

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESPECTROMETRÍA DE RAYOS GAMMA PARA IDENTIFICAR ZONAS DE ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Corredor G., Carlos W.
para optar al Título de
Ingeniero Geofísico

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESPECTROMETRÍA DE RAYOS GAMMA PARA IDENTIFICAR ZONAS DE ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Andrés Espeso
COTUTOR ACADÉMICO: Prof. Daniel Palacios

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Corredor G., Carlos W.
para optar al Título de
Ingeniero Geofísico

Caracas, 2013

Caracas, marzo de 2013

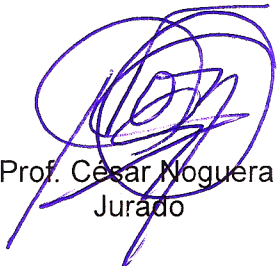
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica de la Facultad de Ingeniería, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Carlos Corredor, titulado:

“Espectrometría de rayos gamma para identificar zonas de acumulación de hidrocarburos ”

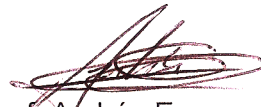
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Nuris Orihuela
Jurado



Prof. César Noguera
Jurado



Prof. Andrés Espeso
Tutor Académico

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE GEOLOGÍA, MINAS Y GEOFÍSICA
DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

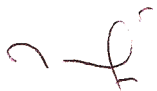
ACTA DE EVALUACIÓN DE TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

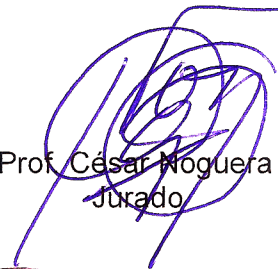
Los abajo firmantes, integrantes del jurado examinador designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica para evaluar el Trabajo Especial de Grado titulado: **“ESPECTROMETRÍA DE RAYOS GAMMA PARA IDENTIFICAR ZONAS DE ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS”**, presentado por el bachiller Carlos Wilfredo Corredor García, Cédula de Identidad: V-14.381.184; para obtener el título de Ingeniero Geofísico, en el acto de defensa pública correspondiente, considerando que:

1. La metodología empleada presenta técnicas innovadoras para la evaluación de registros petrofísicos de datos espectrales de radiación gamma, proponiéndose una nueva manera de interpretar tales parámetros a partir de procesamientos matemáticos sustentados en principios físicos.
2. Se propuso un método alternativo de cálculo de la técnica de normalización al torio y se demostró analíticamente.
3. Los resultados obtenidos son los primeros en su tipo y constituyen una base para continuar el desarrollo de métodos alternativos de prospección geofísica de hidrocarburos a partir de técnicas nucleares.

Acordamos por unanimidad otorgar Mención de Honor al bachiller: Carlos Wilfredo Corredor García.

Acto celebrado en la Ciudad Universitaria de Caracas, al vigésimo primer día del mes de marzo de dos mil trece.


Prof. Nuris Orihuela
Jurado


Prof. César Noguera
Jurado


Prof. Andrés Espeso
Tutor Académico

DEDICATORIA

A la memoria de Carlos Wilfredo García Silva
a sus padres, Isabelina y Carlos

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, que me brindó la más enriquecedora experiencia académica.

A mis tutores Andrés Espeso y Daniel Palacios, por la confianza, el apoyo incondicional y la calidad humana.

A mis abuelos Ana Isabel y Carlos, a mis padres Diógenes, Luis y Tibilay, por ser responsables directos de este logro a través de sus innumerables ayudas.

A mi hija Valentina, por ser el motor en medio de las dificultades; por su compañía y ayuda como pequeña geofísica de campo.

A Luz Mirella Ardila Almagro, por los sacrificios, asistencias y ayudas a lo largo de la carrera.

A Belkys Llovera, por haberme guiado en mis primeros pasos dentro de la Facultad de Ingeniería.

A Mario Mazzone, Edgar Lucena y Yeris Spósito, quienes contribuyeron de manera directa a la obtención de este logro.

A Kake García y Jorge Viltres, por su valioso apoyo.

A Clemente Pérez, César Yépez, Said Roa, Yondert Melo y Jorge Padilla, por su apoyo académico y disponibilidad incondicional.

A los profesores, José Cavada, Freddy Pérez, Gerardo Ramírez, Jesús González, Inírida Rodríguez, Carlos Moreno, José Chitty y Miguel Castillejo, quienes me ayudaron de manera desprendida durante la carrera.

A los profesores, Ricardo Ambrosio, Ovidio Suárez y Vanessa Urdaneta, por la gentil colaboración para este trabajo especial de grado.

A mis compañeros de ciencias de la tierra que durante estos últimos meses me han alentado con su entusiasmo y buenas expectativas.

Corredor G., Carlos W.

ESPECTROMETRÍA DE RAYOS GAMMA PARA IDENTIFICAR ZONAS DE ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS

Tutor Académico: Prof. Andrés Espeso. Cotutor Académico: Prof. Daniel Palacios. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2013, 299p.

Palabras Claves: Normalización, Torio, Hidrocarburos, Espectral, Petrofísica.

Resumen. El método de normalización al torio propuesto por Saunders, Burson, Branch y Thompson (1993), es utilizado en mediciones superficiales para encontrar anomalías radiométricas en los valores espectrales de radiación gamma. Está sustentado en la alteración de las condiciones de óxido-reducción del suelo que ocurren por microfiltraciones de hidrocarburos a gran profundidad pero cuya expresión en superficie es detectada. En este trabajo se propone evaluar la técnica de Saunders en parámetros espectrales obtenidos en profundidad a través de herramientas de perfilaje de pozos. Para ello, se toman los valores de torio como referencia, debido a su comportamiento geoquímicamente estable y se compara sus cambios proporcionales con los del potasio y los del uranio, con el objetivo de evaluar la factibilidad técnica del uso de este método en la prospección de hidrocarburos, reduciendo así, la incertidumbre asociada a la caracterización petrofísica del subsuelo.

Para llevar a cabo este estudio se dispuso de datos espectrales y de radiación gamma total de 10 pozos considerados productores de hidrocarburos y cuyos intervalos de producción están identificados. Se estudió bajo condiciones controladas de simulación, la manera de abordar dichos datos espectrales, con lo que se propuso un método de corrección y criterios para realizar suavizados de los

datos. Se compararon los procesamientos para 10 intervalos diferentes por cada pozo. Se generaron 3200 columnas de resultados preliminares a partir de los que se propusieron correcciones al método. Finalmente se calcularon parámetros petrofísicos complementarios con el fin de correlacionarlos con los resultados.

La técnica indicó la presencia de hidrocarburos en pozos con intervalos productores mayores a 700 pies, pero sólo tres pozos cumplen con esa condición, por lo que el estudio no resulta estadísticamente confiable. En el resto de los pozos, con rangos de intervalos de producción desde 8 a 176 pies, el método no tiene capacidad resolutive.

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.1 El problema de la investigación.....	3
1.2 Objetivos.....	5
1.2.1 Objetivo general.....	5
1.2.2 Objetivos específicos.....	5
1.3 Justificación del problema.....	6
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	8
2.1 La técnica de rayos gamma en registros de pozos.....	8
2.2 El registro de espectrometría.....	9
2.2.1 Comportamiento geoquímico de los elementos torio, uranio y potasio.....	9
2.2.2 Relaciones Th/K para identificar tipos de arcilla en las formaciones.....	11
2.2.3 Relaciones Th/U en las unidades litológicas para caracterizar el ambiente de depósito sedimentario.....	12
2.3 Anomalías geoquímicas de radionúclidos naturales en depósitos de petróleo/gas y columna estratigráfica.....	13
2.4 Compensación de la litología del subsuelo.....	18
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO.....	21
3.1 Etapas previas de la investigación.....	21
3.2 Descripción del método de normalización al torio propuesto por Saunders.....	21
3.3 Descripción del comportamiento geoquímico de los elementos uranio,	

torio y potasio en el contexto del método de normalización al torio.....	24
3.4 Análisis del método de normalización al torio.....	27
3.5 Propuesta de corrección de valores promedio de potasio y uranio utilizados en el método de normalización al torio.....	28
3.6 Demostraciones matemáticas de la propuesta de correcciones.....	32
3.7 Análisis de casos de promedios de potasio a partir de simulaciones.....	41
3.8 Hipótesis de necesidad de suavizado de los datos espectrales.....	69
3.9 Análisis de paralelismo de valores espectrales entre litologías como preámbulo a otras propuestas de suavizado.....	81
3.10 Estudio de variabilidad y análisis de casos para seleccionar métodos de suavizado.....	89
3.11 Análisis estadístico de la información gamma espectrométrica.....	95
3.12 Diferenciación litológica.....	117
3.13 Definición de intervalos para la normalización al torio.....	119
3.14 Procesamiento de datos en base a los diferentes casos de suavizado	120
3.15 Observaciones preliminares.....	121
3.16 Análisis de resultados.....	128
3.17 Procesamiento, representación y análisis de parámetros complementarios.....	151
3.18 Modelo explicativo de características radiométricas en casos exitosos y limitaciones del método.....	156
CAPITULO IV. CONCLUSIONES.....	158
4.1 Conclusiones.....	158
4.2 Recomendaciones.....	160
BIBLIOGRAFÍA.....	162
ANEXOS.....	164
Anexo 1. Histogramas de frecuencia.....	164
Anexo 1.1 Histograma de frecuencias. Rayos Gamma Totales.....	164

Anexo 1.2 Histograma de frecuencias. Torio.....	174
Anexo 1.3 Histograma de frecuencias. Potasio.....	184
Anexo 1.4 Histograma de frecuencias. Uranio.....	193
Anexo 2. Tablas de correlaciones entre registros completos y datos truncados. Pozo 02.....	203
Anexo 3. Representación gráfica de los resultados en los intervalos más representativos.....	212
Anexo 3.1 Volumen de Arcilla en pozos con los mayores intervalos productores.....	212
Anexo 3.2 Volumen de Arcilla en pozos con los menores intervalos productores.....	222
Anexo 3.3 Relación Th/U en pozos con los mayores intervalos productores.....	230
Anexo 3.4 Relación Th/U en pozos con los menores intervalos productores.....	240
Anexo 3.5 GR y U en pozos con los mayores intervalos productores	248
Anexo 3.6 GR y U en pozos con los menores intervalos productores	258
Anexo 3.7 Relación Th/K en pozos con los mayores intervalos productores.....	266
Anexo 3.8 Relación Th/K en pozos con los menores intervalos productores.....	273
Anexo 3.9 Porosidad y Densidad en pozos con los menores intervalos productores.....	281

ÍNDICE DE TABLAS

1. Concentraciones típicas de radioelementos sobre unidades litológicas.....	18
2. Modelo de secuencia de datos espectrales medidos.....	23
3. Resumen de datos del gráfico de la figura 5.....	30
4. Desviación estándar por estratos.....	77
5. Promedios de U y Th por litologías.....	81
6. Promedios de U y Th por litologías sin el valor promedio del carbonato.....	82
7. Promedios de K y Th por litologías.....	83
8. Resumen de valores simulados por estratos.....	86
9. Resumen de parámetros de relación lineal sobre valores de simulación.....	87
10. Desviación estándar de valores consecutivos simulados de Th.....	90
11. Indicadores de grado de variabilidad de valores de Th simulados (a).....	91
12. Indicadores de grado de variabilidad de valores de Th simulados (b).....	92
13. Indicadores de grado de variabilidad de valores de Th simulados (c).....	93
14. Indicadores de grado de variabilidad de valores de Th simulados (d).....	94
15. Resumen datos de producción de los pozos disponibles.....	96
16. Leyenda de colores para cuadros de parámetros disponibles.....	96
17. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 02.....	97
18. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 04.....	97
19. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 05.....	98
20. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 06.....	98
21. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 07.....	98
22. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 08.....	99
23. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 11.....	99
24. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 12.....	100
25. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 14.....	100
26. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 24.....	100

27. Resumen de parámetros estadísticos por pozos (a).....	102
28. Resumen de parámetros estadísticos por pozos (b).....	103
29. Rango de valores GR para diferenciación litológica.....	118
30. Colores para diferenciación litológica.....	118
31. Escala relativa de competencia para diferenciación litológica.....	118
32. Correlaciones y comparaciones entre datos sin suavizar y casos de suavizado. Pozo 02.....	124
33. Resumen de resultados de procesamiento de registros completos (a).....	129
34. Resumen de resultados de procesamiento de registros completos (b).....	130
35. Correlación entre volumen de arcilla en base a GR y en base a Th.....	152
36. Rango de valores de la relación Th/K para clasificación de tipo de arcillas	155
37. Correlación entre registro completo e intervalo de +/- 50 pies alrededor del intervalo productor. Pozo 02.....	203
38. Correlación entre registro completo e intervalo de +/- 100 pies alrededor del intervalo productor. Pozo 02.....	204
39. Correlación entre registro completo e intervalo de +/- 200 pies alrededor del intervalo productor. Pozo 02.....	205
40. Correlación entre registro completo e intervalo de alrededor de 100 pies encima del intervalo productor. Pozo 02.....	206
41. Correlación entre registro completo e intervalo de alrededor de 200 pies encima del intervalo productor. Pozo 02.....	207
42. Correlación entre registro completo e intervalo de alrededor de 400 pies encima del intervalo productor. Pozo 02.....	208
43. Correlación entre registro completo e intervalo más superficial de alrededor de 100 pies. Pozo 02.....	209
44. Correlación entre registro completo e intervalo más superficial de alrededor de 200 pies. Pozo 02.....	210
45. Correlación entre registro completo e intervalo más superficial de alrededor de 400 pies. Pozo 02.....	211

ÍNDICE DE FIGURAS

1. Gráfico cruzado de Th vs. K.....	12
2. Contribución del uranio al flujo de radiación en el perfil estratigráfico y en la superficie del suelo.....	14
3. Modelo sugerido para la formación de anomalías de hidrocarburos, radiométricas y geoquímicas en la columna estratigráfica y en la superficie del suelo.....	16
4. Ejemplo hipotético de relación proporcional entre Th, U y K.....	22
5. Representación hipotética de curva real de potasio sin alterar (Kr) y los valores medidos alterados (Ks).....	29
6. Pruebas sobre DK. Simulación 1.1 (a).....	45
7. Pruebas sobre DK. Simulación 1.1 (b).....	46
8. Pruebas sobre DK. Simulación 1.2 (a).....	50
9. Pruebas sobre DK. Simulación 1.2 (b).....	51
10. Pruebas sobre DK. Simulación 1.3.....	53
11. Pruebas sobre DK. Simulación 2.1 (a).....	58
12. Pruebas sobre DK. Simulación 2.1 (b).....	59
13. Pruebas sobre DK. Simulación 2.2 (a).....	61
14. Pruebas sobre DK. Simulación 2.2 (b).....	62
15. Pruebas sobre DK. Simulación 2.3.....	64
16. Pruebas sobre DK. Simulación 3.1.....	67
17. Suavizado con promedio de dos medidas consecutivas.....	71
18. Suavizado con ponderación uniforme de tres medidas consecutivas.....	72
19. Suavizado con promedio de tres medidas consecutivas con ponderación de 50%-25%-25%.....	73
20. Suavizado con promedio de tres medidas consecutivas con ponderación de 25%-50%-25%.....	74

21. Suavizado con promedio de tres medidas consecutivas con ponderación de 25%-25%-50%.....	75
22. Pruebas sobre DK. Simulación 1.3 sin suavizar.....	79
23. Pruebas sobre DK. Simulación 1.3 con suavizado.....	80
24. Gráfico de dispersión de Th vs. U.....	82
25. Gráfico de dispersión de Th vs. U sin el valor promedio del carbonato.....	82
26. Gráfico de dispersión de Th vs. K.....	83
27. Histogramas de frecuencia GR (a).....	105
28. Histogramas de frecuencia GR (b).....	106
29. Histogramas de frecuencia Th (a).....	109
30. Histogramas de frecuencia Th (b).....	110
31. Histogramas de frecuencia K (a).....	112
32. Histogramas de frecuencia K (b).....	113
33. Histogramas de frecuencia U (a).....	115
34. Histogramas de frecuencia U (b).....	116
35. Diferentes tipos de suavizados sobre una sección del Pozo 02.....	127
36. Gráfico DK y DU. Pozo 04. Intervalo 1 de 2.....	133
37. Gráfico DK y DU. Pozo 04. Intervalo 2 de 2.....	134
38. Gráfico DK y DU. Pozo 05. Intervalo 1 de 2.....	135
39. Gráfico DK y DU. Pozo 05. Intervalo 2 de 2.....	136
40. Gráfico DU. Pozo 06. Intervalo 1 de 1.....	137
41. Gráfico DUc A. Pozo 04. Intervalo 1 de 2.....	142
42. Gráfico DUc A. Pozo 04. Intervalo 2 de 2.....	143
43. Gráfico DK A y DUc A. Pozo 04. Intervalo 1 de 2.....	144
44. Gráfico DK A y DUc A. Pozo 04. Intervalo 2 de 2.....	145
45. Gráfico DUc A. Pozo 05. Intervalo 1 de 2.....	146
46. Gráfico DUc A. Pozo 05. Intervalo 2 de 2.....	147
47. Gráfico DK A y DUc A. Pozo 05. Intervalo 1 de 2.....	148
48. Gráfico DK A y DUc A. Pozo 05. Intervalo 2 de 2.....	149

49. Gráfico DUc A. Pozo 06. Intervalo 1 de 1.....	150
50. Histograma de frecuencias GR. Pozo 02.....	164
51. Histograma de frecuencias GR. Pozo 04.....	165
52. Histograma de frecuencias GR. Pozo 05.....	166
53. Histograma de frecuencias GR. Pozo 06.....	167
54. Histograma de frecuencias GR. Pozo 07.....	168
55. Histograma de frecuencias GR. Pozo 08.....	169
56. Histograma de frecuencias GR. Pozo 11.....	170
57. Histograma de frecuencias GR. Pozo 12.....	171
58. Histograma de frecuencias GR. Pozo 14.....	172
59. Histograma de frecuencias GR. Pozo 24.....	173
60. Histograma de frecuencias Th. Pozo 02.....	174
61. Histograma de frecuencias Th. Pozo 04.....	175
62. Histograma de frecuencias Th. Pozo 05.....	176
63. Histograma de frecuencias Th. Pozo 06.....	177
64. Histograma de frecuencias Th. Pozo 07.....	178
65. Histograma de frecuencias Th. Pozo 08.....	179
66. Histograma de frecuencias Th. Pozo 11.....	180
67. Histograma de frecuencias Th. Pozo 12.....	181
68. Histograma de frecuencias Th. Pozo 14.....	182
69. Histograma de frecuencias Th. Pozo 24.....	183
70. Histograma de frecuencias K. Pozo 02.....	184
71. Histograma de frecuencias K. Pozo 04.....	185
72. Histograma de frecuencias K. Pozo 05.....	186
73. Histograma de frecuencias K. Pozo 07.....	187
74. Histograma de frecuencias K. Pozo 08.....	188
75. Histograma de frecuencias K. Pozo 11.....	189
76. Histograma de frecuencias K. Pozo 12.....	190
77. Histograma de frecuencias K. Pozo 14.....	191

78. Histograma de frecuencias K. Pozo 24.....	192
79. Histograma de frecuencias U. Pozo 02.....	193
80. Histograma de frecuencias U. Pozo 04.....	194
81. Histograma de frecuencias U. Pozo 05.....	195
82. Histograma de frecuencias U. Pozo 06.....	196
83. Histograma de frecuencias U. Pozo 07.....	197
84. Histograma de frecuencias U. Pozo 08.....	198
85. Histograma de frecuencias U. Pozo 11.....	199
86. Histograma de frecuencias U. Pozo 12.....	200
87. Histograma de frecuencias U. Pozo 14.....	201
88. Histograma de frecuencias U. Pozo 24.....	202
89. Volumen de arcilla. Pozo 04. Intervalo 5 de 7.....	212
90. Volumen de arcilla. Pozo 04. Intervalo 6 de 7.....	213
91. Volumen de arcilla. Pozo 04. Intervalo 7 de 7.....	214
92. Volumen de arcilla. Pozo 05. Intervalo 7 de 10.....	215
93. Volumen de arcilla. Pozo 05. Intervalo 8 de 10.....	216
94. Volumen de arcilla. Pozo 05. Intervalo 9 de 10.....	217
95. Volumen de arcilla. Pozo 05. Intervalo 9 de 10.....	218
96. Volumen de arcilla. Pozo 06. Intervalo 1 de 3.....	219
97. Volumen de arcilla. Pozo 06. Intervalo 2 de 3.....	220
98. Volumen de arcilla. Pozo 06. Intervalo 3 de 3.....	221
99. Volumen de arcilla. Pozo 02. Intervalo 6 de 8.....	222
100. Volumen de arcilla. Pozo 02. Intervalo 7 de 8.....	223
101. Volumen de arcilla. Pozo 02. Intervalo 8 de 8.....	224
102. Volumen de arcilla. Pozo 08. Intervalo 7 de 9.....	225
103. Volumen de arcilla. Pozo 11. Intervalo 5 de 5.....	226
104. Volumen de arcilla. Pozo 12. Intervalo 3 de 3.....	227
105. Volumen de arcilla. Pozo 14. Intervalo 7 de 8.....	228
106. Volumen de arcilla. Pozo 24. Intervalo 6 de 6.....	229

107. Relación Th/U. Pozo 04. Intervalo 5 de 7.....	230
108. Relación Th/U. Pozo 04. Intervalo 6 de 7.....	231
109. Relación Th/U. Pozo 04. Intervalo 7 de 7.....	232
110. Relación Th/U. Pozo 05. Intervalo 7 de 10.....	233
111. Relación Th/U. Pozo 05. Intervalo 8 de 10.....	234
112. Relación Th/U. Pozo 05. Intervalo 9 de 10.....	235
113. Relación Th/U. Pozo 05. Intervalo 10 de 10.....	236
114. Relación Th/U. Pozo 06. Intervalo 1 de 3.....	237
115. Relación Th/U. Pozo 06. Intervalo 2 de 3.....	238
116. Relación Th/U. Pozo 06. Intervalo 3 de 3.....	239
117. Relación Th/U. Pozo 02. Intervalo 6 de 8.....	240
118. Relación Th/U. Pozo 02. Intervalo 7 de 8.....	241
119. Relación Th/U. Pozo 02. Intervalo 8 de 8.....	242
120. Relación Th/U. Pozo 08. Intervalo 7 de 9.....	243
121. Relación Th/U. Pozo 11. Intervalo 5 de 5.....	244
122. Relación Th/U. Pozo 12. Intervalo 3 de 3.....	245
123. Relación Th/U. Pozo 14. Intervalo 7 de 8.....	246
124. Relación Th/U. Pozo 24. Intervalo 6 de 6.....	247
125. GR y U. Pozo 04. Intervalo 5 de 7.....	248
126. GR y U. Pozo 04. Intervalo 6 de 7.....	249
127. GR y U. Pozo 04. Intervalo 7 de 7.....	250
128. GR y U. Pozo 05. Intervalo 7 de 10.....	251
129. GR y U. Pozo 05. Intervalo 8 de 10.....	252
130. GR y U. Pozo 05. Intervalo 9 de 10.....	253
131. GR y U. Pozo 05. Intervalo 10 de 10.....	254
132. GR y U. Pozo 06. Intervalo 1 de 3.....	255
133. GR y U. Pozo 06. Intervalo 2 de 3.....	256
134. GR y U. Pozo 06. Intervalo 3 de 3.....	257
135. GR y U. Pozo 02. Intervalo 6 de 8.....	258

136. GR y U. Pozo 02. Intervalo 7 de 8.....	259
137. GR y U. Pozo 02. Intervalo 8 de 8.....	260
138. GR y U. Pozo 08. Intervalo 7 de 9.....	261
139. GR y U. Pozo 11. Intervalo 5 de 5.....	262
140. GR y U. Pozo 12. Intervalo 3 de 3.....	263
141. GR y U. Pozo 14. Intervalo 7 de 8.....	264
142. GR y U. Pozo 24. Intervalo 6 de 6.....	265
143. Relación Th/K. Pozo 04. Intervalo 5 de 7.....	266
144. Relación Th/K. Pozo 04. Intervalo 6 de 7.....	267
145. Relación Th/K. Pozo 04. Intervalo 7 de 7.....	268
146. Relación Th/K. Pozo 05. Intervalo 7 de 10.....	269
147. Relación Th/K. Pozo 05. Intervalo 8 de 10.....	270
148. Relación Th/K. Pozo 05. Intervalo 9 de 10.....	271
149. Relación Th/K. Pozo 05. Intervalo 10 de 10.....	272
150. Relación Th/K. Pozo 02. Intervalo 6 de 8.....	273
151. Relación Th/K. Pozo 02. Intervalo 7 de 8.....	274
152. Relación Th/K. Pozo 02. Intervalo 8 de 8.....	275
153. Relación Th/K. Pozo 08. Intervalo 7 de 9.....	276
154. Relación Th/K. Pozo 11. Intervalo 5 de 5.....	277
155. Relación Th/K. Pozo 12. Intervalo 3 de 3.....	278
156. Relación Th/K. Pozo 14. Intervalo 7 de 8.....	279
157. Relación Th/K. Pozo 24. Intervalo 6 de 6.....	280
158. Porosidad Neutrón y Densidad Aparente. Pozo 08. Intervalo 7 de 9.....	281
159. Porosidad Neutrón y Densidad Aparente. Pozo 11. Intervalo 5 de 5.....	282
160. Porosidad Neutrón y Densidad Aparente. Pozo 24. Intervalo 6 de 6.....	283

INTRODUCCIÓN

En el presente Trabajo Especial de Grado se propone la evaluación de un método para la identificación de hidrocarburos en trampas estratigráficas y estructurales a partir de los registros de rayos gamma espectrales.

La técnica de Rayos Gamma (GR por sus siglas en inglés) se basa en la medición de las emisiones naturales de rayos gamma que poseen las rocas. Los minerales radiactivos principales son potasio (K), torio (Th) y uranio (U). Durante la meteorización de las rocas estos elementos radiactivos se desintegran en las partículas arcillosas, por lo tanto las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas, mayor es la emisión de GR de las mismas. En consecuencia, el GR sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas (Vsh), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas (Bisbé, 2007).

El registro de rayos gamma espectrales consiste en obtener de forma separada los componentes de uranio, torio y potasio de la radiación gamma total. Se utiliza para clasificar los minerales arcillosos que contiene una formación litológica a través de la relación de proporciones de los tres elementos radiactivos principales (K, Th y U). La identificación del tipo de minerales arcillosos en rocas reservorio es muy importante debido a su efecto sobre la porosidad y permeabilidad de las rocas. El tipo de minerales arcillosos en las formaciones geológicas se puede determinar a partir de los diagramas torio-potasio (Th/K). Las relaciones entre las concentraciones Th/K ayudan a identificar el tipo de arcilla presente en la formación, mientras que la concentración de uranio indica la presencia de materia orgánica dentro de las arcillas. Si se parte del principio que cada formación posee un tipo de arcilla característica, al registrarse un cambio en el tipo de arcilla por la relación Th/K se puede inferir que se produjo un cambio formacional. Por lo tanto el NGS puede utilizarse para estimar contactos

formacionales. En general, los registros de rayos gamma son útiles para estudios litológicos, ya que los diferentes tipos de rocas sedimentarias exhiben una gama general de respuestas de rayos gamma (Glover, 2000; Tossiani, 2008).

A pesar de la valiosa información que se puede obtener a partir de los GR y los NGS, ninguna de las dos técnicas permite identificar zonas de acumulación de hidrocarburos. En la actualidad, con la finalidad de evaluar la saturación de petróleo de la formación e identificar zonas de petróleo inadvertido, se utilizan métodos más complejos y costosos como la Herramienta de Control de Saturación (RST), donde se emplean las técnicas de perfilaje de Captura de Neutrones (PNC) y Dispersión Inelástica (IS) (Palacios, 2011).

El presente estudio tiene como objetivo desarrollar un nuevo método para la prospección de hidrocarburos en trampas estratigráficas y estructurales, basado en mediciones espectrales de rayos gamma. En este trabajo se propone una nueva interpretación de estos registros.

Para identificar zonas de acumulación de hidrocarburos en las formaciones, a partir de los registros de espectrometría de rayos gamma, se aplica la técnica de normalización al torio, calculándose los valores de DK y de DU (diferencias radiométricas de potasio y uranio respectivamente). Los resultados de la técnica de normalización al torio se correlacionan con los intervalos de producción de hidrocarburos y con los resultados del análisis de otros registros (volumen de arcilla, porosidad neutrón, densidad aparente).

Además de obtener información sobre los tipos de minerales arcillosos en las rocas, a partir de la relación Th/K, y la caracterización del ambiente de depósito sedimentario en las unidades litológicas, a partir de las relaciones Th/U, la nueva manera de procesar los datos de espectrometría de rayos gamma basados en los estudios de Saunders et al. (1993), permite identificar zonas de acumulación de hidrocarburos en las formaciones.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 El problema de la investigación.

Los métodos clásicos de prospección geofísica utilizados con fines petrolíferos aportan información sobre las estructuras geológicas que permiten la acumulación de hidrocarburos, sea que tales acumulaciones se encuentren en trampas de tipo estructural o en trampas de tipo estratigráficas. Los métodos sísmicos y los métodos gravimétricos son los más empleados al momento de generar modelos geológicos de las estructuras presentes en el subsuelo; sin embargo, esa información constituye apenas uno de los elementos del conjunto que compone a un sistema petrolero: estructura geológica que sirva de trampa para los hidrocarburos junto a la adecuada combinación de rocas recipiente y rocas sello (Méndez, 2011).

Para evaluar un potencial yacimiento se debe tomar en cuenta, además, la presencia de otros elementos del sistema petrolero como la roca generadora (roca madre) y vías de migración hacia la trampa. No obstante la existencia de todos los elementos planteados, en la mayoría de los casos las perforaciones resultan en pozos secos, es decir, en pozos petroleros en los que no se consigue hidrocarburos. De hecho, las estadísticas indican que en el contexto planteado (con todos los elementos del sistema petrolero presentes) en 1 de cada 12 pozos se encuentra petróleo aunque no sea comercialmente explotable; 1 de cada 49 resulta en un yacimiento pequeño y 1 de cada 729 resulta en un campo grande (Lahee; c.p. Méndez, 2011).

Esto ocurre porque es necesario que se dé el último y más importante elemento del sistema petrolero: la sincronización, donde cada uno de los

elementos anteriores deben darse en un orden específico para que efectivamente ocurra la acumulación de hidrocarburos.

Debido al elevado costo de las perforaciones, se realizan estimaciones basadas en estudios petrofísicos y en estudios de física de rocas con lo que se generan modelos probabilísticos ayudando a reducir la incertidumbre existente a la hora de decidir si se lleva a cabo una perforación.

Actualmente se han desarrollado nuevos métodos de uso potencial en geofísica. De estos métodos geofísicos, los nucleares tienen aplicación en el ámbito de adquisición de registros en pozos, donde se utilizan específicamente para llevar a cabo caracterizaciones de formaciones geológicas en términos de sus litologías y de propiedades petrofísicas. Tal es el caso de las mediciones de Rayos Gamma Espectrales, que consiste en obtener de manera separada los componentes de uranio, torio y potasio de la radiación gamma natural (Bisbé, 2007). Esta clase de estudio no se ha empleado para otros fines más allá de la clasificación de tipos de arcilla, desconociéndose si tiene uso potencial en la identificación de hidrocarburos en profundidad. Sin embargo, en la literatura revisada se encontró un trabajo, en el cual se plantea que la espectrometría de rayos gamma se puede utilizar, con algunas limitaciones, para determinar zonas de acumulación de hidrocarburos a partir de una técnica de normalización al torio del potasio y equivalente de uranio (Gadallah, El-Terb, El-Kattan y El-Alfy, 2010). Aunque en el mencionado artículo se planteó que habían trabajado con siete pozos, solamente se presentó el resultado en uno de ellos, además, no se justificó ni se dieron las bases del procedimiento empleado, el cual se ha aplicado a mediciones de espectrometría gamma aérea y terrestre (superficial) para la exploración de hidrocarburos (Saunders et al., 1993). Es conocido que la presencia de hidrocarburos en estratos inferiores del subsuelo alteran las condiciones de óxido-reducción del medio superior debido a los distintos gases que lo permean; lo que induce cambios geoquímicos que se reflejan en variaciones de las relaciones de proporcionalidad entre los distintos componentes

del espectro de rayos gamma natural respecto a las relaciones de proporcionalidad características de medios donde no existen hidrocarburos.

En vista de lo anterior, en el presente trabajo se propone evaluar un nuevo método de prospección de hidrocarburos en trampas estratigráficas y estructurales utilizando mediciones espectrales de rayos gamma, lo cual puede representar una contribución eficaz en la disminución de la incertidumbre asociada a los modelos geológicos probabilísticos.

1.2 Objetivos.

1.2.1 Objetivo general.

Evaluar la factibilidad técnica del uso de la Espectrometría de Rayos Gamma en la identificación y localización de zonas de acumulación de hidrocarburos.

1.2.2 Objetivos específicos.

1. Analizar la información gamma espectrométrica de las formaciones de estudio y evaluar sus potencialidades como reservorios de hidrocarburos.
2. Determinar cuál es el principal elemento radiactivo natural en las formaciones sujetas a estudio.
3. Evaluar la estabilidad y movilidad de los elementos radiactivos potasio, uranio y torio en las diferentes formaciones.
4. Evaluar la influencia del suavizado o filtrado de los registros gamma espectrales sobre la correlación espacial de los valores positivos de DRAD (diferencias radiométricas) y las acumulaciones de petróleo.
5. Correlacionar los resultados de la técnica de normalización al torio, con los

resultados de los análisis de registros en cuanto a intervalos productores de petróleo.

6. Comparar los volúmenes de arcilla estimados a partir de las curvas del torio y de los rayos gamma estándar.
7. Caracterizar el ambiente de depósito sedimentario (oxidante o reductor) en las unidades litológicas a partir de las relaciones Th/U.
8. Determinar los potenciales intervalos de eventos anóxicos oceánicos (caracterizados por el depósito de sedimentos ricos en materiales orgánicos) a partir de los registros de rayos gamma de uranio.
9. Caracterizar los tipos de minerales arcillosos en las rocas, a partir de la relación Th/K.
10. Comparar los resultados con los análisis de porosidad y densidad según la disponibilidad de datos en los registros.
11. Describir las características radiométricas correspondientes a perforaciones exitosas de reservorios de petróleo o de gas a través de un modelo explicativo de los resultados obtenidos.
12. Evaluar las probabilidades de éxito de la técnica de normalización al torio en la identificación de zonas de acumulación de hidrocarburos.
13. Establecer las limitaciones del procedimiento: ¿Cómo dependen los resultados obtenidos de las características del reservorio y del crudo?

1.3 Justificación del problema.

Actualmente se utilizan los registros de rayos gamma espectrales para la identificación de contrastes litológicos, siendo ésta su única aplicación. Este trabajo propone implementar un nuevo método de procesamiento sobre los registros a través de una metodología matemática sustentada en principios físicos con el fin de obtener una información (de dichos registros) de la que

tradicionalmente no se dispone para, de este modo, evaluar la factibilidad técnica del uso de la espectrometría de rayos gamma en la identificación y localización de acumulaciones de hidrocarburos.

En Venezuela esta técnica no se utiliza en la industria petrolera, razón por la cual la realización de este trabajo constituye un aporte al desarrollo tecnológico de una industria que actualmente representa la columna vertebral de la economía del país. Al introducir un nuevo elemento en los estudios probabilísticos que normalmente se llevan a cabo, se podría disminuir el nivel de incertidumbre sobre las zonas potencialmente productoras de petróleo o gas, lo que se traduce directamente en disminución de los costos operativos de la producción hidrocarburífera debido a que cada perforación no exitosa representa enormes pérdidas en dinero.

Asimismo, el desarrollo de métodos nucleares como parte del campo geofísico, representa un aporte de carácter académico con lo que se promueve la participación de los estudiantes del Departamento de Geofísica de la Universidad Central de Venezuela en un área no incursionada por dicho Departamento. El alcance potencial de este estudio promueve un mayor intercambio entre sectores de la industria con la universidad como ente generador de conocimientos útiles para la nación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 La técnica de rayos gamma en registros de pozos.

Los registros de pozos constituyen una útil herramienta para la evaluación de formaciones rocosas porque aportan información que permite llevar a cabo caracterizaciones físicas y petrofísicas del medio. Existen distintos tipos de registros y se clasifican según los principios físicos que los sustentan; éstos pueden ser mecánicos, radiactivos, eléctricos, magnéticos o electromagnéticos. Los registros radiactivos se clasifican a su vez en naturales y artificiales. En los métodos radiactivos naturales se mide la radiación natural de las rocas, mientras que en los artificiales, se mide la respuesta del medio ante una fuente de radiación externa.

Las curvas de rayos gamma son registros de fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas in situ, suministrando información de la cual se puede deducir la litología. La principal aplicación de los registros de radiación natural consiste en relacionar los valores elevados, a cuerpos arcillosos o lutíticos, mientras que los niveles bajos de radiación se asocian a la presencia de cuerpos arenosos. Esto se debe a que en los sedimentos de grano fino (como en las arcillas) tienden a acumularse, partículas de tres isótopos radiactivos: el torio 232 (^{232}Th), proveniente fundamentalmente de la meteorización de rocas ígneas félsicas; el uranio 238 (^{238}U), característico de medios donde la combinación de materia orgánica con condiciones anóxicas de depósito permiten la precipitación de la uraninita (UO_2), tal como ocurre en los depósitos de arcillas; y el Potasio 40 (^{40}K), que de los tres, es el más abundante y se encuentra estructuralmente asociado a la composición mineralógica de algunas arcillas (Bisbé, 2007).

La radiación gamma no se ve afectada por la profundidad y a la vez muestra verticalmente los mayores rangos de variabilidad, mientras que horizontalmente los valores tienden a permanecer constantes, razón por la cual, permite la correlación espacial entre pozos. (Rider, 2002)

2.2 El registro de espectrometría.

Cuando la radiación natural es separada en sus componentes principales de uranio, torio y potasio, el registro recibe el nombre de rayos gamma espectrales. Estos registros tienen diversas aplicaciones, entre las que destacan la clasificación de los tipos de arcillas, la identificación de eventos anóxicos y la correlación entre pozos.

Las mediciones de rayos gamma totales y de rayos gamma espectrales pueden realizarse a “hueco abierto” o con “encamisado”, es decir, que cuando el conducto de la perforación es revestido de cemento, las mediciones pueden llevarse a cabo al igual que antes de dicho revestimiento, debido a que la radiación gamma (γ) al no poseer masa ni carga eléctrica es capaz de penetrar y atravesar la materia con menos dificultad que la radiación alfa (α) y la radiación beta (β) (Bisbé, 2007).

2.2.1 Comportamiento geoquímico de los elementos torio, uranio y potasio.

Según Rider (2002), la principal fuente de torio son las rocas ígneas ácidas o félsicas (de origen continental) y las rocas intermedias. Es extremadamente estable, por lo que no es soluble, encontrándose en suelos residuales en minerales como la bauxita. Aunque es posible que sea adsorbido por algunos minerales arcillosos, es transportado a sitios de depósito por detritos y como fracción de partículas de arcilla. Los minerales pesados que lo contienen son

circón, torita, monacita, epidoto y esfena, todos ellos muy estables. Por su naturaleza detrítica, es más afín a minerales arcillosos continentales, por lo que muestra mayores concentraciones en caolinitas (de origen continental) respecto a las glauconitas (de origen marino). A pesar de su falta de solubilidad, está extensa y uniformemente distribuido en los sedimentos.

Las rocas ígneas félsicas, son la principal fuente de uranio con un valor promedio de 4,65ppm. Forma sales solubles, especialmente en forma de uraninita (U^{6+}), estable bajo condiciones de oxidación y es transportado por ríos en forma de óxido a través de un ión de la uraninita (UO_2^{6+}). También se presenta en forma de U^{4+} estable bajo condiciones de reducción, pero es menos común. Actualmente se cree que el 90% del uranio transportado por ríos va incluido en partículas de arcilla y no en solución, debido a que los sedimentos en suspensión en los ríos, contienen aproximadamente 3ppm de uranio, mientras que los sedimentos del fondo de arrastre presenta valores mucho mas bajos. En promedio, el agua de mar tiene 3ppb (3 milésimas de ppm)¹ de uranio. En los ríos y en especial en aguas marinas, el uranio pasa a los sedimentos por precipitación química en medios ácidos (pH de 2,5 – 4,0) y ambientes reductores (rH de 0 – 0,4). La adsorción por materia orgánica o por seres vivos es quizá la vía más común a través de la que el uranio pasa a los sedimentos, ya que se ha demostrado experimentalmente que los materiales con contenido de carbón pueden extraer el uranio en solución de manera eficiente. La tercera manera en que el uranio pasa a los sedimentos es por reacciones químicas en fosforitas; debido a la variedad de valencias del uranio y bajo las condiciones correctas, se pueden formar iones complejos con carbonatos, fosfatos, hidróxidos y otros, donde se supone que el U^{4+} sustituye al calcio en la fluorapatita carbonática. En general, el uranio se comporta como un constituyente independiente que no forma parte de la estructura química de los minerales, por lo que se distribuye de forma irregular en

¹ La unidad ppb significa “parte por billón”, no obstante en castellano billón representa 10^{12} unidades, mientras que en inglés representa 10^9 unidades. Es universalmente aceptado el sentido inglés de la unidad ppb, por lo tanto, en este caso 3ppb es equivalente a $3 \cdot 10^{-3}$ ppm.

los sedimentos, apareciendo en los registros espectrales como picos.

El potasio es químicamente activo y muy común en las rocas, apareciendo junto con sus isótopos radiactivos en la estructura química de los minerales arcillosos, de las evaporitas en forma de sal y en las rocas ígneas félsicas como feldespatos. El contenido de potasio en los distintos tipos de minerales arcillosos varía considerablemente, por ejemplo, las illitas son los minerales arcillosos con más contenido de potasio, mientras que la caolinita tiene muy poco o ningún contenido. A pesar de la diferencia de contenido en los distintos minerales arcillosos, las arcillas son una mezcla de dichos minerales, por tal motivo, el valor espectral del potasio es un buen indicador de la presencia de arcillas; pero debido a que se encuentra en rocas detríticas en la estructura de los feldespatos, las arenas arcillosas pueden presentar potasio por cuenta de las arcillas y por cuenta de las arenas. El valor promedio de contenido de potasio en lutitas es de 2 a 3,5%. Está presente en minerales formadores de rocas como las micas y los feldespatos potásicos; por ejemplo, el microclino contiene alrededor de 16% (en peso) y la ortoclasa 14%. En las evaporitas presenta un rango de 10 a 50% en peso.

2.2.2 Relaciones Th/K para identificar tipos de arcilla en las formaciones.

Los gráficos cruzados de torio (ppm) versus potasio (%) se utilizan en la evaluación petrofísica del registro ya que permiten la identificación de ciertos tipos de arcilla. En la mayoría de estudios se sugiere una relación $\text{Th/K} > 12$ para las arcillas caoliníticas y una relación $2 < \text{Th/K} < 3,5$ para el mineral illita. La relación Th/K es así generalmente incluida en los registros modernos para permitir la identificación directa de tipos de arcilla. Hampson, W. Davies, S. Davies, Howell y Adamson (2005) utilizaron la relación Th/K para identificar zonas caoliníticas en una secuencia fluvial de Bookcliffs en Utah y las vinculó a la formación de paleosuelos. Su marco de secuencia estratigráfica resultante correspondió bien con la sucesión deltaica ampliamente estudiada del mismo delta. La formación de

zonas caoliníticas empobrecidas de potasio estuvo relacionada con un incremento de la lixiviación debido al bajo nivel de las aguas freáticas. Además, los altos niveles de torio y uranio se relacionaron con intervalos contenedores de minerales pesados. La siguiente figura muestra el gráfico comúnmente utilizado para identificar los tipos de arcilla en base a la relación Th/K.

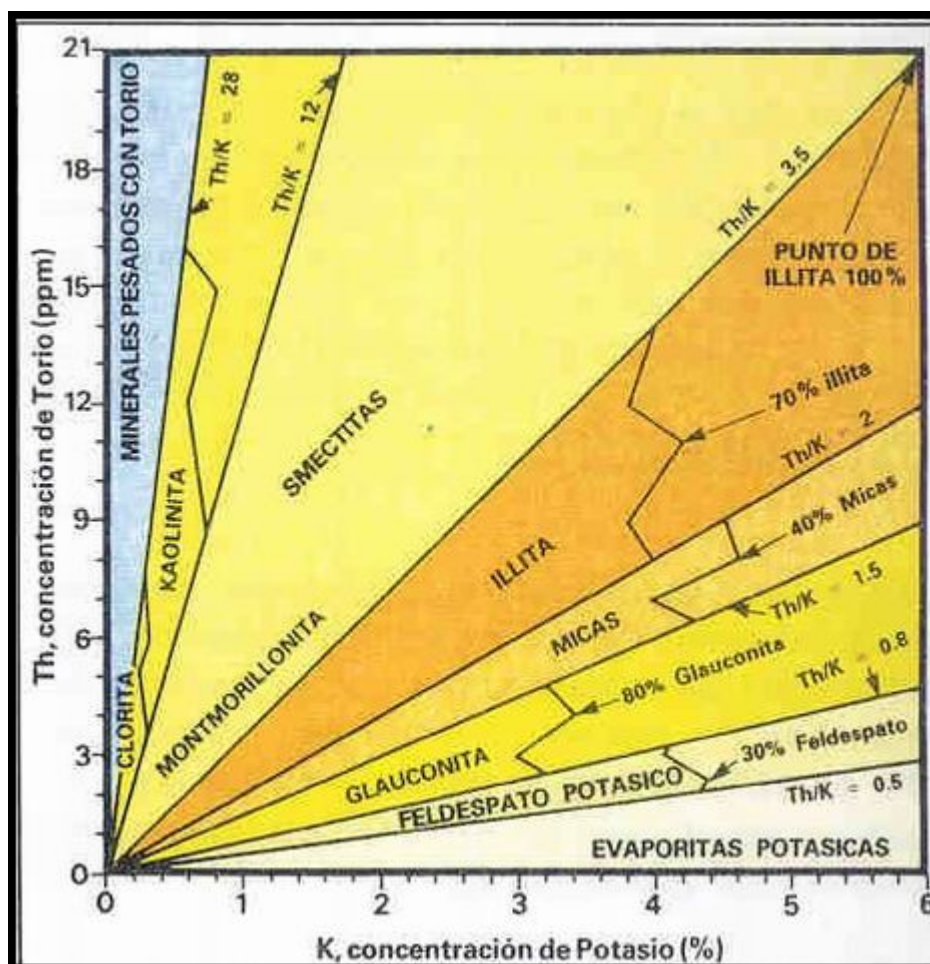


Figura 1. Gráfico cruzado de Th vs. K. Tomado de la página de la Secretaría de Energía de la República Argentina (2012).

