

**CONSTRUCCIÓN DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA  
CARACTERIZACIÓN PETROFISICA DE YACIMIENTOS MEDIANTE EL  
ANÁLISIS DE REGISTROS E INTEGRACIÓN CON DATOS DE PRUEBAS DE  
LABORATORIO**

**DIEGO ANDRES CASTELLANOS SANTAMARIA**

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

**2009**

**CONSTRUCCIÓN DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA  
CARACTERIZACIÓN PETROFISICA DE YACIMIENTOS MEDIANTE EL  
ANÁLISIS DE REGISTROS E INTEGRACIÓN CON DATOS DE PRUEBAS DE  
LABORATORIO**

**DIEGO ANDRES CASTELLANOS SANTAMARIA**

**Proyecto de grado para optar al título  
de Ingeniero de Petróleos**

**M. Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**

**DIRECTOR**

**ING. NELSON ENRIQUE LEON MARTINEZ**

**CO-DIRECTOR**

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

**2009**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecimiento a los ingenieros **Samuel Muñoz y Diana Mercado**. Por su confianza y colaboración durante el desarrollo del proyecto.

Al ingeniero **Nelson León** por su gran ayuda y comprensión en el desarrollo de esta herramienta.

Al GRM por permitirme desarrollar mi proyecto de la mano de su apoyo.

Al ingeniero **Elkin Santafe** por todo lo que me enseñó y por su apoyo incondicional durante mi carrera.

## DEDICATORIA

A mis Padres y hermanos, eje central de mi vida.

A Diana, motor de mis sueños.

A mis Abuelitos, los mejores profesores que he tenido.

A mis amigos Rubén, Giovanni, Cinar, Fabián, Cesar, Alquichire, Cristancho, Jonatan y Ricardo por todas las alegrías compartidas.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
<b>1. CONCEPTOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN DE FORMACIONES.....</b>	<b>3</b>
1.1. Introducción.....	3
1.2. Objetivos de la evaluación de formaciones.....	4
1.3. Mud Logging.....	6
1.3.1. Medida de la concentración de gas.....	8
1.3.2. Cromatografía.....	9
1.3.3. Inspección visual.....	9
1.4. Medir mientras se perfora o MWD / LWD.....	10
1.4.1. Definición.....	10
1.4.2. Beneficios.....	11
1.5. Corazonamiento.....	12
1.5.1. Definición.....	12
1.5.2. El propósito del corazonamiento.....	14
1.6. Pruebas de pozo.....	15
1.6.1. Pruebas de pozo con guaya eléctrica.....	16
1.6.2. Pruebas de pozo con tubería de perforación.....	21
1.7. Registros en hueco abierto.....	26
1.8. Propiedades fundamentales de las formaciones.....	28
1.8.1. Composición química y mineralogía de las formaciones.....	28
1.8.2. Porosidad.....	32
1.8.3. Permeabilidad.....	37
1.8.4. Relaciones entre Porosidad y Permeabilidad.....	42
1.8.5. Permeabilidad relativa.....	44
1.8.6. Saturación de fluidos.....	45
1.8.7. Mojabilidad.....	46
1.8.8. Presión capilar.....	48
1.8.9. Gradiente de presión.....	50
1.8.10. Gradiente geotérmico.....	51
1.9. Propiedades eléctricas de las formaciones.....	52
1.10. Relaciones de Archie.....	56
1.10.1. Factor de formación.....	56
1.10.2. Correlación entre el factor de formación y la saturación de agua.....	57
1.10. Arcillosidad.....	58
1.11. Heterogeneidad y anisotropía.....	60
1.12. Unidades de flujo.....	62
<b>2. REGISTROS DE POZO.....</b>	<b>64</b>
2.1. Conceptos básicos.....	64
2.1.1. Exploración con registros.....	64
2.1.2. Clasificación de los registros.....	65
2.1.3. Formatos de presentación de los registros.....	66
2.1.4. Lodos de perforación.....	67

2.1.5.	Perfiles de invasión .....	68
2.2.	Registro Caliper .....	74
2.2.1.	Introducción .....	74
2.2.2.	Presentación del registro .....	74
2.2.3.	Interpretación del registro Caliper .....	75
2.2.4.	Uso del Registro Caliper .....	75
2.3.	Gamma Ray .....	77
2.3.1.	Introducción .....	77
2.3.2.	Principio de funcionamiento.....	79
2.3.3.	Equipo .....	79
2.3.4.	Velocidad de corrida del registro .....	80
2.3.5.	Factores que afectan la medida.....	81
2.3.6.	Aplicaciones del registro .....	82
2.4.	Registro Gamma Ray espectral.....	85
2.4.1.	Principios de la medida .....	86
2.4.2.	Calibración.....	86
2.4.3.	Presentación del registro .....	87
2.4.4.	Efectos del tipo de lodo .....	88
2.4.5.	Aplicaciones del SGR.....	88
2.5.	Registro de potencial espontaneo SP.....	91
2.5.1.	Introducción .....	91
2.5.2.	Principio de la medida .....	92
2.5.3.	Equipo .....	94
2.5.4.	Presentación del registro .....	95
2.5.5.	Aplicaciones del registro SP.....	96
2.6.	Registros acústicos .....	98
2.6.1.	Introducción.....	98
2.6.2.	Principio físico.....	99
2.6.3.	Equipo .....	101
2.6.4.	Presentación del registro .....	102
2.6.5.	Radio de investigación .....	102
2.6.6.	Calculo de la porosidad.....	104
2.6.7.	Factores que afectan la medida del registro.....	104
2.7.	Registro de densidad de la formación .....	106
2.7.1.	Introducción .....	106
2.7.2.	Principios físicos.....	107
2.7.3.	Equipo .....	108
2.7.4.	Presentación del registro .....	109
2.7.5.	Radio de investigación.....	111
2.7.6.	Resolución vertical.....	111
2.7.7.	Factores que afectan la medida.....	112
2.7.8.	Usos del registro de densidad de la formación .....	112
2.8.	Registro de lito-densidad .....	115
2.8.1.	Introducción.....	115

2.8.2.	Principios físicos .....	116
2.8.3.	Equipo .....	118
2.8.4.	Presentación del registro .....	119
2.8.5.	Radio de investigación .....	119
2.8.6.	Factores que afectan la medida.....	120
2.8.7.	Usos del registro PEF .....	121
2.9.	Registro Neutrón .....	123
2.9.1.	Introducción .....	123
2.9.2.	Principio físico.....	124
2.9.3.	Equipo .....	127
2.9.4.	Presentación del registro .....	128
2.9.5.	Radio de investigación .....	128
2.9.6.	Factores que afectan el registro .....	129
2.9.7.	Usos del registro neutrón .....	132
2.10.	Registro de resistividad .....	134
2.10.1.	¿Qué son y que miden? .....	134
2.10.2.	Principio de la medida .....	135
2.10.3.	Clasificación de los registros resistivos .....	136
2.10.4.	Registros convencionales .....	137
2.10.5.	Registros enfocados .....	143
2.10.6.	Registros de inducción .....	150
2.10.7.	Registros de espaciamento corto .....	155
2.10.8.	Radio de investigación de las herramientas resistivas .....	160
2.10.9.	Aplicaciones de los registros resistivos .....	160
2.11.	Registro de resonancia magnética NMR.....	163
2.11.1.	Principio de funcionamiento.....	163
2.11.2.	Aspectos de las formaciones que afectan la medida .....	164
2.11.3.	Aplicaciones del registro .....	164
2.12.	Registros de imágenes.....	166
2.12.1.	Registro FMI.....	167
2.12.2.	Registro UBI.....	168
2.12.3.	Presentación del registro .....	168
2.12.4.	Aplicaciones de los registros de imágenes .....	169
2.13.	Control de calidad de los registros .....	170
2.13.1.	Controles durante el registro .....	170
2.13.2.	Escalas y velocidades optimas para cada registro.....	171
2.14.	Selección de los registros .....	173
2.14.1.	Selección de las herramientas .....	175
2.14.2.	Tipos de lodo para condiciones conocidas .....	177
2.15.	Aspectos operacionales de los registros de pozo.....	178
<b>3.</b>	<b>INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA A NIVEL DE LABORATORIO .....</b>	<b>180</b>
3.1.	Introducción .....	180
3.2.	Limpieza y determinación de saturación de fluidos de las muestras.....	183
3.2.1.	Definiciones .....	183

3.2.2.	Métodos de medida.....	184
3.2.3.	Resumen de los Métodos .....	186
3.2.4.	Procedimiento del método de la destilación Dean – Stark.....	188
3.3.	Medición porosidad en corazones .....	189
3.3.1.	Introducción .....	189
3.3.2.	Medición del volumen físico.....	189
3.3.3.	Medición del volumen poroso.....	190
3.3.4.	Medición del volumen granular .....	192
3.4.	Resistividad y parámetros petrofísicos básicos .....	193
3.5.	Determinación de la presión capilar y sus aplicaciones. ....	195
3.5.1.	Escenarios en el yacimiento.....	195
3.5.2.	Implicaciones de la presión capilar en los yacimientos. ....	196
3.5.3.	Presión de desplazamiento.....	197
3.5.4.	Pruebas de laboratorio para hallar la presión capilar.....	199
3.6.	Determinación de la permeabilidad absoluta.....	203
3.6.1.	Introducción.....	203
3.6.2.	Medición de la permeabilidad absoluta usando líquidos.....	204
3.6.3.	Medición de la permeabilidad absoluta usando líquidos .....	205
3.6.4.	Efecto del la presión de overburden.....	207
3.6.5.	Anisotropía de la permeabilidad .....	208
3.7.	Pruebas de radioactividad natural en corazones.....	208
<b>4.</b>	<b>METODOLOGIA PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA .....</b>	<b>210</b>
4.1.	Introducción .....	210
4.2.	Estructura de la metodología.....	212
4.3.	Adquisición de datos.....	212
4.3.1.	Pozos exploratorios.....	215
4.3.2.	Pozos de desarrollo .....	215
4.3.3.	Pozos Infill .....	215
4.4.	Edición de los registros .....	215
4.4.1.	Correcciones por control de calidad.....	216
4.4.2.	Correcciones ambientales .....	223
4.5.	Normalización de datos.....	228
4.6.	Selección de las zonas de interés .....	231
4.7.	Determinación de la litología .....	235
4.7.1.	Crossplots.....	236
4.7.2.	Crossplot de registros de porosidad.....	237
4.7.3.	Grafica M-N .....	239
4.7.4.	Grafica MID .....	241
4.7.5.	Combinaciones con el potencial fotoeléctrico.....	242
4.8.	Determinación de la arcillosidad .....	245
4.8.1.	Indicadores de arcillosidad independientes .....	246
4.8.2.	Crossplot Neutron-Densidad- Gamma ray.....	248
4.8.3.	Otros indicadores de arcillosidad.....	250
4.8.4.	Unificación de criterios .....	250

4.9.	Cálculo de la porosidad efectiva .....	252
4.9.1.	Métodos no combinados para el cálculo de la porosidad.....	252
4.9.2.	Crossplot Neutron-Densidad .....	254
4.9.3.	Recomendaciones para el cálculo de la porosidad efectiva. ....	255
4.10.	Determinación de parámetros de resistividad .....	257
4.10.1.	Interpretación de los perfiles de resistividad.....	257
4.10.2.	Determinación de la resistividad del agua de formación .....	259
4.11.	Determinación de la saturación.....	263
4.11.1.	Ecuación de Archie .....	263
4.11.2.	Método de la relación de resistividades.....	263
4.11.3.	Modificaciones a la ecuación de Archie.....	264
4.11.4.	Ecuación Waxman Smits and Thomas.....	264
4.11.5.	Integración de datos de laboratorio.....	265
4.11.6.	Saturación de hidrocarburos .....	266
4.12.	Ubicación de contactos .....	267
4.12.1.	Gradientes de presión .....	267
4.12.2.	Registros de resistividad .....	268
4.13.	Estimación de la permeabilidad .....	268
4.13.1.	Formulación de Timur.....	269
4.13.2.	Método de Tixier.....	270
4.13.3.	Otras formulaciones para la estimación de la permeabilidad .....	271
4.13.4.	Recomendaciones para la integración de la información .....	271
4.14.	Determinación de la productividad por medio de cut-off.....	273
4.15.	Forevah, una herramienta de ayuda en la interpretación petrofísica.	274
4.15.1.	Descripción.....	274
4.15.2.	Ventajas .....	275
4.15.3.	Resultados.....	277
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>279</b>
5.1.	Conclusiones.....	279
5.2.	Recomendaciones.....	280
<b>6.</b>	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS .....</b>	<b>283</b>
	<b>ANEXO A. MANUAL DE USUARIO FOREVAH.....</b>	<b>286</b>
	<b>ANEXO B. TABLA DE PARAMETROS RECOMENDADOS .....</b>	<b>315</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Esquema de recolección y presentación de datos de registros de lodo ....	7
Figura 2 Brocas corazonadotas y ejemplo de un corazón. ....	13
Figura 3 Probadores de formaciones.....	16
Figura 4 Equipo MDT.....	17
Figura 5 Resistividad leída por el MDT.....	18
Figura 6 Cámaras de muestreo .....	18
Figura 7 Esquema de los identificadores e fluido en el contacto. ....	19
Figura 8 Posibles resultados del Pre-Test. ....	20
Figura 9 Diagrama de las secuencias de flujo en una prueba DST.....	23
Figura 10 Registro de presión típico en una prueba de pozo DST.....	24
Figura 11 Ejemplo de prueba en formación con permeabilidad promedio. ....	25
Figura 12 Ejemplo de prueba en formación con caída de presión.....	25
Figura 13 Ejemplo de prueba en formación con daño. ....	26
Figura 14 Ejemplo de prueba en formación de alta permeabilidad.....	26
Figura 15 Esquema de la interdependencia de los métodos de evaluación. ....	27
Figura 16 Caolinita .....	30
Figura 17 Illita .....	31
Figura 18 Esmeclita .....	32
Figura 19 Factores que afectan la porosidad. ....	35
Figura 20 Efecto de la presencia de material cementante arcilloso sobre la permeabilidad y porosidad.....	39
Figura 21 Efecto de la forma y tamaño de grano en la permeabilidad.....	41
Figura 22 Gráficas típicas de Permeabilidad vs porosidad .....	42
Figura 23 Relaciones típicas de porosidad y permeabilidad.....	43
Figura 24 Relaciones típicas de porosidad y permeabilidad.....	44
Figura 25 Mojabilidad .....	47
Figura 26 Ángulos de contacto par diferentes mojabilidades. ....	47

Figura 27 Presión capilar en un tubo .....	50
Figura 28 Gradientes de presión .....	51
Figura 29 Esquemas representativos de los modelos de resistividad.....	54
Figura 30 Modelo de resistividad en paralelo.....	56
Figura 31 Arcilla laminada .....	59
Figura 32 Arcilla estructural .....	59
Figura 33 Arcilla dispersa.....	60
Figura 34 Diagramas de heterogeneidad y anisotropía.....	61
Figura 35 Ejemplo de un registro en un formato estándar .....	67
Figura 36 Esquema del ambiente de fondo y las zonas de invasión.....	69
Figura 37 Efecto del tiempo y la permeabilidad sobre la profundidad de invasión de los lodos base agua.....	71
Figura 38 Perfiles de invasión para lodos base agua .....	72
Figura 39 Perfiles de invasión base aceite .....	72
Figura 40 Segregación de fluidos .....	73
Figura 41 Herramienta Caliper de dos brazos.....	74
Figura 42 Registro Caliper .....	75
Figura 43 Respuesta típica del Registro Caliper para varias litologías.....	76
Figura 44 Ejemplo del registro Gamma Ray.....	79
Figura 45 Fotografía de la herramienta .....	80
Figura 46 Vsh vs IGR para cada correlación.....	84
Figura 47 Ejemplo de la presentación de un registro SGR .....	87
Figura 48 Principio físico de la generación del potencial espontáneo SP .....	92
Figura 49 Electrodo SP .....	95
Figura 50 Presentación del registro SP .....	96
Figura 51 Registro ideal de SP .....	97
Figura 52 Herramientas del registro Sónico .....	101
Figura 53 Presentación registro Sónico.....	103
Figura 54 Esquema de la herramienta de densidad de la formación.....	109
Figura 55 Presentación del registro de densidad. ....	110

Figura 56 Distribución de los rayos gamma despues de la emisión.....	117
Figura 57 Ejemplo del registro PEF .....	120
Figura 58 Registro PEF en litologías conocidas .....	122
Figura 59 Ejemplo de la presentación de un registro neutrón .....	128
Figura 60 Registro Neutrón en litologías conocidas.....	133
Figura 61 Modelo de elemento resistivo.....	135
Figura 62 Esquema de un electrodo puntual emitiendo una corriente en una formación.....	136
Figura 63. Esquema del dispositivo normal.....	138
Figura 64. Esquema del dispositivo Lateral Normal .....	140
Figura 65. Dispositivo normal en formaciones más resistivas.....	141
Figura 66 Dispositivo normal en formaciones menos resistivas.....	141
Figura 67 Dispositivo lateral en formaciones más resistivas y menos resistivas.	143
Figura 68 Principio de enfoque.....	144
Figura 69 Comparación de la respuesta de las herramientas convencionales con la herramienta LL7.....	145
Figura 70 Dual Latero Log DLL.....	147
Figura 71 Efecto Delaware.....	149
Figura 72 Presentación de registros enfocados pozo colorado 36.....	150
Figura 73 Principio de la medida del registro de inducción.....	152
Figura 74. Presentación registro de inducción.....	153
Figura 75 Presentación de los registros AIT.....	155
Figura 76 Esquema herramienta de espaciamiento corto.....	156
Figura 77 Esquema herramienta micro esférica enfocada.....	158
Figura 78 Esquema del patín de la herramienta micro enfocada.....	158
Figura 79 Ejemplo de determinación de zonas de hidrocarburos.....	161
Figura 80 Ejemplo de determinación de contactos.....	162
Figura 81 Ejemplo de estimación cualitativa de la porosidad y de la permeabilidad .....	162
Figura 82. Pozo de aceite liviano con datos de NMR .....	166

Figura 83 Pozo de aceite pesado con datos de NMR.....	167
Figura 84 Herramienta de registro FMI.....	168
Figura 85 Herramienta de registro UBI.....	169
Figura 86 Presentación del registro FMI .....	169
Figura 87 Carta para la selección de herramienta de resistividad.....	176
Figura 88 Equipo de registro de pozos.....	178
Figura 89 Diagrama esquemático de los aparatos Soxhlet y Dean – Stark.....	185
Figura 90 Diagrama de Aparato de Destilación al Vacío.....	186
Figura 91 Porosímetro de Helio .....	190
Figura 92 Dispositivo de desplazamiento con mercurio .....	192
Figura 93 Presión capilar en un sistema gas-agua .....	195
Figura 94 Incremento de la capilaridad y la presión capilar.....	197
Figura 95 Estimación de la saturación de agua con datos de presión capilar.....	199
Figura 96 Dispositivo de plato poroso para la medición de la presión capilar.....	200
Figura 97 Curva de presión capilar obtenida con el método del plato poroso.....	201
Figura 98 Arreglo para la prueba de la centrifuga.....	202
Figura 99 Medidor de permeabilidad con flujo de gas.....	206
Figura 100 Extrapolación de los datos obtenidos en la medición con el sistema de gas.....	207
Figura 101 Posibles muestras de corazones.....	208
Figura 102 Detector de rayos gamma de superficie.....	209
Figura 103 Flujo de trabajo de la evaluación petrofísica .....	213
Figura 104 Sub- diagrama de flujo de la adquisición de datos.....	214
Figura 105 Sub- diagrama de flujo de la Edición de registros.....	216
Figura 106 Marcas de tiempo en los registros .....	218
Figura 107 Corrección de profundidad entre registros.....	220
Figura 108 Grafica de corrección por efectos del tamaño de pozo para el registro Latero enfocado Dual.....	224
Figura 109 Ejemplo de corrección de línea base del registro SP por medio de <i>FOREVAH</i> .....	227

Figura 110 Ejemplo de normalización de registros por medio de <i>FOREVAH</i> .....	228
Figura 111 Ejemplo de diferencias de escalamiento.....	229
Figura 112 Sub diagrama de flujo para la normalización. ....	230
Figura 113 Ejemplo de determinación de zonas de interés en un set de registros. .....	234
Figura 114 Sub diagrama de flujo para la selección de las zonas de interés. ....	234
Figura 115 Ejemplo de graficas tipo crossplot en registros de pozo .....	236
Figura 116 Determinación de la litología a partir de un crossplot densidad – Neutron .....	238
Figura 117 Ejemplo de la determinación de la litología por medio de la grafica M-N .....	240
Figura 118 Ejemplo de la determinación de la litología por medio de la grafica MID .....	242
Figura 119 Grafica Densidad vs PEF como identificador de litología. ....	243
Figura 120 Potasio (%) vs PEF como identificador de litología.....	243
Figura 121 Sub diagrama de flujo para la selección de las zonas de interés. ....	244
Figura 122 Determinación de la arcillosidad por medio del grafico cruzado de Densidad- Neutron – Gamma ray.....	248
Figura 123 Sub diagrama de flujo para determinación de la arcillosidad .....	251
Figura 124 Sub- diagrama de flujo del cálculo de la porosidad.....	256
Figura 125 Interpretación del proceso de invasión.....	258
Figura 126 Ejemplo de interpretación de las curvas de resistividad.....	259
Figura 127 Grafica Pickett para la determinación del RW.....	261
Figura 128 Sub- diagrama de flujo del cálculo de los parámetros de resistividad. .....	262
Figura 129 Sub- diagrama de flujo del cálculo de la saturación de agua .....	267
Figura 130 Determinación de contactos por medio de registros de resistividad y gradientes de presión .....	268
Figura 131 Determinación del intervalo neto productor.....	274

Figura 132 Sub- diagrama de flujo para la determinación de los intervalos productores. ....	275
Figura 133 Grafica integral de resultados de la herramienta <i>FOREVAH</i> .....	277
Figura 134 Grafica de los resultados de la interpretación básica en el programa “Interactive Petrophysics”. ....	278

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Principales fuentes de información para la evaluación de formaciones .....	4
Tabla 2 Comparación de las técnicas de evaluación de formaciones.....	5
Tabla 3 Gravedad del aceite y su fluorescencia. ....	10
Tabla 4 Objetivos del corazonamiento según su enfoque.....	15
Tabla 5 Ángulos de contacto para diferentes mojabilidades.....	47
Tabla 6 Factores que influyen la medida del Caliper .....	77
Tabla 7 Valores de $\Delta t_{ma}$ y $\Delta t_{fl}$ para la ecuación de porosidad .....	103
Tabla 8 Valores de densidad de grano para minerales conocidos. ....	114
Tabla 9 Valores de Pe y U para minerales conocidos .....	119
Tabla 10 Índice de hidrógenos para minerales conocidos. ....	126
Tabla 11 Radios de investigación de las herramientas resistivas.....	160
Tabla 12 Contribución a la distribución de T2 según la mojabilidad y la viscosidad del fluido.....	165
Tabla 13 Registros recomendados para ambientes determinados. ....	177
Tabla 14 Mediciones del análisis de corazones.....	181
Tabla 15 Análisis especiales de corazones. ....	182
Tabla 16 Modificaciones de la ecuación de Archie para cálculos de saturación de agua en formaciones con arcilla. ....	265

## RESUMEN

**TITULO:**

CONSTRUCCIÓN DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFISICA DE YACIMIENTOS MEDIANTE EL ANALISIS DE REGISTROS E INTEGRACION CON DATOS DE PRUEBAS DE LABORATORIO.

**AUTOR:**

DIEGO ANDRES CASTELLANOS SANTAMARIA \*\*

**PALABRAS CLAVE:**

Interpretación de registros de hueco abierto, evaluación de formaciones, pruebas a corazones, integración de datos. FOREVAH

**DESCRIPCIÓN.**

La evaluación de las formaciones es uno de los aspectos más importantes en la viabilidad de un proyecto de explotación de los hidrocarburos, ya que el resultado de ésta es el conocimiento de las propiedades del yacimiento y en últimas de la cantidad de los hidrocarburos que hay en el yacimiento. Estos resultados nos sirven para diseñar las mejores estrategias para el desarrollo del yacimiento.

La evaluación de las formaciones se puede hacer por medio del análisis de pruebas a corazones, la interpretación de registros de pozo y de pruebas de presión. Para obtener resultados más confiables se busca siempre una integración de todas las anteriores. Estos análisis exigen el manejo de una gran cantidad de datos y diversas formulaciones matemáticas para cada una de las propiedades a encontrar, así como también requieren de la visualización de tablas, mapas y esquemas de los resultados para poder tomar decisiones y hacer la evaluación de manera eficaz.

Este proyecto consiste en la construcción de una herramienta software que facilita la evaluación petrofísica de un yacimiento a partir de diferentes formulaciones matemáticas y la implementación de una metodología que permite la integración de la interpretación de registros con datos de pruebas de laboratorio.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Director Ms.c.Samuel F. Muñoz N. Codirector Ing. Nelson León N.

## ABSTRACT

**TITLE:**

CONSTRUCTION OF A COMPUTING TOOL FOR RESERVOIR PETROPHYSICS CHARACTERIZATION BY MEANS OF THE LOG ANALYSIS AND INTEGRATION WITH LABORATORY TEST DATA\*.

**ATHORS:**

DIEGO ANDRES CASTELLANOS SANTAMARIA\*\*

**KEYWORDS:**

“Open-hole” log interpretation, formation evaluation, core lab test analysis, integration of data. FOREVAH

**DESCRIPTION:**

Formation evaluation is one of the most important aspects in the viability of a hydrocarbons exploitation project, given that the results are the knowledge of the reservoir properties and hydrocarbons quantity in place. These results are used to design the best strategies for the reservoir development.

This evaluation can be made using analysis of core test, the well logs interpretation and pressure tests analysis. An integration of all the practices above is always looking for obtaining more reliable results. These analyses demand the management of a great quantity of data and diverse mathematical formulations to find each property, in addition, they require the visualization of charts, maps and results schemes to be able to take a decision and make the formation evaluation in an effective way.

The purpose of this project is the construction of a software tool that makes easier the petrophysical evaluation of a reservoir. This evaluation is based on different mathematical formulations and on the implementation of a methodology that makes possible the integration of well log interpretation with core laboratory data.

---

\* Degree Project

\*\* Physical-Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Director Ms.c.Samuel F. Muñoz N. Codirector Ing. Nelson León N.

## INTRODUCCIÓN

Las propiedades petrofísicas tales como la saturación de agua, la porosidad y permeabilidad son difíciles de determinar en un yacimiento y su cálculo tiene un gran impacto en la proyección de reservas y de producción, y por ende en la economía del proyecto. La estimación precisa de la distribución espacial de las propiedades petrofísicas se ve reflejada en el éxito de cualquier estrategia de producción y de mejoramiento de la misma, tales como recobro mejorado o infill drilling. En el mismo sentido, conocer bien el yacimiento hace que se pueda seleccionar la mejor ubicación de los pozos y así obtener el mayor provecho con la mínima cantidad de pozos.

La dificultad de estimar las propiedades petrofísicas proviene del hecho de que estas pueden variar significativamente alrededor de todo el volumen del yacimiento y generalmente solo se tienen datos puntuales en algunos sectores, como los que comprenden aquellos pozos a los que se les han tomado un set de registros y algunos a los cuales se les ha hecho corazonamiento o aquellos a los que se les han realizado pruebas de presión.

La descripción petrofísica de un yacimiento se basa principalmente de la interpretación de registros y su calibración con resultados de pruebas realizadas sobre núcleos en laboratorio. Esta interpretación exige el procesamiento de gran cantidad de datos y requiere además de herramientas para la visualización de los registros. Para mejorar la interpretación se hace útil un análisis sistematizado, razón por la cual nace este proyecto, supliendo la necesidad de crear una herramienta software capaz de brindar ayuda en la interpretación petrofísica por medio de módulos que permitan hacer el cálculo de las propiedades petrofísicas y la integración con datos de laboratorio. Si bien ya existen herramientas

comerciales que suplen esta necesidad en cuanto a la interpretación de registros, no es fácil hacer la integración rápida de datos de laboratorio. Además estas herramientas tienen un costo que a nivel académico no se justifica pagar.

En el primer capítulo de este libro se describen los conceptos básicos de la evaluación de formaciones. En la segunda parte se estudian los registros de pozos, se describe qué son y en qué se basan sus mediciones, así como también se estudian sus limitantes. Después de esto, se hace una descripción de lo que se puede hacer en la caracterización petrofísica desde el punto de vista de las pruebas de laboratorio hechas a núcleos. En el cuarto capítulo se plantea una metodología para la evaluación de formaciones. En el mismo capítulo se mostraran los pasos que se deben seguir y cómo se interrelacionan los registros de pozos con los datos de corazones para hacer una interpretación petrofísica. Por último, se anexa manual de usuario que comprende la descripción de las características y funciones de la herramienta software que se construyó como soporte a la interpretación petrofísica.

# **1. CONCEPTOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN DE FORMACIONES**

## **1.1. Introducción**

La evaluación de formaciones generalmente puede definirse como el análisis que se debe hacer para determinar las propiedades físicas y químicas de las formaciones y los fluidos que ellos contienen. El objetivo de la evaluación de formaciones es brindar el conocimiento necesario para localizar y perforar la menor cantidad de pozos para producir la mayor cantidad de hidrocarburos posibles. La evaluación de formaciones es siempre una tarea multidisciplinaria, en ella deben participar los ingenieros de perforación, geólogos y petrofísicos.

Existen varias fuentes de información disponibles para los evaluadores de formaciones y se va incrementando en la medida en que pasa el tiempo de vida del proyecto. La tabla 1 muestra un resumen de los principales tipos de datos disponibles los cuales deben ser registrados y almacenados de manera organizada.

Con el fin de ubicar las técnicas que acompañan evaluación de formaciones desde una misma perspectiva, es importante considerar todo el problema de evaluación de formaciones en términos de un orden de magnitud. Si un metro es tomado como su unidad de medida, cada técnica de evaluación de formaciones podrá ser puesta en orden como se observa en la tabla 2. Estas técnicas de evaluación cubren por lo menos 12 órdenes de magnitud; igual de lejanos y distintos son los principios físicos empleados.

Los registros de pozo (de cable o en tiempo real de perforación) es una de las numerosas y diversas fuentes de datos, usada en la evaluación de la formación.

Sin embargo, debido a la determinación de profundidad exacta y medir cerca de la formación, los registros de pozo ocupan una posición importante en la evaluación de la formaciones. Los registros son una pequeña, pero muy importante, pieza del enigma de lo que realmente hay en el yacimiento. La decisión de abandonar o completar un pozo se toma a menudo basándose en la respuesta los registros, por esto se debe hacer una adquisición de calidad y un análisis apropiado.

**Tabla 1 Principales fuentes de información para la evaluación de formaciones**

<b>Fuente</b>	<b>Tipo de datos</b>
Perforación mud logging	Tasa de penetración de la broca. (ROP) Análisis de los cortes de perforación. Análisis del lodo de perforación. Muestras de gas aceite y agua. Ganancias o pérdidas de lodo
Registros con cable o MWD	Registros mecánicos: caliper Registros eléctricos: resistivos y SP Registros de radiación natural: gamma ray y espectral gamma ray Registros acústicos: Sonico Registros de presión y temperatura Registros de radiación artificial: Density Neutron Registro de imágenes: dipmeter entre otros Registros especiales :Registros de resonancia magnética NMR
Corazones	Litología Muestras de hidrocarburos Heterogeneidad y fracturamiento Porosidad Permeabilidad (klinkenberg y permeabilidad relativa) Mojabilidad y presión capilar Distribución de tamaño de poro y de grano
Registros de producción	Prueba de formaciones: RFT : DST Pruebas de producción Build up y pruebas de spiner

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

## 1.2. Objetivos de la evaluación de formaciones

El trabajo del petrofísico consiste en usar toda la información disponible para encontrar las propiedades físicas y químicas de las rocas y los fluidos que las saturan, con énfasis en la cantidad y distribución de los fluidos. El petrofísico usará los datos de los registros de pozos y datos de pruebas hechas a corazones

y ocasionalmente usará otras fuentes de información como los registros de producción, datos de perforación y del registro del lodo. Inicialmente su tarea será diferenciar entre la información correspondiente al yacimiento, aceite, gas y agua, estimar la porosidad de las formaciones y hacer una aproximación de la cantidad de hidrocarburos presentes en cada formación. Después de esto, tendrá que estimar qué tan fácil se podrán producir estos fluidos; además debe ser un apoyo en el diseño de la forma como se debe desarrollar el yacimiento.

**Tabla 2 Comparación de las técnicas de evaluación de formaciones**

Orden de magnitud	Técnica	Propósito
10e6 10e5 10e4	Imágenes de satélite, Estudios geológicos de las formaciones, datos sísmicos, gravimetrías y magnéticos	Definiendo estructura
10e3	Gravímetro de fondo.	Definiendo estructura localmente
10e2 10e1	Pruebas de formación o DST	Productividad
10e0 10e-1	Corazones de diámetro completo, Corazones laterales, registros convencionales y MWD	Valores de Porosidad, Permeabilidad y litología
10e-2	Registros de pozo micro enfocados	
10e-3 10e-4 10e-5 10e-6	Análisis de cortes de perforación, análisis de corazones y mineralogía por medio de rayos X	Contenido de HCs propiedades de la roca y estructuras micro porosas

Modificado de: Halliburton, Open hole log analysis and formation evaluation. 1991.

A continuación se enumeraran los objetivos de la evaluación de formaciones:

- Calibrar los datos sísmicos convencionales por lo cual se requiere conocer la relación tiempo-profundidad.
- Establecer la estratigrafía, las características estructurales y sedimentarias de las formaciones por las que pasa el pozo.

- Evaluar problemas relacionados con arenamiento, a partir de los conocimientos de los perfiles de presión.
- Conocer la productividad e inyectividad del pozo, si se piensa en aplicar estrategias de inyección de agua o cualquier otro tipo de método de recobro secundario o terciario.
- Determinar las entradas claves de un estudio económico, los cuales son: OOIP (Aceite original in situ), costo del desarrollo, la recuperabilidad, y basado en estos aspectos la viabilidad de producir el yacimiento.

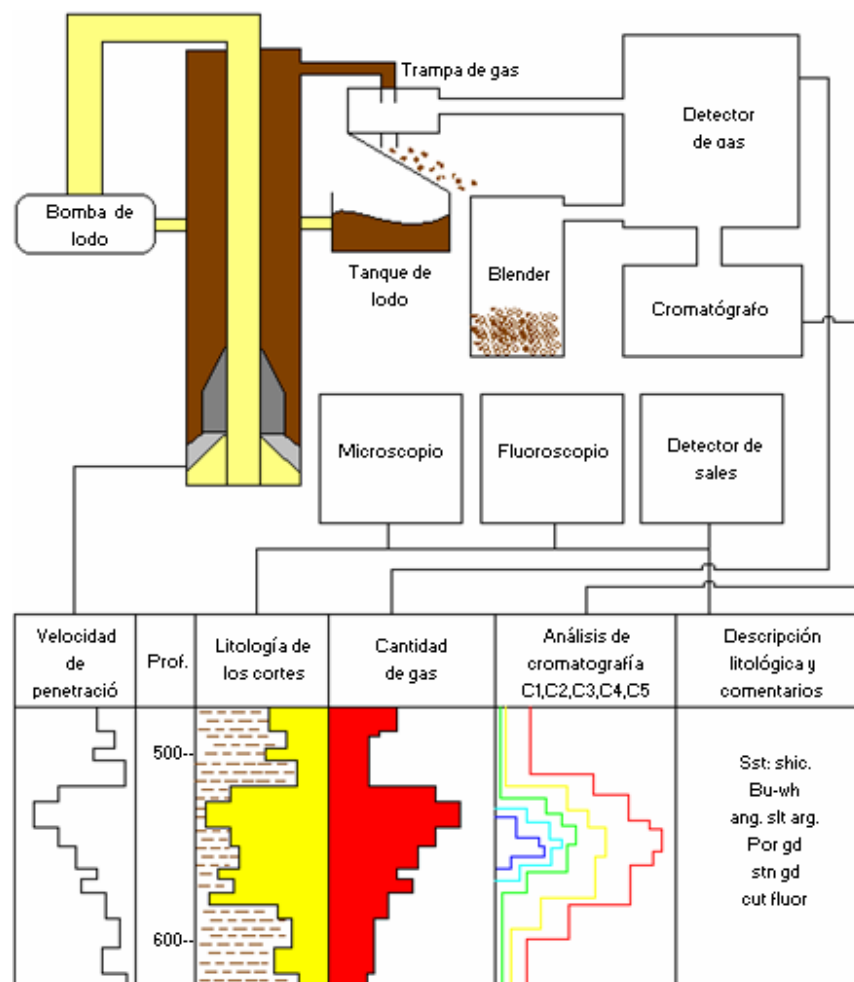
### **1.3. Mud Logging**

En el proceso de la perforación, la broca rompe la roca y los cortes son circulados a la superficie por medio del lodo o del fluido de perforación que se este utilizando. Si la roca contiene hidrocarburos, las trazas de aceite o gas llegaran hasta la superficie en el lodo y en los cortes de perforación. *Mud Logging* es el proceso en el cual el lodo, las trazas que contenga y los cortes de un pozo que está siendo perforado, son monitoreados continuamente por una variedad de sensores. El análisis de estas mediciones proporciona información acerca del tipo de roca y los fluidos que contienen. Los datos de esta interpretación son mostrados en registros de curvas en función de la profundidad. No todos los pozos son registrados de esta manera, los pozos de desarrollo, por ejemplo, son casi siempre registrados solamente por los registros de cable. Por el contrario, los exploratorios casi siempre son registrados por registros con cable y por registros de lodo. Lo que se destaca de los registros de lodo es la disponibilidad de una base casi continua de los cortes y fluidos de la formación que está siendo perforada, los cuales indican de forma inmediata el tipo de roca y la presencia de hidrocarburos; esto es muy útil por que permite predecir problemas en la perforación (como por ejemplo la sobrepresión) antes de que estos se conviertan en inmanejables. En la figura 1 se puede observar un esquema de toma y presentación de datos en el registro de lodos. Muchas de las mediciones que se hacen con el mud logging son de interés

solamente para los ingenieros de perforación. Estas pueden incluir el continuo monitoreo de:

- Las propiedades del lodo (peso, viscosidad, salinidad y temperatura).
- Peso en la broca, carga en el gancho, velocidad de bombeo.
- Niveles de los tanques.
- Presencia de H<sub>2</sub>S.

**Figura 1 Esquema de recolección y presentación de datos de registros de lodo**



Modificado de: Halliburton, Open hole log analysis and formation evaluation. 1991.

Las mediciones que le conciernen al analista de formaciones son:

- La tasa de penetración.
- Detección de gas en el lodo y su análisis cromatografico.
- Detección de gas en los cortes de perforación.
- Descripción de los cortes de perforación.

Con excepción de la tasa de penetración, todos estos datos tienen un tiempo de retraso, desde que se libera el corte en fondo hasta que llega a superficie. Estos tiempos de retraso pueden durar horas, por lo que se debe prestar atención en asociar las muestras con la respectiva profundidad. Cuando se quiere correlacionar un registro de lodo con uno de cable, se debe comparar la tasa penetración con respecto a los registros SP o Gamma Ray. Las fuentes de datos del monitoreo de lodo son: el gas extraído del lodo en la trampa de gas, los cortes obtenidos en el shale shaker, y el gas liberado por los cortes en el blender. Los tipos de mediciones incluyen: la concentración total de gas, tanto para los cortes como para el lodo, el análisis cromatográfico de gas, la inspección visual de los cortes por medio de la luz normal y la ultravioleta y el análisis de calcimetría para carbonatos.

### **1.3.1. Medida de la concentración de gas**

Esta medida se hace por medio de tres tipos de detectores: detector de alambre caliente, detector de ionización de flama o por medio de un Katharometro. Todos los tres reportan concentración total de gas en porcentaje o en ppm. El primero es un resistor el cual se mantiene a una temperatura a la cual cualquier hidrocarburo presente haría combustión, haciendo que su resistencia eléctrica aumente y ésta es monitoreada a través de un circuito. El segundo consiste en una cámara en la que se mantiene una llama de hidrogeno constante, por la cual se hace circular el gas que viene de los cortes y el lodo, en presencia de hidrocarburos el calor de la llama es suficiente para ionizarlos. Una pareja de electrodos en la cámara detectan estos iones, debido a que una pequeña corriente fluye a través del gas ionizado. El Katharometro responde a la conductividad térmica de la mezcla de

gas y el aire, es medida por medio un alambre de platino calentado pero es menos sensitivo que el segundo método.

### **1.3.2. Cromatografía**

Un cromatógrafo de lecho sólido es utilizado para hacer la cromatografía. El gas pasa a través de un sólido inerte en polvo. Los diferentes componentes del gas toman diferentes tiempos en viajar a través de la columna; cuando estos llegan al final pueden ser identificados por cualquiera de los detectores de gas ya mencionados. Los resultados de la cromatografía son reportados en un registro de ppm vs profundidad para cada uno de los componentes.

### **1.3.3. Inspección visual**

Los cortes son visualmente inspeccionados sobre una base regular para determinar la porosidad aproximada, la litología, la textura, la presencia de hidrocarburos y la composición química. Como este análisis toma aproximadamente 15 minutos, la frecuencia del reporte de resultados será una función de la tasa de penetración. Si la tasa de penetración es de 100 ft/hr la mejor frecuencia de reporte de resultados será cada 25 pies o 4 muestras por hora. En rocas duras donde la tasa de penetración cae, pueden ser tomadas 2 muestras por hora. Esta descripción debe tener cierta información y un orden como se presenta a continuación:

- Tipo de roca y su clasificación.
- Color.
- Textura, incluyendo el tamaño de grano redondez y el sorting.
- Información acerca de la matriz y el cemento.
- Presencia de fósiles.
- Estructuras sedimentarias.

- Porosidad y muestras de aceite.

La determinación de los hidrocarburos presentes en los cortes de perforación se hace a través, primero por el olor de la muestra, por medio de la inspección de ésta bajo la luz fluorescente y la adición de químicos. En la tabla 3 se puede observar el color de la fluorescencia de los diferentes tipos de hidrocarburos.

**Tabla 3 Gravedad del aceite y su fluorescencia.**

Gravedad API <sup>o</sup>	Color de la fluorescencia
Menos de 15	Marrón
15 a 25	Naranja
25 a 35	Crema o amarillo
35 a 45	blanco
mas de 45	Azul claro a violeta

Modificado de: Halliburton, Open hole log analysis and formation evaluation. 1991.

Por otro lado la calcimetría tiene que ver con la detección de carbonatos mediante reacción con HCl. Si la muestra es Caliza ( $\text{CaCO}_3$ ) o Dolomita ( $\text{CaMgCO}_3$ ) reaccionará con el HCl y se formará  $\text{CO}_2$ . La calcimetría mide la cantidad de  $\text{CO}_2$ . Como los tiempos de reacción entre la Dolomita y la caliza con HCl son distintos es posible distinguir las concentraciones relativas de estos carbonatos en la muestra.

#### **1.4. Medir mientras se perfora o MWD / LWD.**

##### **1.4.1. Definición**

**MWD** (*measurement while drilling*) es la medida de datos básicos de perforación como inclinación y tasa de penetración mientras se perfora.

**LWD** (*logging while drilling*) es la medida de características de roca tales como resistividad, radioactividad natural, etc. Es una medida análoga de las propiedades tomadas con los registros con cable, pero los datos son transmitidos mediante

dispositivos de radio comunicación de ancho de banda bajo a través de un lodo conductivo.

#### **1.4.2. Beneficios**

En cuanto al control direccional, los MWD dan ciertos beneficios mediante el uso de acelerómetros y magnetómetros, las mediciones MWD registran la ubicación de la broca de manera más precisa, esto reduce la severidad del “Dog leg”, reduce el tiempo de perforación debido a que hace más fácil la corrección de la trayectoria de un pozo. En cuanto a la evaluación de formaciones, los resultados de la interpretación de registros en tiempo real permiten tomar decisiones de manera rápida. Esta información puede ser adquirida antes de que las condiciones del pozo se deterioren o que aumente la invasión del filtrado de lodo. Este tipo de medida usualmente tiene mejor resolución vertical debido a las bajas velocidades de corrida sujetas a la ROP.

Los MWD también ayudan en la optimización y aseguramiento de la perforación, ya que la información dada mediante MWD permite mejorar la eficiencia y desempeño de la broca, por el conocimiento casi inmediato que se tiene de los cambios de formación. Este tipo de información permite mejorar la evaluación de las presiones de poro aumentando la capacidad de aseguramiento de la perforación y mejorando la toma de decisiones, como por ejemplo el peso del lodo el peso en la broca y el diseño del revestimiento. Estos equipos consisten básicamente de un sensor de fondo, una fuente de energía un sistema de transmisión de datos y un receptor en superficie. Estos sensores de fondo están en la capacidad de medir:

- El torque.
- Peso en la broca.
- Presión de fondo.

- Temperatura de fondo.
- Angulo de la herramienta.
- Radioactividad natural de la formación (Gamma Ray).
- Tiempo de transito del sonido (Registro sónico).
- Resistividad de la formación.
- Azimut y desviación vertical.

Las fuentes de generación de energía pueden ser de turbina, baterías o una fuente de poder en superficie. Los datos de las mediciones de resistividad y radioactividad natural, serán de mejor calidad con respecto a los obtenidos con cable, por que las mediciones no estarán perturbadas por efectos de filtración tan fuertes puesto que los datos son medidos al tiempo en el que se perfora. Otra razón es que por las características de los collares, los sensores van a estar más cerca de la formación reduciendo los efectos del pozo, como por ejemplo el efecto del lodo de perforación.

## **1.5. Corazonamiento**

A través del corazonamiento los ingenieros geólogos y petrofísicos tienen acceso a información del yacimiento que no puede ser adquirida de otra forma. Datos acerca de la litología, características de flujo, capacidad de almacenamiento y potencial de producción son algunos de los cuales se pueden obtener con un programa de corazonamiento exitoso, en este segmento se definirá qué es corazonamiento y los beneficios aportados por esta técnica a la evaluación de formaciones.

### **1.5.1. Definición**

Es el conjunto de procedimientos para extraer una muestra de la formación. El objetivo del corazonamiento es traer al laboratorio una muestra de la formación

junto con los fluidos contenidos en su espacio poroso en un estado inalterado y preservado para su análisis. Estos objetivos son difíciles de cumplir ya que el mismo procedimiento utilizado para extraer el núcleo hace que tanto las propiedades de la roca como las propiedades del fluido cambien. En la figura 2 se pueden observar el tipo de broca que se utiliza para el corazonamiento y un corazón.

**Figura 2 Brocas corazonadotas y ejemplo de un corazón.**



Fuente: Baker Hughes Inteq, Coring handbook 1999.

- **Corazonamiento de diámetro de pozo completo:** La muestra es recolectada por medio de un sistema de broca que se conecta internamente al barril de corazonamiento no rotativo y su diámetro varía entre  $1 \frac{3}{4}$  a  $4 \frac{1}{4}$  de pulgada.
- **Corazonamiento lateral:** Para disminuir la alteración de las muestras, se han desarrollado diferentes técnicas de corazonamiento, una de las cuales es el corazonamiento con cable eléctrico, que consiste en un dispositivo conectado y activado por medio de una guaya eléctrica, que es capaz de activar unas cargas explosivas posibilitan el disparo de unos cañones cilíndricos de acero los cuales almacenarán las muestras. Con este dispositivo, se pueden tomar hasta 20 muestras de este tipo, con unas dimensiones desde  $\frac{3}{4}$  de pulgada a  $1 \frac{1}{8}$  de pulgada de diámetro y de 0 a 2 pulgadas de longitud, aunque estas dimensiones dependen de varios factores, como la diferencia de presiones entre el pozo y las formaciones, la

cantidad y el desempeño de la carga utilizada para activar los cañones, ya que algunos de estos cañones se pueden perder en la formaciones, pues por las fuerzas soportadas se pueden romper. A estos tipos de corazones se les puede hacer análisis de laboratorio para determinar la porosidad, la permeabilidad y el contenido de hidrocarburos, sin embargo existen limitaciones en los datos que pueden ser obtenidos en el análisis de estos tipos de corazones. La primera es en cuanto a que las muestras tomadas han sido lavadas por el filtrado de lodo. La segunda es el hecho de que el disparo de los barriles en la formación puede alterar la porosidad y la permeabilidad de la muestra.

Existe otro mecanismo para la toma de corazones laterales que también es activado y corrido por medio de una guaya eléctrica, es el RSCT, que por sus siglas en ingles significa herramienta de corazonamiento lateral rotativa, en el cual, como su nombre lo indica, las muestras se obtienen por medio de una broca lateral hueca capaz de tomar hasta 30 muestras de 15/16 in de diámetro y 1 3 / 4 in de longitud. De esta forma cada corte se puede obtener en aproximadamente de 5 a 10 minutos. Este mecanismo trabaja mejor que las herramientas de disparo en formaciones consolidadas y causa un menor daño a la muestra.

### **1.5.2. El propósito del corazonamiento**

Los registros convencionales de pozo y la nueva generación de registros, como los de resonancia magnética que más adelante se estudia, juegan un importante rol en la identificación y caracterización de los yacimientos. Sin embargo, los corazones darán la información más precisa que puedan tener los geólogos e ingenieros, ya que de hecho esta información se requiere para calibrar los datos obtenidos de la interpretación de los registros convencionales. De acuerdo a la persona que este llevando a cabo el corazonamiento, los objetivos de éste pueden variar. La evaluación de los datos de los corazones cae en tres tipos de categorías:

*evaluación por geología, evaluación por completamiento y evaluación por ingeniería de yacimientos.* Cada una de estas evaluaciones suministrara diferentes tipos de información como se puede observar en la tabla 4. Si los corazones logran ser bien almacenados estos pueden ayudar en el desarrollo de los yacimientos mucho tiempo después de ser perforado el pozo.

**Tabla 4 Objetivos del corazonamiento según su enfoque**

<b>Evaluación geológica</b>	<b>Evaluación de completamiento</b>	<b>Evaluación de yacimientos</b>
Litología	Acidificación del pozo	Distribución de porosidad
Ambiente deposicional	Diseño del Tratamiento de fracturas	Distribución de permeabilidad
Mineralogía	Permeabilidad horizontal	Relaciones de Porosidad y permeabilidad
Edad de las formaciones	Permeabilidad vertical	Distribución de unidades de flujo
Secuencias geológicas	Potencial de daño a la formación	Heterogeneidad de la formación
Análisis de fracturas	Distribución del tamaño de grano	Contactos gas/aceite/agua
Diagénesis	Distribución y saturación de fluidos	Distribución y saturación de fluidos
Geoquímica	Distribución de porosidad	Datos de calibración para los registros
Paleomagnetismo	Distribución, cantidad y tipos de arcilla	Densidad de la matriz
Fluorescencia	Mineralogía	Velocidad acústica
		Mineralogía
		Propiedades eléctricas
		Respuesta de radioactividad natural
		Mojabilidad
		Permeabilidad relativa
		Presión capilar
		Compresibilidad del volumen poroso
		Compatibilidad roca fluido
		Propiedades mecánicas de la formación

Fuente: Baker Hughes Inteq, Coring handbook 1999.

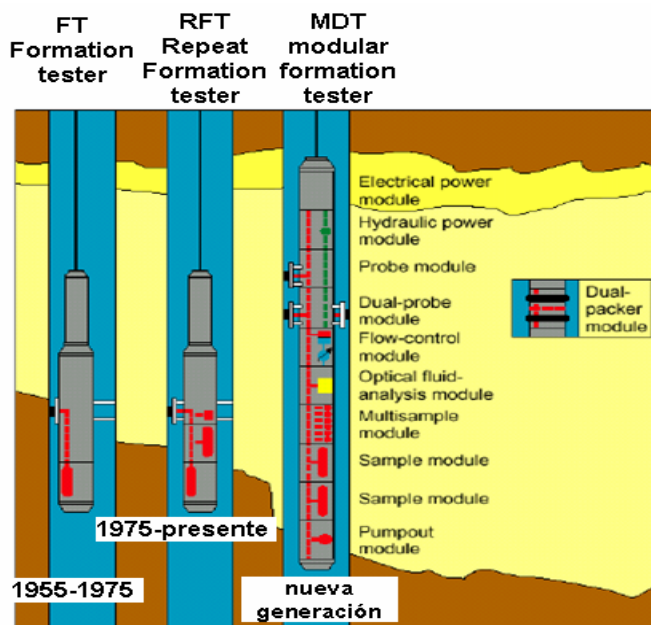
### **1.6. Pruebas de pozo**

Las pruebas de pozo son el conjunto de procedimientos que se deben hacer en fondo de pozo para hacer fluir las formaciones de interés, con el fin de recolectar muestras del fluido del yacimiento y medir las condiciones de flujo que se dan en la toma de la muestra. Estas pruebas de pozo se pueden llevar a cabo mediante la tubería de perforación o mediante probadores conectados a una guaya eléctrica. En este segmento, se explicarán las dos metodologías, sus ventajas desventajas.

### 1.6.1. Pruebas de pozo con guaya eléctrica

Los probadores dinámicos modulares (MDT) son quizá las herramientas más importantes para validar la permeabilidad. Las herramientas originales fueron las FT y los RIF, que simplemente empujan una sonda rodeada de un sello contra la pared del pozo y abren una válvula para el flujo de fluidos desde la formación. La muestra adquirida era llevada a superficie para verificar la presencia de hidrocarburos. Cada muestreo era una prueba de presión miniatura. Los medidores de presión eran dispositivos de tipo Amerada, pero estos han sido reemplazados por los actuales medidores de Cuarzo y los medidores digitales de presión. Con estos pueden medir presiones hasta de 0.01 psi. Los dispositivos modernos son los RFT Y MDT, la mejora en ellos es la capacidad para tomar varias muestras y hacer varias medidas de presión. En la figura 3 se muestra un esquema de tres tipos de probadores de formaciones FT, RFT y MDT.

**Figura 3 Probadores de formaciones**



Fuente: NEXT. "Integrated reservoir formation analysis: wireline formation testing" applied nmr for petrophysics" petrophysics course 2005.

Los fluidos de la formación entran a la herramienta mediante una activación eléctrica desde superficie del módulo hidráulico que hace el patín de sellos y que el pie de apoyo se expandan y queden junto a la pared del pozo al mismo tiempo en el que se abre la válvula de entrada. Ver figura 4.

**Figura 4 Equipo MDT**



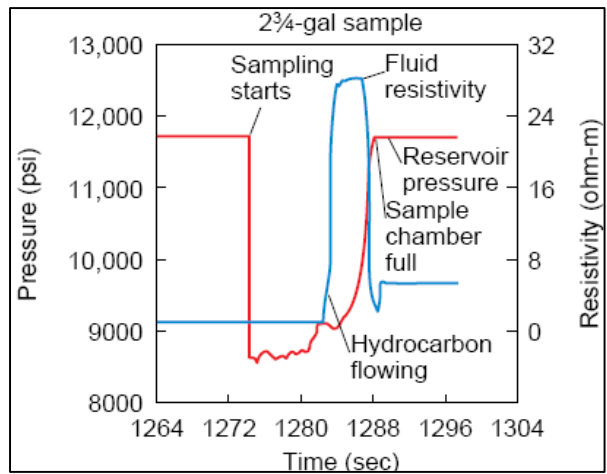
Fuente: PETROSKILLS "Pressure measurements for reservoir delineation" 1999.

El fluido pasa por un sensor de resistividad que ayuda a discriminar si el fluido está contaminado con lodo o es fluido puro de la formación. En la gráfica de la figura 5 se puede ver la variación de la resistividad en función del tiempo de muestreo. En la figura 5, se ve cuando empieza a fluir hidrocarburo dentro de la cámara por el ascenso en la medida de la resistividad. También se puede ver una caída de la resistividad cuando la cámara se ha llenado.

La presión es medida por dos sensores: uno de esfuerzo y otro de cuarzo. En el primero, la presión actúa directamente sobre el cristal de cuarzo, el cual ve alterada su frecuencia natural de oscilación; estos cambios en la frecuencia de oscilación son proporcionales a la presión del fluido. Simultáneamente, la temperatura también afecta la frecuencia del cristal, para compensar esto y

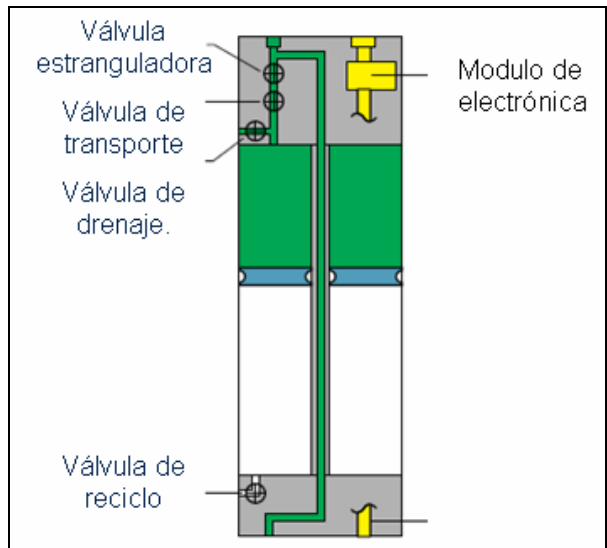
corregir los cambios asociados a la temperatura un segundo cristal dentro del medidor es expuesto a la temperatura del fluido pero no a la presión. La muestra de fluido es almacenada en una cámara como la que se muestra en la figura 6. Las cámaras estándar están disponibles en volúmenes de 1, 2 ¾ y 6 galones. Se pueden configurar herramientas hasta con 5 o 6 unidades de muestreo.

**Figura 5 Resistividad leída por el MDT**



Fuente: SCHLUMBERGER educational series, "MDT Modular formation Dynamics Tester" 1995

**Figura 6 Cámaras de muestreo**

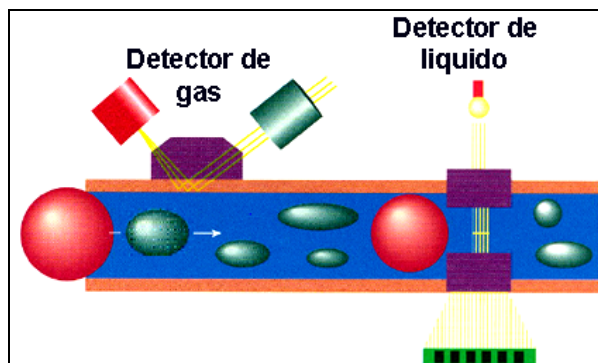


Fuente: SCHLUMBERGER educational series, "MDT Modular formation Dynamics Tester" 1995

La obtención de muestras de calidad para PVT de la formación requiere de un sistema para purgar el fluido no deseado de la muestra; las cámaras de desecho son una buena solución, pero este módulo quita la limitante en volumen, pues bombea de la formación directamente hacia la columna de lodo.

La herramienta MDT usa las técnicas de análisis óptico para identificar el fluido en la línea de flujo. La espectrometría de absorción óptica en el rango cercano infrarrojo diferencia aceite y agua y las medidas de reflexión a diferentes ángulos detecta el gas. Ver figura 7.

**Figura 7 Esquema de los identificadores e fluido en el contacto.**



Fuente: PETROSKILLS "Pressure measurements for reservoir delineation" 1999.

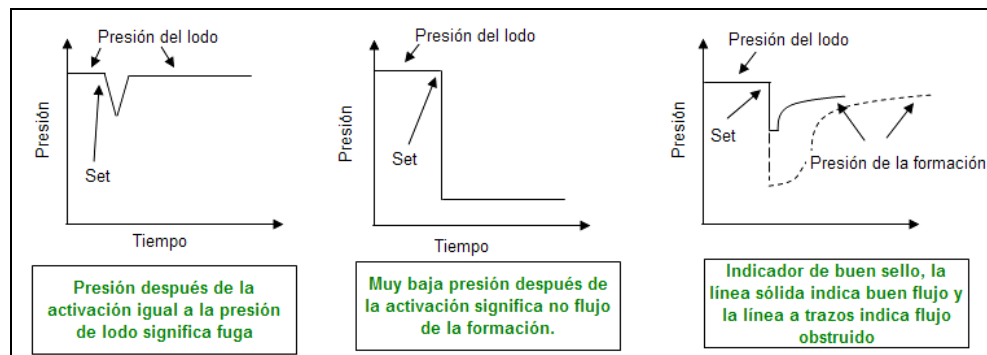
Los MDT también pueden tener un sistema de doble empaque para aislar la formación a probar y hacer una mejor estimación de la productividad del pozo.

Este módulo consiste en 2 empaques inflables para aislar el intervalo de formación a probar. El módulo de bombeo utiliza el fluido del pozo e infla los empaques con una presión de 1000 psi por encima de la presión hidrostática. La distancia entre los empaques es variable pero la mínima es de 3 ft.

Existe un procedimiento que se debe hacer antes de la prueba de la formación que es el pre-muestreo. Este permite verificar que el empaque del patín de

muestreo sí está haciendo sello y el flujo es adecuado para tomar una muestra en un periodo de tiempo razonable. Cuando el empaque y el pie de apoyo son activados, la válvula de igualación se cierra y la cámara es abierta. Se pueden presentar las siguientes tres respuestas en la presión. Ver figura 8.

**Figura 8 Posibles resultados del Pre-Test.**



Fuente: BAKER HUGHES, "Advanced Wireline & MWD Procedures Manual", Houston 1992

Durante la prueba de pozo se pueden presentar problemas como:

- Problemas de sello: Estas comprenden la mayoría de las fallas. Ocurre cuando el fluido de perforación fluye entre la pared del pozo y la superficie del patín de sello.
- Taponamiento de la herramienta: Es posible que la herramienta se tapone con los sólidos que entran con el fluido a la herramienta. No es posible diferenciar el taponamiento de una prueba hecha en una zona de baja permeabilidad, sin embargo con un chequeo en superficie de la herramienta revelaría la diferencia.
- Fallas mecánicas: Estas se refieren a fallas en el sistema hidráulico o eléctrico.
- Pega del cable.: Para evitar este problema se recomienda que se mantenga en movimiento un pie de cable después de que se haya sentado la herramienta.

Estos tipos de pruebas de pozo son útiles para:

- Definir contactos: Con estas herramientas se pueden definir contactos de forma más precisa.
- Estimación de la permeabilidad: Por medio de los datos de presión contra tiempo en el momento de la toma de la muestra se puede hacer un estimado de la permeabilidad.
- Continuidad hidráulica a lo largo de las litologías: Con estas herramientas se puede verificar la continuidad hidráulica de la columna litológica, por medio de la comparación de los datos puntuales de presión con los gradientes esperados.
- Determinación del fluido muestreado: Con los sensores espectrometría y de reflexión se puede determinar en tiempo real el tipo de muestra que se está tomando, optimizando así la prueba de la formación. En el caso de los líquidos, el espectrómetro produce la separación de partículas o radiaciones de una determinada característica, como la masa, la carga, la longitud de onda, datos ya conocidos para el agua lodo y aceite.

### **1.6.2. Pruebas de pozo con tubería de perforación**

Las razones por las cuales se lleva a cabo una prueba de pozo con tubería de perforación o DST incluyen:

- Determinar si la formación puede producir.
- Establecer el tipo de fluido que se produciría.
- Recolectar fluidos de formación para análisis de laboratorio (PVT, salinidad del agua de formación, etc.)
- Medir la presión de formación.
- Medir la permeabilidad de la formación.

Aunque como ya vimos las pruebas con cable son capaces de brindar alguna de esta información, las DST es la mejor forma de probar si existen los hidrocarburos

presentes y si se podrían producir de forma comercial. Por esta razón los DST es una herramienta de evaluación de formaciones muy común. La mecánica de la corrida de un DST es simple. La tubería de perforación se baja dentro del pozo con una sarta de prueba que consiste de:

- Válvulas de disco situadas en la parte superior del arreglo.
- Válvula de presión de cierre, situada arriba de la válvula de ecualización.
- Válvula principal por encima de la válvula de ecualización para parar el flujo.
- Válvula de ecualización, situada directamente por encima del empaque.
- Empaque.
- Tubería ranurada para permitir la entrada de fluidos.
- Dispositivos de medida y registro de presión.
- Dispositivos de seguridad:
  - Martillos – Situados tan cerca del empaque como sea posible.
  - Junta de seguridad para permitir recuperar el equipo.
  - Herramientas de circulación en reversa.

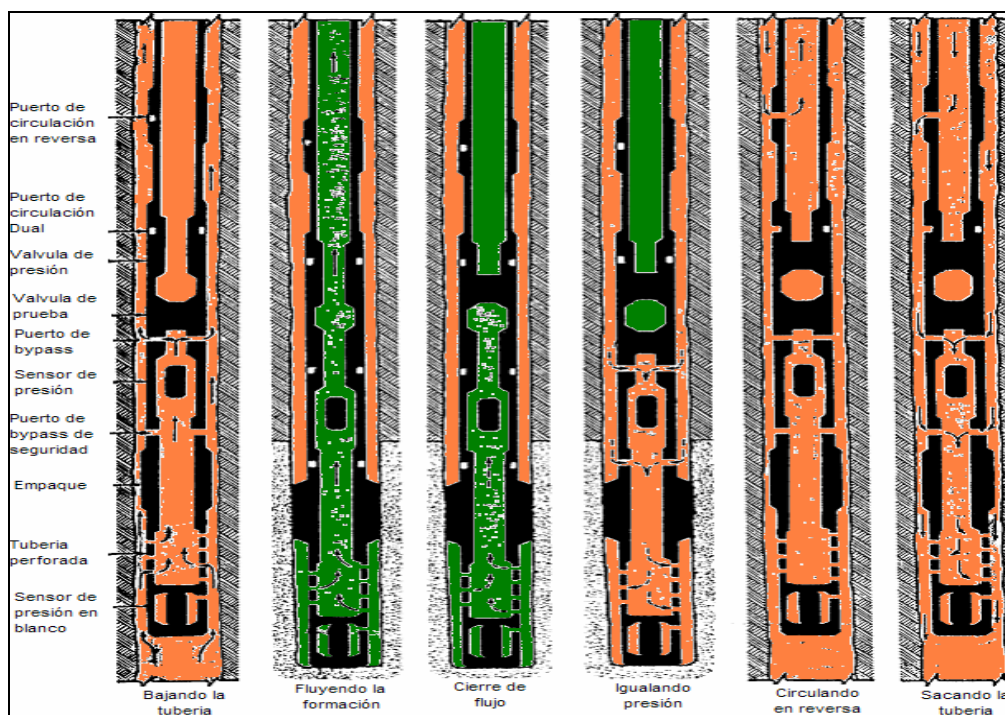
La tubería inicialmente puede estar total o parcialmente llena de fluido, esto depende del balance de presiones. Cuando la herramienta llega al fondo de pozo, el empaque es activado y se aísla de ésta manera la formación a probar de la columna superior de fluido. La válvula interna de flujo es abierta y los fluidos de la formación entran a la tubería que está a menor presión con respecto a la formación. Si la presión y permeabilidad de la formación son suficientemente altas los fluidos viajarán hasta la superficie. La figura 9 ilustra esta serie de pasos.

Una vez la prueba se ha terminado, las válvulas de flujo son cerradas y la válvula de ecualización de presión es abierta, luego la presión de formación será igualada por la presión hidrostática del fluido en el anular. Después el empaque ya podrá ser retirado y el fluido de formación que aún permanece en la tubería de perforación será enviado a superficie por medio de la circulación en reversa. Es

común que después del periodo de cierre se abra de nuevo la válvula de prueba para hacer fluir la formación por segunda vez. Durante el flujo, la formación alrededor del pozo es parcialmente repletada. Cuando la válvula de flujo es cerrada, el área cercana a la cara del pozo es recargada por el resto de yacimiento.

Las sarts de prueba generalmente tienen dos sensores de presión, uno colocado en la zona de flujo y el otro colocado en el fondo de la herramienta. Las diferencias entre estas dos lecturas podrán indicar el taponamiento de la herramienta. Un registro típico de la presión contra el tiempo se puede observar en la figura 10.

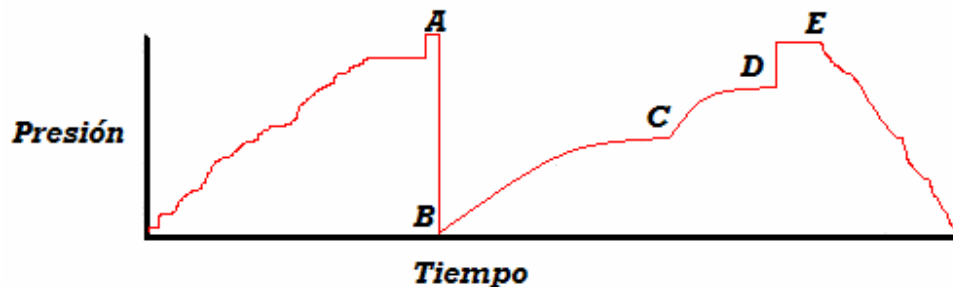
**Figura 9 Diagrama de las secuencias de flujo en una prueba DST**



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Geological Procedures Workbook 1999

La figura 10 muestra el registro de presión en los diferentes eventos de una prueba DST.

**Figura 10 Registro de presión típico en una prueba de pozo DST**



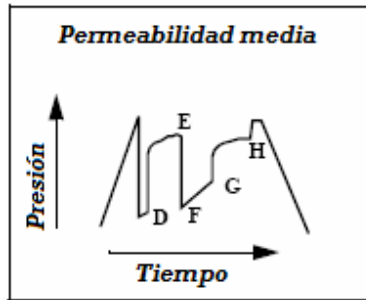
Fuente: Baker Hughes INTEQ, Geological Procedures Workbook 1999

Desde el origen hacia la derecha antes del punto A, se muestra el incremento de la presión hidrostática a medida que la herramienta está bajando en el pozo. A profundidad de la prueba, la presión de la columna de lodo es registrada en el punto A. Al sentar el empaque, se hace una compresión del lodo en el anular a probar, lo que hace que haya un pequeño incremento de presión. Con el empaque sentado y la herramienta de prueba abierta, la presión cae hasta la presión inicial de flujo en el punto B, que debe ser cercano a la presión atmosférica. La presión de flujo después aumentará hasta una máxima presión en el punto C. Luego de que el pozo se ha puesto en flujo por un determinado periodo de tiempo la válvula de cierre activada por medio de la rotación de la tubería hacia la derecha. La presión se incrementa y una presión final de cierre será registrada en el punto D. Cuando el periodo de cierre es completado, las válvulas de equalización serán abiertas permitiendo a la presión igualarse a ambos lados del empaque que podrá ser retirado. La presión hidrostática aumentará hasta el punto E. A medida que la tubería de perforación es retirada del pozo se puede ver que el registro de presión muestra una disminución.

Midiendo el incremento de presión (Build-up) en el cierre como una función del tiempo, es posible determinar la presión y permeabilidad de la formación. A continuación se presentarán algunos ejemplos de registro de presión en pruebas DST:

- Permeabilidad Promedio: La figura 11 muestra la forma de las dos curvas de cierre (DE y GH), y la rapidez con la que se eleva la presión de cierre después del segundo flujo, sugieren que es una zona de permeabilidad media.

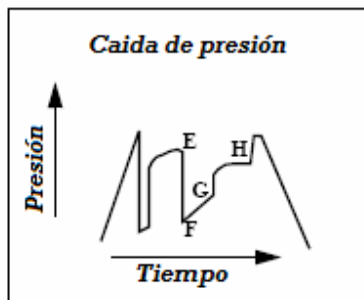
**Figura 11 Ejemplo de prueba en formación con permeabilidad promedio.**



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Geological Procedures Workbook 1999

- Caída de presión: Debido a que la presión final de cierre (H) es mucho menor a la presión de cierre inicial, la figura 12 es un ejemplo de una prueba DST en la que existió una marcada caída de presión en la formación entre prueba y prueba y puede ser un yacimiento limitado en tamaño.

**Figura 12 Ejemplo de prueba en formación con caída de presión.**

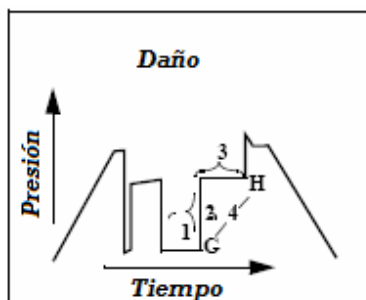


Fuente: Baker Hughes INTEQ, Geological Procedures Workbook 1999

- Daño a la formación: Con algunas excepciones, una zona dañada puede ser indicada por la configuración de la línea de presión de cierre (GH) de la figura 13. Los indicadores específicos son: una pendiente muy inclinada después del flujo final (1), un radio de curvatura corto (2), una pendiente

pequeña en (3) y una alta diferencia de presión entre la presión final de flujo y la presión final de cierre (4).

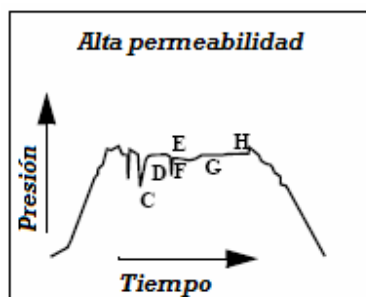
**Figura 13 Ejemplo de prueba en formación con daño.**



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Geological Procedures Workbook 1999

- Permeabilidad excelente: En la figura 14 se puede observar un ejemplo de prueba en formación de excelente alta permeabilidad. Las curvas de cierre (DE y GH) fueron desarrolladas rápidamente y las curvas de flujo (CD y FG) indican una alta tasa de entrada de fluidos hacia la herramienta.

**Figura 14 Ejemplo de prueba en formación de alta permeabilidad**



Fuente: Baker Hughes INTEQ, Geological Procedures Workbook 1999

Para una buena selección de los puntos de prueba se debe consultar los registros de pozo que se hayan corrido, con el fin de evitar sentar el empaque en secciones no consolidadas, fracturadas o derrumbadas.

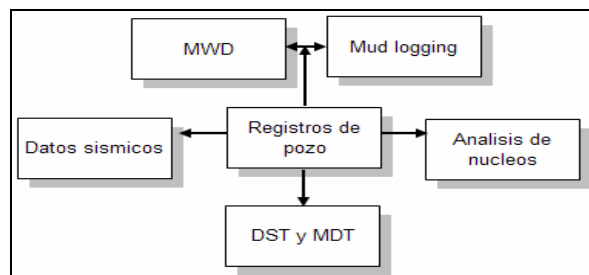
### 1.7. Registros en hueco abierto

Si bien este tema se va a tocar de forma más profunda en el capítulo dos cuando se esté estudiando la interpretación de registros de pozo, es necesario hacer un resumen de este tema en este punto, pues hasta ahora hemos estudiado las

técnicas de evaluación de formaciones y los registros de pozo son una de los más importantes y así poder establecer una relación entre los registros de pozo y las demás técnicas.

Los registros de hueco abierto proporcionan un punto de encuentro para todas las técnicas de evaluación de formaciones. Solamente los registros eléctricos pueden proporcionar una secuencia continua mediciones vs profundidad. Los registros pueden medir características de la formación tales como la resistividad eléctrica, la densidad del medio, la radioactividad natural y la inducida y el contenido de hidrogeno. Estas mediciones pueden ser interpretadas y dar como resultado una secuencia continua del registro vs profundidad de las propiedades de la formación tales como porosidad, saturación de agua y tipo de roca. A veces los registros son vistos como suficientes por si solos y no se considera otros tipos de datos. El segundo capítulo trata de forma amplia la evaluación de formaciones a partir del análisis de estos registros de pozos. La figura 15 muestra un esquema de la interdependencia de las técnicas por medio de las cuales se puede llevar a cabo la evaluación de formaciones y muestra que los registros de hueco abierto juegan un papel central en ésta, sirviendo como punto de correlación entre todas las demás.

**Figura 15 Esquema de la interdependencia de los métodos de evaluación.**



Modificado de: Halliburton, Open hole log análisis and formation evaluation. 1991.

Casi todos los pozos de producción de gas y aceite son registrados con herramientas de guaya eléctrica. A menudo estos registros no son bien analizados en una buena manera ni con el detalle que se debe o son incorrectamente analizados, debido a la falta de entrenamiento de los analistas o la falta de

entendimiento de cómo los registros pueden ser integrados con otros métodos de evaluación.

## **1.8. Propiedades fundamentales de las formaciones**

### **1.8.1. Composición química y mineralogía de las formaciones**

Las rocas productoras están compuestas de grupos de minerales específicos que pueden ser detríticos o autogénicos en su origen. Sin embargo, los yacimientos varían ampliamente. Se han producido los hidrocarburos de los Serpentinitas, Riolitas, Granitos y Dioritas así como de las rocas sedimentarias más comunes. En la descripción de los yacimientos las propiedades fisicoquímicas de los minerales que lo forman pueden afectar el método de la evaluación significativamente. El análisis de corazones no está exento y se debe tener cuidado antes de establecer un programa analítico. Algunos minerales típicos conforman las rocas y el impacto de sus propiedades se analizarán en esta sección.

#### **Sílice**

Densidad: 2.65 g/cc; Composición:  $\text{SiO}_2$

La sílice amorfa tiene un alto contenido de agua y área superficial grande. Esto implica la disminución de los registros de resistividad y que se puedan cometer errores en la medida de la porosidad efectiva. La densidad de grano basada en el cálculo de la porosidad puede caer en errores.

#### **Feldespatos**

Densidad: 2.55-2.63 g/cc; Composición:  $(\text{K,Na}) (\text{AlSi}_3\text{O}_8)$

El feldespato tiene un pequeño efecto en el análisis de corazones, pero alto contenido de potasio puede confundir la interpretación del registro Gamma Ray. De nuevo, la densidad del grano puede afectar los cálculos de porosidad.

## **Carbonatos**

Densidad: 2.71-3.96 g/cc; Composición: (Fe) / (Ca, Mg) (CO<sub>3</sub>)

La dolomitización de una caliza puede reducir el volumen de los cristales por más del 12%, produciendo porosidades más altas. Sin embargo, el cemento de Dolomita o de siderita en areniscas produce una reducción en la porosidad. La alta densidad de grano puede generar problemas con el análisis de registros.

