

**METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE MODELOS PETROFÍSICOS
APLICADOS A LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS MADUROS**

CARLOS HERNAN MEJIA ROMERO



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2011

**METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE MODELOS PETROFÍSICOS
APLICADOS A LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS MADUROS**

CARLOS HERNAN MEJIA ROMERO

**Proyecto de grado para optar al título de
GEÓLOGO**

Director:

**PHD. LUIS ENRIQUE CRUZ GUEVARA
Profesor Universidad Industrial de Santander**

Co-Director:

**GEOL. MARIO FERNANDO BARRAGAN ARIAS
Coordinador Departamento Petrofísica, LITHoil Ltda.**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2011

A Dios por bendecirme en cada instante y colmarme de salud y sabiduría.

A mis padres Hernando y Ana, quienes con su esfuerzo, dedicación y sacrificio han hecho posible que alcance los triunfos más importantes de mi vida.

A mis Hermanos Jenny, Néstor y Eliana fuente de alegría y mi mayor motivación para seguir adelante.

A mis grandes amigos ya que su compañía y apoyo son parte importante en la realización de mis metas.

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander por contribuir junto con su personal docente de la Escuela de Geología a la formación personal y profesional.

Agradecimiento a los Geólogos Mario Fernando Barragán y Gustavo Montenegro por su gran ayuda y por brindarme la oportunidad de ser parte del equipo de trabajo LITHoil, durante el desarrollo de la práctica.

Al profesor Luis Enrique Cruz por ser un apoyo incondicional en la ejecución del presente proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	26
1. OBJETIVOS	28
1.2 OBJETIVO GENERAL	28
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	28
2. INFORMACIÓN UTILIZADA	30
2.1 CAMPO B	31
2.1.1 Generalidades	31
2.1.2 Geología	31
2.1.3 Características Litológicas	31
2.1.4 Facie Intermedia de Arenisca Calcárea	32
2.1.5 Facie Superior- Campo B	32
2.1.6 Características Petrolíferas del Campo	33
2.2 CAMPO C	34
2.2.1 Generalidades	34
2.2.2 Estratigrafía	35
2.2.3 Reciente	35
2.2.4 Formación Arial	36
2.2.5 Formación Compensar	36
2.2.6 Formación Brisa	36
2.2.7 Formación Viñedo Superior	36
2.2.8 Formación Viñedo Inferior	36
2.2.9 Formación Piel Roja	37
2.2.10 Características Petrolíferas del Campo	37
2.3 CAMPO D	39

2.3.1 Generalidades	39
2.3.2 Estratigrafía	40
2.3.3 Características Petrolíferas del Campo	40
2.4 CAMPO E	41
2.4.1 Generalidades	41
2.4.2 Estratigrafía	41
2.4.3 Descripción del tipo de Reservorio	43
2.4.4 Características Petrolíferas del Campo	44
2.4.5 Valores históricos de Producción	44
2.5 METODOLOGÍA APLICADA EN EL DESARROLLO DEL PRESENTE PROYECTO	45
2.5.1 FASE I. Recopilación, Carga y Evaluación de la Información disponible	45
2.5.2 FASE II. Edición, Estandarización y Correcciones Ambientales (Anexo I)	45
2.5.3 FASE III. Núcleos de Perforación (Anexo I)	46
2.5.4 FASE IV. Identificación de Unidades Hidráulicas de Flujo	46
2.5.6 FASE V. Cálculo de Propiedades petrofísicas	47
2.5.7 Flujogramas De Trabajo	47
3. GENERALIDADES DE LOS REGISTROS DE POZO	48
3.1 CONCEPTOS BÁSICOS	48
3.1.1 Exploración con registros	48
3.1.2 Clasificación de los registros	50
3.1.3 Formatos de presentación de los registros	50
3.1.4 Formato de Visualización de Registros de Pozo	51
3.2 REGISTRO DE DIÁMETRO	56
3.2.1 Registro Caliper	56
3.2.2 Introducción	56
3.2.3 Presentación del registro	57

3.2.4 Interpretación del registro Caliper	57
3.2.5 Uso del Registro Caliper	58
3.3 REGISTRO DE LITOLÓGÍA	60
3.3.1 Gamma Ray	60
3.3.1.1 Introducción	60
3.3.1.2 Principio de funcionamiento.	62
3.3.1.3 Equipo.	63
3.3.1.4 Velocidad de corrida del registro	63
3.3.1.5 Factores que afectan la medida	64
3.3.1.6 Aplicaciones del registro	66
3.3.2 Registro Gamma Ray espectral.	69
3.3.2.1 Principios de la medida	69
3.3.2.2 Calibración	70
3.3.2.3 Presentación del registro	70
3.3.2.4 Efectos del tipo de lodo	71
3.3.2.5 Aplicaciones del SGR	71
3.4 REGISTROS ELÉCTRICOS	75
3.4.1 Registro de potencial espontaneo SP	75
3.4.1.1 Introducción	75
3.4.1.2 Principio de la medida	76
3.4.1.3 Equipo	79
3.4.1.4 Presentación del registro	80
3.4.1.5 Aplicaciones del registro SP	81
3.4.2 Registro de resistividad	83
3.4.2.1 ¿Qué son y que miden?	83
3.4.2.2 Principio de la medida	85
3.4.2.3 Clasificación de los registros resistivos	87

3.4.2.4 Registros convencionales	88
3.4.2.5 Registros enfocados	94
3.4.2.6 Registros de inducción	102
3.4.2.7 Registros de espaciamento corto	108
3.4.2.8 Radio de investigación de las herramientas resistivas	113
3.4.2.9 Aplicaciones de los registros resistivos	114
3.5 REGISTRO POROSIDAD	116
3.5.1 Registros acústicos	116
3.5.1.1 Introducción	116
3.5.1.2 Principio físico	117
3.5.1.3 Equipo	119
3.5.1.4 Presentación del registro	120
3.5.1.5 Radio de investigación	121
3.5.1.6 Calculo de la porosidad	122
3.5.1.7 Factores que afectan la medida del registro	123
3.5.2 Registro de densidad de la formación	125
3.5.2.1 Introducción	125
3.5.2.2 Principios físicos	126
3.5.2.3 Equipo	128
3.5.2.4 Presentación del registro	129
3.5.2.5 Radio de investigación	130
3.5.2.6 Resolución vertical	131
3.5.2.7 Factores que afectan la medida	131
3.5.2.8 Usos del registro de densidad de la formación	131
3.5.3 Registro de lito-densidad	135
3.5.3.1 Introducción	135
3.5.3.2 Principios físicos	136

3.5.3.3 Equipo	138
3.5.3.4 Presentación del registro	139
3.5.3.5 Radio de investigación	139
3.5.3.6 Factores que afectan la medida	140
3.5.3.7 Usos del registro PEF	141
3.5.4 Registro Neutrón	143
3.5.4.1 Introducción	143
3.5.4.2 Principio físico	144
3.5.3 Equipo	147
3.5.4.4 Presentación del registro	149
3.5.4.5 Radio de investigación	149
3.5.4.6 Factores que afectan el registro	150
3.5.4.7 Usos del registro neutrón	153
3.6 REGISTROS ESPECIALES	155
3.6.1 Registro de resonancia magnética NMR	155
3.6.1.1 Principio de funcionamiento	155
3.6.1.2 Aspectos de las formaciones que afectan la medida	156
3.6.1.3 Aplicaciones del registro	157
3.6.2 Registros de imágenes	159
3.6.2.1 Registro FMI (<i>Image Formation</i>)	161
3.6.3 Registro UBI (<i>Ultrasonic Borehole Imager</i>)	161
3.6.3.1 Presentación del registro	162
3.6.3.2 Aplicaciones de los registros de imágenes	163
3.7 DEFINICIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS POROSIDAD (ϕ) Y PERMEABILIDAD (K) Y SU APLICACIÓN EN REGISTROS DE POZO	164
3.7.1 Porosidad	165
3.7.1.1 Clasificación de la porosidad	166

3.7.1.2 Tipos de Porosidad	168
3.7.1.3 Porosidad Medida En Núcleos	171
3.7.2 Permeabilidad	171
3.7.2.1 Clasificación de la permeabilidad.	173
3.7.2.2 Factores que afectan la permeabilidad	174
3.7.3 Relaciones entre Porosidad y Permeabilidad	176
3.7.4 Permeabilidad relativa	178
3.7.5 Saturación de fluidos	181
4. METODOLOGÍAS DE AGRUPACION PETROFÍSICA	182
4.1 MÉTODO DE WINDLAND Y PITTMAN	182
4.1.1 Calculo de la permeabilidad usando la ecuación de Windland	185
4.2 UNIDADES DE FLUJO	186
4.2.1 Según Gunter.	186
4.2.2 Según Ebanks	188
4.3 CORRELACIÓN KOZENY- CARMAN	190
4.4 COEFICIENTE DE LORENZ	195
4.5 PETROFACIES	198
4.6 METODOLOGÍAS DE SOFT COMPUTING APLICADAS PARA LA INTERPRETACIÓN DE LITOTIPOS A PARTIR DE REGISTROS DE POZO	199
4.6.1 Análisis Clúster.	199
4.6.1.1 Ventajas del Análisis Clúster	202
4.6.2 Redes Neuronales	202
4.6.2.1 Definición de red neuronal	202
4.6.2.2 Principio de funcionamiento	204
4.6.2.3 Función De Activación.	205
4.6.2.4 Aplicación de las redes neuronales.	206
4.6.3 Árboles de Decisión	207

4.6.3.1 Definición	207
4.6.3.2 Árboles de decisión utilizados en sistemas expertos	208
5. CALCULO DE PROPIEDADES PETROFISICAS	209
5.1 ARCILLOSIDAD	209
5.1.1 Determinación De La Arcillosidad	209
5.1.2 Indicador de arcillosidad obtenido de la resistividad profunda	210
5.1.3 Indicador de arcillosidad obtenido del Registro del potencial espontáneo	211
5.1.4 Indicador de arcillosidad obtenido del Registro Gamma Ray	212
5.1.4.1 Crossplot Neutron-Densidad- Gamma Ray.	212
5.1.5 Otros indicadores de arcillosidad	214
5.2 CÁLCULO DE LA POROSIDAD EFECTIVA	215
5.2.1 Registro sísmico	215
5.2.2 Crossplot Neutron-Densidad	216
5.3 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE RESISTIVIDAD	219
5.3.1 Interpretación de los perfiles de resistividad	219
5.3.2 Determinación de la resistividad del agua de formación	221
5.3.2.1 Con el registro de SP	221
5.3.2.2 Usando la gráfica de Pickett	223
5.3.2.3 Con el cálculo de la resistividad aparente de agua	224
5.3.2.4 Análisis de agua de producción	224
5.4 DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN	225
5.4.1 Ecuación de Archie	225
5.4.2 Método de la relación de resistividades	226
5.4.3 Modificaciones a la ecuación de Archie	226
5.4.4 Ecuación Waxman Smits and Thomas	227
5.5 SATURACIÓN DE HIDROCARBUROS	228
5.5.1 Ubicación de contactos	228

5.5.1.1 Registros de resistividad	228
5.5.2 Estimación de la permeabilidad	228
5.5.2.1 Formulación de Timur	229
5.5.2.2 Método de Tixier	230
5.5.2.3 Otras formulaciones para la estimación de la permeabilidad	231
5.6 DETERMINACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD POR MEDIO DE CUT-OFF	233
6. APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS	235
6.1 FASE I. RECOPIACIÓN, CARGA Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE	235
6.1.1 Información Original De Curvas Obtenida De Los Campos Muestra	237
6.1.2 Herramientas Usadas En La Adquisición De Registros De Pozo Para Los Campos Muestra	240
6.1.3 FASE II. ANEXO 1. Edición, Estandarización y Correcciones Ambientales	246
6.1.3.1 Edición de los Registros	247
6.2 CORRECCIONES AMBIENTALES	255
6.3 CORRECCIÓN DE LA LÍNEA BASE SP	257
6.4 FASE III. NÚCLEOS De PERFORACIÓN	260
6.4.1 Información De Núcleos A Tener En Cuenta En La Caracterización De Yacimientos Enfocado A Campos Maduros	261
6.4.2 Aplicación De Las Metodologías De Identificación De Tipos De Roca A Los Campos Muestra	262
6.4.3 Inventario de Información de los Campos Muestra	263
6.4.3 Cálculo De Los Desfases Núcleo – Registro	264
6.4.3.1 Desfases en profundidad	264
6.4.3.2 Registro Core-Gamma	265
6.4.3.3 Correlación con porosidad de registro	270
6.4.4 Corrección De Los Datos (K Y Φ) A Condiciones De Yacimiento	271

6.4.5 Análisis De Los Datos Corregidos A Presión De Confinamiento	276
6.5 SELECCIÓN Y AGRUPACIÓN DE LITOTIPOS	277
6.5.1 FASE IV. Identificación de Unidades Hidráulicas de Flujo	281
6.6 APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DE SOFT COMPUTING A LOS CAMPOS MUESTRA	282
6.6.1 Identificación De Litologías	283
6.6.2 Aplicación De Redes Neuronales En Los Campos Muestra	287
6.6.2.1 Interpretación De Litotipos	287
6.6.2.2 Entrenamiento De Las Redes Neuronales	288
6.6.2.3 Modelo I. Densidad – Neutrón	289
6.6.2.4 Modelo II. Densidad	289
6.6.2.5 Modelo III. GR- Resistividad	290
6.7 FASE V. CÁLCULO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS	293
6.7.1 Cálculo Del Volumen De Arcilla Vsh En Los Campos Muestra De Estudio	293
6.7.2 Cálculo De La Porosidad Efectiva En Los Campos Muestra De Estudio	297
6.7.3 Aplicación Del Cálculo De Sw En Los Campos Muestra	302
6.7.4 Evaluación De Propiedades Petrofísicas	304
7. FLUJOS DE TRABAJO	307
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	314
BIBLIOGRAFÍA	317

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Columna Estratigráfica del Campo B (Modificado de Royero et al 2000).	32
Tabla 2. Datos de yacimiento e información de pozos del Campo B (Modificado de Moreno 2000).	33
Tabla 3. Datos de producción y características de los fluidos del campo Campo B (Modificado de Moreno 2000).	33
Tabla 4. Secuencia Estratigráfica del campo C (Modificado de Pemex 2007).	37
Tabla 5. Datos de yacimiento e información de pozos del campo México. Modificado de Pemex 2007	38
Tabla 6. Datos de producción y características de los fluidos del campo C. (Modificado de Flores 2007).	38
Tabla 7. Datos de yacimiento e información de pozos del Campo D.	40
Tabla 8. Datos de producción y características de los fluidos del Campo D (Modificado de Arenas et al 1994).	41
Tabla 9. Columna estratigráfica del Campo E (Tomado de Ochoa, 2010).	43
Tabla 10. Datos de yacimiento e información de pozos del Campo E.	44
Tabla 11. Datos de producción y características de los fluidos del Campo E	44
Tabla 12. Factores que influyen la medida del Caliper	59
Tabla 13. Radios de investigación de las herramientas resistivas	113
Tabla 14. Valores de Δt_{ma} y Δt_{fl} para la ecuación de porosidad	122
Tabla 15. Valores de densidad de grano para minerales conocidos	133
Tabla 16. Valores de P_e y U para minerales conocidos.	139
Tabla 17. Índice de hidrógenos para minerales conocidos.	146
Tabla 18. Calidad de una roca en función de su permeabilidad.	175

Tabla 19. Tipos de Poro y su rango de tamaño. Tomado de Hartmann & Beaumont (1990).	182
Tabla 20. Ecuaciones empíricas para determinar los radios de garganta (μm) correspondientes a varios porcentajes de saturación de mercurio. Φ : porosidad (%) y k : permeabilidad (mD).	184
Tabla 22. Modificaciones de la ecuación de Archie para cálculos de saturación de agua en formaciones con arcilla	227
Tabla 23. Inventario de curvas Campo B.	237
Tabla 24. Inventario de Curvas Campo D.	238
Tabla 25. Inventario de curvas Campo E.	239
Tabla 26. Herramientas usadas en la adquisición de registros de pozo Campo B. (Modificado de Crain's (2006).	241
Tabla 27. Herramientas usadas en la adquisición de registros de pozo Campo c	242
Tabla 28. Herramientas usadas en la adquisición de registros de pozo Campo D	243
Tabla 29. Herramientas usadas en la adquisición de registros de pozo Campo E	245
Tabla 30. Inventario de información de Núcleos en los campos Muestra.	263
Tabla 31. Desfases de profundidad calculados para los pozos con información de registro CoreGamma.	269
Tabla 32. Valores promedios de compresibilidad de formación.	275
Tabla 33. Datos antes y después de corregidos a presión de confinamiento. Pozos E-3 y E-4. Campo E	275
Tabla 34. Agrupación de los litotipos descritos en núcleos para el modelamiento de registros.	278
Tabla 35. Agrupación de los litotipos descritos en núcleos para el modelamiento de registros.	279

Tabla 36. Identificación de Unidades Hidráulicas de Flujo en el campo A.	281
Tabla 37. Identificación de Unidades Hidráulicas para el campo D.	282
Tabla 38. Modelos y parámetros utilizados en la evaluación de propiedades petrofísicas aplicados a los campos muestra de estudio.	304
Tabla 39. Cálculos obtenidos para Porosidad efectiva, Saturación de agua, Permeabilidad y Net Pay, Pozo D-10.	305

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Valores históricos de producción en el Campo B (Modificado de Moreno 2000).	34
Figura 2. Producción de Aceite en mmbbls prevista para el Campo C entre el año 2008 y el 2022.	38
Figura 3. Producción de Gas en mmpdc prevista para el Campo B entre el año 2008 y el 2022. (Modificado de Cruz et al 2007).	39
Figura 4. Valores históricos de producción del Campo E	44
Figura 5. Visualización de un registro .LAS versión 2.0. Tomado de Struyk et al 2009.	55
Figura 6. Herramienta Caliper de dos brazos. Tomado de Glover, 2000.	56
Figura 7. Registro Caliper.	57
Figura 8. Respuesta típica del Registro Caliper para varias litologías.	59
Figura 9. Ejemplo del registro Gamma Ray.	62
Figura 10. Fotografía de la herramienta. Tomado de Pts Colombia, (2005).	63
Figura 11. Vsh vs IGR para cada correlación. Tomado de Reeve (1999).	67
Figura 12. Ejemplo de la presentación de un registro SGR.	71
Figura 13. Principio físico de la generación del potencial espontáneo SP.	77
Figura 14. Electrodo SP. Tomado de Bowen 2003	80
Figura 15. Presentación del registro SP.	80
Figura 16. Registro ideal de SP. Presentación del registro SP.	82
Figura 17. Modelo de elemento resistivo	85
Figura 18. Esquema de un electrodo puntual emitiendo una corriente en una formación.	86
Figura 19. Esquema del dispositivo normal.	89

Figura 20. Esquema del dispositivo Lateral Normal.	91
Figura 21. Dispositivo normal en formaciones más resistivas	92
Figura 22. Dispositivo normal en formaciones menos resistivas	92
Figura 23. Dispositivo lateral en formaciones más resistivas y menos resistivas.	94
Figura 25. Comparación de la respuesta de las herramientas convencionales con la herramienta LL7 Tomado de Schlumberger (1989)	97
Figura 26. Dual Laterolog DLL. Tomado de Schlumberger (1989).	99
Figura 27. Efecto Delaware. Tomado de Bowen (2003).	101
Figura 28. Presentación de registros enfocados pozo colorado 36	102
Figura 29. Principio de la medida del registro de inducción	104
Figura 30. Presentación registro de inducción.	105
Figura 31. Presentación de los registros AIT	107
Figura 32. Esquema herramienta de espaciamiento corto	108
Figura 33. Esquema herramienta micro esférica enfocada	111
Figura 34. Esquema del patín de la herramienta micro enfocada.	111
Figura 35. Ejemplo de determinación de zonas de hidrocarburos.	114
Figura 36. Ejemplo de determinación de contactos.	115
Figura 37. Ejemplo de estimación cualitativa de la porosidad y de la permeabilidad.	116
Figura 38. Herramientas del registro Sónico	120
Figura 39. Presentación registro Sónico.	121
Figura 40. Esquema de la herramienta de densidad de la formación	128
Figura 41. Presentación del registro de densidad	129
Figura 42. Distribución de los rayos gamma después de la emisión.	136
Figura 43. Ejemplo del registro PEF.	140
Figura 44. Registro PEF en litologías conocidas.	142
Figura 45. Ejemplo de la presentación de un registro neutrón.	150

Figura 46. Registro Neutrón en litologías conocidas.	155
Figura 47. Contribución a la distribución de T2 según la Mojabilidad y la viscosidad del fluido	158
Figura 48. Pozo de aceite liviano con datos de NMR.	159
Figura 49. Pozo de aceite pesado con datos de NMR.	160
Figura 50. Herramienta de registro FMI.	161
Figura 51. Herramienta de registro UBI.	162
Figura 52. Presentación del registro FMI.	163
Figura 53. Esquemización de un material poroso.	166
Figura 54. Tipos de Porosidad.	168
Figura 55. Efecto de la presencia de material cementante arcilloso sobre la permeabilidad y porosidad	173
Figura 56. Influencia de la forma y el tamaño de los granos sobre la permeabilidad.	175
Figura 57. Gráficas típicas de Permeabilidad vs porosidad.	177
Figura 58. Relaciones típicas de porosidad y permeabilidad.	178
Figura 59. Relaciones típicas de porosidad y permeabilidad.	179
Figura 60. Gráfico de Saturación de mercurio/Presión capilar vs. Saturación de mercurio de una muestra con 19.8% de porosidad y 6.99 Md de permeabilidad	185
Figura 61. Gráfico de Porosidad (ϕ) versus permeabilidad (K), mostrando unidades hidráulicas para núcleos de rutina	189
Figura 62. Caracterización de un reservorio Marino Somero de Siberia, HU 1 es la base y HU 10 corresponde al tope de la gráfica	190
Figura 63. Comparación de un sistema tortuoso con un sistema de tubos capilares.	191
Figura 64. Capacidad de Flujo Normalizada	196

Figura 65. Correlación del coeficiente de Lorenz con la variación de permeabilidad.	197
Figura 66. Esquema de una Neurona Artificial con sus principales elementos.	204
Figura 67. Determinación de la arcillosidad por medio del grafico cruzado de Densidad- Neutron- Gamma Ray.	212
Figura 68. Interpretación del proceso de invasión.	220
Figura 69. Ejemplo de interpretación de las curvas de resistividad.	221
Figura 70. Grafica Pickett para la determinación del RW.	224
Figura 71. Marcas de tiempo en los registros.	249
Figura 72. Desfase de profundidad. Pozo D-8. En la figura se puede apreciar el desfase de la curva SP y Caliper en el intervalo (3450-3900).	251
Figura 73. Grafica de corrección por efectos del tamaño de pozo para el registro Latero enfocado Dual.	256
Figura 74. Ejemplo de corrección de línea base del registro SP.	259
Figura 75. Flujo de trabajo para la fase de Núcleos de perforación aplicada en el desarrollo del presente proyecto.	260
Figura 76. Corrección de desfase de profundidad Pozo E-10 Campo E	265
Figura 77. Detector de rayos gamma de superficie.	266
Figura 78. Identificación de facies a partir de la correlación núcleo registro. Pozo A-1. Campo A.	280
Figura 79. Gráfico de Litología Gamma Ray – ResD, Pozo D-10	285
Figura 80. Identificación de litologías a partir de Análisis Clúster. Pozo D-10.	286
Figura 81. Procedimiento para el entrenamiento de las redes neuronales en la plataforma de interpretación IP.	288
Figura 82. Interpretación automatizada de litotipos, pozo D- 10, Modelo I	291
Figura 83. Cálculo de litotipos a partir de Litofacies descritas en núcleos de perforación y UHF extrapoladas	292

Figura 84. Histograma del registro Gamma Ray, en el cual se observan dos familias de datos, para el cálculo del volumen de arcilla (Vsh) en la formación	294
Figura 85. Crossplot Densidad-Neutrón, usado para el cálculo del volumen de arcilla Vsh en la formación.	295
Figura 86. Cálculo del Volumen de Arcilla para el pozo D-10.	296
Figura 87. Cálculo de la porosidad efectiva para el pozo D-10. Usando el método Densidad- Neutrón.	298
Figura 88. Cálculo de R_w para el pozo D-10, aplicando el método de Pickett a partir de las curvas Porosidad Efectiva y Resistividad Profunda	301
Figura 89. Cálculo de S_w para el pozo D-10, aplicando el método de Archie a partir de las curvas Porosidad Efectiva.	303
Figura 91. Flujo de Trabajo General para la evaluación Petrofísica	307
Figura 92. Diagrama de flujo de la Edición de registros.	308
Figura 93. Diagrama de Flujo desarrollo de la fase de Núcleos de Perforación.	310
Figura 94. Diagrama de flujo para determinación de la Arcillosidad	311
Figura 95. Diagrama de flujo para determinación de la Porosidad Efectiva	312
Figura 96. Diagrama de flujo para determinación de la Porosidad Efectiva	313

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE MODELOS PETROFÍSICOS APLICADOS A LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS MADUROS*

AUTOR: CARLOS HERNAN MEJIA ROMERO**

PALABRAS CLAVE: Evaluación de formaciones, Registros de Pozo, Modelamiento Petrofísico, Campos maduros.

DESCRIPCIÓN

La evaluación de formaciones es uno de los aspectos más importantes en la viabilidad de un proyecto de explotación de los hidrocarburos, ya que el resultado de esta 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 formaciones se puede hacer por medio del análisis de pruebas de núcleos de perforación y la interpretación de registros de pozo. Para obtener resultados más confiables se busca siempre una integración de 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.

El presente estudio consiste en el desarrollo de una metodología que involucra el manejo de información de registros de pozo (inventario, análisis y control de calidad) y núcleos de perforación de cinco (5) campos maduros, en los cuales se aplicaron diferentes metodologías de evaluación petrofísica existentes en la literatura, las cuales permitieron desarrollar flujos de trabajo aplicados a estructurar cualitativa y cuantitativamente una metodología de modelamiento petrofísico aplicado a estudios integrados de yacimientos en Campos Maduros.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología. Director PhD. Luis Enrique Cruz. Codirector: Geol. Mario Fernando Barragán.

ABSTRACT

TITLE: METHODODOLOGY FOR PETROPHYSICS MODEL DEVELOPMENT APPLIED TO PRODUCTION OPTIMIZATION IN MATURE FIELDS*

AUTHOR: CARLOS HERNAN MEJIA ROMERO**

KEYWORDS: Formation Evaluation, Well Logs, Petrophysical modeling, Mature Fields.

DESCRIPTION

Formation evaluation is a key element in the determination of hydrocarbon exploitation project valuation; given that evaluation results define reservoir properties and quantity of hydrocarbons to be found. These results are used to design the best strategies for reservoir development

The evaluation can be made using core test analysis, and well logs interpretation. The integration of the above practices made in order to obtain more reliable results. These analyses demand reviewing and interpreting a great quantity of data as well as diverse mathematical formulations to find each specific property. Additionally, chart and map visualization is required, as well as results schemes for decision making and performing an effective formation valuation.

The present study develops methodology that includes well log information management (inventory, analysis and quality control) and core drilling of five (5) mature fields, where different petrophysical valuation methodologies have been applied, enabling the development of workflows that could provide both qualitative and quantitative data in order to structure an petrophysics modelling methodology applied to integrated studies for mature fields.

* Degree Project

** Physical-Chemical Geology Faculty, Geology School. PhD. Luis Enrique Cruz. Codirector: Geol. Mario Fernando Barragán.

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 conocer y definir los pasos a tener en cuenta en el desarrollo de un modelo petrofísico se hace útil una metodología que describa con claridad los procesos a seguir en el desarrollo del mismo, razón por la cual nace este proyecto, supliendo la necesidad de crear una metodología que brinde la información adecuada y eficaz a tener en cuenta por aquel profesional de la compañía que no sea experto en petrofísica.

En el primer capítulo de este libro se presentan cinco (5) campos maduros, los cuales se usaron como campos muestra para el desarrollo de la metodología. 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 las metodologías existentes en la literatura para determinar Unidades hidráulicas de flujo y cálculo de las propiedades petrofísica. Por último se realiza la aplicación de las metodologías en los campos muestra de estudio y se presentan los flujos de trabajo definidos para cada una de las etapas que componen un el desarrollo de un modelo petrofísico.

1. OBJETIVOS

1.2 OBJETIVO GENERAL

Implementar una metodología de evaluación petrofísica aplicable a la caracterización de yacimientos.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir los flujos de trabajo a implementar en cada una de las etapas que comprenden la evaluación de las propiedades petrofísicas del yacimiento a partir de la integración de la información de registros de pozo y núcleos de perforación.
- Identificar las condiciones y características de la información (registros de pozo y núcleos de perforación), provenientes de un campo maduro, y el tratamiento a efectuar en la misma para su posterior aplicación en el cálculo de propiedades petrofísicas.
- Identificar las metodologías utilizadas en la evaluación de las propiedades petrofísicas de un yacimiento a partir de la información de núcleos de perforación.
- Conocer e identificar las metodologías de Soft Computing más utilizadas en la evaluación de un modelo petrofísico y aplicarlas en los campos muestra.

- Conocer las metodologías para el cálculo de propiedades Petrofísicas (Volumen de arcilla “Vsh”, Porosidad Efectiva y Saturación de Agua), y su aplicación en los campos maduros.

2. INFORMACIÓN UTILIZADA

En el desarrollo del presente proyecto, se utilizó una muestra de información proveniente de cinco (5) campos maduros localizados así: Campo A, Campo B, Campo C, Campo E, Campo D, con el ánimo de identificar las condiciones de la información y aplicar diferentes metodologías de evaluación de propiedades petrofísicas de los yacimientos, existentes en la literatura, que permitan desarrollar flujos de trabajo aplicados a estructurar cualitativa y cuantitativamente una metodología de modelamiento petrofísico aplicado a estudios integrados de yacimientos en Campos Maduros.

Los campos muestra corresponden a cinco (5) campos maduros: Campo A, Campo B, Campo C, Campo D y Campo E, los cuales fueron seleccionados estratégicamente para el desarrollo del presente proyecto, cada uno de estos campos cuenta con información de pozos y perfiles de pozo, que datan desde 1950 (antiguas herramientas), hasta pozos con información de registros tomados con herramientas de última tecnología, esto con el fin de mostrar el procedimiento empleado para verificar y unificar la escala de presentación de los perfiles, la información contenida en el encabezado de los registros, así como también el formato de presentación de los mismos.

A continuación se presenta una reseña los campos mencionados anteriormente, para luego dar paso al inventario de pozos, control de calidad y demás actividades propias de esta primera fase.

La información empleada de los campos (nombres, localización, formaciones, entre otros,) en el presente proyecto ha sido cambiada para cumplir con el acuerdo de confidencialidad exigido por la compañía.

2.1 CAMPO B

2.1.1 Generalidades. Este campo cuenta con un total de 65 pozos perforados, distribuidos así: en producción 16 pozos, en abandono temporal 33 pozos, y en abandono definitivo, con tapones de cemento, 16 pozos. La producción del Campo B fue de 509.156 bbls de petróleo en el primer año (1957), manteniéndose en ascenso hasta 1960, fecha en la cual alcanza su punto máximo, con 8.154.706 bbls. A partir de dicho año la producción tiene un comportamiento descendente, a una tasa promedio anual cercana al 13%, hasta llegar en 1998 a una producción anual de 203.976 bbls aproximadamente (Modificado de Escobar 2002).

2.1.2 Geología. La zona productora del Campo B fue depositada alrededor y encima de la topografía ondulante del basamento Pre Mioceno con la transgresión de los mares sobre el arco (capital). La litología del campo corresponde a unas facies basal de areniscas no calcáreas, unas facies intermedias de arenisca calcáreas y una facie superior de calizas.

La distribución de las tres facies estuvo controlada por la topografía ondulante del basamento Pre-Mioceno durante la depositación, de tal manera que la zona productora se encuentra completamente desarrollada en las partes bajas del basamento, en tanto que las partes más altas del basamento no hubo depositación y éste se encuentra cubierto por un grueso manto de arcillas.

2.1.3 Características Litológicas:

Facie Basal de Areniscas no Calcáreas

Es de origen continental y está conformada por areniscas pobremente consolidadas, arcillosas a limpias, de grano grueso a conglomeráticas, compuestas principalmente por granos angulares a subredondeados de cuarzo

ahumado a lechoso y algo de fragmentos de basamento. Estas areniscas están interestratificadas con arcillolitas arenáceas de color verde, localmente moteada de amarillo a rojo. Esta facie ocurre en depresiones del basamento y se acuña contra las partes altas del mismo. El espesor varía entre 0 y 500 pies.

2.1.4 Facie Intermedia de Arenisca Calcárea. Está por encima de la facie de calcárea, o el basamento cuando esta última no está presente. La unidad es un depósito ampliamente distribuido que marca la transición del ambiente continental a un ambiente marino poco profundo y consiste de areniscas bien consolidadas, de grano fino a grueso, interestratificadas con arcillas limosas, moteadas de gris a verde. Son comunes los fragmentos de conchas. Su espesor varía de 0 a 175 pies.

2.1.5 Facie Superior- Campo B. Consiste principalmente de calizas detríticas. Esta facie es un depósito ampliamente distribuido que cubre la mayor parte de la cresta del Arco capital. Esta facie es la más productora en el campo B por estar fracturada y por ser la más desarrollada en el área del campo.

Tabla 1. Columna Estratigráfica del Campo B (Modificado de Royero et al 2000).

Era	Periodo	Época	Formación
Cenozoico	Cuaternario	Holoceno	
		Pleistoceno	
	Neógeno	Plioceno	Fm Castellana
		Mioceno Superior	Fm Auca
		Mioceno Medio	Fm Ático
		Mioceno Inferior	
		Oligoceno Superior	Fm Valdez
	Oligoceno Inferior		
	Paleógeno	EOCENO	
2.1.6	Paleozoico y Mesozoico	Rocas Metamórficas y Plutones Ígneos	

Características Petrolíferas del Campo:

Tabla 2. Datos de yacimiento e información de pozos del Campo B (Modificado de Moreno 2000).

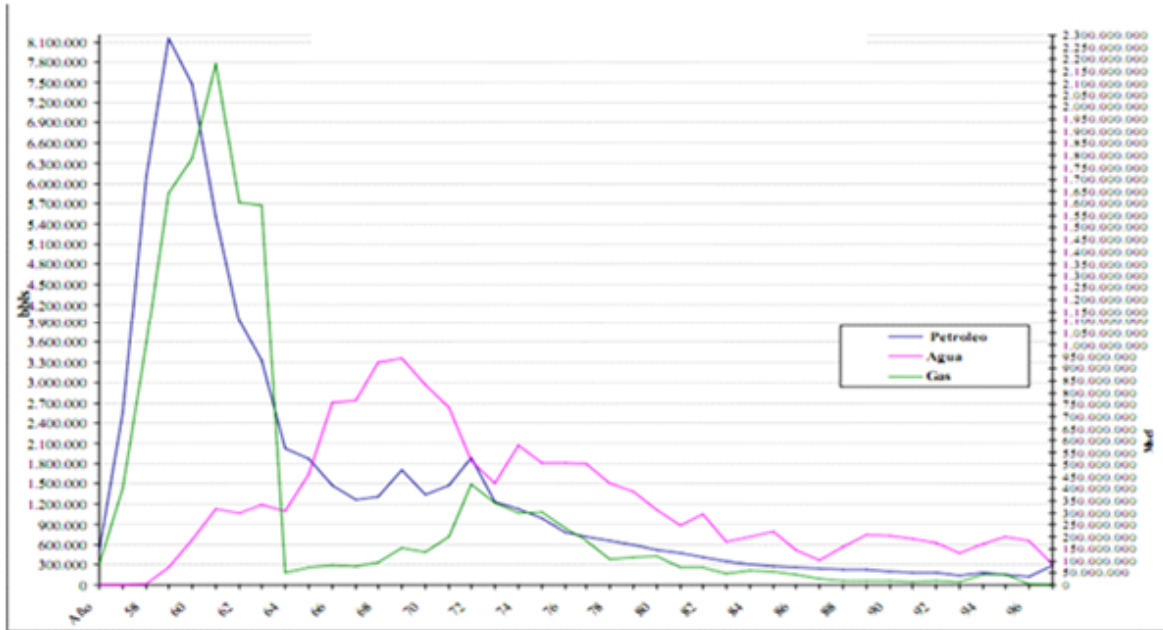
Campo	Roca Fuente	Roca Sello	Roca Yacimiento	Tipo de Trampa	# Pozos perforados	Pozos activos	Pozos Inactivos	Pozos Inyectores
Campo B	UIS 1	Shale de las Fm UIS 1 y UIS 2	Calizas	Estructurales y Estratigráficas	65	16	49	

Tabla 3. Datos de producción y características de los fluidos del campo Campo B (Modificado de Moreno 2000).

Campo	Fecha de perforación primer pozo	Fecha de perforación último pozo	Producción Inicial (Enero-Dic. 1957)	Producción Actual	Fluidos Recuperados	Características de los fluidos		
						Gravedad API	Salinidad	GOR
Campo B	Nov. 2 de 1956	28 agosto 1975	530 BPD 42.128.570	458 BPD		42.9		

Figura 1. Valores históricos de producción en el Campo B (Modificado de Moreno 2000).

PRODUCCION ANUAL CAMPO B



Fuente: Autor

2.2 CAMPO C

2.2.1 Generalidades. El campo se descubrió en 1957 con la perforación del pozo exploratorio C-1, con una producción diaria de 207 barriles de aceite negro ligero, y 0.26 millones de pies cúbicos de gas natural. A la fecha, el campo se puede dividir en dos bloques, el norte o área más antigua, y el sur donde se encuentran los pozos de desarrollo más recientes. Geológicamente el campo pertenece a la Cuenca Salina del Istmo, y las rocas productoras son areniscas del Terciario con edades desde el Mioceno Inferior hasta el Mioceno Superior (Filisola). (Modificado de Flores, 2007)

El campo C inició su desarrollo y explotación a partir del año 1957 y actualmente cuenta con un total de 436 pozos perforados y distribuidos entre los bloques A, B y C, de los cuales solamente operan 53 y la mayoría pertenecen al Bloque A.

A la fecha gran parte de la producción de hidrocarburos proviene del bloque A, área que soporta la reserva remanente del campo.

En los bloques B y C fue implantada la recuperación secundaria mediante la inyección de agua a partir del año 1983, proceso que concluyó en el año 2000 debido a las altas relaciones agua inyectada vs. Aceite producido que se llegaron a manejar.

Actualmente y debido a la intensa actividad que demanda el campo, se producen en promedio 8,700 bpd de aceite y del orden de 19 mmpcd de gas. El volumen de hidrocarburos extraído al 1 de julio de 2007 corresponde a 184 MMBIs de aceite y 311 MMPC de gas y se cuentan con reservas remanente 3P del orden de 73.89 MMB de aceite y 112.49 MMMPC de gas con un factor de recuperación del 19.3% y 27.8% respectivamente.

2.2.2 Estratigrafía. La secuencia estratigráfica del campo C se obtuvo a partir de la exploración del pozo de exploración C-1, en la cual se determinaron características geológicas y mediante la cual se dio a conocer la columna estratigráfica del campo.

A continuación se describen las formaciones desde el reciente hasta el Mioceno Inferior para el campo C.

2.2.3 Reciente. El material reciente está formado por una capa de suelo con espesor de orden de un metro, inmediatamente debajo de la formación Cedral.

2.2.4 Formación Arial. Tiene un espesor aproximado de 500 metros, y se encuentra compuesta por depósitos continentales o de aguas salobres formadas por arenas de cuarzo de grano fino a grueso, de color gris claro, con aristas angulosas, se encuentran también fragmentos de pirita y óxido de hierro. Dentro del cuerpo de arena se encuentran intercalaciones de material arcilloso lignítico.

2.2.5 Formación Compensar. El espesor de esta formación alcanza los 500 metros, está constituida por una serie de cuerpos de arena color gris claro, de grano fino a muy grueso, intercalaciones de lutita carbonosa y restos de plantas. Predominan los granos de cuarzo y en menor cantidad pirita, óxidos de hierro, lignita y fragmentos de conchas.

2.2.6 Formación Brisa. El espesor de esta formación se calcula en 800 metros, se encuentra constituida de arena color gris claro con intercalaciones de arenisca calcárea bien cementada y de lutitas suaves, ligeramente arenosas de color gris verdoso. Esta formación solo ha podido identificarse por medio de registros eléctricos por lo que el contacto con la formación infrayacente y suprayacente es dudoso.

2.2.7 Formación Viñedo Superior. El espesor de esta formación es de unos 500 metros, aunque no se ha podido precisar el contacto debido a la escasez de micro fauna determinativa.

2.2.8 Formación Viñedo Inferior. Esta formación tiene un espesor entre 200 y 500 metros en el campo México. En la mayoría de los casos solo se ha encontrado segmentos de ella. Tal variación se debe a los fallamientos que la afectan, lo cual ha dado lugar a que en algunos casos se encuentre en contacto directo con la masa de sal. Petrológicamente predominan lutitas de color verde oscuro ligeramente arenosas con trazas de yeso.

2.2.9 Formación Piel Roja. Esta formación reposa sobre la intrusión salina, el espesor máximo reportado en este campo es de 800 metros. Petrológicamente la composición consiste de lutitas verde oscuro y gris oscuro, plástica en la parte superior y dura y calcárea hacia la base. Entre las lutitas se encuentran intercalaciones de areniscas color gris claro de grano muy fino y anguloso impregnado de hidrocarburos.

Tabla 4. Secuencia Estratigráfica del campo C (Modificado de Pemex 2007).

Era	Periodo	Época	Formación
Cenozoico	Neógeno	Plioceno	
		Mioceno Superior	Arial
		Mioceno Medio	Compensar/ Brisa
		Mioceno Inferior	Viñedo Superior Viñedo Inferior Piel Roja
	Paleógeno	Oligoceno Superior	Depósito/ Cong. Marvill
		Oligoceno Inferior	Real
		EOCENO	
Mesozoico	CRETACICO	Superior	Ruiz
		Medio	Santero
		Inferior	
	JURASICO	Superior	Sal
	TRIÁSICO		Formación Andina
PALEOZOICO			Pizarras y Esquistos

2.2.10 Características Petrolíferas del Campo:

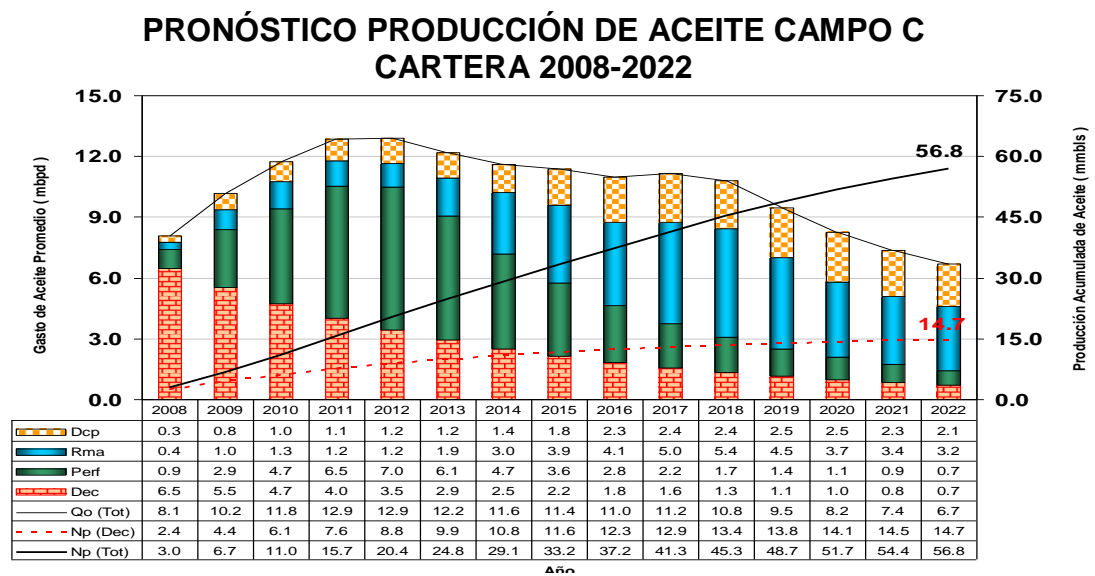
Tabla 5. Datos de yacimiento e información de pozos del campo México.
Modificado de Pemex 2007

Campo	Roca Fuente	Roca Sello	Roca Yacimiento	Tipo de Trampa	Pozos perforados	Pozos activos	Pozos Inactivos	Pozos Inyectores
C		Lutitas	Arenisca Fm Pielroja	Domo salino	436	53	383	--

Tabla 6. Datos de producción y características de los fluidos del campo C.
(Modificado de Flores 2007).

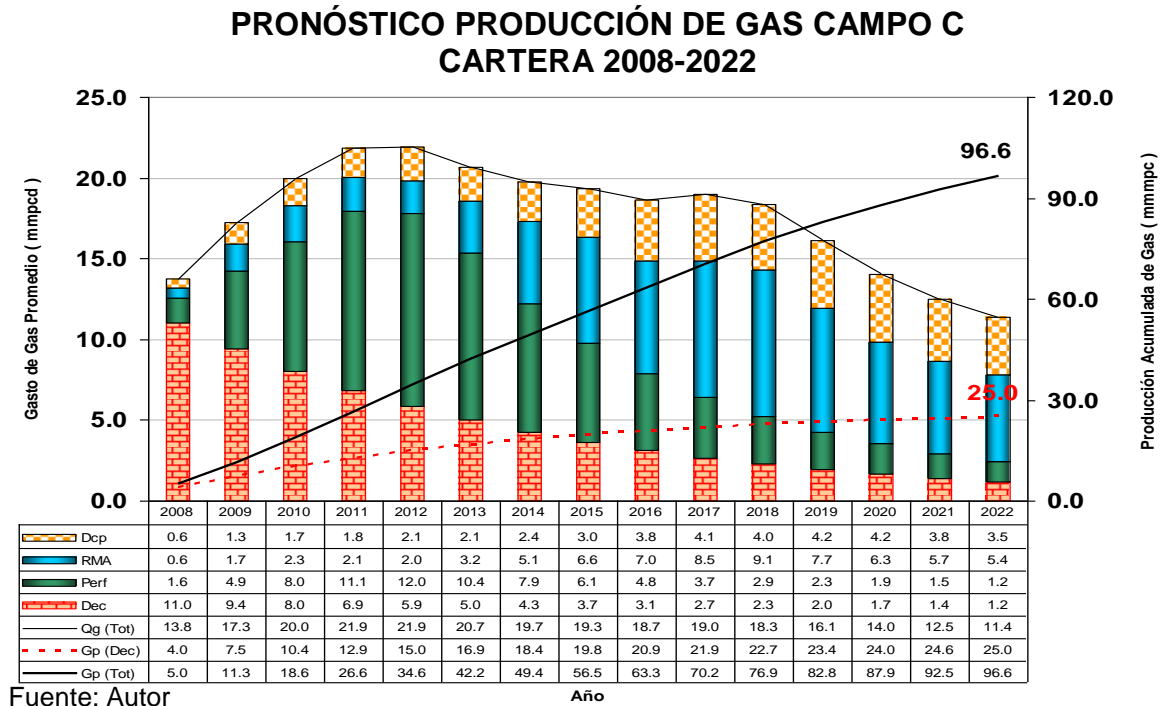
Campo	Fecha de perforación primer pozo	Fecha de perforación último pozo	Producción Inicial (BPD).	Producción Actual (BPD)	Fluidos Recuperados	Características de los fluidos		
						Gravedad °API	Salinidad	GOR
C	Mayo de 1957	Agosto de 2004	207	8586	181.1 MMB	37	--	Bajo

Figura 2. Producción de Aceite en mmbls prevista para el Campo C entre el año 2008 y el 2022. (Modificado de Cruz et al 2007).



Fuente: Autor

Figura 3. Producción de Gas en mmpdc prevista para el Campo B entre el año 2008 y el 2022. (Modificado de Cruz et al 2007).



2.3 CAMPO D

2.3.1 Generalidades. El Campo D está cuenta con una extensión de 56.954 acres entre la falla Frontera al oeste y la zona playa al este. El Campo D fue descubierto gracias a algunos menes activos los cuales indicaron desde muy temprano la acumulación de petróleo y condujeron a actividades de perforación que fueron iniciadas en 1913 por D Oil Concessions Ltda.

2.3.2 Estratigrafía. El Campo D está constituida por los Miembros A, B y B Inferior, de la Formación D 2 y los Miembros C y D de la Formación D 3, de edad Mioceno (Fig. 1.4.2.), los cuales infrayacen concordantemente al Miembro A, también de la Formación D 2 y suprayace discordantemente a las formaciones del Post-Eoceno.

Las areniscas de la formación D 5 constituyen el principal reservorio de hidrocarburos del Eoceno. Los crudos son de medianos a livianos según la profundidad. El miembro E, subdividido en nueve miembros, produce crudos medianos especialmente de la E-7 a la E-5 y en menor escala, petróleo liviano. El miembro "F" contiene acumulaciones de crudos livianos y los miembros F-7 al F-4 son los principales productores.

El miembro A consiste principalmente de arenas de grano fino laminada con intercalaciones de limolitas arcillosas color grisáceo, este miembro se encuentra suprayacente a los Miembros B y B Inferior los cuales consisten principalmente de sedimentos fluviodeltaicos con menores cantidades de sedimentos marinos próximo-costeros, mientras que la Formación D 3 es predominantemente marina. En general, el Miembro B representa una progradación más débil que el miembro B inferior, puesto que en él se encuentran menos arenas y más delgadas, y la sedimentación fluvial no parece haberse extendido tan lejos hacia el oeste y el suroeste, como ocurre en el Miembro B Inferior.

2.3.3 Características Petrolíferas del Campo:

Tabla 7. Datos de yacimiento e información de pozos del Campo D (Modificado de Arenas et al 1994).

Campo	Roca Fuente	Roca Sello	Roca Yacimiento	Tipo de Trampa	Pozos perforados	Pozos activos	Pozos Inactivos	Pozos Inyectores
D		Lutitas	Miembro E Fm D		28			--

Tabla 8. Datos de producción y características de los fluidos del Campo D (Modificado de Arenas et al 1994).

