CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA DE YACIMIENTOS POR MEDIO DE MÉTODOS ESTADÍSTICOS

JERSON GARCÍA MANTILLA
CRISPIN FONSECA SALAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS
ESCUELA DE MATEMÁTICAS
BUCARAMANGA
2012

CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA DE YACIMIENTOS POR MEDIO DE MÉTODOS ESTADÍSTICOS

JERSON GARCÍA MANTILLA
CRISPIN FONSECA SALAS

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Especialista en Estadística

Director
TULIA ESTHER RIVERA

Codirector
LUIS GUILLERMO DÍAZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS
ESCUELA DE MATEMÁTICAS
BUCARAMANGA
2012

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN 16
1. DESCRIPCION DE VARIABLES 20
1.1 NÚCLEOS DE PERFORACIÓN 21
1.1.1 Caracterización de tipos de roca. 21
1.1.2. Caracterización de fracturas. 22
1.1.3 Tipos de fracturas 23
1.1.4 La Apertura y el relleno 24
1.1.5 Longitud 25
1.1.6 Medida de apertura 25
1.1.7 Aptitudes de la fractura 26
1.2 ANÁLISIS DESCRIPTIVO 26
1.2.1 análisis de frecuencias 27
1.2.2 Análisis de Tabulación Cruzada 30
1.3 REGISTROS DE POZO 35
1.3.1 Porosidad neutrón (NPHI) 36
1.3.2 Gamma Ray (GR) 38
1.3.3 Densidad (RHOB) 40
1.3.4 Resistividad (RESD) 41
1.4 DATOS SÍSMICOS 43
1.4.1 Atributo Sísmico de Varianza 45
1.4.2 Atributo Sísmico de Envelope 47
1.4.3 Atributos de curvatura 48
1.4.4 Atributo de ant-tracking 52
2. METODOLOGÍA 55
3. ANALISIS DE CORRELACIONES CANÓNICAS 59
4. ANÁLISIS DE CORRESPONDENCIA 64

4.1 ASOCIACIÓN INTRA-VARIBLE 64
4.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE ROCA 66
4.3 AMARRE ROCA REGISTRO 68
5. ANÁLISIS DE DISCRIMINANTE 74
5.1 EXTRAPOLACIÓN DE LITOTIPOS A PARTIR DE ANÁLISIS DISCRIMINANTE 78
5.2 EXPLICACIÓN A PARTIR DE ANÁLISIS DISCRIMINANTE DEL GRADO DE IDENTIFICACIÓN DE FRACTURAS POR MEDIO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS 81
6. ANÁLISIS DE CONGLOMERADOS 87
6.1 PROPAGACIÓN DE CALIDAD DE ROCA EN DATOS SÍSMICOS A PARTIR DE ANÁLISIS DE CONGLOMERADOS 87
7. CONCLUSIONES 92
BIBLIOGRAFÍA 96

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Tipo de información utilizada. Los datos de mayor confiabilidad y por ser los más escasos es necesario hacer inferencia estadística con el fin de llevar esta información a los datos indirectos de los registros de pozo y a la sísmica 3D. 20
Figura 2. Los núcleos de perforación son un costosísimo método de obtención de muestras de roca del subsuelo, se obtienen durante la perforación de los pozos y constituyen la información más valiosa para el estudio de las capas profundas del planeta. 22
Figura 3. Nomenclatura de clasificación de rocas según Duham (1959). 23
Figura 4. Convenciones utilizadas en la descripción de núcleos de perforación. 24
Figura 5. Imagen mostrando núcleos de perforación de las rocas calcáreas con fracturas naturales (líneas purpura) de el yacimiento analizado. 25
Figura 6. Frecuencia y porcentaje de los tipos de roca descritos en núcleos de perforación 28
Figura 7. Índice de fractura de Litotipos descritos. 29
Figura 8 Índice de Fracturamiento del núcleo del PozoSF-11. 30
Figura 9. Frecuencias de índice de fractura en los diferentes litotipos. 31
Figura 10. Frecuencias de Relleno de Fractura (RF) en los diferentes litotipos. 32
Figura 11. Frecuencias de Rango de longitud (RL) en los diferentes litotipos. 34
Figura 12. a). Nº de Fracturas ponderada apertura y relleno presentes en ellas b). Nº de Fracturas Parcialmente rellenas en cada Litotipo descrito. 35
Figura 13. Diagrama de caja e histograma del registro NPHI 37
Figura 14. Diagrama de caja e histograma del registro GR 39
Figura 15. Diagrama de caja e histograma del registro RHOB 41
Figura 16. Diagrama de caja e histograma del registro RESD 43

Figura 17. La estructural del área de Interés hace parte de un sistema de pliegues asociados a propagación de fallas hacia atrás (líneas negras). 44
Figura 18. El atributo de varianza es usado para la detección de bordes asociados a discontinuidades, si se aplica el parámetro de buzamiento guiado resulta útil para la identificación de fracturas en las direcciones “down-dip” o “up-dip” de la estructura. 46
Figura 19. Atributos instantáneos según Tanner 2000. 48
Figura 20. Valores de alta envelope, donde zonas con altos valores se encuentran altamente relacionados con la energía instantánea y son marcados hacia zonas de falla en el miembro Tetuán. 49
Figura 21. La curvatura describe como una superficie se deformó en un punto, punto en particular en que es definido como la rata de cambio de dirección de una curva. Los atributos de curvatura realzan las zonas asociadas a trenes de fracturas. 50
Figura 22. Atributo de Curvatura al tope del miembro Tetuán, obsérvese las rosetas en azimut de buzamiento para las fracturas extraídas desde SCAT y FMI 51
Figura 23. Atributo de Curvatura direccional vs orientación de fracturas extraídas del análisis SCAT, las rosetas muestran las diferentes orientaciones en azimut de buzamiento para los pozos Tenay-1, Tenay-11st, Tenax-1. 52
Figura 24. Análisis multi-atributos realizado en el cubo sísmico 3D con el fin de resaltar los rasgos estructurales de Fallas y trenes de fractura más importantes. 53
Figura 25. Superficie al Tope de la Formación Tetuán con el Atributo Fracturas 54
Figura 26. Diagrama de la metodología de caracterización estadística de yacimientos 58
Figura 27. Gráfico de saturaciones de componentes mostrando la asociación entre variables 63
Figura 28. Gráfico de correspondencia indicando la asociación entre los rangos de las variables para todos los núcleos de perforación descritos. 67
Figura 29. Box plots de los registros eléctricos GR y RHOB seleccionando los tipos de roca 71

Figura 30. Box plots de los registros eléctricos NPHI y RESD seleccionando los tipos de roca 72
Figura 31. Respuesta de registros eléctricos y funciones canonícas en un pozo petrolífero. 73
Figura 32. Ejemplo esquemático de la generación de un análisis discriminante. 77
Figura 33. Cuando el número de grupos a separar es mayor a dos se hace necesaria usar el centro de los polígonos formado entre los centroides. En rojo se muestran las funciones de centroide resultantes. 78
Figura 34. Grupos de litotipos separados a partir de análisis discriminante. 80
Figura 35. Litotipos extrapolados para el Campo TN. 81
Figura 36. En los cuatro primeros tracks los registros de pozo, en los Tracks 5 y 6 los Litotipos extrapolados y los observados en núcleos de perforación y en el Track 7 la intensidad de fracturas observada en núcleos de perforación. 82
Figura 37. Los centroides que tienden a estar muy cerca se asumieron dentro del rango de una intensidad de fracturas baja y el resto de los grupos fueron divididos en categorías de medio y alta intensidad de fracturas. 84
Figura 38. Litotipos extrapolados (track-1) y las propiedades porosidad (track-2) permeabilidad (track-3), pseudo registro extraído del cubo de fracturas (track-4) saturación de agua (track-5). 85
Figura 39. Ranking de pozos a Intervenir según media y desviación estándar de la Intensidad de Fracturas. 86
Figura 40. Ranking de pozos de acuerdo a la relación entre la intensidad de fracturas y la cercanía a las fallas limites del yacimiento. 86
Figura 41. Observe como la cantidad de información en registros de pozo es mucho más alta que la información suministrada por los atributos sísmicos de los últimos dos Tracks. 88
Figura 42. Proporción entre los tres conglomerados generados para separar el grado de contenido calcáreo estimado a partir de los atributos sísmicos. 89
Figura 43. Porcentaje de cada uno de los Litotipos asignados a los diferentes conglomerados generados. 90

Figura 44. Rangos a un 95% de confianza para cada uno de los conglomerados generados. En A) se muestra la Impedancia Basada en el Modelo y en B) la impedancia Coloreada. 90
Figura 45. Vista tridimensional para el grado de contenido calcáreo de las rocas de la Formación Tetuán en el Campo TN. También se muestran los Litotipos extrapolados de los pozos. Los tonos fucsia indican la posición de las rocas de menor contenido calcáreo y el tono amarillo y rojo posición de las rocas con mayor contenido calcáreo. 91

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Parámetros evaluados en la caracterización de facturas. Kulander et al., (1990) 24
Tabla 2. Resumen de análisis descriptivo de las variables descritas en núcleos de perforación 27
Tabla 3. Frecuencias de índice de fractura en los diferentes litotipos. 31
Tabla 4 Frecuencias de Relleno de Fractura en los diferentes litotipos. 33
Tabla 5. Frecuencias de de Rango de longitud (RL) en los diferentes litotipos. 34
Tabla 6 Resumen estadístico de la porosidad neutrón (NPHI). 36
Tabla 7 Resumen estadístico del GR. 38
Tabla 8 Resumen estadístico del RHOB. 40
Tabla 9 Resumen estadístico de la resistividad (RESD). 42
Tabla 10. Número de casos utilizados y grupos de variables generados en el análisis de correlaciones canonícas. 60
Tabla 11. Resumen del análisis 61
Tabla 12. Saturaciones de los componentes indicando el peso de las diferentes variables en el análisis 62
Tabla 13. Tabla de correspondencia para el índice de fractura IF y el tipo de roca F. 65
Tabla 14. Resumen de análisis de correspondencia 66
Tabla. 15. correlación de las dimensiones canonícas y los registros eléctricos de pozo. 68
Tabla. 16. Correlación de las dimensiones canonícas y los registros eléctricos de pozo. 69
Tabla 17. Comportamiento, correlación y grado de explicación de las funciones discriminantes. 78

Tabla 18. Porcentaje de discriminación de las funciones discriminantes a los Litotipos predefinidos. 79
Tabla 19. Grado de explicación de las funciones discriminantes definidas para determinar el grado de separación posible a partir de datos sísmicos. 83

RESUMEN

TITULO: CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA DE YACIMIENTOS POR MEDIO DE MÉTODOS ESTADÍSTICOS."[*]

AUTORES: JERSON GARCÍA MANTILLA
CRISPIN FONSECA SALAS[**]

PALABRAS CLAVES: Wackestone, formaciones terciarias, Valle superior, Núcleos de Perforación, Facie, Margas, Claystone

DESCRIPCIÓN

Este estudio se centra en Formaciones geológicas terciaria, en un yacimiento de hidrocarburos arcilloso-wackestone situado en un campo de la cuenca del Valle superior del Magdalena, Colombia. Los modelos estadísticos se establecieron para extrapolar facies e intensidades de fractura a los lugares donde los núcleos de perforación no han sido tomados. Fue resultado de un análisis discriminante que incluye el cálculo de las funciones canónicas las cuales separa entre grupos e identifica centroides para cada facie. Esto explica sobre arcillosas 86,96%, 100% margas, margas carbonoso 83,33%, 100% y 60% wackestone facies mudstone. El análisis discriminante establece el número de fracturas reconocibles de los atributos sísmicos se curvatura y ant-tracking, a través de la medición de la distancia entre centroides. Como resultado, la densidad de las fracturas más de seis fracturas por pie es identificable, teniendo en cuenta los litotipos extrapolados a partir de 14 pozos formados y 3D cubos de impedancia acústica, lo que permitió la construcción de un modelo estadístico de tres grupos. El primer grupo representa a las rocas con el contenido calcáreo bajo, mientras que el segundo representa puntos intermedios respecto al contenido calcáreo y el tercero denota un alto contenido de roca calcárea. Esta distribución de las rocas calcáreas e intensidades de fractura permitió el desarrollo de un modelo Geoestadístico robusto en el campo de estudio.

El objetivo de esta metodología es definir las litofacies diferentes a través de análisis estadístico con datos de núcleos de perforación, registros eléctricos y de datos sísmicos. El análisis estadístico utilizado fue el análisis descriptivo, el análisis de correlación y análisis de correspondencias para describir la calidad de las fracturas. Para determinar la densidad de la fractura se utilizaron los métodos estadísticos de clúster, y el análisis discriminante.

[*] Trabajo de grado
[**] Facultad de Ciencias. Escuela de Matemáticas. Director: Tulia Esther Rivera. Codirector: Luis Guillermo Díaz.

SUMMARY

TITLE: RESERVOIR CHARACTERIZATION THROUGH LITHOLOGICAL STATISTICAL METHODS. "[*]

AUTHORS: GARCIA JERSON MANTILLA[**]
CRISPIN FONSECA SALAS

KEYWORDS: Wackestone, Tertiary Formation, upper valley, drill cores, Facie, Margas, Claystone,

DESCRIPTION

This study is focused in Tertiary Geological Formations, in a claystone-wackestone hydrocarbon reservoir located at a Field of Upper Magdalena Valley basin, Colombia. Statistical models were established to extrapolate facies and of fracture intensities to places where cores have not been taken. It was result by a discriminant analysis that includes the calculation of canonical functions of intergroup separation and centroids identification for each facies. This explains about 86.96% claystone, 100% marlstone, 83.33% carbonaceous marlstone, 100% wackestone and 60% mudstone facies. The discriminant analysis establishes the number of recognizable fractures from ant-tracking curvature seismic attributes, through the distance measurement between centroids. As result, fracture densities over six fractures per feet are identifiable, taking in count the extrapolated lithotypes from trained 14 wells and 3D acoustic impedance cubes, which allowed to build a three clusters statistical model. The first cluster represents rocks with the low calcareous content, while the second points intermediate calcareous content and the third denotes a high calcareous content rock. This distribution of calcareous rocks and fracture intensities enabled the development of a robust geostatistical model in the field of study.

The focus of this methodology is to define the different lithofacies through statistical analysis using data from drill cores, electric logs and seismic data. The statistical analysis used were descriptive analysis, correlation analysis and correspondence analysis to describe the quality of the fractures. To determine the density of the fracture were used the statistical methods, cluster and discriminant analysis.

[*] Work degree

[**] Faculty of Science. School of Mathematics. Directed: Tulia Esther Rivera. Co-Director: Luis Guillermo Diaz.

INTRODUCCIÓN

Uno de los principales objetivos en Geología aplicada a la exploración y explotación de los recursos naturales es caracterizar y extrapolar con la mayor confiabilidad las diferentes propiedades de las rocas de interés, con el fin de conocer la posición de las acumulaciones de recursos. Para ello, entre los métodos más utilizados en la identificación, caracterización y extrapolación de litotipos se encuentran los análisis Crossplot, los cuales discriminan tipos de roca por medio de funciones lineales bivariadas, lo cual es una limitante de la técnica, ya que estas funciones no representan una relación multivariable de la muestra, causando falencias en la inferencia de datos desconocidos. Las redes neuronales constituyen la segunda herramienta más utilizada; se basa en pre-entrenamiento de los tipos de roca conocidos versus respuesta de los registros eléctricos disponibles, utiliza funciones no paramétricas que usualmente hace una buena adaptación al dato, pero con la limitante de ser funciones irreproducibles al momento de involucrar nuevos pozos en el área, llevando a que el modelo tenga que ser re-entrenado, siempre con la posibilidad de llegar a correlacionar ruido asociado a sobre entrenamiento de la red.

La información para caracterizar un yacimiento siempre es limitada por sus altos costos de adquisición, por ello, esta información es dada por medio de datos indirectos cuyos costos son relativamente más bajos. Los análisis estadísticos aplicados a este campo de estudio son de gran ayuda al proporcionar métodos para explorar grandes bases de datos y aportar métodos para aproximar el comportamiento de otras características no medidas y en general para aportar herramientas de soporte al proceso de toma de decisiones.

En este trabajo se plantea una metodología de ayuda a geocientíficos e ingenieros en la inferencia de las características litológicas a partir del análisis numérico de

datos. La metodología propuesta está encaminada a suplir la necesidad de anticipar el comportamiento de una o varias variables objetivo que serán estudiadas en función de un conjunto de variables previamente medidas. En la metodología que se propone, las variables objetivo consisten en información extraída de núcleos de perforación, los cuales son testigos de roca tomados del subsuelo y de los que se extrae una serie de variables tanto litológicas (tamaño del grano, tipo y contenido de matriz, porcentaje de contenido calcáreo), como mecánicas (tipo, cantidad, relleno y longitud de fracturas). El comportamiento de las variables litológicas y su relación con las variables mecánicas determina la posición y cantidad de hidrocarburos.

De tal forma, tareas tan indispensables como la elección de intervalos a cañonear, el posicionamiento de nuevos pozos productores o la readecuación de pozos preexistentes pueden apoyarse en resultados obtenidos al usar métodos estadísticos multivariados. Dichos resultados vienen a apoyar procesos de decisión en cuanto a localizar los intervalos que gozan tanto de las mejores condiciones de porosidad y permeabilidad o la identificación de la mejor posición posible dentro del armazón estructural del yacimiento.

En este caso, las variables que se utilizarán para anticipar el comportamiento de las variables objetivo serán aquellas que son obtenidas de forma indirecta pero que por su la facilidad y bajo costo de adquisición son más comunes. De esta manera, en esta base de datos aparece información relacionada con los registros de pozo y datos sísmicos. Este tipo de datos aparece bajo la forma de variables continuas, que son tomadas bajo intervalos de muestreo conocidos y georeferenciados, de tal forma que su relación respecto a las características de la roca permiten tomar decisiones en torno a la estimación de recursos, inversión económica, reducción de costos, aumento y sostenibilidad de la cantidad de barriles en producción/día.

Aquí es pertinente resaltar que los registros de pozo son instrumentos que se toman a lo largo de la trayectoria de cada pozo. Estas herramientas miden el grado de absorción y emisión de propiedades eléctricas y radiación que son inducidos a la formación rocosa, permitiendo medir parámetros como la resistividad de los fluidos presentes en los espacios porosos, la densidad de litificación de la roca y la cantidad de rayos gamma expulsados por los minerales radioactivos presentes en la estructura de la roca etc.

En este contexto de trabajo debe tomarse en cuenta que los datos sísmicos 3D, miden el tiempo con que las ondas sonoras que se crean en superficie viajan, se propagan y refractan en las rocas del subsuelo, con lo que se llega a conocer variables tales como la amplitud, la frecuencia y la velocidad de onda. Este tipo de datos permite estimar nuevas variables conocidas como atributos sísmicos, generados bajo la ejecución de algoritmos numéricos que terminan dando una imagen tridimensional del subsuelo. A diferencia de los registros de pozo, las trazas sísmicas tienen mayor control lateral, por lo que proporcionan la ubicación, propagación y continuidad de las rocas de interés en el subsuelo.

En este trabajo se esboza una metodología que permitirá guiar la caracterización litológica de un yacimiento. Los datos usados para la aplicación provienen de formaciones geológicas del miembro Tetuán, el cual hace parte del grupo Villeta, de edad Cretácico Inferior, se compone de rocas calizas y lodolitas, y que constituye un yacimiento naturalmente fracturado, es decir, su producción está controlada por la presencia de fracturas en la roca. Los datos disponibles no se constituyen en muestra aleatoria. Entre las técnicas implementadas en esta metodología se encuentran, el análisis de correlaciones canonícas, implementado sobre las variables categóricas objetivo, de tal forma que se pueda obtener la relación entre litología, y la mecánica de rocas, análisis de correspondencias de tal forma que se pueda saber si el tipo de roca tiende a fracturarse con mayor frecuencia (rocas de mayor importancia para la extracción de hidrocarburos). En

resumen, por medio de estas dos técnicas estadísticas se establece la conexión roca-registro en pozo.

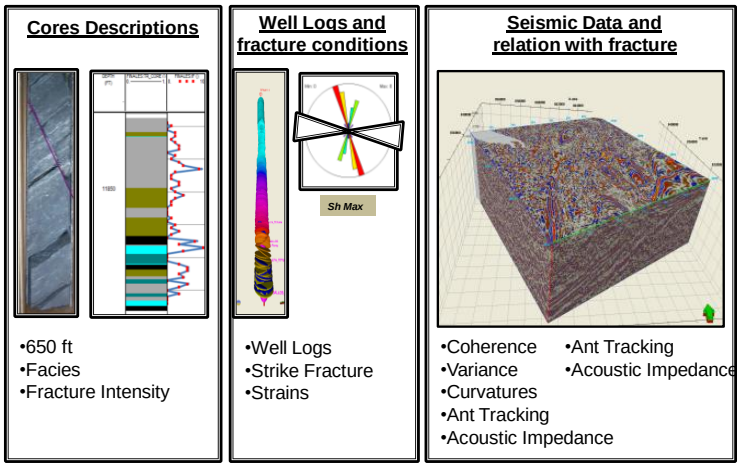
Adicionalmente, el uso de correlaciones canonícas y correspondencias múltiples servirá para llegar a conocer la forma en que responden los registros eléctricos ante la presencia de los diferentes tipos de roca. Además, el análisis discriminante será usado para identificar los tipos de roca en los diferentes pozos en función de los registros eléctricos de pozo y para identificar el grado resolución que tiene la sísmica 3d como identificadora de rasgos de fractura; esto se logra estimando funciones discriminantes y de centroídes de la distribución de los datos de los registros de pozo para llegar a definir la presencia de los diferentes litotipos en todos los pozos del yacimiento. Al final, el análisis de conglomerados es usado para diferenciar el grado de contenido calcáreo a lo largo del volumen sísmico 3d tratado con atributos sísmicos, con lo cual se estima la distribución espacial de cada de cada uno de los grupos de roca, estableciendo la ubicación de las rocas con mayor susceptibilidad al fracturamiento.

Por último, cabe resaltar que la metodología propuesta logra incrementar la eficiencia, entendida ésta como menor tiempo y mayor certeza en la caracterización litológica de yacimientos petrolíferos que, como ya se indicó, conduce a una mejoría substancial en procesos de toma de decisiones, reduciendo el riesgo sobre las inversiones, que para una empresa se traduce en reducción de costos económicos.

1. DESCRIPCION DE VARIABLES

La caracterización de yacimientos se enfoca en la integración de información desde las diferentes fuentes y escalas, para llegar a obtener un modelo representativo e integrado del yacimiento, que permita estimar el aceite original asociado al reservorio. Esto para poder tomar decisiones en torno a la perforación de nuevos pozos o la intervención de los pozos existentes. La información integrada en este estudio corresponde a datos de litológicos, petrográficos, petrofísicos, registros de pozo y sísmica 3D (Figura 1). Cada tipo de datos se encuentra a escalas de resolución diferentes, de tal forma que al ir pasando desde datos de roca a datos de registros de pozos y luego a datos sísmicos 3D, es necesario hacer sacrificios de resolución vertical para ganar resolución áreal.

Figura 1. Tipo de información utilizada. Los datos de mayor confiabilidad y por ser los más escasos es necesario hacer inferencia estadística con el fin de llevar esta información a los datos indirectos de los registros de pozo y a la sísmica 3D.



Fuente: Autores del proyecto

Una vez se tiene resolución áreal los geocientíficos pueden conocer la forma en que se distribuyen y conectan los cuerpos de roca en el subsuelo, finalmente, con la perforación de un nuevo pozo se vuelve a tener la suficiente resolución vertical

como para decidir que intervalo cañonear, para producir hidrocarburos. A continuación se describen las variables utilizadas para el desarrollo de esta metodología.

La data principal empleada para el desarrollo de esta metodología es:

- Núcleos de perforación
- Registros eléctricos de pozo
- Información sísmica

A continuación a se expondrá una caracterización física y estadística de cada una de estas fuentes principales de información.

1.1 NÚCLEOS DE PERFORACIÓN

Los ingenieros y geólogos a través de los testigos de roca obtenidos mediante el proceso de corazonamiento en pozo tienen acceso a la información más confiable del yacimiento. Con los núcleos de perforación se obtiene información litológica, características de flujo de fluidos, capacidad de almacenamiento y potencial de producción de hidrocarburos de yacimiento (Ver Figura 2). Para este estudio, se contó con un total de 50 ft de núcleos, lo cual se traduce en que se tienen 50 casos, ya que los núcleos de perforación fueron descritos a una escala de un pie.
Para efectos de este estudio los núcleos de perforación son la fuente de las variables objetivo (tipos de roca, cantidad y tipo de fracturas) las cuales se disponen para ser extrapoladas al resto del yacimiento por medio de los registros de pozo y los datos sísmicos.

1.1.1 Caracterización de tipos de roca. A través de la descripción de los núcleos de perforación se definieron 5 tipos de roca, los cuales consisten en rocas calcáreas pertenecientes a un ambiente de depositación marino, de edad Cretácico Inferior (220 millones de años). Estas rocas fueron descritas según la

nomenclatura de **Duham (1959)** que identifica a las rocas de este yacimiento de menor a mayor contenido calcáreo de la siguiente forma: *Claystone*, *mudstone* y *wackstone*. Adicionalmente y para efectos de este trabajo se introdujeron los términos margas y margas carbonosas para referirse a la presencia de rocas lodosas como los *claystone,* pero de mayor contenido calcáreo y alto contenido de materia orgánica (Figura 3).