## **Sulfatos**

Densidad: 2.30-2.96 g/cc; Composición: (Ca) SO<sub>4</sub> (2H<sub>2</sub>O)

El yeso y la anhidrita son los sulfatos ocurridos naturalmente más comunes. Hay un ciclo de deshidratación del uno al otro. El yeso es 48% agua en volumen pero es raramente encontrado a profundidades entre 1000 y 2000 metros. La liberación de esa cantidad de agua puede generar un correspondiente aumento de la porosidad, por esto, se debe tener cuidado en el análisis de los corazones. Complejos de escamas de sulfatos pueden ser precipitados a partir de la mezcla de agua de mar con el agua de formación en un proceso de inyección de agua; siendo esto común en los pozos productores e inyectoros no lo es en corazones.

## **Azufre**

Densidad: 2.07 g/cc; Composición: S

El Azufre libre puede existir en los yacimientos de hidrocarburos. Este es de baja densidad y de alta solubilidad en soluciones de agua caliente y genera problemas en los yacimientos en los que esta presente.

## **Óxidos de hierro**

Densidad: 4.3 -5.254 g/cc; Composición: Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>

La hematita y magnetita tienen altas densidades y en algunos casos pueden ser semiconductores en las formaciones.

### **Sulfuro de hierro**

Densidad: 4.95 -5.03 g/cc; Composición:  $\text{FeS}_2$

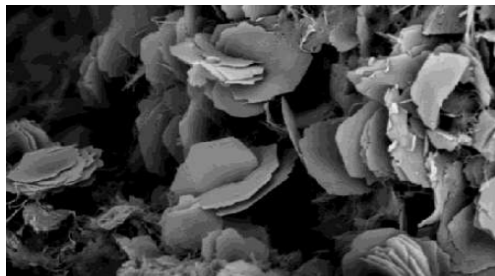
La Pirita es un mineral metálico común que puede actuar como un semiconductor en la formación. Este es formado bajo condiciones reductoras en ambientes orgánicos ricos. Su alta densidad puede afectar la densidad bulk de la formación. Cuando se presenta como una masa diseminada, la interpretación de los registros eléctricos debe tener en cuenta su conductividad.

### **Caolinita**

Densidad: 2.6-2.68 g/cc; Composición:  $\text{Al}_4 [\text{Si}_4 \text{O}_{10}] (\text{OH})_8$

Es una arcilla químicamente estable presente en los sedimentos. Sin embargo, esta es propensa a daño mecánico y es fácilmente transportado como un fino móvil bajo el flujo. La caolinita puede ser comúnmente encontrada como una lamina en un complejo de láminas de arcillas junto con la Esméctica. En la figura 16 se muestra una foto de la Caolinita en microscopio.

**Figura 16 Caolinita**



Fuente: Formation evaluation and petrophysics, Bowen D, Yakarta 2003

### **Micas**

Densidad: 2.4-3.3 g/cc; Composición:  $\text{K}_2\text{Al}_4 [\text{Si}_6\text{Al}_2\text{O}_{20}](\text{OH},\text{F}_4)$  (moscovita).

La mica moscovita, la glauconita y la biotita pueden ser encontradas en rocas sedimentarias. La moscovita tiende a causar problemas de finos en la

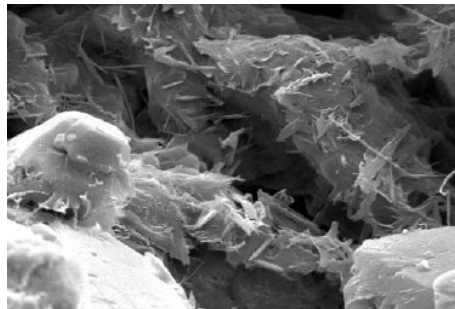
inyección y producción de agua. El alto contenido de potasio en las micas puede ocasionar una alta radioactividad natural.

## **Ilita**

Densidad: 2.6-2.9 g/cc; Composición:  $K_{1.5-1.0}Al_4[Si_{6.5-7.0}Al_{1.5-1.0}O_{20}](OH)_4$

Se conoce como hidro-moscovita por su similitud, sin embargo su forma autigénica es raramente vista. Se ha reportado la pérdida de permeabilidad debido a su formación. Las finas fibrosidades son muy sensitivas a la tasa de flujo. También se debe decir de la ilita que es la fuente mineral del K40 el isótopo radioactivo que genera la respuesta de radioactividad natural en las arcillas. En la figura 17 se observa una fotografía de una muestra de ilita en microscopio.

**Figura 17 Ilita**



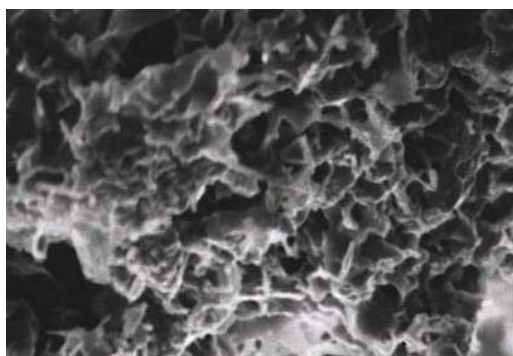
Fuente: Formation evaluation and petrophysics, Bowen D, Yakarta 2003

## **Esmectita**

Densidad: 2-3 g/cc; Composición:  $(Ca,Na)_{0.7}(Al,Mg,Fe)_4[(Si,Al)_8O_{20}](OH)_4.nH_2O$

Las esmectitas pueden producir un problema de migración de finos en la producción. Además de esto, estas se suelen hinchar en presencia de agua. El hinchamiento de estas arcillas puede ocasionar un severo daño a la permeabilidad. Generan además una fuerte disminución en las respuestas de los registros eléctricos. En la figura 18 se puede observar se observa una fotografía de una muestra de Esmectita en microscopio.

**Figura 18 Esmectita**



Fuente: Formation evaluation and petrophysics, Bowen D, Yakarta 2003

### **1.8.2. Porosidad**

La porosidad es definida como la relación del volumen poroso y el volumen total de la roca. En los yacimientos de gas y aceite, el Volumen Poroso es el espacio disponible para almacenar los hidrocarburos y el agua. La porosidad es normalmente expresada como un porcentaje del volumen total y es simbolizada por la letra  $\Phi$ .

$$\text{Porosidad, } \phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}} \times 100 \dots\dots\dots \text{Ec.1.1}$$

$$\text{Porosidad, } \phi = \frac{\text{Volumen total} - \text{Volumen de grano}}{\text{Volumen total}} \times 100 \dots\dots\dots \text{Ec.1.2}$$

$$\text{Porosidad, } \phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen poroso} + \text{Volumen de grano}} \times 100 \dots\dots\dots \text{Ec.1.3}$$

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

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

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

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

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

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

**Uniformidad de los tamaños de grano:** La uniformidad o sorteo de los granos es la graduación de los granos. Si algunas partículas pequeñas de sal o arcilla son mezcladas con los granos grandes de arenisca, la porosidad efectiva será considerablemente reducida, como se puede observar en la figura 19. La uniformidad de los granos en una formación depende del tipo de deposición, las características actuales y la duración del proceso sedimentario.

**El grado de cementación o consolidación:** Las areniscas altamente cementadas tienen bajas permeabilidades, mientras que las rocas no

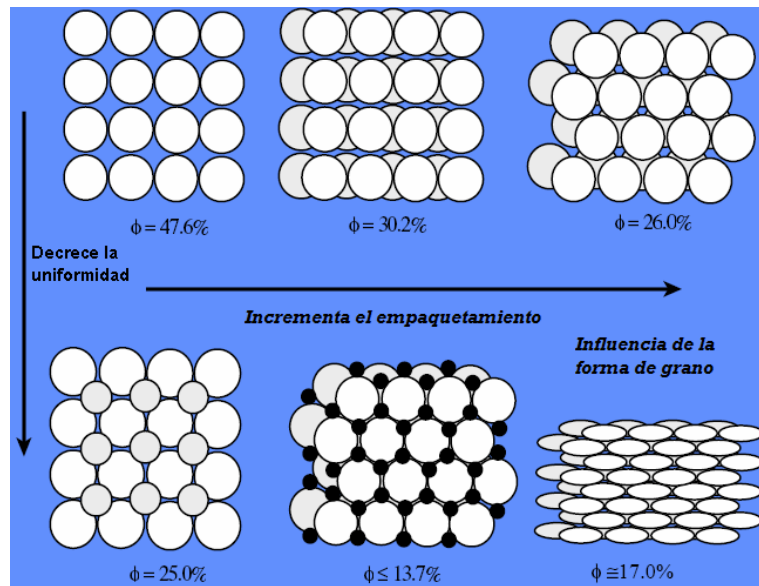
consolidadas tienen altas porosidades. La cementación se da tanto en el tiempo de litificación o durante la alteración de las rocas por el flujo de aguas subterráneas. En el proceso de cementación los espacios vacíos son llenados por material mineral cementante. Los materiales cemento son carbonatos de calcio, carbonato de magnesio, carbonato de hierro, sulfuros de hierro, limonitas, hematinas, sulfato de calcio dolomítico arcillas y muchos otros materiales incluyendo la combinación de estos.

**Compactación antes y después del proceso de deposición:** La compactación tiende a reducir los espacios porosos y saca a los fluidos haciendo que las partículas se acerquen especialmente en las rocas sedimentarias de grano fino. Esta expulsión de fluidos por medio de la compactación en un incremento de temperatura es el mecanismo básico para que se de la migración del aceite desde la roca generadora hasta la roca almacén. Mientras la compactación es un importante mecanismo de levantamiento de fluidos en calizas, arcillas y carbonatos de grano fino, este efecto es insignificante en areniscas cerradamente empacadas o conglomeradas. Generalmente la porosidad se reduce en a medida que las formaciones son más profundas, pero hay excepciones a esta básica tendencia común. Muchos carbonatos muestran una leve evidencia de la compactación física.

**Métodos de empaquetamiento:** Con el incremento en la presión de overburden, los granos de arena angulares y pobremente sorteados muestran un cambio progresivo de un empaquetamiento al azar a uno más cerrado. Algunas veces la deformación plástica de las partículas puede ocurrir; estas variaciones se pueden ver en la figura 19

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

**Figura 19 Factores que afectan la porosidad.**



Fuente: Formation evaluation and petrophysics, Bowen D, Yakarta 2003

## Porosidad primaria

- *Intercristalina*: poros entre los planos divisorios de los cristales y poros entre los cristales individuales. Muchos de estos poros son sub-capilares y de menos de 0.002 mm de diámetro. A este tipo de porosidad se le llama micro-porosidad. Inusualmente el alto recobro de agua en algunos yacimientos productivos de carbonato pueden deberse a largas cantidades de micro-porosidad.
- *Intragranular o intrapartícula*: poros entre los granos, poros intersticiales de todos los tipos de rocas. Estos poros son más grandes que 0.5 mm en diámetro.
- *Planos de formación*: poros de muchas variedades son concentrados paralelos a los planos formacionales. La geometría de muchos yacimientos es controlada por esos planos. Las diferencias entre los sedimentos depositados entre capa y capa causan los poros de los planos de formación.

- *Miscelánea*: poros resultantes de la acumulación de fragmentos detríticos de fósiles, poros resultantes del empaquetamiento de los oolitos, poros yugulares y cavernosos de irregular y variables tamaño y los poros creados por organismos vivientes en el tiempo de depositación.

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

- *Porosidad de disolución*: por algunos canales que se forman debido a la disolución de las rocas pueden circular soluciones calientes. Las aberturas causadas por el ambiente, como la formación de cavernas; y poros causados por los organismos y luego son agrandados por disolución.
- *Dolomitización*: Es un proceso por medio del cual las rocas calizas son transformadas en dolomitas de acuerdo a la siguiente reacción química:



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

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

Los valores típicos de porosidad en areniscas oscilan entre 8% y 38 %, con un promedio de 18%. Alrededor del 95% de la porosidad en areniscas es efectiva.

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

### **1.8.3. Permeabilidad**

Además de ser porosas, las formaciones productoras deben tener la habilidad de permitir el flujo de los hidrocarburos a través de los poros interconectados. La habilidad de las rocas para permitir el paso de fluidos es denominada permeabilidad. Esto indica que las rocas no porosas no tienen permeabilidad. La permeabilidad de una roca depende de su porosidad efectiva, por lo tanto la permeabilidad se verá afectada por el tamaño de grano de las rocas, la forma de los granos la distribución de los tamaños de grano, por el empaquetamiento y por el grado de consolidación y cementación. El tipo de arcilla o material cementante entre los granos de la matriz también afectan la permeabilidad, especialmente donde exista agua fresca. Se estudió, existen algunas arcillas, particularmente las esmectitas (o bentonitas) y las montmorillonitas, que se hinchan en contacto con el agua fresca y tienen la tendencia de bloquear parcial o totalmente los espacios porosos.

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

$$u = \frac{q}{Ac} = -\frac{K}{\mu} \frac{dp}{dl} \dots\dots\dots \text{Ec.1.4}$$

donde:

$u$  = Velocidad del fluido, cm/s.

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

$k$  = Permeabilidad del medio poroso, Darcy

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

$\mu$  = Viscosidad del fluido, cp

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

Un Darcy equivale a una permeabilidad alta. Los valores de permeabilidad encontrados en los yacimientos generalmente son menores a un Darcy. Por esto una unidad más pequeña de permeabilidad, el milidarcy (md) es ampliamente usada en la industria de los hidrocarburos. La permeabilidad,  $k$ , en la ecuación 1.4 es denominada permeabilidad absoluta si la roca esta 100% saturada de un solo fluido (o fase) como el agua gas o el aceite. En Presencia de más de un fluido, la permeabilidad es llamada efectiva (siendo  $K_o$ ,  $K_g$ , o  $K_w$ , las permeabilidades efectivas del aceite, del agua y del gas respectivamente). Los fluidos de los yacimientos se relacionan entre si durante su movimiento a lo largo de los canales porosos de la roca; en consecuencia, la suma de las permeabilidades efectivas de todas las fases será siempre menor a la permeabilidad absoluta.

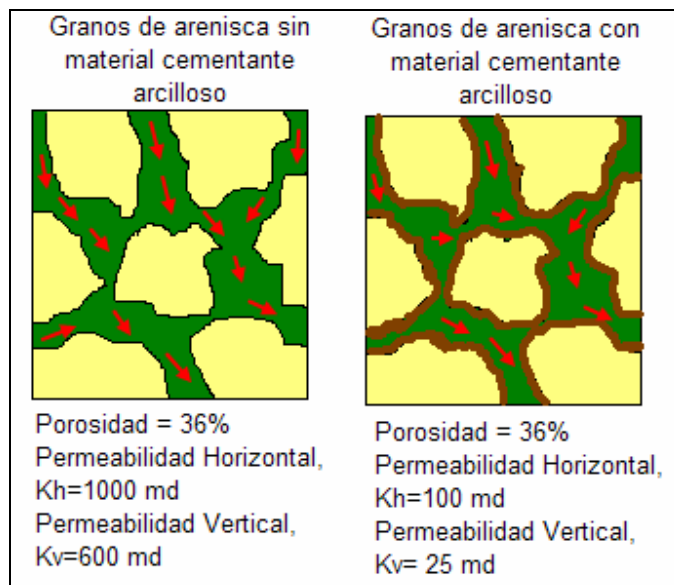
En presencia de más de un fluido en la roca, la relación entre la permeabilidad efectiva de cualquier fase y la permeabilidad absoluta se le denomina permeabilidad relativa ( $K_r$ ) de esa fase. Por ejemplo las permeabilidades relativas para las fases aceite gas y agua serán  $K_{ro}=K_o/K$ ,  $K_{rg}=K_g/K$  y  $K_{rw}=K_w/K$  respectivamente.

## Clasificación de la permeabilidad

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

Mientras que la compactación y la cementación generalmente reducen la permeabilidad, como se observa en la figura 20, el fracturamiento y la disolución tienden a incrementarla. En algunas formaciones, particularmente en los carbonatos, la permeabilidad secundaria proporciona los canales principales de flujo para la migración de fluidos.

**Figura 20 Efecto de la presencia de material cementante arcilloso sobre la permeabilidad y porosidad**



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

## **Factores que afectan la permeabilidad**

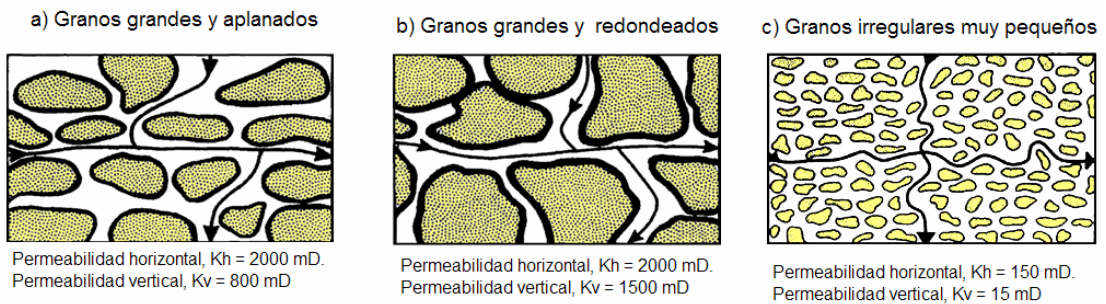
La permeabilidad en los yacimientos de hidrocarburos puede variar entre 0.1 y 1000 md o más. La calidad del yacimiento está condicionada a la permeabilidad en mD, puede ser muy pobre si  $k < 1$ , justa si  $1 < k < 10$ , moderada si  $10 < k < 50$ , buena si  $50 < k < 250$ , y muy buena si  $k > 250$  md. Los yacimientos que tienen permeabilidad menor a 1 son considerados como apretados. Estas permeabilidades son encontradas generalmente en matrices de caliza y en arenas apretadas del oeste de los Estados Unidos.

Las técnicas de estimulación como el fracturamiento hidráulico y el fracturamiento ácido incrementan la permeabilidad de tales rocas y permiten la explotación de esos yacimientos de baja permeabilidad, que fueron alguna vez considerados como no económicos. A continuación serán presentados los factores que afectan la permeabilidad:

**La forma y tamaño de los granos:** Si la roca está compuesta por una gran cantidad de granos planos uniformemente arreglados a lo largo de la dimensión horizontal, como se muestra en la figura 21a, su permeabilidad horizontal ( $K_h$ ) será muy alta mientras que la permeabilidad vertical ( $K_v$ ) será de media a alta. Si la roca está compuesta en su mayoría por granos redondeados, su permeabilidad se considerará alta en ambas direcciones como se ilustra en la figura 21b. La permeabilidad en los yacimientos es generalmente baja, especialmente en la dirección vertical, si los granos son pequeños y de forma irregular, (figura 21c). La mayoría de los yacimientos están en esta categoría. Los yacimientos con permeabilidad direccional son llamados anisotrópicos. La anisotropía afecta de gran manera las características del flujo de fluidos en las formaciones productoras. La diferencia de magnitud entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical es consecuencia del origen de los sedimentos, debido a que la depositación de los granos en el agua se da con sus lados más largos y planos en

posición horizontal. Después, la compactación de los sedimentos aumenta el ordenamiento de los granos de matriz haciendo que estos queden en la misma dirección.

**Figura 21 Efecto de la forma y tamaño de grano en la permeabilidad**



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

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

**Cementación:** La figura 20 muestra qué tanto la permeabilidad como la porosidad de las rocas sedimentarias están influenciadas por el alcance de la cementación y la ubicación del material cementante en el espacio poroso.

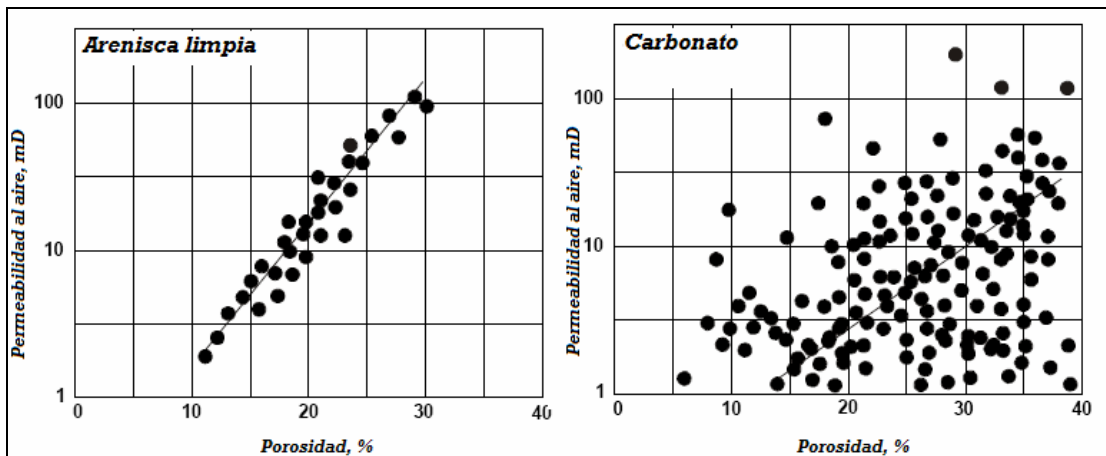
**Fracturamiento y disolución:** en las areniscas, el fracturamiento no es una importante causa de la permeabilidad secundaria, excepto donde las areniscas se intercalan con las lutitas, calizas y dolomitas. En carbonatos la disolución de los minerales por las aguas ácidas subterráneas y de percolación superficial, a

medida que estas pasan por la porosidad primaria, fisuras fracturas y planos formacionales incrementan la permeabilidad de las formaciones.

#### 1.8.4. Relaciones entre Porosidad y Permeabilidad

El factor más determinante en la permeabilidad es la porosidad. Esto se debe a que altas porosidades implican que hay muchos canales anchos para el flujo de fluidos. Casi siempre, al graficar la permeabilidad de una formación (en escala logarítmica) contra su porosidad se da como resultado una tendencia con cierto grado de dispersión asociado a los demás factores que afectan la porosidad. Para obtener mejores resultados esta gráfica, se debe construir con datos de una litología claramente definida. Si se construye una gráfica de este tipo con datos de todo el pozo con amplia variación de litologías, el resultado es a veces una nube de puntos en los cuales las tendencias individuales no son claras. La figura 22 muestra una gráfica de permeabilidad contra porosidad para una arenisca limpia y un carbonato.

Figura 22 Gráficas típicas de Permeabilidad vs porosidad



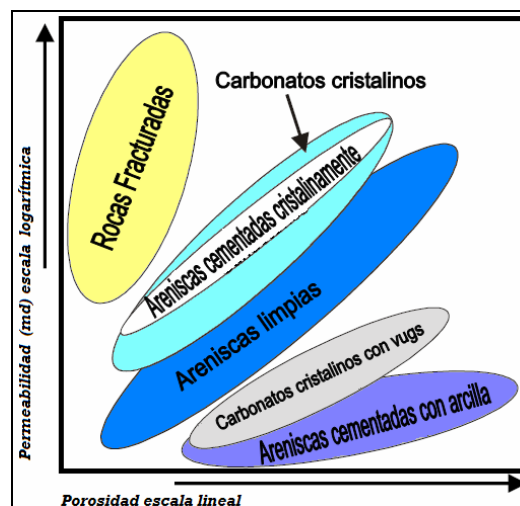
Fuente: GLOVER, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000

Es claro al ver la figura 22 que la permeabilidad en areniscas es bastante controlada por la porosidad (aunque usualmente los datos están más dispersos que los de la gráfica), mientras que el carbonato presenta una nube más difusa,

indicando que la porosidad tiene una influencia pero existen otros valores que controlan la permeabilidad. En el caso de los carbonatos (y algunas rocas volcánicas como la piedra pómez) puede haber altas porosidades pero esto no hace que haya un aumento en la permeabilidad, debido a que la conectividad entre las cavidades que aumentan el espacio poroso es poca.

Las tendencias de la relación porosidad permeabilidad para diferentes litologías pueden ser graficadas juntas y formar un mapa de relaciones de porosidad como el que se puede observar en la figura 23. La interpretación de esta gráfica no es difícil. Por ejemplo, las rocas fracturadas caen encima de las areniscas debido a que su porosidad en las fracturas es muy pequeña, pero como estas fracturas forman unas redes porosas de alta conectividad, la permeabilidad es alta. Esta permeabilidad puede ser direccional de acuerdo con la orientación de las fracturas. Las areniscas cementadas con material arcilloso tienen altas porosidades, pero la porosidad se da principalmente de forma microporosa llenada con agua química y físicamente ligada que es inmóvil. Esta porosidad no resultara en permeabilidad, luego la permeabilidad es baja.

**Figura 23 Relaciones típicas de porosidad y permeabilidad**

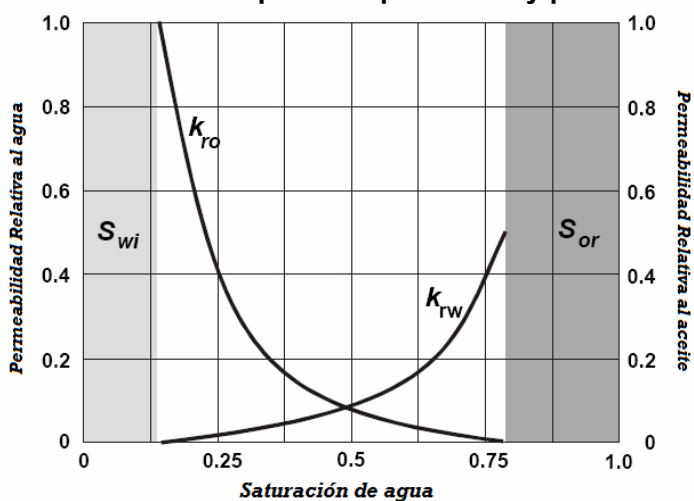


Fuente: GLOVER, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000

### 1.8.5. Permeabilidad relativa

El espacio poroso de una formación puede que no esté completamente saturado de un fluido, puede contener dos o más fluidos. Por ejemplo, puede ser que estén presentes al mismo tiempo el aceite y el agua. Además puede ser que fluyan a diferentes tasas al mismo tiempo. Las permeabilidades individuales serán diferentes entre si. Estas permeabilidades dependen de las propiedades de la roca, de las saturaciones, distribuciones y propiedades de cada uno de los fluidos. Como se observó, si la roca contiene un fluido, la permeabilidad de la roca es máxima y este valor es llamado permeabilidad absoluta. Si existen dos fluidos, las permeabilidades de cada uno dependerán de la saturación de cada uno, y puede ser graficada en función de la saturación del fluido como se puede observar en la gráfica 24

Figura 24 Relaciones típicas de porosidad y permeabilidad



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

Las permeabilidades efectivas individuales son comúnmente expresadas como una fracción de la permeabilidad absoluta para ambos fluidos y estas son llamadas permeabilidades relativas. Se puede definir y calcular un valor de permeabilidad relativa expresando las permeabilidades efectivas como la fracción de alguna permeabilidad base, que es arbitraria pero usualmente es la permeabilidad absoluta de uno de los fluidos presentes. Por ejemplo si utiliza la  $k_{ao}$

(permeabilidad absoluta medida con saturación de 100% aceite) como permeabilidad base, las permeabilidades relativas serán:

$$k_{rw} = k_{ew} / k_{ao}$$

$$k_{rg} = k_{eg} / k_{ao}$$

$$k_{ro} = k_{eo} / k_{ao}$$

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

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

En la figura 24 se puede observar que la permeabilidad relativa de un fluido decrece cuando la saturación de ese mismo fluido decrece y que hay un valor umbral de saturación de un fluido que necesita ser alcanzado para que ese mismo fluido pueda empezar a moverse.

Como ya lo dijimos, el hecho de requerir suficiente fluido en un canal de flujo, para que este pueda fluir, es un punto crítico, pues esto significa que existirán fluidos atrapados o inmóviles en una roca cuando aún están presentes en cantidades significativas. En la figura 24, el aceite es inmóvil hasta que su saturación alcanza el 25%, esto significa que no se podrá producir el último 25% del aceite. Esto es conocido como saturación de aceite residual  $S_{or}$ . Lo mismo aplicado al agua definiría saturación de agua irreducible  $S_{wirr}$  y aplicado al gas definiría la saturación de gas atrapado,  $S_{girr}$ . Existe un punto de intersección de las curvas en la gráfica, en ese punto la permeabilidad en ese punto es la misma, y ambos fluidos tendrán la misma facilidad de flujo. A medida que la saturación de aceite aumenta, la permeabilidad al aceite incrementa y la del agua disminuye, y viceversa. De aquí se puede ver que en los yacimientos de aceite, es importante evitar la producción de agua, no solo porque esto no va a producir dinero (por ahora), sino por que el incremento en el corte de agua reducirá la permeabilidad al aceite.

#### **1.8.6. Saturación de fluidos**

Se ha dicho anteriormente que la viabilidad económica de un yacimiento depende de 3 parámetros críticos: la porosidad que define el volumen total disponible para

almacenar hidrocarburos, la permeabilidad que define que tan fácil se pueden producir los hidrocarburos que están presentes y el último, el cual será analizado en esta sección, la saturación de hidrocarburos o qué tanto de la porosidad en un yacimiento corresponde a hidrocarburos. El espacio poroso en una roca es ocupado por fluidos; en yacimientos de hidrocarburos estos fluidos son el gas, el aceite y agua (generalmente salada). Se define como el espacio poroso correspondiente de cada uno de estos fluidos como  $S_g$ ,  $S_o$  y  $S_w$ . Luego  $S_g + S_o + S_w = 1$ .

La cantidad de cada uno de estos fluidos presentes en un nivel dado del yacimiento depende de las fuerzas gravitacionales, con la tendencia a estratificar los fluidos de acuerdo a su densidad, a las fuerzas hidrodinámicas como el flujo de un acuífero remoto y de acuerdo a las fuerzas interfaciales que actúan entre todos los fluidos de la formación. Las fuerzas interfaciales simultáneamente toman la forma de fuerzas sobre la superficie de contacto entre dos fluidos, y de fuerzas sobre la superficie de contacto entre un fluido y la matriz sólida de la roca. Más adelante se analizará cómo se puede estimar estas saturaciones de fluidos desde el punto de vista del laboratorio y desde el punto de vista de los registros.

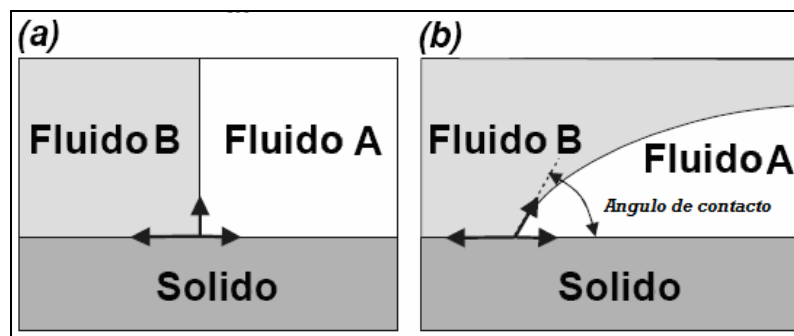
### **1.8.7. Mojabilidad**

Las moléculas de un fluido pueden tener atracción con interfases sólidas. Si dos fluidos ocupan la superficie de un sólido, el fluido cuyas moléculas tengan la mayor atracción por los átomos que componen al sólido será el fluido que ocupe la mayoría del área, desplazando al otro fluido. La mojabilidad de una superficie es el tipo de fluido que preferencialmente es atraído a esa superficie.

La figura 25 muestra el caso general de un sólido inmerso en dos fluidos inmiscibles, en un estado inestable. Ahora, se debe imaginar que las moléculas del fluido A son atraídas por las moléculas del sólido más que las del fluido B. El

fluido A desplazará al fluido B sobre la superficie. Sin embargo las moléculas del fluido A y del fluido B al mismo tiempo van a ser atraídas por moléculas de su mismo tipo. En consecuencia el fluido A no podrá desplazar todo el fluido B a menos que la atracción entre el fluido A y el sólido sea muy grande. En el caso general, en un estado estable, se encontrara donde un fluido A ocupa la mayoría de la superficie. En este estado de equilibrio, el ángulo de contacto  $\theta$  caracteriza el balance entre varias fuerzas cohesivas. Ver. Figura 25 b. El Angulo de contacto puede ser usado como una medida de la mojabilidad la figura 26 y la tabla 5 muestran tres posibles escenarios

**Figura 25 Mojabilidad**



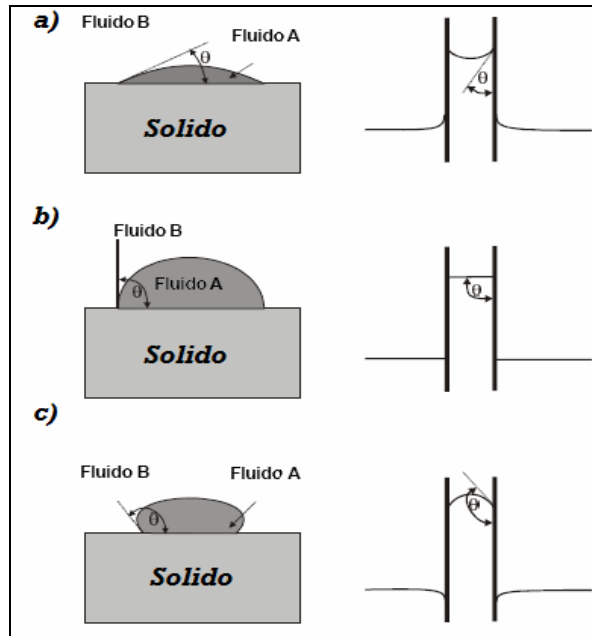
Fuente: GLOVER, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000

**Tabla 5 Ángulos de contacto para diferentes mojabilidades**

Angulo $\theta$	Descripción
0	Extremamente mojado por el fluido A
0-30	Significativamente mojado por el fluido A
30-60	Moderadamente mojado por el fluido A
60-90	Débilmente mojado por el fluido A
90	Mojabilidad neutral
90-120	Débilmente mojado por el fluido B
120-150	Moderadamente mojado por el fluido B
150-180	Significativamente mojado por el fluido B
180	Extremamente mojado por B

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

**Figura 26 Ángulos de contacto par diferentes mojabilidades.**



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

### 1.8.8. Presión capilar

La presión capilar es la diferencia en la presión entre dos fluidos inmiscibles a través de una interfase curvada en equilibrio. La curvatura de la interfase es una consecuencia de la preferencia que tienen las paredes capilares a ser mojados por uno de las fases. La figura 26 muestra varias condiciones de mojabilidad. En la figura 26a dos fluidos miscibles son mostrados en contacto con una capilaridad. El agua moja las paredes del capilar pero el aceite no es mojante y esta reposado sobre una película delgada del fluido mojante. La presión dentro de los fluidos no mojantes es más grande que la presión en el fluido mojante, y en consecuencia la interfase entre los fluidos es de un a curvatura convexa con respecto a un fluido no mojante.

La capilaridad se define como la diferencia de presión entre la fase no mojante y la fase mojante. En la figura 26b los dos fluidos mojan las paredes del capilar con la misma extensión y la presión de cada fluido es la misma. Sin embargo, la interfase entre los fluidos inmiscibles es una recta a través de un ángulo de noventa grados y la presión capilar es igual a cero. Si la presión en el agua es mayor que la del aceite, la curvatura de la interfase estará en dirección del aceite y la presión capilar será positiva figura 26 c. El radio de curvatura entre el agua y el aceite en los poros de las rocas es función de la mojabilidad, las saturaciones de agua y de aceite, geometría de los poros, mineralogía, de las paredes de los poros y de la historia de saturaciones del sistema. Sin embargo, el radio de curvatura y el ángulo de contacto, varían de un poro a otro. Asumiendo una gota de fluido de radio R la y haciendo consideraciones en cuanto a su tensión interfacial se puede llegar a una expresión como la mostrada por la ecuación 1.5 para determinar la presión capilar.

$$(P_{in} - P_{out}) = \frac{2\sigma}{R} \dots\dots\dots Ec 1.5$$

donde:

$P_{in}$  = presión adentro de la gota de fluido.

$P_{out}$  = presión afuera de la gota.

$\sigma$  = tensión interfacial en dinas /cm o N/m.

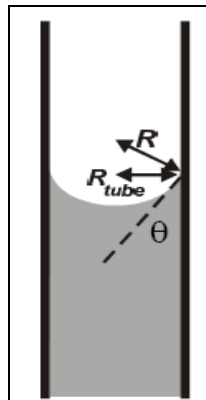
R = radio de la gota de fluido.

La presión capilar es proporcional a la tensión superficial; se debe notar que la mayor presión se da en el fluido que contiene el centro de curvatura de la interfase. La geometría del sistema poroso de una roca es compleja, pero puede ser aproximado mediante un empaquetamiento de tubos capilares. Si las gargantas de poro son representadas por un tubo capilar como el mostrado en la figura 27, se puede notar que el radio del tubo capilar puede ser expresado en términos del radio de curvatura de la superficie de la interfase fluido-fluido, como  $R_{tube} = R \cos(\theta)$ , donde  $\theta$  es igual al ángulo de contacto definido en la sección anterior

donde se definió mojabilidad. Luego entonces, podremos reescribir la ecuación 1.5 como:

$$P_{cap} = (P_{in} - P_{out}) = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos(\theta)}{R_{tube}} \dots\dots\dots Ec 1.6$$

**Figura 27 Presión capilar en un tubo**



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

### 1.8.9. Gradiente de presión

El gradiente de presión lito-estático es causado por la densidad de las rocas y es transmitido a través del contacto de grano a grano de las capas sucesivas de las rocas. Por otra parte, el peso lito-estático es soportado por la presión de los fluidos subterráneos en los espacios porosos. Además, la presión de overburden es igual a la presión intergranular más la presión entre fluidos en los poros de las formaciones, produciendo un gradiente promedio de overburden de 22.7 kPa por metro de profundidad (o 1 psi /ft) que corresponde a la gravedad específica global de las rocas más los fluidos intersticiales iguala a 2.31: (Ver figura 28)

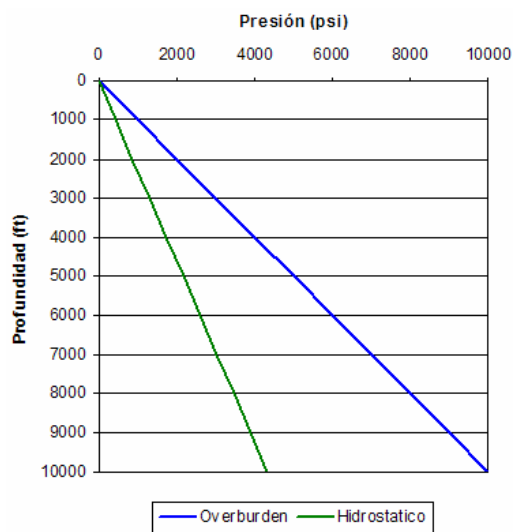
$$P_{ob} = P_l - P_f \dots\dots\dots Ec 1.7$$

Donde:

- P<sub>ob</sub> = Presión de overburden
- p<sub>l</sub> = Presión lito-estática.
- p<sub>f</sub> = Presión del fluido.

Cuando el gradiente de presión hidrostática para alguna región es aproximadamente 10.53 KPa por metro o (0.433 psi/ft) es conocido como el gradiente normal de presión. Gradientes de presión anormales pueden ser tanto por ser menores como por ser mayores que éste. Gradientes de presión anormalmente altos de 0.95 psi/ft han sido encontrados por ejemplo en el golfo de México.

**Figura 28 Gradientes de presión**



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

### 1.8.10. Gradiente geotérmico

El calor que se emana desde el manto produce un influjo de calor en las regiones continentales variando de 0.8 a 1.2 pcal/cm<sup>2</sup>-s, (medido en superficie), que genera un gradiente geotérmico. El gradiente geotérmico depende de la temperatura media anual y la conductividad térmica de las formaciones del subsuelo, sin embargo se ha registrado un gradiente geotérmico promedio de 1 °F/100 ft. Usando el valor y la temperatura superficial media anual  $T_s$ , se puede obtener un estimado de la temperatura de las formaciones  $T_f$  por medio de:

$$T_f = T_f + Gt \times \text{Pr ofundidad} / 100 \dots\dots\dots\text{Ec 1.8}$$

Cuando la temperatura de fondo  $T_f$  de un pozo es medida con precisión el gradiente geotérmico local puede ser obtenido de la ecuación 1.8. y puede ser utilizado a la vez para calcular la temperatura a otras profundidades.

Existen zonas en varias localidades del globo terráqueo donde los gradientes de presión y de temperatura son anormalmente altos. Muchas causas posibles de la ocurrencia de estos gradientes son presentadas en la literatura. Entre esas causas está la rápida sedimentación acompañada de un fallamiento. Otro contribuyente a la sobre-presión es el incremento de temperatura que ocurre dentro de una zona geopresurada. Los sedimentos presurizados normalmente que son compactados, poseen una conductividad térmica más baja y actúan como un aislante disminuyendo la transferencia de calor desde el manto. El calor atrapado por el aislante produce una temperatura alta anormal en la formación que contribuirá con otro incremento de la presión del fluido. Las zonas geopresuradas de requieren una cuidadosa y costosa tecnología de perforación y producción si estas zonas son penetradas.

### 1.9. Propiedades eléctricas de las formaciones

La conductividad eléctrica de cualquier material es un indicador de su habilidad para conducir una corriente eléctrica. Esta depende de las dimensiones del elemento y es la propiedad eléctrica análoga a la permeabilidad. El recíproco de la conductividad es la resistividad. La resistividad es la resistividad y la resistencia eléctrica están relacionadas según las siguientes ecuaciones:

$$r \propto \frac{L}{A}, \quad r = R \cdot \frac{L}{A}, \quad R = r \cdot \frac{A}{L} \dots\dots\dots\text{Ec 1.9}$$

donde:

r es la resistencia eléctrica de un material de longitud L y área A en ohm.

R es la resistividad en ohm-m.

L es la longitud del material.

A es el área transversal al flujo de corriente.

Este material se representa en el esquema de la figura 29a.

Por otra parte para un modelo de tubo capilar lleno de agua salada las relaciones resistencia resistividad estarán dadas por:

$$r_o = R_w \frac{L}{A}, \quad R_o = r_o \frac{A}{L} = \frac{R_w \cdot \frac{L}{a} A}{L} = \frac{R_w}{\frac{a}{L}} = \frac{R_w}{\phi} \dots\dots\dots \text{Ec 1.10}$$

donde:

r<sub>o</sub> es la resistencia eléctrica del agua salada contenida en un tubo de longitud L y área A en ohm.

R<sub>w</sub> es la resistividad del agua salada en ohm-distancia.

L es la distancia del capilar

A es el área transversal al flujo de corriente.

R<sub>o</sub> es la resistividad del agua salada en ohm-distancia.

Estas cantidades se pueden ver representadas en la figura 29.

En un medio poroso como modelo, las ecuaciones de resistividad serán:

$$r_o = R_w \frac{L_e}{A}, \quad R_o = r_o \frac{A}{L} = \frac{R_w \cdot \frac{L_e}{a} A}{L},$$

$$R_o = \frac{R_w \frac{L_e}{a} \cdot \frac{L_e}{L}}{\frac{a}{A}} = \frac{R_w \left( \frac{L_e}{L} \right)^2}{\phi} \dots\dots\dots \text{Ec 1.11}$$

Donde:

$r_o$  es la resistencia eléctrica del agua salada contenida en un tubo de longitud  $L$  y área  $A$  en ohm.

$R_w$  es la resistividad del agua salada en ohm-distancia.

$L_e$  es la distancia del canal poroso

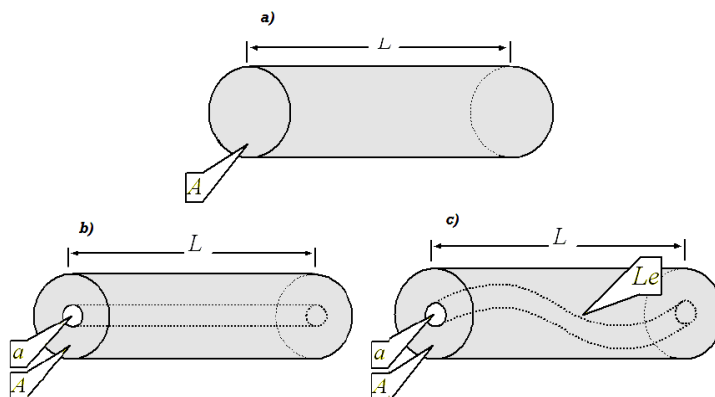
$L$  es la longitud total.

$A$  es el área transversal al flujo de corriente.

$R_o$  es la resistividad del agua salada en ohm-distancia.

La representación de estas cantidades se muestra en la figura 29. La conducción de una corriente eléctrica en una roca porosa se da primariamente por el movimiento de los iones disueltos en el agua salada que llena los espacios porosos de la roca, la conductividad varía directamente con la concentración de iones. En la evaluación de formaciones esto es usualmente definido en equivalentes de NaCl.

**Figura 29 Esquemas representativos de los modelos de resistividad.**



Fuente: Formation evaluation and petrophysics, Bowen D, Yakarta 2003

Las variables que influyen la resistividad natural del medio poroso son:

- La salinidad del agua de formación
- Porosidad
- Temperatura
- Geometría de los poros
- Composición de las rocas.

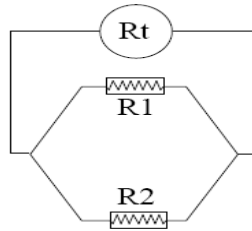
### **Sólidos conductivos**

Los minerales arcillosos presentes en una roca natural pueden actuar como un conductor por separado y son a veces llamados como sólidos conductivos y pueden afectar las medidas de resistividad tomadas por los registros eléctricos para la evaluación de formaciones. De hecho el agua y los iones en las arcillas actúan como materiales conductores. El efecto de la arcillosidad sobre la resistividad de la roca depende de la cantidad, tipo y distribución de la arcilla en la roca. Esta agua puede estar presente como agua ligada y ser dependiente de la actividad superficial o capacidad de intercambio cationico (CEC), o se puede dar como un atrapamiento capilar en la fina micro- porosidad creado por la morfología de las arcillas. Unos pocos minerales son también conductivos, la pirita por ejemplo, es casi un semiconductor y pueden variar las lecturas de las resistividades, pero solo cuando está presente en cantidades apreciables. La mayoría de los minerales además de las arcillas no constituye un problema de resistividad en la evaluación de formaciones. Los efectos de la disminución de la resistividad verdadera  $R_t$  pueden ser conceptualizados por medio de un modelo de flujo paralelo de corriente como el de la figura 30 y la ecuación 1.12

$$R_t = \frac{1}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right)} \dots\dots\dots \text{E.c 1.12}$$

Por ejemplo, para los valores de  $R_1 = 1$  ohm y  $R_2 = 10$  ohm,  $R_t$  será igual a 0.9 ohm. La situación se complica cuando el agua se torna más salada.

**Figura 30 Modelo de resistividad en paralelo.**



Fuente: Formation evaluation and petrophysics, Bowen D, Yakarta 2003

### 1.10. Relaciones de Archie

En los años 1920- 1930 Gus Archie estableció que la resistividad de un medio poroso saturado 100% de agua salada,  $R_o$  es igual al producto de un factor de formación,  $F$  y la resistividad de la salmuera saturante,  $R_w$ , como se muestra en la siguiente ecuación.

$$R_o = F.R_w \dots\dots\dots \text{E.c 1.13}$$

#### 1.10.1. Factor de formación

El factor de formación  $F$ , está definido como la relación de la resistividad de roca completamente saturada con una salmuera y la saturación de la salmuera.

Combinando la ecuación 1.13 con la ecuación 1.11 se tiene que:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{R_w \left(\frac{L_e}{L}\right)^2}{\phi} = \frac{\left(\frac{L_e}{L}\right)^2}{\phi} \dots\dots\dots \text{E.c 1.14}$$

La factor  $L_e/L$  es la relación de la longitud de los canales tortuosos de porosidad a través de la roca y la longitud de un segmento de roca. Este término es comúnmente llamado el término de la tortuosidad y en una arenisca limpia y uniforme, el cuadro de este valor es aproximadamente igual al recíproco de la porosidad. La forma más común de expresar el factor de formación es según:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots \text{E.c 1.15}$$

donde a y m son propiedades únicas de la roca.

**1.10.2. Correlación entre el factor de formación y la saturación de agua**

En una formación que contenga hidrocarburos (que no son conductores de la corriente eléctrica), con una cierta cantidad de agua, la resistividad es una función de la saturación de agua. Para la misma porosidad, la resistividad verdadera de la formación  $R_t$  es más grande que  $R_o$ , la resistividad de la formación 100% saturada con salmuera. Debido a que existe menos volumen disponible para el flujo de la corriente eléctrica. Gus Archie determinó experimentalmente que el factor o índice de resistividad  $IR$ , de una formación parcialmente saturada con salmuera puede ser expresado por medio de la siguiente ecuación

$$S_w^n = R_o / R_t = IR \dots\dots\dots \text{Ec. 1.16}$$

Sustituyendo la ecuación 1.13 en la ecuación 1.16, resultaría que:

$$S_w = \left( \frac{F \cdot R_w}{R_t} \right)^{1/n} \dots\dots\dots \text{Ec. 1.17}$$

Sustituyendo la ecuación 1.15 en la ecuación 1.17 daría como resultado:

$$S_w = \left( \frac{\frac{a}{\phi^m} \cdot R_w}{R_t} \right)^{1/n} \dots\dots\dots \text{Ec. 1.18}$$

donde:

$R_t$ : es la resistividad real de la formación que contiene tanto hidrocarburos como agua.

$R_o$ : es la resistividad de la formación cuando esta 100% saturada con agua salada.  
 $n$ : es un exponente dependiente de la saturación.

La relación  $R_o / R_t$ , es comúnmente llamada el índice de resistividad. Si la formación es totalmente saturada con agua salada,  $R_o$  es igual  $R_t$  y el índice de resistividad es igual a 1. IR es mayor que uno cuando en la formación están presentes los hidrocarburos. El índice de resistividad es función de la salinidad y la cantidad de agua de formación. El índice de resistividad es también una función de una la cantidad, distribución y el tipo de arcilla presente en la formación. Por ejemplo la presencia de de arcillas de cationes intercambiables, como las esmécticas, típicamente generan valores bajos de IR.

La ecuación 1.18 muestra la ecuación que Gus Archie encontró para determinar la saturación de agua. Esta ecuación por el efecto que vimos de la conductividad e las arcillas, se aplica para formaciones limpias. De esta ecuación se han desprendido otras más para el cálculo de saturación de agua se analizará.

### 1.10. Arcillosidad

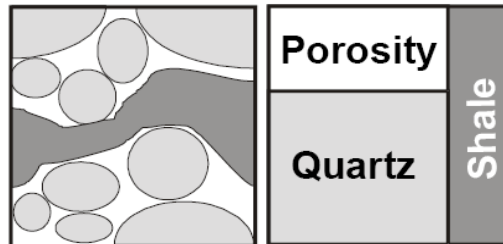
La arcillosidad, mezcla de arcilla y limo, o contenido de lutita o “shale” en la roca, afecta a la roca productora de diferentes maneras según la lutita o “shale” sea laminada, dispersa o estructural.

**Arcilla laminada:** O “laminated-shale” son finas láminas de lutita, con espesor del orden de 1 cm, separando finas láminas de arena limpia, sin afectar la permeabilidad horizontal a través del yacimiento, pero disminuyendo la permeabilidad vertical de la zona prácticamente a cero. Ver figura 31.

**Arcilla estructural:** O “structural-shale”; algunos granos en la estructura de la matriz de la arena son substituidos por granos de lutita, sin afectar la porosidad ni

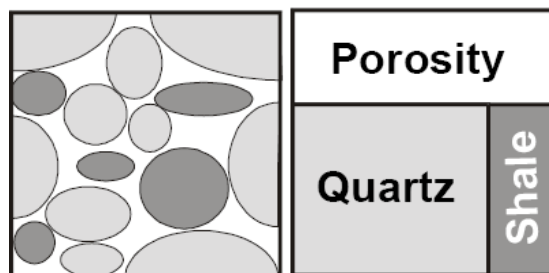
la permeabilidad. La arcillosidad (fracción de lutita en la zona de interés) varía de 0 a un valor máximo igual a la fracción de matriz, cuando todos los granos de la roca-almacén son substituidos por lutita. Ver figura 32

**Figura 31 Arcilla laminada**



Fuente: GLOVER, Paúl "Petrophysics course notes" 2000

**Figura 32 Arcilla estructural**

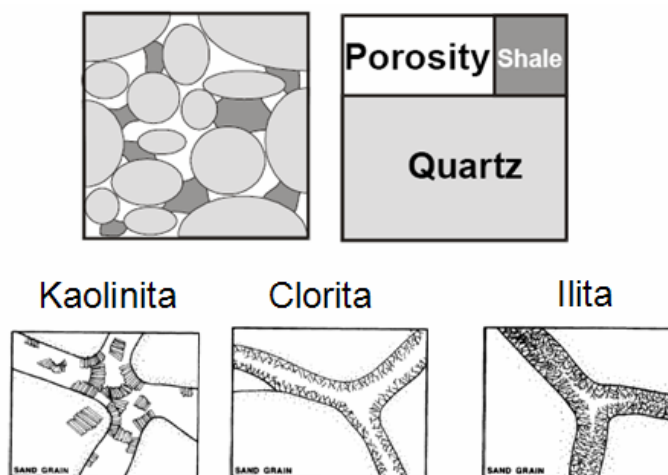


Fuente: GLOVER, Paúl "Petrophysics course notes" 2000

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

práctica se lo multiplica por 100 y se lo especifica en porcentaje. Por ejemplo:  $V_{sh} = 0.15 = 15\%$ . Generalmente se asume que, dentro de intervalos limitados, los parámetros de registros en las lutitas permanecen constantes. En formaciones conteniendo varias intercalaciones de lutita o "shale", generalmente puede observarse una lenta variación de los parámetros de lutita o "shale" al variar la profundidad, reflejando la disminución del contenido de agua "bound" al aumentar la profundidad. El volumen de arcilla se puede calcular por medio de la interpretación de registros sencillos como el método del Gamma ray, del registro Sp y del registro de resistividad como lo veremos más adelante; así como también se puede estimar usando relaciones entre registros como la combinación neutron density.

**Figura 33 Arcilla dispersa**



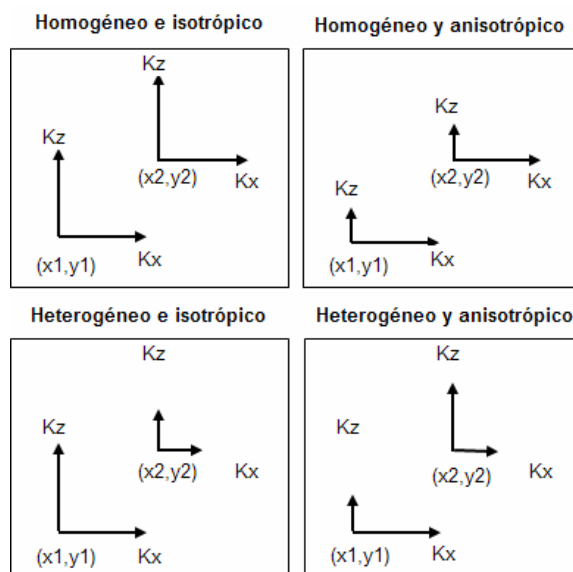
Fuente: GLOVER, Paúl "Petrophysics course notes" 2000

### 1.11. Heterogeneidad y anisotropia

Un medio es homogéneo con respecto a una propiedad si esa propiedad es independiente de la posición en el medio. De otra forma el medio es heterogéneo. Un medio es isotrópico respecto a cierta propiedad si esa propiedad es independiente de la dirección en el medio. Si en un punto del medio poroso, una propiedad varía en función de la dirección el medio es llamado anisotrópico con respecto a ésta propiedad. La figura 34 muestra los principales valores de

anisotropía con respecto a la permeabilidad en dos puntos  $(x_1, z_1)$  y  $(x_2, z_2)$  de la vertical de un medio poroso. Las flechas y las longitudes de las flechas muestran las direcciones y magnitudes de los principales valores de anisotropía con respecto a la permeabilidad, no deben interpretarse como vectores

**Figura 34 Diagramas de heterogeneidad y anisotropía.**



Fuente: Ekwere, Peters Petrophysics 2003

Los yacimientos de hidrocarburos son en general, heterogéneos y muy a menudo anisotrópicos por naturaleza. Esto significa que las propiedades petrofísicas de nuestro interés como la permeabilidad la porosidad, la saturación de fluidos, la litología entre otras, varían en el espacio tanto vertical como horizontalmente. Se ha encontrado que la permeabilidad, la porosidad y la saturación de fluidos varían desde el tope al fondo en el mismo yacimiento. La variabilidad de la roca y propiedades del fluido es una realidad con la que debe tratarse en la valoración de recursos y predicción del desempeño de un yacimiento.

Supóngase que se decide modelar el desempeño del yacimiento por medio de la simulación numérica de yacimientos. En la construcción del módulo de simulación, cada una de alrededor de un millón de celdas requieren la asignación de un valor

de porosidad, permeabilidad, permeabilidad relativa presión capilar y varias propiedades de los fluidos. ¿Cómo se podrían generar los valores de las propiedades de la roca y los fluidos para ser usadas en cada una de las celdas? Se puede asumir que el yacimiento es homogéneo y usar el mismo valor de cada propiedad todas las celdas. Sin embargo el modelo de simulación ignora la geología del yacimiento en consecuencia producirá resultados optimistas. Una manera de lidiar con esto sería asignar a las celdas las propiedades con un generador numérico aleatorio. Este tipo de modelos también ignoraría la geología del yacimiento pues los datos de las zonas cercanas diferirían mucho entre si, pues por naturaleza los yacimientos tienden a mantener una tendencia en las propiedades de las zonas cercanas entre sí.

Algunas de estas propiedades se pueden estimar como ya lo hemos hablado por medio de los análisis de corazones y toma de registros. Sin embargo debido a que las zonas muestreadas son solo una pequeña porción del yacimiento las propiedades en el resto del yacimiento son desconocidas y deben ser estimadas de otras formas. Este es uno de los problemas que la geoestadística trata de resolver, pero no es objeto en este trabajo.

### **1.12. Unidades de flujo**

Es necesario en la evaluación de formaciones identificar las unidades de flujo. El concepto de unidad de flujo está definido en la literatura de varias formas, una de ellas las define como elementos representativos de volumen en las cuales las propiedades geológicas y petrofísicas son iguales. Otra definición dice que las unidades de flujo son una porción maleable del yacimiento en las cuales las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son consistentemente diferentes de las propiedades de otra porción de volumen de yacimiento. Por otra parte, también se definen como una zona del yacimiento que es lateral y verticalmente continua y con características similares en cuanto a la

porosidad, permeabilidad. Además de estas definiciones podemos resumir que una unidad de flujo tiene también las siguientes características:

- Es un volumen específico de yacimiento, compuesto por una o más cualidades litológicas.
- Es maleable en un intervalo de escala.
- Es reconocible por medio de los registros eléctricos.
- Una unidad de flujo puede estar comunicada con otras unidades de flujo de características similares.

## **2. REGISTROS DE POZO**

### **2.1. Conceptos básicos**

El primer registro de información de fondo de un pozo fue tomado en 1869, cuando Lord Kelvin registro la temperatura, de un pozo somero. En 1927, Marcel y Conrad Schlumberger, con Henri Doll, tomaron el primer registro de resistividad eléctrica en Pechelbron, Francia. Desde entonces, se han creado más de 50 tipos de registros para medir diferentes tipos de propiedades de las rocas, entre ellos los registros eléctricos, nucleares, acústicos, térmicos, químicos y mecánicos.

Sin interpretación, las medidas resultantes de los registros no son útiles. Se requiere de tiempo, conocimiento y experiencia para convertir los datos en información significativa. El resultado de esta tesis ayudará un intérprete de registros pueda convertir estos datos en información con respecto a la porosidad, saturación de fluidos, tipo de hidrocarburos entre otras. El objetivo de este capítulo es estudiar los aspectos generales de la toma de los registros, pasando por los principios físicos que rigen cada una de las diferentes medidas, el control de calidad que se le deben hacer, los usos de cada registro y los efectos ambientales que afectan la medida que se deben tener en cuenta a la hora de interpretar un registro. Sin conocer a fondo cómo funcionan los registros, sin saber qué miden, cómo lo miden, no se puede hablar de evaluación de formaciones.

#### **2.1.1. Exploración con registros**

La información obtenida por los registros de pozos, es usada para mejorar dos (2) objetivos principales en un programa de exploración de hidrocarburos.

- *Propiedades de la formación:*
  - Ambiente de depositación.

- Mineralogía y Litología.
  - Radioactividad natural.
  - Tipo de porosidad.
  - Presión y temperatura de la formación.
  - Propiedades mecánicas de las rocas.
- *Evaluación de hidrocarburos:*
    - Unidades de flujo.
    - Tipos de porosidad.
    - Trampas de salinidad.
    - Distribución y propiedades de los fluidos.
    - Tipo de hidrocarburo.

Existen varias dificultades que se deben superar para encontrar valores aceptables, para las variables anteriormente mencionadas.

- *El fondo de pozo como sistema dinámico:* El lodo penetra las formaciones circundantes en el fondo de pozo y la pared de la formación es afectada por el proceso y durante el proceso de perforación.
- *Los fluidos y la matriz:* Afectan de varias maneras las herramientas de los registros de pozo.
- *La profundidad de investigación:* Es relativamente somera y varía según la tecnología que se utiliza.

### **2.1.2. Clasificación de los registros**

A continuación se presentará una clasificación general de los registros según el propósito de su medida.

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

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

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

### **2.1.3. Formatos de presentación de los registros**

Los registros de pozo, son una representación gráfica de varias respuestas de medida en función de la profundidad. Para hacer una interpretación de registros, los intérpretes, deben contar con gráficas que les permitan visualizar los valores numéricos de forma adecuada.

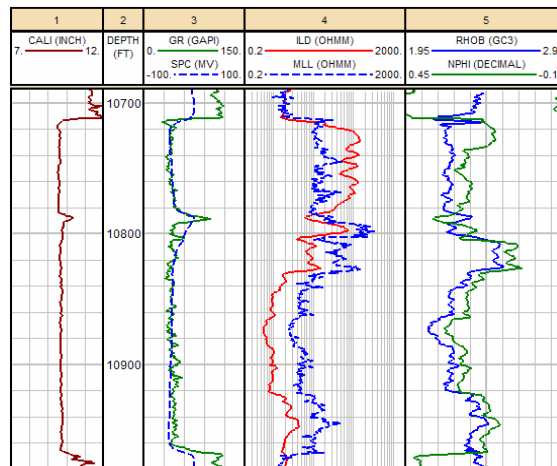
Nuestra industria tiene unos formatos estándares para la presentación de éste tipos de registros. Una grilla de registros API, tiene un ancho de 8.25 pulgadas y está dividida en tres (3) secciones llamadas pistas y una columna de indica la profundidad. El registro tiene una (1) pista en el lado izquierdo de la columna de profundidad y dos (2) en el lado derecho. Cada una de estas pistas, pueden tener una escala logarítmica o lineal. Las escalas logarítmicas generalmente se usan en la pista número 2 y casi siempre son para representar valores de resistividad. Es normal encontrar que esta escala, está graficada entre 0.2 y 2.000 OHMS. Un ejemplo de este formato estándar de registro lo podemos encontrar en la figura 35.

#### 2.1.4. Lodos de perforación

Los lodos de perforación son usados para:

- Para lubricar la broca.
- Para remover los ripios de perforación que se producen a medida que la broca rompe la formación.
- Para contrarrestar la presión de los fluidos en las rocas.
- Para estabilizar el pozo en cuanto a derrumbes.

**Figura 35 Ejemplo de un registro en un formato estándar**



Fuente: Autor

Si un pozo se perforara sin lodo, los fluidos de la formación entrarían al pozo y emergerían hasta la superficie, debido a la presión de formación. La densidad de un lodo usado en un pozo en particular, es diseñada para generar una presión de lodo tal que contrarreste la presión de formación y prevenir los reventones. Esto generalmente no falla, pero hace que por seguridad, la presión de lodo sea mayor que la presión de formación. Cuando la presión del lodo es mayor que la de la formación se dice que el pozo está en sobre balance.

Finalmente el lodo de perforación es una suspensión de partículas en un medio acuoso o base aceite.

### **2.1.5. Perfiles de invasión**

El lodo de perforación esta a una presión mayor que la de los fluidos de la formación, ya que una de sus funciones es mantener ese equilibrio. Cuando el lodo encuentra una formación porosa y permeable, este entrará en la formación bajo la influencia de la diferencia de presiones. Este fenómeno es llamado invasión. Sin embargo, las partículas más grandes del lodo se quedarán la superficie de la formación, pues la roca actúa como un filtro. De esta forma habrá un incremento en la cantidad de partículas que se encuentran en la pared de la formación, a esta zona se le llama torta de lodo. La parte líquida del lodo de perforación entra a la formación empujando los fluidos del yacimiento. Esta fracción del lodo es llamada filtrado de lodo. La zona donde el filtrado de lodo ha reemplazado a los fluidos del yacimiento es llamada zona lavada y habrá una zona más adentro de la formación donde el filtrado de lodo no ha podido llegar y los fluidos en ese punto, serán los originales del yacimiento, a esta zona se le conoce como zona no invadida. Se crea una tercer zona en la que el filtrado de lodo no habrá reemplazado completamente a los fluidos de la formación, en esta zona habrá ocurrido un barrido incompleto y por esta razón se le llama zona de transición. La figura 36 muestra un esquema general de éstas zonas con invasión.

En la figura 36 se indican algunas siglas que se utilizaran a lo largo de este trabajo cuyo significado es el siguiente:

Rmc: Resistividad de la torta de lodo

Rm: Resistividad del lodo

Rmf: Resistividad del filtrado de lodo

Rxo: Resistividad de la zona lavada.

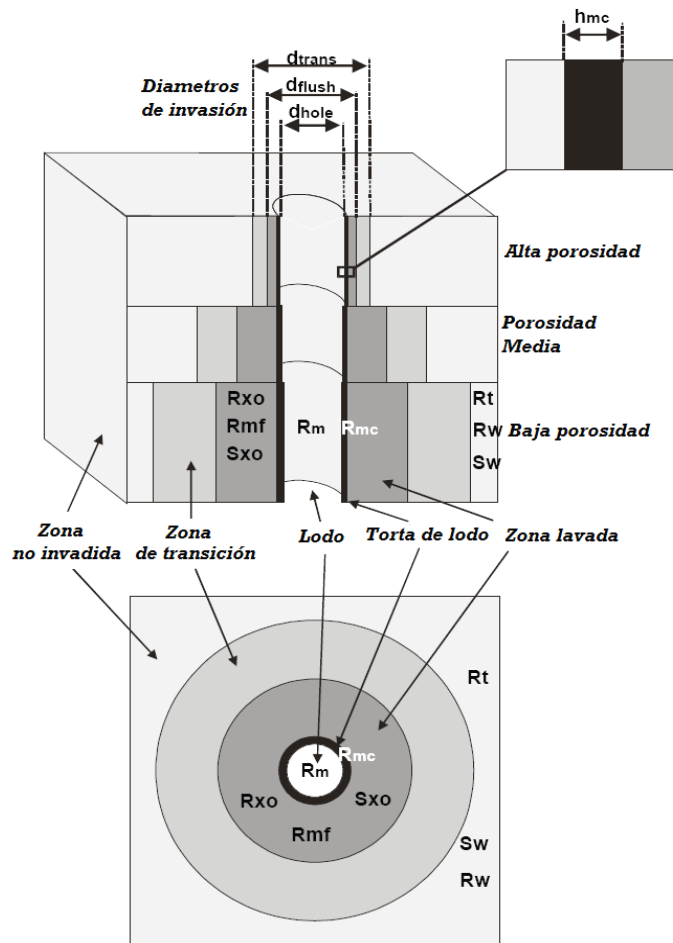
Sxo: Saturación de agua en la zona lavada.

Rt: resistividad en la zona no invadida o resistividad verdadera.

Sw: Saturación de agua en la zona no invadida.

Rw: resistividad del agua de formación.  
 dtrans: diámetro de la zona de transición  
 dflush: diámetro de la zona lavada  
 dhole: diámetro del pozo  
 Hmc: espesor de la torta de lodo.

Figura 36 Esquema del ambiente de fondo y las zonas de invasión.



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

Cabe recordar, que la invasión solo ocurre en formaciones porosas y permeables y es un proceso auto-limitante que depende de las características del lodo, de la porosidad y de la permeabilidad. Por esta razón, existe una relación cualitativa

entre baja porosidad, alta permeabilidad, grandes zonas de invasión y gruesas tortas de lodo. Las formaciones altamente permeables permiten la fácil entrada de filtrado de lodo, luego la invasión será profunda y la torta de lodo crecerá rápidamente hasta formar una capa gruesa. Las formaciones altamente porosas permitirán un gran almacenamiento de filtrado de lodo por distancia de invasión, esto hace que la invasión sea más corta que en formaciones de baja porosidad y la misma permeabilidad.

Los diferentes tipos de fluidos que hay en cada una de las zonas de la cara de la formación, hacen que el medio poroso tenga propiedades particulares para cada una de ellas. Solo la **zona no invadida**, tendrá las propiedades originales del yacimiento, por esta razón para hacer buenas lecturas de las propiedades originales de la roca, las herramientas tienen que hacer una medida precisa, a través, del lodo en el pozo, la torta de lodo, la zona lavada y la zona de transición o tomar lecturas en la zona inmediata de la cara del pozo para poder llegar a valores representativos de la zona no invadida, por medio de correcciones con respecto a la misma (zona invadida).

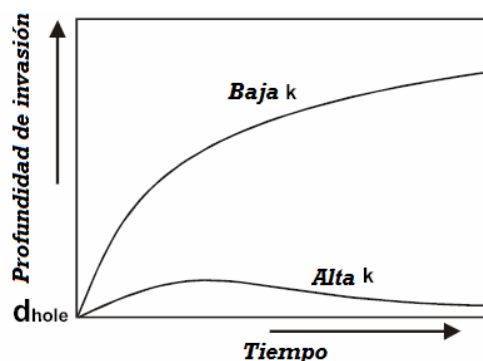
Las múltiples condiciones ambientales que se pueden dar en la cara del pozo por efectos de el tipo de lodo, tamaño de pozo, presión, temperatura, entre otras hacen a las medidas tomadas por los registros susceptible a medidas erróneas que deben ser corregidas antes de la interpretación de los registros. Este tema se tratará más adelante cuando se esté estudiando el control de calidad de los registros.

### **Perfiles de invasión en lodos base agua**

La difusión del filtrado de lodo base agua en la formación ocurre a una tasa que depende de la distribución del tamaño de los poros y de la permeabilidad de la roca. La difusión puede ser más rápida que la tasa de filtración en la cara de pozo

en una formación altamente permeable. De aquí que la invasión es limitada por la tasa de filtración y que el incremento en el tamaño de la torta de lodo frena el proceso limitando la profundidad de la invasión. Para formaciones de baja permeabilidad la difusión es más lenta, pero alcanza una mayor profundidad. Estas dos situaciones se pueden visualizar en la figura 37.

**Figura 37 Efecto del tiempo y la permeabilidad sobre la profundidad de invasión de los lodos base agua.**



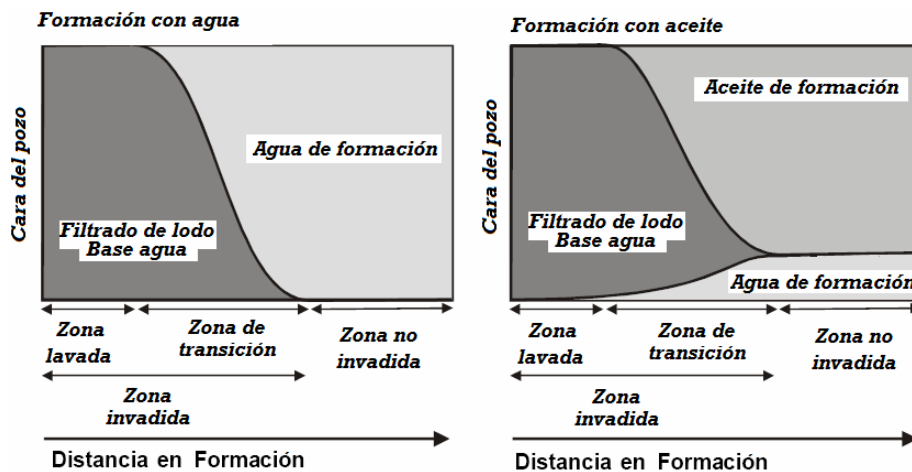
Fuente: GLOVER, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000

El reemplazo del aceite por este filtrado, se da por un desplazamiento por diferencia de presión. En formaciones que contienen agua, el filtrado de lodo la reemplaza en su totalidad en las zonas someras, pero este reemplazo disminuye en función de la profundidad de invasión. En formaciones que contienen aceite, el filtrado de lodo reemplaza toda el agua de formación y la mayor parte del aceite en las zonas someras y de nuevo este reemplazo decrece en función de distancia de invasión. La distribución de estos fluidos en la cara de la formación se le conoce como perfil de invasión y se puede visualizar en la figura 38.

### **Perfiles de invasión en lodos base aceite**

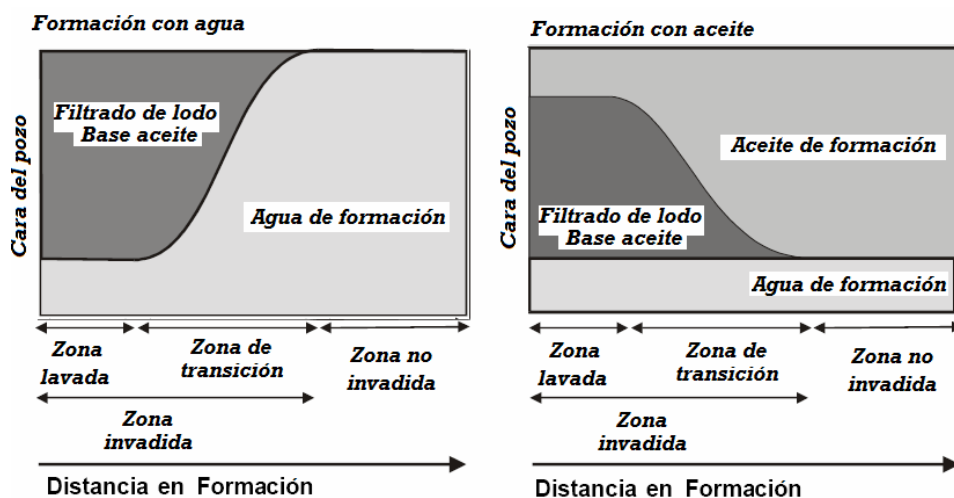
El filtrado de lodo base aceite reemplaza los fluidos en la zona invadida por un mecanismo soportado por la diferencia de presión. Los perfiles de invasión resultantes son esquematizados en la figura 39.

**Figura 38 Perfiles de invasión para lodos base agua**



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

**Figura 39 Perfiles de invasión base aceite**

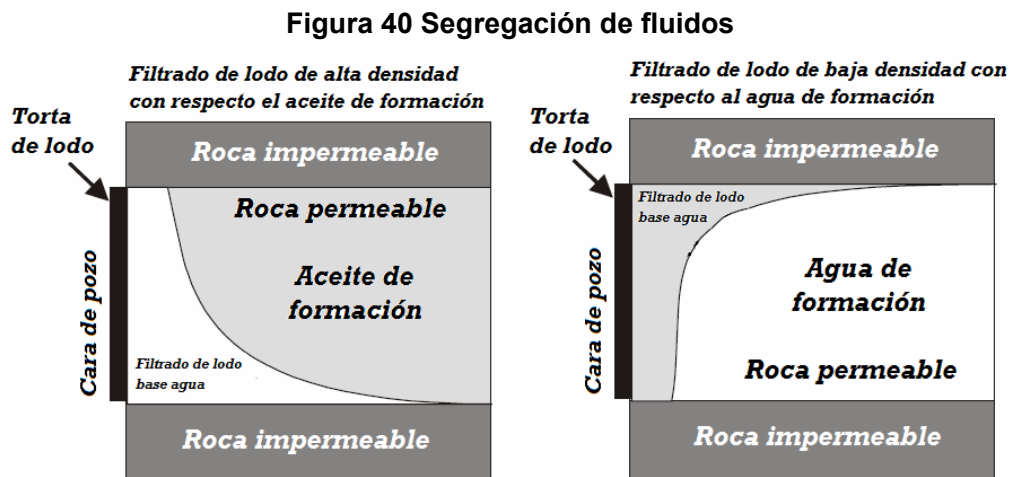


Fuente: GLOVER, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000

Se debe destacar que para formaciones que contienen agua, el filtrado de lodo base aceite no reemplaza la totalidad del agua de la formación en ningún lugar ni somero, ni profundo. Y que para las formaciones que contienen aceite este filtrado de lodo solo puede reemplazar parte del aceite original, dejando el agua de formación intacta.

## Segregación de fluidos

Como ya se dijo anteriormente, los fluidos en la zona invadida de la formación pueden ser: Agua, aceite, filtrado de lodo y/o gas en diferentes saturaciones. Estos fluidos tienen diferentes densidades y esto los hace susceptibles a mecanismos de segregación resultantes de su boyanza relativa, esto siempre y cuando la permeabilidad vertical de la formación sea suficientemente alta. A pesar de que parezca un efecto sutil, es común observarlo en los registros de pozo. Este efecto se desarrolla bien en los dos siguientes escenarios y que se encuentran esquematizados en la figura 40.



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

- *Formaciones que contienen aceite perforadas con lodo salado base agua:* La alta densidad del filtrado de este lodo, hace que se acumule en el fondo de la formación y a la vez modifica el perfil de resistividades, de manera tal, que se tendrán más bajos valores en la base, que en el tope de la formación.
- *Formaciones que contienen agua perforadas con lodo base aceite:* La baja densidad de este filtrado de lodo hace que se acumule en el tope de la

formación y de nuevo modifica el perfil de resistividades, de manera tal, que se tendrán más bajos valores en la base, que en el tope de la formación.

