999).

Como se puede notar en la figura de la derecha la resistividad esta afectada por tres formaciones geológicas diferentes, y en el esquema de la izquierda aparenta registrar a una formación de gran espesor y resistividad constante. Para estos caso se a diseñado un proceso de inversión donde se construyen modelos geológicos y condiciones de perforación para compara los resultados. El siguiente esquema ejemplifica los pasos para un modelado de inversión (figura 3.37).

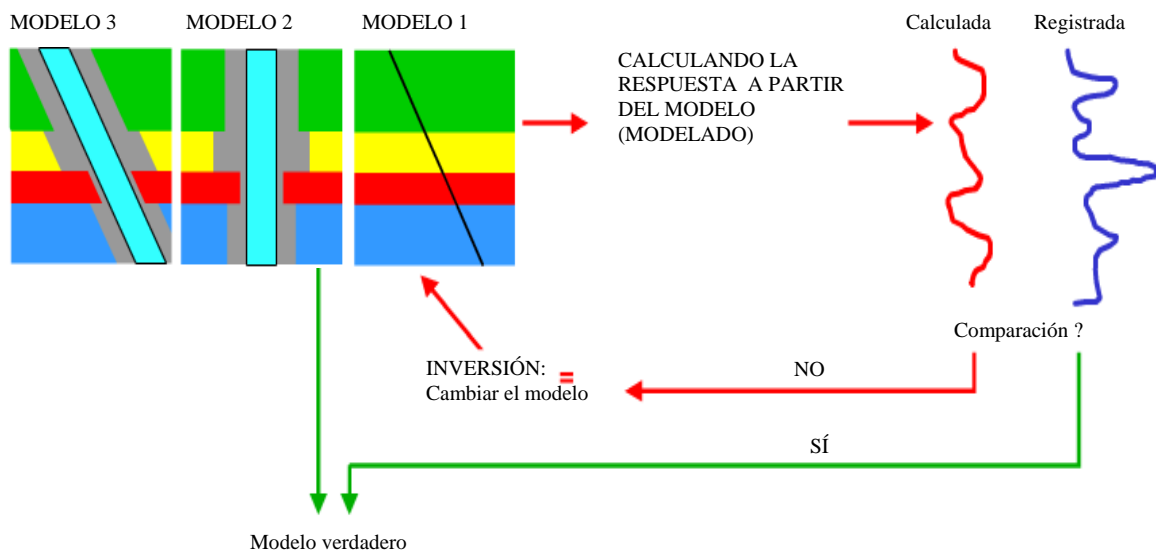


Figura 3.37. modelado e inversión.

Este tipo de modelados de inversión considera simulaciones matemáticas muy complicadas y para caracterizar la geometría completa del yacimiento y la respuesta de la herramienta se invierte mucho tiempo y es considerado poco práctico. Por lo tanto se realizan aproximaciones locales limitando el número de parámetros que se requieren para una solución práctica

Los modelos presentados en la figura 3.37. son los más utilizados, frecuentemente tienen las características ideales para condiciones especiales de los pozos, es decir, que en principio se parte de cualquiera de ellos y posteriormente son modificados de acuerdo a la complejidad del pozo. El primer modelo de una dimensión (1D) llamado analítico considera la desviación del pozo y espesores de las capas, pero no controla el diámetro del pozo, la invasión y el lodo de perforación. Para el segundo modelo (2D) llamado híbrido considera el espesor de las capas, el diámetro del pozo, la invasión y el lodo de perforación, pero no considera la desviación del pozo. Y el tercer modelo (3D) llamado numérico considera todos los parámetros, desviación del pozo, espesores de las capas, diámetro del pozo, invasión y lodo de perforación.

#### **Correcciones.**

Antes de la determinación del  $R_t$  se aplican una serie de correcciones, no es el principal motivo de este trabajo pero solo mencionaremos algunas de más relevancia. El efecto de la columna de lodo conlleva a realizar una corrección por el diámetro del pozo, considerando si la corrección se aplica sobre lodos de alta resistividad la corrección será mínima en comparación de lodos salados. La corrección del enjarre es poco controlable por su poca aportación al registro. Y la corrección de la zona invadida se realiza solo si es conocida la  $R_{mf}$ .

Cuando se corrige por espesores de la capa se toma en cuenta una capa muy grande con invasión del filtrado del lodo lateral y uniforme que no ocasiona variación vertical de la conductividad, como la herramienta se mueve dentro del pozo el anillo de terreno salta de un cilindro equipotencial a otro enmascarando la información. Esta corrección se lleva a cabo con las gráficas Rcor-9 (Schlumberger, 1995). Esto también puede inferir una corrección por capas adyacentes, el efecto del registro será semejante, pero en este caso se enmascaran las capas de menor invasión o capas muy delgadas en comparación el resto.

#### **Comparaciones.**

En general todos los registros de resistividad manejan las mismas evaluaciones aunque sus principios de medición sean diferentes, así como también las condiciones bajo las cuales su operación puede ser la más óptima (Tabla 3.2.).

Pero estas evaluaciones mencionadas tienen como propósito describir zonas de interés y relacionarlos con otros registros previamente conocidos. El resultado final debe conducir a la determinación de zonas de hidrocarburos, zonas de contacto agua aceite y la correlaciones con otros pozos.

| CONDICIONES         | Laterolog | Inducción |
|---------------------|-----------|-----------|
| Lodo base aceite    | NO        | SI        |
| Lodo salado         | SI        | NO        |
| lodo base agua      | NO        | SI        |
| burbujas de aire    | NO        | SI        |
| Valor alto de $R_t$ | SI        | NO        |
| Valor bajo de $R_t$ | NO        | SI        |
| $R_t > R_{xo}$      | OPTIMO    | PROBABLE  |
| $R_t < R_{xo}$      | PROBABLE  | OPTIMO    |

Tabla 3.2. Comparación entre Laterolog e Inducción.

En resumen las herramientas son complementarias dependiendo de las condiciones de la perforación, se puede sacar información importante tanto de una como de la otra, solo tenemos que tener en cuenta las condiciones para optimizar tanto la información como los costos que rodean a la operación.

El gran desarrollo de estas herramientas y la fácil manejo del registro, calibraciones y correcciones, ha llevado a conseguir resultados y datos de mucha relevancia para las industria de exploración y compañías de servicio. Las herramientas que miden la resistividad eléctrica son las más antigua y en la actualidad tiene un gran peso en cuanto al valor de su información, por lo tanto es una de las mas usadas debido ha la gran resistencia bajo condiciones hostiles. El mantenimiento es sencillo, y su costo es relativamente bajo en comparación a la información que proporciona.

### 3.5. Registros acústicos y sísmica de pozo

Las propiedades elásticas son parámetros que proporcionan información sobre las condiciones en las que existe la roca en el subsuelo y su entorno. De tal forma este parámetro contribuye de manera directa para la descripción física de las rocas o las formaciones, en la Petrofísica existen dos tipos de estudios que se basan en el mismo principio físico, por un lado se encuentran los registros acústicos y por otro la sísmica de pozos.

La principal diferencia entre estos dos registros radica por un lado en el arreglo del sistema fuente-detector, en la sísmica de pozos la fuente siempre se conserva en superficie y puede proporcionarla un vibrador, pistolas de aire y dinamita en casos especiales. Por otro lado, los registros acústicos tienen el arreglo fuente-detector sobre una sonda que se introduce al pozo, y las vibraciones sísmicas son iniciadas a partir de sonidos de alta frecuencias.

### 3.5.1. Sísmica de pozo

En las primeras etapas de la exploración y en el desarrollo de nuevas áreas, las superficies sísmicas proporcionan información general sobre las estructuras geológicas del subsuelo, como la forma y tipo de trampas estratigráficas y estructurales. La resolución de las superficies sísmicas es baja por la naturaleza de las frecuencias de las señales adquiridas a diferencia con la información de los registros de pozo que es de mayor resolución. Se pueden ofrecer resultados de oportunidades de desarrollo en campos petroleros a través de la información acústica de los registros y particularmente de la sísmica de pozos.

Los datos sísmicos de pozo se adquieren a partir de una fuente sísmica en la superficie, los datos de la señal sísmica son registrados con detectores posicionados dentro del pozo, estos detectores están sobre una sonda que es bajada mediante un equipo de registro convencional. Los datos pueden ser adquiridos sobre pozo abierto o en casos especiales en pozo entubado. Recientemente los avances de la tecnología permite realizar este tipo de registros durante la perforación (figura 3.38.).

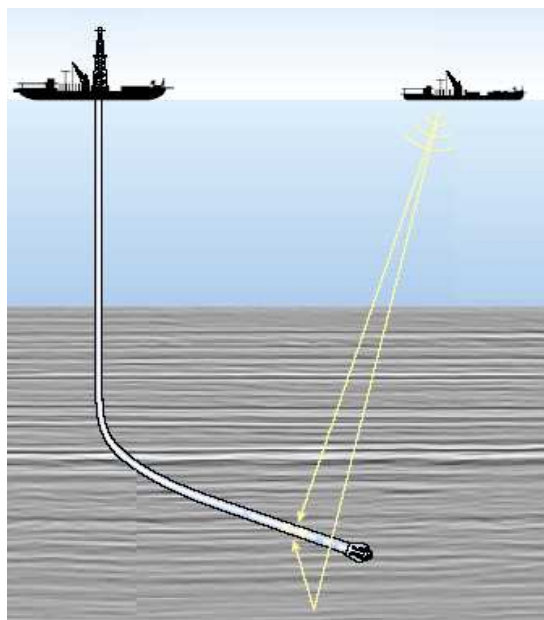


Figura 3.38. Registro sísmico durante la perforación, SWD (Schlumberger, 2002).

**Perfil sísmico vertical VSP.**

El perfil sísmico vertical (VSP por sus siglas en inglés) es un registro que tiene como finalidad obtener datos sísmicos alrededor del pozo para determinar rasgos estructurales cercanos. Las aplicaciones de los datos sísmicos de pozo y los métodos de adquisición, dependen de acuerdo a las necesidades de operación e interpretación, y puede ir de un check shot hasta una adquisición compleja de VSP en 3D (figura 3.39.):

**Check shot:** Este registro solo mide tiempos de tránsito entre el detector dentro del pozo a diferentes intervalos de profundidad y la fuente sísmica en superficie.

**Offset zero:** El VSP sin desplazamiento lateral, registran las señales sísmicas durante periodos de tiempo prolongados y a espaciamientos regulares en el pozo. Los tiempos de adquisición prolongados permiten captar reflejos sísmicos lo cual ayuda a generar imágenes sísmicas. Los VSP permiten obtener imágenes por debajo de la profundidad total del pozo.

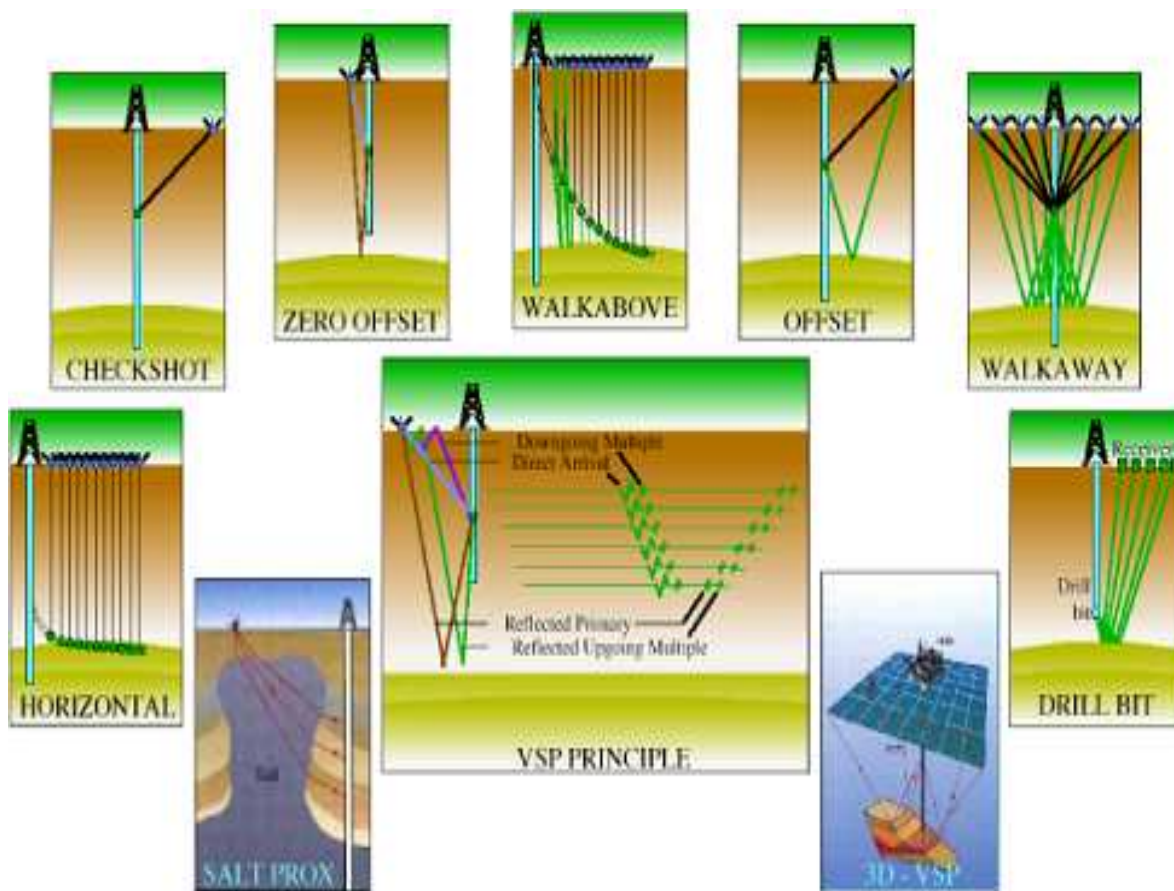


Figura 3.39. Diferentes métodos de adquisición de datos sísmicos de pozo (Schlumberger, 1999).

**Offset:** El VSP con desplazamiento lateral permite aumentar el volumen de investigación del subsuelo. Este utiliza una fuente en superficie colocada a una distancia considerable del pozo, los detectores en el pozo registran una mayor investigación de las superficies de reflejo alejadas del pozo. Permiten obtener imágenes sísmicas de alta resolución de las fallas y acuíferos estratigráficos adyacentes.

**Walkaway:** El VSP con desplazamiento múltiples, utiliza varias ubicaciones de la fuente en superficie y de cinco a siete receptores en el pozo con posiciones fijas. Las posiciones agregadas de la fuente amplían aun más el volumen del subsuelo, es decir, la cobertura lateral puede alcanzar un 50 % de la profundidad del pozo.

**Walkabove y horizontal:** El VSP con desplazamiento de fuente y receptor, utiliza una fuente colocada en superficie, de tal forma, que el receptor este exactamente debajo de la fuente sobre un pozo desviado o en su caso sobre un pozo horizontal. Esta técnica difiere de las otras porque la fuente y el receptor se desplazan juntos a medida que se obtienen las imágenes de los reflejos sísmicos.

**Drill bit:** El VSP durante la perforación utiliza la fuente sísmica ocasionada por la barrena de perforación, junto con los detectores alineados en la superficie. Esta adquisición se realiza durante la perforación lo que permite que la operación de perforación sea continua.

**VSP de sal próxima:** Utiliza una fuente colocada sobre un domo salino y un receptor ubicado en distintas posiciones sobre un pozo adyacente al domo salino. El procedimiento requiere conocer la ubicación exacta de la fuente y el receptor, la velocidad de la sal y la de los estratos circundante. Este tipo de levantamientos genera un perfil de domo salino.

Los trabajos Petrofísicos junto con la Geofísica, utilizan los datos sísmicos tanto de pozo abierto como entubado, para integrar y detallar la interpretación de secciones para calibrar los volúmenes sísmicos 3D. Las principales aplicaciones radican en la conversión tiempo profundidad, generación de sintéticos y desarrollos de investigación sobre efectos de AVO.

### 3.5.2. Principios de los registros acústicos

El registro sísmico mide el tiempo de tránsito, también denominado de “*slowness*” representado por  $\Delta t$ , que es tiempo que tarda una onda acústica en viajar por la formación desde la fuente al receptor, las unidades están dadas en milisegundos sobre pies ( $\mu s/ft$ ), generalmente esta contenido sobre los *tracks* 2 y 3 del registro principal, escalados de 40 a 140  $\mu s/ft$ .

Para ello, un transmisor en la herramienta genera una onda a partir de una fuente acústica que se propaga por el lodo, alcanza las paredes del pozo y continúa sobre la formación. Los efectos de esta propagación son detectados por dos receptores en la herramienta de registro, generalmente a 3 y 5 pies del transmisor; la diferencia de tiempos observada (medidos desde el momento del pulso del transmisor), dividida por los 2 pies que separan a los receptores, determina el tiempo de tránsito de la formación (figura 3.40.).

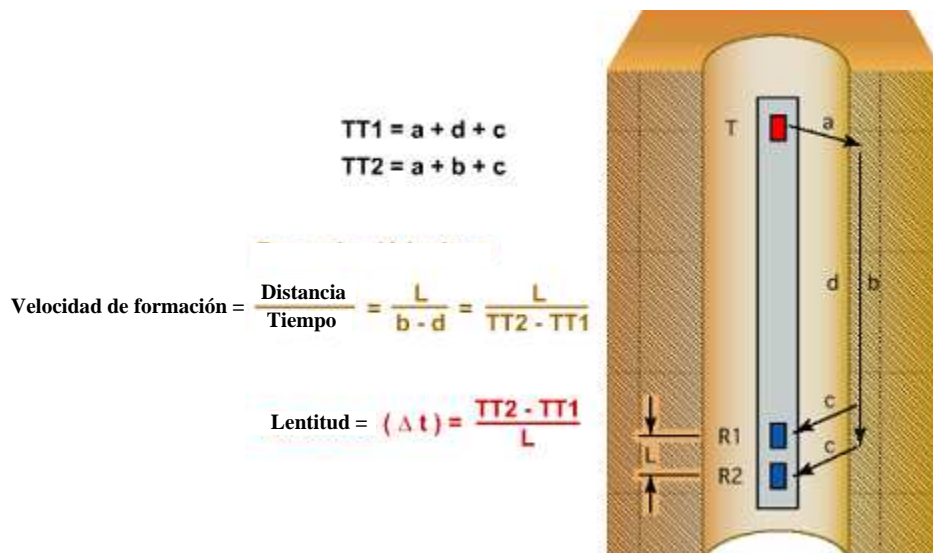


Figura 3.40. Esquema del cálculo del tiempo de tránsito para dos detectores (Schlumberger, 1999).

Como se mencionó en el capítulo dos, existe dos tipos principales de propagación de energía acústica, las ondas compresionales 'P', y ondas transversales 'S'. La velocidad de propagación de las ondas compresionales van desde 1.6 a 2.4 veces mas rápida que las transversales. En los fluidos no pueden transmitir las ondas transversales; sin embargo, las ondas compresionales transmitidas sobre el lodo de perforación, puede originar ondas transversales sobre la formación y a su vez puede originar ondas compresionales en el lodo; un receptor en el pozo que detecte estas últimas ondas permite visualizar el efecto de las ondas transversales en la formación. La medición de las ondas transversales junto con las ondas compresionales, permite evaluar las propiedades mecánicas de las rocas. Otros tipos de propagación de ondas acústicas son las superficiales, mencionadas en el capítulo dos, las ondas Rayleigh y las ondas Stoneley. La onda Rayleigh se propaga en la superficie entre el lodo y la formación, con una velocidad levemente inferior a la velocidad de la onda "shear" y se atenúa rápidamente.

La onda Stoneley se propaga en el lodo, por interacción entre el lodo y la formación; es una energía de baja frecuencia que sufre muy poca atenuación, facilitando su detección por la herramienta de registro (figura 3.41.).

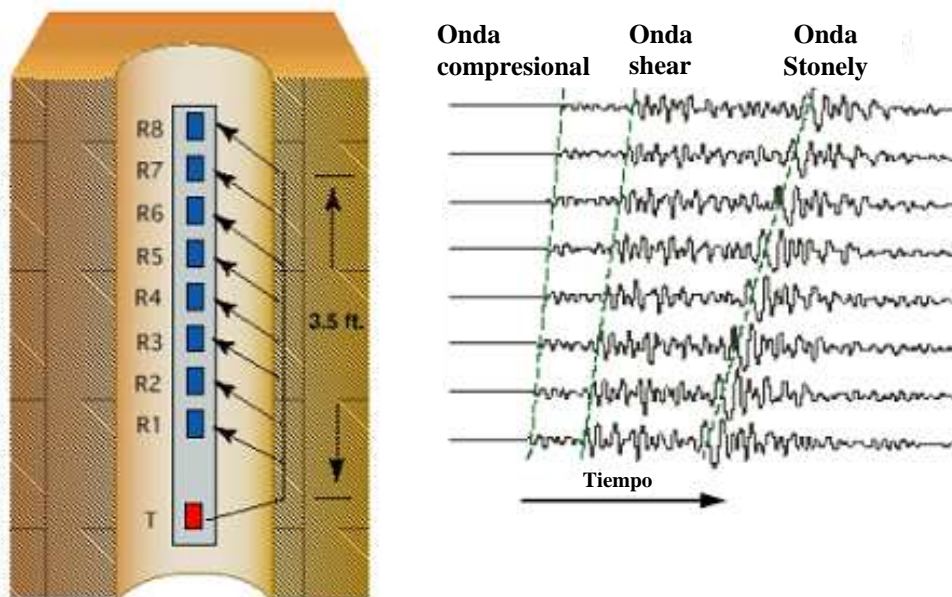


Figura 3.41. Esquema de las ondas acústicas en varios receptores (Schlumberger, 1999).

Pueden existir varios frentes de onda, viajando por diferentes caminos desde el transmisor hasta el receptor en la herramienta de registro; cada receptor sobre la herramienta registra una onda que representa la combinación de todos los diferentes modos de propagación. La herramienta básica del sónico tiene un transmisor y dos receptores; el transmisor es disparado varias veces por segundo y a cada disparo se genera una onda acústica que se propaga por el lodo en todas direcciones. Cada vez que un frente de onda llega a la pared del pozo; dependiendo del ángulo de incidencia, parte de la energía es reflejada, otra parte es refractada y otra parte viaja como onda compresional y/o trasversal.

Para la determinación del tiempo de tránsito  $\Delta t$  de la formación, se detecta la primera llegada de energía inmediatamente después del disparo del transmisor; esta primera llegada corresponde a una onda compresional (es mas rápida que las otras ondas) que viaja por el camino mas rápido (puede demostrarse que la onda viaja del transmisor a la formación con un ángulo de incidencia de aproximadamente  $45^\circ$  de la horizontal, continua por la pared del pozo y atraviesa el lodo hasta el receptor con la misma inclinación).



Para cada disparo del transmisor, la diferencia de tiempo entre las primeras llegadas observadas en los dos receptores, es dividida por la separación entre los dos detectores, dando como resultado el tiempo de tránsito  $\Delta t$  de la onda compresional de la formación.

**Salto de ciclo.**

Si por cualquier motivo un receptor no consigue detectar la primera llegada, después de algunos microsegundos detectará la siguiente (la del segundo frente de onda mas rápido), con lo que se produce un ‘salto de ciclo’ que es registrada en la curva  $\Delta t$ . Esta configuración de un transmisor y dos receptores obtendría una curva  $\Delta t$  afectada por variaciones del tamaño del pozo; para compensar este efecto se utiliza una segunda configuración invertida de un transmisor y dos receptores, de tal manera que se registrara el tiempo de transito dos veces sobre la formación (figura 42.). Como las variaciones del diámetro del pozo afectan los datos de ambas configuraciones, se calcula un promedio de las dos mediciones del  $\Delta t$  para obtener un valor que compense este efecto, por este motivo la herramienta es conocida como: ‘registro sísmico compensado’ o BHC (“Bore-Hole-Compensated”).

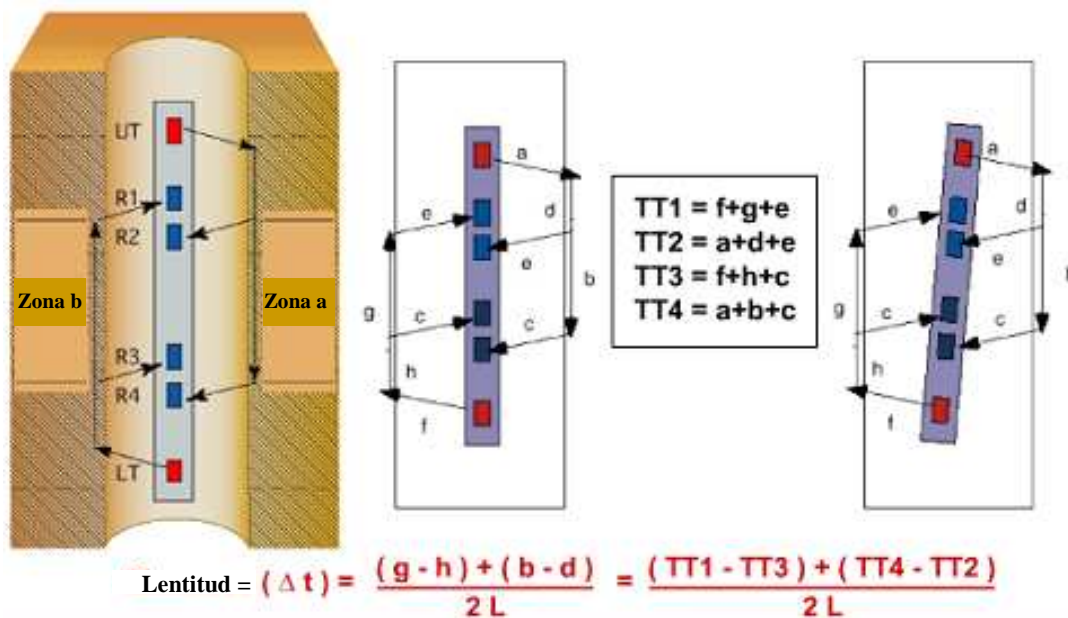


Figura 3.42. Esquema del principio del registro sísmico compensado BHC (Schlumberger 1999).

**Profundidad de investigación y resolución vertical.**

La medición del tiempo de tránsito  $\Delta t$  de la formación con la herramienta BHC tiene muy poca profundidad de investigación (del orden de 1” a 2”); debido a que el espaciamiento entre detectores es muy poca.

Por esta razón, además de las herramientas convencionales con espaciamentos transmisor-receptor de 3 y 5 pies, también existen herramientas de ‘espaciamiento largo’, con 7, 8, 9, 10 y 12 pies entre transmisor y receptor. Estas herramientas generalmente permiten combinar diferentes transmisores y receptores para obtener registros con el espaciamiento adecuado a las necesidades de cada pozo. La definición vertical del registro sísmico depende del espaciamiento entre los receptores utilizados en la determinación del  $\Delta t$  de la formación; para el registro BHC normal es del orden de 60 cm (2 ft).

### **Tiempo de tránsito integrado.**

El tiempo de tránsito  $\Delta t$  de la formación puede integrarse a lo largo del pozo, comenzando en el fondo (sumando los resultados de multiplicar  $\Delta t$  observado sobre cada intervalo en profundidad), con lo que se obtienen el tiempo en ( $\mu s$ ) desde el fondo del pozo hasta cualquier profundidad; los resultados se presentan como pulsos pequeños para cada 1  $\mu s$  y pulsos grandes para cada 10  $\mu s$  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 sísmico 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.

### **3.5.3. Evaluación de registros acústicos**

El registro sísmico, generalmente tiene una repetición excelente al pasar dos veces por el mismo intervalo, lo que prácticamente elimina la incertidumbre sobre el valor exacto del  $\Delta t$  de la formación. Sin embargo, para interpretar la lectura de  $\Delta t$  en términos de porosidad existen por lo menos dos ecuaciones diferentes de respuesta. Ambas empíricas; esto significa que existe una incertidumbre sobre la relación entre el  $\Delta t$  medido y la porosidad de la formación. Las dos ecuaciones de respuesta referidas son la de Wyllie y la de Raymer-Hunt.

#### **Ecuación de Wyllie para la porosidad**

La ecuación de respuesta de Wyllie es la mas utilizada y establece una relación lineal entre el tiempo de tránsito  $\Delta t$  medido y la porosidad  $\phi$  de la formación; según este modelo, el  $\Delta t$  de la formación es la suma de los  $\Delta t$ 's de cada elemento por sus volúmenes en la formación. En el caso de una formación limpia con porosidad  $\phi$  y zona lavada de mas de 5 cm de extensión, la ecuación de respuesta es:

$$\Delta t_{log} = \phi \Delta t_{mf} + V_{ma} \Delta t_{ma} \dots \dots \dots (3.18.)$$

donde:

$\Delta t_{log}$  es el tiempo de transito medido del registro ( $\mu s/ft$ )

$\varphi$  es la porosidad de la formación,  $0 \leq \varphi \leq 1$

$\Delta t_{mf}$  es el tiempo de transito del filtrado, aproximadamente  $189 \mu s/ft$

$V_{ma}$  es el volumen de matriz en la formación,  $0 \leq V_{ma} \leq 1$

$\Delta t_{ma}$  es el tiempo de transito de la matriz, aproximadamente,  $43 \mu s/ft \leq \Delta t_{ma} \leq 55 \mu s/ft$

En la ecuación 3.18. la porosidad y el volumen de matriz constituye el total de la roca, y por lo tanto se debe cumplir que:

$$1 = \varphi + V_{ma} \dots \dots \dots (3.19.)$$

Según el concepto de porosidad aparente, puede identificarse la porosidad con las ecuaciones 3.18. y 3.19. conociendo la 'porosidad aparente de sónico', la cual puede obtenerse substituyendo en la ecuación 3.18. la expresión de  $V_{ma}$  obtenida de la ecuación 3.19.:

$$\varphi_{Sa} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{mf} - \Delta t_{ma}} \dots \dots \dots (3.20.)$$

En caso de formaciones arcillosas, las ecuaciones 3.18. y 3.19. se modifican de la siguiente manera:

$$\Delta t_{log} = \varphi \Delta t_{mf} + V_{ma} \Delta t_{ma} + V_{sh} \Delta t_{sh} \dots \dots \dots (3.21.)$$

donde los parámetros tienen el mismo significado indicado en la ecuación 3.18. con las siguientes adiciones:

$V_{sh}$  es la arcillosidad (volumen de lititas) en la formación  $0 \leq V_{sh} \leq 1$

$\Delta t_{sh}$  es el tiempo de transito de la lutita, generalmente entre  $80$  y  $130 \mu s/ft$ .

En esta ecuación. La porosidad, el volumen de matriz y el volumen de lutita constituyen el total de la roca, por lo tanto se cumple que:

$$1 = \varphi + V_{ma} + V_{sh} \dots \dots \dots (3.22.)$$

La ecuación de Wyllie es válida sólo para las siguientes condiciones:

- Porosidad intergranular uniforme
- Formaciones acuíferas
- Formaciones limpias (sin lutitas)
- Formaciones compactadas

### Ecuación de Raymer-Hunt para la porosidad.

La ecuación de respuesta de Raymer-Hunt establece una relación de segundo grado entre el tiempo de tránsito  $\Delta t$  medido y la porosidad  $\phi$  de la formación, que puede dar mejores resultados en zonas con porosidades desde valores bajos hasta valores altos. Una de sus limitantes es la dificultad para realizar cálculos manuales. En el caso de una formación limpia es:

$$\frac{1}{\Delta t} = \frac{\phi}{\Delta t} + \frac{V_{ma}^2}{\Delta t_{ma}} \dots\dots\dots(3.23.)$$

donde los parámetros tienen el mismo significado que en la ecuación 3.18. En esta ecuación, la porosidad y el volumen de matriz constituyen el total de la roca y por lo tanto se cumple con la ecuación 3.19.

### Efectos de ambientes.

No existe necesidad de aplicar correcciones por efectos ambientales al registro sínico BHC; sin embargo, el registro puede estar afectado por alteración de la formación en las proximidades de la pared del pozo, lo que altera el valor del tiempo de tránsito  $\Delta t$  medido. Una herramienta de sínico con espaciamiento largo genera un registro prácticamente libre de este efecto.

### Compactación:

Generalmente se asume que las propiedades elásticas de las rocas son independientes de la compactación, si la roca está sometida a una presión suficientemente alta, si la roca está sometida a presiones menores (por ejemplo formaciones someras o formaciones con presiones anormales), el valor del tiempo de tránsito medido es más alto que lo esperado, indicando valores de porosidad aparentemente mayores que la porosidad verdadera. En estos casos puede estimarse la verdadera porosidad dividiendo la porosidad aparente por un factor de compactación ( $C_p > 1$ ).

- Si existen registros de densidad y neutrón, el factor de compactación puede ser determinado en cada nivel como  $C_p = \phi(\text{sónico})/\phi(\text{densidad-neutron})$
- Si no existen otros registros de porosidad y  $\Delta t_{sh} > 100 \mu\text{s/ft}$ , puede estimarse con  $C_p \approx \Delta t_{sh}/100$
- En el caso anterior, si  $\Delta t_{sh} < 100 \mu\text{s/ft}$ , se asume que la formación no está afectada por falta de compactación y se toma  $C_p = 1$ .

**Arcillosidad:**

Las lecturas del registro sónico en lutitas puede variar entre 70 y 130  $\mu$ s/ft; el efecto de la presencia de lutita en la formación depende del contraste entre el tiempo de tránsito medido en las lutitas y el tiempo medido en la formación limpia.

**Hidrocarburos:**

La presencia de hidrocarburos en la roca-almacén generalmente no afecta la medición del tiempo de tránsito en formaciones compactadas; en formaciones no compactadas existe efecto de hidrocarburos, pero no existe una corrección que pueda ser aplicada.

**Fracturas y vóculos:**

La presencia de fracturas y vóculos en la formación produce efectos muy pequeños en el tiempo de tránsito medido por el registro, por lo que se obtienen valores de porosidad menores que los reales (se dice que el registro no ve las fracturas y vóculos). Este efecto puede definir un indicador de porosidad secundaria SPI (Secondary-Porosity-Index”) como la diferencia entre la porosidad densidad-neutrón y la porosidad sónico:

$$SPI = \varphi_{DN} - \varphi_S \dots\dots\dots 3.24$$

**Efectos del pozo:**

El pozo debe estar lleno de fluido para que los receptores puedan detectar la energía transmitida. Otro efecto, que ocurre en pozos de diámetro grande, es la atenuación de la intensidad de la onda, lo que dificulta la detección por el transmisor mas lejano y puede originar ‘saltos de ciclo’ muy frecuentes.

**3.5.4. Herramienta sónico dipolar DSI**

La teoría descrita anteriormente aplica para todas las herramientas basadas en fuentes sónicas. A diferencia de la herramienta DSI con las herramientas monopolares que no tenían la capacidad de medir ondas transversales en formaciones poco consolidadas, la herramienta DSI “ Sónico Dipolar de Cizallamiento por imágenes, la cual combina los arreglos monopolar y dipolar para analizar de forma efectiva las ondas de cizallamiento o transversales y Stoneley en todo tipo de formaciones. Como se aprecia en la figura 3.43 la herramienta consta de un arreglo combinado entre monopolar y dipolar lo cual garantiza mediciones de propagación de las ondas en todo tipo de formaciones, desde las poco consolidadas hasta las extremadamente duras.

La herramienta tiene un transmisor monopolar programable, dos transmisores dipolares cruzados (de inferior a superior) y un arreglo de ocho estaciones de recepción múltiple que pueden ser configuradas para recepción monopolar y dipolar. Las estaciones en el arreglo consiste de cuatro elementos de recepción montados circunferencialmente, haciendo un total de 32 elementos individuales de recepción.

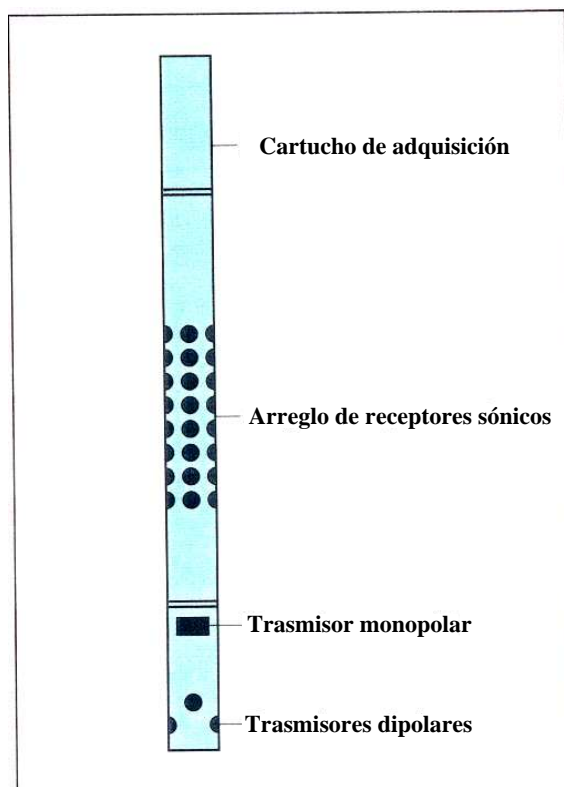


Figura 3.43. Esquema de la herramienta DSI.

La herramienta DSI tiene seis modos de operación, los cuales pueden ser utilizados individualmente o en combinación para adquirir el tren de ondas requerido.

- Dipolo inferior: mide el tiempo de transito de la onda transversal utilizando la energía del transmisor dipolar inferior.
- Dipolo superior: mide el tiempo de transito de la onda transversal utilizando la energía del transmisor dipolar superior.
- Dipolo cruzado: utiliza la energía alternadamente de los transmisores dipolares superior e inferior permitiendo la adquisición polarizada ortogonalmente para estudios de anisotropía.

- Modo Stoneley: mide el tiempo de tránsito, a baja frecuencia, de la onda Stoneley. Esta onda es generada por el transmisor monopolar por un pulso de baja frecuencia.
- Modo P y S: mide el tiempo de tránsito de las ondas compresional y transversal en formaciones consolidadas. El transmisor monopolar es excitado por un pulso de alta frecuencia reproduciendo condiciones similares a las herramientas sónicas convencionales.
- Primer movimiento: mide el tiempo de tránsito de la onda compresional utilizando la energía del transmisor monopolar generada por un pulso de altas frecuencias. Este representa una manera rápida de medir cruces individuales de cero en la onda.

Uno de los parámetros de la roca, que tiene interés particular es la razón de Poisson, la cual describe la deformación lateral de un material cuando está sujeto a una presión longitudinal. La saturación de gas tiende a reducir la razón de Poisson, algunas veces dramáticamente, de manera que los valores extremadamente bajos indican que la formación está saturada con gas.

Como se muestra en la figura 3.44-A, el perfil de un registro DSI, en el canal 1 se muestra la razón de Poisson calculada a partir de las mediciones de las ondas compresionales y transversales. La proporción entre el  $\Delta t$  de la onda transversal y el  $\Delta t$  compresional se muestra junto con el perfil de rayos gamma y el diámetro del pozo. En el canal 2 se presentan superpuestos los  $\Delta t$  de las ondas transversales calculados a partir de las mediciones hechas por los transmisores superior e inferior y el transmisor monopolar P y S. También se presenta el  $\Delta t$  compresional de la medición del transmisor monopolar. En el canal 3 se muestra el  $\Delta t$  de la onda transversal y el  $\Delta t$  de la onda compresional de las mediciones P y S utilizando el arreglo de transmisor monopolar. En el canal 4, la medición del dipolo superior se presenta para demostrar la calidad del  $\Delta t$ .

Las mediciones a las ondas Stoneley, permiten evaluar fracturas en la formación. Cuando las ondas Stoneley atraviesan una fractura que intercepta el pozo, parte de la energía acústica es reflejada debido al contraste en la impedancia acústica causado por la presencia de fracturas. El procesamiento de la onda Stoneley permite medir los coeficientes de reflexión, con los cuales se puede medir la apertura de la fractura.

En la figura 3.44-B, el perfil del canal derecho se pueden observar algunas ondas reflejadas, bajando cuando la herramienta está debajo del reflector y subiendo cuando la herramienta está arriba del reflector. La curva del coeficiente de reflexión en verde indica que las fracturas están abiertas.

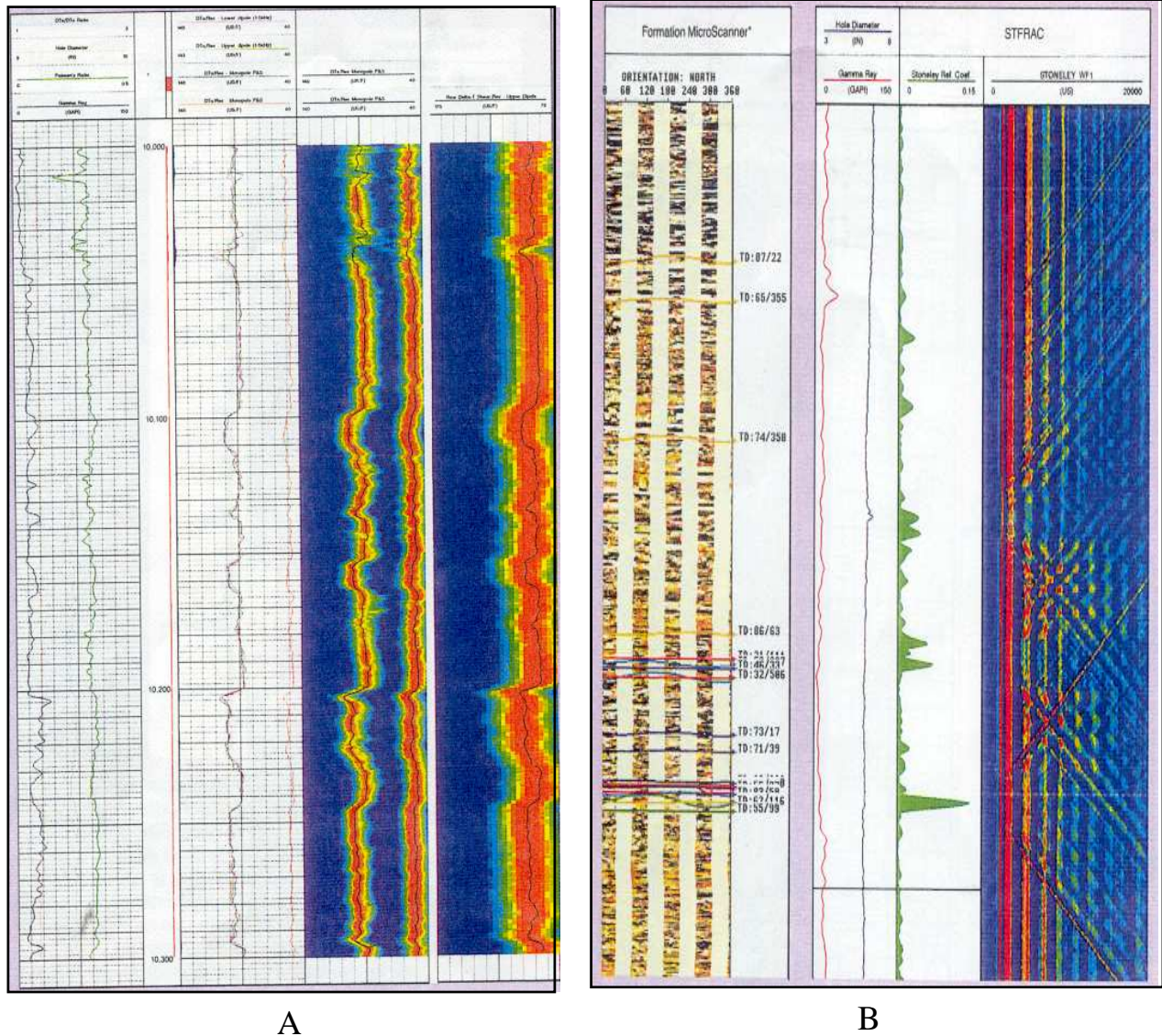


Figura 3.44. Registros sónicos dipolares con diferentes expresiones A) evidencia de fracturas y B) estabilidad del pozo, sobre los dos registros se puede inferir la porosidad.

La presencia de fracturas detectadas a partir de la onda Stoneley es validada con las evaluaciones hechas con la herramienta de imágenes microeléctricas, la cual indica la evidente presencia de fracturas. La estabilidad del pozo es un aspecto importante durante la perforación en formaciones poco consolidadas. Si la densidad del lodo del pozo es muy baja, la formación alrededor del pozo puede colapsarse. Al contrario si el lodo de perforación es muy pesado, la formación puede fracturarse y crear una pérdida de circulación o una invasión. Con la medición del tiempo de tránsito de la onda trasversal, la herramienta permite una sólida evaluación cuantitativa de las propiedades mecánicas de la formación.



### **3.6. Registro de densidad**

La principal función de este registro es determinar la densidad de las formaciones, con este análisis se pueden caracterizar tipos de litología y porosidades, el principio que utiliza esta basado en una fuente radiactiva de rayos gamma como se ha explicado en el capítulo dos. El número de rayos gamma y su nivel de energía a una distancia de la fuente conocida, pueden predecirse a partir de la densidad electrónica de la formación, conociendo la relación que existe entre la densidad del electrón y la densidad del volumen de formación.

#### **3.6.1. Principio para medir densidad**

Los registros de densidad están clasificados como registros de radiactividad ya que su principal fuente emisora son los rayos gamma, la forma de interactuar con la formación generalmente son de dos formas: por efecto fotoeléctrico y efecto Compton. Los rayos gamma conservan siempre una dirección lineal hasta que son desviados o absorbidos por la formación. Todas las formaciones del subsuelo están constituidas por cierta densidad electrónica (número de electrones por unidad de volumen), esta densidad está relacionada con la densidad total de la formación incluyendo grados de porosidad, densidad de fluidos y de la matriz de la roca que la constituye, es decir, que a mayor densidad de la formación mayor será su densidad electrónica. La herramienta contiene una fuente radiactiva de rayos gamma ( $Cs^{137}$ ) con una intensidad de 1.5 Curie y 662 keV de energía, que al salir de la sonda chocan con la formación a nivel electrónico (figura 3.45.), los rayos gamma que tratan de pasar a través de la formación son desviados por efecto Compton o absorbidos por efecto fotoeléctrico y pierden energía gradualmente en cada colisión. La emisión de rayos gamma sobre la formación interactúa a nivel atómico perdiendo energía en cada colisión, y mientras sea mayor la densidad electrónica los rayos gamma perderán energía considerablemente o serán absorbidos, de tal manera que al llegar al detector se registrará una menor proporción que la emisión original, como resultado el nivel de energía perdida estará en función de los espacios vacíos y del contenido de matriz de roca que exista en la formación. Una pérdida mayor de energía corresponde a una formación de alta densidad, y una baja pérdida de energía corresponde a una formación porosa. El detector tiene el mismo principio que el registro de GR. Por medio de un centellador de rayos gamma convierten las emisiones a pulsos eléctricos proporcionales a la energía detectada.

