



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
EXPLORACIÓN

**PREDICCIÓN PETROFÍSICA APLICADA AL CAMPO
PERDIZ, VERACRUZ USANDO MULTIATRIBUTOS
SÍSMICOS Y REDES NEURONALES**

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA
OLAYA ALVARADO VELÁZQUEZ

TUTOR PRINCIPAL
M.C JUAN MARCOS BRANDI PURATA
IIMAS

MÉXICO, D. F. ENERO 2017

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Pérez Cruz Guillermo Alejandro

Secretario: M.C. Escobedo Zenil David

Vocal: M.C. Brandi Purata Juan Marcos

1^{er}. Suplente: Dr. Aquino López Ambrosio

2^d o. Suplente: Ing. Arellano Gil Javier

Ciudad Universitaria, México, distrito Federal

TUTOR DE TESIS:

NOMBRE

M. C. JUAN MARCOS BRANDI PURATA

FIRMA

Agradecimientos

Agradezco principalmente a la Universidad Nacional Autónoma de México por ser mi casa durante 8 años. A la facultad de Ingeniería que me dio conocimientos, amigos y experiencias.

En segundo lugar, quiero agradecer a mi familia por darme siempre cariño y todo el apoyo para salir adelante, gracias papá, gracias mami y hermanitas.

Gracias Geovanni que siempre estás ahí para mí, siempre me brindas confianza, amor y respeto.

Quiero agradecer también al M.C Brandi por haberme dado tantas enseñanzas en esta trayectoria de la maestría. Siempre me dio tiempo y buenos consejos.

Por último, a mis sinodales que también fueron mis maestros, fueron una parte muy importante en mi desarrollo académico, gracias por brindarme sus conocimientos y su paciencia.

Gracias.

Índice General

Resumen.....	1
Abstract.....	2
Introducción.....	3
1. Antecedentes.....	5
1.1. Área de Estudio.....	6
1.2. Características Generales.....	7
2. Marco Geológico.....	10
2.1. Geología Regional.....	10
2.1.1. Marco Tectónico y Geología Estructural.....	11
2.1.2. Estratigrafía y Sedimentación.....	12
2.1.3. Sistema Petrolero.....	14
2.2. Geología del Área de Estudio.....	16
3. Propiedades Petrofísicas.....	18
3.1. Porosidad.....	18
3.1.1. Clasificación de la Porosidad.....	19
3.1.2. Factores que Modifican la Porosidad.....	21
3.1.3. Estimación de la Porosidad.....	21
3.2. Contenido de Arcilla.....	25
3.2.1. Distribución de Arcilla en Areniscas.....	26
3.2.2. Estimación del Contenido de Arcilla.....	27
3.3. Saturación de Agua.....	29
3.3.1. Estimación de la Saturación de Agua.....	29
3.3.2. Ecuación de Archie.....	29
3.4. Presentación de Registros de Pozo.....	30
4. Teoría Multiatributo y Redes Neuronales.....	32
4.1. Atributos Sísmicos.....	32
4.1.1. Definición de Atributos Sísmicos.....	32
4.1.2. Clasificación de Atributos Sísmicos.....	35
4.1.3. Análisis de Atributos Sísmicos.....	37

4.1.4. Métodos Analíticos de Extracción de Atributos Sísmicos.....	37
4.2. Regresión Lineal de Un Atributo.....	38
4.3. Regresión Lineal Multiatributo.....	39
4.4. Redes Neuronales.....	41
4.4.1. Red de Alimentación Directa de Múltiples Capas.....	42
4.4.2. Red Neuronal Probabilística.....	43
4.5. Validación.....	45
5. Predicción Petrofísica.....	47
5.1. Presentación de Datos.....	47
5.2. Análisis de Factibilidad.....	50
5.3. Metodología.....	60
5.4. Predicción de Porosidad	64
5.4.1. Regresión lineal Multiatributo.....	66
5.4.2. Redes Neuronales.....	69
5.5. Predicción de Rayos Gamma.....	73
5.5.1. Regresión lineal Multiatributo.....	75
5.5.2. Redes Neuronales.....	78
5.6. Predicción de Saturación de Agua.....	82
5.6.1. Regresión lineal Multiatributo.....	84
5.6.2. Redes Neuronales.....	87
6. Análisis de Resultados.....	92
6.1. Propuesta de Extensión.....	94
Conclusiones.....	100
Bibliografía.....	102
Anexos	
A.1 Módulos Elásticos.....	105
A.2 Teoría Biot-Gassmann.....	107
Apéndice	
A. Atributos Sísmicos.....	108
B. Atributos AVO.....	111

Resumen

El análisis sísmico multiatributos es un término general que engloba todos los métodos geoestadísticos que utilizan más de un atributo para predecir propiedades petrofísicas. En este caso se predijeron tres propiedades a partir de registros de pozo: porosidad efectiva, rayos gama y la saturación de agua.

Este análisis fue aplicado a un cubo sísmico adquirido en un campo petrolero, ubicado en la cuenca de Veracruz, una de las principales cuencas productoras de hidrocarburos con gas en México, sin embargo, este campo es productor de aceite negó de 22° API.

El yacimiento del campo está conformado por sedimentos clásticos Terciarios, la roca almacén es una arenisca conglomerática del Eoceno medio, la roca sello es una discordancia cubierta por materiales arcillosos y la trampa es de tipo estratigráfica (anticlinal erosionado y fallado); consta de un espesor promedio de 25 metros y se localiza a una profundidad promedio de 2700 metros.

Se realizó un análisis de factibilidad de los datos sísmicos y los registros de pozo con la finalidad de conocer el comportamiento elástico y las características petrofísicas del yacimiento. Se comparó los registros petrofísicos: porosidad, rayos gama y saturación de agua en intervalos disparados productores con intervalos no productores de los pozos del campo.

En la metodología análisis multiatributos y redes neuronales se utilizaron los atributos AVO, intercepto y gradiente. El análisis multiatributo consiste en determinar el número óptimo de atributos a utilizar mediante una regresión lineal múltiple. Las redes neuronales utilizan la lista de atributos seleccionada en la regresión lineal para entrenar la red y obtener un coeficiente de correlación mayor entre el registro original y el registro modelado.

El entrenamiento de la red se aplica a todo el cubo sísmico. Resultaron tres volúmenes: porosidad efectiva, rayos gama y saturación de agua. De estos volúmenes se obtuvieron tres mapas de distribución de propiedades petrofísicas con una ventana de tiempo determinada. Mediante estos mapas se encontró un bloque con características petrofísicas idóneas para la acumulación de hidrocarburos y dentro de esta área se propone la localización de un pozo de extensión.

Este pozo propuesto se encuentra en el flanco oeste del anticlinal. Se realizó un estudio de factibilidad al área del pozo de extensión y fue favorable. Aproximadamente se localiza la zona anómala con presencia de hidrocarburos a 2200ms (entre 2700 y 2800 m).

Abstract

The multiattribute seismic analysis is a general term that encompasses all geostatistical methods that use more than one attribute to predict petrophysical properties. In this case, three properties were predicted from well logs: effective porosity, gamma ray and water saturation.

This analysis was applied to a seismic cube acquired in an oil field, located in the Veracruz basin, one of the main hydrocarbon producing basins in Mexico, however, this field is a producer of 22 ° API oil.

The reservoir is made up of tertiary clastic sediments, the rock is a conglomerate sandstone of the middle Eocene, the seal rock is a discordance covered by clayey materials and the trap is of stratigraphic type (anticlinal eroded and failed); Consists of an average thickness of 25 meters and it is located at an average depth of 2700 meters.

A feasibility analysis of seismic data and well logs was carried out in order to know the elastic behavior and the petrophysical characteristics of the reservoir. The petrophysical logs were compared: porosity, gamma ray and water saturation in fired intervals producers with intervals that do not produce field wells.

In the multiattribute analysis and neural networks methodology were used the attributes AVO, intercept and gradient. The multi-attribute analysis consists in determining the optimal number of attributes to be used by multiple linear regression. Neural networks use the list of attributes selected in the linear regression to train the network and obtain a higher correlation coefficient between the original and modeled log.

The network training applies to the entire seismic cube. Three volumes were produced: effective porosity, gamma rays and water saturation. From these volumes three maps of distribution of petrophysical properties were obtained with a determined window of time. By means of these maps a block with petrophysical characteristics was found suitable for the accumulation of hydrocarbons and within this area the location of an extension well is proposed.

This proposed well is located on the western flank of the anticline. A feasibility study was conducted on the extension well area and was favorable. Approximately the anomalous zone is located with presence of hydrocarbons at 2200 ms (between 2700 and 2800 m).

Introducción

En la exploración de hidrocarburos en ambientes sedimentarios con secuencias clásticas existe la necesidad de reducir el riesgo de encontrar zonas productoras y definir sus límites. Para resolver esta problemática debemos conocer las propiedades del yacimiento, litología, porosidad y los fluidos contenidos en los poros.

Los atributos sísmicos están relacionados físicamente con estas propiedades petrofísicas, a través de la amplitud, frecuencia y fase de la señal. Por ello en este trabajo son utilizados para obtener propiedades como la porosidad, contenido de arcilla y saturación de agua. Esto se realiza a través del análisis multiatributos.

El análisis multiatributos sísmicos y redes neuronales es una metodología utilizada para predecir parámetros petrofísicos, mediante la geoestadística multivariada (Hampson, Schelke, Qurein, 2001).

El método se basa en obtener transformaciones multiatributo, lineales o no lineales, entre un grupo de atributos y un registro geofísico a través de graficas cruzadas. En el caso lineal se utiliza la regresión lineal multivariada y para el modo no lineal se utilizan las redes neuronales, en este caso se utilizó la Red Neuronal Probabilística.

Para estimar la confiabilidad de la predicción se validan los datos mediante el proceso de crossvalidación, una herramienta geoestadística que acepta cualquier tipo de datos lineales o no lineales. Una vez que se valida la predicción, ésta es aplicada al volumen sísmico (Hampson *et al.*, 2001).