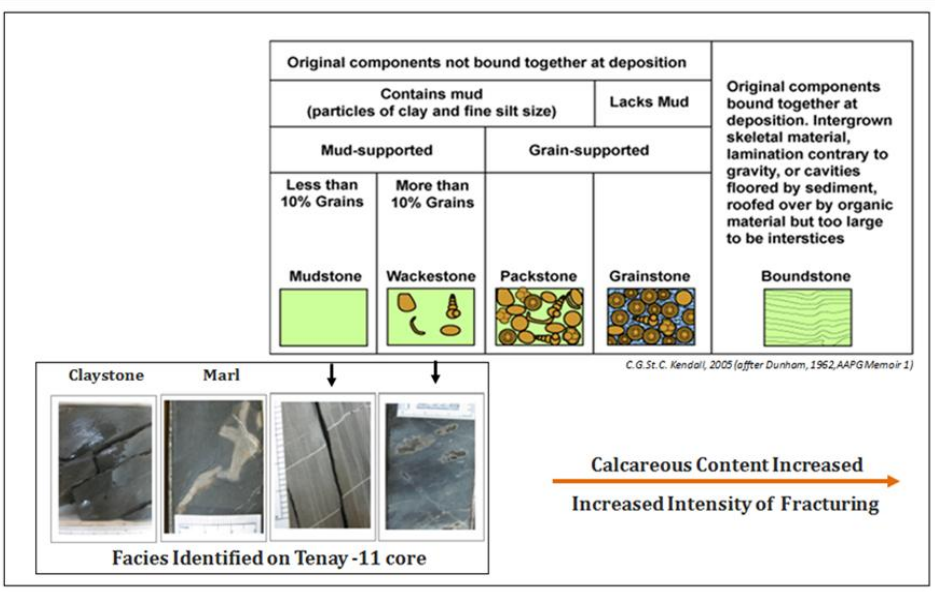
Figura 2. Los núcleos de perforación son un costosísimo método de obtención de muestras de roca del subsuelo, se obtienen durante la perforación de los pozos y constituyen la información más valiosa para el estudio de las capas profundas del planeta.

Fuente: Autores del proyecto

1.1.2. Caracterización de fracturas. Siendo este un yacimiento cuya producción está relacionada a la presencia de fracturas rellenas de hidrocarburos se emplearon los datos del núcleo de perforación en la zona de interés de un pozo para caracterizarlas. Se llevó a cabo una descripción detallada cada pie en los núcleos de perforación definiendo sus características físicas como (índice de fractura, longitud de fractura, tipo de fractura, etc.). Las convenciones utilizadas se muestran en la Figura 4. La metodología empleada se fundamentó en la

descripción y caracterización de **Kulander *et al*., (1990)**, tal como se ilustra en la Tabla 1.

Figura 3. Nomenclatura de clasificación de rocas según Duham (1959).



Fuente: Autores del proyecto

1.1.3 Tipos de fracturas. Las fracturas pueden ser Naturales o Inducidas. Se dice que una fractura es natural cuando se puede corroborar que existía antes de la perforación (Figura 5). Éstas son generadas por eventos de diferentes esfuerzos ya sea relacionados a desarrollos iníciales de cuencas y esfuerzos orogénicos. Por otro lado, una fractura inducida es generada durante la perforación, la toma del núcleo o la manipulación de las muestras por lo que no son representativas para este estudio.

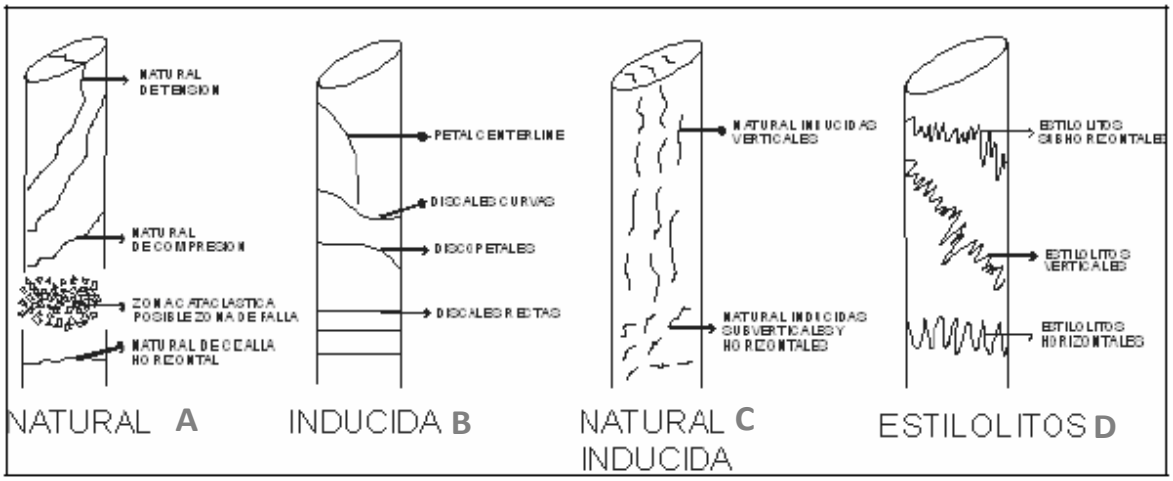
Tabla 1. Parámetros evaluados en la caracterización de facturas. Kulander et al., (1990)

TABLA DE PARÁMETROS Y CLASIFICACIONES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS									
		Tipo de Fractura		Tipo de Esfuerzo		Apertura y Relleno		Tipo de Roca	
		1. Natural		1. Tensión		1. Abierta		1	marl
		2. Inducida		2. Compresión		2. Cerrada		2	coaly mar
		3. Estilolito		3. Cizalla		3. Rellena		3	claystone
		4.Natural e Inducida				4. Parcialmente Rellena		4	mudstone
	Medida de Longitud		Medida de Apertura		Perfil de la Fractura		Morfología de la Pared	5	wackstone
	1. >50cm		1. >1cm		1. Recto		1. Uniforme		
	2. 25.01 - 50cm		2. 5.01mm - 1cm		2. Sinuoso		2. Rugosa		
	3. 10.01 - 25cm		3. 4.01 - 5mm		3. Dentado		3. Estriada		
	4. 5.01 - 10cm		4. 3.01 - 4mm						
	5. <5cm		5. 2.01 - 3mm						
			6. 1.01 - 2mm						
			7. <1mm						
			8. No Observable						

Fuente: Autores del proyecto

1.1.4 La Apertura y el relleno. Se identifica el espacio existente entre las caras de las fracturas y se determina si es abierta (1), Cerrada (2), rellena (3) o puente cristalino (4).

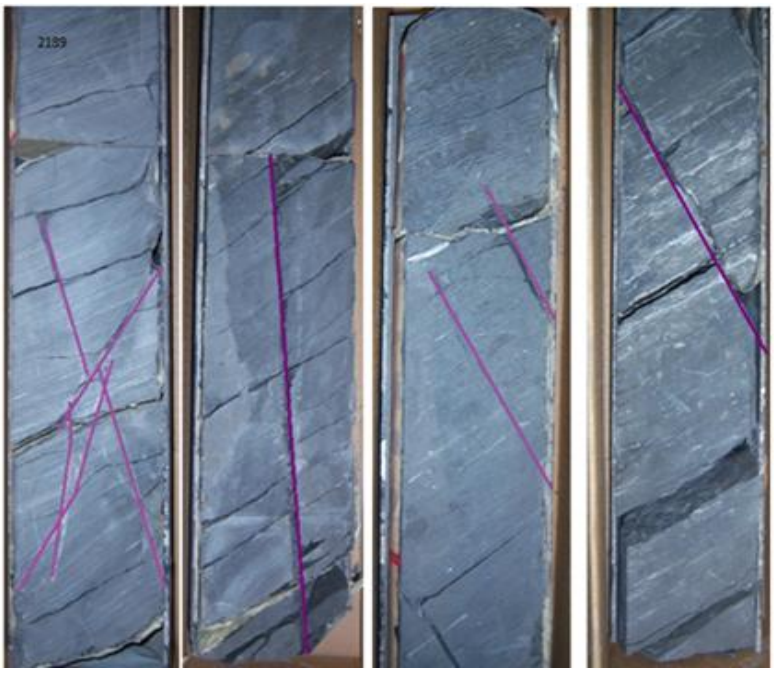
Figura 4. Convenciones utilizadas en la descripción de núcleos de perforación.



Fuente: Autores del proyecto

1.1.5 Longitud. Es la medida de longitud de la fractura que se observa en el núcleo. Esta medida se da en milímetros, se identifican de la siguiente manera: fracturas mayores a 500mm (1), fracturas entre 500 y 250.1 mm (2), fracturas entre 100.1 y 250 mm (3), fracturas entre 50.1 y 100 mm (4) y fracturas menores a 50mm (5)

Figura 5. Imagen mostrando núcleos de perforación de las rocas calcáreas con fracturas naturales (líneas purpura) de el yacimiento analizado.



Fuente: Autores del proyecto

1.1.6 Medida de apertura. Corresponde a la distancia medida entre las paredes de la fractura esta apertura es medida con un aparato electrónico y se clasifica de la siguiente manera: (1) para aperturas mayores a 10 mm; (2) Apreturas entre 5.01 mm -10mm; (3) para aperturas entre 4.01mm-5mm, (4) entre 3.01 mm y 4 mm, (5) para 2.01 a 3 mm; (6) aperturas entre 1.01 mm y 2 mm; (7) para aperturas menores a 1mm y (8) para aperturas no observables.

1.1.7 Aptitudes de la fractura. Es la orientación de las fracturas en el núcleo, para ello, se orientan las fracturas respecto a un eje ortogonal al plano de corte del núcleo, se determina un rumbo y un buzamiento aparente. Se debe tener en cuenta que esta medida de aptitud de las fracturas en los núcleos es relativa y que se puede corregir de acuerdo a una orientación determinada con algún método alterno para orientación de fracturas o con los registros de imagen ya sea UBI o FMI.

1.2 ANÁLISIS DESCRIPTIVO

La *estadística descriptiva* ofrece modos de presentar y evaluar las características principales de los datos a través de tablas, gráficos y medidas resúmenes. En esta parte del análisis es donde se presenta de forma simple, resumida y gráficamente el conjunto de datos.

El objetivo de la estadística descriptiva es llegar a apreciar los datos como un todo e identificar sus características sobresalientes. El tipo de gráfico seleccionado depende del tipo de variable, sean categóricas o numéricas.

El análisis descriptivo se realizó para conocer de las variables (1) su distribución, (2) comportamiento, (3) importancia e (4) influencia dentro de la descripción de un yacimiento. Este análisis indica los máximos, mínimos y la frecuencia con la que se encuentran las diferentes variables descritas. En los posteriores análisis sólo se tomarán en cuenta los datos que se encuentren completos para todas las variables.

Resumen datos de Núcleos de Perforación

Tabla 2. Resumen de análisis descriptivo de las variables descritas en núcleos de perforación

	ÍNDICE DE FRACTURAS	RELLENO DE FRACTURA	TIPO DE ROCA	TIPO DE FRACTURA	RANGO DE LONGITUD
	Frac/ft				
N	56	35	56	52	40
MÍNIMO	0	3	1	1	3
MÁXIMO	9	4	5	4	5

Fuente: Autores del proyecto

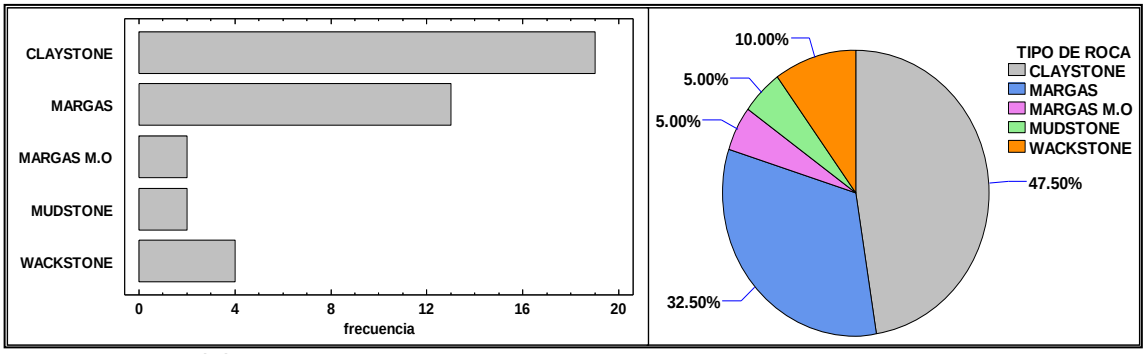
La muestra de núcleos de perforación consiste en un total de 56 pies de roca, de donde se obtienen cinco variables. En resumen, el índice de fracturas indica que en un pie de roca se puede encontrar un número máximo de 9 fracturas, el relleno de fractura indica que las rocas descritas contienen fracturas parcialmente abiertas y fracturas cerradas (no existen fracturas abiertas), el tipo de roca consiste en cinco litofacies (1 a 5) codificadas como una variable ordinal, de 1 a 5 las rocas van de menor a mayor contenido calcáreo. Según el resumen de la variable Tipo de Fractura se puede observar que la muestra descrita posee fracturas naturales y naturalmente inducidas (no se describieron fracturas inducidas, ni estilolitos). Finalmente, la variable Rango de Longitud indica que la muestra descrita posee fracturas que van desde 5 hasta 25 centímetros de longitud (Tabla 6).

1.2.1 Análisis de frecuencias. La frecuencia se constituye como el modo más simple de presentar datos categóricos. La frecuencia indica el número de unidades de análisis que caen en cada una de las clases de la variable cualitativa.

$$frecuencia = \frac{Número\ de\ casos\ con\ la\ característica}{Número\ total\ de\ unidades\ estudiadas}$$

Con la frecuencia se construyen los diagramas de barra (Figura 17), donde cada barra representa a una clase y su altura representa la frecuencia. El litotipo de mayor frecuencia en la muestra es el Claystone, se presentan en un total de 19 ft, en menor proporción se encuentra los litotipos Margas con espesor de 13 ft, Wackestone con 4 ft de espesor, los Mudstone y las Margas con Materia Orgánica se encuentran en un espesor de 1 ft respectivamente. Estas frecuencias también se ven reflejadas en el gráfico de sectores (diagrama de torta, proporción de un circulo), donde queda explicito que los Claystone ocupan un 47.5% de toda la muestra de roca disponible, seguida por un 32.5% de Margas, un 10% de Wackestone y un 5 % tanto para Mudstone como para Margas con materia Orgánica (Figura 20).

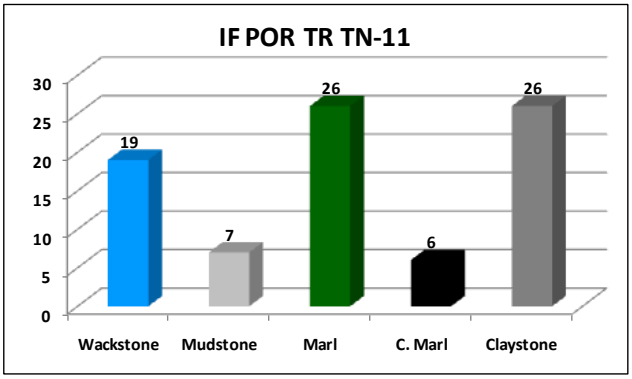
Figura 6. Frecuencia y porcentaje de los tipos de roca descritos en núcleos de perforación



Fuente: Autores del proyecto

Con el fin de determinar el número de fracturas por pie de roca, se ponderó el número de fracturas por espesor (Figura 20). Los claystone y las margas son las rocas con mayor número de fracturas, las margas carbonosas y los Mudstone son los litotipos con menor número de fracturas. Los wackstone son las rocas menos frecuentes en la Formación Tetuán, Sin embargo, son las rocas con calcáreas mayor número de fracturas por unidad de longitud, representando una roca importante para la prospección de hidrocarburos en este yacimiento fracturado.

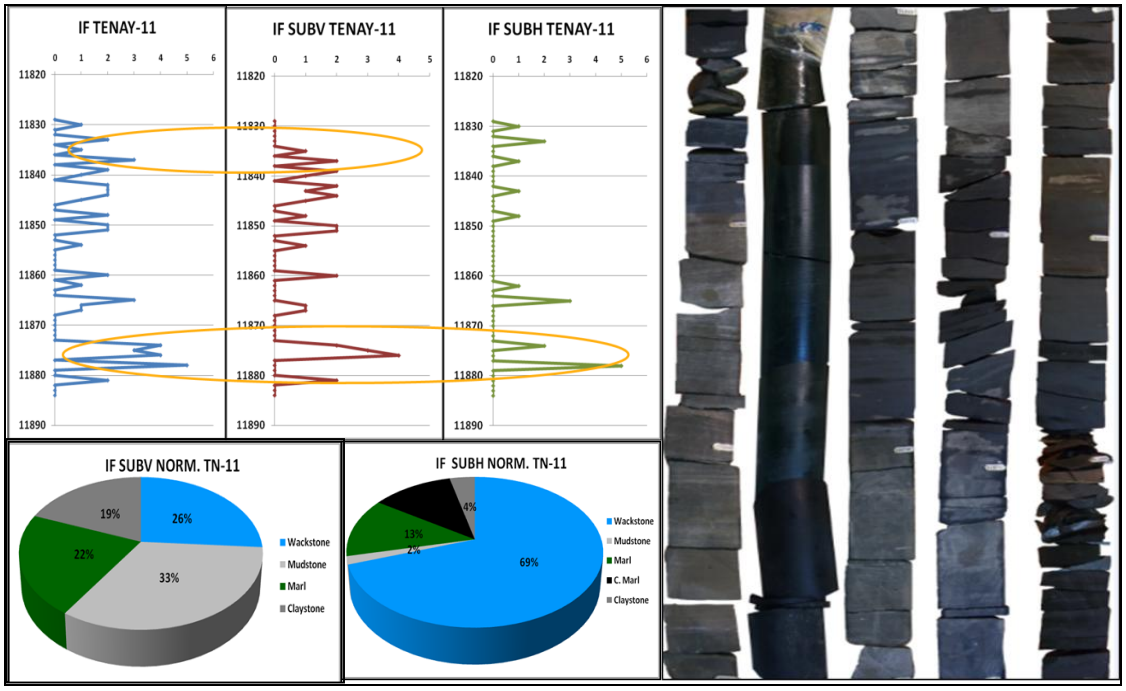
Figura 7. Índice de fractura de Litotipos descritos.



Fuente: Autores del proyecto

La muestra de roca descrita va desde 11829 a 11884 pies de profundidad. El Índice de Fracturas (IF, N° fracturas/unidad de longitud) para este intervalo de núcleo de perforación, indica que el mayor número de fracturas por pies se relaciona a fracturas subhorizontales y se encuentran en mayor proporción en el litotipo wackestone. Figura 22.

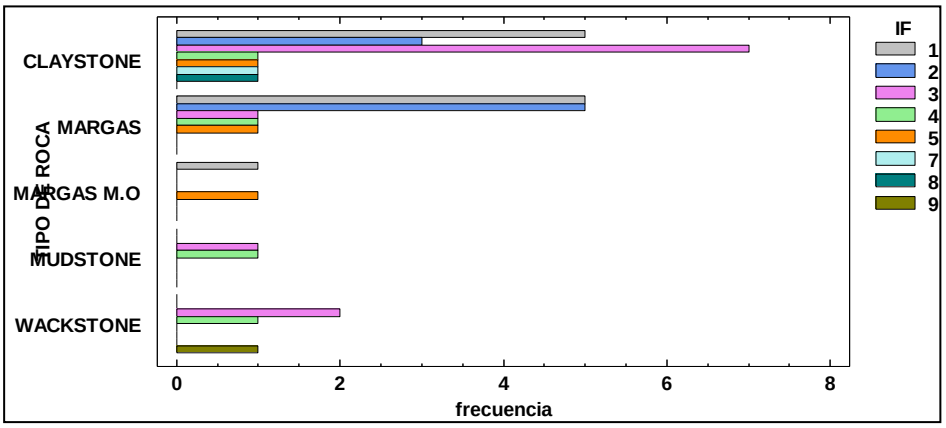
Figura 8 Índice de Fracturamiento del núcleo del PozoSF-11.



Fuente: Autores del proyecto

1.2.2 Análisis de Tabulación Cruzada. El litotipo Claystone se presenta con casi cualquier IF (índice de fracturas), con excepción del índice 9, es decir, presenta desde 1 fractura\ft hasta 8 fractura\ft. También es claro que en los Claystone son las rocas con mayor frecuencia los índices de fractura 1, 2 y 3 (los más pequeños). Las margas tiende a presentar IF entre 1 y 2, Las Margas con Materia Orgánica presentan índices de fractura 1 y 5, Los Mudstone presentan índices de fractura 2 y 4, pero al igual que las Margas con Materia Orgánica se presenta en muy baja frecuencia. El litotipo Wackestone presenta el mayor índice de fractura (con mayor numero de fracturas/pie) pero en muy baja frecuencia, principalmente por el hecho de ser poco frecuente en relación a la presencia de los otros tipos de roca (**ver Figura 23**).

Figura 9. Frecuencias de índice de fractura en los diferentes litotipos.



Fuente: Autores del proyecto

Cualquier litotipo puede tener cualquier índice de fracturas. Siendo los índices 1, 2 y 4 los más comunes (Tabla 7).

TABLA DE FRECUENCIAS PARA TIPO DE ROCA POR IF

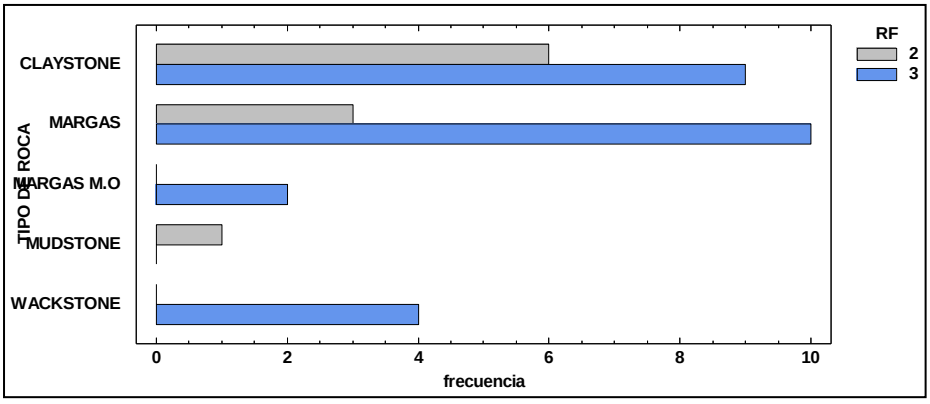
Tabla 3. Frecuencias de índice de fractura en los diferentes litotipos.

	1	2	3	4	5	7	8	9	TOTAL POR FILA
CLAYSTONE	5	3	7	1	1	1	1	0	19
	12.50%	7.50%	17.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	0.00%	47.50%
MARGAS	5	5	1	1	1	0	0	0	13
	12.50%	12.50%	2.50%	2.50%	2.50%	0.00%	0.00%	0.00%	32.50%
MARGAS M.O	1	0	0	0	1	0	0	0	2
	2.50%	0.00%	0.00%	0.00%	2.50%	0.00%	0.00%	0.00%	5.00%
MUDSTONE	0	0	1	1	0	0	0	0	2
	0.00%	0.00%	2.50%	2.50%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	5.00%
WACKSTONE	0	0	2	1	0	0	0	1	4
	0.00%	0.00%	5.00%	2.50%	0.00%	0.00%	0.00%	2.50%	10.00%
TOTAL POR COLUMNA	11	8	11	4	3	1	1	1	40
	27.50%	20.00%	27.50%	10.00%	7.50%	2.50%	2.50%	2.50%	100.00%

Fuente: Autores del proyecto

De acuerdo al variable relleno de fracturas (RF), las fracturas para este yacimiento se encuentra parcialmente rellenas (2) y rellenas (3) de carbonato de calcio. Las fracturas de mayor interés para este estudio son las parcialmente rellenas, estas son las que permiten el almacenamiento y flujo de hidrocarburos. Las fracturas parcialmente rellenas se presentan en mayor a menor proporción en los litotipos Claystone, Margas y Mudstone (Figura 24).

Figura 10. Frecuencias de Relleno de Fractura (RF) en los diferentes litotipos.



Fuente: Autores del proyecto

La mayoría de las fracturas se encuentran rellenas y con excepción al Mudstone se presentan en cualquiera de los litotipos. Las margas y los claystone son las rocas con mayor número de fracturas, en general se tiene un 28.75% fracturas parcialmente rellenas y un 71.43% fracturas rellenas. (Tabla 8).

TABLA DE FRECUENCIAS PARA TIPO DE ROCA POR RF

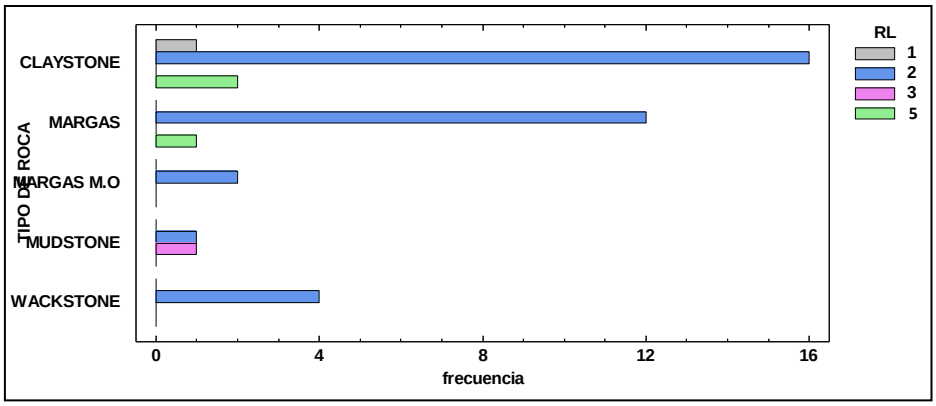
Tabla 4 Frecuencias de Relleno de Fractura en los diferentes litotipos.