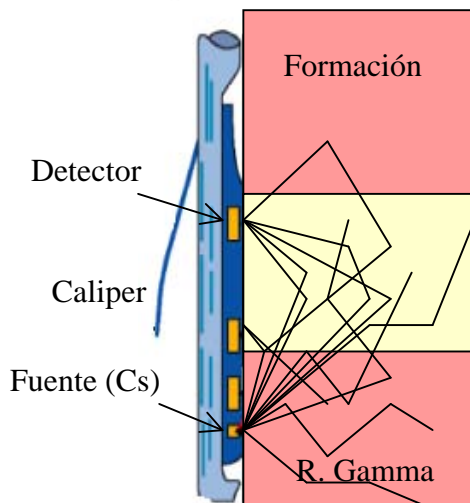


Figura 3.45. Esquema del registro de densidad.

Los pulsos eléctricos son analizados y convertidos a rayos gamma en cuentas por segundo contra el nivel de energía. Como se observa en la figura 3.46. izquierda, la zona A esta relacionada con la absorción fotoeléctrica y la zona B con el efecto Compton, esta grafica muestra el modelo ideal para la formación, pero como en realidad la densidad aumenta con la profundidad las ventanas de valores registradas por la herramienta cambian (figura 3.46. derecha). Las cuentas por segundo decrecen en le espectro de energía, así la herramienta de densidad utiliza los rayos gamma y un algoritmo matemático que calcula la densidad aparente ( $\rho_a$ ).

Espectros de energía

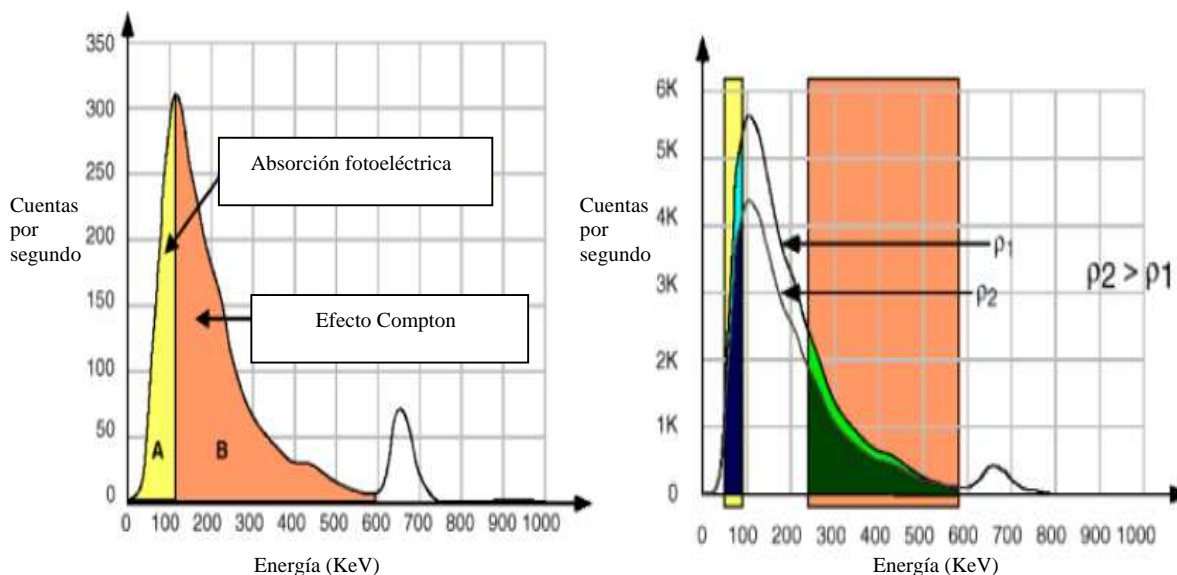


Figura 3.46. Distribución de rayos gamma sobre la herramienta de litodensidad.

Las relaciones que existen entre la densidad electrónica ( $\rho_e$ ), la densidad aparente ( $\rho_a$ ) y la densidad verdadera ( $\rho_b$ ) calculadas a partir del registro de densidad, son parecidas entre sí para un mismo mineral, por ejemplo el cuarzo, calcita y dolomía (Tabla 3.3.).

| ELEMENTO | NUMERO ATOMICO (Z) | PESO ATOMICO (A) | 2 Z/A  | DENSIDAD VERDADERA ( $\rho_b$ ) | DENSIDAD ELECTRONICA ( $\rho_e$ ) | DENSIDAD DE LA HERRAMIENTA ( $\rho_a$ ) |
|----------|--------------------|------------------|--------|---------------------------------|-----------------------------------|---|
| CUARZO   | 11.78              | 60.09            | 0.9985 | 2.654                           | 2.65                              | 2.648                                   |
| CALCITA  | 15.71              | 100.09           | 0.9991 | 2.71                            | 2.708                             | 2.71                                    |
| DOLOMIA  | 13.74              | 184.42           | 0.9977 | 2.85                            | 2.863                             | 2.85                                    |

Tabla 3.3. Tabla de relación entre valores de minerales.

El número de rayos gamma encontrados en la formación depende del número de electrones disponibles para colisiones, permitiendo determinar la densidad electrónica o el número de electrones por unidad de volumen. Puede deducirse una relación entre la densidad electrónica  $\rho_e$  (en electrones/cc) y la densidad media de la formación  $\rho_b$  (en gr/cc) (ecuación 3.25.).

$$\rho_b = \frac{\rho_e}{(2Z/A)} \dots\dots\dots 3.25.$$

Para la mayoría de los minerales encontrados en las formaciones, el valor  $2Z/A$  es aproximadamente igual, por lo tanto en general se puede asumir que  $\rho_b \approx \rho_e$ , lo que significa que la densidad electrónica medida es prácticamente igual a la densidad media de la formación.

**3.6.2. Evaluación de la densidad**

Esta herramienta ha evolucionado de forma tal que las correcciones que se le aplicaban anteriormente ahora las realiza de forma automática durante la adquisición. Al incluir un segundo detector de espaciamiento corto permiten investigar los valores de enjarre que se diferencian con la densidad de la formación, esto permite efectuar una corrección a las lecturas del detector lejano para obtener la densidad de la formación sin el efecto del enjarre entre el patín y la formación.

Las herramientas modernas, denominadas de lito-densidad, utilizan detectores más sensibles los que además de contar los rayos gamma también permiten detectar su nivel de energía. Los rayos gamma de alta energía son utilizados para medir la densidad y la corrección aplicada; los rayos gamma de baja energía permiten obtener la curva de efecto fotoeléctrico en la formación, la cual indica la litología de la formación. La profundidad de investigación del registro de densidad es de aproximadamente 30 cm, similar la su definición vertical.

Su principal propósito es determinar el grado de porosidad de la formación y por lo tanto también determina los cambios litológicos diferenciándolos en cuanto a sus densidades.

### **Corrección por efectos ambientales y la influencia de la medición.**

El registro de factor fotoeléctrico es fuertemente afectado por lodos cargados con barita y no existe corrección para este efecto. En este tipo de lodos no se recomienda utilizar la curva de efecto fotoeléctrico para interpretar. La única corrección necesaria en la curva de densidad de la formación, es por curvatura del pozo; como el patín está adaptado a pozos de 8" de diámetro, esta corrección solamente debe aplicarse cuando el pozo tenga curvaturas diferentes a 8".

Las compañías que prestan servicios de registros publican gráficas para estimar la corrección necesaria en función de la curvatura del pozo frente al patín, por ejemplo en las graficas Por-15a (Schlumberger 1995).

### **Variaciones estadísticas:**

La ecuación de respuesta del registro de densidad es perfectamente bien conocida. Sin embargo, las variaciones estadísticas intrínsecas al principio físico de esta medición hace que haya un error del rango de  $\pm 0.005$  gr/cc sobre el valor exacto de la densidad medida.

### **Pozo en mal estado:**

El mal estado de la pared del pozo produce lecturas anormalmente bajas de la densidad medida, básicamente por la presencia de lodo entre el patín y la formación. En zonas donde el valor de  $\Delta\rho$  es mayor que 0.15 gr/cc (en escala normal, corresponde a 3 divisiones grandes) debe sospecharse que el valor de densidad  $\rho_b$  medido puede no ser representativo del verdadero valor de la densidad de la formación.

### **Hidrocarburos livianos:**

Los hidrocarburos livianos presentan una densidad menor que la del agua o del aceite pesado, por esta razón, cuando existe gas en la zona investigada por la herramienta, el registro de densidad indicará una porosidad aparente (calculada con  $\rho_{bmf} = 1.0$  gr/cc) bastante mayor que la porosidad verdadera. Este efecto es aprovechado como excelente indicador de gas cuando se combina el registro de densidad con el de neutrón, ya que el hidrocarburo produce en el registro de neutrón efectos exactamente opuestos a los que produce en el registro de densidad: la porosidad aparente de neutrón  $\varphi_{Na}$  es menor que la porosidad verdadera en la roca.

De esta manera, con las dos herramientas calibradas para formaciones calcáreas limpias y con contenido de agua de formación, las curvas se separarán indicando hidrocarburos livianos.

**Lodo cargado con barita:**

La barita tiene un valor fotoeléctrico extremadamente alto, lo cual afecta a los datos e impide la aplicación del factor fotoeléctrico para la identificación de litología. Por otro lado, las rápidas deflexiones de la curva de factor fotoeléctrico, debido a lodos cargados con barita es frecuentemente utilizada como un indicador adicional de fracturas abiertas (en las cuales el lodo entra y produce los efectos mencionados).

**Relación entre densidad y porosidad**

La densidad  $\rho_b$  de una formación limpia y acuífera puede obtenerse como la suma de las densidades de cada elemento (figura 3.47.), directamente relacionada por su volumen de formación. En el caso de una formación limpia con porosidad ( $\varphi$ ) y zona lavada de más de 30 cm de extensión, la ecuación de respuesta es:

$$\rho_b = \varphi(\rho_{bmf}) + V_{ma}(\rho_{bma}) \dots\dots\dots(3.26.)$$

donde:

- $\rho_b$  densidad de la formación, en gr/cc
- $\varphi$  fracción de poros en la formación.  $0 \leq \varphi \leq 1$
- $\rho_{bmf}$  densidad del filtrado en la zona investigada por la herramienta (aprox. 1.1 gr/cc)
- $V_{ma}$  fracción de matriz limpia ocupada por la formación ( $0 \leq V_{ma} \leq 1$ )
- $\rho_{bma}$  densidad de la matriz limpia en gr/cc. ( $2.65 \leq \rho_{bma} \leq 2.87$ )

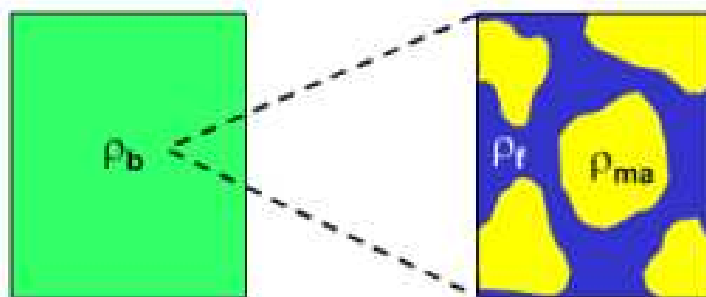


Figura 3.47. Esquema de porosidad para una formación limpia.

Como la herramienta cuenta con una buena profundidad de investigación sobre la zona invadida, la saturación de fluidos es una mezcla de filtrado de lodo con hidrocarburo no movable (figura 3.48.).

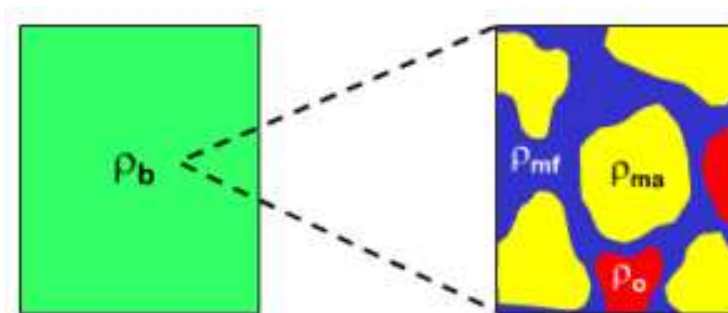


Figura 3.48. Esquema de porosidad con saturación de fluidos no móviles.

En este caso la ecuación 3.26. se modifica solo integrando nuevos términos que describen al hidrocarburo no móvil:

$$\rho_b = \varphi(S_{xo}\rho_{bmf} + (1 - S_{xo})\rho_o) + V_{ma}(\rho_{bma}) \dots\dots\dots(3.27.)$$

donde  $\rho_o$  es la densidad del hidrocarburo  $S_{xo}$  es la saturación de fluidos en la zona invadida y  $(1 - S_{xo})$  representa la fracción de volumen total de fluidos sobre la formación. Por lo tanto se puede deducir que la suma de la porosidad y el volumen de matriz constituyen el total de la roca, por lo tanto se cumple:

$$1 = \varphi + V_{ma} \dots\dots\dots(3.28.)$$

Combinando las ecuaciones 3.26. y 3.28. se obtiene la porosidad aparente de la densidad  $\varphi_{Da}$  para formaciones limpias con agua:

$$\varphi_{Da} = \frac{\rho_{bma} - \rho_b}{\rho_{bma} - \rho_{bmf}} \dots\dots\dots(3.29.)$$

En caso de formaciones arcillosas se consideran términos adicionales a las ecuaciones 3.26. y 3.28. como son la fracción de roca ocupado por lutita ( $0 \leq V_{ma} \leq 1$ ) y el valor de la densidad de la lutita ( $\rho_{bsh}$ ).

$$\rho_b = \varphi(\rho_{bmf}) + V_{ma}(\rho_{bma}) + V_{sh}(\rho_{bsh}) \dots\dots\dots(3.30.)$$

En esta ecuación la suma de la porosidad, el volumen de matriz y el volumen de lutita constituyen el total de la roca, por lo tanto se cumple:

$$1 = \varphi + V_{ma} + V_{sh} \dots\dots\dots(3.31.)$$

### Factor fotoeléctrico.

La curva de factor fotoeléctrico se obtiene a partir del número de rayos gamma de baja energía detectados por la herramienta, este parámetro indica básicamente la litología de la roca con muy poca influencia de porosidad. El factor fotoeléctrico se expresa en función del número de protones o número de electrones por átomo eléctricamente neutro en la formación. Los valores para el efecto fotoeléctrico en rocas almacén más comunes son: arenisca 1.8, caliza 5.08 y dolomía 3.14.

Las siguientes son las aplicaciones del factor fotoeléctrico:

- Identificación rápida de litología.
- Evaluación de lutitas.
- Reconocer minerales pesados en la formación.
- Facilitar la evaluación en presencia de gas.
- Detección de fracturas en lodos con barita.
- Evaluación cuantitativa con la curva U (índice volumétrico de absorción fotoeléctrica)

### Índice volumétrico de absorción fotoeléctrica.

Esta curva (U) es calculada a partir del producto nivel a nivel de las curvas de densidad y de factor fotoeléctrico, y se puede expresar mediante la suma de los índices de absorción fotoeléctrica en cada elemento de la formación.

$$U = \varphi(U_{mf}) + V_{ma}(U_{ma}) \dots \dots \dots (3.32.)$$

para el caso de una formación libre de arcillas con un contenido de fluidos constante de agua de formación, donde:

$U$  índice volumétrico de absorción fotoeléctrica de la formación, en barns/cc

$\varphi$  fracción de poros en la formación.  $0 \leq \varphi \leq 1$

$U_{mf}$  índice volumétrico de absorción fotoeléctrica del filtrado en la zona investigada por la herramienta. (aprox. 0.5 barns/cc)

$V_{ma}$  es la fracción de matriz limpia ocupada por la formación ( $0 \leq V_{ma} \leq 1$ )

$U_{ma}$  índice volumétrico de absorción fotoeléctrica de la matriz limpia en ( $4.8 \leq U_{ma} \leq 13.8$ )

La suma de porosidades y el volumen de la matriz constituye el volumen total de la roca, por lo tanto se cumple la ecuación 3.28.

### 3.7. Registro de neutrones

El registro de neutrón o CNT (“Compensated-Neutron-Tool”) mide el índice de hidrógeno de la formación, expresado como  $\phi_N$  o porosidad neutrón en unidades de porosidad o pu (“porosity-units”), generalmente presentado en los tracks 2 y 3 en escala coherente con la de densidad, de 45 a -15 pu. Para ello una fuente radioactiva natural de neutrones es colocada en la herramienta de registro. Los neutrones que emite la formación son registrados por dos detectores ubicados cerca de la fuente (figura 3.49.), esto permite obtener el índice de hidrógeno de la formación. Existen diferentes tipos de detectores: de neutrones epitermales (herramientas SNP ó “Sidewall Neutron Porosity” y APS ó “Accelerator Porosity Sonde”), neutrones termales (herramienta CNT ó “Compensated Neutron Porosity”) y captura de rayos gamma (antigua herramienta GNT ó “Gamma-Neutron Tool”).

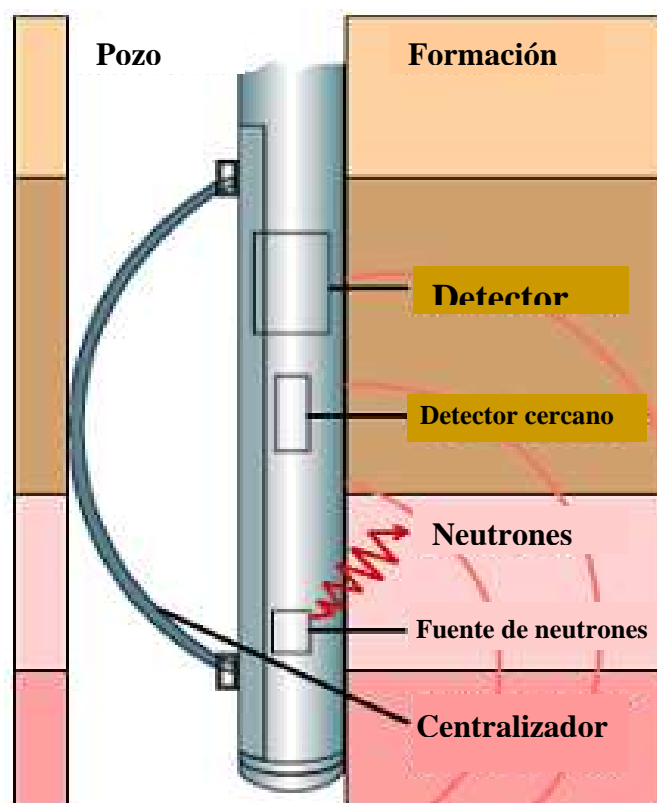


Figura 3.49. Esquema de la herramienta de registro de neutrones (Schlumberger 1999).



### 3.7.1. Principios del registro de neutrones

Los neutrones emitidos por la fuente se dispersan en el pozo y en la formación alrededor de la herramienta. Existe un descentralizador elástico, que sirve para apoyar sobre la pared del pozo la fuente radiactiva y los detectores de neutrones, esto para que la emisión hacia la formación sea directa y minimizar así los efectos del lodo de perforación que puedan enmascarar la información (figura 3.49.).

Existen cuatro tipos de interacción entre los neutrones y la formación:

- Dispersión elástica: En la cual el neutrón sufre una colisión con el núcleo de los átomos de la formación y rebota observando las leyes de la conservación de la energía y del momento (figura 3.50., izquierda).
- Dispersión inelástica: En la cual el núcleo es excitado por la colisión con el neutrón y regresa a su estado energético emitiendo un rayo gamma (figura 3.50., derecha).

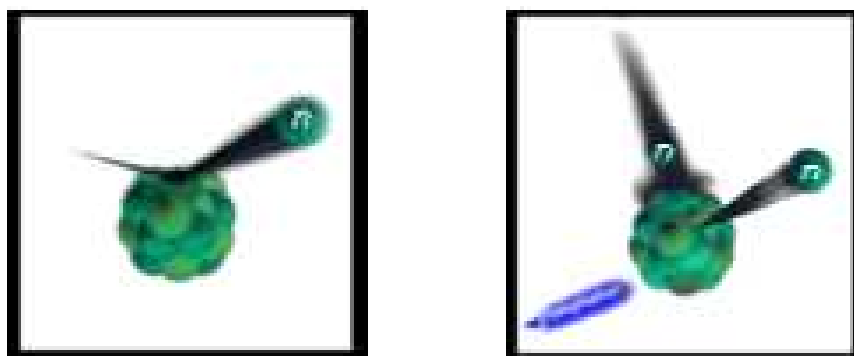


Figura 3.50. Izquierda, dispersión elástica. Derecha, dispersión inelástica.

- Captura: En la cual el núcleo absorbe el neutrón emitiendo un rayo gamma (Figura 3.51., izquierda).
- Activación: En la cual el núcleo absorbe el neutrón emitiendo un rayo beta, un rayo gamma y un neutrón (figura 3.51., derecha).

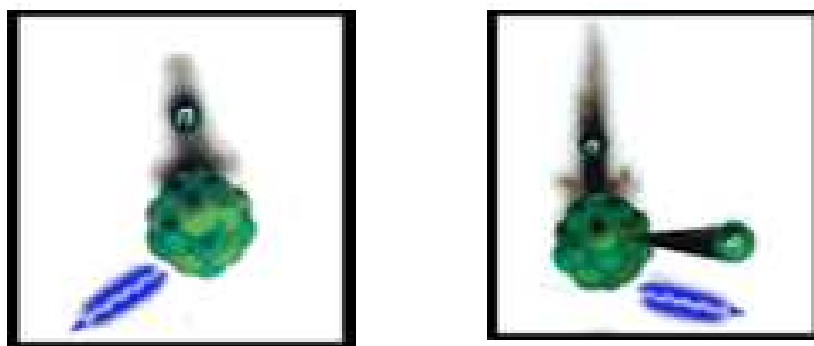


Figura 3.51. Izquierda, captura. Derecha, activación.

El registro de neutrón aprovecha la dispersión elástica, en la cual los neutrones sufren sucesivas colisiones con los núcleos de la formación hasta que pierden suficiente energía para ser absorbidos por la formación. Cuando son emitidos por la fuente, los neutrones tienen una energía muy alta, de 2 MeV; después de sucesivas colisiones con los núcleos de la formación, su energía disminuye hasta alcanzar el nivel epitermal (aproximadamente de 10 eV hasta 0.4 eV) y finalmente alcanzan el nivel termal (aproximadamente 0.025 eV) en el cual son absorbidos por la formación emitiendo un rayo gamma (figura 3.52).

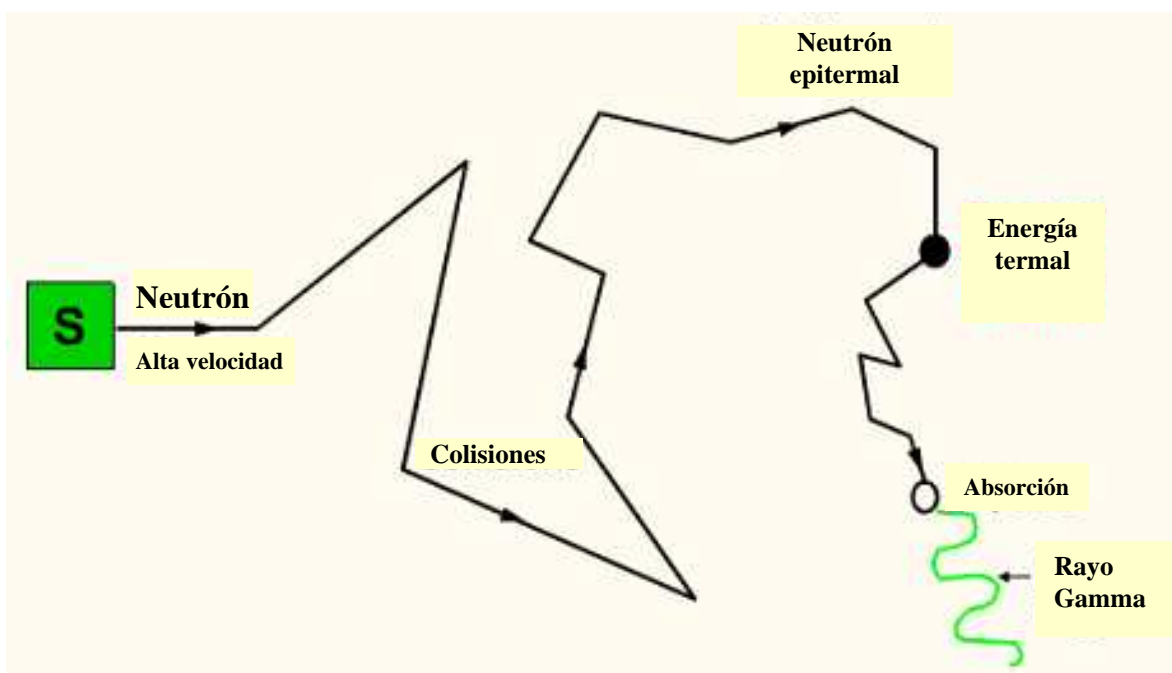


Figura 3.52. Esquema de la pérdida de energía de un neutrón sobre al formación (Torres Verdin 2004).

Existen dos elementos que se destacan en relación a la dispersión elástica de neutrones:

### Hidrógeno.

Entre los elementos mas frecuentemente encontrados en las formaciones, el hidrógeno tiene el menor número atómico con valor igual a 1 (misma masa que el neutrón), lo que identifica al hidrógeno como un elemento mas eficiente en la dispersión elástica; todos los otros elemento tienen masa mayor que el neutrón lo que facilita el rebote sin transferencia de energía. En zonas con alto contenido de hidrógeno los neutrones alcanzarán el nivel epitermal y luego termal con mucha rapidez. Por esta razón se dice que la herramienta de neutrón mide el índice de hidrógeno de la formación.

**Cloro.**

Entre los elementos mas frecuentemente encontrados en las formaciones, el cloro tiene la mayor sección transversal de captura para neutrones termales, con valor igual a 31.6 barns (el próximo elemento, hidrógeno, tiene sección transversal de captura con valor igual a 0.3 barns). En zonas con alto contenido de cloro, los neutrones termales serán absorbidos por la formación con mucha rapidez. Los detectores pueden ser de dos tipos: pueden medir la población de neutrones epitermales en la formación o pueden medir los rayos gamma de captura emitidos por la formación durante la absorción de neutrones termales (figura 3.52.).

**Radio de investigación y resolución vertical.**

Para minimizar los efectos del pozo las herramientas modernas de neutrón utilizan dos detectores localizados cerca de la fuente radioactiva.. Los parámetros registrados son las ‘cuentas por segundo’ o “count-rates” de ambos detectores, de los cuales se calcula la relación entre ellos, dividiendo las cuentas por segundo del detector cercano por las del lejano. Esta relación (ratio) se utiliza para obtener el índice de hidrógeno o porosidad neutrón ( $\phi_N$ ) a través de una transformación del “ratio” para la porosidad. Existen dos transformaciones del “ratio” para obtener la porosidad neutrón. La convencional NPHI y una nueva transformación llamada TNPH, la cual tiene en cuenta los efectos combinados de la litología y la salinidad en la respuesta del registro. Esta nueva transformación obtiene una curva TNPH de porosidad de neutrón de mejor calidad que la obtenida con la transformación tradicional (NPHI). Las líneas de litología (arenisca, caliza y dolomía) que aparecen en las gráficas de densidad contra neutrón para interpretación, son diferentes según se utilice la curva NPHI o TNPH como dato de entrada. Para disminuir el efecto indeseable del lodo, la herramienta cuenta con un descentralizador elástico apoyando el cuerpo de la herramienta continuamente contra la pared del pozo. Debido a que el registro mide el índice de hidrógeno, es natural que el registro sea muy sensible a la presencia de fluidos, como el lodo de perforación. El principal patrón de calibración para la herramienta de neutrón es una serie de bloques de calizas o areniscas limpias y acuíferas con porosidades perfectamente conocidas. El segundo calibrador es un tanque de precisión conteniendo agua (figura 3.53.). La calibración en el pozo se efectúa con una pequeña fuente para reproducir el “ratio” obtenido en el tanque de calibración, con lo que la herramienta queda calibrada para leer directamente la porosidad de la formación en matriz caliza o arenisca, dependiendo de la litología controlada sobre el pozo. La profundidad de investigación del registro de neutrón es de aproximadamente 45 cm, similar a su resolución vertical.

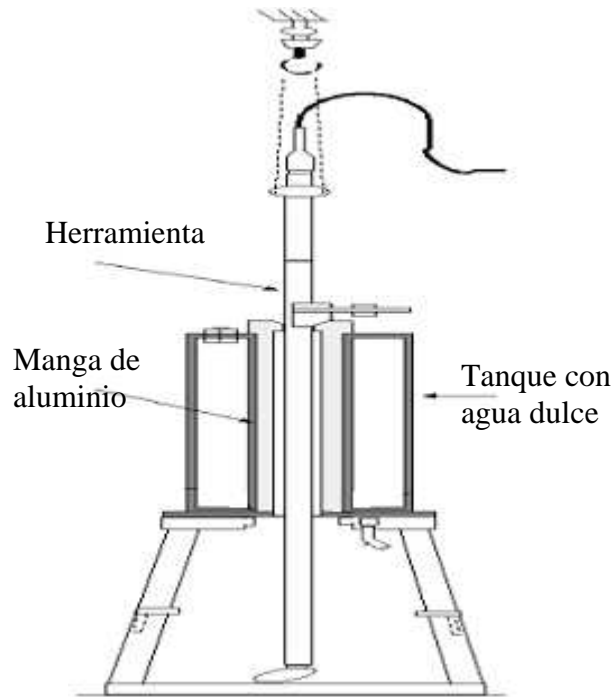


Figura 3.53. Calibración primaria de la herramienta neutrón.

### 3.7.2. Evaluación del registro de neutrones

Frecuentemente se obtiene el registro de neutrón expresado en 'matriz caliza', lo que significa que en calizas limpias y acuíferas la porosidad aparente de neutrón es la verdadera porosidad de la formación. En areniscas limpias y acuíferas, la porosidad aparente de neutrón (expresado en matriz caliza) es menor que la verdadera porosidad de la formación. De la misma manera, en dolomías limpias y acuíferas, la porosidad aparente de neutrón (expresado en matriz caliza) es mayor que la verdadera porosidad de la formación.

La porosidad neutrón  $\phi_N$  de una formación limpia y acuífera se obtiene como la suma de las porosidades neutrón de cada elemento por su volumen en la formación. En el caso de una formación limpia con porosidad  $\phi$  y zona lavada de mas de 45 cm de extensión, la ecuación de respuesta es:

$$\phi_{Nlog} = \phi \phi_{NLmf} + V_{ma} \phi_{Nlma} \dots \dots \dots (3.33.)$$

donde:

- $\phi_{Nlog}$  es el índice de hidrógeno de la formación, en matriz caliza (pu)
- $\phi$  es la porosidad de la formación,  $0 \leq \phi \leq 1$
- $\phi_{NLmf}$  es el índice de hidrógeno del filtrado, matriz caliza ( $\phi_{NLmf}$  aprox. 100pu)
- $V_{ma}$  es la fracción de la roca ocupada por matriz limpia,  $0 \leq V_{ma} \leq 1$
- $\phi_{Nlma}$  es el índice de hidrogeno de la matriz limpia,  $-2pu \leq \phi_{Nlma} \leq 3pu$

En esta ecuación la suma de porosidades y el volumen de la matriz constituyen el total de la roca, por lo tanto se cumple:

$$1 = \varphi + V_{ma} \dots \dots \dots (3.34.)$$

Combinando las ecuaciones 3.33. y 3.34. se obtiene la porosidad aparente neutrón  $\varphi_{Na}$  para formaciones limpias y acuíferas con la siguiente expresión:

$$\varphi_{Na} = \frac{\varphi_{NLlog} - \varphi_{NLma}}{\varphi_{NLmf} - \varphi_{NLma}} \dots \dots \dots (3.35.)$$

Es interesante observar que cuando la matriz es caliza (en la que  $\varphi_{NLma} = 0$  pu) y el valor del índice de hidrógeno del filtrado  $\varphi_{NLmf} = 100$  pu, la porosidad aparente de neutrón resulta ser igual a la porosidad de la formación:  $\varphi = \varphi_{Na} = \varphi_{NLlog}$  en pu/100, o multiplicando todas las porosidades por 100 para expresarlas en pu:  $\varphi = \varphi_{Na} = \varphi_{NLlog}$ , lo que confirma que el registro en 'matriz caliza' se obtiene directamente la porosidad en calizas limpias y acuíferas.

En el caso de las formaciones arcillosas, las ecuaciones 3.33. y 3.34. se modifican como:

$$\varphi_{NLlog} = \varphi \varphi_{NLmf} + V_{ma} \varphi_{NLma} + V_{sh} \varphi_{NLsh} \dots \dots \dots (3.36.)$$

donde los parámetros adicionales son:

- $V_{sh}$  es el valor de la fracción de la roca ocupando por las lutitas,  $0 \leq \varphi \leq 1$
- $\varphi_{NLsh}$  es el índice de hidrógeno de la lutita

Esta ecuación es la suma de las porosidades de cada elemento, el volumen de matriz y el volumen de lutita constituyen el volumen total de la roca, entonces:

$$1 = \varphi + V_{ma} + V_{sh} \dots \dots \dots (3.37.)$$

**Efectos ambientales**

**Diámetro del pozo:**

El efecto del diámetro del pozo puede tener un efecto apreciable en la lectura del registro. En general, cuando los registros densidad y neutrón son corridos combinados, esta corrección es efectuada automáticamente utilizando el diámetro del calibrador del registro de densidad que, en pozos ovalados, mide el diámetro máximo del pozo (Por-14c Schlumberger 1995).

**Salinidad del lodo:**

Es la corrección por el efecto del cloro en el lodo, originada en su gran sección transversal de captura para neutrones termales (Por-14c Schlumberger 1995).

**Densidad del lodo:**

Es la corrección por el efecto de la densidad del lodo, que disminuye el valor de porosidad del registro. Su importancia aumenta al aumentar la porosidad y el valor de la densidad del lodo (Por-14c Schlumberger 1995).

**Separación herramienta/pared del pozo:**

El efecto de la separación entre la herramienta de registro y la pared del pozo puede afectar apreciablemente la lectura del registro. Es la corrección por el efecto del lodo entre la herramienta y la formación, originada por la presencia de un separador o “stand-off” que normalmente es de 0.5” (Por-14c Schlumberger 1995).

**Presión hidrostática:**

Es la corrección por el efecto de la presión hidrostática dentro del pozo, que aumenta el valor de porosidad del registro. La corrección es eminente si el valor de la porosidad aumenta junto con el valor de la presión hidrostática en el lodo (Por-14c Schlumberger 1995).

**Hidrocarburos livianos:**

Los hidrocarburos livianos presentan un contenido menor de átomos de hidrógeno por centímetro cúbico que el agua o el aceite pesado; por esta razón, cuando existe gas en la zona investigada por la herramienta, el registro de neutrón indicará una porosidad aparente (calculada con  $\phi_{NLmf} = 100$  pu) bastante menor que la verdadera porosidad. Este efecto es aprovechado como excelente indicador de gas cuando se combina el registro de densidad con el de neutrón, ya que el hidrocarburo produce en el registro de densidad efectos exactamente opuestos a los que produce en el registro de neutrón: la porosidad aparente de densidad  $\phi_{Da}$  es mayor que la verdadera porosidad de la roca. De esta manera, con las dos porosidades ajustadas para superponerse en calizas limpias y acuíferas, las curvas se separan en calizas limpias con hidrocarburos livianos.

## IV. PRINCIPIOS BÁSICOS DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS

### Análisis rutinario de núcleos.

Los datos que se obtienen normalmente son sobre fragmentos de núcleos y muestras de canal. Estos análisis incluyen la determinación de porosidad, densidad, permeabilidad horizontal y vertical, saturación de fluidos, descripción litológica y pruebas de rayos gamma total. Las medidas son hechas a temperatura y presión atmosféricas o también a condiciones del yacimiento con aparatos que confinan al núcleo.



Figura 4.1. Diferentes tipos de análisis a núcleos para diferentes estudios.

### Análisis especiales a núcleos.

Otro tipo de análisis de núcleos son los análisis especiales, estos se concentran en las propiedades del yacimiento como son la propiedad eléctrica y el estudio de la petrográfica. Las propiedades del yacimiento incluye la permeabilidad relativa, mojabilidad, y presión capilar. Las propiedades eléctricas incluyen factor de formación, índice de resistividad y capacidad de intercambio catiónico.

También incluye estudios petrográficos y mineralógico como el análisis de microespectrometría de barrido, difracción de rayos X, fluorescencia de rayos X, análisis de química elemental y espectrometría infrarroja. Otros análisis especiales se concentran en el tamaño de grano (por análisis de tamiz o difracción de láser); características de fluidos tales como viscosidad del aceite y salinidad del agua; y propiedades mecánicas tales como volumen de poro compresible y velocidad de la onda sísmica (figura 4.1).

#### 4.1. Descripción y selección

La descripción primaria se realiza observando el estado en general del núcleo, donde se revisa el estado físico (aspecto, nivel de destrucción, marcadores de posición y contaminación). Se realiza una descripción de los núcleos identificando la litología, así como también las estructuras visibles y cualquier echado de las capas respecto al eje del núcleo, todo esto se hace a nivel de muestra de mano. El núcleo se limpia, se embonan los fragmentos sueltos, se pintan las líneas de orientación y se marca cada 25 cm. Posteriormente se prepara el núcleo para la toma del registro Gamma total, que incluye el ajuste de orientación de cada fragmento respecto al fragmento contiguo, así como el marcado del núcleo con las líneas de orientación y profundidad.



Figura 4.2. Equipo de rayos Gamma Total



### 4.1.1. Gamma total

El núcleo se pasa bajo un túnel de plomo exponiéndose a una fuente de cesio. La radiación emitida por el núcleo es captado por tres sensores que detectan la suma de los elementos torio, potasio y uranio para formar el valor de Gamma total. El núcleo se desliza mediante una banda transportadora que se mueve aproximadamente seis metros por hora. La velocidad del movimiento y las lecturas son captadas en tiempo real por la computadora cada segundo (figura 4.2.). El promedio de los datos capturados son grabados aproximadamente cada centímetro, obteniendo así un registro de alta resolución. Los datos son procesados para obtener un valor de gamma total con y sin uranio (figura 4.3.).

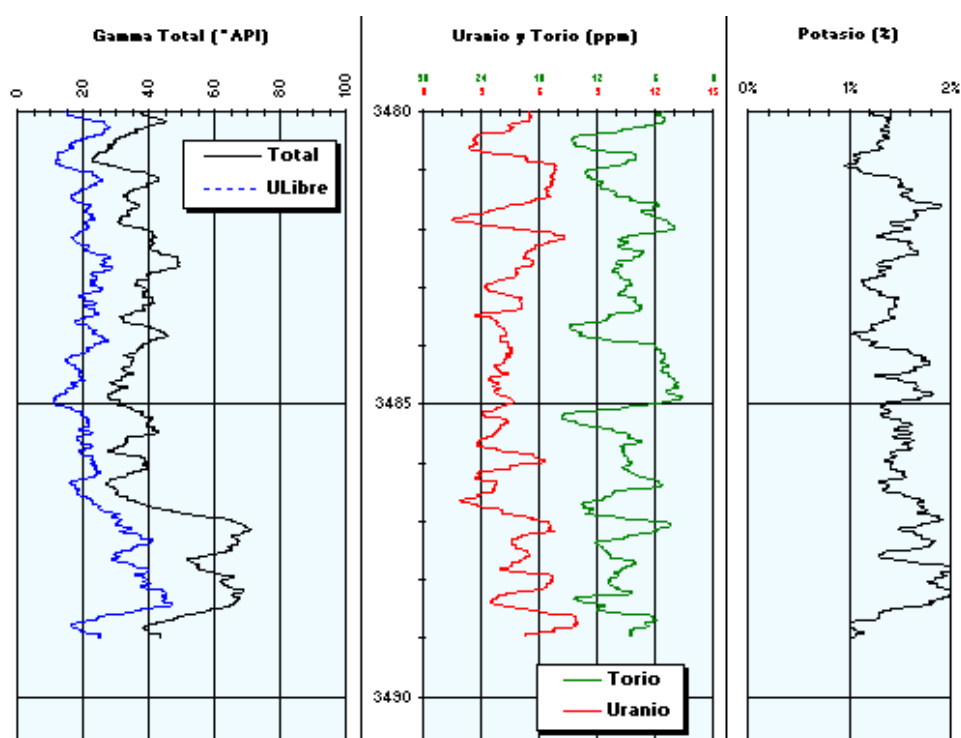


Figura 4.3. Gráficas del rayos Gamma Total para el núcleo con y sin Uranio.

### 4.1.2. Perforación de tapones

Para la perforación y extracción de tapones sobre los núcleos se determina el área de interés que tenga el mejor aspecto físico y sobre un área representativa de los parámetros a medir. Se prepara una salmuera con alta saturación para el corte de las muestras o tapones, se utiliza un taladro con barrena de diamantes (figura 4.4.). Los tapones se emparejan para formar cilindros perfectos, de forma tal que estén aptos para los aparatos y herramientas de medición de porosidad y permeabilidad.

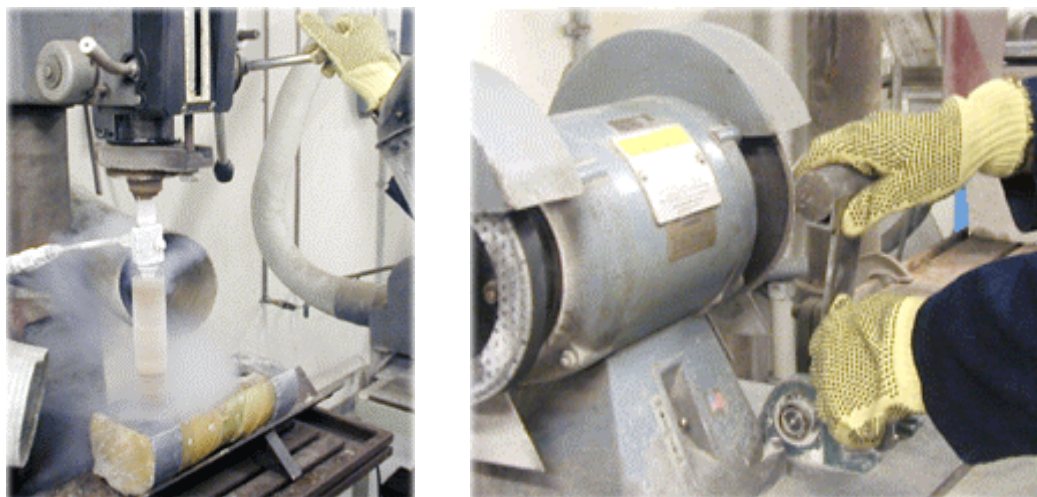


Figura 4.4. Equipo para corte de tapones en las secciones de los núcleos.

Las muestras son cortadas con un cuchillo de diamantes utilizando el mismo lubricante (salmuera). Los extremos cortados de la muestra son guardados para posteriores análisis como petrográficos e inyección de mercurio.

#### **Dimensiones de las muestras.**

La longitud y el diámetro de las muestras se determina utilizando un calibrador digital. La medición es tomada en varias partes de los extremos del tapón y a lo largo para asegurar que su forma es la de un cilindro perfecto con extremos paralelos.

#### **Limpieza de la muestra.**

Finalizando la toma de los tapones se procede a la limpieza de todos los fluidos del espacio poroso incluyendo aceite, agua de formación junto con sus sales precipitadas sobre los poros, utilizando un equipo denominado “Soxhlet” (figura 4.5.).



Figura 4.5. Equipo Soxhlet para el lavado de los tapones de núcleos.

Este equipo tiene un método donde se remojan las muestras con solventes tibios (tolueno y metanol) para realizar su limpieza, aunque tarda mucho más que otros métodos (centrifuga, CO<sub>2</sub>-tolueno forzado, etc.), es la manera mas apacible para lograr muestras limpias y preservar la integridad física de las mismas.

**Secado de las muestras.**

Las muestras se secan en un horno convencional a 220 °F, hasta lograr un peso estable. Después del secado, las muestras se confinan al vacío mediante una cámara de vacío. Las muestras tienen que haberse enfriado antes de proceder con las mediciones Petrofísicas básicas.

**Descripción de los tapones.**

Las descripciones de los tapones se realizan a partir de la terminología de Folk, 1980 (Tabla 4.1.) y del manual de descripción de muestras según Shell Royal Dutch Oil Co. Este procedimiento se resume en la figura 4.6. donde se muestra el diagrama de flujo para los estudios iniciales de un núcleo, así como la preparación para diferentes tipos de estudios.

| Composición volumétrica de aloquimicos |        | > 10 % de Aloquimicos               |                                     | < 10 % de Aloquimicos             |   | Rcoas biohermales.<br><br>Organismos en posición de crecimiento |                                  |
|--|--------|-------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|---|---|----------------------------------|
|  |        | Calcita espática > Matriz micrítica | Matriz micrítica > Calcita espática | 1- 10 % Aloquimicos               | < 1% Aloquimicos                            |   |                                  |
| Intracistas                            | > 25 % | Intrasparrudita<br>Intraesparita    | Intramicrodita<br>Intramicrocita    | Abundantes<br><br>Aloquimicos     | Intraclastos:<br>Microcita con intraclastos | Micrita, o parches de spatita<br><br>presenta Dismicrocita      |                                  |
|  | < 25 % | Oosparrudita<br>Oosparita           | Oomicrodita<br>Oomicrocita          |                                   | Ooides:<br>Microcita con oolitas            |   |                                  |
|  | Ooides | > 3:1                               | Bioesparudita<br>Biosparita         |                                   | Biomicrodita<br>Biomicrocita                |   | Fósiles:<br>Microcita fosilífera |
|  |        | 3:1 a                               | Biopelsparudita<br>Biopelsparita    |                                   | Biopelmicrodita<br>Biopelmicrocita          |   |                                  |
| Volumen Fósiles /peloides              | < 1:3  | Pelsparita                          | Pelmicrocita                        | Peloides:<br>Microcita peletífera | Biolítica                                   |   |                                  |

Tabla 4.1. Clasificación de Folk (1980).