El objetivo del proyecto de tesis es realizar una predicción de los registros de porosidad efectiva, rayos gamma y saturación de agua, a través del análisis multiatributos sísmicos, con la finalidad de proponer un nuevo pozo en un campo petrolero de la cuenca de Veracruz.

El campo de estudio se localiza en la cuenca terciaria de Veracruz, una de las principales cuencas productoras de hidrocarburos con en México. El yacimiento de este campo produce principalmente aceite. Tiene una reserva 1P equivalente de 3.85 mmb, 2P equivalente de 4.35 mmb y 3P equivalente de 5.24 mmb.

El área de estudio se encuentra en un ambiente sedimentario marino correspondiente a pie de talud. Estructuralmente se trata de un anticlinal donde la roca sello es una discordancia que está cubierta por materiales arcillosos y la roca almacén es una arenisca conglomerática del Eoceno Medio.

Objetivos

Proponer la localización de un nuevo pozo de desarrollo en el campo petrolero perteneciente a la cuenca de Veracruz, mediante el análisis de Multiatributos sísmicos y redes neuronales. El cual consiste en predecir registros geofísicos de pozo, con la ayuda de atributos sísmicos y propiedades petrofísicas.

- Realizar un análisis de factibilidad sobre los intervalos disparados de los pozos para conocer el comportamiento del yacimiento y la calidad de las arenas.
- Extraer atributos Intercepto y Gradiente del Gather para realizar el análisis sísmico pre-apilamiento y utilizar la traza del Gradiente como atributo externo en la metodología de predicción.
- Utilizar la metodología multiatributo y de redes neuronales para predecir la porosidad efectiva, registro de rayos gamma y saturación de agua.
- Aplicar las propiedades petrofísicas modeladas (porosidad efectiva, rayos gamma y saturación de agua predichos) al volumen sísmico, Estos volúmenes serán usados para inferir la calidad de la roca y el contenido de fluidos, y así poder delimitar las rocas almacenadoras.

Hipótesis

Las rocas de buena calidad para la acumulación de hidrocarburos serán delimitadas mediante mapas de porosidad efectiva, rayos gamma y saturación de agua sobre el Eoceno Medio.

1. Antecedentes

La exploración sísmica en el área petrolera tiene como finalidad mapear características geológicas asociadas con yacimientos de hidrocarburos. Para lograr esto es indispensable estimar propiedades y parámetros como lo son la estructura (profundidad horizontal, espesor de reserva, fallas, etc.), estructuras internas (heterogeneidad), propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, etc.) y propiedades de hidrocarburos (producto, propiedades termodinámicas), (Chopra y Marfurt, 2005).

Algunas propiedades sólo son medidas unidireccionalmente, como en el caso de los parámetros petrofísicos en los pozos, por lo tanto, el análisis de atributos sísmicos es indispensable, ya que son una medida bidimensional o tridimensional, de las características litológicas de interés

La evolución de los atributos sísmicos se ha visto correlacionada con los avances tecnológicos computacionales. Desde la década de los años 30's del siglo pasado, donde geocientíficos comenzaron a seleccionar los tiempos de viaje a un evento reflejante hasta hoy en día donde los sistemas de cómputo son muy poderosos y de gran capacidad, lo que permite trabajar con grandes volúmenes de datos sísmicos y calcular diferentes atributos sísmicos en poco tiempo.

En la década de los 90's del siglo pasado, es donde surge la idea del uso de múltiples atributos para predecir propiedades petrofísicas. Este trabajo se desarrolla a partir de tres artículos publicados por Schultz, Ronene, Hattori y Corbett (1994). Quienes proponen una aproximación con redes neuronales usando datos sísmicos para estimar propiedades obtenidas de los pozos.

La teoría de análisis sísmico multiatributo que se utiliza en esta tesis fue descrita por Rusell, Hampson, Schelke, y Quirein, (1997). Ellos describen el análisis multiatributo como un término amplio que abarca todos los métodos geoestadísticos que utilizan más de un atributo para predecir alguna propiedad física.

Tiempo después, Hampson *et al.* (2001) son quienes desarrollan la metodología de análisis multiatributo y redes neuronales para predecir propiedades petrofísicas a través de datos sísmicos, mediante graficas cruzadas.

La información sísmica es la respuesta de las características petrofísicas de las rocas. Y esta respuesta se da a través de la propagación y transmisión de la energía sísmica a través del subsuelo, son descritas por la ecuación de onda y las ecuaciones de Zoeppritz respectivamente; y por las ecuaciones de Biot-Gassman (Anexo A2), que describe la relación de la información sísmica y las propiedades petrofísicas.

El análisis sísmico pre apilamiento nos permite observar la variación de la amplitud sísmica contra el offset y distinguir la litología y los tipos de fluidos contenidos en los poros.

Los *Gather* sísmicos son los datos sísmicos sin apilar que contienen el comportamiento de las ondas P y S, además, información petrofísica que permite delimitar los yacimientos de hidrocarburos.

1.1 Área de Estudio

El campo de estudio se localiza en la cuenca de Veracruz, una de las principales cuencas productoras de hidrocarburos en México (Fig. 1.1).

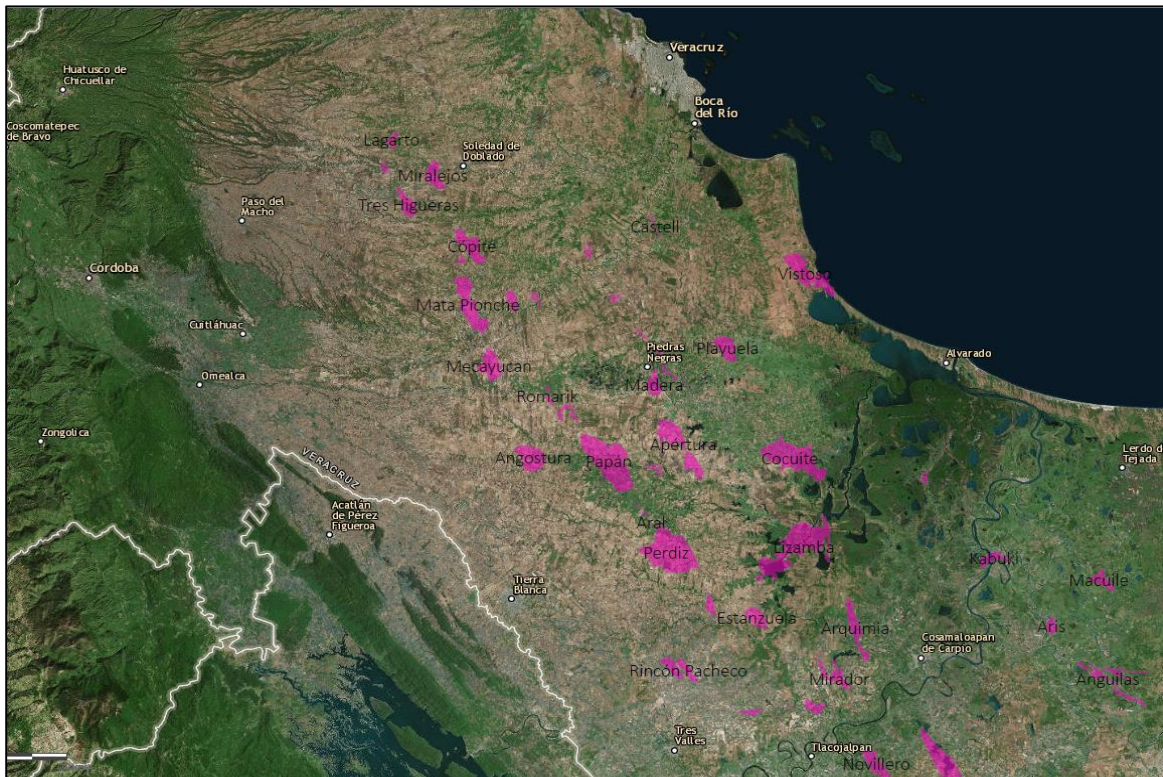


Figura 1.1: Mapa de localización geográfica de campos petroleros de la cuenca de México (Tomado de CNIH, 2016)

1.2 Características Generales

Se descubrió el campo en abril de 2001. Produce aceite negro 22° API, gas disuelto RGA = 93 m³/m³.

En la Fig. 1.2 se observa la producción de aceite y gas de diez años, las dos graficas indican que la mayor producción se tuvo del 2008 al 2010. Teniendo una producción cercana a los 5 mbd (miles de barriles diarios) de aceite esos dos años, y de 3 mmpcd (millones de pies cúbicos diarios) de gas en el mismo periodo. Aunque para el año 2014 la producción de gas fue de 4 mmpcd.

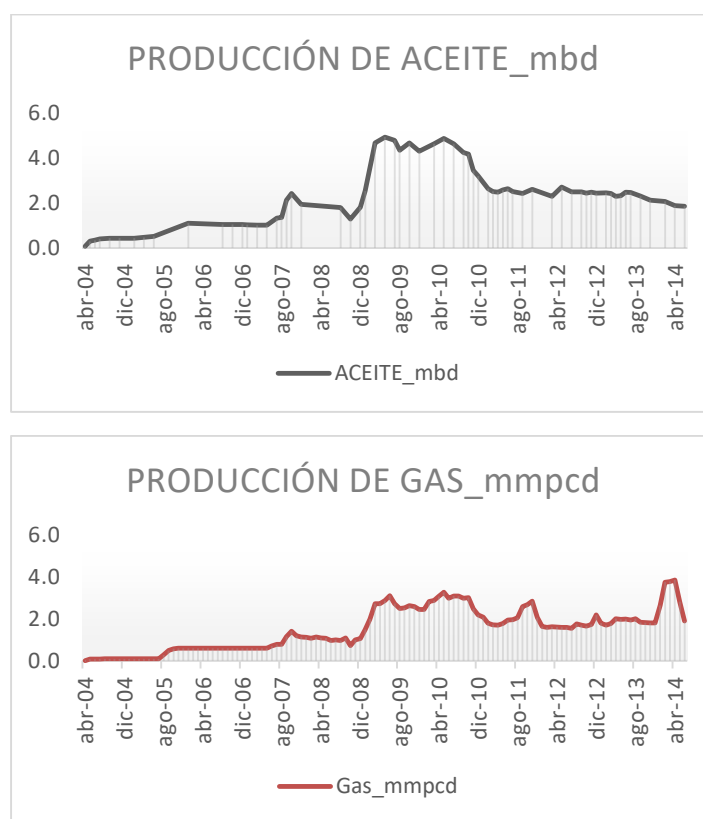


Figura 1.2: Gráficos mostrando la producción de aceite y gas en el campo de estudio de diez años, abril de 2004 a abril 2014 (Tomado de CNH, 2015)

En la Tabla 1.1 se muestran las características generales del campo: superficie, tipo de ubicación, volumen original (VO), la producción acumulada, reservas probadas de hidrocarburos (1P), reservas probables (2P) y las reservas posibles (3P). Esta clasificación se muestra en la Fig. 1.3.

