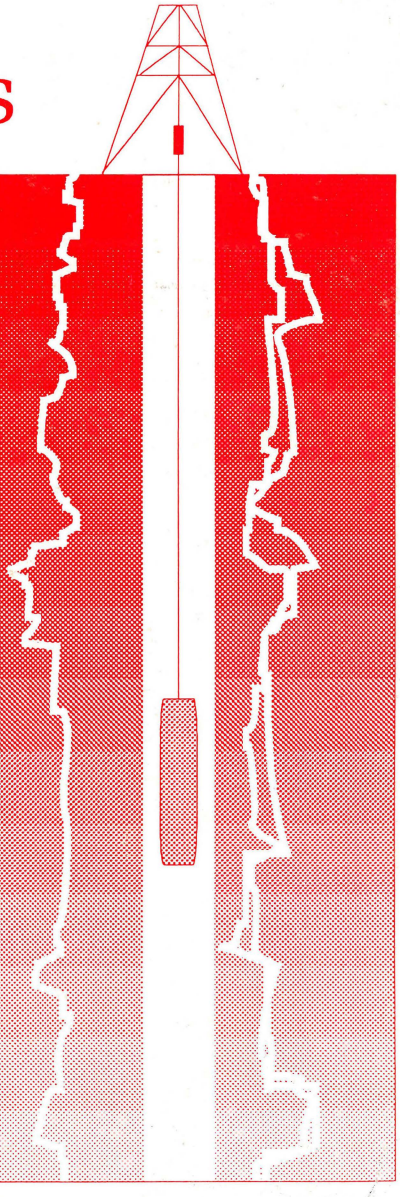
Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos

F. Alejandro Arroyo C.



APUNTES FI

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

BASES TEÓRICAS E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

Alejandro Arroyo Carrasco

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

ARROYO CARRASCO, Alejandro. *Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos.*
México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 1996, 527 pp., ils.

Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos.

Prohibida la reproducción o transmisión total o parcial de esta obra por cualquier medio o sistema electrónico o mecánico (incluyendo el fotocopiado, la grabación o cualquier sistema de recuperación y almacenamiento de información), sin consentimiento por escrito del editor.

Derechos reservados.

©1996, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
Ciudad Universitaria, México, D.F.

Primera edición, octubre 1996.

ISBN 968-36-6472-5
Impreso en México.

INTRODUCCIÓN

El presente texto es la recopilación e integración de información contenida en diversos libros y artículos técnicos, así como el esfuerzo y voluntad de un grupo de personas motivadas por ofrecer a los alumnos de las carreras de ingeniero geofísico, petrolero, geólogo y minero una opción de consulta para su aprendizaje.

Los registros geofísicos de pozos son técnicas que se utilizan para determinar, casi de manera directa, propiedades y parámetros físicos de las rocas. Tradicionalmente se les ha definido como "la representación digital o analógica de una propiedad o parámetro físico que se mide contra la profundidad".

Hoy en día su versatilidad los ha convertido en una herramienta indispensable para reconstruir la geología del subsuelo, determinar el contenido de hidrocarburos, agua, minerales, y competencia de las rocas que están sujetas a diferentes esfuerzos; también sirven para localizar y analizar rocas arcillosas y su composición mineralógica. El uso de registros ha ayudado a comprender mejor las características del subsuelo. Actualmente, el avance de la tecnología y de las ciencias aplicadas permiten estimar, con buena precisión, la productividad de un yacimiento de petróleo, así como la permeabilidad de las rocas.

El objetivo principal de esta obra es presentar las bases teóricas e interpretación de las herramientas que actualmente están en operación y contar con las bases técnicas suficientes para comprender las nuevas herramientas que se vayan incorporando a la ya extensa lista de las ya existentes.

El texto se divide en seis capítulos y un glosario de términos técnicos.

El capítulo uno presenta de manera general una visión de lo que son las herramientas, las técnicas de interpretación y la evolución histórica de los registros geofísicos de pozos.

El capítulo dos integra los conceptos teóricos de las física en los cuales se apoya la medición de las diversas herramientas, como son las propiedades eléctricas, nucleares y elásticas de las rocas, así como las propiedades de los fluidos de perforación y saturantes de las rocas y los parámetros que se pueden obtener.

El capítulo tres describe cada una de las herramientas que funcionaron en alguna época y las hoy en uso, dando el principio físico o químico de operación; también se detalla el equipo superficial, hasta su presentación digital o analógica. En la actualidad, el uso y manejo de equipos de cómputo permiten tener al momento bancos y archivos de información que se procesan para obtener la información para la adecuada y oportuna toma de decisiones.

El capítulo cuatro menciona de manera general la programación de la introducción al pozo de las diversas herramientas de acuerdo al tipo de roca y fluido de perforación.

Como se mencionó, en un inicio la representación digital o analógica que se registra contiene la señal de la roca y ruido provocado por la misma perforación, fluido de perforación, geometría de la disposición de los mecanismos de emisión de una señal particular y la forma de detectarla, así como velocidad de detección, entre otros. En el capítulo cinco se presentan todos los efectos que distorsionan la señal y la forma de eliminarlos para tener una señal limpia. Como se verá, cada herramienta es susceptible en forma diferente a cualquiera de los efectos antes mencionados.

El capítulo seis conjunta las técnicas de interpretación más conocidas o aplicadas. Describir todas las existentes llevaría a realizar una enciclopedia, hay que recordar que cada pozo o yacimiento tiene sus propios problemas, por lo que su interpretación es particular.

Por último, se presenta un glosario de los términos más comúnmente utilizados en el área de registros geofísicos de pozos.

Se agradecerá a los lectores de esta obra, hagan llegar sus sugerencias, correcciones y aportaciones con el propósito de mejorarla y enriquecerla.

Se hace un reconocimiento a la Facultad de Ingeniería de la UNAM por todo el apoyo logístico y de personal para lograr esta obra. Particularmente en el proceso de edición a la Unidad de Apoyo Editorial, y de manera especial, en la estructuración didáctica y corrección de estilo a la Lic. Amelia Guadalupe Fiel Rivera, quien tuvo la disponibilidad y el ímpetu para sacar adelante este proyecto. Asimismo, se agradece la colaboración del Ing. Ricardo Castrejón Pineda que corrigió y alimentó con nuevas ideas y técnicas de registros, a los ingenieros Francisco Roig Sampedro, Salvador Ramírez Valles, quienes iniciaron el proyecto, así como al Ing. Antelmo Becerra Cruz por su apoyo en la revisión y captura de correcciones técnicas. A la señora Crispina Vázquez, quien tuvo a su cargo en un principio la captura del texto, y a la señorita Ana María Sánchez Téllez por la tipografía de las correcciones finales.

Ing. Alejandro Arroyo Carrasco
Noviembre de 1996

ÍNDICE

PRÓLOGO III

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES SOBRE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS 1
1.1 Evolución histórica 1
1.2 Conceptos básicos 5
1.3 Clasificación 10
1.4 Interpretación geológica 14
BIBLIOGRAFÍA 17

CAPÍTULO 2. PROPIEDADES BÁSICAS DE LAS ROCAS 19
2.1 Porosidad 19
2.2 Permeabilidad 23
2.3 Índice de saturación de fluidos 30
2.4 Fuerzas de superficie y presión capilar 31
2.5 Guía general para la interpretación 33
2.5.1 cálculo del volumen de aceite en un pozo 35
2.6 Propiedades eléctricas de las rocas 36
2.6.1 cantidades magnéticas 39
2.6.2 ecuaciones de Maxwell 40
2.6.3 ondas electromagnéticas 40
2.6.4 flujo de corriente a través de las rocas 43
2.6.5 factor de formación 43
2.6.6 relación entre el factor de formación y la porosidad 44
a) Aspectos teóricos 46
b) Significado de los parámetros G y m 49
c) Relación entre la tortuosidad y porosidad de estancamiento 52
2.6.7 resistividad de rocas parcialmente saturadas 54
2.7 Propiedades nucleares de las rocas 55
2.7.1 radiactividad 56
2.7.2 naturaleza exponencial de la radiactividad 57
2.7.3 unidades de medida 61
2.7.4 radiactividad inducida por bombardeo de neutrones 62
2.7.5 interacciones del neutrón 64
2.7.6 detección de neutrones 66
2.7.7 atenuación de rayos gamma en los materiales 67
2.7.8 detección de rayos gamma 68
a) Efecto fotoeléctrico 68
b) Efecto Compton 69
c) Producción de pares 69
2.7.9 propiedades nucleares de los elementos de las rocas 70
2.8 Propiedades elásticas de las rocas 73
2.8.1 ondas en medios continuos 77
Ecuación de onda 77
2.8.2 unidades 80

2.8.3 VELOCIDAD EN MEDIOS POROSOS 80
a) Presión 81
b) Porosidad 82
c) Efectos de la saturación 85
d) Efectos de la temperatura 85
2.8.4 ATENUACIÓN 86
2.9 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y SATURANTES EN LAS ROCAS 87
2.9.1 PROPIEDADES DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN 88
a) Densidad 88
b) Viscosidad 89
c) Relación de filtración 91
2.9.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL CAMPO 92
2.9.3 AGUA DE FORMACIÓN 94
a) Conducción de electrólitos 94
1. Resistividad y composición del electrólito 96
2. Resistividad del agua de formación 97
b) Determinación de la resistividad del agua de formación 97
1. Medición directa 98
2. Cálculo de la resistividad del agua a partir del análisis de agua 99
3. Salinidad del agua por interpolación geográfica y geológica 101
c) Densidad del agua de formación 102
d) Viscosidad 103
2.9.4 PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS 104
2.10 CLASIFICACIÓN DE LAS FORMACIONES 104
2.10.1 ARENISCAS 105
2.10.2 CARBONATOS 106
2.10.3 ARCILLAS 108
2.10.4 ROCAS ÍGNEAS 108
2.11 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD 108
BIBLIOGRAFÍA 114

CAPÍTULO 3. INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN 117
3.1 CLASIFICACIÓN 117
3.2 RESPUESTA DE LA SONDA 120
3.3 HERRAMIENTA DE POTENCIAL NATURAL 123
3.3.1 ORIGEN DEL POTENCIAL NATURAL 125
a) Potenciales de difusión 126
b) Procesos de oxidación-reducción 129
c) Potencial de electrofiltración 130
3.4 HERRAMIENTAS DE RESISTIVIDAD 131
3.4.1 HERRAMIENTA ELÉCTRICO CONVENCIONAL 135
a) Arreglo normal 135
b) Arreglo lateral 136
3.4.2 HERRAMIENTA DE RESISTENCIA 138
3.4.3 HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN 139
a) Efecto pelicular 141

b) Acoplamiento inductivo 144
c) Número de inducción 146
d) Factor geométrico 149
e) Solución total para un medio homogéneo 151
3.4.4 HERRAMIENTA DOBLE INDUCCIÓN 152
3.4.5 HERRAMIENTAS LATEROLOG O GUARDA 153
a) Sistema LL7 155
b) Sistema LL3 156
c) Herramienta laterolog 8 158
3.4.6 HERRAMIENTA DOBLE LATEROLOG 158
3.4.7 HERRAMIENTA DE ENFOQUE ESFÉRICO 159
3.4.8 HERRAMIENTA MICROLOG 160
3.4.9 HERRAMIENTAS MICROENFOCADAS 161
a) Microlaterolog 161
b) Proximidad 162
c) Microesférico enfocado 163
3.5 REGISTRO DE RAYOS GAMMA NATURALES 164
3.5.1 INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN 164
a) Contador Geiger-Muller 164
b) Cámara de ionización 165
c) Cintilómetro 166
3.5.2 RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA 167
3.5.3 TRANSPORTE DE RAYOS GAMMA EN MEDIOS CON SIMETRÍA CILÍNDRICA. RELACIÓN DE CONTEO PARA RAYOS GAMMA NO DISPERSOS 167
3.6 REGISTRO DE DENSIDAD 170
3.6.1 PRINCIPIOS GENERALES 172
3.6.2 REGISTRO DE DENSIDAD DE DISPERSIÓN SENCILLA 177
a) Sonda con un detector 177
b) Sonda con dos detectores 178
3.6.3 REGISTRO DE DENSIDAD DE DIFUSIÓN 181
a) Sonda con un detector 182
b) Sonda con dos detectores 182
3.6.4 RELACIÓN ENTRE LA DENSIDAD ELECTRÓNICA Y LA DENSIDAD VOLUMÉTRICA 183
3.7 REGISTROS DE NEUTRONES 184
3.7.1 DIFUSIÓN DEL NEUTRÓN 186
3.7.2 HERRAMIENTAS DE NEUTRONES 188
a) Sondas epitérmicas 188
b) Sondas de neutrón con dos detectores 192
c) Herramientas Schlumberger 193
3.8 HERRAMIENTAS ACÚSTICAS DE POROSIDAD 196
3.8.1 TRANSDUCTORES 197
a) Transductores piezoeléctricos 197
b) Transductor magnetostrictivo 199
3.8.2 SONDAS 199
3.9 HERRAMIENTAS ESPECIALES 200
3.10 EQUIPO SUPERFICIAL 203
3.10.1 UNIDADES TERRESTRES Y MARINAS 204

3.10.2 CABLE 208
a) Transporte de la herramienta 209
b) Conductor de las señales eléctricas 209
c) Medición de la profundidad 210
3.10.3 CONECTOR, BRIDLE O BRIDA 211
3.10.4 HERRAMIENTAS DE REGISTRO 214
3.10.5 EQUIPO DE REGISTRO 214
a) Cámara de registro 214
b) Registrador magnético 215
3.10.6 COMBINACIÓN DE HERRAMIENTAS 217
3.10.7 PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN 217
a) Película fotográfica 217
b) Cinta magnética 221
c) Encabezado del registro 223
3.10.8 TRANSMISIÓN DE LA INFORMACIÓN 223
a) Transmisión sonda-equipo superficial 223
b) Transmisión del equipo superficial a la central de operaciones del grupo de servicio 225
BIBLIOGRAFÍA 227

CAPÍTULO 4. PROGRAMACIÓN DEL TRABAJO 229
4.1 EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS 229
4.2 RECOMENDACIONES PARA SELECCIONAR REGISTROS 237
4.2.1 SERIE DE REGISTROS PARA LODOS DULCES Y ROCAS DE DUREZA MEDIA A SUAVE 241
a) Pozos de relleno 241
b) Pozos de desarrollo 241
c) Pozos exploratorios 244
4.2.2 SERIE DE REGISTROS PARA ROCA DURA Y LODO SALADO 245
a) Pozos de relleno 245
b) Pozos de desarrollo 245
c) Pozos exploratorios 247
4.2.3 SITUACIONES ESPECIALES 250
a) Lodos base aceite 250
b) Minerales pesados 250
4.3 COSTO DE LOS SERVICIOS DE REGISTROS 251
BIBLIOGRAFÍA 253

CAPÍTULO 5. CORRECCIÓN DE LA INFORMACIÓN 255
5.1 PERFORACIÓN 256
5.1.1 PERFORACIÓN POR PERCUSIÓN 256
5.1.2 MÉTODOS DE ROTARIA 257
5.1.3 RUGOSIDAD DEL AGUJERO 258
5.1.4 DESVIACIÓN DEL AGUJERO 259
5.1.5 PERFORACIÓN DIRECCIONAL 260
5.1.6 ELEVACIÓN DE REFERENCIA 260
5.2 EFECTOS DE LA PERFORACIÓN EN FORMACIONES 260

5.2.1 LODOS DE PERFORACIÓN 260
a) Tamaño del agujero 260
b) Tipo y densidad del lodo 261
5.2.2 INVASIÓN DEL FILTRADO DEL LODO 263
5.2.3 CARACTERÍSTICAS DEL FILTRADO DEL LODO 264
5.2.4 TIPO DE FORMACIÓN 266
5.2.5 ACEITE Y GAS RESIDUAL 267
5.2.6 SATURACIÓN RESIDUAL DE HIDROCARBUROS (Srh) 271
a) Efecto sobre la porosidad calculada 271
b) Efecto del agua congénita sobre la saturación 272
5.2.7 MOVILIDAD DE FLUIDOS 272
5.3 EFECTO DE LA GEOMETRÍA DE LA HERRAMIENTA 273
5.3.1 DIÁMETRO DE LA HERRAMIENTA Y DESCENTRALIZACIÓN 273
5.3.2 ESPACIAMIENTO DE LOS ELECTRODOS Y PROFUNDIDADES DE INVESTIGACIÓN 274
a) Microherramientas 275
b) Macroherramientas 276
5.3.3 RESOLUCIÓN VERTICAL 280
5.4 RAPIDEZ DEL REGISTRO 282
5.5 AMBIENTES HOSTILES 284
5.6 MAGNETISMO 284
5.7 BIMETALISMO 285
5.8 INESTABILIDAD Y POLARIZACIÓN DE LOS ELECTRODOS 285
5.9 SALTO DE CICLO 286
a) Características de la formación y fluidos 286
b) Influencia de las condiciones del agujero 288
c) Equipo 288
5.10 SALINIDAD 288
5.11 POZO TERMINADO 289
5.11.1 ADEME 289
5.11.2 POZOS CON ADEME Y PAQUETES DE GRAVA 292
5.11.3 CEMENTO 292
5.12 ELIMINACIÓN DEL RUIDO DE LOS DIFERENTES REGISTROS 293
5.12.1 CORRECCIONES A LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD 293
a) Registro eléctrico convencional (ES) 293
1. Curvas normales 293
2. Curva lateral 294
b) Registro de potencial natural 298
c) Registro de resistencia 298
d) Registros de inducción 300
e) Registro doble de inducción 302
f) Registros laterolog o de guarda 304
1. Arreglo laterolog 7 304
2. Arreglo laterolog 3 305
3. Registro doble laterolog 306
4. Otros registros enfocados 306
g) Registro microlog 306

h) Otros registros de microrresistividad 306
5.12.2 REGISTRO DE RAYOS GAMMA 312
a) Radio de investigación 312
b) Definición vertical 312
c) Factores que alteran la respuesta del registro 312
1. Variaciones estadísticas 312
2. Rapidez del registro 314
3. Condiciones del agujero 314
4. Espesor de la capa 315
d) Agujero abierto 316
e) Agujero ademado 317
5.12.3 REGISTRO DE DENSIDAD 320
a) Lutitas 321
b) Agua 321
c) Hidrocarburos 322
d) Efectos ambientales 324
e) Factores geológicos 325
5.12.4 REGISTROS DE NEUTRONES 327
a) Hidrógeno 327
b) Arcillas, micas y otros minerales 327
c) Tipo de material 328
d) Presencia de absorbedores de neutrones 328
e) Salinidad 330
f) Hidrocarburos 330
g) Efectos ambientales 334
h) Factores geológicos que afectan el índice de hidrógeno 338
5.12.5 REGISTRO SÓNICO 339
a) Matriz 339
b) Porosidad y fluidos 341
c) Temperatura y presión 342
d) Textura 342
e) Efectos ambientales y otros 345
5.12.6 REGISTRO ESPECTRALOG 350
a) Agujero 350
b) Posición de la herramienta 351
c) Ademe 351
d) Espesor de la capa 351
BIBLIOGRAFÍA 352

CAPÍTULO 6. INTERPRETACIÓN 355
6.1 INTERPRETACIÓN FÍSICA CUALITATIVA 358
6.1.1 CURVAS DE LITOLOGÍA 358
a) Potencial natural 358
b) Rayos gamma naturales 360
c) Microlog 360
d) Tamaño de agujero o *caliper* 361
6.1.2 CURVAS DE RESISTIVIDAD 361

a) Características de los fluidos 362
b) Dureza de la roca 364
6.1.3 CURVAS DE POROSIDAD 365
a) Combinación de las curvas de los registro de densidad, neutrón y sónico . 366
b) Registro espectral de rayos gamma naturales 368
6.2 INTERPRETACIÓN FÍSICA CUANTITATIVA 369
6.2.1 DETERMINACIÓN DEL TIPO Y SATURACIÓN DE FLUIDOS 370
6.2.1.1 Método del potencial natural 370
6.2.1.2 Registros procesados preliminares 374
a) Registro Rwa 374
b) Registro FR/FS 378
c) Registro $\phi R/\phi S$ ó ϕN 378
d) Registro F 379
e) Registro Rxo/Rt 382
f) Aceite móvil 383
6.2.1.3 Gráficas de interrelación resistividad-porosidad 384
a) Gráfica de Hingle 384
a.1 Gráfica de interrelación sónico resistividad 387
a.2 Gráfica de interrelación densidad-resistividad 389
a.3 Gráfica de interrelación de aceite móvil 389
a.4 Consideraciones en el uso de este método 390
b) Gráfica de Pickett 391
6.2.1.4 Detección de gas. Efecto del gas en los registros de porosidad 393
a) Registro sónico 393
b) Registro de densidad 394
c) Registro neutrón 396
d) Registros combinados de porosidad 397
6.2.2 DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD Y DEL TIPO DE MINERALES. GRÁFICAS CRUZADAS DE POROSIDAD 402
6.2.2.1 Gráfica de densidad contra el tiempo de tránsito 403
6.2.2.2 Gráfica de tiempo de tránsito contra porosidad neutrón 404
6.2.2.3 Gráfica de densidad contra porosidad neutrón 404
6.2.2.4 Cálculo de la porosidad a partir de dos registros 409
6.2.2.5 Uso de las gráficas cruzadas cuando no se cumplen las condiciones de la ecuación de porosidad 410
a) Densidad-sónico 410
b) Sónico-neutrón 411
c) Densidad-neutrón 411
6.2.2.6 Gráfica M-N 411
6.2.2.7 Gráfica M-N contra ρb 414
6.2.2.8 Gráfica MID 415
6.2.2.9 Cálculo de la porosidad a partir de tres o más registros 420
6.2.3 INTERPRETACIÓN DE FORMACIONES ARCILLOSAS 422
6.2.3.1 Naturaleza de la lutita 424
6.2.3.2 Distribución de la arcilla o lutita en arenas arcillosas 426
a) Laminar 426
b) Dispersa 427

c) Estructural 429
6.2.3.3 Modelos de interpretación en arenas arcillosas 430
a) Método de compensación automática (1950) 430
b) Modelo disperso (1960) 430
c) Modelo de Simandoux (1970) 430
6.2.3.4 Capacidad de intercambio catiónico 431
a) Relación del CEC al área superficial 432
b) Agua impregnada en la arcilla 433
c) División de las arenas arcillosas 434
d) Modelo de Waxman-Smits 435
e) Modelo de dos aguas 436
f) Relación entre el modelo de Waxman-Smits y el de dos aguas 437
6.2.3.5 Porosidad y conductividad de la lutita 437
a) Porosidad de la lutita 438
b) Conductividad de la lutita 440
6.2.3.6 Aplicación del método de dos aguas 441
a) Evaluación de Vsh 442
b) Determinación de la porosidad efectiva 443
c) Evaluación de las resistividades del agua 446
d) Determinación de la saturación de agua 446
6.2.3.7 Algoritmo para la interpretación de arenas arcillosas por el método de dos aguas 448
6.2.3.8 Otros métodos de interpretación 452
a) Compensación automática 452
b) Método de arcilla dispersa 454
c) Método de Simandoux 454
6.2.4 DETECCIÓN DE FRACTURAS 456
6.2.4.1 Fracturas naturales e inducidas 456
6.2.4.2 Detección de fracturas 457
6.2.4.3 Otras formas de detectar fracturas 463
6.2.5 DETERMINACIÓN DE LA INCLINACIÓN DEL POZO 467
6.2.5.1 Método gráfico 468
6.2.5.2 Métodos computacionales 469
a) Método tangencial 469
b) Método de radio de curvatura 470
6.2.6 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD 470
6.2.7 ESTIMACIÓN DE LA DENSIDAD DEL HIDROCARBURO 473
6.2.8 REGISTROS PROCESADOS 474
6.2.8.1 Registros procesados en el pozo: *cyberlook* 475
6.2.8.2 Registros procesados en centro de cómputo 475
6.3 INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA-GEOFÍSICA 485
6.3.1 ESTIMACIÓN DE PRESIONES ANORMALES 485
6.3.1.1 Artesiana 486
6.3.1.2 Entierro y excavasión 486
6.3.1.3 Relieve estructural a lo largo de un yacimiento con gas 487
6.3.1.4 Depósito excesivamente rápido 487
6.3.1.5 Detección de zonas con presiones anormales 488

6.3.2 GRADIENTE DE LA LÍNEA DE POTENCIAL NATURAL 494
6.3.3 IDENTIFICACIÓN DE CONTACTOS ENTRE FLUIDOS 494
6.3.4 PATRONES DE SEDIMENTACIÓN 497
6.3.5 FORMA DE LA CURVA DE POTENCIAL NATURAL 498
6.3.5.1 Modelo marino regresivo 498
6.3.5.2 Modelo fluvial 499
6.3.5.3 Modelo deltaíco 499
6.3.5.4 Modelo marino transgresivo 500
6.3.5.5 Modelo batial-abisal 501
6.3.5.6 Modelo lacustre 501
6.3.6 ANÁLISIS DE ELECTROFACIES 505
BIBLIOGRAFÍA 510
GLOSARIO 513

CAPÍTULO 1
GENERALIDADES SOBRE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

1.1 Evolución histórica

Las primeras mediciones hechas en pozos datan del año de 1669, en el que se realizaron lecturas de las rocas. Medidas de mayor confianza se efectuaron en 1830 por medio de termómetros que se salían del rango; pero no es sino hasta 1924, cuando C.E. Van Orstrand reportó medidas exactas por medio de termómetros de máxima. Actualmente se ocupan termistores para obtener dichas lecturas. Estos registros se utilizan en el área de producción petrolera y geotermia.

Dentro de los registros de exploración, los primeros experimentos de prospección del subsuelo se llevaron a cabo en 1912 por Conrad Schlumberger, y consistieron en enviar una corriente eléctrica introduciéndola al subsuelo entre dos varillas metálicas, y en dibujar sobre un plano las líneas de potencial constante observadas en la superficie. Las formas de éstas indicaron la naturaleza y configuración geométrica de los distintos cuerpos atravesados por el campo eléctrico.

De 1912 a la Primera Guerra Mundial, el método se mejoró en la técnica de medida, así como en la interpretación de resultados. En 1920, Conrad y su hermano se dedicaron de lleno a la prospección.

El primer registro eléctrico se realizó el 5 de septiembre de 1927 por H. G. Doll en Alsace-Lorraine, Francia; en esta ocasión se aplicó el método desarrollado por los hermanos Schlumberger, en un pozo vertical. La ventaja de éste fue que se tuvo un control más detallado de los valores de resistividad aparente y éstos eran una representación excelente de la columna geológica.

A partir de esta fecha hasta nuestros días se han desarrollado equipos que tratan de obtener, en forma casi directa, los valores exactos de las propiedades físicas y químicas de las rocas atravesadas por el agujero.

Al primer registro se le llamó curva lateral, y se utilizó un espaciamiento lateral de dos metros, entre la fuente de emisión de corriente y el punto medio de electrodos de potencial; posteriormente, este espaciamiento cambió hasta que se estandarizó en 18′ 8′′. Un problema que presentaba dicho arreglo era que se generaba un potencial al entrar en contacto con el lodo de perforación y la formación, aun cuando no se introdujera corriente. Esto llevó a tratar de eliminar, en 1928, tal efecto al que llamaron potencial espontáneo, el cual ha sido de gran utilidad para la interpretación cualitativa de los yacimientos.

En 1932, los hermanos Schlumberger introdujeron al mercado un nuevo tipo de arreglo, con el cual mejoraron la calidad de la curva, conocida como normal, debido a que detallaba bien los límites de las capas, pero disminuía el radio de investigación. Asimismo, en 1934 desarrollaron otros dispositivos, como la curva normal larga, con los cuales trataron de tener un mayor radio de investigación. La conjunción de estos tres dispositivos junto con el registro de potencial natural integran lo que hoy se conoce como registro eléctrico (convencional).

En 1939 se comenzó a trabajar con las propiedades radiactivas de las rocas. En esa época el conocimiento de esta propiedad era muy pobre y se utilizaba el registro de rayos gamma para determinar cualitativamente la litología (arcillosidad de las rocas) y para la correlación geológica; la ventaja de este instrumento fue que se pudo tomar en agujero ademado y llegó a ser de gran utilidad en pozos donde nunca antes se había corrido un registro.

En 1941 se observó que los registros eléctricos eran inadecuados para encontrar zonas porosas en calizas masivas y se introdujo el *registro de neutrones*, el cual basa su principio en emitir neutrones que interactúan con el hidrógeno de la formación, relacionándolo directamente con la porosidad.

Los registros eléctricos, después de once años de estancamiento, volvieron a tomar interés en 1945. Para ese entonces, los objetivos de exploración y explotación de hidrocarburos eran a mayor profundidad, encontrándose con carbonatos de espesor delgado. Por tal razón, se desarrolló una herramienta que semejaba a dos arreglos laterales en paralelo, conociéndose a este equipo como *curvas de calizas*.

En 1948, se utilizó corriente alterna para registrar pozos que se corrían con lodos base aceite, a esto se le denominó *registro* de *inducción*. Como el problema no implicaba invasión por filtrado de lodo acuoso, la profundidad de investigación de esta herramienta era reducida. Desarrollos más modernos de tal registro han permitido también su uso en lodos con agua dulce. La profundidad de investigación del registro de inducción se ha incrementado gradualmente con los años, a fin de minimizar el efecto de invasión y de capas laterales.

Un problema que se presentaba era la falta de información en la vecindad del pozo, pero con la introducción del *registro microlog**, en 1949, se pudo obtener el factor de formación de las rocas en el lugar de la medición, por medio de electrodos con un espaciamiento muy pequeño, los cuales tendrían contacto con las paredes del pozo a través de un patín. Con este instrumento se pudo conocer también el diámetro del agujero y determinar zonas en las que existiera enjarre.

---

* NOMBRE COMERCIAL DE LA COMPAÑIA SCHULUMBERGER QUE SE HA GENERALIZADO PARA EL REGISTRO DE MICRORESISTIVIDAD.

En ese mismo año se desarrolló el *registro de guarda* o *laterolog*, que trata de medir la resistividad verdadera de la formación en lodos muy salados o conductivos. El principio en que se basa es el de enfocar la corriente por medio de un gran número de electrodos, con el propósito de tener mayor resolución vertical en capas delgadas. Por estas fechas también se comenzaron a medir las propiedades acústicas de las rocas, cuantificando el tiempo de tránsito de estas mismas y relacionándolo con su porosidad. En la actualidad es una herramienta indispensable en la evaluación de formaciones.

En 1952 se desarrollaron los *registros microenfocados* con el propósito de medir la resistividad de la zona lavada o la influencia de la resistividad del filtrado de lodo.

Otra herramienta que infiere la porosidad se desarrolló en 1953 con el nombre de *registro de densidad*. Con dicha herramienta pudo precisarse la densidad de la roca en el lugar, ayudando al geofísico a determinar tanto las variaciones de ésta con la profundidad en la prospección gravimétrica como la porosidad de la misma. La herramienta ha evolucionado en la forma de realizar las lecturas y últimamente se utiliza el *registro litodensidad*, el cual da ya una idea de la litología.

En 1958 apareció el *registro de proximidad* para determinar directamente la resistividad de la zona lavada. En nuestros días se cuenta con herramientas que miden, de una forma casi directa, los valores de resistividad verdadera de la formación. El *registro de doble inducción* (1963), que es una composición de varios tipos de sondas del arreglo de Inducción Convencional, mide a dos radios de investigación, lo mismo que el *registro doble laterolog*, ocupándose en formaciones compactas.

En 1970 dio comienzo la era del procesamiento de los registros. El uso de las computadoras hizo posible analizar con mayor detalle la información brindada por los registros. Existen centros de procesos localizados en lugares estratégicos a donde llega la información por teléfono, radio o satélite. En las unidades superficiales se han acondicionado computadoras para dar una interpretación rápida en el lugar de la obtención del registro. Al mismo tiempo, las herramientas de registro se combinan para obtener la mayor información posible en una sola corrida.

Actualmente se han desarrollado una serie de herramientas con el propósito de conocer mejor las propiedades físicas de las rocas, así como determinar algunos parámetros indispensables para evaluar los yacimientos. Existen herramientas acústicas de espaciamiento largo que determinan parámetros elásticos de las rocas y también otras herramientas que miden propiedades electromagnéticas de las rocas para inferir porosidad y saturación del agua sin necesidad de ocupar *registros resistivos*. Asimismo, las herramientas *espectrales de rayos gama* o *inducidos* permiten conocer el tipo de minerales radiactivos y los elementos que componen la roca.

Finalmente, las compañías de servicio están introduciendo registros procesados en los cuales se aplican varios algoritmos para conocer el contenido de minerales, el tipo de fluido y sus características, entre otras cosas.

1.2 Conceptos básicos

De acuerdo con la definición tradicional, un *registro geofísico de pozo* es la representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad. A diferencia de los otros métodos geofísicos (gravimétricos, sismológicos, electromagnéticos y eléctricos) que operan

sobre la superficie de la Tierra, los registros de pozos se realizan en agujeros de diámetros que varían de 10 a 100 cm.

El registro geofísico representa alguna propiedad física o química del sistema roca fluido como: la resistencia al paso de la corrriente, radiactividad natural, transmisión de ondas acústicas, respuesta de neutrones por efecto de contenido de hidrógeno, temperatura, contraste de salinidades entre fluidos, etc. Estas propiedades se detectan con instrumentos llamados *sondas*, las cuales son cilindros de metal que tienen en su parte interior circuitos electrónicos muy sofisticados y delicados.

El equipo que se utiliza en registros geofísicos se ha vuelto más complejo conforme avanzan las necesidades de detectar mayor cantidad de recursos del subsuelo; también existen equipos sencillos que se usan para fines geohidrológicos, geotécnicos y mineros. Actualmente en la industria petrolera se ocupan equipos que cuentan con una computadora para realizar ciertos procesos durante la operación de campo.

Desde un punto de vista rigorista, el registro geofísico de pozo se puede representar como un sistema lineal. La sonda o equipo de registro recibe una señal de la formación*, ésta se procesa a través de circuitos electrónicos y se registra en una cinta magnética o película fotográfica en la superficie. La sonda al realizar la transferencia de la señal recibida a la señal registrada ocasiona cierta distorsión (ruido), la cual es una característica del equipo de registro. La figura 1.1 muestra la representación esquemática de un registro.

---

* EN LO SUBSECUENTE EL TERMINO "FORMACION" SE REFERIRA A UNA UNIDAD LITOLOGICA QUE TIENE LAS MISMAS CARACTERISTICAS EN SU RESPUESTA.

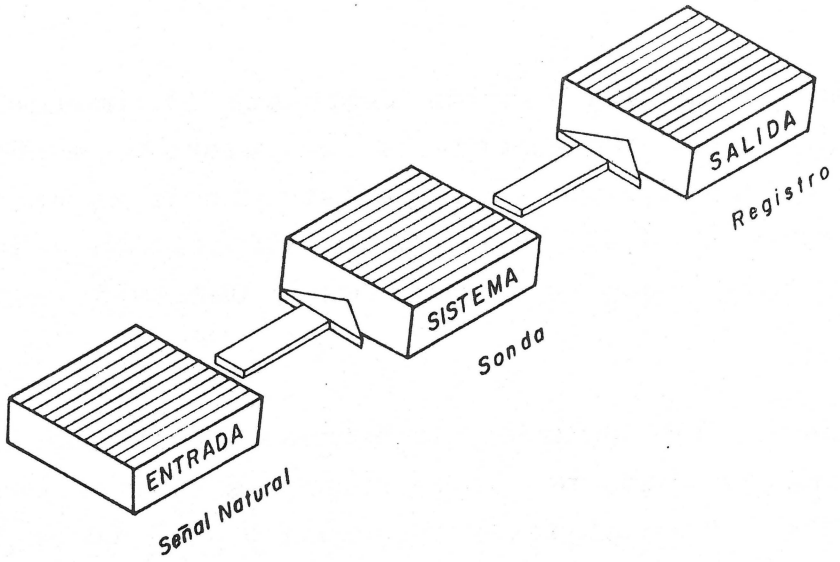


FIGURA 1.1. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE COMO SE OBTIENE UN REGISTRO GEOFISICO DE POZO.

Considérese una sección ideal de un pozo compuesta por dos unidades litológicas homogéneas de espesor infinito, con características diferentes en la interfase (figura 1.2).

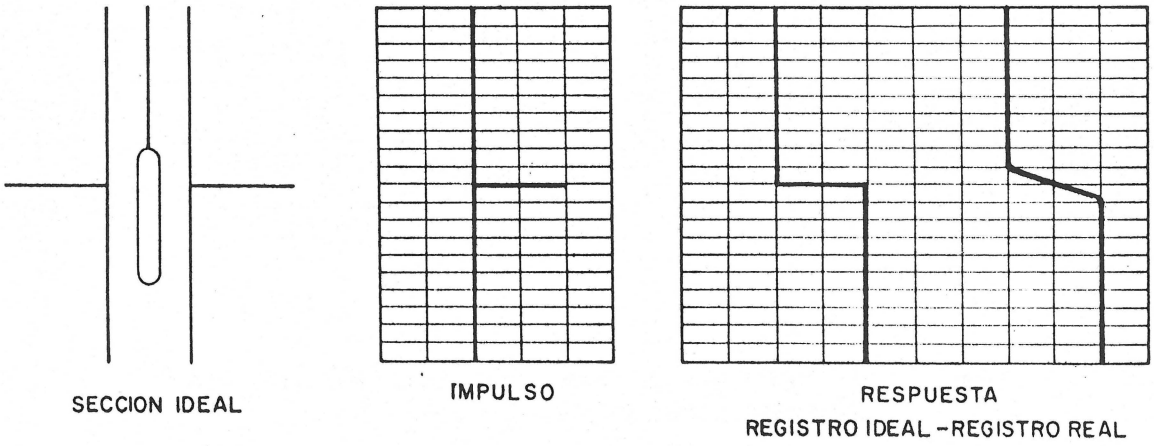


FIGURA 1.2. RESPUESTA DE UN MODELO DE REGISTRO EN UN CONTACTO. UNA INTERFASE SIMPLE DESARROLLA UN IMPULSO QUE CAUSA UN DESPLAZAMIENTO EN LA RESPUESTA (LINDSETH, 1966).

La respuesta (sonda) recibe un impulso de la interfase por el cambio de características. La respuesta del equipo a tal

impulso es la llamada función respuesta al impulso unitario del aparato que corresponde a un sistema monocanal. La respuesta que se obtiene en el registro no es un escalón, como sería en el caso ideal, debido a la disposición y arreglo que tienen los electrodos de transmisión y detección dentro de la sonda.

Si se tienen dos unidades homogéneas en la que una sea de poco espesor, rodeada por otra unidad, existirán dos impulsos uno positivo y otro negativo (figura 1.3). Al tocar la primera interfase la herramienta recibirá un impulso, y al detectar la segunda, el impulso será en sentido contrario, regresando a las condiciones originales.

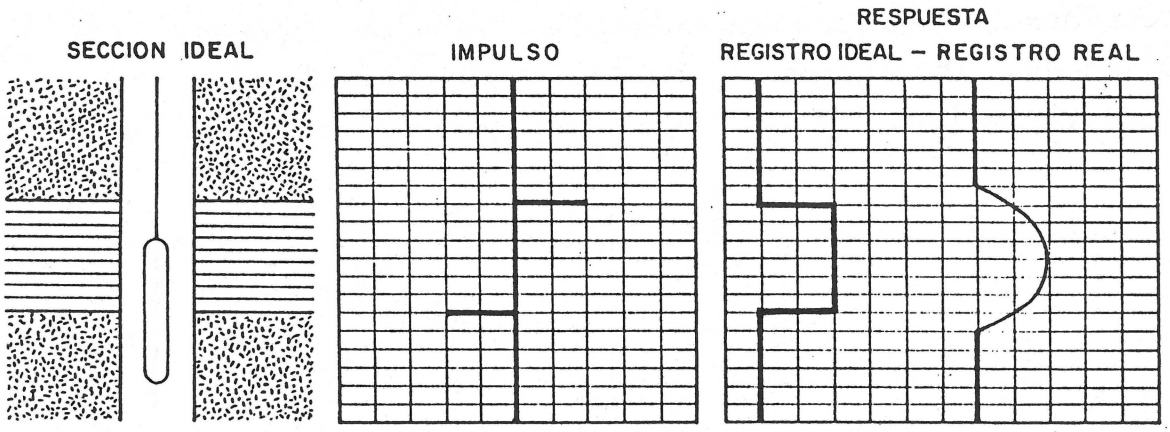


FIGURA 1.3. RESPUESTA DE UN MODELO DE REGISTRO CON DOS CONTACTOS (LINDSETH, 1966).

La respuesta de este sistema al impulso negativo difiere de la respuesta del impulso positivo sólo en el signo.

En una serie de unidades litológicas de diferente espesor (figura 1.4), cada interfase tendrá una respuesta individual; la suma o superposición de esta respuesta equivaldrá a la curva registrada.

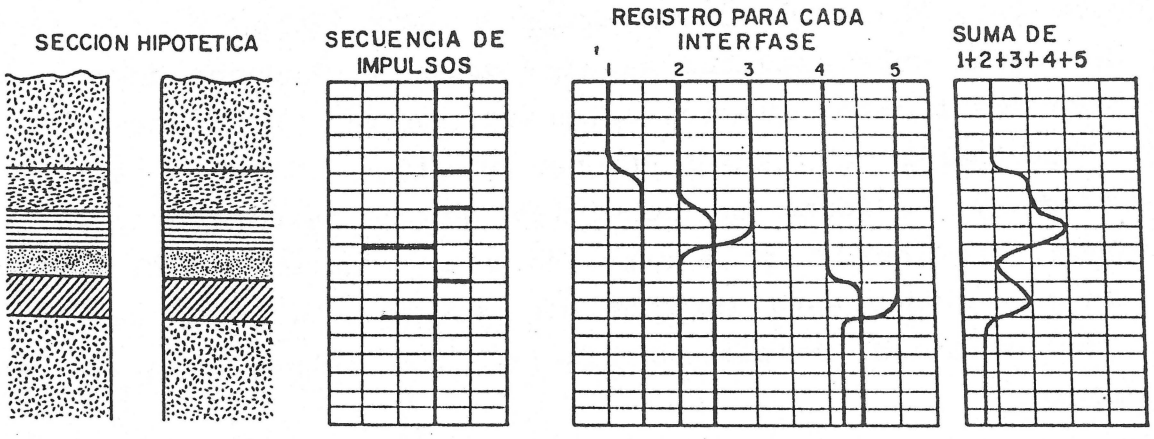


FIGURA 1.4. SIMULACION DE UN REGISTRO COMPLEJO (LINDSETH, 1966).

En otros términos, se puede considerar que la curva registrada es equivalente a la convolución de la respuesta impulso del aparato con la secuencia de impulsos provenientes de las unidades litológicas (figura 1.5).

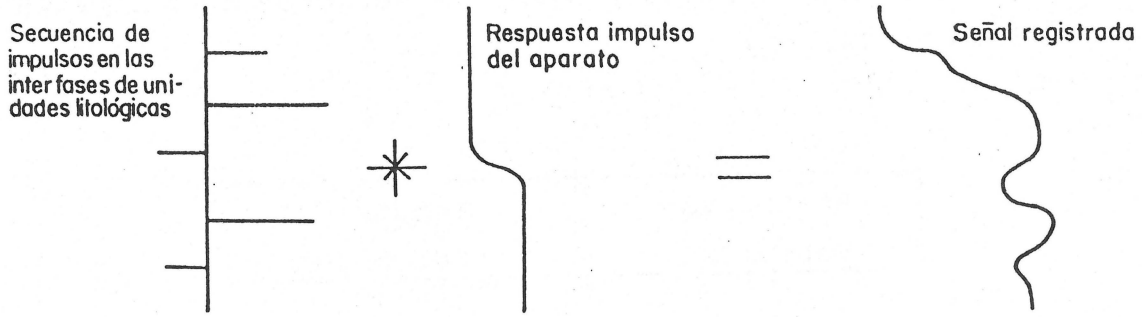


FIGURA 1.5. FORMA ESQUEMATICA EN LA QUE SE REPRESENTA LA CONVOLUCION.

En la práctica, la señal registrada incluye información deseada y no deseada, llamándosele a esta última *ruido*; éste es una señal cuya amplitud es aleatoria, y se puede decir que existen dos fuentes que lo originan en la señal: una dentro del pozo debido al fluido de perforación, enjarre, filtrado del lodo y la forma de detección de la herramienta; y la segunda, ocasionada en la superficie por factores ambientales y equipo. Aunque esta información oscurece la señal deseada, es de utilidad complementaria en la interpretación del registro.

1.3 Clasificación

Existe una gran variedad de registros, los cuales se pueden dividir por la *propiedad física con que operan* en:

Eléctricos	Térmicos
Radiactivos	Mecánicos
Acústicos	

Ahora bien, por la *propiedad física que detectan de una manera directa o indirecta* en:

Resistivos	Temperatura
Porosidad	Mecánicos

Dentro de los *resistivos* existe una gama muy amplia de registros que detectan la resistividad a diferentes radios de investigación, dividiéndose en:

1. Registros de porosidad media y profunda
   - Eléctrico
   - Eléctrico enfocado
   - Eléctrico de enfoque esférico
   - Doble eléctrico enfocado
   - Inducción
   - Doble de inducción

2. Registros de resistividad somera
   - Microeléctrico
   - Microenfocado
   - Proximidad
   - Microenfocado esférico

Cada uno de éstos funciona bajo diferentes mecanismos eléctricos.

Los registros de porosidad se dividen en:

Registros de porosidad
- Sónico compensado
- Neutrón convencional
  * Lateral
  * Compensado
  * Doble compensado
- Densidad compensada
  * Litodensidad
- Propagación electromagnética

Existen registros dentro de los anteriores que pueden dar un indicio de la litología, no la cuantifican, pero son de gran utilidad para detectar zonas de interés, éstos son: el registro de *potencial natural*, *rayos gamma naturales* y *espectral de rayos gamma naturales*.

Los registros *mecánicos* sirven para detectar anomalías en las capas, en el agujero y en la tubería de revestimiento.

Asimismo, los registros de *echados* dan una idea sobre las estructuras geológicas del subsuelo. Los factores que influyen en la respuesta de las herramientas son:

a) Litología
b) Porosidad
c) Contenido de fluidos

Además, debe considerarse la influencia de condiciones ambientales en la operación, como el diámetro del agujero, espesor de capa, temperatura, diámetro de invasión de fluidos, espesor del enjarre, fluido en el pozo, etc.

En la actualidad, la información brindada por los registros no se ha utilizado convenientemente debido a que la interpretación que se hace de éstos es empírica, concretándose únicamente a la forma de la curva; por tanto, la mayoría de los analistas se olvidan de que cuentan con una información muy amplia. Otro problema, y que ahora se está eliminando, es la falta de información por parte de las compañías que ofrecen servicios respecto a la forma de cómo operan sus instrumentos, dejando al analista sin ninguna herramienta, limitándose exclusivamente al uso de cartas de interpretación que preparan las mismas compañías.

Hasta el momento los registros geofísicos de pozos tienen mayor aplicación en el sector petrolero y son utilizados también en geohidrología, minería, geotermia y geotecnia. A continuación se describen brevemente algunas de las aplicaciones que se realizan con los registros en estas áreas.

a) *Petrolera*. Se contratan los servicios de compañías con equipos sofisticados, lo cual representa un costo muy alto. Se emplean para evaluar si una roca en particular puede contener hidrocarburos para cuantificarlos o determinar si se perforan otros pozos en el campo estudiado, a partir del cálculo de las

propiedades petrofísicas y de la determinación del comportamiento del yacimiento. Se utilizan todos los tipos de registros.

b) *Geohidrología*. Su utilización es menor dado los altos costos. En este caso la perforación es más sencilla, se usan para localizar zonas permeables, conocer la salinidad del agua y poder determinar el uso que se le puede dar al agua.

Por lo general, se utiliza equipo sencillo. Se emplean más los registros de potencial natural, de resistividad, nucleares, rayos gamma naturales, de temperatura y medidor de flujo (registros de producción); aunque también se emplean otros como los registros acústicos, de inclinación, televiewer y caliper para detección de fracturas.

c) *Geotermia*. En esta área se emplean los registros, tanto en la etapa exploratoria como en la etapa de producción de los pozos. Se utilizan registros radiactivos como el de neutrón, calibrado en rocas ígneas y metamórficas, y registros de producción, especialmente los de temperatura y de presión.

d) *Minería*. Los registros aquí tienen poco uso. Sólo se emplean para determinar paquetes de roca que contengan algún mineral económicamente explotable. Ejemplos de estos registros serían los de radiación natural, resistivos como el de inducción y mecánicos como el de echados.

e) *Geotecnia*. Por lo general se utiliza equipo muy sencillo (portátil), empleándose poco los registros. Estos sirven para determinar el grado de compactación de las rocas y sus módulos de elasticidad, por lo que se podrían emplear registros sónicos, de densidad y resistividad.

En general, las aplicaciones que tienen los registros son:

-Correlación y límites entre capas
-Diferenciación entre rocas duras y blandas
-Localización de cuerpos porosos y permeables
-Determinación de contactos agua-hidrocarburos
-Determinación cuantitativa de la porosidad e índice de saturación de fluidos
-Determinación de la productividad de un pozo
-Pronósticos de los fluidos por producir
-Determinación de litología
-Determinación de porosidad secundaria
-Delineamiento de características estructurales sedimentarias
-Determinación del volumen de arcilla
-Pronósticos de la permeabilidad
-Salinidad del agua de formación
-Medida del diámetro del agujero, geometría y trayectoria del pozo
-Determinación de la calidad de la cementación
-Determinación de daños a la tubería del pozo
-Determinación de corrosión de tuberías
-Localización de coples
-Medición de temperatura
-Determinación del firme para cimentaciones
-Localización de zonas con agua potable
-Medición de gastos de fluidos
-Simulación matemática de yacimientos

En los siguientes capítulos se plantearán las propiedades de las rocas y se presentarán los registros más utilizados, señalando el principio en que se basan, características de la herramienta, correcciones e interpretación.

1.4 Interpretación geológica

Los registros se utilizan comúnmente para interpretar la geología de un área. En algunos casos, se ocupan los registros, en vez de obtener muestras directas de un pozo, porque son mucho más económicos y proporcionan una información continua, además de que son correlacionables entre uno o varios pozos en una misma área.

Una vez que la sonda y las medidas se han calibrado correctamente, en términos de algunas propiedades físicas, el intérprete trabaja en el regional o cuenca sedimentaria sin

tratar con detalle los datos adquiridos. Debe de preocuparse en primer lugar en correlacionar los registros de pozo a pozo, trazar una sección o perfil de los posibles eventos encontrados en el subsuelo, tal y como se presenta en la figura 1.6.

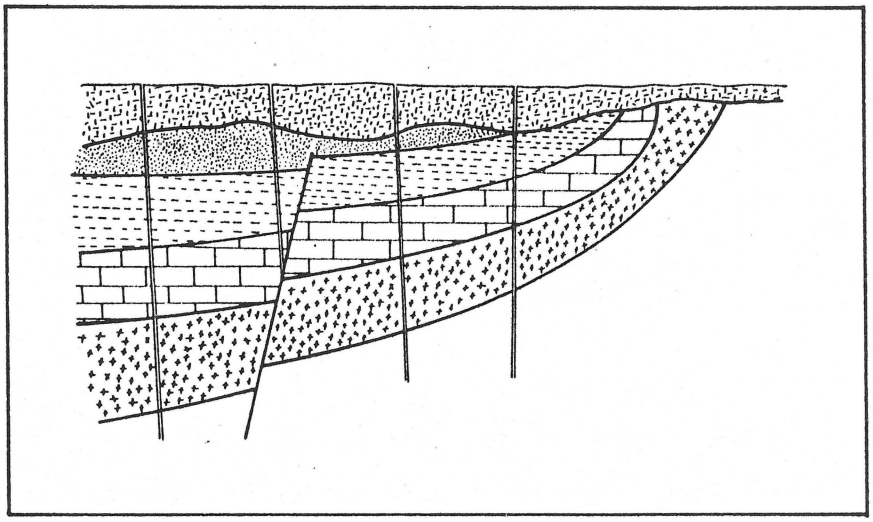


FIGURA 1.6. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UNA SECCION GEOLOGICA OBTENIDA A PARTIR DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS.

Conociendo la respuesta de las litologías, el geólogo puede obtener una excelente interpretación geológica basada en gran parte en el patrón de reconocimiento y la extrapolación. Los resultados se expresan como secciones y mapas. Los mapas pueden hacerse de la cima o base de una formación dada, como isopacas de espesor de formación y de muchas otras maneras (figura 1.7).

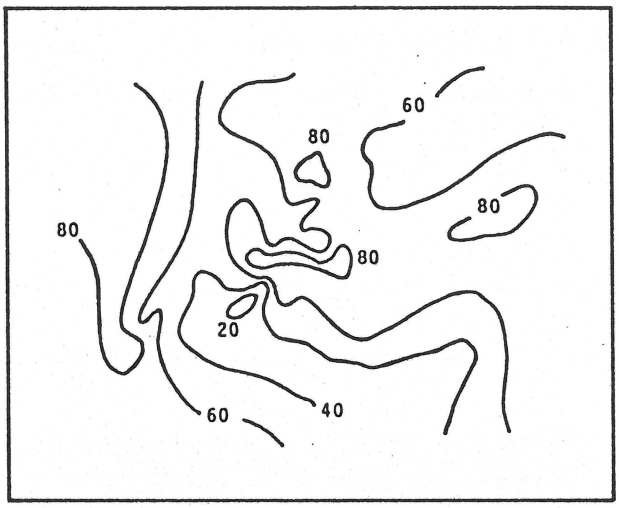


FIGURA 1.7. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN PLANO DE ISOINDICE DE POROSIDAD REALIZADO A PARTIR DE DATOS DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS.

Los datos para este tipo de análisis son los propios registros, corregidos por profundidad y presentados en términos de profundidades verticales verdaderas respecto al nivel del mar o de algún otro dato. Existen herramientas que se consideran como registros para geólogos, ya que con ellas pueden obtenerse el rumbo y echado de las características sedimentarias. Estos parámetros son de gran utilidad para entender el ambiente original de la depositación.

Se ha supuesto que el proceso de interpretación es solamente colocar los registros y explorar las características de las formaciones de un pozo a otro. Esto es básicamente cierto, pero el geólogo cuenta ahora con un poderoso conjunto de métodos estadísticos y con la ayuda de computadoras digitales; los patrones de reconocimientos y los esquemas de correlación pueden ocuparse para complementar y aumentar la intuición del intérprete. Tales técnicas estadísticas están disponibles para trabajos a detalle en el registro de echados y también para la interpretación de la cuenca sedimentaria.

BIBLIOGRAFÍA

ARROYO CARRASCO, F. A., 1985, *Registros geofísicos de pozos*, F. I., UNAM.

ARROYO CARRASCO, F.A., 1981, *Teoría de las señales y su aplicación en el análisis de registros geofísicos de pozos*, Tesis profesional, F.I., UNAM, México.

DEWAN, J. T., 1983, *Essentials of modern open-hole log interpretion*, Penn Well Book, Tulsa.

GOMEZ RIVERO, O., 1975, *Registros de pozos*, México.

HEARST, J. R., NELSON, P. H., 1985 , *Well logging for physical properties*, McGraw Hill Book Co., Nueva York.

LINDSETH, R. O. 1966, *Aplications of signal theory to well log interpretation*, Engineering data Processors, LTD. Calgary, Alberta, p. 20.

MARTELL ANDRADE, B. 1980 , *Notas de la materia Registros de pozos*, inédito.

MERKEL, R. H., 1979 , *Well log formation evaluation*, AAPG, COURSE note series num. 14; AAPG Book store, Tulsa.

PIRSON, S. J.; 1963. *Hand book of well log analysis*. Prentice Hall Inc. Englewood Cliffs.

SCHULMBERGER, 1984. *Evaluaciones de formaciones en México*, memorias del congreso de la WEC.

SCHLUMBERGER, 1982. *Log interpretation*, Vol. I, Schlumberger, Documento.

CAPÍTULO 2
PROPIEDADES BÁSICAS DE LAS ROCAS

En este capítulo se presentarán las propiedades que son consideradas fundamentales en registros geofísicos de pozos y de las cuales se pueden obtener propiedades, parámetros y conceptos muy importantes.

Las rocas en general contienen fluidos como agua, aceite, gas o combinaciones de éstos que se encuentran en cavidades llamadas *poros*. La fracción del volumen de poro contenido con algún fluido se denomina *índice de saturación*. Para evaluar la productividad de un depósito con fluidos es necesario conocer la facilidad con que el fluido puede atravesar el sistema poroso; esta propiedad de la formación, la cual depende de la manera en que están interconectados los poros se conoce como *permeabilidad*.

La porosidad, índice de saturación de fluidos, permeabilidad y espesor de la formación contenida con fluidos de interés son necesarios para determinar si el pozo puede considerarse económicamente productivo. Estos parámetros pueden obtenerse o inferirse por muestras de canal, núcleos, o bien a partir de registros geofísicos de pozos que se corren tanto en rocas sedimentarias, como ígneas y metamórficas, por lo que es conveniente clasificarlas y conocer su comportamiento cuando son detectadas por las sondas.

2.1 POROSIDAD

La porosidad de una roca es una medida de la cantidad de los espacios internos que son capaces de almacenar fluidos. Se define también como la relación que existe entre los espacios en rocas llenos con algún fluido y el volumen total de ésta.

$$\phi = \frac{\text{Volumen de espacios de roca llenos con algún fluido}}{\text{Volumen total de la roca}} \qquad 2.1$$

De acuerdo con el modo en que se originó, la porosidad puede clasificarse en primaria o secundaria.

La porosidad *primaria* u *original* es aquella que se desarrolló en el momento de la depositación de los sedimentos o del origen de las rocas, mientras que la *secundaria* o *inducida* se generó por procesos geológicos subsecuentes. La primaria está representada por la porosidad intergranular en areniscas, y por la intercristalina y oolítica en algunas calizas. Las rocas que tienen porosidad primaria son más uniformes en sus características. Asimismo, la porosidad inducida está representada por fracturas, comúnmente en lutitas, calizas y por vesículas o cavidades de disolución; otro proceso que la genera es la dolomitización.

Por otra parte, se denomina porosidad *total* a la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos y el volumen total de la roca, y también se considera como la suma de la porosidad primaria y secundaria.

La porosidad *efectiva* se caracteriza como la relación de espacios vacíos interconectados entre el volumen total de la roca.

Existen varios procesos que afectan a la porosidad de las rocas sedimentarias:

a) *Acomodamiento de los granos.*
   - Si los granos son esféricos y todos del mismo tamaño, darán diferentes porosidades para los siguientes arreglos geométricos:

ARREGLO GEOMETRICO	POROSIDAD (Φ)
Cúbico	47.6%
Romboedral	34.5%
Hexagonal	25.9%

Algunos investigadores estudiaron la manera de obtener la porosidad de varios arreglos de esferas uniformes. La porosidad de un empaquetamiento cúbico se puede calcular como sigue:

Considérese una celda unitaria con ocho esferas de igual tamaño y radios r, arregladas cúbicamente.

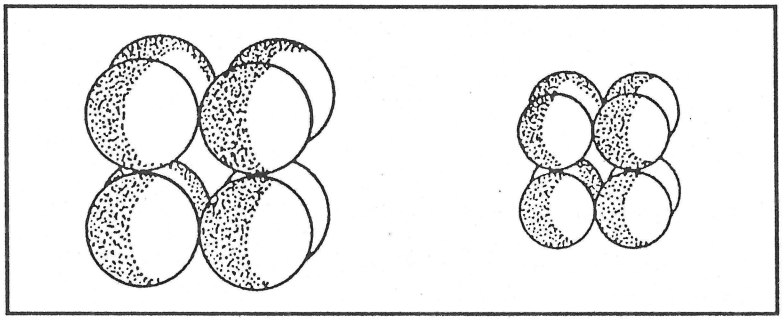


FIGURA 2.1. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN ARREGLO GEOMETRICO CUBICO.

El volumen total del cubo es: $V_t = (4r)^3$

El volumen de espacios vacíos:* $Vev = (4r)^3 - 8(4/3\pi r^3)$
por lo que

$$\phi = \frac{(4r)^3 - 8(4/3\pi r^3)}{(4r)^3} = 47.6\%$$

---

* EL VOLUMEN DE ESPACIOS DE ROCA LLENOS CON ALGUN FLUIDO ES IGUAL AL VOLUMEN TOTAL MENOS EL VOLUMEN DE LAS ESFERAS.

- Si los granos son esféricos y de diferente tamaño, dependerá del grado de llenado y acomodo de éstos.

b) *Cementación.*

En las rocas algunos poros quedan sellados por la cementación de los materiales, por ejemplo, la cristalización secundaria de cualquier material reduce la porosidad.

c) *Angulosidad y redondez de los granos.*

d) *Granulación.*

Es un proceso por el cual los granos son quebrados por presión. En general, aumenta la porosidad debido a que la superficie del grano también se incrementa, reduciendo de esta manera la permeabilidad.

e) *Solución de minerales por acción del agua, aumenta la porosidad.*

Athy mostró que, en rocas relativamente jóvenes en un ambiente de depósito continuo, la porosidad disminuye exponencialmente con la profundidad.

$$\phi = \phi_{\circ} \exp(-cD) \qquad 2.2$$

Donde:

- ϕ porosidad a cualquier profundidad
- $\phi_{\circ}$ porosidad original o de la superficie
- c constante empírica que depende del tipo de roca (compactación)
- D profundidad en pies

La mayor porosidad encontrada en rocas sedimentarias es de alrededor de 40%, mientras que la menor se aproxima a cero.

Las porosidades en las lutitas decrecen con la profundidad en una relación mucho más rápida. En la superficie, los lodos tienen alrededor del 40% de porosidad, a la profundidad de 3 000 m la porosidad de las lutitas es de alrededor del 5%, si las presiones son normales.

Se puede decir entonces, que la porosidad es independiente del tamaño de grano pero dependiente del acomodo.

2.2 PERMEABILIDAD

Donde quiera que exista un gradiente hidráulico de poros interconectados o rocas fracturadas, la migración de fluidos puede ocurrir.

En el código API* se establece que la *permeabilidad* (K) es una propiedad del medio poroso y también una medida, tanto de la capacidad del medio para transmitir fluidos como de la magnitud del flujo del fluido por unidad de gradiente hidráulico. La unidad es el milidarcy.

Si se conoce la permeabilidad, puede predecirse la productividad de un acuífero o yacimiento en condiciones variantes de presión y flujo, utilizando los métodos de ingeniería de yacimientos. Debido a que la mayoría de los pozos son perforados para recuperar agua o hidrocarburos, la determinación de esta propiedad tiene un significado económico primordial.

La mayoría de los métodos de registros para medir la permeabilidad se basan en las consideraciones del espacio poroso, estructura del poro y la saturación del agua, o sea,

---

*API, SIGLAS DE AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.

que la permeabilidad está impuesta a partir de propiedades de las rocas en condiciones estáticas y no de flujo.

Trabajos experimentales han demostrado que, a bajas relaciones de flujo en medios porosos, la relación volumétrica del flujo Q a través de un área A, normal a la dirección del flujo, está en relación directa de la proporción de la carga hidráulica aplicada a lo largo de la dirección que sigue el flujo. La relación Q/A es la velocidad aparente, v. La ley de Darcy en un medio homogéneo, isotrópico y poroso puede escribirse como

$$v = - K \nabla(\frac{P}{\rho g} - z) \qquad 2.3$$

donde z se toma positiva hacia abajo. El término gradiente ∇ que es adimensional en la ecuación 2.3, se conoce como la *carga hidráulica*, y depende de la presión P, la densidad del fluido ρ, la atracción gravitacional g y la separación vertical z. K es la conductividad hidráulica, la cual es función de las propiedades del fluido y del medio poroso. Tiene dimensiones de velocidad y es conveniente para aplicaciones hidrológicas, donde las propiedades del agua a la temperatura y a la presión estándar se consideran constantes.

Para las condiciones a profundidad de yacimiento, las propiedades físicas de las rocas y del fluido se expresan por:

$$v = - \frac{k}{\mu} \nabla(P - \rho g z) \qquad 2.3.a$$

donde μ es la viscosidad dinámica del fluido.

En la ecuación 2.3.a el término gradiente se refiere al *gradiente hidráulico*. La permeabilidad intrínseca o efectiva k refleja sólo las propiedades de las rocas.

Debido a que μ es la relación del esfuerzo al gradiente de velocidad, se puede observar que en la ecuación 2.3.a, k tiene dimensiones de longitud al cuadrado (m^2). Esto es de acuerdo con el concepto de que k debe de ser proporcional al área efectiva presentada por el espacio poroso al flujo del fluido. De las ecuaciones 2.3 y 2.3.a, la conductividad hidráulica y permeabilidad están relacionadas por

$$K = \frac{\rho g k}{\mu} \qquad 2.4$$

Las ecuaciones 2.3 y 2.3.a se satisfacen en cualquier sistema de unidades. Sin embargo, en usos hidrológicos y petroleros se utilizan unidades combinadas, de tal forma que se requieren factores de conversión. La unidad más común es el *darcy*, que representa la permeabilidad de un medio poroso lleno con un fluido de una sola fase, con un centipoise de viscosidad fluyendo a una razón de un centímetro cúbico por segundo por una sección transversal de un centímetro cuadrado, bajo un gradiente de una presión atmosférica por centímetro.

Un darcy se convierte a 0.9869×10^{-12} m^2, es decir, casi una micra cuadrada. Las conversiones entre K y k deben aplicarse con cuidado, porque tanto la densidad ρ como la viscosidad μ dependen de la presión y temperatura. Los factores de conversión se dan para el agua a la temperatura y presión ambiental.

El término profundidad, z, en las ecuaciones 2.3 y 2.3.a, considera la presencia de una columna hidrostática continua. La presión P_2 a la profundidad z_2 es mayor que P_1 a una profundidad menor z_1, pero no ocurre flujo porque la columna está en equilibrio hidrostático, de tal manera que $P_2 - P_1 = \rho g(z_2 - z_1)$.

Casos especiales que involucran el flujo de fluidos compresibles o incompresibles en geometrías sencillas pueden derivarse fácilmente a partir de las ecuaciones 2.3 y 2.3.a.

Por ejemplo, si se aplica una presión ΔP a través de una muestra de roca cilíndrica de longitud L colocada horizontalmente, la ecuación 2.3.a se convierte en:

$$\upsilon = \frac{Q}{A} = -\frac{(k)}{\mu}\frac{(\Delta P)}{L} \qquad 2.5$$

k se puede determinar a partir de la medida de la relación de flujo Q y el área de la sección transversal de la muestra.

La permeabilidad de una roca porosa se determina en laboratorio, utilizando núcleos o pequeñas muestras cortadas de los núcleos. Los valores de k son generalmente altos respecto a los de la ecuación 2.5, o son modificados si hay gas. Los rangos de valores de magnitud de permeabilidad en las rocas y en depósitos no consolidados varían como se muestra en la tabla 2.1.

Los buenos acuíferos tienen permeabilidades que exceden $1\mu m^2$ (1 darcy), mientras que los yacimientos de petróleo son mayores de 1 milidarcy, aunque en yacimientos con gas la permeabilidad puede ser mucho menor.

La permeabilidad de una roca está afectada por el tamaño y el número de poros por los que se transporta el fluido. En general la permeabilidad aumenta con la porosidad, pero esto no sucede siempre, ya que en muchos casos el tamaño del grano disminuye, mientras que la porosidad sigue siendo la misma. En formaciones arenosas, el tamaño del poro y grano aumenta conjuntamente. En depósitos de carbonatos, el tamaño del poro, aunque aislado, es mayor y la porosidad pequeña.

La determinación de la permeabilidad en rocas no porosas es una situación especial, debido a que la permeabilidad de carbonatos de baja porosidad, rocas ígneas, metamórficas y arcillosas están a menudo controladas más por las fracturas que por la matriz.

La permeabilidad en fracturas se ha estimado como una función del ancho de fractura en

$$k = 50{,}000{,}000 \times (\text{ancho})^2 \text{ en pulgadas} \qquad 2.6$$

Esto da una aproximación de que la permeabilidad de fractura contribuye sólo de un 0.5% a un 1.5% de la porosidad.

Las fracturas no pueden muestrearse con métodos de recuperación de núcleos, requieren de técnicas especiales de campo y laboratorio. Medidas *in situ* indican que la permeabilidad en rocas cristalinas varía por más de seis órdenes de magnitud, aún dentro de situaciones sencillas.

Las lutitas forman barreras impermeables en muchos yacimientos porque su permeabilidad está en el rango de microdarcy y submicrodarcy, y puede determinarse en laboratorio mediante técnicas de presión momentánea; los valores obtenidos sólo son válidos para la matriz y representan un límite bajo.

Los efectos de presión y de temperatura sobre la permeabilidad dependen del tipo de roca. En rocas porosas bien cementadas, las variaciones originadas por la presión y temperatura no son muy grandes en comparación con la variación en la permeabilidad de muestra a muestra, aunque pueden ser de importancia para los cálculos en ingeniería de yacimientos, ya que pueden disminuir un 20% si la presión hidrostática aumenta de 0 a 40 MPa. Evidencias experimentales sugieren que ésta también disminuye con el incremento de la temperatura.

Sin embargo, es difícil distinguir los efectos del flujo originados por la expansión térmica a partir de efectos que dependen de la interacción roca-fluido. La roca depende de las reacciones químicas en las superficies de los granos, la disolución y reprecipitación.

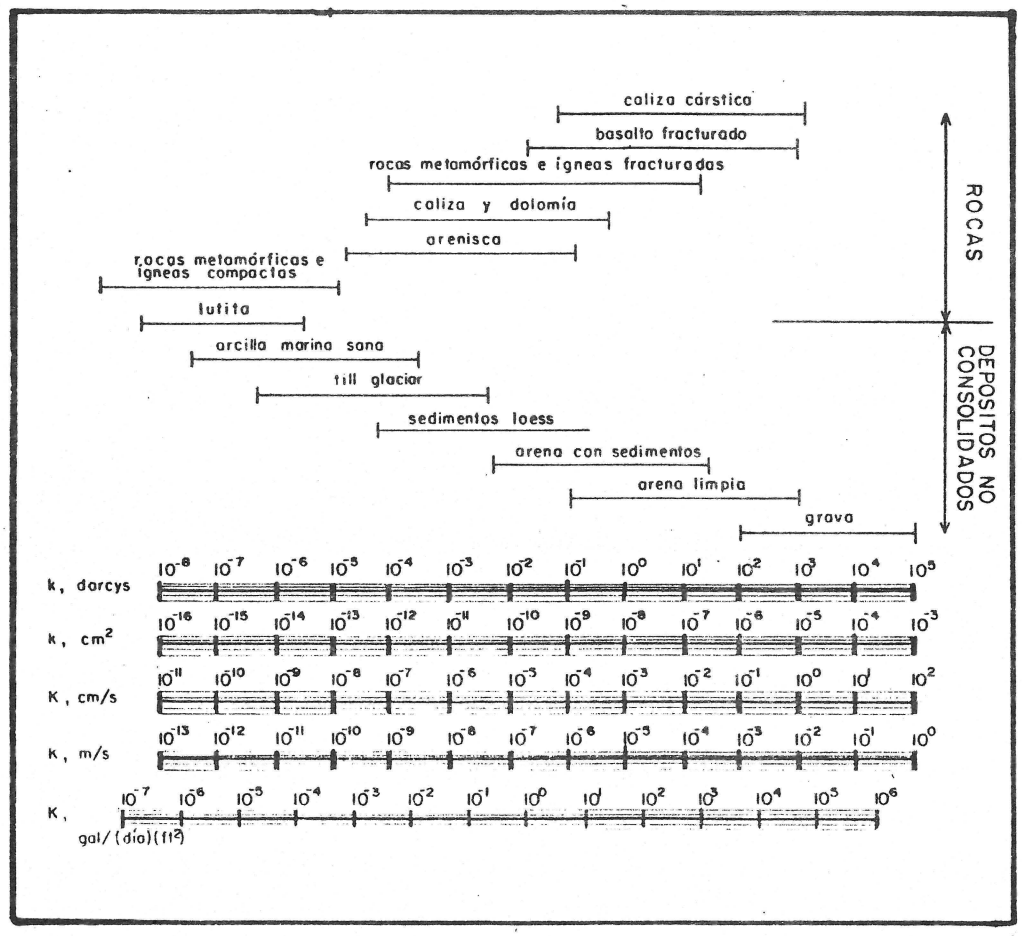


TABLA 2.1. RANGOS DE VALORES DE PERMEABILIDAD Y CONDUCTIVIDAD HIDRAULICA EN LAS ROCAS.

La permeabilidad con un solo fluido en los poros se denomina *absoluta*, y cuando los poros presentan más de un fluido se conoce como *efectiva*. La *permeabilidad relativa* es la relación que existe entre la efectiva con un fluido específico y la absoluta. La figura 2.2 muestra un esquema relativo del diagrama de permeabilidad para un sistema agua-aceite. A baja saturación de agua (contenido de agua presente en el poro) es obvio que sólo fluya aceite, mientras que a alta saturación de agua sólo fluye agua.

La permeabilidad relativa del aceite disminuye mientras que cierta cantidad de agua y aceite fluyen.

De un diagrama de permeabilidad relativa, figura 2.2, se puede observar que existe un rango de saturación de agua en el que el agua y aceite fluyen, y sólo el agua puede estar fluyendo aunque la saturación del agua sea menor del 100%. Las curvas de permeabilidad relativa son diferentes para distintos tipos de rocas como para saturaciones críticas de agua.

El volumen de aceite o agua que fluye a cualquier índice de saturación de agua, Sw, es una función de las viscosidades de los fluidos, así como de las permeabilidades relativas expresadas como:

$$\frac{Q_o}{Q_w} = \frac{k_{ro}\ \mu_w}{\mu_o\ k_{rw}} \qquad 2.6.a$$

Es conveniente hacer notar que la permeabilidad es una propiedad muy necesaria para determinar la explotación de un yacimiento con fluidos. Es una propiedad que no se puede medir por ninguna herramienta, sólo da indicios.

De la expresión 2.6.a, Q_o representa el gasto del aceite, Q_w el gasto del agua, k_{ro} permeabilidad relativa del aceite, k_{rw} permeabilidad relativa del agua, μ_w viscosidad del agua y μ_o viscosidad del aceite.

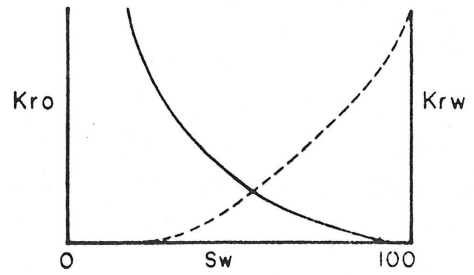


FIGURA 2.2. GRAFICA DE LA MANERA EN QUE SE REPRESENTA LA PERMEABILIDAD RELATIVA ENTRE DOS FLUIDOS (AGUA-ACEITE).

2.3 Índice de saturación de fluidos

Es la fracción del volumen del poro de una roca que está lleno con un fluido; su expresión es:

$$S = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen de poro}}$$

Este índice se puede calcular con base en el análisis de núcleos, o bien, inferirse y calcularse a partir de registros geofísicos de pozos.

En un análisis de núcleos se determina la saturación de agua, aceite y gas. Ya que la saturación obtenida en el núcleo no es muy representativa, dado el volumen de roca, se utiliza de una manera cualitativa para determinar zonas de agua-aceite y aceite-gas o para describir la posible presencia de hidrocarburos. El conocimiento de la saturación de aceite en un núcleo puede ser muy útil en la interpretación de datos de registros eléctricos.

Una característica de las rocas granulares es la retención de fluidos en la superficie de sus granos; cuando se queda agua impregnada se llama *agua conata*. Esto se debe a la adhesión que tienen las moléculas de agua con las de la roca, generando una superficie de contacto.

Una distribución esquemática de los fluidos en un yacimiento de aceite en el que se encuentra una capa de gas, se observa en la figura 2.3.

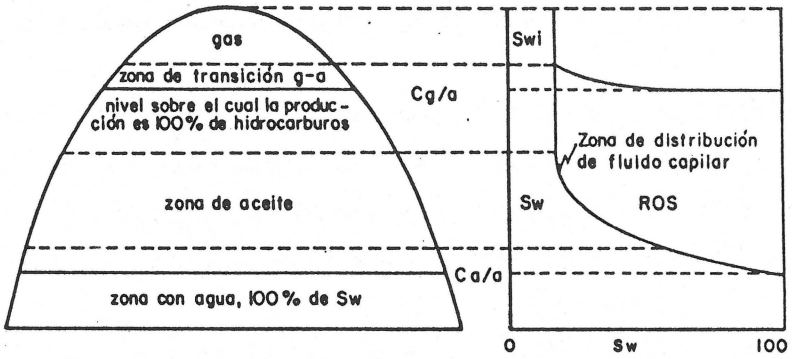


FIGURA 2.3. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LOS FLUIDOS EN UN YACIMIENTO CON HIDROCARBUROS (PIRSON 1963, P. 8).

2.4 Fuerzas de superficie y presión capilar

En relación con sistemas de multifase es necesario considerar el efecto de las fuerzas que actúan en éstos cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto. Si los dos fluidos son líquido y gas, la interfase está normalmente referida a la superficie del líquido. Todas las moléculas son atraídas una a otra en proporción al producto de sus masas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia que las separa. Cuando se tiene agua y aceite, se encuentra que existe fusión interfacial existe entre los fluidos.

Una molécula de agua, alejada de la interfase, está rodeada por otras moléculas de agua, teniendo una fuerza de atracción en la molécula igual a cero. Aunque, una molécula en la interfase tiene una fuerza actuando sobre la capa de aceite inmediatamente arriba y abajo de ésta, las fuerzas resultantes están desbalanceadas y dan un incremento a la fusión superficial, creando una membrana en la superficie. Se requiere de una cierta cantidad de trabajo para mover una molécula desde adentro del cuerpo de un líquido hacia la interfase. Este trabajo es frecuentemente referido a la superficie libre de energía del líquido, la cual se define

como el trabajo necesario para crear un área unitaria de una superficie expresada en ergs por centímetro cuadrado.

La *presión capilar* es un fenómeno por el cual el agua, o cualquier líquido, se retiene en un capilar. A medida que el diámetro del poro disminuye, el agua tiende a desplazarse a mayor altura. La ecuación que controla a este fenómeno es:

$$Pc = \frac{2\ \sigma\ \cos\ \theta}{r} = \Delta\rho g h \qquad 2.7$$

donde:

σ = tensión interfacial entre los dos fluidos

$\cos\ \theta$ = ángulo de contacto entre el líquido y el sólido

$\Delta\rho$ = diferencia de densidad entre dos fluidos

r = radio del tubo capilar

g = constante de la gravedad

h = altura que el líquido alcanza dentro del tubo capilar.

La figura 2.4 muestra la curva de presión capilar de un yacimiento típico con una variación normal en el tamaño de poro. La curva de saturación de agua irreductible está controlada por una porción de poros muy pequeños. Si todos los espacios porosos fueran muy pequeños, la saturación de agua irreductible sería alta. A medida que el tamaño de poro aumenta, la saturación de agua irreductible disminuye.

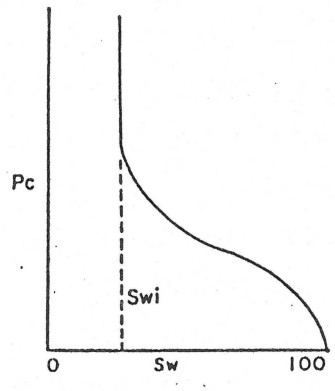


FIGURA 2.4. CURVA DE PRESION CAPILAR DE UN YACIMIENTO TIPICO CON VARIACIONES EN EL TAMAÑO DEL PORO.

En general, rocas con alta permeabilidad tienen zonas de transición agudas y bajas saturaciones de agua irreductible. Rocas con baja permeabilidad tienen zonas de transición grandes y altas saturaciones de agua irreductible. La figura 2.5 muestra algunas curvas esquemáticas de presión capilar para ciertas condiciones específicas.

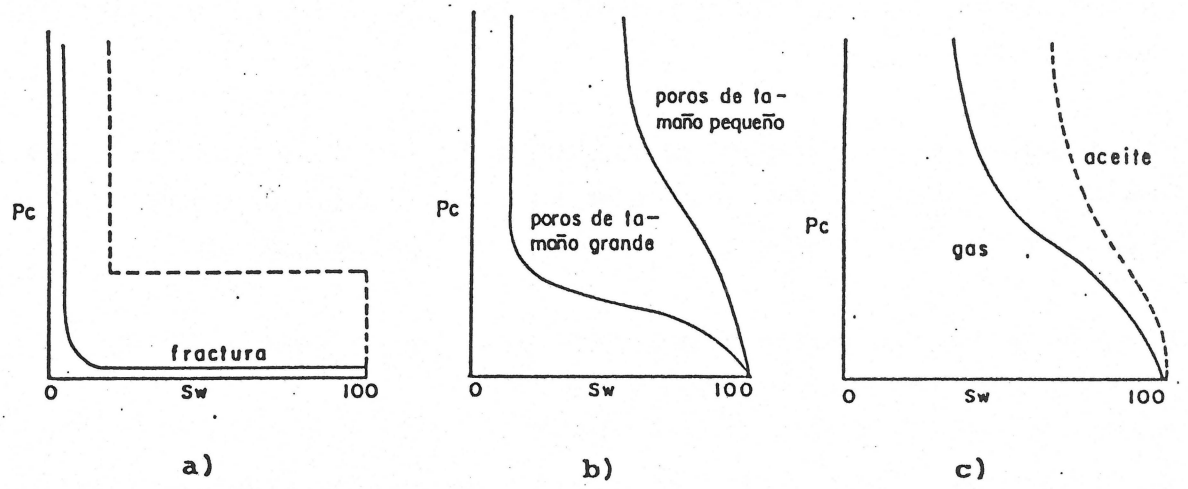


FIGURA 2.5. CURVAS ESQUEMATICAS DE PRESION CAPILAR PARA CIERTAS CONDICIONES ESPECIFICAS (HILCHIE, 1979, I-5).

La saturación de agua irreductible en un sistema gas-agua es menor que para un sistema agua-aceite. Esto se debe a la diferencia de tensión superficial y densidad. Aunque es posible creer que esta diferencia de saturación de agua puede utilizarse para distinguir yacimientos de aceite o gas, en realidad esto no es posible debido a la variación en la distribución del tamaño de poro.

2.5 Guía general para la interpretación

Esta guía no debe usarse como una regla exacta, ya que en la búsqueda de petróleo no existen normas precisas que se puedan realizar, debido a que se cuenta con poca información geológica o porque el registro no fue obtenido de manera óptima.

Para el caso de arenas, las porosidades varían hasta un 40% y se consideran comerciales aquéllas que son mayores del 9%. Aunque existen arenas con porosidades aparentes menores del límite, se puede deber probablemente a que la roca esté fracturada o la herramienta no pueda detectar cierto intervalo debido al pequeño espesor de la capa. En general, se puede afirmar que cuando la porosidad es muy baja la saturación de agua aumenta.

Para determinar el corte de saturación de agua que se puede considerar como límite para que el yacimiento sea explotado, dependerá de las condiciones geológicas y económicas.

En carbonatos las porosidades son usualmente menores del 40% y el límite mínimo considerado es de 4%.

Las relaciones $S\omega - \phi$ para carbonatos productores son de manera considerable más variables que en las arenas; aunque a 50% de $S\omega$ es usualmente el corte, algunos carbonatos pueden ser productivos a 70% de $S\omega$. Algunos valores de $S\omega$ se observan en la tabla 2.2.

El siguiente ejemplo muestra un análisis continuo de 100 m de caliza con ningún corte de arcilla. La separación de los depósitos está marcada con el contacto agua-aceite.

$S\omega$ %	ϕ	espesor (m)	Interpretación
100	5	10	Superficie de contacto. El fluido no puede desplazarse, no es permeable.
100	8	5	Probable productor de agua.
100	3	7	No es permeable.
30	9	11	Depósito de aceite.
.-.			CA/A.
80	11	9	Probable productor de agua.
95	3	22	No es permeable.
90	9	36	Probable productor de agua.

TABLA 2.2

2.5.1 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ACEITE EN UN POZO

Como un primer intento para conocer y dar un enfoque no muy teórico de lo que se ha visto, se planteará cualitativamente el cálculo del volumen de hidrocarburos por no considerar parámetros como presión, temperatura, factores de recuperación y disminución de volumen.

Para realizar el análisis se requiere que se tengan altas porosidades y bajas saturaciones de agua, esto dependerá de las condiciones geológicas de cada lugar. Los yacimientos de aceite que están debajo de los valores de corte no se interpretarán.

En la determinación volumétrica de hidrocarburos para un pozo se consideran el espesor (h), la porosidad (ϕ), la saturación de agua ($S\omega$) y un estimador de área de drene del pozo. Las áreas son usualmente de alrededor de 40, 80, 160 ó 320 acres. El volumen de hidrocarburos para un pozo es:

$$V = A\ B \sum_{i=1}^{n} (hi\ (1-S\omega i)\ \phi i) \qquad 2.8$$

siendo

A = área de drene en acres (4 065 m^2).

B = 43'560 cuando V esté en pies cúbicos o
7'758 cuando V esté en barriles.

h = espesor en pies.

Para el cálculo del promedio de porosidad o saturación de agua se utiliza:

$$\bar{\phi} = \frac{\Sigma \phi i\ hi}{\Sigma hi} \qquad 2.9.a$$

$$\overline{S\omega} = \frac{\Sigma S\omega i\ hi}{\Sigma\ hi} \qquad 2.9.b$$

EJEMPLO 2.1

Cálculo del volumen y promedio de un intervalo de roca que tiene zonas con diferentes $S\omega$ y ϕ.

Zona	$S\omega$ %	ϕ %	h(ft)
1	25	22	4
2	33	27	6
3	20	29	10

A = 40 acres B = 7758 (en barriles)

$V = 40 \times 7758\ (4\ (1 - 0.25) * 0.22 + 6\ (1 - 0.33) * 0.27) +$
$+ 10\ (1 - 0.20) * 0.29) = 1'261{,}450$ Bbls.

$\bar{\phi} = (0.22 \times 4 + 0.27 \times 6 + 0.29 \times 10)\ (4 + 6 + 10) = 27\%$

$\overline{S\omega} = (0.25 \times 4 + 0.33 \times 6\ 0.20 \times 10)\ (4 + 6 + 10) = 25\%$

En caso de que se utilicen unidades métricas, el valor de B es 6.29 y A es el área del círculo.

2.6 Propiedades eléctricas de las rocas

Todas las herramientas de registros de pozos utilizan directa o indirectamente energía eléctrica, ya sea para poder inducirla y poner en operación la sonda, o bien, para detectar alguna propiedad o parámetro en las rocas atravesadas por el agujero. El caso al que nos referimos en esta parte es el de la obtención de una propiedad.

Para comprender correctamente todos los conceptos relacionados con la teoría de registros eléctricos, es necesario tener una idea clara de la teoría electromagnética.

Las ecuaciones que rigen al campo eléctrico en un medio conductor donde existe una corriente eléctrica estacionaria son:

$$\nabla \times \bar{E} = 0 \qquad 2.10$$

$$\nabla \cdot \bar{J} = 0 \qquad 2.11$$

donde

$$\bar{J} = C\bar{E} \qquad 2.12$$

a $\bar{J}$ se le conoce como *densidad de corriente* y a C como *conductividad.*

El campo eléctrico puede expresarse también como el gradiente de un potencial

$$\bar{E} = -\nabla\Psi \qquad 2.13$$

sustituyendo 2.13 en 2.10, se llega a obtener que:

$$\nabla^2\Psi = 0 \qquad 2.14$$

la cual se conoce como *ecuación de Laplace.*

La interpretación física de estas ecuaciones indica que se está trabajando en un campo armónico. Esto es, la fuente por donde se emite la corriente eléctrica no se considera dentro de la solución de la ecuación de Laplace. Este caso se presenta en toda la teoría de la interpretación de los registros geofísicos de pozo de tipo resistivo.

El término C de la ecuación 2.12 también se puede expresar como su inverso, llamado resistividad R, que para los fines de este trabajo se mencionará con mayor frecuencia.

La mayoría de las herramientas miden la resistividad. Equipos muy rudimentarios llegan a medir la resistencia como equivalente de la resistividad. En realidad son conceptos totalmente diferentes, la resistividad es una propiedad del medio y la resistencia depende de la geometría del cuerpo. Para aclarar lo anterior, se presenta el siguiente ejemplo:

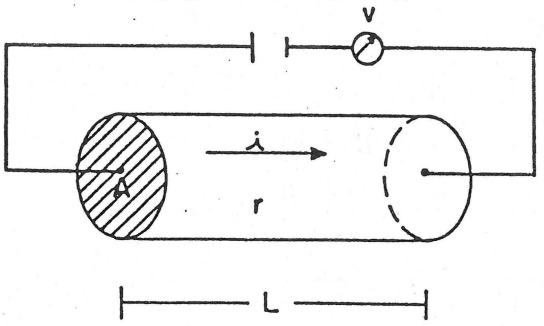


FIGURA 2.6. ESQUEMA IDEALIZADO DE COMO SE MIDE LA RESISTIVIDAD

Considérese un cilindro con sección transversal A y longitud L, al que se le aplica una corriente eléctrica por los extremos. La resistencia r se define como

$$r = \frac{\Delta V}{I} = \frac{\int_0^{\infty} \bar{E} \cdot d\bar{r}}{I} \qquad 2.15$$

de 2.12 se puede obtener que

$$I = \int \bar{J} \cdot d\bar{s} \qquad 2.16$$

integrando y despejando J, se tiene que

$$J = \frac{I}{A} \qquad 2.17$$

lo cual confirma su definición.

Sustituyendo 2.17 en 2.12,

$$\bar{E} = R\bar{J} \qquad 2.18$$

esta ecuación implica que $\bar{E}$ es constante, y al sustituirla en 2.15 se tiene que

$$r = R \frac{L}{A} \qquad 2.19$$

lo que confirma también que la resistencia depende de la geometría del cuerpo. La expresión 2.19 junto con la 2.14 son las que más se ocupan en registros geofísicos de pozos cuando se utilizan campos eléctricos estacionarios.

2.6.1 CANTIDADES MAGNÉTICAS

Los vectores $\overline{B}$ (campo magnético), $\overline{H}$ (intensidad de campo) y $\overline{M}$ (polarización magnética), se utilizan para describir al campo magnético. De éstos, $\overline{B}$ es el más importante. En los textos especializados sobre el tema, se considera al magnetismo de la Tierra en unidades CGS. El cuadro 2.1 resume los parámetros, vectores y unidades magnéticos que existen, tanto para el sistema internacional (SI) como para el CGS.

	VECTORES DEL CAMPO MAGNETICO		
SIMBOLO	$\overline{B}$	$\overline{H}$	
NOMBRE	Inducción o densidad de flujo	Intensidad o campo de fuerza	Polarización o magnetización
UNIDAD S.I.	Tesla (T)	-	-
DIMENSION	N/A . m	A/m	A/m
UNIDAD CGS	Gauss	Oersted	-
DIMENSION	Dinas/esu	Dinas/esu	Dinas/esu

	PARAMETROS CONSTITUTIVOS		PARAMETROS CIRCUITOS
SIMBOLO	μ	χ	ζ
NOMBRE	Permeabilidad o capacidad inductiva	Susceptibilidad	Inductancia
UNIDAD S.I.	-	-	Henry
DIMENSION	N/A^2	adimensional	$N\text{-}m/A^2$
UNIDAD CGS	-	-	-
DIMENSION	adimensional	adimensional	stratvolt/esu

CUADRO 2.1

2.6.2 ECUACIONES DE MAXWELL

Los vectores de campo eléctrico y magnético están relacionados por las ecuaciones de Maxwell. En un medio homogéneo e isotrópico, libre de acumulación de cargas se tiene que:

$$\nabla \times \bar{B} = \mu\epsilon \frac{\partial \bar{E}}{\partial t} + \mu C\bar{E} \qquad 2.20$$

$$\nabla \times \bar{E} = - \frac{\partial \bar{B}}{\partial t} \qquad 2.21$$

$$\nabla \cdot \bar{E} = 0 \qquad 2.22$$

$$\nabla \cdot \bar{B} = 0$$

$$\nabla \cdot \bar{J} = 0 \qquad 2.23$$

de la ecuación 2.21 se obtiene que:

$$\int_{} \nabla\times\bar{E} \cdot d\bar{s} = \int \bar{E} \cdot d\bar{r} \qquad 2.24$$

y se llega a calcular

$$V = \frac{d}{dt} \iint \bar{B} \cdot d\bar{A} \qquad 2.25$$

Esta expresión obtiene un voltaje medido en las terminales de una bobina de área A, la cual es atravesada por un campo magnético. Se le conoce como *ley de inducción de Faraday*.

2.6.3 ONDAS ELECTROMAGNÉTICAS

Algunos conceptos de la teoría electromagnética se ocupan en la teoría del registro de inducción. Si se considera que la conductividad es cero, C = 0, las ecuaciones 2.20 y 2.21 se pueden combinar para obtener las ecuaciones de onda electromagnética. Si se toma el rotacional de 2.21 y se utiliza 2.20 y 2.23, se encuentra que

$$\nabla\times(\nabla\times\mathbf{E}) = \nabla(\nabla\cdot\overline{\mathbf{E}})-\nabla^2\overline{\mathbf{E}} = -\nabla^2\overline{\mathbf{E}} = -\frac{\partial}{\partial t}\nabla\times\overline{\mathbf{B}} = -\mu\epsilon\frac{\partial^2\overline{\mathbf{E}}}{\partial t^2} \qquad 2.26$$

o sea,

$$\nabla^2\overline{\mathbf{E}}-\mu\epsilon\frac{\partial^2\overline{\mathbf{E}}}{\partial t^2} = 0 \qquad 2.27$$

De igual manera, si se toma el rotacional de 2.20 conduce a:

$$\nabla\times(\nabla\times\overline{\mathbf{B}}) = \nabla\cdot(\nabla\cdot\overline{\mathbf{B}})-\nabla^2\overline{\mathbf{B}} = -\nabla^2\overline{\mathbf{B}} = -\frac{\partial}{\partial t}\nabla\times\overline{\mathbf{E}} = -\mu\epsilon\frac{\partial^2\overline{\mathbf{B}}}{\partial t^2} = 0 \qquad 2.28$$

$$\nabla^2\overline{\mathbf{B}} - \mu\epsilon\frac{\partial^2\overline{\mathbf{B}}}{\partial t^2} = 0 \qquad 2.29$$

$\overline{\mathbf{E}}$ y $\overline{\mathbf{B}}$ satisfacen la misma ecuación y se pueden representar de la forma

$$\nabla^2\Psi(x,y,z,t) = \mu\epsilon\frac{\partial^2\Psi}{\partial t^2} \qquad 2.30$$

Considerando que Ψ es un movimiento armónico, se puede emplear la representación fasorial

$$\Psi(x,y,z,t) = \Psi_0(x,y,z)\ \exp\ (-i\omega t) \qquad 2.31$$

La segunda derivada respecto al tiempo de

$$\frac{\partial^2\Psi}{\partial t^2} = -\omega^2\Psi \qquad 2.32$$

la expresión 2.30 se puede expresar como

$$\nabla^2\Psi_0(x,y,z) + k^2\Psi_0(x,y,z) = 0 \qquad 2.33$$

donde $k^2 = \mu\epsilon\omega^2$ se conoce como *factor de propagación*. Para una onda de propagación plana en la dirección z, la solución es

$$\Psi(z,t) = \Psi_0\ \exp\ (kz - \omega t) \qquad 2.34$$

la velocidad de fase de tal onda es (ω/k) o $(\mu\epsilon)^{-1/2}$.

Cuando la onda plana está en un medio conductor, a la ecuación 2.20 debe agregarse el término $\mu c \frac{\partial \Psi}{\partial t}$, quedando

$$\nabla^2\Psi(x,y,z,t) = \mu\epsilon \frac{\partial^2\Psi}{\partial t^2} + \mu c \frac{\partial \Psi}{\partial t} \qquad 2.35$$

de 2.21, aplicando la primera y la segunda derivada, se tiene:

$$\nabla^2\Psi_0(x,y,z)\ \exp(-i\omega t) =$$
$$\mu\epsilon\omega^2\Psi_0(x,y,z)\ \exp(-i\omega t) - \mu C i\omega\Psi_0(x,y,z)\ \exp(-i\omega t) \qquad 2.36$$

en este caso

$$k^2 = \mu\epsilon\omega^2 + i\mu\omega C \qquad 2.37$$

Cuando ϵ y C son complejos, los factores de propagación se convierten en

$$k^2 = \mu\epsilon_r\omega^2 - \mu\omega Ci + i\mu\epsilon_i\omega^2 + i\mu\omega Cr \qquad 2.38$$

Si se tiene la expresión K = Kr + iKi y se iguala con 2.38

$$K^2r - K^2i = \mu\epsilon_r\omega^2 - \mu\omega Ci \qquad 2.39$$
$$2KiKr = \mu\omega Cr + \mu\omega^2\epsilon_i \qquad 2.40$$

donde la parte real e imaginaria de k se encuentra

$$Kr^2 = \frac{\mu\epsilon r\omega^2 - \mu\omega Ci}{2}\left(\left(1 + \frac{(\omega\epsilon_i + Cr)^2}{(\omega\epsilon_r + Ci)^2}\right)^{1/2} + 1\right) \qquad 2.41$$

$$Ki^2 = \frac{\mu\epsilon r\omega^2 - \mu\omega Ci}{2}\left(\left(1 + \frac{(\omega\epsilon_i - Cr)^2}{(\omega\epsilon_r + Ci)^2}\right)^{1/2} - 1\right) \qquad 2.42$$

las ecuaciones 2.41 y 2.42 se simplifican de acuerdo con los valores relativos de los componentes de la conductividad y permitividad para cada problema que se considere.

2.6.4 FLUJO DE CORRIENTE A TRAVÉS DE LAS ROCAS

Las rocas que se consideran son en esencia las sedimentarias formadas por granos, matriz y cemento; cuyos minerales en su mayoría son no conductores de la electricidad. Ahora bien, la porosidad efectiva, que contiene algún electrólito como agua salada, es el medio por el cual estas rocas pueden conducir la corriente. Aunque existen ciertos minerales en los sedimentos que hacen conductora a la roca, éstos son raros y pueden distorsionar la información obtenida por el registro.

2.6.5 FACTOR DE FORMACIÓN

El *factor de formación* de un medio poroso es un concepto valioso para la evaluación de formaciones. Se define como la relación que existe entre la resistividad de una muestra de roca saturada 100% con agua salada entre la resistividad del agua que satura dicha roca.

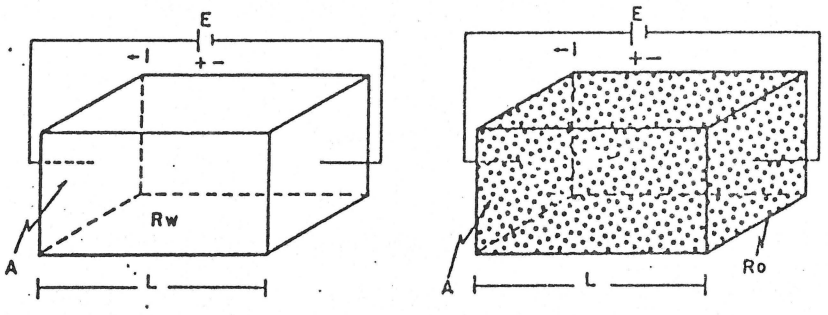
$$F = \frac{Ro}{Rw} \qquad 2.43$$

Esto es, considérese un cubo que contiene exclusivamente agua salada con una resistividad Rω (figura 2.7.a). Cuando se aplica un voltaje E (volts) entre dos caras, fluirá una corriente i (amperes).

$$E = r_i = R\omega \frac{L}{A} i \qquad 2.44$$

$$i = \frac{A}{R\omega} \frac{E}{L} \qquad 2.45$$

Esta expresión es análoga a la ley de Darcy para flujo de fluidos horizontales.



(a)
MEDIDA DE LA RESISTIVIDAD DE MUESTRA QUE CONTIENE 100% DE POROSIDAD.

(b)
MEDIDA DE LA RESISTIVIDAD DE UNA MUESTRA DE ROCA POROSA 100% SATURADA DE AGUA SALADA

FIGURA 2.7

Se considera ahora el mismo cubo lleno con igual cantidad de agua, pero se le agrega arena limpia. En este caso la resistencia medida se incrementará por el *factor de formación de resistividad*. El voltaje que se mida será:

$$\frac{E}{i} = Ro = F\ Rw \qquad 2.46$$

Esta es una relación importante en la interpretación de los registros eléctricos. Se ha visto que el factor F depende de la geometría de los granos y está asociado con la porosidad.

2.6.6 RELACIÓN ENTRE EL FACTOR DE FORMACIÓN Y LA POROSIDAD

Actualmente los valores de factor de formación se calculan a partir de ecuaciones empíricas que han dado buenos resultados; su obtención se ha realizado con pruebas de laboratorio, siendo las más conocidas:

La fórmula de Archie: $F = \phi^{-m}$ 2.47

La fórmula de Humble: $F = 0.62/\phi^{2.15}$ 2.48

A continuación se presenta un resumen del trabajo desarrollado por el físico Candelario Pérez Rosales (1982), donde propone una explicación física para validar teóricamente al concepto.

Se considera que el flujo de corriente se realiza a través de los espacios porosos, pero no por todos ellos se puede conducir, esto es, el poro se puede dividir en *trampas* y *canales*. Las primeras son regiones de estancamiento, mientras que las segundas son porciones en las cuales participa activamente el flujo de corriente. Estas consideraciones en conjunto con algunas ideas desarrolladas por Maxwell, llevaron a algunos resultados interesantes.

La teoría expone que en las rocas naturales una considerable parte del espacio poroso está constituido por trampas, indicando que la geometría interna de la roca es extremadamente compleja. Además, esta teoría confirma la validez de la ecuación de Archie y proporciona una explicación del significado físico del exponente de cementación.

En el pasado se intentó encontrar una correlación entre el factor de formación y porosidad. Maxwell estudió teóricamente este problema para el caso de partículas esféricas dispersas; de estas ideas se dedujo una relación. Otro investigador, Fricke (1924, 1931) generalizó la ecuación de Maxwell a esferoides.

Por otra parte, Archie (1942) obtuvo una fórmula empírica que es aplicable a rocas naturales. Pérez Rosales (1976), en un primer intento por generalizar la ecuación de Maxwell, obtuvo una fórmula que dio buenos resultados, pero falló en valores de baja porosidad. En nuestros días, esta limitación ya no existe y se ha podido obtener una ecuación más general.

a) Aspectos teóricos

Considérese el siguiente experimento. Una roca porosa no conductora está saturada con un fluido conductor, se le introduce una corriente eléctrica a través de un dispositivo electródico. Estudios de laboratorio indican que las paredes del poro son extremadamente irregulares, por lo que se infiere la existencia de regiones de estancamiento. Como una consecuencia, la porosidad total se divide en dos partes: una porosidad de flujo asociada con los canales ϕ_f y otra de estancamiento ϕ_s , con las trampas. Esto es:

$$\phi = \phi_f + \phi_s \qquad 2.49$$

La figura 2.8 es una representación esquemática bidimensional de una roca porosa. Se puede observar que la corriente eléctrica puede fluir sólo a través de los canales indicados por C. Las trampas no son necesariamente del tipo mostrado en esta figura. Pueden estar constituidas por espacios abiertos, donde las condiciones de simetría generan regiones de estancamiento, como se ilustra en la figura 2.9.

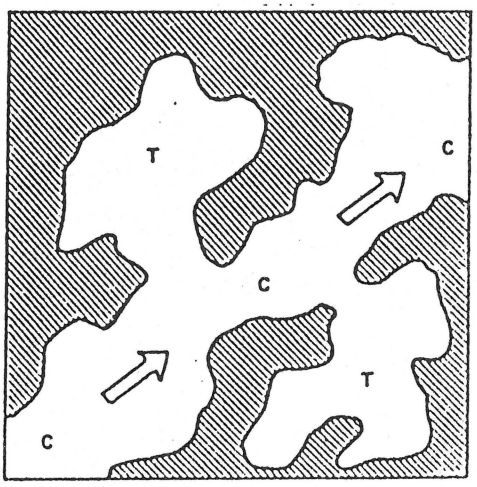


FIGURA 2.8. REPRESENTACION ESQUEMATICA BIDIMENSIONAL DE UN PORCION DE ROCA POROSA (PEREZ ROSALES, 1982).

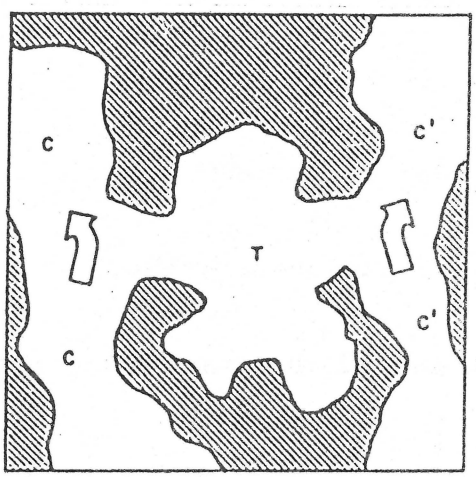


FIGURA 2.9. REPRESENTACION ESQUEMATICA BIDIMENSIONAL DE UNA TRAMPA ABIERTA O DE SIMETRIA (PEREZ ROSALES, 1982).

A través del trabajo teórico de Maxwell y Fricke, Pérez Rosales postuló una relación entre el factor de formación y la porosidad de flujo:

$$F = 1 + \frac{G\ (\ 1 - \phi_f\ )}{\phi_f} \qquad 2.50$$

donde G es un parámetro cuyo valor depende de la geometría interna del medio poroso. En este artículo se considera una relación lineal entre la porosidad de flujo y la porosidad total, como:

$$\phi_f = C_1\phi + C_2 \qquad 2.51$$

donde C_1 y C_2 son constantes.

En general, esta relación lleva a buenos resultados, pero falla en valores de porosidad baja. De aquí se precisa la necesidad de encontrar una correspondencia mejor y más general.

Para facilitar esta búsqueda, se tuvo que considerar que la porosidad de flujo debía satisfacer las siguientes condiciones:

1) $\phi_f = 1$ cuando $\phi = 1.0$ 2.52

2) $\phi_f = 0$ cuando $\phi = 0.0$ 2.53

3) $\phi_f \leq \phi$ cuando $0 \leq \phi \leq 1$ 2.54

Las condiciones 1 y 2 son necesarias.

La relación más elemental que satisface estas tres condiciones es:

$$\phi_f = \phi^m \qquad 2.55$$

donde $m \geq 1$. Se ha encontrado que esta relación expresa correctamente la conexión que existe entre las dos porosidades, como se apreciará más adelante.

Sustituyendo 2.55 en 2.50, da

$$F = 1 + G\ (\phi^{-m} - 1) \qquad 2.56$$

Esta fórmula permite probar la validez de la teoría.

Si G = 1, la ecuación toma la forma

$$F = \phi^{-m} \quad \text{(ecuación de Archie)} \qquad 2.57$$

Si G = 1 y m = 1, la ecuación 2.56 se reduce a

$$F = \phi^{-1} \quad \text{(ecuación aplicada a sistemas de tubos paralelos)} \qquad 2.58$$

Por otro lado, la ecuación 2.56 se puede expresar como:

$$F = G\ \phi^{-m} + (1 - G) \qquad 2.59$$

Como se verá en la siguiente parte, el valor de G para el caso de rocas naturales es muy cercano a la unidad. Esto implica que, para valores normales de ϕ y m, $G\phi^{-m} \gg (1 - G)$.

De aquí que una forma aproximada de la ecuación 2.59 es

$$F = G\,\phi^{-m} \qquad 2.60$$

En la práctica, esta ecuación es la más utilizada y se conoce como la *fórmula generalizada de Archie*, la cual no satisface la condición necesaria que establece que $F = 1$ cuando $\phi = 1$. A pesar de esta limitación, la ecuación 2.60 es una buena aproximación a la realidad.

Finalmente, para valores grandes de ϕ, la cantidad ϕ^m es aproximadamente igual a ϕ. En este caso, la ecuación 2.56 puede expresarse como

$$F = 1 + \frac{G\,(1 - \phi)}{\phi} \qquad 2.61$$

Esta es la ecuación de Fricke para esferoides dispersos.

b) Significado de los parámetros G y m

La ecuación 2.55 permite visualizar que m es la potencia a la cual la porosidad total puede ser elevada para obtener la porosidad de flujo.

En otras palabras, de acuerdo con la teoría desarrollada, m es un parámetro el cual permite determinar qué porción del volumen de poro participa activamente en el flujo de la corriente eléctrica y cuál porción corresponde a zonas de estancamiento. Para ilustrar este punto, se considerarán dos ejemplos.

El primer ejemplo es con relación a las medidas de laboratorio realizadas a un núcleo de arenisca, las cuales indicaron que $\phi = 0.216$ y $F = 13.7$.

La ecuación de Archie, por ser arenisca, es una buena aproximación a la realidad; por tanto, utilizando la ecuación 2.58, se encuentra que $m = 1.71$, y de acuerdo con la ecuación 2.56, la porosidad de flujo es:

$$\phi_f = 0.216^{1.71} = 0.073$$

y la porosidad de estancamiento es

$$\phi_s = \phi = \phi_f = 0.216 - 0.073 = 0.143$$

Esto significa que el 66% del volumen poroso corresponde a trampas y sólo el 34% a canales. A primera vista, el valor obtenido para las regiones de estancamiento parece ser muy alto; aunque hay que recordar que el fenómeno aquí analizado es de tipo eléctrico.

Si se considera el flujo de un fluido viscoso, se obtendrán valores diferentes, por el hecho de que las fuerzas viscosas dan un empuje al fluido transferido entre las regiones de flujo y estancamiento, las cuales originan una considerable reducción del volumen en las regiones de estancamiento.

El segundo ejemplo se refiere a un empacamiento de esferas. Considérense los mismos valores que en el ejemplo anterior. El valor de m para las esferas es de 1.09.

$$\phi_f = 0.216^{1.09} = 0.188$$

y

$$\phi_s = 0.216 - 0.188 = 0.028$$

En este caso la porosidad de estancamiento es mucho menor que la porosidad de flujo. Esto se debe a que la geometría interna de un arreglo de esferas es mucho más sencilla que en rocas naturales.

El valor mínimo que el parámetro m puede tener es 1, el cual corresponde al medio vacío en regiones de estancamiento. Este es un valor teórico para un sistema de esferas dispersas y también un valor aproximado obtenido experimentalmente para suspensiones y arreglos esféricos.

En relación con el parámetro G, se ha encontrado que está vinculado a la geometría interna del medio poroso. El valor máximo que se puede tener para un sistema tridimensional homogéneo e isotrópico es de 1.50, el cual corresponde al valor teórico de un sistema de esferas acomodadas.

Este es el tipo de sistema más sencillo que existe. A medida que la geometría del sistema sea más compleja, el valor de G disminuye; para el caso de areniscas, el valor de G es muy cercano a la unidad.

A continuación se presenta una tabla en la que se indican los valores de G y m para diferentes arreglos geométricos y tipos de roca.

MEDIO POROSO	G	m
Esferas	1.49	1.09
Cubos	1.33	1.28
Areniscas	1.03	1.73

TABLA 2.3

c) Relación entre la tortuosidad y porosidad de estancamiento

Es importante establecer la relación que existe entre las zonas de estancamiento y el concepto de tortuosidad que se asocia con la irregularidad de la trayectoria que siguen las líneas de flujo dentro de un medio poroso.

Si una muestra porosa tiene una longitud L y una longitud media de las líneas de flujo Lm, se define a la tortuosidad como:

$$T = \frac{Lm}{L} \qquad 2.62$$

aunque algunos autores la definen como $T = (Lm/L)^2$.

Desafortunadamente no es posible medir Lm de manera directa; por lo tanto, es necesario definir a la tortuosidad en términos de otras cantidades que se puedan medir en el laboratorio.

Considere un sistema donde los espacios porosos están constituidos por tubos paralelos, el factor de resistividad es

$$F_R = \frac{1}{\phi} \qquad 2.63$$

y la tortuosidad unitaria.

Supóngase ahora que la geometría interna se modifica de tal forma que el sistema se convierta en una roca porosa, pero manteniendo la porosidad constante.

Como una consecuencia de este cambio, el factor de resistividad se incrementa por el grado de irregularidades que existen en la superficie interna. Si el nuevo factor de resistividad es T veces más grande que el correspondiente a tubos paralelos, entonces:

$$F_R = \frac{T}{\phi} \qquad 2.64$$

El incremento del factor de resistividad se interpreta usualmente como la resistencia debida a un plegamiento en la trayectoria de las líneas de flujo; por lo que T (2.64), se puede tomar como una definición práctica de tortuosidad. Considerando la combinación de la ecuación 2.59 en 2.64, da

$$T = \phi \ (G \ \phi^{-m} + 1 - G) \qquad 2.65$$

ésta es una expresión general para tortuosidad.

Como se mencionó anteriormente, en el caso de una roca porosa, el valor G es muy cercano a la unidad. De aquí que una forma aproximadà de la ecuación 2.65 es

$$T = \frac{\phi}{\phi^m} \qquad 2.66$$

Combinando las ecuaciones 2.49, 2.55 y 2.66, se llega a

$$T = 1 + \frac{\phi_s}{\phi_f} \qquad 2.67$$

Esta es una expresión simplificada que brinda una clara idea del significado físico de la tortuosidad, en términos de las porosidades de estancamiento y flujo, teniendo presente que 2.67 es sólo una aproximación que es válida para rocas naturales. Cuando se trata con medios no consolidados, tales como paquetes de esferas, la ecuación general que se utiliza es la 2.65.

Como ejemplo, se calculará la tortuosidad de los dos sistemas considerados en las secciones anteriores. Para el caso de la arenisca, se puede utilizar la expresión 2.67.

$$T = 1 + \frac{0.143}{0.073} = 2.97$$

Si se ocupa 2.65 con m = 1.71 y G = 1.03 se obtendrá un valor de T = 3.05.

Por otro lado, para un empaquetamiento de esferas, el uso de 2.65 con m = 1.09 y G = 1.49 da T = 1.60. Ambos resultados parecen ser razonables.

2.6.7 RESISTIVIDAD DE ROCAS PARCIALMENTE SATURADAS

Cuando el aceite o gas están presentes en una roca porosa junto con una cierta cantidad de agua salada, su resistividad es mayor que Ro, debido a que existe cierto volumen de agua para que fluya una corriente eléctrica. El volumen disponible al flujo de corriente se designa como su saturación en el espacio poroso y se representa como $S\omega$.

La resistividad de una roca parcialmente saturada con agua no sólo depende del valor $S\omega$, sino de la distribución que existe en el espacio poroso. La distribución de la fase fluido dentro de las rocas depende de las propiedades de mojabilidad de la roca, de la dirección que se estableció (drenaje o imbibición) y del tipo de porosidad (intergranular, vugular o ambas).

La fórmula aceptada que relaciona la saturación de agua conata $S\omega$ y la resistividad verdadera Rt, es la de Archie, la cual puede expresarse en diferentes formas:

$$S\omega = \sqrt[n]{\frac{Ro}{Rt}} = \left[\frac{R\omega\ F}{Rt}\right]^{1/n} = \left[\frac{R\omega\ \phi^{-m}}{Rt}\right]^{1/n} \qquad 2.68$$

donde n se conoce como exponente de saturación y algunos autores igualan al exponente de cementación. El valor más general es n = 2.

2.7 PROPIEDADES NUCLEARES DE LAS ROCAS

El entendimiento e interpretación de los registros radiactivos requiere conocer la estructura atómica.

El átomo está compuesto por un núcleo y electrones que giran alrededor de éste en órbitas relativamente circulares, llamadas *niveles de energía*. La forma y orientación de cualquier órbita del electrón puede especificarse por cuatro números cuánticos característicos.

El principal número cuántico define una concha de energía en la cual existe el electrón. Dentro de cada concha es posible tener subdivisiones de energía basadas en la forma de la trayectoria elíptica (número azimutal), la orientación relativa al campo magnético (número magnético) y la orientación axial del spin del electrón (número de spin). Con la excepción de que el número del spin puede ser sólo ± 1/2, los números cuánticos deben ser enteros, y el número de enteros posibles depende del número cuántico. Así, en el nivel K del cascarón más bajo de energía es sólo posible tener dos electrones, en el siguiente cascarón L existen ocho electrones, el M puede contener dieciséis, y el N treinta y dos.

Cuando por alguna razón, un electrón se mueve de un nivel de energía a uno más bajo, la diferencia de energía entre los dos estados se emite como una onda electromagnética.

El núcleo está compuesto de protones y neutrones. El átomo debe ser eléctricamente neutro. El número de neutrones y protones es aproximadamente igual en los elementos ligeros, y en los elementos pesados el número de neutrones es mucho mayor que los protones. Las masas del protón y neutrón son aproximadamente iguales.

El número de protones de un elemento define sus propiedades químicas, conociéndose como *número atómico* (z).

La suma de neutrones y protones en el núcleo es el peso aproximado del elemento y se le llama *número de masa* (A).

Existe más de una combinación de neutrones y protones de un elemento, por ejemplo, el hidrógeno tiene un solo protón en su núcleo, pero existen dos isótopos del hidrógeno que pueden tener uno o dos neutrones. Las tres especies posibles del hidrógeno son:

Hidrógeno	$_1H^1$	un protón
Deuterio	$_1H^2$	un protón y un neutrón
Tritio	$_1H^3$	un protón y dos neutrones

2.7.1 RADIACTIVIDAD

Se define como la desintegración de átomos acompañada por una emisión de radiación.

Los elementos pesados con un número de masa alto son muy inestables y espontáneamente se transmutan o transforman a otros isótopos más estables cambiando de masa. Todos los elementos químicos con un número atómico mayor de 83 son radiactivos.

La transformación de átomos provoca una liberación de energía radiactiva, que puede ser de los siguientes tipos:

a) *Partículas alfa*. Son portadoras de una carga eléctrica positiva igual al doble de la carga del electrón. Consisten de átomos de helio pero sin sus electrones, tienen carga positiva y son de alta energía. Debido a su carga y masa, su penetración a través de la materia es muy limitada.

b) *Partículas beta*. En análisis espectrográficos magnéticos se ha observado que estas partículas tienen carga eléctrica negativa y una masa igual a la del electrón. Son electrones de alta energía que resultan de la desintegración nuclear. Su penetración a través de la materia es limitada.

c) *Partículas gamma*. Son radiaciones electromagnéticas o fotones emitidas por un núcleo en estado de excitación. No tienen masa ni carga, pero poseen energía y una gran penetración a través de la materia, la cual es inversamente proporcional al número atómico del material que atraviesa.

d) *Neutrones*. Son partículas pesadas sin carga con una masa igual a la del protón. Como no tienen carga, poseen una penetración profunda a través de la materia y están limitados sólo por las características nucleares del material. La penetración de los neutrones decrece con el incremento del número atómico del material.

2.7.2 NATURALEZA EXPONENCIAL DE LA RADIACTIVIDAD

Cada elemento radiactivo tiene una característica y una relación única de desintegración. Como la radiactividad es un conjunto de emisiones espontáneas de energía, se ha propuesto una relación que describa matemáticamente el porcentaje de átomos que se desintegran en un intervalo finito de tiempo. Esto es, si N núcleos radiactivos están presentes en un tiempo t y si no se introducen otros núcleos a la misma muestra se tendrá:

$$\lambda = - (dN/dt)/N \qquad 2.69$$

donde λ es la constante de desintegración. La parte derecha de la expresión 2.69 es la probabilidad por unidad de tiempo para el decaimiento de un átomo.

Integrando la expresión 2.69, se llega a

$$N = No\ e^{-\lambda t} \qquad 2.70$$

donde No es el número de núcleos radiactivos en el tiempo 0. Si λ es grande, el núcleo es altamente radiactivo y si λ es pequeña, el núcleo es relativamente estable.

El tiempo que requiere un isótopo radiactivo para que pierda el 50% de su actividad se llama *vida media* o (T1/2). La vida media de los elementos radiactivos varía de millones de años a millonésimas de segundo.

Se puede calcular la actividad de una muestra o el número de decaimientos por unidad de tiempo como:

$$\frac{dN}{dt} = \lambda No\ e^{-\lambda t} \qquad 2.71$$

De aquí que la actividad de una fuente declina exponencialmente con el tiempo. Esta es una consideración importante en la selección del radioisótopo a utilizar como fuente en una sonda de registro.

Si el núclido resultante también es radiactivo, con una probabilidad de decaimiento λ_2 por unidad de tiempo, la actividad del segundo núclido es:

$$\frac{dN_2}{dt} = -\lambda_2 N_2 + \lambda_1 N_1 \qquad 2.72$$

Si se comienza con un núcleo N_{10} de núclido 1 y no hay núcleos de núclido 2.

$$N_2 = \frac{N_{10}\,\lambda_1}{\lambda_2 - \lambda_1}\,[\exp(-\lambda_1 t) - \exp(-\lambda_2 t)] \qquad 2.73$$

Se puede proceder de la misma manera para una cadena de decaimiento. En tal cadena, el primer núclido de cualquier cadena es el padre y los otros son hijos. El decaimiento continúa hasta que todos los núclidos hayan llegado a una situación estable. Si la vida media de un padre es mucho más grande que la de los hijos y si el material está sin distorsión para un tiempo grande

$$\lambda_1 N_1 = \lambda_2 N_2 = \ldots = \lambda_n N_n \qquad 2.74$$

la cadena de n núclidos se dice que está en equilibrio secular y las actividades de todos los miembros de las cadenas son iguales.

Los elementos radiactivos más conocidos o que están presentes en la naturaleza se pueden dividir en series.

Las series de desintegración de los átomos más usuales son la del uranio y la del thorio (tablas 2.4 y 2.5); la serie del actinio es muy rara. Existen otros elementos radiactivos como el potasio 40, rubidio y samario, que están presentes en la naturaleza.

Los sedimentos de grano fino como las lutitas son más radiactivos que los sedimentos de grano grueso, esto se debe a que los radioelementos son absorbidos por las partículas de arcilla.

ELEMENTO		MODO DE DESINTEGRACION	VIDA MEDIA
U I	$_{92}U^{238}$	Alpha	4.51×10^{9} años
UX_1	$_{90}Th^{234}$	Beta	24.1 días
UX_2	$_{91}Pa^{234}$	Beta	1.18 min.
UZ	$_{91}Pa^{234}$	Beta	6.66 horas
U II	$_{92}U^{234}$	Alpha	2.48×10^{5} años
Io	$_{90}Th^{230}$	Alpha	8.0×10^{4} años
Ra	$_{88}Ra^{226}$	Alpha	1620 años
Rn	$_{86}Em^{222}$	Alpha	3.82 días
RaA	$_{84}Pa^{218}$	Alpha-Beta	3.05 min.
RaA^{1}	$_{85}At^{218}$	Alpha-Beta	2 segundos
RaA^{11}	$_{86}Em^{218}$	Alpha	1.3 segundos
RaB	$_{82}Pb^{214}$	Beta	26.8 minutos
RaC	$_{83}Bi^{214}$	Alpha-Beta	19.7 minutos
RaC^{1}	$_{84}Po^{214}$	Alpha	1.6×10^{4} seg
RaC^{11}	$_{81}Tl^{210}$	Beta	1.32 minutos
RaA	$_{82}Pb^{210}$	Beta	19.4 años
RaE	$_{83}Bi^{210}$	Alpha-Beta	6.01 días
RaF	$_{84}Po^{210}$	Alpha	138.4 Días
RaE	$_{81}Ti^{206}$	Beta	4.2 minutos
RaG	$_{82}Pb^{206}$	Estable	

TABLA 2.4. SERIE DE URANIO

ELEMENTO		MODO DE DESINTEGRACION	VIDA MEDIA
Th	$_{90}Fh^{232}$	Alpha	1.43×10^{10} años
$MsTh_1$	$_{88}Ra^{228}$	Beta	6.7 años
$MsTh_2$	$_{89}Ac^{228}$	Beta	6.13 años
RaTh	$_{90}Th^{228}$	Alpha	1.91 años
Thx	$_{88}Ra^{224}$	Alpha	3.64 años
Th	$_{86}Em^{220}$	Alpha	5.15 segundos
ThA	$_{84}Po^{216}$	Alpha	0.16 segundos
ThB	$_{82}Pb^{212}$	Beta	10.6 horas
ThC	$_{83}Bi^{212}$	Alpha-Beta	60.5 minutos
ThC^{1}	$_{84}Po^{212}$	Alpha	0.30 segundos
ThC^{11}	$_{81}Tl^{208}$	Beta	3.10 minutos
ThD	$_{82}Pb^{208}$	Estable	

TABLA 2.5 SERIE DEL THORIO

2.7.3 UNIDADES DE MEDIDA

La energía que se imparte a un electrón cuando es propulsado por una diferencia de potencial de un volt se denomina *electrón-volt* (eV). La energía que se utiliza en registros geofísicos de pozos es el *megaelectrón-volt* (MeV = 10^6 eV).

La *unidad Curie* es el número de desintegraciones por segundo que da un gramo de radio en equilibrio junto con sus elementos hijos = 3.7×10^{10} desintegraciones por segundo.

La *unidad Roentgen* es la cantidad de rayos X o radiaciones gamma que ionizarán un centímetro cúbico de aire en condiciones estándar y producirán una unidad electrostática de carga eléctrica ó 2×10^9 pares de iones.

1 par ion = 37.2 electrón-volt 1 MeV = 30,000 pares de iones = 1.6×10^{-12} erg

Equivalente de radio de una roca es una cantidad de radio que produce una cantidad de rayos gamma igual a la que se produciría por todos los elementos radiactivos que están en la roca.

Microgramo de radio equivalente por tonelada es una cantidad de radio expresada en microgramos (10^{-6}gr de Ra), que produce una cantidad de radiaciones gamma igual a la que producirán todos los elementos radiactivos contenidos en una tonelada métrica de roca (10^{-6}gr).

1μg Ra - eq/ton = 2.8 ppm de U = 5.7 ppm de Th = 7,000 ppm de K

Actualmente, la *unidad API* en registros geofísicos de pozos ha sido estandarizada por las compañías de servicio y variará de acuerdo con el tipo de medición que se realice.

2.7.4 RADIACTIVIDAD INDUCIDA POR BOMBARDEO DE NEUTRONES

Los neutrones son partículas eficaces para inducir reacciones nucleares, no existen en estado libre en la naturaleza y tienen una vida media de alrededor de diez minutos.

Para poder generar los neutrones es necesario crear ciertas combinaciones químicas, reacciones a las cuales se denominan *fuentes.*

La reacción (α,n)* es la más común para obtener fuentes de neutrones simples. Cuando un gramo de radio se combina con algunos gramos de berilio, se emiten alrededor de 10^7 neutrones por segundo como resultado de la reacción (α,n).

$$Be^9 + H_e^4 \quad C^{12} + n + Q \text{ donde } Q = 5.709 \text{ MeV.} \qquad 2.75$$

La ventaja de esta fuente es que mantiene constante la intensidad en grandes períodos de tiempo.

Una manera sencilla de establecer este tipo de reacciones es con la siguiente notación: Be^9 (α,n) C^{12}. El radio y sus productos emiten partículas con energías de 4.79 MeV a 7.68 MeV y los neutrones tienen energía alrededor de 1 MeV a 13 MeV con una gran porción de neutrones que tienen energía debajo de los 4 MeV. La vida media del radio es de alrededor de 1,620 años. Las fuentes Ra-Be producen una gran cantidad de rayos gamma y a veces no son deseables en ciertas aplicaciones de registros.

Las fuentes polonio-berilio se utilizan cuando se desean pocos rayos gamma. Un curie de polonio combinado con berilio da alrededor de 3×10^6 neutrones por segundo. El uso de polonio tiene algunas desventajas. La salida de neutrones es mucho más baja, se requieren características químicas especiales para preparar polonio puro y su vida media, 140 días, es muy corta comparada con el Ra-Be. La fuente plutonio-berilio tiene la ventaja de emitir rayos gamma de baja energía con vida media grande, 24 000 años.

---

*(α,n) ALPHA-NEUTRON.

Los neutrones se pueden producir por reacciones (γ,n)**, donde los neutrones son sacados del núcleo por fotones o rayos gamma, si el berilio es el blanco, la energía del fotón debe de exceder de 1.67 MeV. Rayos gamma con esta energía no son comunes en especies radiactivas naturales; es común utilizar una fuente de rayos gamma a partir de un radio núcleo que ha sido hecho artificialmente en un reactor nuclear.

Existe una gran familia de reacciones de partículas cargadas que producirán neutrones en grandes cantidades, aunque la más usual es la llamada reacción d-d (deuterio-deuterio) o

$$H^2 + d \quad He^3 + n + Q \qquad \text{donde } Q = 3.2 \text{ MeV} \qquad 2.76$$

y la reacción d-t (deuterio-tritio)

$$H^3 + d \quad He^4 + n + Q \qquad \text{donde } Q = 17.6 \text{ MeV} \qquad 2.77$$

2.7.5 INTERACCIONES DEL NEUTRÓN

Los neutrones pueden interactuar con el núcleo de dos maneras, por *disipación* o *captura*. El tipo de interacción dependen en gran parte de la energía del neutrón y del núcleo en cuestión.

Por conveniencia, los neutrones se dividirán en grupos arbitrarios como sigue: neutrones *rápidos* arriba de 100 KeV; aquéllos entre 100 eV y 100 KeV, llamados de *energía puntual intermedia*; aquéllos con energía entre 0.025 eV y 100 eV, llamados *lentos o epitermales*. A los neutrones con energía de 0.025 eV se les conoce como *termales*.

** (γ,n) GAMMA-NEUTRON.

Los neutrones pueden ser capturados por un núcleo a cualquier energía, pero la probabilidad de que un neutrón rápido sea capturado es mucho menor que la de un neutrón lento.

Cuando se agrega energía a un núcleo, ésta se realiza por medio de rayos gamma, que es característica del núcleo y se puede observar y registrar.

En el caso de disipación de neutrones, éstos chocan con el núcleo de la misma manera que dos bolas de billar, la colisión puede ser de dos tipos:

1. *Elástica*, donde la colisión es estrictamente cinética, y se transfiere sólo energía cinética al núcleo.

2. *Inelástica*, donde la colisión tiene tanto energía cinética como interna.

En el caso de la colisión elástica, no se produce radiación de ningún tipo, sólo pérdida de energía interna transferida del neutrón al núcleo.

En una colisión inelástica de rayos gamma es generalmente bien conocida y es indicativa del tipo de núcleo. Por lo tanto, la energía de rayos gamma resultante de una disipación de neutrones puede utilizarse para identificar el núcleo.

La energía de los neutrones es un factor muy importante en la disipación inelástica. Por cada núcleo hay una cierta energía de entrada en la cual la reacción de la disipación inelástica no tomará lugar, la energía de neutrones requerida es al menos tan alta como los rayos gamma que resultan de la reacción.

La energía perdida por una colisión elástica de neutrones es dependiente de las masas relativas del neutrón y del núcleo. Si el átomo es hidrógeno, el cual tiene un solo protón, el núcleo puede perder su energía total en la colisión.

2.7.6 DETECCIÓN DE NEUTRONES

Los neutrones son partículas sin carga que producen una ionización insignificante cuando pasan a través de la materia, con la particularidad de que no pueden ser detectadas por cualquier instrumento cuya acción depende de la ionización causada por la partícula. Los instrumentos más conocidos son contadores Geiger, cintilómetros y cámaras de ionización.

La detección de neutrones depende de efectos secundarios, los cuales resultan de sus interacciones con el núcleo. Dos de estas interacciones, que son aplicables a las medidas en los pozos son:

1. La absorción de un neutrón por un núcleo con la pronta emisión de una partícula rápida cargada.

2. La disipación de un neutrón por un núcleo ligero, tal como un protón, como resultado del rechazo del núcleo ligero que produce ionización.

Un detector basado en el primer tipo de interacción puede ser una cámara de ionización o un contador proporcional que esté lleno con gas (boro o trifloruro de boro). La acción de este detector se basa en la reacción de neutrones que son los ionizadores en el boro; dicha reacción produce una partícula alpha. Este detector es sensitivo a neutrones térmicos.

El método común para detectar neutrones rápidos se basa en la observación de la ionización producida por el rechazo de protones en una disipación elástica de neutrones por materiales hidrogenados. Una cámara de ionización o un contador llenos con gas de hidrógeno o que tenga paredes de polietileno pueden utilizarse. Un neutrón incidente puede impartir suficiente energía al núcleo del hidrógeno, de tal manera que la ionización causada por el movimiento del protón permite accionar al detector.

Un segundo método para detectar neutrones rápidos implica el uso de un cintilómetro de cristal del tipo Li^6I, donde el neutrón reacciona con el litio para producir una partícula alpha y un tritón, el cual causa un destello de luz en el cristal. Este destello se detecta y amplifica por un tubo fotomultiplicador y se registra en un equipo electrónico. Este equipo es el más usado en los equipos de registro por la sensibilidad que tienen.

2.7.7 ATENUACIÓN DE RAYOS GAMMA EN LOS MATERIALES

Para ilustrar este fenómeno, considere un rayo de luz de partículas confinadas que se bombardean en un área de 1 cm^2 y sean no partículas las que realizan el bombardeo. Sean n_t núcleos en 1 cm^3 de la tarjeta, o zona a la cual se bombardean las partículas con t cm de espesor.

Si se llama a N al número total de desintegraciones producidas en la tarjeta (figura 2.10), se tiene:

$$N = No\ n_t\ t\sigma \qquad 2.78$$

donde σ es la sección transversal expresada en barns $10^{-24} cm^2$.

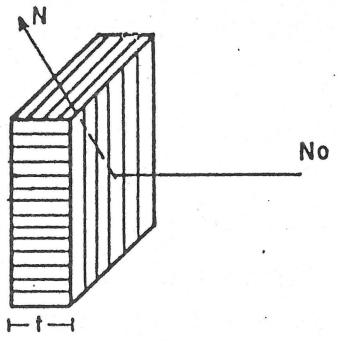


FIGURA 2.10 REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA ATENUACION DE RAYOS GAMMA EN LOS MATERIALES.

2.7.8 DETECCIÓN DE RAYOS GAMMA

La detección de partículas en experimentos nucleares se basa en el hecho de que una partícula cargada que pasa a través de la materia, deja a lo largo de su trayectoria una hilera de átomos ionizados o excitados y moléculas que pueden detectarse o contarse.

Los neutrones no producen directamente ionización o excitación, pero, junto con los rayos gamma en su paso a través de la materia, ocasionalmente dan surgimiento a partículas secundarias cargadas con energía considerable.

Los rayos gamma producen electrones secundarios por efecto fotoeléctrico, Compton o producción de pares, y dependen de la energía y número atómico del material. A continuación se explican brevemente dichos efectos.

a) Efecto fotoeléctrico

Este ocurre cuando un rayo gamma (fotón) de energía hυ entra en un átomo y desaparece con la resultante emisión de un electrón de alta velocidad.

La energía de liga del electrón es de solamente unos cuantos volts. La energía del fotoelectrón es menor que la energía del rayo gamma.

La absorción de los rayos gamma por efecto fotoeléctrico es mayor mientras más grande sea el número atómico de los elementos absorbedores. Es el más predominante cuando el nivel de energía es menor de 150 KeV (figura 2.11).

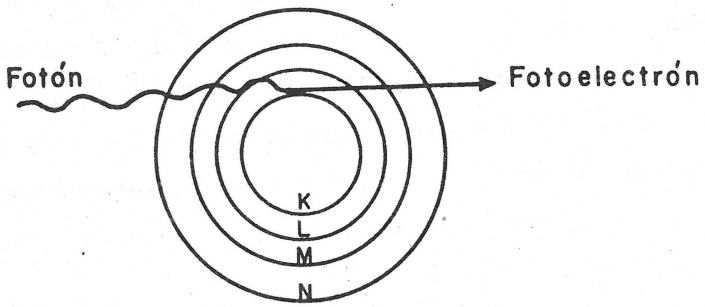


FIGURA 2.11. ABSORCION DE RAYOS GAMMA POR EFECTO FOTOELECTRICO.

b) Efecto Compton

Se realiza a niveles de energía intermedios entre 150 KeV y 2 MeV. Se producen electrones y rayos gamma adicionales (figura 2.12). Estos nuevos rayos gamma pueden a su vez ser absorbidos dentro de una cierta distancia fija.

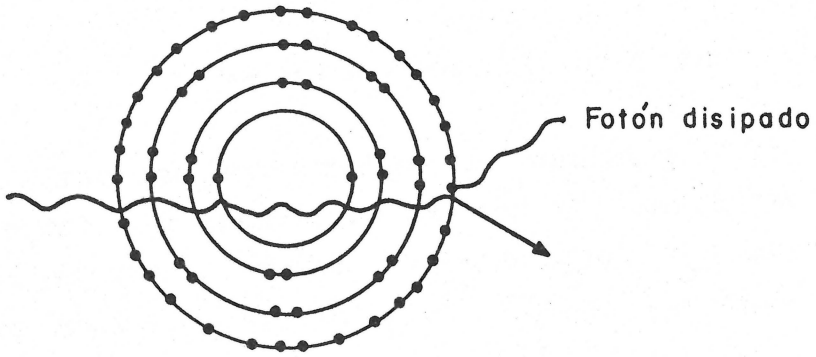


FIGURA 2.12. ABSORCION DE RAYOS GAMMA DE COMPTON.

c) Producción de pares

Se realiza a niveles de energía altos, mayores de 2 MeV. Es un efecto de importancia cuando se trabaja con el espectro de rayos gamma.

Se origina cuando un fotón penetra el material a mayor profundidad antes de chocar. En la colisión se produce un par de partículas que son un positrón y un electrón de alta energía. El positrón tiene aproximadamente la misma masa que el electrón pero de vida y capacidad de penetración corta. El electrón de alta energía es capaz de ionizar y chocar con otros electrones (figura 2.13).

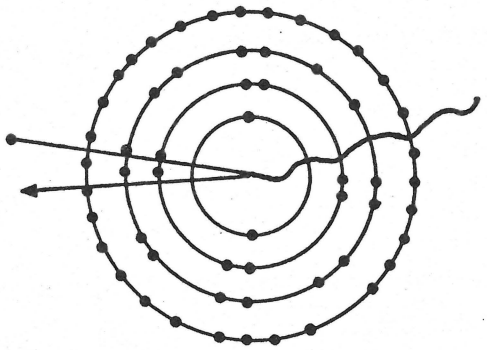


FIGURA 2.13. ABSORCION DE RAYOS GAMMA POR PRODUCCION DE PARES.

2.7.9 PROPIEDADES NUCLEARES DE LOS ELEMENTOS DE LAS ROCAS

Hasta ahora se ha presentado la información necesaria para comprender el comportamiento de los elementos que forman la roca. Asimismo, se han considerado conceptos como secciones transversales nucleares, energía de rayos gamma, vida media, etc.

Los elementos más comunes que se encuentran en los estratos de roca son: oxígeno, sílice, calcio, aluminio, carbón, azufre, fierro, magnesio, cloro y sodio.

El hidrógeno ocurre en forma de agua o hidrocarburos y el oxígeno se presenta en forma de agua, silicato (arenas), carbonato de calcio (caliza), carbonato de magnesio (dolomías), aluminatos (lutita).

Por otra parte, el carbón se manifiesta como parte del hidrocarburo y en rocas carbonatadas. El cloro aparece disuelto en forma de cloruro de sodio en aguas de formación salina. Asimismo, el fierro aparece en varias rocas en menor cantidad, pero siempre se presenta cuando el pozo está entubado.

La tabla 2.6 es una tabulación de las propiedades nucleares de estos elementos:

1. Sección transversal para la captura de neutrones termales.

2. La energía predominante de rayos gamma que resultan de la captura de neutrones y sus intensidades relativas.

3. La sección transversal para una disipación elástica.

4. La energía de rayos gamma resultantes de esta disipación inelástica.

Esta tabla muestra que la sección transversal para la captura de neutrones termales varía desde un milibarn hasta 32.000 milibarns. El cloro tiene el valor más alto, es por eso que se le ha puesto interés a su detección.

Una interpretación cuidadosa de la tabla dará algunas conclusiones que se podrán realizar en algunas reacciones, si los neutrones son susceptibles al bombardeo de formaciones.

TABLA 2.6

CARACTERISTICAS NUCLEARES DE LOS ELEMENTOS DE LAS ROCAS

ELEMENTO	SECCION TRANSVERSAL DE NEUTRONES TERMALES σ_c (MILIBARN)	E_γ CAPTURA * (MEV)	σ INELASTICA MILIBARN	En (MEV)	E_γ ENERGIA DE DISIPACION (MEV)
Oxígeno	0.2		104 500	7.06 14.0	6.09 6.09
Hidrógeno	330.	2.23	-	-	-
Carbón	3.03	4.9 (1) 3.7 (2)	350 245	6.58 14.1	4.43 4.43
Calcio	430.	6.4 (2) 4.4 (1) 4.2 (4) 2.0 (3) 1.94 (1)	100	3.95	3.9; 3.74
Silicio	130.	6.4 (5) 4.9 (1) 4.2 (4) 3.5 (3) 2.7 (2)	370	2.5	1.78
Cloro	32000.	7.7 (5) 7.4 (4) 6.6 (3) 6.12 (2) 3.0 (6) 1.97 (1)	600	2.5	1.23; 1.77
Magnesio	63.	3.9 (1) 2.8 (2) 1.87 (3)	485	2.56	1.36
Aluminio	230.	7.7 (1) 4.8 (4) 2.9 (2)	64 142 87	2.56	.84 1.017 2.21
Azufre	4490.	5.4 (1) 4.8 (4) 3.0 (2) 2.4 (3)	173	2.5	2.23
Sodio	505.	6.4 (3) 3.9 (2) 3.6 (1) 2.2 (4)	530	2.5	.45; 1.69; 2.2
Fierro	2430	7.64 (5) 7.27 (4) 6.43 (3) 5.92 (2) 5.5 (1)	900	2.56	.85; 1.25; 2.1

* Estos niveles de energía representan grupos de rayos gamma. Los rayos gamma listados no están todos presentes, sólo los más predominantes. Los números entre paréntesis se refieren a la intensidad relativa de los grupos de rayos gamma, desde el mayor (1), disminuyendo sucesivamente.

TABLA 2.6. CARACTERISTICAS NUCLEARES DE LOS ELEMENTOS DE LAS ROCAS

2.8 Propiedades elásticas de las rocas

Un *medio elástico* se puede definir como aquel que recupera completamente su forma después de aplicarle su deformación. Los fenómenos más comunes que ocurren en una roca cuando se le excita por medio de una onda acústica, pueden ser detectados por una sonda y descritos matemáticamente; para ello es necesario conocer los principios de la mecánica de medios continuos y de la física de ondas.

Como un inicio a esta exposición se presentarán dos términos que pueden confundirse, *stress* y *strain*, ya que su traducción del inglés al español indica lo mismo.

El término *stress* traducido como "esfuerzo", se define como una fuerza por unidad de área. Si la fuerza es perpendicular al área de un elemento sobre la cual es ejercida, se dice que es un *esfuerzo normal*, si es tangencial se le conoce como de *cizalla*, *corte* o *tangencial*.

Considérese un elemento de volumen con dimensiones δ_x, δ_y, δ_z (figura 2.14) al cual se le ha aplicado un esfuerzo; los esfuerzos que actúan en las seis caras del elemento pueden resolverse en componentes normales y de cizalla. Los subíndices x, y, z se refieren a los ejes. Por ejemplo, σ_{xy} es el esfuerzo de cizalla aplicado paralelo al eje x, actuando en la superficie perpendicular al eje y, y σ_{xx} se refiere al esfuerzo normal en la dirección x.

El término *strain*, "deformación", ocurre cuando un cuerpo elástico está sujeto a esfuerzos, cambios de forma y dimensiones. Considere un rectángulo PQRS (figura 2.15) con longitudes δ_x, y δ_y en el plano xy. Cuando un esfuerzo se aplica sobre el punto P, éste se mueve a P′, los desplazamientos de las componentes x, y de PP′ son u y w. Si los otros vértices tienen los mismos desplazamientos que P, no existe cambio en tamaño y forma, por tanto no hay deformación,

pero si u y w son diferentes en los otros vértices, entonces hay cambios en el tamaño y forma ocurriendo una deformación.

Si u = u(x,y) y w = w(x,y), las coordenadas de los vértices son:

$$P(x,y) \quad P'(x+u, y+w) \tag{2.80}$$

$$Q(x+\delta x, y) \quad Q'\left(x+\delta x+u+\frac{\partial u}{\partial x}\delta x\ ,\ y+w+\frac{\partial w}{\partial x}\delta x\right) \tag{2.81}$$

$$S(x, y+\delta y) \quad S'\left(x+u+\frac{\partial u}{\partial y}\delta y,\ y+\delta y+w+\frac{\partial w}{\partial y}\delta y\right) \tag{2.82}$$

$$R(x+\delta x,\ y+\delta y)$$
$$R'\left(x+\delta x+u+\frac{\partial u}{\partial x}\delta x+\frac{\partial u}{\partial y}\delta y\ ,\ y+\delta y+w+\frac{\partial w}{\partial x}\delta x+\frac{\partial w}{\partial y}\delta y\right) \tag{2.83}$$

Los cambios en u y w son mucho más pequeños que δx y δy, por lo que se puede asumir que cantidades como $\partial u/\partial x$ son pequeñas y sus potencias se pueden despreciar. Bajo esta consideración se observa que:

1. PQ aumenta en longitud por una cantidad $(\partial u/\partial x)\ \delta x$ y PS por $(\partial w/\partial y)\ \delta y$. $\partial u/\partial x$ y $\partial w/\partial y$ son incrementos fraccionales en longitud en la dirección de los ejes. Estos cambios se denominan *deformaciones normales*. La deformación normal en la dirección x se asigna como ε_{xx} y ε_{yy} en la dirección y.

2. El ángulo derecho (α_1) en P disminuye en $\alpha_1 + \alpha_2 = \partial w/\partial x + \partial u/\partial y$. La cantidad del ángulo derecho cambia cuando el esfuerzo aplicado es una medida del cambio de forma. Se le denomina *deformación tangencial* y se denota como ε_{xy}.

3. Todo el cuadro ha sido rotado en sentido contrario a las manecillas del reloj a través del ángulo $\alpha - \alpha_2 = \partial w/\partial x - \partial u/\partial y$. Esta rotación alrededor del eje z se refiere como la *rotación* y se denota como θz.

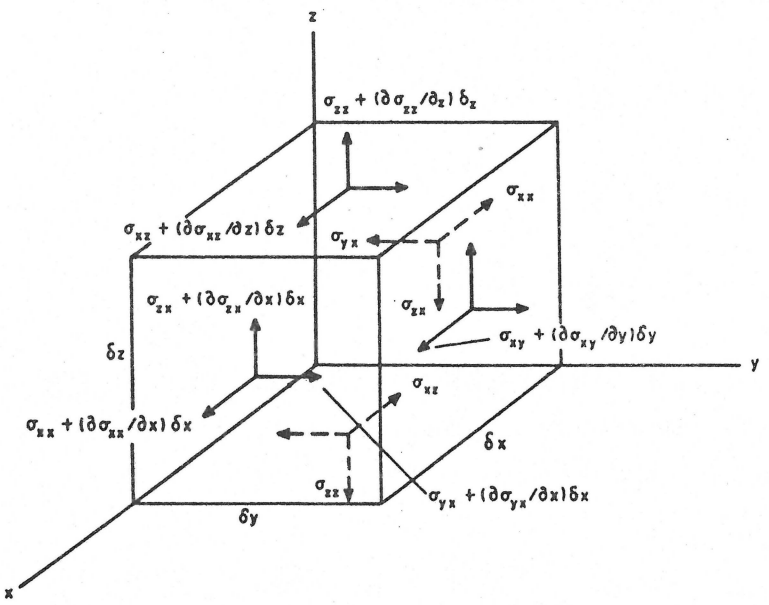


FIGURA 2.14. DIAGRAMA DE ESFUERZOS ACTUANDO EN UN PARALELEPIPEDO REGULAR PEQUEÑO.