2.2.3 Relaciones Th/U en las unidades litológicas para caracterizar el ambiente de depósito sedimentario.

Adams y Weaver (1958) demostraron la utilidad de la relación Th/U como

una indicación de condiciones relativamente oxidantes o reductoras. Estos dos elementos están generalmente asociados geoquímicamente. Mientras que el torio tiene solamente un estado de valencia, que es insoluble, el uranio tiene dos estados de valencia, de los cuales el más bajo es también insoluble pero el más alto es soluble y se puede remover en la solución. El cociente, por lo tanto, proporciona una indicación útil de la reducción u oxidación relativa, pero la atribución a mecanismos de depósito o diagenéticos requiere de información adicional. Estos autores sugirieron además que cocientes < 2 eran altamente sugestivos de relativo enriquecimiento de uranio, e implícitamente condiciones reductoras, mientras que relaciones > 7 indicaban remoción preferencial del uranio, posiblemente por lixiviación.

2.3 Anomalías geoquímicas de radionúclidos naturales en depósitos de petróleo/gas y columna estratigráfica.

Hace más de 80 años que Laubmeyer en Alemania introdujo el término de "migración vertical" para describir los movimientos ascendentes de los fluidos del subsuelo. Su hipótesis ha ganado gran aceptación en muchos métodos de exploración que basan su fundamento en ello. Se incluyen la geoquímica de superficie, de prospección eléctrica y la radiometría. El concepto Laubmeyer se explica como sigue: La presión aumenta rápidamente con la profundidad. Un gas a alta presión rápidamente se expandirá hacia regiones de menor presión, tales como las que se encuentran en la superficie de la tierra. Con el paso del tiempo, los hidrocarburos de bajo peso molecular que migran hacia arriba desde los depósitos de petróleo, en forma de microfiltraciones, inducen cambios químicamente reductores en las zonas que cubren las acumulaciones. Así, el ambiente del subsuelo local se convierte de oxidante o neutro a reductor.

Cuando el uranio oxidado (U^{+6}) entra a zonas químicamente reductoras, el radionúclido se hace inmóvil (U^{+4}), su movimiento ascendente cesa y su concentración se reduce a valores por debajo de los que hubieran existido de no estar presentes los hidrocarburos. De la misma manera, cuando el uranio intenta transitar hacia una zona químicamente reductora se precipita en los límites de la zona. Por esta razón, es de esperar que la contribución del uranio al flujo de radiación, en el perfil estratigráfico por encima de depósitos de petróleo, sea inferior a la que se encuentra sobre áreas estériles de hidrocarburos como se ilustra en la Fig. 2. El torio también viaja a la superficie a través de microfiltraciones pero en general no se afecta por las reacciones redox del subsuelo. A diferencia del torio, el potasio es mucho más móvil, inclusive más que el uranio en ciertos casos.

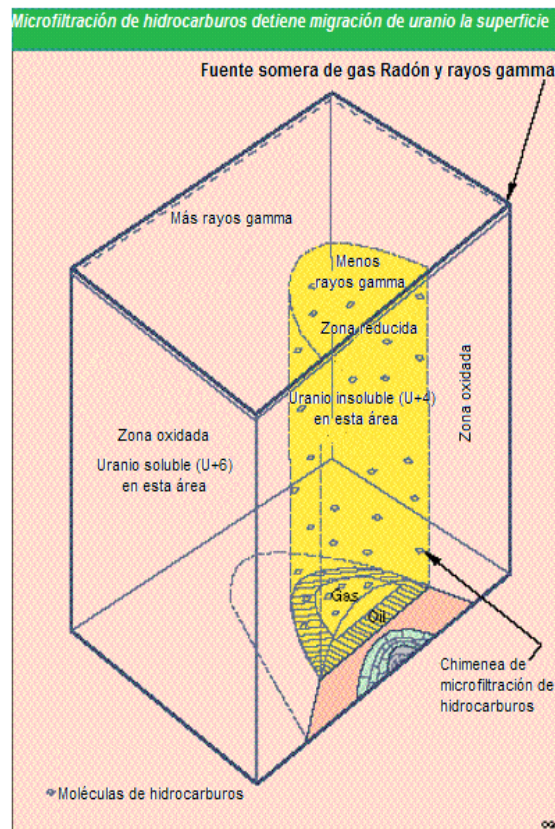


Figura 2. Contribución del uranio al flujo de radiación en el perfil estratigráfico y en la superficie del suelo. Tomado de Morse y Zinke (1995).

Los mecanismos para explicar la formación de anomalías geoquímicas y geofísicas se basa en la presencia de fracturas (macro/micro) que proporcionan las vías para la migración de hidrocarburos (crudo y gas), agua, gases, sales e iones, bajo la forma de microburbujas, y el CO₂ y otros gases que actúan como portadores para transportar la materia mineral a la superficie (Sikka y Shives, 2001).

La microfiltración de hidrocarburos crea una zona químicamente reductora en la columna estratigráfica encima del reservorio. Dichas fugas estimulan la actividad de bacterias oxidantes de hidrocarburos, lo cual hace disminuir la concentración de oxígeno del suelo al tiempo que aumenta la concentración de CO₂ y ácidos orgánicos. Estos cambios pueden afectar el pH y Eh, que a su vez afecta la solubilidad de los oligoelementos. Un cambio en el pH afecta grandemente la solución, concentración y depósito de metales pesados: pH bajo aumenta la solubilidad, pH superior aumenta la precipitación y depósito. El ion hexavalente de uranio totalmente oxidado, y liberado de la roca basal, es soluble en agua y muy móvil, tendiendo a migrar por medio del agua subterránea. Si entra en un ambiente reductor (debido a la presencia de hidrocarburos u otra materia orgánica) el ion se reduce, se vuelve tetravalente, insoluble e inmóvil, lo cual puede condicionar su acumulación. Las anomalías geoquímicas, inducidas por la presencia y migración de hidrocarburos, inducen anomalías radiométricas. Las anomalías radiométricas debido al ⁴⁰K, las familias del uranio y del torio, así como las anomalías debido a ΔC , hidrocarburos ocluidos, minerales magnéticos, elementos traza, y los haluros (Br₂, Cl₂, I₂), probablemente ocurren en todos los niveles estratigráficos. Las diversas reacciones producidas por la actividad química y bacteriana en el medio donde ocurre la filtración de hidrocarburos (líquido/gas) pueden dar lugar a varios micro-índices que causan las anomalías geoquímicas, y en particular radiométricas, que pueden manifestarse en la columna estratigráfica y en la superficie del suelo como se ilustra en la Fig. 3.

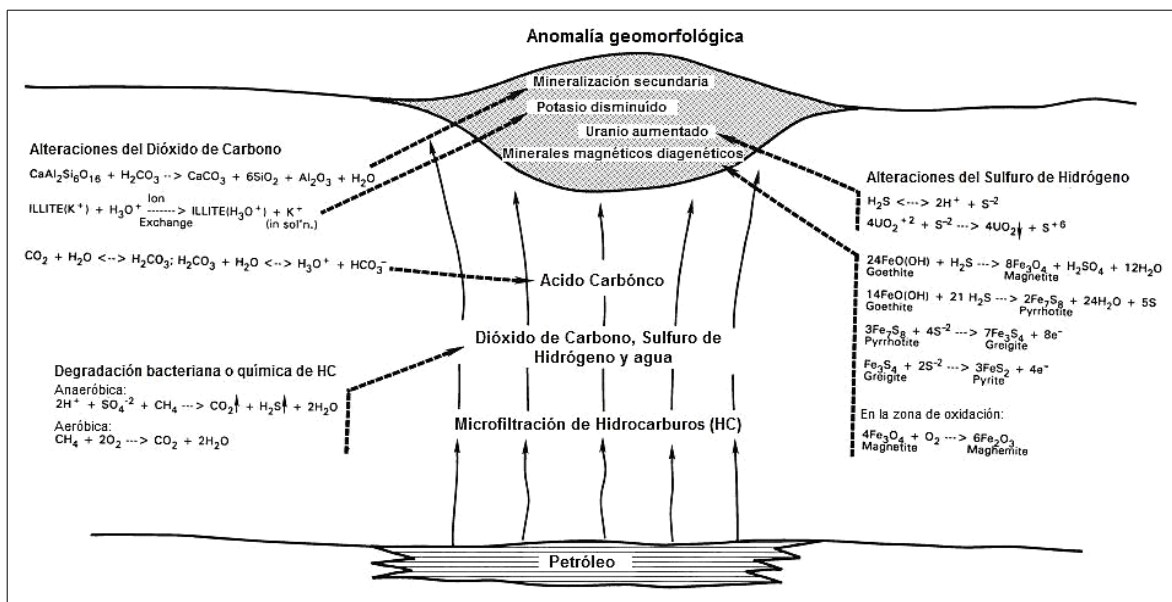


Figura 3. Modelo sugerido para la formación de anomalías de hidrocarburos, radiométricas y geoquímicas en la columna estratigráfica y en la superficie del suelo. Tomado de Sikka y Shives (2001).

Los microorganismos juegan un papel importante en la degradación de los hidrocarburos. Se han observado bacterias nitrificantes y de sulfato a profundidades mayores de 4000 m. Las bacterias degradan a los hidrocarburos mediante reacciones anaeróbicas, liberándose CO_2 , H_2S y H_2O , y por reacciones aeróbicas, liberándose CO_2 y H_2O . El dióxido de carbono forma el ácido carbónico que reacciona con las arcillas y lutitas para liberar uranio, potasio, otros elementos radiactivos y otros iones de las redes minerales. El CO_2 también forma cementos de carbonato lo que da lugar a anomalías DC. El H_2S reduce los iones uranilo a uraninita y también forma minerales magnéticos diagenéticos, lo que produce anomalías magnéticas. Cuando es liberado, el ácido silícico precipita en forma de sílice.

El uranio y el torio se pueden utilizar como indicadores de procesos sedimentarios. En condiciones oxidantes sólo el uranio puede asumir una forma más soluble mientras que la movilidad del torio se limita a medios mecánicos. Por lo tanto, un alto valor Th/U indica lixiviación de uranio en condiciones oxidantes,

comúnmente encontradas en ambientes terrestres, mientras que un bajo valor Th/U indica fijación del uranio debido a las condiciones reductoras que se encuentran en ambientes marinos.

Un aspecto relevante en la anterior descripción es el reconocimiento de que un bajo valor en la relación Th/U es indicativo no sólo de procesos sedimentarios, sino también de roca fuente orgánica. Sin embargo, la relación Th/U por sí sola no puede ser usada para medir la cantidad real de roca fuente y se debe utilizar junto con la evaluación del exceso de carbono. El exceso de carbono en estratos sedimentarios podría estar relacionado con el carbón, hidrocarburos de petróleo en los poros de una roca o con la materia orgánica presente en una roca fuente. De esta manera, con el fin de determinar estas ocurrencias, la relación Th/U se utiliza para determinar si el exceso de carbono se puede atribuir a una roca fuente o a un exceso de carbono asociado con hidrocarburos o carbón. Se ha demostrado que si hay exceso de carbono entonces una relación $\text{Th/U} \leq 2$ indica que el carbono está asociado con una roca fuente. El uranio, debido a sus propiedades redox, se concentrará debido a su afinidad por la materia orgánica en condiciones anóxicas reductoras y excederá la concentración del Th adsorbido a las arcillas que componen las rocas generadoras. Una relación $\text{Th/U} > 2$ es indicativa de exceso de carbono asociado con hidrocarburos de petróleo y carbón, ya que en ese caso prevalecen condiciones oxidantes con lo cual el uranio se vuelve soluble y móvil y se elimina fácilmente mientras que el Th, que no es sensible a las condiciones de redox, permanecerá inmovil. La relación Th/U por sí sola no puede utilizarse para determinar si una roca fuente está presente a menos que exista evidencia de exceso de carbono. Por ejemplo, en caliza y dolomita la relación Th/U a menudo está por debajo de 2 y no está relacionado con la presencia de exceso de carbono. Esto se debe a que estos elementos traza están en muy bajas concentraciones en litologías de carbonato.

Por otra parte, a veces, formaciones no lutíticas también contienen niveles elevados de radiación gamma. Las areniscas pueden contener mineralización de

uranio, feldespatos potásicos, rellenos de arcilla, o fragmentos de roca que provocan elevadas lecturas gamma anómalas. El carbón y la dolomita pueden contener uranio absorbido. Los depósitos evaporíticos pueden contener minerales de potasio como la carnalita.

En resumen, además de las anomalías radiométricas en los radionúclidos naturales que se pueden presentar en la columna estratigráfica debido a la microfiltración de hidrocarburos, es de esperar que también se presenten anomalías radiométricas en la zona de acumulación de hidrocarburos por sus comportamientos particulares en ese medio.

2.4 Compensación de la litología del subsuelo.

La litología del subsuelo es el factor principal en la determinación del contenido de radionúclidos en las formaciones. Las unidades sedimentarias asociadas típicamente a las regiones productoras de petróleo se pueden distinguir por sus concentraciones de radioelementos (Tabla 1). Antes de procurar evaluar cualquier efecto secundario se deben suprimir los efectos de diferencias litológicas o tipo de roca y las condiciones ambientales.

Tabla 1. Concentraciones típicas de radioelementos sobre unidades litológicas (Saunders et al. 1994).

Tipo de roca	Th (ppm)	U (ppm)	K (%)
Evaporita	0,4	0,1	0,1
Carbonato	1,6	1,6	0,3
Arenisca	5,7	1,9	1,2
Lutita	11,2	3,7	2,7

Saunders et al. (1993) partieron de la suposición de que los efectos litológicos y ambientales, que influyen sobre la concentración aparente de torio, también afectan al uranio y al potasio de manera predecible. Por ejemplo, la Tabla

1 muestra que los cambios en la litología dan lugar a aumentos o disminuciones aproximadamente paralelos de los tres radionúclidos simultáneamente. Debido a esta semejanza en el comportamiento, y puesto que no existen efectos secundarios conocidos sobre el Torio, vinculados al petróleo, la normalización al torio suprimirá los efectos primarios de todas estas variables indeseadas. Los valores de torio se pueden utilizar para predecir los de uranio y potasio. Las diferencias entre las cantidades de uranio y potasio previstas (o “ideales”) y los valores reales medidos, tendrían que ser causadas por otros factores diferentes de la litología, por lo que de haber algún tipo de anomalía, ésta se corresponderá con la presencia de posibles prospectos petrolíferos o filtraciones de hidrocarburos.

Para normalizar los datos del uranio y potasio al torio se aplican las ecuaciones:

$$K_i = \frac{Th_s}{\overline{Th}_s} \overline{K}_s ; \quad U_i = \frac{Th_s}{\overline{Th}_s} \overline{U}_s$$

donde K_i es el valor “ideal” del potasio definido por el torio para el sitio con un valor verdadero de torio igual a Th_s , U_i es el valor “ideal” de uranio definido por el torio para ese sitio de medición y $\overline{Th}_s$, $\overline{K}_s$ y $\overline{U}_s$ son los valores medidos de torio potasio y uranio medidos.

Las desviaciones de los valores reales respecto a los valores ideales para cada estación se obtienen usando ecuaciones de la forma:

$$DK = \frac{K_s - K_i}{K_i} ; \quad DU = \frac{U_s - U_i}{U_i}$$

donde K_s y U_s son los valores medidos en la estación, y DK y DU son las desviaciones relativas expresadas como fracción de los valores ideales de la estación.

La experiencia ha demostrado que los DK presentan valores bajos (negativos) y los DU valores menos bajos (negativos), a veces positivos, sobre acumulaciones de petróleo. Las variaciones de DK y DU se pueden combinar como un solo término positivo conocido como $DRAD$ o diferencias radiométricas, que es la diferencia entre ellos:

$$DRAD = DU - DK$$

Los valores positivos de *DRAD* en una región indican altas probabilidades de encontrar petróleo en ella o la existencia de fuga de hidrocarburos. Todas las anomalías radiométricas se pueden clasificar como “débiles”, “medias” o “fuertes”, basado en las intensidades combinadas relativas de los valores negativos de *DK* y de los valores positivos de *DRAD*. Esta normalización de Torio elimina los efectos litológicos y ambientales permitiendo analizar los valores directamente con la presencia o no de filtraciones de hidrocarburos.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Etapas previas de la investigación.

Para dar inicio al estudio es necesario llevar a cabo una etapa de documentación que permita determinar los principios conceptuales que lo sustentan, la existencia de estudios anteriores, así como la evaluación de la disponibilidad de los datos requeridos. Para esta investigación, estas etapas previas son:

1. Revisión bibliográfica: ésta se mantiene a lo largo del desarrollo de la investigación.
2. Compilación de información geoquímica y petrofísica: la primera para entender los principios que rigen la aplicación de la técnica y la segunda para procesar adecuadamente los datos disponibles.
3. Despliegue de registros y clasificación según los tipos de datos presentes: consiste en la evaluación de la validez del conjunto de datos perteneciente a los registros de pozos, con el fin de determinar que sean aptos para la aplicación el método de normalización al torio, mediante el análisis e identificación de las secciones de interés.

3.2 Descripción del método de normalización al torio propuesto por Saunders.

Saunders et al. (1993) plantea que si no existen causas locales para alterar los valores de uranio, torio y potasio en el subsuelo, entonces debería conservarse

un paralelismo entre los cambios de tales magnitudes asociados a los cambios litológicos, es decir, la manera proporcional en que ocurren los cambios en el torio debería ser igual, pero en otro orden de magnitud, para el potasio y para el uranio (hipótesis 1). La siguiente figura muestra gráficamente la relación descrita entre los elementos para un ejemplo hipotético.

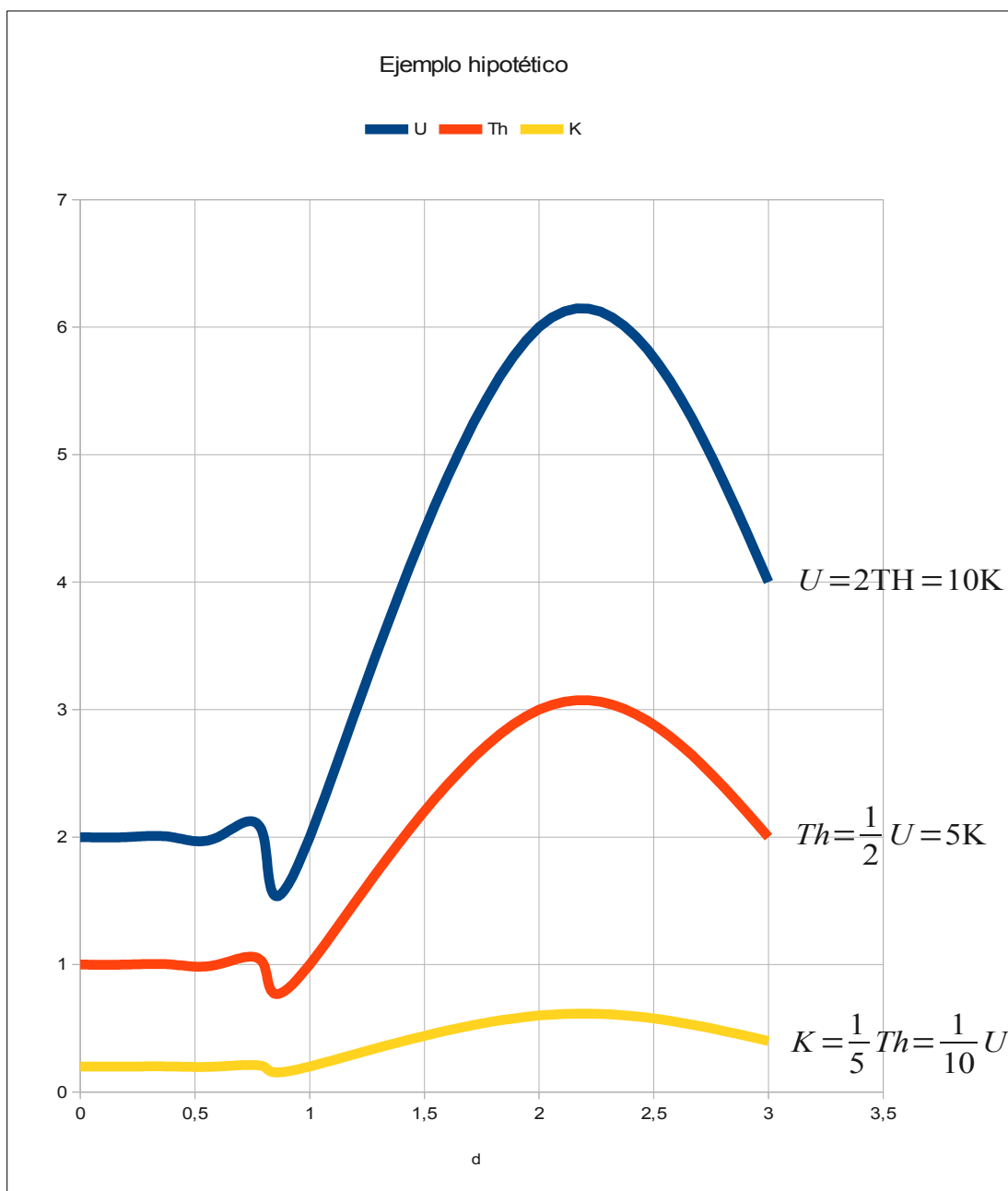


Figura 4. Ejemplo hipotético de relación proporcional entre Th, U y K.

De la figura 4 se observa, que al saber cómo ocurren las variaciones de una de las curvas, se pueden construir las variaciones proporcionales de las otras a través de las relaciones de proporcionalidad que definen a cada una respecto a las otras, por ejemplo, en este caso, cada valor de uranio es un medio de su correspondiente valor de torio y a la vez es cinco veces su correspondiente valor de potasio.

Para poder representar las variaciones proporcionales de los valores que constituyen a una curva, se utiliza como referencia al valor promedio de la curva, dividiendo cada valor entre dicho promedio. Por ejemplo, se toma al torio:

$$\frac{Th_s}{\overline{Th}_s}$$

donde Th_s es un valor cualquiera de torio y $\overline{Th}_s$ el promedio de los valores de torio cuyo valor constituye nuestra referencia. Esta expresión indica la relación de proporcionalidad entre cada valor de torio con su promedio.

Para construir la curva “K” o la curva “U” se necesita un valor de referencia en “K” o en “U”, por ejemplo, el promedio de sus valores suponiendo que se dispone de la secuencia mostrada en la tabla 2. Los valores de la curva “K” o la curva “U” se obtienen multiplicando a sus referencias (promedio de potasio y promedio de uranio) por la relación de proporcionalidad definida con el torio:

$$\frac{Th_s}{\overline{Th}_s} \overline{K}_s ; \frac{Th_s}{\overline{Th}_s} \overline{U}_s$$

Tabla 2. Modelo de secuencia de datos espectrales medidos.

Th	U	K
Th ₁	U ₁	K ₁
Th ₂	U ₂	K ₂
⋮	⋮	⋮
Th _s	U _s	K _s
⋮	⋮	⋮
Th _n	U _n	K _n

A los datos obtenidos a partir de la relación de proporcionalidad del Th se les llaman “ideales”:

$$K_i = \frac{Th_s}{\overline{Th_s}} \overline{K_s} ; U_i = \frac{Th_s}{\overline{Th_s}} \overline{U_s}$$

En la práctica se utiliza al torio como curva de referencia porque teóricamente no se ve afectado por la presencia de hidrocarburos, es decir, teóricamente no sufre alteraciones distintas de las ocasionadas por cambios litológicos (hipótesis 2).

Luego, se puede cuantificar la diferencia entre los valores medidos y los valores ideales obtenidos, utilizando como referencia (para poder medir la magnitud de la diferencia) al propio valor ideal:

$$DK = \frac{K_s - K_i}{K_i} ; DU = \frac{U_s - U_i}{U_i}$$

En presencia de hidrocarburos, Saunders ha observado que se cumple que $DK < 0$ y que en algunos casos $DU < 0$, pero que predominantemente $DU > 0$.

Por último, para representar en una única expresión el efecto de ambas anomalías, tomando en cuenta que DK se presenta negativo y DU predominantemente positivo, entonces la mayor probabilidad de anomalía viene dada por la siguiente expresión:

$$DRAD = DU - DK$$

3.3 Descripción del comportamiento geoquímico de los elementos uranio, torio y potasio en el contexto del método de normalización al torio.

Según Rider (2002), los elementos torio, uranio y potasio que a través de sus isótopos radiactivos y los elementos de sus series de desintegración (con excepción del potasio), permiten obtener los llamados valores espectrales de la radiación gamma, presentan un comportamiento característico desde el punto de

vista geoquímico:

Torio (Th):

- La principal fuente de torio son las rocas ígneas félsicas e intermedias.
- Es extremadamente estable, por lo que no es soluble.
- Es transportado a sitios de depósito por detritos y como fracción de partículas de arcilla.
- Por su naturaleza detrítica, es más afín a minerales arcillosos continentales.
- A pesar de su falta de solubilidad, está extensa y uniformemente distribuido en los sedimentos.

Uranio (U):

- La principal fuente de uranio son las rocas ígneas félsicas.
- Forma sales solubles, especialmente en forma de uraninita (U^{6+}), estable bajo condiciones de oxidación.
- Es transportado por ríos en forma de óxido (ion de la uraninita) UO_2^{6+} .
- También se presenta en forma de U^{4+} estable bajo condiciones de reducción, pero es menos común.
- Hoy en día se cree que el 90% del uranio transportado por ríos va incluido en partículas de arcilla y no en solución.
- En los ríos y en especial en aguas marinas, el uranio pasa a los sedimentos por tres vías:
 - Precipitación química:
 - En medios ácidos (pH de 2,5 – 4,0).
 - Ambientes reductores (rH de 0 – 0,4).
 - Adsorción por materia orgánica o por seres vivos.

- Reacciones químicas en fosforitas.
- El uranio se distribuye de forma irregular en los sedimentos, por lo que aparece en los registros espectrales como picos.

Potasio (K):

- El potasio es químicamente activo y muy común en las rocas, apareciendo junto con sus isótopos radiactivos en la estructura química de:
 - Minerales arcillosos.
 - Evaporitas en forma de sal.
 - Rocas ígneas félsicas como feldespatos.
- A pesar de la diferencia de contenido de potasio en los distintos minerales arcillosos, las arcillas son una mezcla de dichos minerales, por tal motivo, el valor espectral del potasio es un buen indicador de la presencia de arcillas.
- Debido a que se encuentra en rocas detríticas en la estructura de los feldespatos, las arenas arcillosas pueden presentar potasio por cuenta de las arcillas y por cuenta de las arenas.

En el contexto del método, el elemento más importante es el torio, debido a que al ser el más estable, permite utilizarlo como referencia para evaluar los cambios proporcionales de los otros parámetros espectrales, vinculando sus propios cambios únicamente a variaciones litológicas. Además, su afinidad a litologías continentales contribuye a asociar su déficit con ambientes marinos que suelen ser característicos productores de hidrocarburos (Saunders et al., 1993).

Los hidrocarburos al constituir un medio más reductor que el medio circundante van ganando uranio a medida que van migrando desde la roca madre a las trampas estratigráficas o a las trampas estructurales; cuando finalmente llegan a la roca recipiente, siguen constituyendo un medio reductor por lo que siguen ganando uranio (Palacios, 2011).

Los minerales en los que se encuentra estructuralmente asociado el potasio son químicamente solubles en presencia de hidrocarburos a alta presión y temperatura, razón por la cual el potasio es fácilmente lixiviado en la roca reservorio, e inclusive en las rocas sello donde ocurren microfiltraciones de hidrocarburos en condiciones de alta presión (Palacios, 2011).

3.4 Análisis del método de normalización al torio.

Al analizar el procedimiento de normalización al torio propuesto por Saunders surgen las siguientes observaciones:

1. Se parte de la hipótesis de que el potasio y el uranio varían proporcionalmente al torio bajo condiciones normales.
2. El valor individual de cada valor de torio dividido entre el promedio de los valores de torio, da cómo ocurren proporcionalmente los cambios, utilizando como referencia ese promedio de valores de torio:

$$\frac{Th_s}{\overline{Th_s}}$$

3. Esa fracción sirve para obtener por proporcionalidad los valores ideales de potasio (K_i) a partir de una magnitud de referencia sobre el potasio, que en este caso es el promedio de los valores de potasio:

$$K_i = \frac{Th_s}{\overline{Th_s}} \overline{K_s}$$

4. DK es la comparación proporcional de los valores medidos K_s respecto a los valores ideales K_i :

$$DK = \frac{K_s - K_i}{K_i}$$

5. Si los valores negativos de DK se asocian a la presencia de hidrocarburos,

esto quiere decir que la anomalía surge por déficit de potasio:

$$DK < 0 \rightarrow \text{sustituyendo,}$$

$$\frac{K_s - K_i}{K_i} < 0 \rightarrow \text{despejando,}$$

$$K_s - K_i < 0 \rightarrow \text{siempre se debe cumplir que,}$$

$$K_s < K_i$$

6. Análogamente, valores positivos y en algunos casos los menos negativos para el DU quiere decir que la anomalía de uranio surge preferencialmente por exceso de uranio, aunque también puede darse en forma de déficit, pero con menor probabilidad que en el caso del potasio.
7. Por lo tanto, en el caso del potasio, los valores más elevados positivos de DK han de ser los menos anómalos, por lo que se propone en este estudio que una vez identificado el máximo de DK, se utilice el K_s asociado, como referencia para obtener un valor promedio de K más adecuado.

3.5 Propuesta de corrección de valores promedio de potasio y uranio utilizados en el método de normalización al torio.

Propuesta de corrección del valor promedio de potasio (medido) para el cálculo de sus valores ideales (K_i) según la metodología de normalización al torio de Saunders et al. (1993):

- Al obtener los valores ideales de potasio (K_i), se hace utilizando un $\bar{K}$ que incluye las anomalías, por lo tanto es un promedio distorsionado respecto al valor real de $\bar{K}$ (sin la presencia de anomalías) y que se supone, es proporcional al torio.
- Si se tuviese la certeza de que no existen anomalías en el potasio, se podría obtener $\bar{K}$ a partir de cualquier valor K_s , ya que , $\bar{K}_s = \bar{K}_i = \bar{K}_r$ donde

K_r es el potasio real (no alterado).

- K_i es el valor que sigue a los cambios proporcionales del Th utilizando a $\overline{K_s}$.

$$K_i = \frac{Th_s}{\overline{Th_s}} \overline{K_s} \rightarrow \text{si } \nexists \text{ anomalías,}$$

$$K_s = \frac{Th}{\overline{Th}} \overline{K_s} \rightarrow \text{despejando,}$$

$$\overline{K_s} = \frac{\overline{Th_s}}{Th_s} K_s \quad (1).$$

En vista de que se está partiendo de la hipótesis de que las anomalías del potasio se presentan únicamente en forma de déficit, entonces el valor más positivo de DK idealmente representa a la medición menos alterada por déficit.

Para identificar el valor menos alterado en K debe hacerse a través de DK, ya que el K_s menos alterado no es el que tenga la mínima anomalía ni tampoco el que tenga el máximo valor de K_s . Por ejemplo:

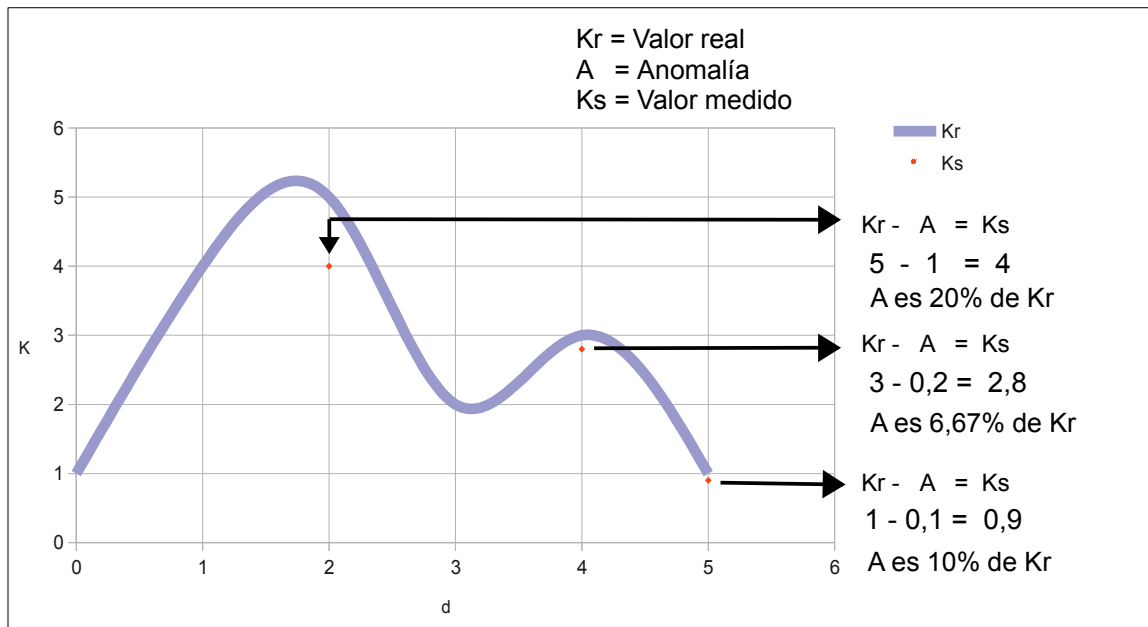


Figura 5. Representación hipotética de curva real de potasio sin alterar (K_r) y los valores medidos alterados (K_s).

En la tabla 3 se presenta el resumen de los datos mostrados en el gráfico de la figura 5. y a continuación la manera en que se calculan los valores de DK:

Tabla 3. Resumen de datos del gráfico de la figura 5.

$K_r = K_i$	K_s	A
5	4	1
3	2,8	0,2
1	0,9	0,1

$$DK = \frac{K_s - K_i}{k_i} = \frac{4 - 5}{5} = -\frac{1}{5} = -0,2 ; \text{ con } 20\% \text{ de déficit el mayor } K_s (4) \text{ no}$$

constituye el dato menos alterado.

$$DK = \frac{K_s - K_i}{k_i} = \frac{2,8 - 3}{3} = -\frac{0,2}{3} = -0,066... ; \text{ con } 6,67\% \text{ de déficit.}$$

$$DK = \frac{K_s - K_i}{k_i} = \frac{0,9 - 1}{1} = -\frac{0,1}{1} = -0,1 ; \text{ con } 10\% \text{ de déficit la menor anomalía } (0,1)$$

no constituye el dato menos alterado.

Obtener el Máx [DK] sirve como referencia para poder utilizar su K_{s0} y Th_{s0} asociados, donde dicho K_{s0} es el valor menos alterado por déficit, por lo tanto, es el mejor candidato a aproximarse al K_i no alterado, es decir, al potasio real (K_r), por lo que se puede suponer que se aproxima a la condición $K_{s0} \approx K_i = K_r$

bajo la cual se puede utilizar la fórmula (1) $\bar{K}_s = \frac{\overline{Th}_s}{Th_s} K_s$. El promedio así obtenido se aproxima más al real siempre que el $\bar{K}$ antes de corregir sea mayor que cero: $\bar{K}_s > 0$.

Una vez hallado el nuevo $\bar{K}$ corregido ($\bar{K}_c$), entonces va a generar datos K_i más aproximados a los reales, porque siempre se va a cumplir que $\bar{K}_r > \bar{K}_c > \bar{K}_s$, por lo tanto el DK generado con $\bar{K}_c$ va a representar mejor en magnitud y en acotamiento a los valores anómalos.

Simulación de las relaciones entre los valores espectrales:

1. Secuencia de valores del -1 al -50 que representan profundidad.
2. Generación aleatoria de valores de Th con magnitudes de 0 a 40.

$$Th_s = 40 \text{ Aleatorio}_1()$$

3. Generación de valores de K no alterados (K_r) a partir de los valores de Th.

$$K_r = \frac{Th_s}{20}$$

4. Introducción de anomalías aleatorias en los valores de K_r para la obtención de los valores medidos de K (K_s).

$$K_s = K_r - 2 \text{ Aleatorio}_2()$$

5. Cálculo de los valores ideales de K utilizando los datos de K_r , donde se obtiene que $K_r = K_i$. Esto se demuestra del siguiente modo:

$$K_i = \frac{Th_s}{\overline{Th_s}} \overline{K_r} \text{ donde,}$$

$$Th_s = 20 K_r \text{ y}$$

$$\overline{Th_s} = 20 \overline{K_r} \text{ al sustituir queda,}$$

$$K_i = \frac{20 K_r}{20 \overline{K_r}} \overline{K_r} \text{ cancelando términos queda,}$$

$$K_i = K_r$$

La conclusión que se obtiene de este resultado es que si no existen alteraciones en el potasio, no es necesario calcular los valores de K_i debido a que son los mismos valores de K_r .

6. Cálculo de los valores ideales de K utilizando los datos de K_s :

$$K_i = \frac{Th_s}{\overline{Th_s}} \overline{K_s}$$

7. Comparación proporcional de los valores medidos K_s respecto a los valores ideales K_i , también conocido como DK:

$$DK = \frac{K_s - K_i}{K_i}$$

8. Aplicación de la función máximo sobre DK y búsqueda del valor K_s asociado a dicho máximo (K_{s0})
9. Cálculo del promedio corregido de K a partir de K_{s0} :

$$\overline{K}_c = \frac{\overline{Th}_s}{Th_s} K_{s0}$$

10. Verificación empírica de que siempre se cumple la siguiente relación de orden:

$$\overline{K}_r \geq \overline{K}_c \geq \overline{K}_s$$

3.6 Demostraciones matemáticas de la propuesta de correcciones.

Para demostrar analíticamente que se cumplen las relaciones de orden planteadas, resultan necesarias las siguientes nomenclaturas, definiciones, axiomas e hipótesis preliminares:

Nomenclatura:

- Subíndice “s” = valor medido
- Subíndice “r” = valor real o no alterado.
- Subíndice “i” = valor ideal propuesto por Saunders.
- Subíndice “c” = valor corregido propuesto en este estudio.
- $\overline{V}_k$, promedio de V_k , donde V es la variable y “k” el subíndice.

Definiciones:

- Definición 1: A_r es anomalía aleatoria o alteración aleatoria.
- Definición 2: $K_s = K_r - A_r$, donde el valor medido de potasio es el valor real menos la anomalía introducida.
- Definición 3: $K_i = \frac{Th_s}{\overline{Th_s}} \overline{K_s}$ propuesta por Saunders.
- Definición 4: $DK = \frac{K_s - K_i}{K_i}$ propuesta por Saunders.
- Definición 5: K_{so} = Valor menos alterado e identificado previamente a través del Máx [DK] si $K_s > 0$.
- Definición 6: $\overline{K_c} = \frac{\overline{Th_s}}{Th_{so}} K_{so}$, propuesta en este estudio.

Axiomas:

- Axioma 1: Transitividad;
si $a < b$, y
 $b < c$, entonces
 $a < c$.

Hipótesis:

- Hipótesis 1: $Th_r = C K_r$. Existe una relación de proporcionalidad entre todos los valores del torio y cada valor de potasio asociado. C es una constante.
- Hipótesis 2: $Th_r = Th_s$. Es decir, se supone que el torio no sufre alteraciones.
- Hipótesis 3: $A_r \geq 0$.

A continuación se demuestran unos teoremas que luego se utilizarán para

las demostraciones principales:

Teoremas:

- Teorema 1: $\overline{K_r} = \frac{\overline{Th_s}}{Th_s} K_r$. Se puede hallar el valor promedio real de los valores no alterados de potasio a partir de un valor no alterado cualquiera (K_r) y su Th asociado (Th_s).

Demostración:

El promedio de Th, $\overline{Th_s}$ puede expresarse como:

$$\overline{Th_s} = \sum \frac{Th_s}{n} \quad (1)$$

De la hipótesis 2 (h2) se tiene que $Th_r = Th_s$ sustituyendo en (1) queda,

$$\begin{aligned} \overline{Th_s} &= \sum \frac{Th_s}{n} = \sum \frac{Th_r}{n} = \overline{Th_r} \text{ por lo tanto,} \\ \overline{Th_s} &= \sum \frac{Th_r}{n} \end{aligned} \quad (2)$$

De la hipótesis 1 (h1) se tiene que,

$Th_r = C K_r$ sustituyendo en (2) queda,

$$\begin{aligned} \overline{Th_s} &= \sum \frac{Th_r}{n} = \sum \frac{C K_r}{n} = C \sum \frac{K_r}{n} = C \overline{K_r} \text{ por lo tanto,} \\ \overline{Th_s} &= C \overline{K_r} \end{aligned} \quad (3)$$

Si se divide a Th_s entre su promedio queda:

$$\frac{Th_s}{\overline{Th_s}} \quad (4)$$

Sustituyendo h2 y la ecuación (3) en (4) queda,

$$\frac{Th_s}{\overline{Th_s}} = \frac{Th_r}{C \overline{K_r}} \text{ sustituyendo h1 en esta expresión queda,}$$

$$\frac{Th_s}{\overline{Th_s}} = \frac{C K_r}{C \overline{K_r}} \text{ cancelando las constantes se tiene}$$

$$\frac{Th_s}{\overline{Th_s}} = \frac{K_r}{\overline{K_r}} \text{ y despejando } \overline{K_r} \text{ se obtiene}$$

$$\overline{K_r} = \frac{\overline{Th_s}}{Th_s} K_r .$$

- Teorema 2: $\overline{K_s} = \overline{K_r} - \overline{A_r}$. El promedio de los valores medidos de potasio es el promedio de los valores no alterados de potasio menos el promedio de las anomalías aleatorias.

Demostración:

El promedio de K, $\overline{K_s}$ puede expresarse como:

$$\overline{K_s} = \sum_{n=1}^n \frac{K_s}{n} \quad (1)$$

De la definición 2 (d2) se tiene que $K_s = K_r - A_r$ sustituyendo en (1) queda,

$$\overline{K_s} = \sum_{n=1}^n \frac{K_s}{n} = \sum_{n=1}^n \frac{K_r - A_r}{n} = \sum_{n=1}^n \frac{K_r}{n} - \sum_{n=1}^n \frac{A_r}{n} = \overline{K_r} - \overline{A_r} \text{ por lo tanto,}$$

$$\overline{K_s} = \overline{K_r} - \overline{A_r} .$$

- Teorema 3: Si $a > b$, y $c > d$, entonces $a + c > b + d$.

Demostración:

Partiendo de $a > b$, se suma “c” a ambos lados de la desigualdad,

$$a + c > b + c \quad (1)$$

Análogamente partiendo de $c > d$, se suma “b” a ambos lados de la desigualdad,

$$b + c > b + d \quad (2)$$

Por el axioma 1 se tiene que por transitividad de (1) y (2)

$$a + c > b + d .$$

- Teorema 4: $\overline{A_r} \geq 0$.

Demostración:

De la hipótesis 3 (h3) se tiene que $A_r \geq 0$, por lo tanto se cumple que,

$$A_1 \geq 0$$

$$A_2 \geq 0$$

$$\vdots$$

$$A_r \geq 0$$

$$\vdots$$

$$A_n \geq 0$$

Por el teorema 3 (t3) se tiene que,

$$A_1 + A_2 \dots + A_r \dots + A_n \geq 0 + 0 \dots + 0 \dots + 0$$

$$\sum^n A_r \geq 0 \text{ , con } n \in \mathbb{N}^+ \text{ al dividir ambos}$$

lados no altera la desigualdad,

$$\sum^n \frac{A_r}{n} \geq \frac{0}{n} \text{ por lo tanto,}$$

$$\overline{A_r} \geq 0 \text{ .}$$

- Teorema 5: $K_r \geq K_s$.

Demostración:

Se parte de d2, $K_s = K_r - A_r$, despejando,

$$A_r = K_r - K_s \tag{1}$$

Luego de h3 se tiene, $A_r \geq 0$, sustituyendo (1) en esta expresión,

$$K_r - K_s \geq 0 \text{ y despejando}$$

$$K_r \geq K_s \text{ .}$$

Demostraciones:

- Demostración 1: Si $A_r = 0$, entonces $K_s = K_r = K_i$ y $K_s = \frac{Th_s}{\overline{Th_s}} \overline{K_s}$.

De d2 $K_s = K_r - A_r$ donde $A_r = 0$ por lo tanto,

$K_s = K_r - 0$ entonces queda demostrado que

$$K_s = K_r \quad (1)$$

El promedio de A_r , $\overline{A_r}$ puede expresarse como: $\overline{A_r} = \sum \frac{A_r}{n}$, pero se partió de que $A_r = 0$, por lo tanto, al sustituir en el promedio planteado se tiene,

$$\overline{A_r} = \sum \frac{0}{n} = 0, \text{ sustituyendo este resultado en t2,}$$

$$\overline{K_s} = \overline{K_r} - \overline{A_r} = \overline{K_r} - 0, \text{ entonces,}$$

$$\overline{K_s} = \overline{K_r} \quad (2)$$

De t1 se tiene $\overline{K_r} = \frac{\overline{Th_s}}{\overline{Th_s}} K_r$, reescribiendo queda,

$$\frac{\overline{Th_s}}{\overline{Th_s}} = \frac{K_r}{\overline{K_r}} \quad (3)$$

De d3 se tiene, $K_i = \frac{\overline{Th_s}}{\overline{Th_s}} \overline{K_s}$, sustituyendo (2) y (3) en d3 queda,

$$K_i = \frac{K_r}{\overline{K_r}} \overline{K_r}, \text{ cancelando los promedios } \overline{K_r} \text{ queda}$$

$$\text{demostrado que, } K_i = K_r \quad (4)$$

Por lo tanto se tiene de (1) y de (4) que

$$K_s = K_r = K_i \quad (5)$$

Por último, de 5 se tiene que

$$K_s = K_i \quad (6)$$

Sustituyendo (6) en d3,

$$K_i = \frac{\overline{Th_s}}{\overline{Th_s}} \overline{K_s} \text{ queda demostrado que}$$

$$K_s = \frac{\overline{Th_s}}{\overline{Th_s}} \overline{K_s}, \text{ es decir, que cualquier valor medido de K}$$

podría obtenerse a partir del Th asociado y los promedios de K y Th.

- Demostración 2: $\overline{K_r} \geq \overline{K_s}$.

De t4 se tiene que $\overline{A_r} \geq 0$ y de t2 se tiene que

$$\overline{K_s} = \overline{K_r} - \overline{A_r} \text{ , despejando de t2,}$$

$$\overline{A_r} = \overline{K_r} - \overline{K_s} \text{ y sustituyendo en t4,}$$

$$\overline{K_r} - \overline{K_s} \geq 0 \text{ , despejando}$$

$$\overline{K_r} \geq \overline{K_s} \text{ .}$$

- Demostración 3: $\overline{K_r} \geq \overline{K_c}$.