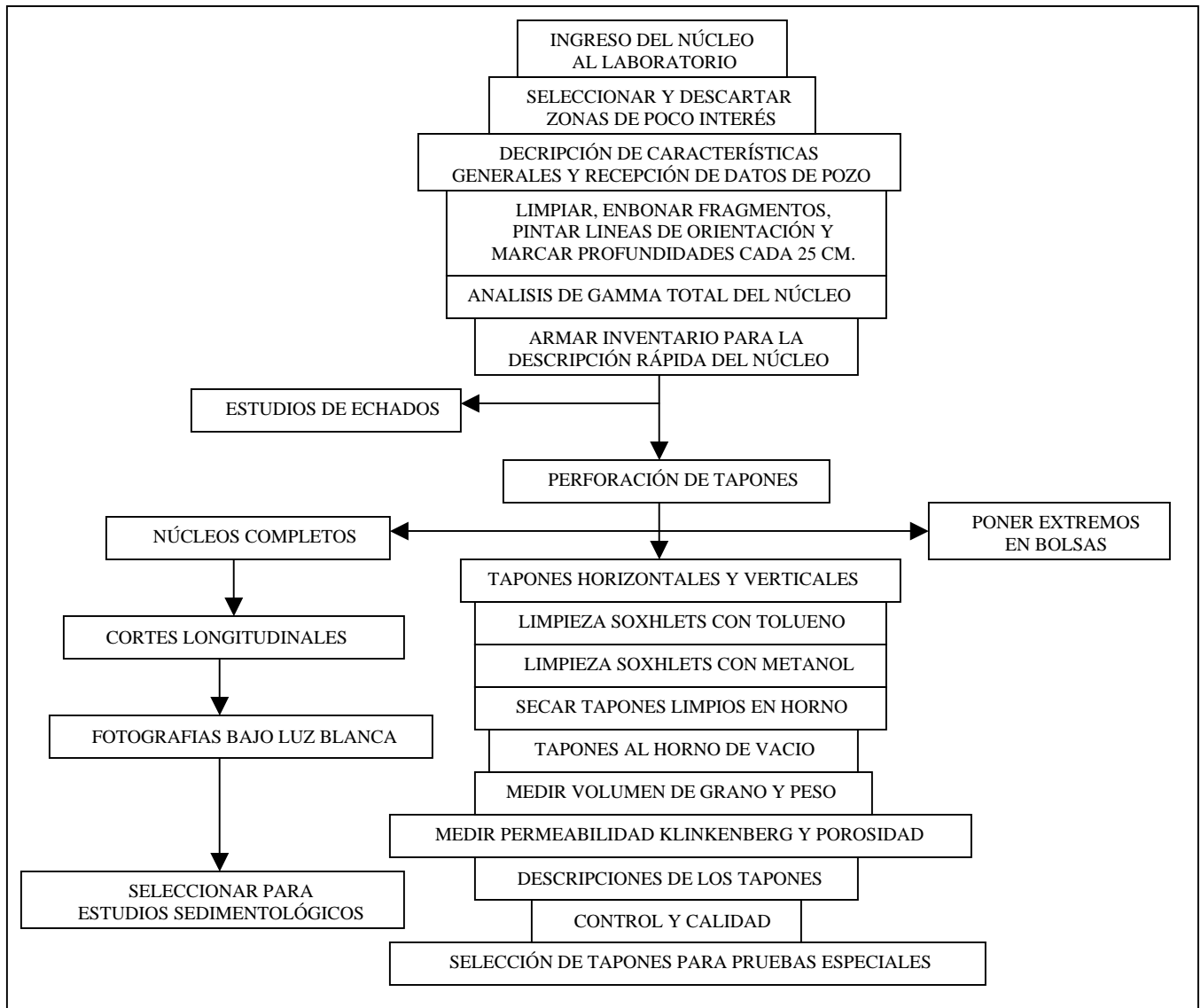


Figura 4.6. Diagrama de flujo para los diferentes procesos mediante los cuales se realizan los análisis de núcleos

#### 4.1.3. Volumen de matriz

El volumen de matriz es calculado con una herramienta denominada Porosímetro automático “Autopore®”. Este instrumento utiliza el principio de expansión de gas por la ley de Boyle, empleando Helio como gas de prueba. El instrumento es calibrado a diario utilizando tapones de acero con volúmenes conocidos. Cuando son demasiadas muestra para analizar el equipo se calibra con el tapón de acero cada 10 muestras para verificar la precisión del aparato.

### Densidad de grano.

La densidad de grano es calculada utilizando las mediciones del volumen de matriz obtenidas con el Porosímetro automático y el peso de la muestra. La densidad de grano es comparada con estándares convencionales para la litología presente en la muestra. Se utiliza una balanza electrónica de alta precisión (0.001) para pesar la muestra, la balanza es calibrada cada semana con pesos estándares y certificados por el departamento de mediciones y estándares de los EE. UU..

#### 4.1.4. Porosidad y permeabilidad

Para determinar la porosidad y la permeabilidad Klinkenberg de las muestras, se utiliza un aparato semiautomático llamado CMS®-300 (figura 4.7.). Las muestras se colocan dentro de un carrusel y el operador se encarga de introducir datos básicos para la recuperación óptima de los datos (dimensión, peso, y número de muestras). El instrumento automáticamente carga las muestras, y procede a realizar una serie de funciones que permiten confinar la muestra y realizar sus mediciones. Cada muestra es medida individualmente. El aparato está expuesto a una calibración rigurosa antes de realizar la corrida de muestras. Adicionalmente, se coloca un tapón de acero con porosidad y permeabilidad previamente conocidas, en el primero y último puesto del carrusel, para asegurar que el instrumento mantiene las propiedades de operación durante todo el análisis. El equipo es capaz de medir en una sola corrida hasta 18 muestras de una pulgada de diámetro y 12 muestras de 1.5 pulgadas de diámetro. La presión máxima de confinamiento es del orden de 9000 psi. Las mediciones son realizadas de la siguiente manera:



Figura 4.7. Equipo CMS®-300 que calcula porosidad y permeabilidad en muestras de núcleos.

### **Porosidad.**

El volumen poroso es determinado por la expansión de helio de volumen conocido a una presión de aproximadamente 240 psi. Una vez logrado el equilibrio de presión, se emplea la Ley de Boyle para determinar el volumen poroso de la muestra. La porosidad como fracción es calculada utilizando el volumen poroso obtenido por el CMS®-300 y el volumen de matriz obtenido por el porosímetro automático.

### **Permeabilidad Klinkenberg (K&).**

La permeabilidad se mide fluyendo helio de un volumen conocido a través de la muestra. Al comenzar el ensayo, se mantiene el poro de la muestra a presión atmosférica. Después, a uno de los extremos de la muestra se fluye helio con una presión de 240 psi. El resultado es flujo de helio a través de la muestra junto con una correspondiente declinación de la presión. La presión es registrada en transductores de presión de cuarzo de alta precisión adquirida por vía electrónica. Una computadora acumula los datos de presión cada segundo y realiza una grafica de presión contra tiempo. Cuando se detecta la línea recta indicando un pseudo-flujo, se calcula la permeabilidad Klinkenberg. En este caso la permeabilidad Klinkenberg es a gas, y es igual a la permeabilidad del liquido no reactivo. Esta permeabilidad es mucho mas representativa que la permeabilidad en estado estable utilizada por la industria petrolera durante muchos años. Un ejemplo es el Kaire derivado por la ley de Darcy, que no toma en cuenta los factores de deslizamiento de gas e inercia, que son necesarios para iniciar el flujo en un capilar, y por lo tanto, sobreestima la permeabilidad de las muestras.

## **4.2. Procedimientos analíticos**

Uno de los parámetros analíticos es el estudio petrográfico, que permite la caracterización de la textura, mineralogía y porosidad de la roca. La difracción por rayos-X suministra la identificación y los porcentajes de minerales específicos que compone la roca. La información de la relación espacial entre texturas, marco estructural de la roca, la matriz, los cementantes y la porosidad se determinan por el análisis integral de la lamina petrográfica que facilita la descripción cualitativa de las características principales de la roca. Además, también se puede inferir la capacidad de almacenamiento y el potencial a fluir. El microscopio electrónico de barrido provee un aumento muy alto de las arcillas y los micro-poros para obtener su identificación morfológica.

La espectroscopia de energía dispersa, utilizada en conjunto con el análisis del microscopio electrónico de barrido, provee el análisis cuantitativo de los elementos de las fases de minerales y permite una identificación positiva de los cementos, matriz y arcillas.

#### 4.2.1. Petrografía de lámina delgada

Para preparar y seleccionar de donde se tomara la muestra existe un proceso, primero se limpian las muestras con solventes para remover fluidos existentes en espacio poroso, después se le aplicó una solución de epoxina para asegurar la cohesión de la muestra durante el proceso en el que se muele y pule la sección. En el siguiente paso se le agrega una tinta azul a la solución de epoxina para resaltar los espacios porosos. Cada una de las muestras se coloca sobre un porta objetos y se muele hasta obtener un espesor de 30 micras. Para facilitar la identificación del cementante carbonatado, se sumergen las muestras en una tinta compuesta de Alisarían roja y Ferrocianuro de Potasio. La técnica resalta la calcita en color rosa, la dolomía ferruginosa en color azul oscuro y la calcita ferruginosa en color morado. Las secciones se describen utilizando técnicas petrográficas aceptadas por la industria y la academia. La terminología de la textura carbonatada se utilizó de acuerdo con la tabla de Dunham, (1962) que se muestra en la tabla 4.2, el tamaño de los cristales de las dolomías está asignada en base a la clasificación propuesta por Folk, 1980 (Tabla 4.1). Y la terminología para la clasificación de las areniscas se usa la propuesta por Pettijohn, (1972) figura 4.8.

| La textura original del depósito es reconocible |  |   |  | La textura no se reconoce                      |   |
|---|--|---|--|--|---|
| Los componentes originales no están soldados    |  |   | Componentes soldados                           |  |   |
| Contiene lodo                                   |  | Sin lodo                                  |  | B<br>O<br>U<br>N<br>D<br>S<br>T<br>O<br>N<br>E | C<br>A<br>R<br>B<br>O<br>N<br>A<br>T<br>O<br>S<br><br>C<br>R<br>I<br>S<br>T<br>A<br>L<br>I<br>N<br>O<br>S |
| Sostenida por lodo                              |  | Sostenida por granos                      |  |  |   |
| % Granos vs Matriz                              |  | P<br>A<br>C<br>K<br>S<br>T<br>O<br>N<br>E | G<br>R<br>A<br>I<br>N<br>S<br>T<br>O<br>N<br>E |  |   |
| <10% Granos                                     | >10% Granos                                    |   |  |  |   |
| M<br>U<br>D<br>S<br>T<br>O<br>N<br>E            | W<br>A<br>C<br>K<br>E<br>S<br>T<br>O<br>N<br>E |   |  |  |   |

Tabla 4.2. Tabla de clasificación de Dunham para carbonato 1962.

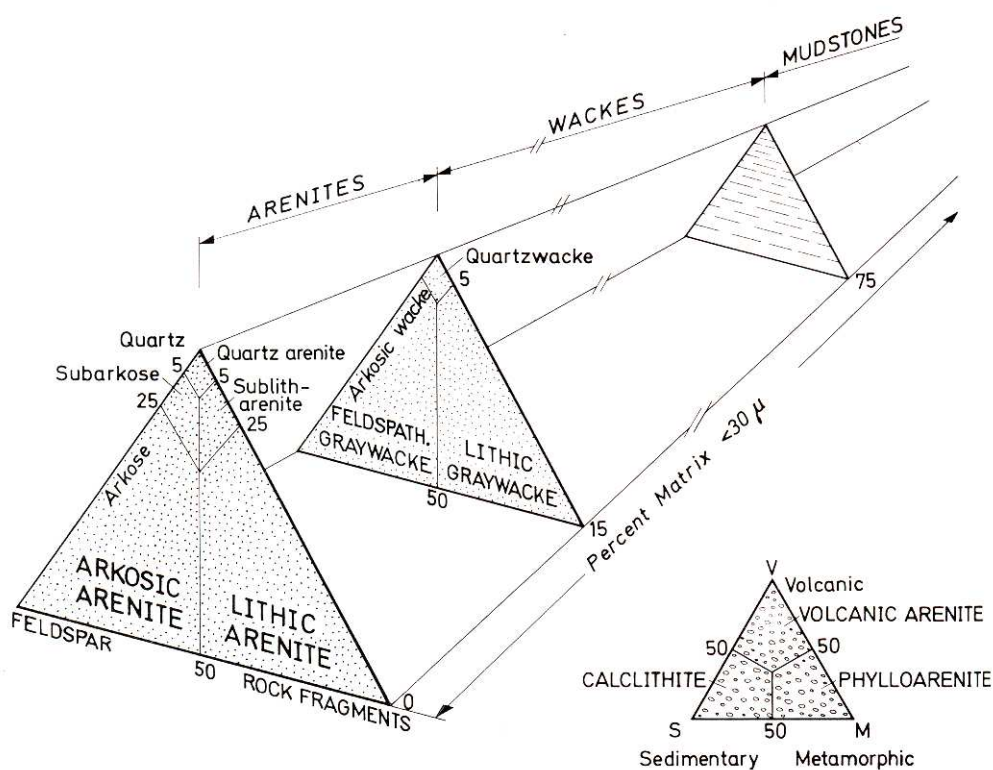


Figura 4.8. Clasificación de Pettijohn, (1972).

Vale la pena mencionar que los resultados de porosidad y permeabilidad de los tapones analizados con las técnicas utilizadas en el laboratorio de núcleos, no coinciden con la porosidad derivada por medio de la Petrografía, esto se debe a la diferencia entre las dos técnicas analíticas y el tamaño de muestras utilizadas.

#### 4.2.2. Procedimiento para el conteo de puntos

La caracterización cuantitativa de la textura, mineralogía y porosidad de la muestras, se obtiene mediante el “conteo de puntos–análisis modal”. El conteo de los puntos esta basado en la identificación de 300 puntos equidistantes entre sí, sobre una red cuadrada, utilizando una contadora automática (Swift) y una unidad de registro de doce canales. Bajo cada uno de los 300 puntos indicados por el ocular del microscopio, el Petrógrafo identifica el mineral, el tipo de porosidad y la textura observada.



#### **4.2.3. Análisis de difracción por rayos-X**

Las muestras para la Difracción por rayos-X está sujetas a una limpieza especial de hidrocarburos y secado antes de moler. La muestra molida se pesa, se pasa por agua y se trata con una mezcladora sónica.

El líquido semi-sólido que resulta se centrifuga para fraccionar la muestra en 4 micras. La muestra suspendida con partículas menores a 4 micras se guarda. La fracción de la muestra con partículas suspendidas mayores a 4 micras se seca y se pesa para determinar el porcentaje en peso de la fracción del tamaño de limo y arcilla.

La porción de la muestra con partículas menores a 4 micras se prepara con una sustancia de plata pura para orientar las partículas de arcilla. La muestra se coloca en estado seco y se somete al análisis de rayos-X, después se realiza un tratamiento con vapor de glicol-etileno durante 24 horas y se vuelve a someter la muestra a los rayos-X.

La fracción de la muestra con partículas suspendidas mayores a 4 micras que se procesa y somete a los rayos-X, analiza los difractogramas para obtener el contenido mineral de la muestra utilizando un algoritmo para procesar perfiles. Las áreas integradas del algoritmo de perfiles se calcula y corrige aplicando los coeficientes para minerales comunes.

Los coeficientes se obtienen con base al método adiabático descrito por Cheng (1974). Los resultados de los análisis por rayos-X se reportan como porcentaje-peso para la mineralogía total de la roca.

#### **4.2.4. Microscopio electrónico de barrido SEM**

Para esta prueba también las muestras se someten a un lavado y secado especial previo, para asegurar una superficie fresca expuesta a la siguiente separación. La superficie se sumerge para aplicar un recubrimiento delgado de una aleación de oro y paladio (Au-Pd y Au). Las imágenes de las muestras tomadas a través del SEM son secundarias de los electrones.

Están tomadas con una cámara digital incorporada al Microscopio ISI-SX-40 que opera a 20kV (figura 4.9.).

Se capturaron datos cualitativos de minerales seleccionados a lo largo del estudio del SEM a través de un Espectrómetro de Energía Dispersa con un detector de silicio-litio. El reconocimiento de las arcillas se basa en el criterio utilizado por Wilson y Pittman (1977).

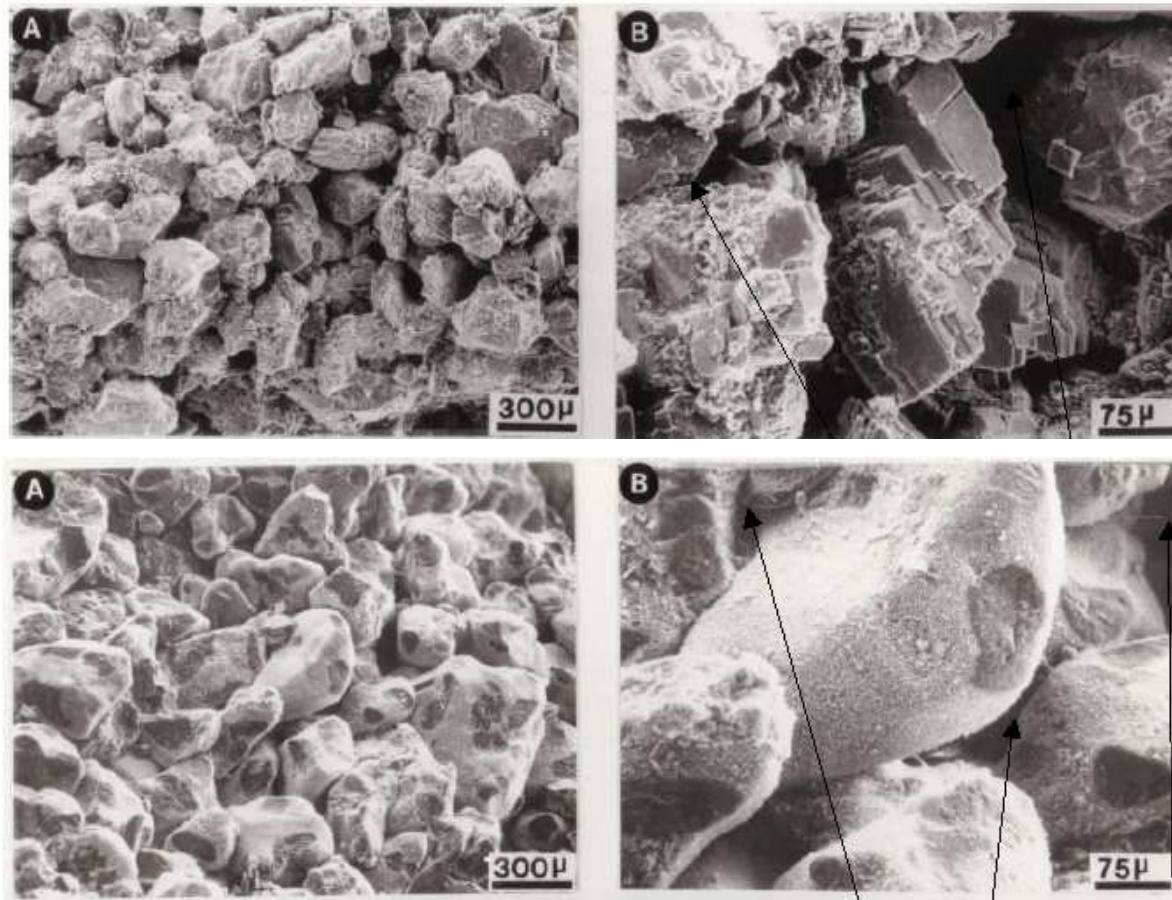


Figura 4.9. Fotografías con SEM, las flechas indican los espacios de las gargantas de poro.

### 4.3. Prueba de inyección de mercurio de alta presión

Las muestras para la inyección de mercurio sirven para varios propósitos:

- Realizar cálculos de presión capilar de las muestras de baja permeabilidad no aptas para la prueba de presión capilar por centrifuga convirtiendo el sistema mercurio-aire al sistema representativo de la aplicación (aire-agua, aire-aceite entre otros).
- Caracterizar el sistema de poro produciendo un histograma de la distribución del radio de los poros presentes en la muestra.
- Provee datos de presión capilar en los casos que no se disponga de tapones para hacer el análisis por centrifuga o plato poroso.

Es usual el análisis de inyección de mercurio sobre tapones obtenidos de los núcleos pero no necesariamente deben ser muestras regulares, sino que también el método permite utilizar muestras irregulares.

El tamaño de la muestra depende del tipo de sistema de poro presente en la roca. Cuando se trata de muestras arenosas con granos finos sólo se necesita una muestra de 10 gramos para el análisis. Cuando el tipo de litología son carbonatos con fracturas o porosidad de disolución, se debe contar con una muestra mas grande, el tamaño depende del tamaño de poro y la heterogeneidad del sistema poroso. Las muestras utilizadas pueden incluir tapones rotos, sobrantes, fragmentos irregulares o muestras de aflojamiento.

El análisis es realizado utilizándole equipo “AutoPore II 9220” (figura 4.10.) sistema de inyección de mercurio. La prueba de inyección se realiza a condiciones ambientales, y por lo tanto, las porosidades de la muestra están determinadas a esas condiciones.



Figura 4.10. Cámara de vacío para la inyección de mercurio.

La permeabilidad de la muestra también se realiza a condiciones ambientales y solo se obtiene para muestras de tapón. Los resultados de las pruebas están presentados en forma tabular y grafica. Los datos tabulados incluyen la presión de inyección, saturación de mercurio, conversiones de presión a otros sistemas de fluidos y la altura estimada por encima del nivel freático. Los resultados de los datos son utilizados para conformar un factor para cada muestra, el factor se determina a partir de una grafica, volumen aparente de inyección contra presión de inyección.

### 4.3.1 Distribución del tamaño de poro

La distribución del tamaño de las gargantas de poro es calculada de los resultados de las pruebas de inyección de mercurio. La distribución del tamaño de los poros es utilizada para conocer y comparar la geometría de los poros. También ayuda a evaluar los resultados de otros tipos de pruebas realizadas en el estudio de núcleos, y para comparar similitudes y diferencias entre dos o más muestras. Además, se utiliza para el diseño del sistema de filtración de sólidos para proyectos de inyección de agua. Los efectos producidos para la textura de la roca y la distribución del tamaño de los poros controlan las saturaciones irreducibles de la roca, la extensión lateral y la altura de la zona de transición del yacimiento.

Por lo general, el radio de garganta de un poro puede ser clasificado en diferentes categorías y varias muestras pueden compartir una misma categoría.

La microporosidad es definida por un radio de garganta de poro inferior a 0.5 micrones. La clasificación utilizada para los propósitos de agrupar las muestras analizadas se muestran en la siguiente tabla 4.3. como ejemplo.

| Numero del grupo | Nombre dado al grupo | Radio de garganta de poro |        |
|------------------|----------------------|---------------------------|--------|
|                  |                      | Mínimo                    | Máximo |
| 1                | Sub-nano             | < 0.001                   | 0.001  |
| 2                | Nano                 | 0.001                     | 0.05   |
| 3                | Sub-micro            | 0.05                      | 0.25   |
| 4                | Micro                | 0.25                      | 0.5    |
| 5                | Meso                 | 0.5                       | 2.5    |
| 6                | Macro                | 2.5                       | 10     |
| 7                | Súper-macro          | 10                        | > 10   |

Tabla 4.3. Tabla de clasificación de tamaños de garganta.

El cálculo para determinar el radio de entrada al poro ( $R_i$ ) o garganta del poro, se utiliza la siguiente ecuación (4.1).

$$R_i = \frac{2T \cdot \cos \theta \cdot C}{P_c} \dots\dots\dots(4.1.)$$

donde:

- $R_i$  : Radio de la entrada al poro (micrones)
- $T$  : Tensión interfacial (dines/cm)
- $\theta$  : Angulo de contacto
- $C$  : Constante para convertir unidades a micrones = 0.145
- $P_c$  : Presión de la inyección ( $I_{pac}$ )

### 4.3.2. Función-J y conversiones de sistemas

Esta función relaciona los sistemas y condiciones bajo las cuales se efectuó un análisis de laboratorio. Por ejemplo, Las pruebas de inyección de mercurio pueden ser analizadas en laboratorios con sistemas gas-agua, gas-petróleo y petróleo-agua. Los valores de la función J de Leverett pueden ser utilizados para normalizar la información de diferentes muestras, convirtiendo todos los datos de presión capilar a una curva universal que representa una zona ó formación específica. Para poder utilizar la ecuación de la función-J (ecuación 4.2.), se agrega un factor con el fin de normalizar las unidades de los resultados. Para calcular los valores de la función-J (FJ) a partir de los datos de inyección de mercurio se aplica:

$$FJ = \frac{0.2166 \cdot Pc}{T \cdot \cos \theta} \left( \frac{K}{\phi} \right)^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots(4.2.)$$

donde:

- K : Permeabilidad Klinkenberg, milidarcys
- $\phi$  : Porosidad, en fracción (%)
- 2.2166: Factor utilizado para anular las unidades

Para las conversiones de la presión de inyección de un sistema de flujo a otros, se realizan con la siguiente formula de conversión:

$$Pc_{(g-w)} = Pc_{(meas)} \frac{(T \cdot \cos \theta)_{(g-w)}}{(T \cdot \cos \theta)_{(meas)}} \dots\dots\dots(4.3.)$$

donde:

- $Pc_{(g-w)}$  : Presión capilar para el sistema gas-agua
- $Pc_{(meas)}$  : Presión capilar del fluido medido

### 4.3.3. Altura por encima del agua libre (nivel freático)

La manera para calcular la altura correspondiente por encima del nivel freático para los datos de la prueba de inyección de mercurio, se realizan en el laboratorio. Primero se convierten los datos calculados en laboratorio a valores equivalentes de yacimiento, las condiciones dependen del sistema petrolero que se este analizando. Este puede ser petróleo-agua ó gas-agua y se utilizan gradientes genéricos de la densidad del flujo.

El resultado será de mejor calidad cuando los valores del gradiente de densidad correspondan a valores del yacimiento en condiciones iniciales de temperatura y presión. Los valores de altura obtenidos solo son una aproximación, debido a que los cálculos están basados en los valores típicos de tensión interfacial, ángulo de contacto y gradiente de densidad. Generalmente estos datos son inferidos a partir de condiciones ideales, pero los datos más representativo deben calcularse en laboratorio utilizando los fluidos reales de la formación.

En la tabla 4.4. se muestran algunos valores típicos calculados con valores obtenidos de laboratorio, así como también con valores reales del yacimiento.

Para calcular la altura por encima del agua libre necesitamos determinar la presión capilar ( $P_{cR}$ ), esto se realiza en el laboratorio con la ecuación 4.4. así como también la altura ( $A_f$ ) con la ecuación 4.5.

$$P_{cR} = P_{cL} \frac{(T \cdot \cos \theta)_R}{(T \cdot \cos \theta)_L} \dots\dots\dots(4.4.)$$

$$A_f = \frac{P_{cR}}{(p_w - p_h)} \dots\dots\dots(4.5.)$$

donde:

- $P_{cL}$  : Presión capilar medido en el laboratorio
- $(T \cdot \cos \theta)_R$  : Tensión interfacial por coseno del ángulo de contacto (yacimiento)
- $(T \cdot \cos \theta)_L$  : Tensión interfacial por coseno del ángulo de contacto (laboratorio)
- $p_w$  : Gradiente de densidad del yacimiento (agua)
- $p_h$  : Gradiente de densidad del yacimiento (hidrocarburo)

| Sistema del fluido | Angulo de contacto ( $\theta$ ) | coseno de contacto ( $\theta$ ) | Tensión interfacial (T) | T coseno (T) |
|--------------------|---------------------------------|---------------------------------|-------------------------|--------------|
| Laboratorio        |                                 |                                 |                         |              |
| Gas-agua           | 0.0                             | 1.0                             | 72.0                    | 72.0         |
| Petróleo-agua      | 30.0                            | 0.866                           | 48.0                    | 41.6         |
| Gas-petróleo       | 0.0                             | 1.0                             | 24.0                    | 24.0         |
| Aire-mercurio      | 140.0                           | 0.765                           | 485.0                   | 372.0        |
| Yacimiento         |                                 |                                 |                         |              |
| Petróleo-agua      | 30.0                            | 0.866                           | 30.0                    | 26.0         |
| Gas-agua           | 0.0                             | 1.0                             | 50.0                    | 50.0         |

Tablas 4.4. Valores típicos para el cálculo del nivel freático.

#### 4.3.4. Procedimiento

- 1.- En el caso de inyección de mercurio, debe considerarse previamente los análisis de las propiedades básicas de la muestra (porosidad, permeabilidad, petrográfica etc.). teniendo ya una relación de datos se procede a pesar cada muestra utilizando una báscula electrónica de alta precisión.
- 2.- Con la muestra previamente pesada, es introducida dentro del penetrómetro (figura 4.10.) de vidrio que consta de una cámara y un tubo capilar, este a su vez alimenta a un capacitor coaxial de forma cilíndrica. Después se pesa nuevamente la muestra dentro del penetrómetro antes de cargarlo en el sistema de baja presión.
- 3.- La cámara con la muestra es sometida al vacío y llenada de mercurio (figura 4.11.), esto provoca que la presión aumente ligeramente por encima de la presión atmosférica. Al final de esta etapa de baja presión se pesa nuevamente la muestra antes de comenzar con la prueba de alta presión.



Figura 4.11. Penetró-metro.

- 4.- El siguiente paso consta de someter la muestra a una presión de hasta 50,000 libras por pulgada cuadrada ( $>$  a 3500 Kg/cm<sup>2</sup> aprox.). Este incremento de la presión tiene que llegar a un punto de equilibrio, donde se estabiliza y se realiza la correspondiente lectura de presión.

El volumen de mercurio inyectado para cada presión de equilibrio fue determinado por el cambio de capacitancia en el tubo capilar. Toda la información registrada durante la prueba es capturada por sistemas de memoria en computadora, sobre una hoja electrónica se calculan los volúmenes de mercurio. Cabe mencionar que el equipo que realiza las mediciones y los cálculos, los hace de forma automática con los algoritmos de las formular anteriormente mostradas.

5.- Por último se calcula el tamaño de la garganta de los poro, con las fórmulas de conversión de presión al sistema de fluido, y los datos de la altura utilizando los parámetros típicos mostrados en las tablas 4.4. y 4.5.

| <b>Gradientes de densidad</b> |       |
|-------------------------------|-------|
| Agua                          | 0.433 |
| Petróleo                      | 0.346 |
| Gas                           | 0.1   |

Tabla 4.5. Valores típicos de gradiente de densidad.

#### **4.4. Preparación y determinación de parámetros eléctricos**

La conductividad eléctrica sobre las rocas es la capacidad que tienen para permitir el flujo de corriente eléctrica, esta propiedad depende de varios factores; el contenido y el tipo de minerales que componen a la roca, entre mayor sea el porcentaje de minerales metálicos la conductividad será mayor, generalmente en las rocas sedimentarias la conductividad es muy baja debido a la composición de sus granos, matriz y cementante. También depende del contenido de fluidos, tamaño y distribución del poro, de la magnitud de la permeabilidad, del tipo de fluido y de su salinidad.

##### **4.4.1. Conductividad en sólidos**

Los sólidos se pueden definir como un estado de la materia firme que tiene forma y volumen constante, debido a las fuerzas de atracción entre sus partículas mantienen posiciones fijas, ordenadas en una red tridimensional, no pueden fluir, no son compresibles, y pueden dilatarse al aumentar la temperatura. La mayor parte de los sólidos se componen de partículas ordenadas que vibran en torno a posiciones fijas en su estructura, estos son llamados sólidos cristalinos, por tener una estructura cristalina interna. Otro tipo son los llamados sólidos amorfos que no tienen estructuras ordenadas ni bien definidas (vidrio).



La conductividad eléctrica en sólidos es casi siempre debida al movimiento electrones. Respecto a la conducción de electrones, una sustancia puede ser aislante, conductor metálico, semiconductor y superconductor. La conductibilidad en sólidos estará determinada por el tipo de partículas que componen su estructura, se puede diferenciar a los sólidos en cuanto a su estructura y tipo de partículas:

**Sólidos iónicos:**

Están formados por disposiciones infinitas de iones positivos y negativos, que se mantienen unidos por fuerzas electrostáticas (enlace iónico). Cada ion tiende a rodearse del máximo numero de iones del signo contrario (máxima compactación), dando estructuras en el que el numero de cationes y aniones debe ser el adecuado para mantener la neutralidad eléctrica. En este tipo de sólido puede existir la conductividad iónica pero solo se debe al fluido que contiene, porque la corriente eléctrica no puede fluir a través del sólido.

En cuanto a sus propiedades la unidad estructural es el ion, el enlace entre unidades es iónico, alto punto de fusión (600 a 3000 °C) y en cuanto a conductividad eléctrica se considera un material aislante. Algunos tipos de estructura comunes en sólidos iónicos conocidos son: cloruro de sodio, cloruro de cesio, blenda de zinc, wurtzita, fluorita y rutilo entre otros.

**Sólido metálicos:**

En un sólido metálico tenemos átomos metálicos unidos por enlace metálico. Una estructura encontrada a menudo en los metales es el llamado “empaquetamiento compacto” que es aquél en el que los átomos ocupan el volumen total más pequeño, dejando el mínimo espacio vacío. Hay dos maneras principales de compactar esferas de igual tamaño para este tipo de sólidos:

Empaquetamiento hexagonal compacto (figura 4.12.). Los átomos se disponen en capas. La segunda capa (B) se dispone sobre los huecos de la primera capa (A) y la tercera capa se coloca sobre los huecos de la segunda de forma que coincida sobre la primera, a este tipo de empaquetamiento se le puede atribuir una conductividad baja en comparación a los demás metales. Ejemplos: magnesio y el zinc.

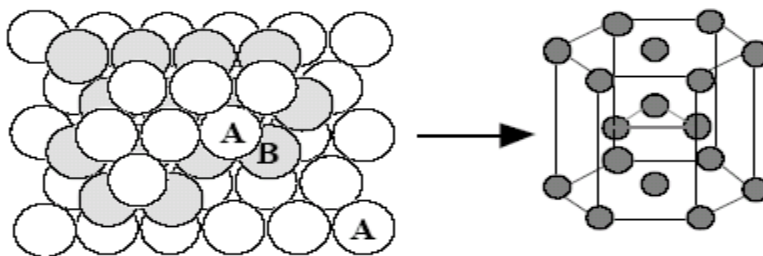


Figura 4.12. Esquema del empaquetamiento hexagonal compacto.

Empaquetamiento cúbico compacto (figura 4.13.). La tercera capa (C) se dispone sobre los huecos de la segunda (B) que coinciden con huecos de la primera (A). La cuarta capa coincide con la primera. La estructura resultante está formada por cubos centrados en la cara, a estos se les atribuye una alta conductibilidad hasta superconductividad . Ejemplos: aluminio, cobre, plata y oro.

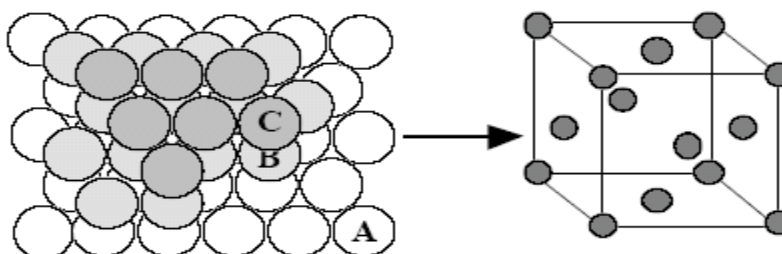


Figura 4.13. Esquema de empaquetamiento cúbico compacto.

Una tercera estructura es el empaquetamiento cúbico centrado (figura 4.14.). Se presentan en algunos metales como hierro, sodio o potasio y que no es compacta, es el empaquetamiento cúbico centrado en el cuerpo que en este caso son medianamente conductores.

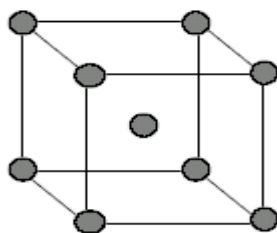


Figura 4.14. Esquema de empaquetamiento cúbico centrado.

Un modelo simple para un metal es el “mar de electrones”: los electrones de valencia forman un mar de cargas negativas que mantiene firmemente unidos a los átomos. El “mar de electrones” puede desplazarse por lo que los metales son conductores. La conductividad eléctrica de los metales se explica adecuadamente en términos de orbitales moleculares. En un sólido los orbitales moleculares pueden estar completos. Cuando están incompletos posibilita la conducción, los electrones pueden saltar fácilmente a un orbital vacío y moverse libremente por el sólido.

#### **Sólido covalente:**

Son formados por redes de átomos unidos por enlace covalente. Estas redes pueden ser tridimensionales, bidimensionales (laminas) ó monodimensionales (cadenas), aunque sólo las primeras componen sólidos puramente covalentes, los sólidos covalentes tridimensionales tienen elevados puntos de fusión y ebullición por las fuerzas extremadamente fuertes que los unen.

La capacidad de conducción es baja, generalmente es un material aislante aunque también puede ser semiconductor. Ejemplo de estos sólidos es el diamante y el grafito.

**Sólido molecular:**

Son sólidos formados por moléculas covalentes discretas o por átomos unidos mediante fuerzas de Van de Waals. El punto de fusión es bajo y la capacidad para conducir corriente eléctrica es nula, por lo tanto sirve como material aislante. Ejemplo los gases nobles en estado sólido.

**4.4.2. Conductividad en fluidos**

Se entiende por fluido todo cuerpo cuyas moléculas tienen entre sí poca cohesión y tienen la capacidad de moverse tomando la forma de los espacios por donde está fluyendo. Dentro de esta definición los fluidos consideran a la materia en estado líquido y gaseoso. También considera el estado físico y no el material en sí. De esta forma lo que define al fluido es su comportamiento y no su composición. Con base al comportamiento que desarrollan los fluidos se definen de la siguiente manera: "Fluido es una sustancia que se deforma continuamente o se escurre cuando está sometido a un esfuerzo de corte o tangencial". De esta definición se desprende que un fluido en reposo no soporta ningún esfuerzo de corte. En conclusión líquidos y gases tienen un comportamiento semejante con excepción a que los líquidos son incompresibles y el gas compresible.

Los fluidos, como todos los materiales, tienen propiedades físicas que permiten caracterizar y cuantificar su comportamiento así como distinguirlos de otros, aunque la conductividad eléctrica no es una propiedad definitiva para los fluidos, sí puede proporcionar información sobre su composición química, y puede determinar el tipo de fluido que se encuentra en un yacimiento, también la conductividad puede verse afectada por las propiedades exclusivas de los fluidos como son: la viscosidad, tensión superficial y la acción capilar.

Ionización y electroquímica: la ionización es la formación de moléculas o átomos con carga eléctrica. Los átomos son eléctricamente neutros ya que los electrones con carga negativa son iguales en número a los protones de carga positiva en el núcleo. En la electroquímica existe una relación entre las corrientes eléctricas y las reacciones químicas, en algunas sustancias una reacción química produce corrientes eléctrica. En la mayoría de los compuestos inorgánicos y algunos de los orgánicos se ionizan al fundirse, o cuando se disuelven en agua u otros líquidos; es decir, sus moléculas se disocian en especies químicas cargadas positiva y negativamente.

Ellos tienen la propiedad de conducir la corriente eléctrica. Es decir, la carga es transportada por iones. Como los iones no pueden viajar fácilmente a través del sólido, la conductividad iónica sólo se da en sales disueltas. La disolución que presenta la conductividad iónica se llama electrolítica, y los compuestos que las producen, electrólitos.

En una solución líquida, los iones positivos se mueven en la disolución de los puntos de potencial más alto a los puntos de potencial más bajo; los iones negativos se mueven en sentido opuesto. De forma similar, en los gases que pueden ser ionizados por radiactividad, por rayos ultravioleta de la luz solar, por ondas electromagnéticas o por un campo eléctrico muy intenso, se produce un movimiento de iones en dos sentidos que produce una corriente eléctrica a través del gas. En algunos casos los gases como el vapor de mercurio o el gas neón son fluorescentes cuando se someten a corrientes eléctricas.

Viscosidad: La viscosidad es una propiedad ligada a la resistencia que opone un fluido a deformarse continuamente cuando se le somete a un esfuerzo de corte. Esta propiedad es utilizada para distinguir el comportamiento entre fluidos, cuando un fluido es viscoso sus moléculas están ligeramente más unidas entre sí, a menor viscosidad del fluido, las moléculas están débilmente unidas. La viscosidad ayuda a la conducción eléctrica, si se somete un fluido con las mismas características alcalinas pero uno más viscoso que otro, la mejor respuesta a la conducción eléctrica la tendrá la sustancia más viscosa, esto porque las fuerzas que mantienen unido al líquido son mayores y por lo tanto el flujo de electrones estará mejor conectado que con un fluido de menor viscosidad, como se muestra en la figura 4.15.

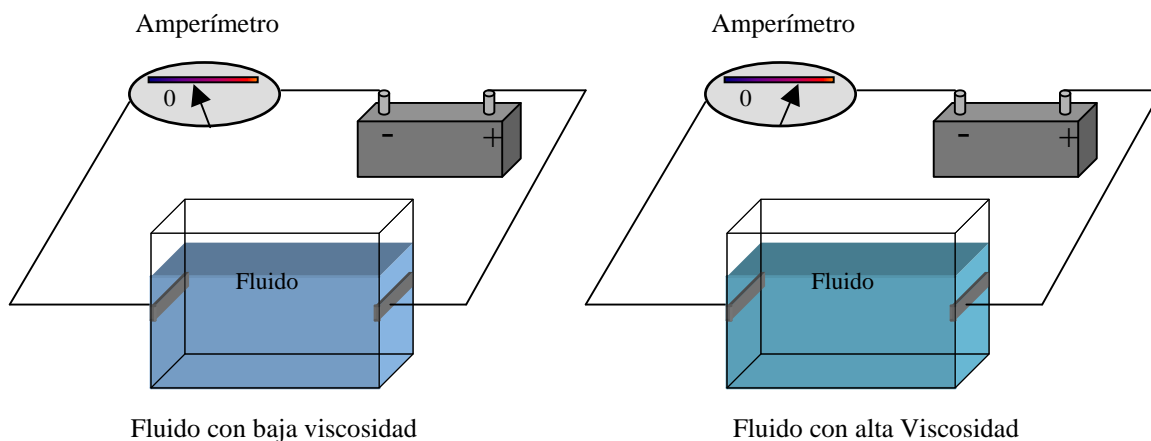


Figura 4.15. Comportamiento de la corriente eléctrica con fluido de diferente viscosidad.

Compresibilidad: la compresibilidad representa la relación entre los cambios de volumen y los cambios de presión a que esta sometido un fluido. Las variaciones de volumen pueden relacionarse directamente con variaciones de la masa específica si la cantidad de masa permanece constante. En un liquido a condiciones constantes es incompresible, la conductividad eléctrica se mantiene constante y no varía independientemente del esfuerzo al que este sometido (figura 4.16.).

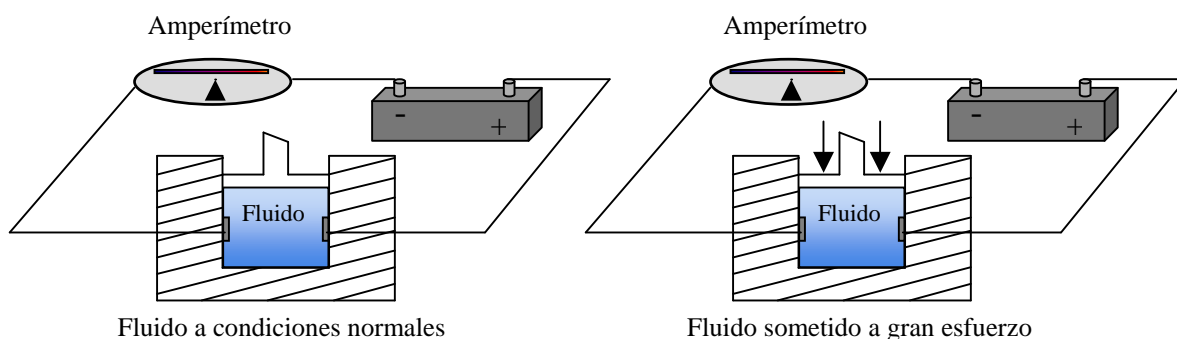


Figura 4.16. Comportamiento de la corriente eléctrica sometiendo a un mismo fluido a diferentes presiones.

En el caso de los gases es diferente la conductividad varía conforme el esfuerzo, un gas contenido con un bajo esfuerzo de compresión su conductibilidad eléctrica será muy baja, mientras que si se somete a una gran presión el gas disminuye su volumen provocando que sus moléculas estén más juntas, esto a su vez permite que la conducción eléctrica aumente ligeramente (figura 4.20.), la mayoría de los gases por su composición y su estado de la materia se consideran aislante de la corriente eléctrica.

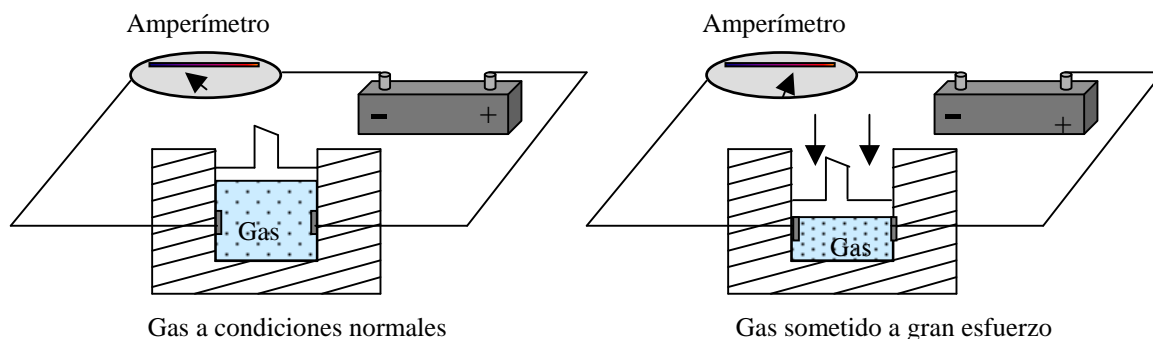


Figura 4.17. Comportamiento de la corriente eléctrica sometiendo al gas a diferentes presiones.