Campo	Fecha de perforación primer pozo	Fecha de perforación último pozo	Fluidos Recuperados (miles e barriles)	Características de los fluidos		
				Gravedad API	Salinidad Promedio	GOR
D	Feb. De 1935	Dic. De 2010.	10124209	14	2750	

2.4 CAMPO E

2.4.1 Generalidades. El Campo E cuenta con cuatro subcuencas alineadas en dos ejes Norte-Sur que se fusionan hacia el sur conformando el periclinal Euro - Burundi. El eje Oriental cruza de Norte a Sur las estructuras geoda y el eje occidental de las estructuras geoda y almandino.

Su cierre estructural máximo es de 240 pies y corresponde al alto almandino, el alto geoda tiene 180 pies, Euro 200 y Burundi 140 pies. Cubren un área aproximada de 20 Km, de dirección preferencial Norte-Sur por 5 km de este a Oeste.

2.4.2 Estratigrafía:

Arenisca A Superior

Corresponde a areniscas cuarzosas con frecuentes bioturbaciones y la presencia de intercalaciones de Lutita. A la base se desarrolla una secuencia grano creciente y hacia arriba secuencias grano decreciente.

Arenisca “A” Media

Es una arenisca de poco espesor, cuarzosa, con estratificación cruzada, ondulada y en partes masiva hacia la base, con delgadas intercalaciones lutíticas. Hacia el techo se encuentra bioturbación.

Arenisca “A” Inferior

Corresponde a una arenisca cuarzosa, en partes algo micácea, grano decreciente, limpia, masiva, y con estratificación cruzada a la base, laminada al techo.

Arenisca B Superior

Define areniscas cuarzo glauconíticas en bancos métricos de grano muy fino, masivas onduladas, con bioturbaciones. Tiene importante presencia de cemento calcáreo.

Arenisca B Inferior

Es una arenisca cuarzosa en secuencias métricas grano decreciente de grano muy grueso a muy fino, con estratificación cruzada e intercalaciones lutíticas. Tiene un importante contenido de glauconita, la misma que aparece en la parte media y superior del miembro B Inferior.

Tabla 9. Columna estratigráfica del Campo E (Tomado de Ochoa, 2010).

ERA	PERIODO	ÉPOCA	EDAD	FORMACIÓN
MESOZOICO	CRETACICO	SUPERIOR	MAASTRISCHTIANO	Fm Real
			CAMPANIANO	
			SANTONIANO	
			CONIACIANO	
		MEDIO	TURUNIANO	Arenisca A superior
			CENOMANIANO	Arenisca A Media
				Arenisca A inferior
			ALBIANO	B Superior
				B Inferior
		TEMPRANO	APTIANO	Fm Royal

2.4.3 Descripción del tipo de Reservorio. La principal fuente de energía natural de los yacimientos del Área Eur proviene de un empuje natural y de fondo de intrusión de agua. Dentro de los parámetros petrofísicos promedios de las arenas en el área del campo se encuentra: la porosidad en un rango de 10.4 a 19%, la saturación de agua en un rango de 20% hasta 50%, el espesor neto de petróleo neto saturado tiene un rango de 7.5 a 65 pies, mientras que la permeabilidad del área en un rango de 10 a 1468 md.

En el Campo E se encuentran produciendo 132 pozos; de los cuales 76 se encuentran produciendo por Bombeo electro sumergible, 53 pozos se encuentran produciendo bajo el sistema de Bombeo Hidráulico y 3 pozos produciendo por sistema de inyección de gas.

2.4.4 Características Petrolíferas del Campo:

Tabla 10. Datos de yacimiento e información de pozos del Campo E, (Tomado de Ochoa, 2010).

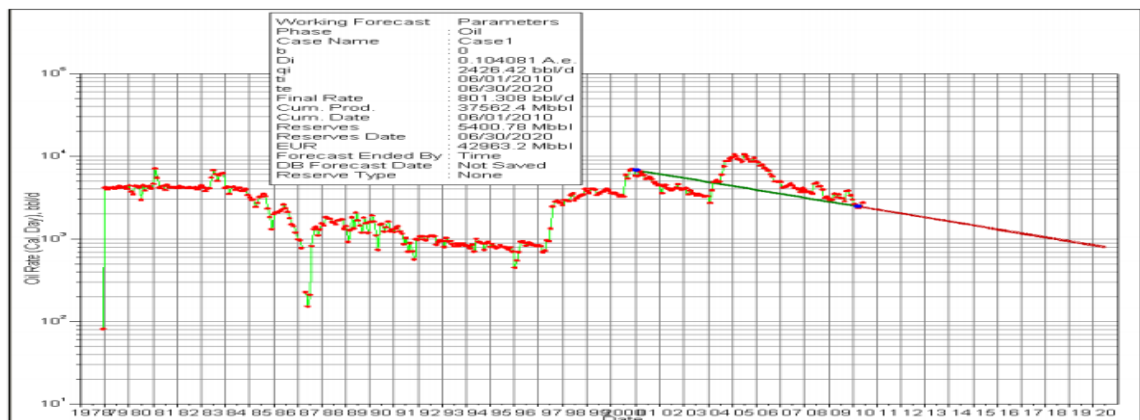
Campo	Roca Fuente	Roca Sello	Roca Yacimiento	Tipo de Trampa	Pozos perforados	Pozos activos	Pozos Inactivos	Pozos Inyectores
E			Arenisca A 8875 ft	Estructural- Estratigráfica	217	132	68	17
			Arena B 9050 ft					

Tabla 11. Datos de producción y características de los fluidos del Campo E (Tomado de Ochoa, 2010).

Campo	Fecha de perforación primer pozo	Fecha de perforación último pozo	Producción Inicial	Producción Actual	Fluidos Recuperados (2000)	Características de los fluidos		
						Gravedad °API	Salinidad (ppm)	GOR
E	Julio 1982		56651	32000 BPD	228.9 MMBBL (Arena U)	28-33	42000	281
					272.4 MMBBL (Arena T)	34.2	28000	383

2.4.5 Valores históricos de Producción:

Figura 4. Valores históricos de producción del Campo E (Tomado de Ochoa, 2010).



Fuente: Autor

2.5 METODOLOGÍA APLICADA EN EL DESARROLLO DEL PRESENTE PROYECTO

El desarrollo de la metodología se divide en cuatro fases de trabajo consecuentes en las cuales se encuentra descrito de manera general, el tratamiento al cuál será sometida la información disponible con el fin de unificar los registros de pozo en un formato de presentación estándar, que brinde calidad y claridad a la hora de trabajar con los perfiles de pozo correspondientes a los campos muestra mencionados anteriormente. Esto sumado al desarrollo de flujogramas de trabajo (ver capítulo 6) que muestra paso a paso el procedimiento dado a la información de registros de pozo y núcleos de perforación, será la herramienta clave para obtener una metodología confiable y aplicable no solo para los campos muestra de estudio, sino para los campos maduros en general. A continuación se describen las fases a desarrollar en el presente proyecto.

2.5.1 FASE I. Recopilación, Carga y Evaluación de la Información disponible.

Esta etapa comprende la recolección, inventario, carga, control de calidad y evaluación de la información de los campos muestra, integrada por los perfiles, datos del ambiente de perforación consignados en los encabezados de los registros originales. Esta fase es de gran importancia para cuantificar el valor de la información disponible y seleccionar la metodología más apropiada para cumplir con los objetivos propuestos en el estudio.

2.5.2 FASE II. Edición, Estandarización y Correcciones Ambientales (Anexo I).

Esta fase integra las ediciones realizadas sobre los perfiles de pozo, las cuales involucraron la integración de los diferentes archivos y formatos en los que se encontraba la información de perfiles en un solo archivo formato LAS, formato estándar utilizado en la industria, la estandarización de los nombres de los perfiles, renombrando los perfiles generados por diferentes herramientas y compañías de registros, bajo un solo término mnemónico.

Este procedimiento es útil y de común aplicación en la industria, principalmente en campos que tienen diferentes campañas de registros y diferentes herramientas. Adicionalmente se realizó la corrección de los desfases en profundidad entre curvas, eliminación de ruido y/o picos anómalos por efecto de hueco, principalmente en las curvas de las herramientas densidad y sísmico.

La Información completa de los registros disponibles (Edición, Estandarización y Correcciones Ambientales) para cada uno de los pozos de los campos muestra se encuentra en el Anexo I.

2.5.3 FASE III. Núcleos de Perforación (Anexo I). Esta fase comprende el inventario de los pozos que presentan información de núcleos de perforación, cálculo de desfases “núcleo registro “en profundidad y corrección de los valores de porosidad y permeabilidad a condiciones de yacimiento

Esta fase es muy útil ya que el éxito de una correlación confiable “núcleo-perfil” depende de los valores arrojados luego de calcular las variables mencionadas anteriormente.

2.5.4 FASE IV. Identificación de Unidades Hidráulicas de Flujo. Esta fase comprende la identificación de unidades Hidráulicas a partir de las metodologías existentes en la literatura, las cuales varían de acuerdo al tipo presente en el yacimiento, una vez calculadas las UHF, se procede a identificar los litotipos a partir de metodologías de *Soft Computing* (computo fácil). Esta fase es muy importante debido a que luego de calculadas las UHF, se tiene una perspectiva de los intervalos más productivos en el yacimiento.

2.5.6 FASE V. Cálculo de Propiedades petrofísicas. Esta fase comprende el cálculo del volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua y saturación de Hidrocarburos usando ecuaciones que agrupan las variables mencionadas en las anteriores fases. Esta es la etapa más importante, ya que agrupa todas las variables calculadas en las anteriores fases y arroja los resultados de los horizontes productores que determinan el comportamiento del yacimiento.

Es de resaltar, que en esta etapa todos pasos se deben de haber efectuado de manera confiable, para garantizar un amplio conocimiento de las propiedades del yacimiento y en últimas, la cantidad de hidrocarburos que hay en el mismo.

2.5.7 Flujogramas De Trabajo. El desarrollo de flujos de trabajo, permite mostrar de manera práctica y consecuente las etapas a desarrollas durante cada una de las fases de ejecución del presente proyecto, siendo así un factor fundamental para tener en cuenta los pasos que se deben seguir en cada una de ellas.

3. GENERALIDADES DE LOS REGISTROS DE POZO

3.1 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.

3.1.1 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.

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

Registros de diámetro: Son aquellos registros que proporcionan toda la información relacionada con las condiciones del hoyo, Se emplean para apreciar el diámetro del hoyo y el diámetro de la máquina con la que se perfora, me indican revoques, derrumbes etc.

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 Resistividad: 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.

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.

3.1.3 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 5.

3.1.4 Formato de Visualización de Registros de Pozo. El formato de presentación estándar para la industria, comprende una serie de caracteres en los cuales contienen la información de registros obtenida en el pozo en las diversas campañas de perforación, a continuación definen los aspectos más importantes de un archivo LAS.

- **Archivo Las. ¿Qué Es? ¿Cómo Se Presenta?**

Un archivo LAS es un registro ASCII estructurado, contiene datos de curvas de registros e información de encabezado. La información de encabezado es localizada al comienzo de la curva y seguida por los datos de las curvas. El formato LAS es definido como el formato estándar para la presentación optima de curvas de registros de pozo.

Cada archivo LAS consiste de secciones. Secciones que inician con una línea de encabezado definida con el carácter tilde ~ el cual se presenta como el primer carácter no espaciado sobre una línea. El carácter inmediatamente siguiente al carácter tilde define la sección con el resto de la línea que es ignorada. Los caracteres "V", "W", "C", "P", "O", y "A" son reservados en el LAS 2.0 estándar. Las

secciones definida por el LAS 2.0 estándar son delimitadas a una frecuencia por archivo.

Las secciones definidas para el LAS 2.0 estándar son las siguientes:

"~V" (también conocido como "~VERSION INFORMATION SECTION") es una sección requerida, tiene requerimientos de formato, debería ser la primera sección, identifica el número de versión y define si los datos están en modo "wrapped" o modo "un wrapped". Ejemplo:

```
~Version Information Section
VERS.          2.0      :  CWLS log ASCII Standard -VERSION 2.0
WRAP.          NO      :  One line per depth step
```

"~W" (también conocido como "WELL INFORMATION SECTION"), es una sección requerida, tiene requerimientos de formato, es preferiblemente la segunda sección, contiene información del nombre del pozo, localización y comienzo y parada de los valores de los datos en este archivo. Ejemplo:

```
~Well Information Section
#MNEM.UNIT      VALUE/NAME      DESCRIPTION
#-----
STRT.M          635.0000          : START DEPTH
STOP.M          400.0000          : STOP DEPTH
STEP.M          -0.125           : STEP
NULL.           -999.25          : NULL VALUE
COMP.           ANY OIL COMPANY INC. : COMPANY
WELL.           ANY ET AL 12-34-12-34 : WELL
FLD .           WILDCAT          : FIELD
LOC .           12-34-12-34W5M    : LOCATION
PROV.           ALBERTA          : PROVINCE
SRVC.           ANY LOGGING COMPANY INC. : SERVICE COMPANY
LIC .           12345             : ERCB LICENCE NUMBER
DATE.           13-DEC-86        : LOG DATE
UWI .           100123401234W500  : UNIQUE WELL ID
```

"~C" (también conocido como ~**CURVE INFORMATION SECTION**"), es una sección requerida, tiene requerimientos de formato contiene los mnemónicos de las curvas y sus definiciones en el orden que ellos aparecen en la sección de datos. Ejemplo:

~Curve Information Section			
#MNEM.UNIT	API CODE		Curve Description
#-----	-----	-----	-----
DEPT .M		: 1	DEPTH
RHOB .K/M3	45 350 02 00	: 2	BULK DENSITY
NPH .VOL/VO	42 890 00 00	: 3	NEUTRON POROSITY - SANDSTONE
MSFL .OHMM	20 270 01 00	: 4	Rxo RESISTIVITY
SFLA .OHMM	07 222 01 00	: 5	SHALLOW RESISTIVITY
ILM .OHMM	07 120 44 00	: 6	MEDIUM RESISTIVITY
ILD .OHMM	07 120 46 00	: 7	DEEP RESISTIVITY
SP .MV	07 010 01 00	: 8	SPONTANEOUS POTENTIAL
GR .GAPI	45 310 01 00	: 9	GAMMA RAY
CALI .MM	45 280 01 00	: 10	CALIPER

"~P" (también conocido como ~**PARAMETER INFORMATION SECTION**"), es una sección óptima; tiene requerimientos de formato, contiene información sobre los parámetros o constante relevantes al pozo tales como resistividad del lodo, ingeniero de wireline, número de camión, etc.

~Parameter Information Section		
#MNEM.UNIT	Value	Description
#-----	-----	-----
MUD .	GEL CHEM	: Mud type
BHT .DEGC	114.0000	: Bottom Hole Temperature
BS .MM	222.0000	: Bit Size
CSGL .M	345.7	: Casing Depth
FD .K/M3	999.9999	: Fluid Density
MDEN .K/M3	2650.0000	: Logging Matrix Density
MATR .	SAND	: Neutron Matrix
FNUM .	1.0000	: Tortuosity Const. Archie's(a)
FEXP .	2.000	: Cementation Exp Archie's (m)
DFD .K/M3	1200.0000	: Mud Weight
DFV .S	50.0000	: Mud Viscosity
DFL .C3	8.0000	: Mud Fluid Loss
DPPH .	10.00	: Mud pH
RMFS .OHMM	2.8200	: Mud Filtrate Resistivity
EKB .M	566.9700	: Elevation Kelly Bushing
EGL .M	563.6799	: Elevation Ground Level

"~O" (también conocido como "~OTHER"), es una sección opcional, no tiene requerimientos de formato, contiene otra información o comentarios. Ejemplo:

```
-----  
~Other Information Section  
The log digits for this well were hand digitized from poor half scale  
log prints. This was the best information available at the time.  
Every attempt should be made to track down the original films.  
.Dec. 12,1990 John Doe, Petrophysics
```

"~A" (también conocido como ~ASCII LOG DATA") es una sección requerida. Tiene requerimientos de formato; es la última sección en el archivo y también se refiere a la sección de datos. El índice de los datos de las columnas es Profundidad o tiempo. Los valores índice siempre aparecen en la primera columna y cada columna de datos deberían ser separados por al menos un espacio (ASCII 32). Todos los valores en la sección de datos deberían ser puntos flotantes o valores enteros. Otros formatos tales como texto o valores exponenciales no son soportados.

Figura 5. Visualización de un registro .LAS versión 2.0. Tomado de Struyk et al 2009.

```

~VERSION INFORMATION
VERS.                2.0 :   CWLS LOG ASCII STANDARD -VERSION 2.0
WRAP.                NO  :   ONE LINE PER DEPTH STEP

~WELL INFORMATION
#MNM.UNIT            DATA                DESCRIPTION
#-----
STRT  .M             1670.0000           :START DEPTH
STOP  .M             1669.7500           :STOP DEPTH
STEP  .M             -0.1250            :STEP
NULL  .              -999.25             :NULL VALUE
COMP  .              ANY OIL COMPANY INC. :COMPANY
WELL  .              ANY ET AL 12-34-12-34 :WELL
FLD   .              WILDCAT             :FIELD
LOC   .              12-34-12-34W5M       :LOCATION
PROV  .              ALBERTA             :PROVINCE
SRVC  .              ANY LOGGING COMPANY INC. :SERVICE COMPANY
DATE  .              13-DEC-86           :LOG DATE
UWI   .              100123401234W500    :UNIQUE WELL ID
LIC   .              23412               :ERCB LICENCE NUMB

~CURVE INFORMATION
#MNM.UNIT            API CODES            CURVE DESCRIPTION
#-----
DEPT  .M             : 1 DEPTH
DT    .US/M          60 520 32 00           : 2 SONIC TRANSIT TIME
RHOB  .K/M3          45 350 01 00           : 3 BULK DENSITY
NPHI  .V/V           42 890 00 00           : 4 NEUTRON POROSITY
SFLU  .OHMM          07 220 04 00           : 5 SHALLOW RESISTIVITY
SFLA  .OHMM          07 222 01 00           : 6 SHALLOW RESISTIVITY
ILM   .OHMM          07 120 44 00           : 7 MEDIUM RESISTIVITY
ILD   .OHMM          07 120 46 00           : 8 DEEP RESISTIVITY

~PARAMETER INFORMATION
#MNM.UNIT            VALUE                DESCRIPTION
#-----
MUD   .              GEL CHEM            : MUD TYPE
BHT   .DEGC          35.5000           : BOTTOM HOLE TEMPERATURE
CSGL  .M             124.6              : BASE OF CASING
MATR  .              SAND              : NEUTRON MATRIX
MDEN  .              2710.0000          : LOGGING MATRIX DENSITY
RMF   .OHMM          0.2160           : MUD FILTRATE RESISTIVITY
DFD   .K/M3          1525.0000          : DRILL FLUID DENSITY

~OTHER
      Note: The logging tools became stuck at 625 metres causing the
      data between 625 metres and 615 metres to be invalid.
#
~A  DEPTH    DT    RHOB    NPFI    SFLU    SFLA    ILM    ILD
1670.000  123.450  2550.000    0.450  123.450  123.450  110.200  05.600
1669.875  123.450  2550.000    0.450  123.450  123.450  110.200  05.600
1669.750  123.450  2550.000    0.450  123.450  123.450  110.200  105.600

```

Fuente: Autor

3.2 REGISTRO DE DIÁMETRO

3.2.1 Registro Caliper:

3.2.2 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 6.

Figura 6. Herramienta Caliper de dos brazos. Tomado de Glover, 2000.

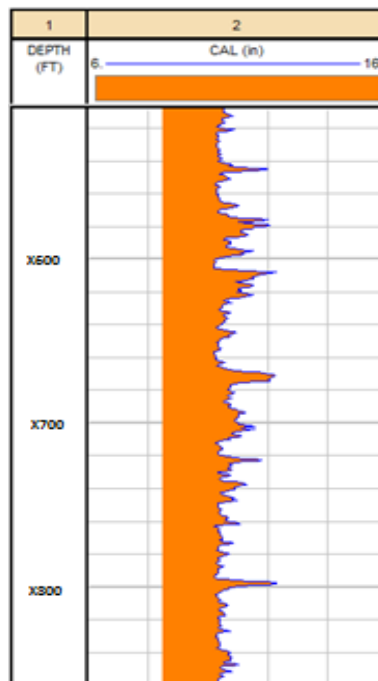


Fuente: Autor

3.2.3 Presentación del registro. El registro Caliper es ploteado en la pista 1 de un set de registros, junto con el diámetro de la roca, 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 7 podemos observar un ejemplo de este registro.

Figura 7. Registro Caliper.



Fuente: Autor

3.2.4 Interpretación del registro Caliper. En la figura 8 se observa un esquema con la información que puede generar el registro Caliper y la Tabla 12 describe los principales factores que influyen en la medida.

3.2.5 Uso del Registro Caliper. A continuación se detallarán los principales usos del Registro Caliper:

- Contribuir con información para la evaluación litológica. (Ver figura 8 y Tabla 12).
- 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 8. Respuesta típica del Registro Caliper para varias litologías. (Tomado de Glover, 2000).

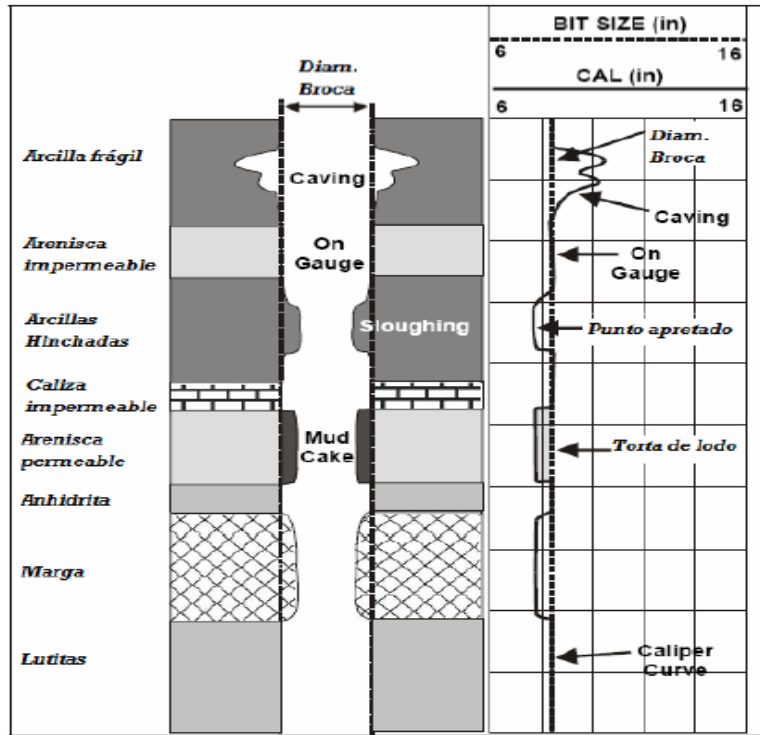


Tabla 12. Factores que influyen la medida del Caliper (Tomado de Glover, 2000)

Diámetro del pozo	Causas	Posibles litologías
A la medida	Formaciones bien consolidadas o no permeables.	Areniscas masivas Lutitas Calcáreas Rocas ígneas Rocas metamórficas
Medida más 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: Autor

3.3 REGISTRO DE LITOLOGÍA

3.3.1 Gamma Ray:

3.3.1.1 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.

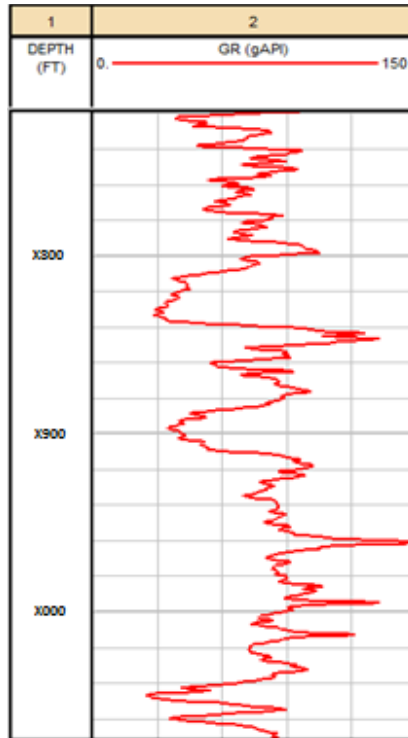
Este perfil mide la actividad natural de Rayos Gamma en las formaciones. Es útil en la detección y evaluación de minerales radioactivos como Potasio, Torio y Uranio. En formaciones sedimentarias el perfil generado refleja el contenido de lutitas y arcillas en las formaciones.

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 9.

Figura 9. Ejemplo del registro Gamma Ray.



Fuente: Autor

3.3.1.2 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 centillómetro, este último es el más usado tanto en el registro GR como en el de densidad.

3.3.1.3 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 0 API o medidas negativas. En la figura 10, se presenta una fotografía de la herramienta.

Figura 10. Fotografía de la herramienta. Tomado de Pts Colombia, (2005).



3.3.1.4 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 $2^{1/2} = 1.414$.

3.3.1.5 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.

3.3.1.6 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):

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots \dots \dots Ec. 1$$

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

$$Vsh = IGR \dots \dots \dots Ec. 2$$

Para rocas antiguas o consolidadas:

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

Para rocas del terciario o no consolidadas:

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

Clavier

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

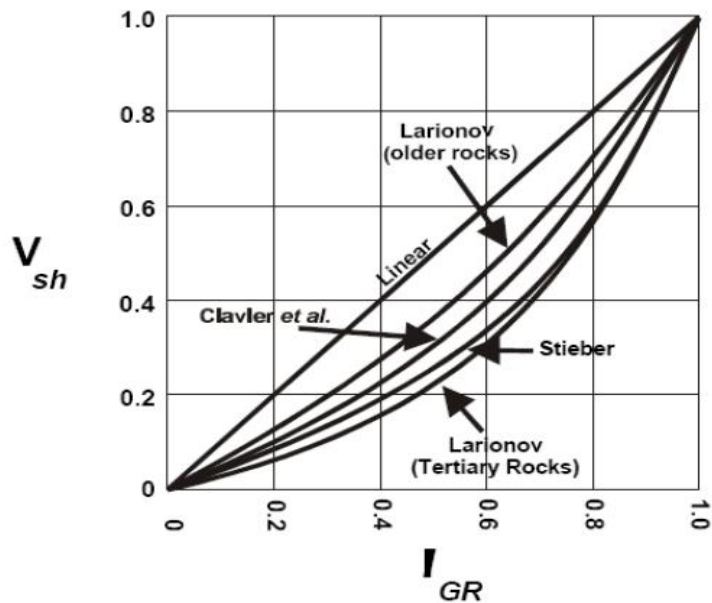
Steiber

$$V_{sh} = 0.5 \times (IGR / (1.5 - IGR)) \dots\dots\dots Ec.2e$$

En la siguiente grafica de la figura 11 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 11. V_{sh} vs IGR para cada correlación. Tomado de Reeve (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.

3.3.2 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.

3.3.2.1 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.

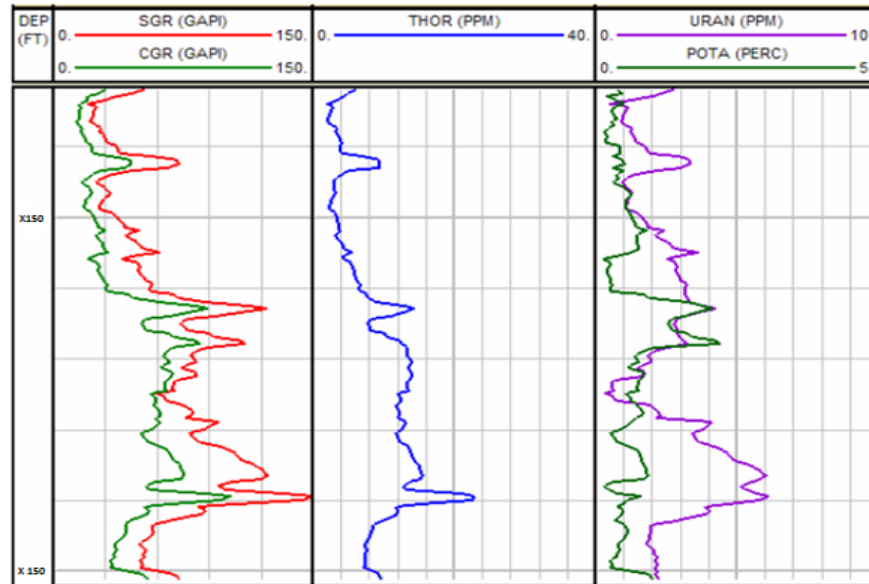
Estas lecturas representan la cantidad de radiación emitida por cada una de esas fuentes. La suma de estas energías parciales debe ser igual al total de radiación

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.

3.3.2.2 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.

3.3.2.3 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 12 se puede ver que el Potasio esta reportado como porcentaje y el Uranio y el Torio son reportados como partes por millón (ppm).

Figura 12. Ejemplo de la presentación de un registro SGR.



Fuente: Autor

3.3.2.4 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.

3.3.2.5 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 detallada, 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 gráficas 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(ppm/%).
- **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.

$$IGR.ccr = \frac{CGRlog - CGRmin}{CGRmax - CGRmin} \dots \dots \dots Ec.3$$

SGR en Carbonatos

En carbonatos, el Torio, usualmente está 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 está 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 bentónicos) 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 sulfatos 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.

3.4 REGISTROS ELÉCTRICOS

3.4.1 Registro de potencial espontaneo SP:

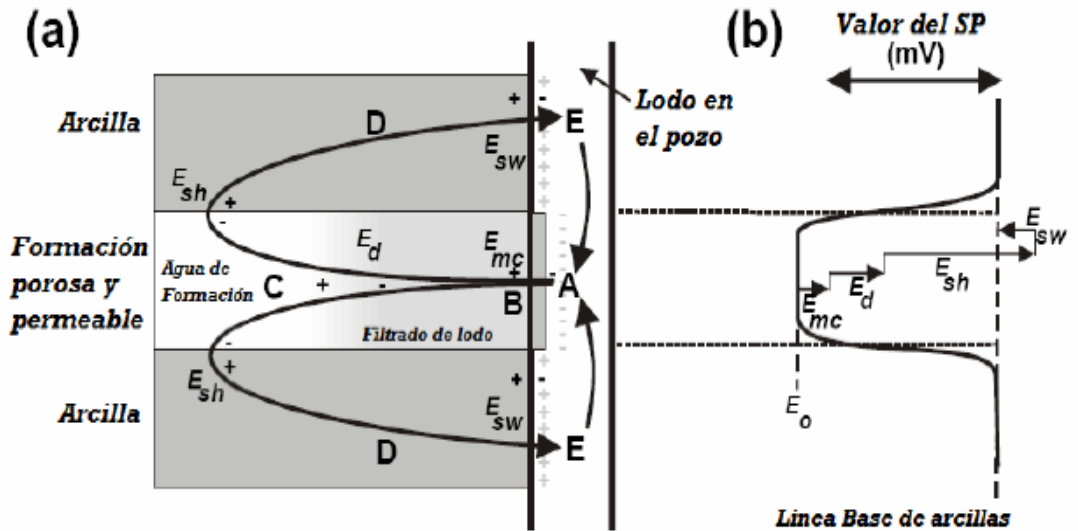
3.4.1.1 Introducción. La curva de potencial espontáneo o SP (“Spontaneous-Potential”) representa la diferencia de potencial eléctrico entre un electrodo fijo en la superficie y otro móvil dentro del pozo y sus unidades son los mili volts (mv). La escala de SP no tiene un valor cero absoluto; apenas se registran los cambios de potencial dentro del lodo al pasar la herramienta frente a diferentes capas.

3.4.1.2 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 13. 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 13. Principio físico de la generación del potencial espontáneo SP. Tomado de Glover, 2000.



Fuente: Autor

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 13 muestra un escenario de fondo de pozo en el que el agua de formación es más salda 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 interface 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 Esh 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 Esw 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 13 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 deflactará hacia valores más positivos enfrente de las zonas permeables.

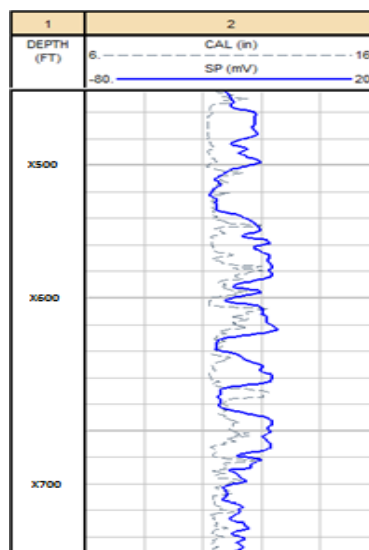
3.4.1.3 Equipo. No existe herramienta específica para obtener el registro de SP; ya que se necesita solamente un electrodo expuesto al lodo, conectado eléctricamente con el equipo de superficie. Normalmente, el electrodo de SP es el sensor más profundo y, por esta razón, es el que define la profundidad de la herramienta en el pozo. La figura 14 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 14. Electrodo SP. Tomado de Bowen 2003



3.4.1.4 Presentación del registro. El SP es graficado en mili voltios en la pista número 1, con las deflexiones negativas a la izquierda y las positivas a la derecha. La figura 15 muestra una presentación general del registro SP y la figura 16 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 15. Presentación del registro SP.



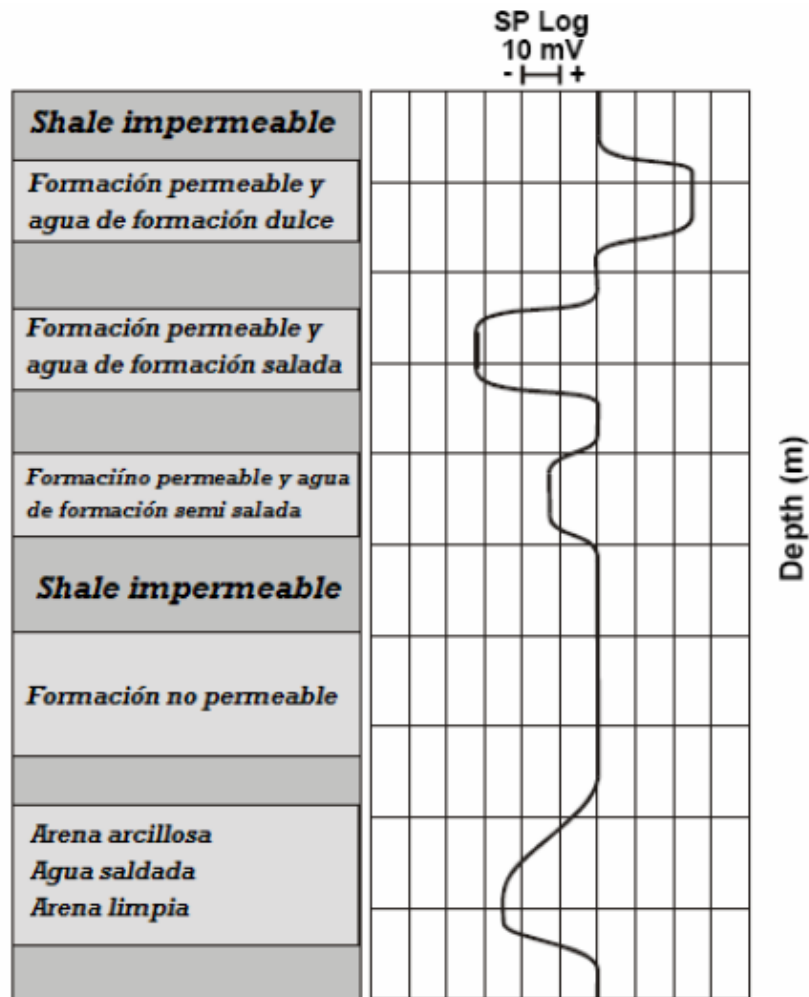
3.4.1.5 Aplicaciones del registro SP:

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 16. Registro ideal de SP. Presentación del registro SP. Tomado de Glover (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). Tomado de (GLOVER, Paul. Petrophysics Msc course Notes. 2000)

En areniscas acuíferas de resistividad baja a moderada con lutita laminada o “laminated-shale”, puede determinarse la arcillosidad con la siguiente expresión:

$$V_{sh_{SP}} = \frac{SP_{log} - SP_{min}}{SP_{max} - SP_{min}} \dots \dots \dots Ec. 4$$

Donde

Vshsp = Al volumen de arcilla en fracción

SPlog = lectura del sp.

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

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

3.4.2 Registro de resistividad:

3.4.2.1 ¿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:

$$r(\text{ohms}) = \frac{V(\text{voltios})}{I(\text{amperios})} \dots \dots \dots \text{Ec. 5}$$

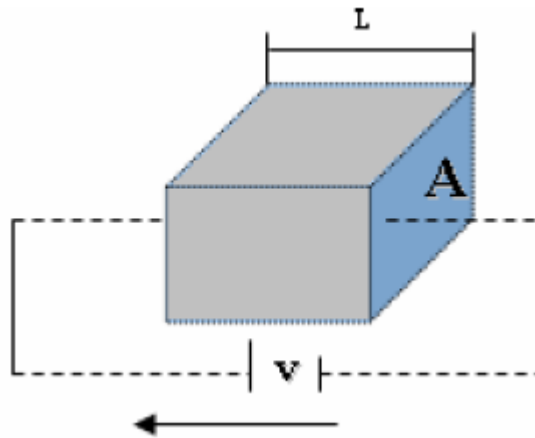
Por otra parte, la resistividad es la resistencia eléctrica por unidad de volumen que presenta cierto material al paso de la corriente eléctrica y que representa una propiedad intrínseca del mismo. En la figura 17 presenta las variables que definen la resistividad.

$$R(\text{ohms.m}) = r(\text{ohms}) \frac{A(\text{m}^2)}{L(\text{m})} \dots \dots \dots \text{Ec 6}$$

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 17. Modelo de elemento resistivo. Modificado de Viro consultoría 2007.



Fuente: Autor

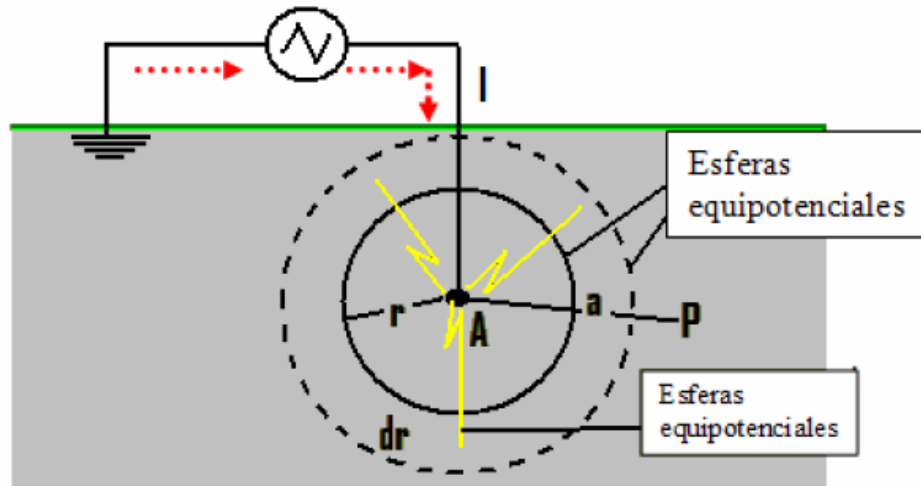
3.4.2.2 Principio de la medida. Para entender el principio de funcionamiento de las mediciones de resistividad es necesario considerar el caso de en una formación homogénea isotropía y de extensión infinita donde está ubicado un electrodo emisor de corriente A , es circundado por superficies equipotenciales (voltaje) en forma de esferas. Ver Figura 18.

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:

$$dV = - \frac{RI}{4\pi r^2} dr \dots \dots \dots Ec 7$$

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

Figura 18. Esquema de un electrodo puntual emitiendo una corriente en una formación. Modificado de Bendeck, 1982).



Fuente: Autor

Integrando entre infinito y a se obtiene:

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

$$R = 4\pi a \frac{V}{I} \dots\dots \text{Ec 8.}$$

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.

3.4.2.3 Clasificación de los registros resistivos. Existen dos clases de herramientas dependiendo del espaciamiento.

Dispositivos de espaciamiento 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 espaciamiento 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)

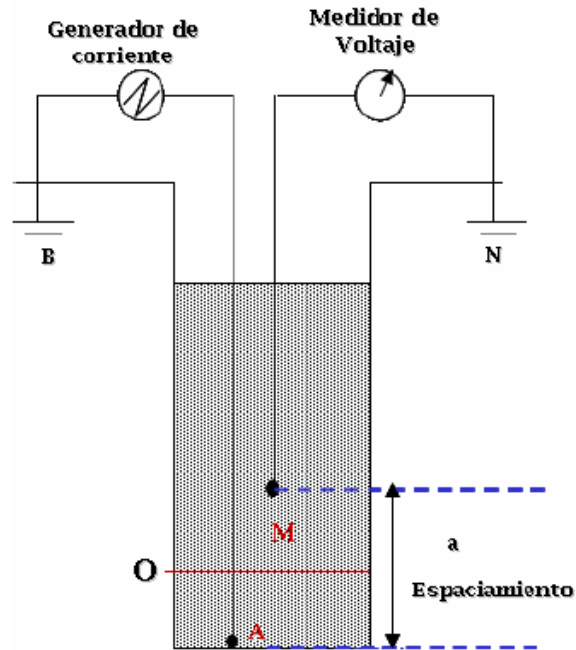
3.4.2.4 Registros convencionales. Estos registros convencionales de resistividad muchas veces son los únicos disponibles en muchos pozos antiguos, por eso es importante conocer su principio de funcionamiento. El dispositivo Lateral tiene mayor radio de investigación que el dispositivo Normal. Estas curvas 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 19 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:

$$V_{am} = \frac{RI}{4\pi a} \dots \dots \dots Ec 9.$$

Figura 19. Esquema del dispositivo normal. Modificado de Schlumberger (1989).



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:

$$Ra = 4\pi a \frac{V_{mn}}{I} \dots \dots \dots Ec 10$$

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.

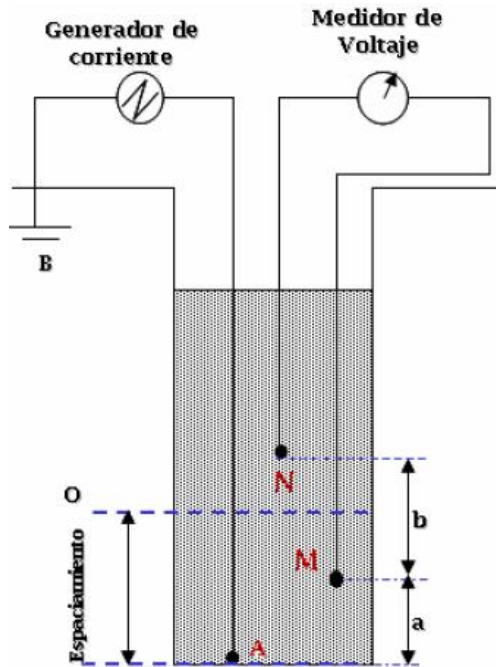
Dispositivo lateral normal

En el dispositivo lateral normal que es representado en la figura 20, 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 espaciamiento de AO es de 8 pies con 8 pulgadas. La resistividad aparente se puede calcular para esta herramienta como:

$$R_a = 4\pi * \frac{a(a + b)}{b} * \frac{V}{I} \dots \dots \dots \text{Ec 11}$$

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 20. Esquema del dispositivo Lateral Normal. Modificado de Schlumberger 1989.



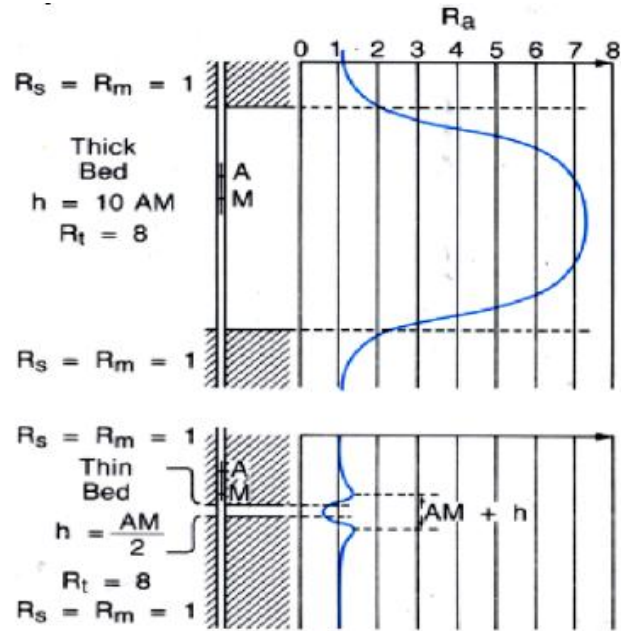
Fuente: Autor

A continuación se mostrarán 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:**

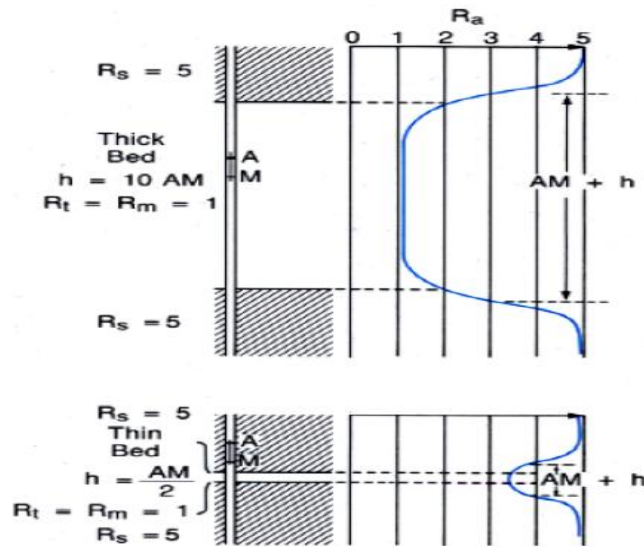
En la figura 21 se muestra este efecto en la curva del dispositivo normal. En la parte superior se muestra este caso cuando la formación es más gruesa que el espaciamiento $H = 10 \times AM$, se debe destacar aquí es que el espesor aparente es menor que el espesor real de la capa en una cantidad igual al espaciamiento de la herramienta.

Figura 21. Dispositivo normal en formaciones más resistentes. Tomado de Bowen (2003).



Fuente: Autor

Figura 22. Dispositivo normal en formaciones menos resistentes. Tomado de Bowen, 2003



Fuente: Autor

En la parte inferior de la figura 22 se muestra este caso cuando la el espesor de la formación es igual a la mitad del espaciamento, se evidencia aquí un error de la lectura pues se presenta una lectura de resistividad menor a las formaciones adyacentes.

En la figura 22 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 está 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 23 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 resistividad en frente de esta, seguida de lecturas bajas en la parte baja de la capa.

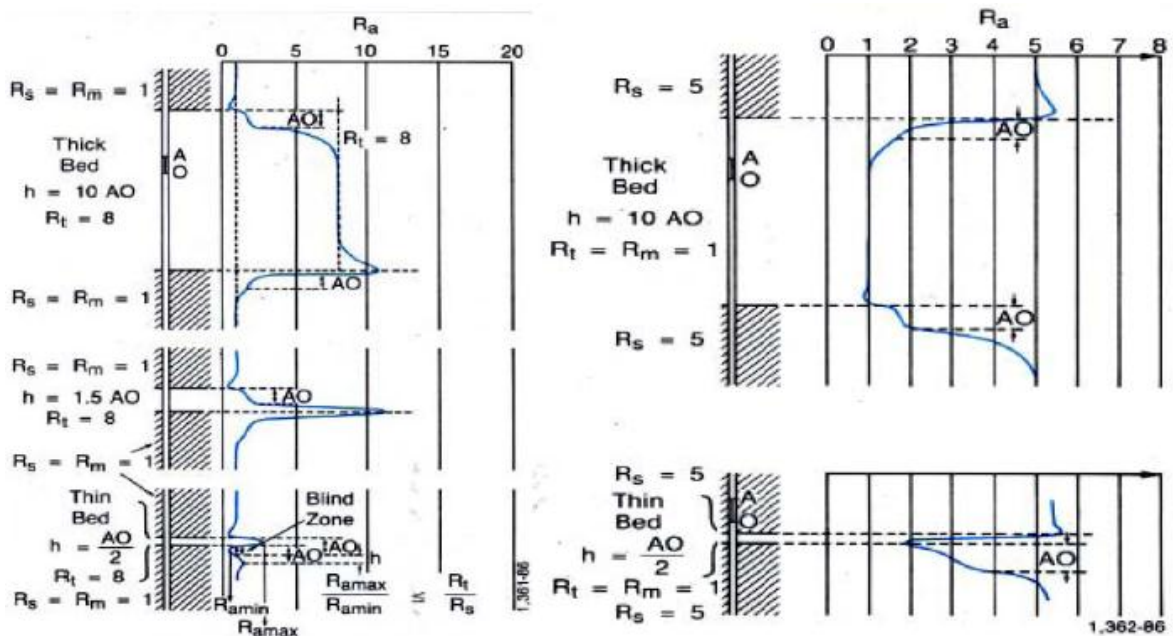
En la figura 23 b se puede ver la respuesta del dispositivo lateral en capas menos resistivas que las formaciones circundantes. Las curvas son simétricas y en ambos casos, la anomalía se extiende por debajo de la capa a una distancia ligeramente mayor espaciamento AO.

Correcciones por efecto de pozo

La resistividad del lodo (R_m), del filtrado de lodo (R_{mf}) y la retorta (R_{mc}) 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 23. Dispositivo lateral en formaciones más resistentes y menos resistentes. Tomado de Bowen (2003).



3.4.2.5 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.