K_{ro} es el K_r asociado a K_{so} de definición 5. Por el teorema 1 se puede obtener $\overline{K_r}$ a partir de cualquier valor de K_r con su Th_s asociado, por lo

tanto se puede usar K_{ro} en $\overline{K_r} = \frac{\overline{Th_s}}{Th_s} K_r$ donde queda $\overline{K_r} = \frac{\overline{Th_s}}{Th_{so}} K_{ro}$,

despejando K_{ro} queda

$$K_{ro} = \frac{Th_{so}}{\overline{Th_s}} \overline{K_r} \quad (1)$$

De la definición 6 $\overline{K_c} = \frac{\overline{Th_s}}{Th_{so}} K_{so}$, se despeja K_{so} ,

$$K_{so} = \frac{Th_{so}}{\overline{Th_s}} \overline{K_c} \quad (2)$$

Del teorema 5 $K_r \geq K_s$ se cumple siempre que

$$K_{ro} \geq K_{so} \quad (3)$$

Sustituyendo (1) y (2) en (3), queda,

$$\frac{Th_{so}}{\overline{Th_s}} \overline{K_r} \geq \frac{Th_{so}}{\overline{Th_s}} \overline{K_c} \text{ cancelando a ambos lados } \frac{Th_{so}}{\overline{Th_s}} \text{ nos queda}$$

demostrado

$$\overline{K_r} \geq \overline{K_c} \text{ .}$$

- Demostración 4: $\overline{K_c} \geq \overline{K_s}$.

Por definición 4 $DK = \frac{K_s - K_i}{K_i}$ y por definición 5, K_{so} es el K_s del Máx [DK].

Al partir de que $Máx[DK] \geq DK$ y sustituyendo d4 en la expresión

$$Máx\left[\frac{K_s - K_i}{K_i}\right] \geq \frac{K_s - K_i}{K_i}, \text{ por definición 5 se reescribe,}$$

$$\frac{K_{so} - K_{io}}{K_{io}} \geq \frac{K_s - K_i}{K_i}, \text{ por propiedad distributiva,}$$

$$\frac{K_{so}}{K_{io}} - \frac{K_{io}}{K_{io}} \geq \frac{K_s}{K_i} - \frac{K_i}{K_i}, \text{ simplificando,}$$

$$\frac{K_{so}}{K_{io}} - 1 \geq \frac{K_s}{K_i} - 1, \text{ cancelando los "1",}$$

$$\frac{K_{so}}{K_{io}} \geq \frac{K_s}{K_i} \quad (1)$$

Por definición 3 $K_i = \frac{Th_s}{\overline{Th_s}} \overline{K_s}$ e invirtiendo ambos lados se tiene,

$$\frac{1}{K_i} = \frac{\overline{Th_s}}{Th_s \overline{K_s}} \quad (2)$$

Sustituyendo K_{io} en (2) con su Th_{so} asociado se tiene,

$$\frac{1}{K_{io}} = \frac{\overline{Th_s}}{Th_{so} \overline{K_s}} \quad (3)$$

Sustituyendo (2) y (3) en (1) queda,

$$K_{so} \frac{\overline{Th_s}}{Th_{so} \overline{K_s}} \geq K_s \frac{\overline{Th_s}}{Th_s \overline{K_s}} \text{ cancelando a ambos lados } \frac{\overline{Th_s}}{\overline{K_s}},$$

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} \geq \frac{K_s}{Th_s} \text{ de esta expresión se tiene que siempre se va a}$$

cumplir que

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} \geq \frac{K_1}{Th_1}$$

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} \geq \frac{K_2}{Th_2}$$

⋮

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} \geq \frac{K_s}{Th_s}$$

$$\vdots$$

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} \geq \frac{K_n}{Th_n} ,$$

Despejando de las expresiones anteriores se tiene,

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} Th_1 \geq K_1$$

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} Th_2 \geq K_2$$

$$\vdots$$

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} Th_s \geq K_s$$

$$\vdots$$

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} Th_n \geq K_n ,$$

Por el teorema 3 (t3) se tiene que,

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} Th_1 + \frac{K_{so}}{Th_{so}} Th_2 \dots + \frac{K_{so}}{Th_{so}} Th_s \dots + \frac{K_{so}}{Th_{so}} Th_n \geq K_1 + K_2 \dots + K_s \dots + K_n$$

Por factor común,

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} (Th_1 + Th_2 \dots + Th_s \dots + Th_n) \geq K_1 + K_2 \dots + K_s \dots + K_n , \text{ reescribiendo,}$$

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} \sum^n Th_s \geq \sum^n K_s , \text{ con } n \in \mathbb{N}^+ \text{ al dividir ambos lados no}$$

altera la desigualdad,

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} \frac{\sum^n Th_s}{n} \geq \frac{\sum^n K_s}{n} , \text{ reescribiendo,}$$

$$\frac{K_{so}}{Th_{so}} \overline{Th_s} \geq \overline{K_s} , \text{ pero por la definici3n 6 (d6) se tiene que}$$

$$\overline{K_c} = \frac{\overline{Th_s}}{Th_{so}} K_{so} \text{ sustituyendo d6 en el lado izquierdo de la}$$

desigualdad queda demostrado que

$$\overline{K_c} \geq \overline{K_s} .$$

De las demostraciones 3 y 4 queda demostrado que se cumple la relación de orden $\overline{K_r} \geq \overline{K_c} \geq \overline{K_s}$.

Para el caso del uranio, las demostraciones son análogas tomando en cuenta que la relación de orden entre promedios debe ser $\overline{U_r} \leq \overline{U_c} \leq \overline{U_s}$ y suponiendo que el dato menos alterado está idealmente representado por el U_{so} asociado al mínimo en DU, bajo la hipótesis de ganancia absoluta de uranio.

3.7 Análisis de casos de promedios de potasio a partir de simulaciones.

El método de normalización al torio, es utilizado en mediciones superficiales para identificar anomalías en los valores de K y de U, asociadas a la presencia de hidrocarburos en profundidad. No obstante, este método hoy en día no se aplica sobre mediciones realizadas en profundidad a través de herramientas de perfilaje de pozos.

Según Palacios (2011), las mediciones de torio, uranio y potasio se llevan a cabo a través de conteos, por lo que siempre se debería tener valores mayores o iguales a cero, que luego, mediante una fórmula (que va a depender de la herramienta de adquisición), se transforman a ppm o % según sea el caso. Sin embargo, es posible encontrar magnitudes menores a cero en los datos espectrales de pozos, debido a que los valores obtenidos son referenciados a cero utilizando un valor de radiación de “fondo” que es restado de las mediciones originales:

$$Vm = Lc - Vf$$

donde Vm es valor medido, Lc lectura de la herramienta y Vf valor de fondo.

Esto se debe a que en el proceso de medición, el error asociado al proceso de conteo, está directamente relacionado con el número de conteos a través de la fórmula de Poisson:

$$E = \frac{1}{\sqrt{n}}$$

donde E es el error y n es el número de conteos (Acosta, Piña y Espallargas, 2008).

Es decir, mientras menor sea el número de conteos asociado a una medida, mayor será su error asociado y por lo tanto será menos confiable, razón por la cual, existe un número de conteos a partir del cual los valores no se consideran confiables y el cual define el valor de “fondo” aceptado que se convierte en la referencia cero. Cualquier medida de conteo que se encuentre por debajo de ese valor será reportada como un conteo negativo luego de pasar por la fórmula:

$$V_m = L_c - V_f, \text{ puesto que si}$$

$$L_c < V_f, \text{ entonces}$$

$$L_c - V_f < 0, \text{ sustituyendo}$$

$$V_m < 0$$

En vista de lo planteado, se propone analizar el comportamiento del conjunto de valores de los datos espectrales en cuanto a magnitud y signo, pues, la manera en que se presentan las mediciones incide en la forma en que deben ser procesadas e interpretadas. En el caso del torio y del uranio, los datos siempre presentan un promedio mayor a cero y una magnitud mayor a uno, por lo que no constituyen ningún problema de discriminación de escenarios. Sin embargo, no ocurre así con el potasio, por lo que se estudiaron los siguientes casos:

Casos para análisis de DK:

- Promedio de $K < 0$ magnitud < 1 .
- Promedio de $K > 0$ magnitud < 1 .
- Promedio de $K > 0$ magnitud > 1 .
- Promedio de $K < 0$ magnitud > 1 .

Caso 1: promedio de $K < 0$ magnitud < 1 .

Simulación tipo 1.1:

Se llevó a cabo una simulación con los siguientes parámetros:

- Número de datos $n=50$.
- Valores de torio $Th_s=40(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio no alterado $K_r=\frac{Th_s}{20}=2(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio alterado $K_s=K_r-2(Aleatorio_2)=2(Aleatorio_1)-2(Aleatorio_2)$.
- Valores de K anómalos (K_s) oscilatorios alrededor de 0 (de signos alternantes).
- Rango de datos $R=(-2, 2)$.

Se graficaron los siguientes parámetros:

- DK no corregido en signo, es decir, tal como lo propone Saunders, sin tomar en cuenta el efecto del signo negativo del promedio de K :

$$DK=\frac{K_s-K_i}{K_i} .$$

- DK corregido en signo: $DK_{cs}=\frac{K_i-K_s}{K_i}$.
- DK corregido en promedio: $DK_c=\frac{K_s-K_{ic}}{K_{ic}}$.
- DK real: $DK_r=\frac{K_s-K_r}{K_r}$.

A continuación se presentan dos gráficos: en el primero se observan los cuatro parámetros descritos y en el segundo se grafican Dkc y Dkr únicamente

con la intención de que se pueda apreciar mejor el grado de acoplamiento y las variaciones de sus curvas.

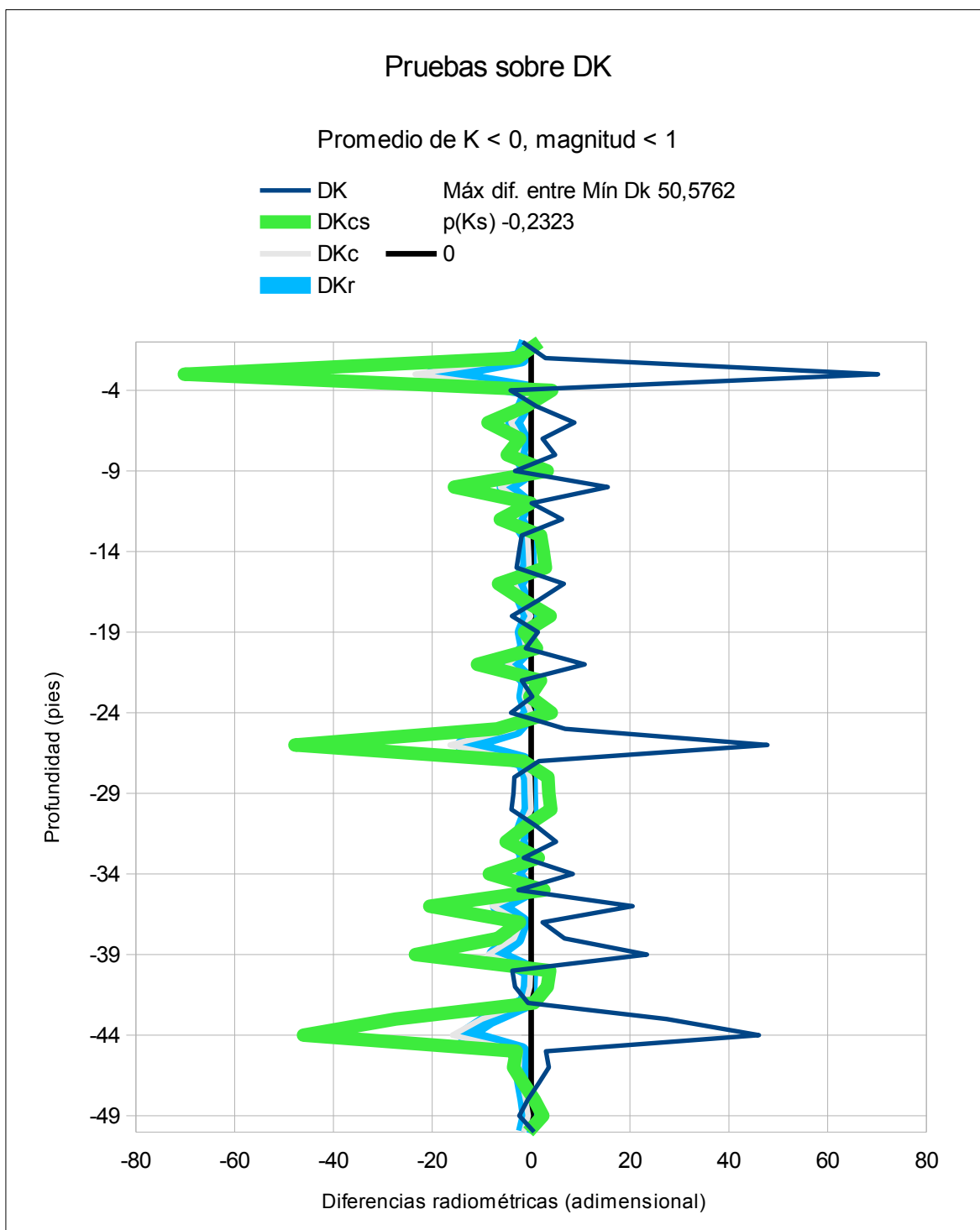


Figura 6. Pruebas sobre DK. Simulación 1.1 (a).

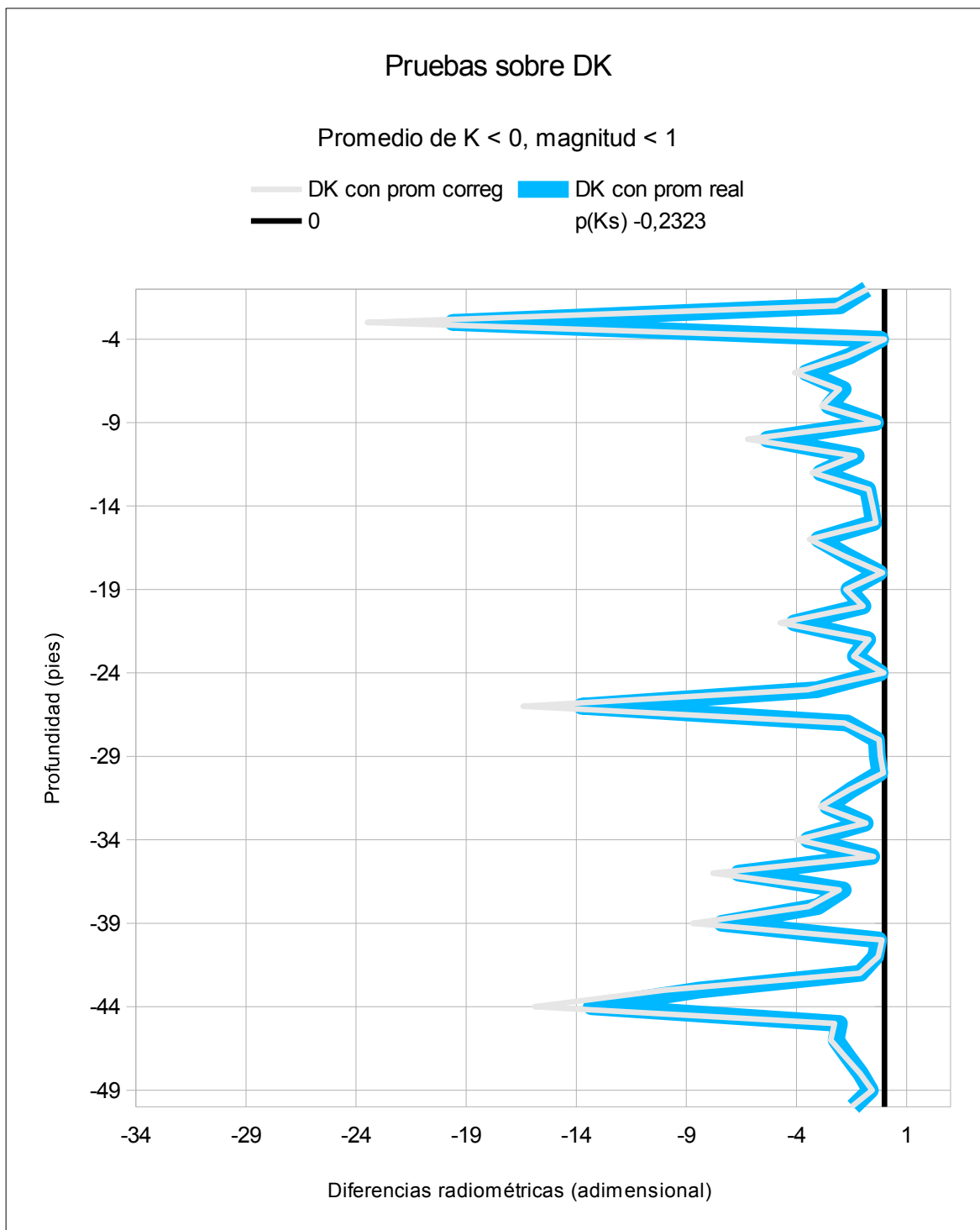


Figura 7. Pruebas sobre DK. Simulación 1.1 (b).

Las condiciones generadas en la simulación son de lixiviación absoluta, es decir, las anomalías siempre se introducen en forma de déficit por lo que las partículas lixiviadas no inciden en los valores vecinos.

Al observar los casos de DK simple o no corregido en signo (azul oscuro), respecto a los casos de DK corregido en signo (verde), se nota que el efecto del signo y su corrección únicamente inciden en el modo en que se debe interpretar las magnitudes máximas y mínimas, debido a que ambos casos guardan una simetría perfecta respecto al eje cero. Por ejemplo, según el planteamiento teórico que define a DK, cuando $\bar{K}_s$ es > 0 , los valores mínimos de DK se interpretan como puntos de máxima lixiviación de K, por lo tanto, el efecto del signo negativo que introduce $\bar{K}_s < 0$, invierte simétricamente todas las magnitudes, por lo que los valores máximos son ahora quienes deben representar los puntos de máxima lixiviación. Corregir en signo a DK estandariza el modo en que se va a interpretar las magnitudes de las representaciones gráficas.

La magnitud de DK corregida en signo pero no en promedio (verde), presenta un aumento ficticio bastante acentuado respecto a la verdadera magnitud de DK representada por DK con promedio real (azul claro).

La magnitud de DK corregida en signo y en promedio (plateado) presenta un acople casi perfecto con la verdadera magnitud de DK.

Estas dos últimas observaciones permiten concluir que DKc representa en magnitud una mayor aproximación a la realidad, donde los valores son menores a lo que representan los valores no corregidos.

De las múltiples simulaciones se observa que cuando el orden de magnitud del promedio de “K anómalo”, es decir, de $\bar{K}_s$, disminuye escaladamente desde las décimas hasta las cienmilésimas, aumenta la probabilidad de que la diferencia entre el mínimo DK (corregido en signo) obtenido con K_i y el mínimo DK obtenido con K_r , sea hasta cuatro órdenes de magnitud mayor que el mínimo DK obtenido con K_r . De la fórmula de K_i se observa:

$K_i = \frac{Th_s}{\overline{Th}_s} \overline{K}_s$ si $\overline{K}_s$ disminuye, K_i también lo hace porque son directamente

proporcionales, por lo tanto, de la fórmula de DK se observa:

$DK = \frac{K_s - K_i}{K_i}$ los valores de DK tienden a crecer en magnitud por ser

inversamente proporcionales a K_i .

No obstante, en algunos casos con el $\overline{K}_s$ en el orden de las décimas, DK se ha presentado con una diferencia de 4 órdenes de magnitud tal como en los antes descritos. Por lo tanto, los gráficos reportados a partir de la construcción aleatoria, han sido seleccionados en función de las condiciones del caso en estudio combinado con la menor diferencia en los DK para poder visualizar las escalas en un mismo gráfico.

Cuando en DK calculado con el promedio real de K (DK_r) aparece un valor extraordinariamente anómalo, como por ejemplo, un caso en el que el valor anómalo es de -6457,87 respecto a el resto de los mínimos que varían alrededor de -2, con algunos mínimos locales de -194, -141, -17 y -5, se debe a que aleatoriamente el torio simulado resultó ser muy bajo, por lo tanto el potasio real asociado mucho más bajo y la anomalía introducida sobre este K extraordinariamente bajo, pesando demasiado (cuatro órdenes de magnitud por encima del valor de potasio (K anómalo = -1,19; K real = 0.00018)). Si en un registro real ocurriera una anomalía de este tipo (lo que no parece ser factible) habría que omitir tal dato para poder apreciar gráficamente las variaciones del resto de los valores. Esto se convierte en un criterio al momento de evaluar los valores mínimos del conjunto de datos del torio.

Observaciones:

- El promedio y la variabilidad de K_s no indican el grado de alteración de K.
- En la relación de orden $\overline{K}_r \geq \overline{K}_c \geq \overline{K}_s$, la corrección de signo modifica el

orden relativo entre $\bar{K}_c$ y $\bar{K}_s$ por lo que, de ellos, hay que tomar el que más se aproxime a K_r según sus magnitudes alrededor de cero. Este problema surge únicamente cuando se obtiene $\bar{K}_s < 0$. Teóricamente debería ser difícil encontrar este escenario, no obstante, los datos del pozo 7 corresponden a este caso.

Simulación tipo 1.2:

Se llevó a cabo una simulación con los siguientes parámetros:

- Número de datos $n=50$.
- Valores de torio $Th_s=40(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio no alterado $K_r=\frac{3Th_s}{40}=3(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio alterado $K_s=K_r-(Aleatorio_2)-1=3(Aleatorio_1)-(Aleatorio_2)-1$.
- Valores de K anómalos (K_s) oscilatorios alrededor de -1 (de signos alternantes con mayor tendencia a valores negativos).
- Rango de datos $R=(-2, 2)$.

A continuación se presentan dos gráficos: en el primero se observan los cuatro parámetros descritos para la simulación 1.1 y en el segundo se grafican D_{kc} y D_{kr} únicamente con la intención de que se pueda apreciar mejor el grado de acoplamiento y variaciones de sus curvas.

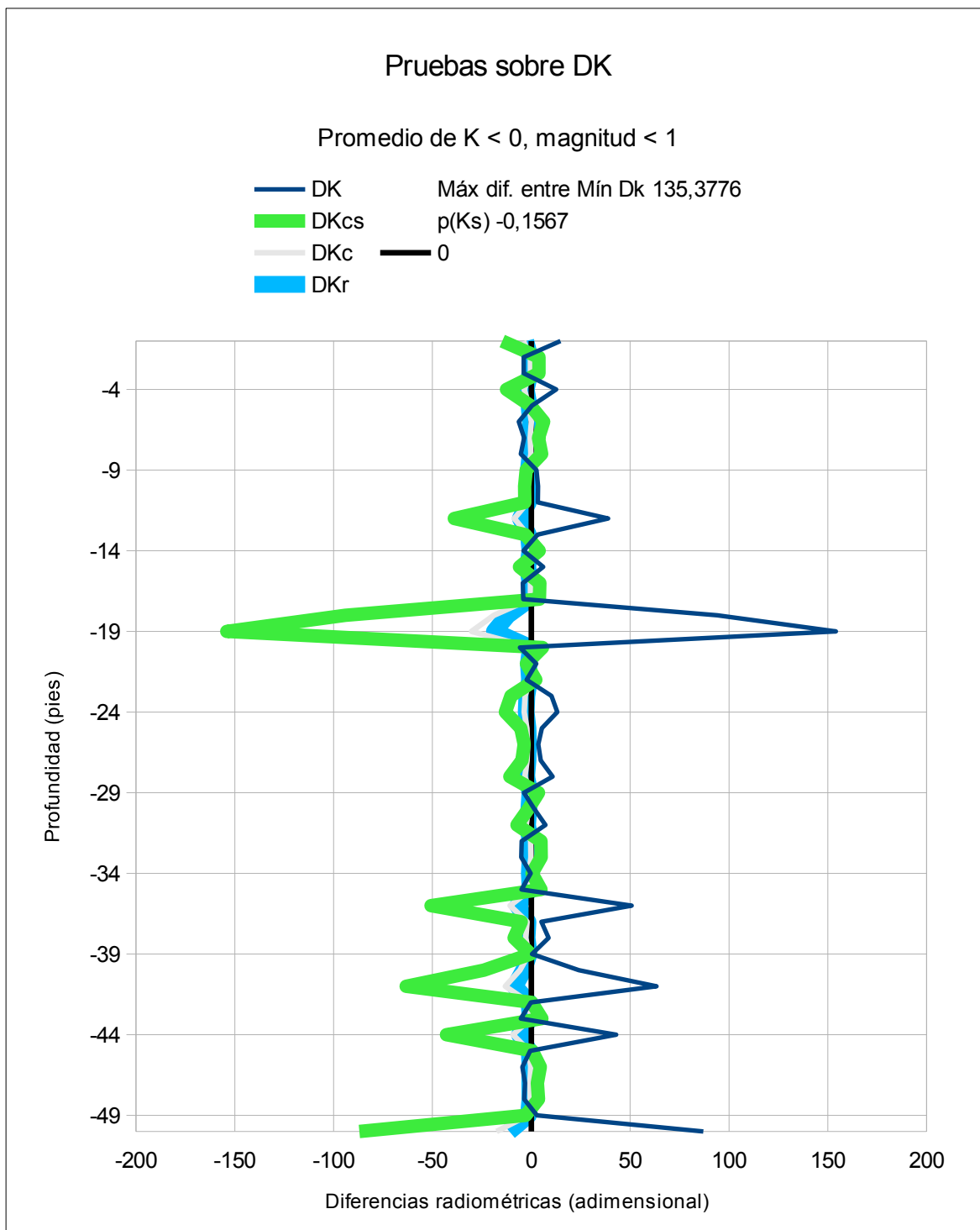


Figura 8. Pruebas sobre DK. Simulación 1.2 (a).

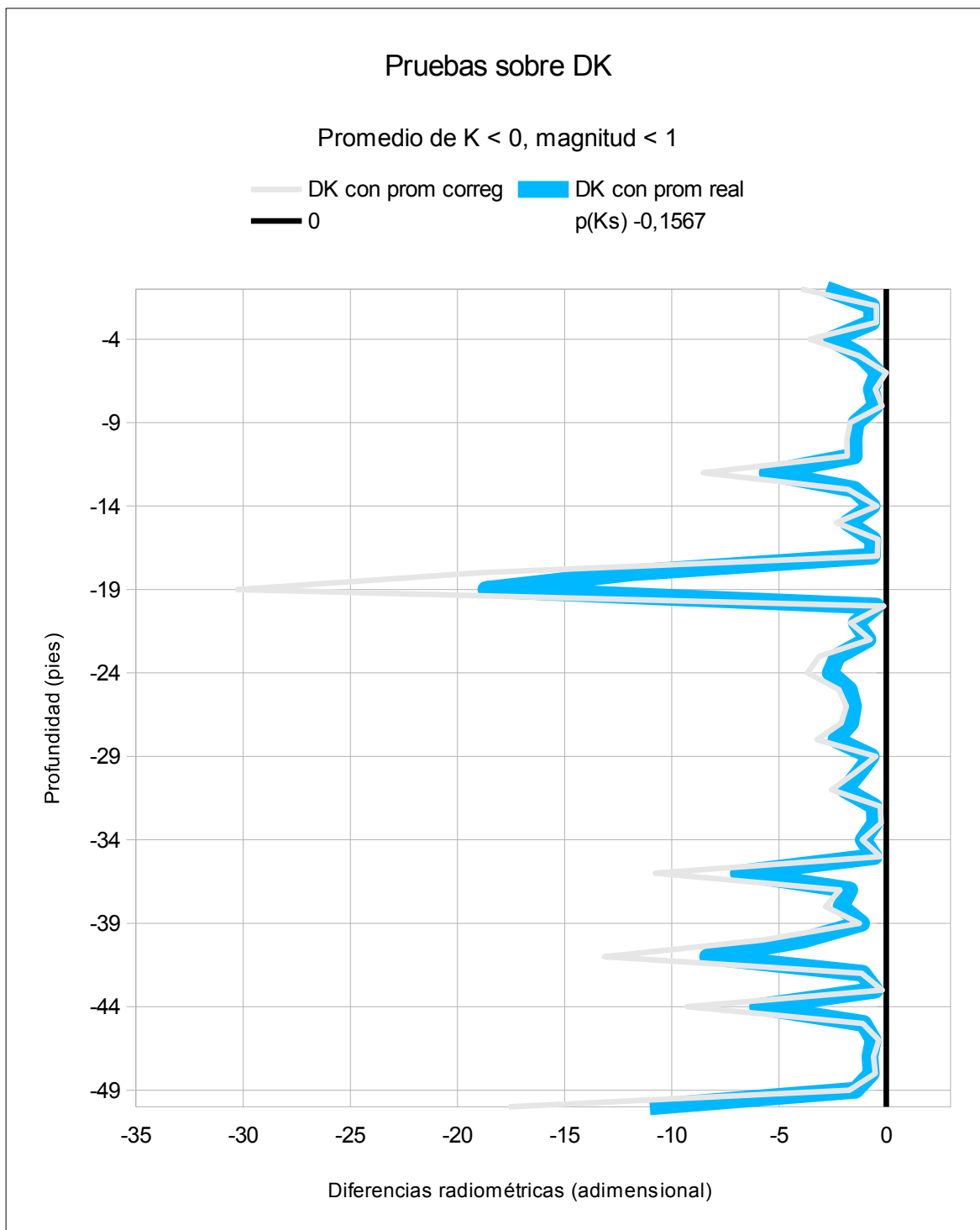


Figura 9. Pruebas sobre DK. Simulación 1.2 (b).

Con esta distribución de la anomalía, se acentúa la presencia de alteraciones con la intención de estudiar el caso en el cual el dato menos alterado de potasio no se aproxima tanto al potasio verdadero, es decir, que todo el conjunto está bastante alterado. En este escenario, la corrección del promedio de potasio no se aproxima al verdadero valor y los resultados muestran un desacople de las curvas corregidas respecto a las reales, presentando un aumento ficticio en la representación de la magnitud de la anomalía.

Ejemplo de un conjunto de promedios obtenidos en la simulación:

$$\bar{K}_s = -0,0135.$$

$$\bar{K}_c = 0,9213.$$

$$\bar{K}_r = 1,4851.$$

Simulación tipo 1.3:

Se llevó a cabo una simulación con los siguientes parámetros:

- Número de datos $n=50$.
- Valores de torio $Th_s=40(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio no alterado $K_r=\frac{Th_s}{20}=2(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio alterado

$$K_s=K_r-(Aleatorio_2)-1=2(Aleatorio_1)-(Aleatorio_2)-1$$
 .
- Valores de K anómalos (K_s) oscilatorios alrededor de -1 (tendencia a valores negativos más acentuada que en la simulación 1.2).
- Rango de datos $R=(-2,1)$.

A continuación se presenta el gráfico con los cuatro parámetros descritos para la simulación 1.1.

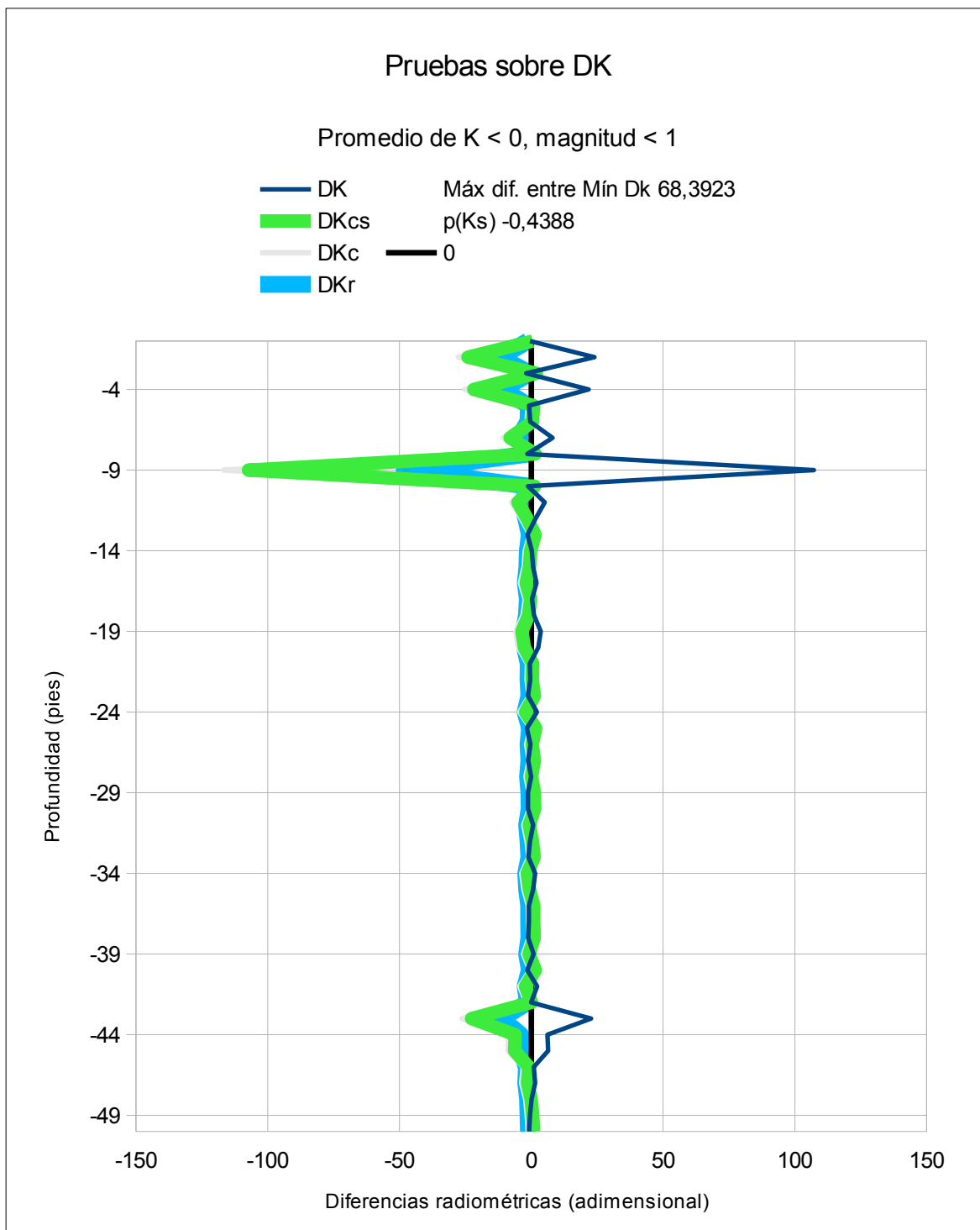


Figura 10. Pruebas sobre DK. Simulación 1.3.

Siempre se cumple que el promedio del potasio alterado es menor que el promedio corregido que a su vez es menor que el promedio del potasio no alterado. Sin embargo, al corregir en signo puede cambiar el orden relativo:

$$\begin{array}{ccccc} \bar{K}_s & < & \bar{K}_c & < & \bar{K}_r \\ -0,4864 & < & 0,4591 & < & 1,0038 \end{array}$$

En este caso conviene tomar $\bar{K}_s$ y no $\bar{K}_c$ porque en magnitud no constituye la mejor representación de la anomalía.

Esto genera un problema según la multiplicidad de casos. Por ejemplo, si los resultados hipotéticamente fuesen:

$$\begin{array}{cccccc} \bar{K}_s & < & \bar{K}_c & < & \bar{K}_r & \\ -10 & < & -4 & < & 2 & \text{aquí } |\bar{K}_c| \text{ se aproxima mejor a } \bar{K}_r. \\ -10 & < & -4 & < & 8 & \text{aquí } |\bar{K}_s| \text{ se aproxima mejor a } \bar{K}_r. \end{array}$$

Si se toman en cuenta los valores absolutos de los distintos tipos de promedios, se pueden considerar las siguientes seis combinaciones (Cb) para el análisis donde se cumplen siempre las dos condiciones (Cd):

$$\text{Cd1: } \bar{K}_s < \bar{K}_c < \bar{K}_r ; \text{ y}$$

$$\text{Cd2: } \bar{K}_s < 0.$$

Combinaciones:

Cb1: $|\bar{K}_s| < |\bar{K}_c| < |\bar{K}_r|$. Esta combinación se obtiene en simulaciones cuando la anomalía introducida es menor o igual al rango de los valores de K_r .

Cb2: $|\bar{K}_c| < |\bar{K}_s| < |\bar{K}_r|$. Esta combinación se obtiene en simulaciones si la

anomalía introducida genera un desplazamiento equivalente al 50% del rango de los valores de K_r .

Cb3: $|\bar{K}_r| < |\bar{K}_c| < |\bar{K}_s|$. Esta combinación se obtiene en simulaciones si la anomalía introducida tiene una variabilidad muy baja respecto a la magnitud promedio de K_r pero un desplazamiento equivalente al doble del rango de los valores de K_r .

Cb4: $|\bar{K}_c| < |\bar{K}_r| < |\bar{K}_s|$. Esta combinación se obtiene en simulaciones si la anomalía introducida tiene un desplazamiento equivalente a 1,5 veces el rango de los valores de K_r .

Cb5: $|\bar{K}_r| < |\bar{K}_s| < |\bar{K}_c|$. Combinación imposible de obtener sin violar las condiciones 1 y 2.

Cb6: $|\bar{K}_s| < |\bar{K}_r| < |\bar{K}_c|$. Combinación imposible de obtener sin violar las condiciones 1 y 2.

En vista de la incertidumbre que genera el no poder saber cuál de las combinaciones planteadas se está manejando al de procesar datos reales en los cuales no se dispone de los valores de K_r , se se propuso aplicar un desplazamiento al conjunto de datos de K para dar respuesta al caso del Pozo 7 cuyo $\bar{K}_s < 0$:

El desplazamiento del conjunto de datos K_s debe hacerse de forma proporcional a los cambios del torio para evitar distorsionar, (como se haría tradicionalmente) con la suma de una constante, el peso de cada medición

respecto a los cambios proporcionales.

$$X * \text{Máx}[\frac{Th_s}{Th_s}] = |\text{Mín}[K_s]|$$

Si un factor por el máximo de $\frac{Th_s}{Th_s}$ da como mínimo la cota inferior de los valores de K_s , entonces se convierte en la magnitud de referencia para aplicar los cambios proporcionales sobre K_s .

$$X = \frac{|(Min[K_s])|}{Máx[\frac{Th_s}{Th_s}]} \text{ con lo que se obtiene a } K_s \text{ desplazado } (K_{sd}),$$

$$K_{sd} = K_s + \frac{|(Min[K_s])|}{Máx[\frac{Th_s}{Th_s}]} * \frac{Th_s}{Th_s}$$

No obstante la propuesta de desplazamiento proporcional de la curva, cuando $\bar{K}_s < 0$, y su magnitud es menor a 1 los datos no se consideran confiables debido al error estadístico asociado a las mediciones según la fórmula de Poisson, con el agravante de que fuera de las condiciones de simulación, no se conocen los valores de K_r . Debido a esto se sugiere en estos casos omitir los valores de potasio y procesar sólo los valores de uranio.

Caso 2: promedio de $K > 0$ magnitud < 1

Simulación tipo 2.1:

Se llevó a cabo una simulación con los siguientes parámetros:

- Número de datos $n=50$.
- Valores de torio $Th_s=40(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio no alterado $K_r=\frac{Th_s}{20}=2(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio alterado $K_s=K_r-2(Aleatorio_2)=2(Aleatorio_1)-2(Aleatorio_2)$.
- Valores de K anómalos (K_s) oscilatorios alrededor de 0 (de signos alternantes).
- Rango de datos $R=(-2, 2)$.

A continuación se presentan dos gráficos: en el primero se observan los cuatro parámetros descritos para el caso 1.1 y en el segundo se grafican D_{kc} y D_{kr} únicamente con la intención de que se pueda apreciar mejor el grado de acoplamiento y variaciones de sus curvas.

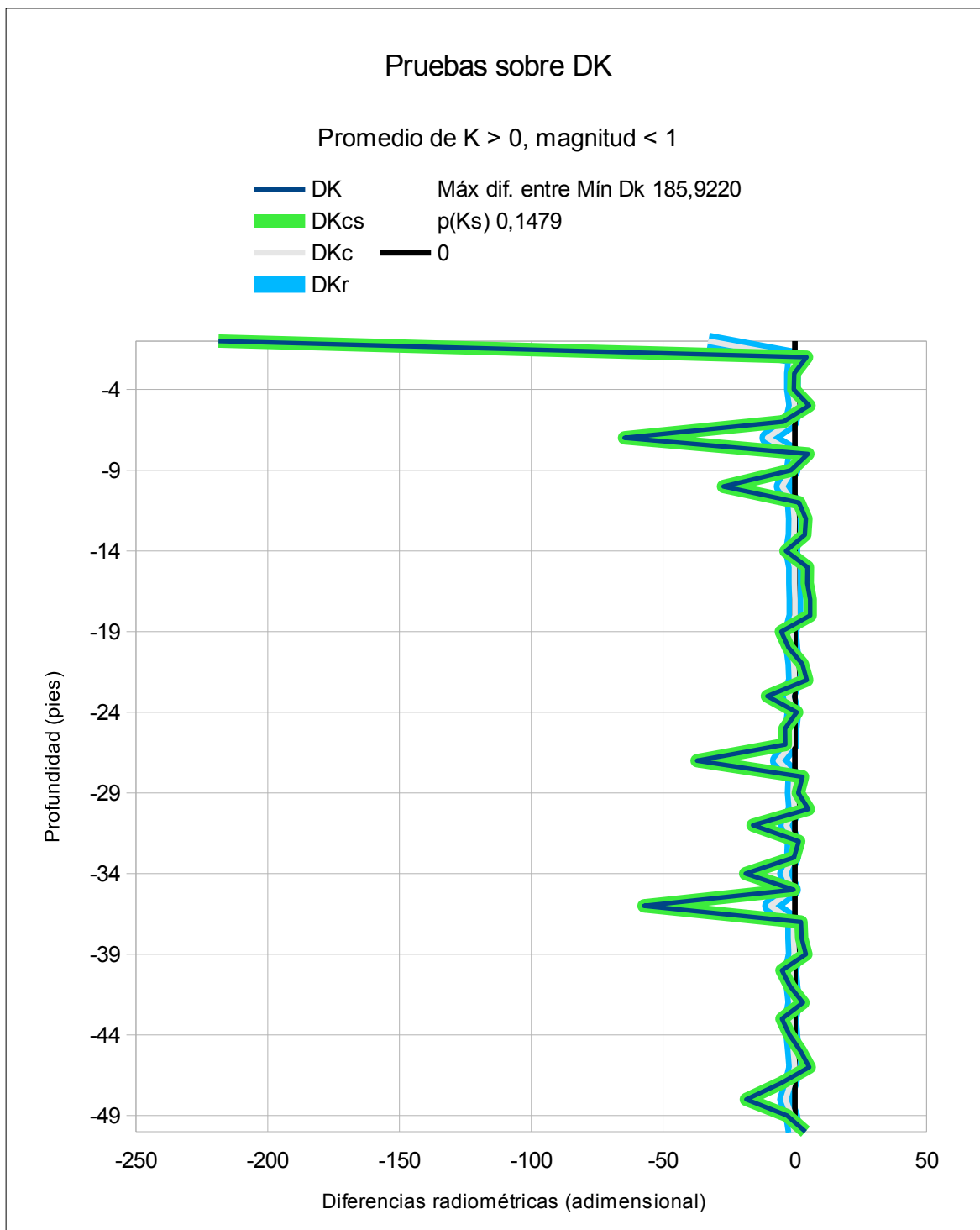


Figura 11. Pruebas sobre DK. Simulación 2.1 (a).

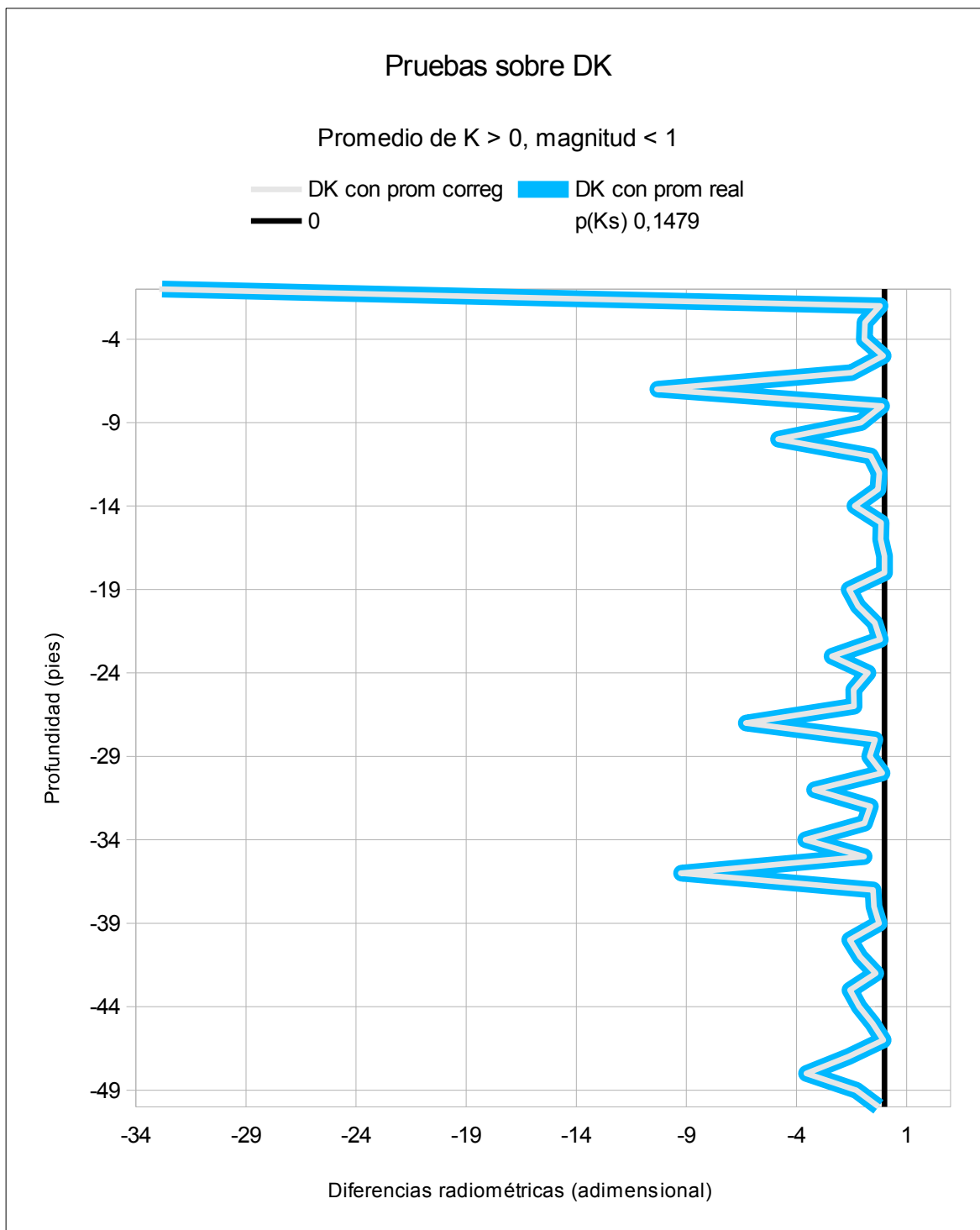


Figura 12. Pruebas sobre DK. Simulación 2.1 (b).

En este caso no es necesario corregir DK en signo debido a que el promedio de K es mayor que cero. Por eso DK corregido en signo y no corregido en signo aparecen acoplados.