Ahora, si se trabaja en tres dimensiones se tiene que $\varepsilon_{xy} = \varepsilon_{yx}$, considerando el desplazamiento en la dirección z como ξ, las deformaciones elementales son las siguientes:

Deformación normal

$$\varepsilon_{xx} = \frac{\partial u}{\partial x} \qquad \varepsilon_{yy} = \frac{\partial w}{\partial y} \qquad \varepsilon_{zz} = \frac{\partial \xi}{\partial z} \tag{2.83}$$

Deformación de cizalla

$$\varepsilon_{xy} = \varepsilon_{yx} = \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y}$$

$$\varepsilon_{yz} = \varepsilon_{zy} = \frac{\partial \xi}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} \tag{2.84}$$

$$\varepsilon_{zx} = \varepsilon_{xz} = \frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial \xi}{\partial x}$$

La rotación sencilla alrededor de los ejes es:

$$\theta x = \frac{\partial \xi}{\partial y} - \frac{\partial w}{\partial z}$$

$$\theta y = \frac{\partial u}{\partial z} - \frac{\partial \xi}{\partial x} \qquad 2.86$$

$$\theta z = \frac{\partial w}{\partial x} - \frac{\partial u}{\partial y}$$

Los cambios en las dimensiones originan un cambio de volumen. El cambio de volumen por unidad de volumen se llama *dilatación* y se representa como Δ.

En los medios elásticos a menudo, cuando se aplica un esfuerzo existe una deformación en la misma proporción. Esta relación se conoce como *ley de Hooke*. La suma total de las deformaciones reducidas por los esfuerzos individuales son funciones una de otra. Cuando el medio es isotrópico se puede expresar como:

$$\sigma_{ij} = \lambda\Delta + 2\mu\,\varepsilon_{ii} \qquad i = x,y,z$$

$$\sigma_{ij} = \mu\,\varepsilon_{ij} \qquad i,j = x,y,z,\ i \neq j \qquad 2.87$$

donde λ y μ son constantes denominadas *de Lame* que relacionan los diferentes módulos elásticos. μ es una medida de la resistencia al corte y se conoce como *módulo de corte* o *rigidez*. Existen varias conformaciones de estas constantes. Las que nos ocupan para los fines de registros son aquéllas en que todos los esfuerzos son cero, excepto σ_{xx}, ε_{xx} es positiva y $\varepsilon_{yy} = \varepsilon_{zz}$ negativas. De aquí se puede definir al *módulo de Young* como

$$E = \frac{\sigma_{xx}}{\varepsilon_{xx}} \qquad 2.88$$

y la relaciona el esfuerzo-deformación bajo una compresión o expansión lineal.

La relación de Poisson

$$\nu = -\frac{\varepsilon_{yy}}{\varepsilon_{xx}} = -\frac{\varepsilon_{zz}}{\varepsilon_{xx}} \qquad 2.88$$

es la medida del cambio geométrico de la forma, su valor varía entre 0 y 0.5. El módulo de elasticidad volumétrico K se expresa como:

$$K = -\frac{P}{\Delta} \qquad 2.89$$

donde $\sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \sigma_{zz} = -P$ y $\sigma_{xy} = \sigma_{yz} = \sigma_{xz} = 0$.

Se obtiene ε cuando un medio está sujeto a una presión hidrostática P. Usando la ley de Hooke se pueden obtener diferentes relaciones entre los módulos elásticos.

$$E = \frac{\mu\,(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu} \qquad 2.90.a$$

$$\nu = \frac{\lambda}{2\,(\lambda + \mu)} \qquad 2.90.b$$

$$K = \frac{3\lambda + 2\mu}{3} \qquad 2.90.c$$

Los fluidos no están sujetos a esfuerzos de corte, por lo que μ en un fluido es cero y $K = \lambda$.

2.8.1 ONDAS EN MEDIOS CONTINUOS

Ecuación de onda

Si el campo de esfuerzo en un cuerpo es uniforme, no hay fuerzas desbalanceadoras actuando en el elemento de volumen de la figura 2.14, excepto para fuerzas de cuerpo tales como la gravedad, pero si existe un gradiente de esfuerzo, no existen fuerzas desbalanceadoras.

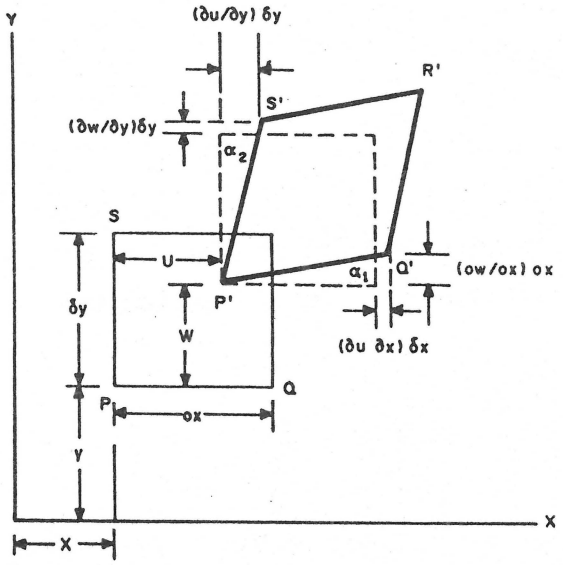


FIGURA 2.15. ILUSTRACION DEL CONCEPTO DE DEFORMACION EN DOS DIMENSIONES (HEARST Y NELSON, P. 287).

De la figura 2.14 se observa que los esfuerzos en una cara del elemento de volumen son σ_{xx}, σ_{yx} y σ_{zx}, y los que están opuestos a la cara son

$$\sigma_{xx} + \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x}\delta x \; ; \; \sigma_{yx} + \frac{\partial \sigma_{yx}}{\partial x}\delta x \quad y \quad \sigma_{zx} + \frac{\partial \sigma_{zx}}{\partial x}\delta x \qquad 2.92$$

Consecuentemente, las fuerzas de desbalance netas en el par de caras son

$$\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x}\delta x \; , \quad \frac{\partial \sigma_{yx}}{\partial x}\delta x \quad y \quad \frac{\partial \sigma_{zx}}{\partial x}\delta x \qquad 2.93$$

Expresiones semejantes se obtienen para las otras caras. La fuerza de desbalance por unidad de volumen en la dirección x es

$$\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial z} \qquad 2.94$$

y similarmente para las otras direcciones. Por la segunda ley de Newton, el producto de la masa y la aceleración es igual a la fuerza de desbalance neta.

$$\rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial z} \qquad 2.94.a$$

Usando la ley de Hooke para convertir el esfuerzo en deformación y expresando la deformación en términos de desplazamiento, se tiene

$$\rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = (\lambda + \mu) \frac{\partial \Delta}{\partial x} + \mu \nabla^2 u \qquad 2.94.b$$

y para los otros ejes

$$\rho \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} = (\lambda + \mu) \frac{\partial \Delta}{\partial y} + \mu \nabla^2 w \qquad 2.94.c$$

$$\rho \frac{\partial^2 \zeta}{\partial t^2} = (\lambda + \mu) \frac{\partial \Delta}{\partial z} + \mu \nabla^2 \zeta \qquad 2.94.d$$

si se diferencian las ecuaciones 2.94.b respecto de x, 2.94.c de y, y 2.94.d de z, sumando los resultados, se obtiene

$$\frac{\partial \Delta}{\partial t^2} = \frac{\lambda + 2\mu^2}{\rho} \nabla^2 \Delta \qquad 2.95.a$$

para la dilatación; si se diferencia 2.94.c respecto de z y 2.94.d de y, restando, se obtiene

$$\frac{\partial \Theta i^2}{\partial t^2} = \frac{\mu}{\rho} \nabla^2 \Theta i \qquad 2.95.b$$

para cada componente de la rotación. Las ecuaciones 2.95.a y 2.95.b son ejemplos específicos de la ecuación de onda, cuya forma general es

$$\frac{\partial^2 \Psi}{\partial t^2} = \upsilon^2 \nabla^2 \Psi \qquad 2.96$$

donde υ es la velocidad de propagación de la onda.

La ecuación 2.95.a representa una onda donde la rotación es cero; se conoce como *irrotacional, compresional, dilatación* u *onda P*, y se propaga en la dirección del movimiento de la onda.

La ecuación 2.95.b representa una onda donde la dilatación es cero, y se le llama *onda equivoluminal, distorsional, de corte* u *onda S.*

Cuando Ψ es función sólo de una variable, por ejemplo x

$$\frac{\partial^2 \Psi}{\partial t^2} = \upsilon^2 \frac{\partial^2 \Psi}{\partial x^2} \qquad 2.97$$

se tiene una *onda plana*.

2.8.2 UNIDADES

La unidad de medida es la velocidad (ft/seg o m/seg). Por las características de las ondas y por conveniencia se utiliza el tiempo de tránsito ($\Delta t = \mu seg/ft$), por considerar que es más sencillo medir el tiempo que tarda una onda acústica que sale del transmisor al detector.

2.8.3 VELOCIDAD EN MEDIOS POROSOS

Se ha discutido que la propagación de ondas de esfuerzo en medios elásticos no es realmente elástica, a menos de que la roca estuviera constituida únicamente con una matriz con muy pocos minerales. Las rocas contienen poros, fracturas, juntas, cantos y otras discontinuidades.

La velocidad de propagación de las ondas P y S depende de la velocidad de la matriz de la roca, la cual está afectada por

la presión, porosidad, fluidos en los poros, forma del poro, saturación de fluidos y temperatura.

El rango de variación de la velocidad de las ondas P y S es entre 5.5 y 7.5 km/seg para las P, y de 3 a 4.5 km/seg para las S. La velocidad de matriz es el punto inicio para comparar las rocas.

a) Presión

La velocidad acústica en una roca porosa es una función del esfuerzo efectivo o diferencial. La cantidad P es la diferencia aplicada entre la presión externa y la presión en el fluido. En mecánica de rocas, ΔP a menudo es la variable que mejor describe el estado de esfuerzo en la roca. Un ejemplo típico del efecto de una presión diferencial, se muestra en la figura 2.16.

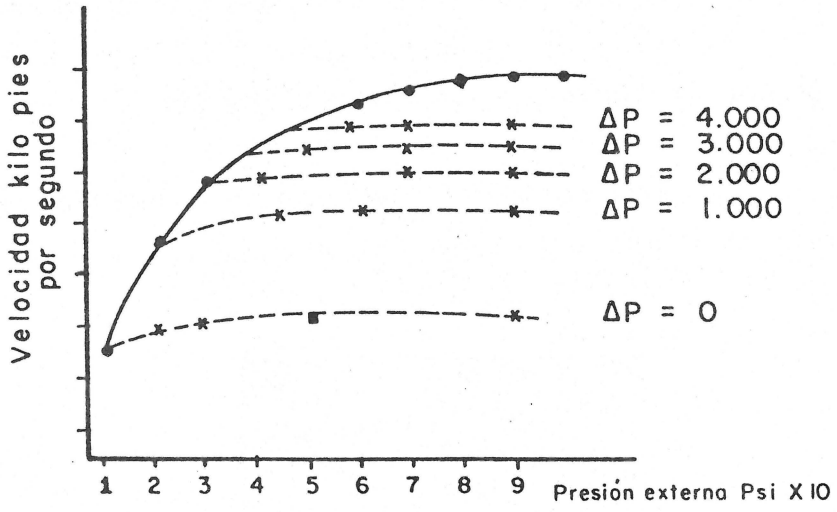


FIGURA 2.16. VELOCIDAD EN ARENISCAS SATURADAS COMO UNA FUNCION DE LA PRESION (LYNCH, 1963, P. 269).

Con el incremento de la presión diferencial, la velocidad aumenta rápidamente a bajas presiones y luego más lentamente.

A cierta presión diferencial una velocidad terminal se mantiene constante. Una buena fracción de situaciones en registros son a profundidades que corresponden a presiones que da la velocidad terminal. A una pequeña presión diferencial constante, la velocidad aumenta primero con la presión exterior y luego se mantiene constante. A grandes presiones diferenciales, la velocidad es constante por todas las presiones externas.

Este comportamiento explica cómo un efecto de cierre de microgrietas en la roca se produce por el incremento de la presión diferencial. El esfuerzo tiende a cerrar las grietas.

b) Porosidad

El efecto más obvio de la porosidad en la propagación de las ondas de esfuerzo es la reducción de la velocidad.

Wyllie, Gregory y Gardner dedujeron, a partir de experimentos, que existe una relación lineal entre la porosidad y la velocidad en formaciones limpias consolidadas.

Considérese un pedazo de roca compuesta de granos redondos y saturada completamente con agua (figura 2.17).

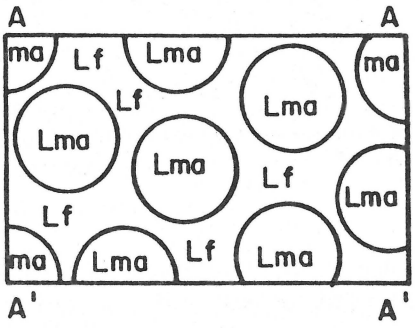


FIGURA 2.17. SECCION TRANSVERSAL DE UNA ROCA SATURADA CON AGUA QUE CONTIENE GRANOS Y ES ATRAVESADA POR UNA ONDA DE COMPRESION.

Si se pasa a través de este sistema una onda acústica plana de compresión, entre los planos AA y A'A', sean Lf las longitudes de los tramos de espacio poroso ocupado por agua y Lma las longitudes de tramos de granos a través de los cuales viaja el rayo acústico. Si $\Sigma(Lf)$ es la suma de las longitudes de los tramos parciales recorridos por el rayo en el agua, y $\Sigma(Lma)$ la suma de las longitudes recorridas a través de los granos, entonces:

$$\Sigma(Lf) + \Sigma(Lma) = 1 \qquad 2.98$$

Si Vf y Vma son las velocidades de compresión del agua y granos, el tiempo de tránsito t en la distancia L, será:

$$t = \frac{\Sigma(Lf)}{Vf} + \frac{\Sigma(Lma)}{Vma} \qquad 2.99$$

El tiempo de tránsito promedio, Δt, por unidad de distancia, resulta:

$$\Delta t = \frac{t}{L} = \frac{\Sigma\ (Lf)/L}{Vf} + \frac{\Sigma\ (Lma)/L}{Vma} \qquad 2.100$$

Si L es muy grande comparada con el tamaño de los granos, $\Sigma(Lf)/L$ será una medida de la fracción del volumen total ocupado por el fluido, ϕ. Además, $\Sigma(Lma)/L$ es una medida de la fracción de volumen total ocupado por los granos $(1 - \phi)$. A partir de esto, 2.100 se puede expresar en función de la porosidad.

$$\Delta t = \frac{1}{V} = \frac{\phi}{Vf} + \frac{1 - \phi}{Vma} \qquad 2.101$$

Escribiendo esta expresión en función de los tiempos de tránsito, se tiene:

$$\Delta t = \phi\ \Delta tf + (1 - \phi)\Delta tma \qquad 2.102$$

De aquí que:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta tma}{\Delta tf - \Delta tma} \qquad 2.103$$

Esta fórmula se utiliza para calcular la velocidad por medio del registro sónico. Se basa en observaciones de laboratorio y establece que el tiempo de tránsito de una onda de compresión, a través de un bloque de roca porosa, es el mismo, considerando que toda la matriz del material en la roca fuera presionada dentro de una pieza sólida y todos los fluidos fueran amontonados en el resto del espacio. La tabla 2.7 lista las velocidades y tiempo de tránsito de las rocas y sustancias de interés en registros de pozos.

MATERIAL	VELOCIDAD (ft/seg) (Onda compresional)	TIEMPO DE TRANSITO (seg/ft) (Onda compresional)
Areniscas	18,000 - 21,000	55.6 - 47.6
Caliza	21,000 - 23,000	47.6 - 43.5
Dolomita	23,000	43.5
Anhidrita	20,000	50.0
Sal	15,000	67.0
Tubería	17,500	57.0
Agua (lodo)	5,000 - 5,300	190.0 - 200.0
Aceite	4,300	232.0
Metano (a presión y temperatura superficial)	1,417	706.0

TABLA 2.7

La ecuación 2.101 se conoce como la *fórmula de tiempo promedio*, ya que la velocidad se obtiene a partir del tiempo de tránsito promedio para que una onda se propague a través de un bloque de espesor unitario.

Es la ecuación más usada en registros de pozos y hay que aplicarle varias correcciones, por lo que debe tomarse con cautela. Fue obtenida a partir de muestras intergranulares con valores de porosidad arriba del 35%. La roca tiene que estar completamente saturada y Vf debe ser al menos la velocidad del agua. En otras palabras, no es aplicable cuando hay gas y la roca no debe estar fracturada.

Geertsma (1961) calculó la velocidad en un medio homogéneo compresible con poros esféricos como:

$$Vp = A + B\phi \qquad 2.104$$

la cual proporciona datos muy exactos sobre un rango más amplio de propiedades y esfuerzo efectivo.

Raymer (1980) midió los datos a partir de muchas muestras de arenisca, caliza y dolomía, y desarrolló una ecuación más compleja para transformar el tiempo de tránsito a porosidad. El método elimina la velocidad de la matriz como parámetro.

c) Efectos de la saturación

La variación de la velocidad con la saturación de líquidos en un espacio poroso, parece no tener influencia a la presión atmosférica; sin embargo, a presiones mayores de 50 MPa, el fenómeno ya es apreciable.

Varios autores como Biot (1956), Geertsma (1961), Gregory (1976), Domenico (1976), King (1966), Toksöz (1976), Beryman (1980) y otros, han desarrollado teorías para conocer el comportamiento de la propagación de las ondas acústicas en medios saturados parcial o completamente. Ellos involucran los comportamientos observados experimentalmente de Vp, Vs y del esfuerzo.

d) Efectos de la temperatura

Se ha visto que la velocidad disminuye con el incremento de la temperatura. Es un efecto muy pequeño comparado con la porosidad y la saturación.

2.8.4 ATENUACIÓN

El mecanismo que causa la atenuación de las ondas de esfuerzo en la roca todavía no está bien conocido, pero es el tema de muchas investigaciones.

El cambio de energía por ciclo es:

$$\frac{\Delta E}{E} = \frac{A_1^2 - A_2^2}{A_1^2} \qquad 2.105$$

donde A_1 y A_2 son las amplitudes de los ciclos sucesivos. El decremento logarítmico se define como:

$$\delta = \ln \frac{A_1}{A_2} \simeq \frac{A_1^2 - A_2^2}{2A_1^2} = \frac{\Delta E}{2E} \qquad 2.106$$

La ecuación para una onda plana es

$$E = E_o \exp(-\alpha r) \qquad 2.107$$

donde α es el coeficiente de atenuación

$$\delta = \alpha(r_2 - r_1) = \alpha\lambda = \frac{\alpha v}{f} \qquad 2.108$$

donde r_1 y r_2 son los radios de los picos de dos ciclos sucesivos, f la frecuencia y v la velocidad. Es conveniente definir una cantidad Q, como el factor de calidad de atenuación.

$$\frac{1}{Q} = \frac{\delta}{\pi} = \frac{\alpha\lambda}{\pi} = \frac{\alpha v}{\pi f_1} \qquad 2.109$$

A mayor Q implica una menor atenuación.

La atenuación está afectada por las mismas propiedades de la roca, como la velocidad. Q depende de las fracturas, saturación, porosidad y el estado de esfuerzo. Un valor de Q bajo se asocia a un material débil.

Existen varios efectos que la pueden alterar, como son los siguientes:

a) *Efecto de la presión.* En general, la atenuación disminuye conforme se incremente la presión.

b) *Efecto de la porosidad.* La atenuación aumenta con el incremento de la porosidad.

c) *Efecto de la saturación.* La atenuación de las ondas compresionales y de corte es mínima en rocas secas, aumenta sustancialmente cuando la roca está parcialmente saturada. A saturación total, la atenuación de la onda compresional se reduce; mientras que la atenuación de la onda de corte es máxima.

d) *Efecto de la temperatura.* La atenuación es independiente de la temperatura, excepto cuando los cambios de ésta lleven a una modificación en el estado de esfuerzo.

e) *Efecto de fracturas.* Al existir mayor espacio lleno con algún fluido, como pueden ser las fracturas, la atenuación aumenta.

2.9 Propiedades de los fluidos de perforación y saturantes en las rocas

En esta parte se estudiará superficialmente la teoría de los fluidos de perforación, su naturaleza y propiedades.

Toda operación que se realiza en el pozo, sea perforación, obtención de núcleos, registros de pozos o pruebas, depende en cierta manera de la naturaleza del fluido de perforación.

El propósito primordial que tiene este fluido es el de transportar a la superficie la roca cortada por la barrena. Cuando existen acumulaciones de hidrocarburos, el fluido de perforación debe de ejercer la suficiente presión para evitar un descontrol en el pozo. Asimismo, cumple la función de enfriar la barrena, de lubricar y de prevenir pérdidas de

fluidos, controlar la desintegración de ciertos tipos de rocas sedimentarias y ser el medio de contacto para muchas operaciones de registros.

2.9.1 PROPIEDADES DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN

Las propiedades más importantes de un lodo son: *densidad*, *viscosidad* y *relación de filtración*.

Se ha diseñado una serie de pruebas para indicar si el comportamiento del lodo es capaz de cumplir con las características vistas en la sección anterior.

a) Densidad

Las unidades que se ocupan son libras por galón o gramos por centímetro cúbico. La presión en la columna del lodo en la base del agujero es una función directa de la densidad del lodo (figura 2.18). Esta presión debe ser la adecuada para prevenir el flujo de fluidos de la formación a la columna del lodo.

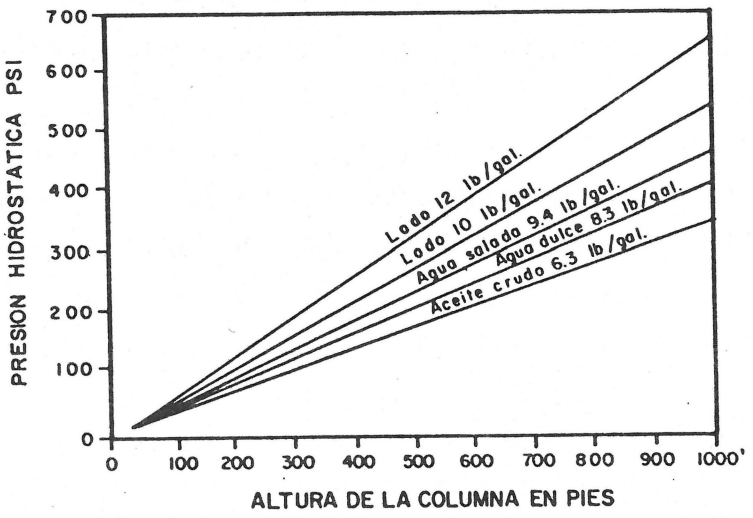


FIGURA 2.18. PRESION HIDROSTATICA DE LA COLUMNA DEL LODO (LYNCH, 1963, P. 7).

Los lodos con densidades de alrededor de 11 libras por galón, se les agrega material de grano fino como barita ($BaSO_4$) o galena (PbS).

b) Viscosidad

La resistencia a la deformación que presenta un fluido se conoce como *consistencia*. Para fluidos de tipo newtoniano, tales como el aire o agua, la relación al corte de deformación a bajas relaciones de flujo, es directamente proporcional a la fuerza de corte que causa el fluido al flujo.

La constante de proporcionalidad entre la deformación de corte y la relación de corte se conoce como *viscosidad*. La unidad de medida es el centipoise (cp). La curva esfuerzo-deformación para un solo fluido se muestra en la figura 2.19.

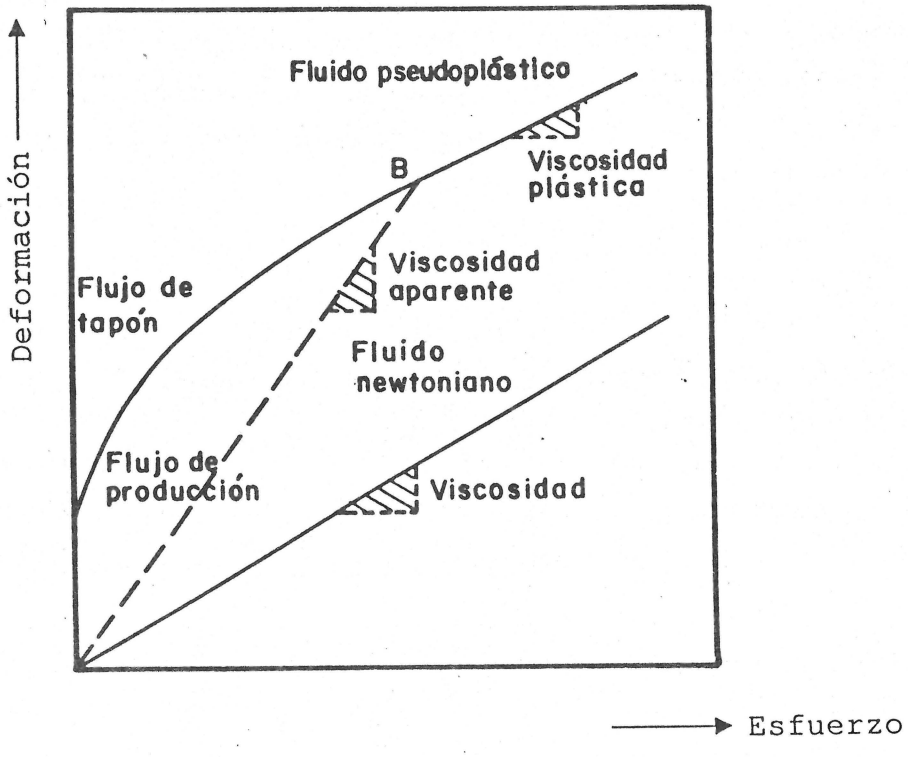


FIGURA 2.19. CURVAS DE CONSISTENCIA PARA FLUIDOS NEWTONIANOS Y PSEUDOPLASTICOS (LYNCH, 1963, P. 8).

Muchos materiales, entre los cuales se encuentran los lodos de perforación, no muestran esta sencilla relación. Algunos no fluyen dentro de un esfuerzo finito (punto de producción). A esfuerzos ligeramente mayores se origina una condición llamada *flujo de tapón*, teniendo lugar el corte sólo en las paredes del recipiente, mientras que en el centro del fluido se vuelve relativamente menos móvil.

Finalmente, la deformación se vuelve muy grande de tal forma que ocurre el flujo viscoso, y después sigue una relación lineal entre el esfuerzo y la deformación. Los materiales que muestran este tipo de relación se conocen como *pseudo-plásticos* o *fluidos no newtonianos*. La viscosidad se define como la relación de la deformación al corte. La viscosidad aparente se muestra en la figura 2.19 en el punto B.

La viscosidad está entre las propiedades más importantes de los lodos de perforación porque gobiernan la habilidad del fluido a transportar a la superficie las partículas suspendidas y cortadas por la barrena. Los lodos ligeros permiten colocar a las partículas alrededor de la barrena, mientras que los lodos muy pesados requieren de gran esfuerzo para transportarlos.

$$V = \frac{\tau_0 h}{\mu} \qquad 2.110$$

donde μ es el coeficiente de viscosidad, v la velocidad, h la distancia y τ_0 el esfuerzo aplicado.

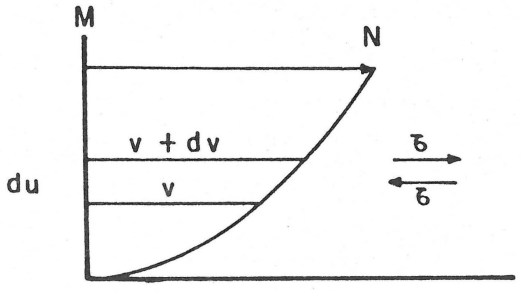


FIGURA 2.20

c) Relación de filtración

La ecuación general que rige el flujo de fluidos en medios porosos es la ley de Darcy. De acuerdo con esta ley, la relación de filtración del fluido a través del enjarre está dada por:

$$Q = \frac{KA}{\mu} \frac{\Delta P}{x} \qquad 2.111$$

donde Q es la relación de filtración (gasto), k la permeabilidad, A la sección transversal, ΔP la presión diferencial y x el espesor del enjarre en la dirección del flujo. En un periodo de tiempo la cantidad del filtrado que pasa a través del enjarre es:

$$V = \int_0^t Q dt = \int_0^t \frac{KA}{\mu} \frac{\Delta P}{x} dt \qquad 2.112$$

Durante la operación de filtración, la presión diferencial es usualmente constante, pero el espesor del enjarre se incrementa con el tiempo. Si C es el volumen del enjarre formado por los sólidos por una unidad de volumen de filtrado, el espesor de este en cualquier tiempo es CV/A y la ecuación para el volumen total de filtrado es

$$V = \left[\frac{2KA^2 \Delta P t}{C\mu} \right]^{1/2} \qquad 2.113$$

Esta ecuación indica que la pérdida de filtrado de un lodo puede ser proporcional a la raíz cuadrada del tiempo, presión y permeabilidad del enjarre e inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la viscosidad. En la práctica se ha encontrado que las relaciones entre V, k y ΔP no son válidas y la relación entre V y t, sólo es una aproximación.

El control de la relación de filtración es necesario por dos razones:

1. Una excesiva filtración provoca un excesivo enjarre. Reduce el diámetro del agujero, esto incrementa la posibilidad de que se atore la barrena de perforación en el momento de su extracción. Ocasiona problemas en la interpretación de registros.

2. Una excesiva pérdida de filtrado causa una invasión profunda, ocasionando gran dificultad en la interpretación de los registros. Una invasión profunda introduce una gran cantidad de agua dentro de la formación y reduce la permeabilidad al flujo de aceite.

2.9.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL CAMPO

Los fluidos de perforación que se utilizan se pueden clasificar en tres tipos:

1. *Fluidos de fase simple con aditivos sólidos*, los más comunes son los de agua arcilla y lodos base aceite.

2. *Lodos de fase doble* son los lodos emulsionados.

3. *Aire o gas*. Se ocupan en circunstancias especiales en zonas de lutitas que tienen pérdidas de circulación.

En relación con los *fluidos de perforación base agua*, se conoce que el agua fue el primer fluido utilizado en perforación de tipo rotaria, aunque no es posible perforar únicamente con agua por la dispersión de arcilla.

Existen cuatro clases de minerales de arcilla primaria: *caolín, bentonita, mica hidratada y atapulgita.*

El grupo caolín incluye minerales tales como: caolinita, haloisita, dactita, nacrita y endelita. Estos minerales poseen la fórmula química general $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 nH_2O$, donde n tiene un valor de 2 ó 4. Son plásticos cuando están húmedos, no tienen propiedades para un intercambio. En lodos de perforación actúan como sólidos inertes, los cuales imparten peso y viscosidad.

El grupo bentonita consiste de minerales de montmorillonita y posee propiedades para el intercambio e hidratación. La combinación de estas dos propiedades físicas, cuando son controladas, resulta particularmente útil. Asimismo, dicho grupo está compuesto por una mezcla de minerales y su estructura es compleja.

A continuación se describen brevemente algunos tipos de lodos.

1. *Lodos naturales*. Son utilizados a poca profundidad. Se hacen con arcilla superficial y algunas veces se enriquecen con bentonita. La resistividad varía de 0.7 a 5 ohm-m a 75°F. La perforación puede hacerse algunas veces con agua.

2. *Quebracho caústico de bajo PH*. Es un lodo muy estable, con un PH de 8.5, hecho para tratar a un lodo natural con algo de bentonita. El quebracho sirve para controlar la viscosidad y se utiliza donde sólo hay cantidades limitadas de lodo arcilloso (lutítico).

3. *Quebracho caústico con alto PH*. Es muy similar al anterior. La relación de quebracho y caústico es de 1 a 1. El PH es de 10.5 a 11.5. Tiene poca viscosidad.

4. *Lodos de limo*. Es un tipo de lodo muy popular que se hace agregando limo a un lodo natural o bentonítico. El limo flocula la arcilla, originando una alta pérdida de agua.

El problema de este tipo de lodos es que solidifican a temperaturas de 250°F y tienen resistividades menores de 0.1 ohm-m a 75°F.

5. *Lodos de yeso*. Se utilizan en formaciones de anhidrita.

6. *Lodos base aceite*. Tienen poco peso y se usan cuando los lodos base agua provocan derrumbes en las paredes de las formaciones arcillosas.

7. *Lodos emulsionados*. Sirven para reducir costos.

2.9.3 AGUA DE FORMACIÓN

La composición y salinidad del agua de formación es muy variable con la profundidad y la temperatura.

Existen tres características del agua de formación: *resistividad del agua*, *densidad* y *viscosidad*.

a) Conducción en electrólitos

La corriente eléctrica en soluciones acuosas se realiza por iones de sales disociadas que migran a través del fluido en respuesta a un campo eléctrico aplicado. La densidad de corriente Ji debida a una especie iónica sencilla con ni iones por centímetro cúbico es

$$Ji = ni\ Zi\ eVi \qquad 2.114$$

donde Zi (electrón por ion) es la valencia, e (columb por electrón) es la carga electrónica y Vi (centímetro por segundo) es la deriva de la velocidad del ion. La movilidad u es la relación de la velocidad V con el campo eléctrico E. La corriente fraccional que soportan las especies es

$$Ji = ni\ Zi\ e\nu iE \qquad 2.115$$

Es costumbre expresar la densidad iónica ni en los términos de concentración ci (moles por centímetro cúbico) usando $ni=ci\gamma/e$, donde γ es la constante de Faraday (96 500 C/mol). La ecuación 2.115 se vuelve

$$Ji = ci\ \ Zi\ \ \ viE \qquad 2.116$$

A partir de la ecuación de conductividad y con la ecuación 2.13, se puede escribir

$$Ci = ci\ Zi\ vi \qquad 2.117$$

Esta simple expresión muestra que la conductividad iónica Ci es el producto de la carga iónica por volumen de solución ($ci\gamma Zi$) y de la velocidad del ion por unidad de gradiente de voltaje (dada por la movilidad vi). En soluciones diluidas se espera que la contribución de cada especie sea independiente de las otras.

$$C = \Sigma Ci = \Sigma ci\gamma Zi\ \nu i \qquad 2.118$$

Para una sal simple, 2.118 se puede escribir como

$$C = \gamma(C_+\ Z_+\ \nu_+ + C_-\ Z_-\ \nu_-) \qquad 2.119$$

Sin embargo, esto representa un límite superior de la conductividad, porque una sal no se disolverá completamente.

Los iones de diferente tamaño tienen movilidades distintas, aunque la relación entre el tamaño y la movilidad es complicada por la tendencia de los iones cargados para solverse, esto es, para atraer y transportar una coraza de moléculas de agua. Consecuentemente algunos iones transportarán más corriente que los otros, aun si sus

concentraciones y valencias son las mismas. La fracción de corriente transportada por una especie iónica se llama *número de transporte*.

$$ti = \frac{Ji}{J} = \frac{Ci}{C} = \Sigma \frac{Ci\gamma Zi\ Vi}{ci\gamma Zi\ Vi} \qquad 2.120$$

En un sistema con una sal cuyos iones sean monovalentes, el número de transporte para los cationes y aniones se puede escribir en términos de las relaciones de movilidad.

$$t_+ = \frac{v_+}{v_+ + v_-}$$
$$t_- = \frac{J_-}{v_+ + v_-} \qquad 2.121$$

1. *Resistividad y composición del electrólito*

A bajas concentraciones de sal, donde las interacciones ion-ion pueden despreciarse, se podría esperar que la ecuación 2.118 llevará a una simple relación de trabajo entre la conductividad y la concentración. Si el promedio de las movilidades de diferentes especies no difiere mucho,

$$C \sim \Sigma\ Zi\ ci \quad (mol/cm^3) \qquad 2.122$$

o en unidades prácticas donde ΣAi es el peso molecular

$$C \sim \frac{\Sigma\ Zi\ ci}{\Sigma\ Zi} \quad (mg/L) \qquad L = litro \qquad 2.123$$

Si el peso de la concentración ci se expresa en equivalentes químicos (2.114) es

$$C \sim \Sigma\ ci \quad (meq/L) \qquad 2.124$$

donde meq = miliequivalente.

2. *Resistividad del agua de formación*

Un conocimiento adecuado de la resistividad del agua de formación es básico para la interpretación de los registros eléctricos. Aunque la curva SP es un medio para su determinación, es conveniente asegurar sus valores de muestras representativas.

Las aguas de formación son conductoras de la electricidad por la virtud de la ionización de las sales que contienen las soluciones.

Con la aplicación de un gradiente de potencial eléctrico a un electrólito, los iones migran a través del electrodo de polaridad opuesta a sus respectivas cargas. Los cationes se mueven al cátodo, cuando éstos alcanzan el cátodo son neutralizados porque aceptan un electrón; inversamente, los aniones monovalentes cuando alcanzan el ánodo son neutralizados porque ceden un electrón.

Como cada ion monovalente es responsable de acarrear una carga unitaria de electricidad, la habilidad de un electrólito para conducir la electricidad depende del número de iones por unidad de volumen (concentración) y la velocidad del ion (movilidad), con la aplicación de un gradiente de potencial unitario. Los iones monovalentes pueden ser Na^{+}, K^{+}, Cl^{-}, HCO_3^{-}. Existen iones polivantes en solución en las aguas de formación. Cada ion puede transportar más de una carga unitaria como Ca^{+}, Mg^{++}, CO_3^{--}, S^{--}, SO_4^{--}. Otro factor que afecta la habilidad de las aguas de formación es la temperatura.

b) Determinación de la resistividad del agua de formación

Existen varios medios por los cuales se pueden obtener: medida directa en muestras representativas, análisis químicos,

consultas de muestras de agua en catálogos e interpolación de mapas de isoconas de formaciones geológicas específicas. A continuación se explican las características de estos medios.

1. *Medición directa*

La base para obtener un valor de resistividad del agua, es a partir de una muestra representativa del agua. Los métodos de muestreo se listan en orden decreciente de acuerdo con el grado de confianza.

- Muestras de bombeo, cuando se producen altas relaciones agua-aceite.

- Muestras de flujo obtenidas de un separador, cuando se producen con altas relaciones agua-aceite.

- Muestras de pruebas de perforación obtenidas en el fondo del pozo.

Algunas pruebas pueden ser obtenidas a lo largo del pozo para asegurar el grado de disolución del agua.

Las muestras de agua obtenidas de los diferentes tipos de pozos no son dignas de confianza, por las siguientes razones:

- Flujos de pozos con alta relación agua-aceite.

- Pozos de gas.

- Pozos con ademe.

Un problema común es la reducción de una resistividad del agua de una temperatura a otra. La fórmula que se ocupa en este caso es:

$$R_2 = R_1 \frac{t_1 + c}{t_2 + c} \qquad 2.125$$

donde c depende de las unidades que se estén utilizando, c = 7 para grados Farenheit y c = 22 para grados centígrados. t_2 es la temperatura de la formación y puede calcularse a cualquier profundidad por la siguiente expresión:

$$t_{int} = t_{sup} + \frac{t_T - t_{sup}}{P_t} \times P_{int} \qquad 2.126$$

donde, t_{int} = temperatura del intervalo deseado
t_{sup} = temperatura superficial
t_T = temperatura en el fondo del agujero
P_t = profundidad total del agujero
P_{int} = profundidad del intervalo deseado

La temperatura superficial varía de 60°F a 80°F o de 25°C a 30°C.

2. *Cálculo de la resistividad del agua a partir del análisis de agua*

Cuando la medida de la resistividad del agua no es posible en muestras, se utilizan análisis químicos de muestras representativas.

La mayoría de los análisis se efectúan con base en el contenido de NaCl. Como el agua de formación contiene más de una sal, se reducen los iones a equivalentes de sal, por medio de factores de conversión listados en la tabla 2.8, o bien, a partir de la gráfica de la figura 2.21.

ION	FACTOR
Na^{+}	1.0
K^{+}	1.0
Ca^{++}	0.95
Mg^{++}	2.0
SO_4^{--}	0.50
HCO_3^{-}	0.27
CO_3^{--}	1.26
CL^{-}	1.0

TABLA 2.8

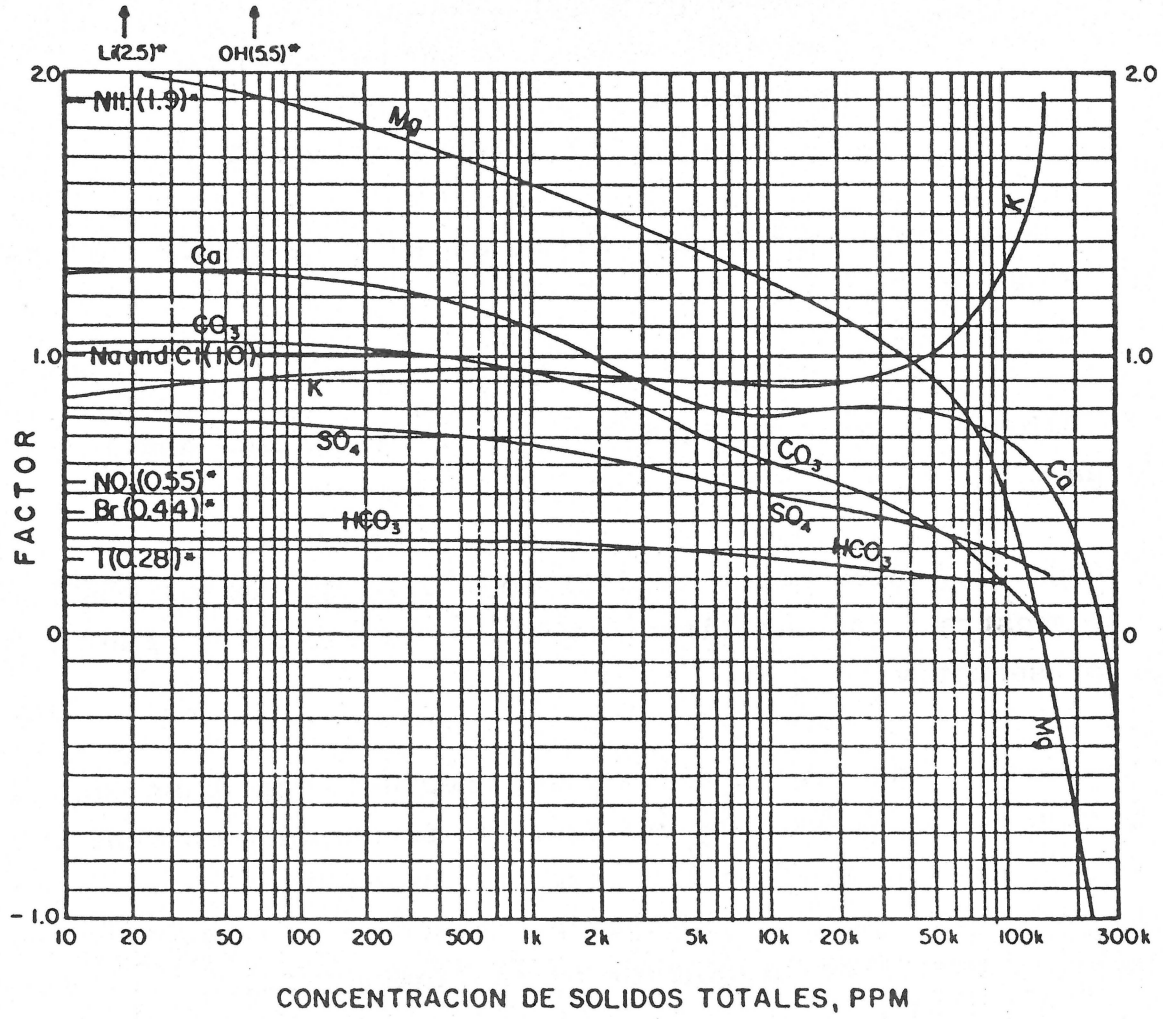


FIGURA 2.21. NOMOGRAMA PARA REDUCIR CUALQUIER ION A IONES EQUIVALENTES DE NaCl (SCHLUMBERGER, 1985, P. 4.).

EJEMPLO 2.2

Un análisis químico de una muestra de agua dio:

Ion	PPM	Factor	Equivalente NaCl
Na^{+}	20,000	1.0	20,000
K^{+}	8,000	0.89	7.120
CO_3^{--}	50,000	0.38	19,000
Mg^{++}	1,500	1.55	2,325
Cl^{-}	3,000	1.0	3,000
SO_4^{--}	4,850	0.55	2,667.5
			54,112.5 ppm de NaCl

¿Cuál sería el equivalente de NaCl en ppm?

Pasos:

1. Buscar los valores de las ppm de los iones de la solución en las abscisas.

2. Intersectar con la curva del ion que se tiene, en la ordenada se encuentra el factor que multiplica a la cantidad del ion; se suman las concentraciones equivalentes.

   La manera de obtener el equivalente total de salinidad, es multiplicar las partes por millón de cada ion por el factor de conversión y los productos obtenidos se suman.

3. *Salinidad del agua por interpolación geográfica y geológica*

Donde no existen muestras o análisis químicos de las aguas de formación, es posible efectuar una aproximación de la salinidad del agua por interpolación entre los análisis de agua de una misma formación o formaciones geológicamente vecinas. En general, pueden hacerse algunas observaciones:

- La salinidad del agua aumenta con la profundidad.

- En cuencas estructurales sedimentarias, las aguas meteóricas se filtran en el borde de las cuencas, observándose un incremento de la salinidad en la parte más profunda.

c) Densidad del agua de formación

La densidad es función de la salinidad y temperatura. El peso específico del agua destilada, como una función de la temperatura, está dada en la figura 2.22.

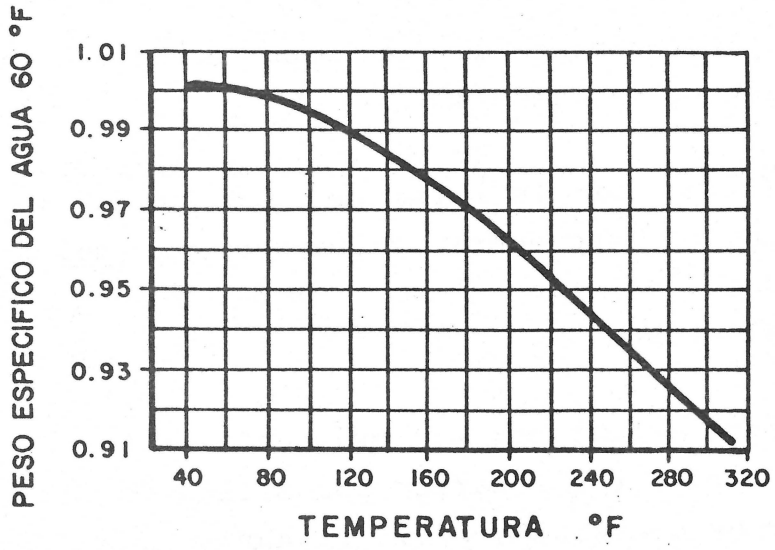


FIGURA 2.22. PESO ESPECIFICO DEL AGUA DESTILADA COMO UNA FUNCION DE LA TEMPERATURA (PIRSON, 1963, P. 39).

No hay gráficas disponibles para varias salinidades, pero para propósitos prácticos, la magnitud de los errores es pequeña. El peso específico de la salmuera contra los sólidos totales se muestra en la figura 2.23. Esta gráfica es útil cuando sólo se ha medido la densidad del agua de formación.

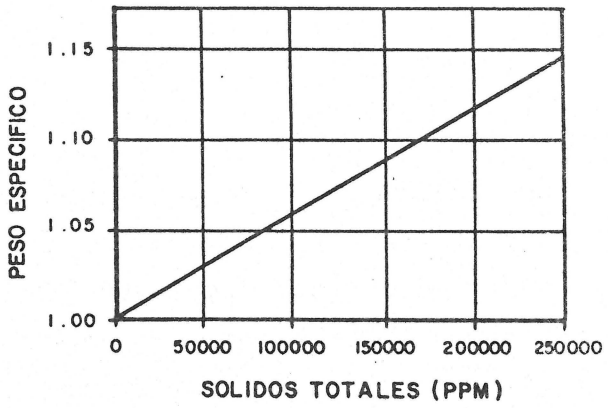


FIGURA 2.23. PESO ESPECIFICO DE VARIAS AGUAS DE FORMACION CONTRA SOLIDOS TOTALES EN PPM (PIRSON, 1963, P. 39).

d) Viscosidad

Varía con la temperatura y salinidad. Estas variaciones se muestran en la figura 2.24.

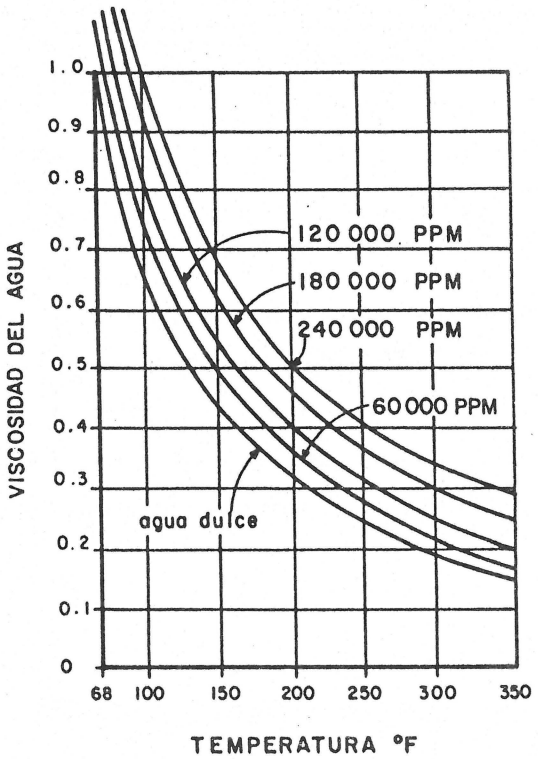


FIGURA 2.24. VISCOSIDAD DEL AGUA COMO FUNCION DE LA TEMPERATURA Y LA SALINIDAD (PIRSON, 1963, P.40).

2.9.4 PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS

No se intenta sugerir aquí el gran efecto que puede alcanzar el análisis de los registros, sino para asegurar las propiedades de los yacimientos de aceite que son de interés en la predicción de la productividad esperada de un pozo. La exactitud en tales determinaciones puede requerir la obtención de una muestra y sujetarla a un análisis detallado de laboratorio, con el propósito de encontrar soluciones de gas, peso específico, viscosidad, factor de volumen del yacimiento, presión, temperatura, etc.

Aquí sólo se propondrá que es necesario realizar pruebas de laboratorio para conocer el comportamiento del aceite en el yacimiento.

Para gas, las propiedades que son de interés para el análisis de registros, son el peso específico del gas respecto de las condiciones ambientales del aire, presión del yacimiento, viscosidad y factor de volumen del yacimiento.

2.10 CLASIFICACIÓN DE LAS FORMACIONES

Es conveniente conocer el comportamiento de los diferentes paquetes de roca atravesados por el agujero. Los tipos de rocas que se encuentran y pueden servir para acumular algún fluido de interés, o bien, algún mineral, son las sedimentarias e ígneas; aunque pueden encontrarse rocas metamórficas.

Las rocas más comunes que se encuentran son arenas y areniscas, calizas, lutitas y rocas ígneas, anhidritas y sal. Cada una de éstas tiene diferente respuesta al ser detectada por la herramienta.

2.10.1 ARENISCAS

Son rocas compuestas por granos de cuarzo. El material cementante generalmente es el sílice. Los granos pueden variar de tamaño, dependiendo el nivel de energía en el cual se depositaron. Las areniscas pueden estar asociadas a lutitas y calizas.

Las porosidades de las areniscas son menores del 40%. Cuando las porosidades son debajo de 7% en zonas de gas y 8% en zonas de aceite, la permeabilidad será tan baja que no se podrán extraer estos fluidos. Se considera un corte mínimo en el cual el yacimiento puede ser productor y es del 9%. Aunque se han encontrado areniscas que producen a niveles más bajos, debido a que los paquetes están fracturados o son tan delgados que las herramientas de detección no miden precisamente las propiedades del intervalo de interés.

En general, a medida que disminuya la porosidad, la permeabilidad también decrece y la saturación de agua aumenta. Un valor de corte de saturación de agua que se considera promedio para que el yacimiento produzca es del 45%.

La permeabilidad depende del arreglo de los granos y del grado de cementación.

La resistividad variará en función del tipo de fluido que exista en la roca. De igual forma, la propagación de las ondas acústicas dependerá del grano y tipo de fluidos. Si la roca es muy compacta, la velocidad será muy grande. Si la roca es muy porosa, o bien está fracturada, la velocidad disminuirá.

Respecto a la radiactividad, este tipo de roca contiene muy poca. El aumento de ésta dependerá de la cantidad de lutita diseminada o laminar que tenga la roca.

Una característica importante en este tipo de yacimientos es la saturación de agua irreductible, la cual se puede definir como aquella agua que no es posible extraerla por ningún medio de la roca, por las fuerzas de atracción que existen entre la roca y el fluido. Esto es, se refiere a la cantidad de agua que queda impregnada en las paredes de los granos, expresándose como:

$$S\omega i = \frac{1}{\sqrt{2FK}} \left(\frac{\phi}{1 - \phi}\right) \qquad 2.127$$

donde F es el factor de formación, K la permeabilidad y ϕ la porosidad.

Se puede decir que una arenisca es limpia si contiene menos del 15% de arcilla.

2.10.2 CARBONATOS

Son rocas de origen marino, formadas directa o indirectamente de animales y plantas, como corales, crinoides, moluscos, algas y protozoarios. Están constituidas de mineral de calcita. El espacio poroso que se origina en este tipo de rocas depende del ambiente en el tiempo de depósito, nivel de energía y por procesos orgánicos.

En yacimientos comerciales, las porosidades en carbonatos varían de 4 a 40%. Las relaciones de saturación de agua-porosidad son mucho más variables que en las areniscas. Existen carbonatos que son comerciales a un corte de saturación de agua del 70%.

Para poder determinar el corte de saturación de agua que se puede considerar como límite para que el yacimiento se pueda explotar, dependerá de las condiciones geológicas y económicas que existan en el lugar.

Los tipos de porosidad que se pueden encontrar en rocas carbonatadas son:

a) Interparticular
b) Intraparticular
c) Transparticular

Cada una de ellas reaccionará diferente cuando la sonda las detecte.

Por otra parte, el arreglo del poro es importante para poder determinar si la roca puede tener permeabilidad, siendo los arreglos más comunes: *el regular, por textura y el irregular.*

Otro proceso que altera la porosidad es la *dolomitización*. En este caso se crea una estructura cristalina rígida que se resiste a la compactación y conserva la porosidad intercristalina. Por otra parte, favorece al fracturamiento de los yacimientos.

Es común en este tipo de formaciones que se fracturen, esto se debe a que son frágiles cuando están sujetas a fuerzas tectónicas, o bien a profundidades mayores de 4 000 m. Las fracturas no aumentan el volumen del poro, pero sí favorecen la permeabilidad. El fracturamiento está controlado por deformaciones estructurales.

La resistividad variará de acuerdo con el tipo de roca; se puede comportar como una arenisca porosa, o bien, como un cuerpo compacto. Por lo regular tiende a aumentar.

La velocidad de las ondas acústicas dependerá del cementante y del tipo de fluido. Son poco radiactivas, variando sus valores, en general, de 0 a 40 unidades API.

2.10.3 ARCILLAS

Su comportamiento es muy heterogéneo. Se tratarán con mayor detalle en la parte de interpretación de formaciones arcillosas.

2.10.4 ROCAS ÍGNEAS

Este tipo de rocas comprende un rango muy amplio de variaciones, como pueden ser: basaltos, andesitas, riolitas, tobas con diferentes composiciones y estructuras. El comportamiento de las propiedades y parámetros físicos de cada una de éstas variará de acuerdo con su estado y grado de compactación, fracturamiento, tamaño de granos y contenido de fluidos. Para poder entenderlas es necesario conocer muy bien la zona de estudio, sobre todo en geología superficial, para saber si existen fallas o fracturas que pudieran alterar su estado.

Desde el punto de vista geohidrológico, pueden ser buenos acuíferos. Sus resistividades variarán, siendo en general altas, y el potencial natural se deflexionará cuando exista fracturamiento.

Aunque no es común correr registros como el acústico, o radiactivos, éstos podrían en algún momento aumentar el grado de conocimientos de las rocas, sólo hay que calibrar las herramientas.

2.11 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

Es conveniente recordar antes de terminar este capítulo de que una de las propiedades más importantes que se desea conocer para la explotación de fluidos es la *permeabilidad*.

A la fecha no existe un instrumento, sea de laboratorio o de registro, que mida la permeabilidad cuantitativamente, por lo que debe tenerse precaución en su evaluación.

Si se considera la estructura del poro de una roca, el cálculo del flujo como función de la presión, se puede derivar por medio de esto una expresión para k en términos de los parámetros de la roca. El modelo para una roca porosa que se desarrolló hace años es para tubos cilíndricos. El flujo se consideró que ocurría en tubos de diferente radio que estaban acoplados. Dentro de cada tubo la relación de flujo se observó lo suficientemente baja para que no existiera turbulencia. La ley de Poiseuille da la velocidad de flujo promedio en un tubo cilíndrico de radio r y de longitud L.

$$v_i = \frac{r^2 \Delta p}{8\mu L} \qquad 2.128$$

Asumiendo que todos los tubos tienen el mismo radio, la velocidad de flujo macroscópica Q/A será menor que la velocidad en un tubo individual por la relación de las secciones transversales de todos los tubos respecto al área total A. Pero esta relación de área es simplemente la porosidad ϕ, en donde la velocidad macroscópica está dada por $v = \phi v_i$, y considerando

$$v = \phi \frac{r^2 \Delta p}{8\mu L} \qquad 2.129$$

comparándola con la ecuación 2.5, la permeabilidad $k = \phi r^2/8$; esto es, sería directamente proporcional a la porosidad y al cuadrado del radio de la trayectoria del flujo del fluido.

Para acomodar las trayectorias de flujo que no son circulares en sección transversal, Wyllie y Spangler (1952) introdujeron el radio hidráulico medio r_h, el cual se define como el volumen del tubo dividido por el área húmeda para un tubo de

sección transversal circular $r_h = r^2$. La ecuación de flujo se modifica adoptando un factor de forma adimensional, f.

$$v = \frac{r_h^2 \, \Delta P}{f \mu L} \qquad 2.130$$

ya que el fluido no fluye en trayectorias rectas a través de una roca porosa, los tubos tienen una longitud L_a mayor que la muestra L, de tal forma que cada canal de flujo comprende una trayectoria torcida y tortuosa independiente.

Para calcular la velocidad macroscópica de este modelo, debe considerarse una trayectoria extra. Sustituyendo y arreglando la ecuación 2.130,

$$v = \frac{\phi \, r_h^2 \, L^2 \Delta P}{f \mu L_a^2 \, L} \qquad 2.131$$

de tal forma que la permeabilidad puede escribirse como

$$k = \frac{\phi \, r_h^2}{fT} \qquad 2.132$$

donde T es la tortuosidad. El producto fT se conoce como *coeficiente Kozeny-Carman*.

La ecuación 2.132 ha sido propuesta en una variedad de formas equivalentes con el propósito de expresar k en términos de otras propiedades de las rocas. Esto se realizó escribiendo r_h en términos del área específica Λ. A partir de la definición de radio hidráulico $r_h = \phi / \Lambda_v$ se puede expresar a

$$k = \frac{\phi^3}{f \, T \Lambda_v^2} \qquad 2.133.a$$

Si el área específica se expresa como la relación del área del volumen poro Λ_ϕ , $r_h = 1/\Lambda_\phi$ y

$$k = \frac{\phi}{fT\Lambda_\phi^2} \qquad 2.133.b$$

Otra variación es cuando se expresa como la relación del área de volumen de grano Λ_ϕ, $r_h = \phi/(1-\phi)\Lambda_g$.

$$k = \frac{\phi^3}{fT\Lambda_g^2(1-\phi)^2} \qquad 2.133.c$$

Las ecuaciones 2.132 y 2.133 se han evaluado de varias maneras, estimando fT y r_h independientemente y comparándolas con la permeabilidad obtenida a partir de muestras de laboratorio.

Para poder evaluar la permeabilidad en términos de la saturación de agua, a pesar de sus limitaciones, la ecuación 2.133 se ha utilizado como punto de referencia para adquirir valores de k a partir de datos de registros de pozos. La llave para esto considera una saturación de agua irreductible, Sωi, que es proporcional al área específica. Timur (1968) probó una relación general

$$k = \frac{a\phi^b}{S\omega i^2} \qquad 2.134$$

utilizando como base de datos de 155 muestras de arenisca de 3 campos de aceite (figura 2.25).

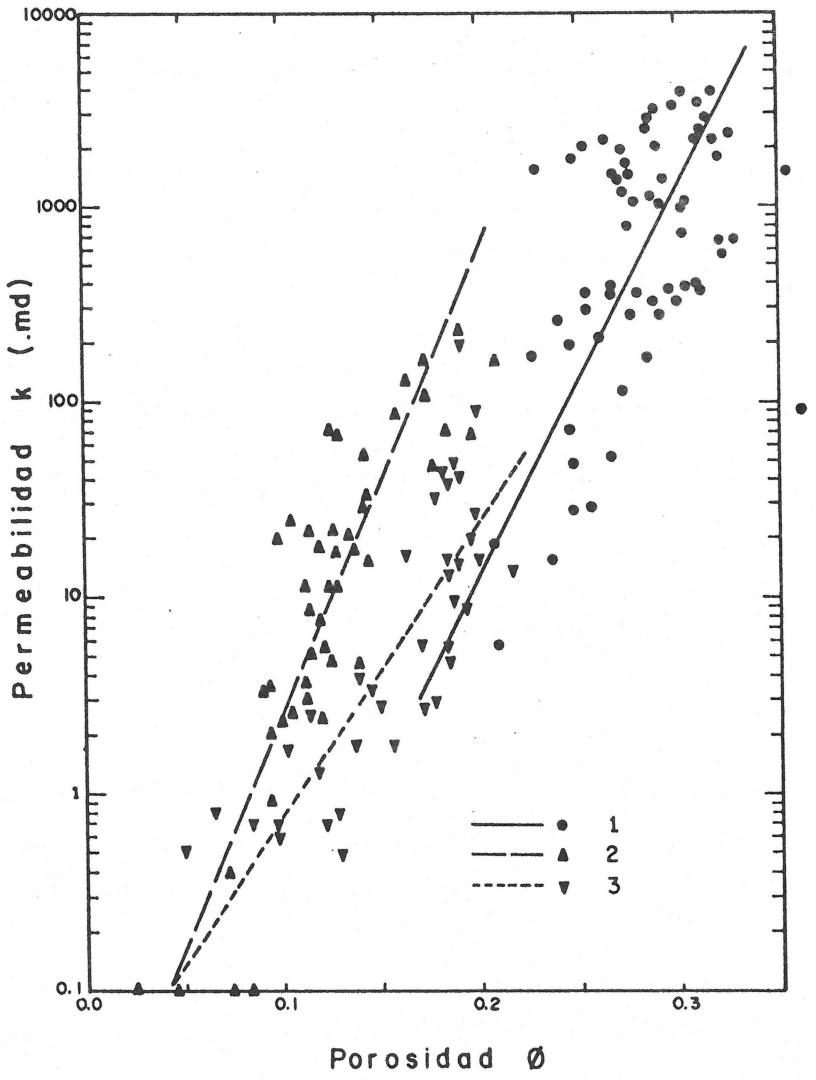


FIGURA 2.25. PERMEABILIDAD Y POROSIDAD DE NUCLEOS DE TRES YACIMIENTOS EN ARENISCAS (TIMUR, 1968).

Los tres tipos de arenisca presentaron diferentes grados de acomodo, consolidación y porosidad. Si el mejor arreglo estadístico para el exponente b fuera 3, la ecuación 2.133.a podría dominar; las formas de las ecuaciones 2.133.b y 2.133.c podrían calcularse de manera similar. Los resultados estadísticos de Timur muestran que un valor de la potencia para el modelo varía entre 3 y 6. Un valor de b que da buen resultado es el de 4.4, como se muestra en la figura 2.26.

Existen consideraciones que pueden complicar la ecuación 2.134.

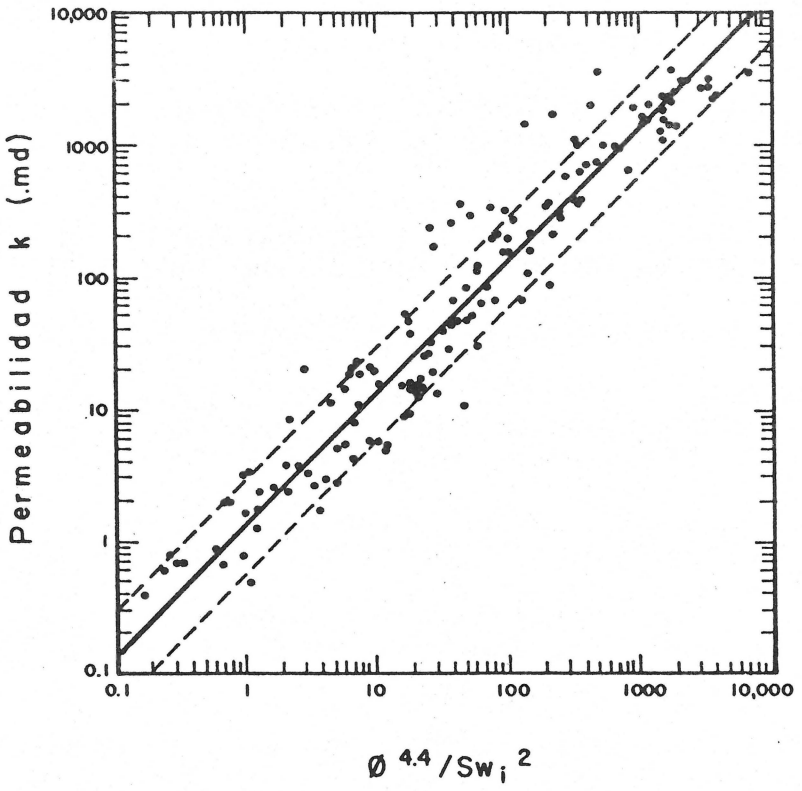


FIGURA 2.26. ARREGLO DE LA POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE CONTRA VALORES DE PERMEABILIDAD, BASADO EN 155 MUESTRAS DE NUCLEOS DE TRES CAMPOS (TIMUR, 1968).

BIBLIOGRAFÍA

ARCHIE, G. E., 1942, *The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics,* Trans., AIME, vol. 146, pp. 54-67.

FRICKE, H., 1924, *A mathematical treatment of the electric conductivity and capacity of disperse sistems,* Phys. Rev., 24, pp. 575-587.

FRICKE, H., 1931, *The electric conductivity and capacity of disperse systems,* Physics, august, pp. 106-115.

LYNCH, 1963, *Formation evaluation,* Harper, New York.

MENDOZA ROMERO, G., 1986, *Conducción eléctrica en rocas sedimentarias que están total o parcialmente saturadas con agua,* F. C., UNAM, tesis profesional.

MERKEL, R. H., 1979, *Well log formation evaluation,* AAPG, Cournore seores núm. 14: The AAPG Bookstore, Tulsa.

OWEN, J. D., 1966, "A review of fundamental nuclear physics applied to gamma ray spectral logging" en *The log analyst,* septiembre-octubre, pp. 37-47.

PEREZ ROSALES, C., 1976, *Generalization of Maxwell equation for formation resistivity factors,* J. Pet. Tech. july, pp. 819-824.

PEREZ ROSALES, C., 1982, *On the relationship between formation resistivity factor and porosity,* Society of Petroleum Engineers Journal, Agosto, p. 536.

PIRSON, S. J. 1963, *Handbook of well log analysis,* Prentice Hall Inc. Englewood Cliffs, N. J.

RAYMER, L. L., et al., 1980, *And impreved sonic transit time to porosity transform,* Proc. Soc. Prof. Well Log. Analysts 21st Logging Symp.

SCHLUMBERGER, 1986, *Cartas de interpretación,* Documento.

SCHLUMBERGER, 1972, *Log interpretation,* vol. I, Documento. Logging, SPWLA Reprint Series.

SERRA, O., 1984, *Fundamentals of well log interpretation,* vol. I, Elsevier Sci. Pub. Neetherlands.

TIMUR, A., 1968, *And investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships for sands tone reservoirs,* Log. Analyst, julio-agosto, p. 8-17.

TOKSOZ, M. N., Cheng, C. H., Timur, A., 1976, *Velocities of seismic waves in porous rocks*, Geophysics, vol. 41, p. 621.

WANGSNESS, R K., 1983, *Campos electromagnéticos*, Limusa, México.

WYLLIE, M. R. Gregory, A. R., Gardner, L. W., 1956, *Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media*, Geophysics, vol. 21, p. 41.

WYLLIE, M. R. Spangler, M. B., 1952, *Applications of electrical resistivity measurement to problem of fluid flow in porous media*, Bull. AAPG, vol. 36, núm. 2, pp. 359-403.

CAPÍTULO 3
INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN

En este capítulo se presentarán las herramientas utilizadas para medir propiedades y definir cualidades de las rocas atravesadas por el agujero.

Los registros geofísicos de pozos se han vuelto una herramienta indispensable durante la perforación y terminación del pozo, esto ha provocado que las compañías de servicio dediquen gran parte de sus ingresos al estudio de nuevas técnicas y herramientas. Muchas personas creen que la obtención de los registros es muy cara, la realidad es que su precio sólo llega a ser de alrededor de un 5% a un 20% del costo de un pozo terminado.

Existen diversas herramientas, como se explicó en el capítulo 1, que brindan información sobre la resistividad y porosidad, o bien, de las características del pozo, ya sea en su etapa de perforación, cementación o terminación.

Cada herramienta es útil de acuerdo con las condiciones geológicas y de perforación que existen en el agujero. A continuación se presentan las herramientas más utilizadas y sus características principales.

3.1 CLASIFICACIÓN

En este tema se estudiarán, de manera general, los registros que son utilizados para la evaluación de la roca y su contenido de fluidos. Asimismo, se incluirán registros de agujero abierto y ademado.

Las tablas 3.1 y 3.2 muestran las mediciones que realizan las herramientas agrupadas en dos categorías respectivamente:

- Mediciones que se obtienen en forma natural o espontánea.
- Mediciones que requieren de estimular al medio (inducidas).

El primer grupo emplea simplemente un detector para obtener la medida; el segundo requiere de un emisor apropiado para excitar al medio y de un sistema de detección.

Equipo básico: un simple detector		
		REGISTRO
•Potencial natural		SP
•Actividad natural de rayos gamma	Total	GR
	Espectrometría	NGS (espectrolog)*
•Temperatura		T
•Diámetro del agujero		CAL (calibración)
•Desviación		DEV

	REGISTRO DE:
SP	POTENCIAL NATURAL
GR	RAYOS GAMMA NATURALES
NGS*, CSNG	ESPECTROMETRIA DE RAYOS GAMMA
T	TEMPERATURA
CAL	DIAMETRO DE AGUJERO
DEV	DE DESVIACIONES
*	MARCAS REGISTRADAS DE SCHLUMBERGER

TABLA 3.1. CLASIFICACION DE LOS REGISTROS DE ACUERDO CON LA MEDICION DE PROPIEDADES NATURALES O FENOMENOS ESPONTANEOS.

Equipo básico: Fuente (emisor) + Detector(es)	REGISTRO
•Resistividad: -Herramientas de espaciamiento largo, no enfocadas	Normal, lateral, ES
•Resistividad: -Herramientas de espaciamiento largo, enfocadas	LL, SFL*, DLL*
•Resistividad: -Microherramientas no enfocadas	ML*
•Resistividad: -Microherramientas enfocadas	MLL, PL, MSFL*
•Resistividad: -Herramientas ultralargas	ULSEL*
•Conductividad	IL, DIL*
•Constante dieléctrica (propagación electromagnética)	EPT
•Indice de hidrógeno (bombardeo de neutrones)	N, NE, NT, SNP*, CNL*
•Sección transversal de captura o tiempo de decaimiento de neutrones termales	TDT*, NLL, TMD
•Sección transversal de absorción fotoeléctrica	LDT
•Densidad electrónica	FDC*, LDT, D, CD
•Tiempo de relajación del spin del protón (resonancia magnética nuclear)	NML*
•Composición elemental (espectrometría de rayos gamma inducidos)	IGT, GST*, HRS*
•Velocidad acústica	SV, SL, LSS, BHC*, WST*
•Echados	DM, CDM, HDT*, SHDT*
•Propiedades mecánicas (amplitud de ondas acústicas)	AMP*, VDL*

REGISTRO:	
ES	ELECTRICO CONVENCIONAL
LL	LATEROLOG O DE GUARDA
DLL*	DOBLE LATEROLOG
ML	MICROLOG
MLL*	MICROLATEROLOG
SFL*	DE ENFOQUE ESFERICO
HDT*	DE ECHADOS
SHDT*	DE ECHADOS ESTRATIGRAFICO
IL	DE INDUCCION
DIL*	DOBLE DE INDUCCION
EPT*	DE PROPAGACION ELECTROMAGNETICA
FDC*	DE DENSIDAD COMPENSADA
LDT*	DE LITODENSIDAD
CNL*, NT	NEUTRON COMPENSADO
N	NEUTRON GAMMA
SNP*, TMD	DE TIEMPO DE DECAIMIENTO TERMAL DE NEUTRONES
NLL	DE TIEMPO DE VIDA DEL NEUTRON
IGT, GST*	DE ESPECTROMETRIA INELASTICA
HRS*	DE ESPECTROMETRIA DE ALTA RESOLUCION
NML*	DE RESONANCIA NUCLEAR MAGNETICA
SV, SL, BHC*	SONICO DE POROSIDAD COMPENSADO
ULSEL*	ELECTRICO DE ESPACIAMIENTO ULTRALARGO
WST*	SISMICO DE POZO
VDL*	DE DENSIDAD VARIABLE
BHTV*	DE TELEVISION DE AGUJERO

* MARCAS DE SCHLUMBERGER

TABLA 3.2 CLASIFICACION DE LOS REGISTROS SEGUN LA MEDICION DE PROPIEDADES FISICAS POR INDUCIR AL MEDIO.

3.2 Respuesta de la sonda

La forma como se coloca la sonda en el agujero, la disposición y escala de fuente(s) y detector(es) pueden dar mediciones con resultados que difieran de sus valores reales en un medio homogéneo.

La figura 3.1 muestra un caso muy común, en el que se encuentra un intervalo con una roca de interés, cuyo espesor es menor o igual a la separación fuente-detector rodeada por dos paquetes de roca con características similares. En esta situación el detector obtendrá una respuesta aparente ga, la cual dependerá de:

- la propiedad del lodo gm,
- las propiedades gc y gd de las rocas que la rodean,
- el diámetro del agujero y el espesor de la capa.

La respuesta de la sonda ga deberá corregirse para eliminar las contribuciones de gm, gc y gd, a fin de obtener la propiedad verdadera gt.

El caso contrario, cuando el espesor es mayor que la separación fuente-detector y está rodeado por los dos paquetes de roca con características similares, los efectos de gc y gd estarán más acentuados hacia los límites de las interfases; gm y el diámetro del agujero también afectarán, por lo que habrá que eliminar las contribuciones de gm, y en menor cantidad las de gc y gd (figura 3.1).

Existen básicamente dos aproximaciones que se pueden utilizar para eliminar estos efectos.

La primera aproximación consiste en colocar la herramienta lo más cercana de la formación. Existen sondas en que los electrodos o arreglos van en una almohadilla pegada a la pared del agujero, como son las microherramientas de resistividad,

los neutrón-gamma y gamma-gamma, densidad y de echados. La sonda se presiona contra la pared y sólo el enjarre separa a la almohadilla de la roca. La separación de los transductores es del orden de centímetros, por lo que la profundidad de investigación es somera, pero las propiedades físicas de la roca cerca del agujero se miden casi directamente.

Algunos ejemplos del diseño de la sonda para minimizar los efectos de las heterogeneidades son las sondas enfocadas y las de inducción, que reducen efectivamente la influencia de la zonas adyacentes (suprimiendo la contribución de gc y gd en la figura 3.1). Otro ejemplo es el uso de dos transmisores y/o detectores en las herramientas compensadas, como es el caso de los registros acústicos que eliminan la rugosidad del agujero.

La segunda aproximación utiliza las llamadas *correcciones ambientales*. El desarrollo de estas correcciones requiere la solución de ecuaciones diferenciales parciales que se aplican a mediciones particulares. Así, los registros de potencial natural y los de resistividad se rigen por la ecuación de Poisson.

$$\nabla^2\Psi + S = 0 \qquad 3.1$$

Para los detectores de temperatura y neutrones es la ecuación de difusión

$$\nabla^2\Psi - \frac{1}{g}\frac{\partial\Psi}{\partial t} + S = 0 \qquad 3.2$$

y para los métodos dieléctricos y acústicos, se aplica la ecuación de onda de Helmholtz.

$$\nabla^2\Psi - k^2\Psi + S = 0 \qquad 3.3$$

donde Ψ representa un potencial o flujo; g, la propiedad física del medio; S, la fuente y k una constante.

La descripción del problema requiere que las ecuaciones diferenciales se escriban en coordenadas cilíndricas y que se propongan las condiciones de frontera apropiadas. En algunos casos, la solución puede obtenerse como una expresión analítica.

Un ejemplo de lo anterior es la solución del potencial para sondas de resistividad con dos y tres electrodos. Los resultados se presentan como un conjunto de curvas de corrección para convertir los valores de resistividad aparente a resistividad verdadera. Los parámetros en las curvas de corrección se dan como relaciones adimensionales que involucran aspectos como la resistividad del lodo y el espaciamiento del arreglo respecto al diámetro del agujero.

Las soluciones analíticas no pueden encontrarse para muchos casos de interés; sin embargo, se simulan geometrías en las cuales las propiedades eléctricas varían con el radio y la profundidad. Estos resultados se presentan en formatos gráficos a escala con relaciones adimensionales para reducir el gran número de variables.

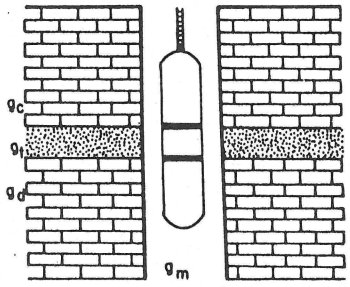


FIGURA 3.1. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LOS FACTORES QUE ALTERAN LA RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA (HEARST Y NELSON, 1985, P. 8).

Con las computadoras es posible simular la respuesta de las sondas. Por ejemplo, los electrodos pueden representar cuerpos finitos más que puntos o líneas, o una sonda puede modelarse centrada o descentrada.

En las sondas nucleares, la solución de la ecuación diferencial apropiada no proporciona el éxito deseado. En parte se debe al diseño de la herramienta y a la eficiencia en la detección, lo cual varía entre los detectores. Sin embargo, el problema básico es la presencia de más variables. Muchas propiedades de las rocas y condiciones de agujero afectan el transporte de los rayos gamma y neutrones. Las respuestas de las sondas se presentan en términos de concentraciones de minerales radiactivos, densidad de roca y porosidad.

3.3 HERRAMIENTA DE POTENCIAL NATURAL

Existen potenciales naturales que ocurren dentro del agujero. Este registro mide la diferencia de potencial entre dos electrodos, uno colocado en la sonda y otro situado en la presa del lodo de perforación en la superficie (figura 3.2).

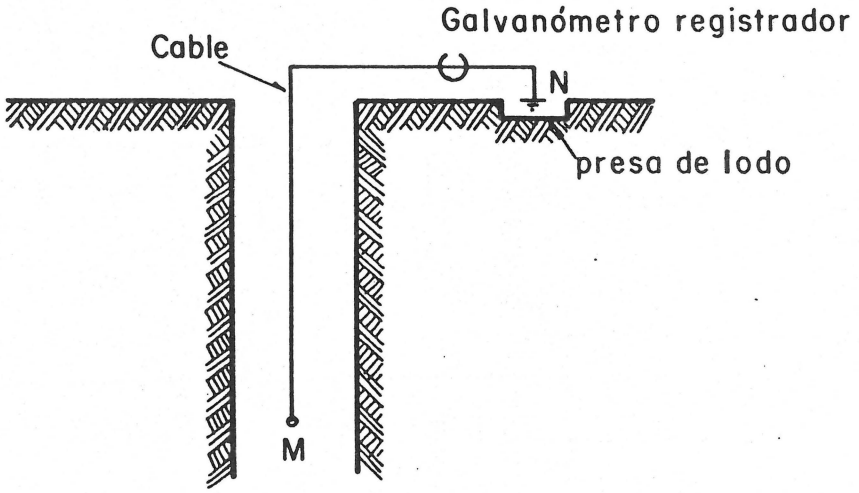


FIGURA 3.2. ESQUEMA DE LA DISPOSICION DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDIDA PARA OBTENER LA CURVA SP.

El potencial natural se desarrolla en el pozo como resultado de la diferencia de salinidad que existe entre el fluido de perforación y el agua de la formación. Asimismo, es un registro que diferencia zonas de lutitas de zonas porosas y permeables, determina límites y correlaciona capas que tienen formas semejantes; también sirve para conocer cualitativamente

el contenido de lutita de una capa y determinar la resistividad del agua de las formaciones.

La curva obtenida no tiene un valor inicial; se considera a la línea constante, que se presenta siempre lo más a la derecha del registro, como la línea de lutitas (valor cero) y a las deflexiones como zonas porosas y permeables (figura 3.3).

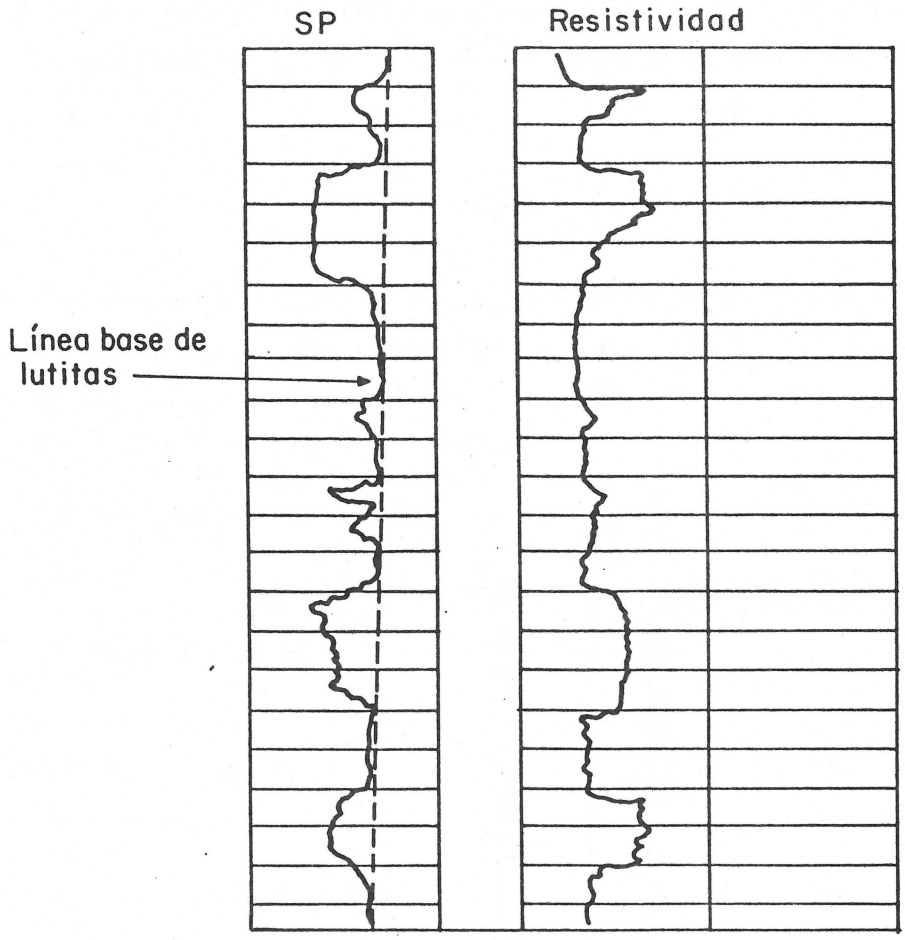


FIGURA 3.3. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN REGISTRO SP QUE MUESTRA LA LINEA BASE DE LUTITAS Y LAS POSIBLES ZONAS POROSAS Y PERMEABLES.

Hay que resaltar el hecho de que, aun cuando este registro localice zonas porosas y permeables, no tiene la capacidad para cuantificarlas. La magnitud de la deflexión está controlada por el contraste de resistividad entre el lodo de perforación y el agua de formación. De aquí que, si la resistividad del lodo es conocida, la resistividad del agua de

formación se puede determinar. Las capas permeables típicamente se deflexionan hacia la izquierda. Las escalas que más se utilizan son de 10 ó 20 milivolts por división.

3.3.1 ORIGEN DEL POTENCIAL NATURAL

La sencillez del método desmiente la complejidad del mecanismo que genera el registro SP. Un solo electrodo responde a los gradientes de potencial producidos por el flujo de corriente en el agujero, esto es, las variaciones de voltaje observadas no son más que caídas de potencial óhmico, la resistividad del lodo y el diámetro del agujero determinan la resistencia al flujo de corriente dentro del agujero.

Algunas de las fuentes del flujo de corriente son externas a la superficie de la tierra. Fuentes industriales de potencia eléctrica se reconocen fácilmente. En altas latitudes, las corrientes telúricas alteran la respuesta de la sonda. El efecto se observa fácilmente porque el registro se sale de escala.

Dentro de la tierra, los potenciales eléctricos provienen del transporte de materiales cargados iónicamente, reacciones químicas y flujo de fluidos. De aquí que el fenómeno eléctrico se debe a fuerzas que básicamente no son eléctricas. El acoplamiento entre estas fuerzas y los potenciales eléctricos que se generan pueden aislarse y estudiarse en laboratorio, pero en la práctica de registros es difícil atribuir la causa del SP a una fuente particular.

Nosal (1982), apoyado en los estudios de Dahknov, intenta darle un significado físico matemático a la respuesta del registro. Dice en su trabajo que la respuesta del potencial natural se debe a la convolución entre la herramienta y las diferentes capas (esto se presenta con mayor detalle en el capítulo 1), llegando a proponer una ecuación del tipo

$$SP(x) = L(x) * \Sigma S(x) \qquad 3.4$$

donde L(x) es la respuesta de la herramienta y ΣS(x) la respuesta de las diferentes capas. En este punto hay que considerar que las capas adyacentes tienen el mismo valor.

De los tres mecanismos mencionados en el párrafo anterior, las diferencias en concentración iónicas y los potenciales de difusión generados, se designan como el contribuyente dominante del SP en secuencias sedimentarias. Los otros dos mecanismos, reacciones químicas (reducción-oxidación) y efectos de flujo de fluidos son menos observados en la práctica.

a) Potenciales de difusión

La difusión de iones bajo la influencia de un gradiente de concentración se reconoce como la fuente primordial del SP. Los iones tienden a emigrar hacia las zonas de alta a baja concentración. Debido al transporte de cationes y aniones, la migración a lo largo del gradiente químico procede más rápido de uno a otro con la consecuente separación de carga y el establecimiento de un voltaje.

La ecuación que relaciona las características del transporte iónico al voltaje es

$$V = \frac{RT}{\gamma} \sum_i \int_{a_i}^{a_i''} \frac{t_i}{Z_i} \, d(\ln a_i) \qquad 3.5$$

donde a_i es la actividad iónica de la iésima especie.

Debido a la atracción interiónica, las propiedades de las soluciones reales difieren de las ideales, tal que la concentración efectiva, llamada *actividad*, es menor que la

concentración actual. En soluciones muy diluidas la actividad y concentración son iguales. Otros términos que incluyen los números de transporte t_i ya se discutieron en el capítulo 2, sección 2.9.3, inciso a. La integral va desde la actividad en la solución '(a') a la solución "(a"). Todos los cationes y aniones en la solución " se representan por la sumatoria bajo la integral. Dos Casos para el SP se pueden tratar con la ecuación 3.5.

El primero, el llamado *empalme líquido*, se muestra en la figura 3.4. Supóngase que se tienen dos soluciones de diferente concentración separadas por una membrana imaginaria. Si se quita esta membrana, los iones más rápidos de la alta concentración Cl tratarán de ir a la concentración más baja, generando una diferencia de potencial que se puede expresar como

$$Ed = - \frac{RT}{\gamma} \left(\frac{t_{Na}}{Z_{Na}} \ln \left(\frac{a_{Na}''}{a_{Na}'} \right) + \frac{t_{Cl}}{Z_{Cl}} \ln \left(\frac{a''_{Cl}}{a'_{Cl}} \right) \right) \qquad 3.6$$

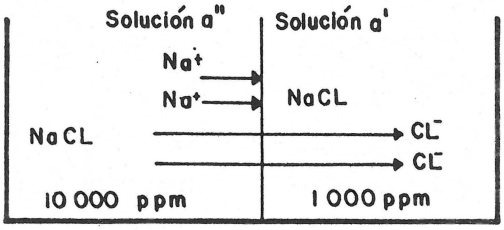


FIGURA 3.4. COMPORTAMIENTO DEL Na Y Cl EN PRESENCIA DE UNA MEMBRANA IMAGINARIA.

por la sección 2.9.3, inciso b del capítulo 2, $t_{Na} + t_{Cl} = 1$, y $z_{Na} = +1$ y $z_{Cl} = -1$, si se considera que $a_{Na} = a_{Cl} = a$

$$Ed = - \frac{Rt}{\gamma} \left(2t_{Na} - 1 \right) \ln \left(\frac{a''}{a'} \right) \qquad 3.7$$

El segundo caso se conoce como *potencial de membrana*, en el cual sí existe una membrana de arcilla con presencia de granos de arena, que contiene cargas que bloquean el paso del Cl pero no el del Na (figura 3.5). Las cargas negativas representan a

la arcilla de la membrana, la evaluación de la ecuación 3.5 llega a

$$Em = - \frac{RTt_{Na}}{Z_{Na}\,\gamma} \left(\frac{a'_{Na}}{a''_{Na}} \right) \qquad 3.8$$

Para este caso, $t_{Na} = +1$ y $Z_{Na} = +1$, tal que

$$Em = \frac{RT}{\gamma} \ln \left(\frac{a''}{a'} \right) \qquad 3.9$$

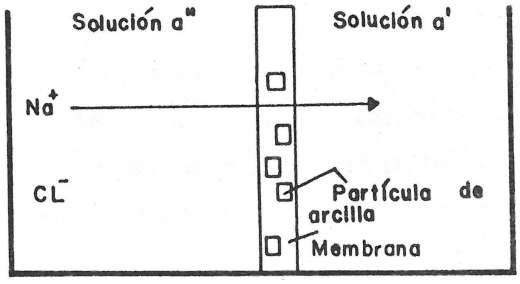


FIGURA 3.5. COMPORTAMIENTO DEL Na Y Cl EN PRESENCIA DE UNA MEMBRANA ARCILLOSA.

La figura 3.6 muestra la situación que existe en el agujero cuando está presente la difusión entre las salinidades de las concentraciones en la arenisca y la baja salinidad del lodo de perforación y la membrana formada por la lutita interpuesta entre los dos líquidos. Para representar el voltaje total desarrollado por dos fuentes, las ecuaciones 3.7 y 3.9 se resumen a

$$Ed + Em = \frac{2RT}{\gamma} \left(1 - t_{Na} \right) \ln \left(\frac{a''}{a'} \right) \qquad 3.10$$

El trabajo equivalente de esta expresión se obtiene usando $t_{Na} = 0.4$, $\ln x = 2.3 \log_{10} x$, $R = 8.315$ y $\gamma = 96\,500$, así que el potencial natural que mide la sonda se representa por la ecuación

$$SSP = -K \log_{10}\left(\frac{a'}{a''}\right) = -K \log_{10}(Rmfe/Rwe) \qquad 3.11$$

donde: $K = 64.9 + 0.238\ T\ (^{\circ}C)$

$K = 60.7 + 0.132\ T\ (^{\circ}F)$

Rmfe = resistividad del filtrado del lodo equivalente

Rwe = resistividad del agua equivalente

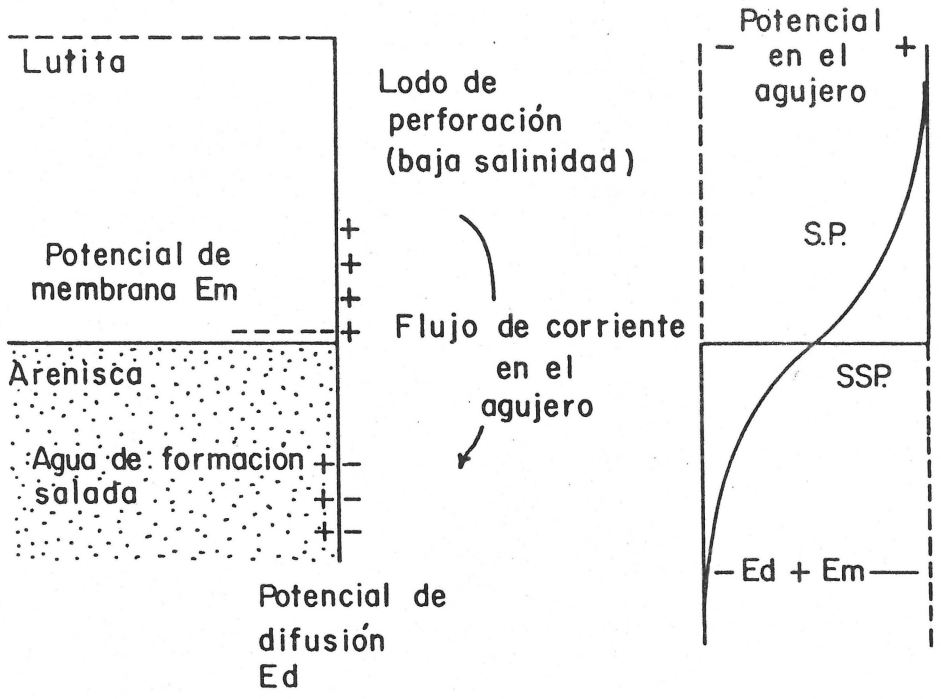


FIGURA 3.6. REPRESENTACION DE LOS POTENCIALES DE DIFUSION EN LA PARED DEL AGUJERO CON LIQUIDO Y MEBRANA (HEARST Y NELSON, 1985, P. 157).

b) Procesos de oxidación-reducción

Las rocas con minerales metálicos dan un aumento a la anomalía del SP en la superficie con un máximo del orden de -500 mV colocado arriba del yacimiento. El origen de estos valores se atribuye a un sistema de circulación de la corriente.

La figura 3.7 representa las reacciones electroquímicas en la zona de intemperismo arriba del cuerpo y debajo del nivel freático. El cuerpo mineral sirve como parte de un circuito tridimensional y transporta electrones a la zona de intemperismo. Este efecto en los registros de pozos es difícil de medir, aunque Pirson (1977) propone un método con el propósito de definir el posible ambiente de depósito.

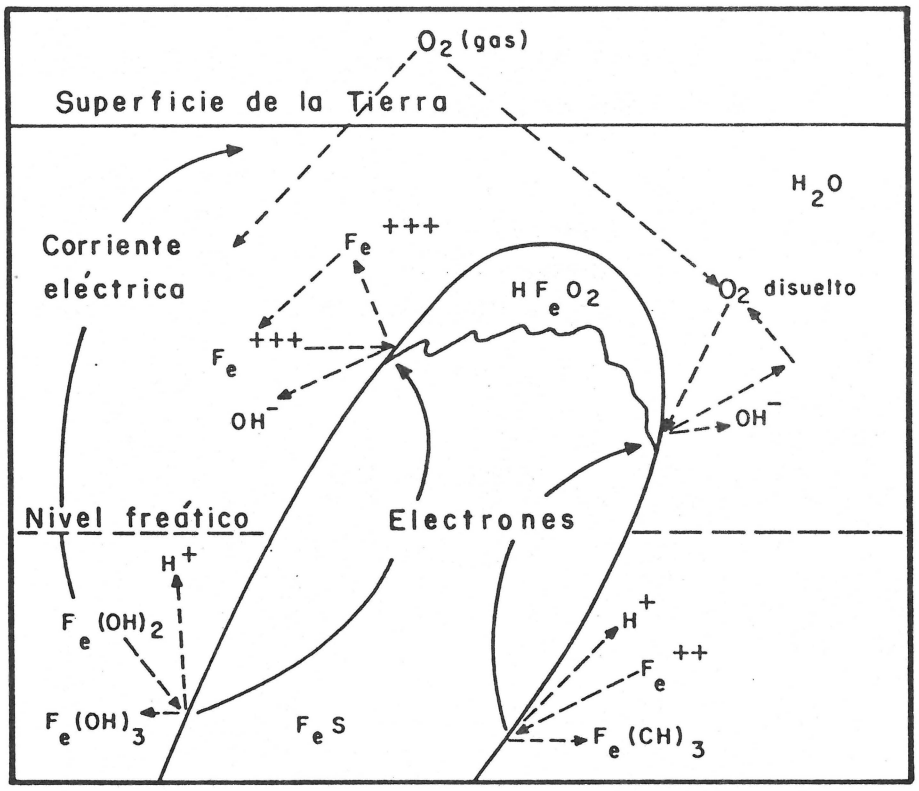


FIGURA 3.7. REPRESENTACION DE LOS MECANISMOS ELECTROQUIMICOS Y FLUJO DE CORRIENTE ALREDEDOR DE UN CUERPO MINERAL CONDUCTOR (HEARST Y NELSON, 1985, P. 158).

c) Potencial de electrofiltración

Se asocia al potencial existente entre el enjarre. Es un potencial que produce el flujo del electrólito, filtrado del lodo a través del medio poroso y enjarre. La magnitud no se puede medir con exactitud. Sin embargo, una relación aproximada se puede obtener a partir de la ley de Helmholz.

$$Emc = \frac{\varepsilon RZ}{4\pi\mu} \Delta P \qquad 3.12$$

donde ΔP es la presión diferencial entre el agujero y la formación (psi); R, la resistividad; ε, la constante dieléctrica del fluido; z, el potencial entre las placas móviles y fijas del fluido; y μ, la viscosidad. Esta

expresión genera muy pocos milivolts que se agregarán a Ed y Em. En donde juega un papel importante es cuando las formaciones permeables se han despresurizado por una extracción previa o donde se utilizan lodos muy pesados.

La herramienta SP no puede utilizarse en lodos base aceite, agujeros vacíos o ademados.

3.4 Herramientas de resistividad

Las primeras herramientas de resistividad estaban compuestas por la combinación de cuatro electrodos (dos de corriente y dos de potencial) a diferentes espaciamientos. El espaciamiento de estos electrodos dio varias profundidades de penetración de corriente.

Las herramientas modernas incluyen varios electrodos que enfocan la corriente dentro de la formación y que reducen los efectos de capas adyacentes y de agujero. Dependiendo del espaciamiento entre electrodos, se obtendrán diferentes profundidades de investigación.

Estos sistemas son los llamados *laterolog* o *de guarda*, que son efectivos en situaciones donde la resistividad del lodo es menor que la del agua de formación y se utilizan en lodos salados. Aunque el tamaño del agujero y el espesor de la capa no afectan considerablemente su respuesta, estos efectos son lo bastante pequeños que los datos obtenidos se consideran como verdaderos. Asimismo, estos registros han sido de gran utilidad en carbonatos.

La resistividad también se mide con herramientas que tienen bobinas. La ventaja de este sistema es que se pueden obtener datos en agujero vacío o en lodos base aceite. A estas herramientas se les conoce como *registros de inducción*.

Los registros de inducción utilizan un conjunto de bobinas para enfocar la corriente eléctrica en la formación. La separación de las bobinas proporciona diferentes profundidades de investigación, con las cuales se pueden observar efectos de invasión. Este tipo de registros son eficaces en formaciones de baja resistividad y se utilizan en secuencias de arena-lutita. Los sistemas de doble de inducción son más efectivos. Los efectos de agujero son mínimos, excepto cuando el lodo es muy salado. Asimismo, las herramientas de inducción miden la conductividad.

Existen varias herramientas que van en patines y sirven para obtener un valor pegado a la pared del pozo. Estas herramientas obtienen los microrregistros microlog, microlaterolog, microesférico enfocado y proximidad. Tienen muy poca profundidad de investigación y están diseñadas para medir la resistividad de la zona lavada, Rxo. A este tipo de registros se les conoce como *herramientas resistivas de porosidad*, porque la relación de resistividades Rxo y la resistividad del filtrado del lodo Rmf proporciona el factor de formación. Son útiles para determinar fracturamiento.

Como se mostró en el tema 3.2 de este capítulo, los registros de resistividad cumplen con la ecuación de Poisson (ec. 3.1). Para poder evaluar el potencial hay que considerar la relación que existe entre el potencial de un campo eléctrico y el campo eléctrico: la ley de Ohm y la ecuación que establece la continuidad de las líneas de corriente. Dakhnov (1962) propone la configuración del potencial para los siguientes casos:

1. *Medio homogéneo isotrópico.* En esta situación se considera al sistema en coordenadas cilíndricas y la ecuación de Laplace se reduce a

$$\frac{\partial}{\partial r}\left(r^2 \frac{\partial U}{\partial r} \right) = 0 \qquad 3.13$$

la solución para U es

$$U = -\frac{C}{r} + D \qquad 3.14$$

La evaluación de C y D ayuda a encontrar el valor de U

$$U = \frac{RI}{4\pi r} \qquad 3.15$$

2. *Medio homogéneo anisotrópico.* Se usa el sistema coordenado cartesiano para estudiar la función potencial en un medio anisotrópico laminado. Para este caso se obtiene

$$\Delta U = \left(\frac{RaI}{4\pi} \right) \left(\frac{r_{AN} - r_{AM}}{(r_{MA})\ (r_{NA})} \right) \qquad 3.16$$

3. *Medio con planos paralelos.* Esta consideración es semejante a la que se plantea en prospección eléctrica de superficie, la solución a la ecuación de Laplace se realiza a partir de coordenadas cilíndricas, tiene términos exponenciales y funciones de Bessel de orden cero de primera y segunda clase $J_0(mr)$ y $Y_0(mr)$.

   La solución se expresa como

$$U_1 = \frac{RoI}{4\pi} \int_0^{\infty} C_1(m)\ J_0(mr)\ e^{-mz}\ dm \qquad 3.17$$

   donde C_1 son funciones que dependen de la geometría del arreglo.

4. *Medio con interfases coaxiales cilíndricas.* Es el caso que más se utiliza en registros. Se intenta representar un medio coaxial con límites cilíndricos para el caso de un pozo perforado de diámetro d_o y fluido de perforación de resistividad R_1, que penetra una capa de espesor infinito y que tiene una resistividad Rt.

De igual forma que en el punto anterior, la solución de la ecuación de Laplace se plantea en sistema de coordenadas cilíndricas, llegando a tener funciones sen(mz), cos(mz) y funciones de Bessel de primera y segunda clase de orden cero. La solución del potencial se expresa como

$$U_1 = \frac{R_1 I}{2\pi^2 r_0}\left(\frac{\pi}{2z} + \int_0^{\infty} C_1(m)\ \cos mz\ dm \right) \qquad 3.18$$

donde z representa el eje vertical y se asocia a la distancia electródica, la cual está normalizada por el diámetro del agujero r_0. De aquí se pueden obtener los valores de resistividad para cualquier tipo de arreglo.

La evaluación de la función $C_1(m)$ depende del número de capas que se considerarán; es la solución de un sistema de ecuaciones que se obtiene de aplicar las condiciones a la frontera: la continuidad del potencial y la continuidad de la componente normal de la densidad de corriente a través de los límites. Drahos (1984) propone la determinación de una fórmula de recurrencia para C_1.

$$R1 = \left(\left(R_{n-i+1} - R_{n-i}\right) I_0(X_{n-i})\ K_1(X_{n-i}) + \frac{R_{n-i}}{X_{n-i}} \right) C_i^{(i)}$$

$$R2 = \left(\left(R_{n-i+1} - R_{n-i}\right) K_0(X_{n-i})\ K_1(X_{n-i}) \right)$$

$$R3 = \left(\left(R_{n-i+1} - R_{n-i}\right) I_0(X_{n-i})\ I_1(X_{n-i}) \right) C_i^{(i)}$$

$$R4 = \left(\left(R_{n-i+1} - R_{n-i}\right) I_1(X_{n-i})\ K_0(X_{n-i}) + \frac{R_{n-i}}{X_{n-i}} \right)$$

$$C_1^{(i+1)} = \left(\frac{(\ R1 + R2\ )}{(\ R3 + R4\ )} \right) \qquad 3.19$$

donde R son las resistividades; n es el número de capas; x, el argumento de las funciones modificadas de Bessel en vez de (mr).

El cálculo de la ecuación 3.18 se ha modificado bastante, Dakhnov (*op. cit.*) propone la integración a partir de series. Si se observa con detalle, representa una integral de Fourier.

3.4.1 HERRAMIENTA ELÉCTRICO CONVENCIONAL

Es la primera herramienta comercial. Se utilizó en la interpretación cualitativa y cuantitativa. Aunque ya está en desuso en el área petrolera, en otras como la geohidrológica, minera y geotecnia tiene bastante uso. Los dispositivos tienen variantes. Este tipo de registros se obtiene sólo en agujero abierto con lodo dulce conductor.

Los electrodos van montados en una sonda y según el arreglo de los dispositivos, de emisión de corriente y los de medida, se pueden agrupar en: *normales* y *laterales*.

Los valores de resistividad medidos dependerán del tipo de roca y distribución de los fluidos que contenga.

a) Arreglo normal

Consiste de un electrodo A, por el que se emite una corriente alterna o pulsante de baja frecuencia (figura 3.8).

A 40 cm (16") de A se coloca otro electrodo M (normal corta) o a 1.60 m (64", normal larga), por donde se mide la diferencia de potencial. El potencial V medido entre los electrodos A y M, se calcula como $V = RI/(4\pi(AM))$. Siendo R la resistividad

del medio homogéneo, I es la intensidad de corriente que sale de A, y AM el espaciamiento.

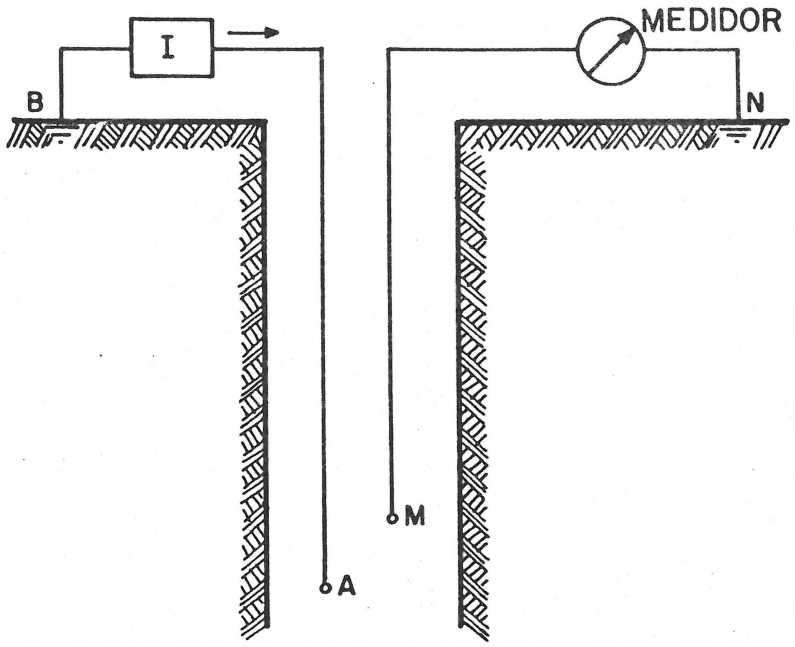


FIGURA 3.8. ESQUEMA DEL ARREGLO TEORICO DEL DISPOSITIVO NORMAL.

b) Arreglo lateral

Conocido también como *inverso* o *de gradiente*. En este arreglo los electrodos de medida M y N están muy próximos uno al otro, midiéndose el gradiente de potencial entre estos dos electrodos. La figura 3.9 presenta un esquema del arreglo.

En este tipo de arreglo es posible cambiar los electrodos de corriente por los de medida, teniendo como base el principio de reciprocidad. Esto permite que los circuitos de medida y de corriente soporten corriente en ambos sentidos para que los fenómenos de inducción y polarización de los electrodos se anulen.

$$V_{MN} = \frac{RI}{4\pi} \left(\frac{\overline{MN}}{\overline{AM}\ \overline{AN}} \right) \qquad 3.20.a$$

Su gradiente dará el campo eléctrico

$$E = \frac{RI}{4\pi AO^2} = \frac{RI}{4\pi z^2} \qquad 3.20.b$$

El espaciamiento AO entre el electrodo de corriente y el punto medio de los electrodos M y N es de 5.70 m (18'8"), y la distancia entre M y N es de 0.80 m; pero ésta puede variar.

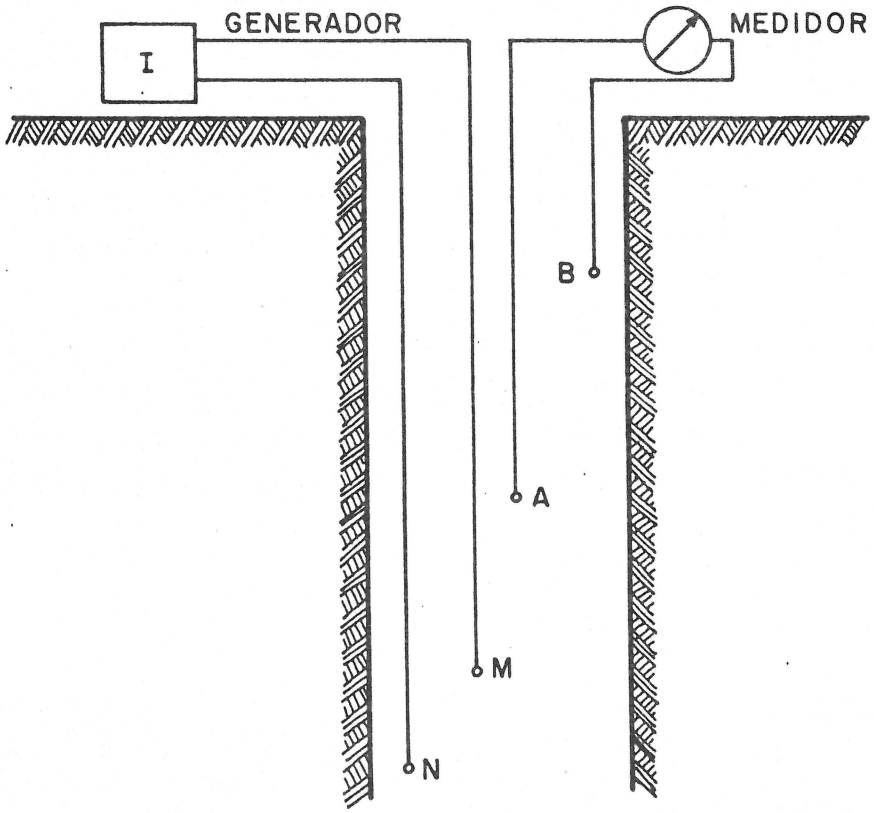


FIGURA 3.9. ESQUEMA DEL ARREGLO DE ELECTRODOS PARA EL DISPOSITIVO LATERAL.

La desventaja que tiene el arreglo lateral es que brinda una curva asimétrica, ocasionando que no se pueda definir exactamente el límite de una capa porosa y permeable. Se requieren nomogramas para corregir la señal por efecto de agujero, espesor de capa y capas adyacentes.

Este tipo de herramienta presenta grandes problemas cuando el espesor de la capa es menor de 1.5 veces el espaciamiento AO. El dispositivo normal corto es el más útil, pero está severamente afectado por la invasión.

El problema básico en este tipo de registro es que la dirección de la corriente de investigación no está controlada. Toma la trayectoria de la menor resistencia, favoreciendo al lodo conductor y a las capas conductoras sobre las capas resistivas en el nivel donde se encuentra la herramienta.

La interpretación que proporciona este registro es la resistividad verdadera de la formación (Rt de la zona virgen), la resistividad de la zona invadida (Ri), determinación de zonas con hidrocarburos, contactos agua hidrocarburos, correlaciones pozo a pozo. En combinación con el registro de potencial natural y microlog, se puede cuantificar la porosidad y saturación del agua en formaciones porosas y permeables.

Esta herramienta fue desplazada por las enfocadas en donde la trayectoria de la corriente se controló. El enfocamiento minimizó los efectos de agujero y de capas adyacentes.

3.4.2 HERRAMIENTA DE RESISTENCIA

Es un registro que por su economía se ha utilizado bastante en el área de geohidrología. No es resolutivo, sólo indica la presencia de cuerpos con alta o baja resistencia, es más bien un registro cualitativo.

Este registro realiza la medición enterrando un electrodo en la superficie y suspendiendo otro en el fluido del agujero, se mide la resistencia del circuito formado por el cable, electrodos y tierra (figura 3.10.a). El voltaje y la corriente se miden con los mismos electrodos, y los registros que se obtienen se llaman *de punto sencillo resistencia*.

Las caídas de voltaje a través del electrodo superficial pueden ser mucho menores que el electrodo en la columna del

lodo o pueden eliminarse por la medición de su impedancia, de tal forma que se mide $V = [RI/4\pi\ (d/2)]$, donde d es el diámetro de la esfera equipotencial que tiene un punto p en su superficie. Este arreglo está fuertemente afectado por el lodo.

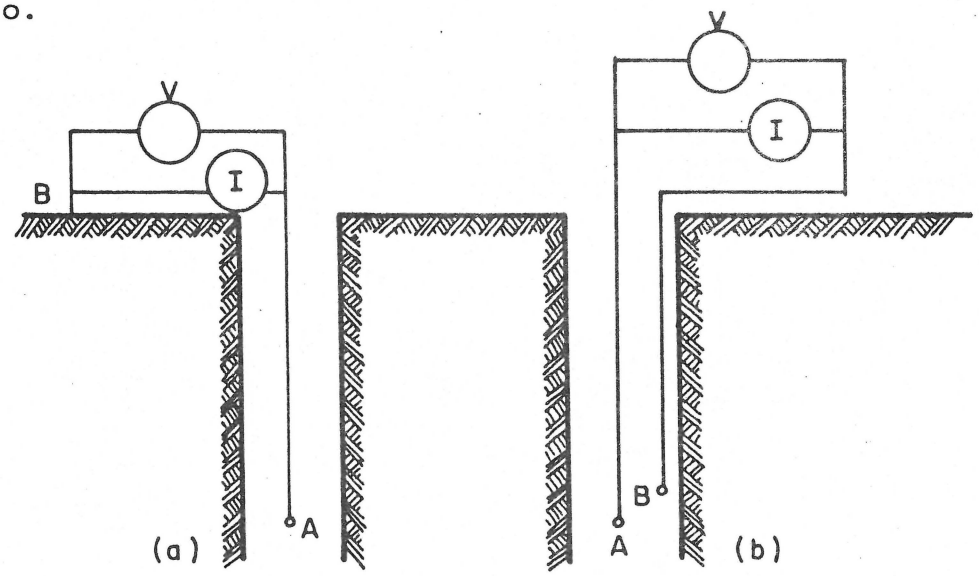


FIGURA 3.10. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LOS ARREGLOS: A) RESISTENCIA, B) RESISTENCIA DIFERENCIAL.

Si se colocan los dos electrodos en la sonda (figura 3.10.b) el arreglo se llama *resistencia diferencial*. En este caso también está afectado por la geometría y resistividad del lodo entre los dos electrodos. La resolución vertical de estos arreglos es excelente.

3.4.3 HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN

Esta herramienta mide la conductividad de la formación. La unidad de medida es el milimho/m. El principio del sistema de inducción se ilustra en la figura 3.11.

Una corriente de 20 KHz alimenta a la bobina transmisora. El campo electromagnético que se genera alrededor de la sonda, induce en el terreno corrientes eléctricas que circulan en anillos coaxiales al eje de la sonda; estas corrientes a su

vez, generan su propio campo magnético e inducen una señal en la bobina receptora cuya intensidad es proporcional a la conductividad del terreno.

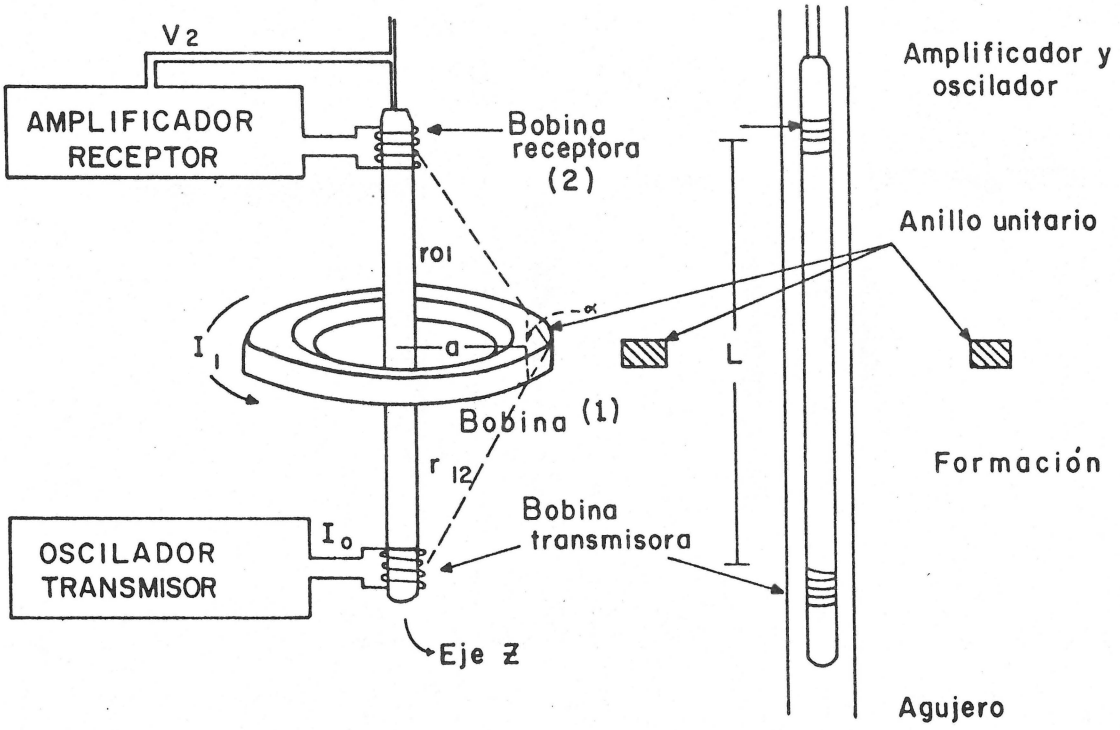


FIGURA 3.11. ESQUEMA QUE ILUSTRA EL PRINCIPIO DEL REGISTRO DE INDUCCION (DEWAN, 1983, P. 72).

Con el sistema de un transmisor y receptor, que se muestra en la figura 3.11, las contribuciones del agujero y de la zona invadida, así como también de las capas adyacentes arriba y abajo del par de bobinas, constituyen una porción significante de la señal recibida.

Las herramientas prácticas utilizan un arreglo de bobinas que sirven para minimizar las contribuciones y maximizar la profundidad de penetración y resolución vertical. Típicamente, existen herramientas con seis o más bobinas separadas 40" de las bobinas principales (figura 3.12). Estas herramientas tienen la ventaja de que pueden utilizarse en pozos que contienen lodo base aceite, aire, o bien lodos dulces. Se

pueden determinar límites entre capas, resistividad verdadera de la zona virgen Rt y correlación entre pozos.

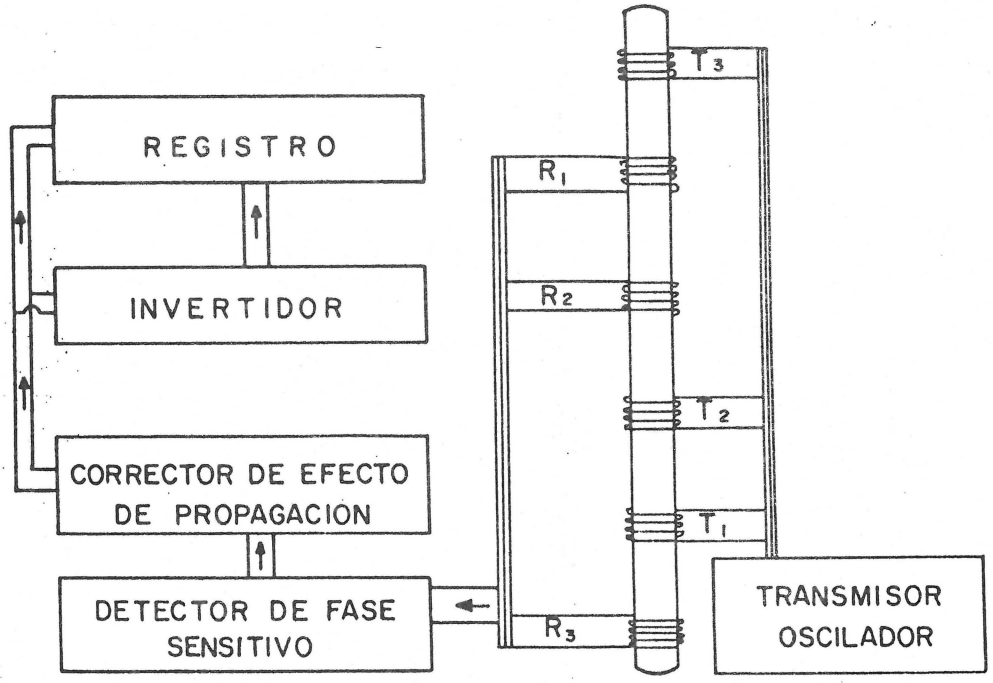


FIGURA 3.12. ESQUEMA DEL ARREGLO PRACTICO DEL REGISTRO DE INDUCCION (DEWAN, 1983, P.72).

En relación con la sonda de inducción, se consideran algunos conceptos que a continuación se explican.

a) Efecto pelicular

En los métodos inductivos que se describen se consideran a la bobina transmisora, receptora y a la conductividad de la tierra como un conjunto de bobinas acopladas por sus propias inductancias. Sin embargo, esto es de utilidad para reconocer el principio en que la energía electromagnética, que acopla las vueltas de la bobina, sufre atenuación y cambio de fase cuando se propaga. Como se mostró en el capítulo 2, sección 2.6.3, una onda electromagnética plana está caracterizada por un término exp i(kx-ωt), donde

$$k^2 = \mu\varepsilon\omega^2 + i\mu\omega C \qquad 3.21$$

Si C » $\omega\varepsilon$, el segundo término domina, esto es, las corrientes de conducción son más importantes que las de desplazamiento. La figura 3.13 muestra que los rangos de resistividad y frecuencia en los que fluye la corriente de estos dos mecanismos son importantes.

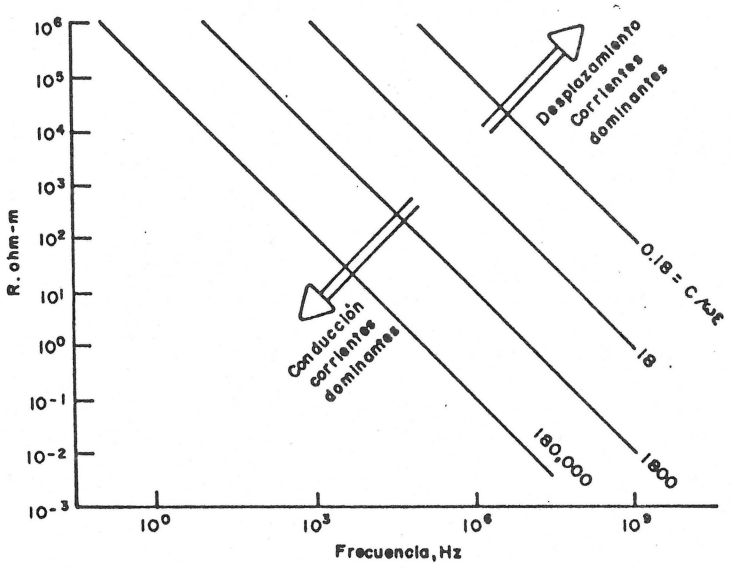


FIGURA 3.13. RELACION C/$\omega\varepsilon$ COMO FUNCION DE LA RESISTIVIDAD Y FRECUENCIA (HEARST Y NELSON, 1985, P. 139).

Debido a que muchas sondas de inducción operan a frecuencias de 20 KHz, el primer término necesita considerarse sólo para los ambientes más resistivos, de tal forma que

$$k^2 \simeq i\mu\omega C \qquad 3.22$$

y el factor de propagación complejo es

$$k \simeq (1 + i) \left(\frac{\mu\omega C}{2} \right)^{1/2} \qquad 3.23$$

Si se define a la profundidad pelicular (*skin*) como

$$\delta = \left(\frac{2}{\mu\omega C} \right)^{1/2} \qquad 3.24$$

por lo que $k = (1 + i)/\delta$ de la ecuación 2.45, cualquier componente eléctrica o magnética de una onda de propagación se puede describir por

$$\Psi \simeq \exp\left(\frac{-x}{\delta}\right) \exp\left[i \left(\frac{x}{\delta} - \omega t\right)\right] \qquad 3.25$$

la cual muestra que la relación de distancia x a la profundidad pelicular δ, determina en ambas la relación de decaimiento espacial y el desplazamiento de la fase.

La *profundidad skin* es una medida de la distancia a la cual una onda electromagnética penetrará. Físicamente esto se origina porque la onda de propagación pierde energía en el arreglo de corrientes en el medio. En el medio más conductivo habrá corrientes más grandes y distancias menores donde el disturbio se pueda propagar.

La profundidad pelicular como una función de la resistividad y la frecuencia se muestra en la figura 3.14.

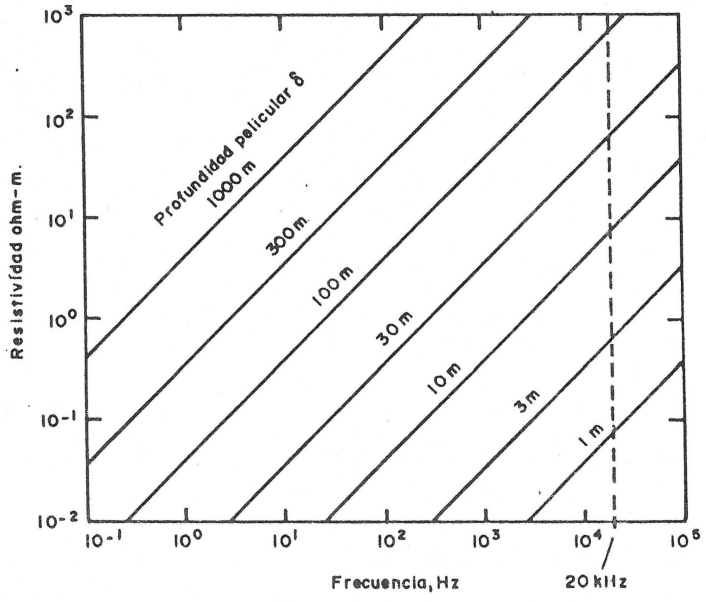


FIGURA 3.14. PROFUNDIDAD PELICULAR COMO FUNCION DE LA RESISTIVIDAD Y FRECUENCIA (HEARST Y NELSON, 1985, P.140).

b) Acoplamiento inductivo

Se puede describir la operación de una sonda conductiva cuando la profundidad pelicular es mucho mayor que la separación de la bobina, tal que los efectos de propagación se ignoren al principio.

Considere la sonda compuesta por dos pequeños ciclos coaxiales (figura 3.11). Las corrientes producidas en la tierra serán circulares y concéntricas con el eje Z, por lo que se puede modelar el medio como lleno con bobinas circulares elementales. Si se considera a un ciclo (bobina 1) para obtener una expresión para la señal generada en el receptor (bobina 2), tal que la corriente inducida en la tierra (bobina 1) se deba al campo magnético generado por un transmisor (bobina 0), el campo magnético vertical producido por la corriente I_o que fluye a través de la fuente de una bobina de área A_o y con un N_o vueltas se puede mostrar en la ecuación 2.37

$$B_z = \frac{\mu N_o \, A_o \, I_o}{4\pi} \frac{1}{r^3} \left(\frac{3z^2}{r^2} - 1 \right) \qquad 3.26$$

donde r es la distancia de la bobina fuente a cualquier punto en el medio. Por la ley de inducción de Faraday, ecuación 2.37, el voltaje inducido en el medio en la bobina 1 debe ser

$$V_{1o} = \frac{d}{dt} \int\int B_z \, dA \qquad 3.27$$

de 3.26 e integrando, se tiene

$$V_{1o} = \frac{\mu N_o \, A_o}{2} \frac{a^2}{r_{01}^3} \frac{dI_o}{dt} \qquad 3.28$$

Se pueden representar las propiedades del ciclo elemental (bobina 1) por circuitos elementales discretos: su resistencia

r en ohms, y su inductancia γ en henrios. El voltaje de carga V_{10} origina una corriente I_1 al flujo en el ciclo. Como se encontró por la ecuación 2.25, la corriente I_1 es el cociente de V_{10} y el ciclo de impedancia $r - i\omega\gamma$, así que de la ecuación 3.28

$$I_1 = \frac{\mu N_0 A_0 a^2}{2 r_{01}^3} \frac{dI_0}{dt} \frac{1}{r - i\omega\gamma} \qquad 3.29$$

De esta expresión, el campo magnético vertical en la bobina 2 se encuentra otra vez utilizando la ecuación 2.37.

$$B_z = \frac{\mu a^2}{2 r_{12}^3} I_1 \qquad 3.30$$

aplicando la ley de Faraday

$$V_{21} = \frac{d}{dt} (B_z N_2 A_2) \qquad 3.31$$

Al sustituir 3.29 y 3.30

$$V_{21} = \frac{\mu^2 N_0 A_0 N_2 A_2}{4 (r - i\omega\gamma)} \frac{a^4}{r_{01}^3 r_{12}^3} \frac{d^2 I_0}{dt^2} \qquad 3.32$$

la cual es la expresión para el voltaje inducido en la bobina receptora, que se debe a un ciclo sencillo de corriente en la tierra. Comparando una aplicación sencilla de la ley de Faraday con la ecuación 3.26, da el voltaje en la bobina 2 que se debe solamente a la corriente en la bobina fuente.

$$V_{20} = \frac{\mu N_0 A_0 N_2 A_0}{2\pi L^3} \frac{dI_0}{dt} \qquad 3.33$$

donde L es el espaciamiento entre bobinas. V_{20} a veces se llama *voltaje primario* y es el voltaje medido si las dos bobinas están suspendidas en el aire fuera de cualquier cuerpo conductor.

La corriente fuente I_o toma la forma $I_o \exp(-i\omega t)$, tal que la primera y segunda derivada sean $-i\omega I_o$ y $-\omega^2 I_o$; las ecuaciones 3.32 y 3.33 se escriben entonces como

$$V_{21} = -\frac{\mu^2\omega^2 N_o A_o N_2 A_2 I_o}{4} \frac{a^4}{r_{01}^3 r_{12}^3} \frac{1}{r} \frac{1+i\omega\gamma/r}{1+(\omega\gamma/r)^2} \qquad 3.34$$

$$V_{20} = -\frac{i\mu\omega N_o A_o N_2 A_2 I_o}{2\pi L^3} \qquad 3.35$$

c) Número de inducción

La señal deseada V_{21} se puede normalizar respecto al voltaje primario.

$$\frac{V_{21}}{V_{20}} = \frac{\pi}{2} \frac{\mu}{\gamma} \frac{L^3 a^4}{r_{10}^3 r_{12}^3} \frac{(\omega\gamma/r)^2 - i(\omega\gamma/r)}{1+(\omega\gamma/r)^2} \qquad 3.36$$

La relación γ/μ es proporcional a a, el radio del ciclo 1. Se define al número de inducción $\theta = \omega\gamma/r$ como la relación de la reactancia a la resistencia del ciclo 1. La ecuación 3.36 se puede escribir

$$\frac{V_{21}}{V_{20}} = b \frac{L^3}{r_{01}^3} \frac{a^3}{r_{12}^3} \frac{\theta^2 - i\theta}{1+\theta^2} \qquad 3.37$$

donde b es una constante. La ecuación 3.37 muestra que la señal normalizada es el producto de dos factores adimensionales.

El primer factor, llamado *factor geométrico*, incorpora sólo las distancias entre las bobinas y el ciclo. El segundo término, llamado *factor de inducción*, depende sólo de las propiedades del ciclo elemental dado por el número de inducción θ. Como la frecuencia o conductividad de la tierra

aumenta con θ, se puede mostrar más claramente por la expresión del número de inducción para una vuelta del ciclo elemental

$$\theta = \frac{\omega\gamma}{r} = b\,\frac{M\omega a}{R(2\pi a/\Delta z\Delta x)} \qquad 3.38$$

donde $\Delta z \cdot \Delta x$ es el área de sección transversal del ciclo. Si se escribe R como recíproco de C y se incorporan todas las constantes en b

$$\theta = b\mu\omega C\Delta z\Delta x \qquad 3.39$$

Esta ecuación muestra que θ aumenta linealmente con la frecuencia y conductividad, así como con el área de un ciclo elemental. Para situaciones más complejas, el número de inducción es de la forma:

$$\theta \simeq \frac{x_1\ x_2}{\delta^2} \qquad 3.40$$

donde x_1 y x_2 son las longitudes características de una zona conductiva en la tierra y δ es la profundidad pelicular.

El factor de inducción en la ecuación 3.37 es el valuado en forma compleja, tal que el voltaje recibido V_{21} consiste de componentes que están en fase [proporcional a $\theta^2/(1 + \theta^2)$] y fuera de fase [proporcional a $\theta/(1 + \theta^2)$] con V_{20}. El comportamiento de las dos componentes se muestra en la figura 3.15.

A grandes valores de θ, la componente en fase domina, mostrando que V_{21} debe de estar en fase con V_{20}. Por la ecuación 3.39 se observa que esto ocurrirá cuando la tierra sea conductiva o cuando se usen altas frecuencias. Como el número de inducción disminuye, las dos componentes se vuelven comparables. De aquí que el número de inducción gobierna el cambio de fase del voltaje contribuido por la tierra, relativo al voltaje del espacio libre.

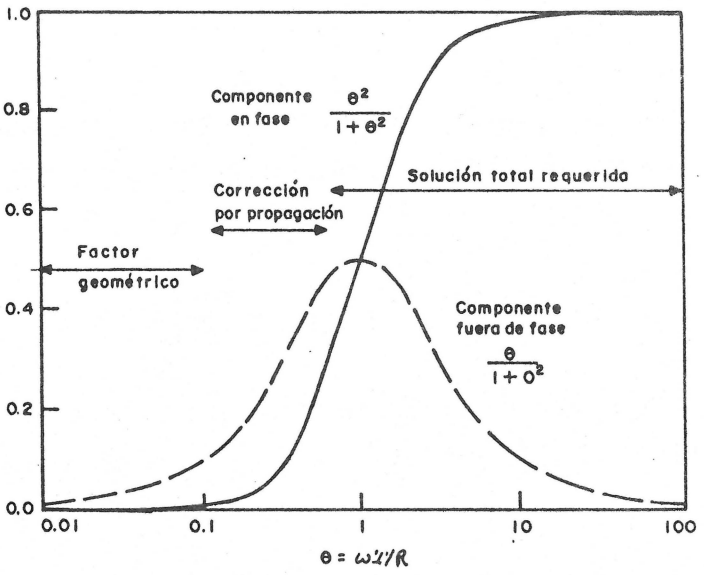


FIGURA 3.15. FACTORES DE INDUCCION QUE MARCAN LOS REGIMENES EN LOS CUALES LAS CORRECCIONES DEL FACTOR GEOMETRICO Y FACTOR DE PROPAGACION SON VALIDAS (HEARST Y NELSON, 1985, P. 143).

Aunque sólo pocas situaciones reales se pueden representar por expresiones tan simples como las 3.37 y 3.38, el concepto de número de inducción se puede utilizar para considerar regímenes en los cuales el tratamiento teórico de la variación se requiere para problemas de registros. Estos regímenes se marcan por las flechas horizontales en la figura 3.15.

A un número de inducción muy bajo, donde la penetración efectiva de la sonda es mucho menor que la profundidad pelicular, la propagación electromagnética puede ignorarse del todo y el campo estático desarrollado tal vez sea adecuado. Estos términos pueden expresarse en función del factor geométrico. A medida que la conductividad aumenta, la aproximación geométrica requiere de una corrección de propagación porque la interacción entre los ciclos elementales en la tierra no pueden ignorarse a medida que la atenuación y el cambio de fase de la onda de propagación se vuelven importantes. Este efecto se trata como una expansión de la solución total del problema electromagnético con condiciones a la frontera apropiadas. Como la situación se vuelve más compleja, se requieren de soluciones numéricas y técnicas de modelado.

d) Factor geométrico

En el límite de bajas frecuencias, los términos $\omega\gamma/r$ en la parte derecha de la ecuación 3.34 se ignoran. La resistencia del ciclo r es igual a $2\pi a/(Cdzdr)$. Se puede escribir esta ecuación como:

$$V_{21} = \frac{\mu\ \omega\ \ N_0A_0N_2A_2I_0}{4\pi L} \frac{La}{2r_{01}^3 r_{12}^3} Cdzdr \qquad 3.41$$

El primer término se refiere a K y sólo contiene parámetros de la sonda. El segundo es el factor geométrico, donde L/2 se ha incorporado para normalizar a G.

$$\int_0^\infty\int_0^\infty G\ dzdr = 1 \qquad 3.42$$

Doll (1949) dio una expresión análoga. G puede expresarse en términos del ángulo α (entre las bobinas transmisoras y receptoras), figura 3.11.

$$G = \frac{La^3}{2r_{01}^3\ r_{12}^3} = \frac{sen^3a}{2\ L^2} \qquad 3.43$$

G tiene el mismo valor para todos los ciclos en el medio. La figura 3.16 muestra una sección transversal de ocho ciclos en dos círculos en que se intersectan las bobinas, para la cual $sen^3\alpha = 0.65$. La proximidad más cercana del ciclo de 120° está compensado para la mayor área horizontal de los ciclos en los arcos de 60°.

Este concepto fue tratado por Doll para subdividir a la tierra que cubre a las dos bobinas en 10 sectores con factor geométrico similar, y de aquí tener contribuciones de señal equivalente (figura 3.17).

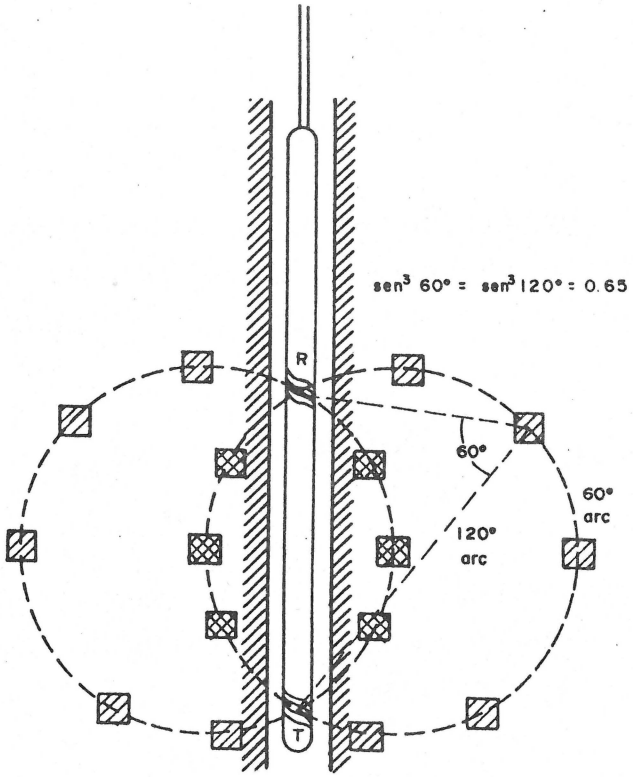


FIGURA 3.16. LUGAR GEOMETRICO DE LOS ANILLOS CON SECCION TRANSVERSAL DE IGUAL FACTOR GEOMETRICO (SPE-AIME, 1949).

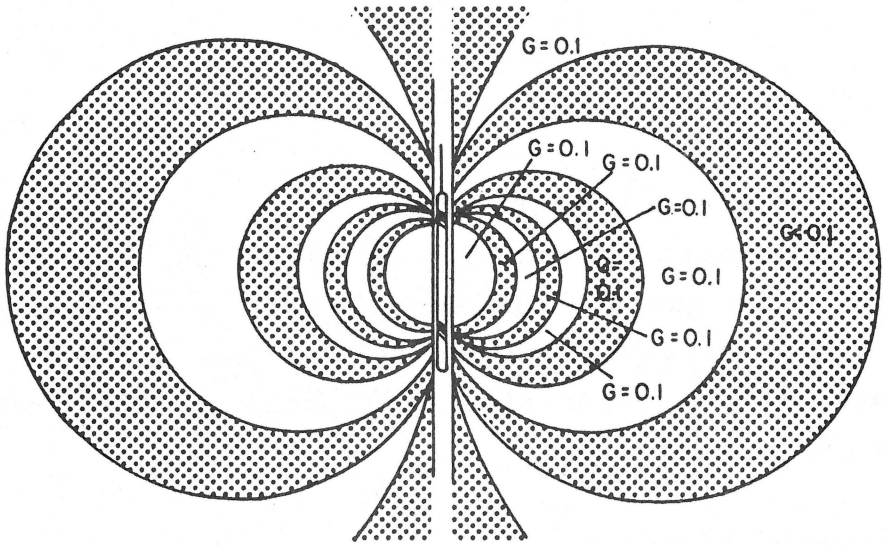


FIGURA 3.17. SECTORES CILINDRICOS DE IGUAL FACTOR GEOMETRICO ALREDEDOR DE UNA SONDA CON DOS BOBINAS (SPE-AIME, 1949).

Considerando sectores contiguos fuera de los ejes de la bobina, el volumen de la tierra es del 70% de la señal. Si todas las señales contribuyeran al ciclo elemental, entonces

$$V'_{21} = \int_0^{\infty}\int_{-\infty}^{\infty} KGC\, dzdr \qquad 3.44$$

Si la sonda opera en un medio de conductividad homogénea C, el voltaje $V'_{21} = KC$.

Si el medio consiste de unidades de simetría cilíndrica y de diferente conductividad C_m, C_n,.., el voltaje es

$$V'_{21} = K\left(\iint GC_m drdz + \iint GCmdrdz + \ldots \right) \qquad 3.45$$

o

$$V'_{21} = K \sum G'_i C_i \qquad 3.46$$

donde G'_i es el factor geométrico integrado sobre la iésima área. La conductividad aparente puede calcularse como la suma de $G'_i C_i$ para capas horizontales, invadidas o no invadidas. En la práctica, las sondas de inducción emplean múltiples pares de bobinas para aumentar la resolución horizontal y vertical. La respuesta de sondas con multibobinas requiere de técnicas de computación y de calibraciones más sofisticadas.

e) Solución total para un medio homogéneo

El tratamiento de una sonda de dos bobinas en un medio homogéneo requiere de la solución de las ecuaciones de Maxwell. La solución para el voltaje total en la bobina receptora es

$$V_2 = \frac{2i\mu\omega\, N_0 A_0 N_2 A_2 I_0}{4\pi} \left(I - ikL\, \frac{e^{ikL}}{3} \right) \qquad 3.47$$

La solución por series se obtiene expandiendo en potencias de $kL = (1+i)L/\delta$. En la ecuación 3.38 se usó V_{20} como la fase de referencia para V_{21}, ahora se adoptará a I_0 como la fase de

referencia para V_2. Si se separan las componentes que están en fase (r) y fuera de fase (i) con I_0:

$$V_2^r = - KC \left(1 - \frac{2L}{3\delta} + \ldots \right) \qquad 3.48$$

$$V_2^i = - V_{20} - KC \frac{2L}{3\delta} + \ldots \qquad 3.49$$

Conforme con el factor geométrico que se ha desarrollado, la conductividad aparente se define como - V_{2r}/k.

$$Ca = C \left(1 - \frac{2L}{3\delta} + \ldots \right) \qquad 3.50$$

Se demuestra que la C observada será menor que la conductividad verdadera C.

3.4.4 HERRAMIENTA DOBLE INDUCCIÓN

Es un registro que presenta varias bobinas y proporciona dos curvas de conductividad o de resistividad. El principio de funcionamiento es el mismo que en el registro de inducción (figura 3.11). El registro doble inducción requiere de un lodo conductor para obtener la curva SP; su resolución es pobre en resistividades mayores de 200 ohm-m, generalmente va acompañado de un registro de microrresistividad. Este registro se diseñó con objeto de tener un valor más exacto de Rt, reducir el efecto de diámetro de agujero y dar una mejor respuesta en capas delgadas. Asimismo, con este registro se puede determinar la resistividad de las zonas virgen y lavada, así como obtener el diámetro de invasión. Es correlacionable con otras curvas.

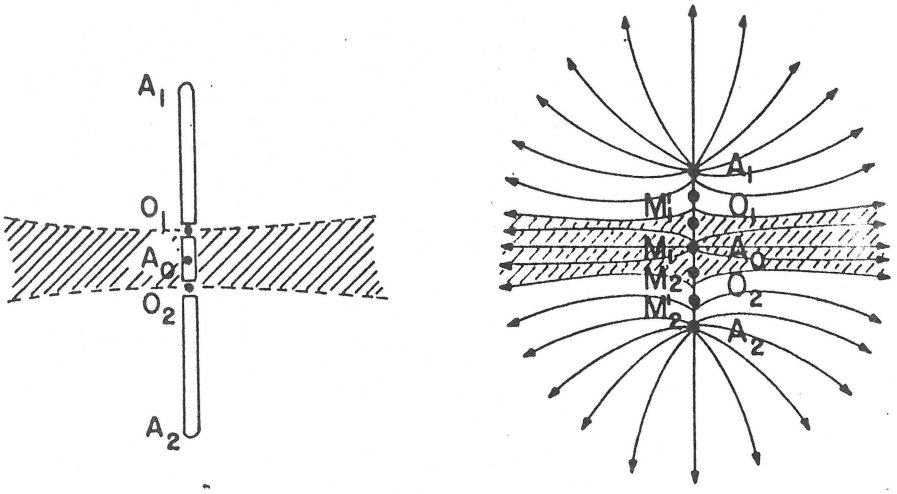
El tipo de sonda contiene varias bobinas. A pequeños valores de L/δ, V_{20} puede ser del orden de magnitud mayor que la señal deseada V_2^r. En la práctica es común anular el campo primario V_{20} por el arreglo de la bobina. Si se utilizan bobinas suplementarias para cancelar la contribución del campo arriba y debajo de las bobinas principales para reducir el campo

cercano al pozo y poder tener una mayor penetración hacia la formación, la cancelación del campo se optimiza por el arreglo del espaciamiento y número de vueltas de las bobinas individuales.

3.4.5 HERRAMIENTAS LATEROLOG O GUARDA

Estas herramientas utilizan un sistema de electrodos múltiples arreglados para que fuercen la corriente dentro de la formación. Las ventajas que presentan es que operan en lodos muy salados, tienen excelente resolución vertical e independencia de capas adyacentes. Hay dos arreglos típicos: el laterolog 3 que emplea un sistema de tres electrodos y el otro que utiliza 7 ó 9 electrodos, designándosele LLd y LLs. Ambos arreglos operan bajo el mismo principio (figura 3.18).

En el arreglo LL3 se envía una corriente i_o del electrodo central A_0 y una corriente i_a de los electrodos A_1 y A_2, los cuales están conectados en corto (figura 3.19.a). La corriente se ajusta para mantener el voltaje en cero entre A_0, A_1 y A_2. Al no existir corriente que fluya hacia arriba o hacia abajo del agujero, significa que la corriente de investigación se fuerza para que fluya en forma de lámina hacia la formación.



Laterolog 3 Laterolog 7

FIGURA 3.18. ARREGLOS BASICOS DE LOS SISTEMAS LATEROLOG.