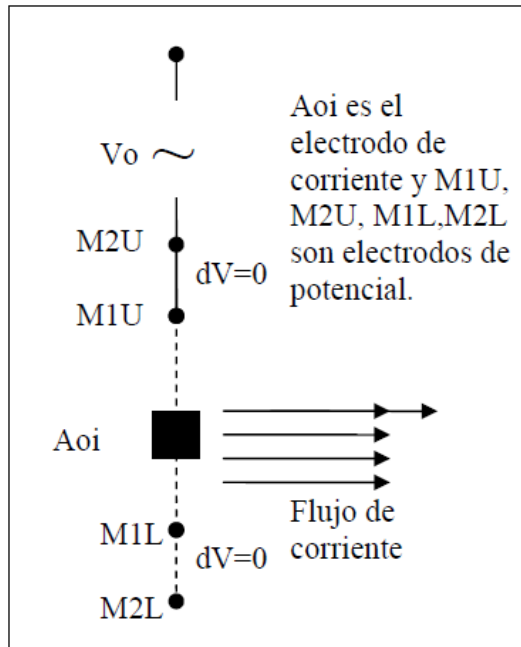
El objetivo de los objetivos enfocados es medir la resistividad verdadera con buena resolución vertical, aun en presencia de lodos conductivos o salados o para relaciones muy altas de R_t/R_m o en altos contrastes de resistividad en las formaciones adyacentes.

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 los 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 24.

Figura 24. Principio de enfoque.



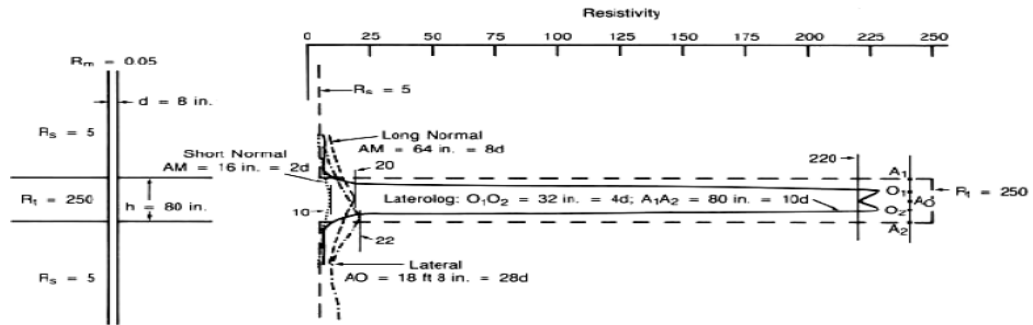
Fuente: Autor

Tipos de herramientas de resistividad enfocada

- LL7 el dispositivo lateral 7 tiene un electrodo Ao que emite una corriente constante lo A1 y A2 son electrodos compensadores que emiten una corriente ajustable que produzca el mismo potencial en los pares de electrodos de monitoreo M1-M2 y M1'-M2'. Como la dV entre los electrodos de monitoreo se mantiene en cero, ninguna corriente fluye desde Ao al pozo entre los pares de electrodos monitores, por lo tanto la corriente emitida por Ao debe penetrar la formación horizontalmente. El radio de investigación es de unos $10^1 \sim 3$ mt. La resolución vertical $32'' \sim 81$ cm.

En la figura 25 se muestra la respuesta de la herramienta LL7 en comparación con los registros convencionales SN, LN y lateral normal.

Figura 25. Comparación de la respuesta de las herramientas convencionales con la herramienta LL7 Tomado de Schlumberger (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 $15' \sim 4.6 \text{ mt.}$ La resolución vertical es de $23'' \sim 30 \text{ cm.}$

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, O_1, O_2 , 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 espaciamentos 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 A_0 . 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 R_i . 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, R_t . 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:

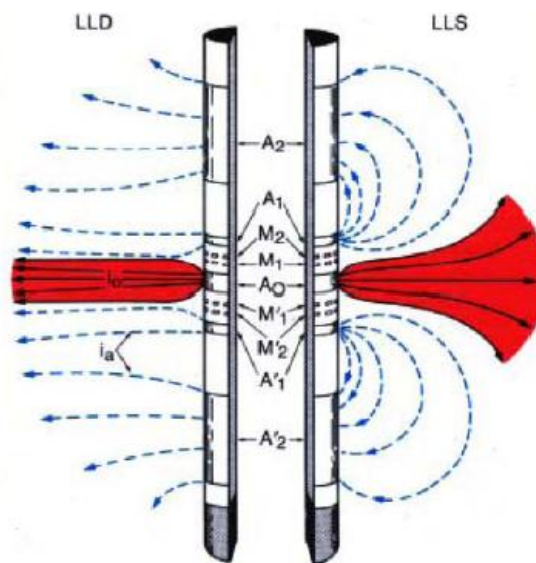
Los efectos del pozo deben ser mínimos y/o corregibles.

- ✓ 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 práctica, 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 26 se muestra el enfoque utilizado en el instrumento laterolog profundo y el laterolog somero.

Figura 26. Dual Laterolog DLL. Tomado de Schlumberger (1989).



Fuente: Autor

- **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.

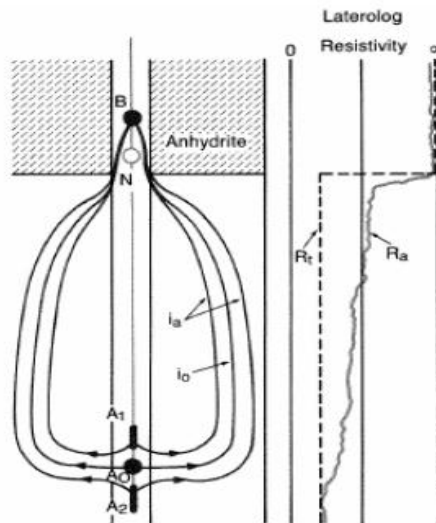
Factores ambientales y Formacionales que afectan la medida:

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.

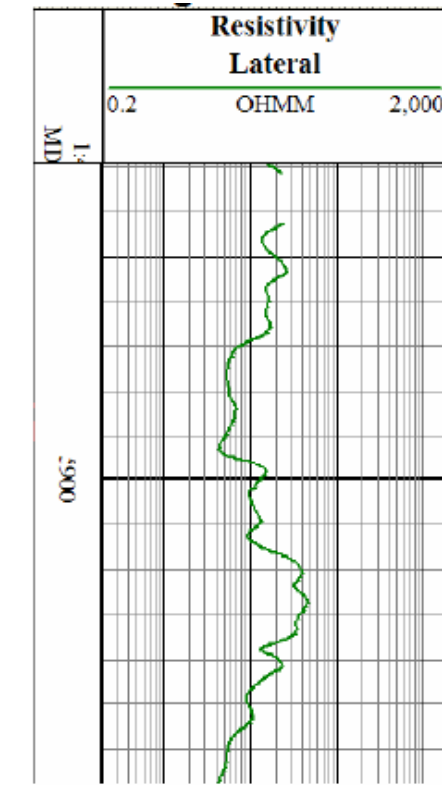
Figura 27. Efecto Delaware. Tomado de Bowen (2003).



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 28. 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 28. Presentación de registros enfocados pozo colorado 36. Tomado de Villareal, y Tellez (2008).



3.4.2.6 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.

$$C = \frac{1000}{R} \dots \dots \dots Ec 12$$

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 la bobina superior (receptora). Esta corriente en la bobina receptora es proporcional en magnitud a la conductividad de la formación. Ver figura 29.

Tipos de herramientas de inducción

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

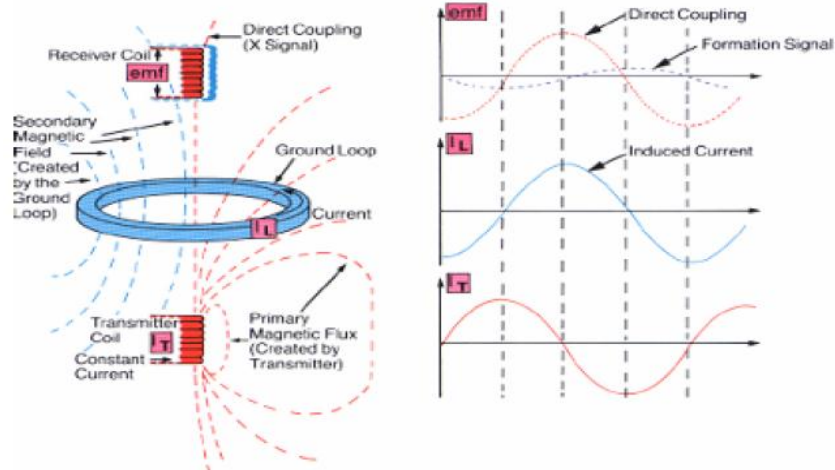
6FF40: Ha sido la herramienta más usada para determinar R_t , Tiene 6 bobinas y el espaciamiento entre el receptor y transmisor principal es de 40 in. Generalmente se corre junto con un SFL y un registro de potencial espontáneo. (SP)

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 29. Principio de la medida del registro de inducción. Tomado de Schlumberger (1989).



Fuente: Autor

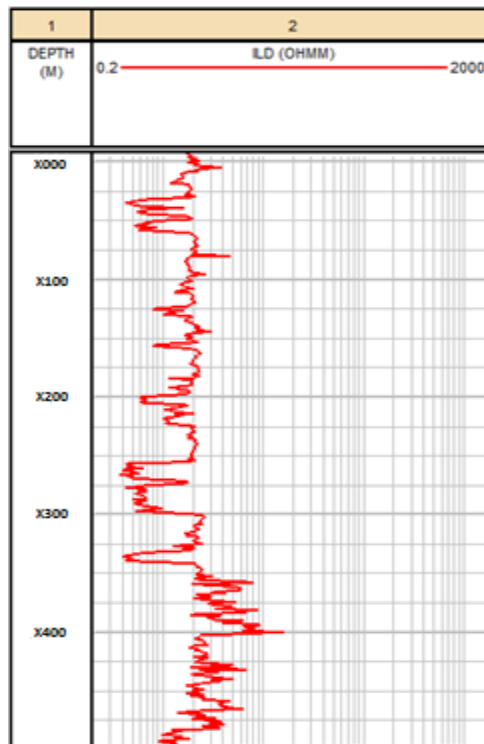
Presentación y calibración

La escala va de 0.2 a 2000 Ohm-m²/m. (Logarítmica) Ver figura 30. 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 30. Presentación registro de inducción.



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 pozos considerable, consulte el encabezado del registro para verificar que dicho procedimiento se llevó 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.

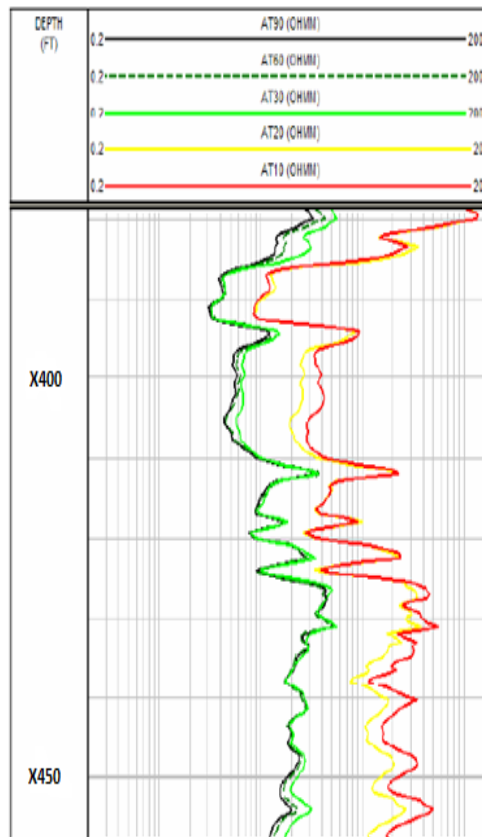
Herramientas AIT

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 transmisoras 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 31.

Figura 31. Presentación de los registros AIT. Tomado de: Schlumberger (2008).

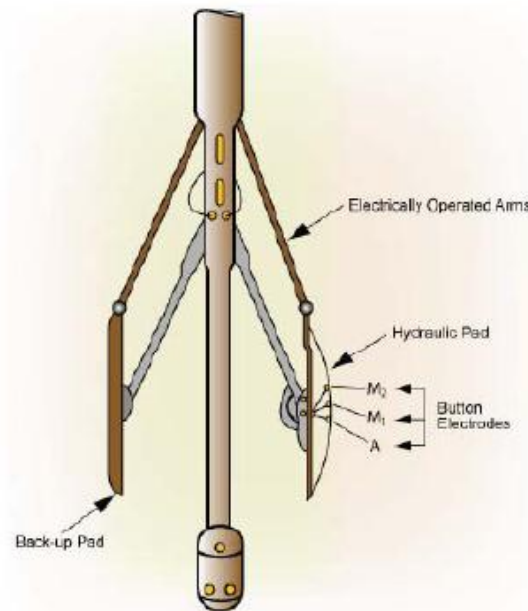


3.4.2.7 Registros de espaciamento corto. Los registros de micro resistividad han sido diseñados para medir la resistividad de la zona lavada (Rxo). Siempre que la esta no mida más de 3 o 4 pulgadas. En estas herramientas los electrodos son ubicaos en unos brazos flexibles que se mantienen presionados 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 32)

- Microlaterolog
- Micro esférico enfocado
- Proximity log

Figura 32. Esquema herramienta de espaciamento corto. Tomado de Petroskills (2000).



Fuente: Autor

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

- Radio de invasión.
- Saturación de agua en la zona lavada (S_{xo})
- Saturación de aceite móvil ($S_{xo}-S_w$)
- 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 llena 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.

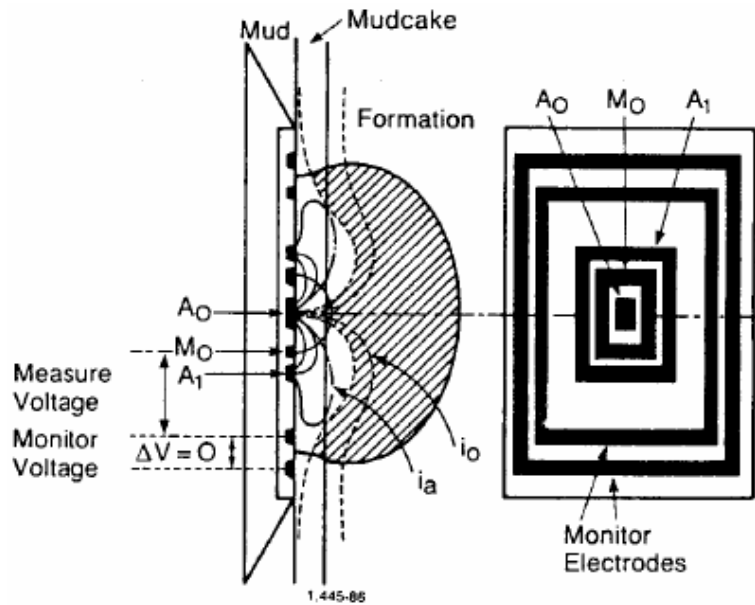
Micro esférico enfocado

Esta herramienta se construyó 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 33.

Micro enfocado

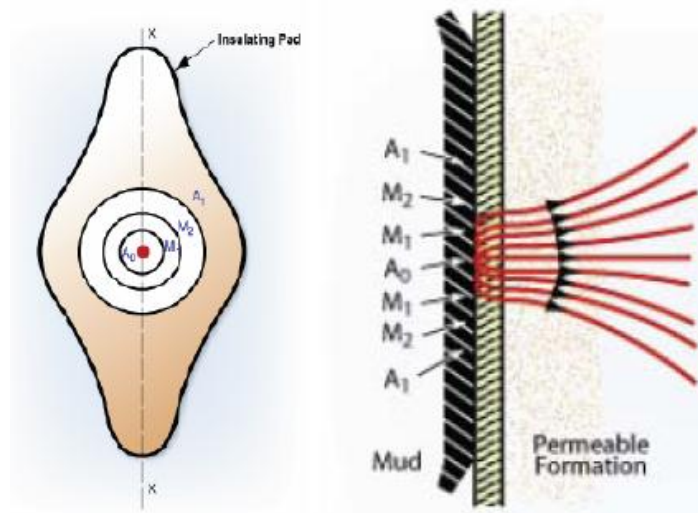
Esta medida buscaba medir directamente R_{xo} . Esto se conseguía en la medida en que se tuvieran altos valores de R_{xo}/R_{mc} . Un electrodo pequeño A_o y tres electrodos concéntricos (M_1, M_2 Y A_1) están situados en la almohadilla de goma aplicada contra la pared del pozo. Por el electrodo A_o 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 M_1 a M_2 sino que es forzada a entrar en la formación. Ver figura 34.

Figura 33. Esquema herramienta micro esférica enfocada. Tomado de Bowen (2003).



Fuente: Autor

Figura 34. Esquema del patín de la herramienta micro enfocada. Tomado de Petroskill (2000).



Fuente: Autor

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 $N < 15 \%$
- La almohadilla no está 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 $h_{mc} = \frac{3}{8}$.
- 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: $N > 15 \%$, hmc entre 1/8 a 3/8, $3 < (Rxo/Rmf) < 30$.

3.4.2.8 Radio de investigación de las herramientas resistivas. En la Tabla 13 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 13. Radios de investigación de las herramientas resistivas. Tomado de Schlumberger (2000).

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: Autor

3.4.2.9 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 35.

Figura 35. Ejemplo de determinación de zonas de hidrocarburos.



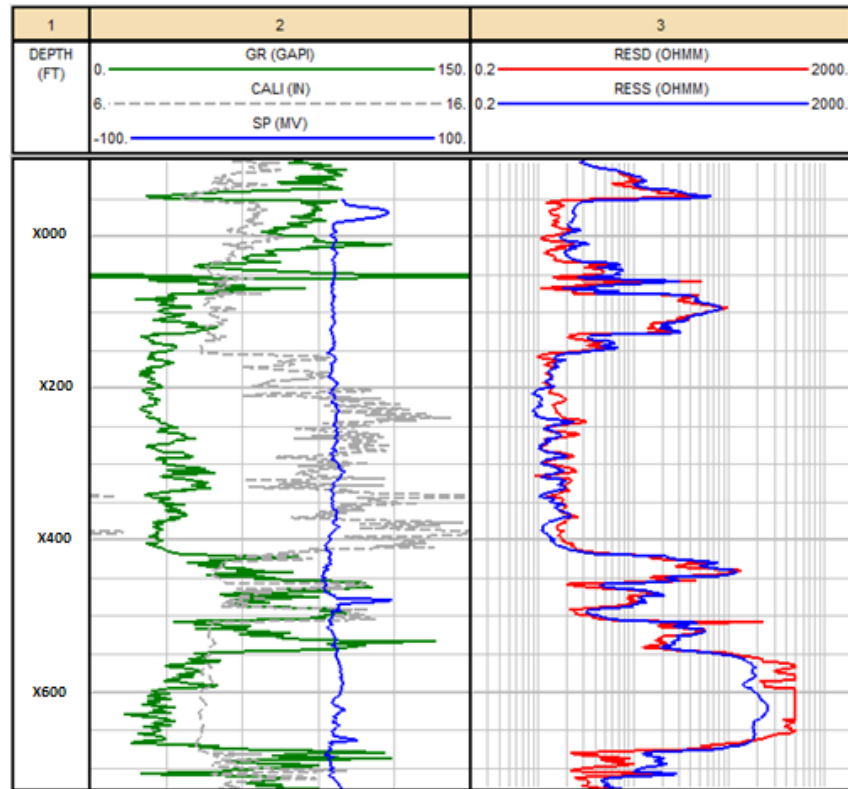
Fuente: Autor

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 36.

Indicador de porosidad y permeabilidad

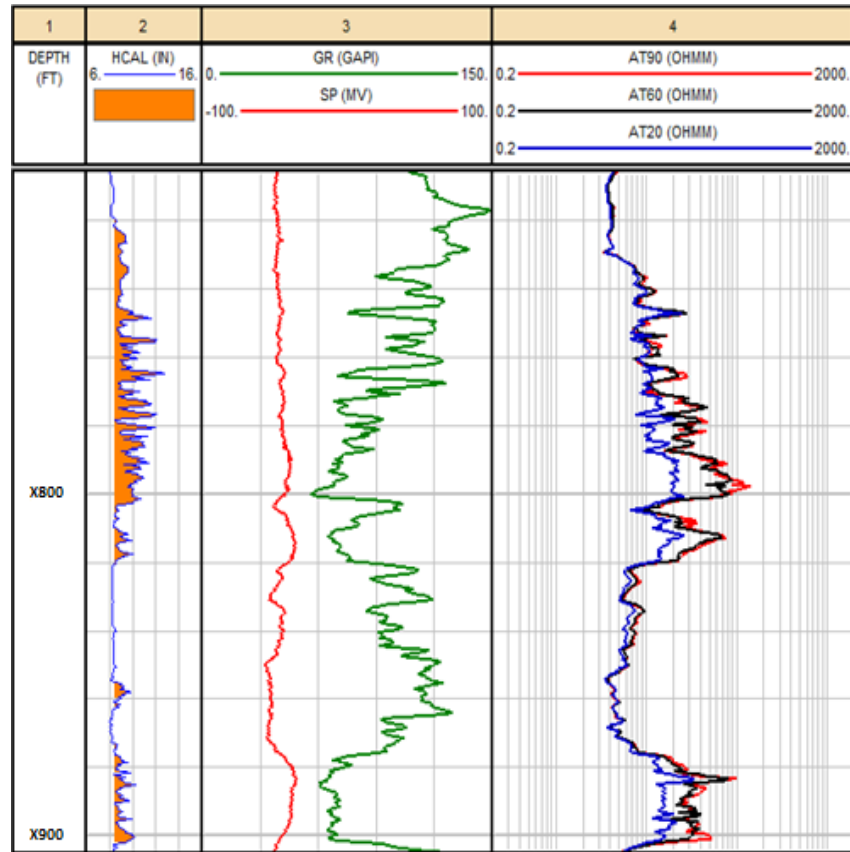
Rocas con porosidades bajas presenta mayor diámetro de invasión, debido a que el volumen de filtrado no encuentra el espacio suficiente en la roca. Rocas con buenas porosidades presentan menor diámetro de invasión, debido a que la torta de lodo se forma rápidamente. Los perfiles de invasión se determinan 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 hacen notar que diferentes fluidos se encuentran en diferentes radios de roca. Ver figura 37.

Figura 36. Ejemplo de determinación de contactos.



Fuente: Autor

Figura 37. Ejemplo de estimación cualitativa de la porosidad y de la permeabilidad.



Fuente: Autor

3.5 REGISTRO POROSIDAD

3.5.1 Registros acústicos:

3.5.1.1 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.

3.5.1.2 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 sísmico 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 α , y es usualmente medido en $\mu\text{s}/\text{ft}$. Se puede hacer la conversión a velocidad mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta T = \frac{10^6}{V} \dots \dots \dots \text{Ec 13}$$

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:

$$V \propto \frac{\text{strength}}{\rho}, \Delta T \propto \frac{\rho}{\text{strength}} \dots \dots \dots \text{Ec, 14}$$

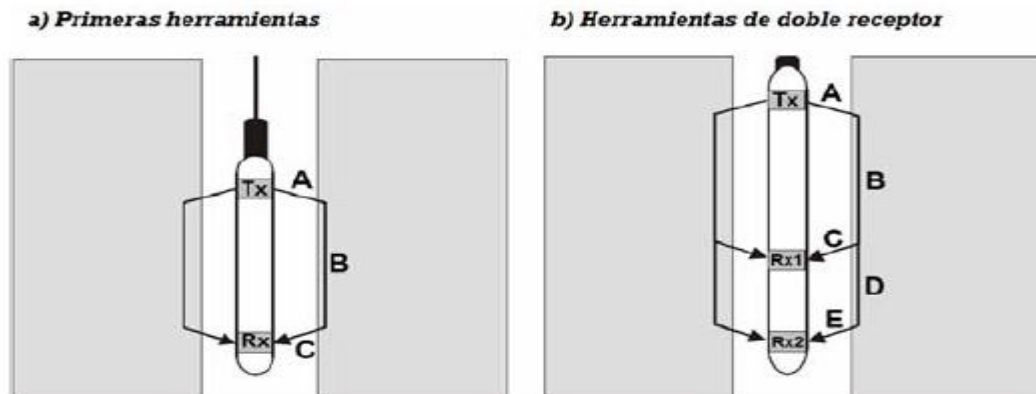
La resistencia mecánica de un material está definida por dos parámetros, el módulo Bula y el módulo de cizalla. El primero se refiere hasta qué punto puede aguantar una deformación isotrópica, mientras que el segundo se refiere hasta qué punto el material puede aguantar el cizallamiento. La velocidad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

$$VP = \frac{\sqrt{K + \frac{4}{3}\mu}}{P}, \text{ para solidos, } VP = \sqrt{\frac{K}{P}} \text{ para liquidos Ec. 15}$$

3.5.1.3 Equipo. Primeras herramientas: estas tenían un emisor y un receptor como lo muestra la figura 38.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. 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 38b. Esto permite determinar de mejor forma el tiempo de tránsito, 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 esté centrada en el pozo, ya que las equivalencias entre los tiempos de tránsito en el lodo cambian de un receptor a otro.

Figura 38. Herramientas del registro Sónico. Tomado de Glover (2000).



Fuente: Autor

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 espaciamiento largo: es conocido que en algunas condiciones de registro una distancia larga entre el receptor y el emisor pueda ayudar.

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.

3.5.1.4 Presentación del registro. El tiempo de transito ΔT 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 tránsito integrado (TTI) Este valor es el tiempo de tránsito 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 39 se muestra un ejemplo del registro sónico.

3.5.1.5 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 espaciamiento 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 39. Presentación registro Sónico.

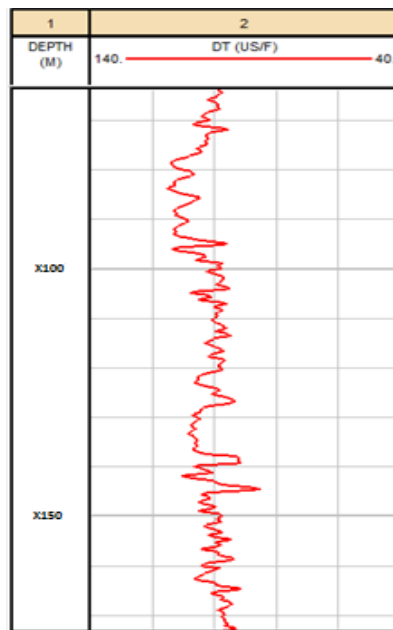


Tabla 14. Valores de Δt_{ma} y Δt_{fl} para la ecuación de porosidad. Tomado de Glover (2000).

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

3.5.1.6 Calculo de la porosidad. El registro sónico, generalmente tiene una repetición excelente al pasar dos veces por el mismo intervalo, lo que prácticamente elimina la incertidumbre sobre el valor exacto del dt de la formación. Sin embargo, para interpretar la lectura de dt 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 dt medido y la porosidad de la formación.

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

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}$$

Wyllie:Ec 16

Δt_{log} es el tiempo de tránsito medido por el registro sónico, en s/ft

Φ_s es la porosidad de la formación

Δt_{fl} es el tiempo de tránsito del fluido contenido.

Δt_{ma} es el tiempo de tránsito de la matriz. Ver valores preestablecidos para esta variable en la Tabla 14.

La ecuación de Wyllie es válida en las siguientes condiciones:

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

$$\frac{1}{\Delta t_{log}} = \frac{\Phi_s}{\Delta t_{fl}} + \frac{(1-\Phi_s)^2}{\Delta t_{ma}} \quad \text{Ec. 17}$$

3.5.1.7 Factores que afectan la medida del registro:

El efecto del fluido en el tiempo de tránsito

Para calcular la porosidad correcta, el tiempo de tránsito 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 Δt_{fl} (agua salda).

El efecto de la matriz en el tiempo de tránsito

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 tránsito 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 tránsito de la matriz cambie. La mejor forma de determinar el tiempo de tránsito en una 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 'indicador de porosidad secundaria' o SPI ("Secondary-Porosity-Index") como la diferencia entre la porosidad densidad-neutrón y la porosidad sónico:

$$SPI = \Phi_{DN} - \Phi_S \dots \dots \dots Ec. 18$$

Arcillosidad

Las areniscas que contienen una cantidad apreciable de arcilla tendrán más altos tiempos de tránsito, 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:

$$\phi_s = \frac{\Delta T - \Delta T_m}{\Delta T_{fl} - \Delta T_m} \times \frac{1}{Cp} \cdot Cp = \frac{\Delta T_{sh}}{100} \dots \dots \dots \text{Ec 19}$$

Dónde:

Cp es el factor de corrección por compactación

ΔT_{sh} = tiempo de tránsito en la arcilla.

3.5.2 Registro de densidad de la formación:

3.5.2.1 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.

3.5.2.2 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 medida 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 número de átomos en una mol de un material es igual al número de Avogadro $N=6.02 \times 10^{23}$
- El número de electrones en una mol de un material es igual a $N \times Z$ donde Z es el número atómico del material.
- Dado que el número de masa atómica es el peso de una mol de sustancia, el número de electrones por gramo sería $N \times Z / A$.
- Sin embargo, se requiere el número de electrones por unidad de volumen, y se puede obtener multiplicando por la densidad promedio de la sustancia P_b . De aquí que n_e es igual a:

$$n_e = \frac{N \cdot Z}{A} \times P_b \dots \dots \dots Ec 20$$

Dónde:

n_e = la densidad del número de electrones en una sustancia. (Electrones /cm³)

N = número de Avogadro.

Z = número atómico.

A = peso atómico

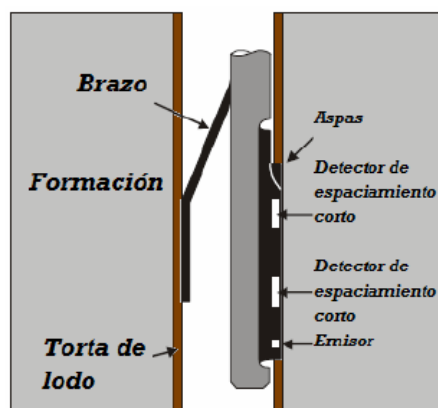
P_b = densidad promedio de un material.

Así, el flujo de rayos gama depende n_e , que a la vez está 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 está 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.

3.5.2.3 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 tenía 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 gama 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 permanezca 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 40.

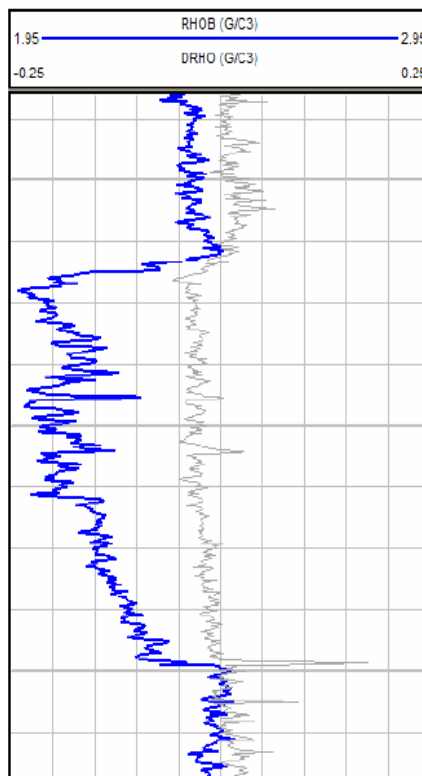
Figura 40. Esquema de la herramienta de densidad de la formación. Tomado de Glover (2000).



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.

3.5.2.4 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 41.

Figura 41. Presentación del registro de densidad. Tomado de Glover (2000).



Fuente: Autor

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 neutrón para mejorar la interpretación.

3.5.2.5 Radio de investigación. La profundidad de investigación de esta herramienta es muy somera. Para las herramientas de Schlumberger FDC el 90% 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.

3.5.2.6 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.

3.5.2.7 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/cm³ las medidas de densidad son erróneas por efectos de la torta de lodo.

3.5.2.8 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 neutrón es la mejor forma de determinar la litología en el fondo de pozo, esto lo veremos en el reporte 3 cuando se esté analizando la metodología de evaluación petrofísica.

Calculo de la Porosidad:

La porosidad \emptyset 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 P_b puede escribirse como una contribución lineal de la densidad de la matriz P_{ma} y del fluido P_{fl} con sus respectivas proporciones:

$$P_{blog} = \Phi \times P_{fl} + (1 - \Phi) \times P_{ma} \dots \dots \dots \text{Ec 21}$$

Despejando la porosidad nos queda que:

$$\emptyset = \frac{P_{blog} - P_{ma}}{P_{fl} - P_{ma}} \dots \dots \dots \text{Ec 22}$$

Dónde:

P_{blog} es la densidad de la formación, en gr/cc

\emptyset = es la porosidad de la formación, $0 < \emptyset < 1$

P_{fl} = es la densidad del fluido que se encuentre en la roca en este caso será el filtrado en la zona investigada por el registro (Ámf H 1.1 gr/cc)

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

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/cm³ para el agua fresca. Si la formación contiene hidrocarburos la densidad del fluido se puede corregir por medio de la siguiente ecuación.

$$P_{fl} = S_{xo} \times P_{mf} + (1 - S_{xo}) \times P_{hc} \dots \dots \dots \text{Ec 23}$$

Dónde:

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

P_{hc} es la densidad del hidrocarburo contenido en

P_{mf} es la densidad del filtrado de lodo

P_{fl} es la densidad total del fluido

El valor de la densidad d matriz de pende de la litología de la formación a analizar, para areniscas la densidad del cuarzo es 2.65 g/cm³ y para calizas, la densidad de la calcita es 2.71 g/cm³. 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 15 presenta los valores de densidad de matriz para las los minerales conocidos.

Tabla 15. Valores de densidad de grano para minerales conocidos. Tomado de Bowen (2003).

Mineral	Densidad 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: Autor

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 g/cm³ 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 g/cm³) 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 0.7g/cm³) 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 está 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 sísmico 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/cm³ y la densidad tanto de las areniscas dolomitas y calizas cae también en ese intervalo. Cuando este registro se combina con el registro neutrón es una muy buena herramienta para el cálculo de la litología, esto lo estudiaremos en el capítulo 4.

Sobrepresión

La sobrepresión 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.

3.5.3 Registro de lito-densidad:

3.5.3.1 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 gama 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.

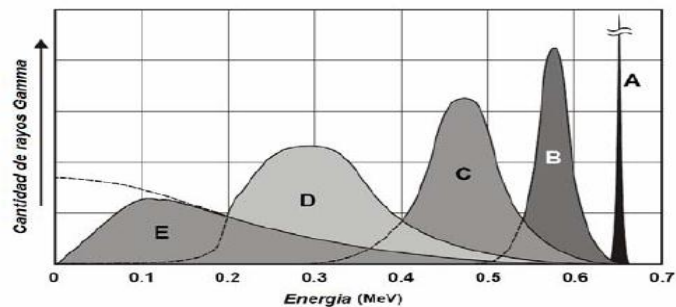
3.5.3.2 Principios físicos:

Absorción fotoeléctrica

La figura 42 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 42, 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 42. Distribución de los rayos gamma después de la emisión.



Fuente: Tomado de Glover (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 barn = 10^{-28} cm.² El índice de absorción fotoeléctrica es definido con la relación:

$$P_e = \frac{1 \cdot \sigma_e}{K \cdot Z} \dots \dots \dots Ec 24$$

Dónde:

Pe es el índice de absorción fotoeléctrica.

σ_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 P_e 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 4.16 y hacen que el P_e sea independiente de la energía. El P_e se puede aproximar por la siguiente relación empírica:

$$P_e = \left(\frac{Z}{10}\right)^{3.6} \dots \dots \dots Ec\ 25$$

Los valores más comunes son presentados en la Tabla 16.

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 P_e como:

$$U = P_e \rho_e \dots \dots \dots Ec.26$$

3.5.3.3 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 0.1g/cm³.

Tabla 16. Valores de Pe y U para minerales conocidos.

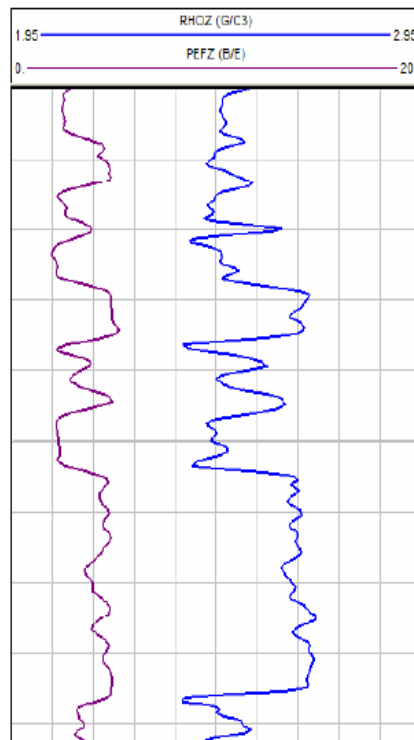
Mineral	Pe	U
Anhidrita	5.05	14.93
Barita	266.82	1070
Biotita	6.3	21.03
Calcita	5.08	13.77
Dolomita	3.14	9.00
Glauconita	2.86	7.51
Halita	4.169	9.68
Pirita	16.97	82.1
Cuarzo	1.806	4.79
Arcilla	3.42	
Arena arcillosa	2.7	6.52
Agua pura	0.358	0.398
Agua salada	0.807	0.85
Aceite	0.119	0.136 x poil
Metano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

Fuente: Tomado de Glover (2000).

3.5.3.4 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 43 muestra un ejemplo de este registro.

3.5.3.5 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 43. Ejemplo del registro PEF.



Fuente: Autor

3.5.3.6 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 4.17); 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 del 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 16 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.

3.5.3.7 Usos del registro PEF:

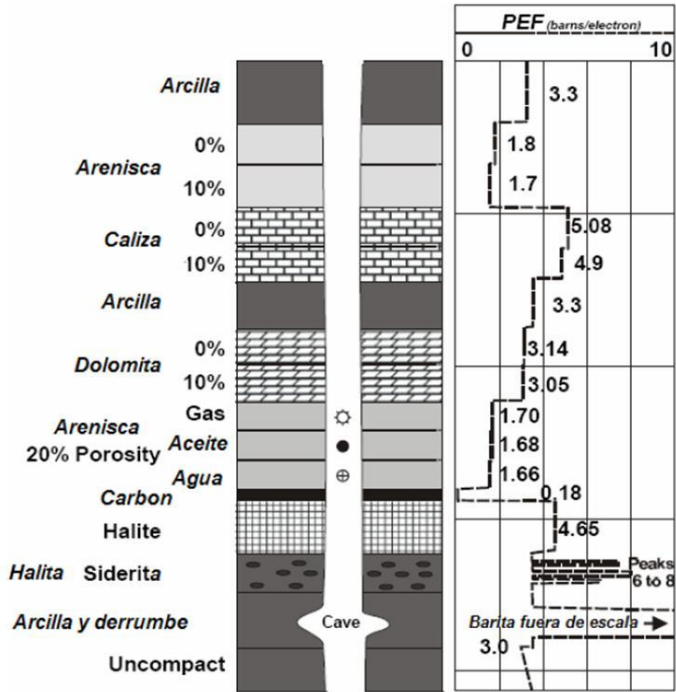
Determinación de la litología

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 44 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 44 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^3 , mientras que las calizas tendrán una densidad de 2.71 g/cm^3 .

Figura 44. Registro PEF en litologías conocidas.



Fuente: Tomado de Glover (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 registro 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 seria solo para ese fin, pues para otros efectos las medidas seria invalidas. En este caso se prefiere utilizar los registros de imágenes.

3.5.4 Registro Neutrón:

3.5.4.1 Introducción. El registro neutrón es principalmente sensitivo a los átomos de hidrogeno 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 hidrogeno. 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 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.

3.5.4.2 Principio físico. En el registro neutrón 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 neutrón 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, neutrón 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 hidrógeno que es a la vez, el elemento más liviano. Luego los electrones pierden energía de forma más eficiente con los núcleos de hidrógeno.

Absorción de neutrones

Los neutrones que inicialmente eran rápidos (>0.5Mev), 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 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 hidrógeno y el cloro.

Índice de hidrógeno

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

$$Ch_{masa} = \frac{n_h A_h}{\sum_i n_i A_i + n_h A_h} \dots \dots \dots \text{Ec 27}$$

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 una materia es igual a:

$$HI = \frac{9n_h A_h}{\sum_i n_i A_i + n_h A_h} \cdot \rho_b \dots\dots Ec 28$$

Dónde:

A_h es la masa atómica del hidrogeno en el material.

A_i es la masa atómica de los demás elementos

n_h es el número de átomos de hidrogeno en una molécula del material.

n_i es el número de átomos de los demás elementos en una molécula de un materia.

P_b es la densidad promedio del material

HI es el índice de hidrógenos

La tabla muestra la aplicación de la ecuación 4.20 para algunos minerales conocidos.

Tabla 17. Índice de hidrógenos para minerales conocidos.

Componente	Formula	A _i	n _i	n _h	p _b	HI
Agua pura	H ₂ O	16	1	2	1	1
Aceite	(CH ₂) _x	12	1	2	0.78	1.03
Metano	CH ₄	12	1	4	ρ _m	2.25 x ρ _m
Gas	C ₁₁ H _{4.2}	12	1.1	4.2	ρ _g	2.17 x ρ _g
Cuarzo	SiO ₂	28,16	1,2	0	2.654	0
Calcita	CaCO ₃	40,12,16	1,1,3	0	2.71	0
Yeso	CaSO ₄ -2H ₂ O	40,32,16	1,1,6	4	2.32	0.4855

Fuente: Tomado de Glover, (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 otro minerales en las rocas como el cloro que los afectan. Se puede incurrir en errores al no tener en cuenta este efecto.

3.5.3 Equipo:

Existen tres tipos principales de herramientas Neutron:

- La herramienta Gamma ray /Neutron (GNT)
- La herramienta neutrón Sidewall (SNP)
- La herramienta neutrón 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 fábrica, 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

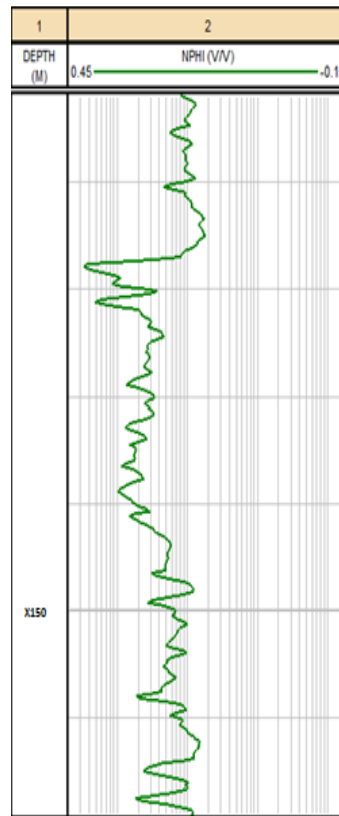
Esta herramienta está diseñada para ser sensible a los neutrones termal y por lo tanto estará afectada por el efecto del cloro tiene dos detectores y una fuerte fuente de emisión. Esto mejora la profundidad de investigación.

3.5.4.4 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 45.

3.5.4.5 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 45. Ejemplo de la presentación de un registro neutrón.



Fuente: Autor

3.5.4.6 Factores que afectan el registro

El efecto de los hidrocarburos.

Se debe notar que en la Tabla 17 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 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 neutrón es relacionada con la porosidad real de la formación de la formación por medio de:

$$\phi_N = \phi [HI_{mf} S_{xo} + HI_{hc} (1-S_{xo})] \dots \dots \dots Ec. 29$$

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.

$$\phi_N = \phi [1.00 \times S_{xo} + 1.003 \times (1 - S_{xo})] \approx \phi \dots \dots \dots Ec. 30$$

Por esta razón si el hidrocarburo es gas la porosidad leída por el registro neutrón 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 neutrón 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.

3.5.4.7 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 $\bar{A}EN$ 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 $\bar{A}E$ y zona lavada de más de 45 cm de extensión, la ecuación de respuesta es:

$$\bar{A}NL_{log} = \bar{A} \times \bar{A}NL_{fl} + V_{ma} \times \bar{A}NL_{ma} \dots\dots\dots Ec 31$$

Dónde:

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

\bar{A} es la porosidad de la formación, $0 < \bar{A} < 1$

$\bar{A}NL_{fl}$ es el índice de hidrógeno del filtrado, matriz caliza, en pu ($\bar{A}NL_{mf} \approx H100$ pu)

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

$\bar{A}NL_{ma}$ es el índice de hidrógeno de la matriz limpia, matriz caliza, en pu ($-2 \text{ pu} < \bar{A}NL_{ma} < 3 \text{ pu}$)

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:

$$1 = \varnothing + V_{ma} \dots \dots \dots \text{Ec, 32}$$

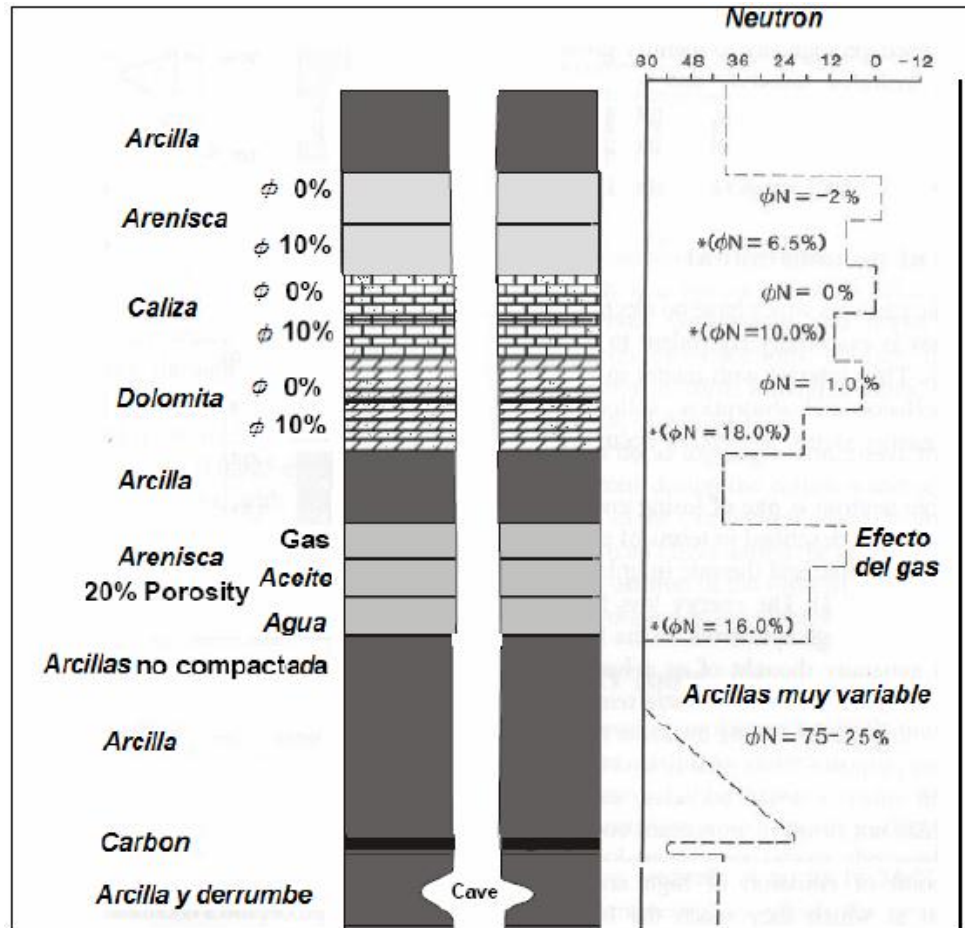
Combinando las ecuaciones anteriores puede obtenerse la porosidad aparente de neutrón \varnothing_N para la formación limpia y acuífera como:

$$\varnothing_n = \frac{\varnothing_{NL \log} - \varnothing_{NL ma}}{\varnothing_{NL fl} - \varnothing_{NL ma}} \dots \dots \dots \text{Ec 33}$$

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 46) como un guía para su interpretación.

Figura 46. Registro Neutrón en litologías conocidas.



Fuente: Tomado de Glover, 2000.

3.6 REGISTROS ESPECIALES

3.6.1 Registro de resonancia magnética NMR:

3.6.1.1 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 de 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.

3.6.1.2 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 qué 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 sí. Ver tabla 18.

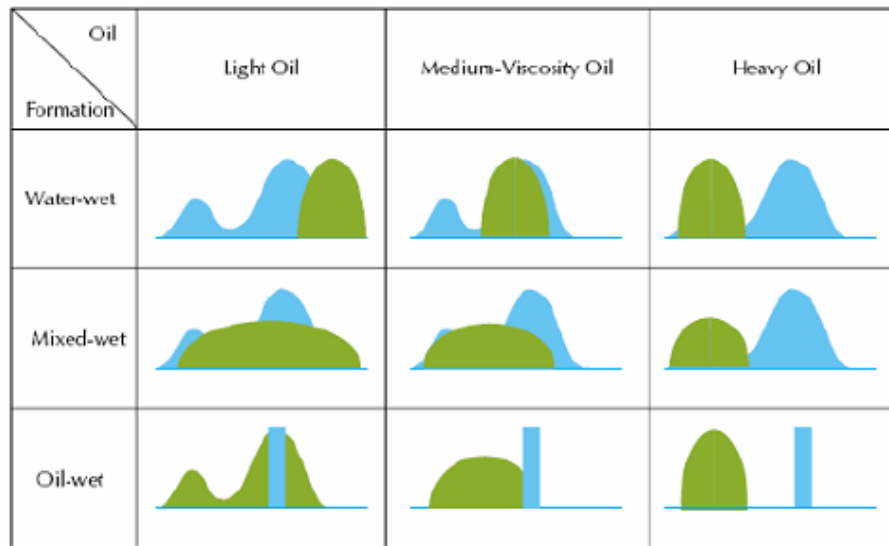
3.6.1.3 Aplicaciones del registro

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 está saturada 100% con agua.

Figura 47. Contribución a la distribución de T2 según la Mojabilidad y la viscosidad del fluido.



Fuente: Tomado de Coates y Xiao (1999).