Las reservas probadas son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería demuestran que serán recuperadas comercialmente con mayor certidumbre.

Las reservas probables son aquellas reservas no probadas ya que carecen de datos de núcleos, pero sugieren mayor factibilidad de ser recuperadas. Existirá una probabilidad del 50% o más de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que las reservas probadas más probables. Estas reservas incluyen más allá del volumen probado.

En cuanto a las reservas posibles, son volúmenes de hidrocarburos con menor factibilidad de recuperación comercial que las reservas probables. La suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad del 10% de que las cantidades sean iguales o mayores.

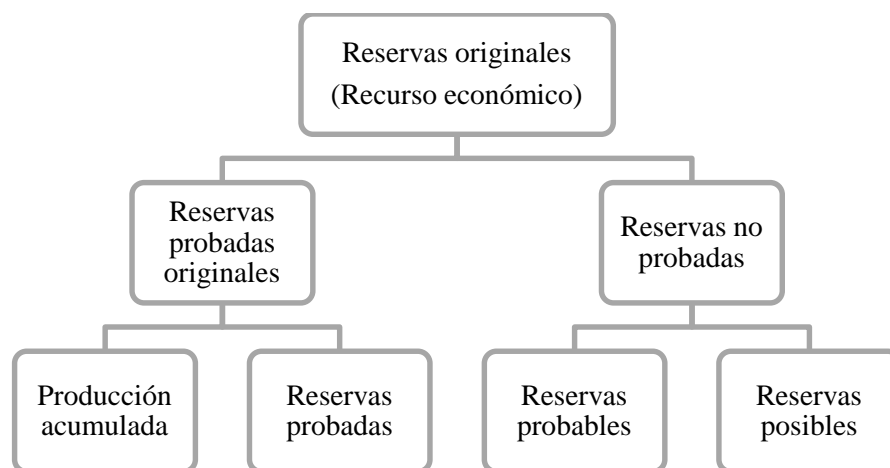


Figura 1.3: Clasificación de las reservas de hidrocarburos (Tomado de Pemex, 2016)

Tabla 1.1

Características generales del campo petrolero

<i>Características Generales</i>	
Superficie (Km ²)	35.29125
Ubicación	Terrestre
VO Aceite (mmb)	171.73
VO Gas (mmmpc)	303.8
Prod. Acum. Aceite (mmb)	9.01
Prod. Acum. Gas (mmmpc)	6.42
1P Equivalente	3.85
1P Aceite	3.17
1P Gas Natural	3.79
2P Equivalente	4.35
2P Aceite	3.61
2P Gas Natural	4.1
3P Equivalente	5.24
3P Aceite	4.36
3P Gas Natural	4.86

Nota: Tomada de CNIH (2016).

En la Tabla 1.2 se muestran las características de adquisición del cubo sísmico. Mientras que las características geológicas del campo se describen a mayor detalle en el siguiente capítulo.

Tabla 1.2
Información de la adquisición sísmica y geometría del cubo sísmico

<i>Información Sísmica</i>	
Proceso	CMP Gather con migración pre-STM
Formato	SEG-Y estandar
Tamaño del BIN	25 x 25 m
INLINE MIN	2110
INLINE MAX	2600
XLINE MIN	800
XLINE MAX	1260
Fold nominal	40
Acimut	62.53°
Intervalo entre grupo de receptores	50 m
Intervalo entre puntos de tiro	50 m
Intervalo entre líneas receptoras	400 m
Intervalo entre líneas fuente	500 m
Número de líneas receptoras por patch	10
Número de canales por líneas receptoras	140
Número de canales por puntos de tiro	1400
número de puntos de tiro por salvo	8
Offset máximo	3475
Offset máximo mínimo	605
Tiempo de grabación	10 s
Muestreo temporal	2 ms

Nota: Tomada de CNIH (2016).

2. Marco Geológico

El área de estudio se encuentra ubicada en la Cuenca de Veracruz, localizada al oriente de México, quedando comprendida principalmente en el estado de Veracruz y parte de Puebla y Oaxaca, extendiéndose a hacia la plataforma continental del Golfo de México. Cubre un área aproximada de 20660 km².

2.1 Geología Regional

La Cuenca de Veracruz se localiza en el margen suroeste del Golfo de México (Fig. 2.1), se encuentra limitado por la Faja Volcánica Trans-mexicana y el Alto de Santa Ana en el norte que la separa de la provincia Tampico-Misantla, por la Cuenca Salina del Istmo en el sur, los Volcanes de los Tuxtlas y el Alto de Aneгада la limitan parcialmente hacia el este y por último, por los afloramientos de las rocas Mesozoicas deformadas de la Sierra Madre Oriental al oeste.



Figura 2.1: Ubicación geográfica de la Cuenca de Veracruz (Modificado de Loza, 2014)

2.1.1 Marco Tectónico y Geología Estructural

Esta provincia petrolera pasó por una etapa de *rift* del Triásico al Jurásico Medio, y de *drift* (deriva) del Jurásico medio hasta principios del Cretácico Temprano.

Del Jurásico Tardío hasta el Cretácico Tardío esta área fue parte del margen pasivo del Golfo de México. Del Cretácico Tardío al Eoceno dio lugar la Orogenia Laramide, asociada a la convergencia de las placas Norteamérica y Farallón, creando el cinturón de pliegues y cabalgaduras de la Sierra Madre Oriental, conocido como Sierra de Zongolica, esta carga tectónica originó una Cuenca Foreland de retro-arco como un efecto de subsidencia por flexura litosférica, se origina cuando la litosfera se somete a fuerzas compresivas.

El levantamiento gradual de la cuenca inicio en el Mioceno Inferior, alcanzando su máximo desarrollo a finales del Mioceno Medio. Este levantamiento se refleja en dos sistemas de fallas inversas (Loza, 2014).

Se le denomina a la Cuenca de Veracruz, Foreland ya que se formó entre el frente de cadenas montañosas (Sierra Zongolica) y una zona tectónicamente estable o cratón (Allen et al., 1986).

Por otro lado, esta cuenca se localiza detrás de un arco magmático, por lo cual también se clasifica como Cuenca de reto-arco, donde la cuenca en la placa inferior es la trinchera y la cuenca en la placa superior es la cuenca retro-Foreland, con un tipo de margen Andino, colisión océano-continente) (Fig. 2.2).

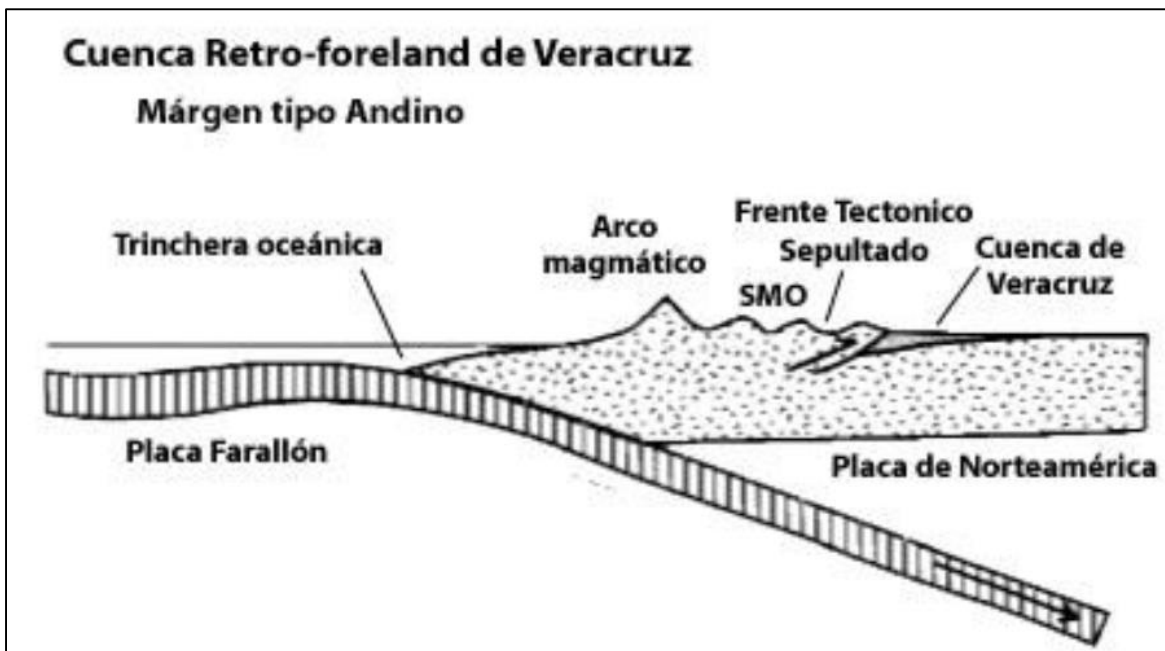


Figura 2.2: Modelo en sección transversal de la Cuenca de Veracruz (Tomado de Loza, 2014)

2.1.2 Estratigrafía y Sedimentación

La columna sedimentaria descansa sobre un basamento metamórfico granítico del Paleozoico-Triásico. Se reconocen cuatro secuencias principales (Fig. 2.3).