## **2.2. Registro Caliper.**

### **2.2.1. Introducción**

El registro Caliper es una herramienta para la medida del diámetro y forma del pozo en función de la profundidad. Para esto se usa una herramienta que puede tener dos, cuatro o más brazos extensibles. Los brazos se pueden mover hacia adentro o hacia fuera de la herramienta a medida que ésta va pasando a lo largo de todo el pozo. Éste movimiento es convertido en una señal eléctrica que determinará la variaciones en el diámetro de pozo. Estas medidas pueden ser menores o mayores que el diámetro de la broca con la que se perforó el pozo. Algunos pozos pueden tener una forma ovalada después de la perforación. Esto es debido, a las fuerzas tectónicas aplicadas al pozo en las diferentes direcciones. Para determinar este tipo de formas se requiere un Caliper de dos brazos. En este caso, uno de los brazos reportará una disminución en el diámetro con respecto al diámetro de referencia, mientras que el otro reportará un aumento en el diámetro a la misma profundidad. Un ejemplo de esta herramienta se puede ver en la figura 41.

**Figura 41 Herramienta Caliper de dos brazos**



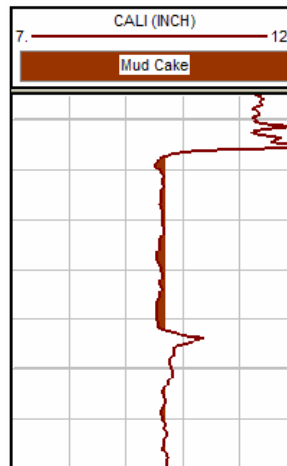
Fuente: GLOVER, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000

### **2.2.2. Presentación del registro**

El registro Caliper es ploteado en la pista 1 de un set de registros, junto con el diámetro de la broca, esto con el fin de comparar las variaciones en el diámetro

con el valor esperado. La escala del registro es generalmente presentada en pulgadas (6 a 16 in), que es el estándar para referenciar los tamaños de broca. En la figura 42 podemos observar un ejemplo de este registro.

**Figura 42 Registro Caliper**



Fuente: Autor

### **2.2.3. Interpretación del registro Caliper**

En la figura 43 se observa un esquema con la información que puede generar el registro Caliper y la Tabla 6 describe los principales factores que influyen en la medida.

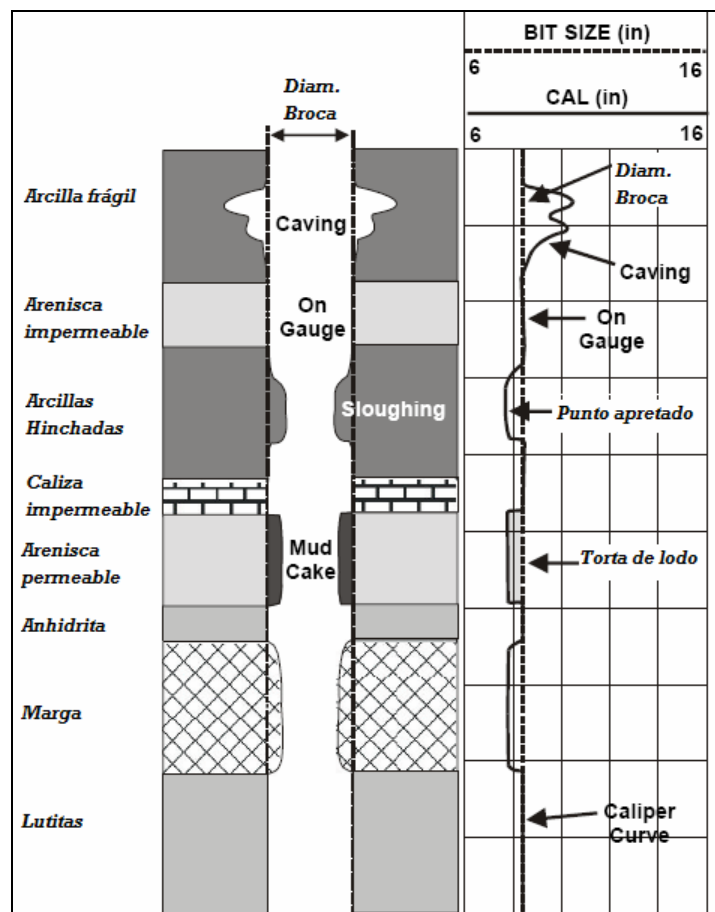
### **2.2.4. Uso del Registro Caliper**

A continuación se detallarán los principales usos del Registro Caliper:

- Contribuir con información para la evaluación litológica. (Ver figura 43 y Tabla 6).
- Es un indicador de zonas de buena permeabilidad y porosidad, debido a la formación de torta de lodo en asociación con el Registro Gamma Ray.
- Para llevar a cabo cálculos de espesor de torta de lodo.
- Cálculos en el volumen del pozo.

- Cálculo del volumen del cemento requerido para el completamiento.
- Selección de zonas de formaciones consolidadas para pruebas de presión, recobro de muestras, ubicación de empaques para pruebas y de puntos de ubicación del casing.
- Es un indicador de la calidad de pozo. Este registro ayuda a determinar si las medidas de otros registros pueden ser utilizadas para el cálculo de las propiedades petrofísicas. Pozos muy angostos o muy anchos, con respecto al diámetro de la broca pueden resultar en mediciones erróneas de otras herramientas de registro.

**Figura 43 Respuesta típica del Registro Caliper para varias litologías.**



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

**Tabla 6 Factores que influyen la medida del Caliper**

Diámetro del pozo	Causas	Posibles litologías
A la medida	Formaciones bien consolidadas o no permeables	Areniscas masivas Lutitas Calcáreas Rocas Ígneas Rocas metamórficas
Medida mas grande que el diámetro de broca	La formación es soluble en el lodo de perforación La formación es débil y se derrumba	Formaciones saladas perforadas con agua fresca Areniscas no consolidadas, gruesas, o arcillas quebradizas
Medida menor al diámetro de la broca	La formación se ha hinchado. Formación e torta de lodo en formaciones porosas y permeables	Arcillas que se hinchan. Areniscas porosas y permeables

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

## 2.3. Gamma Ray

### 2.3.1. Introducción

Existen tres tipos de radiación emitidas por los materiales son: las partículas Alfa, Beta y los Rayos Gamma (GR). Estos últimos son el más importante tipo de emisión posible de un material radioactivo o radiación electromagnética.

Los Rayos Gamma son ondas electromagnéticas de alta energía, como las de la luz que se propagan a menudo simultáneamente con la emisión de los Rayos Beta. Estos Rayos son similares a los Rayos X pero su longitud de onda es más corta y pueden penetrar a mayores profundidades, estas características permiten que se puedan registrar perfiles nucleares en pozos "Open-hole" y con tubería de revestimiento ya que las radiaciones con Rayos Gamma emitidas por las formaciones detrás de la tubería de revestimiento pueden penetrarla y alcanzar a los detectores de Rayos Gamma en el pozo.

La energía de los Rayos Gamma se expresa en millones de electro-voltios (Mev) y en los estudios de perfiles nucleares la magnitud de las energías existentes varían por lo general de 0.1 a 10 Mev.

Se ha establecido que todas las rocas tienen cierta cantidad de material radioactivo, por pequeña que sea. Las rocas ígneas, ácidas o ligeramente coloreadas contienen mayores cantidades de material radioactivo que las del básico y oscuras. Ya que las rocas sedimentarias se formaron por la erosión de las rocas ígneas, también estas son radioactivas, sin embargo en las rocas sedimentarias las sustancias radioactivas están distribuidas de manera variada entre las diferentes rocas sedimentarias. Las arenas y las calizas limpias exhiben muy poca radioactividad, mientras que las lutitas exhiben alta radioactividad.

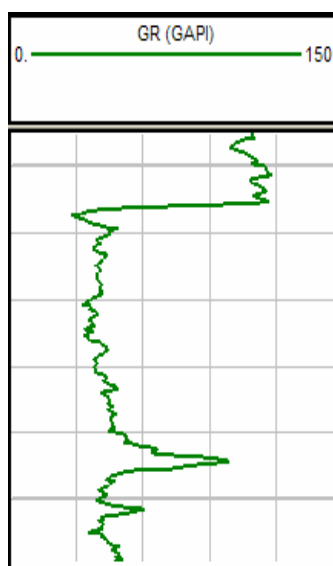
Este perfil mide la actividad natural de Rayos Gamma en las formaciones. Es útil en la detección y evaluación de minerales radioactivos como Potasio, Torio y Uranio. En formaciones sedimentarias el perfil generado refleja el contenido de lutitas y arcillas en las formaciones.

Las formaciones limpias tienen un nivel bajo de radioactividad, a menos que se encuentren contaminadas de cenizas volcánicas o que las aguas de la formación contengan sales de potasio. Este perfil puede ser registrado en pozos entubados lo que lo hace muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento de pozos.

Es también usado para complementar el registro de potencial espontáneo y como sustituto de la curva SP en pozos perforados con lodos salados, vacíos o con lodos base aceite. En todos los casos es bastante útil en la ubicación de capas arcillosas y en la identificación de las unidades de flujo.

Los perfiles de Rayos Gamma se calibran en unidades API. En el campo se utiliza la referencia de calibración para normalizar cada herramienta al estándar API. En formaciones sedimentarias generalmente varían en unas pocas unidades API. Este perfil se presenta normalmente con escala de 0 a 150 o 200 unidades API según se requiera. Ver figura 44

**Figura 44 Ejemplo del registro Gamma Ray**



Fuente: Autor

### **2.3.2. Principio de funcionamiento**

Lo que determina que una formación emita radioactividad es la cantidad de Potasio (K) Torio (Th) o Uranio (U) que contengan. Estos elementos radioactivos emiten 3 tipos diferentes de radiación (Partículas Alfa y Beta; y Rayos Gamma) Las partículas Alfa y Beta son de poca utilidad ya que su penetración a través de la formación es limitada debido a su corto periodo de vida y a su rápida absorción. Los Rayos Gamma son ondas electromagnéticas de alta energía emitidas espontáneamente las cuales son detectadas por el registro. Existen tres clases de detectores de RG. La cámara de ionización- El contador Geiger Muller y el centellómetro, este último es el más usado tanto en el registro GR como en el de densidad.

### **2.3.3. Equipo**

Esta herramienta no necesita una calibración rigurosa, solo se hace una medición en superficie, y esta debe estar entre 20 y 50 Hz, que es la radiación natural de la tierra, o se puede calibrar usando elemento de calibración de radioactividad

natural ya conocida. Antes del trabajo se debe mantener la herramienta limpia y por ningún motivo deben registrarse medidas de O API o medidas negativas. En la figura 45 Se presenta una fotografía de la herramienta.

**Figura 45 Fotografía de la herramienta**



Fuente: PTS COLOMBIA, "Información técnica de los servicios ofrecidos" Bogota, 2005.

#### **2.3.4. Velocidad de corrida del registro**

Las variaciones estadísticas son una característica inherente a todos los registros nucleares, los cuales nunca repiten exactamente la medida (pasando dos veces por el mismo intervalo), debido a pequeñas variaciones u oscilaciones alrededor del verdadero valor de respuesta del registro. Estas oscilaciones son variaciones aleatorias y no representan la respuesta de la formación. Al leer un registro nuclear, debe efectuarse un promedio visual sobre 1 a 1.5 m. La única excepción a esta regla es el caso de una capa de menos de 1 m de espesor, donde se debe leer el valor del pico. El origen de las variaciones estadísticas está en la naturaleza aleatoria del proceso de degradación nuclear. Los pulsos generados en el detector de rayos gamma aparecen como una secuencia aleatoria, aunque la diferencia porcentual entre el número de pulsos contados en dos intervalos de tiempo iguales será pequeña si los intervalos de tiempo son suficientemente grandes. Por esta razón, generalmente se promedian las lecturas de rayos gamma en un intervalo de tiempo de 2 seg (correspondiente a un intervalo de 1 pie de pozo cuando la velocidad del registro es de 1,800 ft/hr ó 9 m/min). Esta combinación permite una

buena definición de una capa de 1.3 m de espesor sin necesidad de disminuir demasiado la velocidad del registro. Si se duplica la velocidad, la definición de capas no se altera, pero las variaciones estadísticas aumentan en un factor de  $2^{1/2} = 1.414$ .

### **2.3.5. Factores que afectan la medida**

#### **Peso y tipo del lodo**

La densidad del lodo de perforación (peso del lodo) afecta la señal debido a que lodos de alta densidad atenúan más los rayos Gamma. Se debe prestar una atención especial a lodos de perforación con Barita, pues la Barita es muy eficiente atenuando los rayos Gamma y dará lecturas anómalas bajas. Hasta aquí consideramos que el lodo solo atenúa los rayos Gamma y no contribuye a estos; esto aplica para muchos lodos pero no para todos. Los de perforación con cloruro de potasio son comunes en la industria. Estos lodos tienen asociada una radioactividad natural asociada con el K-40. La radiación de los lodos de perforación con KCl contribuye considerablemente a la cantidad total de radioactividad medida. Esta no sería en realidad un problema significativo pues una mirada al encabezado del registro diría que lodo base KCl fue usado y por ende debemos esperar medidas de GR un poco más altas que los usuales. Los problemas pueden aumentar si el diámetro de los pozos cambia, llevando a variar la cantidad de lodo entre la formación y el sensor con respecto a la profundidad. En zonas derrumbadas de formaciones radioactivas usualmente no se observa ningún efecto, pues el aumento de diámetro reemplaza efectivamente una formación radioactiva por un lodo radioactivo. Sin embargo, un significativo incremento local en el registro puede ser observado en formaciones de muy baja radioactividad, como algunas evaporitas que han sido socavadas.

#### **Diámetro del pozo**

El registro de rayos Gamma usualmente se corre centrado en el pozo. En las zonas donde el diámetro es mayor hay mayor cantidad de lodo de perforación entre la formación y el detector resultando en una atenuación de la radioactividad registrada. Por lo tanto el registro va a sobrestimar la radioactividad de las formaciones evaluadas.

Entre más pesado sea el lodo mayor será la sobreestimación del GR el lodo pesado aumenta la desviación de los rayos gamma debido a que los choques de los rayos con los electrones de los átomos de los partículas del lodo (partículas de aditivos densificantes) son mayores. Los lodos con Barita son un particular problema pues la Barita es muy eficiente en la absorción de rayos Gamma. Se puede corregir este problema si se conoce un registro caliper y las correcciones son llevadas a cabo usando graficas de corrección que son suministradas por la compañía de la herramienta de registro. Cada diseño de herramientas tiene sus tablas de corrección, las cuales son creadas para un rango de lodos y geometrías de herramientas. Sin embargo, en la actualidad estas mismas correcciones son realizadas en tiempo real, "Real Time", es decir durante la toma del registro.

### **2.3.6. Aplicaciones del registro**

#### **Determinación del volumen de arcilla**

Debido a que los elementos radioactivos están generalmente concentrados en los minerales arcillosos, el registro de GR es muy utilizado en la determinación de la arcillosidad o *vsh* (fracción arcilla del volumen total de la roca) en las formaciones permeables. Básicamente se efectúa una interpolación lineal entre las lecturas de GR en formaciones limpias y arcillosas o "shales" (como se trata de una aproximación, se aconseja la utilización simultánea de otros indicadores):

$$IGR = \frac{GR_{LOG} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots Ec. 2.1$$

IGR= es el índice de arcillosidad en la formación

GRlog= es la lectura del registro de GR en la zona de interés, en unidades API

GRmin= es la lectura del registro de GR en zonas limpias o carbonatos, en unidades API

GRmax= es la lectura del registro de GR en lutitas o “shales”, en unidades API

El IGR calculado es después usado con la apropiada correlación o tabla para encontrar el volumen de arcilla. Por ejemplo existen correlaciones para estimar el volumen de arcilla que se presentan a continuación:

*Lineal*

$$Vsh = IGR \dots\dots\dots Ec. 2.2a$$

*Para rocas antiguas o consolidadas:*

$$Vsh = 0.33 \times (2^{(2 \times IGR)} - 1) \dots\dots\dots Ec. 2.2b$$

*Para rocas del terciario o no consolidadas:*

$$Vsh = 0.083 \times (2^{(3.7 \times IGR)} - 1) \dots\dots\dots Ec. 2.2c$$

*Clavier*

$$Vsh = 1.7 - (3.38 - (IGR + 0.7)^2)^{1/2} \dots\dots\dots Ec. 2.2d$$

*Steiber*

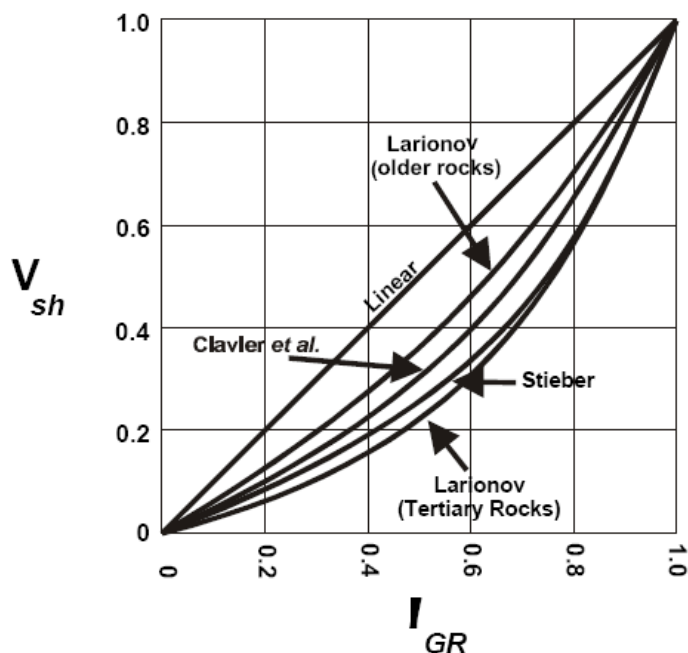
$$Vsh = 0.5 \times (IGR / (1.5 - IGR)) \dots\dots\dots Ec. 2.2d$$

En la siguiente grafica de la figura 46 se presentan las tendencias de las diferentes correlaciones presentadas anteriormente:

En la práctica se lo multiplica por 100 para expresar la arcillosidad en porcentaje.

Por ejemplo:  $vsh = 0.20 = 20\%$ .

Figura 46 Vsh vs IGR para cada correlación.



Fuente REEVE Paul, Petrophysics course notes 1999.

### Otras aplicaciones

- Identificar capas permeables e impermeables. El registro de GR es particularmente útil en la identificación de capas permeables en casos de presentarse lecturas redondeadas en el SP (capas de muy alta resistividad), o sin una tendencia (resistividades similares del filtrado y del agua de formación) o cuando no puede registrarse la curva de SP (lodos a base de aceite).
- Evaluar minerales radiactivos: es útil en la detección y evaluación de minerales radioactivos, como potasio o uranio; también puede ser utilizado en la definición de depósitos de minerales no radioactivos, como carbón.
- Para Control de profundidad: Sirve para colocar en profundidad todos los registros incluidos en la interpretación, especialmente con el core-gamma

Corazón-Registro, el registro simultáneo de la curva de GR e identificador de collares de casing o por sus siglas en inglés CCL (casing collar locator), cuando se obtiene los registros a pozo revestido, también permite el posicionamiento de las cañones de perforación (posicionados en pozo revestido utilizando la referencia del CCL) frente a las capas de interés identificadas en hueco abierto.

- Nos ayuda como indicador de litología a delimitar el yacimiento mediante la utilización de un “cutoff” de Vsh.
- Correlación de diferentes pozos para definir el modelo estructural, Correlacionar registros de hueco abierto y/o hueco revestido.
- Para definir el ambiente de depositación. Algunos materiales son característicos de ciertos ambientes sedimentarios. La glauconita es un mineral estrictamente marino que se forma principalmente en lechos continentales. Este es generalmente usado como un indicador de la columna de agua. Por otra parte la Bauxita está restringida a ambientes continentales húmedos calientes y bien drenados. Algunos ambientes reductores que favorecen el enriquecimiento de Uranio, están relacionados con condiciones de agua inmóvil. Como veremos más adelante estos materiales están relacionados con el Torio, Uranio y Potasio.
- La forma de la curva ayuda a determinar los cambios en el tamaño de grano, y los procesos y ambientes sedimentarios.

#### **2.4. Registro Gamma Ray espectral**

Este registro mide la radioactividad natural del medio emanada de una formación dividiéndola en cada una de las fuentes isotópicas radioactivas. El análisis de las

fuentes de la radioactividad natural nos da información adicional a la probable composición y a la litología de las formaciones. El registro espectral de rayos gamma es denotado comúnmente como SGR.

#### **2.4.1. Principios de la medida**

Este es un registro que se utiliza para medir la porción de la radiación total que viene de las fuentes de radiación Potasio-40 (K), Series de Uranio- Radio (U), y las series de Torio (Th) en cada formación, generalmente se corre junto con los registros Neutron y Density. La distribución de cada uno de los mayores contribuidores de radiación de una formación es diferente.

Las herramientas de los registros SGR utilizan los mismos sensores que son utilizados en los registros GR. La salida del detector pasa a través de un analizador multi-canal que calcula la cantidad que viene de la energía asociada con los mayores picos. Esto se hace mediante la medida del flujo que se hace a través de 2 ventanas de calibradas alrededor de 1.46 meV para el potasio, 1.76 meV para el Uranio –Radio y 2.62 meV para las series de Torio.

Estas lecturas representan la cantidad de radiación emitida por cada una de esas fuentes. La suma de estas energías parciales debe ser igual al total de radiación captada y es llamada SGR. Por otra parte a la suma de los conteos de radiactividad por Torio y potasio se le denomina (CGR) por sus siglas en ingles *computed gamma ray*.

#### **2.4.2. Calibración**

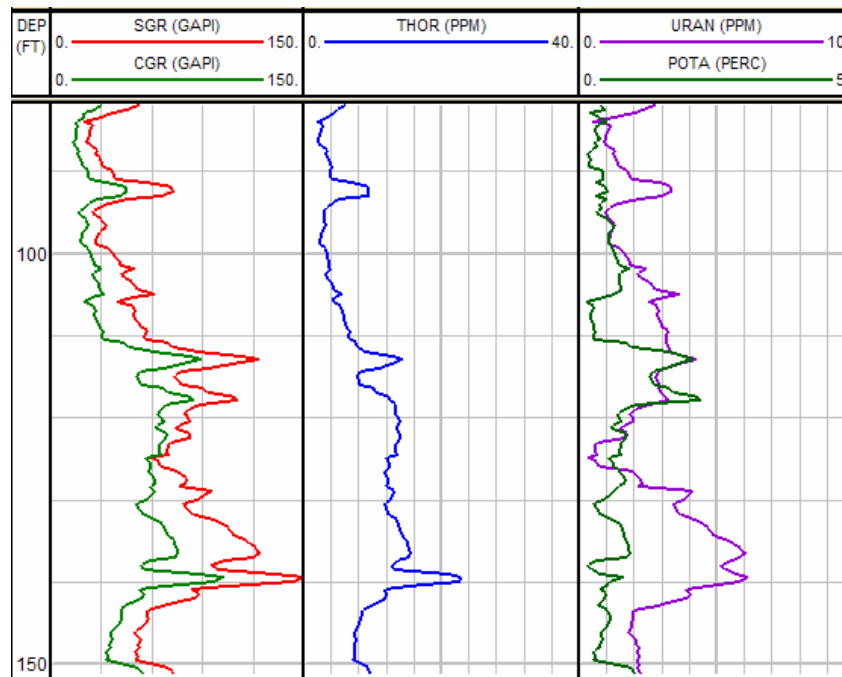
La herramienta SGR es calibrada usando 4 fuentes de composición bien conocida, cada una conteniendo solamente K-40, U238, Th232 y el restante una mezcla de cada uno. La calibración se hace pasando la herramienta cerca de cada una de las Fuentes y certificando que las diferencias en observadas estén acordes con lo

conocido y la calibración de la radioactividad total se hace según la norma API, que consiste en hacer pasar la herramienta, a través de dos formaciones artificiales construidas en un pozo superficial cuya diferencia en radioactividad es igual a 200 unidades API.

### 2.4.3. Presentación del registro

El formato para reportar los datos del SGR es más complejo que para el GR, debido a que contiene mucha más información detallada. La pista 1 es usada para registrar la suma total de las contribuciones parciales o SGR así como es computada la ya mencionada CGR que es la suma de la contribución del Torio y del Potasio, dejando sin sumar la contribución del Uranio. Las líneas 2 y 3 son usadas para registrar la cantidad de radiación calculada asociada con K40, U238 y Th232. En el siguiente ejemplo de la figura 47 se puede ver que el Potasio esta reportado como porcentaje y el Uranio y el Torio son reportados como partes por millón (ppm).

**Figura 47 Ejemplo de la presentación de un registro SGR**



Fuente: Autor

#### **2.4.4. Efectos del tipo de lodo**

A medida que la densidad del lodo aumenta, el lodo absorbe los rayos gamma más eficientemente reduciendo el valor leído. Esto es tenido en cuenta cuando se hace la corrección por diámetro de pozo, que es dado para cada tipo de lodo. El peor efecto de este tipo se ha visto en el lodo con Barita. Las herramientas descentradas son menos susceptibles a este tipo de problema. De igual forma el efecto del KCl sucede como lo habíamos visto para el GR y de nuevo las herramientas SGR descentradas so menos susceptibles a este problema.

#### **2.4.5. Aplicaciones del SGR**

El registro Gama ray espectral es una herramienta de mucha utilidad sobre todo para hacer un análisis litológico y de composición más detallado, al cual ayuda entre otras por su mejor resolución vertical. También es de gran ayuda las relaciones como TH/K, aunque esta relación no sea dimensional.

#### **Discriminación entre arenas arcillas y otros minerales**

En el registro GR algunas arenas limpias podían a veces producir altos valores de gamma ray que se podían confundir con arcillas. Esas arenas incluyen aquellas que contienen feldespatos micas arenas glauconita y otros materiales pesados. La información extra que da esta herramienta (SGR) es útil para identificar estas situaciones y calcular la cantidad particular de materiales radioactivos presentes. Las areniscas radioactivas se ubican en uno de 6 principales grupos, los cuales son clasificados a continuación, y pueden ser reconocidos en las dos graficas siguientes.

- *Areniscas arcillosas*: Si se conoce minerales arcillosos estas pueden ser identificadas con las graficas adecuadas para este fin. Estas graficas se analizarán en el capítulo 4 en la selección de litología.
- *Areniscas Arcosas*: Estas contienen feldespatos, que tienen un significativo contenido de potasio, la Relación TH/K estará por debajo de 1(pppm/%).
- *Areniscas micáceas*: Estas contienen mica, la cual contienen una composición de potasio menor que el feldespato, para estas arenas la relación Th/K estará entre 1.5 y 2.5
- *Conglomerados*: Estos contienen ambos micas y feldespatos y tienen una relación Th/K intermedia de 1 a 2.5
- *Arenas con glauconita*: la glauconita hace parte del grupo mineral de las micas, contienen Hierro y Magnesio y Potasio, estas tendrán una relación Th/K entre 1 y 1.5.
- *Areniscas con minerales pesados*: Los minerales pesados contienen generalmente abundante U y Th. Los valores de U y Th son lo abundantes como para aumentar significativamente las relaciones U/K y TH/K. dando como valores tipo por encima de 25 ppm/% para Th/K, y más de 20 para la relación U/K .

Se tiene también que para la relación:

Th/U < 2 origen marino

Th/U >7 Origen continental.

Un mejor índice de arcillosidad se puede encontrar con la siguiente ecuación: nótese que está en función de CGR que no tiene en cuenta la contribución del Uranio, puesto que el indicador de radioactividad por Uranio se manifiesta en

presencia de Dolomitas, estas no son formaciones arcillosas, luego no deben estar computadas como volumen de arcilla.

$$IGR|_{CGR} = \frac{CGR_{LOG} - CGR_{min}}{CGR_{max} - CGR_{min}} \dots\dots\dots Ec. 2.3$$

**SGR en Carbonatos**

En carbonatos, el Torio, usualmente esta ausente porque los iones comunes de torio son insolubles y el potasio es insignificante. Luego podemos decir que en formaciones donde se observe bajas cantidades de TH y K se puede decir que son rocas 100 % carbonatos. Estas rocas pueden generalmente contener Uranio, el Uranio usualmente indica la presencia de material de origen orgánico  
 Pues los organismos son extremadamente buenos para concentrar y almacenar uranio. Como se dijo anteriormente resulta más preciso no tener en cuenta las contribuciones del indicador de uranio para calcular el índice de arcillosidad puesto que un SGR alto no siempre representa arcillosidad, pues ese valor puede estar dado 100% por el efecto del Uranio que como acabamos de ver esta relacionado con los carbonatos.

*SGR en Areniscas:*

- U, puede indicar minerales pesados
- Th, indica contenido de arcilla y minerales pesados
- K, indica micas, arcillas micáceas y feldespato

*SGR en Calizas:*

- U, Presencia de Fosfatos y materia orgánica
- Th, indica contenido de arcilla
- K, indica contenido de arcilla y evaporitas

*SGR en Shales*

- U, indica la presencia de roca fuente de HC
- Th, indica la cantidad de material detrítico o el grado de arcillosidad
- K, indica tipo de arcilla y mica.

### **Correlación entre pozos**

Las cenizas volcánicas (intervalos bentoníticos) son consideradas ser depositadas exactamente al mismo tiempo sobre una gran área. Estas pueden ser usadas para hacer correlación entre pozos. Los picos en la señal de cantidad de torio son la mayor señal de correlación.

### **Indicador de fracturas**

El Uranio es disuelto en condiciones reductoras. Las sales disueltas del Uranio pueden después precipitar a lo largo de las fracturas, causando picos locales en el SGR Sin embargo, los picos locales de Uranio solo indican fracturas su presencia debe ser chequeada en los registros de imágenes.

### **Indicador de rocas generadoras**

Bajo condiciones de reducción, el ion  $(UO_2)_2^+$  forma enlaces complejos con los componentes orgánicos como por ejemplo los ácidos húmicos el cual facilita la fijación del Uranio en la materia orgánica. Los sulfitos de hierro se forman generalmente en condiciones reductoras y ambientes sedimentarios de baja energía (como las calizas y shales), que favorecen la conservación de la materia orgánica y la incorporación del Uranio.

## **2.5. Registro de potencial espontaneo SP**

### **2.5.1. Introducción**

La curva de potencial espontáneo o SP ("Spontaneous-Potential") representa la diferencia de potencial eléctrico entre un electrodo fijo en la superficie y otro móvil dentro del pozo y sus unidades son los milivolts (mv). La escala de SP no tiene un

valor cero absoluto; apenas se registran los cambios de potencial dentro del lodo al pasar la herramienta frente a diferentes capas.

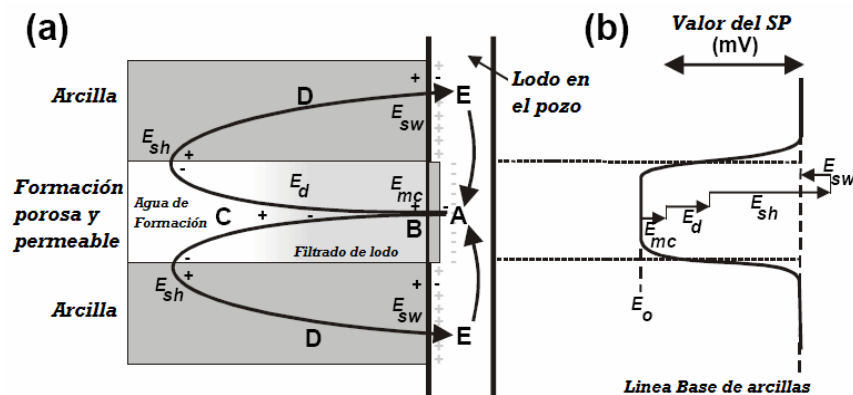
### 2.5.2. Principio de la medida

Existen 3 requisitos para la generación de un potencial espontáneo:

- Un fluido conductivo en el pozo (por ejemplo un lodo base agua).
- Una intercalación de una formación porosa y permeable dentro de dos no permeables.
- Una diferencia en la salinidad entre el fluido del pozo y el fluido de la formación, el cual está conformado por el filtrado de lodo y los fluidos originales de la formación en la mayoría de los casos. Se debe notar, sin embargo, que en algunos casos especiales una corriente de SP puede ser generada cuando no hay diferencia en la salinidad, pero si una diferencia en la presión de los fluidos.

El origen del potencial espontáneo tiene 4 diferentes componentes. Estos son ilustrados por medio de la figura 48. El potencial espontáneo está compuesto por la contribución electroquímicas (Surgen de las interacciones eléctricas de varios componentes químicos de las rocas y los fluidos), y electrocinéticas (surgen del movimiento de los iones en el fluido).

**Figura 48 Principio físico de la generación del potencial espontáneo SP**



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

## Componentes electroquímicos

- El potencial de difusión,  $E_d$ : Este potencial existe en la zona de contacto entre la zona invadida y la zona no invadida y es un resultado directo de la diferencia de salinidades entre el filtrado de lodo y el fluido de formación. Esto genera un flujo de corriente desde la zona invadida hacia la zona no invadida ( de negativo a positivo)
- Potencial de arcilla,  $E_{sh}$ : Este potencial existe en la zona de contacto entre la zona no invadida y la arcilla o la roca impermeable que intercala la zona permeable. Las arcillas tienen la propiedad que les permite retardar el paso de aniones (iones de carga negativa) que en este caso sería los iones de cloro. Esto genera un flujo de corriente desde la zona no invadida hacia la arcilla.

## Componentes electrocinéticos

- Potencial en la torta de lodo,  $E_{mc}$ : este potencial es producido por el movimiento de los iones cargados a través de la torta de lodo y la zona invadida en la formación permeable. Su magnitud depende de la caída de presión.
- El potencial de la pared de la arcilla  $E_{sw}$ : este potencial tiene el mismo origen que el potencial de la torta de lodo, pero aplica para el flujo de fluidos desde el pozo hacia la formación arcillosa. Esto es usualmente muy pequeño debido a que el flujo en arcillas impermeables es pequeño.

En conclusión la figura 48 muestra un escenario de fondo de pozo en el que el agua de formación es más salada que el filtrado de lodo. Se combinarán las ya

descritas contribuciones paso a paso y estas podrán ser seguidas a lado y lado de la figura.

- Primero asumimos que en el punto A en el pozo tienen un potencial desconocido con respecto a la superficie  $E_o$ .
- El potencial  $E_{mc}$  induce un flujo de corriente hacia la formación a través de la torta de lodo. Por lo tanto en el punto B el potencial será  $E_o + E_{mc}$  y la corriente fluirá desde A hacia B.
- El potencial de difusión  $E_d$  a través de la interfase entre la zona invadida y la zona no invadida induce una corriente que fluye desde la zona invadida hacia la zona no invadida. Por lo tanto en el punto C el potencial será  $E_o + E_{mc} + E_d$  y la corriente fluirá desde A hasta C a través de B.
- El potencial  $E_{sh}$  induce una corriente que fluye desde la zona no invadida hacia la zona de arcilla. El potencial en el punto D será igual a  $E_o + E_{mc} + E_d + E_{sh}$ . La corriente fluirá desde A hacia D.
- El potencial  $E_{sw}$  induce una corriente que fluye hacia la arcilla desde el pozo. Esta corriente contrarrestará el flujo de corriente generada en los pasos anteriores. El efecto total en el punto E dentro del pozo hace que la pared de la arcilla tenga un potencial más positivo que en el punto A, lo que hará que se genere un flujo de corriente desde E hacia A cerrando el lazo de corriente.

La grafica de la figura 48 solo esquematiza el caso de fluidos de formación más salados que el filtrado de lodo, si la formación contiene agua dulce o menos salada que el filtrado de lodo, la curva del SP deflechará hacia valores más positivos enfrente de las zonas permeables.

### **2.5.3. Equipo**

No existe herramienta específica para obtener el registro de SP; ya que se necesita solamente un electrodo expuesto al lodo, conectado eléctricamente con el equipo de superficie. Normalmente, el electrodo de SP es el sensor más profundo y, por esta razón, es el que define la profundidad de la herramienta en el pozo. La figura 49 muestra un ejemplo de la disposición de un electrodo en una herramienta de fondo. Esta herramienta tiene poca resolución vertical y es raramente útil en ambientes costa afuera. La simplicidad de la herramienta la hace ser un servicio económico. Para que el registro sea de buena calidad es necesario que el metal de superficie penetre al menos un metro en la tierra. Aun así, no se puede esperar que el registro identifique formaciones permeables de altura menores a 20 veces el diámetro del pozo

**Figura 49 Electrodo SP**



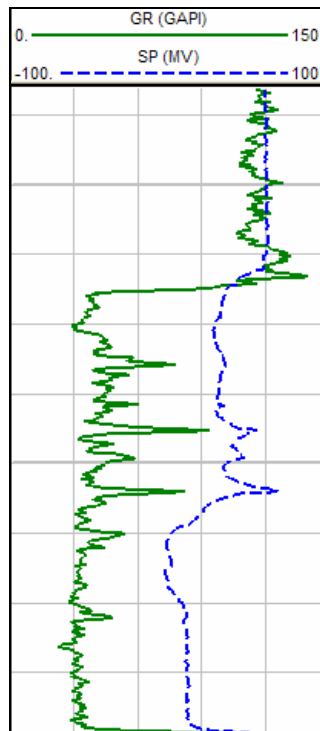
Fuente: Formation evaluation and petrophysics, Bowen D, Yakarta 2003

#### **2.5.4. Presentación del registro**

El SP es graficado en milivoltios en la pista numero 1, con las deflexiones negativas a la izquierda y las positivas a la derecha. La figura 50 muestra una presentación general del registro SP y la figura 51 muestra un registro SP ideal con las típicas respuestas .en condiciones conocidas.

En el análisis del SP es mejor definir la línea base de Arcillas. Este es el nivel de SP típico para las arcillas y puede ser encontrado mediante la comparación del registro SP con el registro Gamma ray.

**Figura 50 Presentación del registro SP**



Fuente: Autor

### **2.5.5. Aplicaciones del registro SP**

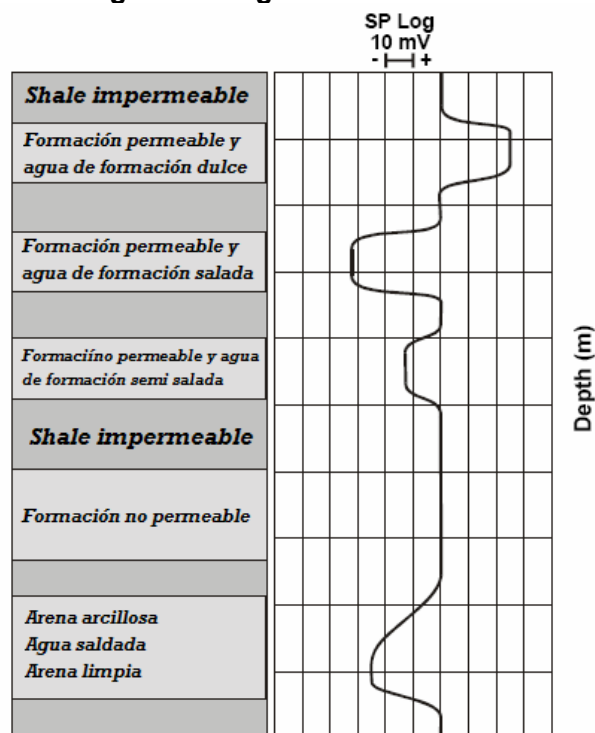
El registro de SP puede aplicarse para:

- Localizar los contactos entre capas y correlacionarlos con los otros registros.
- Determinar resistividad del agua de formación.
- Estimar el espesor de las capas.
- Detectar capas permeables.
- Evaluar la arcillosidad de las capas.

En los intervalos permeables, la curva de SP se separa de la línea-base de lutitas. El sentido (si es a la derecha o a la izquierda de la línea-base de lutitas) y la cantidad de milivoltios de esta separación depende del contraste entre las resistividades  $R_w$  y  $R_{mf}$ . Generalmente, el valor de  $R_{mf}$  es conocido, por lo tanto

puede usarse el registro de SP para estimar el valor  $R_w$  de la resistividad del agua de formación; esta característica puede también ser utilizada para la determinación del volumen de lutita o arcillosidad. Si las salinidades (por consecuencia, también las resistividades) del filtrado y del agua de formación son de valores aproximadamente iguales, la separación de la línea-base de lutitas será cero o de unos pocos mv, dificultando la interpretación de la curva de SP para detectar capas permeables o para estimar el espesor o la arcillosidad de las capas. Sin embargo, puede indicar que las salinidades son similares.

**Figura 51 Registro ideal de SP**



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

Frecuentemente, en zonas permeables, el agua de formación es más salada que el filtrado; la curva de SP se separa de la línea-base de lutitas hacia los valores más negativos de SP, generando la 'SP negativa'. Si el agua de formación es más dulce que el filtrado, la curva de SP se separa de la línea-base de lutitas hacia los valores más positivos de SP, generando la 'SP positiva'. Cuando en formaciones

limpias y permeables la curva de SP no se separa de la línea-base de lutitas, puede ser que las salinidades del filtrado y del agua de formación son similares; especialmente si existe evidencia de la formación de retorta (consecuencia de la invasión). En areniscas acuíferas de resistividad baja a moderada con lutita laminada o “laminated-shale”, puede determinarse la arcillosidad con la siguiente expresión:

$$V_{SH\ SP} = \frac{SP_{LOG} - SP_{min}}{SP_{max} - SP_{min}} \dots\dots\dots Ec. 2.4$$

Donde

Vshsp = Al volumen de arcilla en fracción

SPlog = lectura del sp.

SPmin= mínimo valor del SP en toda la zona de intercalaciones

SPmax= máximo valor del Sp en toda la zona de intercalaciones

## 2.6. Registros acústicos

### 2.6.1. Introducción.

El registro acústico o sónico mide el tiempo de tránsito de una onda elástica a través de la formación. Esta información también se puede obtener, derivándola de la velocidad de las ondas elásticas en la formación pues son recíprocas. Su principal uso es proporcionar información para calibrar los datos obtenidos de la sísmica y para hacer cálculos de porosidad de la formación. Otros usos son enunciados a continuación:

- Proporcionar un registro de velocidades sísmicas y tiempo de tránsito a lo largo del pozo. Esta información puede ser usada para calibrar los datos sísmicos.
- Calcular la porosidad.
- Hacer correlaciones estratigráficas.
- Identificar de litologías y facies

- Identificar de fracturas.
- Identificar sobre-presiones y zonas de alta compactación.

La herramienta trabaja a más alta frecuencia que las ondas sísmicas, por lo tanto se debe tener precaución al hacer una comparación directa entre los datos del registro y los datos sísmicos.

### **2.6.2. Principio físico.**

*Tipos de ondas:* La herramienta mide el tiempo que tarda un pulso de sonido (onda elástica) en viajar desde un transmisor hasta un receptor dispuesto en la misma herramienta. El pulso transmitido es muy corto y de alta amplitud. Este viaja a través de la roca en diferentes formas mientras se dispersa (propagación de la onda) y se atenúa (perdida de energía debido a la absorción de energía de la formación). Cuando la energía del sonido llega al receptor, lo hace a diferentes tiempos en forma de distintos tipos de ondas. Después de que pasa un tiempo desde la emisión la primera onda llega al receptor, esta es la llamada onda compresional, longitudinal o de presión (onda-P). Esta es usualmente, la onda más rápida y tiene una menor amplitud. La siguiente onda usualmente es la onda transversa o de corte (onda S), esta es más lenta, pero usualmente tiene una amplitud mayor. La onda S no se puede propagar en fluidos, pues los fluidos no se comportan elásticamente bajo la deformación de cizalla. Éstos son las dos ondas más importantes, luego vienen las ondas Rayleigh, las Stoneley y las ondas de lodo. Las dos primeras son relacionadas con la energía que se mueve a lo largo de la pared del pozo y la última es una onda de presión que viaja a través del lodo. Estas pueden ser grandes en amplitud pero siempre llegan al receptor después. Se generan otras ondas que viajan a través de la herramienta, pero estas pueden ser evitadas mediante un diseño óptimo de la herramienta. Existen herramientas que miden tanto las ondas P como las S y algunas miden todo el tren de ondas. Sin embargo, para un registro sónico simple, lo importante es hacer la medición de las ondas P.

Si se conoce el tiempo que demora la onda en ir desde el emisor hasta el receptor, se conoce el tiempo de tránsito de la onda pues la distancia entre los sensores es conocida. En la práctica, el registro sísmico no es presentado en tiempo de tránsito, pues las herramientas tienen diferentes distancias entre los sensores; el registro es presentado en tiempo de tránsito por pie de viaje a través de la formación que es llamado  $\Delta T$ , y es usualmente medido en  $\mu\text{s}/\text{ft}$ . Se puede hacer la conversión a velocidad mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta T = \frac{10^6}{V} \dots\dots\dots\text{Ec. 2.5}$$

La velocidad de las ondas compresionales dependen de las propiedades elásticas del medio poroso junto con sus fluidos, luego la lectura del tiempo de tránsito dependerá de la composición de la micro estructura de la roca, el tipo y distribución de los fluidos en el medio poroso y de la porosidad. La velocidad de las ondas acústicas en un material es directamente proporcional a su resistencia; a la vez que el tiempo de tránsito es directamente proporcional a la densidad:

$$V \propto \frac{\text{strength}}{\rho}, \Delta T \propto \frac{\rho}{\text{strength}} \dots\dots\dots\text{Ec. 2.6}$$

La resistencia mecánica de un material esta definida por dos parámetros, el modulo Bula y el modulo de cizalla. El primero se refiere hasta que punto puede aguantar una deformación isotrópica, mientras que el segundo se refiere hasta que punto el material puede aguantar el cizallamiento. La velocidad de las ondas P se puede definir como:

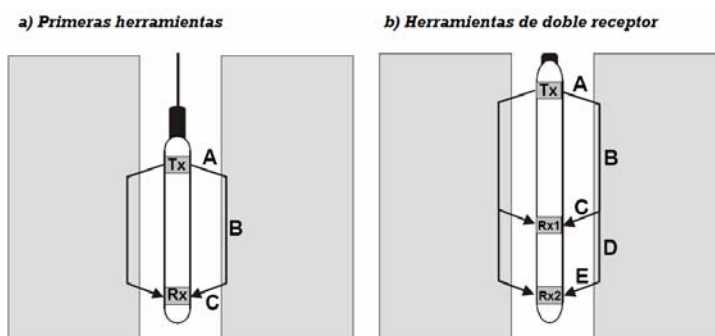
$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}, \text{ para solidos}, V_p = \sqrt{\frac{K}{\rho}} \text{ para liquidos} \dots\dots\dots\text{Ec. 2.7}$$

### 2.6.3. Equipo

*Primeras herramientas:* estas tenían un emisor y un receptor como lo muestra la figura 52.a. el cuerpo de la herramienta era hecho de caucho (baja velocidad y material de alta atenuación) para parar las ondas que viajan a través de la herramienta hasta el receptor. Estas presentaban dos principales problemas: las mediciones del tiempo de transito eran más largas, debido a que la medida tenía en cuenta el tiempo tomado por las ondas al viajar a través del lodo es decir el tiempo era igual a  $A + B + C$  según la figura 52a. El segundo problema era la alteración de las ondas debido al ángulo de refracción.

*Herramientas de doble receptor:* Estas herramientas fueron diseñadas con el fin de eliminar los problemas de las primeras herramientas. Estas disponían de dos receptores con una distancia entre sí, como se ve en la figura 52b. Esto permite determinar de mejor forma el tiempo de transito, ya que este sería igual a la resta entre los tiempos de ambos receptores. El problema que surge con esta herramienta es que necesita que la herramienta este centrada en el pozo, ya que las equivalencias entre los tiempos de transito en el lodo cambian de un receptor a otro.

**Figura 52 Herramientas del registro Sónico**



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

*Herramienta acústica compensada:* esta herramienta compensa automáticamente los problemas con la desalineación y la variación de tamaño del pozo que

presentaban las anteriores herramientas. Esta tiene dos transmisores y cuatro receptores en parejas que se activan independiente mente y de forma alternada. De esta forma se puede llegar a un valor aproximado del tiempo de transito haciendo un promedio entre estas dos lecturas.

*Herramientas de espaciamento largo:* es conocido que en algunas condiciones de registro una distancia larga entre el receptor y el emisor pueda ayudar, pa

La calibración de estas herramientas se lleva a cabo haciendo pasar la herramienta enfrente de una muestra de formación conocida y 100% pura como la anhidrita o la sal.

#### **2.6.4. Presentación del registro**

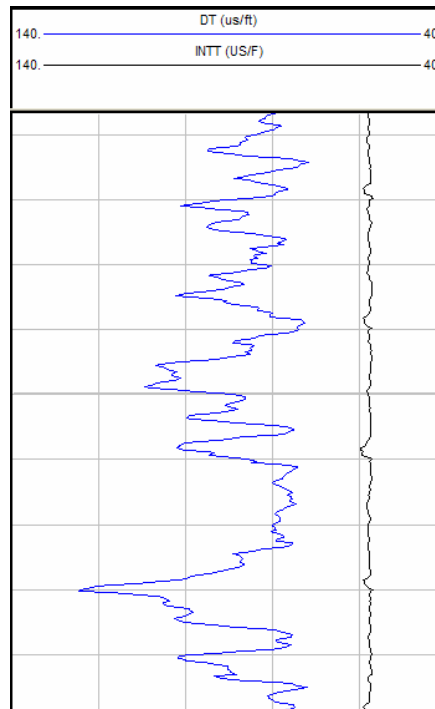
El tiempo de transito  $\Delta T$  es registrado en microsegundos por pie ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ). Usualmente se grafica en una escala lineal de 40 a 140  $\mu\text{s}/\text{ft}$ , pues la mayoría de los tiempos de transito reportados por las formaciones caen en este intervalo. El registro también puede mostrar el tiempo de transito integrado (TTI) Este valor es el tiempo de transito medio en milisegundos reportado mediante banderas en función de la profundidad. La principal ventaja de este registro es que el tiempo de tránsito entre dos profundidades puede ser encontrado simplemente contando la cantidad de banderas y esto es realmente útil cuando se compara ese registro con los datos sísmicos. En la figura 53 se muestra un ejemplo del registro sónico.

#### **2.6.5. Radio de investigación**

En teoría la onda refractaria viaja a lo largo de la pared de la formación, y de aquí que la profundidad de investigaciones pequeña (2.5 a 25 centímetros). Esto no depende del espaciamento entre el emisor y el receptor, pero depende de la longitud de onda de la onda elástica, donde entre más larga sea la onda mayor

será radio de penetración. La resolución vertical depende del espaciamiento entre los receptores, generalmente este es igual a 2 pies.

**Figura 53 Presentación registro Sónico**



Fuente: Autor

**Tabla 7 Valores de  $\Delta t_{ma}$  y  $\Delta t_{fl}$  para la ecuación de porosidad**

Material	delta T (us/ft)
Arenisca compactada	55.6 - 51.3
Calizas	47.6 - 43.5
Dolomitas	43.5 - 38.5
Anhidrita	50.0
Halita	66.7
Arcilla	170.0 - 60.0
Carbón bituminoso	140 - 100
Agua 200000ppm	180.5
Agua 150000ppm	186.0
Agua 100000ppm	192.3
Aceite	238
Metano (15psi)	626
Casing	57.1

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

### 2.6.6. Cálculo de la porosidad

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 de respuesta diferentes, ambas empíricas; esto significa que existe una incertidumbre sobre la relación existente entre el  $\Delta t$  medido y la porosidad de la formación.

Las dos ecuaciones de porosidad son la de Wyllie (1956) y la de Raymer-Hunt:

Wyllie: 
$$\phi_s = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \dots\dots\dots \text{Ec 2.8}$$

$\Delta t_{\log}$  es el tiempo de tránsito medido por el registro sísmico, en s/ft

$\phi_s$  es la porosidad de la formación

$\Delta t_{fl}$  es el tiempo de tránsito del fluido contenido.

$\Delta t_{ma}$  es el tiempo de tránsito de la matriz. Ver valores preestablecidos para esta variable en la Tabla 7

La ecuación de Wyllie es válida en las siguientes condiciones:

- Porosidad intergranular uniforme.
- Formaciones acuíferas.
- Formaciones limpias (sin lutitas o “shales”)
- Formaciones compactadas.

Raymer-Hunt: 
$$\frac{1}{\Delta t_{\log}} = \frac{\phi_s}{\Delta t_{fl}} + \frac{(1 - \phi_s)^2}{\Delta t_{ma}} \dots\dots\dots \text{Ec 2.9}$$

### 2.6.7. Factores que afectan la medida del registro

#### El efecto del fluido en el tiempo de tránsito

Para calcular la porosidad correcta, el tiempo de transito en los fluidos debe conocerse. Las herramientas miden una o dos pulgadas dentro de la formación; luego estas leen solo en la zona lavada. El fluido que estará allí presente es el filtrado de lodo más una fracción de aceite residual. En este caso se utiliza un valor típico de 189 us/ft para denotar el  $\Delta t_{fl}$  (agua salda).

### **El efecto de la matriz en el tiempo de transito**

El tipo de matriz en la cual la onda acústica está viajando es muy importante. Las areniscas, las calizas y las dolomitas, todas tienen tiempo de transito diferentes, estos valores son presentados en la Tabla 7. Sin embargo es raro encontrar formaciones compuestas de un solo mineral. A veces las impurezas como la calcita en las areniscas, la anhidrita en las dolomitas, etc. son encontradas, esto hace que el tiempo de transito de la matriz cambie. La mejor forma de determinar el tiempo de transito en a matriz es mediante pruebas de laboratorio a corazones.

### **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). Aprovechando este efecto puede definirse un 'índice de porosidad secundaria' o SPI ("Secondary-Porosity-Index") como la diferencia entre la porosidad densidad-neutrón y la porosidad sónico:

$$SPI = \phi_{DN} - \phi_S \dots\dots\dots Ec.2.10$$

### **Arcillosidad**

Las areniscas que contienen una cantidad apreciable de arcilla tendrán más altos tiempos de transito, debido a las diferencias en las velocidades de las partículas

de la arcilla y la matriz. Consecuentemente, la porosidad calculada en arenas arcillosas es más alta. Una corrección se debe hacer para obtener un valor más razonable. Estas correcciones se hacen por medio del volumen de arcilla que se puede calcular como lo vimos anteriormente tanto por medio del registro SP como del Gamma ray.

### **Efectos de areniscas no consolidadas**

Estas causan que la señal tarde más tiempo en alcanzar la señal, por consiguiente los tiempos de transito serán mayores al igual que las porosidades. Existe una regla del dedo gordo que dice que si la arcilla adyacente muestra valores mayores que 100 us/ft se requiere una corrección por compactación. La ecuación empírica para areniscas no consolidadas es:

$$\phi_s = \frac{\Delta T - \Delta T_m}{\Delta T_{fl} - \Delta T_m} \times \frac{1}{Cp}, \quad Cp = \frac{\Delta T_{sh}}{100} \dots\dots\dots Ec.2.11$$

Donde:

Cp es el factor de corrección por compactación

$\Delta T_{sh}$  = tiempo de transito en la arcilla.

## **2.7. Registro de densidad de la formación**

### **2.7.1. Introducción**

El registro de densidad de la formación mide la densidad promedio de la formación. Se utiliza para calcular un valor de porosidad total de la formación. También es útil en la determinación de la litología, detección de zonas de gas y en el reconocimiento de rocas evaporitas. Los registros de densidad de la formación son herramientas de inducción de radiación. Estas bombardean la formación con radiación y miden que tanta radiación retorna a un sensor de la herramienta.

### 2.7.2. Principios físicos

El sistema de medida lo componen:

- *Una fuente radioactiva:* Esta usualmente es cesio-137 o cobalto- 60, y emite rayos gamma de una energía promedio (entre 0.2- 2Mev).
- *Un detector de rango corto:* Este detector es muy similar a los detectores usados en los registros gamma ray y es situado a 7 pulgadas de la fuente.
- *Un detector de espaciamiento largo.* Este detector es idéntico al anterior pero es ubicado a 16 pulgadas de la fuente.

Los rayos gamma entran en la formación y sufren una dispersión de su energía por la interacción con los electrones en los átomos que componen la formación. Esta pérdida de energía se da en una forma mesurada y hace que los rayos gamma se dispersen en todas las direcciones. Cuando la energía de los rayos gamma es menor a 0.5 meV estas tienden a sufrir una absorción fotoeléctrica por la atracción con los átomos. El flujo de rayos gamma que alcanzan los dos receptores es por lo tanto atenuado por la formación, y la magnitud de la atenuación depende de la densidad de electrones de la formación.

- Una formación con una alta densidad promedio, tiene una alta densidad de electrones. Esto atenuará los rayos gamma significativamente y entonces se registrará un flujo bajo en los receptores.
- Una formación con baja densidad promedio, tendrá una baja densidad de electrones. Esto atenuará los rayos gamma en menor cantidad y se registrará un mayor flujo en los receptores.

La densidad de electrones en la formación es descrita por un parámetro llamado densidad de número de electrones  $n_e$ , Para una sustancia pura el  $n_e$  es directamente relacionada con la densidad promedio y se puede derivar una relación de la siguiente forma:

- El numero de átomos en una mol de un material es igual al numero de Avogadro  $N=6.02 \times 10^{23}$

- El numero de electrones en una mol de un material es igual a  $N \times Z$  donde  $Z$  es el numero atómico del material.
- Dado que el numero de masa atómica es el peso de una mol de sustancia, el numero de electrones por gramo seria  $NxZ / A$ .
- Sin embargo, se requiere el numero de electrones por unidad de volumen, y se puede obtener multiplicando por la densidad promedio de la sustancia  $\rho_b$ . De aquí que  $ne$  es igual a:

$$ne = \frac{N \cdot Z}{A} \times \rho_b \dots\dots\dots Ec.2.12$$

Donde

$ne$ = la densidad del numero de electrones en una sustancia. (electrones /cm<sup>3</sup>)

$N$  = numero de Avogadro.

$Z$ = numero atómico.

$A$ = peso atómico

$\rho_b$  = densidad promedio de un material.

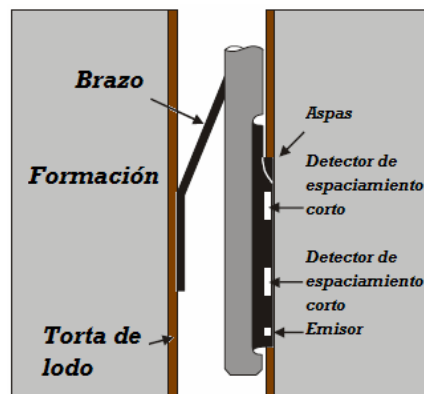
Así, el flujo de rayos gama depende  $ne$ , que a la vez esta relacionada con la densidad promedio de un material por medio de la ecuación 2.12. La densidad de promedio de una formación depende de los minerales sólidos de las que esta compuesta, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que llenan sus espacios porosos. Esto muestra por qué los registros de densidad de la formación se usan para la determinación de la porosidad, detección de fluidos de baja densidad y para la identificación litológica.

### 2.7.3. Equipo

Un emisor de radiación y un detector es lo que compone una herramienta simple de medida de densidad. Las primeras herramientas tenían solo un detector, que era presionado contra la formación mediante un brazo de tipo muelle que tenia la herramienta en un costado de la misma. Desafortunadamente, este tipo de herramienta era extremadamente imprecisa debido a que no era capaz de

compensar los efectos de la diferencia de espesores y de densidades de la torta de lodo, a través de la cual los rayos gamma tenían que pasar. Todas las nuevas herramientas tienen dos detectores con el fin de compensar el problema de la torta de lodo. Estas herramientas tienen una fuente de emisión enfocada y dos detectores a 7 y a 16 pulgadas de distancia. También tiene un mecanismo que hace que la herramienta quede permanentemente presionada a la formación con una fuerza de aproximadamente 800 libras. Además de esto los detectores y la fuente están protegidos por unas aspas que hacen un efecto de arado sobre la torta de lodo de manera tal que la misma herramienta remueve la torta de lodo a medida que es arrastrada en contra de la formación haciendo que los sensores estén en contacto real con la formación. Un esquema de esta herramienta se puede observar en la figura 54

**Figura 54** Esquema de la herramienta de densidad de la formación.



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

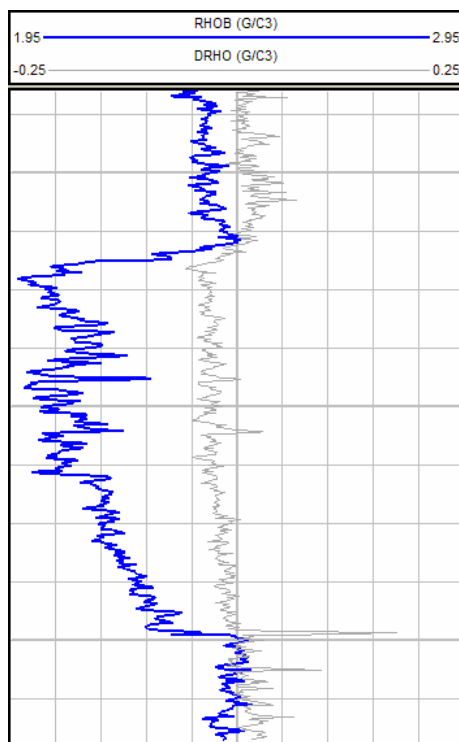
La radioactividad natural de la formación confunden las medidas de esta herramienta, por esta razón se dispone en la misma sarta un registro de rayos gamma para remover este efecto de la medida.

#### 2.7.4. Presentación del registro

El registro de densidad de la formación (RHOB) es graficado por lo general en las pistas dos o tres de un registro API estándar. Si se tienen el registro de la

compensación automática por efectos de lodo también es incluida en el gráfico (DRHO). Un ejemplo de la presentación de estos dos registros se puede ver en la figura 55.

**Figura 55 Presentación del registro de densidad.**



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

La curva DRHO se usa como una curva de control de calidad, si la corrección es mayor o menor a  $\pm 0.15 \text{ g/cm}^3$ , los datos de la curva principal no serán confiables. Como el registro de densidad de formación se suele usar para estimar una porosidad, esta pseudo-porosidad puede ser mostrada en el gráfico junto con la curva de densidad y de corrección. Se dice que es una pseudos-porosidad porque para calcularla se debe asumir un valor de densidad de la matriz y fluido (generalmente 2.65 y 1.1 respectivamente) constantes para todo el intervalo registrado. También se debe tener en cuenta el registro de la tensión pues como la herramienta del registro de densidad se corre muy en contacto con la cara el pozo tiende a bloquearse o atraparse como resultado de arado del lodo por parte de las

aspas de la herramienta. Este registro se corre junto con el registro neutron para mejorar la interpretación.

#### **2.7.5. Radio de investigación.**

La profundidad de investigación de esta herramienta es muy somera. Para las herramientas de Schlumberger FDC el 90% de de las respuestas vienen de las primeras 5 pulgadas de la pared del pozo para una formación de 35% de porosidad. Para formaciones de densidad mayor el radio de investigación es menor (4 pulgadas). El radio de investigación somero que tienen estas herramientas las hacen ser muy sensibles a la calidad de la cara del fondo del pozo y es necesario interpretar estas curvas de la mano de la curva Caliper para así asegurarse de que los valores medidos no son un producto de las malas condiciones del pozo. El radio de investigación somero también implica que en las formaciones porosas y permeables donde se aplica su principal uso, que estas herramientas solo midan en la zona invadida. Esto se debe tener en cuenta a la hora de seleccionar la densidad el fluido contenido en el medio poroso, que será el filtrado de lodo más una pequeña cantidad de aceite residual. Esto hace que el registro presente poca utilidad a la hora de diferenciar entre aceite y agua. Sin embargo, el gas puede ser detectado debido a su gran diferencia de densidades con respecto al aceite y al agua. Y porque la invasión del filtrado de lodo en zonas de gas nunca es completa y siempre deja una cantidad considerable de gas en la zona invadida.

#### **2.7.6. Resolución vertical.**

La resolución vertical de una herramienta de densidad a una velocidad normal de 1300ft/hr es alrededor de 10 pulgadas y es definida por la distancia entre los detectores y la velocidad de toma del registro. Por esto es que siempre las resoluciones verticales se pueden mejorar disminuyendo las velocidades del

registro. Recordemos que la resolución vertical define la capacidad del registro para definir los límites entre las formaciones.

#### **2.7.7. Factores que afectan la medida**

El registro es corrido de forma no centrada en el pozo y por lo tanto es sensible a cambios abruptos de diámetro del pozo donde los sensores o el emisor quedan fuera de contacto con la cara del pozo. En este caso las medidas pueden ser erróneas por la pérdida de radiación a lo largo de la sección de lodo que queda entre los sensores y la cara del pozo de geometría severa. Esta sensibilidad a los diámetros de pozo es empeorada por el corto radio de investigación de la herramienta. Por esta razón el registro caliper se debe corregir junto a este registro, para que a la hora de la interpretación sirva de para juzgar la calidad de las mediciones.

El tipo de lodo también afecta las lecturas, si el lodo es denso (usualmente se logra esto adicionando barita) este actúa como absorbedor de los rayos gamma y afectara las medidas. La torta de lodo tiene un efecto muy significativo en las medidas de este registro, por esta razón se genera otra curva de compensación a este efecto llamada DROH. Si el valor de DROH es mayor a 0.15 o menor a -0.15 g/cm<sup>3</sup> las medidas de densidad son erróneas por efectos de la torta de lodo.

#### **2.7.8. Usos del registro de densidad de la formación**

El principal uso del registro de densidad de la formación es determinar la porosidad. También tiene otros usos, los principales son la identificación de zonas de gas y la identificación de minerales. La combinación del registro de densidad con el registro neutron es la mejor forma de determinar la litología en el fondo de pozo, esto lo veremos en el capítulo 4 cuando se esté analizando la metodología de evaluación petrofísica.

**Calculo de la Porosidad:**

La porosidad  $\phi$  de una formación puede obtenerse de la densidad de la formación si se conoce la densidad de la matriz y de los fluidos que están contenidos en el medio poroso. La densidad media de la formación  $\rho_{b\log}$  puede escribirse como una contribución lineal de la densidad de la matriz  $\rho_{ma}$  y del fluido  $\rho_{fl}$  con sus respectivas proporciones:

$$\rho_{b\log} = \phi \times \rho_{fl} + (1 - \phi) \times \rho_{ma} \dots\dots\dots Ec 2.13$$

Despejando la porosidad no que da que:

$$\phi = \frac{\rho_{b\log} - \rho_{ma}}{\rho_{fl} - \rho_{ma}} \dots\dots\dots Ec 2.14$$

donde:

$\rho_{b\log}$  es la densidad de la formación, en gr/cc

$\phi$  es la porosidad de la formación,  $0 < \phi < 1$

$\rho_{fl}$  es la densidad del fluido que se encuentre en la roca en este caso sera el filtrado en la zona investigada por el registro ( $\rho_{mf} \approx 1.1$  gr/cc)

$\rho_{bma}$  es la densidad de la matriz limpia, en gr/cc ( $2.65$  gr/cc  $< \rho_{bma} < 2.87$  gr/cc).

Las densidades de los fluidos son obtenidas de las muestras de las pruebas de formación, pero se suelen usar valores de 1.1 g/ para la densidad del agua salada y 1.0 g/cm<sup>3</sup> para el agua fresca. Si la formación contiene hidrocarburos la densidad del fluido se puede corregir por medio de la siguiente ecuación.

$$\rho_{fl} = S_{xo} \times \rho_{mf} + (1 - S_{xo}) \times \rho_{hc} \dots\dots\dots Ec 2.15$$

Donde:

$S_{xo}$  Es la saturación del filtrado de lodo en la zona invadida.

$\rho_{hc}$  es la densidad del hidrocarburo contenido en

$\rho_{mf}$  es la densidad del filtrado de lodo

$\rho_{fl}$  es la densidad total del fluido

El valor de la densidad  $d$  matriz depende de la litología de la formación a analizar, para areniscas la densidad del cuarzo es  $2.65 \text{ g/cm}^3$  y para calizas, la densidad de la calcita es  $2.71 \text{ g/cm}^3$ . Las arcillas tienen diferentes densidades de grano. Generalmente los datos de corazones son utilizados para determinar la densidad de la matriz para los intervalos acorazonados. La Tabla 8 presenta los valores de densidad de matriz para los minerales conocidos.

**Tabla 8 Valores de densidad de grano para minerales conocidos.**

Mineral	Densidad $\text{g/cm}^3$
Cuarzo	2.65
Calcita	2.71
Dolomita	2.87
Biotita	2.9
Clorita	2.8
Ilita	2.66
Caolinita	2.594
Moscovita	2.83

Fuente: Formation evaluation and petrophysics, Bowen D, Yakarta 2003

La porosidad puede ser errónea si la densidad del fluido es menospreciada. El fluido que está en la zona de medición de la herramienta es generalmente el filtrado de lodo. La densidad de este varía de acuerdo a su salinidad de 1 a  $1.1 \text{ g/cm}^3$  sin embargo esta puede cambiar de acuerdo a la temperatura y la composición. Se debe tener en cuenta la variación de la densidad tanto por temperatura como por presión. Si en la formación existe gas, las porosidades pueden ser sobreestimadas. La densidad de los gases es menor ( $0.0001 \text{ g/cm}^3$ ) comparada con los fluidos acuosos. Si la cantidad de gas es significativa, cierta cantidad se quedará en la zona cercana del pozo a pesar de la invasión. Este gas hará que se reduzca en gran medida la medida de la densidad de la formación. La densidad del aceite es menor (aproximadamente  $0.7 \text{ g/cm}^3$ ) que la de los fluidos acuosos. Pero la presencia de este no causa problemas en el cálculo de la porosidad. La densidad de la arcilla varía en un rango amplio si esta presente en la formación como una porción de la litología (como en las arenas arcillosas) se

puede hacer cálculos de porosidad erróneos. Para corregir esto se debe hacer corrección por el volumen de arcilla contenido.

### **Impedancia acústica**

Mediante la combinación del registro de densidad con el registro sonico se puede calcular la impedancia acústica en función de la profundidad de un pozo. Con esto se pueden generar sismogramas sintéticos para como ayuda en la interpretación sísmica.

### **Identificación de litologías**

Cuando se usa solo, el registro de densidad no es una buena herramienta para identificar la mayoría de las litologías. Esto se debe a que la mayoría de las rocas tiene un intervalo de densidades grandes resultado de su variada composición mineralógica y sus porosidades variables. Por ejemplo la densidad de las arcillas varía de 1.8 a 2.8 g/cm<sup>3</sup> y la densidad tanto de las areniscas dolomitas y calizas cae también en ese intervalo. Cuando este registro se combina con el registro neutron es una muy buena herramienta para el cálculo de la litología, esto lo estudiaremos en el capítulo 4.

### **Sobrepresión**

La sobre presión de los fluidos trabaja en contra de cualquier compactación causada por el overburden. De aquí que las zonas que están sobre presionadas van a tener una mayor porosidad que las zonas normalmente presionadas. Esto se puede notar cuando se da un cambio en la tendencia normal a aumentar la densidad en función de la profundidad en una zona de la misma litología.

## **2.8. Registro de lito-densidad**

### **2.8.1. Introducción**

Este registro es una nueva forma del registro de densidad de la formación con características agregadas. Al igual que el registro de densidad de la formación este registro cuenta con un emisor y dos receptores pero estos receptores son en este caso más eficientes, ya que pueden medir dos tipos de rayos Gamma: los de alta energía ( 0.25 a 0.662 MeV) y los de baja energía (0 a 0.4 MeV).

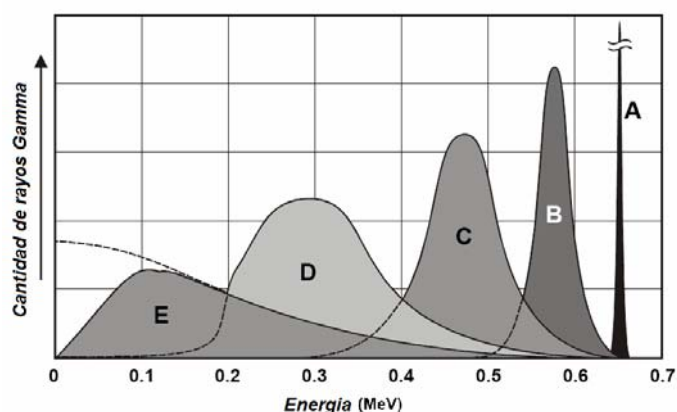
Los rayos gamma fuertes son aquellos que sufren la dispersión fotoeléctrica. La cantidad de estos rayos que tiene la fuerza para llegar de nuevo a los receptores es usada de modo convencional para determinar la densidad de la formación como lo vimos en la sección anterior. Este valor es más preciso que el encontrado por la herramienta convencional de densidad, pues los rayos gamma fuertes son menos propensos a la atenuación por efectos de lodo. Los rayos gamma suaves son aquellos que sufren la absorción fotoeléctrica. Este efecto puede ser usado para encontrar un parámetro que sea dependiente del número atómico de la formación y es muy útil en la determinación litológica.

### **2.8.2. Principios físicos**

#### **Absorción fotoeléctrica**

La figura 56 muestra el espectro de los rayos gamma a medida que ellos son emitidos por la fuente y después de viajar varias distancias a través de la roca. En la fuente de radiación todos los rayos gamma tienen una energía bien definida de 0.662 MeV, representada por la curva A en la figura 56, después de viajar a través de la formación los rayos pierden energía y este pico se mueve hacia zonas de más baja energía. Cada rayo Gamma sufre un número diferente de colisiones que depende de la casualidad, lo que los hace perder diferentes cantidades de energía. La curva B representa el espectro de energía tiempo después cuando los rayos han recorrido una distancia menor que la que recorrieron los rayos representados por la curva C.

**Figura 56 Distribución de los rayos gamma despues de la emisión**



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

Cierta parte de los rayos gamma más dispersos tienen energías de 0.2 MeV. Una vez están por debajo de ese nivel los rayos gamma pueden ser completamente absorbidos por los átomos en la roca, esto depende de si encuentra un electrón con las condiciones correctas. Esto es llamado absorción fotoeléctrica y es completamente diferente a la dispersión. La curva D muestra la energía de los rayos gamma después de que estos han viajado otro incremento de distancia a través de la roca y donde algunos rayos Gamma han disminuido su energía hasta el nivel donde han sido absorbidos. La curva E finalmente representa la distribución de energía de los rayos gamma tal como es detectada por la herramienta se debe notar que solo se conserva las energías mayores.

### **Índice específico de absorción fotoeléctrica**

La probabilidad de que los rayos gamma sean absorbidos por el proceso de la absorción fotoeléctrica depende de las características de la sección transversal del proceso o superficie de choque. Esta medida se denota en barns,  $1 \text{ barn} = 10^{-28} \text{ cm}^2$ . El índice de absorción fotoeléctrica es definido con la relación:

$$Pe = \frac{1 \cdot \sigma_e}{K \cdot Z} \dots\dots\dots Ec.2.16$$

donde:

Pe es el índice de absorción fotoeléctrica.

$\sigma_e$  es la superficie de choque

Z es el número atómico

K es un coeficiente que depende de la energía en la cual la absorción fotoeléctrica es observada.

El índice de absorción fotoeléctrica Pe describe la probabilidad de que un rayo gamma sea absorbido fotoeléctricamente por electrón de átomos que componen un material. Dado que la superficie de choque y el coeficiente K dependen de la energía, estas dos dependencias de la energía se cancelan entre si en la ecuación 2.16 y hacen que el Pe sea independiente de la energía. El Pe se puede aproximar por la siguiente relación empírica:

$$Pe = \left( \frac{Z}{10} \right)^{3.6} \dots\dots\dots Ec.2.17$$

Los valores más comunes son presentados en la Tabla 9

**Índice volumétrico de absorción fotoeléctrica**

Este parámetro denotado por la letra U describe la probabilidad de que los rayos gamma sean fotoeléctricamente absorbidos por unidad de volumen de un material.

Este puede ser escrito en términos del Pe como:

$$U = Pe\rho_e \dots\dots\dots Ec.2.18$$

**2.8.3. Equipo**

La herramienta es físicamente muy similar a la herramienta de densidad de la formación. Esta tiene receptores mejorados y la distancia entre estos dos ha sido

disminuida. Esto hace que la herramienta tenga una mayor resolución vertical. La precisión de esta herramienta ha mejorado en  $0.1\text{g/cm}^3$ .

**Tabla 9 Valores de Pe y U para minerales conocidos**

Mineral	Pe	U
Anhidrita	5.05	14.93
Barita	266.82	1070
Biotita	6.3	21.03
Calcita	5.08	13.77
Dolomita	3.14	9.00
Glauconita	2.86	7.51
Halita	4.169	9.68
Pirita	16.97	82.1
Cuarzo	1.806	4.79
Arcilla	3.42	
Arena arcillosa	2.7	6.52
Agua pura	0.358	0.398
Agua salada	0.807	0.85
Aceite	0.119	0.136 x poil
Metano	0.095	0.119x pgas

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

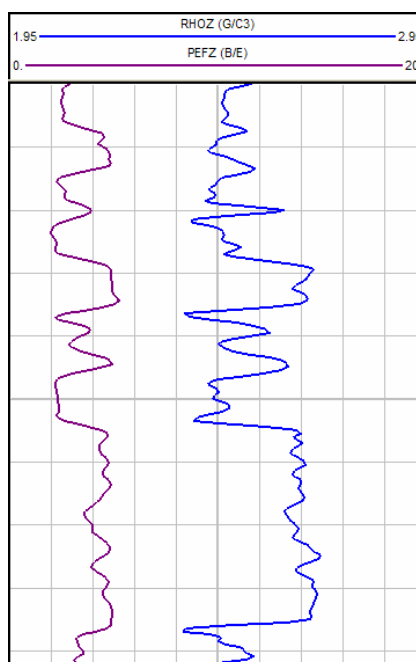
#### **2.8.4. Presentación del registro**

El registro es comúnmente llamado el registro del factor fotoeléctrico (PEF). Este se presenta en la pista 2 o 3 de un set de registros junto con la curva neutron y densidad de la formación. Las escalas pueden ser de 0 a 10 o de 0 a 15 o 20 barn/electrón. La figura 57 muestra un ejemplo de este registro.