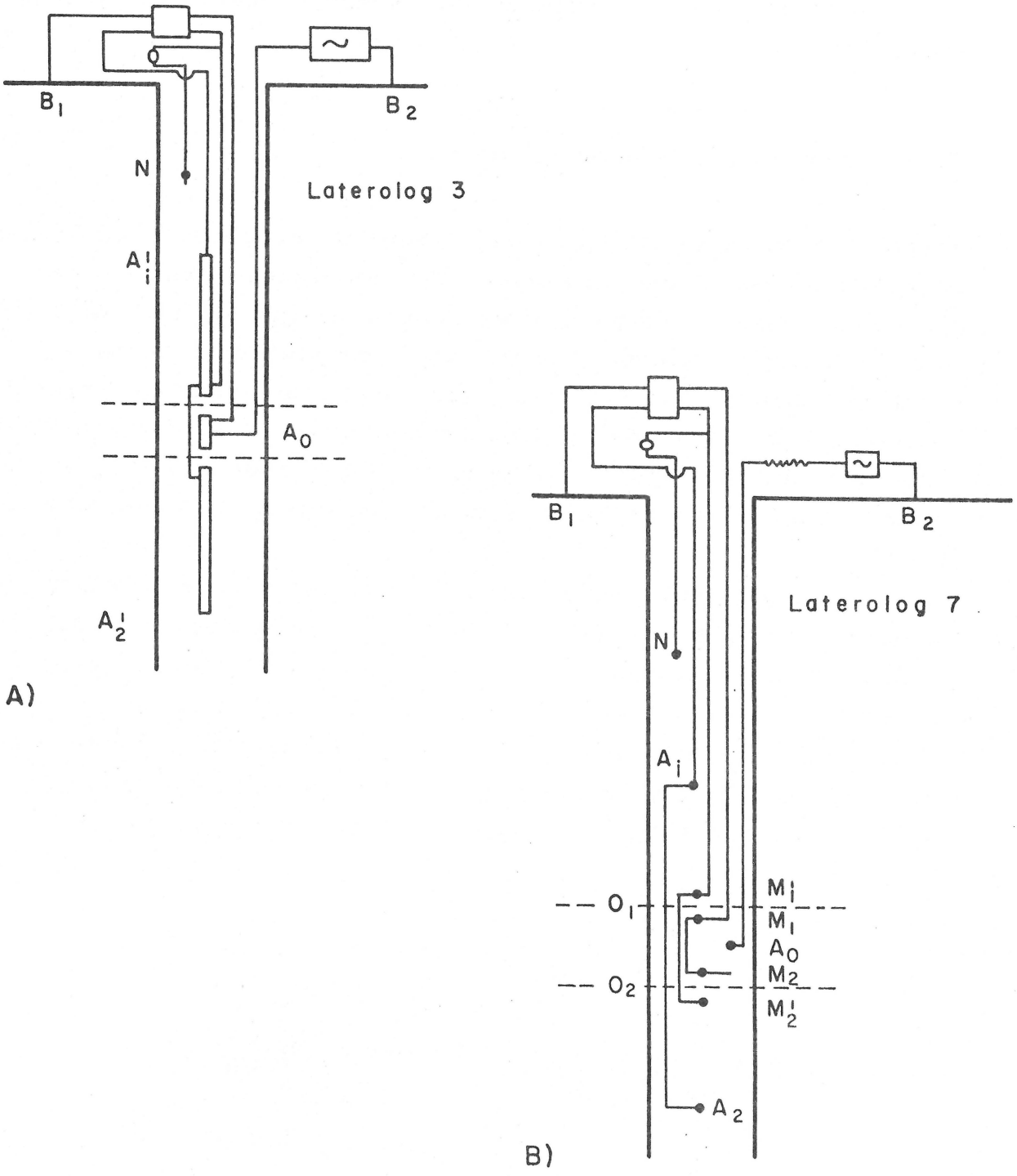


FIGURA 3.19. ESQUEMA DE LOS CIRCUITOS DE LOS ARREGLOS: A) LL3 Y B) LL7

a) Sistema LL7

La sonda incluye un electrodo central Ao y tres pares de electrodos M1 y M2; M_1' y M_2' y A_1 y A_2. Cada par de electrodos está dispuesto simétricamente respecto a Ao y conectados en corto. A través de Ao se envía una corriente de intensidad constante io. Por A_1 y A_2 se distribuyen corrientes de la misma polaridad de la que sale por Ao. La intensidad de estas corrientes se ajusta automáticamente, de manera que los dos pares de electrodos M1 M2 y M_1' M_2' siempre estén a un mismo potencial. La caída de potencial se mide entre los pares de electrodos M1 M2 y M_1' M_2' y un electrodo muy alejado (figura 3.20), para fines prácticos en el infinito. Como la corriente io es constante y la distancia entre los electrodos también, la diferencia de potencial variará directamente con la resistividad de la formación. Con este sistema se elimina el problema que afecta a los registros convencionales de resistividad, cuando las formaciones son de resistividad mucho más alta que la del lodo.

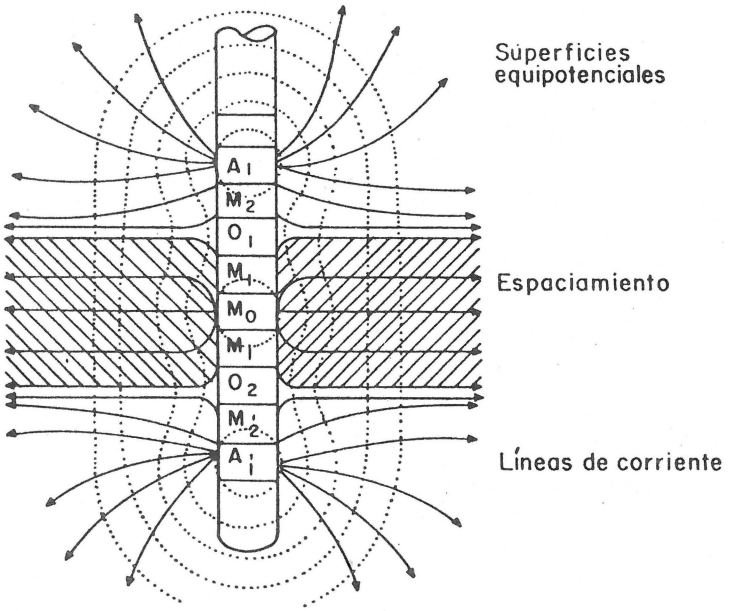


FIGURA 3.20. ARREGLO DE ELECTRODOS Y DISTRIBUCION DE CORRIENTE DEL LATEROLOG 7.

El espesor de la lámina de corriente i_o es igual a la distancia entre los puntos O_1 y O_2 (0.80 m).

El potencial para el arreglo puede obtenerse con la expresión

$$\Psi(r) = -\int_{\infty}^{r} \frac{RI}{4\pi r^2}\,\frac{RI}{4\pi r}\,dr = \frac{RI}{4\pi r} \qquad 3.51$$

Varios autores como Roy (1977), Jackson (1981), Dahknov (1962) proponen soluciones. En todos los casos la contribución de los tres electrodos de corriente dan la solución

$$\Psi(0_1) = \frac{RI_o}{4\pi L_1} + \frac{RI_1}{4\pi L_2} + \frac{RI_2}{4\pi L_3} \qquad 3.52$$

donde I_o, I_1 e I_2 son las corrientes, de la misma polaridad, transmitidas por los electrodos A_o, A_1 y A_2, los cuales están localizados en longitudes L_o, L_1 y L_2 a partir de la posición O_1. Debido a que la sonda es simétrica alrededor de A_o, en un medio homogéneo las corrientes auxiliares serán igual a $I_1 = I_2 = I'$. Si V e I_o son cantidades que se miden, la resistividad aparente se expresa como $Ra = J_i(V/I)$, donde

$$J_i = \frac{4\pi}{L_o + I'/I_o\ (1/L_1 + 1/L_2)} \qquad 3.53$$

para el arreglo LL7, L = 21.03 m entre A_1 y A_2, 0.81 entre O_1 y O_2, tal que $L_o = 0.2L$, $L_1 = 0.3L$ y $L_2 = 0.7L$, $I/I_o = 2.76$, por lo que J = 1.41.

b) Sistema LL3

Es ligeramente más eficaz en el enfocamiento que el LL7. Los electrodos de enfocamiento A_1 y A_2 son del orden de 1.50 m de

longitud y están conectados en corto (figura 3.21). El electrodo A_o puede tener 0.60 m, 0.30 m o 0.15 m de longitud. La operación consiste en enviar una corriente i_o a través del electrodo A_o de potencial fijo. Por A_1 y A_2 se envían corrientes de enfocamiento que se ajustan automáticamente para mantener a los electrodos al mismo potencial. En este sistema el espesor de la lámina de corriente i_o que se genera es de 0.30 m.

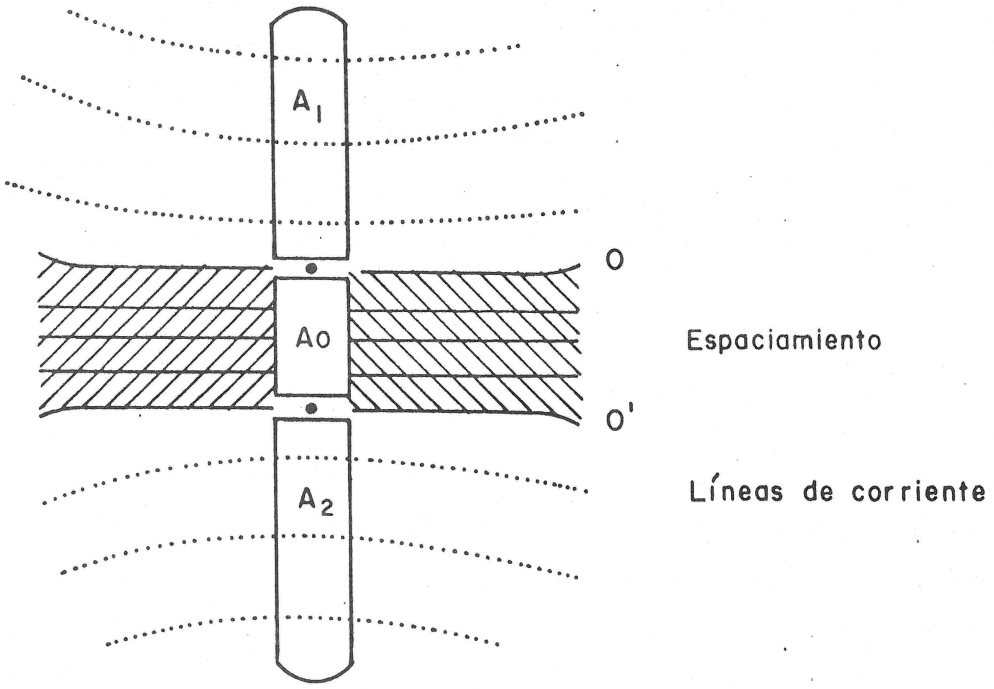


FIGURA 3.21. ARREGLO DE ELECTRODOS Y DISTRIBUCION DE CORRIENTE DEL SISTEMA LL3.

En este caso, la resistividad aparente se obtiene monitoreando el potencial del electrodo central. El pseudofactor geométrico es:

$$J_1 = 2\pi l \frac{\left((L/d)^2 - 1 \right)^{1/2}}{\left((L/d) \ln (L/d) \right) + \left((L/d)^2 - 1 \right)} \qquad 3.54$$

donde L es la longitud total del arreglo; l, la longitud del electrodo central; y d, el diámetro del agujero.

c) Herramienta laterolog 8

Es una curva de radio de investigación somera, se usa en vez de la normal corta. Se registra con electrodos pequeños que van en la misma sonda con que se obtiene el registro doble de inducción. Su principio de operación es muy semejante al LL7. La diferencia está en que el espaciamiento entre los electrodos es menor. El espesor de la lámina de corriente io es de 0.35 m y la distancia entre los electrodos de enfocamiento es poco menor de 1.0 m. Da una definición vertical más marcada. Obtiene valores de Rxo aceptables.

3.4.6 HERRAMIENTA DOBLE LATEROLOG

El sistema de enfocamiento doble laterolog se diseñó para eliminar problemas y defectos de los sistemas LL3 y LL7. Presenta la ventaja de leer a mayor profundidad, además de tener integrada una curva de investigación somera. Utiliza nueve electrodos, como se ilustra en la figura 3.22.

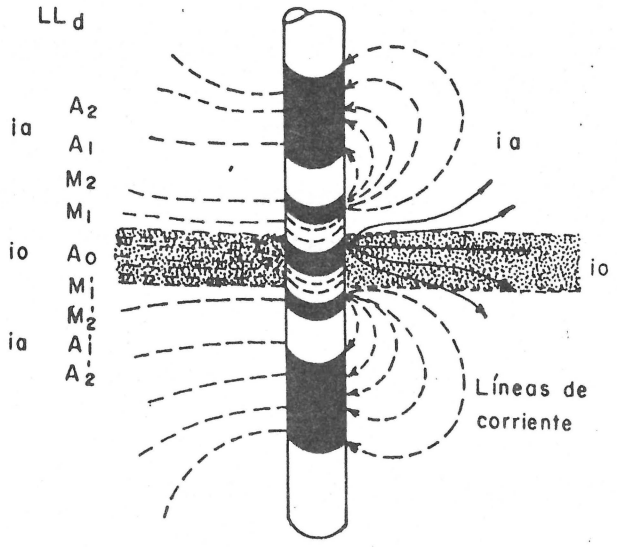


FIGURA 3.22. ESQUEMA DEL REGISTRO DOBLE LATEROLOG.

La herramienta DLL está compuesta por un laterolog profundo (LLd) y un laterolog somero (LLs) que se registran simultáneamente. El LLd es semejante al LL7, utiliza dos conjuntos de electrodos (A_1 y A_2) que producen un mayor enfocamiento y radio de investigación. El LLs mide Ri, también semejante al LL7, sólo que la corriente de A_0 regresa a A_1, reduciendo la profundidad de investigación. La figura 3.23 muestra un diagrama esquemático de la sonda.

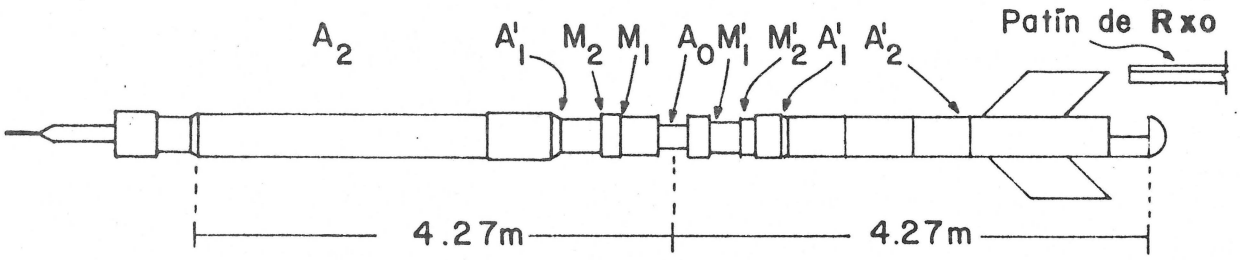


FIGURA 3.23. DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA SONDA DOBLE LATEROG (DEWAN, 1983, P. 84).

3.4.7 HERRAMIENTA DE ENFOQUE ESFÉRICO

Tiene una profundidad de investigación más somera que el LL8, elimina efectos de agujero. Utiliza un sistema de enfoque esférico en el cual se producen caídas de potencial en el agujero, tales como las que ocurrirían si el agujero fuera parte de un medio homogéneo que tuviera la resistividad de la formación. Las superficies equipotenciales que se generan por este equipo no son completamente esféricas (figura 3.24), de este modo se puede lograr que la profundidad de investigación sea somera.

La sonda consiste de un electrodo central A_0 y varios pares de electrodos espaciados simétricamente arriba y abajo de éste. Los dos electrodos de cada par están conectados entre sí eléctricamente por medio de alambres aislados, de este modo, M'_0 está conectado a M'_0 y A_1 a su vez con A'_1.

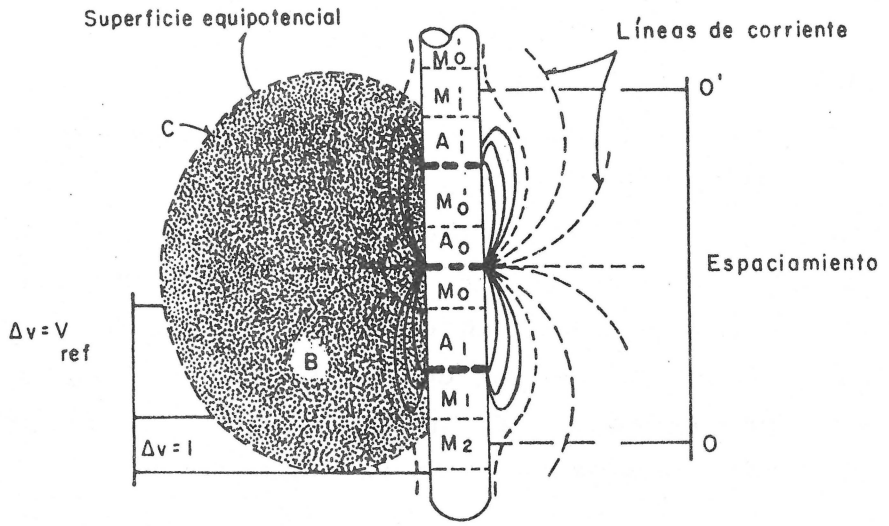


FIGURA 3.24. ESQUEMA DEL ARREGLO DE ENFOQUE ESFERICO (DEWAN, 1983, P.77).

La corriente de registro i_o fluye del electrodo central A_o. Entre A_o y el par de electrodos A_1 A'_1 fluye una corriente auxiliar de enfoque i_a que llena el agujero entre A_o y A_1 A'_1, forzando toda la corriente i_o hacia dentro de la formación cerca del centro de la sonda. Los caminos de las líneas de i_o muy burdamente se aproximan a una distribución esférica en donde entran a la formación. La región más cercana al punto de entrada es la que mayormente contribuye a las caídas de potencial producidas por la corriente i_o, debido a que en ese lugar es donde más se congestionan las líneas de corriente. Esta región es la que contribuye a la mayor parte de la caída de potencial medida entre las superficies equipotenciales B y C de la figura 3.24.

3.4.8 HERRAMIENTA MICROLOG

Es una herramienta instalada en un patín que está pegado a la pared del pozo. Obtiene dos medidas de resistividad: micronormal 2" y microinversa 1" x 1" (figura 3.25). Con estas curvas se pueden determinar zonas porosas y permeables de acuerdo con la deflexión que tengan; cuantifica Rxo. Su funcionamiento es similar al registro eléctrico convencional (ES).

Tres electrodos tipo botón van montados en un patín de hule, cuya superficie se presiona contra la pared del agujero por un sistema de presión de tipo hidraúlico.

Los electrodos están separados 1" y se combinan eléctricamente en dos configuraciones que operan de manera simultánea, como se indicó anteriormente.

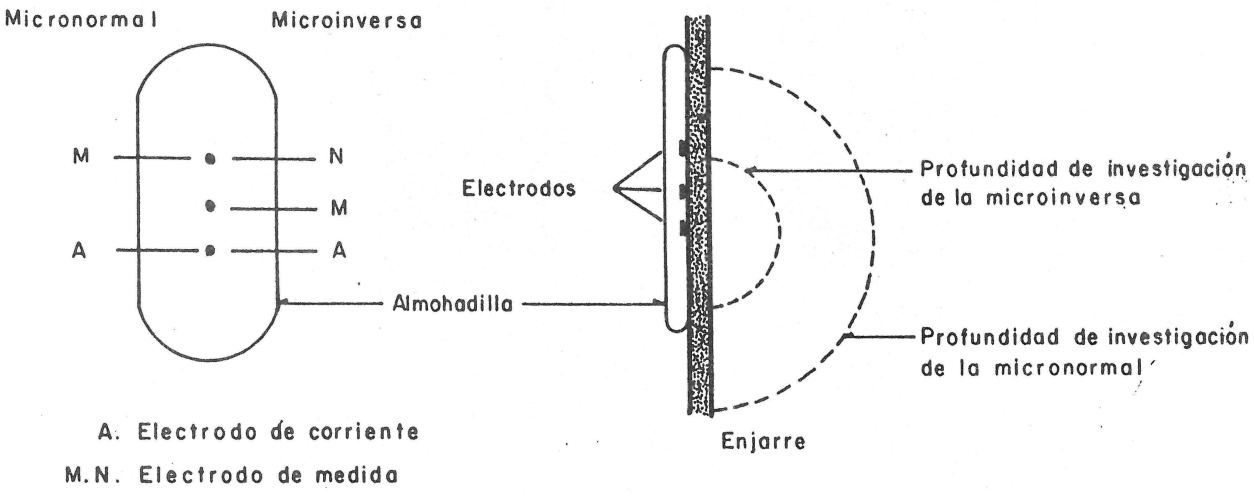


FIGURA 3.25. ESQUEMA DEL DISPOSITIVO MICROLOG.

3.4.9 HERRAMIENTAS MICROENFOCADAS

Estas herramientas de microrresistividad se diseñaron con el propósito de eliminar los problemas que presentaba la herramienta microlog. Existen tres modelos de estas herramientas que operan en función del tipo de lodo y de las condiciones de agujero que existan.

a) Microlaterolog

Su principio de funcionamiento es semejante al LL7. El arreglo de electrodos está montado en un patín de hule (figura 3.26). El electrodo central A_0 está rodeado por tres anillos concéntricos que constituyen los electrodos M_1, M_2 y A_1.

Una corriente constante I_o fluye de A_o para regresar en el conector. La corriente variable permite que M_1 y M_2 tengan el mismo potencial, forzando a que la corriente I_o fluya perpendicular a la cara del dispositivo a una distancia muy corta. Como I_o es constante, el potencial V_o de M_1 y M_2 es proporcional a la resistividad de la formación.

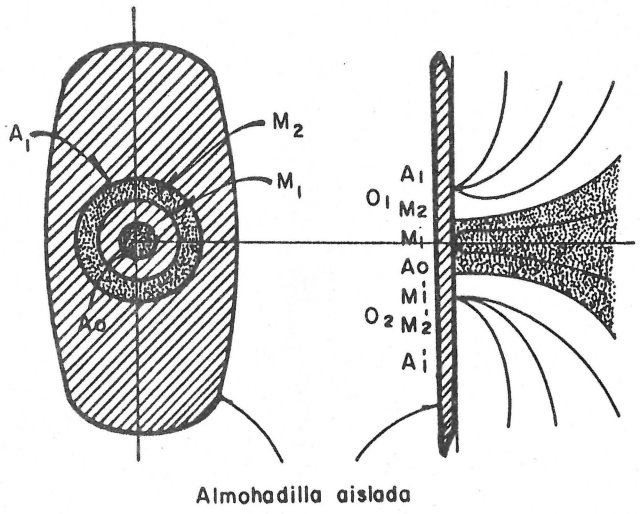


FIGURA 3.26. CONFIGURACION ESQUEMATICA DEL DISPOSITIVO MICROLATEROLOG.

b) Proximidad

Esta herramienta trabaja de manera similar al dispositivo LL3. Utiliza electrodos rectangulares con un centro común montados en un patín de hule (figura 3.27).

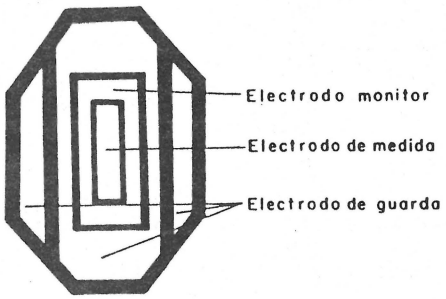


FIGURA 3.27. ESQUEMA DEL DISPOSITIVO DE PROXIMIDAD.

c) Microesférico enfocado

Es un arreglo a pequeña escala de la herramienta SFL y va montada en un patín de hule (figura 3.28). Tiene dos ventajas sobre la MLL y PL:

1) Es menos sensitiva al enjarre que el MLL y lee más someramente que la PL.

2) Puede combinarse con otras herramientas como la DLL, DIL, mientras que la MLL y PL requieren de correrse por separado.

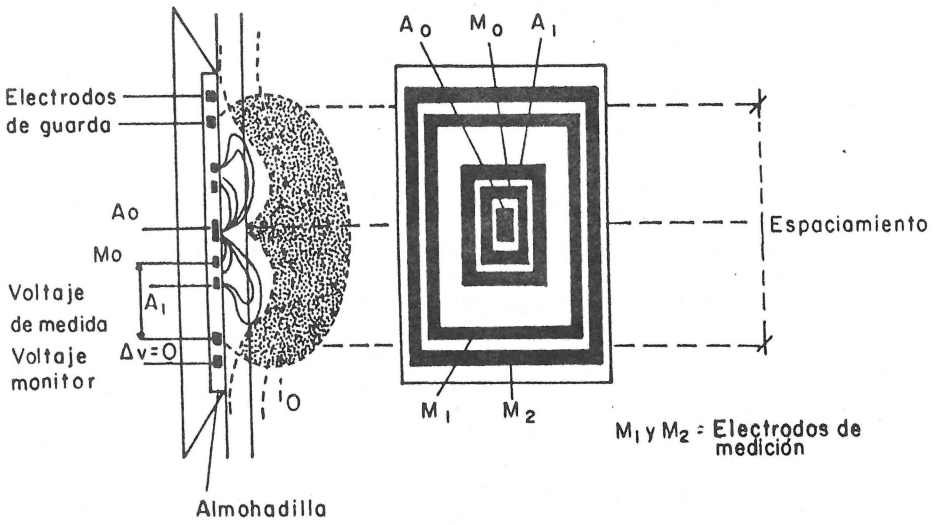


FIGURA 3.28. FORMA Y ARREGLO DE LOS ELECTRODOS DE LA SONDA MICRO SFL

3.5 Registro de rayos gamma naturales

Responde a los rayos gamma producidos en el proceso de decaimiento radiactivo que ocurre naturalmente en los minerales que componen la roca. La radiactividad que se detecta es la producida por la desintegración del potasio 40 y las series del uranio y thorio. De estas tres posibles fuentes de radiación, el K^{40} está presente en rocas de grano fino como lutitas y arcillas.

Este registro se utiliza como indicador de arcillosidad y para marcar zonas limpias que tienen poco potasio como: arenas, areniscas, calizas, dolomitas y anhidritas. La curva obtenida es correlacionable con la del SP. También se usa para realizar correlaciones estratigráficas. Es efectivo donde la curva SP no da buenas deflexiones (pozos con lodos muy salados).

3.5.1 Instrumentos de medición

a) Contador Geiger-Muller

Está compuesto de una cámara de metal con un cable central que mantiene un potencial positivo relativo a la pared de la cámara cilíndrica (900-1000 V), figura 3.29. La cámara contiene gas (argón, helio o neón) a baja presión. Los rayos gamma incidentes originan la expulsión de electrones a partir de la pared del detector dentro del gas. Como el electrón expulsado es atraído hacia el cable central, otras colisiones ocurren entre cada electrón y átomos de gas, produciendo una mayor cantidad de electrones que causan ionización adicional por colisión. Esto provoca una multiplicación de los eventos de ionización, originando una avalancha de electrones sobre el electrodo central. El tiempo de vida del elemento es del orden de 0.1 a 0.2 ms.

La principal ventaja de este contador es que produce pulsos bastante grandes que pueden detectarse fácilmente y transmitirse. Es difícil de construir, requiere un buen control de voltaje y además se ve afectado por vibraciones mecánicas.

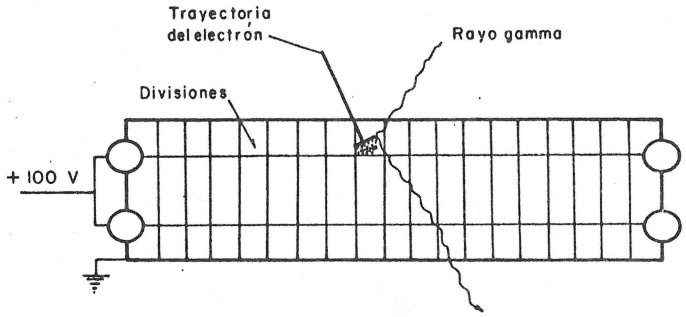


FIGURA 3.29. ESQUEMA DE UN CONTADOR GEIGER-MULLER.

b) Cámara de ionización

Consiste de una cámara cilíndrica llena con gas inerte a alta presión y que contiene una barra en el centro que se mantiene a un voltaje positivo de 100 V. Los rayos gamma incidentes interactúan con el material de la pared y originan la expulsión de electrones. Los electrones son atraídos hacia la barra central, produciendo electrones adicionales en las colisiones con los átomos de gas. Los electrones que se mueven a la barra central constituyen un flujo de corriente eléctrica, proporcional al número de interacciones de rayos gamma (figura 3.30).

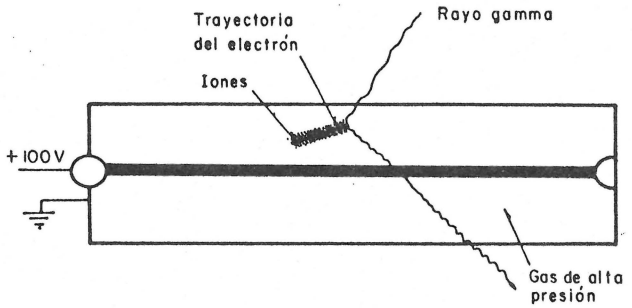


FIGURA 3.30. ESQUEMA DE UNA CAMARA DE IONIZACION.

La cámara de ionización presenta la ventaja de ser sencilla y resistente. Sin embargo, tiene el inconveniente de que el tamaño de los pulsos que origina resultan tan pequeños que son muy difíciles de detectar y amplificar en forma confiable.

c) Cintilómetro

Este consiste de un cristal detector y un fotomultiplicador que produce pulsos. Los rayos gamma que entran en el cristal provocan destellos luminosos que producen golpes en la superficie sensitiva de un fotocátodo en el fotomultiplicador, causando la emisión de un número de electrones primarios por efecto fotoeléctrico. Estos electrones son atraídos primero hacia una serie de ánodos, cada uno manteniéndose sucesivamente a un potencial positivo mayor por un voltaje y un divisor del potencial. Cada superficie del ánodo emite varios electrones (4 a 8) cuando son golpeados con un electrón sencillo de suficiente energía. Los ánodos son cortados y arreglados de tal forma que los electrones secundarios se mueven hacia el siguiente ánodo, acelerados por un potencial positivo mayor. Así, un tubo de 10 ánodos con una ganancia de seis por escalón tiene una ganancia total de 6^{10}. El último ánodo está conectado a una fuente de voltaje positiva a través de una serie de resistencias. El destello de luz en el fotocátodo resultará de la aparición de un pulso de electrones en el ánodo, el cual producirá un pulso negativo en la salida porque el voltaje cae a través del resistor. Este pulso negativo puede transmitirse a los circuitos de registro a través de una capacitancia C. El pulso resultante es proporcional a la energía del rayo gamma incidente (figura 3.31).

Este equipo tiene una eficiencia de 50 a 60% y los cristales (yoduro de sodio activado con talio) son de 4 a 8 pulgadas de longitud, proporcionando una buena resolución vertical.

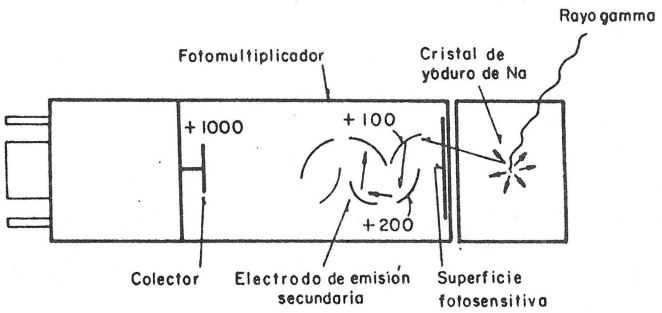


FIGURA 3.31. ESQUEMA DE UN CINTILOMETRO.

3.5.2 RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA

La respuesta de la herramienta es una función de la concentración por el peso del mineral radiactivo en la roca y de su densidad

$$GR = \frac{\rho_V}{\rho_b} A \qquad 3.55$$

donde GR es la radiación γ total; ρ, la densidad del mineral radiactivo; V, el porcentaje de volumen; ρb, la densidad de la formación, y A la constante de proporcionalidad que caracteriza la radiactividad del mineral.

Cuando se tienen varios elementos radiactivos se considera la ecuación generalizada

$$GR = \frac{1\ \ 1}{\rho_b} A_1 + \ldots + \frac{n\ \ n}{\rho_b} A_n \qquad 3.56$$

3.5.3 TRANSPORTE DE RAYOS GAMMA EN MEDIOS CON SIMETRÍA CILÍNDRICA. RELACIÓN DE CONTEO PARA RAYOS GAMMA NO DISPERSOS

Es conveniente considerar una fuente de rayos gamma monoenergética y el fenómeno de dispersión. En algún punto de observación, el flujo γ de rayos gamma de un volumen de fuente

pequeño dV que emite M gammas por centímetro cúbico por segundo es

$$dJ = MG\beta\, dV \qquad 3.57$$

donde el factor G cuenta para el esparcimiento geométrico, β es la razón de la absorción y J la relación de conteo.

Si se considera la geometría de la figura 3.32, donde un agujero contenga material con un coeficiente de atenuación lineal μ', el cual se muestra rodeado por un anillo con densidad M y coeficiente de atenuación μ, el factor G es $1/[4\pi r^2]$ para considerar el esparcimiento esférico y $\beta\ \varepsilon\sigma$ un producto de términos exponenciales del arreglo con una ecuación de tipo

$$J = J_o \exp(-n\sigma x) = J_o \exp(-\mu x) \qquad 3.58$$

donde μ es el coeficiente de atenuación lineal [$\mu = \sigma n$]; n, el número de átomos por centímetro cúbico; σ, la sección transversal para la interacción, x la distancia que recorre y J_o la relación de conteo inicial en el emisor. La relación de conteo en cierto punto del eje vertical es

$$J = \int_V \frac{1}{4\pi r^2} \exp\left(-\mu(r - r') - \mu' r'\right) dV \qquad 3.59$$

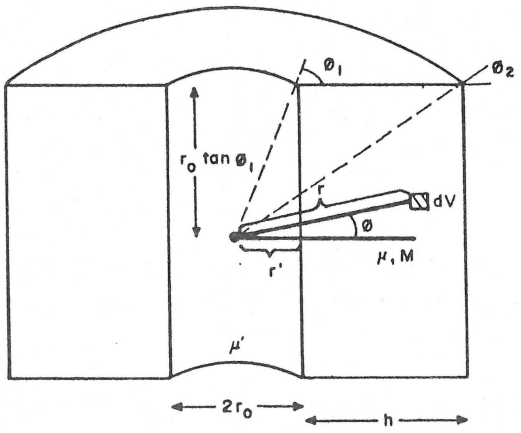


FIGURA 3.32. ANILLO DE UN MATERIAL RADIACTIVO DE ACTIVIDAD M Y COEFICIENTE DE ATENUACION μ RODEANDO UN AGUJERO DE RADIO r' (HEARTS Y NELSON, 1984, P. 213).

Rhodes y otros (1961) mostraron que, para simetrías cilíndricas, el volumen integral puede expresarse como tres integrales sobre el ángulo ϕ.

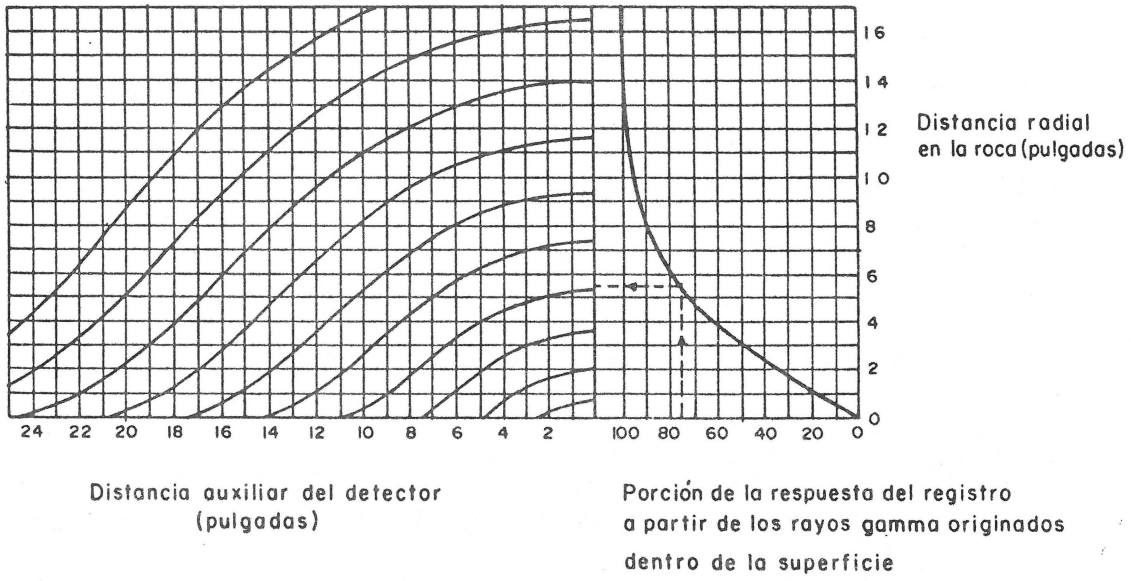
$$\frac{J}{M} = \int_0^{\phi_1} \cos\phi \exp(-x_1 \sec\phi)d\phi + \int_{\phi_1}^{\phi_2} \cos\phi \exp(-x_4 \sec\phi)d\phi + \int_{\phi_1}^{\phi_2} \cos\phi \exp(-x_2 \csc\phi + x_3 \sec\phi)d\phi \qquad 3.60$$

donde $x_1 = \mu' r$; $x_2 = \mu r_o \tan\phi_1$; $x_3 = (\mu - \mu')r_o$; $x_4 = \mu' r_o + \mu h$

Los términos x_i pueden interpretarse como el número de trayectorias libres medias que existen a lo largo del iésimo segmento lineal. Por ejemplo, x_2 da el número de trayectorias libres medias a lo largo de una longitud vertical dentro de un volumen fuente, el cual se extiende desde la mitad del plano hasta la cima.

Rhodes y Mott (1966) usaron esta formulación para calcular la respuesta para capas horizontales de espesor variante y fuente de energía. Tales resultados son instructivos para los propósitos de diseño, pero no pueden usarse directamente para corregir datos de una sonda dada por la limitación monoenergética y porque el efecto de la misma sonda es ignorado.

Uno de los resultados que muestra el volumen de investigación en un medio que emite 176 MeV de rayos gamma se representa en la figura 3.33. Alrededor del 75% de los rayos gamma detectados provienen de un volumen de 14 cm de radio y 25 cm de longitud arriba y debajo del detector, como se indica en la línea discontinua de la figura 3.33.



Condiciones: fuente monoenergética de 1.76 MeV gammas, detector centrado, diámetro de agujero de 15 cm no ademado que contiene un lodo de densidad de 1.2 kg/L.

FIGURA 3.33. VOLUMEN DE INVESTIGACION DE LA SONDA DE RAYOS GAMMA (HEARST Y NELSON, 1985, P. 215).

La unidad de medida de este registro actualmente se ha estandarizado en API y se define como 1/200 de la deflexión que se produce en un registro, al colocar una sonda entre dos formaciones de valor de radiactividad conocido de un pozo artificial de la Universidad de Houston.

3.6 Registro de densidad

Es un dispositivo instalado en un patín pegado a la pared y cuenta con una fuente de rayos gamma y dos receptores (figura 3.34). El flujo de rayos gamma en los receptores es función de la densidad electrónica de la matriz de la roca. Con este registro se determina indirectamente la densidad de la roca. La densidad del electrón está en relación con la densidad del elemento sólo si el número de protones es igual al de neutrones. Cuando esto no ocurre, deben realizarse correcciones. La densidad que se mide en la roca es:

$$\rho_b = \rho_{f\phi} + (1 - \phi)\rho_{ma} \qquad 3.61$$

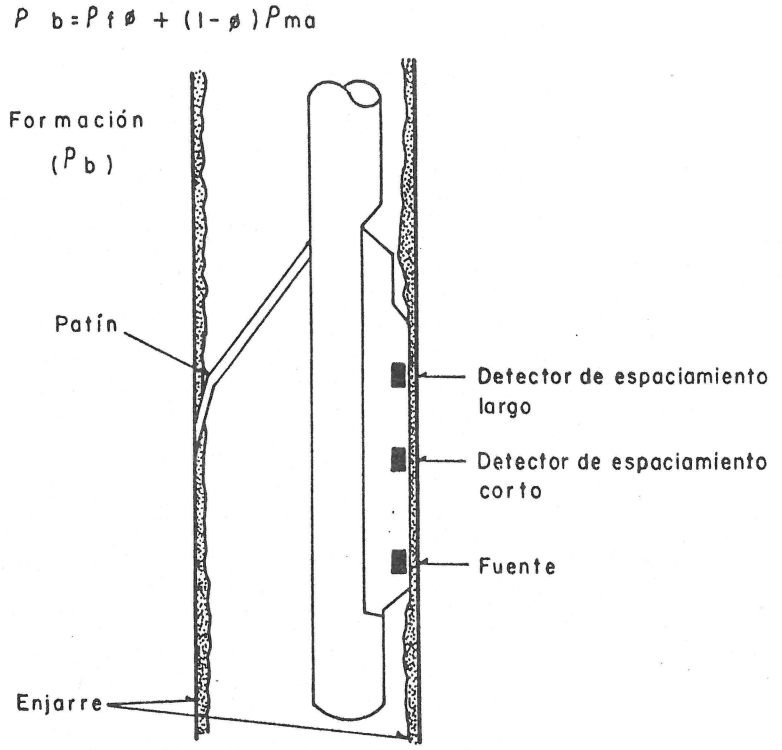


FIGURA 3.34. ESQUEMA DEL DISPOSITIVO DEL REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO.

Para convertir los valores de densidad a porosidad, se necesita asumir una densidad de roca y fluido. La densidad del fluido depende de la salinidad y puede tomar valores de 1.0 a 1.1 gr/cc. Se puede detectar con ayuda de otros registros la presencia de gas en la formación.

El detector de espaciamiento corto se utiliza para compensar el espesor del enjarre y la rugosidad del agujero. La presentación del registro incluye una curva de ρ_b y una $\Delta\rho_b$, la cual es la cantidad de corrección que fue necesaria aplicar al registro.

Este registro es uno de los más efectivos y útiles en la industria de registros de pozos. Se utiliza para determinar la porosidad para la evaluación de las formaciones y para gravedad. Proporciona un valor muy exacto de la porosidad efectiva en arenas arcillosas.

En combinación con otras herramientas da información sobre litología, contenido de arcillas, saturación de fluidos y espesor de enjarre. Cuando se utiliza con el registro sónico se pueden determinar módulos de elasticidad para propósitos de ingeniería civil y reflectividad acústica para la exploración sísmica. Con los datos de densidad se puede determinar la compactación como resultado de una sobrepresión y predecir zonas sobre o bajo presionadas.

Por otra parte, existen algunas limitaciones en el registro de densidad. En secuencias de carbonatos donde la porosidad vugular y de fractura son una componente importante de la porosidad total y permeabilidad del sistema, la herramienta da porosidades pesimistas. La sonda de densidad es más efectiva donde la porosidad es heterogénea y los rangos son del orden de 10 y 35%.

3.6.1 PRINCIPIOS GENERALES

Si una fuente y un detector están colocados a cierta distancia del agujero, algunos rayos gamma entrarán a la formación y serán dispersados por efecto Compton. Algunos de estos rayos dispersados regresarán al detector.

Como se explicó en la sección 2.7.8 del capítulo 2, la propiedad de atenuación del material se podrá expresar como el coeficiente de atenuación de la masa μ/ρ por el efecto Compton, μ es una función de la energía del rayo gamma E y del número de electrones por átomo de la dispersión Z. El número disipado por unidad de volumen es también proporcional al número de átomos por unidad de rayos gamma alejados de una varilla de sección transversal de 1 cm^2 por unidad de volumen y es proporcional a $(\mu/\rho)/\rho$. La energía del rayo disperso es función del ángulo disperso y de la energía inicial.

No todos los rayos abandonan la fuente en la dirección de cualquier elemento de volumen en la dispersión. Algunos serán disipados por efecto Compton o serán absorbidos por efecto fotoeléctrico en otro elemento de volumen entre la fuente y el volumen de interés. Similarmente, después de que un rayo gamma ha sido disperso hacia el detector, éste puede disiparse otra vez o absorberse por efecto fotoeléctrico. Las fuentes más comunes de energía son Co^{60} o Cs^{137}.

La figura 3.35 muestra una sonda idealizada en la cual un rayo colimado de rayos gamma entra a un volumen y regresa rayos dispersos al detector. Se pueden detectar sólo aquellos rayos dispersos a través de un cierto rango de ángulos en un volumen determinado.

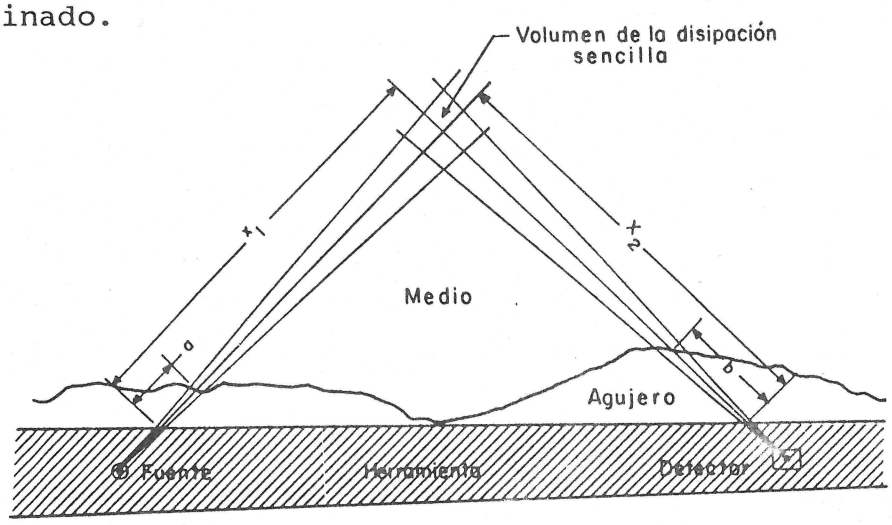


FIGURA 3.35. IDEALIZACION DE UNA SONDA DE DENSIDAD (HEARST Y NELSON, 1985, P. 223).

El número de rayos gamma remanentes en una varilla que atraviesa una distancia x es

$$J = Joe^{-\mu x} \qquad 3.62$$

donde J es la relación de conteo y μ el coeficiente de atenuación que depende de z y de la energía. Si se aplica esta expresión a la situación de la figura 3.35 con los intervalos a y b = 0, y se incluye la dispersión geométrica a un ángulo θ dado

$$J(E) = \frac{KJ_o(E_1)}{x_1^2\, x_2^2}\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{SV}\rho_{SV}\exp\left[-x_1\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_1\rho_1\right]\exp\left[-x_2\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_2\rho_2\right] \qquad 3.63$$

donde J_o es la relación de conteo inicial en el emisor, $(\mu/\rho)_1$ indica el coeficiente de atenuación de masa del material entre la fuente y el volumen de dispersión y es una función de la energía. $(\mu/\rho)_{sv}$ representa la cantidad que es similar al coeficiente de atenuación de masa del material en el volumen disperso; en algunas circunstancias, esto puede ser diferente.

Lo anterior sólo se refiere a la probabilidad de que los rayos gamma sean dispersos a través del angulo θ entre el rayo fuente y una línea del volumen disperso al detector. Como sólo los rayos no dispersos llegan al volumen que fue disperso, esto es sólo una función de la fuente de energía $(\mu/\rho)_2$ en el coeficiente de atenuación de la masa del material entre el volumen disperso y el detector. Este evalúa a la energía de los rayos gamma dispersos. Todos estos valores son función de la Z del medio. K es una constante que considera los ángulos sólidos.

Una gráfica de los valores medidos de J(E) contra ρ se muestra en la figura 3.36. El espectro de la energía calculada de los rayos gamma detectados para diferentes valores de z se ilustra en la figura 3.37. Ambas figuras están para un ángulo de dispersión de alrededor de 270°.

Nótese que la curva en la figura 3.36 está duplicada. Esto se puede justificar intuitivamente si se considera a la densidad cero, no hay regreso de rayos gamma dispersos, así que J es cero; si la densidad es infinita, todos los rayos gamma son movidos de la línea, por lo que J es también cero.

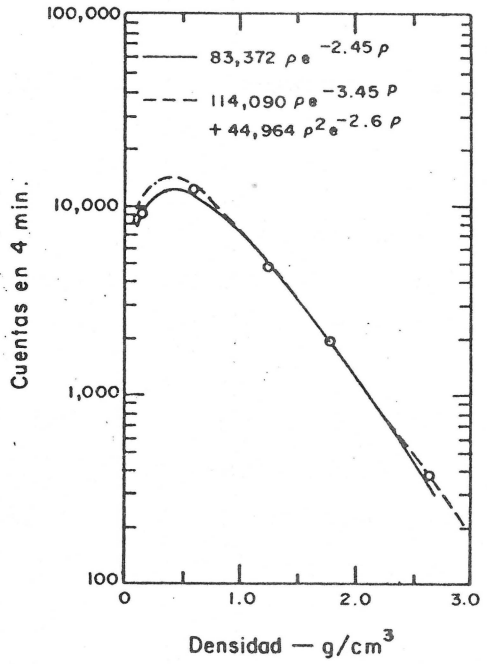


FIGURA 3.36. RELACION DE CONTEO DE RAYOS GAMMA CONTRA LA DENSIDAD VOLUMETRICA ρ PARA UNA SONDA DE DISTRIBUCION SENCILLA CON ANGULO DE DISPERSION DE 270° (HEARST Y NELSON, 1985, P. 224).

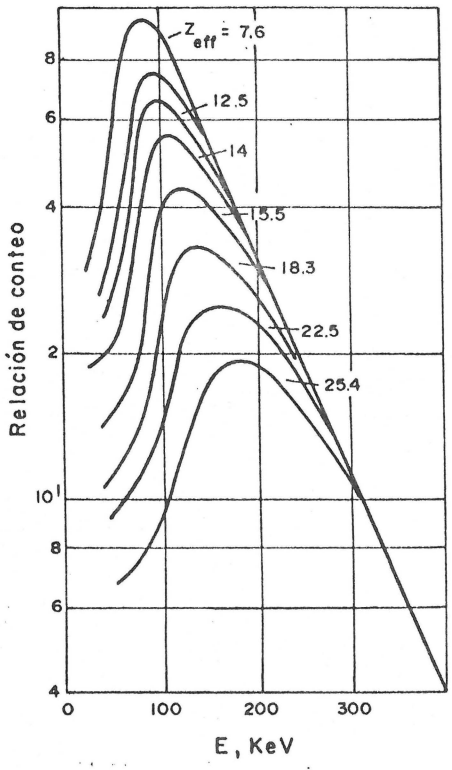


FIGURA 3.37. ESPECTRO DE LOS RAYOS GAMMA PARA DIFERENTES VALORES DEL NUMERO ATOMICO Z PARA UNA SONDA DE DENSIDAD DE DIFUSION (HEARST Y NELSON, 1985, P. 225).

Hay que notar en la figura 3.37 que el espectro para los distintos valores de Z son diferentes debajo de los 300 Kev. La diferencia debajo de los 300 KeV se origina por la desigualdad en la sección transversal fotoeléctrica en los materiales con distinta Z; arriba de los 300 Kev, la sección transversal fotoeléctrica es pequeña para todas las Z.

Arriba de los 300 KeV, J no es función de Z y depende de ρ. Por lo tanto, J se puede usar en el registro de densidad, figura 3.38.c. Debajo de los 300 KeV, J depende de Z y de ρ. J debajo de los 300 keV puede usarse para determinar Z (figura 3.38.d).

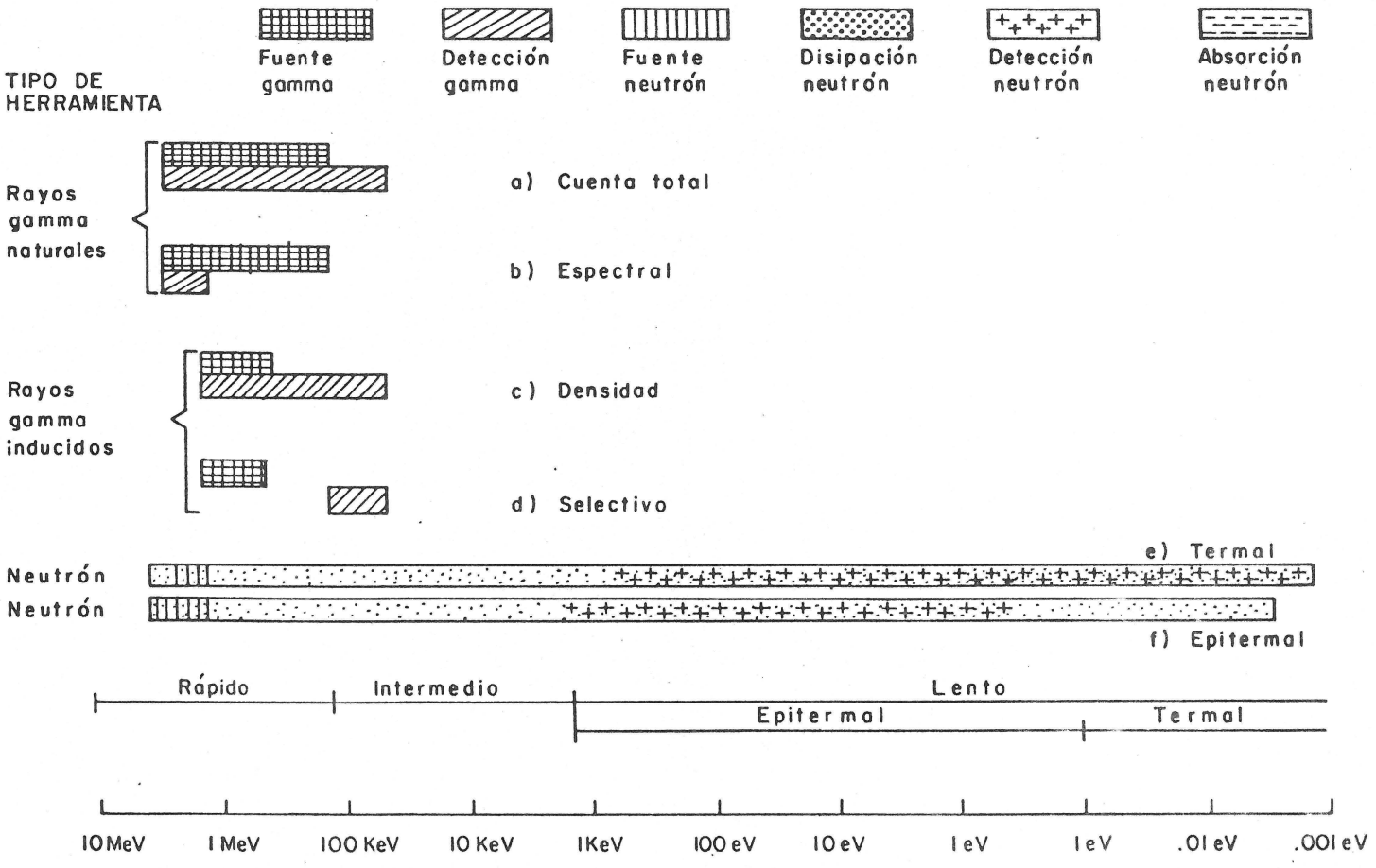


FIGURA 3.38. ESQUEMA DE LOS DIVERSOS TIPOS DE REGISTROS RADIACTIVOS NUCLEARES (HEARST Y NELSON, 1985, P. 192).

3.6.2 REGISTRO DE DENSIDAD DE DISPERSIÓN SENCILLA

a) Sonda con un detector

Para un sistema real, como el que se idealizó en la figura 3.35, se usan una banda de energías y un rango de ángulos definidos ya que una muy ligera colimación dará una relación de conteo tan baja, que la incertidumbre será muy grande. Las energías se cambian para aquellas que pudieran provenir de la dispersión a través de los ángulos utilizados (las energías seleccionadas se muestran esquemáticamente en la figura 3.38.c). La energía se selecciona mediante el análisis de los rayos gamma y al cambiar a la ventana adecuada o por una protección de plomo y un filtro graduado. Un método más moderno utiliza la propiedad del plomo para eliminar los fotoelectrones y también reducir la acumulación.

Para una sonda dada, x_1 y x_2 son constantes. Para la mayoría de las rocas, sólo es función de la energía (tan grande como Z<25), tal que para una fuente de energía dada y un ángulo de dispersión μ_1 y μ_2 también sean constantes. Considerando $\rho_1 = \rho_2 = \rho_{sv} = \rho$, la ecuación 3.63 se vuelve

$$J = K_1 \rho \exp(-K_2 \rho) \qquad 3.64$$

donde K_1 y K_2 son constantes que dependen del diseño de la sonda. Esta ecuación se ilustra por la figura 3.36.

Ya que la ecuación 3.64 está sobrevaluada, existe cierta densidad en la cual la curva se sobrepone. Debajo de esta densidad la relación de conteo aumenta con el incremento de la densidad. Arriba de ésta, la relación disminuye con el aumento de la densidad. Usualmente el lado en el que la densidad disminuye se utiliza por el registro de densidad. Esto se puede mostrar a partir de la ecuación 3.64, en que la densidad en la cual ocurre la sobreposición es una función de la longitud de la sonda. Por lo tanto, las sondas se pueden diseñar para que tengan estas características. Algunas sondas

de densidad se diseñan con espaciamiento fuente detector variable con el propósito de seleccionar en el campo la densidad esperada.

En un sistema real no se puede lograr una suficiente colimación y se tiene una ventana de energía muy suave sólo para detectar rayos dispersos. A densidades arriba de 2gr/cc una doble dispersión es muy común y las energías y ángulos son muy cerrados para la dispersión sencilla. La doble dispersión agrega otro término a la ecuación 3.64.

$$J = J_0\left(K_1\rho\ \exp(-K_2\rho) + K_3\ \rho^2\exp(-K_4\rho)\ \right) \qquad 3.65$$

Cuando está calibrada con datos reales, se asemeja mucho a la figura 3.36.

Nótese en la figura 3.35, que la sonda está situada contra la pared del agujero. Si se consideran los espacios entre la sonda y la pared del agujero, con x_1 y x_2 constantes:

$$J = K\rho_m \bar{\exp}\left((x_1-a)\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{m1}+(x_2-b)\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{m2}\right)\rho_m \bar{\exp}\left(a\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{f1}+b\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{f2}\right)\rho_f \qquad 3.66$$

donde m_1 y m_2 se refieren al medio, f_1 y f_2 al fluido, 1 a la energía inicial y 2 a la energía dispersa.

b) Sonda con dos detectores

Una manera de tratar el efecto de los intervalos es usar un segundo detector. La figura 3.39 es una idealización de la sonda de dos detectores. La relación de conteo en los detectores es la relación de dos expresiones: J_1 y J_2.

$$RC1 = K\rho_m \exp - \left[(x_1 - a)\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{m1} + (x_2 - b)\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{m2}\right]\rho_m$$

$$RC1' = \exp - \left[a\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{f1} + b\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{f2}\right]\rho_f$$

$$RC2 = K\rho_m \exp - \left[(x_3 - a)\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{m1} + (x_4 - b)\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{m3}\right]\rho_m$$

$$RC2' = \exp - \left[a\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{f1} + c\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{f3}\right]\rho_f$$

$$\frac{J_1}{J_2} = \left[\frac{(RC1)\ (RC1')}{(RC2)\ (RC2')}\right] \qquad 3.67$$

donde los subíndices son los mismos que para la ecuación 3.66, pero con dos posibles valores de μ para rayos gamma dispersos.

Si la sonda es paralela a la pared, tal que $a = b = c$ y los ángulos de dispersión son los mismos para ambos detectores, tal que $\mu_2\ \mu_3$, se obtiene la ecuación

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{K_1}{K_2} \exp \rho\left[(x_3 - x_1)\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{m1} + (x_4 - x_3)\left(\frac{\mu}{\rho}\right)_{m2}\right] = K_3 \exp(-K_4\rho) \qquad 3.68$$

por lo que ρ se obtiene fácilmente. La figura 3.40 muestra en forma gráfica la ecuación anterior (ecuación 3.68), en la que se observa un comportamiento de tipo "espina dorsal" para la situación en que los espacios comprendidos entre la sonda y la pared del agujero sean cero y un valor de 45° para cada "vértebra", la cual corresponde a una línea descrita por J_1/J_2 = constante. Los puntos en cada vértebra corresponden a valores distintos de J_1 y J_2 que provienen de diferentes valores de la separación y de la densidad del fluido; a la derecha de la gráfica, $\rho_f < \rho_m$; hacia la izquierda, $\rho_f > \rho_m$.

Cuando la sonda no es paralela y las separaciones se desconocen, no existe una solución analítica publicada, sólo

para el caso en que la fuente está en contacto con la pared (Hearst, 1976). Este tipo de dispositivo se utiliza en Rusia.

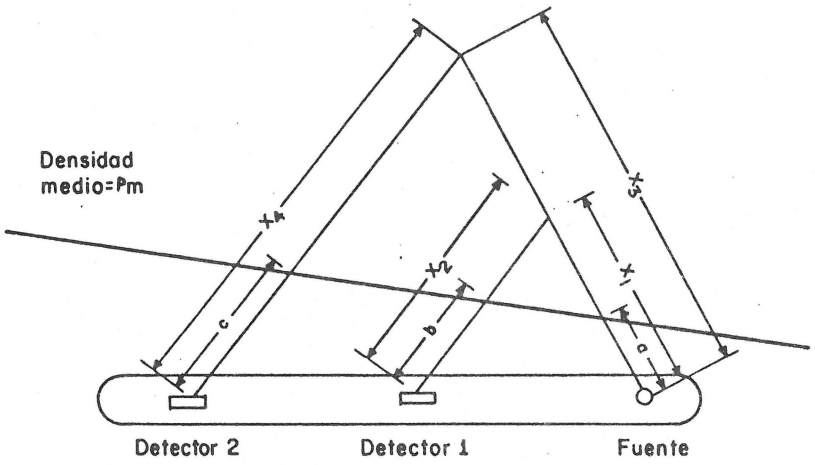


FIGURA 3.39. IDEALIZACION DE UNA SONDA DE DENSIDAD CON DOS DETECTORES (HEARST Y NELSON, 1985, P. 227).

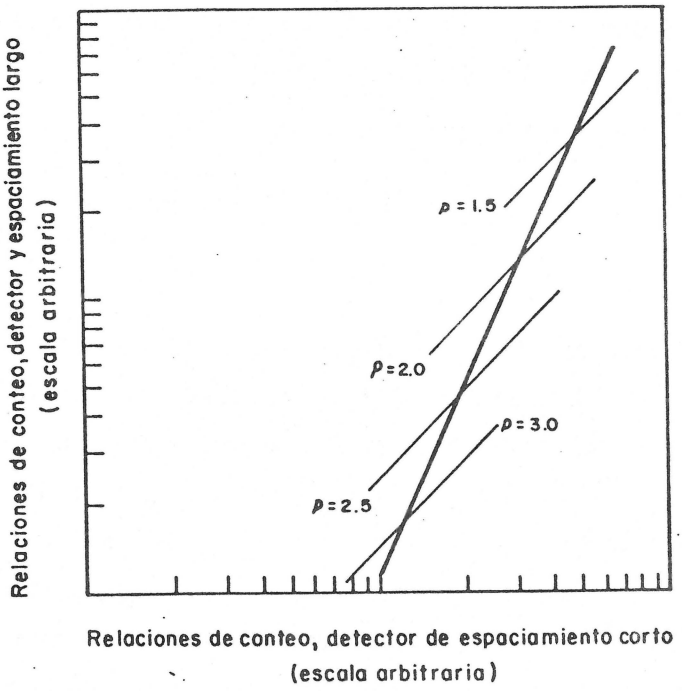


FIGURA 3.40. RELACION DE CONTEO J_1 Y J_2 EN CADA UNO DE LOS DETECTORES DE UNA SONDA DE DENSIDAD IDEALIZADA QUE SATISFACE LA ECUACION 3.69 (HEARST Y NELSON, 1985, P. 228).

3.6.3 REGISTRO DE DENSIDAD DE DIFUSIÓN

Debido a que la relación de conteo para una sonda sencilla de dispersión es muy baja, la mayoría de las sondas comerciales no están bien colimadas, permitiendo que los rayos gamma se dispersen muchas veces. No hay una ventana estrecha de energía, por lo que una energía de entrada, alrededor de 300 KeV, se acepta para originar una dispersión por efecto Compton.

Tal situación se puede describir por la ecuación de difusión. Si Γ es el número de rayos gamma que penetran la superficie de una esfera de sección transversal unitaria por unidad de tiempo, j el número de rayos gamma que fluyen a través de un área unitaria normal al flujo por unidad de tiempo y D es el coeficiente de difusión, se tiene

$$j = - D \text{ grad } \Gamma \qquad 3.69$$

Por lo tanto, el número de rayos gamma que abandonan el volumen unitario por unidad de tiempo es:

$$\text{div } j = - \text{div}(D \text{ grad } \Gamma) = - D \nabla^2\Gamma \qquad 3.70$$

El número de rayos gamma absorbidos por unidad de volumen y por unidad de tiempo es $\Gamma\mu$, donde μ es el coeficiente de atenuación que se aplica a la absorción y dispersión a una baja energía que es de interés. El número de rayos gamma producidos por unidad de volumen y por unidad de tiempo es S. Como

$$\textit{Producción} + \textit{dispersión} - \textit{absorción} - \textit{fugas} = 0,$$

entonces:

$$S - D\nabla^2\Gamma - \mu\Gamma = 0 \qquad 3.71$$

que es la ecuación de difusión.

Ordinariamente se usa $\mu = (\mu/\rho)\rho$, donde μ/ρ es constante para el medio de interés. D es proporcional a $1/\rho$. La solución para la relación de conteo J a una distancia r a partir de un punto fuente en un medio infinito es

$$J = \frac{K_1 \rho \exp(-K_2 \rho r)}{r} \qquad 3.72$$

donde K_1 y K_2 son constantes que dependen de la geometría de la sonda.

a) Sonda con un detector

Muchas soluciones se han obtenido para la geometría de una sonda en un agujero; un ejemplo es la solución cilíndrica con funciones de Bessel. En esta solución, una fuente y un detector a una distancia r separada en el límite de un semiespacio de densidad ρ y en un semiespacio infinitamente absorbente parece estar de acuerdo con los datos del registro de difusión.

$$J = \frac{K_1}{r^3}\left(1 + \frac{\rho r}{K_2}\right)\exp\left(\frac{\rho r}{K_2}\right) \qquad 3.73$$

Otro método para determinar la densidad y otras propiedades es el de utilizar las relaciones de conteo en diferentes partes del espectro de rayos gamma en una sonda de difusión. No se ha puesto en práctica.

b) Sonda con dos detectores

Los espaciamientos entre la sonda y la formación afectan la misma sonda con un solo detector. La sonda con dos detectores resuelve esta situación. Se ha publicado un análisis teórico no muy complicado, en el cual se propone que la densidad total ρ_t está dada por

$$\rho_t = \frac{4\ \rho_1}{3} - \frac{\rho_s}{3} \qquad 3.74$$

donde ρ_1 y ρ_s son las densidades del detector lejano y cercano respectivamente. Esto satisface la ecuación 3.68 (Sherman y Locke 1975; Scott 1977).

Los datos de una sonda comercial se muestran en la figura 3.41, la cual es una gráfica de "espinazo". En ésta, la línea recta continua corresponde a una separación cero entre la sonda y la pared del agujero. Las "vértebras" al lado derecho corresponden a un fluido de mayor densidad que la densidad de la matriz y las líneas a la izquierda corresponden a un fluido de menor densidad que la matriz.

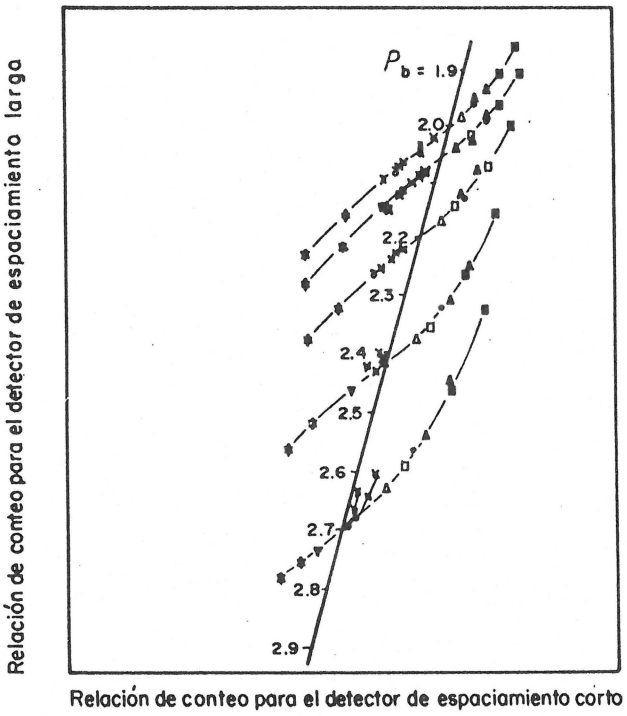


FIGURA 3.41. RELACION DE CONTEO J_1 Y J_2 PARA UNA SONDA DE DENSIDAD COMERCIAL CON DOS DETECTORES (HEARST Y NELSON, 1985, P. 230).

3.6.4 RELACIÓN ENTRE LA DENSIDAD ELECTRÓNICA Y LA DENSIDAD VOLUMÉTRICA

La *densidad volumétrica* (ρ_b) es la propiedad que se desea determinar. La relación de ésta con la densidad electrónica (ρ_e) se puede obtener de la siguiente manera:

$$\rho_e = \rho_b (Z/A) N \qquad 3.75$$

donde Z es el número atómico, A la masa atómica y N el número de Avogadro (6.02×10^{23}). Para la mayoría de los elementos y constituyentes de las rocas, la relación (Z/A) es muy cercana a 0.5, excepto para el hidrógeno que es de 1.0.

Se define al *índice de densidad electrónica* por

$$(\rho_e)_i = 2(\rho_e / N) \qquad 3.76$$

Como la herramienta está calibrada a caliza saturada con agua dulce, la densidad aparente ρ_a se acopla a $(\rho_e)_i$ por la ecuación

$$\rho_a = 1.07 (\rho_e)_i - 0.1883 \qquad 3.77$$

3.7 Registros de neutrones

Las *herramientas de neutrones* son de dos tipos. En ambos casos, el principio es el mismo.

El primer tipo de herramienta tiene sólo una fuente y un receptor; es un sistema que va pegado a la pared del pozo. El receptor mide neutrones epitermales de la fuente.

La segunda y más común de estas herramientas tiene una fuente y dos receptores que miden neutrones termales; es un sistema compensado para eliminar rugosidad y diámetro de agujero.

Lo que miden los detectores es el flujo de neutrones a un nivel de energía en particular y cuánta energía pierden éstos al pasar a través de la formación, el neutrón interactúa exclusivamente con el núcleo atómico.

La alta energía de los neutrones con la que son emitidos de la fuente disminuye por colisión con los elementos de la formación. Los elementos que tienen una masa atómica muy

cercana a la de los neutrones tienden a hacerse más lentos. Por lo tanto, el hidrógeno, que tiene casi la misma masa atómica que los neutrones, tiende a disminuir la energía de los neutrones más fácilmente que otros elementos.

Las *herramientas de porosidad neutrón* detectan el contenido del ion hidrógeno en la formación. Esta respuesta al contenido del ion hidrógeno se calibra a las porosidades para rocas saturadas con agua. Como el agua y aceite tienen aproximadamente el mismo contenido de hidrógeno por unidad de volumen, sus calibraciones son casi las mismas. La calibración de la sonda está hecha en una secuencia de calizas. En zonas con gas la herramienta da una porosidad muy baja. La calibración de la sonda está hecha en una secuencia de calizas.

En una formación cuyos componentes tengan hidrógeno, la herramienta obtendrá resultados anómalos, ya que en zonas de lutitas y yeso dará altas porosidades. Por ejemplo, en una zona con 100% de yeso y con nula porosidad efectiva, el registro neutrón leerá 49%. Una pequeña cantidad de yeso en una formación puede afectar la lectura de la herramienta. Se requiere hacer correcciones a la curva cuando hay areniscas y dolomitas. La herramienta es más efectiva en formaciones no arcillosas con líquido en los poros y cuyos rangos de porosidad sean menores de 25%.

Como los neutrones interactúan con la materia a partir de la fuente, su energía disminuye y eventualmente son capturados. Debido a que la cantidad de hidrógeno en el medio determina esa disminución de energía, es posible inferir la cantidad de hidrógeno presente.

Cuando el registro de neutrón se desarrolló, la densidad del neutrón se encontró al detectarse los rayos gamma de captura. El número de neutrones térmicos que producen los rayos gamma y el número de rayos gamma producidos dependen fuertemente de la

presencia de pequeñas cantidades de absorbedores como el boro y el cloro. De hecho, Czubek (1979) describió el uso de la detección de neutrones térmicos para el análisis cuantitativo de minerales con absorbedores fuertes.

En los últimos años, la cantidad de neutrones se mide directamente, ya que en esta medición influye menos la presencia de absorbedores y se detectan neutrones epitérmicos.

Los rayos gamma de captura todavía son útiles, sobre todo en la espectrografía de los rayos gamma para determinar la presencia de elementos que emiten rayos gamma de captura y los activan después de la irradiación neutrónica.

3.7.1 DIFUSIÓN DEL NEUTRÓN

También, como se explicó en la sección 3.5.3 de este capítulo, los neutrones se rigen por la ecuación de difusión, la cual se expresa en términos del flujo de neutrones ϕ (el producto del número de neutrones por centímetro cúbico y su velocidad), la ecuación se expresa como:

$$D\nabla^2\phi - \xi\phi\Sigma_s + S = 0 \qquad 3.78$$

donde $\xi\Sigma_s$ es la fase de decaimiento del medio y es la probabilidad de que un neutrón reduzca su energía a un valor mucho menor que el de interés. Para una fuente puntual en un medio infinito la solución es:

$$\phi = \frac{Q}{4\pi\xi\Sigma_s L_s^2 r} \exp\left(\frac{-r}{L_s} \right) \qquad 3.79$$

donde el promedio del decremento de la energía logarítmica ξ, la longitud de decaimiento L_s y la sección transversal de dispersión Σ_s son dependientes de la energía. En la ecuación 3.79 sólo dependen de la energía final del neutrón. Son

también funciones de los materiales en el medio, especialmente el hidrógeno. Q es la fuerza de la fuente en neutrones por segundo y r es la distancia de la fuente al punto en cuestión.

Estos cálculos consideran que todos los neutrones tienen la misma velocidad. Esto no es cierto ya que los neutrones continuamente decaen. La teoría considera para esta situación la *difusión de multigrupo*, en la cual los neutrones se tratan en diferentes grupos de velocidad o energía. La *sección transversal de dispersión* se refiere a la probabilidad de que un neutrón reduzca la suficiente energía para que llegue a un grupo de baja energía.

La ecuación 3.79 se convierte en:

$$D_1\nabla^2\phi_1 - \xi_1\Sigma_{s1} = 0$$

$$D_2\nabla^2\phi_2 - \xi_2\Sigma_{s2} + \xi_1\Sigma_{s1} = 0 \qquad 3.80$$

El término *absorción del primer grupo* es la fuente para el segundo y así sucesivamente para los n grupos. La *teoría de difusión de multigrupo* ha mostrado una buena concordancia en experimentos para medios de geometrías cilíndricas y esféricas con diferente contenido de hidrógeno.

Otra cantidad de interés es la *densidad de decaimiento*, la que se define como el número de neutrones decaidos que pasan una energía dada por unidad de volumen y por unidad de tiempo.

$$q = \xi\phi\ \Sigma_s \qquad 3.81$$

Dos expresiones diferentes para q se pueden encontrar en la literatura de la ecuación 3.79 para un medio hidrogenado.

$$q = \frac{Q}{4\pi L_s^2 r} = \exp\left(\frac{-r}{L_s}\right) \qquad 3.82$$

Otra versión es

$$q = \frac{Q}{8\pi L_s^3} = \left(\frac{-r}{L_s} \right) \qquad 3.83$$

La *teoría de difusión para dos detectores* establece que la relación de flujo para dos radios quita la dependencia de ξ y Σ_s. La relación de flujos a partir de una fuente puntual en un medio infinito a radios r_1 y r_2 es

$$\frac{\phi_{r1}}{\phi_{r2}} = K_1 \exp \left(\frac{r_1 - r_2}{L_s} \right) \qquad 3.84$$

3.7.2 HERRAMIENTAS DE NEUTRONES

Hasta ahora sólo existen dos métodos: el *registro epitérmico* y el *registro neutrón compensado*.

En la literatura las ecuaciones o gráficas están en términos de porosidad ϕ, pero de hecho las sondas son sensitivas en primera instancia al *índice de hidrógeno* IH. Este se define como la fracción de agua dulce que pudiera contener la misma cantidad de hidrógeno. En rocas de porosidad ϕ y saturación Sw, que sólo contienen agua dulce IH = ϕSw. Si por ejemplo, la roca estuviera saturada con agua salada, el cloro desplazaría al agua y el IH sería mayor que ϕSw.

a) Sondas epitérmicas

Los sistemas de un sólo detector a menudo emplean la detección de neutrones epitérmicos porque el flujo de neutrones térmicos está fuertemente afectado por pequeñas cantidades de cloro, boro y otros absorbentes fuertes. La mayoría de las sondas son excéntricas y están pegadas a la pared del agujero.

En casi todos los casos se usan curvas de calibración empíricas para relacionar la razón de conteo J al índice de hidrógeno IH. La teoría más compleja se usa para diseñar a las sondas.

Nótese en la figura 3.42 que existen diferentes curvas de calibración para arenisca, caliza y dolomita porque L_s es función del contenido de agua y es diferente para cada medio.

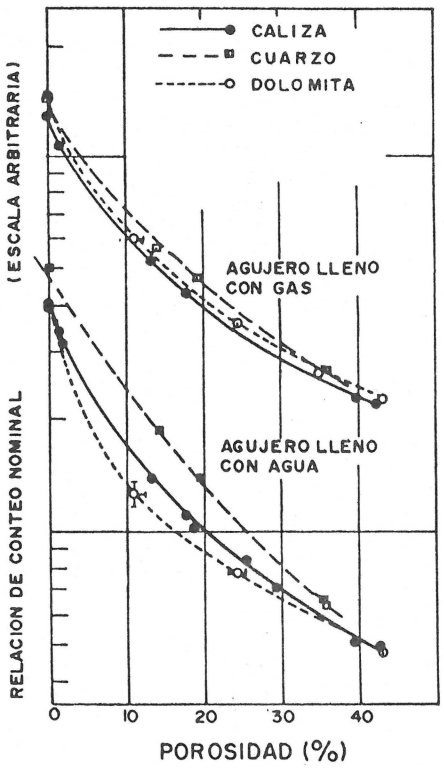


FIGURA 3.42. CURVAS DE CALIBRACION EMPIRICA PARA LA SONDA EPITERMICA (HEARST Y NELSON, 1985, P.225).

Es un hecho experimental de que para medios saturados, en la mayoría de las sondas epitermales excéntricas, que J sea proporcional a L_s. La figura 3.43 muestra un ejemplo típico. Obsérvese que los tres minerales están en la misma línea. La proporcionalidad de la relación de conteo a L_s no es consistente con la teoría, la cual establece que ϕ es función de L_s, ξ y Σ.

Se ha considerado de que la proporcionalidad a L_s pueda explicarse, considerando a J como función de q más que de ϕ. Esto puede ser un argumento verosímil, ya que q es una medida del número de neutrones que decaen en su energía epitérmica por unidad de tiempo y pudiera asociarse en la relación de conteo epitérmico.

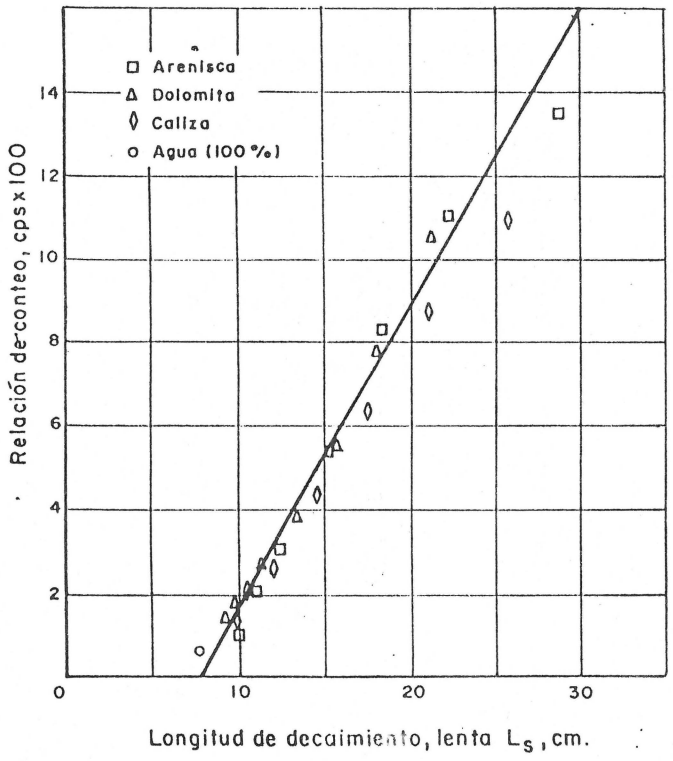


FIGURA 3.43. RELACION DE CONTEO J CONTRA LA LONGITUD DE DECAIMIENTO PARA UNA SONDA NEUTRON EPITERMICA (HEARST Y NELSON, 1985, P. 256).

Las ecuaciones 3.79, 3.82 y 3.83 muestran que ni ϕ ni q son directamente proporcionales a L_s. Existe siempre un término L_s^2 o L_s^3 en el denominador multiplicado por $\exp(-r/L_s)$.

Se puede mostrar que esta proporcionalidad a L_s es en parte fortuita. La mayoría de las sondas de neutrones epitérmicos tienen su espaciamiento fuente detector entre 30 y 40 cm. Para r = 40 cm y valores de L_s para las rocas encontradas en la

mayoría de los pozos (figura 3.44), el valor exp(-r/Ls) es una muy buena aproximación, directamente proporcional a Ls (figura 3.45).

Desafortunadamente, J no es directamente proporcional a Ls cuando los poros contienen aire. La figura 3.46 es una gráfica de J contra Ls para materiales con un amplio rango de densidad y saturación de agua.

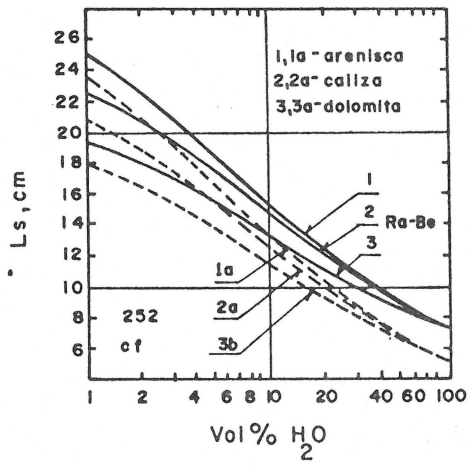


FIGURA 3.44. LONGITUDES DE DECAIMIENTO Ls PARA LA CALIZA, ARENISCA Y DOLOMITA COMO FUNCION DE LA TRACCION POR VOLUMEN DE AGUA (KERFT, 1974).

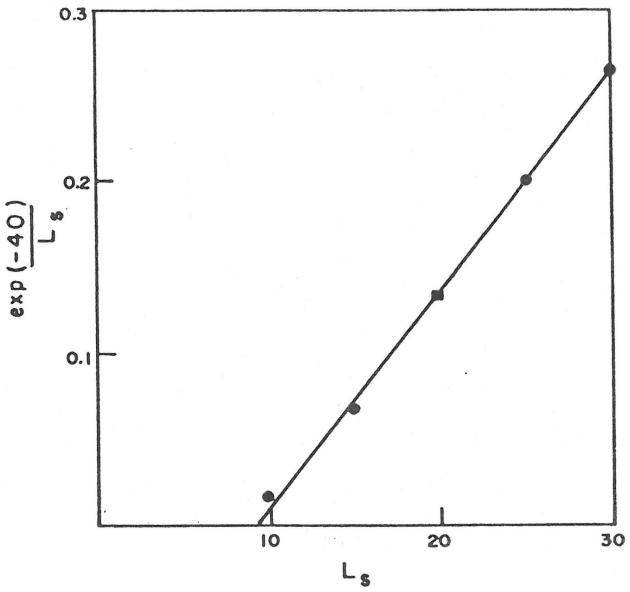


FIGURA 3.45. EXP(-r/Ls) CONTRA Ls PARA r = 40 cm (HEARST Y NELSON, 1985, P. 256).

Con esto se puede concluir que la teoría no explica el comportamiento real de las sondas epitérmicas excéntricas, pero existen fórmulas empíricas que lo pueden explicar.

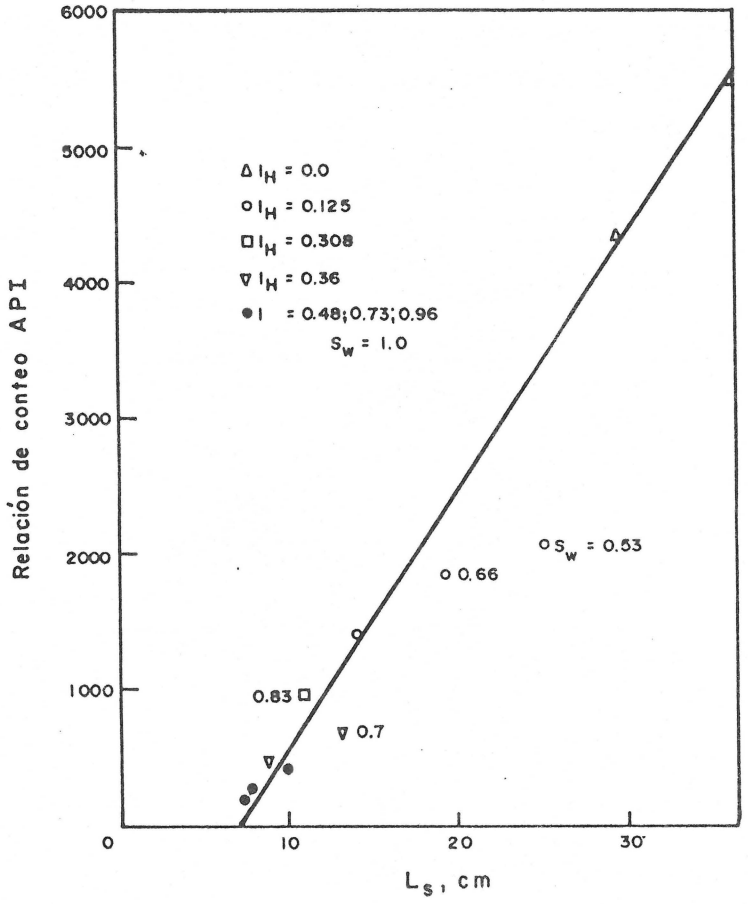


FIGURA 3.46. RELACION DE CONTEO J CONTRA LA LONGITUD DE DECAIMIENTO EN COMBINACIONES DE SiO_2 Y Al_2O_3 (HEARST Y NELSON, 1985, P. 257).

b) Sondas de neutrón con dos detectores

La mayoría de los sistemas con dos detectores utilizan neutrones térmicos porque en las distancias entre detectores, 70 cm o más, el flujo epitermal es tan pequeño que no se obtiene una buena estadística.

La relación de conteo en los dos detectores J_1/J_2 puede relacionarse empíricamente a IH para diferentes materiales (figura 3.47).

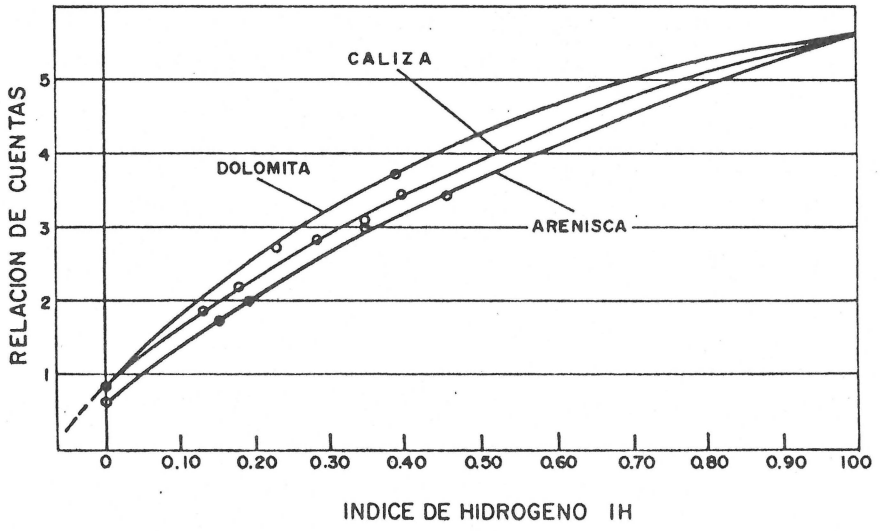


FIGURA 3.47. RELACION DE CONTEO CONTRA EL INDICE DE HIDROGENO EN VARIOS MATERIALES (EDMUNDSON Y RAYMER, 1979).

Es importante hacer notar que la mayoría de las compañías de servicio establecen que los sistemas de dos detectores no pueden usarse en agujeros ademados.

c) Herramientas Schlumberger

Se considerarán las herramientas de la compañía Schlumberger por ser la empresa más comercial en México en el área petrolera. La primera herramienta fue la neutrón-gamma, llamada GNAM, escalada en cps.

Actualmente hay cuatro herramientas disponibles:

- *GNT (rayos gamma/neutrón)*. Un solo detector que mide rayos gamma de captura.

  Un radiador de Cadmio, que es parte del detector, suaviza las variaciones de salinidad a cierta distancia por neutrones térmicos de captura y los convierte a rayos gamma. El registro está en unidades API.

- *SNP (neutrón de pared)* mide neutrones epitermales. La fuente y un sólo detector van montados en una almohadilla, la cual va pegada a la pared el agujero (figura 3.48).

  El registro obtiene directamente unidades de porosidad y está calibrado a matriz de caliza.

- *CNT (neutrón compensado)*. El uso de un sistema de dos detectores reduce los efectos de agujero. La herramienta se corre descentrada, como se muestra en la figura 3.49.

  La herramienta *CNT-A* detecta neutrones termales. La relación de radios de conteo en los detectores cercano y lejano se convierten a porosidad en el equipo superficial de acuerdo con el algoritmo que se presenta en la figura 3.47.

  La herramienta *CNT-G* consta de un sistema de dos pares de detectores que miden neutrones térmicos y epitérmicos. La medición epitérmica tiene la ventaja de que no es sensitiva a la presencia de absorbedores fuertes de neutrones térmicos, los cuales perturban la respuesta del registro térmico.

- *TDT*. Esta herramienta no se estudiará en esta obra.

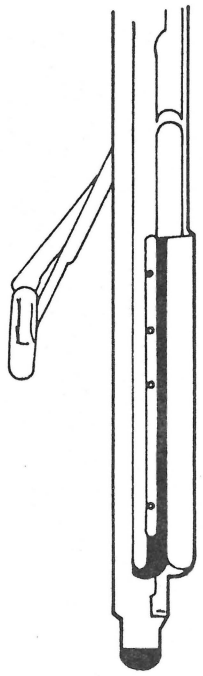


FIGURA 3.48. ESQUEMA DE UNA HERRAMIENTA SNP.

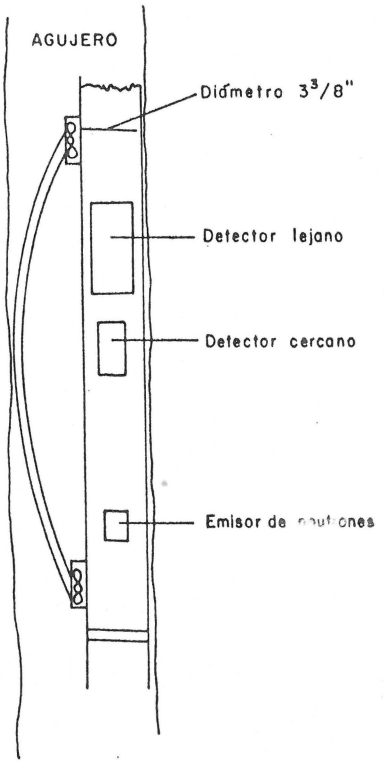


FIGURA 3.49. ESQUEMA DE UNA HERRAMIENTA CNL.

3.8 HERRAMIENTAS ACÚSTICAS DE POROSIDAD

Con el uso de transmisores y receptores múltiples, las *herramientas acústicas (o sónicas) de porosidad* miden el tiempo mínimo en que un pulso acústico viaja a través de una roca (figura 3.50).

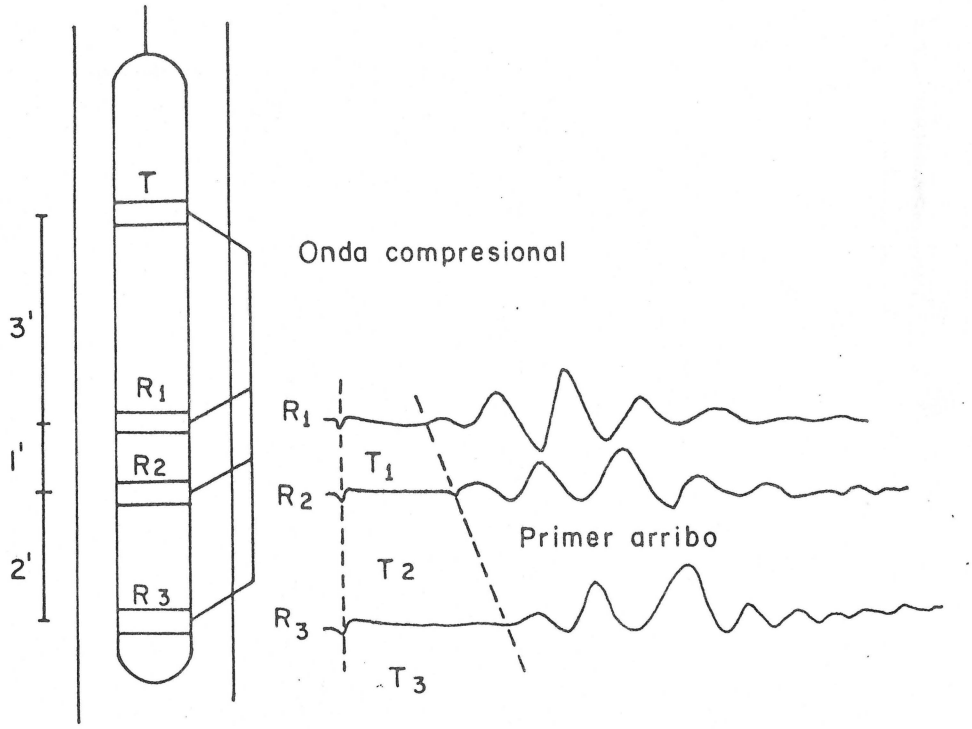


FIGURA 3.50. ESQUEMA DE LA HERRAMIENTA SONICA DE POROSIDAD (HILCHIE, 1978, PP. 6-3).

El tiempo total que le toma al pulso viajar en la roca es proporcional a:

1. La cantidad de fluido en el espacio poroso: el tiempo que tarda la onda en pasar a través del fluido.

2. La cantidad de la matriz: el tiempo que tarda la onda en pasar a través de la matriz.

Así, la medida que se realiza es:

$$\Delta t = \phi \, \Delta t_f + (1 - \phi) \, \Delta t_{ma} \qquad 3.85$$

Esta herramienta es más eficaz en formaciones consolidadas y compactas. Donde la roca no está consolidada o compactada, el tiempo de tránsito es fácilmente influido por los fluidos de la formación.

Ya que esta herramienta mide el primer arribo de los pulsos acústicos en los receptores, el pulso normalmente se entrampa en alguna fractura o porosidad vugular. El rango óptimo de efectividad de la sonda está entre 5 y 20% de porosidad.

A continuación se describirá el equipo de registro.

3.8.1 TRANSDUCTORES

a) Transductores piezoeléctricos

El efecto piezoeléctrico se usa en la mayoría de los equipos acústicos para convertir la energía de una onda mecánica en una señal eléctrica. Muchas clases de cristales tienen una estructura de tipo enrejado tal, que cuando un esfuerzo σ se aplica a una loza o lámina de un cristal en la dirección conveniente respecto a los ejes del cristal, los centros de una carga positiva y negativa en el cristal están separados y una carga superficial se induce. La expresión para la carga es

$$P = h\,\sigma \qquad 3.86$$

donde h es coeficiente de deformación piezoeléctrico. Si un campo eléctrico E se aplica en la misma dirección, una deformación se induce donde

$$\varepsilon = E\,h' \qquad 3.87$$

y h' es el coeficiente de esfuerzo piezoeléctrico.

Existen tres componentes de esfuerzo compresionales, así como tres de corte y de cada una de las componentes de esfuerzo pueden crearse tres componentes de polarización o campo; en general, existen 18 casos de coeficientes de esfuerzo y 18 coeficientes de deformación piezoeléctrica. Los transductores están diseñados para que en un solo coeficiente o una combinación lineal de coeficientes relacione el campo con el esfuerzo.

Algunos cristales piezoeléctricos, como el cuarzo, dan un efecto máximo cuando un esfuerzo se aplica a lo largo de un eje. Otros, como la turmalina, dan señales muy grandes cuando un esfuerzo es hidrostático. La elección de cristales depende del tipo de uso que se les dará. En un acelerómetro, en el cual el cristal se comprime contra una masa prueba, el cuarzo es el mejor. En un hidrófono, en donde se observan cambios de presión, se prefiere un cristal como la turmalina.

Un tipo de dieléctricos llamados *ferroeléctricos* presentan una propiedad llamada *electrostricción* que, para fines prácticos, es la misma que la piezoelectricidad. Tienen la ventaja de que la propiedad se observa sólo cuando los dipolos eléctricos dentro de la sustancia están alineados por el calentamiento del material o a una temperatura en que las propiedades electrostrictivas se desvanecen (temperatura Curie) y luego se enfrían en presencia de un campo eléctrico, en la dirección en la cual uno desea la propiedad electrostrictiva.

Los transmisores para registros a menudo se hacen de placas de tubo ferroeléctrico en dirección radial, la cual emitirá pulsos radiales cuando los pulsos eléctricos se apliquen; el material utilizado es plomo, zircón y titanio. El transmisor se excita por un pulso eléctrico, ya sea por la descarga de un capacitor o transformador.

b) Transductor magnetostrictivo

Este tipo de transductor utiliza el efecto magnetostrictivo. Si un flujo magnético B corta un material magnetostrictivo, la deformación resultante es:

$$\varepsilon = K\ B^2 \qquad 3.88$$

El efecto es fuerte en todos los materiales ferromagnéticos y en materiales como la ferrita. Como en el caso de los materiales electrostrictivos, los dominios deben de estar alimentados. Los materiales magnetostrictivos no son muy convenientes, se usan para transmisores largos.

3.8.2 SONDAS

Comúnmente los transductores están colocados a lo largo del eje de una sonda. Las sondas están acopladas al fluido del agujero ya sea por contacto directo o inmersas en una bolsa llena de líquido. Los receptores están colocados de la misma manera. La frecuencia que se usa es de acuerdo con el mejor tiempo de resolución y la atenuación, varía entre 5 y 40 KHz.

La primera sonda tenía un transmisor y uno o dos receptores. Actualmente se ocupan sistemas de compensación cuando la sonda no es paralela a la pared del agujero o si existe un aumento en el diámetro del agujero. Estos sistemas ocupan dos transmisores y al menos dos receptores (figura 3.50); si no hay cambio en el diámetro del agujero Δd, el tiempo de arribo del transmisor 1 al receptor 2 será:

$$t_{12} - t_{11} = \frac{l}{v} + \frac{\Delta d}{vf} \qquad 3.89.a$$

$$t_{21} - t_{22} = \frac{l}{v} + \frac{\Delta d}{vf} \qquad 3.89.b$$

donde vf es la velocidad del fluido, promediando los valores:

$$\frac{t_{21} - t_{22} + t_{12} - t_{11}}{2} = \frac{l}{v} \qquad 3.90$$

Si la sonda está inclinada se puede mostrar que

$$\frac{t_{12} - t_{22} + t_{12} - t_{11}}{2} = \frac{l \cos \Psi}{V} \qquad 3.91$$

donde Ψ es el ángulo de inclinación del pozo. Tales sondas son del orden de 5 metros de longitud y de 15 o menos centímetros de diámetro, cos Ψ es muy cercano a 1 y el ángulo normalmente se ignora.

También es posible usar la sonda con un solo transmisor. Existen muchas variantes de presentación de esta herramienta, como el registro de amplitud, sónico de porosidad, sónico de cementación y densidad variable.

3.9 Herramientas especiales

Aquí sólo se hablará de las herramientas que se utilizan en casos especiales así como de las nuevas herramientas que están introduciendo las compañías de servicio, entre las que destacan la de *litodensidad*. Dicha herramienta se puede considerar como la tercera generación de los instrumentos de densidad, brinda además de la curva ρ_b, una curva de absorción fotoeléctrica P_e. Esta curva refleja el promedio del número atómico de la formación y por lo tanto es un buen indicador del tipo de matriz de roca; asimismo, es de utilidad en la interpretación de litologías complejas.

Otra de estas herramientas es la de *espectografía de rayos gamma naturales*, en la cual el decaimiento radiactivo de los diferentes elementos produce rayos gamma que tienen energía con signos característicos. Si se registra la energía de un rayo gamma con una herramienta que detecte rayos gamma naturales, es posible determinar qué porcentaje de algún

elemento está presente en la formación. Como la energía que se obtiene en el registro no es única de un solo elemento, la herramienta determina la cantidad de radiación gamma que resulta del decaimiento del potasio 40, de la serie del thorio y la del uranio.

Esta herramienta sirve también para entender la geología de un área. Las relaciones potasio-uranio o potasio-thorio o uranio-thorio brindan una señal particular para determinar algún tipo de arcilla: montmorrillonita, illita, etc. Más aún, el registro puede detectar la presencia de una anomalía con alto contenido de uranio en una fractura.

De igual forma, se puede hablar de la herramienta *doble porosidad neutrón compensado*, la cual ya forma parte de la cuarta generación en este tipo de herramientas. Utiliza un par de detectores termales a un lado de la fuente y otro par de detectores epitermales en el otro lado. Cada conjunto da valores de porosidad (figura 3.51).

Se tienen las herramientas de *propagación electromagnética* que se utilizan para determinar la saturación del agua de la zona de flujo. La herramienta mide el tiempo de viaje y la relación de atenuación de una propagación de microondas a lo largo del agujero a algunas pulgadas de penetración en la formación. El arreglo de los sensores se muestra en la figura 3.52. Consta de dos transmisores de microondas (T_1,T_2) y dos receptores (R_1,R_2) instalados en el brazo de un patín que va pegado a la pared del pozo. El espaciamiento entre el transmisor y el primer receptor es de 8 cm y entre los dos receptores es de 4 cm. Los dos transmisores se alternan. Esto elimina efectos de espesor de enjarre e instrumentación.

Existen además una gran cantidad de herramientas acústicas, de gravedad de agujero, de decaimiento de neutrones y de echados que tienen aplicación en numerosas áreas para resolver problemas específicos.

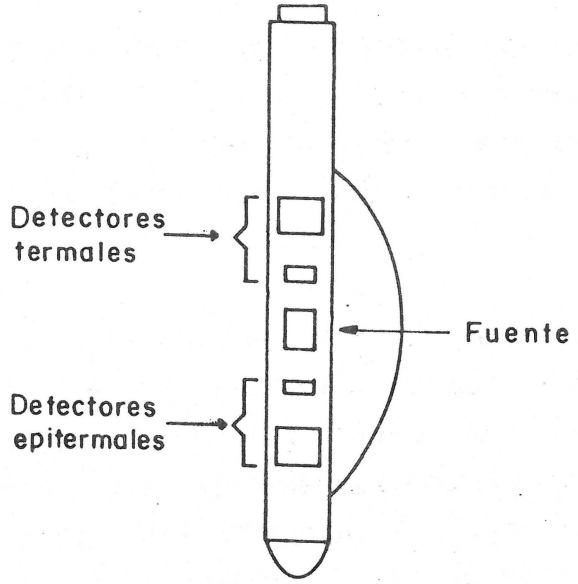


FIGURA 3.51. ESQUEMA DE LA HERRAMIENTA DOBLE POROSIDAD NEUTRON COMPENSADA.

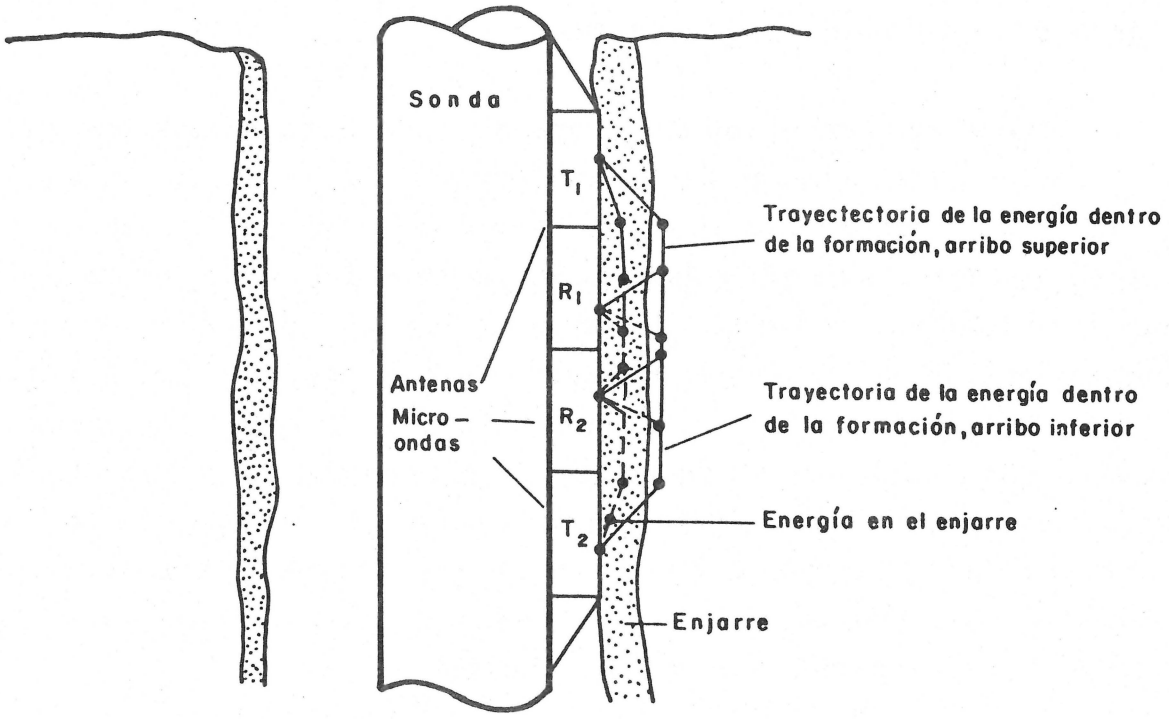


FIGURA 3.52. ESQUEMA DE LA SONDA DE PROPAGACION ELECTROMAGNETICA Y LAS TRAYECTORIAS DE LAS SEÑALES (DEWAN, 1983, P. 178).

3.10 EQUIPO SUPERFICIAL

Las mediciones de los registros se realizan por sondas, las cuales contienen dispositivos electrónicos en su interior y se encuentran suspendidas por medio de un cable que está enrollado en un carrete (*winch*) y que va montado en camiones o unidades de registros marinos.

Tanto los camiones como las unidades son laboratorios que contienen: equipo de registro (óptico o en cinta magnética), paneles de control y tal vez una computadora o microprocesador (figuras 3.53 a 3.60).

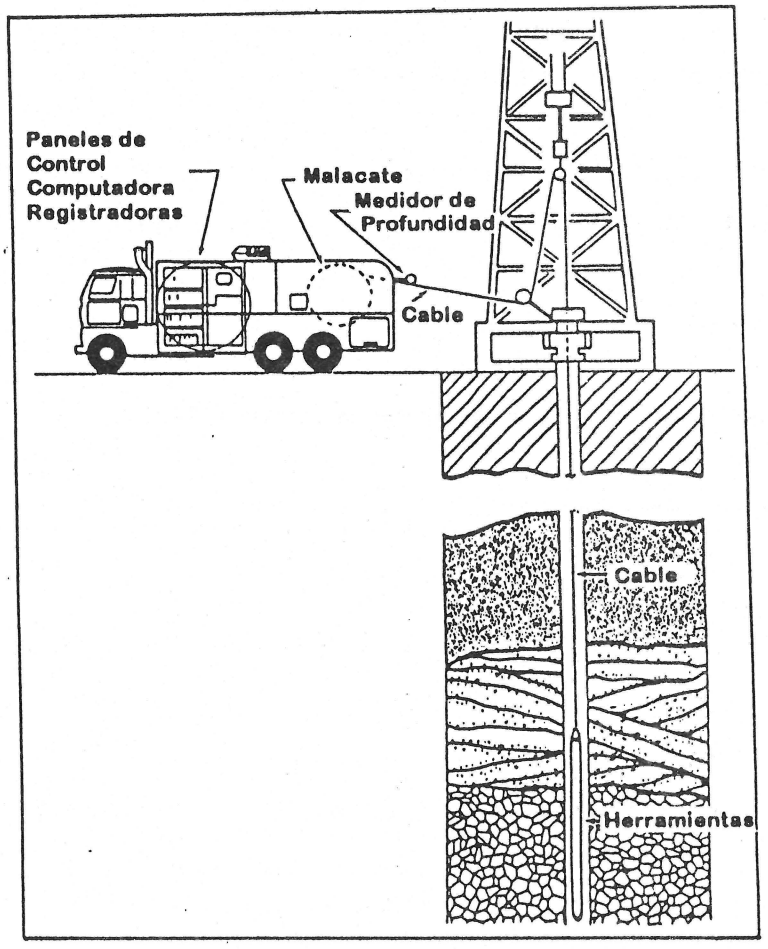


FIGURA 3.53. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA OPERACION PARA LA OBTENCION DE UN REGISTRO EQUIPO SUPERFICIAL CABLE SONDA.

3.10.1 UNIDADES TERRESTRES Y MARINAS

Las figuras 3.54 y 3.55 ilustran respectivamente las unidades terrestres y marinas. La figura 3.56 muestra el equipo que contiene un camión convencional de registro:

a) Carrete principal (E). Contiene hasta 8'000 m de cable multiconductor de acero, con una capacidad de tiramiento de varias toneladas (figura 3.57).

b) Carrete auxiliar (G). Contiene un cable delgado como conductor, para utilizarse cuando se presentan zonas con presiones y operaciones de producción.

c) Panel del operador del *winch* (C).

d) Panel del registro superficial (A). Se controla la herramienta, llega y transmite la información al equipo de registro: a) cámara (B y figura 3.63) y b) registro de cinta magnética (J y figura 3.64).

e) Sistema de medición de la profundidad (F)

f) Generador eléctrico (H)

g) Cuarto obscuro (D)

h) Impresor

En los últimos años se han introducido una gran cantidad de unidades de registro computarizadas, las cuales no sólo adquieren los datos sino también permiten realizar ciertas evaluaciones en el lugar.

La figura 3.59 muestra un equipo CSU (*Cyber Service Unit*) de la compañía Schlumberger. Existen unidades similares en otras compañías de servicio como el DDL (*Direct Digital Logging*) de

la compañía Gearhart, el CLS (*Computerized Logging Service*) de la Dresser Atlas y el DLS (*Digital Logging System*) de la Welex (figura 3.60).

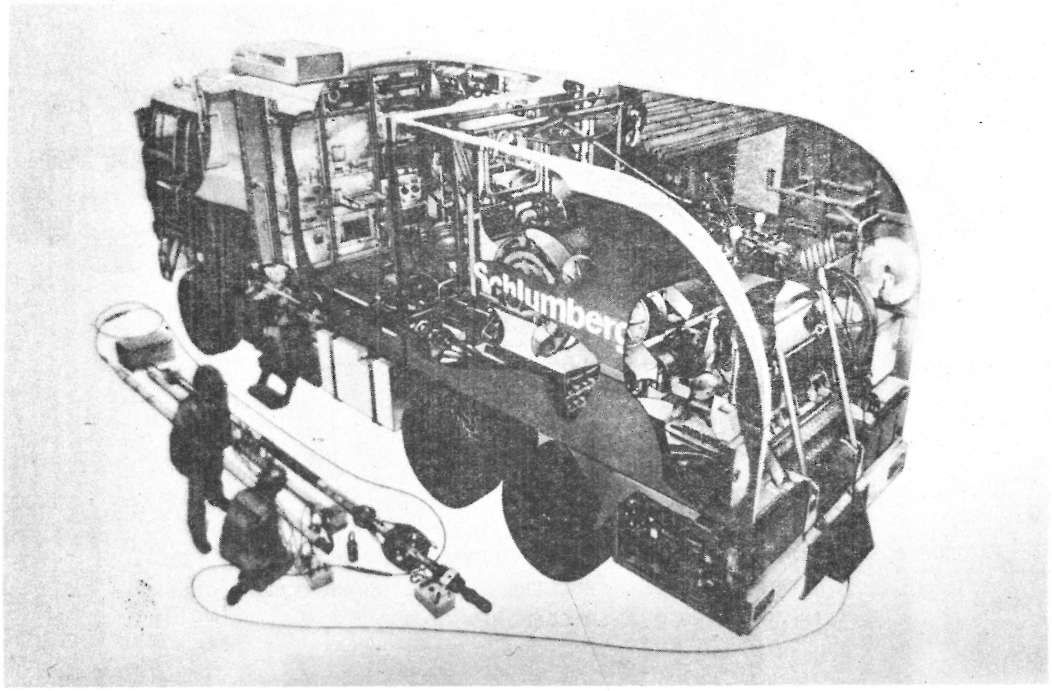


FIGURA 3.54. FOTOGRAFIA DE UN CAMION DE REGISTRO PARA OPERACIONES TERRESTRES. ESTE EQUIPO CONTIENE UN SISTEMA COMPUTARIZADO PARA OBTENER Y PROCESAR LA INFORMACION.

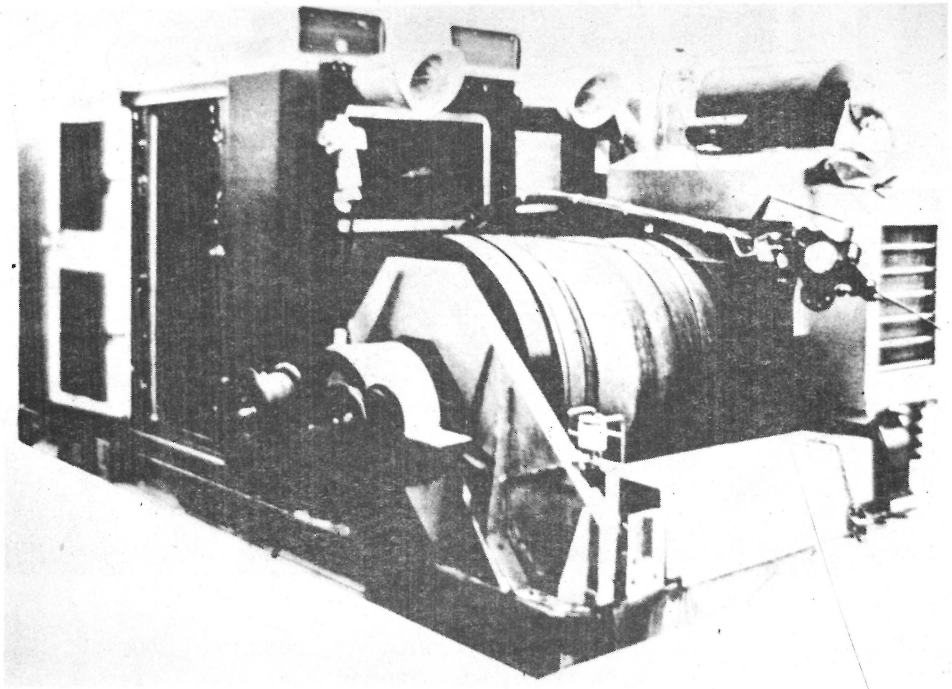


FIGURA 3.55. FOTOGRAFIA DE UNA UNIDAD DE REGISTRO PARA OPERACIONES MARINAS.

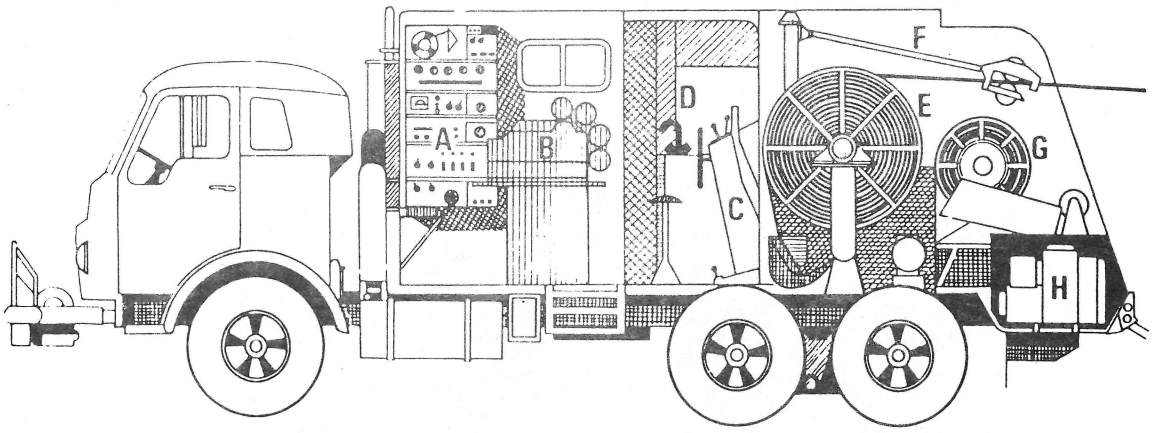


FIGURA 3.56. VISTA ESQUEMATIZADA SECCIONAL DE UN CAMION DE REGISTRO QUE MUESTRA LOS ELEMENTOS MAS IMPORTANTES QUE LO COMPONEN.

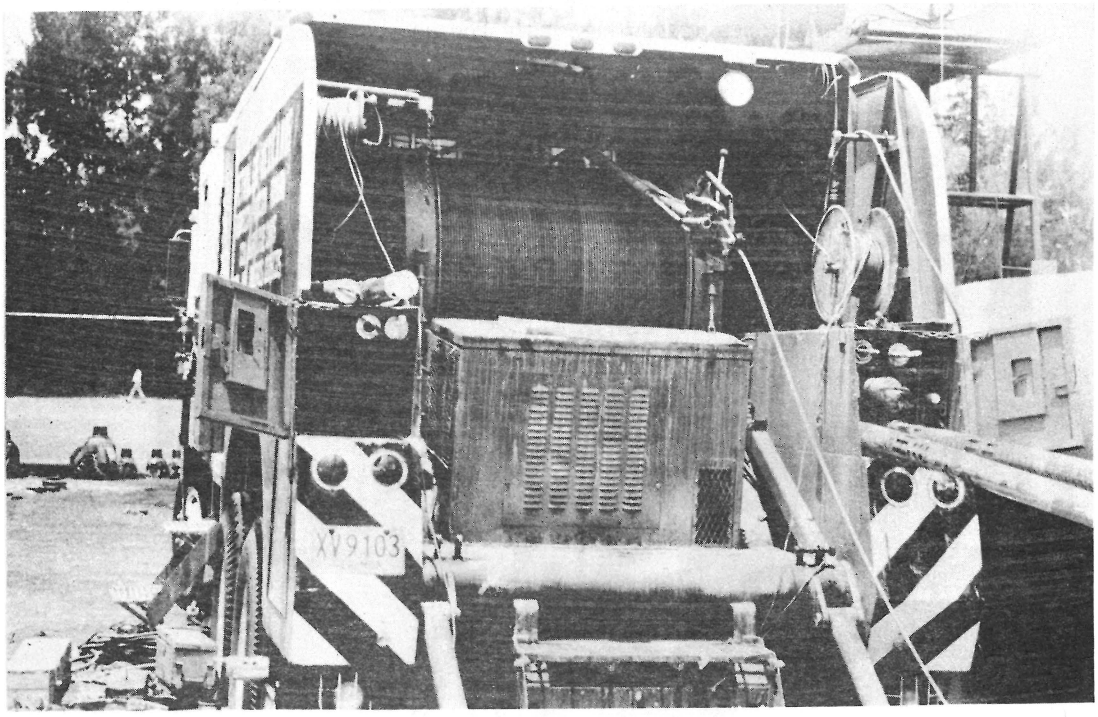


FIGURA 3.57. VISTA TRASERA DE UN CAMION DE REGISTRO QUE MUESTRA EL CARRETE Y LOS IMPLEMENTOS PARA LAS OPERACIONES CON EL CABLE.

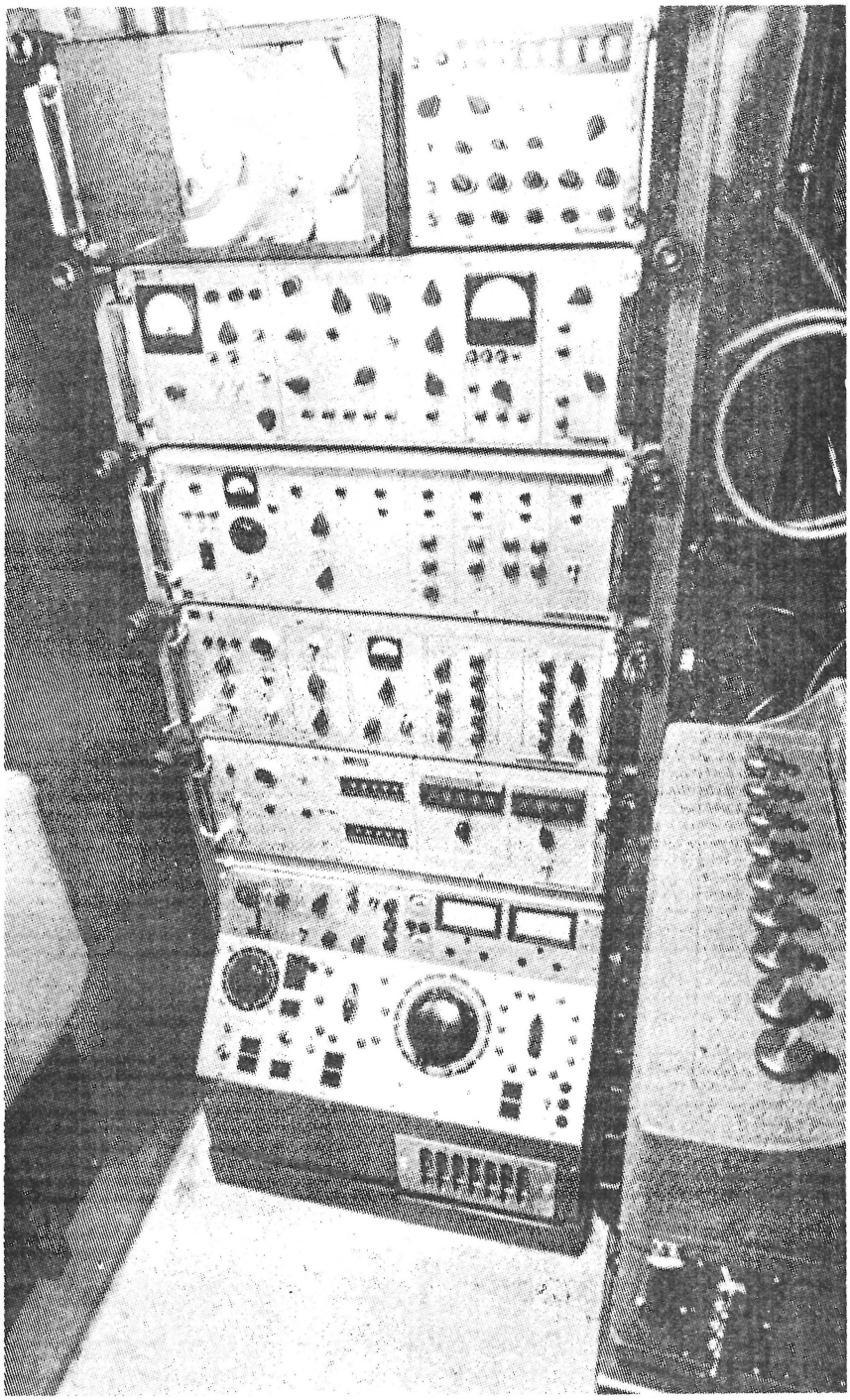


FIGURA 3.58. FOTOGRAFIA QUE MUESTRA LOS PANELES DE OPERACION DE UN EQUIPO DE REGISTROS CONVENCIONAL.

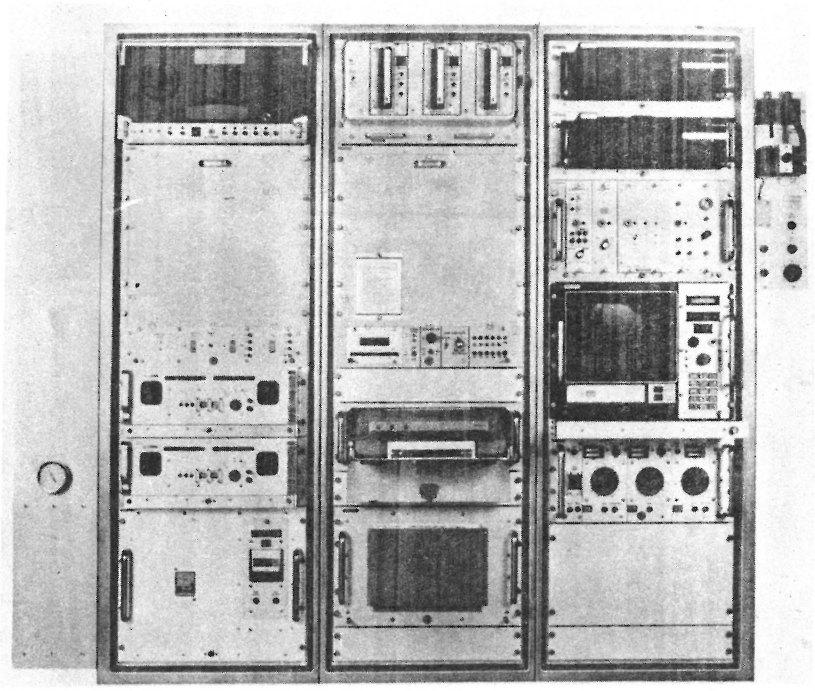


FIGURA 3.59. FOTOGRAFIA DEL EQUIPO CSU DE LA COMPAÑIA SCHLUMBERGER.

3.10.2 CABLE

El cable tiene las siguientes funciones:

- Transportar la herramienta y controlar la velocidad.
- Constituir una interfase eléctrica entre el pozo y la superficie.
- Medir la profundidad.

A continuación se describen cada una de estas funciones.

a) Transporte de la herramienta

El cable tiene una armadura de acero enrollado en forma de espiral. Tiene un cable multiconductor de diámetro 15/32" y un monocable de 7/32". El cable presenta las siguientes características físicas:

- Soporta hasta ocho toneladas de tensión en la superficie. Sin embargo, puede tener deformaciones inelásticas a tensiones bajas pudiendo provocar ruptura de los conductores. En la práctica, tensiones mayores de tres a cuatro toneladas son raras de encontrar.

- Es posible pasar el cable a través de poleas de 4 pies de diámetro que están montadas en la estructura de la perforadora (figura 3.53).

- El aislado de los cables conductores.

- Resistencia a la abrasión y corrosión.

La vida del cable es de 200 a 300 descensos en condiciones normales.

b) Conductor de las señales eléctricas

1. *Monocable*. Controla las señales de potencia de los paneles superficiales.

2. *Cable multiconductor* (7 cables). Los siete conductores de cobre están aislados por polipropileno, teflón y caucho. Debe ser aislante a altas temperaturas (figura 3.60).

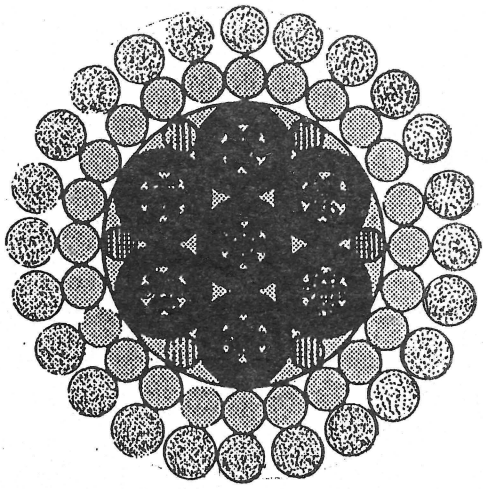


FIGURA 3.60. SECCION ESQUEMATIZADA DEL CABLE MULTICONDUCTOR.

c) Medición de la profundidad

El cable está marcado magnéticamente cada 100 pies o 25 m a tensión constante. Estas marcas son detectadas en una polea (figura 3.56 F) y sirven como referencia para control y realización de correcciones.

Si todas las mediciones de la profundidad se hicieran de la misma manera, la exactitud de la profundidad no sería importante. Pero la profundidad que mide el perforador se obtiene contando y midiendo la longitud de los segmentos o tubos de perforación, mientras que con registros se obtiene de la longitud del cable. Estas mediciones a menudo también varían de corrida a corrida, o de sonda a sonda.

1. *Correlación de la profundidad*. El primer paso en cualquier procedimiento para comparar los diferentes registros es corregirlos por profundidad, no sólo la exactitud de la profundidad sino también la adherencia es un problema. Frecuentemente una sonda, especialmente la de patín, se pega a la pared del pozo, en esta situación el cable se alarga. Este problema se complica cuando se combinan varios instrumentos.

   Una manera de verificar a partir de registros la profundidad es usando la curva de tensión, donde la

adherencia de las herramientas se puede detectar por el incremento de la tensión. Zangwill (1982) describe un método de correlación para conpensar la profundidad por adherencia y por inexactitud.

2. *Localización de juntas*. En agujeros ademados, los lugares donde dos segmentos de tubería se juntan son más gruesos. Estos se pueden localizar por una herramienta denominada *localizador de juntas*, la cual es sensible al cambio en el campo magnético originado por la junta.

3. *Características de la medición de la profundidad*. La mayor dificultad con la medición de la profundidad con cable es que éste se alarga de 1 a 6 m/km, y está afectado por la cantidad, el peso del instrumento y la densidad del fluido.

   - *Ruedas o poleas*. La primera herramienta de medición de la profundidad es una rueda, cuyo radio está ajustado a un valor específico. La rotación de la rueda está acoplada al indicador de la profundidad en el instrumento de registro. El sistema está diseñado para convertir el número de revoluciones de la rueda a longitud. Su exactitud está limitada por el lodo que actúa como lubricante entre el cable y la rueda, reduciendo la fricción.

   - *Marcador magnético*. El procedimiento común es magnetizar el armazón del cable a intervalos determinados.

3.10.3 CONECTOR, BRIDLE O BRIDA

Es una sección corta de cable especial de diez conductores que sirve para conectar eléctrica y mecánicamente el extremo del cable con la cabeza de la herramienta de fondo. La conexión eléctrica se hace con conectores hembra (figura 3.61).

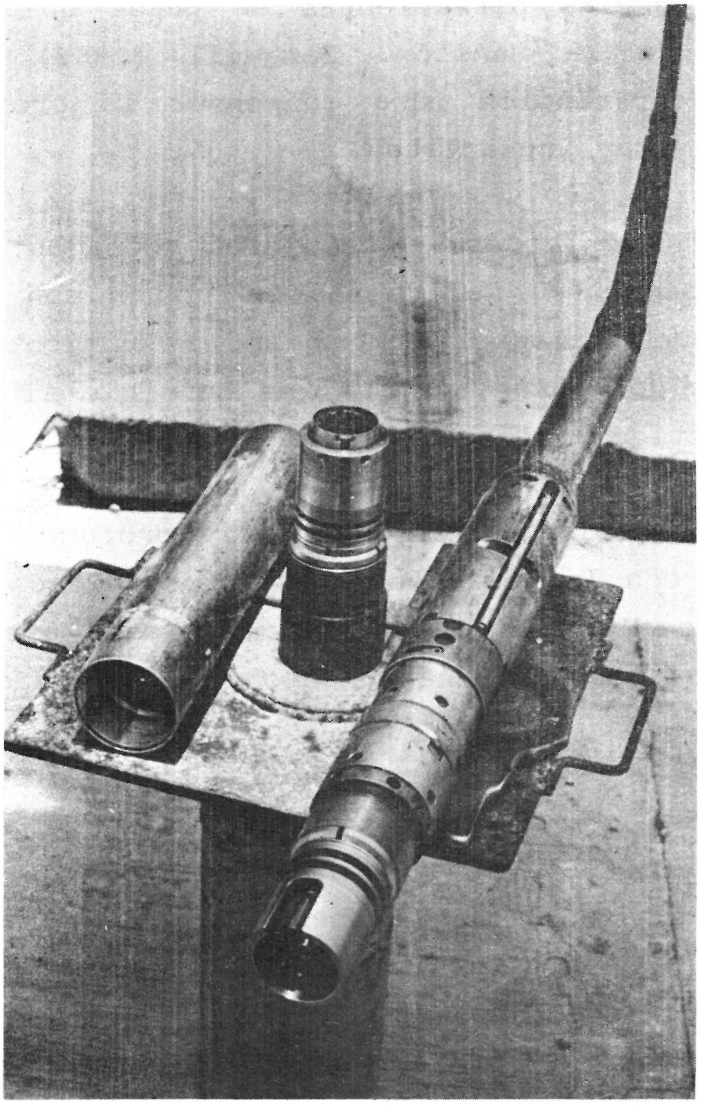


FIGURA 3.61. FOTOGRAFIA DE UN CONECTOR O BRIDLE.

3.10.4 HERRAMIENTAS DE REGISTRO

Varían en complejidad, desde un simple electrodo hasta un sofisticado sistema de circuitos electrónicos envueltos en un estuche de metal resistente a la presión y que soporte altas temperaturas.

Todas las herramientas consisten al menos de un detector, receptor o sensor. Para mediciones de fenómenos inducidos se requerirá de una fuente o emisor. Estos componentes van montados en la sonda, la cual a su vez también puede contener

un sistema mecánico o hidráulico y algo de electrónica (preamplificador, fuente de poder-transformador), figura 3.62.

La sonda generalmente está conectada por un cartucho electrónico, el cual está protegido y tiene las siguientes funciones:

- Fuente de poder al sistema de emisión de la sonda (si es necesario) y control de la regulación y características de la señal emitida.

- Fuente de poder al sistema de detección o recepción si es necesario.

- Filtrado y amplificación de la señal, conversión analógica-digital, escalamiento, etc.

- Transmisión de la señal a la superficie, sistema de control con telemetría.

- Fuente de poder y control de cualquier operación mecánica de la sonda.

Cuando existe la combinación de varias herramientas, cada sonda y cartucho tiene la facilidad de pasar las señales. Cada cartucho-sonda se puede conectar eléctrica y mecánicamente al conector o bridle.



FIGURA 3.62. FOTOGRAFIA DE UNA SONDA.

3.10.5 EQUIPO DE REGISTRO

a) Cámara de registro

Es un registrador fotográfico de las señales eléctricas enviadas por las sondas a través de los tableros, que funciona automáticamente con un sistema de embrague de engranes para mover la película acoplada al movimiento del cable por medio de varillas de transmisión (figura 3.63).

La cámara graba una película con un haz de luz y a la vez manda la señal a la pantalla del observador. La película es contenida en dos magazines y es recibida por dos receptores. Esto es para poder registrar en dos escalas de diferente profundidad.

Además, la cámara consta de dispositivos ópticos para la grabación en la película de las líneas longitudinales y transversales. Para las líneas longitudinales puede usarse una escala lineal o logarítmica. También tiene dispositivos ópticos para grabar los números de profundidad cada 50 m.

La cámara está formada por nueve galvanómetros D'Arsonval con un espejo montado, el cual por medio del reflejo de un haz de luz traza las deflexiones proporcionales a las señales eléctricas que se graban sobre la película en movimiento. Un selector de relación de engranes en la transmisión del movimiento, permite elegir una escala de profundidad entre varias calculadas y fijas. Se pueden seleccionar varias ventanas para el trazo de los galvos y que cada uno cubra un carril determinado; también es posible seleccionar el tipo de trazo del galvo (codificación).

La corriente de alimentación para la cámara puede ser de 12 VCD de la batería o de 12 VCA de la planta eléctrica, seleccionándose con un switch. La corriente alimenta una lámpara principal que es la fuente de emisión de rayos de luz

con los que hacen los trazos los galvanómetros, el rayado de la película y la grabación de los números de profundidad. La intensidad de la luz se varía mediante el control de un reóstato.

La película de 21 cm de ancho tiene una capa de protección especial para asegurar resistencia a la abrasión. Además está hecha para registrar a alta velocidad, sus características son: secado y fijado rápido, mayor claridad, contraste visual y base estable de poliéster.

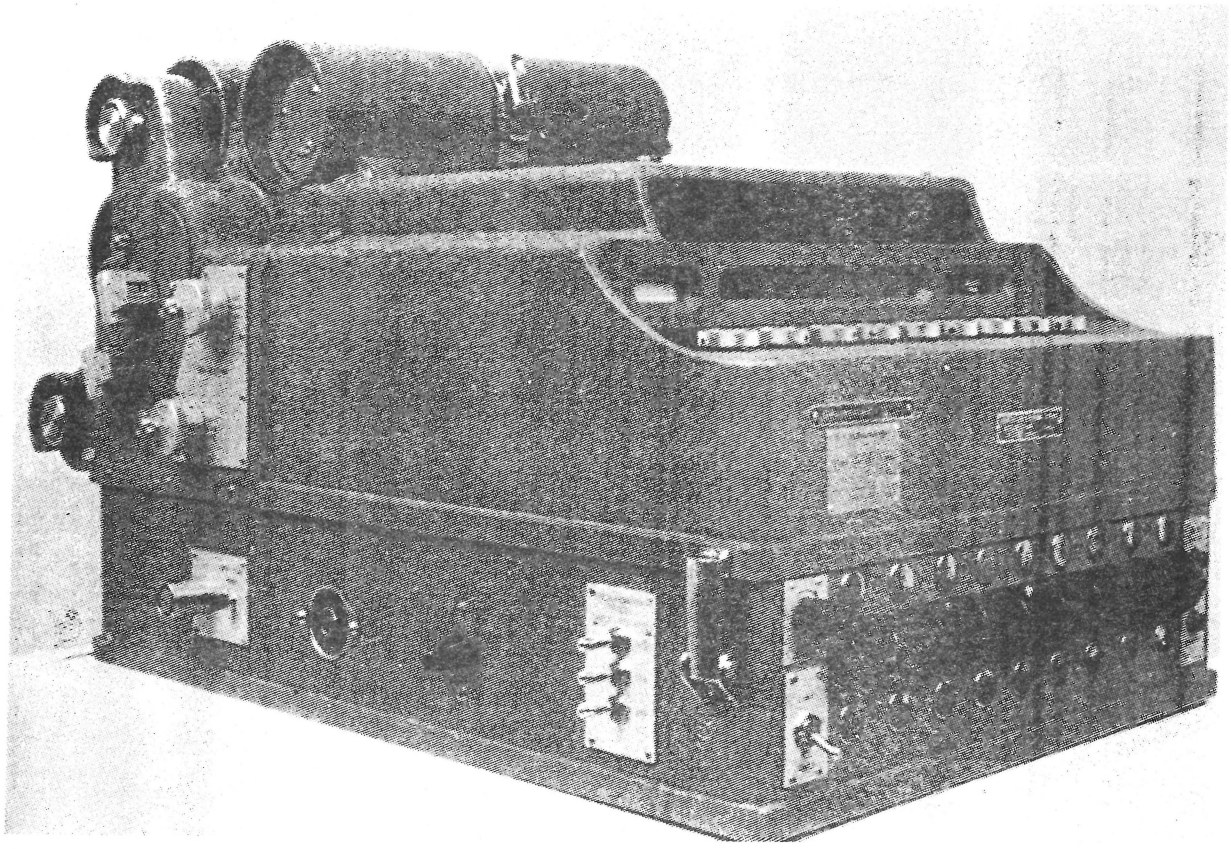


FIGURA 3.63. FOTOGRAFIA DE UNA CAMARA FOTOGRAFICA DE REGISTRO.

b) Registrador magnético

Con la modalidad de obtener la mayor cantidad de información en una sola corrida, las cintas magnéticas permiten registrar

mayor cantidad de canales (figura 3.64) y ofrecer otras ventajas:

- Obtener los datos en bruto.

- Reproducir cambios presentados en el registro óptico, recalibrar y enviar la información a un centro de cómputo.

- Procesar la información, lo cual permite una rápida y continua evaluación de los datos.

- Transmitir los datos por teléfono o radioteléfono desde el pozo hasta el centro de procesamiento.

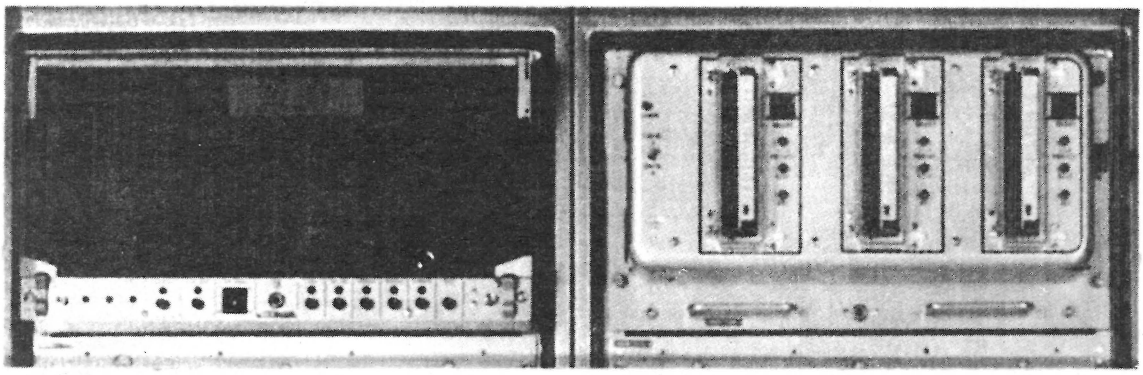


FIGURA 3.64. FOTOGRAFIA DE UN REGISTRADOR MAGNETICO.

3.10.6 COMBINACIÓN DE HERRAMIENTAS

Todas las compañías de servicio ofrecen una variedad de combinaciones con el propósito de obtener mayor información en una sola introducción de las sondas al pozo.

Por ejemplo, Schlumberger ofrece algunas combinaciones como las que se muestran en la figura 3.65.

3.10.7 PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

El registro se obtiene en película fotográfica o cinta magnética.

a) Película fotográfica

El equipo fotográfico cuenta con un sistema de nueve galvanómetros que se imprimen en dos películas. Cada galvanómetro deflexiona un rayo de luz que es proporcional a la propiedad que se mide.

Cada una de las películas tiene un ancho de 21 cm y se dividen en cuatro carriles, además proporcionan un resumen de la información y de las condiciones del pozo en el momento de la obtención del registro (figura 3.66).

1. *Presentación de las trazas.* Las diferentes compañías de servicio han estandarizado la presentación de las trazas.

   De acuerdo al tipo de registro o a la combinación de éstos, en general se puede describir lo siguiente:

- *Carril izquierdo*. Se presentan las curvas que dan una idea de las condiciones del agujero, tamaño del agujero, curvas litológicas (SP, Rayos gamma naturales, Micrologo) y la curva de tensión de agujero.

- *Carril de profundidad*. Se presentan los valores de profundidad y en el registro de porosidad acústica, los valores integrados del tiempo de tránsito.

- *Carril central*. Se describen las curvas de resistividad, densidad, porosidad neutrón y tiempo de tránsito. En este carril se presenta la curva principal que da el nombre al registro en cuestión.

- *Carril derecho*. Se registran las curvas de conductividad, corrección de la densidad.

2. *Registros combinados*. En esta situación se presentan varios registros a la vez, las curvas de resistividad se describen en el carril central y los de porosidad en el derecho.

Hay que hacer notar que esta clasificación es de manera general y puede cambiar de acuerdo con las necesidades de la empresa que requiere los servicios.

Las escalas de presentación pueden ser 1:4000, 1:1000, 1:500, 1:200. Cada presentación dependerá de los objetivos que se deseen.

Para efectuar lecturas detalladas de los registros se ocupan las escalas 1:500 ó 1:200; para hacer secciones estructurales, 1:4000; y para fines de correlación, 1:1000 ó 1:500.

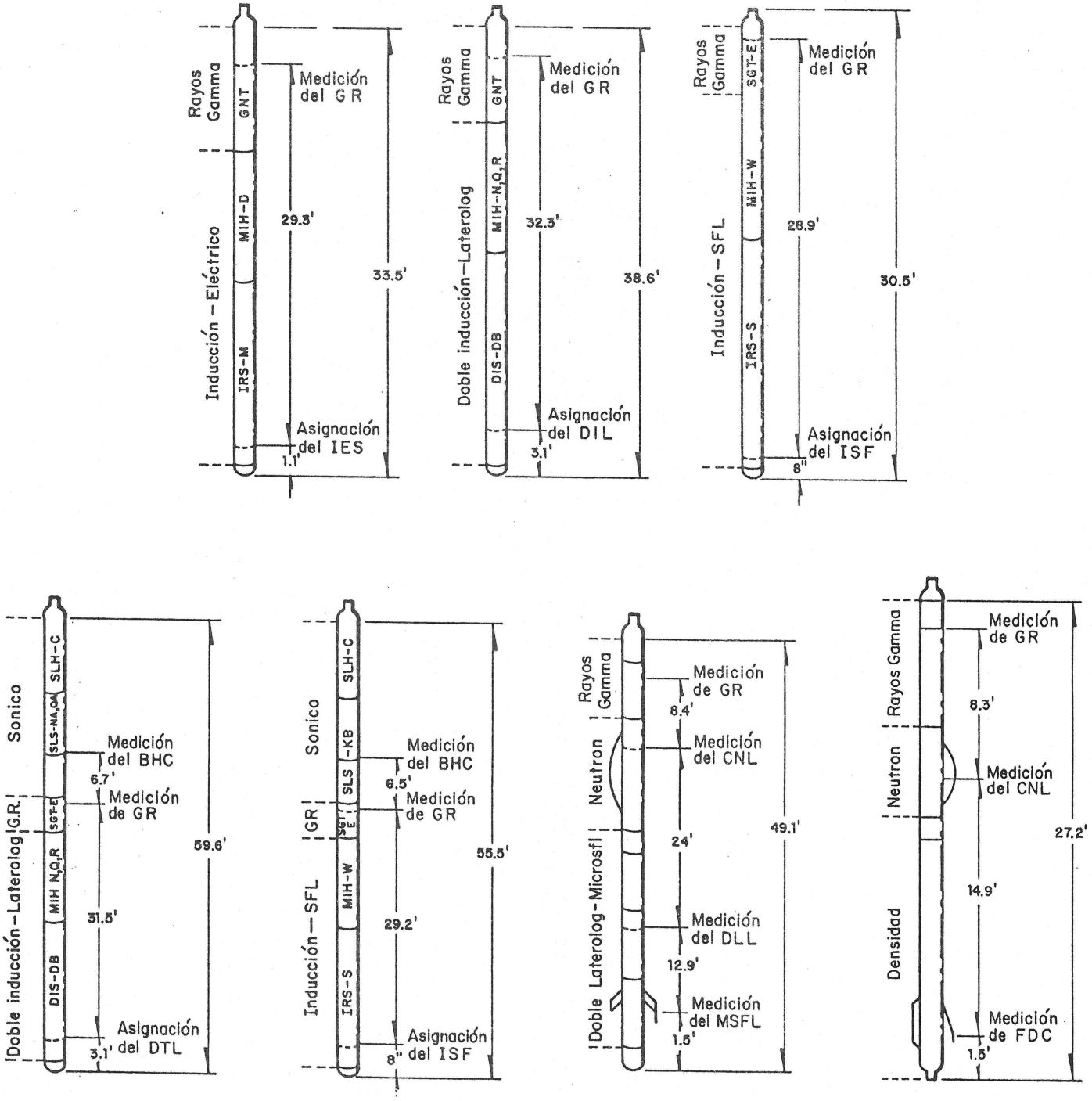


FIGURA 3.65. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LAS COMBINACIONES DE SONDAS.