DK no corregido en promedio presenta aumento ficticio de la magnitud de la anomalía y valores positivos.

DK corregido y no suavizado tiene como cota superior al cero.

Simulación tipo 2.2:

Se llevó a cabo una simulación con los siguientes parámetros:

- Número de datos $n=50$.
- Valores de torio $Th_s=40(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio no alterado $K_r=\frac{3Th_s}{40}=3(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio alterado

$$K_s=K_r-(Aleatorio_2)-1=3(Aleatorio_1)-(Aleatorio_2)-1$$
 .
- Valores de K anómalos (K_s) oscilatorios alrededor de -1 (de signos alternantes con mayor tendencia a valores negativos).
- Rango de datos $R=(-2, 2)$.

A continuación se presentan dos gráficos: en el primero se observan los cuatro parámetros descritos para el caso 1.1 y en el segundo se grafican Dkc y Dkr únicamente con la intención de que se pueda apreciar mejor el grado de acoplamiento y variaciones de sus curvas.

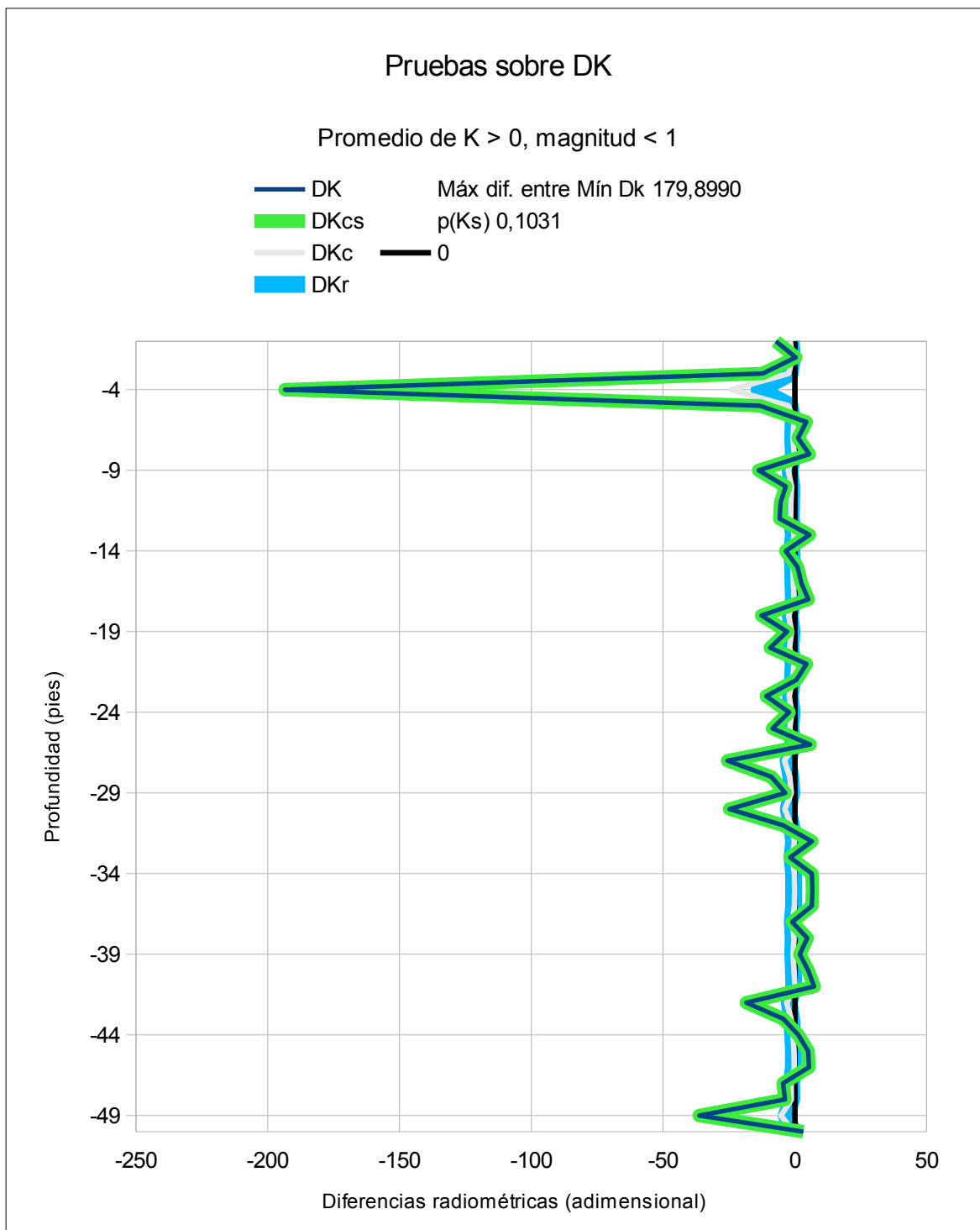


Figura 13. Pruebas sobre DK. Simulación 2.2 (a).

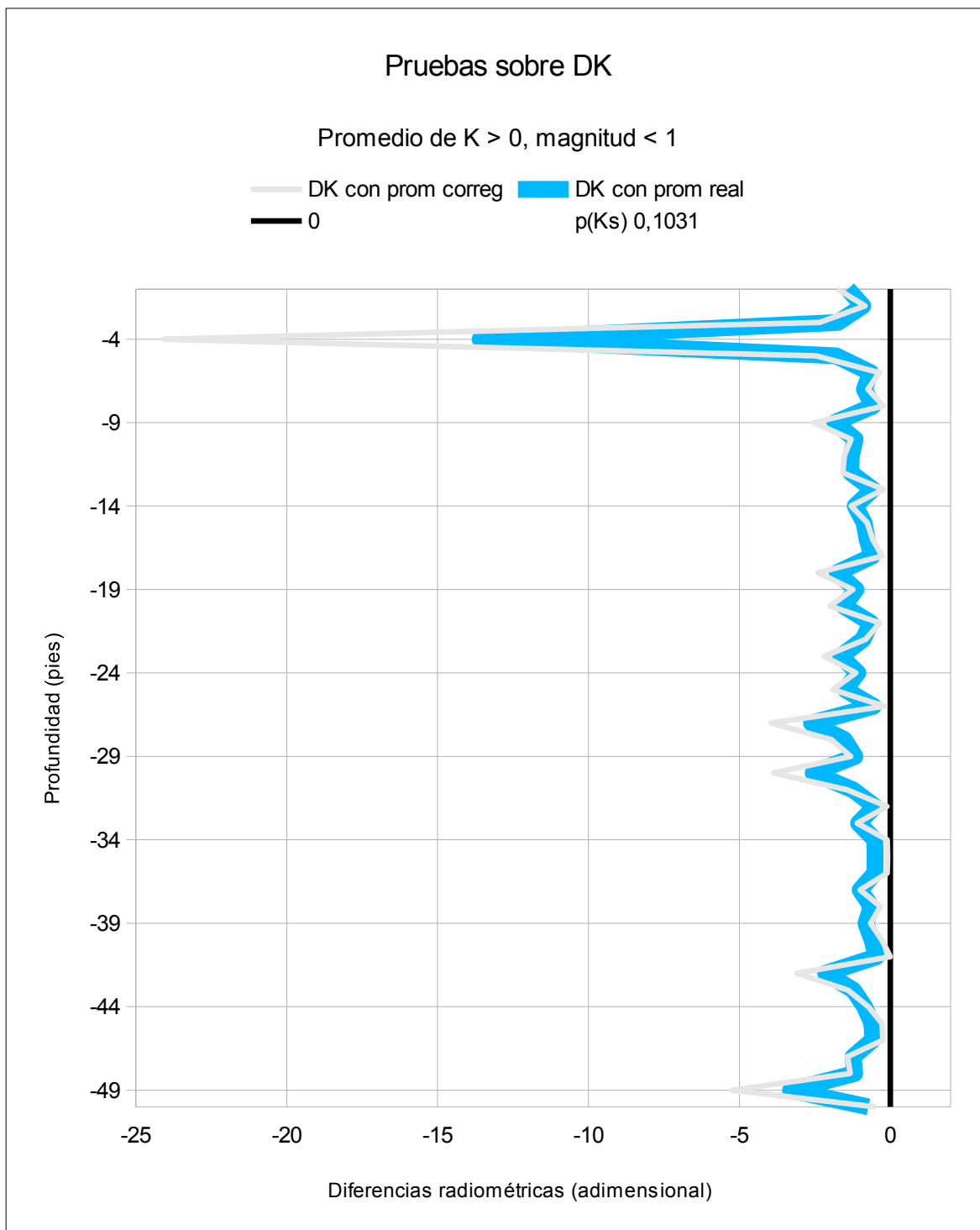


Figura 14. Pruebas sobre DK. Simulación 2.2 (b).

Igual que en el caso simulación 1.2: En este escenario, la corrección del promedio de K no se aproxima al verdadero valor y los resultados muestran un desacople de las curvas corregidas respecto a las reales, presentando un aumento ficticio en la representación de la magnitud de la anomalía.

Ejemplo de un conjunto de promedios obtenidos en la simulación:

$$\bar{K}_s = 0,1095.$$

$$\bar{K}_c = 0,9027.$$

$$\bar{K}_r = 1,6082.$$

Simulación tipo 2.3:

Se llevó a cabo una simulación con los siguientes parámetros:

- Número de datos $n=50$.
- Valores de torio $Th_s=40(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio no alterado $K_r=\frac{Th_s}{20}=2(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio alterado $K_s=K_r-(Aleatorio_2)=2(Aleatorio_1)-(Aleatorio_2)$.
- Valores de K anómalos (K_s) oscilatorios alrededor de 0 (con tendencia a valores positivos más acentuada que en la simulación 2.2).
- Rango de datos $R=(-1, 2)$.

A continuación se presenta el gráfico con los cuatro parámetros descritos para la simulación 1.1

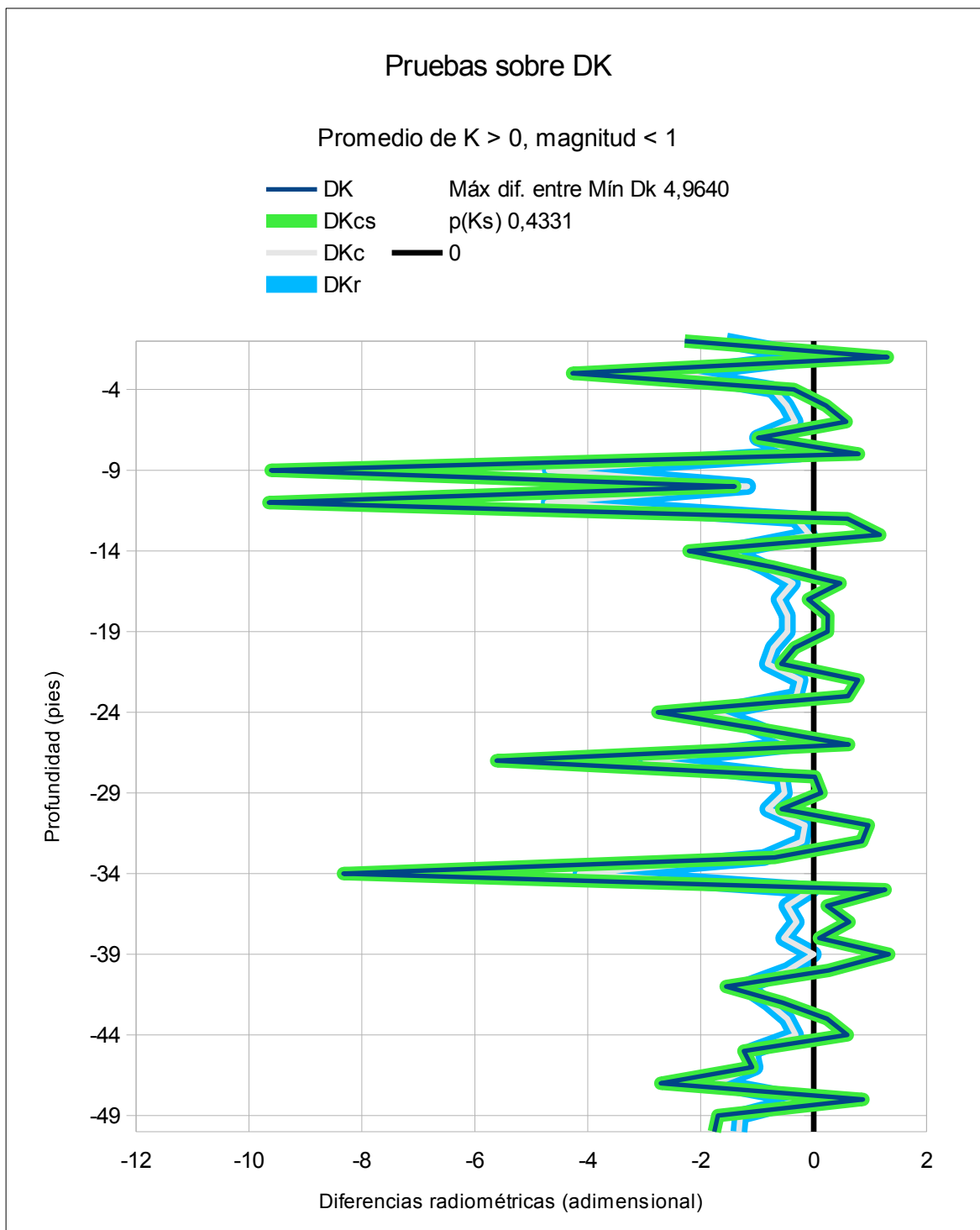


Figura 15. Pruebas sobre DK. Simulación 2.3.

Esta variación disminuye el grado de alteración sobre K_s , por lo tanto, los valores de K corregidos y reales tienden a acoplarse.

En conclusión, cuanto más aproximado sean los valores de $\bar{K}_c$ y $\bar{K}_r$, más acopladas serán sus gráficas de DK. Eso va a depender directamente del grado de alteración sobre el total de la muestra, y se va a evitar tal escenario en la medida que exista algún dato de K lo menos alterado posible. Por tal motivo, mientras más amplio sea el rango de datos, mayores probabilidades de encontrar valores de K menos alterados. Esto se convierte en un criterio para decidir el intervalo de datos a procesar en un pozo dado.

Ejemplo de un conjunto de promedios obtenidos en la simulación:

$$\bar{K}_s = 0,5452.$$

$$\bar{K}_c = 0,9870.$$

$$\bar{K}_r = 1,0050.$$

Caso 3: promedio de $K > 0$ magnitud > 1

Simulación tipo 3.1:

Se llevó a cabo una simulación con los siguientes parámetros:

- Número de datos $n=50$.
- Valores de torio $Th_s=40(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio no alterado $K_r=\frac{Th_s}{2}=20(Aleatorio_1)$.
- Valores de potasio alterado $K_s=K_r-(Aleatorio_2)=20(Aleatorio_1)-(Aleatorio_2)$.
- Valores de K anómalos (K_s) oscilatorios alrededor de 10.
- Rango de datos $R=(-1, 20)$.

A continuación se presenta el gráfico con los cuatro parámetros descritos para la simulación 1.1.

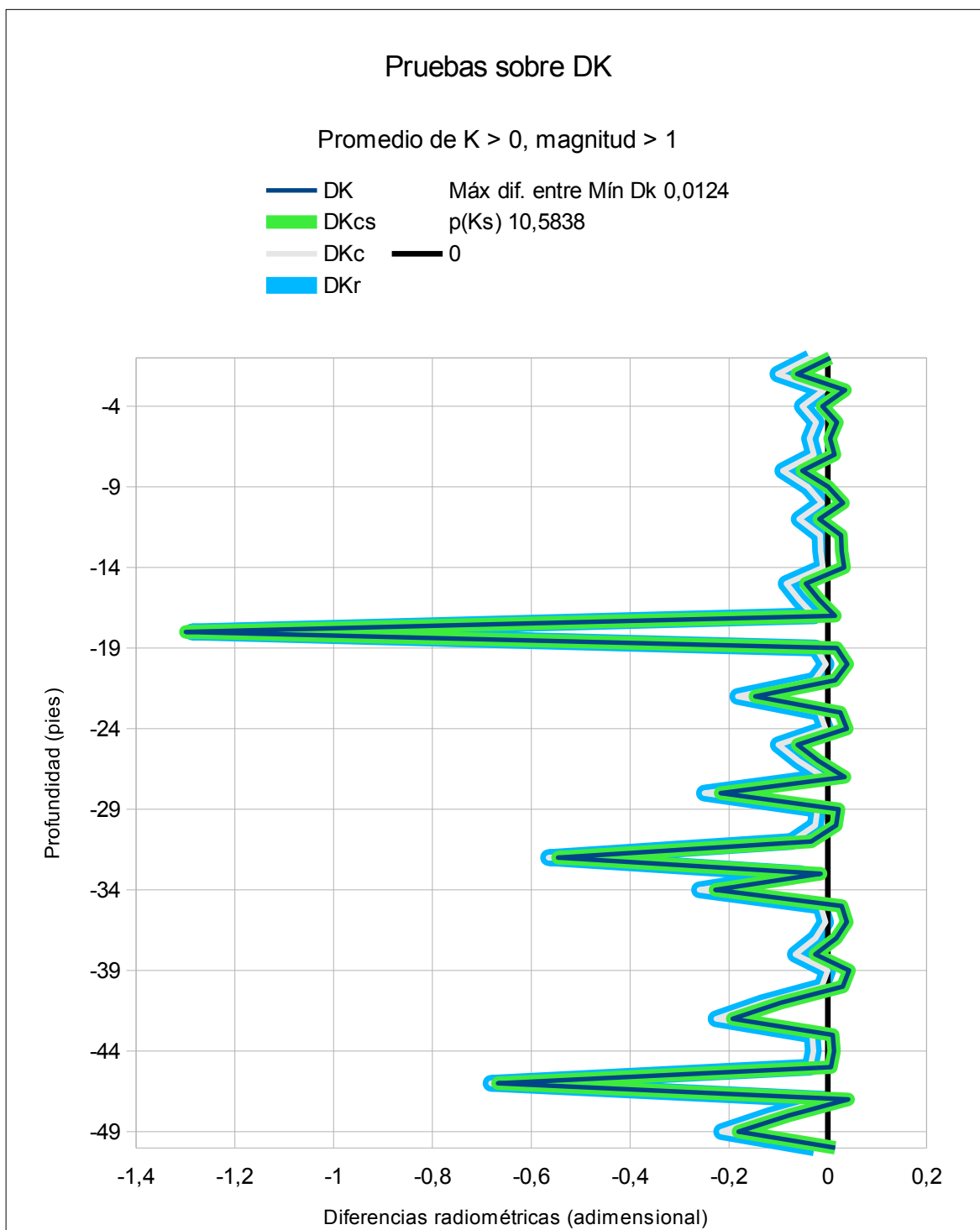


Figura 16. Pruebas sobre DK. Simulación 3.1.

Cuanto mayor es la magnitud del promedio de K y menor sea el grado de la alteración, los resultados corregidos serán más confiables, ya que siempre el promedio corregido será casi igual al real.

Caso 4: promedio de K < 0 magnitud > 1

No se llevaron a cabo simulaciones porque en la naturaleza no se encuentran conteos tan por debajo del fondo que reporten magnitudes negativas tal que el promedio real sin alteraciones sea menor a -1. El mínimo valor de K encontrado para el pozo 7 es de -0,6.

De las observaciones a partir de las simulaciones se concluye que los gráficos de DK y DU con sus correcciones se comportan del siguiente modo:

Para el potasio, de la expresión $DK = \frac{K_s - K_i}{K_i}$, bajo condiciones de lixiviación absoluta, cuanto más pequeño es $\bar{K}_s$, menores son los valores de K_i y mayor es la magnitud de la anomalía que representa DK (según el análisis de las fórmulas en las observaciones de la simulación 1.1), generando amplificaciones ficticias, debido a que al aumentar la diferencia entre K_i y K_s y a la vez ser $|K_i| \ll 1$ se incrementa la magnitud de DK.

Análogamente, para el uranio, de la expresión $DU = \frac{U_s - U_i}{U_i}$ bajo condiciones de reducción, cuanto más grande es $\bar{U}_s$, mayores son los valores de U_i y menor es la magnitud de la anomalía que representa DU, generando reducciones ficticias, debido a que al aumentar U_i en el denominador, disminuye la magnitud de DU.

En conclusión, con el uranio es conveniente aplicar el método de corrección para poder observar mejor el efecto de sus anomalías, mientras que con el potasio posiblemente resulte más conveniente utilizar DK sin corregir para observar mejor sus anomalías.

3.8 Hipótesis de necesidad de suavizado de los datos espectrales.

El método de Saunders et al. (1993) considera los valores radiométricos registrados por unidades litológicas (ver Tabla 1 de marco teórico). Esto quiere decir que si se realizan varias mediciones dentro de una misma unidad litológica, los valores obtenidos deberían tender a oscilar alrededor del valor promedio que representa a dicha unidad litológica, donde las variaciones deben estar vinculadas a los errores estadísticos de conteos asociados a la herramienta de medición y a efectos locales ambientales. De ser así, llevar a cabo un promedio entre valores que oscilan alrededor de un punto, debe tender a anular algebraicamente al error aleatorio. Por este motivo, realizar un suavizado de los datos con técnicas de promedios, debe mejorar la representación del valor que caracteriza a un estrato. No obstante, trae como consecuencia inevitable una distorsión en el grado de contraste que debe haber al ocurrir un cambio litológico, sobre todo cuando no está definido inequívocamente el punto real de cambio.

Para comprobar empíricamente esta hipótesis se procedió a simular valores por estratos.

Se llevó a cabo una simulación de tres estratos con los siguientes parámetros:

- Estrato 1:
 - Número de datos $n=14$.
 - Valores de torio $Th_s=15+(Aleatorio_1)-0,5$.
 - Rango de datos $R=(\frac{29}{2}, \frac{31}{2})$.
- Estrato 2:
 - Número de datos $n=10$.
 - Valores de torio $Th_s=10+(Aleatorio_1)-0,5$.

- Rango de datos $R = (\frac{19}{2}, \frac{21}{2})$.
- Estrato 3:
 - Número de datos $n = 15$.
 - Valores de torio $Th_s = 5 + (Aleatorio_1) - 0,5$.
 - Rango de datos $R = (\frac{9}{2}, \frac{11}{2})$.

Los valores que caracterizan a los estratos 1, 2 y 3, oscilan aleatoriamente alrededor de 15, 10 y 5 respectivamente con un rango de variación de 1 (+/- 0,5).

Luego de experimentar con diferentes casos de ponderación, se muestran aquí los más representativos en cuanto a diversidad de resultados visualmente consistentes para las escalas gráficas usadas, descartando valores obtenidos a partir de más de tres datos consecutivos debido a la distorsión que se genera en estratos reales donde se pierde de ese modo la resolución de la variabilidad que pudiera estar asociada a altos grados de estratificación (en el caso del torio), y a anomalías por presencia de hidrocarburos (en el caso del potasio y del uranio):

1. Promedio de dos medidas consecutivas con ponderación uniforme.
2. Promedio de tres medidas consecutivas con ponderación uniforme.
3. Promedio de tres medidas consecutivas con ponderación 50% - 25% - 25%.
4. Promedio de tres medidas consecutivas con ponderación 25% - 50% - 25%.
5. Promedio de tres medidas consecutivas con ponderación 25% - 25% - 50%.

A continuación se presentan los gráficos con los tipos de suavizado planteados:

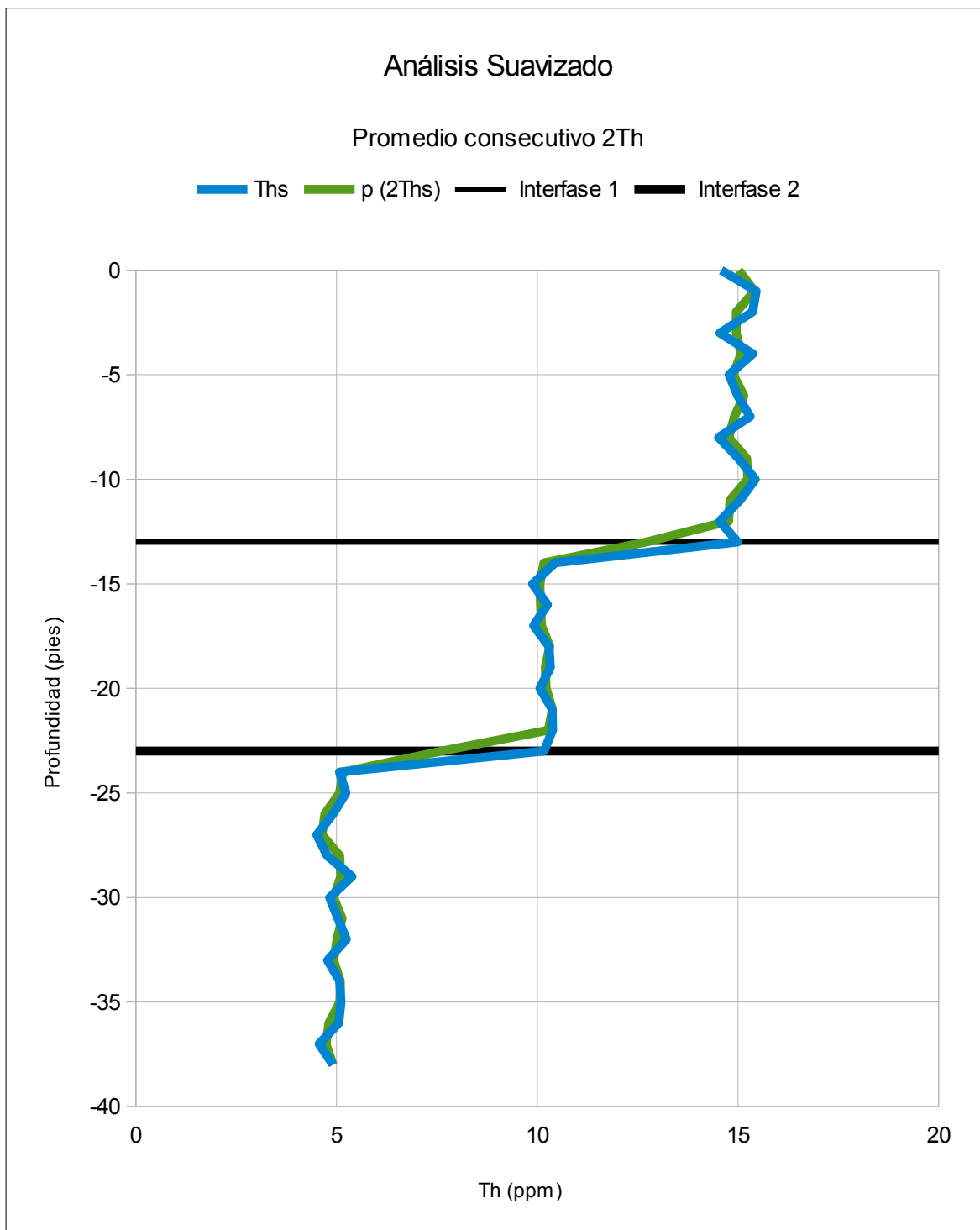


Figura 17. Suavizado con promedio de dos medidas consecutivas.

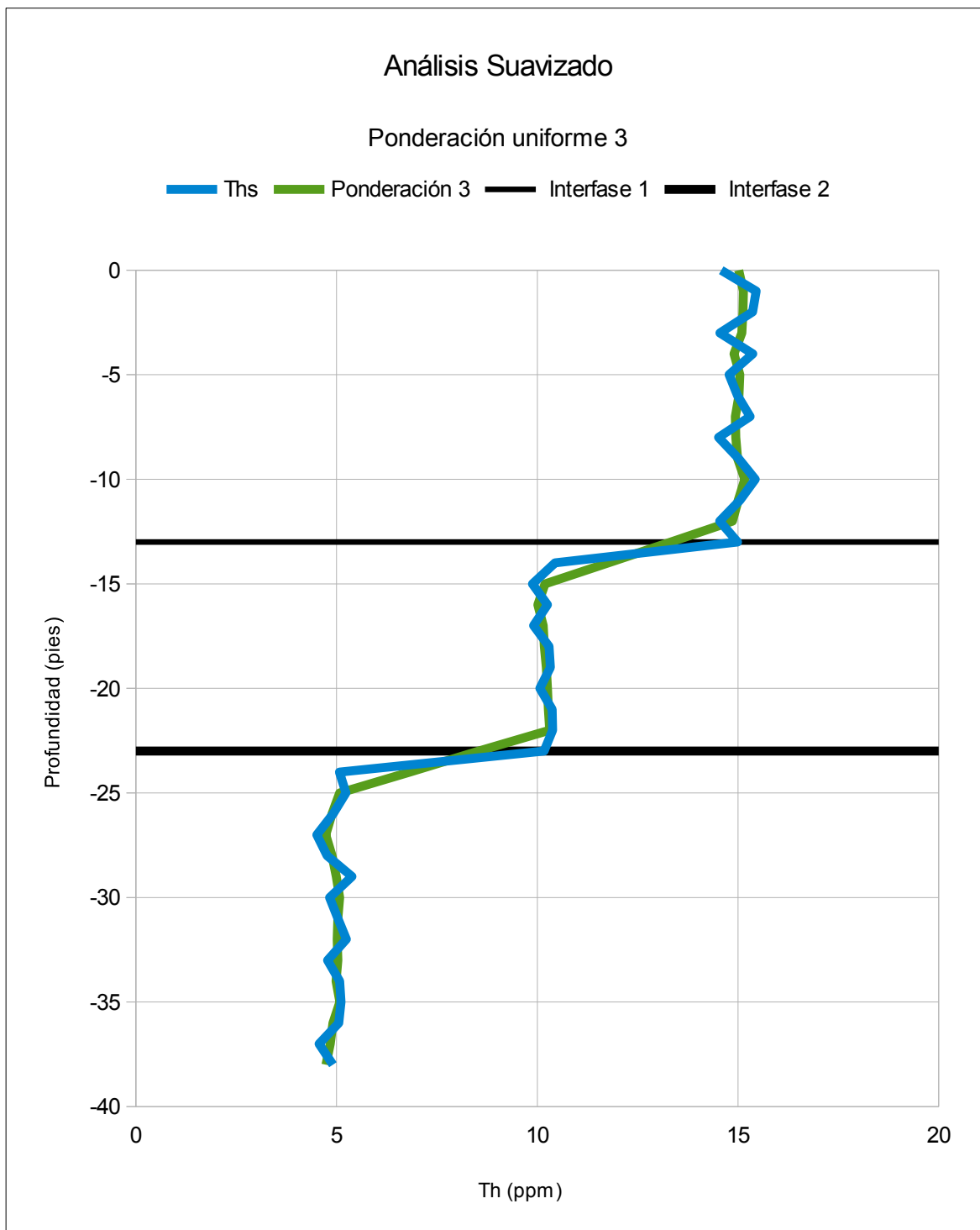


Figura 18. Suavizado con ponderación uniforme de tres medidas consecutivas.

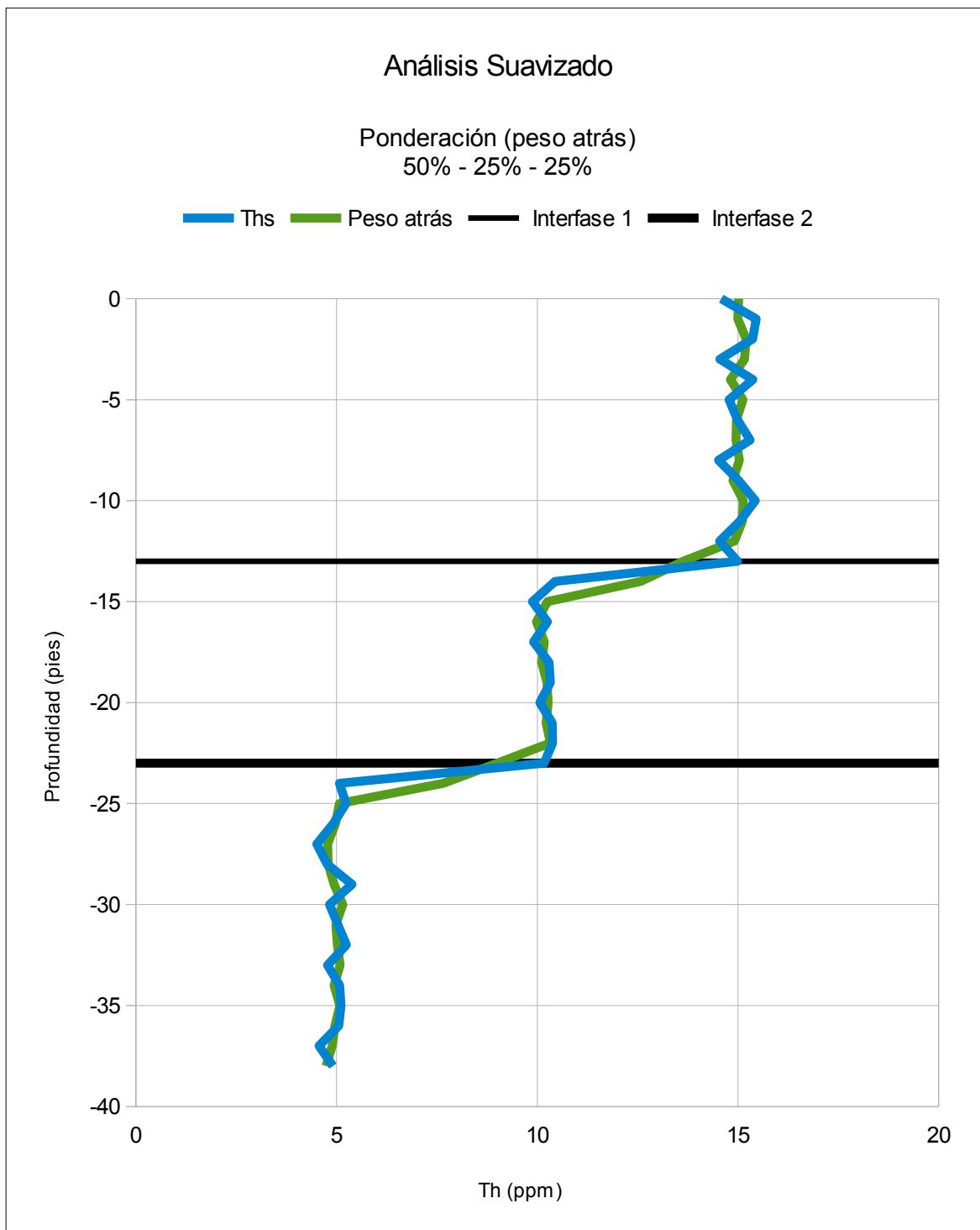


Figura 19. Suavizado con promedio de tres medidas consecutivas con ponderación de 50%-25%-25%.

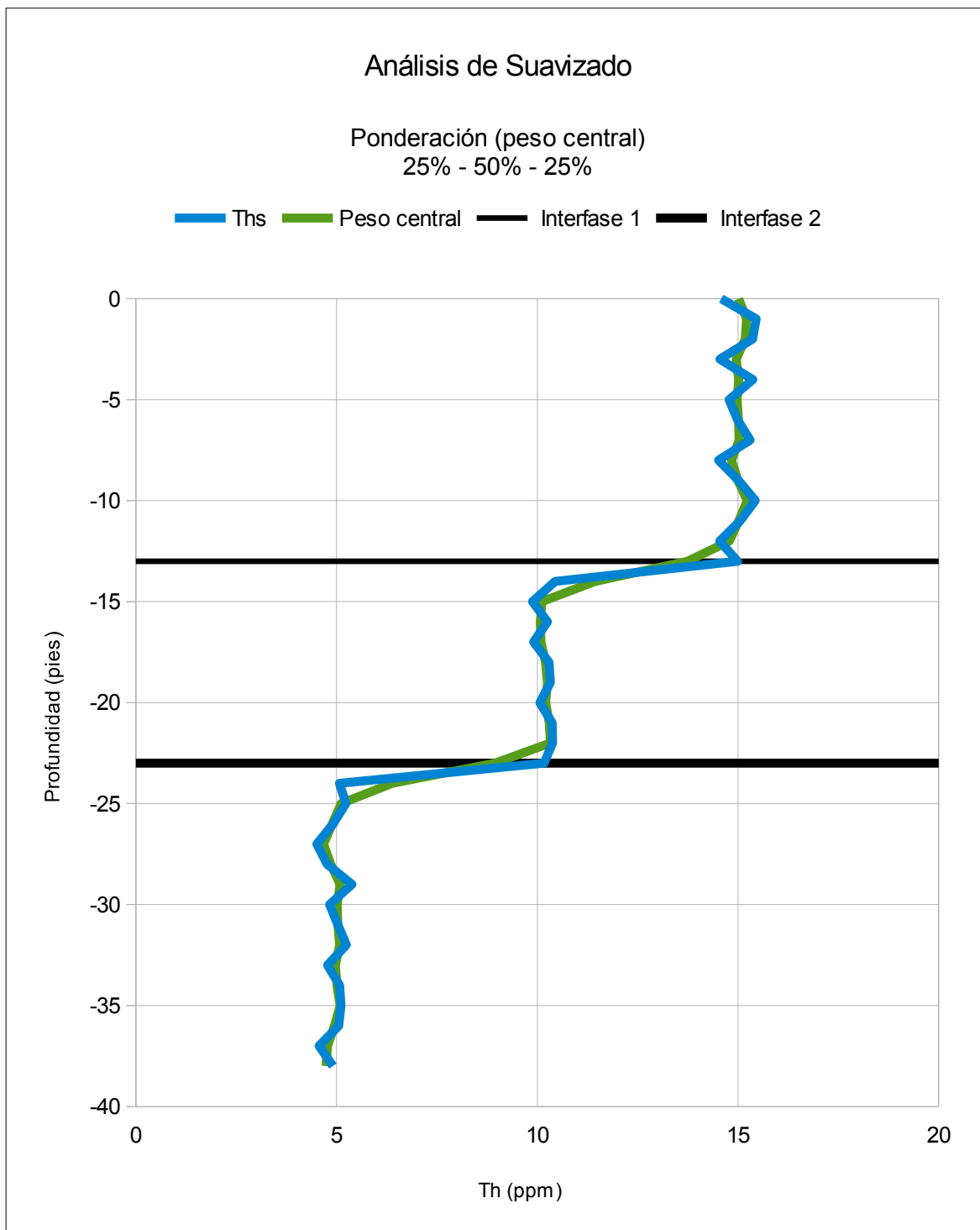


Figura 20. Suavizado con promedio de tres medidas consecutivas con ponderación de 25%-50%-25%.

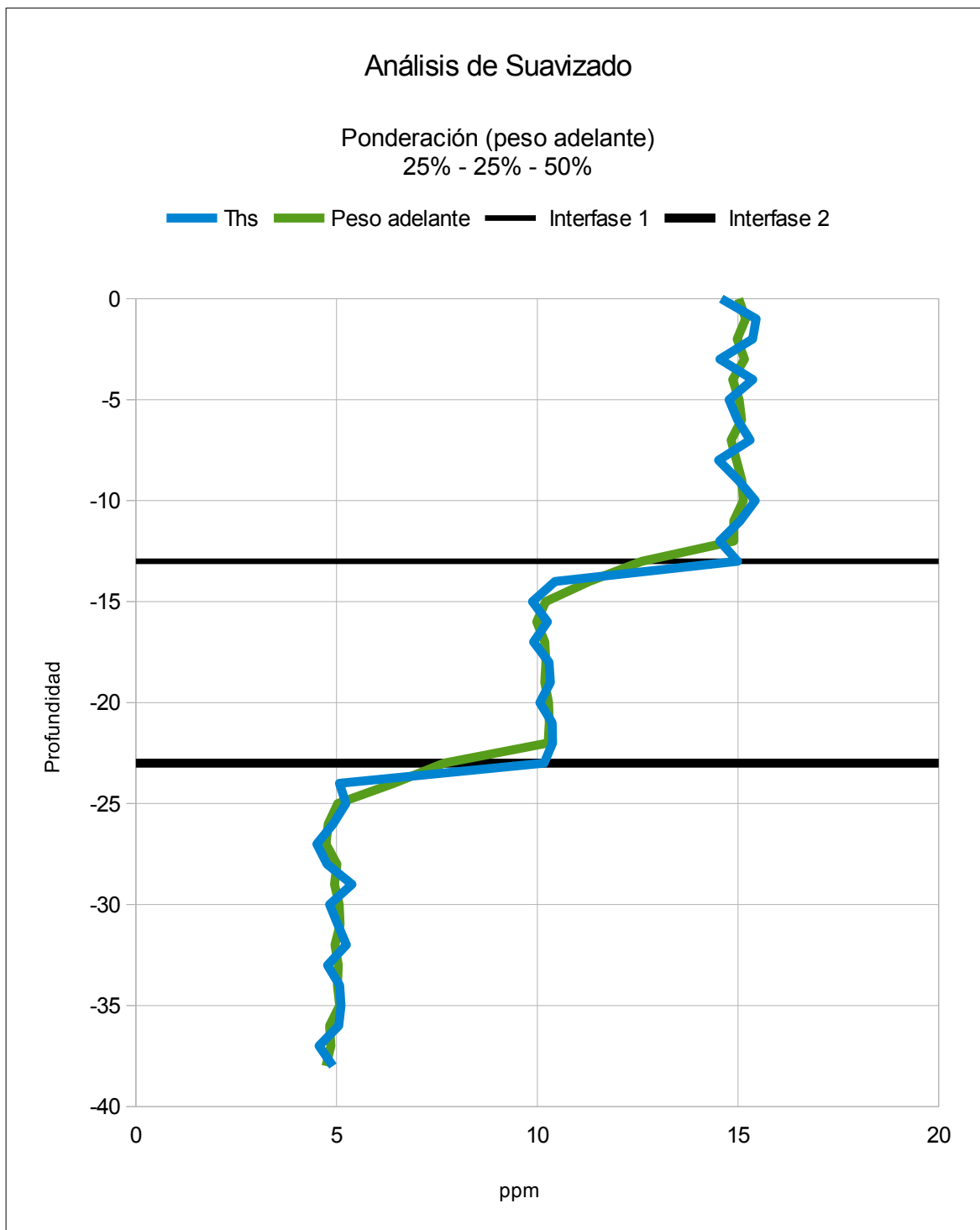


Figura 21. Suavizado con promedio de tres medidas consecutivas con ponderación de 25%-25%-50%.

En el gráfico con promedio de dos valores consecutivos (figura 17), se observa (en verde) el efecto de suavizado sobre los picos que reflejan la variabilidad alrededor de los valores centrales en cada estrato (azul), no obstante, se aprecian todavía bastante pronunciados. La desviación estándar de los estratos 1, 2 y 3 antes de suavizar son de 0,3609; 0,2052; y 0,2639 respectivamente. Luego de suavizar y excluyendo las medidas iniciales y finales de cada estrato, las desviaciones fueron de 0,2075; 0,1147; y 0,1712 reflejando una mejoría. El efecto sobre la interfase entre estratos, se aprecia en el punto de inicio del cambio, ocurriendo en una medida antes de lo previsto, pero coincidiendo sin distorsión en la primera medida correspondiente al siguiente estrato, lo que constituye un efecto de alteración sobre los puntos críticos (donde ocurren cambios) que inevitablemente introduce el suavizado.

En el gráfico con promedio de tres valores consecutivos (figura 18), se observa que el efecto de suavizado reduce drásticamente el efecto de variabilidad del error introducido aleatoriamente. Las desviaciones estándar son 0,0970; 0,0916; y 0,1069. No obstante, distorsiona en una medida el inicio del punto de cambio de estratos al final de cada estrato y al inicio del siguiente. Este efecto se hace más pronunciado a medida que se incluyen más valores consecutivos en el proceso de suavizado, razón por la cual se considera inconveniente utilizar más de tres mediciones, lo que generaría una alteración de la definición de los estratos, y más todavía si éstos poseen espesores relativamente pequeños, es decir, con pocas mediciones.

En los gráficos con promedios ponderados de tres valores consecutivos según las siguientes distribuciones: 50% - 25% - 25% (figura 19), 25% - 50% - 25% (figura 20) y 25% - 25% - 50% (figura 21) se observa que generan un efecto de suavizado mejor que en el caso del promedio de dos medidas consecutivas, pero no respecto al promedio de tres medidas consecutivas (ver tabla de resumen de desviaciones estándar). Estas tres maneras de cambiar la distribución del peso de ponderación en el promedio, sacrifica levemente la calidad del suavizado sobre

el estrato para disminuir el efecto de distorsión que imprime el método sobre los puntos de cambios. En el caso de ponderación 50% - 25% - 25% (figura 19) la distorsión de los puntos de cambio disminuyen en los puntos finales de cada estrato y se acentúan en la medida inicial de cada estrato consecutivo; en el caso de distribución 25% - 25% - 50% (figura 21) la distorsión se acentúa en la medida final de cada estrato mientras disminuye en las medidas iniciales de cada estrato consecutivo; por último, en el caso de 25% - 50% - 25% (figura 20), la distorsión se distribuye de manera uniforme sobre los puntos finales y de inicio de estratos, lo que asemeja (en este sentido) los resultados, al caso del promedio simple de tres medidas consecutivas.

En conclusión, debido al efecto de alteración sobre los puntos de cambio de estratos, no se considera conveniente utilizar más de tres medidas consecutivas en el procedimiento de suavizado. Luego de observar los casos de variaciones en la distribuciones de ponderación, la alteración uniforme de los puntos iniciales y finales de estratos y la calidad de los resultados, hacen del promedio simple de tres medidas consecutivas, la mejor opción para llevar a cabo el procedimiento de suavizado sobre los datos reales.

A continuación se resume en la tabla 4 los valores de las desviaciones estándar de todos los gráficos mostrados. Se excluyen del cálculo los valores iniciales y finales de cada estrato con el fin de evaluar la calidad del suavizado sobre cada estrato y no el efecto de alteración en los puntos críticos.

Tabla 4. Desviación estándar por estratos.

Estrato	Desvest Th	Desvest 1	Desvest 2	Desvest 3	Desvest 4	Desvest 5
1	0,3609	0,2075	0,0970	0,1255	0,1361	0,1238
2	0,2052	0,1147	0,0916	0,1091	0,0957	0,0987
3	0,2639	0,1712	0,1069	0,1119	0,1330	0,1171

Existen otros métodos de suavizado que realizan los programas de graficación sobre los resultados ya procesados. Se evaluó el uso de dos de éstos en las simulaciones de casos de promedios de potasio desarrollado en la sección

anterior (análisis de casos de promedios de potasio a partir de simulaciones). Los métodos fueron:

- Spline cúbico.
 - Resolución: variadas entre 1 y 100.
- B – Spline.
 - Resolución: variadas entre 1 y 100.
 - Grado de los polinomios: variados entre 1 y 10.

Se concluyó que el suavizado final sobre los resultados gráficos no es conveniente porque altera el acotamiento de manera significativa. Por ejemplo, cuando se aplica el método de corrección sobre el promedio del potasio, la cota superior matemáticamente posible es cero, pero luego de suavizar las curvas, éstas presentan valores por encima de cero, mostrando picos de anomalías positivas irreales. En los siguientes dos gráficos se aprecia el efecto planteado.