1. *Synrift*: rocas que registran la apertura del Golfo de México hasta el establecimiento de una Margen pasiva en el Oxfordiano durante la etapa de deriva (*drift*).
2. Margen pasiva: comprende principalmente las rocas carbonatadas del Jurásico Tardío y Cretácico.
3. Antefosa o *Foredeep*: corresponde a sedimentos del Mioceno Temprano derivadas de la erosión de rocas carbonatadas Mesozoicas del sureste.
4. Cuenca de retro-arco: sedimentos del Mioceno medio al reciente, caracterizados por una contribución importante de sedimentos derivados de la erosión de rocas volcánicas del noroeste (PEMEX Exploración y Producción, 2009)

Dentro de la estratigrafía podemos distinguir dos principales provincias geológicas en la Cuenca de Veracruz, la plataforma de Córdoba y la Cuenca Cenozoica. Como se observa en la Fig. 2.4 (Loza, 2014).

La plataforma de Córdoba descansa sobre el basamento metamórfico granítico. Corresponde a sedimentos del Jurásico Tardío al Cretácico. Está representado principalmente por rocas carbonatadas

El cambio de rocas carbonatas a rocas siliciclásticas marca el inicio de la secuencia antefosa a principios del Cenozoico. También da inicio la Orogenia Laramide, generando levantamiento y erosión de las formaciones Cretácicas y Jurásicas.

En la Cuenca Cenozoica predominan rocas terrígenas, lutita, limolita, Areniscas y Conglomerados. en un ambiente de plataforma, talud y cuenca, que constituyen secuencias turbidíticas, en los ambientes profundos. En esta provincia, se localiza el campo Perdiz, en la Fig. 2.4 se señala aproximadamente su ubicación geológica.

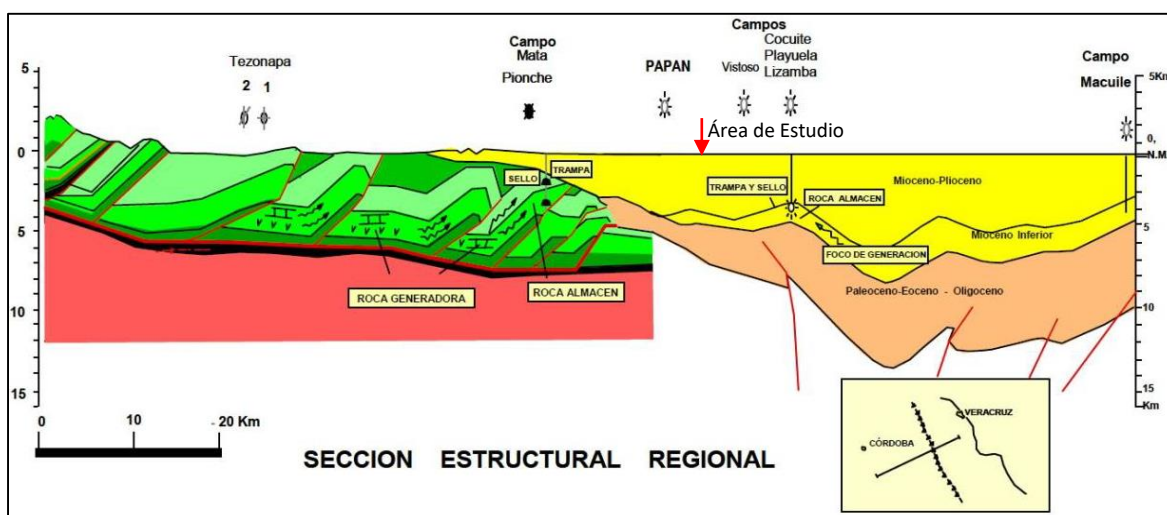


Figura 2.4: Sección estructural regional de las provincias geológicas de la Cuenca de Veracruz. El campo perdiz se representa con la flecha roja (Modificado de Loza, 2014)

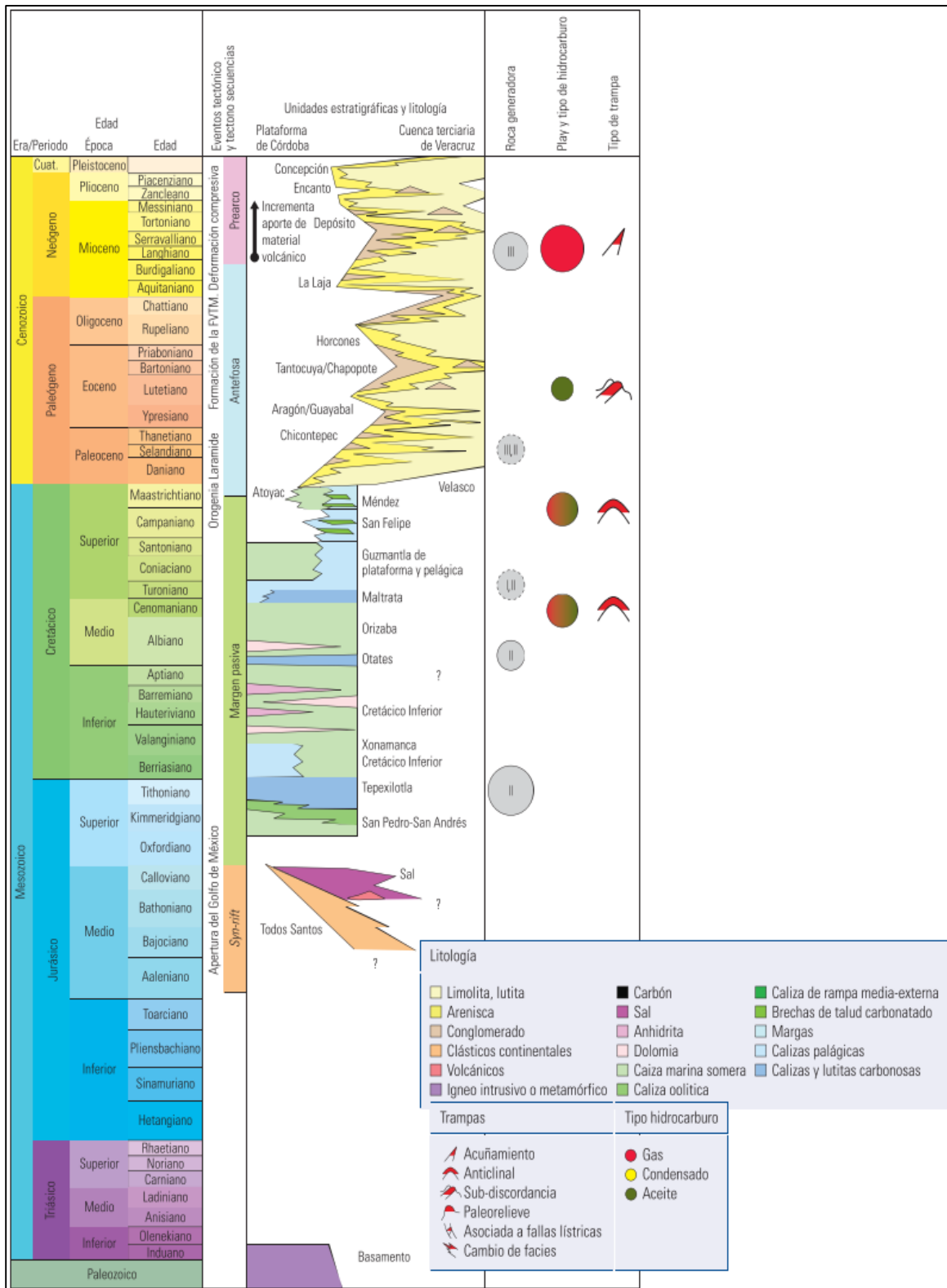


Figura 2.3: Estratigrafía de la Cuenca de Veracruz (Tomada de PEMEX Exploración y Producción, 2009)

2.1.3 Sistema Petrolero

Roca Generadora:

Es aquella donde se gesta y reproducen los hidrocarburos. Estas rocas pertenecen primordialmente al Mesozoico, son secuencias ricas en materia orgánica, contienen Kerogeno tipo II, que es precursor de aceite y gas termogénico, algunas formaciones que contienen estas características son: Formación Tepexilotla del Jurásico Superior, Formación Orizaba del Cretácico Inferior y Formación Maltrata del Cretácico Superior.

En el Cenozoico la materia orgánica es escasa, pero se encuentra distribuida de manera homogénea, por lo cual se compone de Kerogeno tipo III, generador de gas con bajos niveles de madurez. Se sabe que las rocas del Paleógeno producen gas termogénico seco, mientras que las rocas del Neógeno son generadoras de gas biogénico seco.

Dentro de la Cuenca Cenozoica de Veracruz se tienen cinco subsistemas generadores:

1. Jurásico Superior (Tithoniano): Kerogeno tipo II
2. Cretácico Inferior (Aptiano-Albiano): Kerogeno tipo II
3. Cretácico Superior (Cenomaniano-Turoniano): Kerogeno tipo II con cantidades considerables de Kerogeno tipo IV
4. Paleógeno (Paleoceno-Eoceno): Kerogeno tipo I y II.
5. Neógeno (Mioceno-Plioceno): Kerogeno tipo III.

Migración:

La migración en las rocas del Mesozoico ocurrió en el Cretácico Superior al Mioceno Superior, se dio de manera vertical principalmente, a lo largo de fallas inversas, discordancias y fracturas.

Para las rocas del Cenozoico la migración se desarrolló en el Mioceno a Reciente transportándose por fallas normales profundas, superficies discordantes y fallas laterales.

El gas termogénico coincide con un sistema de fallas profundas, favoreciendo a que este migrara a través de ellas de manera vertical.

