

LÓGICA DIFUSA APLICADA
A LA PREDICCIÓN DE
LITOFACIES
Y PERMEABILIDAD

CASO DE ESTUDIO:
POZOS SIN NÚCLEOS
DE LA SECCIÓN TERCIARIO SUPERIOR
DE LA SUB-CUENCA DE MATURÍN

Tutor Académico:
Dr. Mounir Mahmoudi.

Tutor Industrial:
Lic. Reinaldo González.

Trabajo de grado presentado
ante la ilustre Universidad Central
de Venezuela, por el ingeniero:

NANCY HAMBALEK HENRIQUEZ

Para optar al título de
Magister Scientiarum
en Ciencias Geológicas

CARACAS, MARZO DE 2003

DEDICATORIA:

A P. JOSE, C. RAFAEL,

A. MIGUEL, SIMON G., ZADKIEL A.,

HASH BEN FAKY,

C. ALEJANDRA, NUMU A.,

AGRADECIMIENTOS

Quiero manifestar mi agradecimiento a todas las personas que contribuyeron a que este proyecto llegara felizmente a cabo.

Primeramente a Dios por ser la fuente de amor, fortaleza y sabiduría que he tenido a lo largo de mi existencia y que ha hecho posible todo cuanto he logrado, incluyendo estos estudios de maestría.

A mi familia por el apoyo recibido a lo largo de mi carrera en pre y post-grado.

A Reinaldo González por motivarme a incursionar en el área de las matemáticas y estadísticas, y por aceptar ser mi tutor y sugerir este tema tan interesante para esta tesis. Por todo su dedicación, perseverancia y entusiasmo a lo largo de este proyecto, en busca de la excelencia.

A Mounir Mahmoudi por aceptar la tutoría de esta tesis.

A PDVSA y Luisa Figueroa por aceptar el financiamiento a través del proyecto Casupal.

A la Universidad Central de Venezuela, Escuela de Geología por darme la oportunidad de estudiar esta maestría.

A Janetsi por su apoyo y asesoría en algunos detalles de programación en EXCEL.

A Judis Semprun por su apoyo en la parte de sistemas.

A la Ing. Alghys de los Rios, Ing. Gabriela Arostegui y el equipo de producción del campo Furrial por su apoyo en suministrar los datos de petrofísica.

A mis amigas y compañeras Ing. Stella Stoufer y Ing. Angela Rojas por su apoyo moral.

Al Ing. Gabriel Amorer por su apoyo a lo largo de todo el Post-grado, su motivación a incursionar en este tipo de temas un poco ajenos a lo cotidiano en geología.

A todas las personas que de una u otra manera han contribuido en la realización de esta tesis.

RESUMEN

Dada la complejidad estructural del área Casupal, se dificulta la predicción de la distribución y calidad de los reservorios, por lo tanto, se planteó la necesidad de hacer un estudio de caracterización estratigráfica-sedimentológica de los potenciales reservorios del área, para el intervalo Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano. Para lograr dicho objetivo, se pretendió utilizar las litofacies predictivas para la correlación de pozos y construir secciones estratigráficas detalladas que permitieran representar espacialmente la calidad del reservorio para la explotación de hidrocarburos.

Se utilizaron datos correspondientes a descripciones previas realizadas a los núcleos de cinco (5) pozos, en los cuales están definidas las siguientes litofacies: litofacies A₁ (Arenisca de grano grueso a muy grueso, microconglomerática, con gránulos dispersos), litofacies A₂ (Arenisca de grano fino a medio, escasamente bioturbada, con estratificación cruzada), litofacies A₃ (Arenisca fuertemente bioturbada, con ocasionales láminas de lutitas), litofacies A₄ (Arenisca de grano muy fino, laminada), litofacies Heterolíticas B, litofacies lutítica C y carbón.

Se seleccionaron los parámetros petrofísicos “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad (V-shale) para realizar dicha predicción.

Se desarrolló un programa computacional que permite la predicción de litofacies y permeabilidad aplicando la teoría de la Lógica Difusa. La técnica de predicción con Lógica Difusa no hace asunciones y retiene la posibilidad de que un particular tipo de litofacies pueda dar cualquier lectura de registro de pozo, e igualmente considera que algunas litofacies son más probables que otras.

Se realizó un análisis estadístico preliminar de los datos de los tipos de registros eléctricos y de información derivada de núcleos. Se estimaron las posibilidades Difusas de discriminar litofacies y permeabilidad a partir de los estadísticos determinados en la fase anterior.

El algoritmo fue probado contra datos de núcleos de uno de los pozos del área, además, se realizó un análisis de sensibilidad en la capacidad del algoritmo para discriminar litofacies desde la clasificación más elemental (arena-lutita) hasta la del modelo sedimentológico más depurado. Según los resultados obtenidos en la predicción, se obtuvo un porcentaje global de éxito de 75%. Se puede observar que el éxito de la predicción global no varía para las diferenciaciones sutiles de las litofacies. El programa tiene un rotundo éxito en discriminar

arenas de lutitas en 95%. De los análisis de predicción, el programa no reconoce claramente la litofacies 7 (carbón). Esto puede deberse al hecho que el carbón presenta valores similares a litofacies C, y se haría necesario utilizar otro tipo de registros para determinar su presencia.

En cuanto a la litofacies A_1 y B, se dificulta la diferenciación debido a que ambas litofacies presentan comportamientos estadísticos similares, una, arenas muy finas y la otra, heterolítica, con similares contenidos de arcilla y porosidad.

El programa detecta claramente la litofacies A_1 , con una certeza de 85%, lo cual es oportuno debido a que esta litofacies representa la mejor calidad de reservorio. Otra litofacies de excelente resultados de predicción es la C con un éxito del 85% (lutitas y limolitas), pudiendo determinar los posibles sellos que pudieran limitar unidades de producción. Del análisis de sensibilidad con respecto al número de muestras, es decir, núcleos involucrados en la estadística, se observa una disminución del éxito en la predicción de 95% a 70% global. Las litofacies más afectadas son A_2 y A_4 . Del análisis de sensibilidad con respecto al detalle de descripción, el programa predice con exactitud del 95% litofacies básicas arenas y lutitas. Un segundo nivel de detalle impacta la predicción en 15%.

En cuanto a la predicción de permeabilidad, las más altas permeabilidades simuladas se observan en la litofacies A_1 con valores que llegan hasta 1500 md, y la litofacies A_2 con valores que alcanzan los 2000 md. Se aprecia que la litofacies A_2 se presenta con mayor permeabilidad, lo cual sugiere ser una posible roca reservorio de buena calidad. De igual manera la litofacies A_1 se presenta como buen candidato. Seguido de la A_4 , luego B y por último A_3 , lo cual es cónsono con lo observado en los núcleos.

A partir de datos de los registros eléctricos seleccionados presentes en los dieciocho (18) pozos sin núcleos (FUL-6, FUL-8, FUL-11, FUL-13, FUL-15, FN-17, FN-18, FUL-22, FUL-23, FUL-24, FUL-28, FUL-29, FUL-32, FUL-38, FUL-50, FUL-60, FUL-61, FUL-65 y FUL-67), y aplicando la metodología de lógica difusa, se obtuvieron las facies predictivas para dichos pozos así como valores de permeabilidad.

Una vez determinada las litofacies predictivas en pozos sin núcleos, se procedió a correlacionar dichas litofacies con el fin de construir secciones estratigráficas que permitan visualizar la continuidad lateral de cada litofacies y así predecir la calidad del reservorio.

Se identificaron secuencias de engrosamiento hacia arriba “coarsening-upward”, Secuencias de afinamiento hacia arriba “fining-upward” y Secuencia de Asociación vertical de la litofacies A_2 , A_4 y C.

Las Secuencias de engrosamiento hacia arriba “coarsening-upward” corresponden a una asociación vertical de las litofacies C, A₄, A₂ y A₁. Esta asociación de litofacies puede ser interpretada como depósitos de barras cercanas a la costa o barras retrabajadas de plataforma interna. La permeabilidad se hace mayor hacia el tope de estas secuencias, asociada generalmente a la litofacies A₁ donde alcanza los 1579 md y la A₂ donde puede estar entre 500 y 2643 md.

Las Secuencias de afinamiento hacia arriba “fining-upward” están definidas por la asociación vertical de las litofacies A₁, A₂ y C. La ubicación de la litofacies A₁ en la base de estas secuencias de afinamiento hacia el tope, suprayaciendo la litofacies A₂, podría interpretarse como sedimentación en canales o pasajes de marea o canales estuarinos. La permeabilidad se hace mayor hacia la base de estas secuencias, asociada generalmente a la litofacies A₁ donde alcanza los 400 md. En la sección intermedia, asociada a la litofacies A₂, la permeabilidad es alrededor de 500 md a 600 md.

Por último, la Secuencia de Asociación vertical de las litofacies A₂, A₄ y C. Esta asociación puede ser observada en la sección inferior de los pozos analizados. Esta asociación vertical de intercalaciones de lutitas (litofacies C) con areniscas delgadas A₂ y A₄ puede interpretarse como depósitos de barras sublitorales (según interpretación asociada al pozo FUL-13). Cuando la secuencia lutítica se hace más espesa, pudiera tratarse de lutitas de plataforma.

Las diferentes facies pronosticadas en los pozos del área tienen en general una extensión lateral bastante persistente, tanto en sentido este-oeste como en sentido norte-sur, siendo las barras costeras de extensión preferencial este-oeste.

Se corrobora el modelo sedimentológico planteado para el área en cuanto a la distribución lateral y vertical de las asociaciones de litofacies (con la ventaja de disponer de una probable descripción de facies y de probables valores de permeabilidad).

INDICE

CAPITULO 1. INTRODUCCION	12
1.1. OBJETIVOS Y JUSTIFICACIÓN.....	12
1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	14
1.3. TRABAJOS PREVIOS EN GEOLOGÍA	14
1.4. METODOLOGÍA.....	15
1.5. APLICACIÓN PRÁCTICA.....	18
1.6. APORTE PERSONAL.....	19
CAPITULO 2. CONSIDERACIONES TEÓRICAS	20
2.1. LÓGICA DIFUSA	20
2.2. SISTEMAS DE LÓGICA DIFUSA	23
2.3. APLICACIONES GEOLÓGICAS DE LA LÓGICA DIFUSA.....	25
2.4. APLICACIÓN DE LA LÓGICA DIFUSA EN LA PETROFÍSICA	26
2.4.1. <i>Matemática Difusa de Predicción de Litofacies.</i>	27
2.4.2. <i>Predicción de permeabilidad con Matemática Difusa.</i>	29
CAPITULO 3. DESCRIPCIÓN DE LITOFACIES	32
3.1. LITOFACIES A_1	34
3.2. LITOFACIES A_2	35
3.3. LITOFACIES A_3	36
3.4. LITOFACIES A_4	37
3.5. LITOFACIES B	38
3.6. LITOFACIES C.....	39
3.7. LITOFACIES CARBÓN.....	40
CAPITULO 4. PROGRAMA DE PREDICCIÓN DE LITOFACIES Y PERMEABILIDAD MEDIANTE LÓGICA DIFUSA - APLIP.	45
4.1. PROGRAMA DE PREDICCIÓN DE LITOFACIES.....	46
4.2. PROGRAMA DE PREDICCIÓN DE PERMEABILIDAD.....	58
CAPITULO 5. ANÁLISIS ESTADÍSTICOS Y DE SENSIBILIDAD.....	65
5.1. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LITOFACIES CON DATOS DE NÚCLEOS.....	65
5.1.1. <i>Estadística del pozo FN-1</i>	70
5.1.2. <i>Estadística del pozo FUL-2</i>	72
5.1.3. <i>Estadística del pozo FUL-7</i>	73
5.1.4. <i>Estadística del pozo FUL-12</i>	74
5.1.5. <i>Estadística del pozo FUL-13</i>	75

5.1.6. Estadística del pozo FUL-14	76
5.1.7. Estadísticas combinadas los pozos Fn-1, Ful-2, Ful-12, Ful-13 y Ful-14.....	77
5.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA PREDICCIÓN DE LITOFACIES.....	99
5.2.1. Sensibilidad con respecto al detalle de litofacies.....	101
5.2.2. Sensibilidad con respecto a la definición previa de unidades litoestratigraficas.....	112
5.2.3. Análisis de Resultados.....	127
5.3. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE PERMEABILIDAD CON DATOS DE NÚCLEOS.....	129
5.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA PREDICCIÓN DE PERMEABILIDAD.....	134
5.4.1. Sensibilidad con base de datos del nivel Naricual Superior.....	135
5.4.2. Sensibilidad con respecto a utilizar Naricual Medio y Superior.....	150
5.4.3. Análisis de resultados.....	163
6.1. ASOCIACIONES VERTICALES DE LITOFACIES.	166
6.1.1. Secuencias granocreciente hacia arriba “coarserning-upward”. Asociación vertical de la litofacies C, A ₄ , A ₂ y A ₁	166
6.1.2. Secuencias granodecreciente hacia arriba “fining-upward”. Asociación vertical de la litofacies A ₁ , A ₂ y C.....	166
6.1.3. Secuencias heterolíticas. Asociación vertical de las litofacies A ₂ , A ₄ y C.....	167
6.2. DISTRIBUCIÓN AREAL DE LAS LITOFACIES.....	167
CONCLUSIONES	168
RECOMENDACIONES	172
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	173

INDICE DE FIGURAS

<u>N°</u>	<u>Contenido</u>	<u>Pág</u>
Figura 1.	Mapa de ubicación del área con pozos utilizados en este proyecto	14
Figura 2.	Columna sedimentológica del núcleo de uno de los pozos considerados en este proyecto (tomado de Gosh , et. al. 1989).....	16
Figura 3.	Mapa de ubicación de algunos pozos del campo El Furrial considerados en este proyecto	18
Figura 4.	Conjuntos de lógica referente a la clasificación de partículas de sedimentos a partir del tamaño de grano (tomado de Nordlund, 1999).....	24
Figura 5.	Gráfico de Porosidad Vs. Arcillosidad para definir Permeabilidad según Cuddy (2000).....	31
Figura 6.	Columna Estratigráfica y registro tipo del área de estudio... ..	33
Figura 7.	Modelo conceptual de sedimentación para el Oligoceno tomado y modificado de Gosh et. Al. 1989).....	42
Figura 8.	Litofacies presentes en el pozo FUL-14 (tomado de Isea et al, 1989).....	43
Figura 9.	Litofacies presentes en el pozo FUL-14 (tomado de Isea et al, 1989).....	44
Figura 10.	Esquema de datos de entrada en el programa de predicción APLIP.....	48
Figura 11.	Esquema de datos correspondientes a la litofacies 1, una vez efectuada el proceso de autofiltro que selecciona los parámetros correspondientes a cada litofacies.	49
Figura 12.	Esquema de datos estadísticos de litofacies generados por el programa APLIP	52
Figura 13.	Esquema de valores de posibilidad difusa ponderada generados por el programa APLIP para la predicción de litofacies.....	54
Figura 14.	Esquema de valores de posibilidad difusa combinada generados por el programa APLIP para la predicción de litofacies.....	55
Figura 15.	Esquema de resultados generados por el programa de predicción -APLIP-.....	57
Figura 16.	Esquema de datos de una vez que se han calculado los percentiles y definido las categorías.....	60
Figura 17.	Esquema de datos estadísticos de permeabilidad generados por el programa de predicción -APLIP.....	61
Figura 18.	Gráficos cruzados de “Gamma ray” vs. Porosidad, “Gamma ray” vs. Arcillosidad y porosidad vs. Arcillosidad, para el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.....	69

Figura 19.	Gráfico de valores de media, desviación estándar y coeficiente de variación del “Gamma ray” vs. Litofacies de los núcleos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.....	79
Figura 20.	Gráfico de valores de media, desviación estándar y coeficiente de variación de la porosidad vs. Litofacies de los núcleos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.....	80
Figura 21.	Gráfico de valores de media, desviación estándar y coeficiente de variación de la arcillosidad vs. Litofacies de los núcleos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.....	81
Figura 22.	Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad, para la litofacies A ₁ presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.....	84
Figura 23.	Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad, para la litofacies A ₂ presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.....	86
Figura 24.	Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad, para la litofacies A ₃ presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.....	89
Figura 25.	Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad, para la litofacies A ₄ presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.....	91
Figura 26.	Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad, para la litofacies C presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.....	93
Figura 27.	Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad, para la litofacies B presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.....	96
Figura 28.	Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad, para la litofacies carbón presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.....	98
Figura 29.	Gráfico de éxito de predicción vs. Cantidad de datos para la sensibilidad de discriminación arena/lutita.....	104
Figura 30.	Gráfico de éxito de predicción vs. Cantidad de datos para la sensibilidad de discriminación A ₁ -A ₂₃ -A ₄ B-CC.....	107

Figura 31.	Gráfico de éxito de predicción vs. Cantidad de datos para la sensibilidad de discriminación $A_1-A_{23}-A_4-B-CC$	110
Figura 32.	Comparación entre las litofacies reales del núcleo FUL-12 y las litofacies pronosticadas en el mismo pozo, con el conjunto de datos de núcleos de los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.....	119
Figura 33.	Comparación entre porcentaje de litofacies existente en el núcleo y litofacies pronosticadas, en el pozo FUL-12.....	120
Figura 34.	Gráfico de éxito de predicción vs. Cantidad de datos.....	126
Figura 35.	Gráfico de permeabilidad vs. Profundidad para las litofacies $A_1-A_2-A_4$ para el nivel Naricual Superior.....	131
Figura 36.	Gráfico de permeabilidad vs. Porosidad para la litofacies A_1	132
Figura 37.	Gráfico de permeabilidad vs. arcillosidad para la litofacies A_1	133
Figura 38.	Gráfico de profundidad vs. Error Absoluto de la permeabilidad pronosticada con valor mínimo ponderado representativo para el nivel Naricual Superior.....	138
Figura 39.	Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad del núcleo y Permeabilidad pronosticada con valor mínimo ponderado representativo para el nivel Naricual Superior	139
Figura 40.	Gráfico de profundidad vs. Error Absoluto de la permeabilidad pronosticada con valor máximo ponderado representativo para el nivel Naricual Superior	142
Figura 41.	Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad del núcleo y Permeabilidad pronosticada con valor máximo ponderado representativo para el nivel Naricual Superior	143
Figura 42.	Gráfico de profundidad vs. Error Absoluto de la permeabilidad pronosticada con valor Promedio ponderado representativo para el nivel Naricual Superior.	145
Figura 43.	Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad del núcleo y Permeabilidad pronosticada con valor promedio ponderado representativo para el nivel Naricual Superior..	146
Figura 44.	Gráfico de profundidad vs. Error Absoluto de la permeabilidad pronosticada con valor Mediana ponderada representativo para el nivel Naricual Superior ...	148
Figura 45.	Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad del núcleo y Permeabilidad pronosticada con valor Mediana ponderada representativo para el nivel Naricual Superior	149
Figura 46.	Gráfico de profundidad vs. Error Absoluto de la permeabilidad pronosticada con valor mínimo ponderado representativo para el nivel Naricual Medio y Superior.....	153

Figura 47.	Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad del núcleo y Permeabilidad pronosticada con valor mínimo ponderado representativo para el nivel Naricual Medio y Superior	154
Figura 48.	Gráfico de profundidad vs. Error Absoluto de la permeabilidad pronosticada con valor máximo ponderado representativo para el nivel Naricual Medio y Superior	156
Figura 49.	Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad del núcleo y Permeabilidad pronosticada con valor máximo ponderado representativo para el nivel Naricual Medio y Superior	157
Figura 50.	Gráfico de profundidad vs. Error Absoluto de la permeabilidad pronosticada con valor Promedio ponderado representativo para el nivel Naricual Medio y Superior	159
Figura 51.	Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad del núcleo y Permeabilidad pronosticada con valor promedio ponderado representativo para el nivel Naricual Medio y Superior	160
Figura 52.	Gráfico de profundidad vs. Error Absoluto de la permeabilidad pronosticada con valor Mediana ponderada representativo para el nivel Naricual Medio y Superior	162
Figura 53.	Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad del núcleo y Permeabilidad pronosticada con valor Mediana ponderada representativo para el nivel Naricual Medio y Superior.....	163

LISTADO DE TABLAS

<u>N°</u>	<u>Contenido</u>	<u>Pág</u>
1.	Litofacies existente por núcleo de pozos involucrados.....	66
2.	Resultados Estadísticos de Litofacies (ESTADISTICA) de los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.....	67
3.	Resumen de estadísticos del pozo FN-1 para los parámetros petrofísicos de GR, porosidad y arcillosidad, para cada litofacies.....	70
4.	Resumen de estadísticos del pozo FUL-2 para los parámetros petrofísicos de GR, porosidad y arcillosidad, para cada litofacies.....	72
5.	Resumen de estadísticos del pozo FUL-7 para los parámetros petrofísicos de GR, porosidad y arcillosidad, para cada litofacies.....	73
6.	Resumen de estadísticos del pozo FUL-12 para los parámetros petrofísicos de GR, porosidad y arcillosidad, para cada litofacies.....	74
7.	Resumen de estadísticos del pozo FUL-13 para los parámetros petrofísicos de GR, porosidad y arcillosidad, para cada litofacies.....	75
8.	Resumen de estadísticos del pozo FUL-14 para los parámetros petrofísicos de GR, porosidad y arcillosidad, para cada litofacies.....	76
9.	Resumen de estadísticos de los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14 para los parámetros petrofísicos de GR, para cada litofacies.....	77
10.	Resumen de estadísticos de los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14 para los parámetros petrofísicos de porosidad, para cada litofacies.....	78
11.	Resumen de estadísticos de los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14 para los parámetros petrofísicos de arcillosidad, para cada litofacies.....	78
12.	Resultados de predicción para facies básicas arena/lutita.....	103
13.	Resultados de predicción para la sensibilidad de discriminación A ₁ -A ₂₃ -A ₄ B-CC.....	105
14.	Resultados de predicción para la sensibilidad de discriminación A ₁ -A ₂₃ -A ₄ B-CC.....	108
15.	Resultados de predicción para la sensibilidad de discriminación A ₁ -A ₂ -A ₃ -A ₄ -B-C-Carbón.....	111
16.	Resultados de predicción para la sensibilidad de discriminación A ₁ -A ₂ -A ₃ -A ₄ -B-C-Carbón para datos de la unidad Narical Superior.....	116
17.	Resultados de predicción para la sensibilidad de discriminación A ₁ -A ₂ -A ₃ -A ₄ -B-C-Carbón para datos de la unidad Narical Superior y Medio.....	125
18.	Datos de permeabilidad promedio para cada litofacies en el intervalo Narical Superior.....	131

19.	Resultados Estadísticos de Permeabilidad (ESTPERM) de los pozos FUL-2, FUL-13 y FUL-14 de la sección Naricual Superior.....	135
20.	Resultados de EAR en diferentes sensibilidades realizadas en Naricual Superior.....	136
21.	Resultados Estadísticos de Permeabilidad (ESTPERM) de los pozos FUL-2, FUL-13 y FUL-14 de la sección Naricual Superior y Medio.....	150
22.	Resultados de EAR en diferentes sensibilidades realizadas en Naricual Superior y Medio.....	151

LISTADO DE ANEXOS

<u>N°</u>	<u>Anexo</u>
1	Hoja de descripción sedimentológica de los núcleos: FN-1, FUL-2, FUL-7, FUL-12 y FUL-14.
2	Sección Estratigráfica de los pozos FUL-7, FUL-23, FUL-50, FUL-15, FUL-12, FUL-28, FUL-67, FUL-13, FUL-32.
3	Sección Estratigráfica de los pozos FUL-8, FUL-50, FUL-15, FUL-6, FUL-24.
4	Sección Estratigráfica de los pozos FUL-14, FUL-8, FUL-50, FUL-65, FUL-17.

CAPITULO 1. INTRODUCCION

La cuenca Oriental de Venezuela es una provincia geológica que contiene más de 20.000 pies (6000 metros) de sedimentos que constan casi exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Triásico-Jurásico al Pleistoceno.

Esta cuenca mide aproximadamente 200 kilómetros de anchura en sentido norte-sur y 600 kilómetros de longitud en sentido este-oeste, entre las cadenas montañosas terciarias situadas al norte y el escudo guayanés emplazado al sur. La cuenca es asimétrica, con el flanco sur buzando suavemente hacia el norte, hasta que es interceptado por una zona de complejas perturbaciones tectónicas y plegamientos que constituyen el flanco norte. Toda la cuenca se inclina hacia el este, de manera que la parte más profunda de ella se encuentra al noreste, hacia Trinidad, donde se estima pueden haberse acumulado 40.000 pies (12000 metros) de sedimentos.

La cuenca oriental es la segunda en importancia en Latinoamérica con respecto a las reservas petrolíferas, precedida solamente por la Cuenca del Lago de Maracaibo.

Los yacimientos petrolíferos se encuentran generalmente al norte de las fallas y el entrapamiento se lleva a cabo mediante mecanismos estructurales-estratigráficos.

La determinación de calidad de reservorio es crucial para la exploración petrolera.

1.1. OBJETIVOS Y JUSTIFICACIÓN

Aplicar la teoría de Lógica Difusa en el área Casupal para ayudar a construir un modelo de reservorio del campo para la futura localización de pozos productores de hidrocarburos.

Desarrollar una metodología de predicción de litofacies y permeabilidad que pueda ser aplicada en otras áreas y otros niveles stratigráficos y facilitar la correlación stratigráfica entre pozos a partir de limitada información de núcleos.

Objetivo General:

Dada la complejidad estructural del área, se dificulta la predicción de distribución y calidad de los reservorios, por lo tanto, se plantea la necesidad de hacer un estudio de caracterización stratigráfica-sedimentológica de los potenciales reservorios del área, para el intervalo Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano. Para lograr dicho objetivo, se pretende

utilizar las litofacies predictivas para la correlación de pozos y construir secciones estratigráficas detalladas que permitan representar espacialmente la calidad del reservorio para la explotación de hidrocarburos.

La predicción de las litofacies y permeabilidad en pozos sin núcleos se logra mediante la aplicación de modelos matemáticos basados en Lógica Difusa, a partir del análisis de pozos con núcleos.

Objetivos Específicos:

En este estudio se cubrieron los siguientes objetivos específicos:

- 1) Creación de una Base de datos digital con base a la información sedimentológica, previamente definida, de cinco (5) pozos con núcleos, en la cual se asocian lecturas de registros eléctricos con las litofacies y permeabilidad presentes en los intervalos descritos en los núcleos, con un detalle de lecturas cada 2 pies (escala 1:200).
- 2) Creación de un Algoritmo numérico basado en premisas de Lógica Difusa que permita asociar la información de litofacies y permeabilidad derivada de núcleos con los datos de registros pertinentes; y que también permita dar pronósticos de litofacies y los valores de permeabilidad en pozos donde sólo se tenga información de registros eléctricos.
- 3) A los fines de corroborar la eficiencia del algoritmo predictivo, se modeló un pozo con núcleos con litofacies ya identificadas, y se compararon éstas con las litofacies predictivas.
- 4) Predicción de litofacies mediante la aplicación del algoritmo numérico, en dieciocho (18) pozos del campo El Furrial (sección Mioceno Temprano - Oligoceno) los cuales no poseen información de núcleos pero si tienen registros eléctricos convencionales.
- 5) Predicción de permeabilidad, mediante la aplicación del algoritmo numérico, en dieciocho (18) pozos del campo El Furrial (sección Mioceno Temprano Oligoceno) los cuales no poseen información de núcleos pero si tienen registros eléctricos convencionales.

1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La zona de estudio (Casupal) se encuentra ubicada en el límite entre los estados Monagas y Anzoátegui y corresponde a un área aproximada de 100 km².

El área está enmarcada dentro del contexto geológico regional de la subcuenca de Maturín, perteneciente a la cuenca Oriental de Venezuela (ver figura 1).

La subcuenca de Maturín está bordeada al sur por el escudo de Guayana, al oeste por el sistema de fallas de Anaco, al norte por el frente de deformación de la Serranía del Interior, y al este por la plataforma costa afuera del Delta del Orinoco.

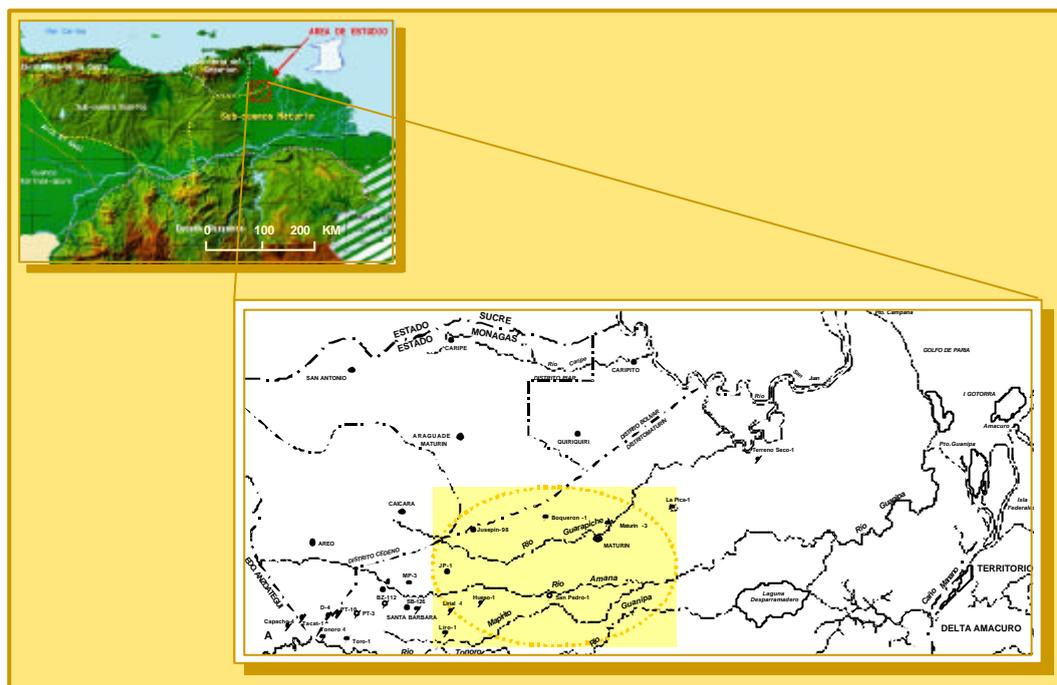


Figura 1

Figura 1. Mapa de ubicación del área con pozos utilizados en este proyecto.

1.3. TRABAJOS PREVIOS EN GEOLOGÍA

Son numerosos los estudios realizados en la Cuenca Oriental desde 1928. Liddle (1928) fue uno de los pioneros en definir la geología del área e hizo referencia a esta cuenca como el Geosinclinal del Orinoco. Posteriormente, Hedberg en 1950 realizó una síntesis geológica en la cual hace una diferenciación entre las series depositadas en el margen pasivo durante el Cretácico y Terciario Inferior, de las unidades depositadas en la fase de plegamiento ("fold and thrust belt") del Terciario Superior al Reciente.

En la década de los años 40, Renz (1962), González de Juana (1947) y Funkhouser et al. (1948) incrementaron el conocimiento acerca de la cuenca mediante la descripción de su estratigrafía y la definición formal de las unidades a partir de las secciones tipo.

En 1968, Salvador y Stainforth plantean en su estudio una serie de recomendaciones con el fin de solucionar algunos problemas estratigráficos en la Cuenca Oriental. Entre las sugerencias se encuentran la revisión de las zonas de foraminíferos planctónicos de Trinidad, la interpretación del Mioceno en el subsuelo y su extensiva correlación con Trinidad y la correcta interpretación de las secuencias turbidíticas tomando en cuenta análogos presentes en Trinidad.

Recientemente (posterior al descubrimiento del campo gigante "El Furrial"), han sido realizados una serie de estudios bajo el marco estratigráfico y estructural dentro del contexto del sistema petrolífero. Carnevali (1988,1989) subdivide la evolución de la Cuenca Oriental en dos fases, margen pasivo y el cinturón plegado de cabalgamiento ("foreland fold thrust belt").

En 1995, Di Croce plantea la evolución estructural y estratigráfica de la cuenca bajo el enfoque del análisis sismo-estratigráfico, en el cual divide la sección del Cretácico al Neógeno en ciclos de Segundo Orden y Tercer Orden.

Existen además numerosos estudios sedimentológicos detallados realizados en núcleos de los campos Furrial, Carito, Musipán y, entre ellos, se destaca el realizado por Gosh et al (1989) en el cual se analizaron las secciones del Cretácico y Oligoceno y se definieron ocho (8) litofacias, que han sido interpretadas como depósitos de ambientes de sedimentación que varían desde próximo-costero a nerítico interno, y las cuales fueron utilizadas en este estudio. En la figura 2 se presentan detalles de las litofacias presentes en el intervalo Oligoceno.

1.4. METODOLOGÍA

Para llevar a cabo el análisis predictivo, se ejecutaron siete fases, las cuales son descritas a continuación.

Fase 0: Revisión Bibliográfica.

En esta fase se realizó una revisión bibliográfica referente al tema de Lógica Difusa, casos de estudio en los cuales se aplica esta teoría; textos de Probabilidad y Estadística, y aquellos estudios geológicos realizados en el área correspondientes a estratigrafía, tectónica y

sedimentología. Para ello, se recurrió a las bibliotecas especializadas de PDVSA: el Centro de Información Técnica (CIT) de INTEVEP y el Centro de Información Técnica (CIPET) de PDVSA; (ver referencias al final).

Fase 1: Identificación y codificación de litofacies.

Este paso consistió en recopilar la información existente en el área, correspondiente a descripciones previas realizadas a los núcleos de cinco (5) pozos, en los cuales están definidas las litofacies sobre la base de atributos sedimentológicos como textura, tamaño de grano, escogimiento y estructuras sedimentarias (ver figura 2, columna sedimentológica de uno de los pozos de estudio).

Estas litofacies fueron codificadas digitalmente para la fase de programación del algoritmo de predicción (fase 5).

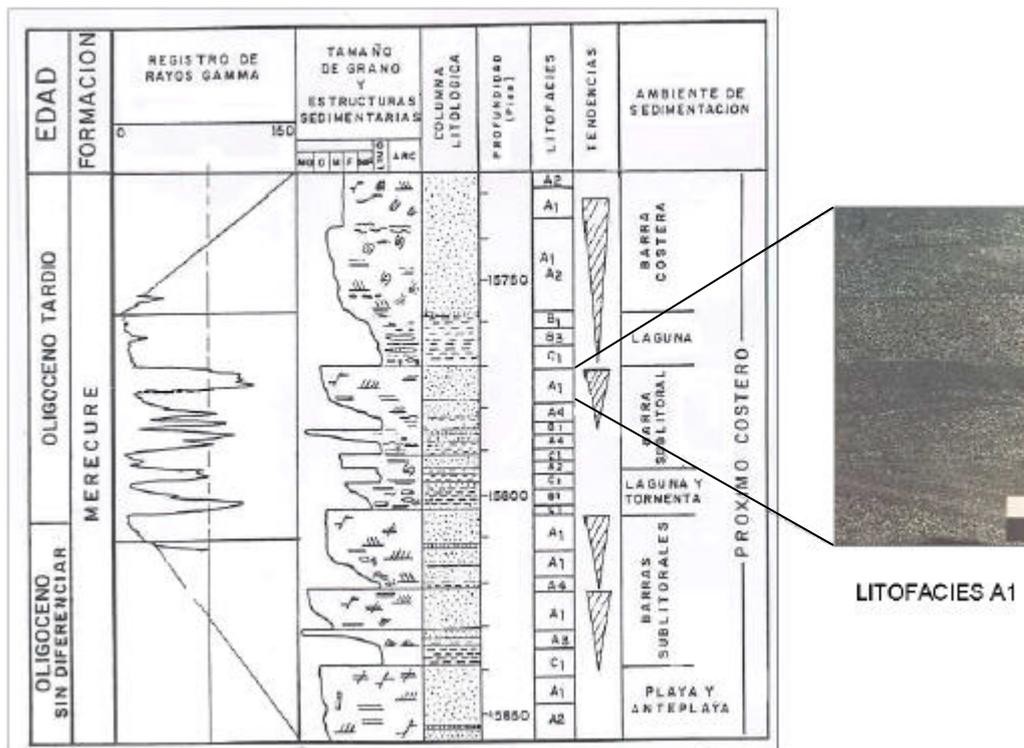


Figura 2

Figura 2. Columna sedimentológica del núcleo de uno de los pozos considerados en este proyecto (tomado de Gosh, et. al. 1989).

Fase 2: Determinación de parámetros de caracterización de litofacies.

En esta segunda fase se determinaron los atributos que caracterizan a cada litofacies, como son los valores de unidades en los registros seleccionados.

Fase 3: Análisis exploratorio de datos.

Se realizó un análisis estadístico preliminar de los datos de aquellos tipos de registros escogidos y de la información derivada de núcleos. Este análisis es necesario a fines de cumplir requisitos exigidos por la teoría de Lógica Difusa.

Fase 4: Aplicación de la teoría de Lógica Difusa.

Basados en las premisas de esta teoría (Kosko, 1993), se estimaron las posibilidades Difusas de discriminar litofacies y valores de permeabilidad a partir de los “estadísticos” determinados en la fase anterior (fase 3).

Fase 5: Resolución numérica y Programación de algoritmo de predicción.

Resolución y programación del modelo matemático derivado de la Teoría de Lógica usando programador de MACROS en EXCEL de Microsoft (VBA, Visual Basic para Aplicaciones).

Fase 6: Determinación de litofacies predictivas en pozos sin núcleos.

A partir de datos de los registros eléctricos seleccionados presentes en los dieciocho (18) pozos sin núcleos, se obtuvieron las facies predictivas para dichos pozos así como valores de permeabilidad (en la figura 3 se presenta un mapa de ubicación de los pozos utilizados en la predicción).

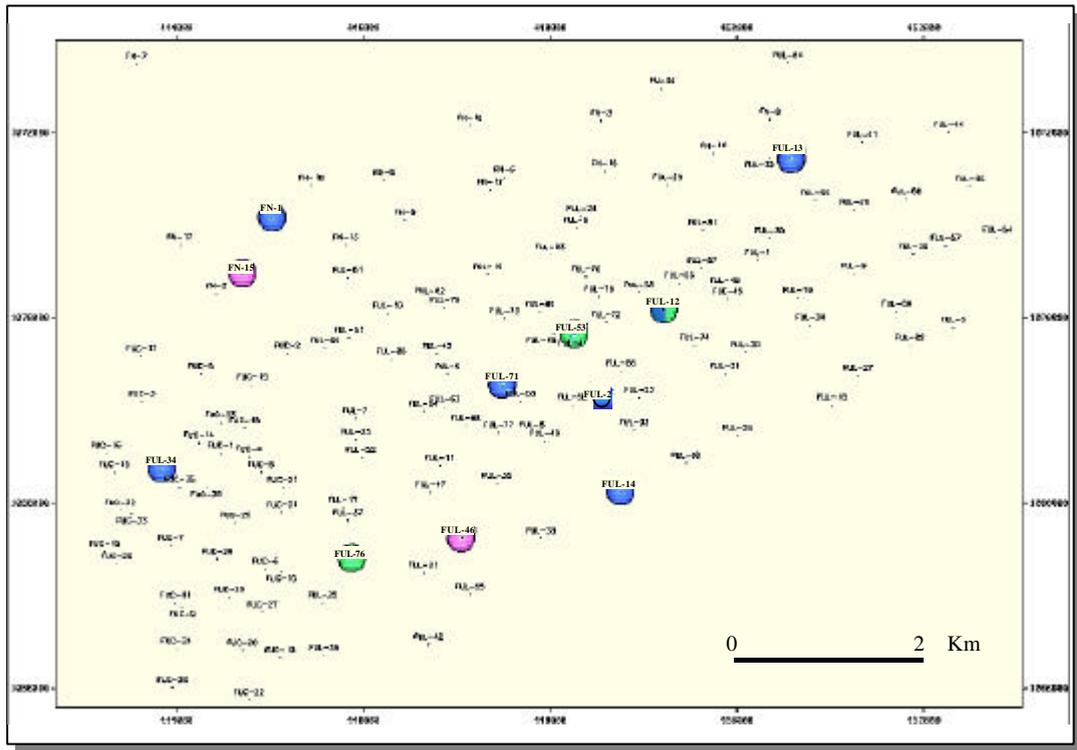


Figura 3

Figura 3. Mapa de ubicación de algunos pozos del campo El Furril considerados en este proyecto.

Fase 7: Correlación de litofacies entre pozos.

Una vez determinada las litofacies predictivas en pozos sin núcleos, se procedió a correlacionar dichas litofacies con el fin de construir secciones estratigráficas que permitan representar espacialmente la calidad del reservorio para la explotación de hidrocarburos en campos ya conocidos, así como visualizar la mejor ubicación de oportunidades exploratorias en áreas con poca información de pozos.

1.5. APLICACIÓN PRÁCTICA

Este tipo de predicción de litofacies y permeabilidad puede ser utilizado para realizar correlaciones de litofacies en detalle en áreas de escasa información de núcleos. Ayudará a definir el modelo de la extensión y calidad de reservorios; así como la distribución espacial (y en el tiempo geológico) de los sellos. Lo anterior permitirá tener mejor control de aquellos parámetros del sistema petrolero que son de interés tanto en la exploración como en la producción de hidrocarburos. También permite la potencial utilización de métodos estadísticos para una mejor caracterización del área.

1.6. APORTE PERSONAL

Este proyecto presenta una metodología de trabajo la cual nunca ha sido aplicada en campos venezolanos. Este proyecto nos permitirá medir los alcances de eficiencia de esta metodología al aplicarla en el caso particular del campo Casupal y las potencialidades de su uso en otras áreas y niveles estratigráficos de interés en la exploración de hidrocarburos. Adicionalmente, la generación de un algoritmo numérico de predicción, ajustable a la información de otros campos, es un producto a ser incorporado en la corporación como una herramienta complementaria a los fines de permitir realizar correlaciones estratigráficas más detalladas.

CAPITULO 2. CONSIDERACIONES TEÓRICAS

En las últimas décadas son numerosas las áreas de las geociencias que han sido beneficiadas con la aplicación de la nueva matemática de "Lógica Difusa". La Lógica Difusa es simplemente una aplicación alterna de técnicas estadísticas reconocidas.

Los métodos de Lógica Difusa permiten la cuantificación de información cualitativa y el modelado de relaciones complejas no lineales y de sistemas que involucran incertidumbre no aleatoria. La geología es una ciencia altamente descriptiva y la mayoría de la información geológica es cualitativa. Considerando esto y considerando los sistemas geológicos como un sistema natural, complejo y de difícil modelado matemático, la Lógica Difusa parece ser una herramienta útil para los geólogos.

2.1. LÓGICA DIFUSA.

La Lógica Difusa es una extensión de la Lógica convencional Booleana (ceros y unos) desarrollada para manejar el concepto de "verdad parcial" - verdaderos valores entre "completamente verdadero" y "completamente falso". Lotfi Zadeh en 1965 introdujo estas ideas como significado del modelo de incertidumbre.

La ciencia está altamente influenciada por las leyes de la Lógica de Aristóteles, iniciada por los antiguos griegos y desarrollada desde entonces por muchos científicos y filósofos. Las Leyes de Aristóteles están basadas en "X o no-X"; es decir, algo es o no es. Cuando clasificamos las cosas solemos usar la misma lógica, en un deseo de categorizar todo. Esta manera de ver las cosas como blanco o negro y verdadero o falso ha sido reforzada en nuestros tiempos con la introducción de computadoras que usan "bits", 1 ó 0 para su operatividad. Cuando las primeras computadoras llegaron con su manejo en sistema, la Lógica Booleana fue adoptada como un mecanismo para realizar sus operaciones.

La lógica convencional fuerza al mundo continuo a ser descrito en aproximaciones gruesas, por consiguiente, los detalles finos se pierden. Por el hecho de aceptar sólo dos alternativas, el número infinito de posibilidades entre ellas desaparece. Así como la realidad no trabaja exclusivamente en blanco y negro, sino que existen también tonos de grises, la verdad existe en escala de matices. Así mismo, existe la incertidumbre asociada a las medidas y, las interpretaciones, pueden ser útiles en la explicación que debe existir entre dos valores extremos. Una vez aceptado que la realidad se pasea en una escala de grises, un sistema es

requerido para enfrentarse con la multitud de posibilidades, lo que nos lleva a la matemática de la Lógica Difusa.

La teoría de probabilidad ayuda a cuantificar los grises de la difusión. Puede ser imposible entender la razón detrás de los eventos aleatorios, pero la Lógica Difusa puede ayudar a dar sentido a una imagen mayor. Un ejemplo claro menciona Cuddy (2000) con respecto a una fracción de reservorio. Las rocas eólicas generalmente tienen buena porosidad (por ejemplo 20%) y las fluviales porosidad pobre (10%). Si nosotros encontramos una parte de roca con porosidad de 15% ¿ésta es eólica o fluvial?. Podríamos decir que es fluvial. Sin embargo, podemos decir que existe la probabilidad de que sea fluvial y también una leve probabilidad de ser eólica. Por otro lado, las rocas eólicas son generalmente limpias y las fluviales arcillosas o sucias. La misma pieza contiene 30% de minerales de arcilla. ¿Esta es eólica o fluvial? Pudiera ser igualmente eólica o fluvial sobre la base de esta medición.

La Lógica Difusa no acepta en exclusiva los valores extremos, es decir, si es esto o si es lo otro. Asigna valores a los matices, o valores de probabilidad, en la predicción de cada parámetro de roca, tanto si es porosidad, arcillosidad, o color. En esencia, la Lógica Difusa mantiene que cualquier interpretación es posible, pero unas son más probables que otras. Una ventaja de la Lógica Difusa es que no necesitamos hacer decisiones concretas. Es más, la Lógica Difusa puede ser descrita mediante el establecimiento de algoritmos estadísticos, y las computadoras, que trabajan con ceros y unos, pueden hacer esto sin esfuerzo.

¿Por qué la Lógica Difusa puede ayudar a las geociencias?

Los geocientíficos nos vemos enfrentados diariamente con el error, la incertidumbre, y la frágil correlación entre los datos. Estas condiciones son inherentes a las geociencias, las cuales han asumido el reto de diseñar y construir instrumentos para medir formaciones complejas en ambientes hostiles. Incluso en el laboratorio es difícil relacionar respuestas de registros con parámetros físicos. Varios efectos de perturbación como mineralogía, fluidos, y la invasión de lodo de perforación pueden influenciar una simple medida como porosidad.

Las técnicas convencionales tratan de minimizar o ignorar el error, mientras que, la Lógica Difusa afirma que hay mucha información útil en el error, ya que, puede ser usado para proveer una poderosa herramienta de predicción para los geocientíficos y complementar técnicas convencionales.

¿Dónde la difusión ayuda en las geociencias?

Desde el siglo XVIII, investigaciones de las ciencias naturales notaron que muchos eventos aparentemente aleatorios caían dentro de un patrón. Estos científicos encontraron un sorprendente grado de regularidad en la variación de una observación con respecto a su media o valor promedio. Estos patrones o distribuciones están cercanamente aproximados por curvas continuas referidas como "curvas normales de errores" y atribuidas a las leyes del azar.

Abraham De Moivre (1667 a 1745), Pierre Laplace (1749 a 1827) y Karl Gauss (1777 a 1855) fueron los primeros que estudiaron las propiedades matemáticas de esas curvas normales. Estas curvas son llamadas también Gaussianas y tienen la característica de tener forma de campana. Esta distribución es clave en la teoría estadística moderna.

La distribución normal es más que un accidente de la naturaleza. Este es un resultado fundamental de la probabilidad aplicada, conocido como el TEOREMA DEL LÍMITE CENTRAL. Este teorema declara que una variable, la cual es el resultado de la superposición de un número considerable de factores relativamente independientes, presentará una distribución normal, independientemente de la forma de distribución de las variables componentes. Por ejemplo, si tomamos la porosidad de un taco de núcleo, cada taco consiste de numerosos poros, cada uno de los cuales contribuyen al volumen poroso. Muchos factores controlan un volumen individual de poro incluyendo la mineralización, forma del grano, y fluido de poro. Además, cuando medimos porosidad, los errores resultantes son el efecto combinado de un gran número de fuentes independientes de error. La distribución de porosidad resultante puede concebirse como Normal, como un resultado directo del Teorema del Límite Central, y suele ser confirmado por análisis empíricos de tacos de núcleos.

La Lógica Difusa no requiere de una distribución normal para trabajar; cualquier tipo de distribución que pueda ser descrita, puede ser usada. Debido a la razonable presencia de la distribución normal, soportado además por el Teorema del Límite Central, ésta puede ser la mejor distribución a utilizar en la mayoría de los casos.

La distribución normal¹ es completamente descrita con dos parámetros, la media (μ) y la varianza (σ^2). Consecuentemente, para el caso de los tacos de núcleos de una litofacies

¹ Ver Apéndice B – Glosario de Términos Estadísticos.

particular, ésta puede tener docenas de variables controlando su porosidad, pero su distribución final de porosidad tenderá a ser normal en su forma y vendrá definida por dos parámetros, su valor promedio o media y su varianza o ancho de la distribución. Esta varianza depende de factores implícitos ocultos y de errores de medición. Esta varianza, o difusión, respecto a un valor promedio, es la clave del método y la razón del porqué es llamada Lógica Difusa.

Para ilustrar la importancia del término difusión, tomemos como ejemplo dos litofacies. Las facies eólicas pueden tener un promedio de porosidad de 20% y una varianza, o difusión de 2%. Las facies fluviales pueden tener un promedio de porosidad de 10% con una varianza de 4%. Si medimos la porosidad de una facies desconocida como 15%, ésta podría pertenecer a cualquiera de los dos tipos descritos. Sin embargo, es menos probable que sea eólica porque la distribución eólica tiene un rango de variabilidad más estrecho, aunque esta porosidad está igualmente distante de la porosidad promedio o porosidad más probable esperada para cada litofacies. La predicción de litofacies usando Lógica Difusa está basada en la afirmación de que un particular tipo de litofacies puede dar cualquier lectura de registro, aunque algunas lecturas son más probables que otras.