#### **2.8.5. Radio de investigación**

Este registro tiene una profundidad de investigación de 50 a 60 cm. La resolución vertical es de alrededor 50 a 60 cm que es un poco mejor al registro de densidad convencional. Sin embargo esta puede ser mejorada mediante la disminución en la velocidad del registro.

**Figura 57 Ejemplo del registro PEF**



Fuente: Autor

### **2.8.6. Factores que afectan la medida**

*Número atómico promedio de la matriz:* El registro PEF es principalmente controlado por el número atómico promedio de la matriz. (Ecuación 2.17); de aquí que se pueden sacar las siguientes conclusiones: los valores altos de Z producirán valores altos de Pe. Si hay picos aislados de Pe, esto puede indicar depósitos aislados de minerales pesados, especialmente aquellos que contienen hierro o depósitos de uranio y torio. Esto también puede indicar la presencia de rocas ígneas o metamórficas. Si el Pe es bajo el número atómico será bajo.

*Fluidos de formación:* La porosidad y la saturación de fluidos de las rocas varían y por esto esperaríamos que las medidas de Pe y U puedan también cambiar en función de la variación de la porosidad y de la saturación de fluidos, como lo hacen muchos otros registros. Sin embargo la influencia de los fluidos sobre estos registros PE y U es despreciable, la única excepción es quizás el caso de el agua salada altamente saturada que puede tener un valor significativo de PE.

*Calidad del pozo:* El registro de lito-densidad sufre los mismos problemas que sufre el registro de densidad convencional debido a la configuración similar de la herramienta (generador y receptores pegados a la pared del pozo).

*Tipo de lodo:* La herramienta puede ser utilizada en cualquier tipo de lodo excepto aquellos que contengan barita. La Tabla 9 muestra que el PE de la barita es 267 barn/electrón, muy alto comparado con los valores de menos de 6 b/e de la mayoría de las más comunes litofacies. Como ya lo dijimos la barita es un absorbedor de rayos gama muy eficiente, luego esta herramienta no se puede correr en un pozo con este tipo de lodo.

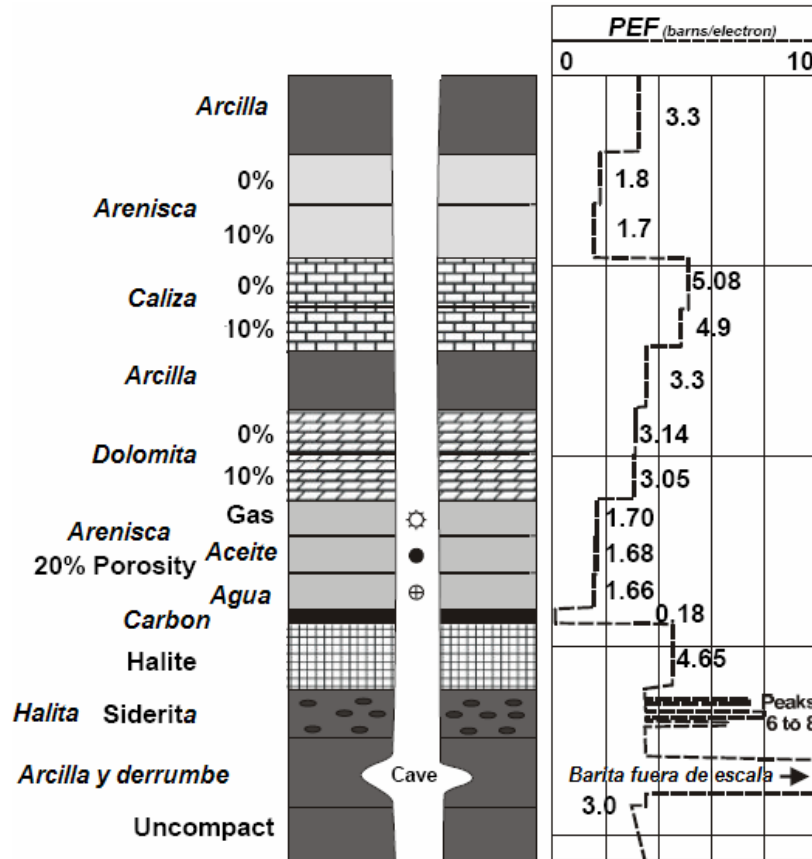
#### **2.8.7. Usos del registro PEF**

##### **Determinación de la litología**

El PEF es una de las dos aproximaciones más útiles para la determinación de la litología. Esto se debe a que la herramienta es solo sensible al número atómico promedio de la formación y al mismo tiempo es insensible a los cambios de porosidad y saturación de fluidos en la roca.

La figura 58 muestra la respuesta del registro PEF para litologías comunes. Se debe notar que hay dos tipos de litologías que no pueden ser distinguidas por el registro Gamma ray fácilmente estas son areniscas limpias y calizas limpias. Con el registro PEF estas dos litologías si se pueden diferenciar. También se puede notar en la figura 58 que las calizas y las anhidritas no se pueden distinguir con el PEF. Sin embargo la anhidrita siempre mostrará con poca o ninguna porosidad en el registro Neutron y tendrá siempre un densidad mayor a 2.9 g/cm<sup>3</sup>, mientras que las calizas tendrán una densidad de 2.71 g/cm<sup>3</sup>.

Figura 58 Registro PEF en litologías conocidas



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

### Detección de minerales pesados y correlación entre pozos:

Los minerales pesados tienen un particularmente alto valor de PEF y U y esto puede ser usado para reconocerlos en los registros. Por ejemplo la siderita es frecuentemente encontrada en intercalaciones densas de arcillas y tanto en calizas como en dolomitas. Estas intercalaciones generan picos en la lectura del registró de densidad que pueden caer en la variación general debido a la variación de la porosidad. Sin embargo el registro PEF como ya lo vimos no es sensible a la porosidad. En este caso el PEF reportara un pico diferente a la tendencia adyacente. Existen muchos minerales pesados que se pueden identificar en pequeñas cantidades con los registros PEF y U. Los más comunes son la siderita,

la hematina, pirita, glaucomita entre otras. Al presentarse estos mismos picos en diferentes pozos se puede pensar en una continuidad del segmento de mineral pesado, y podría ayudar en la correlación litológica entre pozos.

### **Fracturas:**

La mayoría de los fluidos de perforación tienen un bajo PEF. Cuando esta información es combinada con el hecho de que la herramienta es corrida de manera tal que esta quede en contacto con la formación se puede ver que muchos tipos de lodo no afectan la medida. La excepción es la barita, esta tiene un enorme PEF y enmascarará las mediciones del registro. Algunas personas han utilizado esto para detectar fracturas. Cuando hay fracturas lodo con barita entrará en ellas y el PEF registrado será grande. Aunque esto no se da en la práctica, pues correr esta herramienta en un pozo de lodo con barita sería solo para ese fin, pues para otros efectos las medidas serían inválidas. En este caso se prefiere utilizar los registros de imágenes.

## **2.9. Registro Neutrón**

### **2.9.1. Introducción**

El registro neutrón es principalmente sensible a los átomos de hidrógeno en una formación. Su principal uso es la determinación de la porosidad de la formación. La herramienta opera bombardeando a la formación con neutrones de alta energía; estos neutrones sufren dispersión en la formación, perdiendo energía y produciendo rayos gamma de alta energía; las reacciones de dispersión ocurren de forma más eficiente en los átomos de hidrógeno. Los neutrones resultantes de baja energía y los rayos gamma pueden ser detectados y la cantidad que se perciba dependerá de la cantidad de hidrógenos en la formación. En formaciones con gran cantidad de átomos de hidrógenos los neutrones son desacelerados y

absorbidos muy rápido en una pequeña distancia. La cantidad de neutrones y de rayos gamma que se perciban será poca en rocas porosas, pero será alta en formaciones poco porosas.

### **2.9.2. Principio físico**

En el registro neutron existen tres procesos de interés la emisión de neutrones, la dispersión de neutrones y la absorción de neutrones.

#### **Emisión de neutrones**

Las herramientas del registro neutron emiten neutrones de alta energía (4.5 Mev) por medio de una fuente radioactiva. Estos se mueven muy rápido y su energía es relacionada con su velocidad y son llamados neutrones rápidos. Las fuentes de radioactividad de estos registros son una mezcla de dos elementos: una fuente de radiación alpha y como el radio plutonio americio y una fuente de berilio-9. Las partículas alfa de las fuentes de radiación alpha interactúan con el berilio-9 en una reacción atómica y producen carbono-12, neutron de alta velocidad y rayos gamma.

#### **Dispersión de los neutrones**

Los neutrones de alta velocidad interactúan con los núcleos de los átomos en la formación. La interacción es por medio de una dispersión elástica que se da entre los neutrones de carga neutra y los neutrones estacionarios de carga positiva que se encuentran en el núcleo. Encada colisión los neutrones pierden energía y los átomos de la formación ganan energía. Estas colisiones ocurren en los núcleos de todos los elementos. Sin embargo esta transferencia de energía es más eficiente cuando las masas de los neutrones y de los núcleos son las mismas y son mucho más ineficientes cuando el núcleo es más masivo que los neutrones tienen aproximadamente la misma masa que los núcleos de hidrogeno que es a la vez, el elemento más liviano. Luego los electrones pierden energía de forma más eficiente con los núcleos de hidrogeno.

## Absorción de neutrones

Los neutrones que inicialmente eran rápidos ( $>0.5\text{Mev}$ ), rápidamente pierden su energía y empiezan a ser más lentos pasando por etapas llamadas neutrones intermedios (100 a 100000 ev), neutrones epitermales (0.1 a 100 ev) y finalmente los neutrones térmicos ( $<0.1\text{ ev}$ ). En los materiales sólidos que contienen una razonable cantidad de elementos de baja masa atómica este proceso puede ser rápido del orden de los microsegundos. Cuando los neutrones alcanzan energías epitermales y termales, las colisiones ocurren con menos frecuencia, debido a que estos se están moviendo más lentamente. Durante este proceso los neutrones son absorbidos por los núcleos de la formación. Los neutrones termales y alguna porción de los epitermales pueden ser absorbidos por los núcleos de los átomos de la formación. La eficiencia de la absorción varía de un elemento a otro. Los únicos elementos que pueden presentar un comportamiento significativo de absorción y que existen en porciones considerables en las formaciones son el hidrogeno y el cloro.

## Índice de hidrógeno

Se puede definir una concentración parcial de hidrogeno por unidad de masa de un material dividiendo la masa de los átomos de hidrogeno en la masa de todos los átomos.

$$Ch_{masa} = \frac{n_h A_h}{\sum_i n_i A_i + n_h A_h} \dots\dots\dots \text{Ec.2.19}$$

El índice de hidrogeno de un material se define como la concentración parcial de hidrógenos por unidad de volumen relativa al agua. Luego si el índice de hidrogeno es de agua es limitado por definición a ser igual a 1 el agua tiene una concentración parcial de hidrogeno por unidad de volumen de 1/9, luego el índice de hidrogeno de un materia es igual a:

$$HI = \frac{9 \cdot n_h \cdot A_h}{\sum_i n_i \cdot A_i + n_h \cdot A_h} \cdot \rho_b \dots \dots \dots \text{Ec.2.20}$$

Donde

A<sub>h</sub> es la masa atómica del hidrogeno en el material.

A<sub>i</sub> es la masa atómica de los demás elementos

n<sub>h</sub> es el numero de átomos de hidrogeno en una molécula del material.

n<sub>i</sub> es el numero de átomos de los demás elementos en una molécula de un materia.

ρ<sub>b</sub> es la densidad promedio del material

HI es el índice de hidrógenos

La tabla muestra la aplicación de la ecuación 2.20 para algunos minerales conocidos.

**Tabla 10 Índice de hidrógenos para minerales conocidos.**

Componente	Formula	A <sub>i</sub>	n <sub>i</sub>	n <sub>h</sub>	p <sub>b</sub>	HI
Agua pura	H <sub>2</sub> O	16	1	2	1	1
Aceite	(CH <sub>2</sub> ) <sub>x</sub>	12	1	2	0.78	1.03
Metano	CH <sub>4</sub>	12	1	4	ρ <sub>m</sub>	2.25 x ρ <sub>m</sub>
Gas	C <sub>11</sub> H <sub>4.2</sub>	12	1.1	4.2	ρ <sub>g</sub>	2.17 x ρ <sub>g</sub>
Cuarzo	SiO <sub>2</sub>	28,16	1,2	0	2.654	0
Calcita	CaCO <sub>3</sub>	40,12,16	1,1,3	0	2.71	0
Yeso	CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O	40,32,16	1,1,6	4	2.32	0.4855

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

Se debe notar lo siguiente:

- Si la herramienta lee en una zona de 100% agua, el HI será de 1, esto equivale a una roca de 100% de porosidad saturada con 100% de agua.
- Si la herramienta lee en una zona de caliza pura sin porosidad, el HI será de 0.00, pues la matriz de calcita sólida no tiene átomos de hidrogeno. Luego tenemos un segundo punto de porosidad.

- Si la herramienta lee en una zona de 100% caliza con una porosidad dada, el índice de hidrógeno estará directamente relacionado con la cantidad de agua en la formación.

El índice de hidrógeno es una aproximación muy cercana de la porosidad de las rocas que están 100% saturadas con agua. Sin embargo no son solo los átomos de hidrógenos del agua los que afectan el paso de los neutrones también existen otros minerales en las rocas como el cloro que los afectan. Se puede incurrir en errores al no tener en cuenta este efecto.

### **2.9.3. Equipo**

Existen tres tipos principales de herramientas Neutron:

- La herramienta Gamma ray /Neutron (GNT)
- La herramienta neutron Sidewall (SNP)
- La herramienta neutron compensada (CNL)

#### **GNT**

Esta herramienta tiene una fuente de generación y un detector. Se puede correr tanto en pozos revestidos como en "open - hole", en ambos se corre de forma centrada. La distancia entre la fuente y el receptor varía de acuerdo a la empresa que la fabrica, pero tiene un rango de entre 15.5 a 19 pulgadas. Como es una herramienta que se corre centrada, sus lecturas serán sensibles a los cambios en la calidad del pozo, a la temperatura, al tipo de lodo y al espesor de la torta de lodo. Para esto se aplican curvas de corrección construidas por los fabricantes de cada herramienta. También será afectada por el efecto del cloro presente tanto en el lodo como en la formación como iones disueltos.

#### **SNP**

Esta herramienta es diseñada para usarse solo en pozos no revestidos. Tanto el receptor como el emisor están dispuestos en la herramienta sobre un patín que

hace que estos presionados en contra de la formación. Esto hace que los efectos del lodo dentro del pozo sean despreciables y que los de la torta de lodo se disminuyan. Sin embargo en pozos con cambios repentinos de diámetro de pozo las lecturas serán erróneas. Debido a que esta herramienta tiene la capacidad de medir los neutrones de energía epitermal no se ve afectada por los efectos del cloro.

### **CNL**

Esta herramienta está diseñada para ser sensible a los neutrones termales y por lo tanto estará afectada por el efecto del cloro tiene dos detectores y una fuerte fuente de emisión. Esto mejora la profundidad de investigación.

#### **2.9.4. Presentación del registro**

Los datos de este registro son graficados en las pistas 2 o 3 en un registro estándar generalmente con el título NPHI. Los datos de la herramienta GNT son registrados en unidades API y los datos de las herramientas SNP y CNL son registrados en unidades de porosidad de calizas equivalente con una escala entre -15% y 40% (o en fracción), tal como se puede ver en el ejemplo de la figura 59. Este registro generalmente se grafica junto con el registro de densidad tal como se puede ver en la figura 59.

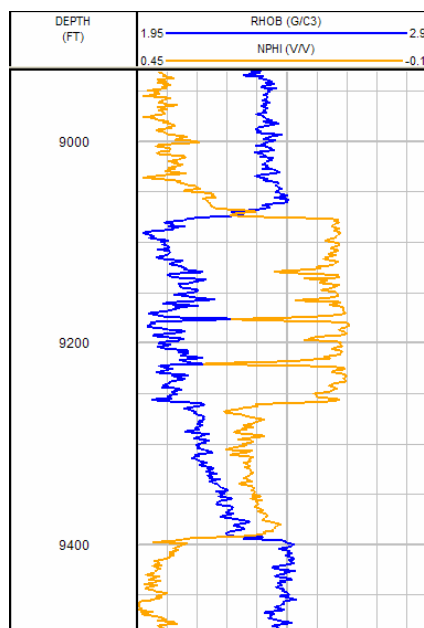
#### **2.9.5. Radio de investigación**

La profundidad de investigación de la herramienta depende directamente de la cantidad de hidrogeno en las formaciones. Luego para las formaciones porosas que contienen agua (muchos hidrógenos) abra mucha más dispersión y absorción de neutrones, luego la profundidad de investigación es corta. Para formaciones de baja porosidad que contienen agua o hidrocarburos, abra menor cantidad de hidrógenos y la profundidad de investigación será mayor. La presencia de gas en la formación incrementa la profundidad de investigación, debido a su baja

densidad y a pesar de que tiene una cantidad elevada de hidrógenos su HI es pequeño. La presencia de arcilla disminuye el radio de investigación. Debido a que las arcillas de baja porosidad contienen grandes cantidades de agua que están ligadas a la superficie de sus cristales. El radio de investigación de la herramienta CNL para una formación con una porosidad de 35% es aproximadamente de 12 pulgadas, mientras que para la herramienta SNP en la misma formación se tiene un radio de investigación de 8 pulgadas.

La resolución vertical depende de la separación entre el emisor y los receptores, así como también de la velocidad del registro.

**Figura 59 Ejemplo de la presentación de un registro neutrón**



Fuente: Autor.

### 2.9.6. Factores que afectan el registro

#### El efecto de los hidrocarburos.

Se debe notar que en la Tabla 10 el índice de hidrógenos en los hidrocarburos era mayor, pero se debe tener en cuenta que la herramienta mide en la zona invadida

por lo que el fluido contenido en la formación será en gran parte filtrado de lodo. Para un ejemplo de una formación caliza sometida a invasión donde tendremos aceite y filtrado de lodo con una saturación de  $(1-s_{xo})$  y  $s_{xo}$  respectivamente, la porosidad leída por el registro neutron es relacionada con la porosidad real de la formación de la formación por medio de:

$$\phi_N = \phi [HI_{mf} S_{xo} + HI_{hc} (1 - S_{xo})] \dots\dots\dots Ec.2.21$$

Si los hidrocarburos son aceite, la ecuación se reducirá a  $\phi_N \approx \phi$ , debido a HI para aceite que es muy similar al del agua.

$$\phi_N = \phi [1.00 \times S_{xo} + 1.003 \times (1 - S_{xo})] \approx \phi \dots\dots\dots Ec.2.22$$

Por esta razón si el hidrocarburo es gas la porosidad leída por el registro neutron será mucho menor que la verdadera por el bajo HI de los gases.

**Efecto del cloro**

Existen dos elementos que son encontrados en los yacimientos que contribuyen significativamente a la absorción de neutrones, el hidrógeno y el cloro. La presencia del hidrógeno en la formación es lo que queremos medir, luego esto no es un problema. Sin embargo el lodo de perforación, el filtrado de lodo y los fluidos de formación contienen cantidades significativas de iones de cloro disueltos y estos hacen que se sobreestime la porosidad de la formación.

**Efecto de la arcilla**

Las arcillas tienen una cantidad significativa de agua absorbida superficialmente. De aquí que las arcillas contengan una cantidad significativa de hidrógenos a pesar de su baja porosidad. La porosidad aparente leída por el registro neutron en

formaciones de arcilla es por lo tanto significativamente más alta de lo que realmente es.

### **Efecto de la calidad del pozo**

La herramienta GNT es corrida en el pozo de forma centrada y por lo tanto es sensible a los efectos que tiene el cambio de diámetro en derrumbes del pozo. Debido a la atenuación de la radioactividad por la cantidad de lodo que llena el anular formado entre la herramienta y la formación. Este problema se incrementa si el lodo contiene iones disueltos de cloro. Los otros dos tipos de herramientas se corren presionadas a la pared del pozo lo que los hace sensibles a este efecto también pues en zonas de mayor diámetro puede que las herramientas no queden presionadas contra la formación.

### **Tipo de lodo**

Las herramientas pueden usarse en la mayoría de tipos de lodo. La herramienta GNT es sensible a los lodos ricos en cloro, esto implica hacer correcciones a las medidas. La herramienta de SNP no es sensible a los efectos del cloro pero como es corrida presionada a la pared del pozo la torta de lodo tiende a incrementar la porosidad aparente de sus lecturas, ya que la torta de lodo tiene un contenido alto de hidrógenos, para este caso también se deben hacer correcciones. La herramienta CNL es sensible a los efectos del cloro. Sin embargo la herramienta es corrida presionada contra la pared del pozo. Luego el efecto del lodo en el pozo no es considerable, además el uso de dos receptores automáticamente compensa el efecto de los filtrados y las tortas de lodo ricas en cloro. La densidad del lodo puede afectar las lecturas, pues la alta densidad de los lodos atenúa la radiación en gran manera. Este es solo un efecto sobre el GNT pero se puede corregir mediante ecuaciones y graficas que han establecido las compañías fabricantes de las herramientas.

### 2.9.7. Usos del registro neutrón

#### Determinación de la porosidad

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 dolomitas 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, ponderada por su volumen en la formación. En el caso de una formación limpia con porosidad  $\phi$  y zona lavada de más de 45 cm de extensión, la ecuación de respuesta es:

$$\phi_{NL\log} = \phi \times \phi_{NLfl} + V_{ma} \times \phi_{NLma} \dots\dots\dots Ec 2.23$$

donde:

$\phi_{NL\log}$  es el índice de hidrógeno de la formación, matriz caliza, en pu (%)

$\phi$  es la porosidad de la formación,  $0 < \phi < 1$

$\phi_{NLfl}$  es el índice de hidrógeno del filtrado, matriz caliza, en pu ( $\phi_{NLmf} \approx 100$  pu)

$v_{ma}$  es e la fracción de la roca ocupado por la matriz limpia,  $0 < v_{ma} < 1$

$\phi_{NLma}$  es el índice de hidrógeno de la matriz limpia, matriz caliza, en pu ( $-2$  pu  $< \phi_{NLma} < 3$  pu)

En esta ecuación, la suma de la porosidad y el volumen de la matriz constituyen el total de la roca; por lo tanto se debe cumplir que:

$$1 = \phi + V_{ma} \dots\dots\dots 2.24$$

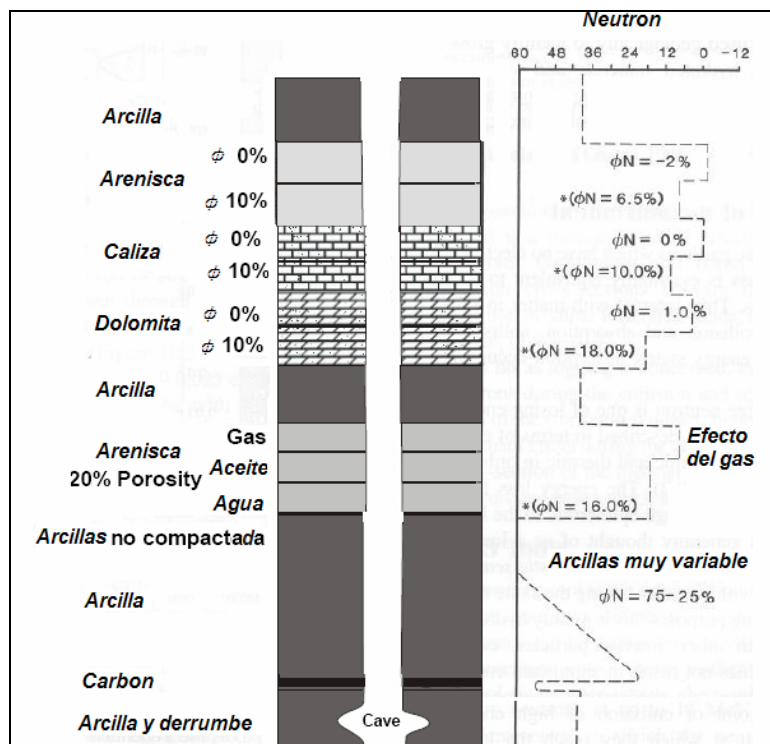
Combinando las ecuaciones anteriores puede obtenerse la porosidad aparente de neutrón  $\phi_N$  para la formación limpia y acuífera como:

$$\phi_N = \frac{\phi_{NLlog} - \phi_{NLma}}{\phi_{NLfl} - \phi_{NLma}} \dots\dots\dots 2.25$$

### Determinación de la litología

Esta determinación depende del conocimiento que se tenga de qué litologías puedan contener átomos de hidrogeno. La identificación litológica mediante el registro neutrón se mejora haciendo una combinación de este con el registro de densidad. Esto se estudiará en el capítulo 4. Sin embargo aquí se presentara un registro neutrón en litologías conocidas (figura 60) como un guía para su interpretación.

**Figura 60 Registro Neutrón en litologías conocidas**



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

## 2.10. Registro de resistividad

### 2.10.1. ¿Qué son y que miden?

Los registros de resistividad desde su creación en 1927 se han convertido en una herramienta clave para la identificación de la saturación de hidrocarburos en las rocas. La corriente eléctrica solo puede pasar a través de rocas que contengan agua conductiva. Con excepciones como el grafito o los sulfuros metálicos las rocas secas son buenos aislantes y estas raras veces existen. Por lo tanto la resistividad de las formaciones es una cantidad medible y finita que está relacionada con el tipo de fluido que contiene la formación.

La resistividad de una formación depende de:

- La resistividad del agua de formación.
- La cantidad de agua presente.
- La geometría de los poros.

El agua de formación presentará mayor o menor grado de conductividad dependiendo de la salinidad. A mayor salinidad mayor conductividad, menor resistividad y viceversa.

La resistencia eléctrica es la capacidad de un material para ofrecer oposición al flujo de corriente eléctrica. La ley de Ohm la relaciona con el voltaje y la corriente de la siguiente forma:

$$r(\text{ohms}) = \frac{V(\text{voltios})}{I(\text{amperios})} \dots\dots\dots \text{Ec2.26}$$

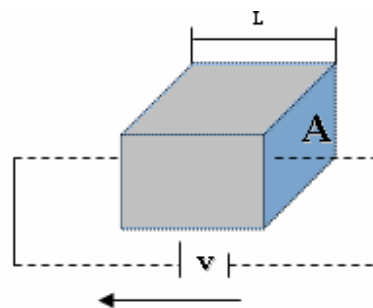
Por otra parte, la resistividad es la resistencia eléctrica por unidad de volumen que presenta cierto material al paso de la corriente eléctrica y que representa una propiedad intrínseca del mismo. En la figura 61 presenta las variables que definen

la resistividad.  $R(\text{ohms.m}) = r(\text{ohms}) \frac{A(\text{m}^2)}{L(\text{m})} \dots\dots\dots \text{Ec.2.27}$

La resistividad de formación por lo general varían entre 0.2 a 1000 ohm-m. Resistividades superiores a 1000 ohm-m son poco comunes en formaciones permeables pero se observan en formaciones impermeables de muy baja porosidad como por ejemplo las evaporitas.

La resistividad de formación se mide ya sea al mandar la corriente a la formación y medir la facilidad con que fluye la electricidad, o al inducir una corriente eléctrica en la formación y medir que tan grande es.

**Figura 61 Modelo de elemento resistivo**



Fuente: Autor

### 2.10.2. Principio de la medida

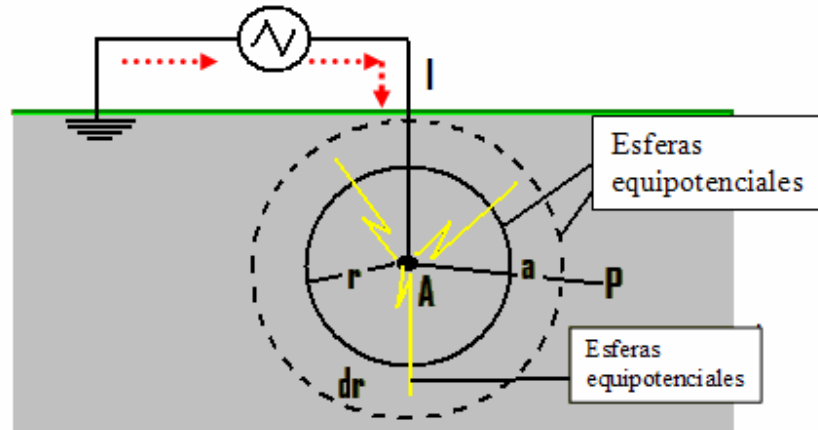
Para entender el principio de funcionamiento de las mediciones de resistividad es necesario considerar el caso de en una formación homogénea isotropía y de extensión infinita donde está ubicado un electrodo emisor de corriente A, es circundado por superficies equipotenciales (voltaje) en forma de esferas. Ver Figura 62.

Si se considera la caída de potencial  $dV$  entre dos esferas de radios  $r$  y  $r+dr$ , con un electrodo de corriente localizado en un medio infinito. Por ley de ohm, se tiene:

$$dV = -\frac{RI}{4\pi r^2} dr \dots\dots\dots Ec 2.28$$

El signo negativo significa que a medida que aumentan los valores de  $dr > 0$ , disminuye el potencial, V.

**Figura 62** Esquema de un electrodo puntual emitiendo una corriente en una formación.



Modificado: BENDECK, Jorge. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación de Yacimientos. Santa Fe de Bogotá, Octubre de 1992

Integrando entre infinito y a se obtiene:

$$V = \frac{RI}{4\pi} \int_{\infty}^a \frac{1}{r^2} dr = \frac{RI}{4\pi a} \dots\dots\dots Ec2.29$$

$$R = 4\pi a \frac{V}{I}$$

Se hace claro que un dispositivo con una geometría fija, que pueda medir V e I puede usarse para determinar la resistividad. Los dispositivos que miden resistividad utilizan corriente continua conmutada o corriente alterna con el fin de no polarizar los electrodos.

### 2.10.3. Clasificación de los registros resistivos

Existen dos clases de herramientas dependiendo del espaciamento.

#### Dispositivos de espaciamento largo

*Registros Eléctricos convencionales*

- Dispositivo Normal Largo y corto (SN-LN)
- Dispositivo Lateral

### *Registro Laterolog y Eléctricos Enfocados*

- LL7
- LL3
- LL8
- Dual Laterolog DLL
- Spherical Focused Log (SFL)

### *Registros de Inducción*

#### **Dispositivos de espaciamento Corto**

- MicroLog (ML)
- Microlaterolog (MLL)
- Proximity Log (PL)
- Microspherically focused log (MSFL)

De acuerdo al tipo del lodo presente en el pozo los registros resistivos se pueden dividir en los que sirven:

#### **Para lodos conductivos (Lodos salados o saturados con sal)**

- Dispositivo lateral
- Dispositivo normal
- Laterolog

#### **Para lodos No conductivos (Lodos de agua fresca, oil, aire)**

- Dual induction
- Phasor- dual induction tool
- Array induction tool (ait)

#### **2.10.4. Registros convencionales**

Estos registros convencionales de resistividad muchas veces son los únicos disponibles en muchos pozos antiguos, por eso es importante conocer su principio de funcionamiento. El dispositivo Lateral tiene mayor radio de investigación que el

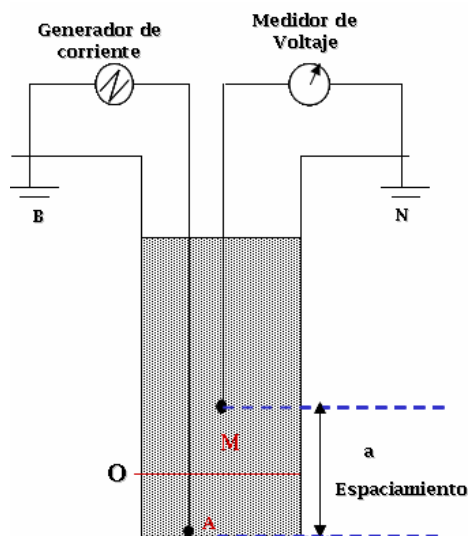
dispositivo Normal. Estas curvas fueron usadas 1950, y tienen buenos resultados en lodos frescos. La calidad de los resultados decrece en formaciones duras y en carbonatos.

**Dispositivo normal SN/LN**

En la figura 63 se está representado el sistema normal de medición de resistividad. En este montaje, la corriente se aplica entre los electrodos A y B, la diferencia de potencial se mide entre un electrodo de la superficie (N) y un electrodo en el pozo (M), en una formación homogénea se cumple:

$$V_{AM} = \frac{RI}{4\pi a} \dots\dots\dots Ec.2.30$$

**Figura 63. Esquema del dispositivo normal.**



Modificado de: Schlumberger Introduction to openhole logging 1997

El potencial en el electrodo N, situado en la superficie, causado por A y B lo mismo que el efecto de B sobre M, se puede ignorar debido a la larga distancia entre los electrodos de corriente en comparación con la distancia AM, por lo tanto la resistividad aparente se obtiene de la ecuación:

$$R_a = 4\pi a \frac{V_{MN}}{I} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.31}$$

En general, a mayor espaciamento, mayor es la investigación en la formación. Para los dispositivos normal corto el radio de investigación es igual a 2 veces el espaciamento. La diferencia entre el dispositivo normal largo y el normal corto es el espaciamento. Por lo tanto las zonas evaluadas por cada uno son distintas. El registro SN mide la resistividad de la zona invadida, mientras que el LN mide la resistividad verdades si  $R_m = 1 \text{ ohm.m}$  a Temperatura formación que el tamaño de la broca sea de 6 a 12 pulg.

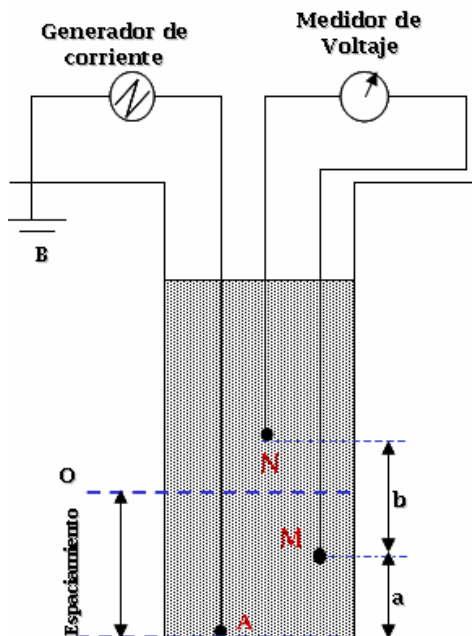
**Dispositivo lateral normal**

En el dispositivo lateral normal que es representado en la figura 64, se pasa un corriente constante entre A y B, se mide la diferencia de potencial entre M y N localizados en dos superficies equipotenciales, esféricas y concéntricas, que se centran en A de este modo el voltaje medido es proporcional al gradiente de potencial medido entre M y N. El punto de medición esta en O, a la mitad de la distancia entre M y N. El espaciamento de AO es de 8 pies con 8 pulgadas. La resistividad aparente se puede calcular para esta herramienta como:

$$Ra = 4\pi * \frac{a(a+b)}{b} * \frac{V}{I} \dots\dots\dots \text{Ec 2.32}$$

Donde V es el voltaje medido al interior de la herramienta por un galvanómetro interno, i es la corriente constante emitida por a y los términos restantes son una constante de la herramienta que depende de la geometría del montaje de electrodos y se denomina coeficiente K. Esta curva investiga en un radio de la formación mayor que el dispositivo SN equivalente a  $RI = \text{la distancia AO}$

Figura 64. Esquema del dispositivo Lateral Normal



Modificado de: Schlumberger Introduction to openhole logging 1997

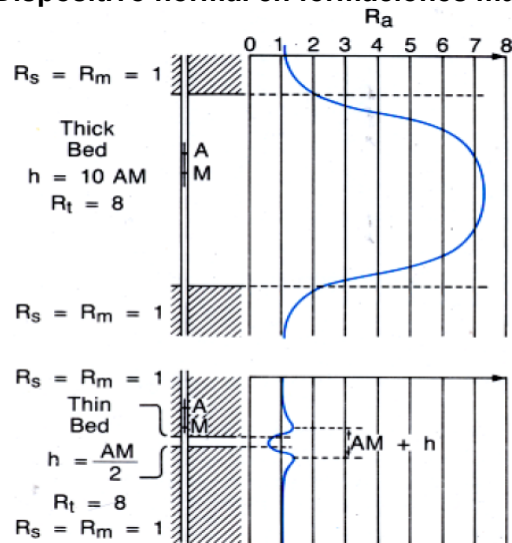
### Formas típicas de las curvas de dispositivos normales

A continuación se mostraran ejemplos de curvas de los resultados de las herramientas convencionales para algunos casos típicos, haciendo la salvedad de que estos casos son de formaciones no invadidas.

- *Capas más y menos resistivas que las formaciones adyacentes en dispositivos normales:*

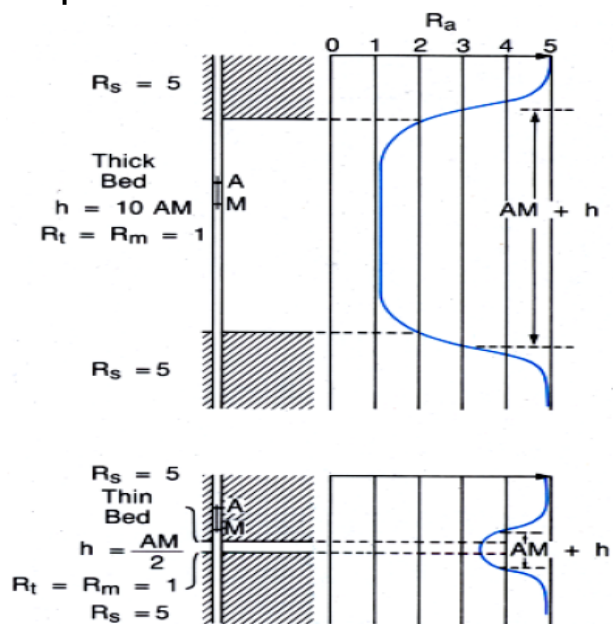
En la figura 65 se muestra este efecto en la curva del dispositivo normal. En la parte superior se muestra este caso cuando la formación es más gruesa que el el espacioamiento  $H = 10 \times AM$ , se debe destacar aquí es que el espesor aparente es menor que el espesor real de la capa en una cantidad igual al espacioamiento de la herramienta.

**Figura 65. Dispositivo normal en formaciones más resistivas.**



Fuente: BOWEN D, Formation evaluation and petrophysics, Jakarta 2003

**Figura 66 Dispositivo normal en formaciones menos resistivas.**



Fuente: BOWEN D, Formation evaluation and petrophysics, Jakarta 2003

En la parte inferior de la figura 65 se muestra este caso cuando el espesor de la formación es igual a la mitad del espaciamiento, se evidencia aquí un error de la lectura pues se presenta una lectura de resistividad menor a las formaciones adyacentes.

En la figura 66 podemos ver la respuesta del dispositivo normal en capas espesas (arriba) o delgadas (abajo) que son menos resistivas que las formaciones adyacentes. Las curvas son simétricas y el valor de resistividad esta acorde con el esperado pero el espesor de las capas es mayor que el real de la capa en una medida igual al espaciamento de AM.

- *Capas más y menos resistivas que las formaciones adyacentes en dispositivos laterales:*

La figura 67.a muestra la respuesta del dispositivo lateral en capas más resistivas que las formaciones adyacentes. Debido a que el espaciamento lateral más común es de 18 pies y 8 pulgadas los casos que se presentan son de aproximadamente de 190, 28, 9 pies. Todas las curvas son asimétricas. En el caso de las capas de 120 y de 28 se observa que las lecturas bajas en los 19 pies de la parte superior de la formación resistiva y las lecturas de alta resistividad cercana al límite inferior. En la capa de 190 pie la curva muestra una meseta moderadamente grande con lecturas cercanas a  $R_t$ . Se requieren 50 pies de esa capa para obtener medidas aceptables sin ser modificadas por formaciones adyacentes. En la caso de una capa delgada se presenta un pico de de resistividad en frente de esta, seguida de lecturas bajas en la parte baja de la capa.

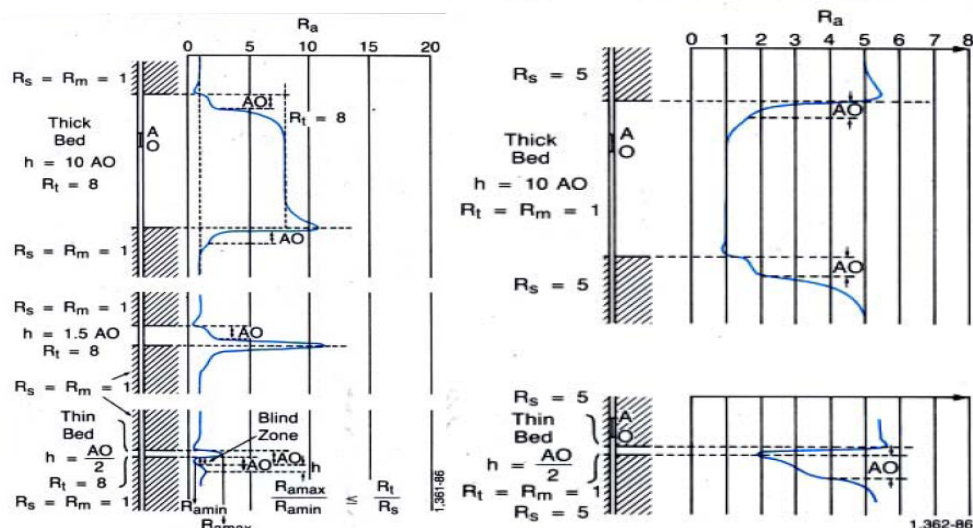
En la figura 67 b se puede ver la respuesta del dispositivo lateral en capas menos resistivas que las formaciones circundantes. Las curvas son simétricas y en ambos casos, la anomalía se extiende por debajo de la capa a una distancia ligeramente mayor espaciamento AO.

### **Correcciones por efecto de pozo**

La resistividad del lodo (RM), del filtrado de lodo (Rmf) y la retorta (Rmc) afectan estos registros así como la profundidad de invasión del filtrado de lodo. Por otra parte, a mayor sea el diámetro de pozo mayor es el error.

Las correcciones para las lecturas de la curva normal de 16 pulgadas en capas delgadas no invadidas están dadas en los gráficos de corrección de las compañeras contratistas. También existen para zonas invadidas.

**Figura 67 Dispositivo lateral en formaciones más resistivas y menos resistivas.**



BOWEN D, Formation evaluation and petrophysics, Jakarta 2003

### 2.10.5. Registros enfocados

Las lecturas de los perfiles convencionales son afectadas por el pozo y las formaciones adyacentes. Este efecto puede reducirse al utilizar una familia de herramientas de resistividad que usan corrientes enfocadas para controlar la trayectoria de la corriente de medición. Electrodo especiales colocados en la sonda, generan estas corrientes enfocadas.

El objetivo de los objetivos enfocados es medir la resistividad verdadera con buena resolución vertical, aun en presencia de lodos conductivos o salados o para relaciones muy altas de  $R_t/R_m$  o en altos contrastes de resistividad en las formaciones adyacentes.

Se conocen algunas condiciones óptimas de esta medida:

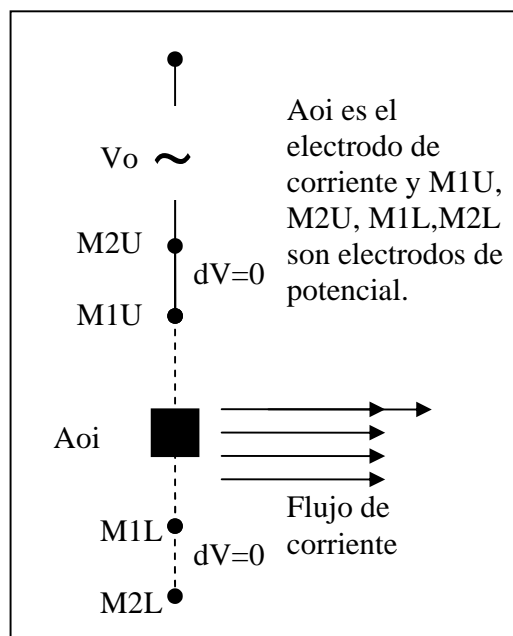
- Útil en formaciones de alta resistividades

- Esta más influenciado por la invasión si  $R_{xo} > R_t$
- Funciona mejor si  $R_w/R_t > 2.5$  y si la relación  $R_t/R_m > 50$ .
- $R_m/R_w < 5$  Se obtiene así un revoque de lodo delgado; un diámetro de invasión constante y SP apreciable.
- Esta más influenciada por la zona más resistiva
- Funciona mejor en lodos conductivos (base agua salada)
- Espesor de la capa mayor que el ancho de luz.
- Los efectos de capas adyacentes son prácticamente eliminados y los de la columna de lodo despreciables.

### Principio de enfoque.

El sistema de enfocamiento debe conservar la corriente de medida con la misma forma manteniendo así el radio de investigación. El enfocamiento se obtiene usando el mismo principio básico. Si  $dV = 0$  entonces no hay flujo de corriente en la dirección de corriente de  $dV$ . La corriente debe fluir en dirección perpendicular a  $dV=0$ , como se ilustra en la figura 68.

**Figura 68 Principio de enfoque.**



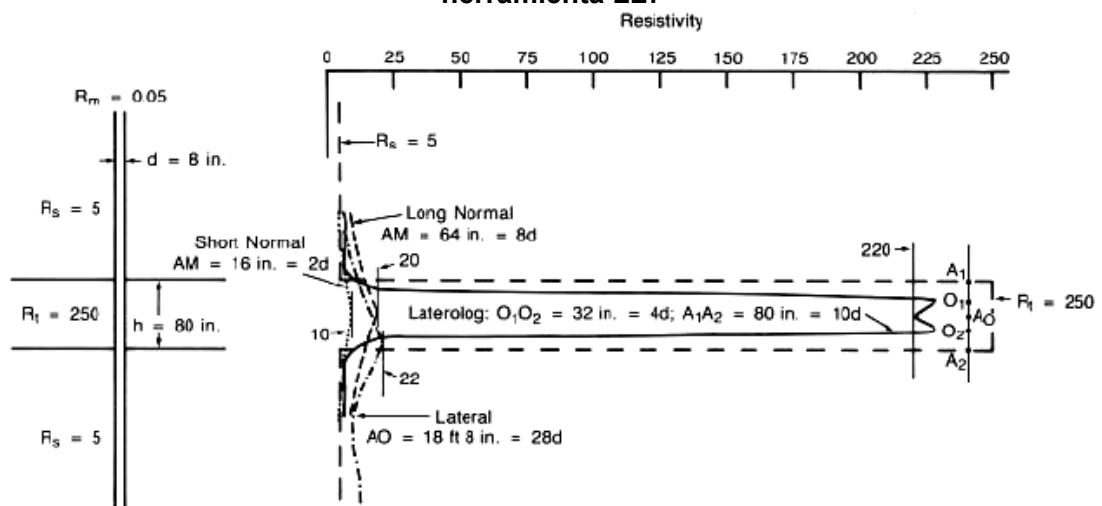
Fuente: Autor

### Tipos de herramientas de resistividad enfocada

- **LL7** el dispositivo lateral 7 tiene un electrodo  $A_0$  que emite una corriente constante lo  $A_1$  y  $A_2$  son electrodos compensadores que emiten una corriente ajustable que produzca el mismo potencial en los pares de electrodos de monitoreo  $M_1-M_2$  y  $M_1'-M_2'$  Como la  $dV$  entre los electrodos de monitoreo se mantiene en cero, ninguna corriente fluye desde  $A_0$  al pozo entre los pares de electrodos monitores, por lo tanto la  $I_0$  emitida por  $A_0$  debe penetrar la formación horizontalmente. El radio de investigación es de unos  $10' \sim 3$  mt La resolución vertical  $32'' \sim 81$ cm.

En la figura 69 se muestra la respuesta de la herramienta LL7 en comparación con los registros convencionales SN, LN y lateral normal.

**Figura 69 Comparación de la respuesta de las herramientas convencionales con la herramienta LL7**



Fuente: Schlumberger Log interpretations principles and applications.1989

Las herramientas convencionales dan medidas erradas y la herramienta LL7 muestra un valor cercano de  $R_t$ .

- **LL3:** Una corriente  $I_0$  (no cte) influye en el electrodo  $A_0$  cuya potencia está fija. De  $A_1$  y  $A_2$  fluye una corriente compensadora que es ajustada automáticamente para mantener  $A_1$  y  $A_2$  con el mismo potencial de  $A_0$ . Esto hace que la corriente emitida por  $A_0$  penetre la formación horizontalmente. El

radio de investigación es de unos 15'~4.6 mt. La resolución vertical es de 23"~30 cm.

El haz de corriente  $i_0$  se restringe al área en forma de disco se refiere al área en forma de disco. Por lo general, el espesor, O1, O2, del haz de corriente es de 12 pulg, mucho más delgado que el requerido para el instrumento LL7. Como resultado, la LL3 tiene una mejor resolución vertical y es más específica que la herramienta LL7. Además las influencias del pozo y de la zona invadida fueron poco menores.

- **LL8:** La medición a nivel un poco profundo del LL8 se registra con electrodos pequeños que la sonda doble inducción laterolog. Esta herramienta es parecida a la LL7 excepto por tener espaciamientos más cortos. El espesor del haz de corriente  $i_0$  es de 14 pulgadas y la distancia entre los electrodos opuestos es un poco menor a 40 pulgadas. El electrodo de regreso de la corriente se localiza relativamente a corta distancia de Ao. En esta configuración, el instrumento LL8 muestra un detalle vertical muy agudo y tanto el pozo como la zona invadida influyen más sobre las lecturas de este instrumento que las de las herramientas LL7 y LL3. Es corrido con la herramienta de DIL, es una medida de investigación corta. El objetivo es determinar Ri. El radio de investigación es de unos 40 pulgadas ~1 mt. La resolución vertical es de 14"~34.5 cm.
- **Dual Laterolog:** el objetivo de todos los instrumentos de resistividad para la lectura profunda es medir la resistividad real de la formación, Rt. Se diseñaron estos instrumentos de tal manera que, hasta donde sea posible, su respuesta se vea determinada por la resistividad de la formación virgen (más allá de la zona invadida). Por desgracia, ninguna medición ha sido capaz de eliminar por completo los efectos de la zona invadida.

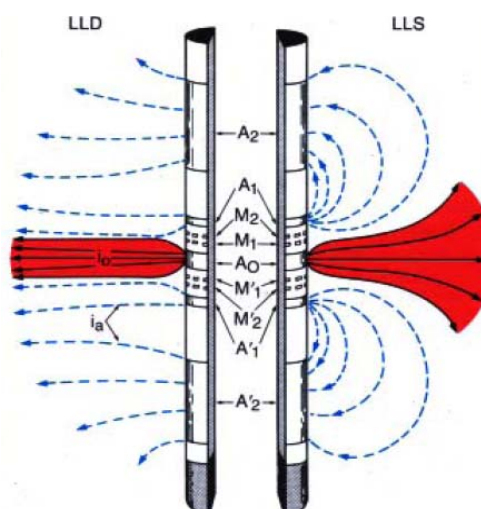
Una solución es medir la resistividad con diferentes arreglos que tengan diferentes profundidades de investigación. Las mediciones que responden a tres profundidades de investigación elegidas de manera adecuada, se aproximan al registro de la invasión de una madera que permite determinar  $R_t$ .

Para obtener una mayor exactitud en la interpretación, una combinación de las siguientes características debe ser requerida:

- Los efectos del pozo deben ser mínimos y/o corregibles.
- Las resoluciones verticales de los instrumentos deben ser similares.
- Las investigaciones radiales deben encontrarse bien distribuidas; esto significa, que una lectura debe ser tan profunda como practica , otra será poco profunda y una tercera se hará entre ambos extremos.

Esto motivo el desarrollo de la herramienta doblemente enfocada DLL. En la misma herramienta se encuentran electrodos que emiten corriente pero con diferente enfoque. En la figura 70 se muestra el enfoque utilizado en el instrumento laterolog profundo y el laterolog somero.

**Figura 70 Dual Latero Log DLL**



Fuente: Schlumberger Log interpretations principles and aplicaciones.1989

- **Herramienta esféricamente enfocada SFL**

Mide la conductividad de la formación cerca de la cara del pozo. Se utiliza para evaluar efectos de invasión. Sobre medidas profundas de resistividad. Reemplaza a los SN y LL8. Esta herramienta consiste de un electrodo emisor de corriente, un electrodo, de retorno de captación de corriente y electrodos de medida. Se establecen dos esferas equipotenciales que generan una caída de tensión (2.5 mev) como el volumen entre las esferas es la misma, entonces la conductividad de la formación se podrá establecer al medir la corriente.

**Factores ambientales y formacionales que afectan la medida:**

El lodo del pozo y la zona invadida influyen sobre las lecturas del laterolog y del SFL como a la mayoría de las mediciones de resistividad. Se han preparado cartas en base a simulaciones matemáticas para corregir tales influencias en las lecturas del registro. Las correcciones siempre se deben hacer en este orden efecto de pozo, espesor de capa e invasión. Los registros enfocados no pueden ser corridos en pozos perforados con fluidos de perforación no conductivos (aire, gas o lodos base aceite).

- **Efecto de pozo**

Los registros enfocados se ven afectados por lodos muy resistivos y diámetros de pozo grandes.

- **Efectos de espesor de capa:** Cuando las capas adyacentes tiene diferente resistividad que la capa medida, tienden a modificar el flujo de corriente. Esta influencia depende del espesor de la capa.

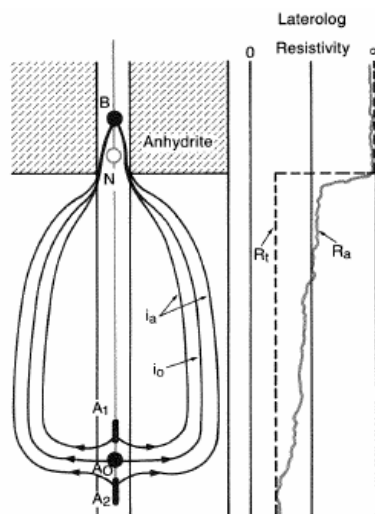
- **Efectos Groningen y Delaware**

El efecto Delaware se produce cuando la herramienta se aproxima a una capa de resistividad infinita tal como la anhidrita; en estas condiciones, la

herramienta no consigue mantener el enfoque de la corriente (la cual debe regresar a superficie), con lo cual se observa un aumento progresivo de la resistividad medida.

El efecto desaparece completamente cuando la capa de resistividad infinita queda por debajo de la herramienta. Un efecto similar fue observado posteriormente en la curva LLD. Se conoce como efecto Groningen, por el nombre del campo de gas en el que fue observado por primera vez. Se presenta aproximadamente 100 pies debajo de una formación resistiva de gran espesor. Como la corriente de medición y de compensación no puede fluir por la formación altamente resistiva regresa por la columna de lodo y crea un potencial negativo en la zona de referencia nula.

**Figura 71 Efecto Delaware.**



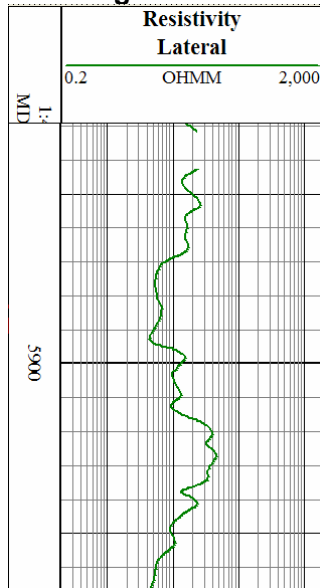
Fuente BOWEN D, Formation evaluation and petrophysics, Jakarta 2003

### **Presentación y calibración**

Todos los registros enfocados se presentan con escala logarítmica de cuatro ciclos que generalmente van desde 0.2 hasta 2000 ohm.m ver figura 72. Las escalas de profundidad son usualmente 1/200, 1/1000 o 1/500. La velocidad máxima recomendada para hacer este registro es de 80 ft/min. La calibración se

hace por medio de resistencias de precisión que simulan una formación con una resistividad conocida.

**Figura 72 Presentación de registros enfocados pozo colorado 36.**



Fuente VILLAREAL, R y TELLEZ W. Determinación de potenciales de pozo a partir de registros de pozos. Aplicación campo Colorado de Bucaramanga 2008.

### 2.10.6. Registros de inducción

Los registros de Inducción miden conductividad de la formación. La conductividad es relacionada con la resistividad por medio de la siguiente expresión.

$$C = \frac{1000}{R} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.33}$$

Las herramientas de inducción se desarrollaron para medir resistividades en pozos de lodos no conductivos. Estos registros son más efectivos en formaciones de medias a altas porosidades. Funciona mejor en formaciones de baja resistividad o  $R_w/R_{mf} > 2.5$ . Esta más influenciado por la invasión si  $R_{xo} < R_t$ . Esta más influenciada por la zona más conductora. Funciona mejor en lodos resistivos (base aceite y agua fresca).

### **Principio de medida**

Estos registros constan en la actualidad poseen muchas bobinas receptoras y transmisoras, Sin embargo para entender el principio considérese un sistema con dos bobinas una transmisora y una receptora, a través de la bobina inferior (transmisora) se hace pasar una corriente alterna de alta frecuencia y de magnitud conocida. Esta genera un campo magnético que genera otra corriente en un anillo imaginario de la formación a evaluar. Esta corriente generada a través de la formación induce un campo magnético secundario que se transformara en corriente en al bobina superior (receptora). Esta corriente en la bonina receptora es proporcional en magnitud a la conductividad de la formación. Ver figura 73

### **Tipos de herramientas de inducción**

A continuación se presentan algunas de las herramientas que ha desarrollado la empresa Schlumberger

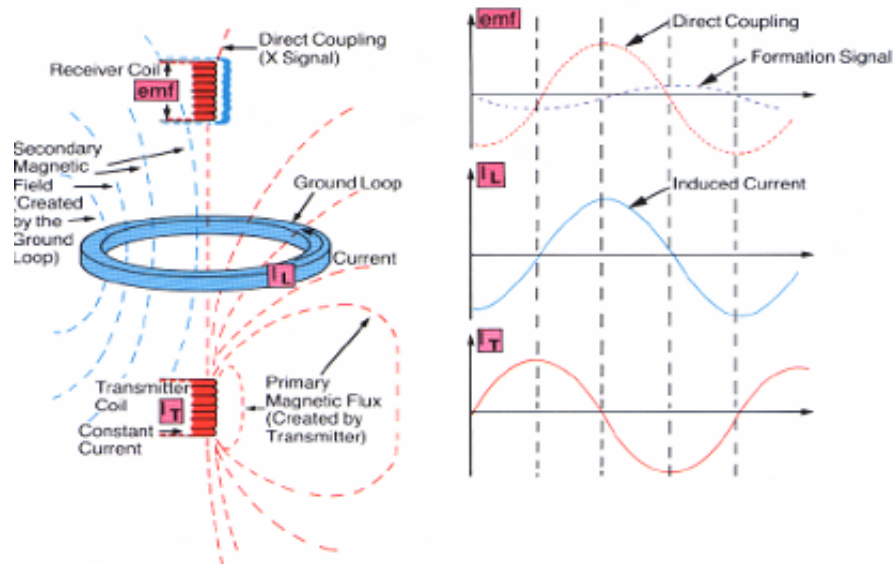
**6FF40:** Ha sido la herramienta más usada para determinar  $R_t$ , Tiene 6 bobinas y el espaciamiento entre el receptor y transmisor principal es de 40 in. Generalmente se corre junto con un SFL y un registro de potencial espontáneo. (SP)

**6FF28:** Para Pozos de diámetro reducido, su diámetro es de 2 5/8 in., 6 bobinas con espaciamiento entre receptor-transmisor de 28 in. Dispositivo Normal de 16" (SN) y un (SP)

**Dual Inducción:** Incorpora una lectura profunda similar al 6FF40 y una lectura somera 5FF40 (ILM) o 6FF34 junto con un SFL y un registro de potencial espontáneo. (SP)

**Phasor:** Consiste en un arreglo de bobinas que puede ser operado a diferentes frecuencias.

**Figura 73 Principio de la medida del registro de inducción**



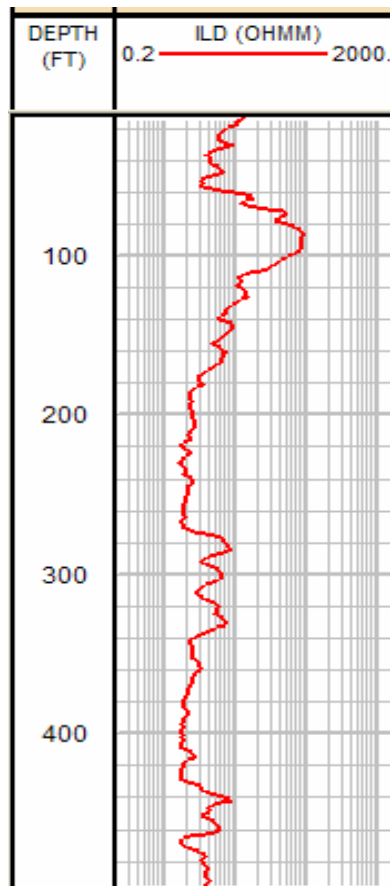
Fuente: Schlumberger Log interpretations principles and applications.1989

### Presentación y calibración

La escala va de 0.2 to 2000 Ohm-m<sup>2</sup>/m. (Logarítmica) Ver figura 74. La calibración se hace con resistencias de precisión y debe ser antes y después de la corrida del registro, las medidas deben ser iguales. Los valores de las resistividades en las arcillas son muy variables pero rara vez son menores que 1ohm-m. registro inductivo tendrá generalmente medidas un poco menores al SFL o SN como resultado de la anisotropía. En arcillas, las lecturas del registro de inducción dual DIL serán ligeramente menores a las leídas en el laterolog.

**Anillo de baja resistividad:** En formaciones de alta permeabilidad y de bajo valor de Sw se puede formar un anillo de baja resistividad (Ran) entre la zona lavada (Rxo) y la no contaminada.

Figura 74. Presentación registro de inducción.



Fuente: Autor

### Factores formacionales que afectan la medida

**Efecto de formaciones adyacentes:** Cuando la herramienta esta en frente de una formación de conductividad C2, la medida de la conductividad en este punto tendrá un aporte de conductividad de las formaciones adyacentes C1 y C3

**Formaciones muy resistivas:** Se genera incertidumbre de más o menos 2 mohm/m sobre la posición del cero en las herramientas inductivas, y en consecuencia la precisión es poca cuando las formaciones son muy resistivas. Para que el error no exceda más de un 20% la conductividad de las formaciones debe ser mayor a 10 mohm/m o una resistividad

### **Factores ambientales que afectan la medida.**

Como es el caso de todas las mediciones de resistividad y la invasión pueden afectar las lecturas de inducción. Deben corregirse estos efectos en el registro de inducción antes de poder utilizar estas mediciones. Las herramientas de inducción fueron diseñadas para minimizar estos efectos y en muchos casos, pueden ignorarse sin mayores consecuencias. A pesar de todo es aconsejable llevar a cabo dichas correcciones, y estas deben efectuarse en el siguiente orden efectos de pozo, espesor de capa e invasión.

**Corrección del efecto del pozo:** Es posible evaluar las señales de conductividad provenientes del lodo al utilizar factores geométricos.

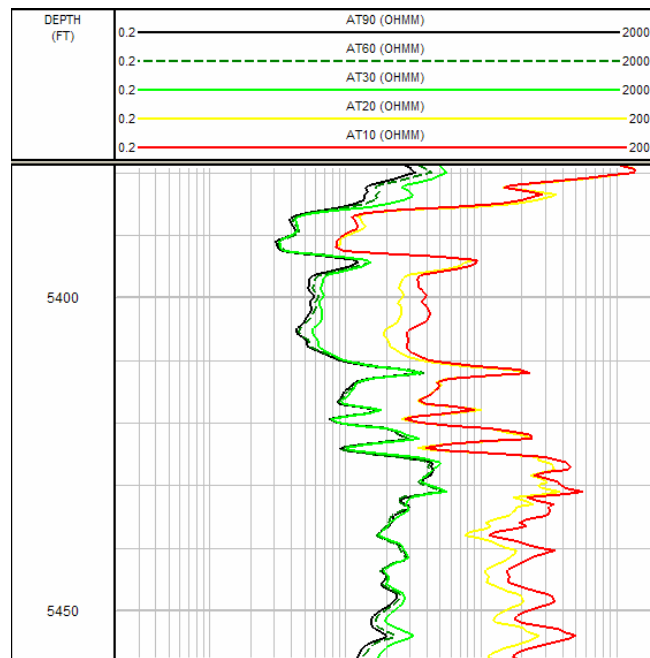
Algunas veces, la señal nominal del pozo, basada en el tamaño del pozo, se elimina durante la adquisición del registro. Cuando la señal del pozo es considerable, consulte el encabezado del registro para verificar que dicho procedimiento se llevo a cabo. Esta precaución. Se aplica en especial a los instrumentos de inducción media, puesto que el tamaño del pozo influye en ellos en gran medida.

### **Herramientas AIT**

Las Herramientas inductivas en arreglo, (AIT), son un conjunto de bobinas que funcionan bajo el mismo principio de los registros de inducción tradicionales que varían en cantidad de bobinas receptoras y trasmisoras y en posición de estas. Son herramientas que miden de forma precisa la conductividad de la formación en función de la profundidad y del radio. Sus aplicaciones son: delineación del yacimiento, determinación de la resistividad verdadera de formación ( $R_t$ ), cálculo de  $S_w$ , Identificación de hidrocarburos, encontrar el radio de invasión y hacer evaluación de capas delgadas.

Este dispositivo es de tipo inductivo pero cuenta con 8 bobinas receptoras y balanceadas que se encuentran separadas de la bobina generadora principal, desde 6 in a 6 ft. Como resultado esta herramienta, muestra la resistividad a 5 distancias, 10, 20, 30, 60 y 90 in. Ver figura 75

**Figura 75 Presentación de los registros AIT**



Fuente: Schlumberger Introduction to induction Catalog 2008

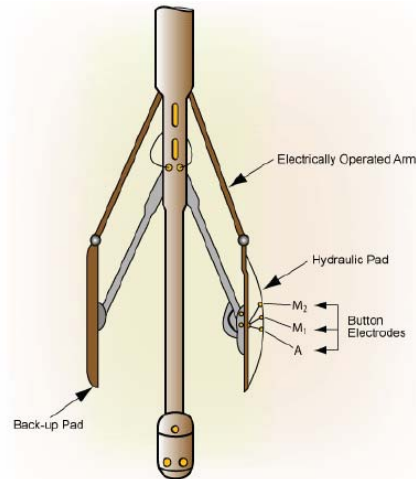
### 2.10.7. Registros de espaciamiento corto

Los registros de micro resistividad han sido diseñados para medir la resistividad de la sonda lavada (Rxo). Siempre que la sonda no mida más de 3 o 4 pulgadas. En estas herramientas los electrodos son ubicados en unos brazos flexibles que se mantienen presionados contra la pared del pozo eliminando la mayoría de los efectos del lodo sobre la medida. En este tipo de registros están incluidos:

- Microlog (ver figura 76)
- Microlaterolog
- Microesferico enfocado

- Proximity log
- 

**Figura 76 Esquema herramienta de espaciamento corto**



Fuente: Petroskills, 2000

Los registros de espaciamento corto son utilizados para el cálculo de:

- Radio de invasión.
- Saturación de agua en la zona lavada ( $S_{xo}$ )
- Saturación de aceite móvil ( $S_{xo-Sw}$ )
- Permeabilidad.
- Diámetro de Pozo.
- Espesores de capas.

### **Microlog**

Estos registros se crearon para la determinación precisa de capas impermeables a través de la detección de revoque. El patín se empuja contra la pared del pozo a través de un sistema de brazos mecánicos para evitar lecturas erradas por efectos del lodo. La corrida de esta herramienta como la mayoría de herramientas de patín no debe exceder los 2000 ft/hora o 33 ft/min. Se trata de un dispositivo no-enfocado que cuenta con 3 electrodos alineados y espaciados 1 in entre si

montados en una almohadilla de goma lina de un fluido. Se hacen 2 mediciones, una usando el electrodo superior M2 espaciada 2 in esta medición es llamada micro-normal, y la otra se hace mediante la relación de las medidas efectuadas por ambos electrodos, esta medición es llamada micro- inversa.

La resistividad del revoque es generalmente más pequeña que la resistividad de la zona invadida cercana al pozo. La curva Micro-Normal tiene una profundidad de investigación mayor que la micro inversa, es por lo tanto menos influenciada por el revoque y lee una resistividad mayor produciendo una separación positiva frente a una formación permeable.

A no ser que:

- $R_{mc} > R_{xo}$
- La invasión sea muy somera y  $R_{xo} > R_t$
- El revoque sea delgado en una zona acuífera de alta porosidad.

### **Micro esférico enfocado**

Esta herramienta se construyo con el fin de obtener buenos valores de  $R_{xo}$  sin depender del tamaño del revoque o la profundidad de la invasión.

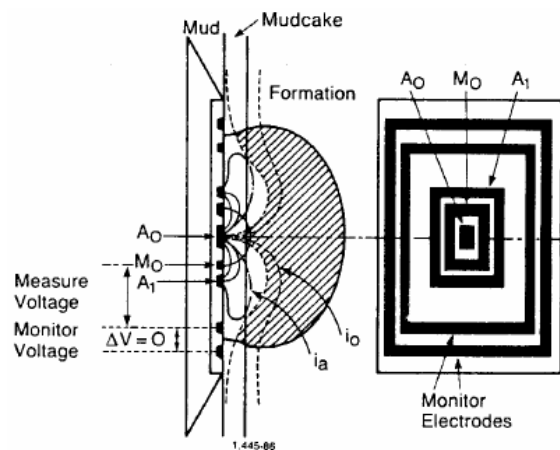
Una corriente de medida es enviada a la formación a través del electrodo  $A_o$ . Una fracción  $I_1$  de esta corriente actúa como compensadora y retorna al electrodo  $A_1$ . El complemento de  $I_o$ , corriente de medida, retorna a la placa posterior del patín y al cuerpo de la sonda. Ver figura 77.

### **Micro enfocado**

Esta medida buscaba medir directamente  $R_{xo}$ . Esto se conseguía en la medida en que se tuvieran altos valores de  $R_{xo}/R_{mc}$ . Un electrodo pequeño  $A_o$  y tres electrodos concéntricos ( $M_1, M_2$  Y  $A_1$ ) están situados en la almohadilla de goma aplicada contra la pared del pozo. Por el electrodo  $A_o$  se emite una corriente  $I_o$ . A

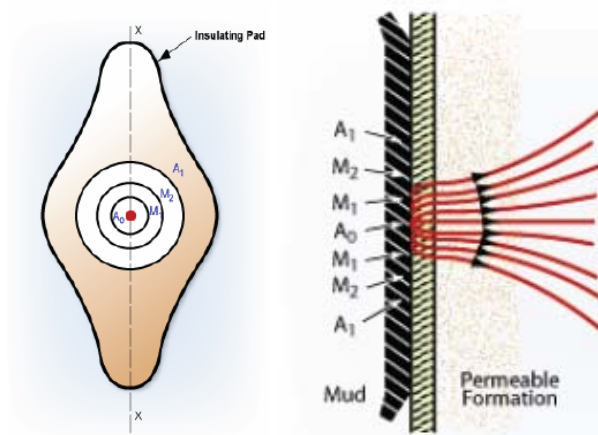
través del electrodo exterior se envía una corriente ajustada de tal forma que la diferencia de potencial entre los electrodos monitores sea =0. de esta forma la corriente no puede fluir de M1 a M2 sino que es forzada a entrar en la formación. Ver figura 78

**Figura 77 Esquema herramienta micro esférica enfocada.**



Fuente BOWEN D, Formation evaluation and petrophysics, Jakarta 2003

**Figura 78 Esquema del patín de la herramienta micro enfocada**



Fuente Petroskills 2000

En el Microlog entre más grande sea la relación  $R_{xo}/R_{mc}$  mayor será la tendencia de la corriente a salir a través del revoque y buscar el lodo. Por esta razón para altos valores de  $R_{xo}/R_{mc}$  las lecturas del microlog serán menos susceptibles a las

variaciones de  $R_{xo}$ . Por contrario toda la corriente del lo del microlaterolog fluirá hacia la formación permeable y su lectura dependerá del valor de  $R_{xo}$ . La zona no contaminada no ejerce influencia sobre la medida del  $R_{xo}$ , siempre que la invasión exceda de 3 a 4 pulgadas.

### **Proximity log**

Esta herramienta también busca medir  $R_{xo}$ . Es similar a la herramienta microlaterolog con la diferencia de que es más grande de 16 in de larga con 6 sección cuadrada de 6 in de ancho aproximadamente. Por su configuración los revoques de isotrópicos de  $\frac{3}{4}$  no tienen ningún efecto sobre la medición. Si la invasión es somera la  $R_t$  influye en lectura de este dispositivo.

### **Factores que afectan a los registros de microresistividad:**

- Invasión poco profunda. Zonas muy permeables y porosas.
- Un revoque muy grueso oculto por el caliper.
- Baja porosidad alta resistividad  $\Phi < 15 \%$
- La almohadilla no esta en contacto con las paredes del hoyo.
- Lutitas espaciadas en capas porosas.
- La medida de dos pulgadas  $R''$  con el microlog, es afectada apreciablemente y no se justifica el uso de  $R_{mf}$ .
- La zona lavada tiene poco efecto sobre la medida de 2 in. El registro tiene una pobre resolución si el tamaño de la torta de lodo es  $h_{mc} = 3/8$ .
- La corriente se concentra en el revoque; fuga en la almohadilla produce una pobre resolución.
- Fugas de corriente de la almohadilla, produce una separación incorrecta.
- La baja Resistividad se interpreta como una mayor porosidad.

### Aplicaciones de los registros micro-resistivos

Estos registros se utilizan para precisar límites de capas, reconocer cualitativamente capas impermeables. Reconocer el contacto Agua-Aceite. Identificar fracturas y porosidad vugular, esto indicado por diferencias considerables en la porosidad aparente sobre corridas sucesivas de la misma sección. También se puede estimar la porosidad bajo las siguientes condiciones:  $\Phi > 15 \%$ , hmc entre 1/8 a 3/8,  $3 < (Rxo/Rmf) < 30$ .

#### 2.10.8. Radio de investigación de las herramientas resistivas

En la Tabla 11 se presentan los radios de investigación y la resolución vertical que tiene las herramientas resistivas, estas medidas varían en función del diseño de cada herramienta en cada compañía.