Salinidad: la composición química del agua determinara el grado de conducción eléctrica, el alto porcentaje de salinidad en el agua de formación registra una conductividad alta y decrece a medida que la salinidad disminuye.

Por efectos de la electroquímica la salinidad en al agua produce una reacción química al aplicarle una corriente eléctrica la conducción de las cargas iónicas vuelven al agua salina un conductor de la electricidad.

Tensión superficial: Se ha observado que entre la interfase de dos fluidos que no se mezclan se comportan como si fuera una membrana tensa. La tensión superficial es la fuerza que se requiere para mantener en equilibrio una longitud unitaria de un contacto. El valor de ella dependerá de los fluidos en contacto y de la temperatura. Generalmente estos fenómenos se pueden apreciar en un yacimiento, en donde los contactos entre gas, aceite y agua son muy comunes. En condiciones normales la conductividad eléctrica en un fluido será mayor en la superficie de tensión que en cualquier otro lugar, el comportamiento de la corriente eléctrica en la interfase de dos fluidos agua de formación y aceite, el flujo de corriente se manifiesta con mayor intensidad en la interfase, donde el agua funcionara como conductor y la película de aceite como aislante (figura 4.18.).

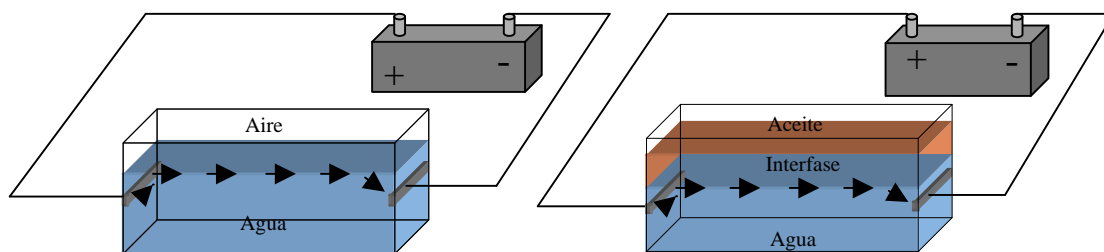


Figura 4.18. Líneas de corriente eléctrica en la interfase entre agua - aire y agua - aceite.

#### 4.4.3. Conductividad en rocas

Las rocas están constituidas por materiales sólidos y líquidos, que sustentan a su estructura, como la roca es un agregado de minerales se puede comportar como un sólido, los minerales y fragmentos de roca pueden estar unidos por una matriz o cementante. Las rocas también pueden estar constituidas por poros que varían en distribución y tamaño, estos poros generalmente están rellenos por algún fluido. Las rocas ígneas, metamórficas y más las sedimentarias tienen poca capacidad para conducir corriente eléctrica, por lo tanto la conductividad eléctrica será extremadamente baja y la resistividad será extremadamente alta.

En las rocas del yacimiento se considera mas el valor de la resistividad que la conductividad, que no es otra cosa que el reciproco de la conductividad.

Para el estudio geohidrologico y principalmente en la industria petrolera, las rocas interesantes generalmente son las rocas porosas que contienen agua de formación o hidrocarburos. La conductividad de la roca estará controlada por varios parámetros, uno de los principales es la composición química del fluido. Sin embargo, como en los yacimientos porosos solo pueden contener agua de formación con una salinidad variable, hidrocarburo y gas natural, la resistividad eléctrica ayuda a poder diferenciar a los fluidos unos de otros, en el caso del agua de formación las sales disueltas resultaran un conductor electrolítico, y permitirá una mediana resistividad que aumentara si el grado de salinidad baja, en el caso de los hidrocarburos habrá una alta resistividad ya que el petróleo es un aislante de la corriente eléctrica. La conductividad eléctrica natural en las rocas sedimentarias tienen una estrecha relación con la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.

Las rocas sedimentarias en un yacimiento son comúnmente porosas y permeables. Esto incluye a tres tipos de roca: primero las areniscas que son fragmentos consolidados principalmente de cuarzo, segundo las calizas que son formada por precipitaciones químicas o acumulaciones de remanentes orgánicos de calcio, y tercera las dolomías que son formadas a partir de la alteración química de la caliza.

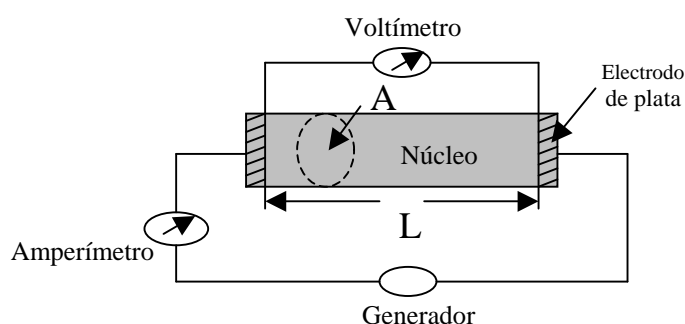


Figura 4.19. Circuito eléctrico para el caso de un núcleo

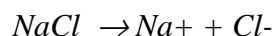
La naturaleza de la resistividad de las rocas de un yacimiento puede ser explicada sometiendo una muestra de roca a un circuito eléctrico (figura 4.19.). Una muestra de núcleo usualmente tiene forma cilíndrica para el análisis petrofísico. Se utilizan solventes para limpiar el núcleo de cualquier fluido residual. El resultado es un núcleo seco y limpio que contiene solo aire en los espacios porosos.

En el núcleo se colocan dos placas planas de plata en cada extremo del cilindro, cubriendo toda el área transversal de la cara, estas placas servirán como electrodos y se pasa una corriente eléctrica, este circuito medirá el flujo de corriente que pasa por el núcleo.

Al aplicar una diferencia de potencia al circuito con el núcleo, no significa que la corriente pase a través del circuito, porque la matriz y la saturación de aire en el espacio poroso de la roca disminuyen o nulifican la conductividad eléctrica. Entonces, la roca del yacimiento in situ es casi siempre conductora por contener agua de formación, a menos que el contenido sea aceite o gas que funcionan como aislante.

Un núcleo saturado con agua pura no resulta en un cambio significativo del caso en donde el fluido del poro era aire, porque el agua pura es un conductor extremadamente bajo. Si la sal, tal como el cloruro de sodio (NaCl), es disuelta en agua, se convierte posiblemente en el conductor de corriente a través del núcleo ahora saturado con salmuera. La conducción se realiza a través de la solución salina, normalmente referida como a un electrolito.

Las moléculas de sal disueltas en el agua se disocian en partículas llamadas iones. Los iones son los átomos y moléculas cargados eléctricamente que resultan del exceso o falta de electrones. Para el cloruro de sodio los átomos de sodio se disocian a iones con carga positiva (catión) y el cloruro se disocia en átomos de carga negativa (aniones).



Cuando el campo eléctrico es estable a través del núcleo, los iones se mueven a través del agua, los iones positivos irán hacia el electrodo negativo y los iones negativos irán hacia el electrodo positivo. La carga eléctrica es llevada dentro de la muestra de roca por iones y en el circuito externo por los electrodos. La conducción dentro de la roca es electrolítica.

#### **4.4.4. Ley de Archie**

A partir de las definiciones Factor de Formación y Tortuosidad descritas en el capítulo 2, podemos definir la ley de Archie a partir de estos conceptos. Si la porosidad de la roca es  $\phi$ , entonces el volumen de agua en la muestra de roca es  $\phi AL$ . Este volumen es equivalente al cuerpo de agua que mantiene la misma salinidad, como se representa en la figura 4.20.



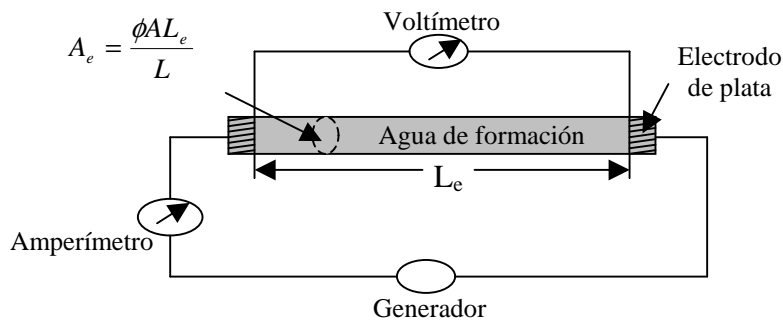


Figura 4.20. Diagrama que muestra un circuito para el cálculo de la resistividad del agua de formación.

La sección transversal del área equivalente al volumen de agua, \$A\_e\$ tiende a ser \$\phi A L\_e\$.  
Entonces:

$$r_w = R_w \frac{L_e}{A_e} = r_w' = R_w \frac{L_e^2}{\phi A L} \dots\dots\dots(4.6.)$$

Usando la expresión de la ley de Ohm y considerando que \$r\_o\$ es la resistencia del núcleo saturado completamente de agua, y la resistencia equivalente del volumen de agua es \$r\_w'\$, por lo tanto \$r\_o = r\_w'\$ entonces:

$$F = \left(\frac{L_e}{L}\right)^2 \frac{1}{\phi} = \frac{\tau^2}{\phi} \dots\dots\dots(4.7.)$$

Que es el Factor de Formación en función de la tortuosidad y de la porosidad del núcleo. \$F\$ es una cantidad con dimensiones que dependen solo de las propiedades de la roca, como se mencionó anteriormente la porosidad es un valor importante que afecta directamente los datos de resistividad, por otro lado la tortuosidad esta relacionada con la permeabilidad de la roca, para que fluya la electricidad se necesita de un conductor que será electrolítico y también de conductos entre los poros que permitan el flujo de corriente, en este caso la permeabilidad proporcionará los conductos y la tortuosidad proporcionará la capacidad para que fluya la electricidad por esos conductos.

Por otra parte no todos los espacios porosos permiten el flujo de corriente en una roca, esto es, porque los poros dispersos en la roca pueden funcionar como trampas o canales al flujo de corriente, esto tiene que ver también con la geometría interna de la roca.

Archie (1942) desarrolló una formula a partir de experimentaciones en laboratorio sobre areniscas, y encontró, como relacionar la porción de volumen del poro que participa en le flujo de corriente eléctrica, y la porción corresponde a zonas de estancamiento, esta relación se manifiesta con el parámetro “m” que se conoce como el factor de cementación. Otro parámetro importante que involucra Archie es “γ” que esta asociado con la geometría interna del medio poroso, por lo tanto la formula generalizada de Archie es:

$$F = \frac{\gamma}{\phi^m} \dots\dots\dots(4.8.)$$

En varios experimentos para tratar de llegar a una aceptación general del factor porosidad de formación, que dependan también de la litología o estructura porosa se han obtenido las siguientes relaciones:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad \text{ó} \quad F = \frac{0.81}{\phi^2} \dots\dots\dots(4.9.)$$

Que se conoce como la formula de Humble en donde encontró que para el caso de la arena el factor de cementación se aproxima a 2.15. La relación de factor de formación de Archie para formaciones de areniscas compactadas, se encontró que el valor de γ es muy cercano a la unidad y el factor de cementación (m) se aproxima a 2 para el caso de areniscas.

$$F = \frac{1}{\phi^2} \dots\dots\dots(4.10.)$$

**Saturación de aceites y gas en rocas.**

Para conocer la saturación de hidrocarburos S<sub>h</sub> primero se tiene que conocer la saturación de agua S<sub>w</sub>. La relación que existe entre estas dos cantidades estará regida por:

$$S_h = ( 1 - S_w ) \dots\dots\dots(4.11.)$$

Esta ecuación representa la fracción del volumen poroso que ocupan los hidrocarburos. Para el calculo de la saturación de agua primeramente se considerar un núcleo con espacios porosos parcialmente saturados con agua y el resto ocupado por aceite y gas. Como el aceite y el gas no son conductores, la resistividad de la roca parcialmente saturada con hidrocarburos es R<sub>t</sub>, que es mayor que la resistividad de la misma roca saturada con agua R<sub>o</sub>. Si la saturación de hidrocarburos se incrementa, la resistividad también se incrementa.

En un medio poroso verdadero, sin embargo, el incremento no es directamente proporcional al contenido de hidrocarburos. Como el hidrocarburo reemplaza al agua, primero la resistividad se incrementa lentamente, esto debido a que el aceite y/o el gas normalmente se concentran en el centro del poro, y la corriente fluye por los pequeños espacio que quedan entre el hidrocarburo y el poro. Una mayor saturación de hidrocarburos, reducirá el espacio por donde fluye la corriente, por lo tanto, la resistividad se incrementara significativamente.

Supóngase que se requiere determinar experimentalmente el tipo de fluido de un núcleo que parcialmente esta saturado con agua de resistividad conocida  $R_w$  y el resto del espacio poroso esta ocupado por fluido no conductor (aceite o gas). La presencia de hidrocarburo puede ser detectada por el siguiente procedimiento.

- Experimentalmente se determina  $R_t$  (resistividad verdadera) de la muestra.
- Se remueve todos el fluidos de la muestra, y después se satura esta con agua de la misma  $R_w$  del pozo.
- Experimentalmente se determina la  $R_o$  de la nueva muestra saturada con agua de  $R_w$ .
- Se hace una comparación entre los valores de  $R_t$  y  $R_o$ . Si la muestra original contiene hidrocarburos, entonces  $R_t > R_o$  o  $R_t / R_o > 1$ . el cociente de resistividades es llamado índice de resistividad  $I_R$ :

$$I_R = \frac{R_t}{R_o} \dots\dots\dots(4.12.)$$

Si la muestra originalmente estaba completamente saturada con agua  $R_w$ , entonces  $R_t = R_o$  y  $I_R = 1$ . Nótese que la presencia de hidrocarburos es indicativo para el valor del índice de resistividad y no del valor absoluto de  $R_t$ . La detección de presencia de hidrocarburos in sito sigue una lógica similar. Sin embargo, la determinación de  $R_o$  es mas complicada.

Puesto que solo el medio conductor de una muestra de roca parcialmente saturada con hidrocarburos es el agua salada, es posible calcular  $R_o$  reemplazando a la muestra por un volumen de agua con la misma salinidad y la misma resistencia de la muestra  $r_t$  como fue el caso de la figura 4.9. La longitud  $L_e'$  y el área transversal  $A_e'$  es equivalente al volumen del agua. La resistencia del núcleo  $r_t$ , y el volumen equivalente de agua  $r_w$ , puede ser expresado por:

$$r_t = R_t \frac{L}{A} \quad y \quad r_w = R_{wt} \frac{L_e'}{A_e'} \dots\dots\dots(4.13.)$$

pero  $r_t = r_w$  y  $A_e' L_e' = AL\phi S_w$ , donde  $S_w$  es la saturación de agua. Por lo tanto :

$$R_t = \left(\frac{L_e'}{L}\right)^2 \frac{R_w}{\phi S_w} = \tau'^2 \frac{R_w}{\phi S_w} \dots\dots\dots(4.14.)$$

$\tau'$  es la tortuosidad de la trayectoria de la corriente de una roca parcialmente saturada con agua y el resto con hidrocarburo, que depende de la manera en que el agua se conecta en el espacio poroso. haciendo estas consideraciones la expresión de  $R_o$  y el Factor de Formación 4.7 en la ecuación 4.14, tenemos:

$$R_t = \left(\frac{\tau'}{\tau}\right)^2 \frac{\tau^2 R_w}{\phi S_w} = \left(\frac{\tau'}{\tau}\right)^2 \frac{FR_w}{S_w} = \left(\frac{\tau'}{\tau}\right)^2 \frac{R_o}{S_w} \dots\dots\dots(4.15.)$$

y finalmente:

$$S_w = \left(\frac{\tau'}{\tau}\right)^2 \frac{R_o}{R_t} = \left(\frac{\tau'}{\tau}\right)^2 I_R^{-1} \dots\dots\dots(4.16.)$$

La ecuación 4.16 no es práctica, sin embargo, puesto que los dos parámetros  $\tau$  y  $\tau'$  son complejos y no se pueden medir. Archie, utilizando estudios de experimentos en formaciones limpias, llego a la siguiente relación empírica:

$$S_w^n = \frac{1}{I_R} \dots\dots\dots(4.17.)$$

El exponente n de la saturación de agua, depende del tipo de roca, primeramente en la manera en que los poros se conectan. El rango de valores de n es de 1 a 2.5. Se ha demostrado que n asume un valor alto en las formaciones de aceite húmedo. Usando las expresiones de  $I_R$  (4.12.), F (4.8.) y  $R_o$ , permite que la ecuación 4.17 se escriba como:

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t}\right)^{1/n} = \left(\frac{FR_w}{R_t}\right)^{1/n} \quad \text{ó} \quad S_w = \left(\frac{\mathcal{R}_w}{\phi^m R_t}\right)^{1/n} \dots\dots\dots(4.18.)$$

Las ecuaciones 4.18 son usadas para calcular saturación de agua en rocas de un yacimiento. El valor de n se puede determinar en laboratorio midiendo muestras de la formación de interés. La resistencia de las muestras primero se miden a diferentes valores de  $S_w$ .

Los datos de resistividad son usados para calcular  $R_t$  e  $I_R$ . Una grafica doble logarítmica de  $I_R$  contra  $S_w$  es lineal. La inclinación de la línea que pasa a través de los puntos y el punto de origen de la carta definen  $n$ . Tal medición es delicada. Es necesario quitar la saturación de la muestra y después determinar la nueva saturación sacando el agua evaporada del núcleo durante el proceso.

La evaporación incrementa la salinidad en la salmuera y por lo tanto decrece la resistividad en la salmuera. La muestra de núcleo es sometida a una centrifuga para quitarle la saturación de agua. Operando la centrifuga e incrementando cada vez mas su velocidad expulsa el agua y es remplazada por aire, que es un aislante, el aceite que fluye a través del núcleo también se le puede quitar la saturación, pero generalmente se forma una película fina de aceite entre los electrodos y la muestra. Esta película puede causar mediciones erróneas de alta resistividad.

Para arenas limpias y consolidadas, el valor de  $n$  puede aproximarse a 2, y la relación generalizada puede ser escrita como:

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t}\right)^{1/2} = \left(\frac{FR_w}{R_t}\right)^{1/2} = \left(\frac{\mathcal{R}_w}{\phi^m R_t}\right)^{1/2} \dots\dots\dots(4.19.)$$

Esta ecuación generalizada, se conoce como la ecuación de Archie, es el resultado de un estudio en que la resistividad de 152 núcleo de actual producción de aceite, en yacimientos arenosos consolidados fueron medidos en laboratorios.

El índice de resistividad fue por lo tanto correlacionado con la saturación de agua. Con la grafica de  $S_w$  contra  $I_R$  para estos datos, indican una tendencia que sigue la ecuación 4.17, con  $n=2$ .

Del mismo modo para calcular la saturación de agua del filtrado de lodo  $S_{Xo}$ , de la zona lavada por medio de la Ley de Archie, la ecuación queda como:

$$S_{Xo} = \sqrt{\frac{FR_{mf}}{R_{Xo}}} \dots\dots\dots(4.20.)$$

Donde la  $R_{mf}$  es la resistividad del filtrado del lodo, y  $R_{Xo}$  es la resistividad de la zona lavada, en este caso se determinara la saturación residual del hidrocarburo  $S_{hr}$  por efecto de invasión de lodo de perforación, la ecuación es:

$$S_{hr} = ( 1 - S_{Xo} ) \dots\dots\dots(4.21.)$$

El cálculo de este dato sirve para poder hacer la comparación de las saturaciones de agua obtenidas de la zona lavada y en la zona no invadida que se representan por las ecuaciones 4.20. y 4.19. respectivamente, esta comparación ayuda a determinar la fracción del volumen de petróleo total que el proceso de invasión desplaza, relacionando las ecuaciones 4.21 y 4.11 queda la expresión:

$$V_{Thd} = ( S_{Xo} - S_w ) \dots\dots\dots(4.22.)$$

Donde  $V_{Thd}$  es el volumen total del hidrocarburo desplazado. La capacidad que tiene el filtrado de un lodo de perforación para invadir una formación, muestra la permeabilidad relativa de la roca que contiene hidrocarburos.

Con las ecuaciones 4.19 y 4.20, también se pueden combinar para relacionar la saturación en la zona no invadida con respecto a la saturación en la zona lavada. La expresión queda:

$$\frac{S_w}{S_{Xo}} = \sqrt{\frac{R_{Xo}/R_t}{R_{mf}/R_w}} \dots\dots\dots(4.23.)$$

De los experimentos para calcular la saturación de agua de la zona lavada se demostró que el valor se aproxima a la saturación del agua de la zona no invadida de la forma  $S_{Xo} \cong S_w^{1/5}$ , sustituyendo esta aproximación a la ecuación 4.24, queda:

$$S_w = \left( \frac{R_{Xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{5/8} \dots\dots\dots(4.24.)$$

Este método para calcular la saturación de agua es conocido como método de la relación. No se necesita conocer el factor de formación ni la porosidad, por lo que dichas ecuaciones solo son aceptadas para formaciones limpias, con una distribución de porosidad uniforme, aunque también se aplican a formaciones fracturadas o cavernosas, pero la precisión no será la deseada.

#### 4.4.5. Preparación y mediciones en laboratorio

La preparación de las muestras a analizar, se basan en el principio descrito al inicio de este capítulo, así como utilizando los equipos ya mencionados. La preparación de las muestras en forma general pasan por procedimientos establecidos:

- El primero se encarga de cortar las muestras de una forma específica y con las dimensiones adecuadas, con la finalidad de que se ajusten a los equipos de medición, lo más común es cortar las muestras de una forma cilíndrica perfecta.
- Después del corte sigue el lavado de las muestras, desde extraer los fluidos contenidos en la muestra hasta las sales precipitadas sobre los espacios porosos.  
Esto se realiza mediante soluciones especiales buscando que no se dañe la muestra, de forma tal que pueda influir en una mala medición de las propiedades físicas.
- El siguiente paso es secar las muestras a una temperatura de 220°F.
- Al finalizar el secado se mide la longitud y el diámetro con un calibrador digital para constatar que la muestra es adecuada para los equipos.
- El siguiente paso es calcular los volúmenes de grano mediante el porosímetro, La densidad de grano con los datos de la balanza electrónica antes y después del secado.
- Y por último el cálculo de la porosidad con la ecuación 4.25. y la permeabilidad como se mencionó al principio del capítulo.

$$\text{Porosidad} = \frac{V_p}{V_p + V_g} \cdot 100 \dots\dots\dots(4.25.)$$

donde:

V<sub>p</sub> : Volumen de poro a presión neta de confinamiento, calculada a partir de porosímetro

V<sub>g</sub> : Volumen de grano, calculada a partir del porosímetro

#### Factor de formación.

Para calcular el factor de formación se debe de tomar en cuenta un dato importante como es la concentración de sales sobre el agua de formación. Para ello se prepara una salmuera sintética con concentraciones de sales similares a las del agua de formación, este dato junto con la salmuera debe de tener un control para llevar una adquisición de datos homogénea. La salmuera sintética contiene todos los iones principales del agua de formación.

La salmuera es preparada con agua deionizada y químicos reactivos. Para introducir la salmuera dentro de la muestra se evacua el aire y se filtra la salmuera con un tamiz de 45 micrones. Se mide la resistencia sobre un volumen conocido de salmuera. El  $R_w$  se determina a temperatura ambiente y ajustada con la ecuación de 4.27.

Las muestras están sujetas al vacío y se saturan con la salmuera. Después de la saturación, se determina el peso de cada muestra al 100% saturada de agua ( $S_w$ ), así como también los volúmenes totales de la muestra por el principio de Arquímedes. Cada muestra es ensamblada dentro de un portamuestras hidrostático con un plato poroso de 15 barras en le fondo y se aplica una presión de confinamiento equivalente a la presión original del yacimiento.

La resistencia de la muestra es registrada a través del tiempo para determinar cuando se logró la estabilidad iónica/eléctrica. Para determinar el factor de resistividad, se mide la resistencia eléctrica de cada muestra con 100% de saturación con salmuera ( $R_o$ ) a 1000Hz y normalizando a 25°C. El factor de formación es calculado utilizando la siguiente relación.

$$FF = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots(4.26.)$$

Donde el factor de formación (FF) se define como la relación que existe entre la resistividad de una muestra de roca saturada al 100% de salmuera ( $R_o$ ) con la resistividad del agua de formación en la zona no invadida ( $R_w$ ). El valor de la resistividad a un 100% de saturación ( $R_o$ ) fue calculado y normalizado a 25°C utilizando la ecuación de 4.27.

$$R_2 = R_1 \left( \frac{T_1 + 21.5}{T_2 + 21.5} \right) \dots\dots\dots(4.27.)$$

donde:

$R_2$  : Resistividad normalizando a 25°C. ( $T_2$  temperatura final)

$R_1$  : Resistividad a temperatura ambiente ( $T_1$  temperatura inicial)

Sobre una grafica de factor de formación contra la porosidad, se utiliza para determinar el valor compuesto de “m”. Se traza una línea a través de los puntos obtenidos a partir de los datos, utilizando el método de regresión lineal de cuadrados mínimos, la tendencia de dicha línea define al exponente de cementación “m”.



La intersección de la línea de tendencia con el eje “y” (porosidad) fue forzada para obtener un valor de  $a=1.00$ . El exponente de cementación para cada muestra se calcula con la siguiente ecuación:

$$m = \frac{\log FF}{\log \text{Porosidad}} \dots\dots\dots(4.28.)$$

donde el factor log significa logaritmo del numero.

**Índice de resistividad de la formación.**

La resistividad de la muestra ( $R_t$ ) se determina a varias saturaciones de agua. La salmuera fue desplazada utilizando aire húmedo a medida que se incrementa la presión para dar valores de saturación cada vez menores. Los volúmenes desplazados son medidos gravimétricamente.

Los valores de resistividad son obtenidos con una frecuencia de 1000 Htz. La resistividad  $R_t$  y  $R_o$ , se utilizan para calcular el índice de resistividad ( $R_i$ ) a cada saturación de la muestra, con la ecuación:

$$R_i = \frac{R_t}{R_o} \dots\dots\dots(4.29.)$$

donde:

$R_t$ : Resistividad de la muestra en la zona no invadida

$R_o$ : Resistividad de la muestra saturada al 100% de salmuera

Para el cálculo de otro valor compuesto “n”, se utiliza una gráfica que se define con el índice de resistividad contra la saturación de agua ( $S_w$ ). Se traza una línea por el método de regresión lineal por mínimos cuadrados sobre los datos adquiridos. Esta línea tiene una tendencia que define el exponente de saturación “n” para cada muestra. También se puede determinar un exponente de saturación compuesto relacionando más de una muestra.

**4.5. Prueba de permeabilidad relativa**

Para el procedimiento de prueba de la permeabilidad relativa para un sistema gas-agua, se siguen una serie de pasos para efectuar dicha medición. Primero se le prepara una salmuera sintética similar a el fluido contenido originalmente en la muestra.

Esto se logra a partir de los datos de los análisis de agua de formación previamente realizados, generalmente se usa agua deionizada y químicos reactivos. Se aplica gas húmedo (o nitrógeno) en las pruebas de permeabilidad relativa, de manera tal que, minimice la vaporización del agua contenida en la muestra.

La viscosidad y densidad de la salmuera son calculados a temperatura ambiente utilizando un viscosímetro y un densímetro de vidrio. Las muestras seleccionadas son evacuadas de aire y saturadas a presión con la salmuera sintética de formación durante las pruebas.

Cada muestra es cargada en un contenedor hidrostático puesto en un horno, se aplica una presión de sobrecarga y temperatura específica, se establece una contrapresión de 200 psi. La salmuera sintética de formación se inyecta hasta quedar totalmente saturada y así determinar una permeabilidad específica de agua (en cada muestra). Después cada muestra se descarga removiendo el regulador de contrapresión y se limpia el volumen muerto del sistema.

Se cargan las muestras, inyectando gas en una de ellas, después se procede a inyectar nitrógeno húmedo a una presión constante apropiada para alcanzar un 50% de permeabilidad relativa del sistema gas-agua, registrando los volúmenes de gas y agua producidos en función del tiempo.

#### **4.6. Compresibilidad del volumen del poro**

Las mediciones de las propiedades básicas de la roca fueron realizadas a una presión de confinamiento neta de 4000 psi (281 kg/cm<sup>2</sup>). Para no exponer las muestras a un confinamiento mucho mas alto, se determinó una presión de 500 psi como un punto de partida para realizar las pruebas de compresibilidad. Dentro de un análisis de laboratorio este valor varia de acuerdo a los estándares elegidos durante el análisis de los núcleos.

Las muestras se montan sobre una celda de saturación, para ser evacuadas de aire durante 24 horas, durante este periodo simultáneamente se saturan de salmuera sintética de agua de formación. En cada muestra se coloca una manga de Viton, y después en un contenedor hidrostático o porta muestras, se aplica una presión de sobre carga de 200 psi (14 kg/cm<sup>2</sup>).

La presión de sobrecarga y la presión de poro son incrementadas a 1500 psi (105 kg/cm<sup>2</sup>) y 1000 psi (70 kg/cm<sup>2</sup>) respectivamente. Las muestras quedan confinadas durante un período mínimo de cuatro horas para asegurar que alcanzaron el estado de equilibrio.

Después son nuevamente saturadas con salmuera, pero esta vez aplicando una contrapresión en el sistema para asegurar un 100% de saturación sobre la muestra. Durante el proceso se incrementa la presión de sobrecarga con una presión de 500 psi (35 kg/cm<sup>2</sup>) cada dos horas hasta alcanzar un presión de confinamiento neta de 10,000 psi (703 kg/cm<sup>2</sup>). Para el total del ciclo de prueba, la mitad del ciclo se destina para el incremento de la presión de sobrecarga y el resto del ciclo va seguida por una disminución gradual a cada hora hasta llegar al confinamiento neto inicial de la prueba de 500 psi.

La reducción en el volumen de poro, es medido de acuerdo al fluido expulsado de la muestra, a medida que se incrementa la presión de confinamiento. Posteriormente, la recuperación del volumen de poro se midió de acuerdo al volumen de fluido que volvió a entrar a la muestra durante el ciclo de disminución de confinamiento.

La información de la presión y el volumen de poro normalizados se obtienen durante los ciclos de presión, tanto en el incremento como en el decremento, los datos son llevados a una grafica donde se determina una curva que se ajusta a los puntos de los datos seleccionados para la reducción en el volumen de poro. Los valores de compresibilidad son determinados mediante la derivada (tendencia instantánea) para cada una de las presiones.

Como en el análisis solo se determino la compresibilidad hidrostática, es necesario corregir este dato para obtener la compresibilidad uniaxial del volumen de poro, que es considerado como el dato mas representativo para las condiciones de formación dentro del yacimiento. Este procedimiento se realiza a partir de la ecuación de Teeuw, que utiliza la relación de Poisson asumida para la relación del esfuerzo axial al esfuerzo lateral. Para la corrección se utiliza la siguiente ecuación:

$$T_f = \frac{(1 + R_p)}{3(1 - R_p)} \dots\dots\dots 4.30.$$

y entonces:

$$C_u = C_h \cdot T_f \dots\dots\dots 4.31.$$

donde:

- Tf : Factor de corrección
- Rp : Relación de Poisson
- Cu : Compresibilidad uniaxial
- Ch : Compresibilidad hidrostática

#### 4.7. Velocidad acústica y módulos dinámicos

Las principales aplicaciones de las mediciones acústicas en el laboratorio son:

- Determinación de la porosidad.
- Calibración del registro sísmico
- Identificación de litología.
- Determinación de parámetros elásticos de las rocas
- Identificación de micro fracturas.

Los datos esenciales que se obtienen en el laboratorio son las velocidades elásticas de las ondas:  $V_p$  compresional y  $V_s$  transversal o de corte. En los sólidos podemos establecer una relación de las velocidades contra la densidad ( $\rho$ ) y las propiedades elásticas.

$$V_p = \sqrt{\frac{E}{\rho} \left( \frac{1-\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)} \right)} \dots\dots\dots(4.32.)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{E}{\rho} \left( \frac{1}{2(1+\nu)} \right)} \dots\dots\dots(4.33.)$$

A partir de las velocidades  $V_p$  y  $V_s$  se pueden calcular los módulos elásticos como es la razón de Poisson ( $\nu$ ), modulo de rigidez ( $\mu$ ), modulo de Young (E) y modulo de incompresibilidad o modulo bulk (k):

Poisson ( $\nu$ ):

$$\nu = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2} \dots\dots\dots(4.34.)$$

Modulo de rigidez ( $\mu$ ):

$$\mu = \rho V_s^2 \dots\dots\dots(4.35.)$$

Modulo de incompresibilidad o modulo bulk (k):

$$k = \rho \left( V_s - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \dots\dots\dots(4.36.)$$

Modulo de Young (E):

$$E = \frac{9\rho V_s^2 \left( \frac{k}{\rho V_s^2} \right)^2}{3 \left( \frac{k}{\rho V_s^2} \right)^2 + 1} \dots\dots\dots(4.37.)$$

Los factores que pueden afectar la propagación de las ondas acústicas son:

- Composición de la roca.
- Porosidad.
- Distribución del tamaño del grano.
- Tipo y grado de cementación.
- Distribución del tamaño del poro.
- Distribución del fluido en le poro.

**Preparación:**

Con los tapones extraídos del núcleo, antes de empezar este análisis primero se raspan los extremos de las muestras para asegurar un buen contacto entre los transductores acústicos con la muestra. Se mide la longitud y el diámetro de cada muestra de manera precisa, para tal tarea se utiliza un calibrador digital.

Se colocan las muestras en una balanza electrónica, la cual determina el peso preciso de las muestras y luego se registra en las respectivas bases de datos. Esta balanza analítica trabaja con una precisión de hasta 0.0005 gramos. Las muestras son sometidas al vacío por un periodo de 24 horas, y simultáneamente saturadas con salmuera sintética de la formación. Nuevamente se pesan pero esta vez con la muestra saturada al 100% de salmuera .

Al igual que la preparación para la compresibilidad del volumen de poro, cada muestra es montada dentro de una manga de Viton y puesta dentro de un porta muestras hidrostático. La presión de confinamiento se incrementa sobre pequeños intervalos hasta alcanzar los 500 psi. Posteriormente, la presión de confinamiento es ajustada a 4000 psi (281 kg/cm<sup>2</sup>) sobre todas las muestras.

Después de preparar las muestras a condiciones de presión y saturación variables, se procede con la transmisión de señales de ondas acústicas, formando a su vez ondas de compresión y ondas de corte (o ondas transversales) a través de la muestra. Al mismo tiempo sobre un osciloscopio digital de alta velocidad se registran las intensidades de las ondas hasta lograr su estabilización, indicando la presión de equilibrio dentro de la muestra.

#### **4.8. Sensibilidad de la roca por técnicas de tiempo de succión capilar**

Las pruebas de tiempo de succión capilar permiten medir la retención de fluidos por una lechada de roca molida de la formación mezclada con un fluido de prueba. Esta mezcla de consistencia aguada es puesta dentro de un embudo, debajo de este embudo es puesto un papel de cromatografía. Sobre un cronometro se mide el tiempo requerido para extraer el fluido de la lechada por medio de la absorción sobre el papel cromatográfico. El equipo que realiza este tipo de análisis se llama 44000 CST timer para calcular o medir el tiempo de succión capilar, este utiliza unos sensores que inician la medición de tiempo automáticamente cuando el fluido alcanza aproximadamente un nivel de 0.25 pulgadas del embudo, y termina cuando alcanza un nivel de 1.0 pulgadas del embudo. En el caso de fluidos propensos a la dispersión de arcilla forman una suspensión coloide (lodo o barro floculado), la cual resiste la extracción del fluido provocando tiempos largos medidos por el instrumento. Los fluidos que no forman suspensiones coloidales son extraídos fácilmente y tienen tiempos de extracción más cortos.

Una corrección es aplicada en la medida de la viscosidad del fluido para compensar cualquier relación entre el fluido y el papel, sobre las mismas condiciones de fluido junto con el mismo material molido de la formación.

Esta corrección es realizada utilizando una muestra blanca del fluido sin agregar el material de formación. Esta medida se llama tiempo de la muestra en blanco. Para cada combinación de fluidos y roca molida se toman tres medidas de tiempo y se realiza un promedio. Los datos son utilizados en la formula 4.1. y se determina una proporción del tiempo de succión capilar (CST) de acuerdo con las medidas tomadas.

$$CST = \frac{T_p - T_b}{T_b} \dots\dots\dots 4.38.$$

donde:

CST : Proporción del tiempo de succión capilar de las muestras medidas

Tp : Promedio de los tres tiempos

Tb : Tiempo de la muestra en blanco

Las proporciones elevadas en los valores indican un incremento en coloides y un incremento en el potencial de daño de la formación. Diferencias inferiores de 0.5 en los valores de proporción normalmente no son considerados significativamente como errores experimentales. Las magnitudes de proporción variarán de acuerdo con la distribución granulométrica, cantidades de arcilla y otras partículas finas en la muestra. Por este motivo, los valores no pueden ser comparados entre dos muestras distintas de roca. Los valores son evaluados en la comparación de dos fluidos de control, normalmente un fluido de alta salinidad con otro bajo en sales. Para la preparación de las muestras, la roca de la formación es molida hasta alcanzar una granulometría inferior a 70 mesh en tamaño. Este material molido se mezcla con el fluido de la prueba en una porción de 5 gramos de roca para cada 100 mililitros de fluido. Se mezcla durante 15 a 20 minutos. Se separa una porción de 5 mililitros poniendo este en el embudo y utilizando una hoja cromatográfica.

El tiempo de absorción del fluido es medido y registrado. La prueba es repetida dos veces o más, con nuevas hojas de papel cromatográfico. Se realiza un promedio de los tiempos registrados para cada tipo de fluido. Para cada caja de papel se hacen mediciones de muestras en blanco para cada tipo de fluido por lo menos tres veces para determinar el tiempo promedio. Estos valores son padrones para cada caja y cada fluido, utilizados en los cálculos de las proporciones de tiempos (CST). Todo esto con la finalidad de conocer la capacidad de la roca de contener o retener los fluidos dependiendo de su composición mineralógica.

## V. APLICACIÓN PETROFÍSICA SOBRE HORIZONTES SÍSMICOS

### 5.1. Información general

Para la aplicación de este método es necesario contar con la información directa de los pozos como son: la evaluación de registros y la información de los análisis de núcleos convencionales y de pared. En este análisis se utilizan los datos del pozo Tam-1 y el campo KIM que cuenta con cinco pozos, en donde el objetivo productor se encuentra entre la base del Mioceno Medio Tardío y la cima del Mioceno Medio Temprano. Este campo cuenta con cinco pozos que atraviesan una secuencia de arenisca productora sobre la misma estructura geológica. Los pozos son Kim-1, Kim-2, Kim-3, Kim-4 y Kim-5. También se debe contar con la interpretación geofísica de los datos sísmicos 3D, para este caso se cuenta con la interpretación de dos horizontes al nivel donde se encuentran los objetivos productores. El horizonte cima está interpretado sobre las máximas amplitudes negativas (amarillo / azul), según la convención americana de adquisición sísmica, y el horizonte base esta interpretado sobre las máximas amplitudes positivas (azul).

Un indicador directo de hidrocarburos principalmente gas, teniendo una convención americana (figura 5.1), tiene la cualidad de identificar un contraste de impedancia acústica entre la cima y la base de un probable yacimiento. En la sísmica se debe observar una característica firma sísmica notable de este fenómeno de la siguiente manera:

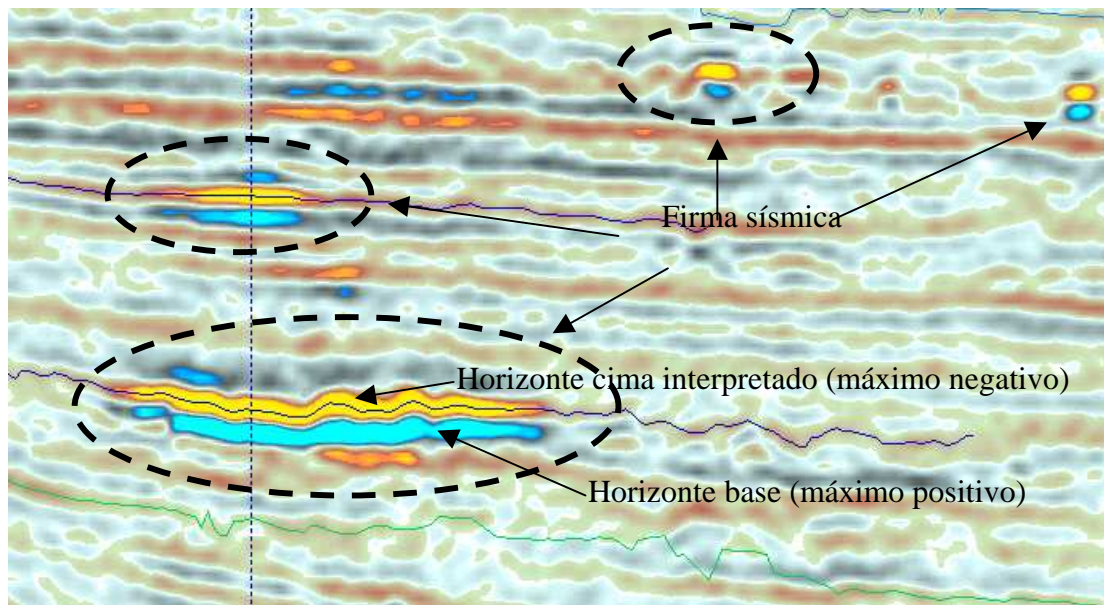


Figura 5.1. Sección sísmica con convención americana, muestra un indicador directo de gas (Megacubo 3D).



- Se identifica que haya una amplitud negativa sobre positiva que resalte en el entorno: El comportamiento de la impedancia acústica sobre una zona porosa y con un fluido de baja densidad (gas), se refleja en la disminución de la velocidad y es más notable cuando la señal de la onda pasa de un medio de alta velocidad a uno de baja velocidad, es decir, que atraviesa la interfase de una roca sello hacia una roca almacén, dando como resultado una notable amplitud máxima negativa sobre la sección sísmica, seguida de una amplitud máxima positiva derivada a partir del contraste de impedancias entre un medio de baja densidad (gas) a una de alta densidad. Esta explicación justifica que los horizontes hayan sido interpretados a partir de una amplitud máxima negativa sobre un horizonte de amplitud máxima positiva.
- Otra característica que se busca es la concordancia entre las amplitudes máximas negativas y positivas. Es decir, que debe coincidir donde inician y donde terminan los máximos valores de amplitud negativos y positivos: el comportamiento de un yacimiento de gas sobre la respuesta sísmica resalta el contacto entre fluidos, (gas-agua) que generalmente esta bien definida y coincide con el contraste de impedancias al pasar de una roca almacén cargada con gas a un medio de alta densidad, considerando que el agua frente al gas tiene una alta densidad. Generalmente en los yacimientos de gas siempre está relacionada sobre una base de agua de formación y la interfase del contacto es la que se refleja en la sísmica, es por ello que se busca la coincidencia entre amplitudes máximas negativas sobre positivas.

Este indicador de hidrocarburos, no garantiza encontrar un yacimiento de gas, sino que solo se restringe a ciertos sistemas petroleros y a ciertos niveles de profundidad que para nuestro caso es un buen indicador a nivel Mioceno; solo se utiliza como una probabilidad para encontrar el yacimiento y con ello bajar los riesgos de inversión para la búsqueda de oportunidades. Pero si se puede usar como argumento sólido para justificar la probable existencia de un yacimiento de gas.

Toda la información generada a partir de la evaluación de los registros, análisis de núcleos e interpretación de horizontes, debe tener valores en común sobre los objetivos perforados y evaluados, los horizontes interpretados tienen que ser atravesadas por las posiciones de los pozos en los objetivos de producción (figura 5.2.).

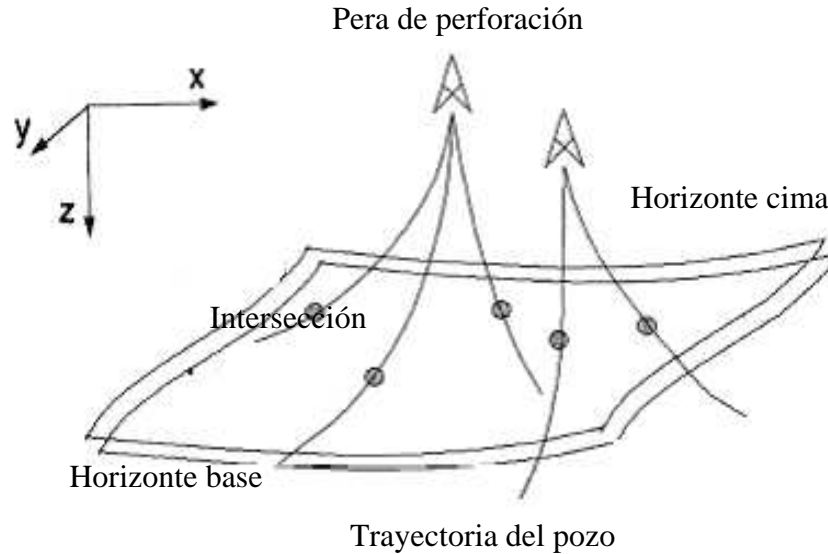


Figura 5.2. Esquema que muestra las condiciones de los datos para realizar horizontes con propiedades físicas guiados con la sísmica.

### 5.1.1. Ubicación y características

El área de estudio KIM-TAM se localiza a 150 Km. al Sur de la Ciudad de Veracruz, Ver., esta ubicada en la porción central de la planicie costera de la Cuenca Terciaria de Veracruz, dentro del cual se localiza el campo KIM a 43 Km al oeste de la ciudad de Alvarado y a 20 Km al Noroeste (NW) del campo Cocuite productor de gas en las arenas del Mioceno Medio Superior. Geológicamente se encuentra en la porción central de la Cuenca de Veracruz, dentro del alineamiento estructural de los campos Novillero, Veinte, Mirador y Cocuite (figura 5.3).

El objetivo en estudio corresponde al Mioceno Medio Tardío, interpretado como un depósito sedimentario de facies canalizadas y de desborde, está limitado en sus extremos por acuñamientos contra una superficie discordante.