2.2. SISTEMAS DE LÓGICA DIFUSA

Un sistema difuso es un conjunto de reglas de Lógica (con premisas y conclusiones) que usa conjuntos difusos con límites imprecisos en vez de los convencionales límites precisos.

La Lógica Difusa está basada en el concepto de “fuzzy sets” (Zadeh 1965). Un conjunto difuso tiene límites difusos o imprecisos, en contraste con los conjuntos de la lógica convencional. Esto quiere decir, que un objeto puede tener parcial membresía o pertenencia en más de un conjunto difuso. En un conjunto convencional o de Lógica tradicional, el valor uno (1.0) indica completa pertenencia, mientras que el valor cero (0.0) indica no-pertenencia. Para un conjunto difuso, la pertenencia también puede ser representada por un número fracción entre cero y uno. La figura 4 es la representación gráfica entre la diferencia de un conjunto de Lógica convencional y un conjunto difuso (Nordlund, 1999).

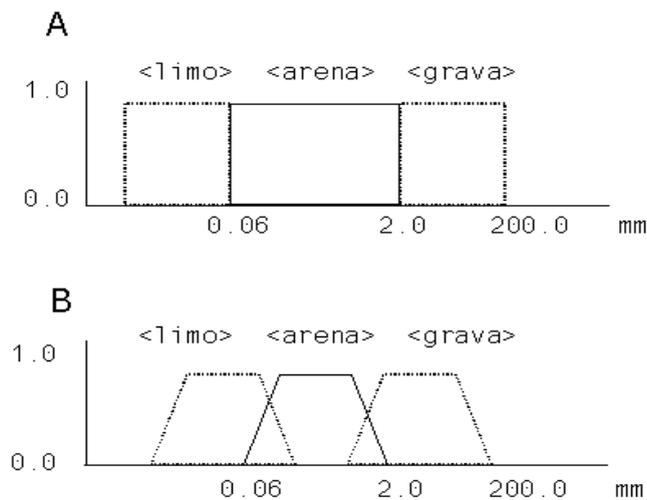


Figura 4

Figura 4. Conjuntos de lógica referente a la clasificación de partículas de sedimentos a partir del tamaño de grano. A) escala convencional con límites precisos. Sólo dos estados son posibles: membresía o no membresía. B) Posible conjunto difuso basado en la escala de tamaños de grano. Los límites permiten parcial membresía, y la membresía en más de una clase simultáneamente (tomado de Nordlund, 1999).

Por ejemplo, usando la clasificación convencional para sedimentos a partir del tamaño de grano, los granos con diámetro de 1.9999 mm son clasificados como arena, mientras que el diámetro 2.0001 mm pertenece a las gravas. Es obvio que esto no es satisfactorio. Esta clasificación rígida no corresponde a nuestro concepto de continuidad gradual que arbitrariamente definen tamaños de grano. Este problema artificial puede ser solucionado con conjuntos de Lógica Difusa, los cuales reflejan la transición entre las clases inherentes en la mayoría de nuestros términos geotécnicos cualitativos. Ellos no definen certeza donde no la hay.

El límite de un conjunto difuso se define por una función de pertenencia. Esta función usualmente se representa por una curva de distribución de campana simple, piramidal, o trapezoidal. La función de pertenencia o membresía determina el valor verdadero de pertenencia para cada punto a lo largo del eje de la variable analizada - la variable en la cual el conjunto es definido. La función de pertenencia puede estar basada en conocimiento, opinión experta, información empírica derivada, datos estadísticos, u otra información. El ejemplo de la figura 4B (Nordlund, 1999) muestra la relación entre las escalas de tamaños de granos establecidas con límites arbitrarios usando Lógica Difusa. El conjunto difuso elimina la división arbitraria de un continuo en clases discretas y enfatiza en la gradación a lo largo del continuo. De acuerdo a esta clasificación, los granos con tamaño 1.9999 y 2.0001 son

clasificados similarmente. Ellos pertenecen a ambos: "arena" y "grava", en un grado de pertenencia de 0.5. Esta clasificación Difusa refleja mejor la idea de continuidad en la variabilidad de tamaños de grano.

Posibilidad vs. Probabilidad.

Ha habido algunos debates acerca de si la Lógica Difusa es en hecho una forma de estadística, o si ésta pudiera ser considerada una disciplina completamente separada. Existen quienes argumentan que las estadísticas es una subdisciplina de la Lógica Difusa (Kosko, 1993). Las funciones de pertenencia que definen los conjuntos difusos son obviamente muy similares a las funciones de densidad probabilísticas, en apariencia y en función. Una función de pertenencia no está basada en material estadístico o asunciones estadísticas (pero pudiera estarlo), y generalmente no se hacen inferencias estadísticas cuando se usa la Lógica Difusa. El núcleo del problema radica en diferenciar entre dos tipos de incertidumbres: aleatoria y no aleatoria- ésta última incluye el concepto de vaguedad, ambigüedad, e imprecisión.

2.3. APLICACIONES GEOLÓGICAS DE LA LÓGICA DIFUSA

Los procesos geológicos y la relación entre las variables geológicas son complejas y difíciles de formalizar. Considerando esto, pareciera que los métodos de Lógica Difusa son útiles para la predicción, modelado y clasificación.

Los procesos de predicción involucran la construcción y evaluación de la historia tectónica y sedimentológica, historia de soterramiento, etc. Si bien a menudo se dispone de una cantidad de datos, algunas técnicas de modelados son hechas en computadoras y otras manualmente. Una de las limitaciones es que los métodos numéricos no pueden enfrentar la gran variedad de datos disponibles. Aparte de la información "dura" geofísica, existe información en forma de conocimiento, analogías, interpretativa e información cualitativa de pozos y análisis de registros la cual resulta difícil de manejar al usar métodos numéricos convencionales. Por ejemplo, un registro de pozo contiene información no sólo en forma de valores numéricos absolutos como la profundidad, sino que también poseen información relacionada con la forma de las curvas de los registros, donde existen curvas referenciadas como "forma de campana" o "forma de canal", y que pueden ser asociadas a facies o ambientes depositacionales. Estos términos referentes a las formas de las curvas son difíciles de cuantificar. En los sistemas automatizados, el geólogo tiene que elegir una, y sólo una, de un conjunto posible de formas para permitir la disponibilidad de la información en el

sistema. En ese caso no se permite ambigüedad o vaguedad. La clasificación Difusa, por otro lado, permite este tipo de incertidumbre y provee una alternativa al geocientífico.

2.4. APLICACIÓN DE LA LÓGICA DIFUSA EN LA PETROFÍSICA

Una aplicación de la Lógica Difusa es la determinación de litofacies. Los tipos de litofacies son usados en la correlación de pozos y es importante para la construcción de modelos geológicos tridimensionales de campos de petróleo y gas. La técnica de predicción con Lógica Difusa no hace asunciones y retiene la posibilidad de que un particular tipo de litofacies pueda dar cualquier lectura de registro de pozo, aunque aceptando que algunas litofacies sean más probables que otras. Esta incertidumbre puede ser cuantificada y usada para mejorar la predicción de litofacies en áreas donde exista el interés en caracterizar determinados reservorios. En este estudio, la descripción de núcleos de cinco (5) pozos fue usada para derivar la descripción de litofacies en dieciocho (18) pozos sin información de núcleos. Se pretende con esta técnica dar una cercana asociación entre registros eléctricos y siete (7) tipos de rocas (litofacies) correspondientes a: arenisca de grano grueso a muy grueso (microconglomerática) con gránulos dispersos (A_1); arenisca de grano fino a medio escasamente bioturbada con estratificación cruzada (A_2); arenisca fuertemente bioturbada con ocasionales láminas de lutita (A_3); arenisca de grano muy fino y laminada (A_4); secuencias heterolíticas (B); lutitas y limolitas (C) y carbón.

Una segunda aplicación de esta metodología fue el cálculo de permeabilidad, ya que éste parámetro es importante en la determinación de estrategias de completación y de resultados de producción. El problema de la predicción de permeabilidad es derivado del hecho que la permeabilidad está relacionada más con la apertura de la garganta de poro que con el tamaño del poro, lo cual es difícil de medir en herramientas de registros. Una de las complicaciones en la determinación de permeabilidad a partir de registros se debe a un problema de escala, ya que un registro suele tener una resolución vertical de 2 pies comparados con las 2 pulgadas de tacos de núcleos. Las nuevas técnicas cuantifican este error y lo usan, junto con la medición, para mejorar la predicción.

Este nuevo enfoque ha sido usado exitosamente en otros campos petrolíferos para obtener mejores estimaciones de permeabilidad que las obtenidas con técnicas convencionales, por ejemplo, Cuddy (2000) ha aplicado esta metodología en campos del Mar del Norte y Nordlund (1996, 1999) la ha utilizado para desarrollar modelados numéricos estratigráficos. Adicionalmente, una de las ventajas de este método es que puede usar

información de registros básicos como el “Gamma Ray” y la porosidad, en lugar de registros más sofisticados.

2.4.1. MATEMÁTICA DIFUSA DE PREDICCIÓN DE LITOFACIES.

La función de distribución del modelo Normal viene dada por

$$P_f(x) = \frac{e^{-(x-\mu_f)^2/2\sigma_f^2}}{\sigma_f \sqrt{2\pi}} \quad , \text{(Ec. 1)}$$

donde $P_f(x)$ es la densidad de probabilidad de que una observación (x) sea medida en el conjunto f -ésimo de datos descrito por la media μ_f y la desviación estándar σ_f .

En estadística convencional, el área bajo la curva, descrita por la distribución normal, representa la probabilidad de que una variable (x) caiga dentro de un rango, sea entre (x_1) y (x_2). La curva por sí misma puede ser interpretada como la probabilidad relativa de que una variable (x) ocurra en la distribución. Es decir, el valor de la media es más probable que ocurra que los valores distanciados a 1 ó 2 veces de la desviación estándar de éste (la media). En consecuencia, esta curva es usada para estimar la probabilidad relativa o "posibilidad difusa" de que un valor de dato pertenezca a un particular conjunto de datos. Si un tipo de litofacies tiene una distribución de porosidad con un valor de media μ_f y una desviación estándar σ_f , la posibilidad difusa de que un valor de porosidad (x) de un registro de pozo sea medido en este tipo de litofacies puede ser estimado usando la ecuación 1. La media y la desviación estándar son simplemente derivadas desde la calibración o condicionamiento del conjunto de datos, usualmente datos de núcleos.

Donde existen varios tipos de litofacies en un pozo, el valor (x) de porosidad puede pertenecer a cualquiera de esas litofacies, pero algunas serán más probables que otras. Cada uno de esos tipos de litofacies tiene su propia media μ_f y desviación estándar σ_f , de manera tal, que para N_f tipos de litofacies existen N_f pares de valores de medias y desviaciones estándar. Si la medición de porosidad se asume que pertenece a la litofacies f -ésima ($1 \leq f \leq N_f$), la posibilidad difusa de que una porosidad (x) sea medida (registrada) puede ser calculada con la ecuación 1 por sustitución de μ_f y σ_f . Similarmente, la posibilidad difusa de tal porosidad x puede ser computada para cada una de las f litofacies. Estos valores de posibilidad difusa asociados solo a una litofacies particular, no pueden ser comparados directamente y como tales no son aditivos ni tampoco suman 1. Es necesario idear un medio

de comparar estas posibilidades. Para ello, primeramente se busca por cada litofacies, el valor del cociente entre la posibilidad difusa de la porosidad x analizada y la posibilidad difusa del promedio o la observación más probable. Obviamente, esto es un proceso de normalización en términos de la ecuación 1, y, al valor de este cociente, lo llamaremos la posibilidad difusa relativa del valor de porosidad x .

Para cada litofacies, la posibilidad difusa de que la porosidad media μ_f sea medida viene dada por

$$P_f(\mathbf{m}_f) = \frac{e^{-(\mathbf{m}_f - \mu_f)^2 / 2s_f^2}}{s_f \sqrt{2p}} = \frac{1}{s_f \sqrt{2p}}, \quad (\text{Ec. 2})$$

Consecuentemente, la posibilidad difusa relativa, denotada por $R_f(x)$, de que una porosidad x pertenezca a un tipo de litofacies f es:

$$R_f(x) = \frac{P_f(x)}{P_f(\mathbf{m}_f)} = e^{-(x - \mu_f)^2 / 2s_f^2}, \quad (\text{Ec. 3})$$

Cada posibilidad difusa ha sido auto-referenciada a cada tipo de litofacies. Sin embargo, para comparar estas posibilidades relativas entre litofacies, la relativa ocurrencia de cada tipo de litofacies en el pozo debe ser tomada en cuenta. Esto es logrado al multiplicar la ecuación 3 por la raíz cuadrada de la ocurrencia esperada de la litofacies f -ésima. Si esto es denotado por n_f , finalmente obtenemos la denominada posibilidad difusa ponderada de que una porosidad medida x pertenezca a un tipo de litofacies f :

$$F_f(x) = \sqrt{n_f} e^{-(x - \mu_f)^2 / 2s_f^2}, \quad (\text{Ec. 4})$$

La posibilidad difusa ponderada $F_f(x)$ está aquí basada sólo en la porosidad x del registro, (o por ejemplo, "Gamma ray"). Este proceso puede ser repetido para un segundo registro (y), tal como el volumen de arcilla (V-shale). Esto dará $F_f(y)$, que es la posibilidad difusa ponderada de que un volumen de arcilla medido (y) pertenezca a un tipo de litofacies f . Este proceso puede ser igualmente repetido para otro registro, por decir (z), (densidad o cualquier otro), y proporcionar $F_f(z)$. En este punto, tenemos varias posibilidades difusas ponderadas ($F_f(x)$, $F_f(y)$, $F_f(z)$,...) basados en diferentes medidas de registros (x, y, z, \dots) prediciendo qué

tipo de litofacies es más probable. Estas posibilidades difusas ponderadas son combinadas armónicamente para dar la llamada posibilidad difusa combinada, C_f , por cada litofacies y para el conjunto de registros (x, y, z, \dots) . C_f se deriva de la ecuación:

$$\frac{1}{C_f} = \frac{1}{F_f(x)} + \frac{1}{F_f(y)} + \frac{1}{F_f(z)} \quad , \quad (\text{Ec. 5})$$

Mediante este proceso, se obtienen N_f valores correspondientes a cada tipo de litofacies. La litofacies que está asociada con el más alto valor de posibilidad combinada, es tomada como la litofacies más probable para el conjunto de registros.

La predicción de litofacies usando Lógica Difusa está basada en la aserción de que un particular tipo de litofacies puede dar cualquier lectura de registro, empero, algunas lecturas pueden ser más probables que otras. Por ejemplo, arenas eólicas limpias son más probables que tengan porosidad alta, pero también existe una probabilidad finita de que la herramienta pudiera medir una baja porosidad. Es importante tener un conjunto consistente de registros entre pozos, si bien la precisión no es esencial.

2.4.2. PREDICCIÓN DE PERMEABILIDAD CON MATEMÁTICA DIFUSA.

Una de las principales cuestiones detrás de la determinación de los lito-tipos, es predecir los valores de permeabilidad y cómo, los diferentes tipos de litofacies, exhiben diferentes permeabilidades. La permeabilidad es un parámetro de roca difícil de medir directamente con registros eléctricos, porque ésta está relacionada más con la apertura de garganta de poro que por el tamaño del mismo. Determinar la permeabilidad a partir de registros es adicionalmente complicado por el problema de escala, ya que muchos registros de pozos suelen tener una resolución vertical de 2 pies, que contrasta con las 2 pulgadas promedio que puede tener un núcleo. Además de esto, siempre es factible encontrar errores de medición en ambos, registros y núcleos. Cuando se juntan ambos problemas, es sorprendente que la predicción pueda hacerse. Las matemáticas de Lógica Difusa proveen una vía que no sólo trata con errores sino que también puede usarlos para mejorar la predicción.

El reto para la lito-tipología fue cómo combinar la posibilidad difusa entre los lito-tipos aunque las litofacies no fueran igualmente frecuentes en la sección de núcleo del pozo. Este problema fue resuelto al considerar el factor $\sqrt{n_f}$ en la ecuación 4. La predicción de la permeabilidad usando Lógica Difusa, evita este problema, con el principio de que las categorías o "bins" son de igual tamaño.

Primeramente, los valores de permeabilidad del núcleo son registrados por el programa y dividido en categorías o “bins” de igual tamaño. En nuestro caso, se dividió todo el espectro de valores de permeabilidad en ocho (8) categorías o “bins” de igual tamaño y para ello se usaron como límites de las categorías los fractiles correspondientes a las fracciones 0.125, 0.250, 0.375, 0.50, 0.625, 0.75 y 0.875. Una vez obtenidos los “bins”, cada uno de ellos es entonces comparado con el registro eléctrico. La información de registro asociada con niveles en el pozo que corresponden al “Bin” 1 (muy baja permeabilidad) es analizada y son calculadas su media y desviación estándar. De esta manera, no sólo es calculado el promedio o valor más probable de registro asociado al “Bin” 1, sino que también se da alguna idea de la incertidumbre en la medida. De nuevo, la porosidad y el volumen de arcilla son los mejores y primeros registros a ser considerados. La Lógica Difusa afirma que un registro particular de porosidad puede ser asociado a cualquier permeabilidad, pero algunos serán más probables que otros.

Para ilustrar la situación, considérese la figura 5 donde se representa un plano de coordenadas cuyos ejes horizontal y vertical son respectivamente porosidad y volumen de arcilla. Por simplicidad, supóngase que se tienen cuatro categorías de permeabilidad señaladas en el rectángulo superior de la figura 5. En este gráfico se colocan puntos cuya coordenada horizontal y coordenada vertical son respectivamente el valor medio de porosidad y del volumen de arcilla para cada “bin” de permeabilidad y son representados como los puntos centrales de cada cruz mostrada en la figura. Las líneas verticales y horizontales de cada cruz representan las barras de error o desviación estándar (difusión) de los parámetros en el “bin”. La barra de error es diferente para cada “bin”. Si se toma una profundidad de registro que tiene porosidad 23 up (unidades porosas) y un volumen de arcilla de 30%, la porosidad sola podría estimar una permeabilidad de 10 a 100 md por extrapolación del punto en la dirección vertical en la figura 5. Así mismo, el volumen de arcilla solo predice una permeabilidad de 0.1 a 1 md por extrapolación del punto en sentido horizontal.

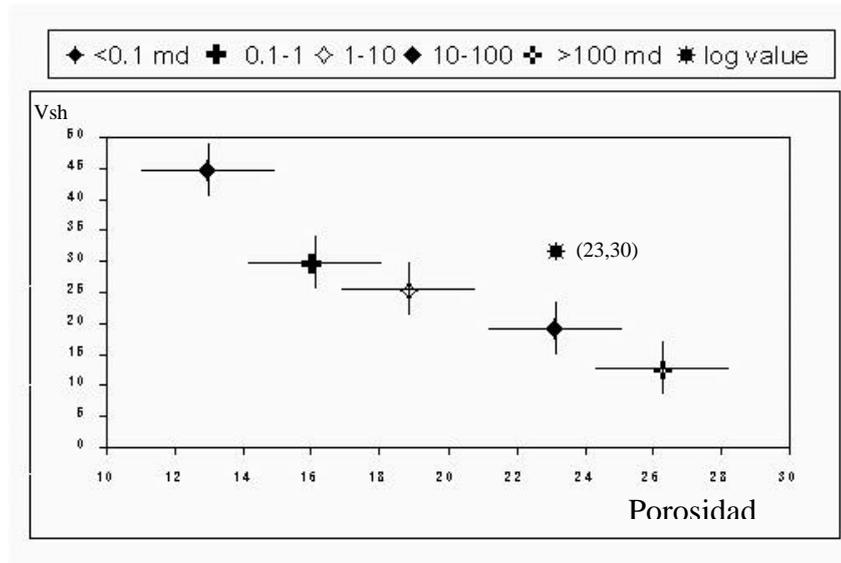


Figura 5

Figura 5. Gráfico de Porosidad Vs. Arcillosidad (Vsh) para definir Permeabilidad (tomado y modificado de Cuddy, 2000).

La Lógica Difusa en contraste, puede tratar con "tonos de grises". El punto 23 up y 30% de volumen de arcilla puede ser comparado con todos los "bins" de permeabilidad. Conociendo la media y la desviación estándar de cada "bin", la posibilidad difusa de que ese punto yace en qué "bin", puede ser calculado directamente por la ecuación 3, ya que no es necesario normalizar las distribuciones porque los "bins" de permeabilidad son de igual tamaño. Esto es hecho separadamente para la porosidad y para el volumen de arcilla. Sus posibilidades difusas son combinadas para predecir la categoría de permeabilidad más probable a la cual pertenece este conjunto de registros analizados. Para finalmente proveer un valor de permeabilidad asociado a este conjunto de registros, Cuddy (2000) propone utilizar una combinación lineal de los valores promedios de permeabilidad de las dos categorías (o "bins") más probables de acuerdo al procedimiento desplegado por la aplicación de la teoría de lógica difusa.

El programa desarrollado en este proyecto (APLIP – Algoritmo de Predicción de Litofacies y Permeabilidad) usa ocho categorías o "bins" de permeabilidad con dos curvas de entrada (porosidad y arcillosidad). La distribución de límites de "bin" depende del rango de los datos de permeabilidad de los núcleos.

En el siguiente capítulo, se describen en detalle las litofacies presentes en el yacimiento correspondiente a la Formación Naricual del campo El Furrial, el cual fue elegido como caso de estudio de este trabajo.

CAPITULO 3. DESCRIPCIÓN DE LITOFACIES

Para probar la precisión del programa de predicción APLIP (Algoritmo de Predicción de Litofacies y Permeabilidad), se hizo necesario buscar información de un campo conocido en Venezuela, con abundantes datos confiables que den una estimación lo más precisa posible de la certidumbre de la predicción. Debido a sus características, se eligió con este fin, el Campo El Furrial ubicado en la subcuenca de Maturín. Este campo se caracteriza por ser productor en las arenas del Oligoceno y Mioceno Temprano, a nivel de la Formación Naricual. A continuación se presenta una breve descripción de esta unidad:

Formación Naricual:

Esta unidad litoestratigráfica fue definida como Formación Naricual por Carnevali (1988) y Gutiérrez (1988).

La Formación Naricual fue referida originalmente por Garner en 1926. Posteriormente, González de Juana y Aguerrevere (1938-a,b) incluyeron esta secuencia carbonífera dentro de la Formación Merecure sin dividir. Más tarde, Hedberg y Pyre (1944) dividieron la Formación Merecure en dos miembros inferiores, Los Jabillos y Areo, lateralmente equivalentes, y uno superior, Naricual, suprayacente a ambos.

La Formación Naricual aflora en las montañas al sureste de Barcelona, a lo largo del frente de Montañas de Guárico. En el subsuelo se extiende hacia el este a los campos petrolíferos de Santa Bárbara-Jusepín.

Litológicamente puede ser dividida en tres partes. Una parte inferior compuesta predominantemente por lutitas carbonáceas y limolíticas y una parte media y superior con mayor contenido de areniscas.

La Formación Naricual presenta un espesor en su sección tipo (valle del río Naricual) de 1.730 metros el cual adelgaza hacia el este.

Esta Formación suprayace concordantemente a la Formación Los Jabillos. Hacia el Oeste, en la cuenca de Guárico, la Formación suprayace a la Formación Roblecito en forma semejante. Las formaciones suprayacentes están en contacto diacrónico y transicional, siendo éstas de oeste a este, las formaciones Quebradón, Caripicual, Capaya y Carapita (en la figura

6 se presenta una columna tipo del área de estudio, donde la sección inferior corresponde a la Formación Naricual).

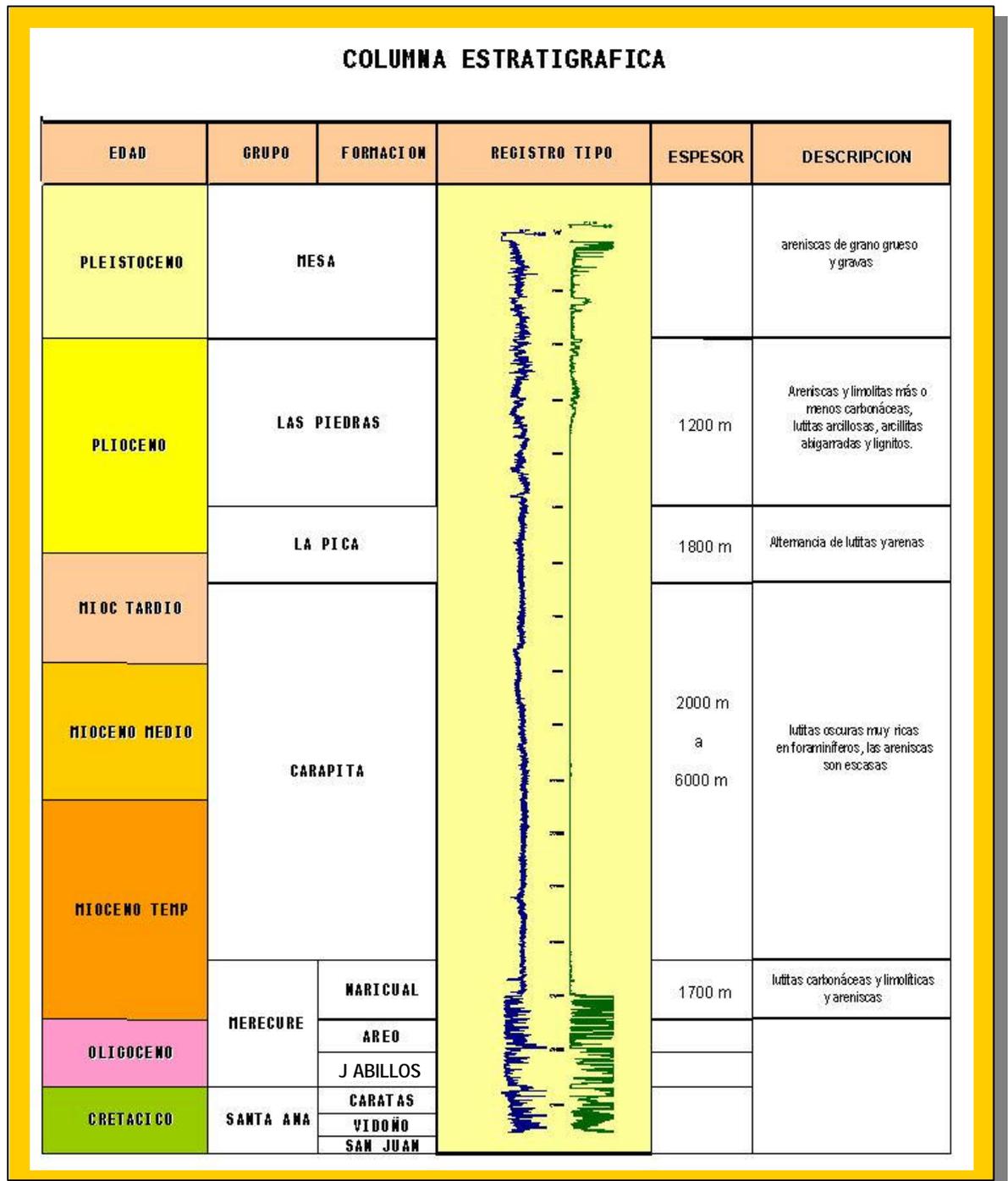


Figura 6

Figura 6. Columna Estratigráfica y registro tipo del área de estudio.

Sedimentológicamente, en el subsuelo, han sido definidas las siguientes litofacies dentro de la Formación Naricual, a partir de la descripción de los núcleos de los pozos FUL-2, FUL-7, FN-1, FUL-12, FUL-14 (Gosh et al, 1989) y que han sido usadas como referencia para la evaluación del programa de predicción desarrollado en este proyecto y a las cuales se le ha asignado un código del 1 al 7 (ver anexo 1, hojas de descripción sedimentológicas).

3.1. LITOFACIES A₁

Descripción: Arenisca de grano grueso a muy grueso, microconglomerática, con gránulos dispersos.

Esta litofacies es la litología dominante (50%) en todos los pozos estudiados. Es de color crema amarillento, de grano grueso, con gránulos dispersos, pobremente seleccionada, a veces microconglomerática, y ocasionalmente interestratificada con capas delgadas (menos de 10 cm) de areniscas de grano fino a medio (A₂). Esta litofacies se caracteriza por presentar estratificación cruzada planar y festoneada, capas inclinadas y laminación paralela, aunque también se observa estratificación cruzada bi-direccional. Se observan variaciones del tamaño de grano a lo largo del frente de la estratificación cruzada de ángulo alto (20°). Se observan coloraciones grises oscuras a amarillentas debido a la impregnación diferencial de hidrocarburos. En el pozo FUL-7 se apreció una variante de la litofacies A₁ en la cual se observan horizontes con clastos de arcilla de hasta 6 cm. Las estructuras de deformación y de derrumbe, típicas de sedimentos no consolidados, son también comunes y pueden observarse en los pozos FUL-2 y FN-1.

La bioturbación en la litofacies A₁ es en general escasa. Se encontraron ocasionalmente trazas verticales a subverticales de Ophiomorpha y trazas de Asterosoma hacia el tope de las secuencias (ver figuras 8 y 9, fotografías de núcleos).

Ambiente sedimentario: Las características sedimentológicas observadas en esta litofacies indican claramente sedimentación en ambientes de alta energía, lo cual está evidenciado por el predominio de grano grueso, estructuras sedimentarias y escasez de matriz. Igualmente, la ocurrencia de estratificación cruzada bi-direccional indica la dirección de las corrientes de marea. Esta litofacies, la cual generalmente se presenta hacia el tope de secuencias de engrosamiento hacia arriba, representa el tope de barras cercanas a la costa o barras retrabajadas de plataforma interna (FUL-2, FUL-7). Su posición en la base de algunas secuencias de afinamiento hacia el tope con abundantes clastos de arcilla podría indicar

sedimentación en canales o pasajes de marea (FN-1) o canales estuarinos (FUL-7) (Davis, 1983) (ver figura 7, modelo de sedimentación para el Oligoceno).

Código asignado: 1.

Litofacies A₁:

Descripción: Arenisca de grano medio a grueso, con matriz argilácea.

Es una variante de la litofacies A₁ y corresponde a una unidad microconglomerática de grano medio a grueso en una matriz argilácea. Esta litofacies designada como A₁ tiene coloración más oscura debido a la presencia de abundante matriz y por esto es menos porosa y permeable. Normalmente ocurre como una unidad transicional entre la A₁ típica y las lutitas C. En los pozos FN-1 y COL-1 está menos desarrollada. Ocasionalmente, en esta unidad se presentan ropajes de arcillas de pocos centímetros de espesor, estratificación cruzada tipo festón y clastos lutíticos (COL-1). En el pozo FUL-2 esta litofacies se presenta tal vez como equivalente a la litofacies A₁ ya definida, pero sin impregnación de hidrocarburos.

Ambiente sedimentario: Esta litofacies se caracteriza principalmente por abundante matriz arcillosa y moderada bioturbación, lo que parece indicar depósitos transgresivos que ocurren en zonas marino-someras. La asociación poco común de granos de tamaño de 2 mm (gránulos) con abundante arcilla sugiere depositación bajo un medio de flujo viscoso en áreas marino someras. La presencia de clastos corrobora el origen de tormenta para esta litofacies.

Código asignado: 1.

3.2. LITOFACIES A₂

Descripción: Arenisca de grano fino a medio, escasamente bioturbada, con estratificación cruzada.

Esta litofacies ocupa menos del 25% de la sección terciaria con núcleos. Es una arenisca de grano fino a medio, de color crema a amarillo claro, con laminación paralela y cruzada, y estratificación tanto paralela como cruzada planar de ángulo bajo. Ocasionalmente se observan rizaduras y superficies de truncamiento. También es común la deformación de sedimentos blandos.

La bioturbación por lo general es escasa y sólo se observan algunas trazas de Ophiomopha en el pozo FUL-2. Algunos horizontes de A₂, específicamente en el pozo

COL-1, se presentan fuertemente bioturbados y las trazas son difíciles de reconocer debido a la ausencia de contraste entre el color y las trazas y la roca. Igualmente, puede apreciarse la ocurrencia de bandas y concreciones de siderita, así como de glauconita en los pozos FUL-2 y FN-1.

Verticalmente esta unidad está estrechamente asociada con la litofacies de grano grueso A₁, tanto en las secuencias de engrosamiento hacia arriba como en las de afinamiento hacia el tope. (ver figuras 8 y 9, fotografías de núcleos).

Ambiente sedimentario: Las areniscas tipo A₂ están estrechamente asociadas con las areniscas de la litofacies A₁ en lo que se refiere a su origen. La presencia de laminación cruzada planar de ángulo bajo, estratificación cruzada y superficies de reactivación de ángulo bajo sugieren un ambiente en el cual prevalecieron condiciones de alta energía (Cotter, 1983). La presencia de una cantidad variable de granos verdes, incluyendo glauconita y chamosita, y de laminación cruzada tipo "hummocky" además de trazas de Ophiomorpha, indican que la sedimentación de estas areniscas ocurrió en un ambiente marino-somero a nerítico interno (nivel de base de tormentas), incluyendo pasajes y canales de marea. En estos ambientes son características las estructuras de deformación de sedimentos blandos, mientras que en las secuencias de barra casi no se observan estructuras de derrumbe.

Código asignado: 2.

3.3. LITOFACIES A₃

Descripción: Arenisca fuertemente bioturbada, con ocasionales láminas de lutitas.

La litofacies A₃ ocupa alrededor del 5% de la secuencia. Es una litofacies arenosa de grano fino a medio, de color blanco amarillento, con bioturbación variable y comúnmente presenta láminas y ropajes de material arcilloso. Se presenta frecuentemente en el pozo FUL-7 y está ausente en el pozo FUL-2. Dentro de las secuencias verticales, las arenas A₃ están situadas en la parte inferior de las secciones arenosas que forman las secuencias de engrosamiento hacia el tope (COL-1) o en la parte superior de los intervalos arenosos en las secuencias de afinamiento hacia arriba. En algunos pozos como el FN-1, la litofacies A₃ muestra capas muy bioturbadas alternadas con capas menos bioturbadas. Los intervalos muy bioturbados con trazas fósiles horizontales (Thalassinoides y Planolites) están apretados por la compactación y el cemento silíceo, mientras que las menos bioturbadas con arcilla y materia orgánica en láminas, y piritita secundaria, son relativamente porosas y a veces están impregnadas de petróleo. En términos generales, la litofacies A₃ se presenta como una

gradación completa entre la litofacies A₂ y la litofacies heterolítica B (ver Láminas 1 y 2, fotografías de núcleos).

Ambiente sedimentario: Estos sedimentos representan ambientes de energía relativamente menores que las litofacies A₁ y A₂, lo cual está evidenciado por el alto grado de bioturbación. La abundancia de fósiles trazas, tales como Thalassinoides, Planolites y Asterosoma sugieren para estas areniscas un ambiente de anteplaya distal o anteplaya inferior. Algunas de las unidades definidas como A₃ contienen, además de alta bioturbación, abundantes trazas de raíces, lo que implica cierto grado de exposición subaérea, como se esperaría encontrar en depósitos de dunas expuestas y depósitos de playas (FUL-7 y FUL-2). También se observaron horizontes de raíces hacia el tope de las secuencias de afinamiento hacia arriba (pasaje de marea) en el pozo F-N-1.

Código: 3.

3.4. LITOFACIES A₄

Descripción: Arenisca de grano muy fino, laminada.

Esta litofacies ocurre en capas relativamente delgadas (1cm) y ocupa menos del 4% de la sección con núcleos en los diferentes pozos. Es de grano muy fino, finamente laminada, de color gris oscuro a blanco, raramente impregnada de hidrocarburos y de baja porosidad. Presenta estratificación cruzada planar a pequeña escala, laminaciones paralelas de ángulo bajo con superficies de truncamiento poco visibles (de ángulo bajo) y laminaciones convexas (similares a la estratificación cruzada tipo "hummocky"). Dentro de esta litofacies es también común encontrar ropajes de arcilla en forma de pequeñas rizaduras.

Esta litofacies se encuentra bien representada en varios pozos (COL-1, FUL-2 Y FN-1). Normalmente ocupa la parte basal arenosa de las secuencias con engrosamiento hacia arriba entre una litofacies arcillosa (B ó C) y una litofacies arenosa y porosa (A₂ ó A₁). En el pozo FUL-7 puede observarse esta litofacies hacia el tope de la litofacies A₂.

Otra característica importante de la litofacies A₄ en ciertos intervalos de los pozos FUL-2 y COL-1, es la ocurrencia de niveles fósiles sideritizados, los cuales ocurren en laminaciones delgadas (ver figuras 8 y 9, fotografías de núcleos).

Ambiente sedimentario: Esta litofacies, junto con sus características físicas, biológicas y mineralógicas, indica un ambiente de sedimentación marino, variable entre anteplaya distal a nerítico medio, que se desarrolla principalmente en barras sublitorales (Dott y Bourgeois, 1982).

La cantidad variable de glauconita y otros granos verdes (FN-1) y la presencia de abundantes foraminíferos de la zona nerítica externa, soportan esta interpretación. En el pozo FUL-2, esta litofacies presenta asociaciones de foraminíferos que indican un ambiente de plataforma externa, mientras que en el pozo FN-1 esta litofacies corresponde a depósitos de canal de marea con laminación cruzada de ángulo bajo y láminas fosilíferas y glauconíticas dentro de estos canales. Situaciones similares al pozo FN-1, pero sin glauconita y fósiles neríticos, se observan en algunos intervalos del pozo COL-1 y en intervalos inferiores del pozo FUL-2, corroborando la sedimentación en aguas costeras, tales como lagunas o bahías restringidas.

Código: 4.

3.5. LITOFACIES B

Descripción: Areniscas y lutitas interestratificadas.

El conjunto de litofacies heterolíticas llega a formar hasta un 12% de la sección con núcleos en los pozos FUL-2, FN-1 Y COL-1, y representa una transición de las unidades arenosas (A) y las unidades arcillosas (C).

Tomando en consideración la proporción de arena lutita y el grado de bioturbación, se diferenciaron tres (3) litofacies B₁, B₂ y B₃.

La litofacies heterolítica B₁ es predominantemente arenosa y con muy poca bioturbación, mientras que la B₂ está bioturbada. La litofacies B₃ es predominantemente lutítica y variablemente bioturbada.

Las capas individuales de arena y arcilla llegan a tener varios centímetros de espesor en las diferentes litofacies B, su máximo espesor es de 7' (FUL-2) y el promedio se sitúa alrededor de 2'.

Las capas arenosas del conjunto B, especialmente las de B₁, muestran una variedad de estructuras sedimentarias que incluyen estratificación cruzada tipo festón de pequeña escala, laminación ondulada, lenticular y tipo "flaser", laminaciones paralelas, rizaduras, capas masivas, huellas de carga y estructuras de escape, raíces, huellas de desecación y bandas siderizadas (2-3 cm), que incluyen capas delgadas fosilíferas (FUL-2, FN-1).

En el pozo FN-1 se observa estratificación y laminación cruzada de ángulo bajo y laminación convexa hacia arriba con superficies de truncamiento. La bioturbación marcada de la unidad B₂ se refleja por la destrucción de la estratificación. En esta unidad son

características las trazas fósiles horizontales como Planolites, Teichichnus y Chondrites (ver figuras 8 y 9, fotografías de núcleos).

Ambiente sedimentario: La naturaleza heterolítica de esta litofacies, su posición intermedia dentro de las secuencias cíclicas y sus contactos gradacionales con las litofacies arenosas y arcillosas implican un carácter transicional en lo que se refiere a condiciones de energía. La interlaminación de arena y lutita, y las estructuras sedimentarias, indican la alternancia de alta energía (corrientes y olas) y períodos de ausencia de corrientes (sedimentación de arcilla por suspensión).

Este tipo de variación se encuentra comúnmente en áreas de anteplaya distal y en márgenes de barras de plataforma interna. La presencia de glauconita y otros granos verdes, así como la asociación de foraminíferos de plataforma externa en algunas unidades (FUL-2 y FN-1) sugieren un origen holomarinero en la plataforma. El alto grado de bioturbación y la estratificación mezclada ("churned") también corroboran esta sedimentación bajo el nivel de tormentas en el marco marino.

La litofacies B₁, carente de fósiles marinos de plataforma y con material carbonáceo, puede indicar sedimentación en áreas costeras tales como llanuras entre marea y zonas detrás de barrera (márgenes de laguna) mientras que las litofacies B₂ y B₃ representan la parte basal y/o margen de barras de plataforma interna o depósitos de anteplaya distal que infrayacen a depósitos de playa regresivos. Los cambios o fluctuaciones rítmicas que se observan en estas litofacies parecen indicar transporte alternante por tracción y suspensión.

Código asignado: 6.

Estas litofacies fueron agrupadas en un solo grupo B.

3.6. LITOFACIES C

Descripción: Lutitas y limolitas.

Las series de litofacies C, son en general de color gris oscuro y forman un 5 a 10% de la sección con núcleos en los diferentes pozos aumentando ligeramente a 12%, en el COL-1. El espesor promedio de estas unidades lutíticas es menor de 3' y la más gruesa llega a 8'.

Se reconocieron tres litofacies dentro de C, llamadas C₁, C₂ y C₃. La C₁ es una lutita pura, finamente laminada, mientras que C₂ presenta intercalaciones de arenas y limolitas en proporción variable. La C₃ es una lutita limosa con bioturbación variable, la cual sólo se

observó en un intervalo de los pozos FUL-2, y FN-1. Este intervalo C₃ es de color gris claro, de apariencia masiva en el FN-1 debido a efecto de bioturbación.

Las estructuras sedimentarias de las litofacies C incluyen laminación paralela y lenticular, rizaduras, raíces, huellas de carga, bandas de siderita y piritita y trazas orgánicas. Las trazas fósiles presentes son horizontales y algunas de ellas de tipo circular están rellenas con arena (FUL-2). La materia carbonosa está en general asociada con la litofacies lutácea (ver figuras 8 y 9, fotografías de núcleos).

Ambiente sedimentario: Las características sedimentológicas observadas en la litofacies C, tales como, laminación paralela, colores oscuros y presencia de material carbonáceo, indican que estos sedimentos se originaron en un ambiente tranquilo no oxidante, que podría variar entre bahías costeras, lagunas, llanuras entre mareas o ambientes de plataforma abierta. La presencia de laminación paralela con algunas interlaminaciones de arena es el resultado del retrabajo de olas debido al aporte interrumpido de arenas dentro de la litofacies lutítica. La ocurrencia de bandas de siderita de origen temprano indica condiciones reductoras y ambientes ricos en CO₂. La asociación de detritos carbonáceos y láminas delgadas de carbón con esta litofacies (FUL-2, FUL-7, COL-1) corrobora un ambiente de bahías salobres protegidas y/o de laguna. Los datos bioestratigráficos confirman claramente que esta litofacies representa ambientes que varían de áreas costeras parállicas a bahías, lagunas y llanuras entre mareas (FUL-7), a ambientes neríticos interno a medio (FUL-2 y FN-1).

La litofacies C₃ indica depositación en áreas costeras muy someras, lo que está evidenciado por su asociación con horizontes de carbón y trazas de raíces. Estas evidencias indican depositación en el tope de secuencias de pasaje de marea (FN-1) o en áreas costeras pantanosas (FUL-2).

Código asignado: 5.

Estas litofacies fueron agrupadas en un solo grupo C.

3.7. LITOFACIES CARBÓN

Descripción:

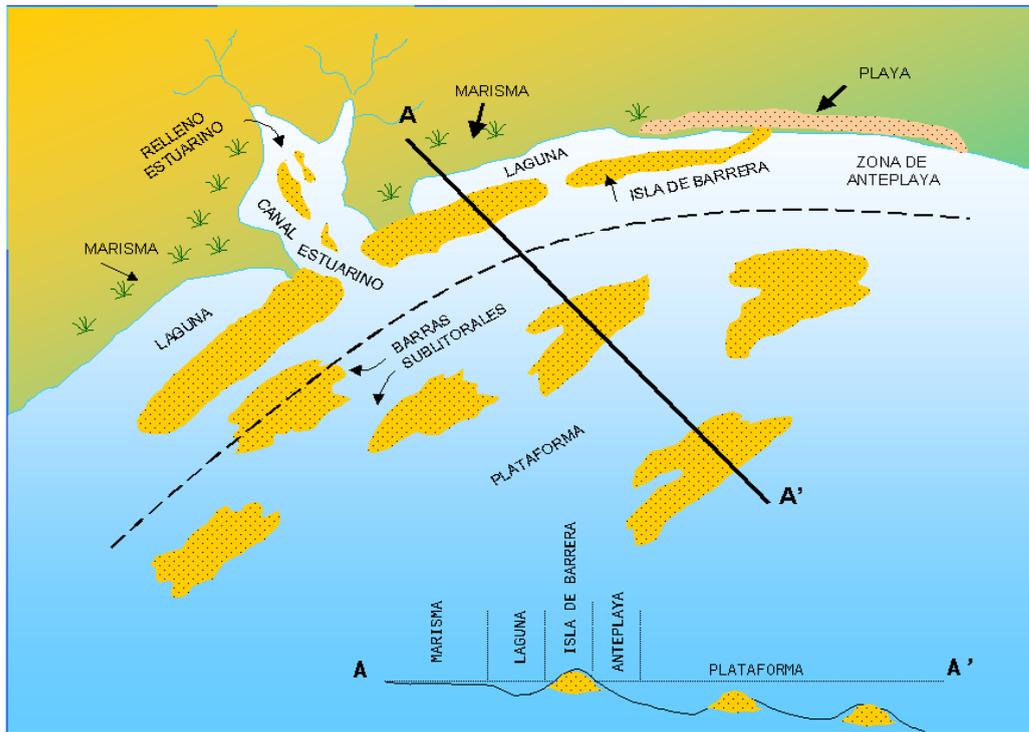
Horizontes delgados de carbón están presentes en los pozos FUL-2 y FUL-7. Estos carbones varían de espesor de pocos centímetros a 30 centímetros. Su mejor desarrollo está asociado a estratos lutíticos y generalmente ocurren hacia el tope de las secuencias de

afinamiento hacia el tope (FUL-7) y en la base de secuencias de engrosamiento hacia arriba (FUL-2). Las areniscas asociadas a horizontes de carbón generalmente muestran trazas de raíces carbonosas (FUL-7) (ver figura 8, fotografías de núcleos).

Ambiente sedimentario: La asociación de horizontes de carbón con las diferentes litofacies indica que éstas se desarrollaron en pantanos costeros, cerca de bahías y áreas de supramareas. La naturaleza impura y el delgado espesor de los carbones señalan que éstos no persistieron a través del tiempo, debido al aporte frecuente de sedimentos. La ocurrencia de carbones con lutitas en la base de la secuencia de engrosamiento puede ser debido a invasión de estas áreas pantanosas y lagunales por depósitos de acarreo y de playa (FUL-2) o a la progradación de playas hacia los horizontes de carbón de las bahías y marismas costeras. La presencia de carbones en el tope de secuencias de afinamiento hacia arriba, señala la progradación de llanuras de marea, o la parte superior y externa ("top stratum") de canales de marea. La asociación de horizontes carbonosos con areniscas de playa (FUL-7) claramente ratifica el origen costero de estas marismas (Rahmani, 1987).

Código asignado: 7.

En la siguiente figura se observa el modelo sedimentológico conceptual para el Oligoceno definido por Gosh, et al 1989.



Modelo conceptual de sedimentación para el Oligoceno (tomado y modificado de Gosh et. Al. 1989).

Figura 7

Figura 7. Modelo conceptual de sedimentación para el Oligoceno tomado y modificado de Gosh, et. Al. 1989).



Figura 8

Figura 8. Litofacies presentes en el pozo FUL-14 (tomado de Isea et al, 1989)



Figura 9

Figura 9. Litofacies presentes en el pozo FUL-14 (tomado de Isea et al, 1989)

CAPITULO 4. PROGRAMA DE PREDICCIÓN DE LITOFACIES Y PERMEABILIDAD MEDIANTE LÓGICA DIFUSA - APLIP.

Como fue expuesto en el capítulo 2 (antecedentes teóricos), una aplicación de la Lógica Difusa es la predicción de litofacies y valores de permeabilidad. Los tipos de litofacies son usados en la correlación de pozos y es importante para la construcción de modelos geológicos tridimensionales.

Con el fin de predecir litofacies mediante el empleo de la teoría de Lógica Difusa, se desarrolló en este proyecto un algoritmo de predicción el cual fue programado en lenguaje Visual Basic, con Macros en EXCEL®. Cabe destacar que la programación fue un reto para el autor ya que no estaba familiarizado con EXCEL® ni mucho menos con el lenguaje de programación de Visual Basic. Para superar esta dificultad, se consultó numerosa bibliografía de programación, desde la más básica hasta la más especializada en EXCEL Avanzado (Perry, 1999 y Walenbach, 2000).

El programa desarrollado en este estudio está estructurado en numerosas subrutinas que permiten realizar los cálculos involucrados en la predicción de manera consecutiva. Aquellas funciones directas de EXCEL® utilizadas en este programa son referidas en el texto entre corchetes para facilitar su identificación, por ejemplo:[PROMEDIO]. La estructura del programa de predicción sigue el siguiente esquema:

Programa de Predicción de litofacies:

- a) Lectura de los datos de cada parámetro petrofísico para cada litofacies presente en los núcleos.
- b) Cálculo de la estadística para cada litofacies y cada parámetro petrofísico (μ y σ^2).
- c) Cálculo de posibilidad difusa relativa y posibilidad difusa ponderada para cada parámetro petrofísico.
- d) Cálculo de posibilidad difusa combinada.
- e) Selección de la litofacies con mayor posibilidad difusa combinada.
- f) Graficación de resultados.