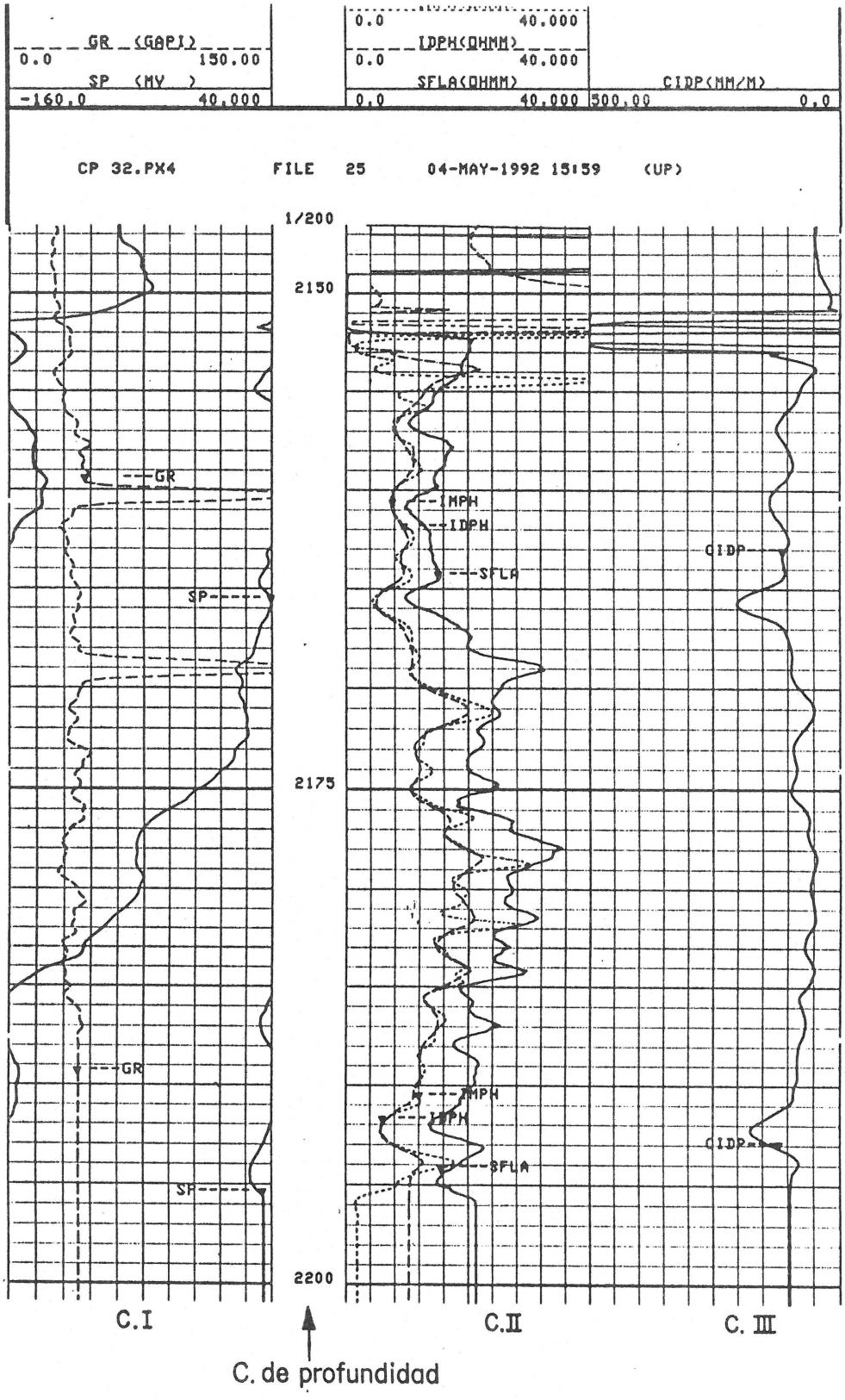


FIGURA 3.66. PRESENTACION DE UN REGISTRO GEOFISICO DE POZO MOSTRANDO LOS CARRILES.

b) Cinta magnética

El equipo magnético permite más canales de información y ofrece otras ventajas:

- Registrar más de una curva, no limitándose al número de galvanómetros disponibles en la cámara.

- Permitir cambios en la presentación óptica del registro y poder recalibrarse.

- Procesar la información rápida y continuamente.

- Interpretar la información al momento de registrarse.

- Transmitir los datos por teléfono o radioteléfono del pozo al centro de captura y proceso de información.

Los formatos de las cintas de campo pueden ser también en cassette. La cinta tiene un ancho de media pulgada y siete *tracks*. La figura 3.68 ilustra la organización general. Las marcas reflectoras las coloca el ingeniero de campo al inicio y final de la cinta para facilitar su localización.

Los archivos o registros se separan por un *gap*. El primer archivo contiene los datos de calibración para la primera corrida. Cada corrida de registro está en archivo diferente. La calibración y archivos de los registros se escriben en formato binario.

La organización en la cinta es una secuencia seriada de muestras de registros y profundidad. Para el registro de echados se sigue un formato diferente.

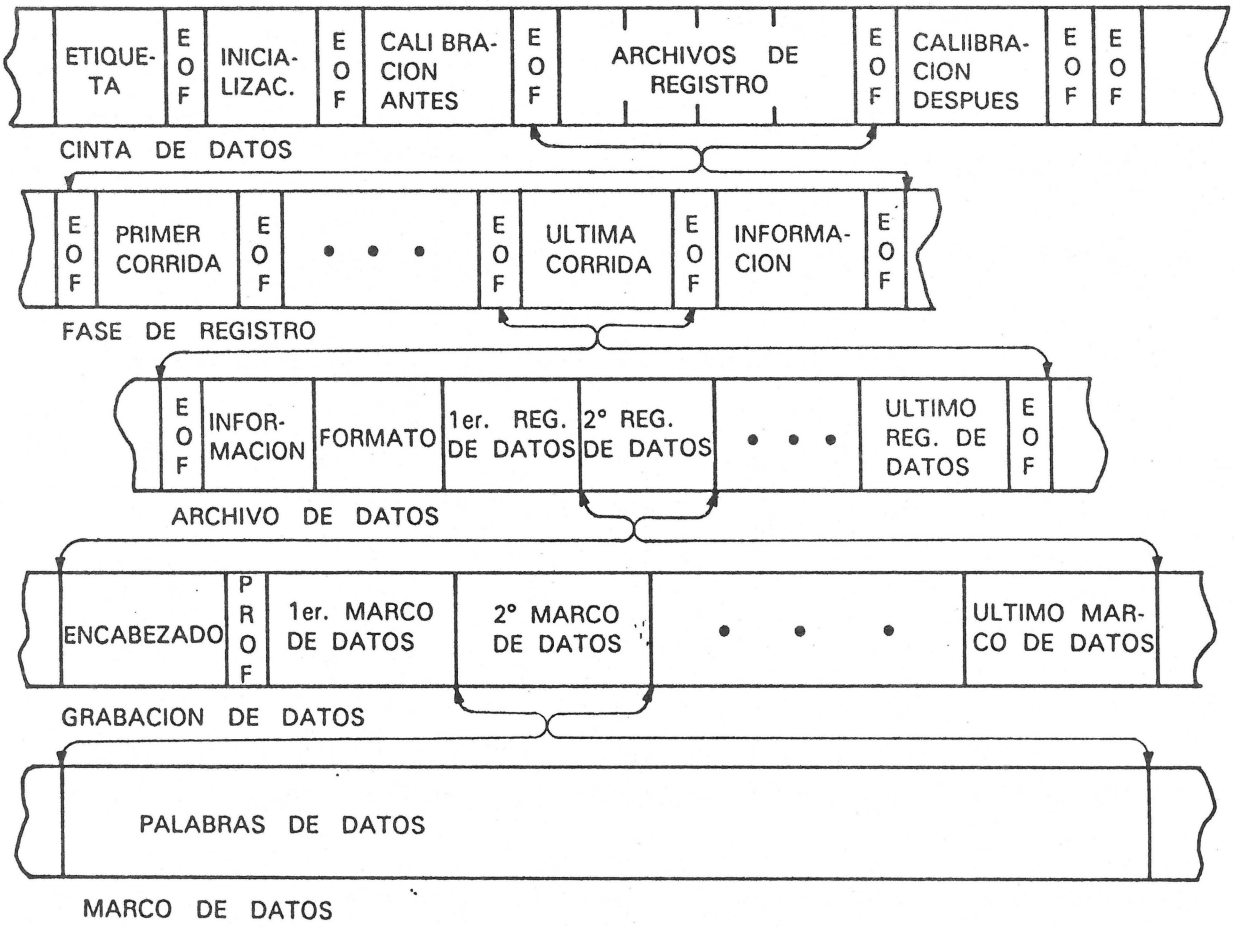


FIGURA 3.67. REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL FORMATO DE UNA CINTA MAGNETICA.

c) Encabezado del registro

Una vez que se ha realizado la obtención de la información, hay que identificarla para conocer el nombre y localización del pozo, sondas que se utilizaron e información adicional que es de mucha utilidad para la interpretación. Toda la información se coloca en un encabezado, como el que se presenta en la figura 3.68.

Existen pocas variaciones de presentación de registro a registro, las variaciones grandes se presentan en los registros procesados, donde la información varía de acuerdo con el algoritmo que se ocupa.

3.10.8 TRANSMISIÓN DE LA INFORMACIÓN

La transmisión de la información puede dividirse en dos etapas. La primera se referirá a la transmisión de los datos entre la sonda y el equipo superficial; la segunda a la transmisión entre el equipo de superficie y la central de operaciones del grupo de servicio.

a) Transmisión sonda-equipo superficial

Esta se realiza a través del cable, como ya se mencionó. Actualmente se está experimentando la transmisión de la información a través de telemetría y fibras ópticas. Esto provocará una mayor cantidad y rapidez de transmisión de información, lográndose introducir la mayor cantidad de sondas en una sola corrida.

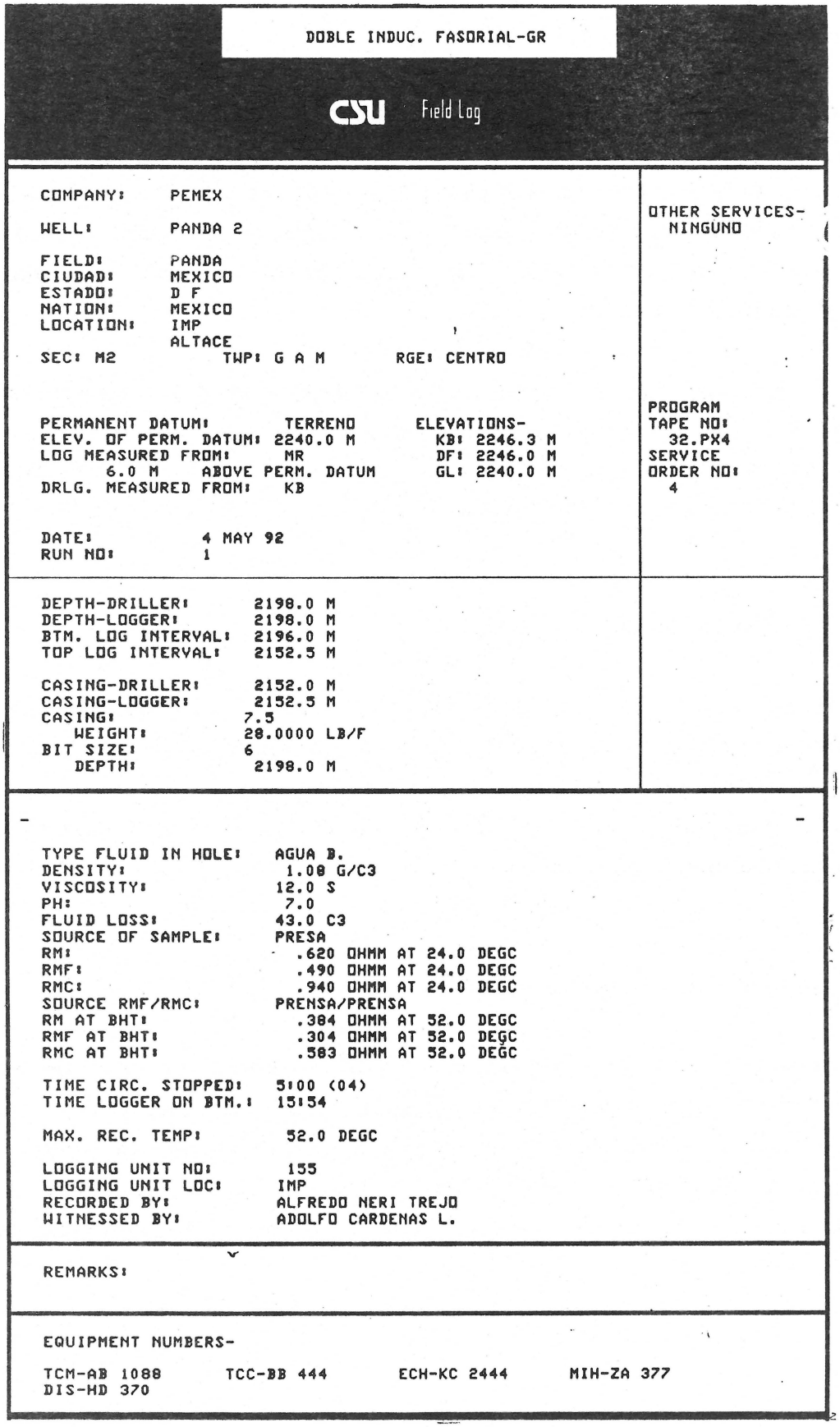


FIGURA 3.68. PRESENTACION DEL ENCABEZADO DE UN REGISTRO.

b) Transmisión del equipo superficial a la central de operaciones del grupo de servicio

Para poder tomar una decisión sobre la continuación de la operación del pozo o abandono, se requiere que sea en el momento en que se terminan de correr los registros. Con las unidades convencionales, la decisión se tomaba una vez que ya se había terminado de perforar todo el pozo a la profundidad programada, porque el tiempo que se llevaba desde la obtención, transporte del registro, análisis y resultados era muy grande.

Actualmente con los avances de los medios de comunicación, es posible efectuar decisiones en el momento o unas horas después de haber tomado el registro. La manera en que se transmite la información, una vez obtenida y habiendo realizado un registro procesado rápido, es por teléfono, microondas o satélite.

1. *Registros por teléfono.* La figura 3.69 muestra esquemáticamente el sistema de transmisión de registros vía línea telefónica. Estas transmisiones si se hacen entre distancias muy grandes pueden ocupar satélite.

   El procedimiento que se realiza se puede resumir de la siguiente manera:

   a. En el pozo una cámara óptica filma y registra la información, y simultáneamente se graba en cinta magnética.

   b. En una terminal telefónica cercana al pozo se transmiten los datos a la central de operaciones.

   c. En la central de operaciones se registra la información en otra cinta magnética.

d. La cinta magnética se reproduce idénticamente a la obtenida en el pozo o puede cambiarse el formato. Con este registro se pueden hacer correlaciones e interpretaciones preliminares.

Aparte de tomar decisiones rápidas sobre el comportamiento del pozo y realizar rápidamente la evaluación, este procedimiento es mucho más económico.

2. *Transmisión por microondas.* Este medio de comunicación se ocupa en plataformas marinas, o donde los medios de comunicación son de acceso difícil o están muy alejados. La figura 3.69 muestra esquemáticamente la transmisión por microondas.

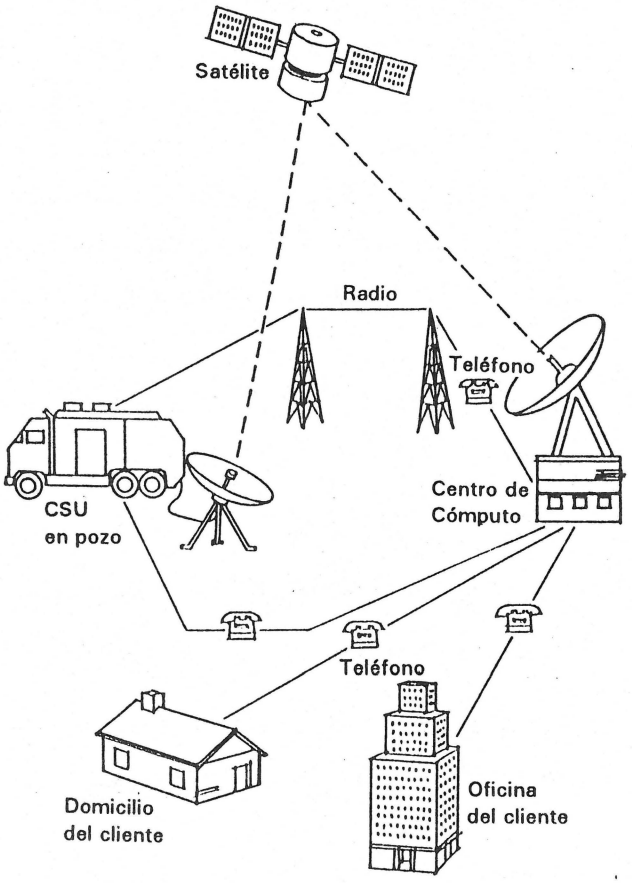


FIGURA 3.69. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA MANERA DE TRANSMITIR LA INFORMACION POR SATELITE O MICROONDAS.

BIBLIOGRAFÍA

ARCHIE, G.E., 1942, *The Electrical Resistivity Log as an Aid Determininf some Reservoir Characteristics*, Trans. AIME, Vol 146, págs 54-62.

CASTREJON, P.H.,1986, *Operación de registros geofísicos de pozos*, Tesis profesional, F.I., U.N.A.M., México.

CZUBEK, J.A.,1978, *Quantitative Interpretation of Gamma-Ray Logs*, SPWLA Reprint series, gamma ray, neutron and density logging.

DAKHNOV, V.N., 1962, *Geophysical Well Logging*, Quarterly of the Colorado School of Mines, Vol 57, No. 2, Golden Colorado.

DEWAN, J.T., 1983, *Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation*. PennWell Books, Tulsa.

DOLL, H.G., 1949, *Introduction to Induction Logging and Application to Logging of Wells Drilled with Oil Base Mud*, Pet. Trans. AIME, Vol 186.

DRAHOS, D., 1984, *Electrical modeling of the Inhomogeneous Invaded Zone*, Geophysics, Vol 49, No. 10, pág. 1580.

EDMUNDSON, H. y Raymer, 1979, *Radiactive Logging Parameters for Common Minerals*, Transaction SPWLA, XX Symp.

GOMEZ, R.O., 1975, *Registros de pozos*, inédito, México.

HALLENBURG, J.K., 1984, *Geophysical Logging for Mineral and Engineering Application*, PennWell Books, Tulsa.

HEARST, J.R., 1976, *Effects of Mudcake and Sonde Angles on a Simple Two-Detector Density Sonde*, The Log Analyst, Vol 17, pág. 11.

HEARST, J.R., Hasameyer, P.W., Dreiling, L.A., 1981, *Calibration of a Neutron Log in Partially Saturated Media*. Part II. Error Analysis, Transaction SPWLA, XXII Symp.

HEARST, J.R. y Nelson, P.H., 1985, *Well Logging for Physical Properties*, McGraw Hill Book Co., Nueva York.

HELANDER, D.P., 1985, *Fundamentals of Formation Evaluation*, OGCI Publications, Tulsa.

HILCHIE, D.W., 1978, *Applied Openhole Log Interpretation*, D.W. Hilchie Inc., Golden Colorado.

HILCHIE, D.W., 1979, *Old Electrical Log Interpretation*, D.W. Hilchie Inc., Golden Colorado.

HILCHIE, D.W., 1982, *Advanced Well Log Interpretation*, D.W. Hilchie inc., Golden Colorado.

JACKSON, P.D., 1981, *Focussed Electrical Resistivity Arrays: Some Theoretical and Practical Experiments*, Geophys. Prosp., Vol 29, págs. 601-626.

KERFT, A., 1974, *Calculation of the Neutrin Slowing Length in Rocks and Soils.* Nucleonika, Vol. 19, pág. 145.

MORAN H., Kunz, K.S., 1962, *Basic Theory of Induction Logging and Application to Study of Two-Coil Sondes*, Geophysics, Vol 26, No. 6, págs. 829-858.

NOSAL, 1982,

OSERRA, O., 1984, *Fundamentals of Well Log Interpretation*, Vol. I, Elsevier Sci. Pub., Netherlandas.

PIRSON, S.J., 1963, *Handbook of Well Log Analysis*, Prentice Hall Inc., Englewood Cliffs, N.J.

PIRSON, S.J., 1981, *Geologic Well Log Analysis*, Gulf Pub. Co., Houston.

RHODES, D.F., Stallwood, R.A., Mott, W.E., 1961, *Intensity of Gamma Ray Spectral Logs*, Geophysics Vol 31, pág. 410.

ROY, A., 1977, *The Concept of Apparent Resistivity in Laterolog 7*, Geophys. Prosp. Vol. 25, págs. 730-737.

SCHLUMBERGER, 1972, *Log Interpretation*, Vol 1, documento.
1986, *CSU*, documento.

SCOTT, J.H., 1977, *Borehole Compensation Algoritms for a Small-Diameter, Dual Detector Density Well Logging Sonde*, Transaction SPWLA XVIII Symp.

SCHERMAN, H., Locke, S., 1975, *Depth of Investigation of Neutron and Density Sondes for 35 Percent-Porosity Sands*, Trans. V Formation Eval. Symp. Canadian Well Logging Society.

THADANI, S.G. y Hall, H.E., 1981, *Propagated Geometric Factors in Induction Logging*, SPWLA logging Symp. XXII, paper WW.

WYLLIE, M.R., Gregory, A.R. y Gardner L.W., 1956, *Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media*, Geophysics Vol 21, pág. 21.

WYLLIE, M.R., 1971, *A Quantitative Analysis of the Electrochemical Component of the S. P. Curve*, SPE Reprint, Series No. 1, Well Logging.

ZANGWILL, J., 1982, *Depth Matching-A Computarized Appoach*, Transaction SPWLA, XXIII Symp.

CAPÍTULO 4
PROGRAMACIÓN DEL TRABAJO

4.1 EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS

Es poco común encontrar en obras sobre Geofísica en general la forma en que se realiza un estudio geofísico empleando registros de pozos. Por tal motivo en este capítulo se tratará todo lo relativo a las etapas que deben seguirse durante la realización del trabajo en la evaluación de un yacimiento.

La información que proporcionan los registros de pozos es muy valiosa para determinar las características y propiedades físicas de las rocas que son atravesadas por el agujero. Hay que recordar que los estudios tienen diferentes objetivos, por lo que para cada caso en particular se deberán de tomar las consideraciones pertinentes.

Los estudios individuales de un pozo (exploratorio) o proyectos más importantes, como la evaluación de un yacimiento en desarrollo, son vitales para la explotación exitosa de cualquier yacimiento y representan un proceso continuo de obtención de información desde la fase exploratoria.

El estudio de las reservas de un yacimiento y de los mecanismos de su producción requiere la aplicación de varias disciplinas de las ciencias de la Tierra, especialmente de la ingeniería geofísica, geológica y de yacimientos. A fin de lograr un análisis completo es necesaria la información que brindan los registros de pozos, las pruebas de núcleos y los datos de superficie (tabla 4.1).

PARAMETRO	DATOS SISMICOS					DATOS DE POZOS											DATOS DE PRODUCCION				
	TIEMPO	VELOCIDAD	AMPLITUD	FORMA DE LA TRAZA	VELOCIDAD DE BARRIDO	REGISTRO DE LODO	MUESTRAS DE CANAL	NUCLEOS	PRUEBAS DE FORMACION	REGISTRO ELECTRICO	REGISTRO ACUSTICO	REGISTRO DE DENSIDAD	REGISTRO NEUTRON	REGISTRO RAYOS GAMMA	PRUEBAS DE LINEAS DE ACERO	MUESTRAS DE PARED	PRUEBAS DE PRODUCCION	ESTUDIOS DE PRESION	CORTE DE AGUA	RELACION GAS-ACEITE	HISTORIA DE PRODUCCION
PROFUNDIDAD	B	B			C	C	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A					
EXTENSION REAL	B	A	C	C					D*								D	B	D	D	B
ESPESOR	B	B		C	B	B	C	B		A	A	A	A	A							
ESPESOR NETO			B	B	C	C	D	A	D	B	B	B	B	B		C					C
LITOLOGIA		B	B	C	C		B	A		C	B	B	B	B		A					
CARACTERISTICAS MECANICAS		B	C	C	C		C	A			B	B	C	B		C					
CONTACTOS		B	B	B		D	D	D	C	A	A	A	A		A	B	A		C	C	C
PRESION		B	C			D			B	C	C	C			B		B	A			B
POROSIDAD		B	B	C	D		D	A		C	A	A	A			C		D			D
PERMEABILIDAD				D			D	A	B	C	C	C	C		C	C	C	B			C
PERMEABILIDAD RELATIVA								A									D	C	C	D	D
SATURACION DE FLUIDOS		C	C	C		D	D	C	B	A	B	B	B		B	C	D	C	C	C	C
TAMAÑO DE LOS POROS							B	A		C	D	D	D	D		D	D	C	D		
MECANISMOS DE PRODUCCION	C	C	C	C					D	C									B	B	A
PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS		D	D			D	D	D	B		D	D	D		C	D	A				
PROPIEDADES DEL AGUA								D	B	C					C		A				
RELACION DE PRODUCCION								C	B		D	D	D		C	D	A	C			B

A = Una de las mejores fuentes disponibles

B = Buena

C = Util

D = Inferido en combinación con otras fuentes

* = Campo en desarrollo

TABLA 4.1 FUENTES DISPONIBLES PARA LA OBTENCION DE LOS PARAMETROS EN LA EVALUACION DE LOS YACIMIENTOS

La explotación completa de un campo comprende varias etapas: *exploración*, *evaluación*, *desarrollo* y *producción* (figura 4.1).

En cada etapa, los estudios realizados tienen distinta finalidad, requieren diferentes clases de datos y utilizan diversas metodologías. La característica común de todos los estudios es obtener la mayor cantidad de información correlacionándola con los registros de pozos, ya que éstos son las únicas mediciones tomadas directamente en el pozo en forma continua en función de la profundidad. Otros datos, como el análisis de núcleos o los resultados de pruebas en pozos, se utilizan para calibrar y afinar la evaluación de cada pozo.

Durante *la fase de exploración* se realiza una descripción estática del yacimiento, extendiendo a todo el campo el resultado de las evaluaciones de cada pozo con el apoyo de cierta información geológica y de los estudios geofísicos de superficie. La configuración del yacimiento se presenta en forma de mapas tridimensionales de litología, cimas y bases de formaciones, porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. Estos resultados serán la base en la etapa posterior para establecer los modelos dinámicos de simulación del yacimiento.

En *la fase de exploración y evaluación de un campo nuevo* se obtiene la mayor cantidad de información de los yacimientos potenciales, a fin de establecer los programas de registros subsecuentes y adaptarlos a las condiciones particulares de las formaciones, por ejemplo: la información sobre cortes de núcleos y de pruebas en pozos exploratorios que ocupan una posición estratégica dentro de la estructura del yacimiento. Los datos sísmicos de superficie se complementan con los de sísmica de pozos, para delimitar la estructura con una mayor precisión y diseñar un programa eficiente y económico de explotación.

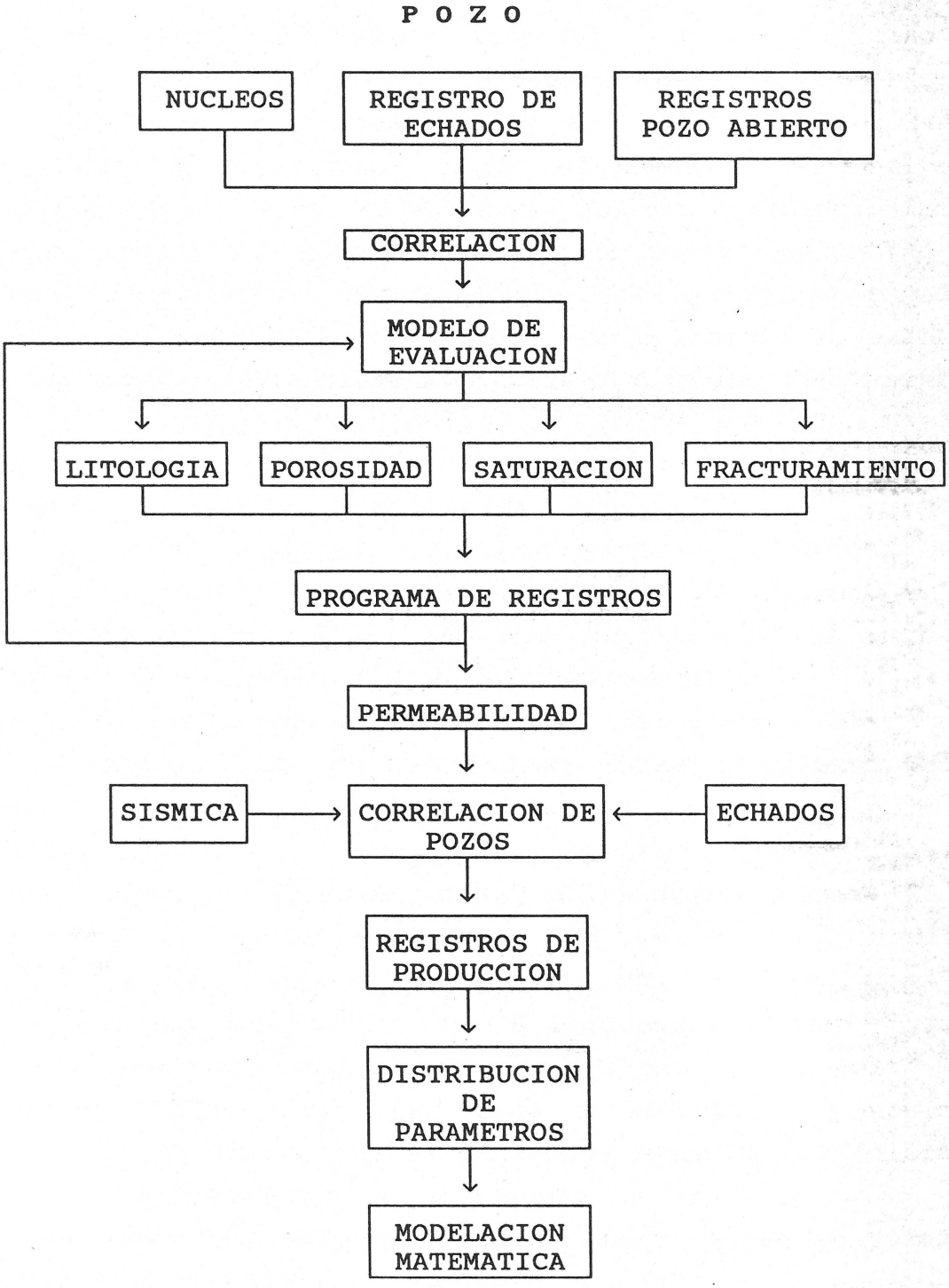


FIGURA 4.1. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA EVALUACION DE YACIMIENTOS.

Las *etapas principales del estudio de evaluación* son:

- Determinación de los elementos de correlación y del modelo de evaluación.
- Estimación de la permeabilidad.
- Representación tridimensional de los parámetros del yacimiento.

En la *determinación de los elementos de correlación* se deben identificar las secuencias verticales de depósito entre los pozos del área. Para esto se utilizan las muestras de canal y los análisis de núcleos, cuyo porcentaje de recuperación depende de las zonas de interés. En esta etapa es importante la calibración de las respuestas de los registros mediante la descripción macroscópica de los núcleos. Es necesario que los datos de los registros y núcleos estén corregidos a la profundidad vertical real, este ajuste de profundidades se logra con histogramas de computadora de los diferentes parámetros.

Los registros de echados permiten detectar laminaciones y secuencias sedimentarias, así como la cantidad de fracturamiento. Esto, aunado a electrofacies determinadas por programas de computadora, permite correlacionar las facies o litologías observadas de los núcleos con registros tomados en otros pozos que carecen de muestras. El registro de espectroscopía de rayos gamma naturales puede utilizarse también para correlacionar, proporcionando además una indicación sobre el ambiente de depósito de la roca.

Después de realizarse la corrección de los registros a su profundidad real, se efectúa la zonificación y la correlación con los núcleos y se determina el modelo de evaluación de las zonas de interés.

Dicho modelo permitirá calcular, a partir de los registros, los parámetros que determinan la productividad del desarrollo del campo, como son: litología, porosidad, saturación de fluidos y fracturamiento.

Para cuantificar la litología se emplean programas de computadora, los cuales requieren varias corridas antes de que la litología quede determinada. Los minerales presentes se precisan por la descripción de los núcleos y esta litología puede utilizarse para la calibración de las respuestas de los registros. Los registros nucleares y electromagnéticos responden a la composición química de la roca y el sónico a la naturaleza química y a la textura.

Por otra parte, se puede determinar la porosidad usando varios registros: sónicos, de densidad de la formación y neutrónicos, los cuales tienen características que dependen principalmente de la porosidad de la formación. Estos son afectados por ciertas propiedades de la matriz que actúan en distinta forma en cada uno, por lo que se combinan dos o tres para obtener un valor más real de porosidad y litología.

La resistividad es un parámetro importante que se obtiene directamente de los registros y se usa esencialmente para determinar la saturación de fluidos en las diferentes zonas alrededor del pozo (figura 4.2). Los datos de resistividad junto con los de porosidad y la resistividad del agua de formación se usan para calcular la saturación de agua. En una formación limpia, prácticamente todas las ecuaciones de saturación se reducen a la ecuación de Archie.

La salinidad del agua de formación se calcula por los análisis de muestras recuperadas o de las pruebas en un intervalo con agua obtenidas con el multiprobador de formación. Con un registro de medición de presión se obtienen gradientes que, junto a las saturaciones procesadas en computadora y a las mediciones de presión capilar efectuadas en los núcleos,

proporcionan conclusiones sobre el comportamiento del yacimiento.

Al confirmarse el modelo de evaluación, se determina el juego óptimo de registros para analizar exhaustivamente las formaciones en los próximos pozos. También se determina el juego mínimo indispensable de registros que se tomarán en caso de problemas de perforación, para obtener una estimación adecuada de la porosidad y del contenido de fluidos. Los registros deben ser calibrados en otros pozos antes de aplicar el modelo de evaluación.

Para calcular la porosidad secundaria, que es un parámetro muy importante para la explotación, es necesaria la identificación de fracturas y la determinación de su orientación en los yacimientos carbonatados. Se utilizan con éxito diversas técnicas para la identificación de fracturas, pero todas éstas son únicamente indicadoras.

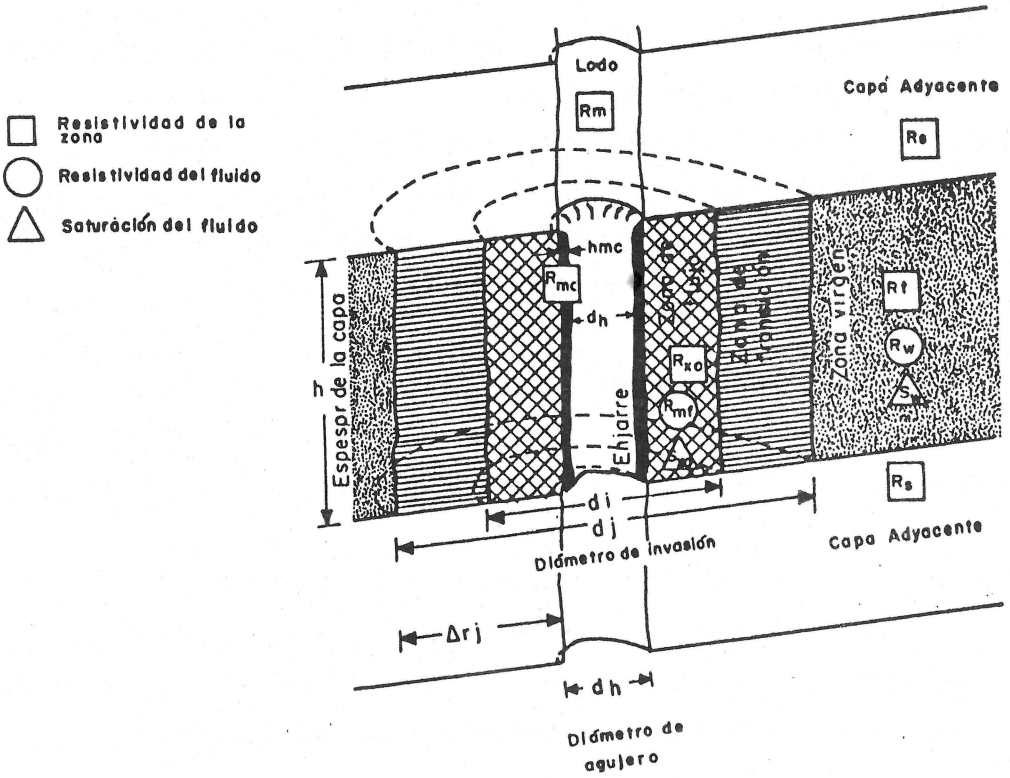


FIGURA 4.2 ZONAS QUE SE GENERAN DURANTE EL PROCESO DE INVASION AL PERFORAR UNA CAPA DE ROCA POROSA Y PERMEABLE.

Es necesario conocer la distribución tridimensional de la permeabilidad de la roca del yacimiento para comprender el mecanismo de producción y simularlo. La permeabilidad puede ser cuantificada, ya sea relacionando las respuestas de los registros y los resultados procesados o mediante varias técnicas, como medición sobre los núcleos, pruebas de producción, análisis de incrementos de presión con el multiprobador de formación; cada una de las cuales tiene sus propias limitaciones.

En ese momento es posible calcular el volumen de fluidos y construir mapas con los siguientes parámetros: espesor, cima y base de las unidades litoestratigráficas, porosidad, saturación de agua y permeabilidad. Para esto hay que tomar en cuenta la localización de los pozos dentro del campo, la calidad de los datos para cada pozo, la continuidad espacial de las variables interpoladas, y otra información relevante como secciones sísmicas y registros de echados.

En la fase posterior de desarrollo del campo se tiene una gran cantidad de datos a medida que se van perforando más pozos, con esto se pueden afinar los modelos construidos en la fase de evaluación previa del campo. El enfoque del estudio ahora es dinámico, pues se trata de determinar el volumen de producción en un periodo mínimo de explotación.

Si el pozo es productor de fluidos, una vez puesto en producción se tiene más información de las características dinámicas del yacimiento. El estudio se puede dividir en:

a) Observación de las condiciones de producción como son: control de la producción, pruebas de interferencia, control de la presión y control de la saturación. En esta etapa los registros de producción son de vital importancia.

b) Modelación matemática del pozo para simular el comportamiento del yacimiento con lo que se puede lograr la descripción mejorada del yacimiento, análisis del comportamiento del pozo, investigación sobre las alternativas de terminación o de producción, optimización del programa de pruebas, interpretación de las pruebas de producción.

c) Evaluación de sistemas artificiales de recuperación de fluidos.

4.2 RECOMENDACIONES PARA SELECCIONAR REGISTROS

La pregunta ¿qué registros correr? es una situación que a menudo se presenta.

Existen muchos factores que influyen en la selección del registro o registros que se utilizarán: objetivo de la perforación, tipo de formación, conocimiento previo del yacimiento, tamaño y desviación del agujero, tipo de lodo de perforación, costo y disponibilidad del equipo.

Una estructura general para escoger los registros se muestra en las tablas 4.2 y 4.3.

La tabla 4.2 es para condiciones de lodo dulce ($R_{mf} > 2R_w$) y roca suave a media ($R_t < 200$ ohms-m). Estas condiciones son apropiadas para los registros de inducción.

La tabla 4.3 es para condiciones de lodo salado ($R_{mf} < R_w$) o roca compacta ($R_t > 200$ ohm-m) y para casos donde el diámetro de la barrena es grande (> 10 pulgadas) o donde la invasión es profunda. Estas son situaciones favorables para los registros enfocados.

1. POZOS DE RELLENO

Una corrida:
- Inducción / SFL-rayos gamma-sónico.
- 6 curvas: SP, ILD, SFL, GR, Δt, tensión.
- Se corre a 3 000 ft/hr.
- Adecuado en formaciones limpias cuando se conoce la litología.
- Inadecuado en formaciones no compactas, arcillosas y con litología variable.
- Insuficiencia para procesarse por computadora en el pozo o en la oficina.

2. POZOS DE DESARROLLO

Corrida uno:
- Doble inducción / SFL-rayos gamma.
- 5 curvas: SP, Ild, Ilm, SFL, GR.
- Se corre a 5 000 ft/hr.

Corrida dos:
- Rayos gamma.
- Se corre a 1 000 ft/hr.
- 5 curvas: ρ_b, CAL, ϕ_N, GR, tensión.
- Suficiente para procesar en computadora en el pozo o en la oficina.

Corridas adicionales: Probador de formación múltiple, Echado o muestreador de pared.

3. POZOS EXPLORATORIOS

Corrida uno:
- Doble inducción/SFL-rayos gamma-sónico.
- 6 curvas: SP, ILd, ILm, SFL,GR, Δt.
- Se corre a 3 000 ft/hr.

Corrida dos:
- Litodensidad-neutrón-rayos gamma.
- 5 curvas: CAL, ρ_b, Pe, ϕ_N, GR.
- Excelente indicador de gas.
- Determinación de aceite móvil.
- Calibración de profundidades sísmicas.
- Datos completos para un procesador por computadora.

Corrida tres:
- Microrregistro - propagación - electromagnética-espectral de GR.
- Se corre a 1 000 ft/hr.
- 8 curvas: MNOR, MINV, CAL, ϕ_{ep}, U, Th, K, GR.

Corridas adicionales:
- Corrida cuatro: echados.
- Corrida cinco: probador de formación múltiple.
- Corrida seis: muestreador de pared

TABLA 4.2. REGISTROS RECOMENDADOS PARA ROCAS DE DUREZA MEDIA A SUAVE Y CON LODO DULCE.

1. POZOS DE RELLENO

Corrida uno:
- Doble laterolog-Rxo
- 5 000 ft/hr
- 5 curvas: SP, LLd, LLs, MSFL. CAL.

Corrida dos:
- Sónico-rayos gamma
- 1 800 ft/hr
- 2 curvas: GR, Δt.
- Adecuado cuando la litología es bien conocida.
- Inadecuado en litología variable.
- Determinación de aceite móvil.
- No indica presencia de gas.
- Insuficiente para procesado por computadora.

2. POZOS DE DESARROLLO

Corrida uno:
- Doble laterolog-Rxo
- 5 000 ft/hr
- 5 curvas: SP, LLd, LLs, MSFL, CAL.

Corrida dos:
- Litodensidad-neutrón-espectral GR
- 1 800 ft/hr
- 9 curvas: CAL, GR, U, Th, K, Pe, ϕD, ϕN, tensión.
- Buena determinación de litología.
- Determinación de aceite móvil.
- Excelente indicador de gas.
- Inadecuado en pozos rugosos.
- Permite interpretar en el pozo y la oficina.

Corridas adicionales: Probador de formación múltiple, echados, muestreador de pared.

3. POZOS EXPLORATORIOS

Corrida uno:
- Doble laterolog-Rxo
- 5 000 ft/hr
- 5 curvas: SP, LLd, LLs, MSFL, CAL.

Corrida dos:
- Doble de inducción SFL-sónico
- Litodensidad-neutrón-espectral GR
- 5 curvas: SP, ILd, ILm, SFL, Δt.

Corrida tres:
- 1 800 ft/hr
- 9 curvas: CAL, GR, U, Th, K, Pe, ϕD, ϕN, tensión.
- Cálculo de aceite móvil y porosidad secundaria.
- Excelente indicador de gas.
- Calibración de profundidades sísmicas.
- Permite el cálculo en el pozo y oficina.

Corrida cuatro:
- Echados.

Corrida cinco:
- Probador de formación múltiple.

Corrida seis:
- Muestreador de pared.

TABLA 4.3. REGISTROS RECOMENDADOS PARA ROCAS DURAS Y LODOS SALADOS.

En cada uno de los tipos de pozos se listan los posibles registros que se pueden correr: una corrida para pozos de relleno, otra para pozos de desarrollo y una más para pozos de exploración. En pozos de relleno, se asume que el yacimiento ya se ha delineado completamente; el principal requerimiento para un nuevo pozo es investigar la profundidad exacta y el espesor de la zona productora de hidrocarburos; para esta situación se utilizan pocos registros.

La mayoría de los pozos caen en la categoría de desarrollo o de producción. Deben de correrse suficientes registros para distinguir entre gas y aceite, manejar variaciones litológicas y contenido de arcilla. Esto significa que hay que correr combinaciones densidad-neutrón para determinar porosidad, litología y presencia de gas. Para pozos exploratorios, se desea tener toda la información acerca de la estructura, litología, porosidad y saturación de hidrocarburos. Es importante correlacionar secciones sísmicas con sismogramas sintéticos para seleccionar las mejores localidades y obtener información de la presión para optimizar la perforación.

El número de corridas que se requieren en cada caso se muestra en las tablas 4.2 y 4.3. Para cada corrida, el orden en el cual las herramientas se presentan indica la manera en que se pueden combinar en el arreglo del registro, de abajo hacia arriba de la sonda.

Las herramientas de resistividad y porosidad siempre van al fondo y arriba respectivamente, si se corren juntas. Los arreglos varían de 9 a 24 metros de longitud. Esto significa que la primera lectura de una curva dada puede variar de cualquier forma de 1 a 21 metros en el fondo del agujero. Es importante obtener todas las curvas, por lo que se recomienda siempre perforar 24 metros más abajo del objetivo deseado.

4.2.1 SERIE DE REGISTROS PARA LODOS DULCES Y ROCAS DE DUREZA MEDIA A SUAVE

En esta sección se mencionarán aspectos importantes sobre algunas herramientas que pueden ser corridas en formaciones con lodos dulces y en rocas de dureza media a suave, proporcionando una información completa del aspecto litológico del subsuelo.

a) Pozos de relleno

El registro sónico-inducción es el más popular y adecuado cuando las formaciones son bastante limpias. Pueden correrse rápido y dan un índice a partir del método Rwa de la presencia de hidrocarburos. La figura 4.3 es un ejemplo con el SP y el cálculo Rwa en el carril izquierdo; en el central, las curvas de resistividad; en el derecho, el tiempo de tránsito y tensión. La curva Rwa muestra claramente una zona con hidrocarburos de alrededor de 6 pies de espesor en el nivel F. El valor de Rw para las zonas D y G es de 0.02 ohm-m. Consecuentemente el valor de Sw en el nivel F es de 0.33. No es obvio con esas curvas de registros decir si el hidrocarburo es gas o aceite, pero en un pozo de relleno podría conocerse de pozos productores cercanos. La otra lectura alta en la curva Rwa se presenta en las zonas A, B, C, E y H, que son anomalías falsas originadas por el registro acústico.

b) Pozos de desarrollo

En pozos de desarrollo, la herramienta sónica se reemplaza por la combinación neutrón-densidad. La rapidez del registro es tres veces más lenta que la del sónico. Las ventajas del neutrón-densidad son: indica presencia de gas, determina la porosidad y puede realizar correcciones por contenido de lutita, que son independientes de los cambios litológicos.

La figura 4.4 muestra las curvas SP, GR, Rwa y $\Delta\rho$ en el carril izquierdo, las de resistividad en el carril central y las de porosidad en el carril derecho.

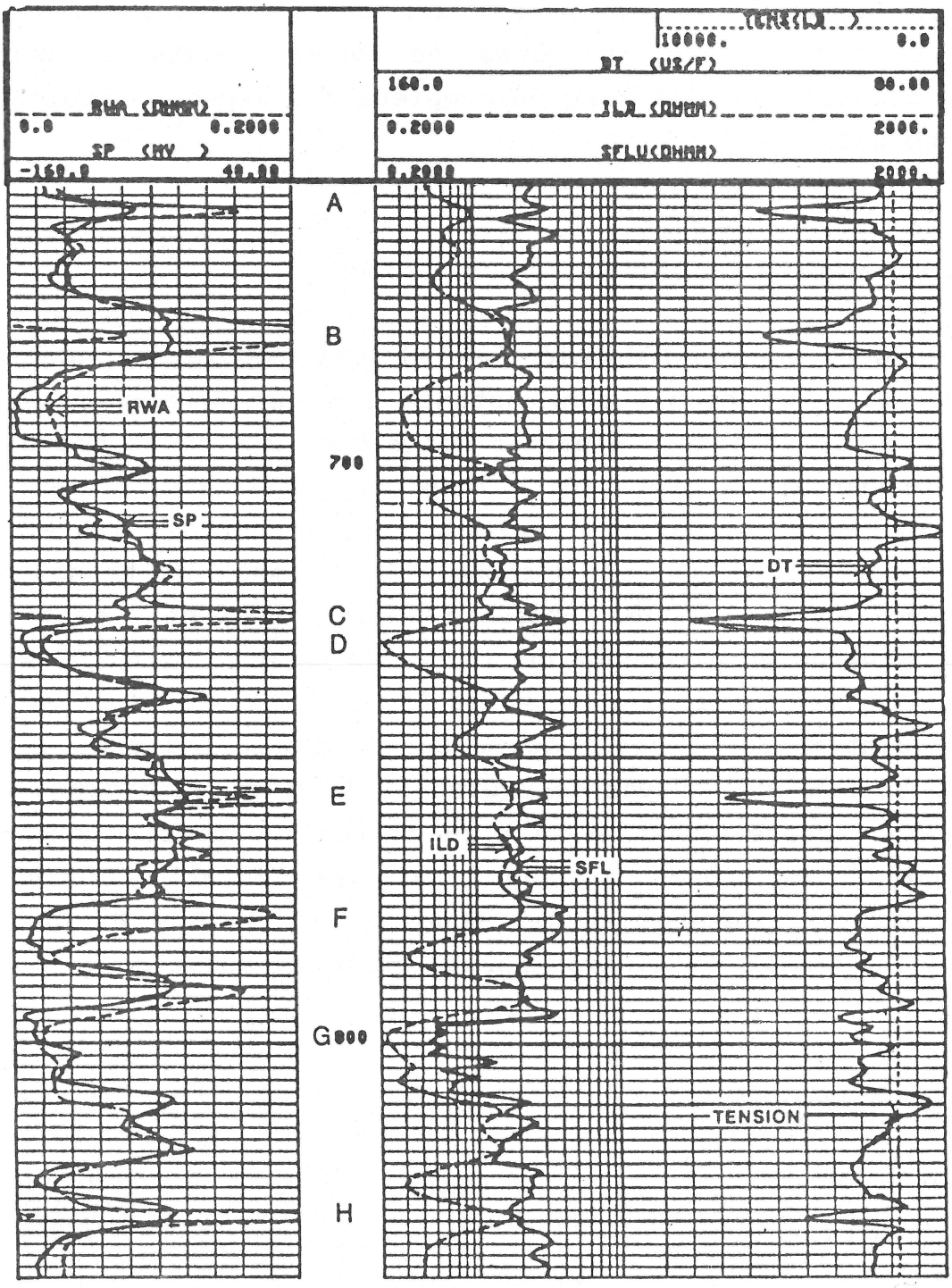


FIGURA 4.3 EJEMPLO DE UN REGISTRO COMBINADO INDUCCION-SONICO (TOMADO DE DEWAN, 1983, P 341).

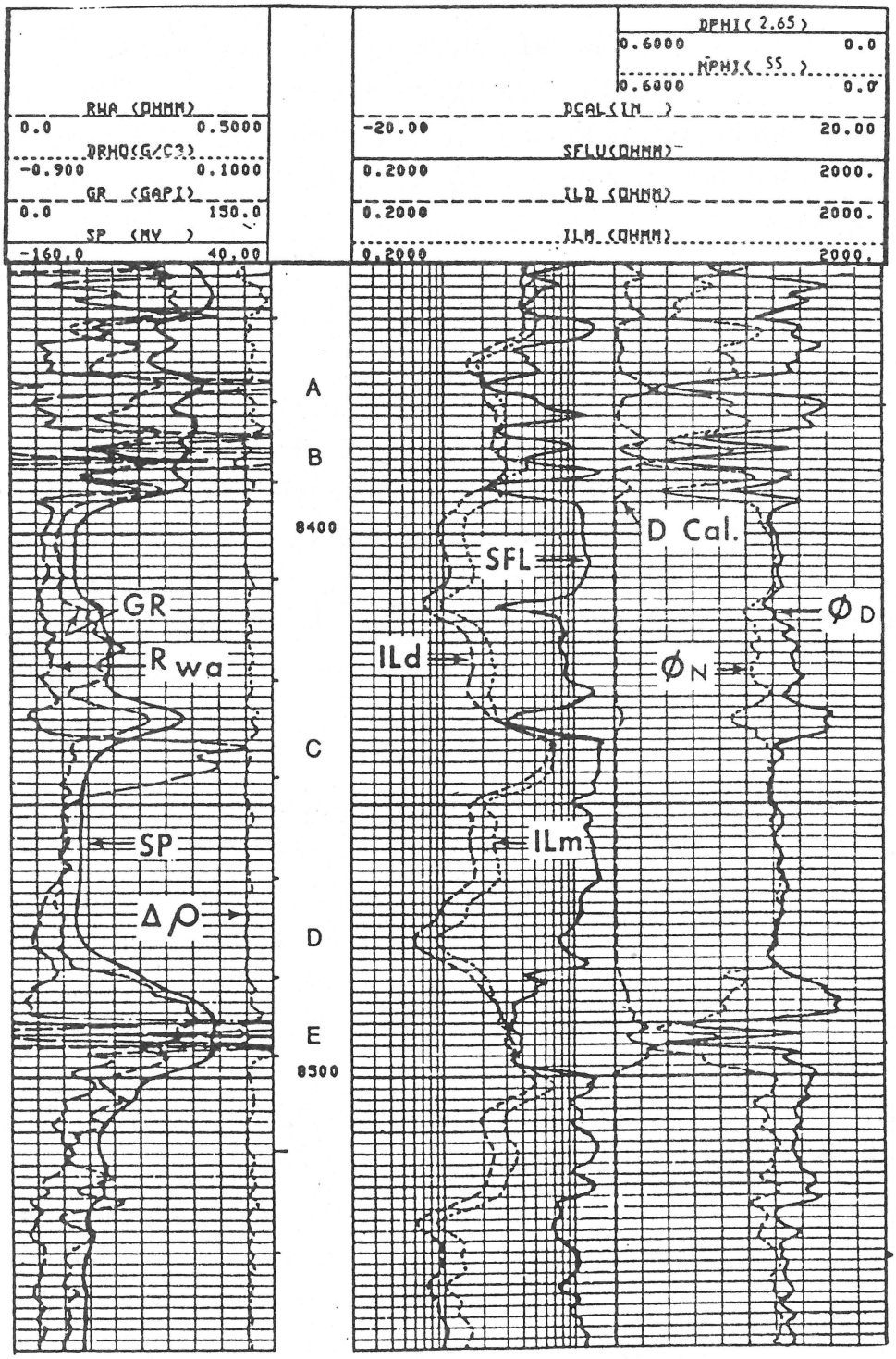


FIGURA 4.4. EJEMPLO DE UN REGISTRO SIMULTANEO DOBLE INDUCCION-SFL-DENSIDAD NEUTRON-GR EN UNA SERIE DE ARENAS Y LUTITAS (TOMADO DE DEWAN, 1983, P. 342)

La curva Rwa muestra sólo un intervalo, zona C, de 10 pies de espesor con posible presencia de hidrocarburos. La Rw es de 0.05 ohm-m (zona D), de tal forma que la saturación de agua en la zona C es de 0.35. El hidrocarburo es aceite, como lo indica la superposición de las curvas neutrón-densidad. La alta porosidad de la zona C, 24 %, parece indicar que la arena es muy limpia.

c) Pozos exploratorios

Para pozos exploratorios el registro sónico se necesita junto con el de densidad-neutrón para calibración de profundidades sísmicas y corrección de la porosidad para el caso de agujeros rugosos. Si los agujeros son grandes (> 14 pulgadas) y se espera alteración de la lutita, el registro sónico de espaciamiento largo puede correrse en lugar del sónico compensado.

El registro litodensidad es recomendable para identificar la litología, particularmente en formaciones con gas.

El registro espectral de rayos gamma ayuda a identificar arcillas y distinguir arenas radiactivas o dolomitas de lutitas.

La combinación propagación electromagnética-micrólog permite estimar la movilidad de hidrocarburos y localizar zonas permeables. Si el espesor del enjarre es mayor de 3/8", esta combinación puede sustituirse por la de proximidad-micrólog. Esto requerirá de tres corridas básicas, las cuales son deseables aun con la combinación de propagación electromagnética-micrólog. Corridas auxiliares como el registro de echados, el probador de formación múltiple y el muestreador de pared, son indispensables en este tipo de situación.

El registro de echados proporciona información estructural y estratigráfica. Los datos de presión del multiprobador de formación pueden definir la continuidad del yacimiento. Las muestras de pared proporcionan información litológica y de permeabilidad.

4.2.2 SERIE DE REGISTROS PARA ROCA DURA Y LODO SALADO

Se corren generalmente en zonas de baja porosidad y resistividad mayores de 200 ohm-m, como es el caso de los yacimientos de carbonatos.

a) Pozos de relleno

Se ocupa el registro sónico junto con el laterolog-Rxo para formaciones limpias y con la litología bien conocida. Se requieren dos corridas porque la litología puede variar ligeramente de pozo a pozo. Es preferible conocer los registros en la etapa de desarrollo.

b) Pozos de desarrollo

Se requiere de dos corridas: la primera es la doble laterolog-Rxo y la segunda con registros de porosidad. La combinación litodensidad-neutrón espectral-GR se recomienda en vez de densidad-neutrón-GR. El de litodensidad es necesario para identificar la litología, particularmente carbonatos con gas. El espectral GR ayuda a distinguir dolomitas radioactivas de lutitas. La figura 4.5 es un ejemplo de una serie de registros corridos en una secuencia de carbonatos. El registro GR muestra que toda la sección es limpia; las profundidades de 205 y 250 ft, correlacionadas con las lecturas de densidad 2.9-2.95 gr/cc, indican que estos intervalos son de anhidrita.

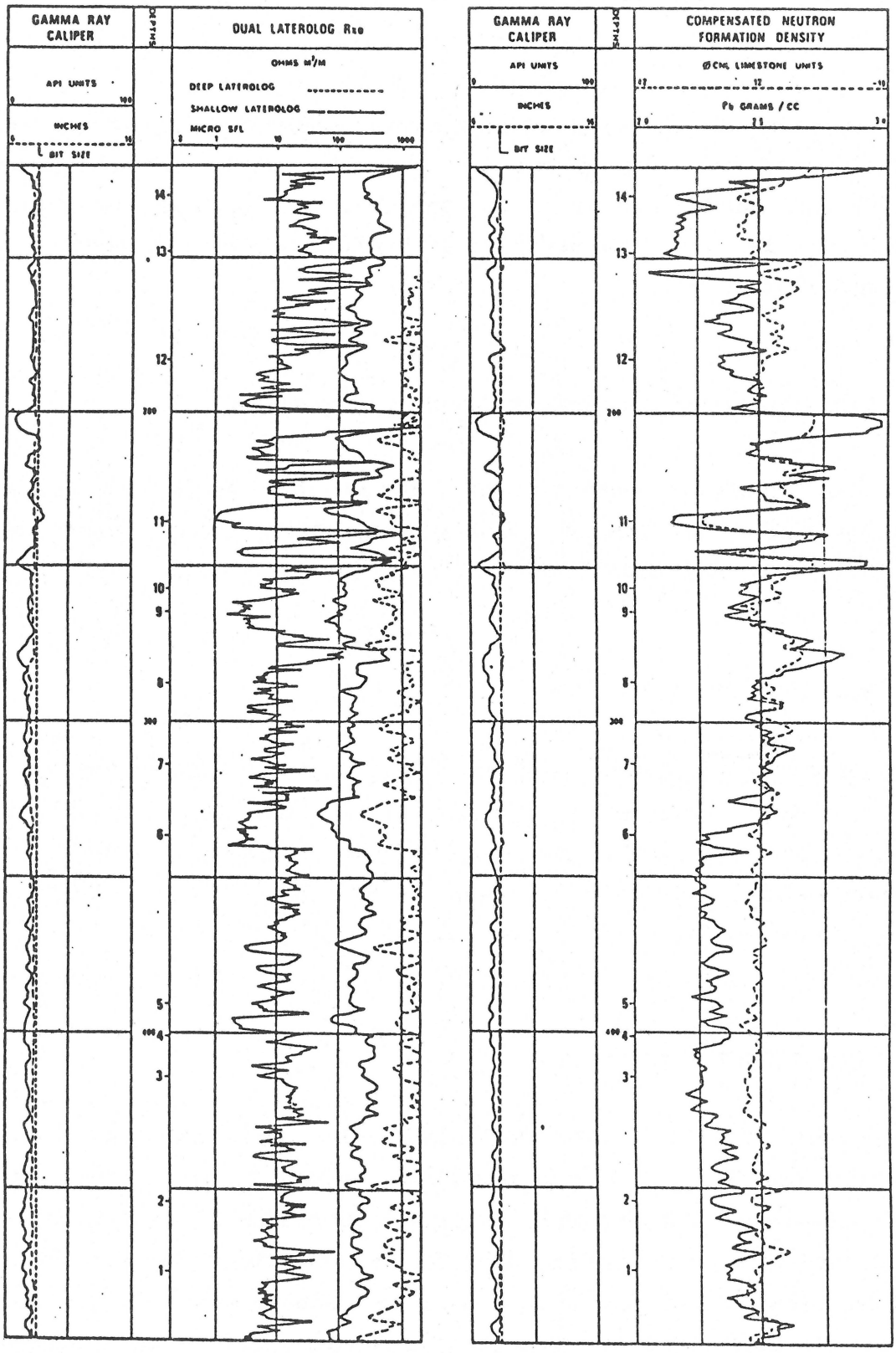


FIGURA 4.5. COMBINACION DE REGISTROS DOBLE LATEROLOG-RXO-DENSIDAD-NEUTRON-GR EN UNA SECUENCIA DE CARBONATOS (TOMADO DE DEWAN, 1983, P. 344).

Las curvas densidad-neutrón se sobreponen entre los niveles 7 y 8. En este intervalo se puede interpretar que la caliza contiene agua; sin embargo, existe gas arriba de la zona y no hay paquetes de lutitas y el intervalo probablemente sea una dolomita con gas. Para poder identificar esto, es recomendable correr el registro de litodensidad.

c) Pozos exploratorios

En pozos exploratorios, donde las zonas con hidrocarburos tienen una resistividad muy alta y las zonas con agua tienen baja resistividad, es recomendable correr las dos herramientas de resistividad: laterolog e inducción, dependiendo del tipo de lodo en cada pozo.

La primera leerá valores más exactos en zonas con hidrocarburos y la segunda en zonas con agua donde se puede calcular Rw (figuras 4.6 y 4.7).

En la zona A de la figura 4.6, ILd es dos veces menor que LLD, esto puede indicar la presencia de hidrocarburo.

En la zona B de la figura 4.7, el LLd lee un valor también mayor que la ILD, pero la resistividad del microrregistro es mayor; si se corre con el registro de potencial natural, el valor Rw se puede obtener. En este tipo de pozos se recomiendan tres corridas.

En el caso de las herramientas de porosidad, se recomienda usar dos de porosidad compensada con el de litodensidad y el espectral GR, ya que puede obtenerse un valor más acertado si existen carbonatos dolomitizados.

El registro sónico es importante para tener información sobre la porosidad secundaria, así como para la prospección sísmica. Otras corridas que se pueden realizar son: registro de echados, probador de formación múltiple y muestreador de pared.

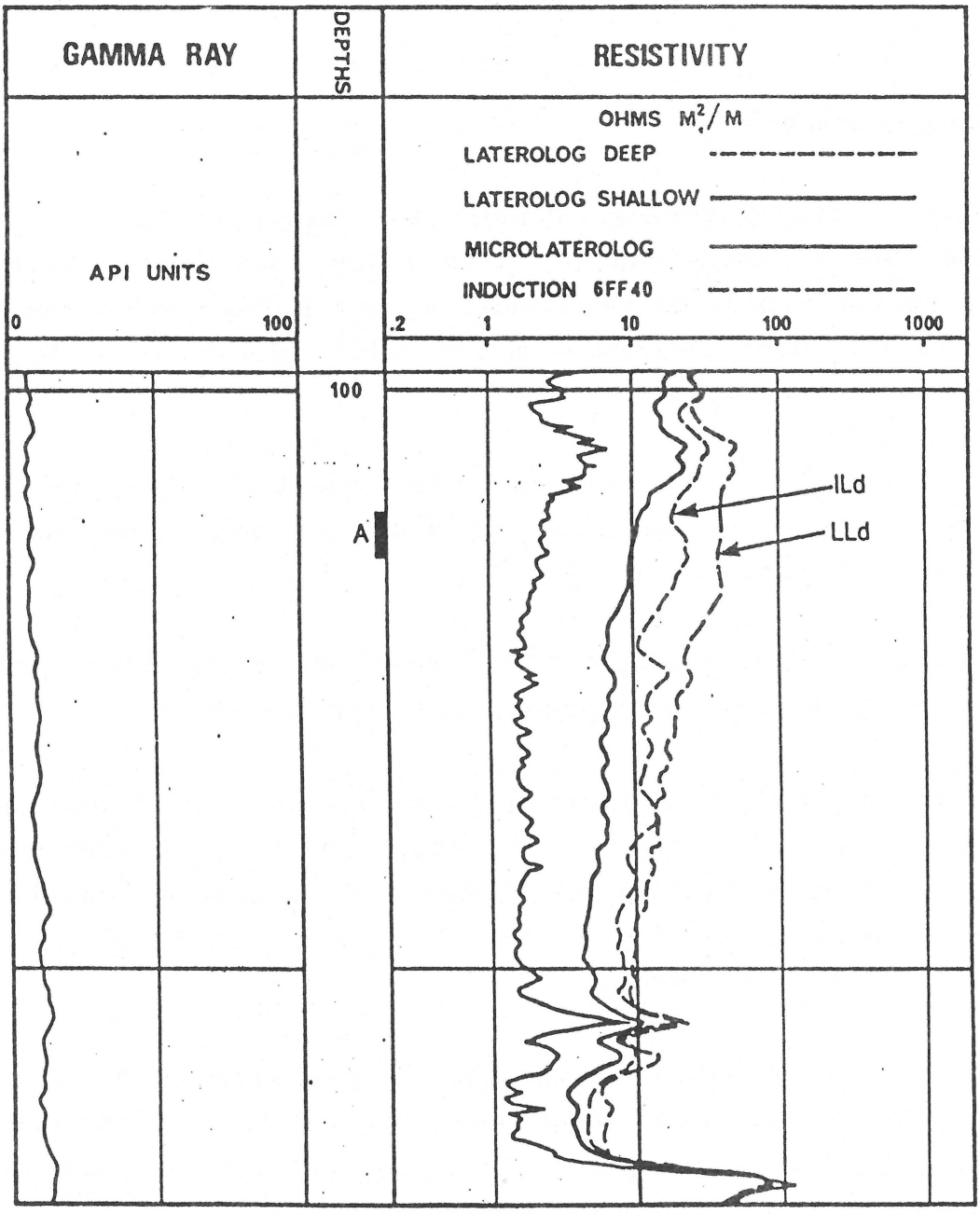


FIGURA 4.6. EJEMPLO DE UN REGISTRO LATEROLOG QUE MUESTRA LA RESISTIVIDAD EN UNA ZONA CON HIDROCARBUROS (TOMADO DE DEWAN, 1983, P. 347).

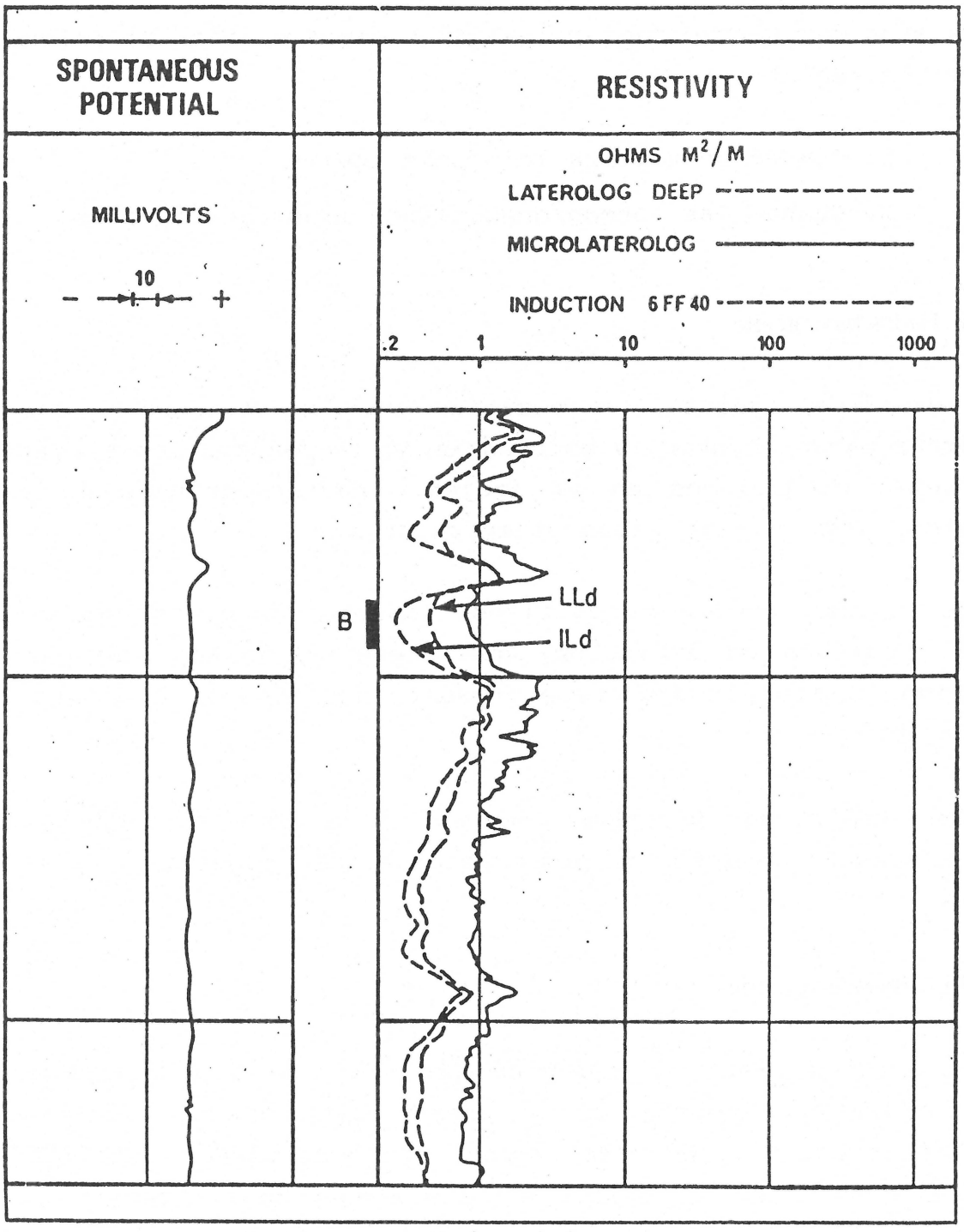


FIGURA 4.7. EJEMPLO DE UN REGISTRO DE INDUCCION QUE MUESTRA LA RESISTIVIDAD EN UNA ZONA CON AGUA (TOMADO DE DEWAN, 1983, P. 348).

4.2.3 SITUACIONES ESPECIALES

Existen dos situaciones que algunas veces cambian la selección de los registros:

1. Cuando se utiliza lodo base aceite.
2. Cuando las formaciones tienen minerales pesados.

a) Lodos base aceite

Lodos base aceite o de emulsión inversa se usan en algunas áreas para aumentar la eficiencia de la perforación y mantener buenas condiciones en el agujero, particularmente en zonas arcillosas y con altas temperaturas.

Estos lodos no son conductivos, limitándose el uso únicamente al registro de inducción, que tiene la ventaja de que las correcciones por agujero e invasión son mínimas con este tipo de lodo.

Los registros densidad, neutrón y sónico funcionan bien, excepto el registro de propagación electromagnético.

b) Minerales pesados

La pirita (FeS_2) y siderita (Fe_2-CO_3) se han encontrado en yacimientos importantes y pueden alterar las lecturas de resistividad. Por tal razón, se recomienda utilizar el registro laterolog porque trabaja a muy baja frecuencia.

El registro de densidad lee altas densidades en formaciones con pirita. El registro sónico puede ser un buen indicador de la porosidad.

4.3 COSTO DE LOS SERVICIOS DE REGISTROS

Estadísticamente los servicios de registros representan alrededor del 15% del costo total de la perforación de un pozo, aunque esta cifra varía en función del tipo de yacimiento, de las características y terminación del pozo, y del equipo de registro empleado. Las compañías de registros cobran cargos determinados por cada servicio, entre los que destacan:

a) *Contrato de servicios exclusivos*:
   - Cargo por equipo
   - Movilización del equipo
   - Facilidades de equipo que debe proporcionar el cliente
   - Personal
   - Movilización de personal
   - Facilidades de personal que debe proporcionar el cliente
   - Garantía mínima sobre contrato de servicio exclusivo

b) *Cargos especiales:*
   - Equipo y personal
   - Cables y herramientas especiales
   - Unidades desmontables
   - Personal especializado
   - Cargo por kilometraje
   - Cargo por copias

c) *Procesamiento de datos:*
   - Evaluaciones
   - Productos de buzamiento y direccional
   - Computaciones sísmicas
   - Transmisión de datos
   - Productos de la unidad computarizada

d) *Cargos varios de operaciones:*
   - Cargo básico
   - Servicios combinados de perfilaje
   - Secciones repetidas
   - Escalas adicionales
   - Operaciones incompletas y canceladas
   - Operaciones en pozos profundos
   - Operaciones en pozos calientes
   - Pozos desviados
   - Recargo por presencia de sulfuros de hidrógeno
   - Cargo por contrato de presión y mástil portátil

e) *Perfilajes:*
   - Resistividad
   - Microresistividad
   - Buzamientos y direccional
   - Radioactivos
   - Sónicos
   - Sísmicos
   - Muestras de formación

f) *Servicios:*
   - Servicios auxiliares
   - Disparos
   - Reparación y pesca
   - Control de producción.

BIBLIOGRAFÍA

ARROYO CARRASCO, F.A., 1985, *Apuntes de registros geofísicos de pozos*, F.I., UNAM, México.

CASTREJON PINEDA, H.R., 1986, *Operación de registros geofísicos de pozos*, Tesis Profesional, F.I., UNAM, México.

DEWAN,J.T., 1983, *Essentials of modern open-hole log interpretation*, Penn Well Books, Tulsa.

CAPÍTULO 5
CORRECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

El objetivo de la interpretación de los registros de pozos es la evaluación de la productividad de las formaciones encontradas por la perforación. Existen cinco ramas importantes en las cuales los registros son de gran utilidad.

1. *Petrolera.* Tiene como objetivo localizar hidrocarburos y dar la pauta para seguir perforando otros pozos en el área de interés, a partir del cálculo de las propiedades petrofísicas; asimismo, contribuir a la comprensión del comportamiento del yacimiento y proporcionar una descripción detallada de éste mismo.

2. *Geohidrología.* La búsqueda de acuíferos. En este caso la perforación es más sencilla; se determinan zonas con contenido de agua y su salinidad para ver qué tipo de aprovechamiento se le dará.

3. *Minera.* En esta área los registros de pozos tienen poco uso. Sirven para determinar paquetes de roca que contengan cierto mineral económicamente explotable.

4. *Geotermia.* Aunque son pocas las herramientas que soportan altas temperaturas, los registros son de utilidad para localizar y detallar características del yacimiento.

5. *Geotecnia.* Es un área en que los registros apenas empiezan a utilizarse. Su mayor uso está en el conocimiento de las propiedades de las rocas de los lugares en donde se cimentarán grandes obras civiles: presas hidroeléctricas, carboeléctricas, edificaciones, túneles, entre otras.

Durante el proceso de perforación las rocas son alteradas por la trituración y por el tipo de fluido que sirvió como

lubricante, ocasionando en las formaciones porosas y permeables infiltraciones del fluido de perforación. En muchos de los casos, la infiltración o invasión proporciona bastante información que servirá para la interpretación de los datos obtenidos en el registro. Generalmente, un pozo se perfora con lodo, que tiene la función principal de ser lubricante y servir de peso para contrarrestar la presión hidrostática. La manera en que se perfora el pozo afecta las condiciones del registro, particularmente en la resistividad del fluido de la formación, diámetro del agujero e invasión del filtrado del lodo en la vecindad del pozo.

5.1 PERFORACIÓN

En la actualidad, la perforación de pozos más común es de *tipo rotaria con circulación de lodo* a través de la tubería, lo cual regresa los recortes de roca a la superficie entre el espacio que forma la tubería y la pared del pozo. Esto origina que las formaciones atravesadas por el pozo estén sujetas a la presión hidrostática y provoquen invasión del filtrado del lodo hacia la formación.

Existen también otros métodos de perforación para las demás áreas. La *perforación por percusión* se utiliza para pozos someros en suelos y en terrenos de recubrimiento. Los *métodos de rotaria con barreno de diamante* se utilizan para trabajos geotécnicos y mineros con los cuales se pueden recuperar núcleos. El *método de rotaria con tricono* es el que más se utiliza para gas y aceite.

5.1.1 PERFORACIÓN POR PERCUSIÓN

Este sistema se usa comúnmente para perforar pozos de agua someros. El instrumento (*barrena*) y el tubo con el cual se realiza la operación están suspendidos de un cable, que se

levanta y baja, permitiendo que la barrena corte la roca mientras el cable tiene tensión. El cable está devanado de tal manera que la barrena rota ligeramente con cada impacto, con esto se aumenta la acción de rompimiento. Una vez que ya ha entrado el tubo, se coloca otro para sellar las formaciones y prevenir colapsos. Se requiere de un sistema que no regrese el fluido, para que la formación no se contamine con el fluido de perforación y que las muestras lleguen limpias a la superficie. Otra ventaja del aparejo es que la muestra se recupera con poca pérdida y disminución del tamaño.

La perforación por percusión es más lenta que la rotaria y menos efectiva en formaciones poco consolidadas. Los estratos impregnados con agua se identifican fácilmente y la contaminación de los acuíferos es mínima porque no hay circulación de lodo. Los equipos pequeños operan hasta profundidades de 100 m. Los equipos grandes pueden llegar a 500 m y los diámetros llegan a ser hasta de 0.5 m.

5.1.2 MÉTODOS DE ROTARIA

Son los más comunes y usados actualmente. El tubo de perforación está compuesto de tubos de 10 metros de longitud, los cuales son unidos conforme avanza la perforación. Mientras la barrena rota, los lodos de perforación fluyen hacia abajo por la parte central del tubo, regresando entre la formación y el tubo. El lodo transporta la roca triturada.

Los equipos de rotaria que se utilizan para la evaluación minera y geotécnica obtienen núcleos continuamente. Las barrenas son cilindros huecos con diamantes para cortar las caras de la roca. A medida que la roca es más competente, el corte será más suave; algunas veces la rugosidad no llega a ser mayor de un milímetro. El núcleo se recupera a partir de un barril que se localiza en la parte de arriba de la barrena. Este barril es empujado hacia arriba con un cable de acero. La

circulación del lodo se mantiene durante la perforación para quitar las partículas finas y reducir la fricción.

El muestreo de núcleos es la meta primaria para la perforación minera y geotécnica, de tal forma que no se requieren agujeros de gran diámetro, de 46 a 146 mm. En esta situación las operaciones de registros se restringen, aunque hay equipos especiales para estas situaciones.

Los sistemas de rotaria que se utilizan para aceite y gas emplean un cortador que gire, el cual consiste de tres conos montados en la barrena. Cuando ésta gira, los conos rotan y los dientes de éstos cortan la roca en pequeños fragmentos que son transportados a la superficie por la circulación del lodo. Existen muchas variantes para proporcionar un corte más rápido de acuerdo con el tipo de roca.

El diámetro de los pozos de aceite, gas y agua se determina por el tamaño requerido para el equipo de prueba y producción; algunas veces se requiere un diámetro mínimo. El diámetro de operación de las barrenas con triconos es de 15 a 45 cm.

5.1.3 RUGOSIDAD DEL AGUJERO

Cuando la perforación es buena y la roca es dura, se obtendrá un agujero de paredes suaves y con diámetro igual al de la barrena. A menudo el agujero es rugoso, esto es, si el diámetro varía con la profundidad. El diámetro también puede variar con el azimut en cualquier sección transversal, es decir, el agujero puede ser elíptico. La elipticidad puede resultar por la forma en que la barrena intersecta una zona afallada o suave, o puede originarse porque el esfuerzo horizontal en una dirección varía. Existen instrumentos mecánicos que miden el tamaño del agujero.

La rugosidad puede originarse por la intersección de una falla, una fractura, una junta, unos cantos, una zona sobrepresionada o por lutitas que se expanden al contacto con el agua. Una gran rugosidad se presenta en sedimentos poco o pobremente compactados. En tales formaciones, el tamaño del agujero puede aumentar con el tiempo a medida que el material se desprende.

5.1.4 DESVIACIÓN DEL AGUJERO

La mayoría de los pozos se perforan verticalmente. Sin embargo, aun los pozos demasiado verticales tienen variaciones de 1 ó 2 grados; variaciones mayores de 5 grados ocurren a menudo en pozos marinos. Pozos perforados con poca inclinación (3 grados o menos) tienden a formar espirales y los pozos con ángulos mayores de 5 grados forman un arco. La desviación ocurre más fácilmente donde la barrena atraviesa una secuencia de capas de diferente consistencia. Se sabe que la desviación está controlada por la rigidez del equipo en la base del agujero. Puede esperarse que diámetros de agujero pequeños se desvíen más que los grandes, esto se debe a que los conectores entre los segmentos de los tubos son más flexibles.

Durante una segunda operación de perforación en el mismo agujero, a veces sucede que la barrena no sigue el curso original del pozo. Esto puede dificultar la localización del agujero original y el perforador puede optar por continuar con una nueva dirección. Algunas veces es posible cementar uno de los dos agujeros, en otras no. En otros casos, si hay una cuerda de perforación abandonada u otra tubería o si no es posible controlar el lodo de perforación, lo más deseable es cambiar la dirección del pozo.

Cualquiera que sea la causa, las condiciones que se crearon pueden confundir la corrida de los registros. La sonda puede irse por el camino no deseado.

5.1.5 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Existen muchas razones para controlar el curso de un pozo, cuando no es totalmente vertical, a una profundidad específica. Muchos pozos perforados en plataformas marinas son desviados a propósito con objeto de tener una sola plataforma y no colocar varias. Desde el punto de vista de los registros, éstos se pueden correr, pero hay que tener cuidado porque el espesor de los estratos puede parecer mayor si no se verticaliza el pozo.

5.1.6 ELEVACIÓN DE REFERENCIA

Las profundidades de los registros están referidas a la elevación de la mesa rotaria (*Kelly bushing*) a menos de que la barrena se mueva; en este caso, la profundidad del registro debe de referirse al nivel de la superficie del terreno.

Es conveniente que el analista de registros conozca las condiciones en que se perforó el pozo para realizar las correcciones pertinentes.

5.2 EFECTOS DE LA PERFORACIÓN EN FORMACIONES

5.2.1 LODOS DE PERFORACIÓN

La influencia del lodo de perforación en la respuesta de los registros dependerá de varios factores que a continuación se describen.

a) Tamaño del agujero

En formaciones arenosas, el diámetro del agujero disminuye por el hecho de que cierta cantidad del fluido que contiene el

lodo (*filtrado del lodo*) penetra a la formación desplazando hacia adentro el fluido de ésta. La pared del pozo actúa como colador, impregnándose la parte sólida del lodo sobre la superficie, con lo cual se forma una capa llamada *enjarre* que ocasiona la disminución del diámetro.

En la respuesta de la herramienta, a mayor diámetro de agujero habrá mayor volumen de lodo alrededor de la herramienta; esto puede ocasionar que la señal inducida no penetre completamente a la formación y que la señal natural se distorsione.

Las compañías de servicio siempre especifican un diámetro óptimo en el cual la herramienta es eficiente.

b) Tipo y densidad del lodo

Los registros funcionan de acuerdo con el tipo de lodo. Por un lado, las señales acústicas se transmiten pobremente en un agujero lleno de aire y a la vez la corriente eléctrica no se conduce en aire o aceite; un lodo salado afectará la señal de conductividad en el registro de inducción; por otro lado, las herramientas enfocadas de resistividad superan esta limitación y dan buenos resultados. La salinidad del lodo afecta a la conductividad, resistividad e índice de hidrógeno.

Por lo que respecta al tipo de lodo, el agua es el fluido más utilizado, aunque el aceite y gas también se ocupan. Otros materiales se agregan al fluido base para darle peso, viscosidad y enjarre. Las partículas sólidas se clasifican como coloides (0.005 a 1 μm), limo (1 a 50 μm) y arenas (50 a 420 μm). Las partículas coloidales determinan la viscosidad y otras propiedades de flujo de los lodos. La viscosidad se controla agregando bentonita u otras arcillas. El tamaño de las partículas o el volumen de barita determinan la densidad del fluido. Las partículas de arena trabajan como abrasivos en las bombas y la tubería.

Sales y componentes orgánicos se agregan para reducir los posibles derrumbes de las lutitas, minimizar la disolución de la sal o anhidrita, y controlar las propiedades de los fluidos a altas presiones y temperaturas.

La densidad del lodo se controla para mantener la presión en el fondo del agujero lo suficientemente alta, de tal forma que los fluidos de la roca no entren en el agujero. Cerca de la superficie es posible perforar con agua o aun con aire, pero a medida que se profundiza, se requiere de un fluido más pesado. Un ejemplo de cómo la densidad del lodo debe aumentar y como progresa la perforación se muestra en la figura 5.1.

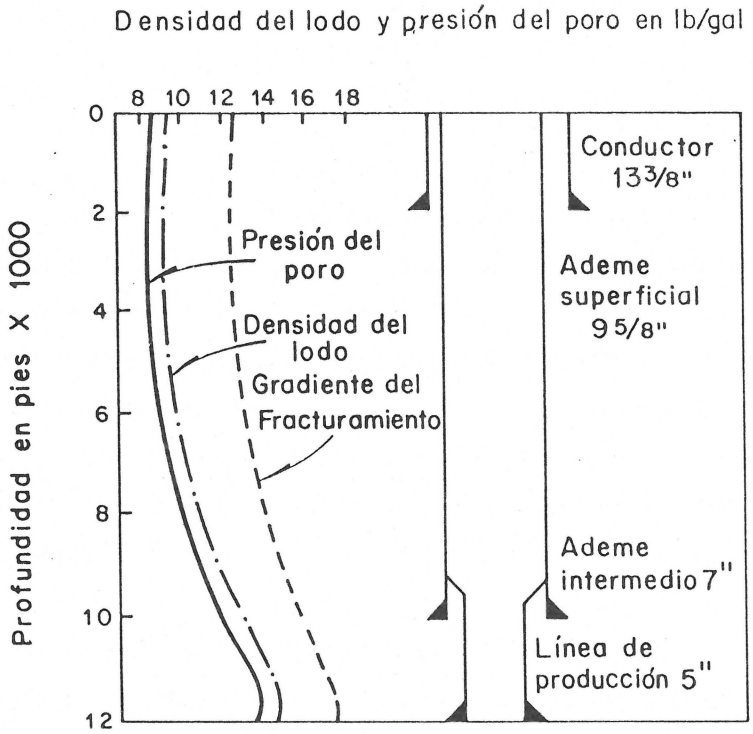


FIGURA 5.1. DISEÑO TIPICO DE UN POZO PETROLERO (HEARST Y NELSON, 1985, P. 29).

A altas densidades aumenta el riesgo de que la roca se fracture y se adhiera a la tubería. La densidad del lodo aumenta naturalmente a medida que las partículas de diámetro pequeño se incorporan al lodo. Si la presión en el agujero disminuye respecto a la de la formación, se le agrega barita que tiene un peso específico de 4.25. Un lodo de alta densidad

en el agujero aumenta la flotabilidad de la sonda de registro, de tal manera que deben agregarse contrapesos para transportarla al fondo del agujero. En agujeros de diámetro pequeño y altamente inclinados, se vuelven más difíciles. La alta densidad de la barita ocasiona que los rayos gamma se atenúen bastante.

5.2.2 INVASIÓN DEL FILTRADO DEL LODO

La respuesta de las formaciones porosas y permeables a la invasión depende de la calidad, tipo de lodo utilizado y de las formaciones perforadas. La figura 5.2 muestra tres perfiles de resistividad diferente que van de la zona lavada a la zona virgen, para el caso de lodos dulces donde Rxo>Rt es la línea continua.

Frecuentemente ocurre que en formaciones de alta porosidad con alta saturación de hidrocarburos, dentro de la zona invadida, el filtrado desplaza más rápido al hidrocarburo que al agua. Esto crea un anillo con una resistividad menor que Rxo o Rt, como se muestra en la línea discontinua de la figura 5.2. Es un fenómeno que dura poco tiempo.

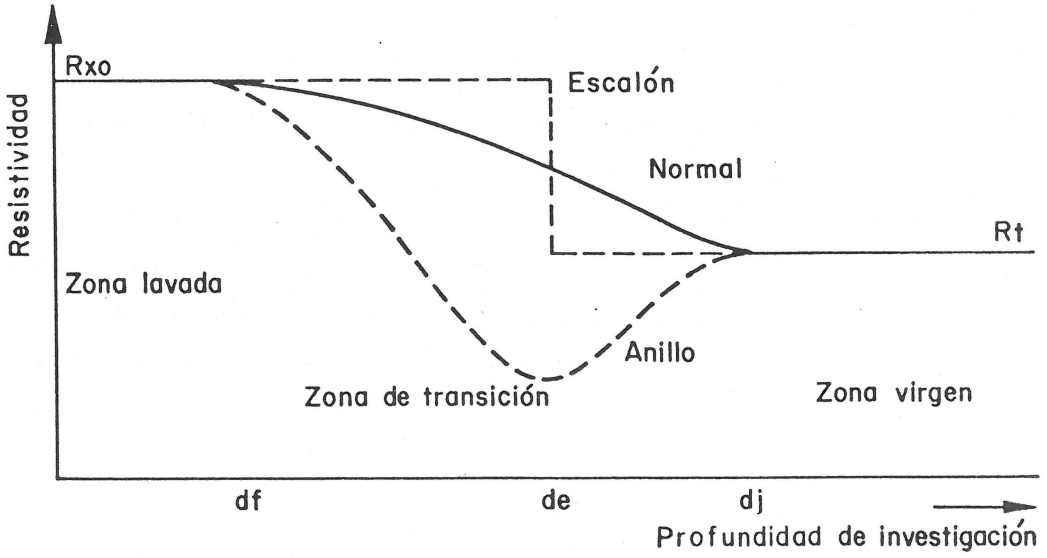


FIGURA 5.2. PERFILES DE RESISTIVIDAD (DEWAN, 1983, P. 30).

5.2.3 CARACTERÍSTICAS DEL FILTRADO DEL LODO

En estudios de laboratorio se ha demostrado que la acumulación de infiltración del lodo a través del enjarre es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de exposición de la acción de la filtración; aunque para grandes exposiciones existe una cierta cantidad que se desvía de esta ley. Ya que el enjarre es el resultado de la precipitación de la parte sólida contenida en el lodo, su espesor es también proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de exposición, la permeabilidad y porosidad del enjarre se encontró que es función de la presión diferencial existente entre el agujero y la formación, así como del contenido de sal del fluido de perforación. Cuando se incrementa la presión diferencial, al principio hay un decremento muy rápido en la permeabilidad y porosidad del enjarre; a presiones diferenciales de alrededor de 50 atm, la porosidad y permeabilidad del enjarre alcanzan valores asintóticamente estables. El electrólito o contenido de sal del fluido de perforación también afecta la permeabilidad y porosidad del enjarre.

Otros experimentos han mostrado que la permeabilidad del enjarre aumenta de una manera constante cuando se le agrega cloruro de sodio al lodo de perforación. Los lodos salados tienen una mayor pérdida de filtrado. La porosidad del enjarre indica una relación variable del contenido del electrólito en el fluido de perforación. En principio, la porosidad puede disminuir muy rápido con el aumento de cloruro de sodio y más tarde incrementarse rápidamente. El aumento en la permeabilidad y porosidad del enjarre con la salinidad del lodo se atribuye a una agregación de las partículas sólidas contenidas en el lodo, lo cual reduce su superficie específica.

Es recomendable que exista un contraste entre las resistividades del filtrado del lodo R_{mf} y la resistividad del agua R_w para apreciar la diferencia en las lecturas de

resistividad en las curvas que detectan las zonas lavada, de transición y virgen (figura 5.3).

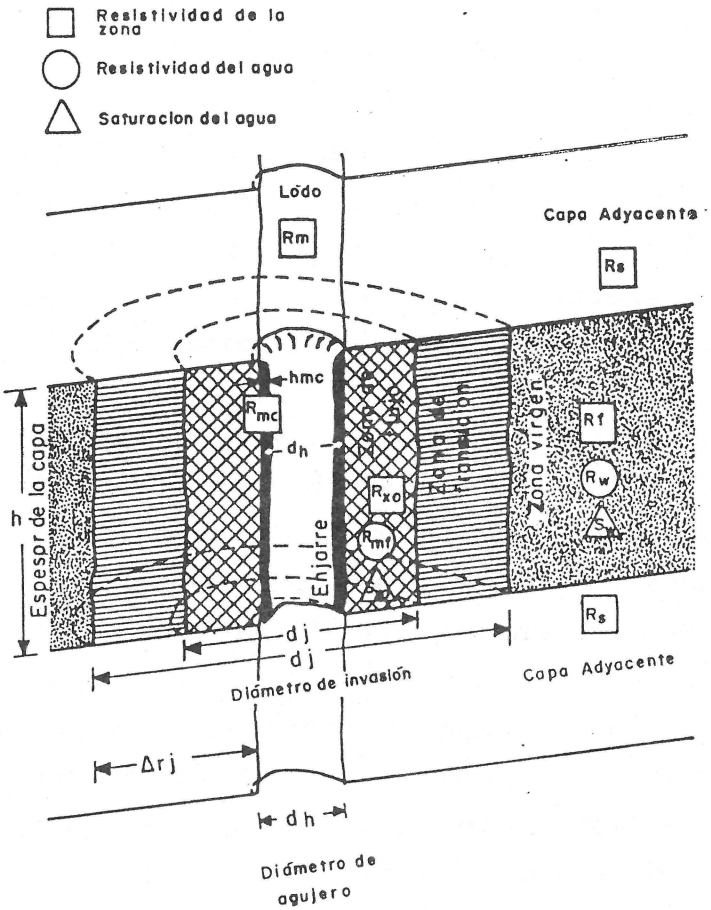


FIGURA 5.3. ESQUEMA DE LAS ZONAS QUE SE GENERAN EN UNA CAPA POROSA Y PERMEABLE CUANDO ES INVADIDA POR EL FILTRADO DE LODO.

La resistividad del filtrado del lodo se mide en la superficie. Se toma una muestra de lodo, de preferencia del que regresa a la superficie, se pasa una muestra a través de un filtro de papel y se mide la resistividad con un resistivímetro. El valor de Rmf se determina a la temperatura del fluido y su valor se coloca en el encabezado del registro.

Muchos de los pozos son perforados con lodos de baja salinidad que tienen valores de Rmf en un rango de 0.4 a 20 ohm-m a la temperatura superficial.

5.2.4 TIPO DE FORMACIÓN

La respuesta de una formación a la invasión será en función del grado de porosidad y permeabilidad de ésta. Se observa una invasión profunda en formaciones con baja porosidad y permeabilidad. Este es el caso de las calizas, dolomías y arenas altamente cementadas. En formaciones con porosidades y permeabilidades altas se observa una invasión somera. Estas relaciones parecen contrarias a lo esperado, pero examinándolas detalladamente son razonables.

Como se considera un mismo lodo de perforación en las diferentes formaciones, la pérdida del filtrado del lodo está condicionada sólo por el lodo, y se considera constante si en todos los casos está controlada por las condiciones del filtro de la presión diferencial. En formaciones con alta porosidad existe mayor espacio para llenar la zona invadida y por lo tanto el frente de la zona de invasión avanza más lentamente. Después de cierto tiempo, la razón de avance del frente de invasión puede retroceder hacia el agujero de acuerdo con la cantidad de difusión iónica en el agua de formación. En formaciones con baja porosidad este retroceso de difusión no puede ocurrir.

Una razón más amplia para invasión somera en formaciones con alta porosidad y permeabilidad es la segregación gravitacional que toma lugar entre el filtro del lodo dulce de baja densidad y el agua contenida en la formación que es más pesada por la salinidad. En tales casos, el filtrado del lodo dulce forma un cono invertido alrededor del agujero.

En formaciones de alta porosidad, el frente de invasión puede retroceder hacia el agujero a cuenta de la difusión iónica.

5.2.5 ACEITE Y GAS RESIDUAL

Para considerar la saturación de aceite y gas residual en la zona invadida se distinguirán dos zonas: *una de flujo* y *otra invadida*. La primera es aquella que rodea el agujero y penetra a una profundidad que no excede las 6 pulgadas. La segunda está detrás de la zona de flujo (figura 5.3).

En rocas impregnadas con agua y para propósitos del cálculo e interpretación de los registros eléctricos, se asume que la cantidad de aceite y gas residual es la misma en las dos zonas. Para este propósito, las rocas se dividirán en dos clases: *de baja* y *alta porosidad*.

En formaciones de porosidad menor del 15%, cuando la permeabilidad es menor de algunos milidarcys, no habrá invasión. Si la permeabilidad está entre 5 y 100 milidarcys, el aceite residual es una función de la pérdida del filtrado. Si la pérdida del filtrado es menor de 10 cc/30 min, se esperará una invasión moderada con una saturación residual del 30% en aceites pesados y 20% en aceites ligeros. Si la pérdida del filtrado es mayor de 10 cc/30 min, se esperará una invasión grande con una saturación residual del 20% para aceites pesados y de 10% para aceites ligeros.

En formaciones que tienen porosidades mayores del 15% y permeabilidades menores de 100 milidarcys, se observará una invasión moderada con un aceite residual cerca del 20%. Si la permeabilidad es mayor de 100 milidarcys, resulta una invasión baja con aceite residual del orden del 30%. En el caso de yacimientos con gas, la saturación residual de gas es siempre mayor que para el aceite.

La figura 5.4 representa un corte horizontal de una formación arenosa que sólo contiene agua. Se tiene en primer lugar, el lodo con resistividad Rm, luego el enjarre Rmc, las zonas lavada Rxo, invadida Ri y, por último, la no invadida Rt.

La figura 5.5 representa las variaciones de resistividades de las diferentes zonas. Partiendo del eje del pozo hacia adentro de la formación, se supone que la resistividad del filtrado del lodo es mayor a la del agua de la formación a la temperatura de ésta.

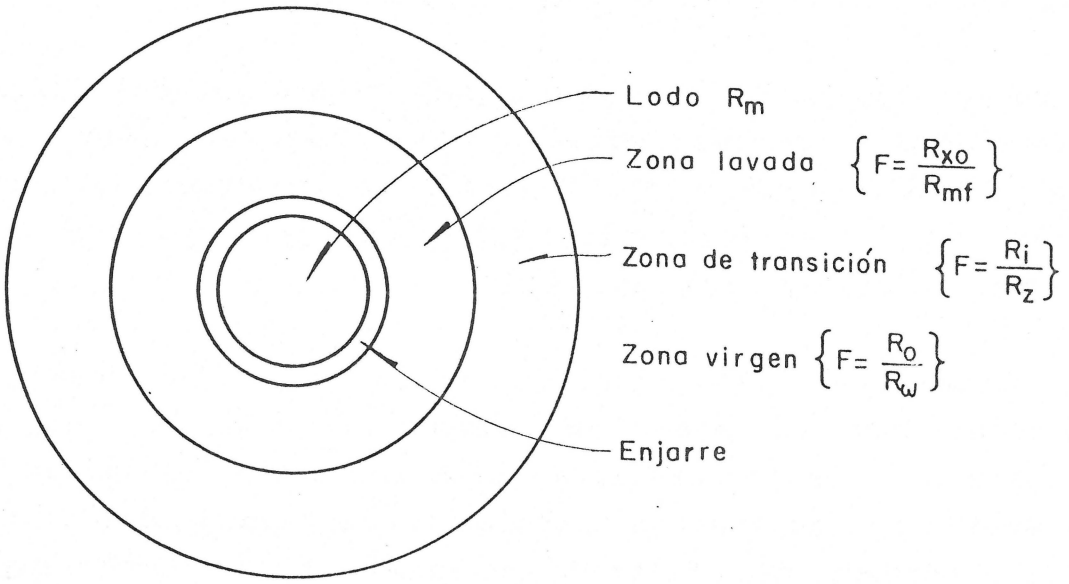


FIGURA 5.4. REPRESENTACION ESQUEMATICA EN UN CORTE HORIZONTAL EN PLANTA DEL COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS (Rmf>Rw) EN UNA ZONA ARENOSA.

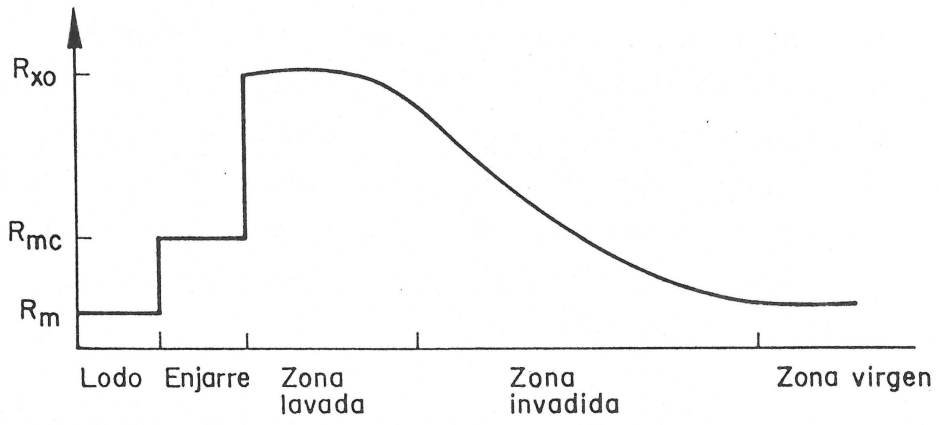


FIGURA 5.5. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LOS VALORES DE RESISTIVIDAD EN UNA ZONA ARENOSA CUANDO Rmf>Rw.

El agua de la formación tiene una resistividad (Ro = FRw), tal vez menor de 1 ohm-m; esto depende del valor del factor de formación F. En condiciones del agujero, la arena es invadida por el filtrado del lodo con una resistividad Rmf. En la zona lavada, el filtrado del lodo ha desplazado el agua de la formación. La resistividad de la zona lavada Rxo se puede obtener por:

$$Rx_o = F \quad Rmf \qquad 5.1$$

La figura 5.6 representa un corte horizontal de una zona con hidrocarburos; para fines de explicación y para evitar confusiones, se llamará Rxt a la resistividad de la zona lavada, cuando contenga hidrocarburos residuales.

El modelo idealizado en la figura 5.7 presenta la distribución que tendrán los fluidos dentro de formación.

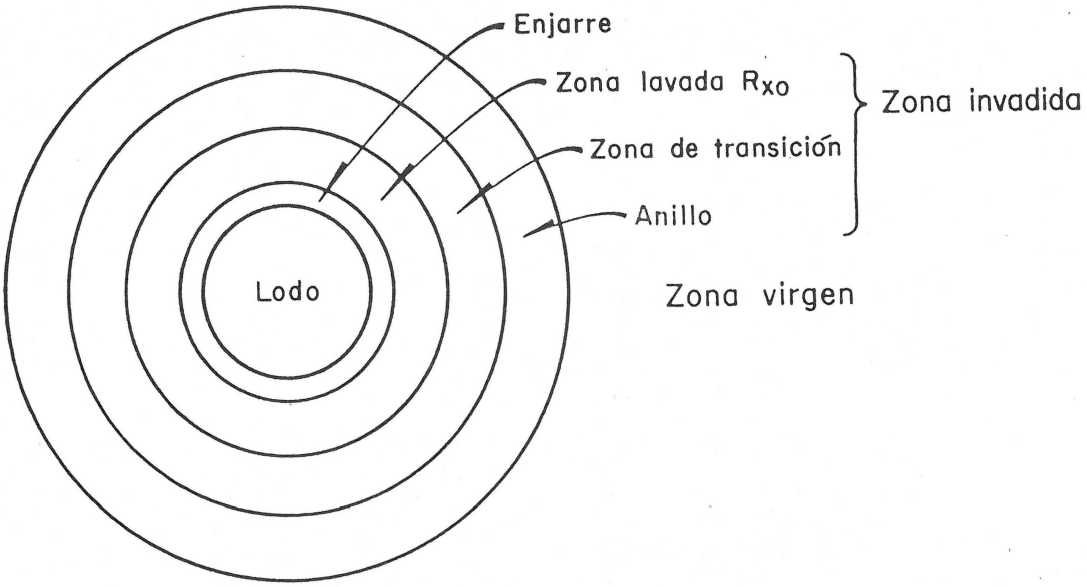


FIGURA 5.6. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN CORTE HORIZONTAL EN PLANTA DEL COMPORTAMIENTO DEL AGUA E HIDROCARBUROS EN UNA ZONA ARENOSA.

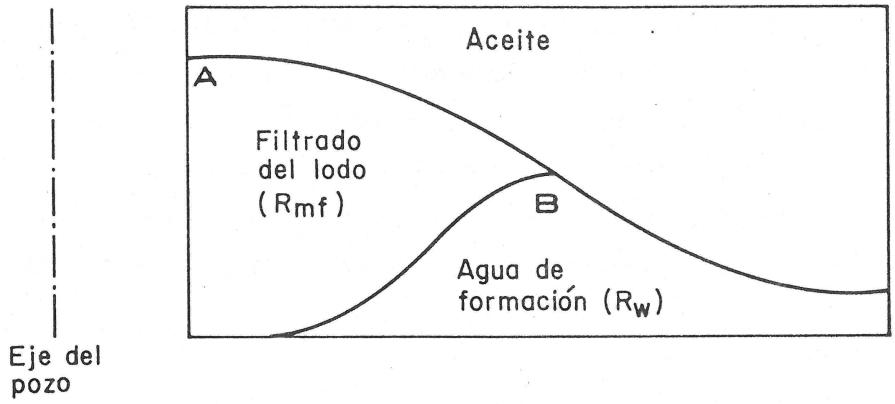


FIGURA 5.7. DISTRIBUCION DE LOS FLUIDOS EN LA VECINDAD DEL AGUJERO (GOMEZ, RIVERO, 1975, PP. 2-23).

La zona invadida tiene cuantitativamente los mismos límites que en el caso de la formación 100% saturada con agua. En ocasiones se puede notar la presencia de un anillo de baja resistividad a cierta distancia de la pared del pozo dentro de la formación que fue desplazada por el filtrado del lodo; si tal anillo no existe, el cambio de la resistividad de Rxt a Rt es gradual. La resistividad Rxt respecto de Rt es variable, pudiendo ser menor, del mismo orden o mayor (figura 5.8).

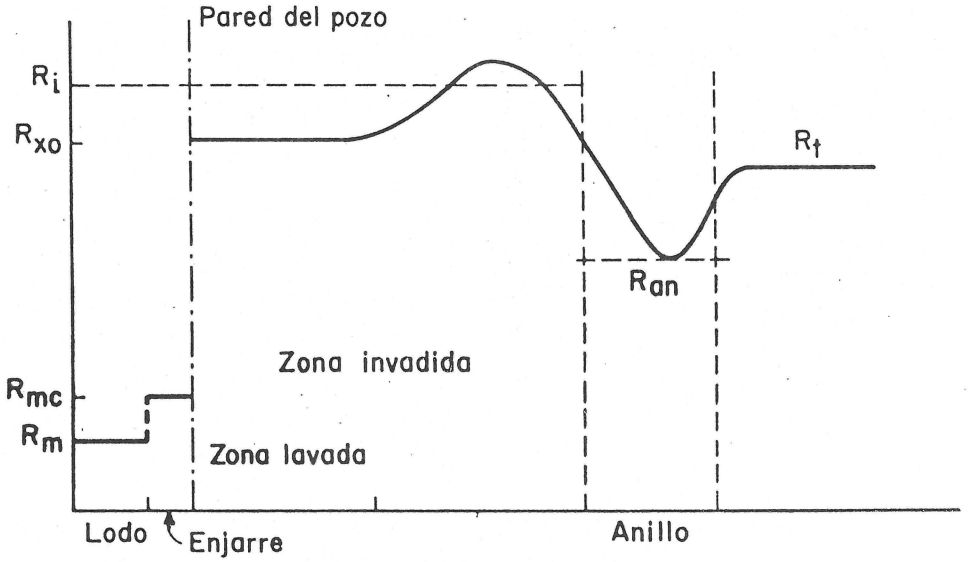


FIGURA 5.8. DISTRIBUCION RADIAL DE RESISTIVIDADES EN LA VECINDAD DEL AGUJERO (GOMEZ RIVERO, 1975, P. 2-23).

5.2.6 SATURACIÓN RESIDUAL DE HIDROCARBUROS (Srh)

a) Efecto sobre la porosidad calculada

El efecto de los hidrocarburos residuales en la zona lavada en los registros de resistividad consiste en aumentar la resistividad. Si se calculara la porosidad, utilizando la expresión 5.1 con el valor de Rxo, se obtendría un valor de ϕ más bajo que el real. La expresión corregida por saturación residual de hidrocarburos se obtiene:

La saturación del agua del filtrado del lodo en la zona lavada de una roca con hidrocarburos está dada por

$$Sxo = \sqrt{\frac{Rxo}{Rxt}} \qquad 5.2$$

donde $Rxo = Sxo^2\ Rxt$, sustituyendo en la expresión de F:

$$F = \frac{Rxo}{Rmf} = \frac{Sxo^2\ Rxt}{Rmf} \qquad 5.3$$

Si utilizamos la ecuación de Humble

$$F = \frac{Sxo^2\ Rxt}{Rmf} = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \qquad 5.4$$

$$\phi = \frac{0.8}{\left(\frac{Rxo}{Rmf}\right)^{1/2.15} \left(Sxo^2\right)^{1/2.15}} \qquad 5.5$$

como $Sxo = 1-Srh$

$$\phi = \frac{0.8}{\left(\frac{Rxo}{Rmf}\right)^{0.465} \left(1 - Srh\right)^{0.93}} \qquad 5.6$$

b) Efecto del agua congénita sobre la saturación

No siempre es posible determinar el valor Ro o Rxo en una zona invadida cien por ciento saturada con agua salada. En esta situación, el factor de formación se puede calcular como:

$$F = \frac{Rxo}{Rw} = \frac{Rxo}{Rmf} = \frac{Sxo^2\ Rxt}{Rmf} \qquad 5.7$$

$$Ro = \frac{Rw\ Sxo^2\ Rxt}{Rmf} \qquad 5.8$$

Sustituyendo estas expresiones en la ecuación de saturación de agua, se tiene:

$$Sw = \sqrt{\frac{Ro}{Rw}} = \sqrt{\frac{Rw\ Sxo^2 Rxt}{Rmf\ Rt}} = Sxo \sqrt{\frac{Rxt}{Rt}}\ \sqrt{\frac{Rw}{Rmf}} \qquad 5.9$$

$$Sw = (1 - Srh) \sqrt{\frac{Rxo}{Rt}}\ \sqrt{\frac{Rw}{Rmf}} \qquad 5.10$$

Las relaciones de saturación pueden aplicarse también a la zona lavada (ecuaciones 5.7 a 5.10). Es común determinar este valor a partir de la ecuación general de la siguiente manera:

$$Sxo = \sqrt{\frac{Rmf}{Rxo\phi^2}} \qquad 5.11$$

5.2.7 MOVILIDAD DE FLUIDOS

Aunque es un fenómeno inoportuno para la evaluación de un yacimiento, la invasión puede usarse como un indicador de la mobilidad de fluidos. Los hidrocarburos son susceptibles a desplazarse. La diferencia entre los cálculos de las saturaciones Sxo y Sw es la cantidad de hidrocarburos móviles. El índice de producción de aceite IPA, se define como:

$$IPA = \phi\ (Sxo - Sw) \qquad 5.12$$

Si se justifica considerar que el desplazamiento de los hidrocarburos durante la invasión del filtrado del lodo es representativo de lo que ocurrirá en el pozo, cuando éste está a punto de producir, el IPA será un índice útil de la posible recuperación. Si la diferencia (Sxo - Sw) es muy pequeña, la movilidad y recuperación será muy baja.

El factor de recuperación f se define como:

$$f = (Sxo - Sw)/(1 - Sw) \qquad 5.13$$

el cual es la fracción de recuperación de los hidrocarburos iniciales.

5.3 EFECTO DE LA GEOMETRÍA DE LA HERRAMIENTA

5.3.1 DIÁMETRO DE LA HERRAMIENTA Y DESCENTRALIZACIÓN

Existe un diámetro mínimo por el cual la herramienta puede pasar a través del agujero. Para cada herramienta se tiene un rango de diámetro apropiado para diferentes tamaños de agujero.

La herramienta de registro puede tomar tres posiciones relativas respecto al agujero: centrada, descentrada (*stand off*) y pegada a la pared (δ=0), figura 5.9.

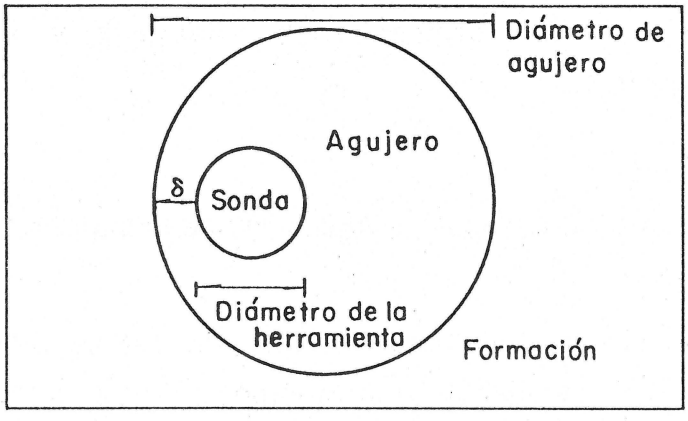


FIGURA 5.9. POSICION DE LA SONDA EN EL AGUJERO (SERRA, 1982, P. 33).

La posición correcta de la herramienta es obligatoria para realizar algunas medidas. Se asegura por medios mecánicos, uno o varios centralizadores (como el caso de la BHC), un patín (CNL, FDC). El registro de inducción a menudo requiere de *stand off*. El posicionamiento se vuelve aún más importante en pozos desviados, donde la sonda tiende a acomodarse a lo largo del lado más bajo del agujero (figura 5.10).

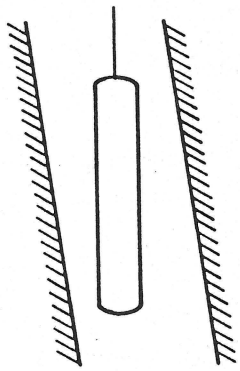


FIGURA 5.10. ESQUEMA DEL POSIBLE POSICIONAMIENTO DE LA SONDA EN AGUJERO DESVIADO CUANDO NO TIENE CENTRALIZADORES.

El coeficiente de descentralización se expresa como:

$$\varepsilon = 2\delta/(da - dh) \qquad 5.14$$

donde: da es el diámetro del agujero y dh el diámetro de la herramienta.

ε es 1.0 para una herramienta centrada y 0.0 cuando está pegada a la pared.

5.3.2 ESPACIAMIENTO DE LOS ELECTRODOS Y PROFUNDIDADES DE INVESTIGACIÓN

Las herramientas de registro no toman lecturas puntuales. Las señales que se obtienen provienen de un volumen finito de formación y agujero que rodea al sistema de detección.

Las herramientas con un solo detector (SP, GR y otros) responden a un volumen en forma de esfera, centrada al sensor, si el medio es homogéneo.

Las herramientas que utilizan una fuente o un emisor (arreglos electródicos de corriente, bobinas de inducción, fuente de neutrones, transmisores de ondas acústicas, etc.) y un detector (electrodo de potencial, bobina receptora, detector de rayos gamma o neutrones, receptor acústico, etc.) reciben una señal de un volumen de formación cuyo espesor es del orden del espaciamiento fuente-detector.

Cuando se utilizan dos detectores (herramientas de densidad, neutrón y acústica), la diferencia entre las señales recibidas es una medida de un tramo de formación entre la separación de los detectores, lo cual proporciona la resolución vertical.

Las medidas de los registros son valores promediados, integrados sobre un volumen de formación cuyas dimensiones y forma dependen de la geometría de la herramienta y de la naturaleza de la medida.

De acuerdo con su profundidad de investigación, las herramientas por sus características se clasifican en *microherramientas* y *macroherramientas.*

a) Microherramientas

Los sensores y emisores están montados en un patín que está presionado contra la pared del pozo. El volumen de investigación es pequeño.

Para una herramienta de densidad compensada (FDC), el volumen medido es una hemiesfera de radio menor de 10 cm. Para el microlog (ML), la hemiesfera es de aproximadamente 5 cm. Para

una microlaterolog (MLL), las líneas de corriente forman una trompeta y penetran alrededor de 10 cm en la formación. En la microesférica enfocada (MSFL), las líneas de corriente forman un haba.

La figura 5.11 muestra esquemáticamente la manera y forma de investigación de este tipo de herramientas.

b) Macroherramientas

Miden un volumen que abarca desde 0.5 a 5 m^3 de formación, el cual puede ser esférico, cilíndrico o en forma de disco (figura 5.12). La sonda en este caso es el eje de referencia (aunque esto no es estrictamente cierto).

Entre las herramientas de resistividad existen las que hacen lecturas someras y profundas. Las de investigación somera son LLs, SFL, LL8 e ILM, y las de investigación profunda: ILD y LLD.

Como regla general, la profundidad de investigación aumenta con espaciamiento, mientras que la definición vertical decrece. Por ejemplo, el micrologo brinda una resolución vertical de las capas muy detallada, mientras que las sondas de investigación profunda (ILd o LLd) tienen mayor profundidad de investigación.

La figura 5.13 muestra cómo estos factores varían con la configuración de la herramienta.

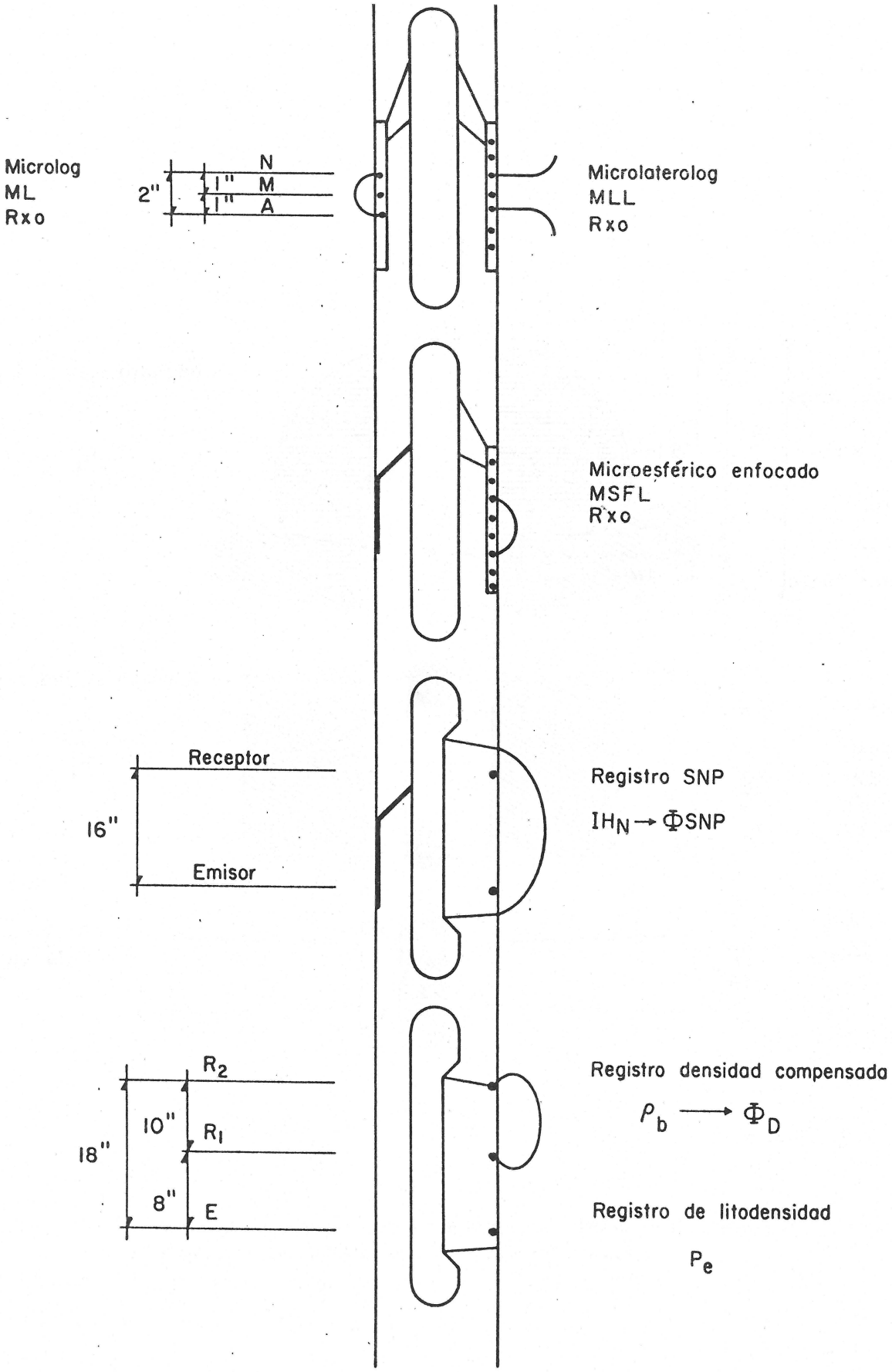


FIGURA 5.11. ESQUEMA DE LAS PRINCIPALES HERRAMIENTAS DE TIPO MICRO [NO ESTAN DIBUJADAS A ESCALA] (SERRA, 1982, P. 34).

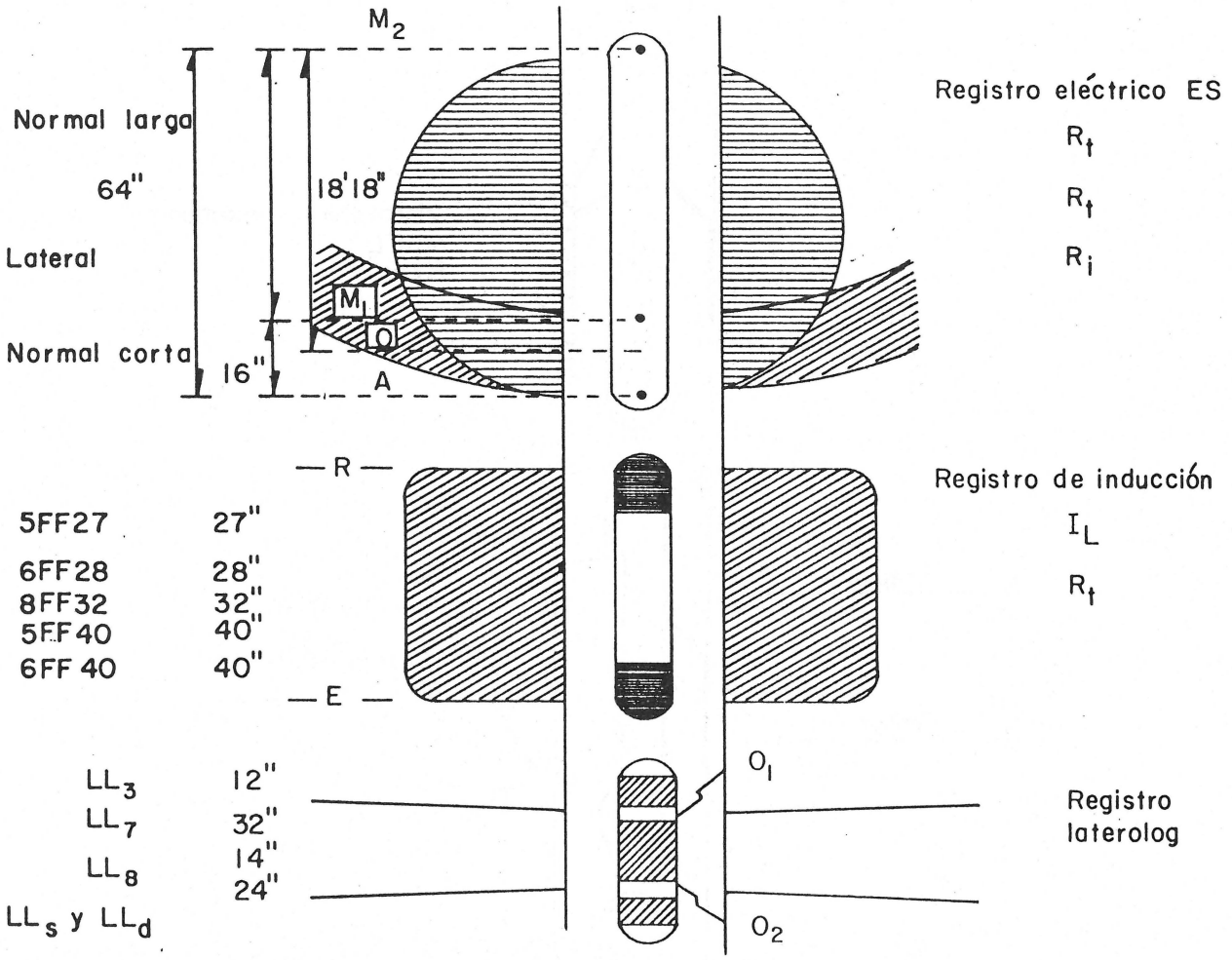
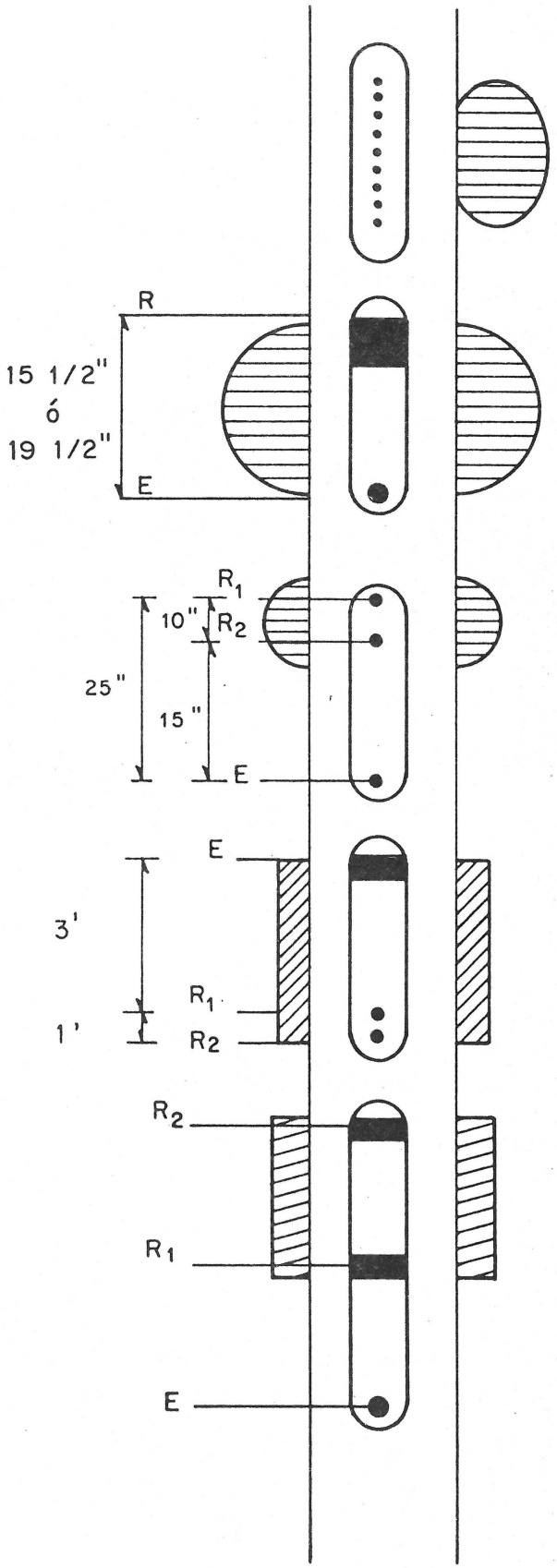


FIGURA 5.12. ESQUEMA DE LAS PRINCIPALES HERRAMIENTAS MACRO [NO ESTAN DIBUJADAS A ESCALA] (SERRA, 1982, P. 34).



Registro esférico enfocado

S_F

R_i

Registro rayos gamma

Neutrón

GNT

$IH_N \rightarrow \Phi N$

Registro neutrón compensado

CNL

$IH_N \rightarrow \Phi CNL$

Registro sónico

SL o BHC

$\Delta_t \rightarrow \Phi_s$

Registro de decaimiento termal de neutrones

T D T

$\Sigma \rightarrow S_W$

FIGURA 5.12. (CONTINUACION)

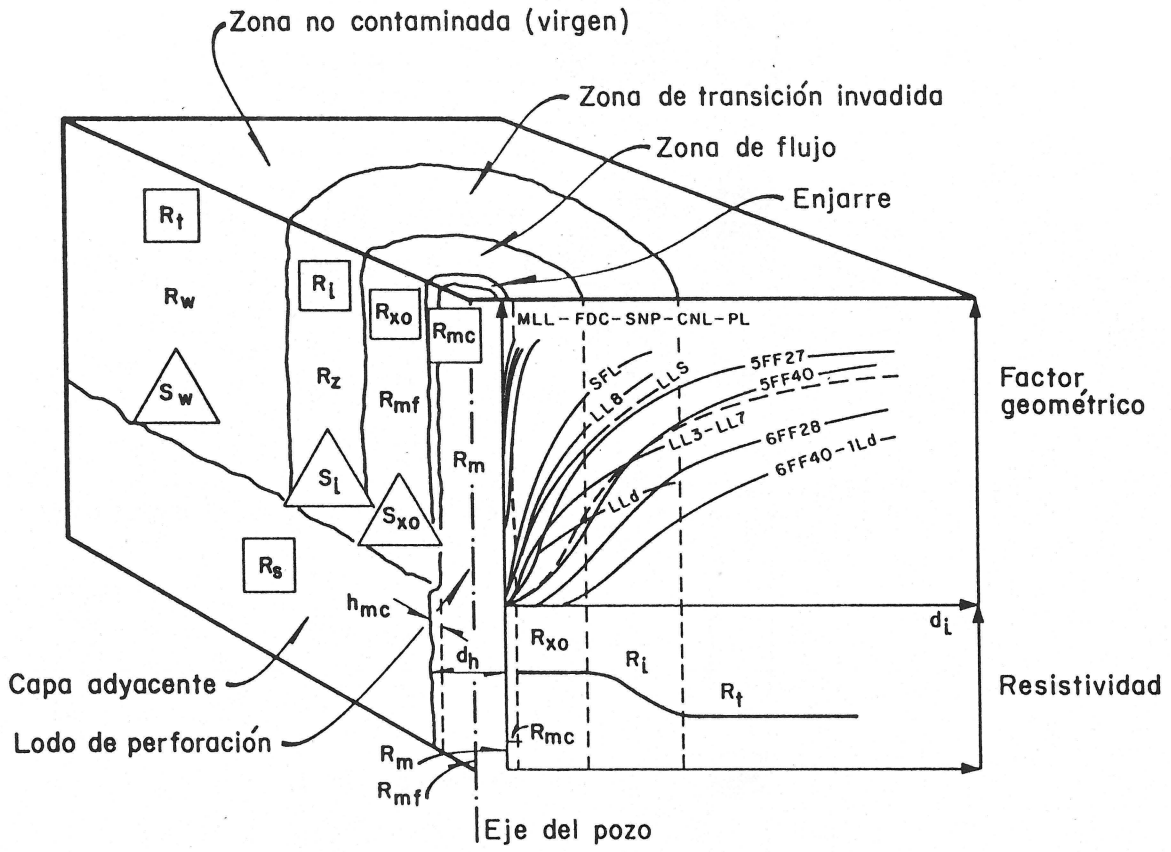


FIGURA 5.13. ESQUEMA DE LA DISTRIBUCION DE ZONAS EN LAS ZONAS DE LAS VECINDADES DEL POZO QUE MUESTRA LA DISTRIBUCION DE FLUIDOS, RESISTIVIDAD, SATURACION Y FACTORES GEOMETRICOS RADIALES DE LAS PRINCIPALES HERRAMIENTAS (SERRA, 1982, P. 35).

5.3.3 RESOLUCIÓN VERTICAL

Una secuencia sedimentaria consta de una serie de capas de varios espesores que difieren en sus propiedades litológicas y petrofísicas. En teoría cada capa puede distinguirse de sus vecinas por su comportamiento en el registro. Esto generalmente sucede cuando las capas son gruesas.

Las capas delgadas presentan un aspecto diferente. Se requiere de que exista un contraste muy grande entre la litología, las

características de diseño de la herramienta y la velocidad de la sonda.

La resolución de una capa a través de una secuencia sedimentaria depende de un número de factores que sean diferentes para cada herramienta, entre los que se pueden distinguir:

- Espesor de las capas.
- Geometría de la herramienta y tipo de medición.
- Contraste de lecturas en la capa y sus capas vecinas.
- Respuestas parásitas de las herramientas (zonas blindadas, polarización de los electrodos (son características de las medidas del registro de resistividad convencional).

La resolución de la capa puede estar afectada por la constante de tiempo y la rapidez de obtención del registro.

Si los límites de las capas no son agudos, entonces existe una zona de transición gradual entre las lecturas. La pendiente de la zona de transición afecta la resolución de la capa.

Las capas delgadas (menores que el espaciamiento de los detectores) pueden distinguirse en el registro. La señal medida, aunque es un promedio de las contribuciones de todas las capas dentro del volumen de investigación, causa problemas en la obtención del valor verdadero aun después de la corrección.

En este punto se introducirá el concepto de *electrocapa*, el cual corresponde a las capas que se distinguen "a ojo" en el registro. Estas capas tienen las siguientes características:

- Son al menos del tamaño del espaciamiento efectivo entre los electrodos.
- El volumen es un promedio.
- Su aparente respuesta homogénea es un promedio de las contribuciones de los subestratos de acuerdo con su espesor y características del registro.

Las herramientas con una resolución fina que se pueden utilizar para distinguir con detalle una secuencia sedimentaria son: EPT (propagación electromagnética), MPL (microproximidad), MLL (microlaterolog), ML (microlog), o bien, registros de echados de alta resolución (HDT y SDT).

5.4 Rapidez del registro

No es la misma para todas las herramientas. Los fenómenos naturales y de inducción por radiactividad son aleatorios, requieren de la acumulación de datos tomados sobre un periodo de tiempo y calcular la media para obtener una lectura representativa. Esta acumulación o periodo de muestreo corresponde a la constante de tiempo.

La constante se cambia de acuerdo con la relación del nivel de conteos y a la precisión deseada. La constante se ajusta de manera que la herramienta viaje 30 cm en un periódo de tiempo constante (véase tabla 5.1). Una resolución vertical de 0.60 a 0.90 m puede obtenerse en estas condiciones.

Otros factores que limitan la rapidez del registro son:

- La inercia del galvanómetro. Puede tener suficiente tiempo para deflectar al valor total.
- Tensión del cable.
- Daño al equipo del tipo de almohadilla.

En las películas de los registros se marca la velocidad del registro con un pequeño brinco en la parte izquierda del carril izquierdo cada minuto de corrida. Un ejemplo se muestra en la figura 5.14.

EQUIPO		RAPIDEZ (m/min)
SP		30
IL		30
Laterolog		15
MLL		10
Neutrón	T = 2 seg	9
GR	T = 3 seg	6
FDC	T = 4 seg	4.5
TDT		
BHC		20
Amplitud de agujero		10

TABLA 5.1. RAPIDEZ MAXIMA RECOMENDADA PARA OBTENER LOS REGISTROS.

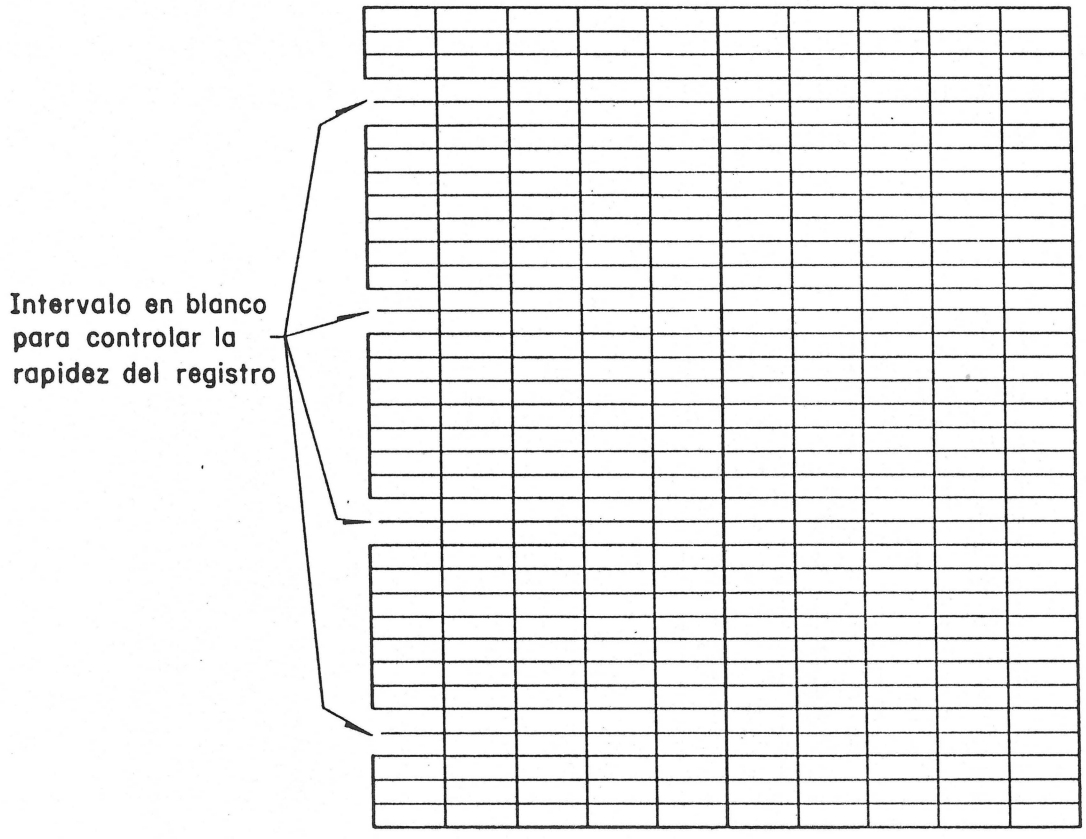


FIGURA 5.14. EJEMPLO DE LA MANERA EN QUE SE MARCA EL TIEMPO EN UN REGISTRO PARA CALCULAR LA RAPIDEZ.

5.5 AMBIENTES HOSTILES

La temperatura en el pozo aumenta con la profundidad como una función del gradiente geotérmico y de la densidad del lodo por gases corrosivos. Las compañías de servicio proporcionan los límites de operación de cada herramienta.

5.6 MAGNETISMO

A veces alguna de las partes móviles del carrete de la unidad de registro se magnetiza accidentalmente e induce en el cable del registro que se va enrollando una corriente eléctrica de cierta frecuencia y de baja amplitud, la cual se superpone a la curva que se está registrando. Cuando esto ocurre, algunas curvas, en especial la de potencial natural, presentan ciclos de tipo senoidal (figura 5.15), siendo la longitud del periodo 2π veces del diámetro del carrete. La forma como se elimina este efecto es poniendo a tierra el carrete.

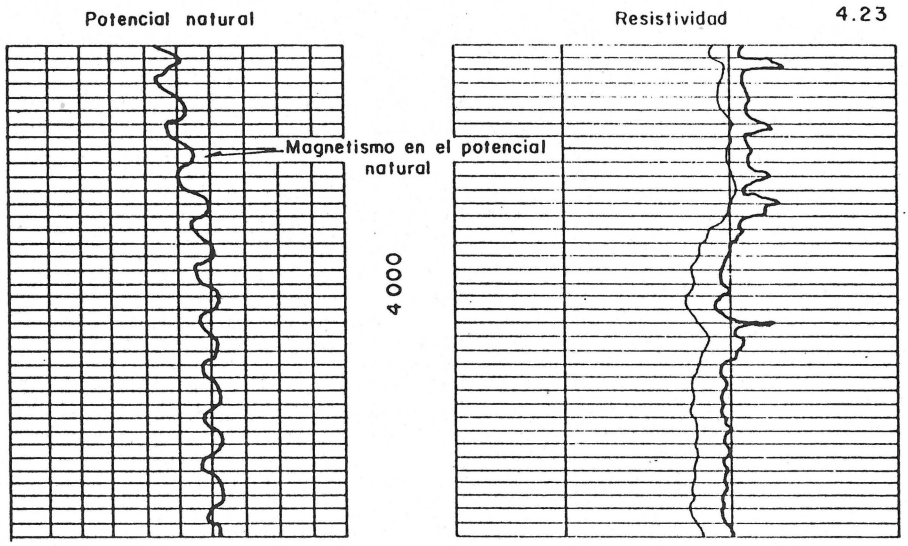


FIGURA 5.15. REPRESENTACION DE COMO SE PRESENTA EL MAGNETISMO EN EL REGISTRO DE POTENCIAL NATURAL (HILCHIE, 1978, P. 4.11).

5.7 BIMETALISMO

Cuando la herramienta o el cable del equipo no están bien aislados, se genera una pequeña fuerza electromotriz por el contacto de las piezas metálicas que están en presencia de un medio conductor, lodo. Este efecto es muy común en los registros de inducción y sobre todo en el registro sónico. La figura 5.16 muestra como se presenta este efecto.

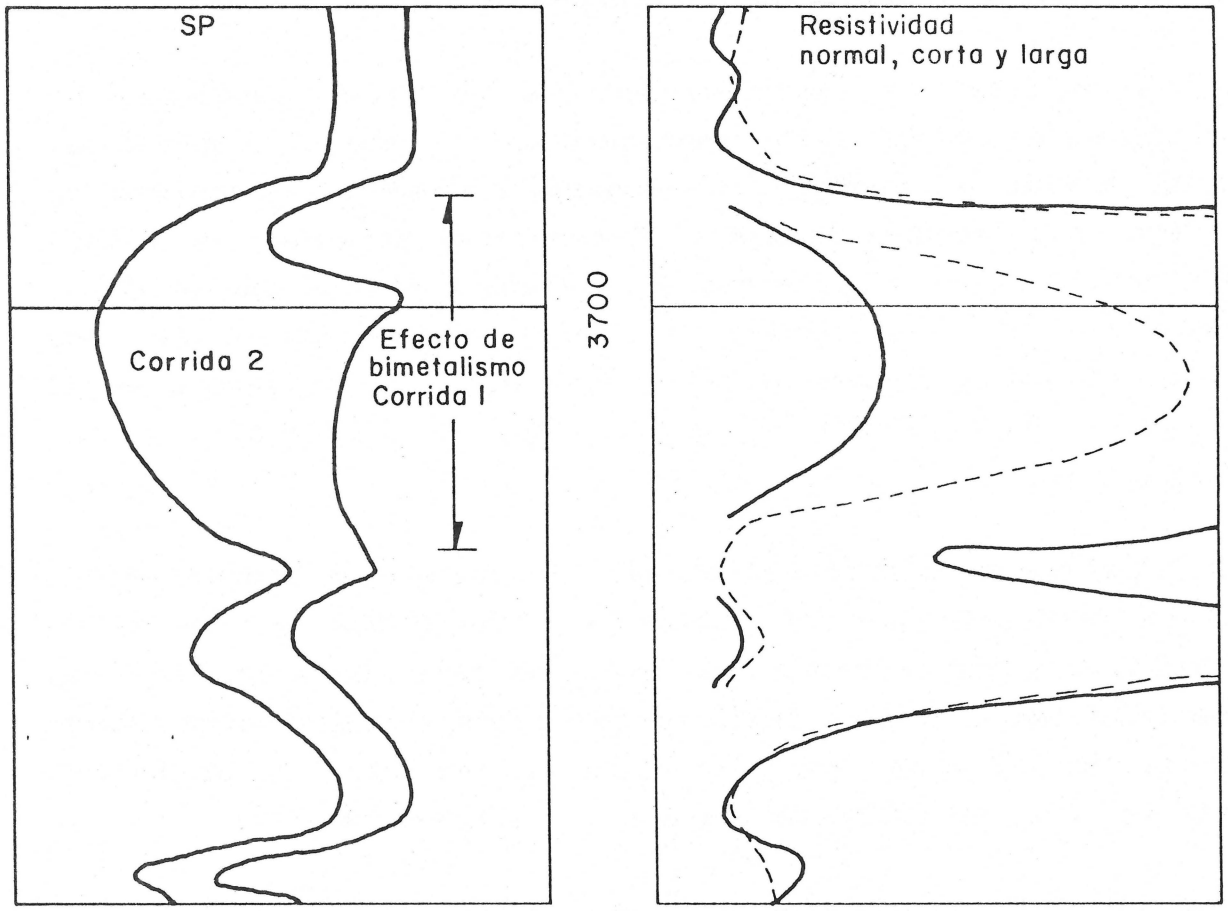


FIGURA 5.16. REPRESENTACION DE COMO SE PRESENTA EL EFECTO DE BIMETALISMO EN EL REGISTRO DE POTENCIAL NATURAL (HILCHIE, 1978, P. 4.12).

5.8 INESTABILIDAD Y POLARIZACIÓN DE LOS ELECTRODOS

La inestabilidad y la polarización de los electrodos pueden evitarse cuando éstos se encuentran en equilibrio entre la columna y la presa del lodo, mientras se acondiciona el pozo para la corrida de los registros.

5.9 Salto de ciclo

Este efecto se presenta en los registros sónicos. Por el arreglo y forma de operación del instrumento, el mecanismo automático de tiempo de los receptores funciona sólo si el nivel de energía o amplitud de la onda acústica está arriba de cierto valor mínimo. Esto impide que algún ruido extraño haga funcionar los mecanismos de tiempo de los receptores prematuramente y se registren tiempos de tránsito falsos.

Si la amplitud del rayo de interés que hace funcionar el mecanismo de tiempo del primer receptor se atenúa a menos del nivel mínimo de energía, no logrará cerrar el mecanismo de tiempo en el segundo receptor. Entonces el mecanismo de tiempo continuará abierto hasta que llegue una onda con una amplitud mayor que el nivel mínimo de energía y lo cierre. Se dice entonces que se tiene un *salto de ciclo*, produciéndose en el registro una deflexión muy pronunciada de la curva de tiempo (figura 5.17).

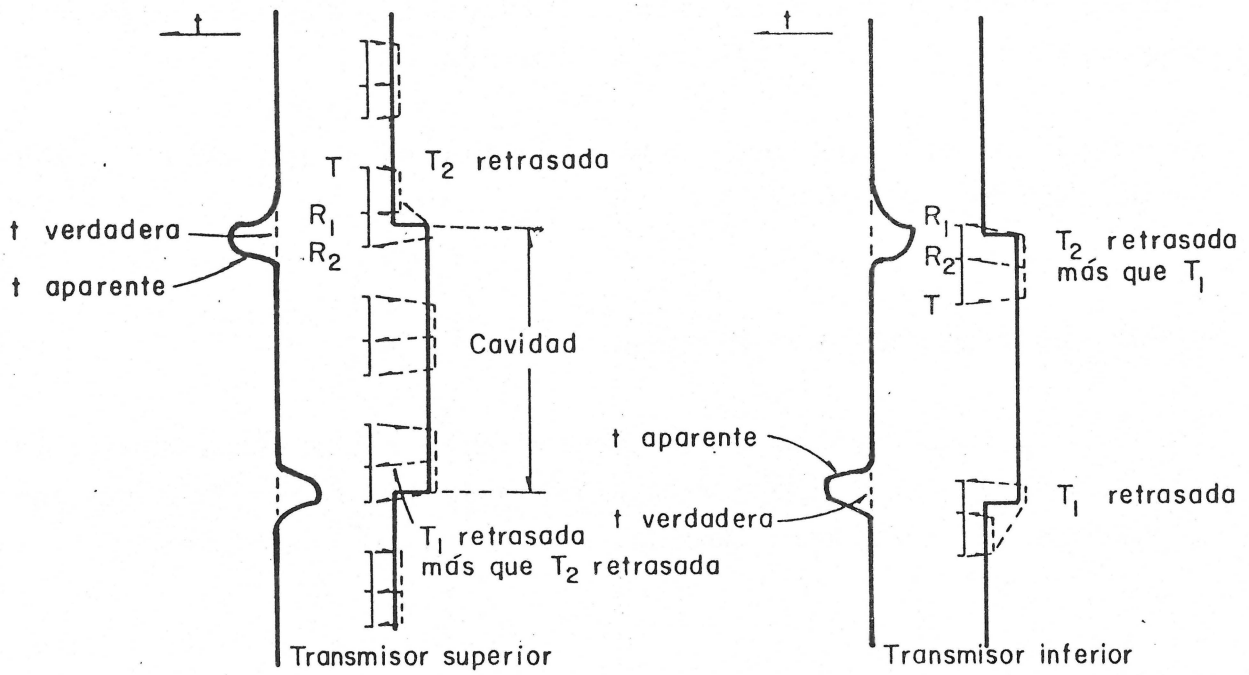
En el registro sónico compensado, la deflexión anormal de la curva producida por el salto de ciclo puede ser hacia la izquierda o hacia la derecha. Si el salto es ocasionado por el receptor más alejado, los picos de la deflexión anormal serán hacia la izquierda. Por otra parte, si el salto lo produce el más cercano, la deflexión será hacia la derecha.