Caracterización roca-fluido:

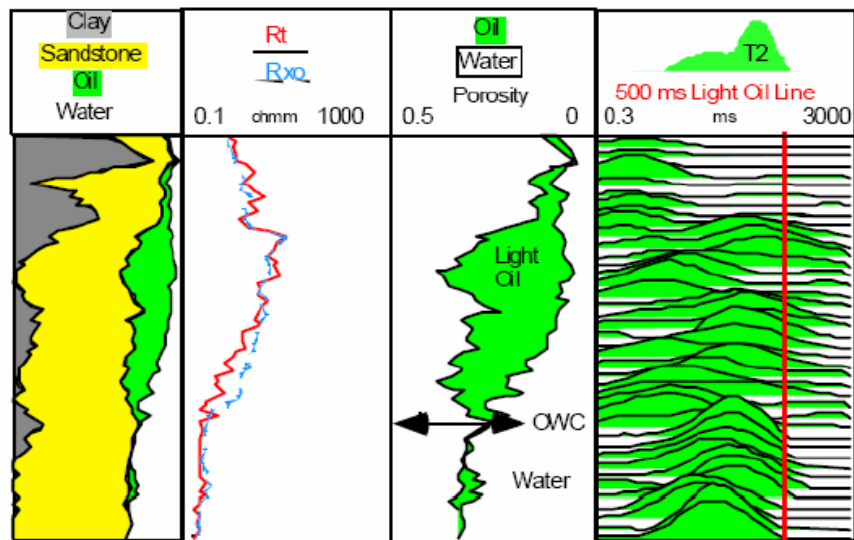
De la distribución de T2 podemos ver las tres componentes principales que conforman la porosidad total de una roca: la porosidad del fluido libre con T2 largos; el agua ligada a capilares, con T2 superior a 3 mseg y menor que el T2 de corte para el fluido libre y por último el agua adherida a las arcillas, 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 47.

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 48.

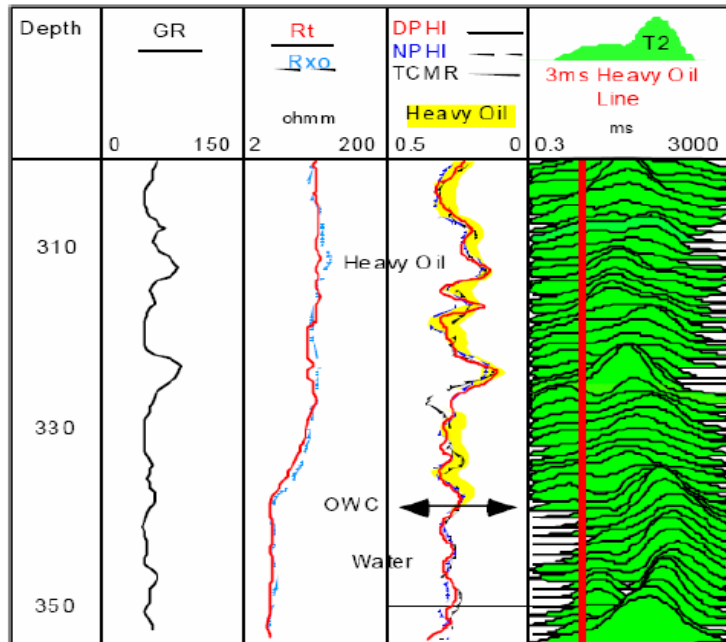
Figura 48. Pozo de aceite liviano con datos de NMR.



Fuente: MINH Chanh (2000).

3.6.2 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 49. Pozo de aceite pesado con datos de NMR.



Fuente: MINH Chanh (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.

3.6.2.1 Registro FMI (*Image Formation*). Es un registro eléctrico que genera imágenes de conductividad. La herramienta consiste de un arreglo de 4 brazos, 8 patines. Cada patín tiene 24 micro-electrodos (192 en total). Durante el registro, cada micro electrodo emite una corriente enfocada 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 50 se puede observar una herramienta de este tipo.

Figura 50. Herramienta de registro FMI.



Fuente: Tomado de Next 2000.

3.6.3 Registro UBI (*Ultrasonic Borehole Imager*). 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 51 se puede observar una herramienta de este tipo.

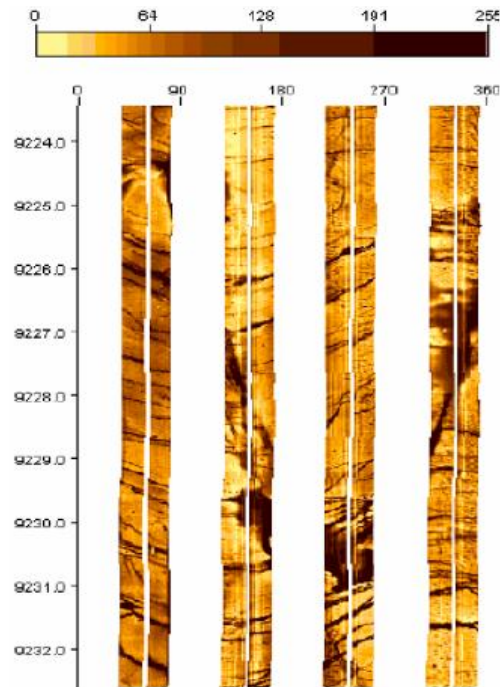
3.6.3.1 Presentación del registro. Estos registros son una representación en colores de valores de los valores de la medición de una propiedad, como ya lo vimos existen unas basados en la resistividad y otros en las ondas acústicas. El registro se debe presentar mostrando una escala de equivalencia de los colores. Y las pistas que dependen de la cantidad de brazos que tenga la herramienta en la figura 51, se muestra un ejemplo de este registro.

Figura 51. Herramienta de registro UBI.



Fuente: Tomado de Next. 2000.

Figura 52. Presentación del registro FMI.



Fuente: Tomado de Next 2000.

3.6.3.2 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.

3.7 DEFINICIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS POROSIDAD (ϕ) Y PERMEABILIDAD (K) Y SU APLICACIÓN EN REGISTROS DE POZO

Las rocas son agregados de minerales que tienen propiedades diferentes a las de cualquier mineral individual, ya que sus propiedades físicas, químicas y geométricas dependen de las propiedades físicas, químicas y geométricas de los minerales individuales que las componen, de sus fracciones de volumen y de su distribución dentro de las mismas.

Además, las rocas poseen geometrías internas complejas, conocidas como microestructuras, que exhiben una gran variedad de heterogeneidades, tales como el desorden en los arreglos de minerales, la variabilidad en su composición mineralógica, el grado de fracturamiento, el tamaño de los granos, el número de poros y su tamaño entre otras cosas, que dependen de la escala de medición, Con una escala de medición suficientemente grande todas las partes de una roca presentarían propiedades físicas similares, pero con una escala de medición pequeña (como la escala de tamaño de grano) esta misma roca exhibiría heterogeneidades particulares. (Guéguen & Palciauskas, 1994).

Debido al proceso de formación de rocas sedimentarias y a la distribución de esfuerzos locales, los granos individuales no están en contacto continuo con otros, dejando espacios vacíos (poros significativos dentro de las mismas, Este espacio poroso en las rocas terrígenas es un sistema irregular complejo, que algunas veces está interconectado pero que otras veces no y cuyos tamaños varían entre micrómetros y decenas de micrómetros (Narenblatt et al.,1990) Pero es espacio

poroso económicamente importante es aquel donde ocurre el flujo de fluidos y está representado por poros que se comunican continuamente entre sí.

Prácticamente, todas las propiedades físicas macroscópicas de las rocas están influenciadas por la microestructura de los poros. Sin embargo esta información microscópica tan detallada no puede ser medida, de ahí la importancia de ciertos parámetros macroscópicos medibles, tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión capilar, entre otros, que proveen información esencial de la estructura porosa (Guéguen & Palciauskas, 1994).

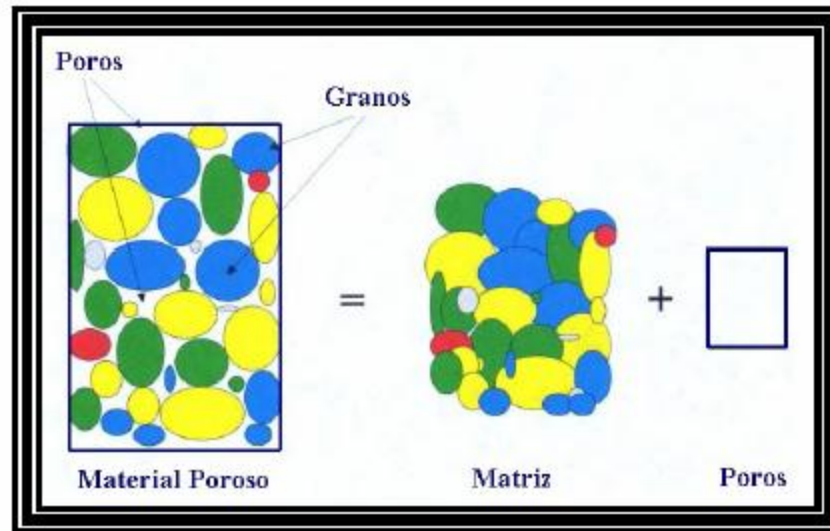
3.7.1 Porosidad. La porosidad es una de las propiedades petrofísicas más importantes de la roca yacimiento, ya que es la que le da su capacidad de almacenamiento de fluidos, incluyendo los hidrocarburos comercialmente explotables. (García, 2000). La misma se define como la fracción de volumen de roca que no está ocupado por materia sólida (Guéguen & Palciauskas, 1994).

La materia sólida de una roca debe entenderse como matriz rocosa, la cual está representada por un sólido ideal que tiene las mismas características que la materia granulada pero sin el espacio poroso. Considerando que el sólido granular (roca) tiene un volumen (V) definido que puede dividirse en el volumen de la matriz (V_m) más el volumen ocupado por los poros (V_p) (figura 53) entonces la porosidad (Φ) en tanto uno está dada por:

$$\Phi = \frac{V_p}{V} = \frac{(V - V_m)}{V} = 1 - \frac{V_m}{V} \quad \text{Ec 34}$$

Cabe destacar que la ecuación anterior no proporciona ninguna información sobre los tamaños de los poros, forma, distribución o sobre el grado de interconectividad de los mismos. De hecho rocas con las misma porosidad pueden tener propiedades físicas bastante diferentes como la permeabilidad (Mendoza, 1998).

Figura 53. Esquematización de un material poroso.



Fuente: Tomado de Mendoza (2000).

3.7.1.1 Clasificación de la porosidad. Cabe notar, que la porosidad toma en cuenta todos los poros de la roca, es por ello que comúnmente se distingue a la porosidad efectiva como aquella que sólo toma en cuenta aquellos poros que forman parte de un sistema unificado de poros interconectados que pueden ser saturados con fluidos desde su exterior. (Barenblatt et al., 1990).

Ahora bien, así como la porosidad puede ser clasificada en función de la interconectividad de los poros, también puede ser clasificada en función de su origen, de tal forma que podemos referirnos a la porosidad de una roca como primaria o secundaria.

La porosidad primaria está asociada a aquellos poros que se forman durante la depositación de la roca. Los parámetros micro estructurales que afectan a la porosidad primaria de un sedimento no consolidado son el tamaño, la forma (geometría) y la selección de los granos. La porosidad es inversamente proporcional al radio o al diámetro del grano, es decir mientras el tamaño del

grano aumenta, la porosidad disminuye. Aunque el efecto de la geometría de los granos sobre la porosidad no está bien definido, si consideramos un sedimento no consolidado, formado por granos del mismo tamaño, esperamos que la porosidad sea mayor si los granos son alargados o tabulares y que sea menor si los granos son esféricos. Por otro lado, el escogimiento de los granos es importante, ya que la porosidad será mayor en rocas con granos del mismo tamaño (distribución unimodal) que en rocas con granos de tamaños diferentes debido a que en éstas los intersticios entre las partículas grandes son rellenados con las partículas más pequeñas (Rzhevsky & Novick, 1971).

La porosidad secundaria está asociada a los procesos diagenéticos, que incluyen a todos los procesos físicos, químicos y biológicos que alteran al sedimento no consolidado desde el momento de su depositación y los procesos de metamorfismo o de meteorización. Entre los procesos diagenéticos se distinguen la compactación mecánica, la disolución y precipitación de minerales, la recristalización de minerales y el fracturamiento de minerales y de la roca.

La cementación (cristalización de minerales en el espacio poroso) disminuye la porosidad de una roca así como lo hace la compactación mecánica ya que a medida que los sedimentos se hacen más profundos, aumenta la presión de soterramiento y los granos se deforman, ocupando menos espacio (Guéguen & Palciauskas, 1994).

Cabe destacar que los diversos tipos de porosidad (Figura 54), asociados a los procesos mencionados anteriormente, a menudo coexisten. Estos son: porosidad intergranular, que se forma en el momento de depositación de las partículas; porosidad intragranular, que se debe a la disolución parcial de los granos de una roca: porosidad intercristalina, relacionada a los intersticios entre los cristales: porosidad móldica, relacionada a la solubilidad de los materiales que rellenan los moldes de organismos; porosidad por fractura, debida a esfuerzos tectónicos y

porosidad por canal, por vacuola o por caverna, relacionadas a la disolución, sobre todo en carbonatos (García, 2000).

Figura 54. Tipos de Porosidad.



Fuente: Tomado de García (2000).

3.7.1.2 Tipos de Porosidad. La porosidad se puede clasificar de dos maneras:

En base al volumen poroso considerado:

Absoluta o total: Fracción del volumen de la roca que no está ocupado por material denso o matriz.

Efectiva: Fracción del volumen de la roca que está compuesto por espacios porosos que se hallan comunicados entre sí.

En base a su origen:

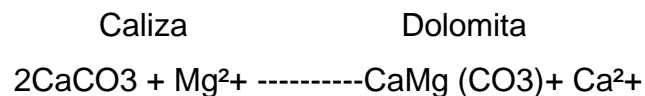
- Original o Primario
- Inducida o Secundaria

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 microporosidad. Inusualmente el alto recobro de agua en algunos yacimientos productivos de carbonato pueden deberse a largas cantidades de microporosidad.
- 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, intracrystalina, fracturas y fisuras y de porosidad aislada.

3.7.1.3 Porosidad Medida En Núcleos. La porosidad medida en los núcleos de perforación corresponde a la porosidad total de la roca, pues constituye los canales porosos interconectados, lo que supone que puede haber importante saturación de hidrocarburos en dichos espacios, La porosidad efectiva es una función de muchos factores litológicos. Los más importantes son: forma de los granos, compactación, cementación, cantidad y clase de arcillas.

3.7.2 Permeabilidad. Además de ser porosas, las formaciones productoras deben tener la habilidad de permitir el flujo de los hidrocarburos a través de los poros interconectados. La habilidad de las rocas para permitir el paso de fluidos es denominada permeabilidad. 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:

$$u = \frac{q}{Ac} = -\frac{K}{\mu} \frac{dp}{dl} \dots\dots\dots \text{Ec. 35}$$

Dónde:

u = Velocidad del fluido, cm/s.

q = Tasa de flujo cm^3/s .

k = Permeabilidad del medio poroso, Darcy

Ac = Área transversal al flujo, cm^2

μ = Viscosidad del fluido, cp.

dp/dl = gradiente de presión en la dirección del flujo. Atm/cm

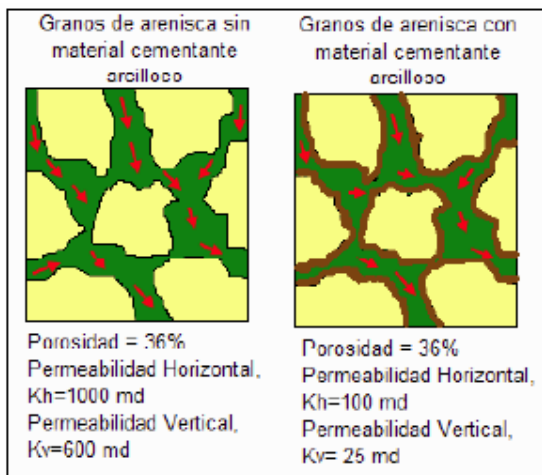
Un Darcy equivale a una permeabilidad alta. Los valores de permeabilidad encontrados en los yacimientos generalmente son menores a un Darcy. Por esto una unidad más pequeña de permeabilidad, el milidarcy (md) es ampliamente usada en la industria de los hidrocarburos. La permeabilidad, k , en la ecuación 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.

3.7.2.1 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 55, 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 55. Efecto de la presencia de material cementante arcilloso sobre la permeabilidad y porosidad.



Fuente: Tomado de Djebbar & Donaldson (1996).

3.7.2.2 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 56, 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 55b. La permeabilidad en los yacimientos es generalmente baja, especialmente en la dirección vertical, si los granos son pequeños y de forma irregular, (figura 56). 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 56. Influencia de la forma y el tamaño de los granos sobre la permeabilidad.



Fuente: Tomado de Djebbar & Donaldson (1996).

La permeabilidad de las rocas sedimentarias varía en un amplio rango y representa un factor físico tan importante que la calidad de un reservorio de hidrocarburos puede determinarse en función de la misma. (Ver tabla 19).

Tabla 18. Calidad de una roca en función de su permeabilidad.

Calidad de la Roca	Permeabilidad (mD)
Pobre	$K < 1$
Regular	$50 < K < 250$
Moderada	$50 < K < 250$
Buena	$50 < K < 250$
Muy buena	$K > 250$

Fuente: Tomado de Djebbar & Donaldson (1996).

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.

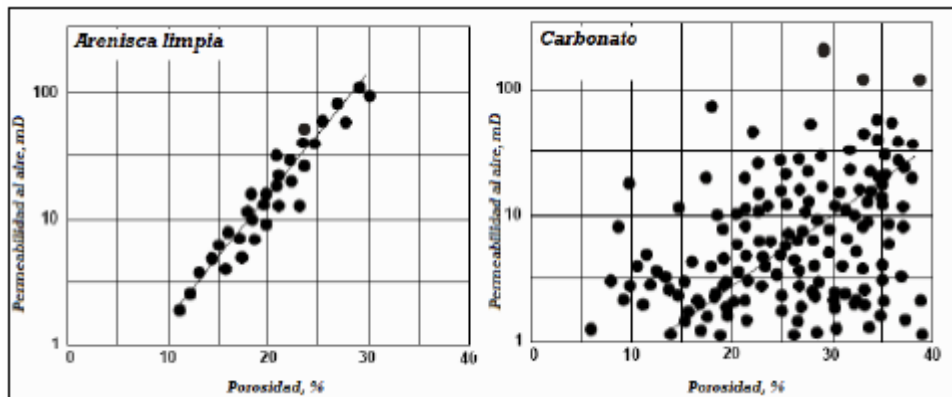
Cementación: La figura 55 muestra qué tanto la permeabilidad como la porosidad de las rocas sedimentarias están influenciadas por el alcance de la cementación y la ubicación del material cementante en el espacio poroso.

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 acidas 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.

3.7.3 Relaciones entre Porosidad y Permeabilidad. El factor más determinante en la permeabilidad es la porosidad. Esto se debe a que altas porosidades implican que hay muchos canales anchos para el flujo de fluidos. Casi siempre, al graficar la permeabilidad de una formación (en escala logarítmica) contra su porosidad se da como resultado una tendencia con cierto grado de dispersión asociado a los demás factores que afectan la porosidad. Para obtener mejores resultados esta gráfica, se debe construir con datos de una litología claramente definida. Si se construye una gráfica de este tipo con datos de todo el pozo con amplia variación de litologías, el resultado es a veces una nube de puntos en los

cuales las tendencias individuales no son claras. La figura 57 muestra una gráfica de permeabilidad contra porosidad para una arenisca limpia y un carbonato.

Figura 57. Gráficas típicas de Permeabilidad vs porosidad.



Fuente: Tomado de Glover (2000).

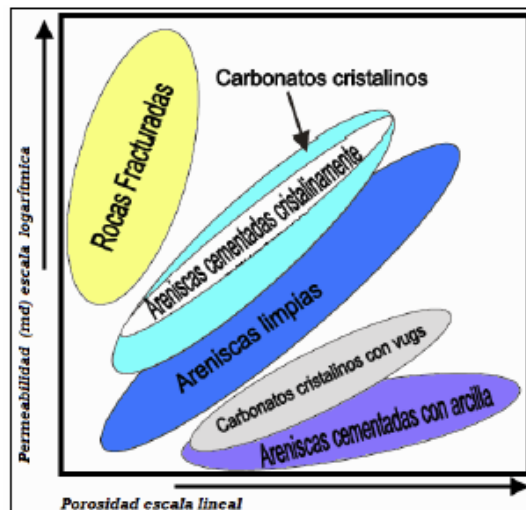
Es claro al ver la figura 57 que la permeabilidad en areniscas es bastante controlada por la porosidad (aunque usualmente los datos están más dispersos que los de la gráfica), mientras que el carbonato presenta una nube más difusa, indicando que la porosidad tiene una influencia pero existen otros valores 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 58. 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 resultará en permeabilidad, luego la permeabilidad es baja.

Figura 58. Relaciones típicas de porosidad y permeabilidad.



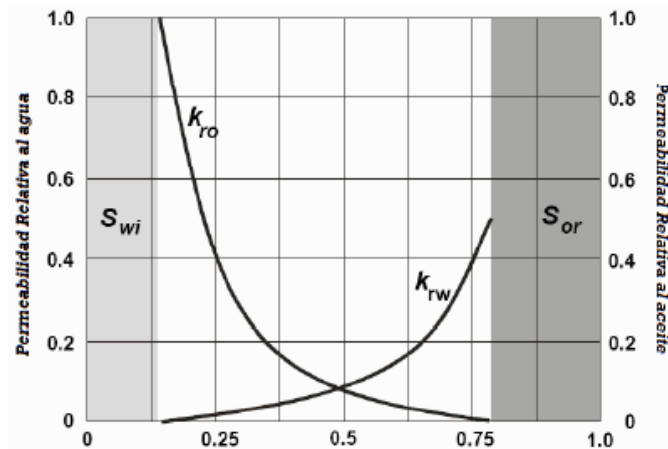
Fuente: Tomado de Glover (2000).

3.7.4 Permeabilidad relativa. El espacio poroso de una formación puede que no esté completamente saturado de un fluido, puede contener dos o más fluidos. Por ejemplo, puede ser que estén presentes al mismo tiempo el aceite y el agua. Además puede ser que fluyan a diferentes tasas al mismo tiempo. Las permeabilidades individuales serán diferentes entre sí. Estas permeabilidades

dependen de las propiedades de la roca, de las saturaciones, distribuciones y propiedades de cada uno de los fluidos.

Como se observó, si la roca contiene un fluido, la permeabilidad de la roca es máxima y este valor es llamado permeabilidad absoluta. Si existen dos fluidos, las permeabilidades de cada uno dependerán de la saturación de cada uno, y puede ser graficada en función de la saturación del fluido como se puede observar en la gráfica 59.

Figura 59. Relaciones típicas de porosidad y permeabilidad.



Fuente: Tomado de Glover (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

kao (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_{kei} = permeabilidad efectiva de cada fase i

En la figura 59 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 58, 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 porque el incremento en el corte de agua reducirá la permeabilidad al aceite.

3.7.5 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.

4. METODOLOGÍAS DE AGRUPACION PETROFÍSICA

Las metodologías presentadas a continuación son las más utilizadas a la hora de determinar los litotipos a partir de las Unidades Hidráulicas de Flujo, cada una de estas está basada en la relación porosidad- permeabilidad de las muestras obtenidas en núcleos de perforación. Los autores de cada uno de los métodos proponen una serie de ecuaciones a partir de las cuales se pueden calcular: volumen elemental representativo del total de la roca reservorio y representar gráficamente la distribución de los tipos de roca que componen el yacimiento. Los cinco campos maduros (campos muestra de estudio) fueron evaluados cada uno aplicando un método diferente, para así evaluar el comportamiento y efectividad de las ecuaciones propuestas en cada uno de los mismos.

4.1 MÉTODO DE WINDLAND Y PITTMAN

H.D. Windland de Amoco, a mediados de los años 70, mostró una correlación estadística, entre flujo óptimo a través de las rocas y de los radios de las gargantas de poros, cuando el 35 % del espacio poroso de una roca está saturado con una fase que no humedece, durante una prueba de presión capilar. Él llamó al tamaño de esta garganta de poro r_{35} o tamaño del puerto, el cual es conveniente para caracterizar un sistema poroso (ver tabla 20).

Tabla 19. Tipos de Poro y su rango de tamaño. Tomado de Hartmann & Beaumont (1990).

Categoría del Poro	Rango del tamaño del poro R_{35} (μm)
Mega	>10
Macro	2-10
Meso	0.5-2
Micro	0.1-0.5
Nano	<0.1

Como resultado de su trabajo con 322 muestras, de las cuales solo 82 (56 areniscas y 26 carbonatos) tenían permeabilidades bajas ya corregidas, Windland desarrollo una relación empírica entre la porosidad, la permeabilidad de aire (no corregida) y el radio de garganta (Ec. 36).

$$\text{Log}(r_{35}) = 0.732 - 0.588 \text{ Log}(k) - 0.864 \text{ Log}(\Phi) \quad \text{Ec. 36}$$

Donde r_{35} es el radio de garganta (μm), k es la permeabilidad de aire no corregida (mD) y Φ es la porosidad (%).

Según Windland el sistema poroso efectivo que domina el flujo a través de una roca corresponde a una saturación de mercurio de 35%. Después que el 35% del espacio poroso está lleno con la fase que no humedece, el espacio poroso restante no contribuye al flujo si no al almacenaje (Hartmann y Beaumont, 1999).

Por su parte, Edward D. Pittman, en el año 1992, logro extender el trabajo de Windland al desarrollar un conjunto de relaciones empíricas, a través del uso de un sistema de análisis estadístico de región múltiple, con los datos de porosidad, de permeabilidad y varios parámetros derivados de las curvas de presión capilar generadas por el método de inyección de mercurio, de un grupo de 202 muestras areniscas, muy variadas en composición y textura, pertenecientes a 14 formaciones diferentes cuyas edades varían entre el Ordovícico y el Terciario.

Las porosidades de las muestras variaban entre 3.3 y 28% y las permeabilidades entre 0.05 y 998 mD respectivamente.

La serie de ecuaciones empíricas obtenidas por Pittman permiten calcular los radios de garganta para saturaciones de mercurio entre el 10 y el 75% (ver tabla 21) con los cuales se pueden construir las curvas de presión capilar, a partir de los datos de permeabilidad y porosidad al aire (no corregida).

Tabla 20. Ecuaciones empíricas para determinar los radios de garganta (μm) correspondientes a varios porcentajes de saturación de mercurio. Φ : porosidad (%) y k : permeabilidad (mD).

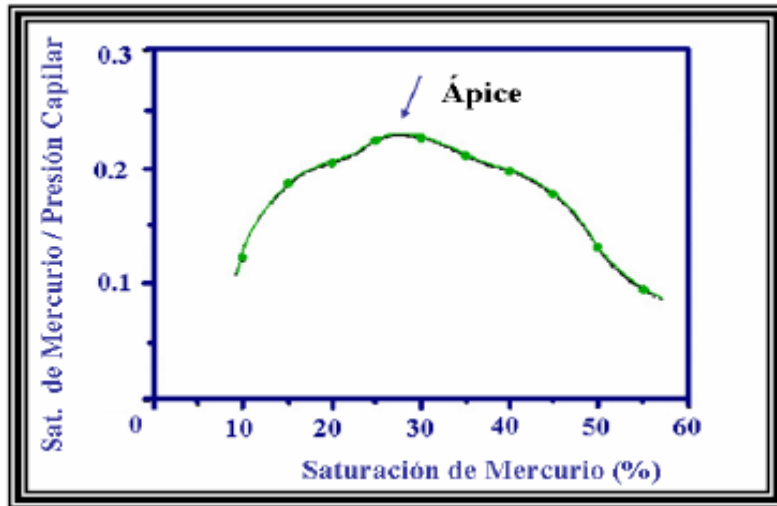
ECUACIONES	COEFICIENTE DE CORRELACION
$\text{Log R10} = 0.459 + 0.500 (\text{Log Kair}) - 0.385 (\text{Log } \Phi)$	0.901
$\text{Log R15} = 0.333 + 0.509 (\text{Log Kair}) - 0.344 (\text{Log } \Phi)$	0.919
$\text{Log R20} = 0.218 + 0.519 (\text{Log Kair}) - 0.303 (\text{Log } \Phi)$	0.926
$\text{Log R25} = 0.204 + 0.531 (\text{Log Kair}) - 0.350 (\text{Log } \Phi)$	0.926
$\text{Log R30} = 0.215 + 0.547 (\text{Log Kair}) - 0.420 (\text{Log } \Phi)$	0.923
$\text{Log R35} = 0.255 + 0.565 (\text{Log Kair}) - 0.523 (\text{Log } \Phi)$	0.918
$\text{Log R40} = 0.360 + 0.582 (\text{Log Kair}) - 0.680 (\text{Log } \Phi)$	0.918
$\text{Log R45} = 0.609 + 0.608 (\text{Log Kair}) - 0.974 (\text{Log } \Phi)$	0.913
$\text{Log R50} = 0.778 + 0.626 (\text{Log Kair}) - 1.205 (\text{Log } \Phi)$	0.908
$\text{Log R55} = 0.948 + 0.632 (\text{Log Kair}) - 1.426 (\text{Log } \Phi)$	0.900
$\text{Log R60} = 1.096 + 0.648 (\text{Log Kair}) - 1.666 (\text{Log } \Phi)$	0.893
$\text{Log R65} = 1.372 + 0.643 (\text{Log Kair}) - 1.979 (\text{Log } \Phi)$	0.876
$\text{Log R70} = 1.664 + 0.627 (\text{Log Kair}) - 2.314 (\text{Log } \Phi)$	0.862
$\text{Log R75} = 1.880 + 0.609 (\text{Log Kair}) - 2.626 (\text{Log } \Phi)$	0.820

Fuente: Tomado de Pittman (1992)

Cabe destacar que para los porcentajes más bajos de saturación de mercurio (10-35) la porosidad no es estadísticamente significativa y que el coeficiente de correlación disminuye a medida que aumenta el porcentaje de saturación de mercurio.

Pittman, a diferencia de Windland, obtuvo los radios de garganta que dominan el flujo de forma gráfica, para cada curva de presión capilar. Para ello, graficó la relación entre la saturación de mercurio y la presión capilar en función de la saturación de mercurio y determinó los ápices de las hipérbolas obtenidas en dichos gráficos (Ver figura 60) (Pittman, 1992).

Figura 60. Gráfico de Saturación de mercurio/Presión capilar vs. Saturación de mercurio de una muestra con 19.8% de porosidad y 6.99 mD de permeabilidad. El ápice de la hipérbola determina el radio que domina el flujo (~ r30).



Fuente: Tomado de Pittman (1992).

4.1.1 Cálculo de la permeabilidad usando la ecuación de Windland:

La ecuación de Windland está dada por:

$$[\text{Log } R_{35} = 0.732 + 0.588 (\text{Log } K_{\text{air}}) - 0.864 (\text{Log } \Phi)] \quad \text{Ec 37}$$

Donde R_{35} corresponde al radio de garganta (μm) para una saturación de mercurio de 35%, K es la permeabilidad de aire no corregida (mD) y (Φ) es la porosidad (%).

La permeabilidad puede obtenerse fácilmente al despejarla de la ecuación anterior de la siguiente manera:

$$K = 10^{\frac{\text{Log } (35) - 0.732 + 0.864 \text{ Log } (\Phi)}{0.588}} \quad \text{Ec 38}$$

4.2 UNIDADES DE FLUJO

4.2.1 Según Gunter. Desde el punto de vista petrofísico y según lo afirmado por G. W. Gunter, se denomina Unidad de Flujo a intervalos estratigráficamente continuos, con características similares de flujo de fluidos y que mantienen una estructura geológica y propiedades del tipo de roca bien definidas. Los tipos de roca son unidades depositadas bajo condiciones similares, las cuales presentan procesos diagenéticos similares, resultando en una relación única de porosidad, permeabilidad. Así mismo Ebanks señala que una Unidad de Flujo es un volumen de roca subdividido de acuerdo a propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluido a través de él.

Estas unidades constituyen volúmenes operacionales fundamentales en el análisis del medio poroso y su definición ha sido guiada por la caracterización de yacimientos basándose en facies sedimentarias y observaciones empíricas de la distribución de propiedades del reservorio, resultados de pruebas de flujo e historias de producción de pozos.

El concepto de unidades de flujo ha sido desarrollado para integrar los datos de ingeniería geológica y de petróleo. Una unidad de flujo se define como un grupo de rocas del yacimiento con propiedades similares que afectan el flujo de líquidos.

Bear define la unidad hidráulica (geometría del poro) como el volumen elemental representativo del total de la roca reservorio dentro de la cual las propiedades geológicas y petrofísicas del volumen de roca son las mismas. Ebanks define unidad hidráulica de flujo como una porción mapeable del reservorio dentro de la cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan la unidad de flujo son consistentes y previsiblemente diferentes de las propiedades de otros volúmenes de roca reservorio. Hear et al. Define unidad de flujo como una zona del

reservorio que es lateralmente y verticalmente continua y tienen características similares de permeabilidad, porosidad.

Gunter et al. Define unidad de flujo como un intervalo estratigráficamente continuo de procesos similares que cumple la estructura geológica y mantiene las características del tipo de roca.

De estas definiciones, las unidades de flujo tienen las siguientes características:

- Una unidad de flujo es un volumen específico de reservorio, compuesto de una o más litologías de calidad reservorio.
- Una unidad de flujo es correlativa y mapeable en el intervalo de escalas.
- Una zonación de unidad de flujo es reconocible en registros wireline.
- Una unidad de flujo podría estar en comunicación con otras unidades de flujo.

Gunter et al. Introduce un método gráfico para cuantificar las unidades de flujo basado en estructura geológica, Petrofísica de rocas, tipos de poros, capacidad de almacenamiento, capacidad de flujo y velocidad de procesos del reservorio. De acuerdo a esto, los cinco pasos para identificar una unidad de flujo son:

1. Identificar el tipo de roca e ilustrar en un Crossplot Windland porosidad – permeabilidad.
2. Construir el gráfico estratigráfico modificado de Lorenz (SMLP) por computador sobre un pie-pie basado en el porcentaje de la capacidad de flujo (espesor de permeabilidad) y porcentaje de almacenamiento de flujo (espesor de porosidad).
3. Seleccionar intervalos de unidades de flujo basados en puntos de inflexión de SMLP. Estas unidades de flujo preliminares podrían ser verificadas usando el

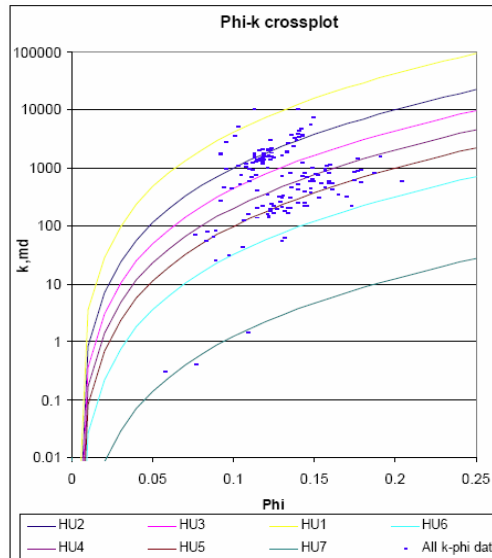
- SFP estructura geológica R35 (calcular el radio de garganta de poro (μm) al 35% de saturación de mercurio) curva y radio $\frac{k}{\phi}$.
4. Preparar el perfil final de flujo estratigráfico (SFP) con correlación del radio de la curva porosidad- permeabilidad k/Φ , R35 porcentaje de almacenamiento y capacidad de porcentaje de capacidad.
 5. Construir un MLP (Modified Lorenz Plot) ordenando las unidades de flujo finales en disminución de la velocidad de la unidad (FUS) (Djebbar y Donaldson, 2004).

4.2.2 Según Ebanks:

Ebanks define HU como el volumen elemental representativo (REV) del total de la roca yacimiento dentro del cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son internamente consistentes y previsiblemente diferentes de otras propiedades de volumen de roca.

Las unidades hidráulicas de flujo para un yacimiento de hidrocarburos pueden ser determinadas de análisis de datos en núcleos (porosidad y permeabilidad). Esta técnica fue introducida por Amaefule et al. Y consiste en calcular el indicador de zona de flujo (FZI) del volumen de poros en proporción al volumen sólido) y el índice de calidad del yacimiento (RQI) a través de la ecuación 18. De los valores FZI, las muestras pueden ser clasificadas en diferentes unidades hidráulicas. Las muestras con un valor similar de FZI corresponden a las misma HU. La figura 60 muestra un ejemplo de las HU aplicado a un pozo donde se aprecian siete HU diferentes con propiedades hidráulicas diferentes. Otros pozos en el mismo campo tienen diferentes números de HU y estos son definidos por diferentes relaciones FZI. Este estudio plantea cuantas HU se pueden seleccionar y como pueden estar relacionadas pozo a pozo.

Figura 61. Gráfico de Porosidad (ϕ) versus permeabilidad (K), mostrando unidades hidráulicas para núcleos de rutina. Las curvas se basan exclusivamente en los datos de núcleos en el pozo, y representa un gráfico basado en criterios estadísticos.

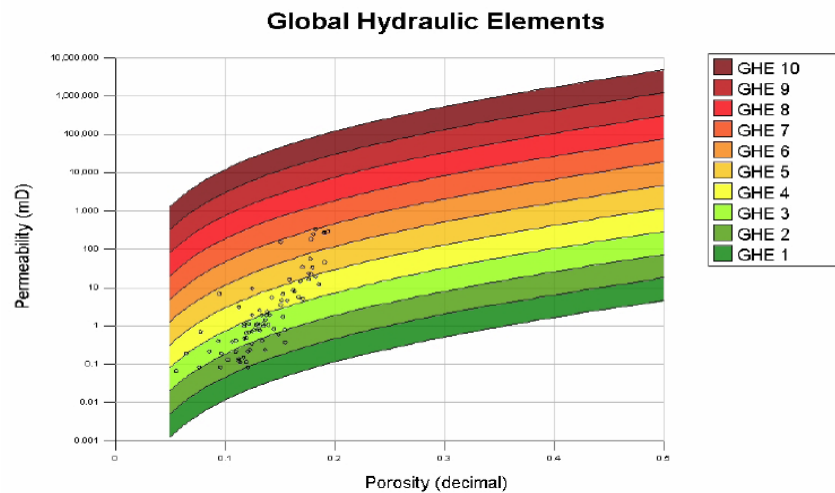


Fuente: Autor

Aplicación de la metodología de Unidades de Flujo

Un estudio de caracterización para un reservorio de edad Jurásico, en areniscas de la zona tidal en Siberia, considera la variación en porosidad y permeabilidad sobre el HU. Se puede observar una clara tendencia (Ver figura 62.). Esta variación se refleja en el engrosamiento natural de este cuerpo de arena. En este caso el FZI fue calculado a partir de la permeabilidad al aire en lugar de la permeabilidad al líquido.

Figura 62. Caracterización de un reservorio Marino Somero de Siberia, HU 1 es la base y HU 10 corresponde al tope de la gráfica



Fuente: Autor

4.3 CORRELACIÓN KOZENY- CARMAN

Las variaciones en la geometría del poro definen la existencia de distintas zonas (unidades hidráulicas) con similares características de zonas de flujo. La discriminación clásica del tipo de roca se basa sobre observaciones geológicas subjetivas y sobre relaciones empíricas entre el registro de permeabilidad versus el registro de la porosidad.

La metodología propuesta a continuación es usada para la identificación y caracterización de unidades hidráulicas capaz de agruparse como unidades geológicas (facies).

La técnica está basada sobre una ecuación Kozeny-Carman modificada y el concepto de radio hidráulico promedio. La ecuación indica que para cualquier unidad hidráulica, un gráfico de "Índice de Calidad de Reservorio" (RQI), es igual a $0.0314\sqrt{k/\phi}$, versus un "Índice de Porosidad Normalizada" (ϕ_z), el cual es igual a

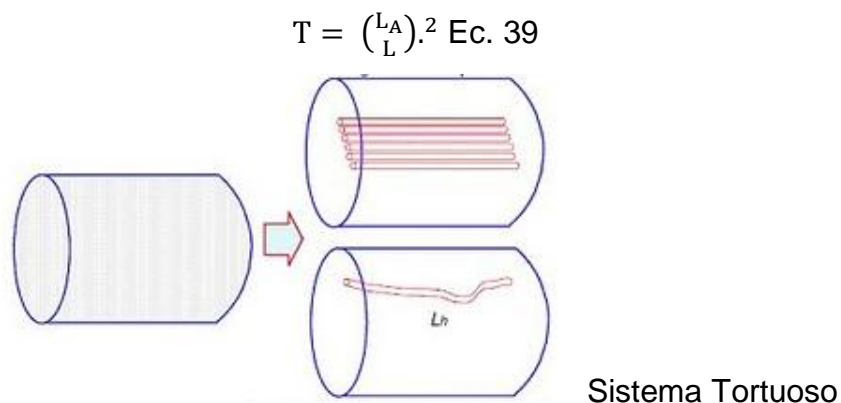
$\phi/(1-\phi)$ deberá dar una línea recta con una unidad de pendiente. Siendo $\phi_z = 1$, el valor de RQI debe ser designado como el "Indicador de las Zonas de Flujo" (FZI), el cual es un parámetro único para cada unidad hidráulica.

Principio del Método

Kozeny deriva una de las correlaciones más fundamentales y populares, expresando la permeabilidad como una función de la porosidad y el área de superficie específica. Considera una muestra de roca porosa de sección transversal A y longitud L en la cual realiza la comparación de un sistema tortuoso con un sistema de tubos capilares.

En la siguiente figura, todos los tubos tienen el mismo radio, r. La tortuosidad, τ expresa la relación entre el largo del núcleo y el largo de un camino.

Figura 63. Comparación de un sistema tortuoso con un sistema de tubos capilares.



Fuente: Tomado de Flores (2002).

De acuerdo con la Ley de Hagen-Poiseuille

$$q = \left(\frac{n\pi r^4}{8\mu} \right) \frac{\Delta P}{L} \text{ Ec. 40}$$

Siendo n el número de tubos. La ley de Darcy para flujo lineal es:

$$q = \left(\frac{KA}{\mu} \right) \frac{\Delta P}{L} \text{ Ec. 41}$$

Combinando ambas ecuaciones se obtiene:

$$K = \left(\frac{n\pi r^4}{8A} \right); \text{ si } \phi = \frac{V_o}{V_i} = \frac{2\pi r^2 L}{AL} \text{ Ec. 42}$$

Despejando el área se obtiene: $A = \left(\frac{n\pi r^2}{\phi} \right) \text{ Ec. 43}$

Sustituyendo el área en la ecuación $K = \left(\frac{n\pi r^4}{8A} \right)$, se tiene: Ec. 44

$$K = \left(\frac{r^2}{8} \right) \phi \text{ Ec. 45}$$

Esta es la ecuación conocida como la ecuación genérica de Kozeny, donde, r está en cm, k en cm² y la porosidad en fracción. El radio hidráulico se define como:

$$r_A = 2 \sqrt{\frac{K}{\phi}} \text{ Ec. 46}$$

Se define el área superficial por unidad de volumen poroso (Spv), [1/cm]. En otras palabras, es la superficie total de los poros por unidad de volumen de poros de la roca.

$$S_o = \frac{A_2}{V_o} = \frac{n(2\pi rL)}{n\pi r^2 L} = \frac{2}{r_o} = \frac{4}{d_o} \quad \text{Ec 47}$$

donde rp y dp son el radio y el diámetro del capilar, respectivamente.

$$S_E = \frac{A_2}{AL(1-\phi)} = \frac{n2\pi rL}{AL(1-\phi)} = \frac{n\pi r^2}{A} = \frac{2}{r(1-\phi)} \quad \text{Ec .48}$$

En esta ecuación:

$$\phi = \frac{n\pi r^2}{A} \quad \text{Ec .49}$$

Combinando la ecuación de Sgv con la ecuación anterior:

$$S_E = S_o \left[\frac{\phi}{1-\phi} \right] \quad \text{Ec.50}$$

Ya que Spv=2/rp, entonces la permeabilidad es:

$$K = \left(\frac{r^2}{8} \right) \phi = \left(\frac{\frac{4}{S^2}}{8} \right) \phi$$

$$K = \left(\frac{\phi}{2S_o^2} \right)$$

$$K = \frac{1}{2S_o^2} \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \quad \text{Ec. 51}$$

Haciendo uso de la ecuación de tortuosidad:

$$\tau = \left(\frac{Lh}{L}\right) \quad \text{Ec.52}$$

Dónde:

Lh= Camino real

L= Longitud del núcleo

La ecuación de Poiseuille para modelo de tubo capilar tortuoso es entonces:

$$q = \left(\frac{n\pi r^4}{8\mu}\right) \frac{\Delta P}{L\sqrt{\tau}} \quad \text{Ec.53}$$

Aplicando un procedimiento similar, combinando ecuaciones, se llega a:

$$K = \left(\frac{r^2}{8\tau}\right)\phi \quad \text{y} \quad K = \frac{\phi}{2\tau S_{pv}^2} \quad \text{Ec.54}$$

La ecuación de Carman-Kozeny resulta:

$$K = \frac{1}{2\tau S_{pv}^2} \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \quad \text{Ec.55}$$

Usando granos esféricos, Carman halló que τ puede ser aproximado a 2.5, entonces las ecuaciones se transforman en:

$$K = \frac{\phi}{5S_{pv}^2} \quad \text{Ec.56}$$

$$K = \frac{\phi}{5S_{pv}^2} \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \quad \text{Ec.57}$$

4.4 COEFICIENTE DE LORENZ

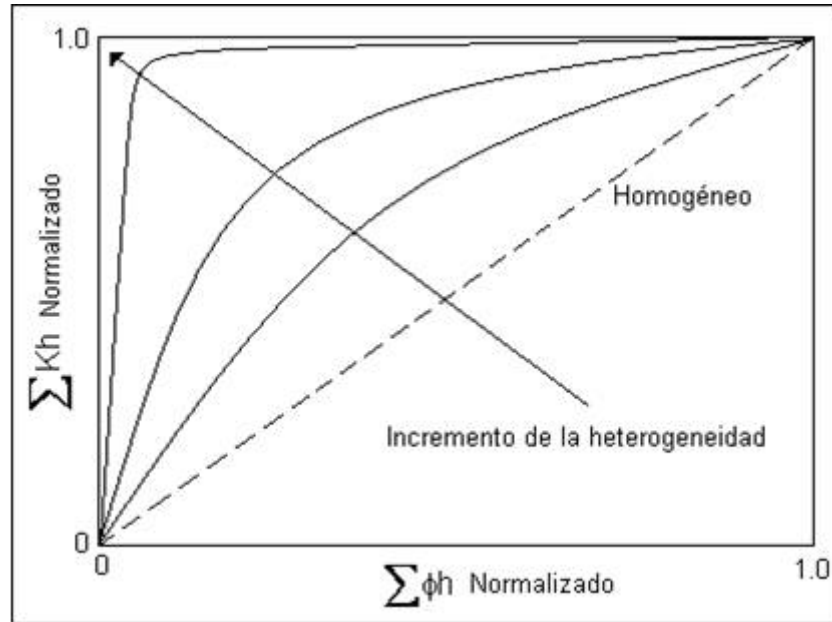
Schmalz y Rahme introdujeron un parámetro simple que describe el grado de heterogeneidad dentro de una sección de arena neta petrolífera. El término es llamado Coeficiente de Lorenz y varía entre cero, para sistemas completamente homogéneos, y uno para sistemas completamente heterogéneos.

A continuación se resume la metodología utilizada para calcular el coeficiente de Lorenz:

- Ordenar todos los valores de permeabilidad en orden descendiente.
- Calcular la capacidad de permeabilidad acumulada ΣKh y la capacidad de volumen acumulada $\Sigma \Phi h$.
- Normalizar ambas capacidades acumuladas hasta que cada capacidad se encuentre en un rango entre 0 y 1.
- Graficar la capacidad de permeabilidad acumulada normalizada versus la capacidad de volumen acumulado normalizado en una escala cartesiana.

La figura 64 muestra una ilustración de la distribución de capacidad de flujo. Un sistema completamente uniforme tendría todas las permeabilidades iguales, y el gráfico normalizado de ΣKh versus $\Sigma \Phi h$ sería una línea recta. La figura 63 indica que el grado de contraste entre valores altos y bajos de permeabilidad incrementa la concavidad del gráfico, esto indica que a medida que el gráfico se aleja de un comportamiento lineal el sistema presenta mayor heterogeneidad.

Figura 64. Capacidad de Flujo Normalizada



Fuente: Autor

El gráfico puede ser usado para describir cuantitativamente la heterogeneidad del yacimiento calculando el coeficiente de Lorenz. Este coeficiente se define mediante la siguiente expresión:

$$L = \frac{\text{Area por encima de la línea recta}}{\text{Area por debajo de la línea recta}} \quad \text{Ec 58.}$$

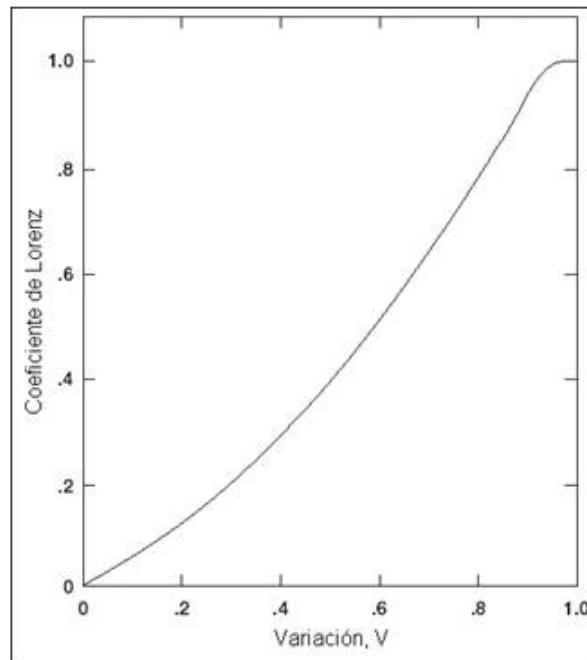
Donde el coeficiente de Lorenz L puede variar entre 0 y 1.

0 = Completamente homogéneo.