Programa de Predicción de permeabilidad:

- a) Análisis de rango de permeabilidades, cálculo de fractiles y codificación de categorías.
- b) Lectura de los datos de cada parámetro petrofísico para cada categoría presente en los núcleos.
- c) Cálculo de la estadística para cada categoría y cada parámetro petrofísico (μ y σ^2).
- d) Cálculo de posibilidad difusa relativa y posibilidad difusa ponderada para cada parámetro petrofísico.
- e) Cálculo de posibilidad difusa combinada.
- f) Selección de rango con mayor posibilidad combinada.
- g) Estimación de permeabilidad por selección de los valores centrados (mediana) representativo de la categoría o "bin" de mayor posibilidad difusa combinada.
- h) Graficación de resultados.

4.1. PROGRAMA DE PREDICCIÓN DE LITOFACIES

El programa desarrollado en este proyecto calcula automáticamente, a partir de datos de núcleos y registros de pozos, la litofacies más probable para un conjunto de curvas pertenecientes a un pozo sin información de núcleos.

En este procedimiento se asume que la sección a predecir en el pozo y la sección de núcleos estudiada se encuentran bajo las mismas consideraciones geológicas de compactación, diagénesis y tectonismo.

A continuación se describe el procedimiento de estimación predictiva.

Codificación de litofacies

Las litofacies reconocidas en los núcleos de pozos involucrados deben ser previamente codificadas para ser introducidas en la base de datos del programa de predicción (APLIP). Por ejemplo, la codificación propuesta para el campo El Furrial fue la siguiente:

<u>Facies</u>	<u>Código</u>
A ₁	1
A ₂	2
A ₃	3
A ₄	4
C	5
B	6
Carbón	7

Cada uno de estos códigos tiene un patrón litológico predefinido por el programa. El programa desarrollado para este trabajo puede procesar hasta diez litofacies simultáneamente.

a) Lectura de los datos de cada parámetro petrofísico para cada litofacies presente en los núcleos.

El programa - APLIP – necesita como datos de entrada los valores de profundidad, medidas “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad, para cada litofacies identificada en los núcleos de uno o más pozos. Estos datos son utilizados en el análisis estadístico de cada litofacies para poder también determinar su frecuencia.

Para realizar la predicción, se necesitan los valores numéricos de los registros “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad del pozo a predecir, es decir, del pozo que no posee núcleo al cual se le desea determinar las litofacies.

Esta información litológica es registrada en el archivo de datos de entrada del programa, que asocia la profundidad de aparición de la litofacies en cada pozo y los valores de las curvas elegidas para la predicción. El programa APLIP tiene la capacidad de analizar hasta cinco registros eléctricos simultáneamente. En este caso particular, se realizó la predicción con base en los registros “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad (V-“shale”). En la Figura 10 se expone un ejemplo de la base de datos generada para la predicción.

(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)
PROF	GR	POR	VSH	REG_1	REG_2	LIT	PERM
ful12							
13490.00	25.20	0.19	0.02			1	0.010
13490.50	23.80	0.19	0.01			1	3.000
13491.00	20.80	0.19	0.01			1	0.040
13491.50	19.80	0.19	0.00			1	25000.000
13492.00	22.50	0.18	0.01			1	5.000
13492.50	24.40	0.18	0.01			1	67.000
13493.00	23.90	0.17	0.01			1	890.000
13493.50	24.20	0.18	0.01			1	23.000
13494.00	26.90	0.00	0.02			1	1.000
13494.50	44.20	0.20	0.10			1	0.010
13495.00	59.80	0.17	0.19			5	3.000
13495.50	63.30	0.15	0.21			5	0.040
13496.00	50.30	0.17	0.13			5	25000.000
13496.50	38.80	0.19	0.07			2	5.000
13497.00	33.90	0.20	0.05			2	67.000
13497.50	30.10	0.19	0.03			2	0.010
13498.00	32.00	0.18	0.04			2	3.000
13498.50	35.90	0.17	0.06			2	0.040
13499.00	46.80	0.16	0.11			2	25000.000
13499.50	48.20	0.15	0.12			2	5.000

Figura 10

Figura 10. Esquema de datos de entrada en el programa de predicción APLIP, en el cual se introducen los siguientes datos: a) profundidad, b) valores del registro "Gamma ray", c) valores del registro de porosidad, d) valores de registro de arcillosidad, e) y f) son dos campos de registros adicionales, g) litofacies codificada (de 1 al 10) y h) valores de permeabilidad del núcleo.

El algoritmo desarrollado en esta fase selecciona las muestras (profundidades) de núcleos que poseen valores de "Gamma ray", porosidad y arcillosidad correspondiente a cada litofacies. Este proceso lo realiza el programa en forma automatizada mediante el comando [AUTOFILTRO] de EXCEL®. Sin embargo, numerosas subrutinas fueron necesarias para asignar los rangos correspondientes a cada parámetro petrofísico. A continuación se indica una de las listas de subrutinas generadas en el programa. La hoja de cálculo resultante de este proceso automatizado aparece en la Figura 11.

Ejemplo de Subrutina de filtro de datos:

```
Sheets("NUCLEO").Select
Dim mirango As Range
Set mirango = Range(ActiveCell, ActiveCell.CurrentRegion)
mirango.Select
Selection.AutoFilter
Selection.AutoFilter Field:=7, Criteria:="1"
. Selection.Copy
```

```

Sheets("LIT1").Select
Range("A1").Select
ActiveSheet.Paste
Application.CutCopyMode = False
Range("A1").Select

```

(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)
PROF	GR	POR	VSH	REG_1	REG_2	LIT
13490.00	25.20	0.19	0.02			1
13490.50	23.80	0.19	0.01			1
13491.00	20.80	0.19	0.01			1
13491.50	19.80	0.19	0.00			1
13492.00	22.50	0.18	0.01			1
13492.50	24.40	0.18	0.01			1
13493.00	23.90	0.17	0.01			1
13493.50	24.20	0.18	0.01			1
13494.00	26.90	0.00	0.02			1
13494.50	44.20	0.20	0.10			1
13509.50	56.80	0.10	0.17			1
13510.00	31.80	0.16	0.04			1
13510.50	26.40	0.17	0.02			1
13511.00	23.50	0.18	0.01			1
13511.50	25.00	0.17	0.02			1
13512.00	20.60	0.18	0.01			1
13512.50	19.90	0.18	0.00			1
13513.00	18.60	0.18	0.00			1
13513.50	22.20	0.17	0.01			1
13514.00	22.10	0.18	0.01			1
13514.50	21.50	0.17	0.01			1

Figura 11

Figura 11. Esquema de datos correspondientes a la litofacies 1, una vez efectuada el proceso de autofiltro que selecciona los parámetros correspondientes a cada litofacies. Se pueden observar los siguientes datos: a) profundidad, b) valores del registro "Gamma ray", c) valores del registro de porosidad, d) valores de registro de arcillosidad, e) y f) son dos campos de registros adicionales, g) litofacies codificada como la numero 1.

b) Cálculo de la estadística para cada litofacies y cada parámetro petrofísico.

Debido a que existen varios tipos de litofacies en cada pozo, un valor (x) de porosidad, arcillosidad o "Gamma ray", puede pertenecer a cualquiera de las litofacies (1, 2, 3, 4, 5, etc.); sin embargo, algunas de ellas serán más probables que otras debido a que la ocurrencia de cada litofacies es diferente.

La proporción de ocurrencia de cada litofacies viene dada por el número de veces que la litofacies está presente en un núcleo dividido entre el número de muestras analizadas (suma

de todas las muestras con diferentes litofacies). De aquí en adelante, esta proporción de ocurrencia será simplemente denominada como ocurrencia y será denotada por n_f en alusión a la f -ésima litofacies. Por ejemplo, en un núcleo con 100 muestras analizadas o descritas, si la litofacies A_1 aparece en 30 muestras, su ocurrencia es $n_1 = 30/100$. Pero si la litofacies A_2 aparece en solo 5 muestras, su ocurrencia será de $n_2 = 5/100$, por lo tanto, la ocurrencia de la litofacies A_1 es mayor que la A_2 . Aunque la ocurrencia no es un parámetro determinante en el cálculo de la posibilidad difusa, sí incide en los resultados, como se puede observar en la ecuación 3, donde cada posibilidad difusa es multiplicada por la raíz cuadrada de la ocurrencia de cada litofacies.

Cada uno de estos tipos de litofacies tiene su propia media μ_f y desviación estándar σ_f con respecto a los valores de registros asociados, de manera tal, que para los diez tipos de litofacies permitidas en el programa, existen diez pares de valores correspondientes a la media y a la desviación estándar de cada litofacies.

Se hace necesario recordar en este punto, que la media utilizada como representante de la tendencia central de los datos, fue la estimada por la media aritmética cuya formula es:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

donde,

\bar{X} = media aritmética,

x_i = es la observación i -ésima,

n = es el número de observaciones.

Afortunadamente, este procedimiento de estimación de la media fue realizado por la función [PROMEDIO] de EXCEL®.

Por otro lado, la desviación estándar viene definida por la raíz cuadrada positiva de la varianza, la cual es la media aritmética de las desviaciones (al cuadrado) entre la observación i -ésima x_i y la media de los datos \bar{X} . Si denotamos por S_2 la varianza estimada de los datos, entonces

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}$$

y la desviación estándar utilizada será

$$S = \sqrt{S^2} ,$$

Es importante recordar que un valor pequeño de la desviación estándar indica que las observaciones están distribuidas muy cercanas al valor central. Por el contrario, cuando la desviación estándar es grande, es indicativo de que los valores están muy dispersos respecto al promedio.

Esta función también está previamente definida en EXCEL® por la función [DESVEST].

Para el caso particular del campo El Furrial, se seleccionaron 3 registros eléctricos (“Gamma ray”, porosidad y arcillosidad) como parámetros de asociación cuyas medias y desviaciones estándar fueron calculados por cada litofacies. Adicionalmente, el programa toma en cuenta cuántas veces está presente cada una de las litofacies en los núcleos (ocurrencia) y este valor es posteriormente utilizado para calcular la posibilidad difusa.

Para lograr estos objetivos, EXCEL® cuenta con numerosas funciones estadísticas ([CONTAR], [POWER]) que facilitaron la programación de las subrutinas.

Ejemplo de Subrutina de conteo de litofacies:

```
Sheets("LIT1").Select
    Range("P2").Formula = "=(COUNT(gamaray1))"
    Range("P2").Name = "ng1"
```

Estos valores estadísticos son registrados en una hoja de resultados nombrada "ESTADISTICA" que es generada por el programa y cuyo esquema de presentación se ilustra en la figura 12.

PARAMETROS

<u>LITOFACIES</u>		Gamma-Ray	Porosidad	V-Shale	Registro A	Registro B	DATOS
							<u>Datos</u>
Litofacies 1	Media	20,35682	0,14431	0,02891			1358
	Desv.Estandar	10,32672	0,02886	0,04144			
Litofacies 2	Media	27,88384	0,13780	0,08702			411
	Desv.Estandar	16,61124	0,04191	0,11695			
Litofacies 3	Media	29,84327	0,11522	0,09993			142
	Desv.Estandar	18,67869	0,04553	0,11785			
Litofacies 4	Media	64,49663	0,06857	0,30085			100
	Desv.Estandar	26,06956	0,05466	0,23045			

Figura 12

Figura 12. Esquema de datos estadísticos generados por el programa de predicción –APLIP-. Se pueden observar los siguientes datos en cada columna: a) Tipo de litofacies, b) valores de la media y desviación estándar del registro “Gamma ray”, c) valores de la media y desviación estándar del registro de porosidad, d) valores de la media y desviación estándar del registro de arcillosidad, e) y f) son dos campos de registros adicionales, g) números de muestras pertenecientes a cada litofacies.

(c) Cálculo de Posibilidad Difusa Relativa de cada parámetro para cada litofacies

Tomando en cuenta los fundamentos teóricos mencionados en el capítulo 2, se procedió a estimar la posibilidad difusa relativa de que cada medición de porosidad, “Gamma ray” y arcillosidad de cada pozo pertenezca a un tipo de litofacies (1, 2, etc.).

Considerando que, la posibilidad difusa de que una porosidad (x) medida pertenezca a un tipo de litofacies se calcula con la ecuación 1, el algoritmo desarrollado calcula esta posibilidad difusa para todas las litofacies (1, 2, 3, etc.) presentes en los núcleos utilizados.

De los valores estadísticos obtenidos en el paso anterior, y de los valores de parámetros del pozo a predecir, el programa realiza la sustitución en las variables involucradas en la ecuación 1, recordemos:

$$P_f(x) = \frac{e^{-(x-m_f)^2/2s_f^2}}{s_f\sqrt{2p}}$$

donde, la posibilidad difusa $P_f(x)$, es en realidad la densidad de probabilidad de que una observación (x) sea medida en el conjunto de datos descrito por la media μ_f y desviación estándar σ_f .

En este caso, (X) es el valor del parámetro del pozo analizado y puede ser porosidad, “Gamma ray” o arcillosidad.

Debido a que esta posibilidad difusa refiere sólo a una litofacies particular y no puede ser comparada directamente, es necesario normalizarla con respecto a un valor de referencia propio de cada litofacies. Como fue descrito en el capítulo 2, la posibilidad difusa relativa, $R_f(x)$, se obtiene al dividir la posibilidad difusa del valor x entre la posibilidad difusa del valor medio μ_f de la correspondiente litofacies. Así tenemos que:

$$R_f(x) = e^{-(x-m_f)^2/2s_f^2}$$

De esta manera, cada posibilidad difusa ha sido auto-referenciada a cada tipo de litofacies. Sin embargo, debe ser también tomado en cuenta la comparación de estas posibilidades entre litofacies y la ocurrencia de cada tipo de litofacies en el pozo. En esta fase, el algoritmo multiplica la fórmula de $R_f(x)$ por la raíz cuadrada de la ocurrencia en el núcleo de cada litofacies. Si esta ocurrencia fue denotada por n_f , la posibilidad difusa ponderada de que una porosidad medida (x) pertenezca a un tipo de litofacies (f) es:

$$F_f(x) = \sqrt{n_f} e^{-(x-m_f)^2/2s_f^2}$$

Debido a que esta posibilidad difusa ponderada $F_f(x)$ está basada sólo en el registro de porosidad, este procedimiento es repetido para estimar la posibilidad difusa ponderada con base al volumen de arcilla. Esta acción nos provee de $F_f(y)$, que es la posibilidad de que un volumen de arcilla “ y ” pertenezca a un tipo de litofacies (1, 2, 3, etc.). Igualmente se realiza este procedimiento para el registro “Gamma ray” y, de ser el caso, para los otros dos registros adicionales (opcionales). La figura 13 representa la hoja de cálculo resultante de la estimación de posibilidad difusa ponderada para cada parámetro en la litofacies 1.

(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)
DEPTH	FGR1	FPOR1	FVSH1	FREGA1	FREGB1
13490,00	33,01314	12,15485	35,26051		
13490,50	34,85854	9,30405	34,20108		
13491,00	36,81713	11,23428	31,75498		
13491,50	36,79752	13,31209	30,98209		
13492,00	36,06591	17,08445	33,13402		
13492,50	34,13208	18,19707	34,71818		
13493,00	34,74454	21,01714	34,45067		
13493,50	34,38543	15,28716	34,71818		
13494,00	30,14891	0,00014	36,38519		
13494,50	2,56360	7,83568	10,05668		
13495,00	0,02503	24,95296	0,01773		
13495,50	0,00648	36,66725	0,00166		
13496,00	0,55051	21,17154	1,83729		
13496,50	7,47858	8,42317	21,94858		
13497,00	15,59431	6,65993	32,88035		
13497,50	23,61293	9,51957	36,62579		

Figura 13

Figura 13. Esquema de valores de posibilidad difusa ponderada para una litofacies particular, generados por el programa de predicción -APLIP-. Se pueden observar los siguientes datos en cada columna: a) Profundidad del pozo b) valores de posibilidad difusa ponderada del "Gamma ray" para la litofacies 1, c) valores de posibilidad difusa ponderada de porosidad para la litofacies 1 d) valores de posibilidad difusa ponderada del Vshale para la litofacies 1, e) valores de posibilidad difusa ponderada del registro opcional A para la litofacies 1, f) valores de posibilidad difusa ponderada del registro opcional B para la litofacies 1.

(d) Cálculo de Posibilidad difusa combinada para cada litofacies.

Hasta este punto, el programa ha calculado las posibilidades difusas ponderadas ($F_f(x)$, $F_f(y)$, $F_f(z), \dots$) basados en las posibilidades difusas de diferentes medidas de registros ("Gamma ray", porosidad, arcillosidad) que predicen qué tipo de litofacies es más probable. Se hace necesario que estas posibilidades difusas sean combinadas armónicamente para dar origen a la llamada posibilidad difusa combinada. Para ello, el programa recurre a la siguiente ecuación con el fin de obtener la posibilidad combinada o total.

$$\frac{1}{C_f} = \frac{1}{F_f(x)} + \frac{1}{F_f(y)} + \frac{1}{F_f(z)}$$

donde,

$F_f(x)$ = es la probabilidad difusa ponderada para el registro de "Gamma ray",

$F_r(Y)$ = es la probabilidad difusa ponderada para el registro de porosidad,
 $F_r(Z)$ = es la probabilidad difusa ponderada para el registro de arcillosidad,
 C_f = es la probabilidad difusa combinada para el conjunto de registros (x, y, z).

Este proceso es repetido por el algoritmo para cada tipo de litofacies. La figura 14 representa la hoja de calculo resultante de la estimación difusa de cada litofacies.

(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)
DEPTH	CF1	CF2	CF3	CF4	CF5	CF6	CF7
13490.00	3.97527	3.13661	0.40191	0.27905	0.00647	0.03838	0.18732
13490.50	3.30989	2.75948	0.39229	0.25992	0.00404	0.02692	0.17373
13491.00	3.72898	2.93649	0.39696	0.26615	0.00561	0.03432	0.17718
13491.50	4.13277	3.12054	0.40166	0.27404	0.00765	0.04299	0.18247
13492.00	4.87440	3.51957	0.41072	0.29500	0.01251	0.06116	0.19919
13492.50	5.08098	3.66093	0.41361	0.30293	0.01428	0.06728	0.20573
13493.00	5.49463	3.84034	0.41735	0.31086	0.01960	0.08299	0.21251
13493.50	4.59733	3.42633	0.40853	0.29174	0.01000	0.05250	0.19673
13494.00	0.00007	0.00014	0.23519	0.36899	0.35094	0.35451	0.30848
13494.50	1.18456	2.07460	0.38643	0.26728	0.00303	0.02184	0.17798
13495.00	0.00654	0.01758	0.38627	0.36110	0.03019	0.11528	0.23894
13495.50	0.00074	0.00166	0.37606	0.40179	0.13513	0.26577	0.27424
13496.00	0.33339	1.19099	0.41040	0.34411	0.02013	0.08782	0.23205
13496.50	2.16320	2.52459	0.39152	0.26936	0.00342	0.02392	0.18013
13497.00	2.35153	2.36822	0.38297	0.24938	0.00233	0.01774	0.16759
13497.50	3.25680	2.85702	0.39563	0.26995	0.00420	0.02789	0.18111

Figura 14

Figura 14. Esquema de valores de posibilidad difusa combinada (derivado de la suma armónica de las posibilidades difusas ponderadas de cada registro y para cada litofacies) generados por el programa de predicción -APLIP-. Se pueden observar los siguientes datos en cada columna: a) Profundidad del pozo b) valores de posibilidad difusa combinada para la litofacies 1, c) valores de posibilidad difusa combinada para la litofacies 2, d) valores de posibilidad difusa combinada para la litofacies 3, e) valores de posibilidad difusa combinada para la litofacies 4, f) valores de posibilidad difusa combinada para la litofacies 5, g) valores de posibilidad difusa combinada para la litofacies 6, h) valores de posibilidad difusa combinada para la litofacies 7.

(e) Selección de litofacies con mayor posibilidad difusa combinada.

La litofacies que está asociada con la más alta posibilidad difusa combinada, es tomada como la litofacies más probable para el conjunto de registros.

En esta etapa, se procedió a utilizar códigos con estructuras IF..THEN para obtener el valor más alto de posibilidad para cada profundidad.

(f) Graficación de resultados.

El resultado final, es decir, la litofacies pronosticada para cada profundidad de registro, está representado en las columnas 2 y 3 de la hoja de resultados del programa APLIP (Columna sedimentaria y código de litofacies).

Para lograr esto, se recurrió a numerosos códigos de programación Visual Basic para Aplicaciones VBA (incluyendo códigos IF...THEN) con el fin de graficar las tramas o rellenos correspondientes a cada litofacies en cuestión. La figura 15 presenta un ejemplo de modelo de presentación de resultados emitidos por el programa. A continuación se indica la subrutina que compara el valor de cada posibilidad difusa combinada con el valor de la posibilidad difusa combinada de la litofacies 1 para asignarle el patrón de color y relleno asignado por el programa.

Ejemplo de Subrutina de graficación de resultados:

```
If Range("PT1").Cells(i) > Range("PT1").Cells(i) Then
If Range("PT1").Cells(i) > Range("PT2").Cells(i) Then
If Range("PT1").Cells(i) > Range("PT3").Cells(i) Then
If Range("PT1").Cells(i) > Range("PT4").Cells(i) Then
If Range("PT1").Cells(i) > Range("PT5").Cells(i) Then
If Range("PT1").Cells(i) > Range("PT6").Cells(i) Then
If Range("PT1").Cells(i) > Range("PT7").Cells(i) Then
Range("LITOFACIES").Cells(i).Interior.ColorIndex = 19
Range("LITOFACIES").Cells(i).Interior.Pattern = SemiGray75
Range("LITOFACIES").Cells(i).Interior.PatternColorIndex = xlAutomatic
Range("LITOFACIES2").Cells(i).Value = 10
Range("LITOFACIES").Cells(i).Value = 10
End If
    End If
        End If
            End If
                End If
                    End If
Next i
```

LEYENDA		DESCRIPCION DE LITOFACIES	LITOFACIES
LITOFACIES 1		Arenisca gris, grano grueso, microconglomerática	A1
LITOFACIES 2		Arenisca beige, grano fino	A2
LITOFACIES 3		Arenisca gris, grano grueso, bioturbada	A3
LITOFACIES 4		Arenisca gris, grano medio	A4
LITOFACIES 5			
LITOFACIES 6			
LITOFACIES 7			
LITOFACIES 8		Lutita gris microfosilífera	C
LITOFACIES 9			
LITOFACIES 10		Heterolítica	H

ESCALA VERTICAL RELATIVA

POZO: **FUL-12**

PROF.	COLUMNA SEDIM.	LIT.	GR API	POROSIDAD %	ARCILLOSIDAD %	PERM(K) MD
13490,00		1	25,200	0,187	0,017	0,001
13490,50		1	23,800	0,192	0,013	0,013
13491,00		1	20,800	0,189	0,006	0,006
13491,50		1	19,800	0,186	0,005	0,005
13492,00		1	22,500	0,180	0,010	345,000
13492,50		1	24,400	0,179	0,015	0,015
13493,00		1	23,900	0,175	0,014	0,014
13493,50		1	24,200	0,183	0,015	56,000
13494,00		4	26,900	0,000	0,022	0,022
13494,50		2	44,200	0,195	0,096	0,096
13495,00		2	59,800	0,170	0,191	0,191
13495,50		4	63,300	0,147	0,214	123,000
13496,00		2	50,300	0,175	0,130	0,130
13496,50		2	38,800	0,194	0,071	5,000
13497,00		2	33,900	0,198	0,049	0,049
13497,50		1	30,100	0,192	0,034	0,034
13498,00		1	32,000	0,178	0,043	4568,000

Figura 15

Figura 15. Esquema de resultados generados por el programa de predicción -APLIP-. Se pueden observar los siguientes datos en cada columna: a) Profundidad del pozo b) columna sedimentaria que indica la litofacies más probable c) columna de litofacies que indica el código de la litofacies más probable d) valores de registro "Gamma ray" e) valores de registro de porosidad, f) valores de registro de arcillosidad, g) valores de permeabilidad pronosticados para tal profundidad.

4.2. PROGRAMA DE PREDICCIÓN DE PERMEABILIDAD

Una de las principales cuestiones detrás de la determinación de los lito-tipos, es predecir los valores de permeabilidad y cómo, los diferentes tipos de litofacies, exhiben diferentes permeabilidades. La permeabilidad es un parámetro de roca difícil de medir directamente con registros eléctricos, porque ésta está relacionada más con la apertura de garganta de poro que por el tamaño del mismo. Determinar la permeabilidad a partir de registros es adicionalmente complicado por el problema de escala, ya que muchos registros de pozos suelen tener una resolución vertical de 2 pies, que contrasta con las 2 pulgadas promedio que puede tener un núcleo. Además de esto, siempre es factible encontrar errores de medición en ambos, registros y núcleos.

Para predecir permeabilidad, los valores de permeabilidad del núcleo son registrados por el programa y dividido en categorías o “bins” de igual tamaño. En nuestro caso, se dividió todo el espectro de valores de permeabilidad en ocho (8) categorías o “bins” de igual tamaño y para ello se usaron como límites de las categorías los fractiles correspondientes a las fracciones 0.125, 0.250, 0.375, 0.50, 0.625, 0.75 y 0.875. Una vez obtenidos los “bins”, cada uno de ellos es entonces comparado con el registro eléctrico. La información de registro asociada con niveles en el pozo que corresponden al “Bin” 1 (muy baja permeabilidad) es analizada y son calculadas su media y desviación estándar. De esta manera, no sólo es calculado el promedio o valor más probable de registro asociado al “Bin” 1, sino que también se da alguna idea de la incertidumbre en la medida. De nuevo, la porosidad y el volumen de arcilla son los mejores y primeros registros a ser considerados.

El programa desarrollado en este proyecto (APLIP) usa ocho categorías o “bins” de permeabilidad con dos curvas de entrada (porosidad y arcillosidad). La distribución de límites de “bin” depende del rango de los datos de permeabilidad de los núcleos.

Similarmente al procedimiento de predicción de litofacies, el programa calcula automáticamente, a partir de datos de núcleos y registros de pozos, el valor de permeabilidad más probable para un conjunto de curvas. A continuación se describe el procedimiento de estimación predictiva para permeabilidades.

(a) Análisis de rango de permeabilidades, cálculo de fractiles y codificación de categorías.

Una vez que son introducidos los datos de permeabilidad existentes en los núcleos, el programa realiza ocho divisiones, para cualquier espectro de datos. Cada una de estas divisiones corresponde a un “bin”.

Para poder definir los límites de los “bins” o categorías, se creó un algoritmo que calcula para el conjunto de datos, los fractiles² 0.125, 0.250, 0.375, 0.50, 0.625, 0.75 y 0.875. De esta manera, la primera clase de datos de permeabilidad (“bin1”) tiene como límite superior el fractil 0.125 el cual es un valor de permeabilidad tal que el 12.5% de los datos es menor o igual a este. Así mismo, el “bin 2” es el conjunto de datos de permeabilidad que son mayores que el fractil 0.125 pero menores o igual al fractil 0.25. En el mismo orden de ideas, la categoría o “bin 8” corresponde a datos de permeabilidad que son mayores que el fractil 0.875 y menores o igual al máximo (fractil 1) de todos los valores de permeabilidad. La división así propuesta en términos de estos fractiles garantiza que cada “bin” tenga exactamente el mismo número de datos. Cuddy (2000) plantea en este punto que la condición idónea es que cada categoría disponga al menos de treinta (30) datos, de manera que, si el número de datos es lo suficientemente abundante, se puede entonces realizar la clasificación de las categorías o “bins” en términos de deciles.

Afortunadamente, cualquiera que sea el caso de fractiles o deciles, EXCEL® cuenta con funciones específicas como [PERCENTIL] que permiten realizar automáticamente y con relativa facilidad, este proceso. Una vez definidos los límites de rangos, el algoritmo agrupa o selecciona todas aquellas muestras que “caen” dentro de los límites de cada rango y las codifica con el número de código correspondiente a cada “bin”. La figura 16 ilustra el esquema de datos de permeabilidad en el programa de predicción APLIP, una vez que se han calculado los fractiles y definidos los “bins”.

² Ver apéndice B – Glosario de Términos Estadísticos.

(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)
PROF	GR	POR	VSH	REG_1	REG_2	LIT	PERM	BIN
13420,50	41,00	0,13	0,18			2	1009,000	8
13421,00	46,62	0,12	0,23			2	1759,000	10
13421,50	46,62	0,12	0,23			2	1759,000	10
13422,00	41,81	0,13	0,19			2	1152,000	8
13422,50	35,28	0,15	0,14			2	1152,000	8
13430,00	50,56	0,09	0,27			2	1252,000	9
13430,50	34,00	0,13	0,13			2	1252,000	9
13431,00	20,81	0,16	0,05			2	777,000	7
13431,50	14,60	0,17	0,02			2	777,000	7
13432,00	12,04	0,18	0,01			2	593,000	6
13432,50	11,75	0,18	0,01			2	593,000	6
13433,00	12,29	0,18	0,01			2	1915,000	10
13433,50	11,69	0,18	0,01			2	1915,000	10
13434,00	12,29	0,19	0,01			2	3534,000	10
13434,50	13,05	0,20	0,01			2	3534,000	10
13435,00	13,20	0,19	0,02			2	3082,000	10
13435,50	11,67	0,19	0,01			2	3082,000	10
13436,00	10,61	0,19	0,01			2	1484,000	9
13436,50	10,00	0,19	0,01			2	1484,000	9
13437,00	11,63	0,19	0,01			2	1738,000	10
13437,50	11,22	0,19	0,01			2	1738,000	10
13438,00	12,75	0,20	0,01			2	68,000	3
13438,50	15,53	0,19	0,02			2	68,000	3
13439,00	21,10	0,18	0,05			2	20,000	2
13439,50	20,93	0,17	0,05			2	20,000	2
13440,00	18,51	0,17	0,04			2	1328,000	9
13440,50	15,06	0,17	0,02			2	1328,000	9
13441,00	13,71	0,17	0,02			2	1185,000	9

Figura 16

Figura 16. Esquema de datos de permeabilidad en el programa de predicción APLIP, una vez que se han calculado los fractiles y definidos los “bins”. Obsérvese en la columna (i) la codificación generada por el programa para los valores que caen dentro de cada rango. Además, se tiene: a) profundidad, b) valores del registro “Gamma ray”, c) valores del registro de porosidad, d) valores de registro de arcillosidad, e) y f) son dos campos de registros adicionales, g) litofacies codificada (de 1 a 10) y h) valores de permeabilidad del núcleo, i) código de “bin” generado por el programa para cada valor de permeabilidad.

(b) Lectura de datos de cada parámetro petrofísico para cada “bin” presente en los núcleos.

Una vez codificadas las categorías de permeabilidad, el algoritmo registra los valores de porosidad y arcillosidad para cada muestra dentro de cada categoría o “bin”. Para ello, se contó nuevamente con el comando [AUTOFILTRO] de EXCEL®.

(c) Cálculo de la estadística por cada “bin” y cada parámetro petrofísico.

En este paso se procedió igual que en la predicción de litofacies. El programa calcula la media y desviación estándar para los datos de porosidad y arcillosidad, pertenecientes a cada “bin” definido previamente. Así mismo, el programa genera una hoja de resultados

estadísticos de permeabilidad nombrado “ESTPER”, en el cual se indican los valores de media y desviación estándar para cada rango de permeabilidad definido.

La figura 17 ilustra el esquema de presentación de resultados estadísticos para la permeabilidad.

		RANGOS DE PERMEABILIDAD		PARAMETROS		N° de Datos	
	Desde > (md)	Hasta (md)	Media	Desv. Estandard	Porosidad		V-shale
Categoría 1	> 0.0001	6,7	0,16013	0,02459	0,06894	0,08783	21
Categoría 2	6,7	39,8	0,14577	0,03389	0,10941	0,10768	18
Categoría 3	39,8	130	0,13800	0,05360	0,15476	0,14084	20
Categoría 4	130	224	0,11808	0,06134	0,20008	0,15609	20
Categoría 5	224	529	0,17174	0,01403	0,03503	0,03300	20

Figura 17

Figura 17. Esquema de datos estadísticos de permeabilidad generados por el programa de predicción -APLIP. Se pueden observar los siguientes datos en cada columna: a) Categorías de permeabilidad, b) y c) límites inferiores y superiores de tal categoría, e) valores de la media y desviación estándar del registro de porosidad, f) valores de la media y desviación estándar del registro de arcillosidad, g) números de muestras pertenecientes a cada categoría.

(d) Cálculo de Posibilidad difusa ponderada de cada parámetro petrofísico para cada categoría de permeabilidad.

Similarmente a la estimación de posibilidad difusa ponderada en la predicción de litofacies, y considerando sólo los parámetros de porosidad y arcillosidad, tenemos que la

posibilidad difusa ponderada de que una porosidad medida (x) pertenezca al “bin” f-ésimo de permeabilidad viene dada por:

$$F_f(x) = e^{-(x-m_f)^2 / 2s_f^2}$$

Cabe aclarar en este punto que esta posibilidad difusa ponderada $F_f(x)$ es igual a la posibilidad difusa relativa $R_f(x)$, ya que, como se explicó anteriormente, no se hace necesario multiplicar la ocurrencia de la permeabilidad a la formula porque los “bins” son de igual tamaño.

Debido a que esta posibilidad difusa ponderada $F_f(x)$ está basada sólo en el registro de porosidad, este procedimiento es repetido para estimar la posibilidad difusa ponderada con base al volumen de arcilla lo que nos provee de $F_f(y)$, que es la posibilidad difusa ponderada de que un volumen de arcilla “y” pertenezca a al “bin” f-ésimo de permeabilidad.

(e) Cálculo de Posibilidad combinada de permeabilidad para cada categoría.

Hasta el paso anterior, el programa ha calculado las posibilidades difusas ponderadas ($F_f(x)$, $F_f(y)$) basados en las posibilidades difusas de diferentes medidas de registros de porosidad y arcillosidad. Se hace necesario que esta posibilidad difusa sea combinada armónicamente para dar origen a la posibilidad difusa combinada. Para ello, el programa recurre nuevamente a la ecuación abajo expresada:

$$\frac{1}{C_f} = \frac{1}{F_f(x)} + \frac{1}{F_f(y)}$$

donde,

$F_f(x)$ = es la posibilidad difusa ponderada para el registro de porosidad,

$F_f(y)$ = es la posibilidad difusa ponderada para el registro de arcillosidad,

C_f = la posibilidad difusa combinada correspondiente a los registros (x, y).

Este proceso es repetido por el algoritmo para cada “bin” de permeabilidad definido en los pasos precedentes.

(f) Selección de las categorías con mayores posibilidades combinadas.

Una vez estimadas las posibilidades difusas combinadas para cada profundidad del pozo analizado, el algoritmo selecciona el “bin” con mayor valor de posibilidad difusa combinada (definido como Máximo1).

El siguiente paso es proponer un valor de permeabilidad para tal profundidad y para ello Cuddy(2000) propone una combinación lineal de los valores centrales (por ejemplo, la media) de las categorías de permeabilidad que resultaron con los dos más altos valores de posibilidad difusa combinada. Cabe mencionar que Cuddy (2000) no aclara ni cómo deben ser las ponderaciones de tal combinación lineal, ni qué valores deben ser asumidos como la representación promedio de cada categoría.

Referente a los valores representativos de las categorías implicadas en esta metodología, en esta última etapa se realizaron varias sensibilidades utilizando la media, mediana, mínimo, máximo y la media ponderada, para determinar el valor que mejor represente a la permeabilidad más probable.

Con relación a las ponderaciones, en este trabajo el caso de adoptar la media ponderada como valor representativo, la ponderación viene dada por la ecuación:

$$P_1 = \frac{c_1}{c_1 + c_2}$$

donde,

c_1 = es la posibilidad difusa combinada del “bin” seleccionado como máximo 1,

c_2 = la posibilidad combinada del “bin” seleccionado como máximo 2.

El algoritmo procede a seleccionar el “bin” que ocupa el segundo lugar más alto (máximo2) y lo pondera con la siguiente ecuación.

$$P_2 = \frac{c_2}{c_1 + c_2}$$

Este procedimiento fue relativamente sencillo, ya que EXCEL® cuenta con la función [MAX] y [K.ESIMO.MAYOR]. Sin embargo, para reconocer la pertenencia del Máximo1 y Máximo2 a cada “bin”, se tuvo que recurrir a códigos IF...THEN, que resultaron ligeramente engorrosas.

(g) Estimación de permeabilidad por adición de los dos máximos ponderados.

La permeabilidad total estimada por el programa viene dada por la ecuación:

$$K = P_1 \times m_1 + P_2 \times m_2$$

donde,

K= es la permeabilidad pronosticada,

μ_1 = media del máximo1.

μ_2 = media del máximo2.

(h) Graficación de resultados.

Los resultados son ubicados en la columna 7 de la hoja de resultados. Véase nuevamente la figura 15 en la pagina 58 de hoja de “RESULTADOS” generado por el programa.

CAPITULO 5. ANÁLISIS ESTADÍSTICOS Y DE SENSIBILIDAD

Como ya fue mencionado en el capítulo 3, para probar la precisión del programa de predicción APLIP, se hizo necesario buscar información de un campo conocido en Venezuela, con abundancia de datos confiables y, debido a sus características, se eligieron las arenas de la Formación Naricual del Campo El Furrial.

Para aplicar APLIP, previamente es necesario realizar un análisis exploratorio de los datos de aquellos parámetros petrofísicos seleccionados en pozos con información de núcleos los cuales son, en nuestro caso, los datos de los registros “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad. La idea es establecer la relación difusa que cada uno de dichos parámetros petrofísicos tiene con las litofacies descritas en los núcleos. En dicho análisis se procedió a calcular la media, la desviación estándar y el coeficiente de variación de cada parámetro. Adicionalmente, se analizó si las distribuciones son lo suficientemente simétricas para adoptar el modelo normal como lo previamente considera el TEOREMA DE LIMITE CENTRAL, base de algunos postulados de este trabajo.

Previamente, se procedió al análisis individual por pozo y luego un análisis con el conjunto de pozos.

A continuación, se describen en detalle los resultados obtenidos en las diferentes exploraciones de datos realizadas con el programa APLIP.

5.1. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LITOFACIES CON DATOS DE NÚCLEOS

A partir de la información obtenida de la descripción de núcleos tomados de la Formación Naricual (Gosh et al, 1989), se derivó la posible distribución de litofacies en dieciocho pozos del área que no poseen núcleos: FUL-6, FUL-8, FUL-11, FUL-15, FUL-17, FUL-18, FUL-22, FUL-23, FUL-24, FUL-28, FUL-29, FUL-32, FUL-38, FUL-50, FUL-60, FUL-61, FUL-65, FUL-67.

Para poder lograr esta predicción, se hizo necesario establecer la asociación “difusa” que los registros ‘Gamma ray’, porosidad y arcillosidad de los cinco pozos con núcleos, pudieran tener con las respectivas litofacies identificadas en cada uno de estos pozos.

Como fue ampliamente descrito en el capítulo 3, los siete tipos de litofacies identificadas en los núcleos son las correspondientes a: Arenisca de grano grueso a muy grueso (microconglomerática) con gránulos dispersos (A_1); arenisca de grano fino a medio

escasamente bioturbada con estratificación cruzada (A₂); arenisca fuertemente bioturbada con ocasionales láminas de lutita (A₃); arenisca de grano muy fino y laminada (A₄); secuencias heterolíticas (B);lutitas y limolitas (C) y carbón.

En la tabla 1 se indica con una X, la presencia de cada litofacies en cada uno de los pozos con núcleos: FN-1, FUL-2, FUL-7, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.

NÚCLEOS	PRESENCIA DE LITOFACIES						
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	C	B	carbón
FN-1	X	X	X	X	X		
FUL-2	X	X		X	X	X	
FUL-7	X	X	X	X	X	X	
FUL-12	X	X		X	X	X	X
FUL-13	X	X	X	X	X	X	X
FUL-14	X	X	X	X	X	X	X

Tabla 1

Tabla 1. Presencia de litofacies en los núcleos.

En la tabla 2 se presentan los valores emitidos por el programa APLIP en su hoja de resultados “ESTADÍSTICA”, en la cual se indican la media y desviación estándar de los parámetros petrofísicos “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad (en cada una de las litofacies) para el conjunto de cinco pozos con núcleos (ha sido excluido el pozo FUL-7, por razones que serán explicadas más adelante).

LITOFACIES		PARAMETROS					
		Gamma-Ray	Porosidad	V.Shale	Registro A	Registro B	DATOS
Litofacies 1	Media	23.52775	0.13489	0.04919			1566
	Desv. Estandard	17.30462	0.03703	0.11972			
Litofacies 2	Media	36.22990	0.12531	0.13495			566
	Desv. Estandard	30.22017	0.05279	0.22283			
Litofacies 3	Media	58.38338	0.07408	0.23633			76
	Desv. Estandard	35.30936	0.03966	0.28982			
Litofacies 4	Media	67.70502	0.06332	0.32273			197
	Desv. Estandard	38.53003	0.05512	0.28146			
Litofacies 5	Media	104.56350	0.02049	0.66421			642
	Desv. Estandard	36.27774	0.03823	0.30828			
Litofacies 6	Media	87.06509	0.02842	0.48239			282
	Desv. Estandard	29.97595	0.03567	0.28209			
Litofacies 7	Media	40.57123	0.06406	0.12252			19
	Desv. Estandard	19.05858	0.07191	0.16165			

Tabla 2

Tabla 2. Resultados Estadísticos de Litofacies (ESTADÍSTICA) de los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.

En la figura 18 se presentan gráficos cruzados de los valores de media correspondientes a los parámetros petrofísicos “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad (en cada una de las litofacies) para el conjunto de cinco pozos con núcleos. Obsérvese que el parámetro “Gamma ray” guarda una relativa relación lineal con la porosidad. Para valores bajos de “Gamma ray”, correspondientes a la litofacies A₁, la porosidad presenta los valores más altos; de igual manera, para valores altos de “Gamma ray”, pertenecientes a la litofacies C, se corresponden los valores más bajos de porosidad. Ciertamente, la litofacies B no parece ajustarse a esta relación, ya que se observan altos valores de “Gamma ray” con altos valores

porosos. Posiblemente se deba a que son facies heterolíticas, en los cuales los intervalos lutíticos presentan altos valores de “Gamma ray” mientras que la porosidad alta se corresponde a las delgadas laminaciones arenosas de dicha litofacies. Cabe preguntarse si esto puede ser un diagnóstico “temprano” de la dificultad que puede presentar esta litofacies en ser pronosticada.

Si se observa la misma figura 18, en el gráfico cruzado “Gamma ray” versus arcillosidad puede apreciarse también que ambos parámetros guardan una estrecha relación lineal, donde, para valores bajos de “Gamma ray” se corresponden valores bajos de arcillosidad, lo cual está asociado a las litofacies arenosas (a excepción del carbón). Así mismo, los valores altos de “Gamma ray” están relacionados con valores altos de arcillosidad y corresponden a las litofacies C y B. Esto permitiría concluir que los valores altos de “Gamma ray” asociados con valores bajos de porosidad y alta arcillosidad tenderán a pronosticar litofacies lutíticas. Mientras que, en aquellos casos donde se asocien valores bajos de “Gamma ray” con altos valores de porosidad y baja arcillosidad, tenderán a pronosticar litofacies arenosas. Sería válido especular, *a priori*, la dificultad que presentara la litofacies carbón en ser pronosticada.

En cuanto a la relación porosidad versus arcillosidad, si se excluyen los datos correspondientes a la litofacies carbón y la litofacies C, puede decirse que estos parámetros están relacionados para valores altos de porosidad, baja arcillosidad y asociados a las litofacies arenosas A₁, A₂, A₃ y A₄, mientras que los valores de baja porosidad con alta arcillosidad se corresponden con la litofacies C. La presencia de alta porosidad y alta arcillosidad de la litofacies B se explicarían con lo antes expuesto referente al carácter heterolítico de dicha litofacies.

Análisis Exploratorio de Datos

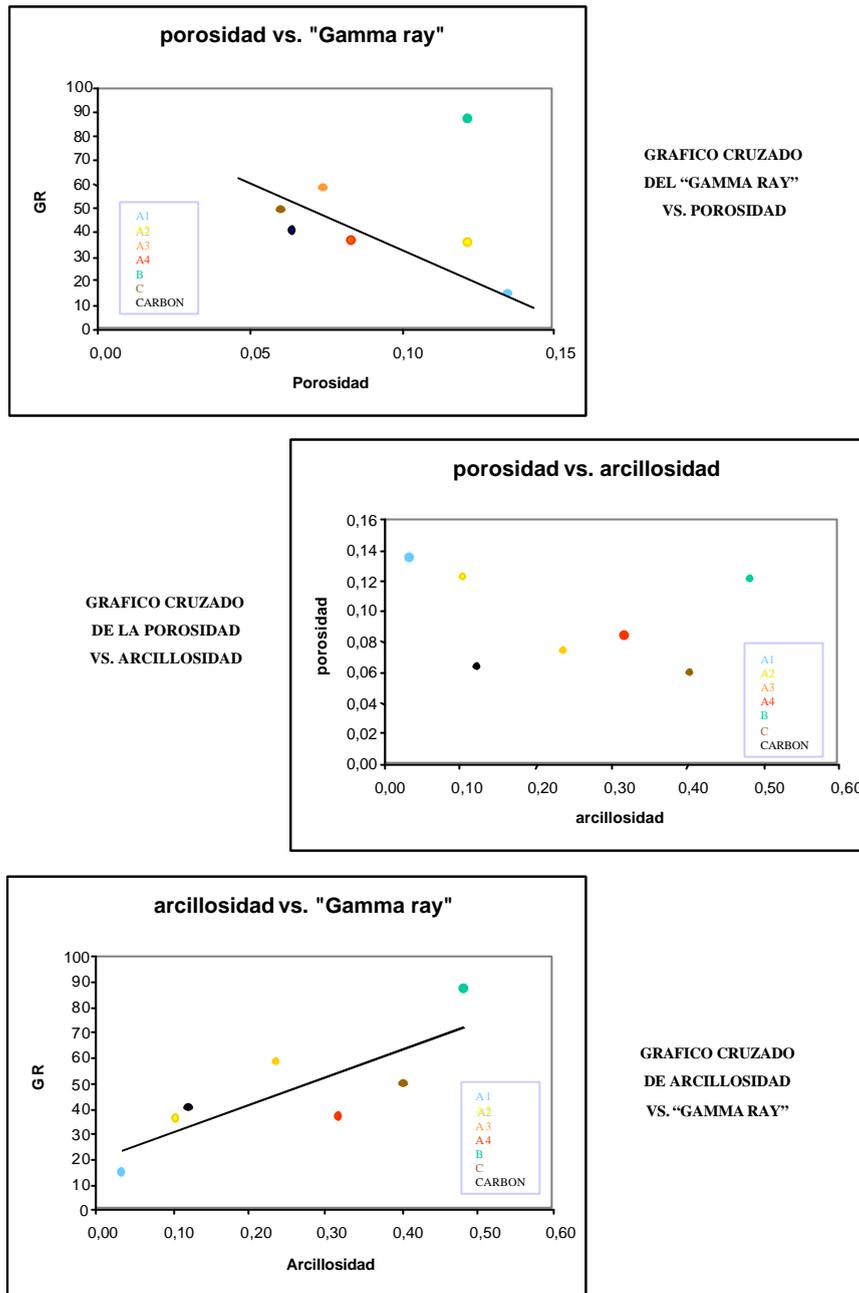


GRAFICO CRUZADO DEL "GAMMA RAY" VS. POROSIDAD

GRAFICO CRUZADO DE LA POROSIDAD VS. ARCILLOSIDAD

GRAFICO CRUZADO DE ARCILLOSIDAD VS. "GAMMA RAY"

Figura 18

Figura 18. Gráficos cruzados de "Gamma ray" vs. Porosidad, "Gamma ray" vs. Arcillosidad y porosidad vs. Arcillosidad, para el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.

En los párrafos siguientes se expondrá el resumen del comportamiento estadístico de cada uno de los núcleos de los pozos involucrados en el análisis. Para mayores detalles del análisis exploratorio de los pozos véase el Apéndice A.

5.1.1. ESTADÍSTICA DEL POZO FN-1

Siguiente tabla 3 presenta un resumen de los estadísticos correspondientes al núcleo del pozo FN-1. Para mayor detalle véase el Apéndice A. Recordemos que m , s y cv denotan respectivamente, la media, la desviación estándar y el coeficiente de variación de la muestra.

NÚCLEO DEL POZO FN-1								
LITOFACIES/ PARÁMETRO PETROFÍSICO	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	C	B	Carbón	
GR	m:	17,35	13,63	29,0	47,43	103,69	AUS	AUS
	s:	9,52	2,6	7,01	20,30	24,17		
	cv:	0,55	0,19	0,24	0,42	0,23		
POR	m:	0,119	0,141	0,088	0,084	0,008	AUS	AUS
	s:	0,033	0,015	0,011	0,064	0,019		
	cv:	0,28	0,11	0,14	0,76	2,375		
VSH	m:	0,025	0,010	0,064	0,189	0,765	AUS	AUS
	s:	0,040	0,006	0,037	0,142	0,270		
	cv:	1,6	0,60	0,58	0,75	0,35		

Tabla 3

Este pozo presenta alto coeficiente de variación de 1,6 para la arcillosidad en la litofacies A₁ lo cual es indicativo de grandes diferencias entre los datos obtenidos de este parámetro petrofísico. Cabe recordar, que la litofacies A₁ aquí analizada es el conjunto de la litofacies A₁ y A₁' descrita ampliamente en los capítulos anteriores. Ambas corresponden a arenisca de grano grueso a muy grueso, microconglomerática, con gránulos dispersos, donde el segundo tipo A₁' presenta abundante matriz arcillosa y bioturbación, lo cual explicaría claramente el alto coeficiente de variación presente en esta litofacies. Según Gosh et al (1989), esta variación A₁' se encuentra menos desarrollada en este pozo.

El coeficiente de variación indica la variabilidad de este grupo de datos y nos pudiera proveer indicios “tempranos” de dificultades en la estimación de este parámetro, en este caso, como se ve en los capítulos de sensibilidades en la predicción, el pronóstico de esta litofacies es el más exitoso al contrario de lo esperado. Este comportamiento se repite para todos los pozos tanto individualmente como en conjunto.