Los factores que pueden producir el salto de ciclo son las características de la formación y fluidos, la influencia de las condiciones del agujero y el equipo, los cuales se explican a continuación.

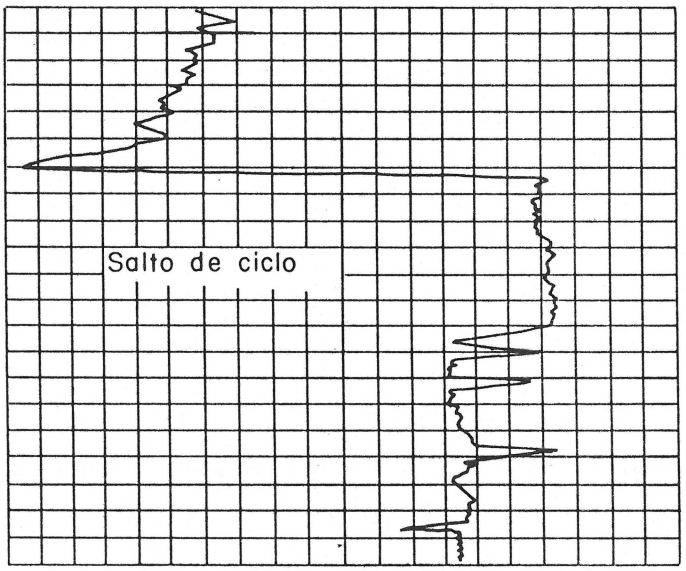
a) Características de la formación y fluidos

Cuando hay presencia de gas en los intervalos, éste reduce la amplitud e intensidad de las ondas de compresión. En esta

situación, la energía no puede ser lo suficientemente grande para activar el sistema.



a)



b)

FIGURA 5.17. A) FORMA ESQUEMATICA DE COMO SE GENERA EL SALTO DE CICLO. B) REPRESENTACION GRAFICA DE LA FORMA EN QUE SE OBSERVA EL SALTO DE CICLO (HILCHIE, 1978, PP. 6-5 Y 6-10).

En funciones fracturadas con fisuras y juntas, sobre todo si éstas son horizontales, puede haber una gran pérdida de energía acústica por reflexión, difracción y dispersión en las aberturas cuando están llenas de fluidos.

En rocas de tipo granular muy poco consolidadas habrá mucha dispersión de la energía.

b) Influencia de las condiciones del agujero

Cuando hay cavidades en el agujero frente a los receptores, la onda acústica que llega a éstos desde la formación recorre una distancia excesivamente grande, provocando una atenuación.

c) Equipo

Un desgaste en el nivel de energía de entrada de los receptores puede producir saltos de ciclo. Si este nivel es muy alto, habrá saltos de ciclo. Si se baja demasiado puede correrse el riesgo de que se mida el nivel de ruido del agujero en vez de los tiempos de tránsito correctos de la formación.

5.10 Salinidad

La salinidad de los fluidos altera la cantidad del hidrógeno presente, sobre todo en los registros de neutrones. El NaCl disuelto desplaza el hidrógeno y reduce el índice de hidrógeno del fluido. Schlumberger propone la siguiente solución:

$$(IH)_w = \rho_w \ (1 - P) \qquad 5.15$$

donde $(IH)_w$ es el índice de hidrógeno, ρ_w la densidad del agua (gr/cc) y P la salinidad en ppm X 10^{-6} .

Esto debe tomarse en cuenta para los fluidos en el agujero, la zona de flujo y la zona virgen. Para pozos perforados con aire o lodos base aceite, sólo la salinidad del agua conata debe considerarse. En agujeros ademados, figurarán las salinidades del agua conata y del fluido del ademe.

Por lo que respecta a los registros acústicos, la velocidad del sonido será mayor a medida que aumente la salinidad.

5.11 Pozo terminado

Aunque la mayoría de los registros se realizan en pozo abierto, muchos se toman en pozos que han sido terminados para diagnosticar los problemas de la terminación o determinar los cambios en la saturación de fluidos, conforme la producción avanza.

La terminación de un pozo está compuesta de tres partes:

- La instalación del ademe.
- La cementación.
- La perforación del ademe para dar acceso a los intervalos de producción.

El agua o aceite pueden ser bombeados de pozos sin ademe o con ademe ranurado, si la roca es lo suficientemente competente. Los pozos de agua se terminan con ademe ranurado. Por supuesto que los pozos exploratorios para minerales y geotecnia nunca se terminan.

5.11.1 Ademe

Los programas de colocación del ademe varían de acuerdo con la profundidad del pozo, el número de zonas que se producirán, la cantidad de pruebas de formación y del conocimiento del área.

Se mostrarán los cuatro pasos de la instalación del ademe. La figura 5.18 ilustra los aspectos de diseño.

El primer ademe se llama *conductor*. Su propósito es retener las formaciones no consolidadas cerca de la superficie y puede soportar cierto peso de las tuberías subsecuentes.

El segundo, denominado *ademe de superficie*, varía en profundidad de 100 a 1 500 metros, también soporta formaciones no consolidadas, aisla acuíferos someros y proporciona soporte para el equipo superficial y ademes subsecuentes.

Continúa el *ademe intermedio*, el cual sirve para aislar perforaciones subsecuentes de las zonas potenciales con pérdida de circulación, derrumbes y aislar flujos de agua y de gas que pudieran interferir con la perforación. El ademe intermedio puede servir como parte de la tubería de producción.

El *ademe de producción* (figura 5.18) soporta la máxima presión de tiro de los intervalos productores. Si la roca es competente y produce poca agua, el pozo puede ser terminado como agujero abierto y no se usa ademe de producción.

Considérese la terminación para un pozo a 3 658 m. Para controlar el pozo, la presión del lodo debe ser mayor que la presión del poro. Sin embargo, a 3 048 m el peso del lodo excede la presión necesaria para fracturar la formación a una profundidad arriba de 1 524 m. De aquí que el ademe intermedio se ha situado justo arriba de los 3 048 m para prevenir un fracturamiento mayor en el agujero. Es sencillo ver que un pozo más profundo requiere de un arreglo de ademe más complejo. La complejidad estriba en la cantidad de cambios que hay que tener para las sondas de registro.

El ademe debe presentar la suficiente resistencia a la tensión para soportar su propio peso y las presiones externas

(colapsos) e internas (estallamientos). Asimismo, las especificaciones utilizadas para el ademe en geohidrología las discuten Campbell y Leher (1973); mientras que para aceite y gas, el Instituto Americano del Petróleo (1971).

Los registros pueden o no correrse antes del ademe intermedio, dependiendo de los requerimientos del perforador. En pozos de aceite y gas también se corren después de que se coloca el ademe intermedio. Es una etapa que regula la adquisición. La decisión de taponar o abandonar un pozo exploratorio, o bien, terminarlo y probarlo dependen cien por ciento de los resultados de las corridas de los registros.

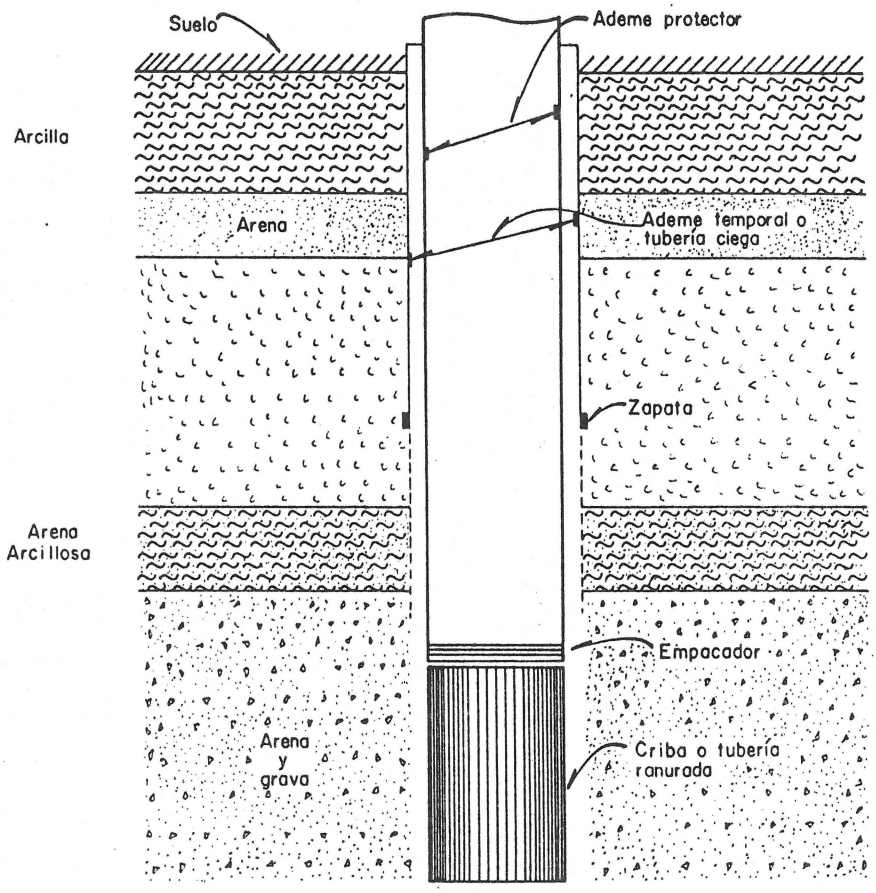


FIGURA 5.18. ESQUEMA DEL DISEÑO DE UN POZO DE AGUA.

5.11.2 POZOS CON ADEME Y PAQUETES DE GRAVA

Los pozos de agua usualmente se terminan con ademe ranurado en el acuífero. La figura 5.18 muestra uno de los once tipos de terminación de pozos de agua. Si el acuífero no es consolidado, el ademe se rodea con un paquete de grava para estabilizar la formación y si la grava está bien consolidada, los paquetes de grava previenen que los pequeños paquetes de arena fina fluyan hacia el ademe.

Los ademes ranurados y paquetes de grava también se utilizan en pozos de aceite y gas, en formaciones poco consolidadas, para reducir la cantidad de arena dentro del pozo. La terminación puede ser similar al de la figura 5.18.

El ademe ranurado y el paquete de grava pueden colocarse dentro de otro ademe. En algunos casos, la grava puede ser inyectada a través del ademe ranurado o hacia la formación para estabilizar la perforación. El paquete de grava afecta a los registros porque reduce la cantidad de fluido presente en el anillo y aumenta la porosidad. Algunas veces se corren registros para encontrar la cima de la columna de grava.

5.11.3 CEMENTO

Proporciona resistencia mecánica al ademe adheriéndolo a la formación, previene el flujo de fluidos en formaciones productivas de la invasión, minimiza el riesgo de estallamiento y sella las zonas en las cuales el fluido de perforación fluye hacia la formación durante la perforación. Los registros se utilizan para inspeccionar la adherencia entre el cemento y el ademe.

5.12 Eliminación del ruido de los diferentes registros

En esta sección se presentarán las correcciones que deben realizarse a la información que proporcionan las diferentes sondas para obtener los valores verdaderos de los parámetros, las propiedades y características de las rocas. Cabe recalcar que el ruido en muchas ocasiones ayuda bastante en la interpretación cualitativa.

5.12.1 Correcciones a los registros de resistividad

a) Registro eléctrico convencional (ES)

Este registro presenta tres curvas de resistividad (lateral, normal corta y normal larga) y la de potencial natural. Las correcciones que se aplicarán a las curvas son: diámetro de agujero, resistividad del lodo, espesor de capa e invasión. La información que proporciona este registro es la obtención de la resistividad verdadera de la formación Rt, la resistividad de la zona invadida Ri y el registro de potencial natural SP. La resistividad del lodo de perforación debe calcularse a la temperatura de la formación, para esto se requiere de las ecuaciones 2.111 y 2.112.

1. *Curvas normales.* En el capítulo 3 se explicó que las herramientas de resistividad cumplen con la ecuación de Laplace 3.18 y con

$$R = \frac{4\pi}{I} Z U_1 \qquad 5.16$$

donde R es la resistividad aparente, I la intensidad de corriente, Z la separación de electrodos y U_1 el potencial medido en el agujero. Sustituyendo 3.18 en 5.15, se tiene:

$$Ra = R_1 \left(1 + \frac{2Z}{\pi} \int_0^{\infty} C_1(m) \cos(mz)\, dm \right) \qquad 5.17$$

donde R_1 es la resistividad de la primera capa coaxial, Z está en función de la separación de electrodos AM y del radio del pozo. La solución de esta ecuación requiere de un programa de computadora. Existen nomogramas que simplifican los cálculos numéricos. Sólo son útiles para las condiciones especificadas.

La figura 5.19 muestra la carta de corrección de la curva normal corta o 16" que se utiliza para capas gruesas y la figura 5.20 la que se usa para capas delgadas. Esta última es más bien de tipo cualitativo, ya que en la mayoría de los casos los espesores de las capas no cumplen las condiciones especificadas. Para tener una idea de la resistividad, se interpolan los valores y se escoge la gráfica que dé el valor más cercano al de los datos. Para este caso se requiere de conocer el valor de la capa adyacente. Estas curvas están influidas por la invasión. El valor que se obtiene de las correcciones de curva normal corta es Ri.

La curva normal larga o 64" no requiere de corrección, aunque sería útil llegar a conocer su valor verdadero. La ecuación que rige a esta curva es la 5.16, sólo que el valor de Z varía. Con la combinación de las dos curvas normales se puede obtener una estimación de la resistividad verdadera.

$$Rt \simeq \frac{R_{NL} R_{NL}}{R_{NC}} \qquad 5.18$$

2. *Curva lateral.* El arreglo electródico de este dispositivo permite medir gradientes de resistividad. La ventaja que presenta es que tiene una resolución horizontal muy grande, permitiendo medir valores de la zona virgen Rt. La desventaja es que su resolución vertical es pobre por la separación que existe entre el electrodo de emisión de la corriente y el punto de medida, además de que la curva que presenta el registro es asimétrica.

Si se considera que el dispositivo mide el gradiente, entonces, de la ecuación 3.18 se tiene que:

$$E = -\left(\frac{\partial U_1}{\partial Z}\right)_{Z=L} = \frac{\rho_o\, I}{2\pi}\left(\frac{2Z^2}{\pi} + \int_0^{\infty} C_o(m)\ \text{sen}(mz)\ m\ dm\right) \qquad 5.19$$

Sustituyendo 5.16 en 3.20.b, se obtiene

$$R_a = R_1\left(1 + \frac{2Z^2}{\pi}\int_0^{\infty} C_1(m)\ m\ \text{sen}(mz)\ dm\right) \qquad 5.20$$

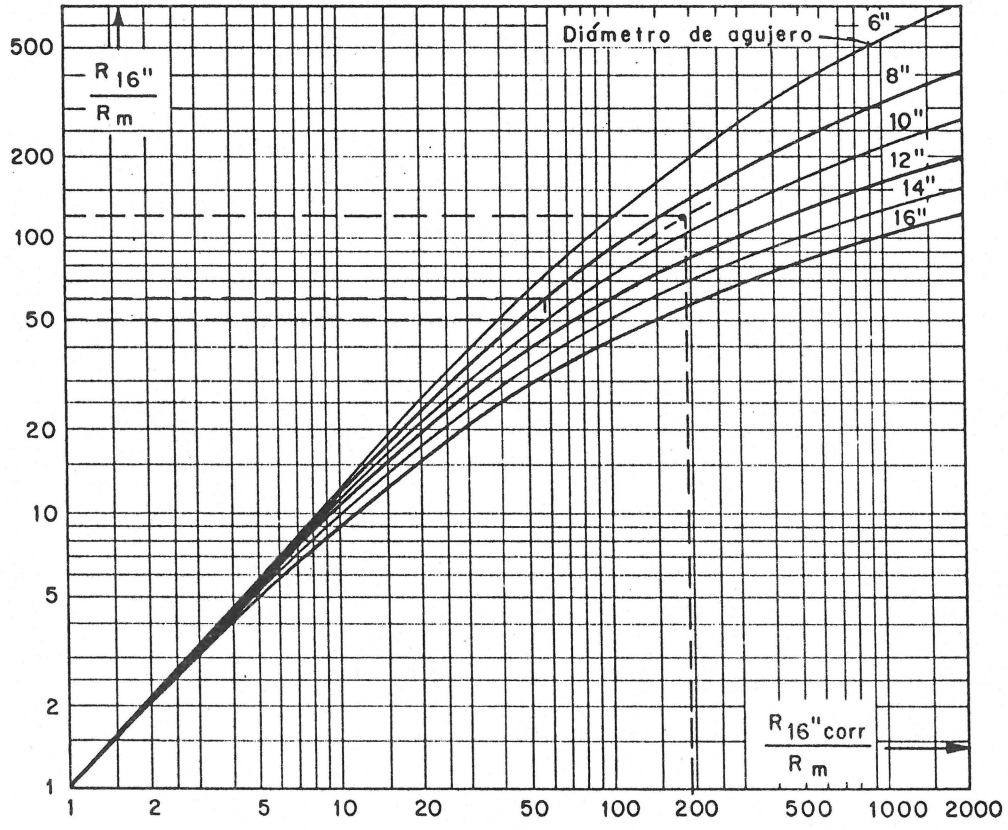


FIGURA 5.19. NOMOGRAMA PARA CORREGIR LA CURVA NORMAL CORTA (16") DEL REGISTRO ELECTRICO (SCHLUMBERGER, 1972, P. 52).

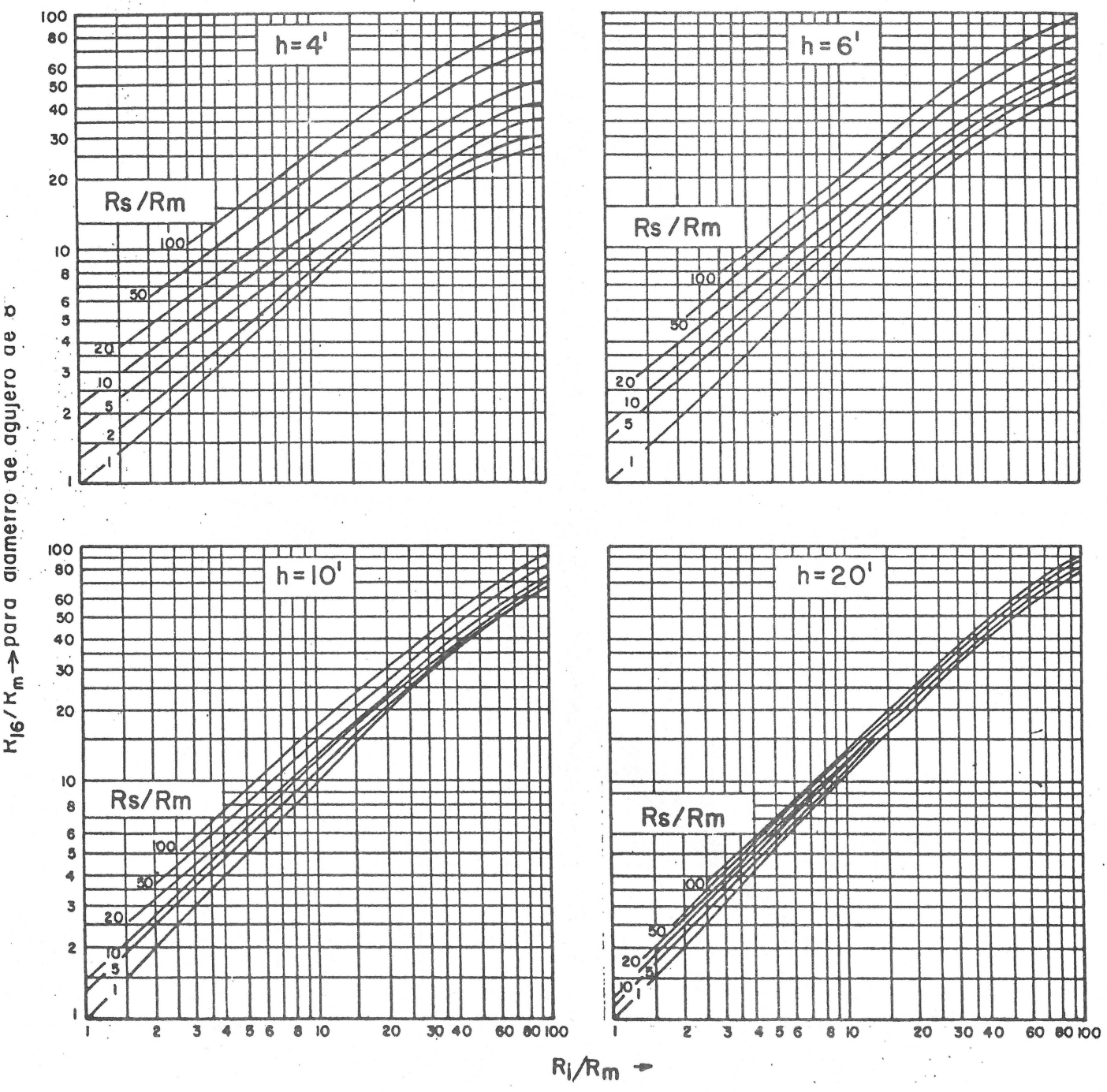


FIGURA 5.20. CARTA DE CORRECCION DE LA CURVA NORMAL CORTA (16") PARA CAPAS DELGADAS SIN INVASION (SCHLUMBERGER, 1972, P. 55).

De igual forma que en la curva normal, la solución de esta ecuación requiere de una computadora. Existe un nomograma para calcular el valor de Rt (figura 5.21).

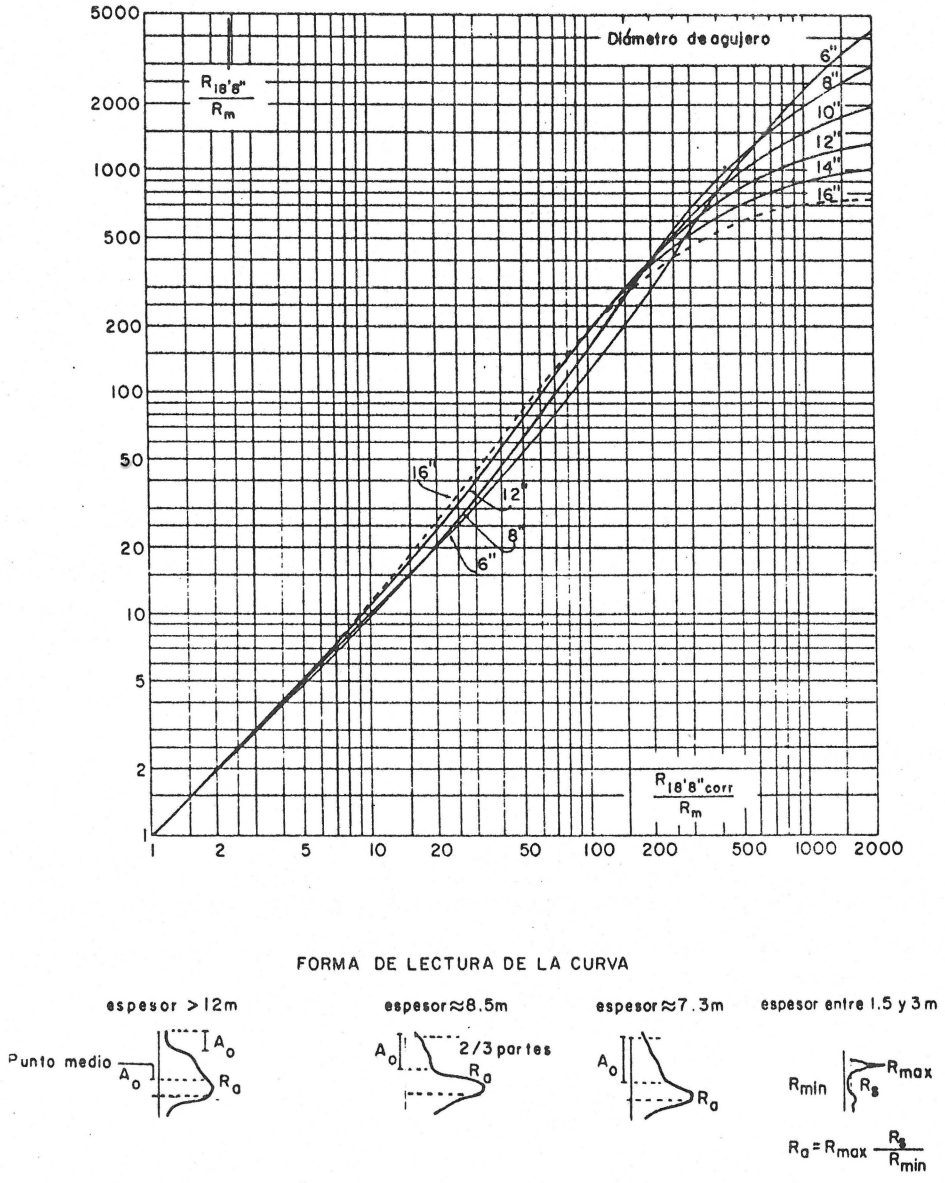


FIGURA 5.21. GRAFICA PARA CORREGIR LA CURVA LATERAL [18' 8"] (SCHLUMBERGER, 1972, P. 53).

b) Registro de potencial natural

Es un registro muy útil para calcular la resistividad del agua de la formación. Existen varios factores que la alteran: espesor de capa, resistividad del lodo de perforación a la temperatura del intervalo que se analizará (ecuaciones 2.111 y 2.112) resistividad de la zona invadida Ri. La ecuación que involucra estos factores es

$$SSP = SP \times 10^{p} \qquad 5.21$$

$$p = 10(a + b \log_{10}(Ri/Rm) + c \log_{10}) \text{ (espesor)} \qquad 5.22$$

$$a = -0.4183$$
$$b = 0.4831$$
$$c = -1.3920$$

donde SSP es el potencial espontáneo estático y p el factor de corrección que involucra a los factores que alteran la medida. Esta expresión se representa en la figura 5.22.

c) Registro de resistencia

En la sección 3.4.2 del capítulo 3 se mostró el dispositivo. De igual forma que los registros anteriores, éste requiere de correcciones para encontrar los valores verdaderos. La resistencia del electrodo es

$$r = \frac{V}{I} \qquad 5.23$$

El potencial que se genera es $V = (RI/4\pi\ (d/2))$ y al sustituirse en 5.23

$$r = \frac{R}{4(d/2)} \qquad 5.24$$

donde R es la resistividad y d el diámetro del electrodo.

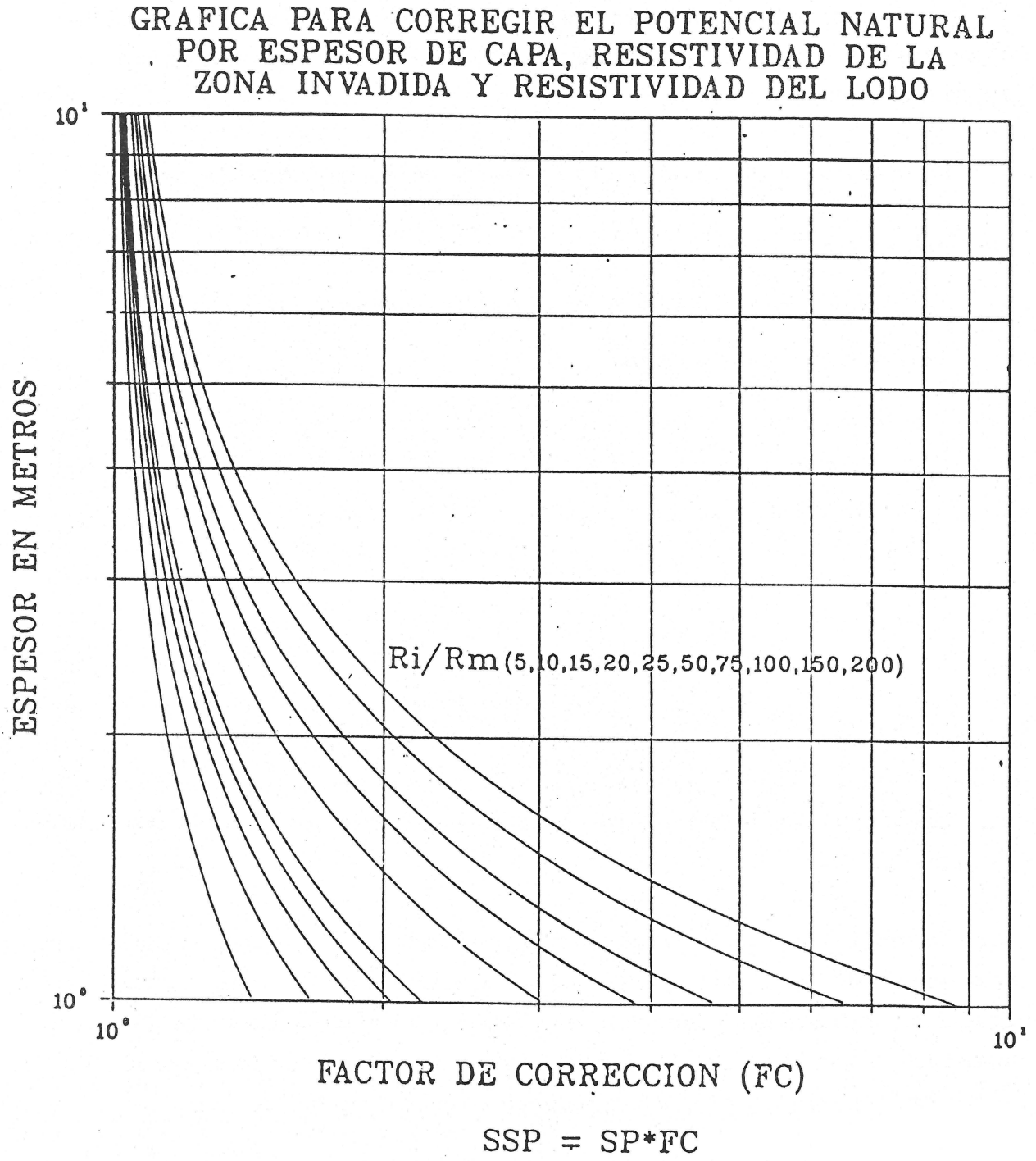


FIGURA 5.22. GRAFICA PARA CORREGIR EL REGISTRO DE POTENCIAL NATURAL.

d) Registros de inducción

Con estos registros se determina el valor de la resistividad de la zona virgen. Los valores que alteran las lecturas de los registros son:

- La resistividad del lodo a la temperatura del intervalo que se analizará (ecs. 2.111 y 2.112).
- El diámetro del agujero.
- La descentralización de la sonda (*stand-off*).
- El espesor de la capa.

El valor aparente de la conductividad que obtiene el registro se puede expresar como

$$Ca = Gi\ Cxo + (1 - Gi)\ Ct \qquad 5.25$$

donde Ca es la conductividad aparente, Cxo la conductividad de la zona lavada, Gi el factor geométrico de la sonda y Ct la conductividad de la zona virgen. Gi se puede obtener de la ecuación 3.43 o del nomograma de la figura 5.23. Dependiendo del número y la separación de las bobinas, se calcularán los valores de G.

Para encontrar la conductividad verdadera se puede ocupar el nomograma de la figura 5.24. Para la corrección del espesor se utilizan nomogramas en los cuales la resistividad de la capa adyacente influye en la corrección. El procedimiento que debe seguirse es semejante al planteado en la curva normal.

Además, otra curva que se presenta es la normal corta. La corrección que se aplica a ésta es igual a la del registro eléctrico convencional, sólo que en este caso hay influencia de magnetización, por lo que la respuesta se ve alterada y requiere de eliminar este efecto. Para corregirla se ocupa el nomograma de la figura 5.25.

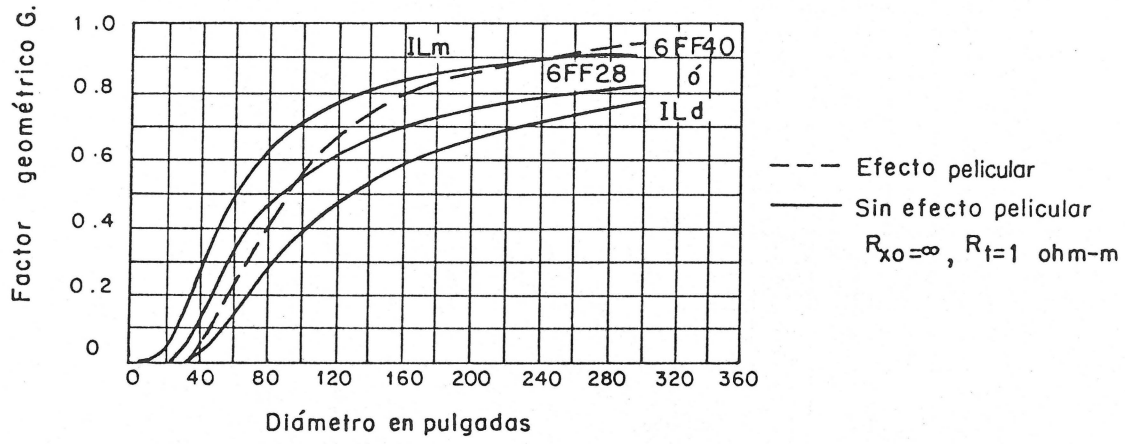


FIGURA 5.23. GRAFICA QUE ILUSTRA LOS FACTORES GEOMETRICOS DE LAS DIVERSAS HERRAMIENTAS DE INDUCCION (HILCHIE, 1978, P. 11.1).

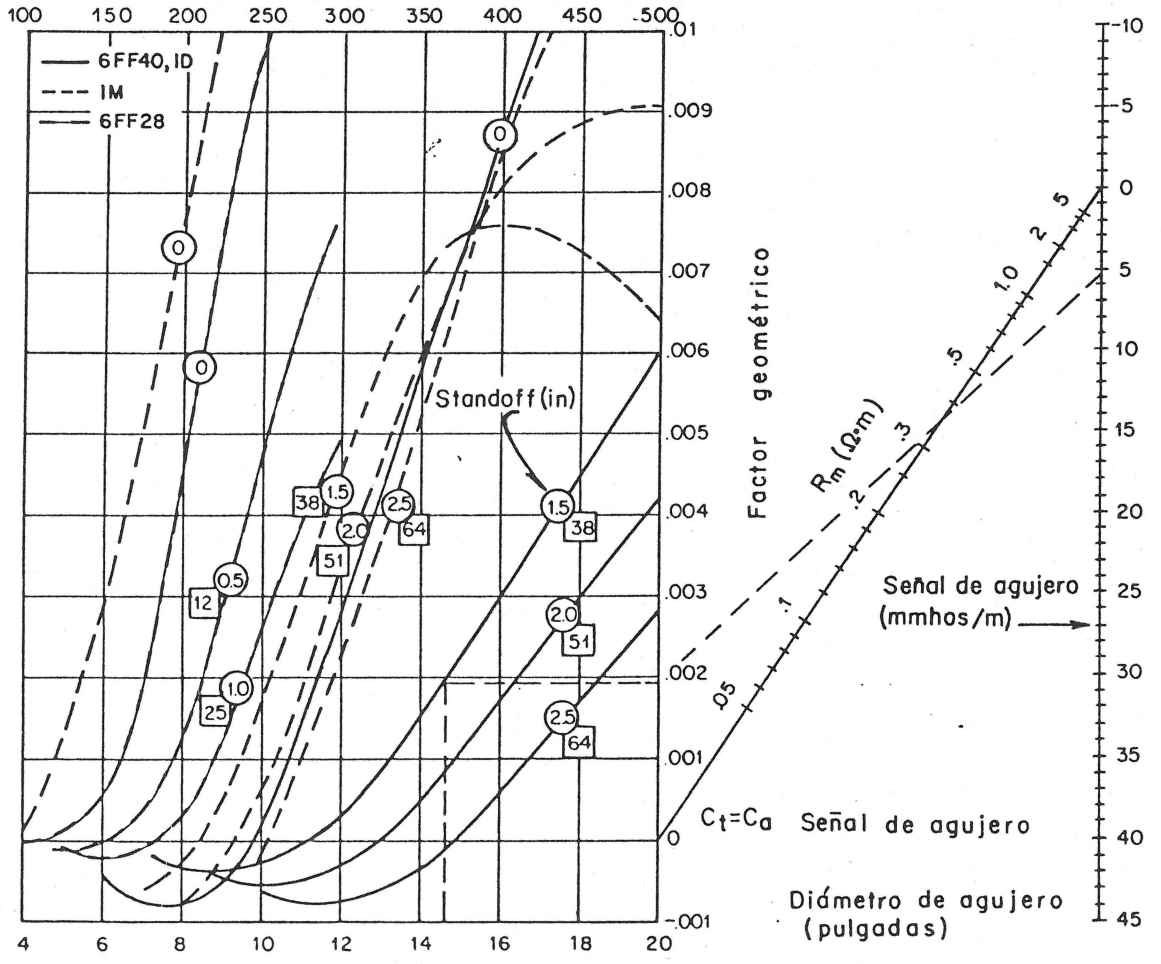


FIGURA 5.24. NOMOGRAMA PARA CORREGIR LAS DIFERENTES HERRAMIENTAS DE INDUCCION (SCHLUMBERGER, 1985, P. 64).

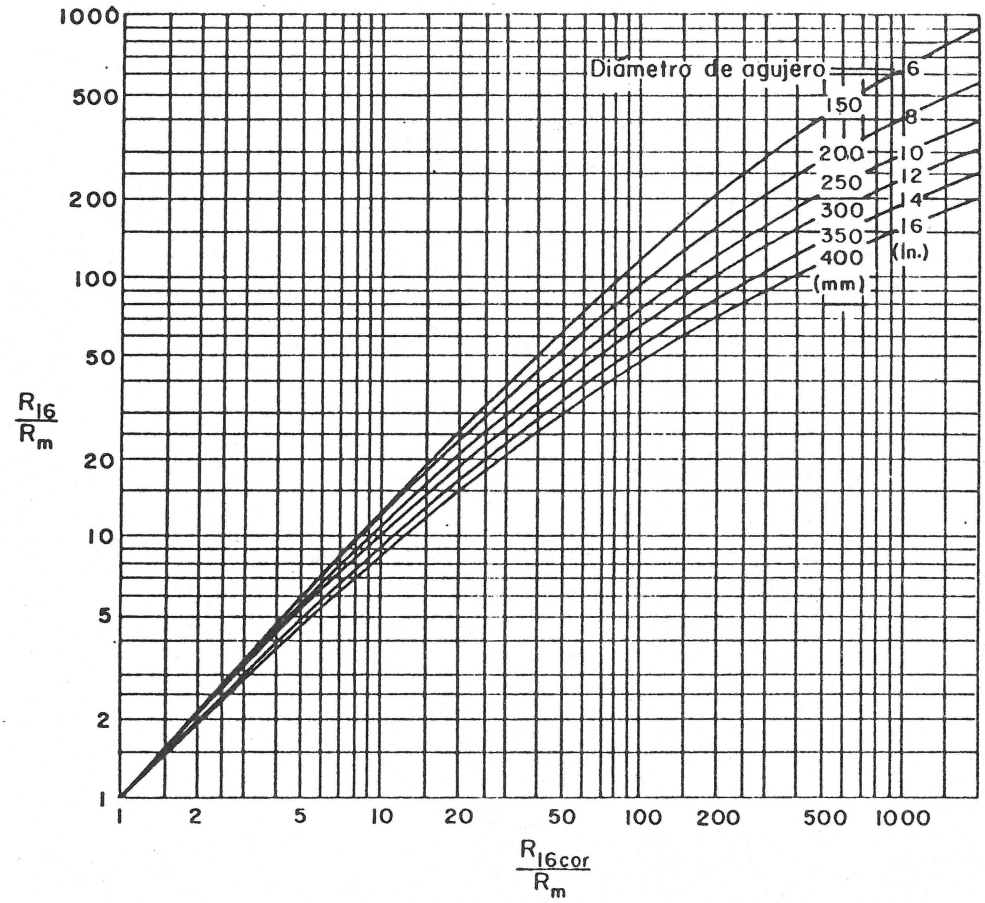


FIGURA 5.25. GRAFICA PARA CORREGIR LA CURVA NORMAL CORTA (16") QUE ACOMPAÑA AL REGISTRO DE INDUCCION (SCHLUMBERGER, 1985, P. 59).

e) Registro doble de inducción

El registro doble de inducción presenta dos curvas de inducción de tipo profundo y una curva de resistividad somera. La respuesta de la herramienta para el cálculo de la conductividad aparente es igual a la ecuación 5.25 y las correcciones que se aplican son semejantes.

Se dice que este registro ya no requiere de correcciones, pero si se necesita un valor exacto con fines de interpretación cuantitativa, entonces hay que aplicarlas. Se puede calcular Rxo, Rt y el diámetro de invasión di.

La figura 5.26 es una gráfica denominada *de torbellino* que sirve para calcular los parámetros antes mencionados.

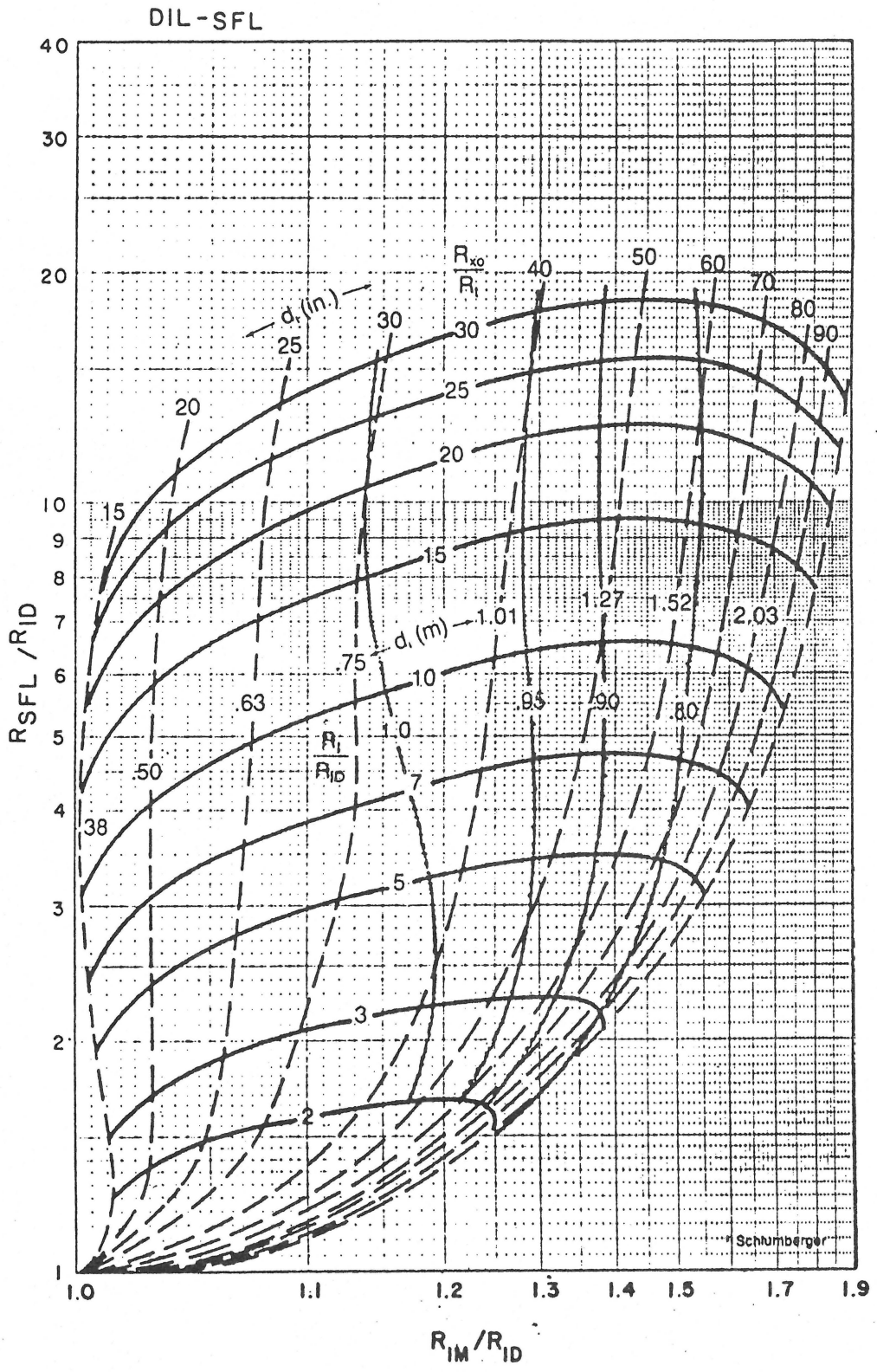


FIGURA 5.26. GRAFICA PARA OBTENER Rt, Rxo Y di A PARTIR DEL REGISTRO DOBLE DE INDUCCION-ESFERICO ENFOCADO (SCHLUMBERGER, 1985, P. 71).

f) Registros laterolog o de guarda

Estos registros están afectados por el diámetro del agujero, resistividad e invasión. Los valores de resistividad aparente que se obtienen a partir de estos registros se basan sobre el modelo de capas coaxiales cilíndricas (tema 3.4, inciso 4 del capítulo 3).

Otro modelo que también se utiliza para obtener la resistividad aparente es el que involucra la corrección por invasión, obteniéndose una expresión muy similar a la del registro de inducción, con la diferencia de que se utiliza el pseudofactor geométrico J en vez del factor geométrico G. Su expresión es:

$$Ra = Ji\ Rx_o + (1 - Ji)\ Rt \qquad 5.26$$

Ji se puede obtener de las expresiones 3.53, 3.54 o del valor que se tenga para los otros dispositivos. La figura 5.27 muestra los pseudofactores geométricos para distintos dispositivos enfocados.

1. *Arreglo laterolog 7.* La resistividad aparente para este arreglo se puede expresar como

$$Ra = \frac{4\pi\ U_1}{\frac{I}{0.7} + \frac{I_o}{0.2} + \frac{I}{0.3}} \qquad 5.27$$

donde Ui es el potencial y su ecuación está expresada por 3.18. La relación I/Io para este dispositivo es de 2.756 en un medio homogéneo. Reacomodando la ecuación 5.16 se puede obtener que:

$$Ra = 1.41\ U_1/Io \qquad 5.28$$

Existe un nomograma que resuelve la ecuación anterior para este dispositivo (figura 5.28).

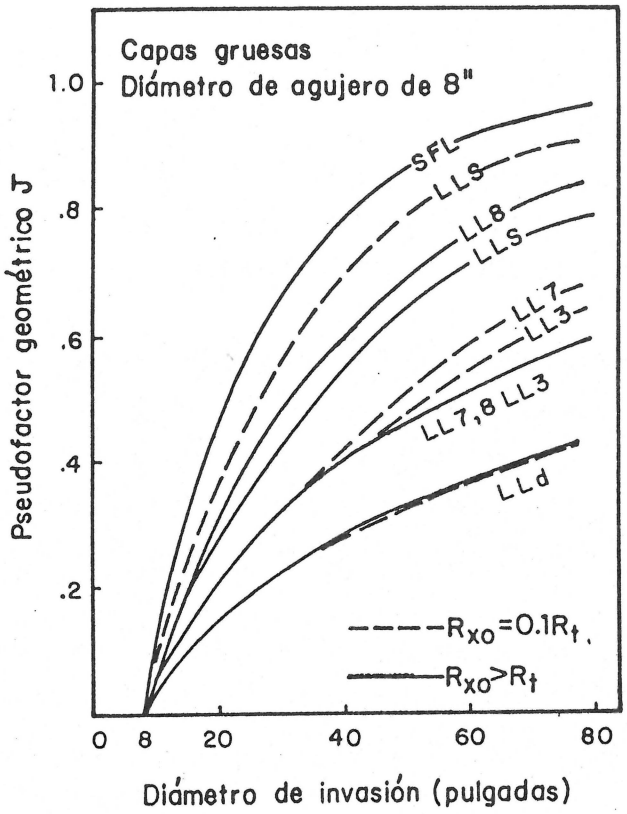


FIGURA 5.27. PSEUDOFACTORES GEOMETRICOS PARA LOS DISTINTOS DISPOSITIVOS DE RESISTIVIDAD ENFOCADA (HILCHIE, 1978, P. II-3).

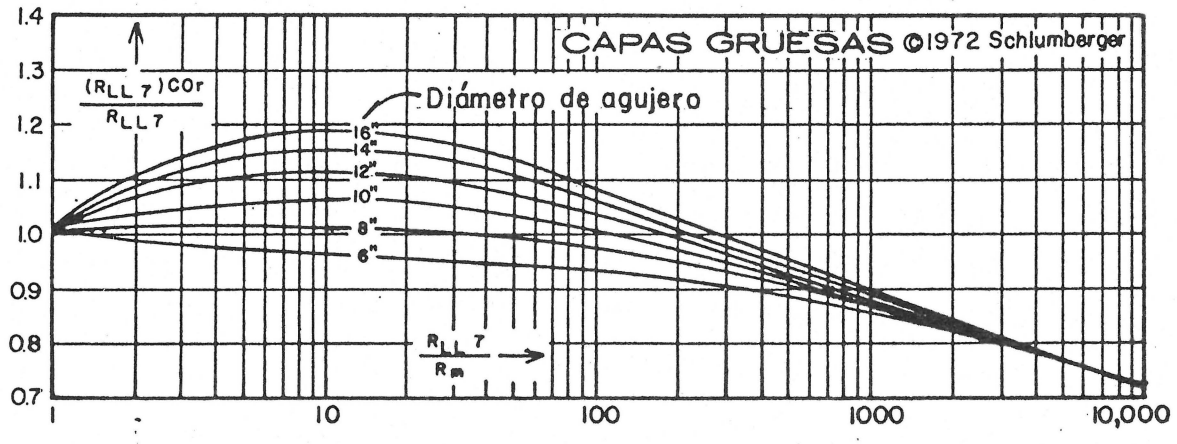


FIGURA 5.28. GRAFICA PARA CORREGIR EL ARREGLO LL7 POR EFECTOS DE AGUJERO (SCHLUMBERGER, 1972, P. 44).

2. *Arreglo laterolog 3.* La expresión de resistividad aparente para este dispositivo es:

$$Ra = \frac{4\pi K}{\rho_n\ (C + K)/a} \quad \frac{U_1}{I} \qquad 5.29$$

U1 se expresa por 3.18, c es la longitud del electrodo, a es el diámetro del agujero y $K = c^2 - a^2$. De igual forma existe un nomograma para el cálculo de la resistividad verdadera (figura 5.29.a).

3. *Registro doble laterolog.* Las lecturas del registro LLd y LLs están afectadas por el lodo del agujero, la zona invadida y las capas adyacentes. Existen ecuaciones que originan estos efectos, las cuales son semejantes a la ecuación 5.16 y también nomogramas (figura 5.30).

4. *Otros registros enfocados.* Aquí se involucran el registro laterolog 8 y de enfoque esférico. Los factores geométricos se pueden obtener a partir del arreglo del dispositivo, de la figura 5.27, o bien, por los nomogramas de las figuras 5.29.b y 5.29.c.

g) Registro microlog

Es un registro que requiere de muchas correcciones, la disposición de los electrodos de este registro es muy semejante al registro eléctrico convencional, sólo que en esta situación los electrodos están muy cerca uno del otro y además es un dispositivo de pared. Los factores que alteran al registro son la salinidad y el enjarre. El nomograma de la figura 5.31 ayuda a corregir estos efectos para obtener Rxo.

h) Otros registros de microrresistividad

Se considerarán los registros microlaterolog, de proximidad y microesférico enfocado. La resistividad se puede obtener a partir de la disposición de los electrodos. La figura 5.32 muestra una gráfica para encontrar los pseudofactores geométricos y las figuras 5.33, 5.34 y 5.35 muestran las gráficas de corrección y las expresiones que las generan.

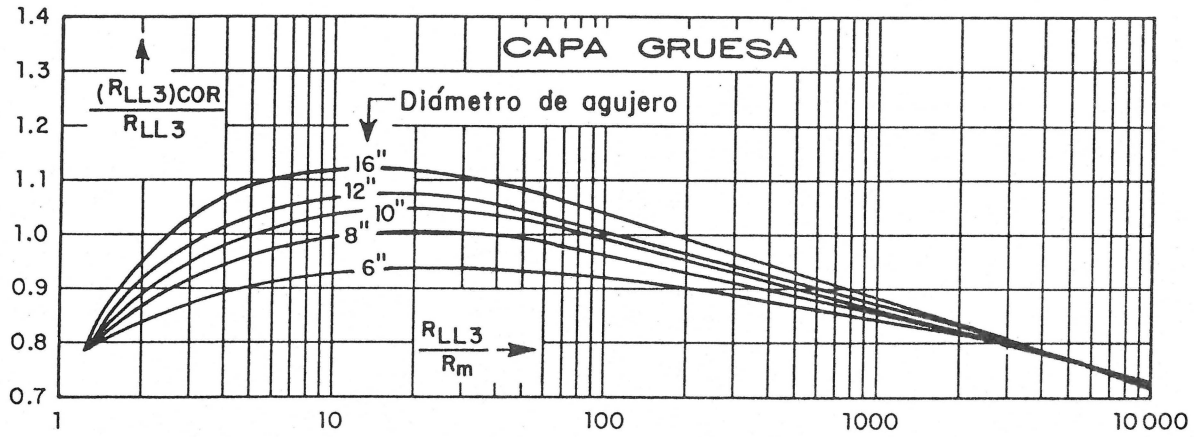


FIGURA 5.29.a. GRAFICA PARA CORREGIR EL DISPOSITIVO LL3 POR EFECTO DE AGUJERO (SCHLUMBERGER, 1972, P. 44).

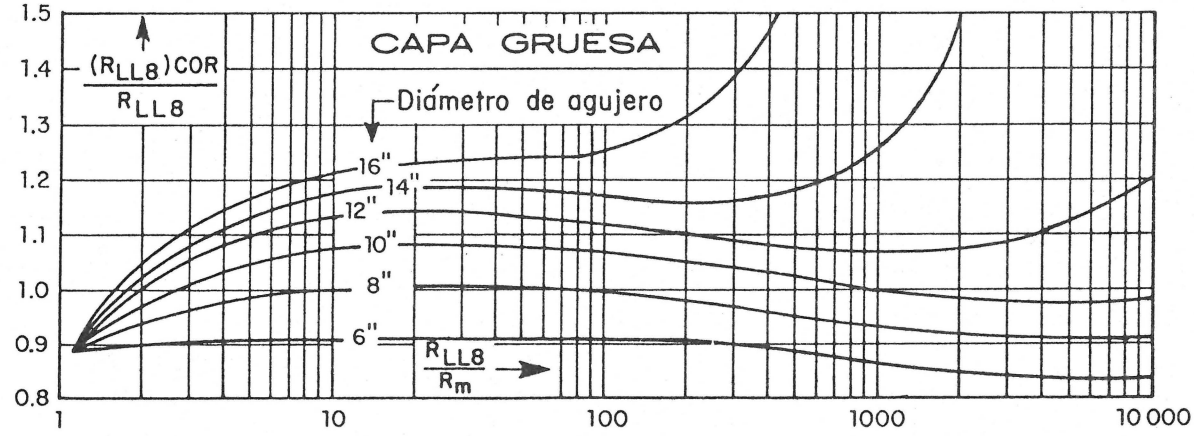


FIGURA 5.29.b. GRAFICA PARA CORREGIR EL DISPOSITIVO LL8 POR EFECTO DE AGUJERO (SCHLUMBERGER, 1972, P.44).

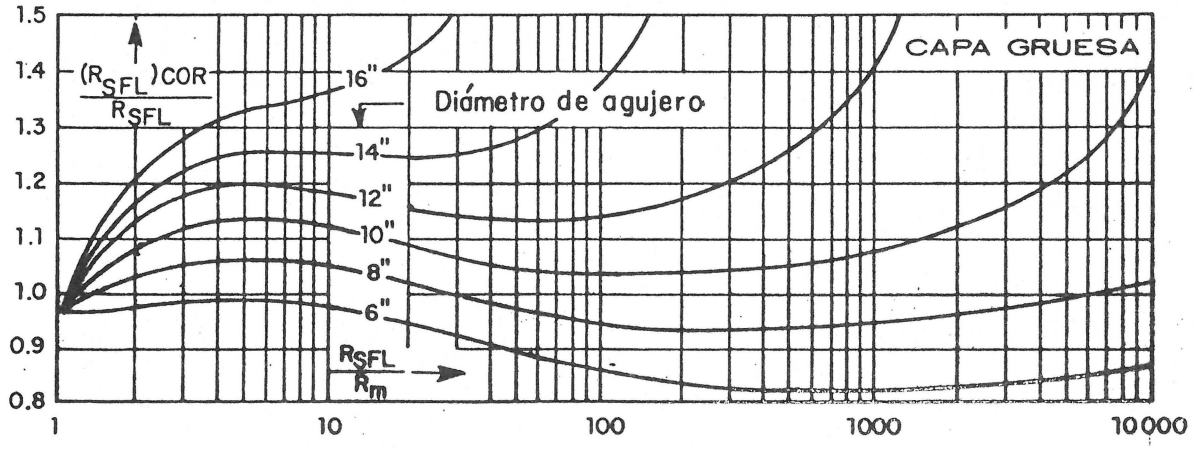


FIGURA 5.29.c. GRAFICA PARA CORREGIR EL DISPOSITIVO SFL POR EFECTO DE AGUJERO (SCHLUMBERGER, 1972, P. 45).

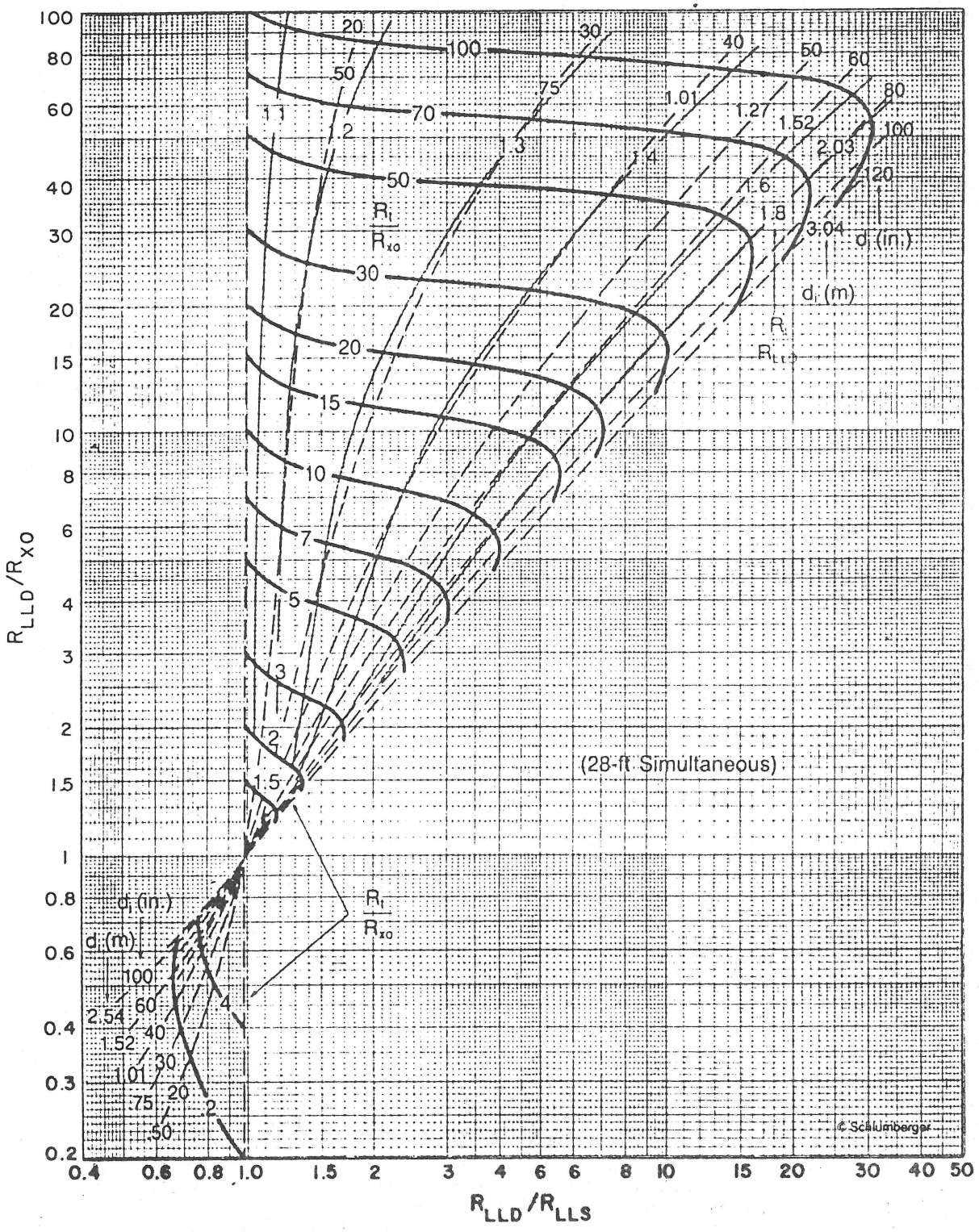


FIGURA 5.30. GRAFICA PARA CORREGIR EL REGISTRO DOBLE LATEROLOG-Rxo (SCHLUMBERGER, 1985, P. 76).

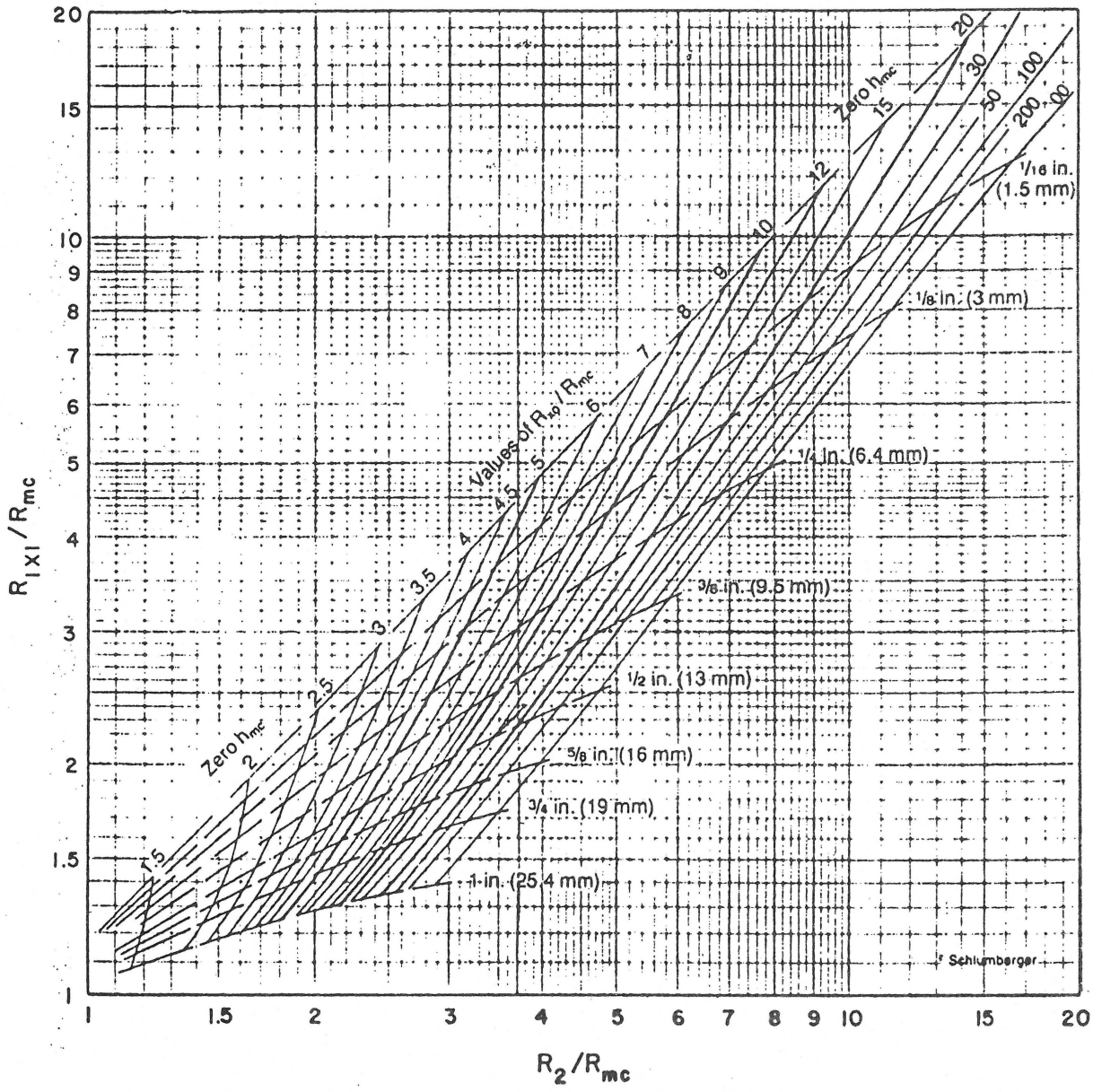


FIGURA 5.31. GRAFICA PARA CORREGIR EL REGISTRO MICROLOG POR EFECTO DE AGUJERO (SCHLUMBERGER, 1985, P. 58).

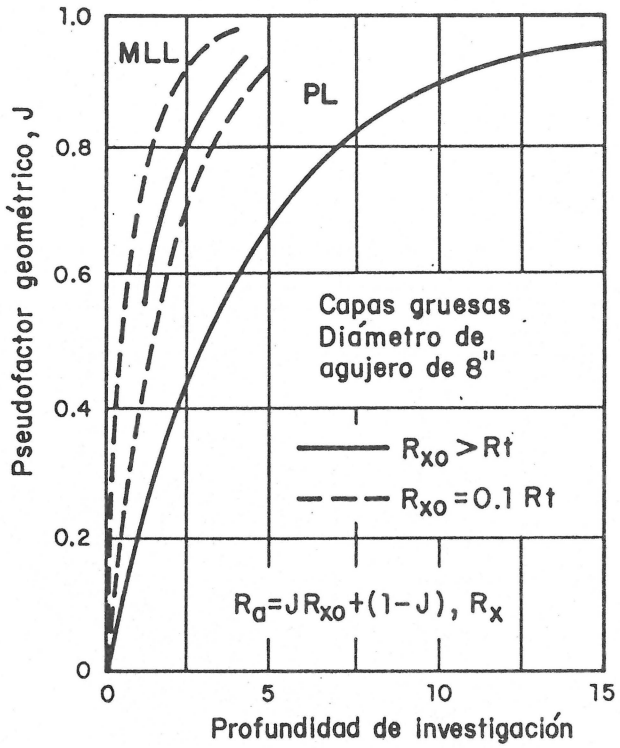
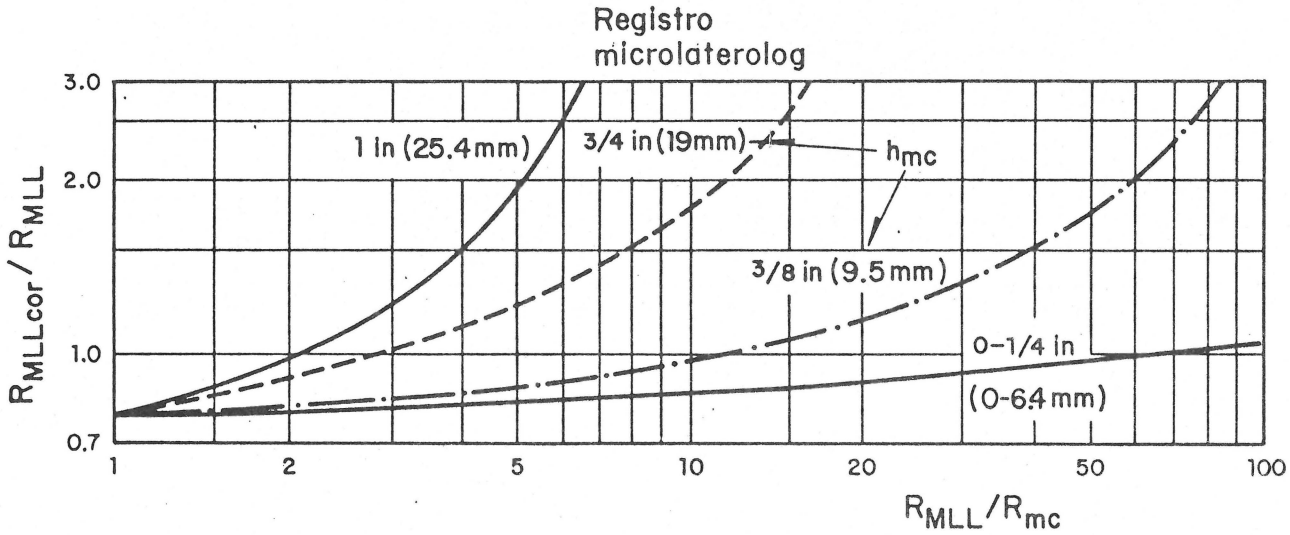


FIGURA 5.32. GRAFICA QUE ILUSTRA LOS PSEUDOFACTORES GEOMETRICOS DE LOS DISPOSITIVOS MICROLATEROLOG Y PROXIMIDAD EN FUNCION DEL DIAMETRO DE INVASION (HILCHIE, 1978, P. II-17).



ESPESOR DE ENJARRE

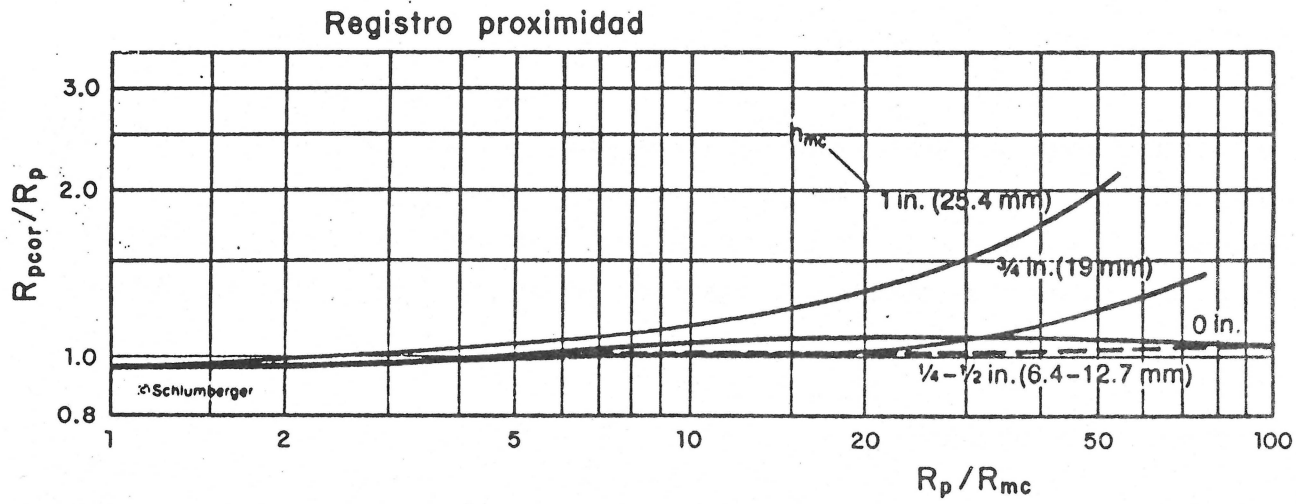
3/4" $R_{xo}/R_{mc} = 0.0345(RMLL/Rmc)^2 + 0.7036(RMLL/Rmc) + 0.619$

1/2" $R_{xo}/R_{mc} = 0.0086(RMLL/Rmc)^2 + 0.9857(RMLL/Rmc) - 0.1429$

3/8" $R_{xo}/R_{mc} = 0.0021(RMLL/Rmc)^2 + 1.0464(RMLL/Rmc) - 0.2857$

1/4" $R_{xo}/R_{mc} = (RMLL/Rmc)^{1.026}$

FIGURA 5.33. GRAFICA PARA CORREGIR EL DISPOSITIVO MICROLATEROLOG POR ESPESOR DE ENJARRE (SCHLUMBERGER, 1985, P. 56; DRESSER ATLAS, P. 17).



PARA ESPESOR DE ENJARRE DE 1/4": Rxo = RPL
PARA ESPESOR DE ENJARRE DE 3/4" Y:
RPL/Rmc<30 Rxo = RPL
RPL/Rmc>30 $Rxo/Rmc = 0.69\ (RPL/Rmc)^{1.1}$

FIGURA 5.34. GRAFICA PARA CORREGIR EL DISPOSITIVO DE PROXIMIDAD POR ESPESOR DE ENJARRE (SCHLUMBERGER, 1985, P. 56; DRESSER ATLAS, 1979, P. 17).

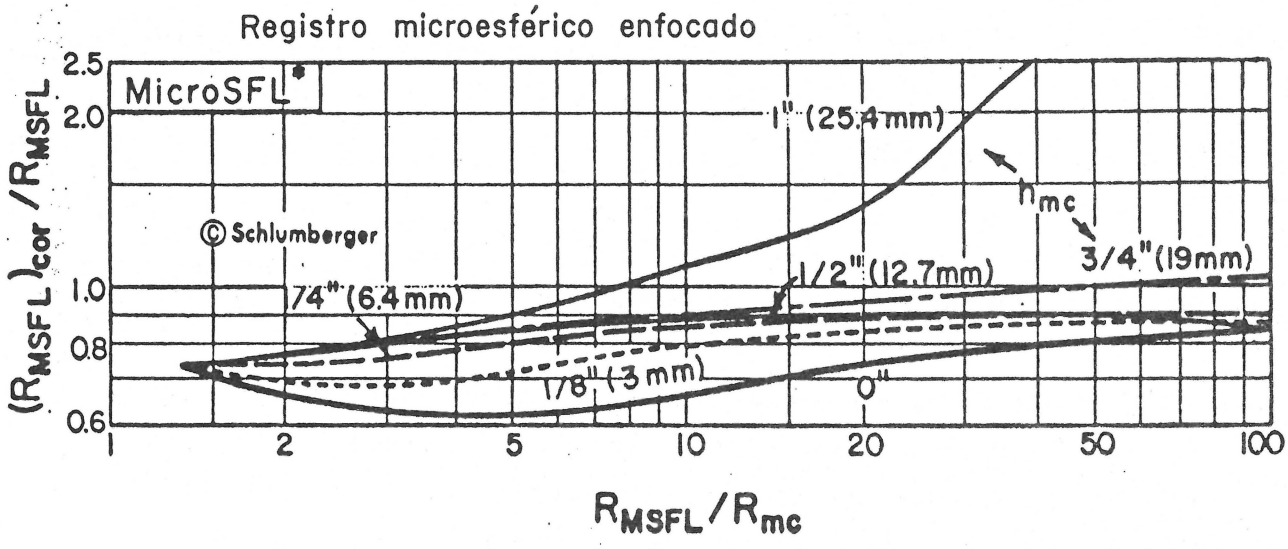


FIGURA 5.35. GRAFICA PARA CORREGIR EL DISPOSITIVO MICROESFERICO ENFOCADO POR ESPESOR DE ENJARRE (SCHLUMBERGER, 1972, P. 45).

5.12.2 REGISTRO DE RAYOS GAMMA

Los factores que afectan la respuesta de la sonda de rayos gamma naturales son: tipo y longitud del detector, fluctuaciones estadísticas y constante de tiempo, velocidad de registro, efectos de agujero, espesor de la capa, tubería de ademe y cemento. La corrección aplicada a este registro se realiza de dos formas: por agujero abierto o agujero ademado.

a) Radio de investigación

Como se ha visto, los rayos gamma son absorbidos o atenuados por el medio a través del cual viajan, particularmente cuando su energía es baja o el medio es denso. Consecuentemente, una herramienta de radiactividad natural sólo detecta radiación originada a partir de un volumen relativamente pequeño que rodea al detector.

b) Definición vertical

Es igual al diámetro de la esfera de investigación y varía de acuerdo con la formación, las densidades y las energías de los rayos gamma detectados.

c) Factores que alteran la respuesta del registro

1. *Variaciones estadísticas*. Todos los fenómenos radiactivos en la naturaleza son aleatorios. Las relaciones de conteo varían alrededor de un valor medio y las cuentas deben de acumularse en un periodo de tiempo y promediarse para obtener una estimación razonable de la media. El periodo de acumulación es la constante de tiempo. La estimación de la media será más precisa cuanto mayor sea la relación de conteo y la constante de tiempo.

La figura 5.36 muestra que para variaciones estadísticas aleatorias, el 50% de los datos muestreados caerán dentro de un $\pm$ $0.67N/(2NT)^{1/2}$ de la media. Donde T es la constante de tiempo y N la relación de conteo. T es de 1 a 6 segundos para la mayoría de los registros y N es del orden de 10 a 10 cps. La figura 5.37 muestra como el probable error relativo, expresado como el porcentaje medio de las cuentas disminuye cuando la relación de conteo aumenta (T=1/2s).

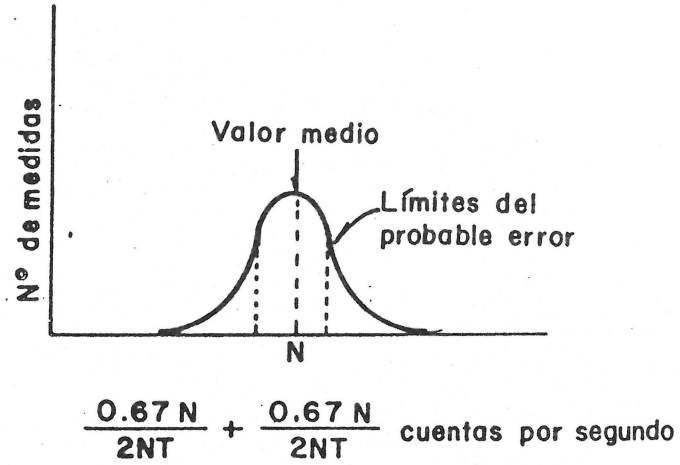


FIGURA 5.36. DISTRIBUCION DE LAS MEDIAS ALREDEDOR DEL VALOR MEDIO (SERRA, 1982, P. 89).

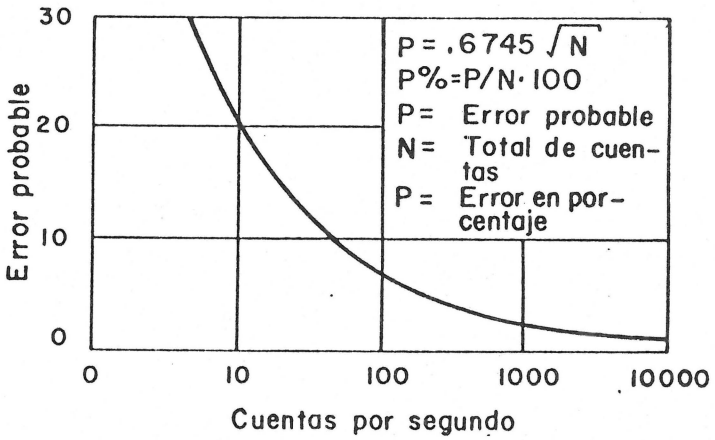


FIGURA 5.37. ERROR PROBABLE COMO UNA FUNCION DE LA RELACION DE CONTEO (SERRA, 1982, P. 90).

2. *Rapidez del registro.* La constante de tiempo introduce un retraso en la respuesta del registro obtenido respecto a los límites de las capas, porque el promedio de la circuitería requiere de un periodo finito de tiempo para responder completamente a un cambio en las relaciones de conteo. Después de atravesar un límite de capa, la respuesta medida alcanza el 97% del nuevo valor sólo después de un tiempo igual a 5T.

   En una secuencia lutita-arena-lutita se apreciará que donde la constante de tiempo sea grande o la velocidad infinitamente lenta, la respuesta será muy simétrica (figura 5.38).

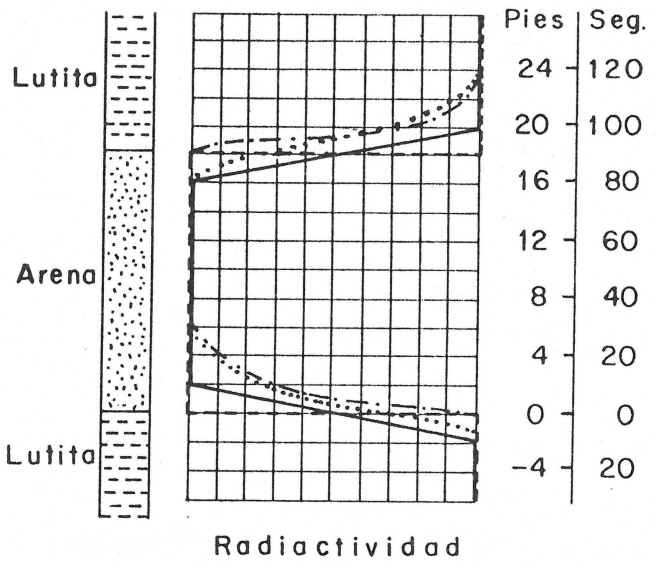


FIGURA 5.38. ILUSTRACION DE LAS POSIBLES RESPUESTAS DE LA HERRAMIENTA DE RAYOS GAMMA NATURALES CUANDO SE OBTIENE CON DIFERENTE RAPIDEZ (SERRA, 1982, P.91).

3. *Condiciones de agujero.* La relación se atenúa varios grados por la presencia del fluido del agujero, entubamiento, ademe y cemento. La posición de la herramienta en el agujero afecta la respuesta del registro. Se plantean algunos factores importantes:

- *Fluido del agujero.* La influencia depende de:

  - Su volumen. Por el tamaño del agujero o ademe.
  - La posición de la herramienta: centrada o descentrada.
  - La densidad (aire, agua, base aceite, contenido de sólidos).
  - Su composición. La naturaleza de los materiales disueltos o en suspensión (NaCl, KCl, bentonita, barita). La bentonita es radiactiva e introduce un desplazamiento constante en las lecturas si el agujero es uniforme. La solución de KCL invade secciones permeables.

- *Ademe. Entubamiento.* Dependen de su espesor, densidad y naturaleza de los materiales (acero, aluminio, etc.). El acero reduce el nivel de rayos gamma.

- *Cemento.* Tipo, naturaleza de aditivos, densidad y espesor.

4. *Espesor de capa.* La curva de rayos gamma no alcanza su valor correcto en una capa cuyo espesor sea menor que el diámetro de la esfera de investigación. En una serie de capas delgadas, la lectura será el volumen promedio de las contribuciones. Hallenburg (1973) proporciona una buena aproximación de las lecturas a través de la ecuación.

$$D_a = V_1 D_1 + V_2 D_2 + \ldots + V_n D_n \qquad 5.30$$

donde V_i representa el volumen del iésimo subestrato y D_i su nivel de energía de los rayos gamma.

En la figura 5.39, el detector está centrado en una capa delgada. Considerando que los estratos adyacentes tuvieran actividad gamma cero, sería posible aproximar el máximo nivel de rayos gamma que la capa delgada pudiera dar. Si la lectura del registro fuera Da, entonces:

$$D_{max} = \frac{16\ r^3\ D_a}{h\ (12r^2 - h^2)} \qquad 5.31$$

donde h es el espesor de la capa y r es el radio de la esfera de investigación.

La ecuación 5.31 se aplica a una herramienta estacionaria. El efecto del registro a una velocdad finita produce una respuesta como 1, que se muestra en la figura 5.38, cuya forma depende de la rapidez del registro. Si A es el área total bajo el pico, se puede aproximar que

$$A = RG_t\ h \qquad 5.32$$

donde h es el espesor de la capa y RG_t es el nivel verdadero de radiactividad. Esto dice, efectivamente, que las áreas achuradas 1 y 2 en la figura 5.39 son iguales al área 3.

d) Agujero abierto

Las correcciones se pueden integrar en

$$RG_c = RG \cdot A \cdot 10^{\,x} \qquad 5.33$$

donde RG_c son los rayos gamma corregidos en unidades API y RG son los rayos gamma leídos.

$$A = \begin{cases} 1.00 \text{ para diámetro de instrumento de 3 5/8 de pulgada} \\ 1.05 \text{ para diámetro de instrumento de 3 7/8 de pulgada} \\ 0.95 \text{ para diámetro de instrumento de 2 pulgadas} \\ 0.92 \text{ para diámetro de instrumento de 1 11/16 de pulgada} \end{cases}$$

$$x = \left(\frac{dh - d_{ins}}{K}\right) \left[0.047\ (\rho_m - 8) + 0.38\right] - 0.1548$$

donde: d es el diámetro del agujero.

d_{ins} es el diámetro del instrumento.

m es la densidad del lodo (lb/gal).

$$K = \begin{cases} 16 \text{ para instrumento centrado} \\ 20 \text{ para instrumento descentrado} \end{cases}$$

o bien, por el nomograma de la figura 5.40.

Por lo que respecta a la constante de tiempo, fluctuaciones estadísticas, velocidad del registro, tipo y longitud del instrumento, cada compañía de servicio tiene las especificaciones de la sonda, por lo que el operador debe tomar en cuenta lo anterior para evitar obtener un mal registro.

e) Agujero ademado

Cuando el registro se obtiene en esta situación, se usa el nomograma de la figura 5.41. Se supone que la sonda viaja apoyada contra la pared de la tubería de ademe más exterior, la descentralización de la sonda (5.14), para este caso se puede expresar como

$$\varepsilon = \frac{dr - ds}{d_{ag} - ds} \qquad 5.34$$

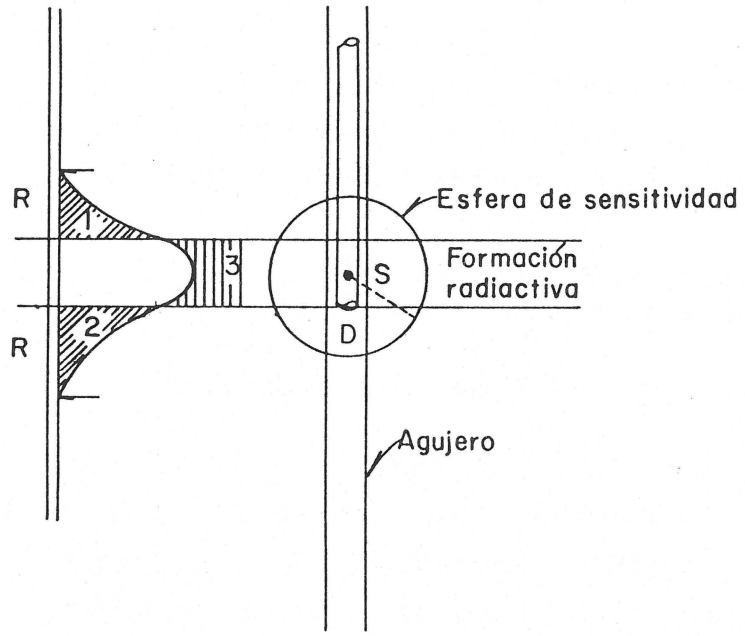
donde: d_r es el diámetro interior de la tubería de revestimiento más interior.

d_s es el diámetro exterior de la sonda.

d_{ag} es el diámetro del agujero.

El espesor radial del lodo aparece en las abscisas y se calcula por

$$h = \frac{1}{2}(dr - ds) \qquad 5.35$$



F I GURA 5.39. RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA EN UNA CAPA (OSERRA, 1982, P. 100).

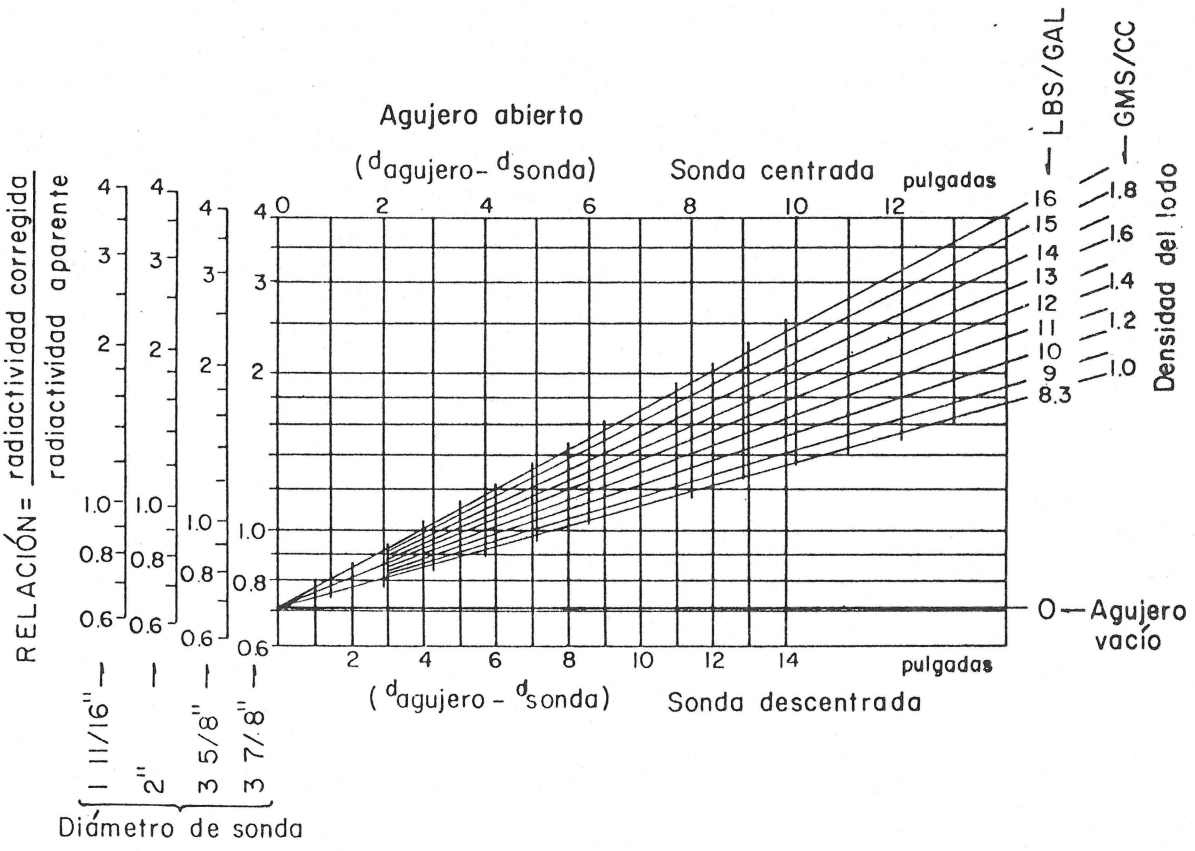


FIGURA 5.40. GRAFICA PARA CORREGIR EL REGISTRO DE RAYOS GAMMA NATURALES BAJO CONDICIONES DE AGUJERO ABIERTO (SCHLUMBERGER, 1972, P. 17).

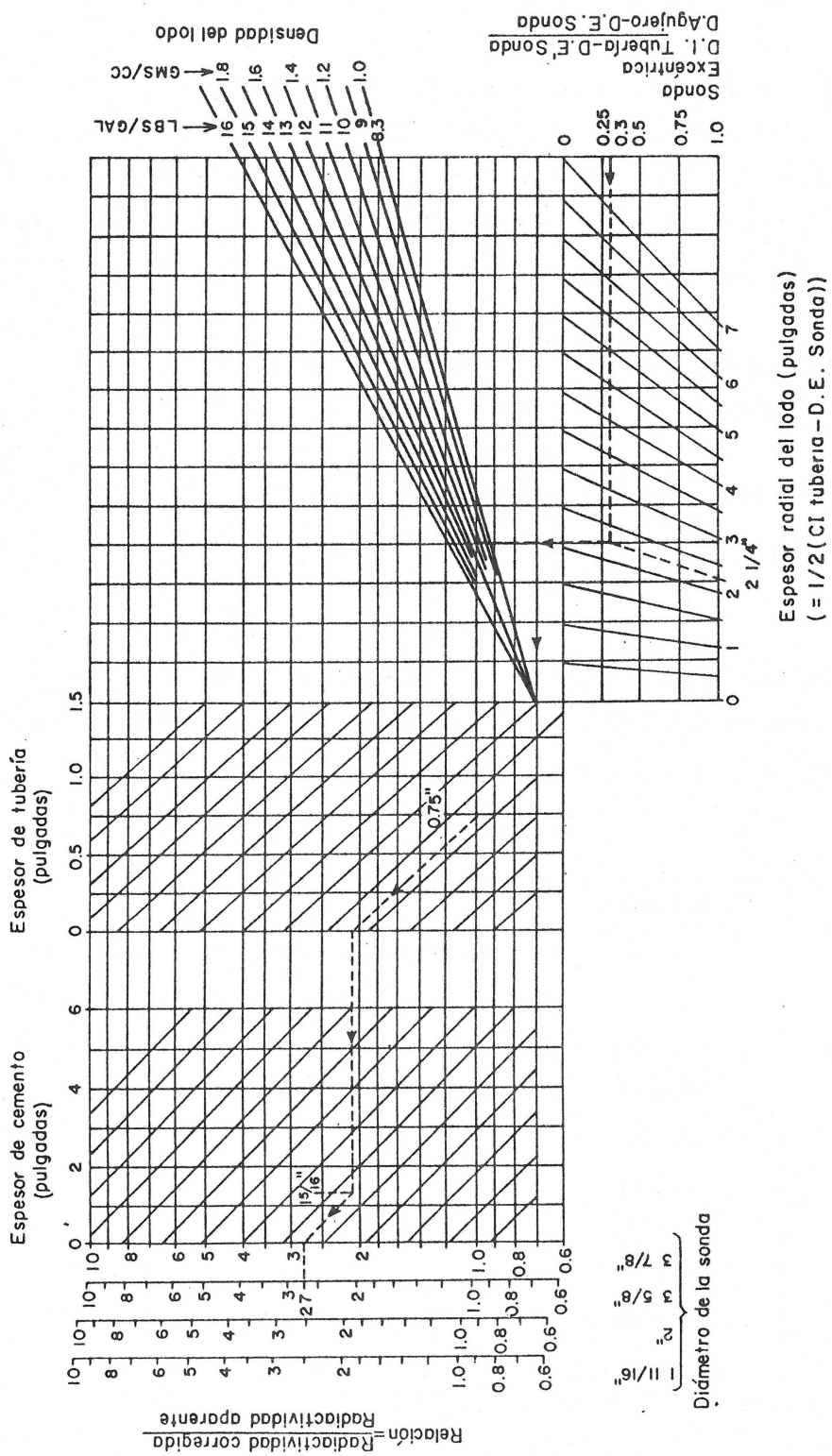


FIGURA 5.41. GRAFICA PARA CORREGIR EL REGISTRO DE RAYOS GAMMA NATURALES BAJO CONDICIONES DE AGUJERO ADEMADO (SCHLUMBERGER, 1972, P.19).

5.12.3 REGISTRO DE DENSIDAD

Se ha visto que para una fuente y espaciamiento dados, los principales factores que alteran la medición son la masa y la relación (Z/A). Como una primera aproximación (Z/A) se considera constante. La densidad global en la región de investigación depende de:

- La densidad y el porcentaje de los diferentes contribuyentes mineralógicos de las rocas.

- En el caso de rocas porosas, la densidad de los fluidos y sus porcentajes en el yacimiento, porosidad y saturación de fluidos.

Sin embargo, una buena corrección implica que se debe tomar en cuenta la influencia Z/A cuando difiera de 1 para aceite, gas y agua (tabla 5.2).

Compuesto	ρ_b	ρ_e
Cuarzo	2.654	2.650
Calcita	2.71	2.71
Dolomita	2.87	2.876
Anhidrita	2.96	2.977
Silvita	1.984	1.863
Halita	2.165	2.032
Yeso	2.32	2.351
Agua dulce	1.00	1.00
Agua salada 200,000 ppm	1.146	1.135
•Aceite $_{n(CH2)}$	0.850	0.850

TABLA 5.2. VALORES DE DENSIDAD ELECTRONICA Y VOLUMETRICA EN ALGUNOS MINERALES COMUNES EN LAS ROCAS.

Existen tres parámetros importantes que pueden influir en la medición, los cuales se explican a continuación.

a) Lutitas

Si se trata de interpretar a la densidad en términos de porosidad, la influencia de la lutita en el registro de densidad es mucho menor que en los registros de neutrón. La densidad de una arcilla seca es similar a la del cuarzo y tiene el mismo efecto en la matriz.

En cualquier caso cuando se realiza una interpretación para litología o porosidad es preferible tomar en cuenta el efecto de lutita; sobre todo si su densidad es muy diferente de los otros minerales que componen la roca.

$$\rho_{bc} = \rho_b + V_{sh} (\rho_{ma} - \rho_{sh}) \qquad 5.36$$

donde:

ρ_{bc} = Densidad de masa coregida por lutita.

ρ_b = Densidad leída.

ρ_{ma} = Densidad de masa de la matriz.

ρ_{sh} = Densidad de masa de la lutita.

V_{sh} = Porcentaje de lutita.

b) Agua

El fluido en la zona investigada por la herramienta es filtrado de lodo, si la roca es porosa. Como la densidad varía con la temperatura y presión como una función de la salinidad, es necesario hacer correcciones en la información (figura 5.42).

c) Hidrocarburos

La densidad de los hidrocarburos es menor que la del agua (figura 5.43), lo cual significa que una misma formación llena de gas aparece mucho más ligera y por lo tanto más porosa que si estuviera saturada con agua. Existe un caso para realizar corrección por hidrocarburos, especialmente cuando se determina porosidad. Si se escribe $\Delta\rho_{bh}$ para la variación de la densidad causada por hidrocarburos, se tiene

$$\rho_b = \rho_{bc} + \Delta\rho_{bc} \qquad 5.37$$

donde:

ρ_{bc} = Densidad de masa corregida por hidrocarburos.

ρ_b = Densidad de masa leída del registro.

se puede mostrar que $\Delta\rho_{bc}$ está dada por:

$$\Delta\rho_{bh} = -1.07\ \phi\ Srh\ (Cmf\ \rho_{mf} - Ch\ \rho_h) \qquad 5.38$$

y de aquí:

$$\rho_{bc} = \rho_b + 1.07\ \phi\ Srh\ (Cmf\ \rho_{mf} - Ch\ \rho_h) \qquad 5.39$$

ϕ = Porosidad.

Srh = Saturación residual de hidrocarburos en la zona invadida.

Cmf = Coeficiente de densidad electrónica para el filtrado del lodo.

Ch = Coeficiente de densidad electrónica para el hidrocarburo.

ρ_h = Densidad del hidrocarburo.

ρ_{mf} = Densidad del filtrado del lodo.

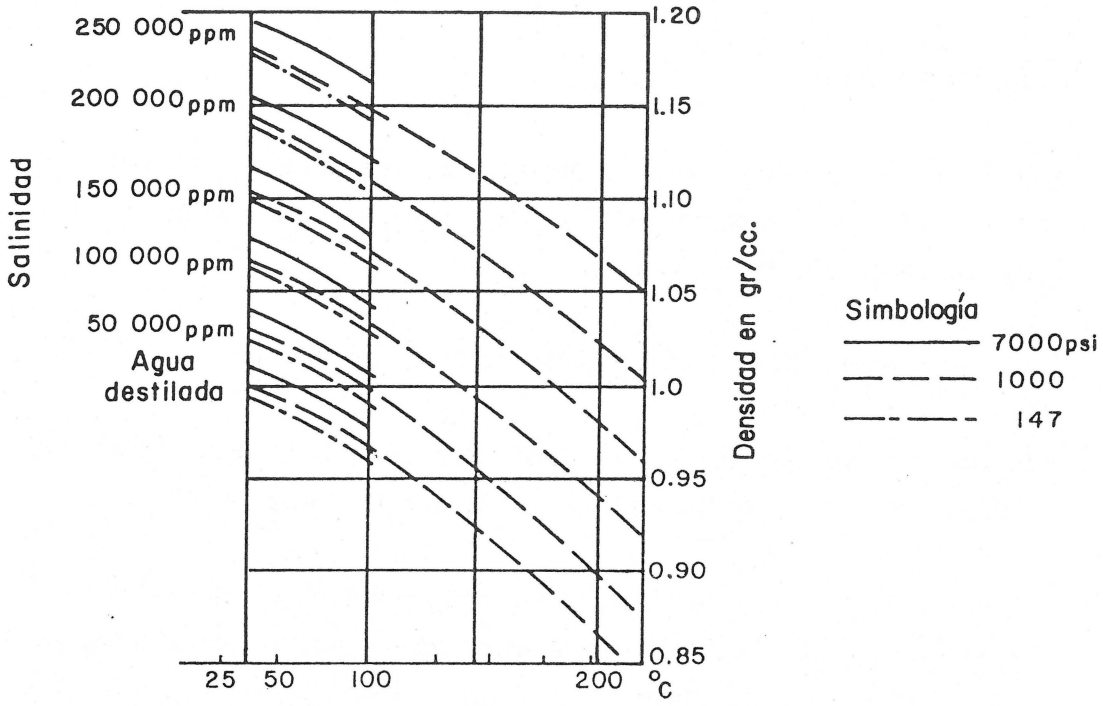
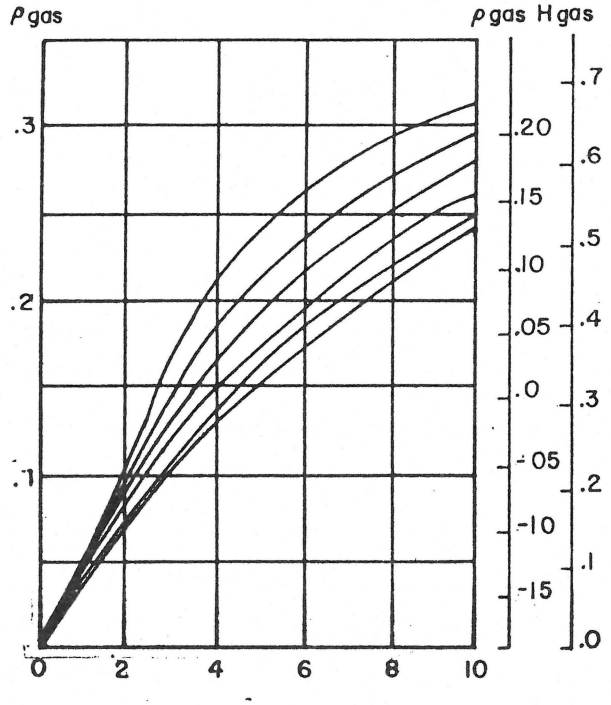


FIGURA 5.42. DENSIDADES DEL AGUA Y SOLUCION A DIVERSAS PRESIONES Y TEMPERATURAS (OSERRA, 1982, P. 201).



ρ_{gas} = DENSIDAD VERDADERA DEL GAS.

ρ_{agas} = DENSIDAD APARENTE COMO SE VE EN LA HERRAMIENTA FDC.

H_{gas} = ONDAS DE HIDROGENO DEL GAS BASADO EN EL REGISTRO SNP.

FIGURA 5.43. DENSIDAD DEL GAS SIN IH COMO UNA FUNCION DE LA PRESION Y TEMPERATURA PARA UNA MEZCLA DE GAS MAS PESADO QUE EL METANO (OSERRA, 1982, P. 200).

d) Efectos ambientales

1. *Agujero.* El efecto del agujero es fácilmente visto en los registros no compensados y es mucho menor en los compensados (figura 5.44).

   Factores que tienen relación con el agujero:

   - *Diámetro de agujero.* Su influencia en el registro es más eficiente en agujeros con diámetro mayor de 10".

   - *Fluidos de perforación.* Las correcciones para pozos con aire son más importantes que para pozos con lodos. Como el aire es menos denso se tienen muy pocos rayos gamma.

   - *Rugosidad de agujero.* Si la pared del agujero no es suave, el cojín del FDC no estará bien acoplado a la formación y afectará la respuesta del registro en aquellas zonas en donde haya presencia de lodo. En este caso, la curva de corrección $\Delta\rho_b$ muestra una influencia diferente en los dos detectores, permitiendo compensar el enjarre remanente alrededor de (+-) 0.15 gr/cc.

   - *Ademe.* El fierro absorbe rayos gamma, de aquí que cuando se usa este registro en pozos ademados, la cantidad de rayos gamma se reduce en el detector; por lo cual no se recomienda correr estos registros en tales condiciones.

   - *Invasión.* Se ha visto que la invasión depende de la presión ΔP entre la formación y la columna del lodo, porosidad y permeabilidad. La invasión cambia la naturaleza de los fluidos en la zona de investigación de la herramienta. Para determinar el efecto de la zona invadida en la medición, se necesita conocer la naturaleza del fluido dentro de la zona de investigación. Con algún registro de resistividad se encuentran las saturaciones de agua en las diferentes zonas.

Entre los diferentes efectos ambientales los más importantes son la rugosidad y la invasión. El primero sólo se corrige empíricamente. El segundo es importante donde existe gas o aceite ligero. Se realiza una corrección para obtener la densidad de la zona virgen, utilizando la siguiente ecuación general:

$$(\rho_b)_{corr} = \phi Sw\ \rho_w + \phi(1-Sw)\rho_h + V_{sh}\rho_{sh} + (1-\phi\ V_{sh})\rho_{ma} \qquad 5.40$$

donde ϕ, Sw, V_{sh} y ρ_{ma} pueden obtenerse de una interpretación cuantitativa de registros de pozos. El resultado de esta ecuación puede usarse con otros fines geofísicos.

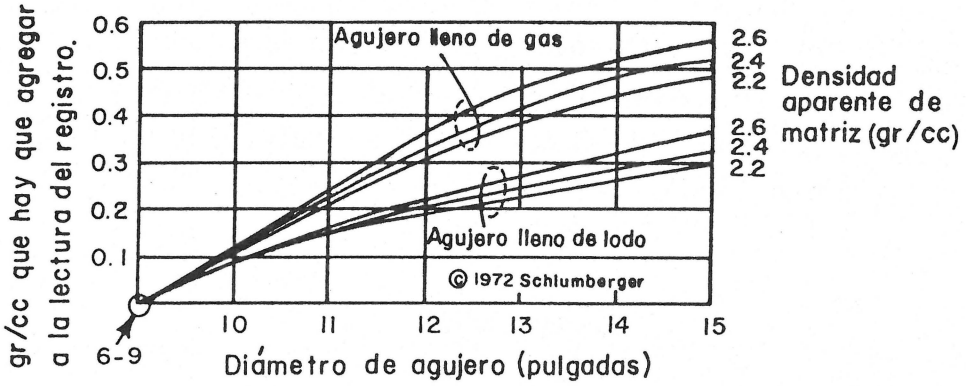


FIGURA 5.44. GRAFICA PARA CORREGIR POR EFECTO DE AGUJERO EL REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO FDC (SCHLUMBERGER, 1972, P. 17).

e) Factores geológicos

1. *Composición de la roca.* Los minerales formadores de rocas (granos, matriz, cemento) se ven a través de sus respectivas densidades electrónicas y del porcentaje de volumen de la formación.

   Cualquier contenido de fluido en la roca está relacionado al tipo, porcentaje de volumen y saturación.

2. *Textura de la roca.* Si se exceptúa la porosidad, la textura tiene un efecto indirecto vía la permeabilidad e invasión.

3. *Estructura sedimentaria.* Si el espesor de las capas es menor que la resolución vertical de la herramienta, la respuesta se verá afectada. Altos echados aparentes también influirán la respuesta (figura 5.45).

4. *Temperatura.* Tiene poco efecto excepto cuando cambia la densidad del fluido, especialmente gas (figura 5.43).

5. *Presión.* Esta afecta a los fluidos de la formación y a la profundidad de invasión.

6. *Evolución de la secuencia de depósito.* Estos factores controlan el espesor de la capa y la evolución de la litología, la cual se refleja en la amplitud y forma de la curva de densidad.

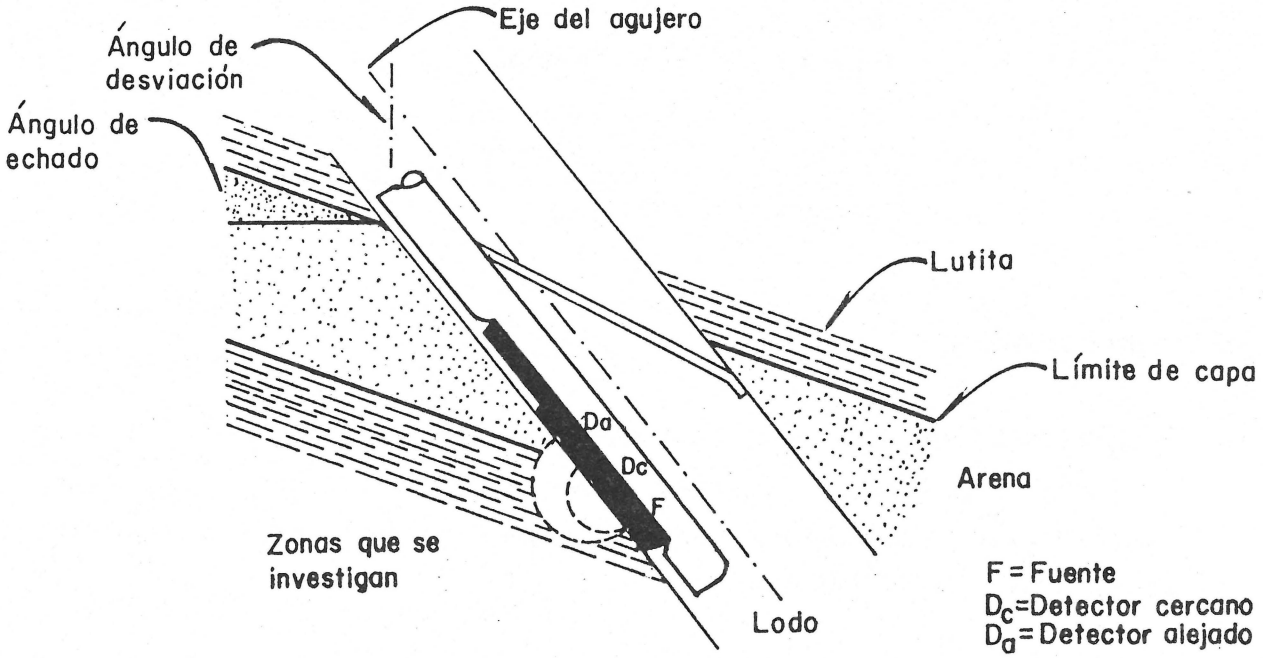


FIGURA 5.45. INFLUENCIA DEL ECHADO APARENTE EN LA RESPUESTA DEL REGISTRO DE DENSIDAD FDC (SERRA, 1982, P. 203).

5.12.4 REGISTROS DE NEUTRONES

Los factores que alteran la medida en estos registros son: hidrógeno; arcillas, micas y otros minerales; tipo de material; presencia de absorbedores de neutrones; salinidad; hidrocarburos; efectos ambientales; así como factores geológicos que afectan el índice de hidrógeno.

a) Hidrógeno

La presencia de hidrógeno figura predominantemente en el decaimiento de los neutrones. Los registros de neutrones esencialmente miden la concentración de hidrógeno.

El índice de hidrógeno (IH) de un material se define como la relación de la concentración de átomos de hidrógeno por centímetro en el material cuando tiene agua pura a 75°F. Por lo tanto, el agua pura tiene un IH de 1.0.

La tabla 5.3 lista los índices de hidrógeno de un número de fluidos y minerales que están presentes en un yacimiento. El IH de hidrocarburos cubre todo el rango desde cerca de cero (gases a baja presión) a 1.0 (aceites pesados), dependiendo del tipo molecular temperatura y presión.

El contenido de hidrógeno de la mayoría de los granos de roca pura (cuarzo, calcita, etc.) son cercanos a cero; su decaimiento es débil dando un IH del fluido de 1.0.

b) Arcillas, micas y otros minerales

Ciertos minerales contienen hidrógeno en la estructura cristalina (tabla 5.3), que puede ser agua de cristalización o molecularmente impregnada. Aunque este hidrógeno no se asocia con la porosidad, esto no puede discriminarlo la herramienta.

En suma, las arcillas a menudo retienen grandes cantidades de agua dentro de su estructura laminar.

Es común obervar lecturas altas de porosidad neutrón en zonas de lutitas, teniéndose que aplicar una corrección a la lectura del registros (IH).

$$IH_{corr} = IH_{leído} - V_{sh}\, IH_{sh} \qquad 5.41$$

c) Tipo de material

Aunque los IH de los minerales de matriz comunes, tales como cuarzo, calcita y dolomita, son cero, los elementos presentes tienen cierto efecto en las fases de decaimiento y captura, como se demuestra en la figura 5.46.

La medida de porosidad, usualmente calibrada en unidades de caliza, debe corregirse por litología de la matriz.

d) Presencia de absorbedores de neutrones

En el caso de las herramientas que miden la fase térmica, la relación de cuentas del detector está afectada por la presencia de fuertes absorbedores de neutrones, tales como el cloro, litio y boro por su influencia en la población de neutrones termales.

El cloro es el elemento más común y las correcciones se hacen a la porosidad medida para estimar la salinidad del lodo de perforación, filtrado y agua conata.

Las mediciones de neutrones epitérmicos son mucho menos sensitivas para estos absorbedores.

MATERIAL	No. átomos de hidrógeno por cc ($x10^{23}$)	Indice de hidrógeno
Agua pura a 15.5 °C a 14.7 psi	0.669	1.00
Agua pura a 93.0 °C a 7000 psi	0.667	1.00
Agua salada 200,000 ppm NaCl, 15.5°C	0.614	0.92
93.0°C	0.602	0.90
Metano CH_4 15.5 °C, 14.7 psi	0.001	0.0015
93.0 °C, 7000 psi	0.329	0.49
Gas natural 15.5 °C, 14.7 psi	0.0011	0.0017
93.0 °C, 7000 psi	0.362	0.54
Carnalita	0.419	0.63
Limonita	0.369	0.55
Yeso	0.325	0.49
Trona	0.284	0.42
Potasio	0.282	0.42
Antrasita	0.268	0.40
Caolinita	0.250	0.37
Clorita	0.213	0.32
Glauconita	0.127	0.19
Muscovita	0.089	0.13
Ilita	0.059	0.09
Biotita	0.041	0.06

TABLA 5.3. CONTENIDO DE HIDROGENO DE CIERTAS SUSTANCIAS.

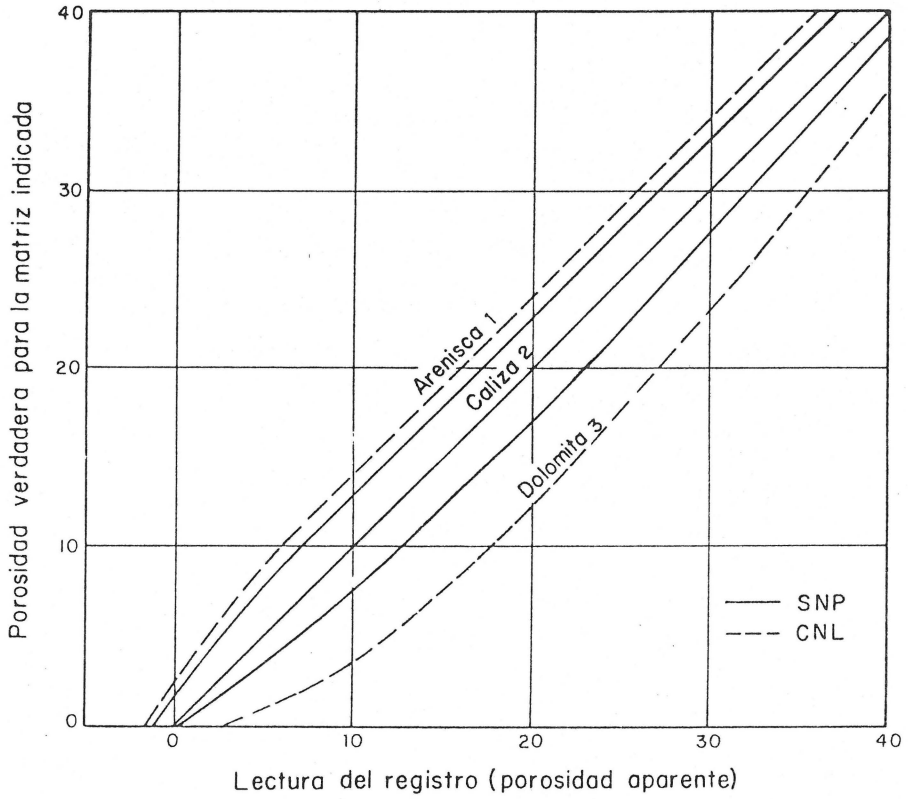


FIGURA 5.46. GRAFICA QUE MUESTRA LA RELACION ENTRE LOS INDICES DE HIDROGENO REALES Y APARENTES PARA LOS DISPOSITIVOS CNL Y SNP (SCHLUMBERGER, 1985, P. 21)

e) Salinidad

Altera la cantidad de hidrógeno presente. El NaCl disuelto desplaza al hidrógeno y reduce el IH del fluido. Schlumberger ha propuesto la siguiente relación:

$$(IH)_W = \rho_W \ (1 - P) \qquad 5.42$$

donde ρ_W es la densidad del fluido (gr/cc) y P es la salinidad en ppm x 10^6.

Esto debe tomarse en cuenta para los fluidos en el agujero, la zona de flujo o virgen. Para un pozo perforado con aceite o lodo base aceite sólo se debe considerar la salinidad del agua conata. En agujeros ademados figurarán el fluido de la tubería y la salinidad del agua conata.

f) Hidrocarburos

Muchos de los medios que tienen aceite pesado presentan un IH cercano a la unidad y su presencia tendrá poco efecto en la medida del registro. Por otra parte, aceites ligeros y gases pueden alterar las lecturas por su bajo IH. Una zona con impregnaciones de hidrocarburos ligeros está caracterizada por una porosidad neutrón aparente, la cual es menor que la que se observaría si la zona tuviera agua.*

La siguiente ecuación:

$$(IH)_{hv} = (9n/12) + n) \ \rho_{hy} \qquad 5.43$$

---

* SE HA OBSERVADO QUE CIERTOS ACEITES TIENEN UNA INFLUENCIA EN LAS PRIMERAS FASES DEL DESARROLLO DEL NEUTRON, LOS CUALES PUEDEN TENER UN EFECTO EN LA MEDICION DE LOS NEUTRONES TERMICOS Y EL CONCEPTO SIMPLISTA DE IH NO DESCRIBE ADECUADAMENTE LA SITUACION. ESTE FENOMENO ESTA EN INVESTIGACION.

ha sido propuesta por Schlumberger para determinar el IH del hidrocarburo de la forma CH_n y densidad ρ_{hy}.

La figura 5.43 permite estimar el IH de un gas de composición molecular $C_{1.1}$ $H_{4.2}$, la densidad $\rho_{a\,(gas)}$, temperatura y presión conocidas. En su forma más simplista, se puede decir que la porosidad neutrón medida en una zona limpia con gas es:

$$\phi_N = \phi \left(IH_{hy}\, S_{rh} + IH_W\, S_{xo} \right) \qquad 5.44$$

donde ϕ es la porosidad efectiva.

Sin embargo, se ha encontrado que esto no puede explicar por completo la respuesta del registro al gas. Un efecto de excavación se ha postulado, el cual introduce un decaimiento adicional en ϕ_N. Esto significa una lectura debajo de la esperada en la base de los IH de los componentes de la formación. El efecto de excavación resulta de la presencia de un segundo fluido en la formación con un IH mucho menor que el del agua. Así que de hecho la ecuación 5.44 se transforma en:

$$\phi_N = \phi \left(IH_{gas}\, (1-S_{xo}) + IH_f\, S_{xo} \right) - \Delta\phi_{Nex} \qquad 5.45$$

La carta de la figura 5.47 puede utilizarse para corregir el valor de la porosidad del registro CNL.

Una corrección aproximada se da por

$$\Delta\phi_{Nex} = K \left(2\phi^2\, S_{WH} - 0.04\, \phi \right) (1 - S_{WH}) \qquad 5.46$$

donde K es un coeficiente de litología (K = 1.0) para arenisca, 1.046 para caliza y 1.173 para dolomita y

$$S_{WH} = IH_{gas}\, (1 - S_{xo}) + IH_f\, S_{xo} \qquad 5.47$$

El término *efecto de excavación* se origina de la comparación de una formación totalmente saturada de agua con otra que

tiene el mismo contenido de agua, pero con mayor porosidad; el espacio poroso adicional está lleno con gas que tiene un IH de cero. En la base del IH, ambas formaciones darán la misma respuesta de porosidad (figura 5.48). Sin embargo, la segunda formación difiere de la primera porque el espacio poroso adicional ocupado por el gas ha sido proporcionado por excavación. Las dos formaciones darán una respuesta aparente que diferirá por la cantidad del efecto de excavación.

El efecto de excavación es mayor para grandes contrastes entre el índice de hidrógeno del segundo fluido y el agua de formación para porosidades de formación más altas y saturaciones de agua intermedias.

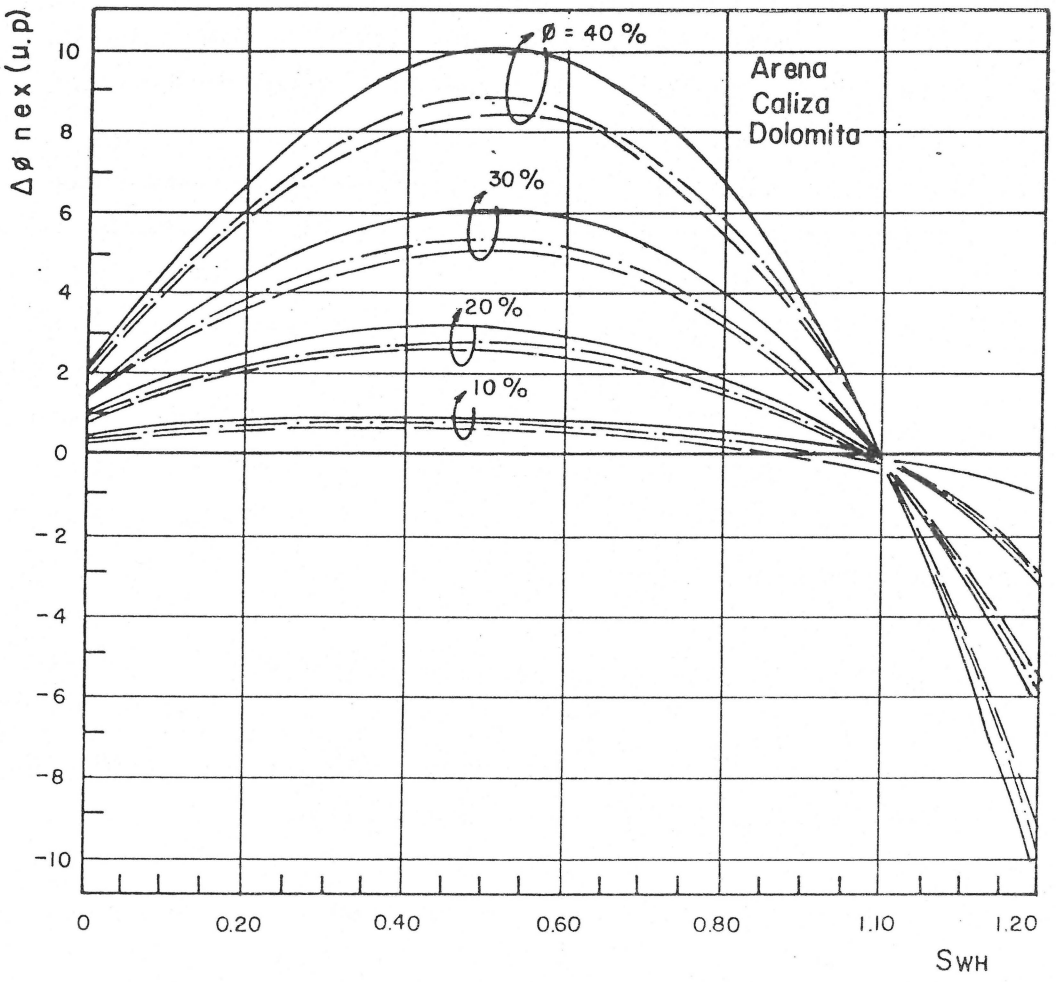


FIGURA 5.47. CORRECCION POR EFECTO DE EXCAVASION COMO UNA FUNCION DE Sw (TOMADO DE SEGESMAN Y LIU, 1971).

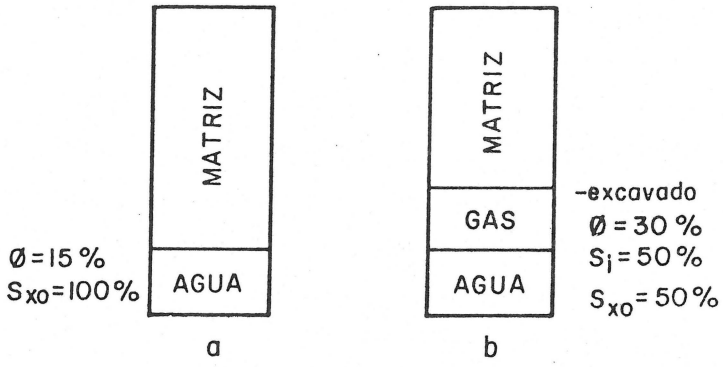


FIGURA 5.48. FORMACION "a" Y "b" QUE CONTIENEN LAS MISMAS CANTIDADES DE HIDROGENO (TOMADO DE SEGESMAN Y LIU, 1971).

g) Efectos ambientales

1. *Efectos de agujero*

- *Tipo de lodo*

En *agujeros perforados con aire o llenos de gas* las contribuciones de neutrones disminuyen y no hay captura. Sin embargo, la respuesta de la herramienta es sensible a agujeros vacíos, generalmente resulta un incremento en la relación de conteo del detector, parte de la formación, parte por la interacción entre la fuente y los detectores. Las herramientas GNT, TDT, SNP y la CNT-G pueden correrse en agujeros vacíos, pero no así la CNT termal.

En *agujeros llenos con líquidos*, la influencia del fluido de la lectura del registro depende de:

- *Salinidad del lodo*. El cloro es un fuerte absorbedor de neutrones. Un incremento en la salinidad del lodo ocasiona una disminución en los neutrones térmicos y, en consecuencia, un incremento en los rayos gamma de captura. Las herramientas de neutrones térmicos trasladan a un mayor índice de hidrógeno aparente.

Lo opuesto se aplica a las herramientas de neutrón gamma (figura 5.49).

· *Densidad del lodo*. El IH de la columna del lodo se reduce por el aumento en el peso de los aditivos (barita, NaCl, etc.), incrementando el nivel del neutrón térmico cerca del detector. Las herramientas térmicas leen un IH aparente bajo.

La respuesta de la herramienta neutrón-gamma tiene una mayor dependencia en la naturaleza de los aditivos.

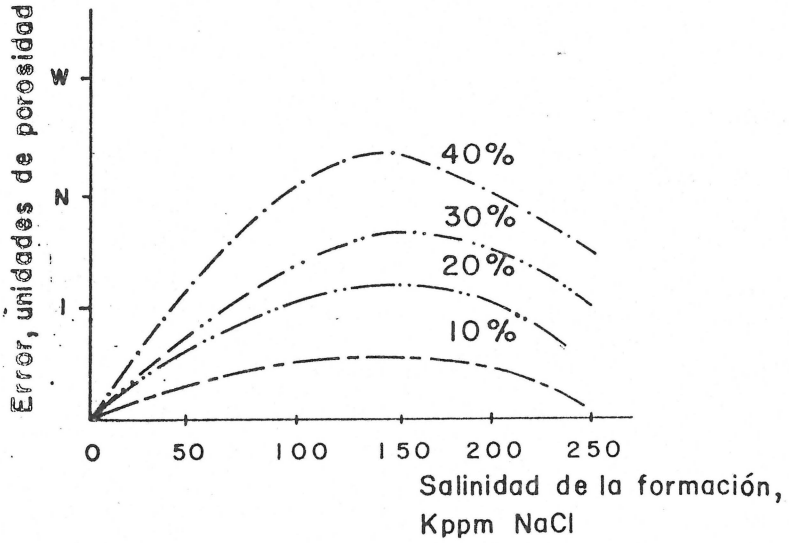


FIGURA 5.49. EFECTOS DE LA SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACION EN EL REGISTRO CNL (OSERRA, 1982, 146).

· *Diámetro del agujero*

A mayor tamaño de agujero o ademe, mayor serán el decaimiento y captura de neutrones en el agujero. La señal de la formación será menor.

· *Posición de la herramienta*

La señal de la formación es usualmente más fuerte cuando la herramienta está pegada contra el agujero o

el ademe. Se pueden utilizar descentradores mecánicos (CNT). En pozos ligeramente desviados, la herramienta tiende a correr a lo largo del lado bajo del agujero.

2. *Enjarre*

El efecto del enjarre es importante en herramientas de almohadillas como la SNP, pero usualmente despreciable con otras herramientas. El enjarre es rico en átomos de hidrógeno, lo que contribuye al incremento del IH aparente.

3. *Ademe*

El fierro es un fuerte absorbedor de neutrones. También atenúa rayos gamma. El cemento pegado junto al ademe tiene un alto IH (>50%). El efecto total en esta situación es incrementar el IH aparente mediante la reducción de las relaciones de conteo (figura 5.50).

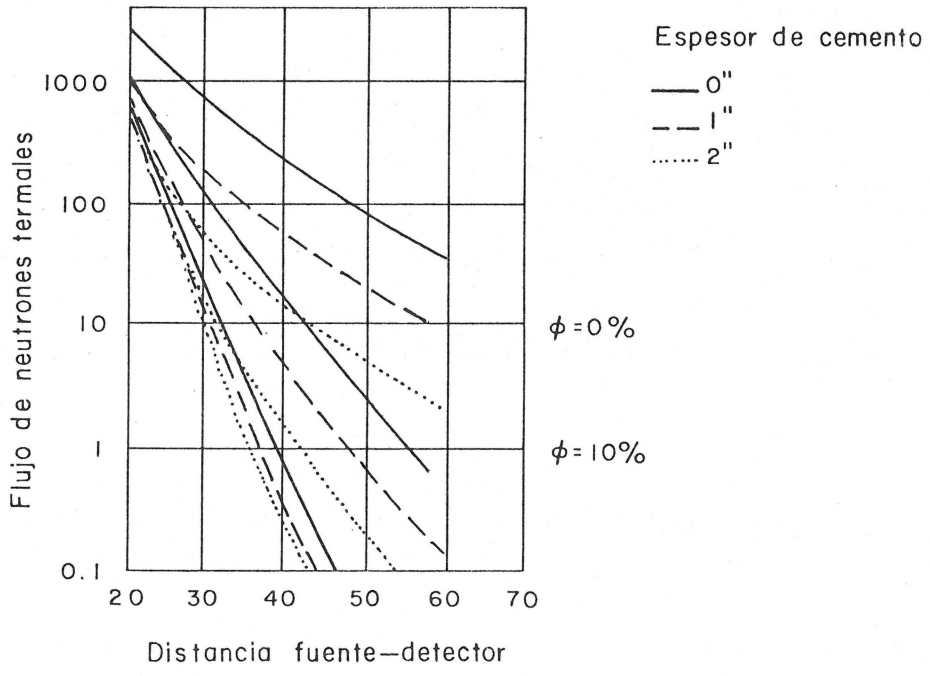


FIGURA 5.50. RELACION DE CONTEO DE NEUTRONES CONTRA LA DISTANCIA FUENTE DETECTOR PARA VARIAS POROSIDADES Y ESPESORES DE CEMENTO (OSERRA, 1982, P. 146).

En resumen, las herramientas con almohadilla son ligeramente sensitivas a los efectos de agujero, pero fuertemente influidas por el enjarre. No pueden correrse en agujeros ademados.

Las otras herramientas están afectadas de una forma u otra. Los métodos de relación que utilizan doble detector (CNT, TDT) son menos susceptibles a efectos ambientales.

En la figura 5.50, el efecto en un detector en el conteo individual es más marcado, conforme el espesor de cemento aumenta. La relación de conteo entre los detectores cercano y lejano está sólo ligeramente cambiada cuando el equipo tiene dos detectores. Las correcciones necesarias se aplican ya sea de manera automática, o bien, a partir del nomograma de la figura 5.51.

4. *Invasión*

El volumen de formación que contribuye a la medida, depende de la configuración de la herramienta, la técnica de medida y de la misma característica de la formación. Las herramientas GNT, CNT y TDT tienen aproximadamente la misma profundidad de investigación, mucho se obtiene en mediciones someras.

El proceso de invasión ya se discutió. La profundidad de invasión varía de acuerdo al lodo, a las características de formación y al procedimiento de perforación.

Tomando todos estos factores en consideración, se puede decir en general que las herramientas de neutrón leerán en la zona de flujo.

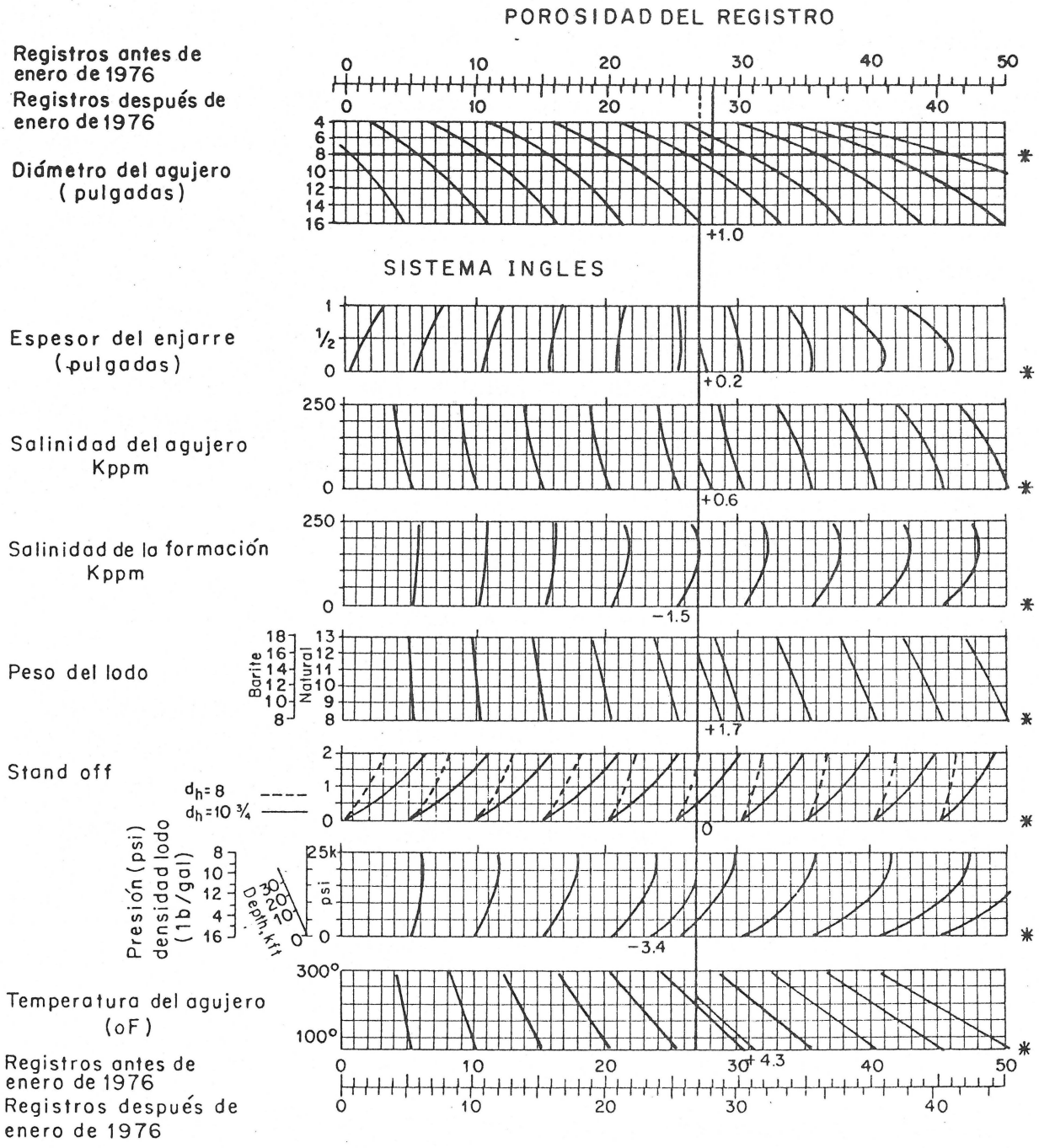


FIGURA 5.51. GRAFICA PARA CORREGIR EN REGISTRO NEUTRON COMPENSADO EN AGUJERO ABIERTO (SCHLUMBERGER, 1985, P. 24).

h) Factores geológicos que afectan el índice de hidrógeno

1. *Litología y fluidos*

La medida de IH aparente estará influida por una disminución y absorción de los elementos presentes. Efectos litológicos más fuertes se ven comúnmente en minerales arcillosos y tobas, o minerales impregnados de hidrógeno como yeso, carnalita, etc.

Lo mismo sucede con los fluidos intersticiales. la respuesta del neutrón depende de las propiedades interactivas de los constituyentes de los fluidos y por supuesto de la porosidad y saturación dentro del volumen que se investiga.

2. *Textura*

Con excepción de la porosidad, la cual está controlada por el arreglo, empaquetamiento, porcentaje de matriz y cemento, los otros parámetros de la textura no tienen un efecto directo en las interacciones del neutrón y rayos gamma. Indirectamente, se puede afirmar que el tamaño del grano y el arreglo influyen más en la permeabilidad.

3. *Temperatura*

A medida que la temperatura aumenta, el IH disminuye. Una estabilización del circuito electrónico asegura que la respuesta del detector caiga en los límites aceptables a altas temperaturas.

4. *Presión*

Un incremento en la presión tiende a aumentar el IH de los fluidos. Esto es particularmente cierto para gas. Los efectos combinados de presión y temperatura dan como resultado un incremento neto del IH con la profundidad. La presión es también un factor en el proceso de invasión.

5. *Ambiente de depósito, evolución secuencial*

Estos son factores que dependen del espesor de la capa y de la secuencia litológica.

5.12.5 REGISTRO SÓNICO

Los factores que influyen en la medida son: matriz, porosidad y fluidos, temperatura y presión, textura, efectos ambientales y otros.

a) Matriz

La velocidad del sonido en la formación depende del tipo de mineral de que está compuesta la roca. El efecto de los minerales se determina por sus densidades y parámetros elásticos. Estos parámetros no siempre son conocidos. Sin embargo, el tiempo de tránsito se ha medido para algunos minerales (tabla 5.4).

En el caso de litologías complejas, el efecto de un mineral se determina por su fracción de volumen y de su propia velocidad respecto al sonido. La manera en que los minerales están distribuidos es también importante:

- *Laminaciones*. En este caso, el tiempo de tránsito está dado por:

$$\Delta t_{ma} = V_1 \Delta t_{ma1} + \ldots + V_n \Delta t_{man} \qquad 5.48$$

- *Dispersa*. En esta forma de distribución se necesita aplicar el concepto de fase continua (se tratará en formaciones arcillosas).

Mineral	valor medio	Valores extremos	Valor medio	Valor extremo	Módulo volumétrico K
	Δt (μseg/pie)		VL (ft/seg x 10^{23})		
Hematita		42.9		23.295	
Dolomita	44.0	(40.0-45.0)	22.797	(22.222-25.000)	82
Calcita	46.5	(45.5-47.5)	21.505	(21.053-22.000)	67
Aluminio		48.7		20.539	
Anhidrita		50.0		20.0	54
Granito	50.8	(46.8-53.5)	19.685	(18.691-21.367)	
Acero		50.8		19.686	
Fierro		51.1		19.199	
Yeso	53.0	(52.5-53.0)		(18.868-19.047)	40
Cuarzo	55.1	(54.7-55.5)	18.149	(18.000-18.275)	38
Arenisca	57.0	(53.8-100.0)	17.544	(10.000-19.500)	
Basalto		57.5	17.391		
Lutita		(60.0-170.0)		(5.882-16.667)	
Trona		65.0		15.400	
Halita		66.7		15.000	23
Silvita		74.0		13.500	
Carnalita		83.3		12.000	
Azufre		122.0		8.200	
Agua, 20, 000 ppm NaCl 15 psi		186.0		5.375	
Agua 100,000 ppm NaCl 15 psi 25°C		192.3		5.200	2.752
Agua pura (25°C)		207.0		4.830	2.239
Aceite		238.0		4.200	

TABLA 5.4. TIEMPO DE TRANSITO Y VELOCIDAD DE LA ONDA COMPRESIONAL PARA ALGUNOS MINERALES COMUNES EN LAS ROCAS.

b) Porosidad y fluidos

La velocidad del fluido también dependerá de la porosidad y del fluido:

- A mayor porosidad menor velocidad.

- Generalmente, si para una porosidad y matriz constante se reemplaza agua por aceite o aceite por gas, la velocidad disminuye.

- La velocidad del sonido del agua depende de la salinidad, ya que a mayor salinidad se tiene mayor velocidad. La carta de la figura 5.52 da la velocidad del sonido del agua para varias salinidades y también como una función de la presión y temperatura. La variación en la velocidad puede oscilar de acuerdo con la compresibilidad (figura 5.53).

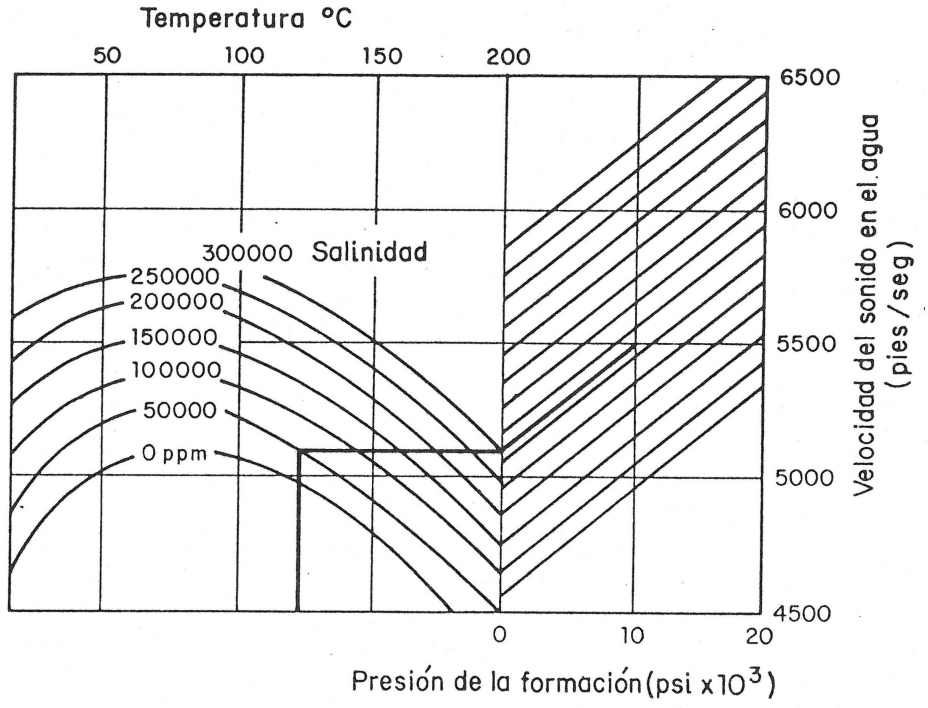


FIGURA 5.52. VELOCIDAD DEL SONIDO EN EL AGUA COMO UNA FUNCION DE SU SALINIDAD, PRESION Y TEMPERATURA (SERRA, 1982, P. 226).

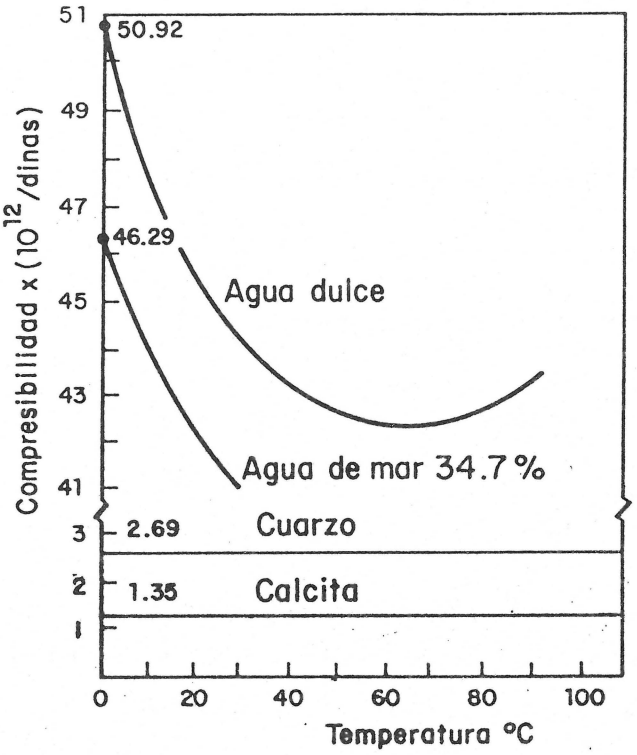


FIGURA 5.53. VARIACION DE LA COMPRESIBILIDAD CON LA TEMPERATURA (SERRA, 1982, P. 226).

c) Temperatura y presión

Como se ha visto, éstas tienen efecto en la salinidad del agua, también en gas o aceite y en la misma matriz. Algunos experimentos se muestran en las figuras 5.54 y 5.55. Al examinar la figura 5.55, se observa que la velocidad tiende hacia un límite, conocido como la *velocidad terminal* cuando se incrementa la presión. Por otro lado, a una presión constante extrema, la velocidad del sonido se incrementa en función de la diferencia de presión ΔP (véase figura 2.14, capítulo 2) entre las presiones internas y externas.

d) Textura

La manera en que los granos y la porosidad de la formación están arreglados influye en la velocidad. Sarmiento (1961) mostró que el tipo, tamaño y distribución de los poros (intergranular, vesicular y fractura) tienen efecto en la

velocidad: "Debajo de cierto tamaño los poros son probablemente incluidos en las características elásticas de las rocas, para poros grandes o vesículas es probable que la vibración del sonido siga la trayectoria más corta en la matriz. El tamaño crítico de los poros está directamente relacionado a la longitud de onda".

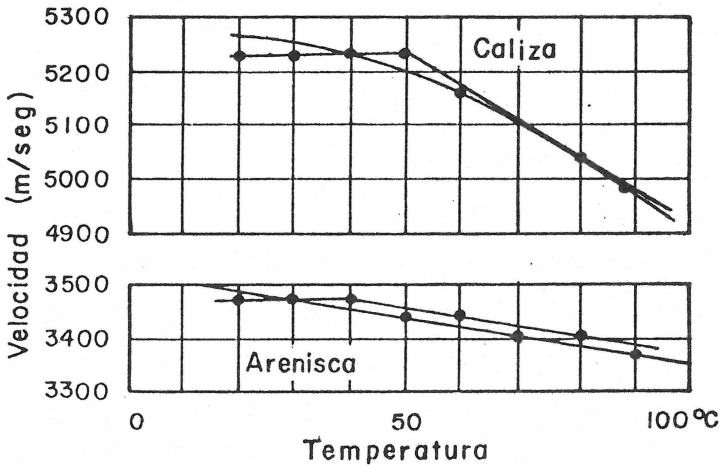


FIGURA 5.54. VELOCIDAD DEL SONIDO DE LAS ROCAS EN FUNCION DE LA TEMPERATURA (SERRA, 1982, P. 227).