El pozo Tam-1 se encuentra a 5 Km hacia el Sur del pozo Kim-1. Se trata de una trampa combinada que mediante información sísmica se asocia a sistemas de canales y de desborde en porciones proximales y medias del abanico submarino. Este cuerpo se encuentra limitado al occidente por una falla normal.



Figura 5.3. Ubicación del área de estudio KIM-TAM.

Tam-1 y el campo KIM tienen semejanza entre sus valores de amplitud, así como también al nivel de los objetivos que corresponde al Mioceno Medio, a diferencia que el objetivo de KIM corresponde al Mioceno Medio Tardío y Tam-1 a la discordancia del Mioceno Medio Temprano. Esto significa que corresponden a unidades litológicas diferentes aunque el comportamiento de la sismica sea similar en el valor de amplitud (figura 5.4.).

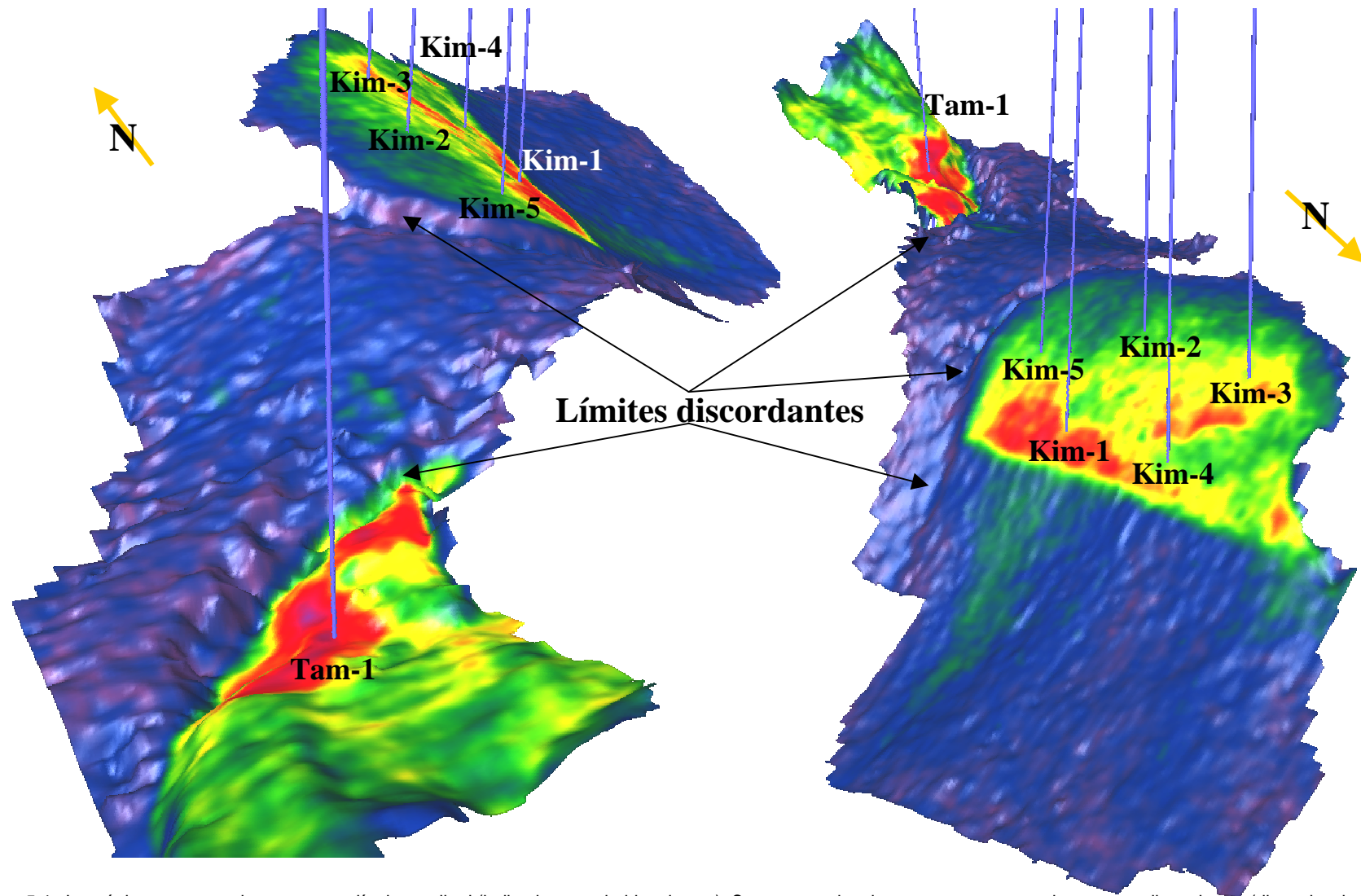


Figura 5.4. Isométricos estructurales con anomalía de amplitud (indicadores probables de gas). Se muestran las dos estructuras separadas por una discordancia (discordancia del Mioceno Medio Temprano) producto de una erosión, el campo KIM esta por encima de la discordancia y se acuña en la parte superior. En el caso del pozo Tam-1 la estructura esta por debajo de la erosión y pertenece a un cuerpo mas antiguo que el del campo KIM. El mapa también muestra una semejanza entre las anomalías de amplitud infiriendo una probable acumulación de gas sobre las dos estructuras.

### 5.1.2. Problemática

Para el descubrimiento del campo KIM se programó un pozo exploratorio Kim-1. Para justificar la localización de Kim-1, se utilizó el estudio sísmológico Joachin 2D y en base a la evidencia de gas en las rocas del Mioceno Medio Superior del campo Cocuite, que junto con el campo Novillero sirvieron como información análogas para sustentar la inversión para la perforación. Además, de contar con evidencias de carácter sísmico reflejados en el valor de amplitud y en los indicadores directos de hidrocarburos (punto brillante). El pozo Kim-1 resultó productor en las arenas del Mioceno Medio con una producción de 5 millones de metros cúbicos de gas para el mes de Septiembre del 2004. Con este descubrimiento se desarrolló posteriormente el campo con las perforaciones de los pozos Kim-2, Kim-3, Kim-4 y Kim-5, donde quedaron exitosos y con ello el descubrimiento de gas a nivel Mioceno Medio (Tabla 5.1.).

| Pozo  | Cima (m) | Base (m) | Gas (m <sup>3</sup> ) Diario |
|-------|----------|----------|------------------------------|
| Kim-1 | 3194     | 3202     | 242,000.00                   |
| Kim-4 | 3365     | 3370     | 262,000.00                   |
| Kim-2 | 3348     | 3355     | 307,000.00                   |
| Kim-5 | 3306     | 3312     | 259,000.00                   |
| Kim-3 | 3474     | 3484     | 262,000.00                   |
| Total |          |          | 1,332,000.00                 |

Tabla 5.1. Tabla que muestra la producción del Campo KIM en su nivel Mioceno Medio (hasta Septiembre del 2005).

Para justificar la perforación del pozo Tam-1 se utilizó información similar que en el caso del pozo Kim-1, como es la analogía con los campos Cocuite y Novillero. También se manejó el estudio sísmico Angostillo-Cocuite-Novillero 2D para justificar la perforación, tomando como principal argumento el indicador directo de hidrocarburos sobre las amplitudes (punto brillante). El Pozo Tam resultó improductivo (seco), se tomaron muestras de fondo en donde resultó agua de formación con 45,000 ppm de sal y la litología se determinó como arenisca semicompacta lo que indica la existencia de una roca almacén.

La localización Kim-1 fue autorizada en Marzo del 2001 e inició su perforación el 5 de Septiembre del 2003, mientras que Tam-1 fue autorizada en Febrero del 2001 e inició la perforación el 29 de Diciembre del 2003. Por lo tanto estas dos localizaciones exploratorias se llevaron a cabo simultáneamente dando como resultado en el primer caso el campo KIM y en el otro un pozo seco.

La interrogante se funda en el por qué una localización fue productora y la otra no, siendo que la información fue similar en las dos como: los campos son análogos, donde se justifica la existencia de la roca generadora, roca sello, roca almacén y la sincronía de migración, así como también los valores de amplitud sobre las secciones sísmicas. Para resolver este problema se usará información que no existía, como el caso del proyecto sísmico: Megacubo 3D y la evaluación de los registros geofísicos con datos de núcleos, es decir, se combinará el análisis petrofísico con la sísmica 3D (figura 5.5.).

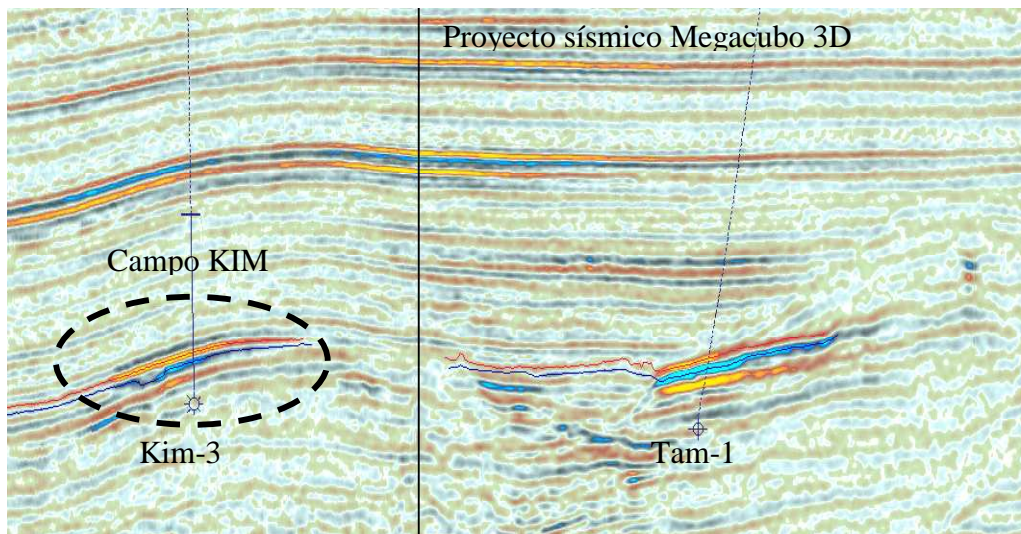


Figura 5.5. Sección arbitraria que muestra las anomalías de Kim-3 y Tam-1 sobre datos 3D.

## 5.2. Evaluación Petrofísica

### 5.2.1. Tipo de roca

Corresponde a una unidad de roca que se depositó bajo condiciones similares y que experimentan procesos diagenéticos similares con un resultado único.

- Relaciona la porosidad con la permeabilidad.
- Relaciona la geometría del poro del perfil de presión capilar y la distribución del tamaño del poro.
- Saturación de agua dada por una alta sobrecarga de agua libre en el yacimiento.
- Tipo de roca producto del análisis de núcleos y evaluación de formación.

(Archie, 1950. Modificado por GWG 1999).

### Método de Winland para análisis de tipos de roca petrofísica

Dale Winland (1972) descubrió una relación empírica (ecuación 5.1.) entre la porosidad y la permeabilidad medidas en condiciones ambiente y la presión capilar medida de la inyección de mercurio.

$$\text{Log}(R_{35}) = 0.732 + 0.588\text{Log}(K) - 0.864\text{Log}(\phi) \dots \dots \dots (5.1.)$$

Donde:

$R_{35}$  : Radio de la garganta del poro correspondiente al 35% de saturación de mercurio en micras

$K$  : Permeabilidad del aire en condiciones ambiente en mD

$\phi$  : Porosidad en condiciones ambiente en %

Winland descubrió que  $R_{35}$  tiene la mejor regresión estadística y permite describir las curvas de saturación de mercurio contra el radio de garganta de poro efectivo (micras; figura 5.6.). Asume que  $R_{35}$  es el radio de garganta de poro que controla el flujo en un yacimiento. Winland realizó varios experimentos con diferentes valores de saturación y diferentes muestras, descubriendo que  $R_{35}$  proporciona la mejor información en cuanto al tipo de roca en función de la porosidad, permeabilidad y radio de garganta de poro. Utilizó mercurio porque es un fluido que garantiza el total desplazamiento de fluidos remanentes en la muestra debido a su ángulo de mojabilidad.

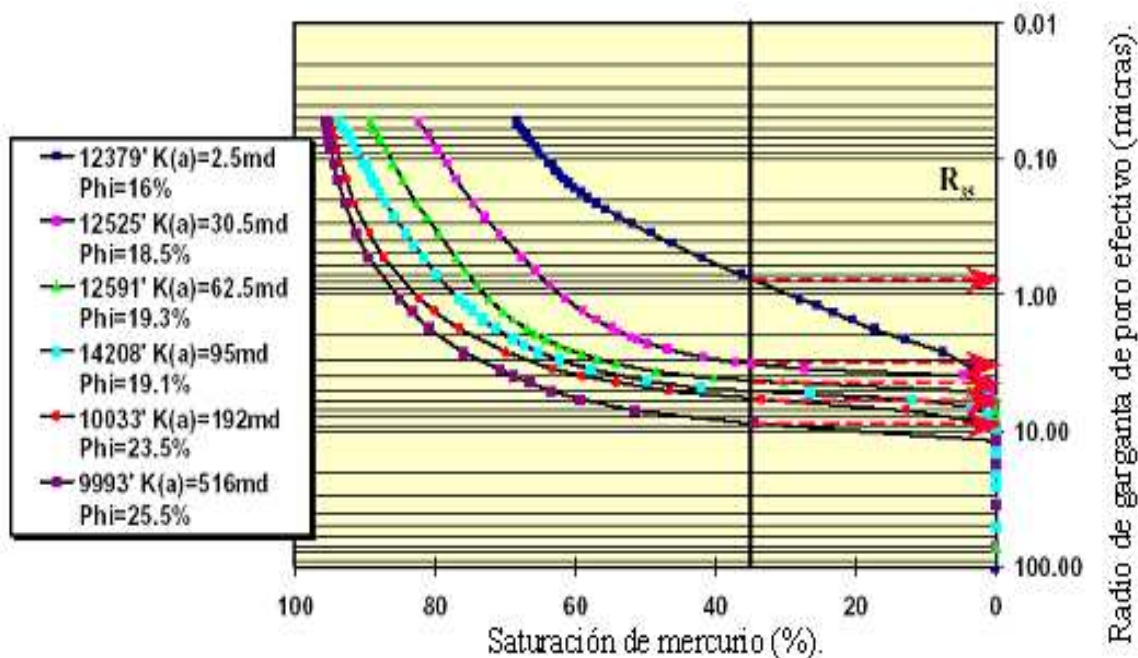


Figura 5.6. Gráfica que muestra el experimento de Winland para justificar  $R_{35}$ .

Los tipos de roca que definió en forma general fueron las siguientes:

Tipo de roca 1:

- Roca almacén de excelente calidad del yacimiento
- Sistema poroso bien conectado
- Porosidad 2 – 20%. Permeabilidad 0.2 – 20 mD
- Radio de garganta de poro generalmente de 3 micrones

Tipo de roca 2:

- Buena calidad de la roca almacén del yacimiento
- Sistema poroso conectado
- Porosidad 2 – 18%. Permeabilidad 0.1 – 4 mD
- El radio de la garganta de poro en su mayoría tiende a 2 micrones

Tipo de roca 3:

- Pobre calidad de roca almacén en el yacimiento
- Sistema poroso moderadamente conectado
- Porosidad 2 – 18%. Permeabilidad 0.01 – 1 mD
- El radio de la garganta de poro es menor a 0.8 micrones

Tipo de roca 4 y 5:

- Mala calidad de la roca almacén en el yacimiento
- Sistema poroso muy restringido y casi aislado
- Porosidad 0 – 12%. Permeabilidad 0.001 – 0.01mD
- El radio de garganta de poro esta en el dominio del nanometro

Para este análisis de tipos de roca de Winland, se definieron cinco tipos de roca que están directamente relacionadas con el rango de valores del radio de garganta de poro. Para el tipo de roca uno, el rango es de 30 a 10 micras, para el tipo dos de 10 a 3 micras, para el tipo tres de 3 a 1 micra, para el tipo cuatro de 1 a 0.3 micras y para el tipo cinco de 0.3 a 0.1 micras.

### **5.2.2. Calibración de los datos de núcleo con los registros de pozo**

Para la calibración se utiliza un principio básico de la estadística como es el ajuste de puntos a la ecuación de una recta. En la estadística existen varios métodos como, la regresión lineal o por mínimos cuadrados entre las más usadas. Para estas calibraciones los ajustes para la recta se realizan de manera automática partiendo del principio matemático de estos dos métodos.



### Calibración para la profundidad

Como los registros geofísicos de pozo tienen bien definida la profundidad de los datos, se realiza una calibración de profundidad a los datos del núcleo, para constatar que en realidad se tienen los valores de la profundidad en el intervalo de corte del núcleo. Con los datos de los rayos Gamma Total obtenidos del núcleo, se sobrepone a la curva de rayos Gamma del registro geofísico, aproximadamente a la profundidad donde se cortó el núcleo, observando los puntos de máxima coincidencia se ajusta la profundidad del núcleo al registro y automáticamente se ajustarán los demás valores obtenidos a partir del núcleo como son los valores de porosidad y permeabilidad.

### Calibración de los datos

Como los datos de los registros geofísicos son indirectos, se realiza una calibración con los datos de núcleo, dado que los datos del núcleo son información directa se manejan como valores reales de yacimiento. Como primer paso se grafican dos propiedades calculadas a partir del núcleo como puede ser la porosidad contra la permeabilidad. De esta gráfica se generan puntos de porosidad y permeabilidad que coinciden en una profundidad, entonces se determina la ecuación de la recta que permita seguir la tendencia de los puntos ya sea por regresión lineal o mínimos cuadrados (figura 5.7.).

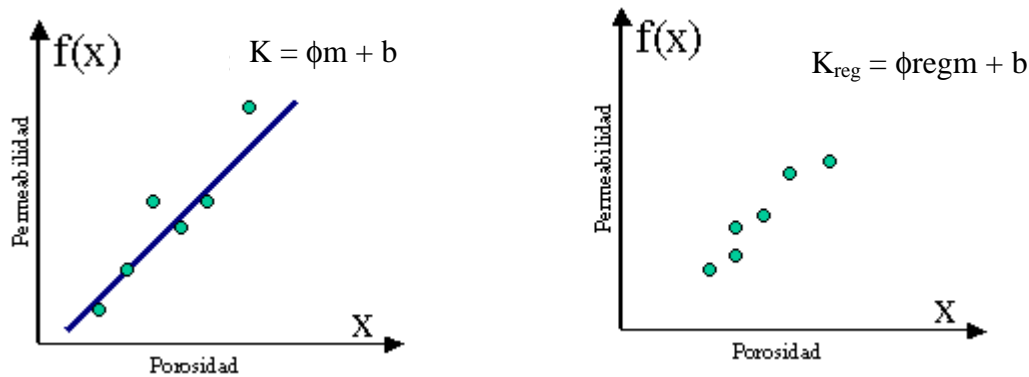


Figura 5.7. Gráficas con datos de núcleo para calcular la ecuación de la recta (izquierda) y la gráfica con los valores del registro sustituidos en la ecuación (derecha).

Con la ecuación calculada de los datos del núcleo, se sustituyen los valores del registro en la ecuación para generar otra gráfica de porosidad contra permeabilidad pero ahora con datos del registro. Como resultado tenemos dos grupos de datos los de registro y los del núcleo, con ellos graficamos una misma propiedad de registro contra núcleo, formando pares de puntos con igual profundidad y obtendremos una gráfica con un grupo de puntos. Estos puntos deben de generar una tendencia ya sea una línea, una curva o un grupo de puntos (figura 5.8.).

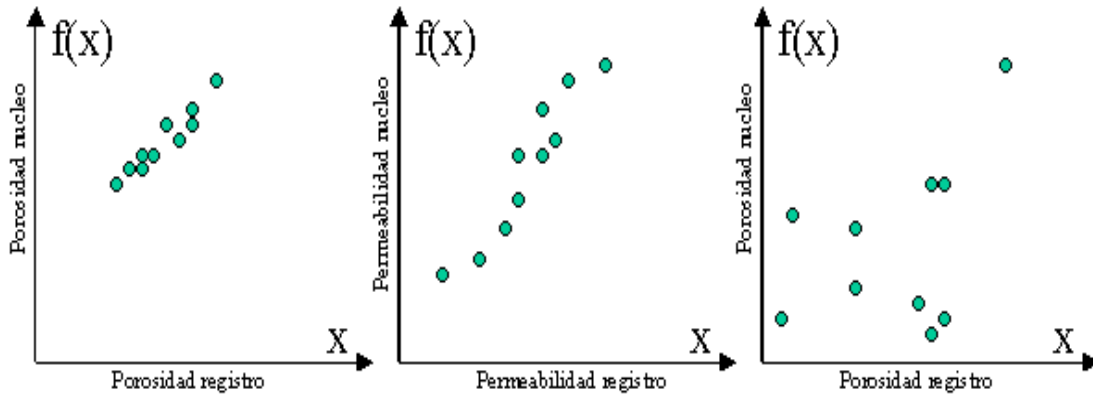


Figura 5.8. Gráficas de tendencias de propiedades (izquierda), sin tendencia derecha.

De no generar una tendencia, se regresa al cálculo de otra ecuación que se ajuste mejor a la dispersión de puntos, el proceso de esta calibración continúa hasta que la gráfica final tenga una tendencia y que posteriormente dependiendo de la forma de la tendencia proporcionará información sobre el proceso diagenético y modelo sedimentario que en este caso no es la tarea del presente trabajo.

### Presentación de las evaluaciones

En la evaluación de los registros, se muestra en el primer carril la curva de rayos gamma y *caliper* junto con los datos del núcleo. En el segundo carril se muestran las curvas de resistividad corta, normal y larga. En el tercer carril se muestran las curvas Densidad-Neutrón. En el cuarto carril la profundidad y los correspondientes símbolos de manifestaciones. En el quinto, sexto y séptimo carriles se muestran la saturación de hidrocarburos, la permeabilidad y la porosidad respectivamente, que se deriva de los registros principales (Gamma, Resistividad, Densidad-Neutrón) mediante fórmulas empíricas y los análisis de núcleos. En el octavo se grafica la litología y en el noveno las pruebas e impregnaciones de hidrocarburos.

### 5.2.3. Pozo Kim-1

El Pozo Kim-1, fue perforado vertical, con una profundidad total de 3417 m y con objetivo productor Mioceno Medio Tardío en el intervalo de 3194 a 3202 m (espesor de 8 m). En este pozo fueron tomados registros geofísicos y se cortó un núcleo en el intervalo 3183 a 3192 m. Así como también 19 muestras de núcleos de pared en el intervalo 3195 a 3213 y 8 muestras en el intervalo 3222 a 3227 m.

### Descripción geológica del núcleo

1. Lutita gris verdoso ligeramente arenosa y calcárea (predomina en el núcleo).
2. Arenisca de grano fino a medio de cuarzo y roca ígnea oscura, sub-anguloso, en matriz arcillo-calcárea (figura 5.9.).

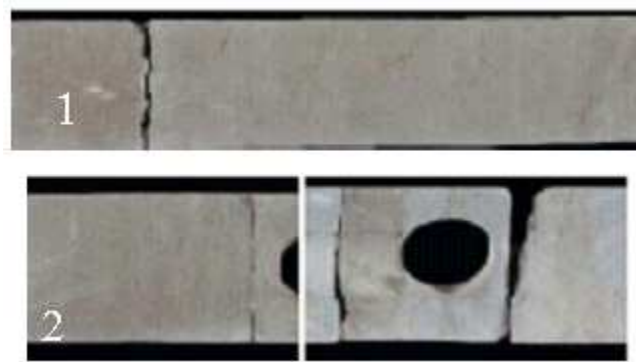


Figura 5.9. Fotografías del núcleo del pozo Kim-1, intervalo 3183 – 3192 m.

### Evaluación directa

En las curvas se puede observar dos cuerpos principales de arenisca, el primero con un espesor aproximado de 20 m; la respuesta de la resistividad indica posible presencia de hidrocarburos por los altos valores de resistividad, además de que las tres curvas coinciden en las lecturas, lo que indica un menor daño en la formación por parte del fluido de perforación. Para confirmar la presencia de hidrocarburos tenemos los cruces entre las curvas Densidad y Neutrón que indica evidencia directa de gas. También se pueden inferir buenos valores de porosidad y permeabilidad.

En el segundo cuerpo de aproximadamente 7 m de espesor indica un posible manto acuífero debido al comportamiento de las curvas de resistividad, donde la investigación corta indica un valor alto por el lodo de perforación y la investigación larga indica un valor bajo debido al agua de formación (Composición del Registro 1 Kim-1).

### Valores promedio de la evaluación

Los valores promedio que se obtuvieron a partir del análisis de registro fueron:

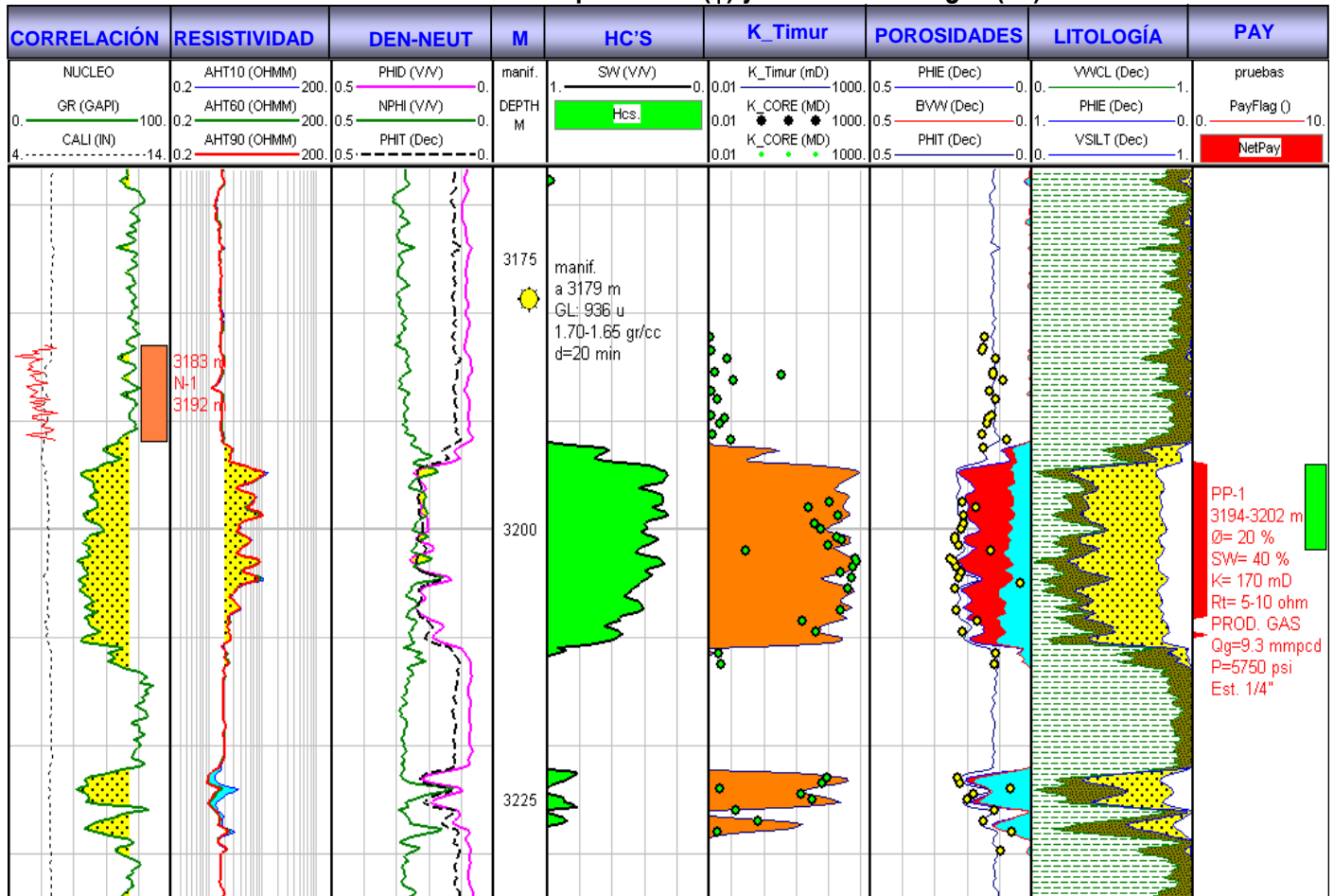
- $S_w = 37\%$
- $\phi = 20\%$
- $R_t = 5 - 10 \text{ ohm-m}$
- $K = 175 \text{ mD}$

Los datos también están acompañados de la representación del núcleo con la curva del rayos Gamma sin uranio en el primer carril. Ocurrió una manifestación de gas a 3179 m, con lecturas de gas-lodo de 936 unidades y con una variación de la densidad de 1.70 a 1.65 gramos sobre centímetro cúbico durante 20 minutos (Composición del registro 1 Kim-1).

Una manifestación es la forma en que se comporta el pozo ante una gasificación que proviene de la formación; se obtiene mediante sensores colocados cerca de la línea de flote. Los valores promedio obtenidos del núcleo convencional y los núcleos de pared fueron:

- $\phi = 21\%$
- $K = 130 \text{ mD}$

**Determinación del modelo porosidad ( $\phi$ ) y saturación de agua ( $S_w$ )**



Composición del registro 1. Pozo Kim-1.

Actualmente el pozo Kim-1 tiene un gasto de  $Q_g = 9.3 \text{ mmpcd}$ , con una presión de 5750 psi y por un estrangulador de  $1/4''$  de diámetro.

### Tipos de roca

Los tipos de roca petrofísica determinados para este pozo a partir de los datos de registro mantienen una tendencia uniforme, donde los valores del tipo de roca se extendieron del uno hasta el cinco. En el caso del análisis de núcleos los datos se presentaron más dispersos casi con la misma tendencia, predominaron las rocas del tipo dos y tres. (figura 5.10.)

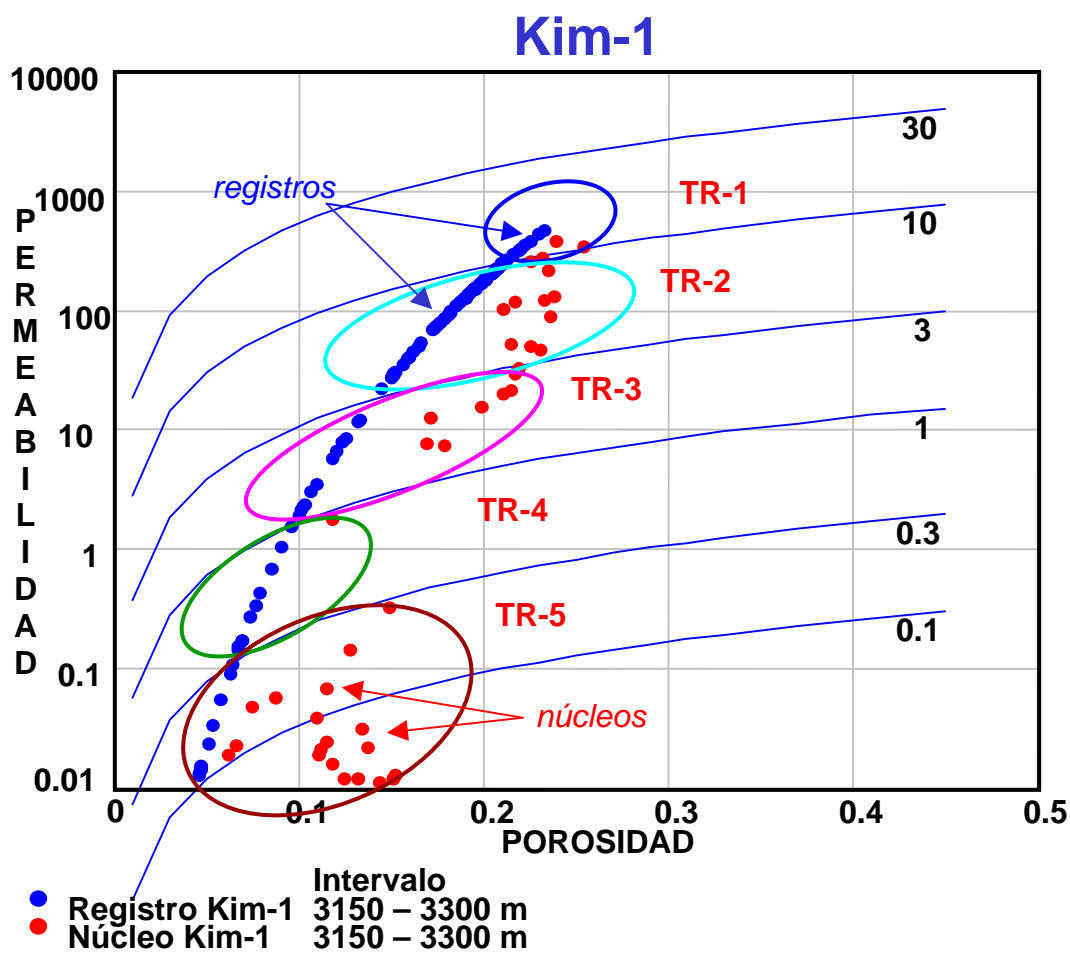


Figura 5.10. Gráfica del tipo de rocas de Winland para el Pozo Kim-1.

El pozo Kim-1 tiene un excelente calidad de roca almacén, un sistema de poro bien conectado con gargantas de poro alrededor de 15 a 3 micras, valores de porosidad entre 20 a 25% y una permeabilidad de 60 a 200 mD.

#### 5.2.4. Pozo Kim-2

Pozo Kim-2, se perforó desviado, con una profundidad desarrollada de 3462 m y una profundidad vertical de 3219 m, con un objetivo productor del Mioceno Medio Tardío en el intervalo de 3348 a 3355 m y espesor 7 m. En donde se tomaron registros Geofísicos y se cortó un núcleo en el intervalo 3347 a 3356 m.

##### Descripción geológica del núcleo

1. Arenisca masiva de granos finos a medios de cuarzo, roca ígnea oscura, en matriz arcillo-calcareá.
2. Arenisca laminar arcillosa, de grano fino intercalada con lutita gris verdosa ligeramente arenosa y calcárea.
3. Arenisca masiva de granos finos a medios con mayor cantidad de cementante calcáreo.
4. Arenisca de granos finos a medios de cuarzo, roca ígnea, deleznable, poco consolidada (figura 5.11.).

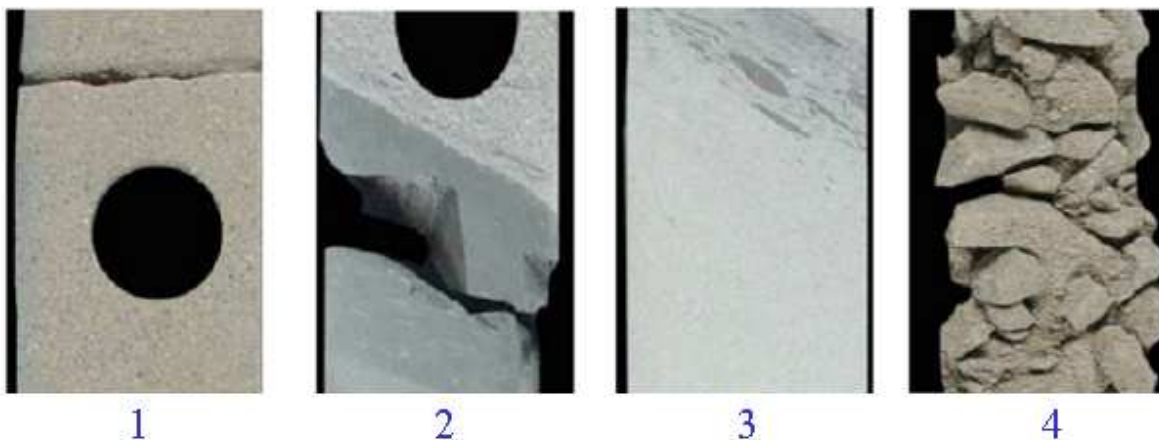


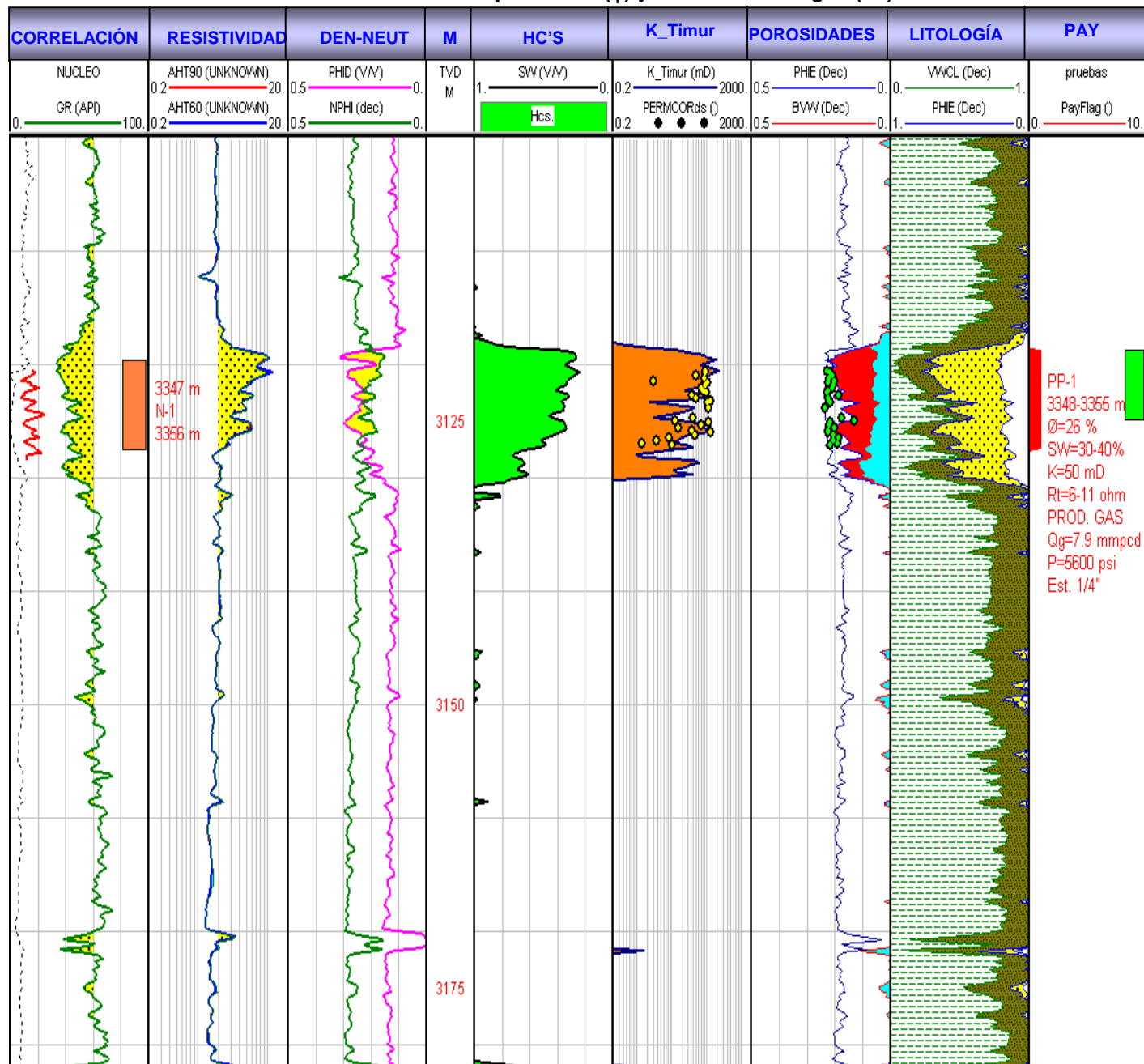
Figura 5.11. Fotografías del núcleo que muestra las intercalaciones de areniscas.

##### Evaluación directa

En las curvas se puede observar dos cuerpos principales de arenisca, el primero con un espesor aproximado de 15 m. La respuesta de la resistividad indica posible presencia de hidrocarburos por los altos valores de resistividad, además de que las tres curvas coinciden en las lecturas, lo que indica un menor daño en la formación por parte del fluido de perforación. Para confirmar la presencia de hidrocarburos se tiene los cruces entre las curvas Densidad y Neutrón que indica evidencia directa de gas muy marcada en casi todo el cuerpo arenoso. También se pueden inferir buenos valores de porosidad y permeabilidad.

En el segundo cuerpo, más abajo de 2 m de espesor, indica una posible zona permeable dando lugar a una invasión más profunda de lodo de perforación, debido al comportamiento de las curvas de Densidad-Neutrón y resistividad (Composición del registro 2 Kim-2).

**Determinación del modelo porosidad ( $\phi$ ) y saturación de agua ( $S_w$ )**



Composición del registro 2. Pozo Kim-2.

### Valores promedio de la evaluación

Los valores promedio que se obtuvieron a partir del análisis de registro fueron:

- $S_w = 37\%$
- $\phi = 26\%$
- $R_t = 6 - 11$  ohm-m
- $K = 30 - 40$  mD

Los datos también están acompañados de la representación del núcleo con la curva del Rayos Gamma sin uranio en el primer carril.

Los valores promedio obtenidos del núcleo convencional y los núcleos de pared fueron:

- $\phi = 21\%$
- $K = 65$  mD

Actualmente el pozo Kim-2 tiene un gasto de  $Q_g = 7.9$  mmpcd, con una presión de 5600 psi por un estrangulador de “¼” de diámetro.

### Tipos de roca

Los tipos de roca petrofísica determinados para este pozo a partir de los datos de registro mantienen una tendencia que a diferencia del pozo Kim-1 no es tan uniforme. Esta tendencia alcanza los tipos de roca desde la dos hasta la cinco, teniendo más concentración de puntos en el tipo de roca dos y tres.

En el caso del análisis del núcleo, los datos se presentaron más dispersos con una tendencia de agrupamiento hacia la parte central, sobre el rango de valores de 22% de porosidad y los 100 mD de permeabilidad, para este caso predominó el tipo de roca dos, aunque algunos datos alcanzaron valores de roca tipo tres y cuatro pero no son representativos. Para el caso de las rocas tipo uno y cinco no se mostraron valores (figuras 5.12.).

Debido a que el núcleo fue cortado sobre el cuerpo de areniscas los valores de roca tipo tres, cuatro y cinco fueron muy pocos o definitivamente nulos. Por lo tanto, podemos asegurar que el dato representativo para la roca almacén es de tipo dos. Por otro lado, en los datos de registros donde se obtiene la mayor parte de valores de los tipos de roca, es debido a que se utiliza un mayor rango de valores sobre los cuales una parte pertenece al paquete de areniscas y otra parte pertenece a los límites de las lutitas, es por ello que en este caso encontramos tipos de roca cinco y cuatro que son de mala calidad para un yacimiento.



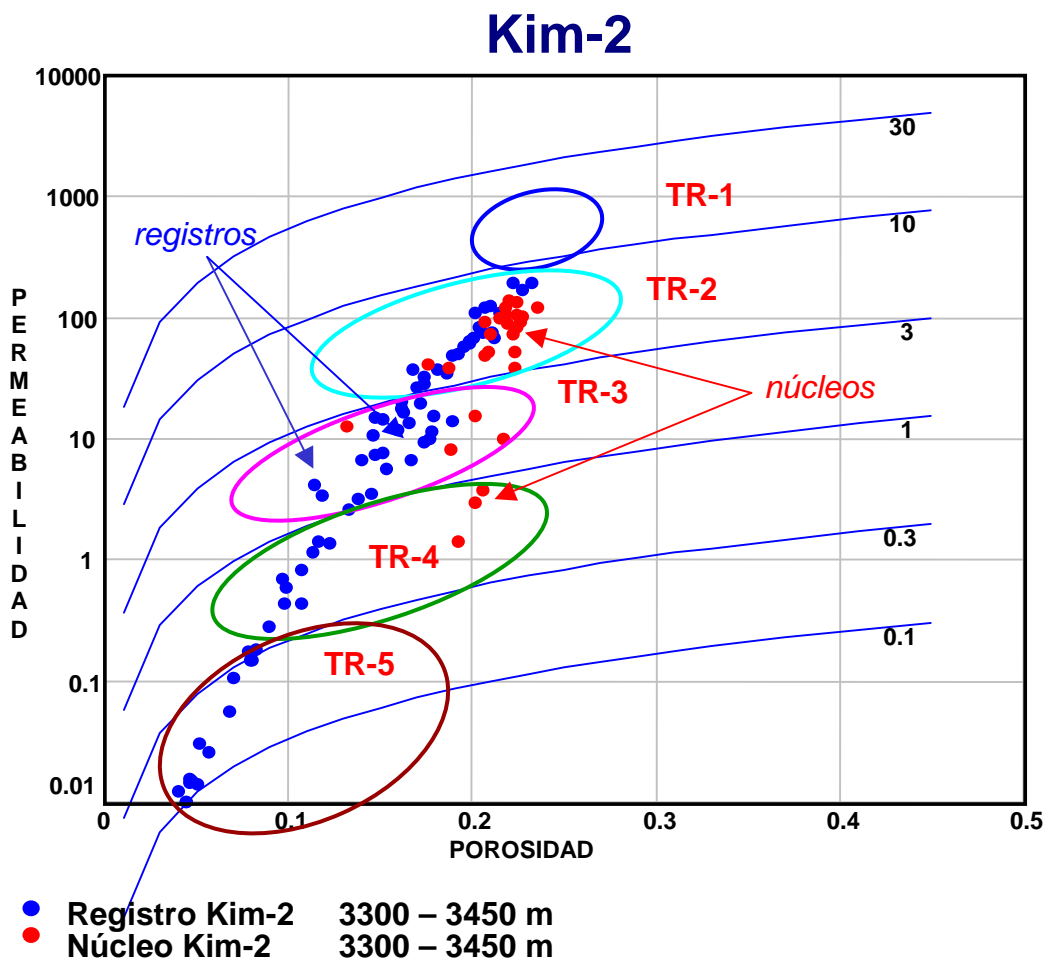


Figura 5.12. Gráficas de tipo de rocas de Winland para el Pozo Kim-2.

El pozo Kim-2 tiene una buena calidad de roca almacén, un sistema de poro bien conectado con gargantas de poro alrededor de 9 a 3 micras y valores de porosidad entre 20 a 25% y una permeabilidad de 50 a 100 mD.

### 5.2.5. Pozo Kim-3

El Pozo Kim-3, desviado, con una profundidad desarrollada de 3608 m y una profundidad vertical de 3233 m, tuvo como objetivo productor el Mioceno Medio Tardío en el intervalo de 3484 a 3486 m y con un espesor 2 m. En donde se tomó registros geofísicos y se cortó un núcleo en el intervalo 3480 a 3489 m.