Se puede observar que este pozo también presenta alto coeficiente de variación para la litofacies C ($cv=2,375$) en el parámetro petrofísico de porosidad lo que indica dispersión de

los datos. Es oportuno detenernos a explicar las posibles razones de este comportamiento. En principio, las lutitas generalmente presentan derrumbes en el hoyo del pozo lo cual genera un error de medición de la herramienta de densidad (de la cual se deriva posteriormente la porosidad); generalmente, debido a su poco interés de explotación, este error se mantiene a lo largo de la evaluación petrofísica. Adicionalmente, es posible que la densidad de la lutita varíe por compactación en la dirección vertical, lo cual también puede generar esta variabilidad de los datos. Tercero, es necesario recordar que esta litofacies C es el resultado de la combinación de las litofacies C_1 y C_2 , la primera más lutítica y la segunda más limolítica, lo cual claramente afecta los estadísticos obtenidos para dicha litofacies conjunta.

5.1.2. ESTADÍSTICA DEL POZO FUL-2

Siguiente tabla 4 presenta un resumen de los estadísticos correspondientes al núcleo del pozo FUL-2. En el Apéndice A se puede ver mayor detalle del análisis exploratorio de datos.

NÚCLEO DEL POZO FUL-2								
LITOFACIES/ PARÁMETRO PETROFÍSICO		A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	C	B	Carbón
GR	m:	18,41	26,74		59,43	80,76	72,33	
	s:	8,39	15,65	AUS	17,37	20,76	16,03	AUS
	cv:	0,46	0,59		0,29	0,26	0,22	
POR	m:	0,148	0,151		0,056	0,012	0,021	
	s:	0,031	0,051	AUS	0,053	0,023	0,04	AUS
	cv:	0,21	0,34		0,95	1,92	1,9	
VSH	m:	0,042	0,104		0,447	0,724	0,635	
	s:	0,051	0,138	AUS	0,26	0,286	0,245	AUS
	cv:	1,21	1,37		0,58	0,40	0,39	

AUS= Ausente

Tabla 4

Este pozo presenta alto coeficiente de variación de 1,21 para la arcillosidad en la litofacies A₁ y A₂ (cv=1,37), lo cual es indicativo de grandes diferencias entre los datos obtenidos de este parámetro petrofísico. Cabe mencionar que Gosh et al (1989) hace mención que en este pozo esta litofacies A₂ presenta un leve grado de bioturbación que pudiese estar asociado a la alta variabilidad en la arcillosidad. La alta variabilidad en la litofacies C para la porosidad ha sido discutida ampliamente en el pozo FN-1. Este pozo también presenta alta variabilidad con respecto a la porosidad para la litofacies B, lo cual es indicativo de la alta heterogeneidad de esta litofacies, la cual es heterolítica (alternancia de arenas muy delgadas y lutitas) donde los valores bajos de porosidad pueden estar afectados por la predominancia de los intervalos lutíticos sobre los arenosos.

5.1.3. ESTADÍSTICA DEL POZO FUL-7

Siguiente tabla 5 presenta un resumen de los estadísticos correspondientes al núcleo del pozo FUL-7. Para mayor detalle véase el Apéndice A.

NÚCLEO DEL POZO FUL-7								
LITOFACIES/ PARÁMETRO PETROFISICO	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	C	B	Carbón	
GR	m:	14,90	26,55	19,52	36,76	49,63	30,78	AUS
	s:	7,74	13,54	11,83	25,45	9,66	6,25	
	cv:	0,52	0,51	0,61	0,69	0,19	0,20	
POR	m:	0,153	0,122	0,135	0,084	0,060	0,122	AUS
	s:	0,017	0,040	0,046	0,085	0,046	0,027	
	cv:	0,11	0,33	0,34	1,01	0,77	0,22	
VSH	m:	0,032	0,104	0,089	0,317	0,402	0,161	AUS
	s:	0,044	0,12	0,141	0,338	0,204	0,058	
	cv:	1,375	1,15	1,58	1,07	0,51	0,36	

AUS= Ausente

Tabla 5

Este pozo presenta alta variabilidad para el parámetro de arcillosidad en la litofacies arenosas. La alta variabilidad en la litofacies A₁ y A₂ ha sido ampliamente discutida en los pozos anteriores. La alta variabilidad con respecto al parámetro de arcillosidad de la litofacies A₃ puede estar asociado al grado de bioturbación que presente la litofacies, ya que la misma presenta mayor compactación y cementación silíceas en aquellas arenas más bioturbadas, que en aquellas donde hay menos bioturbación, donde suele asociarse a mayor porosidad y menos arcillosidad.

Se presume posibles errores de medición de la herramienta cuando fueron ejecutados los registros de este pozo por lo que se decidió omitir este pozo del análisis estadístico combinado, ya que su participación afecta la diferenciación de litofacies. Se recomienda realizar una revisión de la calibración núcleo – registro.

5.1.4. ESTADÍSTICA DEL POZO FUL-12

Siguiente tabla 6 presenta un resumen de los estadísticos correspondientes al núcleo del pozo FUL-12. Véase el Apéndice A para mayor detalle del análisis exploratorio de datos.

NÚCLEO DEL POZO FUL-12								
LITOFACIES/ PARÁMETRO PETROFISICO	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	C	B	Carbón	
GR	m:	26,62	43,94		75,73	102,50	93,96	70,50
	s:	8,92	12,51	AUS	21,50	26,39	18,19	40,87
	cv:	0,34	0,28		0,28	0,26	0,19	0,58
POR	m:	0,16	0,155		0,067	0,022	0,027	0,05
	s:	0,026	0,025	AUS	0,046	0,044	0,038	0,07
	cv:	0,16	0,16		0,69	2,0	1,41	1,4
VSH	m:	0,026	0,102		0,36	0,67	0,589	0,41
	s:	0,042	0,073	AUS	0,25	0,288	0,239	0,47
	cv:	1,62	0,72		0,70	0,43	0,41	1,14

Tabla 6

Nuevamente, se observa alta variabilidad en la litofacies A₁ con respecto al parámetro petrofísico de arcillosidad, lo cual ha sido ampliamente discutido en los pozos anteriores, así como la alta variabilidad de la litofacies C con respecto al parámetro petrofísico de porosidad. La alta variabilidad de la porosidad y arcillosidad de la litofacies carbón, pudiera estar asociada a la poca representación de los datos de esta litofacies debido a su delgado espesor y escasa existencia en los núcleos.

5.1.5. ESTADÍSTICA DEL POZO FUL-13

Siguiente tabla 7 presenta un resumen de los estadísticos correspondientes al núcleo del pozo FUL-13. Véase el Apéndice A para mayor detalle del análisis exploratorio de datos.

NÚCLEO DEL POZO FUL-13								
LITOFACIES/ PARÁMETRO PETROFISICO		A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	C	B	Carbón
GR	m:	30,58	42,98	93,92	68,40	101,08	82,047	31,74
	s:	2,5	36,59	48,74	47,51	34,27	34,24	15,80
	cv:	0,08	0,85	0,52	0,69	0,34	0,42	0,50
POR	m:	0,11	0,106	0,044	0,059	0,021	0,023	0,095
	s:	0,04	0,55	0,061	0,058	0,038	0,033	0,062
	cv:	0,4	0,52	1,39	0,98	1,81	1,43	0,65
VSH	m:	0,112	0,185	0,569	0,343	0,64	0,469	0,084
	s:	0,217	0,277	0,4	0,324	0,307	0,319	0,074
	cv:	1,93	1,50	0,70	0,94	0,48	0,68	0,88

Tabla 7

Nuevamente, se observa alta variabilidad en la litofacies A₁ y A₂ con respecto al parámetro petrofísico de arcillosidad, lo cual ha sido ampliamente discutido en los pozos anteriores, así como la alta variabilidad de la litofacies C y B, con respecto al parámetro petrofísico de porosidad.

5.1.6. ESTADÍSTICA DEL POZO FUL-14

Siguiente tabla 8 presenta un resumen de los estadísticos correspondientes al núcleo del pozo FUL-14. En el Apéndice A se puede ver mayor detalle del análisis exploratorio de datos.

NÚCLEO DEL POZO FUL-14								
LITOFACIES/ PARÁMETRO PETROFÍSICO	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	C	B	Carbón	
GR	m:	20,51	29,22	52	67,8	127,27	95,45	41,76
	s:	10,88	20,89	13,47	27,36	45,75	28,9	9,3
	cv:	0,53	0,71	0,26	0,40	0,36	0,30	0,22
POR	m:	0,13	0,137	0,083	0,068	0,022	0,036	0,05
	s:	0,022	0,036	0,023	0,053	0,041	0,035	0,077
	cv:	0,17	0,26	0,28	0,78	1,86	0,97	1,54
VSH	m:	0,025	0,057	0,138	0,227	0,663	0,419	0,09
	s:	0,035	0,098	0,063	0,152	0,341	0,242	0,036
	cv:	1,4	1,73	0,46	0,67	0,51	0,58	0,4

Tabla 8

Se observa alta variabilidad en la litofacies A₁ y A₂ con respecto al parámetro petrofísico de arcillosidad, lo cual ha sido ampliamente discutido en los pozos anteriores, así como la alta variabilidad de la litofacies C con respecto al parámetro petrofísico de porosidad. La alta variabilidad de la porosidad de la litofacies carbón, pudiera estar asociada a la poca representación de los datos de esta litofacies debido a su delgado espesor y escasa existencia en los núcleos.

5.1.7. ESTADÍSTICAS COMBINADAS LOS POZOS FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 Y FUL-14.

A continuación se presentan las estadísticas combinadas de los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14 (nótese que se ha excluido el pozo FUL-7 por las razones expuestas anteriormente). Estos estadísticos están gráficamente ilustrados en las figuras 19, 20 y 21. Aquí se puede observar que como ocurre con los pozos individualmente, las litofacies con altos valores de “Gamma ray” tienen asociadas generalmente altos valores de arcillosidad y bajos valores de porosidad. De igual manera, las litofacies con bajos valores de “Gamma ray” tienen asociados generalmente bajos valores de arcillosidad y altos valores de porosidad. Cabe comentar que la litofacies B presenta valores promedios de estos parámetros que no encajan con la conducta general. Esto se debe a que son facies heterolíticas, en las cuales los intervalos lutíticos presentan altos valores de “Gamma ray” y arcillosidad, mientras que la alta porosidad se corresponde con las delgadas laminaciones arenosas presentes en dicha litofacies. Incluso, es necesario recordar que la proporción de arena/lutita de esta litofacies B es variable, así como el grado de bioturbación.

En la siguiente tabla 9 se presenta un resumen de los estadísticos para el “Gamma ray” para cada uno de los pozos involucrados.

LITOFACIES/ POZO (GR)	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	C	B	Carbon
FN-1 m: s: cv:	17,35 9,52 0,55	13,63 2,6 0,19	29,0 7,01 0,24	47,43 20,30 0,42	103,69 24,17 0,23	AUS	AUS
FUL-2 m: s: cv:	18,41 8,39 0,46	26,74 15,65 0,59	AUS	59,43 17,37 0,29	80,76 20,76 0,26	72,33 16,03 0,22	AUS
FUL-12 m: s: cv:	26,62 8,92 0,34	43,94 12,51 0,28	AUS	75,73 21,50 0,28	102,50 26,39 0,26	93,96 18,19 0,19	70,50 40,87 0,58
FUL-13 m: s: cv:	30,58 2,5 0,08	42,98 36,59 0,85	93,92 48,74 0,52	68,40 47,51 0,69	101,08 34,27 0,34	82,047 34,24 0,42	31,74 15,80 0,50
FUL-14 m: s: cv:	20,51 10,88 0,53	29,22 20,89 0,71	52 13,47 0,26	67,8 27,36 0,40	127,27 45,75 0,36	95,45 28,9 0,30	41,76 9,3 0,22

AUS= Ausente

Tabla 9

En la tabla 10 se presenta un resumen de los estadísticos para la porosidad para cada uno de los pozos involucrados.

LITOFACIES/ POZO (POR)		A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	C	B	Carbón
FN-1	m:	0,119	0,141	0,088	0,084	0,008	AUS	AUS
	s:	0,033	0,015	0,011	0,064	0,019		
	cv:	0,28	0,11	0,14	0,76	2,375		
FUL-2	m:	0,148	0,151	AUS	0,056	0,012	0,021	AUS
	s:	0,031	0,051		0,053	0,023	0,04	
	cv:	0,21	0,34		0,95	1,92	1,9	
FUL-12	m:	0,16	0,155	AUS	0,067	0,022	0,027	0,05
	s:	0,026	0,025		0,046	0,044	0,038	0,07
	cv:	0,16	0,16		0,69	2,0	1,41	1,4
FUL-13	m:	0,11	0,106	0,044	0,059	0,021	0,023	0,095
	s:	0,04	0,55	0,061	0,058	0,038	0,033	0,062
	cv:	0,4	0,52	1,39	0,98	1,81	1,43	0,65
FUL-14	m:	0,13	0,137	0,083	0,068	0,022	0,036	0,05
	s:	0,022	0,036	0,023	0,053	0,041	0,035	0,077
	cv:	0,17	0,26	0,28	0,78	1,86	0,97	1,54

Tabla 10

En la siguiente tabla 11 se presenta un resumen de los estadísticos para el “V-shale” para cada uno de los pozos involucrados.

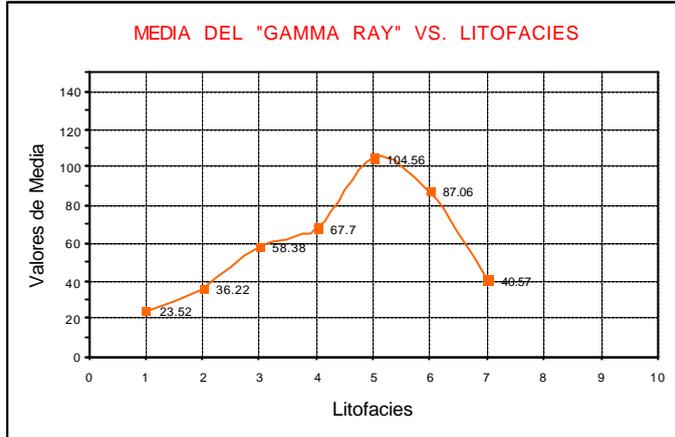
LITOFACIES/ POZO (VSH)		A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	C	B	Carbon
FN-1	m:	0,025	0,010	0,064	0,189	0,765	AUS	AUS
	s:	0,040	0,006	0,037	0,142	0,270		
	cv:	1,6	0,60	0,58	0,75	0,35		
FUL-2	m:	0,042	0,104	AUS	0,447	0,724	0,635	AUS
	s:	0,051	0,138		0,26	0,286	0,245	
	cv:	1,21	1,37		0,58	0,40	0,39	
FUL-12	m:	0,026	0,102	AUS	0,36	0,67	0,589	0,41
	s:	0,042	0,073		0,25	0,288	0,239	0,47
	cv:	1,62	0,72		0,70	0,43	0,41	1,14
FUL-13	m:	0,112	0,185	0,569	0,343	0,64	0,469	0,084
	s:	0,217	0,277	0,4	0,324	0,307	0,319	0,074
	cv:	1,93	1,50	0,70	0,94	0,48	0,68	0,88
FUL-14	m:	0,025	0,057	0,138	0,227	0,663	0,419	0,09
	s:	0,035	0,098	0,063	0,152	0,341	0,242	0,036
	cv:	1,4	1,73	0,46	0,67	0,51	0,58	0,4

AUS= Ausente

Tabla 11

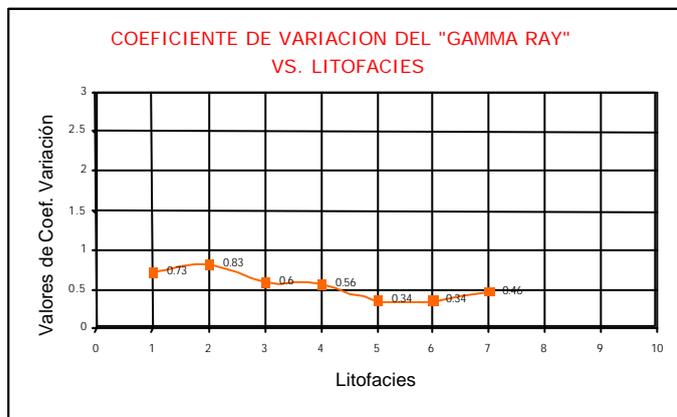
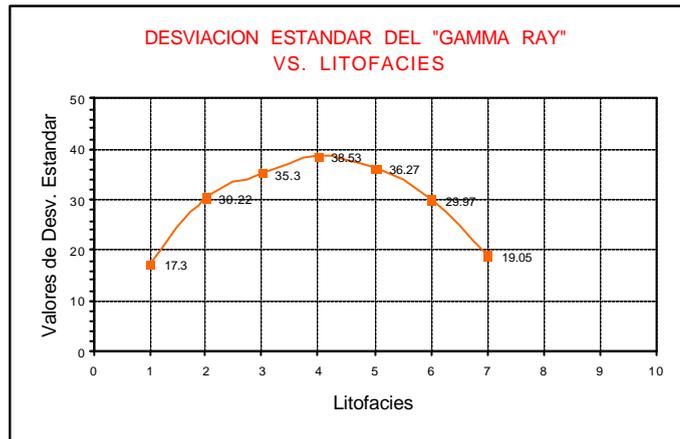
La figura 19 presenta gráficamente los estadísticos de cada parámetro petrofísico “Gamma ray” para el conjunto de datos.

Análisis Exploratorio de datos de los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14



**GRAFICOS CRUZADOS
DE LA MEDIA DEL
"GAMMA RAY"
VS. LITOFACIES**

**GRAFICOS CRUZADOS
DE LA DESVIACION
ESTANDAR DEL
"GAMMA RAY"
VS. LITOFACIES**

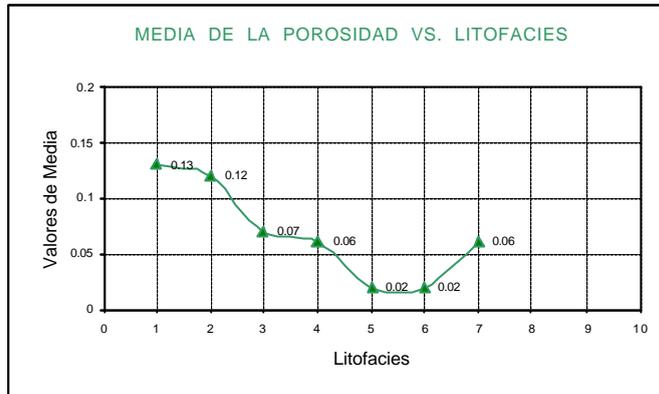


**GRAFICOS CRUZADOS
DE COEF. DE VARIACION
DEL "GAMMA RAY"
VS. LITOFACIES**

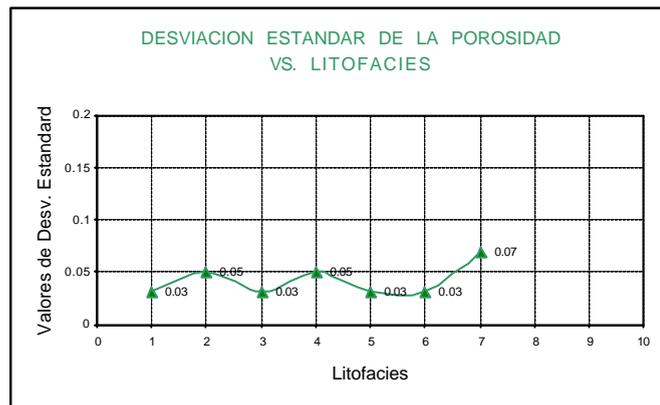
Figura 19

La figura 20 presenta gráficamente los estadísticos de cada parámetro petrofísico porosidad para el conjunto de datos.

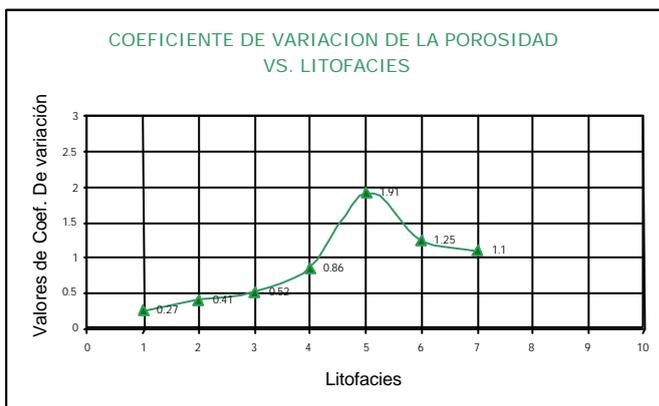
Análisis Exploratorio de datos de los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14



GRAFICOS CRUZADOS DE LA MEDIA DE "POROSIDAD" VS. LITOFACIES



GRAFICOS CRUZADOS DE LA DESVIACION ESTANDAR DE "POROSIDAD" VS. LITOFACIES



GRAFICOS CRUZADOS DE COEF. DE VARIACION DEL "POROSIDAD" VS. LITOFACIES

Figura 20

La figura 21 presenta gráficamente los estadísticos de cada parámetro petrofísico “v-shale” para el conjunto de datos.

Analisis Exploratorio de datos
de los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14

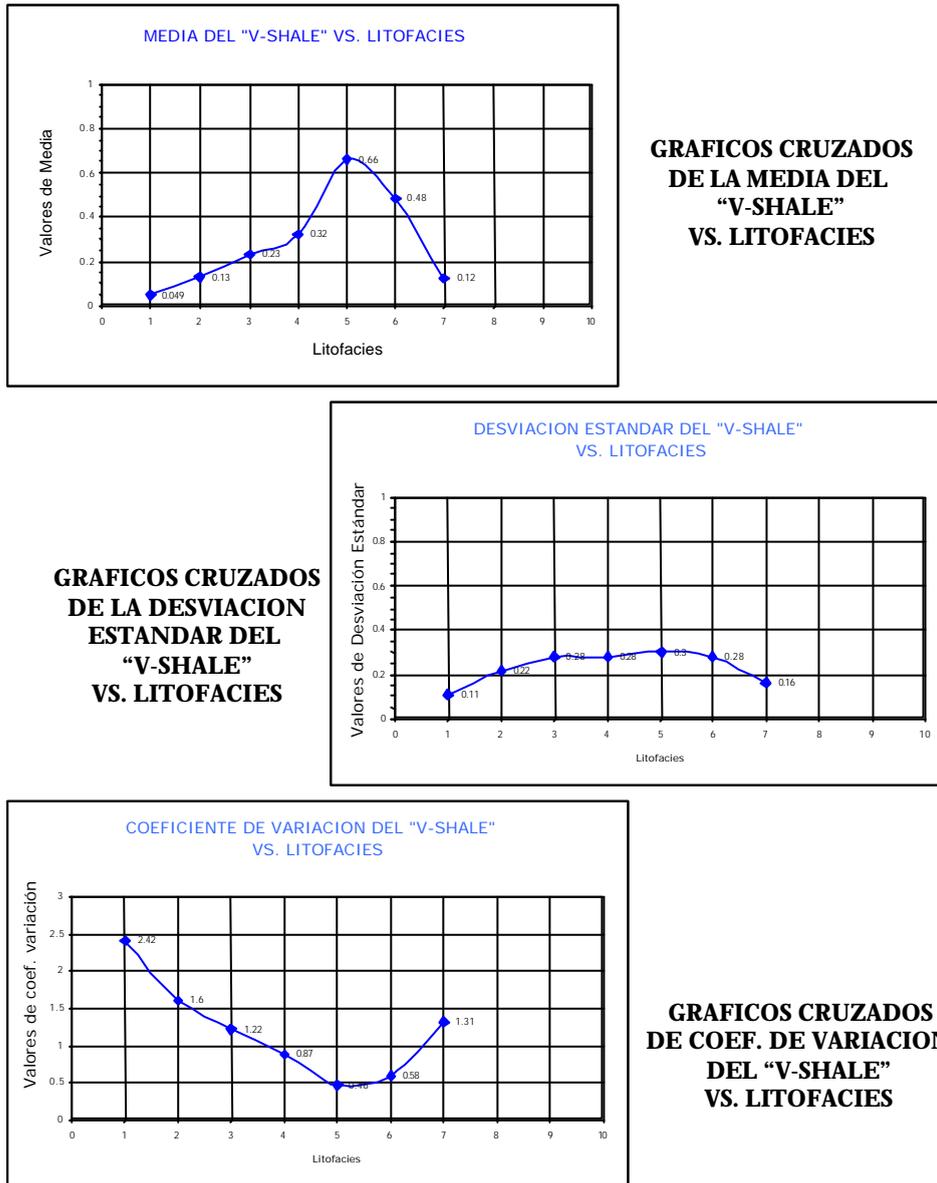


Figura 21

Litofacies 1 (A₁):

La litofacies 1 se caracteriza por presentar los valores más bajos de “Gamma ray” ($m=23,52$), las más altas porosidades ($m=0,134$) y mostrar los valores más bajos de arcillosidad ($m=0,049$). Esto tiene coherencia con el hecho que se considera esta litofacies como arenas muy limpias, de excelente calidad de reservorio. Al igual que ocurre en los pozos individualmente, en conjunto esta litofacies presenta un valor de coeficiente de variación alto con respecto a la arcillosidad ($CV=2,42$).

Obsérvese en la figura 22 los histogramas de frecuencia para esta litofacies con respecto a cada uno de los parámetros petrofísicos considerados. Para el conjunto de datos, el “Gamma ray” presenta una distribución asimétrica (sesgado positivo), con mayor frecuencia en los valores bajos menores a 30 unidades API). Por otra parte, la porosidad presenta una distribución que tiende a ser simétrica con mayor frecuencia en la tercera clase 0,15 a 0,20%). La arcillosidad presenta una distribución asimétrica (sesgado positivo) con mayor frecuencia en los valores bajos menores a 0,20%, representados en la segunda clase (valores 0,2 a 0,39 %).

En las figuras 19, 20 y 21 y en las tablas 9,10 y 11 se puede observar la conducta de los valores de media y desviación estándar de “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad por cada litofacies. Aquí se refleja claramente el alto valor del promedio de la porosidad y bajo valor de la media de la arcillosidad de la litofacies A₁ con respecto a las otras litofacies. La litofacies A₁ en el pozo FUL-13 presenta el valor de media más alto ($m=30,580$). En cuanto a la porosidad y en esta litofacies, el pozo FN-1 presenta el valor de media más bajo ($m=0,119$) y el FUL-12 el más alto ($m=0,160$). Para la arcillosidad, el valor promedio más bajo lo presentan los pozos FN-1 y FUL-14 ($m=0,025$); el pozo FUL-13 tiene un valor de media de 0,112 siendo éste el valor más alto de arcillosidad de todos los pozos considerados.

Sería lógico pensar que el valor de arcillosidad más bajo lo tengan los pozos ubicados hacia el sur, como es el caso del pozo FUL-14, ya que según establece el modelo sedimentológico, la mayoría de los paquetes arenosos que representan depósitos de barras costeras persisten lateralmente con tendencia preferencial este-oeste, y al sur del área, estos paquetes alcanzan mayor desarrollo (Gosh et al, 1989). Si consideramos el análisis en el sentido norte-sur, la distribución de estas barras se ve interrumpida por la presencia de canales de mareas que ocurren en dirección perpendicular a estas barras. Esto puede ser observado y particularmente apreciado en el pozo FUL-2 y FUL-13 que presentan alta arcillosidad (tabla 11). Sin embargo, ocurre que el pozo FN-1 presenta una baja arcillosidad a pesar de estar ubicado al norte. Una posible explicación de este comportamiento podría ser

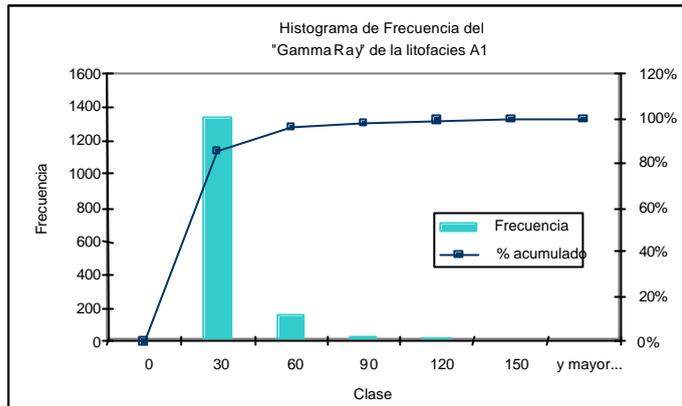
que la tendencia de desarrollos arenosos en dirección este-oeste, tiene a su vez una leve tendencia sureste-noroeste lo cual concuerda con la hipótesis propuesta por Angulo y Rodríguez (2001), que considera que durante el Oligoceno Tardío - Mioceno Temprano, la orientación y la ubicación de la línea de costa permanecen más o menos constantes, con pequeñas variaciones locales que pueden ser atribuidas a las migraciones laterales de los lóbulos deltaicos. Para estas unidades, la principal fuente de aporte de sedimentos proviene del sur - sureste, es decir, del Cratón de Guayana. Sin embargo, para las unidades sedimentarias del Mioceno Temprano, la paleogeografía cambia drásticamente: la principal fuente de aporte de sedimentos deja de provenir del sur, sureste y comienza a provenir más bien del oeste. En este momento parece hacerse evidente el efecto que tiene la colisión de la Placa Caribe con la placa Suramericana, esto significa que la principal fuente de sedimentos deja de ser el Cratón de Guayana y pasa a ser el Alóctono Caribe, es decir, tenemos una fuente dual de sedimentos.

Por otro lado, de la porosidad observada en el pozo FUL-12 y FN-1 (ambos ubicados al norte) se podría deducir que estas diferencias se deben al hecho que la litofacies A₁ cuando se encuentra asociada a barras costeras presenta mayor porosidad que cuando se encuentra ubicada asociada a canales de mareas (como base de las secuencias de afinamiento hacia el tope), además, como fue explicado anteriormente, esta litofacies es el conjunto de las litofacies A₁ y A₁', donde la primera es menos arcillosa y sin bioturbación, mientras que la segunda posee mayor matriz arcillosa y cierta bioturbación, esto explicaría el alto coeficiente de variación para la arcillosidad (CV=2,42).

A continuación, el resumen estadístico por registros para esta litofacies.

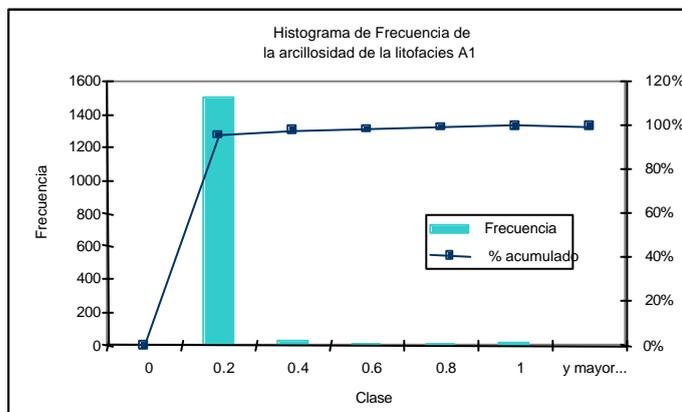
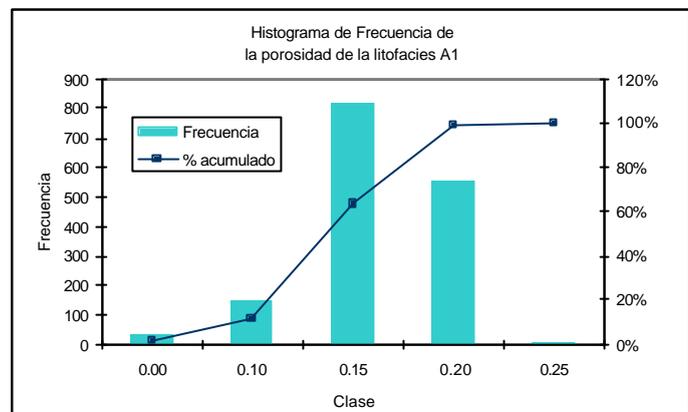
Coef/parámetro	GR	POR	VSH
m	23,52	0,134	0,049
S	17,304	0,037	0,119
CV	0,73	0,276	2,42

Análisis Exploratorio de Datos



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DEL "GAMMA RAY" DE LA LITOFACIES A₁

HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE LA POROSIDAD DE LA LITOFACIES A₁



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE ARCILLOSIDAD DE LA LITOFACIES A₁

Figura 22

Figura 22. Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos "Gamma ray", porosidad y arcillosidad, para la litofacies A₁ presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.

Litofacies 2 (A₂):

La litofacies 2 está caracterizada por valores bajos de “Gamma ray” (m=36,220), buena porosidad (m=0,125) y baja arcillosidad (m=0,134). También están consideradas como arenas limpias, si bien, un poco más arcillosas que la litofacies A₁. Al igual que ocurre con algunos de los pozos individualmente, en conjunto esta litofacies presenta un valor de coeficiente de variación alto con respecto a la arcillosidad (CV=1,6).

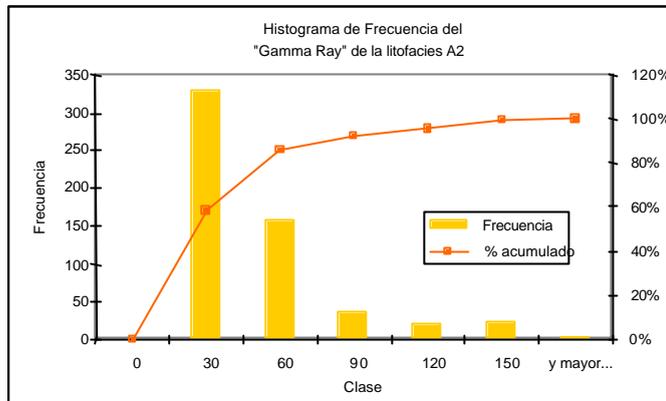
Obsérvese en la figura 23 los histogramas de frecuencia para esta litofacies con respecto a cada uno de los parámetros petrofísicos considerados. Para el conjunto de datos, el “Gamma ray” presenta una distribución asimétrica (sesgado positivo), presentando una mayor frecuencia en la segunda clase (valores bajos entre 30 y 59 unidades API). Por otra parte, la porosidad también presenta una distribución asimétrica (sesgado negativo) con mayor frecuencia en la tercera y cuarta clase (0,15 a 0,25%). Por su parte, la arcillosidad presenta también una distribución asimétrica (sesgado positivo) con mayor frecuencia en la segunda clase (valores 0,2 a 0,39%).

En la figura 19, 20 y 21 y en las tablas 9, 10 y 11, se puede observar el comportamiento de los valores de media y desviación estándar para los parámetros “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad y por cada litofacies.

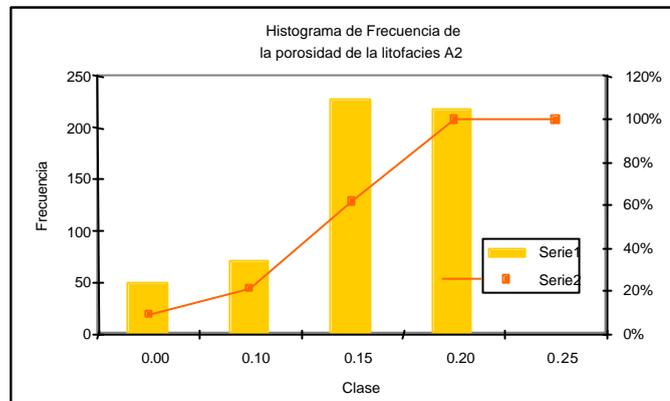
Para esta litofacies A₂, en el pozo FN-1 se presenta la media más baja del “Gamma ray” (m=13,630) en comparación con el FUL-12 que presenta la media más alta (m=43,940) (tabla 9). Con relación a la porosidad, el pozo FUL-12 muestra la media más alta (m=0,155) en esta litofacies. Para la arcillosidad, el valor promedio más bajo lo presentan el pozo FN-1; el FUL-13 con media de 0,18 reporta el valor promedio mas alto para la arcillosidad en esta litofacies (tabla 11). La presencia de altos valores arcillosos hacia el pozo FUL-13 pudiese estar relacionado con la presencia de leve bioturbación en esta litofacies en dicho pozo, aunado a la tendencia de las barras arenosas de deteriorar su calidad de reservorio hacia el noreste donde se profundizan los ambientes. A continuación, el resumen estadístico por registros para esta litofacies.

Coef/parámetro	GR	POR	VSH
m	36,22	0,125	0,134
S	30,22	0,052	0,222
CV	0,83	0,416	1,6

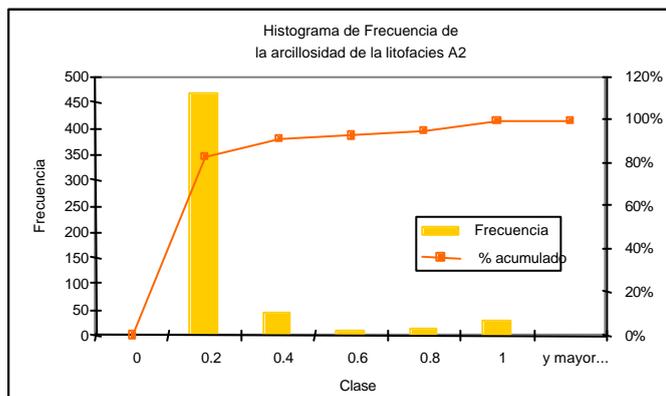
Análisis Exploratorio de Datos



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DEL "GAMMA RAY" DE LA LITOFACIES A₂



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE LA POROSIDAD DE LA LITOFACIES A₂



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE ARCILLOSIDAD DE LA LITOFACIES A₂

Figura 23

Figura 23. Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos "Gamma ray", porosidad y arcillosidad, para la litofacies A₂ presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.

Litofacies 3 (A₃):

Arenisca fuertemente bioturbada, con ocasionales láminas de lutitas. La litofacies A₃ ocupa alrededor del 5% de la unidad estratigráfica estudiada. Se presenta mayormente en el pozo FUL-7 y está ausente en el pozo FUL-2. En términos generales, la litofacies A₃ se presenta como una gradación completa entre la litofacies A₂ y la litofacies heterolítica B.

Obsérvese en la figura 24 los histogramas de frecuencia para esta litofacies con respecto a cada uno de los parámetros petrofísicos. Para el conjunto de datos, el “Gamma ray” presenta una distribución que tiende a ser simétrica, presentando una frecuencia mayor en la tercera clase (valores entre 60 y 89 unidades API). Por otra parte, la porosidad presenta una distribución simétrica con mayor frecuencia en la segunda clase (0,10 a 0,14%). La arcillosidad presenta una distribución asimétrica (sesgado positivo) con mayor frecuencia en la segunda clase (valores 0,2 a 0,39%).

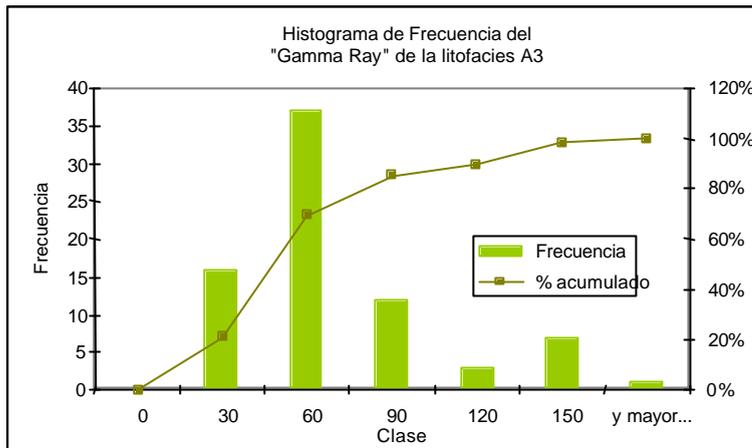
Una característica de la litofacies A₃ es que presenta valores bajos de “Gamma ray” (m=58,38); una modesta porosidad (m=0,07) y una arcillosidad relativamente baja (m=0,23). Esta litofacies se presenta más arcillosa y menos porosa que las litofacies A₁ y A₂. Ocupa el tercer lugar en cuanto a calidad de reservorio. Al igual que ocurre con algunos de los pozos individualmente, en conjunto, esta litofacies presenta un valor de coeficiente de variación alto con respecto a la arcillosidad (CV=1,224), esto ha sido asociado al hecho que esta litofacies presenta alta bioturbación.

Las figuras 19, 20 y 21, ilustran gráficamente los valores promedios de “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad de la litofacies A₃ con respecto a las otras litofacies. Esta litofacies está ausente en los pozos FUL-2 y FUL-12. En el pozo FUL-13 presenta la media más alta (m=93,92) (tabla 9). En cuanto a la porosidad, el pozo FUL-13 presenta la media más baja (m=0,04). Para la arcillosidad, los valores extremos están reportados en los pozos FN-1 con media de 0,064 y el pozo FUL-13 con media de 0,56 (tabla 11). Nuevamente, la poca arcillosidad reportada en el FN-1 pareciera estar relacionada con la leve tendencia noroeste-sureste de las arenas de barras costeras (ver figura 3, mapa de ubicación de pozos analizados). Al igual que el caso anterior, la baja porosidad y alta arcillosidad del pozo FUL-13 pueden estar relacionada al deterioro de la calidad del reservorio hacia el noreste. Adicionalmente, la limitada cantidad de datos que representan la litofacies A₃ no es suficiente para extraer conclusiones lo suficientemente sustentadas que expliquen su comportamiento estadístico espacial.

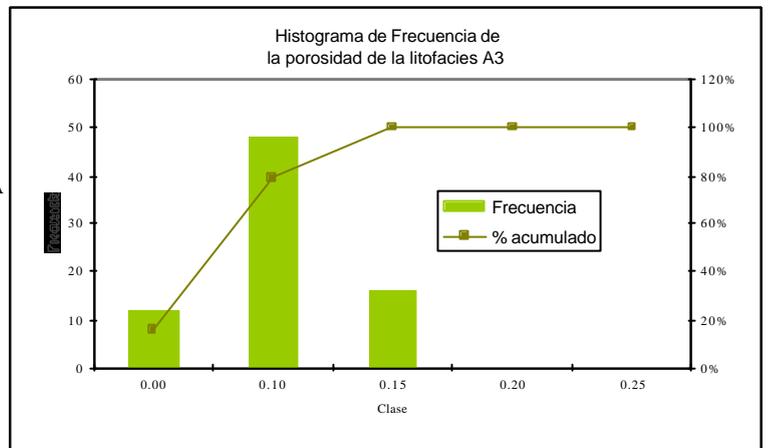
A continuación, el resumen estadístico por registros para esta litofacies.

Coef/parámetro	GR	POR	VSH
m	58,38	0,074	0,236
S	35,30	0,039	0,289
CV	0,60	0,527	1,224

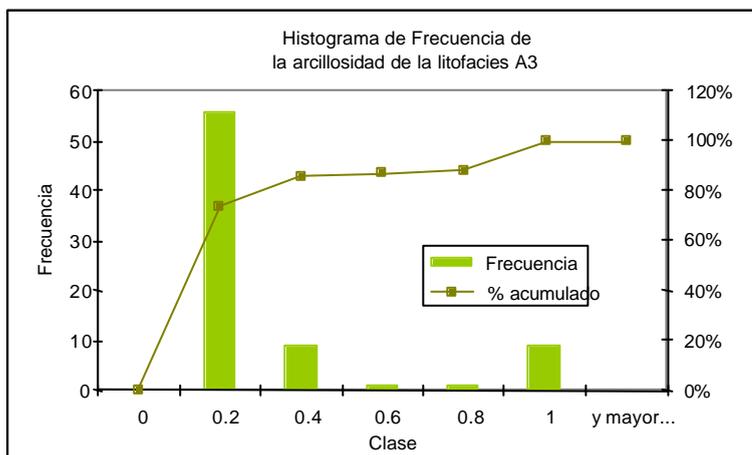
Análisis Exploratorio de Datos



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DEL "GAMMA RAY" DE LA LITOFACIES A₃



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE LA POROSIDAD DE LA LITOFACIES A₃



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE ARCILLOSIDAD DE LA LITOFACIES A₃

Figura 24

Figura 24. Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos "Gamma ray", porosidad y arcillosidad, para la litofacies A₃ presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.

Litofacies 4 (A₄):

Arenisca de grano muy fino, laminada. Esta litofacies ocurre en capas relativamente delgadas (1cm) y ocupa menos del 4% de la sección con núcleos en los diferentes pozos. Esta litofacies se encuentra bien representada solo en algunos pozos (FUL-2 y FN-1).

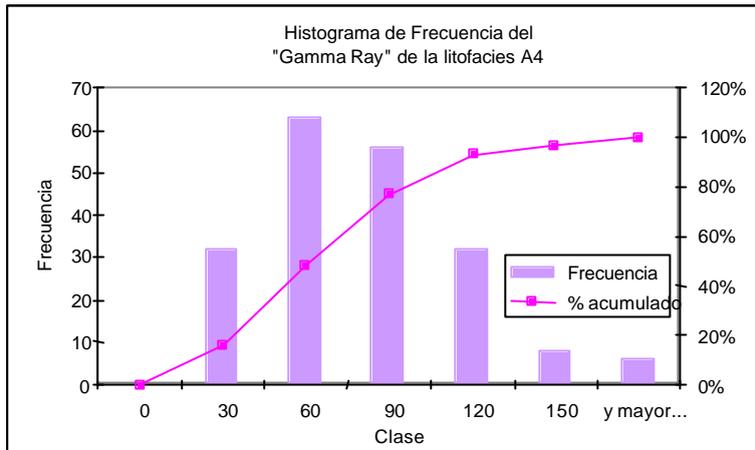
Obsérvese en la figura 25 los histogramas de frecuencia para esta litofacies con respecto a cada uno de los parámetros petrofísicos considerados. Para el conjunto de datos, el “Gamma ray” presenta una distribución que tiende a ser simétrica, presentando una frecuencia mayor en la tercera clase (valores entre 60 y 89 unidades API). Por otra parte, la porosidad presenta una distribución con una insinuante sesgadura con mayor frecuencia en la segunda clase (0,10 a 0,14%). La arcillosidad presenta una distribución asimétrica (sesgado positivo) con mayor frecuencia en la segunda clase (valores 0,2 a 0,39%).

La litofacies A₄ se caracteriza por valores intermedios de “Gamma ray” (m=67,70); una baja porosidad (m=0,063) y valores altos de arcillosidad (m=0,322). Al comparar esta litofacies con la litofacies A₁, A₂ y A₃, podemos observar que se trata de arenas sucias, de pobre calidad de reservorio. Los gráficos que ilustran estas observaciones están en las figuras 19, 20 y 21.

Para esta litofacies, el pozo FUL-12 que muestra la media más alta (m=75,730) (tabla 9). En cuanto a la porosidad, el pozo FUL-2 presenta la media más baja (m=0,056) mientras que el pozo FN-1 reporta la media más alta (m=0,084). Para la arcillosidad, los valores extremos están asociados al pozo FN-1 con media de 0,189 y al pozo FUL-2 con media de 0,447 (tabla 11). La tendencia de mejores valores porosos y baja arcillosidad hacia el pozo FN-1 puede estar relacionada con la leve tendencia noroeste de los desarrollos arenosos, lo cual ha sido observado en las litofacies arenosas anteriores. De igual manera, la limitada cantidad de datos que representan la litofacies A₄ no es suficiente para extraer conclusiones sustentadas que expliquen su comportamiento estadístico espacial. Sin embargo, cabe mencionar que esta litofacies, al igual que la litofacies A₃, se caracterizan por presentar bioturbación motivo por el cual se dificulta su diferenciación con respecto a tamaño de grano. Pudiéramos apresurarnos a diagnosticar cierta dificultad para realizar predicciones precisas de esta litofacies. A continuación, el resumen estadístico por registros para esta litofacies.

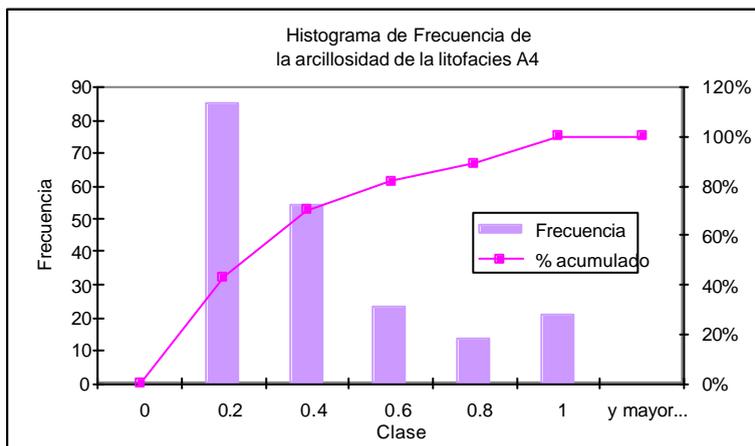
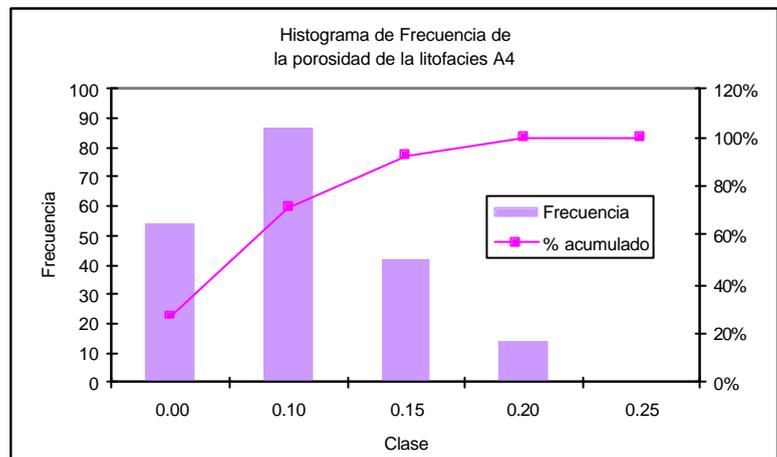
Coef/parámetro	GR	POR	VSH
m	67,70	0,0633	0,322
S	38,53	0,055	0,281
CV	0,56	0,86	0,872

Análisis Exploratorio de Datos



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DEL "GAMMA RAY" DE LA LITOFACIES A₄

HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE LA POROSIDAD DE LA LITOFACIES A₄



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE ARCILLOSIDAD DE LA LITOFACIES A₄

Figura 25

Figura 25. Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos "Gamma ray", porosidad y arcillosidad, para la litofacies A₄ presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.