Roca Almacenadora y Roca Sello:

Para el sistema petrolero un componente indispensable es un *play*, y este corresponde a la roca almacenadora, se diferencia por su tipo de ambiente de depósito y facies sedimentarias.

Los horizontes estratigráficos productores de mayor relevancia pertenecen al Neógeno, por otro lado, la mayor parte de las reservas de la Cuenca de Veracruz provienen del Jurásico, lo que sugiere que hay yacimientos con interés económico a mayor profundidad, pero estos proyectos de exploración son de alto riesgo.

Las principales rocas almacenadoras en la provincia de Veracruz corresponden a calizas de las formaciones Orizaba, brechas carbonatadas y calcareó-arcillosas de la Formación San

Felipe y Méndez, y areniscas de sistemas Turbidíticos del Mioceno-Plioceno. En la Tabla 2.1, se muestran los principales *plays* de producción comercial.

Tabla 2.1
Principales plays de la Cuenca de Veracruz

Nombre	Roca Almacén (Formación, Edad)	Sello (Formación)	Trampas	Tipo de hidrocarburo (Edad de roca Generadora)	Campos representativos
Orizaba	Calizas de plataforma karstificadas y fracturadas, porosidad primaria y secundaria (Orizaba, Albiano-Cenomaniano)	Calizas arcillosas suprayacente (Formación Maltrata)	Estructurales (anticlinales del frente Laramídico sepultado, cierre en cuatro direcciones, 7/o contra falla)	Aceite ligero, condensado, gas amargo. (Jurásico y Cretácico)	Mata Pionche Mecayucan
Brechas del Cretácico	Brechas carbonatadas de talud con porosidad primaria y secundaria por fracturas (San Felipe-Méndez, Santoniano-Maatrichtiano)	Calizas arcillosas, margas y lutitas calcáreas (San Felipe y Méndez)	Estructurales (anticlinales laramidicos del frente tectónico sepultado)	Aceite pesado, ligero, condensado, gas húmedo, gas seco (Cretácico)	Angostura, Mata Pionche, Cópite, San Pablo, Rincón Pacheco
Conglomerados Terciarios	Conglomerados con escasa porosidad primaria y secundaria (Eoceno-Medio-Mioceno Inferior)	Lutitas calcáreas (Eoceno, Oligoceno, Mioceno)	Combinadas (anticlinal erosionado y fallado, truncamiento por erosión)	Aceite (Jurásico-Cretácico)	Perdiz-Mocarroca Novillero, Mirador
Arenas Turbidíticas	Areniscas de canales y abanicos submarinos (Deposito-Encanto, Mioceno-Plioceno)	Lutitas intercaladas (Deposito-Encanto)	Estratigráficas y combinadas (cambio de facies, anticlinales terciarios, y cierre contra falla)	Gas seco (Jurásico-Cretácico?, Oligoceno-Mioceno)	Lizamba, Vistoso, Papán, Cocuite, Playuela.

Nota: Tomado de PEMEX Exploración y Producción (2009)

Sincronía:

En la Cuenca de Veracruz se tienen tres intervalos generadores probados pertenecientes al Jurásico Superior, Cretácico inferior y Mioceno Las rocas almacenadoras con producción se encuentran en las rocas del Mioceno Superior y Plioceno (Fig. 2.5).

Las trampas estructurales se desarrollaron a través de procesos orogénicos originados durante el Eoceno. Trampas mixtas y estratigráficas se formaron durante en Mioceno-Plioceno.

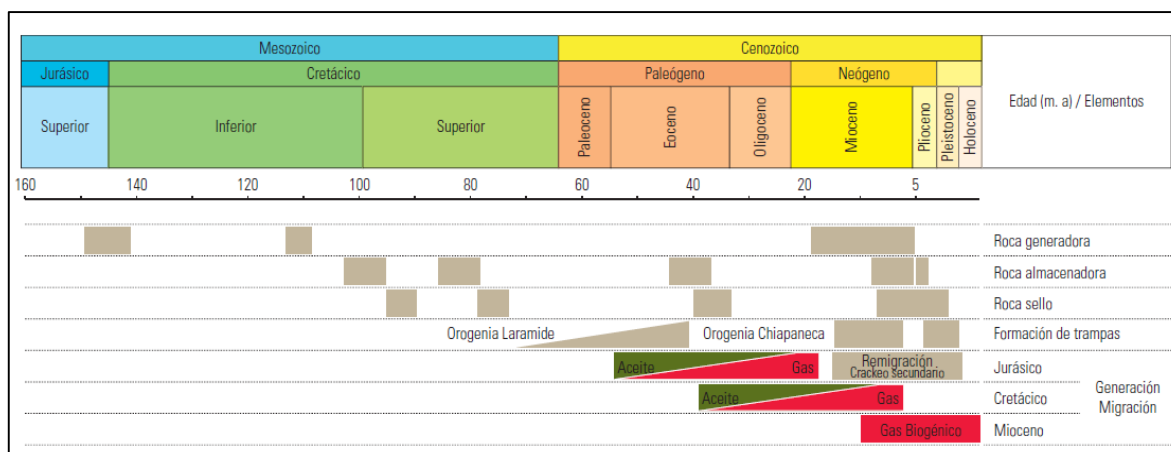


Figura 2.5: Esquema de sincronía del sistema petrolífero de la Cuenca de Veracruz. (Tomado de PEMEX Exploración y Producción, 2009)

2.2 Geología del Área de Estudio

El campo petrolero estudiado se localiza en la parte sur de la Cuenca de Veracruz, como se ha mencionado anteriormente, una de las provincias petroleras más importantes de México.

Este campo se encuentra ubicado al oriente de una gran falla perteneciente al frente tectónico sepultado, originado por la deformación Laramídica.

Por otro lado, el área de estudio se encuentra muy cerca entre la plataforma de Córdoba y la Cuenca Cenozoica de Veracruz, perteneciendo a la Cuenca Cenozoica.

En cuanto a la estructura geológica del campo algunos autores lo clasifican como un anticlinal asimétrico con fallamiento de colapso en la cresta o como pliegue de propagación, ya que se sitúa en el domino estructural de la deformación Laramide, que se formó durante el Cretácico Tardío al Eoceno Medio.

Se caracteriza por tener un patrón de fallas tipo domino y conjugadas en la parte norte y centro del campo, en la parte sur fallas no definidas.

El tipo de roca que predomina son de origen terrígeno, lutitas, areniscas y conglomerados, son depósitos que corresponden a facies de canales amalgamados de secuencias turbidíticas

en un ambiente marino provenientes de talud medio y pie de talud. Estas secuencias pertenecen al Eoceno medio y son características de rellenos de canal.

Las principales características geológicas y petrofísicas del yacimiento se muestran en la Tabla 2.2. Las propiedades petrofísicas de interés en este trabajo se describen en el capítulo 3.

Tabla 2.2

Características principales del yacimiento del campo de estudio

Características del Yacimiento	
Edad del Yacimiento	Eoceno Medio
Roca Almacén	Arenas/Conglomerados
Sello	Lutitas
Trampa	Anticlinal Erosionado y Fallado
Tipo de Hidrocarburo	Aceite 22° API
Porosidad	6% - 15%
Permeabilidad	10 mD - 100 mD
Saturación de Agua	35% - 80%
Espesor Promedio	25 m
Profundidad Promedio	2700 m

3. Propiedades Petrofísicas

Las propiedades petrofísicas de interés en la exploración de hidrocarburos son la porosidad, la permeabilidad, la densidad y saturación de agua, entre otras. Además, se debe conocer la distribución y contenido de arcillas. Debido a que estas características son las que determinan la calidad de las rocas.

Las propiedades petrofísicas que se utilizaron para el desarrollo de esta tesis fueron la porosidad efectiva, el contenido de arcilla y saturación de agua. Estas propiedades son descritas física y matemáticamente en este capítulo.

3.1 Porosidad

La porosidad es una propiedad petrofísica de gran interés para definir la calidad de las rocas o bien, su capacidad de almacenamiento. Se define como el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación, es la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por poros. Estos poros son ocupados por algún fluido (agua, aceite y/o gas), de acuerdo a la siguiente relación:

$$\varphi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (3.1)$$

Donde:

φ porosidad

V_b volumen absoluto de la roca del yacimiento

V_{gr} volumen de grano

V_p volumen de poro

De acuerdo a esta definición, la porosidad de los materiales porosos puede tener cualquier valor, pero la porosidad de la mayoría de las rocas sedimentarias es por lo general menor al 0.5 o 50% (Donaldson, 2004).

La porosidad de las rocas sedimentarias está en función de muchas variables, tales como el tamaño, forma, orientación, clasificación y textura de los granos (Bateman, 1985); además del fracturamiento que puede presentar.

Esta propiedad se clasifica según la disposición física del material, distribución y forma de los poros. Según su génesis, la porosidad es de tipo primaria y secundaria. La porosidad primaria existe en las formaciones en el momento de depósito, también se le conoce como porosidad intergranular. La porosidad secundaria se genera posteriormente del depósito de los sedimentos, se origina por movimientos mecánicos, diagenéticos o físicos.

Otra manera de clasificar la porosidad es a través de su efectividad, existe la porosidad total que se define como la relación entre el volumen de todo el espacio poral existente en la roca. y existe la porosidad efectiva, es aquella en la que los poros se encuentran interconectados, y hay movilidad de fluidos entre estos poros. Como es el caso de las lutitas, tienen alta porosidad total y sus poros están interconectados, pero su porosidad efectiva es casi nula, esto se debe a que no existe movilidad de fluidos dentro del espacio poroso.

La porosidad efectiva es el valor usado en todos los estudios de ingeniería de yacimientos, es por ello que en este trabajo es objeto de estudio.

3.1.1 Clasificación de la Porosidad

La clasificación más común de la porosidad se basa en su génesis, esto quiere decir que el espacio poroso se originó al mismo tiempo que la matriz de la roca, a este tipo de porosidad se le conoce como primaria o porosidad matriz. Este tipo de porosidad es más frecuente en las rocas clásticas.