#### Descripción geológica del núcleo

1. Arenisca masiva de granos finos a medios de cuarzo, roca ígnea oscura, en matriz arcillo-calcareá, de excelente calidad.
2. Arenisca masiva de granos finos, con poco material cementante ligeramente deleznable.
3. Arenisca arcillosa intercalada, en matriz arcillo-calcareá.
4. Arenisca masiva de granos finos a medios con mayor cantidad de cementante calcáreo (figura 5.13.).

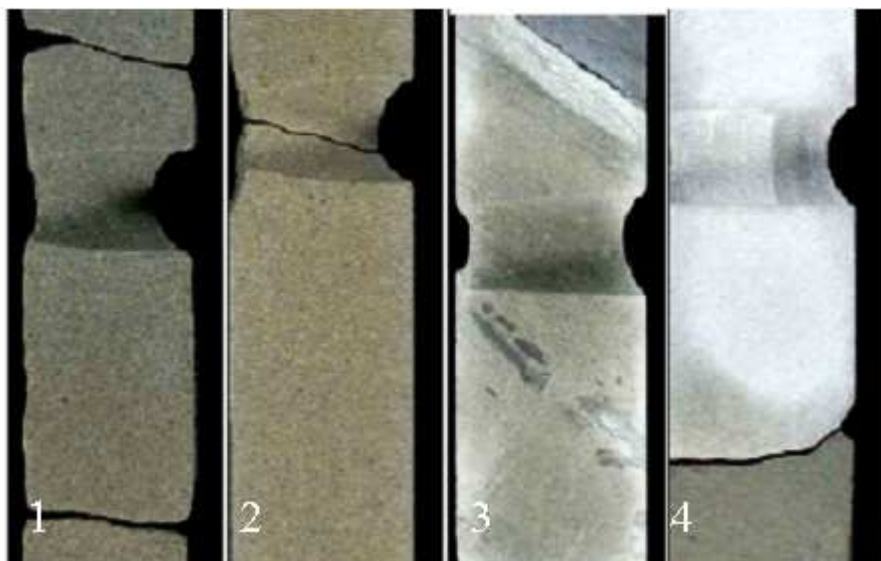


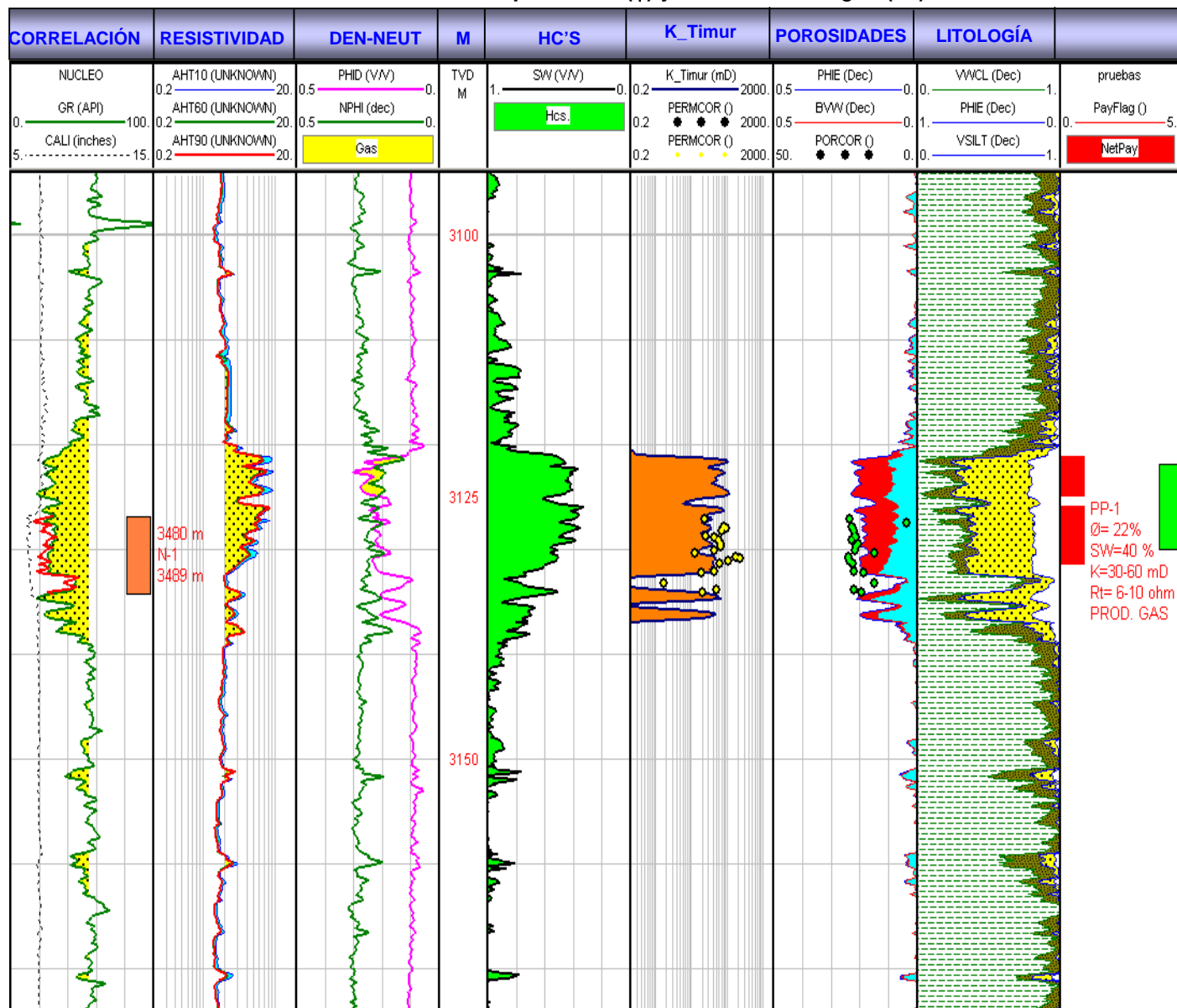
Figura 5.13. Fotografías del núcleo que muestra la intercalaciones de areniscas.

#### Evaluación directa

En las curvas se puede observar un cuerpo principal de arenisca, con un espesor aproximado de 20 m. En el cuerpo se puede observar un cuello arcilloso en la parte inferior aproximadamente de 2 m de espesor. La respuesta de la resistividad indica posible presencia de hidrocarburos por los altos valores de resistividad.

Pero en este caso las curvas no coinciden indicando un probable daño a la formación por parte del fluido de perforación, esto se refleja en las lecturas de resistividad somera o corta que es mayor que los valores de las lecturas profundas. Para confirmar la presencia de hidrocarburos tenemos los cruces entre las curvas Densidad y Neutrón que indican evidencia directa de la presencia gas en la parte superior del cuerpo de arenisca. También se pueden inferir buenos valores de porosidad y permeabilidad (Composición del registro 3 Kim-3.).

### Determinación del modelo porosidad ( $\phi$ ) y saturación de agua ( $S_w$ )



Composición del registro 3. Pozo Kim-3.

### Valores promedio de la evaluación

Los valores promedios que se obtuvieron a partir del análisis de registro fueron:

- $S_w = 44\%$
- $\phi = 20\%$
- $R_t = 3 - 6 \text{ ohm-m}$
- $K = 40 - 50 \text{ mD}$

Los datos también están acompañados de la representación del núcleo con la curva del rayos Gamma sin uranio en el primer carril.

Los valores promedio obtenidos del núcleo convencional y los núcleos de pared fueron:

- $\phi = 21\%$
- $K = 77 \text{ mD}$

Actualmente el pozo Kim-3 tiene un gasto de  $Q_g = 8.3 \text{ mmpcd}$ , con una presión de 5810 psi por un estrangulador de  $\frac{1}{4}$ " de diametro.

### Tipos de roca:

Los tipos de roca petrofísica determinados para este pozo a partir de los datos de registro mantienen una tendencia uniforme, donde alcanzó los tipos de roca desde la dos a la cinco.

En el caso del análisis de núcleos los datos se presentaron mas dispersos con una tendencia de agrupamiento hacia la parte central, sobre le rango de valores de 22% de porosidad y los 100 mD de permeabilidad, para este caso predominó el tipo de roca dos, aunque algunos datos alcanzaron valores muy dispersos sobre la grafica que no son representativos. Para el caso de las rocas tipo uno no se mostraron valores (figuras 5.14.).

Debido a que el núcleo fue cortado sobre la parte inferior del cuerpo de areniscas los valores de roca tipo tres, cuatro y cinco fueron muy pocos o definitivamente nulos. Por lo tanto, podemos asegurar que el dato representativo para la roca almacén es de tipo dos. Por otro lado, en los datos de registros donde se obtiene la mayor parte de los valores de tipos de roca, es debido, a que se utiliza un mayor rango de valores sobre los cuales una parte pertenece al paquete de areniscas y otra parte pertenece a los limites de las lutitas, es por ello que en este caso encontramos tipos de roca cinco y cuatro que son de mala calidad para un yacimiento.

Las areniscas productoras para este pozo tienen la misma composición en cuanto a proceso diagénético y modelo sedimentario que los pozos Kim-1 y Kim-2, por lo tanto, tenemos la seguridad de que se trata del mismo cuerpo que se extiende sobre lo que hoy es el campo KIM.

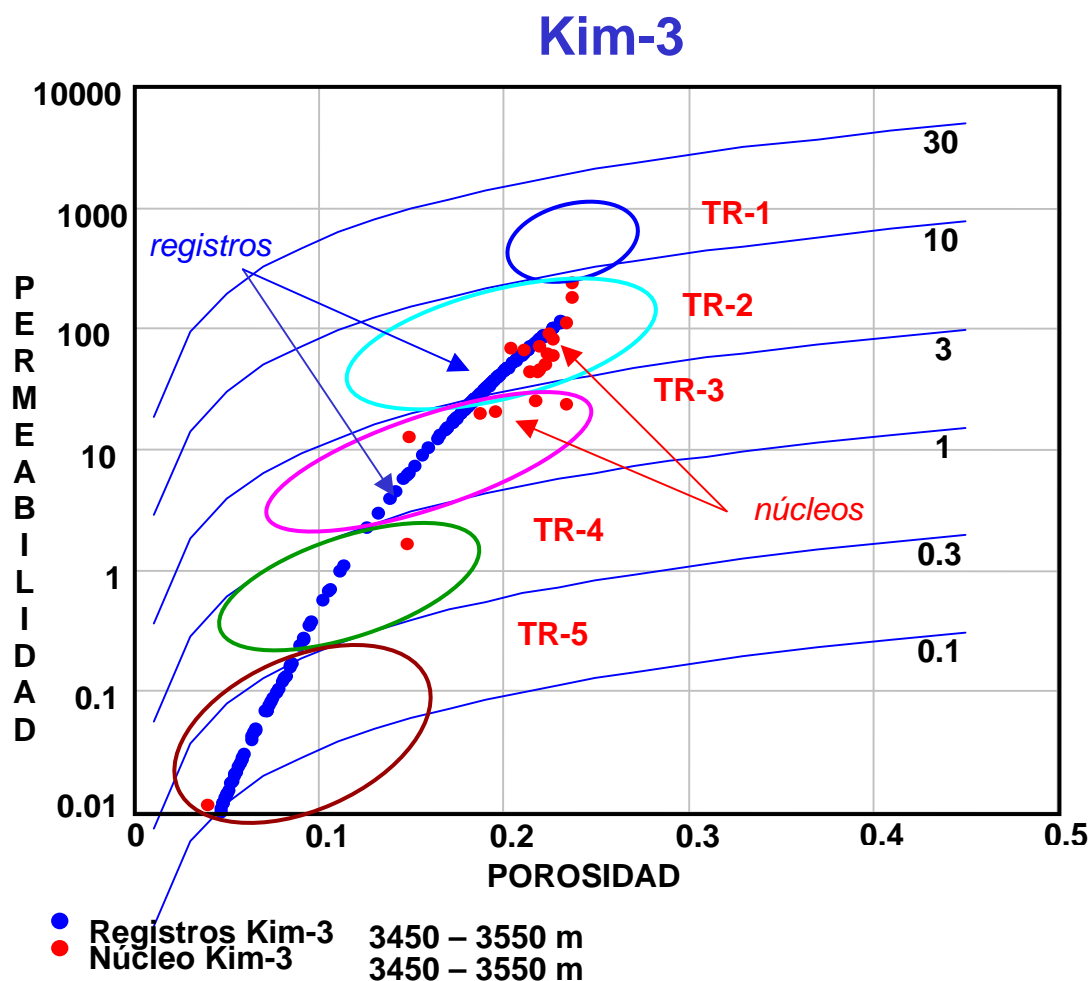


Figura 5.14. Gráficas de tipo de rocas de Winland para el Pozo Kim-3.

El Pozo Kim-3 tiene una buena calidad de roca almacén, un sistema de poro bien conectado con gargantas de poro alrededor de 9 a 3 micras, valores de porosidad entre 20 a 25% y una permeabilidad de 50 a 100 mD, similar al pozo Kim-2.

### 5.2.6. Pozo Kim-4

El Pozo Kim-4, se perforó desviado, con una profundidad desarrollada de 3486 m. y una profundidad vertical de 3295 m. El objetivo productor es Mioceno Medio Tardío en el intervalo de 3365 a 3370 m, con un espesor 5 m. En donde se tomaron registros geofísicos y se cortó un núcleo en el intervalo 3373 a 3382 m.

#### Descripción geológica del núcleo

Lutita bioclástica y limosa, abundante matriz arcillosa y calcárea, se encuentra en el núcleo en secciones alternadas: arenisca calcárea-lutita, con echados de 45° aproximadamente. No se tomaron tapones para láminas delgadas. La lutita representa el 83.3% del núcleo (figura 5.15.).

La arenisca calcárea se presenta en partes del núcleo, alternada con secciones de lutita. La porosidad promedio es de 10% y la permeabilidad de 0.0225 mD, roca almacén de mala calidad. Este tipo de roca representa el 16.7% del núcleo. El evento más significativo que afecta la calidad de la roca es la compactación.



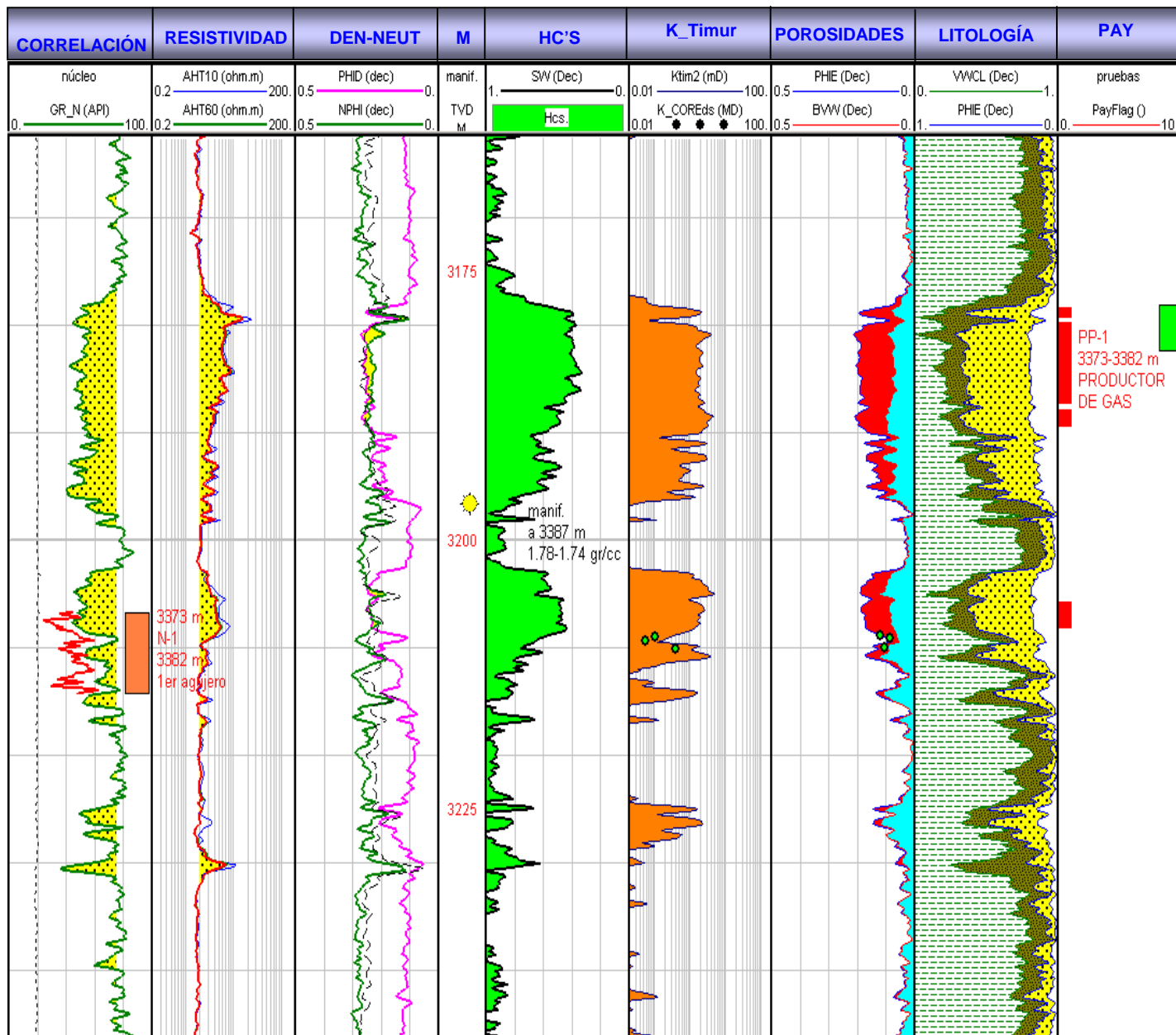
Figura 5.15. Fotografías del núcleo que muestra la lutita bioclástica.

#### Evaluación directa

En las curvas se puede observar tres cuerpos principales de arenisca. El primer cuerpo con un espesor aproximado de 22 m, presenta una alta probabilidad de contener hidrocarburo debido a las lecturas de resistividad, también se observa una invasión notable de lodo de perforación, presenta un cruce de curvas Densidad-Neutrón que indica la presencia de gas en la parte superior.

En el segundo cuerpo de aproximadamente 16 m, se observan intercalaciones de lutita, en la parte superior y presenta probabilidades de contener hidrocarburos por los valores de resistividad, y se confirma la evidencia con un ligero cruce de curvas Densidad-Neutrón. El tercer cuerpo con un espesor aproximado 6 m que también presenta intercalaciones de lutitas, muestra solo una zona permeable invadida por el lodo de perforación (Composición del registro 4 Kim-4.).

**Determinación del modelo porosidad ( $\phi$ ) y saturación de agua ( $S_w$ )**



Composición del registro 4. Pozo Kim-4.

### Valores promedio de la evaluación

Los valores promedios que se obtuvieron a partir del análisis de registro fueron:

- $S_w = 46\%$
- $\phi = 20\%$
- $R_t = 3 - 5 \text{ ohm-m}$
- $K = 20 - 30 \text{ mD}$

Los datos también están acompañados de la representación del núcleo con la curva del rayos Gamma sin uranio en el primer carril. Manifestación de gas a 3387 m (sin cabina de registros de hidrocarburos), y con una variación de la densidad de 1.78 a 1.74 gramos sobre centímetro cúbico durante 90 minutos (Composición del registro 4 Kim-4).

Los valores promedio obtenidos del núcleo convencional y los núcleos de pared fueron:

- $\phi = 12\%$
- $K = 0.2 \text{ mD}$

Actualmente el pozo Kim-4 tiene un gasto de  $Q_g = 8.8 \text{ mmpcd}$ , con una presión de 5450 psi con un estrangulador de  $\frac{1}{4}$ " de diámetro.

### Tipos de roca:

Los tipos de roca petrofísica determinados para este pozo a partir de los datos de registro mantienen una tendencia no uniforme, esta tendencia alcanza los tipos de roca desde la cinco hasta la dos, teniendo más concentración de puntos en el tipo de roca dos y tres.

En el caso del análisis del núcleo los datos se presentaron muy dispersos sin ninguna tendencia, solo se analizaron tres muestras presentando un mala calidad de la roca, con valores bajos de porosidad y permeabilidad. El problema tiene que ver con la mala calidad del núcleo cortado, que proviene de un cuerpo de lutitas de poco valor para la exploración petrolera.

En estos casos la mala calidad del núcleo no permite realizar un análisis mas detallado, generalmente el corte de un núcleo de lutitas se considera como una perdida económica considerable, en este caso se muestra la falta de información y las consecuencias de cortar un núcleo de mala calidad (figuras 5.16.).

Debido a que el núcleo fue cortado sobre el cuerpo de lutitas los valores del tipo de roca no son representativos para este análisis, donde no se consideran para la determinación del tipo de roca pero si son considerados moderadamente para la calibración de los datos sobre los registros.



## Kim-4

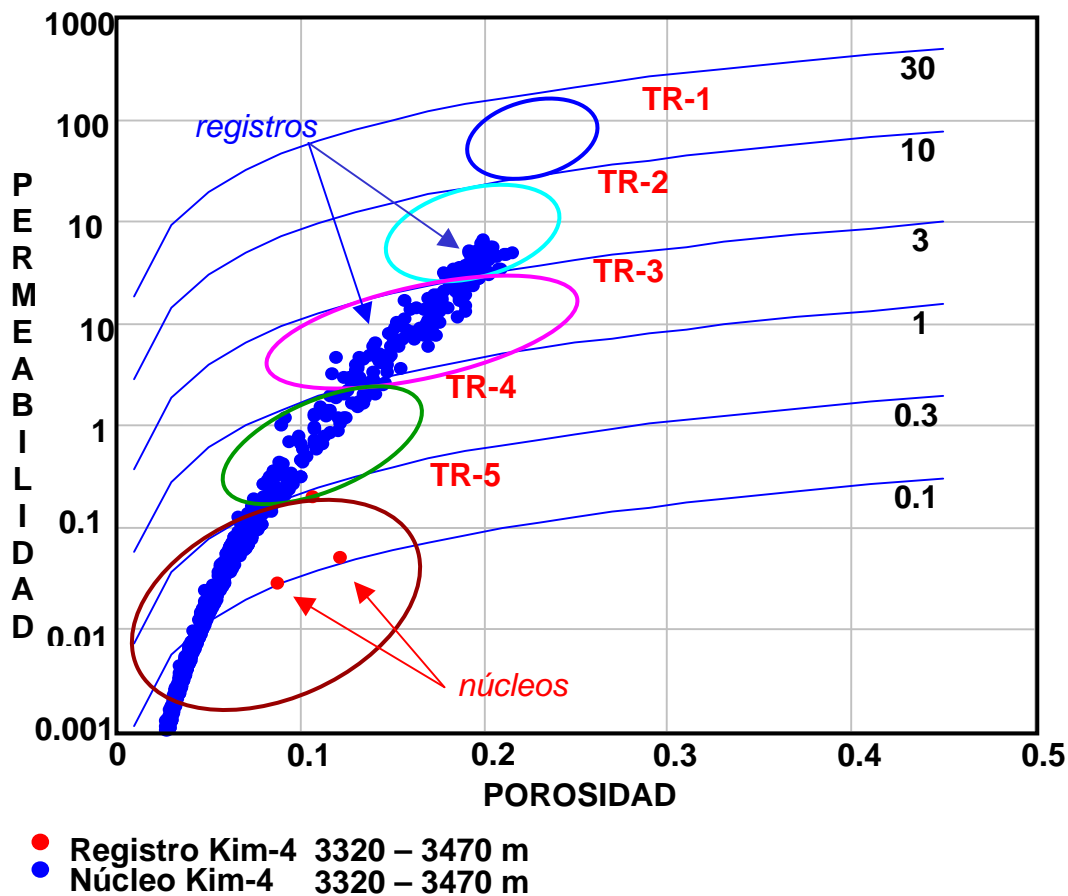


Figura 5.16. Gráficas de tipo de rocas de Winland para el pozo Kim-4.

El pozo Kim-4 tiene una buena calidad de roca almacén, un sistema de poro bien conectado con gargantas de poro alrededor de 9 a 3 micras y valores de porosidad entre 20% y una permeabilidad de 80 a 50 mD.

### 5.2.7. Pozo Kim-5

Pozo Kim-5, se perforó desviado, con una profundidad desarrollada de 3443 m y una profundidad vertical de 3269 m, con objetivo productor Mioceno Medio Tardío en el intervalo de 3306 a 3312 m y con un espesor de 6 m. En este pozo se tomó registros geofísicos, no se corto núcleo .

#### Descripción geológica del control geológico

En el control geológico se describió el paquete productor como una arenisca de gris claro a obscura, de grano fino a medio de cuarzo, roca ígnea obscura, sub-angulosos, en matriz arcillo-calcareá, deleznable, con trazas de lutita gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea.

#### Evaluación directa

En las curvas se puede observar un cuerpo principal de arenisca, con un espesor aproximado de 14 m en el cuerpo se puede observar un cuello arcillosos en la parte inferior aproximadamente de 1 m de espesor. La respuesta de la resistividad indica posible presencia de hidrocarburos por los altos valores de resistividad.

Pero en este caso las curvas no coinciden indicando un probable daño a la formación por parte del fluido de perforación, esto se refleja en las lecturas de resistividad somera o corta que es mayor que los valores de las lecturas profundas. Para confirmar la presencia de hidrocarburos tenemos los cruces entre las curvas Densidad y Neutrón que indica evidencia directa de gas en la parte superior del cuerpo de arenisca. También se pueden inferir buenos valores de porosidad y permeabilidad (Composición del registro 5 Kim-5.).

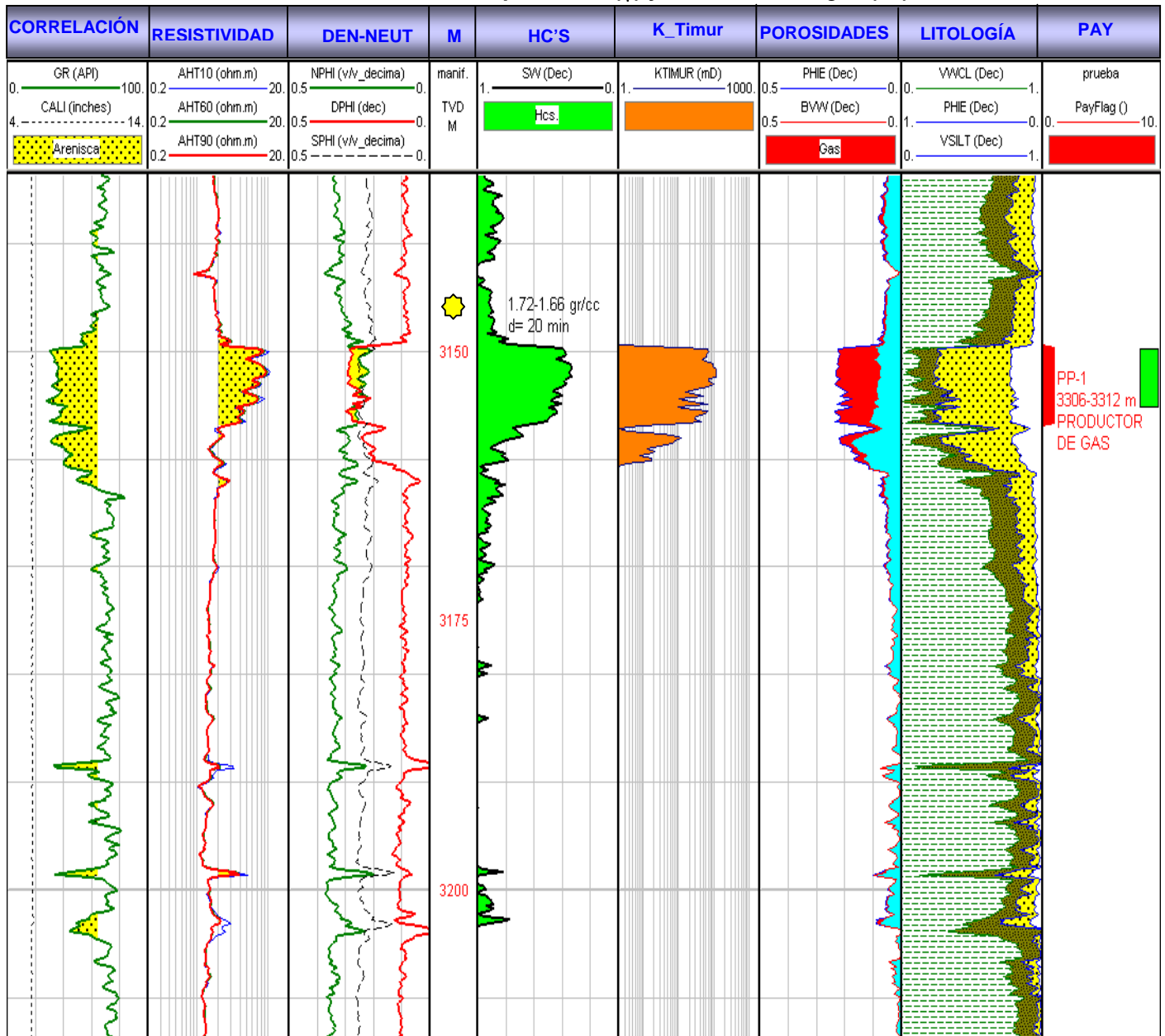
#### Valores promedio de la evaluación

Los valores promedio que se obtuvieron a partir del análisis de registro fueron:

- $S_w = 42\%$
- $\phi = 22\%$
- $R_t = 3 - 5 \text{ ohm-m}$
- $K = 28 \text{ mD}$

Fue registrada una manifestación de gas a 3304 m (sin cabina de registros de hidrocarburos), con una variación de la densidad de 1.72 a 1.66 gramos sobre centímetro cúbico durante 20 minutos. No se cortó núcleo por ser un pozo de desarrollo que no requirió información adicional. Actualmente el pozo Kim-5 tiene un gasto de  $Q_g = 9.1 \text{ mmpcd}$ , con una presión de 5500 psi por un estrangulador de  $\frac{1}{4}$ " de diámetro.

**Determinación del modelo porosidad ( $\phi$ ) y saturación de agua ( $S_w$ )**



Composición del registro 5. Pozo Kim-5.

**Tipos de roca:**

Los tipos de roca petrofísica determinados para este pozo a partir de los datos de registro mantienen una tendencia no uniforme, esta tendencia alcanza los tipos de roca desde la cinco hasta la dos, teniendo mas concentración de puntos en el tipo de roca dos y tres (figura 5.17.). En este análisis no se contó con datos de núcleo. Por lo tanto, solo se evaluará con los datos provenientes de los registros.

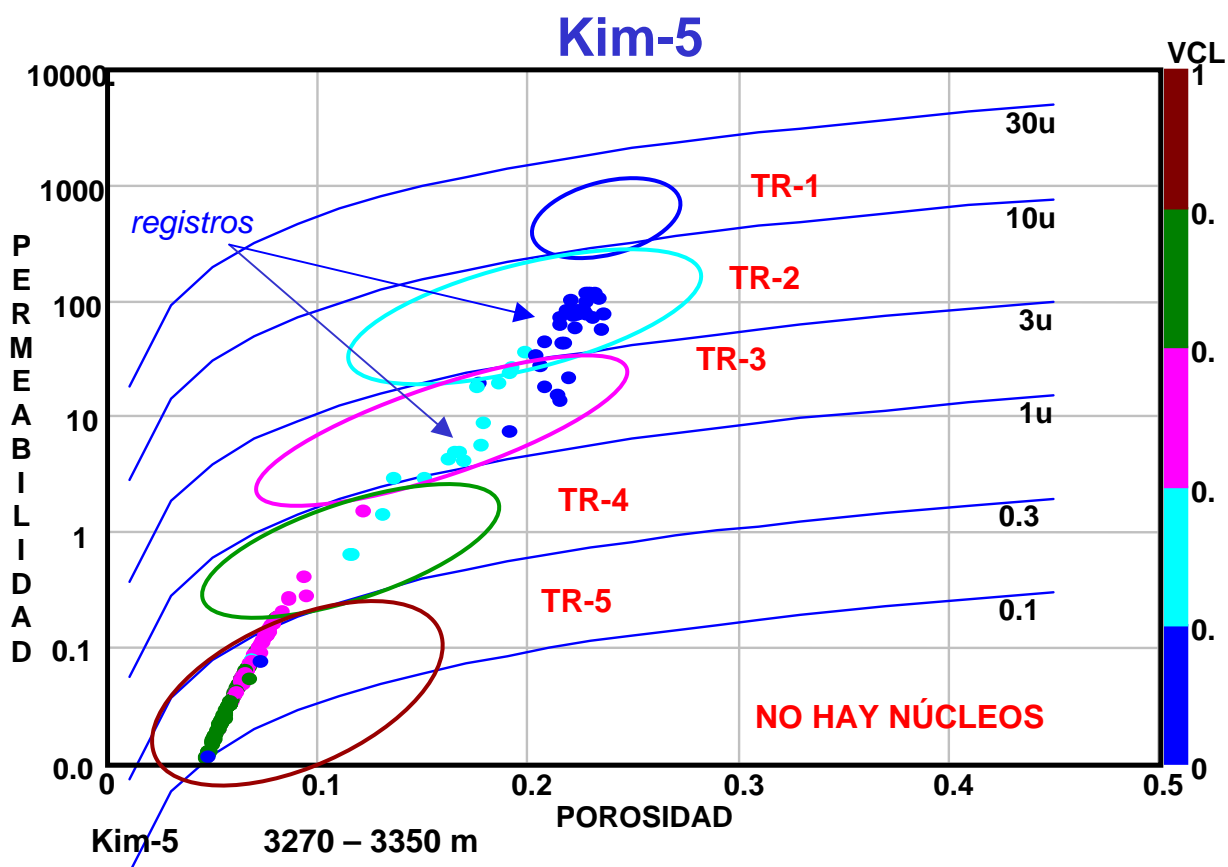


Figura 5.17. Gráficas de tipo de rocas de Winland para el pozo Kim-5.

El pozo Kim-5 tiene una buena calidad de roca almacén, un sistema de poro bien conectado con gargantas de poro alrededor de 7 a 1 micras, valores de porosidad entre 20 y 23% y una permeabilidad de 50 a 80 mD.

### 5.2.8. Pozo Tam-1

Pozo Tam-1, se perforó desviado, con una profundidad desarrollada de 3660 m y una profundidad vertical de 3239 m, con objetivo investigado y probado en el Mioceno Medio Temprano en el intervalo de 3498 a 3507 m y con un espesor 9 m. En donde se tomaron registros geofísicos y se cortó un núcleo en el intervalo 3501 a 3519 m.

#### Descripción Geológica.

1. Arenisca masiva con ligera presencia de laminaciones, cementante calcáreo.
2. Arenisca arcillosa intercalada con lutita de color gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea (figura 5.18.).

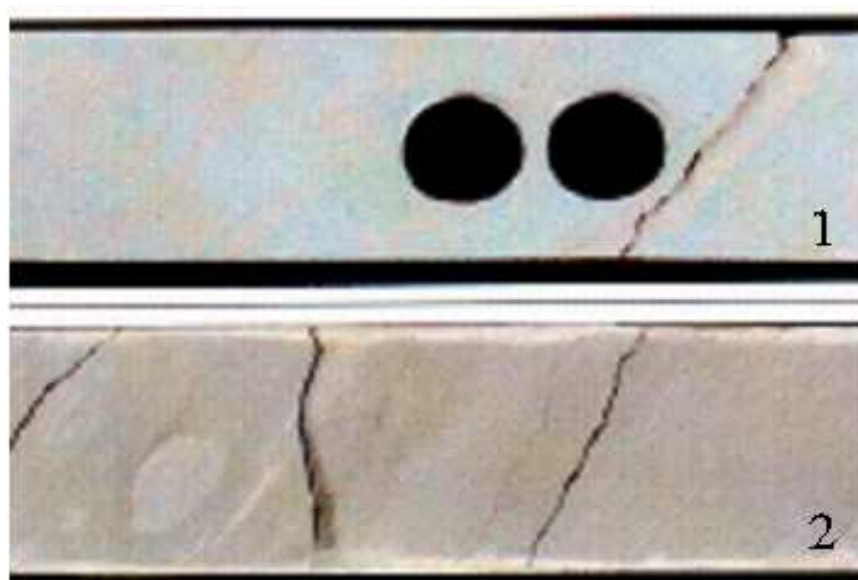


Figura 5.18. Fotografías del núcleo Tam-1.

### Evaluación directa

En las curvas se puede observar dos cuerpos principales de arenisca, el primero con un espesor aproximado de 25 m con intercalaciones de cuerpos arcillosos. La respuesta de la resistividad indica posible presencia de hidrocarburos por los altos valores de resistividad, además de que las tres curvas coinciden en las lecturas, lo que indica un menor daño en la formación por parte del fluido de perforación. No presenta evidencias directas de hidrocarburos sobre las curvas Densidad-Neutrón, por lo tanto, las probabilidades de que exista hidrocarburo son menores. Sin embargo, se pueden inferir buenos valores de porosidad y permeabilidad.

En el segundo cuerpo de aproximadamente 1 m de espesor indica un posible manto acuífero debido al comportamiento de las curvas de resistividad, donde la corta indica un valor alto por el lodo de perforación y la larga indica un valor bajo debido al agua de formación (Composición del registro 6 Tam-1).

### Valores promedio de la evaluación

Los valores promedios que se obtuvieron a partir del análisis de registro fueron:

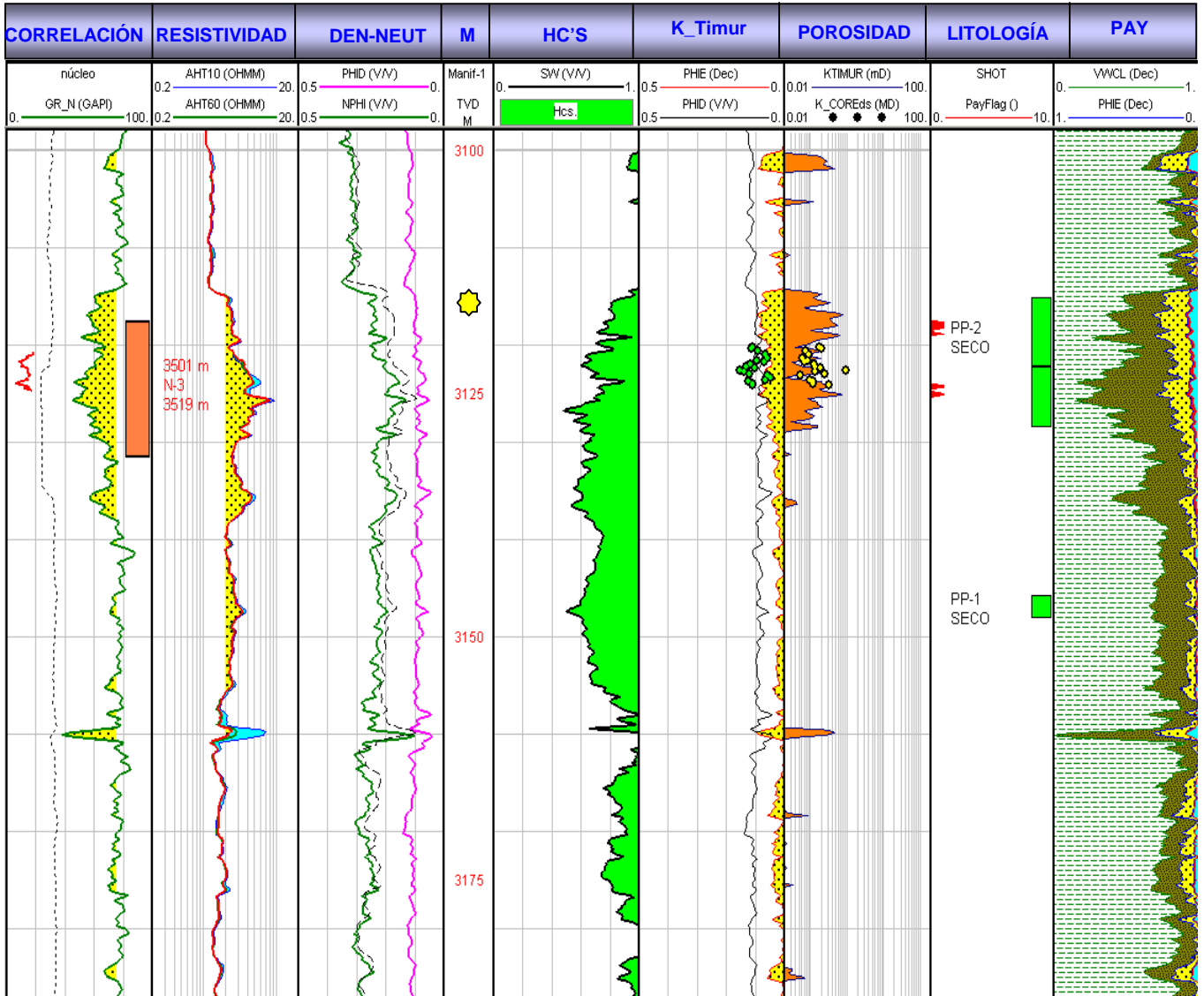
- $S_w = 75\%$
- $\phi = 8\%$
- $R_t = 4 - 8 \text{ ohm-m}$
- $K = 0.16 \text{ mD}$

Los datos también están acompañados de la representación del núcleo con la curva del rayos Gamma sin uranio en el primer carril.

Los valores promedio obtenidos del núcleo convencional y los núcleos de pared fueron:

- $\phi = 11\%$
- $K = 0.16 \text{ mD}$

**Determinación del modelo porosidad ( $\phi$ ) y saturación de agua ( $S_w$ )**



Composición del registro 6. Pozo Tam-1.

Actualmente el pozo Tam-1 se encuentra cerrado debido que en las pruebas de producción resultó improductivo sin presión y sin hidrocarburos.

**Tipos de roca:**

Los tipos de roca petrofísica determinados para este pozo a partir de los datos de registro mantienen una tendencia, donde los valores se concentraron en los tipos de roca cuatro y cinco. En el caso del análisis de núcleos los datos se presentaron más dispersos casi con la misma tendencia pero con menor rango de datos, en donde también predominaron los valores de roca tipo cuatro y cinco (figuras 5.19.).

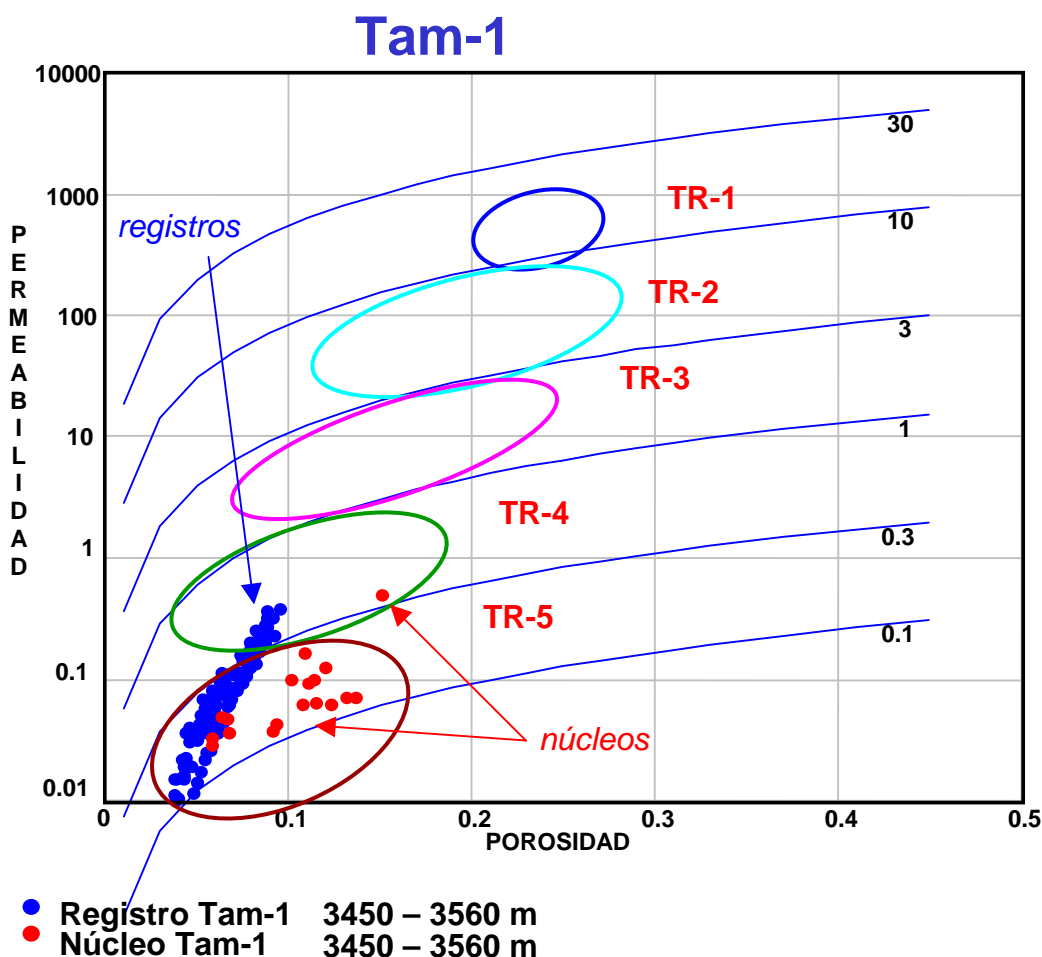


Figura 5.19. Gráficas de tipo de rocas de Winland para el pozo Tam-1.

El pozo Tam-1 tiene una mala calidad de la roca almacén, un sistema de poro casi aislados pobremente conectados, con gargantas de poro alrededor de 0.1 a 0.3 micras, valores de porosidad entre 5 a 14% y una permeabilidad de 0.05 a 0.1 mD.

### 5.2.9. Comparación de la calidad de la roca almacén

Para la comparación de la calidad de roca en el campo KIM se muestra la petrografía para diferenciar entre los distintos tipos de roca analizados por el método de Winland. En general se muestran las fotografías de petrografía y el SEM.