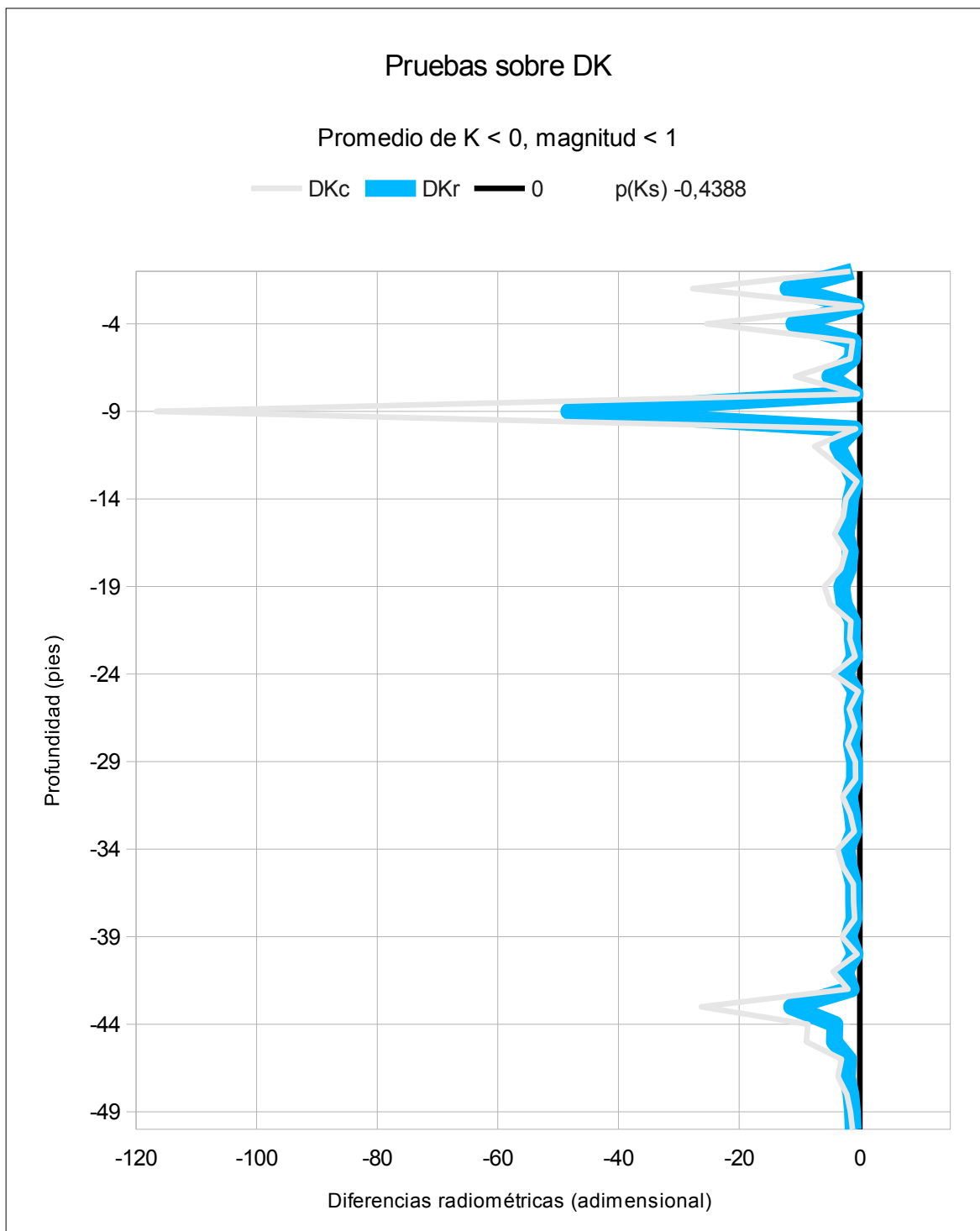


Figura 22. Pruebas sobre DK. Simulación 1.3 sin suavizar.

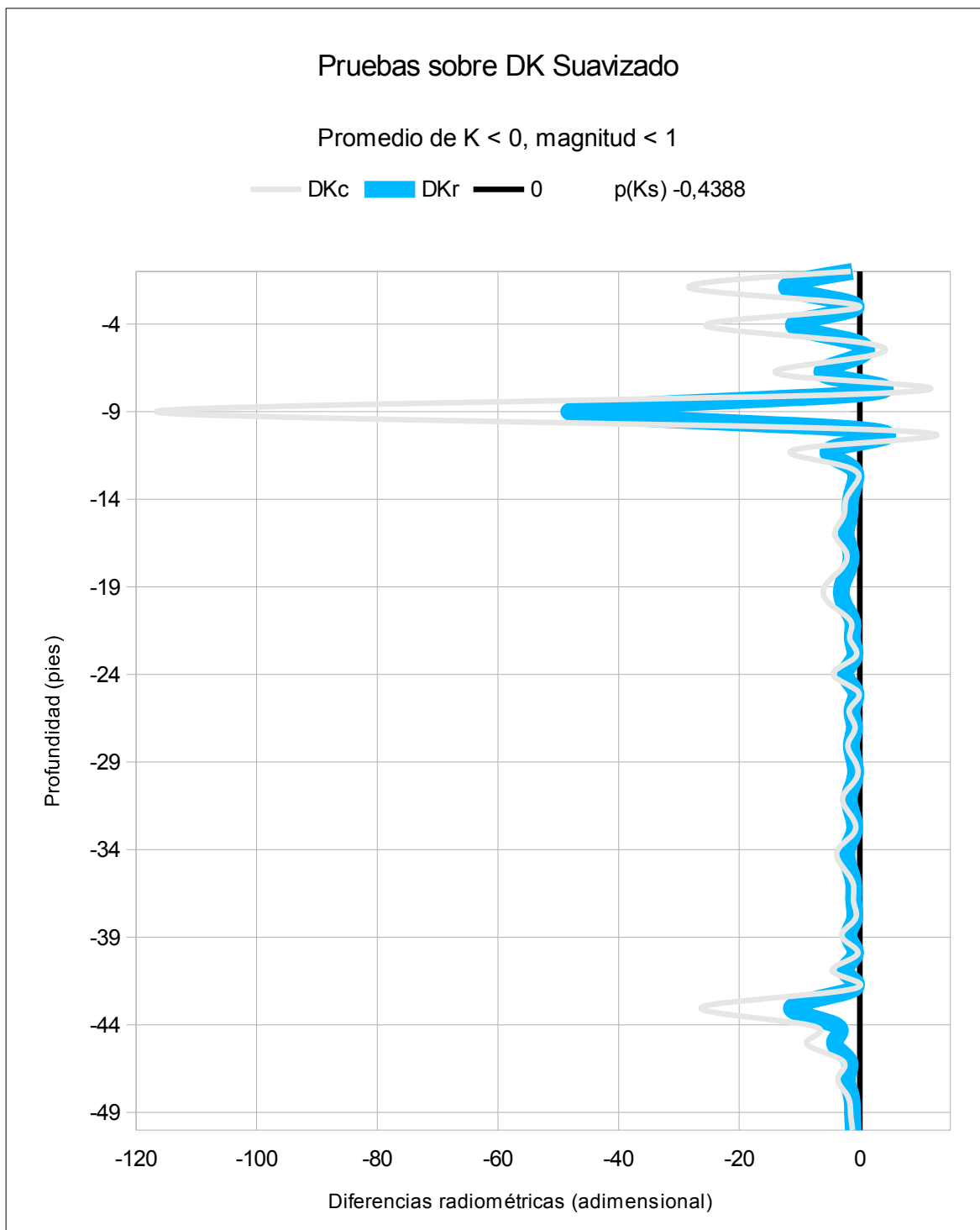


Figura 23. Pruebas sobre DK. Simulación 1.3 con suavizado.

En el primer gráfico se observa que la cota superior de las curvas es cero. El segundo gráfico es la representación de los mismos resultados numéricos, es decir, que no existe valor alguno mayor a cero, pero el efecto del suavizado ocasiona un aumento ficticio de los valores al intentar redondear los picos máximos. En el caso del método que se está evaluando en el presente estudio, esto constituye una falsa representación de la anomalía que se pretende identificar, por lo que se descarta el suavizado sobre las curvas finales.

3.9 Análisis de paralelismo de valores espectrales entre litologías como preámbulo a otras propuestas de suavizado.

El método que se pretende evaluar en este trabajo, se basa en el paralelismo que debe existir entre los valores promedio de uranio, torio y potasio cuando ocurren cambios litológicos.

Tomando los valores presentados por Saunders et al. (1993), se procedió a generar el ajuste lineal de los datos mediante regresión:

Tabla 5. Promedios de U y Th por litologías.

Litología	U (ppm)	Th(ppm)
Evaporita	0,1	0,4
Carbonato	1,6	1,6
Arenisca	1,9	5,7
Lutita	3,7	11,2

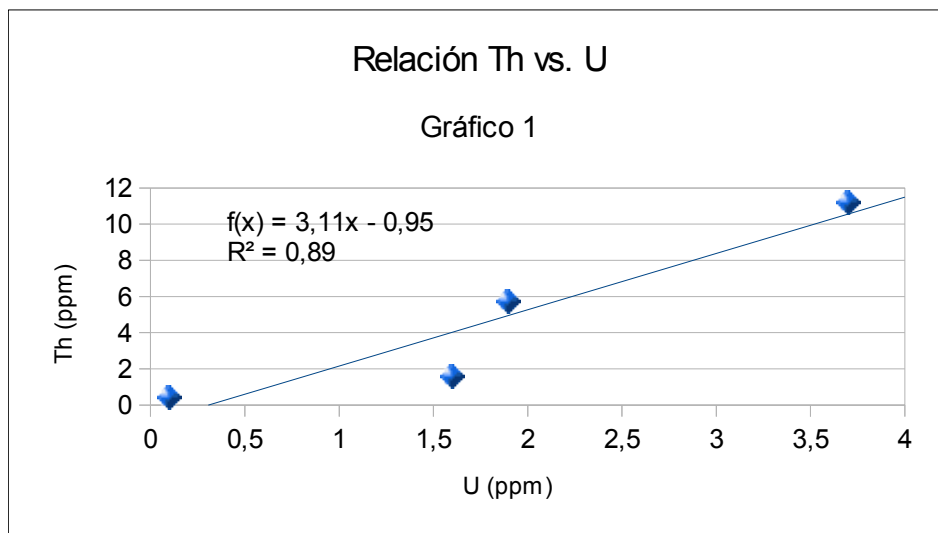


Figura 24. Gráfico de dispersión de Th vs. U.

Tabla 6. Promedios de U y Th por litologías sin el valor promedio del carbonato.

Litología	U (ppm)	Th(ppm)
Evaporita	0,1	0,4
Arenisca	1,9	5,7
Lutita	3,7	11,2

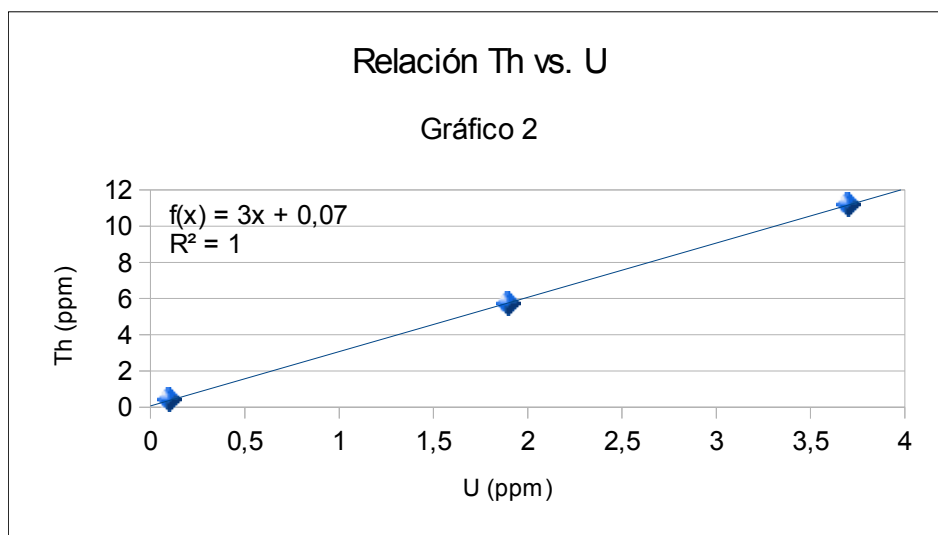


Figura 25. Gráfico de dispersión de Th vs. U sin el valor promedio del carbonato.

Tabla 7. Promedios de K y Th por litologías.

Carbonato	K (%)	Th(ppm)
Evaporita	0,1	0,4
Carbonato	0,3	1,6
Arenisca	1,2	5,7
Lutita	2,7	11,2

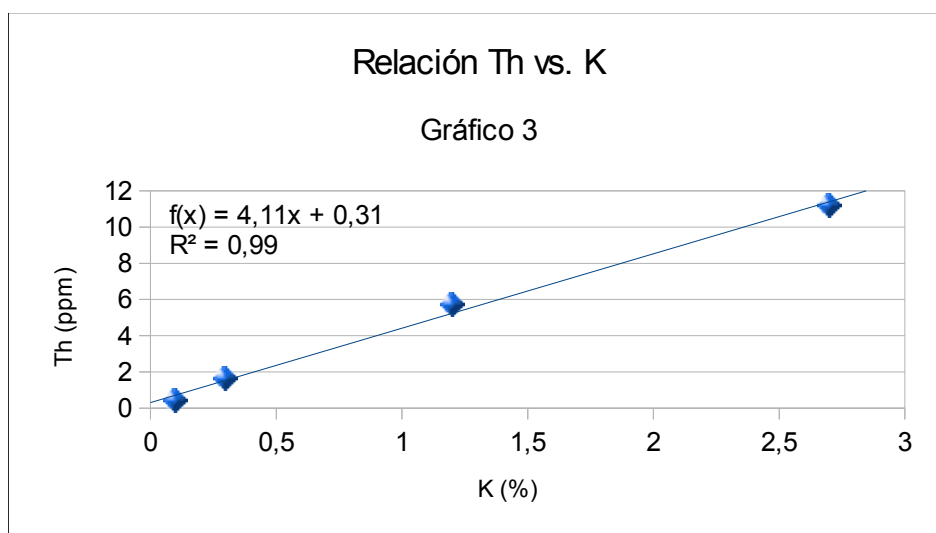


Figura 26. Gráfico de dispersión de Th vs. K.

El gráfico 1 de regresión lineal de Th vs. K (figura 24) muestra una pendiente $m = 3,11$; un desplazamiento $b = -0,95$ y un coeficiente de determinación $R^2 = 0,89$. Se observa paralelismo, pero si se elimina el punto que muestra mayor dispersión (en este caso el correspondiente al carbonato), el grado de paralelismo mejora según los siguientes resultados: $m = 3$; $b = 0,07$ y $R^2 = 1$; pudiendo atribuirse al carbonato, algún efecto anómalo local sobre el uranio o sobre el torio.

Por último, el gráfico 3, correspondiente a la regresión lineal de Th vs. U con $m = 4,11$; $b = 0,31$ y $R^2 = 0,99$; muestra un excelente grado de paralelismo. No obstante, hay que tener presente que todas estas relaciones corresponden a mediciones radiométricas en superficie.

Debido a esto, resulta ideal poder identificar de manera inequívoca, dónde

ocurren los cambios litológicos para poder promediar y representar los valores del torio por litologías, en las que idealmente dichos valores de torio deberían ser característicos para cada estrato con baja desviación estándar en relación al valor promedio.

Sobre los valores simulados en la sección anterior (hipótesis de necesidad de suavizado) se procedió a evaluar el grado de paralelismo entre los valores de torio y potasio bajo condiciones de no alteración sobre los datos fuera del error aleatorio introducido para recrear la variación estadística de la herramienta de medición. Se realizaron simulaciones representando tres estratos.

- Estrato 1:
 - Número de datos $n=14$.
 - Valores de torio $Th_s=15+(Aleatorio_1)-0,5$.
 - Rango de datos $R=(\frac{29}{2}, \frac{31}{2})$.
 - Valores de potasio no alterado $K_r=\frac{(15+(Aleatorio_2)-0,5)}{3}$.
 - Rango de datos $R=(\frac{29}{6}, \frac{31}{6})$.
- Estrato 2:
 - Número de datos $n=10$.
 - Valores de torio $Th_s=10+(Aleatorio_1)-0,5$.
 - Rango de datos $R=(\frac{19}{2}, \frac{21}{2})$.
 - Valores de potasio no alterado $K_r=\frac{(10+(Aleatorio_2)-0,5)}{3}$.
 - Rango de datos $R=(\frac{19}{6}, \frac{21}{6})$.
- Estrato 3:
 - Número de datos $n=15$.

- Valores de torio $Th_s = 5 + (Aleatorio_1) - 0,5$.
 - Rango de datos $R = (\frac{9}{2}, \frac{11}{2})$.
- Valores de potasio no alterado $K_r = \frac{(5 + (Aleatorio_2) - 0,5)}{3}$.
 - Rango de datos $R = (\frac{3}{2}, \frac{11}{6})$.

A continuación se presenta en la tabla 8 un ejemplo de simulación según los parámetros descritos:

Tabla 8. Resumen de valores simulados por estratos.

Estrato 1		
Estrato 2		
Estrato 3		
n	Th _s	K _r
1	14,8645	5,0271
2	15,4591	5,0790
3	15,0857	5,1331
4	15,0975	4,9621
5	15,1999	4,8490
6	14,8639	4,9885
7	15,2409	4,9468
8	14,6102	4,9980
9	14,6134	5,1493
10	14,6835	4,9148
11	15,0564	5,0822
12	14,6210	4,9110
13	15,1923	5,0803
14	14,7478	5,0927
1	10,4478	3,2145
2	10,3337	3,3034
3	9,7473	3,4165
4	10,1347	3,3142
5	10,3304	3,3154
6	10,2557	3,1692
7	9,5413	3,3363
8	9,8915	3,3971
9	10,3075	3,4423
10	9,5293	3,2138
1	5,1895	1,8332
2	5,2585	1,7290
3	4,9035	1,8322
4	4,5347	1,6695
5	4,6751	1,6355
6	4,6181	1,6870
7	5,3739	1,5173
8	5,0396	1,8293
9	4,5772	1,5994
10	4,9596	1,8170
11	4,6371	1,6248
12	5,2771	1,6151
13	5,3235	1,6389
14	5,3780	1,7382
15	5,3873	1,7797

Con el método de los mínimos cuadrados se evaluó la relación lineal entre el torio y el potasio simulados de acuerdo a las siguientes condiciones:

- Valores promediados por estratos.
- Por estratos individuales.
- Conjunto completo de datos.

A continuación se presenta en la tabla 9 el resumen de los valores obtenidos:

Tabla 9. Resumen de parámetros de relación lineal sobre valores de simulación.

Mínimos cuadrados para los valores promediados por estratos con alteraciones locales	
Promedios Y (Th)	Promedios X (K)
14,9526	5,0153
10,0519	3,3123
5,0088	1,7031
m	3,0009
b	-0,0293
R ²	0,9994
Mínimos cuadrados para los valores del estrato 1 con alteraciones locales	
m	0,0876
b	14,5134
R ²	0,0008
Mínimos cuadrados para los valores del estrato 2 con alteraciones locales	
m	-0,5606
b	11,9088
R ²	0,0219
Mínimos cuadrados para los valores del estrato 3 con alteraciones locales	
m	0,4558
b	4,2325
R ²	0,0192
Mínimos cuadrados para los valores de todos los estratos con alteraciones locales	
m	2,9906
b	-0,0114
R ²	0,9908

Cuando se promedian los valores por estratos, el resultado de cada promedio tiende al valor que caracteriza a dicho estrato: torio con 15, 10 y 5 para los estratos 1, 2 y 3 respectivamente; y potasio con 5, 10/3 (3,33) y 5/3 (1,66) para los estratos 1, 2 y 3. El ajuste por mínimos cuadrados permite obtener una relación lineal con pendiente $m = 3,0009$; desplazamiento $b = -0,0293$ y coeficiente de determinación múltiple lineal $R^2 = 0,9994$. Es decir, una recta de pendiente 3 que pasa por el origen.

Al realizar el mismo procedimiento pero por estratos se distingue que el error aleatorio introducido no permite observar paralelismo entre ambas variables, obteniéndose resultados de coeficientes de determinación múltiple lineal $R^2_1 = 0,0009$; $R^2_2 = 0,0219$ y $R^2_3 = 0,0193$. Prácticamente no existe linealidad en la correlación de parámetros.

La primera conclusión es que se hace necesario tener definidas las unidades litológicas dentro de las cuales los valores de torio pueden ser representados por un valor promedio, porque de lo contrario no se podría trabajar en función del paralelismo entre parámetros que requiere el método. Para datos reales puede tornarse bastante difícil identificar con precisión los puntos de cambio entre litologías. Por este motivo se propone evaluar la regresión lineal de manera global, es decir, en el conjunto completo de datos sin tomar en cuenta los cambios de litología, con lo que se aprecia la tendencia del conjunto a seguir las variaciones proporcionales que relaciona a las dos variables en estudio. En este caso se obtuvo $m = 2,9906$; desplazamiento $b = -0,0114$ y coeficiente de determinación múltiple lineal $R^2 = 0,9908$. Es decir, una recta de pendiente 3 que pasa por el origen, aunque R^2 refleja mejor precisión cuando se promedian los valores por estratos, esta manera resulta más confiable al procesar datos reales porque no hay que determinar dónde ocurren los cambios de litología asociados a la variación del torio.

3.10 Estudio de variabilidad y análisis de casos para seleccionar métodos de suavizado.

Para resolver el problema de definir los cambios de litología en datos reales según la variabilidad del torio, se llevó a cabo el siguiente estudio:

Se procedió a simular cambios litológicos para tres estratos con valores de torio según los siguientes parámetros:

- Estrato 1:
 - Número de datos $n=11$.
 - Valores de torio $Th_s=15+(Aleatorio_1)-0,5$.
 - Rango de datos $R=(\frac{29}{2}, \frac{31}{2})$.
- Estrato 2:
 - Número de datos $n=11$.
 - Valores de torio $Th_s=14+(Aleatorio_1)-0,5$.
 - Rango de datos $R=(\frac{27}{2}, \frac{29}{2})$.
- Estrato 3:
 - Número de datos $n=11$.
 - Valores de torio $Th_s=13+(Aleatorio_1)-0,5$.
 - Rango de datos $R=(\frac{25}{2}, \frac{27}{2})$.

Sobre los datos simulados se calculó la desviación estándar sobre datos consecutivos con secuencias desde 2 hasta 12 valores.

A continuación se presenta en la tabla 10 un ejemplo de simulación según los parámetros descritos:

Tabla 10. Desviación estándar de valores consecutivos simulados de Th.

n	Th _s	Desviación Estándar de Valores Consecutivos										
1	15,1909	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	15,2286	0,0267								Estrato 1		
3	15,0067	0,1569	0,1188							Estrato 2		
4	14,9507	0,0395	0,1470	0,1362						Estrato 3		
5	15,3934	0,3130	0,2410	0,2046	0,1784					1er desvest de estrato		
6	14,5811	0,5744	0,4067	0,3325	0,3082	0,2831						
7	14,7146	0,0944	0,4356	0,3567	0,3119	0,3046	0,2893					
8	14,9823	0,1893	0,2043	0,3582	0,3106	0,2798	0,2780	0,2680				
9	14,8263	0,1103	0,1344	0,1702	0,3129	0,2807	0,2589	0,2631	0,2578			
10	15,2072	0,2693	0,1915	0,2134	0,2427	0,3068	0,2801	0,2600	0,2595	0,2529		
11	15,1368	0,0498	0,2026	0,1696	0,2062	0,2443	0,2887	0,2675	0,2505	0,2491	0,2430	
1	13,6895	1,0234	0,8567	0,7034	0,6208	0,5557	0,5117	0,5280	0,4959	0,4709	0,4611	0,4485
2	14,0588	0,2611	0,7520	0,7649	0,6762	0,6263	0,5722	0,5305	0,5547	0,5276	0,5062	0,5000
3	13,9740	0,0599	0,1934	0,6347	0,7065	0,6540	0,6262	0,5826	0,5449	0,5754	0,5530	0,5355
4	13,7497	0,1586	0,1597	0,1765	0,5877	0,6875	0,6581	0,6457	0,6102	0,5762	0,6105	0,5921
5	13,7773	0,0195	0,1223	0,1505	0,1582	0,5441	0,6583	0,6451	0,6446	0,6170	0,5876	0,6258
6	13,6272	0,1062	0,0799	0,1436	0,1755	0,1682	0,5235	0,6453	0,6441	0,6525	0,6313	0,6059
7	13,5784	0,0345	0,1037	0,0956	0,1542	0,1892	0,1772	0,5072	0,6333	0,6410	0,6564	0,6409
8	14,4398	0,6092	0,4839	0,3985	0,3484	0,3168	0,2990	0,2854	0,5019	0,6073	0,6138	0,6286
9	14,0340	0,2870	0,4310	0,4024	0,3542	0,3221	0,2967	0,2817	0,2731	0,4733	0,5768	0,5869
10	14,0701	0,0255	0,2246	0,3529	0,3549	0,3251	0,3038	0,2826	0,2692	0,2643	0,4494	0,5501
11	14,0820	0,0084	0,0250	0,1900	0,3065	0,3220	0,3030	0,2888	0,2707	0,2587	0,2567	0,4290
1	12,5428	1,0884	0,8852	0,7599	0,7402	0,6702	0,6149	0,5693	0,5326	0,5064	0,4873	0,4660
2	13,0728	0,3748	0,7819	0,7635	0,7123	0,7313	0,6693	0,6201	0,5809	0,5480	0,5265	0,5113
3	12,9388	0,0948	0,2756	0,6551	0,6985	0,6858	0,7280	0,6740	0,6306	0,5972	0,5680	0,5507
4	13,4136	0,3358	0,2448	0,3601	0,5787	0,6254	0,6262	0,6771	0,6334	0,5974	0,5698	0,5451
5	13,3688	0,0317	0,2622	0,2299	0,3544	0,5216	0,5710	0,5805	0,6371	0,6007	0,5703	0,5473
6	12,9830	0,2728	0,2367	0,2498	0,2212	0,3189	0,4857	0,5448	0,5640	0,6269	0,5953	0,5687
7	12,7393	0,1723	0,3174	0,3223	0,2914	0,2608	0,3144	0,4783	0,5438	0,5701	0,6369	0,6088
8	12,7480	0,0061	0,1383	0,2951	0,3264	0,2955	0,2702	0,3053	0,4663	0,5363	0,5681	0,6380
9	12,9021	0,1090	0,0916	0,1196	0,2569	0,2982	0,2742	0,2547	0,2866	0,4441	0,5165	0,5521
10	13,4302	0,3734	0,3578	0,3256	0,2822	0,3025	0,3122	0,2935	0,2746	0,3073	0,4344	0,4982
11	13,4766	0,0328	0,3191	0,3687	0,3660	0,3288	0,3239	0,3207	0,3068	0,2895	0,3231	0,4274

Al relacionar la variabilidad del torio con la estratificación, se comparó cada uno de los valores obtenidos en cada caso (de 3 a 12 valores consecutivos) en cada fila respecto a su desviación estándar con 2 valores consecutivos, utilizando para ello, los operadores lógicos de relación de orden, para identificar cuándo se cumple que la desviación con 2 valores consecutivos es mayor que con 3 ó más valores. Los resultados obtenidos se muestran en las siguientes tablas en las que se representan cuatro ejemplos de distintas simulaciones:

Tabla 11. Indicadores de grado de variabilidad de valores de Th simulados (a).

										Estrato 1	Th _s	n
										Estrato 2	14,8796	1
										Estrato 3	15,0722	2
1										Alta variabilidad	14,7257	3
1	1									Baja variabilidad	14,9806	4
0	1	1									15,3557	5
0	0	0	0	0							15,2669	6
1	1	1	1	1	1						14,5016	7
0	0	0	0	0	0	0	0				14,5851	8
1	0	0	0	0	0	0	0	0			14,8958	9
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		15,1117	10
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,3822	11
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14,0137	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,0415	2
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,0544	3
1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,1625	4
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	14,0613	5
1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	14,2932	6
1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	14,1077	7
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,0717	8
1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	13,9173	9
1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	14,0570	10
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,0785	11
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13,4499	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,3921	2
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,4504	3
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12,5401	4
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,7220	5
1	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	13,4921	6
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,9500	7
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,5475	8
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,9433	9
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,1054	10
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,9174	11

Tabla 12. Indicadores de grado de variabilidad de valores de Th simulados (b).

	Estrato 1	Th _s	n
	Estrato 2	14,6334	1
	Estrato 3	15,1250	2
1	Alta variabilidad	14,6587	3
0 0	Baja variabilidad	14,6447	4
1 1 1		15,3331	5
1 1 1 1		14,6824	6
0 0 0 0 0		14,5077	7
1 1 1 1 1 1		15,2448	8
0 0 0 0 0 0 0		14,9814	9
0 0 0 0 0 0 0 0		14,9185	10
0 0 0 0 0 0 0 0 0		14,8187	11
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		13,8149	1
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,7044	2
1 0 0 0 0 0 0 0 0 0		14,0664	3
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,9221	4
1 1 1 0 0 0 0 0 0 0		14,3522	5
1 1 1 1 0 0 0 0 0 0		13,8243	6
1 1 1 1 1 1 0 0 0 0		14,4988	7
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		14,2758	8
0 0 0 1 1 1 1 0 0 0		13,8421	9
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,7407	10
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		14,3769	11
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		13,3641	1
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,2424	2
1 0 0 0 0 0 0 0 0 0		12,5302	3
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		12,6398	4
1 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,0828	5
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,4112	6
1 1 1 1 1 1 1 1 0 0		12,5317	7
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		12,6698	8
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,0362	9
1 1 0 0 0 0 0 0 0 0		12,6904	10
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		12,8032	11

Tabla 13. Indicadores de grado de variabilidad de valores de Th simulados (c).

	Estrato 1	Th _s	n
	Estrato 2	15,4325	1
	Estrato 3	14,6282	2
0	Alta variabilidad	14,8362	3
0 0	Baja variabilidad	14,7519	4
1 1 0		14,5012	5
1 1 1 1		15,2710	6
0 0 0 0 0		15,1836	7
1 0 0 1 1 0		14,7388	8
1 1 0 0 1 1 0		15,1503	9
0 0 0 0 0 0 0 0		15,0552	10
1 0 1 1 0 0 0 0 0		15,4155	11
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		14,1010	1
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		14,3832	2
1 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,8784	3
1 1 0 0 0 0 0 0 0 0		14,3499	4
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		14,3998	5
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		13,5058	6
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,5970	7
1 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,8764	8
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,7324	9
1 1 1 0 0 0 0 0 0 0		14,0724	10
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		14,4767	11
1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		12,6129	1
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,1040	2
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,3289	3
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,1796	4
1 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,3002	5
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		13,2559	6
1 1 1 1 1 0 0 0 0 0		12,6557	7
1 1 1 1 1 1 0 0 0 0		13,2842	8
1 1 1 1 1 1 1 0 0 0		12,6343	9
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0		12,5056	10
1 1 1 1 1 1 1 1 1 0		13,1841	11

Tabla 14. Indicadores de grado de variabilidad de valores de Th simulados (d).

											Estrato 1	Th _s	n
											Estrato 2	15,4554	1
											Estrato 3	14,7541	2
0											Alta variabilidad	14,7586	3
1	0										Baja variabilidad	15,0090	4
0	0	0										15,3364	5
0	0	0	0	0								15,3587	6
1	1	0	0	0	0							15,1136	7
0	0	0	0	0	0	0	0					14,8181	8
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0			15,1002	9
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		14,9849	10
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,0436	11
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		14,4582	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,8995	2
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,9783	3
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,0082	4
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,4746	5
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13,6535	6
0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	14,1755	7
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,9463	8
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,9177	9
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,8999	10
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	14,3954	11
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13,0183	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,7585	2
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,6287	3
1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,2745	4
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,3730	5
1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	12,8841	6
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,6493	7
1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	13,3860	8
1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	12,8007	9
1	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	13,2434	10
1	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	12,8277	11

De los ejemplos mostrados se concluye que cuanto más valores consecutivos se utilicen, mayor es la sensibilidad para detectar variaciones en las medidas (valores con cero), por lo que se carece de una resolución objetiva al considerar cualquier variación, por leve que sea, como un cambio litológico, mientras que con pocos valores consecutivos los cambios reflejan variaciones más fuertes respecto al primer caso descrito, constituyendo así un buen discriminante.

De los gráficos se aprecia además, que en los puntos críticos, es decir, donde aparecen los cambios más bruscos, la desviación estándar con 2 valores se mantiene siempre mayor que en el resto de los casos, por lo que la fila completa aparece con unos (1's).

Una vez definido que se va a utilizar dos valores consecutivos, se puede ajustar el grado de sensibilidad que se desea obtener, filtrando los valores de desviación estándar con una cota superior que determine cuándo se va a considerar que las variaciones en el torio corresponden a variaciones de litologías. Sin embargo, este procedimiento no es sensible de detectar si la gradación de valores se va dando de manera suave, por lo que una serie de mediciones que comiencen en un valor y terminen en otro bastante alejado respecto al primero, pueden ser representadas en conjunto, como un único estrato, lo cual constituye un error.

Con la definición de estratos según la variabilidad del torio se procede a promediar los valores de torio, uranio y potasio, por estratos, lo que constituye un método de suavizado según el análisis planteado en la sección 3.8: hipótesis de necesidad de suavizado de los datos espectrales.

Otro criterio consiste en la diferenciación litológica según los valores gamma de radiación total, a partir de la cual se procede a promediar los valores de torio, uranio y potasio, por estratos, lo que también constituye un método de suavizado.

3.11 Análisis estadístico de la información gamma espectrométrica.

Para llevar a cabo la evaluación del método propuesto se dispone de datos reales de perfiles de pozos pertenecientes a la industria petrolera venezolana, de los cuales, por razones de confidencialidad, no se posee información de coordenadas de ubicación ni de formaciones geológicas a las que pertenecen.

A continuación se resume en la tabla 15, las características y números de pozos disponibles respetando la numeración original de pozos a solicitud de los petrofísicos que contribuyeron con los datos:

Tabla 15. Resumen datos de producción de los pozos disponibles.

n	Pozo	Tope (pies)	Base (pies)	Intervalo (pies)	Qo (BN/D)	RGP (PCN/BN)	API	AyS (%)	Observaciones
1	P 02	-12719	-12729	10					
		-13396	-13404	8					
		-13412	-13422	10					
		-13554	-13570	16					
		-13744	-13789	45					
2	P 04	-8883	-9680	797					
3	P 05	-9090	-10070	980					
4	P 06	-8837	-9540	703					No posee K
5	P 07	-3582	-3594	12	134	231	14,6	3,8	Valores de K < 0
6	P 08	-3112	-3135	23	18	6778	18,6	47	
7	P 11	-3155	-3331	176	227	784	18,1	6	
8	P 12	-3350	-3378	28	140	657	14,8	42	
9	P 14	-3256	-3266	10	208	543	10,5	25	
10	P 24	-3140	-3165	25	80	213	8,8	0,8	

Donde **Tope** y **Base** corresponden a las cotas superior e inferior de cada intervalo; **Intervalo**, es el espesor en pies; **Q_o** los barriles diarios producidos; **RGP**, la relación gas-petróleo; **API**, el tipo de hidrocarburo presente; y **AyS**, la saturación de agua.

Con el fin de organizar y visualizar la información disponible en los registros de pozos, se generó un mapa de datos a través de cuadros de intervalos de parámetros disponibles. En las siguientes figuras se muestran tales mapas:

Tabla 16. Leyenda de colores para cuadros de parámetros disponibles.

Leyenda	Color
Parámetro medido	
Parámetro no medido	
Producción con medidas	
Producción sin medidas	

Tabla 17. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 02.

1	Pozo 02					
Tope:	-10543,5	-10543,5	-10543,5	-10542,5		
Base:	-13867,5	-13867,5	-13867,5	-13868		
Intervalo:	3324	3324	3324	3325,5	0	0
Cota (pies)	THOR	URAN	POTA	GR	NPHI	RHOB
-10537						
-10542,5				3325,5		
-10543,5	3324					
-12719	10					
-12729	667					
-13396	8					
-13404	8					
-13412	10					
-13422	132					
-13554	16					
-13570	174					
-13744	45					
-13789						
-13867,5						
-13868						
-13957						

Tabla 18. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 04.

2	Pozo 04					
Tope:	-6840	-6840	-6840	-8678,5		
Base:	-9729	-9729	-9729	-10341		
Intervalo:	2889	2889	2889	1662,5	0	0
Cota (pies)	THOR	URAN	POTA	GR	NPHI	RHOB
-2950				3997		
-6840	2889					
-6947				17		
-6964				1		
-6965				20,5		
-6985,5				1685,5		
-8671				7,5		
-8678,5				1662,5		
-8883	797					
-9680						
-9729						
-10341						
-10349						

Tabla 19. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 05.

3	Pozo 05					
Tope:	-6256	-6256	-6256	-2110,5		
Base:	-10360,5	-10360,5	-10360,5	-10282,5		
Intervalo:	4104,5	4104,5	4104,5	8172	0	0
Cota (pies)	THOR	URAN	POTA	GR	NPHI	RHOB
-2110,5				6769		
-6256	4104,5					
-6371,5						
-8879,5				1		
-8880,5				1402		
-9090	980					
-10070						
-10282,5						
-10360,5						
-10368						

Tabla 20. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 06.

4	Pozo 06					
Tope:	-8620	-8620		-8620		
Base:	-9660	-9660		-9617,5		
Intervalo:	1040	1040	0	997,5	0	0
Cota (pies)	THOR	URAN	POTA	GR	NPHI	RHOB
-8620	1040			997,5		
-8837	703					
-9540						
-9617,5						
-9660						

Tabla 21. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 07.

5	Pozo 07					
Tope:	0	0	0	0	-2200	-2200
Base:	-4587	-4587	-4587	-4587	-4587	-4587
Intervalo:	4587	4587	4587	4587	2387	2387
Cota (pies)	THOR	URAN	POTA	GR	NPHI	RHOB
0	4587					
-2200					2387	
-3582	12					
-3594						
-4587						

Tabla 22. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 08.

6	Pozo 08					
Tope:	-500	-500	-500	-500	-2798	-2798
Base:	-4130	-4130	-4128	-4128	-4128	-4128
Intervalo:	3630	3630	3628	3628	1330	1330
Cota (pies)	THOR	URAN	POTA	GR	NPHI	RHOB
-6						
-500	3630			3628		
-2798						
-3112	23					
-3135						
-4128						
-4130						

Tabla 23. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 11.

7	Pozo 11					
Tope:	-1373	-1373	-1372,5	-523	-2400,5	-2399
Base:	-3302,5	-3302,5	-3301,5	-3333	-3336	-3337
Intervalo:	1929,5	1929,5	1929	2810	935,5	938
Cota (pies)	THOR	URAN	POTA	GR	NPHI	RHOB
-520						
-523				2810		
-1372,5			1929			
-1373	1929,5					
-2399						938
-2400,5					935,5	
-3155	147,5		146,5	176		
-3301,5						
-3302,5			29,5			
-3331	28,5					
-3333						
-3336						
-3337						
-3340						

Tabla 24. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 12.

8	Pozo 12					
Tope:	-2350	-2350	-2350	-2350		-2326
Base:	-3528	-3528	-3528	-3528		-3528
Intervalo:	1178	1178	1178	1178		1202
Cota (pies)	THOR	URAN	POTA	GR	NPHI	RHOB
-494						
-2326						1202
-2350	1178					
-3350	28					
-3378						
-3528						
-3530						

Tabla 25. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 14.

9	Pozo 14					
Tope:	-474	-474	-474	-20,5	-20,5	-20,5
Base:	-3867,5	-3867,5	-3867,5	-3867	-3905	-3899
Intervalo:	3393,5	3393,5	3393,5	3846,5	3884,5	3878,5
Cota (pies)	THOR	URAN	POTA	GR	NPHI	RHOB
-20,5				3846,5	3884,5	3878,5
-474	3393,5					
-3256	10					
-3266						
-3867						
-3867,5						
-3899						
-3905						
-3905,5						

Tabla 26. Intervalos de parámetros disponibles. Pozo 24.

10	Pozo 24					
Tope:	-950	-950	-950	-950	-950	-950
Base:	-3219	-3219	-3219	-3221	-3227,5	-3233
Intervalo:	2269	2269	2269	2271	2277,5	2283
Cota (pies)	THOR	URAN	POTA	GR	NPHI	RHOB
-950	2269			2271	2277,5	2283
-3140	25					
-3165						
-3219						
-3221						
-3227,5						
-3233						

A partir de los intervalos de parámetros disponibles, se realizó un truncamiento utilizando como referencia los rangos en los que aparecen a la vez los valores espectrales y los rayos gamma totales.

Una vez realizado dicho truncamiento, se observaron algunos datos estadísticos como los valores máximos y mínimos, rango de datos, promedios y desviaciones estándar con el fin de llevar a cabo un análisis de la información gamma espectrométrica y gamma total. Los cálculos estadísticos, así como elaboración de histogramas, se llevaron a cabo utilizando el programa de análisis estadístico “R” y la hoja de cálculo “Calc”. El resumen de los resultados obtenidos se muestra en las siguientes tablas:

Tabla 27. Resumen de parámetros estadísticos por pozos (a).

Pozo 2	GR GAPI	THOR ppm	POTA %	URAN ppm	Parámetros	Correlación adimensional
Máx	166,6657	26,9249	2,2356	12,0704	GR-Th	0,9188
Mín	17,6331	1,4987	0,1358	0,7113	GR-K	0,8100
Rango	149,0326	25,4262	2,0998	11,3591	GR-U	0,7667
Promedio	75,0555	12,1856	0,8501	3,2776	Th-K	0,7276
Desvest	28,3262	5,5393	0,4061	1,3625	Th-U	0,5147
Pozo 4	GR GAPI	THOR ppm	POTA %	URAN ppm	Parámetros	Correlación adimensional
Máx	436,8456	26,0768	2,58	11,8618	GR-Th	0,8764
Mín	19,5965	0,074	-0,14	0,7469	GR-K	0,8387
Rango	417,2491	26,0028	2,72	11,1149	GR-U	-0,2698
Promedio	110,9995	12,3876	1,1030	3,7555	Th-K	0,9488
Desvest	31,1726	8,3489	0,7519	1,7037	Th-U	-0,3607
Pozo 5	GR GAPI	THOR ppm	POTA %	URAN ppm	Parámetros	Correlación adimensional
Máx	169,5117	26,1776	4,12	13,2501	GR-Th	0,7473
Mín	14,4484	-0,4768	-0,1	0,597	GR-K	0,7432
Rango	155,0633	26,6544	4,22	12,6531	GR-U	-0,0822
Promedio	95,2752	12,8140	1,3309	3,8291	Th-K	0,7574
Desvest	29,2404	8,1296	0,8464	1,9388	Th-U	-0,4050
Pozo 6	GR GAPI	THOR ppm	POTA %	URAN ppm	Parámetros	Correlación adimensional
Máx	166,3725	20,7428		13,0739	GR-Th	0,7027
Mín	11,0236	-0,0814		1,046	GR-K	
Rango	155,3489	20,8242		12,0279	GR-U	0,2847
Promedio	49,4170	3,3481		4,1638	Th-K	
Desvest	20,5664	4,2524		1,8375	Th-U	-0,4188
Pozo 7	GR GAPI	THOR ppm	POTA %	URAN ppm	Parámetros	Correlación adimensional
Máx	402	15,6898	0,6203	17,992	GR-Th	-0,7531
Mín	6,96	10,0646	-0,494	4,0559	GR-K	0,5482
Rango	395,04	5,6252	1,1143	13,9361	GR-U	0,5429
Promedio	78,6607	14,6423	-0,2251	7,1939	Th-K	-0,5006
Desvest	29,3742	0,6832	0,1280	1,6281	Th-U	-0,5662
Pozo 8	GR GAPI	THOR ppm	POTA %	URAN ppm	Parámetros	Correlación adimensional
Máx	228,6776	40,0534	0,0424	11,2826	GR-Th	0,7623
Mín	22,9306	2,7522	0,0002	0,0134	GR-K	0,5702
Rango	205,747	37,3012	0,0422	11,2692	GR-U	0,4291
Promedio	77,7637	11,7580	0,0088	3,2089	Th-K	0,2373
Desvest	29,4600	5,5163	0,0059	1,3703	Th-U	0,1702

Tabla 28. Resumen de parámetros estadísticos por pozos (b).

Pozo 11	GR GAPI	THOR ppm	POTA %	URAN ppm	Parámetros	Correlación adimensional
Máx	144,2	19,905	0,0255	8,1915	GR-Th	0,8840
Mín	15,9	1,164	0,0021	-1,2442	GR-K	0,6912
Rango	128,3	18,741	0,0234	9,4357	GR-U	0,4912
Promedio	68,4735	10,4662	0,0101	1,6995	Th-K	0,6810
Desvest	22,8596	4,3388	0,0034	1,0064	Th-U	0,2276
Pozo 12	GR GAPI	THOR ppm	POTA %	URAN ppm	Parámetros	Correlación adimensional
Máx	165,1644	24,2874	0,0214	8,5096	GR-Th	0,9068
Mín	26,9237	2,6467	0,0016	-1,151	GR-K	0,6046
Rango	138,2407	21,6407	0,0198	9,6606	GR-U	0,6305
Promedio	86,5041	11,8792	0,0098	2,1080	Th-K	0,5649
Desvest	30,7617	4,6326	0,0034	1,3829	Th-U	0,3043
Pozo 14	GR GAPI	THOR ppm	POTA %	URAN ppm	Parámetros	Correlación adimensional
Máx	299,6458	20,107	0,0471	8,0627	GR-Th	0,7480
Mín	11,8421	1,9192	0,0006	-0,0541	GR-K	0,4777
Rango	287,8037	18,1878	0,0465	8,1168	GR-U	0,4127
Promedio	71,5167	10,2800	0,0129	1,6807	Th-K	0,0240
Desvest	27,5172	4,0182	0,0078	1,0357	Th-U	0,2751
Pozo 24	GR GAPI	THOR ppm	POTA %	URAN ppm	Parámetros	Correlación adimensional
Máx	212,796	24,254	4,824	15,939	GR-Th	0,8402
Mín	25,379	1,95	0,215	0,478	GR-K	0,6721
Rango	187,417	22,304	4,609	15,461	GR-U	0,7152
Promedio	73,8264	11,5279	1,0790	3,0038	Th-K	0,4394
Desvest	24,7525	4,1536	0,5281	1,3879	Th-U	0,3967

Los valores de rayos gamma totales en todos los casos presentan una amplitud donde los valores mínimos en general van desde 6,96 a 26,92 GAPI, mientras que los máximos van desde 144,2 hasta 436,85 GAPI; esta amplitud de valores se asocia a la presencia de diversos tipos de litologías. La desviación estándar de la muestra (en porcentaje) respecto al rango, va desde 7,44 hasta 22,25%, lo que indica que hay diferentes casos de dispersión de los datos, es decir, que en algunos pozos no existe una litología predominante, mientras en otros se observan rangos cuyas frecuencias sobresalen. Para observar esto, se graficaron histogramas de frecuencia. A continuación se presenta el conjunto de

histogramas con el fin de realizar una inspección visual del comportamiento general. Para poder apreciar con mayor nitidez los rangos, frecuencias y porcentajes, se recomienda ver los gráficos en la sección de anexos.