**Tabla 11 Radios de investigación de las herramientas resistivas**

Herramientas	Abreviaturas	Radio de investigación	Resolución vertical	Comentarios
Inducción Profunda	ILD	40 in	6- 8 ft	
Inducción media	ILM	28 in	3-5 ft	La resolución vertical depende de la conductividad de la formación
Registro enfocado esférico	SFL	8 in	1 ft	
Normal corto	SN	8-12 in	16 ft	
Normal largo	64in	20 in	6 ft	
Lateral Normal	18ft Lat	60 in	18 ft	
Laterolog Profundo	LLD	60-90 in	14 ft	Estos registros requieren de lodos salados para poder funcionar
Laterolog corto	LLS	30 in	14 ft	
AIT 10	AT10	10 in	2 ft	
AIT 20	AT20	20 in	3 ft	
AIT 30	AT30	30 in	4 ft	
AIT 60	AT40	60 in	5 ft	
AIT 90	AT50	90 in	6 ft	

Fuente Schlumberger catalog, 2000

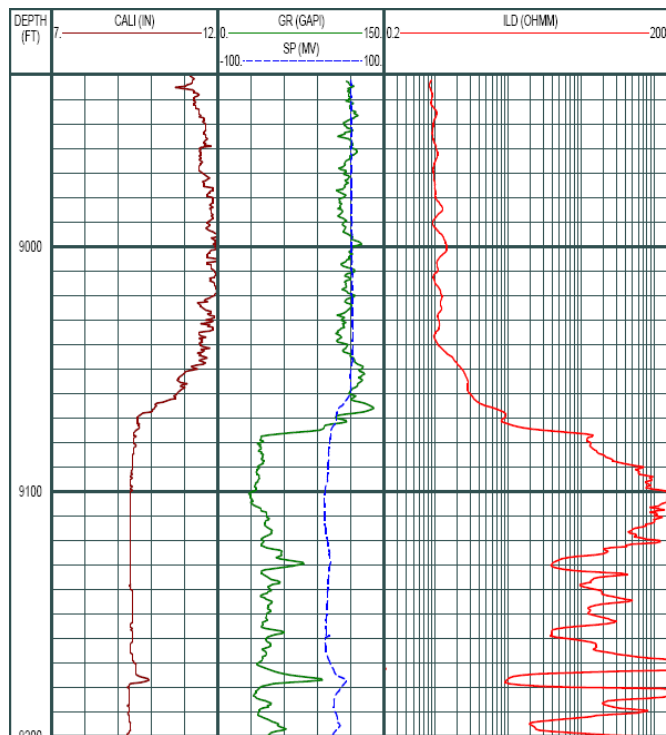
#### 2.10.9. Aplicaciones de los registros resistivos

##### Identificación de zonas de Agua Vs. Zonas de HC

La matriz o los granos en la roca no son conductivos y el HC en la roca es no conductivo, además la capacidad de la roca para transmitir la corriente es función

directa del fluido en los poros por lo que en las zonas de HC: La resistividad se incrementa. Ver figura 79

**Figura 79 Ejemplo de determinación de zonas de hidrocarburos.**



Fuente: Autor

### **Identificación de contactos agua aceite**

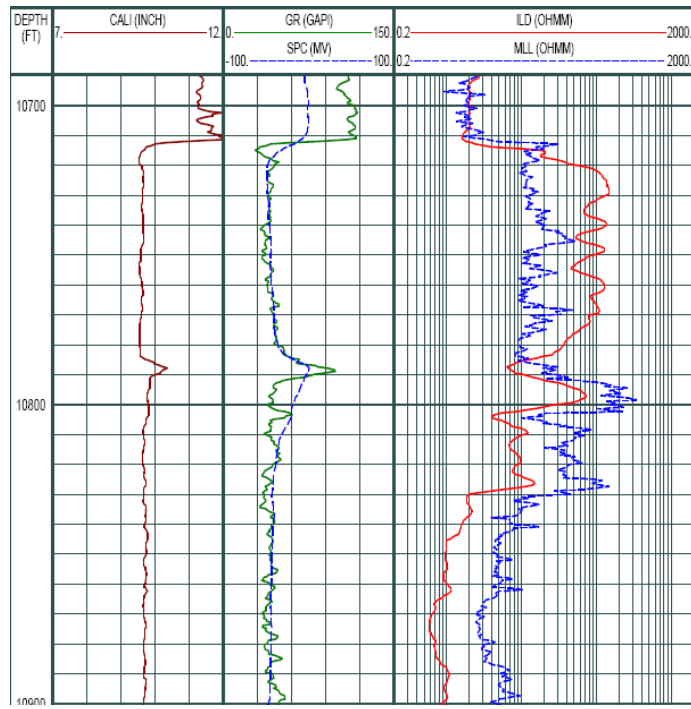
La disminución de la resistividad en una zona permeable puede indicar el contacto agua- aceite ya que el agua es menos resistiva que el aceite. Ver figura 80

### **Indicador de porosidad y permeabilidad**

Rocas con porosidades bajas presenta mayor diámetro de invasión, debido a que el volumen de filtrado no encuentra el espacio suficiente en la roca. Rocas con buenas porosidades presentan menor diámetro de invasión, debido a que la torta de lodo se forma rápidamente. Los perfiles de invasión se determinan por medio de las diferencias de resistividades medidas en herramientas de diferente alcance corridas al mismo tiempo. La separación entre las curvas de investigación corta

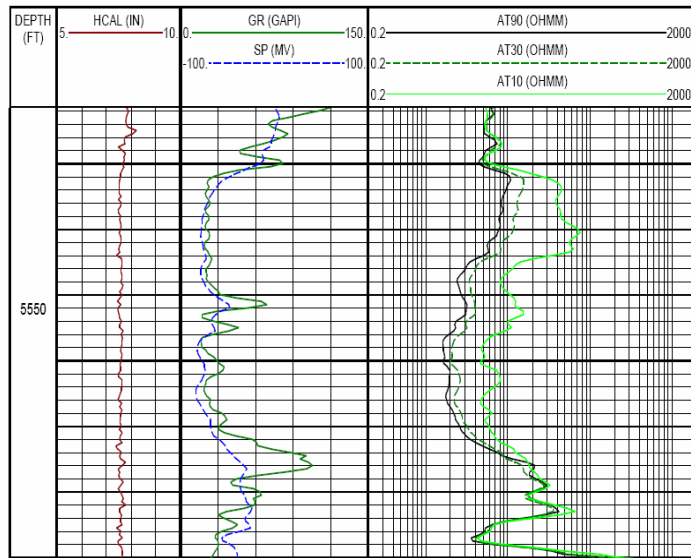
media y profunda, indican presencia de zonas de mayor permeabilidad porque hacer notar que diferentes fluidos se encuentran en diferentes radios de roca. Ver figura 81

**Figura 80 Ejemplo de determinación de contactos.**



Fuente: Autor

**Figura 81 Ejemplo de estimación cualitativa de la porosidad y de la permeabilidad**



Fuente: Autor

## **2.11. Registro de resonancia magnética NMR**

### **2.11.1. Principio de funcionamiento**

La resonancia magnética nuclear (NMR) es la absorción o emisión de energía electromagnética de un núcleo en un campo magnético después de una excitación hecha por un campo magnético estable. A pesar del término nuclear, la resonancia magnética no involucra radiactividad. Los núcleos de los átomos de hidrogeno (protones) del agua y de los hidrocarburos, poseen una carga eléctrica positiva que al rotar sobre si mismos crean un débil campo magnético, comportándose como pequeñas agujas imanadas. La herramienta genera un campo magnético ( $B_0$ ) que al pasar cerca de la formación que contiene fluidos hace que los protones de los fluidos se alineen a lo largo del campo  $B_0$ , como lo hace la aguja de una brújula. Este proceso da origen a la magnetización que aumenta en forma exponencial alcanzando un valor de equilibrio con una constante de tiempo  $T_1$ . La herramienta genera un pulso de radio frecuencia, que produce una rotación de los electrones. Estas rotaciones de la magnetización inducen un pequeño voltaje (señal nuclear) de unos pocos micro-voltios que es amplificada por la herramienta. La amplitud de la señal mide el contenido de hidrogeno o la porosidad de la formación

La velocidad de decaimiento de la señal nuclear es conocida como tiempo de relajación  $T_2$  y es la segunda medición más importante del los registros NMR.

La distribución de  $T_2$  nos da información acerca de la porosidad, la permeabilidad y el tipo de hidrocarburos presentes en la formación. Para hacer la interpretación se requiere definir valores de corte (cut-off) que dividen la distribución de  $T_2$  en aportes de una misma relación roca fluido. Después de delimitados, el tamaño y forma de los segmentos darán información acerca del tipo de fluido y su relación con la roca

### **2.11.2. Aspectos de las formaciones que afectan la medida.**

#### **Tipo de formación:**

En carbonatos las tasas de relajación son menores, entonces el tiempo de discriminación entre fluidos libres y los ligados que generalmente es de 33 ms en areniscas será de 90 ms (aprox) para carbonatos.

Las formaciones ricas en cualquier material paramagnético puede acortar los tiempos de relajación significativamente, cambiando el espectro de T2. En este caso los valores típicos de discriminación tampoco aplicarían

En carbonatos generalmente se encuentran poros grandes pero aislados que podría contener fluido libre pero no producible, en este caso las lecturas de porosidad serian correctas pero no el procedimiento para calcular permeabilidad.

#### **Mojabilidad y viscosidad:**

La posición y amplitud de la componente por aceite de la distribución de una formación depende de su mojabilidad y de la viscosidad del aceite. Saber que tipo de aceite se encuentra, es fácil de identificar en formaciones mojadas por agua debido a su moderada amplitud y distintas posiciones de la componente del aceite en la distribución de T2. Se hace más difícil la interpretación en rocas mixtamente mojadas por que las contribuciones se sobreponen entre si. Ver tabla 12.

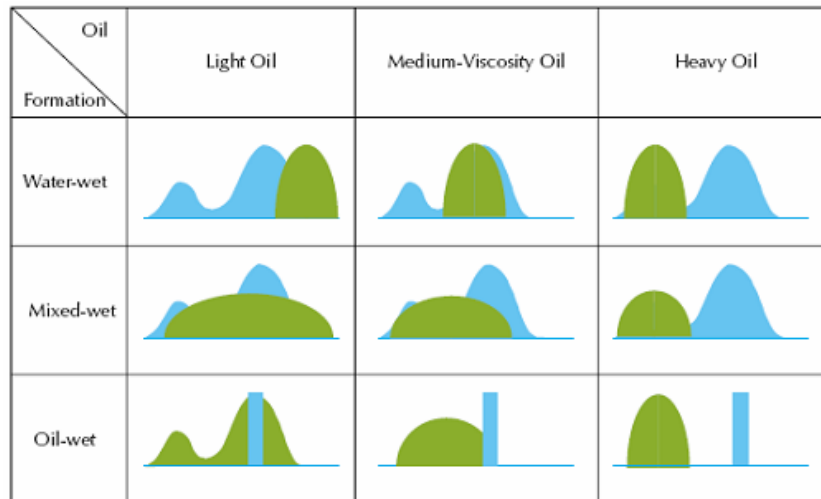
### **2.11.3. Aplicaciones del registro**

#### **Determinación de la porosidad:**

A través de un proceso matemático de inversión los datos del decaimiento de los ecos, las señales neutrales pueden convertirse en una distribución de tiempos de relajación **T2**. Con la apropiada calibración el área bajo la curva de esta distribución es igual a la porosidad. Hacia la derecha aumenta la permeabilidad.

La distribución **T2** debe correlacionar con la distribución de tamaños de grano cuando la roca esta saturada 100% con agua.

**Tabla 12 Contribución a la distribución de T2 según la mojabilidad y la viscosidad del fluido.**



Fuente: COATES G., XIAO L., PRAMMER M. "NMR Logging Principles and Applications", Halliburton services. Houston. 1999.

### Caracterización roca-fluido:

De la distribución de **T2** podemos ver las tres componentes principales que conforman la porosidad total de una roca: la porosidad del fluido libre con **T2** largos; el agua ligada a capilares, con **T2** superior a 3 mseg y menor que el **T2** de corte para el fluido libre y por ultimo el agua adherida a las arcillas, con **T2** cortos inferiores a 3 mseg. De acuerdo a la distribución también se puede diferenciar entre crudo liviano y crudo pesado, tipo de granos y tipo de minerales.

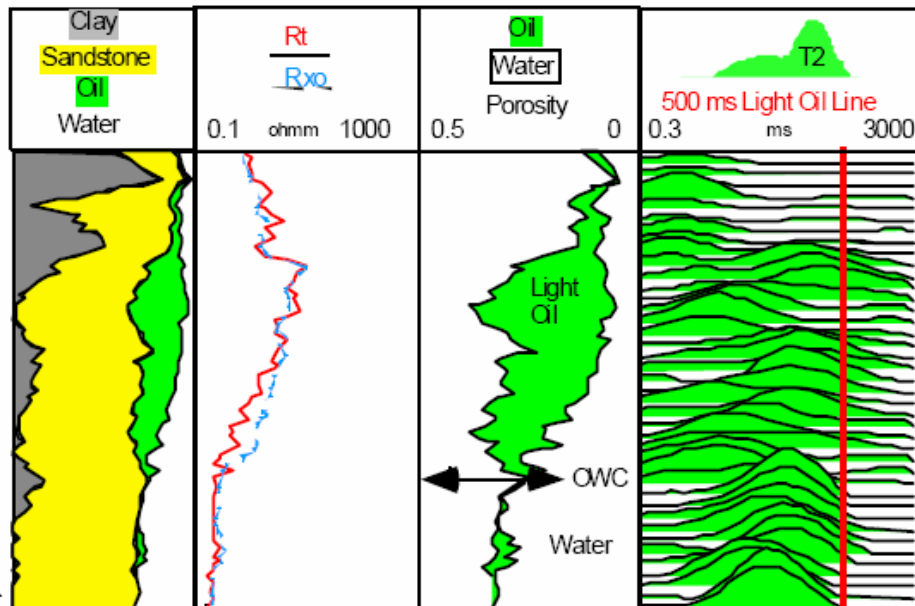
### Determinación del tipo de hidrocarburo

El tipo de hidrocarburos puede ser determinado combinando los NMR con otros registros, en algunos casos la distribución de **T2** puede indicar por si sola el tipo

de HC sin ambigüedad. Tiempos largos de **T2** y altas resistividades están usualmente asociados con aceite liviano. Como en el ejemplo de la figura 82.

El aceite pesado es identificado por componentes de **T2** por debajo de 3ms en zonas de resistividad alta. Por debajo del contacto agua aceite fácilmente identificable por medio del registro resistivo, se nota una distribución típica de una roca saturada con agua. Ver figura 82.

**Figura 82. Pozo de aceite liviano con datos de NMR**

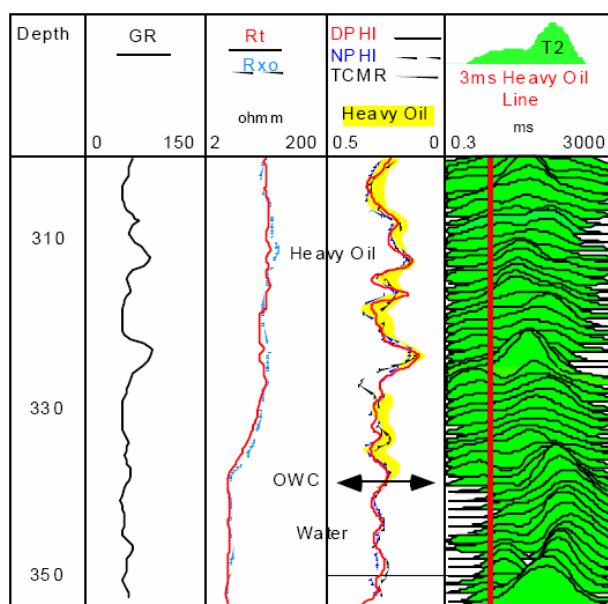


Fuente: MINH Chanh, Spe paper, Hydrocarbon Identification Using NMR and Openhole Logs 2000.

## 2.12. Registros de imágenes

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

**Figura 83 Pozo de aceite pesado con datos de NMR**



Fuente: MINH Chanh, Spe paper, Hydrocarbon Identification Using NMR and Openhole Logs 2000. Algunas de las aplicaciones de los registros de imágenes son:

- Análisis de Esfuerzos: Determinación del Tensor de Esfuerzos (Magnitud y Orientación).
- Análisis Estructural (Buzamientos).
- Identificación y Análisis de Fracturas.
- Orientación de Corazones.
- Discriminación entre Fracturas Naturales e Inducidas por el corazonamiento.
- Evaluación de Condiciones de Estabilidad del pozo hueco.
- Determinación del Radio del pozo y cálculos de volumen de Cemento.

### 2.12.1. Registro FMI

Es un registro eléctrico que genera imágenes de conductividad. La herramienta consiste de un arreglo de 4 brazos, 8 patines. Cada patín tiene 24 microelectrodos (192 en total). Durante el registro, cada micro electrodo emite una corriente enfocada a la formación, la intensidad de la corriente refleja variaciones en micro resistividad en la formación. Las variaciones de micro resistividad se

convierten a una escala de grises o de colores, para generar una imagen de la cara del hueco. En la figura 84 se puede observar una herramienta de este tipo.

**Figura 84 Herramienta de registro FMI**



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

### **2.12.2. Registro UBI**

Este es un registro acústico que genera imágenes de amplitud y/o tiempo de tránsito. Este registro cuenta con un emisor y un receptor rotatorio, para así proveer de un cubrimiento azimutal del 100%. Esta herramienta funciona en cualquier tipo de lodo. La herramienta genera un pulso ultrasónico que viaja hasta la pared del pozo, se refleja y es recibido nuevamente por el emisor/receptor: tiene unas frecuencias de adquisición de 250 y 500 kHz, aunque 500 kHz hay más resolución (imagen más nítida), pero puede haber alta atenuación en lodos dispersivos. En la figura 85 se puede observar una herramienta de este tipo.

### **2.12.3. Presentación del registro**

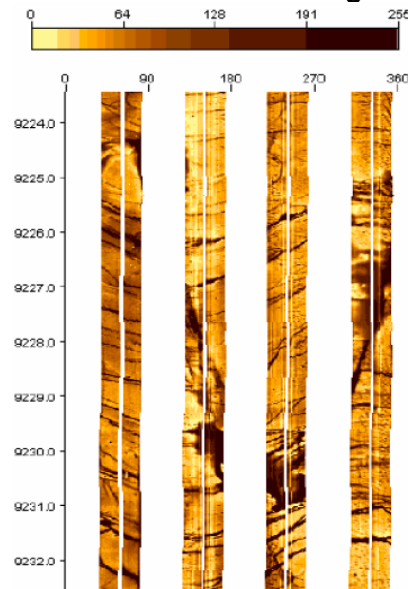
Estos registros son una representación en colores de valores de los valores de la medición de una propiedad, como ya lo vimos existen unas basados en la resistividad y otros en las ondas acústicas. El registro se debe presentar mostrando una escala de equivalencia de los colores. Y las pistas que dependen de la cantidad de brazos que tenga la herramienta en la figura 86, se muestra un ejemplo de este registro.

**Figura 85 Herramienta de registro UBI**



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

**Figura 86 Presentación del registro FMI**



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

#### **2.12.4. Aplicaciones de los registros de imágenes.**

- **A nivel estructural**, con estos registros se pueden identificar fallas, profundidades, verdaderas, discontinuidades ángulos de buzamiento de las capas entre otras.
- **A nivel estratigráfico**, se puede determinar el ambiente de deposicional y el sistema de orientación.

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

## **2.13. Control de calidad de los registros**

### **2.13.1. Controles durante el registro.**

#### **En el fondo**

- Se debe revisar la profundidad
- Se debe revisar las escalas, las anomalías obvias, la intensidad de la señal, cerciórese de que se esta almacenando la información.

#### **Registrando**

- Se debe revisar que todas las herramientas están generando una respuesta.
- Se debe revisar la tensión del cable. Cuando se usa un punto libre (dispositivo de la sarta diseñado para romperse a una tensión específica, con el fin de liberara la herramienta con un cuello de pesca definido, en caso tal de que la herramienta sea atrapada en fondo) esta no debe exceder las 3000 lbs de tensión.
- Se debe revisar la velocidad del registro para que esta no exceda los límites individuales de cada herramienta.
- Las medidas deben correlacionar con anteriores registros si se tienen.
- Se debe registrar 100 pies por encima de la última zapata de cementación o sobre pasar los anteriores registros.

#### **Después del registro**

- Se debe revisar la repetitividad de los registros previamente medidos si se tienen.

- Se debe revisar la calibración en fondo y revisar si se hizo de forma adecuada.
- Las velocidades del registro deben ser las correctas.
- Se debe estar de acuerdo con los registros tomados antes de sacar la herramienta a superficie.
- Se debe verificar la integridad de las herramientas de fondo una vez estén afuera.
- Hacer la post calibración de superficie.

### **2.13.2. Escalas y velocidades optimas para cada registro**

#### **SP- Potencial espontaneo:**

- Escala de 10 mV or 15 mV per division
  - Velocidad 1800 - 6000 ft/hr (limitado por la velocidad requerida por el GR)
- Fallas comunes
- i) Ruido. Este es causado frecuentemente por la soldadura en la torre, tormentas fallas en el generador de la torre.
  - ii) Oscilación. Esta es causada por la magnetización de los unidades masivas de metal.
- El SP es raramente usado para el análisis cuantitativo, no se gasta mucho tiempo perfeccionando su medición.

#### **SFL -Resistividad esfericamente enfocada**

- La escala normal para este registro es de 0.2 a 2000 Ohm m<sup>2</sup>/m.
- Las velocidades óptimas para este registro es de 6000ft/hora. (limitado por la velocidad requerida por el GR)
- Este registro tiende ha ser mayor que el registro de inducción en zonas de shales.
- Este registro no puede ser corrido en lodos base aceite.

#### **Registros de inducción**

- La escala normal para este registro es de 0.2 a 2000 Ohm m<sup>2</sup>/m.

- Las velocidades óptimas para este registro esta entre 3600 y 6000 ft/hora. (limitado por la velocidad requerida por el GR).
- En arcillas la resistividad es muy variable pero rara vez es menor que 1ohm.m, este registro será menor que SFL y que SN por la anisotropía.

#### **GR- registro rayos Gamma**

- La escala normal para este registro es de 0 a 150 API.
- La velocidad debe ser 1800 ft/hr.

#### **MSFL Micro-resistividad esfericamente enfocada**

- La escala normal para este registro es de 0.2 a 2000 Ohm m<sup>2</sup>/m.
- Las velocidades óptimas para este registro esta entre 2000 y 3000 ft/hora. (limitado por la velocidad requerida por el GR).

#### **El registro de proximidad**

- La escala normal para este registro es de 0.2 a 2000 Ohm m<sup>2</sup>/m.
- Las velocidades óptimas para este registro esta entre 2000 y 3000 ft/hora. (limitado por la velocidad requerida por el GR).

#### **Microlog**

- La escala normal para este registro es de 0 a 10 Ohm m<sup>2</sup>/m.
- Las velocidades óptimas para este registro esta entre 2000 y 3000 ft/hora. (limitado por la velocidad requerida por el GR).

#### **Density**

- La escala normal para este registro es de 1.95 a 2.95 g/cc y párale registro de corrección son entre -0.25 y + 0.25 g/cc.
- Las velocidades óptimas para este registro esta entre 2000 y 3000 ft/hora. (limitado por la velocidad requerida por el GR).
- Observaciones:
  - A menos que el peso del lodo sea excesivo la magnitud de la corrección es casi cero.
  - Si se repite el registro de una sección pueda ser que no coincidan las medidas debido a las variaciones estadísticas.

- Correr el registro caliper es importante para la interpretación.
- Se debe registrar junto con la tensión en la herramienta.
- Las fuentes radioactivas deben ser manejadas con cuidado

### **Neutron**

- La escala normal para este registro es de -15% a 15% o hasta 45% cuando se grafica junto con el registros densidad.
- La velocidad óptimas para este registro es 1800 ft/hora

### **Sónico**

- La escala normal para este registro es de 40 a 90% o hasta 140.
- La velocidad óptimas para este registro esta entre 3000 y 4000 ft/hora
- Observaciones:
  - Al repetir una zona ya registrada las lecturas tienen que ser exactas.
  - El caliper no se requiere para su análisis
  - Estas herramientas requieren una buena centralización.
  - Se debe correr el registro en una sección del casing donde se sabe que debe dar un valor de 57 us/ft, como forma de calibración.

### **Caliper**

- La escala para este registro depende del diámetro de la broca utilizado sin embargo es común encontrar escalas entre 6 y 16 pulgadas.
- La velocidad es la misma de las otras herramientas con las que se corra este registro.
- La calibración se hace por medio de anillos de diámetro conocido, se hace pasar la herramienta a través de estos anillos y la respuesta debe ser igual al valor del diámetro del anillo utilizado.

## **2.14. Selección de los registros**

Esta sección nos ayuda a tomar decisiones en cuanto a que tipo de registro debemos correr en un ambiente determinado. Un conjunto normal de registros puede implicar las siguientes corridas:

### **Corrida # 1 Inducción-Acústico-Gamma Ray-SP**

Esta debería ser la primera combinación de registros que se debe correr en un pozo debido a que no contienen fuentes radioactivas ni patines de lectura, que hacen que el riesgo a quedarse atrapado sea menor. Esta sarta servirá como indicador de las condiciones del pozo, que sean la base de las siguientes decisiones. En adición las herramientas de resistividad y de porosidad permitirán hacer una rápida evaluación de posibles zonas productoras. También se pueden determinar los puntos de prueba de pozo y de corazonamiento lateral o también se pueden cancelar otras herramientas que ya no fuesen necesitadas.

### **Corrida # 2 Densidad - Neutron - GR espectral**

Esta debe ser el segundo conjunto de registros, asumiendo que las condiciones del pozo ya registrado son buenas. También se deben correr posregistros radioactivos antes de que las condiciones del pozo se deterioren más. Estas herramientas darán información mejorada de la porosidad y de la litología.

### **Corrida # 3 Dual laterolog Micro-resistividad- SP**

Este tercer conjunto de registros es usualmente opcional dependiendo de la presencia de hidrocarburos. La micro-resistividad será necesaria para calcular las correcciones por hidrocarburos que se deben hacer a los registros Neutron y de densidad. El registro Laterolog dará en las zonas de mayor resistividad el mejor valor que se puede obtener de esta.

### **Corrida # 4 Probador de formaciones**

Si las condiciones del pozo están deteriorando se debe considerar un viaje de limpieza. El probador de formaciones como ya lo vimos nos dará una medida de la presión de la formación y una muestra de fluido de la formación.

### **Corrida # 5 Herramienta para sísmica de pozos**

Esta curva es corrida con el fin de servir de puntos de amarre entre la interpretación de los datos del pozo y la interpretación petrofísica

### **Corrida # 6 Cañones de corazonamiento lateral.**

Estos cañones tienen muestras de formación de diferentes tamaños, esta debe ser la última herramienta que se deba correr debido a que los cañones y su cable pueden hacer que otras herramientas puedan quedar atrapadas.

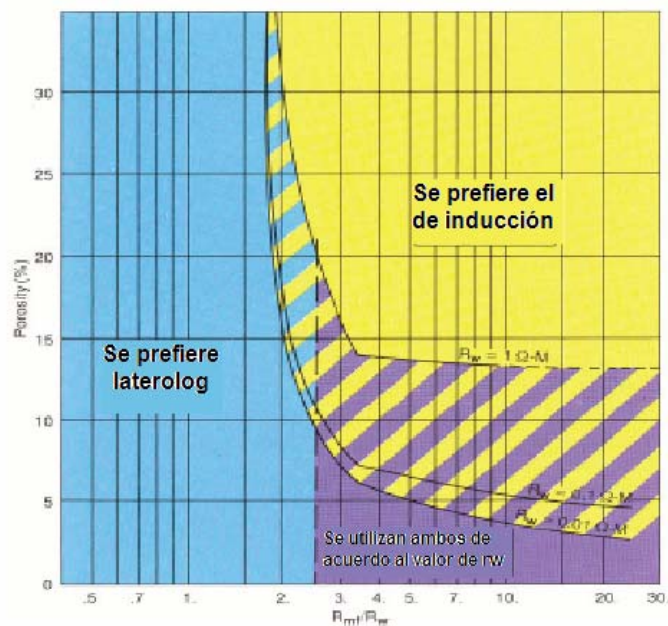
#### **2.14.1. Selección de las herramientas**

##### **Mediciones enfocadas vs las mediciones inductivas**

Casi todas las mediciones de resistividad se llevan a cabo en la actualidad con instrumentos enfocados. Estos se diseñaron a fin de minimizar la influencia del fluido del pozo o de las capas adyacentes. El registro de inducción se recomienda por lo general en pozos perforados solo con lodos moderadamente conductivos (por ejemplo, lodos base aceite y en pozos vacíos o perforados con aire. En general los enfocados se recomiendan en pozos perforados con lodos muy conductivos lodos salados. Como la herramienta de inducción es sensible a la conductividad resulta más preciso en formaciones de resistividad baja a media. Las herramientas enfocadas son instrumentos de resistividad, entonces son sensibles a formaciones de resistividad media a alta.

Existe cierta superposición de las áreas de aplicación de los dos tipos de herramientas como se ve en la figura 87. La carta se debe tomar como una guía. En condiciones diferentes a las dadas, las áreas de aplicación pueden variar. Como se ve en a figura 87 se prefiere la medición de los enfocados cuando  $R_{mf}/R_w$  cae a la izquierda de la línea llena, con el valor apropiado de  $R_w$ . Se prefiere el registro de inducción sobre la línea  $R_w$  adecuada. A la derecha de la línea puntuada y debajo de la curva apropiada  $R_w$ , quizá se requiera uno de los dos registros para una interpretación precisa.

Figura 87 Carta para la selección de herramienta de resistividad.



Fuente: Petroskills, 2000

### Para la porosidad

- Si hay corazones disponibles, la relación entre la porosidad del corazón vs la porosidad del registro ayudará en la selección de la mejor herramienta para pozos futuros
- Si la información litológica se requiere, se deben correr más de un registro de porosidad.
- Para Zonas de baja porosidad el registro más recomendado es el Neutron Después le sigue el de densidad y por ultimo el sónico, los registros de Micro resistividad no es recomendado para formaciones con porosidad menor a 5%.

### Registros adicionales

- Se debe registrar el SP siempre si es posible
- El registro caliper siempre se debe correr con el fin de mejorar la interpretación.

### 2.14.2. Tipos de lodo para condiciones conocidas

A continuación en la Tabla 13 se presentaran los registros que se deben correr en 3 ambientes de pozo conocidos.

**Tabla 13** Registros recomendados para ambientes determinados.

Ambiente	Dato deseado	Formaciones suaves	Formaciones duras	
Lodos frescos con menor a 20,000 ppm de Cl o Rmf/Rw > 4	Resistividad y litología	Inducción	Inducción	
		Gamma ray	Gamma ray	
			Laterolog	
	Porosidad	Densidad de la formación	Densidad de la formación	
		Sónico	Sónico	
		Neutron	Neutron	
			Microlaterolog	
	Indicador de permeabilidad	Microlog	Microlog	
		Caliper	Caliper	
			Microlaterolog	
	Lodos salados con mas de 20,000 ppm de Cl o Rmf/RW < 4	Resistividad y litología	Inducción	Inducción
			laterolog	laterolog
Gamma ray			Gamma ray	
Porosidad		Densidad de la formación	Densidad de la formación	
		Sónico	Sónico	
		Neutron	Neutron	
		Microlog	Microlaterolog	
		Caliper	Caliper	
			Microlaterolog	
Indicador de permeabilidad		Microlog	Microlog	
		Caliper	Caliper	
			Microlaterolog	
Lodo base aceite	Resistividad	Inducción	Inducción	
	Litología	Gamma ray	Gamma ray	
		Densidad de la formación	Densidad de la formación	
		Sónico	Neutron	
		Neutron		
	Porosidad	Densidad de la formación	Densidad de la formación	
		Sónico	Sónico	
		Neutron	Neutron	
	Indicador de permeabilidad	Probador de formaciones	Probador de formaciones	

Modificado de: BAKER HUGHES, "Advanced Wireline & MWD Procedures Manual", Houston 1992.

## 2.15. Aspectos operacionales de los registros de pozo

Así como en la perforación la compañía operadora contrata un servicio de toma de registros a las empresas especializadas. Las dos más grandes empresas de registros en el mundo son Schlumberger y Halliburton. Los registros se hacen cuando la broca es sacada del pozo. Esto puede ser en etapas intermedias o ya cuando se halla perforado el tramo final. Los registros pueden ser corridos tanto en pozos sin revestimiento como en pozos con revestimiento. Sin embargo como podemos imaginar la calidad de los datos de la roca son mejores si son tomados del pozo a hueco abierto y algunas medidas no pueden ser efectuadas por que están limitadas por el casing. Los registros en hueco revestido requieren de herramientas capaces de atravesar el casing para tomar sus lecturas, pero estos no son el objeto de estudio de este trabajo.

La configuración de las sartas de registros consiste de la herramienta, el cable, el tambor rotativo y un vehiculo que contiene el equipo de control, registro y de análisis de datos. Estos pueden ser visualizados en el compendio de la figura 88.

**Figura 88 Equipo de registro de pozos**



Fuente: Autor

La herramienta requerida es sujeta a un cable que se hace descender a lo largo del pozo; cuando se llega al fondo de la zona a registrar esta se retira del pozo a una velocidad estable y preestablecida. El registro se hace continuamente durante este proceso. El cable es un conjunto de cables entrelazados unos de los cuales sostienen la carga y otros transmiten las señales. El cable es retirado del pozo por medio de una polea tambor motorizada a una velocidad de 0.3 a 1.8 Km/hr o de 1000 a 6000 ft/ hr. Todos los registros son corridos de bajo hacia arriba excepto el de temperatura que se afecta por la permanencia en el pozo perjudica la lectura. La tensión y la velocidad del cable son monitoreadas constantemente usando con el fin de conocer la profundidad y su elongación.

### **3. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA A NIVEL DE LABORATORIO**

#### **3.1. Introducción**

El análisis de corazones es clave en la determinación de las propiedades petrofísicas. Un programa apropiadamente diseñado de análisis de corazones, es una parte fundamental de la descripción de yacimientos. Los corazones suministran muestras reales de yacimiento que son usadas para hacer medidas físicas directas de parámetros de importancia en la interpretación petrofísica. Estas medidas se pueden usar para:

- Calibrar los registros de pozos (porosidad, propiedades dialécticas y permeabilidad).
- Determinar parámetros litológicos que acompañan a las formulaciones matemáticas para el cálculo de las propiedades petrofísicas.
- Medir parámetros para calibrar datos geofísicos y optimizar la caracterización de fracturas (propiedades acústicas y mecánicas).

Debido a todos estos beneficios, es importante hacer un manejo apropiado de las muestras a las que se les va a hacer el análisis, así como vimos que los registros de pozo, requerían un control de calidad. Uno de los primeros controles es la determinación de la profundidad de las muestras. Los corazones generalmente son tomados a profundidades de perforación, las cuales pueden ser diferentes a las profundidades de los registros. Un punto de arranque de todo el análisis de corazones, es hacer un registro Gamma Ray a las muestras, como lo veremos más adelante. Estos resultados son comparados con el registro, con el fin de hacer las correcciones de profundidad. Esta mal, asumir, que solo la formación de interés son rocas limpias. Algunos datos muy útiles pueden ser determinados a partir de muestras de arcillas, por ejemplo: Si de todas las muestras no hay alguna

que tenga una arcillosidad importante, el registro Core GR (Registro Gamma Ray en las muestras), no se podría correlacionar con el registro de todo el pozo por la falta de un valor de ajuste.

Durante la perforación, los corazones se contaminan con el filtrado de lodo y su presión y temperatura se reducen, al tiempo que los fluidos en su interior se expanden. Los fluidos que contiene la muestra no pueden ser usados como una medida cuantitativa de la saturación de aceite, gas y agua. Sin embargo, si el lodo fue base agua, la presencia de aceite en la muestra es un indicador directo de que la formación contiene aceite.

Cuando el corazón llega al laboratorio, se toma de él muestras cilíndricas (20 a 30 cm) llamados Plugs. A estas sub-muestras son a las que se les llevan a cabo los procedimientos para la determinación de las propiedades petrofísicas. A estos análisis se les llama “Análisis de rutina de corazón”. La tabla 14 muestra las mediciones que se llevan a cabo a los Plugs con sus respectivas aplicaciones en la evolución de formaciones.

**Tabla 14 Mediciones del análisis de corazones**

PROPIEDAD	APLICACIÓN
<b>Análisis de rutina</b>	
Porosidad	Capacidad de almacenamiento.
Permeabilidad	Capacidad de flujo.
Saturaciones	Definir hidrocarburos móviles, zonas productivas, contactos y tipo de hidrocarburos.
Litología	Tipo de roca y características.
<b>Medidas suplementarias</b>	
Permeabilidad Vertical	Efectos de conificación y drenaje gravitacional.
Core GR	Correlación entre corazones y registros e identificación de zonas de corazonamientos perdidas.
Desidad de matriz	Calibración del registro de densidad.
Análisis de agua y aceite	Densidades, viscosidades, composición, etc...

Modificado de Torsaeter, O y Abtahi M. Experimental reservoir engineering laboratory workbook, 2003.

Algunos análisis especiales de corazones implican muchas mediciones con el objetivo de: obtener información detallada del comportamiento del flujo multifásico. Estos análisis de la distribución de fluidos en el yacimiento, saturación de aceite residual y características de flujo multifásico (a partir de: datos de presión capilar y permeabilidad relativa). Ocasionalmente se hacen mediciones de las propiedades acústicas y eléctricas en análisis de corazones especiales. El análisis de la Mojabilidad hace parte también de los análisis de corazones especiales, así como las pruebas de desplazamiento para el diseño de estrategias de recobro mejorado. La tabla 15 muestra una lista de las propiedades medidas en los análisis de corazones especiales con sus respectivas aplicaciones en la evoluciones de formaciones.

**Tabla 15 Análisis especiales de corazones.**

<b>PRUEBAS</b>	<b>APLICACIÓN</b>
<b>Pruebas estáticas</b>	
Compresibilidad	Permeabilidad y porosidad w/s Presión.
Estudios petrográficos	Identificación de minerales, diagénesis, identificación de arcillas, geometría de la porosidad, etc.
Mojabilidad	Ángulo de contacto e índice de mojabilidad.
Capilaridad	Presión capilar w/s Saturación.
Pruebas acústicas	Tiempos de tránsito.
Pruebas eléctricas	Resistividades de la roca y fluidos.
<b>Pruebas dinámicas</b>	
Estudios de flujo	Permeabilidades relativas "End points" de saturación.
Pruebas de desplazamiento (EOR)	Inyectividad y saturación residual.

Modificado de Torsaeter, O y Abtahi M. Experimental reservoir engineering laboratory workbook, 2003.

En éste capítulo se estudiarán los procedimientos para la determinación en laboratorio de: Saturación de fluidos, porosidad, resistividad, presión capilar y permeabilidad radioactividad natural de corazones.

## 3.2. Limpieza y determinación de saturación de fluidos de las muestras

### 3.2.1. Definiciones

Antes de medir de porosidad y la permeabilidad, las muestras deben ser limpiadas y secadas totalmente. El proceso de limpieza es parte a la vez del proceso de determinación de saturaciones de fluidos.

La saturación de fluidos se define como la relación de volumen de un fluido en una muestra dada y el volumen poroso de la muestra:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p}; S_w = \frac{V_w}{V_p}; S_g = \frac{V_g}{V_p}; \dots \text{Ec. 3.1}$$

$$S_o + S_w + S_g = 1 \dots \text{Ec. 3.2}$$

Donde  $V_w$ ,  $V_o$ ,  $V_g$  y  $V_p$  son: volúmenes de agua, aceite, gas y volumen poroso y  $S_w$ ,  $S_o$  y  $S_g$  son: saturaciones de agua, aceite y gas. Se debe notar que la saturación de fluidos se puede reportar, tanto como una fracción del volumen poroso total, como una fracción de la porosidad efectiva. Ya que los fluidos en los espacios porosos, que no están interconectados, no pueden ser producidos, tiene más sentido expresar las saturaciones en base a la porosidad efectiva. El peso del agua extraída de una muestra es calculada del volumen de agua por medio de la siguiente relación:

$$W_w = \rho_w V_w \dots \text{Ec. 3.3}$$

Donde  $\rho_w$  es la densidad del agua en  $\text{g/cm}^3$ . El peso del aceite removido de la muestra puede ser calculado por la resta entre el peso del líquido y el peso del agua

$$W_o = W_L - W_w \dots \text{Ec. 3.4}$$

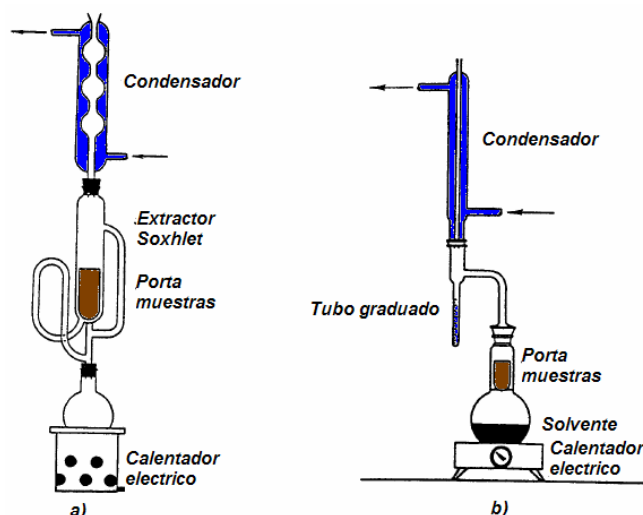
Donde  $W_L$  es el peso de los líquidos removidos de la muestra en gramos. El volumen de aceite puede ser después calculado como  $W_o/\rho_o$ . El volumen poroso  $V_p$  es determinado en las mediciones de porosidad que se estudiarán más adelante. Y la saturación de agua y aceite, pueden ser calculadas por medio de la ecuación 3.1. La saturación de gas puede ser determinada usando la ecuación 3.2.

### 3.2.2. Métodos de medida

- **Inyección directa de solvente:** El solvente es inyectado en la muestra en un proceso continuo. La muestra se sostiene en un dispositivo de caucho haciendo que el flujo sea uniaxial.
- **Vaciado centrífugo:** Este se hace por medio de una centrífuga que ha sido dotada con una cabeza inyectora especial de solvente caliente que actúa sobre las muestras. La fuerza centrífuga hace que el solvente se desplace, a través, de la muestra. El solvente usado puede ser removido y reciclado.
- **Extracción por solvente gaseoso solución:** La muestra es colocada en una atmósfera presurizada que contiene un solvente con gas disuelto. El solvente llena los espacios porosos de la muestra. Cuando la presión decrece el gas sale de la solución, se expande y hace que los fluidos se liberen de los espacios porosos de la roca. Este proceso puede ser repetido tantas veces como sea necesario.
- **Extracción Soxhlet:** Es el método más usado para la limpieza de una muestra en la mayoría de laboratorios. Como se muestra en la figura 89.a. una cantidad de tolueno es vaporizado en un frasco pyrex; sus vapores suben hasta la cámara del porta muestras sumergiendo al plug en vapores de tolueno (aproximadamente a 110°C). Cierta cantidad de agua que haya en la muestra se evaporizará. Los vapores de agua y de tolueno subirán hasta entrar en la cámara de condensación, el agua fría de circulación de ésta cámara condensará ambos vapores como líquidos inmiscibles. El tolueno recondensado junto al agua líquida, caerá del condensador sobre la

muestra; el tolueno mojará el plug y disolverá cualquier aceite con el que entre en contacto. Cuando el nivel del líquido en el tubo soxhlet alcance el tope del tubo de desagüe, los líquidos serán vaciados hacia el frasco de vaporización y el tolueno estará listo para empezar otro ciclo. La completa extracción puede tomar muchos días o varias semanas en el caso de aceite de baja gravedad API o en presencia de depósitos de hidrocarburos residual pesado en la muestra o en el caso de ser una roca de bajo permeabilidad.

**Figura 89 Diagrama esquemático de los aparatos Soxhlet y Dean – Stark**

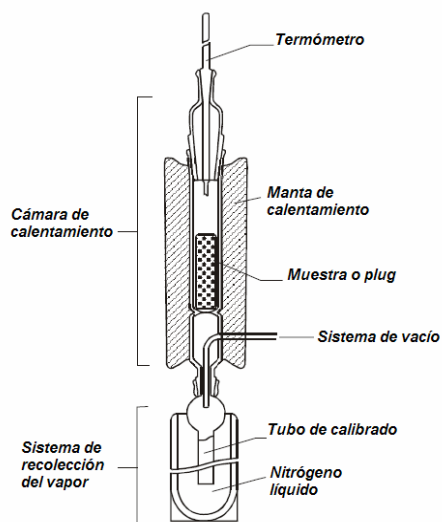


Modificado de Torsaeter, O y Abtahi M. Experimental reservoir engineering laboratory workbook, 2003.

- **Destilación Dean – Stark:** Este método provee una determinación directa del contenido del agua. El aceite y el agua es extraído por medio de la adición de un solvente, usualmente es tolueno o una mezcla de acetona y cloroformo, sobre los plugs. En este método el agua y el solvente son vaporizados, recondensados en un tubo de enfriamiento en el tope del dispositivo y el agua es recolectada en una cámara calibrada. Como se muestra en la figura 89.b. El solvente se rebosa y cae sobre las muestras. El aceite es removido de las muestras, retirándolo de la solución con el

solvente. El contenido de aceite es calculado por medio de: La diferencia entre el peso del agua recuperada y el peso total perdido después del secado y la extracción.

**Figura 90 Diagrama de Aparato de Destilación al Vacío**



Modificado de Torsaeter, O y Abtahi M. Experimental reservoir engineering laboratory workbook, 2003.

- **Destilación al vacío:** Como se muestra en la figura 90. la muestra es colocada en un sistema al vacío de control de pérdidas y es calentado a una temperatura máxima de 230°C. Los líquidos en la muestra son vaporizados y pasan a una columna de condensación donde son enfriados por nitrógeno líquido.

### 3.2.3. Resumen de los Métodos

El método de la inyección directa es efectivo, pero lento. El método del vaciado usando una centrífuga es limitado por el tamaño de los flujos. Las muestras también deben tener suficiente fuerza mecánica para soportar las fuerzas centrífugas. Sin embargo, éste procedimiento es rápido. El método de la extracción por gas en solución es lento. La desventaja aquí es que este método no

es viable es muestras de calizas no consolidadas. La destilación en el aparato Soxhlet es lenta, pero es delicado con las muestras. El procedimiento es simple y muy preciso en la determinación del contenido de agua. La destilación al vacío es usada frecuentemente para corazones de diámetro completo, debido a que este proceso es relativamente rápido. El proceso de destilación al vacío también es frecuentemente usado para corazones de rocas no consolidadas, ya que este método no daña mecánicamente la muestra. Los valores de agua y aceite son medidos directamente y dependen el uno del otro.

En cada uno de estos métodos el número de ciclos o la cantidad de solvente que se requiere depende de la naturaleza de los hidrocarburos a remover y del solvente. A veces, se requiere más de un solvente para limpiar la muestra. Los solventes seleccionados no deben reaccionar con los minerales en el plug. Los solventes comúnmente utilizados son:

- Acetona.
- Benceno.
- Cloroformo.
- Nafta.
- Tolueno.
- Xileno.

El tolueno y en Benceno son los más frecuentemente utilizados para remover aceite y el metanol y el agua son usados para remover las sales del agua intersticial. Los procedimientos de limpieza son importantes en los análisis especiales de corazones, porque la limpieza por si misma puede cambiar las mojabilidades.

La muestra es secada con el fin de remover el agua connota de los poros o para remover los solventes utilizados para limpiar los corazones. Cuando están presentes en la muestra minerales que se pueden hidratar, el procedimiento de secado es crítico, ya que el agua intersticial debe ser removida sin alterar los minerales. El secado es llevado a cabo comúnmente al vacío a temperaturas entre

50°C y 105°C. Si se suponen problemas de arcilla el secado de las muestras, se debe llevar a cabo a 60°C y 40% de humedad relativa para no dañar las muestras.

#### **3.2.4. Procedimiento del método de la destilación Dean – Stark.**

El objetivo de este experimento es determinar la saturación de aceite, agua y gas de un corazón.

##### **Procedimiento:**

1. Pesar el porta muestras usando unas tenazas, cerciorándose de que éste este limpio y seco.
2. Ubicar el plug cilíndrico del corazón dentro del porta muestras y rápidamente péselos.
3. Llenar el frasco de evaporización de forma que queden dos tercios (2/3) con tolueno. Ubique el porta muestras en el dispositivo encima del frasco de evaporización.
4. Armar el dispositivo sin aplicar lubricador a las uniones y empiece a circular agua fría en el condensador.
5. Activar la fuente de calor y ajuste la tasa de evaporización de manera que el reflujo desde el condensador sea unas pocas gotas de solvente por segundo. La tasa de circulación de agua debe ser ajustada de manera tal que el solvente del condensador pueda retornar al porta muestras.
6. Continuar la extracción hasta que el solvente este limpio. Cambie el solvente si es necesario.
7. Registrar el volumen del agua recolectada en el tubo graduado. Apague la fuente de calor y enfríe el agua. Ubique la muestra en un horno (a 105°C o 120°C) hasta que el peso de la muestra no cambie. La muestra seca debe ser guardada en un dispositivo de secado.
8. Registrar el peso del porta muestras y la muestra ya seca.
9. Calcular la pérdida de peso  $W_L$  de la muestra que se da por la remoción del aceite y del agua.

10. Medir la densidad de una muestra de aceite separada.
11. Calcular las saturaciones de agua aceite y gas después de que se haya determinado el volumen poroso de la muestra.

### **3.3. Medición porosidad en corazones**

#### **3.3.1. Introducción**

Tal como se definió la porosidad en el capítulo 1, es evidente que la porosidad de una muestra de material poroso puede ser determinada por medio de la medición de dos propiedades cualquiera de las siguientes propiedades: volumen físico, volumen poroso y volumen de los granos. La porosidad de las formaciones, como ya se estudió, puede ser determinada por medio de análisis de los registros de pozos y por medio de pruebas a corazones. La pregunta que se suele hacer es: ¿cual información es más confiable?, pero esta no tiene respuesta para un problema de interpretación específico. Estos dos métodos pueden dar valores correctos de porosidad bajo condiciones favorables. El análisis de corazones para la determinación de la porosidad tiene la ventaja de que no se necesita asumir la composición mineral o corregir efectos del ambiente del pozo. Sin embargo como el volumen de un corazón es menores que el volumen de roca que es investigado por los registros, los valores de porosidad son generalmente más precisos en yacimientos heterogéneos. En esta sección se estudiará como estimar la porosidad, encontrando el volumen físico de la muestra, el volumen poroso y el volumen de granos.

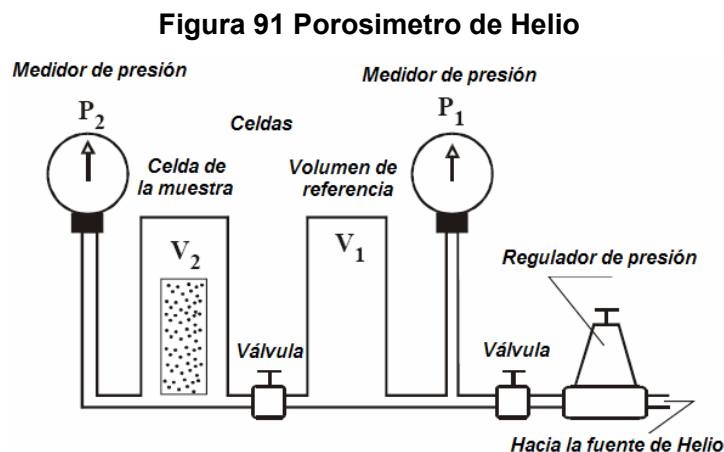
#### **3.3.2. Medición del volumen físico**

Aunque el volumen físico se puede calcular con las formulas básicas para hallar volúmenes en objetos de forma uniforme, el procedimiento más usado utiliza la observación del fluido desplazado por la muestra en un recipiente. El fluido desplazado por la muestra puede ser observado tanto gravimétrica como

volumetricamente. En cualquier procedimiento es necesario prevenir la penetración del fluido en los espacios porosos de la muestra. Esto se puede lograr cubriendo la muestra con parafina o una sustancia similar o saturando el corazón con el fluido en el que va a ser inmerso o usando mercurio. La determinación gravimétrica del volumen físico puede llevarse a cabo observando la pérdida de peso en la muestra cuando se sumerge en un fluido o por el cambio en el peso de un picnómetro con o sin la muestra.

### 3.3.3. Medición del volumen poroso

Todos los métodos de medida de la porosidad generan valores de porosidad efectiva. Los métodos se basan tanto en la extracción de un líquido de la roca o la introducción de un líquido en los espacios porosos de la roca. Uno de los métodos más utilizados es la técnica del Helio, que se basa en la ley de Boyle. El gas de Helio que se encuentra en una celda de referencia se expande isotérmicamente en la celda interconectada que contiene a la muestra. Después de la expansión, se mide la presión de equilibrio resultante. El porosímetro de Helio se esquematiza en la figura 91.



Modificado de Torsaeter, O y Abtahi M. Experimental reservoir engineering laboratory workbook, 2003.

El Helio tiene las ventajas por encima de otros gases pues: sus moléculas pequeñas rápidamente penetran los pequeños poros, es inerte y no es absorbido

por la superficie de la roca, como si lo puede ser el aire, el Helio puede ser considerado como un gas ideal ( $Z=0$ ) para las presiones y temperaturas usualmente empleadas en la prueba y además el Helio tiene una alta difusividad lo que permite utilizar este método para determinar la porosidad de las rocas de baja permeabilidad.

El diagrama esquemático del porosímetro de helio de la figura 91 muestra un volumen de referencia  $V_1$ , a una presión  $P_1$  y una celda con porta-muestras de un volumen conocido  $V_2$  y una presión inicial  $P_2$ . La celda de referencia y la celda con el plug son conectadas por medio de un tubo. El sistema alcanza el equilibrio en presión cuando la válvula de paso del flujo entre cámaras es abierta permitiendo la determinación de un volumen desconocido  $V_2$  por medio de la medición de la presión resultante  $P$ . Las presiones  $P_1$  y  $P_2$  son controladas por el operador usualmente  $P_1=100$  y  $P_2 = 0$ . Cuando se abre la válvula de la cámara del porta-muestras el sistema alcanzara el volumen de equilibrio  $V$ , el cual es la suma de los volúmenes  $V_1$  y  $V_2$ . La ley de Boyle aplica si la expansión es isotérmica. De esta manera los productos de la presión y el volumen son iguales antes y después de abrir la válvula de la cámara del porta-muestras:

$$P_1.V_1 + P_2.V_2 = P(V_1 + V_2) \dots\dots\dots\text{Ec. 3.5}$$

Resolviendo esta ecuación para  $V_2$ :

$$V_2 = \frac{(p - P_1).V_1}{P_2 - p} \dots\dots\dots\text{Ec. 3.6}$$

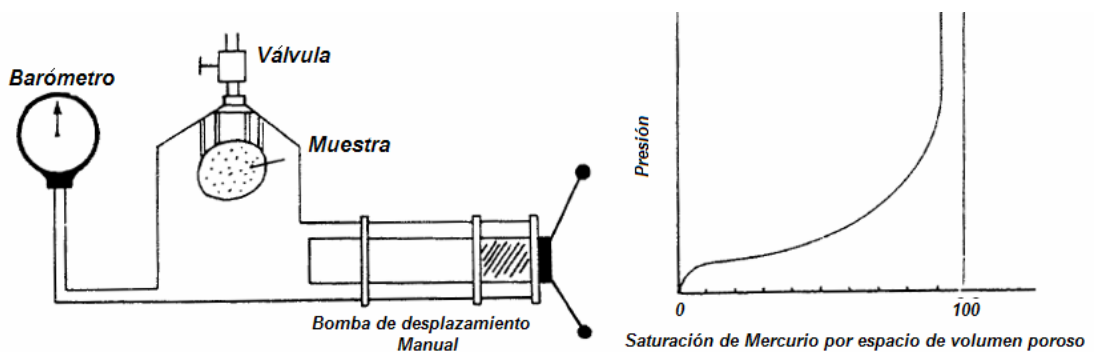
Todas las presiones en la ecuación 3.6 deben ser absolutas y los valores de  $P_1$  y  $P_2$  son generalmente 100 psig y 0 psig respectivamente. Por lo que esta ecuación se simplifica en:

$$V_2 = \frac{V_1.(100 - p)}{p} \dots\dots\dots\text{Ec. 3.7}$$

Donde  $V_2$  que esta en  $\text{cm}^3$  es el volumen de helio en la celda de la muestra y  $V_1$  en  $\text{cm}^3$  es el volumen conocido de la celda de referencia. La presión  $P$  en Psig es

la presión leída directamente del barómetro. Algunos cambios pequeños en volumen ocurren en el sistema, incluyendo los que se presentan en los accesorios y tuberías causados por los cambios de presión durante la ecualización. Cada porosímetro debe incluir un factor de corrección intrínseco en las lecturas de presión de manera tal que estos pequeños cambios sean corregidos. Otro método de determinar el volumen poroso consiste en saturar la muestra con un líquido de densidad conocida y determinar el incremento en el peso. (Método gravimétrico). Cuando las rocas tienen un pequeño espacio de volumen poroso es difícil medir la porosidad por medio de los métodos mencionados. En este caso se usa la inyección de mercurio. El principio consiste en forzar mercurio en la roca a una presión relativamente alta. Un medidor de presión es colocado en el cilindro de desplazamiento para leer la presión a la cual es fluido esta siendo desplazado. El volumen de mercurio que entra en el espacio poroso se obtiene por medio de este dispositivo con una precisión de  $0.01 \text{ cm}^3$ . En la figura 92 se presenta el esquema de porosímetro de mercurio.

**Figura 92 Dispositivo de desplazamiento con mercurio**



Modificado de Torsaeter, O y Abtahi M. Experimental reservoir engineering laboratory workbook, 2003.

### 3.3.4. Medición del volumen granular

El volumen granular de las muestras es a veces calculado del peso de la muestra y una densidad promedio. Formaciones de variada litología y por esto de variada

densidad de granos limitan la aplicabilidad de este método. La medición del volumen granular de una muestra se puede basar en la pérdida de peso de una muestra saturada sumergida en un líquido. Este volumen se puede calcular también por medio de la determinación de la densidad y peso de la muestra una vez haya sido masillada o triturada.

### **3.4. Resistividad y parámetros petrofísicos básicos**

En esta sección se estudiará como se puede hallar los parámetros  $m$  y  $n$  a partir de pruebas en laboratorio que se basan en mediciones de resistividad y que estableció Archie y Humble.

Lo primero que se debe hacer es cortar un plug del tamaño requerido por el dispositivo de medición de resistividad de muestras. Este debe haber sido completamente saturado con agua salada a la cual también se le debió haber medido la resistividad. La muestra debe ser envuelta en una pieza de papel saturado con la misma agua salada que esta saturando la muestra, dejando un espacio en los extremos de la muestra, esto se hace con el fin de que no se evapore el agua durante la prueba.

La resistividad del agua saturante  $R_w$  se mide por medio de un ohmiómetro cuyos bornes están sumergidos en una celda de longitudes conocidas, la lectura que muestra el ohmiómetro es una lectura de resistencia pero como el agua salada como todos los líquidos adquiere la forma del recipiente que los contenga, todas las dimensiones serán conocidas, y la resistividad no es más que una relación entre el área transversal, la longitud y resistencia de una materia como se vio en la ecuación 2.27.

Después de hacer las pruebas de resistividad se procede a medir la resistividad  $R_o$  (resistividad de la roca saturada con 100% agua salada), esto se lleva a cabo tomando la lectura de resistencia de la celda de medición de resistividades, las dimensiones del plug y evaluando la ecuación 2.27.

$$R_o = (r_o.A) / L \dots\dots\dots 2.27$$

Donde  $r_o$  es la lectura de resistencia eléctrica tomada de la celda de resistencia,  $A$  es el area transversal al flujo de electrones del plug y  $L$  es la longitud del plug.

Conocidos  $R_w$  y  $R_o$  se puede obtener de la ecuación de Archie (ecuación 1.13) el factor de formación  $F$ , ya que :

$$F = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots \text{E.c 1.13}$$

Con este factor de formación calculado, y escogiendo valores para  $m$  y  $n$  según la litología observada en la roca, se hace un calculo de la porosidad. Por ejemplo si se escogen para  $a$  y  $m$  valores de 0.81 y 2 valores que la literatura recomienda para areniscas consolidadas la ecuación para la porosidad calculada seria igual a:

$$\phi = m^{(=2)} \sqrt{\frac{a(=0.81)}{F}} \dots\dots\dots \text{E.c 1.15}$$

Después de esto se desplaza el agua salada del plug con aceite hasta alcanzar una saturación de agua residual. Luego de esto se mide la resistividad  $R_t$  (resistividad de la roca saturada tanto con agua como con aceite) y se calcula un valor de saturación de agua. Esto se hace por medio de la ecuación de Archie:

$$S_w = \left( \frac{F.R_w}{R_t} \right)^{1/n} \dots\dots\dots \text{Ec. 1.17}$$

Lo más importante es que tanto la porosidad como la saturación de agua también pueden ser obtenidos por métodos directos (y no por ecuaciones) permitiendo una comparación y ajuste de los parámetros. Como ya lo vimos la porosidad se puede calcular de varias formas y la saturación en este caso se calcula con los volúmenes desplazados e inyectados en el plug.



La presión en la fase de agua por debajo del menisco en el tubo capilar,  $P_{water}$ , donde  $P_{water} = P_{FWL} - \rho_{water} g h$ .

Usando la ecuación 1.6 la altura a la cual el agua sube por el tubo capilar se puede obtener por medio de:

$$h = \frac{P_{cap}}{g(\rho_{water} - \rho_{gas})} = \frac{2\sigma \cos \theta}{Rg(\rho_{water} - \rho_{gas})} \dots\dots\dots Ec. 3.8$$

**Sistema aceite-agua:**

De forma similar a la del sistema agua y gas en un sistema aceite y agua la altura a la cual el agua sube por el tubo capilar se puede obtener por medio de:

$$h = \frac{P_{cap}}{g(\rho_{water} - \rho_{oil})} = \frac{2\sigma \cos \theta}{Rg(\rho_{water} - \rho_{oil})} \dots\dots\dots Ec. 3.9$$

Donde  $\sigma$  es la tensión superficial y R es el radio del capilar.

**Conocimiento de los parámetros**

La presión capilar depende críticamente de la tensión interfacial y el ángulo de contacto. Estos parámetros cambian en función de la presión y de la temperatura para un sistema dado sólido-fluido – fluido.

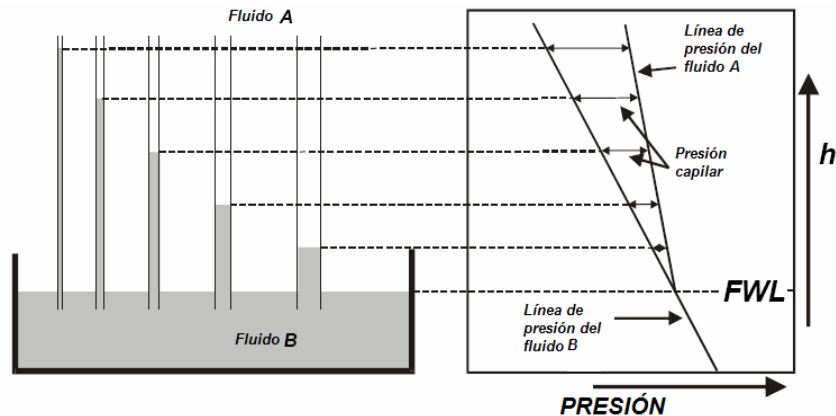
**3.5.2. Implicaciones de la presión capilar en los yacimientos.**

Las rocas reales contienen un arreglo de poros de diferentes tamaños conectados todos juntos por medio de gargantas de poro de diferentes tamaños a diferencia de los tubos capilares de laboratorio. La mojabilidad también puede variar de rocas mojadas por agua a rocas mojadas por aceite.

Asumamos que los poros de una roca mojada por agua se pueden representar por capilares de 5 tamaños muy pequeños, pequeños medianos grandes y muy grandes. El aumento de la capilaridad de cada uno de estos poros se puede representar por medio de la figura 94 la presión capilar en cada uno de estos meniscos es igual a la diferencia de la presión en el fluido A por encima del

menisco y la presión del fluido B debajo del menisco como se definió en las ecuaciones 3.8 y 3.9.

**Figura 94 Incremento de la capilaridad y la presión capilar**



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

La presión capilar es mostrada en la figura 94. Se puede ver que el fluido A tiene un incremento de la presión con la profundidad debida a que la columna de fluido A encima de esta, y tiene un gradiente igual a  $\rho_{\text{Fluido A}} g h$ . Esto mismo ocurre con el fluido B. El fluido A se ubica por encima del fluido B debido a que este tiene una densidad menor. Su baja densidad hace que tenga un gradiente inclinado. Donde ambas líneas se intersectan dice que es el punto de agua libre y las presiones capilares serán iguales.

### 3.5.3. Presión de desplazamiento.

Si se tiene un tubo capilar o una roca esta saturada con 100% de un fluido no mojante como por ejemplo gas y se introduce un fluido mojante (agua) por un extremo la presión capilar atraerá al fluido mojante hacia dentro del tubo o hacia dentro de los poros de una roca espontáneamente. Si el camino de flujo es horizontal este proceso continuará tan lejos como haya espacio para ser llenado por el fluido mojante. Si el camino de flujo es vertical, el proceso continuará hasta que las fuerzas gravitacionales son balanceadas en los espacios porosos.

Por otra parte si tenemos un tubo o un medio poroso que esta saturado 100% de fluido mojante (agua) y se introduce un fluido no mojante (aceite) en un extremo, el fluido no-mojante no será atraído espontáneamente hacia dentro del tubo o los poros de la roca. Esto se debe a que el fluido mojante se es mantenido en el tubo por las fuerzas capilares. Para introducir este fluido en dicho tubo con fluido mojante tendríamos que aplicar una fuerza externa para superar las fuerzas capilares que mantienen el fluido mojante. Esta fuerza es llamada presión de desplazamiento y es igual en magnitud pero opuesta en dirección a la presión capilar.

En yacimientos de hidrocarburos, la roca inicialmente contiene agua y es mojada por agua. El aceite migra hacia una roca almacén desplazando el agua. Para esto se requiere una presión de desplazamiento. Esta fuerza es ayudada por la gravedad operando sobre la boyanza diferencial de los dos fluidos como resultado de sus diferencias de densidad. Habrá un nivel al cual el aceite no podrá reemplazar más el agua, por que la fuerza de desplazamiento iguala a las fuerzas capilares. Esto no ocurre en el nivel de agua libre pero si en alguna altura por encima del nivel de agua libre definida por la presión de desplazamiento. Así en los yacimientos el contacto agua aceite (WOC) esta por encima del nivel de agua libre (FWL). La presión capilar se relaciona con la altura por encima del nivel de agua libre por medio de la relación:

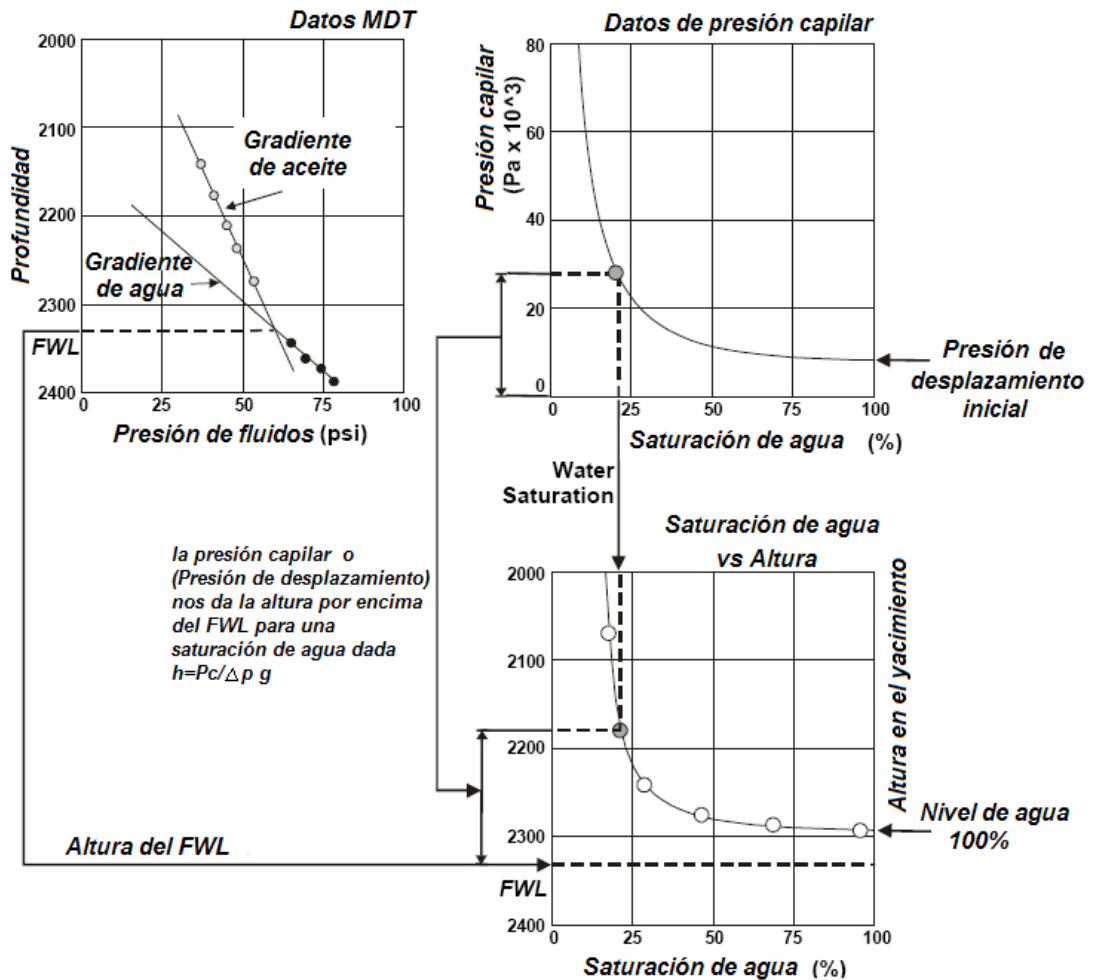
$$P_c = \Delta \rho g h \dots \dots \dots \text{Ec. 3.10.}$$

Por esta razón si la presión capilar es conocida al tiempo que se sabe cual es el FWL (por medio de pruebas MDT), se puede calcular la saturación de agua a cualquier punto en el yacimiento, como se muestra en el esquema de la figura 95.

Si la saturación de agua concuerda con la saturación de agua obtenida por los registros y por los corazones en un pozo dado, los registros de pozos pueden ser usados con confianza como medio para predecir la saturación de agua en las secciones no corazonadas de otros pozos en el mismo campo. De aquí la

importancia de conocer las curvas de presión capilar en función de la saturación de agua.

**Figura 95** Estimación de la saturación de agua con datos de presión capilar.



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

### 3.5.4. Pruebas de laboratorio para hallar la presión capilar

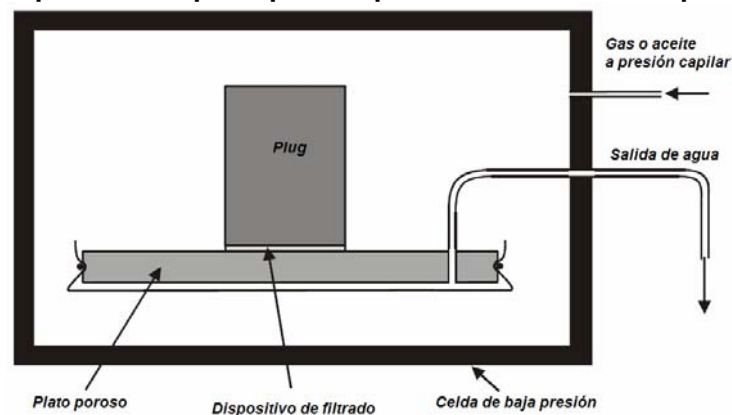
Existen muchos métodos para medir la presión capilar en laboratorio, a continuación se describirán los tres más comunes.

#### Plato poroso:

La muestra es saturada completamente con un fluido mojante (usualmente agua) y se mide su porosidad efectiva (como ya se describió). Esta muestra es luego colocada en un plato poroso en una celda de presión. Gas o aceite se introducen a

la celda a baja presión como se puede ver en la figura 96. El plato poroso es construido de manera tal que solo dejara pasar el agua. El aceite o gas presurizado tratara de entrar al plug y desplazar parte del agua que se encuentra en él. Al ser desplazada el agua pasa a través del plato poroso, después de lo cual es colectada y su volumen es medido. Se mantiene la celda presurizada hasta que no salga más agua, tiempo que puede durar varios días.

**Figura 96** Dispositivo de plato poroso para la medición de la presión capilar



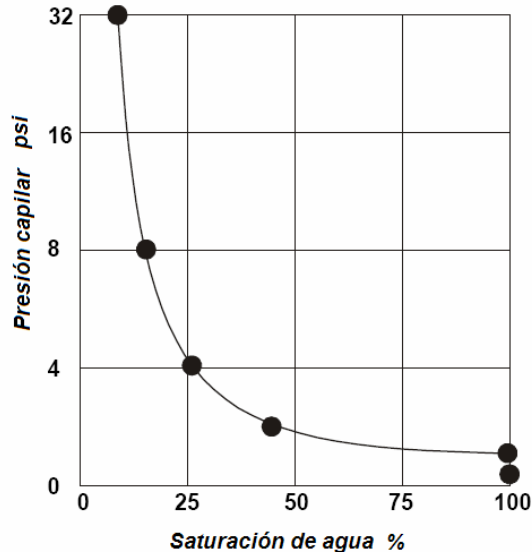
Fuente: GLOVER, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000

Luego, la presión es incrementada, y otra cantidad de agua es recolectada y medida. El procedimiento se repite alrededor de siete veces en incrementos de presión usualmente (1,2,4,8,16,32,64 psi). Después de esto se puede construir una curva de presión capilar como la que se muestra en la figura 97. La presión máxima esta limitada por la presión a la cual el plato poroso empieza a dejar pasar gas o cuando el aceite empieza a pasar a junto con el agua.

*Ventajas:* Se pueden usar los fluidos de yacimiento producidos para la prueba y tiene buena precisión.

*Desventajas:* Es un procedimiento lento y la curva de  $P_c$  vs  $S_w$  se construye con pocos datos.

**Figura 97** Curva de presión capilar obtenida con el método del plato poroso.



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

### **Método de la centrifuga:**

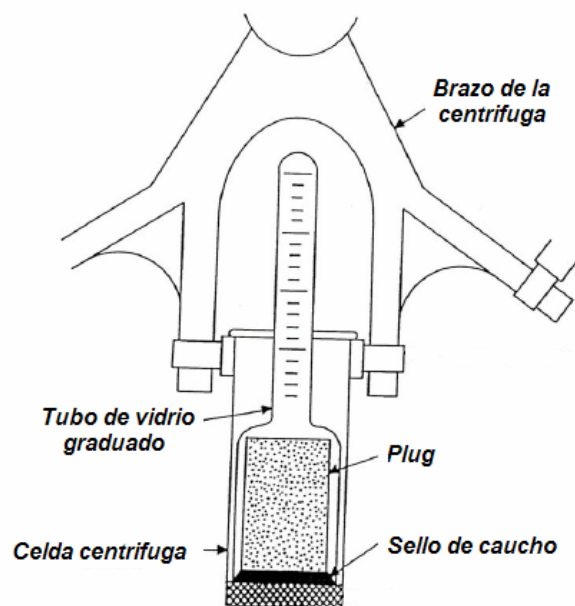
La muestra es saturada completamente con un fluido mojante (usualmente agua) y se le mide la porosidad efectiva. Esta muestra es colocada en una centrifuga (ver figura 98) y la cual la hace rotar velocidades progresivamente altas. La velocidad de la rotación genera una fuerza centrípeta que desplaza el fluido mojante reemplazándolo con aire o con aceite. El volumen del fluido desplazado es medido mediante su recolección en un frasco graduado ubicado en la parte exterior del arreglo y es medido por medio de un dispositivo luminoso que emite una luz a través del tubo contenedor de líquidos y que percibe cambios en el interior del mismo.

A bajas velocidades de rotación, la fuerza es suficiente apenas para desplazar el agua de los poros pequeños de la muestra. La presión de los luidos puede ser calculada basándose en las ecuaciones que gobiernan el movimiento rotacional y sus fuerzas. Esta presión es graficada en función de la saturación de agua, que es medida a través del volumen desplazado.

*Ventajas:* Es un método rápido.

*Desventajas:* Se usa comúnmente solo con aire como fluido desplazante. Solo da algunos puntos de datos, como la presión es una función de la distancia desde la muestra hasta el centro del rotor, las medidas tomadas de la saturación se toman como valores promedio de saturación.

**Figura 98 Arreglo para la prueba de la centrifuga.**



Fuente: Ekwere, Peters Petrophysics 2003

### **Método del Porosímetro de mercurio**

Este dispositivo que veíamos que servía para calcular porosidad efectiva también se utiliza para calcular las curvas de presión capilar. En este caso se utiliza una muestra seca y de cualquier forma, pero de un peso conocido. Esta muestra se ubica en una cámara la cual es llenada con mercurio. El mercurio es un fluido no mojante y no entra a la muestra espontáneamente. La presión de mercurio se incrementa en pequeñas aumentos y el mercurio entra en los poros. En cada

etapa la cantidad de fluido que se introduce es medido. Se puede construir una grafica de presión del mercurio contra la cantidad de mercurio inyectado, como ya lo vimos esto también nos da información de la porosidad interconectada de la roca.

*Ventajas:* Es un método rápido, se puede calcular también la porosidad de la muestra, de esta se puede obtener la distribución de tamaños de granos. Se puede usar en muestras de forma irregular como por ejemplo cortes de perforación. Las graficas obtenidas tienen gran cantidad de datos.

*Desventajas:* No se puede usar con los fluidos de yacimiento, por esto los datos deben ser corregidos para que represente lo que puede suceder con los fluidos de yacimiento.

### 3.6. Determinación de la permeabilidad absoluta

#### 3.6.1. Introducción

Como se estudió, la permeabilidad es la medida de la facilidad con la cual un fluido se puede mover a través de un medio poroso y es inversa a la resistencia al flujo. La permeabilidad de una muestra puede ser determinada por medio de la medida de la tasa a la cual un fluido pasa a través de un medio poroso de dimensiones específicas con un gradiente de presión dado. Una permeabilidad igual a 1 darcy se obtiene cuando un liquido, que tiene una viscosidad de 1 centipoise, fluye a una tasa de de 1 centímetro cúbico por segundo a través de la muestra en una muestra con una área transversal de un centímetro cuadrado bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro. Reacomodando la ecuación 1.4 obtendríamos:

$$Q(cm^3 / s) = \frac{K(darcy) \times A(cm^2)}{\mu(cp)} \frac{\Delta p(atm)}{L(cm)} \dots\dots\dots Ec.3.10$$

Generalmente la permeabilidad es expresada en milidarcys debido a que el darcy es una unidad muy grande y md es más conveniente de usar. En el sistema internacional el darcy es expresado como micrómetros cuadrados  $\mu\text{m}^2$ .

### **3.6.2. Medición de la permeabilidad absoluta usando líquidos.**

Esta medida se lleva a cabo por medio de la determinación del tiempo requerido por un determinado volumen, a temperatura constante, para pasar a través de un corazón a con un gradiente específico de presión. Para esto se requiere un dispositivo que cuente con un porta-núcleos hermético (con una entrada y salida de fluidos), un termómetro, un set de válvulas reguladoras, un bureta para la medición de los volúmenes y un medidor de presión. El procedimiento es el siguiente

1. Se cortan los plugs de acuerdo con el tamaño requerido por el porta muestras. La muestra es lavada con suavidad con el fin de secarla y remover residuos del proceso de corte de la muestra (esto se hace a 110 °C).
2. el plug una vez seco es colocado en una cámara de vacío, para evacuar el aire en los poros. Luego es saturado con una solución salina (20,000ppm) con el fin de evitar el hinchamiento de las arcillas y el transporte de partículas durante la prueba.
3. El introduce el plug en el porta-muestras. La bureta es llenada hasta el nivel de de cero y es conectada a la fuente de aire presurizado.
4. La presión de entrada se ajusta al valor deseado y se abre la válvula de descarga. El tiempo empieza cuando el nivel de agua alcanza el la marca de cero en la bureta y se para cuando la bureta queda vacía. Se registran tanto la presión de entrada como el tiempo requerido para inyectar el volumen contenido en la bureta, así como también se debe registrar la temperatura.
5. Calcule la presión de acuerdo a la ecuación:

$$K = \frac{\mu \times V \times L}{A \times \Delta p \times t} \dots\dots\dots \text{Ec.3.11}$$

donde:

q = Volumen del fluido desplazado cm<sup>3</sup>

k = Permeabilidad del medio poroso, Darcy

A = Área transversal al flujo, cm<sup>2</sup>

μ = Viscosidad del fluido, cp

L = longitud del medio poroso, cm.

t= tiempo requerido para desplazar el volumen V en segundos

Δp= gradiente de presión a través de la muestra.