	2	3	TOTAL POR FILA
CLAYSTONE	6	9	15
	17.14%	25.71 %	42.86%
MARGAS	3	10	13
	8.57%	28.57 %	37.14%
MARGAS M.O	0	2	2
	0.00%	5.71%	5.71%
MUDSTONE	1	0	1
	2.86%	0.00%	2.86%
WACKSTONE	0	4	4
	0.00%	11.43 %	11.43%
TOTAL POR COLUMNA	10	25	35
	28.57%	71.43 %	100.00%

Fuente: Autores del proyecto

De acuerdo con el rango de longitud (RL) de las fracturas, se puede afirmar que se encuentran en mayor frecuencia en el rango de 5-10 cm, es decir, los rangos caracterizados con el número 2. El Claystone y Las margas presentan el mayor rango de longitud (>50 cm) caracterizado con el número 5, ello se debe a que estas poseen la mayor cantidad de fracturas subverticales (Figura 25).

Figura 11. Frecuencias de Rango de longitud (RL) en los diferentes litotipos.



Fuente: Autores del proyecto

Existe un mayor número de fracturas con longitud entre 5 y10 cm (87.5% del total de la roca descrita), en menor frecuencia se presenta el rango de longitud 5, el cual corresponde a longitudes de fracturas mayores a 50 cm (7.5%). (Tabla 9).

TABLA DE FRECUENCIAS PARA TIPO DE ROCA POR RL

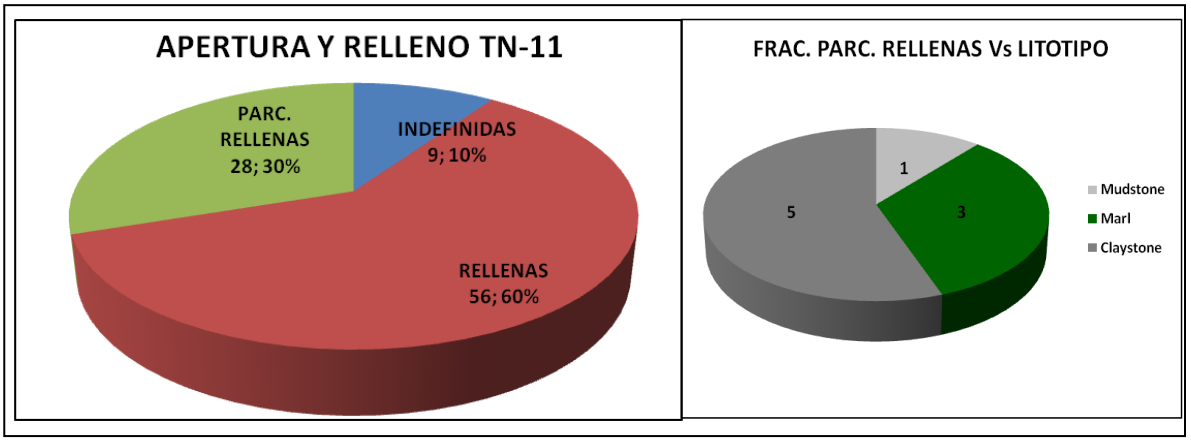
Tabla 5. Frecuencias de de Rango de longitud (RL) en los diferentes litotipos.

	1	2	3	5	TOTAL POR FILA
CLAYSTONE	1	16	0	2	19
	2.50%	40.00%	0.00%	5.00%	47.50%
MARGAS	0	12	0	1	13
	0.00%	30.00%	0.00%	2.50%	32.50%
MARGAS M.O	0	2	0	0	2
	0.00%	5.00%	0.00%	0.00%	5.00%
MUDSTONE	0	1	1	0	2
	0.00%	2.50%	2.50%	0.00%	5.00%
WACKSTONE	0	4	0	0	4
	0.00%	10.00%	0.00%	0.00%	10.00%
TOTAL POR COLUMNA	1	35	1	3	40
	2.50%	87.50%	2.50%	7.50%	100.00%

Fuente: Autores del proyecto

En las fracturas se encuentra el hidrocarburo a extraer. De tal forma que, conocer la forma en que se comportan estas, respecto a las rocas que las contiene es importante. El análisis descriptivo indica que las fracturas se encuentran en su mayor parte como fracturas rellenas, las fracturas de mayor interés son las fracturas parcialmente rellenas, además, se puede notar que entre los Litotipos de menor contenido calcáreo el Claystone es quien tiene la mayor cantidad de fracturas abiertas. (Figura 26b).

Figura 12. a). Nº de Fracturas ponderada apertura y relleno presentes en ellas b). Nº de Fracturas Parcialmente rellenas en cada Litotipo descrito.



Fuente: Autores del proyecto

1.3 REGISTROS DE POZO

Entre los registros de pozo utilizados se encuentran la porosidad neutrón, el *gamma ray,* la densidad, la resistividad, los litotipos y las fracturas descritas de los núcleos de perforación (Figura 2). Los registros estadísticos de resumen incluyen medidas de tendencia central, medidas de variabilidad y medidas de forma. Son de particular interés el sesgo y la curtosis para pruebas de normalidad en la distribución de cada variable. La naturaleza de cada una de estas variables es explicada a continuación:

1.3.1 Porosidad neutrón (NPHI). Consiste de una herramienta diseñada para disparar neutrones a la formación rocosa y medir la cantidad de estos que son adsorbidos. Este fenómeno depende de la composición, el espacio entre granos (porosidad) y de los fluidos albergados en la roca, Las unidades de esta herramienta están dadas en volumen/Volumen, siendo la rata entre la absorción y no absorción, lo cual se constituye como una medida indirecta de la porosidad total de las rocas (volumen poroso total). En la **Tabla 2** aparecen algunos estadísticos de resumen para la variable NPHI.

Tabla 6 Resumen estadístico de la porosidad neutrón (NPHI).

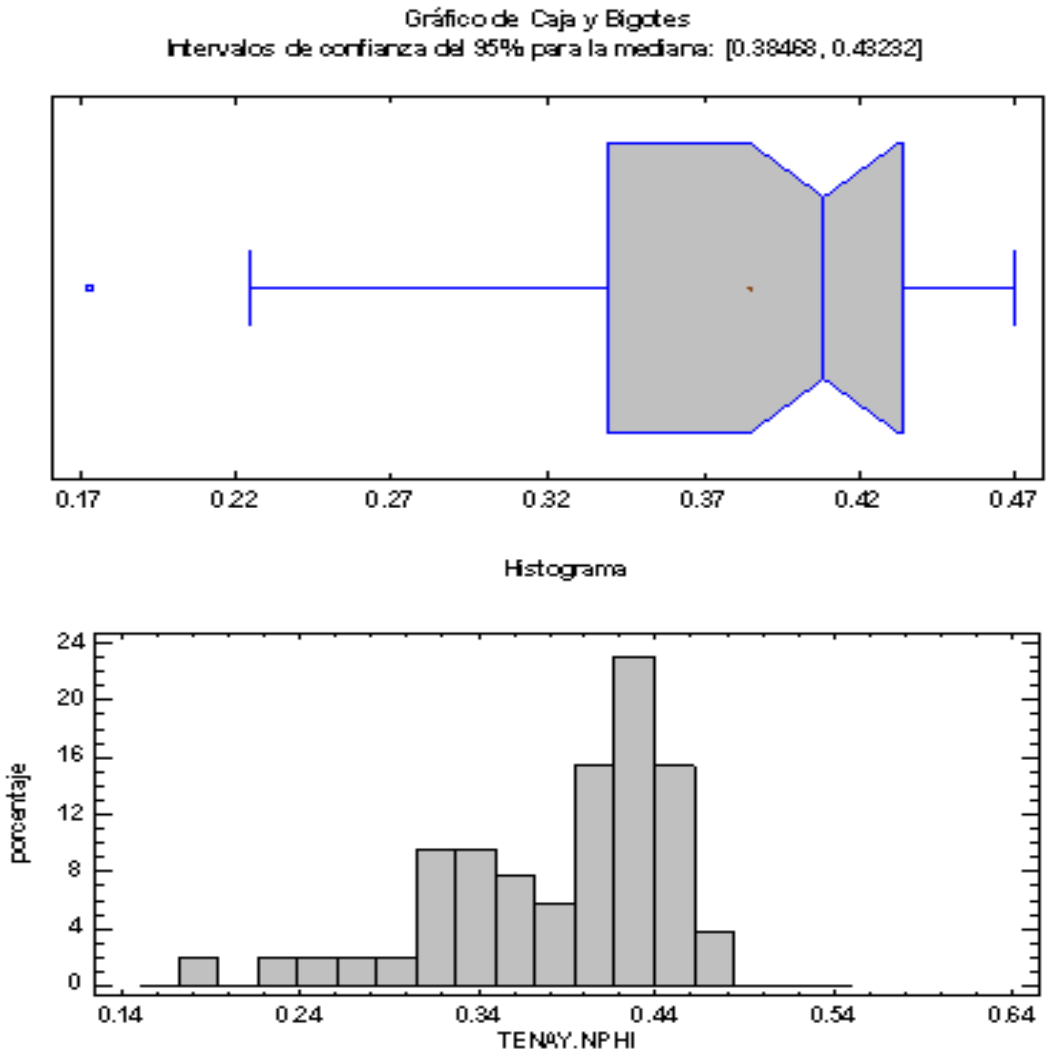
Recuento	52
Promedio	0.384983
Desviación Estándar	0.0654714
Coeficiente de Variación	17.0063%
Mínimo	0.1729
Máximo	0.47
Rango	0.2971
Sesgo Estandarizado	-3.37852
Curtosis Estandarizada	1.72993

Fuente: Autores del proyecto

Para NPHI la unidad de medida está dada como una fracción de volumen/volumen, relación que representa el volumen ocupado por los fluidos y el volumen total de la roca medida. Esta variable se mueve en un rango de valores que va de 0.1729 a 0.47, exhibiendo baja variabilidad en los datos (cv=17%). El sesgo a izquierda, indica que las unidades de la formación rocosa analizada poseen un alto contenido de fluidos. Con estas herramientas es difícil distinguir entre fluidos, de tal forma que estos fluidos pueden corresponder a agua o crudo.

Adicionalmente a partir del histograma de la Figura 6, se denota que la distribución de los datos podría tener varias modas, al menos dos grandes grupos se pueden identificar; en la práctica se suponen dos clases de rocas dominantes, las rocas calcáreas y arcillolitas.

Figura 13. Diagrama de caja e histograma del registro NPHI



Fuente: Autores del proyecto

1.3.2 Gamma Ray (GR). Esta herramienta mide la radioactividad natural de las rocas. El principio de funcionamiento se basa en el grado de madurez y la composición de las rocas, las cuales tienden a poseer un rango de radioactividad medible. Generalmente, la radioactividad natural tiende a ser mayor hacia las rocas arcillosas y disminuye cuando hay presencia de rocas tipo arenisca y caliza (Ver Tabla 3).

Tabla 7 Resumen estadístico del GR.

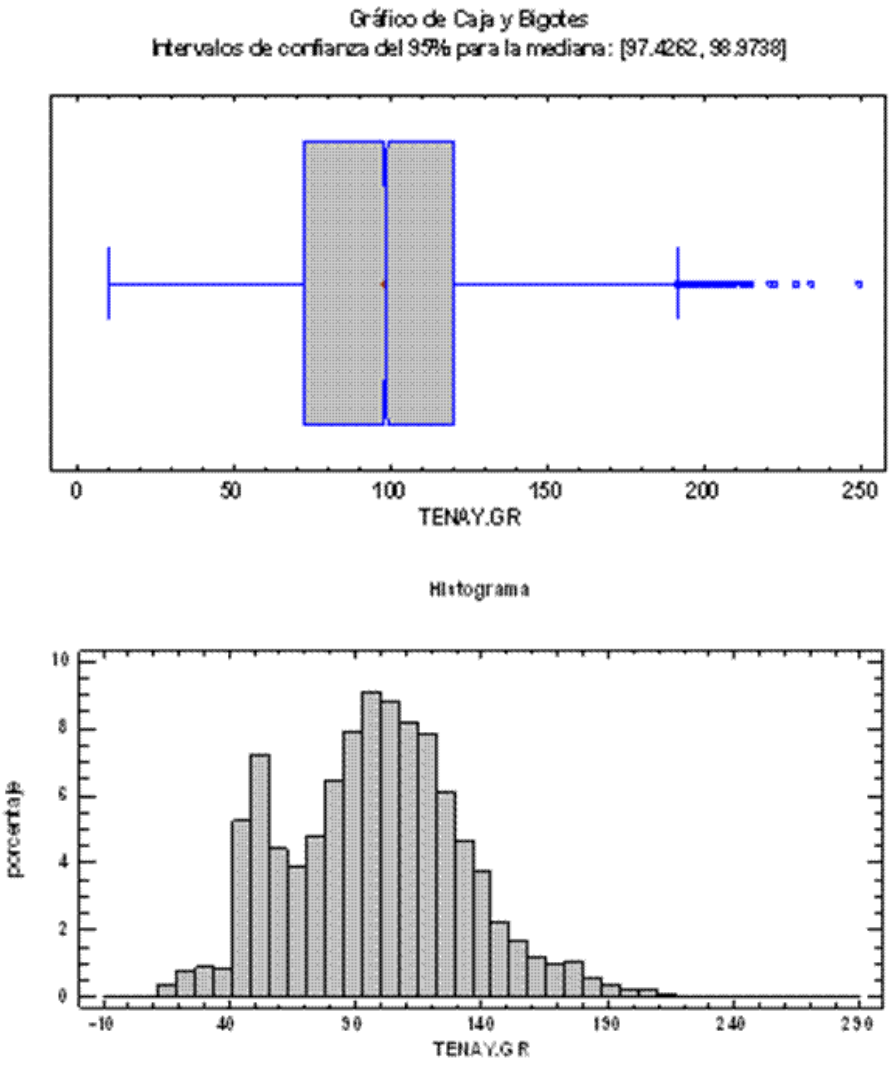
Recuento	52
Promedio	119.156
Desviación Estándar	25.8261
Coeficiente de Variación	21.6742%
Mínimo	76.4218
Máximo	179.756
Rango	103.334
Sesgo Estandarizado	2.51036
Curtosis Estandarizada	-0.544568

Fuente: Autores del proyecto

La distribución de datos indica la presencia de al menos dos modas, desde el punto de vista de la geología esto se explica por la presencia de los dos grandes grupos de rocas calizas y arcillolitas presentes en la formación rocosa de interés. (Ver Figura 7). La desviación estándar de esta variable es baja, esta variable exhibe distribución normal al ser segmentada en los diferentes grupos de rocas presentes en la formación rocosa, posee un coeficiente de correlación bajo, este aumenta hacia las rocas arcillolitas, indicando que estas tienden a poseer una media alta de Gamma Ray alto con la deviación estándar más baja, mientras que hacia las rocas tipo caliza la media tiende a ser baja y la dispersión es alta, explicado por el hecho de que la variedad de rocas calizas en la formación rocosa

de interés es más alta que la cantidad de rocas arcillolitas, siendo estas últimas la que mayor frecuencia poseen, en el histograma de la figura 7 se pueden diferenciar las modas de las calizas a la izquierda y con mayor frecuencia a la derecha la moda de las arcillolitas con mayor frecuencia y mayor rango de valores del gamma ray.

Figura 14. Diagrama de caja e histograma del registro GR



Fuente: Autores del proyecto

1.3.3 Densidad (RHOB). Mide la densidad promedio de la formación. Se utiliza para calcular un valor de porosidad total de la formación. También es útil en la determinación de la litología, detección de zonas de gas y en el reconocimiento de rocas evaporitas. Los registros de densidad de formación son herramientas de inducción de radiación.

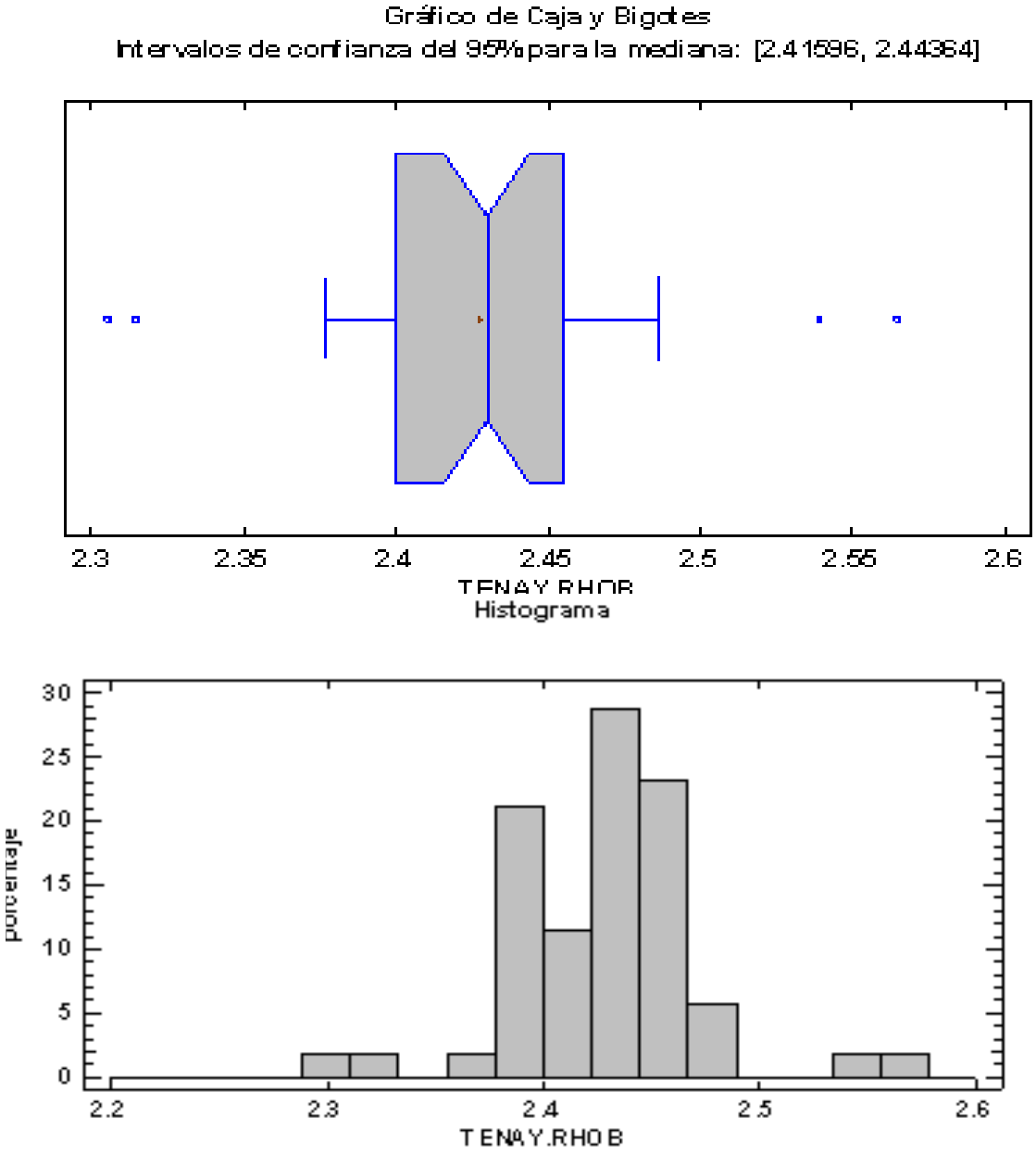
Tabla 8 Resumen estadístico del RHOB.

Recuento	52
Promedio	2.42758
Desviación Estándar	0.0447906
Coeficiente de Variación	1.84508%
Mínimo	2.3053
Máximo	2.5649
Rango	0.2596
Sesgo Estandarizado	0.364156
Curtosis Estandarizada	3.17348

Fuente: Autores del proyecto

Los estadísticos de la tabla 4 sugieren que los datos pueden provenir de una distribución simétrica pero con datos atípicos en ambos extremos de la distribución. (Figura 8). También es notable que la desviación estándar sea baja al igual que el coeficiente de variación sugiriendo que los datos del registro presentan distribución normal.

Figura 15. Diagrama de caja e histograma del registro RHOB



Fuente: Autores del proyecto

1.3.4 Resistividad (RESD). Los registros de resistividad desde su creación en 1927 se han convertido en una herramienta clave para la identificación de la saturación de hidrocarburos en las rocas. La corriente eléctrica sólo puede pasar a través de rocas que contengan agua conductiva. Con excepciones como el grafito o los sulfuros metálicos, las rocas secas son buenos aislantes y estas raras veces

existen. Por lo tanto, la resistividad de las formaciones es una cantidad medible y finita que está relacionada con el tipo de fluido que contiene la formación.

La resistividad de una formación depende de la resistividad del agua de formación, de la cantidad de agua presente y de la geometría de los poros. El agua de formación presentará mayor o menor grado de conductividad dependiendo de la salinidad. A mayor salinidad mayor conductividad, menor resistividad y viceversa.

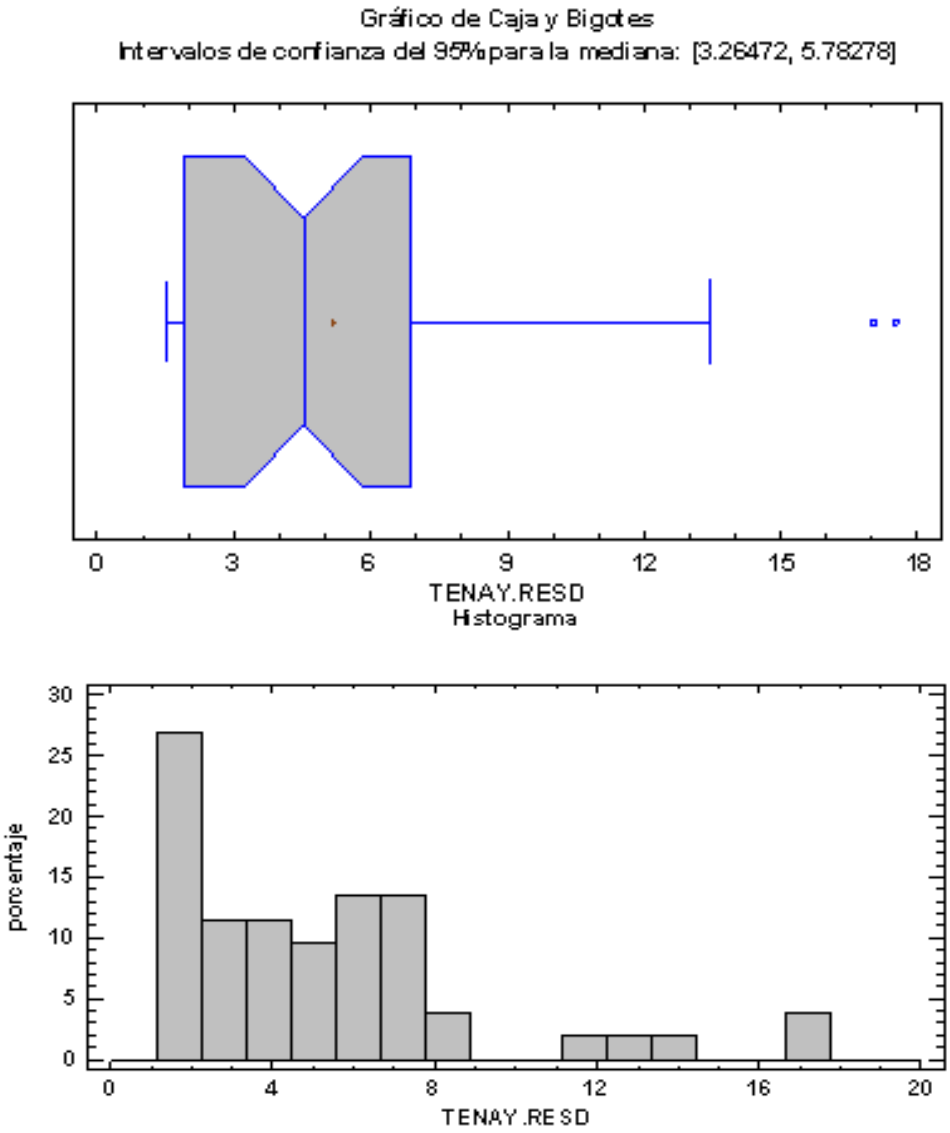
Tabla 9 Resumen estadístico de la resistividad (RESD).

Recuento	52
Promedio	5.19127
Desviación Estándar	3.81889
Coeficiente de Variación	73.5636%
Mínimo	1.5457
Máximo	17.502
Rango	15.9563
Sesgo Estandarizado	4.64528
Curtosis Estandarizada	3.84849

Fuente: Autores del proyecto

La resistividad exhibe gran variación en los datos (rango≈16 unidades, cv ≈ 74%). Nuevamente aquí las medidas de forma y apuntamiento nos indican que los datos no se ajustan al comportamiento normal y por el contrario se tiene una distribución sesgada a la derecha con presencia de valores extremos (ver figura 9). En términos prácticos, lo anterior indica que la mayor parte de las rocas analizadas posee fluidos de baja resistividad, mientras que los fluidos de alta resistividad mayormente relacionados a zonas con hidrocarburo tienen poca frecuencia y de hecho son datos considerados como atípicos.