## Campo KIM

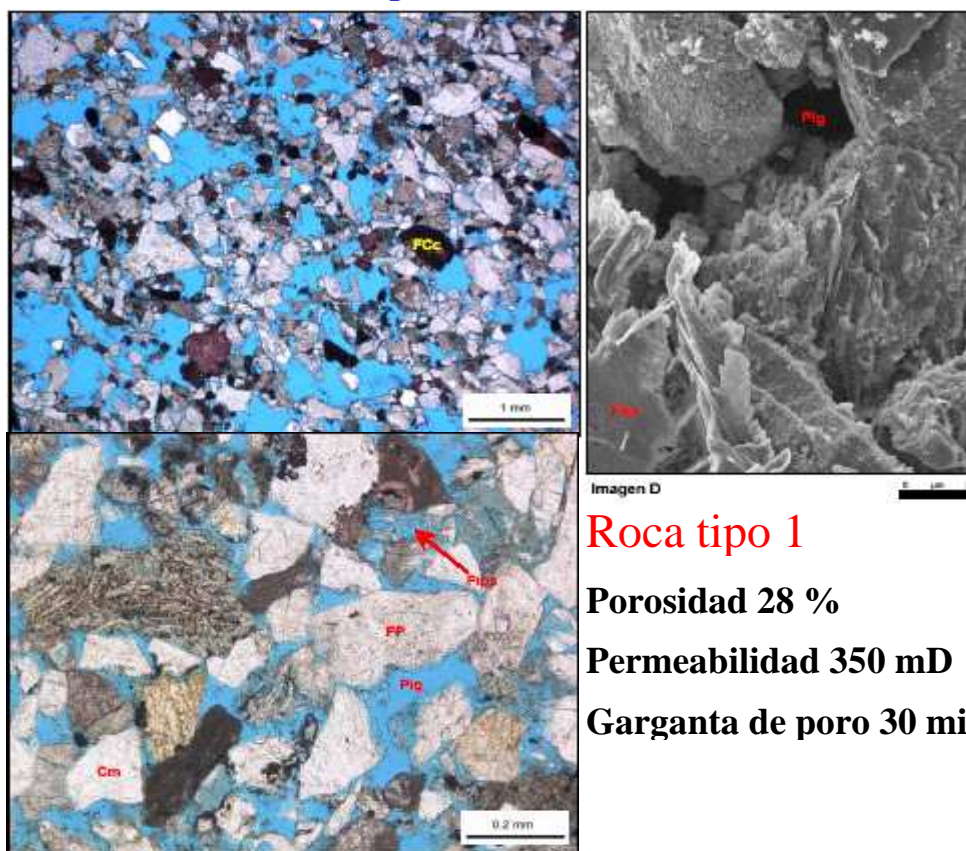


Figura 5.20. Muestra una arenisca ligeramente arcillosa poco consolidada, moderadamente bien seleccionada con tamaño de grano medio y abundantes poros intergranulares. Los granos de estructura más importante son el cuarzo monocristalino (Cm) y la cuarcita, mientras que las plagioclasa (FP), feldespato de potasio (FK), fragmentos de rocas volcánicas (Fiv) y calizas (FCc) son menos comunes. La matriz detrítica (MDa) es escasa y localmente calcárea (MDm). Los tipos principales de poros son intergranulares (Pig) y de menor importancia los poros secundario (Pips).



## Campo KIM

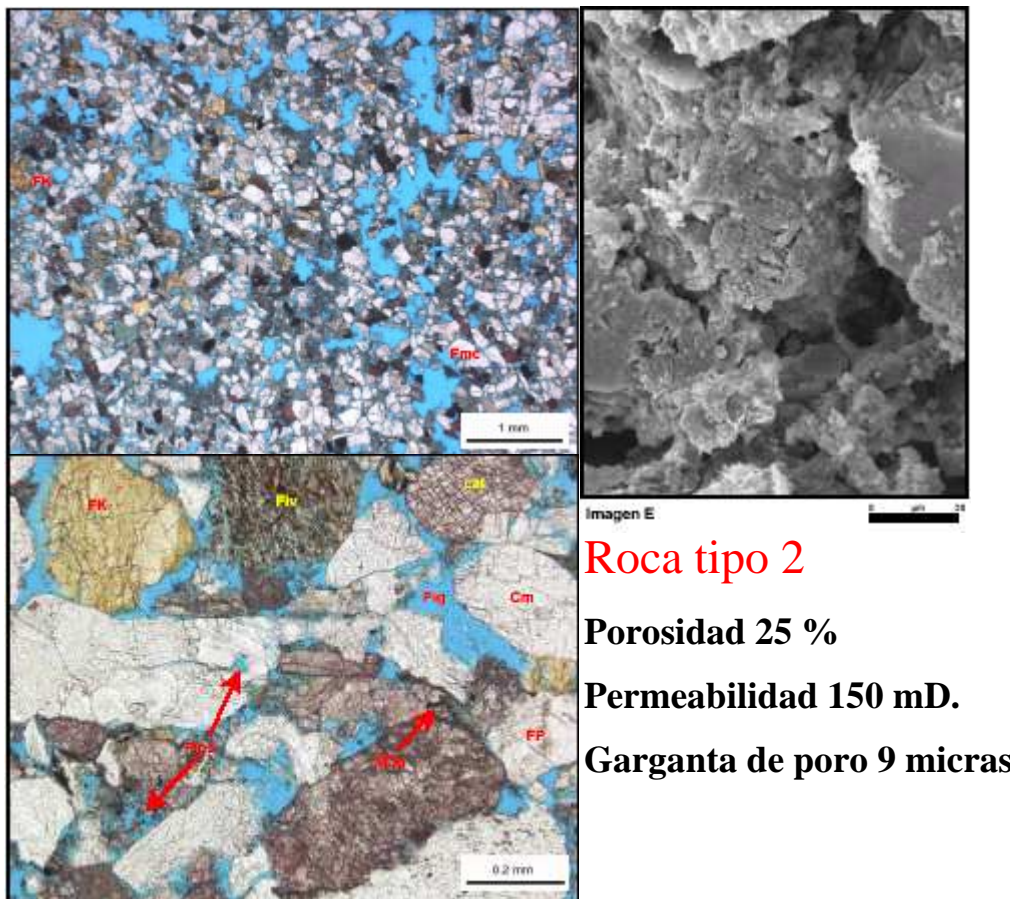
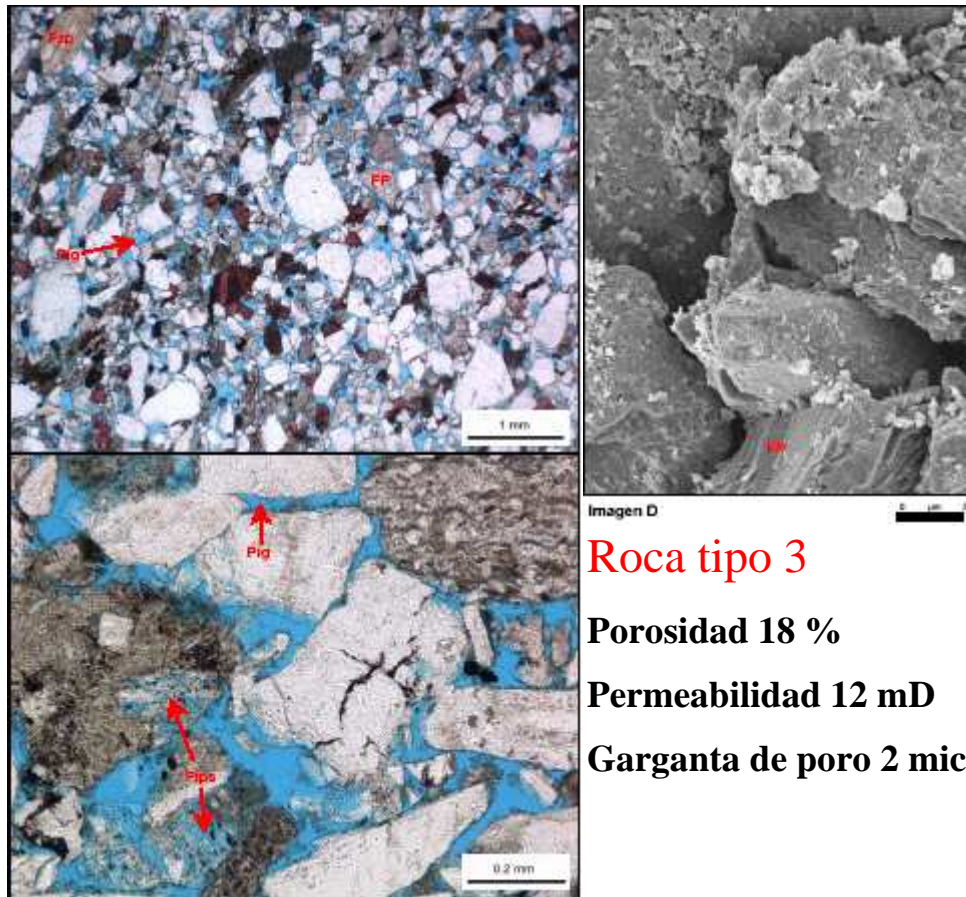


Figura 5.21. Esta es una arenisca poco consolidada bien seleccionada de grano fino con abundantes poros intergranulares abiertos y bien conectados. Los granos de estructura más abundantes son cuarzo monocristalino y cuarcitas (Fmc), mientras plagioclasa (FP) y feldespato de potasio (FK localmente grabado, FKc) son menos comunes. Cementos de calcita autógena (cal), clorita (cl), y pirita (pi) están localmente presentes. Los tipos de poros principales son intergranulares (Pig).

## Campo KIM



### Roca tipo 3

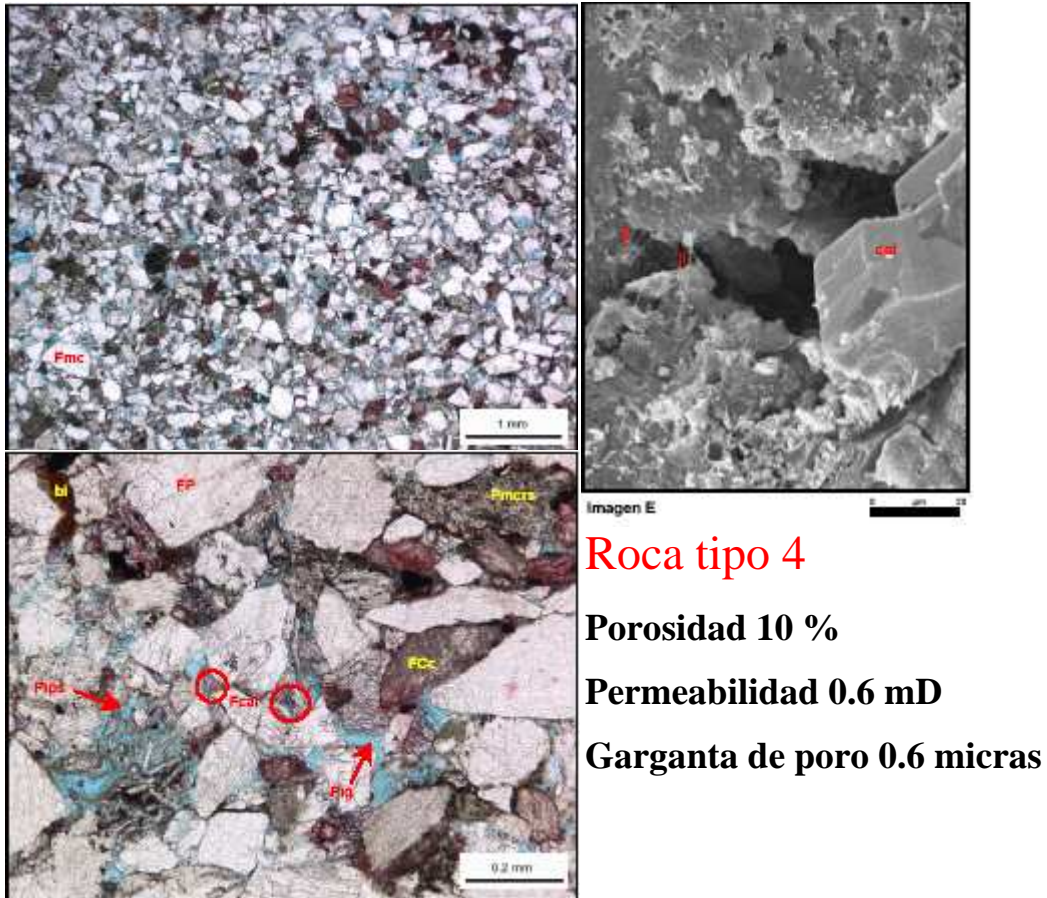
**Porosidad 18 %**

**Permeabilidad 12 mD**

**Garganta de poro 2 micras**

Figura 5.22. Esta muestra es una arenisca moderadamente seleccionada de grano medio los poros intergranulares son comunes, algunos de los cuales han sido reducido por compactación. Los granos de estructura más abundantes son cuarzo monocristalino y policristalino (Cm, C) y cuarcitas, mientras que feldespato de potasio (localmente alterado FKa), fragmentos de rocas volcánicas (Fiv), granate (MPg) y biotita (bi) son menos comunes. Cementos de sobrecrecimiento de cuarzo autígeno (cas), illita/esmectita combinada (I/E) y pirita (pi) están localmente presentes. Los tipos de poros principales son intergranulares (pig) e intraparticulares secundarios (Pips). Existe abundante microporosidad en la matriz.

## Campo KIM



### Roca tipo 4

**Porosidad 10 %**

**Permeabilidad 0.6 mD**

**Garganta de poro 0.6 micras**

Figura 5.23. Esta es una arenisca ligeramente arcillosa moderadamente bien seleccionada de grano fino con poros intergranulares comunes que han sido fuertemente reducidos por la compactación. Los granos de estructura más abundantes son cuarzo y cuarcitas (Fmc), mientras que plagioclasa (FP), fragmentos de rocas calizas (Fcc) y biotita (bi) son menos comunes. Cementante de calcita autigénica (cal) lo cual es localmente ferroso (Fcal), ilita (i) y posible caolinita (caol) también están presentes. Los tipos de poros principales son intergranulares (Pig) e intraparticulares secundarios (Pips).

## Campo KIM

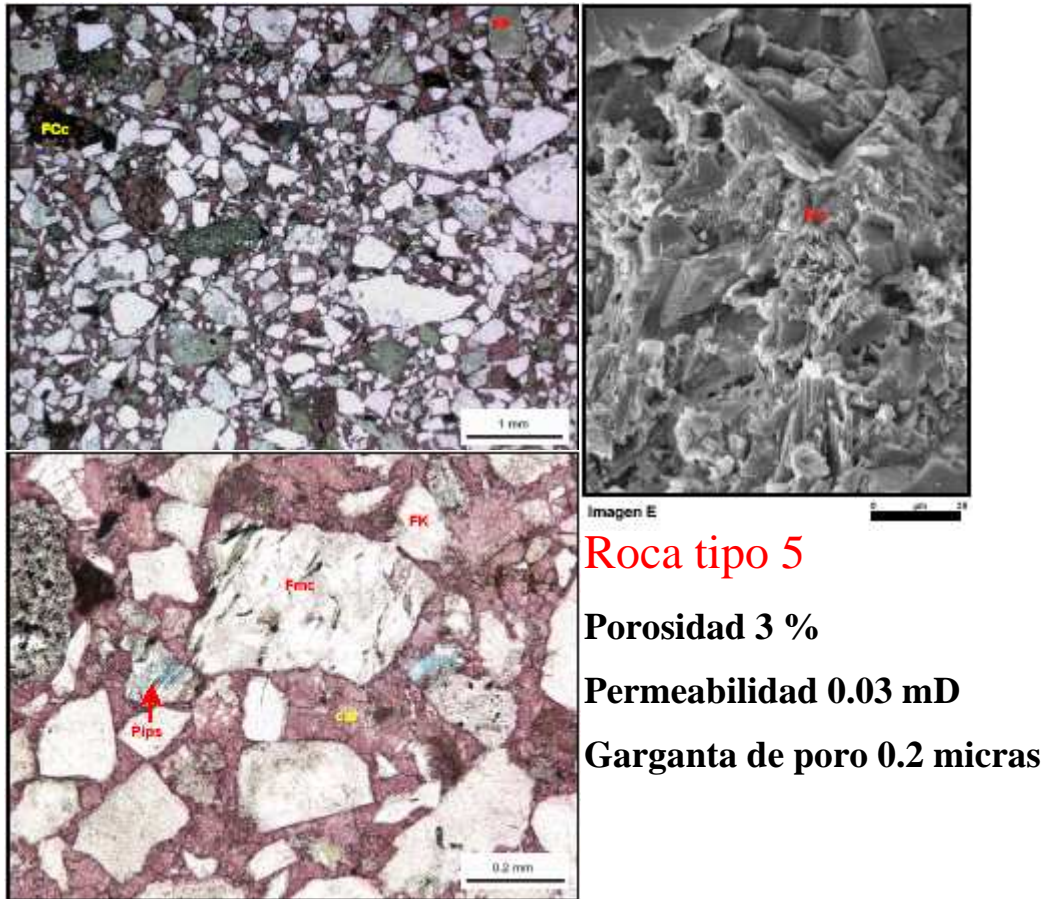
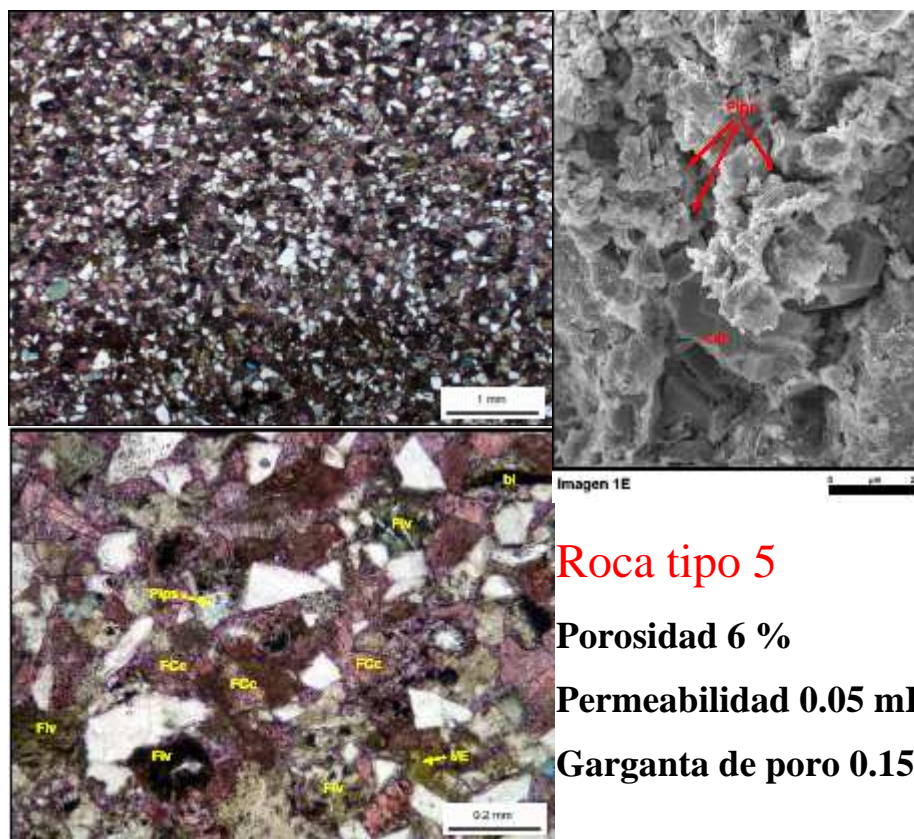


Figura 5.24. Esta es una arenisca moderadamente seleccionada de grano medio con porosidad muy baja. El abundante cemento de calcita (cal) ocupó casi todos los poros y evitó más la compactación. Los granos de estructura más abundantes son cuarzo y cuarcitas (Fmc), mientras que plagioclasa (FP) y fragmentos de rocas alteradas (Fia) y calizas (FCc) son menos comunes. La porosidad está limitada a unos pocos poros intraparticulares secundarios (Pips).

## Tam-1



**Roca tipo 5**

**Porosidad 6 %**

**Permeabilidad 0.05 mD**

**Garganta de poro 0.15 micras**

Figura 5.25. Esta arenisca de grano fino inferior y buena selección, no contiene muchos poros intergranulares abiertos. Los granos de estructura identificados incluyen cuarzo, feldespatos (FK), fragmentos de roca ígnea (Fiv), fragmentos de roca caliza (FCc), biotita y foraminíferos. Note la calcita autógena (cal) y la ilita/esmectita combinada (I/E). Los tipos de poros principales son los poros intergranulares (Pig) reducidos por la compactación y la cementación, poros intraparticulares secundarios (Pips) y poros intrabioclásticos (Pib).

La comparación gráfica se muestra en la figura 5.26. donde el método de Winland muestra los tipos de roca sobre los datos de registros de pozos y los análisis de núcleos. Donde el mejor tipo de roca pertenece al pozo Kim-1, en el resto de los pozos de campo KIM predomina el tipo de roca dos y tres. En general el campo KIM se considera con una roca almacén de buena calidad, por otro lado, el pozo Tam-1 tiene el tipo de roca cuatro a cinco que definen a una roca almacén de mala calidad.

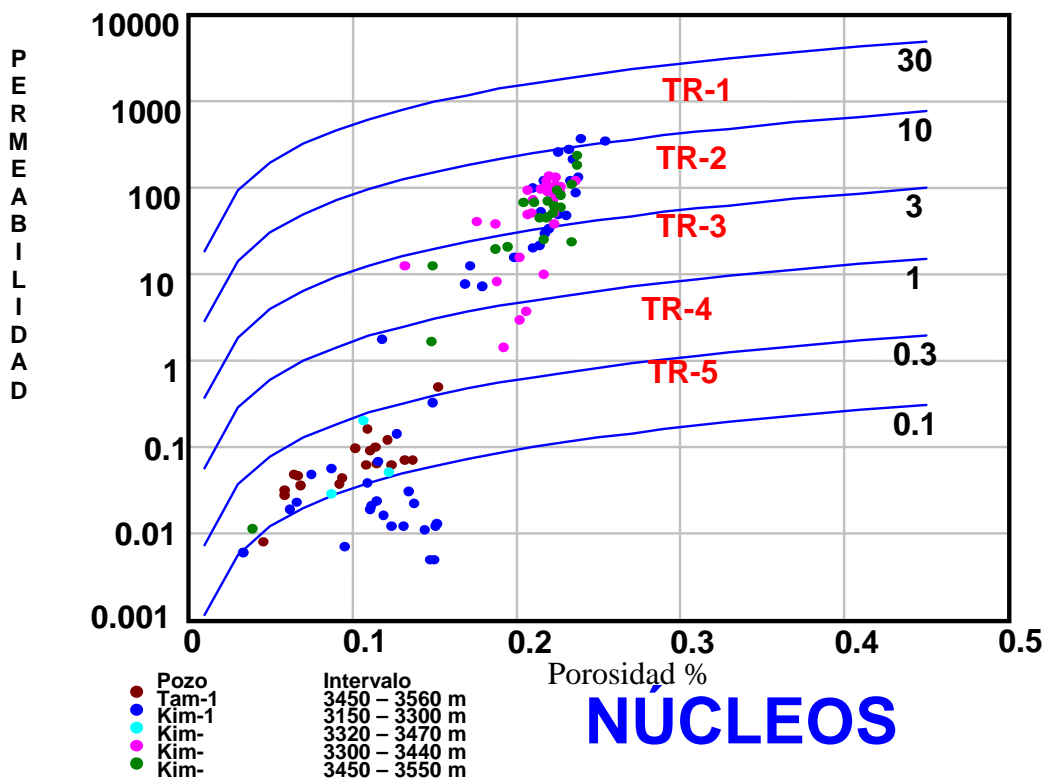
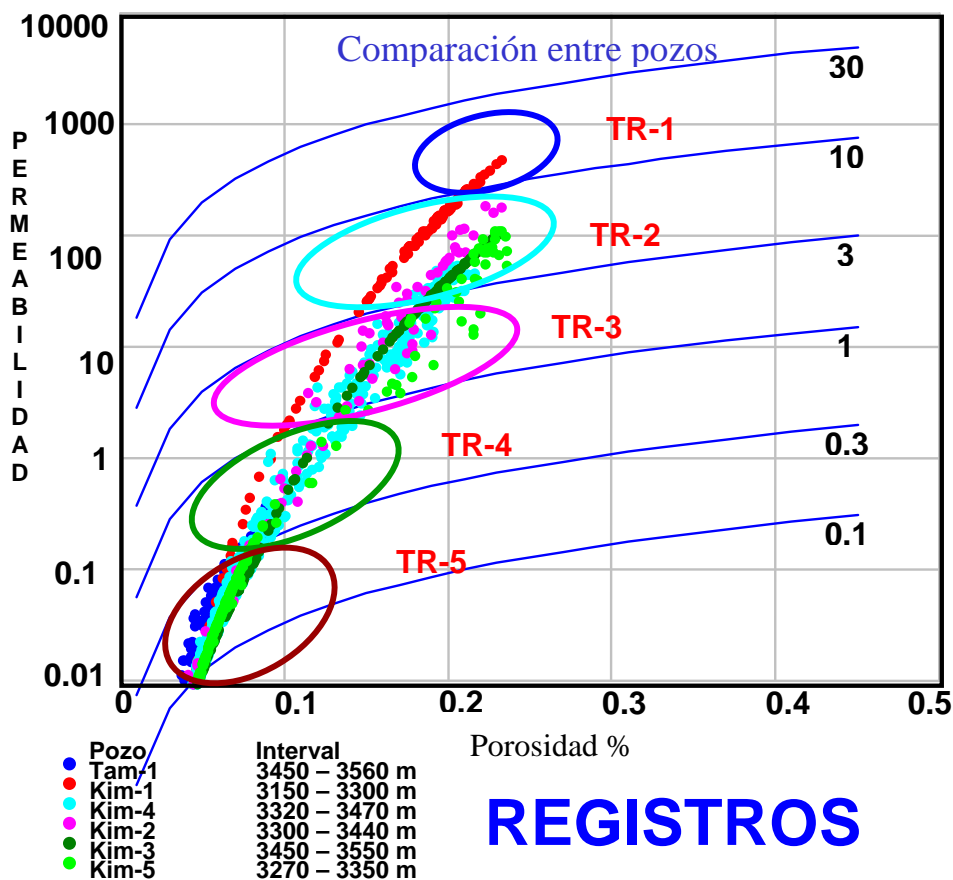


Figura 5.26. Comparación entre los datos de núcleo y registros geofísicos para los mismos intervalos.

### **5.3. Evaluación petrofísica sobre horizontes sísmicos**

Los datos sísmicos generalmente son utilizados y son efectivos para la estimación de estructuras de los yacimiento de forma indirecta. Pero frecuentemente no juegan un papel esencial para estimar distribuciones espaciales de propiedades de las rocas del yacimiento. Pero a lo largo del tiempo, usamos los atributos u otros rasgos sísmicos para guiarnos hacia los procesos interpretativos. Desde los años 60's se conoce que la amplitud de reflexión es sensible a los espesores de las capas. En los años 70's se observó que los puntos brillantes pueden ser utilizados para pronosticar presencia de arenas cargadas con gas, después, en los 80's la variación de la amplitud contra el *offset* (análisis AVO) sirvió para identificar eventos de manera mas refinada para indicar la presencia de arenas con gas y otras situaciones, dando el surgimiento del radio de Poisson. Existen otros ejemplos tales como la predicción de la porosidad calibrando los valores de impedancia acústica con los datos sísmicos.

Para la evaluación sísmica utilizaremos el término horizonte sísmico, que en este caso se refiere a todo atributo sísmico calculado a partir del horizonte interpretado originalmente, limitado por un horizonte cima y un horizonte base. En las características petrofísicas utilizaremos los resultados de las evaluaciones del método petrofísico que reúne la información de registros geofísicos con los datos obtenidos de los análisis de núcleos, que se refiere a propiedades físicas de las rocas. Para la evaluación de datos sísmicos y características petrofísicas, se construirán horizontes provenientes de datos sísmicos con valores que representen la distribución de propiedades físicas, es decir, que el horizonte sísmico representara una distribución petrofísica.

#### **5.3.1. Atributos Sísmicos**

Los atributos sísmicos representan todas aquellas características que originan una señal sísmica, esta señal por su complejidad puede representar varios valores diferentes como: el valor de amplitud, polaridad, espectros de fase y frecuencia entre otros. Los atributos pueden ser calculados a partir de una traza, sección, horizonte o volumen sísmico, así como también un volumen entre dos horizontes. El atributo sísmico esta regido por una expresión matemática que gobierna la cualidad que se quiera enfatizar (reflexión máxima y mínima, polaridad, amplitud, frecuencia, fase, etc.), estas cualidades a su vez están ligadas con eventos o rasgos geológicos como: cambio de litología, estratificaciones, fallas, discordancias, acumulaciones de gas, cambios de porosidad etc.

Para este ejemplo en particular se utilizaron los atributos que mejor se ajustaron a los valores obtenidos del método petrofísico, que son:

**Fuerza de la Reflexión (*Reflection Strength*)**

La fuerza de la reflexión es equivalente a la raíz cuadrada de la energía total de la señal sísmica en un instante de tiempo. La reflexión *strength* puede considerarse como una amplitud independiente de la fase, es decir, la envolvente de la traza sísmica. La reflexión *strength* siempre es positiva.

Es una herramienta efectiva para identificar puntos brillantes, esta información permite identificar los contrastes de impedancia acústica. Los cambios laterales en la reflexión son frecuentemente asociados con cambios litológicos o acumulaciones de hidrocarburos yacimientos de gas y particularmente resalta las altas amplitudes de las reflexiones (puntos brillantes). Los cambios repentinos o cortantes en la reflexión pueden asociarse a fallas, límites de secuencias sísmicas, cambios de facies en una misma unidad litológica provocando reflectores masivos y estructuras de depósito tales como canales.

**Polaridad aparente integrada**

La polaridad aparente es definida como la señal de una traza sísmica donde la reflexión *strength* tiene un máximo local. Este cálculo considera una ondícula de fase cero y asigna una señal positiva cuando el coeficiente de reflexión es positivo o una señal negativa cuando el coeficiente de reflexión es negativo. El valor de una muestra en tiempo corresponde a un máximo local (*m*) sobre la traza sísmica de la reflexión *strength*.

$$PA = (R. Strength) (Señal_m) \dots\dots\dots 5.2.$$

Los valores obtenidos de la polaridad aparente son extremadamente sensibles a la calidad de los datos. Ésta resalta el signo y magnitud del coeficiente de reflexión, indicando los factores que cambian al coeficiente de reflexión, tal como la litología y las discordancias. Esto puede ser un indicador de punto brillante. Los puntos brillantes asociados a acumulaciones de gas pueden observar impedancias acústicas bajas alrededor de las capas y muestran polaridad negativa para la cima de un yacimiento y polaridad positiva para una reflexión asociada a la interfase gas-aceite o agua de formación.



### **Volumen del espectro de reflexión (VRS)**

La generación del atributo VRS provee una descomposición espectral de la señal sísmica sobre un intervalo de volumen sísmico 3D designado. Los coeficientes espectrales usados en VRS son relacionados al número de reflectores en el intervalo de interés. Este coeficiente es utilizado para extraer información tal como distribución de facies y fluidos a través del volumen de capa asociado. Después el atributo espectral es calculado sobre un volumen (esto no requiere un mapeado detallado y la técnica del picado automático se aplica para un proceso de interpretación más rápido).

Su teoría establece que una onda sísmica compleja puede ser descrita con la superposición de ondas armónicas variantes en frecuencia, amplitud y fase. Esto puede generar la composición de cada secuencia de la onda de sonido de cada cuerda de una guitarra. Cualquier onda compleja puede ser reconstruida por una combinación independiente de funciones matemáticas. En VRS, esta representación espectral esta basada a partir de un sistema de cincuenta funciones polinómicas octogonales, que son diferentes a la representación de Fourier para evitar el efecto característico de la ventana asociado a la trasformada de Fourier.

### **Amplitud RMS**

Este atributo se compone de la raíz cuadrada de la integral de la amplitud sísmica al cuadrado, dividido por el número de muestras, necesariamente las amplitudes son interpoladas sobre una ventana limitada de valores y no sobre una muestra puntual. La RMS de la amplitud sísmica es otra medida de la reflectividad en una ventana de tiempo o profundidad y se utiliza como indicador directo de hidrocarburos.

La amplitud RMS provee una escala estimada de la envolvente de la traza, parecida a la reflexión strength, con la diferencia de que la amplitud RMS genera un mapa de anomalías más suave que depende de la longitud de la ventana. Sin embargo es más utilizada que la reflexión *strength* a pesar del mismo significado.

### **5.3.2. Comportamiento de los atributos sobre los horizontes**

Se calcularon una serie de atributos sísmico sobre el volumen de datos entre la cima y la base de los horizontes interpretados, de los cuales se seleccionaron los más representativos y los que mejor comportamiento tenían sobre las anomalías de amplitud, tanto del campo KIM como del pozo Tam-1. se obtuvieron los siguientes horizontes de atributos (figuras 5.27. y 5.28.).

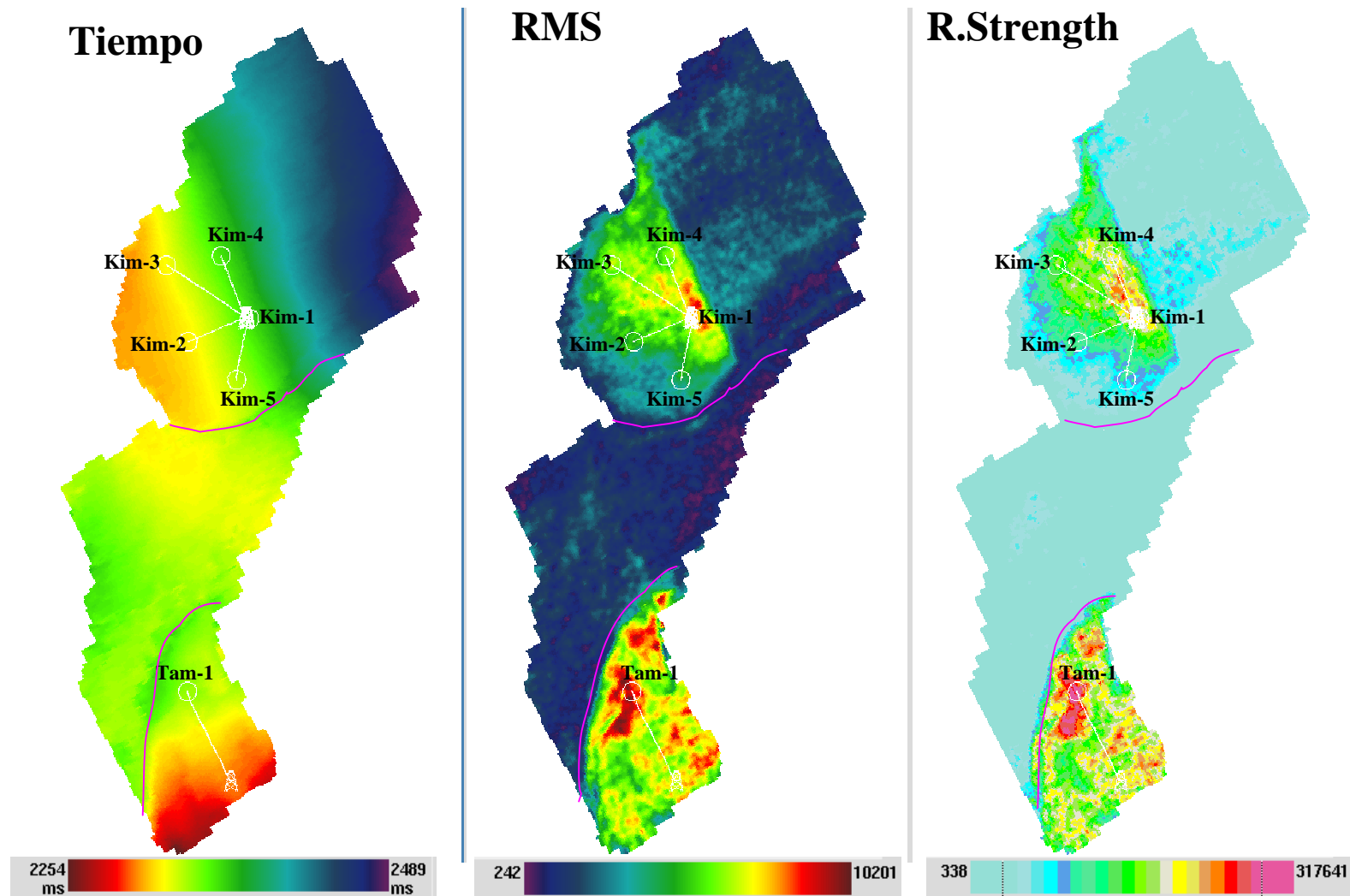


Figura 5.27. Mapas generados a partir de la interpretación geofísica. Mapa en tiempo: representa la forma estructural de los eventos sísmicos en el dominio del tiempo, en azul la parte mas profunda y en rojo la parte más alta (tanto la cima como la base del horizonte en tiempo tienen la misma tendencia). Mapa de amplitud RMS y *Reflexión Strength*: enfatiza las anomalías máximas de las mínimas, restringiendo las áreas más atractivas para una probable acumulación de hidrocarburos. Los pozos están proyectados sobre los horizontes.

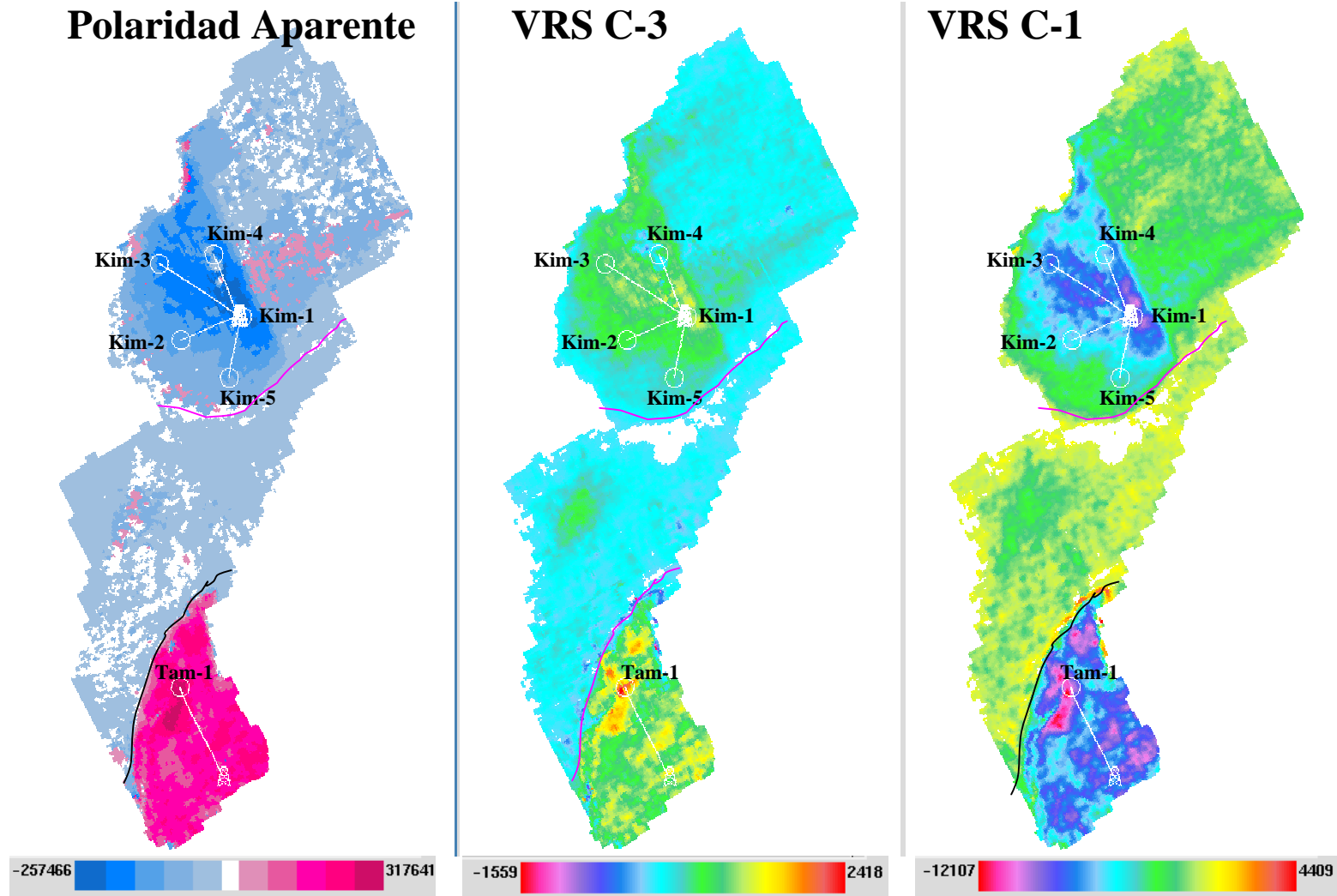


Figura 5.28. Mapa de polaridad aparente: este atributo es el más representativo en cuanto a la diferencia de valores sobre las amplitudes mostradas en la figura anterior, refleja la diferencia entre las dos áreas definiendo un contraste de valores entre los coeficientes de reflexión de la traza sísmica. Mapa de volumen espectral de reflexión (VRS) C-3 y C-1: Este atributo también es representativo porque separa las zonas de anomalía de amplitud, a diferencia de la polaridad aparente, esta no tiene un contraste tan fuerte pero sí mantiene una ligera tendencia para diferenciar las zonas de interés.

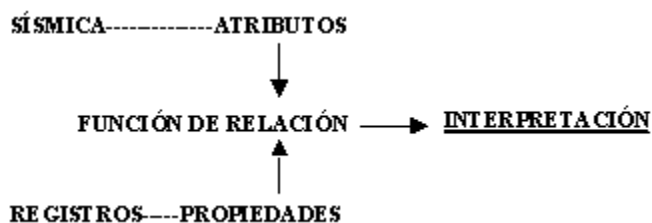
Para elegir los mapas de atributos se utilizó la amplitud RMS y reflexión strength por ser indicadores directos de hidrocarburos, además que junto con los análisis complementarios (modelado de ambientes de depósito, sistemas petroleros, etc.) han sido de los más representativos para apoyar localizaciones de manera contundente. También sirven de referencia para justificar que ante una misma amplitud sísmica es tan probable encontrar yacimiento como lo es no encontrarlo.

De todos los atributos que se calcularon, la polaridad aparente fue la que mejor comportamiento observó, en donde mostró un gran contraste entre las dos áreas de interés así como también los atributos calculados a partir de la reconstrucción de la traza sísmica (VRS), donde se calculó la reconstrucción hasta con seis coeficientes. Como resultado del análisis, se observó que con uno y tres coeficientes se tenía una mejor representación para contrastar las dos áreas, por lo tanto se descartaron los demás (Frecuencia Instantánea, fase instantánea, *Skewness* y cociente de la fase).

### **Integración de los datos petrofísicos a los atributos**

Para relacionar los datos de la sísmica con los pozos, se especificaron las intersecciones de los pozos con los horizontes (cima y base). Sobre las zonas de interés se definieron los valores petrofísicos como la porosidad, saturación de agua y principalmente fracción de volumen de arcilla. Todo esto se realiza sobre los datos del pozo en el intervalo de areniscas productoras en el caso del campo KIM y el intervalo de areniscas investigadas en el caso del pozo Tam-1.

El análisis de las características sísmicas (atributos) se toma a partir de un volumen sísmico limitado por la cima y la base. Como resultado obtuvimos un horizonte de atributos sísmicos y no un volumen, por lo tanto, los valores de los pozos obtenidos dentro del intervalo de interés son promediados de manera tal que sea compatible con la información de los atributos, es decir, que a cada punto dentro del horizonte le corresponde un valor petrofísico.



En este caso el objetivo es poder apreciar la calidad de la roca almacén tomando como referencia las areniscas del campo KIM (figura 5.29.).

### Correlación estructural del campo KIM

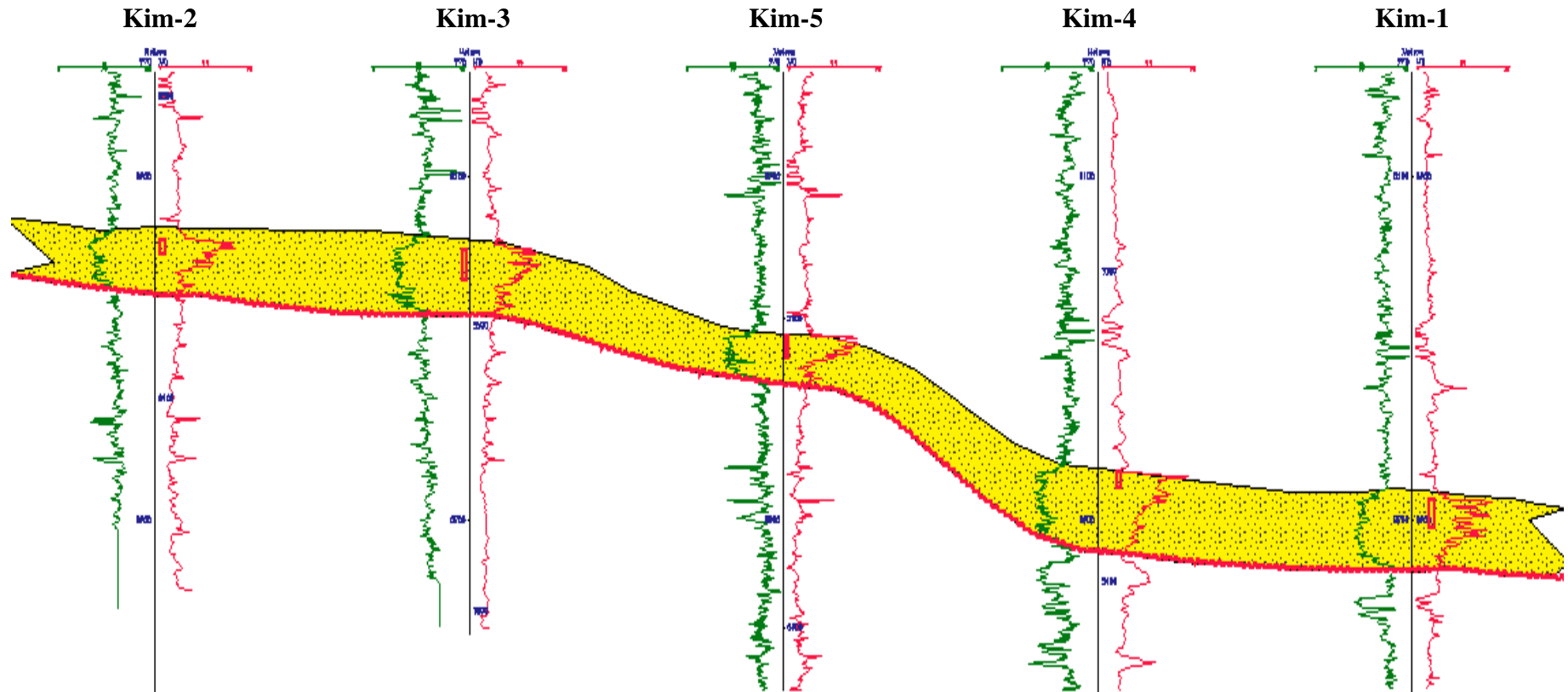


Figura 5.29. Esquema de correlación estructural del campo KIM sobre las areniscas productoras, los registros están representados en profundidad vertical para definir el nivel de profundidad de la estructura, el registro en verde representa los Rayos Gamma y el registro en rojo representa la resistividad. Este esquema muestra los intervalos para determinar los valores que serán utilizados, también se pueden observar los horizontes ideales que representarían la cima y la base de las arenas productoras (PEMEX, Activo Integral Veracruz, Ing. Sergio Rivera Cruz).