Cuando el espacio poroso se formó subsecuente a la diagénesis, catagénesis, esfuerzos o solución, se le denomina porosidad secundaria. Se presenta usualmente en rocas carbonatadas.

De acuerdo con la clasificación de Choquette & Pray (1970), la porosidad se puede clasificar de la siguiente manera:

Porosidad Primaria

- Intergranular o interpartícula
- Intragranular o intrapartícula

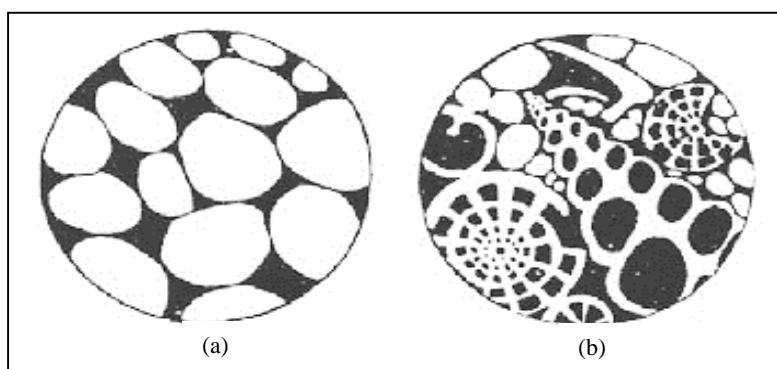


Figura 3.1 Esquema de tipos de porosidad primaria. a) representa la porosidad intergranular, b) porosidad intragranular (Modificada de Choquette & Pray (1970))

Porosidad Secundaria

- Porosidad debido a solución (móldica, vugular)
- Porosidad debido a procesos de cementación (intercristalina y fenestral)
- Porosidad debido a fracturas

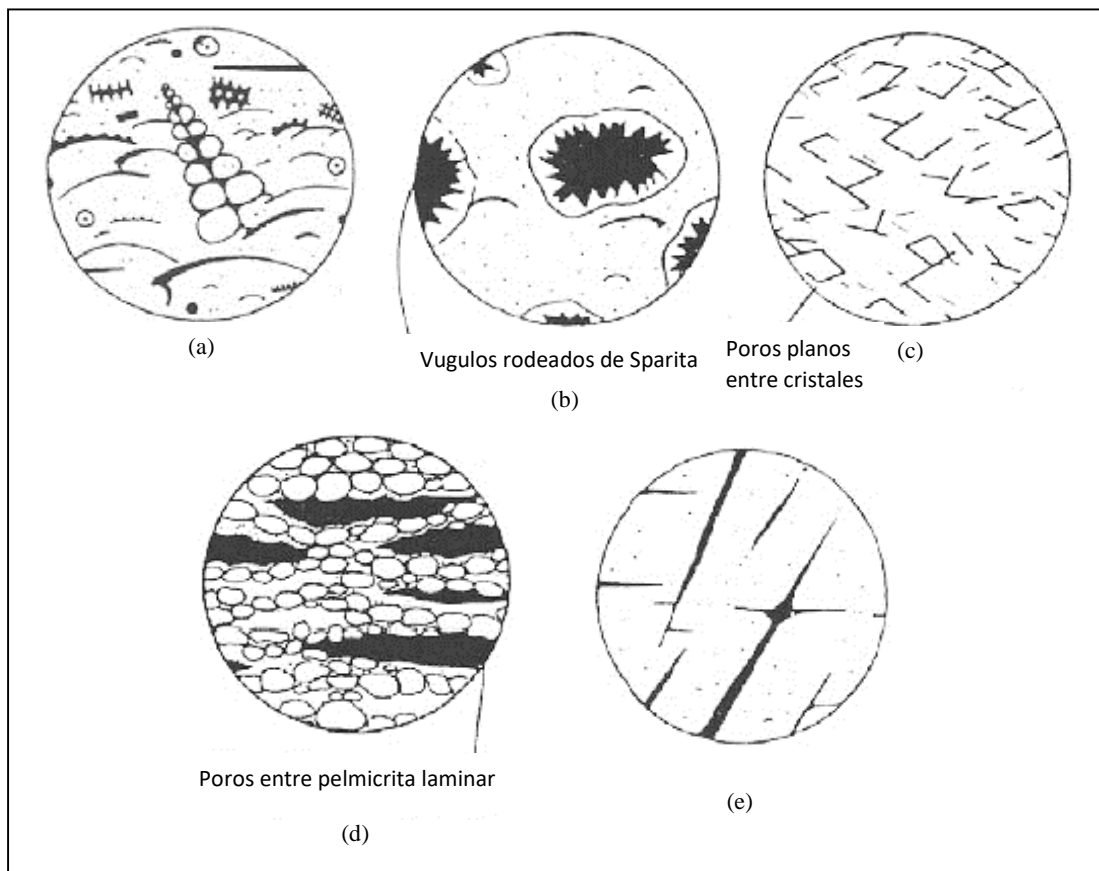


Figura 3.2 Esquema de tipos de porosidad secundaria. a) porosidad móldica, b) porosidad vugular, c) porosidad intercristalina, d) porosidad fenestral y e) porosidad por fracturas (Modificada de Choquette & Pray (1970).

La porosidad intergranular que está conectada, es la porosidad efectiva, si los poros que están bloqueados de alguna manera (partículas de arcilla, limo, etc) es inefectiva. Por lo tanto, existe una porosidad total (ϕ_T) como el volumen de los poros dividido entre el volumen de la roca, la porosidad efectiva (ϕ_e) como el volumen de los poros interconectados dividido entre el volumen de roca, como se expresa en la siguiente ecuación (Fig. 3.3).

$$\phi = \frac{\text{volumen del espacio poroso}}{\text{volumen de roca}} \quad (3.2)$$

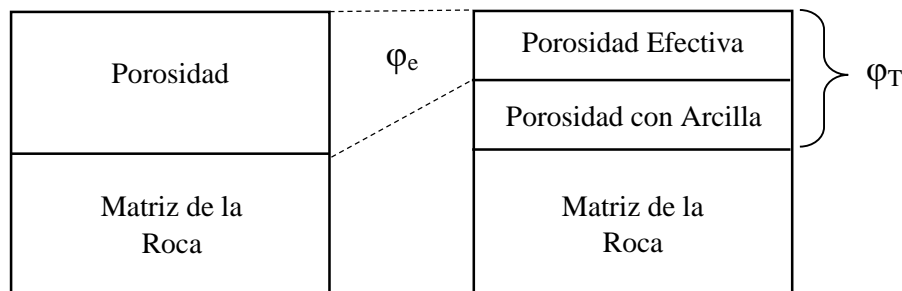


Figura 3.3 Definición de la porosidad total y efectiva (Tomado de Bateman, 1985).

3.1.2 Factores que Modifican la Porosidad

La porosidad efectiva de una roca se ve afectada por diferentes factores litológicos como el tipo, contenido e hidratación de las arcillas que se encuentran en la roca, la heterogeneidad del tamaño de grano, el empaque y la cementación de los granos y cualquier tipo de intemperismo o lixiviación que pudiera haber afectado a la roca (Donaldson, 2004).

En los yacimientos petroleros la porosidad tiene un rango de 5% a 40%, pero el rango más frecuente se encuentra entre 10% y 20%, y los factores que modifican este rango son:

- Características de la partícula (esfericidad, tamaño de grano)
- Cementación
- Clasificación
- El empaque

3.1.3 Estimación de la Porosidad

La porosidad de las rocas puede estimarse a través de tres registros geofísicos de pozo, el registro sísmico, el registro de densidad y mediante el registro de neutrones. La respuesta de estas herramientas se ve afectada por la porosidad, los fluidos, el contenido y distribución de arcilla y la matriz de la roca, si el efecto del fluido y la matriz son conocidos podemos obtener la porosidad.

Registros Sísmicos

Son medidos a través de en una herramienta sísmica que consiste de un transmisor que emite impulsos sísmicos y un receptor que capta y registra dicho impulso. Este registro se encuentra en función del tiempo t , que requiere una onda acústica para atravesar la formación y a este se le conoce como tiempo de tránsito Δt , y se encuentra en función de la litología y la porosidad; por lo tanto, este registro es muy útil para determinar la porosidad primaria de la formación.

- Ecuación de Wyllie de Tiempo Promedio

Para la estimación de la porosidad, Wyllie, Gregory & Gardner (1956) propusieron un modelo que consiste en un sistema de capas paralelas alternando medios sólidos y líquidos por el cual es atravesado por un frente de onda perpendicular a las interfaces. De acuerdo con este modelo el tiempo es igual a la suma del tiempo de tránsito del sistema poro-fluido mas el tiempo de tránsito del sistema roca-sólido (Bassiouni, 1994), y esta descrito por la siguiente ecuación:

$$\Delta t = \Delta t_f \varphi + \Delta t_{ma}(1 - \varphi) \quad (3.3)$$

Donde:

Δt_f es el tiempo de tránsito del fluido

Δt_{ma} es el tiempo de tránsito de la matriz

Para formaciones compactas

$$\varphi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Para formaciones no compactas

$$\varphi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \frac{1}{B_{cp}}$$

Donde:

$$B_{cp} = \frac{\Delta t_{sh}}{100}$$

Δt_{sh} es el tiempo de tránsito en arcillas adyacentes

Registro de Densidad

Este registro se basa de una fuente radioactiva que va pegado a la pared del pozo y emite hacia la formación energía rayos gama. Estos rayos gama chocan con electrones libres o electrones ligados a un átomo que pertenecen a las rocas de la formación. Una parte de la energía de los rayos gama es cedida a los electrones, y a este fenómeno se lo conoce como efecto Compton. Los rayos Gama dispersos llegan al detector de la herramienta, que se encuentra a una distancia fija de la fuente, son contados para determinar la densidad de la formación.

Las colisiones del efecto Compton están relacionadas con el número de electrones de la roca de la formación, por lo tanto, la herramienta del registro de densidad nos proporciona la densidad de electrones (número de electrones por centímetro cúbico), y de esta manera podemos obtener la densidad real.