Figura 16. Diagrama de caja e histograma del registro RESD



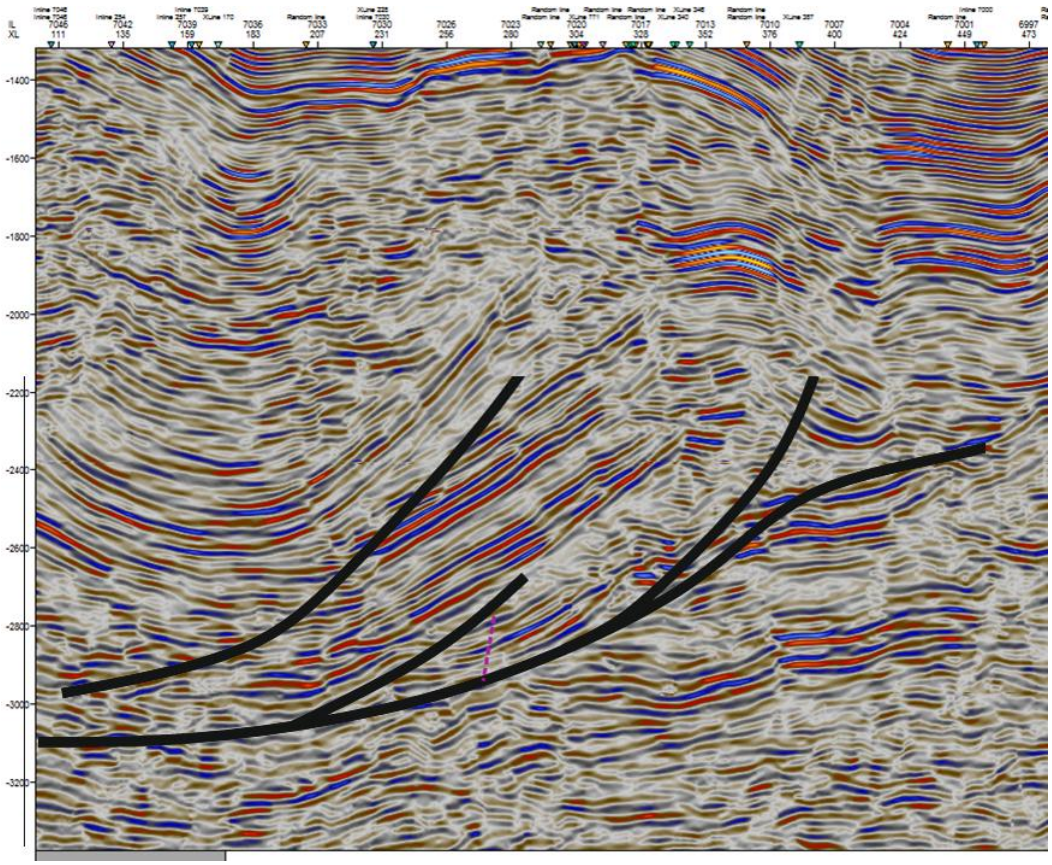
Fuente: Autores del proyecto

1.4 DATOS SÍSMICOS

Las ondas sísmicas son capaces de viajar adsorbidas por el subsuelo y son absorbidas o reflejadas por las capas de rocas de acuerdo a su inclinación, densidad y fluidos que contengan. Un cubo sísmico 3D consiste en una representación de la disposición tridimensional de las capas en el subsuelo. Por

medio de este tipo de información los geólogos son capaces de ubicar en el subsuelo fenómenos como fallas y grado de deformación de las rocas estudiadas. En la Figura 10 una línea sísmica transversal a la estructura del yacimiento estudiado.

Figura 17. La estructural del área de Interés hace parte de un sistema de pliegues asociados a propagación de fallas hacia atrás (líneas negras).



Fuente: Autores del proyecto

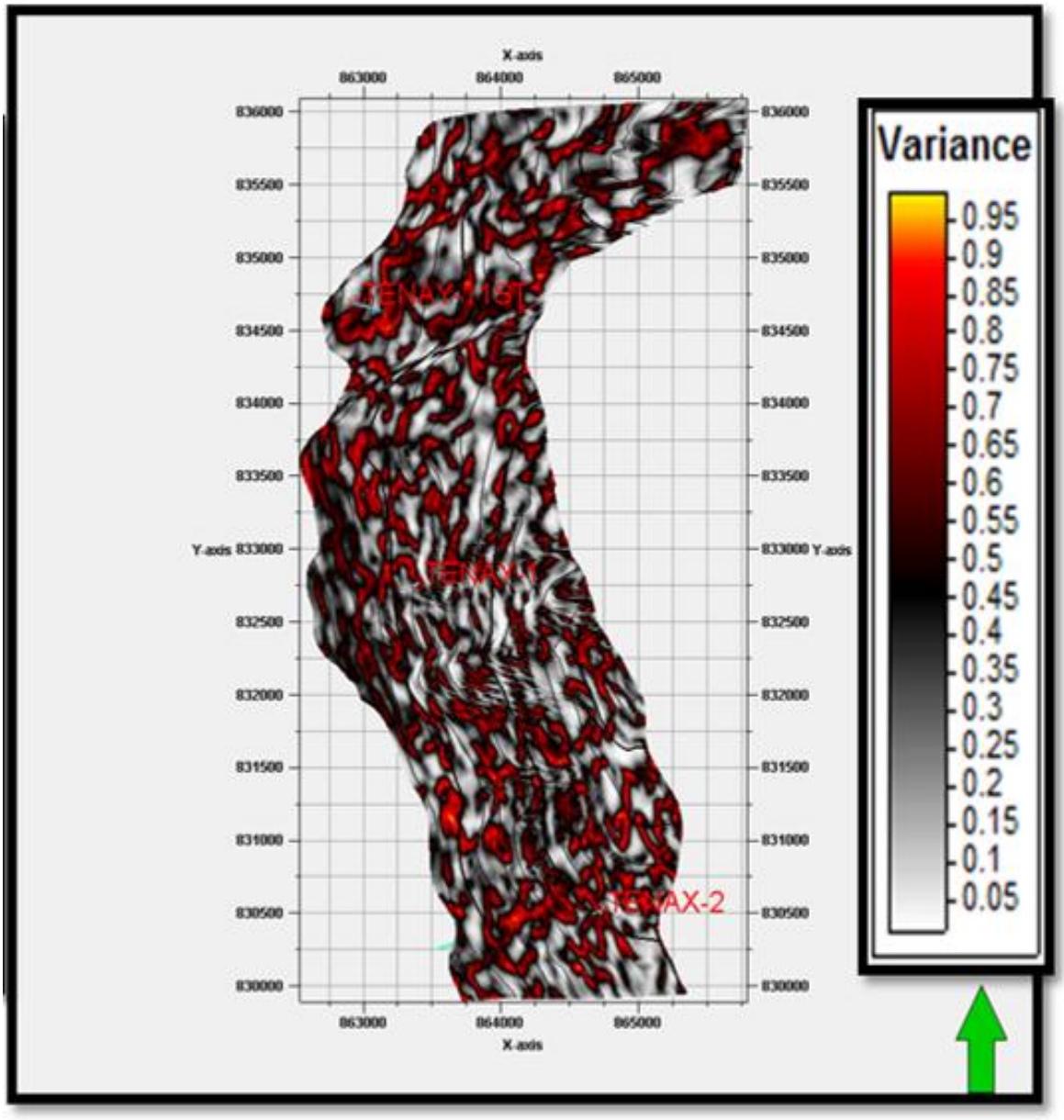
Del dato sísmico se obtienen datos como amplitud de onda, frecuencia y relación señal/ruido. En base a este tipo de información los geocientíficos pueden ejecutar algoritmos conocidos como atributos sísmicos, los cuales consisten de representación de los datos sísmicos y dependiendo del caso puede llegar a ser variables indicadoras del tipo de roca, continuidad y disposición tridimensional de

ellas. A continuación se describe cada uno de los atributos sísmicos utilizados en este análisis para llegar a la representación de un cubo 3D de fracturas y un cubo de impedancia acústica en representación sísmica de los tipos de roca.

1.4.1 Atributo Sísmico de Varianza. Se aplica con base en el cálculo de parámetros de muestreo, que consiste en un filtrado horizontal que controla el número de trazas para estimar la varianza horizontal y suavizado vertical que se comporta como un filtro cónico donde valores altos reducen el ruido. Este atributo utiliza la variación local como una medida de inconformidad de la señal, la variación local se calcula entre trazas sísmicas vecinas desde “slices” horizontales, si este slice se encuentra dentro de un reflector continuo, la variación de la amplitud será pequeña, mientras que cambios de amplitud debido a una zona de fallas o zonas de fracturas darán lugar a una variación más grande.

Para poder aplicar este atributo sísmico como indicador de trenes de fractura es necesario hacer uso de una variante dentro del algoritmo que consiste en incluir el parámetro, guiar el cálculo de la varianza con el cálculo de la inclinación de las capas, resultando en la identificación de trenes de fracturas. En la Figura 11 se observa el atributo de varianza calculado, indicando que las zonas de color rojo son las de mayor varianza local.

Figura 18. El atributo de varianza es usado para la detección de bordes asociados a discontinuidades, si se aplica el parámetro de buzamiento guiado resulta útil para la identificación de fracturas en las direcciones "down-dip" o "up-dip" de la estructura.



Fuente: Autores del proyecto

El cómputo de la varianza se realiza aplicando un filtro horizontal, el tamaño de dicho filtro controla el número de trazas horizontales que se toman para estimar la varianza horizontal en la dirección de los *inline* y *crossline,* en grandes valores el

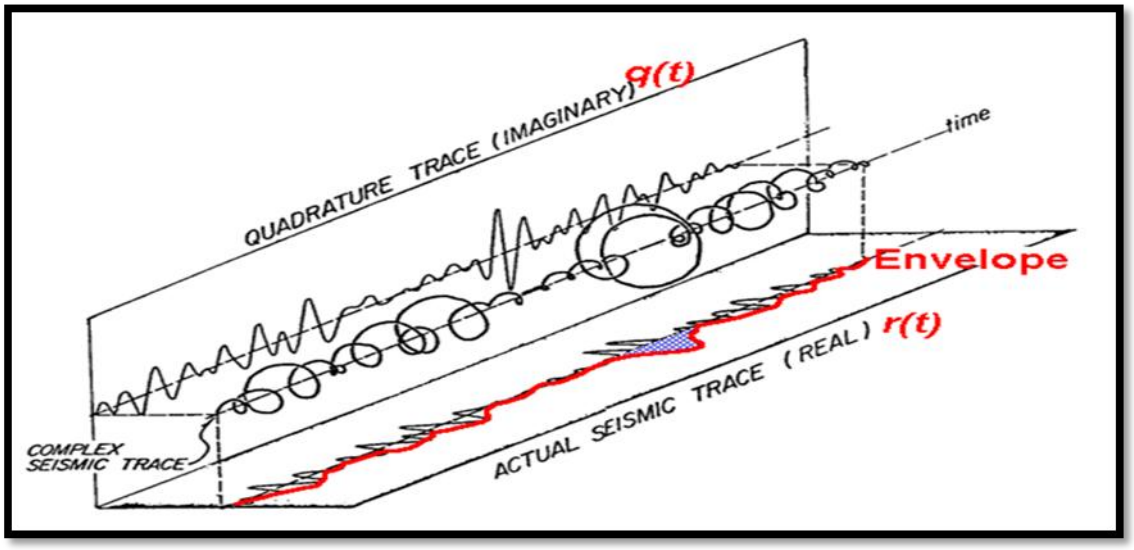
filtro utilizará más trazas por tanto la escala se hace cada vez más grande, un número demasiado alto de trazas implica perder demasiada resolución como para identificar zonas de fractura. El suavizado vertical es un filtro que a intervalos grandes enmascaran la nitidez de los bordes detectados, por lo que para la detección de fracturas se debe usar el menor intervalo vertical posible. El tamaño optimo de estos inérvalo depende de la calidad del dato. Para el cálculo de la variación horizontal el filtro fue de 3x3 trazas en dirección de las inline y las crossline y la ventana de muestreo para la variación del smooth vertical tuvo una ventana de 4 ms.

1.4.2 Atributo Sísmico de Envelope. Calcula la energía de las ondas sísmicas propagadas a través de distintos medios geológicos, en la que la amplitud de la onda aumenta o disminuye mostrando la interfaz de diferencias marcadas en la impedancia acústica natural.

Este atributo varia numéricamente desde cero hasta el máximo valor de la amplitud de la traza sísmica. Cuando las ondas cruzan medios de alta velocidad a baja velocidad, la amplitud de la onda incrementa y esto se ve representado en anomalías en la amplitud, estas anomalías se presenta en interfaz de rocas con: (1) gran saturación de fluidos, (2) en cambios litológicos fuertes, (3) en medios fracturados, donde la energía se muestra muy por debajo de la media y re manifiesta con ausencia de reflectores brillantes (Taner and Sheriff, 1977).

La Figura 12 explica como el atributo de *Envelope* es un atributo de energía independiente de la fase, proporcionando información acerca de contrastes de impedancia acústica causados por reflexiones fuertes en interfaz litológica. Las reflexiones fuertes están asociadas no sólo a cambios litológicos importantes, es decir, puede estar asociada a discontinuidades a través de cambios laterales agudos en la energía de amplitud, contraste de energía típico las zonas de fractura (relación señal/ ruido baja) donde hay contraste de reflexión de las ondas.

Figura 19. Atributos instantáneos según Tanner 2000.

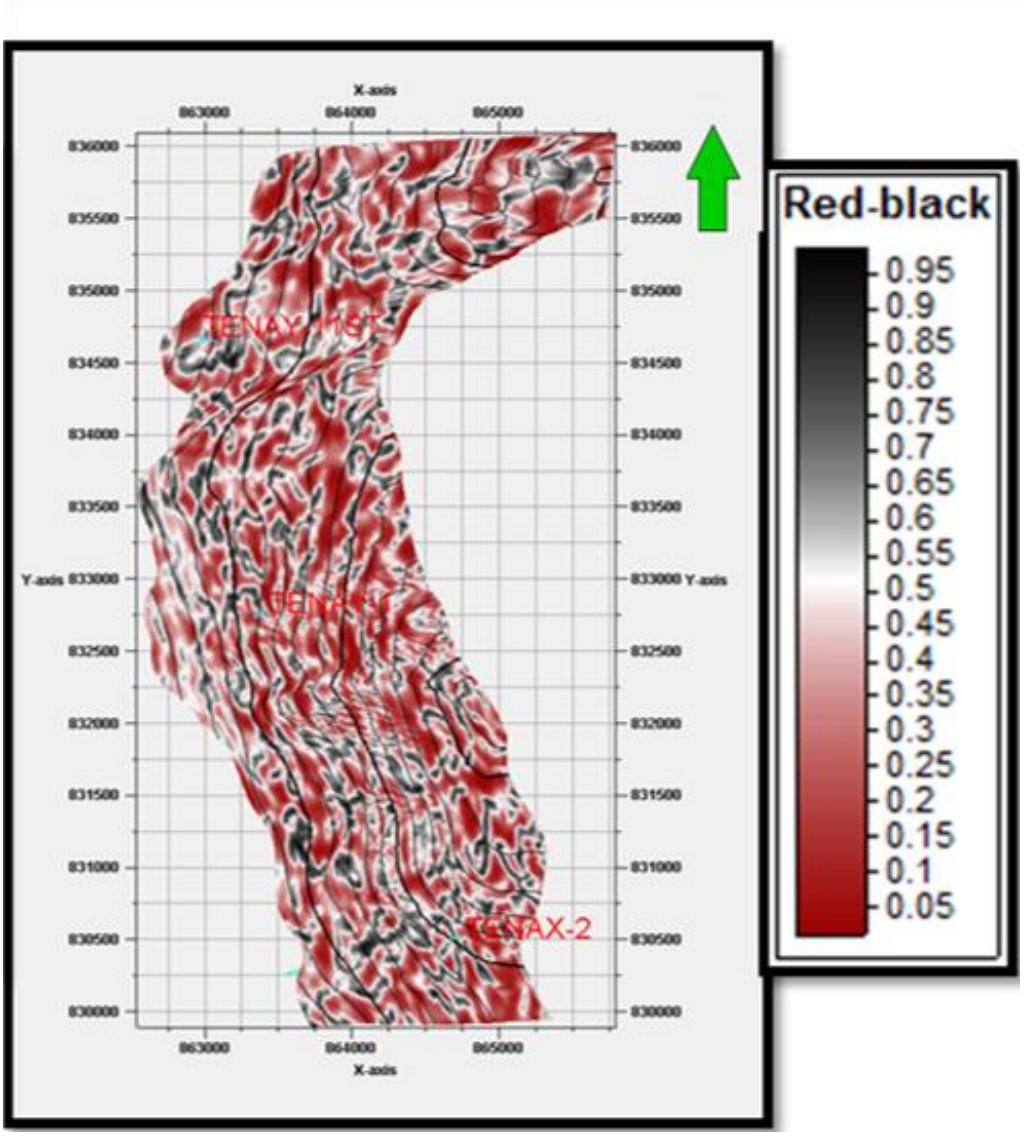


Fuente: Autores del proyecto

En la Figura 13 se muestra el resultado de calcular el atributo Envelope, las zonas con altos valores (negras) se relacionan con zonas de falla en el miembro Tetuán. Estas anomalías de alta energía están relacionadas a contrastes con la impedancia acústica, zonas de altas velocidades asociadas a intervalos fracturados. Estos intervalos de bajas velocidades es probable que estén asociados con fracturas rellenas de fluidos, posiblemente gas y agua.

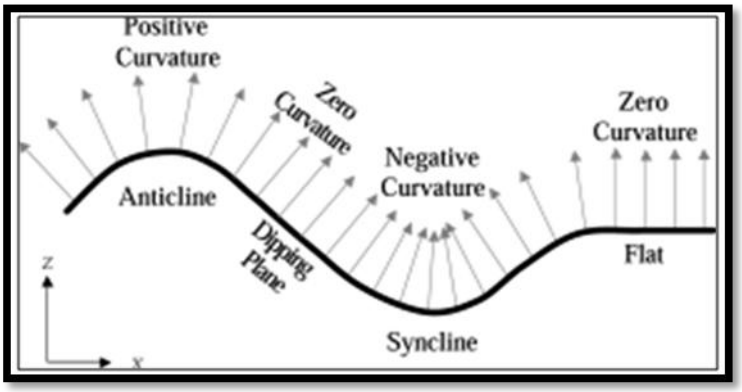
1.4.3 Atributos de curvatura. La curvatura se puede describir como el radio de deformación de las capas, es decir, a mayor radio de curvatura se dice que hay menor deformación, al mismo tiempo la curvatura puede ser positiva, negativa o nula, dependiendo de que se estén observando anticlinales, sinclinales o planos respectivamente (Figura 14). Los atributos de curvatura realzan las zonas asociadas a tendencias de fracturas. Bergbauer et al. (2003) demostró que las curvaturas sobre las superficies estructurales en diferentes longitudes de onda dan diferentes perspectivas de los mismos rasgos geológicos. Curvaturas a pequeñas ventanas de muestreo delinean detalles de rasgos locales mientras que curvaturas a ventanas de muestreo más grandes delinean rasgos más regionales.

Figura 20. Valores de alta envelope, donde zonas con altos valores se encuentran altamente relacionados con la energía instantánea y son marcados hacia zonas de falla en el miembro Tetuán.



Fuente: Autores del proyecto

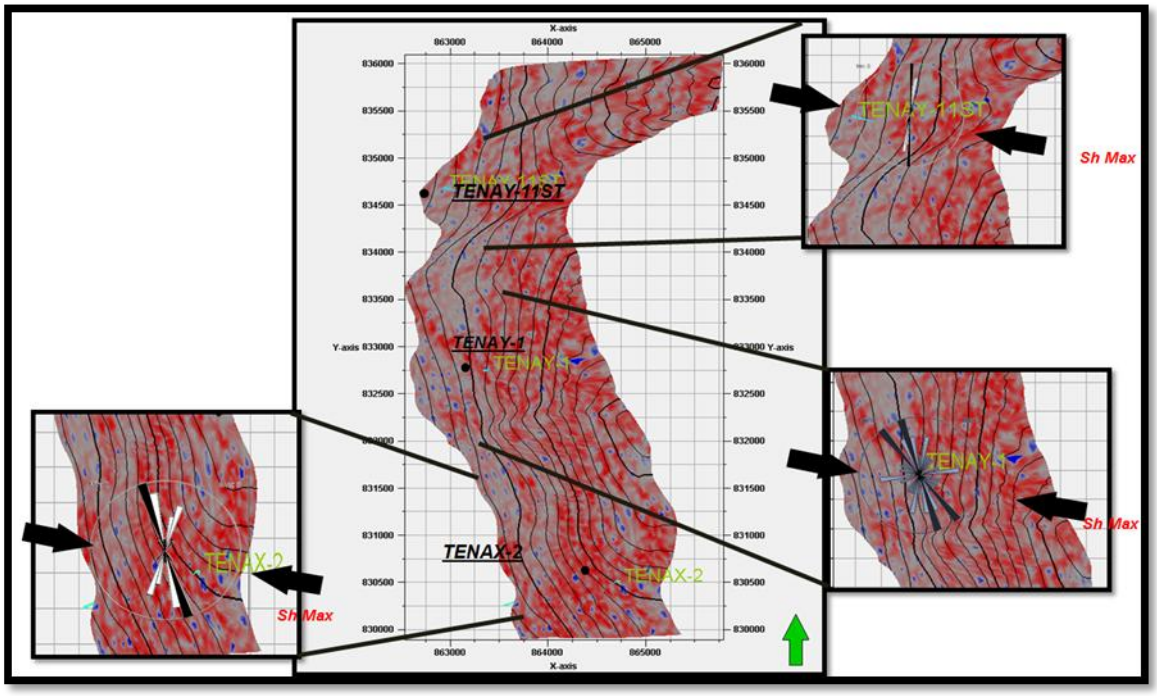
Figura 21. La curvatura describe como una superficie se deformó en un punto, punto en particular en que es definido como la rata de cambio de dirección de una curva. Los atributos de curvatura realzan las zonas asociadas a trenes de fracturas.



Fuente: Autores del proyecto

La curvatura se define como la propiedad tridimensional de una superficie cuadrática que cuantifica el grado en el cual una superficie se desvía de su originalidad (plano horizontal). Esta familia de atributos se ha utilizado para deducir la densidad de fracturas en los datos sísmicos. Para la evaluación de fracturas en datos sísmicos 3D hay que tener en cuenta que la curvatura se relaciona con las fracturas a través de su representación de la deformación en las superficies de la tierra (Nelson 2001). La deformación es una de las principales causas en el desarrollo y variación de la densidad de las fracturas; el trabajo de calibrar la curvatura a densidad de fractura, requiere que se entienda más acerca de las fracturas y de cómo se forman. La calibración de la densidad de fracturas requiere del uso combinado del conocimiento físico de las causas del fracturamiento y el comportamiento con los datos de control, tales datos de control fueron los registros de imágenes y los registros *dipmeter*. En la Figura 15 se muestra el atributo de curvatura y su relación con respecto a la dirección de fracturas observada en los registros FMI y dipmeter disponibles en el campo petrolífero. Las zonas con alta densidad de fractura están asociadas a las zonas de falla y a las secciones con geometrías de pliegue.

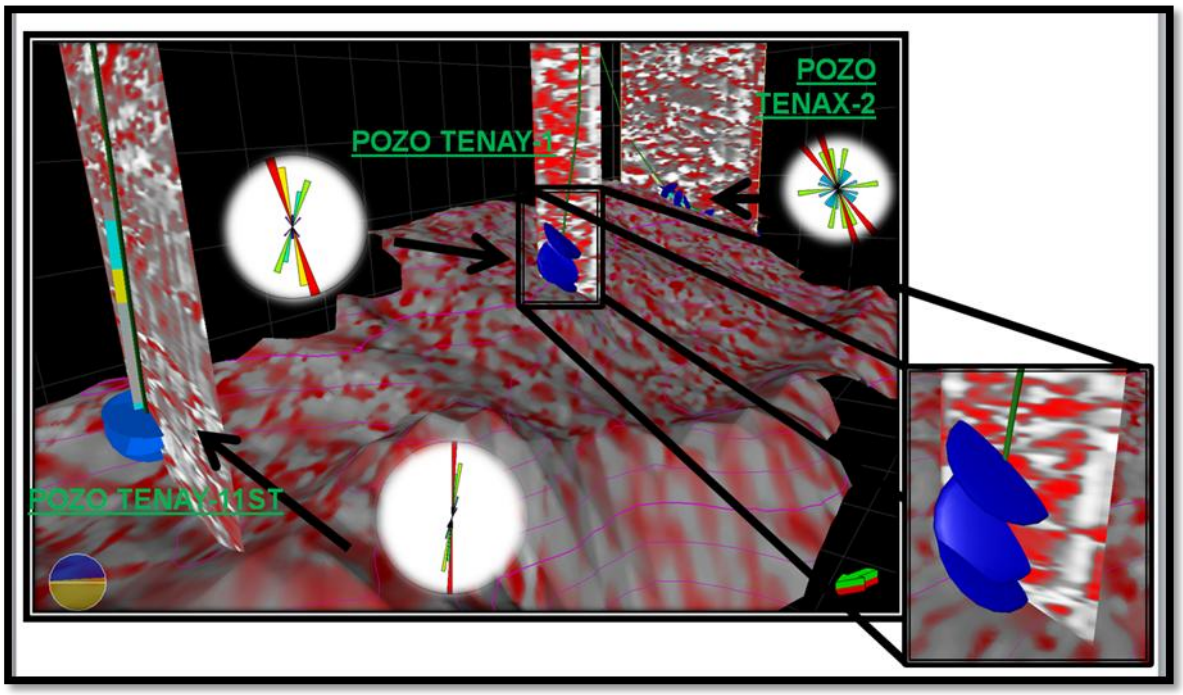
Figura 22. 1Atributo de Curvatura al tope del miembro Tetuán, obsérvese las rosetas en azimut de buzamiento para las fracturas extraídas desde SCAT y FMI



Fuente: Autores del proyecto

El atributo que permitió reconocer rasgos geométricos asociado a deformación tectónica y su correlación a datos de pozo fue la curvatura direccional a 140°, de esta forma en la Figura 16 se observa como los valores de alta curvatura (lineamientos rojos) se correlacionan con los discos de los planos de fracturas de los datos extraídos de rumbo y azimut de fracturas, los diagramas de rosas, registran las direcciones de mayor frecuencia de los planos de falla.