Litofacies 5 (C):

Lutitas y limolitas. Las series de litofacies C, son en general de color gris oscuro y forman de un 5 a 10% de la sección con núcleos en los diferentes pozos.

La litofacies 5 se caracteriza por los valores más altos de “Gamma ray” ($m=104,56$); la porosidad mas baja ($m=0,020$) y la más alta arcillosidad ($m=0,664$). Estos valores resultan coherentes con las características de lutitas y limolitas. Al igual que ocurre con algunos de los pozos individualmente, en conjunto esta litofacies presenta un valor de coeficiente de variación alto con respecto a la porosidad ($CV=1,91$).

Obsérvese en la figura 26 los histogramas de frecuencia para esta litofacies con respecto a cada uno de los parámetros petrofísicos considerados. Para el conjunto de datos, el “Gamma ray” presenta una distribución que tiende a ser simétrica, presentando una frecuencia mayor en la quinta clase (valores entre 120 y 149 unidades API). Por otra parte, la porosidad presenta una distribución asimétrica (sesgado positivo) con mayor frecuencia en la primera clase ($<0,10\%$). La arcillosidad presenta una distribución asimétrica (sesgado negativo) a con mayor frecuencia en la sexta clase (valores cercanos al 1%).

En las figuras 19, 20 y 21 se ilustran los valores de “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad para esta litofacies y en comparación con los valores asumidos en las otras.

En el pozo FUL-14 se presenta la media más alta del “Gamma ray” ($m=127,27$). En cuanto a la porosidad, el pozo FN-1 presenta la media más baja ($m=0,008$). Para la arcillosidad, los valores extremos están reportados en el pozo FN-1 con una media de 0,765 y el pozo FUL-13 con una media de 0,64 (tabla 11). Desde el punto de vista geológico, se esperaría mayor arcillosidad hacia el norte donde se profundizan los ambientes y el contenido de lutitas aumenta (Gosh et al 1989). Sin embargo, las diferencias en los parámetros petrofísicos en esta litofacies puede estar relacionada también al hecho que la misma es el conjunto de facies lutíticas y limolíticas.

Coef/parámetro	GR	POR	VSH
m	104,56	0,020	0,664
S	36,27	0,0382	0,308
CV	0,346	1,91	0,463

Análisis Exploratorio de Datos

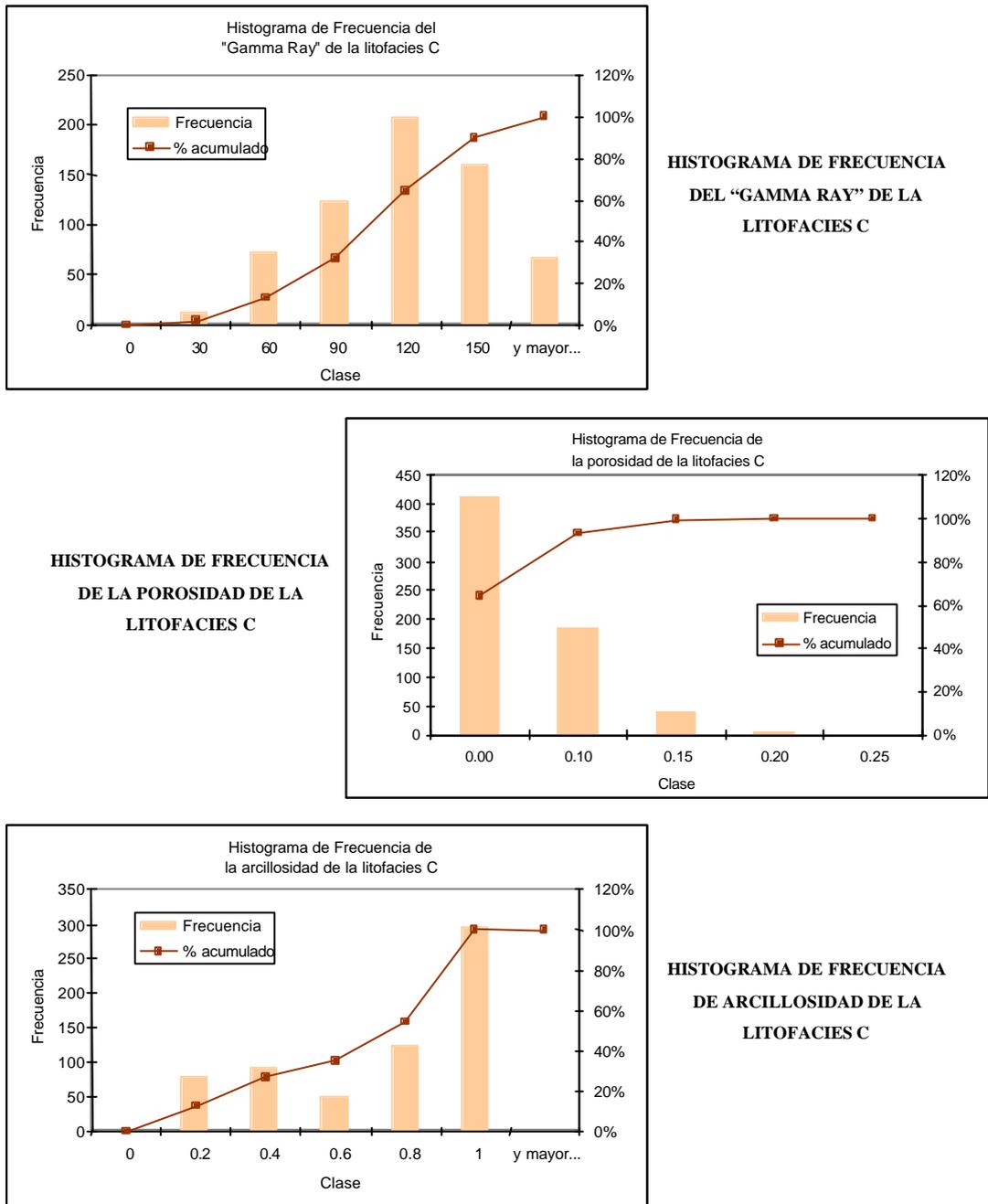


Figura 26

Figura 26. Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos "Gamma ray", porosidad y arcillosidad, para la litofacies C presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.

Litofacies 6 (B):

El conjunto de litofacies heterolíticas llega a formar hasta un 12% de la sección con núcleos en los pozos FUL-2 y FN-1 y representa una transición de las unidades arenosas (A) y las unidades arcillosas (C).

Es una característica de la litofacies 6 presentar valores relativamente altos de “Gamma ray” ($m=87,06$); bajos valores de porosidad ($m=0,028$) y una alta arcillosidad ($m=0,482$).

Obsérvese en la figura 27 los histogramas de frecuencia para esta litofacies con respecto a cada uno de los parámetros petrofísicos involucrados. Para el conjunto de datos, el “Gamma ray” presenta una distribución que tiende a ser simétrica, presentando una frecuencia mayor en la cuarta clase (valores entre 90 y 119 unidades API). Por otra parte, la porosidad presenta una distribución que tiende a ser simétrica con mayor frecuencia en la segunda clase (0,10 a 0,14%). La arcillosidad presenta una distribución asimétrica con mayor frecuencia en la tercera clase (valores cercanos al 0,4%). Este carácter asimétrico en la arcillosidad corresponde al carácter heterogéneo de esta litofacies (alternancia de delgadas laminas de lutitas y areniscas).

Se puede observar gráficamente en las figuras 19, 20 y 21, la conducta de los valores de “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad, por cada litofacies. Aquí puede compararse claramente los valores promedios del “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad de la litofacies B con respecto a las otras litofacies.

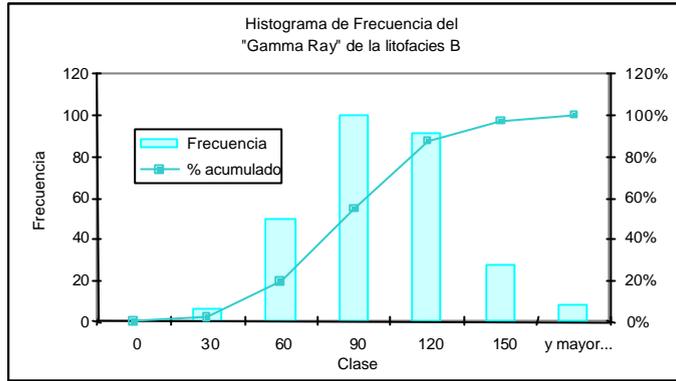
Esta litofacies está ausente en el pozo FN-1. En el pozo FUL-14 que presenta la media más alta ($m=95,45$) del “Gamma ray” (tabla 10). Con relación a la porosidad, el pozo FUL-2 presenta la media más baja ($m=0,021$). Para la arcillosidad, los valores extremos altos están reportados en el pozo FUL-2 con media de 0,635 (tabla 11).

Sería riesgoso establecer conclusiones acerca de la relación espacial con sentido geológico en esta litofacies, ya que, como se ha venido explicando con anterioridad, esta litofacies es una combinación de delgados niveles arenosos y lutíticos cuyo comportamiento estadístico es bastante inconsistente. Sin embargo, cabe mencionar que esta litofacies, al igual que la litofacies A₄, se caracterizan por presentar bioturbación motivo por el cual se dificulta su diferenciación con respecto a tamaño de grano. De nuevo, nos pudiéramos apresurar a diagnosticar cierta dificultad para realizar predicciones precisas con esta litofacies.

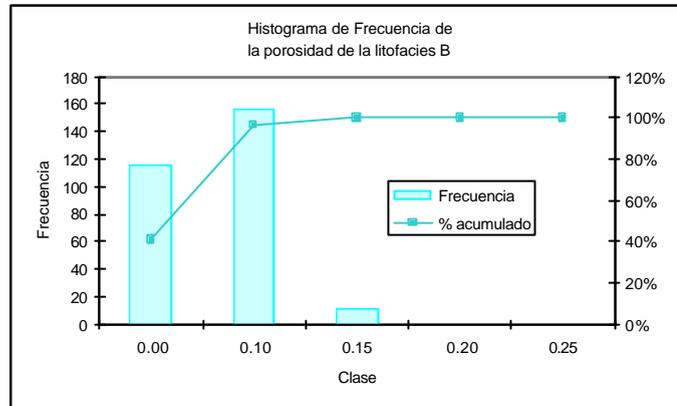
A continuación, el resumen estadístico por registros para esta litofacies.

Coef/parámetro	GR	POR	VSH
m	87,065	0,028	0,482
S	29,97	0,035	0,282
CV	0,344	1,25	0,585

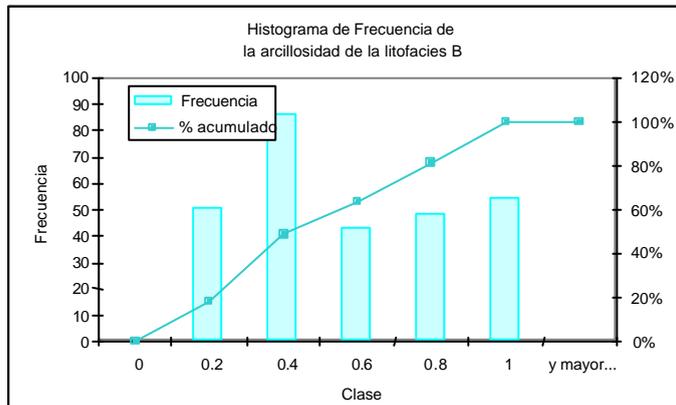
Análisis Exploratorio de Datos



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DEL "GAMMA RAY" DE LA LITOFACIES B



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE LA POROSIDAD DE LA LITOFACIES B



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE ARCILLOSIDAD DE LA LITOFACIES B

Figura 27

Figura 27. Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos "Gamma ray", porosidad y arcillosidad, para la litofacies B presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.

Litofacies 7 (carbón):

Los horizontes delgados de carbón están presentes en el pozo FUL-2.

En general, la litofacies 7 se caracteriza por valores bajos de “Gamma ray” ($m=40,57$); una muy baja porosidad ($m=0,064$) y una baja arcillosidad ($m=0,122$).

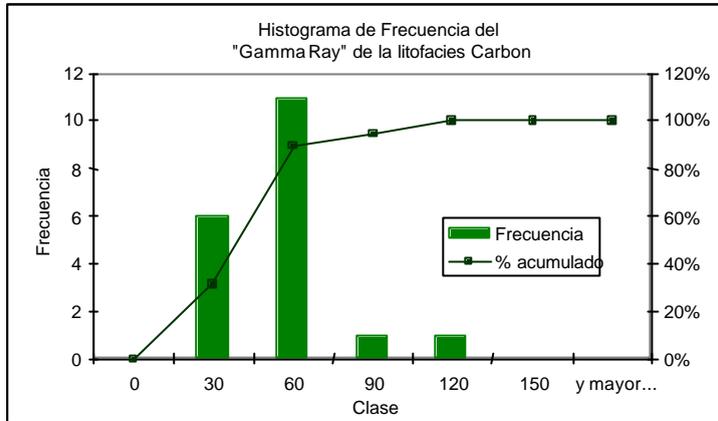
Obsérvese en la figura 28 los histogramas de frecuencia para esta litofacies con respecto a cada uno de los parámetros petrofísicos involucrados. Para el conjunto de datos, el “Gamma ray” presenta una distribución que tiende a ser simétrica, presentando una frecuencia mayor en la tercera clase (valores entre 60 y 89 unidades API). Por otra parte, la porosidad presenta una distribución que tiende a bimodal con alta frecuencia en la primera clase (valores $<0,1\%$) y la tercera clase (0,15 a 0,19%). La arcillosidad presenta una distribución con sesgo positivo y con mayor frecuencia en la segunda clase (valores cercanos al 0,2 a 0,39%).

Los valores obtenidos para esta litofacies son ilustrados en las figuras 19, 20 y 21, en las cuales pueden observarse los valores promedios de “Gamma ray”, porosidad y arcillosidad de la litofacies carbón con respecto a las otras litofacies.

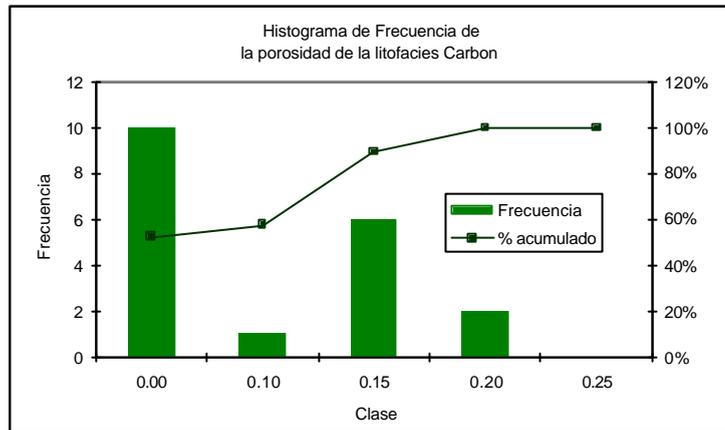
En el pozo FUL-13 se presenta la media más baja del “Gamma ray” ($m=31,74$) mientras que en el pozo FUL-12, se presenta la media más alta ($m=70,500$). En cuanto a la porosidad, el pozo FUL-12 presenta la media más baja ($m=0,05$) y el pozo FUL-13 la media más altas ($m=0,09$). Para la arcillosidad, los valores extremos están reportados en el pozo FUL-13 con una media de 0,08 y en el pozo FUL-12 con una media de 0,410 (tabla 11). Si se observa en detalle, esta litofacies presenta altos coeficientes de variación para la porosidad y arcillosidad lo que eventualmente puede traer problemas en futuras tareas de estimación de estos parámetros. Quizás si se considerasen otros parámetros como densidad o sónico, pudiesen establecerse conclusiones mejor sustentadas con respecto a esta litofacies. A continuación, el resumen estadístico por registros para esta litofacies.

Coef/parámetro	GR	POR	VSH
m	40,57	0,064	0,122
S	19,05	0,071	0,161
CV	0,46	1,10	1,31

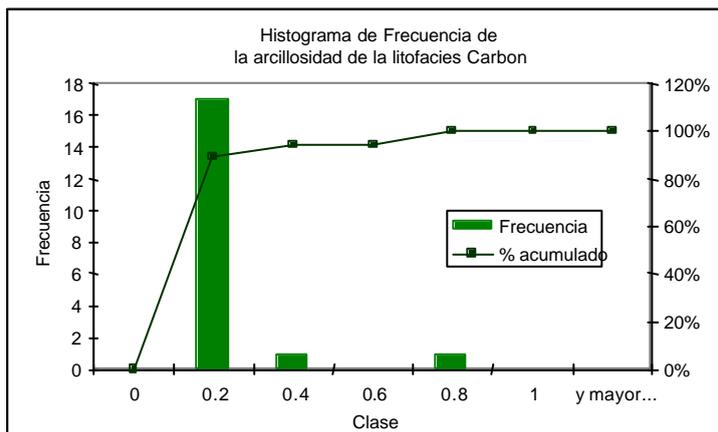
Análisis Exploratorio de Datos



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DEL "GAMMA RAY" DE LA LITOFACIES CARBON



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE LA POROSIDAD DE LA LITOFACIES CARBON



HISTOGRAMA DE FRECUENCIA DE ARCILLOSIDAD DE LA LITOFACIES CARBON

Figura 28

Figura 28. Histogramas de frecuencia de valores de media de los parámetros petrofísicos "Gamma ray", porosidad y arcillosidad, para la litofacies Carbón presente en el conjunto de datos pertenecientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.

5.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA PREDICCIÓN DE LITOFACIES

Es usual que al realizar un estudio de litofacies con información de núcleos, se inicie con la identificación a *grosso modo* de litologías básicas como areniscas, lutitas, calizas y carbón, a partir de un criterio de clasificación correspondiente al tamaño de grano y al origen sedimentario.

Posteriormente, se procede a analizar en detalle cada grupo litológico para subdividirlo en litofacies de acuerdo a la presencia de algunas estructuras sedimentarias como la estratificación cruzada, laminación, o bien, de acuerdo a su contenido fósil y a la diferenciación entre tamaños de granos fino a muy fino, medio, etc. Esto da origen a la división de litofacies en arenas gruesas, arenas medias, arenas finas, y en el caso de las lutitas se llegan a diferenciar las arcillas de las limolitas, etc.

Por último, se va a un nivel de detalle mayor que contempla criterios de madurez textural y mineralógica, que permitan hacer subdivisiones más sutiles entre arenas de igual tamaño de grano, donde en una está presente la bioturbación y en la otra no, o bien el contenido de matriz varia de arenas sucias a limpias, o la composición del cemento varía de silíceo a carbonático.

Con este esquema de pensamiento geológico para la descripción de núcleos, se intentó emular estos mismos procesos a través del algoritmo de predicción, para que fuese prediciendo a diferentes niveles la diferenciación entre litofacies.

Por otra parte, cuando el geólogo se encuentra realizando la descripción de núcleos, procede inicialmente con núcleos de un pozo, el cual presenta determinadas litofacies, con algunas características particulares. Posteriormente, en el análisis de los núcleos de un segundo pozo pueden ser halladas nuevas litofacies no detectadas en el primer pozo, para de esta manera obtener una mejor apreciación de la variedad de litofacies presentes en el área. A medida que se incorporan más núcleos de otros pozos se amplía aún más la visión del modelo de sedimentación. Con este esquema, también se procedió a realizar sensibilidades variando la cantidad de información de núcleos involucrados en los análisis estadísticos a ser usados en la predicción.

Cabe destacar, que al igual que al geólogo se le hace sencillo la diferenciación entre litologías básicas (arenas, lutitas, calizas y carbón), a medida que se profundiza en el detalle la identificación de litofacies a partir de criterios más sutiles, se requiere de mayor experiencia para realizar una descripción más adecuada del modelo sedimentológico, ya que la diferenciación entre las litofacies se hace así mismo más sutil y en ocasiones puede llegar

hasta ser ambigua. Consecuentemente, no es de extrañarse que como le ocurre al experto sedimentólogo, el algoritmo pueda también tener mayor éxito de predicción en las litofacies más básicas como arenas y lutitas cuyas características de porosidad y arcillosidad son marcadamente diferentes, que en aquellas litofacies cuyos comportamientos estadísticos sean similares en relación la porosidad y los contenidos de arcilla como sucede con arenas de igual tamaño de grano cuyo único elemento de diferenciación sea el proceso de bioturbación o el tipo de estratificación.

A continuación, se presentan tres tipos de sensibilidad realizadas para probar las bondades y debilidades del programa, tomando en cuenta cómo influye el número de núcleos utilizados sobre los resultados, un análisis considerando la eficiencia de la predicción en función del número de litofacies discriminadas en el modelo sedimentológico propuesto, y por último, la selección de intervalos de análisis con la definición previa de unidades litoestratigráficas (por ejemplo, en este caso de estudio, analizar los datos de la unidad Naricual superior, por separado de los datos de la Formación Naricual sin diferenciar).

5.2.1. SENSIBILIDAD CON RESPECTO AL DETALLE DE LITOFACIES

Con el fin de determinar el porcentaje de éxito en la precisión con respecto al número de litofacies, se realizaron las siguientes pruebas diagnósticas.

- Primera sensibilidad con respecto a dos categorías: Discriminación entre arenas y lutitas.
- Segunda sensibilidad con respecto a cuatro categorías: (a) Discriminación entre arenas gruesas (A_1), (b) arenas finas (A_2 - A_3), (c) arenas muy finas con facies heterolíticas (A_4 -B) y (d) lutitas (C-carbón).
- Tercera sensibilidad con respecto a cinco categorías: (a) Discriminación arenas gruesas (A_1), (b) arenas finas (A_2 - A_3), (c) arenas muy finas (A_4), (d) facies heterolíticas (B) y (e) lutitas (C y carbón).
- Cuarta sensibilidad con respecto a siete categorías: (a) Discriminación entre arenas gruesas (A_1), (b) arenas finas no bioturbadas (A_2), (c) arenas finas muy bioturbadas (A_3), (d) arenas muy finas (A_4), (e) lutitas (C), (f) facies heterolíticas (B) y (g) carbón.

Cabe mencionar que para la selección del pozo a ser descartado, se debió a ciertos criterios mencionados a continuación:

Primeramente se descartó la información del pozo FUL-7 debido a que las lecturas del "Gamma ray" son muy bajas para las lutitas, lo cual difiere del comportamiento general del resto de los pozos considerados. Se sospecha que la porosidad y arcillosidad deben presentar el mismo comportamiento, ya que la determinación de dichos parámetros en la evaluación petrofísica están vinculados al "Gamma ray". Posteriormente se constató que su comportamiento estadístico es anómalo con respecto al resto de los pozos estudiados, donde, entre otras cosas, los valores promedios difieren notablemente del resto.

Una segunda consideración fue la incorporación del pozo FUL-13 por su generosa cantidad de datos. Sin embargo, posteriormente, se decide su exclusión debido a que los límites entre las litofacies fueron derivados de datos gráficos, quedando cierta incertidumbre en cuanto a la asociación de cada registro con la lectura de las profundidades a detalles menores de 1 pie.

Como criterio para prescindir del pozo FUL-12, se tomó en cuenta que éste no presenta la litofacies A_3 , la cual es necesaria para alimentar la base de datos con información correspondiente a esta litofacies y seguir evaluando la misma en el resto de los pozos.

Posteriormente se excluye el pozo FUL-2 por la misma razón anterior (ver tabla 1, página 66).

Se mantiene el FUL-14 debido a que posee todas las litofacies y es abundante en datos.

Dada una litofacies, para cuantificar el éxito de la predicción en ella, se procedió de la siguiente manera:

- Se comparó para cada litofacies, la litofacies registrada del núcleo y la litofacies pronosticada.
- Se contabilizó el número de coincidencias de estos litotipos.
- Se expresó en porcentaje el número total de coincidencias dividido entre el número total de muestras evaluadas para esa litofacies. A este porcentaje lo llamamos éxito de predicción.

Primera sensibilidad con respecto a dos categorías: Discriminación arena/lutitas.

Se probó la precisión del algoritmo discriminando entre dos litofacies básicas de comportamiento extremos como lo son arena y lutitas. Para ello, se combinaron todas las litofacies arenosas (A₁, A₂, A₃ y A₄) y todas las litofacies lutíticas (C, B y carbón).

Adicionalmente, se procedió a discriminar estas dos categorías utilizando en la base de datos original, desde un solo núcleo hasta un máximo de cinco. Estos resultados están ilustrados en la tabla 12. Cabe mencionar que las primeras siete filas corresponden al diagnóstico realizado con datos correspondientes al intervalo Naricual Superior y Medio, y la última fila corresponde a datos de Naricual Superior exclusivamente.

NÚCLEOS	POZO PREDICHO	% DE ÉXITO TOTAL	% DE ÉXITO DE CADA LITOFACIES	
			Arenas	Lutitas
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13, FUL-14	FUL-12	95	96	94
	FUL-14	91	96	76
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-14	FUL-12	93	94	93
	FUL-14	92	93	88
FN-1, FUL-2, FUL-14	FUL-12	93	93	94
	FUL-14	91	92	89
FN-1, FUL-14	FUL-12	93	93	93
	FUL-14	91	92	88
FUL-14	FUL-14	91	92	88
FUL-12	FUL-12	94	95	92
FUL-14	FUL-12	93	93	93
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-14 (NARSUP)	FUL-12	98	99	97

Tabla 12

Tabla 12. Resultados de predicción para facies básicas arena/lutita.

En los resultados para el pozo FUL-12, se puede observar que para cinco núcleos el éxito global de la predicción es de 93%. En particular, las arenas son pronosticadas con una excelente precisión del 95% y las lutitas con 94%.

Siguiendo con este pozo, al disminuir la información de núcleos a cuatro, tres, dos y un núcleo, podemos observar que la predicción se mantiene alta alrededor del 93%, tanto la global como para cada una de las litofacies. Es claro que para discriminaciones litológicas burdas el número de muestras no afecta considerablemente la precisión de la predicción.

Si comparamos la predicción considerando los datos sólo de Naricual Superior, vemos que el éxito es mucho mayor para este nivel de detalle, casi total (99%).

Con respecto al FUL-14, el éxito global de predicción es de 91%. En particular, las arenas son pronosticadas con una excelente precisión del 92-96% y las lutitas con 88%. Siguiendo con este pozo, al igual que ocurre con el pozo FUL-12, al disminuir la información de núcleos, podemos observar que la predicción se mantiene alta alrededor del 91%, tanto la global como para cada una de las litofacies.

A continuación se presentan gráficamente en la figura 29 el éxito de predicción global para esta sensibilidad en el pozo FUL-12.

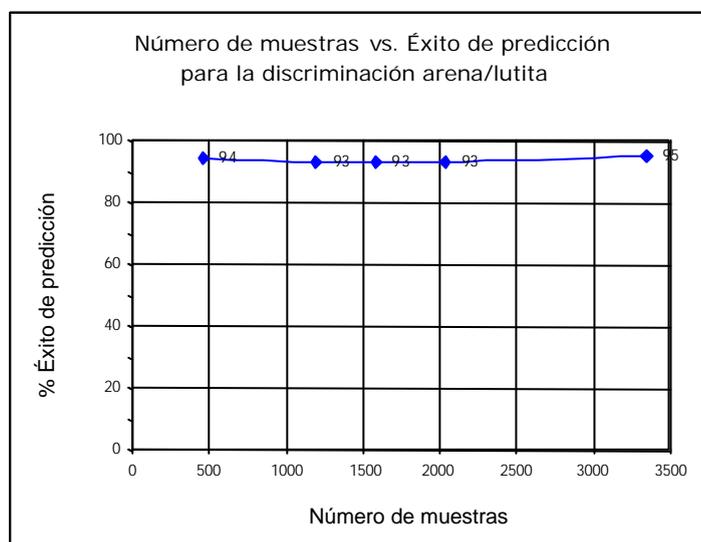


Figura 29

Se puede observar que el éxito global de la predicción no presenta cambios significativos con respecto al número de muestras (núcleos) involucrados en la base de datos.

Segunda sensibilidad con respecto a cuatro categorías: Discriminación entre arenas gruesas (A_1), arenas finas (A_2 - A_3), arenas muy finas con facies heterolíticas (A_4 - B) y lutitas (C-carbón).

En esta segunda fase, se combinaron dos grupos arenosos similares en granulometría A_1 , A_2 - A_3 (A_{23}), A_4 - B (A_4B) y dos grupos arcillosos C-carbón (CC). Estos resultados están ilustrados en la tabla 13 y la figura 30. Cabe mencionar que las primeras siete filas corresponden al diagnóstico realizado con datos correspondientes al intervalo Naricual Superior y Medio, y la última fila corresponde a datos de Naricual Superior exclusivamente.

NÚCLEOS	POZO PREDICHO	% DE ÉXITO TOTAL	% DE ÉXITO DE CADA LITOFACIES			
			A_1	A_{23}	A_4B	CC
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13, FUL-14	FUL-12	77	87	69	42	70
	FUL-14	74	96	34	36	66
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-14	FUL-12	80	90	62	49	71
	FUL-14	74	93	28	50	63
FN-1, FUL-2, FUL-14	FUL-12	75	81	74	51	67
	FUL-14	74	90	33	58	60
FN-1, FUL-14	FUL-12	76	84	64	47	70
	FUL-14	74	93	29	51	61
FUL-12	FUL-12	80	94	33	40	80
FUL-14	FUL-14	75	91	36	58	61
FUL-14	FUL-12	72	79	69	45	68
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-14 (NAR. SUP)	FUL-12	80	77	75	17	87

Tabla 13

Tabla 13. Resultados de predicción para facies arenas gruesas/arenas finas y lutitas/heterolíticas.

Continuando con el FUL-12, viene observándose de las previas experiencias que la litofacies A_1 es pronosticada con una alta exactitud aquí, en el peor de los casos, es del 81% y esto ocurre independientemente del número de núcleos involucrados.

La litofacies combinada A_{23} (A_2 y A_3) en el FUL-12, muestra generalmente una precisión de predicción de 64% a 74%, a excepción de cuando se trabaja con un solo núcleo, donde disminuye considerablemente su precisión a un 33%.

Finalmente, la litofacies combinada A_4B (A_4 y B) de este pozo presenta una precisión que oscila entre 40% a 51%.

Por último, la litofacies combinada CC (lutitas y carbón), es pronosticada con una precisión de 67% hasta 80%, aparentemente sin relación con respecto al número de muestras (núcleos) involucrados.

Al comparar estos resultados con los obtenidos al evaluar siete categorías, observamos que el éxito global en esta sensibilidad es ligeramente mayor y lo mismo ocurre con el éxito de predicción para la mayoría de las litofacies, especialmente, para la asociación de las litofacies A_2 y A_3 , que en conjunto reportan un leve aumento. Por ejemplo, la litofacies A_2 con cinco núcleos (incluyendo el FUL-13) en el pozo FUL-14, presenta un éxito de predicción de 12%, mientras que A_3 es reportado sin éxito, (tabla 4) comparado con el éxito que reporta en conjunto la categoría A_2 - A_3 de 34%.

Con respecto al FUL-14, el éxito global de predicción es de 91%. En particular, las arenas A_1 son pronosticadas con una excelente precisión del 90-93% y las lutitas con 60%. Siguiendo con este pozo, para la asociación de litofacies A_2 y A_3 el éxito de predicción es de 34% para datos de cinco núcleos y de 36% para un solo núcleo. Si analizamos el caso de la asociación de litofacies A_4B el éxito de predicción es de 36% para cinco núcleos y 58% con un solo pozo. Podemos observar que el éxito de predicción no guarda una relación con respecto al número de núcleos involucrados.

Con respecto al intervalo evaluado Naricual Superior, el éxito de predicción global es similar al de Naricual Medio y Superior. Solo se observa una desmejora del éxito de la asociación A_4B que decae a 17%.

A continuación en la figura 30 se presenta gráficamente el porcentaje de éxito global con respecto al número de muestras (núcleos) involucradas en la base de datos.

Al analizar los resultados para el pozo FUL-12, se puede observar que el éxito de la predicción global oscila entre 75% y 80%, lo cual es considerado excelente. Aparentemente, para este nivel de detalle litológico, el éxito global se mantiene relativamente igual independiente del número de muestras involucradas (figura 30).

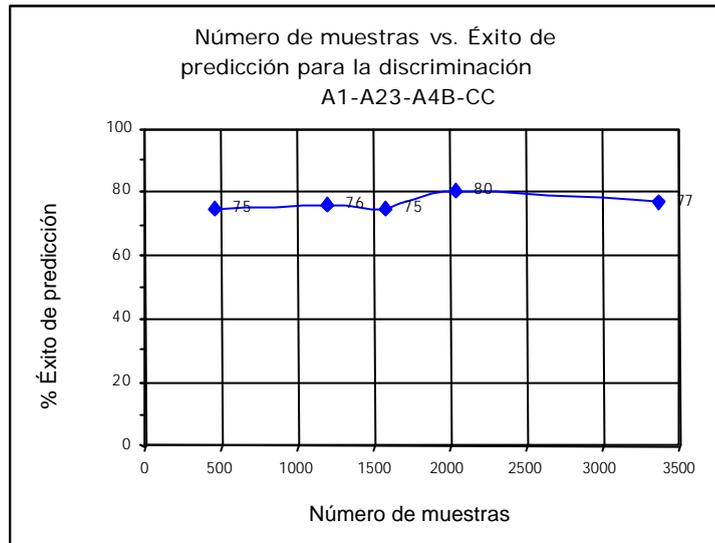


Figura 30

Figura 30. Gráfico cruzado de Número de muestras vs. Éxito de Predicción para la discriminación A₁, A₂₃, A_{4B} y CC.

Tercera sensibilidad con respecto a cinco categorías: Discriminación Arenas gruesas (A_1), arenas finas (A_2 - A_3), arenas muy finas (A_4), facies heterolíticas (B) y lutitas (C y carbón).

Para este nuevo experimento, se combinaron dos grupos arenosos similares en granulometría A_1 , A_2 - A_3 (A_{23}), A_4 , B y dos grupos arcillosos C-carbón (CC). La Tabla 14 muestra el resumen de los resultados junto con la figura 31.

NÚCLEOS	POZO PREDICHO	% DE ÉXITO TOTAL	% DE ÉXITO DE CADA LITOFACIES				
			A_1	A_{23}	A_4	B	C-carbón
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13, FUL-14	FUL-12	77	94	33	0	10	86
	FUL-14	70	96	32	2	5	77
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-14	FUL-12	90	88	67	31	10	79
	FUL-14	71	92	30	12	28	73
FN-1, FUL-2, FUL-14	FUL-12	71	80	74	8	33	72
	FUL-14	72	91	38	12	40	66
FN-1, FUL-14	FUL-12	74	83	57	12	39	75
	FUL-14	72	92	33	10	41	70
FUL-14	FUL-14	73	90	36	7	51	72
FUL-12	FUL-12	81	95	38	41	0	85
FUL-14	FUL-12	71	79	67	0	33	73
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-14 (NAR SUP)	FUL-12	80	77	75	6	9	94

Tabla 14

Tabla 14. Resultados de predicción para facies arenas gruesas, arenas medias bioturbadas, arenas finas, heterolíticas y lutitas/heterolíticas.

Al estudiar los resultados para el pozo FUL-12, se puede observar que el éxito global de predicción oscila entre 71% y 90% lo cual es bastante bueno y bastante similar al experimento de sensibilidad anterior. De hecho, la litofacies A_1 es reconocida con un éxito de 80% hasta 95%, ¡excelente!, y de nuevo sin que se haya sentido la influencia del número de muestras (núcleos) involucrados.

Siguiendo con el FUL-12, la precisión para la litofacies combinada A_{23} (A_2 y A_3) oscila entre 38% y 74%, lo que es bastante inconsistente.

En este pozo, la litofacies A_4 fue pobremente pronosticada en algunos casos sin ningún acierto y en otros alcanzó el 41%. De nuevo, no parece influir el número de muestras implicadas en el uso del algoritmo.

La litofacies B también presenta un comportamiento errático desde 0% hasta 39%.

Por último, la litofacies combinada CC (lutita y carbón), presenta un éxito de predicción que oscila entre 72% a 86%, lo que es bastante bueno.

Al comparar estos resultados con los obtenidos al evaluar siete categorías, observamos que el éxito global en esta sensibilidad es ligeramente mayor, lo mismo se cumple en el éxito de predicción para la mayoría de las litofacies, especialmente, en la asociación de la litofacies A_2 y A_3 , que en conjunto reportan un leve aumento.

Al estudiar los resultados para el pozo FUL-14, el éxito global oscila entre 70 a 72%. Por otra parte, la litofacies A_2 con cinco núcleos, presenta un éxito de predicción de 12%, mientras que A_3 es reportado con cero éxito, (tabla 4) comparado con el éxito que reporta en conjunto con A_2 - A_3 de 30%.

Por último, si comparamos la predicción considerando los datos sólo de Naricual Superior, vemos que el éxito es mucho mayor para la mayoría de las litofacies, con excepción de las litofacies A_4 y B, cuya dificultad de predicción ha sido ampliamente discutida a lo largo del texto.

En la siguiente figura 31 se presentan gráficamente el porcentaje de éxito global de predicción según el número de muestras involucradas en la base de datos en la cual se observa que el porcentaje de éxito no experimenta cambios significativos con respecto a esa variable, manteniendo un promedio cercano al 73%.

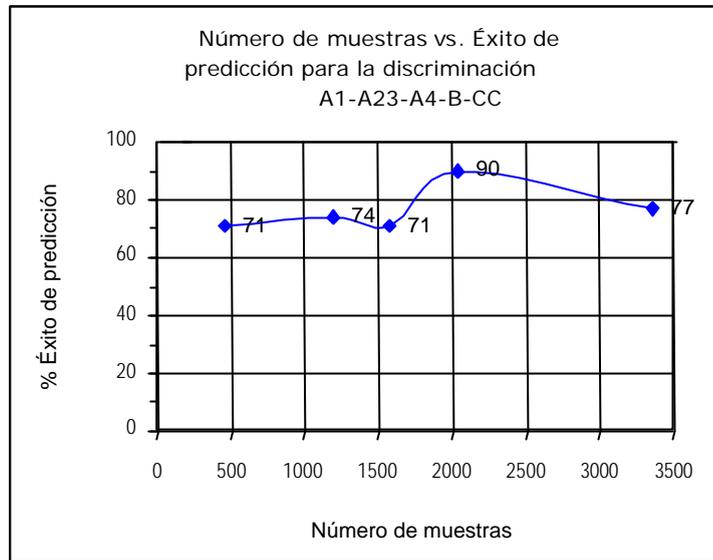


Figura 31

Figura 31. Gráfico cruzado de Número de muestras vs. Éxito de Predicción para la discriminación A₁, A₂₃, A₄, B y CC.

Cuarta sensibilidad con respecto a siete categorías: Discriminación entre arenas gruesas (A_1), arenas finas no bioturbadas (A_2), arenas finas muy bioturbadas (A_3), arenas muy finas (A_4), lutitas (C), facies heterolíticas (B) y carbón.

Por ultimo, se realizó la predicción detallada de las siete litofacies.

En la tabla 15 se puede observar la relación entre las litofacies reales y las litofacies predichas para el pozo FUL-12. Mayor detalles de este análisis se pueden observar en la segunda sensibilidad con respecto a la definición previa de unidades litoestratigraficas.

NÚCLEOS	POZO PREDICHO	% DE ÉXITO TOTAL	% DE ÉXITO DE CADA LITOFACIES						
			A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	C	B	carbón
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13, FUL-14	FUL-12	77	93	35	AUS	17	84	20	0
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-14 (Naricual Sup.)		80	77	75	AUS	6	94	9	0
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-14		76	90	54	AUS	57	66	35	0
FN-1, FUL-2, FUL-14		72	83	65	AUS	30	61	50	0
FN-1, FUL-14		73	85	56	AUS	30	68	50	0
FUL-12		80	94	40	AUS	60	80	19	0
FUL-14		71	79	67	AUS	0	73	33	0

AUS= Ausente

Tabla 15

Tabla 15. Resultados de predicción para facies detalladas A₁, A₂, A₃, A₄, C, B y carbón.

5.2.2. SENSIBILIDAD CON RESPECTO A LA DEFINICIÓN PREVIA DE UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS

Esta sensibilidad está relacionada con la definición previa de unidades litoestratigráficas en los núcleos a ser analizados, a fin de disponer de asociaciones de litofacies vinculadas a un mismo ciclo de sedimentación. Por ejemplo, en este caso de estudio, correspondiente a la Formación Naricual, es ampliamente conocido que dicha formación se puede, y de hecho, ha sido tradicionalmente dividida, para efectos operacionales y de explotación, en varios niveles o miembros a saber: Naricual Superior, Naricual Medio y Naricual Inferior

5.2.2.1. Sensibilidad con respecto al intervalo Naricual Superior

Las sensibilidades realizadas en el intervalo Naricual Superior con los diferentes núcleos fueron las siguientes:

- Primera sensibilidad: Predicción con cinco núcleos: FN-1, FUL-2, FUL-13, FUL-12 y FUL-14.
- Segunda sensibilidad: Predicción con cuatro núcleos: FN-1, FUL-2, FUL-12 y FUL-14.
- Tercera sensibilidad: Predicción con tres núcleos: FN-1, FUL-2 y FUL-14.
- Cuarta sensibilidad: Predicción con dos núcleos: FN-1 y FUL-14.
- Quinta sensibilidad: Predicción con un núcleo: FUL-12 ó FUL-14.

Para tener una idea acerca de la eficiencia en la predicción aportada por el programa APLIP, se pronosticaron la distribución de litofacies y los posibles valores de permeabilidad en un pozo control con información de núcleos (litología y permeabilidad). Se compararon las litofacies simuladas con las litofacies identificadas en dicho pozo a través del núcleo. Con este pozo control y con el objeto de determinar cuanta precisión se tiene en la predicción con respecto a la cantidad de núcleos incluidos en la base de datos, se realizaron las pruebas diagnósticas.

Primera sensibilidad: Predicción con cinco núcleos.

En esta primera prueba se procedió a simular las litofacias con la información contenida en los núcleos correspondientes a los siguientes cinco pozos: FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.

Predicción del FUL-12.

Como se puede observar en la tabla 16, fila 2, se pudo observar que el éxito global de la predicción es de 72%. El éxito de predicción en la litofacias A₁ fue de 77% y C de 94%. La efectividad en la predicción de la litofacias A₂ y A₄ fue de 75% y 6% respectivamente, mientras que el éxito de la predicción de la litofacias B fue de 18%. Es necesario recordar, como se ha mencionado con anterioridad, que una de las características para la diferenciación en los núcleos de las litofacias B y A₄ es la presencia de bioturbación y no necesariamente el tamaño del grano, lo cual no está claramente representado en los parámetros petrofísicos seleccionados para el diagnóstico, por lo cual no es de extrañarse la dificultad que presenta el algoritmo para predecir dichas litofacias, y de allí estos bajos porcentajes de éxito en la predicción de estas litofacias en particular. Sin embargo, en virtud de las complejidades litológicas de este yacimiento, un éxito global del 72% es considerado excelente.

Cabe destacar que si bien la litofacias A₃ no está presente en el FUL-12, el programa no la predice, es decir detecta con éxito su ausencia. Por otro lado, la litofacias carbón es pronosticada sin éxito.

Segunda sensibilidad: Predicción con cuatro núcleos.

Se procedió a predecir las litofacias con la información contenida en cuatro núcleos correspondientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12 y FUL-14.

Predicción del FUL-12.

Contrario a lo esperado, como puede observarse en la tabla 16, el éxito global de la predicción con cuatro núcleos de pozos aumentó considerablemente a 83%. La predicción de A₁ aumentó a 86%. El éxito de la predicción de A₂ disminuyó a 50% (el anterior era 75%). El éxito de la litofacias A₄ aumentó considerablemente a 56%. La predicción de la litofacias C disminuye algo pero mantiene el mismo orden de magnitud. El porcentaje de éxito de la litofacias B. Recordemos que la litofacias A₃ no está presente en el FUL-12, el programa no la predice, es decir detecta con éxito su ausencia. Por otro lado, la litofacias carbón es pronosticada sin éxito.

Todo estos resultados nos conducen a la hipótesis de que los datos de pozo FUL-13 no necesariamente presentan características similares al resto de los pozos en la litofacies A₄ en particular. Desde el punto de vista geológico, si analizamos la ubicación del pozo FUL-12 con respecto al FUL-13, podemos observar que éste último se encuentra al norte; consecuentemente, es posible que este pozo presenta características diferentes a las características de la litofacies A₄ en el FUL-12, ya que según establece el modelo sedimentológico (Gosh et al, 1989), la mayoría de los paquetes arenosos en el área persisten lateralmente como depósitos de barras costeras con tendencia preferencial este-oeste, y al sur del área. Si consideramos el análisis en el sentido norte-sur, la distribución de estas barras se ve interrumpida por la presencia de canales de mareas los cuales ocurren en dirección perpendicular a estas barras lo cual se puede observar al norte, (donde se ubica el pozo FUL-13). Es posible que, como se ha venido planteando con anterioridad, el pozo FUL-12 esté ubicado entre depósitos subparalelos de barras y los pozos ubicados al norte.

Tercera sensibilidad: Predicción con tres núcleos.

Se procedió a predecir las litofacies con la información contenida en tres núcleos correspondientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-14.

Predicción del FUL-12.

Como se puede observar en la tabla 16, fila 2, el éxito global de la predicción disminuyó a 69%. El éxito de predicción en la litofacies A₁ fue de 72% y C de 86%, ambas desmejoraron en 5 y 8 puntos respectivamente. La efectividad en la predicción de la litofacies A₂ desmejoró hasta 42% y la de A₄ aumentó a 56%, mientras que el éxito de la predicción de la litofacies B fue nulo. Es necesario recordar, que uno de los criterios para discriminar las litofacies A₄ en los núcleos es la presencia de bioturbación y no necesariamente el tamaño del grano, lo que no necesariamente es capturado por los parámetros petrofísicos seleccionados para el diagnóstico. Consecuentemente, no se puede extrañar la dificultad que presenta el algoritmo para predecir dichas litofacies y su bajo éxito de predicción.

Cabe destacar que si bien la litofacies A₃ no está presente en el FUL-12, el programa no la predice, es decir detecta con éxito su ausencia. Nuevamente, la litofacies carbón es pronosticada sin éxito.

Cuarta sensibilidad: Predicción con dos núcleos.

Se procedió a pronosticar las litofacies con la información contenida en dos núcleos correspondientes a los pozos FN-1 y FUL-14. Como se explicó anteriormente, se extraen los datos del pozo FUL-12 debido a que el mismo no tiene las litofacies A_3 .

Predicción del FUL-12.

En contra de lo esperado, la predicción general en este pozo aumentó a 75% y se observa una fuerte disminución del éxito de la predicción de A_2 a 17% (ver la tabla 16). La predicción de la litofacies A_4 se mantiene en 56%, y la litofacies B tuvo un aumento apreciable a 27%. La predicción de la litofacies C disminuyó levemente a 80%. Nuevamente, es necesario recordar que la litofacies A_3 no está presente en el FUL-12, el programa no la predice, es decir detecta con éxito su ausencia. La litofacies carbón es pronosticada sin éxito.

Quinta sensibilidad: Predicción con un núcleo.

Se procedió a predecir las litofacies con la información contenida en un solo núcleo. Primero se usó como base de datos el núcleo correspondiente al pozo FUL-12 y luego se usó exclusivamente la del pozo FUL-14. En ambos casos, se simuló las litofacies en el pozo FUL-12.

Predicción del FUL-12.

a) Núcleo FUL-12:

En general, los resultados son muy similares a los producidos cuando se usaron dos núcleos. El éxito global es de 79%. La diferencia más notable ocurre con la litofacies B que en este caso no fue posible detectar. La litofacies A_1 es predicha con 93% de acierto, mientras que A_2 presenta un 17%, A_4 un 56%, C con 84% y B escasamente con un 0%.

Ciertamente podría esperarse que el pozo al pronosticarse a sí mismo produjera 100% de éxito en la predicción. ¿Por qué esto no ocurre? Si pensamos desde el punto de vista de la lógica difusa, debemos considerar que los parámetros petrofísicos que caracterizan a cada litofacies, no están representados por límites exactos que discriminen claramente, cuales valores pertenecen a qué litofacies. Por el contrario, cada litofacies está representada por una gama de valores, cada uno con un posible error (a veces no es nada despreciable) que permiten determinar sólo la relativa asociación de una litofacies a determinado conjunto de valores de cada parámetro petrofísico. Debido a esto, el algoritmo no permite honrar la data, es decir, el pozo no es capaz de pronosticarse a sí mismo con fiel exactitud.

b) Núcleo FUL-14:

El éxito global es de 69%. La litofacies A₁ es predicha con 69% de acierto, mientras que A₂ presenta un 75%, A₄ un 64%, C con 73% y B escasamente con un 50%.

Predicción del FUL-14.

a) Núcleo FUL-14:

El éxito global es de 58%. La litofacies A₁ es predicha con 90% de acierto, mientras que A₂ se presenta sin éxito al igual que A₃. La litofacies A₄ presenta un éxito de predicción de un 8%, C con 25% y el carbón sin éxito.