1 = Completamente heterogéneo.

La figura 65 Muestra la relación de la variación de permeabilidad V y el coeficiente de Lorenz L para una distribución de permeabilidad log-normal.

Figura 65. Correlación del coeficiente de Lorenz con la variación de permeabilidad.



Esta relación puede ser expresada matemáticamente por las siguientes dos expresiones:

- Coeficiente de Lorenz en términos de la variación de permeabilidad

Ec 59.

$$L = 0.0116356 + 0.339794 V + 1.066405 V^2 - 0.3852407 V^3$$

- Variación de la permeabilidad en términos del coeficiente de Lorenz

Ec 60.

$$V = -5.05971 * 10^{-4} + 1.747525L - 1.468855L^2 + 0.701023 L^3$$

Las expresiones anteriores son aplicables entre $0 < L < 1$ y $0 < V < 1$.

4.5 PETROFACIES

El análisis de Petrofacies se define como la caracterización y clasificación de los tipos de los poros y las saturaciones de fluido según lo revelado por las mediciones petrofísicas de un yacimiento. La palabra "Petrofacies" hace un vínculo explícito entre los ingenieros del petróleo interesados con las características de los poros como parámetro del incremento de la producción y el paradigma de la facies del geólogo como una metodología para la comprensión y la predicción genética. En el análisis de Petrofacies, la porosidad y ejes de resistividad de los gráficos de Pickett son usados para mapear saturación de agua, aumento del volumen de agua y permeabilidad estimada, así como también la información disponible de presión capilar.

Cuando los puntos de datos son conectados en orden de profundidad dentro de un reservorio, los patrones característicos reflejan el carácter de la roca reservorio y su interacción con la columna de hidrocarburos. Una tercera variable puede ser presentada en cada punto del Crossplot mediante la asignación de una escala de colores que se basa en otros registros de pozos, tales como de rayos gamma, efecto fotoeléctrico, u otras variables derivadas. El contraste entre tipos de poros del yacimiento y saturaciones de fluidos es reflejado en el cambio de patrones sobre el Crossplot y ayudan a discriminar y caracterizar la heterogeneidad del reservorio.

Cientos de análisis de registros de pozos facilitados por hojas de cálculo y la programación orientada a objetos han proporcionado los medios para distinguir patrones típicos de ciertos tipos complejos de poros (tamaño y conectividad) para areniscas y yacimientos carbonatados, los casos de saturación de agua

irreducible, y la presencia de zonas de transición. El resultado ha sido una mejora de los medios para evaluar el potencial de producción, tales como la recuperación de petróleo “bypassed” y pozos antiguos para evaluar la zonificación y la continuidad

4.6 METODOLOGÍAS DE SOFT COMPUTING APLICADAS PARA LA INTERPRETACIÓN DE LITOTIPOS A PARTIR DE REGISTROS DE POZO

4.6.1 Análisis Clúster. El análisis clúster es un conjunto de técnicas multivariantes utilizadas para clasificar a un conjunto de individuos en grupos homogéneos.

Pertenece, al igual que otras tipologías y que el análisis discriminante al conjunto de técnicas que tiene por objetivo la clasificación de individuos. La diferencia fundamental entre el análisis clúster y el discriminante reside en que el análisis clúster los grupos son desconocidos a priori y son precisamente lo que queremos determinar; mientras que en el análisis discriminante, los grupos son conocidos y lo que pretendemos es saber en qué medida las variables disponibles nos discriminan esos grupos y nos pueden ayudar a clasificar o asignar los individuos en/ a los grupos dados.

Así pues, el objetivo es obtener clasificaciones (clusterings), teniendo, por lo tanto, el análisis un marcado carácter exploratorio.

Se trata, fundamentalmente, de resolver el siguiente problema: Dado un conjunto de individuos (de N elementos) caracterizados por la información de n variables X_j , ($j = 1, 2, 3, \dots, n$), nos planteamos el reto de ser capaces de clasificarlos de manera que los individuos pertenecientes a un grupo (clúster) (y siempre con

respecto a la información disponible) sean tan similares entre sí como sea posible, siendo los distintos grupos entre ellos tan disimilares como sea posible.

Como puede comprenderse fácilmente el análisis clúster tiene una extraordinaria importancia en la investigación científica, en cualquier rama del saber. Téngase presente que la clasificación es uno de los objetivos fundamentales de la ciencia. Y en la medida en que el análisis clúster nos proporciona los medios técnicos para realizarla, se nos hará imprescindible en cualquier investigación.

Ya desde Linneo, las clasificaciones y taxonomías fueron piezas clave en las investigaciones biológicas, y, en consecuencia, no puede resultarnos extraño que haya sido en los entornos de este tipo de ciencias donde hayan surgido las técnicas del análisis clúster. Los trabajos de Sokal y Sneath, marcan el inicio de las técnicas de clusterización, que, poco a poco, han ido extendiendo sus aplicaciones a todos los ámbitos científicos.

Con el análisis clúster se pretende encontrar un conjunto de grupos a los que ir asignando los distintos individuos por algún criterio de homogeneidad. Por lo tanto, se hace imprescindible definir una medida de similitud o bien de divergencia para ir clasificando a los individuos en unos u otros grupos.

Además algunas consideraciones podrán tenerse en cuenta antes de comenzar el análisis:

Así, debemos plantearnos si vamos a comenzar la agrupación partiendo de algunos grupos ya establecidos o si, por el contrario, comenzaremos por considerar cada elemento individual como un clúster inicial que posteriormente iremos agrupando hasta obtener los clúster finales: Deberemos plantearnos la posibilidad de reasignaciones a lo largo del proceso. Igualmente deberemos establecer criterios para detener la agrupación y para llevarla a cabo.

Básicamente, el análisis constará de un algoritmo de clasificación que nos permitirá la obtención de una o varias particiones, de acuerdo con los criterios establecidos.

El proceso completo puede estructurarse de acuerdo con el siguiente esquema:

- Partimos de un conjunto de N individuos de los que se dispone de una información cifrada por un conjunto de n variables (una matriz de datos de N individuos \times n variables).
- Establecemos un criterio de similitud para poder determinar: Una matriz de similitudes que nos permita relacionar la semejanza de los individuos entre sí (matriz de N individuos \times N individuos).

Escogemos un algoritmo de clasificación para determinar la estructura de agrupación de los individuos.

Especificamos esa estructura mediante diagramas arbóreos o dendogramas u otros gráficos.

Así pues, la clave de una buena clasificación pasará por:

- a) Una buena selección de las variables que nos van a describir a los individuos. En este sentido un análisis de datos previo puede ser necesario o interesante. La posibilidad de combinar secuencialmente el análisis factorial y el análisis cluster, como se hará aquí, puede ser provechosa.
- b) Poner buen cuidado en el criterio de similitud a utilizar.
- c) Seleccionar adecuadamente el algoritmo de clasificación.

En Petrofísica, el análisis de Clúster (grupos) permite realizar un análisis estadístico automático de facies en registros utilizando algoritmos de agrupamiento. Primero debe escoger una serie de rangos claves de profundidad para las curvas seleccionadas en uno o más pozos y ejecutar el análisis para definir la zonificación requerida. Seguidamente se adicionan otros rangos de profundidad de otros pozos aplicando los resultados del respectivo análisis. (Richard et al 1997).

4.6.1.1 Ventajas del Análisis Clúster:

- El análisis es realizado inicialmente en intervalos claves de pozo y otros intervalos/pozos se adicionan utilizando los estadísticos derivados de los pozos usados como referencia.
- Genera una sucesión jerárquica de grupos con base en similitudes de las respuestas de registros seleccionados.

4.6.2 Redes Neuronales:

4.6.2.1 Definición de red neuronal. Darpa (1988), define una red neuronal como un sistema compuesto de muchos elementos simples de procesamiento los cuales operan en paralelo y cuya función es determinada por la estructura de la red, el peso de las conexiones; realizándose el procesamiento en cada uno de los nodos o elementos de computo.

Según Haykin (1994), una red neuronal es un procesador paralelo masivamente distribuido que tiene una facilidad natural para el almacenamiento de conocimiento

obtenido de la experiencia para luego hacerlo utilizable. Se parece al cerebro en dos aspectos:

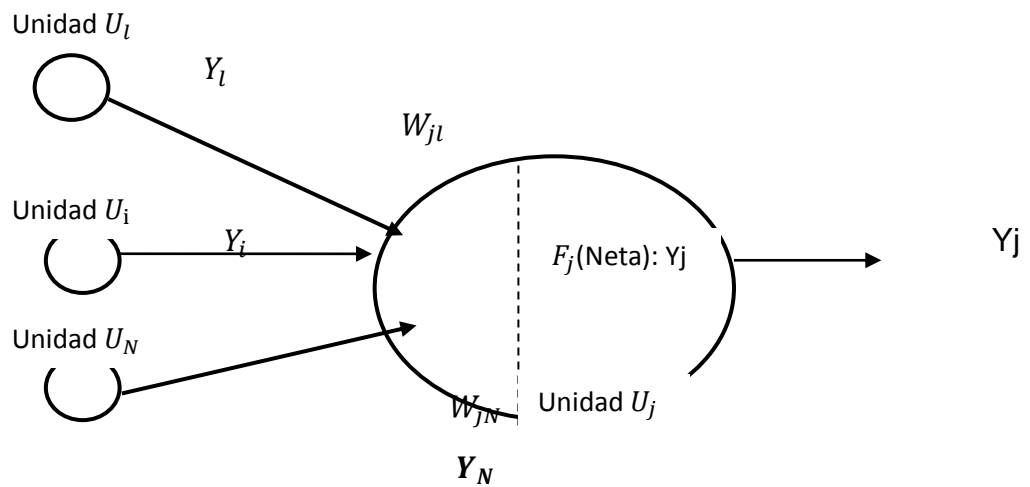
1. El conocimiento es obtenido por la red a través de un proceso de aprendizaje. Las conexiones interneuronales conocidas como pesos sinápticos son utilizadas para almacenar dicho conocimiento.
2. Kohonen (1998) las define como redes de elementos simples (usualmente adaptativos) masivamente interconectados en paralelo y con organización jerárquica, las cuales intentan interactuar con los objetos del mundo real del mismo modo que lo hace el sistema nervioso biológico.

En síntesis se puede considerar que una Red Neuronal Artificial es un sistema de procesamiento de información que tiene ciertas características de comportamiento en común con las redes neuronales biológicas. Las redes neuronales artificiales han sido desarrolladas como generalizaciones de modelos matemáticos del conocimiento humano o de la biología neuronal, con base en los siguientes considerandos:

1. El procesamiento de información se realiza en muchos elementos simples llamados neuronas.
2. Las señales son pasadas entre neuronas a través de enlaces de conexión.
3. Cada enlace de conexión tiene un peso asociado, el cual, en una red neuronal típica, multiplica la señal transmitida.
4. Cada neurona aplica una función de activación (usualmente no lineal) a las entradas de la red (suma de las señales de entrada pesadas) para determinar su señal de salida.

4.6.2.2 Principio de funcionamiento. Si se tienen N unidades (neuronas), ordenadas arbitrariamente y se puede designar la j-ésima unidad como U_j . Su trabajo es simple y único, y consiste en recibir las entradas de las células vecinas y calcular un valor de salida, el cual es enviado a todas las células restantes.

Figura 66. Esquema de una Neurona Artificial con sus principales elementos.



Peso Sináptico

Las conexiones que unen a las neuronas de una RNA tienen asociado un peso, que es el que hace que la red adquiera un conocimiento. Considerando y_i como el valor de salida de la neurona i en un instante dado, dicha señal es transmitida desde la neurona i a la j pero dicha señal es modificada por el valor del peso de la conexión entre las neuronas en cuestión. La nomenclatura para el peso sináptico entre la neurona j y la neurona i es W_{ji} . El primer subíndice (j) indica la neurona o unidad hacia dónde va la conexión. El segundo subíndice (i) indica la neurona o unidad desde donde proviene la conexión. Ver Figura 66.

Entrada Neta

Una neurona o unidad de procesamiento se ve afectada por las salidas de las neuronas con las cuales ella está conectada. El efecto total de las salidas de estas neuronas reflejado en la unidad de procesamiento que se esté analizando se conoce como neta.

La neta se puede ver como suma de los efectos de las salidas a las cuales ella está conectada. La manera como se calcula la neta se puede observar en la Ecuación 1 (Cálculo de la neta de una neurona).

$$\mathbf{Neta}_j = \mathbf{neta}_{.1} + \mathbf{neta}_{.2} + \mathbf{neta}_{.3} + \dots + \mathbf{neta}_i + \dots + \mathbf{neta}_{.N}$$

$$\mathbf{Neta}_j = \sum_{i=1}^N \mathbf{neta}_{.i} \quad \mathbf{Donde} \quad \mathbf{neta}_i = \mathbf{w}_{ji} \cdot \mathbf{y}_i \quad \mathbf{Se\ tiene}$$

$$\mathbf{Neta}_j = \sum_{i=1}^N \mathbf{W}_{.ji} \cdot \mathbf{y}_i \quad \mathbf{Ec. 61.}$$

4.6.2.3 Función De Activación. Entre las unidades o neuronas que forman una red neuronal artificial existe un conjunto de conexiones que las unen. Cada unidad transmite señales a aquellas que están conectadas a su salida. Asociada con cada unidad U_j hay una función de activación (Fact), que transforma la entrada neta que la unidad presenta como resultado de estar conectada con otras unidades que le suministran información, en el valor de salida Y_j .

$$\mathbf{y}_j(t) = \mathbf{Fact}_{.j}(\mathbf{Neta}_j(t)) \quad \mathbf{Ec. 62}$$

Ecuación 62. Calculo de la salida evaluando la neta en la función de Activación.

4.6.2.4 Aplicación de las redes neuronales. Las RNA con su capacidad para deducir un significado desde datos complicados o imprecisos, pueden ser utilizadas para detectar patrones o detectar una tendencia que es muy compleja de hallar por una persona con modelos determinísticos o por otras técnicas computacionales tradicionales. Una red entrenada puede ser vista como un experto en el manejo de la información que se le ha dado para analizar. Este experto puede ser utilizado para proporcionar proyecciones ante nuevas situaciones de interés.

Entre las características y ventajas representativas de las RNAs se tienen:

- 1. Paralelismo masivo:** el procesamiento de la información es realizado por un número elevado de procesadores simples y veloces (neuronas) cuya potencia de cómputo se centra en el alto nivel de conectividad, distribuyendo de esta manera la representación y el procesamiento de los datos.
- 2. Capacidad de aprendizaje y generalización:** la RNA adquiere el conocimiento de los datos analizados en el problema para modelar una situación o proceso. Además, a partir de la información entregada (finita) está en capacidad de inferir o analizar con acierto datos no presentados en la fase de aprendizaje.
- 3. Auto organización:** Una RNA puede crear su propia organización o representación de la información que es recibida durante la etapa de aprendizaje y a partir de una estructura inicial evolucionar a una nueva y más apropiada para la solución del problema.
- 4. Operación en tiempo real:** Los cálculos en una RNA pueden ser realizados en paralelo. El diseño y fabricación de dispositivos en hardware especiales

para tomar ventaja de esta capacidad, garantizan el diseño de aplicaciones complejas en tiempo real.

- 5. Tolerancia a fallas por la redundancia de la información:** La destrucción parcial de un RNA ocasiona la correspondiente degradación del funcionamiento de la red. Sin embargo, algunas capacidades de la red pueden ser conservadas a pesar de tenerse un daño grave en la misma.

4.6.3 Árboles de Decisión:

4.6.3.1 Definición. Los arboles de decisión es una técnica que permite analizar decisiones secuenciales basada en el uso de resultados y probabilidades asociadas.

Se pueden usar para generar sistemas expertos, búsquedas binarias y árboles de juegos, los cuales serán explicados a continuación:

Las ventajas de un árbol de decisión son:

- Resume los ejemplos de partida, permitiendo la clasificación de nuevos casos siempre y cuando no existan modificaciones sustanciales en las condiciones bajo las cuales se generaron los ejemplos que sirvieron para su construcción.
- Facilita la interpretación de la decisión adoptada
- Proporciona un alto grado de comprensión del conocimiento utilizado en la toma de decisiones,
- Explica el comportamiento respecto a una determinada tarea de decisión
- Reduce el Número de variables independientes

Los árboles de decisión se utilizan en cualquier proceso que implique toma de decisiones, ejemplos de estos procesos son:

- Búsqueda Binaria
- Sistemas Expertos
- Árboles de Juego

A continuación se explicará el principio de funcionamiento de los árboles de decisión aplicados en sistemas expertos, los cuales son los más utilizados a la hora de identificar los tipos de roca (litotipos) presentes a partir de la interpretación de registros de pozo, en los campos muestra de estudio.

4.6.3.2 Árboles de decisión utilizados en sistemas expertos. Los árboles de decisión se utilizan en sistemas expertos porque son más precisos que el hombre para poder desarrollar un diagnóstico con respecto a algo, ya que el hombre puede dejar pasar sin querer un detalle, en cambio la máquina mediante un sistema experto con un árbol de decisión puede dar un resultado exacto.

Una deficiencia de este es que puede llegar a ser más lento pues analiza todas las posibilidades pero esto a su vez es lo que lo vuelve más preciso que al hombre.

5. CALCULO DE PROPIEDADES PETROFISICAS

5.1 ARCILLOSIDAD

5.1.1 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. 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 V_{sh} 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: $V_{sh} = 0.15 = 15\%$. 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 V_{sh} 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 ha 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.

Indicadores de arcillosidad independientes

Se denominan indicadores de arcillosidad independientes a los indicadores obtenidos de un único registro. Los más comúnmente utilizados son:

5.1.2 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:

$$Vsh = \frac{1}{b} \sqrt{\frac{Rt_{sh}}{Rt} \times \frac{Rt_{max} - Rt_{log}}{Rt_{max} - Rt_{sh}}} \dots \dots \dots \text{Ec: 63}$$

Dónde:

Vsh Fracción de arcilla $0 < Vsh < 1$

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 en ohm-m

b es un coeficiente que depende de la relación Rt_{sh} / Rt , 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.

5.1.3 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:

$$VSH_{sp} = \frac{SP_{Log} - SP_{clean}}{SP_{shale} - SP_{clean}} \dots\dots \text{Ecuación 64}$$

Vshsp es la arcillosidad o volumen arcilla en la formación, $0 \leq Vsh \leq 1$

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 64 interpreta en términos de arcillosidad la separación indicada por la curva de SP respecto a la ‘línea base de arcillas’ en las zonas permeables, la cual disminuye al aumentar la arcillosidad.

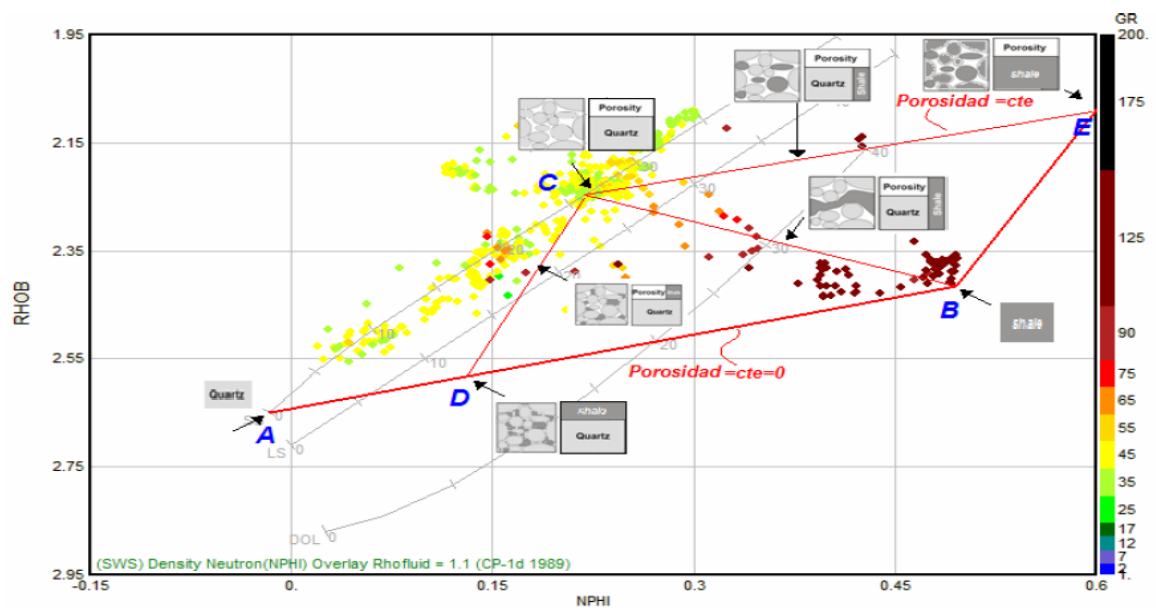
La arcillosidad Vsh definida por esta expresión será mayor que el verdadero volumen de arcillas en formaciones conteniendo hidrocarburos, donde la separación respecto a la ‘línea base de arcillas es menor que lo calculado por la ecuación 64, además, las arcillas dispersas también produce una separación menor que la esperada.

El método del SP es el segundo método para determinar la arcillosidad más 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.

5.1.4 Indicador de arcillosidad obtenido del Registro Gamma Ray. 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 más 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 feldespato, en todos estos casos, el análisis con el registro gamma ray espectral corrige y suplente estas deficiencias.

5.1.4.1 Crossplot Neutron-Densidad- Gamma Ray. La grafica de tipo Crossplot entre los registros de densidad y Neutron de la figura 67 muestra cómo 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 gráfica:

Figura 67. Determinación de la arcillosidad por medio del grafico cruzado de Densidad- Neutron- Gamma Ray.



Fuente: Modificado Viro Consultoría, (1997).

- Esta grafica tiene en el eje Y la densidad y en el eje x el registro neutrón, pero como herramienta adicional los puntos mostrados en el eje z, 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 último 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:

$$VSHdn: \frac{RHOBLog+(NPHIlo*(RHOBmat-RHOBfl))-RHOBmat}{RHOBshale-RHOBmat+(NPHIshale*(RHOBmat-RHOBfl))} \text{ Ecuación 65}$$

Dónde:

RHOBlog corresponde a la lectura del registro de densidad en gr/cc

NPHlog 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)

RHOB shale densidad de la arcilla gr/cc

NPHshale lectura del registro neutrón en zonas de 100% arcilla.

5.1.5 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.

5.2 CÁLCULO DE LA POROSIDAD EFECTIVA

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. A continuación se explican los métodos no combinados para realizar el cálculo de porosidad.

5.2.1 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:

$$\Delta t_{log} = Vma \times \Delta t_{ma} + \phi \Delta t_{fl} + Vsh \times \Delta t_{sh} \dots \dots \dots \text{Ec 66}$$

Entonces la porosidad efectiva por medio del registro de densidad se deberá calcular como:

$$\phi_{eS} = \frac{(\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}) - Vsh \times (\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma})}{(\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma})} \dots \dots \dots \text{Ec: 67}$$

Donde

ϕ_{eS} = Porosidad efectiva, en fracción

Δt_{log} = Tiempo de transito medido por el registro $\mu\text{s}/\text{ft}$

Vsh = fracción de arcilla

Δt_{sh} = Tiempo de tránsito en las arcillas contenidas $\mu\text{s}/\text{ft}$

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito en la matriz $\mu\text{s}/\text{ft}$

Δt_{fl} = Tiempo de tránsito 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). $\mu\text{s}/\text{ft}$

5.2.3 Registro Neutrón. La ecuación del cálculo de la porosidad a partir del registro neutrón debe ser modificada de la siguiente forma para obtener valores de la porosidad efectiva, al corregirlos por el volumen de arcilla:

$$\phi_{eN} = \phi_{log} - V_{sh} \times \phi_{sh} \dots \dots \dots \text{Ec: 68}$$

Donde

ϕ_{eN} = Porosidad efectiva, en fracción

ϕ_{log} = porosidad medida por el registro

V_{sh} = Fracción de arcilla

ϕ_{sh} = Porosidad neutron registrada en las arcillas contenidas

5.2.2 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 neutrón. Cuando la determinación de la litología de cómo resultado una matriz calcita, se deben utilizar las siguientes ecuaciones para el cálculo de la densidad:

$$PHIE : \frac{(PHI_{dec} + PHI_{nec})}{2} \dots \dots \dots \text{Ec. 69}$$

Para zonas de gas o cuando $PHI_{nec} < PHI_{dec}$ la porosidad efectiva será igual a:

$$PHIE : \frac{(PHI_{dec}^2 + PHI_{nec}^2)^{1/2}}{2} \dots \dots \dots \text{Ec. 70}$$

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 neutrón.

En el caso de las arenas arcillosas la ecuación se modificaría de esta forma:

$$\phi_e: \frac{(\phi_{Nsh} \times \phi_{eD}) - (\phi_{Dsh} \times \phi_{eN})}{(\phi_{Nsh} \times \phi_{Dsh})} \dots\dots\dots \text{Ec 71}$$

Donde

ϕ_e = la porosidad efectiva

ϕ_{eD} = la porosidad calculada con el registro de densidad con matriz cuarzo

ϕ_{Dsh} = la densidad de las arcillas

ϕ_{eN} = la respuesta del registro neutron

ϕ_{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

$$PHIE : PHIEdec \frac{(PHInec - PHIdec)}{3} \dots\dots\dots \text{Ec. 72}$$

Forma gráfica:

La forma gráfica de determinar la porosidad mediante una combinación de los registros neutrón y densidad se basa en la sobre posición de puntos en una gráfica prediseñada con curvas preestablecidas para cada litología. En esta gráfica, 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 Sónico Densidad

Recomendaciones para el cálculo de la porosidad efectiva.

El método más usado en la determinación de la porosidad es el método de la combinación entre el registro neutrón 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 neutrón hacer que la porosidad sea menor que la real
- En el registro sónico hace que la porosidad sea mayor que la real
- En el registro sónico hace que la porosidad sea mayor que la reales.

El orden de preferencia de los métodos para el cálculo de la porosidad efectiva debe ser:

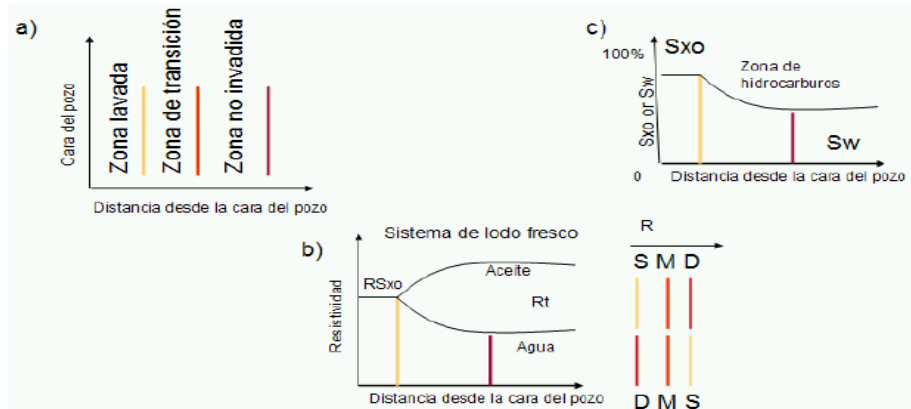
1. Crossplot Neutron Densidad Si las condiciones del pozo son buenas.
2. Crossplot Densidad Sónico, si el neutrón no está disponible y si no hay presencia de gas)
3. Crossplot Sónico neutrón en carbonatos o en condiciones de hueco defectuosas que hacen invalido el registro de densidad.
4. Registro de densidad si las condiciones de pozo son buenas.
5. Sónico en pozos con malas condiciones o si no hay otro disponible.
6. Neutron en pozos con malas condiciones o si no hay otro disponible

5.3 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE RESISTIVIDAD

5.3.1 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; 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. La fracción del filtrado de lodo desde la cara del pozo hasta el radio de invasión se puede esquematizar por medio de la figura 67c. 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 67b. 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.

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.

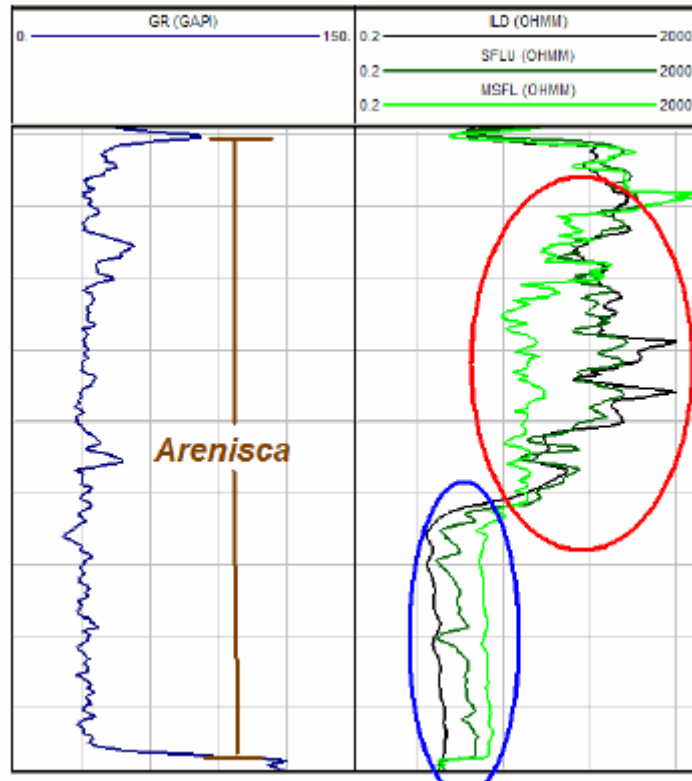
Figura 68. Interpretación del proceso de invasión.



Fuente: Modificado de: Glover (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 69. Ejemplo de interpretación de las curvas de resistividad.



5.3.2 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.

5.3.2.1 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

Rw 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

$$Rw = \frac{(77 \times Rwe + 5)}{(146 - 337 \times Rwe)} \dots \text{Ec. 73}$$

Si Rwe < = 0.12

$$Rw = - (0.58 - 10^{0.69 \times Rwe - 0.24}) \dots \text{Ec. 74}$$

Donde Rwe es igual a:

$$Rw = \frac{(146 \times Rmf @ FT - 5)}{(77 \times Rmf @ FT + 77) \times 10^{\left(\frac{-SP_{clean}}{60 + 0.1222 \times FT}\right)}} \dots \text{Ec. 75}$$

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 más 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

5.3.2.2 Usando la gráfica de Pickett. La saturación por el método de Archie para arenas limpias se calcula con la 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:

$$S_w = \left(\frac{\phi^{m_a} R_w}{R_t} \right)^{1/n} \dots \dots \text{Ecuación... 76}$$

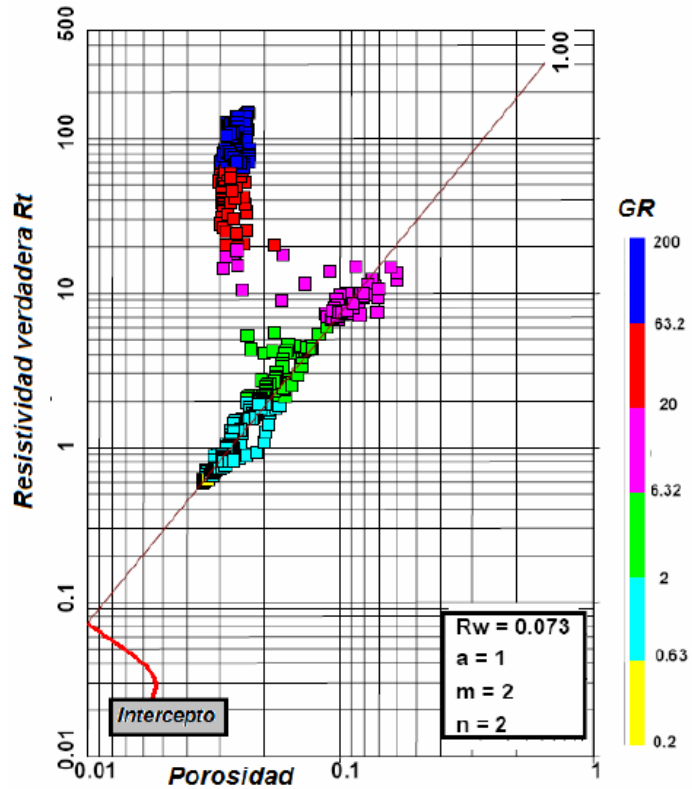
$$\text{Log}(R_t) = -m \times \text{log}(\phi) + \text{log}(a \times R_w) - n \times \text{log}(S_w) \dots \dots \text{Ec. 76 b}$$

En formaciones saturadas 100% con agua $S_w=1$ y se elimina el último término y queda:

$$\frac{\text{Log}(R_t)}{Y \rightarrow} = \frac{-m \times \text{log}(\phi)}{\text{pendiente} \times X} + \frac{\text{log}(a \times R_w)}{\text{Intercepto}} \dots \text{Ec. 76c}$$

Un ejemplo de este método se puede observar en la figura 70. 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 70. Grafica Pickett para la determinación del R_w .



Fuente: Modificado de Soto Becerra (2001).

5.3.2.3 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 $R_w = R_{wamin}$ mientras que en zonas con hidrocarburos resulta $R_{wa} > R_w$

5.3.2.4 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.

5.4 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.

5.4.1 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 está 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:

$$n \times \log(S_w) = \log(R_o / R_t) \dots \dots \dots \text{Ec. 77}$$

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.

5.4.2 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:

$$(S_{xo} / S_w) = (R_{mf} / R_w) \times (R_t / R_{xo}) \dots \dots \dots \text{Ec.78}$$

Gracias a que sé que se determinó una ecuación empírica que relaciona a S_w con S_{xo} así:

$$S_{xo}^5 = S_w \dots \dots \dots \text{Ec.79}$$

La ecuación 78 puede modificarse de la siguiente forma:

$$S_w = (R_w / R_{mf}) \times (R_{xo} / R_t) \dots \dots \dots \text{Ec.80}$$

5.4.3 Modificaciones a la ecuación de Archie. Las siguientes ecuaciones (tabla 22) 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 más 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.

5.4.4 Ecuación Waxman Smits and Thomas. Waxman Smits and Thomas trabajaron en la idea de derivar un término 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:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t(1 + \frac{R_w B Q_v}{S_w})}} \dots\dots\dots \text{Ec 81}$$

Tabla 22. Modificaciones de la ecuación de Archie para cálculos de saturación de agua en formaciones con arcilla.

Ecuación	Zona Virgen	Zona Lavada
Indonesia	$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left(\frac{V_{sh}(1 - \frac{V_{sh}}{2})}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right) \cdot S_w^{n/2}$	$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left(\frac{V_{sh}(1 - \frac{V_{sh}}{2})}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_{mt}}} \right) \cdot S_w^{n/2}$
Nigeria	$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left(\frac{V_{sh}^2}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right) \cdot S_w^{n/2}$	$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left(\frac{V_{sh}^2}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_{mt}}} \right) \cdot S_w^{n/2}$
Simandoux	$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \frac{V_{sh}^2 \cdot S_w^{n/2}}{R_{sh}} + \frac{\phi^{m/2}}{a \cdot R_w \cdot (1 - V_{sh})^2}$	$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \frac{V_{sh}^2 \cdot S_w^{n/2}}{R_{sh}} + \frac{\phi^{m/2}}{a \cdot R_{mt} \cdot (1 - V_{sh})^2}$

Fuente: Modificado de Viro-Consultoría, 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 porque

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.

5.5 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.

$$S_w = 1 - S_o$$
$$S_{xo} = 1 - S_{or} \dots \text{Ec.82}$$

En el caso de ser una formación de aceite la saturación de aceite y la saturación de aceite residual se pueden calcular por medio de la ecuación 81.

5.5.1 Ubicación de contactos:

5.5.1.1 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.

5.5.2 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 reporte 2 se estudiaron los métodos que se usas 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.

5.5.2.1 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 (1968) propuso la siguiente relación para el cálculo de permeabilidad.

$$K = \left(\frac{93 * \phi^{22}}{S_{wi}} \right)^2 \dots\dots\dots \text{Ec 83}$$

Dónde:

k = Permeabilidad (md).

ϕ = Porosidad (Fracción).

S_{wi} = 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 (1969) propuso una relación empírica alternativa para el cálculo de permeabilidad, expresión que se muestra a continuación:

$$K = \left(\frac{250 * \phi^3}{S_{wi}} \right)^2 \dots\dots\dots Ec.84$$

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:

$$K = \rho_g \left(\frac{93 * \phi^3}{S_{wi}} \right)^2 \dots\dots\dots Ec.85$$

Dónde:

ρ_g = Densidad del gas en gr/ cc

ϕ = Porosidad

S_{wi} = Saturación de agua inicial.

5.5.2.2 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 más 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:

$$K^{1/2} = \left(\frac{250 * \phi_e^3}{S_{we}} \right)^2 \dots\dots\dots \text{Ec.86}$$

Dónde:

K= Es la permeabilidad de la formación (md).

ϕ_e = Es la porosidad efectiva e la formación.

S_{we} = Es la saturación de agua efectiva.

5.5.2.3 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 (1950) que se publicó diez años antes, esta define a la permeabilidad de acuerdo con:

$$K^a = \left(\frac{C * \phi^b}{S_{wi}} \right) \dots\dots\dots \text{Ec.87}$$

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 diagenéticos. 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:

$$K^a = \left(\frac{C * \phi^b}{S_{wi}} \right) \dots\dots\dots \text{Ec.88}$$

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 caso 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.

5.6 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 (Simandoux), 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 las va a dar los valores que tenga de S_w , ϕ_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 debajo o por encima la formación zona será o no productora. El cut off de saturación de agua por lo general suele ser del 4% 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 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 neto 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 un estudio de interpretación petrofísica, nos da la idea cual es el porcentaje de la zona de interés que puede ser productiva.

En la figura 86 se puede ver un ejemplo de este análisis efectuado para el pozo D-10, los cut off utilizados fueron 33.8% para la saturación de agua, 26.9% para el contenido de arcilla, 9.8% para la porosidad y 20 md para la permeabilidad esto obtuvo como resultado un espesor neto de 27.5 pies y un N/G igual a 0.175, esta gráfica se construyó a partir del módulo Basic Log Analysis de la herramienta de Interpretación. La línea azul en la gráfica representa el contacto agua aceite. Y el Net Pay "Franja Roja" representa el intervalo productor de hidrocarburos.

6. APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS

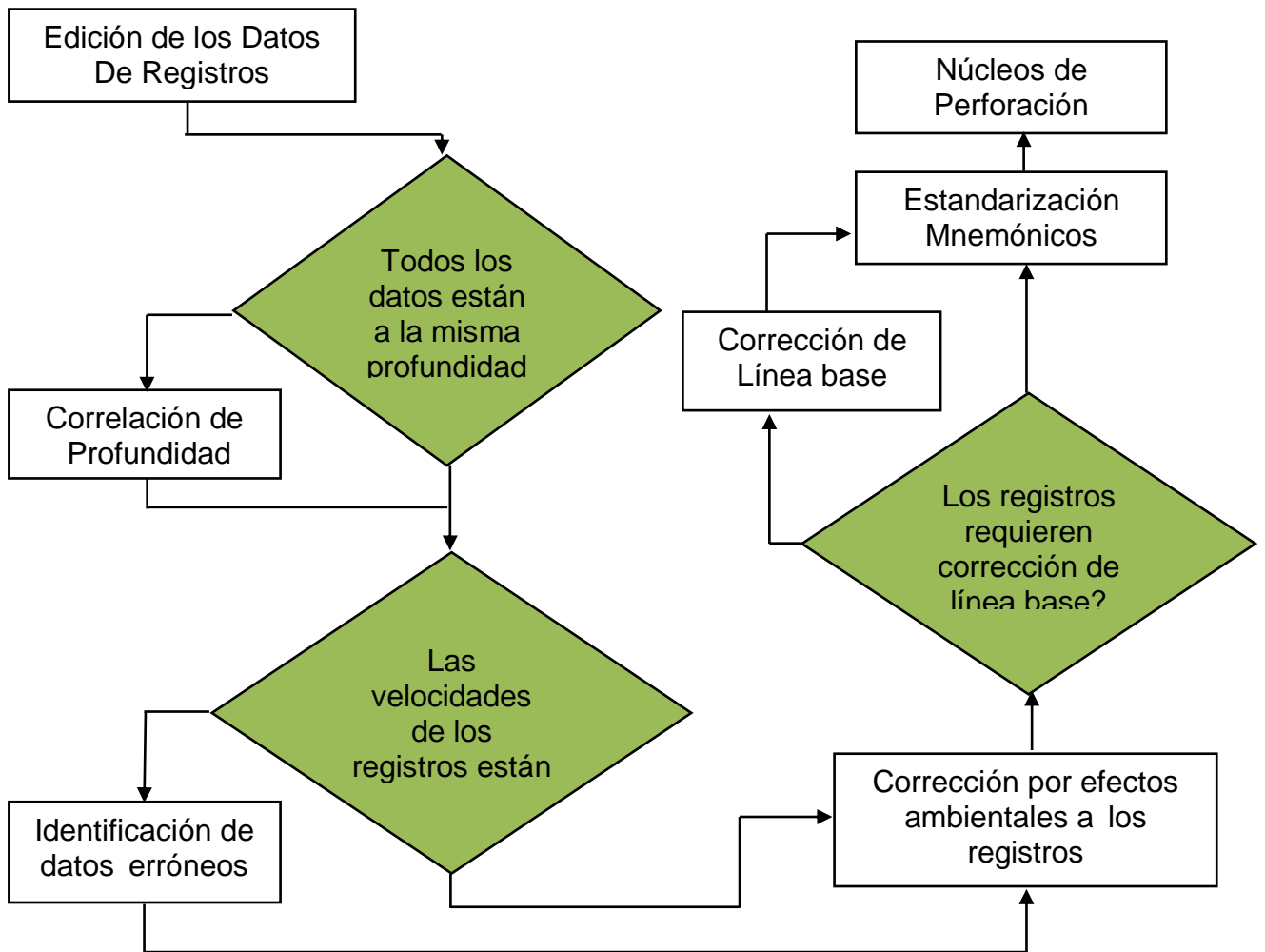
En el presente capítulo se presenta la información de registros de pozo y núcleos de perforación de los cinco (5) campos maduros (campos muestra de estudio), en la cual se aplicó la metodología desarrollada en el desarrollo del presente proyecto, teniendo en cuenta cada una de las fases mencionadas en el capítulo 1.3, las cuales serán mencionadas nuevamente a lo largo de este capítulo con el fin de mostrar el procedimiento aplicado a la información disponible en cada una de sus etapas.

6.1 FASE I. RECOPIACIÓN, CARGA Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

Esta etapa comprende la recolección, inventario, carga, control de calidad y evaluación de la información de los campos muestra, integrada por los perfiles, datos del ambiente de perforación consignados en los encabezados de los registros originales.

A continuación se presenta el inventario de la información para cada uno de los pozos que conforman los campos muestra de estudio, teniendo en cuenta el año de adquisición de los registros de pozo y las curvas disponibles en cada pozo.

Gráfica 1. Inventario de la información para cada uno de los pozos que conforman los campos muestra de estudio



Fuente: Autor

6.1.1 Información Original De Curvas Obtenida De Los Campos Muestra:

CAMPO B

Tabla 23. Inventario de curvas Campo B.

Campo /Fecha de perforación	Pozos /Unidades	Formato de Visualización de registros	Inventario de Curvas Carril 1	Inventario de Curvas Carril 2	Inventario de Curvas Carril 3
1961	B-1/Ft	LAS	CAL-SP	ILD-CILD-SN-RT	DT
1961	B-2/Ft	LAS	CAL-SP	ILD-CILD-MINV-MNOR-SN-LN-RT	NPHI
1963	B-3/Ft	LAS	GR-SP	ILD-CILD-MINV-MNOR-SN-RT	DT
1963	B-4/Ft	LAS	GR-SP	ILD-CILD-MINV-MNOR-SN-RT	----
1970	B-5/Ft	LAS	GR-CAL-SP	ILD-CILD-MINV-MNOR-SN-RT	NPHI
1974	B-6/Ft	LAS	GR-CAL-SP	ILD-CILD-MINV-MNOR-SN-RT	DRHO-NPHI-RHOB
1974	B-7/Ft	LAS	GR-CAL-SP	ILD-CILD-MINV-MNOR-SN-RT	DRHO-RHOB
1975	B-8/Ft	LAS	GR-CAL-SP	ILD-CILD-SN-RT	DRHO-RHOB
1977	B-9/Ft	LAS	GR-CAL-SP	ILD-CILD-MINV-MNOR-SN-RT	DRHO-RHOB
1977	B-10/Ft	LAS	GR-CAL-SP	ILD-CILD-SN-RT	DRHO-RHOB
1977	B-1/Ft	LAS	CAL-SP	ILD-CILD-SN-RT	DT

CAMPO C

Tabla 24. Inventario de Curvas Campo C

Campo /Fecha de perforación	Pozos /Unidades	Formato de Visualización de registros	Inventario de Curvas Carril-1	Inventario de Curvas Carril -2	Inventario de Curvas Carril -3
1974	C-1/M	LAS	GR-SP	ILD-CILD-SN	DT
1974	C-2/M	LAS	CAL-SP	ILD-CILD-SN	DT
1975	C-3/M	LAS	GR-SP	ILD-CILD-SN	DT
1975	C-4/M	LAS	GR-CAL-SP	ILD-SN	DT
1977	C-5/M	LAS	GR-SP	ILD-CILD-SN	DT
1977	C-6/M	LAS	CAL-SP	ILD-CILD-SN	DT
1977	C-7/M	LAS	SP	ILD-CILD-SN	----
1977	C-8/M	LAS	CAL-SP	ILD-SN	DT
2008	C-9/M	LAS	GR-SP	SN	DRHO-NPHI-RHOB
2008	C-10/M	LAS	GR	PEF-P34H	RHOZ
2008	C-11/M	LAS	GR-CAL	ILD-ILM-CILD-PEF	DRHO-NPHI-RHOB-DT

CAMPO D

Tabla 25. Inventario de Curvas Campo D.

Campo /Fecha de perforación	Pozos /Unidades	Formato de Visualización de registros	Inventario de Curvas Carril-1	Inventario de Curvas Carril - 2	Inventario de Curvas Carril -3
1973	D-1/Ft	LAS	GR-CAL-SP	COND-IND-SN	RHOB
1974	D-2/Ft	LAS	GR-CAL-SP	COND-IND-R16	----
1980	D- 3/Ft	LAS	GR-CAL-SP	COND-IND-R18	----
1985	D-4/Ft	LAS	GR-SP	COND-ILD-SN	----
1985	D -5/Ft	LAS	GR-SP	RILD-CILD-SFL	----
1985	D -6/Ft	LAS	GR-CAL-SP	COND-IND-R16	RHOB-DRHO
1981	D-7/Ft	LAS	GR-SP	COND-IND-R16	----
1981	D-8/Ft	LAS	GR-CAL-SP	MINV-MNOR-RD	RHOB-DRHO
2002	D-9/Ft	LAS	GR-CAL	RD-RS	RHOB
2011	D-10/Ft	LAS	GR-CAL-SP	RD-RMLL-PE	ZDEN
2011	D-11/Ft	LAS	GR-CAL-SP	RLA1-RLA2-RLA3-RLA-4-RLA-5. AT20-AT30-AT60-AT90.	RHOZ

CAMPO E

Tabla 26. Inventario de curvas Campo E.

Campo /Fecha de perforación	Pozos /Unidades	Formato de Visualización de registros	Inventario de Curvas Carril-1	Inventario de Curvas Carril -2	Inventario de Curvas Carril -3
1970	E-1/Ft	ASCII	GR-SP	IL	RHOB
1970	E-2/Ft	ASCII	GR-CAL	IL-MINV-MNOR-SN	RHOB
1974	E-3/Ft	ASCII	GR-CAL-SP	IL-LLD-LLS-SN	RHOB
1979	E-4/Ft	ASCII	GR-CAL-SP	IL-MINV-MNOR-SN	RHOB
1980	E-5/Ft	ASCII	GR-CAL-SP	IL-MINV-MNOR	RHOB
1988	E-6/Ft	ASCII	GR-CAL-SP	IL-MINV-MNOR-SN	RHOB
1990	E-7/Ft	ASCII	GR-CAL	LLD-LLS-MSFL-PEF	NPHI-RHOB
1991	E -8/Ft	ASCII	GR-CAL-SP	LLD-LLS-LLG-MINV-MNOR-MSFL-PEF	NPHI-RHOB
1991	E-9/Ft	ASCII	GR-CAL-SP	LLD-LLS-MINV-MNOR-MSFL-PEF	NPHI-RHOB
1994	E-10/Ft	ASCII	GR-CAL-SP	LLD-LLS-MINV-MNOR-MSFL	NPHI-RHOB
1994	E-11/Ft	ASCII	GR-CAL-SP	ILD-ILM-LLD-LLS-MINV-MNOR-MSFL-PEF-SFLU	RHOB-TNPH
2005	E-12/Ft	ASCII	GR-CAL	RD-RM-RS-PEF	RHOB-TNPH
2005	E-13/Ft	ASCII	GR-CAL	RD-RM-PEF	RHOB-TNPH

Los Cinco campos muestra cuentan con un total de 46 pozos, los cuales fueron revisados detalladamente usando como referencia el manual de petrofísica de CRAIN'S para la clasificación de los mnemónicos de curvas de registro. Este proceso se realizó para cada uno de los pozos de los campos y la información

adquirida de este proceso se encuentra consignada en las tablas (23, 24 25 y 26) para cada campo respectivamente.

6.1.2 Herramientas Usadas En La Adquisición De Registros De Pozo Para Los Campos Muestra. A continuación se presenta el inventario de curvas de registros y herramientas usadas en la adquisición de curvas de registros para los cuatro campos muestra de estudio, teniendo en cuenta el año de adquisición y las unidades de presentación para cada registro.

CAMPO B:

En el Campo B se tiene información de registros de 10 pozos, los cuales tienen un espacio temporal de 17 años entre el primer pozo (B- 1 en 1961) y el último pozo perforado (B 10 en 1977), en los cuales se usaron diferentes herramientas de perfilaje para la adquisición de las principales curvas de registros. En este campo se adquirió información de resistividad profunda “Deep Induction Log” (ILD) y resistividad somera “Short Normal” (SN) para el 100% de los pozos (10/10) en estudio, seguido de información de Microresistividad en el 70% de los pozos (7/10), en menor proporción información de Densidad de formación en el 50% de los pozo (5/10) y por último información de registros sónico 20% (2/10 pozos) y LN en el 10% de los pozos (1/10). (Ver tabla 27).