### 3.6.3. Medición de la permeabilidad absoluta usando líquidos

A veces es más conveniente determinar la permeabilidad por medio de un medidor de permeabilidad con flujo de gas. Este se utiliza cuando se quiere evitar las reacciones entre el fluido y la roca. Ver la figura 99. Cuando este método se usa se debe tener en cuenta la expansión del gas a lo largo del la muestra a medida que la presión decrece. Además de esto el efecto Klinkenberg acelera el flujo de gas cuando los canales de flujo son más grandes que los espacios porosos debido a que bajo estas condiciones parte de la energía cinética del gas es transferida al movimiento de las moléculas del gas a través de los poros o por el desprendimiento del gas de las paredes de los poros.

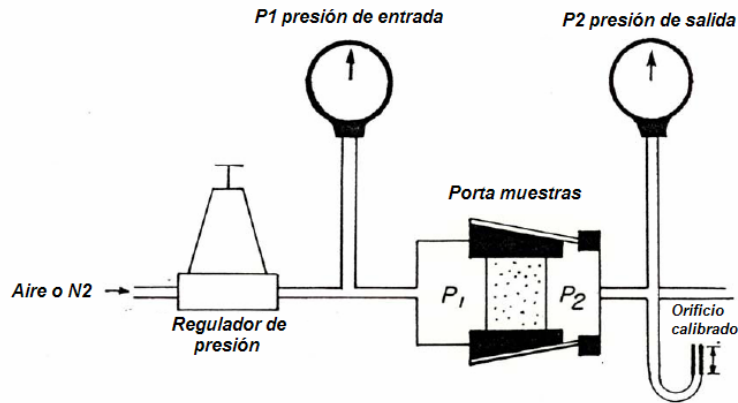
Para tener en cuenta la expansión del gas, se tienen en cuenta la tasa promedio de flujo y la presión promedio para calcular la permeabilidad. De acuerdo con la figura 99 habrá una tasa de flujo de entrada y una de salida Q1 y Q2 respectivamente. Debido a la expansión, Q1 es menor a Q2. Usando la ley de gases ideales a condiciones isotérmicas tendremos que:

$$p_1 \times Q_1 = p_2 \times Q_2 = P_{av} \times Q_{av} \dots\dots\dots \text{Ec.3.12.a}$$

$$P_{av} = (p_1 + p_2) / 2 \dots\dots\dots \text{Ec.3.12.b}$$

$$Q_{av} = (p_2 \times Q_2) / P_{av} \dots\dots\dots \text{Ec.3.12.c}$$

**Figura 99 Medidor de permeabilidad con flujo de gas.**



Fuente: Ekwere, Peters Petrophysics 2003

En las mediciones, el tiempo requerido para recolectar un volumen específico de gas en al final se mide junto con las dos presiones de salida y de entrada. La tasa promedio de flujo es igual al volumen recolectado dividido en el tiempo. Finalmente la permeabilidad se calcula resolviendo la ecuación 3.10.

$$K = \frac{\mu \times V \times L}{A \times (P_2 - P_1) \times t} \dots\dots\dots \text{Ec.3.11.}$$

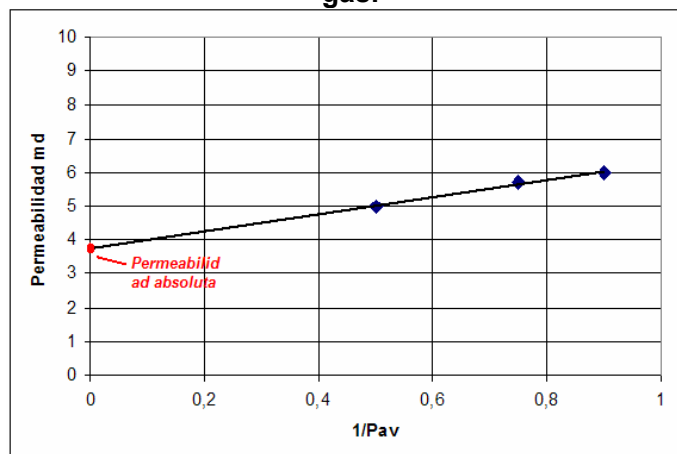
Debido al efecto Klinkenberg, la medición de permeabilidad con gas es mayor que la permeabilidad absoluta de la muestra. Klinkenberg encontró que si las permeabilidades encontradas usando gas a varias presiones eran graficadas vs el recíproco de la presión promedio a la cual fueron encontradas, los puntos de la grafica se ajustarían a una línea recta. Cuando esta línea recta era extrapolada a  $1/P_{av}=0$  (presión infinita), el intercepto con el eje Y representaría la presión absoluta debido a que todos los gases se convierten en líquidos a presión

absoluta. Ver figura 100. Luego, el procedimiento para hallar la permeabilidad absoluta por medio de un sistema de gas consiste en hacer tres o más mediciones a diferentes gradientes depresión y luego extrapolar los resultados a una presión infinita.

### 3.6.4. Efecto del la presión de overburden

Este efecto se puede notar si se hacen dos pruebas, la primera, colocando la muestra en un porta muestras que sea capaz de ejercer una presión externa sobre esta para imitar la presión de overburden que sufren las rocas de los yacimientos (alrededor de 10000 psi). Y la segunda en una muestra a la cual no se le aplicará esta presión. Para hacer la primera prueba la muestra se dejara 24 horas bajo el efecto de la presión externa del porta-muestras. Ya que la permeabilidad esta relacionada con los poros, con su distribución de tamaños, su forma y continuidad y las distribuciones de tamaños de sus gargantas, la compresión tendrá efecto en la permeabilidad debido a que al estar bajo una presión de overburden ocurren cambios en todas estas propiedades haciendo que se incremente la tortuosidad de los caminos de flujo.

**Figura 100 Extrapolación de los datos obtenidos en la medición con el sistema de gas.**

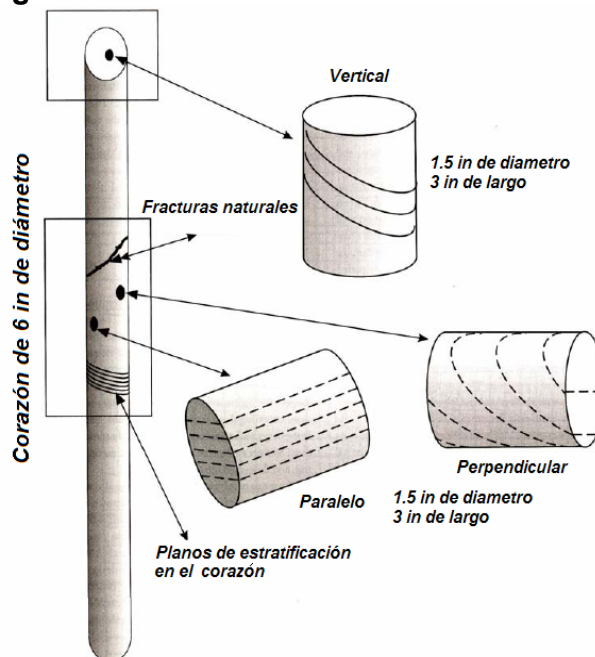


Fuente: Ekwere, Peters Petrophysics 2003

### 3.6.5. Anisotropía de la permeabilidad

En general, la permeabilidad es una propiedad anisotrópica, esto implica que tiene dirección. El análisis de rutina es usualmente efectuado a muestras (plugs) que han sido cortados horizontalmente de los corazones. A veces se suelen cortar los plugs de forma paralela a los planos de estratificación. También pueden ser cortados verticalmente si se desea obtener una medición de la permeabilidad vertical. Esto se puede ver en la figura 101.

**Figura 101 Posibles muestras de corazones.**



Fuente: Ekwere, Peters Petrophysics 2003

### 3.7. Pruebas de radioactividad natural en corazones

La radiación natural gamma de un corazón es monitoreada y registrada como una función de la profundidad. Estos datos se correlacionan con los registros Gamma Ray de cable del mismo pozo o de pozos cercanos. Si bien los equipos son distintos a los de cable el principio en el que se basan sus mediciones son los

mismos al igual que los detectores. En la figura 102 se puede ver el dispositivo utilizado.

**Figura 102 Detector de rayos gamma de superficie**



Fuente: SOTO BECERRA, Rodolfo. Caracterización avanzada de yacimientos

Las escalas en las cuales se presentan los datos son las mismas. Cuando se correlacionan con los registros de pozo, los registros de radioactividad Core GR, ayudan a determinar condiciones en las cuales ocurre una actividad radioactiva inusual, permitiendo escoger con más precisión los puntos de cañoneo, localizar intervalos productores, identificar los segmentos que pertenecen a los corazones que por algún motivo se haya perdido y eliminar corazones no necesarios. Generalmente hay discrepancias de profundidad en la comparación entre registros de pozo y Core-Gamma. Esto permite asignar a los corazones una porción en la medida continua de profundidad del pozo, por medio de la sobreposición en los picos y valles de ambos registros. Las desigualdades en profundidad son resultado de la diferencia en la elongación que tiene tanto el cable de los registros eléctricos como de la tubería con la cual se hace el corazonamiento y las pérdidas en la cuenta de la cantidad de la tubería de perforación. También son comunes errores con respecto a las equivalencias entre pies y metros a la hora de medir la tubería. Si se construyen graficas cruzadas o crossplots entre las propiedades medidas a los corazones con las propiedades calculadas con los registros se notará una notable dispersión, a menos que se haya hecho una corrección de la profundidad de antemano.

## **4. METODOLOGIA PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA**

### **4.1. Introducción**

La evaluación petrofísica empieza mucho antes perforar el primer pie de pozo, comienza cuando se generan las ideas con respecto al yacimiento por parte de los geólogos a partir de las exploraciones de campo o de las primeras interpretaciones de datos sísmicos. A medida que más datos del yacimiento son adquiridos, el entendimiento de las características de la formación es mas completo, aunque este nunca termina. Como lo hemos visto a lo largo del desarrollo de este estudio el primer objetivo de la evaluación de formaciones es adquirir los datos suficientes antes, durante y después de perforar los pozos, para que así todas las formaciones de interés sean evaluadas. Para esto se requiere un trabajo integrado entre varias disciplinas: los geofísicos deben planear donde se deben efectuar las líneas sísmicas evaluar su calidad interpretarlas y ayudar en la selección de la locación donde comienza la perforación. Los geólogos deben ayudar en la planeación de la ruta que debe tomar el pozo y la determinación de las formaciones de interés. Los ingenieros de perforación tienen la responsabilidad del planeamiento de la perforación, supervisión de la perforación y toma de registros de lodos y del trabajo de completamiento. Los ingenieros de yacimientos deben trabajar en conjunto con los petrofísicos y los analistas de registros con el fin de proveer a la gerencia del proyecto los datos de las reservas estimadas, productividades de los pozos para que se puedan tomar decisiones económicas. El objetivo principal de una evaluación petrofísica es obtener si es posible un perfil vertical de cada una de las propiedades con el fin de tomar decisiones a partir de sus valores. Sería ideal construir estos perfiles verticales a partir de medidas directas de las propiedades basándose en análisis de laboratorio de corazones, pues estos datos son considerados más exactos. Sin embargo son muy pocos los

yacimientos que tienen pozos totalmente corazonados, es decir que se tomaron corazones de forma continua en todo el pozo. De hecho en la mayoría de los casos, la única información disponible en todo el pozo son algunos registros de pozos. Por esta razón, la columna vertebral de la evaluación petrofísica son los registros de pozos.

Toda información que se tenga acerca de las formaciones es usada para calibrar y mejorar la calidad de la interpretación. En este punto se puede ver la utilidad de haber estudiado de forma general todas las fuentes de información que proveen a la evaluación petrofísica. Por esta razón se estudiaron: los registros de lodos, como fuente de información litológica, las pruebas de pozo como fuente de información con respecto a la productividad, los registros de cable como fuente de información indirecta de las propiedades petrofísicas y los análisis a corazones como medidas directas de las propiedades petrofísicas.

La definición de un modelo petrofísico consistente no es una tarea fácil, especialmente cuando los datos son de pobre calidad. En todos los casos la correcta integración de todas las fuentes de información disponibles permite usar de mejor forma los datos

La idea de compilar toda la información necesaria para un análisis completo puede parecer un poco abrumadora a primera vista, puesto que se requieren hacer cálculos en intervalos que generalmente miden cientos de pies de espesor generando miles de puntos, ya que los registros se toman cada medio pie o cada cuarto de pie. Además todos estos datos, como lo veremos mas adelante necesitaran correcciones ambientales, correcciones por invasión, determinaciones por medio de graficas cruzadas o crossplots, identificación de litología y calculo de propiedades. Por esta razón se justifica la construcción de una herramienta computacional que ayuda a llevar a cabo esta abrumadora tarea, una herramienta como la que se desarrollo en este proyecto.

Sin embargo se debe destacar que si bien el flujo de trabajo que debe seguir en un software para construir un modelo petrofísico depende de una metodología de evaluación petrofísica, quien quiera hacer uso del software, necesariamente, debe

primero tener clara la metodología que se sigue para hacer evaluación de petrofísica, ya que el flujo de trabajo del software es dependiente pero diferente del flujo de trabajo de la metodología para hacer evaluación petrofísica.

En esta sección, se estructurará la metodología definiendo cada uno de los pasos que se debe seguir con el fin de hacer una evaluación petrofísica básica de un pozo. Para esto se va a estructurar que abarque dos enfoques, el enfoque de la evaluación de petrofísica en formaciones limpias, es decir con contenido despreciable de arcillas y el enfoque de la evolución petrofísica en formaciones arcillosas. Estos dos puntos de vista se formulan a partir de que tanto las respuestas de los registros como los modelos matemáticos utilizados para medir la propiedades petrofísicas son sensibles a la arcillosidad de las formaciones (definida en el capítulo 1).

#### **4.2. Estructura de la metodología**

La figura 103 muestra el diagrama de flujo de trabajo que se debe seguir para efectuar una evaluación petrofísica; esta es el resultado de la unión de metodologías que se presentan en la literatura.

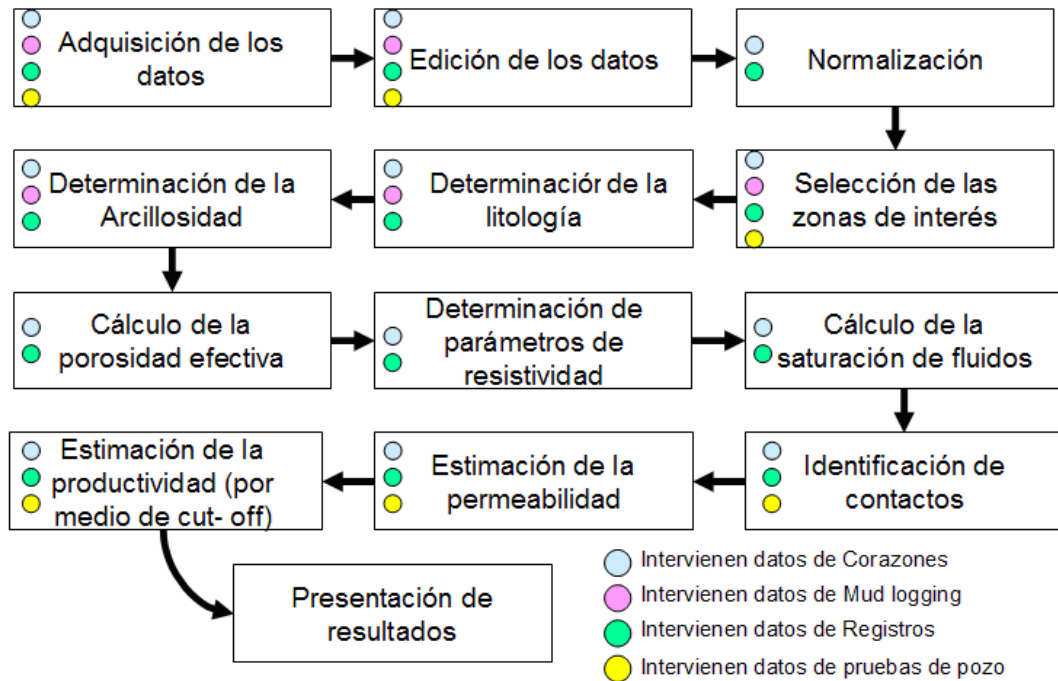
En la figura 103 los círculos de colores determinan que tipos de datos pueden intervenir en cada paso. A continuación se presentará en que consiste cada uno de esos pasos y las subrutinas que se generan en cada uno de ellos.

#### **4.3. Adquisición de datos**

La escogencia de las combinaciones de los registros dependerá de una variedad de factores: el lodo utilizado, tipo de formación, conocimiento previo de la formación, tamaño y desviación de pozo, tiempo y costo de perforación, disponibilidad de equipos y el tipo de información solicitada. El tipo de registros que se corren, dependen del tipo de pozo. Los pozos exploratorios requieren por lo general, un completo programa de registros, registro de lodos o mud logging y

corazonamiento de las zonas de interés, mientras los pozos de desarrollo y los pozos infill generalmente solo requieren de los registros básicos.

**Figura 103 Flujo de trabajo de la evaluación petrofísica**



Fuente: Autor

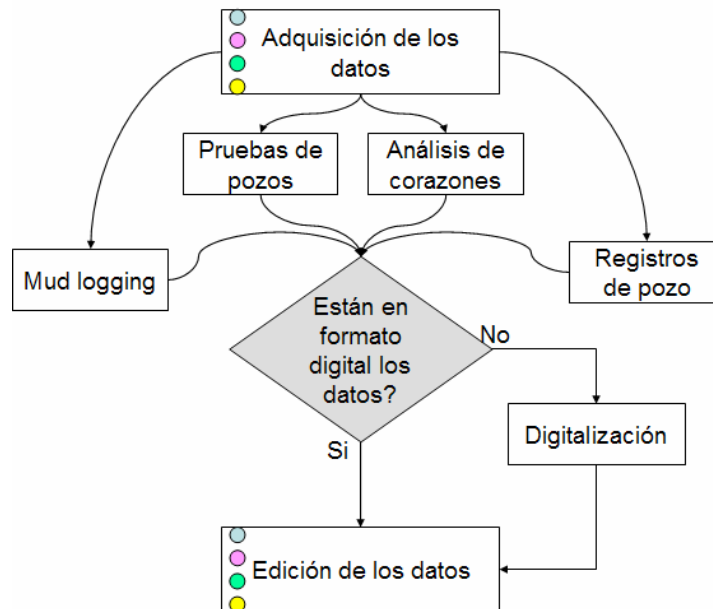
Los datos de los registros en la actualidad se manejan en formato magnético, de tal forma que se puedan visualizar por medio de computadores, sin embargo, en los campos antiguos donde los registros fueron tomados con tecnología antigua, generalmente se cuentan con datos en medio físico, es decir impresiones en papel de las curvas. En este caso se deben digitalizar los registros, es decir, pasar de papel a datos en medio magnético para poderlos visualizar en una computador. Algo muy importante que debe consignarse en el registro, son los parámetros operacionales que se tuvieron a la hora de tomar el registros, puesto que esta información será útil en los siguientes pasos de la interpretación; por ejemplo, la información de las profundidades de referencia, o la información del tipo de lodo. A

continuación se presentarán un listado de la información que debe estar consignada tanto en un registro físico como en un registro digital o magnético:

- Elevaciones de referencia.
- Tope y fondo de la zona registrada.
- Coordenadas de ubicación del pozo.
- Numero de la corrida.
- Información de ultimo Casing y tamaño de broca actual.
- Información del lodo: Ph, densidad, viscosidad del lodo y pérdidas.
- Resistividad del lodo, filtrado de lodo
- Temperaturas a la cual se hicieron las pruebas de resistividad
- Temperatura máxima registrada y profundidad a la que esta se registro.
- Ingeniero a cargo del registro.

En la figura 104 se muestran el sub-diagrama de flujo que se genera en este punto de la metodología.

**Figura 104 Sub- diagrama de flujo de la adquisición de datos.**



Fuente: Autor

#### **4.3.1. Pozos exploratorios**

En pozos exploratorios, se conoce muy poca información acerca del yacimiento. Esta situación requiere que se tome un set completo de registros para adquirir información del subsuelo así como registros sísmicos para correlacionar los datos sísmicos. En estos pozos también es común hacer pruebas modulares de formación y toma de corazones, así como registro de lodos o mud logging.

#### **4.3.2. Pozos de desarrollo**

Los pozos de desarrollos son pozos que son perforados después de los pozos exploratorios. Se perforan con el fin de desarrollar un campo que ha sido descubierto y para determinar los límites del yacimiento. La mayoría de los pozos son clasificados de esta manera. Aunque la adquisición de los datos en relación con las características de la formación aun son la prioridad, los grupos de registros que se corren en estos pozos so por lo general mas reducidos que los corridos en los pozos exploratorios. La información adquirida se puede correlacionar con la información adquirida con los pozos de exploración asociados para así lograr un mejor entendimiento del yacimiento.

#### **4.3.3. Pozos Infill**

En situaciones donde los yacimientos han sido bien definidos, por medio de la perforación y producción de un gran numero de pozos, los grupos de registros que se corren en pozos nuevos tienden a hacer más simples. Los pozos infill son pozos perforados entre los pozos ya perforados con el fin de drenar las zonas no drenadas. En este caso los registros de resonancia magnética tienen gran aplicación pues, como ya lo vimos, tiene la habilidad de responder a varias características de la roca a la vez, permeabilidad, porosidad y tipo de fluidos.

#### **4.4. Edición de los registros**

La edición de los registros de pozos se debe hacer bajo dos criterios, las correcciones que se deben hacer de acuerdo al control de calidad de los datos y corrección por los efectos ambientales en las lecturas.

En la figura 105 se muestran el sub-diagrama de flujo que se genera en este punto de la metodología.

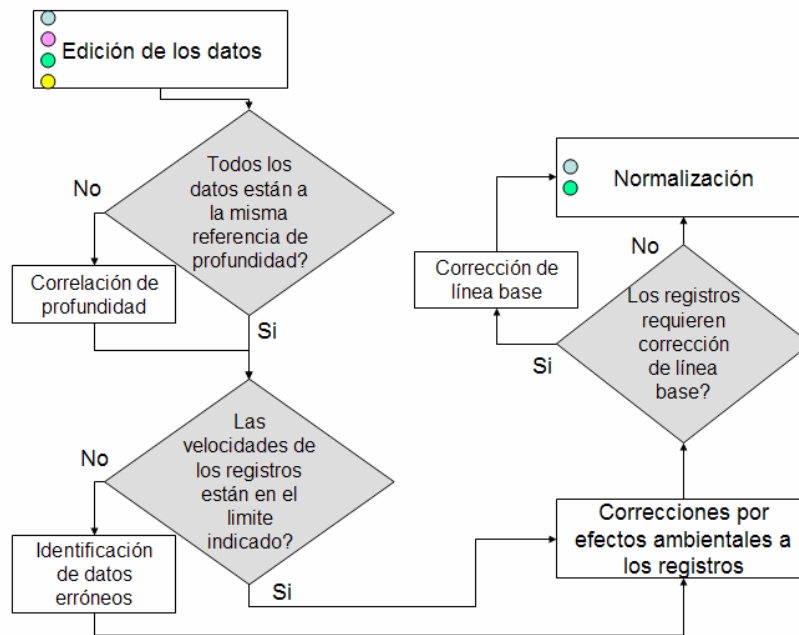
#### **4.4.1. Correcciones por control de calidad.**

##### **Velocidad del registro**

Cada herramienta de registro tiene un valor de velocidad máxima de registro definida en las especificaciones suministradas por la compañía de servicios de registros, como ya lo vimos en el capítulo 2 para cada registro. Obtener el registro a velocidades mayores que el valor máximo permitido compromete la calidad de la información. La velocidad de registro es un parámetro muy importante, ya que puede afectar la calidad de la información registrada, especialmente para los registros nucleares. El valor de la velocidad de registro puede ser verificado en la línea del borde de la pista 1 de cada registro, la cual es interrumpida brevemente una vez a cada minuto. Contando la cantidad de pies entre cada marca y dividiendo los por la unidad de tiempo a la cual son mostrados (generalmente un minuto) se obtiene la velocidad en ft/min, y multiplicando por 60 se obtiene la medida en ft/min se puede conocer la velocidad dividiendo. De esta forma se puede comparar esta velocidad con la velocidad límite y determinar que secciones del registro podrían tener errores por este exceso.

La figura 106 muestra un ejemplo de la presentación de los tiempos para inferir la velocidad en un registro.

**Figura 105 Sub- diagrama de flujo de la Edición de registros.**



Fuente: Autor

### Sección Repetida

Uno de los controles de calidad mas importantes es la verificación de que la herramienta repite las mediciones obtenidas al registrar una segunda pasada sobre una sección de unos 50 m de pozo (elegida con criterio, normalmente en la zona de interés). Algunos registros repiten con más precisión que otros; por ejemplo, los registros nucleares son afectados por las variaciones estadísticas inherentes al principio físico de la medición, por lo que la repetición no puede ser perfecta. Pero en cambio el registro sónico generalmente registra la misma lectura en condiciones normales.

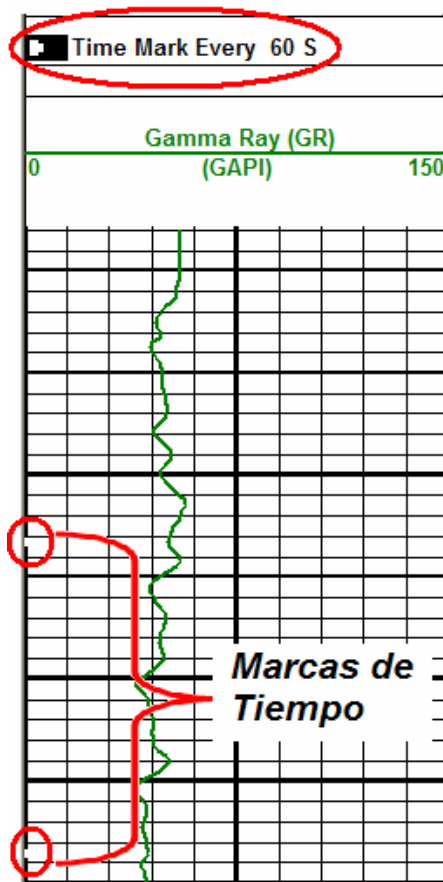
### Correlación de profundidad

Antes de cualquier interpretación es necesario ajustar todas las fuentes de datos a una sola referencia de profundidad, debe haber correlación entre:

- La profundidad medida por el perforador.
- La profundidad medida por la persona a cargo del registro de lodos.

- La profundidad medida por los registros con cable
- La profundidad de los intervalos corazonados
- Los intervalos de profundidad a los que se hicieron pruebas de pozo
- Profundidades de los datos de sismica de pozos.

**Figura 106 Marcas de tiempo en los registros**



Fuente: Autor

Esta es una tarea muy importante. Algunos pozos han sido perforados en metros y registrados con cable en pies y a veces se cometen errores en las equivalencias. También ha habido casos de correlación de los datos de mud logging de un sidetracks con los datos de registros de otra sección del pozo o a veces se invierten las profundidades de los corazones.

Con respecto solo a los registros, la correlación de profundidad verifica la existencia o no de diferencias de profundidad en los siguientes casos:

- Entre curvas de un mismo registro (por ejemplo debido a una memorización digital errónea)
- Entre las curvas de un registro y las de otro registro obtenido en otra corrida al pozo (por ejemplo debido al diferente alargamiento del cable entre un registro y el otro, por diferencia de peso de las herramientas y/o diferencia de fricción de las herramientas con la pared del pozo)
- Entre curvas de un registro actual y las de registros anteriores en el mismo pozo (generalmente existen algunos metros de pozo descubierto debajo de la última zapata de cementación los cuales fueron registrados como fondo del pozo antes de entubar).

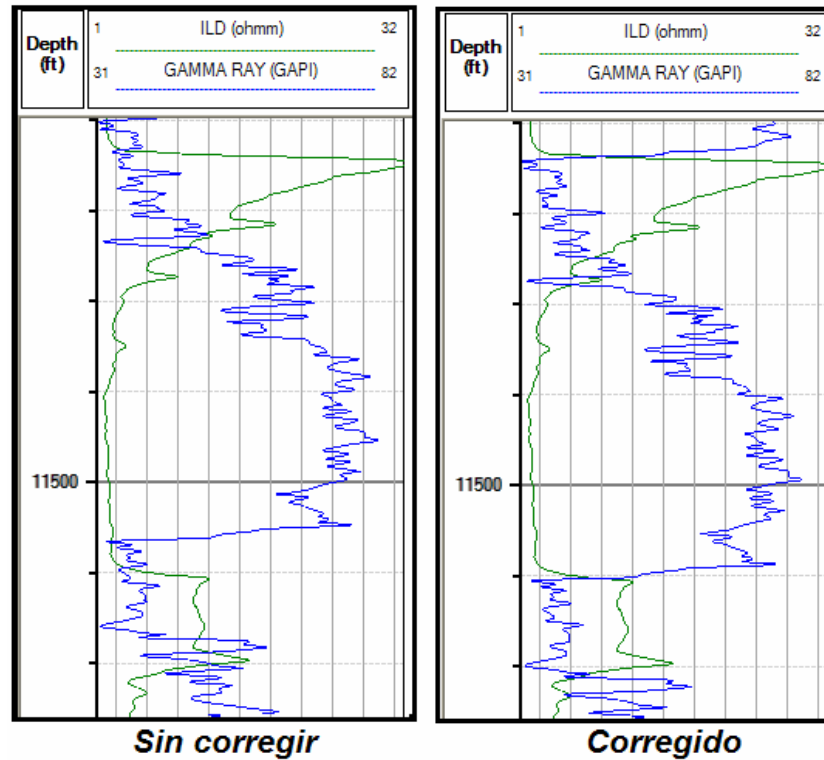
En la mayoría de estos casos, a menos que exista una justificación clara, esta diferencia se debe a descuidos del profesional que registró el pozo. En el caso de las comparaciones entre profundidades de los corazones y los registros, se puede deber a las diferencias en la elongación de la tubería y el cable con el que se registra o también se puede deber a errores en el conteo de la tubería.

Actualmente, gracias a las ventajas que nos dan los computadores, estas deficiencias pueden remediarse a través de una edición posterior, absolutamente necesaria para la evaluación petrofísica mediante software. La figura 107 muestra un ejemplo de esta corrección mediante la herramienta (que se desarrollo en este proyecto) **FOREVAH.**

Cuando se utilizan herramientas con más de un sensor, o una combinación de herramientas, el sensor mas profundo es el que define la profundidad de registro; en el ejemplo de la figura 107 el registro de inducción (ILD) es el registro de referencia y la curva Gamma Ray (GR) es la curva a corregir. Los otros sensores están mas arriba en el pozo, por lo que la información que registran en un cierto

momento, corresponden a profundidades menores que la de referencia (la del sensor mas profundo).

**Figura 107 Corrección de profundidad entre registros**



Fuente: Autor

Cada uno de estos sensores adicionales debe disponer de un circuito electrónico de memorización, generalmente localizado en la superficie, para grabar la información en medio magnético o registrarla en papel solamente después que la(s) herramienta(s) haya(n) recorrido una distancia igual a la que separa los sensores; de esta manera, todas las curvas deberían entonces aparecer en la misma profundidad (como si todas hubiesen sido registradas con todos los sensores a la misma profundidad).

Diferencias de profundidad entre registros del orden de 0.5 a 1m son prácticamente inevitables, debido a la elasticidad de varios miles de metros de cable de registro dentro del pozo y a la fricción de la herramienta de registro contra la pared del pozo, la que es diferente para cada herramienta. En otras palabras, el

centro de la zona de interés puede aparecer a una cierta profundidad en un registro, por ejemplo 3.000 m, mientras que en aparece a 3.001 m en otro registro. Cuando la diferencia de profundidad no es constante a lo largo de la zona de interés, aumentando y disminuyendo, se dice que la herramienta sufrió efecto de 'yoyo' durante el registro.

En conclusión, antes de efectuar lecturas en los registros para interpretación, debe efectuarse la correlación de capas en la zona de interés. Un registro-base define las profundidades (generalmente es el de resistividad) y los otros deben ser ajustados a este registro-base, lo que puede ser efectuado fácilmente por computador mediante software.

### **Especificaciones confiables**

Todas las herramientas de registro tienen especificaciones publicadas, tales como el rango de diámetro de pozo en el que puede usarse cada una, rangos de presión y temperatura permitidos, rangos del parámetro medido para garantizar la precisión de la medición y otros. El intérprete siempre debe verificar si la herramienta fue utilizada fuera de las especificaciones recomendadas, ya que esta utilización de la herramienta puede originar anomalías que afectan la calidad del registro.

### **Datos faltantes o equivocados**

Frecuentemente se observa que existen datos faltantes o equivocados en los encabezados de los registros que, sin ser esenciales para garantizar la calidad del registro, comprometen la calidad de su presentación.

Ejemplos de estos son las escalas de profundidad, escalas de las curvas, identificación del trazo utilizado para cada curva, nombre del profesional que obtuvo el registro así como de los profesionales que acompañaron el trabajo como

observadores, identificación de los equipamientos utilizados, observaciones relativas a cualquier peculiaridad ocurrida durante el trabajo, etc.

Otro tipo de datos que son fundamentales y que no pueden faltar ni estar equivocados, son los relativos a la identificación del pozo (nombre y coordenadas geográficas), la fecha en la cual se efectuó el trabajo, los otros registros obtenidos durante el mismo trabajo, los datos de resistividad y temperatura del lodo, torta de lodo y filtrado, temperaturas de superficie y de fondo, datos de calibración de las herramientas utilizadas.

### **Controles de calidad para registros en papel**

En general, los controles de calidad aplicados a la copia en papel no tienen relación con la calidad del registro en medio magnético; sin embargo, un dato faltante o equivocado en la copia en papel probablemente también faltará o está equivocado en el medio magnético en el caso tal de que se requieran digitalizar. Frecuentemente debe efectuarse una evaluación rápida en el pozo para tomar decisiones inmediatas, trabajando sobre la copia generada en el pozo. Si esta copia no está legible por ser muy oscura o excesivamente clara, se dificulta enormemente la tarea del intérprete.

Al copiar películas en el pozo utilizando copiadoras heliográficas, frecuentemente se observa un lento corrimiento lateral de la película con relación al papel. En copias cortas, de menos de un metro de longitud, este corrimiento no llega a representar un problema; ya en copias largas, si el profesional que efectúa las copias no es habilidoso e intenta bruscamente realinear la película con el papel, generalmente se produce en la copia una zona ilegible de 15 a 20 m de pozo, inútil para interpretación. Cuando se utiliza papel en rollo en vez de usar papel pre-doblado para efectuar las copias, el registro resultante es de difícil manipulación y archivo.

### **Cambio de unidades**

En algunos pozos donde se han corrido el mismo tipo de registros en diferentes épocas, pueda ser que se den diferencias en las unidades de medida entre los registros, dificultando la interpretación petrofísica en el caso en el que se tenga que combinar ambas lecturas. Por ejemplo hoy en día, los registros de rayos Gamma se calibran en unidades API. Antes de 1958, la mayoría de los registros se calibraba en términos de Radio-equivalente, por tonelada, unidad que por muchos años fue utilizada por los geólogos. En el caso de Schlumberger una de las empresas mas grandes en servicios de registros eléctricos utilizo la unidad microgramo de radio equivalente por tonelada métrica que comparado con la unidad API de hoy en día tienen un equivalencia de 1 meq/ton = 16.5 unidades API. Otras compañías utilizaban unidades como cuentas por segundo. Un ejemplo de esto es el caso del los registros Neutron antiguos, eran medidos en unidades de cuentas por segundo, pero se puede llegar a representar estas lecturas utilizando la siguiente ecuación.

$$PHIN = 45 - 42 \times \left( \frac{\log(lectura / lectura_{min})}{\log(lectura_{max} / lectura_{min})} \right) \dots\dots\dots Ec. 4.1$$

#### 4.4.2. Correcciones ambientales

Todos los registros de pozo son sensibles de algún modo a los efectos ambientales, entiéndase por efectos ambientales la modificación de la respuesta percibida por los registros debido a ambiente o condiciones fisicoquímicas del medio donde se hace la lectura. Estas condiciones fisicoquímicas incluyen:

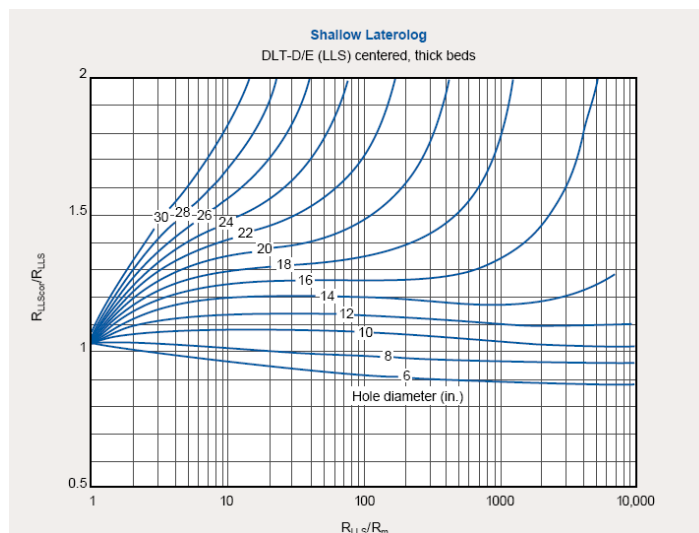
- La temperatura.
- La presión.
- La salinidad
- El tamaño del pozo
- Peso del lodo

- Espesor de las formaciones.

De la misma forma los datos obtenidos en las medidas hechas a corazones como la permeabilidad y la porosidad no serán representativas con respecto a los valores verdaderos de las formaciones, sin antes haber tenido en cuenta el hecho de que las muestras en superficie no sufren de la misma presión de overburden que si afecta a las rocas en el subsuelo.

El problema que le surge al intérprete petrofísico a la hora de hacer las correcciones ambientales es que no es fácil encontrar los algoritmos matemáticos para efectuar estas modificaciones a los registros, por varias razones, la primera es que cada herramienta de cada compañía es sensible de diferente forma a las condiciones ambientales, esto hace que cada una de las herramientas de cada una de las compañías tenga un algoritmo de corrección diferente. Otra razón por la cual estos algoritmos de corrección no sean muy comunes es por el hecho de que estos son considerados por las compañías secretos industriales.

**Figura 108 Grafica de corrección por efectos del tamaño de pozo para el registro Latero enfocado Dual.**



Fuente: Schlumberger, Log Interpretation Charts 2000

Si bien, no es fácil encontrar los algoritmos de corrección de datos, las compañías de registros suministran a los clientes graficas de corrección de los registros, con el fin de proveer las herramientas necesarias para corregir los registros según las diferentes condiciones de pozo. La figura 108 muestra un ejemplo de estas graficas, en este caso se trata de la grafica que suministra Schlumberger para la corrección del registro Dual laterolog por tamaño de pozo. Para hacer uso de esta grafica se debe escoger tanto el valor del tamaño del pozo como la lectura del registro, para poder encontrar el factor de conversión de ese punto. El problema que surge aquí es que por cantidad de datos generados por los registros en tan solo una sola zona de interés, la tarea e correcciones por efectos ambientales usando las graficas de corrección se vuelve una tarea bastante tediosa. Lo ideal seria contar con las ecuaciones que rigen el comportamiento de cada una de las líneas de cada grafica, pero como ya se dijo, estas son un secreto industrial de las compañías de registros. Para solucionar este problema de la eficiencia de las correcciones ambientales de los miles de datos con los que cuentan un registro, las compañías han construido y sacado al mercado varios paquetes computacionales de fin especifico ayudan a corregir los efectos ambientales en los registros uno de ellos por ejemplo es el de Schlumberger llamado preplus. Por estas razones este proyecto no tiene como objetivo construir en la herramienta de caracterización petrofísica, que ayude a efectuar correcciones ambientales, se advierte entonces aquí, la importancia de hacer las correcciones por efectos ambientales y se sugiere que se efectúa en las correcciones ambientales a los registros antes de hacer uso de la herramienta computacional que se construyó en este proyecto.

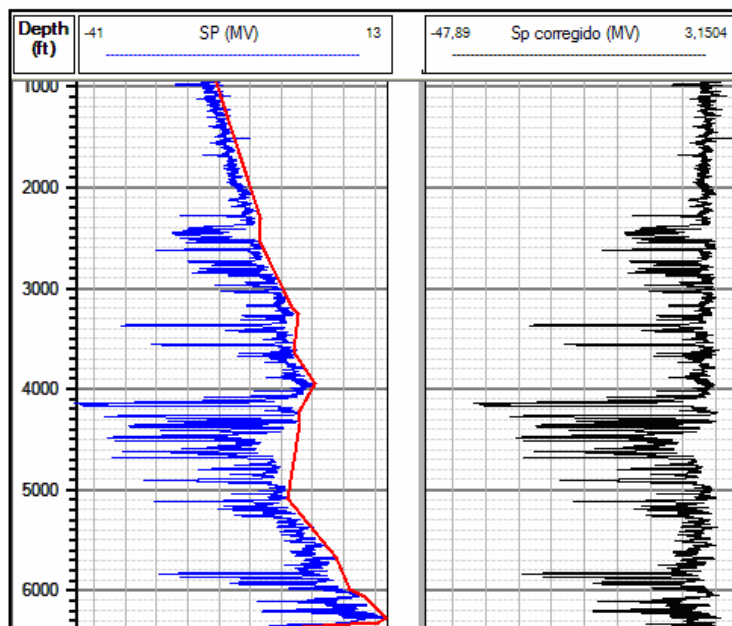
### **Corrección de líneas base del SP**

Suele ocurrir que el registro de potencial espontáneo tenga algunas anomalías debido a:

- Segregación del filtrado: Cuando una formación de alta permeabilidad, gran espesor y conteniendo agua salada es invadida por filtrado de baja salinidad, el filtrado tiende a flotar sobre el agua de formación por ser mas liviano. La invasión es muy somera en el fondo de la zona y muy profunda en el tope. La curva de SP puede mostrar una amplitud menor que la normal en el fondo de la zona.
- Ruido: Los siguientes son ejemplos de ruidos superpuestos a la curva de SP:
  - *Magnetismo*: Ocasionalmente, una onda sinusoidal de pequeña amplitud se superpone a la curva de SP. Una posible causa de este efecto es la magnetización del cable de registro, que debe ser desmagnetizado periódicamente. Para utilizar un registro con este ruido, debe evitarse leer valores aumentados o disminuidos por el ruido o hacer la corrección de la línea base.
  - *Picos*: Algunos picos aislados pueden aparecer en la curva de SP si existe un contacto intermitente entre la TR (Tubería de Revestimiento) o “casing” y el cable de registro.
  - *Corrientes en el pozo*: Corrientes eléctricas fluyendo en la formación, cerca del electrodo de medida de SP, pueden alterar el valor medido, particularmente cuando la resistividad de la formación es alta. Estas corrientes pueden ser producidas por ‘bimetalismo’, un fenómeno que ocurre cuando dos piezas de diferentes metales están en contacto físico, sumergidas en el lodo, formando una batería débil.
  - *Corrientes en superficie*: Otras fuentes de anomalías en el registro de SP son las instalaciones de protección catódica para la TR (Tubería de Revestimiento) o “casing”, las pérdidas de corriente en la torre, la proximidad de líneas de alta tensión y otras. La mayoría de estas anomalías pueden ser evitadas eligiendo cuidadosamente la posición del electrodo de superficie, frecuentemente denominado de ‘pescado’ o “fish”.

La corrección del registro de un SP con estas anomalías, es simple, lo que se requiere hacer es cambiar la línea base o (cero de referencia) de los datos. La figura 109 muestra un ejemplo de esta corrección de línea base por medio de la herramienta desarrollada en este proyecto **FOREVAH**.

**Figura 109 Ejemplo de corrección de línea base del registro SP por medio de FOREVAH**



Fuente: Autor.

En la grafica se puede ver tres curvas; la curva azul de la pista izquierda muestra el registro SP que presenta anomalías, en este caso se ve la clara sobre-posición de otra tendencia; la curva roja en esa misma pista corresponde a los puntos por donde pasa el nuevo cero de referencia; la curva negra de la pista derecha muestra el registro corregido. Sin haber efectuado esta corrección los registros SP con anomalías no sirven para ningún cálculo de la interpretación petrofísica, luego este es un paso importante antes de hacer algún cálculo basados en curvas con este tipo de anomalía.

#### 4.5. Normalización de datos

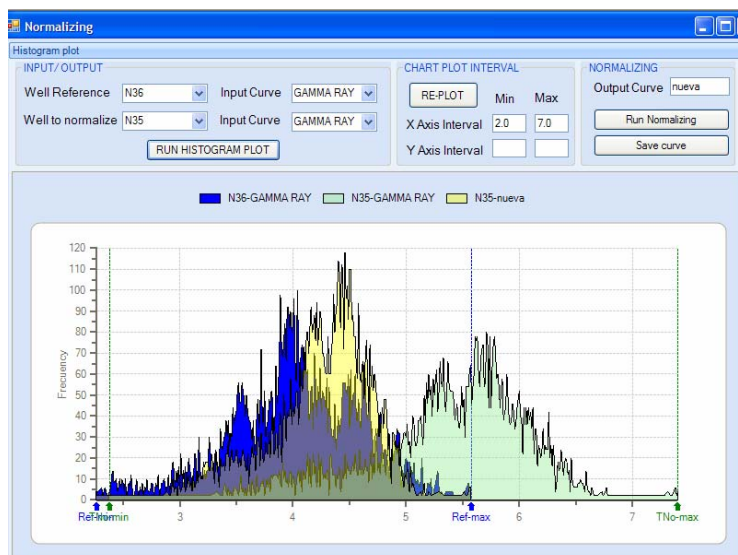
Es una corrección lineal que se le hace a los registros para tener una medida consistente y homogénea con respecto a un rango estándar para todos los pozos del mismo registro.

Se debe hacer debido a:

- Se hayan utilizado lodos de diferente composición o contenido de Polímeros o KCl en los diferentes pozos a analizar.
- Diferencias en la calibración de las herramientas
- Mal funcionamiento de las herramientas.
- Error en la operación

Mediante histogramas se determinan los rangos que serán el estándar. Los histogramas grafican el porcentaje de frecuencia con que ocurre un dato y calcula: la media, desviación estándar, moda, valores máximos y mínimos.

Figura 110 Ejemplo de normalización de registros por medio de ***FOREVAH***



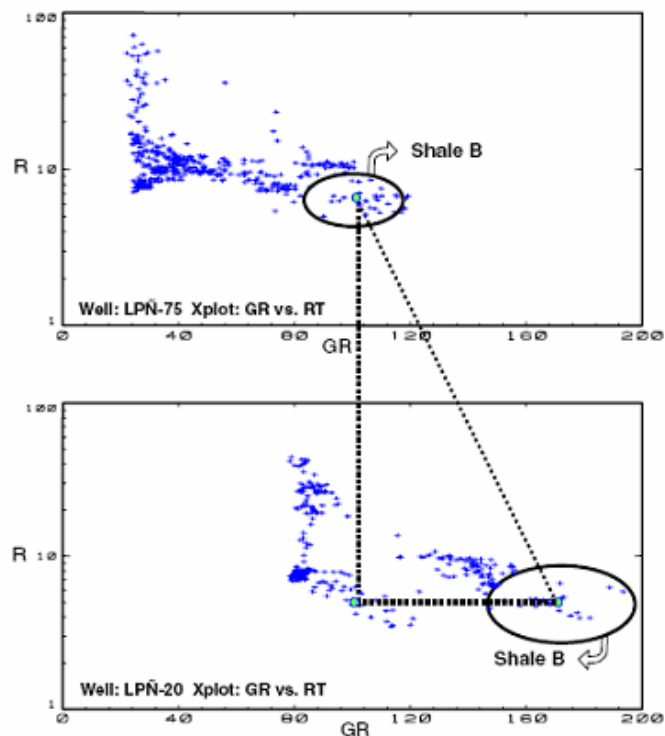
Fuente: Autor

En la figura 110 se puede observar un ejemplo de normalización entre dos pozos. En esta figura se pueden observar tres histogramas que corresponden a la curva

de referencia (azul), la curva a normalizar (verde) y la curva ya normalizada (amarilla), también se muestran los límites que se usaron para hacer la normalización (fluechas sobre el eje x)

Las lecturas de los registros serán similares en los mismos intervalos de areniscas o arcillas para diferentes tipos herramientas y ambientes. La figura 111 muestra un ejemplo de la diferencia en el escalamiento entre dos pozos, se puede notar discrepancia entre los valores mínimos y máximos del GR para una misma formación.

**Figura 111 Ejemplo de diferencias de escalamiento**



Fuente: Aguirre O. Log Normalization, a Very Important Task in the Petrophysical Evaluation for La Peña and Tundy Fields SPE Paper No 69607 2001

### **Pasos a seguir**

- 1) Se escogen los datos de referencia, esto se hace acorde al tipo de normalización, se escogen como referencia los datos más recientes o los datos menos afectados o los datos más representativos.
- 2) Se hacen histogramas de los registros y se determinan los máximos y los mínimos, tanto de los datos de referencia como de los datos a analizar.
- 3) Se hace la normalización lineal de acuerdo a :

$$\text{Log}_{Nor} = m \cdot \text{Log} + b \dots\dots\dots \text{Ec. 4.2}$$

$$m = \frac{Y_2 - Y_1}{X_2 - X_1} \dots\dots\dots \text{Ec. 4.3}$$

$$b = Y_2 - m \cdot X_2$$

donde:

Y2 GR más alto de los datos de referencia

Y1 GR más bajo de los datos de referencia

X2 GR más alto de los datos a normalizar

X1 GR más bajo de los datos a normalizar (Ver figura 110).

La figura 112 muestra las subrutinas que se generan en este punto de la metodología.

**Figura 112 Sub diagrama de flujo para la normalización.**



Fuente: Autor

#### 4.6. Selección de las zonas de interés

Varios registros permiten identificar capas permeables, distinguiéndolas de las impermeables. Las capas permeables generalmente son areniscas, calizas, dolomías o combinaciones de estas litologías y estas son las por lo general contienen hidrocarburos producibles. Algunas características que se presentan con frecuencia en los registros y que se deben identificar y corroborar otras fuentes de información (como mud logging e información de perforación con respecto a las tasas de penetración) son presentadas a continuación:

- La curva de SP se separa de la 'línea base de arcillas' indicando permeabilidad;
- Existen valores bajos de GR indicando baja arcillosidad;
- Se ha creado torta de lodo, indicando permeabilidad; esto se puede evidenciar en un aumento leve de registro caliper con respecto al diámetro de broca utilizado en la zona registrada a lo largo de toda la zona permeable.
- Se verifica separación positiva en el registro de ML indicando permeabilidad;
- Existe separación de curvas de resistividad con diferentes profundidades de investigación indicando permeabilidad: generalmente es  $R_{xo} > R_t$  en zonas acuíferas y  $R_{xo} < R_t$  en zonas con hidrocarburos;
- La porosidad tiene valores moderados a altos.

La presencia de hidrocarburos livianos también produce efectos en los registros:

- La separación entre la curva de micro-resistividad y la resistividad profunda generalmente se invierte en presencia de hidrocarburos: es  $R_{xo} > R_t$  en zonas acuíferas y  $R_{xo} < R_t$  en zonas con hidrocarburos;
- En caso de existir gas o hidrocarburos muy livianos, la porosidad aparente de neutrón es mucho menor que la de densidad.

Las arcillas o “shales” son el ejemplo mas frecuente de capas impermeables. Algunas características son:

- La curva de SP se mantiene prácticamente sobre una línea, la denominada ‘línea base de arcillas’;
- Existen altas lecturas en el registro de GR;
- Se verifica la ausencia de torta de lodo y el diámetro del pozo frecuentemente se aumenta y es muy variable;
- Se verifican valores prácticamente iguales de resistividad somera y profunda;
- La porosidad aparente del registro neutrón es mucho mayor que la de densidad.

Las curvas de SP y GR ayudan a identificar la contaminación por arcillosidad en la roca-almacén:

- La curva de SP se separa menos de la ‘línea base de arcillas’ que en formaciones limpias;
- Los valores bajos de GR son mayores que en formaciones limpias;
- La porosidad aparente de neutrón es mayor que la correspondiente a la formación limpia.

Los registros de la tasa de penetración también puede ser un indicador de las zonas permeables, puesto que en estas zonas generalmente las velocidades son mayores después de haber perforado zonas de arcilla en las que las tasas son menores. Además la presencia de gas en los registros del lodo se debe correlacionar, con las posibles zonas de gas mostradas por la intersección entre los registros Neutron y densidad.

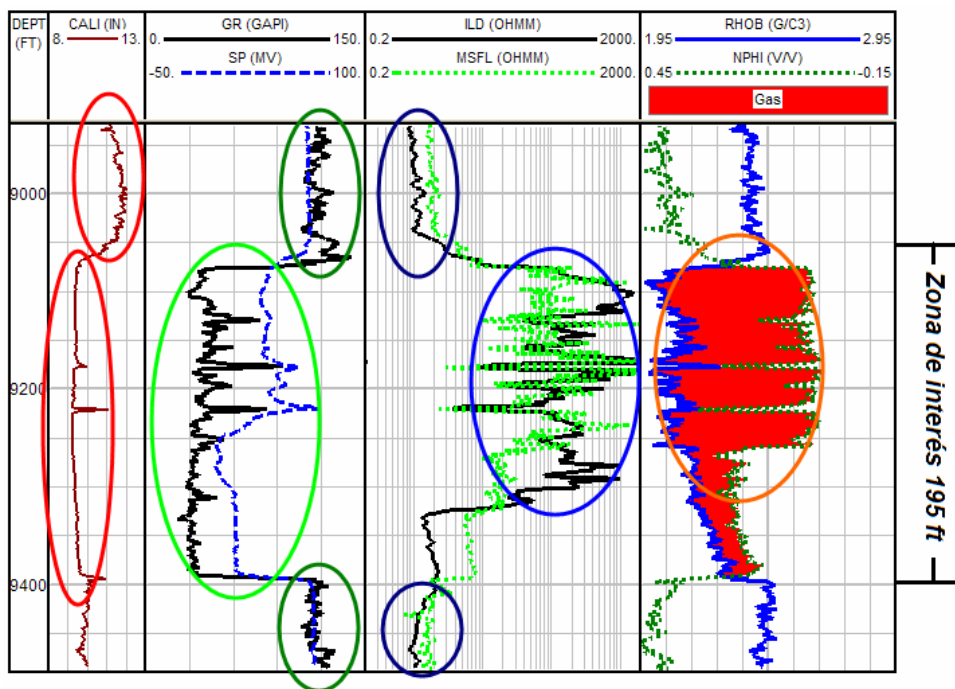
Debe destacarse que en formaciones no muy compactas (generalmente areniscas) el registro de SP es preferido por tener frecuentemente mejor contraste entre arenas y arcillas o “shales” que el registro de GR. Por otro lado, en carbonatos compactos se prefiere el registro de GR debido al poco desarrollo que la curva de SP generalmente muestra en esas condiciones.

Varios de estos criterios son aplicados al set de registros de la figura 113, en ella se hace una identificación de la zona de interés.

En la figura 113 se determina la zona de interés demarcada de 195 pies por medio de los siguientes criterios.

- Los círculos rojos sobrepuestos en la curva caliper (pista 1) muestran un cambio drástico en la tendencia del registro en la parte superior e inferior del registro se da un aumento del diámetro y una variación mientras que en la zona de interés se da un aumento del diámetro con una tendencia estable.
- En la pista 2 se muestran los registros GR y SP ambos presentan a la misma profundidad un aumento hacia la izquierda de las curvas en la zona de interés indicando una zona permeable, sin embargo también se puede ver que en la zona superior de la arena, esta no es tan limpia como en la zona inferior de la zona de interés. Los círculos verdes oscuros muestran las zonas de arcilla y el círculo verde claro, muestra la zona permeable.
- En la pista 3, los círculos azules muestran el fuerte aumento en la resistividad de la zona de interés.
- En la pista 4 se grafican los registros Neutron y densidad bula. La zona que se rellena en rojo es una posible zona de gas. Como lo dijimos antes en zonas de gas la respuesta del registro Neutron disminuye, así como también lo hace la respuesta del registro de densidad, pero como las escalas de estos dos registros están invertidas se crea una zona de intersección que nos indica las posibles zonas de gas.

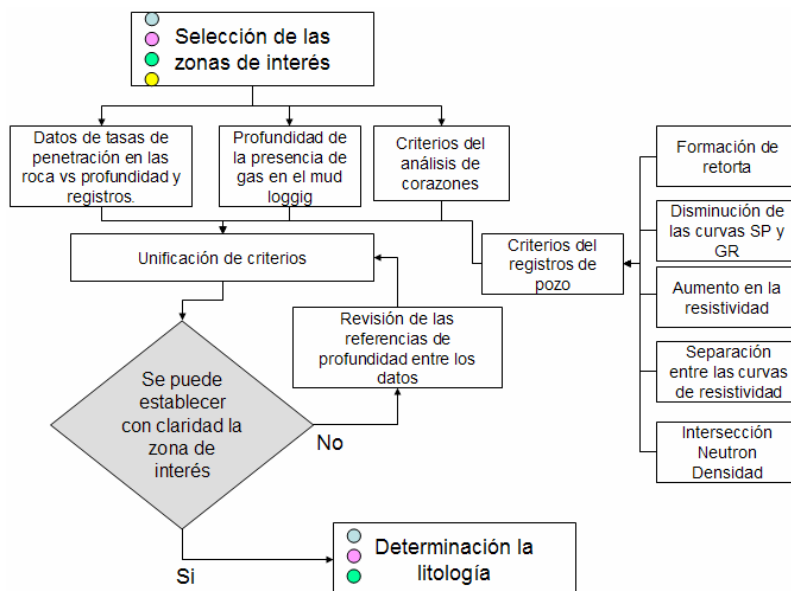
Figura 113 Ejemplo de determinación de zonas de interés en un set de registros.



Fuente: Autor.

La figura 114 muestra un esquema de los subprocesos que se deben llevar a cabo en este punto de la metodología.

Figura 114 Sub diagrama de flujo para la selección de las zonas de interés.



Fuente: Autor

#### **4.7. Determinación de la litología**

No se puede llevar a cabo los cálculos de la porosidad, ni de la saturación de fluidos sin antes haber hecho una buena interpretación de la litología. La identificación litológica se puede llevar a cabo de varias formas, una evidencia importante de la litología se encuentra en los corazones convencionales y los no convencionales, en el análisis de rípios de los registros de lodos, ya que estos se basan en observaciones directas de la formación. Si bien los procedimientos que se abordaran en esta sesión dependen de los registros de pozos, esta información no se puede ignorar. Aunque no siempre se cuenta con esta información en todo el intervalo a analizar, sirve como criterios de ajuste. Una vez la litología ha sido determinada, es necesario determinar los parámetros  $\rho_m$ , densidad de la matriz, tiempo de tránsito en la matriz, registro neutron en la matriz, parámetros necesarios para los cálculos de porosidad y saturación.

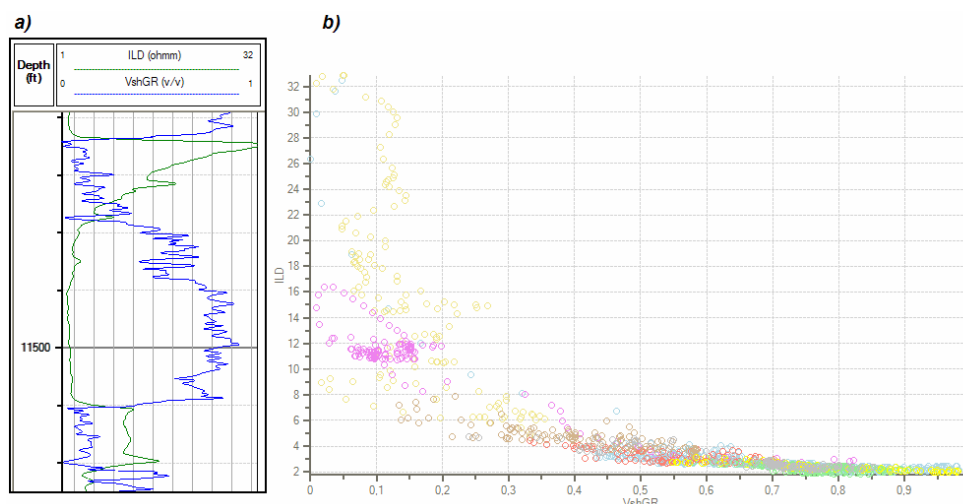
Los registros mas utilizados como indicadores litológicos son los de densidad, Factor fotoeléctrico, Neutron, Sónico (Compresional), Gamma Ray, Gamma Ray espectral. Con la excepción de factor fotoeléctrico (PEF) y es registro espectral de Radioactividad natural ningún registro en particular dará un indicio claro del tipo de litología. Sin embargo, se puede obtener información mucho mas útil combinando las lecturas de los registros en diagramas de tipo crossplots, las combinaciones mas útiles son:

- Densidad bulk vs Porosidad neutron.
- Densidad bulk vs tiempo de transito.
- Tiempo de transito vs porosidad neutron.
- Pef vs % de potasio
- Densidad Bulk vs Pef
- Además de la grafica M y N

### 4.7.1. Crossplots

Los crossplots de registros son herramientas indispensables para el análisis. Los registros por lo general, los encontramos graficados en función de la profundidad de la lectura, sin embargo por medio de los crossplots podemos visualizar relaciones que de graficadas de la forma tradicional no podemos ver. Un crossplot entonces es una grafica cartesiana XY en al que los valores de las X y de las Y tomaran los valores de dos propiedades distintas pero con una equivalencia en profundidad en cada paraje de puntos.

**Figura 115 Ejemplo de graficas tipo crossplot en registros de pozo**



Fuente: Autor

En la figura 115a muestra dos curvas (Resistividad profunda ILD vs Volumen de arcilla Vsh) en función de la profundidad, a simple vista no es fácil ver en este grafico una relación entre la resistividad y el contenido de arcilla, pero cuando hacemos un diagrama de tipo crossplots como el correspondiente a este ejemplo en la figura 115.b si se ve una relación clara entre estas dos curvas. En este caso a medida que el contenido de arcilla aumenta la resistividad disminuye asintoticamente hasta un valor cercano a 2 ohm-m.

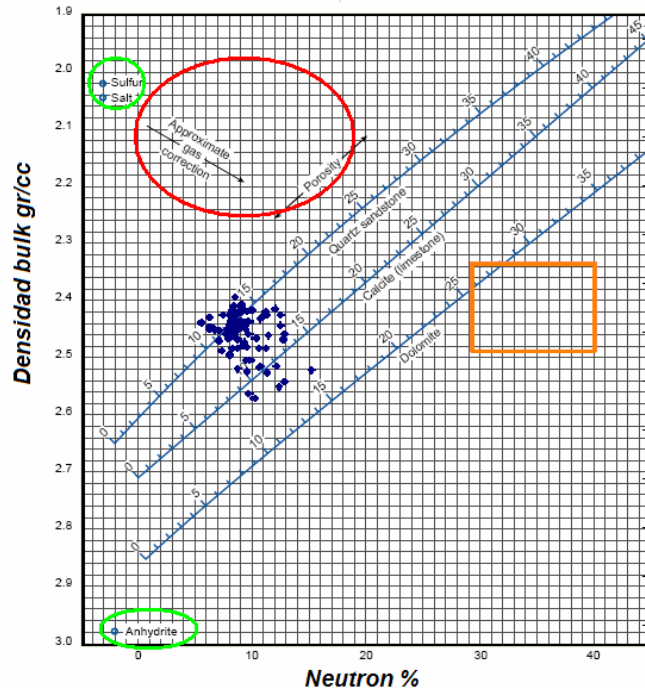
#### 4.7.2. Crossplot de registros de porosidad

Este es un método de estimación de la litología que se basa en la comparación de una grafica de tipo crossplots construida con las combinaciones de los registros de porosidad (Neutron y densidad por ejemplo) que se hayan corrido en la zona de interés de un mismo pozo y una grafica con curvas preestablecidas que indican que litología se tendría si los datos de la zona de interés estuvieran sobrepuestos con estas líneas. La figura 116 es un ejemplo de este tipo de sobre-posición. En la figura 116 podemos ver la superposición de una nube de puntos y tres líneas. Estas tres líneas corresponden a los tres tipos de litología que se presentan en los yacimientos generalmente como rocas almacén. Los ejes de esta grafica están en una escala de 1.9 a 3 gr/cc en el eje de la densidad de la matriz (este debe estar invertido) y de -5% a 45% en el eje de la porosidad neutron. Si la nube de puntos del segmento de pozo correspondiente a la formación de interés está claramente sobrepuesta sobre alguna de estas tres líneas quiere decir que es una formación monomineralica, la litología será, la correspondiente a la curva que sobreponen, en este ejemplo seria de matriz cuarzo, luego la litología correspondería a una arenisca. En el caso en el que no se vea una clara sobre-posición preferencial con respecto a una de las tres líneas, se dice que tiene una matriz mineralogicamente mixta. En este caso se debe hacer una ponderación con respecto a la distancia entre nube de puntos y cada una de las curvas, para así tratar de estimar los respectivos porcentajes en los que está presente cada una de las litologías posibles.

Otros análisis se pueden hacer por medio de esta grafica dependiendo de la ubicación de los puntos en ella, por ejemplo si los puntos se ubican dentro o en la cercanía de la zona demarcada por el círculo rojo de la figura 116 es un indicio de la presencia de gas en la formación de interés. Por otra parte también se puede identificar la presencia de litologías como anhidrita, formaciones salinas o sulfurosas, esto se da si la nube de puntos cae en los círculos en las zonas demarcadas por los círculos verdes en la figura 116. En esta grafica también se puede notar la presencia de arcillas, los puntos de estas formaciones

generalmente caen dentro de la zona demarcada por el cuadrado anaranjado. Entre mas se aleje la nube de puntos de este cuadro hacia el norte o el oeste quiere decir que los puntos corresponden a formaciones menos arcillosas o mas limpias.

**Figura 116 Determinación de la litología a partir del crossplot Densidad –Neutron**



Fuente: Schlumberger - Log Interpretation Charts 2000

Para el caso de las combinaciones entre Neutron y sónico y sonico densidad, la interpretación es muy similar, la única diferencia es que las líneas y puntos de referencias estarán a diferentes valores. Se debe decir también que estas graficas son construidas por las compañías de servicios, razón por la cual cada herramienta de cada compañía tendrá su propia grafica de interpretación. Además de esto las graficas están elaboradas para distintos grados de salinidad del lodo de perforación. La grafica del ejemplo de la figura 116 es una grafica para lodo fresco y herramientas de Schlumberger.

Se debe recordar que la información obtenida por medio de estos métodos, se debe corroborar con información tanto de rípios de perforación analizados en el mud loggig como con información de los datos de corazones si se tiene.

### 4.7.3. Grafica M-N

Las mezclas litológicas son mas fácilmente identificadas con algunas combinaciones de unos registros que con otros. Por ejemplo una mezcla de arenisca con dolomita puede aparecer como una caliza en los gráficos combinados de Densidad - Neutron y Neutron – Sónico, pero pueden ser identificado de forma eficaz por medio de la combinación Sónico – Densidad. Las combinaciones en parejas de los registros de densidad no están utilizando toda la información disponible si se tienen los tres registros. Se han hecho intentos para resolver el problema de resolver las tres lecturas de los registros a un crossplot de dos dimensiones. Una de las primeras soluciones a este problema fue el grafico M-N. Para crear esta grafica se requiere definir los parámetros M y N:

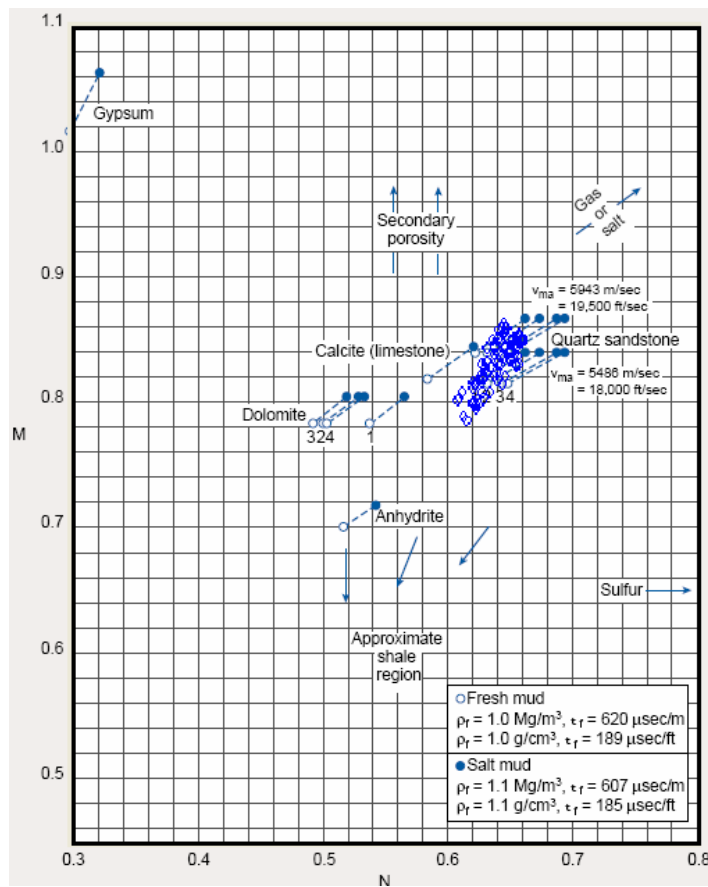
$$M = \left( \frac{\Delta t_f - \Delta t_{\log}}{\rho b_{\log} - \rho b_f} \right) \times \left( \frac{1}{100} \right) \dots\dots\dots \text{Ec 4.4}$$

$$N = \left( \frac{\phi N_f - \phi N_{\log}}{\rho b_{\log} - \rho b_f} \right) \dots\dots\dots \text{Ec 4.5}$$

Las características del fluido requeridas en las ecuaciones de M y N generalmente son iguales a 1 en el caso de  $\phi N_f$  y  $\rho b_f$  para lodos frescos, 1.1 para  $\rho b_f$  en lodos salados,  $\Delta t_f = 188$  en lodos salados y  $\Delta t_f = 200$  en sistemas de lodos frescos. Una vez se obtiene estos parámetros para todos los puntos de datos de la zona a evaluar se grafican en sobre-posición con la grafica prediseñadas para una interpretación de este tipo. En el ejemplo de la figura 117 se observan una nube de puntos graficados en una curva de interpretación prediseñada por

Schlumberger. La grafica muestra un triangulo cuyas vértices denotan el tipo de litología a la que corresponden los puntos que caigan en su cercanía, así como también se pueden ver otros puntos con los que se puede determinar la presencia de otro tipo de minerales en las formaciones. Se debe destacar que estos parámetros M y N son diferentes a los parámetros m y n de la ecuación de Archie

**Figura 117 Ejemplo de la determinación de la litología por medio de la grafica M-N**



Fuente: Schlumberger - Log Interpretation Charts 2000

En la figura 117 se puede observar que los datos graficados caen en la zona de arenisca. Sin embargo mediante esta grafica también se puede evidenciar la arcillosidad y las zonas de gas, puesto que las graficas prediseñadas muestran con flechas las zonas en las que deben caer los puntos en caso tal de presentarse estas situaciones.

#### 4.7.4. Grafica MID

Una de las ventajas este método sobre el método M-N es la independencia de los valores de porosidad y de los efectos de la densidad de lodo. Otra ventaja es que se usan parámetros que están directamente relacionados con la roca. Este tipo de diagramas dependen requieren de tres tipos de registros. Lo primero que se debe hacer es el cálculo tanto de la densidad de matriz aparente  $(\rho_{ma})_a$  como del tiempo de transito de la matriz aparente  $(\Delta t_{ma})_a$ , de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$\phi_{D.\lim e} = \left( \frac{\rho b_{\log} - 2.71}{\rho b_f - 2.71} \right) \dots\dots\dots \text{Ec 4.6}$$

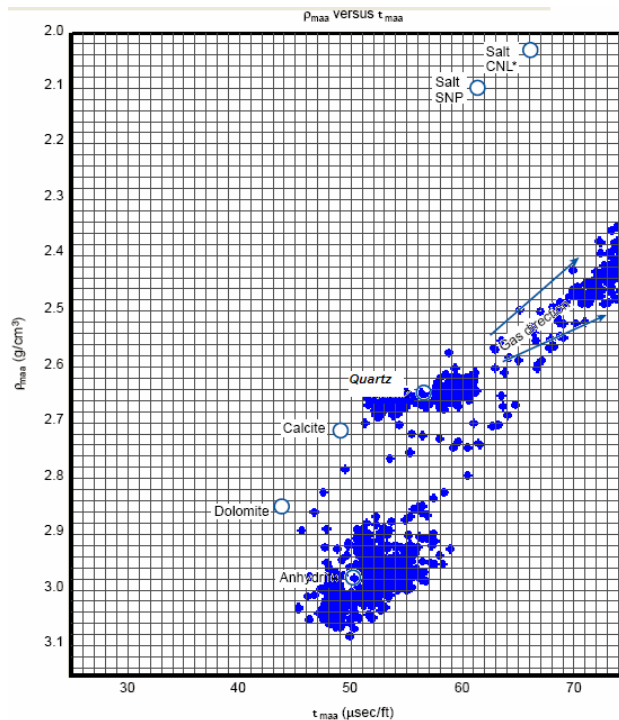
$$\phi_x = \left( \frac{\phi_{D.\lim e} + \phi_{N.}}{2} \right) \dots\dots\dots \text{Ec 4.7}$$

$$(\rho_{ma})_a = \left( \frac{\rho b_{\log} - (\phi_x) \times (\rho_f)}{1 - \phi_x} \right) \dots\dots\dots \text{Ec 4.8}$$

$$(\Delta t_{ma})_a = \left( \frac{\Delta t_{\log} - (\phi_x) \times (\Delta t_f)}{1 - \phi_x} \right) \dots\dots\dots \text{Ec 4.9}$$

Después de haber generado los datos para todos los puntos en la zona de interés asumiendo que los fluidos pueden ser agua fresca o agua salada, deben ser graficados en una grafica de interpretación MID. Esta grafica presenta en el eje y la matriz aparente y en el eje x el tiempo de transito en la matriz aparente. Estas graficas se encuentran en la literatura. En estas se puede ver demarcadas las zonas que indican areniscas calizas y dolomitas, estas gráficas también muestran en que sector se ubicaran los datos que provengan de zonas de gas y de arcilla. Un ejemplo del uso de este tipo de grafica se muestra en la figura 118.

**Figura 118 Ejemplo de la determinación de la litología por medio de la grafica MID**



Fuente: Schlumberger - Log Interpretation Charts 2000

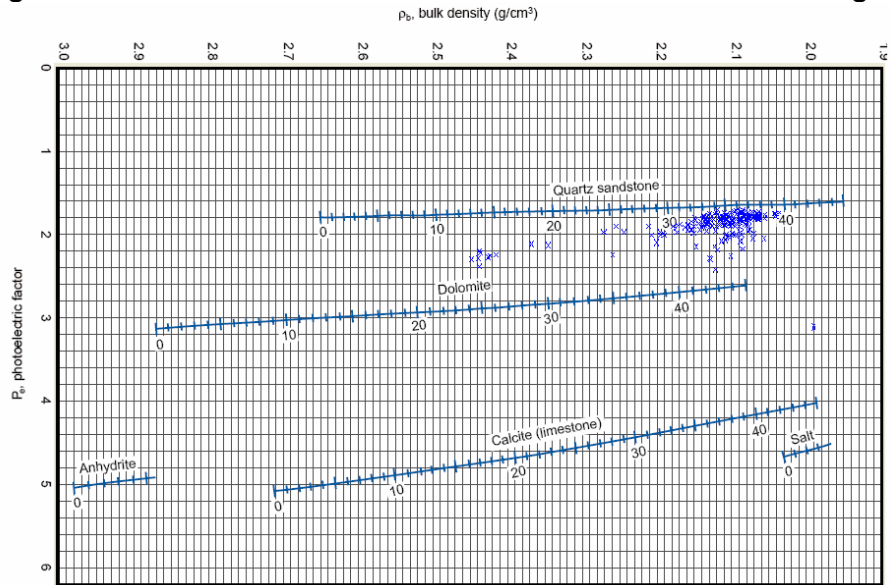
En el ejemplo de la figura 118 Se puede distinguir una nube de puntos sobreponiéndose a la zona que indica matriz cuarzo, otra en la zona de gas y otra en la parte inferior aparentemente en la zona de anhidrita pero en realidad son arcillas, esto se vio mediante otros registros.

#### **4.7.5. Combinaciones con el potencial fotoeléctrico**

La curva del índice fotoeléctrico PEF, por si sola es un buen identificador de la litología. La porosidad de la formación la modifica ligeramente; sin embargo el efecto no es tan grande como para impedir una correcta identificación de la matriz al examinar litologías simples (matriz de un solo mineral). El liquido dentro de los poros afecta muy poco al PEF. ES posible utilizar una grafica de tipo crossplot de la densidad en función del PEF. En estas graficas se puede ver demarcadas las zonas que indican areniscas calizas y dolomitas, estas gráficas también muestran

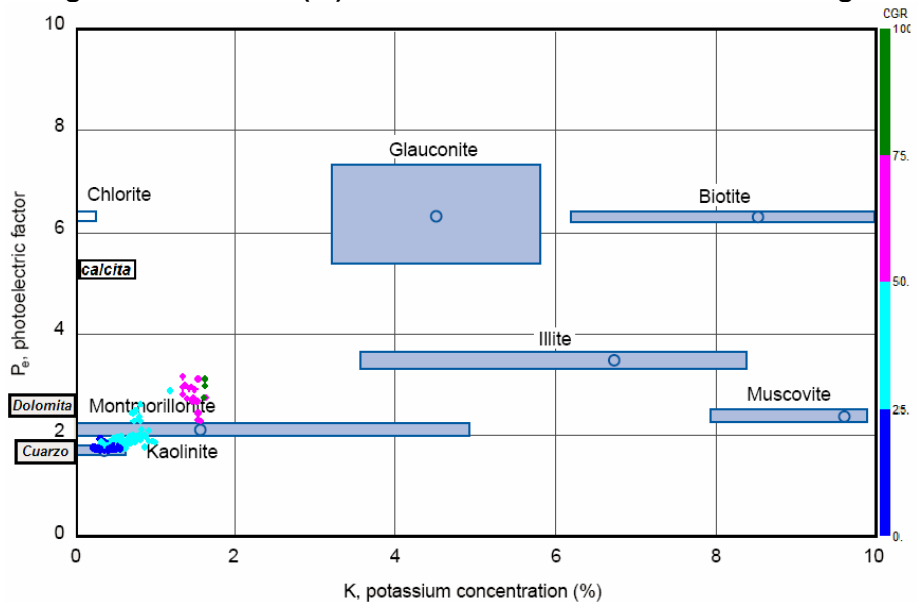
en que sector se ubicaran los datos que provengan de zonas de arcilla. La figura 119 es un ejemplo del uso de esta grafica. En esta, se puede observar una nube de puntos sobrepuesta en la zona de areniscas.