De la evaluación petrofísica se tomaron los valores de corte, es decir, un rango de valores de porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla que reúnen las características mínimas para un yacimiento de hidrocarburos. Los valores de corte son:

Porosidad mayor a 15% (15% - 100%)

Saturación de agua menor a 65% (65% - 0%)

Volumen de arcilla menor a 60% (60% - 0%)

Con estos datos caracterizamos el rango de valores que necesitan las areniscas del campo KIM para que sea productor, estos datos son requeridos para poder observar la distribución de los datos del pozo sobre los horizontes así como enfatizar las zonas de areniscas de un yacimiento o descartarlas.

Función de relación: la función de relación es aquella ecuación que describe el comportamiento de los datos petrofísicos ante los valores de los atributos. Para calcular la ecuación se grafica la propiedad petrofísica contra los valores de atributo asociada en la intersección y un determinado radio en la vecindad del pozo (25m). Sobre la dispersión de puntos graficados se calcula la ecuación de una recta que mejor se ajuste a la dispersión (mínimos cuadrados o regresión lineal). El rango de ajuste se mide en porcentaje, un 100% indica que todos los puntos coinciden con la ecuación de la recta. Por otro lado, entre mas dispersos los puntos y alejados de la recta el porcentaje disminuye. Un ejemplo se muestra para el cálculo de la recta del espesor de la porosidad efectiva contra cuatro atributos calculados (figura 5.30.).

Para el ajuste en la mayoría de los datos se utilizó un valor de correlación mayor a 80% generalmente. Por lo que se utilizó el atributo de polaridad aparente para el caso del espesor poroso efectivo (ecuación 5.3.).

$$\text{Espesor Poroso Efectivo} = 1.44142 + (-5.77219 \times 10^{-6})\text{Polaridad Aparente} \dots\dots\dots(5.3.)$$

En la función de espesor total poroso mostró que los atributos polaridad aparente y VSR coeficiente-3 tienen una tendencia similar (figura 3.31.), por lo tanto, se calculó una función que relacionara estos atributos con la ecuación 5.4.

$$\text{Espesor Total Poroso} = 12.5621 + (-0.004) \text{VRSc-3} + (-2.72137 \times 10^{-5}) \text{Polaridad Aparente} \dots(5.4.)$$

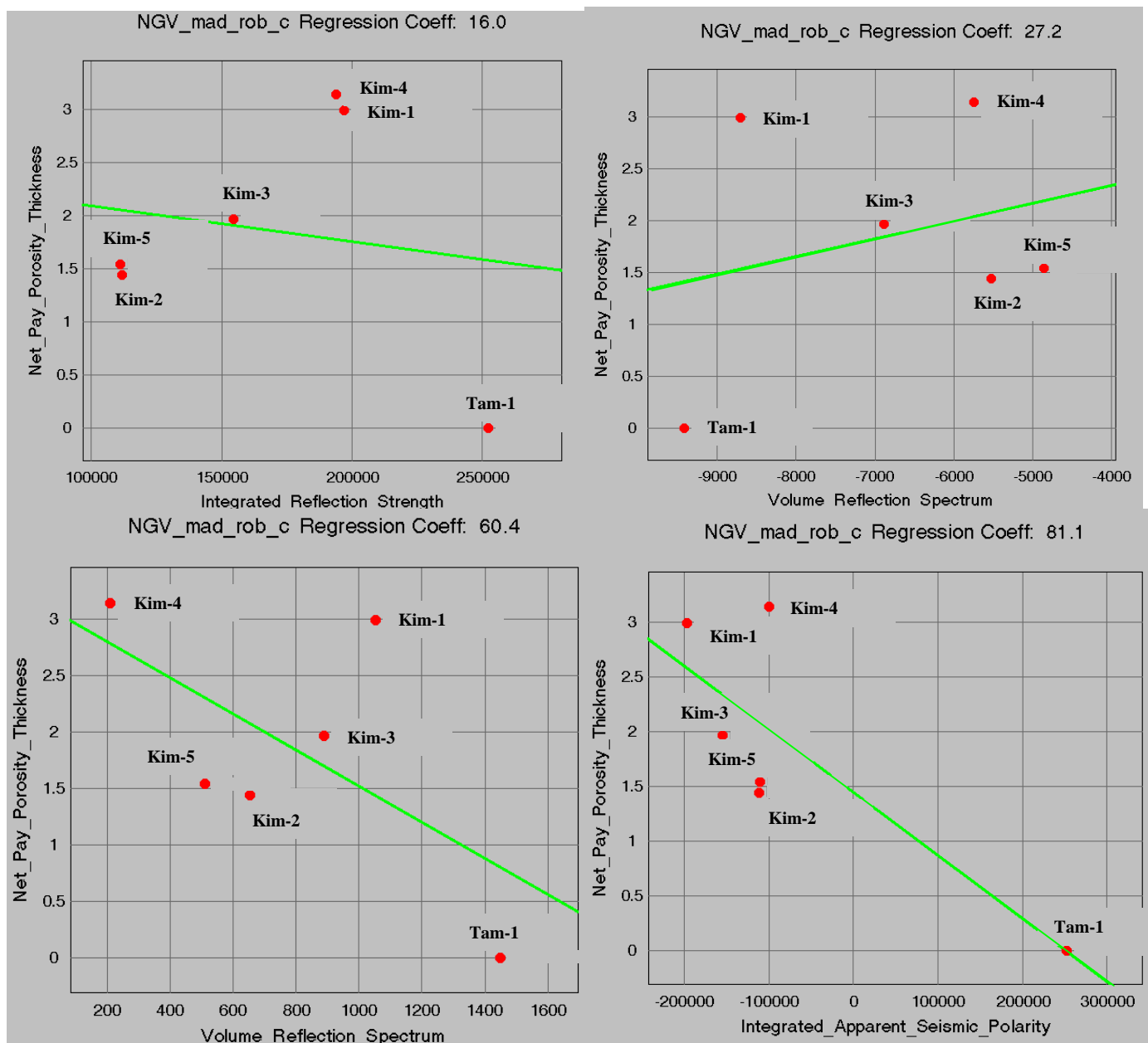


Figura 5.30. Gráficas de espesor poroso efectivo contra cuatro diferentes atributos. Estas gráficas muestran los diferentes porcentajes de ajuste para el cálculo de la ecuación. En la parte superior izquierda se muestra el atributo reflexión *Strength* y a la derecha VRS coeficiente-1 con una baja correlación del 16% y 27.2% respectivamente indicando un pésimo ajuste. En la parte inferior superior derecha el VRS coeficiente-3 tiene una correlación del 60.4% indicando un mejor ajuste y en la parte inferior izquierda la polaridad aparente muestra un mayor ajuste que las demás con 81.1% observándose una mejor tendencia en los puntos sobre la recta.

Para la función de la porosidad el ajuste se muestra en la figura 5.32. donde la polaridad aparente mostró un ajuste del 97.2% que corresponde a la ecuación 5.5.

$$\text{Porosidad} = 0.127371 + (-4.74044 \times 10^{-7}) \text{ Polaridad Aparente} \dots\dots\dots(5.5.)$$

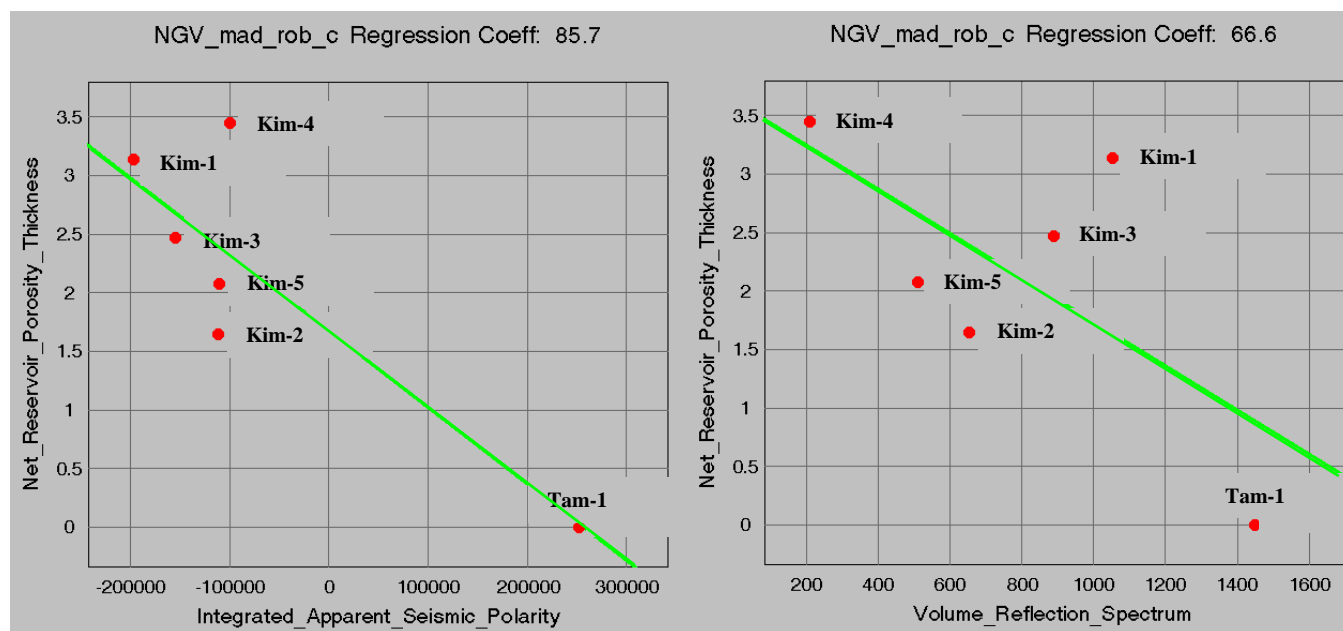


Figura 5.31. Gráficas del espesor total poroso contra polaridad aparente y VSP coeficiente-3, con correlaciones de 85.7% y 66.6% respectivamente.

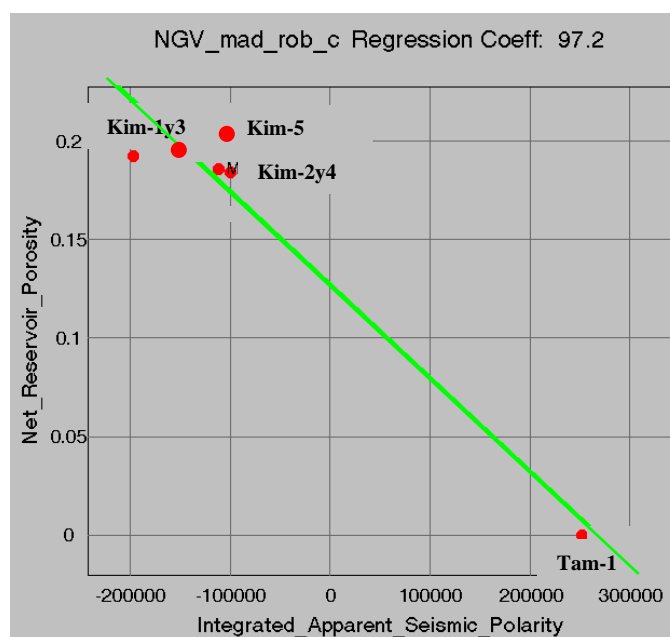


Figura 5.32. Gráfica porosidad contra polaridad aparente con una correlación del 97.2%.

Para la función de la saturación de agua total y saturación de agua efectiva se utilizó la polaridad aparente donde mostró un excelente ajuste (figura 5.33.) para las ecuaciones 5.6. y 5.7.

$$Sw_{Total} = 0.300516 + (-1.08653 \times 10^{-6}) \text{Polaridad Aparente} \dots\dots\dots(5.6.)$$

$$Sw_{Efectiva} = 0.271748 + (-9.98598 \times 10^{-7}) \text{Polaridad Aparente} \dots\dots\dots(5.7.)$$



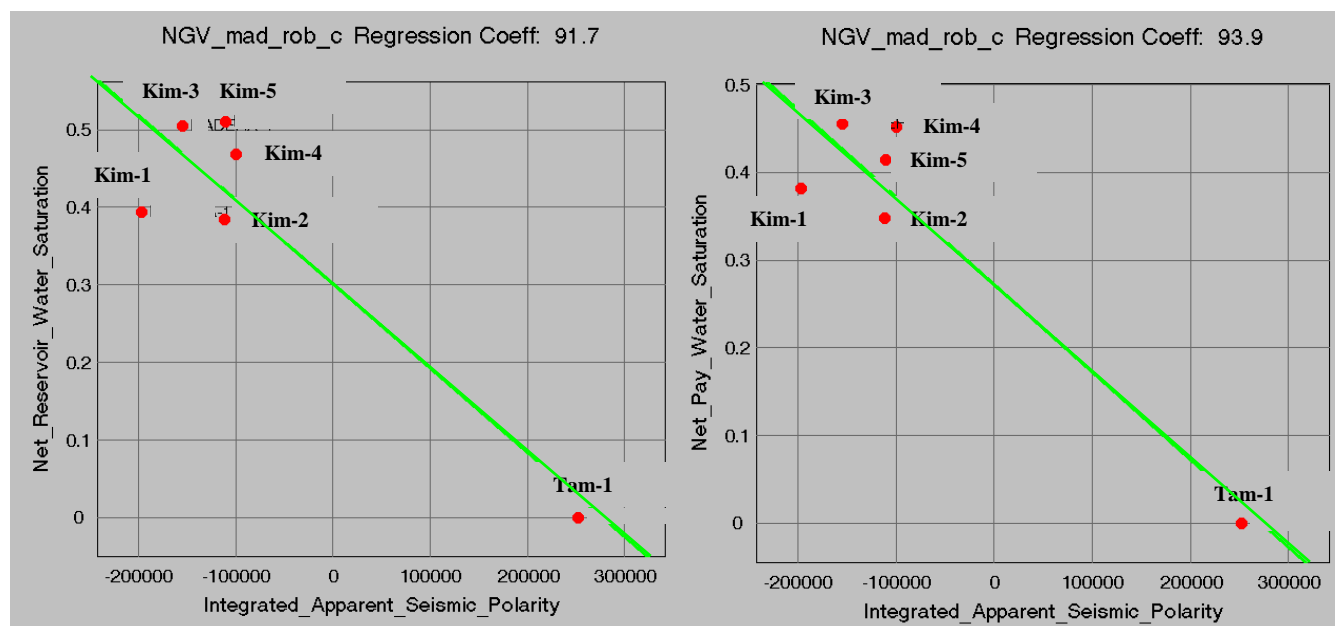


Figura 5.33. Gráficas de saturación de agua, total con una correlación del 91.7% y efectiva con una correlación del 93.9%.

La función de fracción de volumen de arcilla mostró una buena correlación para los atributos polaridad aparente y VSR coeficiente-3, tienen una tendencia similar (figura 3.34.), por lo tanto, se calculó una función que relacionara estos atributos con la ecuación 5.8.

$$\text{FracVolArcillas} = 0.187537 + (4.70026 \times 10^{-7}) \text{PolaridadAparente} + (1.66841 \times 10^{-4}) \text{VRSc-3.} \quad (5.8.)$$

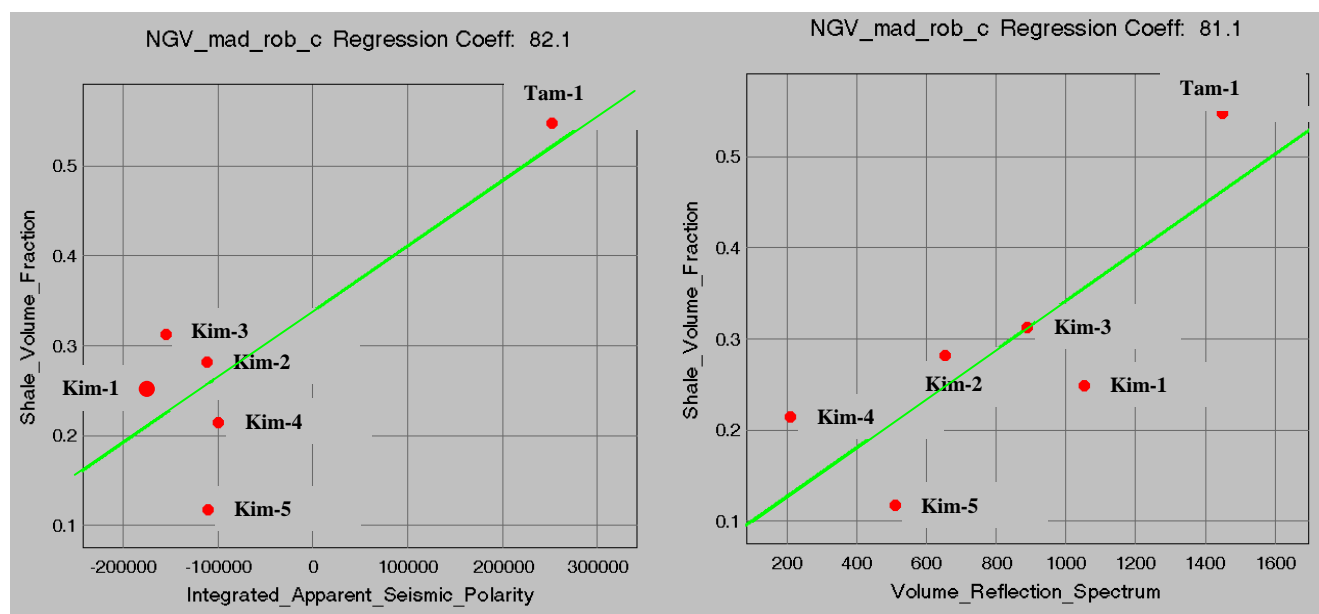
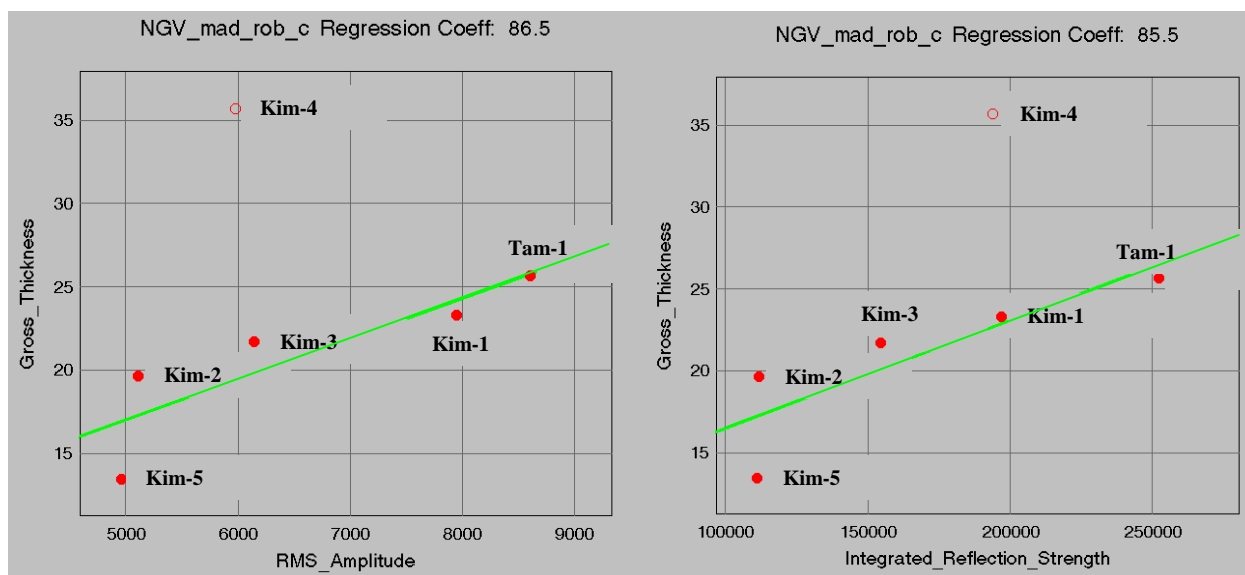


Figura 5.34. Gráficas de la fracción de volumen de arcillas contra polaridad aparente y VSP coeficiente-3, con correlaciones de 82.1% y 81.1% respectivamente.

En la construcción de la función que relaciona el espesor total de arenisca, fue necesario omitir la información del pozo Kim-4 debido a que el valor se dispara de la tendencia, provocando una correlación muy pobre del orden del 20% a 30%. Este efecto se observó en los dos atributos elegidos para calcular la función de relación, Amplitud RMS y la reflexión strength, al omitir el pozo Kim-4 la correlación aumento hasta un 86.5% y 85.5% respectivamente, logrando obtener una buena ecuación de relación. Al quitar el pozo Kim-4 no se afecta de manera importante sobre el resultado final porque existen cuatro pozos que contribuyen a la información para las areniscas del campo KIM (figura 5.35.).



similar, por lo tanto, se calculó una función que relacionará la amplitud RMS y la reflexión *strength* con los espesores mostrada en la ecuación 5.9.

$$\text{Espesor} = 5.80233 + (1.92814 \times 10^{-3})\text{Amplitud RMS} + (1.39232 \times 10^{-5}) \text{ R. Strength} \dots (5.9.)$$

Las ecuaciones calculadas representan los valores de datos petrofísicos guiados con alguna característica sísmica, ayuda a definir una distribución de puntos a partir de dos interpretaciones. Para el caso de la porosidad se obtuvieron los mapas de porosidad, espesor de la porosidad total y espesor de la porosidad efectiva (figura 5.36).

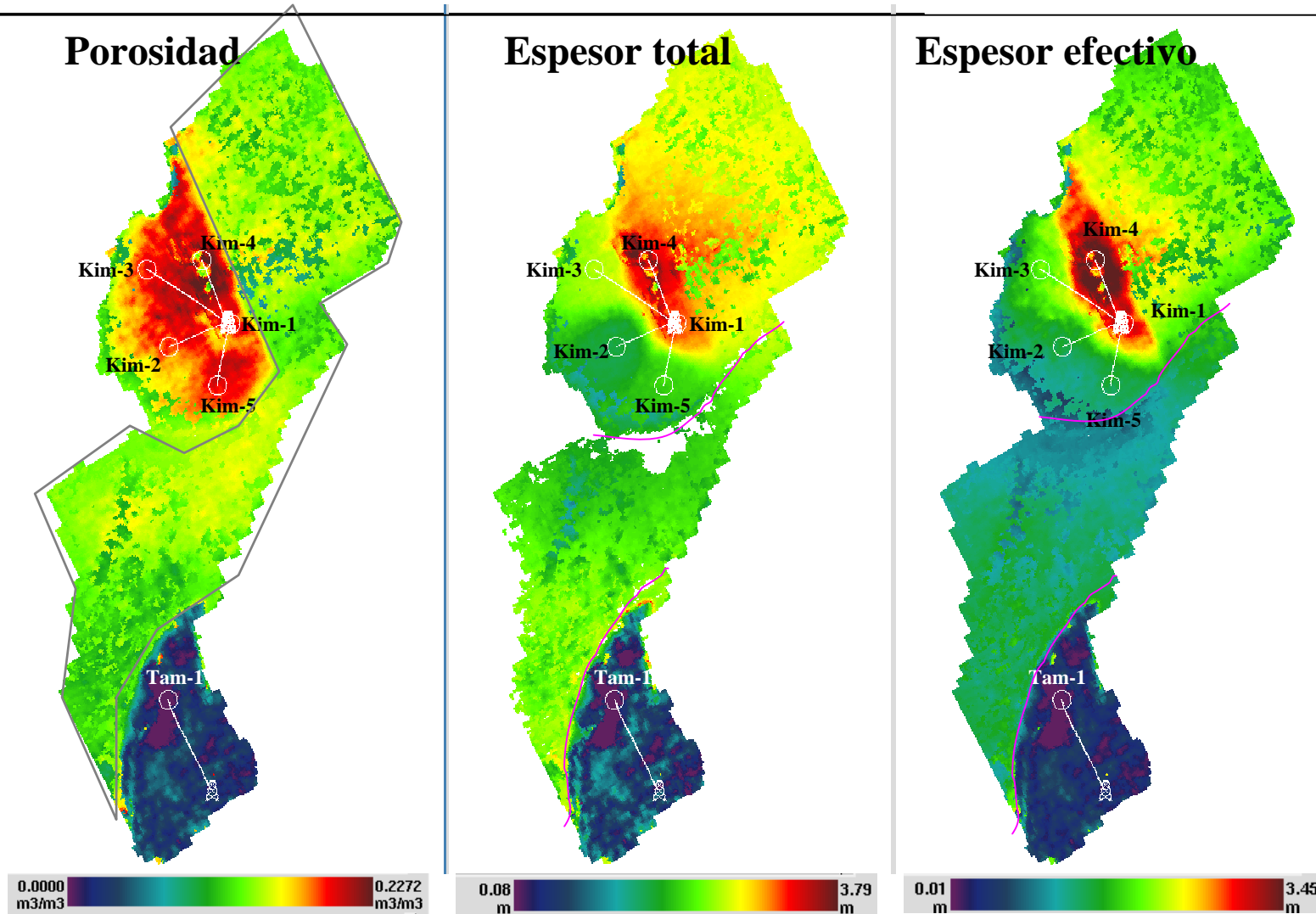


Figura 5.36. Mapas de porosidades. El primer mapa representa el valor promedio de la porosidad % del yacimiento. El segundo mapa muestra el espesor total poroso donde se definen los paquetes más gruesos de areniscas con buena porosidad. El tercer mapa representa el espesor poroso que contiene gas y define el área con las mejores porosidades y espesores, por lo tanto, este último presenta un comportamiento de intersección (∩) del primer mapa y el segundo, que se puede apreciar con la definición del contacto gas agua además de que los espesores porosos disminuyen conforme al acuñamiento (NOTA: es necesario tomar en cuenta que esta interpretación es influenciada por la sísmica por lo tanto la confiabilidad es mayor sobre las anomalías sísmicas, el área de menor confiabilidad en cuanto el valor de porosidad esta representada por el polígono).

En el caso de la saturación de agua los mapas calculados con las funciones de relación se muestran en la figura 5.37.

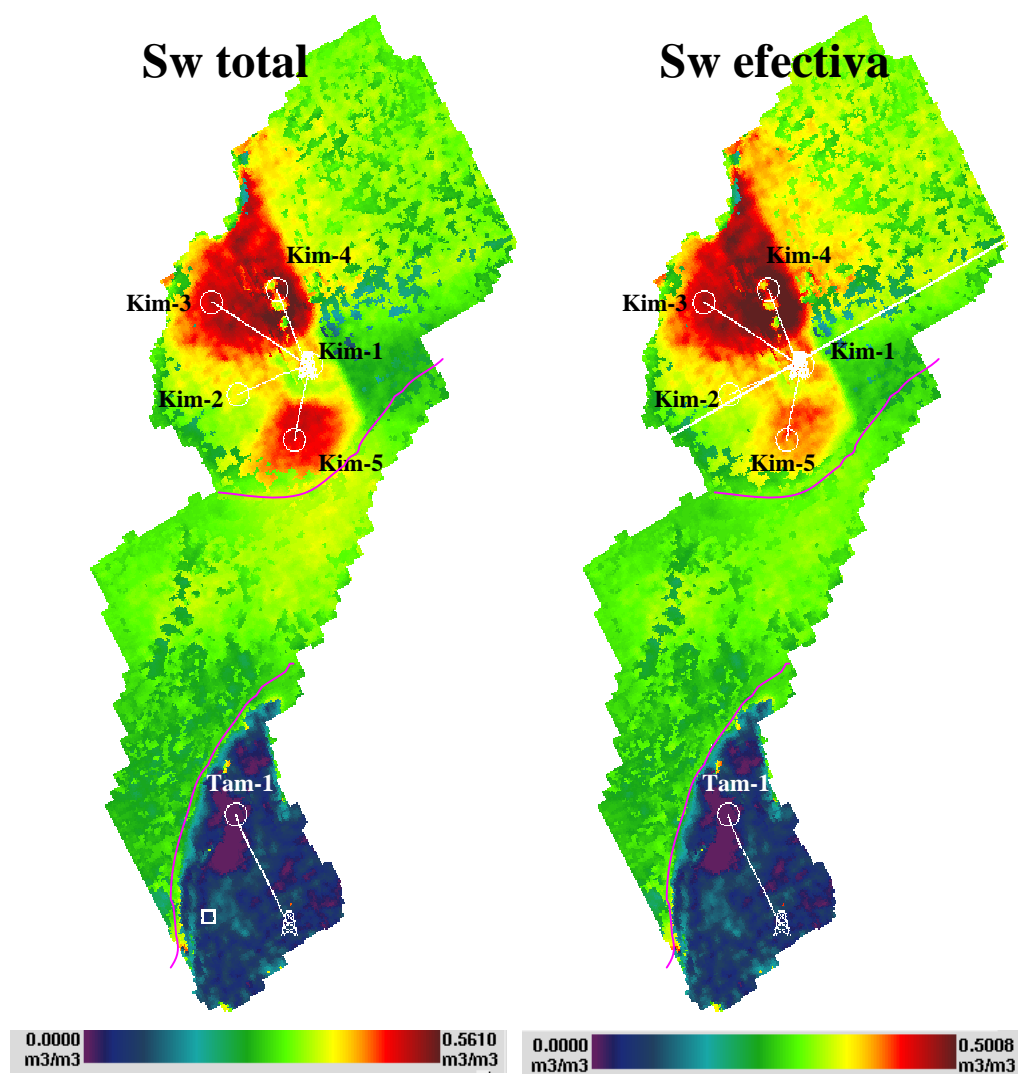


Figura 5.37. Mapas de saturación de agua. En estos mapas se definen la áreas con mejor saturación de agua, se puede apreciar que tanto la saturación total como efectiva son similares porque el rango de valores de corte es amplio (Sw 100% a 60%).

En los mapas de saturación total se considera todo el fluido contenido en el paquete de arenas incluyendo fluidos en poros aislados, hidrocarburo residual y agua irreducible. En el caso de la saturación efectiva solo considera los fluidos que se pueden desplazar.

Para la representación de la fracción del volumen de arcilla y espesor total la función de relación construyó los mapas de la figura 5.38.

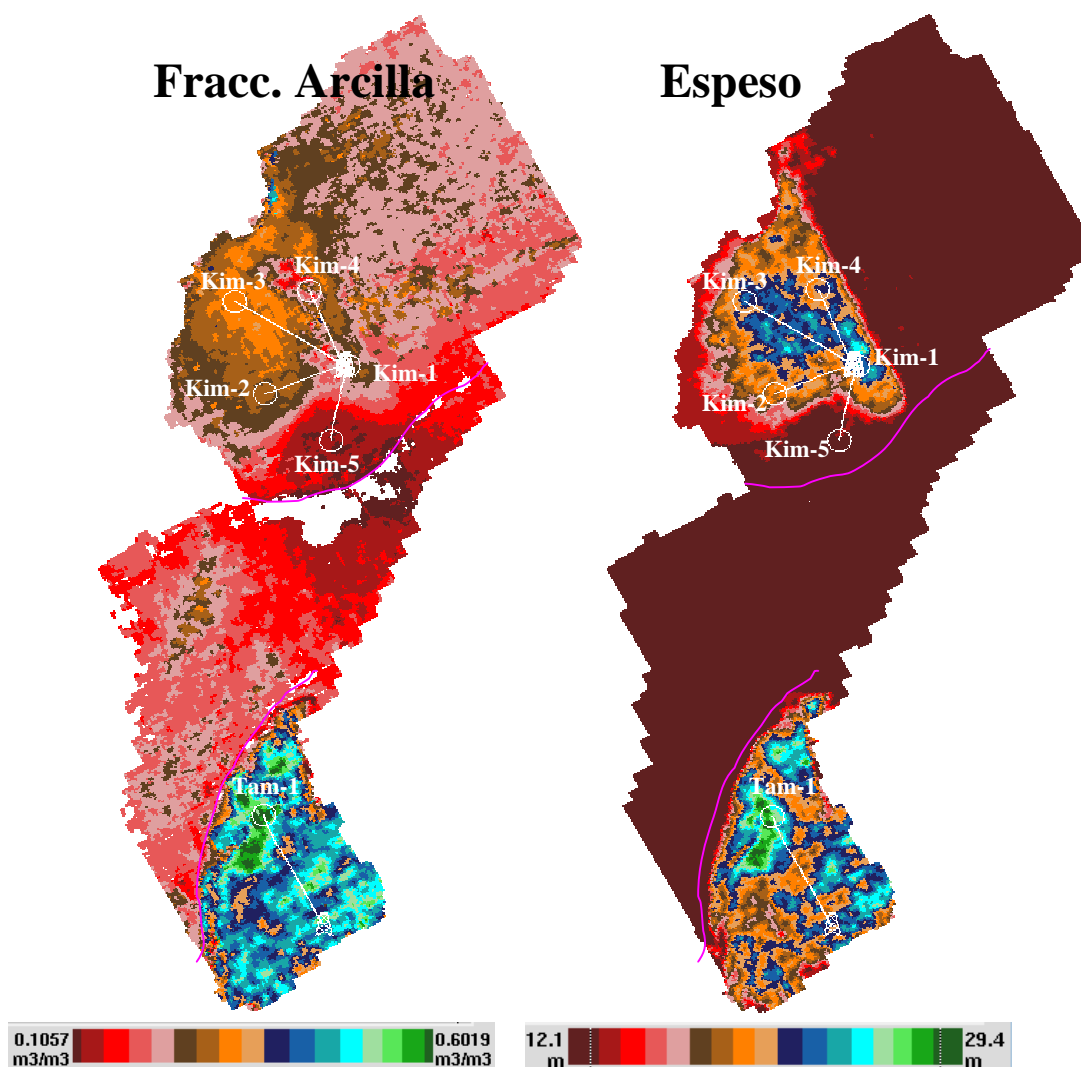


Figura 5.38. Mapas de volumen de arcilla y espesor total. En el mapa de volumen de arcilla debe tomarse en cuenta que los valores de confiabilidad decrecen en la zona de discordancia, por ello solo los valores tienen significado dentro de las estructuras bien definidas como en el caso del campo KIM y el objetivo del pozo Tam-1. En los espesores totales se definen las zonas con los paquetes de areniscas más gruesos.

El mapa de fracción de volumen de arcilla muestra una baja confiabilidad en la zona de discordancia, en donde se forzó la interpretación de los horizontes para unir la anomalía del campo KIM con la anomalía del objetivo del pozo Tam-1. Tomando en cuenta lo anterior se define al pozo Kim-5 con las areniscas más limpias y los demás pozos con bajos volúmenes de arcilla a diferencia de las areniscas de Tam-1 que muestran un alto contenido de arcillas.

## VI. CONCLUSIONES

La interacción de la Petrofísica con las demás disciplinas de exploración es fundamental para la exploración petrolera, esta disciplina permite abrir nuevas formas de evaluar información petrofísica y dirigirla a otras áreas como la interpretación geofísica para mejorar la información del prospecto.

En el área de Kim-Tam se observó que el análisis del método muestra una justificación por el cual dos áreas con características similares en amplitud son distintas en cuanto a características físicas de la roca almacén. Con la distribución de valores se puede diferenciar la calidad de la roca, como: porosidad, permeabilidad, saturación de agua y contenido de arcillas. Con la evaluación de los registros de pozo se confirmó la presencia de cuerpos arenosos con oportunidad de contener fluidos así como conocer las propiedades físicas de la roca. Por otro lado, la respuesta sísmica confirmó la forma de la estructura geológica y las anomalías de amplitud como posibles indicadores de hidrocarburos.

El resultado del análisis de los horizontes con propiedades petrofísicas representa la distribución física de la roca almacén del campo KIM y el pozo Tam-1, dando como resultado una marcada diferencia entre las dos zonas analizadas, dentro del campo los pozos Kim-1 y Kim-4 son los que tienen mejor calidad de roca almacén, con buena porosidad, un espesor de poro impregnado de gas entre 3m a 3.5m, contenido de arcillas relativamente bajo (20 a 25%) y en el caso de la saturación de agua Kim-1 y Kim-2 resultó con valores altos de 50 a 55% en relación a los demás pozos del campo (30 a 40%). Los pozos Kim-2, Kim-3 y Kim-5 también manifestaron buena porosidad aunque el espesor poroso fue menor (1m a 1.5 m). En cuanto a la fracción de volumen de arcilla el pozo Kim-5 fue el más limpio (10%) y el resto de los pozos del campo mantuvieron un contenido entre 20 y 30% de volumen de arcilla.

En general la calidad de la roca fue buena para el campo KIM con tipo de rocas dos y tres, con excepción del pozo Kim-1 que mostró una excelente calidad de roca almacén de tipo uno. Por otro lado, el pozo Tam-1 observó una porosidad baja (menor a 5%) con espesores porosos alrededor de 10 cm. indicando una arenisca muy compacta de grano fino con gran contenido de arcillas (55 y 65%) y una saturación de agua mayor a 65%. Por lo tanto la calidad de la roca almacén es mala del tipo cuatro y cinco.

La distribución de las propiedades físicas sobre los horizontes sísmicos, permiten localizar zonas de interés con las mejores condiciones de la roca almacén y aumentar la probabilidad de éxito, así como descartar zonas que aparentan tener elementos para las acumulaciones de hidrocarburos sobre la sísmica.

### **Recomendaciones**

Los horizontes de propiedades petrofísicas están estrechamente influenciados por los atributos sísmicos. Es decir, la confiabilidad de estos horizontes está en función de la forma de las anomalías de amplitud como indicador directo de hidrocarburos. Como ejemplo se tiene la figura 5.36. en donde los valores de porosidad resaltan sobre el área de la anomalía del campo KIM y no por debajo de la estructura, dando la impresión que sólo existe buena porosidad sobre el área de la anomalía, lo que no es verdad, porque hacia la parte donde no hay anomalía, al sureste del campo KIM, el cuerpo de arenisca continúa casi con la misma calidad que en donde existe el yacimiento, lo que significa que este método es confiable sobre las zonas en donde la sísmica responde como indicador de hidrocarburos y permite solo enfatizar la zona con mayor probabilidad de contener hidrocarburos. Por otro lado, enmascara las zonas alrededor de la anomalía sísmica dando como resultado valores bajos de porosidad, esto no representa un problema porque sólo interesan las características físicas de la zona con acumulaciones de hidrocarburos.

El área de KIM se acuña sobre la discordancia del Mioceno Medio Temprano y el área de Tam pertenece a un cuerpo más antiguo por debajo de la misma discordancia, lo que significa que se trata de dos cuerpos distintos en cuanto a edad y al ambiente de depósito, por lo tanto este análisis solo marca una diferencia en el carácter sísmico con amplitudes semejantes para la distribución de valores petrofísicos y no toma en cuenta un estudio integral de sistema petrolero, sólo se basa en la información tomada para la justificación de las localizaciones.

En la zona de discordancia que esta bien definida entre el área KIM y Tam, se tiene una confiabilidad nula, por lo que no se toma en cuenta esta zona y sólo se muestra para dar una idea estructural de la discordancia entre las dos zonas estudiadas.

Los atributos sísmicos asociados a rasgos geológicos deben ser cuidadosamente seleccionados dependiendo de la característica que se quiera representar sobre el horizonte, en este caso el atributo que mejor caracterizó la zona fue el de polaridad aparente y el VRS.

El método utilizó las evaluaciones de pozos bien controlados y conocidos tanto de manera indirecta como directa, la sísmica 3D utilizada fue de alta resolución (25 m), por lo que el proceso fue controlado a lo largo del análisis para calibrar los resultados, se recomienda utilizar la nueva información de pozos perforados posteriormente a este análisis para seguir calibrado la distribución de propiedades sobre los horizontes.



## BIBLIOGRAFÍA

- Asquith George, Charles Gibson., 1997, *BASIC WELLLOG ANALYSIS FOR GEOLOGISTS*, USA, Tulsa. APGG Methods in exploration series, No. 3, p. 216.
- Philip S. Schultz. Shuki Ronen. Masamz Hattori. Pascal Mantran. Chip Corbett, 1994, *SEISMIC-GUIDED ESTIMATION OF LOG PROPERTIES*, USA. Schlumberger, May - part 1: A data – driven interpretation methodology, pp. 305 - 311.
- Philip S. Schultz. Shuki Ronen. Masamz Hattori. Pascal Mantran. Chip Corbett, 1994, *SEISMIC-GUIDED ESTIMATION OF LOG PROPERTIES*, USA. Schlumberger, June - part 2: Using artificial neuronal networks for nonlinear attribute calibration, pp. 674 - 678.
- Philip S. Schultz. Shuki Ronen. Masamz Hattori. Pascal Mantran. Chip Corbett, 1994, *SEISMIC-GUIDED ESTIMATION OF LOG PROPERTIES*, USA. Schlumberger, July - part 3: A controlled study, pp. 770 - 776.
- Schlumberger., 1984, *EVALUACIONES DE FORMACIONES EN MEXICO*, México.
- Malcom Rider., 1992, *THE GEOLOGICAL INTERPRETATIO OF WELL LOGS*, USA, Tulsa, segunda edición, p. 280.
- Philip A. Schenewerk, Donald M. Pert, 1994, *THEORY, MEASUREMENT AND INTERPRETATION OF WELL LOGS*. USA, Luisiana, SPE textbook seres, p. 372.
- Schlumberger., 1999, *PETROPHYSICS, DISTANCE LEARNING MODULE*, USA.
- Arroyo Carrasco., 1996, *BASES TEORICAS E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE POZOS*, México ,UNAM, F.I., p. 527.
- Gary Gunter., 2003, *INTEGRATED PETROPHYSICS AND RESERVOIR CHARACTERIZATION ROCK TYPES, FLOR UNITS AND APPLIES CASE STUDIES*, Tulsa.
- PEMEX., 1995, *EL POZO EXPLORATORIO*, TALLER, México.
- Viro Consultoria Ltda., 1997, *INTERPRETACIÓN DE REGISTROS A AGUGERO DESCUBIERTO*. Rio de Janeiro.
- Jorge O. Parra, Michael Bennett, 2003, Gubert A. Collier, *PERMEABILITY AND POROSITY IMAGES BASED ON NMR, SONIC AND SEISMIC REFLECTIVITY: APPLICATION TOA CARBONATE AQUIFE*.USA, Texas, SEG, The leanding edge, vol. 22, No. 11, pp. 1102 – 1108.

- Gomez Rivero., 1996, *CURSO INTEGRAL DE INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE POZOS*. México, PEMEX, vol. 1, p. 176.
- Gomez Rivero., 1975, *REGISTROS DE POZOS*. México, PEMEX, vol. 1, p. 14-19.
- Core Lab Reservoir Optimization., 2001, *APPLICATION OF CORE DATA IN RESERVOIR DESCRIPTION AND EXPLOITATION BY CORE LABORATORIOS*. Dallas.
- PEMEX., 1988, *MANUAL DE ANALISIS Y DESCRIPCIÓN DE MUESTRAS Y DE ELABORACIÓN DEL REGISTRO COMPUESTO*. México, Poza Rica, Gerencia de operación geológica, p. III - 3
- Torres-Verdín., 2004, *CURSO (BASIC PETROPHYSICS)*. F.I. UNAM México .
- Jack Dvorkin, Amos Nur, Richard Uden, Turhan Taner. 2003. *ROCK PHYSICS OF A GAS HYDRATE RESERVORI*. USA, California, SEG, The leanding edge, vol. 22, No. 9, pp. 842 – 847.
- Schlumberger., 2002, *OILFIELD REVIEW*, USA, verano Sugar Land, pp. 1- 49.
- Schlumberger., 2001, *OILFIELD REVIEW*, USA, primavera Sugar Land, pp. 1 - 65.
- Schlumberger., 2001, *OILFIELD REVIEW*, USA, invierno Sugar Land, pp. 1 - 63.
- Schlumberger., 2001, *OILFIELD REVIEW*, USA, verano Sugar Land, pp. 1 – 25.
- Schlumberger., 2001/2002, *OILFIELD REVIEW*, USA, invierno Sugar Land, pp. 1- 43.
- PEMEX., 2005., *CONTROL DE CALIDAD EN LA ADQUISICIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS*. Veracruz.
- Halliburton, 2005., *CONTROL DE CALIDAD Y CALIBRACIÓN DE HERRAMIENTAS PARA REGISTROS GEOFÍSICO*. Veracruz.
- Schlumberger., 1995, *LOG INTERPRETATION CHARTS*, USA. Houston, p.
- Thorne Lay., 1995, *MODERN GLOBAL SEISMOLOGY*, USA, San Diego, ACADEMIA PRESS, pp. 47 – 70.
- Schlumberger., 1972, *INTERPRETACIÓN DE PERFILES*, USA. N.Y., vol. 1 – fundamento, p. 154.

**Software:**

Landmark

- OpenWord. Aplicaciones: SeisWorws 3D, SynTool. Geoprube, Open Vision.

Geonet

- GeoFrame. Aplicaciones: Charisma, LPM, IP.

**Sitios en la red consultados:**

<http://www.spwla.org/>

<http://www.glossary.oilfield.slb.com>

<http://ptro1.tripod.com/chemistry/id9.html>

<http://www.ilustrados.com>

<http://www.visionlearning.com/library/module>

[theo.fens@cgey.nl](mailto:theo.fens@cgey.nl)

<http://www.inlab.com>.

[www.kgs.ukans.edu/Dakota/vol1/water/water1.htm](http://www.kgs.ukans.edu/Dakota/vol1/water/water1.htm)

<http://www.scaweb.org>

<http://www.corelab.com>