Figura 23. Atributo de Curvatura direccional vs orientación de fracturas extraídas del análisis SCAT, las rosetas muestran las diferentes orientaciones en azimut de buzamiento para los pozos Tenay-1, Tenay-11st, Tenax-1.



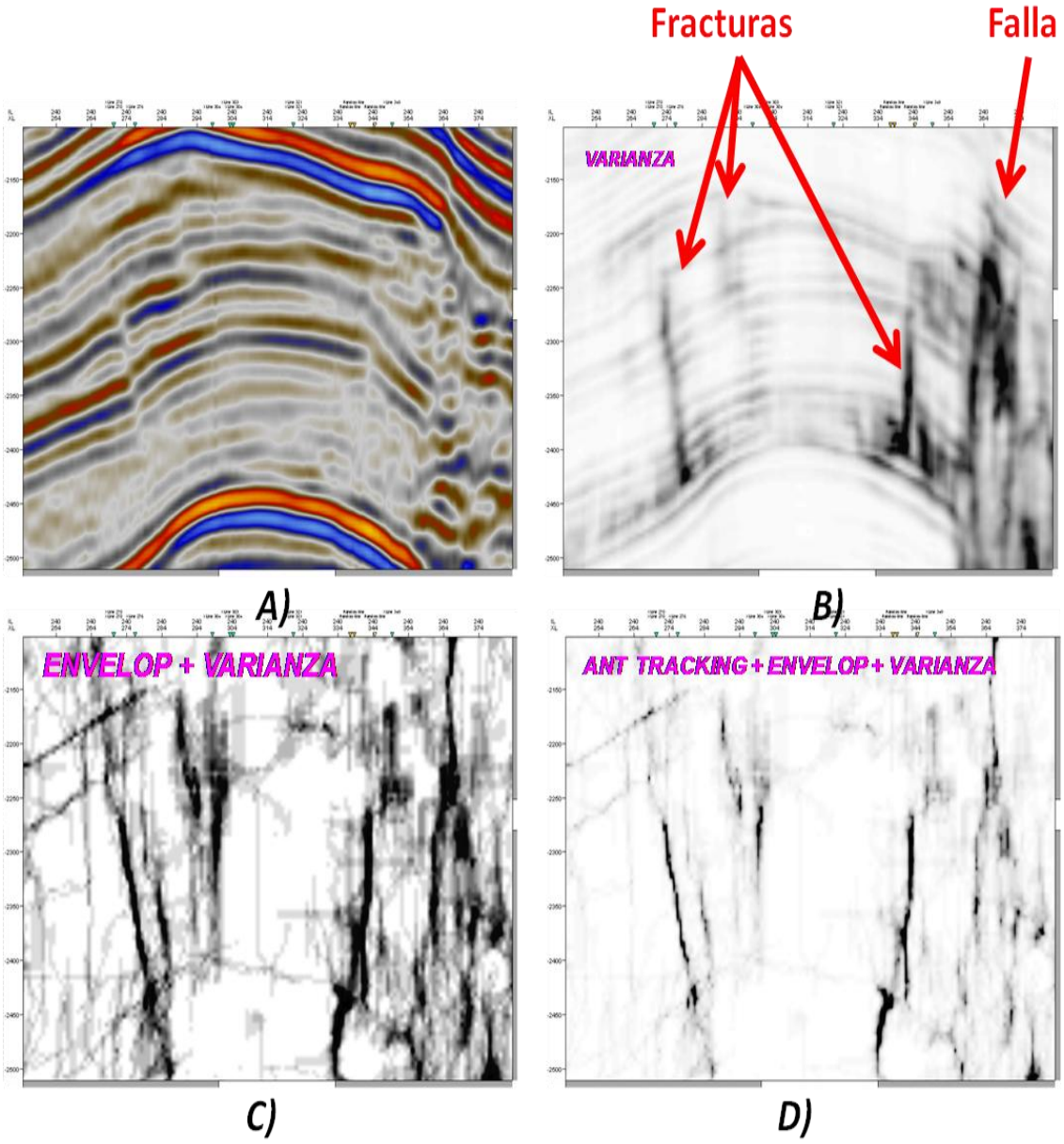
Fuente: Autores del proyecto

1.4.4 Atributo de ant-tracking. Dentro del flujo de trabajo para la detección de rasgos que representen una discontinuidad o discontinuidad entre trazas, correspondiente a zonas altamente fracturadas se calculó el volumen de "Ant-tracking", que permite realzar las discontinuidades ya detectadas por los anteriores atributos descritos. El algoritmo de este atributo de "ant-tracking" consiste en realzar las zonas caóticas de la señal sísmica local, permitiendo generar "paths" de los rasgos estructurales previamente inferidos de los atributos texturales de varianza, "envelop" y curvatura direccional, y de esta manera extraer los lineamientos generando una red de zonas altamente discontinuas.

En la Figura 17 se muestra el flujo de trabajo seguido para la detección de fracturas con datos sísmicos, pasando desde el dato sísmico sin tratar (A), calculando el atributo de varianza donde ya se observan rasgos de de falla y

trenes de fractura (B), calculando el atributo Envelope sobre el cubo de varianza antes calculado (C) y finalmente clarificando la posición de los rasgos de fractura con el Ant-Tracking (D).

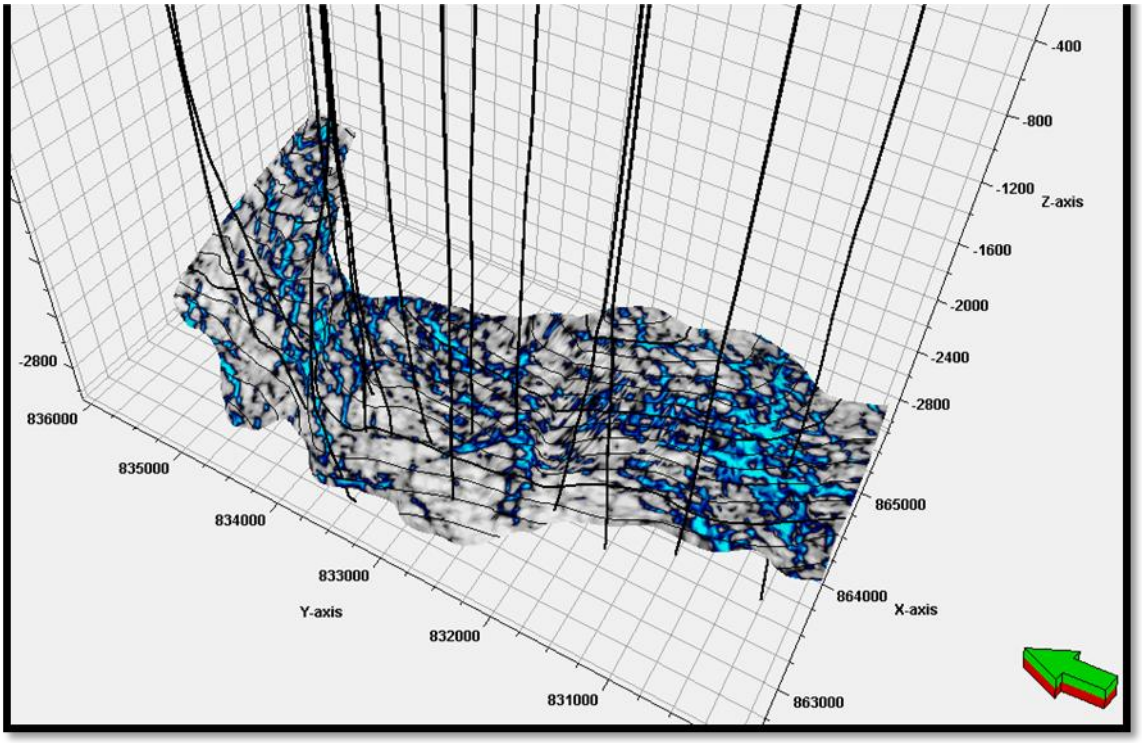
Figura 24. Análisis multi-atributos realizado en el cubo sísmico 3D con el fin de resaltar los rasgos estructurales de Fallas y trenes de fractura más importantes.



Fuente: Autores del proyecto

La Figura 18 muestra el atributo de ant tracking de curvatura a lo largo del horizonte de la Formación Tetuán. Se puede observar que hacia el extremo sur del campo petrolífero es hacia donde se observa mayor cantidad y conectividad de fracturas.

Figura 25. Superficie al Tope de la Formación Tetuán con el Atributo Fracturas



Fuente: Autores del proyecto

2. METODOLOGÍA

Se busca lograr una eficiente definición e inferencia de la distribución litológica y de la cantidad de fracturas de los yacimientos petrolíferos a través del uso de técnicas estadísticas multivariadas.

Las técnicas de análisis numérico implementadas comprenden: (1) análisis estadísticos descriptivos, para conocer el comportamiento de los datos; (2) análisis de componentes principales, para disminuir variables y así facilitar la interpretación, (3) análisis de correspondencia y (4) de correlaciones canonícas para comparar variables categóricas y relacionar las propiedades de la roca con la respuesta de los registros eléctricos. Finalmente, para conocer la densidad y la distribución de los diferentes tipos de rocas se plantea la implementación de (5) análisis de conglomerados y (6) análisis discriminante. Figura 19.

El potencial de producción de hidrocarburos en las rocas está dado por las condiciones en la porosidad y la permeabilidad, ya sea entre grados de minerales o por las fracturas y la interconectividad entre ellas. Entonces, identificar y ordenar las rocas según estas propiedades petrofísicas es un paso crucial en la caracterización de un yacimiento.

Este tipo de información se obtiene de la descripción de los núcleos de perforación, de donde resulta una muestra de múltiples variables cualitativas, que por sí solas, son difíciles de interpretar. Para ello, el análisis de correlaciones canonícas permite conocer la relación entre conjuntos de variables, todas categóricas y conjugadas en funciones canonícas. Tales funciones son vectores ortogonales entre sí, es decir, la correlación entre una función canoníca y otra tiende a ser nula. La cantidad de funciones canonícas a utilizar son tantas como sean necesarias para explicar la varianza del sistema multivariado.

Las variables categorías (cualitativas) extraídas de los núcleos de perforación también pueden ser analizadas como individuos (casos), los cuales tienden a agruparse, la relación que existe entre el número de fracturas y la composición mineralógica se puede llegar a determinar el tipo de roca que posea mayor susceptibilidad al fracturamiento. Para ello, se propone la ejecución de análisis de correspondencias, lográndose identificar que el contenido calcáreo en las rocas es proporcional al número de fracturas en la misma.

Para conocer los tipos de roca en aquellos pozos que no cuentan con núcleos de perforación se propone la implementación de técnicas de análisis discriminante. Esta herramienta involucra el cálculo de funciones discriminantes y funciones de centroides. Las funciones discriminantes son combinaciones lineales de todas las variables en juego, con ellas se busca aumentar la varianza para llegar a una mejor separación de los distintos grupos de litofacies rocosas. Tras aumentar la varianza entre las variables explicativas, se la calculan las funciones de centroides, las cuales constituyen el límite territorial entre cada grupo de rocas. Finalmente, el modelo de funciones establecido es ejecutado sobre todos los demás pozos, infiriéndose la presencia de las rocas a partir de los registros de pozo disponibles (que tienen las mismas variables explicativas).

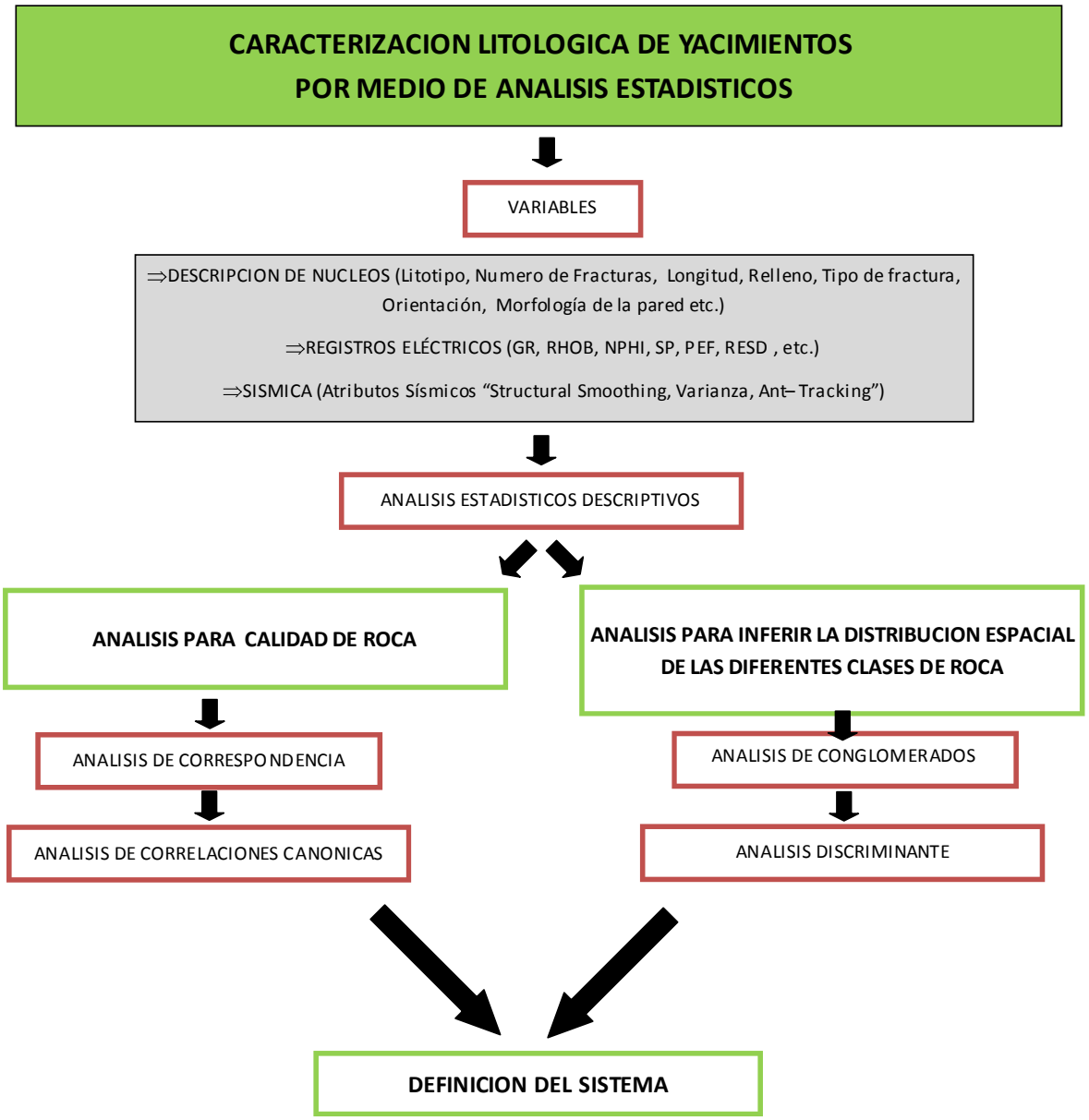
Es necesario conocer la distribución espacial de las rocas. Para ello, las variables de sísmica 3D juegan un papel importante, ya que tiene un dato cada 20x30X10 metros (escala propia del dato disponible, en otros yacimientos será distinta en función de la calidad del dato sísmico con el que se cuente), este tipo de datos proporciona información de la posición de los cuerpos rocosos de interés. Ahora, se propone la implementación de análisis de conglomerados, con el cual se establecen familias entre el rango de magnitud de las distintas variables sísmicas. Este tipo de análisis, pone los datos en función de un sólo plano multidimensional, al que se le estima la mejor distancia de separación entre familias (una familia puede conglomerar más de un tipo de roca), explicando el rango de valores entre

los que se mueven los tipos de roca dentro de la impedancia y demás atributos sísmicos involucrados en el análisis. Los conglomerados identificados son usados para guiar el poblamiento Geoestadístico de los tipos de roca en el espacio.

Por la conjugación del resultado de cada una de las técnicas de análisis de datos implementados se llega a tener un gran apoyo en la caracterización integrada de los yacimientos. Entre las ventajas más importantes de esta metodología se encuentran: (1) resultados eficientes, en poco tiempo y con bajo presupuesto en el análisis; (2) se logra acoplamiento entre herramientas de distinta resolución tanto vertical como áreal, comenzando con resoluciones verticales de milímetros (secciones de roca de microscopio) y llegando hasta una resolución vertical de 10 metros (resolución vertical de la sísmica 3D), también, (3)comenzando con escalas laterales nulas (los pozos representan una línea en el espacio) hasta escalas laterales de 20X30 metros (la sísmica 3D representa un volumen en el espacio). Finalmente, (4) se facilita una adecuada toma de decisiones en geología e ingeniería de yacimientos, permitiendo posicionar nuevos pozos, reacondicionar pozos existentes, disminuir el riesgo exploratorio y se establece un cálculo de las reservas extraíbles del subsuelo acorde con la realidad.

En los apartados siguientes se explica la forma como opera cada una de las técnicas citadas anteriormente, así como el resultado de su implementación en un campo petrolífero. Los datos y necesidades son propios de cada yacimiento, pero en esencia, cada una de las herramientas de la metodología propuesta será de igual o mayor utilidad.

Figura 26. Diagrama de la metodología de caracterización estadística de yacimientos



Fuente: Autores del proyecto

3. ANALISIS DE CORRELACIONES CANÓNICAS

El análisis de correlaciones canónicas se propone como una herramienta útil para facilitar y mejorar la interpretación entre variables categóricas. De la muestra de roca disponible se contó con 26 casos (Tabla 10).

El análisis de regresión múltiple mide la relación entre variables regresoras y una variable respuesta o independiente, se puede considerar entonces el análisis de correlaciones canónicas como una generalización del modelo de regresión múltiple; el cual busca establecer la relación entre un conjunto de variables predictoras y un conjunto de variables respuesta (L.G Diaz; 2000). Las Correlaciones Canónicas son diseñadas para ayudar a identificar asociaciones entre conjuntos de variables categóricas. Se calculan las denominadas funciones canónicas, las cuales son una combinación de las variables categóricas metidas al modelo, dichas funciones son ortogonales entre sí, siendo la primera combinación la que mejor explica al sistema y la más sencilla de explicar o interpretar.

Las funciones canónicas son combinaciones lineales de las variables. Frecuentemente, el número necesario de funciones canónicas es pequeño, de dos o tres funciones canónicas para explicar gran parte del comportamiento del sistema.

- Siendo $\mathbf{a^{(i)}}$ **y** $\mathbf{b^{(i)}}$ vectores de coeficientes que determinan el **i-esimo** par de variables canonícas $\mathbf{U_i}$ **y** $\mathbf{V_i}$, para **i=1,…,r**.
- Los **n** valores de **a(i)** o de **b(i)** para todas las observaciones (individuos), son las componentes **a(i)'X** o de **b(i)'Y**.
- Los vectores **a'X** y **b'Y** representan dos puntos de **Rn** (o individuos), pertenecientes a los subespacios **Rm** y **Rn** generados por las columnas de las X y las Y respectivamente.

Encontrar el par de variables canonícas, significa buscar el ángulo de mínimo correlación entre los subespacios Rm y Rn. Mas formalmente, se trata de buscar los coeficiente de a y b tales que el coseno del ángulo formado por a'X y b'Y sea máximo (L.G Diaz; 2000).

Tabla 10. Número de casos utilizados y grupos de variables generados en el análisis de correlaciones canonícas.

Lista de variables

Conjunto		Número de categorías	Nivel de escalamiento óptimo
1	IF	8	Ordinal
	Nº_FRACTURAS	21	Ordinal
	RANGO_LONGITUD	5	Ordinal
	TIPO_FRACTURA	4	Ordinal
2	TR	5	Ordinal
	RELLENO_FRACTURA	4	Ordinal

Fuente: Autores del proyecto

Con la muestra de roca descrita se obtuvo un ajuste de 1.61 respecto a las dimensiones elegidas para el modelo de correlaciones canónicas ejecutadas, este ajuste es aceptable ya que solo 0.39 de la varianza de los datos no es explicado por este modelo. Del ajuste total, el 55% pertenece a la dimensión 1 y un 44 % a la dimensión 2 (Tabla 11).

Tabla 11. Resumen del análisis

Resumen del análisis

		Dimensión		
		1	2	Suma
Pérdida	Conjunto 1	.106	.288	.395
	Conjunto 2	.106	.280	.386
	Media	.106	.284	.390
Autovalores		.894	.716	
Ajuste				1.610

Fuente: Autores del proyecto

El autovalor de la dimensión 1 llega a 0.894 y a 0.716 en la dimensión 2, indicando buena correlación de las variables entre las dos dimensiones analizadas. Según la primera dimensión, el tipo de roca (TR) y el índice de fracturas (IF), son las variables con mayor peso. En la dimensión 2 las variables con mayor peso son el relleno de fractura y el tipo de fractura. Esto también se ve reflejado en las distancias desde el eje de coordenadas a los puntos de cada variable (Tabla 12).

Existe proporcionalidad entre las variables Apertura de Fractura y Rango de Longitud, es decir, las fracturas de mayor apertura son también las de mayor longitud, la proporcionalidad entre el TR y el Nº de Fracturas permite afirmar que a mayor contenido calcáreo tiende a existir mayor número de fracturas. También, se puede afirmar que a mayor IF las fracturas tienden a estar rellenas (gráfico de saturaciones, Figura 27).

Tabla 12. Saturaciones de los componentes indicando el peso de las diferentes variables en el análisis

Saturaciones en componentes

Conjunto		Dimensión 1	Dimensión 2
1	IF[a,b]	-.603	-.111
	Nº_FRACTURAS[a,b]	-.580	.421
	RANGO_LONGITUD[a,b]	.281	.219
	TIPO_FRACTURA[a,b]	.360	.484
2	TR[a,b]	-.871	.357
	RELLENO_FRACTURA[a,b]	-.459	-.749

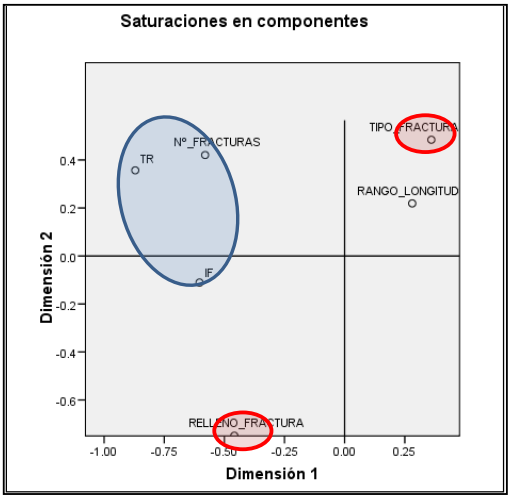
a. Nivel de escalamiento óptimo: Ordinal

b. Proyecciones de las variables cuantificadas simples en el espacio de los objetos

Fuente: Autores del proyecto

Las dimensiones 1 y 2 se constituyen como dos nuevas variables. Variables resultantes e interpretables de las correlaciones canonícas ejecutadas. La dimensión 1 es la variable canoníca que explica el potencial del yacimiento como naturalmente fracturado, con mayores valores en las variables Litotipo (potencial de contener fracturas) e Índice de Fractura (indicando el potencial para que el hidrocarburo se almacene y fluya). La dimensión 2 representa el efecto de deformación de la roca (Tipo de fractura) y relleno mineral y de fluidos en las fracturas (Relleno de fractura).

Figura 27. Gráfico de saturaciones de componentes mostrando la asociación entre variables



Fuente: Autores del proyecto

4. ANÁLISIS DE CORRESPONDENCIA

El procedimiento Análisis de Correspondencias Múltiples crea un mapa de las asociaciones entre categorías de dos o más variables. Genera un mapa similar al del procedimiento Análisis de Correspondencias. Sin embargo, a diferencia del procedimiento que compara categorías de cada variable separadamente, este procedimiento es concerniente a las interrelaciones entre las variables. Usualmente no se utilizan más de dos o tres dimensiones para mostrar la variabilidad de la inercia. Una importante parte del resultado es el mapa de correspondencias en el cual la distancia entre dos categorías es una medida de su similaridad.