Tabla 27. Herramientas usadas en la adquisición de registros de pozo Campo B.
(Modificado de Crain's (2006).

POZOS/ AÑO DE ADQUISICIÓN	TIPO DE REGISTRO	HERRAMIENTA UTILIZADA	CURVA OBTENIDA	UNIDADES	ABREVIATURAS
B -1 (1961) al 10 (1977)	INDUCCIÓN	Doble Inducción	Deep Induction Log	Ohm-m	ILD (RESD)
B-2 (1961) B-3 (1963) B-4 (1963) B-5 (1970) B-6 (1972) B-7 (1974)	MICRORESISTIVIDAD		Micro Inverse Resistivity	Ohm-m	MINV
Micro Normal Resistivity			Ohm-m	MNOR	
B- 1 al 10	MEDICIÓN ELECTRICA	MEDICIÓN ELECTRICA (Schlumberger)	Short Normal	Ohm-m	SN 16" (RESS)
B-2			Long Normal	Ohm-m	LN 64" (RES D)
B-2 B-5 B-6	POROSIDAD NEUTRÓN	Compensated Dual-Spacing Neutron Log	Neutron Porosity	% or frac	NPHI
B-6 (1972) B-7 (1974) B-8 (1975) B-9 (1977) B-10(1977)	DENSIDAD	Formation Density Log Compensated Type	Density	gm/cc o kg/m3	RHOB
Density Correction			gm/cc o kg/m3	DRHO	
B- 1 B-3	SONICO	Borehole Compensated Sonic Log	Sonic Travel Time	usec/ft or /m	DT

CAMPO C

En el Campo c se tiene información de registros de 11 pozos, los cuales tienen un espacio temporal de 34 años entre el primer pozo perforado (C- 1 en 1974) y el último pozo perforado (C- 11 en 2008), en los cuales se han mezclado diferentes tecnologías de perfilaje. A continuación se presentan las principales herramientas usadas en la adquisición de registros de pozo para este campo. En este campo se

adquirió información del perfil de Inducción “ Deep Induction Log” (ILD) y perfil de medición eléctrica Short Normal” (SN),: para el 82% de los pozos (9/11) seguido del perfil sínico (DT) con el 73% de los pozos (8/11) , el perfil de densidad (DRHO) con el 27% (3/11) de los pozos, el perfil porosidad neutrón (NPHI) con el 18% de los pozos (2/11) y Litodensidad (PEF) para el 9% de los pozos (1/11). (Ver tabla 28).

Tabla 28. Herramientas usadas en la adquisición de registros de pozo Campo c. Modificado de Crain’s (2006).

POZOS/ AÑO DE ADQUISICIÓN	TIPO DE REGISTRO	HERRAMIENTA UTILIZADA	CURVA OBTENIDA	UNIDADES	ABREVIATURAS
C-1 a 8 C-11	INDUCCIÓN	Doble Inducción	Deep Induction Log	Ohm-m	ILD (RESD)
C-11			Medium Induction Log	Ohm-m	ILM
C- 1 al 9	MEDICIÓN ELECTRICA	MEDICIÓN ELECTRICA (Schlumberger)	Short Normal	Ohm-m	SN 16” (RESS)
C-9 C-11	POROSIDAD NEUTRÓN	Compensated Dual-Spacing Neutron Log	Neutron Porosity	% or frac	NPHI
C- (2008) C-10(2008) C-11(2008)	DENSIDAD	Formation Density Log Compensated Type	Density	gm/cc o kg/m3	RHOB
C-9 C-11		Formation Density Log Compensated Type	Density Correction	gm/cc o kg/m3	DRHO
C-10		Litho-Density Log (LDT)	Photo electric cross section	Ohm-m	PEF
C- 1(1974) C- 2(1974) C- 3(1975) C- 4(1975) C- 5(1977) C- 6(1977) C- 7(1977) C- 8(2008)	SONICO	Borehole Compensated Sonic Log	Sonic Travel Time	usec/ft or /m	DT

CAMPO D:

En el Campo D se tiene información de registros de 11 pozos, los cuales tienen un espacio temporal de 38 años entre el primer pozo (D-1 en 1973) y el último pozo perforado (D-11 en el 2011), en los cuales se han mezclado diferentes tecnologías de perfilaje (herramientas de perfilaje), teniendo así curvas adquiridas con herramientas antiguas (pobre resolución de información) y herramientas modernas (buena calidad de información) por lo cual se hace necesario unificar los perfiles de pozo con las herramientas de mejor resolución (ver capítulo 2). En este campo se adquirió información del perfil de densidad (RHOB) para el 45% de los pozos (5/11) seguido de los perfiles de Medición eléctrica “Short Normal” (SN) e Inducción eléctrica “Induction Conductivity” (COND) con el 27% de los pozos (3/11), en menor proporción perfiles de densidad “Density Correction” (DRHO) Inducción eléctrica **“16" normal” (R16), Microresistividad “Microspherically Focused Log (MSFL) para el 18% de los pozos (2/11) y Litodensidad (PEF) para el 9% de los pozos (1/11) (Ver tabla 29).**

Tabla 29.Herramientas usadas en la adquisición de registros de pozo Campo D. (Modificado de Crain’s 2006).

POZOS/ AÑO DE ADQUISICIÓN	TIPO DE REGISTRO	HERRAMIENTA UTILIZADA	CURVA OBTENIDA	UNIDADES	ABREVIATURAS
D -6 (1981) D -7 (1981)	INDUCCIÓN	Medida de Inducción eléctrica	16" normal	Ohm-m	R16 (RESS)
D -1 (1973) D -2 (1974) D -3 (1980)			Induction Conductivity	mS/m	COND
D -4 (1985)		Doble Inducción	Deep Induction Log	Ohm-m	ILD (RESS)
D -11 2011		Array Induction Two Foot Resistivity	two foot resistivity 20 inch depth	Ohm-m	AT20 (RESS)

Continúa Tabla 29...

			two foot resistivity 30 inch depth	Ohm-m	AT30(RE SM)
			four foot resistivity 60 inch depth	Ohm-m	AT60 (RES D)
			four foot resistivity 90 inch depth	Ohm-m	AT90 (RES D)
D -1 (1973) D -2 (1974) D -4 (1985)	MEDICIÓN ELECTRICA	Medición eléctrica (schlumberger)	Short Normal	Ohm-m	SN 16" (RESS)
D -8 1981	MICRORESISTIVIDAD		Micro Inverse Resistivity	Ohm-m	MINV
			Micro Normal Resistivity	Ohm-m	MNOR
D -10 2011		Microlaterolog	Microlaterolog resistivity	Ohm-m	RMLL (RESS)
D -4 (1985) D -5 (1981)		Microspherically Focused Log	Microspherically Focused Log	Ohm-m	RMSFL (RESS)
D -1 (1973) D -6 (1981) D -8 (1981) D -9 (2002) D -11 (2011)	DENSIDAD	Formation Density Log Compensated Type	Density	gm/cc o kg/m3	RHOB
D -6 1981 D -8 1981			Density Correction	gm/cc o kg/m3	DRHO
D -10 2011		Litho-Density Log	Photo electric cross section	cu	PE
D -11 2011			High Resolution Formation Photoelectric Factor	cu	PEF8

CAMPO E:

En el Campo E se tiene información de registros de 13 pozos, los cuales tienen un espacio temporal de 35 años entre el primer pozo (Eur 1 en 1970) y el último pozo perforado (Eur 13 en 2005), en los cuales se han mezclado diferentes tecnologías de perfilaje (herramientas de perfilaje), teniendo así curvas adquiridas

con herramientas antiguas (pobre resolución de información) y herramientas modernas (buena calidad de información) por lo cual se hace necesario unificar los perfiles de pozo con las herramientas de mejor resolución (ver capítulo 2). En este campo se adquirió información del perfil de densidad (RHOB) para el 100% de los pozos (13/13) seguido de los perfiles de inducción (IL), inducción media, Microresistividad, Perfiles Laterales, y Litodensidad (PEF) para el 46 % de los pozos (6/13), y en menor proporción información del registro porosidad- Neutrón con herramientas antiguas (NPHI) 31% del campo (4/13 pozos), y herramientas de última tecnología (TNHP) en el 23% del campo (3/13 pozos). (Ver tabla 30).

Tabla 30. Herramientas usadas en la adquisición de registros de pozo Campo E. (Modificado de Crain's 2006).

POZOS/ AÑO DE ADQUISICIÓN	TIPO DE REGISTROS	HERRAMIENTA UTILIZADA	CURVA OBTENIDA	UNIDADES	ABREVIATURAS
E-1 (1970) al 6 (1978)	INDUCCIÓN	Doble Inducción	Induction Log	Ohm-m	IL
E-11			Medium Induction Log	Ohm-m	ILM
E-2 (1970) E-4 (1979) E-5 (1980) E-6 (1988) E-12 (2005) E-13 (2005)	MICRORESISTIVIDAD		Micro Inverse Resistivity	Ohm-m	MINV
			Micro Normal Resistivity	Ohm-m	MNOR
E-7 E-8 E-9 E-11			Microspherically Focused Log	Microspherically Focused Log	Ohm-m
E-3 (1974) E-7 (1990) E-8 (1991) E-9 (1991) E-10 (1994) E-11 (1994)	LATERALES	DLL (Dual Laterolog simultaneous type)	Deep Laterolog Resistivity	Ohm-m	LLD
			Shallow Laterolog Resistivity	Ohm-m	LLS
E-7 E-8 E-9 E-10	POROSIDAD NEUTRÓN	Compensated Dual-Spacing Neutron Log	Neutron Porosity	% or frac	NPHI

E-11 E-12 E-13 (2005)					TNHP
E -1 al 13	DENSIDAD	Formation Density Log Compensated Type	Density	gm/cc o kg/m3	RHOB
E-7 E-8 E-9 E-11 E-12 E-13		Litho-Density Log (LDT)	Photo electric cross section	Ohm-m	PEF

La definición de las principales herramientas de adquisición de registros de pozo para los campos muestra de estudio se presentó en el capítulo 2.

6.1.3 FASE II. ANEXO 1. Edición, Estandarización y Correcciones Ambientales. Esta fase integra las ediciones realizadas sobre los perfiles de pozo, las cuales involucraron la integración de los diferentes archivos y formatos en los que se encontraba la información de perfiles en un solo archivo formato LAS, formato estándar utilizado en la industria, la estandarización de los nombres de los perfiles, renombrando los perfiles generados por diferentes herramientas y compañías de registros, bajo un solo término mnemónico.

Este procedimiento es útil y de común aplicación en la industria, principalmente en campos que tienen diferentes campañas de registros y diferentes herramientas. Adicionalmente se realizó la corrección de los desfases en profundidad entre

curvas, eliminación de ruido y/o picos anómalos por efecto de hueco, principalmente en las curvas de las herramientas densidad y sónico.

La Información completa de los registros disponibles (Edición, Estandarización y Correcciones Ambientales) para cada uno de los pozos de los campos muestra se encuentra en el Anexo I.

6.1.3.1 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 88 se muestran el sub-diagrama de flujo que se genera en este punto de la metodología.

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.

Sección Repetida

Uno de los controles de calidad más 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.

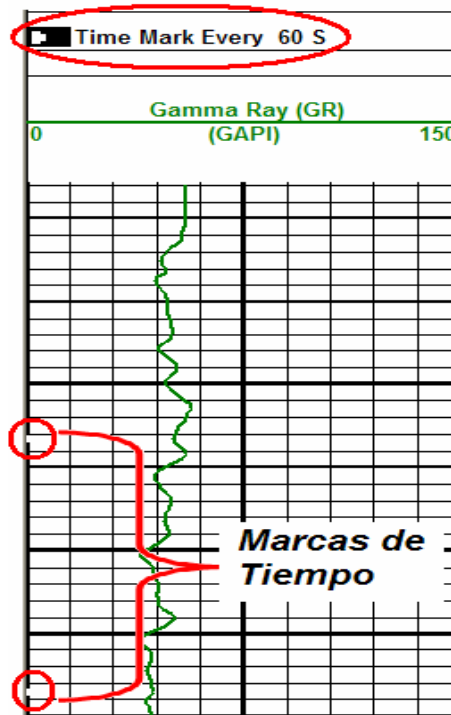
Correlación de profundidad

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 sísmica de pozos.

Figura 71. Marcas de tiempo en los registros.



Fuente: Tomado de Viro consultoría (1997).

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 loggig 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).

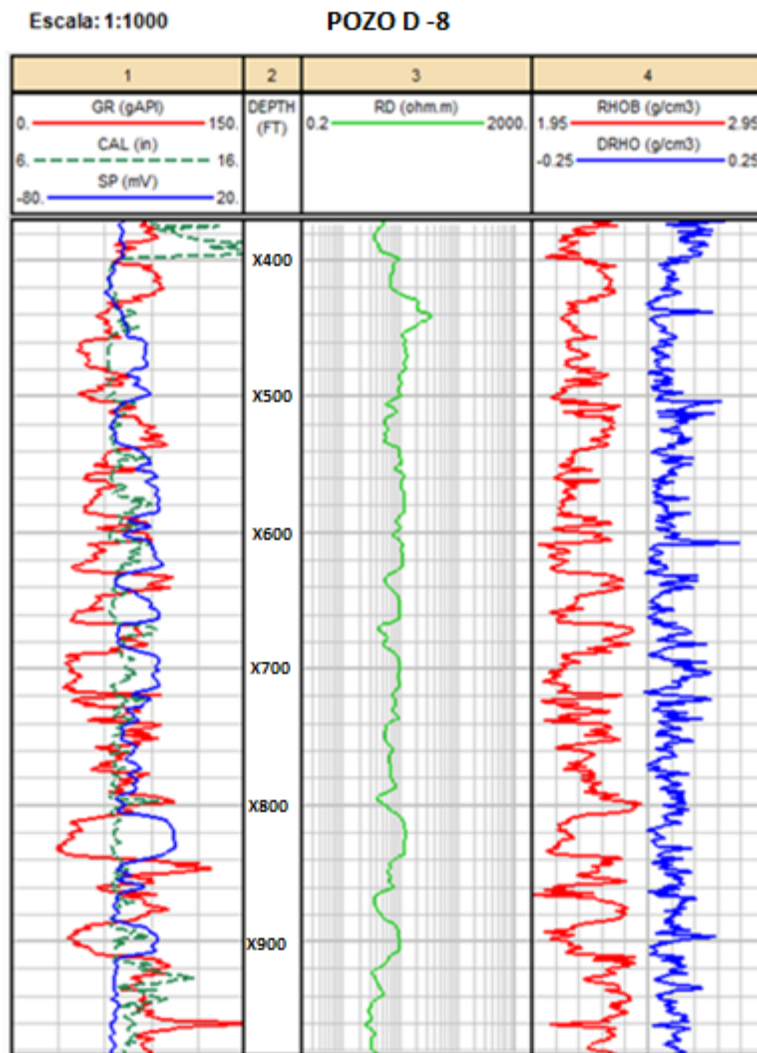
Entre curvas de un registro actual y las de registros anteriores en el mismo pozo (generalmente existen algunos metros de pozo descubierto debajo de la última zapata de cementación los cuales fueron registrados como fondo del pozo antes de entubar).

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 72. Muestra un ejemplo de esta corrección usando la plataforma de interpretación IP,

Figura 72. Desfase de profundidad. Pozo D-8. En la figura se puede apreciar el desfase de la curva SP y Caliper en el intervalo (3450-3900).



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 más grandes en servicios de registros eléctricos utilizó la unidad microgramo de radio equivalente por tonelada métrica que comparado con la unidad API de hoy en día tienen una equivalencia de $1 \text{ meq/ton} = 16.5 \text{ unidades API}$. Otras compañías utilizaban unidades como cuentas por segundo. Un ejemplo de esto es el caso de los registros Neutrón antiguos, eran medidos en

unidades de cuentas por segundo, pero se puede llegar a representar estas lecturas utilizando la siguiente ecuación.

$$PHIN= 45-42 \times \left(\frac{\log(lectura/lectura)}{\log(lectura_{max} / lectura_{min})} \right) \dots\dots Ec. 89$$

6.2 CORRECCIONES AMBIENTALES

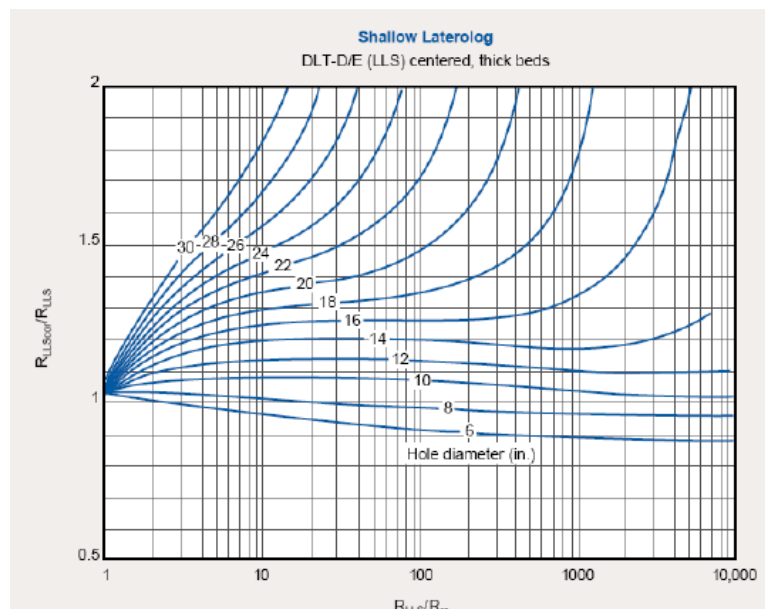
Todos los registros de pozo son sensibles de algún modo a los efectos ambientales, entiéndase por efectos ambientales la modificación de la respuesta percibida por los registros debido a ambiente o condiciones fisicoquímicas del medio donde se hace la lectura. Estas condiciones fisicoquímicas incluyen:

- 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 73. Grafica de corrección por efectos del tamaño de pozo para el registro Latero enfocado Dual.



Fuente: Tomado de Schlumberger (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 73 muestra un ejemplo de estas gráficas,

en este caso se trata de la gráfica 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 gráficas de corrección se vuelve una tarea bastante tediosa. Lo ideal sería contar con las ecuaciones que rigen el comportamiento de cada una de las líneas de cada gráfica, 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 específico ayudan a corregir los efectos ambientales en los registros uno de ellos por ejemplo es el de Schlumberger llamado preplus.

6.3 CORRECCIÓN DE LA LÍNEA BASE SP

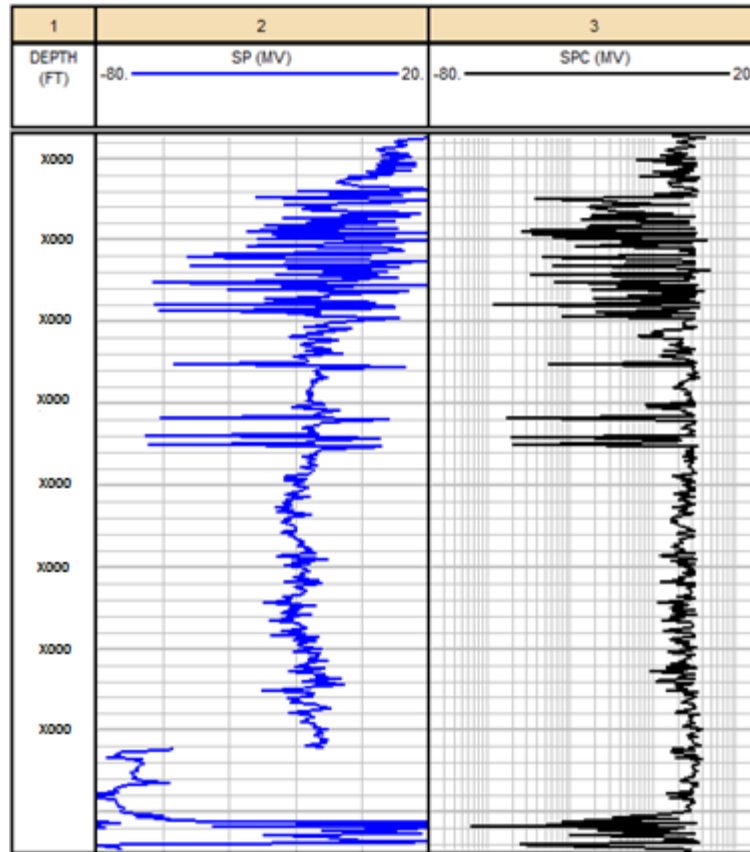
Suele ocurrir que el registro de potencial espontáneo tenga algunas anomalías debido a:

- **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 más 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 74 muestra un ejemplo de esta corrección de línea base por medio de la plataforma de interpretación IP.

Figura 74. Ejemplo de corrección de línea base del registro SP.



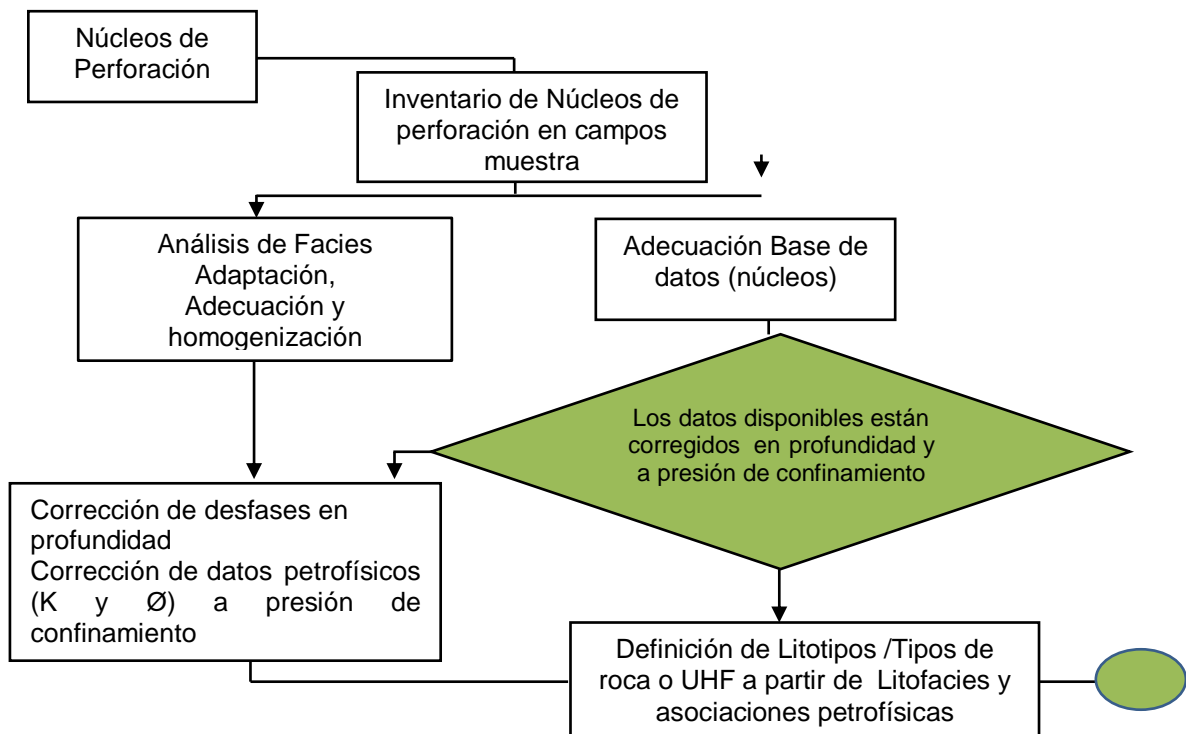
Fuente: Autor.

En la gráfica 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 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.

6.4 FASE III. NÚCLEOS De PERFORACIÓN

Esta fase comprende el inventario de los pozos que presentan información de núcleos de perforación, cálculo de desfases “núcleo registro “en profundidad y corrección de los valores de porosidad y permeabilidad a condiciones de yacimiento.

Figura 75. Flujo de trabajo para la fase de Núcleos de perforación aplicada en el desarrollo del presente proyecto.



6.4.1 Información De Núcleos A Tener En Cuenta En La Caracterización De Yacimientos Enfocado A Campos Maduros.

La información adecuada de núcleos de perforación a tener en cuenta para involucrar en un estudio de Caracterización de Yacimientos Enfocado a Campos Maduros debe estar conformada por los siguientes requerimientos:

- 1. Análisis Petrofísicos Básicos** (análisis básicos de porosidad y permeabilidad a dos puntos de presión, densidad de grano, saturación de aceite, saturación de agua).
- 2. Análisis Petrofísicos Especiales** (Presiones Capilares, Permeabilidades Relativas, DRX, etc).
- 3. Registros Core Gamma**
- 4. Descripción Sedimentológica y Estratigráfica** (Litofacies)
 - Los registros CoreGamma son esenciales para calcular el desfase roca-registro en profundidad.
 - Los análisis de porosidad y permeabilidad a dos puntos de presión son usados para realizar las correcciones (Método de Jones) de éstos parámetros a presión de confinamiento
 - La saturación de fluidos se calcula usando el método de destilación fraccionada “Dean Stark” mediante el cual se obtiene el volumen de agua contenido en cada muestra, para determinar el contenido de petróleo de cada muestra (en el laboratorio), se toma en consideración la diferencia de peso entre la muestra saturada y la muestra limpia, a este valor se le resta el peso del volumen de agua recuperada en cada muestra, para obtener el peso del petróleo contenido.

- Los parámetros de permeabilidad relativa medidos a condiciones de presión y temperatura del yacimiento son esenciales para que las simulaciones del yacimiento predigan reservas recuperables.
- Las presiones capilares se usan para conocer la distribución de saturación de agua en el yacimiento. El uso principal de estos datos es la de correlacionar las saturaciones de agua con permeabilidad o porosidad y altura por encima del contacto agua-petróleo. Esta información es utilizada para calcular hidrocarburos en sitio.

Entre más información de la mencionada anteriormente se disponga, los cálculos para identificar unidades hidráulicas y litotipos serán más acertados, lo cual permite un mejor conocimiento de los intervalos (yacimiento) de interés. En la figura 89 se muestran el sub-diagrama de flujo que se genera en este punto de la metodología.

La tabla 30 muestra la información disponible de núcleos de perforación disponible en los cinco campos muestra de estudio.

6.4.2 Aplicación De Las Metodologías De Identificación De Tipos De Roca A Los Campos Muestra. A continuación se muestra la metodología aplicada a los campos muestra de estudio, la cual ha sido definida a partir de los flujos de trabajo definidos para núcleos de perforación.

Se realizó el inventario de información de núcleos de perforación en los cinco campos muestra de estudio, la cual involucra análisis petrofísicos básicos, especiales, e identificación de Litofacies descritas en los mismos, las cuales son el punto de partida para realizar la correlación núcleo registro en los pozos que

cuentan con información disponible. A continuación se presenta un resumen de la información disponible de los campos muestra.

6.4.3 Inventario de Información de los Campos Muestra:

Tabla 30. Inventario de información de Núcleos en los campos Muestra.

Campo	Pozos	Análisis Petrofísicos Básicos/ Especiales	Registro Core Gamma	LITOFACIES
Campo A	A-1	Básicos	X	x
Campo B	B-2	Especiales	X	
Campo C	C-1	Básicos		
	C-2	Básicos		
	C-3	Básicos		
	C-4	Básicos		
	C-7	Básicos		
	C-8	Básicos		
	C-9	Básicos		
	C-10	Especiales		
Campo E	E-4	Básicos		
	E-5	Básicos		
	E-6	Básicos		
	E-7	Especiales		
	E-8	Especiales		
	E-9	Básicos		
	E-10	Básicos		X
	E-11	Básicos		
Campo D	D-8	Básicos		
	D-9	Básicos	X	X
	D-10	Especiales	X	X

En el área de estudio, se dispone de veintiuno (21) pozos con núcleos de perforación, de los cuales cuatro (4) presentan Core gamma espectral. Los demás pozos presentan información de análisis petrofísicos básicos y especiales

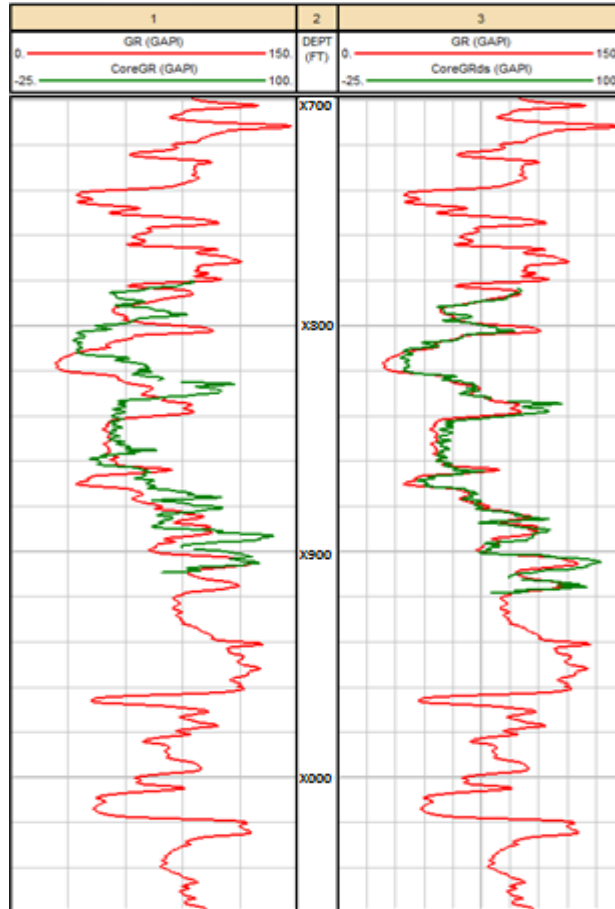
a partir de los cuales se realizó la corrección de desfases en profundidad y las correcciones de porosidad y permeabilidad a condiciones de yacimiento.

Una vez identificada la información disponible de los campos muestra, se procede a desarrollar las fases de trabajo expuestas en la figura 75 (flujo de trabajo para núcleos de perforación). Una descripción más detallada de la adecuación de la información de núcleos de perforación se presenta en el Anexo II.

6.4.3 Cálculo De Los Desfases Núcleo – Registro. Con Core Gamma, Sin Core Gamma:

6.4.3.1 Desfases en profundidad. De los cinco campos muestra (Campo A, Campo B, Campo C, Campo D, Campo E), veintiuno (21) pozos cuentan con núcleos de perforación: A (1pozo), B (1pozo), C (8 pozos), D (3 pozos) E (8 Pozos), de los cuales cuatro (4) presentan CoreGamma. Los desfases en profundidad se determinaron a partir del amarre con el registro de Core Gamma espectral y en el caso de que no existieran se tuvo en cuenta la corrida predictiva de porosidad para ajustarlos. En la Figura 74. Se presenta un ejemplo de una correlación con un buen amarre y en la Tabla 31. La relación de los núcleos y su desfase en profundidad.

Figura 76. Corrección de desfase de profundidad Pozo E-10 Campo E. En la gráfica se observa la corrección (+ 8.6 y +11.317 ft) de la profundidad de núcleos a la profundidad de pozo.



Fuente: Autor.

6.4.3.2 Registro Core-Gamma:

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 75 se puede ver el dispositivo utilizado.

Figura 77. Detector de rayos gamma de superficie.



Fuente: Tomado de Becerra (2001).

Como se realiza la toma del registro Core Gamma

La radiación gamma natural del núcleo se es tomada en el laboratorio con instrumentación similar a la utilizada en el registro del fondo del pozo. Esta radiación se atribuye generalmente a la presencia de minerales de uranio, o el isótopo de potasio K-40, o ambos. Las arcillas suelen presentar rayos gamma altos, la actividad en las rocas carbonatadas es baja, y la actividad en las areniscas se ubica entre los dos. La herramienta de rayos gamma se utiliza para la identificación de para fines de correlación, los datos que genera se conoce como el registro de Core-Gamma.

Cuando la muestra de núcleo llega al laboratorio, se coloca sobre una cinta transportadora. La muestra viaja a través de un túnel de plomo que contiene un

centilímetro detector de rayos gamma. Los Impulsos del detector son integrados electrónicamente y el registro se graba en un registro a la misma escala utilizada para la toma del registro de rayos gamma en el fondo del pozo.

Las mediciones en el laboratorio se limitan a los núcleos de fondo de pozo, ya que no están disponibles para muestras de núcleos de las paredes laterales. Los datos se registran en forma de cuadro para la comparación con la evaluación visual de la litología principal, y de la correlación de profundidad con el registro del fondo del pozo.

Corrección de desfases en profundidad usando el registro Core gamma

Mediante la alineación de los picos y caídas del perfil de rayos gamma medido en el laboratorio con los del registro de rayos gamma medido en el fondo del pozo, es posible realizar la calibración núcleo –perfil, para corregir los valores de fondo del pozo del registro.

Las profundidades del núcleo se calculan contando empalmes de los tubos recuperados del agujero. En algunos casos es común encontrar diferencias de profundidad entre 3 y 7 pies entre la profundidad del registro y la profundidad del núcleo. Las mayores diferencias encontradas en profundidad entre el núcleo y el perfil han sido de 180 pies (55 m). Para estos casos se recomienda tomar los datos del Core gamma a varias escalas para facilitar la correlación. Tomado de (www.halliburton.com)

Aplicación del registro CoreGamma en los campos muestra.

A continuación se muestra la metodología empleada para calcular los desfases en profundidad a partir de los núcleos de perforación en los campos muestra de estudio.

- Identificar los pozos con registro CoreGamma, (cuatro pozos). Campo A-1 (pozo A-1), Campo B (Pozo B-1), Campo D (Pozo D-9 y D-10).
- Convertir la información del registro CoreGamma a formato .las para cargarla en la plataforma de interpretación.
- Una vez cargada la información del registro CoreGamma se procede a realizar el amarre Roca- registro, en este paso se ajusta el registro CoreGamma al registro GR del pozo, la diferencia o desfase obtenido es el valor de desfase de profundidad el cuál una vez calculado me permite determinar grado de amarre del registro CoreGamma con las formaciones del pozo.

Este método se aplicó para realizar el desfase de profundidad a cuatro (4) de los 21 pozos, los cuales cuentan con información CoreGamma.

A continuación se presentan los cálculos de desfase en profundidad realizado para los pozos con información de registro CoreGamma.

Tabla 31. Desfases de profundidad calculados para los pozos con información de registro CoreGamma.

POZO	NUCLEO			REGISTRO		
	NÚCLEO (ft)	TOPE (ft)	BASE (ft)	DESFASE (FT)	TOPE (ft)	BASE (ft)
A-1	1	8286.66	8316.00	-7.048	8279.61	8308.95
	2	8316.00	8339.67	-6.879	8309.12	8332.79
	3	8339.67	8371.00	-5.846	8334.51	8365.51
	4	8371.00	8401.72	-5.190	8365.81	8396.53
	5	8401.72	8432.42	-5.620	8396.10	8426.80
	6	8432.42	8463.17	-5.880	8426.54	8457.29
	7	8463.17	8493.17	-2.910	8460.26	8490.26
	8	8493.17	8523.83	-2.540	8490.63	8521.29
	9	8523.83	8554.83	-3.750	8520.08	8551.08
	10	8554.83	8584.83	+ 1.110	8555.94	8585.94
	11	8584.83	8614.83	+0.550	8585.38	8615.38
	12	8614.83	8645.50	-0.360	8614.47	8645.14
	13	8645.50	8676.00	+ 13.530	8659.03	8689.53
	14	8676.00	8706.00	+ 13.879	8689.88	8718.88
Campo/Pozo	1	7858	7978	-4.42	7853	7973.58
	2	8006.8	8008.85	1.15	8008	8010
Campo D/D-8	1	4382.3	4412.2	-1.34	4380.96	4410.86
	2	4414.5	4419.6	-1.527	4412.97	4418.07
	3	4420.3	4513.14	-1.53	4418.77	4511.87
	4	4514.9	4519.4	-2.254	4512.64	4517.14
	5	4526.5	4537.5	-2.3	4524.2	4535.2
Campo D/D-9	1	2781.8	2832.8	-4.36	2780.25	2828.43
	2	2853.7	2907.5	-0.93	2852.76	2905.7
Campo D/D-10	1	3872.67	3931	18.72	3891.3	3952.5
	2	4785.42	4792.5	6.572	4791.99	4791.99
	3	4798.5	4854.67	8.6	4807.1	4863.27
	4	4858.5	4879.58	9.42	4867.92	4889.0
	5	4884.25	4890.42	11.317	4895.56	4901.73
	6	5290.5	5316.42	5.317	5295.82	5321.73
	7					

6.4.3.3 Correlación con porosidad de registro: Este método consiste en calcular el desfase de profundidad a partir de los datos de porosidad obtenidos en los núcleos de perforación y la curva de porosidad obtenida de los registros de pozo.

Este procedimiento se realizó para diecisiete (17) de los 21 pozos. La curva de porosidad del registro se obtiene de la curva porosidad Neutrón u otra curva de porosidad, esta misma curva se llamará porosidad efectiva y el rango de visualización toma valores entre 0.5 y 0.

Este método se realiza a partir del registro porosidad, el cuál se visualiza en la plataforma de interpretación, una vez identificado el registro de referencia se procede a cargar los valores de porosidad obtenidos de los núcleos de perforación, obteniendo así un valor de desfase “shift” el cual sumado al valor original de la profundidad del registro permite calcular la profundidad corregida. Este proceso se aplicó en los campos C y E; los valores obtenidos son aplicados para realizar el cálculo de porosidad y permeabilidad a presión de confinamiento.

El método más confiable para realizar las correcciones de desfases de profundidad es a partir del registro CoreGamma Espectral, ya que las mediciones se realizan de manera directa sobre el núcleo, obteniendo

La información derivada de los núcleos corresponde a:

- Descripción de litotipos.
- Resultados de los análisis petrofísicos básicos y especiales realizados en los pozos (**Anexo 2**).

6.4.4 Corrección De Los Datos (K Y Φ) A Condiciones De Yacimiento. Las rocas reservorio (areniscas- calizas) al encontrarse a cierta profundidad (miles de pies) están sometidas a presión de sobrecarga, producto del peso de las formaciones suprayacentes. Esta presión de sobrecarga depende de factores tales como: la profundidad, la naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, tiempo geológico, entre otros. La profundidad de la formación es el parámetro más importante, la presión de sobrecarga se mide en lpc (libras por pulgada cuadrada), y varía 1 lpc por pie de profundidad; debido a que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, el gradiente de sobrecarga únicamente se incrementa con la profundidad, pero no en forma lineal. Un valor promedio del gradiente de sobrecarga es $0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$, que corresponde a una densidad media del sistema roca fluido. El peso de sobrecarga simplemente aplica una fuerza compresiva al yacimiento. La presión en el espacio poroso de la roca normalmente no se acerca a la presión de sobrecarga. Una presión de poro típica, comúnmente referida como la presión del yacimiento, es aproximadamente 0.5 lpc por pie de profundidad, asumiendo que el yacimiento es suficientemente consolidado así la presión de sobrecarga no se transmite a los fluidos en el espacio poroso. La diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión interna de poro es referida como la presión de sobrecarga efectiva. Durante operaciones de reducción de presión, la presión interna del poro decrece, por lo tanto, la presión de sobrecarga efectiva aumenta. Este incremento origina los siguientes efectos:

- Reducción del volumen de la roca.
- Aumento del volumen de los granos.

Estos dos cambios en el volumen tienden a reducir el espacio poroso, y por lo tanto, la porosidad de la roca. La compresibilidad generalmente decrece con incrementos en la porosidad y en la presión de sobrecarga efectiva.

La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) en un intervalo de presión dado y a una temperatura fija se define como el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causado por una variación de presión (ecuación 3.6).

$$C_{pv} = \frac{-\partial V_p}{V_p \partial \delta} = \frac{-\partial \ln(V_p)}{\partial \delta} \quad \text{Ec. 90}$$

Como el término $(\partial V/\partial P)_T$ es negativo, se antepone el signo menos en la ecuación 90 para que la compresibilidad sea positiva.

Existen dos tipos diferentes de compresibilidad que pueden ser distinguidas en una roca, estas son:

Compresibilidad de la matriz de roca, C_r

Se define como el cambio fraccional en el volumen del material sólido de la roca (granos) por unidad de cambio en la presión. Matemáticamente, el coeficiente de compresibilidad de la roca está dado por:

$$C_r = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_r}{\partial P} \right)_T \quad \text{Ec. 91}$$

El subíndice T indica que la derivada es tomada a temperatura constante.

Compresibilidad de los poros, C_p .

El coeficiente de compresibilidad del poro se define como el cambio fraccional en el volumen poroso de la roca por unidad de cambio en la presión y está dado por la siguiente expresión:

$$C_p = - \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right) \cdot T \quad \text{Ec. 92}$$

La ecuación anterior puede ser escrita en términos de porosidad de la siguiente forma:

$$C_p = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P} \quad \text{E 93}$$

La compresibilidad de la matriz es considerada pequeña en comparación con la compresibilidad de los poros. La compresibilidad de la formación es un término usado comúnmente para describir la compresibilidad total de la formación y es igual a la compresibilidad del volumen poroso.

Aunque la reducción del volumen poroso originado por cambios en la presión es pequeña, esta se convierte en un factor importante que contribuye a la producción de fluidos en yacimientos subsaturados.

La reducción en el volumen poroso debido a la declinación de presión puede ser expresada en términos del cambio en la porosidad del yacimiento de la siguiente manera:

$$C_t \partial P = \left(\frac{1}{\phi} \right) \partial P \quad \text{Ec. 94}$$

Integrando esta ecuación se tiene: $C_f = \int_{P_0}^P \partial P = \int_{\phi_0}^{\phi} \left(\frac{1}{\phi}\right) \partial \phi$ Ec 95

$$C_f(P - P_0) = \ln\left(\frac{\phi}{\phi_0}\right) \quad \text{Ec. 96}$$

Por lo tanto:

$$\phi = \phi_0 e^{C_f(P - P_0)} \quad \text{Ec. 97}$$

Note que la expansión en serie de ex es expresada como:

$$e^x = 1 + X + \frac{X^2}{2!} + \frac{X^3}{3!} + \dots \quad \text{Ec. 98}$$

$$\phi = \phi_0 \{1 + C_f(P - P_0)\} \quad \text{Ec.99}$$

Debe señalarse que la compresibilidad total de un yacimiento C_t , se define como:

$$C_t = S_0 C_0 + S_w C_w + S_g C_g + C_f \quad \text{Ec. 100}$$

Dónde:

S_0, S_w, S_g = Saturación de petróleo, agua y gas respectivamente.

C_0, C_w, C_g = Compresibilidad del petróleo, agua y gas respectivamente.

Valores promedio de compresibilidad

De acuerdo a estudios de laboratorio se presentan los siguientes valores promedios de compresibilidad de la formación (Cf):

Tabla 32. Valores promedios de compresibilidad de formación.

Arena consolidada	4 – 5 x10-6 lpc-1
Calizas	5 – 6 x10-6 lpc-1
Arenas semiconsolidadas	20 x10-6 lpc-1
Arenas no consolidadas	30 x10-6 lpc-1
Arenas altamente no consolidadas	100 x10-6 lpc-1

Fuente: Tomado de (www.lacomunidadpetrolera.com)

Teniendo en cuenta la formulación anterior, se creó una plantilla en Excel para realizar el cálculo de desfases de profundidad para cada uno de los 21 pozos corazonados. A continuación se presentan los datos antes y después de corregidos para los pozos E 3 y E -4 del Campo E (ver tabla-33).

El mismo procedimiento se encuentra consignado en el **ANEXO II** para los demás pozos que componen los campos muestra.

Tabla 33. Datos antes y después de corregidos a presión de confinamiento. Pozos E-3 y E-4. Campo E

POZO	Profundidad	INICIALES		CORREGIDOS	
		PHIE	K	PHIE	K
	(FT)	V/V	MD	V/V	MD
E-3	9700,5	0,088	4,12	0,083	3,405
	9704,5	0,197	837	0,193	655,208
	9712,5	0,187	460	0,183	360,243
	9964,5	0,173	149	0,169	116,916
	9974,5	0,161	224	0,157	175,596
	10150,5	0,172	96,1	0,168	75,527

Continúa Tabla 33...

	10172,5	0,201	329	0,197	257,748
	10182,5	0,143	458	0,138	358,678
	10186,5	0,135	398	0,130	311,734
	10207,5	0,226	651	0,222	509,681
	10211,5	0,168	599	0,163	468,996
	10213,5	0,156	242	0,151	189,680
	10221,5	0,106	8,47	0,101	7,063
	10228,5	0,154	42,7	0,149	33,744
E-4	9925,2	0,064	0,205	0,059	0,176
	9927,5	0,037	0,005	0,032	0,024
	9931	0,054	2,2	0,049	1,738
	9939	0,046	10,1	0,041	8,466
	9951,5	0,181	176	0,177	138,041
	10106,2	0,091	99,9	0,086	78,500
	10107,2	0,135	10,5	0,130	8,777
	10108,8	0,092	0,343	0,087	0,281
	10109,4	0,1	0,145	0,095	0,130
	10110	0,079	0,512	0,074	0,410
	10111,8	0,074	4,68	0,069	3,859
	10112,5	0,145	31,8	0,140	25,735
	10114	0,188	45,7	0,184	35,983
	10116,5	0,179	43,7	0,175	34,544
	10118,2	0,171	114	0,167	89,532
	10120,8	0,16	24,4	0,155	20,019
	10123,6	0,234	417	0,230	326,600
	10124,4	0,164	24,8	0,159	20,331
	10125	0,225	302	0,221	236,624
	10127,4	0,102	0,566	0,097	0,451
10128,6	0,111	3,06	0,106	2,470	
10131,4	0,106	4,79	0,101	3,952	

6.4.5 Análisis De Los Datos Corregidos A Presión De Confinamiento. Los resultados obtenidos luego de realizar las correcciones de la porosidad y la permeabilidad a presión de confinamiento se encuentran consignados en el Anexo II del presente documento.

Los valores que presentan mayor diferencia entre los datos no corregidos y los datos corregidos son los datos de permeabilidad, puesto que la misma puede verse afectada por variables como: el tamaño de los granos: a mayor tamaño y

uniformidad de los granos, mayor permeabilidad y por la profundidad, y a mayor presión de sobrecarga, mayor compresión del volumen poroso y menor permeabilidad.

6.5 SELECCIÓN Y AGRUPACIÓN DE LITOTIPOS

La selección de los litotipos a interpretar a lo largo del perfil del pozo, se definen a partir de la integración y homogenización de las litofacies descritas en los núcleos de perforación y los resultados de la interpretación de Electrofacies a partir de gráficos de litología.

Este procedimiento se desarrolló en 2 de los cinco campos muestra de estudio, teniendo en cuenta el tipo de roca yacimiento (Calizas y Areniscas), en cada caso, esto con el propósito de mostrar paso a paso cada una de las tareas propias de esta fase.

Selección y Agrupación de Litotipos. Campo A

En los núcleos de perforación disponibles del campo A-1, se describieron once (11) facies, con base en criterios composicionales y texturales, las cuales pueden ser agrupada en cuatro grupos principales:

- Grupo 1: Mudstone. Lagoon subtidal profundo.
- Grupo 2: Wackestone con presencia de rodolitos centiméticos.
- Grupo 3: Wackestone y Packstone. Ambiente Subtidal
- Grupo 4: Wackestone y Grainstone. Zonas de fracturamiento.

Los grupos litológicos nombrados anteriormente, tienen una fuerte correlación con las Electrofacies definidas por gráficos de litología, por lo tanto, la clasificación y agrupamiento final en litotipos, reúne grupos de rocas con características geológicas similares, así como una respuesta similar de los registros de pozo. Este agrupamiento garantiza la confiabilidad de los resultados, al interpretar litotipos en los intervalos no corazonados y/o en los pozos con limitada disponibilidad de registros de pozo. En la Tabla 34 se puede apreciar la nomenclatura asignada a cada litotipo y su asociación con las facies descritas en los núcleos de perforación y las Electrofacies interpretadas por asociaciones de registros.

Tabla 34. Agrupación de los litotipos descritos en núcleos para el modelamiento de registros.

Litotipo Registros	Facies Núcleos	Electrofacies	Descripción
LITH 1	F8	Mudstone	Mudstone
LITH 2	F3, F10, F9, F-4	Calizas	Wackestone con presencia de rodolitos centimétricos.
LITH 3	F5, F6	Calizas	Wackestone y Packstone con grades conchas de ostas, rodolitos ramificados (< 3mm).
LITH 4	F7, F11	Areniscas calcáreas	Wackestone con presencia de poros debido a la disolución de aloquemas pudiendo también incluir pocos rodolitos milimétricos y Grainstone ricos en foraminíferos bentónicos (80-90%),

Selección y Agrupación de Litotipos. Campo D

En los núcleos de perforación disponibles del campo D, pozo D-10, se describieron once (15) facies, con base en criterios composicionales y texturales, las cuales pueden ser agrupada en cuatro grupos principales:

- Grupo 1: Lodos, arcillas y arcillas limosas.