NUCLEOS	POZO CONTROL	% DE ÉXITO TOTAL	% DE ÉXITO DE CADA LITOFACIES						
			A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	C	B	Carbón
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13, FUL-14	FUL-12	72	77	75	Aus	6	94	18	0
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-14	FUL-12	83	86	50	Aus	56	88	18	0
FN-1, FUL-2, FUL-14	FUL-12	69	72	42	Aus	56	86	0	0
FN-1, FUL-14	FUL-12	75	86	17	Aus	56	80	27	0
FUL-12	FUL-12	79	93	17	Aus	56	84	0	0
FUL-14	FUL-12	69	69	75	Aus	64	73	50	0
FUL-14	FUL-14	58	90	0	0	8	25	46	0

AUS= Ausente

Tabla 16

Tabla 16. Resultados de predicción del programa APLIP en la estimación de litofacies según la cantidad de información de núcleos disponible en el análisis para datos exclusivos de Naricual Superior.

5.2.2.2. Sensibilidad con respecto al intervalo Naricual Superior y Medio

En la primera sensibilidad realizada, se consideraron los datos pertenecientes a la unidad Naricual Superior, considerando que la misma pertenece a un ciclo de sedimentación. Se plantea la interrogante de que al extender a varios niveles litoestratigráficos el conjunto de datos a analizar, la predicción sería afectada. Para dilucidar esta situación, se planteó realizar una sensibilidad considerando todos los datos contenidos en el intervalo definido en el área como Naricual Superior y Naricual Medio, como una sola unidad. Este tipo de prueba para el algoritmo permite conocer las posibilidades que este tiene de ser aplicado en zonas donde no se tenga información de núcleo pero se tenga la convicción de estar frente a un yacimiento con características geológicas similares a la de otro yacimiento vecino que si tenga información de núcleos.

Las sensibilidades realizadas con los diferentes núcleos fueron las siguientes:

- Primera sensibilidad: Predicción con cinco núcleos: FN-1, FUL-2, FUL-7, FUL-12 y FUL-14.
- Segunda sensibilidad: Predicción con cinco núcleos (sustituida la información del pozo FUL-7 por la del pozo FUL-13): FN-1, FUL-2, FUL-13, FUL-12 y FUL-14.
- Tercera sensibilidad: Predicción con cuatro núcleos: FN-1, FUL-2, FUL-12 y FUL-14.
- Cuarta sensibilidad: Predicción con tres núcleos: FN-1, FUL-2 y FUL-14.
- Quinta sensibilidad: Predicción con dos núcleos: FN-1 y FUL-14.
- Sexta sensibilidad: Predicción con un núcleo: FUL-12 ó FUL-14.

A diferencia del caso anterior, aquí se consideraron como pozos control tanto el FUL-12 como FUL-14.

Primera sensibilidad: Predicción con cinco núcleos.

En esta primera prueba se procedió a simular las litofacies con la información contenida en los núcleos correspondientes a los siguientes cinco pozos: FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.

Como se puede observar en la tabla 17, fila 2, no se puede hablar de cambios globales significativos en el éxito de predicción de cada litofacies. Se pudo observar que el éxito global de la predicción aumentó de 74% en la sensibilidad anterior a 77% en esta sensibilidad. Este aumento en el porcentaje de éxito global se debe a una mayor certidumbre en la determinación de litofacies A₁ y C respectivamente (ver tabla 17). Sin embargo, disminuyó la efectividad en la predicción de la litofacies A₂ y A₄, y aumentó ligeramente la predicción de la litofacies B. Como se ha mencionado con anterioridad, una de las características para la diferenciación en los núcleos de las litofacies B y A₄ es la presencia de bioturbación y no necesariamente el tamaño del grano, lo cual no está claramente representado en los parámetros petrofísicos seleccionados para el diagnóstico, por lo cual no es de extrañarse la dificultad que presenta el algoritmo para predecir dichas litofacies.

En la figura 32 se puede observar, en particular, para el pozo FUL-12, la comparación entre las litofacies descritas en los núcleos y las litofacies simuladas para este conjunto de datos utilizados en la predicción.

En esta figura se puede observar como la mayoría de las litofacies son pronosticadas con un alto nivel de acierto. Por ejemplo, la litofacies A₁ es pronosticada con gran exactitud con respecto al núcleo con un 93% de coincidencias, excepto a la profundidad de 13570' donde el núcleo reporta la litofacies A₁ mientras que el programa predice la litofacies A₂. Por otra parte, a la profundidad de 13615' el núcleo reporta litofacies A₃ mientras que el programa predice un delgado nivel de lutitas. Otra diferencia notable se reporta a la profundidad 13580' donde el núcleo presenta litofacies heterolíticas B y el pozo predice litofacies lutítica C. Se observa además que la litofacies C reporta una coincidencia del 84% entre lo reportado en la predicción y lo reportado en el núcleo.

POZO FUL-12

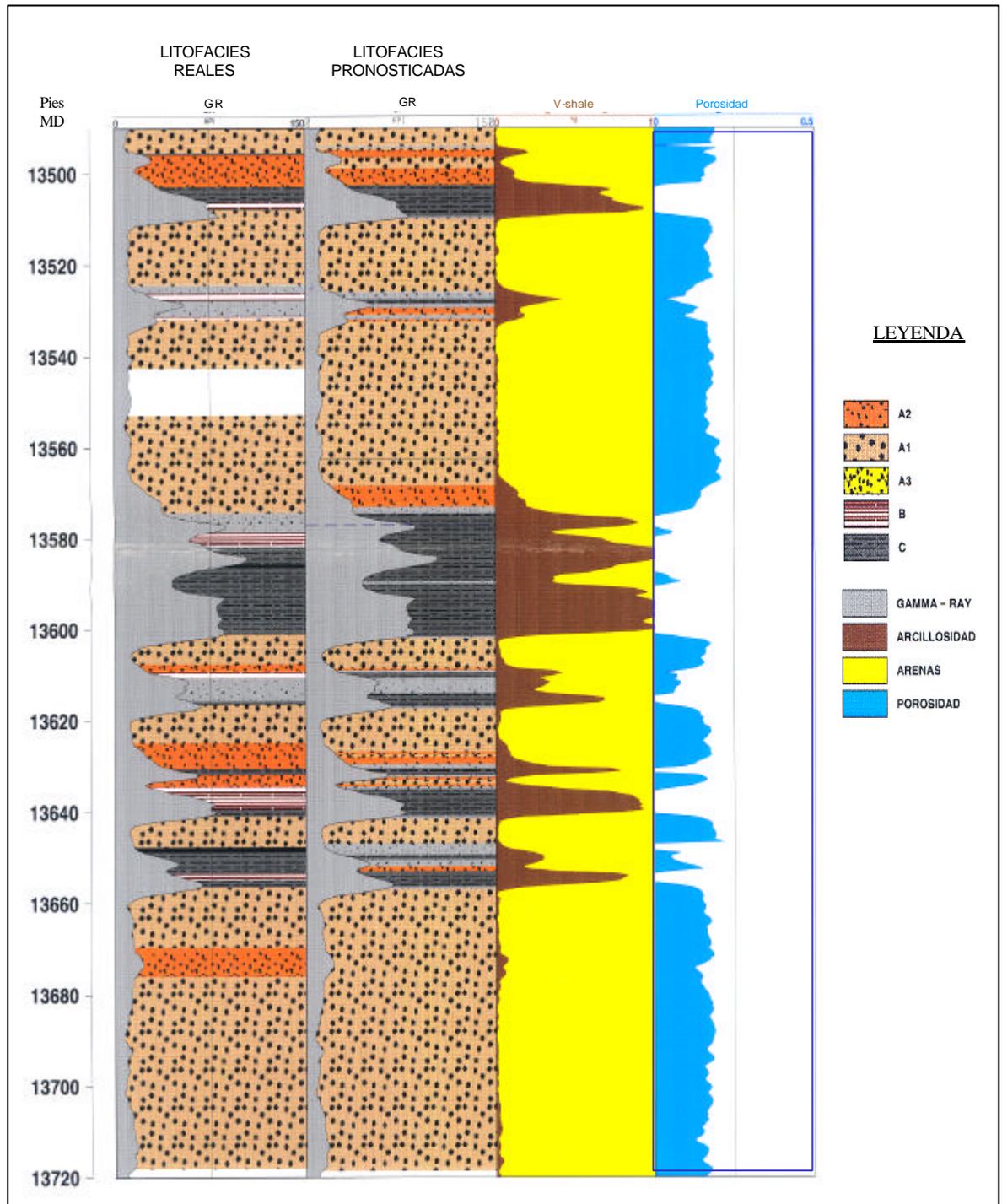


Figura 32

Figura 32. Comparación entre las litofacies reales del núcleo FUL-12 y las litofacies pronosticadas en el mismo pozo, con el conjunto de datos de núcleos de los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13 y FUL-14.

La siguiente figura 33 presenta un gráfico de comparación entre el porcentaje correspondiente a cada litofacies presente en el núcleo con respecto al porcentaje litológico observado en el pronóstico. Se puede apreciar que los porcentajes litológicos son similares para cada litofacies, a excepción de la litofacies carbón que no fue pronosticada con éxito.

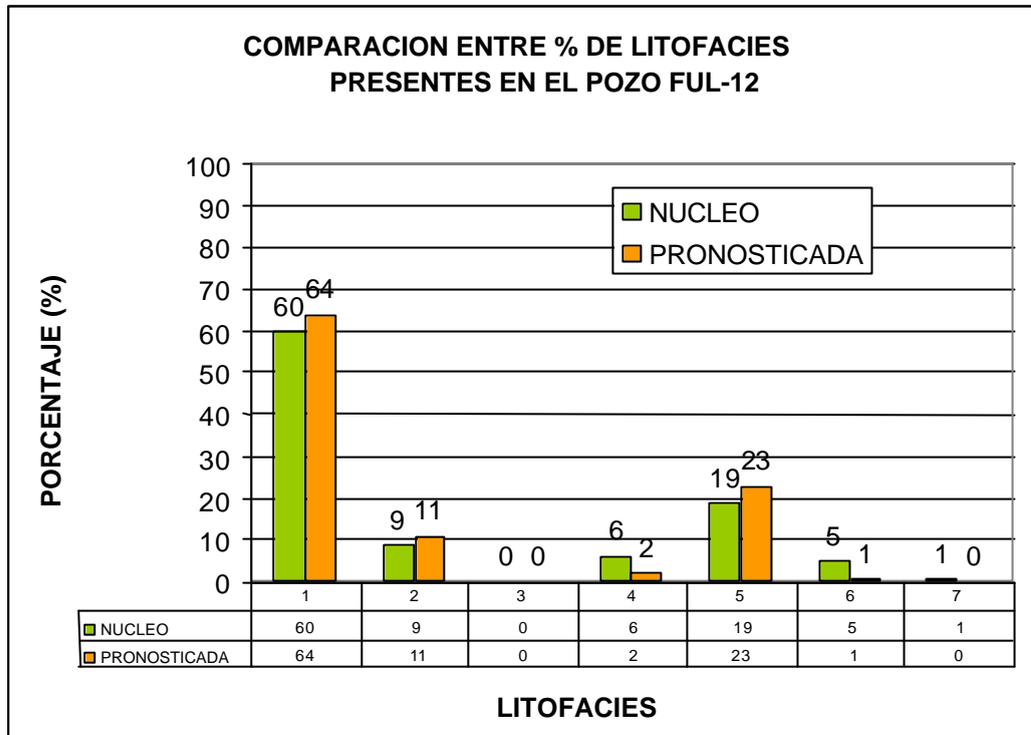


Figura 33

Figura 33. Gráfico de comparación entre porcentaje de litofacies presentes en el núcleo y las litofacies presentes en la predicción del pozo FUL-12.

Tercera sensibilidad: Predicción con cuatro núcleos.

Se procedió a predecir las litofacies con la información contenida en cuatro núcleos correspondientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-12 y FUL-14.

Predicción del FUL-12.

El éxito global fue de 76%, lo cual no era esperado ya que con la extracción de datos se consideraba bajar el éxito de predicción (véase la tabla 17, fila 5). La predicción en el FUL-12 para las litofacies A₂, A₄ y B aumentó considerablemente a 54%, 57% y 35% respectivamente al ser comparados con los resultados con los cinco núcleos que incluyen al FUL-13. La predicción de A₁ se mantiene en 90% y C desmejora levemente a 66 %.

Todo estos resultados nos pueden hacer llegar a la conclusión que los datos de los pozos FUL-13 no son necesarios. Desde el punto de vista geológico, si analizamos la ubicación del pozo FUL-12 con respecto a los dos anteriores, podemos observar que se encuentra equidistante de ambos; es posible que el pozo FUL-13 no tenga características altamente similares de las litofacies, a las características presentes en el FUL-12. Según se establece en el modelo sedimentológico (Gosh et al, 1989), la mayoría de los paquetes arenosos en el área persisten lateralmente como depósitos de barras costeras con tendencia preferencial este-oeste, y al sur del área, estos paquetes alcanzan mayor desarrollo. Si consideramos el análisis en el sentido norte-sur, la distribución de estas barras se ve interrumpida por la presencia de canales de mareas los cuales ocurren en dirección perpendicular a estas barras lo cual se puede observar al norte (donde se ubica el pozo FUL-13). Es posible que, como se ha venido planteando con anterioridad, el pozo FUL-12 esté ubicado este representado con mayor proporción de canales de mareas.

Predicción del FUL-14.

Entre la corrida anterior que involucra el FUL-12 y ésta con el FUL-14, se observa una pequeña disminución del éxito global a 70%, lo cual indica, al igual que el caso anterior, que no hay cambios significativos al extraer los datos del pozo FUL-13. Al comparar los resultados obtenidos con la predicción en el FUL-14 con cinco núcleos, podemos observar en la tabla 17, fila 6, que el éxito de la predicción de A₁ disminuye a 93%. Por otro lado, el éxito de predicción de las litofacies A₂ se ve mejorada levemente a 13%, mientras que la litofacies A₄ se ven mejoradas sustancialmente de ningún éxito de predicción a 20%. Por otra parte, el éxito de predicción de la litofacies B aumenta al 38% mientras que C disminuye levemente a 72%. Es posible que el pozo FUL-14, ubicado al extremo sur, no se encuentre

bien representado con las características del pozo FUL-13, ubicado al extremo norte, donde se profundizan los ambientes y se hacen más discontinuas las distribuciones arenosas.

Cuarta sensibilidad: Predicción con tres núcleos.

Se procedió a predecir las litofacies con la información contenida en tres núcleos correspondientes a los pozos FN-1, FUL-2, FUL-14.

Predicción del FUL-12.

Como puede observarse en la tabla 17, el éxito global de la predicción en el FUL-12, con tres núcleos de pozos es de 72%, lo cual indica una desmejora de 4 puntos al compararlo con el éxito anterior de 76%. La predicción de A_1 decae de 90% a 83%. El éxito de la predicción de A_2 aumenta a 65% (el anterior era 54%). El éxito de la litofacies A_4 disminuye a 30%. La predicción de la litofacies C disminuye en 5 puntos a 61% y la litofacies B aumentó a 50% (15 puntos).

No es de extrañarse que esta disminución del éxito global ocurra, ya que al disponer de menor cantidad de datos, la representación estadística de cada una de los parámetros petrofísicos por cada litofacies se debilita, lo cual hace menos robusto el alcance del algoritmo.

Cabe destacar que si bien la litofacies A_3 no está presente en el FUL-12, el programa no la predice, es decir detecta con éxito su ausencia.

Predicción del FUL-14.

El éxito global de la predicción es de 64%. La litofacies A_1 se mantiene con un éxito de predicción de 92%, mientras que el éxito de predicción de la litofacies A_2 aumentó a 25% comparado con el 13% de la tercera sensibilidad. No se logra detectar A_3 con éxito. El éxito de predicción de la litofacies A_4 está pobremente representado con 4%, mientras que la predicción de la litofacies C presenta resultados muy satisfactorios de 68% y B con 45%.

No es de extrañarse que el pozo FUL-14 presente pobre éxito para predecir la litofacies A_3 y A_4 debido a que, como se ha mencionado anteriormente, están generalmente diferenciada por la existencia de bioturbación que por el tamaño del grano.

Quinta sensibilidad: Predicción con dos núcleos.

Se procedió a predecir las litofacies con la información contenida en dos núcleos correspondientes a los pozos FN-1 y FUL-14. Como se explicó anteriormente, se extraen los datos del pozo FUL-12 debido a que el mismo no tiene la litofacies A_3 la cual es necesaria para seguir alimentando la base de datos y poder así predecirla en los otros pozos.

Predicción del FUL-12.

La predicción en este pozo se mantiene con un éxito global del 73% y se observa una leve disminución del éxito de la predicción de A_2 a 56% con respecto a la cuarta sensibilidad realizada en este pozo (ver la tabla 17). La predicción de la litofacies A_4 se mantiene en 30%, y la litofacies B con 50%. La predicción de la litofacies C aumento levemente de 61% a 68%. De nuevo, el algoritmo fue capaz de pronosticar la ausencia de la litofacies A_3 .

Predicción del FUL-14.

Como se observa en la fila 10 de la tabla 17, el éxito de la predicción global en este pozo es de 73% al igual que el FUL-12. En la misma tabla, se observa sorpresivamente un leve aumento del éxito de la predicción de algunas litofacies, como por ejemplo, el éxito de predicción de la litofacies A_1 aumentó a 94% con respecto a la cuarta sensibilidad realizada en este pozo (comparar con el valor indicado en la tabla 17, fila 8) Por otra parte, el éxito de la predicción de la litofacies A_4 sube a 9%, y la litofacies B a 52%. La predicción de la litofacies C se mantiene en 68%. Es posible que esto se deba a que el pozo FUL-14 al estar ubicado al sur, y tener mejor desarrollo de paquetes de arenas, esté mejor representado por el conjunto de datos, en la discriminación entre lutitas y arenas.

Sexta sensibilidad: Predicción con un núcleo.

Se procedió a predecir las litofacies con la información contenida previamente en el núcleo correspondientes al pozo FUL-14 y luego con la información del núcleo del pozo FUL-12.

Predicción del FUL-12.

a) Núcleo FUL-12 alimentando el algoritmo:

El éxito global es de 80%. La litofacies A_1 es predicha con 94% de acierto, mientras que A_2 presenta un 40%, A_4 un 60%, C con 80% y B escasamente con un 19%.

En procesos de simulación se esperaría que el pozo al pronosticarse a sí mismo debiera dar 100% de éxito en la predicción. Si pensamos desde el punto de vista de la lógica difusa,

tenemos que considerar que los parámetros petrofísicos que caracterizan a cada litofacies, no están representados por límites exactos que restrinjan claramente, cuales valores pertenecen a qué litofacies. Por el contrario, cada litofacies está representada por una gama de valores, cada uno con un error (a veces no es nada despreciable) que permiten determinar sólo la relativa asociación de una litofacies a determinado conjunto de valores de cada parámetro petrofísico. Debido a esto, el algoritmo no honra la data, es decir, el pozo no es capaz de pronosticarse a sí mismo con fiel exactitud.

No se simuló el pozo FUL-14 con la base de datos del pozo FUL-12 debido a que este no posee la litofacies A₃ necesaria para pronosticar el FUL-14.

b) Núcleo FUL-14:

El éxito global es de 71%. La litofacies A₁ es predicha con 73% de acierto, mientras que A₂ presenta un 54%, A₄ un 16%, C con 68% y B escasamente con un 38%. Se observa un claro deterioro en el éxito de la predicción, lo cual no es de extrañarse al contar sólo con un conjunto de datos provenientes de un pozo ubicado a determinada distancia del pozo pronosticado, cuyos depósitos pueden ser relativamente diferentes al encontrarnos en una secuencia tan heterogénea.

Predicción del FUL-14.

Éxito global fue del 71%. La litofacies A₁ es predicha con un acierto del 94%, A₂ con 18%, mientras que A₃ presenta un 13%, A₄ con 14%, C con 66% y B con 50%. Nuevamente, el algoritmo no honra la data, por los motivos antes expuestos.

NUCLEOS	POZO CONTROL	% DE ÉXITO TOTAL	% DE ÉXITO DE CADA LITOFACIES						
			A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	C	B	Carbón
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-13, FUL-14	FUL-12	77	93	35	AUS	17	84	20	0
	FUL-14	67	96	12	0	0	79	3	0
FN-1, FUL-2, FUL-12, FUL-14	FUL-12	76	90	54	AUS	57	66	35	0
	FUL-14	70	93	13	0	20	72	38	0
FN-1, FUL-2, FUL-14	FUL-12	72	83	65	AUS	30	61	50	0
	FUL-14	64	92	25	0	4	68	45	0
FN-1, FUL-14	FUL-12	73	85	56	AUS	30	68	50	0
	FUL-14	73	94	15	53	9	68	52	22
FUL-12	FUL-12	80	94	40	AUS	60	80	19	0
FUL-14	FUL-14	71	94	18	13	14	66	50	0
FUL-14	FUL-12	70	73	54	AUS	16	68	38	0

AUS= Ausente

Tabla 17

Tabla 17. Resultados de predicción del programa APLIP en la estimación de litofacies según la cantidad de información de núcleos disponible en el análisis con datos de Naricual medio y Superior.

En la figura 34 se puede observar la relación entre el porcentaje de éxito de predicción global y para cada litofacies consideradas en este análisis, correspondientes a los resultados obtenidos de la predicción del pozo FUL-12, para las diferentes sensibilidades realizadas en esta fase.

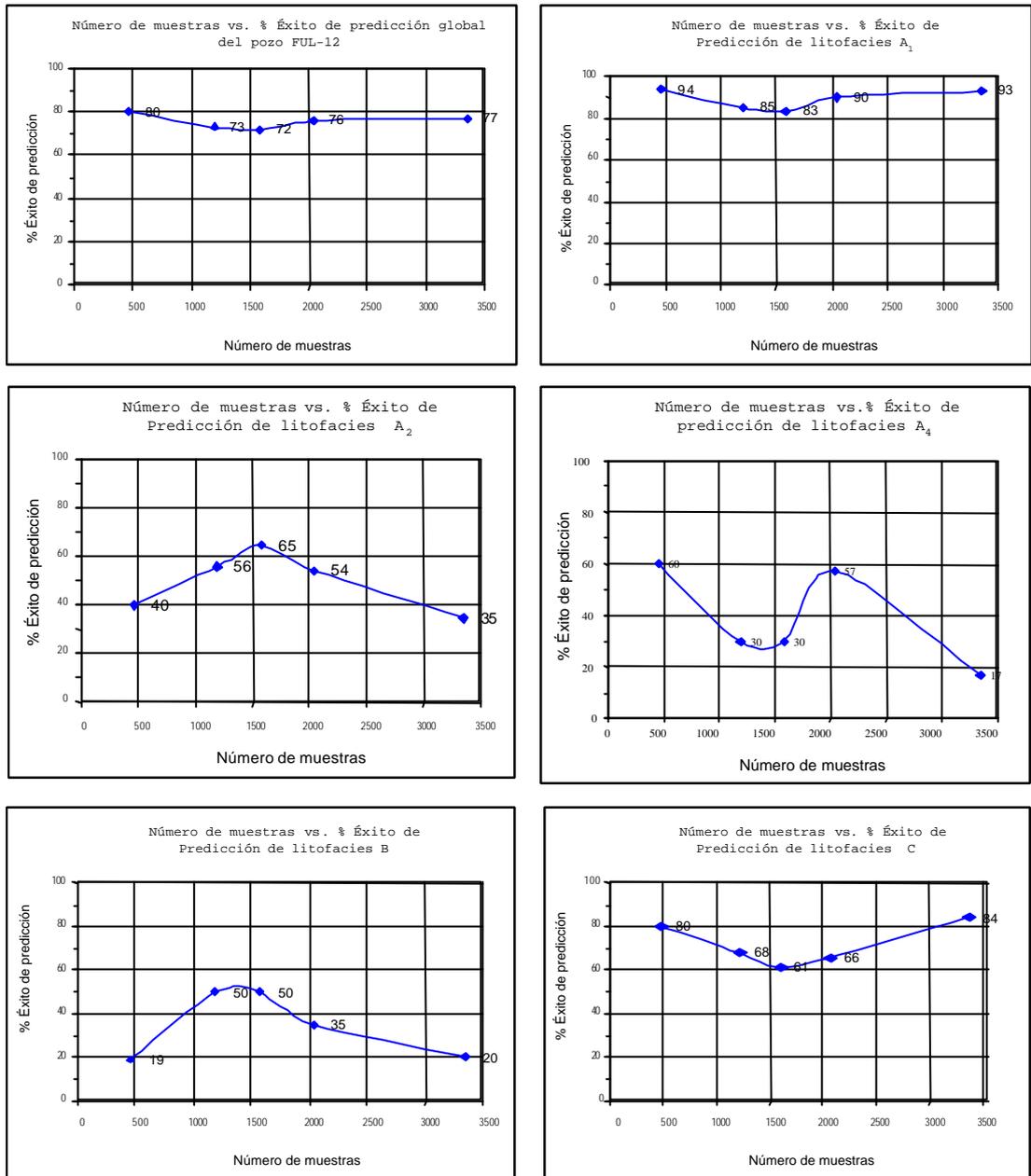


Figura 34

Figura 34. Gráfico de % de éxito de predicción vs. Cantidad de datos (pozo FUL-12).

Se puede llegar a pensar que la cantidad de información de núcleos no pareciera ser lo determinante en el éxito de la predicción, sino más bien es la calidad de la información tanto en la definición de las litofacies como en las mediciones de los registros eléctricos involucrados. Se observa que la litofacies A₁ y C mantienen un éxito de predicción con leves variaciones, lo cual no es de extrañarse si se considera que ambas litofacies representan los valores extremos entre arenas muy limpias y lutitas. La predicción de la litofacies A₄ y B son

los que presentan mayor variación con respecto al número de muestras. Cabe recordar que ambas litofacies presentan comportamientos estadísticos un poco inconsistentes debido a la presencia de bioturbación en ambas litofacies, lo cual incide definitivamente en el éxito del pronóstico de dichas litofacies.

5.2.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Según los resultados obtenidos en la predicción, se obtuvo un porcentaje global de éxito de 75% para la discriminación en detalle entre litofacies y un 95% para las litofacies básicas (arenas y lutitas).

El programa detecta claramente la litofacies A_1 , con una certeza de 85% hasta 95%, lo cual es oportuno debido a que esta litofacies representa la mejor calidad de reservorio. Igualmente, muestra buena capacidad para detectar la litofacies A_2 , con una certeza de 35% hasta 65%.

El alto porcentaje de éxito en la predicción de A_1 está relacionado a que A_1 está diferenciado de las otras litofacies por su porosidad. A_1 contrario, la diferenciación entre A_2 , A_3 , A_4 está basada en la presencia de bioturbación con diferentes grados, que es algo físico y no tiene mucha relación con las curvas GR, Porosidad y arcillosidad que son primordiales para que el sistema pueda predecir las litofacies, sobretodo las que son diferenciables por su radiactividad (GR), porosidad y el contenido de arcillas (tales como A_1 y C).

De los análisis de predicción, el programa no reconoce claramente la litofacies 7 (carbón). Esto puede deberse al hecho que el carbón está presente en intervalos de poco espesor, así como también, se puede considerar la posibilidad que se deba a que éste presenta valores similares a la litofacies C, y se haría necesario utilizar otro tipo de registros para determinar su presencia. Quizás si se incluyen otros registros como sísmico o densidad pueda ser diferenciada más eficientemente esta litofacies.

En cuanto a la litofacies A_3 , A_4 y B, se dificulta la diferenciación debido a que dichas litofacies presentan comportamientos estadísticos similares, las dos primeras, arenas muy finas y la otra, heterolítica, con similares contenidos de arcilla y porosidad. Además es necesario recordar que estas litofacies presentan diferentes grados de bioturbación lo cual dificulta su identificación a partir de los parámetros petrofísicos considerados en este estudio.

Otra litofacies de excelente resultados de predicción es la C con 85% hasta 94% (lutitas y limolitas), pudiendo determinar los posibles sellos que pudieran limitar unidades de producción.

Como era de esperarse, al igual que al geólogo se le hace sencillo la diferenciación entre arenas, lutitas, calizas y carbón, el programa tampoco presenta dificultad para predecirlos, lo cual hace con una excelente certeza de hasta un 95%. Pero a medida que se exige mas detalle de identificación de litofacies a partir de criterios más sutiles, en aquellas litofacies cuyo comportamiento estadístico sea similar en cuanto a porosidad y arcillosidad, el éxito de la predicción se ve desmejorado aunque logra un éxito del 75%.

Se puede llegar a pensar que la cantidad de información de núcleos no pareciera ser lo determinante en el éxito de la predicción, sino más bien es la calidad de la información tanto en la definición de las litofacies como en las mediciones de los registros eléctricos involucrados.

5.3. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE PERMEABILIDAD CON DATOS DE NÚCLEOS

Al igual que en la determinación de litofacies en pozos sin información de núcleos, para poder lograr la predicción de permeabilidad, se hizo necesario determinar la asociación “difusa” entre los registros porosidad y arcillosidad de los cinco pozos con núcleos y los respectivos valores de permeabilidad reportados en cada uno de ellos.

Para aplicar la metodología “difusa” en la determinación de valores de permeabilidad en aquellos pozos sin información de núcleos, primeramente se procede a categorizar la permeabilidad en intervalos de valores que son establecidos con ciertos umbrales. Cuddy (2000) recomienda al menos treinta muestras de valores de permeabilidad por categoría para garantizar la robustez de los estadísticos asociados a cada categoría. Esta clasificación basada en intervalos no esta directamente vinculada a las litofacies establecidas por el modelo sedimentológico y, de hecho, no necesita estarlo. Recordemos que esta técnica retiene la posibilidad de que un valor particular de permeabilidad puede estar asociado con cualquier lectura de registro petrofísico aunque hay algunos más probables que otros.

Las permeabilidades fueron divididas en ocho categorías cuyos límites superior se corresponden con los fractiles 0.125, 0.250, 0.375, 0.500, 0.625, 0.750, 0.875 y el máximo de los datos de permeabilidad. Esta clasificación garantizó al menos treinta valores de permeabilidad en cada categoría.

Del análisis estadístico de los datos de núcleos (FUL-2, FUL-13 y FUL-14) se puede señalar el siguiente comportamiento para esta variable, cuyos valores pueden leerse en la Tabla 20, correspondiente a la hoja de resultados Estadísticos del programa. Los pozos FN-1 y FUL-12 no están involucrados en el análisis por no disponer de datos de permeabilidad.

Al evaluar los datos de porosidad y arcillosidad asociados a las permeabilidades de esta categoría, se tiene que:

Categoría 1 (Fractil 0.125) Rango: $0.0001 < k \leq 6.09$ mD

Se caracteriza por altas porosidades ($m=0.11$) y muy baja arcillosidad ($m=0.13$).

Al evaluar los datos de porosidad y arcillosidad asociados a las permeabilidades de esta categoría, se tiene que:

Categoría 2 (Fractil 0.25) Rango: $6.09 < k \leq 36.4$ mD

Se caracteriza por altas porosidades ($m=0.132$) y muy baja arcillosidad ($m=0.089$).

Al evaluar los datos de porosidad y arcillosidad asociados a las permeabilidades de esta categoría, se tiene que:

Categoría 3 (Fractil 0.375) Rango: $36.4 < k \leq 88.96$ mD

Se caracteriza por altas porosidades ($m=0.134$) y muy baja arcillosidad ($m=0.07$).

Al evaluar los datos de porosidad y arcillosidad asociados a las permeabilidades de esta categoría, se tiene que:

Categoría 4 (Fractil 0.50) Rango: $88.96 < k \leq 176.5$ mD

Se caracteriza por altas porosidades ($m=0.117$) y moderadamente baja arcillosidad ($m=0.126$).

Al evaluar los datos de porosidad y arcillosidad asociados a las permeabilidades de esta categoría, se tiene que:

Categoría 5 (Fractil 0.625) Rango: $176.5 < k \leq 319$ mD

Se caracteriza por altas porosidades ($m=0.139$) y muy baja arcillosidad ($m=0.047$).

Al evaluar los datos de porosidad y arcillosidad asociados a las permeabilidades de esta categoría, se tiene que:

Categoría 6 (Fractil 0.750) Rango: $319 < k \leq 586$ mD

Se caracteriza por altas porosidades ($m=0.144$) y muy baja arcillosidad ($m=0.040$).

Al evaluar los datos de porosidad y arcillosidad asociados a las permeabilidades de esta categoría, se tiene que:

Categoría 7 (Fractil 0.875) Rango: $586 < k \leq 963$ mD

Se caracteriza por altas porosidades ($m=0.15$) y muy baja arcillosidad ($m=0.037$).

Al evaluar los datos de porosidad y arcillosidad asociados a las permeabilidades de esta categoría, se tiene que:

Categoría 8 Rango: $963 < k \leq 3534$ mD

Se caracteriza por las más altas porosidades ($m=0.16$) y muy baja arcillosidad ($m=0.05$).

Relación litofacies vs. Permeabilidad

A continuación se expondrá una breve descripción de la relación de la permeabilidad con respecto a cada litofacies arenosa presente en los núcleos considerados.

En la figura 35 se observa la relación entre las litofacies arenosas y valores de permeabilidad para el intervalo Naricual Superior. Se observa que la litofacies A_4 presenta mayor concentración de valores de permeabilidad alrededor de 100 md, mientras que, las litofacies A_1 y A_2 presentan valores de permeabilidad en una amplia gama que van desde menores a 1 md, mientras que la mayor parte se concentra en el rango de 100 a 2000 md.

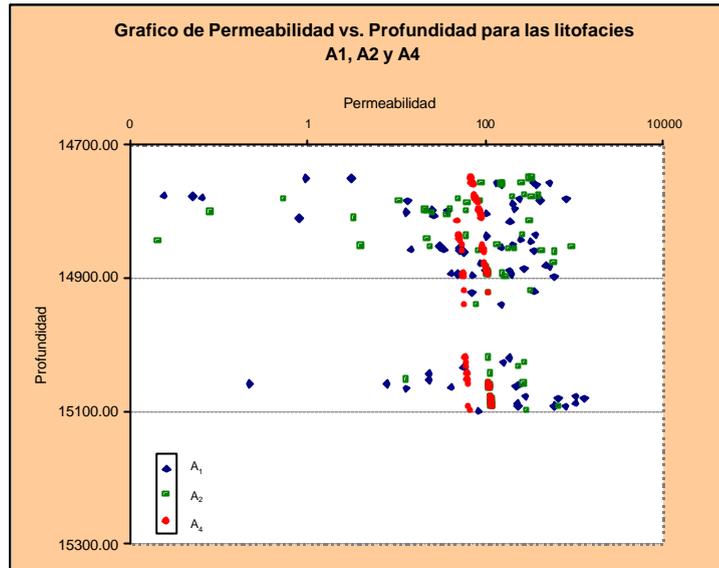


Figura 35

Figura 35. Valores de permeabilidad vs. Profundidad para las litofacies arenosas A₁, A₂ y A₄. (no se dispone de valores para la litofacies A₃ en este nivel).

Del análisis estadístico de permeabilidad en los núcleos a nivel de Narical Medio y Superior, se puede observar los valores promedios de permeabilidad para cada litofacies, así como los valores máximos y los mínimos observados (ver la tabla 18).

LITOFACIES	Mínimo mD	Media de k mD	Máximo mD
A ₁	0,05	348,83	1579
A ₂	0,40	422,44	2643
A ₃	0,038	0,09	0,149
A ₄	0,10	295,13	720
B	0,001	292,58	176

Tabla 18

Tabla 18. Datos de permeabilidad promedio para cada litofacies en el intervalo Narical Superior y Narical Medio.

Se aprecia que la litofacies A₂ se presenta con mayor permeabilidad donde alcanza valores de hasta 2643 md, lo cual sugiere ser una roca reservorio de buena calidad. De igual manera la litofacies A₁ se presenta como buen reservorio cuya permeabilidad alcanza los

1579 md. Sigue con poco menos calidad la litofacies A₄ con 720 md, luego la litofacies B con 176 md y por ultimo A₃ con permeabilidades muy bajas de menos de 1 md.

Al realizar un análisis de relación entre valores de permeabilidad en relación con la porosidad, se observa en la figura 36 como los mayores valores de permeabilidad alrededor de 100 md se asocian con valores porosos que oscilan entre 0.10 a 0.17%, mientras que algunos valores porosos mayores a 0.15% pueden presentar valores de permeabilidad muy bajos.

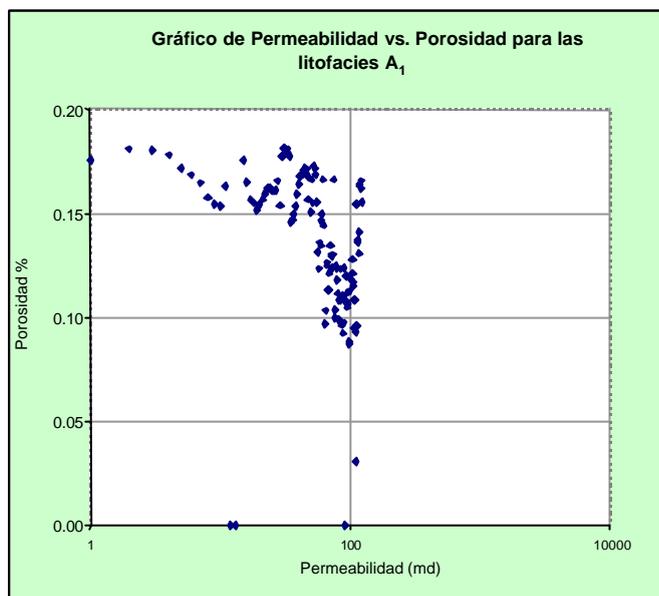


Figura 36

Figura 36. Valores de permeabilidad vs. porosidad para las litofacies arenosas A₁.

Con respecto a la relación entre valores de permeabilidad con respecto a la arcillosidad, se observa en la figura 37 un gráfico que representa bs valores asociados a la litofacies A₁, donde se observa como los mayores valores de permeabilidad alrededor de 100 md se asocian con valores de muy baja arcillosidad menores a 0.10%, sin embargo, cabe destacar que algunos escasos intervalos de mayor arcillosidad pueden presentar alta permeabilidad.

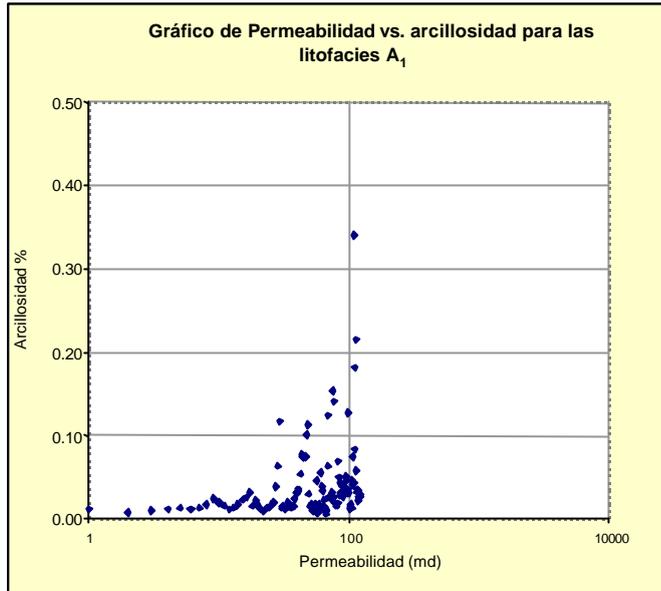


Figura 37

Figura 37. Valores de permeabilidad vs. arcillosidad para las litofacies arenosas A₁.

5.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA PREDICCIÓN DE PERMEABILIDAD

Para poder diagnosticar el grado de precisión del programa al predecir valores de permeabilidad, se recurrió nuevamente a predecir permeabilidades en pozos con registros de este atributo medidos en núcleos y se hace necesario proponer una manera de cuantificar el error involucrado en dicha predicción.

Estimación del error absoluto relativo (EAR)

Dado que los posibles valores de permeabilidad son infinitos entre el valor mínimo y máximo del rango existente en un área, para estimar el error en la predicción se consideró el error absoluto relativo entre la permeabilidad observada en el núcleo del pozo y el valor de permeabilidad simulado. La siguiente ecuación representa la estimación de dicho error.

$$E_{ar} = \frac{|K_n - K_s|}{K_n}$$

donde:

E_{ar} = Error absoluto relativo,

K_n = permeabilidad medida en el núcleo,

K_s = permeabilidad simulada por el programa.

Como se mencionó en los capítulos precedentes, es necesario contar con un valor de permeabilidad que sea representativo de cada una de las categorías utilizadas por el algoritmo, a los fines de ser utilizados en la simulación. Se ensayaron como tales representantes el valor mínimo, el máximo, la media y la mediana de los datos de cada categoría.

Cabe destacar que Cuddy en su artículo (2000), no hace ninguna referencia a la cuantificación del error en la predicción de permeabilidades. Además, sólo hace mención de utilizar la media como valor representativo más idóneo en la estimación.

En los siguientes párrafos se describen las diferentes sensibilidades realizadas en la predicción de permeabilidad utilizando los datos de permeabilidad de los pozos FUL-2, FUL-14 y FUL-13, donde se utilizaron los diferentes representantes de clases.

5.4.1. SENSIBILIDAD CON BASE DE DATOS DEL NIVEL NARICUAL SUPERIOR.

Esta sensibilidad considera como base de datos los valores presentes en el intervalo Naricual Superior, los cuales permiten la predicción de los valores de permeabilidad en los pozos con sólo información de registros eléctricos.

En la siguiente tabla 19, se presentan los resultados estadísticos generados por el programa APLIP para los valores de los parámetros petrofísicos porosidad y arcillosidad correspondientes al intervalo Naricual Superior usado en la base de datos.

RANGOS DE PERMEABILIDAD			PARAMETROS		N° de Datos	
Desde (m.d)	Hasta (m.d)	Porosidad	V. shale			
Rango 1	> 0.0001	1.2	Media	0.07772	0.33314	34
			Desv.Estandard	0.06138	0.34495	
Rango 2	1.2	22.475	Media	0.11313	0.26150	32
			Desv.Estandard	0.06663	0.35519	
Rango 3	22.475	61.1	Media	0.10461	0.19107	33
			Desv.Estandard	0.05077	0.28487	
Rango 4	61.1	153	Media	0.11578	0.13109	33
			Desv.Estandard	0.05324	0.20719	
Rango 5	153	268.25	Media	0.12674	0.05113	32
			Desv.Estandard	0.02823	0.06743	
Rango 6	268.25	524.5	Media	0.13793	0.03307	32
			Desv.Estandard	0.02995	0.04115	
Rango 7	524.5	1152.75	Media	0.15427	0.03741	33
			Desv.Estandard	0.01859	0.04897	
Rango 8	1152.75	3534	Media	0.15806	0.03997	33
			Desv.Estandard	0.04906	0.06840	

Nivel Naricual Superior

Tabla 19

Tabla 19. Tabla de resultados estadísticos de parámetros petrofísicos asociados a cada categoría de permeabilidad en el intervalo Naricual Superior.

A continuación se describen las sensibilidades realizadas en la predicción de valores de permeabilidad a partir de los estadísticos obtenidos del análisis previo presentado en la tabla

19, donde la permeabilidad simulada corresponde a la ponderación de los valores representativos para las dos categorías más probables.

La siguiente tabla 20 resume los resultados de las diferentes sensibilidades realizadas en este análisis y las cuales serán presentadas en las páginas siguientes.

EAR	% Mínimo	% Mediana	% Media	% Máximo
EAR <0.1	4	4	4	2
0.1≤EAR<1	55	47	43	35
1≤EAR<10	20	23	26	32
10≤EAR<100	12	14	14	15
EAR≥100	9	12	13	16

EAR: Error Absoluto Relativo

Tabla 20

Tabla 20. Resultados de las diferentes sensibilidades realizadas

Primera sensibilidad: Representante de la categoría, el Valor mínimo.

Esta sensibilidad consistió en asignar el valor del mínimo de permeabilidad de la clase, como el representante de la misma. Es decir, en el rango donde la permeabilidad toma valores entre 0.001 y 6.09 md, se tomo el valor mínimo 0.001 como representante.

Para apreciar mejor la precisión de la predicción, en la siguiente tabla de resultados se observa que el 4% de la predicción tiene un error menor al 0.1, mientras que un 55% se ubica entre 0.1 y 1. Por otro lado, el 20% de los valores simulados se ubican entre 1 y 10, mientras que el 12% es mayor de 10 y menor que 100.

Valores del EAR	% de error
<0,1	4
$0.1 \leq \text{EAR} < 1$	55
$1 \leq \text{EAR} < 10$	20
$10 \leq \text{EAR} < 100$	12
≥ 100	9

En la figura 38 se observa los valores del error absoluto relativo (EAR) entre el valor de la permeabilidad del núcleo y la permeabilidad simulada. El valor de EAR para este caso muestra una concentración de valores menores a 1, mientras que en algunos casos, como la profundidad 14750' alcanza valores de hasta 45.

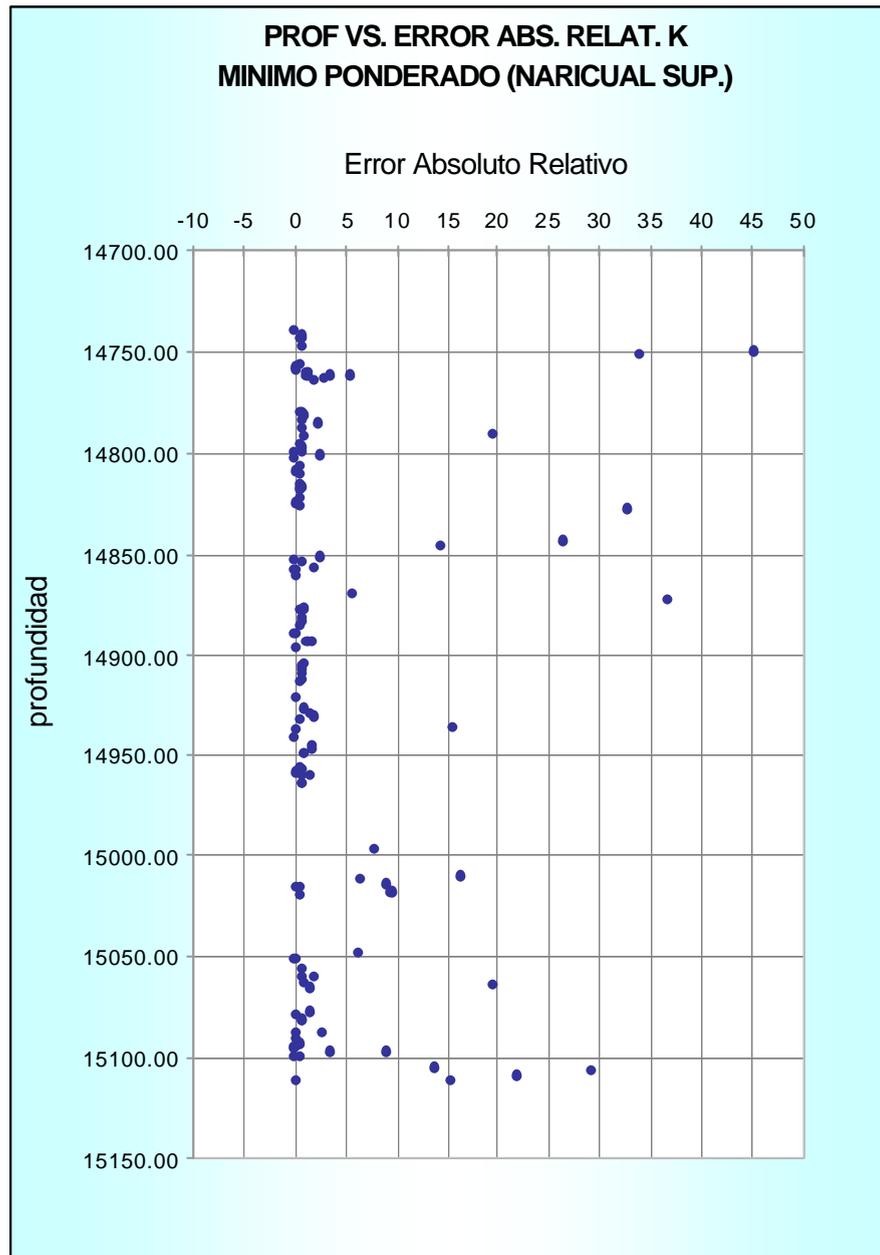


Figura 38

Figura 38. Gráfico de profundidad vs. Error absoluto relativo, considerando el valor mínimo como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior.

En la figura 39 se pueden observar los valores de permeabilidad medida en el núcleo y los valores de permeabilidad simulados por el programa. Es claro observar que aquellos valores simulados que se alejan sustancialmente del valor del núcleo generan mayores valores de EAR, como es el caso del valor de 0.001 md a las profundidades 14750' y 15125' en el

núcleo, donde la permeabilidad pronosticada es alrededor de 10 e incluso 1000 md, en cuyos casos el EAR alcanza valores de 30 hasta 45 (figura 38).

Si bien se observa que en algunos intervalos los valores simulados se alejan sustancialmente del original del núcleo; la mayor parte de los valores pronosticados coinciden en ordenes de magnitud a los medidos en el núcleo cuando los valores de EAR son menores de 1.