Para una formación

$$\rho_b = \varphi \rho_1 + (1 - \varphi)\rho_{ma} \quad (3.4)$$

Donde:

ρ_b es la densidad total de la formación.

ρ_1 es la densidad del fluido (densidad promedio).

ρ_{ma} es la densidad de la matriz.

Obteniendo la estimación de la porosidad:

$$\varphi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3.5)$$

Donde:

ρ_f es la densidad del fluido (excepto gas e hidrocarburos muy ligeros).

Registro de Neutrones

El registro de neutrones se utiliza principalmente para la estimación de la porosidad. La herramienta responde a la cantidad de hidrógeno de la formación. Cuando el espacio poroso se encuentra saturado de algún fluido (agua o aceite), la herramienta reacciona ante la presencia de átomos de hidrógeno que se encuentran en los fluidos.

La fuente de la herramienta emite neutrones hacia la formación y estos colisionan con átomos de la formación, y a este fenómeno se le conoce como dispersión elástica. Los neutrones van perdiendo energía con cada choque, y esta pérdida de energía depende de la masa atómica de los materiales que se encuentran en la formación. La mayor pérdida de la energía ocurre cuando un neutrón choca con un átomo de hidrógeno ya que los neutrones tienen masa atómica similar a la de un átomo de hidrógeno.

Después cada neutrón es capturado por un núcleo, y en este instantáneamente emite rayos gamma. Dependiendo del tipo de detector que tenga la herramienta puede captar rayos gamma o a los neutrones (Bassiouni, 1994).

Cuanto hay altas concentraciones de hidrógeno, los neutrones son desacelerados y capturados a una distancia corta de la fuente. Pero cuando las concentraciones de hidrógeno son bajas, los neutrones se alejan de la fuente antes de ser capturados. Esto significa mayor o menor contenido de fluidos en los poros.

Estimación de la porosidad efectiva

La estimación de esta porosidad es de gran importancia para la evaluación de yacimientos y para poder determinarla es importante corregir los registros por efecto de arcilla.

Dependiendo como se distribuyan espacialmente las arcillas, afectara o no la porosidad de las rocas. Cuando la arcilla se distribuye de manera dispersa, por lo general no afecta la porosidad, de manera estructural la porosidad total aumenta, pero no afecta la porosidad efectiva. Y cuando la arcilla se distribuye de manera dispersa afecta tanto la porosidad total como la efectiva.

La arcilla dispersa es la que mayor afectación tiene hacia la porosidad.

En el caso del registro sónico se debe tomar en cuenta la siguiente ecuación:

$$\varphi_e = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{sh}} \times \frac{100}{\Delta t_{sh}} - V_{cl} \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (3.6)$$

Donde:

Δt es el intervalo de tiempo de tránsito en formaciones arcillosas.

Δt_{ma} es el intervalo de tiempo de tránsito de la matriz de la formación.

Δt_f es el intervalo de tiempo de tránsito del fluido.

Δt_{sh} es el intervalo de tiempo de tránsito de lutitas adyacentes.

V_{cl} es el volumen de arcilla.

En el caso del registro de densidad se debe tomar en cuenta la siguiente ecuación:

$$\varphi_e = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} - V_{cl} \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \right) \quad (3.7)$$

Donde:

ρ_{ma} es la densidad de la matriz sin contenido de arcilla.

ρ_b es la densidad de la formación arcillosa.

ρ_f es la densidad del fluido.

ρ_{sh} es la densidad de lutitas adyacentes.

En el caso donde se usan ambos registros, neutrones y densidad, se utiliza la siguiente expresión (Dewan, 1983):

$$\varphi_{NC} = \varphi_N - (V_{cl} \times \varphi_{Nch}) \quad (3.8)$$

$$\varphi_{DC} = \varphi_D - (V_{cl} \times \varphi_{Dch}) \quad (3.9)$$

Cuando el fluido es aceite:

$$\varphi_e = \frac{\varphi_{NC} - \varphi_{DC}}{2} \quad (3.10)$$

Cuando el fluido es gas:

$$\varphi_e = \left(\frac{\varphi_{NC}^2 - \varphi_{DC}^2}{2} \right)^{1/2} \quad (3.11)$$

Donde:

φ_{NC} es la porosidad del registro de neutrones corregida por contenido de arcilla.

φ_N es la porosidad del registro de neutrones en formaciones arcillosas.

φ_{Nch} es la porosidad del registro de neutrones en lutitas adyacentes.

φ_{DC} es la porosidad del registro de densidad corregida por contenido de arcilla.

φ_D es la porosidad del registro de densidad en formaciones arcillosas.

φ_{Dch} es la porosidad del registro de densidad en lutitas adyacentes.

3.2 Contenido de Arcilla

La arcilla es un sedimento con tamaño de grano menores a 1/256 mm (0.004 mm) de diámetro. Se compone principalmente por silicatos de aluminio hidratados y alúmina, óxido de aluminio (Al_2O_3).

Por otro lado, la lutita es una roca compuesta de minerales arcillosos, componentes de grano fino. Que puede ser una roca sello o una roca generadora en el sistema petrolero.

Los minerales arcillosos son filosilicatos, tienen una estructura similar a la de las micas (tipo hoja o lamina). Los elementos principales que constituyen los minerales arcillosos son (Bassiouni, 1994):

- 1) Una hoja de silicio (Si) y átomos de oxígeno (O) en un arreglo tetraedro.
- 2) Una hoja de aluminio (Al), oxígeno (O) y un hidroxilo (OH), en un arreglo octaedro.

3.2.1 Distribución de Arcilla en Areniscas

Dentro de rocas sedimentarias (areniscas, calizas o conglomerados) es común encontrar minerales arcillosos, conocidos comúnmente como arcilla.

La arcilla se distribuye en tres formas en formaciones arenosas (Bassiouni, 1994):

- **Dispersa**
Ocurre cuando cristales de arcilla precipitan del fluido que se encuentra en el espacio poroso. La precipitación ocurre en respuesta de los cambios químicos del agua de poro que son ocasionados por filtración a través de lutitas o por cambios de temperatura y presión ocurridos durante el enterramiento y compactación de los sedimentos. Este tipo de arcilla se presenta como partículas discretas en poros, como recubrimiento de cristales en la pared del poro que forman una capa delgada y relativamente continua de recubrimiento y como cristales extendiéndose lejos o a través de un poro o garganta de poro. La arcilla dispersa afecta la porosidad total y efectiva de la roca, así como su permeabilidad (Fig. 3.4).
- **Laminar**
Se compone de láminas delgadas de arcilla y otros materiales de grano muy fino, ocurren dentro de los cuerpos arenosos. Su origen es detrítico y se forman fuera de la estructura de las areniscas. Estas arcillas detríticas es llamada arcilla laminar o lutita laminar. Este tipo de arcilla aumenta la porosidad total de la roca, ya que las lutitas tienen su propia porosidad y es mayor que la de las areniscas (Fig.3.4).
- **Estructural**
Las arcillas pueden ser de tipo diagenético (formados dentro de un cuerpo arenoso). Una fuente de arcilla diagenética es una alteración in-situ de un no-cuarzo debido a una reacción con el agua de la formación. La alteración más común es de feldespatos a caolinita y de horblenda a clorita; estas alteraciones dejan arcilla estructural. También se considera arcilla estructural aquella originada cuando pellets o clastos de arcilla son depositados como una parte integral de una matriz compuesta predominantemente de arena. Este tipo de disposición de la arcilla tiene poco efecto en la permeabilidad, no afecta la porosidad efectiva, pero aumenta la porosidad total de la roca (Fig. 3.4).

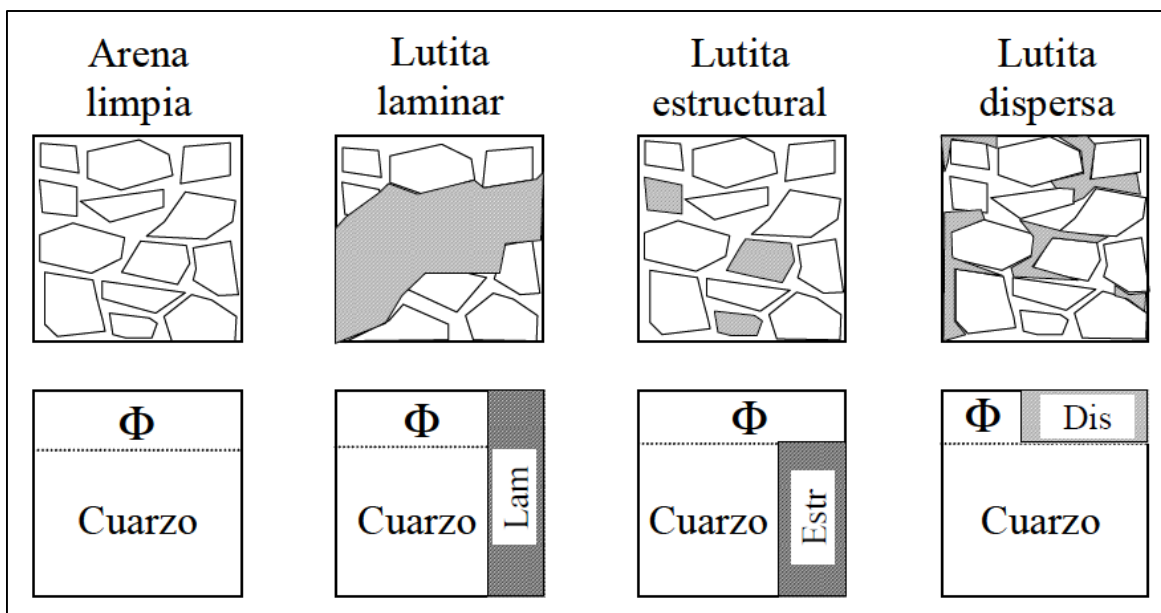


Figura 3.4 Modos de distribución de la Arcilla (Tomado de Bassiouni, 1994).