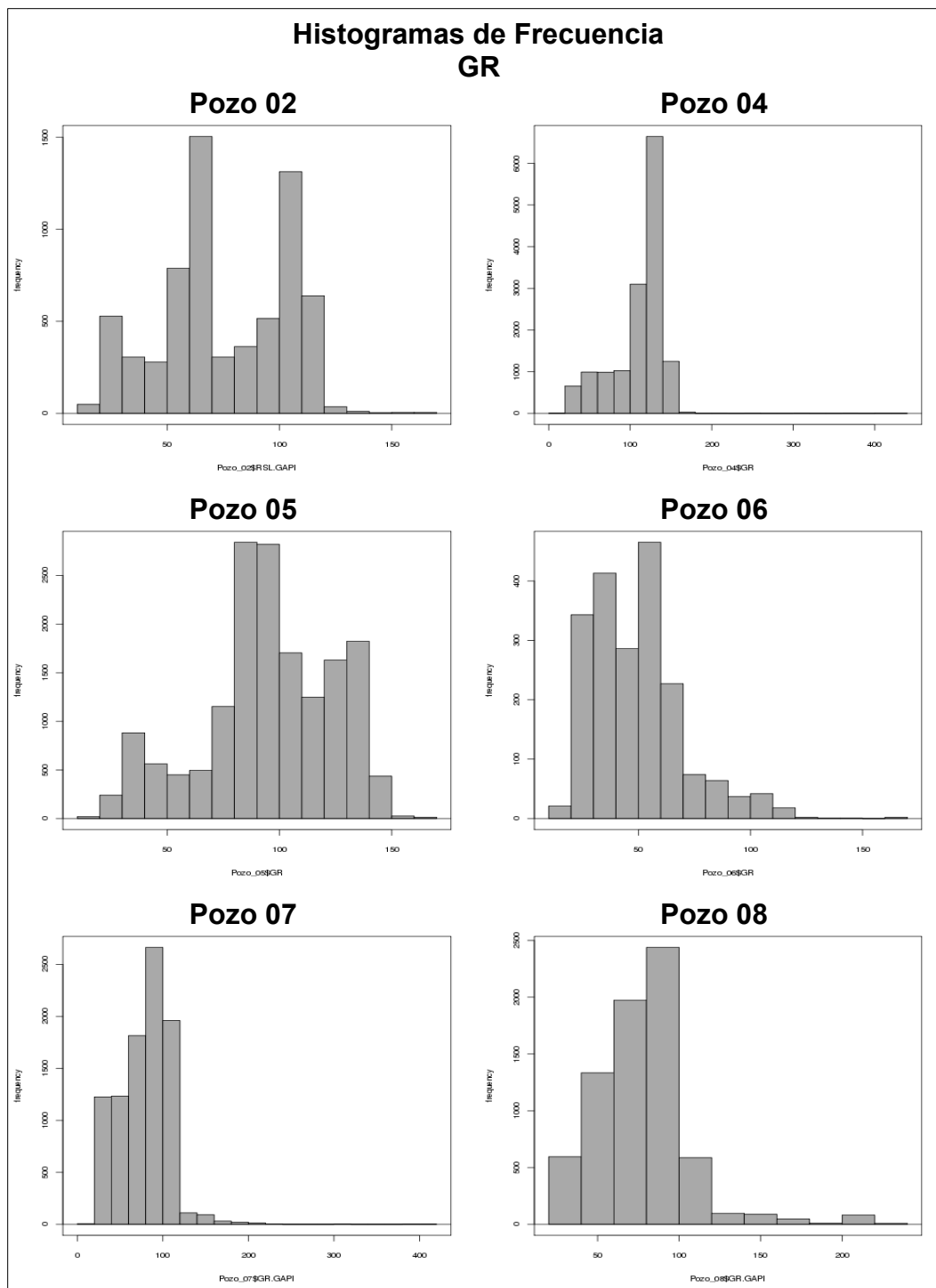


Figura 27. Histogramas de frecuencia GR (a).

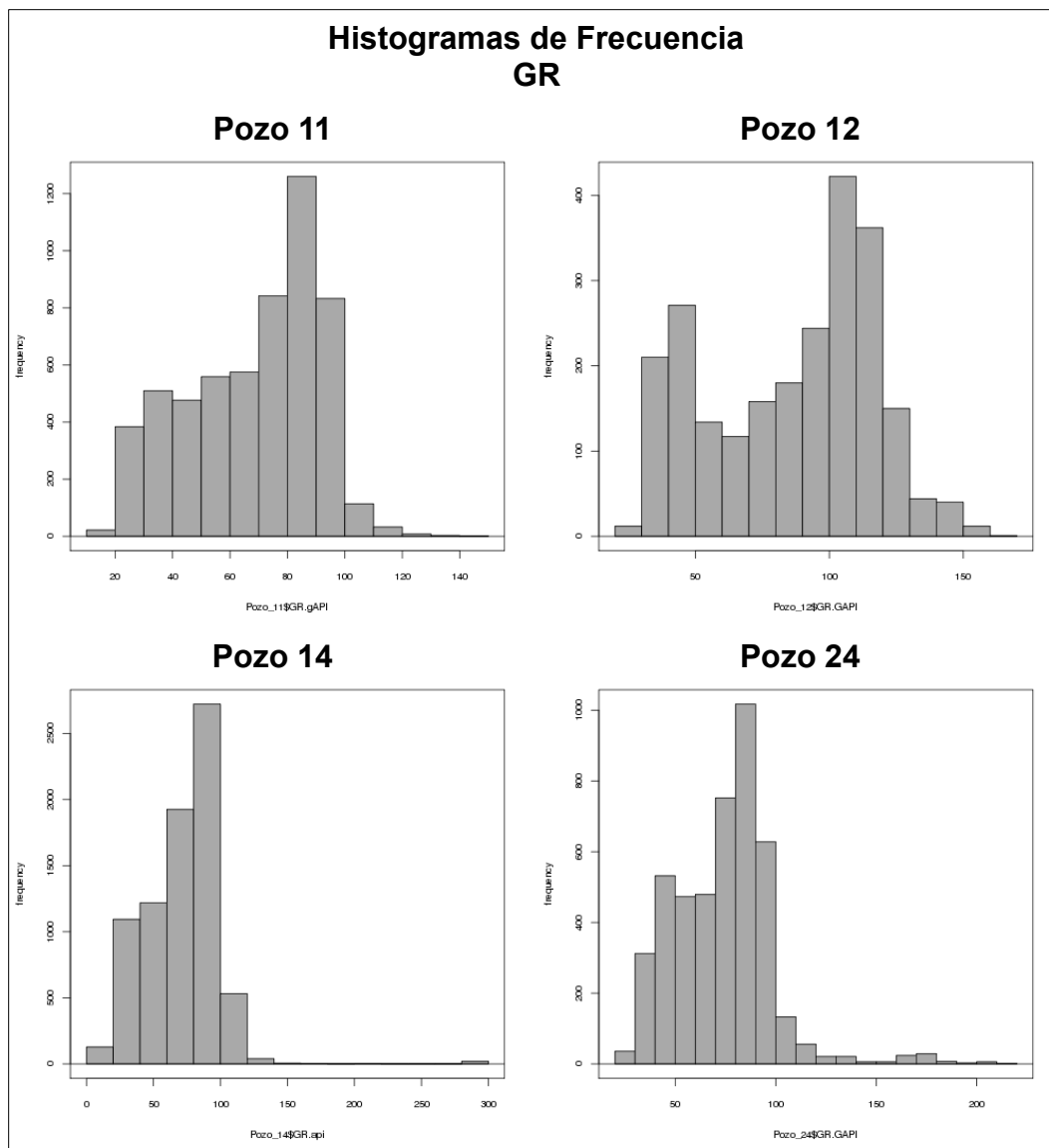


Figura 28. Histogramas de frecuencia GR (b).

Los pozos 04 y 07 que presentan los mayores picos de frecuencia con alrededor de 65 y 70% de la muestra en un rango pequeño respecto a la base del histograma, son justamente los que a su vez presentan el menor porcentaje de dispersión. Esto permite corroborar que cuanto mayor sea la dispersión, mayor va a ser la desviación estándar respecto al rango de la muestra. La interpretación petrofísica es que a mayor dispersión, habría una distribución más uniforme de las

distintas litologías o se estaría en presencia de una única litología, en cuyo caso, se identificaría por la amplitud del rango. Al analizar el conjunto de histogramas, se observa que los mayores picos corresponden en casi todos los casos al rango de las arcillas, excepto en el Pozo 06 cuyos rangos con mayores frecuencias corresponden a arenas y a arenas arcillosas; en el caso de los pozos 02 y 12, la frecuencia del rango de las arcillas es similar a la frecuencia del rango de las arenas arcillosas. En general, la presencia en todos los registros de rangos de 25 a 60GAPI correspondientes a arenas y arenas arcillosas, constituyen potenciales productores de hidrocarburos.

La estabilidad y movilidad de los datos espectrales se evalúa a través del análisis de sus valores y de la interpretación de sus histogramas de frecuencia. La movilidad en la distribución del torio para un registro viene determinada por la amplitud del rango, es decir, por la gama de litologías a lo largo de una columna, mientras que la estabilidad se asocia a los valores extremos, ya que si un estrato presenta valores altos, se asocian a alta estabilidad, mientras que los valores muy bajos (inclusive por debajo del fondo) se asocian a baja estabilidad. Respecto a los otros valores espectrales, la estabilidad y movilidad viene determinada por la tendencia del uranio y del potasio de seguir o no a los cambios proporcionales al torio.

Los resultados obtenidos para el torio fueron los siguientes: los mínimos van desde -0,48 a 10,07ppm, donde los valores más bajos (correspondientes a los pozos 04, 05 y 06) indican los intervalos con menor estabilidad; mientras que los máximos van desde 15,69 hasta 40,05ppm. Al observar los rangos, se tiene que van desde 5,63 hasta 37,30ppm, tal como en los valores de GR, esta amplitud de valores se asocia a la presencia de diversos tipos de litologías debido a que se partió de la hipótesis de que el torio no se ve afectado por la presencia de hidrocarburos, lo que indica amplia movilidad en la distribución del elemento a lo largo de la columna estratigráfica. La media aritmética o promedio tiende a mantenerse en el rango de 10,28 a 14,64ppm, siendo que en la mayoría de los

pozos el promedio oscila alrededor de 12ppm, exceptuando el Pozo 06 donde el valor promedio es de 3,35ppm. Las desviaciones estándar de las muestras (en porcentaje) respecto a los rangos van desde 12,15 hasta 32,11%; donde los valores más bajos corresponden a los pozos 07 y 08, coincidiendo el pozo 07 con una de la más bajas dispersiones (como en GR), lo que se puede interpretar como un indicio de que en dichos registros hay poca variación litológica. Respecto al resto de los pozos, al igual que con los rayos gamma totales, en general no existe una litología predominante. A continuación se presenta el conjunto de histogramas con el fin de realizar una inspección visual del comportamiento general. Como en el caso anterior, para poder apreciar con mayor nitidez los rangos, frecuencias y porcentajes, se recomienda ver los gráficos en la sección de anexos.

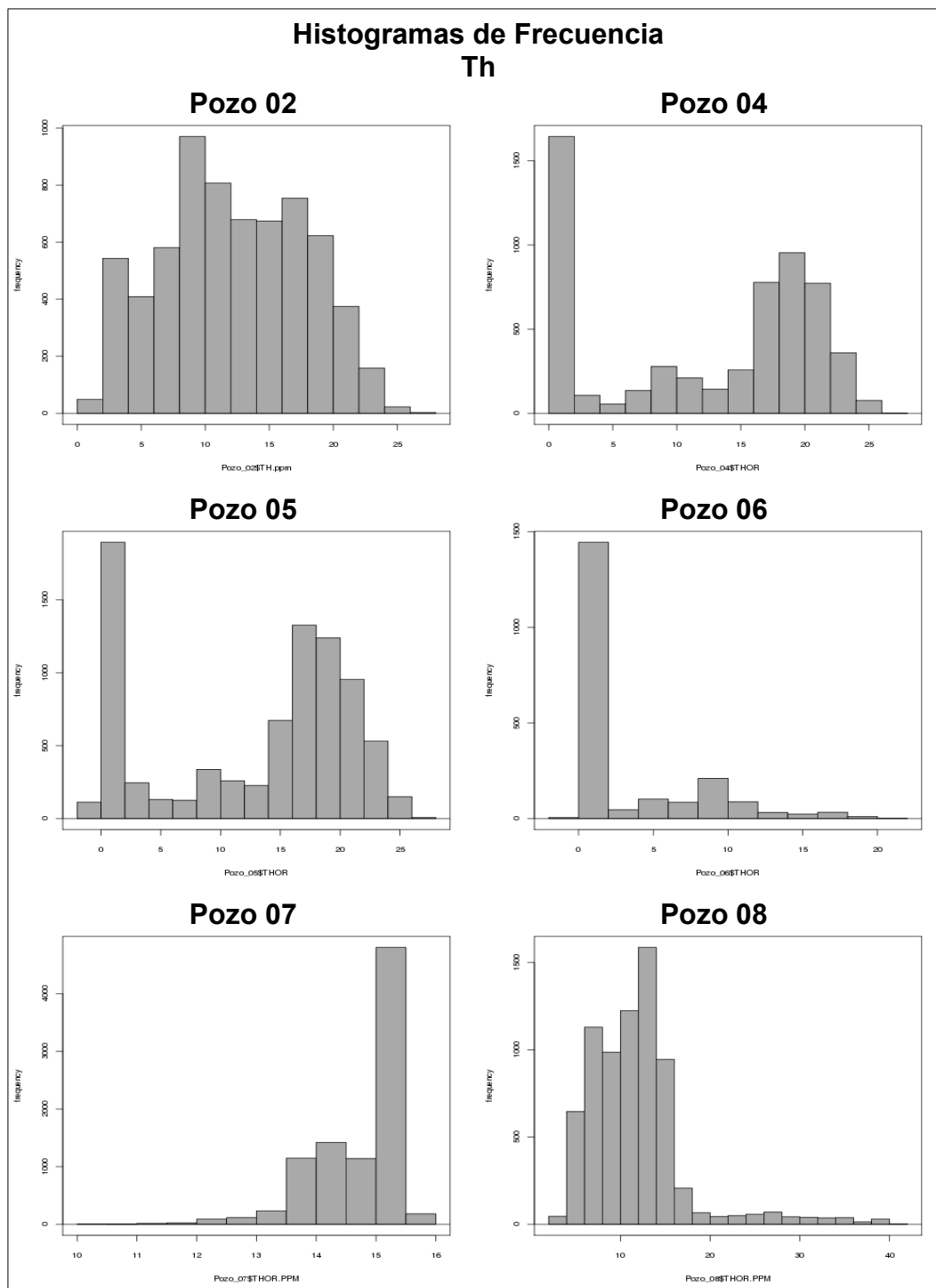


Figura 29. Histogramas de frecuencia Th (a).

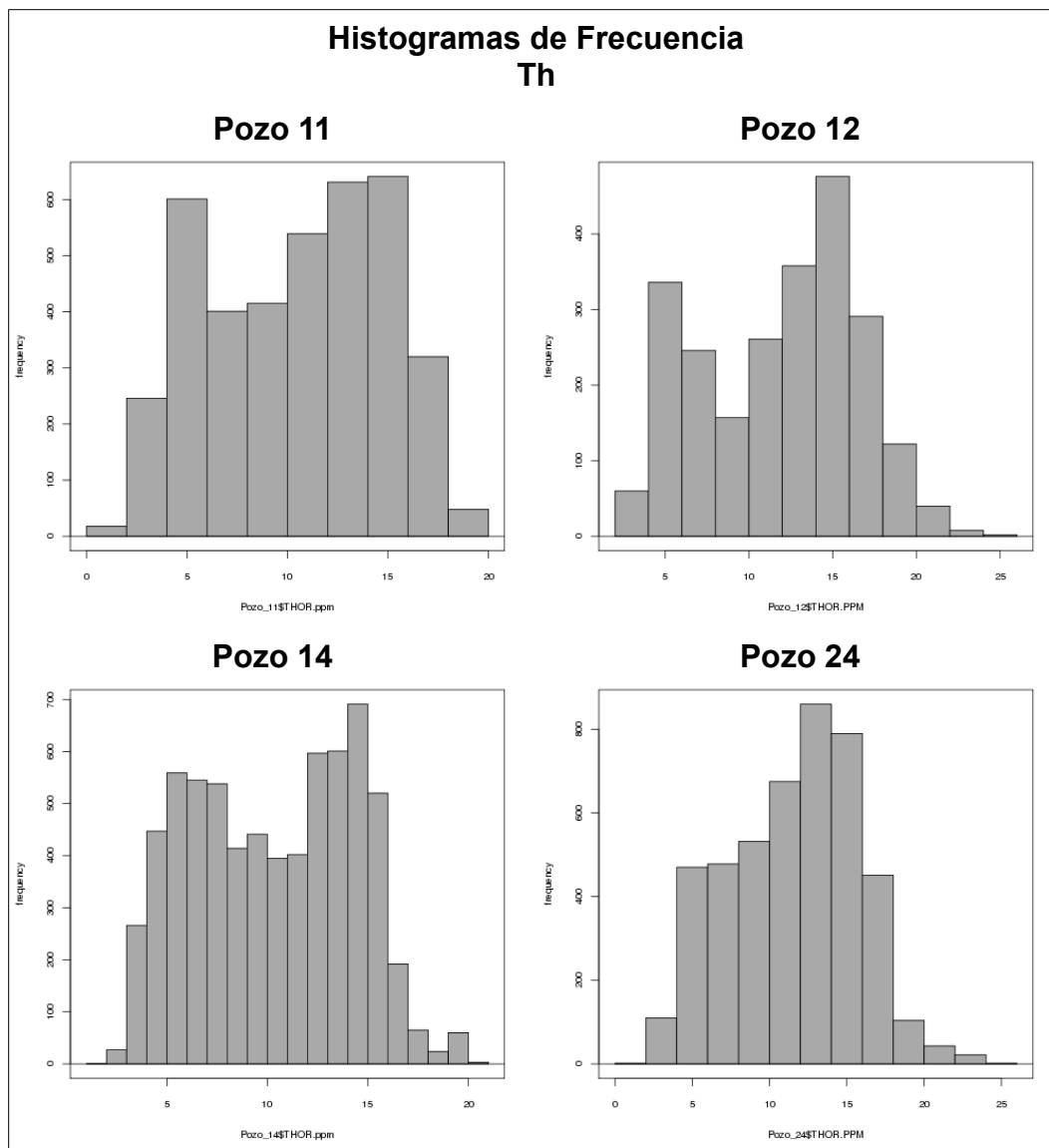


Figura 30. Histogramas de frecuencia Th (b).

En los histogramas de frecuencia se pueden identificar tres tendencias en el comportamiento. La primera, es la distribución bastante uniforme (hasta los 20ppm) de los datos que en general presentan los pozos 02, 08, 11, 12, 14 y 24; inclusive en el caso del pozo 08 también se cumple a pesar de que es el que presenta los valores anómalamente altos de torio hasta los 40ppm, aunque se observa del histograma que en el rango de 20 a 40ppm la frecuencia es muy baja

respecto a las distribuciones de rangos inferiores a 20ppm. La segunda corresponde al Pozo 07, que es el único que no presenta valores relativamente bajos de torio cuyo valor mínimo es de 10,07ppm y con la mayoría de las mediciones en el rango de 14 a 16ppm (su valor máximo es de 15,69ppm). La tercera tendencia corresponde a los pozos 04, 05 y 06, en los que se aprecia los picos de frecuencia hacia los valores más bajos de torio de todos los registros, lo que concuerda con la interpretación de litologías predominantemente arenosas, además de ser justamente los tres pozos con mayores intervalos productores hidrocarbúferos (ver tabla 15). En conclusión, la interpretación de los histogramas de frecuencia del torio, indica que los pozos 04, 05 y 06 poseen mayor potencial como reservorios de hidrocarburos.

Respecto al potasio: los mínimos van desde -0,49 a 0,22%, lo que indica que en todos los casos se presentan litologías con valores muy bajos de potasio; sólo los pozos 02 y 24 presentan valores mínimos de 0,14 y 0,22% respectivamente, mientras que el resto presenta valores de 0,00% o negativos. Los máximos van desde 0,02 hasta 4,82%; de los cuales los pozos 02, 04, 05 y 24 presentan valores mayores a 2,24% (reflejando presencia de litologías arcillosas), el resto está por debajo de 0,62% cuyos valores no son concluyentes respecto a la presencia de arcillas. El promedio va desde -0,23 hasta 1,33%, donde los pozos 02, 04, 05 y 24 presentan las mayores medias, coincidiendo con los de mayores máximos; el resto de los pozos presenta valores cercanos a cero o negativos, excepto por el Pozo 06 del que no se dispone de los datos de potasio. Las desviaciones estándar de las muestras (en porcentaje) respecto a los rangos van desde 11,46 hasta 27,64%, siendo los pozos 07 y 24 los que presentan menor dispersión. A continuación se presenta el conjunto de histogramas con el fin de realizar una inspección visual del comportamiento general. Para poder apreciar con mayor nitidez los rangos, frecuencias y porcentajes, se recomienda ver los gráficos en la sección de anexos.

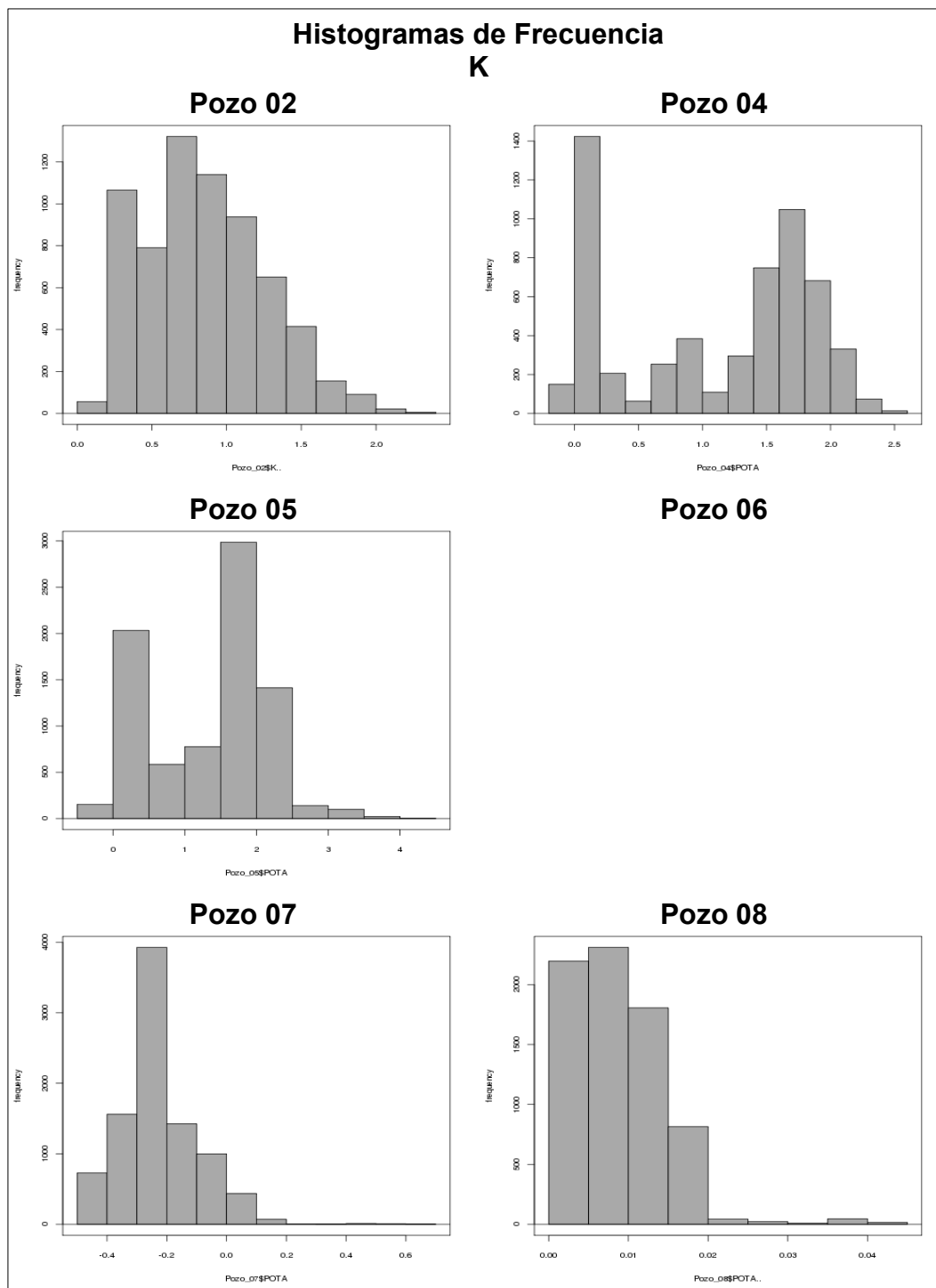


Figura 31. Histogramas de frecuencia K (a).

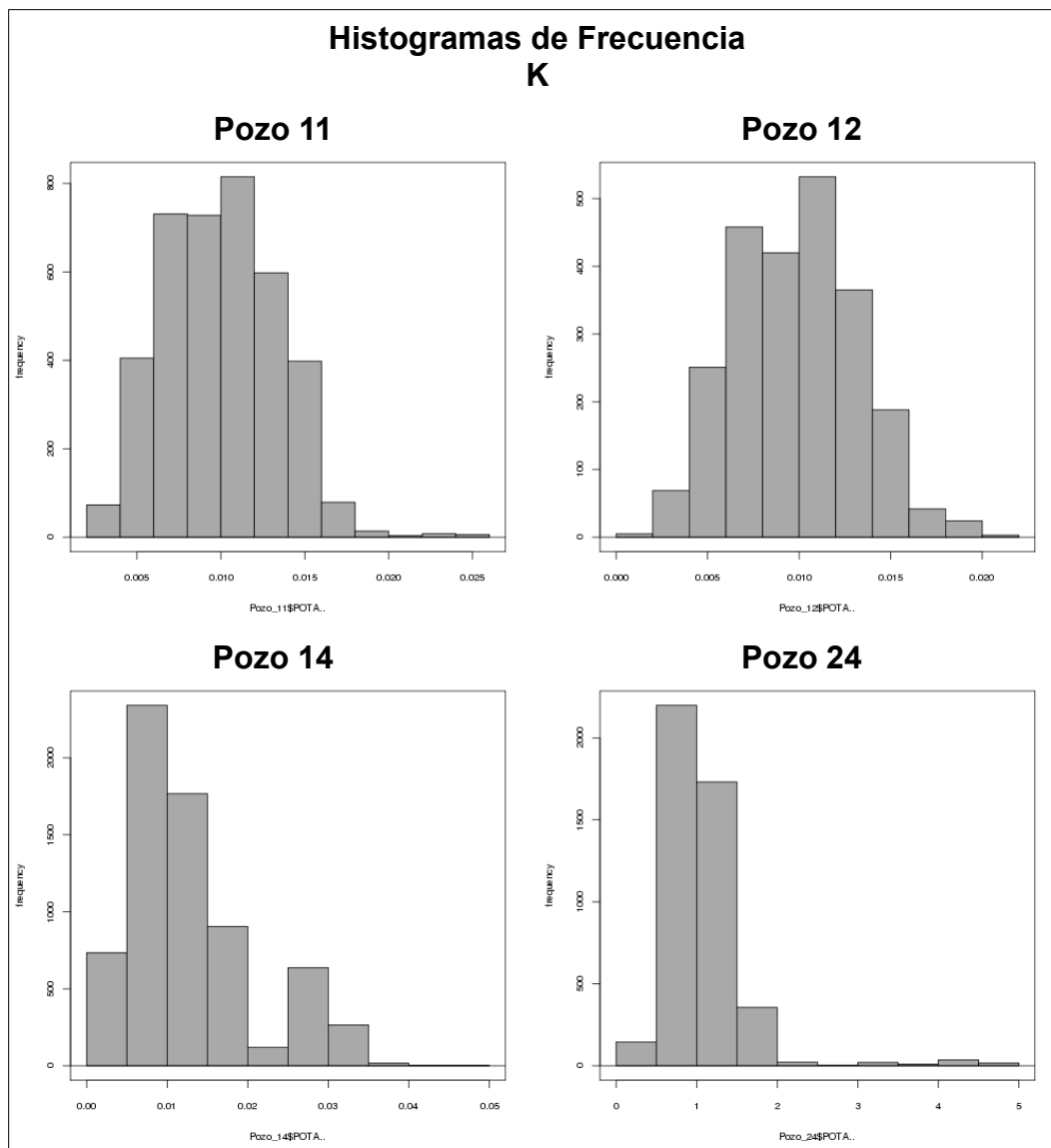


Figura 32. Histogramas de frecuencia K (b).

Al observar los histogramas se aprecia la tendencia general de los datos a presentar mayor frecuencia hacia los valores más bajos; los pozos 02, 04, 05 y 24 muestran frecuencias apreciables por encima del 1% de potasio y de ellos, sólo el 05 por encima de 2%; los pozos 07, 08, 11, 12 y 14 presentan rangos muy cercanos a cero, siendo el 07 el caso más extremo con sus rangos de distribución menores a cero, por lo que, en este conjunto de pozos, sus valores no resultan

confiables.

Para evaluar la movilidad y estabilidad del potasio se calculó su correlación lineal con respecto al torio, observándose que para los pozos 02, 04 y 05 con los más altos valores de rangos y promedios, se obtuvo los valores más altos de correlación, con 0,73; 0,95 y 0,76 respectivamente; no obstante, el Pozo 24 con condiciones estadísticas similares, presentó una correlación de 0,44 lo que puede interpretarse como un comportamiento de mayor inestabilidad del potasio, quizá debido a la presencia de hidrocarburos. La correlación del resto de los pozos no es confiable debido al rango de valores de los datos de potasio, siendo el Pozo 07 el caso más extremo con una correlación de -0,5.

El uranio presenta los siguientes resultados: los mínimos van desde -1,24 a 4,06ppm, de los cuales sólo los pozos 11, 12 y 14 presentan valores negativos. Los máximos van desde 8,06 hasta 17,99ppm; de los cuales igualmente, sólo los pozos 11, 12, y 14 presentan valores máximos alrededor de 8ppm, por ese motivo, este conjunto de pozos presenta los valores más bajos de rango, con 9,44; 9,66 y 8,12ppm y de promedios con 1,70; 2,11 y 1,68ppm respectivamente. Los rangos van desde 8,12 hasta 15,46ppm y los promedios desde 1,68 hasta 7,19ppm. Las desviaciones estándar de las muestras (en porcentaje) respecto a los rangos van desde 8,98 hasta 15,33%, siendo el Pozo 24 el que presenta menor dispersión. A continuación se presenta el conjunto de histogramas con el fin de realizar una inspección visual del comportamiento general. Para poder apreciar con mayor nitidez los rangos, frecuencias y porcentajes, se recomienda ver los gráficos en la sección de anexos.

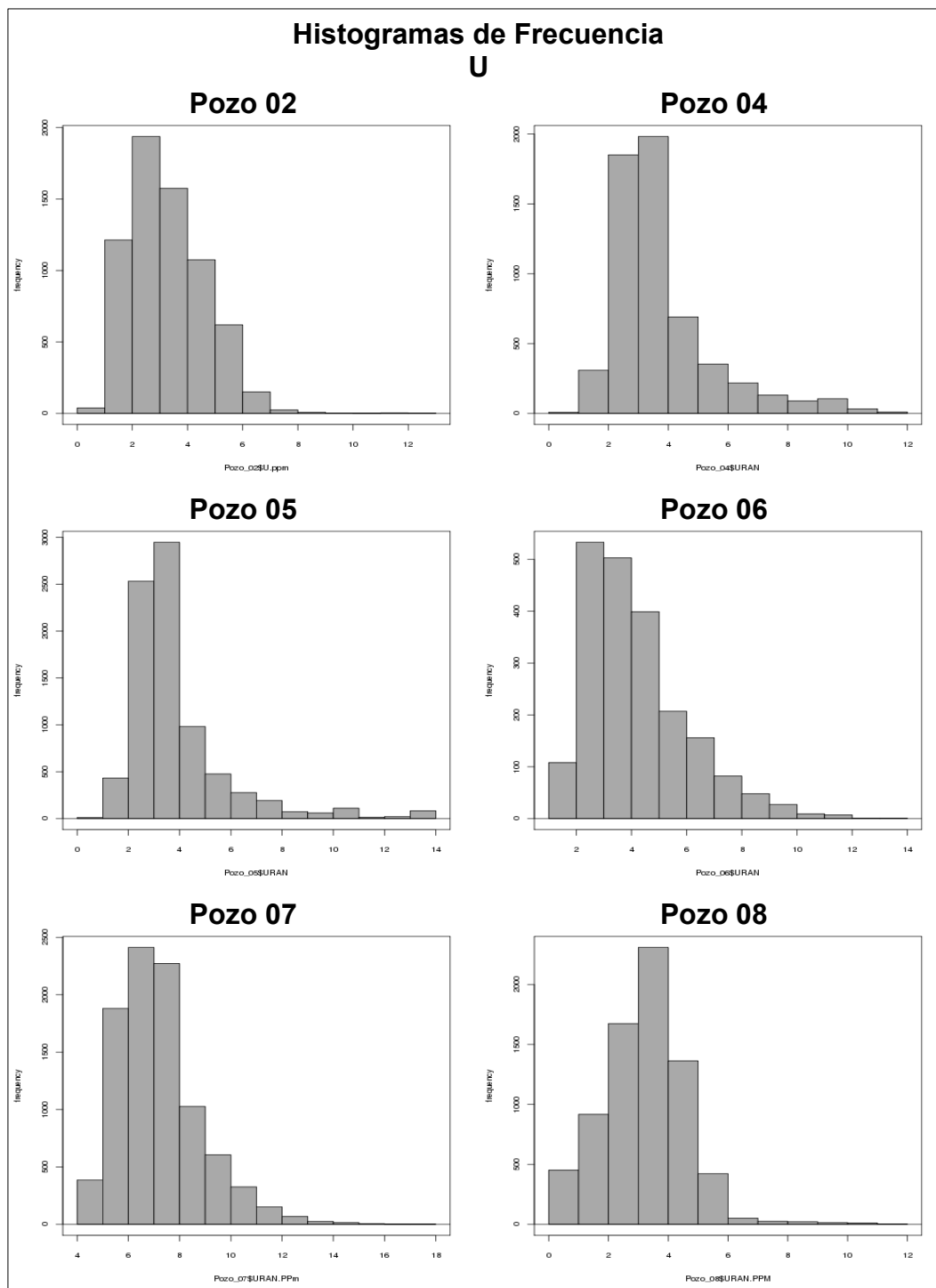


Figura 33. Histogramas de frecuencia U (a).

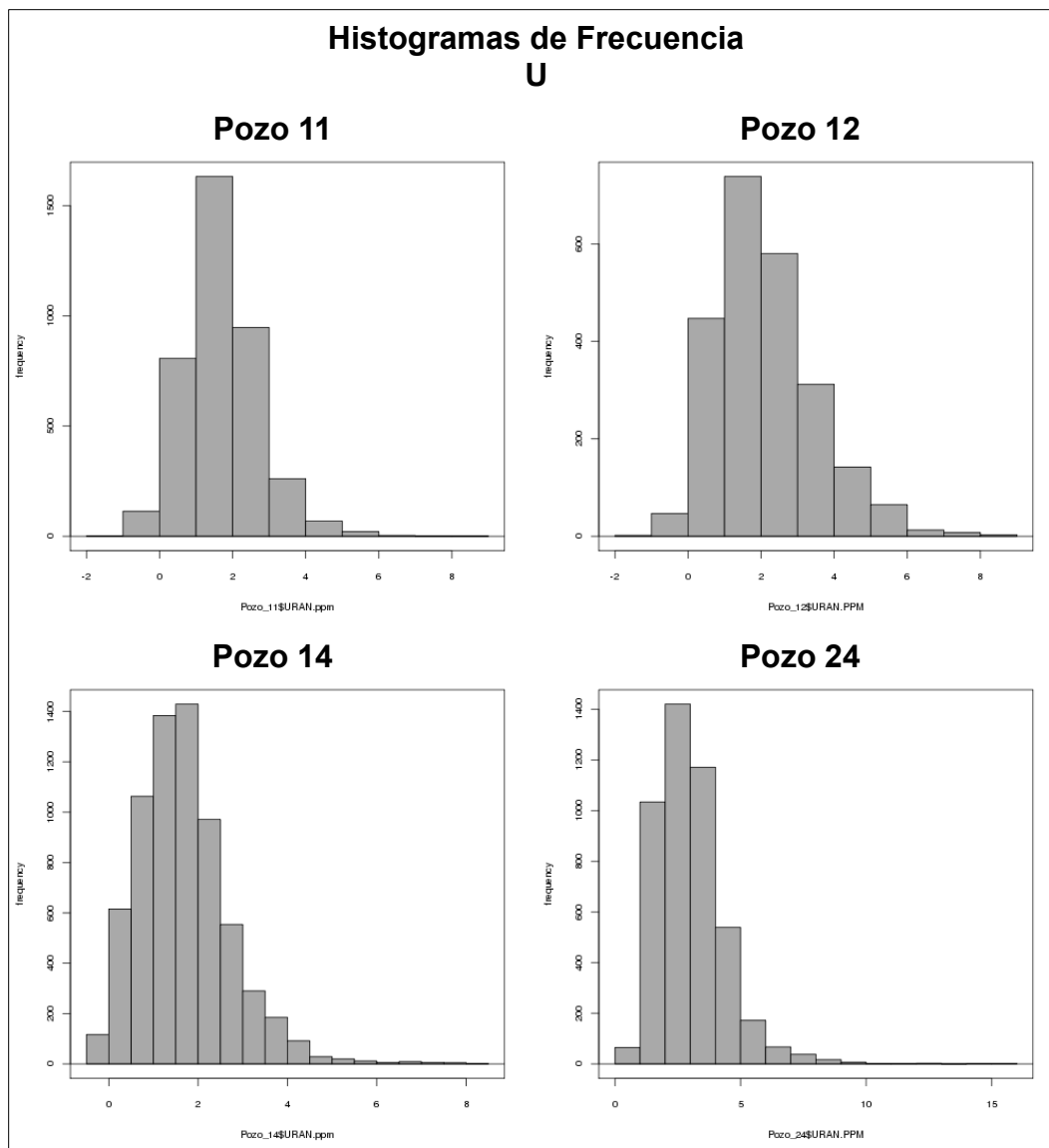


Figura 34. Histogramas de frecuencia U (b).

El comportamiento general de los histogramas refleja una tendencia a distribuciones normales mostrando menor asimetría en los pozos 04, 05 y 06.

Al evaluar la movilidad y estabilidad del uranio se calculó su correlación lineal con respecto al torio; los valores obtenidos van desde -0,57 hasta 0,52, de los cuales, los más bajos en magnitud y negativos son los pozos 04, 05 y 06 con valores de -0,36; -0,41 y -0,42 respectivamente. Se observa que en casi todos los

pozos (excepto en el 14) la correlación Th-U es menor que la correlación Th-K, lo que puede interpretarse como una mayor movilidad de uranio en presencia de hidrocarburos, además de que las mediciones de este elemento resultan más confiables que las mediciones de potasio debido a los rangos de valores.

Por último, al evaluar la correlación lineal entre cada uno de los parámetros espectrales y los rayos gamma totales, se observa que en casi todos los casos el torio presenta la mayor correlación con valores de 0,70 a 0,92 con excepción del Pozo 07 (con -0,75), lo que indica que de los rayos gamma totales, el torio es el elemento principal, que mejor refleja la tendencia general de los valores de GR y además de ser el más estable desde el punto de vista geoquímico es el más confiable desde el punto de vista estadístico, porque presenta los mayores valores en ppm.

3.12 Diferenciación litológica.

En base a los valores de rayos gamma totales se llevó a cabo una diferenciación litológica. Como el objetivo no es proponer una caracterización con fines prospectivos, se sugiere no ahondar en los detalles paramétricos que permitirían proponer diferenciaciones litológicas más detalladas, debido a que no se dispone de tales parámetros en todos los registros de datos como: registro sísmico (DT) en microseg/pie, densidad (RHOB) por absorción fotoeléctrica en g/cc, porosidad neutrón (NPHI) en porcentaje, por lo tanto, se realizó una división en base a los siguientes valores de GR:

Tabla 29. Rango de valores GR para diferenciación litológica.

Litología	GR (GAPI)
Caliza	5-10
Dolomía	10-15
Arenisca	15-25
Arenisca arcillosa	25-60
Lutita arenosa	60-80
Lutita	80-140
Lutitas negras	140-200
Sales	>200

Para la representación gráfica de la columna estratigráfica se utilizaron los siguientes colores de la hoja de cálculo Calc:

Tabla 30. Colores para diferenciación litológica.

Litología	Color
Caliza	Gris azulado
Dolomía	Azul 8
Arenisca	Amarillo 3
Arenisca arcillosa	Amarillo 4
Lutita arenosa	Naranja 4
Lutita	Naranja 1
Lutitas negras	Marrón 4
Sales	Verde 8

Se utilizó una escala de competencia relativa o grado de erosionabilidad relativa entre las litologías con el fin de mejorar la apreciación visual del contraste entre dos estratos consecutivos:

Tabla 31. Escala relativa de competencia para diferenciación litológica.

Litología	Competencia
Caliza	8
Dolomía	7
Arenisca	6
Arenisca arcillosa	5
Lutita arenosa	4
Lutita	3
Lutitas negras	2
Sales	1

3.13 Definición de intervalos para la normalización al torio.

Con el objetivo de determinar la influencia que tiene en los resultados los intervalos de datos que se toman para procesar, se plantearon las siguientes variantes:

1. Alrededor de los intervalos de producción petrolera.
2. Encima de los intervalos de producción petrolera.
3. En la parte más superficial de los registros.
4. El registro completo.

En el caso 1 (alrededor de los intervalos de producción petrolera) el objetivo es evaluar si el método es indicador de la presencia de anomalías asociadas a la presencia de hidrocarburos, tomando un conjunto de datos que abarque al intervalo productor, es decir, que lo tenga contenido dentro de sí, pero con suficientes datos alrededor como para apreciar el contraste que debería existir entre la zona productora y las no productoras.

En el caso 2 (encima de los intervalos de producción petrolera) el objetivo es evaluar si justo encima de los intervalos productores se aprecian anomalías inducidas por microfiltraciones, tal como lo propone el método de Saunders en mediciones en superficie.

En el caso 3 (en la parte más superficial de los registros), el objetivo es evaluar si la presencia de hidrocarburos en profundidad, induce anomalías radiométricas en superficie (tal como lo propone el método de Saunders) que sean apreciables a partir de registros petrofísicos espectrales de rayos gamma.

En el caso 4 (utilizando el registro completo), se pretende comparar los resultados de los tres casos anteriores con los resultados obtenidos en los mismos intervalos pero utilizando el registro completo de datos.

Los primeros tres casos se subdividen a su vez en las siguientes variantes:

1. Alrededor de los intervalos de producción petrolera.
 - a) Intervalo de +/- 50 pies alrededor del intervalo productor.
 - b) Intervalo de +/- 100 pies alrededor del intervalo productor.
 - c) Intervalo de +/- 200 pies alrededor del intervalo productor.
2. Encima de los intervalos de producción petrolera.
 - a) Intervalo de alrededor de 100 pies encima del intervalo productor.
 - b) Intervalo de alrededor de 200 pies encima del intervalo productor.
 - c) Intervalo de alrededor de 400 pies encima del intervalo productor.
3. En la parte más superficial de los registros.
 - a) Intervalo más superficial de alrededor de 100 pies.
 - b) Intervalo más superficial de alrededor de 200 pies.
 - c) Intervalo más superficial de alrededor de 400 pies.

En resumen, para cada pozo se procesan los datos según la definición de 10 intervalos distintos.

3.14 Procesamiento de datos en base a los diferentes casos de suavizado.

Se llevaron a cabo diferentes tipos de suavizado sobre los datos con el fin de observar la influencia de ellos en las representaciones de las anomalías radiométricas. Los casos procesados fueron los siguientes:

1. Datos sin suavizar.
2. Ponderación uniforme de tres medidas consecutivas.
3. Promedio de valores de torio en base a diferenciación litológica según GR.
4. Promedio de valores de torio según su variabilidad.

Los parámetros calculados para cada caso fueron:

- DK: Diferencia de potasio según el método de Saunders, $DK = \frac{K_s - K_i}{K_i}$.
- DKc: Diferencia de potasio corregida según propuesta, $DKc = \frac{K_s - K_{ic}}{K_{ic}}$.
- DU: Diferencia de uranio según el método de Saunders, $DU = \frac{U_s - U_i}{U_i}$.
- DUc: Diferencia de uranio corregida según propuesta, $DUc = \frac{U_s - U_{ic}}{U_{ic}}$.
- DRAD: Diferencia radiométrica, $DRAD = DU - DK$.
- DRADcK: Diferencia radiométrica con potasio corregido, $DRADcK = DU - DKc$.
- DRADcU: Diferencia radiométrica con uranio corregido, $DRADcU = DUc - DK$.
- DRADc: Diferencia radiométrica con uranio y potasio corregidos, $DRADc = DUc - DKc$.

Se generaron estos 8 parámetros por cada caso de suavizado (4) por cada variante de intervalos de procesamiento (10), lo que da 320 columnas de resultados preliminares por cada pozo. Al repetir este procesamiento en 10 pozos, se obtienen 3200 columnas de resultados preliminares. Ver tablas de resumen de resultados en anexos 2.

3.15 Observaciones preliminares.

Comparación de los resultados entre los procesamientos a partir del registro completo y los procesamientos a partir de los intervalos truncados.

Los resultados correspondientes a los datos procesados bajo condiciones de truncamiento (por intervalos definidos) en esencia muestran los mismos resultados que con el caso del registro completo. Para demostrar este hecho se utilizan tres elementos como criterios de comparación:

1. Correlación lineal entre resultados equivalentes entre el registro completo y cada archivo de datos truncados: los resultados obtenidos presentan una correlación lineal de 1 o casi 1 en algunos casos con una diferencia en el orden de las cienmilésimas.

2. Verificación de coincidencia de cotas entre valores máximos de DK y entre valores mínimos de DU en cada intervalo respecto al registro completo: en casi todos los casos la diferencia obtenida es cero, es decir, que la correlación 1 concuerda con la coincidencia en cota de un punto utilizado como referencia. De 668 diferencias, cuatro resultados (en pies) fueron distintos a cero: uno de 2,5 en el Pozo 05, dos de 0,5 en el Pozo 07 y uno de 83,5 en el Pozo 11.