4.1 ASOCIACIÓN INTRA-VARIBLE

Para este análisis se utilizaron las variables (IF Índice de fractura y F Tipo de roca), ya que presentan una alta correlación entre ellas de acuerdo al análisis de conglomerados y permite conocer características que influyen en el desempeño del yacimiento ya que de acuerdo al tipo de roca y número de fracturas las propiedades petrofísicas de matriz y fractura de la roca son altamente influenciadas.

La tabla de contingencia muestra la similitud entre índices de fractura en cada uno de los tipos de roca interpretados. Esta indica que el tipo de roca que presenta mayor variedad de índices de fracturas son los (1 y 2) Claystone y Margas. También se interpreta que el mayor fracturamiento se encuentra en los tipos de roca 1, 2 y 5(Claystone, Margas y Wackestone). Tabla 13.

TABLA DE BURT

Tabla 13. Tabla de correspondencia para el índice de fractura IF y el tipo de roca F.

	F.1	F.2	F.3	F.4	F.5	IF.1	IF.2	IF.3	IF.4	IF.5	IF.7	IF.8	IF.9
F.1	19	0	0	0	0	5	3	7	1	1	1	1	0
F.2	0	13	0	0	0	5	5	1	1	1	0	0	0
F.3	0	0	2	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
F.4	0	0	0	2	0	0	0	1	1	0	0	0	0
F.5	0	0	0	0	4	0	0	2	1	0	0	0	1
IF.1	5	5	1	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0
IF.2	3	5	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0
IF.3	7	1	0	1	2	0	0	11	0	0	0	0	0
IF.4	1	1	0	1	1	0	0	0	4	0	0	0	0
IF.5	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0
IF.7	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
IF.8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
IF.9	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1

Fuente: Autores del proyecto

El modelo explica 52 % de la varianza de las variables lo cual es bastante aceptable para la comprensión del yacimiento debido a que la variabilidad de las propiedades de los yacimientos fracturados es muy alta. Los valores propios para la dimensión 1, 2 y 3 son 0.8287, 0.6989 y 0.6796 respectivamente. Tabla 14.

Tabla 24. Resumen de análisis de correspondencia

	Singular		***Chi-***		***Acumulativa***	
Dimensión	*Valor*	*Inercia*	*Cuadrado*	*Porcentaje*	*Porcentaje*	*Histograma*
1	0.8287	0.6868	109.8898	21.7956	21.7956	*******
2	0.6989	0.4885	78.1608	15.5024	37.2980	*****
3	0.6796	0.4618	73.8873	14.6548	51.9528	*****
4	0.6438	0.4145	66.3256	13.1550	65.1079	****
5	0.5000	0.2500	40.0000	7.9336	73.0415	***
6	0.5000	0.2500	40.0000	7.9336	80.9751	***
7	0.5000	0.2500	40.0000	7.9336	88.9087	***
8	0.3562	0.1268	20.2955	4.0254	92.9341	**
9	0.3204	0.1027	16.4296	3.2586	96.1928	*
10	0.3011	0.0906	14.5028	2.8765	99.0692	*
11	0.1713	0.0293	4.6927	0.9308	100.0000	*
TOTAL		3.1512	504.184			

Fuente: Autores del proyecto

4.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE ROCA

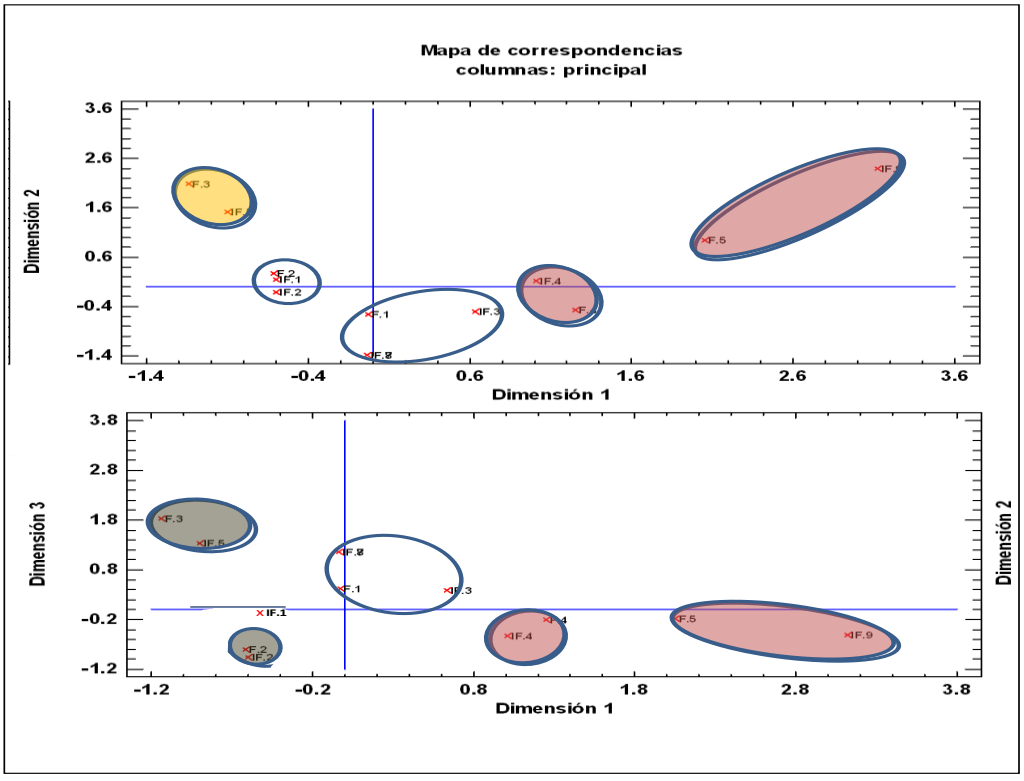
El mapa de correspondencias muestra la asociación de los diferentes litotipos (F) con los diferentes índices de fractura (IF), indicando que en los tipos de roca Claystone y Wackestone, tipos de roca (1 y 5) se asocian a índices de fractura altos (7, 8 y 9), las Margas tipo de roca 2 está asociado principalmente a los índices de fractura bajos (1 y 2). Las Margas con Materia Orgánica y los Mudstone se asocian a índices de fractura medios. (3 y 4). Figura 28.

Se destaca que la dimensión uno es principalmente representada por los mayores índices de fractura y las litologías más calcáreas. Círculos rojos Figura 28. Esto indica que a mayor valor de esta dimensión mejor es la roca como yacimiento en términos de calidad de roca y número de fracturas. La dimensión 3 representa en términos de contenido calcáreo de los litotipos y número de fracturas un

yacimiento de calidad media, ya que encierra los litotipos Margas y Margas con materia orgánica con índices fractura de 2 y 5.

En la evaluación del yacimiento se encuentra que el litotipo calcareo con mayor número de fracturas por pie es el wackestone, pero este no es tan prospectivo debido a su baja proporción en el yacimiento. Los claystone están asociados a 7 y 8 fracturas por pie y se presentan con mayor frecuencia en la formación, siendo las rocas con mayor potencial en el yacimiento. También se puede apreciar que los litotipos menos prospectivo por su número de fracturas y su contenido calcáreo son las Margas y Margas con Materia Orgánica ya que estos litotipos presentan índices de fractura bajos asociados a su litología.

Figura 28. Gráfico de correspondencia indicando la asociación entre los rangos de las variables para todos los núcleos de perforación descritos.



Fuente: Autores del proyecto

4.3 AMARRE ROCA REGISTRO

Las rocas tanto siliciclasticas como carbonatadas presentan propiedades petrofísicas distintas, esto radica principalmente en los procesos sedimentarios para su generación, en síntesis los procesos siliciclasticos son meteorización de la roca madre, transporte, depositación y cementación.

Los carbonatos a diferencia de las rocas siliciclasticas son formadas por procesos de precipitación química. Se destaca que los carbonatos presentan mayores densidades y menores porosidades primarias que las rocas siliciclasticas. La mayoría de los carbonatos presentan propiedades como porosidad y permeabilidad altas de carácter secundario, debido al fracturamiento. Tabla. (15).

Tabla. 15. correlación de las dimensiones canonícas y los registros eléctricos de pozo.

TIPO DE ROCA	NOMBRE DE ROCA	CARACTERISTICA	DENSIDAD	POROSIDAD	PERMEABILIDAD	RESPUESTA DE REGISTROS ELECTRICOS
CARBONATOS	CALIZA	Principalmente Calcita ($CaCO_3$)	2.71	3 - 15 %	Variable, Gen elevada	Baja porosidad, de matriz
	DOLOMITA	Posee carbonato de magnesio	2.87	3 - 15 %	Variable, Gen elevada	Baja porosidad, de matriz
SILICICLASTICAS	ARENISCA	Partículas de 0.02 - 2 mm	2.65	8 - 38 %	Elevada	Sílice, bajas resistividades
	LUTITA - ARCILLA	Partículas menores a 0.074 mm	2.7	40 - 45 %	Muy Baja	Alta Radioactividad

Fuente: Autores del proyecto

Por medio de los análisis de Correlaciones canonícas y Correspondencia Múltiple se realizó el ajuste roca registro, es decir, se identificaron las características de las rocas por medio de correlaciones realizadas entre los registros eléctricos y las dimensiones canonícas determinadas.

Por medio del análisis de las dimensiones canonícas se explica las características multivariadas de los núcleos de perforación los cuales caracterizan las rocas en el subsuelo. La dimensión canónica uno representa el potencial petrolífero del yacimiento ya que la explica las variables Tipo de Roca e Índice de Fractura y la dimensión canónica dos baja representa el efecto tectónico de la zona y relleno de los diferentes fluidos en las fracturas, ya que explica principalmente las variables Relleno de Fractura y Tipo de Fractura.

Tabla. 16. Correlación de las dimensiones canonícas y los registros eléctricos de pozo.

	DIMENSION 1	DIMENSION 2	GR	NPHI	RESD	RHOB
DIMENSION 1		-0.1204	-0.5203	0.6454	-0.5866	0.2791
		(49)	(49)	(49)	(49)	(49)
		0.4101	0.0001	0.0000	0.0000	0.0521
DIMENSION 2	-0.1204		0.4099	-0.3572	0.3569	-0.0684
	(49)		(49)	(49)	(49)	(49)
	0.4101		0.0034	0.0117	0.0118	0.6406
GR	-0.5203	0.4099		-0.5898	0.4985	-0.3569
	(49)	(49)		(49)	(49)	(49)
	0.0001	0.0034		0.0000	0.0003	0.0118
NPHI	0.6454	-0.3572	-0.5898		-0.9013	0.0174
	(49)	(49)	(49)		(49)	(49)
	0.0000	0.0117	0.0000		0.0000	0.9057
RESD	-0.5866	0.3569	0.4985	-0.9013		-0.1778
	(49)	(49)	(49)	(49)		(49)
	0.0000	0.0118	0.0003	0.0000		0.2216
RHOB	0.2791	-0.0684	-0.3569	0.0174	-0.1778	
	(49)	(49)	(49)	(49)	(49)	
	0.0521	0.6406	0.0118	0.9057	0.2216	

Fuente: Autores del proyecto

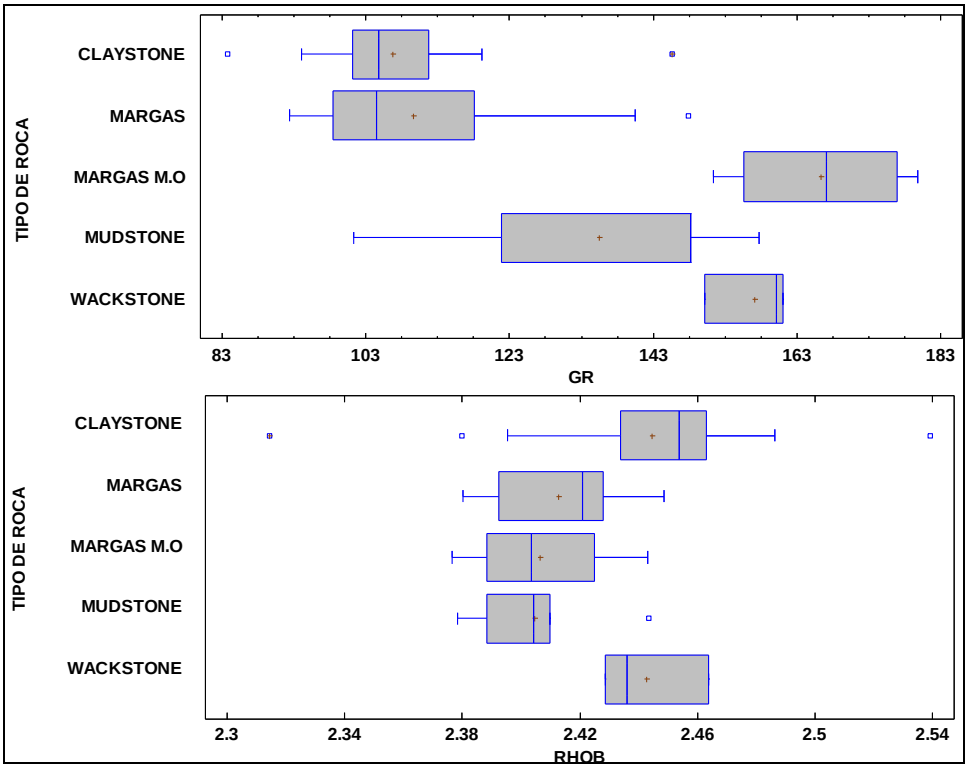
El análisis de correlaciones canonícas, en este caso en particular, proporcionó 2 funciones las cuales aplicándolas a las variables de núcleos de roca (TR, IF, Relleno de fractura, Tipo de Fractura y Rango de longitud) se consigue convertir estas variables categóricas a variables continuas y de esta manera poder correlacionar mejor con las variables de pozo (Registros eléctricos) las cuales son variables continuas. Con estas correlaciones se logra observar el grado de semejanza en el cambio de las variables entre ellas.

Para este estudio se realizó una correlación utilizando las 2 funciones canonícas definidas en el capítulo anterior y los registros eléctricos de pozo (GR, NPHI, RESD y RHOB) Tabla. (16).

El registro eléctrico GR, mide la radiactividad natural de las rocas, la cual se presenta principalmente en presencia de uranio (U), torio (TH), y Potasio (K), estos componentes se encuentran en las arcillas o albergados en las fracturas, debido a que estos elementos se encuentran expuestos al transporte dado por las aguas subterráneas en forma de sales minerales y depositándolos en las fracturas. Se describe que las rocas con mayor contenido calcáreo (Wackestone y Mudstone) presentan altos valores de GR, característica que es particular cuando se presentan minerales radiactivos dentro de la fractura. Figura (29).

La resistividad de las formaciones se ven afectada por características de los fluidos que estás contienen tales como: salinidad, dureza, contenido de elementos metálicos etc., mostrando en zonas con hidrocarburo mayor resistividad que en zonas que contienen agua ya que en este caso el agua de formación es de baja salinidad . En la figura (30), se puede apreciar que las litologías más calcáreas presentan mayor resistividad de la formación que las litologías con mayor contenido arcilloso.

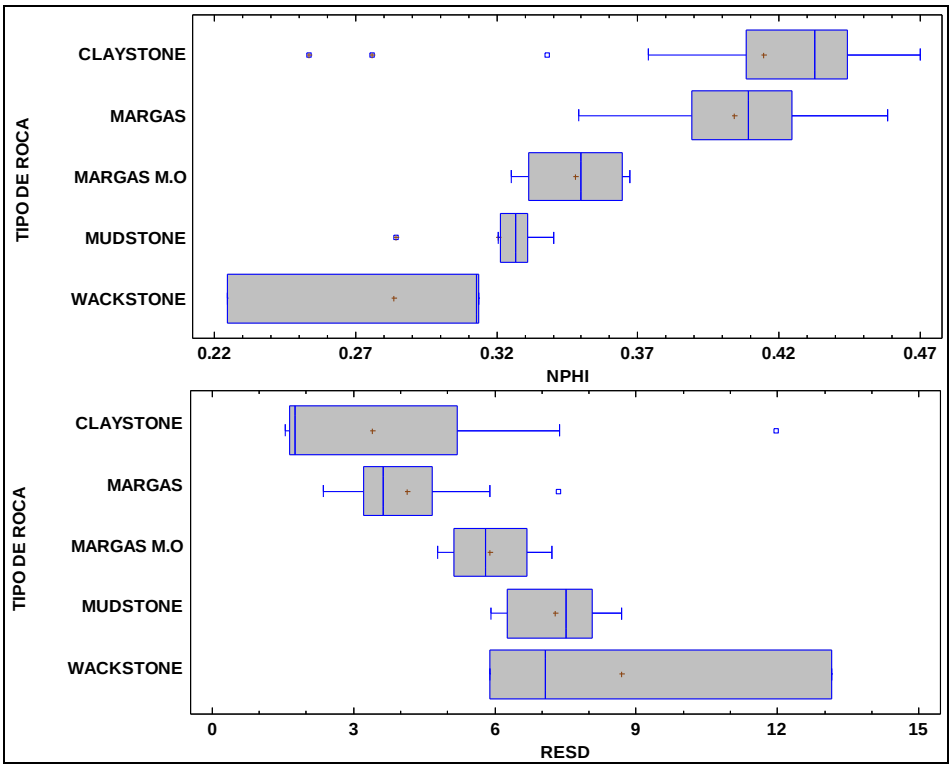
Figura 29. Box plots de los registros eléctricos GR y RHOB seleccionando los tipos de roca



Fuente: Autores del proyecto

La correlación lineal de la función canoníca y el registro eléctrico de porosidad (NPHI) presenta tendencia positiva lo que indica que altos valores de la función canoníca 1 se presentan altos valores del registro NPHI, esto señala que bajos valores de la función canoníca 1 representa las litologías más calcáreas ya que estas por su naturaleza poseen menor porosidad total.

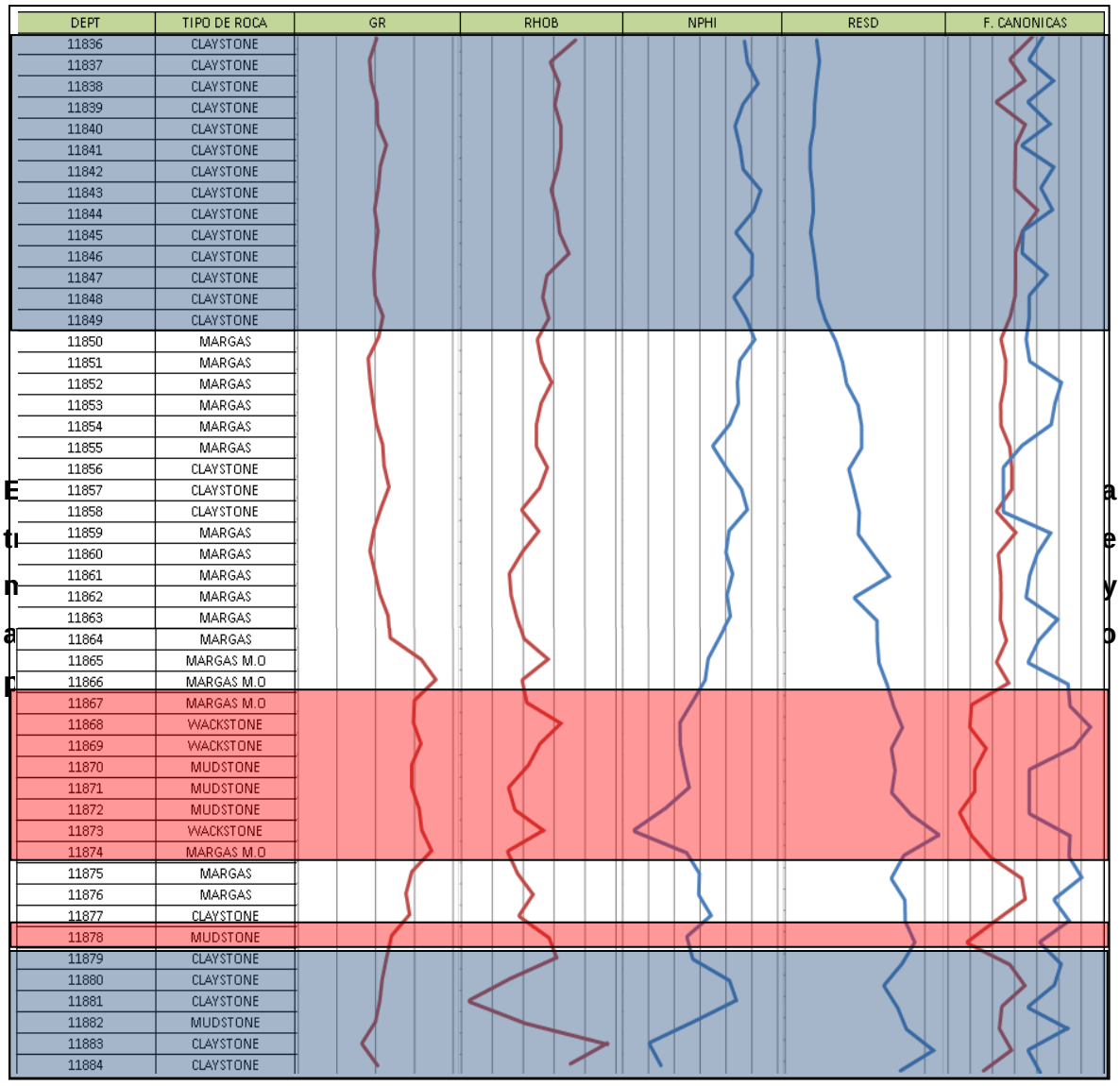
Figura 30. Box plots de los registros eléctricos NPHI y RESD seleccionando los tipos de roca



Fuente: Autores del proyecto

De manera general la correlación lineal entre los registros eléctricos de pozos y las funciones canonícas indica que a valores menores en la variable dimensión 1 los registros eléctricos NPHIE y RHOB presentan valores bajos y el registro eléctrico GR presenta valores altos, tal como lo muestra el resaltado en rojo en la Figura (31). Esto demuestra que valores bajos de la dimensión 1 representa los tipos de roca con mayor potencial petrolífero, ya que identifica los tipos de roca mas calcáreo asociados a mayor índice de fracturamiento, característicos por presentar valores de GR altos y bajos valores de NPHI y RHOB. Por el contrario los tipos de roca con menor potencial petrolífero se encuentran representados por altos valores de la función canoníca 1, franjas azules de la Figura (31).

Figura 31. Respuesta de registros eléctricos y funciones canonícas en un pozo petrolífero.



DEPT	TIPO DE ROCA	GR	RHOB	NPHI	RESD	F. CANONICAS
11836	CLAYSTONE					
11837	CLAYSTONE					
11838	CLAYSTONE					
11839	CLAYSTONE					
11840	CLAYSTONE					
11841	CLAYSTONE					
11842	CLAYSTONE					
11843	CLAYSTONE					
11844	CLAYSTONE					
11845	CLAYSTONE					
11846	CLAYSTONE					
11847	CLAYSTONE					
11848	CLAYSTONE					
11849	CLAYSTONE					
11850	MARGAS					
11851	MARGAS					
11852	MARGAS					
11853	MARGAS					
11854	MARGAS					
11855	MARGAS					
11856	CLAYSTONE					
11857	CLAYSTONE					
11858	CLAYSTONE					
11859	MARGAS					
11860	MARGAS					
11861	MARGAS					
11862	MARGAS					
11863	MARGAS					
11864	MARGAS					
11865	MARGAS M.O					
11866	MARGAS M.O					
11867	MARGAS M.O					
11868	WACKSTONE					
11869	WACKSTONE					
11870	MUDSTONE					
11871	MUDSTONE					
11872	MUDSTONE					
11873	WACKSTONE					
11874	MARGAS M.O					
11875	MARGAS					
11876	MARGAS					
11877	CLAYSTONE					
11878	MUDSTONE					
11879	CLAYSTONE					
11880	CLAYSTONE					
11881	CLAYSTONE					
11882	MUDSTONE					
11883	CLAYSTONE					
11884	CLAYSTONE					

E **a**
t **e**
n **y**
a **o**
p

Fuente: Autores del proyecto

5. ANÁLISIS DE DISCRIMINANTE

El análisis discriminante es una técnica de clasificación que permite agrupar los elementos de una muestra en dos o más categorías diferentes predefinidas en una variable no métrica (Litotipos) en función de una serie de variables independientes métricas (registros de pozo) combinadas linealmente.

El discriminante utiliza los valores conocidos de las variables independientes para inferir la presencia de cada categoría.

En este caso se infiere cada categoría de tipo de roca (Marga, Claystone, Mudstone ó Wackstone) utilizando cada caso muestreado con registros de pozos y datos sísmicos del yacimiento. Se pudo conocer la resolución que los datos sísmicos captan cada vez que los atributos sísmicos indican la presencia de fracturas.

Para la aplicación de un análisis discriminante se asume:

- Normalidad de variables independientes
- Linealidad de relaciones de variables independientes
- Ausencia de multicolinealidad entre variables independientes
- Matrices de igual dispersión para las poblaciones de los grupos

Los registros de pozo como variables independientes tiene distribución normal una vez segmentados por litotipo, la linealidad entre estas variables es aceptable.

Un análisis discriminante contempla el cálculo de:

- **Funciones discriminantes:** son combinaciones lineales entre las variables independientes capaces de clasificar otros individuos, donde la función de mayor valor define el grupo a que pertenece.