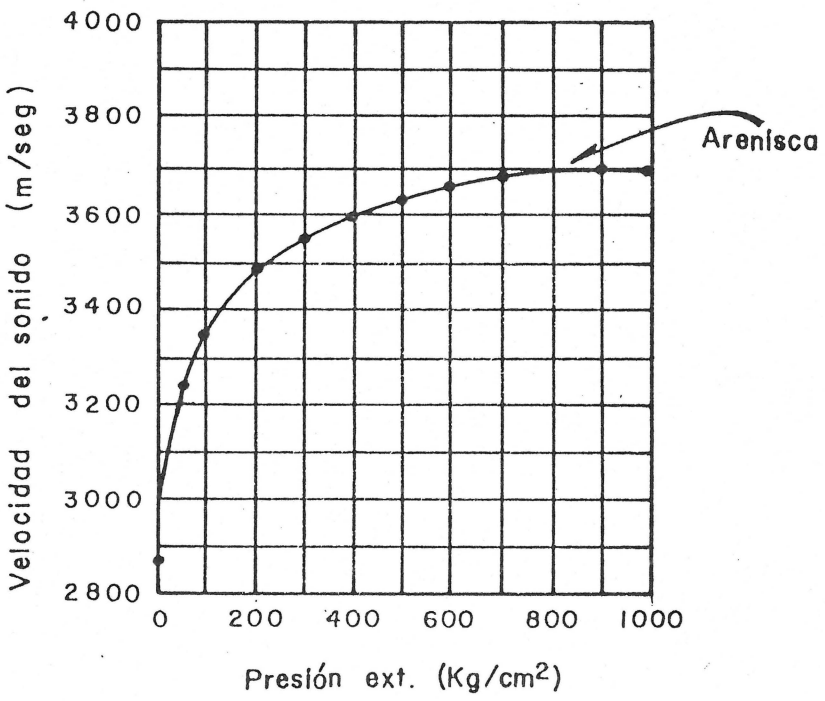


FIGURA 5.55. VELOCIDAD DEL SONIDO DE UNA ARENISCA COMO UNA FUNCION DE LA PRESION EXTERNA (SERRA, 1982, P.227).

También se puede observar que para la misma porosidad, la velocidad dependerá de la clase de contacto intergranular, que puede ser un punto, una línea o superficie.

Lo anterior lleva a la idea de anisotropía en la velocidad, que no es la misma si ésta se mide paralela o perpendicular a los granos. De esto se observa que la influencia del echado de la capa en la velocidad medida proporciona el concepto de *fase continua.*

1. En formaciones con baja porosidad, con poros más o menos aislados y aleatoriamente distribuidos, la matriz constituye la fase continua y parece lógico que el primer arribo viaje más rápido en esta fase, evitando los poros. Consecuentemente, mientras la porosidad busca un cierto valor (5-10%), el Δt no varía significativamente de Δt_{ma}. Es por esto que se considera que el registro sónico detecta porosidad secundaria.

2. Si un grano está en suspensión en el fluido, como es el caso en series de lutitas con poca compactación y arenas superficiales con alta porosidad (mayores de 48-50%), la fase continua es el fluido y lo que se mide es el tiempo de tránsito en el fluido.

   La existencia de microfisuras, naturales u originadas por la perforación, reducirá igualmente la velocidad por la producción de microporosidad en forma de planos por los cuales las ondas viajan. Esto sucede en muchas clases de formaciones, usualmente lutitas y carbonatos, hay discrepancia entre las velocidades sísmicas y el registro sónico. Se recomienda medir el Δt con espaciamientos largos (figura 5.56).

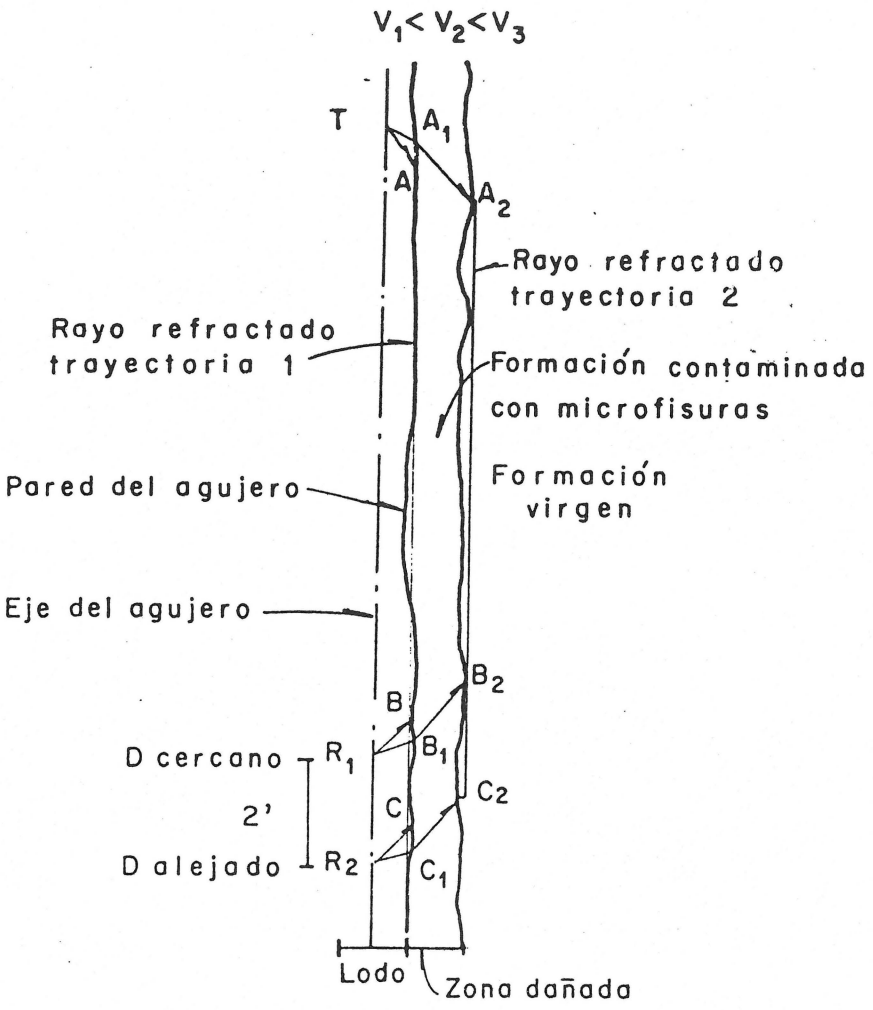


FIGURA 5.56. ESQUEMA DE DOS TRAYECTORIAS REFRACTADAS PARA UNA ZONA ALTERADA CON MICROFISURAS (SERRA, 1982, P. 228).

e) Efectos ambientales y otros

1. *Tiempo de tránsito de alargamiento*

Como el sonido que arriba al segundo receptor tiene una trayectoria más larga, la señal es generalmente débil. Como el detector en la entrada es el mismo para ambos receptores, la detección puede ocurrir más tarde en el receptor más distante. Esto da un Δt mucho más grande (figura 5.57).

2. *Salto de ciclo*

En algunos casos, la señal que arriba al segundo receptor es muy baja para detectarse en el primer arribo. La detección luego ocurre en el segundo o tercer ciclo de arribo (figura 5.57). Esto se muestra como incrementos abruptos en el Δt. Si el salto de ciclo aparece sólo en uno de los detectores alejados, el incremento en Δt es entre 10 y 12.5 μseg/ft para el segundo ciclo y 20 a 25 μseg/ft para el tercero. Si el salto de ciclo ocurre en ambos receptores alejados, el error en Δt está entre 20 y 25 μseg/ft para un ciclo olvidado y de 30 a 37.5 μseg/ft para los dos.

Este salto ocasional en Δt a menudo está asociado con la presencia de gas y algunas veces de aceite. Esto también puede suceder en zonas fracturadas y se debe a la fuerte atenuación de la señal.

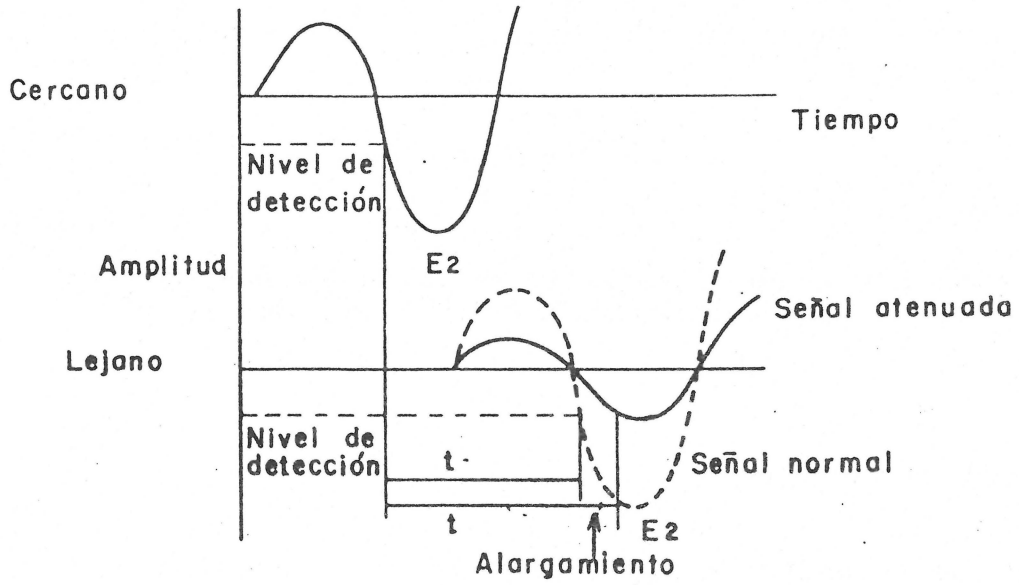


FIGURA 5.57. ESQUEMA QUE EXPLICA EL TIEMPO DE TRANSITO DE ALARGAMIENTO (SERRA, 1982, P. 230).

3. *Tamaño del agujero*

Este efecto aparece sólo cuando la suma del tiempo de tránsito del emisor a la pared del agujero y de la pared al receptor es

mayor que la distancia del transmisor al receptor. En este caso, el primer arribo es recto a través del lodo (figura 5.58). Para eliminar tal efecto, la sonda se corre excéntrica. Este mismo efecto en la herramienta BHC es pequeño a menos que la cavidad sea muy grande.

En el caso del lodo de perforación, si el agujero está lleno con aire o el lodo tiene gas, la atenuación de la señal es muy grande (figura 5.17).

4. *Invasión*

Existe poco efecto de invasión en zonas con agua. Sin embargo, en zonas con gas o aceite, aun con altas saturaciones de agua, el intervalo de tiempo en la zona invadida puede ser muy diferente que en la zona virgen.

- *Invasión profunda*. La lectura sónica sólo se obtiene en la zona de flujo y no se detecta gas o aceite (figura 5.59). No existe problema en el cálculo de la porosidaid en este caso.

- *Poca invasión*. El gas o aceite ligero afectan la medida. Si el Δt es menor en la formación con hidrocarburos que en el lodo, la lectura es representativa de la zona virgen (figura 5.60).

  Sin embargo, el Δt requiere interpretaciones cuidadosas en términos de porosidad. Si el Δt de la formación es mayor que el del lodo, el registro dará el Δt del lodo (figura 5.61). El Δt de la zona virgen no puede ser menor.

- *No invasión y producción ligera*. En este caso ocurren burbujas en el lodo y se presentan saltos de ciclo debido a la fuerte atenuación (figura 5.57).

Es posible algunas veces observar velocidades muy bajas en formaciones que están impregnadas con agua (figura 5.62). Esto se debe generalmente a un porcentaje muy pequeño de gas en forma de microburbujas en el agua, llevando a una fuerte atenuación de la onda. Domenico (1976) mostró que una saturación de gas del 15% reduce drásticamente la velocidad respecto a la formación saturada con agua (figura 5.63).

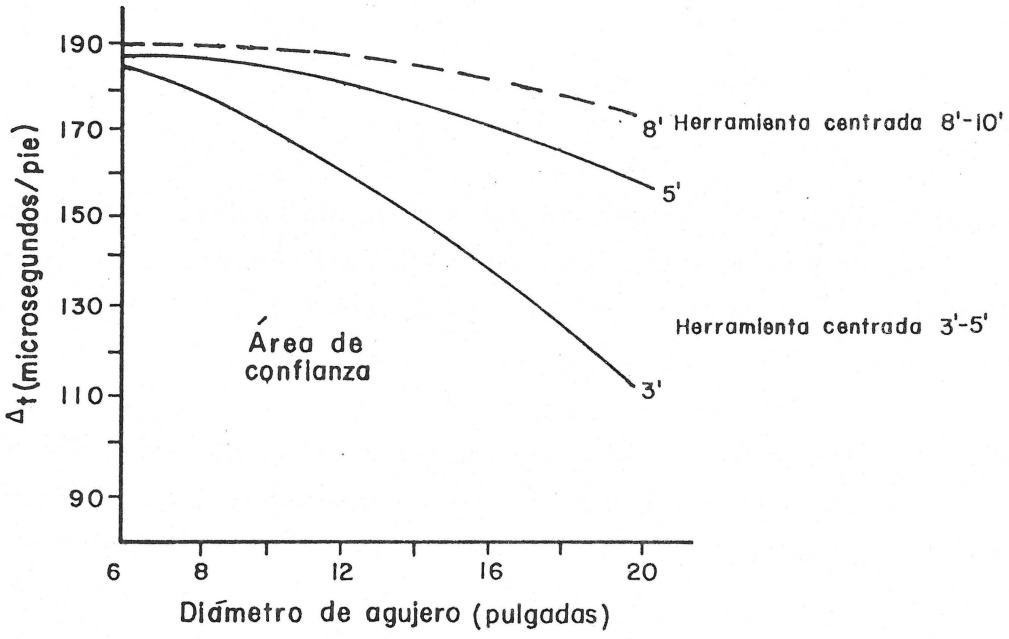


FIGURA 5.58. EFECTO DEL TAMAÑO DE AGUJERO (SERRA, 1982, P. 232).

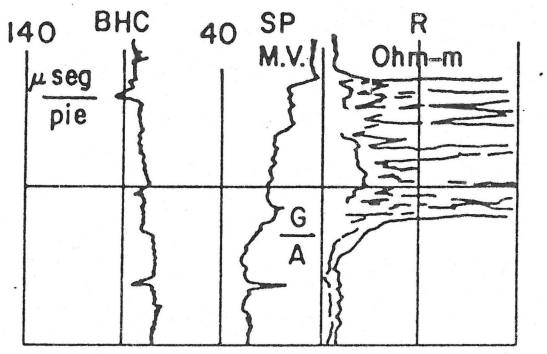


FIGURA 5.59. EJEMPLO QUE ILUSTRA LA LECTURA DEL REGISTRO SONICO EN LA ZONA DE FLUJO (SERRA, 1982, P. 232).

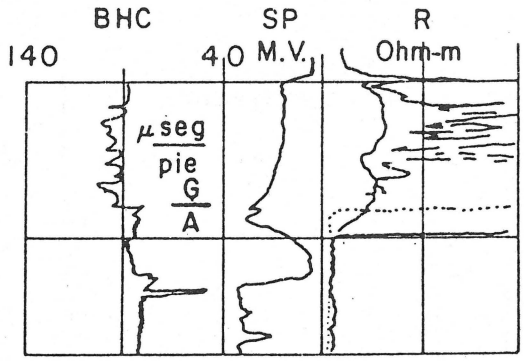


FIGURA 5.60. EJEMPLO QUE ILUSTRA LA LECTURA DEL REGISTRO SONICO EN LA ZONA VIRGEN. OBSERVESE LA ATENUACION DE LA DEFLEXION DEL REGISTRO SP FRENTE A LA ZONA CON GAS.

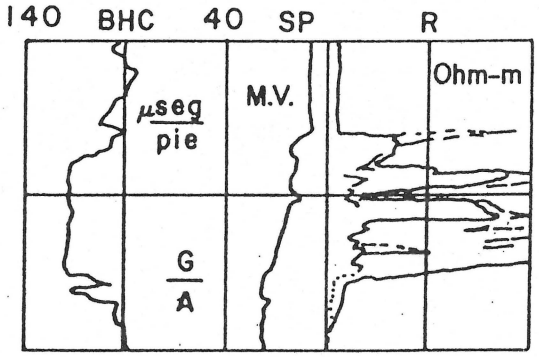


FIGURA 5.61. EJEMPLO EN EL QUE SE ILUSTRA LA LECTURA DEL REGISTRO SONICO LEYENDO UN INTERVALO DE TIEMPO DE TRANSITO DE LODO (SERRA, 1982, P. 232).

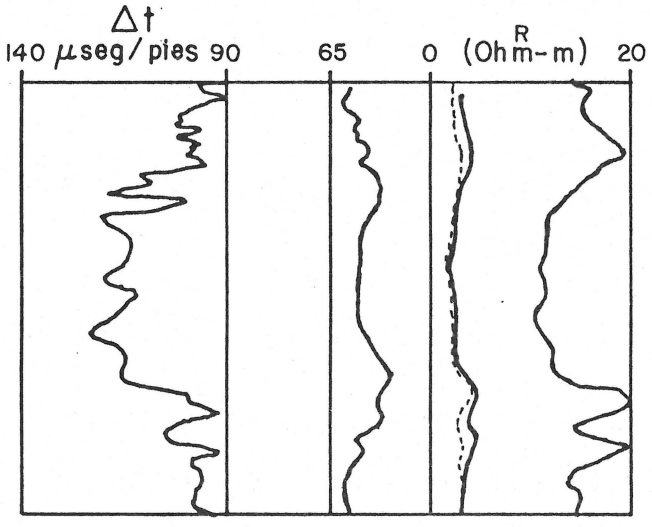


FIGURA 5.62. EJEMPLO DEL EFECTO DE UNA BAJA SATURACION DE GAS. EL REGISTRO DE RESISTIVIDAD MUESTRA UNA ARENISCA IMPREGNADA DE AGUA (SERRA, 1982, P. 232).

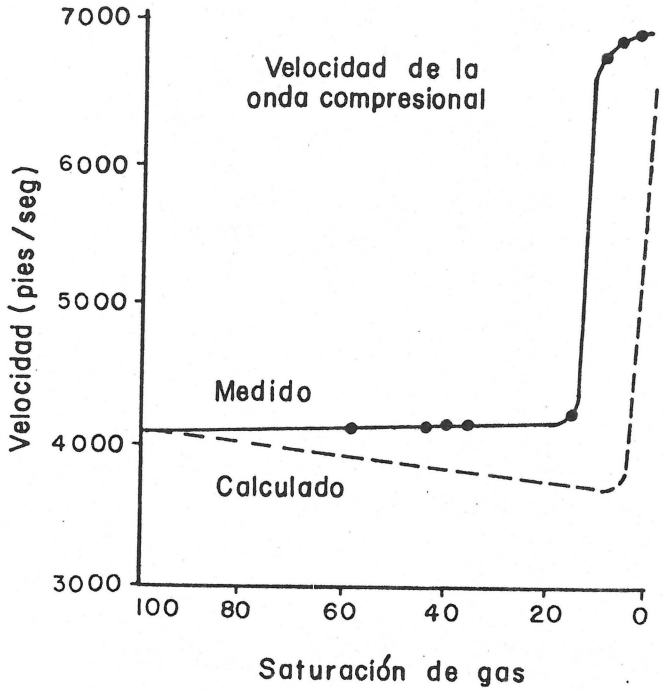


FIGURA 5.63. EFECTO DE LA SATURACION DEL GAS EN LA VELOCIDAD EN UNA ARENISCA SOMERA (SERRA, 1982, P. 233).

5.12.6 REGISTRO 'ESPECTRALOG

a) Agujero

La influencia del agujero se debe esencialmente a la absorción y a la disipación Compton, las cuales son función de varios factores.

1. La energía de los rayos gamma emitidos: la absorción es mayor cuando la energía gamma es más baja.

2. El volumen de fluido que rodea la herramienta depende del diámetro del agujero.

3. La naturaleza del fluido de perforación depende de:

   - *Su densidad*. El efecto Compton aumenta a mayor densidad.
   - *Su número atómico efectivo Z*. La absorción será mayor si su contenido de absorbedores de rayos gamma, como la barita, es mayor.
   - *Su contenido de materiales radiactivos*: bentonita, sales de potasio, etc.

b) Posición de la herramienta

La excentricidad de la herramienta es un factor que alterará la medición, según su separación con la pared del agujero.

c) Ademe

Su naturaleza (Fe, Al), espesor, volumen del cemento contribuirá a que exista una mayor cantidad de rayos gamma en esta zona, alterando la lectura.

d) Espesor de la capa

Al igual que en las otras técnicas radiactivas, la lectura del instrumento en esta situación dependerá del espesor de la capa.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 1971, *Specifications for Casing, Tubing and Drilling Pipe*, API standard 5A, 31 ed.

CAMPBELL, M.D., Leher, J.H., 1973, *Water Will Tecnnology*, Mc Graw Hill, Nueva York.

DAKNOV, V.N., 1962, *Geophysical Well Logging*, Quarterly of the Colorado School of Mines, Vol. 57, No. 2, Golden Colorado.

DEWAN, J.T., 1983, *Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation*, Penn Well Books, Tulsa.

DOMENICO, S.N., 1976, *Effect of Brine-Gas Mixture on Velocity in an Inconsolidated Sand Reservoir*, Geophysics, Vol. 41, p. 882.

DRESSER ATLAS, 1979, *Log Interpretation Charts*, Documento.

GOMEZ RIVERO, O., 1975, *Registros de pozos*, México.

HALLENBURG J.K., 1973, *Interpretation of Gamma Ray Logs*, The Log Analyst, p. 14.

1984, *Geophysical Logging for Mineral and Enginnering Applications*, Penn Well.

HEARST, J.R., Nelson, P.H., 1985, *Well Logging for Physical Properties*, Mc Graw Hill Book Co., Nueva York.

HELANDER, D.P., 1985, *Fundamentals of Formation Evaluation*, OCGI Publications, Tulsa.

HILCHIE, D.W., 1978, *Applied Open Hole Log Interpretation*, D.W. Hilchie Inc., Golden Colorado.

1978, *Applied Open Hole Log Interpretation*, D.W. Hilchie Inc., Golden Colorado.

JACKSON, P.D., 1981, *Focussed Electrical Resistivity Arrays: some Theoritical and Practical Experiments*, Geophys Prospecting. Vol. 29, p. 601-626.

LYNCH, E.J., 1963, *Formation Evaluation*, Ed. Harper, New York.

MERKEL, R.N., 1979, *Well Log Formation Evaluation*, AAPG Course note series No. 14, the AAPG Bookstore, Tulsa.

PIRSON, S.I., 1963, *Handbook of Well Log Analysis*, Prentice Hall Inc., Englewood Cliffs, N.J.

ROY, A., 1977, *The Concept of Apparent Resistivity in Laterolog 7*, Geophys Prospecting, vol. 25, p. 730-737.

SARMIENTO, 1961, *Geological Factors Influencing Porosity Estimates from Velocity Logs*, Eul. Am. Assoc. Pet. Geol., vol. 45.

SCHLUMBERGER, 1972, *Log Interpretation Charts*, Documento.

1972, *Log Interpretation*, VOLUME I, Documento.

1985, *Log Interpretation Charts*, Documento.

SEGESMAN, y Liv, O., 1971, *The Excavation Effect*, SPWLA Twelfth Anual Logging Symposium.

SERRA, O., 1984, *Fundamentals of Well Log Interpretation*, vol. I, Elsevier Sci. Pub., Netherland.

SPWLA, 1975, *Glossary of Terms and Expressions Used in Well Logging*, Reprint series SPWLA.

U.S. DEPARTMENT OF COMMERCE, 1976, *Geophysical Well Logging for Geohidrological Purposes in Unconsolidated Formations*, Groundwater Survey TND.

WELEX, 1983, *Log Interpretation Charts*, Documento.

CAPÍTULO 6

INTERPRETACIÓN

Una vez planteados los conocimientos teóricos indispensables, descritas las herramientas, su principio de funcionamiento y la manera de corregir la información, se propondrán los métodos de interpretación que se utilizan con mayor frecuencia para evaluar algún intervalo de interés o yacimiento.

La interpretación involucra una serie de parámetros e información adicional, como se mencionó en el capítulo 4. En términos generales se pueden proponer dos tipos de interpretación: *la física* y *la geológica-geofísica.*

La *interpretación física* consiste en obtener de los distintos registros la información sobre las propiedades y parámetros físicos de las rocas que son atravesadas por el pozo, pudiendo ser de dos tipos: *cualitativa* y *cuantitativa.*

La *interpretación física cualitativa* tiene como fin obtener una primera idea o aproximación de las propiedades físicas de las unidades litológicas; por medio de ella no se determinarán valores absolutos de estas propiedades, sino sólo relaciones cualitativas como pueden ser: identificación de posibles zonas porosas y permeables, distribución y salinidad de fluidos y características litológicas.

La *interpretación física cuantitativa* tiene como finalidad determinar la distribución de las propiedades y los parámetros físicos de las unidades litológicas atravesadas por un pozo, partiendo de la información obtenida de cada registro, puede realizarse en forma manual o empleando una computadora digital. La segunda se realiza una vez hecha la interpretación física, con la información obtenida se puede explicar en términos geológicos la distribución de las propiedades y

parámetros físicos y calcular el volumen de fluidos, la cantidad de minerales, los factores de recuperación de los yacimientos, características mineralógicas, ambientes de depósito; proporcionar también información sobre la textura, la estructura sedimentaria, las facies de las secuencias, la compactación, la estratigrafía, la tectónica, etc.

El proceso de la interpretación requiere que se prevean factores como:

- Tipo de pozo: exploratorio, de desarrollo o de relleno.
- Ambiente geológico: carbonatos, arenas, arenas arcillosas, etc.
- Ambiente del agujero: lodo conductivo o no conductivo, agujero con o sin ademe, etc.
- Disponibilidad de información adicional: registro de lodo, núcleos, pruebas de formación.
- Tiempo para realizar la evaluación.
- Costos.

Se pueden agregar otros factores, pero esta lista indica casi todos los problemas que pueden encontrarse. De hecho, cada pozo representa un problema y su evaluación diferirá de la de otros pozos.

Antes de discutir los métodos empleados en la evaluación de formaciones, se requiere definir el objetivo del estudio y plantearlo en términos del posible modelo geológico del área, para así seleccionar la combinación menos costosa de medidas que proporcionen la mayor información posible. La selección de un programa óptimo para realizar este objetivo no es tarea fácil.

Un concepto que utiliza el analista al comienzo de la interpretación es el conocimiento del posible tipo de roca, ya que:

- Ayuda a la definición del problema.
- Simplifica el proceso de evaluación.
- Reduce costos.
- Permite la proyección de los parámetros de la formación.
- Reduce la incertidumbre.

El tipo de roca ayuda a la división de una región geológica en grupos representados por las diferentes propiedades o relaciones entre propiedades. Los criterios más comúnmente utilizados son:

- Litología (identificación del tipo de roca, edad geológica).
- Porosidad contra relación de permeabilidad.
- Respuesta M-N.
- Respuesta de un registro de resistividad contra respuesta de porosidad.
- Producto M-N contra respuesta del registro de densidad.
- Factor de formación contra relación de porosidad.
- Indice de resistividad contra relación de saturación de agua.
- Respuesta MID.
- Porosidad contra relación de saturación de agua.
- Forma de la curva de presión capilar.
- Saturación residual de hidrocarburos contra relación inicial de saturación de hidrocarburos.

Los parámetros medidos reflejan las propiedades de las rocas, las cuales tienden a variar en escalones discretos. El proceso de la interpretación está basado en muy pocas relaciones básicas: las de saturación (ecuación de Archie) y las de respuesta de la herramienta. Estas relaciones pueden utilizarse en una gran variedad de maneras para generar una serie de *métodos de interpretación*.

6.1 INTERPRETACIÓN FÍSICA CUALITATIVA

Se realiza con base en la forma de las curvas que presenta el registro. El *primer paso* es revisar que esté toda la información necesaria en el encabezado, que las calibraciones hechas antes y después de haberse corrido el registro no tengan mucha variación.

El *segundo paso* es correlacionar las curvas. Los sistemas de información moderna ya realizan este proceso. En los sistemas antiguos será necesario colocar todos los registros y correlacionarlos uno a uno hasta que se obtenga el mejor resultado. Este procedimiento se efectúa manualmente y habrá que tomar un registro como referencia.

El *tercer paso* es notar que no existan anomalías en la información (valores que salgan fuera de rango o picos).

Una vez realizados estos pasos, se procede a observar cuál es el comportamiento de las curvas, las cuales se identificarán como *curvas de litología, de resistividad* y *de porosidad.*

6.1.1 CURVAS DE LITOLOGÍA

Estas curvas se presentan en el carril izquierdo y son: *potencial natural, rayos gamma naturales, micrólog* y *tamaño de agujero (caliper).*

a) Potencial natural

Con esta curva se pueden identificar zonas porosas, pero para ello se requiere que se cumplan las condiciones de operación descritas en el capítulo 3.

Estas zonas se pueden notar con base en la deflexión de la curva con relación a la línea base de lutitas. Si la deflexión es positiva, indicará además que el fluido de perforación es más salado que el fluido de la formación. Para el caso de pozos poco profundos, con fines geohidrológicos, se puede inferir que el agua que se localiza en el intervalo analizado puede ser de buena calidad. Un problema que se presenta en esta situación es cuando se considera que el fluido es cloruro de sodio, sal que no es muy común.* La figura 6.1 muestra esquemáticamente una interpretación de la curva.

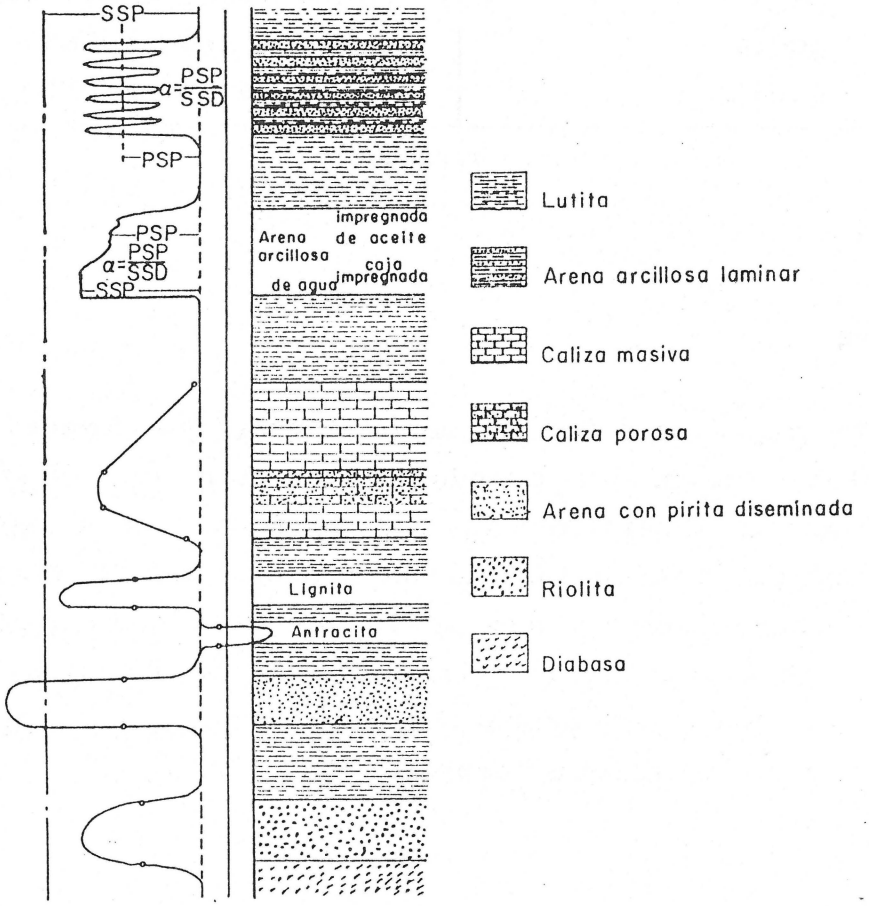


FIGURA 6.1. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA POSIBLE INTERPRETACION CUALITATIVA DE LA CURVA DE POTENCIAL NATURAL (PIRSON 1963, P. 72).

* PARA UNA MAYOR AMPLIACION SOBRE EL TEMA, SE RECOMIENDA LA LECTURA DE ALGER, 1971; ARROYO Y ROIG, 1984; GROUND WATER SURVEY-TNO, 1976.

b) Rayos gamma naturales

Con esta curva se pueden identificar zonas arcillosas y zonas limpias, aquí el tipo de lodo no influye en la respuesta a menos que se tenga bentonita. La tabla 6.1 puede dar una idea cualitativa de la posible litología.

RADIACTIVIDAD	LITOLOGIA
Muy baja	Carbón, sal.
Baja	Arenisca, carbonatos.
Media	Rocas arcillosas.
Alta	Lutita, bentonita.

TABLA 6.1

c) Microlog

Se puede decir que es la mejor curva que identifica zonas permeables, siempre y cuando se cumplan las condiciones de operación. La manera en que se detectan es a partir de la separación que tienen las curvas micronormal 2" y microinversa 1" × 1". Cuando los valores de la curva 2" sean mayores que la 1" × 1" indicará zonas permeables.* La figura 6.2 muestra esquemáticamente las probables formas que puede presentar el registro y su posible interpretación.

---

* PARA MAYOR INFORMACION, SE RECOMIENDAN LAS LECTURAS DE DOLL, H.G., 1971.

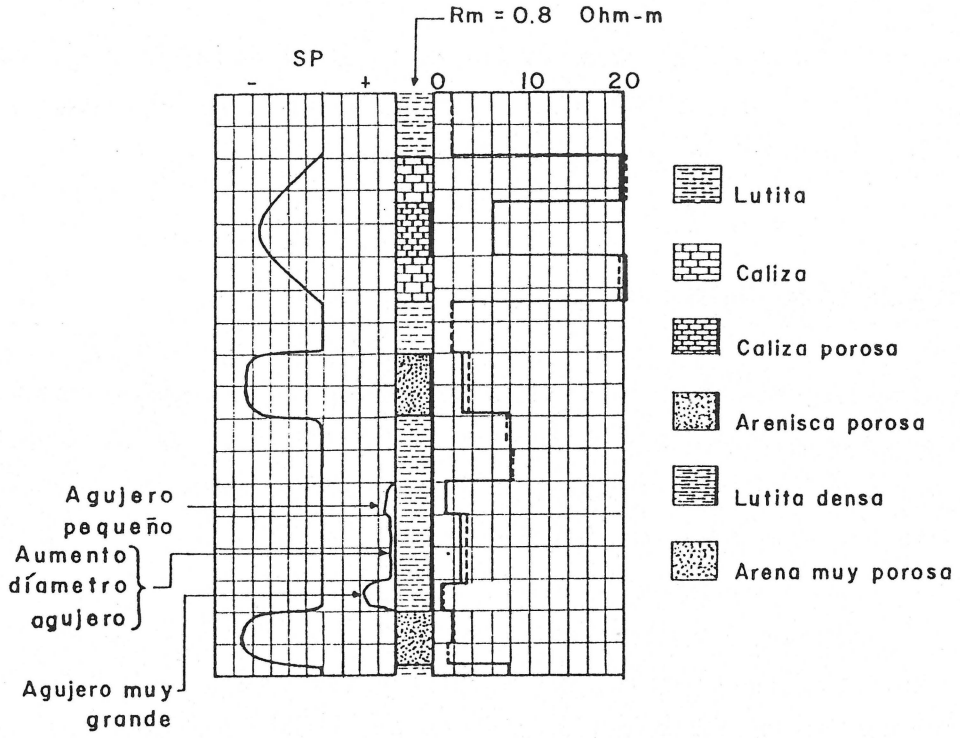


FIGURA 6.2. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA POSIBLE INTERPRETACION CUALITATIVA DEL REGISTRO MICROLOG (PIRSON, 1963, P. 121).

d) Tamaño de agujero o *caliper*

El tamaño del agujero puede indicar algo acerca de las condiciones de las rocas. Una unidad porosa y permeable origina enjarre, esto puede detectarse en el registro con una disminución en el tamaño del agujero. Una roca poco compacta, como una lutita, puede agrandar el diámetro del agujero. Una roca compacta originará un agujero de forma ovalada y rugosidad; esto se observa con un diámetro casi igual al diámetro de la barrena.

6.1.2 CURVAS DE RESISTIVIDAD

La combinación de las curvas de resistividad ayuda cualitativamente a obtener algunas características de las

unidades litológicas. Es conveniente que se tengan tres curvas de resistividad con diferente profundidad de investigación aparente: profunda, intermedia y somera.

a) Características de los fluidos

La respuesta de las herramientas se debe principalmente a los fluidos que contienen las unidades litológicas. En el capítulo 4 se describieron los registros que pueden correrse con base en el tipo de fluido de perforación y de roca; también se mostró un posible modelo que se puede presentar en una formación porosa y permeable cuando la resistividad del filtrado del lodo es mayor que la resistividad del agua de la formación. En esta situación se puede identificar la posible invasión y darse una idea del tipo de fluido.

Por ejemplo, si el valor de la curva de resistividad somera es mayor que el de la curva de resistividad profunda, indicará que la salinidad del lodo es menor que la del fluido de formación; también se puede identificar si existe o no invasión. Si la curva de resistividad somera y la de resistividad media son parecidas y altas respecto a la curva de resistividad de investigación profunda, indicará que existe invasión. La figura 6.3 muestra esquemáticamente la interpretación.

Otra interpretación que se puede obtener es cuando las resistividades de la zona profunda y media son semejantes y bajas respecto a la zona lavada, lo cual indicará una zona poco invadida (figura 6.4).

De manera contraria, cuando las resistividades de los fluidos son inversas al caso anterior se pueden determinar las mismas situaciones, presentándose las posibles interpretaciones de acuerdo con la figura 6.5.

Se pueden detectar contactos entre fluidos, en este caso es necesario que se tenga una curva litológica para identificar las zonas porosas y permeables. Estos contactos son generalmente entre agua y aceite. La zona con aceite mostrará alta resistividad y la zona con agua baja resistividad. La figura 6.6 muestra esquemáticamente esta situación.

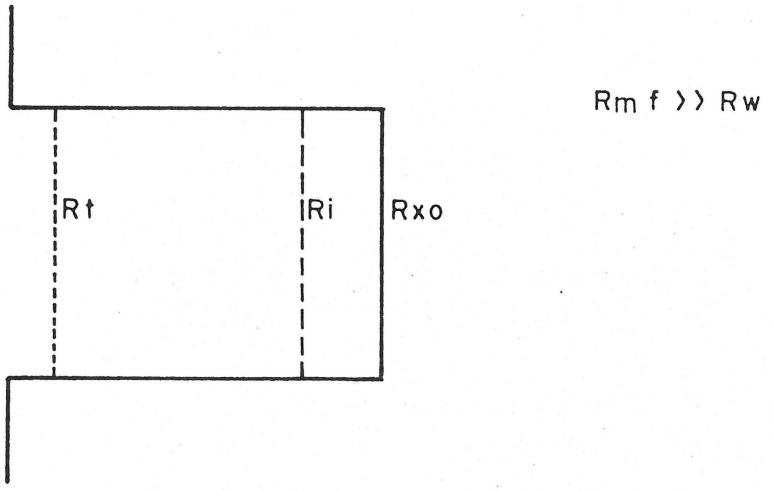


FIGURA 6.3. ESQUEMA DE LA INTERPRETACION CUALITATIVA DE LAS CURVAS DE RESISTIVIDAD QUE INDICA UNA POSIBLE INVASION PROFUNDA.

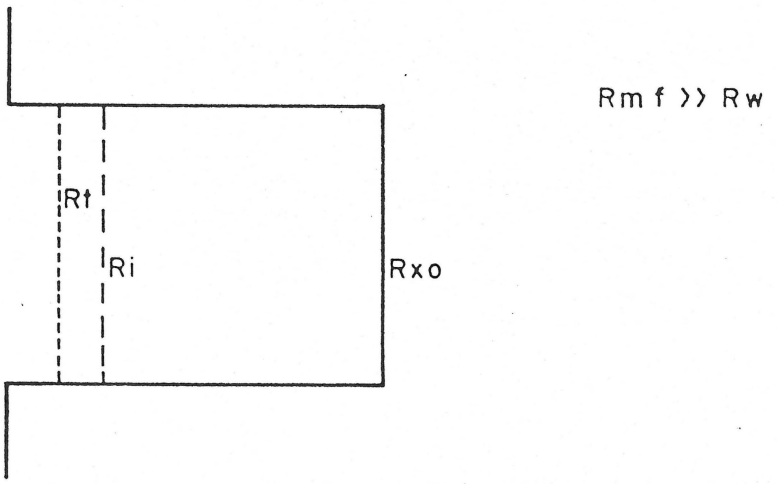


FIGURA 6.4. ESQUEMA DE LA INTERPRETACION CUALITATIVA DE LAS CURVAS DE RESISTIVIDAD QUE INDICA UNA POSIBLE INVASION SOMERA.

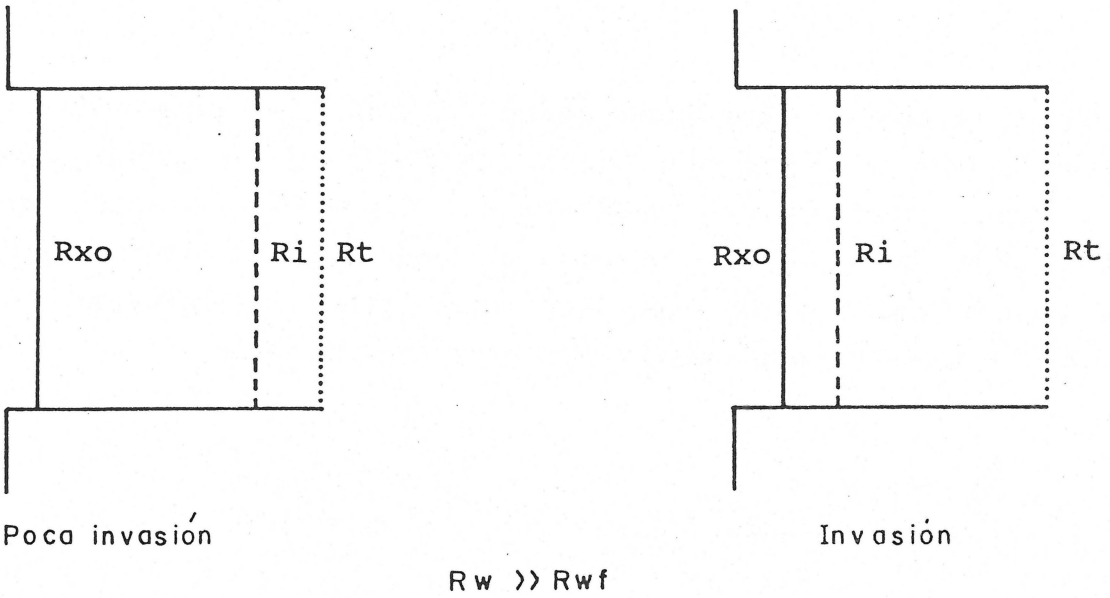


FIGURA 6.5. ESQUEMA DE LA INTERPRETACION CUALITATIVA DE LAS CURVAS DE RESISTIVIDAD QUE INDICA LAS SITUACIONES ANTERIORES PERO CON RESISTIVIDAD DEL FILTRADO DEL LODO MENOR QUE LA DEL FLUIDO DE LA FORMACION.

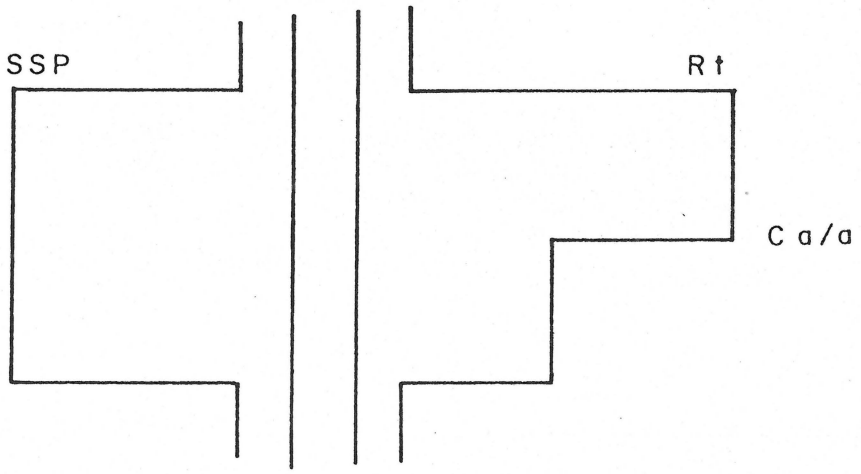


FIGURA 6.6. ESQUEMA DE LA FORMA EN QUE SE PUEDE PRESENTAR UN CONTACTO ENTRE FLUIDOS EN UNA FORMACION POROSA Y PERMEABLE.

b) Dureza de la roca

Se puede dar una idea sobre la dureza de la roca. Se requiere también de un registro de tipo litológico, de preferencia el de potencial natural o microlog. Una zona muy compacta se mostrará con valores de resistividad muy altos, sin separación y semejantes. La curva de potencial natural será constante o

quizá no muestre deflexión. En la figura 6.7 se representa esquemáticamente esta situación.

Una formación arcillosa de tipo lutita no presentará deflexión de la curva de potencial natural, tampoco se presentará separación de las curvas en el registro microlog; sus valores serán semejantes y bajos.

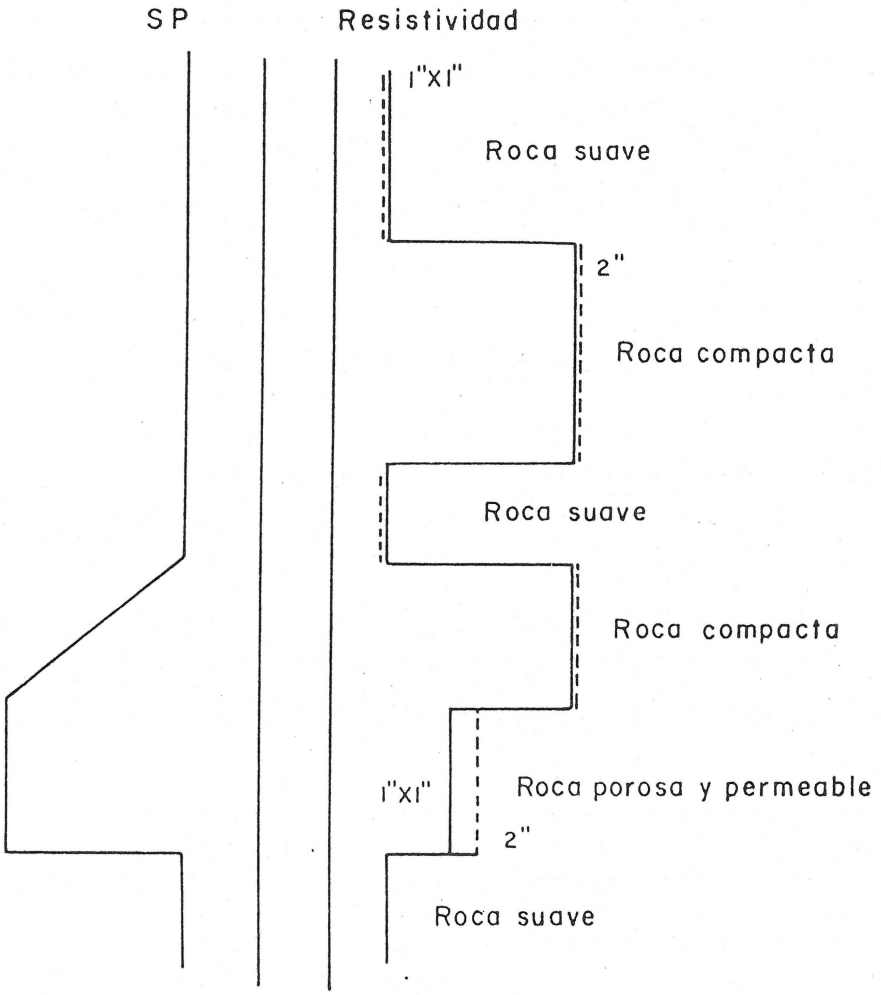


FIGURA 6.7. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE COMO SE PUEDEN DETECTAR POSIBLES ZONAS COMPACTAS Y POCO COMPACTAS.

6.1.3 CURVAS DE POROSIDAD

Se pueden considerar como los registros que proporcionan mayor información sobre la litología. Cada registro responde a

diferente tipo de excitación, por lo que si se intentan interpretar individualmente, los resultados que se obtengan serán dudosos. Hay que recordar también que cada uno puede estar calibrado a diferente tipo de matriz, generalmente caliza, por lo que deberán estar calibrados a la misma matriz.

Desde el punto de vista de interpretación cualitativa, la combinación de dos o más registros proporcionará una idea de las condiciones litológicas que imperan en las rocas atravesadas por el agujero. Los registros que más se ocupan son: *densidad compensada, neutrón* y *sónico de porosidad*. Existen otros como el *espectral de rayos gamma naturales* que intenta dar una idea más confiable de la litología.

a) Combinación de las curvas de los registros de densidad, neutrón y sónico

La figura 6.8 muestra esquemáticamente la respuesta generalizada de las tres curvas en diferentes tipos de litología y con distintas clases de fluidos. Es importante hacer notar los efectos que causan el gas, aceite y agua en la respuesta. Una formación muy compacta con un solo fluido (agua o aceite) responderá de la siguiente manera:

REGISTRO	VALORES
De densidad	Muy altos.
Sónico	De tiempo de tránsito bajos.
Neutrón	Muy bajos.

En el caso de que el fluido sea gas, la respuesta de las herramientas se alterará. El registro neutrón dará valores muy bajos y quizá hasta negativos, la respuesta del registro de densidad también proporcionará valores bajos, mientras que en el de tiempo de tránsito es muy poco el efecto.

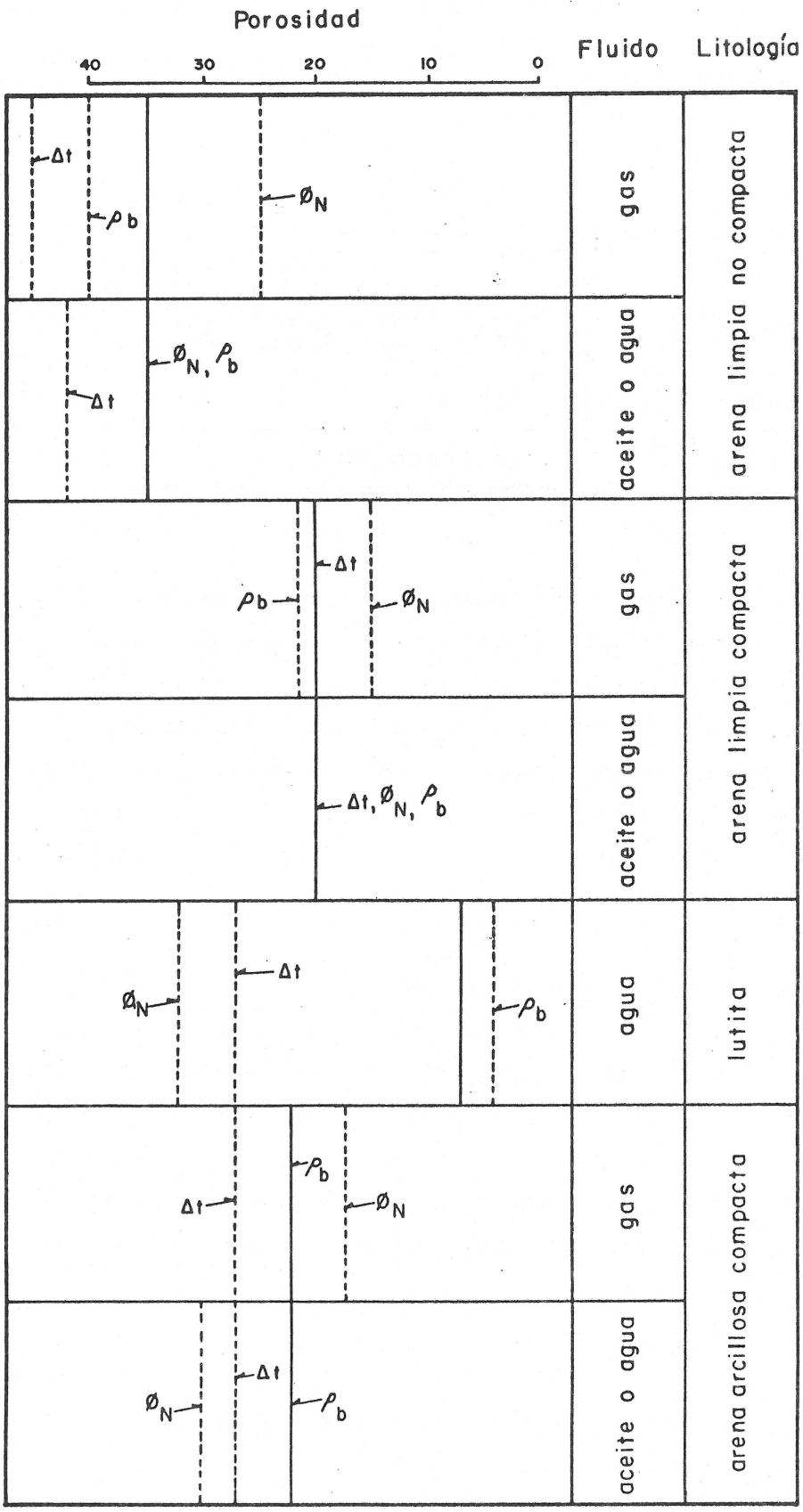


FIGURA 6.8. ESQUEMA DE LA RESPUESTA GENERALIZADA DE TRES REGISTROS DE POROSIDAD EN DIFERENTES TIPOS DE LITOLOGIA Y CON DISTINTAS CLASES DE FLUIDO.

En una formación arcillosa, los valores de los registros pueden ser:

REGISTRO	VALORES
Acústico	Muy altos de tiempo de tránsito, posiblemente mayores a 80 μs/ft.
Neutrón	Altos.
Densidad	Intermedios.

La forma más adecuada de detectar la presencia de gas en formaciones limpias es a partir de la combinación de los registros de densidad ϕD y de neutrón ϕN, ya que la separación visual es grande. En arenas arcillosas, la mejor combinación para la detección cualitativa es la combinación neutrón y sónico, esto se debe a que las dos herramientas tienen la misma respuesta.

b) Registro espectral de rayos gamma naturales

Aunque no se ha tratado con detalle, se presentará una breve introducción de lo que se puede interpretar.

Este registro sirve para identificar la presencia de arcilla y darse una idea del posible mineral que esté en mayor proporción en la roca.

Dependiendo de la cantidad o porcentaje de minerales radiactivos que se encuentren presentes, se podrá decir si una roca es arcillosa o de otro tipo.

Por ejemplo, las rocas sedimentarias arcillosas tienen un gran porcentaje de minerales de feldespato de tipo potásico y cierta cantidad de minerales de thorio. Si estas curvas

presentan valores altos se infiere que es una zona arcillosa, mientras que si el contenido de uranio es mayor que el de potasio y thorio, indicará una zona limpia, posiblemente una arenisca, caliza o dolomía, ya que las sales de uranio son solubles y pueden transportarse por el movimiento de los líquidos después de la depositación. Puede ayudar a detectar la presencia de fracturas, siempre y cuando se conozca bien la litología y existan evidencias a partir de núcleos.

6.2 Interpretación física cuantitativa

Este punto requiere de un mayor análisis y procesamiento de la información. Se puede cuantificar la salinidad del agua de la formación, la saturación de fluidos, la porosidad total (efectiva y secundaria), los minerales más representativos de las rocas, la movilidad de fluidos, entre otros.

Se requiere que los datos por analizar estén corregidos por los efectos mencionados en el capítulo anterior; también es necesario dividir el registro por tramos en donde se tiene una idea de su posible composición o de la posible edad geológica de la roca.

Esta interpretación puede realizarse de forma manual, o bien, con computadora. De forma manual, la herramienta más útil son las cartas de interpretación que publican las compañías de servicio; con computadora, cuando se requiere resolver una gran cantidad de algoritmos.

Cabe aclarar que actualmente ya se presentan registros procesados en los que se obtiene la mayoría de los parámetros que son básicos en la interpretación; en esta situación, sólo queda aplicar el criterio geológico y observar si los datos obtenidos concuerdan con la realidad.

6.2.1. DETERMINACIÓN DEL TIPO Y SATURACIÓN DE FLUIDOS

Es una de las principales aplicaciones de los registros. En la actualidad existen una gran cantidad de métodos para determinar estos parámetros, los cuales en su mayoría se basan en la ecuación de saturación de Archie.

6.2.1.1 Método del potencial natural

El registro de potencial natural, como ya se ha mencionado, obtiene un parámetro importante, la resistividad del agua de la formación Rw, que junto con el valor de la resistividad verdadera de la formación Rt y la porosidad ϕ se puede obtener la saturación. La aplicación de este método requiere que exista un contraste alto entre la resistividad del agua de la formación y la resistividad del fluido de perforación. Si el lodo es salado o de base aceite, el método no funciona.

Algoritmo de solución

a) Obtener los valores de Rt, SSP, ϕ (capítulo 5).
b) Verificar el valor de Rmf. Calcular el valor de Rmf a la temperatura del intervalo (ec. 2.126). Si este valor es menor de 0.1 ohm-m (para lodo dulce), se corrige utilizando la ecuación

$$Rmfe = \frac{Rmf \times 10^{(0.0426/\log(Tf/50.8))}}{1 + 0.5\,Rmf} - \frac{0.131 \times 10^{(1/\log(Tf/19.9))-2}}{1 + 0.5\,Rmf} \qquad 6.1$$

o bien, a partir de la figura 6.9.

Si el valor de Rmf es igual o mayor a 0.1 ohm-m (para lodo dulce), el valor Rmfe = Rmf.

c) Calcular el valor de Rwe.

$$Rwe = \frac{Rmfe}{10^{-(SSP/K)}} \qquad 6.2$$

donde $K = 60 + 0.13\ T$ para grados Farenheit.

$K = 63 + 0.24\ T$ para grados centígrados.

d) Convertir Rwe a Rw. Si Rwe es mayor que 0.1 ohm-m, no requiere de correción y se obtiene directamente el valor Rw. Si el valor encontrado es menor, se utiliza la ecuación

$$Rw = \frac{Rwe + 0.131 \times 10^{(1/\log(Tf/19.9)) - 2}}{-0.5\ Rwe + 10^{(0.0426/\log(Tf/50.8))}} \qquad 6.3$$

o bien, a partir de la figura 6.9.

e) Verificar el valor de Rw obtenido con cualquier otra fuente disponible (muestras de agua, análisis de núcleos, etc.). La salinidad del agua de formación se obtiene a partir del nomograma de la figura 6.10 o por la ecuación

$$\text{Salinidad (ppm a } 75^{\circ}F) = 10^{x}$$

$$x = \frac{3.562 - \log\ (Rw_{75} - 0.0123)}{0.955} \qquad 6.4$$

f) Obtener el factor de formación. Si la formación es de tipo granular se ocupa la ecuación de Humble (2.54), si es de otro tipo, la ecuación de Archie (2.53).

g) Aplicar la ecuación general de saturación de agua de Archie para obtener la saturación:

$$Sw = \sqrt{\frac{F\ Rw}{Rt}} \qquad 6.5$$

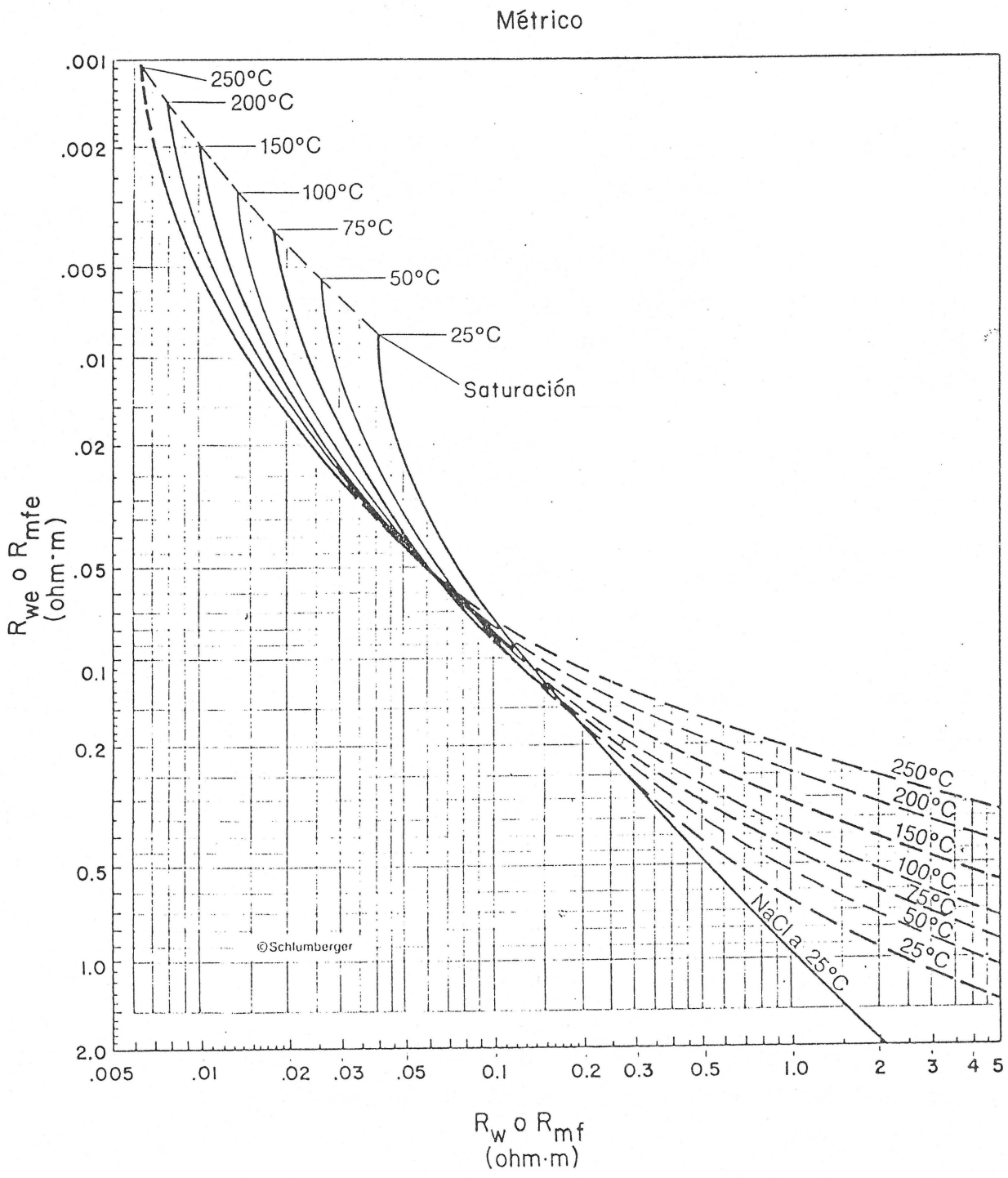


FIGURA 6.9. CARTA DE CORRECCION PARA OBTENER Rmfe O Rwe A PARTIR DE Rmf O Rw (SCHLUMBERGER, 1984, P. 12).

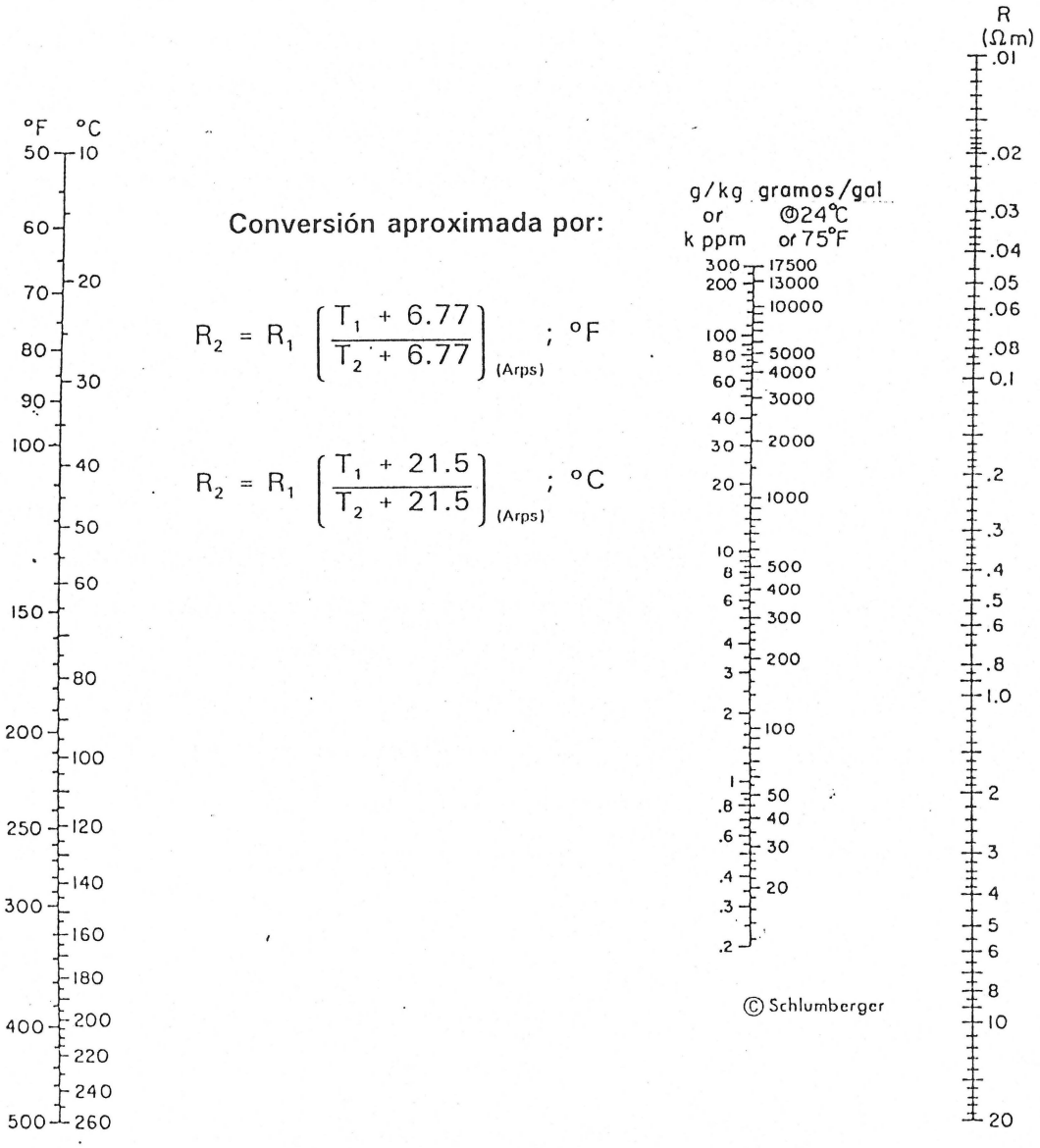


FIGURA 6.10. CARTA DE INTERPRETACION PARA ENCONTRAR LA SALINIDAD DEL AGUA EN FUNCION DE Rw (SCHLUMBERGER, 1979, P. 5).

6.2.1.2 Registros procesados preliminares

Estos registros se obtienen en el pozo, cuando el equipo cuenta con una computadora, y se les denomina *registros rápidos* o *"Quick Look"*. Son curvas que se obtienen para mostrar directamente la presencia de hidrocarburos. Su principal uso es marcar intervalos para realizar pruebas o tomar muestras, así como poder decidir rápidamente si continuar perforando o abandonar el pozo.

La introducción de unidades computarizadas ha ayudado a generar una gran cantidad de curvas procesadas. Los registros básicos son registrados digitalmente en cinta magnética. Después de obtenidas las corridas, las cintas se corren, editan, corrigen y procesan para presentarse en una gran variedad de formatos. Actualmente hay diversas presentaciones. Se encuentran programas disponibles para interpretar arenas arcillosas, ajustar la profundidad, identificar el tipo de matriz, interpretar pruebas de formación y calcular el echado, por nombrar sólo los más importantes. Una gran variedad de registros interpretados pueden estar a disposición del perforador dos horas después de haber completado la operación del registro.

a) Registro Rwa

Es una curva utilizada para indicar directamente la presencia de hidrocarburos, determinar la resistividad del agua Rw y estimar la saturación de agua, Sw. La curva Rwa se obtiene continuamente considerando que Sw = 1 en cualquier lugar. La relación de Archie es

$$Sw = \sqrt{Rw/Rt} \,/\phi \qquad 6.6$$

Sustituyendo Sw = 1 y Rwa por Rw, se obtiene

$$Rwa = \phi^2 \, Rt \qquad 6.7$$

Generalmente, la curva Rwa se registra simultáneamente junto con el registro sónico o densidad-neutrón y el registro de inducción. Los resultados se presentan en el carril izquierdo. Si todas las formaciones permeables son limpias y contienen agua, el registro Rwa variará muy poco en aquellas zonas donde efectivamente exista agua.

Si hay una zona con hidrocarburos, Rt será mayor que si la zona sólo contuviera agua y el valor de Rwa será mayor que el de Rw. La saturación de agua puede estimarse directamente de la relación Rwa/Rw. La ecuación 6.6 puede reescribirse como

$$Sw = \sqrt{Rw/(\phi^2 \, Rt)} \qquad 6.8$$

reemplazando $(\phi^2 \, Rt)$ por su valor dado por la ecuación 6.7:

$$Sw = \sqrt{Rw/Rwa} \qquad 6.9$$

por lo tanto:

si	Rwa	= Rw	entonces	Sw	=	100%
"	Rwa	= 2Rw	"	Sw	=	70%
"	Rwa	= 3Rw	"	Sw	=	58%
"	Rwa	= 4Rw	"	Sw	=	50%

La curva Rwa puede presentarse en escala de saturación de agua, en intervalos cortos (100 metros) donde Rw es constante. Una regla de dedo es que si Rwa > 3Rw, posiblemente el intervalo sea comercialmente productor y se necesitará hacer un análisis más detallado.

La figura 6.11 muestra una curva Rwa registrada con la combinación inducción-sónico. Rw leerá 0.05 ohm-m en la zona de agua (2). El valor crítico de Rwa es de 0.15 ohm-m. Las secciones con presencia de hidrocarburos se muestran en los niveles 6 y 7. En el nivel 7, Rwa = 0.5 ohm-m tal que Sw = 0.05 ó 0.32. Las zonas delgadas por arriba y debajo de estos niveles con Rwa 0.15 no contienen hidrocarburos. Ellos resultan del hecho de que el registro sónico responde a zonas delgadas más que el de inducción (0.25 ft contra 5 ft).

Cuando se emplea el registro sónico, Schlumberger utiliza la relación

$$\phi = 0.63\ (1.0 - \Delta tma/\Delta t) \qquad 6.10$$

para convertir el tiempo de tránsito a porosidad. Esto evita la necesidad de corregir por compactación en arenas no consolidadas.

Cuando se utiliza la combinación densidad-neutrón para determinar porosidad, se obtiene el promedio de las dos lecturas. En ambos casos se tolera una cierta cantidad de arcilla porque la resistividad Rt bajará su valor. Los efectos tienden a compensar los valores de ϕ y Sw que tendrán un valor razonable. Esto no es cierto si sólo se utiliza el registro de densidad.

La curva Rwa funciona bien en zonas de porosidad media a alta y donde el tipo de matriz es completamente constante. No es apropiada en regiones de baja porosidad donde la matriz es muy variable porque los valores de la porosidad dependen de la matriz.

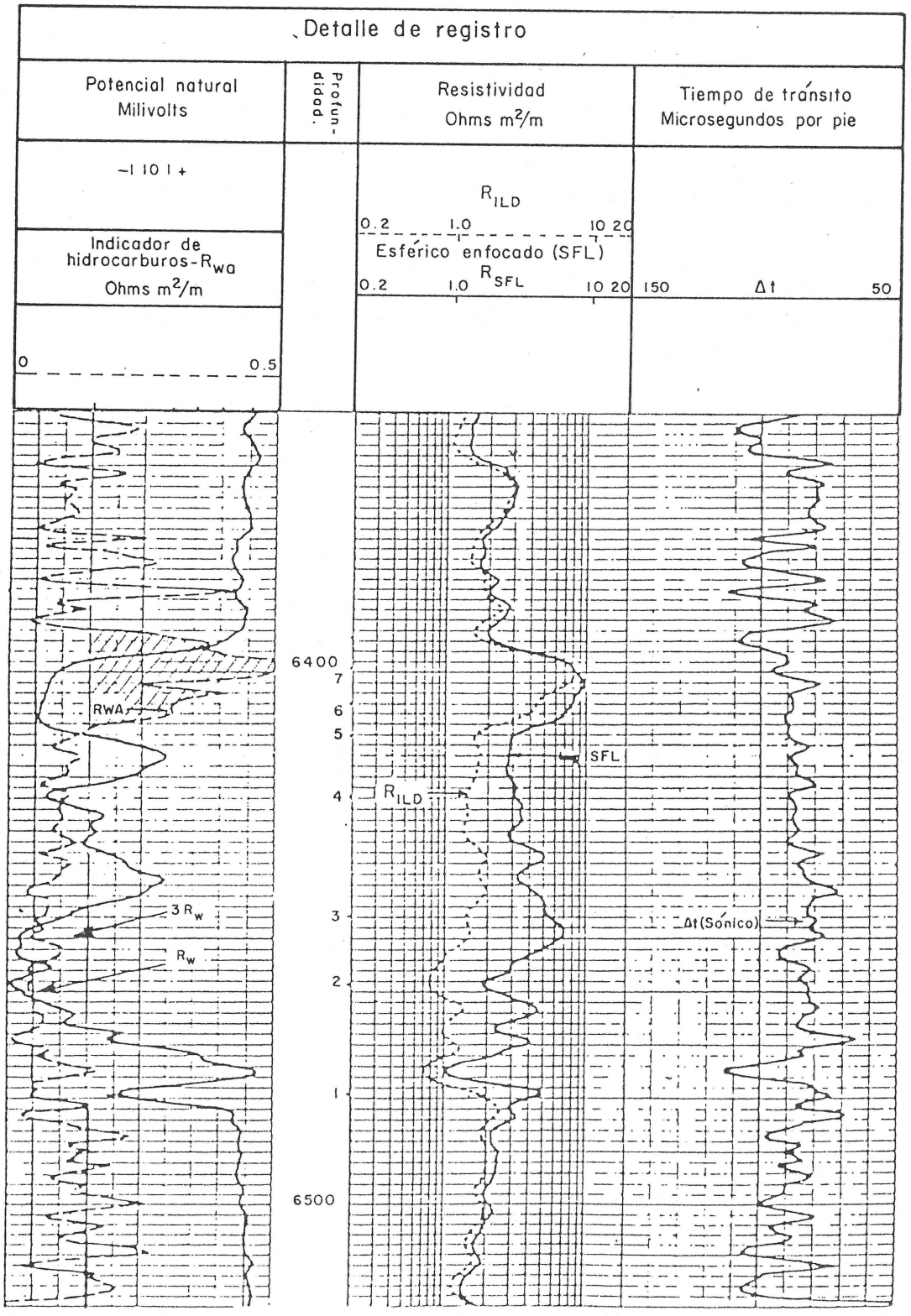


FIGURA 6.11. EJEMPLO DE UN REGISTRO EN EL QUE SE MUESTRA LA CURVA PROCESADA Rwa (DEWAN, 1983, P. 320).

b) Registro FR/FS

Esta técnica compara el factor de formación determinado a partir de las mediciones de resistividad FR con un factor de formación obtenido de una herramienta de porosidad, sónico o densidad, FS. La relación FR/FS será un buen indicador de la saturación, excepto cuando se tenga dificultad en la definición de Rw. Si FR/FS ≤ 1.0 indicará una zona saturada con agua. Si FR/FS > 1.0 señalará una zona que tiene impregnaciones de aceite.

Algoritmo de solución

a) Calcular los valores de Rxo, Rmf o Ri a partir de los registros microlog, proximidad, microlaterolog, microesférico enfocado o arreglo normal, y corregirlos (capítulo 5).

b) Determinar los valores de ϕ (sónico o densidad).

c) Obtener la relación FR/FS.

Este método es recomendable que se aplique para materiales que tienen una porosidad menor del 20%.

c) Registro ϕR/ϕS ó ϕN

Esta técnica es muy similar a la anterior, sólo que aquí se obtienen las relaciones en función de la porosidad. Los resultados que se pueden obtener son:

- Si ϕS o ϕN ≤ ϕR, indicará una zona saturada con agua.
- Si ϕS o ϕN > ϕR, indicará una zona con impregnaciones de aceite.

Este método es recomendable para rocas que tienen porosidad menor del 20%.

d) Registro F

También conocido como *sobreposición de la resistividad*. Se requiere calcular el valor de Ro a partir del registro Rt (ILd o LLd). Las dos curvas pueden decir si la zona estudiada contiene agua o hidrocarburos. El registro Ro se calcula con un registro de porosidad para estimar Rw (tal vez a partir de la curva Rwa), suponiendo que Sw = 1 en cualquier lugar. De la ecuación 6.5

$$Ro = (C/\phi^2)\ Rw \qquad 6.11$$

La comparación del cálculo Ro con Rt puede dar rápidamente el valor de la saturación de agua:

$$Sw = \sqrt{Ro/Rt} \qquad 6.12$$

Si	Rt = Ro	entonces	Sw = 100%
"	Rt = 2Ro	"	Sw = 70%
"	Rt = 3Ro	"	Sw = 58%
"	Rt = 4Ro	"	Sw = 50%

Una zona es posiblemente productora si Rt > 3Ro. En una escala logarítmica utilizada para los valores de resistividad, la relación obtenida Rt/Ro representa una separación constante entre las curvas sin tomar en cuenta las resistividades absolutas. Consecuentemente, cualquier zona donde la separación sea mayor que la distancia entre las líneas de 1.0 y 3.0 ohm-m debe de analizarse cuidadosamente. La figura 6.12 es un ejemplo, Ro se obtuvo del registro de densidad. En A muestra una zona con hidrocarburos. Los promedios de la relación Rt/Ro = 6.4 se obtienen de tal forma que Sw = 0.4. La zona B es agua. Ro se sobrepone a Rt.

Otra forma de las curvas de sobreposición de resistividad es la curva F, que es el cálculo del factor de formación a partir de un registro de porosidad:

$$F = (1/\ \phi^2) \qquad 6.13$$

Por definición F = Ro/Rw. El valor calculado F se registra en escala logarítmica y va en el carril del registro de resistividad. Si la curva F se desplaza, indica que es una zona con agua (véase ejemplo en la figura 6.13).

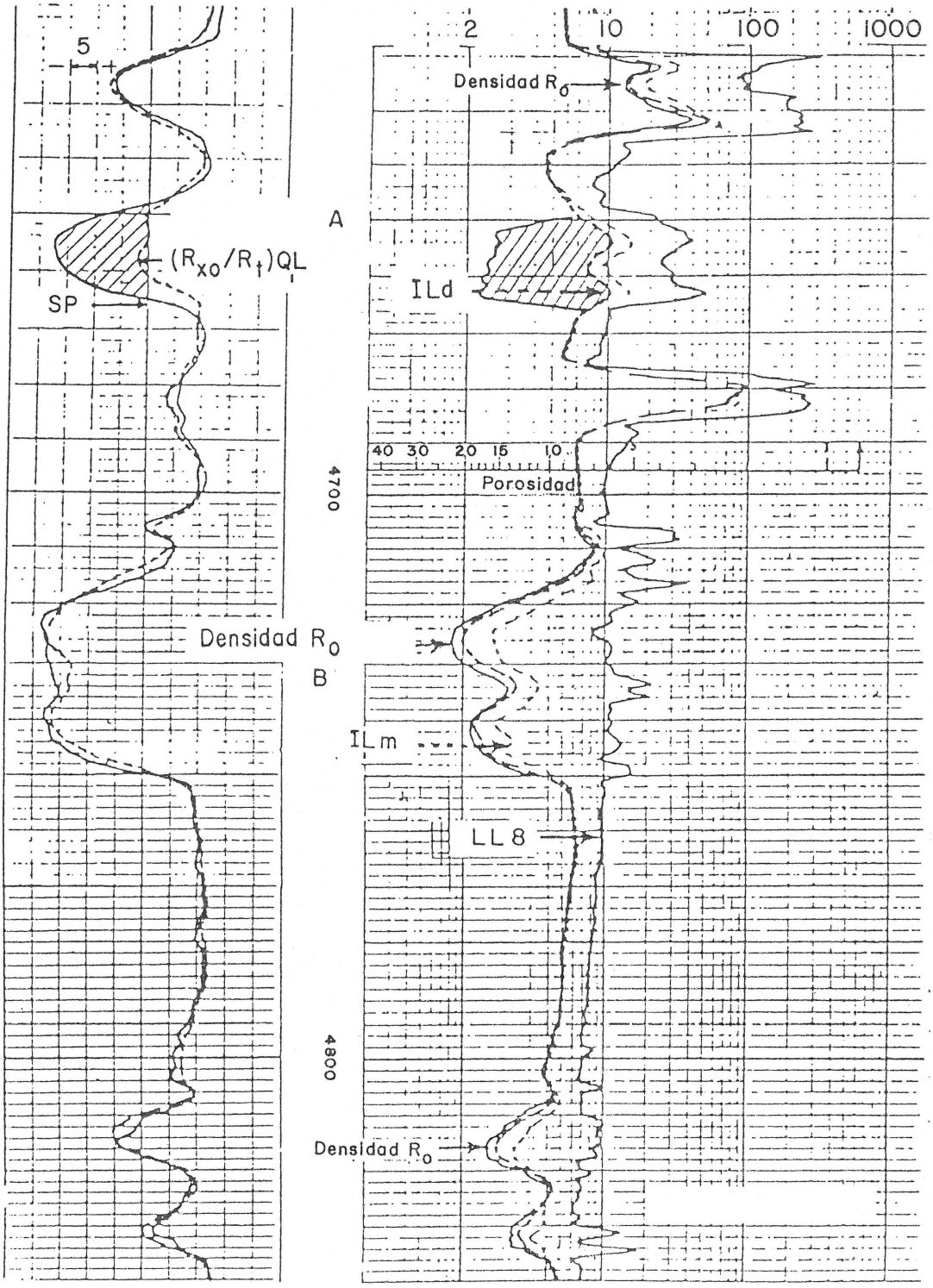


FIGURA 6.12. EJEMPLO DE UN REGISTRO EN EL QUE SE MUESTRA LA CURVA PROCESADA Ro (DEWAN, 1983, P. 325).

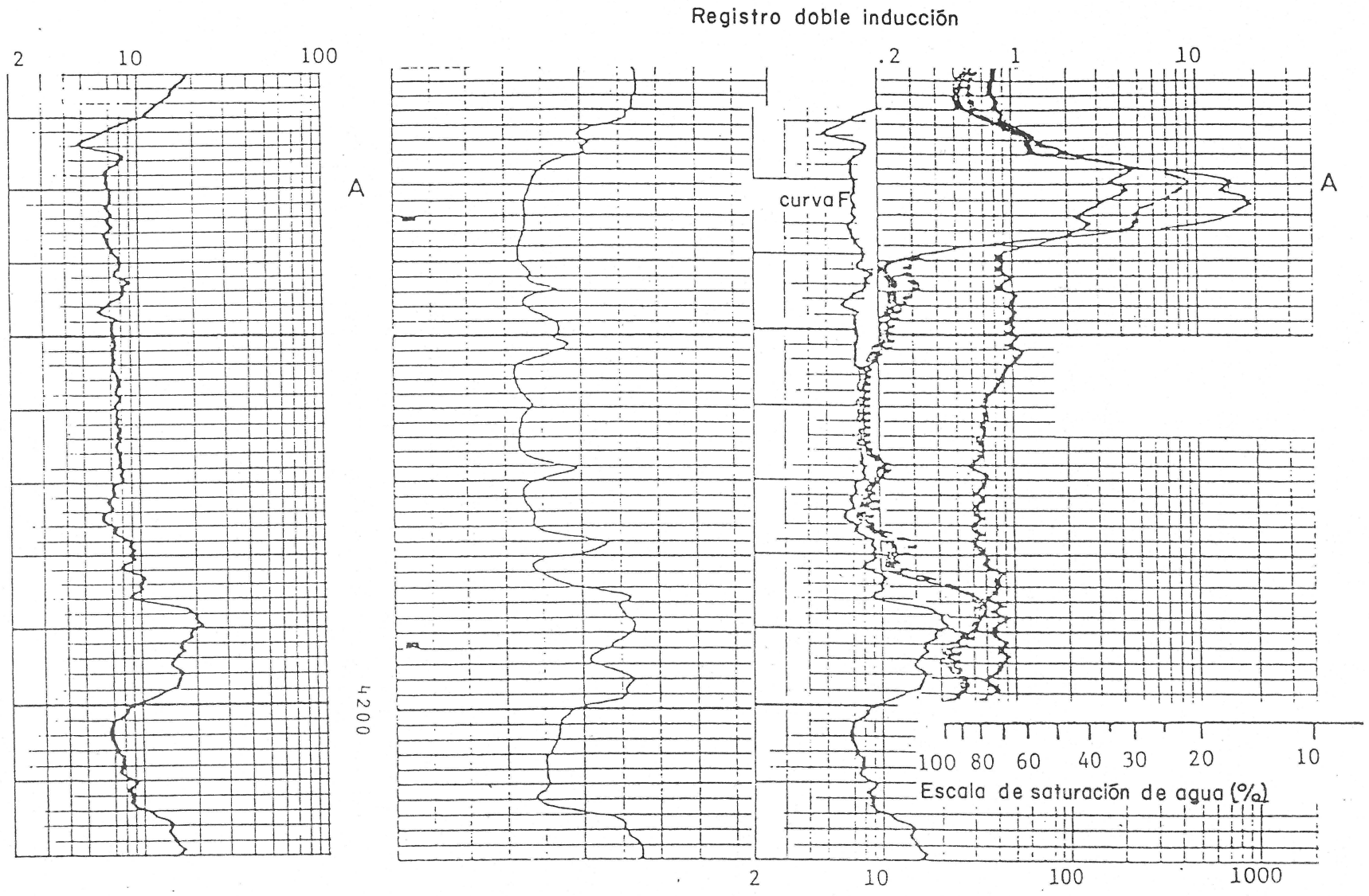


FIGURA 6.13. EJEMPLO EN EL QUE SE MUESTRA LA CURVA F (HILCHIE, 1978, P. 126).

e) Registro Rxo/Rt

Sirve para comparar el registro SP con el procesado y para mostrar la presencia de hidrocarburos móviles. Es la curva más usada junto con la Rwa.

Los hidrocarburos móviles se indican por la diferencia entre la saturación de la zona lavada Sxo y de la zona virgen Sw. Si Sw/Sxo = 1, la zona producirá agua. Si Sw Sxo < 1, la zona contendrá hidrocarburos móviles:

$$Sw = \sqrt{Rw/Rt}\ /\phi \qquad 6.14$$

$$Sxo = \sqrt{Rmf/Rxo}\ /\phi \qquad 6.15$$

dividiendo ambas ecuaciones:

$$Sw/Sxo = \left((Rxo/Rt) / (Rmf/Rw) \right)^{1/2} \qquad 6.16$$

La relación logarítmica Rmf/Rw se presenta siempre en el carril izquierdo junto con la curva SP. El objetivo del método es comparar el log(Rxo/Rt) con la curva SP. La relación Rxo/Rt se obtiene de las lecturas de resistividad someras (NC, LL8, SFL) y de la curva de inducción profunda (ILd). Un valor razonable se puede obtener si el diámetro de invasión está entre 20 y 100 pulgadas. El cálculo que se obtiene es el siguiente:

$$SP = -K \log (Rxo/Rt) \qquad 6.17$$

Esta curva también se presenta en el carril izquierdo.

En zonas de agua donde Sw/Sxo = 1, las relaciones Rxo/Rt y Rmf/Rw serán iguales y las curvas convergerán. En zonas con hidrocarburos móviles Rxo/Rt será menor que Rmf/Rw y las curvas divergirán.

La figura 6.12 incluye una curva Rxo/Rt. La separación entre la curva SP y Rxo/Rt en la zona A indica la presencia de hidrocarburos. El método está limitado a lodos dulces donde Rmf > Rw, el registro procesado es sensitivo a diámetros de invasión anormales (< 20 pulgadas ó > 100 pulgadas) y los valores Sw/Sxo no pueden estimarse fácilmente.

f) Aceite móvil

Se basa en el concepto de comparar la saturación de agua existente en la zona de flujo y la saturación de la zona virgen. Utilizando las ecuaciones de saturación de Archie, se tiene:

$$Sw = \left(\frac{F\ Rw}{Rt}\right)^{1/n} \qquad y \qquad Sxo = \left(\frac{F\ Rmf}{Rxo}\right)^{1/n} \qquad 6.18$$

como $F = \phi^{-m}$ la diferencia entre Sxo y Sw representa la cantidad de hidrocarburos desplazados y se le conoce como *la saturación de aceite móvil*, que puede expresarse como:

$$Sam = Sxo - Sw \qquad 6.19$$

Este concepto se ilustra esquemáticamente en la figura 6.14.

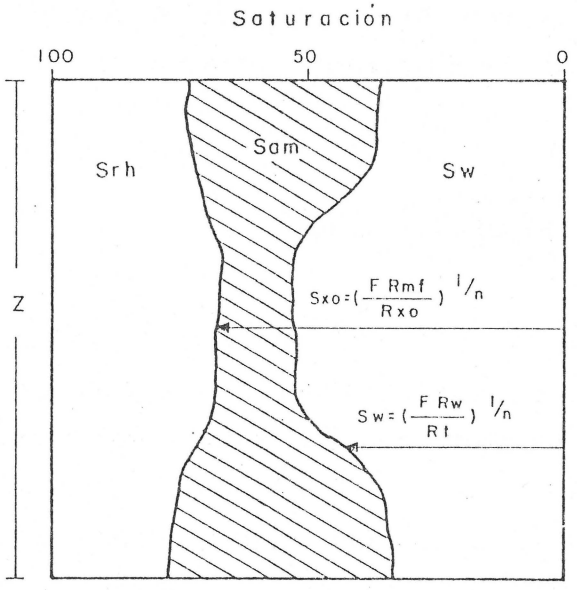


FIGURA 6.14. EJEMPLO DE COMO SE PUEDE OBSERVAR ESQUEMATICAMENTE LA MOVILIDAD DE HIDROCARBUROS.

6.2.1.3 Gráficas de interrelación resistividad-porosidad

La interpretación de los parámetros definidos por las diferentes respuestas de los registros y las ecuaciones de saturación son una poderosa aproximación en la evaluación de formaciones. Existen básicamente dos tipos de gráficas para analizar intervalos donde:

- Se desconoce Rw, pero puede ser constante en todo el intervalo.
- Se desconoce la densidad o la velocidad de la matriz.
- Existen zonas de diferente porosidad con agua.
- La formación está limpia.

Estas gráficas tienden a eliminar o reducir las incertidumbres en los valores de Rw, m, n y Sw, y pueden ser de dos tipos: la *de Hingle* y la *de Pickett*. Con la primera se puede obtener el valor de Rw, densidad o velocidad de matriz y saturación de agua para diferentes intervalos; con la segunda, el valor Rw y el exponente de cementación m del intervalo.

a) Gráfica de Hingle

Reacomodando la ecuación de saturación generalizada de Archie, se puede plantear de la siguiente manera:

$$\phi = c \sqrt{Rw/Sw^2} - 1/\sqrt{Rt} \qquad 6.20$$

Si los valores de ϕ y F se colocaran en una gráfica, se observaría una relación no lineal. Para los propósitos de las gráficas es deseable mantener la escala de porosidad en lineal y ajustar los valores de F para convertirlos en lineales. La figura 6.15 muestra la línea recta resultante obtenida al hacer la escala de F proporcional a $[(a\ Rw)/(Rt\ Sw)^n]^{1/m}$.

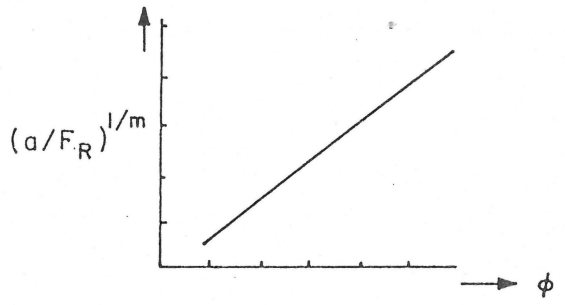


FIGURA 6.15. EJEMPLO DE COMO SE PRESENTA LA RELACION $(a/F)^{1/m}$ CONTRA ϕ.

El papel se diseña de acuerdo con la ecuación de factor de formación F que sea útil para el intervalo que se esté analizando. Pueden utilizarse cualesquiera de los registros de porosidad (sónico, neutrón o densidad). Considerando que Rw y c son constantes, en una gráfica se produce una línea recta cuya pendiente depende de Sw. Una vez que la línea de saturación de agua al 100% se ha establecido, otras líneas debajo de ésta representan valores con saturaciones menores.

La figura 6.16 es un ejemplo. La porosidad aumenta linealmente en el eje horizontal y la resistividad decrece de una manera no lineal, de acuerdo con la expresión $1/\sqrt{Rt}$. La porosidad que mejor funciona es la que se obtiene de la combinación de los registros de densidad-neutrón y Rt de la curva ILd o LLd corregidas por invasión.

El procedimiento es colocar en la gráfica los valores de ϕ y de Rt para todos los niveles de interés en el intervalo. Se recomienda que el intervalo no sea muy grande. Aquellos puntos que caen en la zona de baja resistividad para cierta porosidad dada representan niveles de 100% de agua. Una línea recta, que representa Sw = 1, se dibuja desde el pivote (ϕ = 0, Rt = ∞) siguiendo la tendencia de los puntos, lo más hacia el noroeste. A esta línea se le conoce también como Ro.

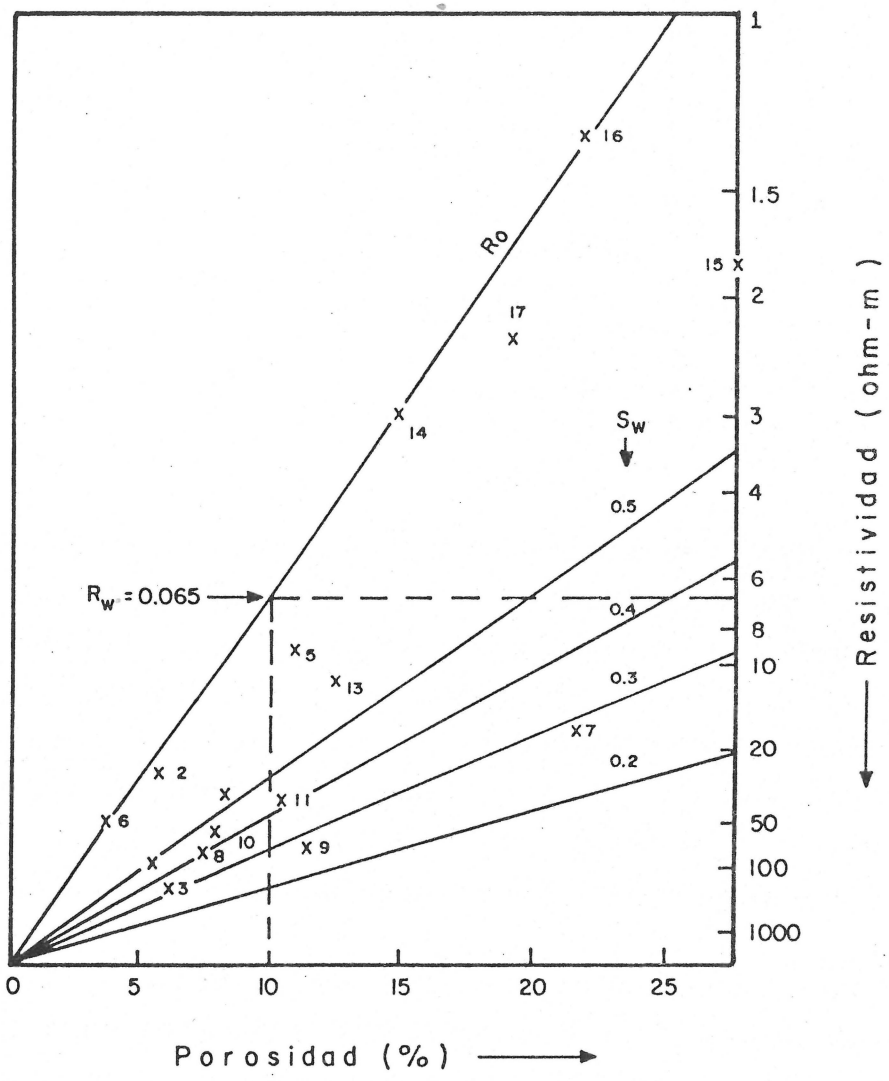


FIGURA 6.16. EJEMPLO DE UNA GRAFICA DE HINGLE QUE MUESTRA LAS LINEAS DE DIFERENTE SATURACION (DEWAN, 1983, P. 201).

La ecuación para la línea Sw = 1 de la ecuación 6.20 es

$$\phi = c\sqrt{Rw} * 1/\sqrt{Rt} \qquad 6.21$$

Rw se determina al sustituir los valores de ϕ y Rt para cualquier punto en la línea Sw = 1. Tomando ϕ = 0.10 y Rt = 6.5, como se ilustra, y c = 1.0, se encuentra que Rw = 0.065 ohm-m. Esta técnica es una de las mejores para establecer Rw en un área desconocida.

Habiendo determinado la línea Ro, aquellas líneas que representan valores menores de Sw se establecen de la siguiente manera. Para una porosidad dada, la ecuación de saturación de Archie es:

$$Sw = \sqrt{Ro/Rt} \qquad 6.22$$

Por ejemplo, la línea Sw = 0.5 se representa por los puntos donde Rt = 4 Ro. Se seleccionan valores convenientes de porosidad donde Ro sea fácil de leer. En este caso (ϕ = 17.5 y Ro = 2.1) y multiplicando Ro por 4, se obtiene un punto en (ϕ = 17.5 y Rt = 8.4). La línea se obtiene al unir el pivote con este punto. Para Sw = 0.3 se requiere que Rt = 11.1 Ro, obteniéndose (ϕ = 17.5, Rt = 23). Una vez hechas las líneas necesarias, se puede estimar el valor de Sw para cada intervalo. Por ejemplo, para el punto 7 Sw tiene un valor aproximado de 28%.

a.1) Gráfica de interrelación sónico resistividad

Si sólo se han corrido los registros sónico y de resistividad, y se desconoce la litología, debe seguirse otro procedimiento.

En el eje horizontal se escala el tiempo de tránsito, incrementándose de izquierda a derecha. La figura 6.17 es un ejemplo con una escala de 50 a 110 μs/ft. Los valores de Δt para los niveles de interés se colocan en la gráfica y se traza la línea de Sw = 1.0, como en el ejemplo anterior. Los valores, donde R = ∞, determinan el tiempo de tránsito de la matriz; para este caso, 55.5 μs/ft representa el valor de porosidad de cero. La porosidad correspondiente al tiempo de tránsito se puede obtener a partir de la relación de Wyllie, en este caso para Δt = 110, Δtma = 55.5 y Δtf = 189 μs/ft, la porosidad correspondiente sin corrección por compactación es de 41%.

El eje horizontal se escala linealmente entre ϕ = 0 y ϕ = 41%. Cuando el tiempo de tránsito en alguna lutita es mayor de 100 μs/ft, el valor de porosidad debe multiplicarse por el factor de corrección por compactación, Bcp.

Para determinar las líneas de saturación se sigue el procedimiento descrito en el inciso anterior.

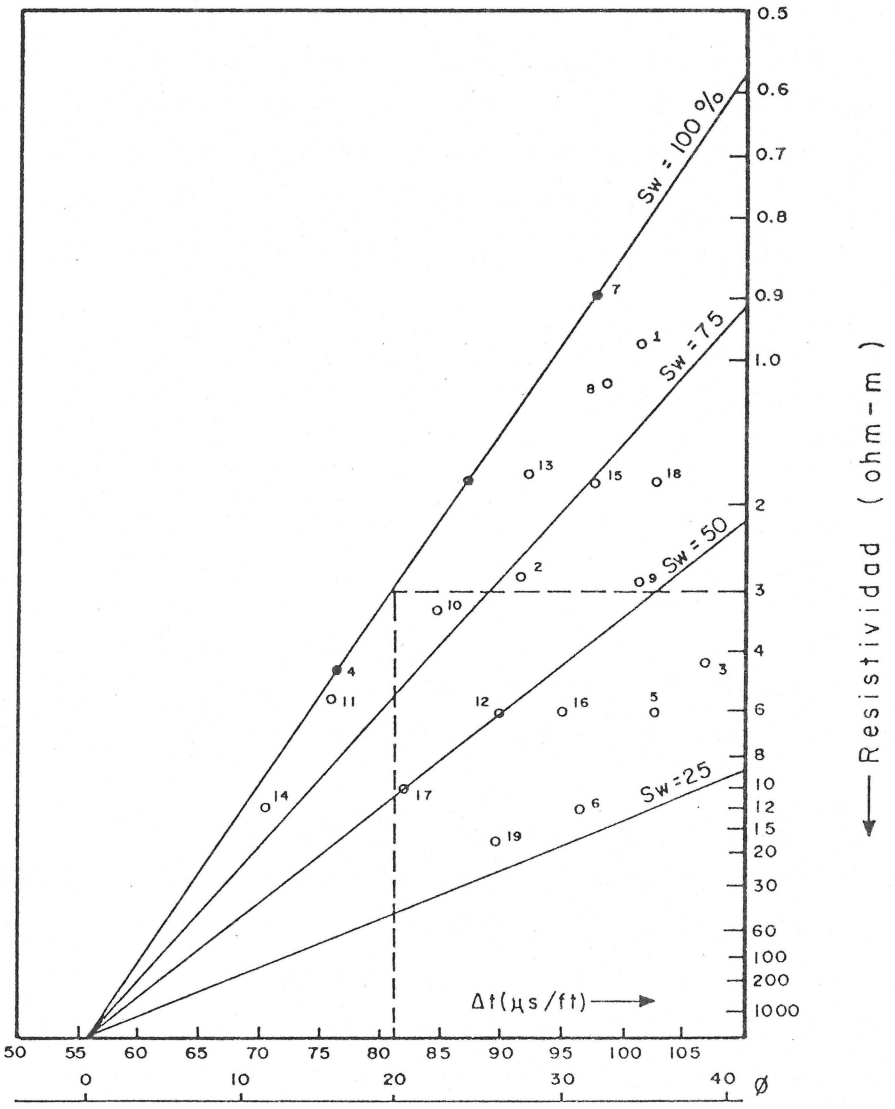


FIGURA 6.17. EJEMPLO DE LA GRAFICA DE HINGLE EN QUE SE UTILIZAN LOS REGISTROS SONICO Y RESISTIVIDAD (DEWAN, 1983, P. 203).

a.2) Gráfica de interrelación densidad-resistividad

Si sólo se dispone del registro de densidad y se desconoce el tipo de matriz, el procedimiento que debe seguirse es análogo al realizado con el registro sónico. En este caso, el eje horizontal se escala en g/cm^3, incrementándose de derecha a izquierda.

a.3) Gráfica de interrelación de aceite móvil

En casos en los que se ha corrido el registro microlaterolog o microSFL junto con el doble laterolog, la gráfica de interrelación puede ayudar a determinar aceite móvil. El procedimiento es el siguiente: indicar en la gráfica los valores (ϕ,Rt), establecer la escala de porosidad en las líneas de saturación constante y determinar Rw.

Es conveniente corregir los valores de LLd por invasión antes de colocarlos en la gráfica. La figura 6.18 es un ejemplo con los puntos graficados con una x.

Cada nivel se grafica de nuevo, pero con la resistividad RMLL o RMSFL para cada nivel multiplicada por la relación Rw/Rmf, donde Rmf se lee del encabezado del registro y se corrige por temperatura. Esta relación normaliza el valor de Rxo para la curva de microrresistividad. En la figura 6.18 se muestran los puntos graficados con círculos.

Las lecturas de Sw para estos puntos corresponden a los puntos de Sxo.

El intervalo donde sólo existe agua, los puntos son muy cercanos y caen próximos a la línea Sw = 1. Los niveles 13 y 14 son ejemplos. En zonas con hidrocarburos, donde éstos no son móviles, ambos valores son muy cercanos al de Sw, menores de 1.0. Los puntos 9, 10 y 12 caen en esta situación.

Por otra parte, donde hay hidrocarburos móviles, los puntos se separarán. La diferencia (Sxo - Sw) indicará la presencia de hidrocarburos móviles. Por ejemplo, el punto 8 muestra que el aceite móvil constituye aproximadamente el 40%.

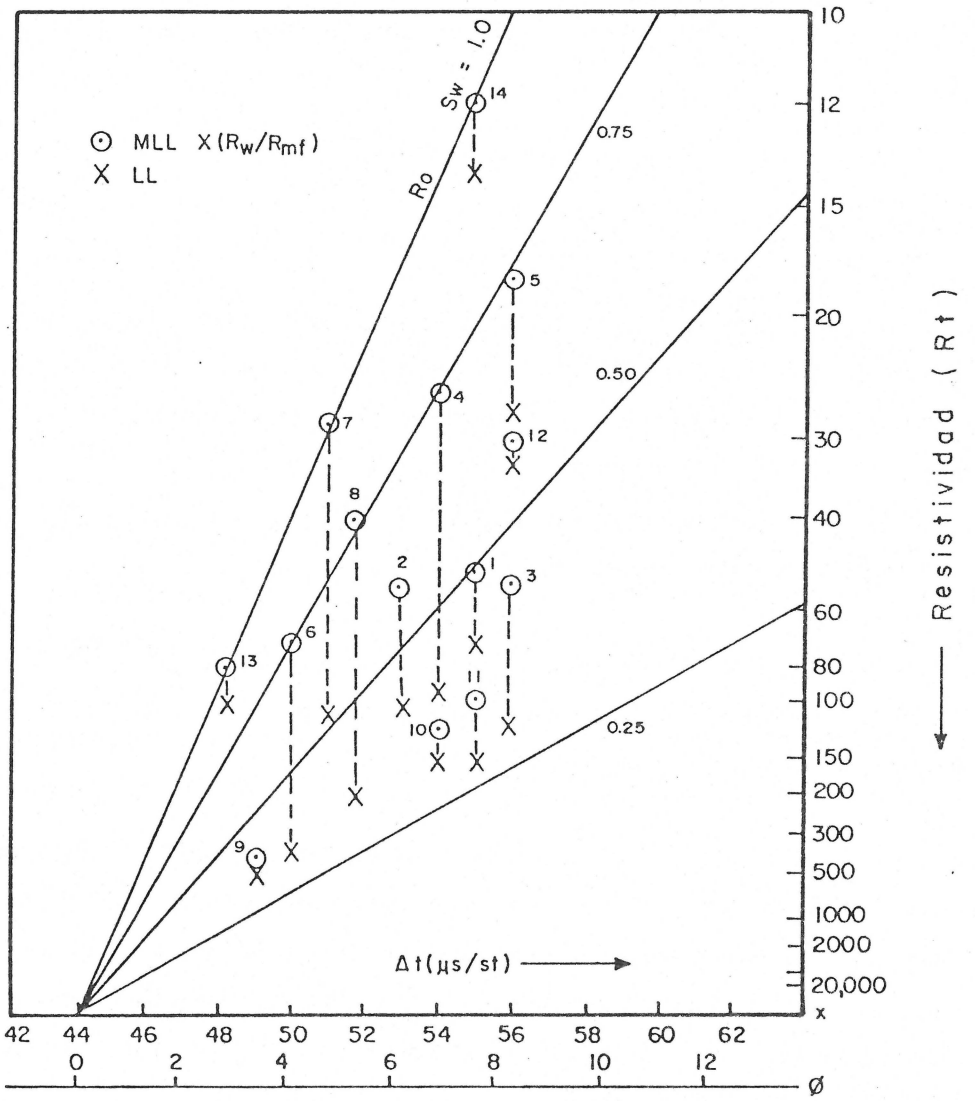


FIGURA 6.18. EJEMPLO DE UNA GRAFICA DE HINGLE PARA MOSTRAR MOVILIDAD DE HIDROCARBUROS (DEWAN, 1983, PAG. 205).

a.4) Consideraciones en el uso de este método

Existen dos tipos de gráficas con diferente división de resistividad. Una está hecha para $F = 1/\phi^2$ y la otra para $F = 0.62/\phi^{2.15}$. La primera se utiliza para carbonatos con

c = 1.0 y para arenisca con c = 0.9. La segunda es válida sólo para areniscas. La presencia de gas puede disminuir el valor de Sw. Se recomienda observar el comportamiento de las curvas neutrón densidad.

b) Gráfica de Pickett

El principal propósito de esta gráfica es obtener el valor del exponente de cementación m y de la resistividad del agua de formación Rw, a partir de la relación F-ϕ. Esta técnica gráfica también proporciona una fotografía en la cual se pueden agrupar los datos por las variaciones de la textura de la roca (tamaño de poro, etc.). Si a la ecuación de saturación de Archie, ec. 6.5, se le saca logaritmo, se obtiene:

$$n \log Sw = \log F + \log Rw - \log Rt \qquad 6.23$$

Sustituyendo la ecuación particular de factor de formación y despejando la ecuación, se obtiene:

$$\log Rt = \log Rw + \log a - m \log \phi - n \log Sw \qquad 6.24$$

Para una zona con Sw = 100% , y simplificando, se obtiene:

$$\log Rt = - m \log \phi + \log (a\ Rw) \qquad 6.25$$

que representa la ecuación de una recta en papel logarítmico en la forma y = mx + b. Esto significa que si se tienen registros de porosidad y resistividad en una zona con agua, los datos se podrán graficar en una línea recta en un papel logarítmico mientras m sea constante. La figura 6.19 muestra la gráfica. La intersección de la línea Ro, que atraviesa los puntos, con el valor de porosidad de 100%, obtendrá el valor de Rw, y la pendiente de esa recta será el valor de m. La traza de la recta debe ser en dirección NW-SE lo más hacia la izquierda posible. La pendiente se obtiene al dividir el eje X contra Y. Zonas con hidrocarburos se presentarán a la derecha de la recta Ro.

Para calcular la posición de las líneas de Sw se necesita de la ecuación:

$$Rt = \sqrt{\frac{Ro}{Sw^2}} \qquad 6.26$$

Se requiere considerar cualquier porosidad. Por ejemplo, si se escoge para la figura 6.19 una porosidad de 20%, Ro es de 3.8 ohm-m. Es preferible seleccionar una porosidad cuando Ro = 1.0 ohm-m. El valor de Sw = 50% se localizará en: $Rt = 3.8/0.5^2 = 15.2$ a una porosidad del 20%, la nueva línea será paralela a Sw = 100%. Este tipo de gráfica es recomendable en zonas con roca dura.

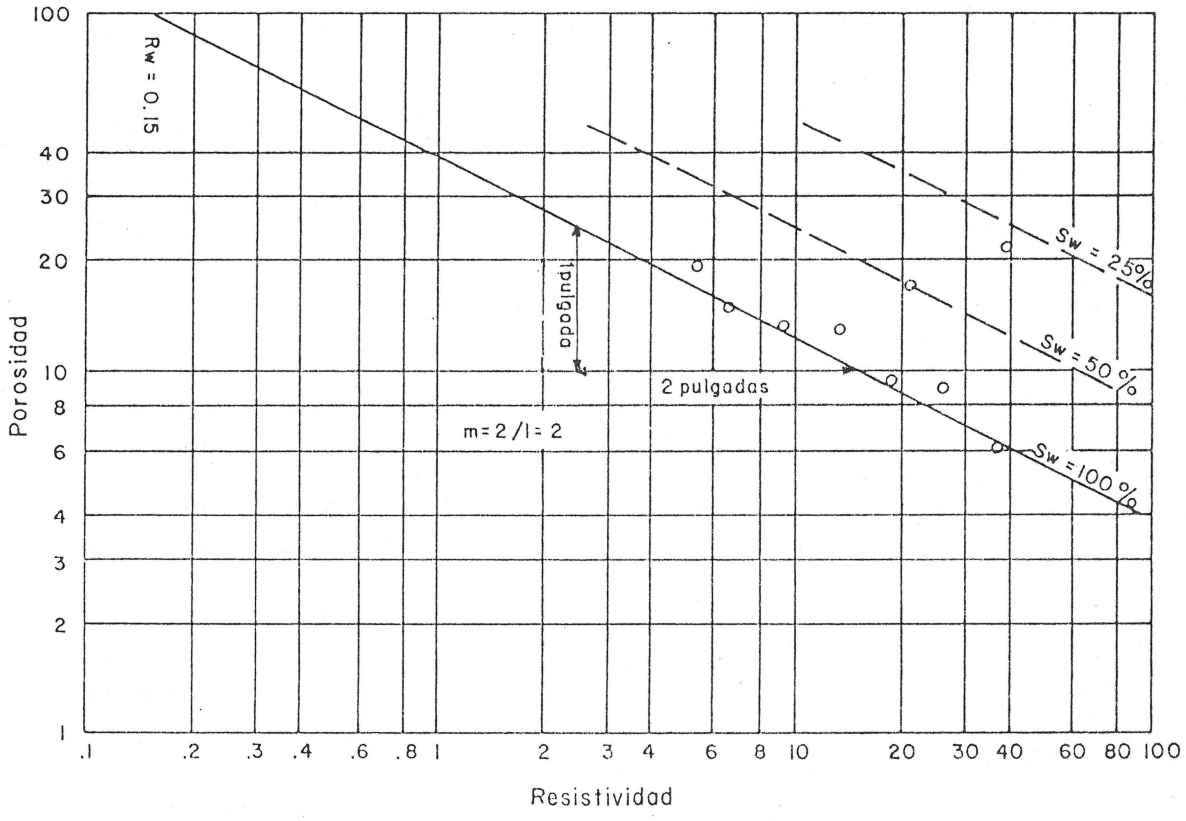


FIGURA 6.19. EJEMPLO DE LA GRAFICA DE PICKETT QUE MUESTRA LAS LINEAS DE SATURACION Y EL VALOR DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA Rw (HILCHIE, 1978, P. 12-15).

6.2.1.4 Detección de gas. Efecto del gas en los registros de porosidad

Es difícil distinguir entre zonas con gas y con aceite a partir de registros de resistividad. Aunque las zonas con gas tienen saturaciones de agua menores que las de aceite, las variaciones en el tamaño del poro dificultan la habilidad para separarlas. Actualmente la detección se hace con el registro de densidad y neutrón. En esta parte se revisarán las respuestas básicas de los registros de porosidad.

a) Registro sónico

Este registro generalmente no está influido por el gas cuando la roca está bien consolidada o compacta. Esto incluye esencialmente a todos los carbonatos, areniscas cementadas y consolidadas, y areniscas no consolidadas que están muy profundas y bajo esfuerzo de capas superficiales. Las presiones normales son aquellas donde la presión del poro está en un rango de 0.433 a 0.465 psi/ft. Valores mayores o menores de éstos se consideran como presiones anormales.

El efecto del gas en el registro muestra un incremento en el tiempo de tránsito. Los cambios aparentemente no están relacionados al volumen del gas. Existe una pequeña diferencia entre saturaciones de gas de 85 y 60% en el tiempo de tránsito. El efecto de gas aparece más influido por la consolidación o compactación de la roca. En rocas poco compactas, donde el tiempo de tránsito de la lutita está entre 100 ó 125 μs/ft, la porosidad se puede corregir usando:

$$\phi = B\ \phi_{\text{calculada}} \qquad 6.27$$

donde B es 0.7 para zonas con gas y de 0.9 para zonas con aceite (corrección aproximada).

La corrección es dependiente de la invasión. Si la invasión es profunda, mayor de un pie, el efecto de gas no se observará en el registro. Cuando la roca no es muy compacta, con tiempos de tránsito mayores a 125 μs/ft, la ecuación 6.27 no será suficiente.

b) Registro de densidad

El efecto del gas reduce la densidad volumétrica y presenta un aumento en la porosidad aparente.

La densidad volumétrica está relacionada a la roca y a los fluidos por la ecuación 3.62.

Como cerca del 75% de la medición del registro está en las primeras tres pulgadas, los valores de saturación pueden obtenerse en la zona lavada Sxo y la saturación residual de hidrocarburos Srh = 1 - Sxo. Con Rxo y la porosidad densidad puede obtenerse el valor de ρh por ensaye y error o por las figuras 6.20 y 6.21.

El método de ensaye y error utiliza:

$$\phi = \frac{\rho ma - \rho b}{\rho ma - \rho f} \qquad 6.28$$

$$Sxo = \sqrt{\frac{F\ Rmf}{Rxo}} \qquad 6.29$$

$$\rho f = Sxo\ \rho mf + (1 - Sxo)\ \rho h \qquad 6.30$$

Se comienza con la ecuación 6.28. Debe proponerse una densidad de fluido entre el filtrado del lodo y el gas. La densidad del filtrado del lodo se calcula a partir de Rmf y por la gráfica de la figura 6.10 para obtener la salinidad del filtrado del lodo en ppm de NaCl. La densidad del lodo es

$$\rho mf = 1 + 0.73\ P \qquad 6.31$$

donde P es la salinidad del lodo en ppm dividida entre 1,000,000.

La densidad del gas puede aproximarse por la figura 6.20. Si no se conoce la densidad, considérese 0.7. Si se desea ser lo más exacto posible, se debe de corregir esta densidad por efecto de gas.

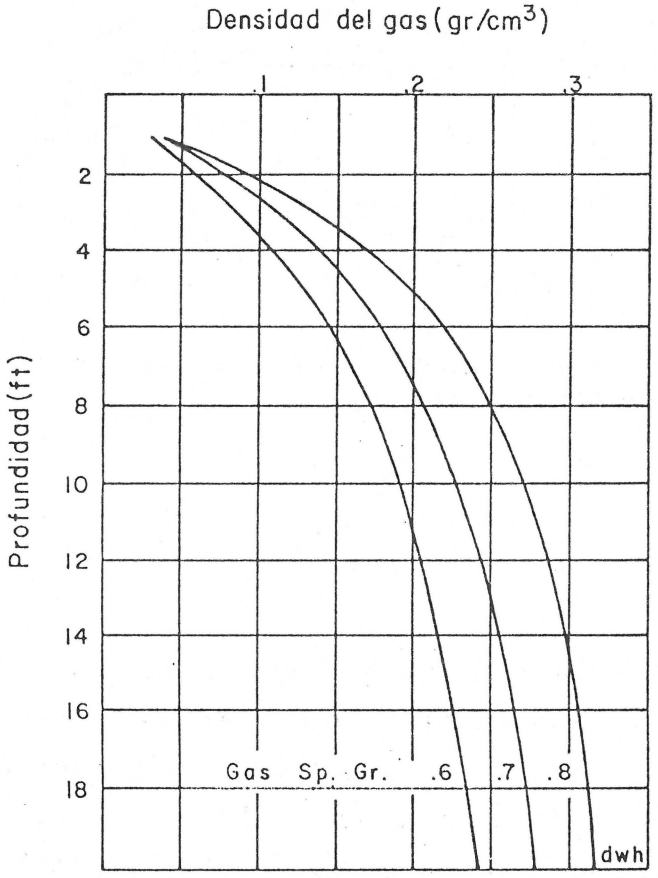


FIGURA 6.20. GRAFICA PARA ESTIMAR LA DENSIDAD DEL GAS EN FUNCION DE LA PROFUNDIDAD (HILCHIE, 1982, P. V-3).

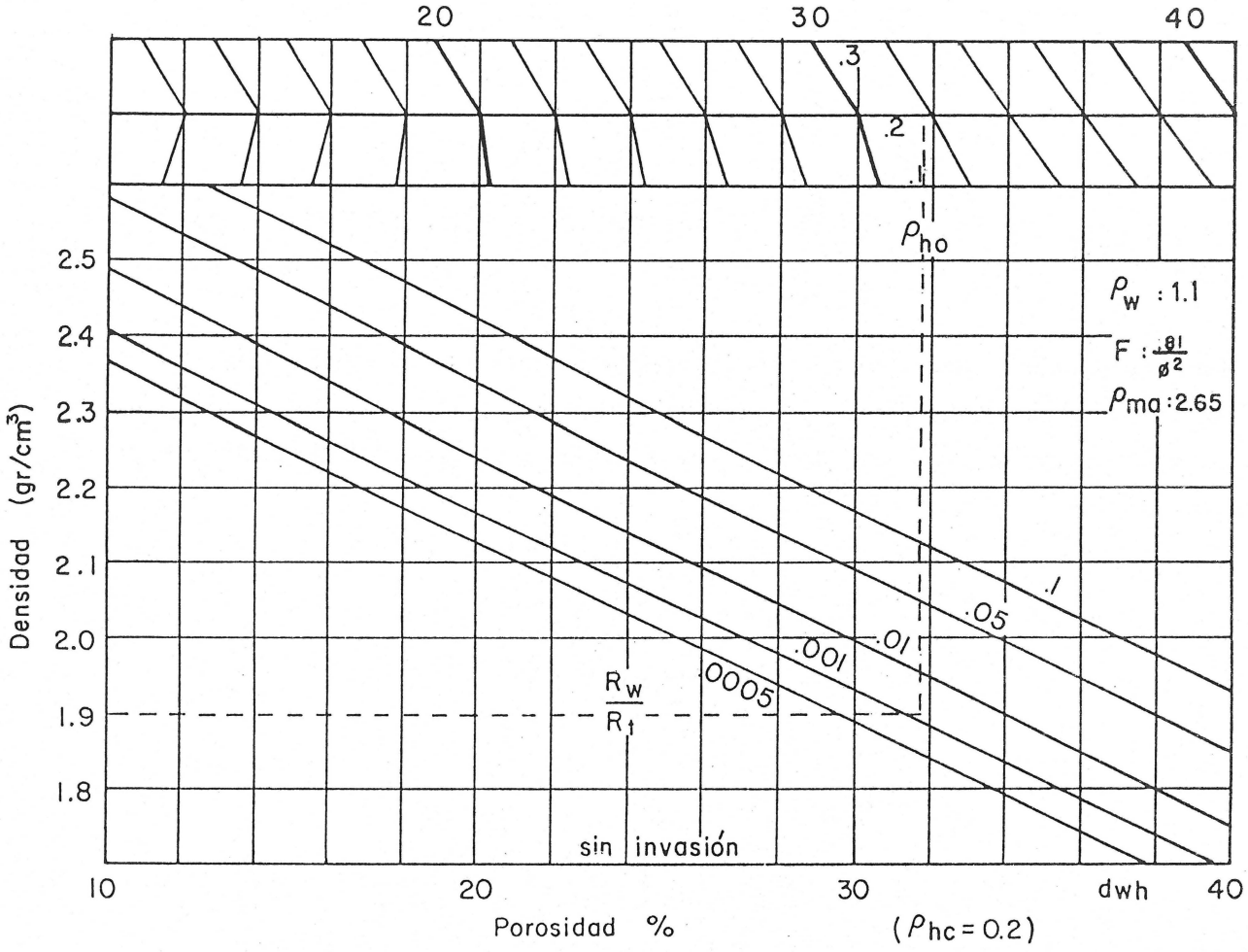


FIGURA 6.21. GRAFICA PARA ESTIMAR LA DENSIDAD DEL HIDROCARBURO (HILCHIE, 1982, P. V-3).

c) Registro neutrón

La respuesta del registro tiene una doble influencia. La primera y mayor es la reducción de hidrógeno (comparado con líquidos), y la segunda es el efecto de excavasión debido a la reducción de la densidad (capítulo 5, tema 5.12.4, inciso a). La reducción en el registro de la porosidad aparente dependerá de qué tan seco sea el gas, la presión y temperatura, y de la profundidad de invasión. Otras influencias, tales como la salinidad de los fluidos, son pequeñas. Generalmente se necesita de otro registro, de preferencia el de densidad.

d) Registros combinados de porosidad

· Densidad-neutrón

Es la combinación más popular para detectar gas. Existen tres diferentes casos para determinar la porosidad.

Caso I. Cuando la invasión del filtrado del lodo es muy somera o profunda. En la mayoría de las situaciones se presenta la primera característica. En este caso, los dos registros están influidos por la misma cantidad de gas. En el tema 6.1.3, inciso a, se comentó la forma que presentan las curvas cuando detectan gas.

La obtención de la porosidad puede hacerse de diversas maneras:

a) Ecuación empírica:

$$\phi = \sqrt{\frac{\phi_N^{\,2} + \phi_D^{\,2}}{2}} \qquad 6.32$$

b) Carta de corrección de gas, densidad-neutrón.

La figura 6.22 es la carta de corrección. Considera que los valores ya han sido corregidos. No es recomendable aplicar la corrección por efecto de excavasión, sino para temperaturas y presiones que ocurren alrededor de los 1 000 m de profundidad.

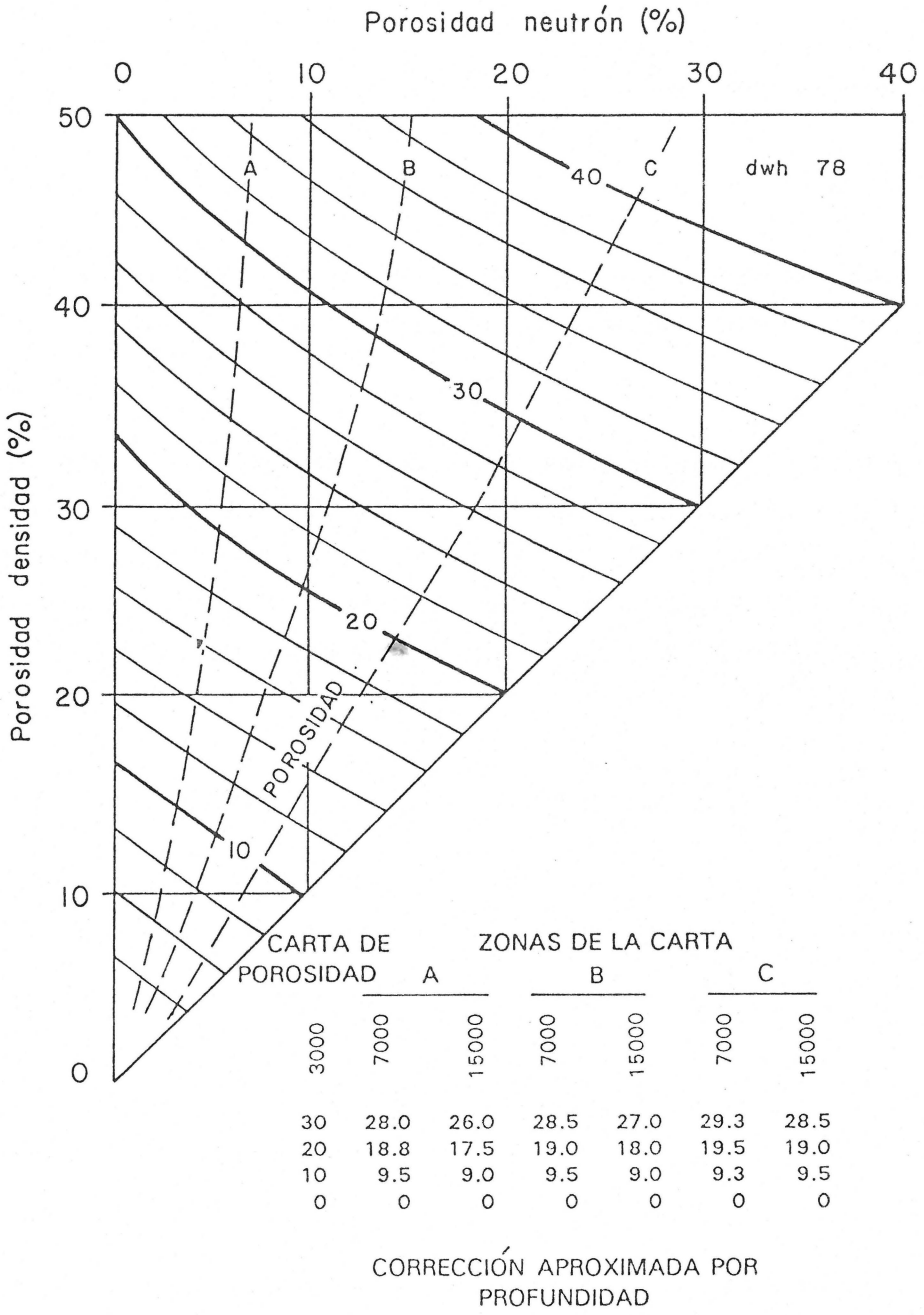


FIGURA 6.22. CORRECCION POR EFECTO DE GAS PARA LOS REGISTROS DE DENSIDAD Y NEUTRON COMPENSADO (HILCHIE, 1982, P. V-9).

c) Gráfica cruzada densidad-neutrón.

La figura 6.23 es la gráfica que se utiliza para corregir la litología como también el efecto de gas. Las areniscas indicarán la presencia de gas hacia la parte norte y noroccidental de la gráfica. El punto A en la figura

representa una porosidad densidad de 34.5% y una porosidad neutrón de 14%. El punto se proyecta hacia la línea de arenisca paralela a la línea que dice "corrección de gas". Esto da una porosidad de 26.5%. Si la zona fuera caliza, habría que proyectarla hasta la línea de caliza y la porosidad sería de 26%.

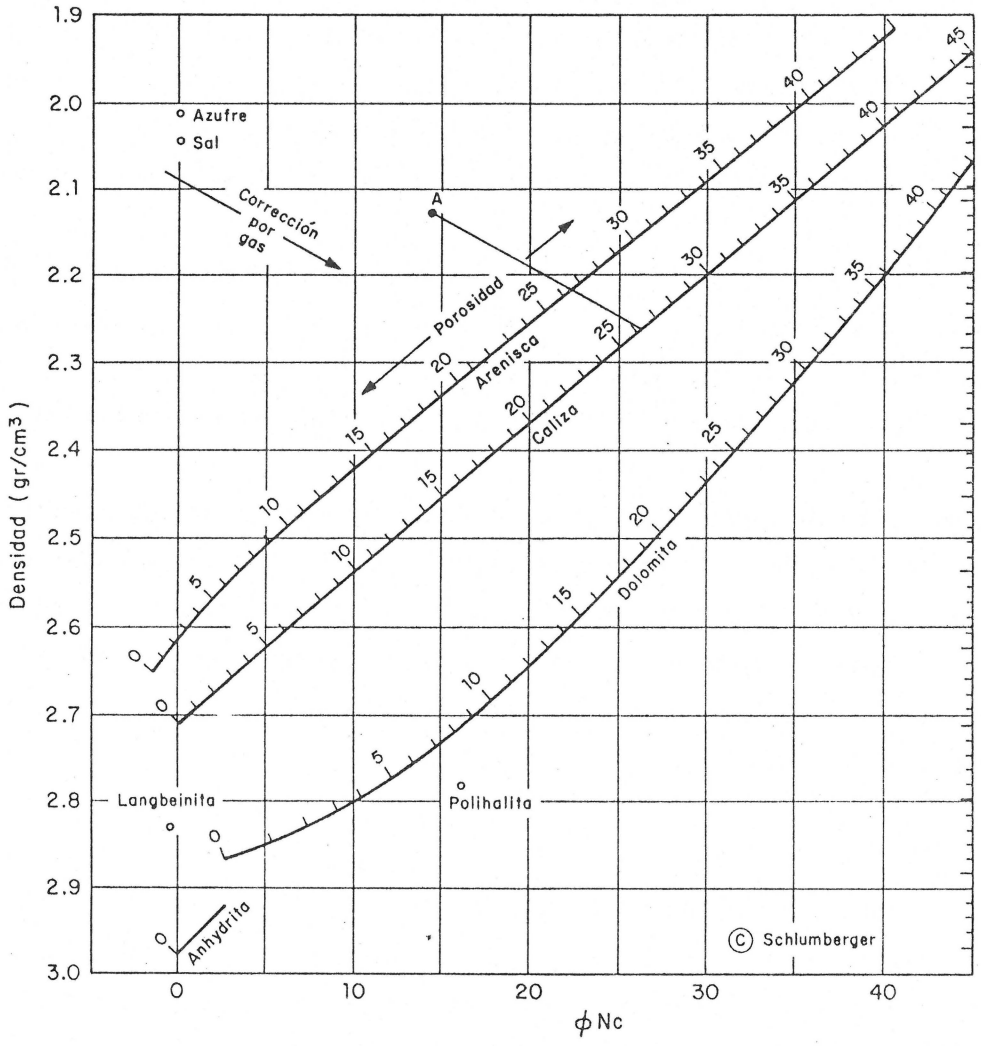


FIGURA 6.23. GRAFICA CRUZADA DENSIDAD-NEUTRON CON LA QUE SE PUEDE DETECTAR LA PRESENCIA DE GAS (SCHLUMBERGER, 1983, P. 28).

d) Corrección del registro de densidad más registro Rxo.

Es el método más exacto. Rxo se obtiene de cualquier registro de resistividad de radio de investigación somera. El proceso se realiza utilizando las ecuaciones 6.28,6.29 y 6.30.

Caso II. Esto resulta de una invasión del filtrado del lodo lo suficientemente profunda que cubra la medición del registro de densidad, pero no tan profunda para cubrir la lectura del registro de neutrones. Esto es, mayor a 4 pulgadas y menor entre 6 y 14 pulgadas para el registro de neutrón. Las dos mediciones están afectadas por diferentes saturaciones de gas.

Este caso ocurre en la mayoría de los yacimientos con porosidades sobre el 20% o formaciones con una tendencia a invadirse. Este caso se puede reconocer en los registros por el hecho de que los dos no presentan una imagen de espejo.

Por ejemplo, si se está en una arenisca y los registros fueron calibrados a caliza, cada vez que se tenga una arenisca limpia, las dos curvas se entrecruzarán alrededor de un 6% de porosidad. Este aparente entrecruzamiento es aún más significativo si el registro de densidad se corre en escala de caliza (figura 6.24).

Caso III. Este caso se presenta cuando hay presencia de arcillas o minerales pesados. La situación del registro de porosidad neutrón es que la respuesta es menor que el registro de porosidad densidad. La figura 6.25 muestra esquemáticamente esta situación.

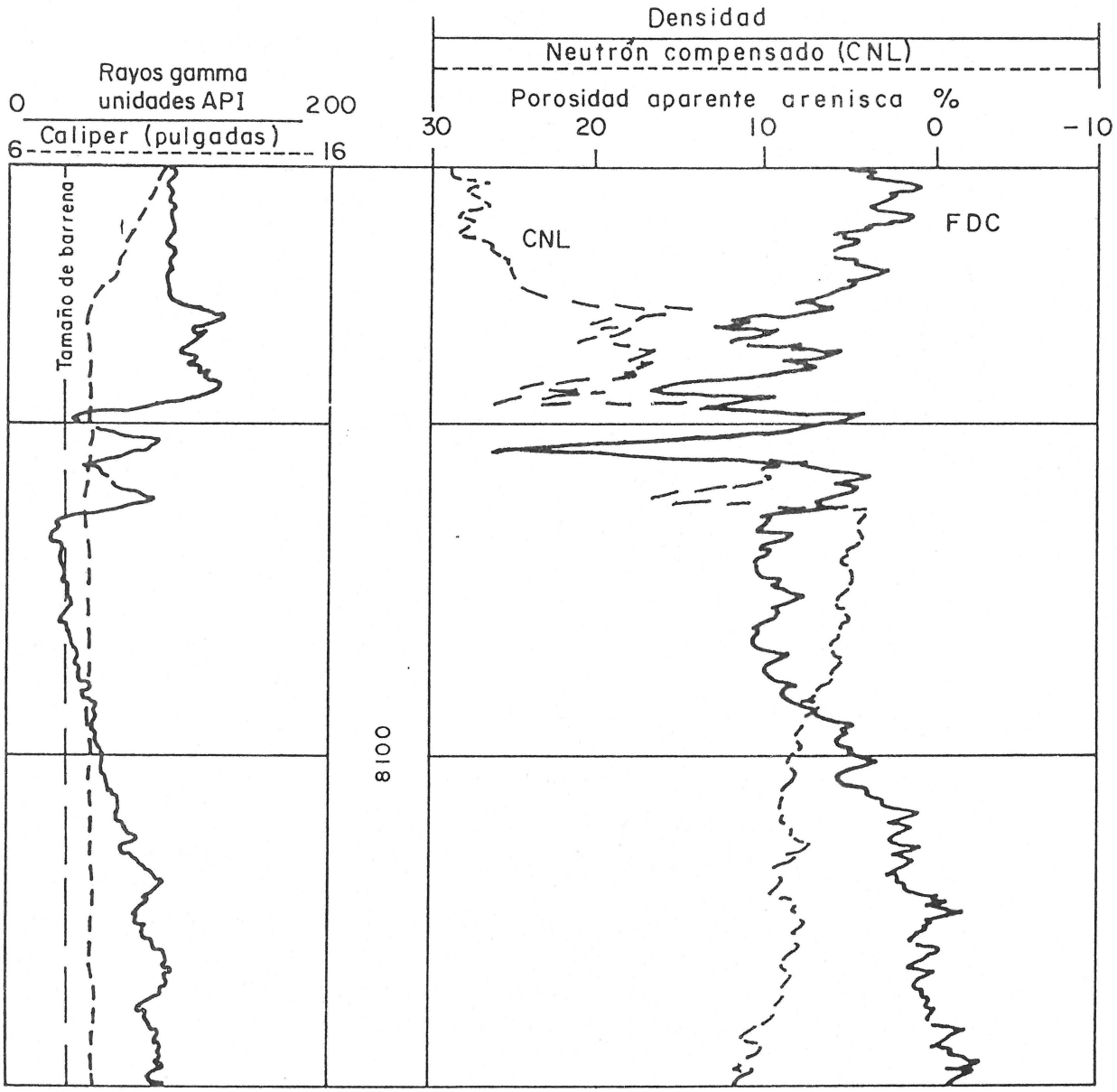


FIGURA 6.24. TRAMO DE UN REGISTRO COMBINADO DENSIDAD-CNL CORRIDO EN UNA SECUENCIA DE ARENAS CON GAS DEL CRETACICO (HILCHIE, 1982, P. V-14).

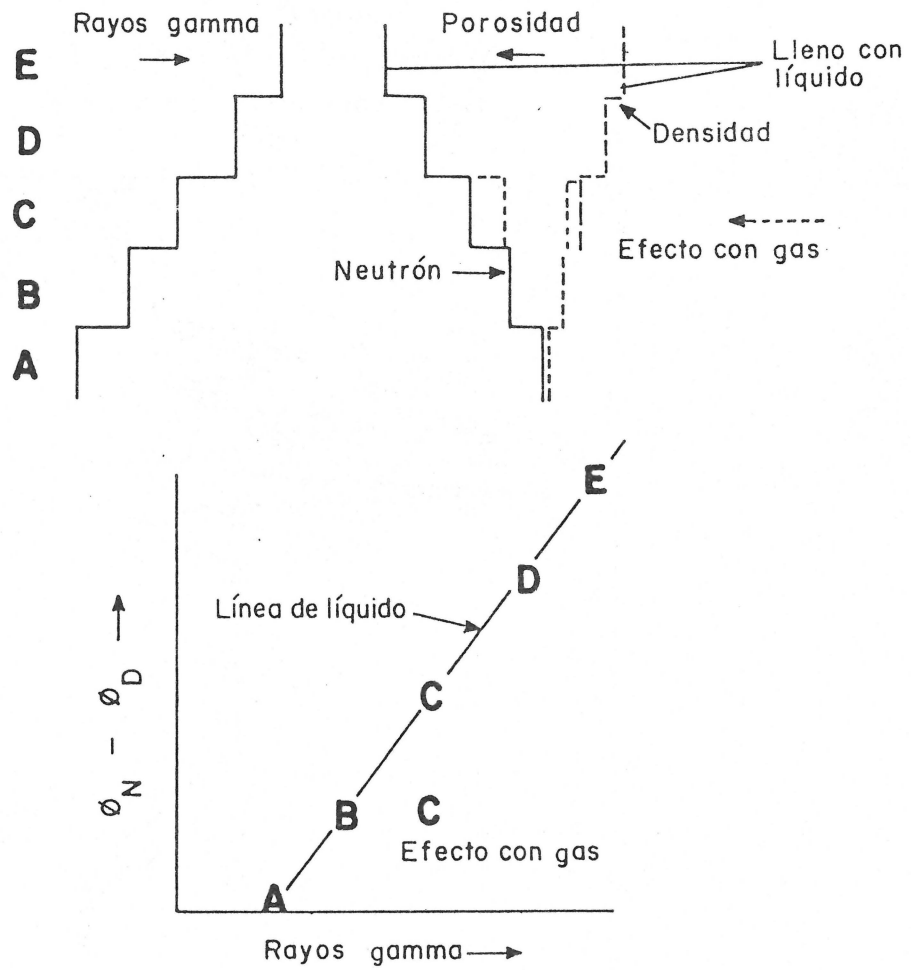


FIGURA 6.25. ESQUEMA DE LA POSIBLE RESPUESTA DE LOS REGISTROS DENSIDAD CNL PARA EL CASO III (HILCHIE, 1982, P. V-15).

6.2.2 DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD Y DEL TIPO DE MINERALES. GRÁFICAS CRUZADAS DE POROSIDAD

En esta parte se considerará cómo cantidades relativas de diferentes minerales se pueden obtener combinando los datos de los registros de densidad, neutrón y sónico. Los principales minerales se encuentran relacionados con la arenisca, caliza, dolomita y anhidrita. Los minerales que alteran la respuesta de los registros son: arcillas, yeso, sal, polihalita y azufre, así como también el gas.

La identificación de la matriz es importante en formaciones muy compactas por varias razones:

- Las porosidades pueden tener valores cercanos al límite inferior de producción, alrededor del 5%.

- Las formaciones compactas a menudo requieren de ácidos o fracturamiento para estimular la producción. Se requiere conocer el tipo de matriz.

- La naturaleza geológica. La tendencia del desarrollo de la matriz a través de un campo puede indicar direcciones preferenciales. Por ejemplo, la dolomitización generalmente va acompañada por un incremento en la porosidad.

Las *gráficas cruzadas de porosidad* son una de las herramientas básicas utilizadas en la identificación del tipo de roca, de aquí que los registros acústicos, densidad y neutrón responden únicamente a diferentes litologías. La respuesta de varios registros calcula más exactamente la porosidad y puede proporcionar una idea de la presencia de hidrocarburos.

6.2.2.1 Gráfica de densidad contra el tiempo de tránsito

Utilizando la respuesta de estos registros, se tiene:

$$\rho b = \rho ma + (\rho f - \rho ma)\ \phi \qquad 6.33a$$

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta tma}{B} \qquad 6.33b$$

donde $B = \Delta tf - \Delta tma$.

Se puede establecer que

$$\rho b = \rho ma + (\rho f - \rho ma)\left(\frac{\Delta t - \Delta tma}{B} \right) \qquad 6.34a$$

o

$$\rho b = \underbrace{\left(\frac{\rho ma - \rho f}{B} \right)}_{\text{pendiente}} \Delta t + \rho ma - \underbrace{\left(\frac{\rho ma - \rho f}{B} \right)}_{\text{ordenada al origen}} \Delta tma \qquad 6.34b$$

La pendiente y la ordenada al origen son los parámetros dependientes del tipo de roca sólo en las propiedades de la matriz y del fluido. Si se conocen los parámetros representativos de roca y fluido, se puede definir un promedio de litología como se muestra en la figura 6.26. Uno de los problemas que se asocia con este tipo de gráficas es que el promedio del número de parámetros se utiliza para definir las tendencias.

6.2.2.2 Gráfica de tiempo de tránsito contra porosidad neutrón

Se basa en la relación:

$$\Delta t = \Delta tma + B\ \phi N \qquad 6.35$$

Aunque el valor utilizado para B en la generación de la gráfica representa el comportamiento promedio de la roca, usualmente incorpora una pendiente B basada en la ecuación de tiempo promedio, la cual no es representativa, particularmente en sistemas de carbonatos. La figura 6.27 muestra la gráfica en porosidad calibrada para caliza, de aquí la no linealidad de las frecuencias de la arenisca y dolomita.

6.2.2.3 Gráfica de densidad contra porosidad neutrón

Se basa en la ecuación de respuesta de densidad donde:

$$\rho b = \rho ma + (\rho f - \rho ma)\ \phi N \qquad 6.36$$

Una gráfica típica se muestra en las figuras 6.28 y 6.29. Nótese la no linealidad de las tendencias de la arenisca y dolomita debida a la porosidad neutrón, que se registra en unidades de caliza.

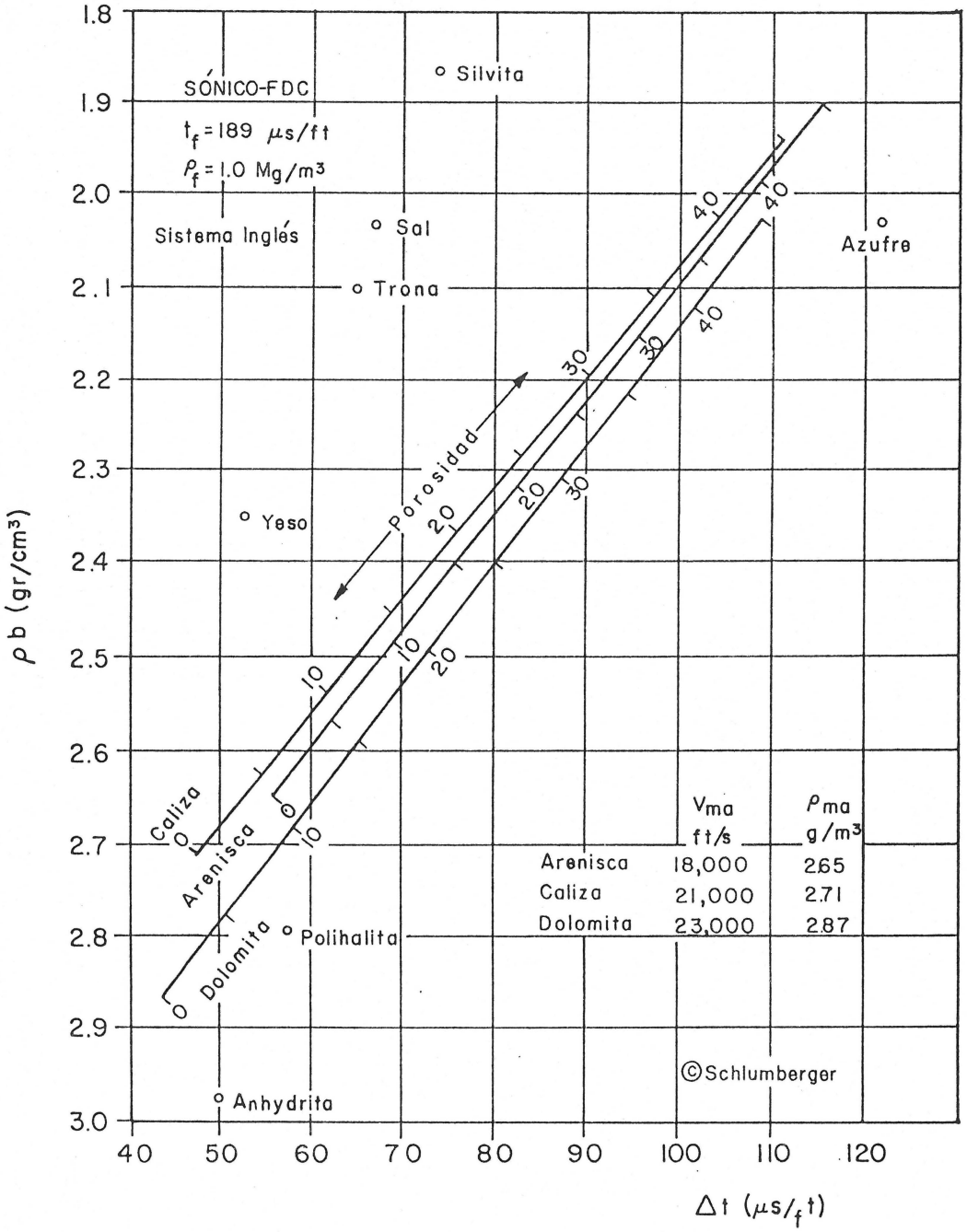


FIGURA 6.26. GRAFICA DE INTERRELACION DENSIDAD-TIEMPO DE TRANSITO (SCHLUMBERGER, 1979, P. 32).