3. Porcentualización de diferencia entre los máximos valores de los parámetros en los intervalos respecto los máximos para DK y respecto a los mínimos para DU dentro del rango correspondiente al mismo intervalo del registro completo: cuando la diferencia porcentual es mayor a cero, indica que los datos obtenidos (indicadores de anomalías asociadas a la presencia de hidrocarburos) en el registro truncado presentan mayores magnitudes que los del registro completo, mientras que diferencias porcentuales menores a cero indican que las mayores magnitudes están presentes en el registro original. De 2646 comparaciones, el 30,39% resultó mayor a cero, mientras que en el resto de los casos, procesar con el registro completo permitió visualizar mejor las anomalías.

En el 100% de los casos la correlación lineal entre los resultados procesados a partir de los registros completos y los resultados procesados a partir de los datos truncados, es prácticamente 1. Esto se convierte en un criterio para tomar siempre el registro completo al momento de aplicar este método. De este

modo se puede apreciar mejor el grado de contraste entre los indicadores de anomalías a lo largo de todo el registro con el fin de evaluar la asociación de los resultados obtenidos con la presencia de hidrocarburos. En los anexos 2 se muestran las tablas de resumen de correlaciones y comparaciones de resultados para el Pozo 02.

Comparación de los resultados para el registro completo entre los procesamientos a partir de cada tipo de suavizado.

Utilizando como referencia los resultados del registro completo de datos sin suavizar en cada pozo, se calculó la correlación lineal respecto a los resultados para cada caso de suavizado. En la siguiente tabla se resumen las correlaciones y comparaciones de resultados para el Pozo 02.

Tabla 32. Correlaciones y comparaciones entre datos sin suavizar y casos de suavizado. Pozo 02.

Correlaciones entre Datos sin Suavizar y Casos de Suavizado Pozo 02				
Correlaciones			Leyenda	
P(3)	GR	Variabilidad Th		
DK 0,9980	DK 0,7411	DK 0,9908	Ponderación uniforme de 3 medidas consecutivas P(3)	
DU 0,9971	DU 0,7831	DU 0,9931	Promedios según GR	
Diferencias en cotas entre máximos locales para DK y mínimos locales para DU			Promedios según variabilidad del torio	
P(3)	GR	Variabilidad Th		
DK 0,0000	DK -660,5000	DK -0,5000		
DU 0,0000	DU -155,0000	DU 632,5000		
Porcentualizaciones de diferencias entre máximos y mínimos locales respecto al máximo rango del dato				
P(3)	GR	Variabilidad Th	Máximos	Mínimos
DK -0,5122	DK -1,2191	DK -0,0940	Máx -0,0940	Mín -1,2191
DKc -0,8583	DKc -2,5070	DKc -0,3307	Máx -0,3307	Mín -2,5070
DU -2,5624	DU -10,5690	DU -1,1357	Máx -1,1357	Mín -10,5690
DUc -9,5538	DUc -34,4512	DUc -2,9060	Máx -2,9060	Mín -34,4512
Porcentualizaciones de diferencias entre máximos y mínimos locales respecto al mínimo rango del dato				
P(3)	GR	Variabilidad Th	Máximos	Mínimos
DK -0,5322	DK -1,3819	DK -0,0963	Máx -0,0963	Mín -1,3819
DKc -0,8657	DKc -2,5714	DKc -0,3318	Máx -0,3318	Mín -2,5714
DU -2,6373	DU -11,9915	DU -1,1495	Máx -1,1495	Mín -11,9915
DUc -10,5629	DUc -52,5580	DUc -2,9930	Máx -2,9930	Mín -52,5580

De los datos analizados en todos los pozos se observa lo siguiente:

- En el suavizado mediante ponderación uniforme de tres medidas consecutivas, el rango de las correlaciones obtenidas para todos los pozos es de 0,9574 a 0,9994 para DK y de 0,7824 a 0,9979 para DU, por lo que

es el que mejor se ajusta al procesamiento sin suavizados.

- En el suavizado por promedios según GR, el rango es de 0,6361 a 0,9607 para DK y de 0,7006 a 0,8537 para DU (sin contar el Pozo 06 con un valor de 0,2436), siendo el que guarda menor relación lineal respecto al caso no suavizado.
- En el caso de suavizados por promedios según la variabilidad del torio, el rango es de 0,8843 a 0,9982 para DK y de 0,8902 a 0,9951 para DU, (sin contar el Pozo 06 con un valor de 0,2643) por lo que se asemeja al caso de ponderación uniforme de tres medidas consecutivas.

Las coincidencias en cota para máximos y mínimos en general no se ajustan (excepto para unos pocos casos) debido a la distorsión de valores que introduce el proceso de suavizado. Esto se aprecia de manera más acentuada en el caso de suavizado por promedios según GR, donde los cambios litológicos abarcan amplias amplitudes.

De los resultados gráficos y las porcentualizaciones de los puntos de referencia se concluye que al suavizar, disminuye la magnitud en la representación de las anomalías; sólo en el 5,26% de los casos la anomalía representada fue mayor al suavizar (de manera poco significativa) y sólo en 1,75% la magnitud de la anomalía fue apreciable con valores por encima del 57% de la magnitud respecto al punto de referencia sin suavizar (en el Pozo 06).

Los valores obtenidos según GR en general reportan magnitudes menores al resto de los casos, debido a que los datos espectrales a partir de los que se realizan los cálculos, son promediados en rangos que resultan muy amplios (rangos de variación litológica según GR), por lo que se pierde detalle de variabilidad en amplios rangos, generando una apariencia de menor magnitud en el indicador de variación que justamente se pretende reportar a través de las diferencias radiométricas. En conclusión, no se recomienda suavizar por promedios según GR, y en vista de la alta correlación de los otros dos métodos de

suavizado en combinación con una menor magnitud en la representación, se hace innecesario aplicar los métodos de suavizado.

A continuación se muestra el gráfico de una sección del Pozo 02 con los diferentes tipo de suavizado.

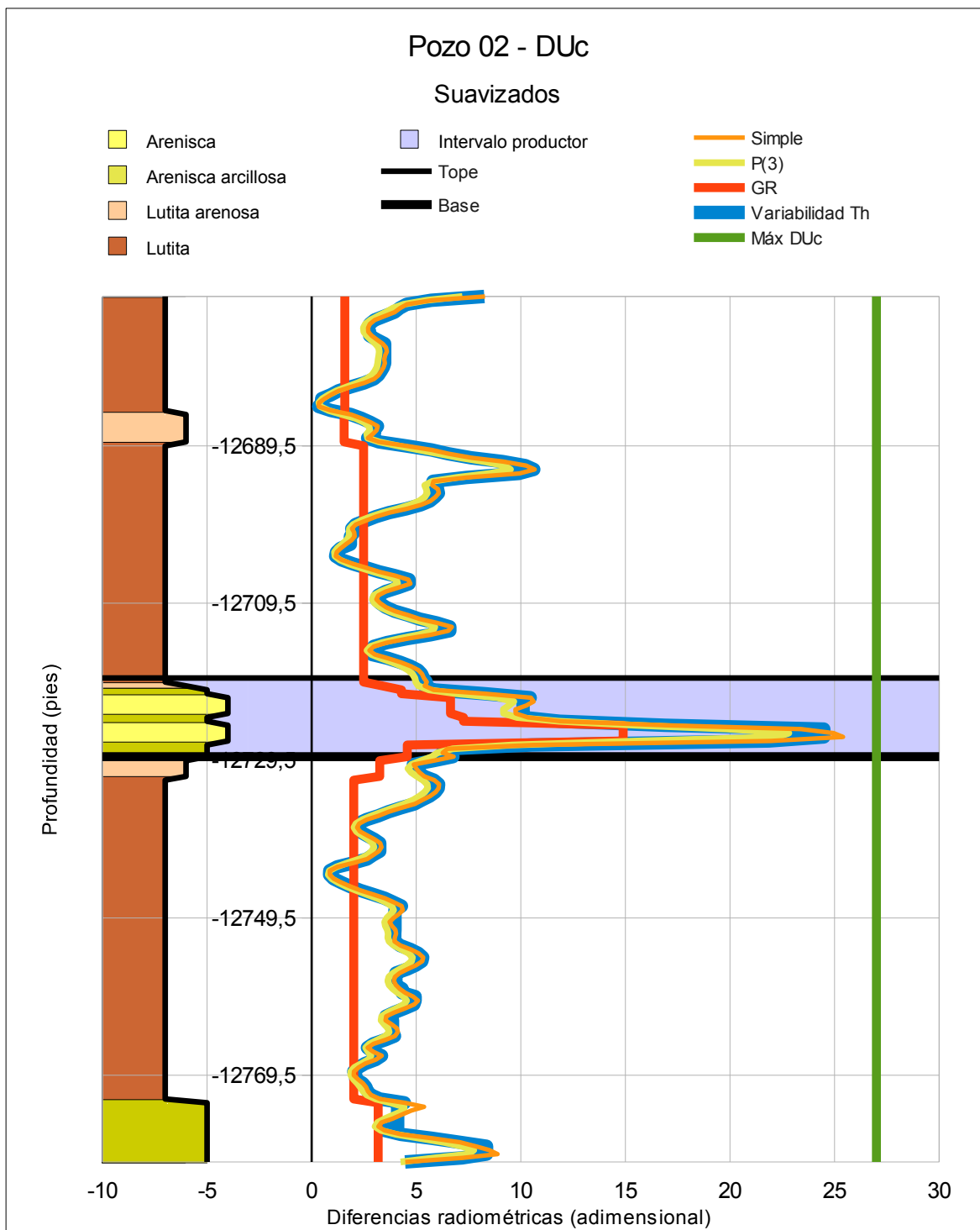


Figura 35. Diferentes tipos de suavizados sobre una sección del Pozo 02.

3.16 Análisis de resultados.

Comparación de los máximos y mínimos de los parámetros evaluados obtenidos en los registros completos sin suavizar.

En las siguientes tablas se resumen los resultados de DK, DKc, DU, DUc, DRAD, DRADcK, DRADcU y DRADc por cada pozo:

Tabla 33. Resumen de resultados de procesamiento de registros completos (a).

Pozo 02							
DK	DKc	DU	DUc	DRAD	DRADcK	DRADcU	DRADc
Máx 1,9996	Máx 0,0000	Máx 4,8457	Máx 26,6524	Máx 3,8741	Máx 5,1884	Máx 25,6808	Máx 26,9951
Mín -0,7020	Mín -0,9007	Mín -0,7886	Mín 0,0000	Mín -1,8905	Mín -0,2923	Mín -0,0855	Mín 0,6607
Pozo 04							
DK	DKc	DU	DUc	DRAD	DRADcK	DRADcU	DRADc
Máx 11,1064	Máx 0,0000	Máx 471,2542	Máx 4676,0789	Máx 460,1478	Máx 471,2542	Máx 4664,9725	Máx 4676,0789
Mín -2,5088	Mín -1,1246	Mín -0,8990	Mín 0,0000	Mín -1,2951	Mín 0,0286	Mín 0,1234	Mín 0,9276
Pozo 05							
DK	DKc	DU	DUc	DRAD	DRADcK	DRADcU	DRADc
Máx 9,5135	Máx 0,0000	Máx 334,7976	Máx 3300,5039	Máx 333,5608	Máx 335,5848	Máx 3299,2671	Máx 3301,2911
Mín -4,0491	Mín -1,2900	Mín -0,8983	Mín 0,0000	Mín -2,3478	Mín 0,0012	Mín -0,0569	Mín 0,8995
Pozo 06							
DK	DKc	DU	DUc	DRAD	DRADcK	DRADcU	DRADc
Máx	Máx	Máx 373,4068	Máx 0,0000	Máx	Máx	Máx	Máx
Mín	Mín	Mín -189,6797	Mín -2,9844	Mín	Mín	Mín	Mín
Pozo 07							
DK	DKc	DU	DUc	DRAD	DRADcK	DRADcU	DRADc
Máx 1,6013	Máx 0,0000	Máx 2,6328	Máx 5,5827	Máx 5,5216	Máx 3,5615	Máx 7,3822	Máx 5,8058
Mín -4,2511	Mín -2,2498	Mín -0,4481	Mín 0,0000	Mín -1,4218	Mín -0,1664	Mín -0,9077	Mín 0,3221

Tabla 34. Resumen de resultados de procesamiento de registros completos (b).

Pozo 08							
DK	DKc	DU	DUc	DRAD	DRADcK	DRADcU	DRADc
Máx 4,4530	Máx 0,0000	Máx 4,3274	Máx 938,9508	Máx 3,6987	Máx 5,0288	Máx 938,3221	Máx 939,6522
Mín -0,9865	Mín -0,9975	Mín -0,9943	Mín 0,0000	Mín -4,8863	Mín -0,4334	Mín 0,0090	Mín 0,8478
Pozo 11							
DK	DKc	DU	DUc	DRAD	DRADcK	DRADcU	DRADc
Máx 3,5580	Máx 0,0000	Máx 8,5517	Máx 0,0000	Máx 5,8823	Máx 8,5517	Máx 0,2538	Máx 0,8363
Mín -0,7597	Mín -0,9473	Mín -1,9299	Mín -11,2717	Mín -2,1096	Mín -1,0936	Mín -14,8297	Mín -11,2717
Pozo 12							
DK	DKc	DU	DUc	DRAD	DRADcK	DRADcU	DRADc
Máx 2,8797	Máx 0,0000	Máx 3,6381	Máx 0,0000	Máx 3,1006	Máx 4,1922	Máx 0,4029	Máx 0,8457
Mín -0,8451	Mín -0,9601	Mín -1,2791	Mín -17,6156	Mín -2,5838	Mín -0,6534	Mín -19,0411	Mín -17,0615
Pozo 14							
DK	DKc	DU	DUc	DRAD	DRADcK	DRADcU	DRADc
Máx 9,0626	Máx 0,0000	Máx 11,2525	Máx 0,0000	Máx 6,1145	Máx 11,2525	Máx 0,0934	Máx 0,8890
Mín -0,9651	Mín -0,9965	Mín -1,0626	Mín -196,7443	Mín -4,0165	Mín -0,2860	Mín -205,8069	Mín -196,7443
Pozo 24							
DK	DKc	DU	DUc	DRAD	DRADcK	DRADcU	DRADc
Máx 6,2230	Máx 0,0000	Máx 5,7158	Máx 42,2838	Máx 5,1339	Máx 6,4968	Máx 41,7019	Máx 43,0648
Mín -0,8776	Mín -0,9831	Mín -0,8448	Mín 0,0000	Mín -4,0643	Mín -0,0082	Mín -0,1796	Mín 0,8367

En los resultados resumidos en la tablas 33 y 34, se observan las siguientes características:

1. En los pozos 04 y 05 las magnitudes de DK son bajas respecto a las magnitudes de DU (el Pozo 06 no posee valores de DK). Al obtener los valores de DRAD, en sus distintas versiones, la incidencia de DK no es significativa en términos numéricos, razón por la cual se hace necesario evaluar gráficamente los resultados, resaltando que en este conjunto se encuentran incluidos los tres pozos con mayores intervalos productores.
2. En los pozos 02, 08, 11, 12, 14 y 24 las magnitudes máximas de DK representan entre el 12 y el 28% de las máximas magnitudes del DRAD.
3. El Pozo 07 presenta las magnitudes más bajas de DRAD en sus distintas versiones, respecto al resto de los pozos.
4. En los pozos 11, 12 y 14, los valores de DUc requieren ser ajustados porque su obtuvieron a partir de un promedio corregido negativo de U_s .

De los gráficos de DK y DU evaluando las magnitudes representadas respecto a los intervalos productores y no productores, se observa lo siguiente:

- Los pozos 04, 05 y 06, con los mayores intervalos productores reportados (desde 703 a 980 pies), marcan a través de DU y DK un contraste evidente respecto al resto de las zonas no productoras.
- La naturaleza de la representación de DK es distinta a la de DU: DK presenta en las zonas productoras oscilaciones alternantes y fuertes alrededor del valor promedio que lo caracteriza fuera del intervalo productor; mientras que DU presenta en las zonas productoras incrementos fuertes por encima del valor promedio que lo caracteriza fuera del intervalo productor.
- En el resto de los pozos no se aprecia relación entre el comportamiento de

DK, DU y los intervalos productores y no productores.

- El comportamiento de DK refleja que en las zonas hidrocarburíferas no ocurre lixiviación absoluta, por lo tanto la corrección propuesta para DK utilizando el máximo DK como indicador de medición menos alterada carece de sentido. En este caso resulta más conveniente utilizar el promedio de K_s porque refleja mejor el comportamiento de K no alterado.
- El comportamiento de DU refleja que en las zonas hidrocarburíferas ocurre una ganancia absoluta de uranio, por lo tanto la corrección propuesta para DU utilizando el mínimo DU es acertada.

A continuación se muestran los gráficos de DK y DU comenzando por los pozos 04, 05 y 06:

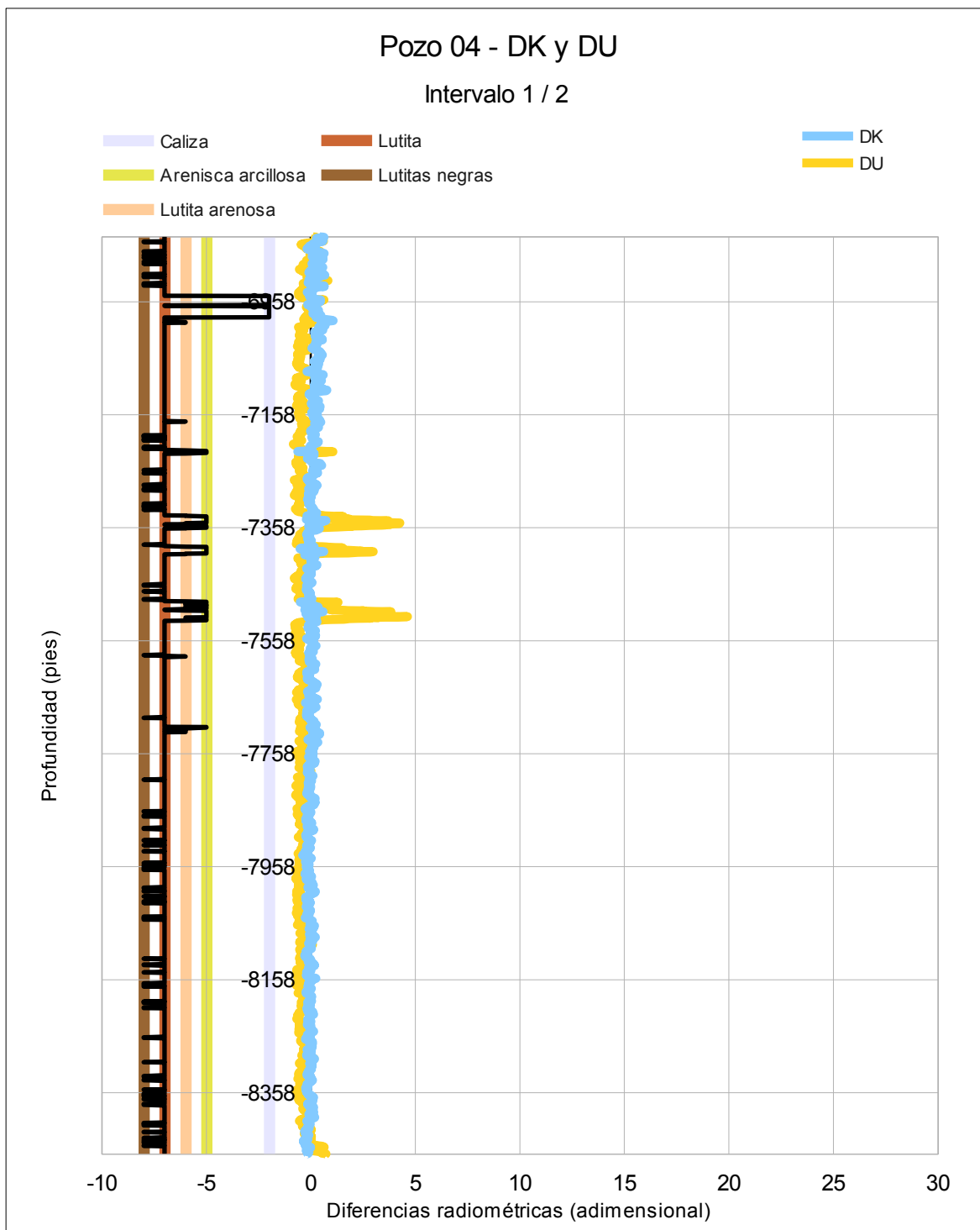


Figura 36. Gráfico DK y DU. Pozo 04. Intervalo 1 de 2.

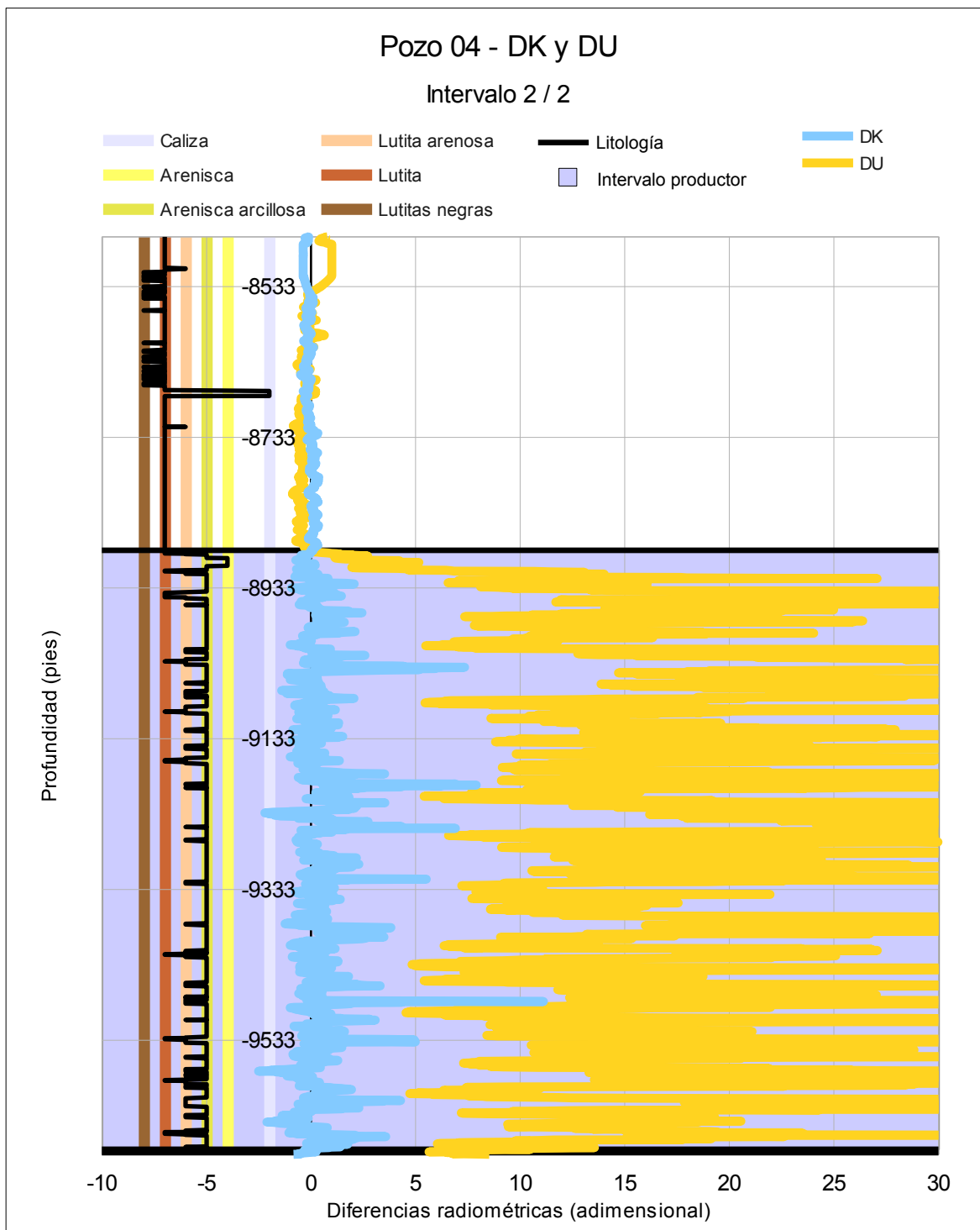


Figura 37. Gráfico DK y DU. Pozo 04. Intervalo 2 de 2.

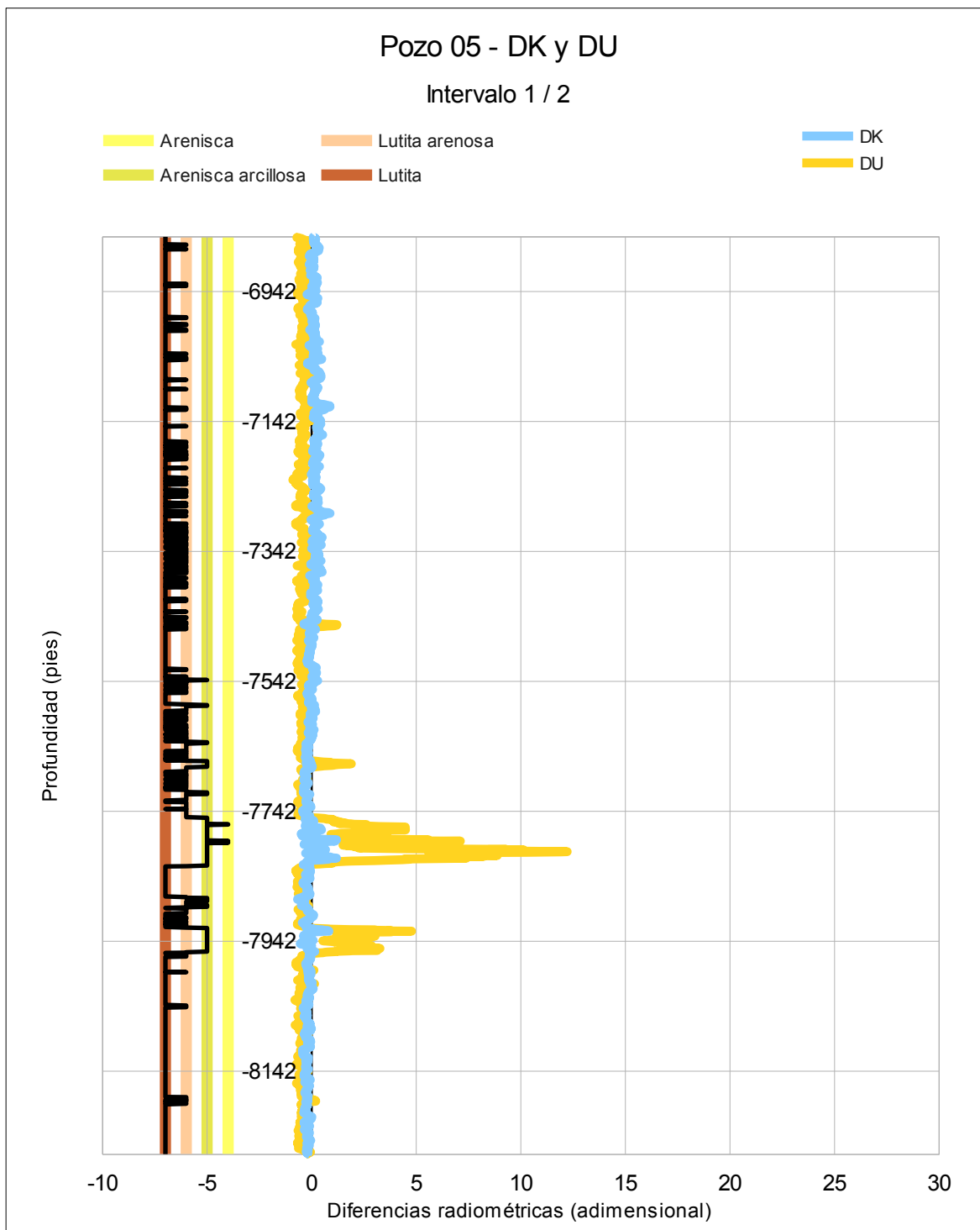


Figura 38. Gráfico DK y DU. Pozo 05. Intervalo 1 de 2.

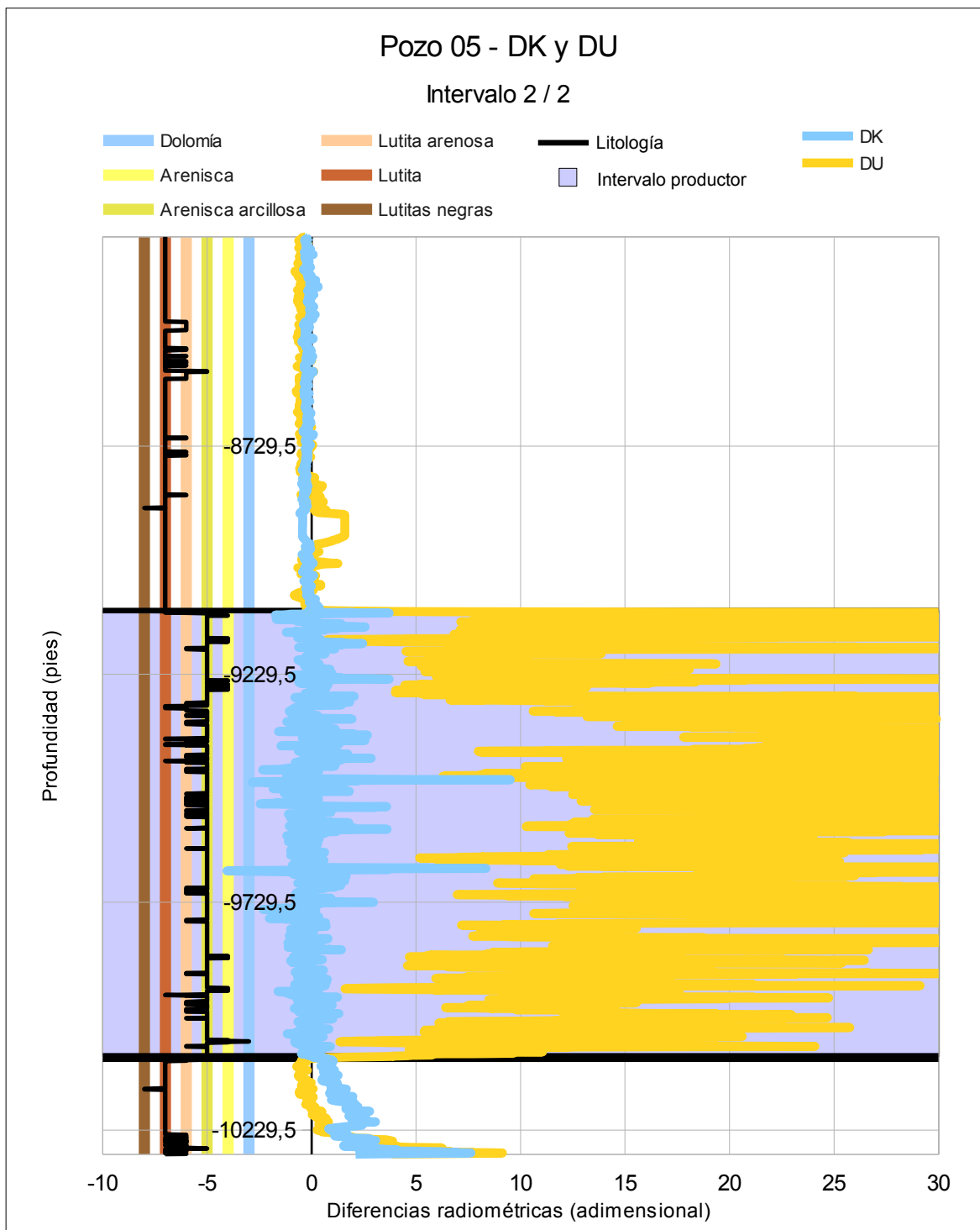


Figura 39. Gráfico DK y DU. Pozo 05. Intervalo 2 de 2.

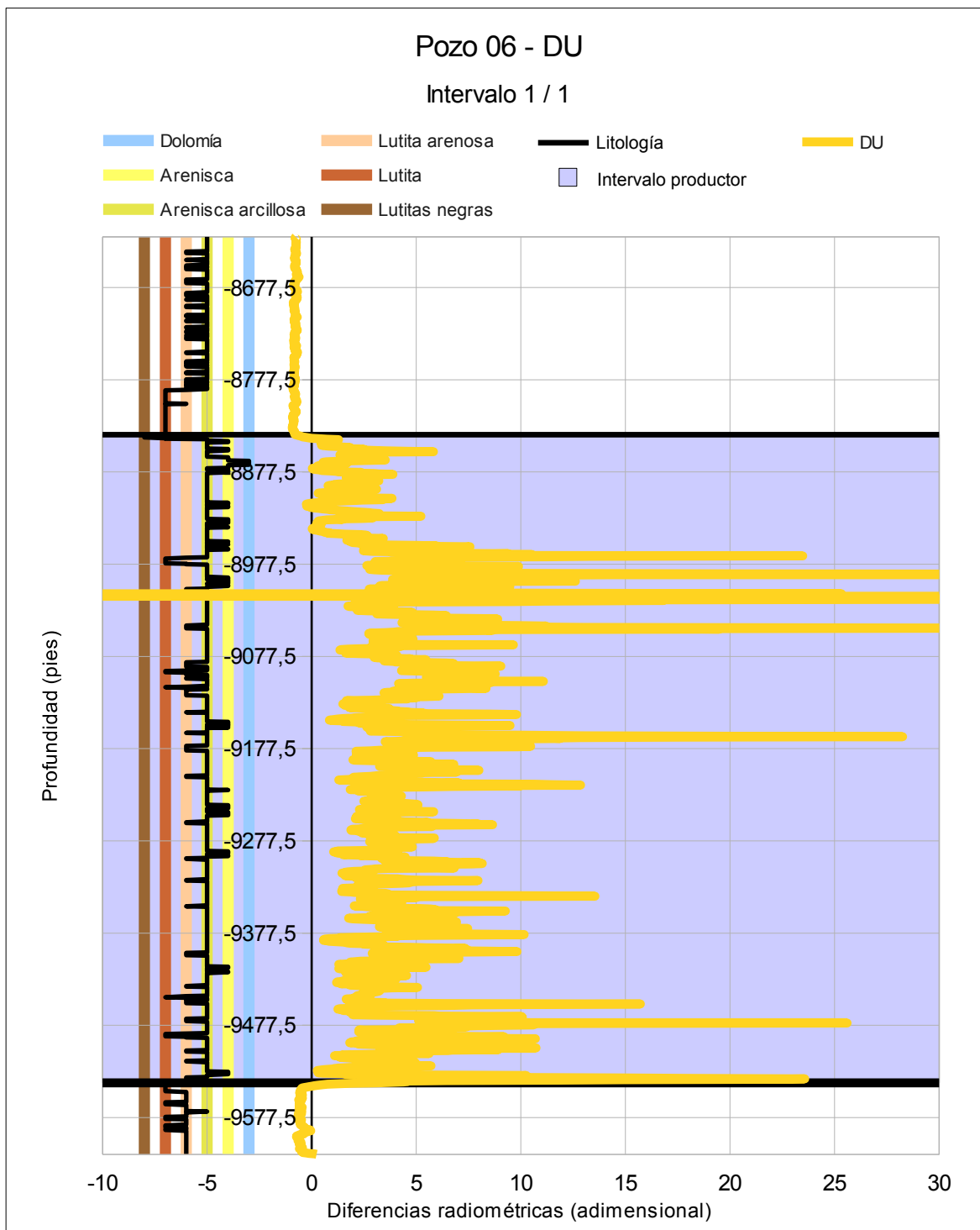


Figura 40. Gráfico DU. Pozo 06. Intervalo 1 de 1.

Análisis de resultados y reajustes del método.

El método de normalización al torio necesita una referencia sobre el potasio o sobre el uranio (según sea el caso), para evaluar la manera en que ocurren los cambios sobre éstos últimos. Por lo tanto, los valores ideales obtenidos en base a sus promedios y en base a la normalización del torio, van a reflejar una magnitud y un acotamiento de los valores anómalos en DK o en DU que van a estar signados por el valor de la referencia utilizada (el promedio de K o de U). Esto implica una distorsión inevitable de tales valores en magnitud y acotamiento, debido a que los promedios de referencia son promedios alterados respecto a los valores reales. Por lo tanto, no es confiable asociar la magnitud absoluta de las anomalías a el tipo de hidrocarburo presente. Por ejemplo:

Si en una columna, apenas un bajo porcentaje de las mediciones es no alterado y a la vez, el grado de alteración es elevado, el promedio va a tender a un valor alterado. Esta referencia va a ser la magnitud a partir de la cual se va a construir la curva ideal según los cambios de Th. El máximo y el mínimo valor de Th respecto a su promedio va a determinar cuán grande o pequeños van a ser los máximos y mínimos de K o de U. Por lo tanto es una referencia distorsionada tanto en magnitud como en acotamiento.

Si la alteración es uniforme, va a parecer que la magnitud de la anomalía es baja cuando no lo es, es decir, si toda la columna está muy alterada pero de manera uniforme, no hay forma de saber la verdadera magnitud de la alteración porque el conjunto completo presentaría desplazamiento.

Sin importar el método que se utilice para obtener DUc, la correlación entre DU y DUc es siempre 1 porque está determinada por la normalización al torio que siempre es común para ambos parámetros.

Tomando en cuenta lo planteado, se ajustó y acotó los valores de de anomalías DU y DK de los pozos 04 y 05, resultando que DU muestra alteraciones de alrededor de cero fuera del intervalo productor y alteraciones indicadoras de

aumento de U dentro del intervalo productor. Mientras que el potasio muestra un comportamiento relativamente constante fuera del intervalo productor y oscilaciones intensas dentro del intervalo productor. Esto último conduce a tomar en cuenta varios aspectos:

1. El valor alrededor del cual la curva de DK es relativamente constante, posiblemente esté reflejando la zona de alteración cero para el potasio. Dicha curva se encuentra desplazada debido al valor promedio que se utilizó para generar a los K_i . Esto se soluciona desplazando a la curva sin mayores consecuencias, pues la correlación lineal entre las distintas curvas DK obtenidas según los diferentes métodos de corrección, es siempre 1. El problema que surgiría con desplazamientos de curvas DK, es que no se tendría con certeza la línea que separa las anomalías por exceso de las anomalías por defecto. En los pozos 04, y 05 es claro cuál es la línea no alterada, se aprecia como una línea vertical, pero en los pozos 02, 07, 08, 11, 12, 14 y 24 no se aprecia tal línea, por lo que no resulta sencillo realizar un acotamiento por desplazamiento de la curva.
2. La correlación lineal entre DK y DU es muy deficiente con una magnitud de alrededor del 10%, a pesar de que en los pozos 4 y 5 ambas curvas coinciden como indicadoras de la zona hidrocarburífera. Esto se explica por la manera en que DK muestra sus anomalías con oscilaciones violentas alrededor del valor estable, mientras que DU muestra picos positivos y relativamente anchos respecto a los de DK.
3. El comportamiento de DK en la zona de hidrocarburos en los pozos 04 y 05 corresponde con la hipótesis de lixiviación, encontrándose que ésta no ocurre de forma absoluta (indicando un déficit de potasio), sino que se presenta como desplazamientos desordenados del elemento que se lixivia, quedando zonas donde se acumula por exceso en términos relativos, es decir, dentro de la zona lixiviada, donde en general los valores de potasio

son bajos, y donde a su vez ocurren déficit relativos de potasio, generando contrastes de picos negativos y positivos de DK muy delgados unos a continuación del otro pero con los más altos valores en magnitud. Por tal motivo, se concluye que para el potasio, no sirve tomar los valores máximos ni mínimos de DK como referencia para llevar a cabo la corrección de DK. Por el contrario, en vista de que la lixiviación no ocurre en forma absoluta por regiones, entonces se parte de la hipótesis de que las zonas menos alteradas de K van a ser aquellas que no presenten variaciones alternadas de déficit y excesos, combinado con baja variabilidad de valores. El problema principal de esta observación es que si se tiene una columna alterada a lo largo de ella, difícilmente se puede identificar una zona de baja alteración. Por lo tanto, se propone evaluar a DK sin aplicar el método de corrección sobre él, contrastando a la vez los resultados con el comportamiento de DU pero sin calcular el DRAD pues, los valores de DK alteraran de manera ruidosa a DU. Debido a la incertidumbre que genera la corrección de K, puede utilizarse un ajuste, con un desplazamiento que tome en cuenta el valor promedio de la tendencia estable. Para visualizar mejor el resultado (ver pozos 04 y 05). Este procedimiento no aplica de forma confiable en el resto de los pozos donde no se observa una línea estable.

En vista de las observaciones planteadas se propusieron los siguientes ajustes:

- No utilizar los valores de DKc.
- Ajustar los valores de DUc a una escala estándar para todos los pozos debido a la correlación 1 entre los valores de DU y los de DUc sin importar el valor promedio a partir del cual se hayan calculado. Para los gráficos presentados, se seleccionó arbitrariamente el valor de 30 y se denota como DUc A, es decir, "DUc ajustado".

- No utilizar el DRAD sino mantener por separados a DK y a DU debido a la diferencia en la naturaleza de sus comportamientos en profundidad y en contacto directo con hidrocarburos.
- Ajustar a DK en base a un rango arbitrario, pero estándar, de magnitud 30:
 - $DK A = DK \frac{R}{Máx[DK] - Min[DK]}$ donde **DK A** es “DK ajustado” y **R** es el rango definido arbitrariamente igual a 30 para todos los pozos.

El Pozo 06 presenta un valor anómalamente bajo (de aproximadamente 50% del valor de las máximas anomalías), lo que ocasiona una distorsión en la escala cuando se utiliza el valor mínimo de DU para corregir, ocasionando que se visualice mejor el comportamiento de las anomalías en DU. Por ello, sin necesidad de corregir ni ajustar los valores de DU, éste presenta un comportamiento estable cerca de cero fuera del intervalo productor y muestra incrementos anómalos en el intervalo productor. En conclusión, se sugiere que al procesar datos, se representen las diferencias radiométricas sin ajustar y las ajustadas.

El pozo 07 no muestra variaciones espectrales en un amplio rango que incluye al intervalo productor, por lo que no se puede establecer ninguna relación.

A continuación se presentan los gráficos de DUc y DK para los pozos 04, 05 y 06. Se recomienda graficar a DUc sólo para apreciar mejor su comportamiento y luego junto a DKc para observar la relación en el comportamiento de ambas curvas.

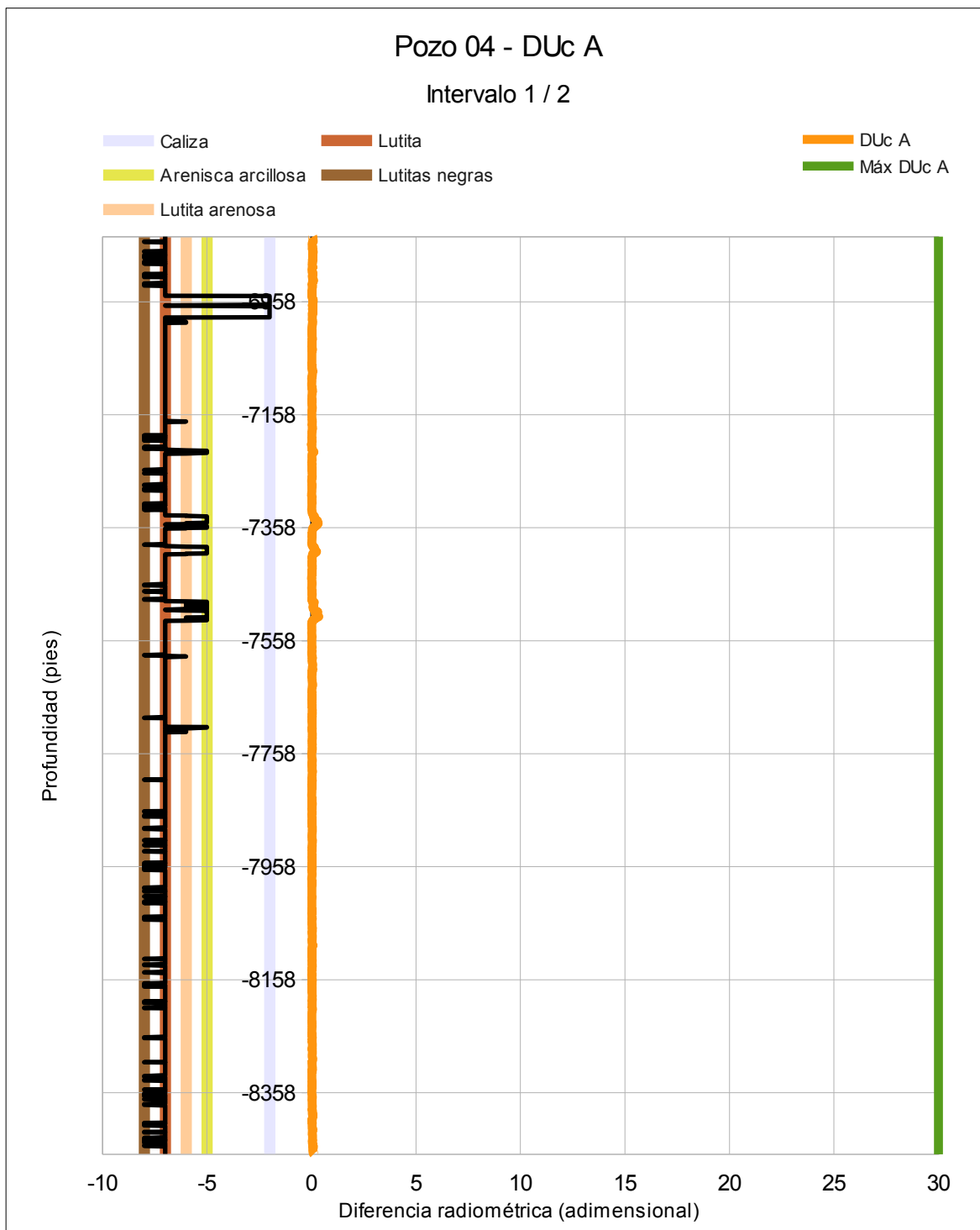


Figura 41. Gráfico DUc A. Pozo 04. Intervalo 1 de 2.