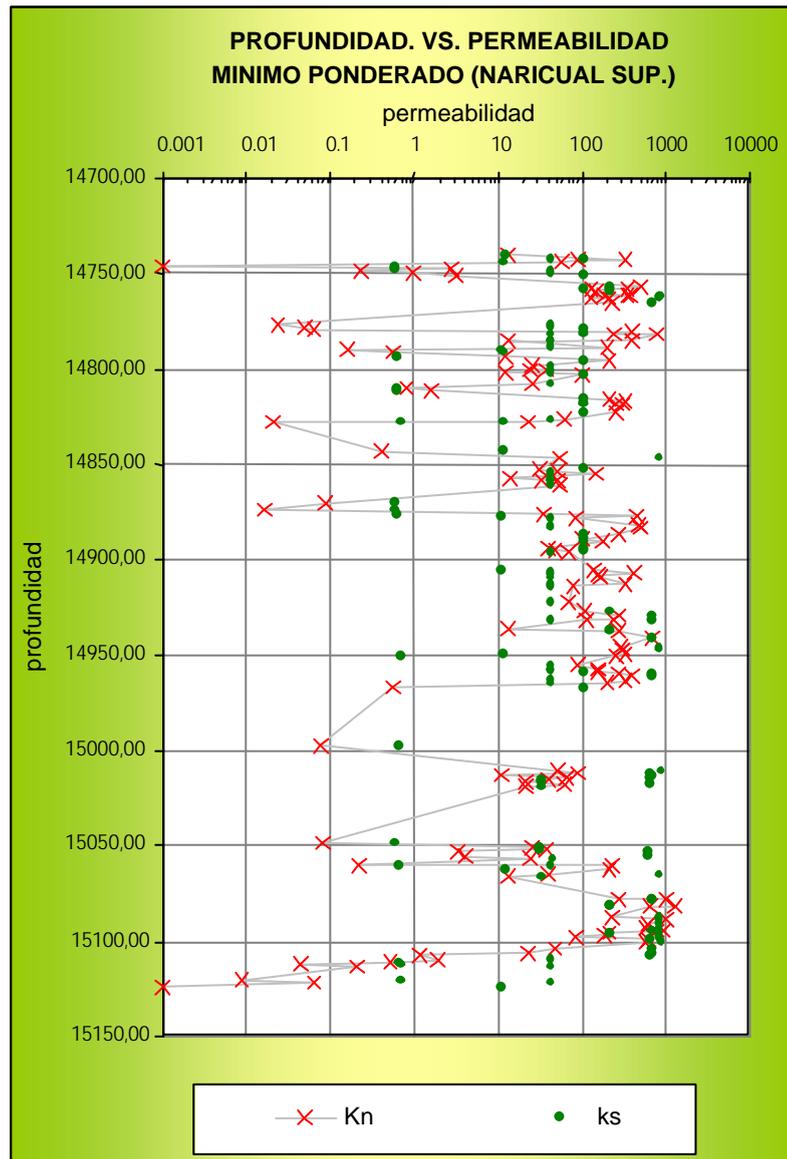


Figura 39

Figura 39. Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad real y simulada, considerando el valor mínimo como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior

Analizando el significado del error absoluto relativo, vemos como un valor de permeabilidad de 0.001 md y un valor pronosticado de 0.1 md pueden generar un EAR alto de 99. Desde el punto de vista matemático es alto, empero, desde el punto de vista geológico es razonable ya que ambos son valores indicativos de una pobre permeabilidad. Igualmente, una predicción de 1300 md y un valor de núcleo de 1200 md provee un EAR de 0.08 que puede ser considerado bajo aunque esto signifique una diferencia de 100 md entre ambas mediciones. Sin embargo, si pudimos considerar que los valores 0.001 y 0.1 md representan ambos muy bajas permeabilidades (lo que implica que el programa ha podido simular la pobre permeabilidad), podemos igualmente considerar que los valores de 1200 md y 1300 md son ambos indicativos de una muy buena permeabilidad (lo que implica que el programa ha podido simular esta calidad de permeabilidad). Es decir, desde un punto de vista cualitativo, pensando en la permeabilidad en términos de alta permeabilidad, buena, modesta, pobre, etc., el programa ha sido capaz de predecir estos niveles cualitativos aunque el valor simulado en sí mismo no coincida exactamente con la realidad en algunas profundidades. Este rasgo del algoritmo visto desde el punto de vista de exploración es sumamente útil para predecir la calidad del reservorio en áreas con escasa información de núcleos o bien donde los pozos se encuentran espacialmente muy distantes en varias decenas de kilómetros o áreas de fronteras.

Segunda sensibilidad: Representante de la categoría, el Valor máximo.

Esta sensibilidad consistió en asignar el valor máximo de permeabilidad de la categoría como el representante de la misma. Tomando la misma situación anterior, en la categoría donde la permeabilidad toma valores entre 0.0001 y 6.09 md, se tomó el valor máximo 6.09 como representante.

En la tabla siguiente se observa que el 2% de la predicción tiene un error menor al 0.1, mientras que un 35% se ubica entre 0.1 y 1. Por otro lado, el 32% de los valores simulados se ubican entre 1 y 10, mientras que el 15% es mayor de 10 y menor que 100.

Valores del EAR	% de error
<0,1	2
$0.1 \leq \text{EAR} < 1$	35
$1 \leq \text{EAR} < 10$	32
$10 \leq \text{EAR} < 100$	15
≥ 100	16

Se observa en la figura 40, el valor de error absoluto relativo para este caso y puede notarse una mayor dispersión del error alcanzando valores más cercanos a 5 incluso entre 10 y 15 con respecto al caso anterior.

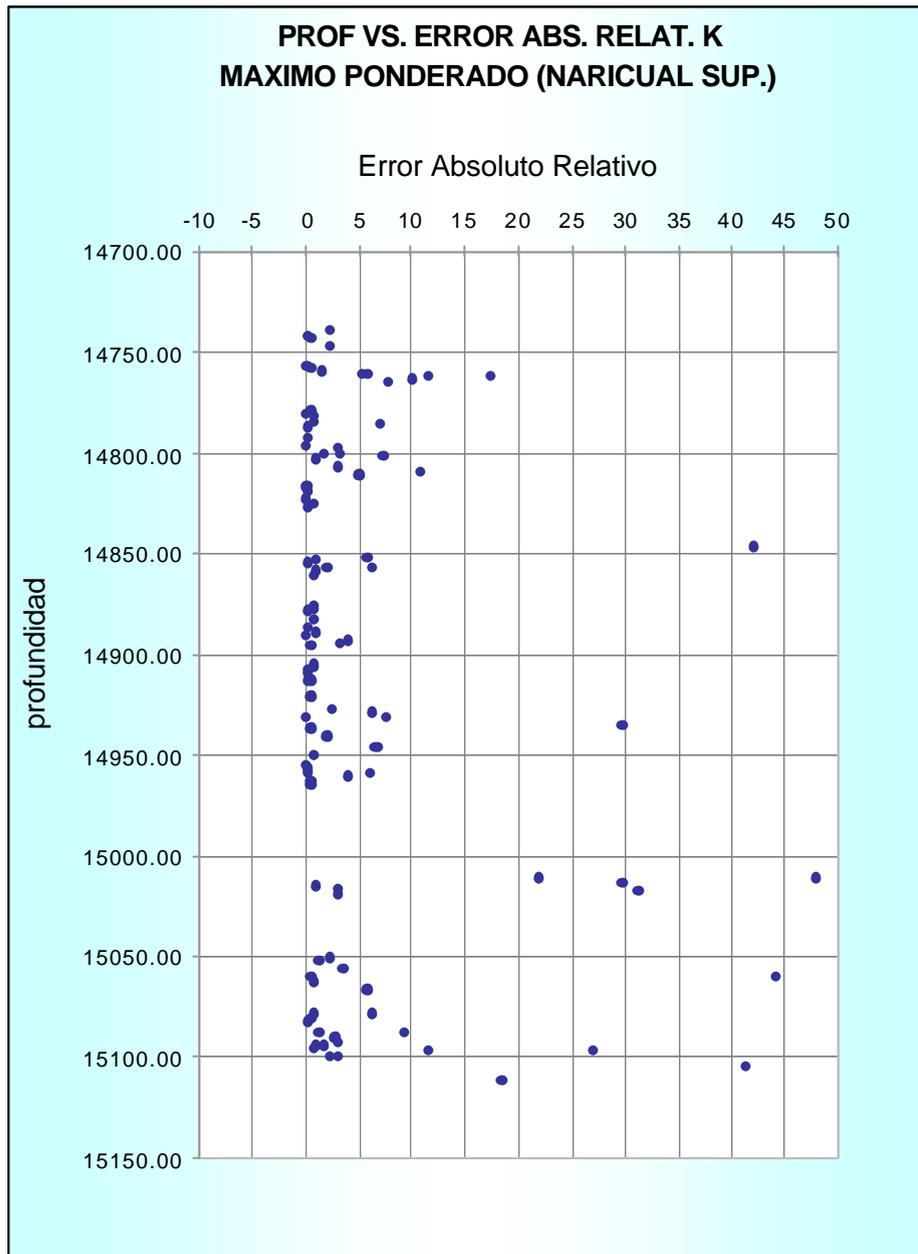


Figura 40

Figura 40. Gráfico de profundidad vs. Error absoluto relativo, considerando el valor máximo como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior

En la figura 41 se pueden observar los valores de permeabilidad medida en el núcleo y los valores de permeabilidad simulados por el programa (Ks). Al igual que el caso anterior, en aquellos valores simulados que se alejan sustancialmente del valor del núcleo generan mayores valores de EAR. Por ejemplo, para el intervalo 15020'-15030', el núcleo presenta valores cercanos a 20 y 40 md, mientras que el programa simula en el mismo intervalo valores cercanos a 2000 md, reportando un error relativo entre 25 hasta 48 (figura 40). Es

necesario mencionar, que al comparar estos valores de error con respecto al valor mínimo representativo, el valor mínimo reporta mayor cantidad de valores de EAR menores a 1, mientras que el máximo presenta mayor concentración de valores de error entre 1 y 10.

Al igual que ocurre con todas las sensibilidades realizadas, existen algunos intervalos donde los valores simulados se alejan sustancialmente del original del núcleo; sin embargo, la mayor parte de los valores pronosticados coinciden en ordenes de magnitud a los medidos en el núcleo con valores EAR menores de 1.

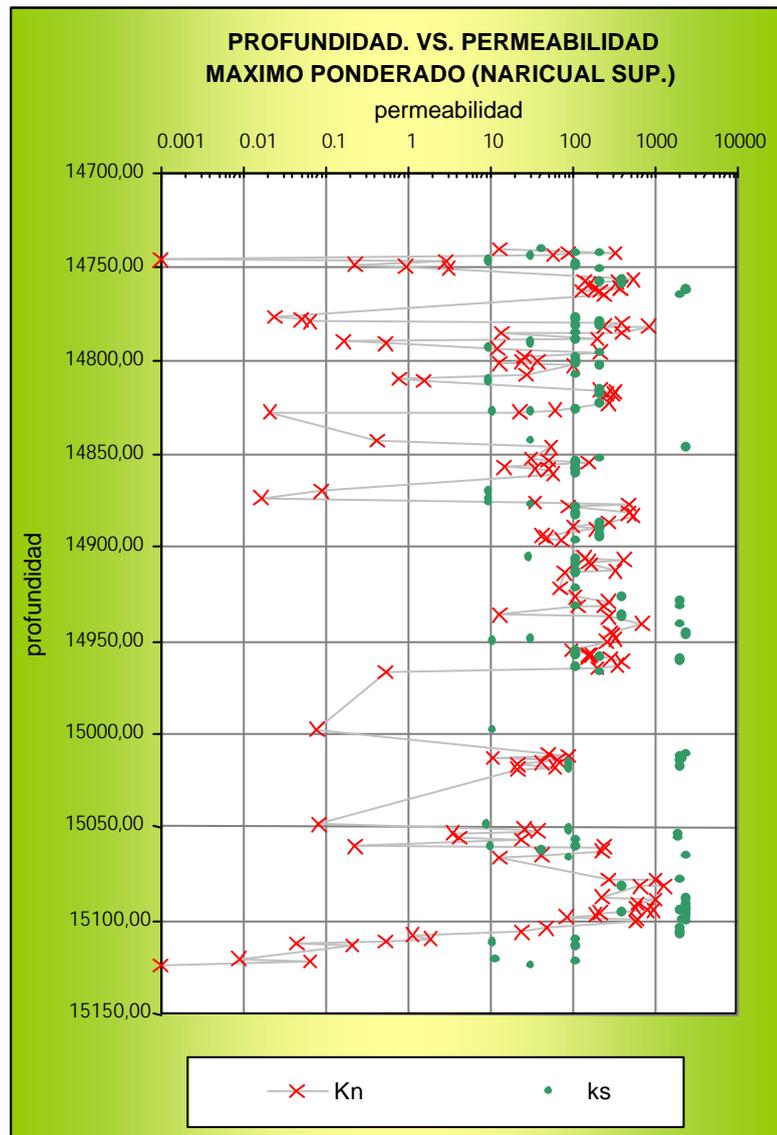


Figura 41

Figura 41. Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad real y simulada, considerando el valor máximo como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior

Tercera sensibilidad: Representante de la categoría, el Valor promedio.

Esta sensibilidad consistió en asignar el valor promedio de permeabilidad de la categoría como representante de la misma. Esto quiere decir por ejemplo que en nuestro caso de la categoría donde las permeabilidades toman valores entre 0.0001 y 6.09 md, el valor representativo fue de 1.07 que corresponde al promedio de los valores de las muestras de núcleo en este espectro de valores.

La siguiente tabla muestra que el 4% de la predicción tiene un error menor al 0.1, mientras que un 43% se ubica entre 0.1 y 1. Por otro lado, el 26% de los valores simulados se ubican entre 1 y 10, mientras que el 14% es mayor de 10 y menor que 100.

Valores del EAR	% de error
<0,1	4
$0.1 \leq \text{EAR} < 1$	43
$1 \leq \text{EAR} < 10$	26
$10 \leq \text{EAR} < 100$	14
≥ 100	13

En la figura 42 se observa el valor del error absoluto relativo para este caso y se puede notar que hay una sustancial mejora de la predicción con respecto al caso del valor máximo, donde en este caso el 43% del error se ubica entre valores mayores que 0.1 y menores que 1, mientras que en el caso del máximo este porcentaje es de 35%. Así mismo, en este caso el 4% del error se concentra en valores menores que 0.1, mientras que en el caso del máximo solo el 2%. Al igual que en el caso anterior, se concentran los valores del error alrededor del rango 1 y 5.

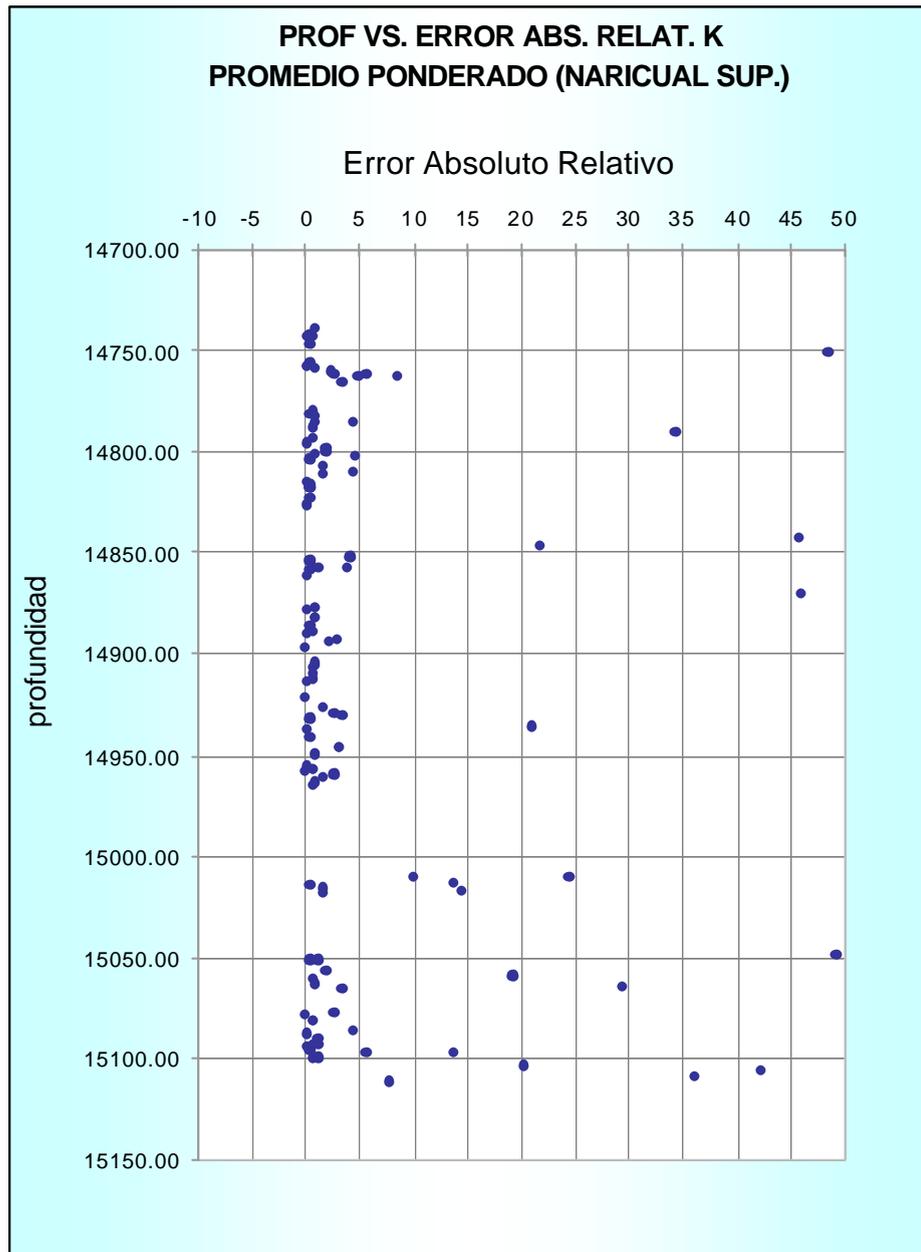


Figura 42

Figura 42. Gráfico de profundidad vs. Error absoluto relativo, considerando el valor promedio como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior

En la figura 43 se puede observar que aquellos valores simulados alejados sustancialmente del valor del núcleo generan mayores valores de EAR, como es el caso de la predicción del valor 70 md a las profundidades 14750', 14770' y 15125' donde la permeabilidad del núcleo es alrededor de 0.001 e incluso 1 md. Esto genera un error que alcanza los valores 35 hasta 48.

Se puede apreciar que a pesar de los casos aislados, la mayor parte de los valores pronosticados coinciden en ordenes de magnitud a los medidos en el núcleo con valores EAR menores de 1.

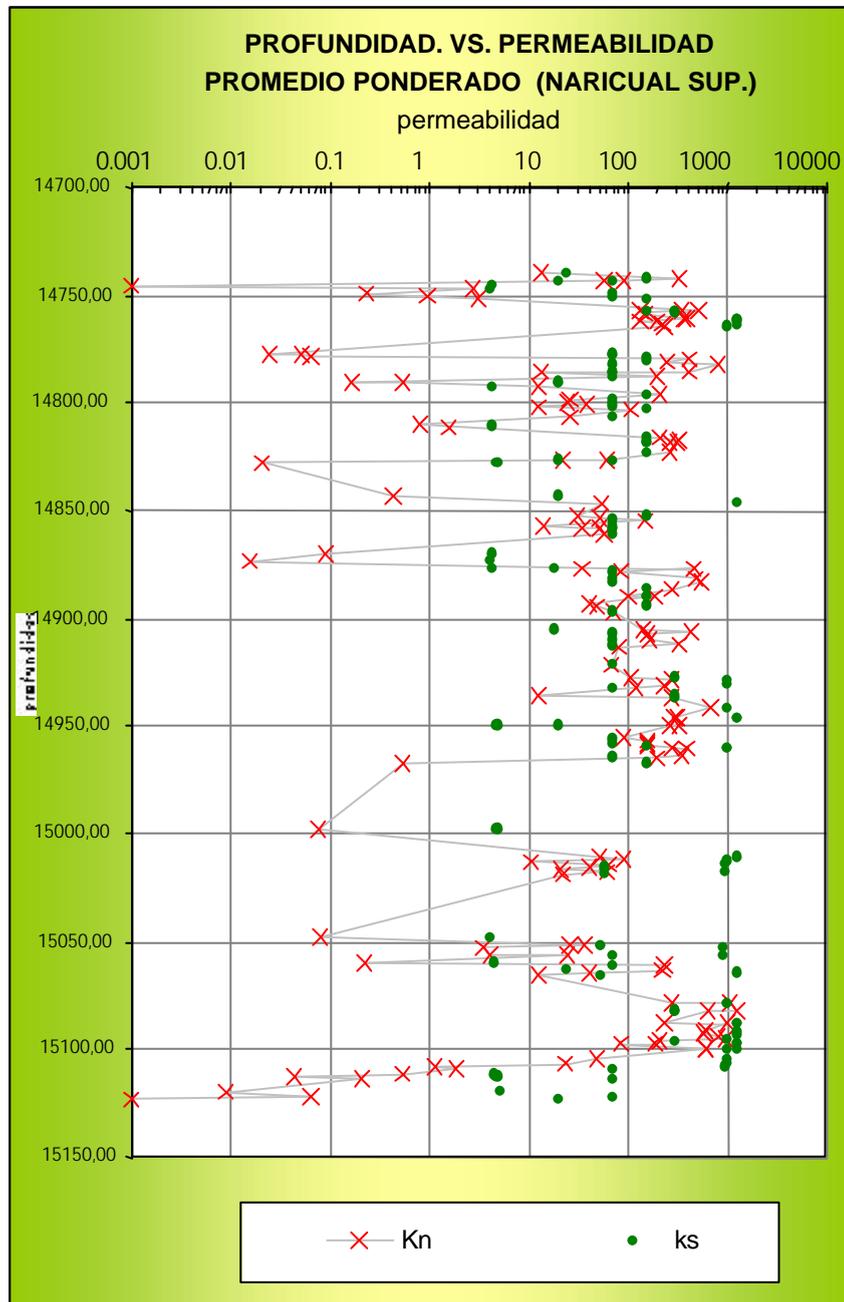


Figura 43

Figura 43. Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad real y simulada, considerando el valor promedio como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior

Quinta sensibilidad: Representante de la categoría, el Valor mediana

Esta sensibilidad consistió en asignar el valor de la mediana de los valores de permeabilidad de esta categoría como representante de la misma. Esto quiere decir que, por ejemplo, en nuestro caso de la categoría donde las permeabilidades toman valores entre 0.0001 y 6.09 md, el valor representativo fue de 0.4 que corresponde a la mediana de las muestras de permeabilidad de núcleo en este espectro de valores.

Nuevamente, se observa que en algunos intervalos los valores simulados se alejan sustancialmente del original del núcleo; sin embargo, la mayor parte de los valores pronosticados coinciden en ordenes de magnitud a los medidos en el núcleo.

Para apreciar mejor la precisión de la predicción, en la tabla siguiente se observa que el 4% de la predicción tiene un error menor al 0.1, mientras que un 47% se ubica entre 0.1 y 1. Por otro lado, el 23% de los valores simulados se ubican entre 1 y 10, mientras que el 14% es mayor de 10 y menor que 100.

Valores del EAR	% de error
<0,1	4
$0.1 \leq \text{EAR} < 1$	47
$1 \leq \text{EAR} < 10$	23
$10 \leq \text{EAR} < 100$	14
≥ 100	12

Se observa, en la figura 44, el valor del error absoluto relativo para este caso y se puede notar que el comportamiento de la simulación es muy similar al caso anterior donde se considero el promedio ponderado como representante de la predicción. Al igual que en el caso anterior, se concentran los valores del error entre 1 y 5, con casos aislados que alcanzan los valores 20, 25, incluso hasta 48.

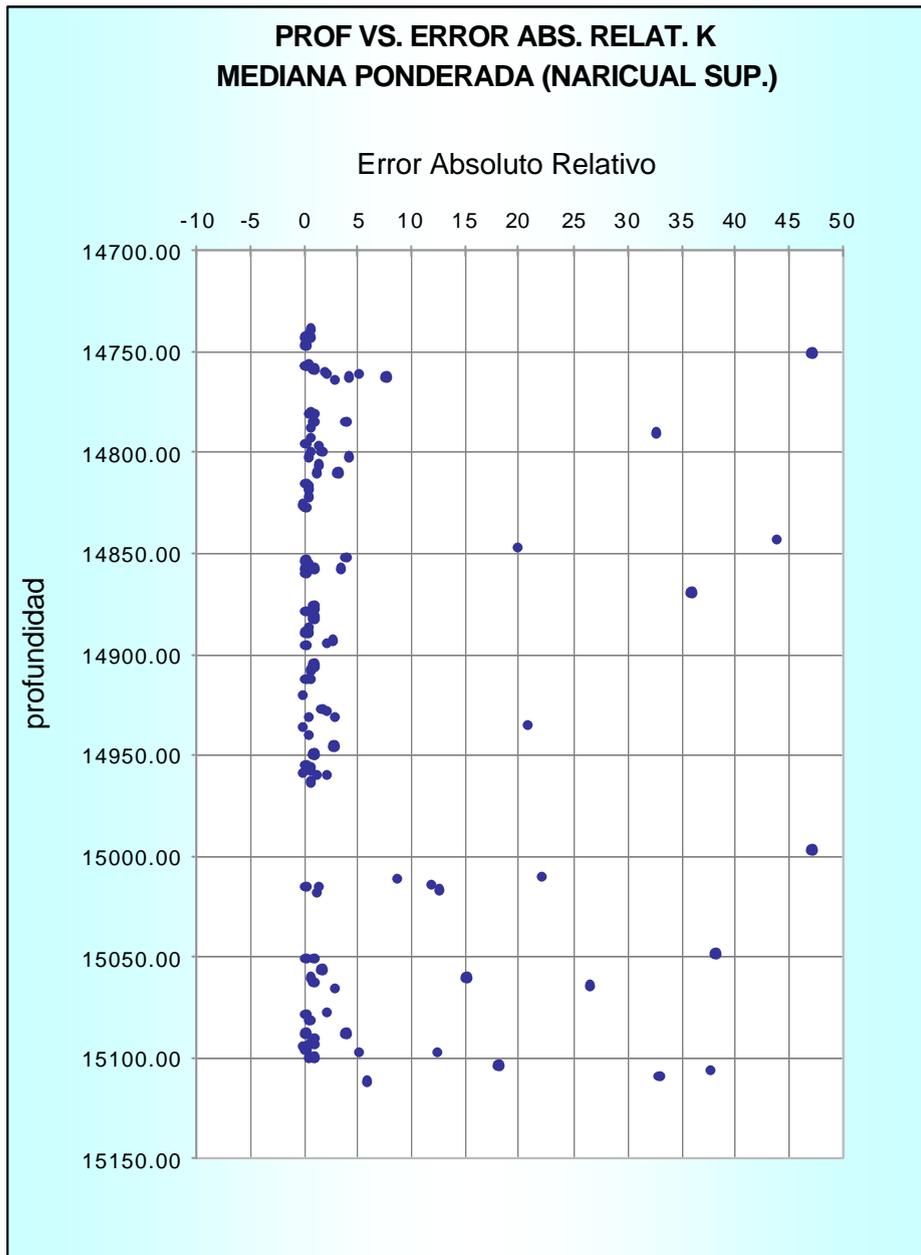


Figura 44

Figura 44. Gráfico de profundidad vs. Error absoluto relativo, considerando el valor de la mediana como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior.

En la figura 45 se puede observar como aquellos valores simulados que se alejan sustancialmente del valor del núcleo generan mayores valores de EAR. Citamos el caso de la predicción del valor de 10 md a las profundidades 14750' y 15125' donde la permeabilidad del núcleo es alrededor de 0.001 md, lo cual genera un error de 37, incluso 48 (figura 44).

Se puede decir que la mayor parte de los valores pronosticados coinciden en ordenes de magnitud a los medidos en el núcleo con valores EAR menores de 1.

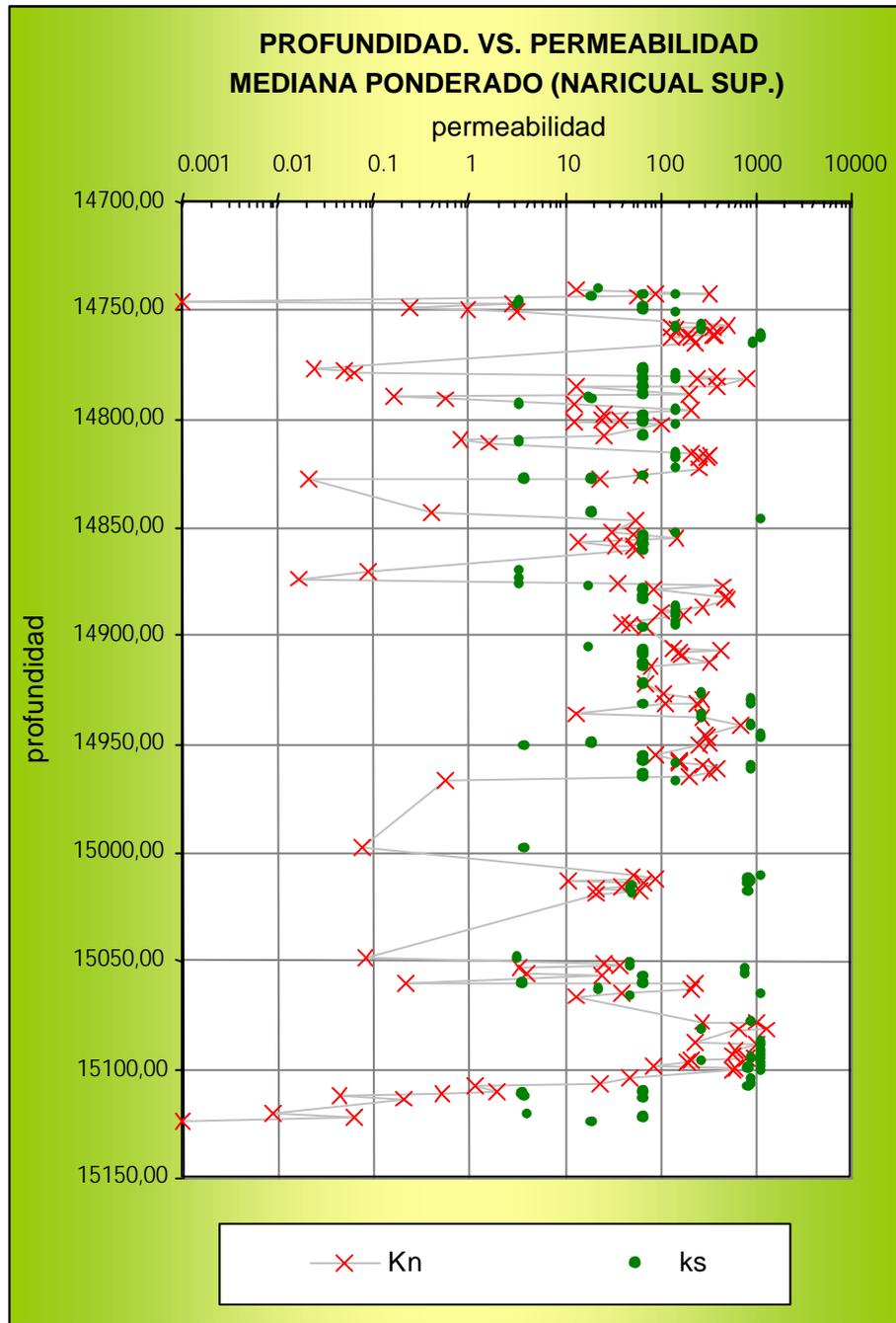


Figura 45

Figura 45. Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad real y simulada, considerando el valor de la mediana como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior

5.4.2. SENSIBILIDAD CON RESPECTO A UTILIZAR NARICUAL MEDIO Y SUPERIOR.

Esta sensibilidad considera como base de datos los valores presentes en el intervalo Naricual Medio y Naricual Superior con el fin de diagnosticar cómo se ve afectada la simulación al involucrar datos de diferentes niveles litoestratigráficos, ya que como es bien conocido en el área, el nivel Naricual Medio suele presentar mayor arcillosidad y deterioro de las arenas con respecto al nivel Naricual Superior (Gosh et al, 1989).

En la tabla 21 se presentan los estadísticos correspondientes a los parámetros petrofísicos asociados a cada clase considerada.

RANGOS DE PERMEABILIDAD			PARAMETROS		N° de Datos	
	Desde > (md)	Hasta (md)	Porosidad	V-shale		
Rango 1	> 0.0001	6.09375	Media	0.11635	0.13365	51
			Desv. Estandard	0.04575	0.11831	
Rango 2	6.09375	36.4	Media	0.13211	0.08936	50
			Desv. Estandard	0.03477	0.09787	
Rango 3	36.4	88.9625	Media	0.13412	0.07847	51
			Desv. Estandard	0.03914	0.09804	
Rango 4	88.9625	176.5	Media	0.11784	0.12643	50
			Desv. Estandard	0.04364	0.13439	
Rango 5	176.5	319	Media	0.13922	0.04781	51
			Desv. Estandard	0.03486	0.07350	
Rango 6	319	586	Media	0.14477	0.04012	50
			Desv. Estandard	0.02856	0.04146	
Rango 7	586	963	Media	0.15393	0.03776	50
			Desv. Estandard	0.02282	0.06703	
Rango 8	963	3534	Media	0.16440	0.05348	51
			Desv. Estandard	0.02550	0.07101	

Tabla 21

Tabla 11. Tabla de resultados estadísticos de parámetros petrofísicos asociados a cada categoría de permeabilidad en el intervalo Naricual Superior y Medio.

La siguiente tabla 22 muestra el resumen de los valores EAR obtenidos para cada sensibilidad realizada en este análisis.

EAR	% Mínimo	% Mediana	% Media	% Máximo
EAR <0.1	7	5	2	4
0.1≤EAR<1	53	46	48	42
1≤EAR<10	18	21	20	27
10≤EAR<100	7	10	10	11
EAR≥100	15	18	20	16

EAR: Error Absoluto Relativo

Tabla 22

Tabla 22. Resultados de las diferentes sensibilidades realizadas.

Primera sensibilidad: Representante de la categoría, el Valor mínimo.

Esta sensibilidad se llevo a cabo asignando el valor del mínimo de permeabilidad de la clase, como el representante de la misma.

Para apreciar mejor la precisión de la predicción, en la siguiente tabla se observa que el 7% de la predicción tiene un error menor al 0.1, mientras que un 53% se ubica entre 0.1 y 1. Por otro lado, el 18% de los valores simulados se ubican entre 1 y 10, mientras que el 7% es mayor de 10 y menor que 100.

Valores	% de error
<0,1	7
$0.1 \leq \text{EAR} < 1$	53
$1 \leq \text{EAR} < 10$	18
$10 \leq \text{EAR} < 100$	7
≥ 100	15

En la figura 47 se observan los valores del error absoluto relativo (EAR) entre el valor de la permeabilidad del núcleo y la permeabilidad simulada. Se observa que la mayor cantidad de valores se encuentra cercano al valor 0, lo cual permite deducir que este representante es el ideal para realizar la simulación.

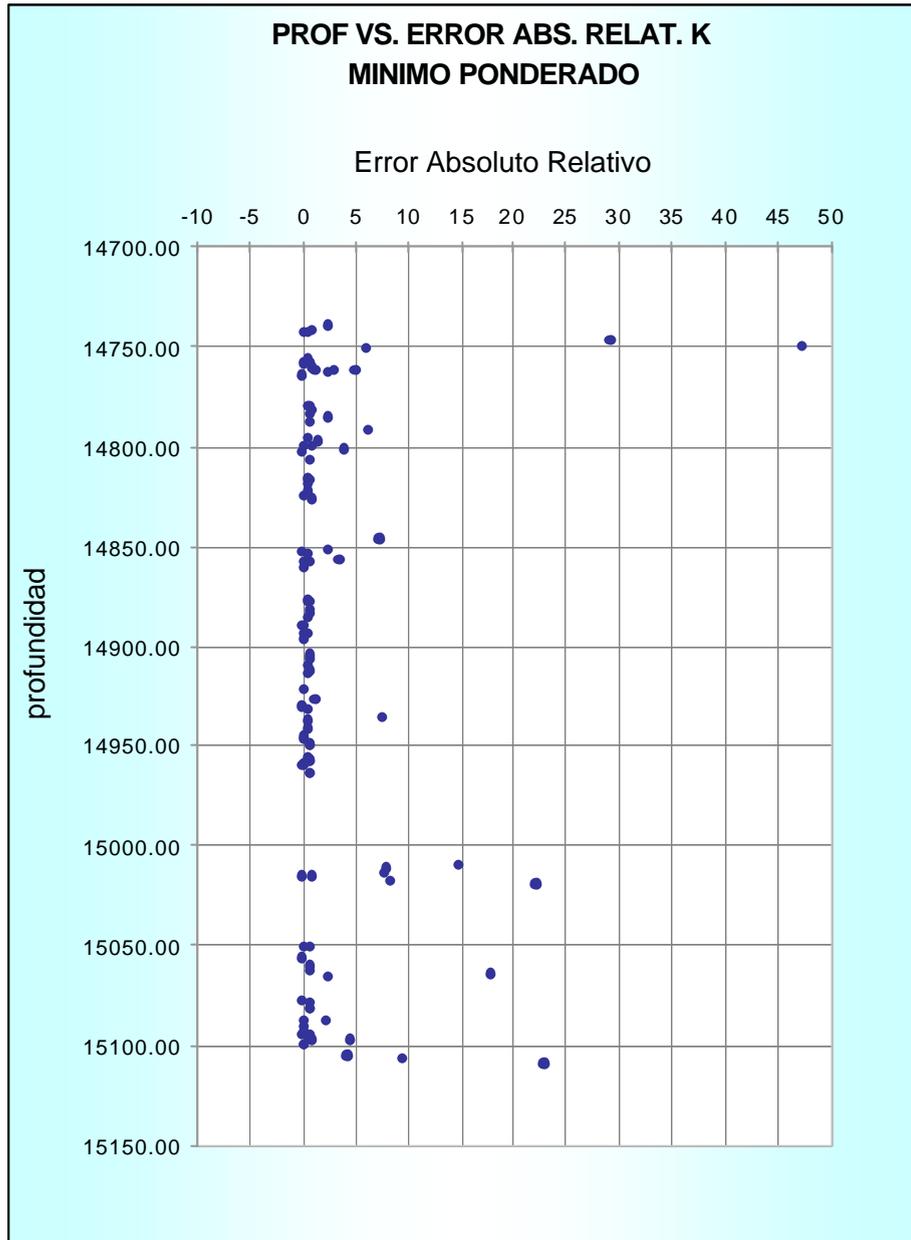


Figura 46

Figura 46. Gráfico de profundidad vs. Error absoluto relativo, considerando el valor mínimo como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior y Medio.

En la figura 47 se pueden observar que al igual que ocurre con el nivel Naricual Superior, aquellos valores simulados que se alejan sustancialmente del valor del núcleo generan mayores valores de EAR, como es el caso de la predicción del valor de 70 md a las profundidades 14750', 14770' y 15125' donde la permeabilidad del núcleo es alrededor de 0.001 md, generando un error de hasta 48 a la profundidad de 14750' (figura 46).

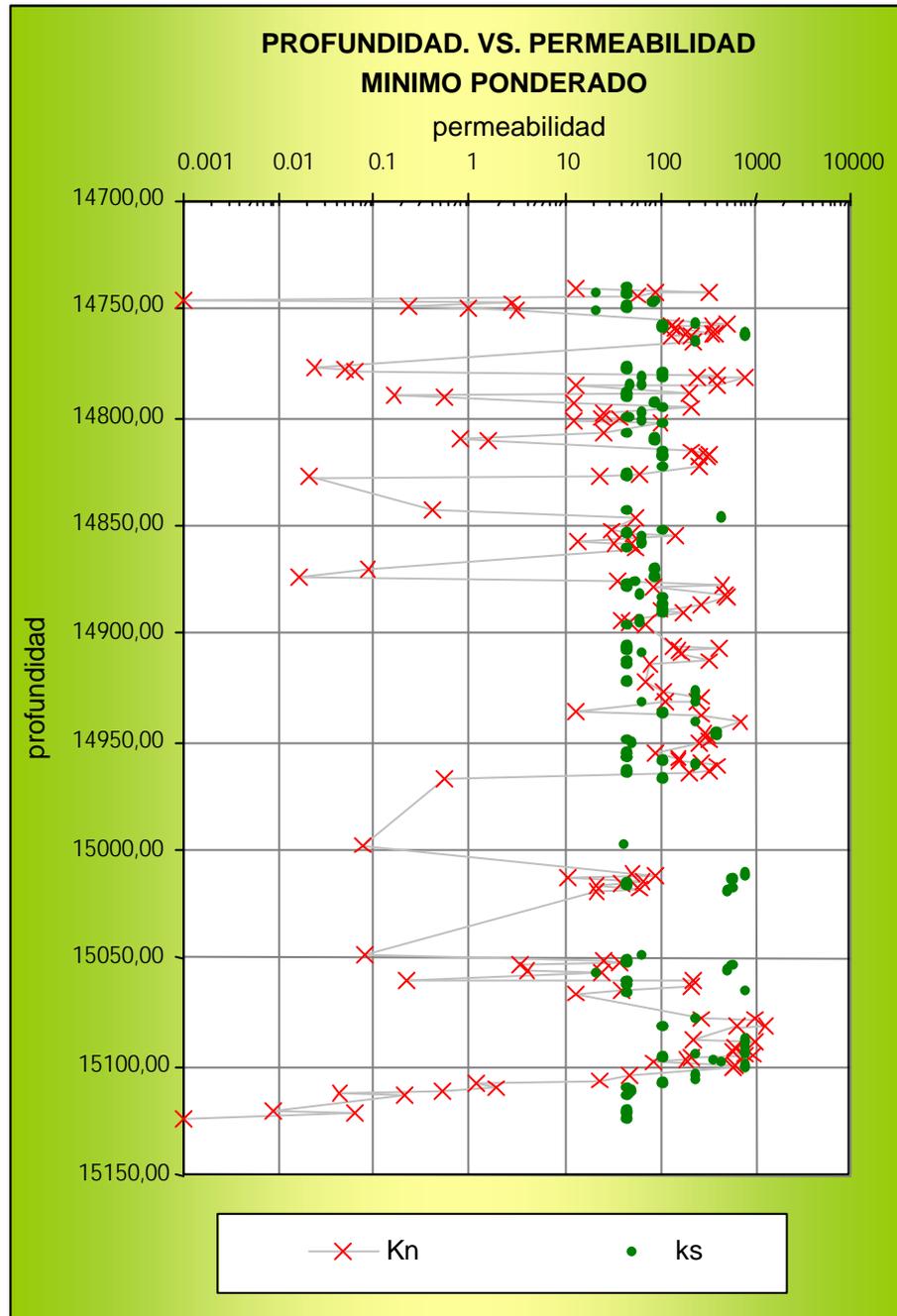


Figura 47

Figura 47. Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad real y simulada, considerando el valor mínimo como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior y Medio ($K_n = k$ del núcleo, $K_s = k$ simulada).

Si bien se observa que en algunos intervalos los valores simulados se alejan sustancialmente del original del núcleo; la mayor parte de los valores pronosticados coinciden en ordenes de magnitud a los medidos en el núcleo con valores EAR menores de 1.

Segunda sensibilidad: Representante de la categoría, el Valor máximo.

Esta sensibilidad consistió en asignar el valor máximo de permeabilidad de la categoría como el representante de la misma.

Para apreciar mejor la precisión de la predicción, en siguiente tabla se observa que el 4% de la predicción tiene un error menor al 0.1, mientras que un 42% se ubica entre 0.1 y 1. Por otro lado, el 27% de los valores simulados se ubican entre 1 y 10, mientras que el 11% es mayor de 10 y menor que 100.

Valores	% de error
<0,1	4
$0.1 \leq \text{EAR} < 1$	42
$1 \leq \text{EAR} < 10$	27
$10 \leq \text{EAR} < 100$	11
≥ 100	16

Se observa en la figura 48, el valor de error absoluto relativo para este caso y puede notarse una mayor dispersión del error alcanzando valores más cercanos a 5 incluso entre 10 y 15 con respecto al caso anterior.

Se observa que en algunos intervalos los valores simulados se alejan sustancialmente del original del núcleo; sin embargo, la mayor parte de los valores pronosticados coinciden en ordenes de magnitud a los medidos en el núcleo.

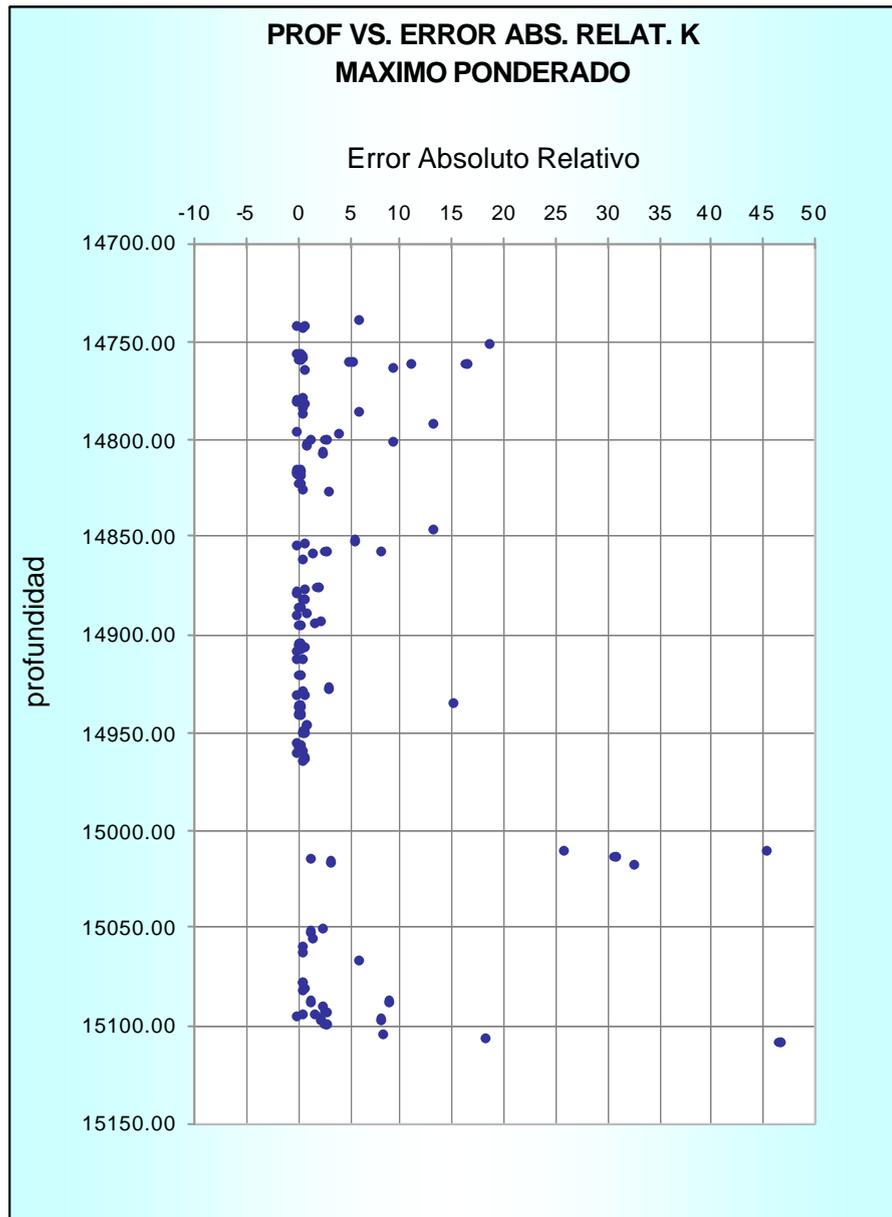


Figura 48

Figura 48. Gráfico de profundidad vs. Error absoluto relativo, considerando el valor máximo como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior y Medio.

En la figura 49 se pueden observar que aquellos valores simulados que se alejan sustancialmente del valor del núcleo generan mayores valores de EAR, como es el caso de la predicción del valor de 2000 md a las profundidades 15030' donde la permeabilidad del núcleo es alrededor de 10 md, lo cual genera un error de 30 hasta 45 (figura 48).

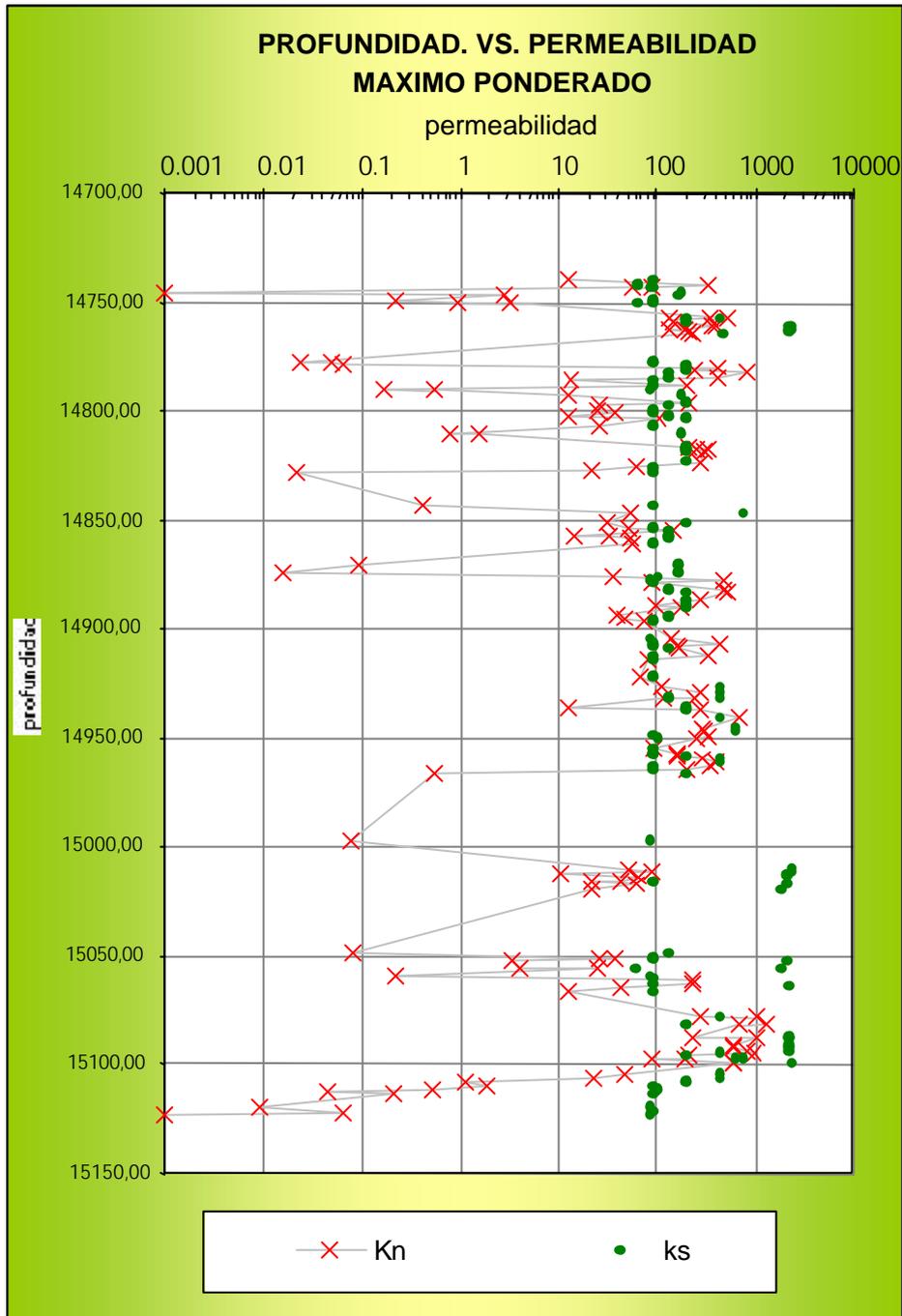


Figura 49

Figura 49. Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad real y simulada, considerando el valor máximo como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior y Medio.