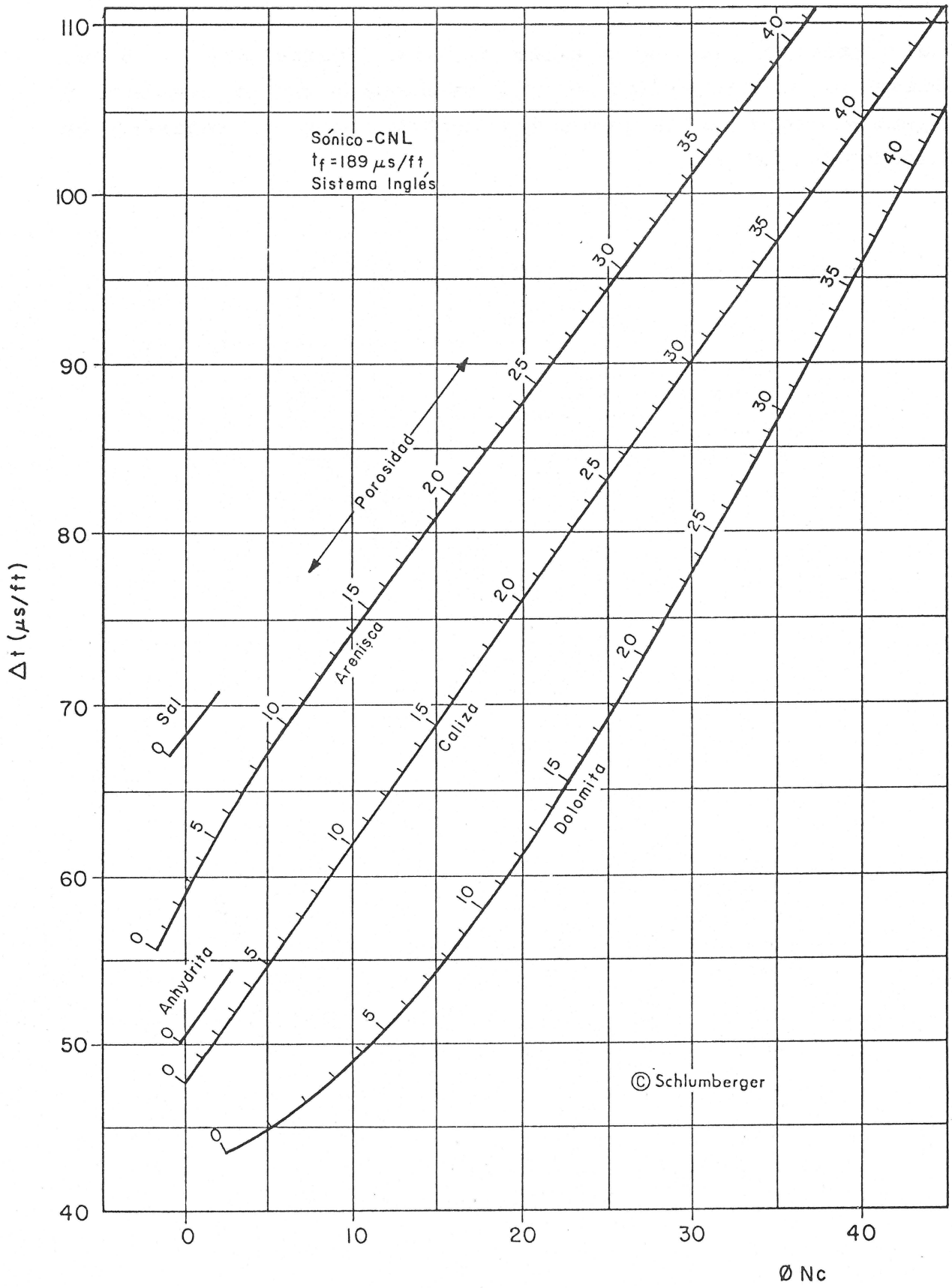


FIGURA 6.27. GRAFICA DE INTERRELACION TIEMPO DE TRANSITO, POROSIDAD, NEUTRON COMPENSADO, LODO DULCE (SCHLUMBERGER, 1979, P. 29).

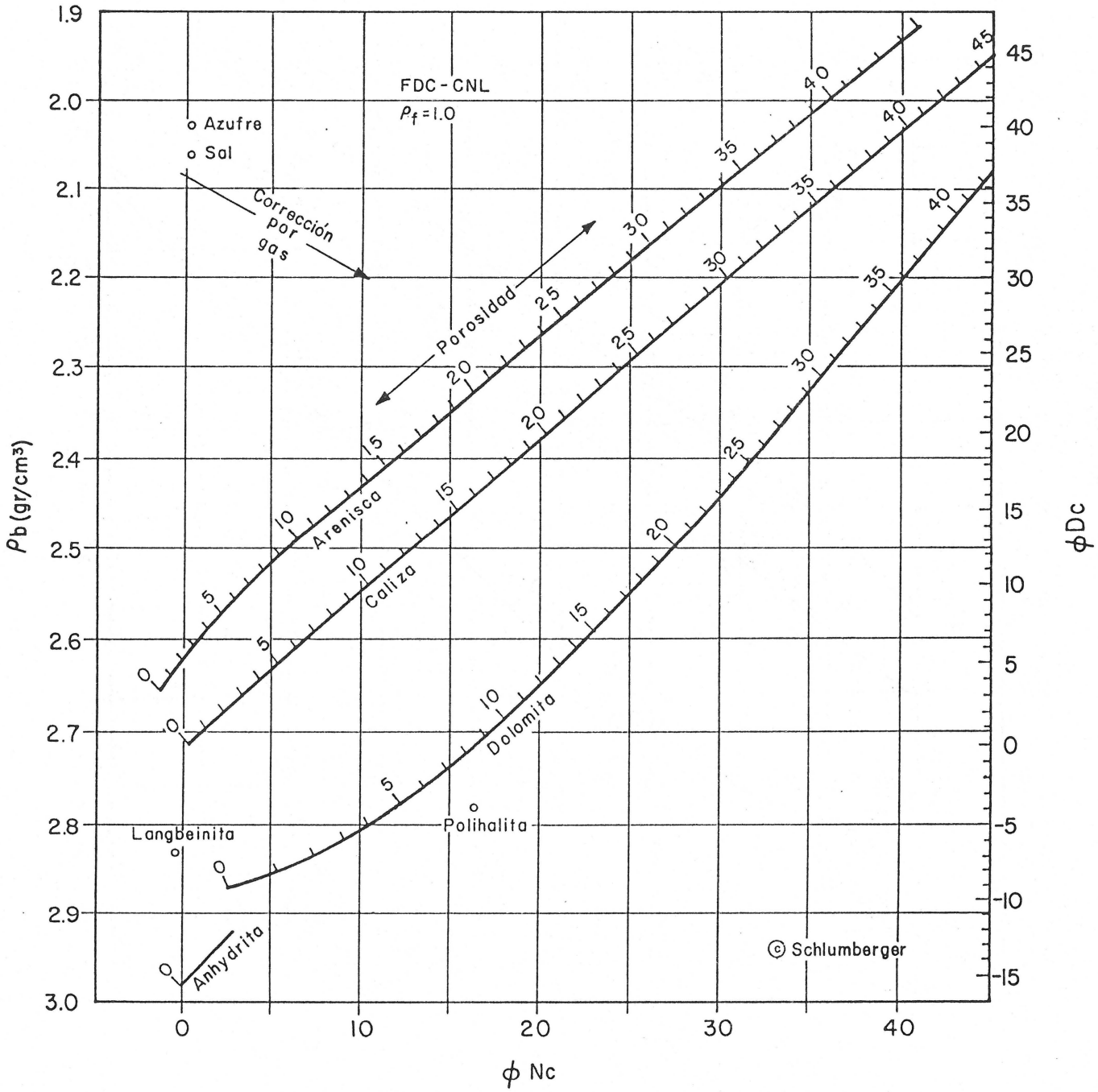


FIGURA 6.28. GRAFICA DE INTERRELACION DENSIDAD, POROSIDAD, NEUTRON COMPENSADO, LODO DULCE (SCHLUMBERGER, 1979, P. 25).

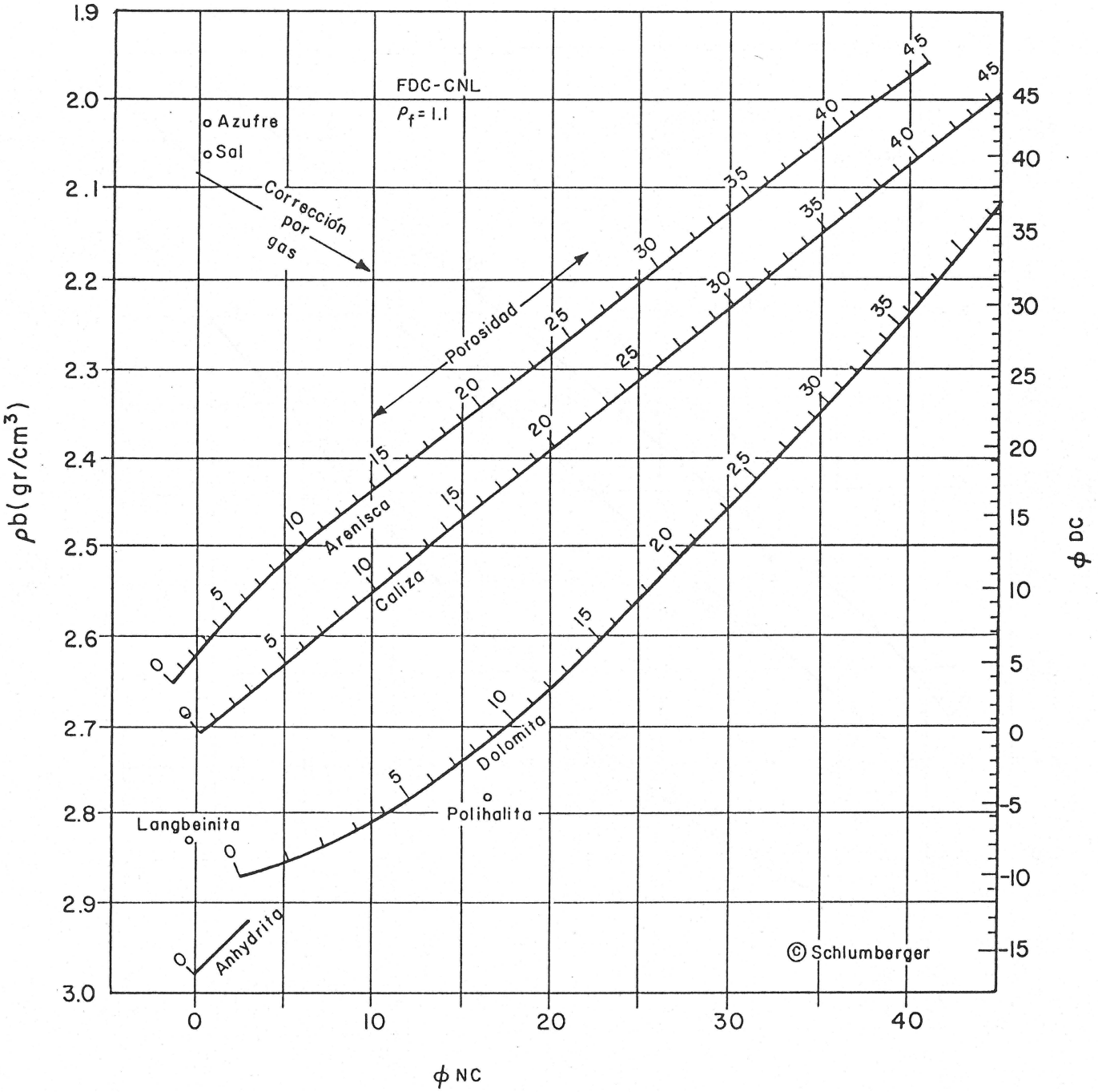


FIGURA 6.29. GRAFICA DE INTERRELACION DENSIDAD, POROSIDAD, NEUTRON COMPENSADO, LODO SALADO (SCHLUMBERGER, 1979, P. 26).

6.2.2.4 Cálculo de la porosidad a partir de dos registros

Si todas las suposiciones se cumplen y sólo dos minerales están presentes, se puede calcular no sólo la porosidad sino

también la proporción de éstos. Si el registro de neutrón está calibrado en términos de porosidad con matriz m1, $\phi N2$ se define como la porosidad neutrón aparente originada por la matriz del mineral m2. Si la fracción del mineral m2 es f2, los valores medidos son:

$$\rho b = \rho m1\ f1 + \rho m2\ f2 + \rho f\ \phi \qquad 6.37a$$

$$\Delta t = \Delta tm1\ f1 + \Delta tm2\ f2 + \Delta tf\ \phi \qquad 6.37b$$

$$\phi N = \phi N1\ f1 + \phi N2\ f2 + \phi Nf\ \phi \qquad 6.37c$$

pero para la matriz m1, $\phi N1 = 0$ y $\phi Nf = 1$ tal que

$$\phi N = \phi N2\ f2 + \phi \qquad 6.37d$$

consecuentemente, a partir de los registros de sónico y neutrón :

$$\phi = \frac{(\Delta t - \Delta tma)\ \phi N2 - \phi N\ (\Delta tm2 - \Delta tm1)}{(\Delta tf - \Delta tm1)\ \phi N2 - (\Delta tm2 - \Delta tm1)} \qquad 6.38a$$

de los registros densidad y neutrón:

$$\phi = \frac{(\rho b - \rho m1)\ \phi N2 - \phi N\ (\rho m2 - \rho m1)}{(\rho f - \rho m1)\ \phi N2 - (\rho m2 - \rho m1)} \qquad 6.38b$$

y de los registros densidad y sónico:

$$\phi = \frac{(\rho b - \rho m1)(\Delta tm2 - \Delta tm1) - (\rho m2 - \rho m1)(\Delta tm2 - \Delta tm1)}{(\rho f - \rho m1)(\Delta tm2 - \Delta tm1) - (\rho m2 - \rho m1)(\Delta tf - \Delta tm1)} \qquad 6.38c$$

Reinsertando ϕ en las ecuaciones 6.37, las fracciones minerales se encuentran; la solución gráfica equivalente es sencillamente colocar los valores del registro e interpolar a lo largo de las líneas de isoporosidad ortogonalmente a las líneas de matriz. Los cálculos de incertidumbre para la determinación de las fracciones de volumen son complejos, se requiere de cálculos estadísticos. La forma general es:

$$(\delta\phi)^2 = \sum \left(\frac{\partial\phi}{\partial x_i}\right)^2 \left(\delta x_i\right)^2 \qquad 6.39$$

donde ∂x_i es la incertidumbre en una cantidad individual. Por ejemplo en la ecuación 6.38c:

$$(\delta\phi)^2 = \left(\frac{\partial\phi}{\partial\rho}\right)^2 (\delta\rho)^2 - \left(\frac{\partial\phi}{\partial\rho m_1}\right)^2 (\delta\rho m_1)^2 + \left(\frac{\partial\phi}{\partial\rho m_2}\right)^2 (\partial\rho m_2)^2 + \left(\frac{\partial\phi}{\partial\Delta t}\right)^2 (\delta\Delta t)^2 + \left(\frac{\partial\phi}{\partial\Delta tm}\right)_1^2 (\delta\Delta tm_1)^2 + \left(\frac{\partial\phi}{\partial\Delta tm}\right)_2^2 (\delta\Delta tm_2)^2 \qquad 6.40$$

6.2.2.5 Uso de las gráficas cruzadas cuando no se cumplen las condiciones de la ecuación de porosidad

Las suposiciones inherentes en las ecuaciones 6.33 y 6.34 no se cumplen, por lo que la práctica común es corregir los datos. Las gráficas cruzadas se utilizan para mostrar cuando estas suposiciones no se realizan.

a) Densidad-sónico

Supone a ϕ como constante en un mineral estándar (caliza, arenisca o dolomita). Por ejemplo, considere una caliza con una saturación de 0.10. Los hidrocarburos ligeros, yeso y gas tienen densidades bajas, por lo que se localizarán en la gráfica de la figura 6.26 hacia la parte superior de la línea de matriz de caliza (el efecto de la velocidad no es claro). Las lutitas disminuyen la densidad y la velocidad, los datos se desplazarán hacia la derecha. La rugosidad del agujero disminuye, la densidad aparente y los datos se desplazarán hacia arriba. La porosidad secundaria se nota cuando los datos se desplazan hacia la izquierda.

b) Sónico-neutrón

En la figura 6.27, las lutitas incrementan el tiempo de tránsito y el índice de hidrógeno, los datos se presentarán desplazados hacia arriba y a la derecha. El yeso aumenta ϕN y los datos se mueven hacia arriba. Una poca compactación aumenta Δt, pero no varía ϕN; los datos se desplazan hacia la derecha. El gas disminuye ϕN y mueve los datos hacia abajo. La porosidad secundaria desplaza los datos a la izquierda.

c) Densidad-neutrón

En las figuras 6.28 y 6.29, la lutita y el yeso aumentan ϕN y disminuyen ρb; los datos se desplazan hacia la derecha y ligeramente hacia arriba. El gas disminuye a ρb y a ϕN; los datos se mueven hacia arriba y a la derecha. Si la porosidad es reemplazada por lutita, hay un aumento en ρb y no se presenta variación en ϕN. El punto de lutita (actualmente es un rango que depende del tipo de mineral) se localiza debajo y a la derecha de las líneas.

6.2.2.6 Gráfica M-N

Esta gráfica combina los datos de tres herramientas de porosidad, de manera que los efectos debidos a las variaciones de porosidad se eliminen y maximicen los cambios debidos a la matriz. Las cantidades M y N se definen por:

$$M = 0.01\ (\Delta tf - \Delta t)\ /\ (\rho b - \rho f) \qquad 6.41$$

$$N = (\phi Nf - \phi N)\ /\ (\rho b - \rho f) \qquad 6.42$$

donde Δt, ρb y ϕN son obtenidos de los registros correspondientes, y Δtf, ρf y ϕNf son los parámetros para el

fluido que tomarán respectivamente los valores 189, 1.0 y 1.0 para lodo dulce, y 185, 1.1 y 1.0 para lodo salado.

La figura 6.30 es la gráfica representativa. Los círculos en blanco representan el caso de lodo dulce y los negros lodo salado. En cada caso, el sílice tiene dos posibles localizaciones que dependen de las velocidades de matriz considerada. La dolomita tiene tres variaciones que dependen del rango de porosidad. Esta gráfica se aplica cuando existe el registro CNL. En la figura 6.30 se han dibujado dos triángulos para lodo dulce, que representan las combinaciones arenisca-calcita-dolomita y calcita-dolomita-anhidrita.

Para utilizar la gráfica, los valores de los registros se leen en el nivel de interés, posteriormente se calculan y grafican M y N. Si la formación consiste de una combinación binaria, los puntos caerán en la línea que une a los dos minerales. Si existen tres minerales, los puntos caerán dentro del triángulo. Un punto como A puede representar una combinación, ya sea arenisca-calcita-dolomita y calcita-dolomita-anhidrita o la combinación de los cuatro minerales.

En principio, si la matriz se conoce, las cantidades relativas de cada mineral se determinarán por la posición del punto en la gráfica. Sin embargo, el método no es exacto por las siguientes razones:

- Los puntos básicos sílice-calcita-dolomita no están muy separados.

- Sus posiciones son algo dependientes al considerar la velocidad de la matriz.

- La posición de cualquier punto está sujeta a las variaciones estadísticas de los registros densidad y neutrón.

En suma, la presencia de arcilla, yeso, porosidad secundaria, gas, sal o azufre, desplazan a los puntos fuera de los triángulos básicos en las direcciones indicadas. La gráfica funciona mejor tomándola como base estadística para indicar la tendencia de un grupo de puntos de un intervalo.

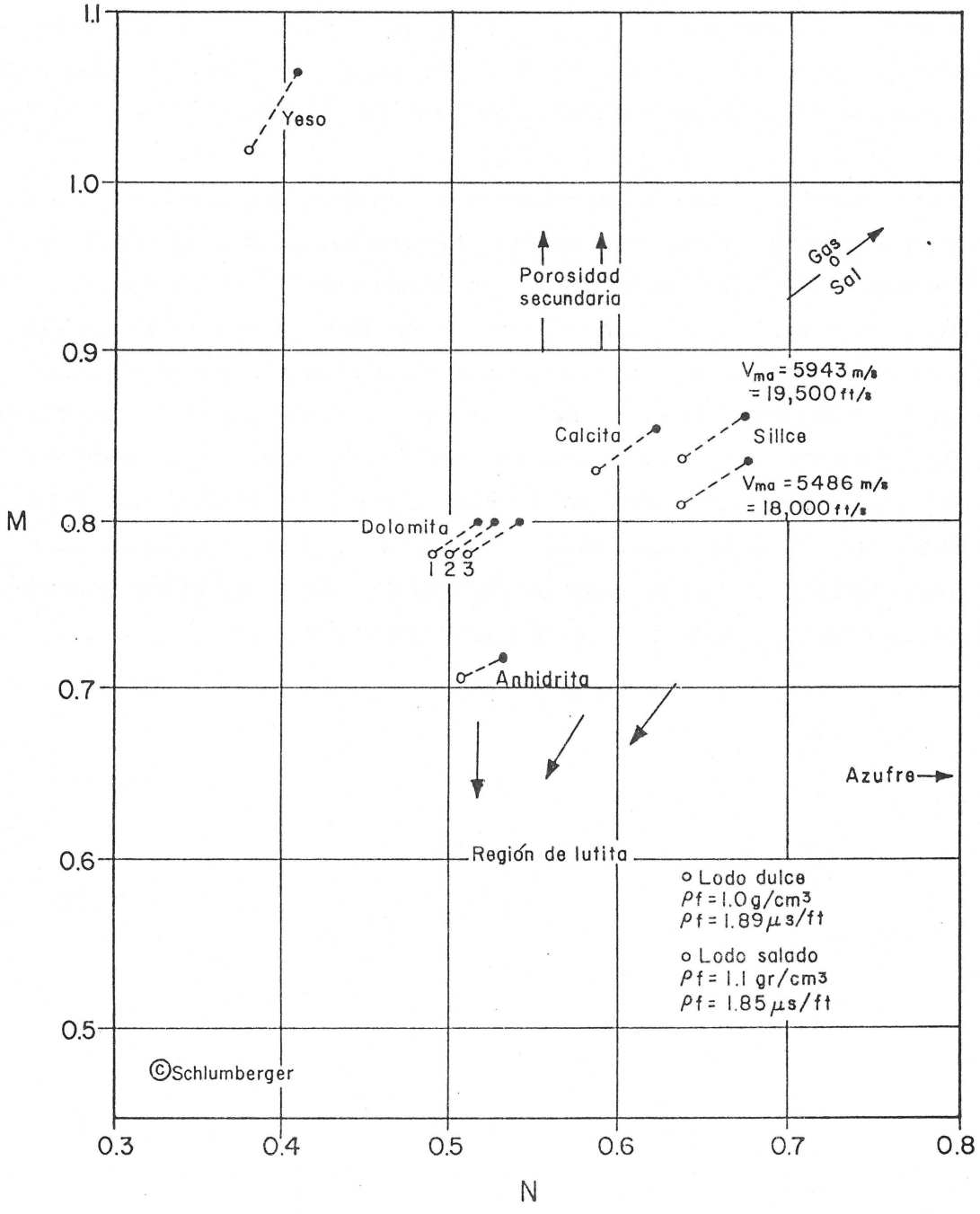


FIGURA 6.30. GRAFICA DE IDENTIFICACION MULTIMINERAL TIPO MN.

6.2.2.7 Gráfica M-N contra ρb

Como los valores M y N para cualquier mineral producen un punto común, sin tomar en cuenta la porosidad cuando se grafican, es aparente que sus productos también sean constantes para tal combinación. Cuando el producto MN para los cuatro minerales base (arena, caliza, dolomita y anhidrita) se grafica contra la densidad de matriz aparente, ρma, resulta una línea recta, como en la figura 6.31.

Con este método, la densidad del grano de la roca puede determinarse sin tomar en cuenta la combinación mineral en el yacimiento. Si la densidad volumétrica del registro de densidad se grafica contra el producto M-N, para cada punto de densidad de matriz de la combinación mineral asociada con la densidad volumétrica, se puede determinar moviendo horizontalmente la línea recta definida por los puntos de mineral puros y luego se traza una línea vertical para leer la densidad de matriz aparente (figura 6.31). Utilizando la densidad medida y la de matriz aparente, la porosidad efectiva de la combinación mineral se puede calcular.

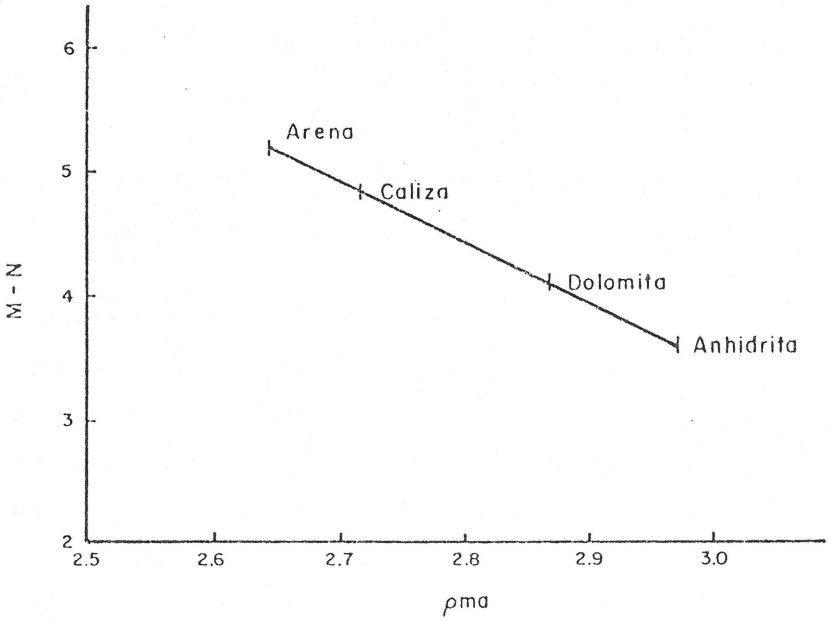


FIGURA 6.31. GRAFICA CRUZADA M-N CONTRA ρb (HELANDER, 1986, P. 241).

6.2.2.8 Gráfica MID

Es una técnica para utilizar tres herramientas de porosidad independientes. Esta aproximación asocia las respuestas sónico-neutrón y densidad-neutrón para definir dos parámetros $(\Delta tma)a$ y $(\rho ma)a$, que son característicos de la roca y que pueden expresarse como sigue:

$$\Delta t = (\Delta tma)a + [\Delta tf - (\Delta tma)a]\ \phi N \qquad 6.43$$

$$\rho b = (\rho f + [\rho f - (\rho\ ma)a]\ \phi N \qquad 6.44$$

Las soluciones gráficas de estos dos parámetros para fluido agua dulce se muestran en las figuras 6.32 a 6.34.

La gráfica de identificación de matriz es otro método que utiliza los mismos datos que la M-N. Se basa en la determinación de la densidad de matriz aparente $(\rho ma)a$ y el tiempo de tránsito aparente $(\Delta tma)a$ de un nivel de interés. La figura 6.34 representa una gráfica MID.

Para determinar la densidad de matriz aparente a una profundidad dada, se grafican los valores de ρb y ϕN, y se lee en la carta (figura 6.33) el valor de $(\rho ma)a$. Por ejemplo, $\rho b = 2.45\ g/cm^3$ y $\phi N = 0.20$ da una $(\rho ma)a = 2.76\ g/cm^3$.

La determinación de la velocidad de matriz aparente es similar. El tiempo de tránsito se lee del registro sónico y se intersecta con la ϕN en la gráfica de interrelación sónico-neutrón (figura 6.32). En esta gráfica, las líneas de $(\Delta tma)a$ constante se obtienen interpolando y extrapolando los valores de velocidad de matriz conocida. Por ejemplo, para $\Delta t = 70\ \mu s/ft$ y $\phi N = 0.20$, $(\Delta tma)a = 46\ \mu s/ft$.

Las coordenadas (ρma)a, (Δtma)a se colocan en la figura 6.34 para obtener los componentes de la matriz. El punto B representa el punto del cálculo realizado, indicando que la matriz es una combinación calcita-dolomita.

Se hacen las mismas consideraciones que en la gráfica MN. La lutita coloca a los puntos hacia abajo, la sal y el gas hacia arriba y a la derecha.

La principal ventaja de la gráfica MID sobre la MN es que no requiere de muchos cálculos matemáticos. La combinación de ambas gráficas ayuda a resolver efectos de minerales como sal, yeso y azufre.

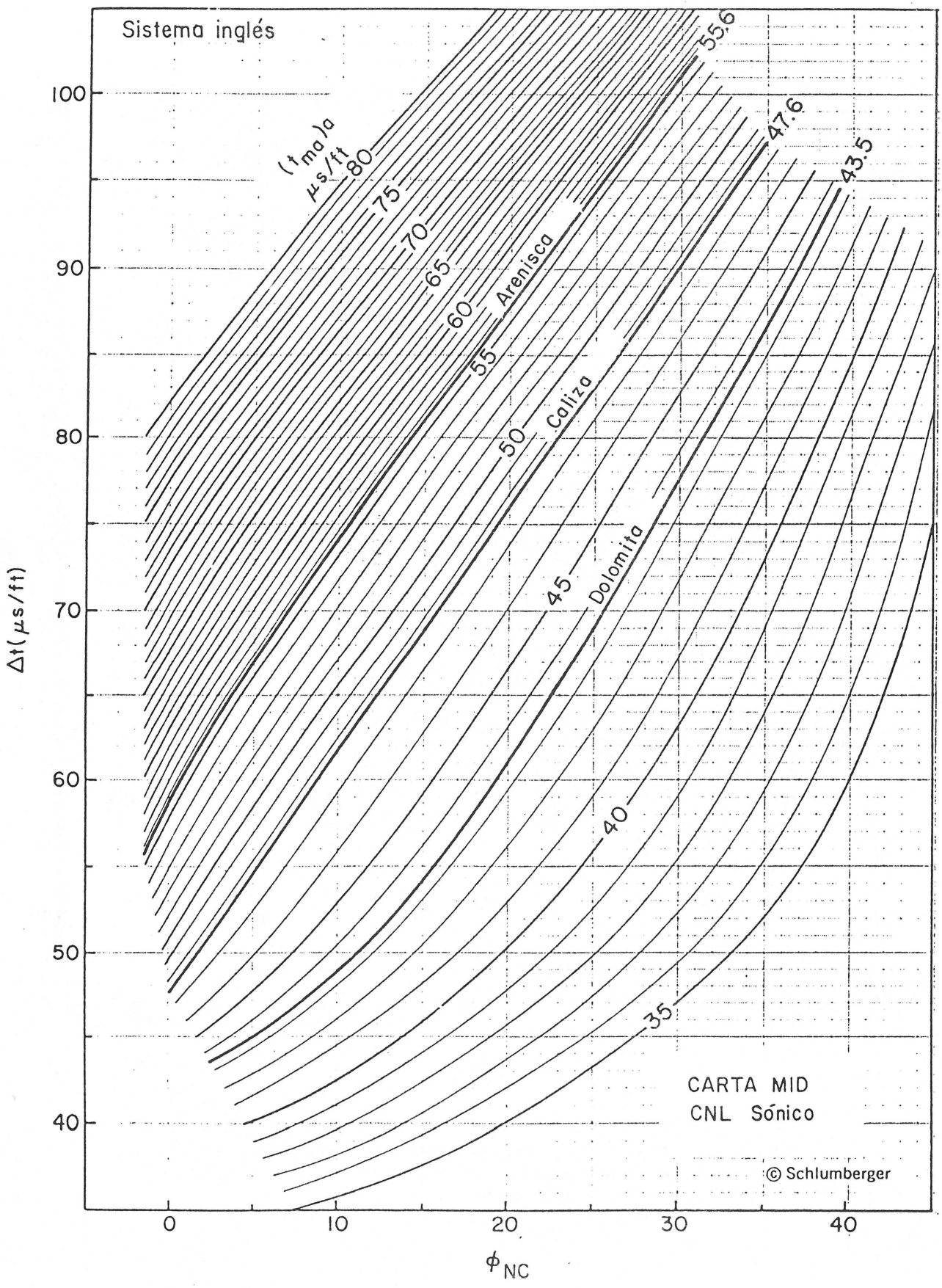


FIGURA 6.32. GRAFICA DE INTERRELACION TIEMPO DE TRANSITO-POROSIDAD NEUTRON COMPENSADO PARA DETERMINAR (Δtma)a (SCHLUMBERGER, 1979, P. 39).

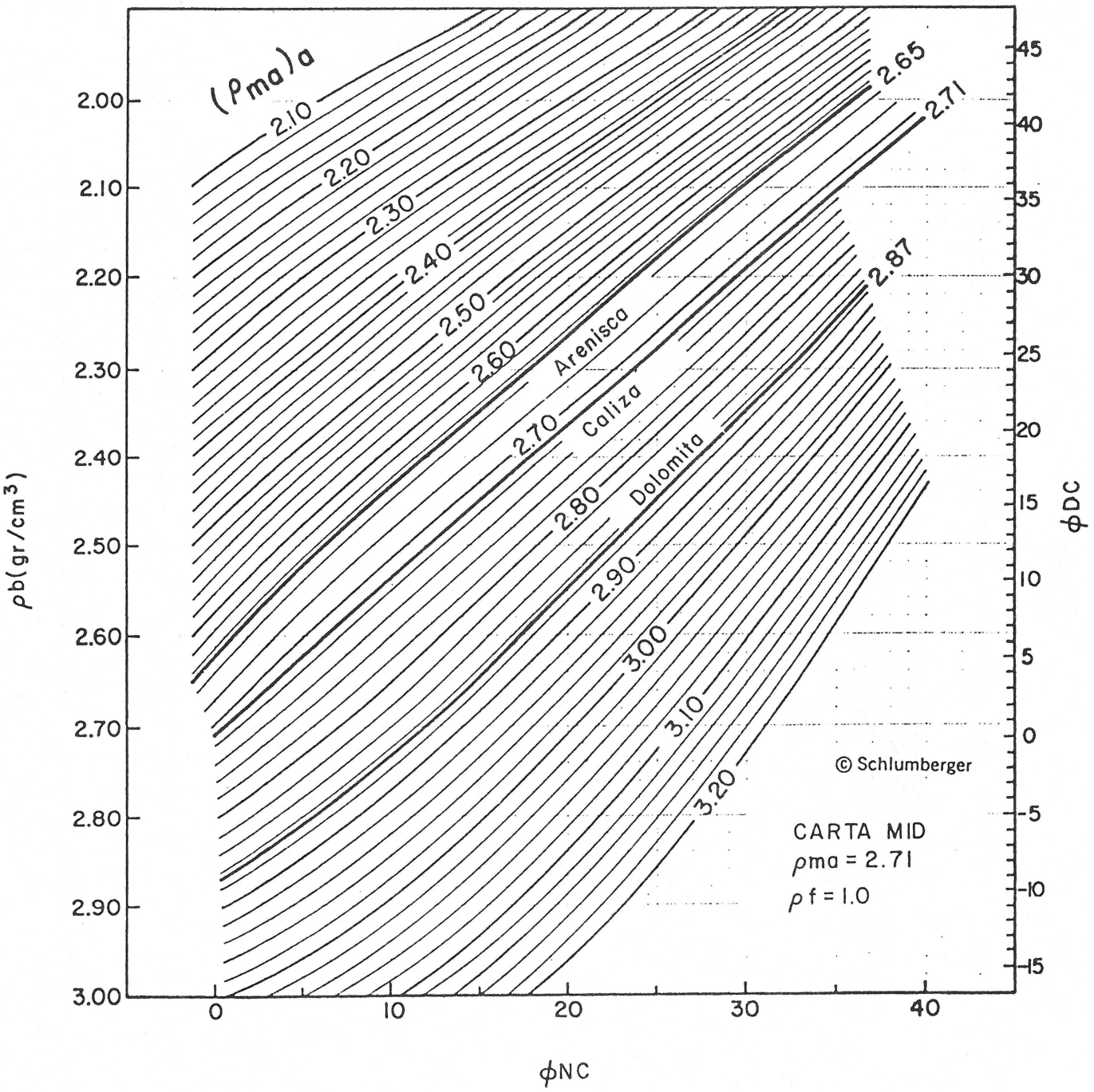


FIGURA 6.33. GRAFICA DE INTERRELACION DENSIDAD-POROSIDAD NEUTRON COMPENSADO PARA DETERMINAR (ρma)a, LODO DULCE (SCHLUMBERGER, 1979, P. 41-43).

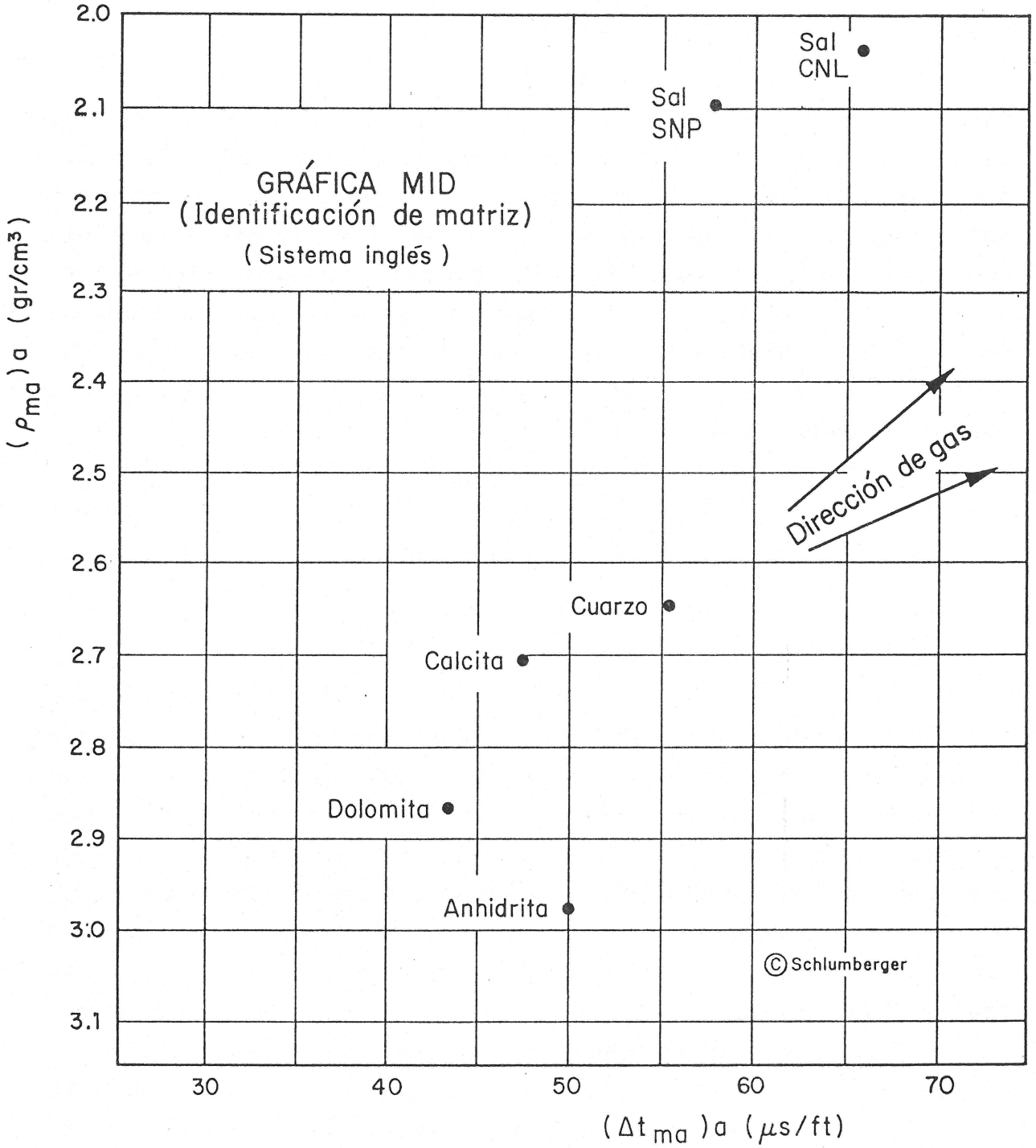


FIGURA 6.34. GRAFICA QUE UTILIZA LA TECNICA MID PARA IDENTIFICAR MINERALES.

6.2.2.9 Cálculo de la porosidad a partir de tres o más registros

Savre (1963) usó un método muy claro para resolver la porosidad y fracciones de minerales una vez que los tres minerales habían sido escogidos por cualquiera de los métodos antes vistos, en aquella época el MN era el más conocido. Consideró las fracciones volumétricas de tres minerales f_1, f_2 y f_3, y ϕN_1, ϕN_2 y ϕN_3 la respuesta de la sonda de neutrón de las tres matrices y ρm_1, ρm_2 y ρm_3 las densidades de matriz, y Δt_1, Δt_2 y Δt_3 para los tiempos de tránsito de matriz, de aquí propuso que

$$\phi N = f_1 \phi N_1 + f_2 \phi N_2 + f_3 \phi N_3 + \phi Nf \phi \qquad 6.45a$$

$$\Delta t = f_1 \Delta t_1 + f_2 \Delta t_2 + f_3 \Delta t_3 + \Delta tf \phi \qquad 6.45b$$

$$\rho b = f_1 \rho m_1 + f_2 \rho m_2 + f_3 \rho m_3 + \rho f \phi \qquad 6.45c$$

$$1 = f_1 + f_2 + f_3 + \phi \qquad 6.45d$$

La tabla 6.2 muestra los distintos valores de matriz que pueden tener los diferentes minerales. Esto proporciona cuatro ecuaciones con cuatro incógnitas. Si Δtma_1, ρm_1 y ϕN_1 son conocidos, se pueden encontrar ϕ y f_1. Savre estableció que si hay gas en la formación, el sistema de ecuaciones no puede tener una solución por los errores y variaciones que puedan tener las constantes ϕN_1, ρm_1 y Δtm_1. Las ecuaciones 6.45 pueden generalizarse a un sistema de $k = 1, \ldots, n$ registros $e_1 = 1, \ldots, n$ componentes (Doventon y Gable, 1980). La porosidad ϕ se puede identificar también como una componente f_1, sobre todo cuando se intentan cuantificar minerales no metálicos (Tixier y Alger, 1968). La respuesta del késimo registro de las iésimas componentes es $C_{1\,k}$:

$$L_k = \sum_{i=1}^{n} C_{i\,k} \; f_i \qquad 6.46$$

Para $n = 4$ y $f_4 = \phi$, la ecuación 6.46 es la misma que la 6.45.

Si el número de registros es mayor o igual al número de componentes, la ecuación 6.46 puede resolverse por mínimos cuadrados.

Si el número de registros es menor que n - 1, el sistema de la ecuación 6.46 es indeterminado y no puede resolverse a menos que otra condición se estipule.

Harris y McCammon (1971), entre otros, han formalizado algunas otras aproximaciones. Se requiere ante todo que las fracciones sean mayores o iguales a cero y menores que 1.

Se puede proponer también que cierta componente fraccional caiga dentro de algún límite de acuerdo con la geología, por ejemplo, ϕ min $\leq$ ϕ $\leq$ ϕ máx. Es común también que un mineral sea dominante dentro de la roca, esta condición puede expresarse como:

$$F_j \geq \sum_{i=1}^{n} f_i \qquad i \neq j \qquad 6.47$$

esta condición puede satisfacerse minimizando la entropía, la cual se define como:

$$H = \frac{-100}{\ln n} \sum_{i=1}^{n} f_i \ln f_i \qquad 6.48$$

o la varianza

$$V = \frac{100n}{n-1} \sum_{i=1}^{n} f_i \ (1 - f_i) \qquad 6.49$$

Harris y McCammon establecen que V proporciona una mejor solución que H.

Roca	Δtma μs/ft	ρma g/cm^2	ϕma u.p.
caliza	46	2.71	0
dolomita	42	2.87	2
arena	55	2.65	-2
anhidrita	50	2.98	0
yeso	53	2.35	49
sal	65	2.03	0
agua dulce	200	1.00	1
agua (100,000 ppm de NaCl)	189	1.07	1.2
lutita	70-150	2.2-2.8	25-75
basalto	50-58	2.8-3.0	
cemento	95	1.99	
antracita	105	1.4-1.8	40
carbón	120	1.3-1.5	50
azufre	122	2.07	-3

TABLA 6.2. VALORES DE MATRIZ PARA DIFERENTES MATERIALES (ROCA).

6.2.3 INTERPRETACIÓN DE FORMACIONES ARCILLOSAS

La presencia de arcilla en el yacimiento origina perturbaciones en la evaluación, complica la determinación de hidrocarburos y afecta la habilidad del yacimiento para producirlos. Los efectos que produce la presencia de arcillas en las arenas, calizas y dolomías son:

- Reducción de la porosidad efectiva.
- Disminución de la permeabilidad.
- Alteración de la resistividad.

Las arcillas son partículas muy finas que tienen una gran superficie y que son capaces de acumular fracciones de agua en su superficie. El agua contribuye a que la roca sea eléctricamente más conductora pero no hidráulicamente, no

puede ser desplazada por hidrocarburos; por esta razón, hay que definir a la porosidad como *efectiva*, aquélla en que los poros están interconectados, y también como *total*.

Las correcciones que se aplican a este tipo de formaciones tienden a disminuir la saturación de agua. Un estudio confiable requiere tener conocimiento y experiencia de la zona para poder determinar si el yacimiento tiene arcilla o lutita en forma laminar o dispersa.

La figura 6.35 es una gráfica de la conductividad de una arenisca saturada con agua, Co, como una función de la conductividad del agua que la satura, Cw. Si la arena es limpia (tiene menos del 15% de arcilla), la gráfica será una línea recta que pasa por el origen con pendiente 1/F; la definición de factor de formación en función de la conductividad se expresa como:

$$Co = Cw / F \cong \phi^2 Cw \qquad 6.50$$

Sin embargo, si cierto porcentaje de matriz se reemplaza por lutita, tratando de mantener la misma porosidad efectiva, la línea se desplazará hacia arriba; en este caso, la línea recta interceptará un valor C_{exceso} con el eje Co. Este es el exceso de conductividad que contribuye al aumento de la saturación. Esto lleva a que el uso de la ecuación de Archie

$$Sw = c \sqrt{\frac{Ct}{Cw}} / \phi \qquad 6.51$$

dé valores más grandes porque Ct será alta para un valor de porosidad efectiva determinada. En esta situación, la ecuación de saturación debe modificarse.

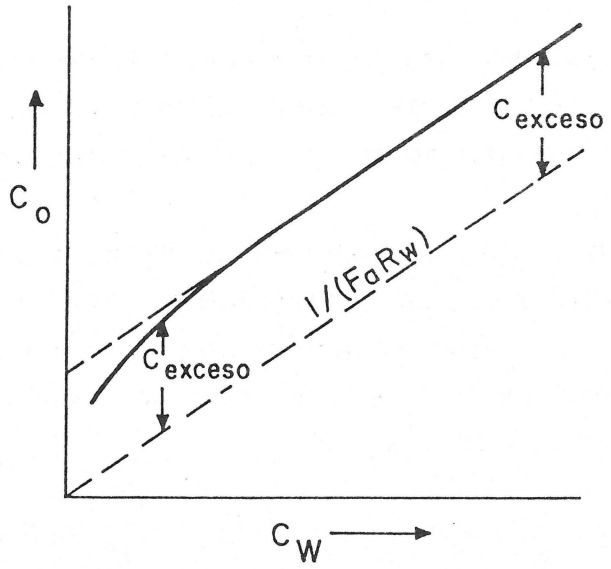


FIGURA 6.35. GRAFICA EN LA QUE SE MUESTRA EL EXCESO DE CONDUCTIVIDAD CONTRIBUIDA POR LA ARCILLA (DEWAN, 1983, P. 229).

6.2.3.1 Naturaleza de la lutita

La *lutita* es una combinación de minerales y sedimentos que se depositan en ambientes de baja energía. Los sedimentos constan de partículas finas, la mayoría sílice, con pequeñas cantidades de carbonatos y de otros minerales no arcillosos. Los sólidos de una lutita típica pueden consistir de alrededor del 50% de arcilla, 25% de sílice, 10% de feldespato, 10% de carbonatos, 3% de óxido de hierro, 1% de material orgánico y 1% de otros minerales, asimismo pueden contener del 2 al 40% de agua por volumen.

La *arcilla* está compuesta de minerales de arcilla cristalinos, principalmente de silicatos de aluminio hidratados, cuya fórmula general es $\underline{X}(Al_2\ O_3)\ \underline{Y}(SiO_2)\ \underline{Z}(OH)$. Contiene pequeñas cantidades de otros elementos como magnesio, potasio, fierro y titanio. La arcilla de naturaleza detrítica es producto del intemperismo de la roca, su composición es muy variada, depende del ambiente y las condiciones de temperatura, humedad y acidez.

Las partículas de arcilla tienen una estructura de plaquetas en forma de capa. Las plaquetas son muy delgadas, 5 a 10 Å, pero llegan a tener una extensión de 10,000 Å a lo largo y ancho. Estas se colocan una sobre otra con separaciones de 20 a 100 Å. Son de 10 a 100 veces menores que el promedio de los granos de arena más pequeños (alrededor de 2 micrones, 10^{-4} cm).

Los minerales arcillosos que se clasifican en grupos específicos de acuerdo con las rocas sedimentarias son montmorillonita, ilita, caolinita y clorita. La tabla 6.3 lista las propiedades de estos grupos de arcillas que son de importancia en la evaluación de formaciones.

Tipo de arcilla	CEC meq/gr	ϕCNL	ρ (prom.) g/cm^3	Elementos menores	Componentes del registro espectral		
					K %	U ppm	Th ppm
montmori-llonita	0.8 -1.5	0.24	2.45	Ca,Mg,Fe	0.16	2-5	14-24
ilita	0.1 -0.4	0.24	2.65	K,Mg,Fe,Ti	4.5	1.5	2
clorita	0 -0.1	0.51	2.80	Mg,Fe	-	-	-
caolinita	0.03-0.06	0.36	2.65		0.42	1.5-3	6-19

TABLA 6.3

La segunda columna da un parámetro muy importante, la capacidad de intercambio catiónico (CEC) que se comentará más adelante. Nótese que la montmorillonita e ilita tienen un valor mayor que la clorita y caolinita.

La tercera columna presenta los valores de porosidad que el registro de neutrón compensado leería en una roca con arcilla 100% seca. El hidrógeno presente en la arcilla es parte de la estructura cristalina y no contribuye a la conductividad. La montmorillonita e ilita tienen valores más pequeños que la clorita y caolinita.

La siguiente columna lista la densidad promedio de la arcilla seca. Esta varía con la concentración de hidrógeno y con el contenido de minerales pesados como el fierro. Hay un rango del orden de ± 10% tanto en ϕCNL como en ρ, por lo que las arcillas variarán ampliamente en una composición detallada.

Las tres últimas columnas presentan el promedio de concentración de los componentes radiactivos naturales en la arcilla. Resalta la alta concentración de potasio en la ilita y el alto contenido de thorio en la montmorillonita.

La montmorillonita se hincha al contacto con el agua, sufre diagénesis a ilita a altas temperaturas. Esto ocasiona eliminación de agua y contribuye a aumentar la presión de las arenas adyacentes.

6.2.3.2 Distribución de la arcilla o lutita en arenas arcillosas

La mayoría de las herramientas de registros tienen un promedio de resolución vertical de 2 a 4 pies. En estos intervalos la arcilla o lutita puede estar depositada en la arena de tres maneras: laminar, dispersa y estructural (figura 6.36).

a) Laminar

En esta forma se presenta en láminas de algunos centímetros de espesor, está intercalada con arena limpia. La porosidad efectiva y la permeabilidad de las lutitas son nulas. Por ejemplo: una arena con 40% de lutita teóricamente reduce los valores de la porosidad efectiva y permeabilidad hasta un 60%.

La arcilla en una lutita laminar es de origen detrítico. La arcilla se obtiene de diversos tipos de rocas y arenas, generalmente tiene dos o más minerales de arcilla. Siguiendo

la depositación, las laminaciones de lutita y arena tienden a ser homogéneas por el trabajo de los organismos y la infiltración de partículas de arcilla dentro de la arena por el movimiento del agua.

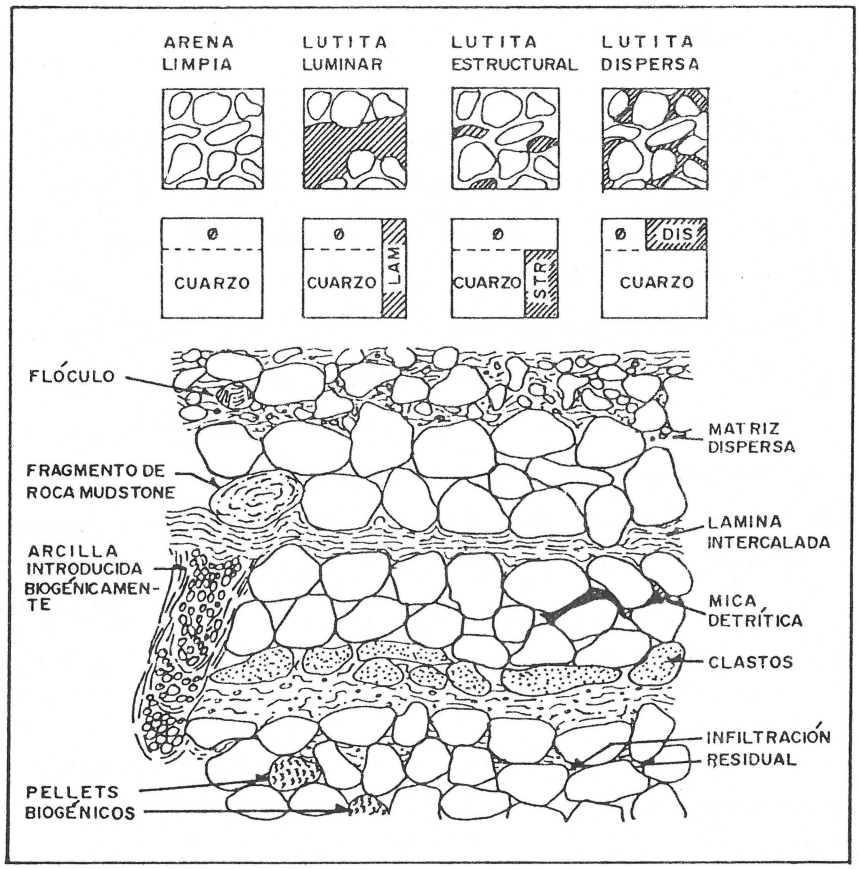


FIGURA 6.36. FORMA ESQUEMATICA EN LA QUE SE PUEDE DISTRIBUIR LA LUTITA EN LOS SEDIMENTOS (DEWAN, 1983, P. 232).

b) Dispersa

En esta forma la arcilla, no la lutita, está diseminada en el espacio poroso de la arena, reemplaza al fluido. Este tipo de distribución es muy dañina porque una pequeña cantidad de arcilla cierra los poros, reduce su porosidad efectiva y la

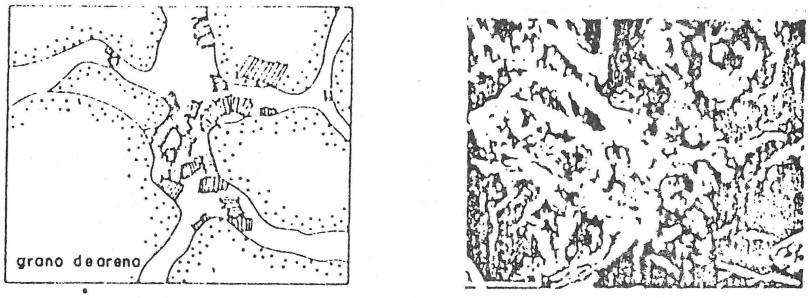
permeabilidad. El máximo contenido de arcilla en la arena es de alrededor del 40%, que representa el 15% del volumen.

Mucha de esta arcilla es de origen autígeno. La *arcilla autígena* se desarrolla en el lugar después de la depositación de la arena, como resultado de interacciones químicas entre el fluido del poro y los constituyentes menores de la arena, tales como los feldespatos.

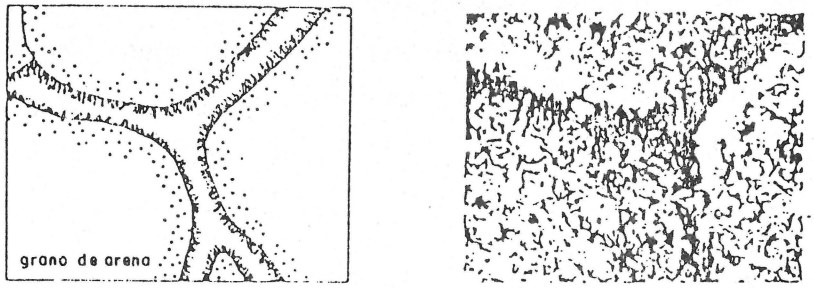
La arcilla autígena se caracteriza por ser de varios tipos: *partículas discretas, de revestimiento* y *de tapón*. Estos nombres se le han dado por la forma en que se generan en el poro. Las *partículas discretas*, generalmente caolinita, construyen plaquetas aisladas dentro el poro, ocasionando una baja muy pequeña de la porosidad efectiva y de la permeabilidad. La *de revestimiento* cubre los granos y forma microporos que entrampan una buena cantidad de agua del poro, reducen la porosidad efectiva. La *de tapón* cierra totalmente el poro, disminuye bastante la porosidad efectiva y drásticamente la permeabilidad. La figura 6.37 muestra los efectos que produce en la permeabilidad la arcilla autígena.

Por su origen *in situ*, las arcillas autígenas tienden a ser más puras y cristalinas. Su composición puede variar radicalmente de las arcillas de tipo detrítico en las vecindades de las capas de lutita. Este tipo de arcillas no están sujetas a sobrepresiones, de tal forma que una cantidad de arcilla (particularmente montmorillonita) puede entrapar más agua. Es clásico en el análisis de registros considerar que la arcilla en arenas arcillosas tiene las mismas características que la arcilla de una lutita cercana.

a) Partícula dispersa. Caolinita



b) Poro revestido. Clorita



c) Poro taponado. Illita

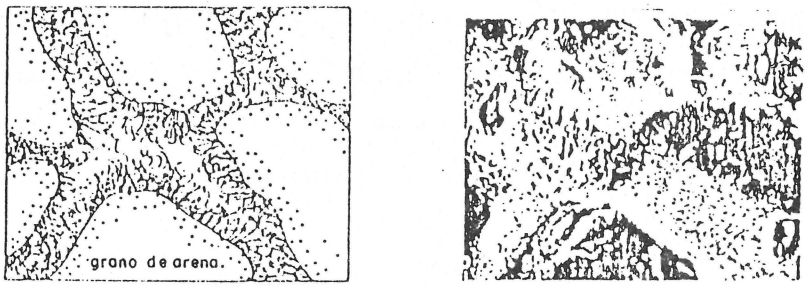


FIGURA 6.37. ESQUEMA DE LAS FORMAS EN LA QUE LA ARCILLA AUTIGENA PUEDE FORMARSE EN EL ESPACIO POROSO (DEWAN, 1983, P. 234).

c) Estructural

Este tipo de arcilla ocurre menos. En esta forma los granos arcillosos toman el lugar de los granos de arena. No afecta a los registros. Sin embargo, la disposición particular de la arcilla afecta fuertemente la productividad de la formación. La arcilla dispersa es más dañina que la lutita laminar.

6.2.3.3 Modelos de interpretación en arenas arcillosas

La interpretación en esta situación todavía no está bien desarrollada. Se han utilizado un gran número de modelos para calcular la saturación de agua. Los más utilizados son:

a) Método de compensación automática (1950)

El registro sónico y el de inducción se usaron directamente en la ecuación de Archie con compensación. Es una aproximación sencilla que funciona mejor en arenas de porosidad media a alta y con arcilla dispersa.

b) Modelo disperso (1960)

Utiliza las porosidades de los registros sónico y de densidad. Las lecturas del sónico leen la porosidad total y las del de densidad la porosidad efectiva en arenas con arcilla dispersa, de tal forma que la diferencia indica el grado de arcillosidad. El método es directo para arenas con arcilla autígena, también se aplica a lutita laminar.

c) Modelo de Simandoux (1970) .

Emplea las porosidades de los registros neutrón-densidad y la fracción de lutita a partir de los registros GR, SP u otro indicador de lutita. El método ha sido adaptado a programas de computadora por las compañías de servicio. Es aplicable a lutita dispersa o laminar.

Actualmente los modelos de arenas arcillosas están basados en la capacidad de intercambio catiónico, CEC. Hay dos versiones: el modelo de Waxman-Smits y el de dos aguas.

6.2.3.4 Capacidad de intercambio catiónico

Es la propiedad más importante en la evaluación de arenas arcillosas. Es la fuente del exceso de conductividad, que se muestra en la figura 6.35. Las plaquetas de arcilla cristalina están cargadas negativamente como resultado de las sustituciones de los iones y de la ruptura de la adhesión en los bordes en la estructura. La carga de balance de los cationes, Na^+, está en la superficie de la arcilla seca. Cuando la arcilla está en contacto con una solución salina, los cationes Na^+ están en suspensión cerrada a la superficie de la arcilla y como resultado repelen a los aniones Cl^- en la solución, a partir de la superficie de la arcilla.

La figura 6.38 muestra un cuadro donde el ion Na y la molécula H_2O están cercanos a la superficie de la arcilla, en la que hay una capa de agua y luego Na^+ para compensar la carga. La *concentración de cationes de sodio* se mide por medios químicos y se denomina CEC. La *capacidad de intercambio catiónico* se llama así porque los cationes de Na^+ son intercambiados por cationes de Ba^{++}. El CEC se expresa en miliequivalente por gramo de arcilla seca (1 meq = 6×10^{20} átomos).

La tabla 6.3 muestra que el CEC es alto para montmorillonita, intermedio para ilita, y bajo para clorita y caolinita. El valor alto para cada arcilla probablemente se aplique a arcilla laminar y el valor bajo a arcilla dispersa, porque en los mecanismos formadores hay esfuerzos mecánicos durante la compactación que originan rompimiento en la adherencia. El CEC puede expresarse también en miliequivalente por unidad de volumen de fluido de poro, Q.

$$Q = CEC\ \rho\ (1 - \phi)\ /\ \phi \qquad meq\ /\ cm^3 \qquad 6.52$$

donde ρ es la densidad en g/cm^3 de las partículas de arcilla seca y ϕ la porosidad de la arcilla.

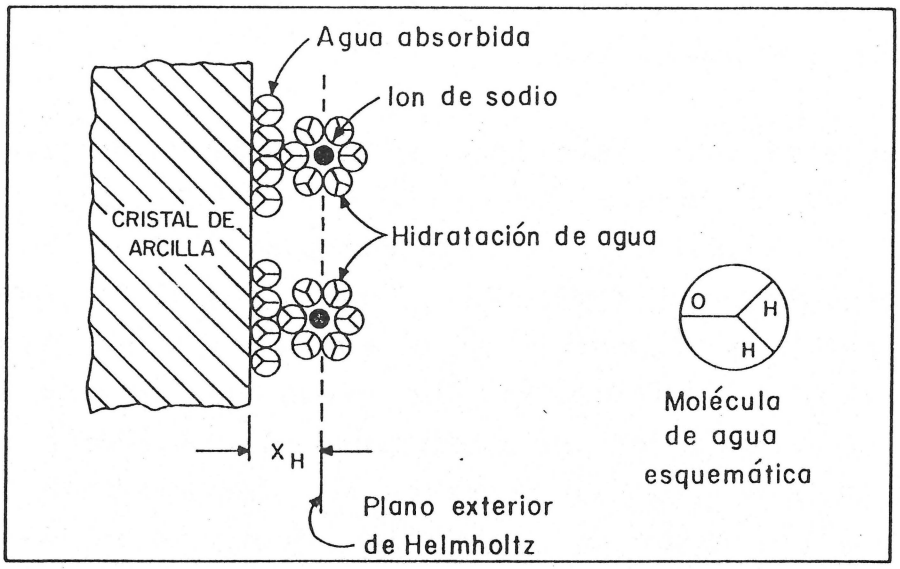


FIGURA 6.38. ESQUEMA EN EL QUE SE REPRESENTA LA FORMA EN QUE EL AGUA IMPREGNA A LA SUPERFICIE DE LA ARCILLA (DEWAN, 1983, P. 237).

a) Relación del CEC al área superficial

Las mediciones han mostrado que el CEC es una reflexión del área específica del tipo de arcilla. Esto se muestra en la figura 6.39, en la que un solo valor de área superficial de 450 m^2 por meq de cationes origina cambios en la arcilla. Las áreas superficiales de las arcillas varían desde 800 m^2/g para la montmorillionita hasta 20 m^2/g para la caolinita.

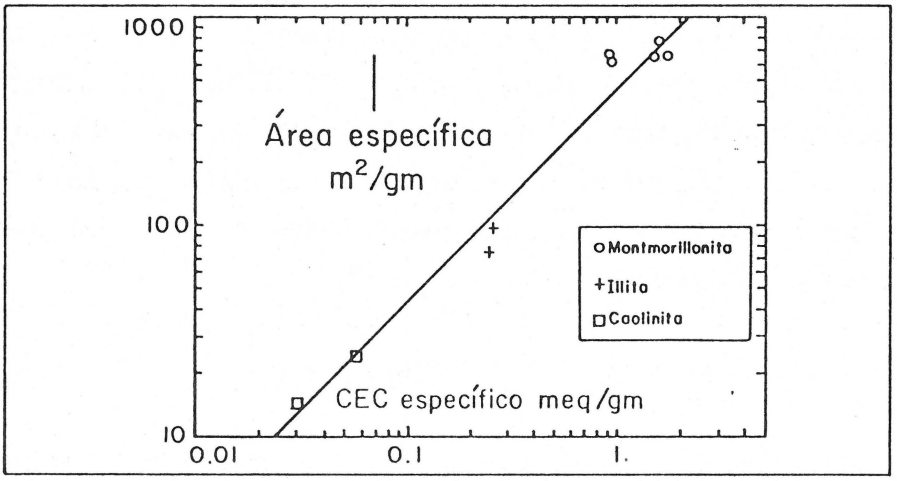


FIGURA 6.39. RELACION DEL CEC CON EL AREA ESPECIFICA (DEWAN, 1983, P. 238).

b) Agua impregnada en la arcilla

La figura 6.38 predice una propiedad de la arcilla muy importante. Hay una capa de agua que rodea a la arcilla que es inmóvil. Las fuerzas de atadura son tan grandes que el agua no puede reducirse por las presiones tan altas. Esto origina que la migración de aceite hacia la arena arcillosa no desplace a esta agua.

La cantidad de arcilla y el agua libre de aniones se han medido en núcleos de arena arcillosa, dando los siguientes resultados en gramos de agua por meq de cationes intercambiables:

$$W = 0.22 + 0.084 / \sqrt{C} \qquad 6.53$$

donde C es la concentración de cloruro de sodio (moles/litro) en un agua en equilibrio. Considerando que la densidad del agua impregnada es 1.0, la ecuación 6.53 representa el volumen de agua impregnada en cm^3/meq. Dividiendo W por el área superficial de la arcilla, 450×10 cm^2/meq, da un espesor de la capa de agua impregnada de: $4.9 + 1.9 \sqrt{C}$ Å.

Para una formación que tiene un CEC de Q meq/cm^3 de fluido en el poro, lleva a la relación fundamental de que la fracción del espacio en el poro agua, Sb, que está impregnada en la arcilla es:

$$Sb = W Q \qquad 6.54$$

El rango de los valores de Q de una arena arcillosa productora es mayor de 1.0 meq/cm^3, W es de 0.3 cm^3/meq, lo que significa que alrededor del 30% del poro puede ser de agua impregnada. Arenas arcillosas con valores de Q mayores de 1.0 son poco productoras.

Una arena arcillosa saturada con agua contiene dos tipos de agua: la impregnada en la arcilla y la libre que queda en el poro. Esta última realmente no está libre, ya que incluye al agua irreductible asociada con los granos de arena, pero es equivalente al agua en una arena limpia.

c) División de las arenas arcillosas

La figura 6.40 muestra la división de una arena arcillosa con hidrocarburos. La matriz de la roca está compuesta de partículas de arena, sedimentos y partículas de arcilla seca. El fluido está compuesto de agua impregnada, agua libre e hidrocarburos.

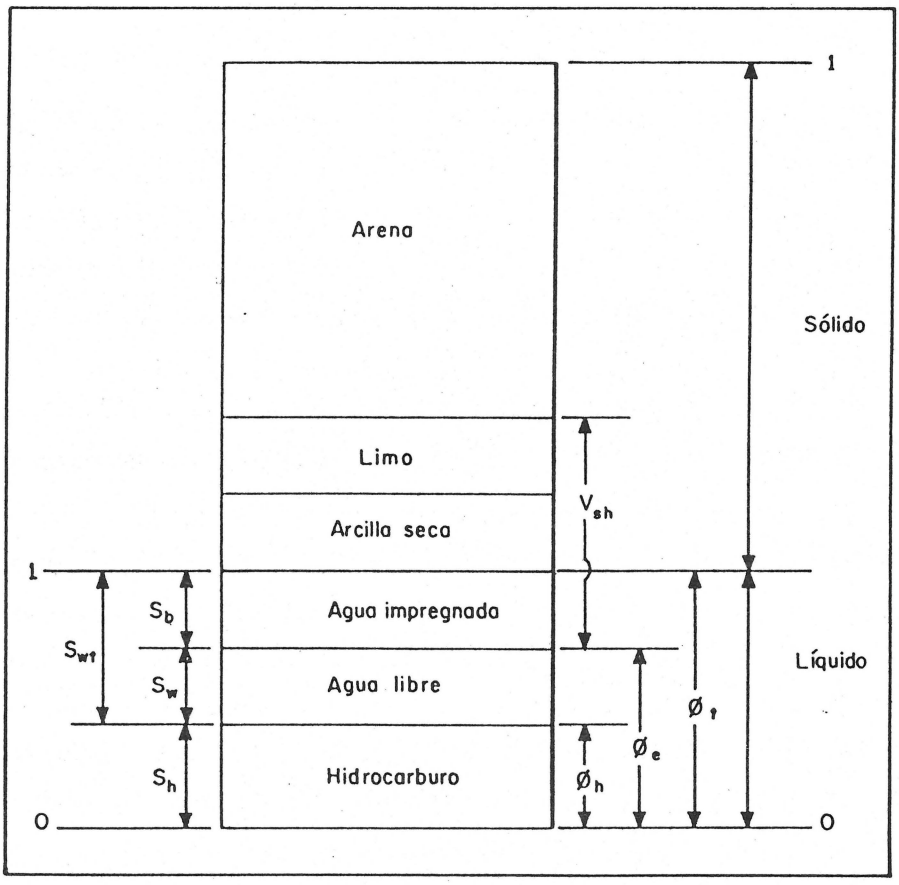


FIGURA 6.40. ESQUEMA DE LA DIVISION DE UNA ARENA ARCILLOSA EN EL MODELO DE DOS AGUAS (DEWAN, 1983, P. 240).

La porosidad total se designa como ϕt y la porosidad efectiva como ϕe, la cual se puede expresar como:

$$\phi e = \phi t \ (1 - Sb) \qquad 6.55$$

donde Sb es la fracción del espacio poroso.

La fracción volumétrica de hidrocarburos es:

$$\phi h = \phi t \ (1 - Swt) \qquad 6.56$$

donde Swt es la fracción del espacio poroso total que contiene agua. Es una cantidad difícil de determinar en la interpretación de arenas arcillosas. La carga de cationes de balance Na^+, llamados *contadores de iones* y que están asociados con la arcilla, aumentan la conductividad eléctrica. Esto toma la forma de cationes que migran de un sitio a otro cuando se impone un campo eléctrico.

La manera en que la conductividad de los contadores de iones actúa en el espacio poroso afecta los cálculos de la conductividad total de la arena y la evaluación del cálculo de saturación. Hay dos modelos que se utilizan actualmente: el de Waxman-Smits y el de dos aguas.

d) Modelo de Waxman-Smits

En este modelo se considera que la conducción catiónica y la conducción del electrólito de cloruro de sodio actúan en forma independiente en el espacio poroso, dando trayectorias de conducción paralelas. La conductividad efectiva del agua a una saturación del 100% se considera como:

$$Cwe = Cw + B \ Q \qquad 6.57$$

donde Cw es la conductividad del agua libre dentro del poro en mho/m y B es la conductividad específica del contador de iones en mho/m por meq/cm^3 y Q es la capacidad de intercambio catiónico expresado como equivalentes por unidad de volumen de fluido de poro.

Cuando hay hidrocarburos en el espacio poroso y desplazamiento de agua libre, los contadores de iones son más concentrados en el agua remanente. La conductividad efectiva del agua se convierte en:

$$Cwe = Cw + B\ Q\ /\ Swt \qquad 6.58$$

La relación de Archie lleva directamente a la siguiente expresión para la conductividad de una arena arcillosa con hidrocarburos:

$$Ct = (Swt\ \phi t)^{n}\ (Cw + B\ Q\ /\ Swt)\ /\ \phi \qquad 6.59$$

Esta ecuación puede resolver a Swt si se conoce Ct, ϕt y Cw. $\sqrt{B}$ puede medirse a partir de análisis de núcleos. Los valores de Q se conocen para diferentes salinidades.

e) Modelo de dos aguas

Este modelo considera que la conducción de los contadores de iones se restringirá al agua impregnada donde éstos residen y la conducción del electrólito normal se confinará al agua libre, puesto que los aniones de Cl^{-} se excluyen de la parte impregnada. Por lo tanto, existe una combinación de dos aguas: la conductividad del agua impregnada, Cb, que ocupa una fracción del espacio poroso es Sb y la conductividad del agua libre, Cw, que ocupa el espacio de poro remanente. La conductividad del agua efectiva para una saturación del 100% es:

$$Cwe = Cw\ (1 - Sb) + Cb\ Sb \qquad 6.60$$

Los hidrocarburos desplazan el agua libre. Cuando esto sucede, una cantidad relativa de agua impregnada y de libre se intercambian dando una conductividad efectiva del agua:

$$Cwe = Cw\ (1 - Sb\ /\ Swt) + (Cb\ Sb\ /\ Swt) \qquad 6.61$$

La conductividad en la arena con hidrocarburos es

$$Ct = (Swt\ \phi t)^2\ [Cw\ (1 - Sb\ /\ Swt) + (Cb\ Sb\ /\ Swt)] \qquad 6.62$$

Como la conductividad de los contadores de iones, BQ, se restringe a la fracción del espacio poroso WQ, el modelo predice que la conductividad del agua impregnada Cb será el cociente:

$$Cb = B\ /\ W \qquad 6.63$$

Utilizando la relación 6.54 para Sb, la ecuación de conductividad se convierte en

$$Ct = (Swt\ \phi t)^2\ [(Cw\ (1 - WQ\ /\ Swt) + BQ\ /\ Swt)] \qquad 6.64$$

que es la relación del modelo para el cálculo de la saturación de agua. Existe un término más que en la relación de Waxman-Smits.

f) Relación entre el modelo de Waxman-Smits y el de dos aguas

Es posible hacer un cambio de información entre los dos métodos porque la conductividad de los contadores de iones, B, y el exponente de cementación, m, se obtienen de manera independiente. Si se utilizan los mismos valores de B, m y n en ambas ecuaciones, la relación de dos aguas dará valores de saturación mayores del 10% que la relación de Waxman-Smits. Los dos métodos se están utilizando con éxito.

6.2.3.5 Porosidad y conductividad de la lutita

Los conceptos del método de dos aguas llevan a dar una idea de las porosidades y conductividades de las formaciones.

Inicialmente se estableció que las lutitas podían contener cuanto más el 80% del volumen de agua. Como el lodo está dentro de esta clasificación, pueden ocurrir dos efectos simultáneamente. La arcilla se vuelve plástica cuando se combina con agua y tiene partículas de tamaño muy pequeñas. Estas entran al espacio poroso y desplazan al agua. Al mismo tiempo, se pierde agua impregnada que existe entre las plaquetas de arcilla. El agua desplazada migrará verticalmente hacia las arenas adyacentes. Este proceso ocasiona compactación y generalmente se lleva a cabo a los 1,000 m de profundidad.

Una lutita compactada se quedará sólo con agua impregnada porque las fuerzas electrostáticas son muy fuertes. Para este caso, se tiene entonces que:

$$Sb = 1 \qquad 6.65$$

lo cual significa que de la ecuación 6.54:

$$Qsh = 1 / W \qquad 6.66$$

Como las lutitas generalmente guardan agua con salinidad moderada, el valor W es aproximadamente de 0.30, lo cual nos da Qsh = 3.3, que corresponderá a una lutita bien compacta.

a) Porosidad de la lutita

Considere una lutita en que la fracción de los sólidos sea arcillas secas Y y la capacidad de intercambio catiónico de la arcilla sea CEC en meq/g. Teniendo en cuenta que las densidades de los granos de la arcilla seca y de los sedimentos sean los mismos, el CEC de la lutita seca es:

$$CEC_{sh} = CEC_{cl}\ Y \qquad 6.67$$

Al aplicar la ecuación 6.52 con Q = 3.3 y ρ = 2.65, se puede predecir la porosidad de la lutita como:

$$\phi sh = 0.80\ (CEC_{cl}\ Y)\ /\ (1 + 0.80\ CEC_{cl}\ Y) \qquad 6.68$$

Así, *las porosidades de las lutitas compactas se determinan primero por su contenido y por el valor CEC del constituyente de la arcilla y no por la presión.*

El cálculo de las porosidades para la ecuación 6.68 se lista en la tabla 6.4 para el rango de los valores de Y, normalmente encontrados en lutitas.

Tipo de arcilla	Porosidades de lutita calculada			
	CEC Promedio (meq/g)	ϕsh Y = 0.35	ϕsh Y = 0.55	ϕsh Y = 0.75
Montmorillonita	1.0	0.22	0.30	0.37
Ilita	0.25	0.07	0.10	0.13
Caolinita/Clorita	0.04	0.01	0.015	0.02

TABLA 6.4

La tabla 6.4 muestra que las porosidades de las lutitas pueden variar ampliamente. A mayor fracción de arcilla y CEC, será mayor la porosidad. Del rango de valores dados en la tabla 6.3, las lutitas con mayor contenido de montmorillonita tendrán porosidades en el rango de 5 y 20%, mientras que para las lutitas con caolinita/clorita será de 1 a 5%. Esto explica el porqué las porosidades de lutita no necesariamente disminuyen uniformemente con la profundidad y por qué altas porosidades se pueden encontrar a grandes profundidades.

El registro de densidad leerá porosidades de lutita correctamente, considerando que las densidades de grano y del agua impregnada de la lutita sean las mismas que las de las arenas (2.65 y 1.0 g/cm^3). Hay cierta evidencia de que los valores de lutita son mayores, tal vez 2.85 y 1.2 g/cm^3, en tal caso la porosidad densidad bajará. En cualquier caso hay que tomar en cuenta el tipo de arcilla en la lutita.

El registro neutrón proporcionará valores de porosidad más altos. Agrega el hidrógeno impregnado en la estructura del cristal. Utilizando los valores de porosidad CNL en la tabla 6.4, las porosidades neutrón (ϕCNL) se listan en la tabla 6.5.

Porosidades neutrón típicas de lutitas				
			$(\phi sh)_{CNL}$	
Tipo de arcilla	CEC (meq/g)	Y = 0.35	Y = 0.55	Y = 0.75
Montmorillonita	1.00	0.28	0.39	0.48
Ilita	0.25	0.15	0.22	0.29
Clorita	0.04	0.19	0.30	0.40
Caolinita	0.04	0.14	0.22	0.29

TABLA 6.5

b) Conductividad de la lutita

Se puede evaluar a partir de la ecuación de Archie como:

$$Csh = \phi sh^2 \, Cb \qquad 6.69$$

donde ϕsh está dada por la ecuación 6.68 y Cb por la 6.63.

El modelo de dos aguas predice que las conductividades de la lutita varían de acuerdo con la CEC y el contenido de arcilla.

La figura 6.41 muestra los valores de la medida de la conductividad de la arcilla contra la calculada para varios pozos. Se nota que existe cierta tendencia a agruparse de manera lineal.

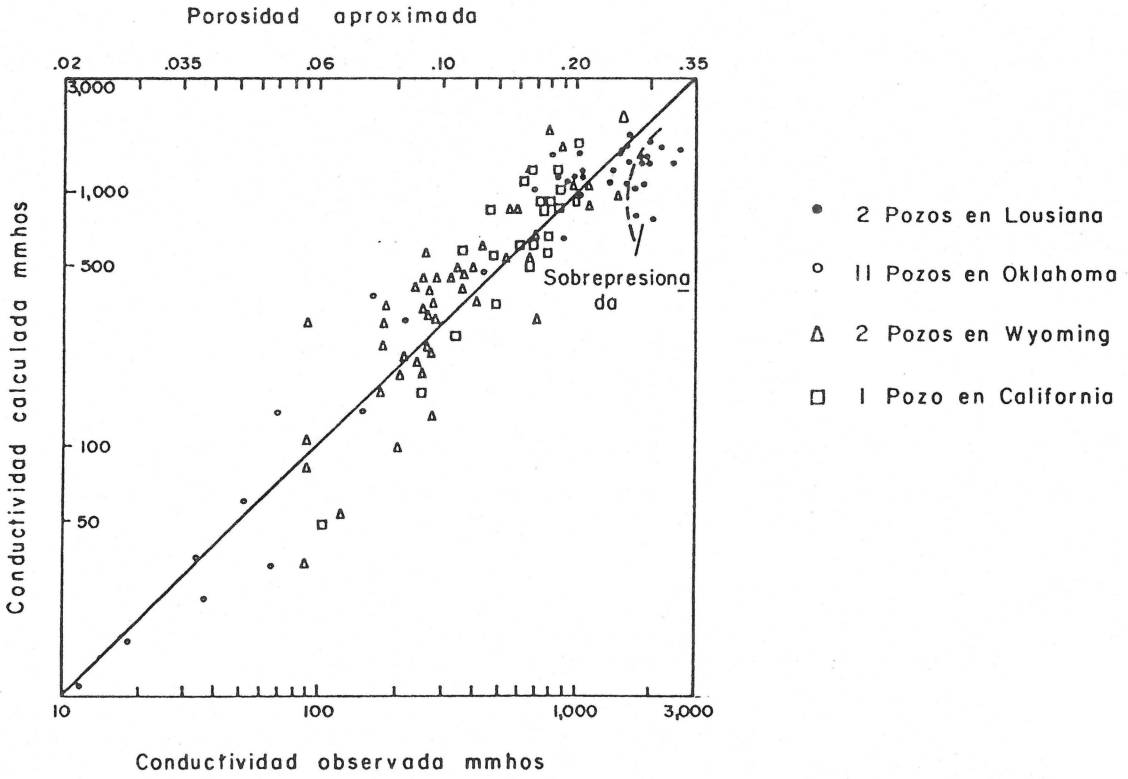


FIGURA 6.41. RELACION DE LOS VALORES DE CONDUCTIVIDAD CALCULADA Y OBSERVADA EN ZONAS DE LUTITAS EN VARIOS POZOS (DEWAN, 1983, P. 246).

6.2.3.6 Aplicación del método de dos aguas

La ecuación 6.62 se puede poner en función de la resistividad como:

$$Swt^2 - Swt\ Sb\ (1 - Rw/Rb) = Rw/(Rt\ \phi t^2) \qquad 6.70$$

El segundo término de esta relación requiere la corrección por lutita. Para aplicar la ecuación, los parámetros Sb, ϕt, Rw y Rb deben determinarse. Primero hay que considerar a Sb.

De las ecuaciones 6.54 y 6.66, Sb se puede escribir como:

$$Sb = Q/Qsh \approx 0.3\ Q \qquad 6.71$$

Para determinar exactamente a Sb, se requiere de una medida directa de Q. Se obtiene en laboratorio.

En términos de Vsh (fracción volumétrica de lutita), la porosidad efectiva ϕe se puede escribir como:

$$\phi e = \phi t - Vsh\ \phi tsh \qquad 6.72$$

donde ϕt es la porosidad total de la arena arcillosa y ϕtsh es la porosidad total de la lutita. El valor de la saturación Sb será:

$$Sb = Vsh\ \phi tsh/\phi t \qquad 6.73$$

La determinación de Sb se reduce a obtener Vsh de algún indicador de lutita.

a) Evaluación de Vsh

Existen tres indicadores a partir del registro GR, la combinación densidad-neutrón y del registro SP. Todas las técnicas consideran que la lutita en una arena arcillosa es la misma que la lutita adyacente. Es una premisa razonable para arenas con laminaciones de lutita, pero muy cuestionable para arcilla dispersa.

1) *Vsh a partir de la combinación neutrón-densidad.* Debido a la presencia de hidrógeno en la arcilla, una arena arcillosa con gas leerá una porosidad neutrón menor que la porosidad de densidad. La fracción de lutita se puede expresar como

$$(Vsh)_{ND} = (\phi N - \phi D) \; / \; (\phi N_{sh} - \phi D_{sh}) \qquad 6.74$$

Este método no puede aplicarse cuando hay presencia de gas.

2) *Vsh a partir del registro rayos gamma.* Algunos autores recomiendan utilizar el nomograma de la figura 6.42.

Cuando se corre el registro espectral de rayos gamma, se puede conocer el tipo de arcilla.

3) *Vsh a partir del registro SP*, se puede calcular como:

$$(Vsh)_{SP} = (SP - SP_{CL}) \; / \; (SP_{sh} - SP_{CL}) \qquad 6.75$$

b) Determinación de la porosidad efectiva

El siguiente paso es determinar la porosidad efectiva, ϕe. Las porosidades densidad-neutrón se corrigen como sigue:

$$\phi_{DC} = \phi_{D} - Vsh \; \phi_{Dsh} \qquad 6.76$$

$$\phi_{NC} = \phi_{N} - Vsh \; \phi_{Nsh} \qquad 6.77$$

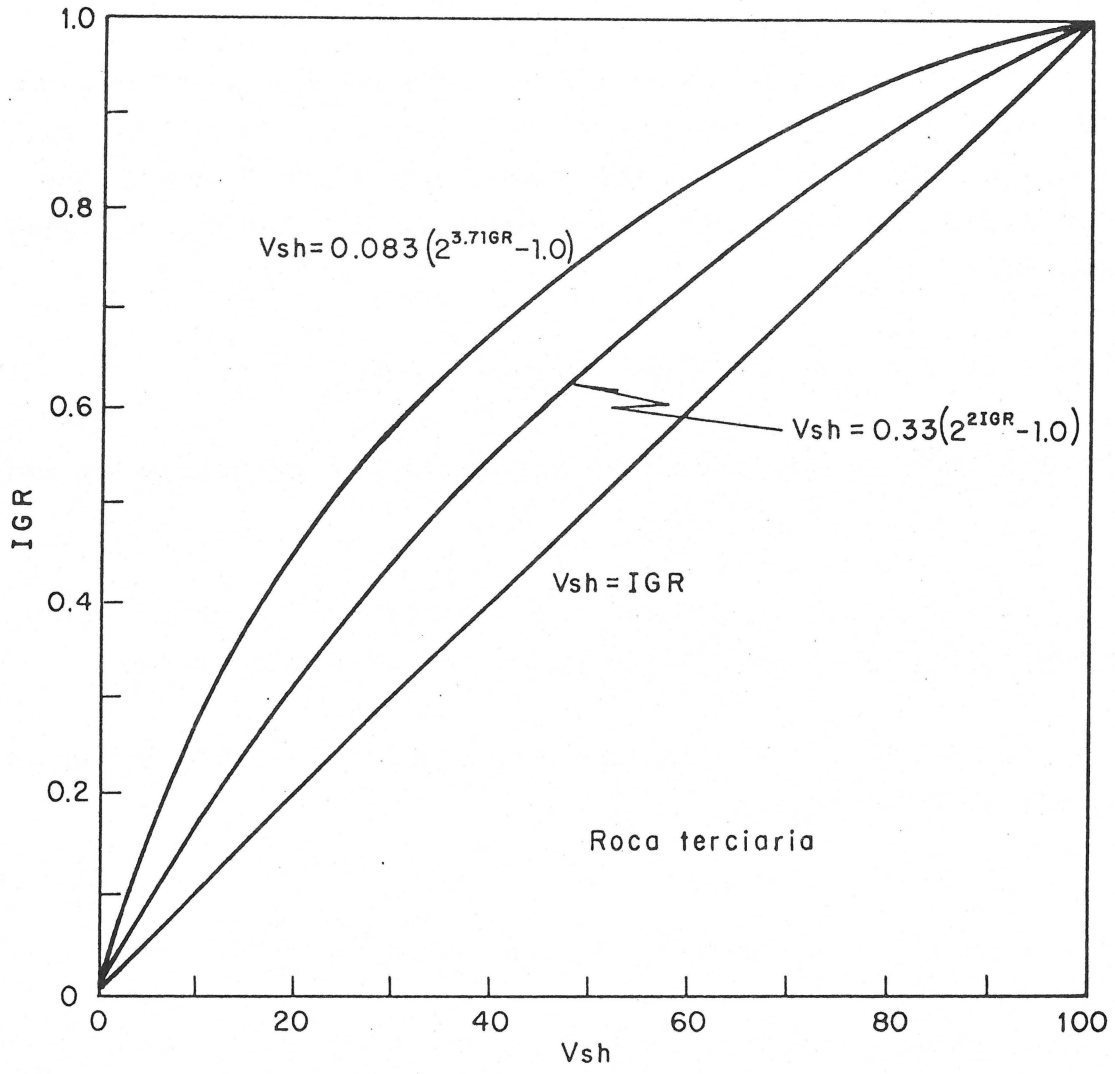


FIGURA 6.42. GRAFICA PARA CALCULAR Vsh A PARTIR DE IGR (DRESSER ATLAS, 1979, P. 88).

si no hay gas, la porosidad efectiva es:

$$\phi_e = (\phi_{DC} - \phi_{NC}) \ / \ 2 \qquad 6.78$$

si hay gas:

$$\phi_e = \sqrt{(\phi^2_{DC} + \phi^2_{NC}) \ / \ 2} \qquad 6.79$$

O bien, a partir de la creación de una gráfica de interrelación neutrón-densidad (figura 6.43). Esta gráfica debe hacerse por cada intervalo de interés. Se requiere

conocer (ϕ_{Nsh} y ϕ_{Dsh}). La gráfica se realiza en papel milimétrico. Los valores del registro neutrón van en el eje X y los de porosidad densidad en el Y. Se coloca el punto (ϕ_{Nsh}, ϕ_{Dsh}) y se intersecta con el origen. Se traza una línea a 45° que representará los valores de ϕe, y los valores de Vsh se obtienen dividiendo la recta que parte del origen al punto de lutita en 100 partes iguales. En zonas con gas, los puntos caerán arriba de la línea de 45°.

La porosidad total y saturación de agua impregnada son:

$$\phi_t = \phi_e + Vsh\ \phi_{tsh} \qquad 6.80$$

$$Sb = Vsh\ \phi_{tsh}\ /\phi_t \qquad 6.81$$

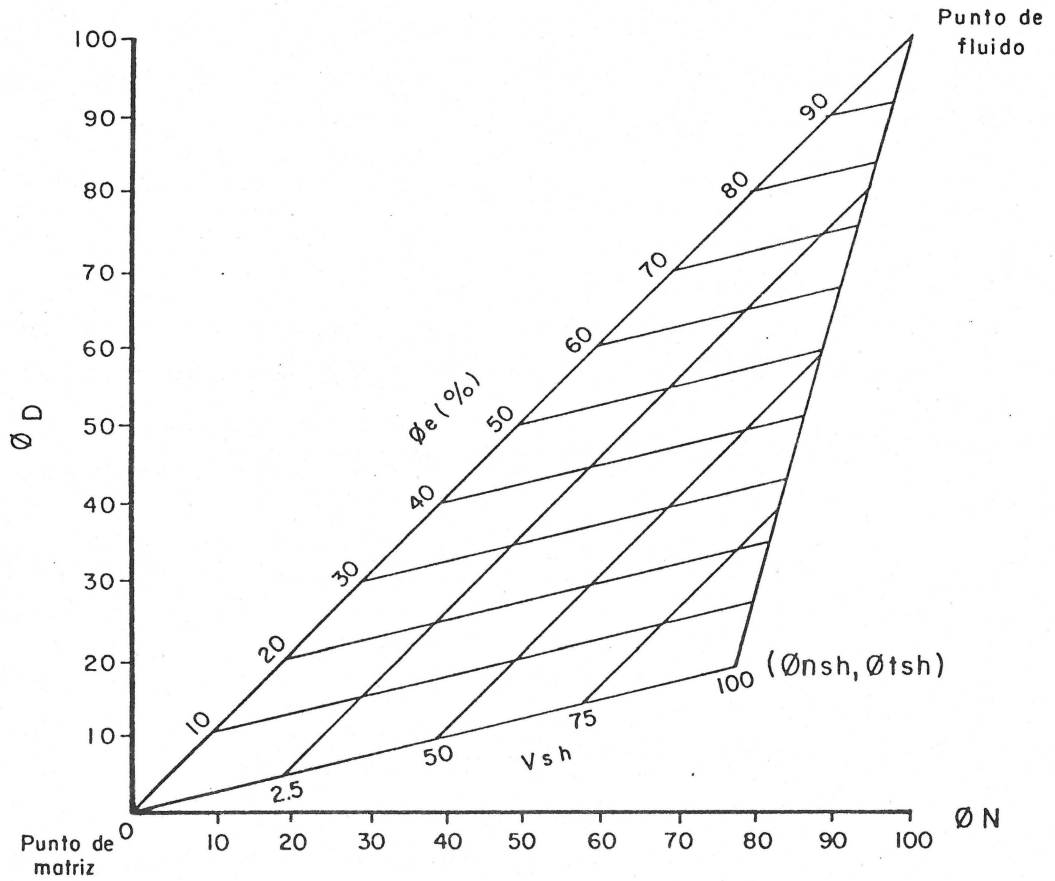


FIGURA 6.43. GRAFICA DE INTERRELACION DENSIDAD-NEUTRON PARA CONOCER Vsh Y ϕ_e.

c) Evaluación de las resistividades del agua

Se limita a determinar las resistividades del agua libre y del agua impregnada. La resistividad del agua libre, Rw, se obtiene de una arena limpia de preferencia:

$$Rw = Rcl\ \phi^2 cl \qquad 6.82$$

el término cl significa *formación limpia.*

La resistividad del agua impregnada se obtiene a partir de:

$$Rb = Rsh\ \phi tsh \qquad 6.83$$

d) Determinación de la saturación de agua

Deben estar todos los factores que se requieren. Para resolver la ecuación 6.70, se recomienda calcular la resistividad aparente del agua de la arena arcillosa.

$$Rwa = Rt\ \phi t^2 \qquad 6.84$$

Reescribiendo la ecuación 6.70, se tiene:

$$Swt^2 - Swt\ Sb\ (1 - Rw/Rb) = Rw/Rwa \qquad 6.85$$

donde la saturación total del agua se obtiene como:

$$Swt = b + \sqrt{b^2 + Rw/Rwa} \qquad 6.86$$

donde:

$$b = Sb\ (1 - Rw/Rb)\ /\ 2 \qquad 6.87$$

La figura 6.44 es una determinación gráfica de Swt.

La saturación total de agua calculada puede ser mayor que la efectiva. Si se calcula la efectiva, se usa la ecuación:

$$Swe = (Swt - Sb)\ /\ (1 - Sb) \qquad 6.88$$

La figura 6.45 es una solución gráfica de esta ecuación.

Finalmente, el contenido de hidrocarburos como una fracción del volumen total se calcula como:

$$\phi h = \phi t \ (1 - Swt) \qquad 6.89$$

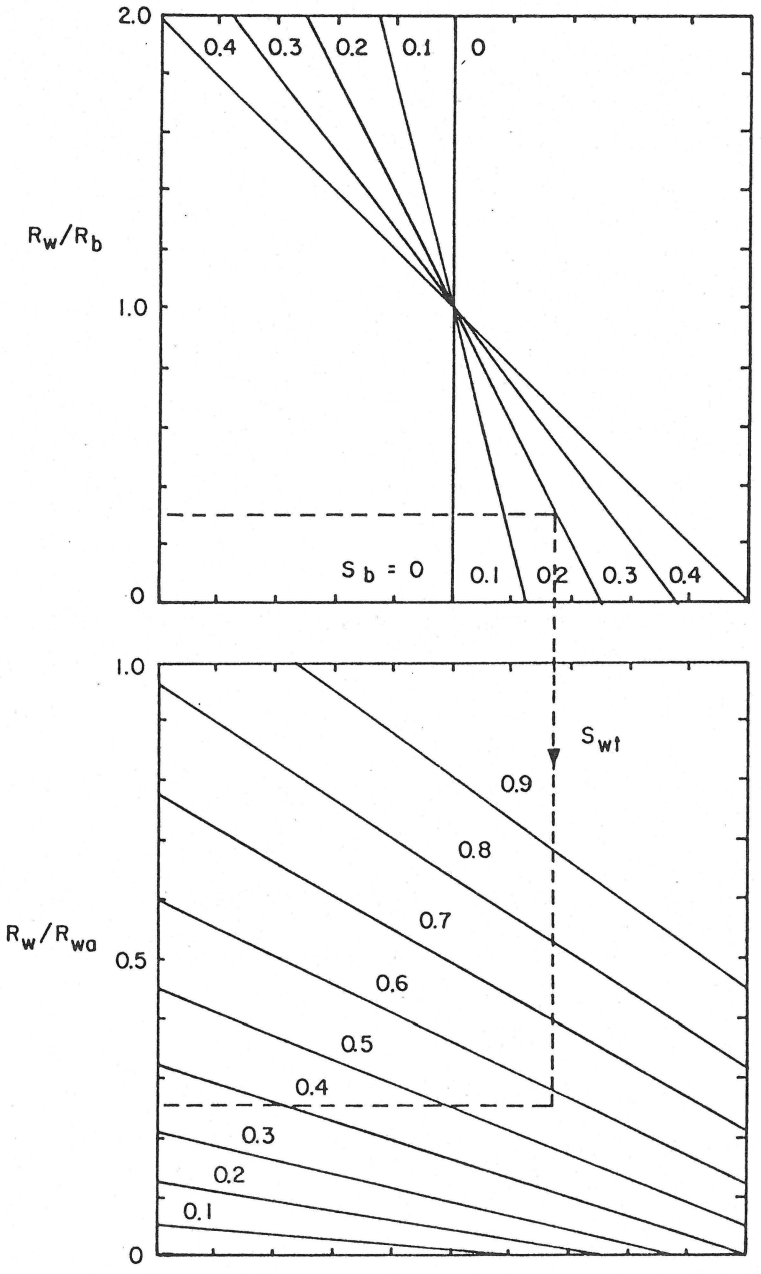


FIGURA 6.44. DETERMINACION GRAFICA DE LA SATURACION TOTAL DEL AGUA (DEWAN, 1983, P. 255).

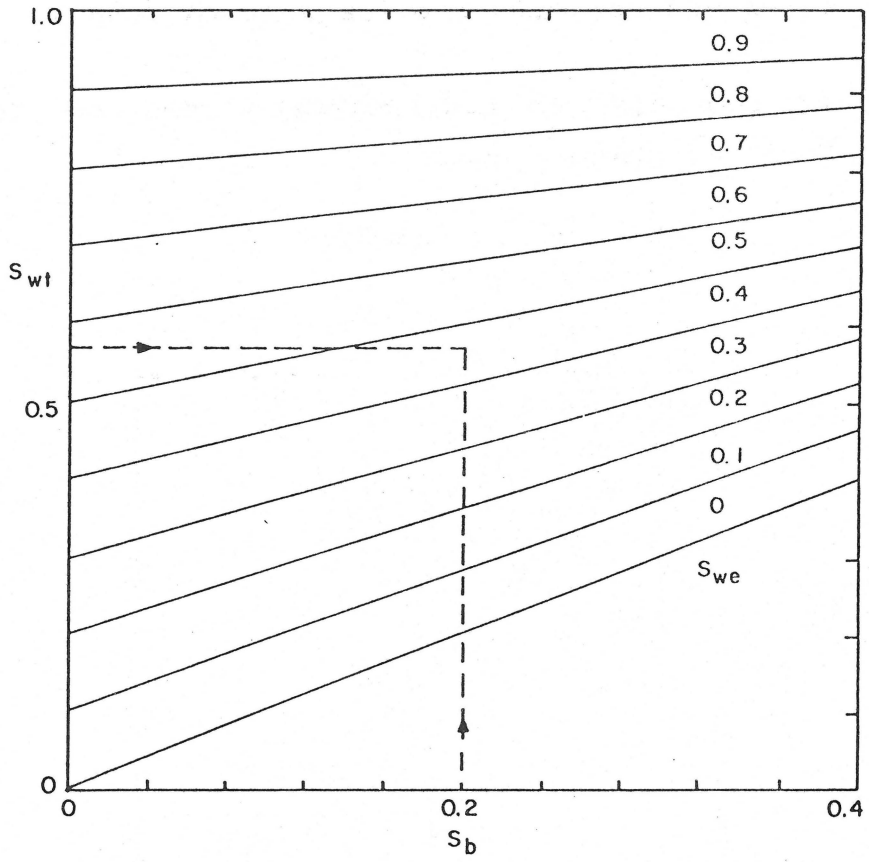


FIGURA 6.45. DETERMINACION GRAFICA DE LA SATURACION EFECTIVA DEL AGUA (DEWAN, 1983, P. 256).

6.2.3.7 Algoritmo para la interpretación de arenas arcillosas por el método de dos aguas

1) Leer los valores de resistividad, porosidad, SP y RG en la arena de interés, en la lutita cercana y en la arena limpia.

   Corregir los valores de porosidad a la matriz apropiada y los de resistividad por invasión.

2) Calcular Vsh:

$$(Vsh)_{ND} = (\phi_N - \phi_D) \; / \; (\phi_{NSH} - \phi_{DSH})$$

$$(IGR) = (GR - GRcl) \; / \; (GRsh - GRcl)$$

Convertir IGR a Vsh, utilizando la figura 6.42:

$$(Vsh)_{SP} = (SP - SPcl) / (SPsh - SPcl)$$

Escoger el valor mínimo. Omitir $(Vsh)_{ND}$ si hay gas.

3) Corregir las porosidades por arcillosidad:

$$\phi_{DC} = \phi_{D} - Vsh\ \phi_{Dsh}$$

$$\phi_{NC} = \phi_{N} - Vsh\ \phi_{Nsh}$$

Observar si hay presencia de gas ($\phi_{NC} < \phi_{DC}$).

4) Calcular la porosidad efectiva de la arena arcillosa:

Sin gas: $$\phi_{e} = (\phi_{DC} + \phi_{NC}) / 2$$

Con gas: $$\phi = \sqrt{(\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2) / 2}$$

5) Determinar la porosidad efectiva de la lutita:

$$\phi t = \delta\phi_{Dsh} = (1 - \delta)\ \phi_{Nsh}$$

donde δ varía de 0.5 a 1.0.

6) Calcular la porosidad total y la fracción de agua impregnada de la arena:

$$\phi t = \phi_{e} + Vsh\ \phi tsh$$

$$Sb = Vsh\ \phi tsh/\phi t$$

7) Determinar la resistividad del agua libre de la arena limpia:

$$Rw = Rcl\ \phi cl^2$$

8) Obtener la resistividad del agua impregnada de la lutita:

$$Rb = Rsh\ \phi tsh^2$$

9) Calcular la resistividad aparente del agua en la arena arcillosa:

$$Rwa = Rt\ \phi t^2$$

10) Determinar la saturación total de agua corregida por lutita:

$$Swt = b + \sqrt{b^2 + (Rw/Rwa)}$$

donde:

$$b = Sb\ (1 - Rw/Rb)\ /\ 2$$

11) Obtener la saturación efectiva del agua de la arena arcillosa:

$$Swe = (Swt - Sb)\ /\ (1 - Sb)$$

12) Calcular la fracción volumétrica de hidrocarburos:

$$\phi h = \phi t\ (1 - Swt)$$

EJEMPLO 6.1

La figura 6.46 es un registro compuesto de un pozo en una serie de arenas-lutitas. La arena de interés está desde los 8,055 hasta 8,545 ft. Arriba y abajo del intervalo, que no se muestra en la figura, hay arenas limpias con gas.

Aplicando los pasos anteriores, se obtienen los siguientes resultados:

En la arena de 8,510 a 8,540 ft:

$Rt = 3$
$\phi N = 0.26$
$\phi D = 0.33$
$GR = 63$
$SP = -95$

En la lutita cercana de 8,470 a 8,500 ft:

$Rsh = 1.2$
$\phi Dsh = 0.20$
$\phi Nsh = 0.50$
$GRsh = 87$
$SPsh = -75$

En la arena limpia cercana de 8,178 a 8,193 ft y de 9,180 a 9,193 ft se obtienen los promedios:

$Rcl = 0.65$
$\phi cl = 0.34$
$GRcl = 36 SPcl = -122$

Cálculo de Vsh:

$(Vsh)_{ND}$ no se aplica por la sospecha de presencia de gas.

$IGR = (63 - 36)/(87 - 36) = 0.53$

$(Vsh)_{GR} = 0.34$ de la figura 6.42

$(Vsh)_{SP} = (-95 + 122)/(-75 + 122) = 0.57$

$Vsh = 0.34$

Cálculo de la porosidad efectiva:

$$\phi_{DC} = 0.26 - 0.34 \times 0.20 = 0.19$$
$$\phi_{NC} = 0.33 - 0.34 \times 0.50 = 0.16$$

Hay presencia de gas:

$$\phi_e = \sqrt{(0.19^2 + 0.16^2)/2} = 0.17$$

Cálculo de la saturación de agua:

$\phi tsh = 0.7 \times 0.20 + 0.3 \times 0.50 = 0.29 \quad (\delta = 0.7)$
$\phi t = 0.17 + 0.34 \times 0.29 = 0.27$
$Sb = 0.34 \times 0.29/0.27 = 0.36$
$Rw = 0.65 \times 0.34^2 = 0.075$
$Rb = 1.2 \times 0.29^2 = 0.10$
$Rwa = 3 \times 0.27^2 = 0.22$
$b = 0.36\ (1 - 0.075/0.10/2) = 0.045$

$$Swt = 0.045 + \sqrt{0.045^2 + 0.075/0.22} = 0.63$$

$Swe = (0.63 - 0.36)/(1 - 0.36) = 0.42$
$\phi h = 0.27(1 - 0.63) = 0.10$

Conclusión: Esta zona contiene gas y presenta una porosidad efectiva del 17% con una saturación efectiva de agua del 42%.

6.2.3.8 Otros métodos de interpretación

a) Compensación automática

Sólo con el registro de resistividad y el sónico.

La lutita causa que la Rt lea un valor bajo y ϕs un valor alto, compensándose uno con el otro en la ecuación de saturación. Sin embargo, la porosidad observada debe corregirse por lutita para obtener la porosidad efectiva.

Las relaciones son:

$$Sw = 0.9 \sqrt{Rw/Rt} \,/\phi s \qquad 6.90$$

$$\phi e = \phi s - Vsh\ \phi ssh \qquad 6.91$$

donde:

Rt es la resistividad del registro de inducción profundo.
Vsh, el valor más bajo de los indicadores GR o SP.
ϕs, la porosidad del registro sónico sin corregir.
ϕssh, la porosidad del registro sónico en la lutita adyacente.

Cuando se corre la combinación densidad-neutrón en vez del sónico, ϕs, se reemplaza por ϕ_{ND} en la ecuación 6.90 por el valor dado de la relación:

$$\phi_{ND} = \sqrt{(\phi_D^2 + \phi_N^2)/2} \qquad 6.92$$

donde ϕ_D y ϕ_N son las porosidades de los registros de densidad y neutrón sin corrección por lutita.

La porosidad efectiva se determina por el método de Simandoux.

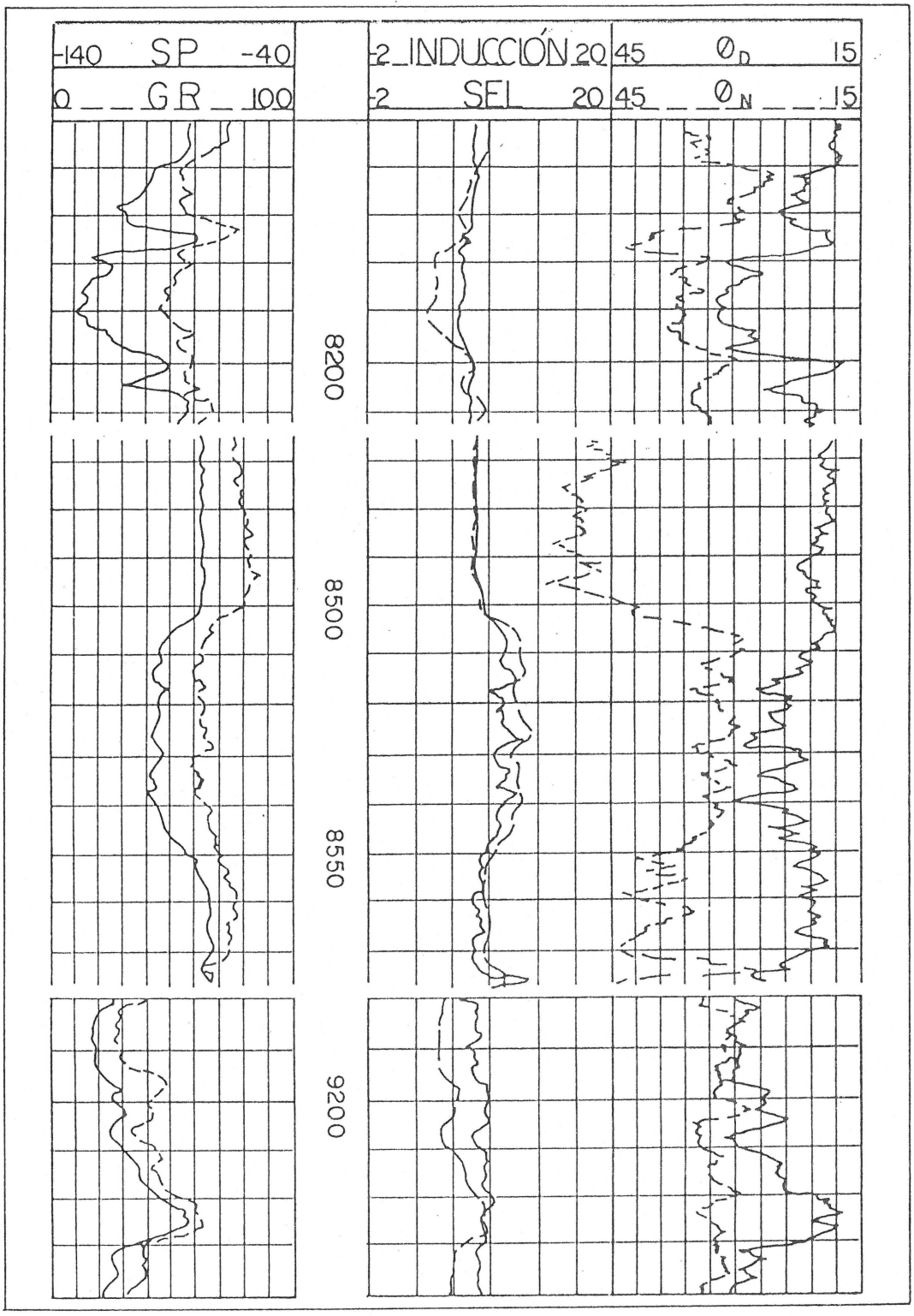


FIGURA 6.46. EJEMPLO DE LA APLICACION DEL METODO DE DOS AGUAS A LA INFORMACION DE UN REGISTRO (DEWAN, 1983, P. 259).

b) Método de arcilla dispersa

Se aplica con los registros de resistividad, sónico y densidad:

$$q = (\phi S - \phi N) \qquad 6.93$$

q es la fracción del espacio ocupado por una arcilla en una arena limpia.

La saturación del agua se obtiene por:

$$Sw = \left[\sqrt{\frac{0.8\ Rw}{\phi S^2\ Rt} + \left(\frac{q}{2}\right)^2} - \frac{q}{2} \right] / (1 - q) \qquad 6.94$$

la porosidad efectiva es:

$$\phi e = \phi_D - Vsh\ \phi sh \qquad 6.95$$

El método no es recomendable en arenas con gas; puede ser mayor que ϕS, dando valores de q negativos. Tampoco se recomienda en carbonatos que tienen poca arcilla dispersa. Si $q > 2\phi e$ o $q > 0.4$, será un yacimiento con poca permeabilidad.

La figura 6.47 muestra una gráfica para determinar la productividad de un intervalo.

c) Método de Simandoux

Se aplica con los registros de resistividad, densidad y neutrón. La saturación del agua es:

$$Sw = \frac{C\ Rw}{\phi_e} \left[\sqrt{\frac{5\ \phi_e^2}{Rw\ Rt} + \left(\frac{Vshq}{Rsh}\right)^2} - \frac{Vsh}{Rsh} \right] \qquad 6.96$$

donde:

C = 0.4 para arena y 0.45 para carbonatos.

Vsh es el valor mínimo de lutita obtenido a partir de los indicadores SP o GR.

Rw, la resistividad del agua de formación.

Rt, la resistividad leída del registro de resistividad profunda, corregida por invasión.

Rsh, la resistividad leída del registro de resistividad profunda leída en la zona de lutitas.

ϕ_e, la porosidad efectiva.

$$\phi_e = \sqrt{(\phi_{DC} + \phi_{NC}^2)/2} \qquad 6.97$$

ϕ_{DC} y ϕ_{NC} son las porosidades de los registros densidad-neutrón corregidos por contenido de lutita.

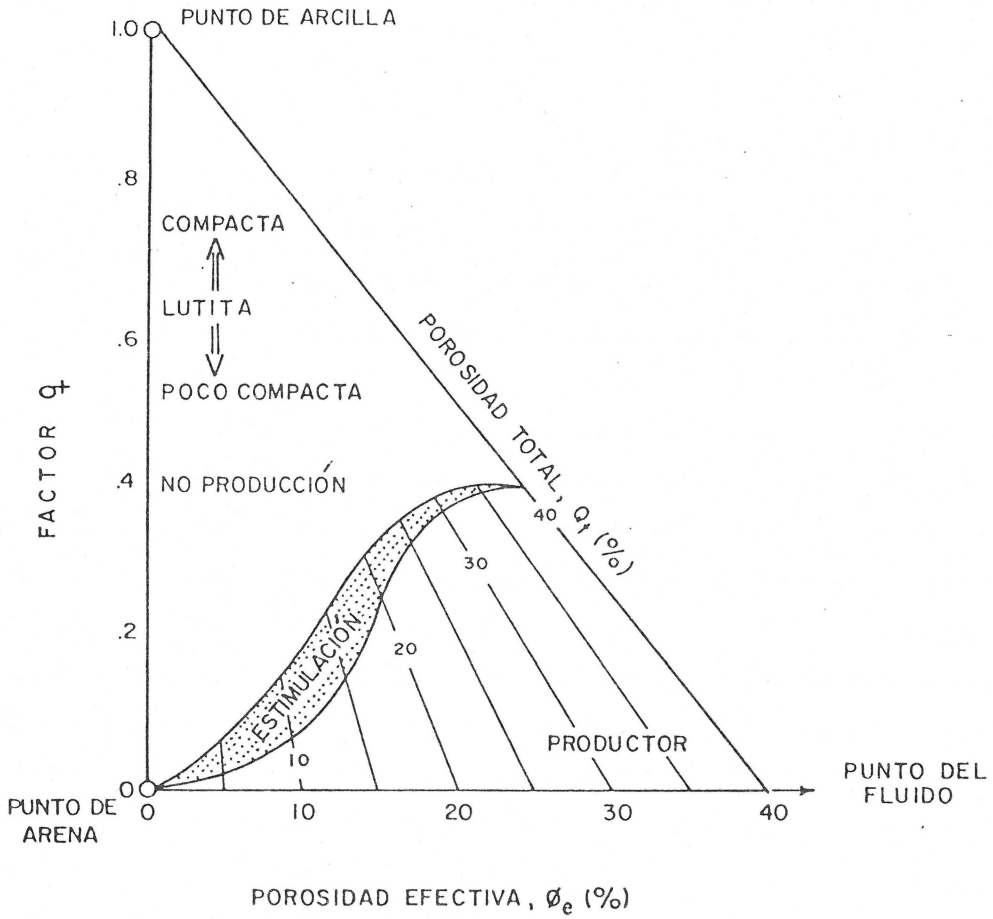


FIGURA 6.47. GRAFICA PARA DETERMINAR LA PRODUCTIVIDAD DE UN YACIMIENTO A PARTIR DEL FACTOR q (DRESSER ATLAS, 1979, P. 74).

6.2.4 DETECCIÓN DE FRACTURAS

Las fracturas son importantes en la producción de hidrocarburos, ya que aumentan la permeabilidad de ciertos yacimientos al permitir el paso de los fluidos. Las fracturas generalmente sólo aumentan de 0.5 a 1.5% la porosidad del yacimiento. Esto es demasiado bajo para detectarse en los registros de porosidad convencionales. La detección de fracturas es más arte que ciencia. En lutitas es difícil detectar las fracturas.

En esta sección se discutirán las fracturas en forma general, algunos medios y maneras de detectarlas, así como los registros más utilizados. Debe entenderse que ninguna de las técnicas se trabajan todo el tiempo y de hecho, sólo funcionan en cierta región en particular.

6.2.4.1 Fracturas naturales e inducidas

Cuando un pozo se perfora, las fracturas que se encuentran pueden ser *naturales*, creadas antes de la perforación, o bien, *inducidas*, originadas durante la perforación.

Las *fracturas naturales* son a menudo de longitud corta y pueden ser verticales u horizontales. Las fracturas en esta discusión se asumirán abiertas y capaces de contener fluidos. Las fracturas selladas pueden algunas veces ser detectadas, pero no tienen valor comercial. Las fracturas naturales pueden estar impregnadas de aceite si se trata de un yacimiento con aceite. La continuidad y longitud de estas fracturas dentro del yacimiento sólo se pueden adivinar. Si las fracturas representan el volumen total del yacimiento, como muchas veces se da el caso, los cálculos o la estimación del volumen del yacimiento son imposibles. La saturación de agua de las fracturas es probablemente menor del 10%, la porosidad del

orden de 1% y el número total de fracturas debe ser estimado por algunos dispositivos de registros, lo cual será difícil.

Las *fracturas inducidas* usualmente son verticales, si están antes de los 600 metros de profundidad y no impregnadas con aceite. Estas fracturas pueden detectarse por núcleos y se cree que sólo contribuyen a la producción cuando están unidas con alguna fractura existente y consolidadas al sistema rocoso. En este caso es imposible evaluar el volumen del yacimiento; lo más seguro es que las fracturas que se lleguen a detectar sean inducidas.

6.2.4.2 Detección de fracturas

Esta discusión será mucho más teórica que práctica, debido a que algunos de los sistemas de detección son el resultado de la experiencia y no de la detección de las fracturas. La distancia de penetración de las fracturas es más bien una conjetura.

La detección directa de fracturas puede obtenerse a partir de núcleos o sistemas fotográficos. La detección de fracturas en los núcleos requiere un conocimiento geológico que pueda reconocer una fractura natural de una inducida. Para detectar fracturas por núcleos debe recuperarse toda la sección de interés. Las técnicas fotográficas requieren de una cámara y un sistema de luz en el agujero, así como que el pozo esté limpio, con agua o vacío; tienen muchas limitaciones de investigación. Muchas de estas herramientas han sido desarrolladas para pozos de agua.

La detección de fracturas a partir de registro de pozos se realiza con registros acústicos, aunque algunas técnicas recientes utilizan mediciones de resistividad.

Los registros de amplitud acústica utilizan un solo receptor, o bien, puede emplearse el registro de cementación de agujero. La amplitud de la señal acústica transmitida es el parámetro de interés.

La figura 6.48 presenta un esquema de la sonda del registro centrada en el agujero. La señal recibida se ilustra en la figura 6.49. La altura de las ondas indica la energía de la señal recibida. La primera onda que se recibe es la onda comprensional y después una serie de ondas que incluyen la trayectoria a través del agujero y la interfase entre el agujero y la formación.

Los registros de amplitud que se utilizan para la detección de fracturas miden ondas comprensionales y transversales.

La identificación de la onda transversal es muy difícil y, por consiguiente, muchas veces se debe a la onda transversal o a las ondas Rayleigh. La onda total, como se muestra en la figura 6.49, puede ser fotografiada en película de 16 ó 35 mm o el tren de onda se puede representar en forma continua como una variable de densidad (registro VDL o microsismograma, figura 6.50). La señal es achatada y rotada 90°, tal que los picos estén orientados perpendicularmente a la página y luego la amplitud de la onda cause en el registro líneas muy oscuras, cuando la amplitud es demasiado alta. Cuando la amplitud es muy baja presenta líneas demasiado claras.

Los registros de amplitud acústica usualmente graban la amplitud de cierta parte del tren de ondas acústicas y algunas veces se acompañan de la pantalla de densidad.

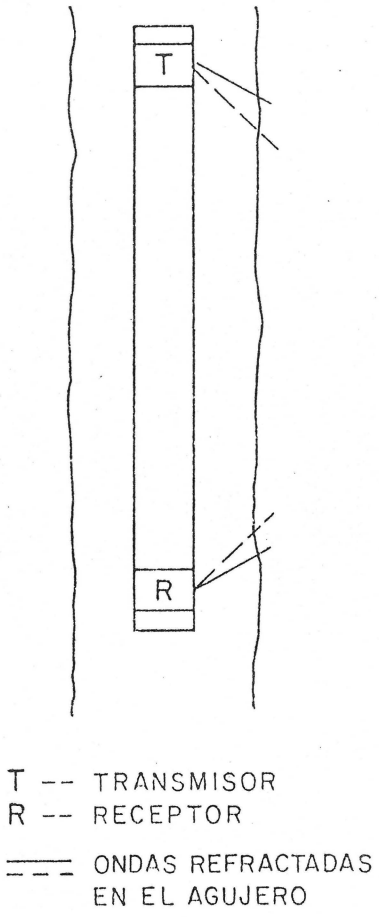


FIGURA 6.48. ESQUEMA DE LA HERRAMIENTA DE AMPLITUD ACUSTICA (HILCHIE, 1978, P. 16-3).

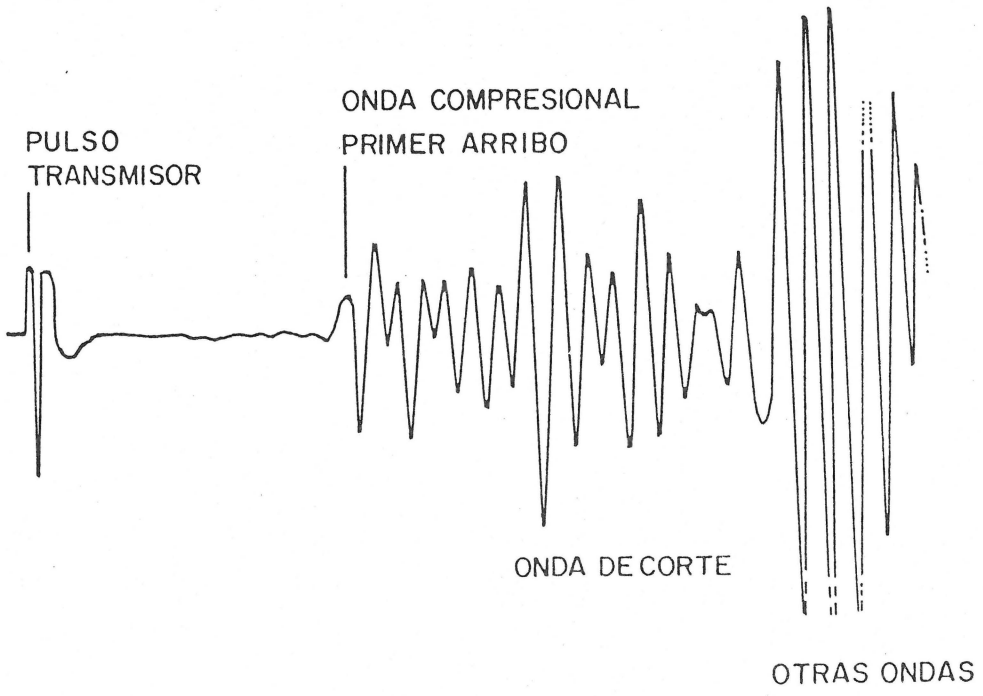


FIGURA 6.49. SEÑAL DEL REGISTRO DE AMPLITUD ACUSTICA (HILCHIE, 1978, P. 16-3).

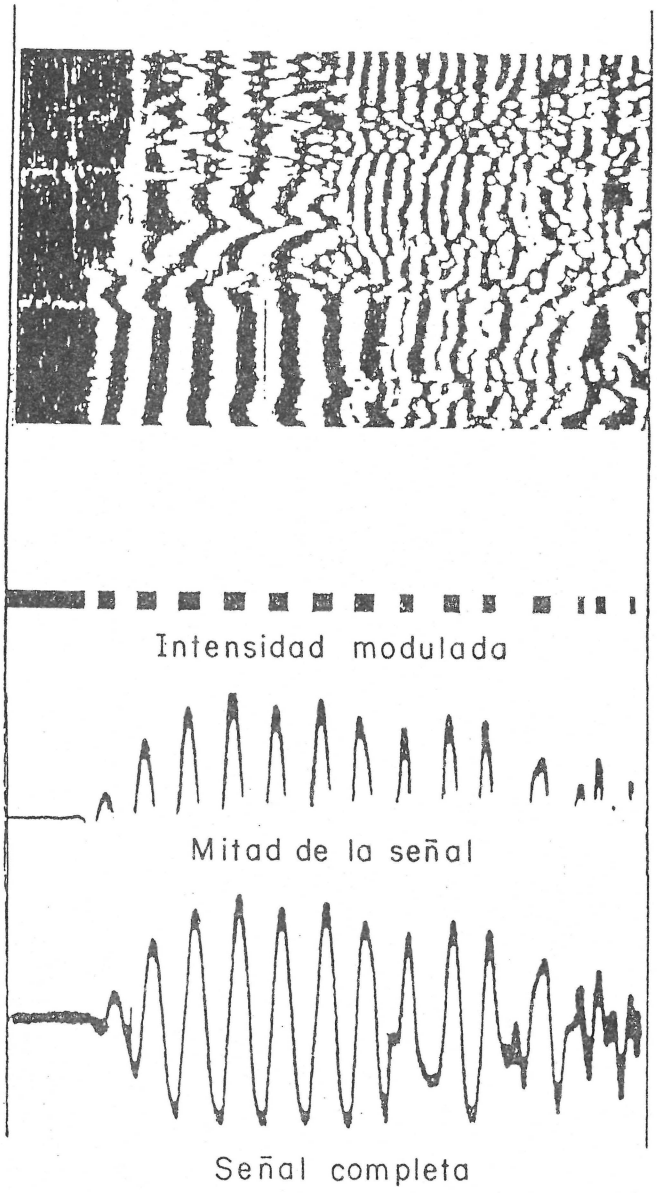


FIGURA 6.50. EJEMPLO DE UN REGISTRO DE DENSIDAD VARIABLE (VDL).

Las ondas acústicas son atenuadas por fracturas. Un cambio en la densidad y velocidad del sonido causa en la roca una reflexión en alguna onda, lo cual produce una pérdida de energía de la onda que cruza la fractura.

La figura 6.51 presenta el resultado de algunas medidas de laboratorio de la reducción de las ondas compresionales y cortantes en una fractura. Afr/Ao es la relación de la amplitud a través de una fractura entre la amplitud sin fractura. La onda compresional señala pocas variaciones con el ángulo de fractura arriba de los 70°. Las ondas cortantes muestran una marcada reducción en su habilidad para detectar fracturas. Esta probabilidad se debe a que las ondas no cruzan la fractura, pero se propagan a lo largo de planos de capas adyacentes. Esto significa que en un agujero será difícil detectar fracturas que están inclinadas más de 70°.

La reducción de las ondas acústicas por sí misma no es un indicador de la presencia de fracturas. La amplitud acústica se reduce en capas de lutita, cambios bruscos de litología, algunas veces en zonas con gas y cuando la porosidad se incrementa. El registro de amplitud acústica se utiliza conjuntamente con el de velocidad acústica para poder identificar cambios en la porosidad, litología y capas de lutitas. El único indicador de la existencia de una fractura es cuando la amplitud se reduce significativamente y el tiempo de tránsito no varía. La figura 6.52 muestra un ejemplo.

Estos patrones de interferencia en las ondas transmitidas se crean por ondas reflejadas alejadas de la fractura. La figura 6.53 ilustra, en un caso ideal, la interferencia en una caliza homogénea. En formaciones que no son homogéneas, esta interferencia es difícil de observar. Las fracturas en el registro de densidad variable pueden detectarse como una reducción en la amplitud, debido a la claridad de las trazas o por algún patrón de interferencia notoria.

El televisor de pared (*televiewer*) es un dispositivo acústico que crea una imagen en los lados del agujero. Un pulso acústico se envía hacia la pared de pozo, el reflejo se detecta al mismo tiempo que rotan el transmisor y el receptor.

La fotografía tiene como referencia el norte magnético y se presenta como una imagen continua en la figura 6.53. Las fracturas y otras irregularidades muestran manchas negras. Si la capa es inclinada, la imagen presentará una onda senoidal. Las fracturas se ubican entre los 119 y 128 ft en el registro de la figura 6.53. Debajo de los 130 ft puede ser una fractura o una capa de lutita que no tiene echado.

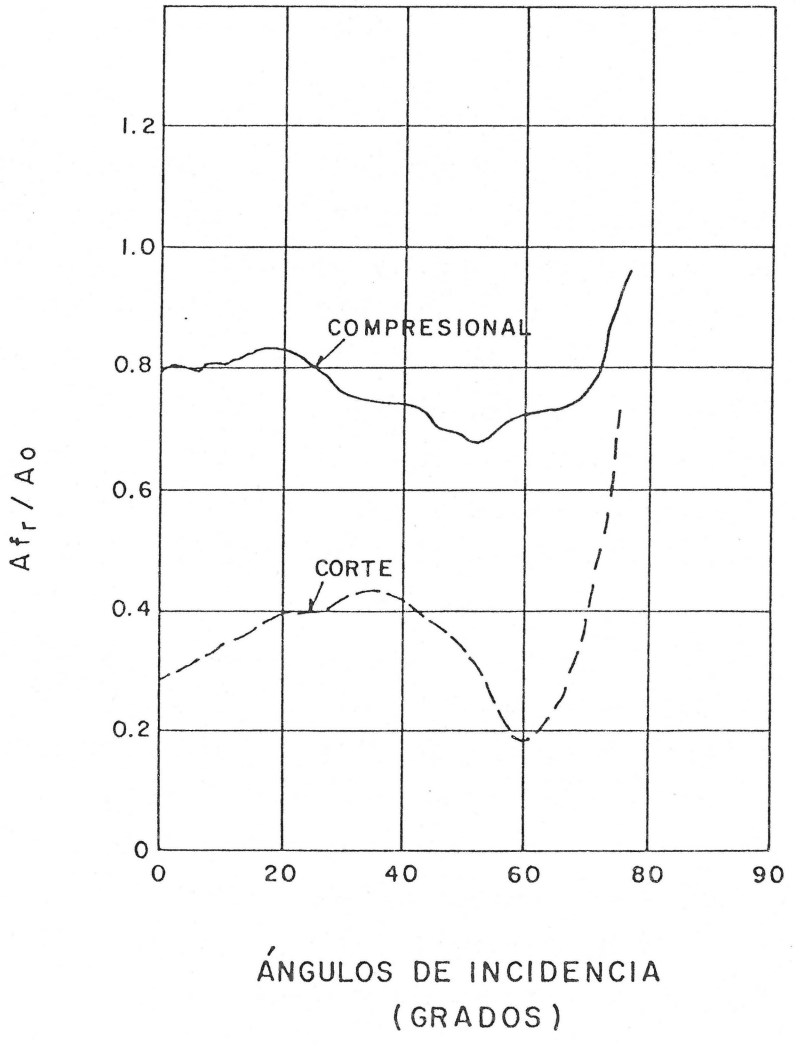


FIGURA 6.51. REDUCCION DE LA AMPLITUD DE UNA ONDA ACUSTICA COMO FUNCION DE FRACTURAS (MYUNG, J.I. Y BALTOSSER, R.W., BIRDWELL).

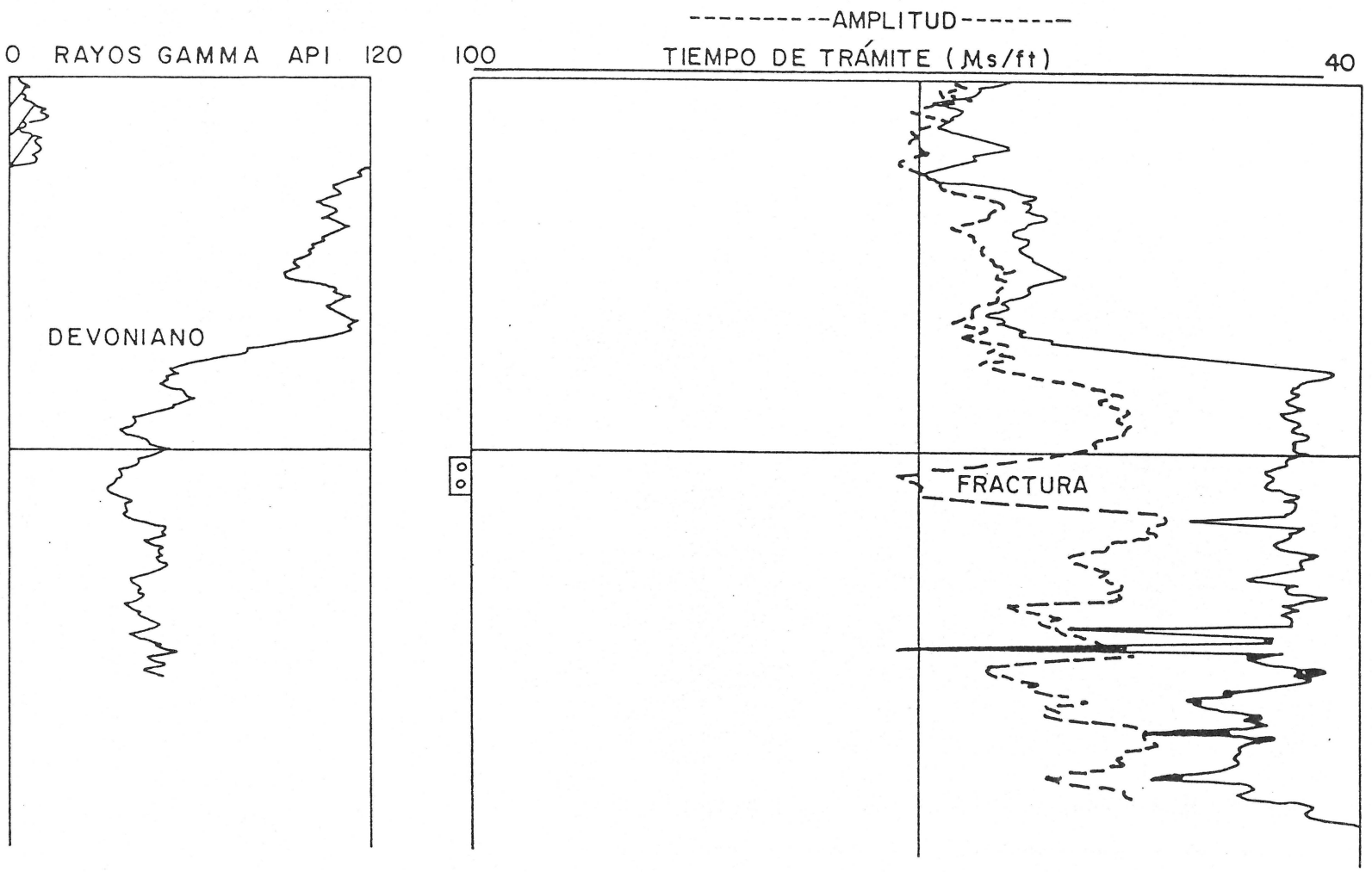


FIGURA 6.52. LOCALIZACION DE FRACTURAS A PARTIR DEL REGISTRO DE AMPLITUD ACUSTICA Y EL DE TIEMPO DE TRANSITO (HILCHIE, 1978, P. 16-5).

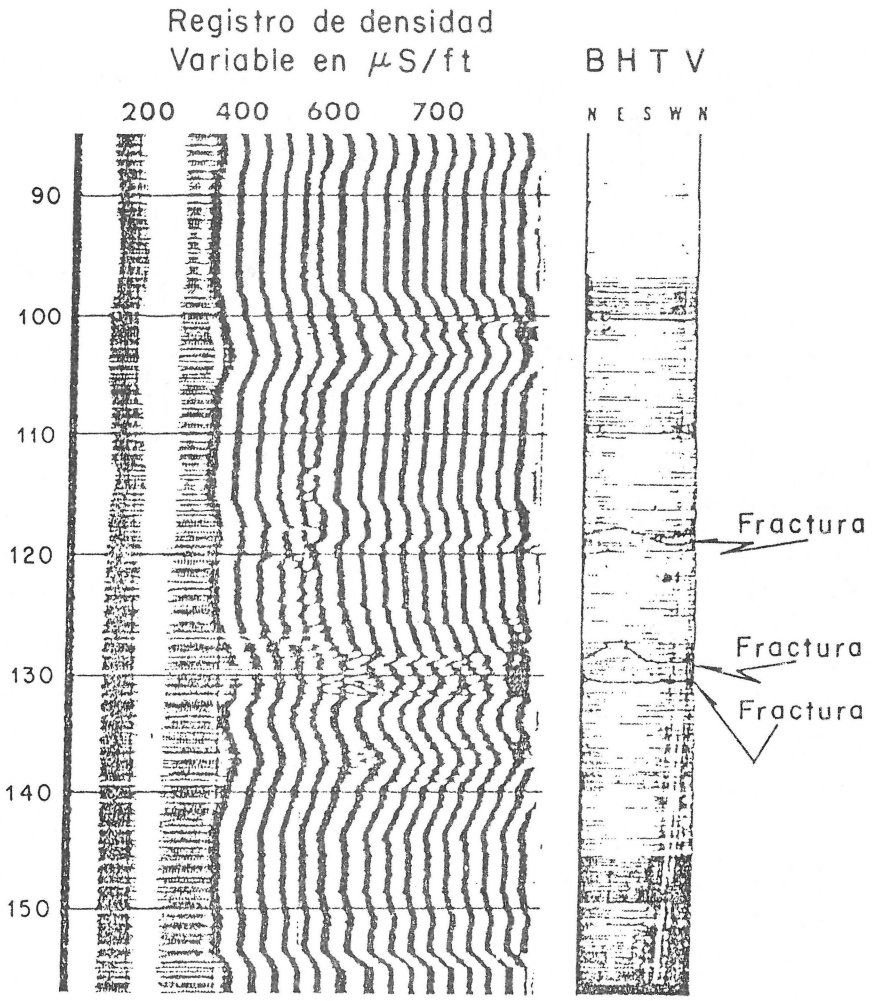


FIGURA 6.53. REGISTRO DE DENSIDAD VARIABLE (VAL) Y TELEVISOR DE PARED (BHTV) MOSTRANDO FRACTURAS (HILCHIE, 1978, P. 16-7).

Una herramienta que localiza cualitativamente las fracturas es el *registro de calibración de agujero*, cuando éste presenta picos o rugosidad. Este método requiere de la confirmación de otros registros. Con los registros de neutrón y densidad es casi imposible detectar las fracturas, ya que éstas sólo producen un incremento en la porosidad del 1 al 1.5%.

Con los registros de resistividad, la propiedad medida reduce grandemente su valor cuando la corriente fluye paralelamente a la fractura; si la corriente es perpendicular, los efectos son insignificantes. El uso del registro de inducción es pobre

debido a que la corriente no fluye paralelamente a la capa. Los registros laterolog y microenfocados son los más influidos por las fracturas, y debe tenerse cierta precaución cuando se utilizan. El lodo juega un importante papel. Si el lodo es dulce y la formación impermeable, la tabla 6.6 mostrará que no es posible observar una reducción en la resistividad; si el lodo es salado, será posible apreciar la fractura.

Efecto de las fracturas (idealizadas) en los valores de resistividad			
ϕ%	R E S I S T I V I D A D (aproximada)		
	sin fractura	fractura llena con agua de formación	fractura llena con filtrado de lodo
5	8	0.5	5
10	2	0.3	2+
15	0.9	0.2	2-
Rw = 0.02 ohm-m		Rmf = 0.2 ohm-m	Todos los cálculos son aproximados.

TABLA 6.6

6.2.4.3 Otras formas de detectar fracturas

Existen otros métodos semiempíricos que se han usado para inferir la localización de fracturas a partir de registros eléctricos. Los brincos en las lecturas de resistividad somera pueden utilizarse como indicadores de fracturas.

Aguilera (1976) desarrolló un método para deducir la presencia de fracturas. A partir de la ecuación de Archie, compara la porosidad total del registro y el exponente de saturación a través de un tratamiento de tipo estadístico de la información con valores de laboratorio de algunos núcleos. La diferencia

entre los valores de laboratorio y registro puede dar un indicio del fracturamiento. Julian (1984) encontró que la diferencia de resistividad de las curvas de inducción profunda y somera puede proporcionar también un indicio.

Beck *et al.* (1977) describen un método de localización de fracturas en el que utilizan un registro de echados con cuatro brazos.

Orlando Gómez (1984) propone un método novedoso en el cual se pueden identificar diferentes características de las rocas, entre ellas, el fracturamiento. El método, que se conoce como "gráficas de telaraña", parte de la ecuación de Archie para obtener el factor de formación $F = G\phi^{-m}$, el exponente m adquiere valores característicos según el medio poroso de que se trate (capítulo 2, tema 2.6.5), por lo que también se le puede denominar *exponente de porosidad*.

La presencia de fracturas da origen a la porosidad secundaria, la cual se puede calcular a partir de la combinación de los registros de porosidad. El valor de la porosidad obtenido del registro sónico será menor que la combinación neutrón-densidad. El índice de porosidad secundaria se puede obtener entonces como:

$$IPS = \phi S - \phi_{ND} \qquad 6.98$$

El registro espectral de rayos gamma naturales algunas veces localiza fracturas como resultado de la presencia de uranio, que se produce durante la circulación de los fluidos en el tiempo geológico.

El registro temperatura detecta zonas frías cuando existe flujo de lodo en las fracturas.

6.2.5 DETERMINACIÓN DE LA INCLINACIÓN DEL POZO

Una vez que el pozo ha sido perforado y antes de obtener cualquier registro o núcleo, es necesario conocer y determinar si el pozo es vertical o está inclinado, ya que si sucede el segundo caso deberá verticalizarse la información. Esto es con el propósito de que los intervalos de interés estén referidos al mismo nivel. La información que se obtiene de la herramienta es la inclinación respecto a la vertical φ y la dirección o azimut θ, y la distancia a lo largo del agujero l (figura 6.54), en estaciones espaciadas cada 30 m. La distancia entre las medidas de las estaciones debe obtenerse en coordenadas X, Y y Z.

Al empezar en cierto punto conocido, usualmente desde el *"kelly bushing"*, los incrementos en las distancias son sumados secuencialmente para determinar el curso del agujero. Una vez que esta conversión se realiza, cualquier punto intermedio entre las estaciones se puede interpolar en coordenadas X, Y y Z. Debido a que la forma del agujero se desconoce, se debe considerar cierto modelo para poder unir los puntos. Ningún método computacional es exacto.

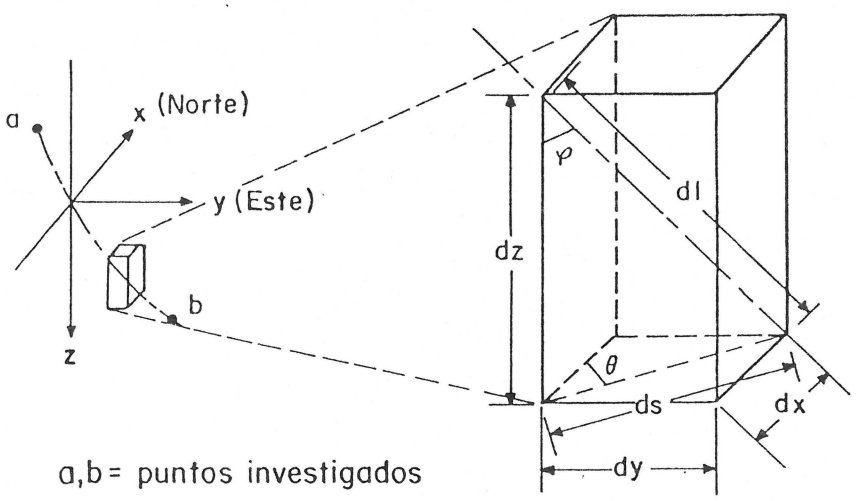


FIGURA 6.54. GEOMETRIA Y NOMENCLATURA PARA UN POZO DESVIADO (HEARST Y NELSON, 1985, P. 504).

6.2.5.1 Método gráfico

Si se requiere conocer el ángulo y la dirección del pozo como la longitud, los puntos que tengan dirección hacia el este se graficarán a la derecha del origen y los que tengan dirección hacia el oeste, a la izquierda.

A partir de un ejemplo, a fin de ser más explícitos, la gráfica se obtiene de la siguiente manera:

Datos del registro

Intervalo:	Inclinación:	Dirección:
0 - 100	1°	N 30 E
100 - 200	1°	N 25 E
100 - 300	3°	N 20 E
300 - 400	4°	N 22 E

La figura 6.55 muestra gráficamente cómo se obtiene el registro desviado y cómo se ve el vertical.

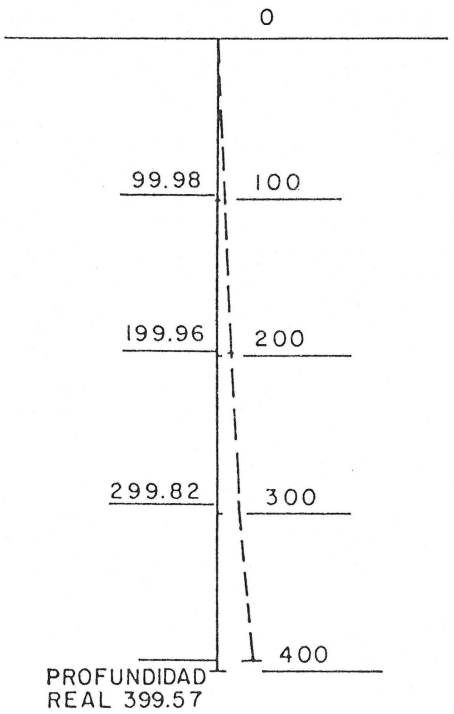


FIGURA 6.55. ESQUEMA DE COMO SE VE UN POZO DESVIADO YA VERTICALIZADO.

6.2.5.2 Métodos computacionales

Como se ilustra en la figura 6.54, la inclinación es el ángulo que tiene el pozo respecto a la vertical, el azimut se toma en sentido de las manecillas del reloj a partir del norte, y la profundidad medida aumenta hacia abajo desde un punto de referencia cerca de la superficie. Para mantener un sistema de coordenadas correcto, el eje X aumenta en dirección norte y el eje Y al este. Las relaciones diferenciales entre las medidas y las coordenadas rectangulares son:

$$dx = \text{sen}\varphi \cos\theta \, dl = \alpha dl \qquad 6.99a$$

$$dy = \text{sen}\varphi \, \text{sen}\theta \, dl = \beta dl \qquad 6.99b$$

$$dz = \cos\varphi \, dl = \gamma dl \qquad 6.99c$$

La dirección de los cosenos α, β y γ, definidos en las ecuaciones 6.99, representa los cosenos de los ángulos entre el curso del pozo y las direcciones X, Y y Z.

a) Método tangencial

Este método, que es el más sencillo, consiste en colocar una serie de segmentos de líneas rectas en el curso del pozo y establecer la dirección de cada segmento. Puede aplicarse a los datos de las estaciones en los niveles a y b, de tal forma que:

$$\Delta x = \text{sen}\varphi \cos\theta \, \Delta l = \alpha \, \Delta l \qquad 6.100a$$

$$\Delta y = \text{sen}\varphi \, \text{sen}\theta \, \Delta l = \beta \, \Delta l \qquad 6.100b$$

$$\Delta z = \cos\varphi \, \Delta l = \gamma \, \Delta l \qquad 6.100c$$

donde las distancias que se incrementan son las diferencias entre los valores tomados entre a y b.