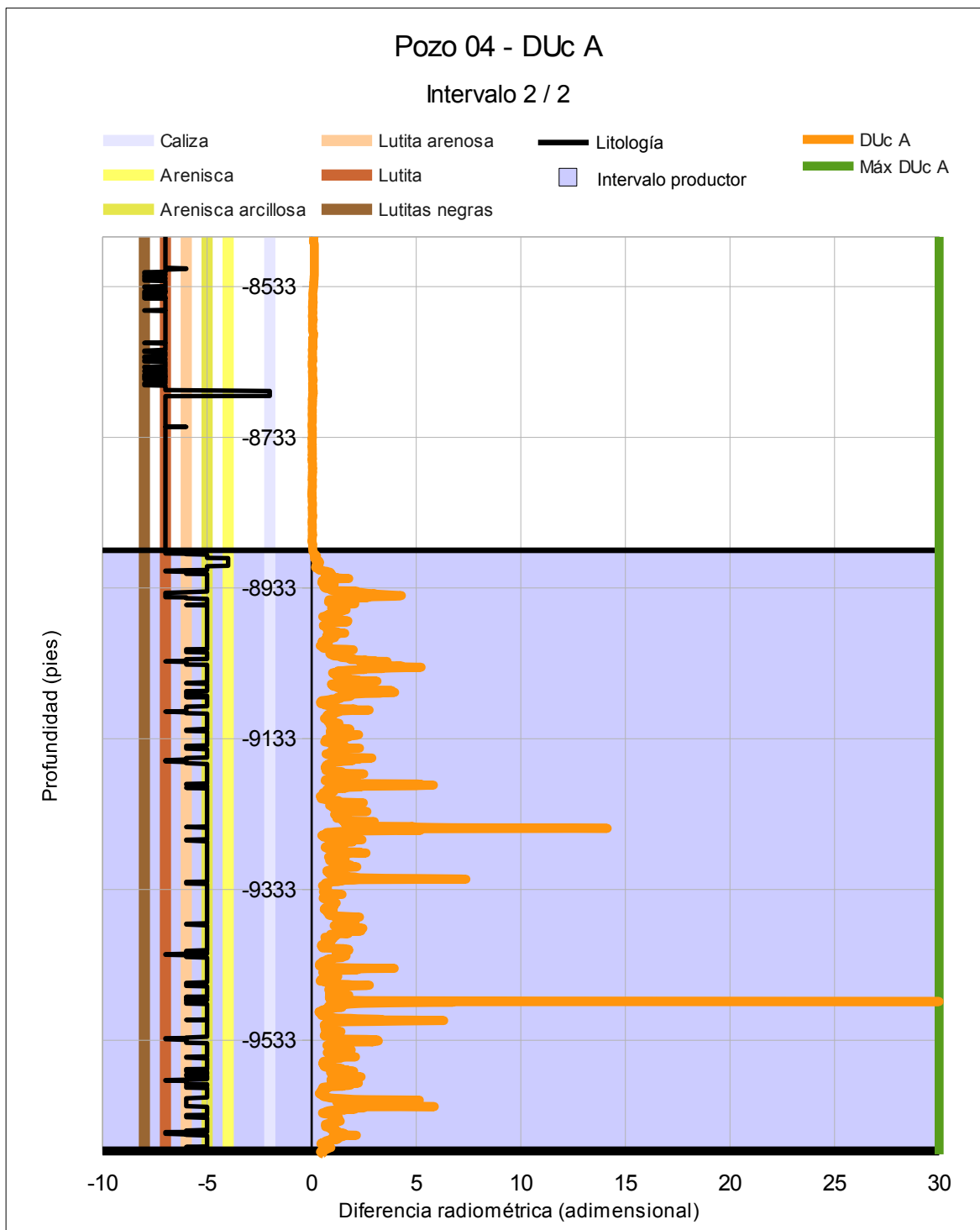


Figura 42. Gráfico DUC A. Pozo 04. Intervalo 2 de 2.

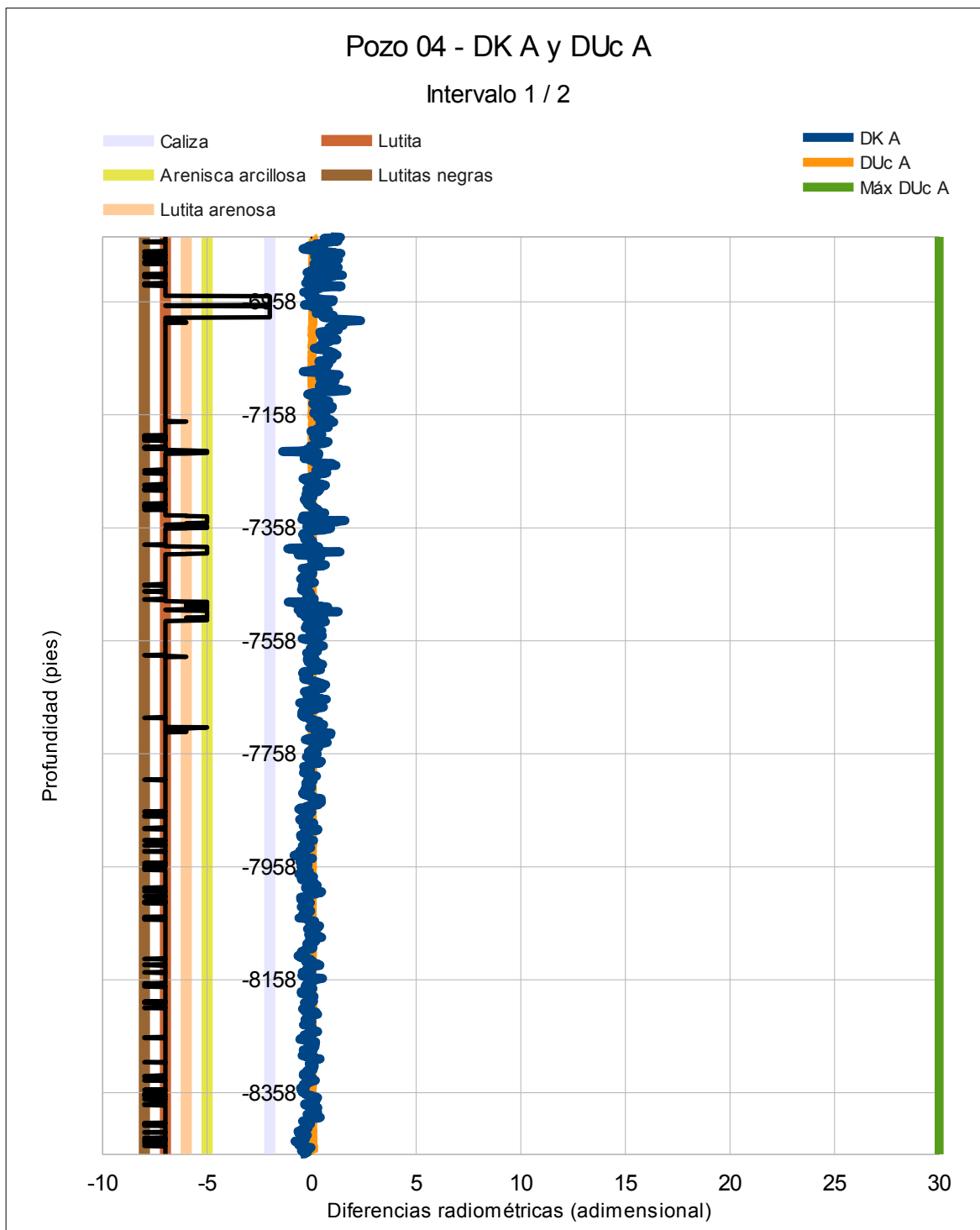


Figura 43. Gráfico DK A y DUc A. Pozo 04. Intervalo 1 de 2.

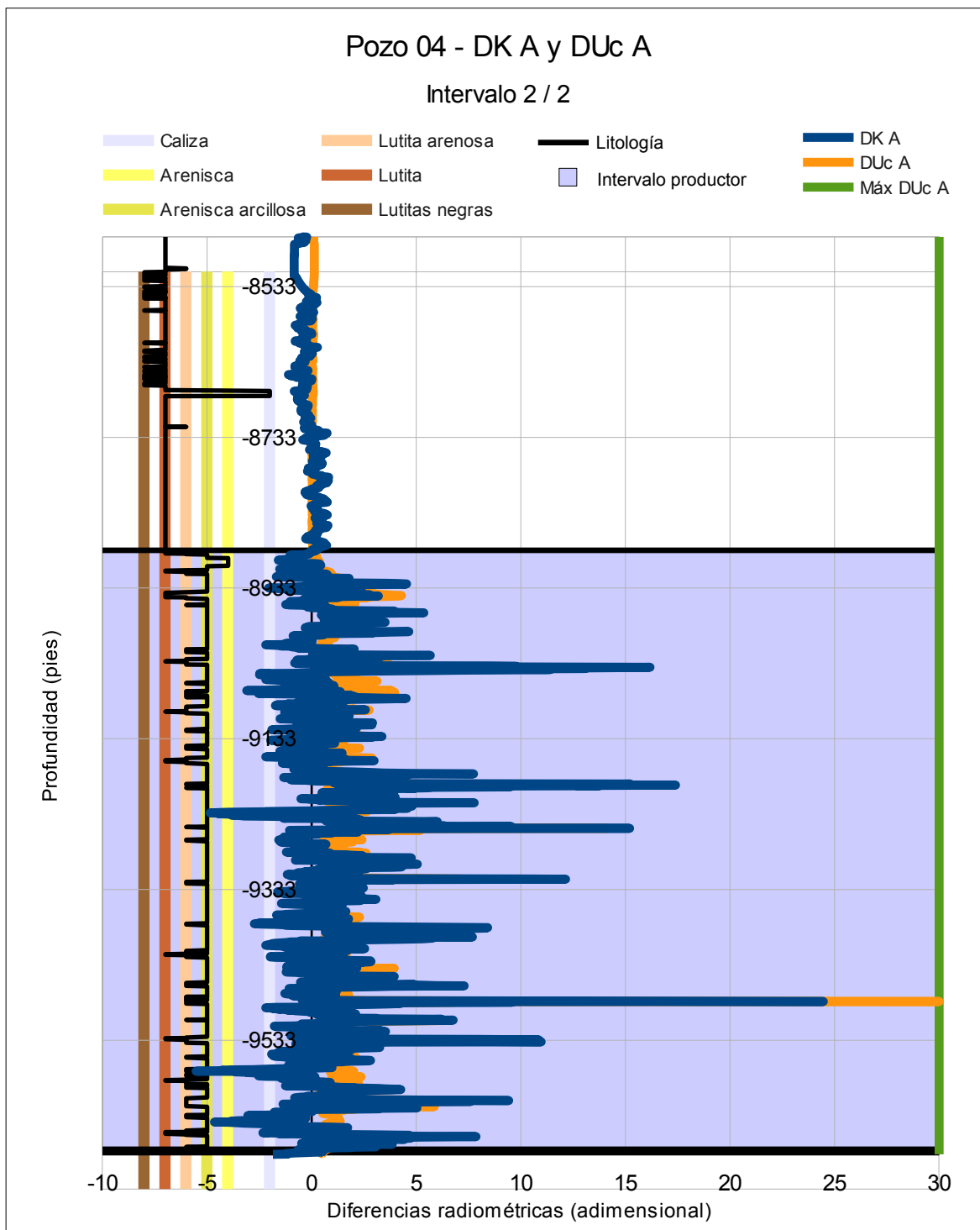


Figura 44. Gráfico DK A y DUc A. Pozo 04. Intervalo 2 de 2.

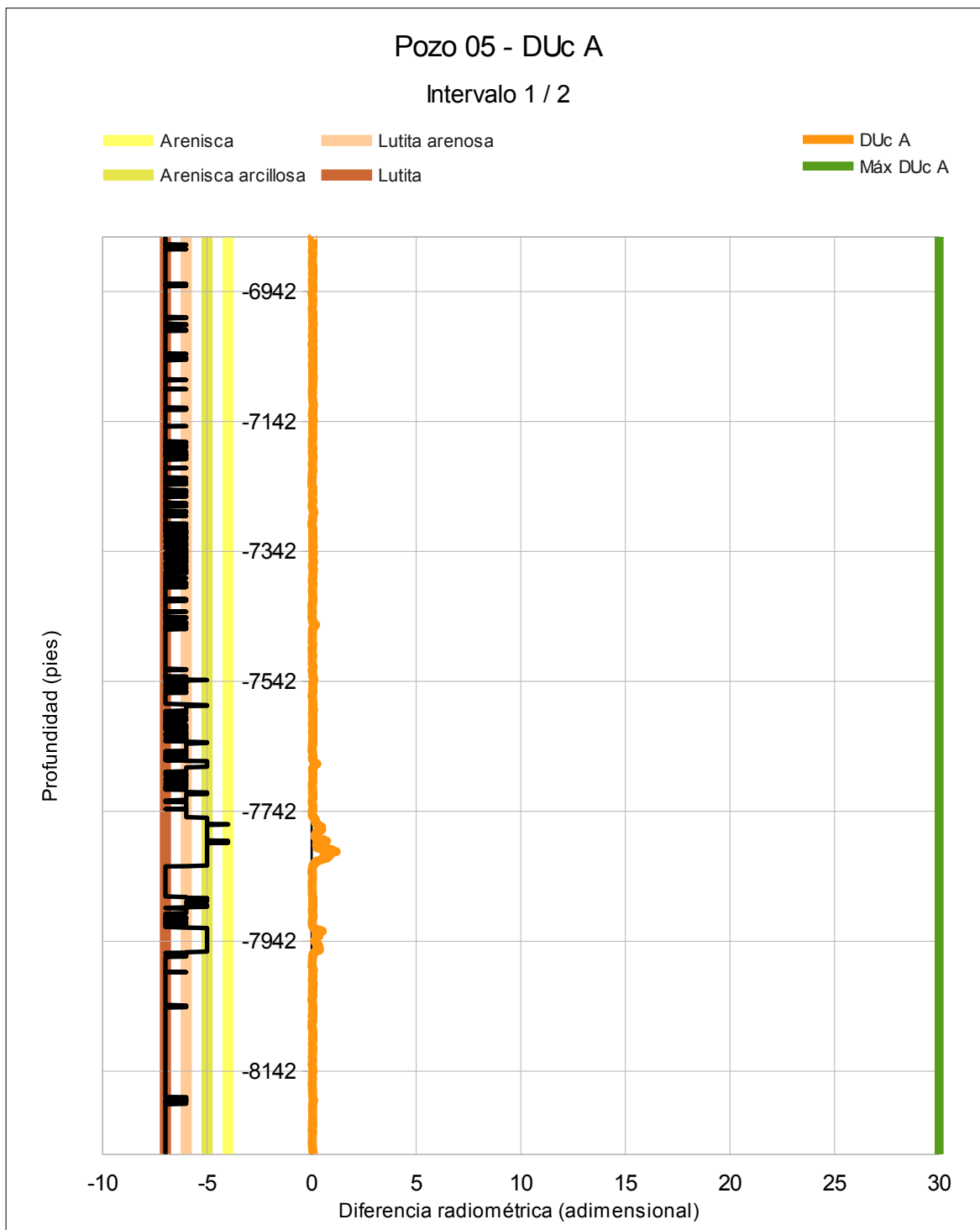


Figura 45. Gráfico DUc A. Pozo 05. Intervalo 1 de 2.

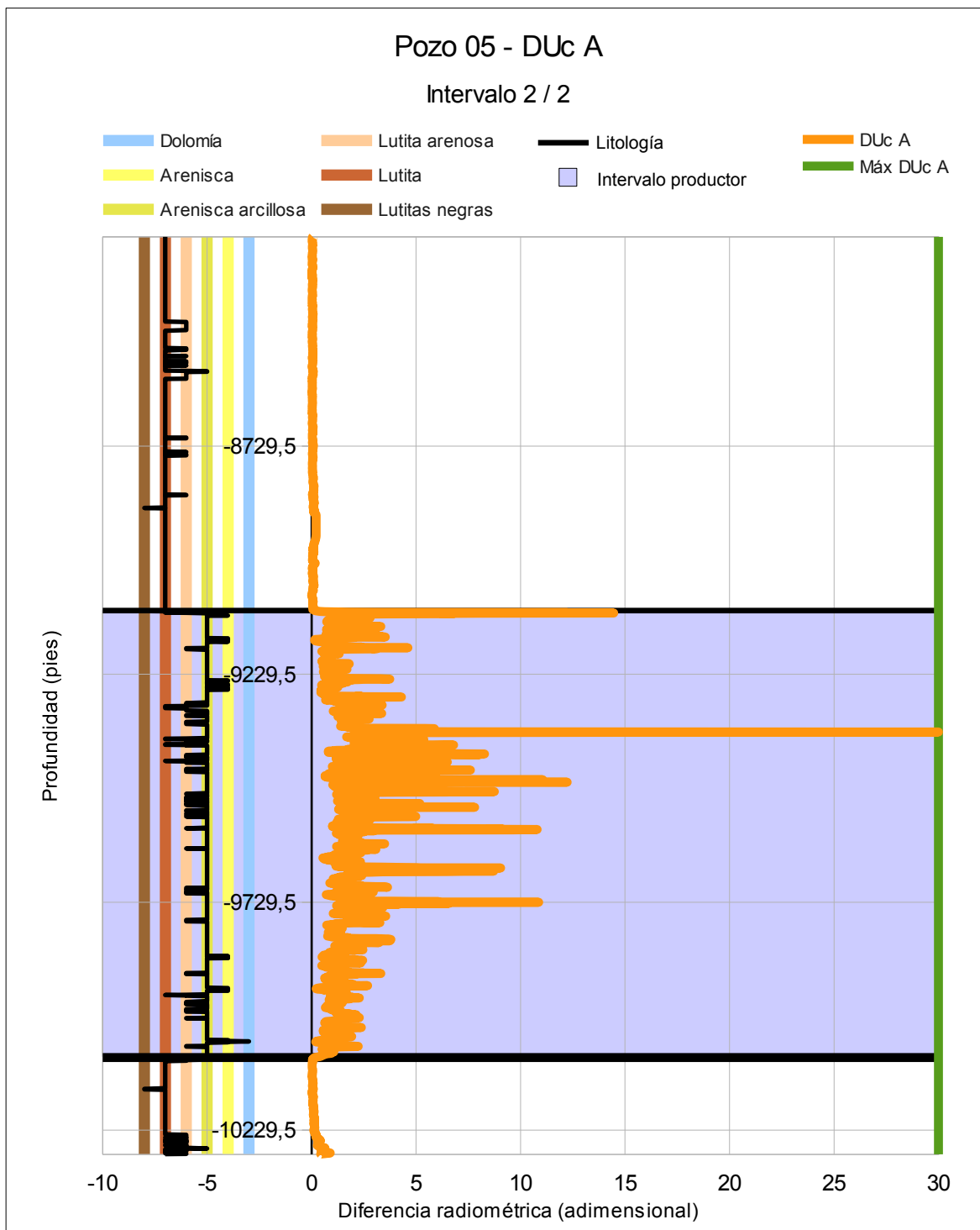


Figura 46. Gráfico DUc A. Pozo 05. Intervalo 2 de 2.

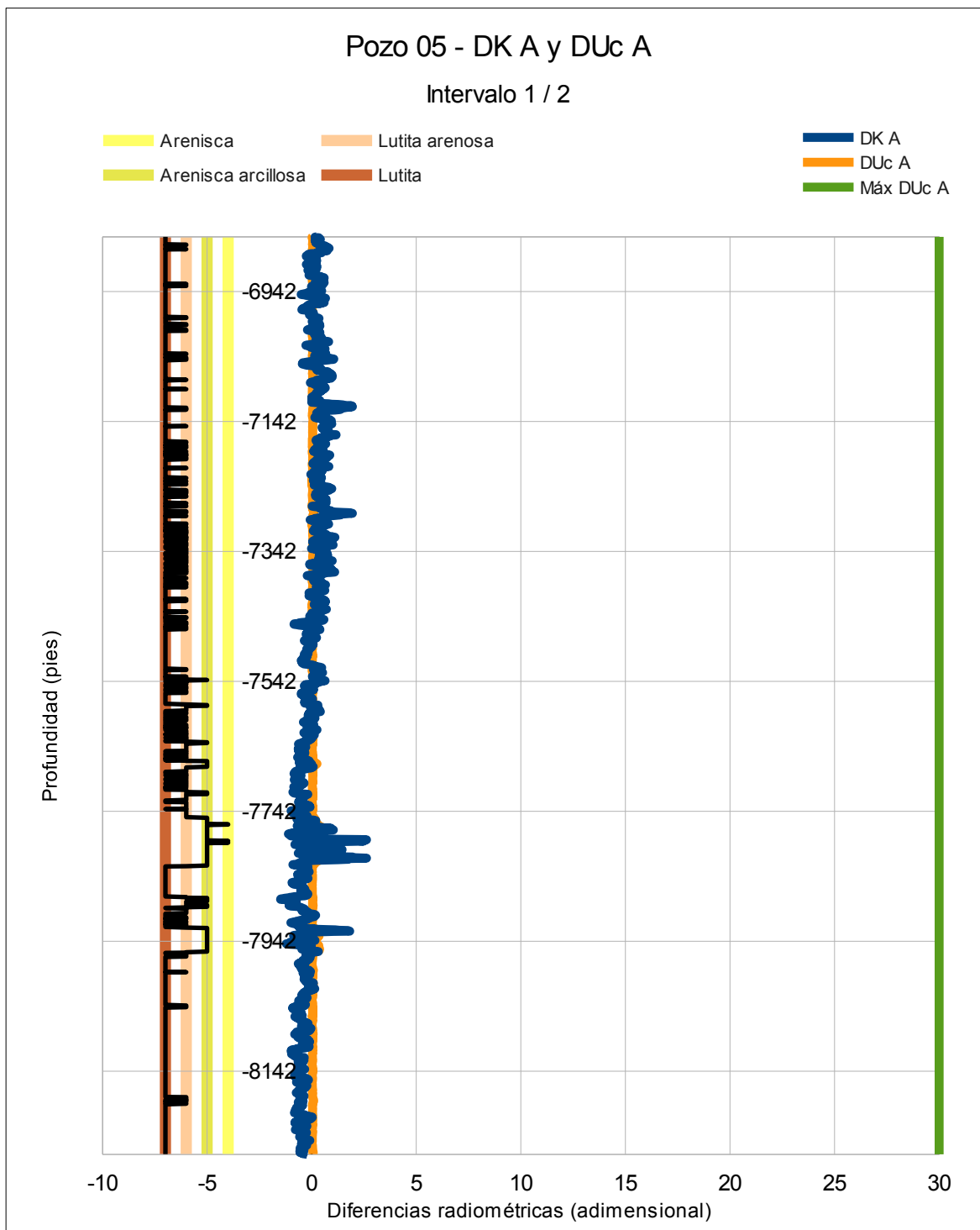


Figura 47. Gráfico DK A y DUc A. Pozo 05. Intervalo 1 de 2.

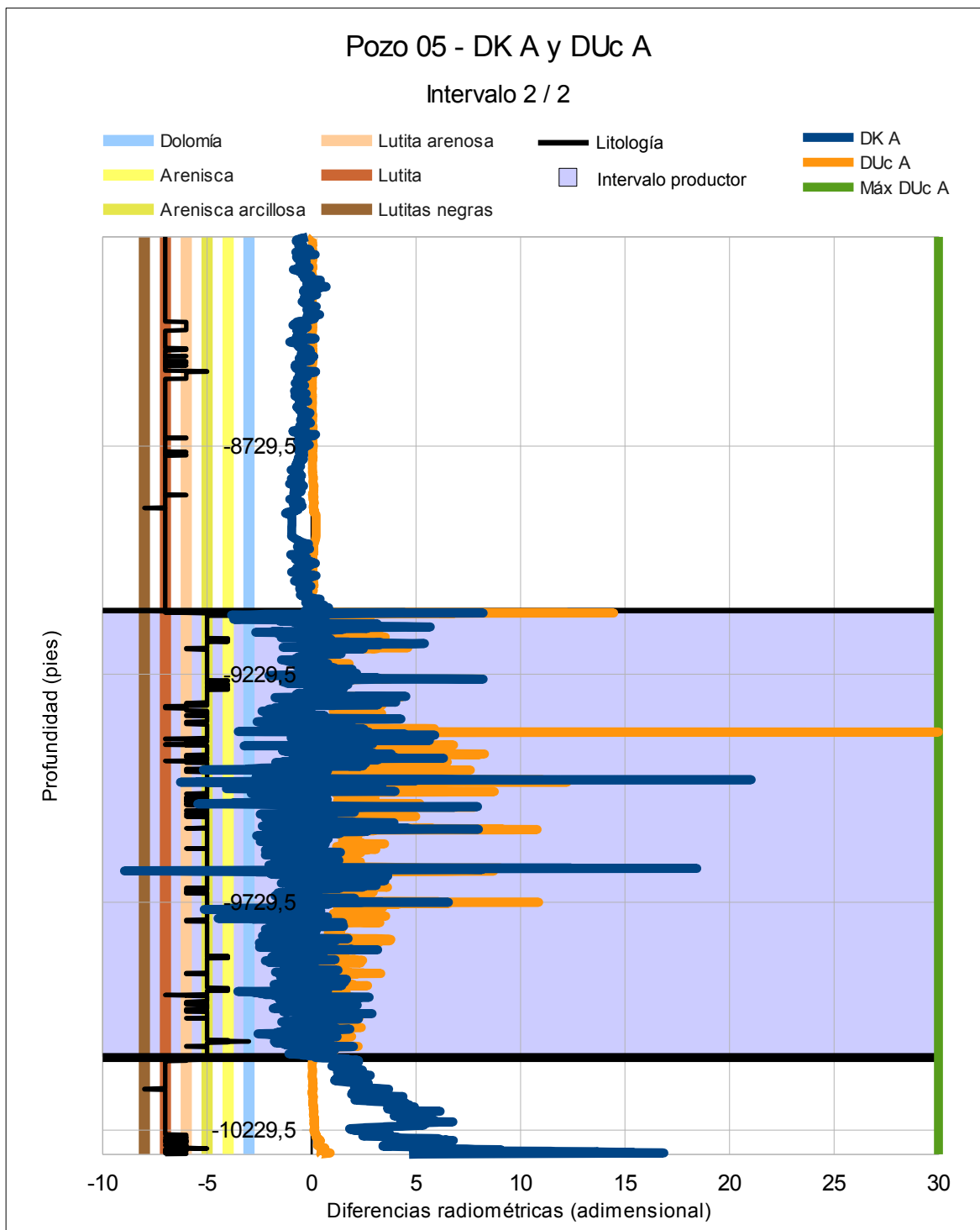


Figura 48. Gráfico DK A y DUc A. Pozo 05. Intervalo 2 de 2.

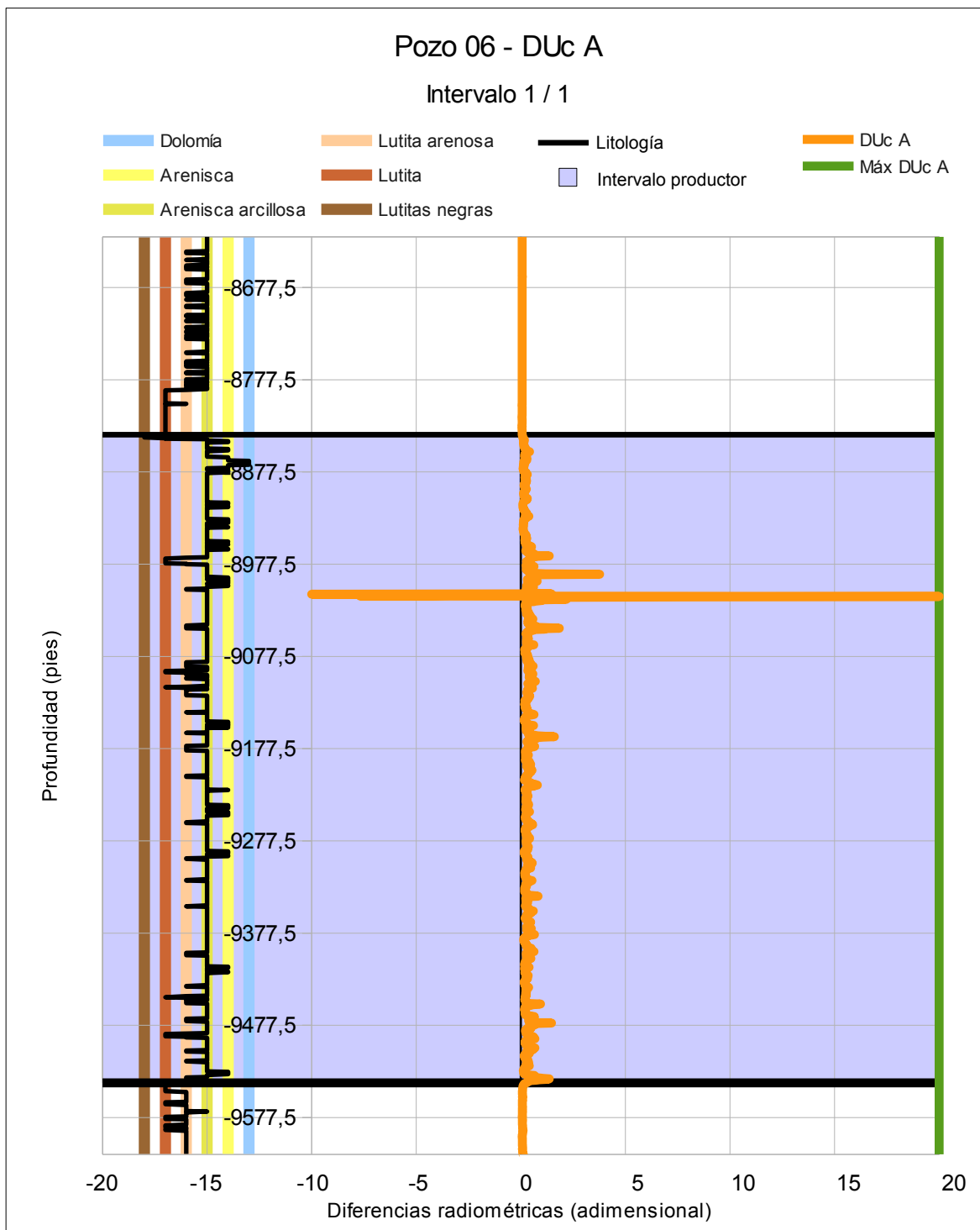


Figura 49. Gráfico DUc A. Pozo 06. Intervalo 1 de 1.

3.17 Procesamiento, representación y análisis de parámetros complementarios.

Se calculó y representó gráficamente (ver anexos 3) los siguientes parámetros complementarios con el fin de relacionarlos con los resultados del método, según las descripciones cuantitativas planteadas por Rider (2002):

- Volumen de arcilla en base a los registros de rayos gamma totales.
- Volumen de arcilla en base al registro espectral de torio.
- Relación Th/U.
- Rayos gamma totales y registro espectral de uranio.
- Relación Th/K.
- Porosidad Neutrón vs. Densidad Aparente.

Volumen de arcilla:

A partir de los rayos gamma totales se puede obtener un estimado del volumen de arcilla presente en las columnas a través de la fórmula:

$$V_{sh} = \frac{GR_s - \text{Mín}[GR_s]}{\text{Máx}[GR_s] - \text{Mín}[GR_s]}$$

Donde V_{sh} es volumen de arcilla y GR_s son los valores de rayos gamma totales medidos en el registro. Al tomar los máximos y mínimos de GR_s se excluyen deliberadamente los valores extremos que no corresponden a litologías arenosas o arcillosas.

Otra manera de obtener el volumen de arcilla es a través del valor espectral de torio, debido a su comportamiento estable, utilizando la siguiente fórmula:

$$V_{sh} = \frac{Th_s - \text{Min}[Th_s]}{\text{Máx}[Th_s] - \text{Min}[Th_s]}$$

Donde V_{sh} es volumen de arcilla y Th_s son los valores espectrales de torio medidos en el registro.

La correlación del volumen de arcilla obtenido de ambas maneras se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 35. Correlación entre volumen de arcilla en base a GR y en base a Th.

Pozo	Correl Vsh
02	0,9188
04	0,8629
05	0,7483
06	0,7043
07	-0,7531
08	0,7670
11	0,8814
12	0,9067
14	0,7480
24	0,8402

De la tabla de correlaciones de volumen de arcilla y de los resultados gráficos, se observa que con excepción del Pozo 07, existe un comportamiento similar en ambas curvas, donde el rango de correlaciones es de 0,7043 a 0,9188 (sin contar el Pozo 07).

Los pozos 04, 05 y 06 presentan valores de volumen de arcilla de alrededor de 50% o mayores, pero en los intervalos productores los valores bajan drásticamente por debajo del 50%, siendo el V_{sh} en base al torio el más bajo con valores de alrededor de 5% o menores.

El pozo 07 no muestra variaciones espectrales en un amplio rango que incluye al intervalo productor, por lo que no se puede establecer ninguna relación.

En los pozos 02, 08, 14 y 24 los intervalos productores concuerdan con los valores más bajos de volumen de arcilla, aunque no se puedan establecer un contraste respecto a las zonas no productoras en los indicadores de diferencias

radiométricas.

En los pozos 11 y 12, el volumen de arcilla no presenta valores bajos en los intervalos productores.

En general, los intervalos productores están asociados a volúmenes de arcilla por debajo del 5%, concordando con litologías arenosas, que debido a su porosidad y permeabilidad permiten almacenar hidrocarburos.

Relación Th/U y rayos gamma totales con registro espectral de uranio:

La relación Th/U de valor adimensional, es un indicador del tipo de ambiente de depósito en términos de sus propiedades de óxido-reducción. Los siguientes rangos definen tales ambientes:

- $\frac{Th}{U} < 3$ Ambiente reductor.
- $3 < \frac{Th}{U} < 7$ Ambiente normal o neutro.
- $\frac{Th}{U} > 7$ Ambiente oxidante.

El registro de rayos gamma totales, combinado con el registro espectral de uranio se utiliza para identificar zonas de potenciales eventos anóxicos, asociados al depósito de sedimentos ricos en materiales orgánicos, donde ambos registros presenten a la vez valores elevados.

En los pozos 04, 05 y 06 se observa que en las zonas productoras los ambientes son completamente reductores con la curva tendiendo a cero, mientras que en las zonas no productoras los ambientes son predominantemente normales y en menor medida oxidantes.

En los pozos 08, 11, 12, 14 y 24 los intervalos productores no se caracterizan por ambientes reductores sino alternadamente por ambientes

normales y oxidantes al igual que en las zonas no productoras, por lo que no existe asociación inequívoca entre los intervalos productores y no productores con este parámetro.

El Pozo 02 que presenta 5 intervalos productores, presenta ambiente reductor en tres de ellos, y alternancia entre ambiente reductor y normal en los otros dos.

El registro de uranio combinado con GR, muestra en los pozos 04, 05 y 06 los máximos valores de uranio dentro de los intervalos productores, pero combinados con los más bajos valores de GR, lo que posiblemente refleje la ganancia de uranio por la presencia de hidrocarburos y no la presencia de ambientes ricos en depósito de sedimentos con materia orgánica; mientras que en el resto de los pozos (sin contar el 07), todos los intervalos productores presentaron los valores más bajos de uranio por debajo de los 5ppm, combinado con los valores más bajos de GR, lo que concuerda con litologías arenosas.

Relación Th/K:

La relación Th/K de unidades ppm/% se utiliza para clasificar el tipo de arcilla presente en una litología. Según los rangos de valores se tienen las siguientes clasificaciones:

Tabla 36. Rango de valores de la relación Th/K para clasificación de tipo de arcillas.

Minerales	Th/K (ppm/%)
Evaporitas Potásicas	<0,5
Feldespato Potásico	0,5-0,8
Glaucónita	0,8-1,5
Micas	1,5-2
Illita	2-3,5
Smectitas	3,5-12
Kaolinita	12-28
Minerales Pesados con Torio	>28

En los pozos 04 y 05 (el 06 no posee valores espectrales de potasio) se observa que fuera de los intervalos productores la relación Th/K se mantiene alternante entre smectitas y kaolinitas, y dentro del intervalo productor aparece toda la gama de minerales desde los pesados con torio hasta la glauconita, lo que posiblemente refleja las alteraciones de carácter oscilante del potasio por efecto de la lixiviación.

El resto de los pozos muestran dos tendencias: la primera con únicamente minerales pesados con torio, independientemente de estar o no en intervalos productores, en los pozos 08, 11, 12 y 14; y la segunda, en los pozos 02 y 24, con smectitas y kaolinitas alternadas en los intervalos productores y predominante con el mismo patrón fuera de los intervalos productores, pero con valores aislados de minerales pesados con torio, illita, micas y glauconitas.

Porosidad Neutrón vs. Densidad Aparente:

Los registros de porosidad neutrón cruzados con los de densidad aparente en un mismo gráfico, con escalas sobrepuestas e invertidas en sentido de incremento, permite identificar posibles zonas de acumulación de gas, en las cuales se espera que la porosidad aumente a la vez que la densidad disminuya.

Los pozos con mayor producción hidrocarburífera (04, 05 y 06) no poseen estos datos, por lo tanto no se pudo comparar este tipo de parámetros con los

casos exitosos del método. Los pozos en los que se dispone de tales datos son el 07, 08, 11, 14 y 24 para zonas incompletas de los registros, de los cuales sólo los pozos 08, 11 y 24 incluyen al intervalo productor sin presentar relación concluyente entre los DK y DU con las zonas productoras de hidrocarburos.

3.18 Modelo explicativo de características radiométricas en casos exitosos y limitaciones del método.

Modelo explicativo de características radiométricas en casos exitosos:

- Los valores de DU deben presentar incrementos absolutos, en contraste con la tendencia a cero que debe presentar fuera de los intervalos productores.
- Los valores en DK deben presentar oscilaciones fuertes y alternantes respecto al valor promedio con tendencia a cero que debe presentar fuera de los intervalos productores.
- El volumen de arcilla en base al registro espectral de torio debe indicar valores cercanos a cero.
- La relación Th/U debe indicar ambiente de depósito reductor con la curva tendiendo a cero.
- Los rayos gamma totales deben ser relativamente bajos y el registro espectral de uranio relativamente alto.
- Relación Th/K debe ser inestable debido al efecto de lixiviación no absoluta, es decir, sus valores deben presentar oscilaciones alternadas que abarquen los diferentes tipos de caracterizaciones arcillosas.

Es importante notar que los resultados exitosos a partir de los cuales se generó este modelo, no son estadísticamente representativos. A pesar de que bajo

condiciones de amplios intervalos productores (mayores a 700 pies), el método indicó la presencia de hidrocarburos en el 100% de los casos, 3 pozos no constituyen un universo estadísticamente confiable.

Limitaciones del método:

- No posee resolución para detectar intervalos de hidrocarburos relativamente pequeños: el máximo intervalo reportado y no detectado por el método es de 176 pies y el mínimo intervalo reportado y detectado es de 703 pies.
- Los valores de potasio bajo condiciones de lixiviación en litologías típicamente almacenadoras de hidrocarburos (arenas y arenas arcillosas), no permiten conteos confiables de radiación por encontrarse muy cerca, e inclusive en algunos casos, por debajo del valor de fondo de la herramienta.
- La herramienta de perfilaje de pozos de radiación gamma espectral no suele correrse a lo largo de toda la columna de perforación y en algunos casos no se emplea.
- La presencia de arcillas con minerales de alto contenido de potasio puede ocasionar una distorsión en la relación de proporcionalidad con el torio.

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES

4.1 Conclusiones.

- El elemento más importante es el torio porque debido a su estabilidad geoquímica en presencia de hidrocarburos, permite utilizarlo como referencia para evaluar los cambios proporcionales del potasio y del uranio.
- Las diferentes técnicas de suavizado no inciden de manera significativa en la identificación de las anomalías a través de las diferencias radiométricas. Tales diferencias están asociadas a diferencias en la magnitud de los valores de DK y DU sin afectar la manera proporcional en que se distribuyen sus valores a lo largo del registro.
- Para evitar la imprecisión que genera la definición de cambios litológicos, se deben procesar los datos de forma global, porque de este modo la tendencia del conjunto de datos refleja el paralelismo que existe entre las variables en la normalización al torio.
- En vista de los resultados obtenidos en los pozos 04, 05 y 06 (de mayor intervalos de producción) en los que se identifican a través del método, de manera inequívoca las zonas productoras y no productoras, se puede hablar de una capacidad de resolución de la normalización al torio. Mientras que en el resto de los pozos los resultados no son concluyentes, quedando abierta la posibilidad de que se trate de incapacidad resolutive del método para detectar presencia de hidrocarburos en intervalos relativamente pequeños, o que se trate de registros alterados a lo largo de toda la columna por la presencia de hidrocarburos a baja escala, razón por la cual el método estaría indicando presencia de anomalías en todo el registro.

- La magnitud absoluta de las anomalías expresadas por DK y DU no pueden asociarse al tipo de hidrocarburo porque inciden parámetros tales como posición relativa del promedio utilizado respecto al promedio no alterado y mediciones con órdenes de magnitud en el orden de las centésimas a las diezmilésimas, por lo tanto, lo que debe evaluarse es la magnitud de la anomalía en términos relativos, es decir, tomando en cuenta las zonas de valores máximos en DU y las zonas con oscilaciones alrededor de un valor medio para DK, como indicadores de alteraciones.
- El uranio parece presentar un comportamiento más estable que el potasio en presencia de hidrocarburos, ocurriendo un proceso de ganancia bastante uniforme respecto al comportamiento del potasio. Esto se observa a través de la presencia de picos en DU positivos y amplios, es decir, no oscilantes. También es importante notar que los valores mínimos de DU sin corregir, están alrededor de cero con magnitudes negativas que en general representan muy poco peso respecto a las magnitudes positivas, lo que refuerza la idea de que el uranio en general se presenta por exceso y quizás en muy escasos casos y de forma muy tenue, por defecto.
- En la práctica, el método de corrección propuesto funciona con el uranio y no con el potasio, posiblemente porque el comportamiento de ambos en presencia de hidrocarburos es de naturaleza distinta. En el potasio ocurre un proceso de lixiviación que genera movilidad del elemento, que no tendría por qué darse de forma absoluta, mientras que en el caso del uranio, al constituir el medio hidrocarburífero un ambiente más reductor que el circundante, prevalece la ganancia del elemento en forma absoluta, lo que probablemente constituye una diferencia esencial respecto al comportamiento de los elementos en superficie y por lo tanto, a su vez, constituye la diferencia metodológica y de enfoque en la manera de abordar los procesamiento respecto al método original, tal como lo plantea Saunders.

- Sin importar el método que se utilice para obtener DUc, la correlación entre DU y DUc es siempre 1 porque está determinada por la normalización al torio que siempre es común para ambos parámetros.
- El método indicó la presencia de hidrocarburos en todos los casos de amplios intervalos productores (mayores a 700 pies), pero sólo 3 pozos cumplen con esa condición, por lo que (como subpoblación) no son estadísticamente representativos.

4.2 Recomendaciones.

- Disponer de los datos “bit size” (tamaño de broca en inglés) y mediciones mecánicas de cáliper (para diámetro de pozos) con el fin de evaluar el estado de derrumbe del pozo y poder determinar la confiabilidad de las mediciones espectrales, asociando posiblemente tales condiciones a la calidad de los resultados obtenidos.
- Demostrar matemáticamente la relación lineal entre los resultados de DK y DU corregidos respecto a sus valores no corregidos.
- Estudiar a fondo el comportamiento estadístico de las diferencias en magnitudes de las anomalías entre los distintos casos de intervalos de procesamiento y asociar tales valores a la presencia de hidrocarburos a diferentes niveles.
- Disponer de registros espectrales de pozos secos o acuíferos con el fin de comparar los resultados respecto a los pozos productores.
- Disponer de las formaciones geológicas, así como de la mayor cantidad posible de información geológica, geoquímica, petrofísica, de física de rocas y de producción asociada a los registros con el fin de mejorar la definición de condiciones que permiten identificar con éxito la presencia de hidrocarburos a través del método de normalización al torio.

BIBLIOGRAFÍA

Acosta, E., Piña, L., y Espallargas, D. (2008). *Curso breve de estadística*. Recuperado en Septiembre 16, 2012, de la Universidad de La Habana, Departamento de Estadística e Informática web site: <http://www.bibliociencias.cu/gsd/cgi-bin/library?e=d-000-00---0eventos--00-0-0--0prompt-10---4-----0-11--1-es-50---20-about---00031-001-1-0utfZz-8-00&cl=CL2.249&d=HASH011177733af2d0d9bb20391c&x=1>.

Adams, J.A.S., y Weaver, C.E. (1958). Thorium to uranium ratios as indications of sedimentary processes--example of concept of geochemical facies. *AAPG Bulletin*, Vol. 42, pp. 387-430.

Bisbé, E. (2007). *Curso básico de evaluación de formaciones para operadores de perforación y producción*. La Habana: Centro Politécnico del Petróleo. CUPET.

Gadallah, M. M., El-Terb, R. A., El-Kattan, E.M. y El-Alfy, I.M. (2010). Spectrometry and Reservoir Characteristics of Rudeis Formation in Belayim Marine Oil Field, Gulf of Suez, Egypt. *Earth Sci.*, Vol. 21, No. 1, pp 171-199.

Glover, P. (2000). *Petrophysics Msc Course Notes (GLG - 66565)*. Departamento de Geología e Ingeniería Geológica. Universidad Laval. Quebec, Canadá.

Hampson, G.J., Davies, W., Davies, S.J., Howell, J.A., y Adamson, K.R. (2005). Use of spectral gamma-ray data to refine subsurface fluvial stratigraphy: late Cretaceous strata in the Book Cliffs, Utah, USA. *Journal of the Geological Society, London*, Vol. 162, p. 18.

Lahee; c.p. Méndez, O. (2011). *Geología del petróleo*. Guía no publicada, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Laubmeyer, G. (1933). A new geophysical prospecting method, especially for deposits of hydrocarbons. *Petroleum*, Vol. 29, pp. 1-4

Méndez, O. (2011). *Geología del petróleo*. Guía no publicada, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Morse, J., y Zinke, R. (1995, Junio 5). The Origin of Radiometric Anomalies in Petroleum Basins – A Proposed Mechanism. *Oil & Gas Journal*, pp. 36-38.

Palacios, D. (2011). *Notas del Curso de Geofísica Nuclear y sus Aplicaciones (FS-7526)*. Departamento de Física. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.

Registros Geofísicos (s/f). Recuperado en Mayo 22, 2011, de la Universidad CEDIP Web site www.cedip.edu.mx/tomos/tomo06.pdf.

Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs*. Scotland: Rider-French Consulting Ltd.

Saunders, D. F., Burson, K. R., Branch, J. F., y Thompson, C. K. (1993). *Relation of thorium-normalized surface and aerial radiometric data to subsurface petroleum accumulations*. *Geophysics*, 58, 1417-1427.

Secretaría de Energía de la República Argentina. (2012). *Gráfico con pendientes de Th/K*. Recuperado en Septiembre 29, 2012, de <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=825>.

Sikka, D. B., y Shives, R.B.K. (2001) *Mechanisms to Explain the Formation of Geochemical Anomalies Over Oilfields*. AAPG HEDBERG CONFERENCE "Near-Surface Hydrocarbon Migration: Mechanisms and Seepage Rates" SEPTEMBER 16-19, 2001, Vancouver, BC, Canadá.

Spiegel, M. y Stephens, L. (2007). *Estadística*. México: Mc Graw Hill.

Telford, W., Geldart, L., Sheriff, R. y Keys, D. (1976). *Applied Geophysics*. Cambridge: University Press.

Tossiani, T. (2008). *Lo que debemos saber sobre el URANIO*. Recuperado en Junio 28, 2011 de <http://todouranio.blogspot.com/>.