Las funciones discriminantes son funciones de Fisher, la siguiente ecuación es del tipo:

$$D_i=\mu_1 X_{1i} + \mu_2 X_{2i} + \ldots + \mu_k X_{ki}$$

Donde D_i es la puntuación correspondiente a la observación i-esima, cada X_i representa a cada variable y μ_i es el peso que se otorga a cada variable en cada función Discriminante

Fisher obtiene los μ_i maximizando la razón de la variabilidad entre grupos respecto de la variabilidad intragrupos, con lo que se obtiene un eje discriminante de forma que las distribuciones proyectadas sobre sí mismo esté lo más separadas posible entre sí (mayor variabilidad entre grupos) y al mismo tiempo, que cada una de las distribuciones esté lo menos dispersa (menor variabilidad dentro de cada grupo).

- **Puntuaciones Discriminantes:** Son los valores que se obtienen al relacionar cada variable dependiente ($\mathbf{X_1, X_2, \ldots, X_K}$) a la ecuación:

$$D_i=\mu_1 X_{1i} + \mu_2 X_{2i} + \ldots + \mu_k X_{ki}$$

Las puntuaciones discriminantes se corresponden con los valores obtenidos al proyectar cada punto del espacio k-dimensional de las variables originales sobre cada eje discriminante.

- **Centros de Gravedad o Centroides (vector de medias):** Son los estadísticos básicos que resumen la información sobre los grupos. Con lo que para cada grupo se obtiene una media multidimensional tal que cada función de centroides está representada con la media de cada grupo:

$$D_l = \mu_1 \bar{\lambda}_{1,l} + \mu_2 \bar{\lambda}_{2,l} + \ldots + \mu_k \bar{\lambda}_{k,l}$$

Donde D_l es el centroide para el Grupo I y cada $\bar{\lambda}$ es la media de cada variable respecto al Grupo I.

- **Punto de Corte Discriminante:** el punto de división entre cada grupo está dado por la distancia media entre centroides (D1 y D2), en base a la distancia entre los centroides se establece un corte poblacional que consiste en identificar aquel sector en el que hay menor probabilidad en que los grupos se traslapen entre sí:

$$C = \frac{D1 + D2}{2}$$

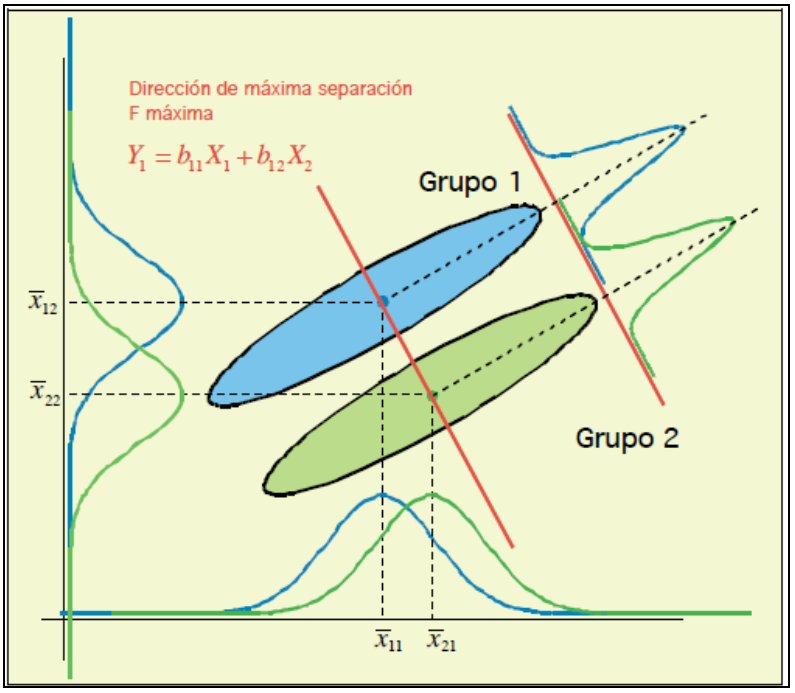
Donde, C es el punto de corte entre los grupos 1 y 2

- **Validación de Resultados:** Validación cruzada y diferencias de grupos perfilados

En la Figura 32 se indica un ejemplo hipotético para dos grupos que están siendo separados por dos funciones discriminantes, (1) en el eje x, la función que mejor explica la varianza y (2) en el eje y, la segunda mejor función; siendo cada función una combinación lineal entre todas las variables predictoras. En el caso del

campo TN cada función discriminante va a ser una combinación lineal entre los registros de pozo NPHI, RHOB, GR y RESD. En la Figura 32 también se indica la presencia de dos centroides equivalentes para los Grupos 1 y 2, siendo la mitad de la distancia entre ellos el punto de corte.

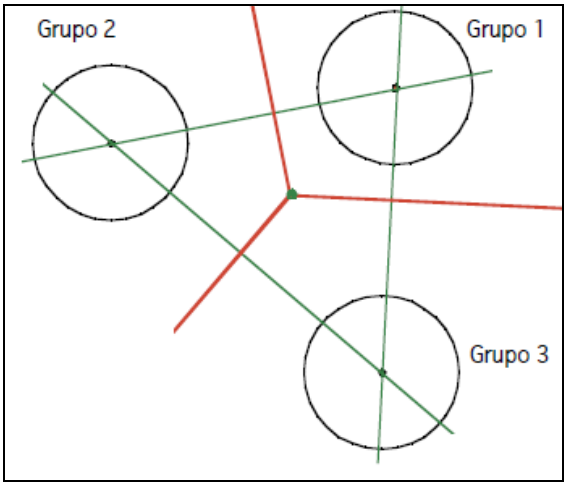
Figura 322. Ejemplo esquemático de la generación de un análisis discriminante.



Fuente: Autores del proyecto

En la Figura 33 se puede apreciar el concepto de funciones de separación entre centroides, tal separación para tres grupos equivale a usar tanto la distancia entre centroides vecinos como la distancia entre polígonos de centroides haciendo que para separar cada tres grupos se necesiten dos funciones de centroides.

Figura 33. Cuando el número de grupos a separar es mayor a dos se hace necesaria usar el centro de los polígonos formado entre los centroides. En rojo se muestran las funciones de centroide resultantes.



Fuente:

5.1 EXTRAPOLACIÓN DE LITOTIPOS A PARTIR DE ANÁLISIS DISCRIMINANTE

En el Campo TN se definieron tres funciones discriminantes, donde la primera explica el 75,9% de la Varianza, la Segunda explica un 20,8% y la tercera explica el 3,3% restante (Tabla 17).

Tabla 17. Comportamiento, correlación y grado de explicación de las funciones discriminantes.

Autovalores

Función	Autovalor	% de varianza	% acumulado	Correlación canónica
1	2,090[a]	75,9	75,9	,822
2	,572[a]	20,8	96,7	,603
3	,092[a]	3,3	100,0	,290

a. Se han empleado las 3 primeras funciones discriminantes canónicas en el análisis.

Fuente: Autores del proyecto

En la Tabla 18 se muestra el porcentaje de explicación que el modelo estadístico por análisis discriminantes le da a la separación en los cinco Litotipos, teniendo los registros de pozo como variables independientes. De tal forma, que las funciones de este modelo explica en un 86.96% a los claystone, en un 100% a las margas, 83.33% a las margas carbonosas, 100% a los wackstone y 60% a los mudstone.

En la matriz de la Tabla 18 se muestra el porcentaje de discriminación cruzada alcanzado. La discriminación cruzada se refiere al resultado obtenido de ejecutar el modelo discriminante a datos que han sido escondidos al cálculo, es decir, son datos fantasma usados para establecer el grado de confiabilidad del modelo. Observe que a pesar de ser datos que no fueron usados en el análisis tienen un porcentaje de discriminación alto. En la Figura 34 se muestra cada uno de los grupos de Litotipos separados con el análisis discriminante. Los ejes del mapa de territorios corresponde a las dos primeras función discriminantes, las líneas rojas son las funciones de centroídes. Los puntos verdes son los centroídes de cada uno de los Litotipos.

Tabla 18. Porcentaje de discriminación de las funciones discriminantes a los Litotipos predefinidos.

Porcentaje de Discriminación

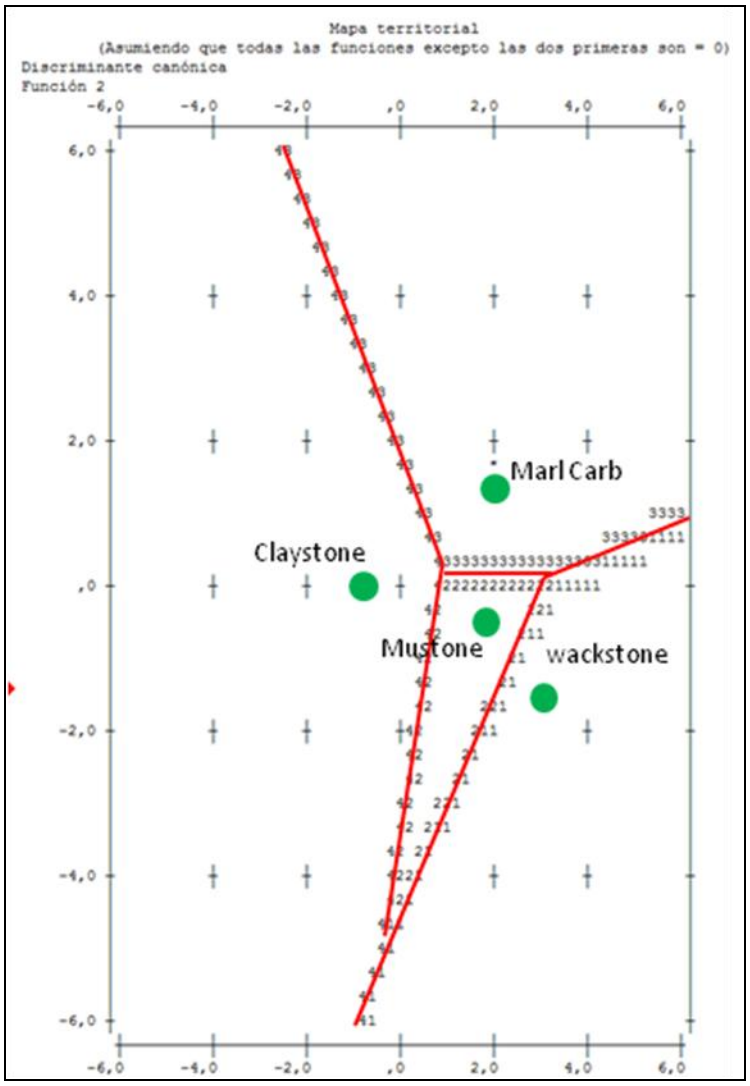
Referencia \ Test	7	5	6	3	4	Total :
7	**86.96**	4.35		4.35	4.35	100.00
5		**100.00**				100.00
6			**83.33**		16.67	100.00
3				**100.00**		100.00
4			40.00		**60.00**	100.00
	-	-	-	-	-	-

Porcentaje de Discriminación Cruzada

Referencia \ Test	7	5	6	3	4
7	**100.00**	6.67		20.00	20.00
5		**93.33**			
6			**71.43**		20.00
3				**80.00**	
4			28.57		**60.00**
Total :	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Fuente: Autores del proyecto

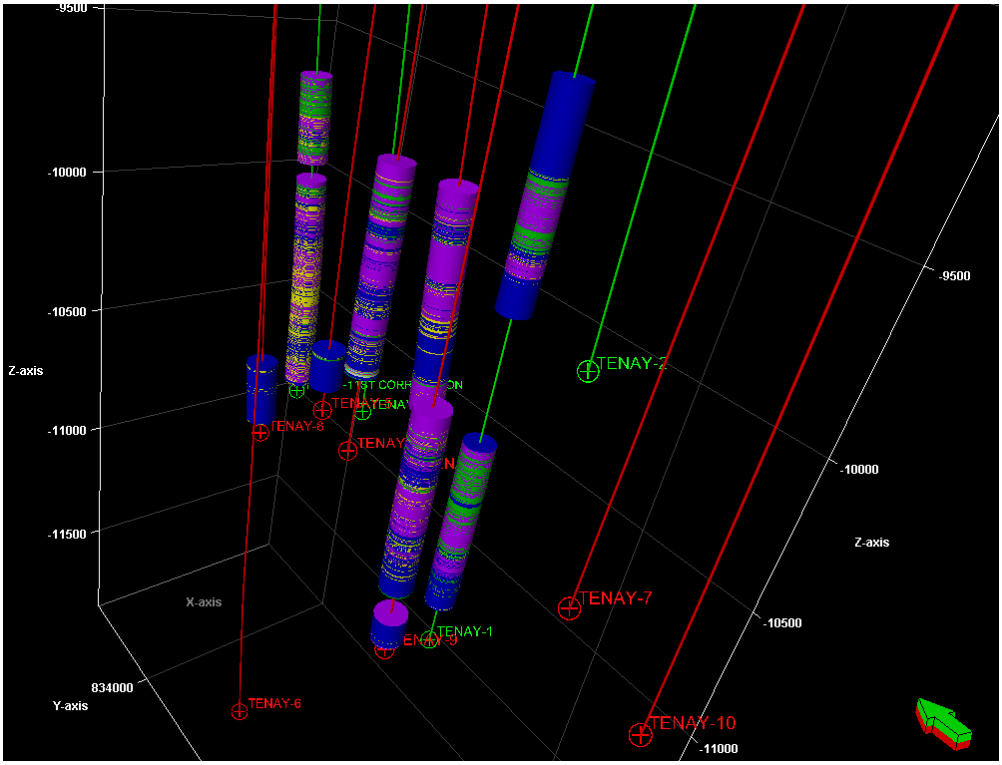
Figura 343. Grupos de litotipos separados a partir de análisis discriminante.



Fuente: Autores del proyecto

Después de tener Litotipos en un sector del pozo TN-11, el análisis discriminante ahora permite tener Litotipos no sólo para el resto de este pozo, sino también para los pozos TN-1, TN-3, TN-5, TN-8, TN-9 y TN-12, lo cual aumenta considerablemente la forma en que se entiende al yacimiento. En la Figura 35 se muestra una vista tridimensional de los Litotipos extrapolados al campo TN.

Figura 354. Litotipos extrapolados para el Campo TN.



Fuente: Autores del proyecto

5.2 EXPLICACIÓN A PARTIR DE ANÁLISIS DISCRIMINANTE DEL GRADO DE IDENTIFICACIÓN DE FRACTURAS POR MEDIO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS

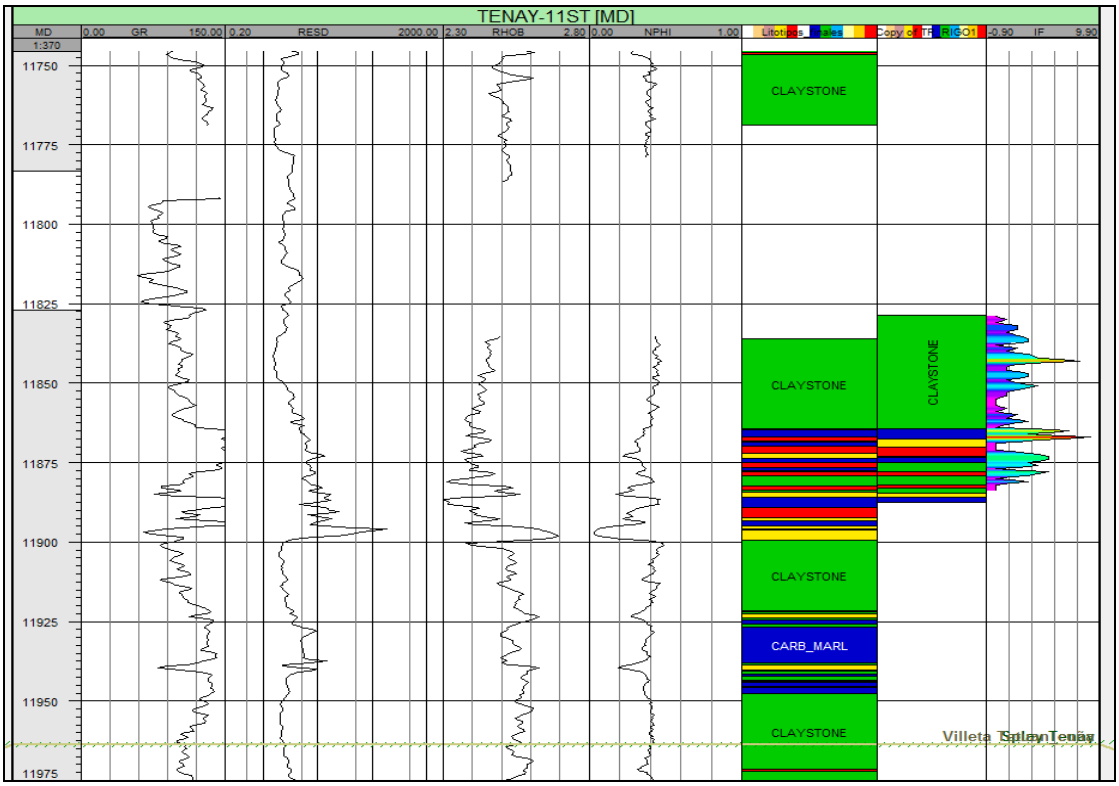
Una vez que se cuenta con un Cubo tridimensional de fracturas estimado con datos sísmicos (ver capítulo 2.3), la preocupación gira en torno a explicar el rango de intensidad de fracturas que los datos sísmicos son capaces de captar, es decir, siendo este un dato cuya resolución vertical (no así la lateral) es mucho más baja que los núcleos de perforación y registros de pozo, era necesario saber cuántas fracturas estaba captando cada tren en el cubo.

Para ello, se propone el establecimiento de un análisis discriminante e identificar por medio de la cercanía entre los centroides un estimador del grado de separación de fracturas.

Entonces, Se tomó como variables categórica dependiente a la intensidad de fracturas extraídas a partir de datos de pozo y como variables independientes a los cubos de fracturas tridimensionales estimadas a partir de los atributos sísmicos de Curvatura, Ant-Tracking, Varianza y Envelope.

En la Figura 36 se muestran en los primeros cuatro Tracks los registros de pozo, en los Tracks 5 y 6 se ponen los Litotipos extrapolados y los Litotipos observados y finalmente en el Track-7 la intensidad de fracturas observada en los núcleos de perforación esta última es una variable categórica que consiste en diez grupos, los cuales van desde 0 a 9 fracturas/ft.

Figura 36. En los cuatro primeros tracks los registros de pozo, en los Tracks 5 y 6 los Litotipos extrapolados y los observados en núcleos de perforación y en el Track 7 la intensidad de fracturas observada en núcleos de perforación.



Fuente: Autores del proyecto

En base al análisis discriminante, se definieron dos funciones discriminantes donde la primera es capaz de explicar el 64% de la Varianza y la segunda está explicando el 36% restante (Tabla 19). Al observar el mapa territorial de la separación de la cantidad de fracturas como variable objetivo mostrado en la Figura 37, se puede notar que los centroides de las intensidades de fractura están muy cerca, lo cual era de esperarse ya que como se ha venido mencionando la resolución de la sísmica es bastante menor a la resolución de los núcleos de perforación y de los registros de pozo.

Tabla 19. Grado de explicación de las funciones discriminantes definidas para determinar el grado de separación posible a partir de datos sísmicos.

Autovalores

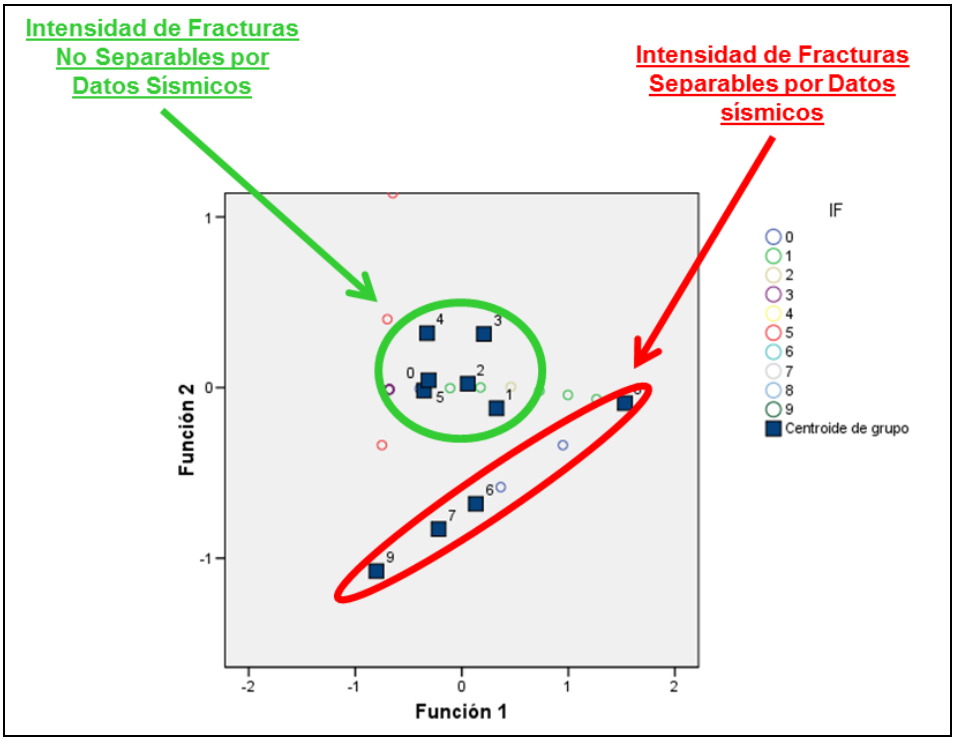
Función	Autovalor	% de varianza	% acumulado	Correlación canónica
1	,099[a]	64,0	64,0	,301
2	,056[a]	36,0	100,0	,230

a. Se han empleado las 2 primeras funciones discriminantes canónicas en el análisis.

Fuente: Autores del proyecto

Finalmente, se establece que a la resolución de los datos sísmicos, los centroides de las intensidad de fracturas de 0, 1, 2, 3, 4 y 5 fracturas/ft no son separables y que a la resolución de datos sísmicos sólo es posible establecer una separación para cantidades de fractura superiores a 6 fracturas/ft, de esta forma se explica que cuando el número de fractura en menor a 6 Fracturas/ft la intensidad de Fracturamiento no es percibida por el dato sísmico, mientras que cuando la cantidad de fracturas es superior a 5 fracturas/ft se establece que la intensidad de fracturas es alta y percibida por el dato sísmico como lineamientos de trenes de fracturas compuestos por al menos 6 fracturas/ft (ver Figura 37).

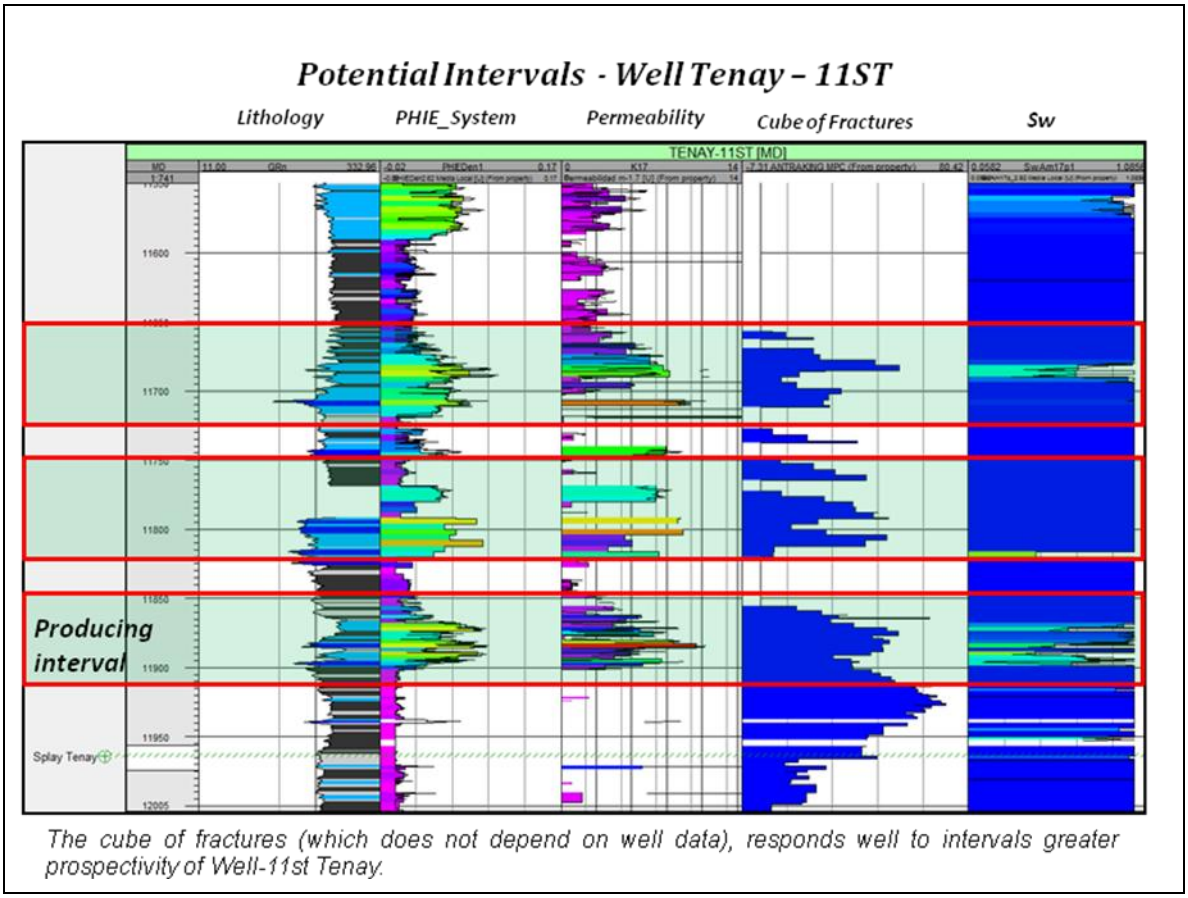
Figura 37. Los centroides que tienden a estar muy cerca se asumieron dentro del rango de una intensidad de fracturas baja y el resto de los grupos fueron divididos en categorías de medio y alta intensidad de fracturas.