El método tangencial puede aplicarse al promediar los cosenos directores de las estaciones a y b.

$$\Delta x = 1/2\ (\alpha\ +\ \alpha\ )\ \Delta l \qquad 6.101a$$

$$\Delta y = 1/2\ (\beta\ +\ \beta\ )\ \Delta l \qquad 6.101b$$

$$\Delta z = 1/2\ (\gamma\ +\ \gamma\ )\ \Delta l \qquad 6.101c$$

b) Método de radio de curvatura

Considera primero que el movimiento del curso del pozo se mantiene en un plano vertical, de tal forma que un arco suavizado de longitud $\Delta l = lb - la$ une a $_a$ y $_b$. Este arco tiene un radio de curvatura r dado por: $\Delta l\ /\ (\varphi\ -\ \varphi_a)$. Así, en el plano vertical, la separación vertical Δz entre $_a$ y $_b$ es $r(sen\varphi_b\ -\ sen\varphi_a)$, y la separación horizontal $\Delta\lambda$ es $r(cos\varphi_a\ -\ cos\varphi_b)$. Esto puede demostrar que $\Delta\lambda$ es el arco que yace en el plano horizontal con radio de curvatura r′ dado por $\Delta\lambda/(\theta_b\ -\ \theta_a)$. Esto efectivamente dobla el plano vertical en un arco circular. Los incrementos norte-sur y este-oeste están dados por $r'(sen\theta_b - sen\theta_a)$ y $r'(cos\theta_a - cos\theta_b)$. Los resultados de las distancias incrementadas se pueden expresar como:

$$\Delta x = \frac{(\cos\varphi_a - \cos\varphi_b)(\operatorname{sen}\theta_b - \operatorname{sen}\theta_a)}{(\varphi_b - \varphi_a)(\theta_b - \theta_a)} \cdot \Delta l \qquad 6.102a$$

$$\Delta y = \frac{(\cos\varphi_a - \cos\varphi_b)(\cos\theta_a - \cos\theta_b)}{(\varphi_b - \varphi_a)(\theta_b - \theta_a)} \cdot \Delta l \qquad 6.102b$$

$$\Delta z = \frac{\operatorname{sen}\varphi_b - \operatorname{sen}\varphi_a}{\varphi_b - \varphi_a} \cdot \Delta l \qquad 6.102c$$

Existen otros métodos que se ocupan. Dependiendo de la exactitud y del modelo de solución que se proponga, se pueden plantear diversos métodos.

6.2.6 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

En los temas 2.2 y 2.11 se presentan las ecuaciones que se utilizan para estimar la permeabilidad en condiciones

estáticas. A su vez, existen gráficas que ayudan a obtener un valor rápido. El método expuesto en el capítulo 2 se basa en las relaciones de Timur, en las que involucra los valores de porosidad y saturación de agua irreductible (figuras 6.56 y 6.57). Existe otro método que se basa en el gradiente de resistividad y en las densidades de los fluidos que existen en la formación:

$$K = c \left[a \frac{2.3}{\rho_w - \rho_h} \right]^2$$

donde c = 20

a es el gradiente $\frac{\Delta R}{\Delta D} \times \frac{1}{Ro}$.

ΔR, la diferencia de resistividades entre dos puntos.

ΔD, la diferencia de distancia entre dos puntos.

Ro, la resistividad del intervalo 100% saturado de agua.

ρ_w, la densidad del agua.

ρ_h, la densidad del aceite.

La gráfica de la figura 6.57 ayuda también a obtener el valor.

Ejemplo 6.2

Rt a 7010 ft es de 35 ohm-m

Rt a 7050 ft es de 15 ohm-m

F = 50

Rw = 0.035 a 222 F (Na Cl = 75 000 ppm.)

Densidad del aceite = 30 API

Solución:

$Ro = F\ Rw = 50 \times 0.035 = 1.75$ ohm-m

$\Delta R = 35 - 15 = 20$ ohm-m

$\Delta D = 7050 - 7010 = 40$ ft

$$a = \left[\frac{R}{\Delta D} \times \frac{1}{Ro} \right] = \frac{20}{40} \times \frac{1}{1.75} = 0.286$$

$\rho_w - \rho_h = 1.053 - 0.876 = 0.177$

K = 275 md

Valores de salinidad y densidad de soluciones de NaCl, así como de densidad del aceite para estimar la permeabilidad.			
Soluciones de NaCl		**Aceite**	
ppm	g/cm^3	API	g/cm^3
0	1.0	15	0.96
50,000	1.034	20	0.934
100,000	1.071	25	0.904
150,000	1.109	30	0.876
200,000	1.148	40	0.825
250,000	1.189	50	0.780

TABLA 6.7

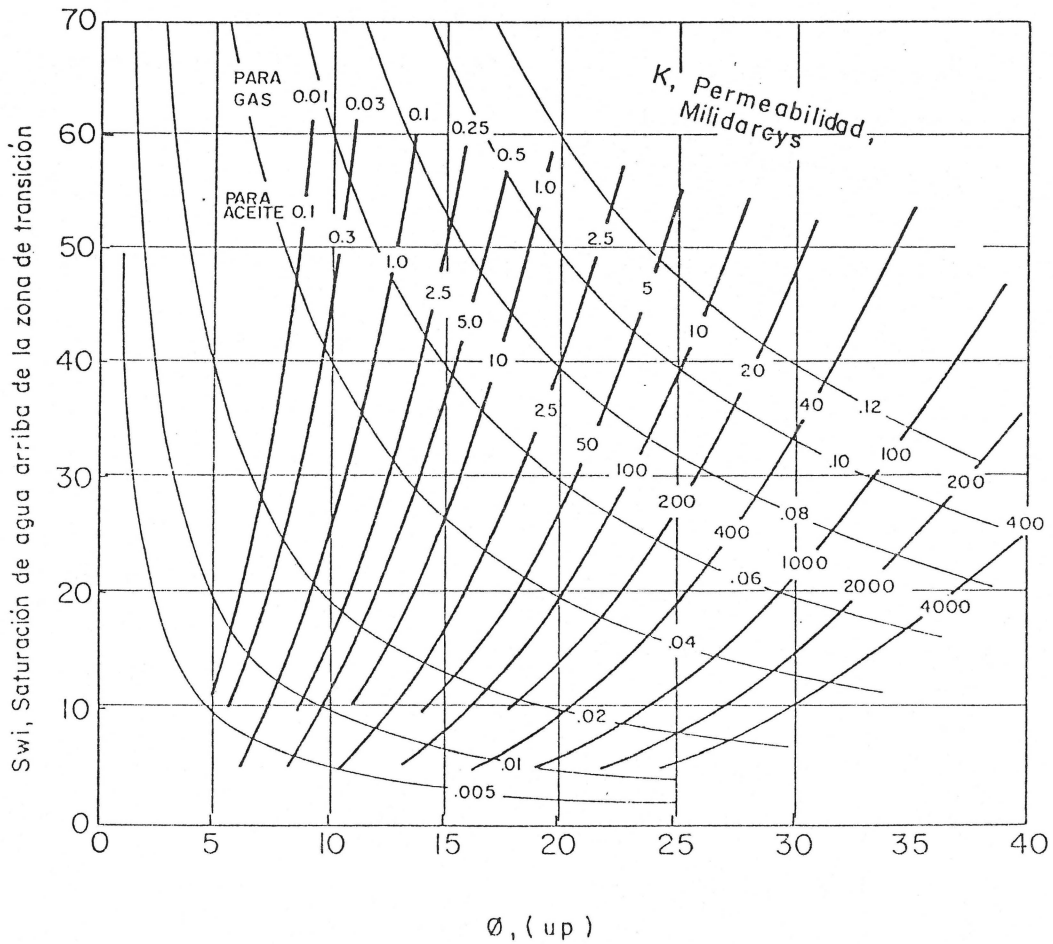


FIGURA 6.56. GRAFICA PARA ESTIMAR LA PERMEABILIDAD DE ARENISCAS Y ARENAS ARCILLOSAS (SCHLUMBERGER, 1979, P. 83).

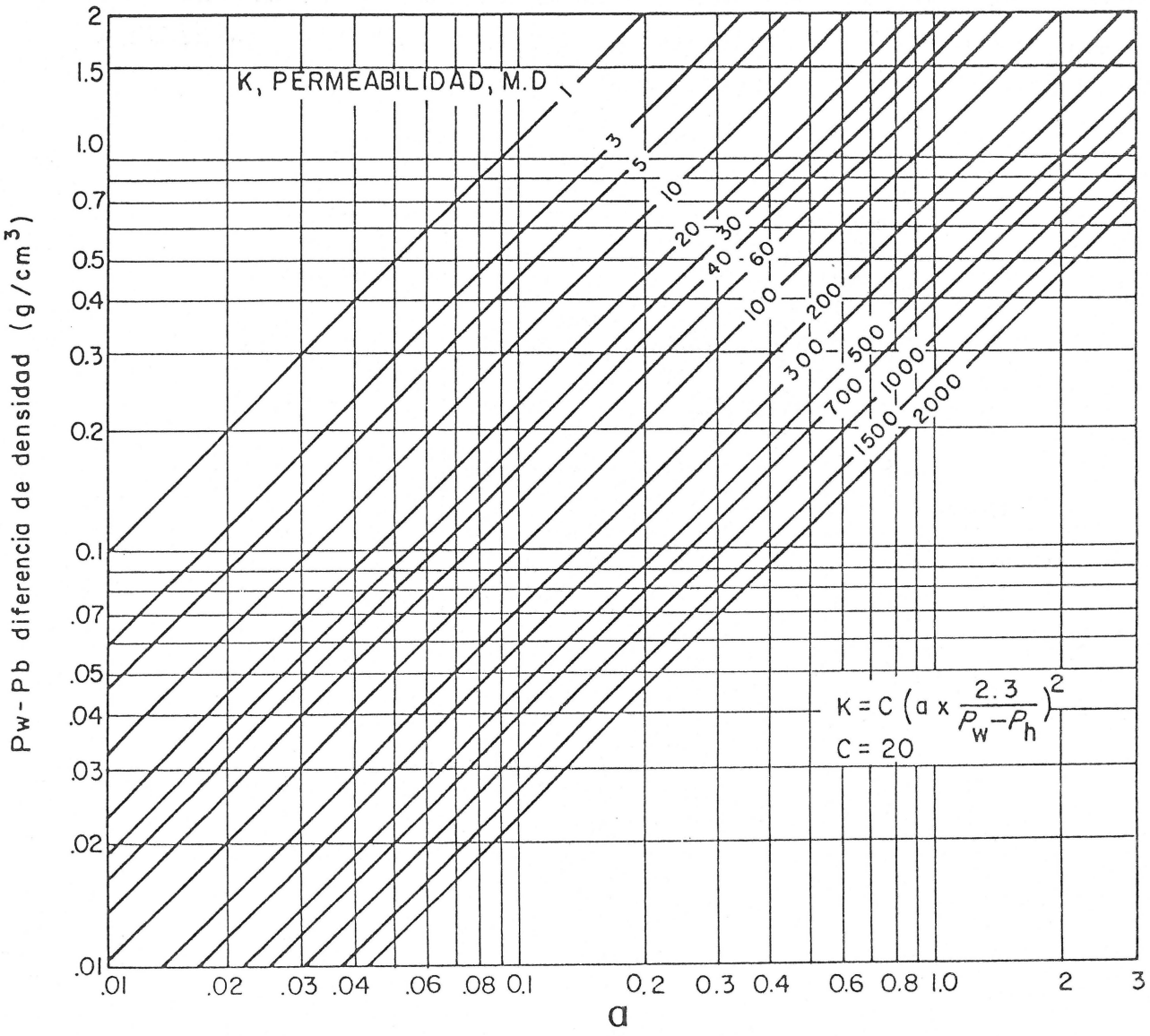


FIGURA 6.57. GRAFICA PARA ESTIMAR LA PERMEABILIDAD A PARTIR DEL GRADIENTE DE RESISTIVIDAD (SCHLUMBERGER, 1979, P. 82).

6.2.7 ESTIMACIÓN DE LA DENSIDAD DEL HIDROCARBURO

El cálculo se realiza a partir de la combinación de los registros densidad-neutrón; además, se requiere conocer el valor de Srh que se puede obtener como Srh = 1 - Sxo. Los

valores ϕ_N y ϕ_D se corrigen por arcillosidad para obtener ϕ_{NC} y ϕ_{DC}, se calcula la relación ϕ_{NC}/ϕ_{DC} y se utiliza la gráfica de la figura 6.58 para estimar el valor ρ_h.

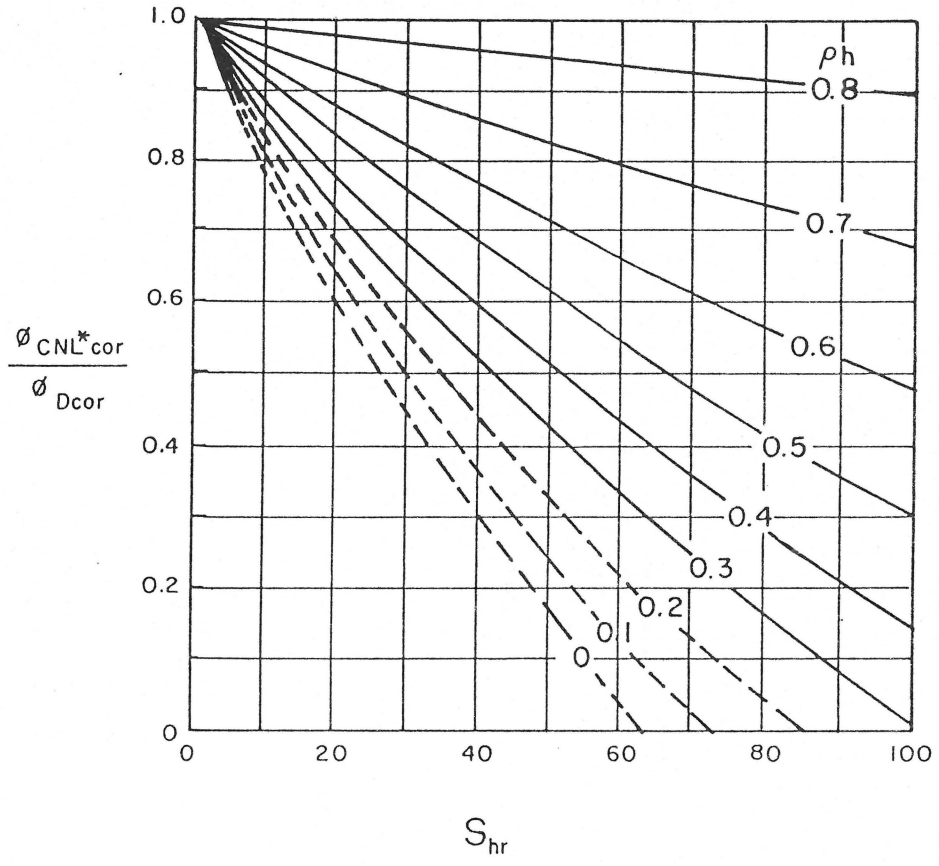


FIGURA 6.58. GRAFICA PARA ESTIMAR LA DENSIDAD DE HIDROCARBUROS A PARTIR DE LOS REGISTROS FDC Y CNL (SCHLUMBERGER, 1984, P. 49).

6.2.8 REGISTROS PROCESADOS

A partir de 1970, las compañías de servicio se han dedicado a crear el *software* suficiente para presentar la información que se obtiene del pozo ya procesada e interpretada en forma de registro; esto ha traído como consecuencia que los métodos de interpretación se mejoren día a día.

Estos registros presentan los cálculos de saturación de agua e hidrocarburos, movilidad de hidrocarburos, tipo y volumen de minerales, indicación de capas y características estratigráficas, etc.; cada compañía los nombra de diferente manera. A continuación se describen los más importantes.

6.2.8.1 Registros procesados en el pozo: *cyberlook*

Cyberlook es un análisis rápido que efectúa en el pozo la compañía Schlumberger para formaciones arcillosas. Está basado en el modelo de dos aguas. El registro consta de un conjunto de curvas procesadas, de las cuales las más importantes son la de saturación corregida y la de porosidad. El programa puede aplicarse en arenas y carbonatos.

Los datos de entrada al programa son: el registro DIL-SFL o su equivalente; densidad, neutrón, SP y RG; adicionales: el registro sónico para situaciones de agujero rugoso y Rxo para el cálculo de aceite móvil.

El procesado se efectúa una vez que se han realizado todas las corridas. Se debe especificar la matriz de calibración para obtener las porosidades de los registros de neutrón y de densidad, densidad del lodo, tamaño de barreno, densidad del fluido, temperatura en el fondo del agujero y la deriva del SP.

6.2.8.2 Registros procesados en centro de cómputo

El registro cyberlook es excelente para proporcionar un panorama general y un diagnóstico, pero no es recomendable para tomar decisiones finales. Donde la interpretación es débil y se desea la mayor exactitud posible y el costo del registro se justifica, lo mejor es realizar un procesado más

exhaustivo. La mayoría de las compañías de servicio tienen lugares estratégicos donde se realiza el procesado por expertos, los algoritmos son muy complicados y hay más tiempo para generar histogramas, gráficos de interrelación y seleccionar mejor los parámetros.

A continuación se presentan los programas más utilizados y se indica la ecuación de saturación utilizada.

Schlumberger

- **Saraband** (para arenas arcillosas: relación de Simandoux modificada).
- **Coriband** (carbonatos arcillosos: relación de Simandoux).
- **Volan** (reemplaza a las ecuaciones anteriores: relación de dos aguas).
- **Global** (programa adaptable en error mínimo para arenas y carbonatos arcillosos. Combina las ecuaciones de dos aguas y Waxman-Smits).

Existen otras compañías como la Shell, Dresser-Atlas y Welex que tienen sus propios programas basados en las mismas relaciones.

La figura 6.59 muestra un diagrama de flujo que sigue la información para obtener el registro coriband. El criterio que se toma es que al inicio se escojan los minerales representativos de la formación. La arcillosidad se evalúa a partir de los indicadores (RG, SP, etc.), las lecturas de porosidad se corrigen para obtener una primera aproximación de ϕ y poder calcular Sxo. Las correcciones por hidrocarburos eventualmente se realizan y se calculan ϕ, Sw, Sxo, y ρma. En este punto se verifica el valor estimado de ρma. Los resultados se presentan en forma de registro. La figura 6.60 muestra un ejemplo.

a) El primer carril da características de la formación (porosidad secundaria, densidad de grano y radiactividad natural).

b) El segundo carril presenta las características de producción (saturación de agua e índice de permeabilidad, calculado a partir de métodos empíricos).

c) El tercer carril proporciona un análisis de los fluidos contenidos en los poros (agua, hidrocarburos móviles y residuales).

d) El cuarto carril presenta un análisis litológico (porosidad, matriz de la roca y arcilla).

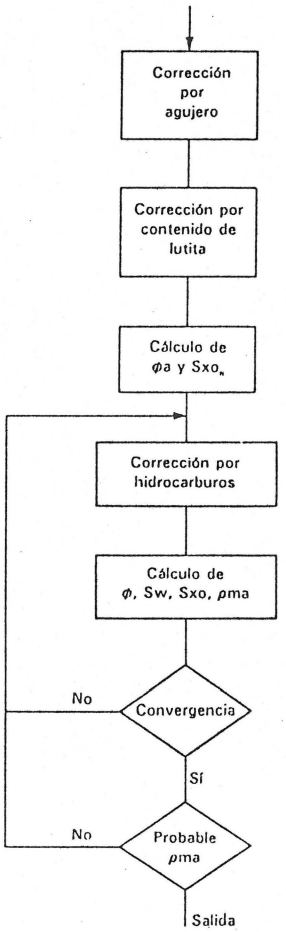


FIGURA 6.59. DIAGRAMA DE FLUJO PARA OBTENER EL REGISTRO CORIBAND (DESBRANDES, 1984, P. 301).

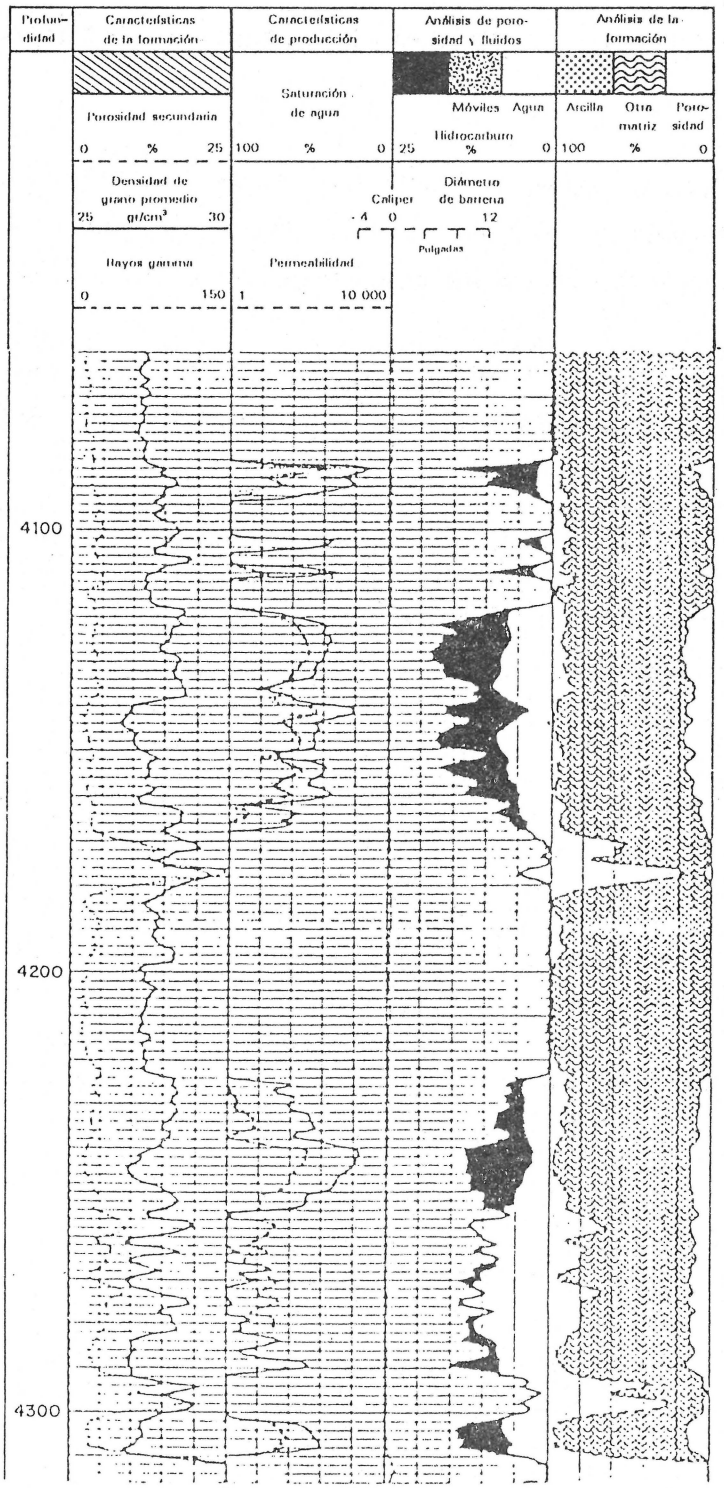


FIGURA 6.60. EJEMPLO DE UN REGISTRO PROCESADO TIPO CORIBAND (DESBRANDES, 1984, P. 302).

El registro *saraband* presenta el análisis realizado en formaciones arcillosas, la figura 6.61 es un ejemplo.

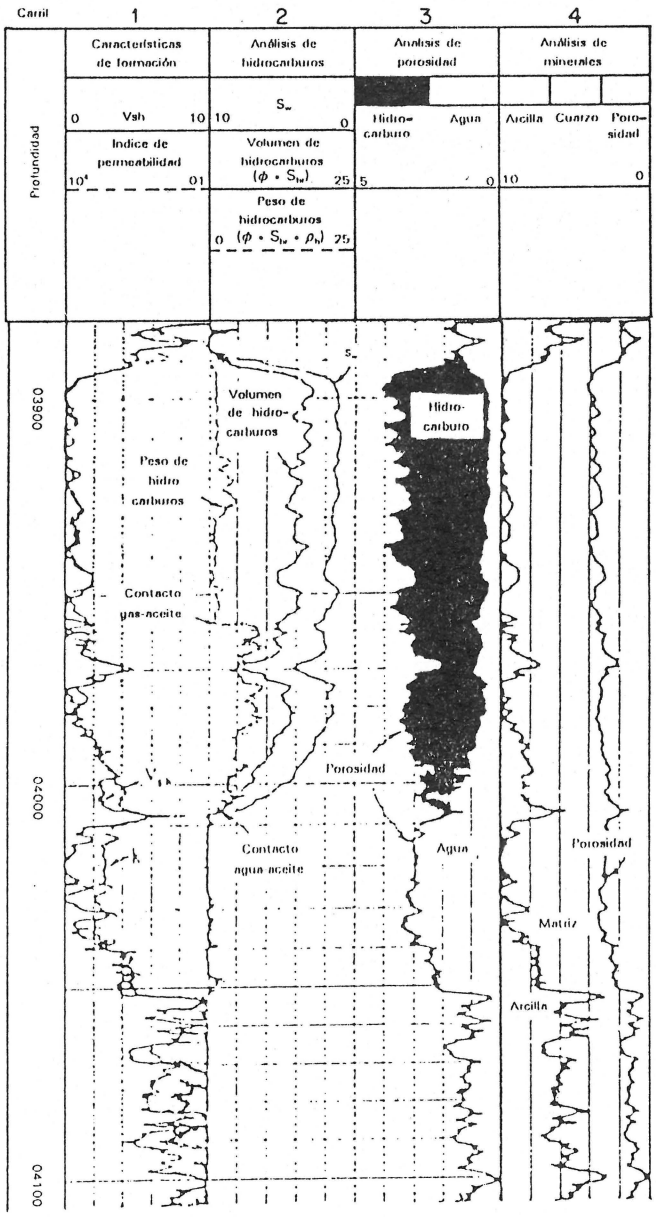


FIGURA 6.61. EJEMPLO DE UN REGISTRO TIPO SARABAND (DESBRANDES, 1984, P. 303).

a) El primer carril presenta una curva que indica el contenido de arcilla Vsh y una curva de permeabilidad.

b) El segundo carril contiene tres curvas (saturación de agua Sw, volumen de hidrocarburos ϕ Srh, y una para el peso específico de los hidrocarburos contenidos en los poros, ϕ Srh ρhc).

Los otros dos carriles son idénticos a los que presenta el registro coriband.

El registro *saraband-silt* se basa en la gráfica cruzada $\phi N - \phi D$ para determinar el volumen de arcilla y la porosidad efectiva, así como localizar zonas con gas. La figura 6.62 es un ejemplo.

El registro *volan* utiliza el método de dos aguas. La porosidad total ϕt se determina de la gráfica cruzada neutrón-densidad (figura 6.63); se emplean cuatro puntos: A = matriz, B = arcilla seca, C = agua, D = arcilla húmeda.

Las líneas paralelas a AB son valores de ϕt. La línea AC se divide entre $\phi t = 0$ y $\phi t = 100\%$.

$$Swb = \frac{\phi B}{\phi T} \qquad 6.103$$

Swb será 0% en formaciones limpias y 100% en zonas de arcilla o lutita. La presentación es similar a la del registro saraband.

El registro *global* toma como modelo los registros antes mencionados y luego los optimiza. La figura 6.64 muestra el diagrama de flujo.

El proceso puede describirse matemáticamente como sigue:

a_i lecturas de cada registro a la misma profundidad. ρ_b, ϕN, Δt, Rxo, Rt, GR, SP.

σ_i incertidumbre de cada una de las medidas, exactitud, correcciones, etc.

x_i parámetros buscados ϕ, Vcl, Sw, Sxo, ρma.

F_i función que une el valor teórico de a_i a x_i.

Ejemplos: $\rho_b = \phi Sxo\ \rho mf + \phi(1 - Sxo)\rho hc + Vcl\rho cl + (1 - \phi - Vcl)\rho ma$, etc.

$_i$ incertidumbre de la ley F_i (x_i).

Ejemplo: la incertidumbre para a, m, y n de $Rt = a\phi^{-m}\ Rw\ Sw^{-n}$.

La diferencia entre el valor leído y el valor teórico de cada registro se escribe como:

$$\Delta i^2 = \frac{(ai - Fi^{(x)})^2}{\sigma i^2 + \tau i^2} \qquad 6.104$$

La función de incoherencia para cada profundidad es:

$$\Delta(x,a) = \Sigma\Delta^2 + \Sigma b_j^2 \qquad 6.105$$

b_j son las condiciones a la frontera.

Ejemplo: $2.65 < \rho ma < 2.75$, $\phi > 0$, $Sxo > Sw$, etc.

La calidad de los resultados depende de:

i) El sistema a_i, x_i debe estar sobredeterminado, por ejemplo: $a > x$.

ii) Las ecuaciones y los límites físicos deben ser correctos.

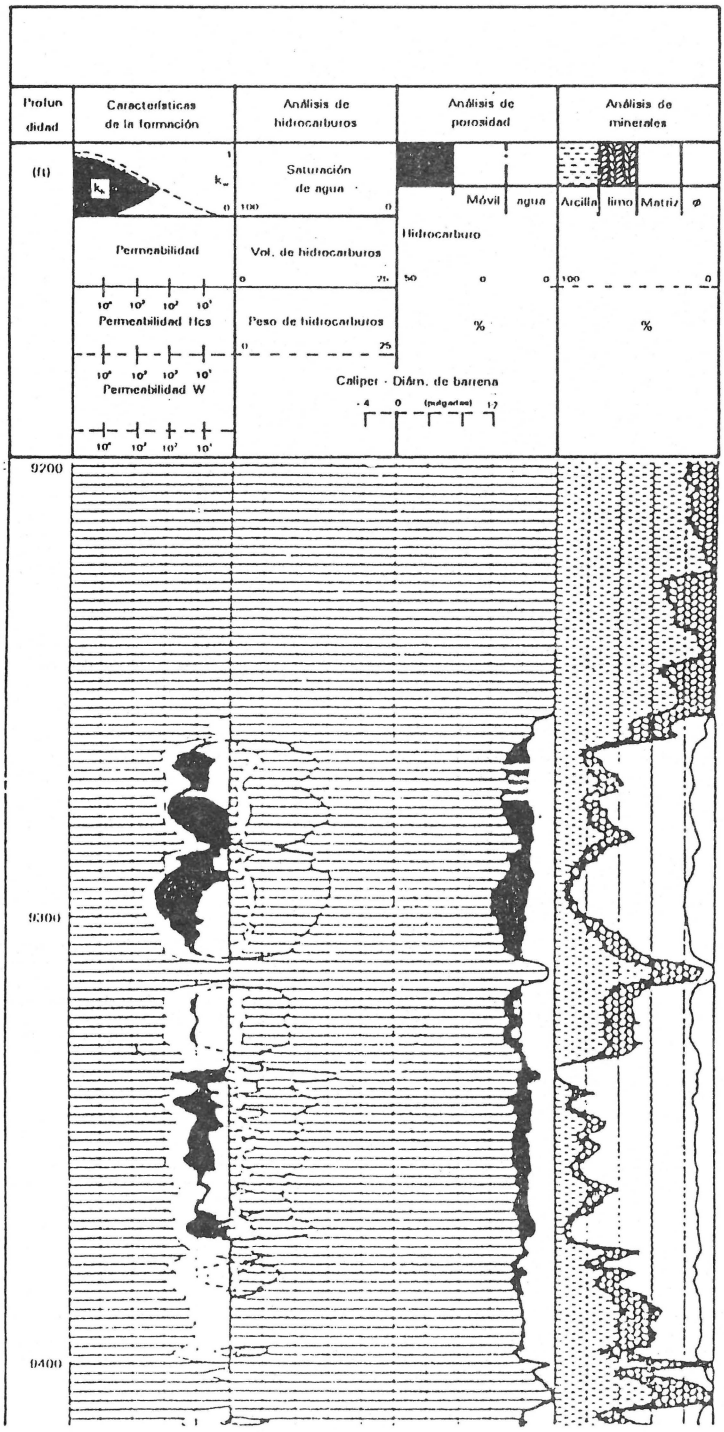


FIGURA 6.62. EJEMPLO DE UN REGISTRO TIPO SARABAND-SILT (DESBRANDES, 1984, P. 305).

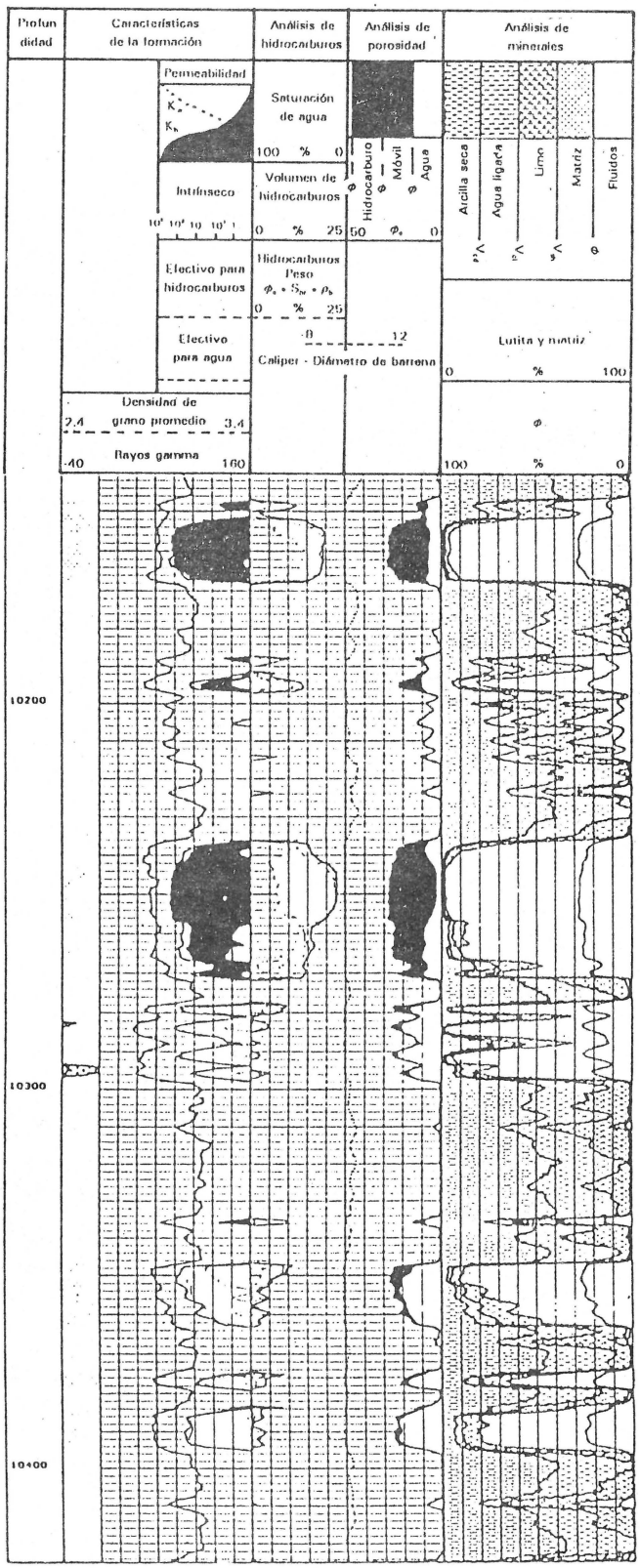
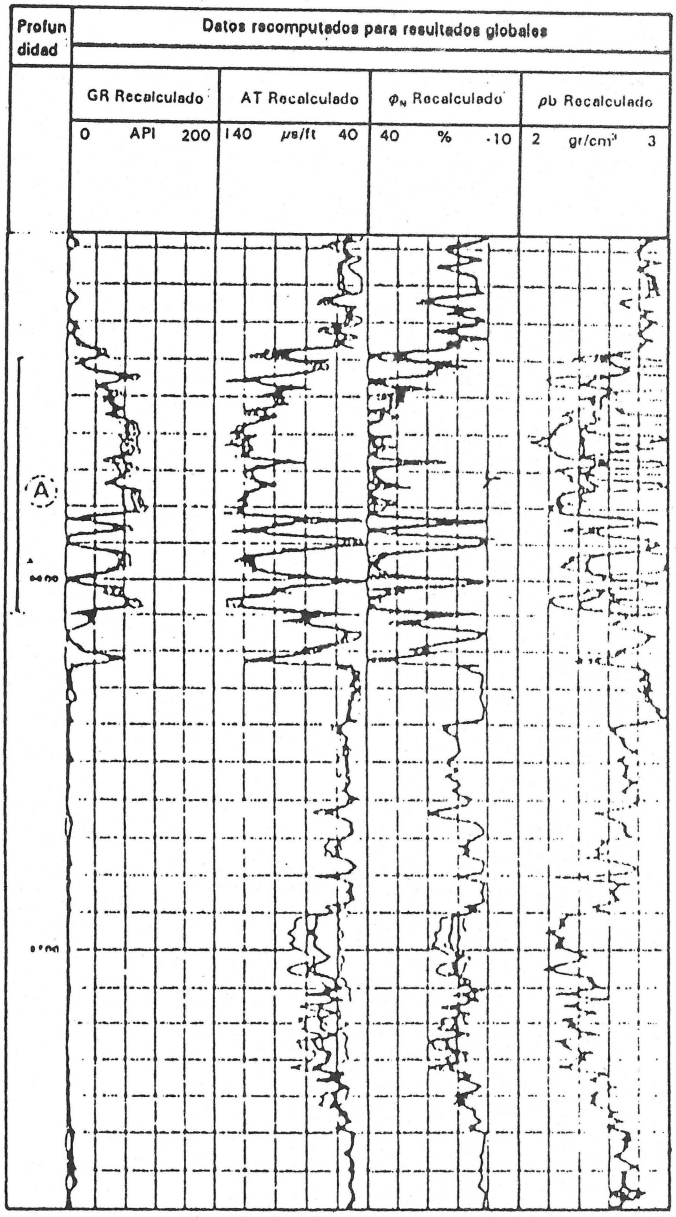
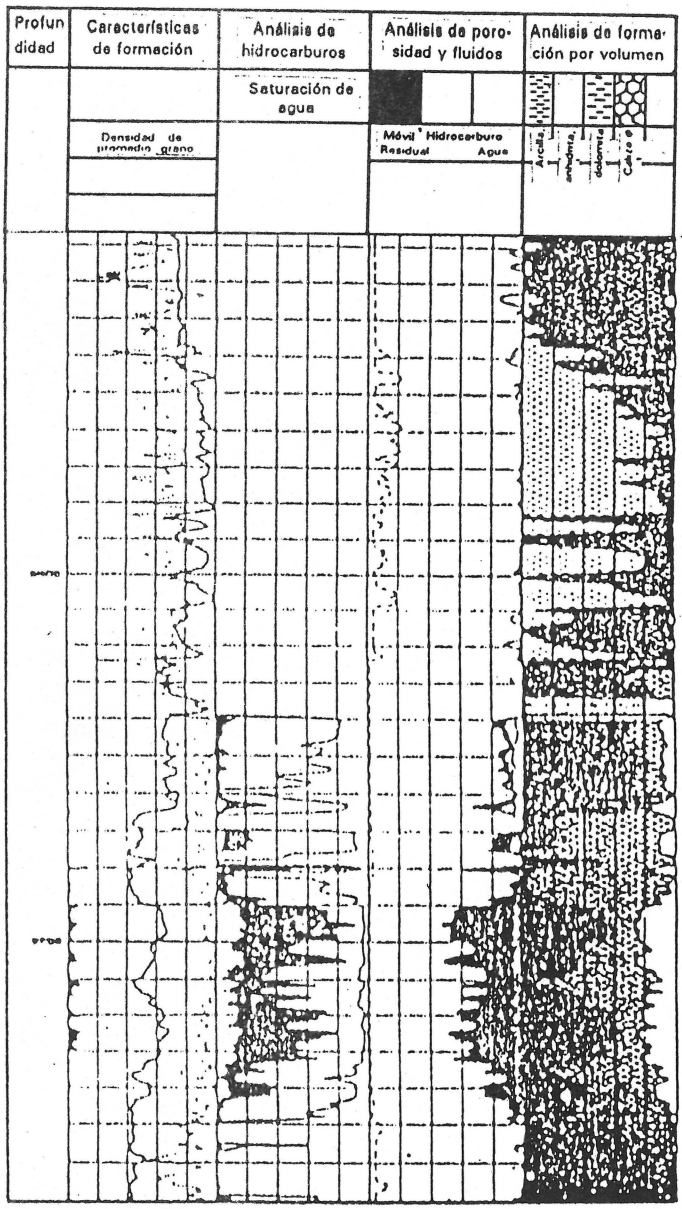


FIGURA 6.63. EJEMPLO DE UN REGISTRO TIPO VOLAN.



a) Registros reconstruidos



b) Presentación completa

FIGURA 6.64. EJEMPLO DE UN REGISTRO TIPO GLOBAL.

6.3 INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA-GEOFÍSICA

En esta parte, como ya se mencionó, se integrará la información obtenida de la interpretación cuantitativa para explicar en términos geológicos los parámetros obtenidos. Existe una gran variedad de criterios que se pueden aplicar, pero dependerá principalmente del conocimiento geológico del analista sobre el área que esté estudiando.

En el desarrollo de este tema, primero se tratarán de explicar algunos de los métodos ya conocidos y después los menos conocidos, pero que tienen una aplicación práctica.

6.3.1 ESTIMACIÓN DE PRESIONES ANORMALES

Como se mencionó en el tema 6.2.1.4, inciso a, las presiones normales en un yacimiento se consideran las que están en un rango de 0.433 a 0.465 psi/ft. La evaluación de las presiones anormales es esencial, tanto para la perforación como en la evaluación. Para la perforación es de suma importancia, ya que se tienen que hacer lodos que tengan el peso suficiente para equilibrar las altas presiones de la formación, principalmente la del pozo. Mientras que para la evaluación, una zona con alta presión indica un importante volumen de hidrocarburos en el yacimiento.

Desde un punto de vista más estricto, se considera una *presión normal* aquella que es equivalente a la columna de agua con la salinidad respectiva y que es igual a la profundidad de la formación en cuestión. Presiones mayores que ésta se consideran *anormales*, mientras que aquellas que son menores se llaman *subnormales*. Los factores que pueden originar las presiones anormales son muchos, pero se pueden clasificar en los siguientes cuatro grupos.

6.3.1.1 Artesiana

La figura 6.65 muestra ilustrativamente la forma en que se genera. La presión se crea por un relieve estructural. Este tipo se presenta generalmente en pozos de agua.

6.3.1.2 Entierro y excavasión

En este modelo la formación se entierra por el depósito de otros sedimentos y tiene una presión normal. Si la profundidad a la que se encuentra el yacimiento se reduce por erosión, levantamiento o fallamiento, la presión en el yacimiento permanece igual, pero la profundidad respecto de la superficie se reduce y origina un gradiente de presión mayor que el normal.

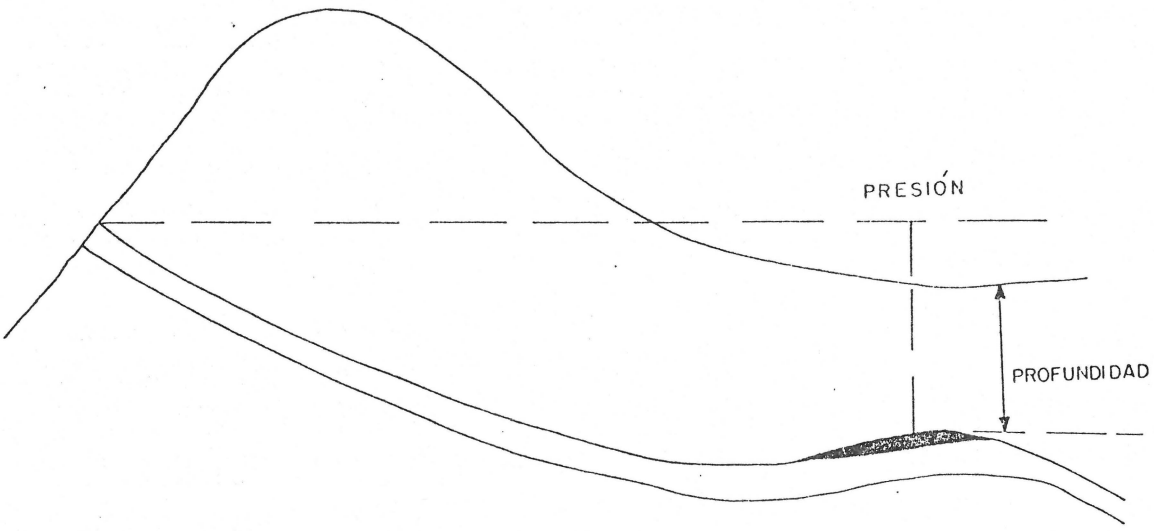


FIGURA 6.65. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA FORMA EN QUE SE PUEDE GENERAR UNA ZONA ARTESIANA.

6.3.1.3 Relieve estructural a lo largo de un yacimiento con gas

Si un yacimiento con gas tiene un acuífero presionado normalmente, la cima de éste tendrá una presión anormal. Esto se debe a que el gas tiene una densidad muy baja y un gradiente de presión bajo. Si la zona con agua está normalmente presionada, ésta mantendrá la presión en el contacto gas-agua. La presión en el tope de la estructura con gas es esta presión menos el gradiente de la zona con gas. En la figura 6.66 se muestra que la presión en la cima del yacimiento es anormal.

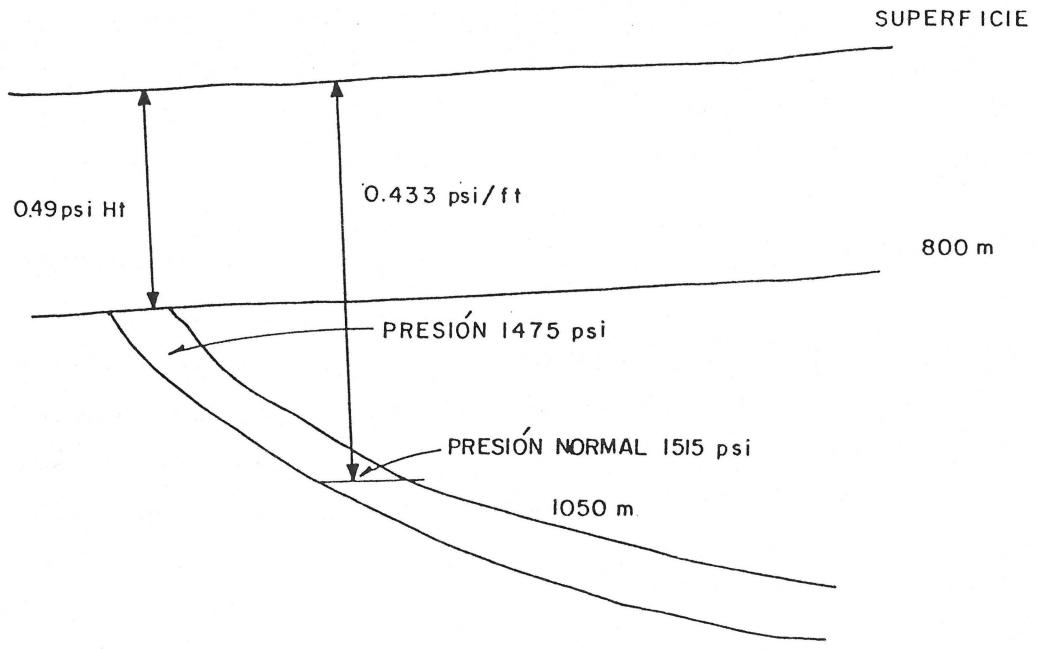


FIGURA 6.66. REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN RELIEVE ESTRUCTURAL.

6.3.1.4 Depósito excesivamente rápido

Si durante una depositación rápida de sedimentos, un lente de arena se sella de tal manera que los líquidos no puedan migrar a la superficie, la zona se convierte en sobrepresionada. El

sello detiene o limita la migración de los fluidos en el yacimiento y en las lutitas adyacentes. El sello puede ser una lutita, evaporita o cualquier roca no permeable.

6.3.1.5 Detección de zonas con presiones anormales

Existen varios métodos para detectar estas zonas, los cuales pueden ser: geofísica de superficie, durante la perforación, análisis de muestras, temperatura y registros de pozos. En este punto nos referiremos únicamente al último concepto.

Los registros más comúnmente utilizados para detectar este tipo de presiones son los de resistividad (normal corta o inducción), acústico y densidad. Otros registros, como los de neutrones, no son sensitivos a las variaciones que tienen los anteriores.

La detección se realiza en zonas de lutitas porque, como se explicó en el capítulo 2, la porosidad disminuye con la profundidad y como consecuencia la resistividad aumenta. En zonas anormales, la porosidad de la lutita es alta y la resistividad es baja. De igual forma en una zona anormal, el registro acústico dará tiempos de tránsito altos, mientras que el registro de densidad obtendrá lecturas bajas.

La figura 6.67 es un registro de inducción que se corrió en un pozo con presión anormal. Las lecturas de la curva de conductividad y normal corta se realizaron en zonas de lutitas y se listan en la misma figura.

Los valores de resistividad de la normal corta se graficaron contra la profundidad, como se ilustra en la figura 6.68. Se aplica un análisis de regresión lineal y se obtiene una curva promedio de la tendencia. A partir de los 12,000 ft, los puntos de lutita se desvían de la tendencia e indican una zona anormal. Los pesos del lodo en el momento de efectuar el

registro se muestran también en la figura 6.68. A mayor densidad del lodo, se observa una mayor desviación del tren normal.

Las curvas de calibración que se relacionan con la presión de la formación se consideran en zonas donde exista lutita y se han desarrollado para bastantes regiones. La figura 6.69 muestra algunas curvas tipo. Para poder entender el uso de estas curvas se presentará un ejemplo.

Se obtiene la relación de conductividades de la lutita con un comportamiento anormal entre la que tiene uno normal o viceversa, si se trabaja con resistividades. El gradiente de presión se obtiene de la línea para la región en cuestión. Por ejemplo, en la figura 6.68, a los 15,000 ft la tendencia normal de la línea de lutita lee un valor de 2.8 ohm-m, mientras que en la resistividad anormal se lee un valor de 0.6 ohm-m: la relación es 4.7. Ubicando en la figura 6.69 el valor de 4.7, se intersecta en la línea del Oligoceno-Mioceno de la región del sur de Lousiana, ya que el registro de la figura 6.67 corresponde a esa zona. El gradiente de presión es de 0.91 psi/ft (escala izquierda) o un poco más grande de 17.5 lb/gal de peso de densidad de lodo.

Hoy en día, los registros se utilizan para confirmar o descartar la existencia de presiones anormales después de que el pozo se ha perforado.

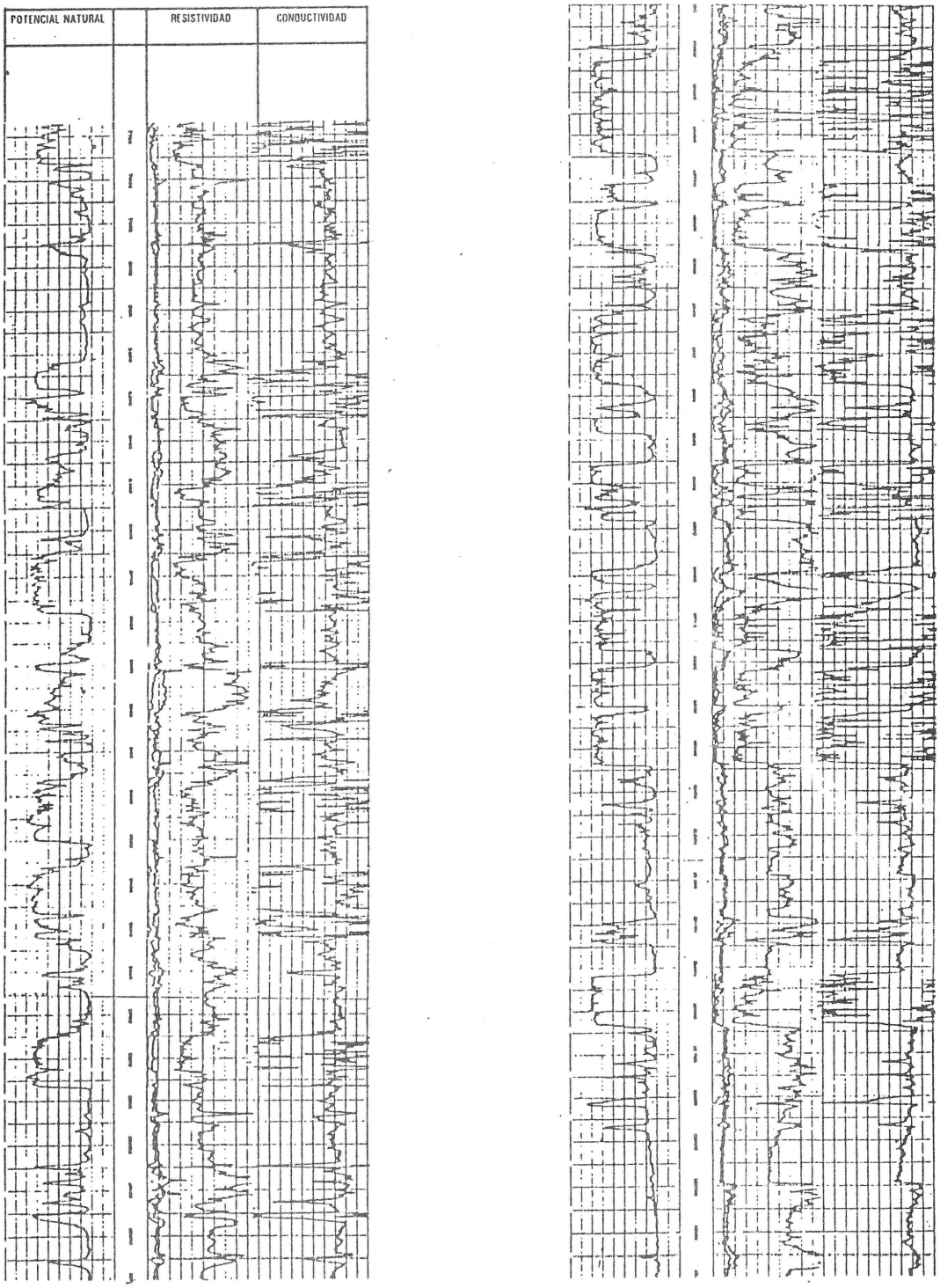
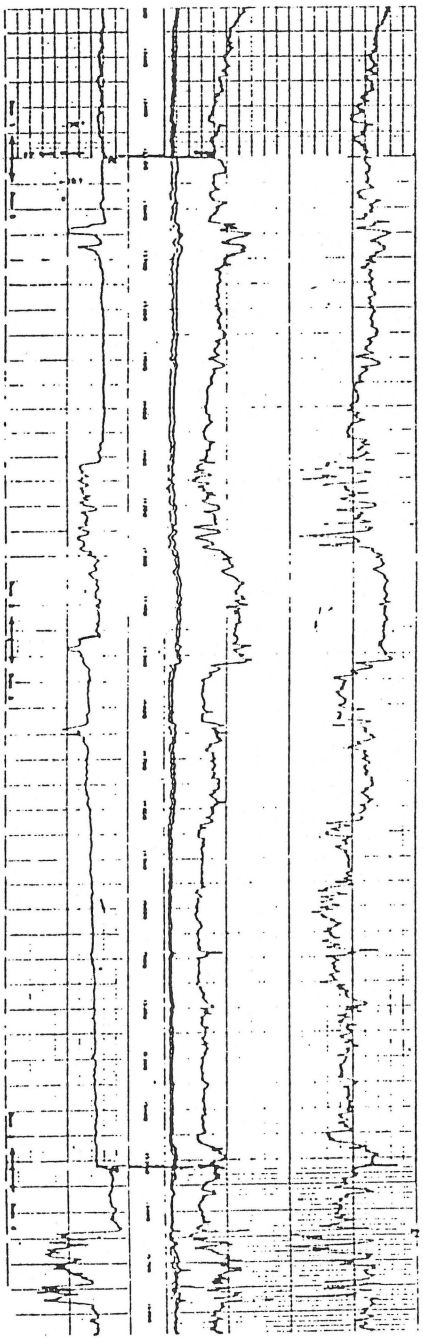


FIGURA 6.67. REGISTRO DE INDUCCION CORRIDO EN UN POZO Y LOS VALORES DE LAS LECTURAS EN ZONAS DE LUTITAS (HILCHIE, 1978, PP. 15.5 Y 15.6).



Profundidad (ft)	Normal corta (ohm.m)	Conductividad mmho/m
8050	.85	1600
8560	.92	1600
8800	1.	1200
9090	.85	1600
9570	.8	1800
9670	1.	1200
9870	1.	1400
9980	.95	1400
10000	.95	1200
10230	1.05	1200
10280	1.	1300
10670	1.	1300
11200	1.4	800
11340	1.4	800
11540	1.6	600
11800	1.3	800
12500	1.	1200
13250	1.	1200
14550	.6	2300
15400	.6	2100
16800	.6	2800

FIGURA 6.67. CONTINUACION.

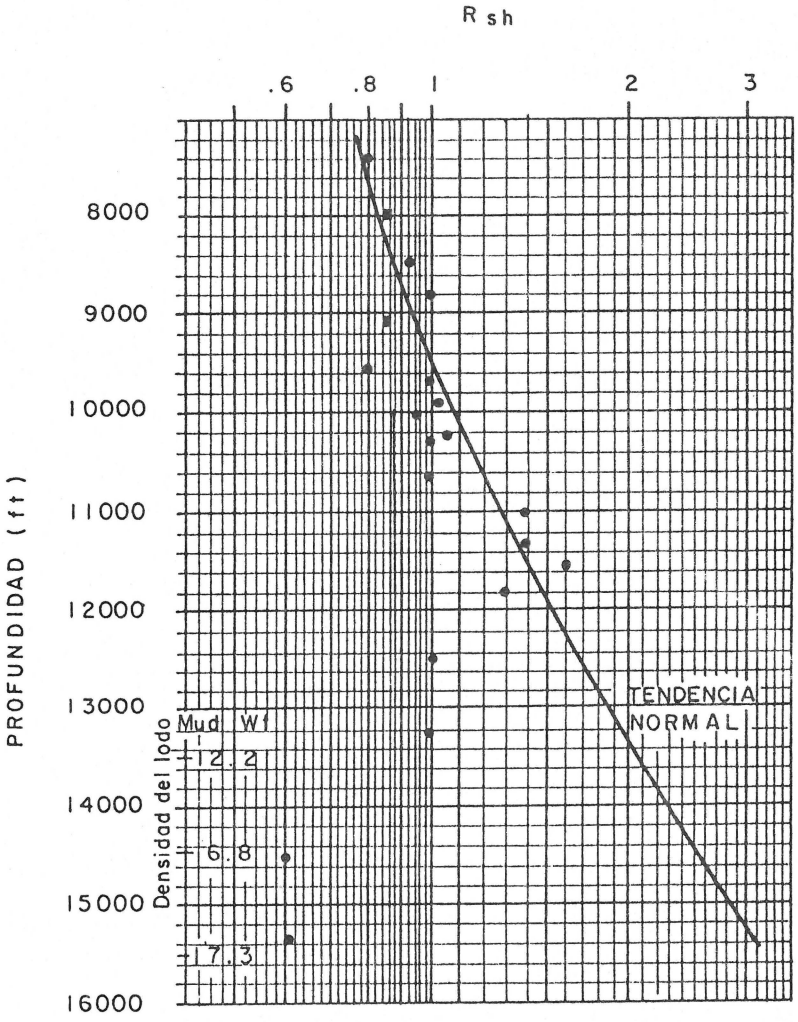
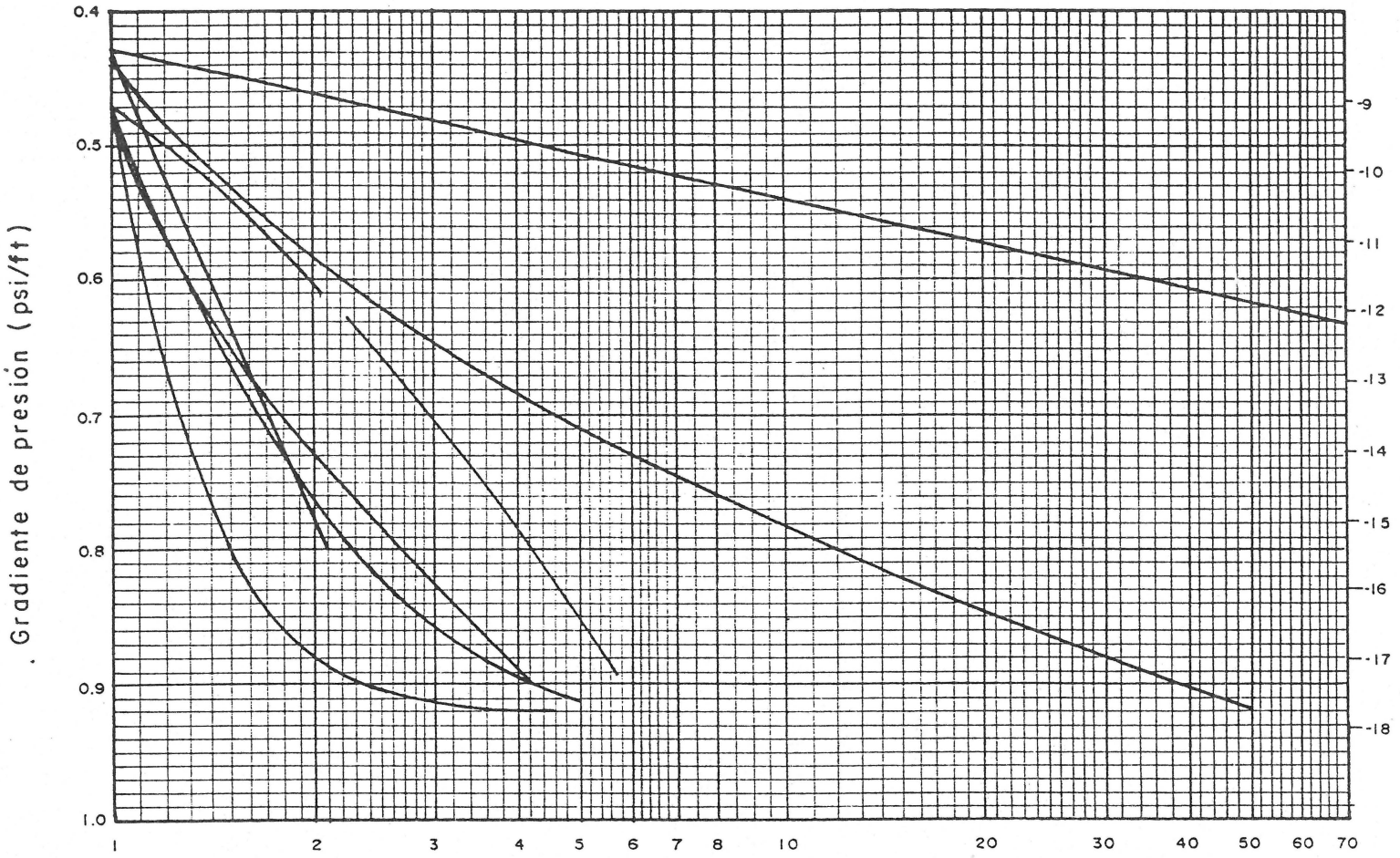


FIGURA 6.68. GRAFICA DE LOS VALORES DE RESISTIVIDAD DE LAS ZONAS CON LUTITA CONTRA LA PROFUNDIDAD DEL REGISTRO DE LA FIGURA 6.67.



$$\text{Relación} = \frac{Rsh(\text{normal})}{Rsh\ (\text{anormal})} \quad o \quad \frac{\text{Conductividad lutita anormal}}{\text{Conductividad lutita normal}}$$

FIGURA 6.69. CURVAS DE CALIBRACION PARA DIFERENTES REGIONES (HILCHIE, 1978, P. 15.9).

6.3.2 GRADIENTE DE LA LÍNEA DE POTENCIAL NATURAL

Para poder notar si la línea base de lutita en la curva de potencial natural presenta alguna tendencia, se requiere contar con el registro completo, o bien, tramos mayores de 200 m donde existan espesores gruesos de lutitas o secciones con resistividad grandes, tales como anhidrita, yeso o calizas.

Una observación inicial sugiere que las derivas pueden ser evidencias de movimientos de fluidos verticales en tiempos geológicos pasados, y principalmente debido a la expulsión del agua o a una evaporación.

Un gradiente positivo o deriva hacia la izquierda, se puede asociar a la presencia de hidrocarburos; mientras que si es hacia la derecha, puede indicar zonas con agua. Un ejemplo se presenta en la figura 6.70, la cual muestra una sección de un registro de inducción. El gradiente es de +25 mv/500 ft.

La figura 6.71 muestra un gradiente de 8,190 a 8,300 ft hacia la izquierda y está asociado a la presencia de hidrocarburos.

6.3.3 IDENTIFICACIÓN DE CONTACTOS ENTRE FLUIDOS

Como ya se mencionó, los registros de resistividad reaccionan mejor al tipo de fluidos que contienen los poros, si éstos están comunicados. A partir de este concepto se puede llegar a identificar el contacto entre dos o más fluidos.

El gas y el aceite tienen altas resistividades, mientras que el agua tiene baja. Un intervalo donde se presente un contacto mostrará un cambio brusco en los valores de resistividad. La figura 6.72 muestra un ejemplo.

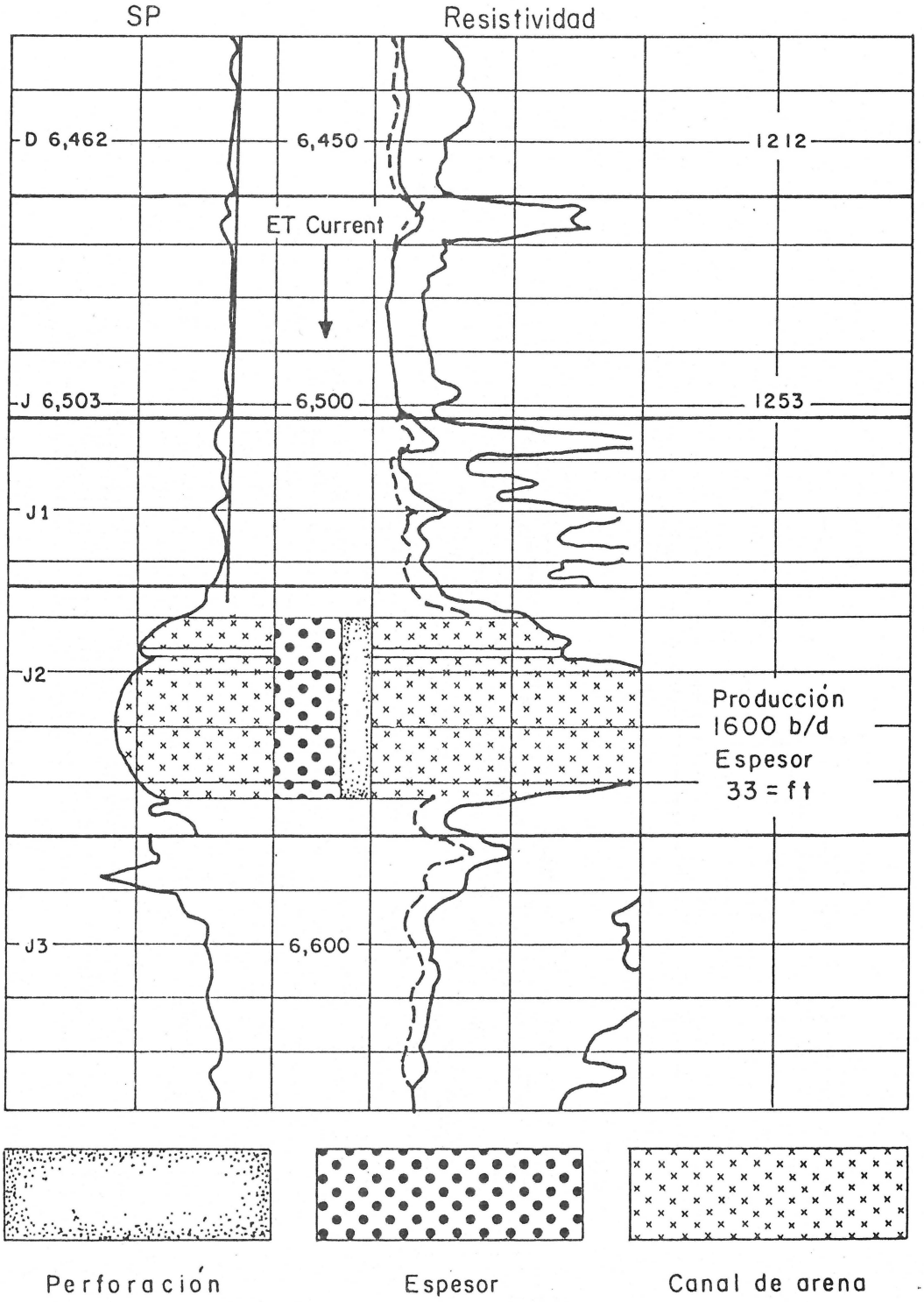


FIGURA 6.70. FIGURA DE LA DERIVA DEL SP DEFINIENDO UNA ZONA CON POSIBILIDADES DE CONTENER HIDROCARBUROS (PIRSON, 1981, P. 20).

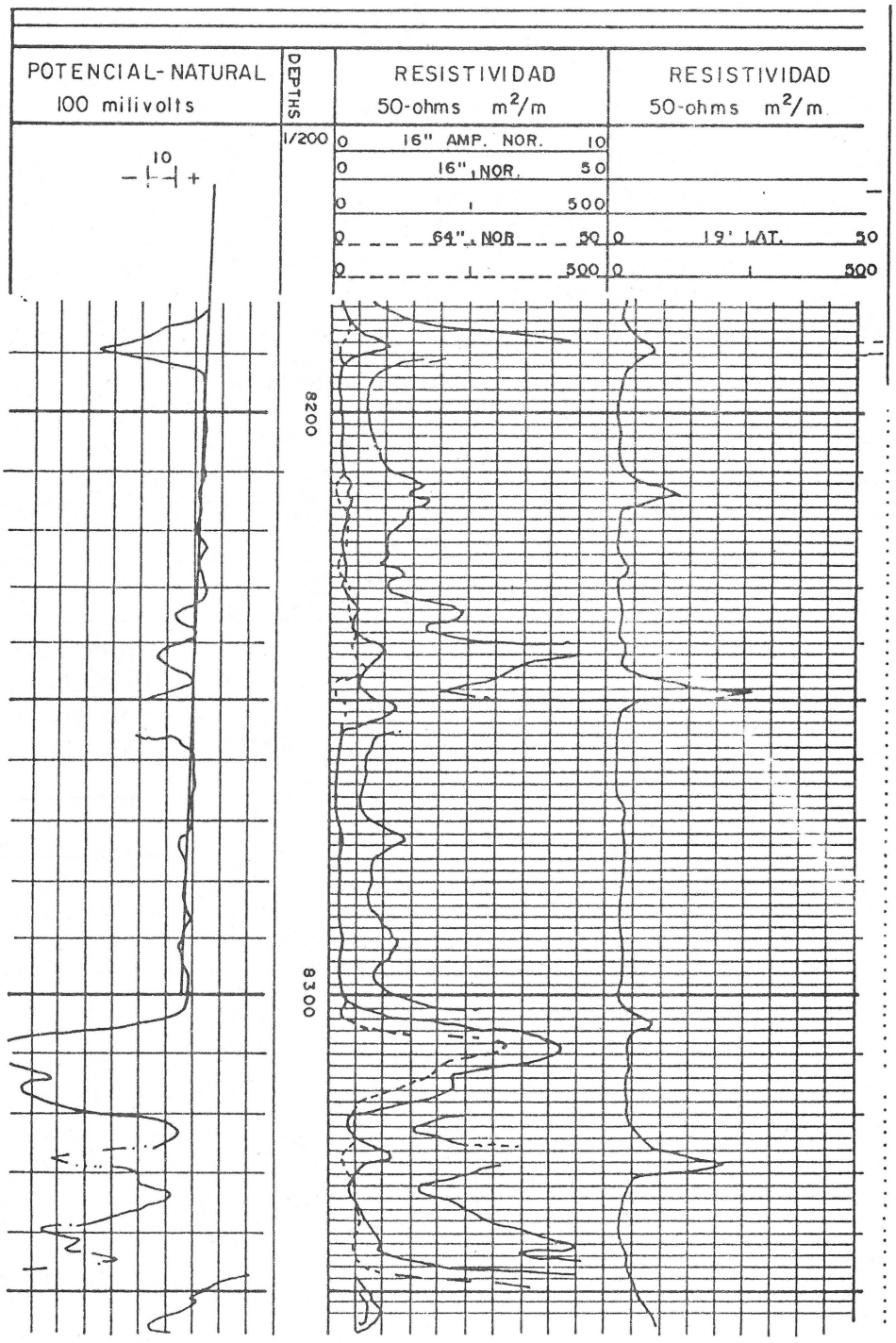


FIGURA 6.71. EJEMPLO DE LA DERIVA DE SP EN UN REGISTRO ELECTRICO INDICANDO LA POSIBLE PRESENCIA DE HIDROCARBUROS (PIRSON, 1981, P. 22).

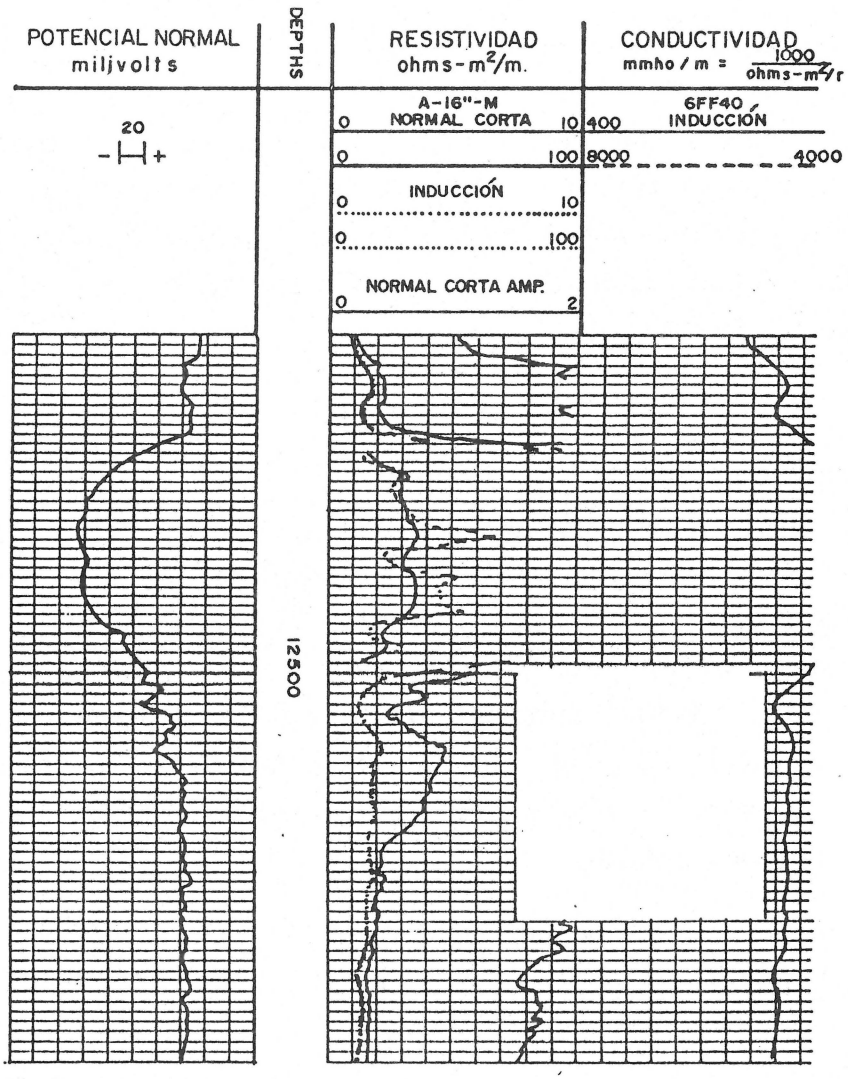


FIGURA 6.72. EJEMPLO DE UN REGISTRO MOSTRANDO UN CONTACTO ENTRE FLUIDOS (PIRSON, 1978, P. 13.21).

6.3.4 PATRONES DE SEDIMENTACIÓN

Con los registros geofísicos se pueden definir patrones de sedimentación que pueden ser muy útiles para la identificación de algunos ambientes de depósito. Esto se realiza con base en el tamaño del grano, las estructuras primarias sedimentarias y características en la geometría del yacimiento.

6.3.5 FORMA DE LA CURVA DE POTENCIAL NATURAL

El estudio de la forma de la curva del potencial natural con base en la geología permite caracterizar la secuencia vertical de los depósitos de sedimentos que se pueden agrupar en seis modelos. En estos modelos es conveniente tener también la curva de resistividad.

6.3.5.1 Modelo marino regresivo

La figura 6.73 muestra algunos ejemplos de la forma del registro eléctrico para definir este tipo de modelo. Se nota un cambio brusco de lutita a arena en la parte superior y hacia abajo un cambio gradual de arena a lutita. El máximo valor de la curva SP se encuentra cerca de la cima de la arena. Las intercalaciones de lutita en la base del cuerpo tienen una forma dentada.

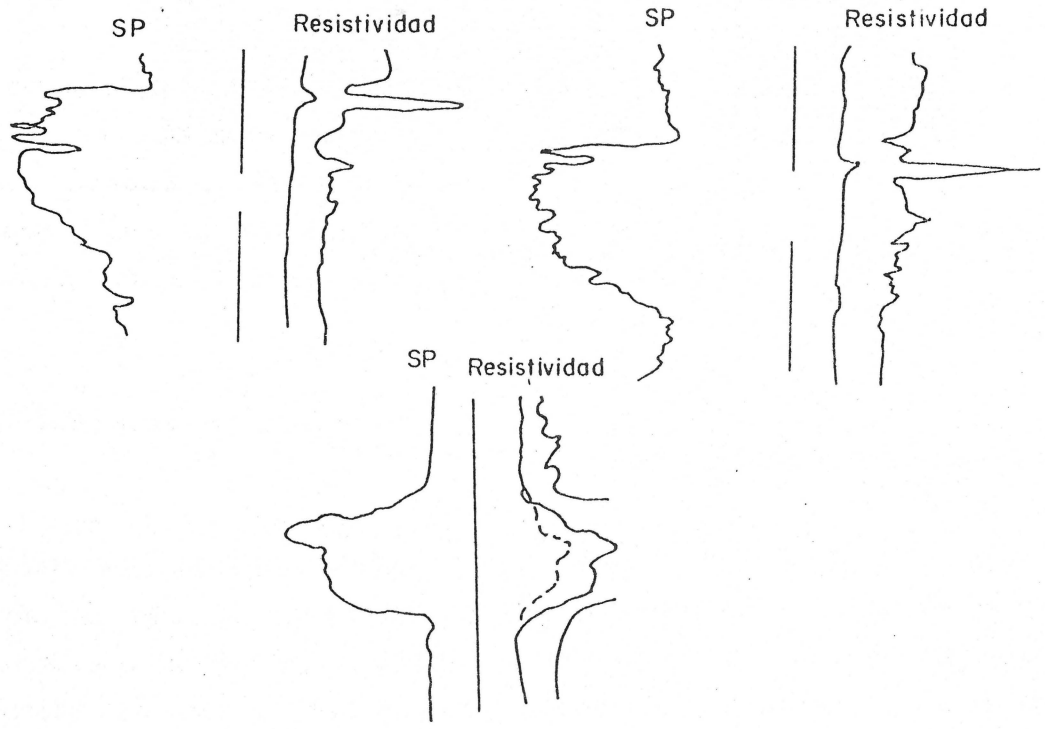


FIGURA 6.73. FORMA EN LA QUE SE PRESENTA LA CURVA DE POTENCIAL NATURAL PARA REPRESENTAR UN MODELO MARINO REGRESIVO.

6.3.5.2 Modelo fluvial

En la figura 6.74 la curva SP muestra un contacto inferior abrupto, originado por la presencia de una superficie de erosión; la parte media presenta interestratificación de arenas limos y lutitas que producen un patrón dentado en la curva SP. El porcentaje de lutitas aumenta hacia arriba, produciendo un contacto superior gradual.

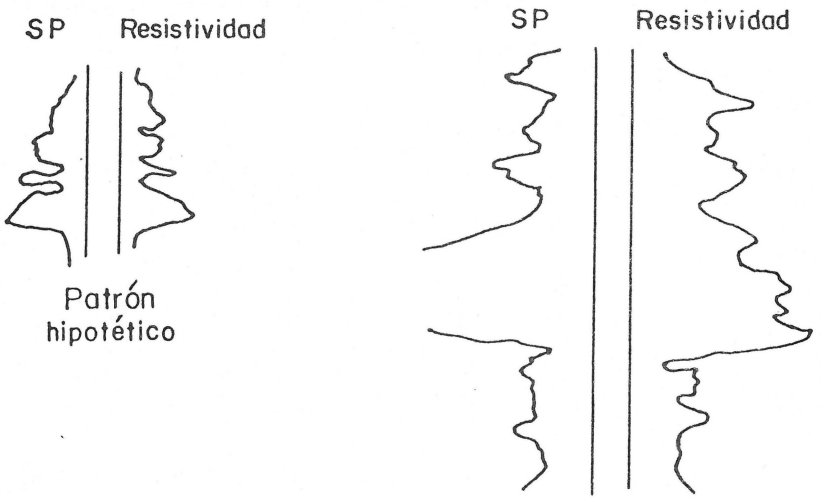


FIGURA 6.74. REPRESENTACION DE UN MODELO FLUVIAL A PARTIR DEL REGISTRO SP.

6.3.5.3 Modelo deltaíco

En una zona con canales distributarios, la forma de la curva de SP muestra un contacto inferior abrupto debido a la erosión de la base del canal. La porción media de la curva es generalmente lisa e indica arenas limpias, sin intercalaciones lutíticas. La figura 6.75 presenta algunos ejemplos.

6.3.5.4 Modelo marino transgresivo

La forma de la curva es contraria a la del inciso 6.3.5.1. Esto se debe a que el proceso transgresivo se inicia con la erosión marina de los sedimentos previamente depositados; el contacto en la base es erosivo, por lo que la forma de la curva de SP presenta un cambio abrupto. El valor del potencial disminuye hacia la cima, por la variación a granos más finos o más arcillosos hacia arriba. Este patrón es muy parecido al fluvial, sólo que los espesores en el medio marino son más pequeños. En la figura 6.76 se indican algunos ejemplos.

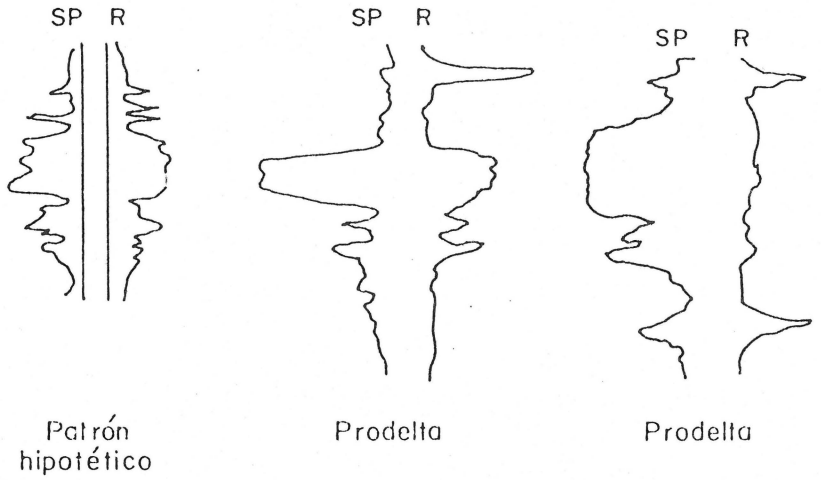


FIGURA 6.75. REPRESENTACION DE LA CURVA DE SP MOSTRANDO LA FORMA DE UN MODELO DELTAICO.

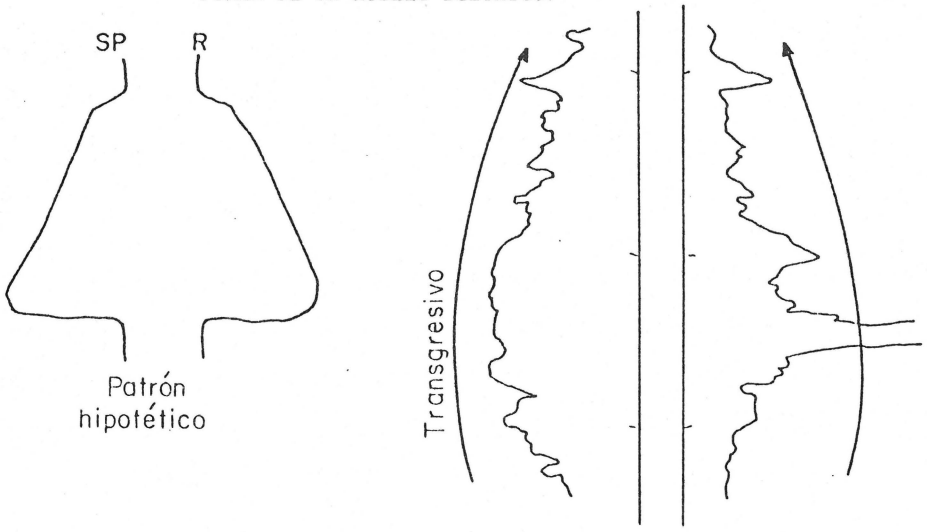


FIGURA 6.76. REPRESENTACION DE LA CURVA SP MOSTRANDO POSIBLES MODELOS MARINOS TRANSGRESIVOS.

6.3.5.5 Modelo batial-abisal

El patrón de las curvas del registro eléctrico en esta situación es muy similar al del modelo fluvial. Este patrón resulta de la clasificación que sufren los sedimentos llevados por la corriente de turbidez al sedimentarse en aguas tranquilas. La figura 6.77 muestra un ejemplo.

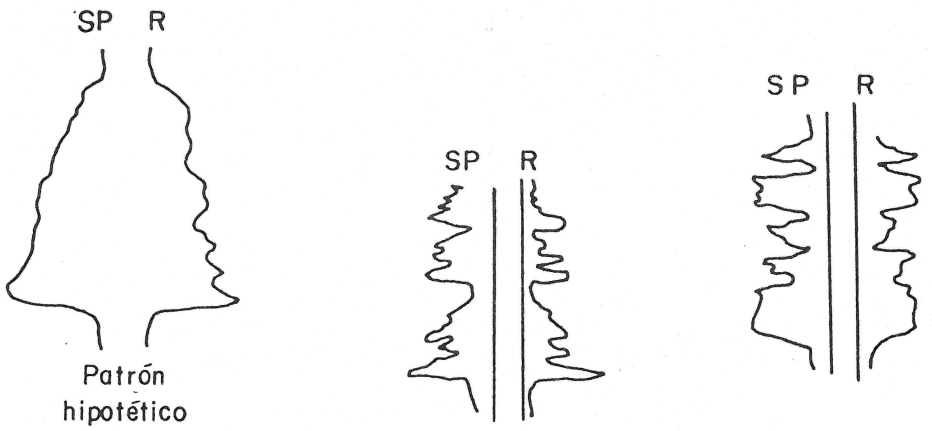


FIGURA 6.77. REPRESENTACION DE LA CURVA DE SP MOSTRANDO LA FORMA DE UN MODELO BATIAL-ABISAL.

6.3.5.6 Modelo lacustre

La secuencia vertical de los sedimentos para este modelo es muy parecida a la del marino regresivo. La secuencia vertical para un lago es: finos en la parte baja, aumentando el tamaño medio hacia arriba en forma gradual, con un cambio brusco a sedimentos finos en la parte superior (figura 6.78).

Los patrones de registros que se han mostrado corresponden a cuerpos individuales; sin embargo, cuando se efectúa un estudio geológico del subsuelo muchas veces es conveniente trabajar con secuencias de estratos más que con estratos individuales.

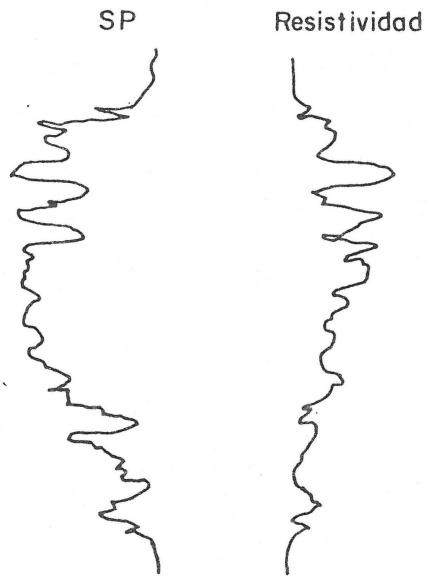


FIGURA 6.78. REPRESENTACION DE LA CURVA SP MOSTRANDO LA FORMA DE UN MODELO LACUSTRE.

Si una columna registrada se depositó en una planicie deltaíca, con seguridad se tendrá una serie de patrones de canales distributarios intercalados con patrones correspondientes a zonas interdistributarias, originando un patrón para la secuencia, como el que se ilustra en la figura 6.79.

Cuando la columna registrada se depositó en distintos ambientes, el patrón de la curva SP será una "secuencia de secuencias" que muchas veces facilitará la interpretación geológica. Por ejemplo, si un pozo atraviesa toda la secuencia originada por un sistema deltaíco constructivo, se tendrán: en la parte más profunda patrones de sedimentos de prodelta; inmediatamente arriba, un intervalo con patrones de frente de delta; más arriba, con cierto espesor, un patrón de planicie deltaíca; y en la parte más somera, patrones de canales fluviales, como se muestra en la figura 6.80.

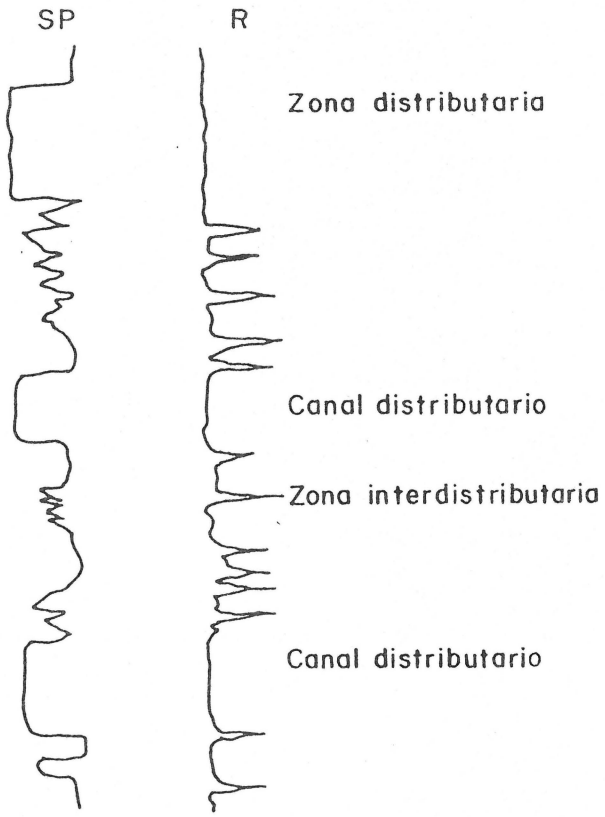


FIGURA 6.79. EJEMPLO DE UNA SECUENCIA DE PATRONES.

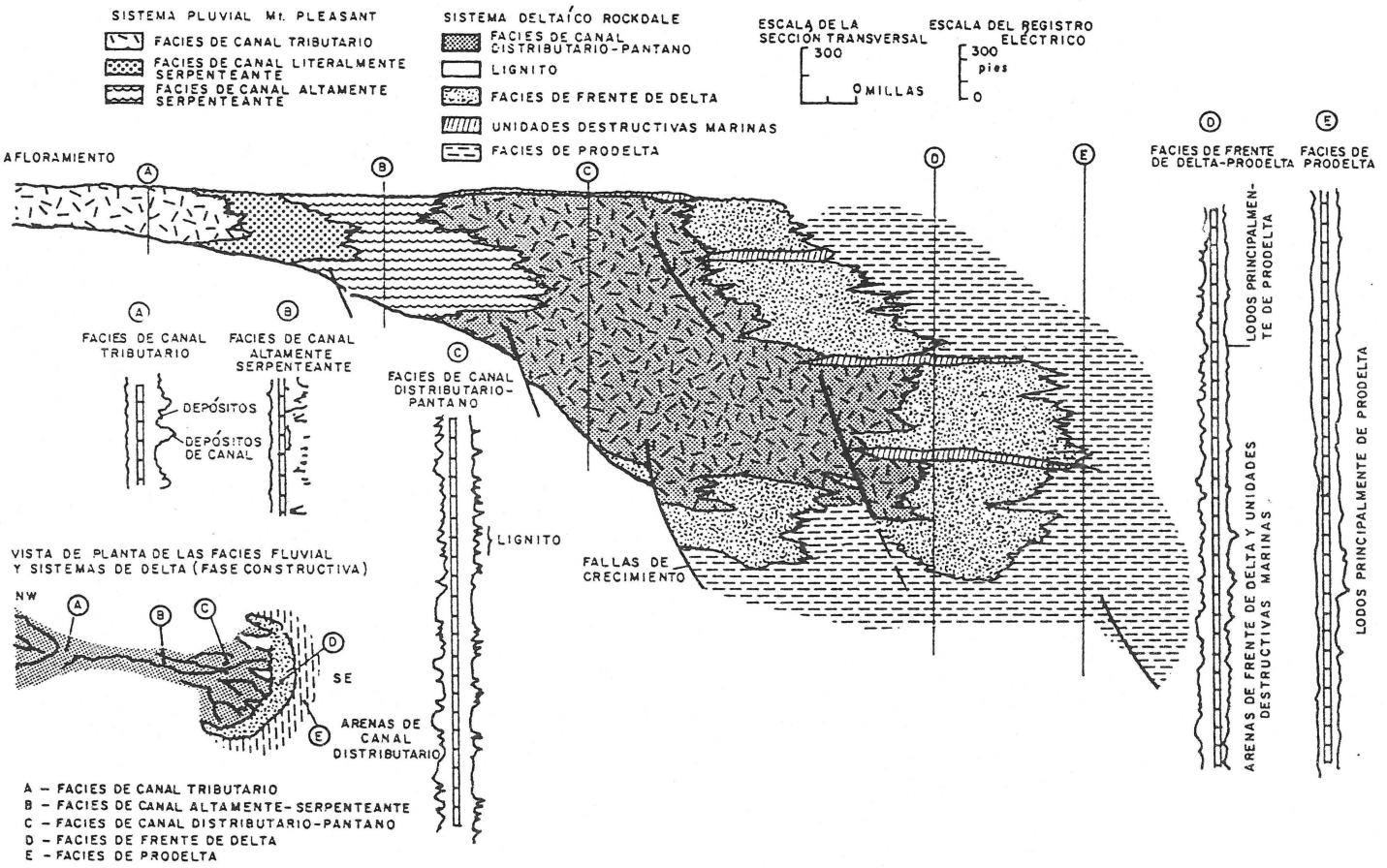


FIGURA 6.80. EJEMPLO DE UNA "SECUENCIA DE SECUENCIAS".

6.3.6 ANÁLISIS DE ELECTROFACIES

Una *facies geológica* se define como el conjunto de características y propiedades de un sedimento que depende del ambiente físico, químico y biológico en el cual fue formado. Estas condiciones ambientales han dado al sedimento la apariencia que permite distinguirlo de otros.

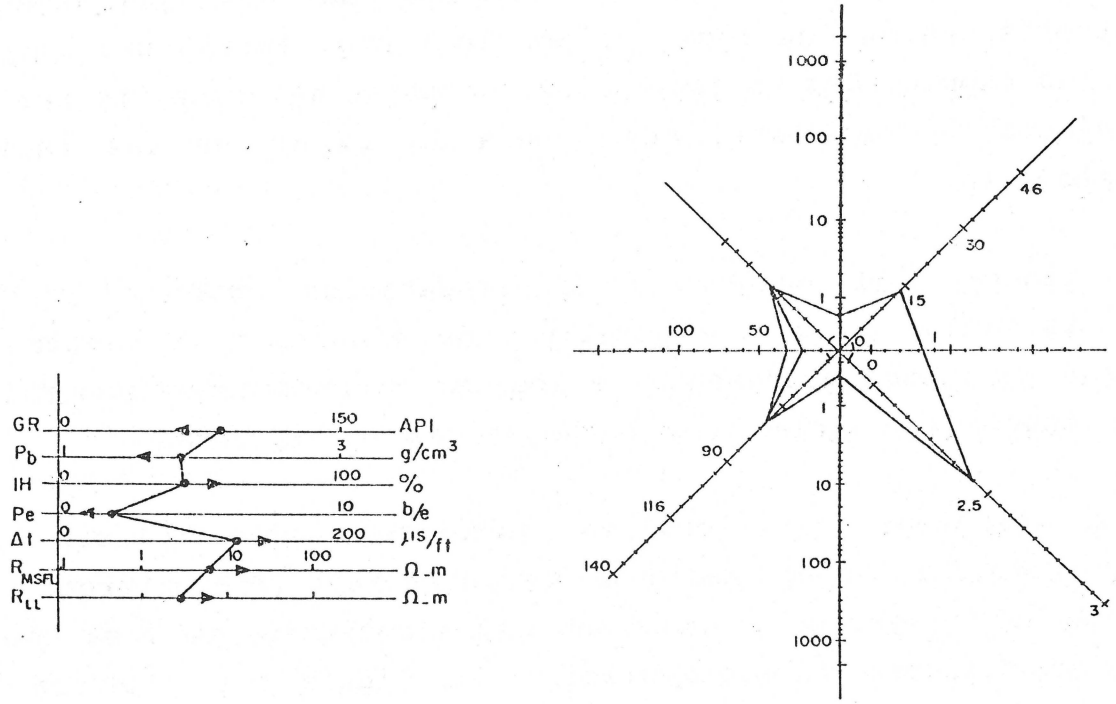
Ahora, desde el punto de vista de registros, se puede definir una facies, denominada más bien *electrofacies*, como el conjunto de mediciones de registros petrofísicos tomadas a cualquier nivel de profundidad de un pozo, y que constituyen una descripción de la roca en ese nivel en términos de resistividad, densidad, contenido de fluidos, radiactividad, etc. Estos parámetros son función de las propiedades petrofísicas de las rocas y, por lo tanto, forman una imagen de las propiedades de las facies. Mientras más completo sea el conjunto de registros, mejor será la imagen de las facies geológicas.

La figura 6.81 muestra la representación gráfica de una electrofacies en diferentes tipos de minerales. A partir de éstas se pueden representar e indicar fluctuaciones generales de impurezas y variaciones estadísticas de las rocas.

Las compañías de servicio presentan un análisis de electrofacies hecho mediante computadoras (Schlumberger lo llama *faciolog*) que proporciona una información valiosa sobre las condiciones de sedimentación. La figura 6.82 muestra la secuencia del procesamiento faciolog que incluye una fase de normalización, la cual consiste en uniformizar los rangos de variación de cada uno de los parámetros del registro y posteriormente un análisis de los componentes principales. En este paso se trata de encontrar, en el espacio multidimensional de los registros de entrada, nuevos ejes ortogonales entre sí, de manera que el primero de ellos apunte

en la dirección de mayor variabilidad del espacio. El segundo eje es ortogonal al primero y apunta en la dirección de la segunda de mayor variabilidad.

La zonificación se logra mediante una técnica de apilamiento matemático denomidado *"clustering"*, que permite agregar las lecturas de diferentes niveles del pozo (modos locales) en una cantidad limitada de familias (modo terminal) o electrofacies. A partir del valor promedio de cada registro, para una familia determinada es posible identificar un tipo de facies por comparación directa entre la zonificación operada por el programa y la descripción de núcleos o de muestras de canal.



a) DATOS PROMEDIO EN UN INTERVALO CON INTERES DE UN REGISTRO.

b) CORRELACION DE DATOS DE VARIOS POZOS.

FIGURA 6.81. REPRESENTACION GRAFICA DE UNA ELECTROFACIES.

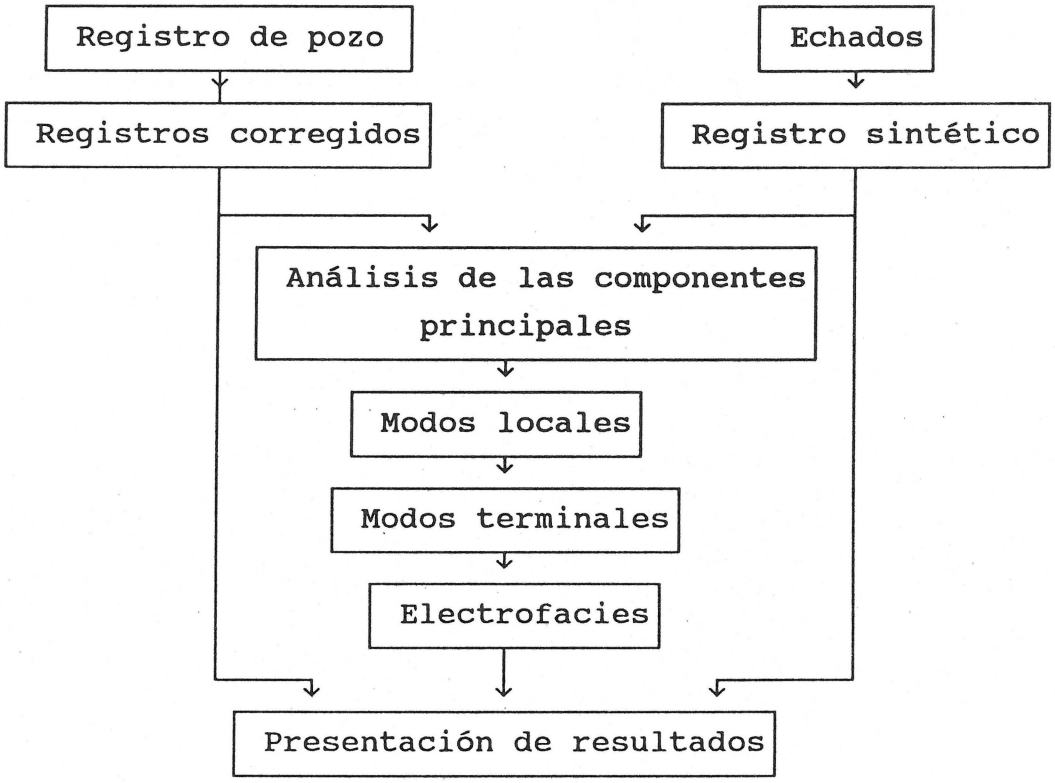


FIGURA 6.82. SECUENCIA DEL PROCESAMIENTO FACIOLOG (SCHLUMBERGER, 1984, P. III.52).

La compañía Schlumberger tiene un programa, al que denomina *litho*, que permite identificar en forma automática las electrofacies, mediante el uso de un banco de datos que contiene una descripción de las diferentes facies encontradas en el área.

Para determinar la electrofacies más probable en un nivel de profundidad, se grafican los valores de los registros en diagramas (figura 6.83). El contorno elipsoidal corresponde a los límites de las facies contenidos en el banco de datos. Existen diagramas similares para todas las combinaciones de los registros.

La presentación de resultados se muestra en la figura 6.84. Los registros de pozo abierto se presentan en el canal izquierdo, en el carril central la columna litológica con su descripción en términos de subfacies y en el derecho las facies principales.

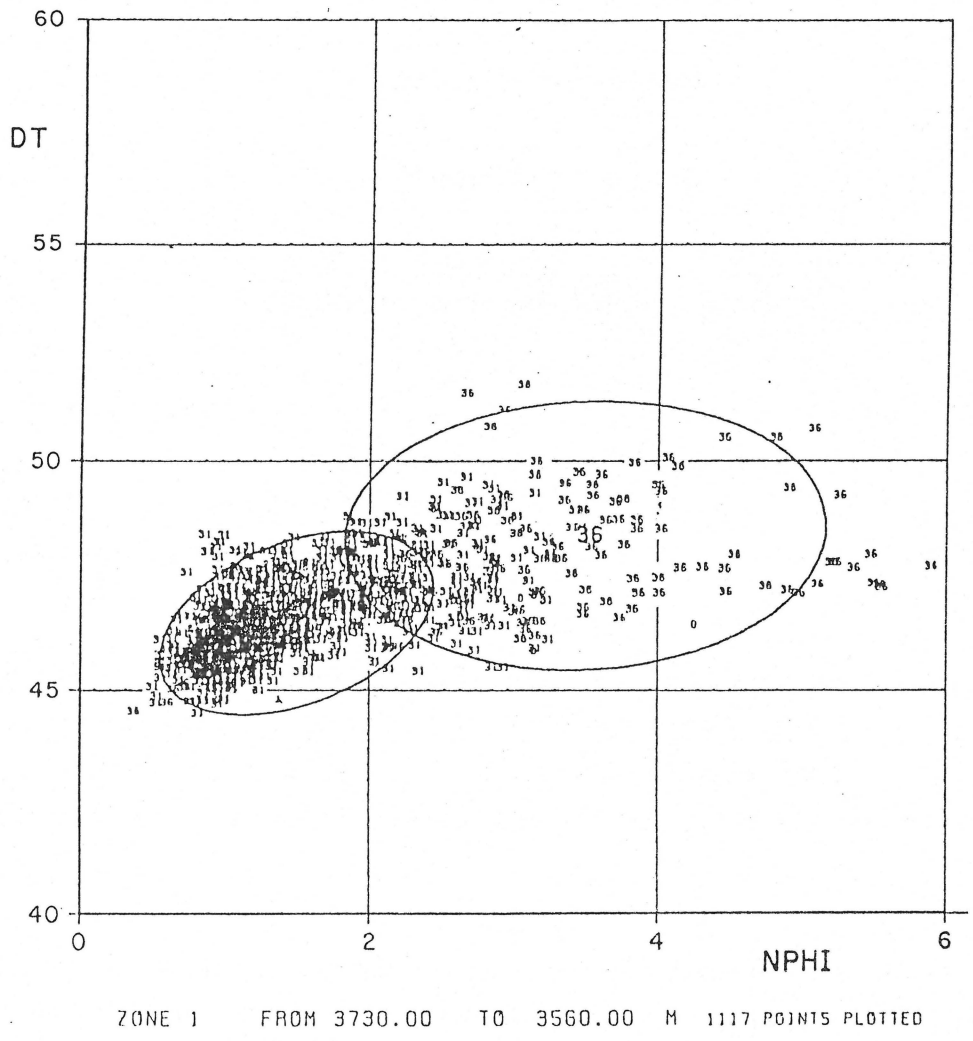


FIGURA 6.83. VISUALIZACION DEL BANCO DE DATOS UTILIZADO CON EL PROGRAMA LITHO (SCHLUMBERGER, 1984, P. III.53).

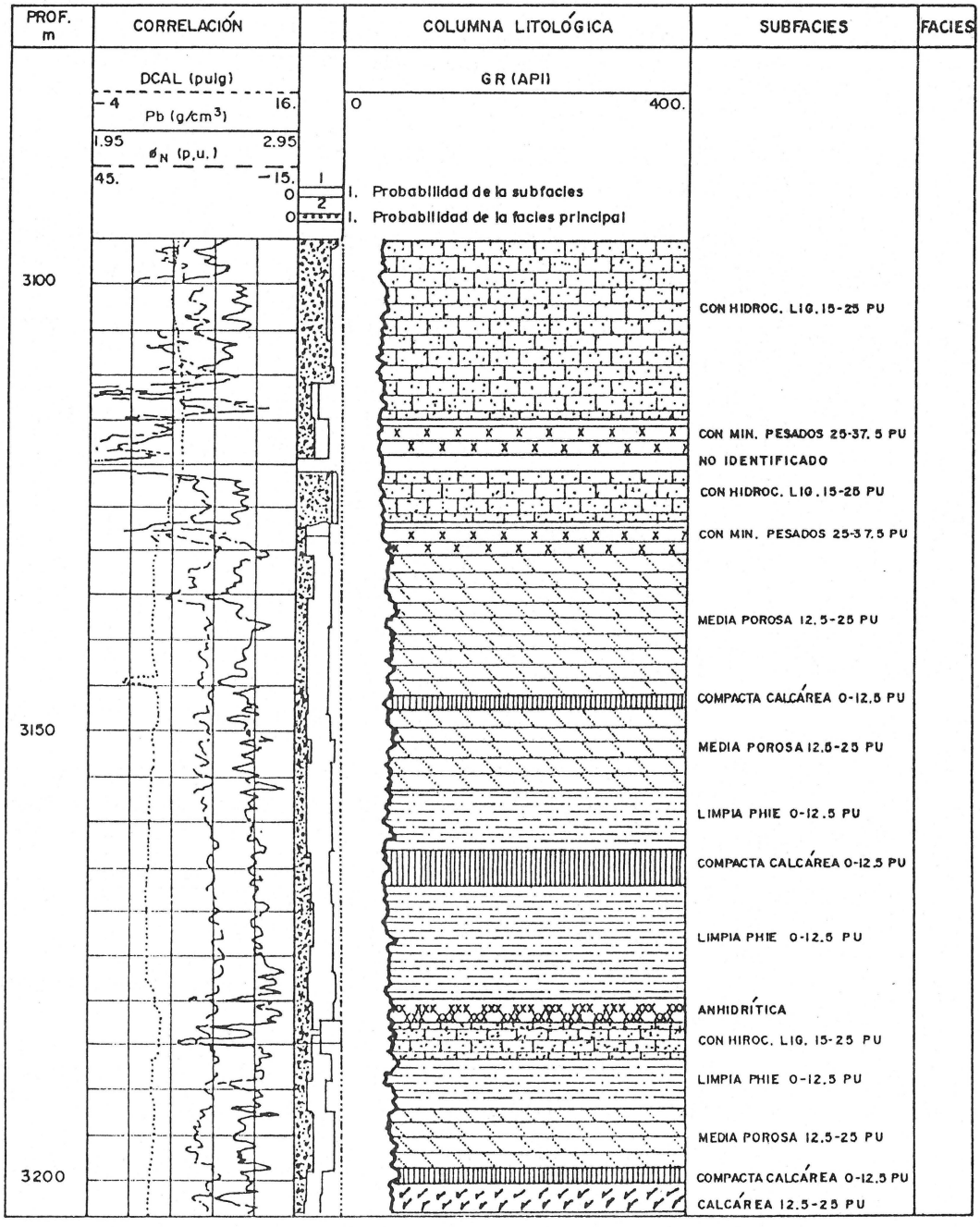


FIGURA 6.84. PRESENTACION TIPICA DE RESULTADOS DEL PROCESAMIENTO LITHO (SCHLUMBERGER, 1984, III.54).

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 1971, *Specifications for Casing, Tubing and Drilling Pipe*, API standard 5A, 31 ed.

ARROYO CARRASCO, A. y Roig Sampedro F., 1984, *Apuntes de la asignatura de registros geofísicos de pozos,* Facultad de Ingeniería, UNAM, México.

CAMPBELL, M.D., Leher, J.H., 1973, *Water Will Tecnnology*, Mc Graw Hill, Nueva York.

DAKNOV, V.N., 1962, *Geophysical Well Logging*, Quarterly of the Colorado School of Mines, Vol. 57, No. 2, Golden Colorado.

DEWAN, J.T., 1983, *Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation*, Penn Well Books, Tulsa.

DOMENICO, S.N., 1976, *Effect of Brine-Gas Mixture on Velocity in an Inconsolidated Sand Reservoir*, Geophysics, Vol. 41, p. 882.

DRESSER ATLAS, 1979, *Log Interpretation Charts*, Documento.

GOMEZ RIVERO, O., 1975, *Registros de pozos*, México.

GROUND WATER SURVEY-TNO, 1976, Documento.

HALLENBURG J.K., 1973, *Interpretation of Gamma Ray Logs*, The Log Analyst, p. 14.

1984, *Geophysical Logging for Mineral and Enginnering Applications*, Penn Well.

HEARST, J.R., Nelson, P.H., 1985, *Well Logging for Physical Properties*, Mc Graw Hill Book Co., Nueva York.

HELANDER, D.P., 1985, *Fundamentals of Formation Evaluation*, OCGI Publications, Tulsa.

HILCHIE, D.W., 1978, *Applied Open Hole Log Interpretation*, D.W. Hilchie Inc., Golden Colorado.

1978, *Applied Open Hole Log Interpretation*, D.W. Hilchie Inc., Golden Colorado.

JACKSON, P.D., 1981, *Focussed Electrical Resistivity Arrays: some Theoritical and Practical Experiments*, Geophys Prospecting. Vol. 29, p. 601-626.

LYNCH, E.J., 1963, *Formation Evaluation*, Ed. Harper, New York.

MERKEL, R.N., 1979, *Well Log Formation Evaluation*, AAPG Course note series No. 14, the AAPG Bookstore, Tulsa.

PIRSON, S.I., 1963, Handbook of Well Log Analysis, Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J.

1981, Geologic Well Log Analysis, Prentice Hall, Englewod Cliffs, N. J.

ROY, A., 1977, The Concept of Apparent Resistivity in Laterolog 7, Geophys Prospecting, vol. 25, p. 730-737.

SARMIENTO, 1961, Geological Factors Influencing Porosity Estimates from Velocity Logs, Eul. Am. Assoc. Pet. Geol., vol. 45.

SCHLUMBERGER, 1985, Log Interpretation Charts, Documento.

1984, Log Interpretation Charts, Documento.

1983, Log Interpretation Charts, Documento.

1979, Log Interpretation Charts, Documento.

1972, Log Interpretation Charts, Documento.

1972, Log Interpretation, Volume I, Documento.

SEGESMAN, y Liv, O., 1971, The Excavation Effect, SPWLA Twelfth Anual Logging Symposium.

SERRA, O., 1984, Fundamentals of Well Log Interpretation, vol. I, Elsevier Sci. Pub., Netherland.

SPWLA, 1975, Glossary of Terms and Expressions Used in Well Logging, Reprint series SPWLA.

U.S. DEPARTMENT OF COMMERCE, 1976, Geophysical Well Logging for Geohidrological Purposes in Unconsolidated Formations, Groundwater Survey TND.

WELEX, 1983, Log Interpretation Charts, Documento.

GLOSARIO

A

Absorción. Proceso por el cual la radiación cede parte o toda su energía al material que atraviesa.

Aceite residual. Aceite remanente en la roca después del proceso de invasión o al final de un proceso de recuperación.

Acelerador radiactivo. Dispositivo utilizado para acelerar los electrones o partículas nucleares a altas energías.

Actividad iónica. La actividad de un ion es su concentración termodinámica equivalente. La actividad iónica se utiliza para expresar la variación de los electrodos potenciales y otros fenómenos electroquímicos (SP). A bajas concentraciones, la actividad química de una solución salina es de un modo general proporcional a su contenido de sal, y aproximadamente proporcional a su conductividad. En soluciones concentradas, la relación entre conductividad y concentración es compleja y depende de las propiedades individuales de la sustancia disuelta.

Acustilog. Nombre que le da la compañía Dresser Atlas al registro sónico de porosidad.

Agua conata. Agua atrapada en los intersticios de la roca en el momento de la depositación. ‖ A menudo el término se utiliza en forma incorrecta para señalar agua de formación o agua intersticial. La composición del agua original puede ser alterada durante los procesos de compactación por el entrampamiento de iones, extrusión de agua, difusión, ósmosis, etc.

Agua intersticial. Agua que ocupa los intersticios en la roca.

Agua ligada (*bound water*). Agua asociada en las lutitas que no ha sido expelida por compactación.

Agujero abierto. Pozo sin ademe.

Ambiente hostil. Cualquier pozo en el que se encuentren las siguientes situaciones: profundidades mayores de 6 000 m, presiones superiores a 20 000 psi, temperatura mayor de 200°C, presencia de ácido sulfídrico o gas H_2S, y desviación de agujero mayor de 50°. Estas situaciones pueden afectar severamente o restringir las operaciones de registros.

Análisis de agua. Análisis químico aplicado al agua para determinar la cantidad de iones que tiene la solución. Los cationes y aniones más comunes que se determinan son: Na^+, K^+, Ca^+, Mg^{++}, SO_4^{--}, Cl^-, y HCO_3^-. Las concentraciones de éstos se obtienen en términos de concentración de iones en partes por millón, miligramos por litro o valor reactivo.

Análisis de núcleo. Análisis de laboratorio que se aplica a una muestra de roca recuperada de un pozo, generalmente de forma cilíndrica, con el propósito de medir su porosidad, permeabilidad, saturaciones residuales de fluidos, factor de formación,

tamaño de grano, densidad y otras propiedades de la roca y de los fluidos que contienen. El análisis de núcleos ayuda y complementa la evaluación de formaciones, el desarrollo del yacimiento y la ingeniería de yacimientos.

API. Abreviación de *American Petroleum Institute*. Unidad utilizada para medir la relación de cuentas radiactivas y que sirve de escala para la mayoría de los registros radiactivos.‖ Para registros de rayos gamma, la diferencia en la deflexión de la curva entre zonas de baja y alta radiación en un pozo de calibración es de 200 API unidades. 1/200 de esta deflexión es una unidad de rayos gamma API.‖ Para los registros de neutrones, la diferencia entre el cero eléctrico y la deflexión opuesta de la curva en una zona con caliza de la formación ludiana (19% de porosidad) en un pozo de calibración es 1000 API unidades. 1/1000 de esta deflexión se conoce como unidad neutrón API.

Atenuación. Se refiere a la energía que decrece cuando se propaga a través de un medio.

B

Bajo presión. Véase *presión subnormal*.

Barn. Unidad de medida de una sección transversal de captura (10^{-24} cm^2).

BHC. Registro sónico compensado (*Borehole Compensated Sonic Log*). Es un registro que mide el intervalo de tiempo de tránsito que requiere una onda compresional para viajar un pie, la unidad de medida es el microsegundo sobre pie ($\mu s/ft$). La sonda está integrada por dos transmisores y cuatro receptores. Los transmisores se pulsan alternativamente; las medidas se promedian para dar el valor del intervalo medido. La arcilla en la formación altera la medida.

BHT. Temperatura en el fondo del agujero.

C

Calibración. Es el proceso en donde la escala y sensibilidad del circuito de medida de cualquier herramienta se ajusta para obtener valores reales en las propiedades medidas.

Caliper (registro de diámetro de agujero). Es un registro que mide el diámetro del agujero y puede estar compuesto por 1, 2, 3, 4 ó 6 brazos que van rozando las paredes del agujero.

Carril. Lugar en el registro donde se presentan las diferentes curvas registradas. Generalmente son cuatro cuando se tiene información directa del pozo: carril izquierdo (I), de profundidad, central (II) y derecho (III). Cuando se presentan registros procesados, éstos varían de acuerdo con las curvas presentadas y procesos realizados. Se muestran en escala lineal o logarítmica.

Compañía de servicio. empresa que se encarga de obtener en campo los registros. Generalmente realiza el análisis e interpretación de la información. Se dedica al desarrollo de la tecnología para la instrumentación de nuevas herramientas y méto-

dos de corrección e interpretación de la información.

Compresibilidad. Es el cambio volumétrico en una unidad de volumen de fluido cuando se incrementa la presión.

Constante dieléctrica. Relativo a permitividad. Medida de la habilidad relativa de un material para guardar una carga eléctrica cuando se le aplica un campo de fuerza. Los dieléctricos se consideran no conductores.

Contacto. Interfase entre dos formaciones o unidades litológicas con diferente respuesta física.

Continuidad. Término usado cuando existen problemas en la circuitería eléctrica. Implica que no hay flujo de corriente eléctrica posiblemente debido a una mala conexión, rompimiento de cables, corrosión, contactos pobres, etc.‖ En Geología implica una continuación del patrón sedimentológico o estratigráfico (capas o formaciones).‖ En relación con fluidos inmisibles en las rocas, el término se puede referir a la condición de una fase de no mojabilidad cuando gotas o burbujas aisladas se conectan para formar una sola partícula a través de los poros de la roca.

Convolución. Proceso matemático de sobreponer una función entre otra.

Correlación. Determinación de equivalencia de posiciones estratigráficas de una roca o rocas en diferentes pozos. En registros de pozos se basa en las similitudes que tienen las formas de las curvas de acuerdo con su respuesta y a la ocurrencia de características distintivas.‖ Interdependencia matemática entre variables.‖ Emparejamiento de diferentes curvas de registros y de otros pozos.

Corrida. Proceso por el cual se obtiene información al introducir una o varias sondas en un pozo en un tiempo determinado y registrarla.

***Crossplot* (gráfica cruzada).** Gráfica que relaciona un parámetro con otro.

Curie. Medida estándar para cuantificar el decaimiento radiactivo.

Curva lateral. Curva asimétrica de resistividad registrada por una herramienta lateral en el registro eléctrico convencional.

Curva normal. Curva simétrica de resistividad registrada por un dispositivo normal, se presenta en el registro eléctrico convencional y el registro de inducción 6FF40.

Curva normal corta. Curva de resistividad que se presenta en los registros eléctrico convencional e inducción con una configuración normal con espaciamiento de 16 pulgadas

D

Darcy. Unidad de permeabilidad. Es la permeabilidad a la cual un fluido recorre un milímetro por segundo con un centipoise de viscosidad a través de un centímetro cuadrado bajo gradiente de presión de una atmósfera por centímetro.

Decaimiento. Desaparición espontánea de un efecto.‖ Proceso de

desintegración del núcleo de un isótopo inestable por una emisión espontánea de partículas cargadas o fotones.

Densidad de grano. Es la densidad de un volumen unitario de mineral o de una roca con cero de porosidad. Densidad de la estructura de la roca. Algunas veces se le llama densidad matriz. Su unidad es gr/cm^3.

Densidad de lodo. Es la densidad del fluido de perforación y se mide en lb/gal, lb/ft^3 y kg/m^3.

Densidad volumétrica (*bulk density*). Es el valor de la densidad de una roca. En registros, se considera la densidad de la roca con el volumen de poros llenos con fluido (generalmente agua).

Detector. Término usado para referirse al dispositivo de detección en los registros radiactivos.

Digitizar. Convertir datos de una traza analógica a su valor numérico, los cuales se pueden grabar para corregirlos y procesarlos.

Dispositivo (arreglo). Forma en que están colocados los emisores o fuentes y los detectores en la sonda.

E

Echado. Ángulo entre la línea de máxima pendiente de una superficie estructural, capa o plano de falla, con la horizontal.

Efecto pelicular (*skin*). Algunas veces llamado efecto de propagación. Ocurre en los registros de inducción y da una lectura de conductividad baja en un medio muy conductivo.

Electrodo A. Emisor de corriente en la configuración de los diferentes dispositivos de los registros eléctricos de resistividad.

Electrodo M. Medidor de potencial más cercano al electrodo A en la configuración de los registros eléctricos de resistividad.

Enjarre. Residuo sólido depositado en la pared del pozo cuando existe invasión en una roca porosa y permeable.

Espesor neto. Es la porción de un yacimiento que producirá comercialmente hidrocarburos.

Evaluación de formaciones. Es el análisis e interpretación de toda la información que se obtiene de un pozo o campo: registros de pozos, núcleos, geología superficial, pruebas de producción, etc., en términos de la naturaleza de las formaciones y de su contenido de fluidos. Los objetivos que se persiguen en la evaluación de formaciones son, entre otros: 1) Conocer si un yacimiento es comercialmente productivo, 2) Determinar los mejores medios para recuperar los fluidos o minerales, 3) Establecer la litología y toda la información relacionada con la formación para utilizarse durante la exploración y desarrollo del yacimiento.

F

Factor geométrico G. Es el peso o valor dependiente de la geometría del arreglo de la herra-

mienta que se le da al medio que se mide en la vecindad de la sonda, el cual afecta la medición de la conductividad. Se usa en la corrección del registro de inducción.

Filtrado de lodo. Es la parte fluida del lodo de perforación que penetra a la formación (porosa y permeable).

Flujo de burbuja. Un régimen de flujo en el cual burbujas de gas o aceite, relativamente uniformes y distribuidas aproximadamente en forma homogénea, fluyen hacia arriba a través del aceite o agua en una relación constante. La velocidad relativa está gobernada principalmente por la diferencia entre densidades de fases ligeras y pesadas y la viscosidad de la fase pesada.

Formación. Término utilizado en registros de pozos para definir un intervalo medido que tiene las mismas características o propiedades. ‖ En Geología se define como una unidad de roca estratigráfica (usualmente un estrato o estratos sedimentarios, ígneos o metamórficos) que se caracterizan por su homogeneidad litológica interna o características distintivas (composición química, estructuras, texturas y fósiles).

Formación suave. Roca sedimentaria no consolidada.

G

G. Parámetro que se utiliza para evaluar el factor de formación. Se asocia a la geometría interna del medio poroso y puede variar de 1.0 a 1.5.

Gradiente de temperatura. Es un aumento en la temperatura a medida que se va profundizando. Se considera en términos generales que aumente 1°C cada 30.0 m de profundidad. En registro es el valor de la temperatura con la profundidad es un dato muy útil para realizar correcciones a fluidos. De manera general, se considera que el incremento es lineal.

H

Herramienta. Instrumento de medición que se transporta a través del agujero.

I

Índice de hidrógeno. Es la relación del número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen de un material con el número de átomos por unidad de volumen de agua pura a 75°F. Los registros de neutrones dependen de este índice.

Índice de resistividad, Rt/Ro. Relación de la resistividad de una roca que contiene más de un fluido con la resistividad de la roca 100% saturada con agua.

Intervalo de tiempo de tránsito. Véase *tiempo de tránsito acústico*.

Investigación direccional. Medida de la desviación del agujero y del azimuth. Esta investigación a menudo forma parte del registro de medición de echados, o bien, con un fotodinómetro.

Investigación profunda. Medida de las propiedades de la formación lo suficientemente lejos para

minimizar los efectos de la zona invadida.

K

Kelly bushing. Rotor colocado en la plataforma de perforación que da movimiento circular a la tubería de perforación. Se usa para definir la profundidad superficial (elevación sobre mesa rotaria).

L

Línea base de lutita. Término utilizado para marcar en el registro de potencial natural SP la zona donde hay lutita. Se presenta generalmente hacia la parte derecha del carril izquierdo y sirva para marcar el valor inicial de la medida (cero) y detectar zonas porosas y permeables.

Litología. Composición de roca. Se refiere a diferentes estratos y composiciones de roca penetrados por el agujero.

Lodo. Mezcla que consiste de una o dos fases de líquidos en la que hay sólidos disueltos y no disueltos con propiedades de corte para un problema en partículas. Enfría y lubrica la barrena, controla las paredes del pozo, transporta las partículas cortadas en el fondo del agujero. Sirve como medio conductor para algunas operaciones de registros de pozos. Puede ser emulsionado, de emulsión inversa, base agua (dulce o salado) y base aceite.

Lodo base aceite. Lodo de perforación emulsionado en el cual la fase continua es aceite y la discontinua agua ocupa menos del 10% del volumen. Eléctricamente no es conductivo.

Lodo base sal. Lodo acuoso con mayor salinidad que el agua de la formación.

Lodo dulce (*fresh mud*). Término que describe la condición donde se utiliza lodo con agua para la perforación.

Lutita. Roca sedimentaria de grano fino con laminaciones delgadas, formada por la compactación y consolidación de arcilla o lodo. En registros de pozos altera las mediciones, ya que aumenta la conductividad eléctrica, saturación de agua y porosidad. Existen técnicas de procesamiento de la información que tratan de reducir su efecto.

M

m. Exponente de cementación. Parámetro que se utiliza para evaluar el índice de saturación de agua al aplicar la ecuación de saturación de Archie. Actualmente se asocia a la porción del volumen de poro que participa activamente en el flujo de la corriente eléctrica. A partir de registros se puede evaluar: 1) De acuerdo con el tipo de roca, 2.0 para cualquier tipo de roca (Archie) y 2.61 para roca granular (Humble); 2) Gráfica cruzada de dos registros de porosidad, conocida como de Pickett.

Magnetosticción. Cambio en la dimensión de un cuerpo cuando está sujeto a un campo magnético. Un transductor magnetostictivo es aquel que convierte energía electromagnética a

energía mecánica y viceversa. Esta característica de algunos elementos y materiales se usa en registros acústicos.

Matriz. Estructura sólida de la roca que rodea al espacio poroso.‖ En una roca que contiene granos y son distintivamente más grandes que los otros, los granos de tamaño más pequeño componen la matriz.‖ Material natural en el que cualquier metal, fósil, guijarro o cristal está metido.‖ En matemáticas, arreglo rectangular de números que obedecen ciertas reglas.

Milimho. Unidad de conductividad eléctrica igual a 1/1000 de mho. Recíproco de ohm. Actualmente se empieza a usar el término *siemen*.

Módulo de corte o rigidez. La relación esfuerzo-deformación transversal (tangencial) a la aplicación del esfuerzo (μ).

$$\mu = \frac{F/A}{\Delta L/L}$$

Módulo de elasticidad de Young. La relación esfuerzo-deformación en una compresión o expansión lineal simple.

$$E = \frac{F/A}{\Delta L/L}$$

Donde F/A es la fuerza por unidad de área o esfuerzo y $\Delta L/L$ es la formación o elongación por unidad de longitud.

Módulo de elasticidad hidrostática. La relación esfuerzo deformación bajo una expansión o compresión hidrostática (k).

$$k = \frac{F/\Delta}{\Delta v/V}$$

Mojabilidad. Habilidad de cualquier superficie sólida a ser humedecida cuando está en contacto con un líquido. Esto es, la tensión superficial del líquido se reduce de tal forma que el líquido se esparce sobre la superficie.

Movilidad. Medida de la facilidad que tiene un fluido de moverse en un medio específico. Puede ser igual a la relación entre la permeabilidad efectiva y viscosidad de un fluido.

N

Neutrón epitérmico. Neutrón que ha disminuido en un proceso de moderación de un nivel de alta energía (100 KeV) a un nivel de baja energía (de 0.1 a 1.0 eV) justo arriba del nivel de equilibrio termal (0.025 eV) en el cual el neutrón puede permanecer mientras se captura.

Nomograma. Tabla o gráfica en la que se presentan ecuaciones para evitar el cálculo manual o automático. Las compañías de servicio editan libros en donde se presentan las ecuaciones en forma gráfica de la mayoría de las correcciones que hay que aplicar a la información de los registros, o bien, al procesado de ésta.

Núcleo. Pedazo de roca que se extrae del agujero. Existen herramientas especiales que extraen la roca, generalmente en forma de cilindro, y se le puede hacer análisis en labora-

torio, o bien, conocer su litología.

Número atómico. Es el número de protones en un núcleo atómico.

O

Onda compresional. Es una onda P longitudinal. Es aquella onda acústica que se propaga paralela a la dirección de desplazamiento de la partícula.

Ondas de cuerpo. Se propagan a través del medio elástico. Existen dos tipos: longitudinales y transversales. ‖ **Longitudinales o compresionales.** Ondas paralelas a la dirección de propagación; sus velocidades están dadas por:

$$V_L = \frac{K + \frac{\Delta}{3\mu}}{\rho b} = \frac{E}{\rho b}\left[1 + \frac{2\sigma^2}{1 - \sigma - 2^2\sigma}\right]$$

Transversales. Ondas perpendiculares a la dirección de propagación, sus velocidades son:

$$V_\tau = \frac{\mu}{\rho b} = \frac{E}{\rho b} \cdot \frac{1}{2(1+\sigma)}$$

P

Partes por millón (ppm). Muchas salinidades que se han medido en unidades de mg/l en donde se reportan en ppm sin ninguna convención.

Pérdida de circulación. Condición que existe cuando el fluido de perforación se pierde dentro de la formación. Esta situación se presenta por: 1) Roca muy porosa, 2) Roca fracturada, 3) A poca profundidad, que las rocas porosas estén llenas con aire.

Permeabilidad. Medida de la habilidad de una roca para conducir un fluido a través de sus poros interconectados cuando el fluido está 100% saturado. Se mide en dracys o milidarcys. ‖ **Absoluta.** Permeabilidad de una roca medida cuando sólo un fluido está presente en la roca. ‖ **Efectiva.** La habilidad que tiene una roca para conducir un fluido en presencia del otro, inmiscible con el primero. No sólo depende de la permeabilidad de la misma roca, sino también de las cantidades relativas de los dos o más fluidos que existan en el poro. ‖ **Relativa.** Relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido dado con una saturación parcial y la permeabilidad al 100% de saturación.

Pescado. Objeto olvidado en el agujero y que obstruye las operaciones en el pozo. ‖ Intentar recuperar un objeto olvidado en el agujero.

Peso atómico. Es el total de neutrones y protones en un núcleo atómico.

Porosidad efectiva. Volumen de poros interconectados.

Porosidad total. Volumen de poro ocupado por un fluido en la roca; incluye poros aislados.

Potencial espontáneo estático (SSP). Es el potencial medido sin la presencia de arcilla o lutita. En el registro se presenta con la máxima deflexión cuando el espesor es mayor de 8.0 m.

Presión anormal. Cualquier presión de poro que difiere de la "presión normal del poro". Puede ser más alta (supernormal) o más baja (subnormal). En áreas donde existe una presión anormal generalmente es sobrepresión. Casi siempre se ocupa este término para indicar la sobrepresión. Este fenómeno se presenta principalmente en lutitas.

Presión de punto de burbuja. Presión a la cual el gas primero empieza a salir fuera de la solución.

Presión subnormal (bajo presión). Presión de poro mucho menor que la presión normal del poro, por ejemplo, puede originarse en una capa de interés cuando la solución de agua que llena los poros de un cuerpo están en comunicación con un afloramiento a una elevación menor que el nivel freático del agua en un pozo.

Presión supernormal (sobrepresión). Cualquier presión de poro mayor que la "presión normal del poro". Se puede presentar de las siguientes maneras: 1) Presión de poro normal alta relacionada a una carga geostática. A medida que la carga aumenta, los poros de una lutita o arcilla se comprimen, ocasionando la expulsión de agua intersticial. Las fracturas, poros y capas permeables sirven como conductos para transportar el agua. Si el agua en el poro no puede ser expulsada, ésta se entrampará. En esta condición se origina una "sobrepresión", en la cual la roca está sujeta a una compactación y el esfuerzo compresivo se transmite al agua intersticial. La presión del poro en capas aisladas aumentará junto con las presiones del poro en las capas subyacentes a la lutita; 2) Presión de poro normal alta relacionada a un contraste de densidad entre el fluido del yacimiento (aceite o gas) y el agua intersticial. Algunos yacimientos presentan presiones anormales en la parte superior de la estructura cuando contienen aceite o gas. Por ejemplo, en un yacimiento con gas, la presión normal del poro al nivel del contacto gas-agua se puede transmitir a través de la columna del gas a la cima de la estructura con solo una pequeña reducción (esto se debe a que la presión ejercida por el peso de la columna del gas es menor comparada con la misma altura del agua intersticial); 3) Sobrepresión originada por la carga de una capa que está en comunicación con otra de mayor presión.

Profundidad de invasión (decímetro de invasión). Profundidad radial de un pozo en el cual el filtrado del lodo invade una roca porosa y permeable. Se mide en pulgadas.

Profundidad de investigación. Radio de investigación. Es la distancia radia del punto de medida en una sonda a un punto usualmente dentro de la formación donde la respuesta de la medida de la herramienta puede considerarse. Varía por el tipo de dispositivo (diseño y enfocamiento). Puede variar por cambios en las propiedades de al formación.

Propiedades elásticas de las rocas. Son aquellas que sirven para describir la habilidad de un material cuando está sujeto a un esfuerzo sin llegar a deformarlo en forma definitiva. Todas las sustancias sólidas se rigen por la ley de Hooke, la cual se define como la relación de pro-

porcionalidad entre la deformación y una fuerza por unidad de área.

Pseudofactor geométrico. Coeficiente utilizado para estimar la resistividad de una formación no invadida a partir de la respuesta de un registro laterolog.

R

Radiactividad. Propiedad que tienen los elementos pesados de emitir o liberar energía en forma de partículas alpha, beta o rayos gamma.

Radioactividad. Se refiere a la radiactividad del elemento radio.

Rayo gamma. Fotón que no tiene masa ni carga. Es una onda electromagnética de alta energía emitida por núcleos atómicos. Los rayos gamma tienen niveles de energía característicos, los cuales pueden ser usados para identificar sustancias.

Registro. Es el resultado de introducir una sonda en una agujero y obtener una película fotográfica o datos en una cinta magnética, de una o varias mediciones físicas en función de la profundidad. Los registros de pozos se catalogan en **registros de exploración** cuando se obtienen en agujero abierto y **de explotación** cuando se obtienen en agujero ademado o entubado.

Registro acústico. Es un récord de la medición en un pozo de una o más características específicas de las ondas acústicas propagadas a través de un poro lleno con líquido.‖ Intervalo de tiempo de tránsito integrado, usualmente aparece integrado al carril de profundidad en el registro sónico compensado cada determinada profundidad una marca. A partir de éstas se puede generar una gráfica de tiempo de tránsito contra la profundidad para calcular la ley de velocidades, muy útil en prospección sísmica.‖ La amplitud de una compresional o de corte se puede grabar y se representa en los registros de amplitud, cementación (*Cement bond log*) y fracturas (*Fracture logs*).‖ El tren de onda acústico se muestra en modo amplitud-tiempo, y se representa en los registros de densidad variable (VDL), 3D-velocity logs y Micro-seismogram log.‖ A partir de las mediciones de tiempo, trayectoria y amplitud de la energía acústica reflejada, las herramientas que hacen tales mediciones son el televiewer, seisviewer, y el sonar caliper.‖ También en esta categoría se incluyen registros producidos por dispositivos, los cuales miden y detectan la amplitud de las ondas del sonido en un rango de frecuencias audible. Este tipo de registros se presenta en el registro de propagación electromagnética.

Registro compensado. Es un registro de pozo diseñado con una sonda que corrige efectos no deseados asociados con el agujero. Generalmente tiene dos detectores para corregir en algunos registros el efecto del enjarre, pequeñas irregularidades en la pared del pozo, irregularidades en el tamaño del agujero y en la inclinación del pozo, por ejemplo, el registro de densidad compensado (FDC), el registro sónico compensado (BGC).

Registro de densidad compensado. Es un registro con dos detectores espaciados a diferentes intervalos de la fuente. Es de tipo almohadilla por ir pegado a la pared del pozo. El detector cercano a la fuente es sensitivo a la densidad del material que está cercano y pegado a la almohadilla, mide enjarre e irregularidades en el pozo que afectan la respuesta de cada detector en diferente grado. La señales de ambos detectores se combinan para proporcionar automáticamente una corrección de densidad, la cual se suma a la información de la densidad no compensada del segundo detector. Los parámetros medidos son: 1. Densidad compensada o corregida (ρb); 2. Medida de la corrección ($\Delta\rho b$), utilizada para efectuar la compensación; 3. Curva de tamaño de agujero, caliper.

Registro de guarda. Registro de resistividad que utiliza electrodos para enfocar la corriente dentro de la formación (comparable con el registro laterolog).

Registro de inducción. Registro obtenido en agujero abierto cuyo principio físico es el empleo de ondas electromagnéticas para medir la conductividad o resistividad de una formación. Tiene ventajas porque se puede operar en agujeros con fluidos no conductores (aire, aceite, gas). Las sondas que se ocupan incluyen un arreglo de diversos transmisores y receptores diseñados para enfocar la corriente y obtener una investigación profunda y minimizar los efectos de agujero y capas adyacentes. El principio de funcionamiento se basa en la emisión de una corriente alterna de alta frecuencia, creando un campo magnético en la formación, el cual a su vez crea otro campo que induce a otro campo en las bobinas receptoras y es directamente proporcional a la conductividad del medio. Está afectado por el efecto *skin* o pelicular. Las herramientas de inducción pueden correrse por separado o combinadas con otros servicios. Los dispositivos más comunes son: 6FF40, 6FF27, doble inducción profundo (ILD), doble de inducción medio (ILm).

Registro de microrresistividad. Registro que mide la zona de flujo alrededor del pozo con electrodos montados en un patín que va presionando la pared del pozo. Existen varias herramientas y dispositivos (microlog, microlaterolog, proximidad, microesférico enfocado, etc.).

Registro de producción. Registro corrido en un pozo de producción o inyección. Se usan sondas con diámetro pequeño. Los servicios y dispositivos que existen, entre otros son: manómetro, densímetro, temperatura, trazador radiactivo, caliper, localizador de uniones de tubería, flúometro gradiomanómetro, muestreador de fluidos, etc.

Registro de proximidad (PL). Microrregistro de resistividad similar al microlaterolog, pero menos sensitivo al espesor del enjarre.

Registro de rayos gamma. Registro que mide la radiactividad natural de las rocas o formaciones. En sedimentos, el registro refleja principalmente el contenido de arcilla debido a la presencia del radioisótopo (K^{40}) como parte integral del cristal y la presencia de elementos radiactivos de la familia del uranio y el thorio. El polvo volcánico, granito y algunos depósitos de sal pueden alterar

las lecturas. El registro a menudo funciona como un sustituto del registro SP con propósitos de correlación en pozos con lodos no conductivos en agujero abierto, en intervalos grandes de carbonatos y para correlación en agujero ademado.

Registro doble de inducción (DIL). Consiste en dos curvas de inducción que mide la conductividad eléctrica tomada a diferentes profundidades de investigación. Usualmente se corre con un dispositivo de resistividad enfocada de profundidad de investigación somera.

Registro doble laterolog (DLL). Registro de resistividad que consta de dos curvas que investigan a profundidades profunda y media. Se corre con un dispositivo de profundidad somera.

Registro eléctrico. Término genérico usado para definir un registro de pozo o de pozo eléctrico sin ninguna referencia específica de tipo.

Registro esférico enfocado (SFL). Registro de resistividad limitado a medir en la zona invada.

Registro espectral de rayos gamma. Registro que mide la radiactividad natural de la roca e identifica los isótopos más representativos: U, Th, K^{40}.

Registro laterolog. Registro de resistividad corrido en agujero abierto y con lodo muy conductivo. El sistema de emisión de corriente se basa en colocar diferentes electrodos de corriente a diferente separación con la misma polaridad, esto ocasiona que las líneas de corriente salgan en forma de una lámina de espesor definido hacia la formación. La diferencia de potencial se obtiene entre uno de los electrodos de potencial del dispositivo y otro localizado a gran distancia de éste. Este registro es de la compañía Shlumberger y existen diversos dispositivos LL3, LL8, LL7, LLd, LLs, esférico enfocado.

Registro microlaterolog (MLL). Registro enfocado de resistividad de tipo laterolog que va montado en un patín. Mide la zona lavada. Utiliza el electrodo de emisión de corriente y dos arreglos de monitores concéntricos.

Registro microlog (ML). Registro microrresistivo que usa tres electrodos con espaciamientos de una pulgada cada uno colocado en un patín en línea recta. Mide una curva micronormal ó 2" y una microlateral ó 1" × 1". En la presentación del registro, generalmente la curva micronormal tiene valores mayores que la microinversa, a la separación que presentan cuando se da esta condición, la cual se le llama separación positiva y es indicio de la posible presencia de una zona permeable.

Registro de neutrón compensado. Es un registro de tipo mandril que tiene dos detectores de neutrones. La herramienta de la compañía Schlumberger (CNT) utiliza dos detectores de energía termal, mientras que la compañía Dresser Atlas (NT) usa dos detectores híbridos que detectan, uno energía termal y otro epitermal. La porosidad que se obtiene es la relación de conteo entre los dos detectores, la cual minimiza los efectos del agujero. Esta herramienta puede correrse en pozos llenos con líquido con o sin ademe. No se recomienda cuando hay presencia de gas.

Registro de neutrón de pared (SNP). Registro neutrón epitérmico con una fuente de neutrón y un detector montado en un patín que va presionado contra la pared del pozo con objeto de minimizar los efectos del agujero.

Registro procesado. Es un análisis en computadora que se realiza a la información obtenida de las diferentes herramientas para conocer, entre otras cosas: índice de saturación, movilidad de fluidos, tipo de minerales presentes en el intervalo analizado, echado, características estratigráficas, etc. Las compañías de servicio presentan una serie de servicios que ofrecen en diferentes presentaciones.

Relación de Poisson. La relación de Poisson (σ) es la medida del cambio geométrico de la forma.

$$\sigma = - \frac{\Delta w/w}{\Delta L/L}$$

Reserva. Es el cálculo del volumen de fluidos o minerales que contiene un yacimiento.

Resolución vertical. Espesor mínimo de formación que puede ser detectado por una herramienta en condiciones de operación.

Ruido. Efecto que produce el agujero, el medio ambiente y el diseño de una sonda sobre la señal natural que detecta el instrumento de registro.

S

Salinidad. Concentración de partículas sólidas o iones que puede tener un fluido o solución. En registros de pozos con fines petroleros, las partículas o iones son cloruros de sodio, si llegasen a existir otros iones se convierten de acuerdo con tablas o valores en equivalentes de cloruro de sodio.

Salto de ciclo. En el registro sónico ocurre, algunas veces, que el primer arribo de la señal es lo suficientemente fuerte para cerrar el circuito del detector más cercano, pero no para cerrar el del detector más lejano, esto ocasiona un salto en el registro que se presenta como una línea más larga, dando la apariencia de la posible presencia de un cuerpo muy denso o muy arcilloso.

Saturación. Fracción o porcentaje del volumen de poro ocupado por un fluido específico.

Saturación crítica. Valor de saturación de un fluido específico (fase líquida o gas) en el cual éste empezará a fluir primero a medida que su saturación aumenta. La habilidad para fluir está relacionada a la continuidad de la fase. Una fase discontinua no fluirá en condiciones de producción normal.

Saturación de agua crítica. La mayor saturación de agua que una roca puede mantener mientras produce hidrocarburos antes de que empiece a fluir el agua.

Saturación de agua irreductible. Fracción del volumen de poros ocu-

pado por agua en un yacimiento con máxima saturación de hidrocarburos. En rocas humedecidas con agua, se presenta como una capa de agua absorbida que cubre las superficies de los granos. Difiere de la saturación residual de agua medida por análisis de núcleos porque la invasión del filtrado y la expansión del gas son eliminadas cuando el núcleo es sacado de su estado natural.

Saturación de hidrocarburos. Fracción del volumen poroso lleno con hidrocarburos.

Saturación irreductible. Saturación mínima de un fluido cuando es desplazado de un medio poroso por otro fluido inmiscible.

Sección transversal. Tiempo usado para relacionar sección transversal de captura en los registros radiactivos.‖ Diagrama o plano que muestra características geológicas o geofísicas en un corte vertical.

Sobrepresión. Véase *presión supernormal*.

Sonda. Instrumento que va en el pozo conectado a un cable. De manera general, es un cilindro de longitud y decímetro determinado, de acuerdo con las condiciones del pozo y de operación, que lleva los electrodos, fuentes, detectores en su parte exterior y una circuitería electrónica muy compleja en su interior.

***Stand off* (descentralización).** Distancia que separa a la sonda de la pared del pozo.

T

Temperatura de máxima. Es la temperatura máxima que detecta un termómetro de máxima en un pozo.

Termómetro de máxima. Es un termómetro con un tubo capilar lleno con mercurio que detecta la máxima temperatura, aun cuando haya disminución de ésta. Va montado en el conector que une al cable con la sonda.

Tiempo de tránsito acústico. Es el tiempo total que requiere una onda acústica específica para viajar de un punto a otro. ‖ Intervalo de tiempo de tránsito. Es el tiempo requerido por una onda compresional para viajar de un punto a otro separado por una distancia de longitud unitaria (1 pie).

Tortuosidad. Parámetro que relaciona la trayectoria irregular que sigue la corriente eléctrica en un medio poroso con la trayectoria sin irregularidades. Su valor es mayor de uno. Actualmente se relaciona con la porosidad de flujo y estancamiento.

Total de sólidos disueltos (tds). Se mide usualmente en mg/l y a menudo reportado en partes por millón.

Traza. Curva en un registro de pozo.

V

Valor aparente. Valor obtenido directamente de la curva registrad sin aplicarle ninguna corrección.

Viscosidad. Resistencia que tiene un fluido para circular.

Y

Yacimiento. Paquete de roca o unidad geológica que contiene algún fluido o mineral explotable.

Z

Z/A. Relación entre el número atómico y el peso atómico. Cuando el núcleo de un elemento tiene el mismo número atómico, pero diferente peso atómico, se le denomina isótopo. Esta relación se ocupa en la medición de la densidad atómica en los registros de densidad.

Zona invadida. Ocurre en una formación porosa y permeable cuando el filtrado de lodo logra pasar la pared del agujero, desplazando al fluido de la formación. En esta zona puede existir filtrado de lodo y combinaciones de éste con el fluido de la formación.

Esta obra se terminó de imprimir
en agosto de 1998
en el taller de imprenta del
Departamento de Publicaciones
de la Facultad de Ingeniería,
Ciudad Universitaria, México, D.F.
C.P. 04510

Secretaría de Servicios Académicos

El tiraje consta de 250 ejemplares
más sobrantes de reposición.