**Figura 119 Grafica Densidad vs PEF como identificador de litología.**



Fuente: Schlumberger - Log Interpretation Charts 2000

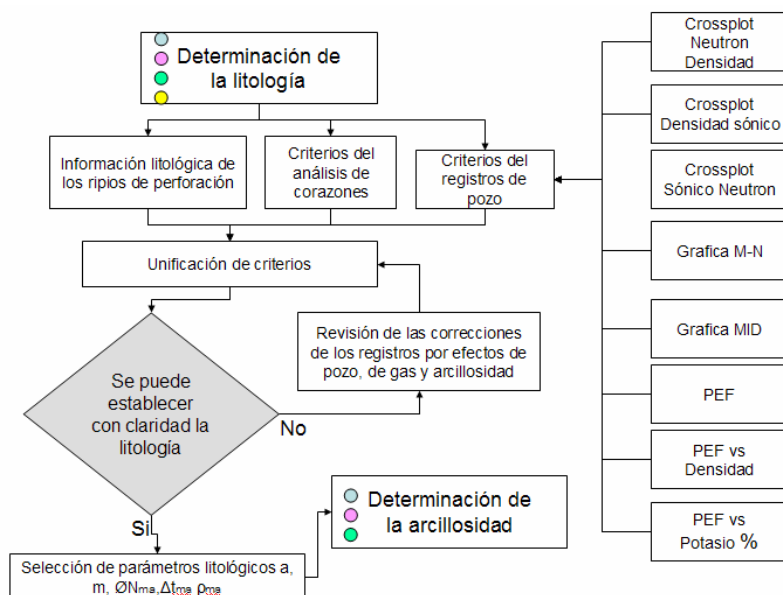
**Figura 120 Potasio (%) vs PEF como identificador de litología.**



Fuente: Schlumberger - Log Interpretation Charts 2000

Otra forma de utilizar el potencial fotoeléctrico como indicador de la litología se hace mediante la su combinación con el contenido de potasio, una curva resultante del registro Gamma Ray Espectral. En la figura 120 Se presenta un ejemplo de la construcción de este crossplot. De forma similar con los otros diagramas que se han visto la zona donde caen los puntos determinara qel tipo de litología, en el caso de la figura 120 se puede ver una nube de color azul rey caer en una zona de kaolinita, a primera vista esto puede ser cierto pero al complementar este análisis por medio del registro gamma ray (colores) se ve que es una zona permeable, y que corresponde a una arenisca, la cual está muy cerca de la región de kaolinita. Se puede ver una nube de puntos fucsias y verdes correspondientes a valores de Gamma ray cercana ubicarse en la región de la motmorillonita. Finalmente se debe decir que todas las conclusiones sacadas a partir de los métodos de determinación de la litología deben ser cotejadas con la información proveniente de corazones y rípios si se tienen. En este punto de la metodología de interpretación petrofísica se puede estructurar el diagrama de los subprocesos generados que se presenta en la figura 121.

**Figura 121 Sub diagrama de flujo para la selección de las zonas de interés.**



Fuente: Autor

Después de la determinación litología se pueden seleccionar los parámetros litológicos necesarios para los siguientes pasos,  $a$ ,  $m$ ,  $\varnothing Nma$ ,  $\Delta tma$   $pma$ .

#### **4.8. Determinación de la arcillosidad**

La arcillosidad es una mezcla de arcilla y limo, se denomina también como contenido de arcilla o “shale” en la roca, afecta la roca-almacén de diferentes maneras según si la arcilla o “shale” es laminada, dispersa o estructural. Como se analizó en el capítulo 1. Generalmente la arcillosidad está asociada a disminuciones de permeabilidad y de porosidad efectiva en la roca-almacén. Los principales efectos de la arcillosidad en los registros y su aplicación como indicadores de arcillosidad fueron vistos en el del Capítulo 2 cuando se escribieron las herramientas de registro. El volumen  $vsh$  de arcilla en la formación incluye a la arcilla así como los silicatos de aluminio del limo; los granos de cuarzo del limo no son arcilla, por lo que parte del limo en la formación es incluido en la arcilla mientras que la otra parte debe ser incluida en la roca almacén. Este volumen es expresado como fracción del volumen de la roca, con valores entre 0 y 1, y así se debe utilizar en todos los cálculos. En la práctica se multiplica por 100 y se lo especifica en porcentaje. Por ejemplo:  $vsh = 0.15 = 15\%$ . Generalmente se asume que, dentro de intervalos limitados, los parámetros de registros en las arcillas permanecen constantes.

Se denominan indicadores de arcillosidad a las expresiones utilizadas para determinar el volumen  $vsh$  de arcilla en la formación.

Todos los registros pueden ser utilizados como indicadores de arcillosidad en el yacimiento. Sin embargo, para poder cuantificar con precisión la arcillosidad a partir de un registro particular es necesario que las condiciones sean favorables para ese registro en especial. Cuando la arcillosidad se calculado por medio de varios indicadores de arcillosidad se debe adoptar el menor valor entre los obtenidos en un intervalo para tener una buena aproximación del valor del volumen de arcilla en el intervalo considerado.

#### 4.8.1. Indicadores de arcillosidad independientes

Se denominan indicadores de arcillosidad independientes a los indicadores obtenidos de un único registro. Los más comúnmente utilizados son:

##### Indicador de arcillosidad obtenido de la resistividad profunda

La ecuación general para el cálculo de la arcillosidad por medio de la resistividad es la siguiente:

$$V_{sh} = \frac{1}{b} \sqrt{\frac{R_{t_{sh}}}{R_t} \times \frac{R_{t_{max}} - R_{t_{log}}}{R_{t_{max}} - R_{t_{sh}}}} \dots\dots\dots Ec 4.10$$

Donde

Vsh Fracción de arcilla o  $v_{sh} < 1$

Rt es la resistividad de la formación arcillosa, obtenida del registro en ohm-m

Rtsh es la resistividad de la arcilla adyacente ohm-m

Rtmax es la mayor lectura registrada en la zona a analizar n ohm-m

b es un coeficiente que depende de la relación  $R_{sh}/R_t$ , con valores  $1 < b < 2$

Este índice de arcillosidad será muy cercano al verdadero cuando la roca tenga poco contenido de agua, por ejemplo en formaciones de baja porosidad o altas porosidades con alto contenido de hidrocarburos.

##### Indicador de arcillosidad obtenido del Registro del potencial espontáneo

En areniscas acuíferas de resistividad baja a moderada con arcilla laminada o "laminated-shale", puede determinarse la arcillosidad con la siguiente expresión:

$$V_{SHsp} = \frac{SP_{log} - SP_{clean}}{SP_{shale} - SP_{clean}} \dots\dots\dots Ec 4.11$$

$V_{shsp}$  es la arcillosidad o volumen Arcilla en la formación,  $0 \leq v_{sh} \leq 1$

Splog es la separación indicada por la curva de SP respecto en mv

SPclean es el 'valor estático' de SP; es la separación máxima de la curva de SP en formaciones limpias de gran espesor, en mv

La ecuación 4.11 interpreta en términos de arcillosidad la separación indicada por a curva de SP respecto a la 'línea base de arcillas' en las zonas permeables, la cual disminuye al aumentar la arcillosidad.

La arcillosidad  $v_{sh}$  definida por esta expresión será mayor que el verdadero volumen de arcillas en formaciones conteniendo hidrocarburos, donde la separación respecto a la 'línea base de arcillas es menor que lo calculado por la ecuación 4.11, además, las arcillas dispersas dispersa también produce una separación menor que la esperada.

El método del SP es el segundo método para determinar la arcillosidad mas popular después del método de gamma ray. El SP es reducido por la alta resistividad, a veces asociada a hidrocarburos o formaciones apretadas, luego este registro puede dar resultados más altos que lo normal. El método tiene poca resolución en zonas de agua de formación dulce, y en pozos perforados con lodos salados, este método aplica para arenas radioactivas pero no para carbonatos.

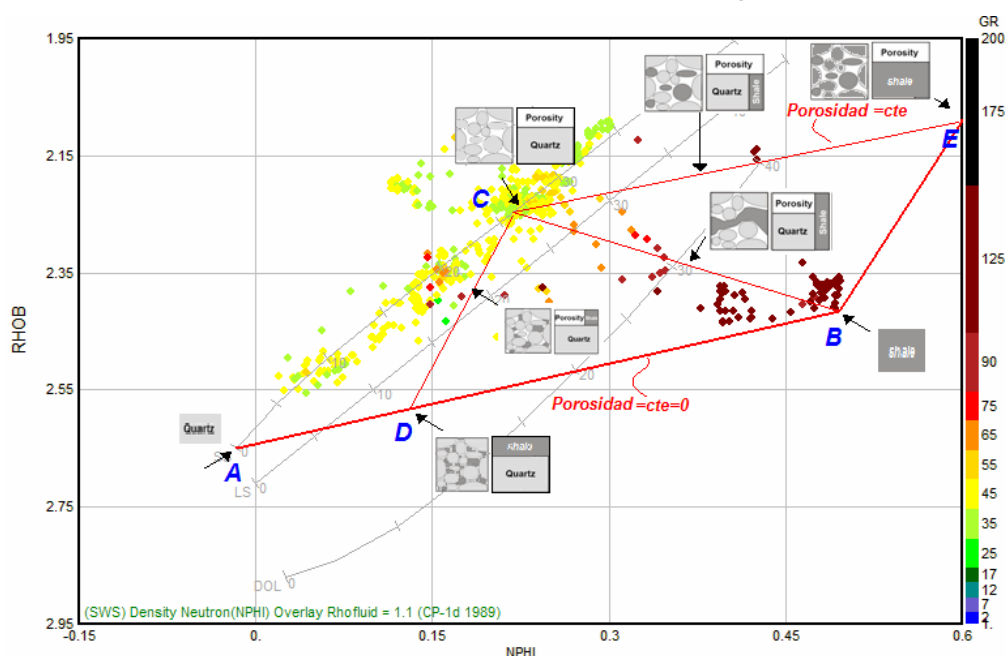
### **Indicador de arcillosidad obtenido del Registro Gamma Ray**

Como ya se estudio en el capitulo 2, en la sección 2.3.6, y en la sección 2.4.5 el registro gamma ray puede ser utilizado como un indicador de la arcillosidad, así como también el registro Gamma Ray Espectral compensado. El registro gamma ray es el mas usado para calcular la arcillosidad de las formaciones, sin embargo no da buenos resultados en zonas de dolomitas, arenas radioactivas o en formaciones con alto contenido de feldespatos, en todos estos casos, el análisis con el registro gamma ray espectral corrige suple estas deficiencias.

#### 4.8.2. Crossplot Neutron-Densidad- Gamma ray

La grafica de tipo crossplot entre los registros de densidad y Neutron de la figura 122 muestra como se puede visualizar el contenido y los diferentes tipos de arcilla en las zonas correspondientes a los puntos de acuerdo con los siguientes criterios en base a las líneas y dibujos sobrepuestos sobre la grafica:

**Figura 122 Determinación de la arcillosidad por medio del grafico cruzado de Densidad- Neutron – Gamma ray**



Modificado de: VIRO-CONSULTORIA, interpretación de registros a agujero descubierto. 1997

- Esta grafica tiene en el eje Y la densidad y en el eje x el registro neutron, pero como herramienta adicional los puntos tiene un color diferente de acuerdo al valor de gamma ray correspondiente a medida que este valor aumenta el color pasa de naranja a rojo luego a rojo oscuro y por ultimo a negro .
- Se asume para esta grafica que el análisis de litología arrojo que correspondían a matriz de arcilla.

- El punto A ubica la zona en la cual los puntos pertenecerían a una formación compuesta de 100% matriz de cuarzo.
- El punto B ubica la zona en la cual los puntos pertenecerían a una formación compuesta de 100% arcilla esto se puede corroborar con el color marrón de los puntos que de acuerdo a la escala de colores presenta un alto Gamma Ray.
- El punto C ubica la zona en la cual los puntos pertenecerían a una formación sin arcillas con una porosidad de alrededor 20%
- El contenido de arcillas dispersas aumenta desde el punto C hasta el punto D.
- El contenido de arcillas laminares aumenta desde el punto C hasta el punto B.
- El contenido de arcillas estructurales aumenta desde el punto C hasta el punto E.

Finalmente el contenido de arcilla se puede calcular de acuerdo con la siguiente ecuación

$$VSHdn = \left( \frac{RHOBlog + (NPHIlog \times (RHOBmat - RHOBfl)) - RHOBmat}{RHOBshale - RHOBmat + (NPHIshale \times (RHOBmat - RHOBfl))} \right) \text{ Ec: 4.12}$$

Donde:

RHOBlog corresponde a la lectura del registro de densidad en gr/cc

NPHIlog es la lectura del registro Neutron en fracción.

RHOBmat es la densidad de la matriz en gr/cc

RHOBfl es la densidad del fluido de la zona invadida (generalmente filtrado de lodo con densidad de 1 a 1.1 gr/cc)

RHOBshale densidad de la arcilla gr/cc

NPHIshale lectura del registro neutron en zonas de 100% arcilla.

### **4.8.3. Otros indicadores de arcillosidad**

#### **Indicador de arcillosidad obtenido de sónico-densidad**

Esta combinación es equivalente a la densidad-neutrón y se la recomienda para ser utilizada cuando no existe registro de neutrón, reemplazando los parámetros de neutrón por los de sónico en la ecuación. El 'indicador de arcillosidad obtenido de sónico-densidad' *vshSD* tiene la característica de ser menos sensible a los cambios de litología. Al igual que para densidad-neutrón, no se recomienda usar este indicador en zonas con pozo en malas condiciones.

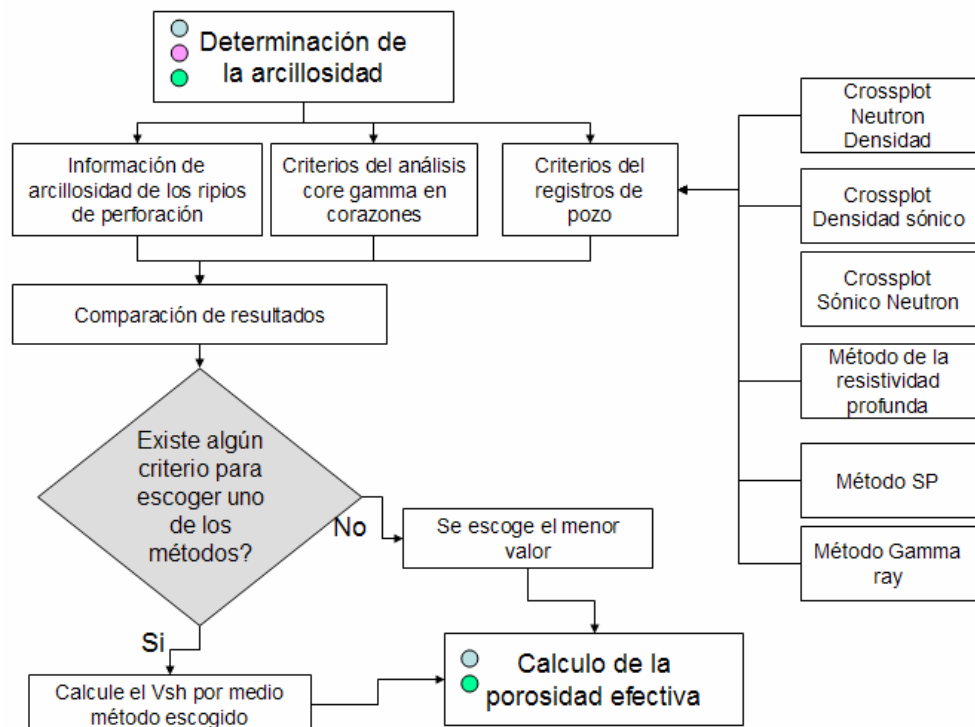
#### **Indicador de arcillosidad obtenido de neutrón-sónico**

Esta combinación es equivalente a la densidad-neutrón y se la recomienda para ser utilizada cuando no existe registro de densidad, reemplazando los parámetros de densidad por los de sónico en la ecuación. Al igual que para densidad-neutrón y sónico-densidad, no se recomienda usar el 'indicador de arcillosidad obtenido de neutrón-sónico' *vshNS* en zonas con pozo en malas condiciones.

### **4.8.4. Unificación de criterios**

Cada uno de los indicadores utilizados genera valores de arcillosidad que son una buena aproximación de la verdadera arcillosidad de la formación si se dan en caso contrario, en condiciones desfavorables, el indicador genera valores excesivos de arcillosidad. El menor de los valores obtenidos entre varios indicadores será entonces la mejor aproximación del verdadero valor de la arcillosidad de la formación. Se recomienda utilizar el mayor número posible de indicadores para poder cubrir una amplia gama de condiciones, tales como porosidades altas y bajas, saturaciones de agua altas y bajas, contenido de arcilla altos y bajos. Además se recomienda comparar los resultados con la información proveniente de los ripios de perforación y corazones.

**Figura 123 Sub diagrama de flujo para determinación de la arcillosidad**



Fuente: Autor

A continuación se enumeran una serie de criterios para la escogencia del método a utilizar:

1. Del GR si la arenisca o el carbonato no es radioactiva
2. Del Neutron densidad si hubo buenas condiciones de pozo en el momento de los registros y si no hay gas o dolomita.
3. Del SP si tiene la suficiente resolución y confiabilidad.
4. Escoja el mínimo valor de cada uno si no hay motivo por el cual descartar alguno.

La figura 123 muestra un esquema de los subprocesos que se deben llevar a cabo en este punto de la metodología.

#### 4.9. Cálculo de la porosidad efectiva

En el capítulo 2, se estudio el calculo de la porosidad como aplicación de los registros acústicos, de densidad y Neutron. Las determinaron las ecuación de para el calculo para cada registro (ecuaciones 2.11, 2.14 y 2.25). En este capítulo sección se revisaran estas ecuaciones formuladas ahora para la porosidad efectiva, porosidad que no tiene en cuenta la porosidad no conectada, como por ejemplo la porosidad que se da en las arcillas.

##### 4.9.1. Métodos no combinados para el cálculo de la porosidad

###### Registro de densidad:

La lectura del registro de densidad proporciona una densidad promedio de la formación, esto quiere decir que esta medida estará afectada por todos los componentes de la formación, matriz fluido en los poros y arcilla de haberla. Luego este valor registrado es igual a:

$$\rho_{b_{log}} = V_{ma} \times \rho_{ma} + \phi \rho_{fl} + V_{sh} \rho_{sh} \dots\dots\dots \text{Ec: 4.13}$$

y como

$$V_{ma} = (1 - \phi - V_{sh}) \dots\dots\dots \text{Ec: 4.14}$$

Entonces la porosidad efectiva por medio del registro de densidad se deberá calcular como:

$$\phi_{eD} = \frac{(\rho_{b_{log}} - \rho_{ma}) - V_{sh} \times (\rho_{sh} - \rho_{ma})}{(\rho_{fl} - \rho_{ma})} \dots\dots\dots \text{Ec: 4.15}$$

Donde

$\phi_{eD}$  = Porosidad efectiva, en fracción

$\rho_{b_{log}}$  = Densidad del registro g/cc

$V_{sh}$  = fracción de arcilla

$\rho_{sh}$  = Densidad de las arcillas contenidas g/cc

$\rho_{ma}$  = densidad de la matriz

$\rho_{fl}$  = densidad del fluido generalmente la del filtrado de lodo (en el caso de presentarse gas o hidrocarburos se debe corregir haciendo que este sea menor y mas representativo del verdadero fluido).

### Registro sónico

La lectura del registro del tiempo de transito de las ondas acústicas proporciona una lectura general de esta medida en la formación, esto quiere decir que esta medida estará afectada por todos los componentes de la formación, matriz fluido en los poros y arcilla de haberla. Luego este valor registrado es igual a:

$$\Delta t_{log} = Vma \times \Delta t_{ma} + \phi \Delta t_{fl} + Vsh \times \Delta t_{sh} \dots \dots \dots \text{Ec: 4.16}$$

Entonces la porosidad efectiva por medio del registro de densidad se deberá calcular como:

$$\phi_{eS} = \frac{(\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}) - Vsh \times (\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma})}{(\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma})} \dots \dots \dots \text{Ec: 4.17}$$

Donde

$\phi_{eS}$  = Porosidad efectiva, en fracción

$\Delta t_{log}$  = Tiempo de transito medido por el registro  $\mu\text{s}/\text{ft}$

$Vsh$  = fracción de arcilla

$\Delta t_{sh}$  = Tiempo de transito en las arcillas contenidas  $\mu\text{s}/\text{ft}$

$\Delta t_{ma}$  = Tiempo de transito en la matriz  $\mu\text{s}/\text{ft}$

$\Delta t_{fl}$  = Tiempo de transito en el fluido generalmente la del filtrado de lodo (en el caso de presentarse gas o hidrocarburos se debe corregir haciendo que este sea menor y mas representativo del verdadero fluido).  $\mu\text{s}/\text{ft}$

## Registro Neutron

La ecuación del cálculo de la porosidad a partir del registro neutron debe ser modificada de la siguiente forma para obtener valores de la porosidad efectiva, al corregirlos por el volumen de arcilla:

$$\phi_{eN} = \phi_{\log} - Vsh \times \phi_{sh} \dots\dots\dots \text{Ec: 4.18}$$

Donde

$\phi_{eN}$  = Porosidad efectiva, en fracción

$\phi_{\log}$  = porosidad medida por el registro

$Vsh$  = Fracción de arcilla

$\phi_{sh}$  = Porosidad neutron registrada en las arcillas contenidas

### 4.9.2. Crossplot Neutron-Densidad

#### Forma analítica

Existen métodos sencillos para la estimación de la porosidad efectiva utilizando tanto las lecturas del registro densidad como las lecturas del registro neutron.

Cuando la determinación de la litología de cómo resultado una matriz calcita, se deben utilizar las siguientes ecuaciones para el cálculo de la densidad:

$$PHIE = \frac{(PHIdec + PHI nec)}{2} \dots\dots\dots \text{Ec. 4.18}$$

Para zonas de gas o cuando  $PHI nec < PHI dec$  la porosidad efectiva será igual a :

$$PHIE = \frac{(PHIdec^2 + PHI nec^2)^{1/2}}{2} \dots\dots\dots \text{Ec. 4.19}$$

Donde

$Phie$  = porosidad efectiva

$Phidec$  = porosidad efectiva calculada con el registro de densidad, un valor de densidad de matriz correspondiente al de la calcita

PHInec = es la porosidad efectiva calculada a partir del registro neutron.

En el caso de las arenas arcillosas la ecuación se modificaría de esta forma:

$$\phi_e = \frac{(\phi_{Nsh} \times \phi_{eD}) - (\phi_{Dsh} \times \phi_{eN})}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \dots\dots\dots Ec 4.20$$

Donde

$\phi_e$  = la porosidad efectiva

$\phi_{eD}$  = la porosidad calculada con el registro de densidad con matriz cuarzo

$\phi_{Dsh}$  = la densidad de las arcillas

$\phi_{eN}$  = la respuesta del registro neutron

$\phi_{Nsh}$  = la respuesta del registro neutron en una zona de arcillas

En este caso si existen zonas de gas la ecuación 4.19 también aplicaría.

Otra modificación a la curva 4.18 que aplica para cualquier litología es la siguiente

$$PHIE = PHIdec + \frac{(PHInec - PHIdec)}{3} \dots\dots\dots Ec. 4.21$$

**Forma grafica:**

La forma grafica de determinar la porosidad mediante una combinación de los registros neutron y densidad se basa en la sobre posición de puntos en una grafica prediseñada con curvas preestablecidas para cada litología, como la de la figura 116. En esta grafica, la nube de puntos se sobre pone a la línea que indica una litología de areniscas, estas líneas tienen están divididas en unidades de porosidad, en este ejemplo los puntos caen en una zona de porosidad entre 10 y 15%. Estas graficas también están construidas para las combinaciones Neutron-Sónico y Sonico Densidad

**4.9.3. Recomendaciones para el cálculo de la porosidad efectiva.**

El método mas usado en la determinación de la porosidad es el método de la combinación entre el registro neutron y el registro de densidad. Sin embargo para poder usarlo las condiciones del pozo han debido ser buenas a la hora de tomar

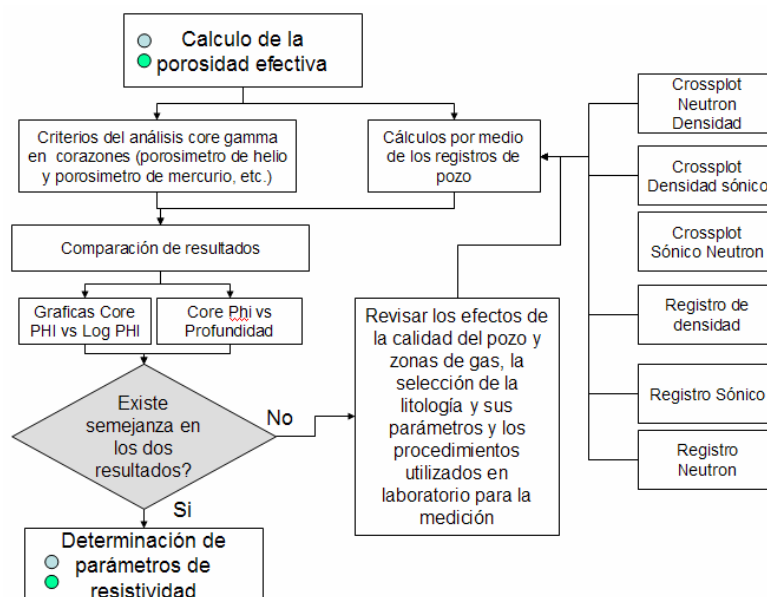
los registros. También se debe tener en cuenta el efecto del gas, estos métodos no se dan resultados confiables en zonas de gas. Algunos efectos de los hidrocarburos livianos sobre las medidas se mencionan a continuación:

- En el registro neutron hacer que la porosidad sea menor que la real
- En el registro sonico hace que la porosidad sea mayor que la real
- En el registro sonico gamma que la porosidad sea mayor que la reales.

El orden de preferencia de los métodos para el cálculo de la porosidad efectiva debe ser:

1. Crossplot Neutron Densidad Si las condiciones del pozo son buenas.
2. Crossplot Densidad Sonico, si el neutron no esta disponible y si no hay presencia de gas)
3. Crossplot Sonico neutron en carbonatos o en condiciones de hueco defectuosas que hacen invalido el registro de densidad.
4. Registro de densidad si las condiciones de pozo son buenas.
5. Sonico en pozos con malas condiciones o si no hay otro disponible.
6. Neutron en pozos con malas condiciones o si no hay otro disponible

**Figura 124 Sub- diagrama de flujo del cálculo de la porosidad.**



Fuente: Autor

Con el fin de mejorar la interpretación petrofísica, se deben comparar los resultados de los registros con los obtenidos en las mediciones directas en los corazones. Esto se puede hacer de varias formas, una de ellas es graficar en un gráfico cartesiano 2D la porosidad de los corazones vs la porosidad calculada por los registros. De esta manera se pueden visualizar posibles errores. Otra forma común es sobreponer los resultados de laboratorio en función de la profundidad en los registros para así, poder relacionar las diferencias con respecto a algún tipo de litología en especial.

En la figura 124 se muestran el sub-diagrama de flujo que se genera en este punto de la metodología.

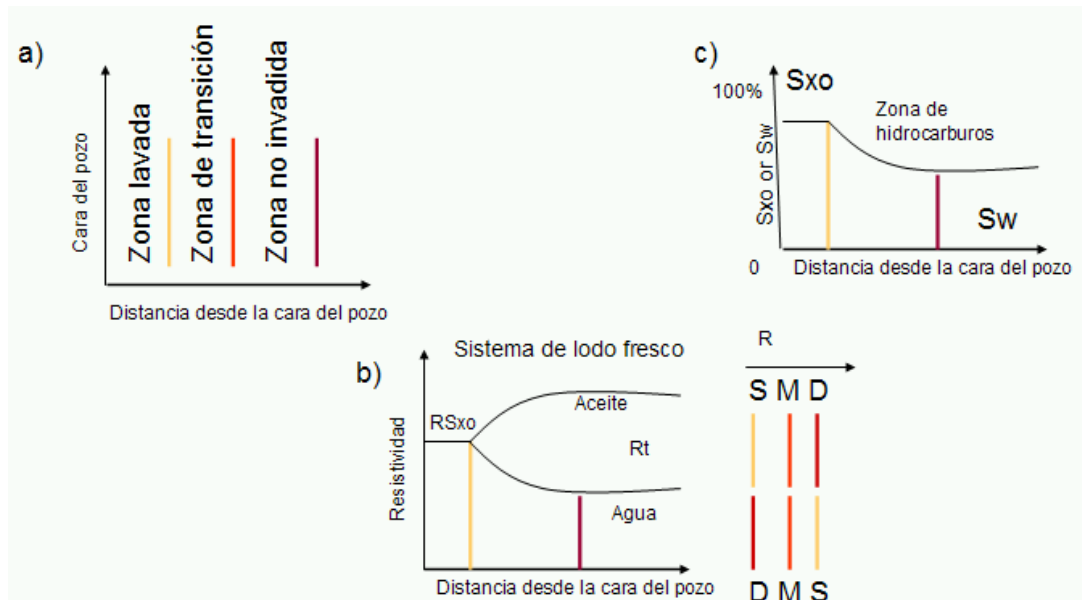
#### **4.10. Determinación de parámetros de resistividad**

##### **4.10.1. Interpretación de los perfiles de resistividad**

Lo importante en este punto es saber a qué zona del yacimiento está leyendo cada uno de los registros de resistividad, si bien las herramientas tienen un rango en la longitud de diámetros de invasión, es importante determinar si se da o no la invasión del filtrado de lodo. Como ya se estudió en el capítulo 1, en las zonas permeables y porosas el filtrado de lodo entra en la formación por diferencias entre la presión hidrostática y la presión del yacimiento, estas zonas se pueden denotar por medio de la nomenclatura de la figura 125.a. La fracción del filtrado de lodo desde la cara del pozo hasta el radio de invasión se puede esquematizar por medio de la figura 125.c. en esta se puede observar que inmediatamente después de la cara del pozo se tendrá una saturación máxima de filtrado de lodo que será igual a la 1 menos la fracción del aceite residual en caso de haberlo. Los perfiles de resistividad, es decir la resistividad en función de la distancia desde el pozo hacia adentro en la formación en un pozo perforado con un lodo base agua fresca se pueden esquematizar por medio de la figura 125.b. en ella se puede ver que en zonas de hidrocarburos la resistividad  $R_t$  será mayor que la resistividad en la zona de transición y esta será mayor a la vez que la resistividad somera, en cambio en

una zona de agua para este mismo tipo de lodo las lecturas serán inversas un ejemplo de esto en un registro de un pozo real se puede ver en la figura 126. En esta figura se puede ver en el círculo rojo la zona de hidrocarburos y en un círculo azul la zona de agua, por el orden que tienen las curvas de resistividad. La diferencia en la resistividad nos dará una idea de la magnitud del proceso de invasión. En el caso del ejemplo de la figura 126 se nota con claridad el proceso de invasión.

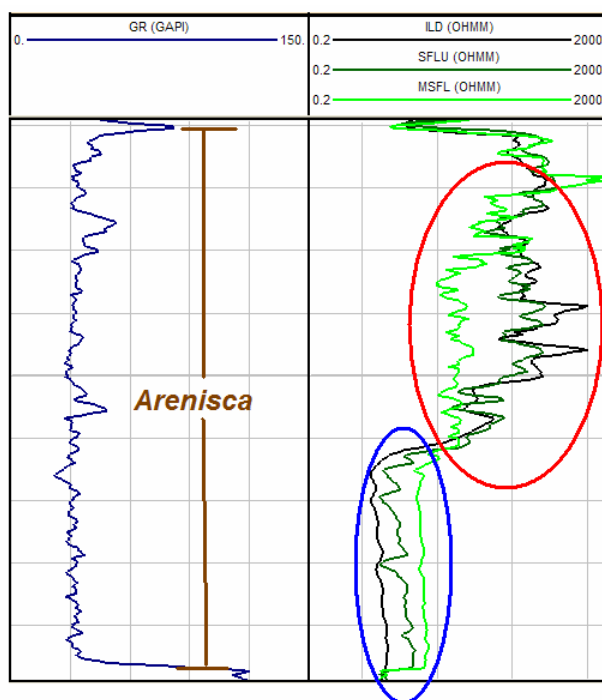
**Figura 125 Interpretación del proceso de invasión**



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

Es importante recordar que, aunque con mucha frecuencia se puede tomar ILD ó LLD como representativos de  $R_t$  (y tomar MSFL como representativo de  $R_{xo}$ ), existen casos en que esto no es correcto y el intérprete puede cometer un grave error. La misma situación se repite con la separación de las curvas de resistividad indicando invasión. Esto ocurre con mucha frecuencia, aunque también puede haber invasión (y producción de hidrocarburos) sin que ocurra la separación de las curvas de resistividad.

**Figura 126 Ejemplo de interpretación de las curvas de resistividad**



Fuente: Autor

#### **4.10.2. Determinación de la resistividad del agua de formación**

Los cálculos de saturación de agua están directamente relacionados con las resistividades, tanto del agua de formación como del crudo y del lodo y su filtrado. Existen varios métodos para determinar el valor de la resistividad del agua de formación a partir de registros en lodos a base de agua. A continuación se presentan cuatro de estos métodos. Además, las compañías que prestan servicios de registros publican gráficas para estimar el valor de  $R_w$  según estos métodos.

##### **Con el registro de SP:**

Cuando no se conoce el valor de la resistividad  $R_w$  del agua de formación, este valor puede ser calculado con el registro de SP; cuando se conoce  $R_w$  el registro de SP puede ser validado verificando el valor de  $R_w$  ya conocido. Para ello, en

zonas permeables, limpias y acuíferas, se parte de la separación de la 'línea base de arcillas', medida en mv, que se produce en estas zonas y del valor de la resistividad  $Rmf$  del filtrado (convertido a la temperatura de la zona en estudio) para calcular el valor de la resistividad  $Rw$  del agua de formación:

Si  $Rwe > 0.12$

$$Rw = \frac{(77 \times Rwe + 5)}{(146 - 337 \times Rwe)} \dots\dots\dots Ec. 4.22$$

Si  $Rwe \leq 0.12$

$$Rw = -\left(0.58 - 10^{0.69 \times Rwe - 0.24}\right) \dots\dots\dots Ec. 4.23$$

Donde  $Rwe$  es igual a:

$$Rw = \frac{(1.46 \times Rmf @ FT - 5)}{(77 \times Rmf @ FT + 77) \times 10^{\left(\frac{-SP_{clean}}{60 + 0.122 \times FT}\right)}} \dots\dots\dots Ec. 4.24$$

$Rmf@FT$  es la resistividad del filtrado de lodo corregida a la temperatura de formación.ohm-m.

$FT$  es la temperatura de formación en °F

$SP_{clean}$  es la lectura del registro SP en la zona mas limpia del SP

$RWe$  es la resistividad de agua equivalente en ohm-m

$Rw$  es la resistividad del agua a temperatura de formación en ohm-m

**b) Usando la grafica de Pickett**

Como se definió en el capítulo 1 la saturación por el métodos de Archie para arenas limpias se calcula con al ecuación 1.18. Esta ecuación se puede modificar de la siguiente forma para encontrar tanto el parámetro de cementación como la resistividad del agua de formación teniendo el registro de densidad profunda y el cálculo de la porosidad de la siguiente forma:

$$S_w = \left( \frac{\frac{a}{\phi^m} \cdot R_w}{R_t} \right)^{1/n} \dots\dots\dots \text{Ec. 1.18}$$

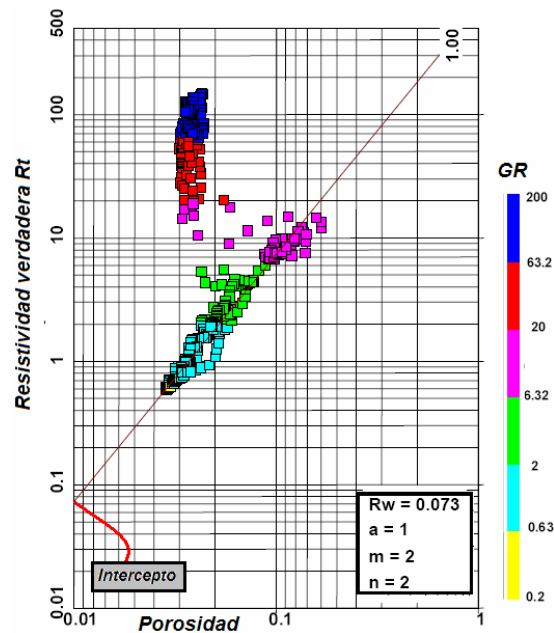
$$\text{Log}(R_t) = -m \times \text{log}(\phi) + \text{log}(a \times R_w) - n \times \text{log}(S_w) \dots\dots \text{Ec. 1.18b}$$

En formaciones saturadas 100% con agua  $S_w=1$  y se elimina el último término y queda:

$$\frac{\text{Log}(R_t)}{Y} = \frac{-m \times \text{log}(\phi)}{\text{pendiente} \times X} + \frac{\text{log}(a \times R_w)}{\text{Intercepto}} \dots\dots\dots \text{Ec. 1.18c}$$

Un ejemplo de este método se puede observar en la figura 127. En esta figura se grafica  $R_t$  vs Porosidad efectiva en escala logarítmica, los colores de los puntos indican el valor del registro Gamma Ray

**Figura 127 Grafica Pickett para la determinación del  $R_w$**



Modificado de: SOTO BECERRA, Rodolfo. Caracterización avanzada de yacimientos

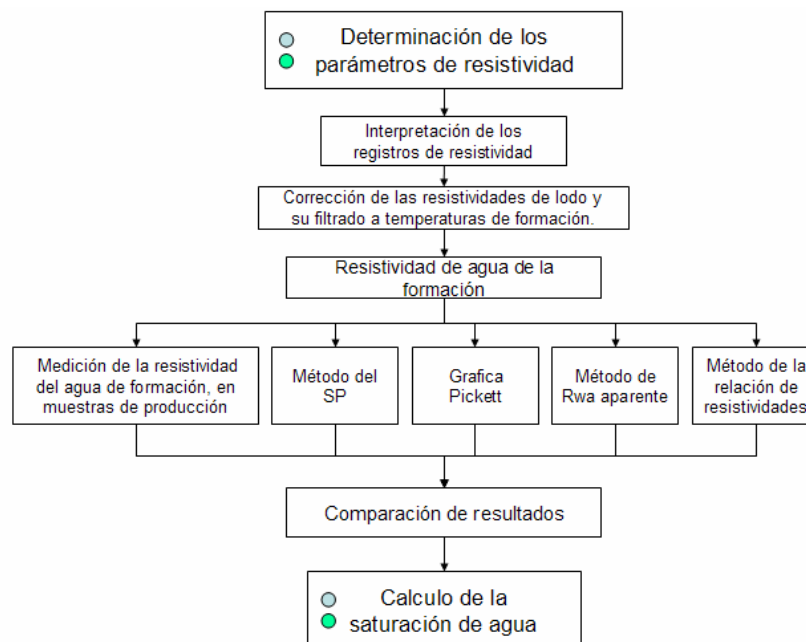
**c) Con el cálculo de la resistividad aparente de agua:** El valor de la resistividad  $R_w$  puede ser determinado con la 'resistividad aparente del agua'  $R_{wa}$  que es obtenida dividiendo en cada nivel los valores de la resistividad profunda por el factor de formación  $F$  determinado a partir de la porosidad en cada nivel. En las zonas limpias y acuíferas ocurren los valores mínimos de  $R_{wa}$  y resulta  $R_w = R_{wmin}$  mientras que en zonas con hidrocarburos resulta  $R_{wa} > R_w$ .

**d) Análisis de agua de producción:**

Quizás el método más seguro para medir  $R_w$  se obtiene de muestras de agua de producción. Sin embargo, se debe tener cuidado para que la muestra sea tomada correctamente y no esté contaminada, además que el valor de  $R_w$  sea corregido a BHT.

En la figura 128 se muestran el sub-diagrama de flujo que se genera en este punto de la metodología.

**Figura 128 Sub- diagrama de flujo del cálculo de los parámetros de resistividad.**



Fuente: Autor

#### 4.11. Determinación de la saturación

Existen varios métodos para el cálculo de la saturación por medio de los registros. Además como ya lo vimos por medio de los análisis de corazones también se puede medir la saturación de agua. En cuanto a los métodos analíticos de los registros todos parten de la ecuación de Archie vista estudiada en el primer capítulo.

##### 4.11.1. Ecuación de Archie

Para seleccionar como método de cálculo la ecuación de Archie se deben tener algunas consideraciones. En este punto de la metodología que se ha estudiado, ya nos ha dado las herramientas que con las cuales se puede establecer los parámetros  $a$  y  $m$  de tortuosidad y cementación relacionados con la roca. El parámetro  $n$  esta relacionado con la historia de saturación de los fluidos y con su mojabilidad en las rocas. Las formaciones mojadas por agua a veces presentan valores de  $n < 2$  mientras las formaciones mojadas por aceite presentan un valor de  $n > 2$ . Para determinar  $n$  de un corazón la relación  $R_o$  (resistividad de la roca saturada 100% de agua salada) y  $R_t$  se mide a diferentes saturaciones de agua. Aplicando el logaritmo a la ecuación 1.16 resulta:

$$n \times \log(S_w) = \text{Log}(R_o / R_t) \dots\dots\dots \text{Ec. 1.16}$$

La grafica de  $S_w$  vs  $R_o/R_t$  deberá generar una tendencia de puntos lineal cuya pendiente arrojara el valor de  $n$ .

De esta forma ya se puede evaluar la ecuación de Archie para la saturación, con la condición de que la zona a evaluar sea una zona de limpia de arcillas.

##### 4.11.2. Método de la relación de resistividades

El método de la relación de resistividades fue inventado por Maurice Tixier. Es bastante útil debido a que permite el cálculo de la saturación de agua sin un valor de porosidad. Partiendo de la ecuación de archie tanto para la zona invadida como

para una zona limpia y dividiendo sus valores entre si se tendría la siguiente ecuación para un n igual a 2:

$$(S_{xo} / S_w)^2 = (R_{mf} / R_w) \times (R_t / R_{xo}) \dots\dots\dots Ec.4.25$$

Gracias a que se se determino una ecuación empírica que relaciona a Sw con Sxo asi:

$$S_{xo}^5 = S_w \dots\dots\dots Ec.4.26$$

La ecuación 4.25 puede modificarse de la siguiente forma:

$$S_w = (R_w / R_{mf}) \times (R_{xo} / R_t) \dots\dots\dots Ec.4.27$$

#### **4.11.3. Modificaciones a la ecuación de Archie**

Las siguientes ecuaciones (Tabla 16) permiten evaluar las saturaciones de agua en las zonas lavada y virgen de formaciones arcillosas.

La diferencia básica entre estas tres ecuaciones es la forma en que cada una trata la arcillosidad, ya que las tres ecuaciones producen el mismo resultado (la ecuación de Archie) cuando el volumen de arcilla es cero. La experiencia local normalmente indica cuál de las ecuaciones es la que produce mejores resultados en cada área. En caso de no existir experiencia local y/o si aparecen discrepancias entre los valores determinados por métodos mas directos y los valores calculados en formaciones arcillosas con una de las ecuaciones de saturación, debe intentarse otras ecuaciones para verificar cuál es la más adecuada a las condiciones particulares de cada yacimiento.

#### **4.11.4. Ecuación Waxman Smits and Thomas**

Waxman Smits and Thomas trabajaron en la idea de derivar un termino de la conducción de las arcillas que corrija la disminución de la resistividad. La ecuación fue desarrollada de observaciones de experimentos de laboratorio y mediciones y define la saturación de agua como:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t \left( 1 + \frac{R_w B Q_v}{S_w} \right)}} \dots\dots\dots \text{Ec.4.28}$$

**Tabla 16 Modificaciones de la ecuación de Archie para cálculos de saturación de agua en formaciones con arcilla.**

Ecuación	Zona virgen	Zona Lavada
Indonesia	$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left( \frac{v_{sh}^{(1-v_{sh})}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right) \cdot S_w^{n/2}$	$\frac{1}{\sqrt{R_{xo}}} = \left( \frac{v_{sh}^{(1-v_{sh})}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_{mf}}} \right) \cdot S_{xo}^{n/2}$
Nigeria	$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left( \frac{v_{sh}^2}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right) \cdot S_w^{n/2}$	$\frac{1}{\sqrt{R_{xo}}} = \left( \frac{v_{sh}^2}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_{mf}}} \right) \cdot S_{xo}^{n/2}$
Simandoux	$\frac{1}{R_t} = \frac{v_{sh}^2 \cdot S_w^{n/2}}{R_{sh}} + \frac{\phi^m \cdot S_w^n}{a \cdot R_w \cdot (1-v_{sh})^2}$	$\frac{1}{R_{xo}} = \frac{v_{sh}^2 \cdot S_{xo}^{n/2}}{R_{sh}} + \frac{\phi^m \cdot S_{xo}^n}{a \cdot R_{mf} \cdot (1-v_{sh})^2}$

Modificado de: VIRO-CONSULTORIA, interpretación de registros a agujero descubierto. 1997

Esta ecuación debe ser resuelta de forma iterativa. Donde b es la conductancia equivalente de los cationes de intercambio de arcilla (CEC) y Qv es el CEC de la roca por unidad de volumen. La principal desventaja de este método es que necesite de una base de datos grande de medidas de CEC en las muestras de corazones. Esto lo hace ser un método poco atractivo, pero es importante por que fue el comienzo de los modelos e doble agua, modelos que no se trataran en este proyecto por necesitar de bases conceptuales que no se han estudiado.

#### 4.11.5. Integración de datos de laboratorio

La integración de las medidas de laboratorio y de las mediciones de los registros no es del todo valido puesto que no existe una regla general para hacerlo. En este trabajo se han discutido ya, tres fuentes de información de la que se puede valor

un intérprete de formaciones para determinar la saturación de agua, análisis de extracción y de presión capilar y los registros de pozos. Cada uno de estos puede dar información válida si se dan las condiciones favorables para cada una de sus medidas. Para comparar estos resultados se debe seguir estos consejos generales:

- Lo primero que se debe hacer es convertir y corregir los atos de presión capilar a condiciones de yacimiento.
- Cuando se puede hacer la extracción por el método Dean Stark en corazones de formaciones perforadas con lodos base aceite esta sera la mejor forma de determinar la saturación de agua irreducible. En este caso el resto de la información obtenida de otras fuentes, debe coincidir con los datos obtenidos con este metodo en la zona donde se tomaron las muestras.
- Los datos de presión capilar se deben convertir en función de la profundidad y ser comparados con los datos obtenidos de los registros una vez se haya determinado el contacto agua aceite. En el caso e que la mojabilidad afecte los datos de la presión capilar se debe preferir los resultados de los registros.

#### 4.11.6. Saturación de hidrocarburos

La evaluación petrofísica dedica gran parte de sus esfuerzos en la determinación de la saturación de agua, cuando lo que se esperaría es que lo que se calcule es la saturación de hidrocarburos. Esta anomalía parte del hecho que las principales herramientas para estimar saturación de hidrocarburos son los registros de resistividad y de que la corriente eléctrica fluye en el agua y no en el aceite. Sin embargo al estimar la saturación de agua y restarla a la unidad se puede establecer la saturación de hidrocarburos.

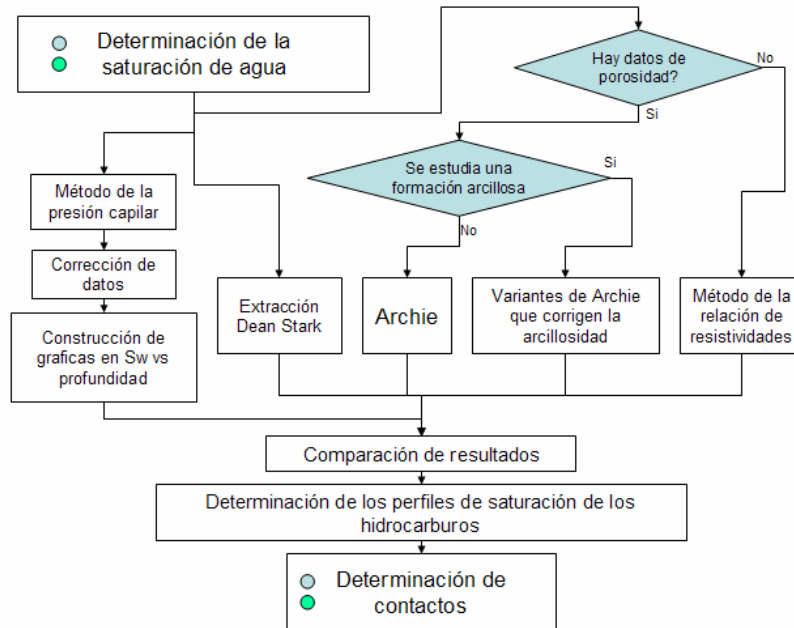
$$S_w = 1 - S_o$$

$$S_{xo} = 1 - S_{o_r} \dots\dots\dots Ec.4.29$$

En el caso de ser una formación de aceite la saturación de aceite y la saturación de aceite residual se puede calcular por medio de la ecuación 4.28.

En la figura 129 se muestran el sub-diagrama de flujo que se genera en este punto de la metodología.

**Figura 129 Sub- diagrama de flujo del cálculo de la saturación de agua**



Fuente: Autor

## 4.12. Ubicación de contactos

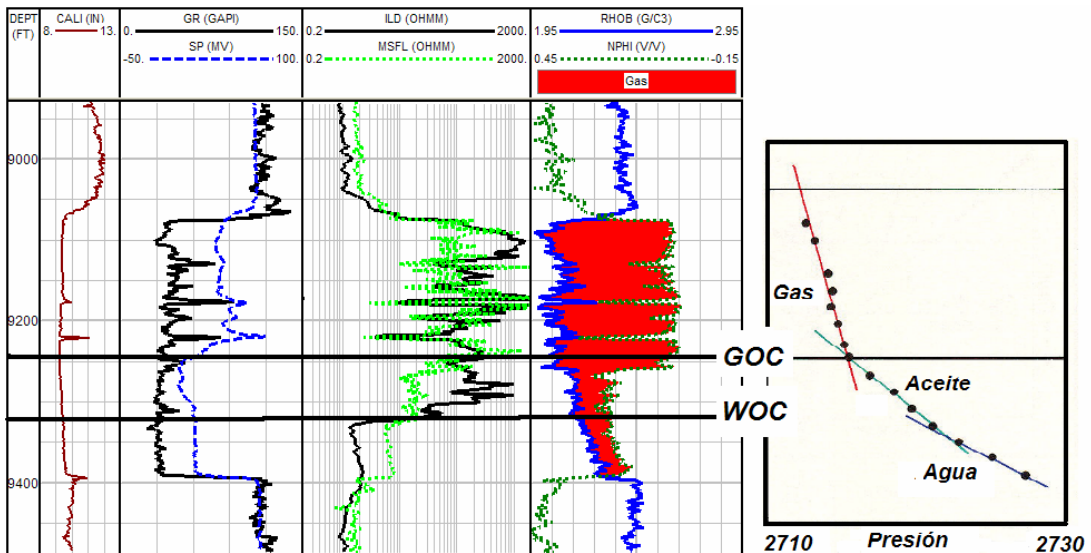
### 4.12.1. Gradientes de presión

Las pruebas de pozo, sirven para determinar los contactos de fluidos en las formaciones. Como esas pruebas registran no solo el flujo sino también la presión en varios puntos de muestreo del pozo la ubicación de los contactos se puede hacer graficando la presión de los puntos de muestreo en función de la profundidad y analizando los cambios de los gradientes de presión, como se muestra en la figura 130 en la parte derecha.

#### 4.12.2. Registros de resistividad

La disminución de la resistividad en una zona permeable puede indicar el contacto agua- aceite ya que el agua es menos resistiva que el aceite. En la figura 130 en la pista 3 en los registros de resistividad se puede ver tres cambios fuertes en el valor de la resistividad que corresponden a los puntos donde cambia los gradientes de los puntos de presión de las pruebas MDT presentados a la derecha de la misma grafica.

**Figura 130 Determinación de contactos por medio de registros de resistividad y gradientes de presión**



Fuente: Autor

#### 4.13. Estimación de la permeabilidad

En el primer capítulo de este proyecto se definió el concepto de permeabilidad y su relación con la porosidad. En el capítulo 3 se estudiaron los métodos que se usan para la determinación de la permeabilidad a nivel de laboratorio. Luego nos resta hablar de las formulaciones empíricas para el cálculo de la permeabilidad a partir de la relación entre la porosidad y la permeabilidad.

#### 4.13.1. Formulación de Timur

Se plantea en general que para cierto tipo de formaciones la permeabilidad se incrementa con la porosidad. Sin embargo, esta también depende de otros factores como el tipo de grano.

La relación que tiene la saturación de agua irreducible con el área de superficie ha llevado a que se desarrollen correlaciones empíricas para el cálculo de la permeabilidad. A partir de la relación anterior Timur desarrollo ciertas correlaciones a través de sus mediciones de laboratorio para más de 150 cores tomados de diferentes arenas de California, Colorado y la Costa del Golfo. Los resultados de sus correlaciones entre porosidad, saturación de agua irreducible y permeabilidad.

De acuerdo a los datos medidos de las diferentes arenas Timur propuso la siguiente relación para el cálculo de permeabilidad.

$$K = \left( \frac{93 * \phi^{2.2}}{S_{wi}} \right)^2 \dots\dots\dots Ec.4.30$$

Donde:

k = Permeabilidad (md).

Φ= Porosidad (Fracción).

Swi= Saturación de agua irreducible.

Donde K está en md y tanto la porosidad como la saturación de agua irreducible en fracción. Esta relación predice la medida de la permeabilidad con un factor de desviación de 2, lo cual es una buena estimación de dicho valor.

Por otra parte, Tixier propuso una relación empírica alternativa para el cálculo de permeabilidad, expresión que se muestra a continuación:

$$K = \left( \frac{250 * \phi^3}{S_{wi}} \right)^2 \dots\dots\dots Ec.4.31$$

Se observa en las anteriores graficas que para los mismos valores de porosidad y de saturación de agua irreducible se obtienen las mismas respuestas de permeabilidad excepto en los extremos de la permeabilidad. En general tanto la ecuación de Timur como la de Tixier muestran las mismas aplicaciones tanto para pozos productores de aceite y productores de gas.

Los valores de permeabilidad obtenidos de las ecuaciones se pueden disminuir en un orden de 3 a 10 cuando se espera que la producción sea gas. Esto puede deberse a que el flujo de gas cerca a la cara del pozo es normalmente turbulento, y estas relaciones aplican para flujo laminar. En este caso se recomienda utilizar la siguiente expresión para el cálculo de K:

$$K = \rho_g \left( \frac{93 * \phi^3}{S_{wi}} \right)^2 \dots\dots\dots Ec.4.32$$

Donde:

$\rho_g$  = Densidad del gas en *gr/cc*

$\Phi$  = Porosidad

$S_{wi}$  = Saturación de agua inicial.

#### 4.13.2. Método de Tixier.

Para yacimientos con empuje de gas en solución, se han hecho estudios que han concluido en que la ecuación de Tixier es aplicable modificando el término de la saturación de agua irreducible por el término de saturación de agua. Esto se puede afirmar puesto que todos los puntos de la formación de interés están por encima de la tabla de agua, es decir, que estos se encuentran a la saturación de agua irreducible. Dentro de la ecuación las variables de porosidad y de saturación de agua deben ser efectivas para aproximarse mas al valor real de permeabilidad puesto que no es posible descartar el contenido de arcilla en la formación. La ecuación se presenta de la siguiente manera:

$$K^{1/2} = \left[ \frac{250 * \phi_e^3}{S_{we}} \right] \dots\dots\dots Ec.4.33$$

Donde:

K= Es la permeabilidad de la formación (md).

Φe= Es la porosidad efectiva e la formación.

Swe= Es la saturación de agua efectiva.

#### 4.13.3. Otras formulaciones para la estimación de la permeabilidad

La formulación base de la que parten los estudios de Timar y Tixier es la formulación general de Wyllie y Rose que se publico diez años antes, esta define a la permeabilidad de acuerdo con:

$$K^a = \left[ \frac{C * \phi^b}{S_{wi}} \right] \dots\dots\dots Ec.4.34$$

Donde a, b y c son parámetros que dependen de factores como el tamaño de grano, la distribución de tamaños de grano, saturación de fluidos y los procesos diageneticos. A partir de esto varios autores han hecho pruebas en corazones y han formulado las ecuaciones a partir de la modificación de estos parámetros, algunas de ellas son las de Tixier y Timur y la de coates:

Coates 
$$K^a = \left[ \frac{C * \phi^b}{S_{wi}} \right] \dots\dots\dots Ec.4.35$$

#### 4.13.4. Recomendaciones para la integración de la información

A lo largo de este estudio se han descrito y mencionado cuatro fuentes de información con respecto a la permeabilidad. Entre las descritas están los análisis de corazones y las ecuaciones empíricas: Entre las mencionadas están las pruebas de formación y las pruebas de presión. Cuando se compara la

información resultante de estas fuentes se deben tener en cuenta los tres siguientes factores.

1. **El factor de escala:** Cada fuente de medición de la permeabilidad tiene una escala de medición en el yacimiento, es decir que hacen una medición de la permeabilidad asociado a un determinado volumen del yacimiento. En el acaso de las pruebas de presión mide la permeabilidad en una macro escala, el problema radica en que cada medición tiene asociado un grado de heterogeneidad distinto. Esto se debe tener en cuenta a la hora de comprar los resultados.
2. **Ambiente de medida:** Los factores que afectan la medición de la permeabilidad de cada una de las fuentes de información no son los mismos. Los análisis de corazones son llevados a cabo a presión y temperatura ambiente, mientras los otros metros que usan los registros de pozos son hacen mediciones a condiciones de yacimiento. Otro parámetro importante es la saturación de fluidos, la permeabilidad en los corazones, es medida en muestras 100% saturadas con un solo fluido, dando como resultado valores de permeabilidad absoluta, mientras que por ejemplo las pruebas de presión proveen información de la permeabilidad a condiciones de saturación de yacimiento.
3. **El tipo de la medida:** los análisis de corazones efectúan una medición directa de la permeabilidad mientras que los otros generan datos de permeabilidad medidos indirectamente.

A pesar de todo esto los resultados de todas las fuentes de información deben ser tenidos en cuenta en el momento de hacer comparaciones. Si las mediciones en los corazones son de buena calidad (las muestras son consolidadas) el resto de mediciones a partir de los registros deberían ser calibradas a partir de estas.

#### 4.14. Determinación de la productividad por medio de cut-off

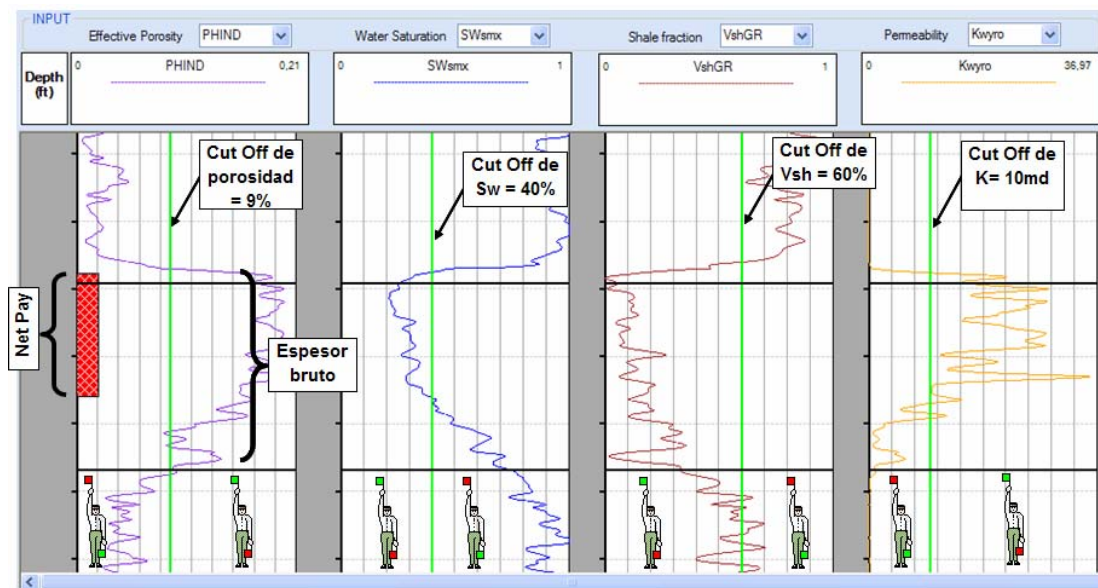
Después de haber determinado que en una zona existen hidrocarburos y después de haber calculado la saturación de agua, la porosidad efectiva, el volumen de arcilla y la permeabilidad en función de la profundidad del pozo se debe definir en que zonas se pueden producir los hidrocarburos. Estas zonas se destacaran por su calidad de productoras. Su calidad de productoras se la va a dar los valores que tenga de  $S_w$ ,  $\Phi_e$ ,  $V_{sh}$  y  $K$ . A la suma de los espesores de estas zonas se les conoce como net pay o intervalo neto productor. Para saber que zonas del pozo son productoras se debe definir unos límites para cada propiedad (cut off), que de estar por abajo o por encima la formación zona será o no productora. El cut off de saturación de agua por lo general suele ser del 4<sup>o</sup>% es decir que las rocas con mayor contenido de agua se tendrán en cuenta como intervalo neto productor. El cut off del volumen de arcillas generalmente es de 60% es decir que si la zona tiene un contenido de arcilla mayor no será productora. Sin embargo en cuanto a la porosidad y a la permeabilidad no hay un valor que se use como regla general, la selección de los cut-off depende mucho de la experiencia regional, es decir el conocimiento de las condiciones a las cuales han producido los pozos cercanos.

Para las zonas que superan los límites de productibilidad se hacen cálculos de las propiedades promedio; esto junto a la relación entre el espesor productor (neto) y el espesor total de la zona de interés (bruto), a esta relación se denomina como N/G y casi siempre se hace en un estudio de interpretación petrofísica, nos da idea cual es el porcentaje de la zona de interés que puede ser productiva.

En la figura 131 se puede ver un ejemplo de este análisis efectuado a un pozo real, los cut-off utilizados fueron 40 % para la saturación de agua, 60% para el contenido de arcilla, 9% para la porosidad y 20 md para la permeabilidad esto tubo como resultado un espesor neto de 47 pies (cuadros rojos con líneas blancas) y un N/G igual a 0.59, esta grafica se construyó a partir del modulo **Net pay** de la

herramienta **FOREVAH** desarrollada en este proyecto. Las banderas verdes indican el la dirección hacia donde se supera el cut off y las banderas rojas indican el la dirección hacia donde no se supera cut off. Las líneas verdes fosforescentes, indican el valor de cada uno de los cut off.

**Figura 131 Determinación del intervalo neto productor.**



Fuente Autor

En la figura 132 se muestran el sub-diagrama de flujo que se genera en este punto de la metodología.

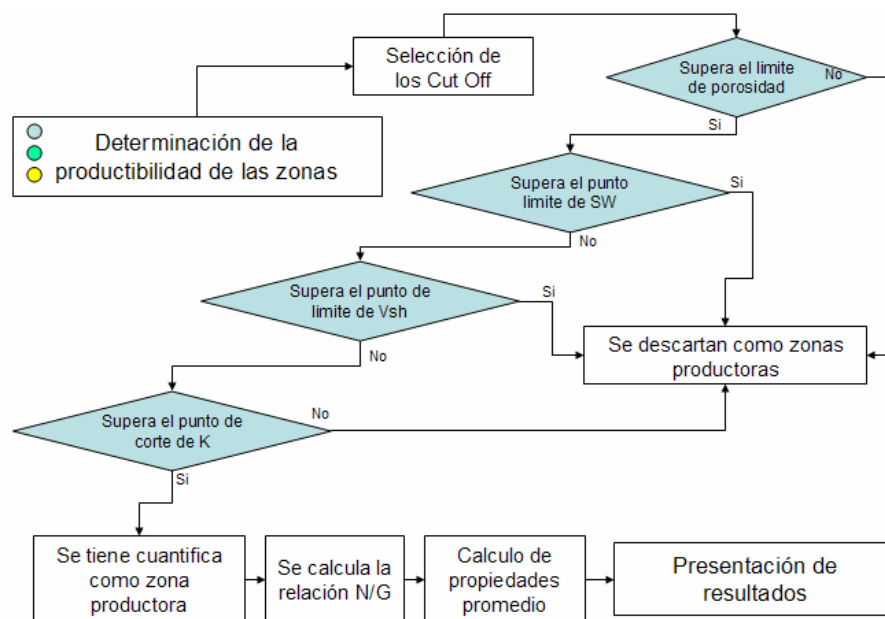
#### 4.15. Forevah, una herramienta de ayuda en la interpretación petrofísica.

##### 4.15.1. Descripción

**FOREVAH** es el nombre del producto de esta investigación. Su nombre viene de las iniciales en ingles de la frase “Ayudante de la evaluación de formaciones” o “Formation evaluation helper”. Es un software programado en visual estudio 2005, con controles de “Component one” que lo hacen ser amigable al usuario. Este software se diseño de tal manera que el usuario se pueda encontrar un soporte a

lo largo de toda esta metodología aquí propuesta. La herramienta **FOREVAH** permite la evaluación simultanea de 11 pozos con mas de 50 curvas de registros cada uno, cargadas en formato \*.las.

**Figura 132 Sub- diagrama de flujo para la determinación de los intervalos productores.**



Fuente: Autor

#### 4.15.2. Ventajas

Las ventajas que ofrece al intérprete petrofísico se enumeran a continuación:

- Una vez los registros de los pozos son cargados por el usuario, les puede hacer varios tipos de ediciones, como la puesta en profundidad de las curvas, la corrección de la línea base de los registros, edición por cambios de unidades en las curvas, normalización entre pozos de las curvas y correcciones ambientales para los registros de resistividad y Gamma Ray.

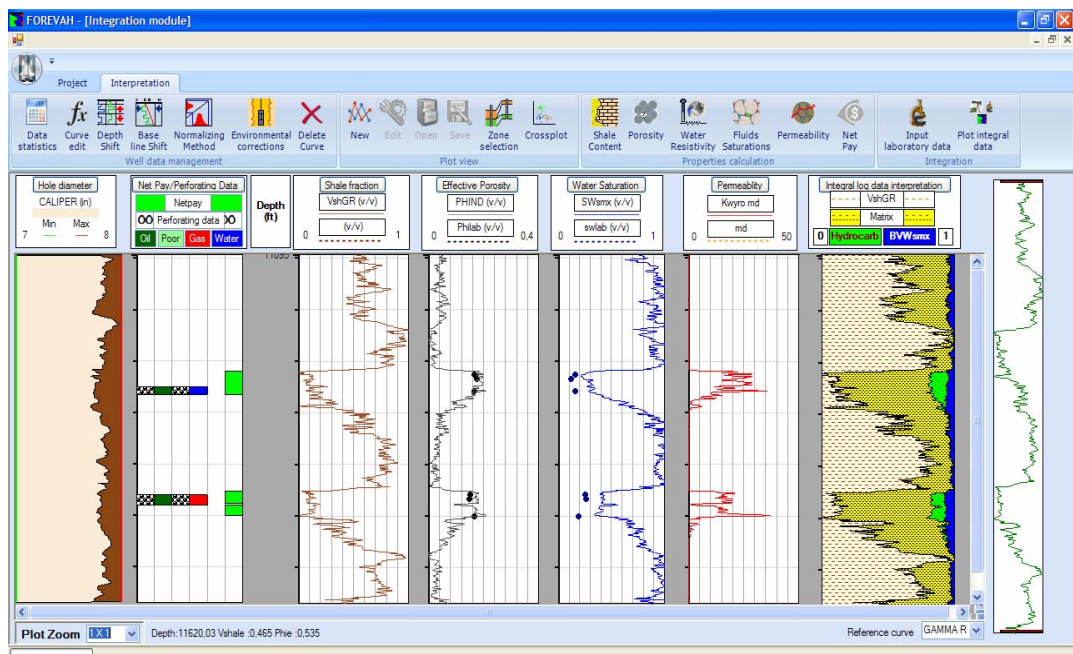
- Al tiempo en el que se cargan los registros el programa hace un análisis estadístico básico de cada una de las curvas contenidas en el registro. Permitiéndole a la usuario de esta forma, conocer la media, la desviación estándar, los máximos, los mínimos, la profundidad del segmento registrado y la cantidad de pies registrado de cada curva.
- La herramienta permite visualizar las curvas en cuatro pistas de registros cada una con hasta cuatro registros cada una de la misma forma como lo hacen los programas comerciales.
- **FOREVAH** permite construir gráficos de tipo crossplot, muy útiles en la metodología de la interpretación petrofísica.
- Con la ayuda de la herramienta se pueden llevar acabo cálculos de las propiedades petrofísicas en base a las formulaciones estudiadas en este proyecto, tales como:
  - Determinación de la litología
  - Volumen de arcilla
  - Porosidad efectiva
  - Resistividad del agua de formación
  - Saturación de agua
  - Permeabilidad
  - Net pay
- El programa permite construir curvas de profundidad de datos puntuales de laboratorio, con el fin de compararlas gráficamente con los datos obtenidos de los registros.
- Finalmente el programa permite compilar toda la información en un grafico integral de resultados, al que se le puede anexar, además de los resultados

de registros y mediciones de laboratorio, información con respecto a cañoneos y sus resultados en el caso de que se tengan.

#### 4.15.3. Resultados

Debido a que las formulaciones para los cálculos de las propiedades petrofísicas son universales y ya que tanto en **FOREVAH** como en los software comerciales, quien asigna los parámetros de esas formulaciones es el usuario, cualitativamente era necesario que los resultados fuesen los mismos. De no ser así la herramienta tendría errores matemáticos. En este caso la comparación del desempeño del software tendría que ser cualitativa y desde el punto de vista de la relación usuario-programa, y en este caso se puede decir que **FOREVAH** tiene características similares al software comerciales sin dejar de ser lo suficientemente amigable.

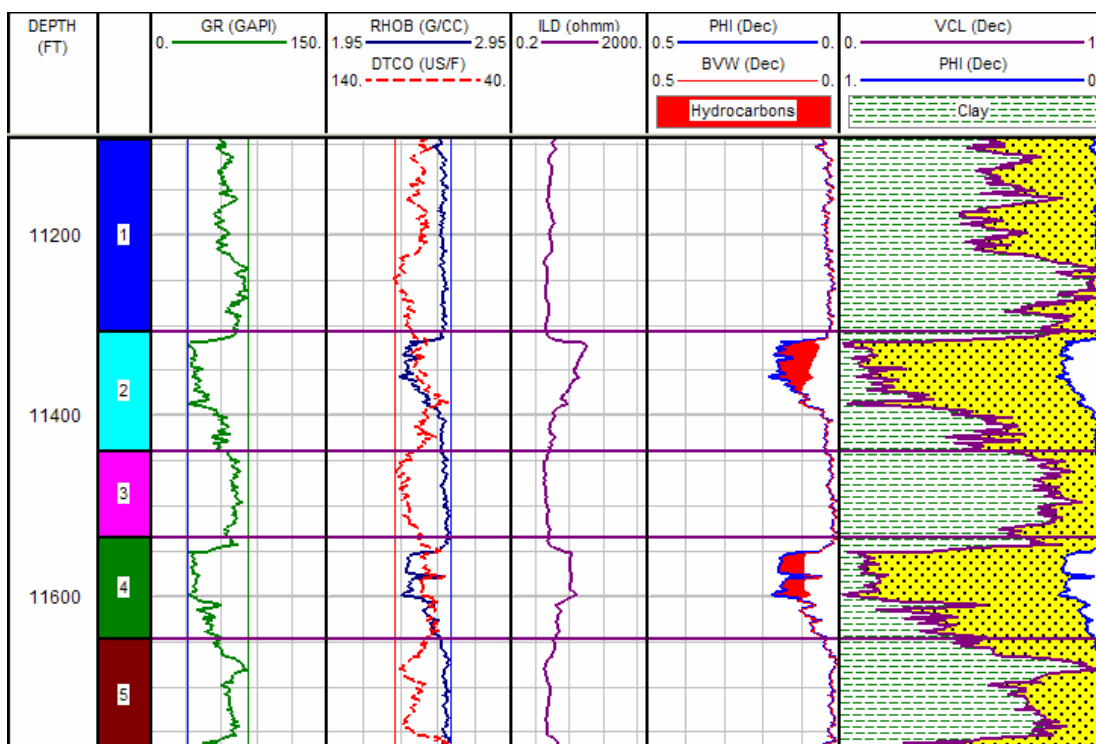
Figura 133 Grafica integral de resultados de la herramienta **FOREVAH**



Fuente: Autor.

En la figura 133 se puede ver la grafica integral final de los resultados en Forevah y la figura 134 los resultados de la evaluación petrofísica básica del software comercial “Interactive Petrophysics”.

**Figura 134 Grafica de los resultados de la interpretación básica en el programa “Interactive Petrophysics”.**



Fuente: Autor.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. Conclusiones

- Se estructuró una metodología para la interpretación petrofísica como complemento teórico a la construcción de la herramienta computacional. De esta forma este proyecto ayuda al intérprete tanto en el soporte de edición, visualización y cómputo, como en la base teórica del paso a paso que se debe seguir en la interpretación petrofísica.
- Se construyó una herramienta computacional de ayuda en el análisis petrofísico con la cual se puede procesar información de registros de pozo, permitiendo: la edición de las curvas por cambio de unidades y por efectos de pozo, normalización de datos entre pozos, correcciones de profundidad entre los datos, modificación de líneas base y cálculos estadísticos básicos.
- La herramienta construida se dotó de un grupo de módulos de visualización de datos capaces de permitir la construcción de gráficas de registros estándar (Propiedad vs Profundidad), y de tipo crossplot, de gran importancia en la interpretación petrofísica.
- Se programaron un grupo de módulos por medio de los cuales el usuario puede llevar a cabo el cálculo de las propiedades petrofísicas básicas: contenido de arcilla, porosidad efectiva, resistividad del agua de formación, saturación de agua porosidad, permeabilidad, identificación de intervalos netos productores y promedios de estas propiedades por zonas, de forma

sencilla y por medio de las formulaciones matemáticas mas conocidas en la literatura.

- El programa fue construido de tal forma que permita la integración de resultados del análisis de registros con los resultados del análisis de laboratorio, además de la información de posibles cañoneos realizados en el pozo, con el fin permitir calibrar los datos obtenidos y así tener resultados más confiables.
- El desempeño de la herramienta comparado con las herramientas comerciales desde el punto de vista facilidad con la que se puede llevar a cabo la interpretación petrofísica es muy bueno. Desde el punto de vista de la capacidad de procesamiento se puede mejorar, en cuanto la cantidad de pozos, curvas permitidas y velocidad de procesamiento.
- La escuela de ingeniería de petróleos de la Universidad Industrial de Santander, cuenta ahora con una herramienta didáctica para la enseñanza de la interpretación petrofísica de fácil acceso y uso.

## 5.2. Recomendaciones

- La herramienta **FOREVAH**, está dotada de un módulo para la corrección de las líneas base de registros SP defectuosos. Sería conveniente utilizar este módulo para editar las curvas SP defectuosas de los registros de los pozos del campo escuela Colorado, con el fin de poder utilizarlos en as interpretaciones petrofísicas.
- Masificar el uso de la herramienta **FOREVAH**, como ayuda en la docencia y en la consolidación de los conceptos en las áreas de petrofísica, registros de pozo y evaluación de formaciones.

- La metodología estructurada en este estudio abarca el tema de la identificación litológica desde el punto de vista de las litologías sencillas, es decir, el caso en el que las formaciones productoras tienen una matriz de un solo mineral. Para ampliar la cobertura de este estudio se debe analizar e implementar en la herramienta las formulaciones que ayudan a identificar litologías mixtas.
- Se debe estudiar e implementar en la herramienta el método de cálculo de la saturación de agua llamado “Dual water”.
- El modulo “**Crossplot**”, puede ser mejorado si se aumentan en las curvas tipo disponibles para la interpretación. Esto requerirá la digitalización de más graficas de interpretación prediseñadas y presentadas en los manuales de interpretación de las compañías de servicios. También se le puede mejorar si se estructura en él, un código mediante el cual el usuario pueda sobreponer líneas de tendencia al tiempo que pueda calcular su pendiente y su intersección con los ejes, con el fin de el grafico de Pickett ya estudiado en el capitulo 4 como método de cálculo de la saturación.
- Los algoritmos de corrección de registros por efectos ambientales con los que cuenta la herramienta están limitados a los registros de tipo gamma ray y registros de resistividad, se haría un gran aporte si se determinan los algoritmos para corregir los registros neutron, densidad y sónico.
- Los registros de imágenes y los registros de resonancia magnética presentan sus resultados o respuestas de forma diferente a los registros convencionales. Para ser visualizados se requiere que el software tenga la capacidad de convertir gran cantidad de datos en un espectro de colores. Una oportunidad de mejoría de la herramienta seria estructurar una rutina

que permita que la herramienta pueda mostrar los resultados de estos tipos de registros.