Fuente: Autores del proyecto

En las Figuras 38 se muestran los litotipos extrapolados y las propiedades porosidad, permeabilidad, saturación de agua y un pseudo registro extraído del cubo de fracturas a lo largo de la trayectoria del pozo TN-11. Se observa cómo el cubo de fracturas responde en los intervalos donde la porosidad y la permeabilidad son altas, también se nota que cuando estas mismas propiedades son bajas el cubo de fracturas no responde; Con lo que se puede afirmar que el cubo sísmico es un muy buen estimador áreal de la propagación de los trenes de fracturas más importantes del yacimiento.

Figura 38. Litotipos extrapolados (track-1) y las propiedades porosidad (track-2) permeabilidad (track-3), pseudo registro extraído del cubo de fracturas (track-4) saturación de agua (track-5).



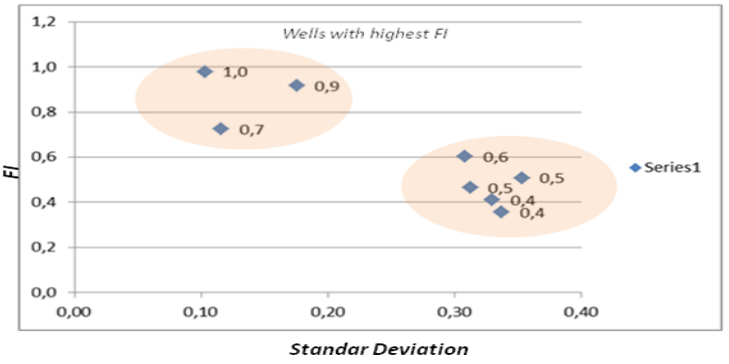
Fuente: Autores del proyecto

Una vez que se conoció el grado de separación que tiene el cubo de fracturas se estableció un índice de ranking de pozos a ser intervenidos. Tal índice se estableció entre la media y la desviación estándar de cubo de fracturas. De tal forma que se espera que los pozos con mayor media y menor desviación estándar de intensidad de fracturas sean los pozos más importantes del yacimiento. De tal forma, se establece que según este ranking los primeros tres pozos a ser intervenidos son TN-1, TN-2, y TN-3 respectivamente (Figura 39).

Al comparar el ranking de pozos con respecto a la posición en la que se encuentra cada pozo en la trampa, se puede notar que los pozos más importantes están asociados a la cercanía con las fallas que limitan al yacimiento, lo cual es entendible ya que las zonas de falla son normalmente los sectores que más tienden a fracturarse por efecto de las fuerzas tectónicas (Figura 40).

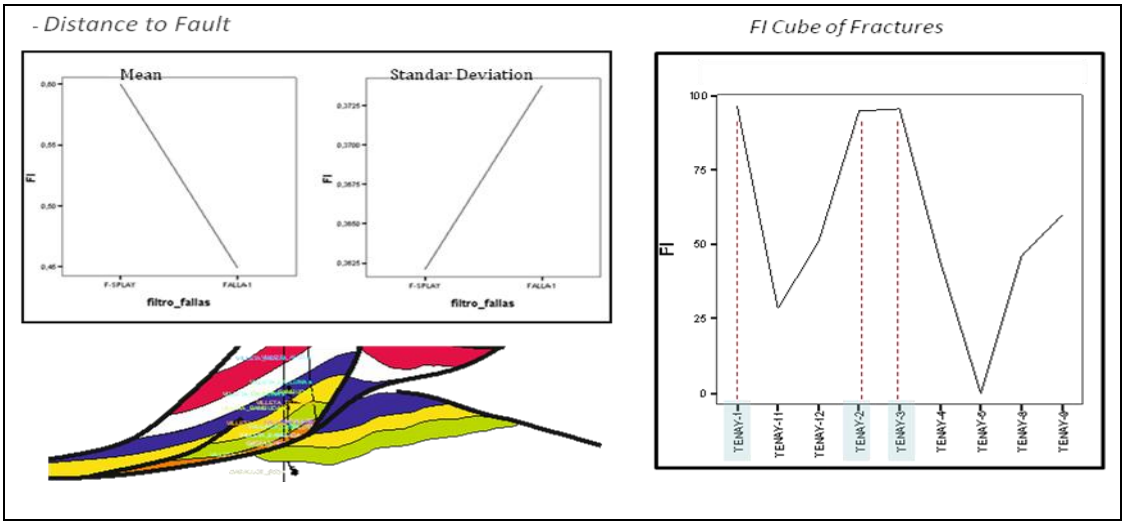
Figura 59. Ranking de pozos a Intervenir según media y desviación estándar de la Intensidad de Fracturas.

Well	Mean	Std Dev	DIV
TENAY-1	1,0	0,10	9,48
TENAY-2	0,7	0,12	6,25
TENAY-3	0,9	0,18	5,22
TENAY-9	0,6	0,31	1,95
TENAY-12	0,5	0,31	1,49
TENAY-8	0,5	0,35	1,44
TENAY-4	0,4	0,33	1,25
TENAY-11	0,4	0,34	1,06



Fuente: Autores del proyecto

Figura 406. Ranking de pozos de acuerdo a la relación entre la intensidad de fracturas y la cercanía a las fallas límites del yacimiento.



Fuente: Autores del proyecto

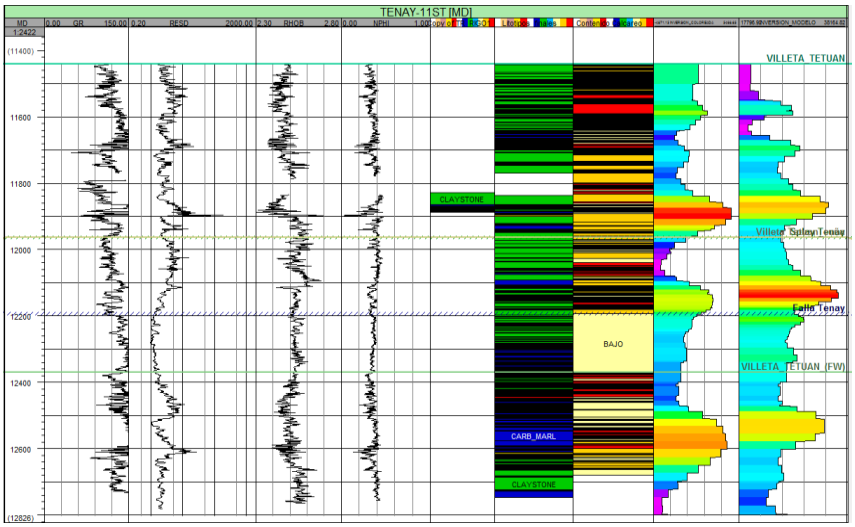
6. ANÁLISIS DE CONGLOMERADOS

6.1 PROPAGACIÓN DE CALIDAD DE ROCA EN DATOS SÍSMICOS A PARTIR DE ANÁLISIS DE CONGLOMERADOS

Tomando como punto de partida a los Litotipos Extrapolados a los pozos del yacimiento, ahora la intensión se centró en darle una propagación espacial a las características de las rocas al resto del yacimiento. Para ello, se saca provecho de la Impedancia acústica, la cual es una propiedad derivada de los datos sísmicos 3D y que por tanto nos proporciona un componente tridimensional que los pozos no tienen más allá de su trayectoria.

El principal problema de usar datos sísmicos es que su resolución vertical es mucho menor que la proporcionada por los registros de pozo (Figura 42), por lo que se optó por trabajar con un análisis de conglomerados, de tal forma, que los tres conglomerados calculados son una representación del contenido calcáreo bajo, medio y alto en la Formación Tetuán. Entonces, se toma como variable objetivo a los litotipos extrapolados y como variables independientes al cubo de Impedancia Acústica Basada en el Modelo Estructural y la Impedancia Acústica Coloured.

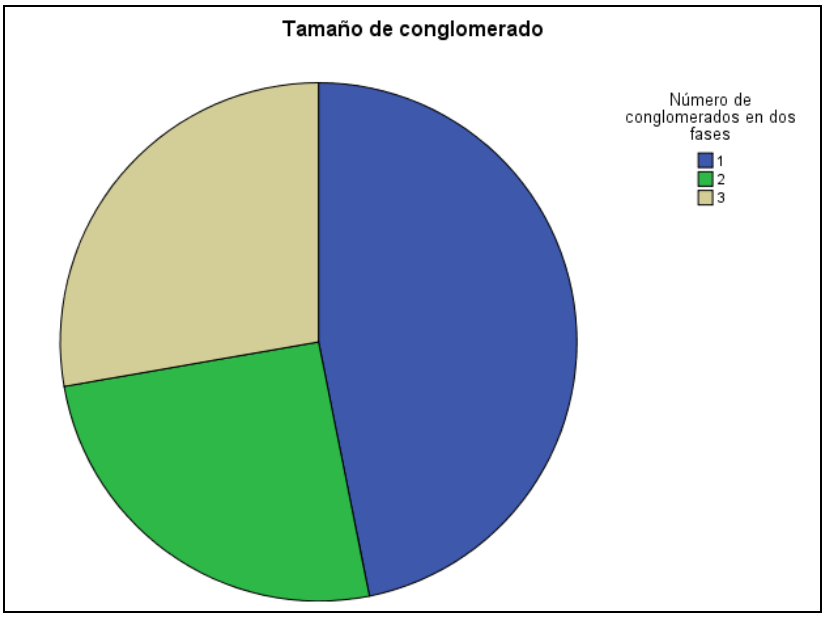
Figura 417. Observe como la cantidad de información en registros de pozo es mucho más alta que la información suministrada por los atributos sísmicos de los últimos dos Tracks.



Fuente: Autores del proyecto

En base a las dos Impedancias se plantea la generación de un análisis de conglomerados en dos fases, teniendo a los Litotipos como variables categóricas y a las impedancias como variables continuas. De esta forma, queda estipulado que el conglomerado-1 representa a las rocas de bajo contenido calcáreo, el conglomerado-2 a las de contenido calcáreo medio y el conglomerado-3 a las rocas con un contenido calcáreo alto del yacimiento (geológicamente se espera que las rocas de mayor contenido calcáreo son las que mayor tendencia a fracturarse tienen y por ello son las rocas más importantes para este estudio).

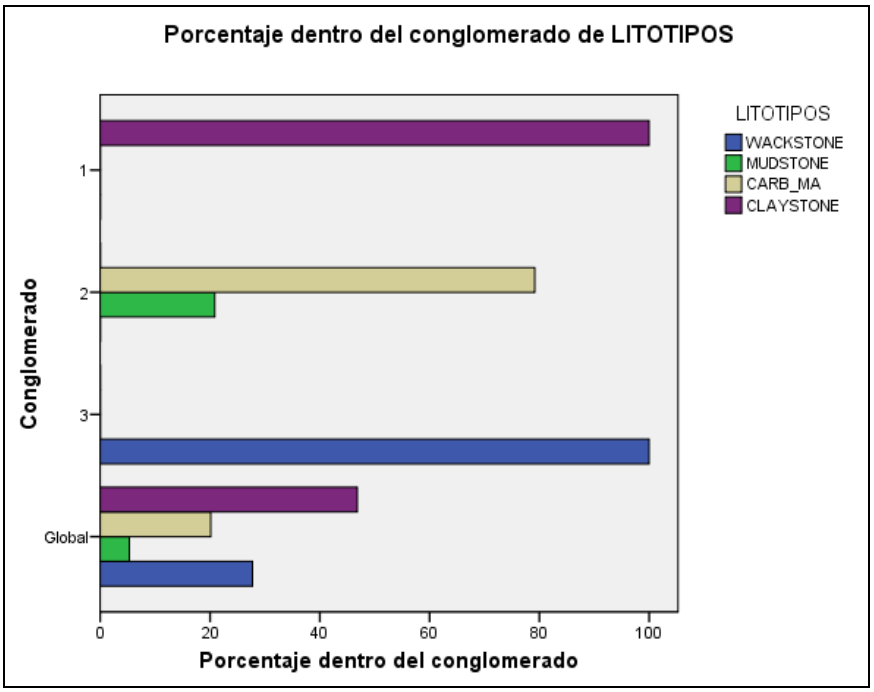
Figura 428. Proporción entre los tres conglomerados generados para separar el grado de contenido calcáreo estimado a partir de los atributos sísmicos.



Fuente: Autores del proyecto

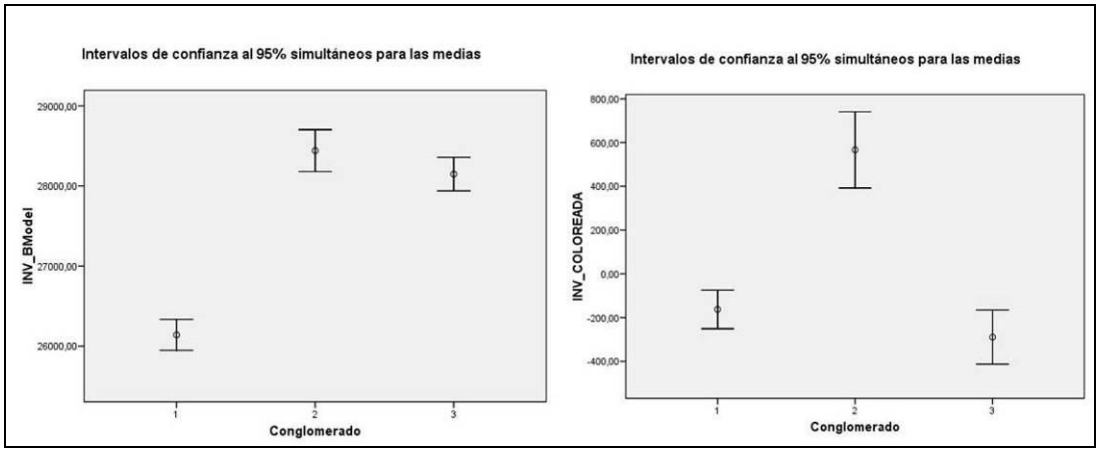
En la Figura 43 se explica el porcentaje de los Litotipos que han sido destinados a cada conglomerado. Se advierte que el conglomerado-1 está compuesto en mayor parte por Claystone, el conglomerado-2 por los Litotipos mudstone y Margas Carbonosas; Finalmente el conglomerado-3 está principalmente compuesto por los wackstone. En la Figura 44 se puede entender la razón por la cual fue necesaria la utilización de dos tipos de impedancia y no una sola. Si solamente se hubiese usado la impedancia basada en el modelo se habría podido separar las rocas de menor contenido calcáreo, pero no se habría podido establecer una separación entre las rocas de contenido calcáreo medio y alto; al incorporar la segunda impedancia al modelo se logró esta separación (Figura 45).

Figura 439. Porcentaje de cada uno de los Litotipos asignados a los diferentes conglomerados generados.



Fuente: Autores del proyecto

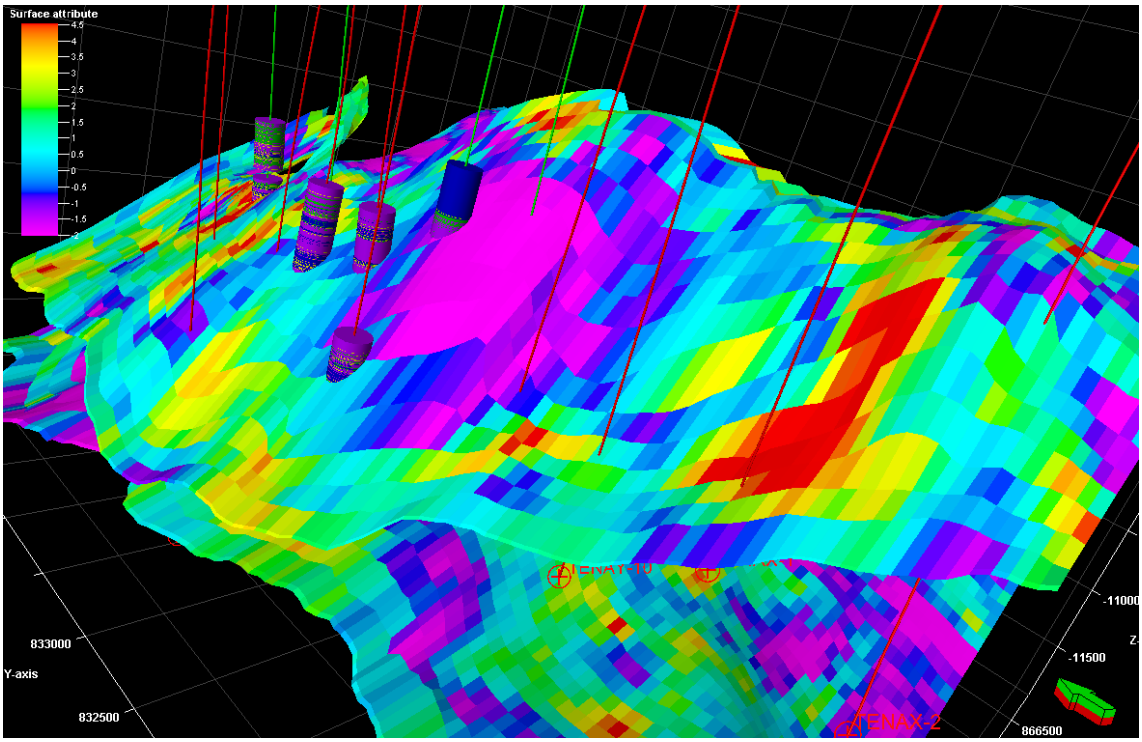
Figura 4410. Rangos a un 95% de confianza para cada uno de los conglomerados generados. En A) se muestra la Impedancia Basada en el Modelo y en B) la impedancia Coloreada.



Fuente: Autores del proyecto

Al aplicar las funciones de los conglomerados sobre los cubos de impedancia acústica se obtiene un cubo sísmico de contenido calcáreo. En la Figura 46 se muestra una superficie tridimensional con el contenido calcáreo de las rocas, además se muestra la correspondencia con los Litotipos extrapolados de los pozos. En la Figura 46 los tonos fucsia señalan la posición de las rocas de menor contenido calcáreo y los tonos amarillos y rojos señalan las rocas de mayor contenido calcáreo, las cuales resultan ser las rocas más importantes para este estudio.

Figura 4511. Vista tridimensional para el grado de contenido calcáreo de las rocas de la Formación Tetuán en el Campo TN. También se muestran los Litotipos extrapolados de los pozos. Los tonos fucsia indican la posición de las rocas de menor contenido calcáreo y el tono amarillo y rojo posición de las rocas con mayor contenido calcáreo.



Fuente: Autores del proyecto

7. CONCLUSIONES

- La Metodología plateada por medio de modelos estadísticos de correlaciones canonícas y correspondencia múltiple aporta una explicación a la forma en que se relacionan los tipos de roca, número de fracturas por pie de roca descrita y los registros eléctricos de pozo, con ello se definen zonas con alto potencial para producir hidrocarburos en pozos de estos yacimientos. Igualmente la metodología incorporando Modelos de análisis discriminante y conglomerados en dos fases, implementadas con variables predictoras como registros de pozo, cubos de impedancia acústica y cubos de atributos sísmicos 3D, determina la geometría y distribución de los litotipos presentes en el subsuelo, para así definir donde se encuentran las mayores acumulaciones de hidrocarburo en el yacimiento.

- El análisis de correspondencias permitió conocer la asociación entre variables categóricas, donde en el caso de nuestro estudio revelo que existe asociación de los diferentes litotipos con los diferentes índices de fractura, definiendo que los litotipos Claystone y Wackestone se asocian a índices de fractura altos, los Mudstone se asocian a índices de fractura medios y las Margas se asocian a índices de fractura bajos.

- El análisis de correlaciones canonícas permitió que las variables discretas provenientes de la descripción de núcleos pudieran asociarse entre sí, disminuyendo su dimensionalidad y transformándolas a un número menor de curvas continuas multivariadas para así volverse comparables con los registros eléctricos de pozo estableciendo su correlación.

- El método de análisis de correlaciones canonícas permite conocer la proporcionalidad entre las variables discretas de descripción de núcleos. En el

caso de este estudio se definió que la Apertura de Fractura y Rango de Longitud son proporcionales, concluyendo entonces que las fracturas de mayor apertura son también las de mayor longitud. También definió la proporcionalidad entre el Tipo de Roca y Nº de Fracturas, indicando que a mayor contenido calcáreo en la roca existen mayor número de fracturas.

- El método de análisis de correlaciones canonícas permitió identificar que la función canoníca 1 es la curva que representa el potencial del yacimiento en pozos, ya que valores bajos de la función correlaciona con valores altos en las variables litotipo e índice de fractura, correspondiendo con tipos de roca con mayor contenido calcáreo y mayor numero de fracturas por pie. La correlación de esta función con los registros de pozo muestra que a menores valores de la función menores valores en los registros eléctricos NPHIE y RHOB y mayores del registro eléctrico GR. Esto demuestra que valores bajos de la dimensión 1 representa los tipos de roca con mayor potencial petrolífero ya que identifica los tipos de roca mas calcáreo asociados a mayor índice de fracturamiento, característicos por presentar valores de los registros eléctricos GR, RHOB Y RESD altos, valores característicos por identificar la roca reservorio del campo.

- En la evaluación del yacimiento encontramos que el litotipo con mayor número de fracturas por pie es el Wackestone, pero este no es tan prospectivo debido a su baja proporción en el yacimiento. Los Claystone están asociados a un número de fracturas medio por pie y se presentan con mayor frecuencia en la formación, razón por la cual se constituyen como rocas de interés petrolífero en el yacimiento. También se puede apreciar que los litotipos menos prospectivo por su número de fracturas y su contenido calcáreo son las Margas y Margas con Materia Orgánica ya que estos litotipos presentan índices de fractura bajos lo cual se encuentra asociados a su litología.

- Los modelos estadísticos de análisis discriminante permiten identificar los tipos de roca a partir de registros de pozo de forma confiable, yendo desde intervalos corazonados (datos conocidos) hacia no corazonados (datos inferidos con el modelo); el análisis discriminantes configurado explica el 86.96% de las rocas Claystone, el 100% de las Magas, el 83.33% de las Magas Carbonosas, el 100% de los Wackestone y el 60% de los Mudstone, por esos valores ésta herramienta estadística se muestra como de gran utilidad para predecir la presencia y posición de los tipos de roca en pozos preexistentes.

- A partir de un modelo estadístico de análisis discriminante y al disponer como criterio de agrupación la distancia entre sus centroides, se identifica la posición de los sectores con mayor prospectibidad para la producción de hidrocarburos, a partir de la identificación de los trenes de fracturas abiertas con los datos de la sísmica 3D analizada; Se identificaron tres grandes grupos de densidad de fracturas, dispuestos como densidad baja, media y alta, representados por la cercanía entre los centroides de 1 a 5, 6 a 8 y más de 9 fracturas/ft respectivamente. Los centroides cercanos entre sí constituyen grupos que relacionan la resolución vertical baja (10 ft) de la sísmica respecto a la excelente resolución vertical (<1 ft) de los núcleos de perforación.

- Los modelos estadísticos de conglomerados en dos fases nos permitieron identificar el grado de contenido calcáreo a partir de cubos sísmicos de impedancia acústica u otros atributos sísmicos. Se reconoce la presencia de tres familias (conglomerados) dispuestas como bajo, medio y alto contenido calcáreo; Siendo los Claystone el grupo de bajo contenido calcáreo, Las Margas y Mudstones el grupo de contenido calcáreo medio y los Wacketones el tipo de roca de mayor contenido calcáreo en el yacimiento. Con la identificación y ubicación de los tipos de roca se establecen litológicamente las

zonas de mayor prospectibidad para la producción de hidrocarburos en el área de estudio.

BIBLIOGRAFÍA

DIAZ 2000. Estadística Multivariada: Inferencia y métodos. Mc Graw Hill.

DÍAZ MONROY, 2002. Estadística Multivariada: Inferencia y métodos. Mc Graw Hill.

DUNHAM, R. J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional textures. En: Ham W. Ed.), *Classification of carbonate rocks*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 1: 108-121.

KULANDER, B.R., Dean, S.L., and Ward, B.J.Jr., (1990) Fractured Core Analysis: Interpretation, Logging, and Use of Natural and Induced Fractures in Core, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, OK.Taner and Sheriff, 1977.

R. A., Nelson. “Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoir”. Gulf Publishing Company. Book Division. 1985.

Chopra and Kurt, 2001. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization, SEG and EAGE Ed.

PÉREZ, Cesar. 2004. Técnicas De Análisis Multivariante de Datos. Aplicaciones Con Spss. Pearson Educación, ISBN 9788420541044.

BATHURST, R.G.C. (1975): Glossary of Sedimentological terms. En: Carbonate Sediments and their diagenesis. Developments in Sedimentology, 12, Elsevier: 558 pp.