Tercera sensibilidad: Representante de la categoría, el Valor promedio.

Esta sensibilidad consistió en asignar el valor promedio de permeabilidad de la categoría como representante de la misma.

Se observa en la siguiente tabla, el valor de error absoluto relativo para este caso y se puede notar que no existe una mejora sustancial del comportamiento que con respecto al caso del valor máximo, donde se concentran los valores del error alrededor del rango 1 y 5.

Valores	% de error
<0,1	2
$0.1 \leq \text{EAR} < 1$	48
$1 \leq \text{EAR} < 10$	20
$10 \leq \text{EAR} < 100$	10
≥ 100	20

Para apreciar mejor la precisión de la predicción, en la figura 50 se observa que el 2% de la predicción tiene un error menor al 0.1, lo cual ocurre principalmente entre 14870' y 14950', mientras que un 48% se ubica entre 0.1 y 1 (14750' y 14850'). Por otro lado, el 20% de los valores simulados se ubican entre 1 y 10 (14760' y 15100'), mientras que el 10% es mayor de 10 y menor que 100.

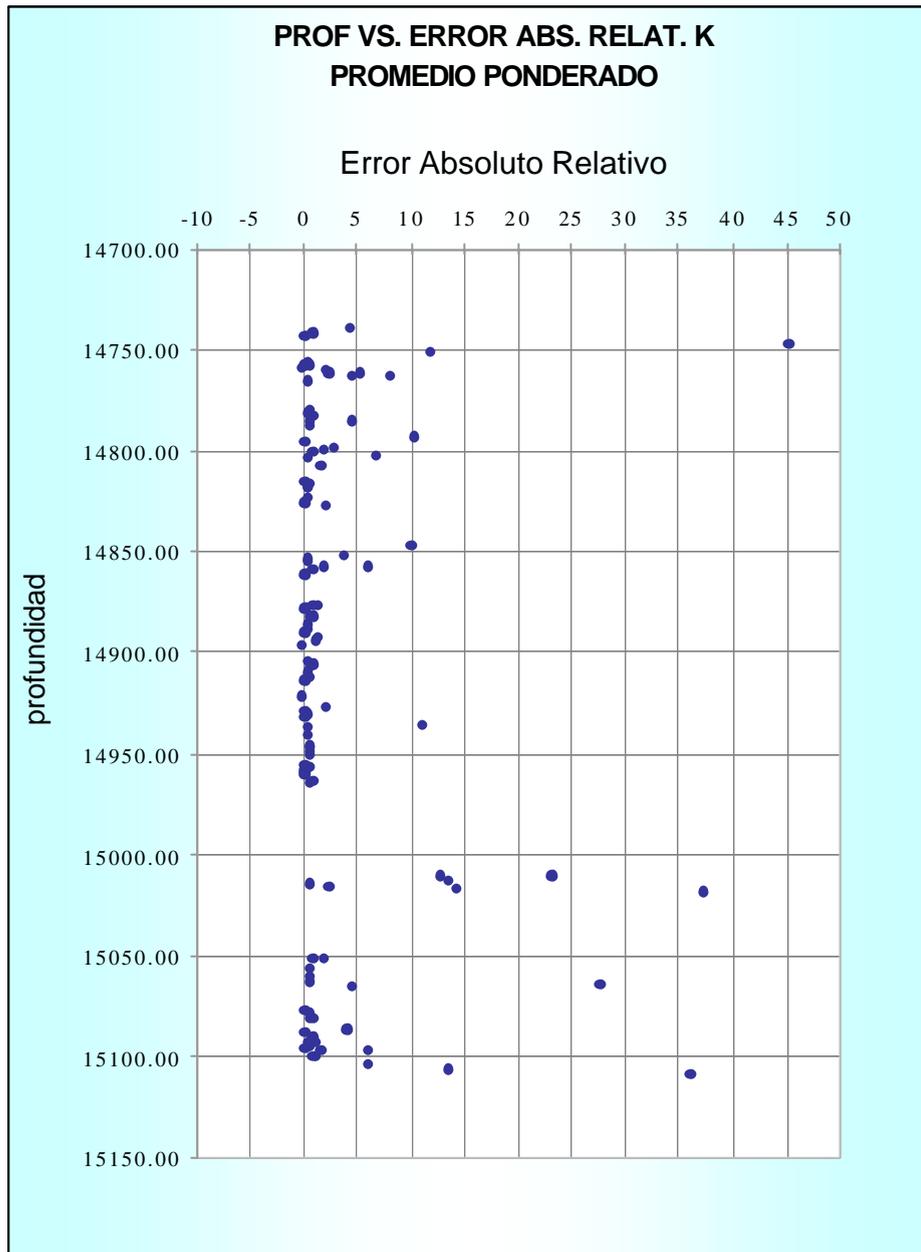


Figura 50

Figura 50. Gráfico de profundidad vs. Error Absoluto Relativo, considerando el valor promedio como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior y Medio.

En la figura 51 se pueden observar que aquellos valores simulados que se alejan sustancialmente del valor del núcleo generan mayores valores de EAR, como es el caso de la predicción del valor de 70 md a las profundidades 14749' y 15125' donde la permeabilidad del núcleo es alrededor de 0.001 md, lo cual genera un error de 30 hasta 45 (figura 50).

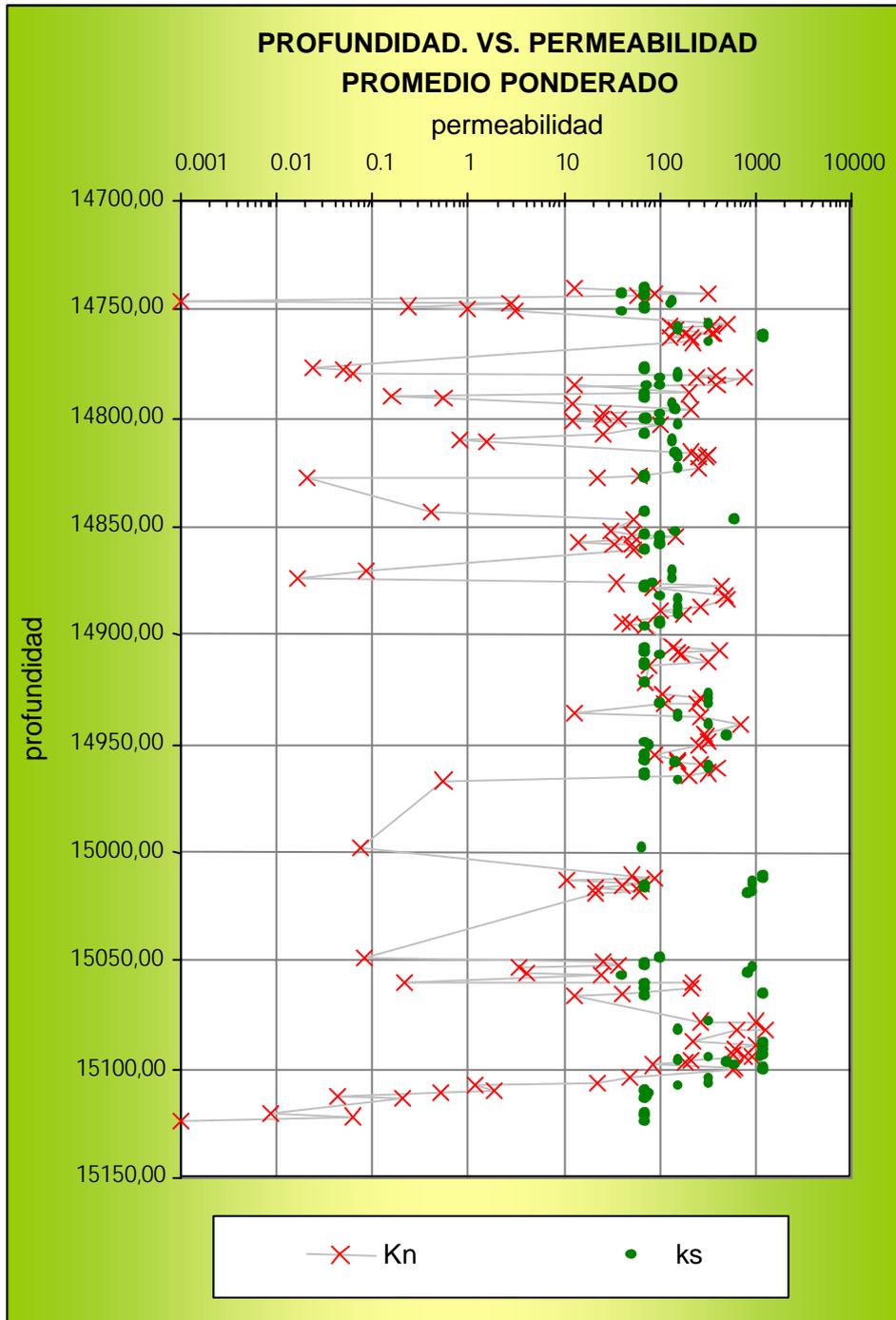


Figura 51

Figura 51. Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad real y simulada, considerando el valor promedio como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior y Medio (Kn= perm. núcleo, Ks= perm. simulada).

Quinta sensibilidad: Representante de la categoría, el Valor mediana

Esta sensibilidad consistió en asignar el valor de la mediana de permeabilidad de la categoría como representante de la misma.

En la siguiente tabla se observa que el 5% de la predicción tiene un error menor al 0.1, mientras que un 46% se ubica entre 0.1 y 1. Por otro lado, el 21% de los valores simulados se ubican entre 1 y 10, mientras que el 10% es mayor de 10 y menor que 100.

Valores de EAR	% de error
<0,1	5
$0.1 \leq \text{EAR} < 1$	46
$1 \leq \text{EAR} < 10$	21
$10 \leq \text{EAR} < 100$	10
≥ 100	18

En la figura 52 se observa que el 5% de la predicción tiene un error menor al 0.1, lo cual ocurre principalmente entre 14870' y 14950', mientras que un 46% se ubica entre 0.1 y 1 (14750' y 14850'). Por otro lado, el 20% de los valores simulados se ubican entre 1 y 10 (14760' y 15100'), mientras que el 10% es mayor de 10 y menor que 100.

Al igual que en la sensibilidad realizada en Naricual Superior, no se aprecia mayor diferencia al considerar la mediana como representante con respecto al caso anterior (valor promedio representativo).

Sería recomendable aplicar esta metodología en otras cuencas como la de Barinas para confirmar si el mínimo es el representante más apropiado para las características sedimentológicas de dicha cuenca.

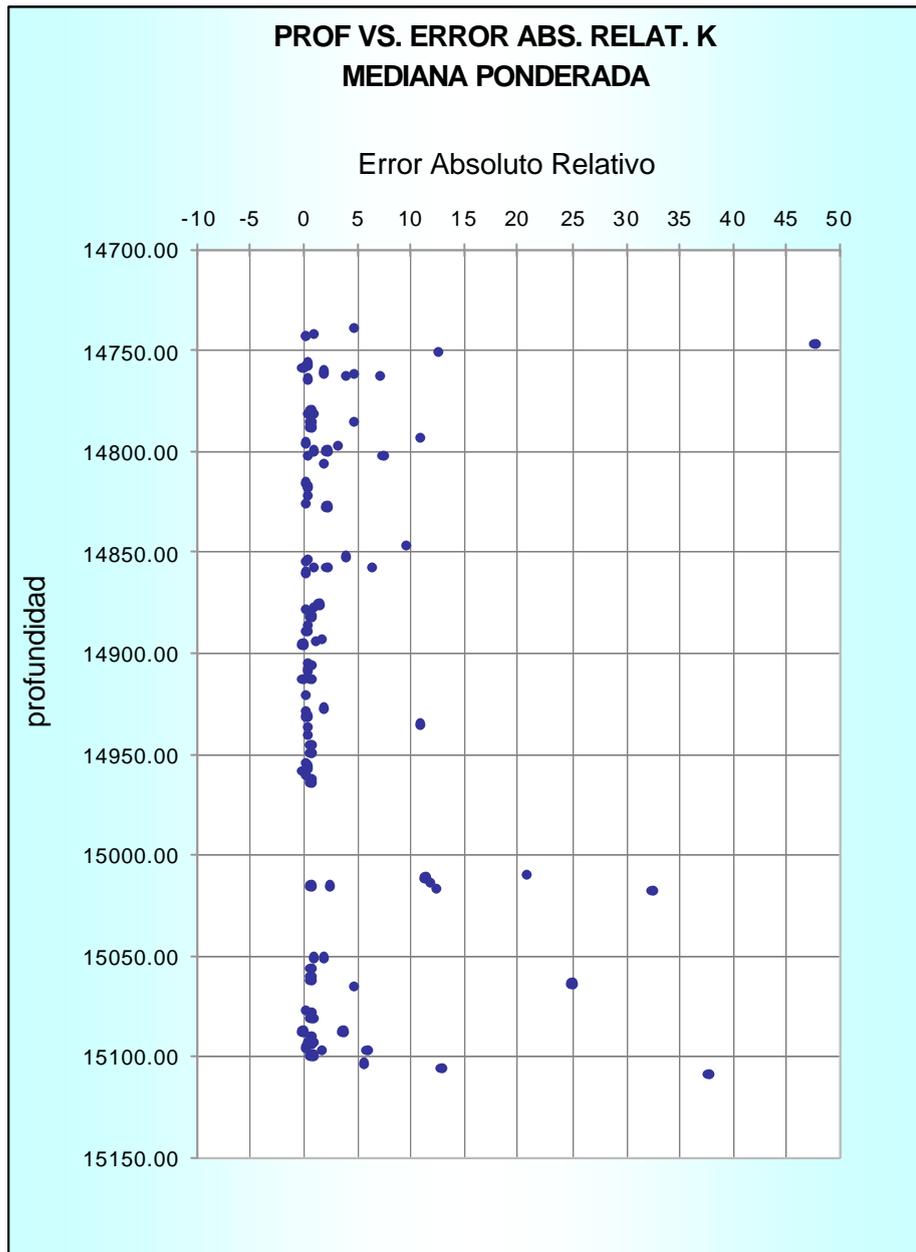


Figura 52

Figura 52. Gráfico de profundidad vs. Error absoluto relativo, considerando el valor de la mediana como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior y Medio.

Se observa en la figura 53 que en algunos intervalos los valores simulados se alejan sustancialmente del original del núcleo como es el caso a 14749' y 15110'; donde el valor de la permeabilidad del núcleo es de 0.001 md, mientras que el valor simulado es de 70 md, lo cual genera un error que alcanza valores de 38 y 45 (figura 52). Sin embargo, la mayor parte de los valores pronosticados coinciden en ordenes de magnitud a los medidos en el núcleo.

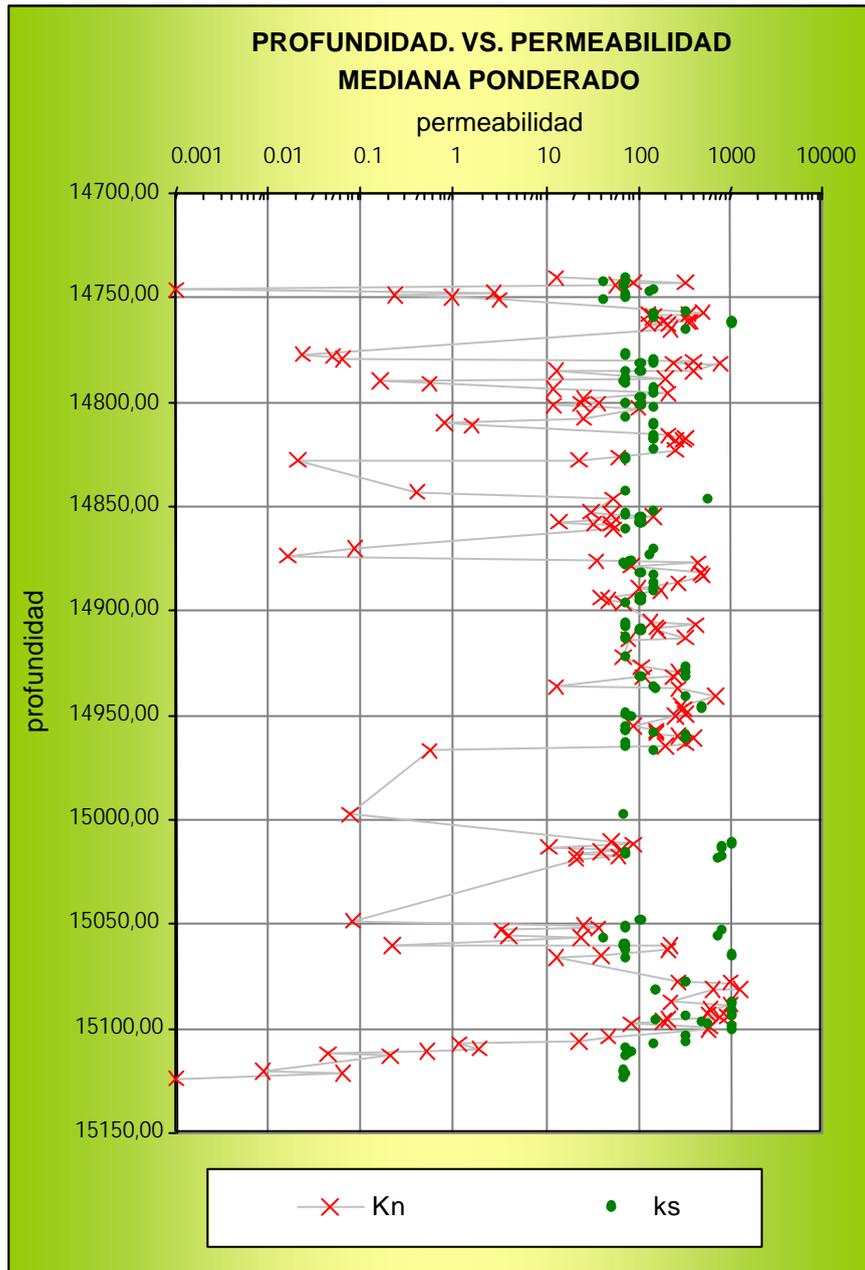


Figura 53

Figura 53. Gráfico de profundidad vs. Permeabilidad real y simulada, considerando el valor de la mediana como representante de cada categoría, para el intervalo Naricual Superior y Medio (kn= perm núcleo, Ks= perm. Simulada).

5.4.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

De estos resultados expuestos tanto para la sensibilidad de Naricual Superior y la de Naricual Medio - Naricual Superior, se decidió tomar el mínimo como valor representativo de las categorías de permeabilidad. Como puede verse en las tablas 20 y 22, la columna presenta los resultados del EAR para el mínimo, el cual supera en eficiencia los presentados para otros representantes de la permeabilidad. Si consideramos las dos primeras filas de estas

tablas como el menor EAR, vemos que en ambas sensibilidades, el mínimo produjo mayor porcentaje de presencia que los porcentajes de los otros tipos de representantes. Por otro lado, si consideramos las tres últimas filas de estas tablas como las de mayor EAR, vemos que en ambas sensibilidades, el mínimo produjo menor porcentaje de presencia que los porcentajes de los otros representantes de permeabilidad. Debido a esto, se decidió usar en este campo, el mínimo de los valores de permeabilidad de cada categoría para guiar las simulaciones de permeabilidad de los 18 pozos escogidos cuyos resultados serán presentados en la siguiente sección y en los anexos 2, 3 y 4.

CAPITULO 6. PREDICCIÓN DE LITOFACIES Y PERMEABILIDAD EN CASUPAL

Como ya ha sido mencionado, dada la complejidad estructural del área, se dificulta la predicción de distribución y calidad de los reservorios, consecuentemente, se planteó la necesidad de hacer un estudio de caracterización estratigráfica-sedimentológica de los potenciales reservorios del área, para el intervalo Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano. Para lograr dicho objetivo, se pretendió utilizar las litofacies predictivas para la correlación de pozos y construir secciones estratigráficas detalladas que permitan representar espacialmente la calidad del reservorio para la explotación de hidrocarburos.

Cabe recordar que la importancia de la predicción de estas litofacies es que ello permite que las mismas puedan ser combinadas en asociaciones de facies, sucesiones de facies y elementos arquitecturales que, al compararlos con ejemplos modernos y casos antiguos, puede generar el llamado "modelo de facies" del área. La caracterización de dicho modelo en combinación con ambientes depositacionales (geografía) permiten establecer el modelo depositacional. Este modelo a su vez nos ayuda en la tarea de realizar un análisis secuencial detallado donde se puedan reconocer los sistemas encadenados "*Highstand*", "*lowstand*" y transgresivo los cuales a su vez permitirán predecir la calidad de reservorios, extensión y geometría.

No hay que olvidar sin embargo, que un análisis sedimentológico detallado derivado de núcleos constituye una poderosa herramienta para determinar facies y paleoambientes sedimentarios y para calibrar la respuesta petrofísica de los registros de pozos y ofrece una analogía comparativa valiosa en los pozos adyacentes que no tengan núcleos cortados.

En los párrafos siguientes se discute la simulación realizada en los 18 pozos escogidos en el área, en los cuales se pueden reconocer algunas asociaciones verticales y laterales que, basados en las interpretaciones paleoambientales definidas para cada litofacies en los pozos con núcleos, pudieran confirmar el modelo sedimentológico establecido para el área en estudios anteriores.

Pueden apreciarse en los anexos 2, 3 y 4, las correlaciones estratigráficas generadas con base a los datos simulados de litofacies por el programa APLIP en los pozos FUL-6, FUL-8, FUL-11, FUL-15, FN-17, FN-18, FUL-22, FUL-23, FUL-24, FUL-28, FUL-29, FUL-32, FUL-38, FUL-50, FUL-60, FUL-61, FUL-65 y FUL-67.

6.1. ASOCIACIONES VERTICALES DE LITOFACIES.

Tomando en consideración la variación en el tamaño de grano y la correspondiente respuesta del registro eléctrico así como el tipo de litofacies presente en los dieciocho pozos pronosticados, se identificaron las siguientes asociaciones verticales de litofacies:

6.1.1. SECUENCIAS GRANOCRECIENTE HACIA ARRIBA "COARSERNING-UPWARD". ASOCIACIÓN VERTICAL DE LA LITOFACIES C, A₄, A₂ Y A₁.

Esta asociación puede ser observada en los anexos 2, 3 y 4, en la sección superior de los pozos simulados. La litofacies dominante es la A₁ la cual ocupa entre el 50 y 60% de la sección total evaluada. Su espesor es de 20 a 30 pies. Esta litofacies suprayace la litofacies A₂, la cual se presenta en una abundancia del 25% en paquetes de 10 pies de espesor individual. En la base de esta secuencia, se encuentran la litofacies C, con espesores variables de 3 pies hasta 25 pies y en ocasiones la litofacies A₄ en delgados niveles de 1 cm y ocupa menos del 4% de la sección, esta última normalmente ocupa la parte basal arenosa de estas secuencias entre la litofacies C o B y la litofacies arenosa A₂ o A₁.

Con base en la interpretación paleoambiental de los pozos con núcleos (FUL-12, FUL-14, FUL-13, FUL-2, FUL-7 y FN-1), esta asociación vertical de litofacies puede ser interpretada como depósitos de barras cercanas a la costa o barras retrabajadas de plataforma interna (barras litorales).

Permeabilidad: La permeabilidad se hace mayor hacia el tope de estas secuencias, asociada generalmente a la litofacies A₁ donde puede alcanzar hasta los 1500 md. En la sección intermedia, asociada a la litofacies A₂, la permeabilidad es alrededor de 500 md a 2000 md.

6.1.2. SECUENCIAS GRANODECRECIENTE HACIA ARRIBA "FINING-UPWARD". ASOCIACIÓN VERTICAL DE LA LITOFACIES A₁, A₂ Y C.

Esta asociación puede ser observada en los anexos 2, 3 y 4, en algunos intervalos a lo largo de la sección de los pozos pronosticados. La ubicación de la litofacies A₁ en la base de estas secuencias granodecreciente hacia el tope, suprayaciendo la litofacies A₂, podría interpretarse como sedimentación en canales o pasajes de marea o canales estuarinos (según interpretación asociada al pozo FUL-13).

Delgadas capas de carbón en ocasiones están presentes y asociadas a los niveles lutíticos de esta secuencia (el carbón es observado en núcleos originales del pozo FUL-13).

Permeabilidad: La permeabilidad se hace mayor hacia la base de estas secuencias, asociada generalmente a la litofacies A₁ donde alcanza los 1500 md. En la sección intermedia, asociada a la litofacies A₂, la permeabilidad puede estar entre 500 md y 2000 md.

6.1.3. SECUENCIAS HETEROLÍTICAS. ASOCIACIÓN VERTICAL DE LAS LITOFACIES A₂, A₄ Y C.

Esta asociación puede ser observada en la sección media a inferior de los pozos pronosticados. Esta asociación vertical de intercalaciones de lutitas (litofacies C) con areniscas delgadas A₂ y A₄ puede interpretarse como depósitos de barras de plataforma (según interpretación asociada al pozo FUL-13). La ocurrencia de secuencias lutíticas espesas sugiere condiciones más marinas, posiblemente nerítico interno, siendo estas lutitas de plataforma.

Permeabilidad: La permeabilidad asociada a estas secuencias esta alrededor de 100 md.

6.2. DISTRIBUCIÓN AREAL DE LAS LITOFACIES

Como puede observarse en las correlaciones estratigráficas de los anexos 2, 3 y 4, las diferentes facies simuladas en los pozos del área tienen en general una extensión lateral bastante persistente, tanto en sentido este-oeste como en sentido norte-sur. Esto confirma la interpretación del modelo de sedimentación planteado por Gosh et al, (1989) donde se sugiere la posibilidad de estar en presencia de una extensa zona nerítica interna, en la cual ocurrieron pequeños periodos transgresivos y regresivos que dieron origen a la sedimentación de esta secuencia. El modelo establece que la mayoría de los paquetes arenosos en el área persisten lateralmente como depósitos de barras costeras con tendencia preferencial este-oeste, lo cual es confirmado en la predicción de los pozos FUL-8, FUL-50, FUL-15 ubicados al sur del área, donde estos paquetes alcanzan mayor desarrollo. En sentido norte-sur, la distribución de estas barras se ve interrumpida por la presencia de canales de mareas los cuales ocurren en dirección perpendicular a estas barras b cual se puede observar al norte en los pozos FN-17, FUL-13, FUL-24, FUL-6 y FUL-32.

Hacia la parte media de la secuencia terciaria, se observan facies transgresivas que señalan una mayor profundización e indica una transición a ambiente nerítico medio (esto se observa claramente por el aumento de espesor de la litofacies C), como se observa claramente en los pozos a nivel del tope denominado Marker T3. Existen además facies de laguna y/o estuario asociadas a barras definidas, que señalan mayor cercanía a la costa en el resto de la secuencia. Con base a lo mencionado en los párrafos anteriores, se puede confirmar con esta predicción que bs reservorios del Terciario en el área de estudio están asociados a ambientes costeros, en los cuales se pueden reconocer barras costeras, canales estuarinos y lutitas de bahía y plataforma.

CONCLUSIONES

En cuanto a litofacies:

1. Del análisis estadístico individual de cada núcleo, se pudo constatar que el pozo FUL-7 presenta valores muy bajos de “Gamma ray” para la lectura de lutitas (en promedio 46 api) en comparación con los otros pozos donde alcanza en promedio alrededor de 100 unidades api. Suponemos que esto afecta la predicción, ya que el “Gamma ray” es uno de los parámetros directos de predicción.
2. Del análisis de sensibilidad con respecto al detalle de descripción, el programa predice con exactitud del 95% litofacies básicas arenas y lutitas. Con respecto a la predicción de litofacies básicas en el pozo FUL-12, al disminuir la información de núcleos a cuatro, tres, dos y un núcleo, podemos observar que la predicción se mantiene alta alrededor del 93%, tanto la global como para cada una de las litofacies (ver tabla 12).
3. Un segundo nivel de detalle (ver tablas 13 y 14) impacta la predicción en 15%.
4. Según los resultados obtenidos en la predicción detallada de todo el modelo litológico aplicado a las siete categorías, se obtuvo un porcentaje global de éxito de 75%, para las simulaciones del pozo FUL-12, con base de datos de Naricual Medio y Superior y la base Naricual Superior (ver tablas 17).
5. De los análisis de predicción, el programa no reconoce claramente la litofacies carbón. Esto se debe posiblemente al hecho que el carbón presenta valores similares a la litofacies C, y se haría necesario utilizar otro tipo de registros para determinar su presencia. También es posible que se deba a que está presente en espesores muy delgados y que está escasamente representado en la sección.
6. En cuanto a la litofacies A₃ y B, se dificulta la diferenciación en el pronóstico debido a que ambas litofacies presentan comportamientos estadísticos similares, una, arenas muy finas y la otra, heterolítica, con similares contenidos de arcilla y porosidad. Adicionalmente, ambas litofacies presentan alto grado de bioturbación.
7. El programa detecta claramente la litofacies A₁, cuando se aplica al pronóstico de las siete litofacies, con una certeza de 85%, lo cual es muy oportuno debido a que esta litofacies representa la mejor calidad de reservorio.

8. Otra litofacies con excelentes resultados en la predicción es la C con un éxito del 85% (lutitas y limolitas), pudiendo determinar los posibles sellos que pudieran limitar unidades de producción.
9. Del análisis de sensibilidad con respecto al número de muestras, es decir, núcleos involucrados en la base de datos usada por el algoritmo, no se observa un cambio significativo del éxito global.

En cuanto a permeabilidades:

1. La opción de utilizar el valor mínimo como representante de las categorías, se presenta como la mejor para simular valores de permeabilidad (ver tabla 20).
2. De los 18 pozos cuyos valores de permeabilidad fueron simulados, se observó que las más altas permeabilidades predichas se corresponden con la litofacies A_2 con valores que llegan hasta 2000 md, y la litofacies A_1 con valores entre 1000 md y 1500 md (anexos 2, 3 y 4).
3. Se aprecia que la litofacies A_2 se presenta con mayor permeabilidad, lo cual sugiere ser una posible roca reservorio de buena calidad. De igual manera la litofacies A_1 se presenta como buen candidato. Seguido de la A_4 , luego B y por último A_3 . Esto permite establecer una posible distribución de arenas de mejor calidad para la ubicación de pozos exploratorios.
4. Debido a cómo fue construido el algoritmo para simular valores de permeabilidad, no puede esperarse una total certidumbre de los valores simulados de permeabilidad. Sin embargo, desde un punto de vista cualitativo (alta permeabilidad, buena, modesta, pobre, etc.), el programa fue capaz de predecir eficientemente estos niveles cualitativos (aunque el valor simulado no haya coincidido exactamente con la realidad del pozo control en algunas profundidades). Este rasgo del algoritmo visto desde el punto de vista de exploración es sumamente útil para predecir la calidad del reservorio en áreas con escasa información de núcleos o bien donde los pozos se encuentran espacialmente muy distantes en varias decenas de kilómetros.

5. De las simulaciones realizadas para valores de permeabilidad, se observa una modesta mejora en los resultados obtenidos al usar la base de datos Naricual Medio y Superior.

En cuanto a al modelo sedimentológico:

De la predicción realizada en los 18 pozos se pudieron reconocer las siguientes asociaciones:

1. Secuencias granocreciente hacia arriba “coarsening-upward”. Asociación vertical de la litofacies C, A₄, A₂ y A₁. Esta asociación de litofacies puede ser interpretada como depósitos de barras cercanas a la costa o barras retrabajadas de plataforma interna (según descripción de núcleos). La permeabilidad simulada se hace mayor hacia el tope de estas secuencias, asociada generalmente a la litofacies A₁ donde alcanza los 1500 md y en la A₂ oscila entre 500 y 2000 md.
2. Secuencias granodecreciente hacia arriba “fining-upward”. Asociación vertical de la litofacies A₁, A₂ y C. La ubicación de la litofacies A₁ en la base de estas secuencias de afinamiento hacia el tope, suprayaciendo la litofacies A₂, podría interpretarse como sedimentación en canales o pasajes de marea o canales estuarinos (según descripción de núcleos). La permeabilidad simulada se hace mayor hacia la base de estas secuencias, asociada generalmente a la litofacies A₁ donde alcanza los 1500 md. En la sección intermedia, asociada a la litofacies A₂, la permeabilidad es alrededor de 500 md a 2000 md.
3. Secuencia heterolítica. Asociación vertical de la litofacies A₂, A₄ y C. Esta asociación puede ser observada en la sección inferior de los pozos predichos. Esta asociación vertical de intercalaciones de lutitas (litofacies C) con areniscas delgadas A₂ y A₄ puede interpretarse como depósitos de barras sublitorales (según interpretación asociada al pozo FUL-13). Cuando la secuencia lutítica se hace mas espesa, pudiera tratarse de lutitas de plataforma.
6. Las diferentes facies predichas en los pozos del área tienen en general una extensión lateral bastante persistente, tanto en sentido este-oeste como en sentido norte-sur. Siendo las barras costeras de extensión preferencial este-oeste.

7. Se corrobora el modelo sedimentológico planteado para el área en cuanto a la distribución lateral y vertical de las asociaciones de litofacies.
8. Tener presente en todo momento que la predicción es sólo una herramienta de trabajo para facilitar la visualización de distribución de litofacies y que la experiencia y criterio geológico debe prevalecer por encima de toda estimación predictiva del programa.

En cuanto a la teoría de lógica difusa:

De la aplicación de la teoría de Lógica Difusa se puede concluir que:

- Es una poderosa herramienta para confirmar las correlaciones realizadas en un área, así como para predecir litologías en áreas con poca información de núcleos.
- Estas litofacies pronosticadas pueden servir de información de entrada para caracterizaciones 3D de la geometría y atributos de un yacimiento.
- La predicción de permeabilidad puede ser usada como complemento a técnicas convencionales en pozos viejos donde no existan datos de núcleos.
- La técnica permite introducir el margen de error o incertidumbre en la predicción, no asumiendo posiciones favorables o desfavorables subjetivamente, sino de modo cuantitativo.

RECOMENDACIONES

Con base en la experiencia obtenida en el desarrollo de este proyecto se recomienda lo siguiente:

1. Antes de proceder a la utilización de este algoritmo, se recomienda hacer un análisis estadístico de los parámetros petrofísicos involucrados (GR, porosidad, arcillosidad, etc.), a fin de determinar posibles valores anómalos, o bien, hacer un trabajo detallado de normalización de dichos valores para cada pozo para cada área o sección estratigráfica a evaluar.
2. Recordar que la eficiencia de la simulación de permeabilidades puede ser mejor desde el punto de vista cualitativo que el cuantitativo.
3. Probar el algoritmo en otra área con otro reservorio.
4. Evaluar la eficiencia de este algoritmo con modelos de distribución probabilística distintos al gaussiano a la hora de representar la conducta estadística de los atributos petrofísicos considerados.
5. Evaluar la eficiencia del algoritmo con registros adicionales.
6. Probar otra manera de clasificar permeabilidades; por ejemplo en función de los deciles.
7. Si los datos de permeabilidad presentan una distribución positivamente sesgada, puede considerarse el trabajar con el logaritmo de tales datos.
8. Determinar que condiciones puede presentar un reservorio explotado por PDVSA, para recomendar el uso de APLIP. Es posible que la predicción de litofacies sea útil para estudios regionales de generación de oportunidades exploratorias, así como su utilidad para predecir la calidad de reservorios en aquellos prospectos exploratorios ubicados en áreas con poca información de núcleos.
9. Para simular valores de permeabilidad en otros campos, debe estudiarse cuál tipo de representante de la permeabilidad de cada categoría debe ser utilizado.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

ANGULO, S. y RODRÍGUEZ, J. (2001) "Estudio sedimentológico de la Formación Naricual en los campos Carito Norte y Oeste, al norte del estado Monagas". Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela. Inedito. 260 pag.

CARNEVALI, J.O. (1988) "Venezuela nor-oriental: exploración en frente de montaña", in: BELLIZIA, A.C.; ESCOFFERY, A.C. y BASS, I.; *Edición III Simposio Bolivariana*, Soc. Ven. Geol., Caracas, p.69-89.

CARNEVALI, J.O. (1989) "Geology of new giant oil fields in mountain front of northeastern Venezuela: proceedings", *28th International Geological Congress, Washington*, 9-19 Jul, v.1,p. 1240-1241.

CHEVALIER, Y. (1993) "A cross section from the oil-rich Maturín sub-basin to Margarita Island. The geodynamic relations between south American and Caribbean plates". *Tectonics and Stratigraphy*, AAPG/SVG, field trip, march 11-14, 1993, 165 p.

CORELAB (1988) "Reporte final del manejo, descripción y preservación de núcleos para Lagoven, S.A. pozo COL-1". *Informe Técnico de Corelab*. PDVSA, Archivo Técnico de pozos, Caracas.

CUDDY, S. J. (2000) "Litho-Facies and Permeability Prediction from electrical logs using fuzzy logic". *SPE Reservoir Eval. & Eng.* Vol.3, N°(4).p. 319-324.

DI CROCE (1995) "Eastern Venezuela Basin: Sequence Stratigraphy and Structural Evolution". *Thesis PHD, Rice University, Houston, Texas*.

ESCOBAR, E. (1994) "Control de arenamiento en el norte de Monagas y migración de finos en pozos nuevos inyectores. Evaluación sedimentológica del campo Boquerón (BOQ-3X)". *Inf. Técnico INT-EPCT-0005,94, Intevep, S.A., Los Teques*.

EXLOG, Reporte final El Corozo, COL-1.

GEOSERVICES (1989) Reporte final del pozo FUL-14. Archivo Técnico de pozos.

FEO-CODECIDO, G., SMITH, F. D., ABOUD, N., y DIGIACOMO, E. (1984) "Basement and Paleozoic rocks of the Venezuelan llanos basin", in BONINI, W. E, HARGRAVES, R.B., and SAHGAN, R. Eds., "The Caribbean south American plate boundary and regional tectonics". *Geological Society of America Memoir* 162, p. 175-187.

FUNKHOUSER, H. J.; SASS, L.S.; y HEDBERG, H. D. (1948) "Santa Ana, San Joaquín, Guario, and Santa Rosa oilfields (Anaco Fields), central Anzoátegui, Venezuela". *Am. Assoc. Petr. Geol. Bull.*, 32 (10): 1851-1908.

GARNER, A. H. (1926) "Suggested nomenclature and correlation of geological formations in Venezuela". *Amer. Inst. Min. Metall. Eng., Trans.*, p. 677-684.

GHOSH, S.; ISEA, A.; TRUSKOWSKY, I. y AGUADO, B. (1989) "Proceso-Respuesta Sedimentaria: Estudio sedimentológico-bioestratigráfico de las áreas El Furrial-Musipán-Carito", Norte de Monagas. *Informe Técnico INT-02033,89. Intevep, S.A., Los Teques.*

GONZALEZ DE JUANA, C. y AGUERREVERE, S. E. (1938) "Informe geológico de parte de los depósitos de carbón del río Naricual" . *Bol. Geol. y Min.*, Caracas, T.2, N° 1, p. 5-32.

GONZALEZ DE JUANA, C. (1946) "Estudios sobre aguas subterráneas en los llanos de Venezuela". *Rev. Fomenta*, Caracas, Vol. 8, N° 64, p. 9-59.

HEDBERG, H. D. y PYRE, A. (1944) "Stratigraphy of northeastern Anzoátegui, Venezuela". *Am. Assoc. Petr. Geol. Bull.*, 20 (1): 1-128.

HEDBERG, H. D. (1950-a) "Geology of the eastern Venezuela basin (Anzoátegui-Monagas-Sucre- Eastern Guárico portion)". *Geol. Soc. Amer., Bull.*, vol. 61, N°11, p. 1173-1216.

HERDBERG, H. D. (1937-a) "Stratigraphy of the Rio Querecual section of north-eastern Venezuela". *Geol. Soc. Amer., Bul*, Vol. 48, N°12, p. 1971-2024.

ISEA, A.; AGUADO, B.; TERAN, L.; DE RAMOS, I. y MacQUHAE, M. (1991) "Evaluación Geológica de núcleos del norte de Monagas y Anzoátegui: Evaluación Geológica de Núcleos del pozo CARI-10". INTEVEP. INT-EPCT-0002,91.

ISEA, A.; DI CROCE, J.; TRUSKOWSKI, I.; FASOLA, A.; GOSH, S. Y LAMBERTINI, R. (1990) Estudio geológico del pozo COL-1. INTEVEP. INT-EPCT-0004,90.

ISEA, A.; HERNANDEZ, E.; TERAN, L.; GIFFUNI, G. y DE RAMOS, I. (1991) "Evaluación Geológica de núcleos del Norte de Monagas y Anzoátegui: Evaluación Geológica de Núcleos del pozo CAN-103 (MUC-11)". INTEVEP. INT-EPCT-00023,91.

ISEA, A.; MacQUHAE, M.; SARZALEJO, S.; y DE RAMOS, I. (1991) "Evaluación Geológica de núcleos del norte de Monagas y Anzoátegui: Evaluación Geológica de Núcleos del pozo FUL-14". *Informe Técnico INT-EPCT-00011,91. Intevep, Los Teques.*

ISEA, A.; SARZALEJO, S.; DE RAMOS, I. y GIFFUNI, G. (1990) "Evaluación Geológica de núcleos del norte de Monagas y Anzoátegui: Evaluación Geológica de Núcleos del pozo FUL-12". *Informe Técnico . INT-EPCT-0003,90. Intevep, Los Teques.*

JOHNSON, R. y KUBY, P. (1999) "*Estadística Elemental - lo esencial*". 2da edición. International Thomson Editores, S.A. de C.V. México. P: 482.

KOSKO, B. (1993) *Fuzzy Thinking - The New Science of Fuzzy Logic*, Hyperion, New York, N.Y.

LIDDLE (1928) "The Geology of Venezuela and Trinidad ", *J. P. MacGowan, Fort Worth, Texas*, 552 p.

LILLIU, A.G., (1990) "Geophysical interpretation of Maturín foreland, north-eastern Venezuela", *Msc. Thesis, Rice University, Houston, Texas*, 124 p.

LOGUE, L. L. y HASS, M. W. (1943) "PARANONION, a new genus of foraminifera from the Miocene of Venezuela". *Jour. Paleont.*, Vol. 17, N°2, p. 177-178.

M.E.M.H. (1970) *Léxico Estratigráfico de Venezuela*. Ministerio de Minas e Hidrocarburos. *Boletín de Geología*, Publicación Especial N°4.

MONTGOMERY, D. y RUNGER, G. (1996) *Probabilidad y Estadística aplicadas a la Ingeniería*. Primera edición en español. McGrawHill Interamericana Editores S.A. de C.V., México. P: 895.

NORDLUND, U. (1996) "Formalizing Geological Knowledge - with an example of modeling stratigraphy using fuzzy logic". *Journal of Sedimentary Research*, Vol. 66, N°. 4: 689-698.

NORDLUND, U. (1999) "Stratigraphic Modeling using common-sense rules In: Numerical Experiments in Stratigraphy: Recent Advances in Stratigraphic and Sedimentologic Simulations", *SEPM Special Publications*, N° 62.

PERRY GREG (1999) *Aprendiendo Principios de Programación*. PRENTICE HALL –PEARSON, México. 512 pag.

RENZ, H. H. (1962) "Stratigraphy and Paleontology of the type section of Santa Anita Group and overlying Merecure Group, Río Querecual, State of Anzoátegui, northeastern Venezuela". *Asoc. Ven. Geol., Min. y Petr.*, Bol. Inform., 5 (4): 89-108.

ROURE, F.; CARNEVALI, J.O.; GOU, Y.; and SUBIETA, T. (1994) "Geometry and kinematics of the north Monagas thrust belt (Venezuela)". *Marine And Petroleum Geology*, V.11, P. 347-362.

SALVADOR, A. y STAINFORTH, R.M. (1968) "Clues in Venezuela to the geology of Trinidad and viceversa", in: SAUNDERS, J.B., *Ed. IV Geol. Conf. Caribe*, Trinidad, march-April, 1968, p.31-40.

WALENBACH, J. (2000) *EXCEL 2000 con VBA Avanzado*. Editorial Anaya, México. 862 pág.

ZADEH, LOTFI (1965) "Fuzzy Sets". *Information and Control*. Vol. 8: 338-353.

TABLA 1	66
TABLA 2	67
TABLA 3	70
TABLA 4	72
TABLA 5	73
TABLA 6	74
TABLA 7	75
TABLA 8	76
TABLA 9	77
TABLA 10	78
TABLA 11	78
TABLA 12	103
TABLA 13	105
TABLA 14	108
TABLA 15	111
TABLA 16	116
TABLA 17	125
TABLA 18	131
TABLA 19	135
TABLA 20	136
TABLA 21	150
TABLA 22	151

FIGURA 1	14
FIGURA 2	16
FIGURA 3	18
FIGURA 4	24
FIGURA 5	31
FIGURA 6	33
FIGURA 7	42
FIGURA 8	43
FIGURA 9	44
FIGURA 10	48
FIGURA 11	49
FIGURA 12	52
FIGURA 13	54
FIGURA 14	55
FIGURA 15	57
FIGURA 16	60
FIGURA 17	61
FIGURA 18	69
FIGURA 19	79
FIGURA 20	80
FIGURA 21	81
FIGURA 22	84
FIGURA 23	86
FIGURA 24	89
FIGURA 25	91
FIGURA 26	93
FIGURA 27	96
FIGURA 28	98

FIGURA 29.....	104
FIGURA 30.....	107
FIGURA 31.....	110
FIGURA 32.....	119
FIGURA 33.....	120
FIGURA 34.....	126
FIGURA 35.....	131
FIGURA 36.....	132
FIGURA 37.....	133
FIGURA 38.....	138
FIGURA 39.....	139
FIGURA 40.....	142
FIGURA 41.....	143
FIGURA 42.....	145
FIGURA 43.....	146
FIGURA 44.....	148
FIGURA 45.....	149
FIGURA 46.....	153
FIGURA 47.....	154
FIGURA 48.....	156
FIGURA 49.....	157
FIGURA 50.....	159
FIGURA 51.....	160
FIGURA 52.....	162
FIGURA 53.....	163

- Los yacimientos de los campos Carito Norte y Oeste presentan una gran complejidad y heterogeneidad, tanto vertical como lateralmente, debido a la compleja variedad de subambientes que caracteriza a los sistemas deltaicos.
- Al comparar las características de los núcleos analizados con estudios recientes del delta del Mahakam (ALLEN et al. (1998)) se observan importantes similitudes; ambos deltas son influenciados por mareas y fluvialmente, aunque es de notar que en este último las mareas desempeñan un papel más importante que en el delta que dio origen a la sección estratigráfica estudiada.
- Los estudios bioestratigráficos realizados por INTEVEP, permiten establecer para la sección estratigráfica objeto de estudio una edad que va de Paleoceno - Eoceno Medio en la base a Oligoceno Tardío - Mioceno Temprano hacia el tope.

- Los estudios bioestratigráficos realizados por INTEVEP permiten interpretar para la sección estratigráfica estudiada un ambiente depositacional que varía de transicional a continental.
 - En la sección estudiada se definieron 23 unidades sedimentarias o paresecuencias: A-1, A-2, B-1, B-2, B-3, B-4, B-5, C-1, C-2, C-3, C-4, C-5, D-1, D-2, E-1, E-2, E-3, E-4, E-5, E-6, F-1, F-2 y F-3.
 - Los mapas paleogeográficos realizados para las unidades sedimentarias C-1, C-2, C-3, C-4, C-5, D-1, D-2, E-4, E-5 y F-1, permiten interpretar que para las unidades comprendidas entre C-1 y D-2 (Oligoceno Tardío - Mioceno Temprano), la orientación y la ubicación de la línea de costa permanecen más o menos constantes, con pequeñas variaciones locales que pueden ser atribuidas a las migraciones laterales de los lóbulos deltaicos. Para estas unidades, la principal fuente de aporte de sedimentos proviene del sur - sureste, es decir, del Cratón de Guayana. Para las unidades sedimentarias E-5 y F-1 (Mioceno Temprano) la paleogeografía cambia drásticamente: la principal fuente de aporte de sedimentos deja de provenir del sur, sureste y comienza a provenir más bien del oeste. En este momento parece hacerse evidente el efecto que tiene la colisión de la Placa Caribe con la placa Suramericana, esto significa que la principal fuente de sedimentos deja de ser el Cratón de Guayana y pasa a ser el Alóctono Caribe.
 - Los depósitos de canales distributarios constituyen los depósitos que presentan asociaciones de facies de mejor calidad de roca, aunque las barras de desembocadura y las barras de marea también constituyen buenas rocas yacimientos.
 - Las facies sedimentarias con mejor calidad de roca aparecen en la base y en la parte media de los canales distributarios; mientras que en las barras, tanto de desembocadura como de marea, se presentan hacia el tope.
-
-