- Grupo 2: Areniscas Arcillosas,
- Grupo 3: Areniscas de grano fino a medio, yacimiento, Canales y Barras mareales
- Grupo 4: Areniscas Limpias, tamaño medio a grueso, excelente yacimiento, Barras y Canales mareales

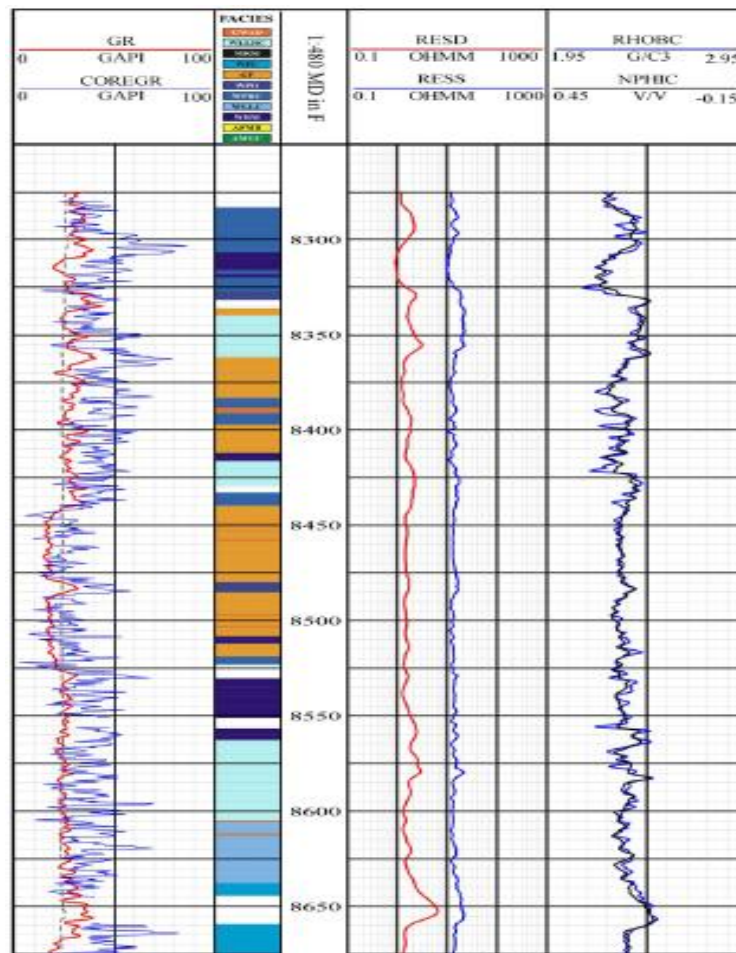
Los grupos litológicos nombrados anteriormente, tienen una fuerte correlación con las Electrofacies definidas por gráficos de litología, por lo tanto, la clasificación y agrupamiento final en litotipos, reúne grupos de rocas con características geológicas similares, así como una respuesta similar de los registros de pozo. Este agrupamiento garantiza la confiabilidad de los resultados, al interpretar litotipos en los intervalos no corazonados y/o en los pozos con limitada disponibilidad de registros de pozo. En la Tabla 34 se puede apreciar la nomenclatura asignada a cada litotipo y su asociación con las facies descritas en los núcleos de perforación y las electrofacies interpretadas por asociaciones de registros.

Tabla 35. Agrupación de los litotipos descritos en núcleos para el modelamiento de registros.

Litotipo Registros	Facies Núcleos	Electrofacies	Descripción
LITH 1	F6, F10	Shale	Arcillas, limolitas
LITH 2	F5, F12, F9, F8	Areniscas Arcillosas	Arenisca lodosa intercalada con láminas de materia orgánica, areniscas lodosas.
LITH 3	F 4, F8, F11, F 12, F14.	Areniscas Tipo B	Areniscas de cuarzo de tamaño fino a medio
LITH 4	F7, F13, F15.	Areniscas Tipo A	Areniscas de cuarzo de tamaño medio a grueso

Los grupos litológicos agrupados anteriormente permite conocer las características de los tipos de roca presentes en el yacimiento, para cada uno de los campos muestra, una vez identificados los litotipos a partir de la información de litofacies descritas en los núcleos de perforación, se procede a calcular las Unidades Hidráulicas de Flujo a partir de las metodologías propuestas en la literatura, este proceso se describe en el capítulo 6.3.1.

Figura 78. Identificación de facies a partir de la correlación núcleo registro. Pozo A-1. Campo A.



Fuente: Autor

6.5.1 FASE IV. Identificación de Unidades Hidráulicas de Flujo. Esta fase comprende la identificación de unidades Hidráulicas a partir de las metodologías existentes en la literatura, las cuales varían de acuerdo al tipo presente en el yacimiento, una vez calculadas las UHF, se procede a identificar los litotipos a partir de metodologías de Soft Computing. Esta fase es muy importante debido a que luego de calculadas las UHF, se tiene una perspectiva de los intervalos más productivos en el yacimiento.

Las Unidades Hidráulicas de Flujo se calcularon para los cinco campos muestra a partir de las metodologías presentadas en el capítulo 3. A continuación se presentan los resultados obtenidos para los campos A y D luego de aplicar cada una de las mismas. Los cálculos y procedimientos se presentan en el **anexo II** del presente reporte.

Campo A (Corresponde a Calizas)

Tabla 36. Identificación de Unidades Hidráulicas de Flujo en el campo A.

Metodología Aplicada	Campo Muestra Evaluado	Unidades Hidráulicas Identificadas	Petrofacies
Método de Roca Windland	Campo A	4	Nanoporosa- Microporosa- Mesoporosa- Macroporosa.
Método de Pittman		4	Nanoporosa- Microporosa- Mesoporosa- Macroporosa.
Correlación de Lorenz		2	
Correlación de Kozeny- Carman		3 (UH -5 a UH- 7)	La unidad hidráulica que presenta mejores características de flujo es la UHF 5, seguida de la UHF 5 hasta la UHF 7, la cual se define como la unidad con las condiciones más bajas para la acumulación y flujo de fluidos.

Campo D (Corresponde a Areniscas)

Tabla 37. Identificación de Unidades Hidráulicas para el campo D.

Metodología Aplicada	Campo Muestra Evaluado	Unidades Hidráulicas Identificadas	Petrofacies.
Método de Roca Windland	Campo D	5	Nanoporosa- Microporosa- Mesoporosa-Macroporosa- Megaporosa
Método de Pittman		5	Nanoporosa- Microporosa- Mesoporosa-Macroporosa- Megaporosa
Correlación de Lorenz		3	
Correlación de Kozeny- Carman		7 (UH-1 a UH-7)	La unidad hidráulica que presenta mejores características de flujo es la UHF 1, seguida de la UHF 2 hasta la UHF 6, la cual se define como la unidad con las condiciones más bajas para la acumulación y flujo de fluidos.

6.6 APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DE SOFT COMPUTING A LOS CAMPOS MUESTRA

La estimación de las propiedades petrofísicas de las unidades de interés, se orienta por tipos de roca o litotipos. Para lograr este objetivo el desarrollo del modelo petrofísico se dividió en dos fases: 1) Interpretación automatizada de Litotipos a partir de Unidades Hidráulicas de Flujo, y 2) Estimación de propiedades petrofísicas.

En el desarrollo se implementaron métodos de Soft Computing (S&C) conjuntamente con modelos petrofísicos determinísticos, los cuales examinan la funcionalidad y el grado de precisión de la evaluación usando técnicas convencionales a partir de datos referidos a núcleos de perforación y registros de pozo e información y conocimiento del modelo geológico y de producción.

Se implementaron múltiples sistemas de interpretación de litotipos basados en análisis clúster, y redes neuronales los cuales permiten determinar las relaciones existentes entre las propiedades petrofísicas más importantes obtenidas a partir de núcleos y aquellas estimadas de los registros, con el propósito de realizar el escalamiento que permita, además de hacer calibraciones en profundidad, obtener los coeficientes de correlación óptimos para extrapolar los modelos definidos en los núcleos al resto del yacimiento, empleando los registros como el medio de propagación más adecuado para tal fin. Entre estas propiedades se encuentran litofacies, cantidad y tipo de arcilla, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, y densidad de grano.

Una vez identificadas las Unidades Hidráulicas de flujo UHF (numeral 5.3.1), se procede a realizar la correlación núcleo-registro, lo que permite hacer el acoplamiento entre las litofacies halladas en núcleos de perforación y las litofacies halladas; a partir de los registros de pozo (LITH), utilizando la plataforma de interpretación.

6.6.1 Identificación De Litologías. La definición de los principales grupos litológicos, fueron interpretados a partir de una metodología que consiste en identificar litotipos con base en análisis clúster en múltiples gráficos de litología, entre los cuales sobresalen densidad – neutrón, densidad – potencial fotoeléctrico, densidad aparente de matriz –Gama Ray – resistividad profunda y resistividad somera. Cada uno de estos gráficos de litología, permite identificar uno o dos grupos litológicos de acuerdo a su respuesta característica de los registros de

pozo, por ejemplo, los intervalos arcillosos son mejor definidos con la combinación de la curva de rayos gamma y resistividad somera.

Arcillas - Shale. Definidas principalmente por la relaciones de arcillosidad (altos valores de gamma ray) y resistividad somera (bajos valores, RESS < 5 ohm.m).
Figura 76.

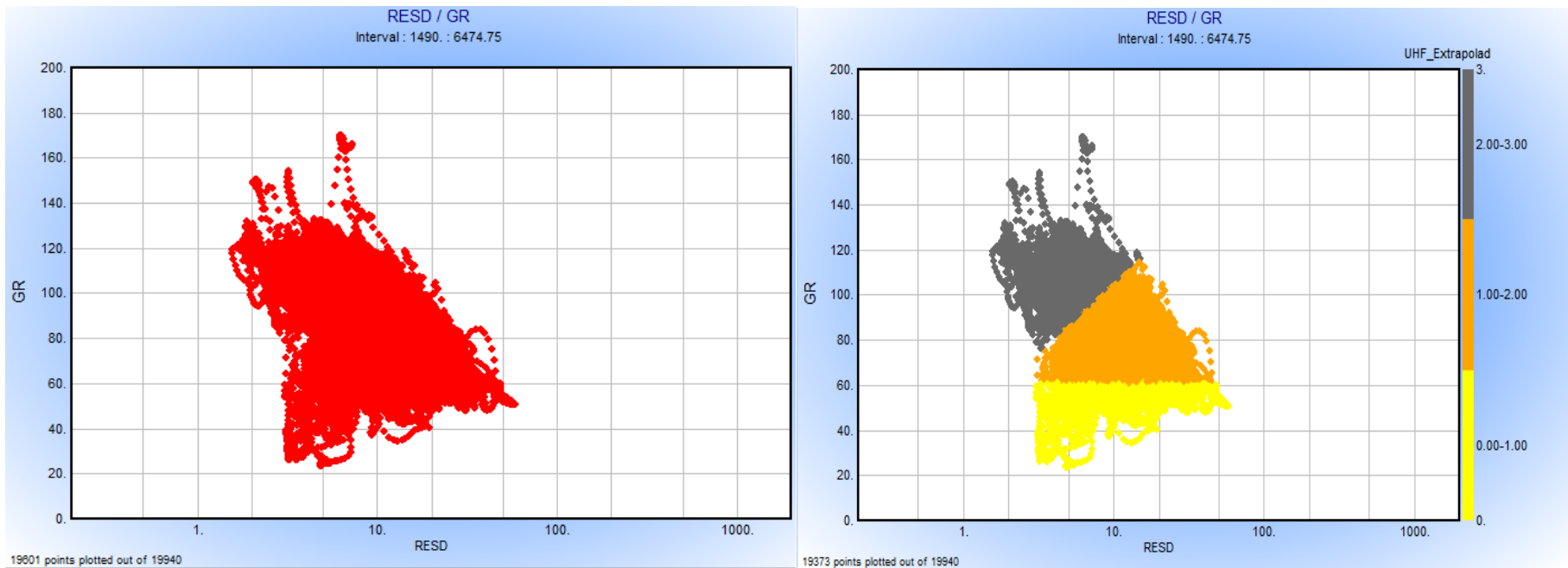
Areniscas Arcillosas. Definidas por cortes de arcillosidad sobre la curva VshGR en el clúster asociado a rocas siliciclásticas, valores altos de neutrón y valores bajos de densidad.

Areniscas: Son definidas por cortes de arcillosidad sobre la curva GR en el clúster asociado a rocas siliciclásticas, valores bajos de densidad (entre 2.45 gm/cc y 2.55 gm/cc) y valores promedios de neutrón (aprox 17 UP).

Areniscas Calcáreas. Este tipo de roca se caracteriza por un aumento de la densidad (valores entre 2.57 gm/cc y 2.67 gm/cc) y una disminución de la curva neutrón (menor a 0.12 UP). Esta configuración de las curvas indica que las propiedades petrofísicas disminuyen, posiblemente por la concentración de cemento calcáreo (aumento de los valores de Rhob), mostrando una roca más apretada, lo que genera aumentos relativos en la resistividad de la formación.

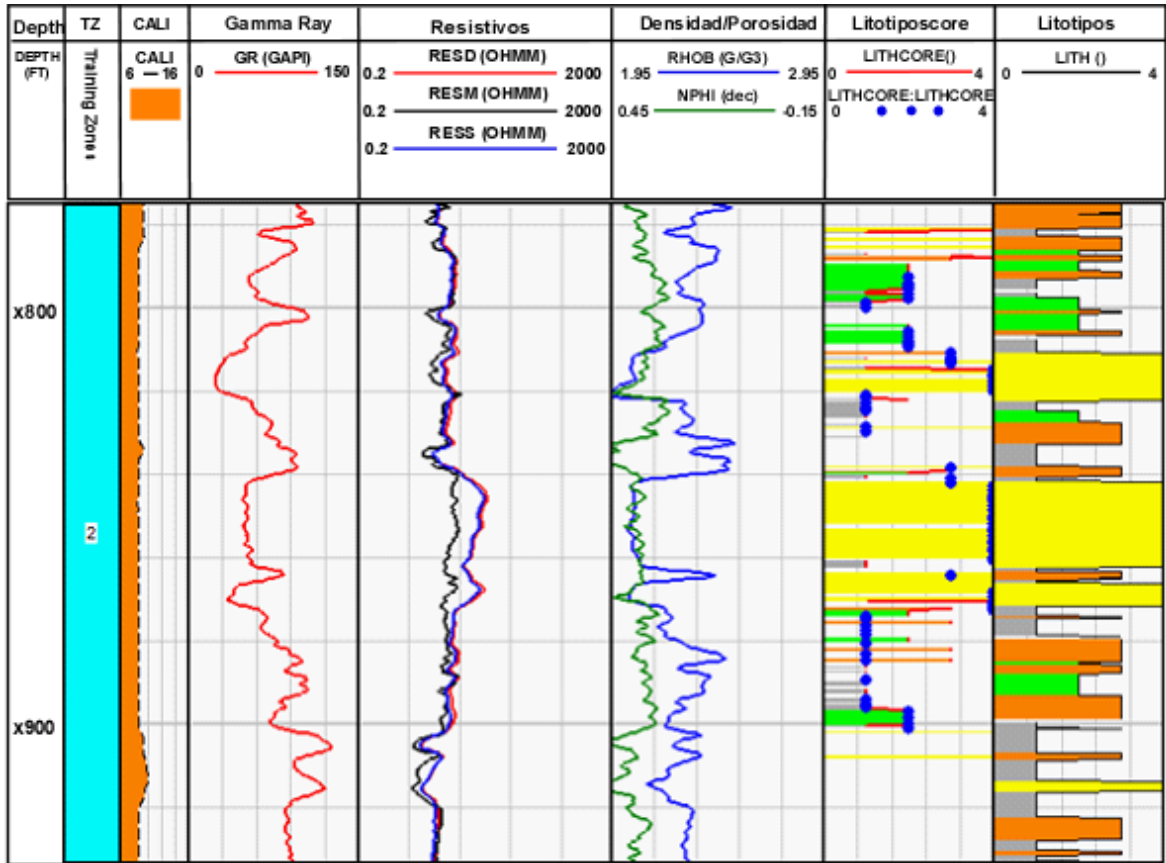
Calizas. Se identifican principalmente en los gráficos de litología RHOC – NPHI y PEF en clúster asociados a valores relativamente altos de densidad, valores bajos de neutrón y altas resistividades.

Figura 79. Gráfico de Litología Gamma Ray – ResD, Pozo D-10 . La combinación de las curvas de rayos gamma y resistividad somera permitió la identificación rápida de arcillas y/o shale a partir de un clúster (color gris) con características de alta radioactividad y baja resistividad,



Fuente: Autor

Figura 80. Identificación de litologías a partir de Análisis Clúster. Pozo D-10.



Fuente: Autor

La figura 80 muestra la identificación de litologías a partir de análisis clúster para el pozo D-10. Por medio del análisis clúster se identificaron 4 tipos de roca LITH 1 a LITH 4, las cuales varían de menor a mayor capacidad de almacenamiento de fluidos de acuerdo a las características petrofísicas (porosidad y permeabilidad respectivamente).

6.6.2 Aplicación De Redes Neuronales En Los Campos Muestra:

6.6.2.1 Interpretación De Litotipos. En la interpretación de Litofacies a partir de Unidades Hidráulicas de Flujo, se implementaron técnicas de Soft Computing que combinan redes neuronales no supervisadas y reglas de producción, en un sistema experto que involucra el aprendizaje y entrenamiento de redes neuronales para reproducir la probabilidad de presencia de un litotipo u otro a partir de la respuesta de los registros de pozo y un sistema de decisión que agrupa esas probabilidades con base en reglas jerárquicas para obtener una curva discreta de litotipos en el pozo.

En la interpretación de los pozos, se implementaron dos sistemas diferentes, compuestos cada uno, por múltiples arreglos de redes neuronales no supervisadas, en las cuales, el punto de partida, es la selección apropiada de los atributos predictores (registros de pozo) de acuerdo a los resultados obtenidos en el amarre roca – registro para medir el grado de sensibilidad de los atributos hacia la respuesta buscada, en este caso los litotipos.

Ante la limitada información de registros en algunos pozos, se incluyeron en el entrenamiento dos de los 3 pozos que cuentan con información de núcleos y a su vez presentan buena información de registros de pozo, para dar confiabilidad en el modelo a generar. Se tomó el pozo D-9 como punto ciego para evaluar el comportamiento de las redes neuronales en los demás pozos.

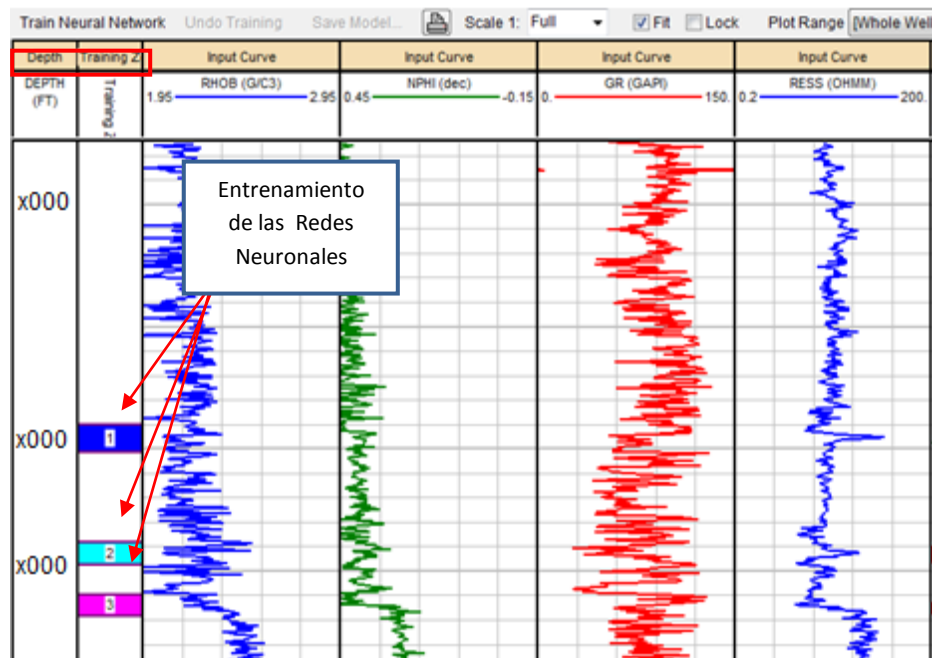
Los pozos seleccionados para el entrenamiento fueron:

- **Pozos con Núcleos:** Pozos D- 8, D-10.
- **Pozos con Información adecuada de registros:** Pozos D- 8, D-9, D-10.

6.6.2.2 Entrenamiento De Las Redes Neuronales. El entrenamiento de las redes neuronales consiste en ingresar curvas de entrada (registros de pozo) para calcular una curva de salida o litotipos, el litotipo hallado son las Unidades Hidráulicas de Flujo Extrapoladas, las cuales son comparadas con las Unidades Hidráulicas de Flujo obtenidas de los cálculos realizados en núcleos de perforación, para determinar el grado de amarre roca- registro.

Una vez seleccionadas las curvas a ingresar, se ingresa por el módulo Advanced interpretation > Neuronal Networks Análisis, se seleccionan las curvas de entrada, una vez identificadas, se procede a entrenar la red neuronal a partir de los datos de UHF calculadas con información de núcleos. Los corazones son tomados en un pequeño intervalo a lo largo del pozo, en este intervalo es donde se entrenan las redes neuronales, para luego ser extrapoladas en todo el pozo. (ver figura 81).

Figura 81. Procedimiento para el entrenamiento de las redes neuronales en la plataforma de interpretación IP.



Una vez entrenado y validado el modelo, se procede a aplicarlo a los demás pozos que cuentan con información de las mismas curvas. En el Campo D, se implementaron 2 sistemas o modelos, para determinar la sensibilidad de los registros hacia los litotipos a calcular.

6.6.2.3 Modelo I. Densidad – Neutrón. Es el modelo de más alta confiabilidad, debido a la disponibilidad de las curvas de densidad, Porosidad y rayos gamma, las cuales presentan la más alta sensibilidad en la identificación, clasificación y discriminación de los diferentes litotipos. El sistema, utiliza como variables de entrada, las curvas de los registros de densidad (RHOC), neutrón (NPHIC), rayos Gamma (GrC) y resistividad somera (RESS) para la generación de la curva de litotipos (LITH) a lo largo del perfil del pozo. Es modelo se aplicó en 12 pozos de los campos muestra de estudio.

6.6.2.4 Modelo II. Densidad. Este modelo comparado al primero, no es altamente confiable, debido a la falta de la curva neutrón, la cual presenta la mayor sensibilidad en la identificación y discriminación de los litotipos arenarcillosos y aren calcáreos, los cuales no son discriminados en su totalidad con la curva densidad, la cual puede ser atenuada (valores mayores a 2.5 gm / cc) por cualquiera de los dos componentes principales, arcilla o cemento calcáreo.

Este modelo se trabajó con un sistema de red neuronal, en el que se toman como datos de entrada, las curvas de los registros de densidad (RHOB), rayos gamma (GR) y resistividad somera (RESS) para la identificación de los volúmenes probabilísticos de los litotipos correspondientes a areniscas de cuarzo (Litotipos 3 y 4 Campo D.), areniscas calcáreas (litotipo 3 Campo A) y calizas (Litotipo 3-Campo A).

Este sistema se implementó en 24 pozos de los campos muestra de estudio.

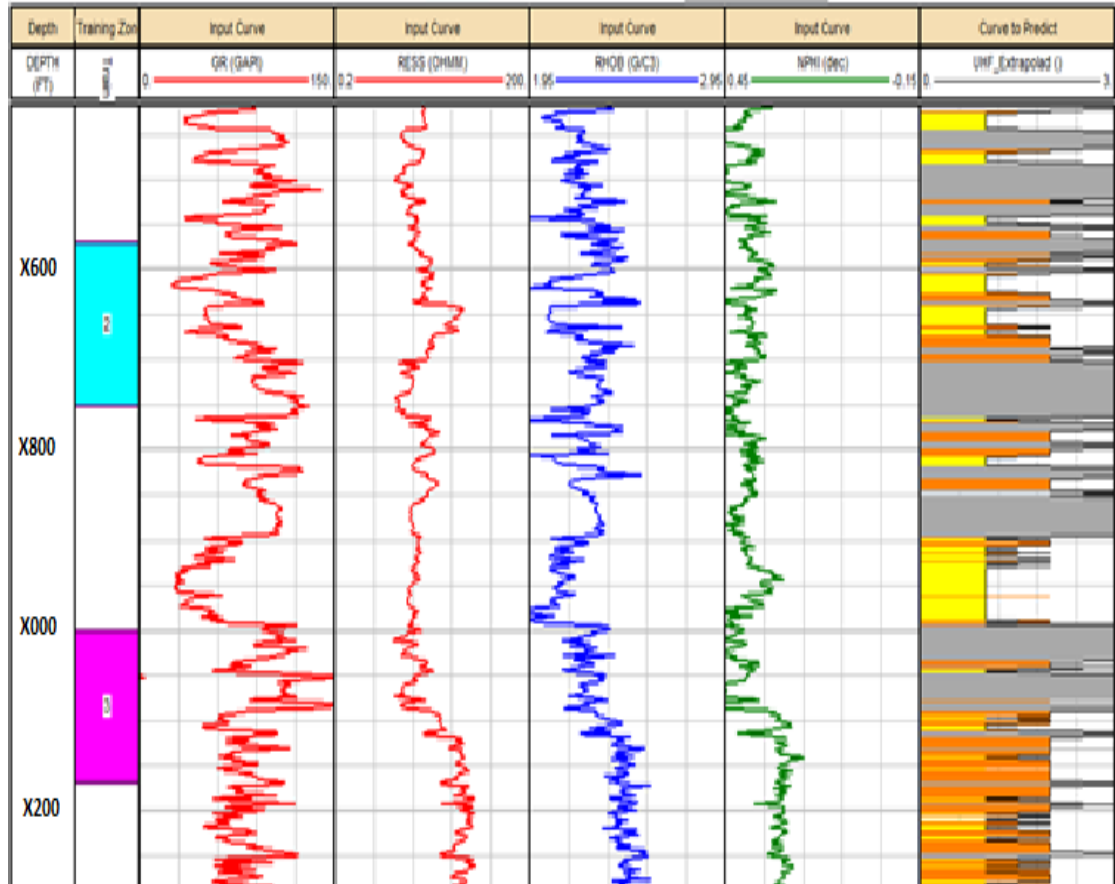
6.6.2.5 Modelo III. GR- Resistividad. Es el modelo de menor confiabilidad, aplicado en el Campo D, debido a la falta de información de registros, únicamente se contó con información de los registros (GR) y resistividad profunda, lo cual aumenta la incertidumbre en el modelo a la hora de hallar litotipos por este método. Este sistema se implementó en 5 pozos del campo de estudio.

La red final, reúne, normaliza y recalcula los resultados probabilísticos obtenidos en cada una de las redes originales en un resultado final, el cual es el atributo de entrada al sistema de decisión y obtención de la curva de litotipos.

Este sistema se implementó en 9 pozos de los campos muestra de estudio.

En la **Figura 82** se presenta un ejemplo de los resultados del sistema de interpretación automatizada de litotipos, implementado en los pozos con curvas densidad – neutrón, correspondientes al Modelo I.

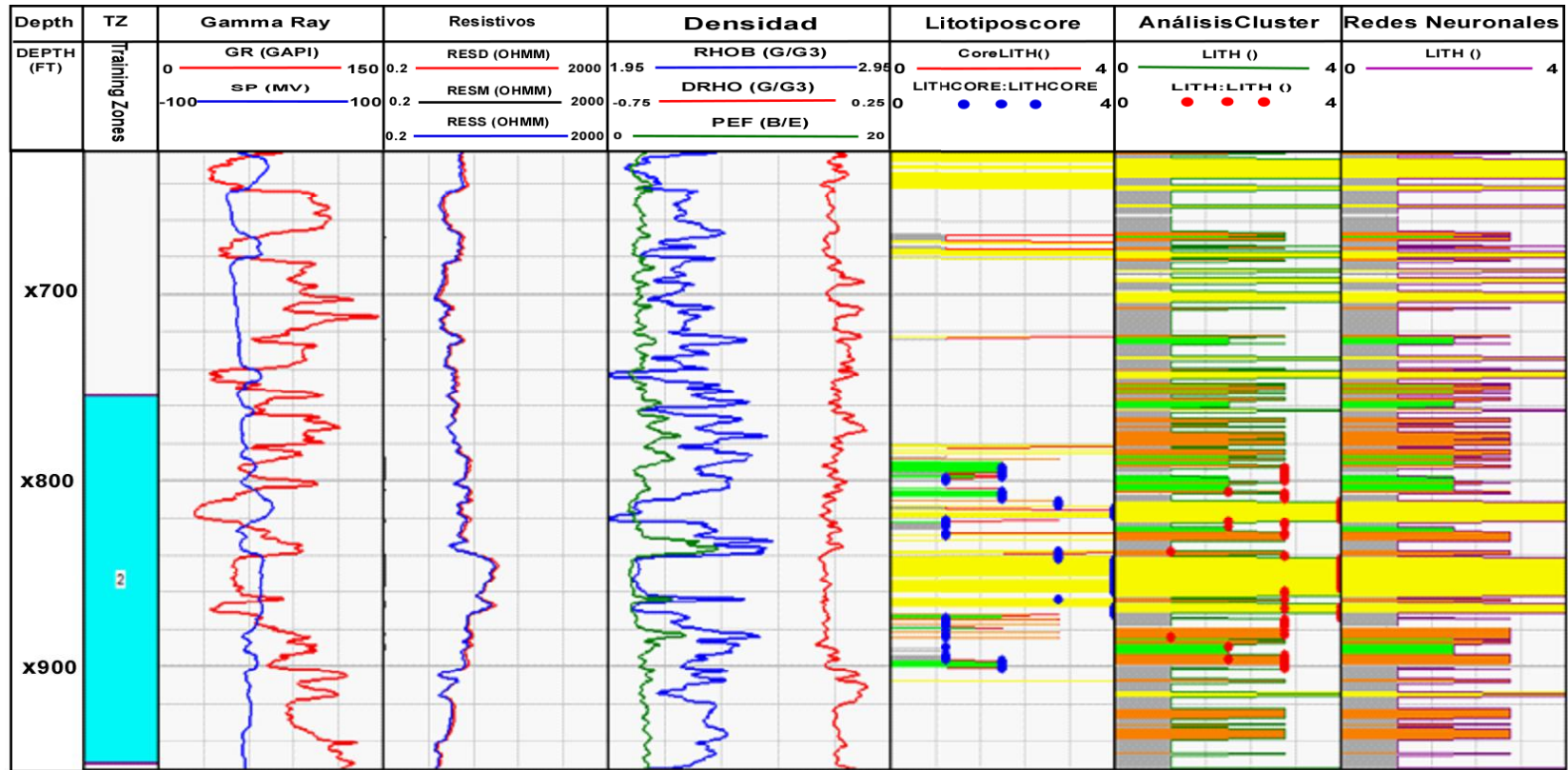
Figura 82. Interpretación automatizada de litotipos, pozo D- 10, Modelo I. En la gráfica se observan las variables de entrada (Curvas de GR track 1, RESS track 2, RHOB y NPHI track3 y 4) y salida (Volúmenes por litotipos track 5), el track 5 muestra las UHF calculadas a partir de datos de Núcleos de Perforación.



Fuente: Autor

La correlación núcleo-registro, ha permitido ubicar en profundidad la sucesión de facies en cada uno de los pozos analizados, A-1 y analizar el comportamiento de los diferentes registros de pozo en cada una de las facies descritas. A continuación se muestran los tipos de facies calculados a partir de las metodologías de Análisis Clúster (Track 6) y Redes Neuronales (Track 7) para el campo D-10.

Figura 83. Cálculo de litotipos a partir de Litofacies descritas en núcleos de perforación y UHF extrapoladas. Se observa gráfico generado a partir de análisis clúster y de Redes neuronales, para el pozo D-10.



6.7 FASE V. CÁLCULO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Esta fase comprende el cálculo del volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua y saturación de Hidrocarburos usando ecuaciones que agrupan las variables mencionadas en los anteriores fases. Esta es la etapa más importante, ya que agrupa todas las variables calculadas en las anteriores fases y arroja los resultados de los horizontes productores que determinan el comportamiento del yacimiento.

Es de resaltar, que en esta etapa todos pasos se deben de haber efectuado de manera confiable, para garantizar un amplio conocimiento de las propiedades del yacimiento y en últimas, la cantidad de hidrocarburos que hay en el mismo.

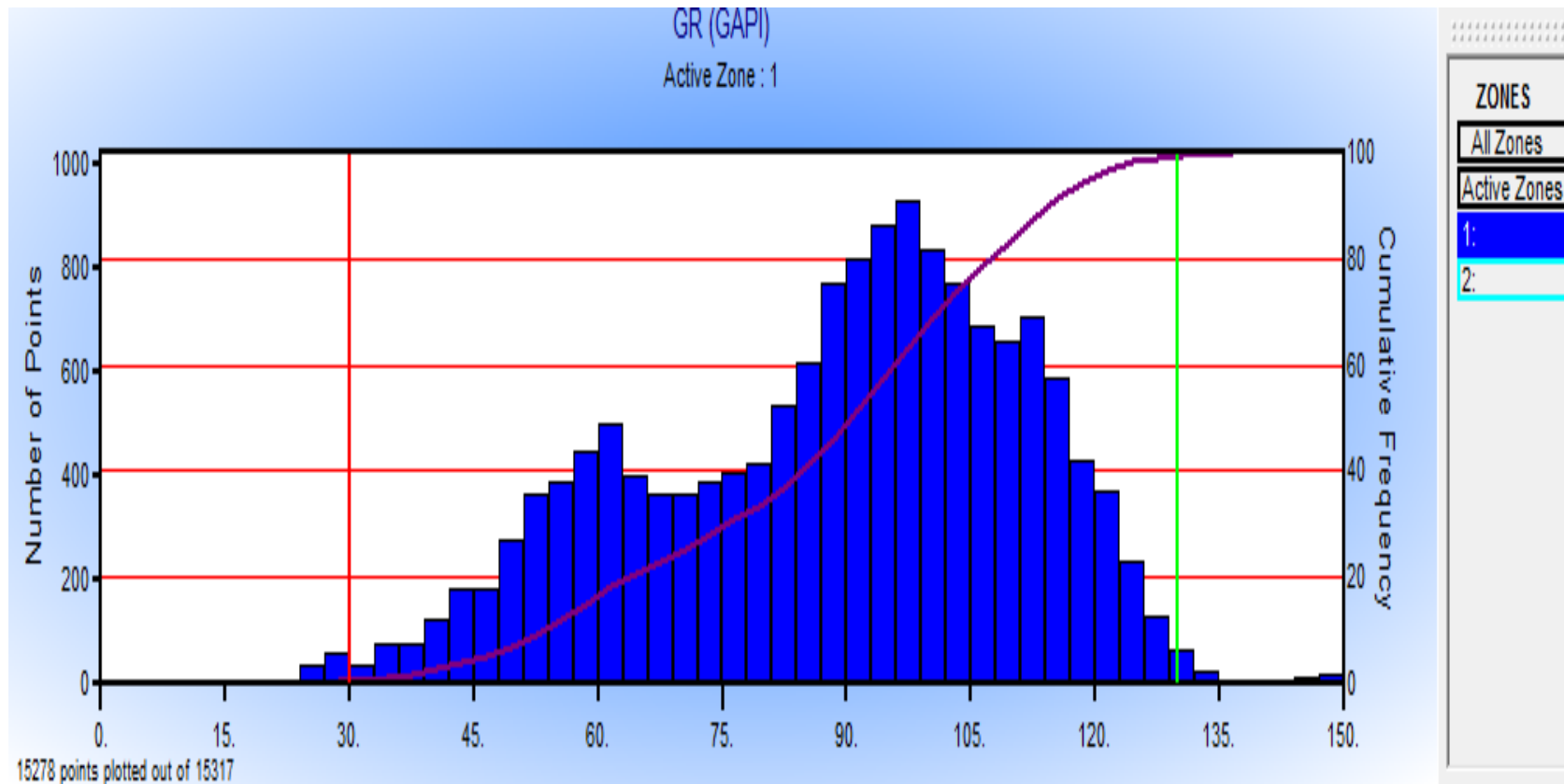
6.7.1 Cálculo Del Volumen De Arcilla Vsh En Los Campos Muestra De Estudio. Luego de exponer las metodologías más usadas para el cálculo de Volumen de Arcilla (Vsh), se procede a hallar el volumen de arcilla en los campos muestra de estudio, teniendo en cuenta las curvas de registro existentes.

Método Gamma Ray

Este método (ver numeral 4.1) permite calcular el volumen de arcilla en la formación a partir de la curva GR, para el desarrollo del presente proyecto, una vez seleccionada la curva, se generó un histograma que permite identificar la distribución de datos y determinación de 2 familias, familia 1 (GR entre 30 y 85) y familia 2 (GR entre 80 y 150), (ver figura 84). Una vez identificadas se procede a unificar por litotipos para identificar la respuesta de la curva obtenida (Vsh) en las diferentes tipos de litología.

Para el pozo D-10 se observa un buen comportamiento (deflexión de la curva) en cada una de las litologías presentes a lo largo del pozo (LITH 1 a 4)..

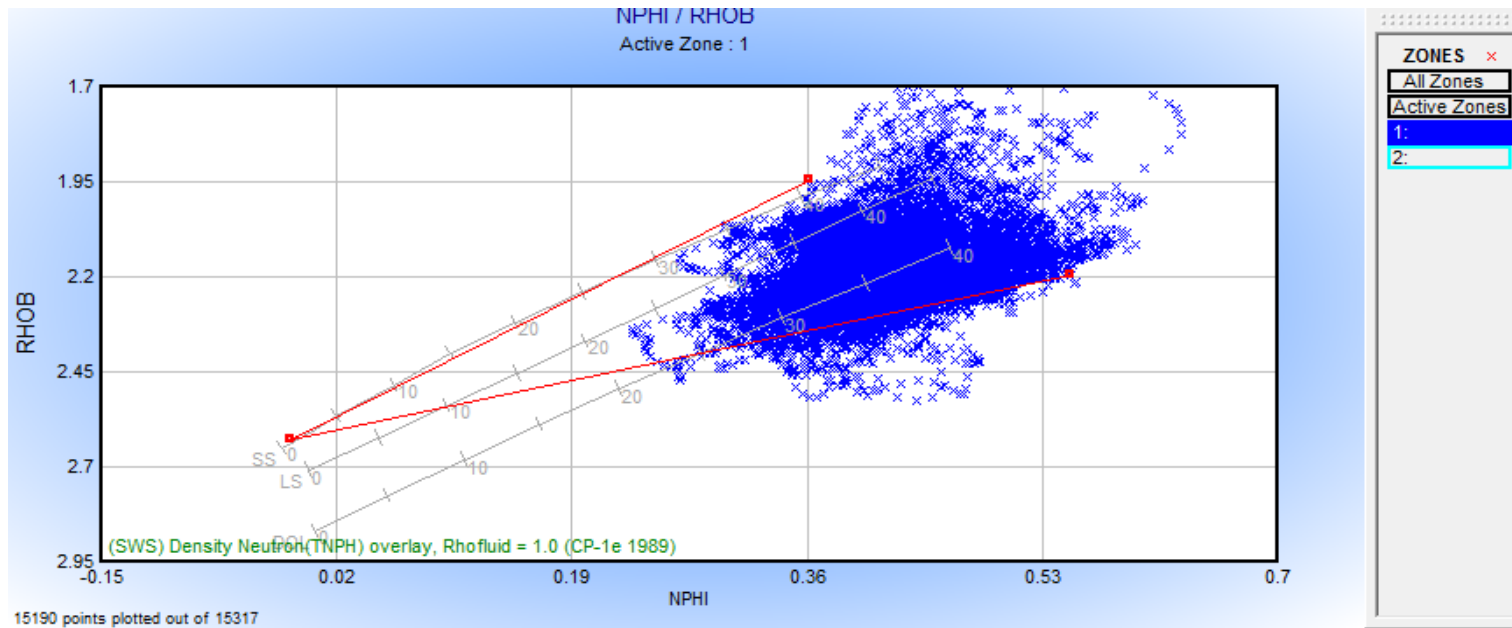
Figura 84. Histograma del registro Gamma Ray, en el cual se observan dos familias de datos, para el cálculo del volumen de arcilla (Vsh) en la formación.



Fuente: Autor

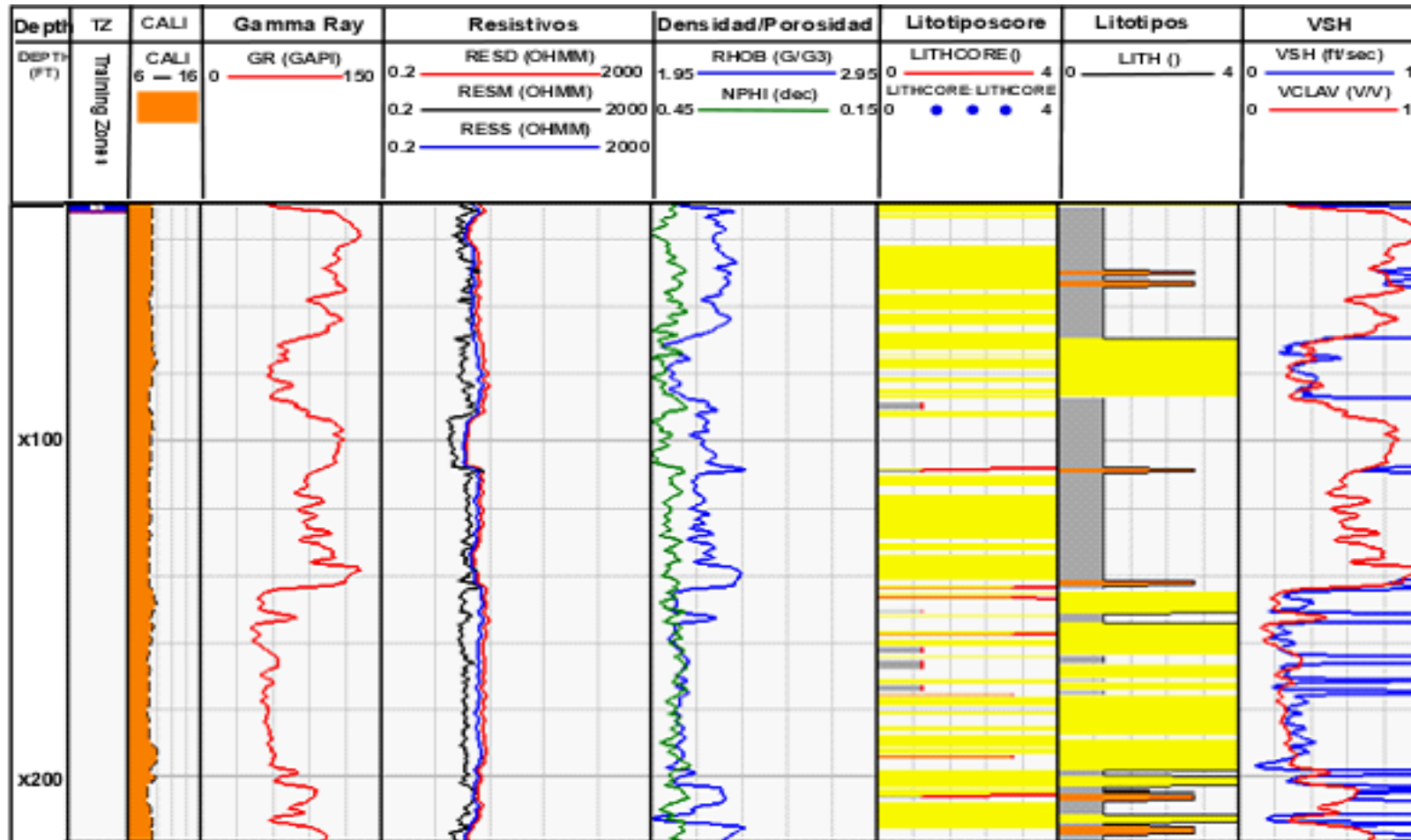
Método Densidad Neutrón: Este método (ver numeral 4.1), permite calcular el volumen de arcilla Vsh en la formación, por medio del Crossplot de los registros densidad (eje y) y Porosidad Neutrón (eje x), la figura 85 muestra el cálculo de Vsh aplicando éste método, en el cuál se observa la zona de areniscas limpias (valores de RHOB entre 2.1 y 1.95, y valores de NPHI ente 0.25 y 0.36) y la zona de arcillas con valores altos de RHOB respectivamente.

Figura 85. Crossplot Densidad-Neutrón, usado para el cálculo del volumen de arcilla Vsh en la formación.



Fuente: Autor

Figura 86. Cálculo del Volumen de Arcilla para el pozo D-10. La figura muestra la curva de Vsh hallada a partir del método Gamma Ray (track 9- curva roja) y el método Densidad-Neutrón (track 9-curva azul).



Fuente: Autor

6.7.2 Cálculo De La Porosidad Efectiva En Los Campos Muestra De Estudio.

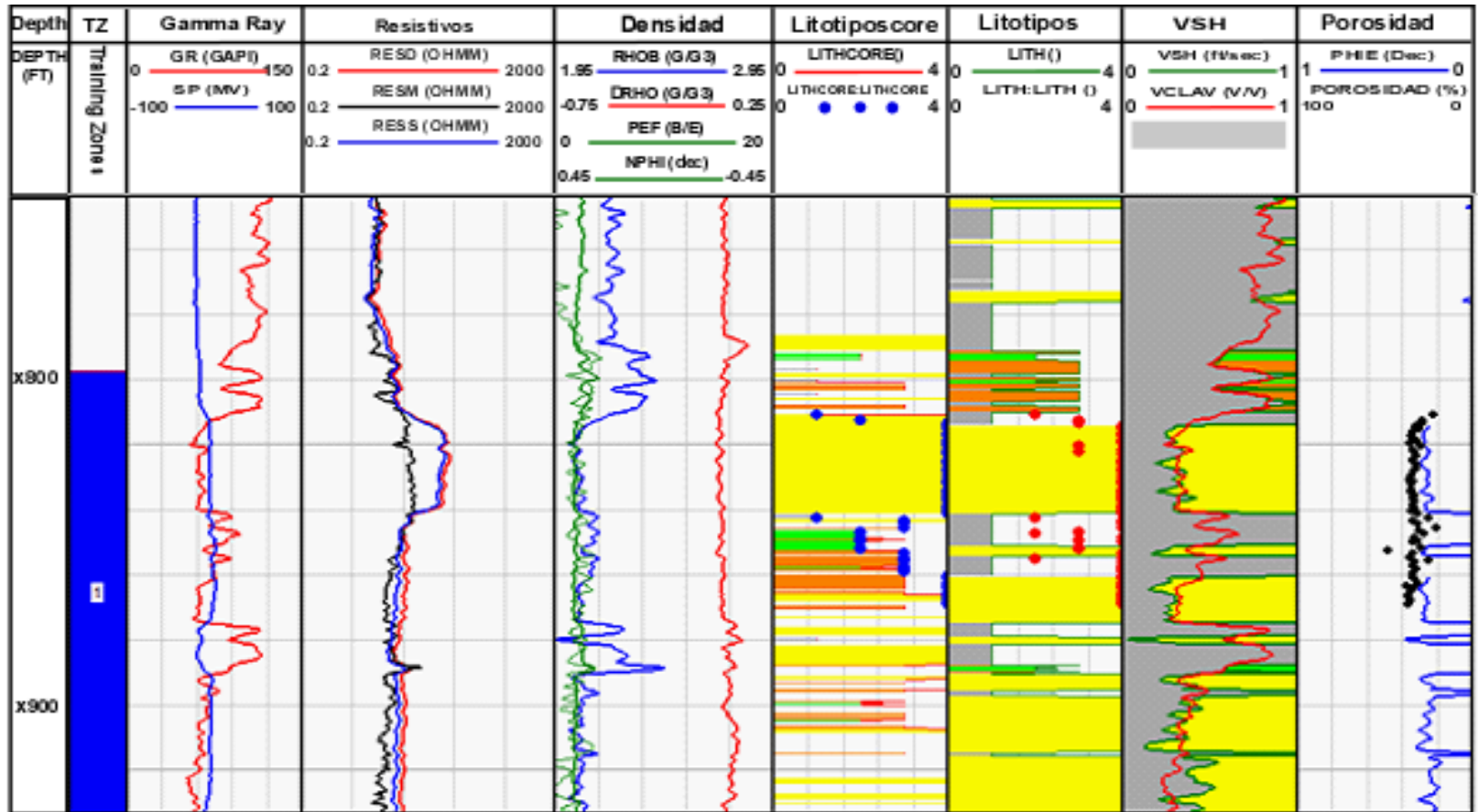
Luego de exponer las metodologías más usadas para el cálculo de Volumen de Arcilla (Vsh), se procede a hallar el volumen de arcilla en los campos muestra de estudio, teniendo en cuenta las curvas de registro existentes.

El cálculo de la PHIT se realizó usando la suma de cuadrados $(\text{Phiden} + \text{PhiNeu})/2$, teniendo en cuenta este modelo para el litotipo 4, el cual presenta las mejores propiedades para almacenamiento de fluidos.

La Phie se calculó con la fórmula $\text{Phie} = \text{PHITP} * (1 - \text{Vsh})$, en la cual el Vsh usado se calculó a partir del registro densidad-neutrón.

La figura 87, muestra la curva de porosidad efectiva y el grado de amarre obtenido con los datos de porosidad tomados de los núcleos de perforación.

Figura 87. Cálculo de la porosidad efectiva para el pozo D-10. Usando el método Densidad- Neutrón.



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.

Para el pozo D-10 se observa un buen amarre de los datos de porosidad obtenidos de los corazones, con los datos de porosidad obtenidos de los registros de pozo, esto se puede observar en el intervalo X920 a X940 figura 87, en los cuales se tienen valores de porosidad entre 32% y 34.3%. Para el intervalo X950 a X960 no existe un buen amarre debido a que la porosidad efectiva fue calculada a partir del método neutrón-densidad, el cual asume las areniscas arcillosas como arcillolitas, las cuales no tienen porosidad efectiva.