- La herramienta se puede mejorar mediante la programación de un módulo que permita hacer comparaciones entre pozos con el fin conocer la distribución de las propiedades petrofísicas a lo largo y ancho del yacimiento. De lograr esto también se debe trabajar en procedimientos estadísticos para el mapeo de las propiedades en todo el yacimiento a partir de datos puntuales determinados por cada pozo.
- Una mejora al programa también se puede hacer investigando las metodologías por medio de las cuales se pueden generar curvas sintéticas de registros basados en algoritmos genéticos.
- Mejorar la capacidad de cómputo de la herramienta, aumentando la capacidad de pozos permitidos y la cantidad de registros por pozo y mejorando los algoritmos de cómputo con el fin convertirlo en un programa mucho más eficiente.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Sondex, logging tool information “tool type: gamma ray” PTS Colombia, “Información técnica de los servicios ofrecidos” bogota, 2005.
2. Baker Hughes, “advanced wireline & mwd procedures manual”, houston 1992
3. Bassiouni Zaki; theory, measurement and interpretation of well logs, richardson texas, 1994
4. Bendeck, Jorge. Perfiles eléctricos, una herramienta para la evaluación de yacimientos. Santa fe de Bogotá, octubre de 1992.
5. Dewan Jhon, essentials of modern open hole interpretation, pennwell books, tulsa oklahoma, 1983
6. Reeves, J Wireline “Tools catalog” 1999.
7. Glover, Paúl “Petrophysics course notes” 2000.
8. Next. “Integrated reservoir formation analysis: wireline formation testing” applied nmr for petrophysics” petrophysics course 2005.
9. Baker hughes, “Well site geology””, houston 1993
10. Sutiyono S, Basic well logging design unocal indonesia company

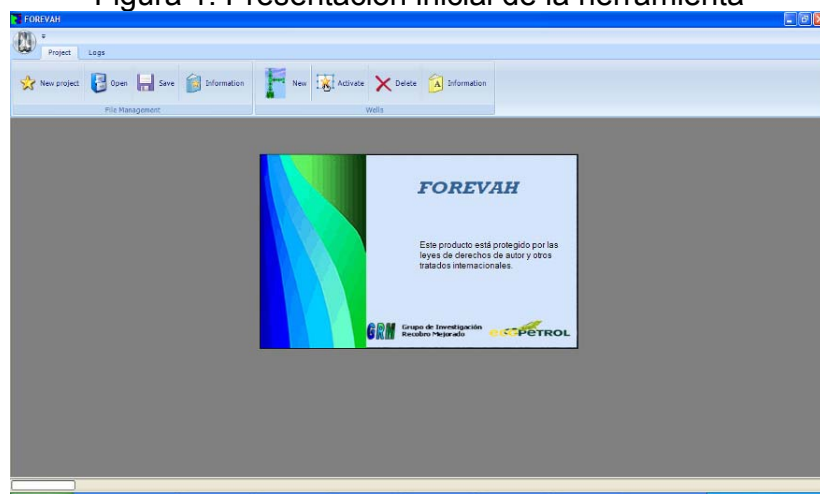
11. Petroskills "Pressure measurements for reservoir delineation" 1999.
12. Schlumberger educational series, "MDT modular formation dynamics tester" 1995
13. Coates G., Xiao L., "Nmr logging principles and applications", halliburton services. houston. 1999.
14. Valverde K., Petrophysics training. petroskills. 2000.
15. Jacobi D, et al. "Integrated petrophysical evaluation in shale gas reservoirs". spe paper no 114925. 2008
16. Ayan C, et al. "Integration of nmr, wireline tester, core and open hole log data for dynamic reservoir properties" spe 53273. 1999.
17. Hook J. "Petrophysics: porosity" spwla journal 2003
18. BJ. "Fundamental of logging", yukon 2001.
19. Minh Chanh, spe paper, hydrocarbon identification using nmr and openhole logs 2000.
20. Bowen D, formation evaluation and petrophysics, jakarta 2003
21. Schlumberger charts correction, 1989
22. Petroskills petrophysics course 2000

23. Schlumberger log interpretations principles and aplicaciones.1989
24. Villareal, R y Tellez W. determinación de potenciales de pozo a partir de registros de pozos. Aplicación campo colorado de Bucaramanga 2008.
25. Schlumberger, inducción logging manual 2006.
26. Schlumberger introduction to openhole logging 1997
27. Asquith, George y Gibson, Charles. basic well log analysis for geologist. tulsa, oklahoma usa. the american association of petroleum geologist, 1982.
28. Torsaeter, O y Abtahi M. experimental reservoir engineering laboratory workbook, 2003.
29. Ekwere, Peters petrophysics, 2003
30. Tiab, Djebbar and Donaldson, Erle. petrophysics 2da edición. 2004

## ANEXO A. MANUAL DE USUARIO FOREVAH

En este documento se hará una descripción de las características herramientas y los aspectos generales de la herramienta **FOREVAH** que debe tener en cuenta el usuario para poder llevar a cabo una interpretación petrofísica.

Figura 1. Presentación inicial de la herramienta



Fuente: Autor

La primera parte aborda el funcionamiento de los recursos necesarios para la administración de archivos, estos recursos se refieren a las herramientas que le permiten al usuario crear un nuevo proyecto (todo computo que el usuario haga por medio de la herramienta), guardar la información del proyecto o abrir un proyecto guardado anteriormente y que se quiere retomar y sobre el cual se pretenda analizar mas información.

En este documento se presentará también una descripción del grupo de módulos con los que cuenta la herramienta **FOREVAH**, tanto para los cálculos de las propiedades petrofísicas como para la edición y visualización de las graficas. La

presentación de dichos módulos comprenderá la explicación de sus usos, datos de entrada datos de salida y sus suposiciones.

### **Flujo de trabajo**

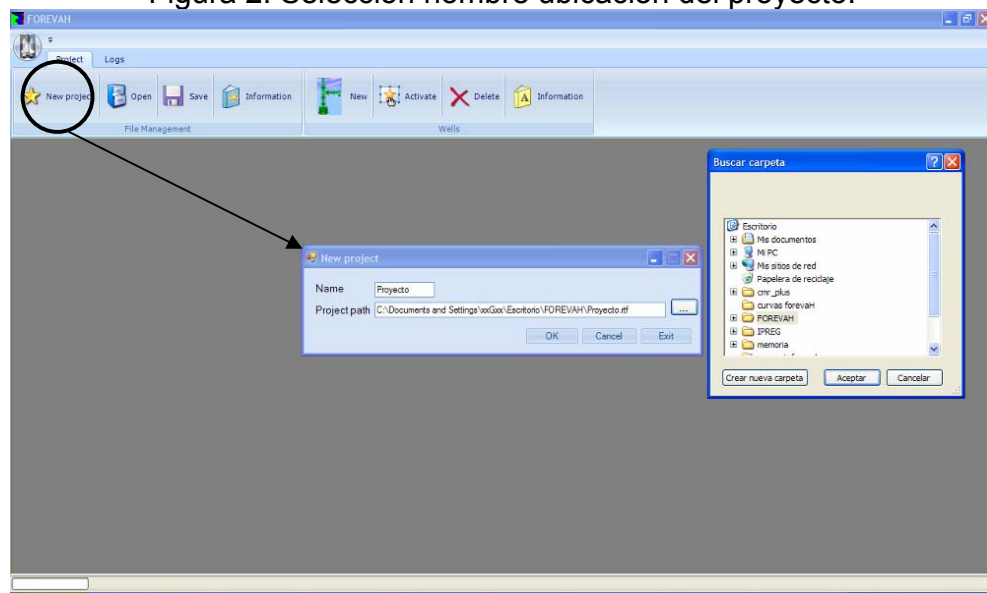
Se ha determinado en este estudio, que antes de cualquier interpretación de registros, es necesario hacer una revisión de las profundidades, una normalización entre pozos, correcciones de línea base y correcciones por efectos de pozo. Una vez los registros eléctricos están corregidos ya se puede hacer la interpretación petrofísica basada en ellos registros. Ésta debe comenzar con el planteamiento de qué se requiere conocer, es decir, establecer el propósito del análisis. También se debe establecer con qué información se cuenta, esto comprende, el inventario de los registros que se tienen con sus profundidades, información del agua de formación (datos de laboratorio de agua de producción), datos de lodo, perfil de temperaturas, información con respecto a los exponentes  $m$  (factor de cementación) y  $n$  exponente de saturación e información de los datos de calibración, como por ejemplo la densidad y tiempo de transito de la matriz. Por las interdependencias entre las formulaciones matemáticas para el cálculo de las propiedades petrofísicas, se suele llevar a cabo la interpretación con el siguiente orden: primero efectuar el cálculo del volumen de arcilla, luego estimar la litología y calcular la porosidad, tercero calcular la saturación de agua y por último hacer la estimación de la permeabilidad. Este orden puede variar de acuerdo a los datos que se tengan, por ejemplo cuando no se tienen datos de la resistividad del agua de la formación se debe incluir su cálculo para poder hacer el cálculo de la saturación de agua. Con base a este orden se presentarán los módulos de cálculo programados en la herramienta **FOREVAH**.

### **Administración del proyecto**

Esta sección esta compuesta por cuatro botones:

- **“New Project”**: al hacer clic en este botón se despliega una ventana (ver figura 2) en la que el usuario ingresa el nombre del proyecto y escoge la ubicación en el disco duro que desee; al hacer esto el programa crea un archivo con extensión .rtf (formato de texto enriquecido) en el que se guardaría la toda información que se ingrese al proyecto. por ejemplo la información de los registros cargados o la información de las curvas generadas.

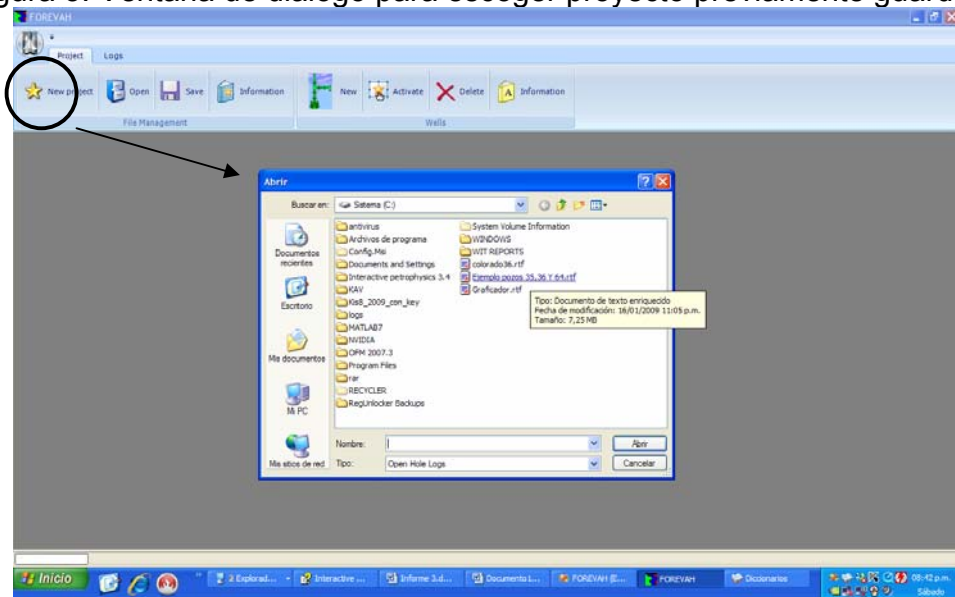
Figura 2. Selección nombre ubicación del proyecto.



Fuente: Autor

- **“Open”**: al hacer clic en este botón el programa carga la información de un proyecto anterior mente guardado desde un archivo de tipo .rtf. la información que se carga es por ejemplo los registros de los pozos que se habían cargado, de esta forma el usuario puede en una sesión empezar un proyecto guárdalo y comenzar desde la ultima vez que grabó el proyecto. (ver figura 3)
- **“Save”**: este botón le permite al usuario guardar la información que tiene hasta el momento sobre el archivo generó o abrió. Esto permite que el usuario pueda trabajar mas adelante este mismo proyecto empezando desde donde lo dejo.

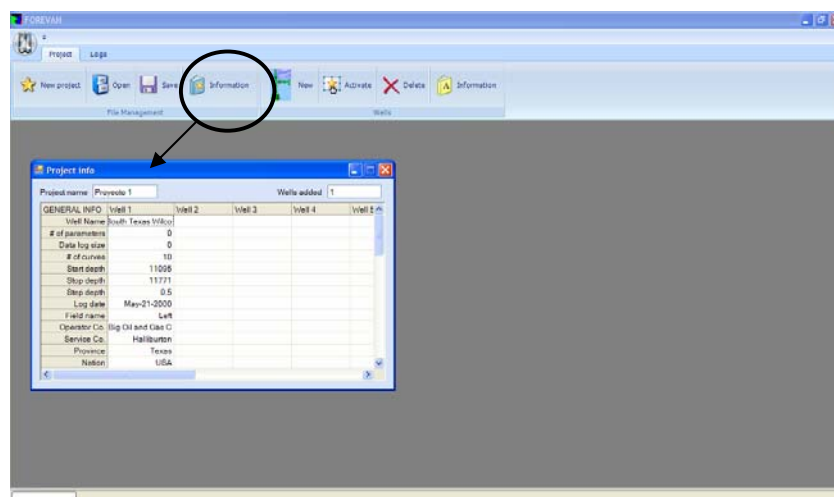
Figura 3. Ventana de dialogo para escoger proyecto previamente guardado



Fuente: Autor

- **“Information”**: la ventana que muestra en la figura 4 se despliega cuando se hace clic en este botón, en ella no se puede hacer ningún cálculo, esta ventana muestra una grilla con la mayor parte de la información que contiene el proyecto como por ejemplo cantidad de pozos cargados, con sus respectivos nombres y con información de los registros de cada uno.

Figura 4. Ventana de resumen de la información contenida en el proyecto.



Fuente: Autor

### **Administración de pozos**

Esta sección es muy importante, pues en ella se cargan los datos de los registros de los pozos, se escoge sobre cual de los pozos cargados se desea hacer la interpretación, se puede ver la información general que contiene el registro del pozo cargado y dado el caso desde esta sección también se puede eliminar la información de cualquiera o de todos los pozos cargados al proyecto. A continuación se presentaran cada una de sus herramientas y sus respectivas funciones:

- **“New”**: este botón se llama “nuevo” porque al hacer clic en él, se activa una ventana (Ver figura 5) que le permite crear espacio de memoria llamado pozo que tendrá la información del registro. **FOREVAH** tiene la capacidad de leer los registros en formato digital .las (Log ASCII Stándar) si el archivo esta dañado o si en alguna parte del archivo la información no se encuentra según el estándar el usuario lo advertirá mediante un mensaje de alerta y nada de ese archivo será cargado.

Los archivos .las es la información en digital que le da la empresa de servicios que tomo el registro a la empresa operadora que compró el servicio. En ella debe aparecer la información general del pozo, la información de las curvas que contienen es decir, los registros se corrieron y en qué unidades aparecen sus medidas, también en otra sección deben aparecer las condiciones o parámetros operacionales que se tuvieron en el pozo a la hora de tomar el registro como resistividad del filtrado de lodo, diámetro de broca etc. Por ultimo el archivo contiene los datos de los registros. **FOREVAH** le permite al usuario observar esa información antes de agregar al pozo al proyecto, además en la pestaña llamada “Curves” se le exige al usuario que identifique cada una de las líneas que contiene el archivo para que así el programa sepa que curvas contiene. (Ver figuras 6,7 y 8).

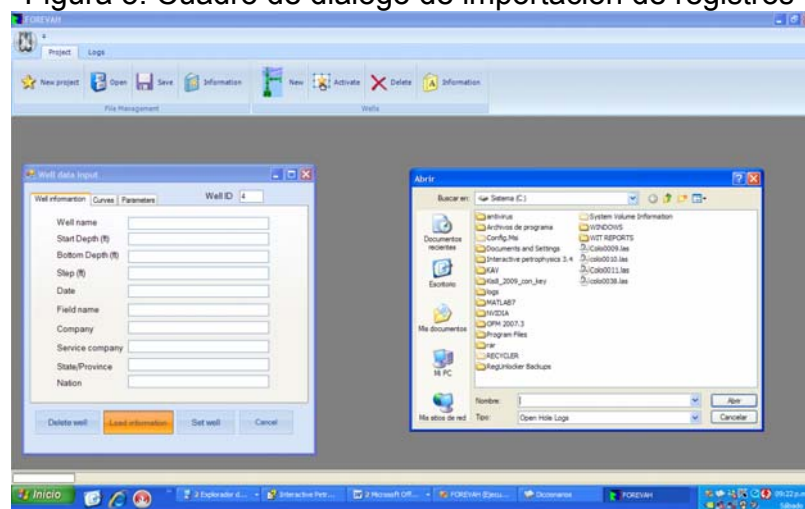
- **“Activate”**: esta ventana le permite al usuario ver los nombres de los pozos que a cargado y escoger o cambiar de pozo seleccionado para hacer los cálculos (ver figura 9).
- **“Delete”**: Aquí el usuario puede ver los pozos que contiene su proyecto y eliminar el/los que desee. (ver figura 10).
- **“Information”**: al hacer clic en este botón se desplegará una ventana que contiene la información de los pozos el usuario puede escoger el pozo y la información aparece tal cual como salía a la hora de cargar el pozo.

Una vez la información de los registros es cargada el usuario puede hacer uso de los siguientes módulos.

### **Administración de datos**

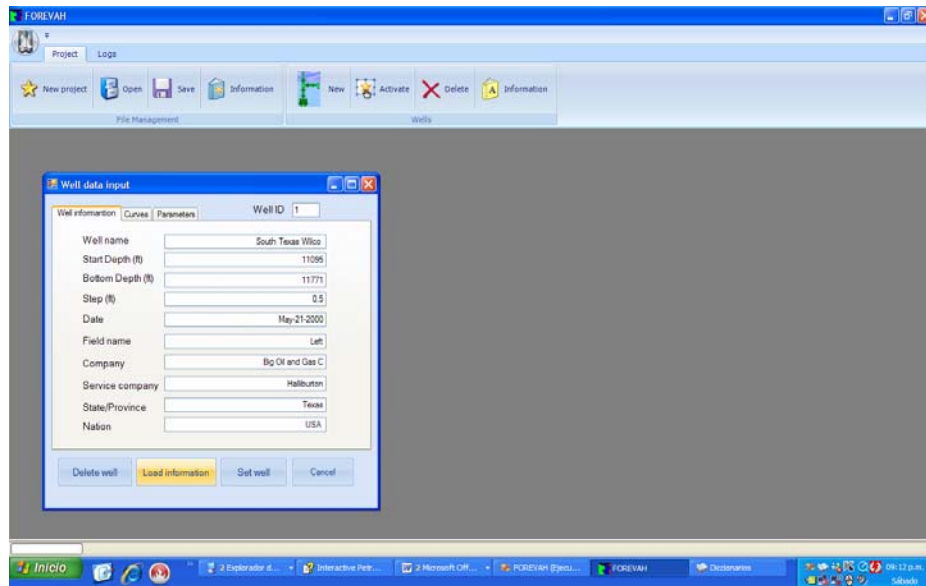
Esta sección se programó con el fin de brindarle las herramientas necesarias para distintos tipos de edición a los registros, para que las curvas con las que se vaya a hacer la interpretación contengan una información mas precisa. Esta sección cuenta con 5 módulos que serán descritos a continuación (ver figura 11):

Figura 5. Cuadro de dialogo de importación de registros



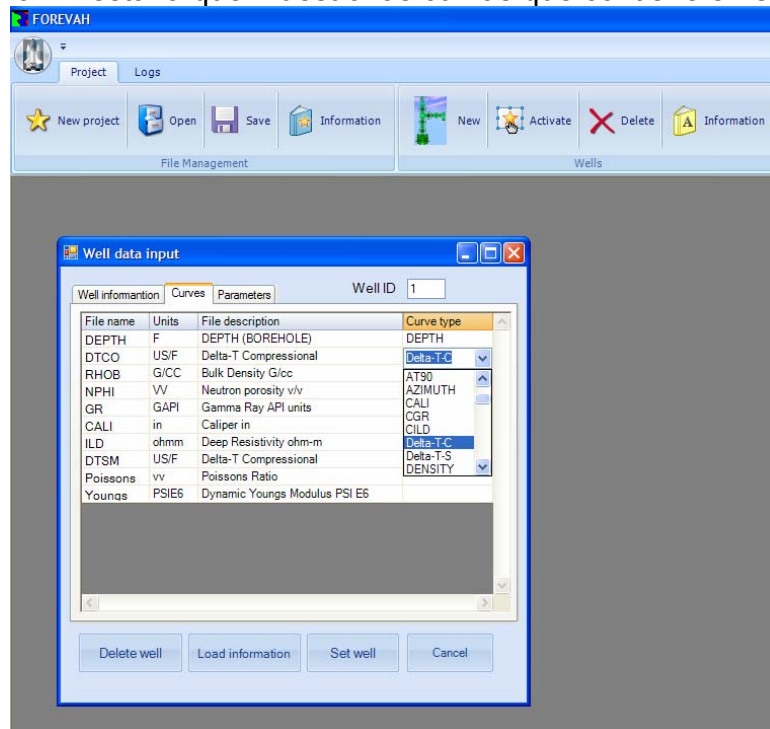
Fuente: Autor

Figura 6 Pestaña de información de la información general del pozo cargado



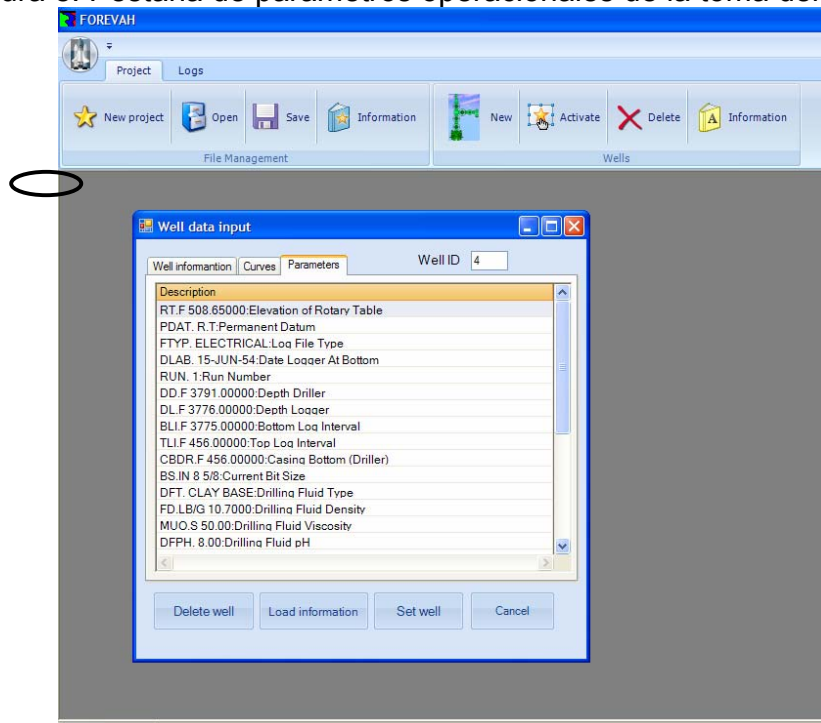
Fuente: Autor

Figura 7 Pestaña que muestra las curvas que contiene el registro



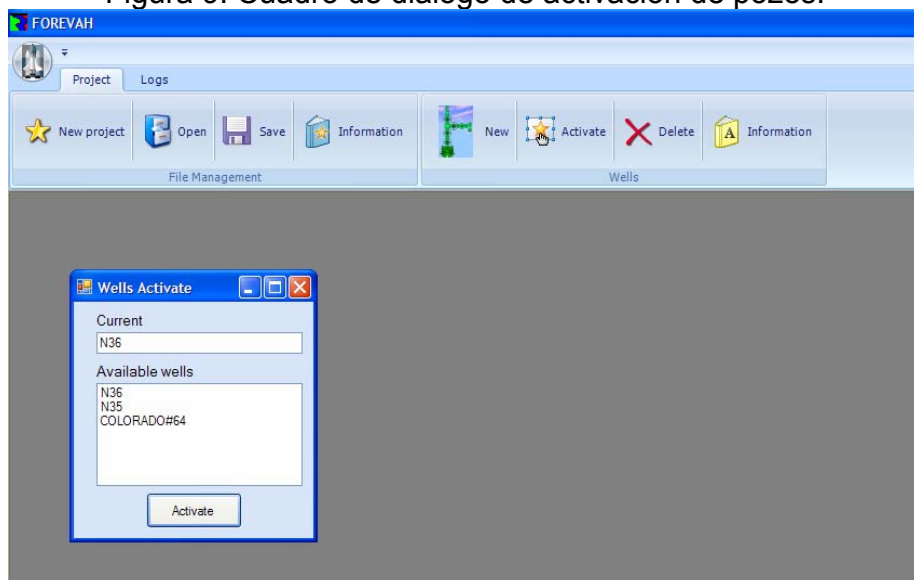
Fuente: Autor

Figura 8. Pestaña de parámetros operacionales de la toma del registro



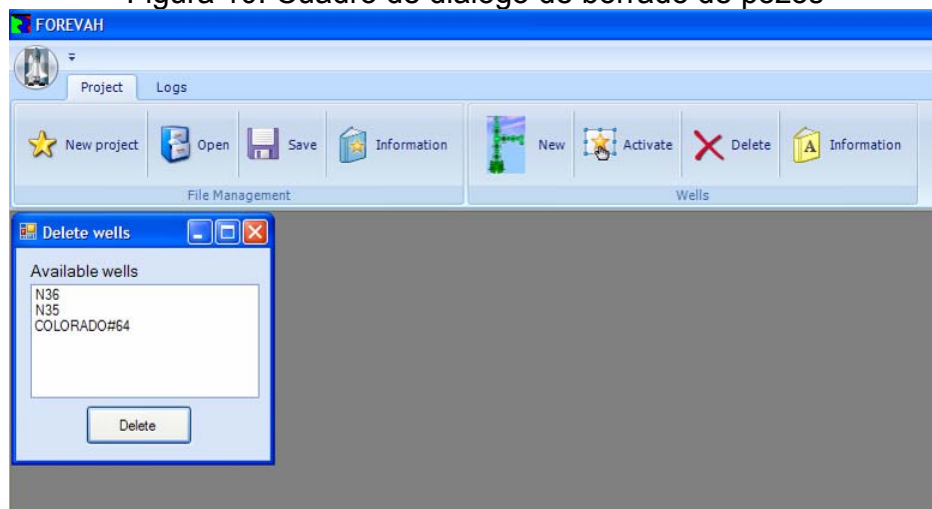
Fuente: Autor

Figura 9. Cuadro de dialogo de activación de pozos.



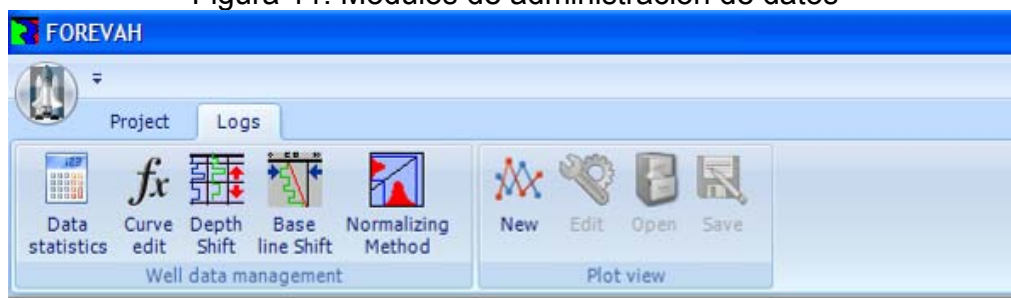
Fuente: Autor

Figura 10. Cuadro de dialogo de borrado de pozos



Fuente: Autor

Figura 11. Módulos de administración de datos



Fuente: Autor

- **“Data statistics”**: Este botón hará que una ventana se despliegue como se puede ver en la figura 12. Esta ventana le permite al usuario ver resultados estadísticos de cada curva de cada pozo tales como, la media, la desviación estándar, el valor mínimo, el valor máximo, la profundidad de la medida más somera, la profundidad de la medida más profunda y el intervalo neto medido.
- **“Curve edit”**: este módulo le permite al usuario hacer dos tipos de modificaciones a la curva la primera por cambio en las unidades, esto se aplica por ejemplo para los registros Gamma Ray tomados antes del 1958 que se calibraban en unidades de “radio equivalente”/ tonelada, para que cambiar esta unidad a unidades API se requiere multiplicar todos los valores de la curva por

16.5. La segunda modalidad de edición es por una formula matemática que a su parecer el usuario requiera aplicar al registro como por ejemplo una corrección por compactación en el cual el usuario conozca los valores de la ecuación. En esta modalidad el usuario cuenta con operadores matemáticos como “+”, “-”, “/”, “x” y “^” que es el símbolo de la potenciación. (Ver figura 13)

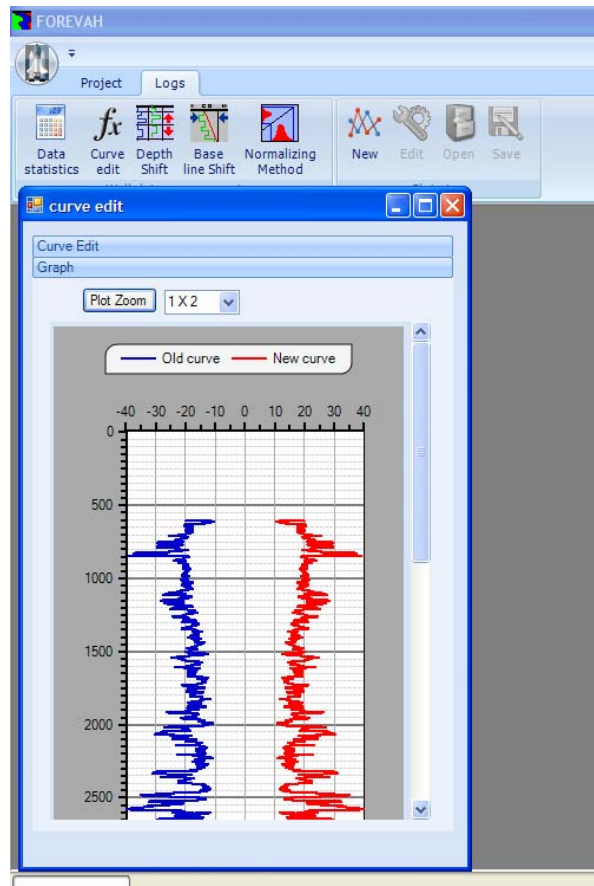
Figura 12. Modulo de visualización de datos estadísticos de las curvas

Curve	Units	Minimum	Maximum	Mean	Standar Dev	Shallow measure	Deep measure	Net measure (ft)
MICROCALI	IN	7,312	12,279	8,683	0,69	1049,75	6036	4986,5
MNOR	OHMM	1,31	20,301	4,835	3,386	1049,75	6036	4986,25
MINV	OHMM	1,009	20,488	4,608	3,652	1049,75	6036	4986,5
GAMMA RAY	EQ/TON	2,268	5,575	4,028	0,584	3799,5	5960	2160,75
S-NEUTRON	CPS	143,109	281,157	189,652	25,303	3799,5	5960	2160,75
L-NEUTRON	CPS	144,911	355,996	195,404	26,841	3799,5	5954,5	2155,25
SP	MV	-39,941	2,644	-14,045	7,681	600	6052	5452,25
SN	OHMM	0,452	43,333	12,583	7,102	600	6044	5444,25
CILD	MMHO	8,015	594,025	103,859	55,812	600	6032	5432,25
ILD	OHMM	1,176	70,771	14,238	12,201	605,25	6032	5427
LN	OHMM	0,151	49,729	15,314	8,422	600	6044	5337,75
LAT	OHMM	0,16	50,406	16,38	8,17	600	6044	5254,75

Fuente: Autor

- **“Depth shift”**: A veces los registros de un mismo set es decir de un mismo grupo de registros tomados al mismo tiempo están desfasados en profundidad entre si, como se puede ver en la figura 14 donde se muestra este modulo y en él graficados dos de los registros de ese pozo, Gamma ray y SP teniendo en cuenta que estos dos tipos de registros no miden lo mismo, pero que sus deflexiones deben ser similares, luego se pude notar un desfase entre ellos, es aquí donde este modulo entra a ser útil, permitiéndole mover los registros hacia arriba o hacia abajo tantos pies como sea necesario.

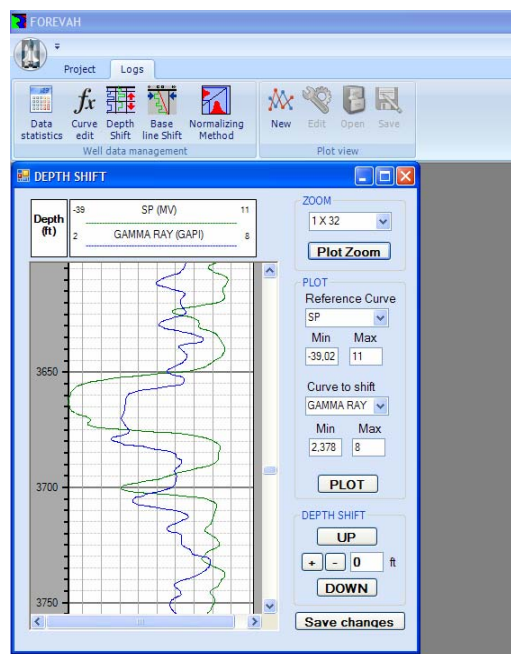
Figura 13. Edición de las curvas



Fuente: Autor

- **“Base line shift”**: Es común que registros como el SP (potencial espontáneo) tiendan desviarse hacia la izquierda a medida que se va registrando (de arriba para abajo), si se deja así, la interpretación de esta curva sería un problema y no representaría ninguna propiedad. En este modulo el usuario puede corregir la línea base de las curvas de forma interactiva pues el mismo se encargará de trazar la línea base utilizando dos tipos de líneas base la de un segmento o línea base de dos segmentos que se aplicaría en caso tal de que las desviación tenga más de una tendencia.

Figura 14. Modulo de corrección de profundidad.

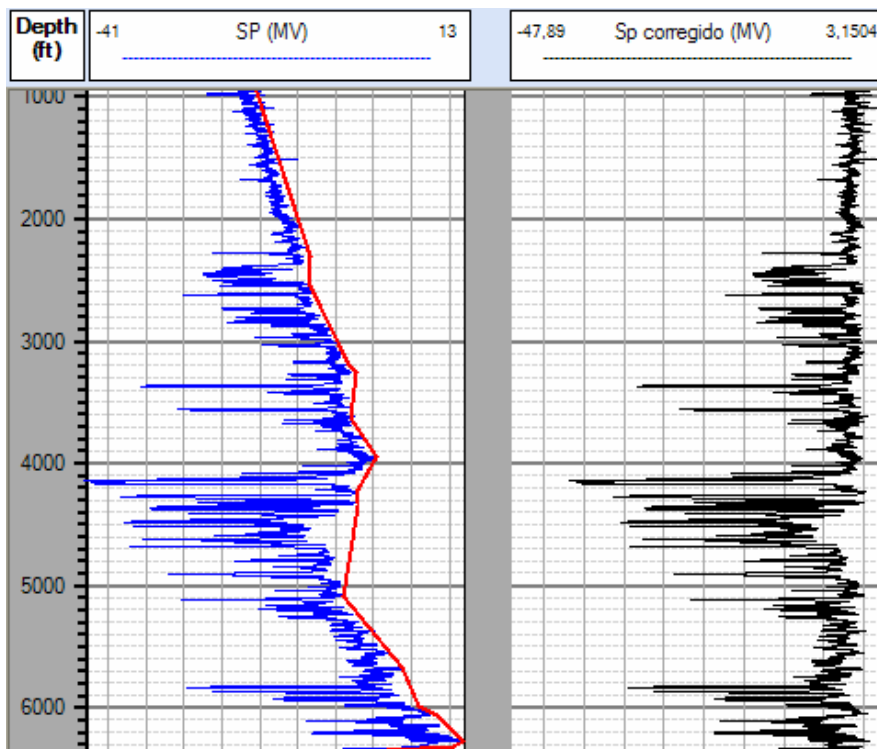


Fuente: Autor

- **“Curve Normalizing”**: Se puede presentar que para pozos del mismo campo los registros de propiedades como Gamma Ray muestren intervalos de lectura diferentes para la misma zona, es decir que las medidas de Gamma Ray varían de pozo a pozo para las mismas zonas de arcillosidad ya establecida, evidenciando entonces diferencias en la calibración de los registros entre corrida de un pozo a otro. Para esto se debe elegir un pozo como referencia, generalmente aquí se toma el pozo que se cree que tiene las medidas modelo, o las medidas menos afectadas por factores de pozo o que tiene tecnología mas nueva. Luego de elegir el pozo de referencia se escoge las curvas del pozo a normalizar y se normalizan con respecto al escogido, el Modulo Curve Normalizing le permite hacer esto al usuario, el usuario escoge los dos pozos, el de referencia y al que se le va a aplicar la normalización cada uno con sus respectivas curvas (de la misma propiedad), luego el usuario escoge los limites superior e inferior a los que se quiere ajustar los datos y se hace la normalización, para esto el usuario contara con las graficas de los registros en

forma de histograma , así se puede identificar mejor los tipos de distribución de datos y sobretodo los máximos y los mínimos que no se puede ver con facilidad en una curva de registros en función de la profundidad (ver figura 16).

Figura 15. Modulo interactivo de corrección de línea base



Fuente: Autor

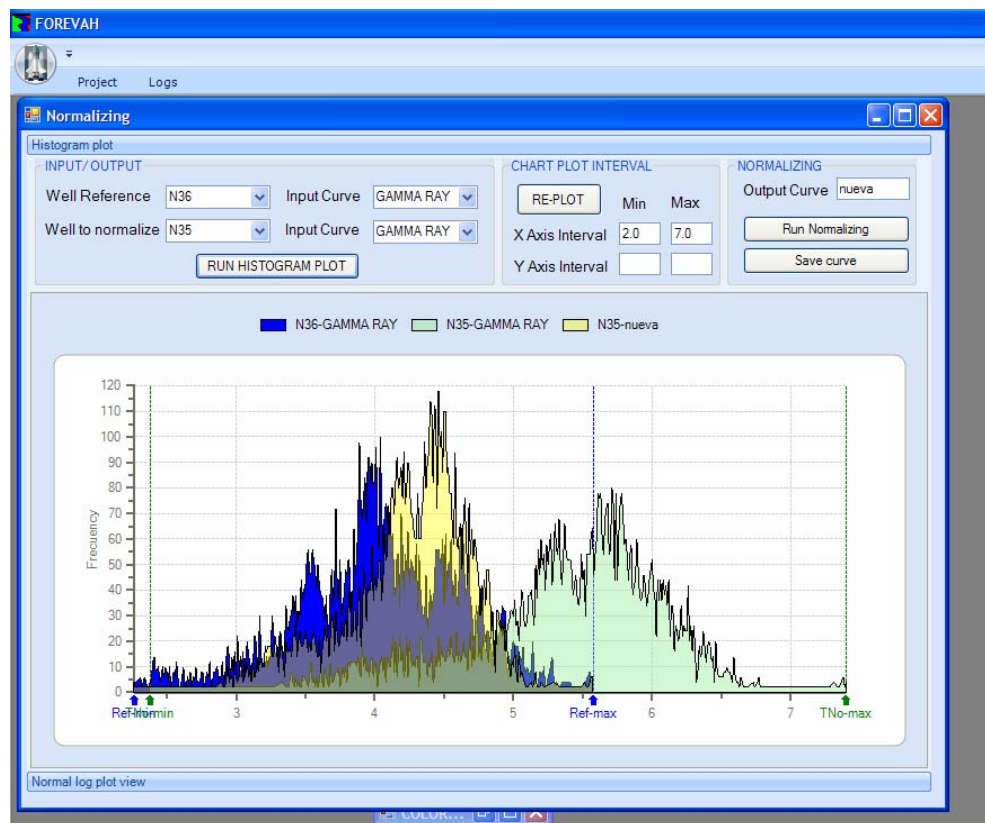
### **Log plot view**

Todo registro cargado de los pozos o toda curva generada por los módulos de cálculo se podrá visualizar en un plot vertical de registros en función de la profundidad mediante el módulo de visualización (ver figura 17).

Aquí el usuario contara con 4 tracks o pistas en las que podrá graficar hasta 4 registros por cada uno, una de esas pistas esta diseñada en escalas logarítmicas para facilitar la graficación de registros de resistividad, también el usuario contara con un track en el que el usuario podrá representar las diferencias entre las lecturas de los registros que miden diámetro de pozo como caliper o microcaliper

con respecto al diámetro de pozo esperado según los diámetros de broca utilizados a lo largo de todo el pozo. Además de esto el usuario podrá hacer zoom a las curvas para hacer énfasis en zonas de variaciones más pequeñas y a la vez contara con una curva de referencia con la cual el usuario se podrá mover a lo largo del pozo con las barras de desplazamiento vertical, sabiendo en que punto del pozo se encuentra.

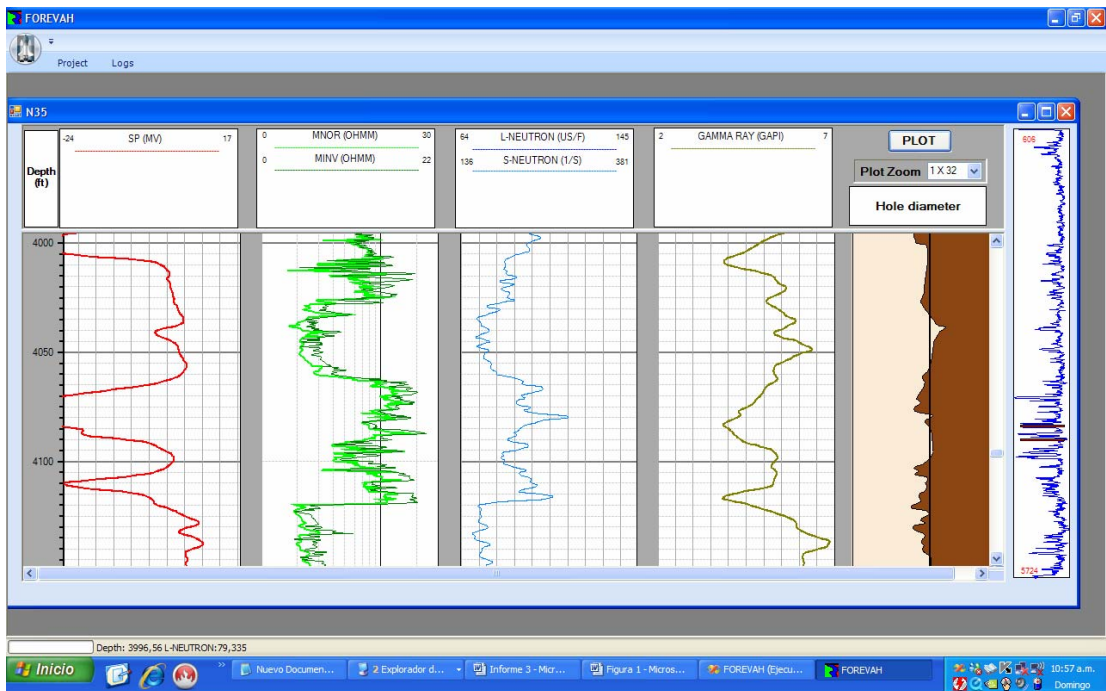
Figura 16 Modulo de Normalización



Fuente: Autor

Aquí se puede ver tres distribuciones de datos: la curva azul muestra la distribución de datos de la curva Gamma ray del pozo de referencia y la curva verde clara muestra la curva Gamma ray del pozo a normalizar. La curva amarilla muestra la distribución de datos ya normalizada.

Figura 17 Modulo de visualización de curvas



### Volumen de arcilla

El contenido o volumen de arcilla es un resultado cuantitativo del análisis de los registros muy importante, es relativamente sencillo de calcular y se puede realizar a partir de varios métodos de acuerdo con los registros que se tengan. El volumen de arcilla se necesita para corregir los resultados de obtenidos en el cálculo de la porosidad y la saturación de agua y es un indicador de la calidad del yacimiento. En los modelos que se construirían en **FOREVAH** el contenido de shale será la suma de la arcilla, la sal y el agua ligada a las arcillas.

### Líneas base de arcillas:

Todos los registros responden en las zonas de arcilla de forma particular y cada formación de arcilla tiene su propia respuesta. Registros como el Gamma ray presentan generalmente aumento en las lecturas en zonas arcillosas. Sucede lo mismo con el registro de potencial espontáneo, las lecturas aumentan en zonas arcillosas excepto, lecturas en zonas con agua dulce. Las líneas base son un valor

de un registro que representa una zona de 100% arcilla, es decir que los puntos que estén más cerca de la línea base de arcillas son los que representan los segmentos de la formación que contienen un contenido mayor de arcillas. En algunos casos las líneas bases son fáciles de identificar como se ven en el registro de potencial espontáneo de la figura 15.

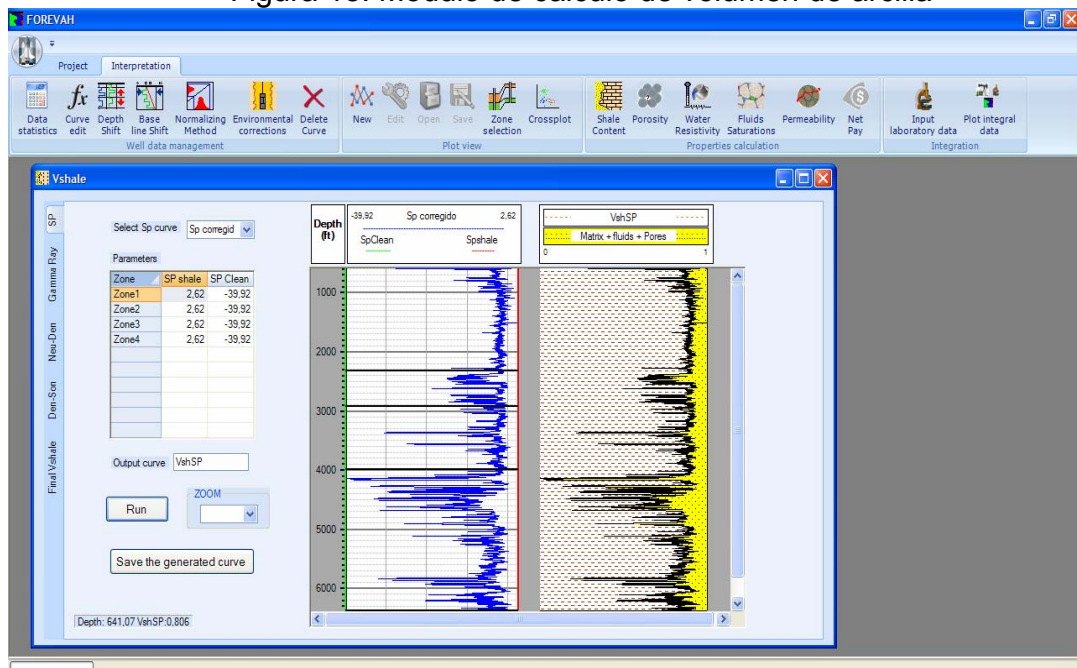
En otros casos por defectos en las curvas debido a la magnetización que a veces se presenta en registros SP no es tan fácil trazar la línea base de arcillas como en el registro SP de la figura 15. Puede pasar que el registro SP presente múltiples inclinaciones como se puede observar en la figura 15. Esto dificulta la selección de la línea base, pues de seleccionar un solo valor, por ejemplo el mayor, se cometería errores en el cálculo de la arcillosidad pues esto significaría que la arena 100% limpia está en los primeros pies del registro y que la arcillosidad es proporcional a la profundidad, algo que en realidad no pasa. Con el fin de dar al usuario la posibilidad de corregir un registro de este estilo, se ha creado en **FOREVAH** el módulo "*Base line correction*". El usuario debe de trazar con puntos a mano alzada sobre la gráfica la línea base que crea más ajuste y el programa de forma automática modificará el registro y producirá uno nuevo (En la pista derecha) cuyo valor 0 es el que corresponde a la función generada por la serie de puntos dados por el usuario como se puede observar en la figura 15.

#### Cálculo de arcillosidad

De acuerdo a los registros que se tengan **FOREVAH** permitirá hacer este cálculo mediante 4 formas distintas, mediante registros SP, registros Gamma Ray, crossplot Density-Neutron y crossplot Density Sónico. Una vez hecha la comparación de los resultados obtenidos de cada uno de los métodos el usuario podrá escoger el método que más se ajuste para cada uno de las zonas. **FOREVAH** le permitirá elegir, el mínimo, el máximo o la media para cada zona de todas las curvas calculadas. En la figura 18 se observa la pantalla del módulo de cálculo de arcillosidad en el que se utiliza el sub-módulo SP. De forma general en los cuatro sub-módulos hay de botones desplegables donde se escogen los

registros de entrada, en el caso de los sub-módulos *SP* y *Gamma Ray* será solo uno, donde se deberá escoger los registros SP y Gamma Ray con los que se efectuarán los cálculos; en el caso de los otros dos módulos el usuario deberá escoger los dos registros de referencia. Cada sub-módulo también tendrá una grilla de parámetros. En estas grillas el usuario tendrá que digitar los parámetros a utilizar para hacer el cálculo, estos parámetros tienen que ver con las lecturas de los registros en las zonas 100% arena y en las zonas 100% arcilla. Cada sub-módulo presentará los resultados parciales mediante dos gráficas en una de ellas se proyectará la o las curvas utilizadas junto con los parámetros utilizados para demarcar las zonas 100% arena y 100% arcilla, esto con el fin de que el usuario se de cuenta de forma gráfica qué parámetros son los utilizados. La otra gráfica mostrará el contenido de arcilla en fracción. El resultado será una curva generada en los mismos intervalos de profundidad registrado por la curva de referencia y con el nombre que el usuario ingresó.

Figura 18. Módulo de cálculo de volumen de arcilla



Fuente: Autor

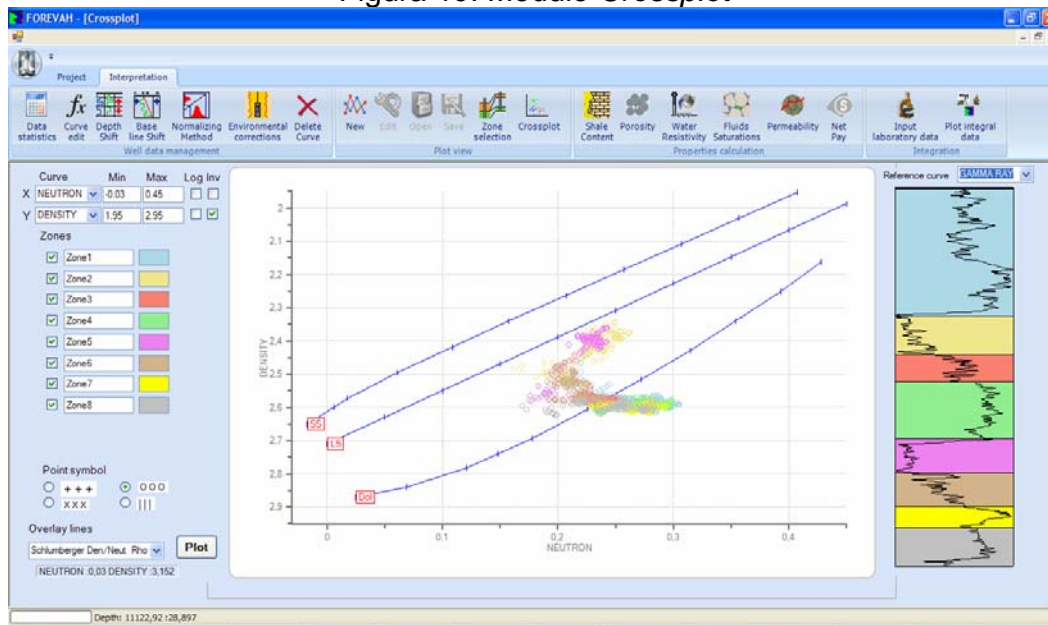
### **Litología y porosidad**

Una vez calculada la cantidad de arcilla el siguiente paso es el cálculo de la porosidad. Los cálculos que se hacen en **FOREVAH** de porosidad se referirán a porosidad efectiva, por que ya han sido corregidos por efectos de arcillosidad es decir el programa resta la porosidad debida a la arcilla, por esta razón el módulo de cálculo de porosidad dependerá de la curva obtenida en el módulo de volumen de arcilla y hará parte de los datos de entrada. Como veremos más adelante no se puede hacer cálculos de porosidad sin suponer un tipo de litología de la matriz, pues las ecuaciones están formuladas de una manera tal que ciertos parámetros con respecto a la matriz son necesarios. Para ayudar al usuario en este aspecto se ha creado en **FOREVAH** un módulo llamado Crossplot. En *Crossplot* en el cual se crean graficas cruzadas. Además de esto, el usuario podrá graficar líneas preestablecidas para la selección de la litología, como se puede observar en la figura 19. En ella podemos ver un grafico muy común de este tipo que se construye ubicando en el eje Y la respuesta del registro Density invertida y en el eje X la respuesta del registro Neutron. En azul se ven las líneas pre-establecidas que la compañías contratistas sugieren como ayuda para la selección de la litología. Para el ejemplo de la figura se graficaron las curvas de las cartas de interpretación de Schlumberger. Este módulo puede graficar los datos por zonas y también es muy útil para elección de parámetros necesarios en los módulos de cálculo de porosidad como DENsh que es la medida del registro de densidad en la zon 1000% arcilla.

El módulo de cálculo de porosidad consta de 7 sub-módulos por medio del los cuales se podrá hacer el cálculo de la porosidad. Los cuatro primeros son métodos son de registro sencillo, esto significa que los cálculos se harán con base a un solo registro y los otros tres son métodos que combinan los registros como el método Neutron- Density. A continuación se presentara los requerimientos de los 4 primeros sub-módulos para el cálculo de la porosidad su datos de entrada, los parámetros necesarios y los valores recomendados, los parámetros y datos de

entrada también son una combinación de los de los parámetros y datos de entrada de los registros que lo comprenden.

Figura 19. Módulo *Crossplot*



Fuente: Autor

### Sub-módulo *Sonic*

Datos de entrada:

- Curva de volumen de arcilla.
- Curva de tiempo de transito us/ft (las lecturas por lo general oscilan entre 40-140).
- Tiempo de transito en zona de 100% arcilla Para cada zona. **DTsh**
- Tiempo de transito en el agua. (DTw)
- Tiempo de transito en la matriz (**DTma**)
- Selección del método (Wyllie o Hunter Raymer).
- Corrección por gas (0.5 a 1).

### Sub-módulo *Density*

Datos de entrada:

- Curva de volumen de arcilla.
- Curva de Densidad en gr/cc (las lecturas por lo general oscilan entre 1.95 y 2.95).
- Densidad en zona de 100% arcilla Para cada zona. **psh**
- Densidad del agua. De formación **pw**
- Densidad de la matriz **pma**
- Corrección por gas (0.5 a 1).

### Sub-módulo *Neutron*

Datos de entrada:

- Curva de volumen de arcilla.
- Curva Neutron en V/V (las lecturas por lo general oscilan entre -0.15 a .045)
- Respuesta del registro neutron en zona de 100% arcilla Para cada zona. **Neush**
- Corrección por gas (1 a 3).

### Sub-módulo *Microlog*

Datos de entrada:

- Curva de volumen de arcilla.
- Curva de Micro resistividad Normal.
- Curva de Micro resistividad inversa.
- Peso de lodo y resistividad del filtrado corregido a temperatura de formación.

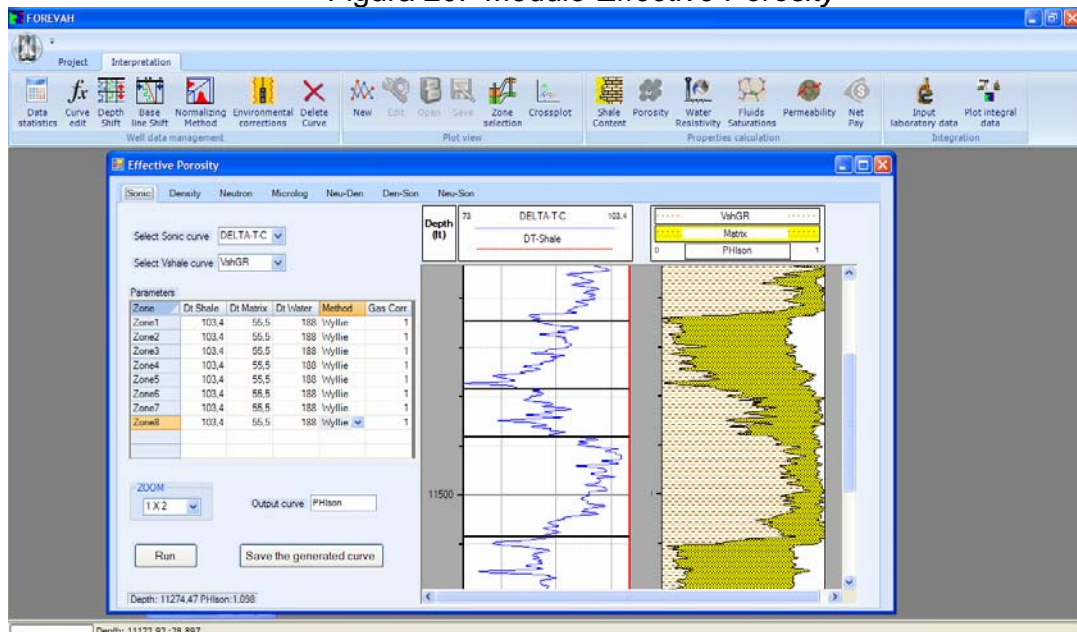
En la figura 20 se puede observar el módulo *Effective porosity* abierto en el sub-módulo *Sonic*. En la parte izquierda se pueden observar los campos de los datos

de entrada y a la derecha dos gráficas la primera muestra la curva utilizada y algunos de sus parámetros y la segunda muestra la distribución de porosidad, volumen de roca y volumen de matriz.

### **Temperatura y resistividad del agua de formación $R_w$**

Los cálculos de saturación de agua están directamente relacionados con las resistividades, tanto del agua de formación como del crudo y del lodo y su filtrado. La resistividad a la vez es una propiedad que depende de la temperatura, razón por la cual se hace necesario saber como varia la temperatura a lo largo del pozo, para así hacer correcciones de las resistividades, como por ejemplo la del filtrado de lodo, que muchas veces es calculada en superficie a temperatura ambiente. **FOREVAH** cuenta con el módulo *Temperatura*, que sirve para generar una curva sencilla de temperatura con base a un gradiente y a un punto inicial. En este módulo también se pueden hacer correcciones puntuales de los datos de resistividad para llevarlos de temperatura de superficie a temperatura de formación.

Figura 20. Módulo *Effective Porosity*



Fuente: Autor

Por otro lado es muy importante mencionar la dependencia que tienen los cálculos de saturación de agua ( $S_w$ ) del conocimiento de la resistividad del agua  $R_w$  de formación. En la ecuación de Archie, o cualquier uno de sus derivados y variantes,  $R_w$  es un multiplicador directo en el numerador, cualquier aumento en  $R_w$  produce un aumento en  $S_w$  calculado. Este parámetro tendrá un efecto importante en los resultados de la interpretación que se haga. El problema radica en que el agua de formación es un parámetro fácil de entender y caracterizar, pues en muchos casos varía en el yacimiento tanto horizontalmente como verticalmente.

La manera simple de establecer  $R_w$  es de un catálogo o valores previamente medidos en una formación. Comúnmente la  $R_w$  es medida en muestras del agua de formación producida. Este no siempre es un buen análisis si consideramos, que el agua de formación producida ha podido ser contaminada en su viaje desde la formación hasta la superficie, por ejemplo, su contenido de iones de hierro ha podido cambiar por la exposición a la tubería de producción y esto a la vez hace que la solubilidad de sus componentes cambie.

Sin embargo existen métodos para estimar este parámetro, dos de ellos están incluidos en **FOREVAH** en el módulo *Water resistivity*, el primero de ellos es el método que utiliza el registro SP y el segundo es el método de  $R_w$  o método del  $R_w$  aparente.

### **Saturación de agua**

Para hacer los cálculos de saturación de agua el usuario podrá utilizar el módulo *Fluid Saturations* que consta de 4 métodos para el cálculo de saturación de agua: Archie, Indonesian, simandux, Waxman- Smith. En los cuatro casos la información de entrada va a ser muy parecida:

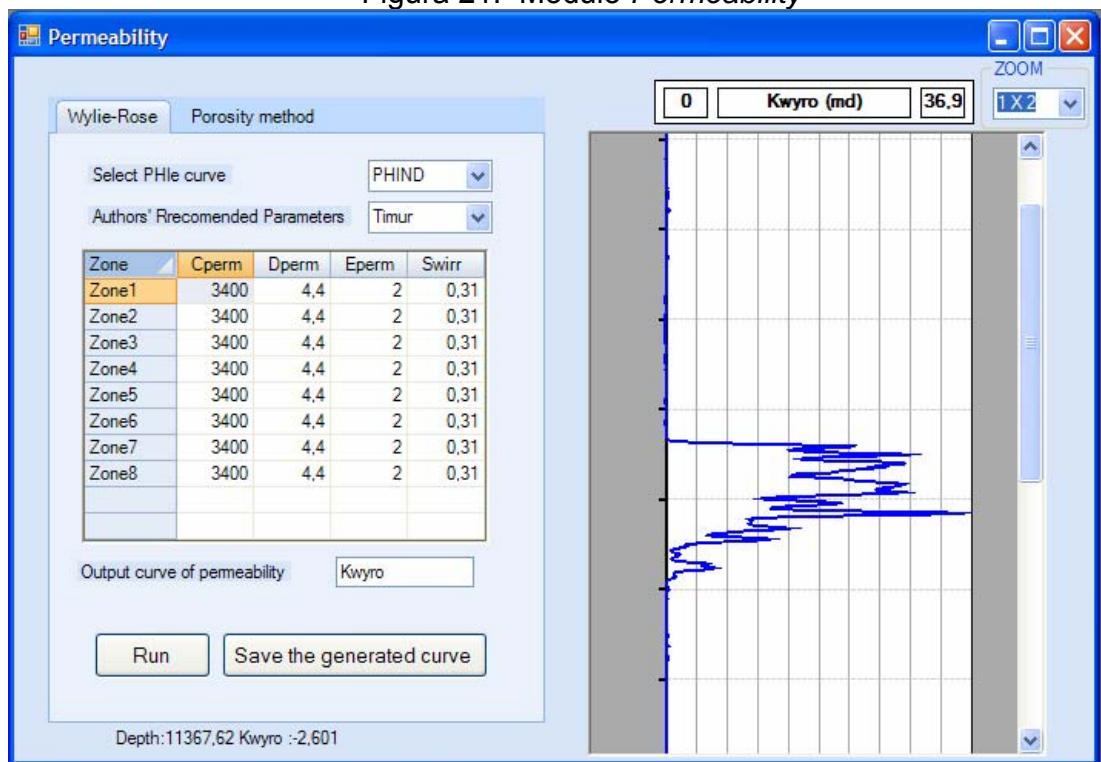
- Parámetro de cementación de la matriz  $M$ .
- Parámetro de saturación de fluidos  $N$ .
- Parámetro de tortuosidad  $A$ .
- Curva de volumen de arcilla.

- Curva de porosidad.
- Curva de resistividad en la zona no invadida.
- $R_w$  para cada zona.
- Resistividad de la zona 100% arcilla solo para Simandux y Indonesian)
- Densidad de la matriz. (solo para Waxman- Smith)

En la figura 7 se puede ver el entorno del usuario correspondiente al sub-módulo *Simandux*. De forma similar a los módulos de porosidad, las grillas y campos de datos de entrada, están a la izquierda y a la derecha se encuentra una gráfica donde se observan los resultados, en ella se grafica la distribución del contenido de arcilla, el volumen de matriz, la porosidad y el producto de la saturación de agua y porosidad.

En todos 4 casos la saturación de agua calculada corresponde al agua que se encuentra en los poros de la matriz.

Figura 21. Módulo *Permeability*



Fuente: Autor

## **Permeabilidad**

Hasta este punto se presentaron los módulos de cálculo de las propiedades petrofísicas que buscan dar una idea de la cantidad de fluidos inicial presente en el yacimiento. Pero para dar una idea de si estos hidrocarburos podrán ser producidos se debe hacer una estimación de la permeabilidad.

La permeabilidad es una propiedad física de las rocas, es medida conduciendo fluidos a través de medios porosos de condiciones conocidas. Esto se lleva a cabo en los laboratorios usando una muestra de roca o núcleo. Esta medición dependerá del tamaño y forma de los poros, las propiedades de los fluidos con los que se trabaja y la presión ejercida al fluido para hacerlo fluir.

Aunque existe una tendencia general a creer que a medida aumenta la porosidad también aumenta la permeabilidad de un medio poroso esta tendencia no siempre se mantiene para todas las formaciones. Si los granos de la arenisca son grandes los poros serán grandes y la permeabilidad será grande también. Pero si se reduce el tamaño de grano de la arenisca 100 veces, la permeabilidad también será bastante pequeña, aunque esto no varié la porosidad. Poros pequeños hacen que el área superficial alrededor de ellos sea grande y esto hace que haya más resistencia al flujo y por ende menos permeabilidad.

Mientras el contenido de arcilla y la porosidad están directamente relacionados con las lecturas de un solo registro, la permeabilidad de la formación no es fácil de correlacionar con un solo registro. Algunos indicadores de permeabilidad pueden ser los siguientes:

- Bajas lecturas en los registros que indican cantidad de arcilla (por ejemplo Gamma ray y SP) acompañadas de un aumento en las lecturas de la porosidad.
- Formación de la torta de lodo, esto evidenciado en la reducción de las lecturas en el caliper en zonas donde aumentan la porosidad.

- Una separación entre las lecturas de resistividad profunda y la resistividad somera. Esto indica que ha habido una invasión del filtrado de lodo haciendo que la lectura somera sea menor, pues el fluido contenido ahora será menos resistivo.
- Los registros de porosidad, sin embargo como ya se dijo, la permeabilidad no puede ser directamente relacionada con la porosidad sin algún conocimiento aparte como de correlaciones obtenidas en laboratorio.

Dos de los métodos para estimar la permeabilidad fueron programados en **FOREVAH**, en el módulo *Permeability*, el método de Wyllie Rose y el método de porosidad. En la figura 21 se puede observar un ejemplo de cálculo de permeabilidad utilizando el método de Wyllie rose y los parámetros de Timur.

#### Sub-módulo Wyllie Rose

Datos de entrada:

- Curva de Porosidad efectiva
- Saturación de agua irreducible para cada zona.
- Parámetros C, D y E

Parámetros recomendados según cada autor

Timur  $c=3400$ ,  $d = 4.4$  y  $E = 2$

Tixier  $c=62500$ ,  $d =4.5$  y  $E = 2$

Morris –Biggs  $c=65000$ ,  $d = 6$  y  $E = 2$

#### Sub-módulo Porosity Method

Datos de entrada:

- Curva de Porosidad efectiva
- Parámetros H y J (Anexo B)

## **Net Pay**

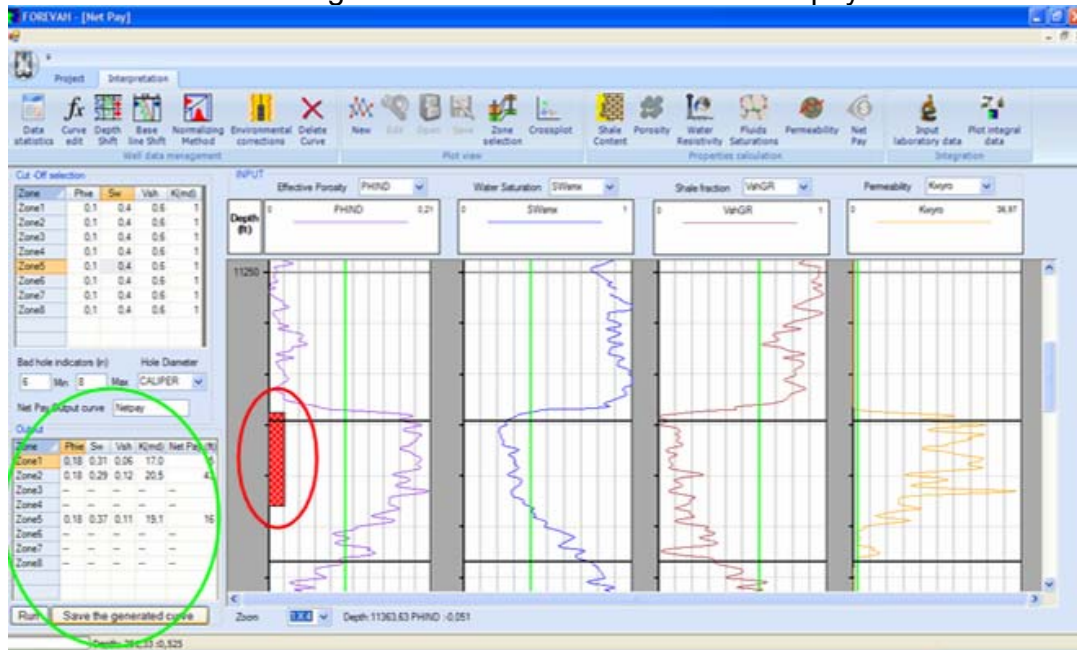
Una vez calculada, la porosidad la fracción de arcilla, la saturación de agua y la permeabilidad, se puede estimar el net pay o intervalo neto producto, que representa la porción de yacimiento que contiene reservas de aceite y/o gas las cuales son económicamente recuperables. Este intervalo se calcula por medio de la comparación de las propiedades petrofísicas con respecto a unos puntos de corte, que representan el límite de lo económicamente producible. **FOREVAH**, para calcular el Net pay, exige como datos de entrada curvas de las propiedades calculadas, Porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla y permeabilidad, y a la vez los puntos de corte para cada una de las propiedades, por ejemplo 0.4 es un valor comúnmente utilizado como punto de corte de la saturación de agua, seleccionar este punto de corte, quiere decir que las zonas que tengan una saturación de agua mayor a esta no se consideraran como económicamente producibles. El programa hará una comparación de cada punto de corte con cada curva de referencia y los intervalos donde se cumplan las cuatro condiciones, serán considerados como Net pay.

En la figura 22, se observa un ejemplo de cálculo de net pay por medio de del módulo **FOREVAH**. También como datos de entrada el usuario tendrá que definir límites mínimos y máximos que el diámetro de pozo y un registro de diámetro de pozo como por ejemplo el caliper, si la respuesta del caliper no esta en entre estos límites, el programa no tendrá en cuenta esos puntos para el cálculo de net pay, pues se podría haber incurrido en errores de cálculo en esos puntos, ya que las respuestas de los registros se ven afectadas por pozos de diámetros muy grandes o muy reducidos.

En la figura 22 encerrado en un círculo rojo se muestra los indicadores de net pay, y en un círculo verde la grilla de resultados, donde el programa mostrará los

promedios de las propiedades petrofísicas por zonas netas productoras y su espesor en pies.

Figura 22. Módulo de cálculo de Net pay



Fuente: Autor

### **Laboratory data Input**

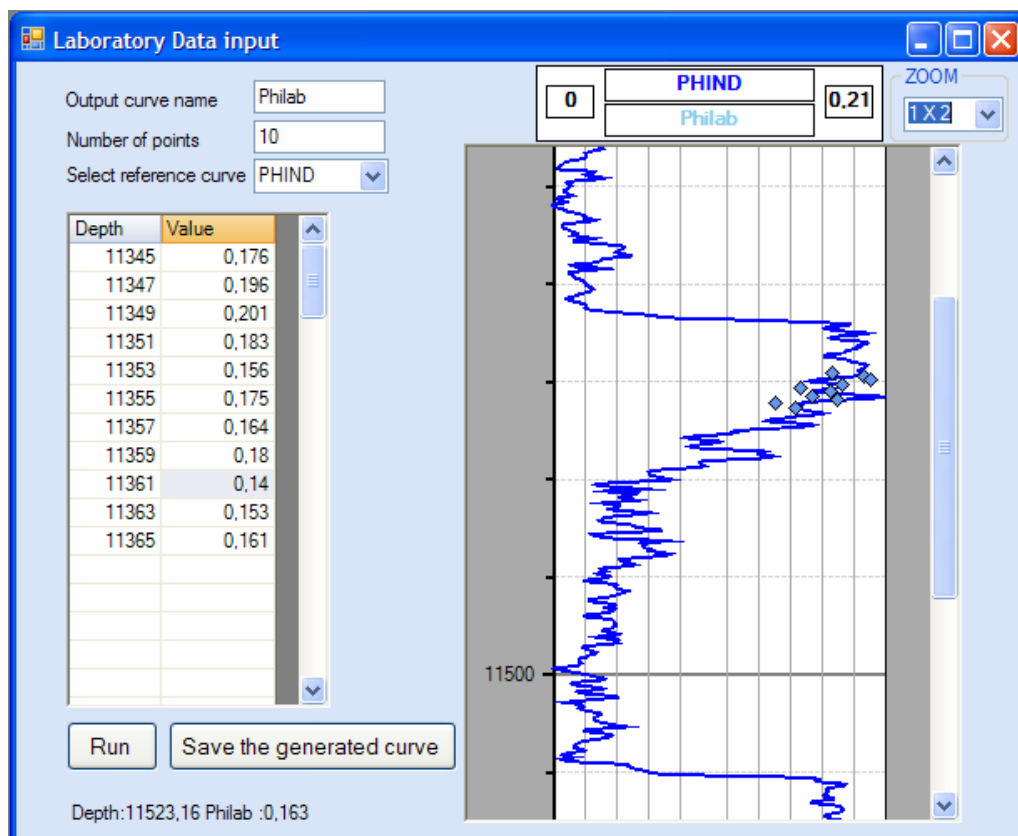
Este es el modulo por medio del cual se ingresa la información del análisis de laboratorio. Aquí se pueden crear las series de datos. Se le debe advertir al programa el nombre de la serie, la cantidad de puntos, el registro de referencia asociado a la medida y finalmente las parejas de datos profundidad vs valor de la propiedad medida, en la figura 23 se muestra este modulo con un ejemplo que consta de 10 mediciones de la porosidad que comparadas con el registro de referencia no se diferencian mucho.

### **Plot integral data**

Por medio de este modulo se puede llevar a cabo la comparación final de los resultados de la interpretación petrofísica. Cada modulo tiene un botón superior el

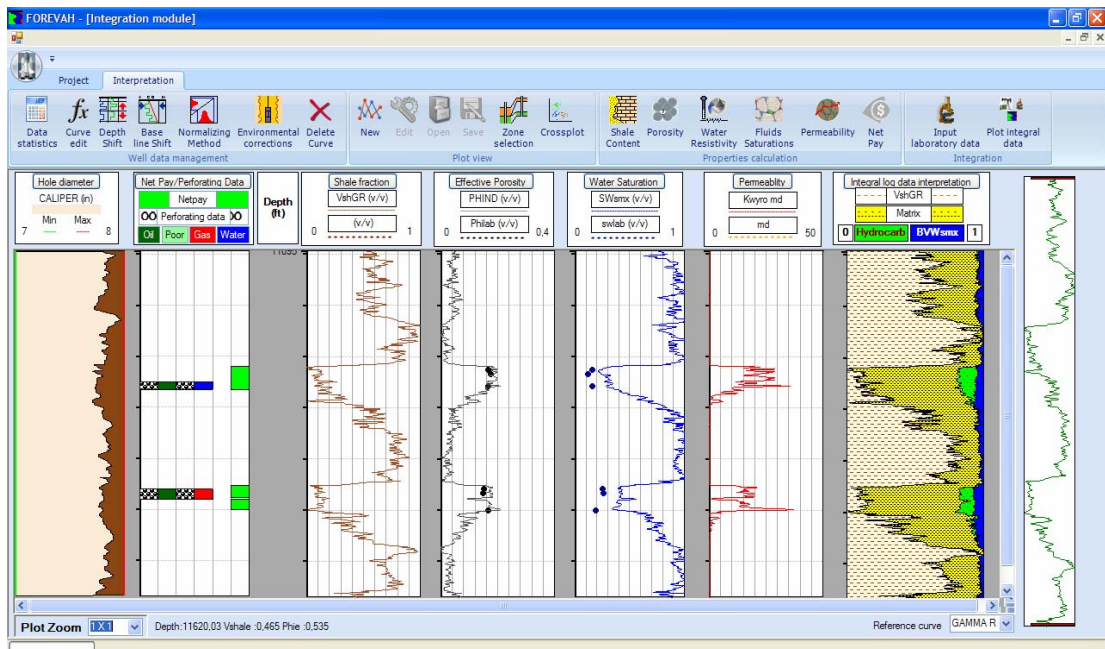
cual desplegará una ventana de dialogo que le preguntará qué curva desea graficar en cada pista y en qué escala. Además aquí se podrá ingresar información de cañoneos, que dado el caso de tenerse, sería muy útil, como información de comprobación de los resultados. Esta información se debe ingresar mediante un cuadro de dialogo que le preguntara por la profundidad del cañoneo el espesor y la respuesta que se tuvo si fue aceite, agua gas o no hubo respuesta , estos cañoneos y sus respuestas se graficaran en la segunda pista junto con el resultado del net pay. La figura 24 muestra el un ejemplo del uso de este modulo.

Figura 23 Laboratory data input



Fuente: Autor

Figura 24 Módulo de presentación integral de resultados.



Fuente: Autor.

## ANEXO B. TABLA DE PARAMETROS RECOMENDADOS

A continuación se presenta una tabla con los principales parámetros para los cálculos de porosidad e identificación de litologías

	$\Delta t$ us/ft	$\rho$ g/cc	PEF
Litologías			
Arcillas	60-150	2.5-2.83	3.42
Areniscas	55.5	2.65	1.86
Calizas	47.3	2.71	5.08
Dolomita	44.0	2.83	3.142
Anhidrita	50.0	2.95	5.055
Carbón	>>95	1.5-2.35	0.18
sal	66.7	2.03	xxx
Fluidos			
Agua salada	188	1.1	0.807
Agua fresca	200	1.0	0.358

Fuente: BENDECK, Jorge. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación de Yacimientos. Santa Fe de Bogotá, Octubre de 1992.