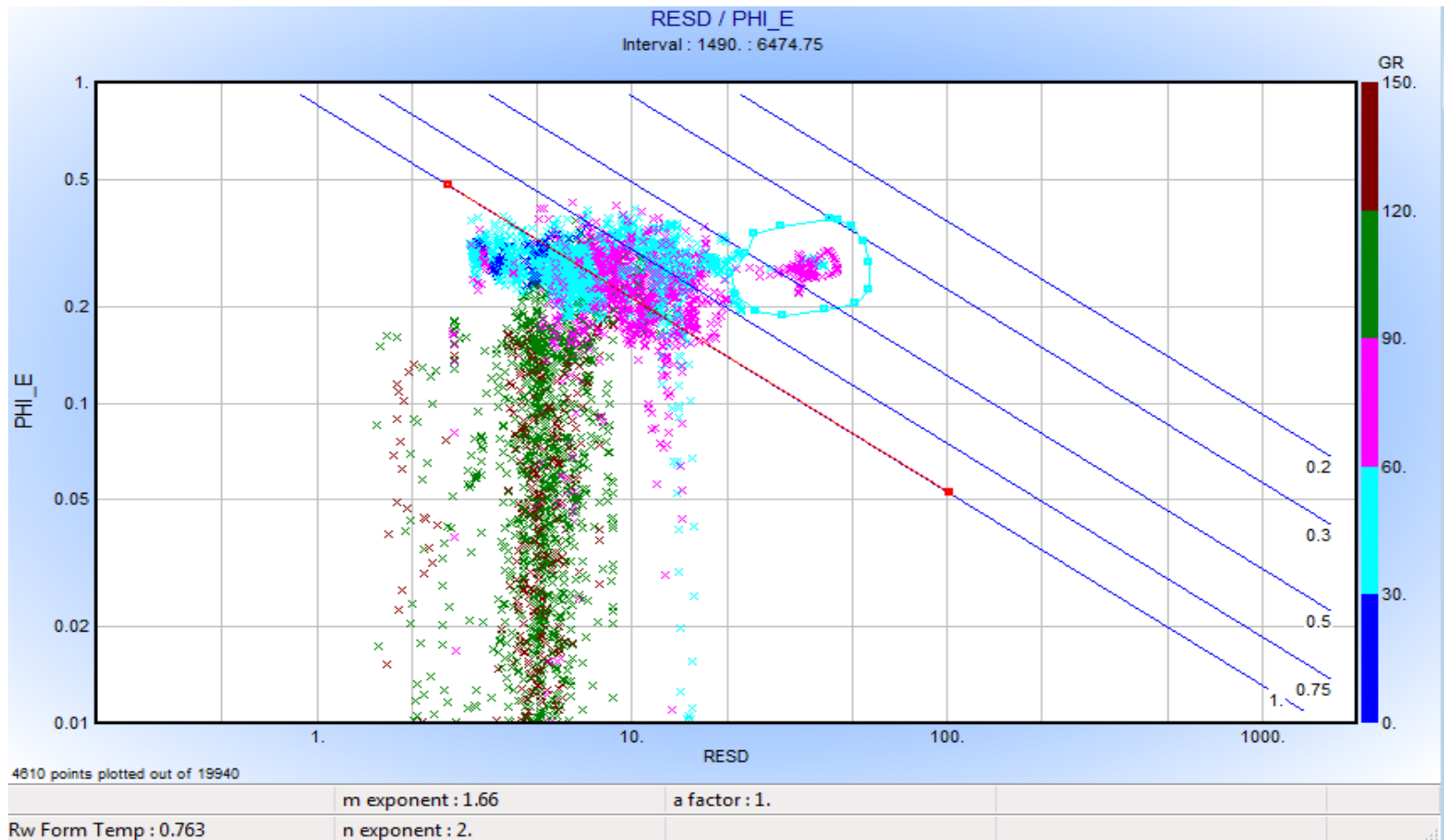
Una vez calculada la porosidad se procede a calcular la resistividad de agua de formación, lo que permite continuar con el método de saturación de agua-

CALCULO DE LA RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN

La resistividad de agua de formación se calculó por medio de los gráficos de Pickett (ver capítulo 4.3.2.2), en los cuales se grafica la porosidad efectiva vs la resistividad de formación, una vez graficadas estas curvas se procede a incluir las variables a (factor de tortuosidad), m (exponente de cementación) y n (mojabilidad), las cuales ya están definidas de acuerdo al tipo de roca presente en el yacimiento. En este caso se tomó el valor de m : 1.70 y a : 1.45 las cuales corresponden a areniscas calcáreas. Una vez definidos estas constantes, se

procede a identificar la zona de interés en el yacimiento (área celeste), la cual se encuentra saturada entre 30 y 50% ver figura 88.

Figura 88. Cálculo de R_w para el pozo D-10, aplicando el método de Pickett a partir de las curvas Porosidad Efectiva y Resistividad Profunda.

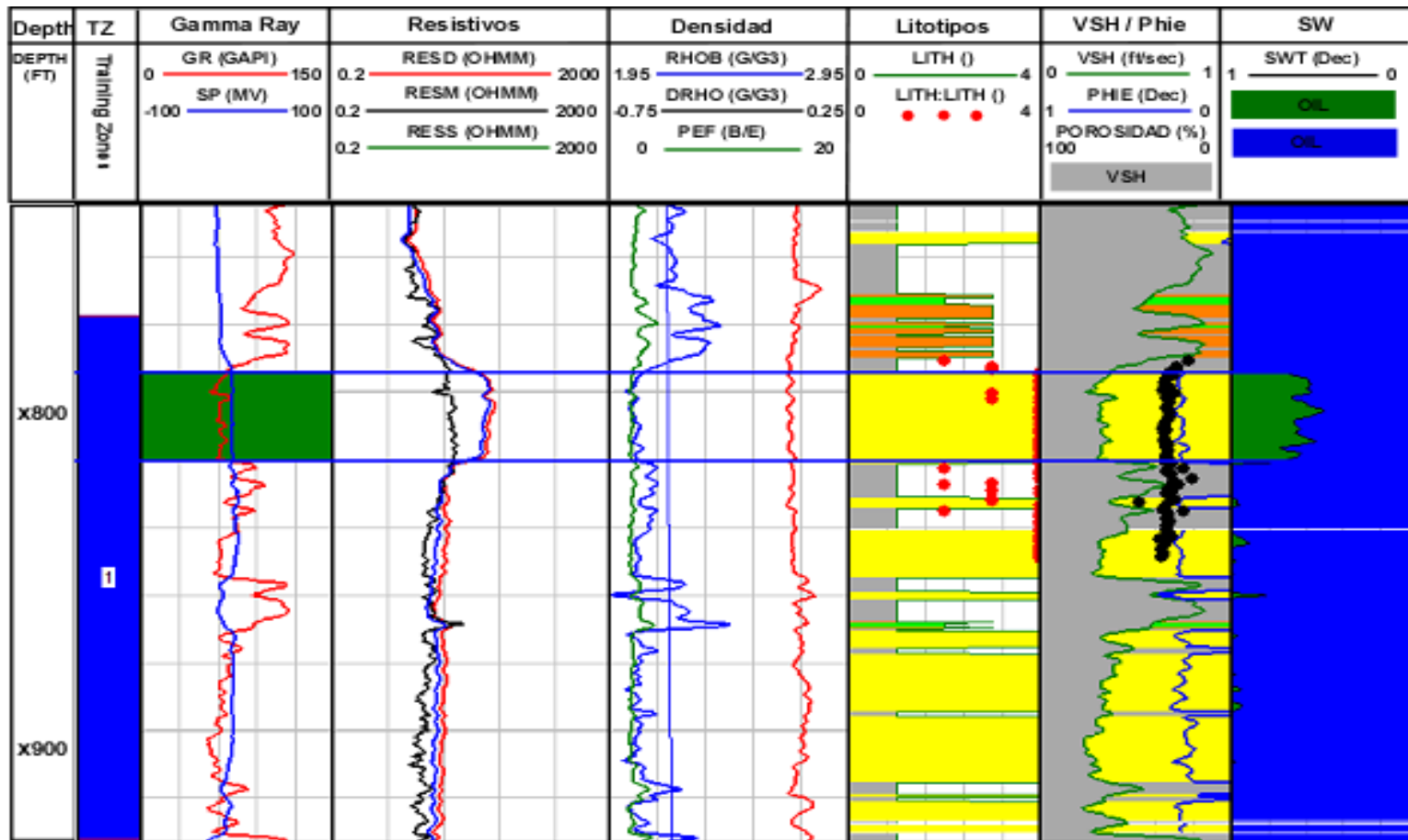


Fuente: Autor

Una vez calculado el volumen de arcillosidad y la porosidad efectiva en los campos muestra, se procede a determinar la S_w en las formaciones, en la plataforma de interpretación IP, usando la ecuación de Archie.

6.7.3 Aplicación Del Cálculo De S_w En Los Campos Muestra. La ecuación de Archie permite realizar el cálculo de S_w en zonas limpias de arcillas. En el pozo D-10 se calculó la saturación de agua usando la ecuación de Archie y teniendo en cuenta las constantes a: 1.45, m: 1.70 y n: 2. Los valores de saturación de agua hallados varían entre 38% y 55%.

Figura 89. Cálculo de Sw para el pozo D-10, aplicando el método de Archie a partir de las curvas Porosidad Efectiva.



Fuente: Autor

6.7.4 Evaluación De Propiedades Petrofísicas. La evaluación de las propiedades petrofísicas, se realizó a partir de la implementación de numerosos modelos determinísticos de interpretación de registros de pozo.

El método implementado, garantiza la confiabilidad de los resultados y la disminución de la incertidumbre asociada a la disponibilidad de registros. En la tabla 38, se presentan los modelos y parámetros implementados en la evaluación de las propiedades petrofísicas, de una forma general.

Tabla 38. Modelos y parámetros utilizados en la evaluación de propiedades petrofísicas aplicados a los campos muestra de estudio.

MODELO	CURVA DE ENTRADA	PARAMETROS
Arcillosidad (Vsh)	LITH 1, 2 y 3 GR	Función lineal sobre el GR GRcl: 30 y GRsh: 150
	LITH 4 NPHI- RHOB	Valor Mínimo entre Vsh GR y Vsh ND GRcl: 80 y GRsh: 130
Porosidad Total Porosidad Efectiva	LITH 1, 2 y 3 GR	Suma de cuadrados (PhiDen+Phineu)/ 2
	LITH 4 y 5	Promedio Ponderado RHOB (60%), NPHI (40%) PHIE: PHIT x (1 -Vsh)
Saturación de Agua	RESD PHIE	Formulación de Archie a = 1 m =1.70 n= 2.12 Rw : 1.74 @ 75 °F

Fuente: Autor

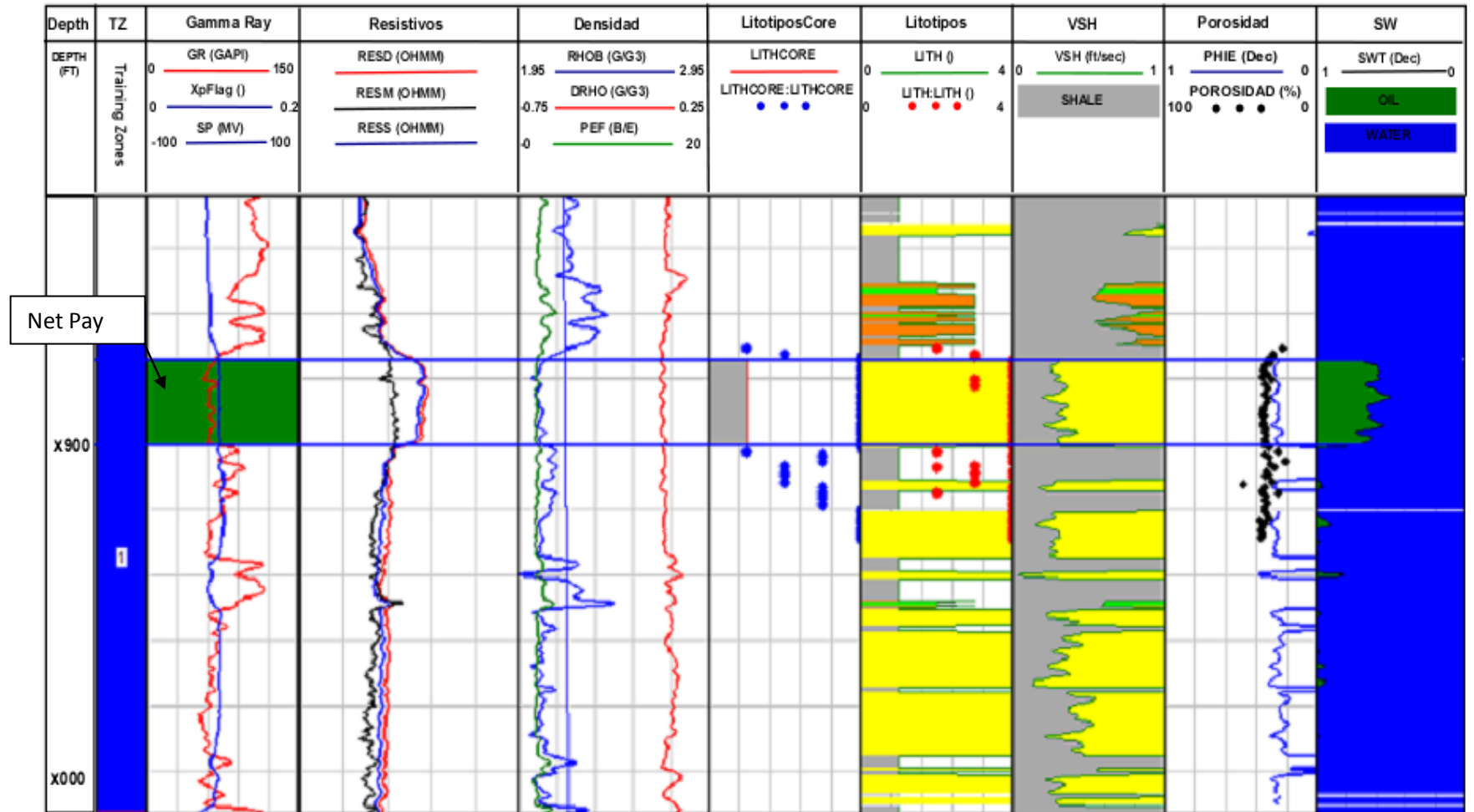
La tabla 39 presenta los cálculos de arcillosidad, porosidad efectiva, saturación de agua y espesor de arena neta, calculado para el pozo D-10.

Tabla 39. Cálculos obtenidos para Porosidad efectiva, Saturación de agua, Permeabilidad y Net Pay, Pozo D-10.

Zona	Gross	Net	Net/Gross	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	PhiH	PhiSoH	VclH
#	Interval	Pay	Pay	Pay	Pay	Pay	Pay	Pay	Pay
1	157.00	27.50	0.175	0.356	0.338	0.098	9.80	6.48	2.69

Fuente: Autor

Figura 90. Determinación del intervalo Neto Productor



Fuente: Autor

7. FLUJOS DE TRABAJO

El desarrollo de flujos de trabajo, permite mostrar de manera práctica y consecuente las etapas a desarrollas durante cada una de las fases del desarrollo del presente proyecto, siendo así un factor fundamental para tener en cuenta los pasos que se deben seguir en cada una de ellas.

Figura 91. Flujo de Trabajo General para la evaluación Petrofísica

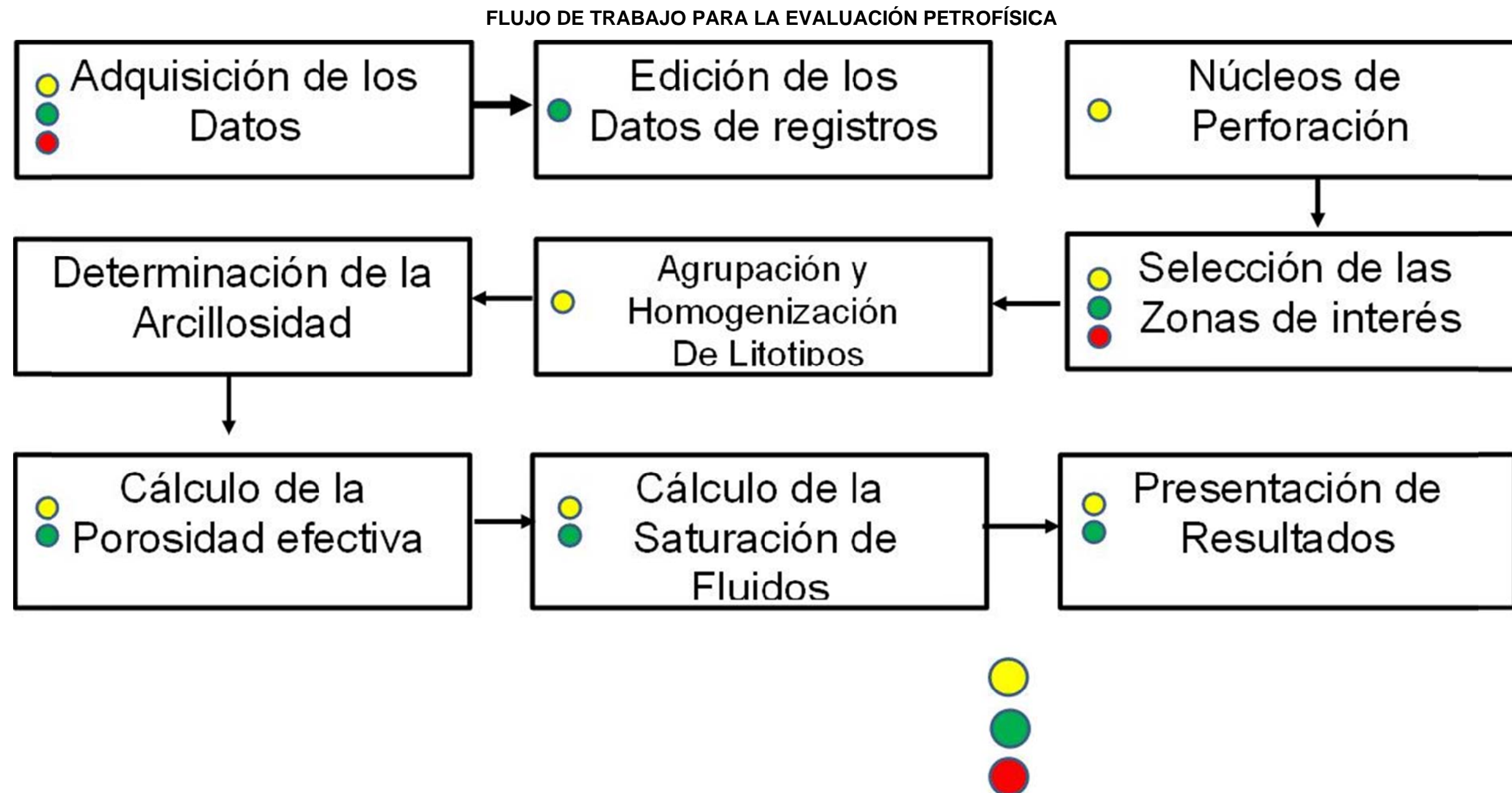
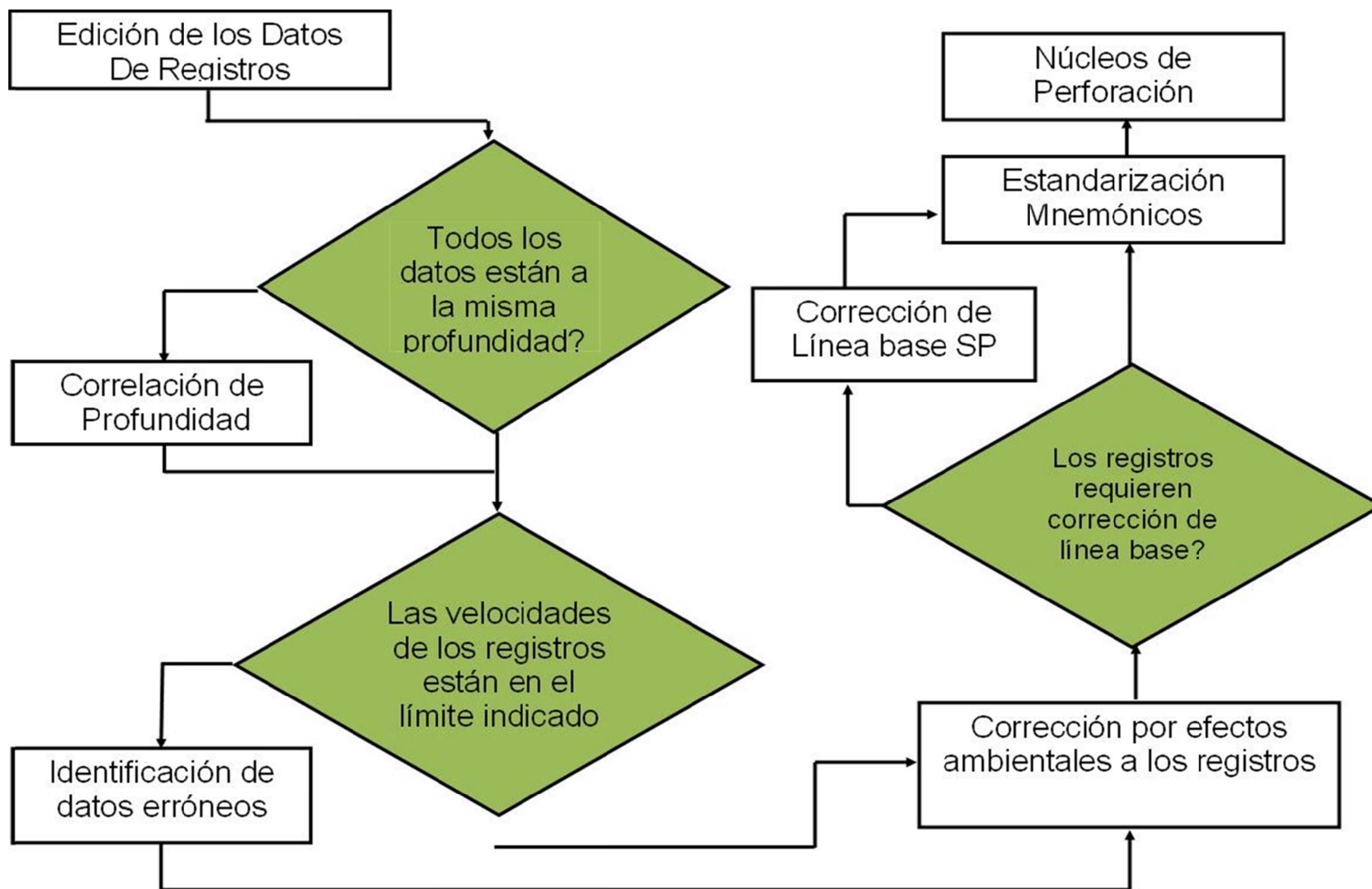


Figura 92. Diagrama de flujo de la Edición de registros. Fuente: Autor



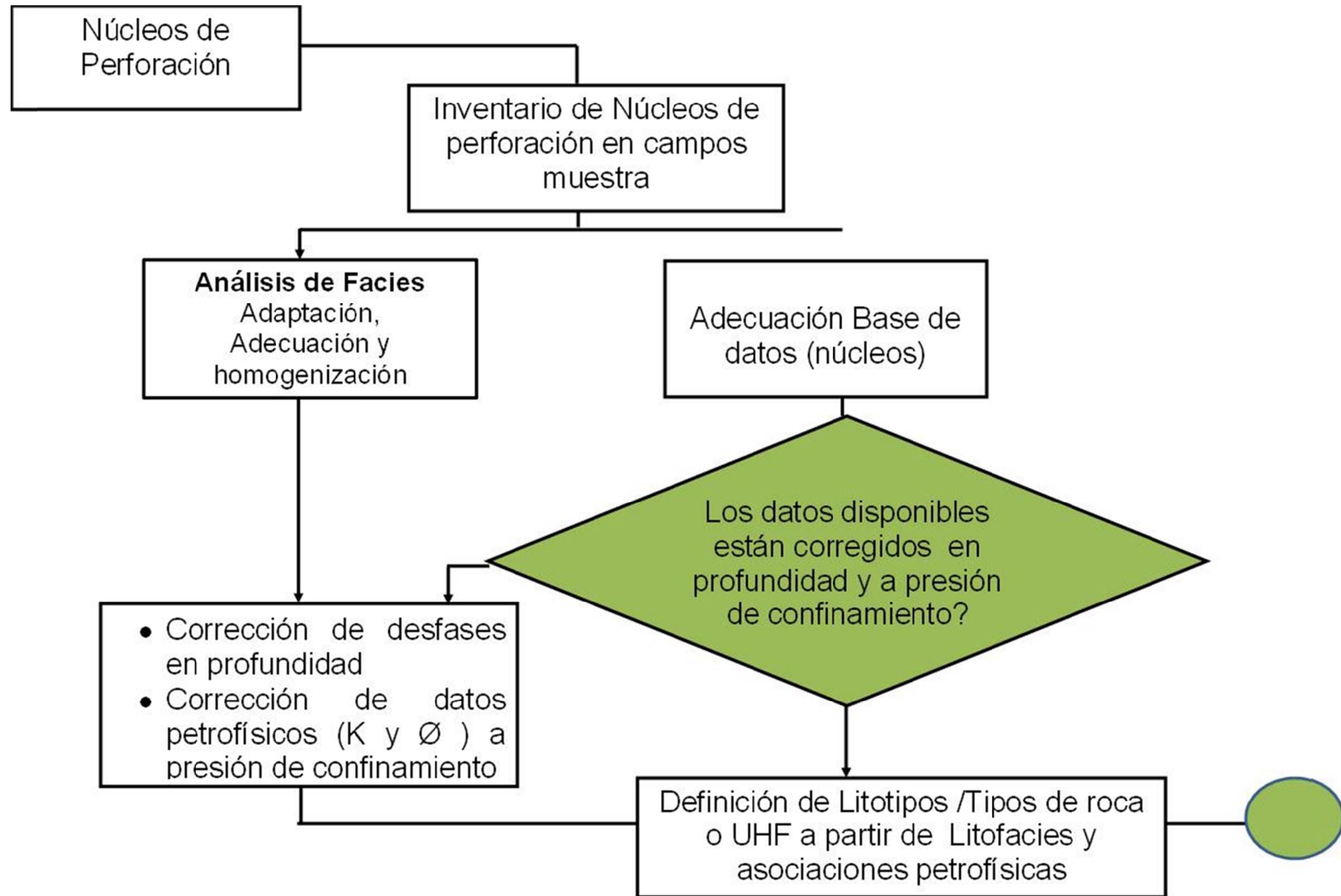


Figura 93. Diagrama de Flujo desarrollo de la fase de Núcleos de Perforación. Fuente: Autor

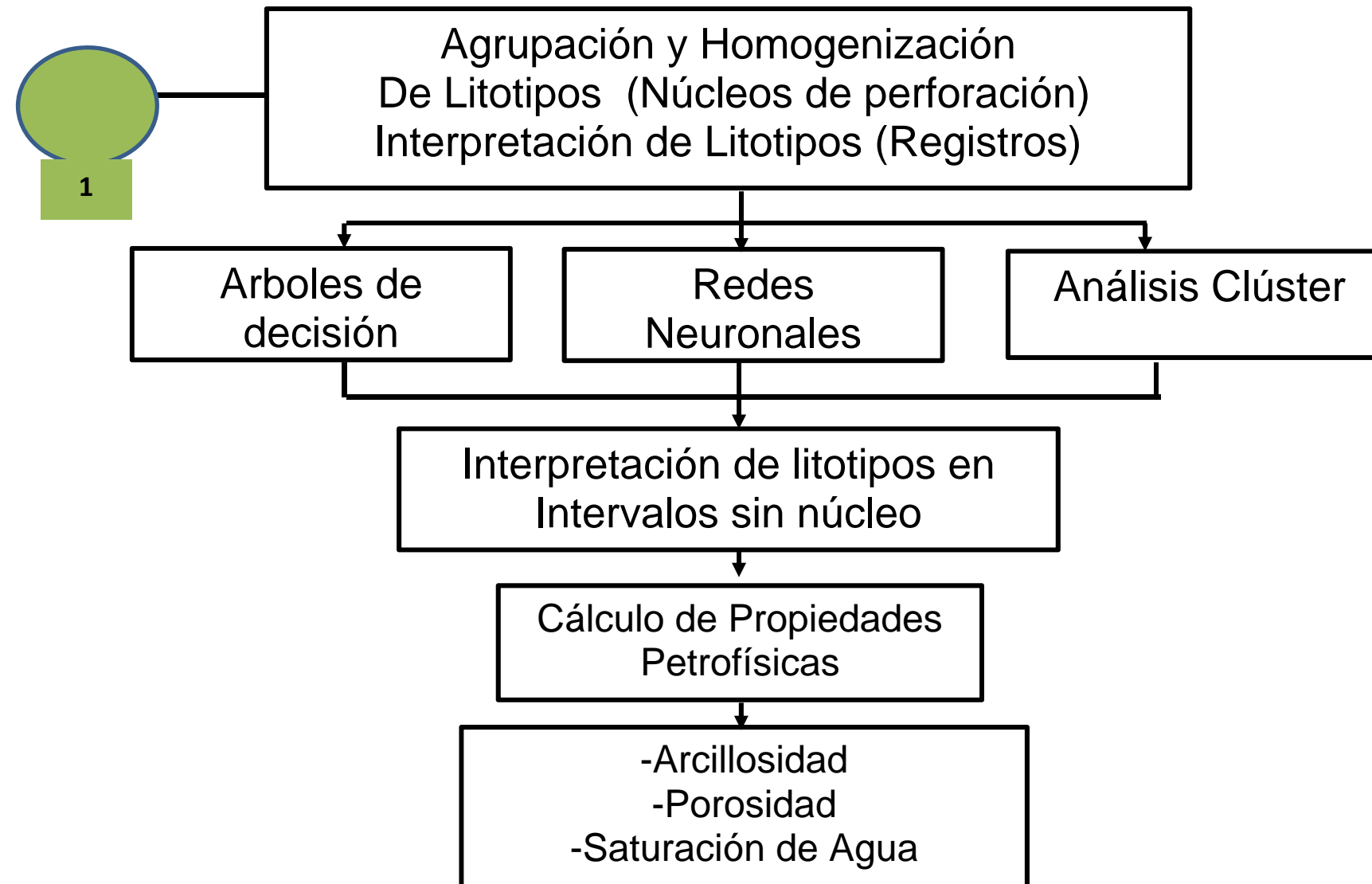


Figura 94. Diagrama de flujo para determinación de la Arcillosidad (Fuente: Autor)

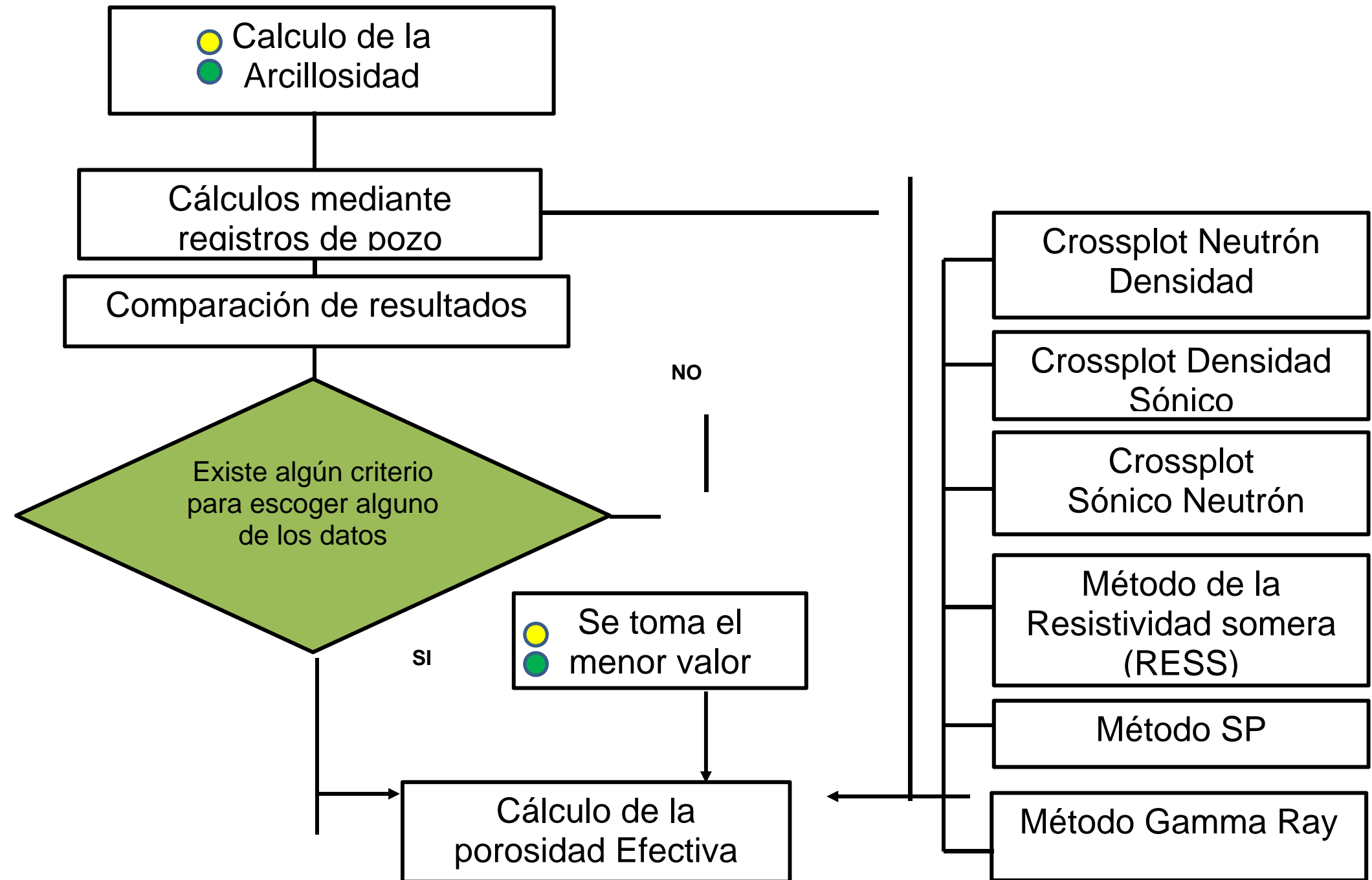


Figura 95. Diagrama de flujo para determinación de la Porosidad Efectiva (Fuente: Autor)

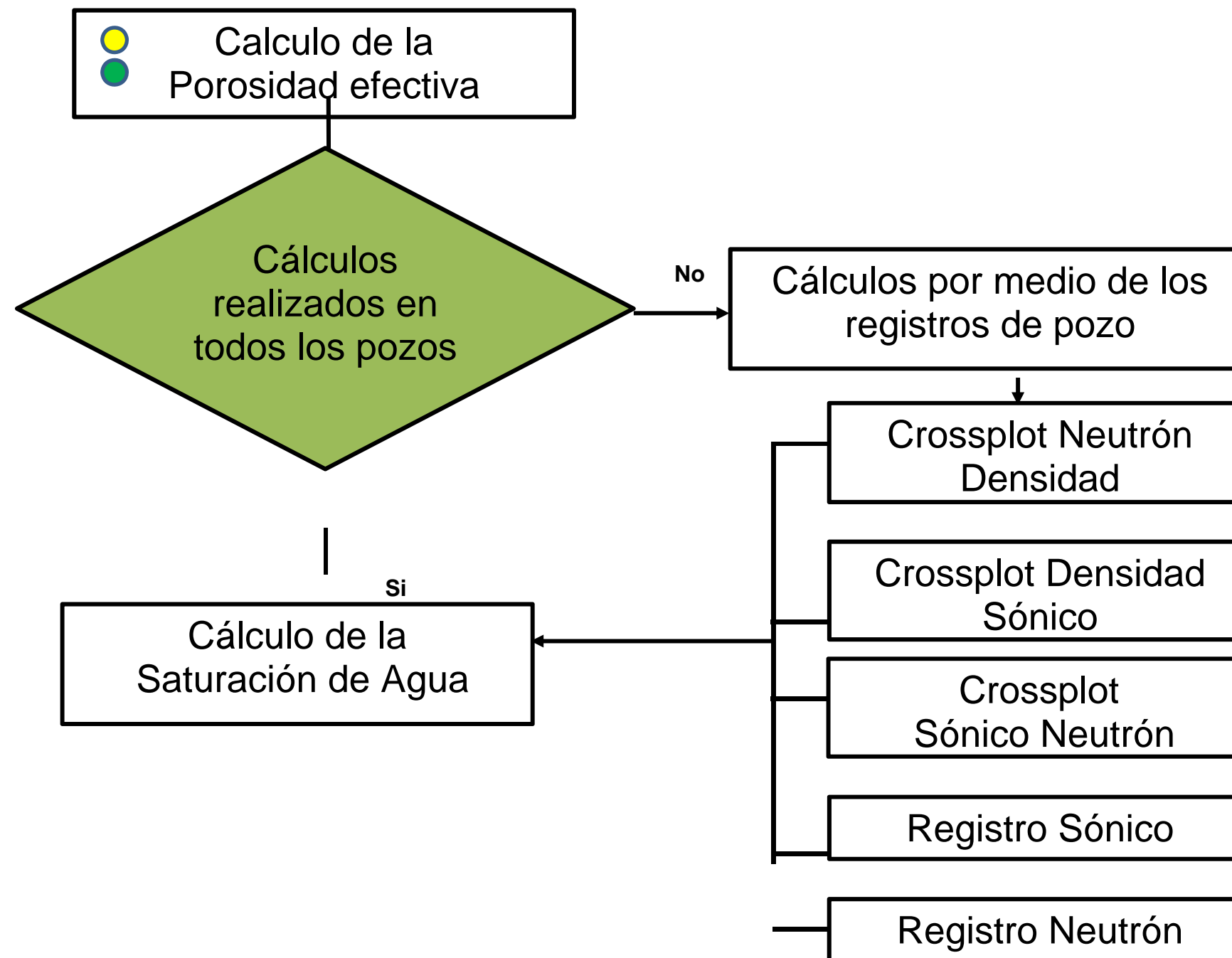
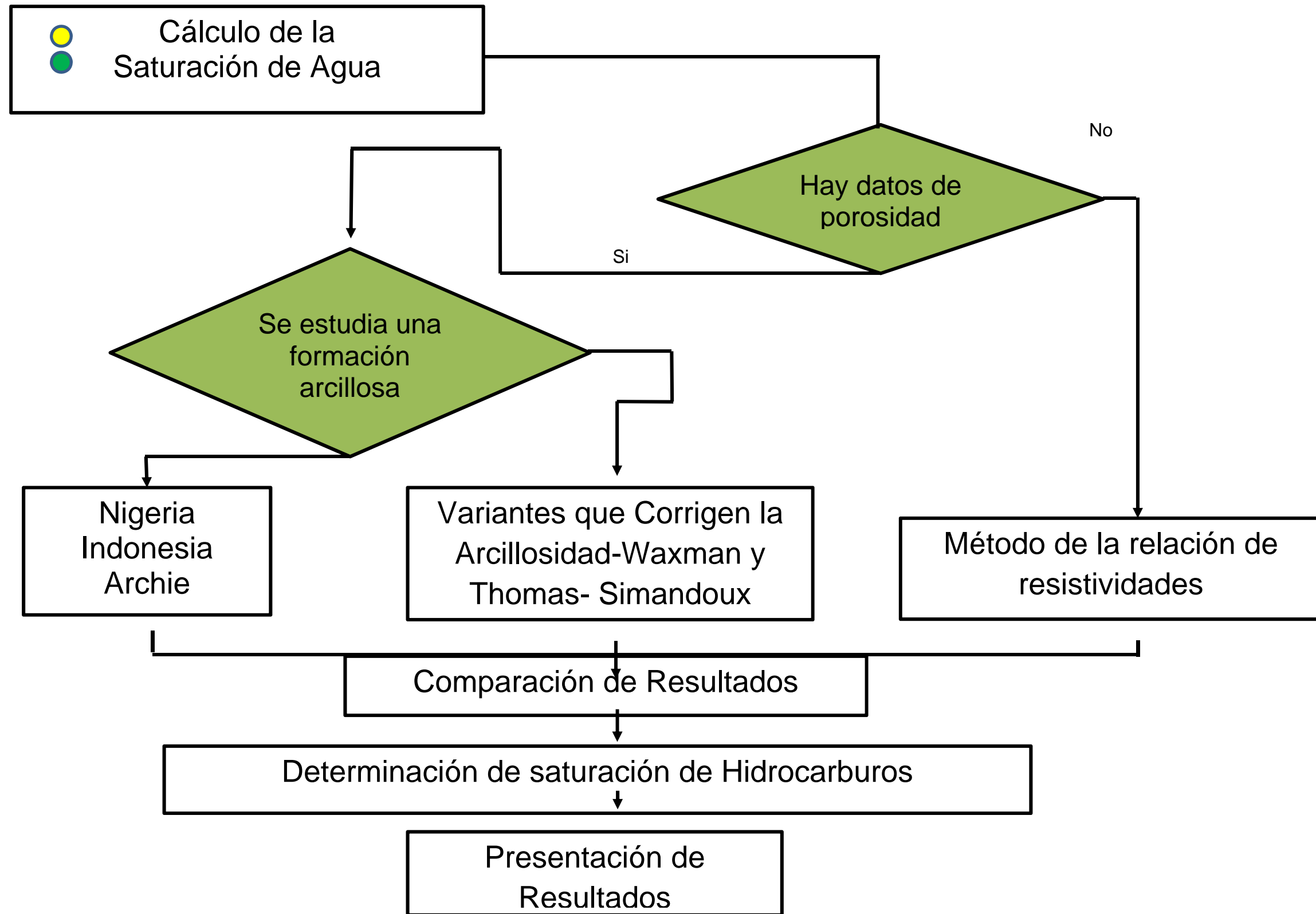


Figura 96. Diagrama de flujo para determinación de la Porosidad Efectiva (Fuente: Autor)



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se estructuró una metodología para la interpretación petrofísica aplicado en campos maduro. De esta forma este proyecto ayuda al intérprete tanto en el soporte de edición, visualización y computo, como en la base de datos teórica del paso a paso que se debe seguir en la interpretación petrofísica.
- Los núcleos de perforación son el punto de partida a la hora de realizar las correlaciones Núcleo- Perfil, ya que los datos suministrados por los mismos son la medida más efectiva para realizar un escalamiento correcto a los demás intervalos del yacimiento.
- Se identificaron unidades de flujo, para los campos muestra de estudio, las cuales fueron definidas como intervalos de sedimentos que mantienen una relación similar entre sus propiedades petrofísicas tales como porosidad, permeabilidad, radio de garganta poral, capacidad de flujo y almacenamiento. Sobre la base de los análisis de perfiles de garganta de poro y las relaciones empíricas ya indicadas, se determinó que la ecuación que mejor se ajusta para el cálculo del mismo es la R40 de Pittman, con la cual fueron definidas las Petrofacies, siendo las más predominantes la Mesoporosa y Macroporosa ubicadas en el campo A.
- Los cálculos de las propiedades Petrofísicas, se deben realizar teniendo en cuenta los datos de perforación tales como: salinidad, temperatura, resistividad del lodo, con el fin de garantizar la confiabilidad de los resultados. En caso de no tener alguno de estos datos (pozos antiguos), es necesario consultar los informes de perforación y realizar el cálculo con ayuda de la plataforma de interpretación IP.

- Se identificaron las propiedades petrofísicas de los campos muestra de estudio empleando las metodologías mencionadas en cada una de las etapas del proyecto, obteniendo así un amplio conocimiento de parámetros necesarios y su importancia en el desarrollo de un modelo petrofísico confiable.
- Se definieron flujos de trabajo que permiten determinar la información necesaria para el desarrollo de un modelo petrofísico en campos maduros, así como también el camino que se debe seguir durante el desarrollo del mismo.
- Se aplicaron 2 modelos para cálculo de Volumen de Arcilla, GR y Neutron-Densidad. El modelo densidad neutrón no es confiable para litologías correspondientes a arenas arcillosas, ya que asume estas litologías como una zona 100% arcillosa. Por el contrario el modelo (GR), se ajusta muy bien, permitiendo identificar los cambios de litología a lo largo del pozo.
- Los litotipos considerados como roca yacimiento son las pertenecientes al grupo de areniscas de cuarzo (litotipos 3 y 4), que presentan las mejores características como roca yacimiento. Las areniscas arcillosas y areniscas calcáreas, litotipos 2 y 3 respectivamente, no se consideran como roca yacimiento, por su baja capacidad de flujo y almacenamiento de fluidos.
- Los ejemplos y ejercicios están basados en registros reales de diferentes cuencas, y están diseñados para enfatizar el concepto de interpretación integrada, que busca respuestas consistentes con todos los perfiles disponibles y con el conocimiento del yacimiento. Los ejercicios se desarrollan utilizando software comercial, lo que permite al practicante adquirir o fortalecer destrezas de visualización, e implementación de modelos de interpretación. Se recomienda tener bases sólidas en el manejo e interpretación de registros de pozo, lo cuál va a marcar la diferencia a la hora de calcular los parámetros de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, lo cual se traduce en una

mayor precisión en el cálculo de reservas de hidrocarburos, factor importante a la hora de determinar la factibilidad económica de un proyecto

BIBLIOGRAFÍA

- **Arenas, A, & Hernández, T. (1994).** Estudio sedimentológico estratigráfico del miembro B, Formación Arenisca Occidente 2, del Mioceno en el campo Arenisca Occidente. Universidad de los Andes. Escuela de Ingeniería Geológica, Arenisca Occidente.
- **Barenblatt G, Entonv V & Ryzhik V., (1990).** Theory of fluids Flows through natural rocks. Academic Publishers.
- **Bassiouni, Z. (1994).** Theory Measurement and interpretation of well Logs. *Society of Petroleum Engineers*. Richardson, TX.
- **Bendeck, J. (1982).** Perfiles eléctricos, una herramienta para la evaluación de formaciones. Edición publicada por la A.C.G.G.P.
- **Bowen D. (2003).** Formation evaluation and Petrophysics. Jakarta

Castellanos D.
- **Coates G., Xiao L., (1999).**PRAMMER M. “NMR Logging Principles and Applications”, Halliburton services. Houston.
- **Crain, E. R. 2006.** Petrophysical Handbook. CD-Rom. 3 Millennium Edition. Alberta, Canada.
- **Cruz T, & Marco V. (2007).** Activo Integral Campo México. Exploración y Producción Petróleos Mexicanos. PEMEX.

- **Darpa (1988).** Neural Network Study. Ballatine, New York. Current news from multimedia services.
- **Djebbar T. & Donaldson E, (2004).** “Petrophysics, Theory and practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties”, Gulf Publishing Company.
- **Doveton J. (1994).** Geologic Log Analysis using computer method. Computer Applications in geology. AAPG No 2. Chapter 1. Pág 8 -22.
- **Ellis, D. y Singer, J. (2008).** Well Logging for Earth Scientist. 2da edición, Schlumberger – Doll Research, Ridgefield, CT, USA.
- **Escobar, C. (2002).** Modelo de explotación petrolera campo Caliza Sur. *Contraloría general de la República.*
- **García E, (2000).** Curso Básico de perfiles de pozo en Hoyo desnudo.
- **Glover, P. (2000).** Petrophysics Msc course Notes.
- **Guéguen Y. & Palciauskas V. (1994).** Introduction to the physics rocks, Press. Princeton, New Jersey.
- **Hartmann D. & Beamont E (1999).** “Chapter 9. Predicting Reservoir System Quality and Performance in Exploring for Oil and Gas traps. Handbook of petroleum Geology.
- **Haykin, S. (1994) Neural Networks.** A Comprehensive Foundation. Macmillan, New York, NY.

- **Krittian A, & Naidés C, (2006).** Caracterización petrofísica del miembro Troncoso Inferior en el yacimiento Puesto Hernández, Neuquén, Argentina. Petrobras Energía SA.
- **Manrique, J & Kairuz, E. 1998.** Principios de interpretación de registros de pozo. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Caldas.
- **Mendoza E. (1998).** Introducción a la física de rocas. Equinoccio, Caracas.
- **Mendoza J. (2000).** Petrofísica. Presentación Power point.
- **Moreno J. (2000).** Valoración Económica de pasivos ambientales generados por la instalación y operación del campo petrolero Caliza Sur.
- **Moret G. (2001).** Caracterización Del Campo Santa Rosa A Través De Unidades De Flujo. (Anaco - Estado Anzoátegui).
- **Nielsen S. (1998).** Redes Neuronales- Evaluación de la calidad de reservorios. Revista énfasis. Volumen 7. Publicación No.5. Argentina.
- **Ochoa, R. (2010).** Reseña histórica y Producción del campo Arenisca Sur. Escuela Politécnica Nacional.
- **PEMEX, (2007).** Petróleos Mexicanos. Exploración y producción, *Revista Ingeniería de Producción y mantenimiento de pozos*, 5 (26), Septiembre- Octubre.
- **Petroskill. (2000).** Petrophysics Course.

- **Pittman E. (1992).** Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. Bulletin of the American Geologist. Tulsa, Vol. 76, N° 2, p 191-198.
- **PTS COLOMBIA, (2005).** “Información técnica de los servicios ofrecidos” Bogotá,
- **Richard A, Jordan J & Schatzinger L (1997).** Reservoir Characterization, Recent Advances. AAPG Memoir 71. Tulsa Oklahoma.
- **Royero J. y Clavijo J. (2000).** Mapa Geológico Generalizado del departamento del Magdalena, Escala 1:300000. Memoria Explicativa. Ingeominas, p.51.
- **Rzhevsky V. & Novick G. (1971).** The Physics of rocks. Mir Publishers, Moscow.
- **Slatt R. (2006).** Stratigraphic Reservoir Characterization For petroleum Geologist, geophysicist, and engineers. Volume 6. University of Oklahoma, Norman, Oklahoma. U.S.A.
- **Schlumberger (1989),** Log interpretation principles and applications.
- **Struyk, C. & Karst, J. (2009).** LAS Version 2.0 Updated: A digital Standard for Logs. Canadian Well Logging Society. (www.cwls.org).LAS Information, Las2.0.
- **Villareal, R y Téllez W. (2008).** Determinación de potenciales de pozo a partir de registros de pozos. Aplicación campo Colorado de Bucaramanga.

- **Viro Consultoría Ltda (1997).** Interpretación de Registros a Agujero descubierto. Manual de instrucción. Quinta Edición. Rio de Janeiro. Brasil.
- **Watney W, Guy W, Doveton J, Bhattacharya S, Gerlach P, Bohling G. Carr T. (1999).** Petrofacies Analysis – A Petrophysical tool for geological/ engineering reservoir characterization. AAPG, Memoir 71. Chapter 6. Pág 73-90.
- www.lacomunidadpetrolera.com Compresibilidad de la matriz de Roca.
- www.halliburton.com Definición de registro CoreGamma. (CoreGamma Logger).