3.2.2 Estimación del Contenido de Arcilla

El registro de rayos gama tiene como propósito principal evaluar el contenido de arcilla en las diferentes formaciones geológicas, debido a que la herramienta se encarga de medir la radioactividad natural de las rocas.

Los rayos gama son un tipo de radiación electromagnética. Que se producen naturalmente cuando el núcleo en estado de excitación los libera debido a un exceso de energía.

Las rocas contienen elementos inestables y exhiben un cierto nivel de radioactividad natural. Los más abundantes dentro de las rocas sedimentarias son las series de uranio, del torio y del potasio. El elemento más radioactivo dentro de las formaciones es el potasio (K^{40}), que constituye el 0.0119% de los potasios (Bassiouni, 1994).

Los elementos radioactivos tienden a concentrarse en lutitas y sedimentos de grano fino. En promedio las lutitas contienen 3% de potasio, 6 ppm de uranio y 20 ppm de torio.

Las arenas limpias contienen muy pocos minerales radioactivos, porque el ambiente químico que predomina durante el depósito no es favorable para la acumulación de arcillas y por lo tanto de minerales radioactivos. En estas arenas, el promedio de concentraciones son 1% de potasio, 6ppm de uranio y 2 ppm de torio.

El registro de rayos gamma es una medición de la intensidad de radiación que el pozo refleja de las diferentes formaciones o rocas que rodean el agujero; y este registro puede ser usado para interpretar la presencia de diferentes tipos de formaciones (areniscas, carbonatos, lutitas), su profundidad y espesor.

Este registro también permite estimar el contenido de arcilla de la formación de interés, mediante la siguiente relación:

$$I_{sh} = \frac{(GR_{log} - GR_{min})}{(GR_{mzx} - GR_{min})} \quad (3.12)$$

Donde:

I_{sh} es el índice de arcilla.

GR_{log} es la respuesta del registro de rayos gamma en la formación de interés.

GR_{min} es la respuesta del registro de rayos gamma en la formación limpia arenas o carbonato

GR_{mzx} es la respuesta del registro de rayos gamma en la formación de lutitas adyacentes.

Para obtener el volumen de arcilla se pueden utilizar las siguientes ecuaciones:

Larionov (1969), para rocas del terciario o rocas no consolidadas (areniscas)

$$V_{sh} = 0.083 \times (2^{3.71GR} - 1) \quad (3.13)$$

Larionov (1969), para rocas más antiguas o rocas consolidadas (carbonatos)

$$V_{sh} = 0.33 \times (2^{2.1GR} - 1) \quad (3.14)$$

Steiber (1970):

$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{3 - 2 \times I_{GR}} \quad (3.15)$$

Clavier (1971):

$$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2]^{1/2} \quad (3.16)$$

En este trabajo sería conveniente utilizar la ecuación (3.13) ya que el yacimiento pertenece a terrígenos del terciario, Eoceno Medio.

3.3 Saturación de Agua

El espacio poroso se encuentra saturado parcialmente de agua S_w (saturación de agua de la formación) y el remanente del espacio se encuentra ocupado por aceite y/o gas ($1 - S_w$). Como se explicó anteriormente la arcilla se distribuye de manera dispersa dentro de los poros y esto afecta el contenido de fluidos que se encuentran en los poros.

3.3.1 Estimación de la Saturación de Agua

Los registros resistivos junto con la porosidad se usan para obtener la saturación de agua. Las herramientas de registros con principio eléctrico (resistivo) miden a diferentes diámetros del pozo para conocer la resistividad de la formación en la zona no invadida por los fluidos del pozo.

La resistividad de una formación depende del fluido que se encuentre dentro del él y otras características de la formación. Como porosidad, matriz y temperatura.

La resistividad de una formación saturada con agua es proporcional a la resistividad del agua de la formación:

$$R_o \propto R_w \quad (3.17)$$

Donde:

R_o es la resistividad de la formación

R_w es la resistividad del agua de formación

$$R_o = F * R_w \quad (3.18)$$

3.3.2 Ecuación de Archie

Una manera de obtener o estimar la saturación del agua de la formación es a través de la ecuación de Archie (1942), que se expresa de la siguiente manera:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\varphi^m} \times \frac{R_w}{R_t}} \quad (3.19)$$

Donde:

S_w es la saturación de agua de la formación.

n es el exponente de saturación (valores entre 1 a 2.5).

a es el factor de tortuosidad.

φ es la porosidad.

m es el exponente de cementación.

R_w es la resistividad del agua de formación.

R_t es la resistividad del agua de la zona no invadida.

Para arenas limpias y consolidadas:

n es cercano a 2.

a 0.62 (Porosidad > 16%) y 0.81 (Porosidad < 16%).

m 2.15 (Porosidad > 16%) y 2.0 (Porosidad < 16%).

Para carbonatos:

$a = 1$

$m = 2$

3.4 Presentación de Registros de Pozo

En la Fig. 3.5 se muestran los registros de porosidad efectiva, rayos gamma y saturación de agua de dos pozos productores en el campo Perdiz.

El primer pozo, Perdiz-1 tiene tres intervalos disparados, pero sólo uno resultó productor (I.P):

- Intervalo 1 de 2514 m a 2525 m
- Intervalo 2 de 2555 m a 2565 m
- Intervalo 3 de 2601 m a 2610 m (I.P)

El segundo pozo. Perdiz-33 tiene cuatro intervalos disparados de distintos espesores y sólo uno es productor (I.P):

- Intervalo 1 de 2535 m a 2560
- Intervalo 2 de 2665 m a 2670
- Intervalo 3 de 2677 m a 2696
- Intervalo 4 de 2714 m a 2720 (I.P)

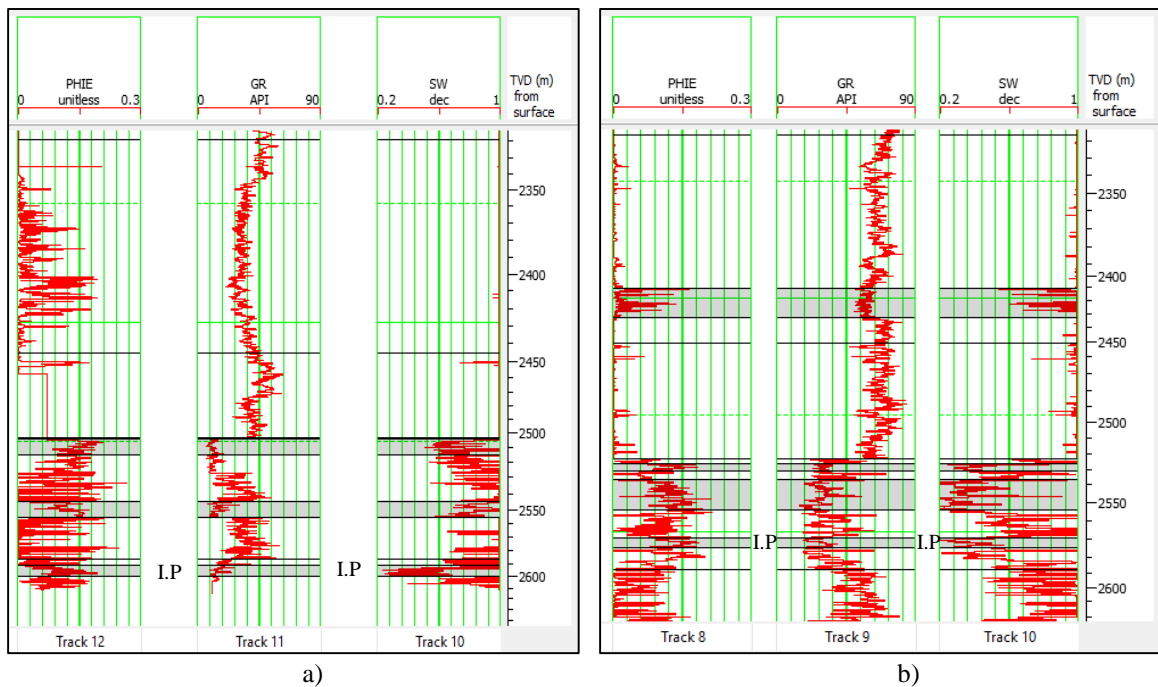


Figura 3.5 a) Registros de porosidad efectiva, rayos gama y saturación de agua del Pozo Perdiz-1; b) Registros de porosidad efectiva, rayos gama y saturación de agua del Pozo Perdiz-33.

Analizando los intervalos productores de ambos pozos, observamos que el registro de porosidad efectiva presenta los valores más altos (10% a 15%) que en los intervalos que no resultaron productores.

El registro de rayos gamma presenta los valores más bajos, menores a 30 API, en los intervalos productores de ambos pozos.

La saturación de agua en los intervalos productores es mucho menor a comparación de los intervalos disparados no productores, estos rangos de saturación oscilan entre 30% al 50%.

4. Teoría Multiatributos y Redes Neuronales

4.1 Atributos Sísmicos

Los atributos sísmicos son las características geométricas, cinemáticas, dinámicas y estáticas de las ondas sísmicas, que son extraídos o derivados de los datos sísmicos antes o después del apilamiento mediante transformaciones matemáticas.

Los rasgos de la señal sísmica son causados por características petrofísicas y su variabilidad.

Es necesario realizar análisis y calibración de atributos sísmicos para eliminar datos distorsionados y extraer propiedades litológicas y físicas de los datos sísmicos.

4.1.1 Definición de Atributos Sísmicos

Un atributo Sísmico es una cantidad extraída o derivada de datos sísmicos antes o después del apilamiento mediante transformaciones matemáticas y realza información a una mejor interpretación geológica o geofísica (Li & Zhao, 2014).

Un atributo sísmico se define como una cantidad medida de las características sísmicas de interés (Chopra & Marfurt, 2005). O bien es cualquier transformada matemática de la traza sísmica, que puede o no incorporar otra fuente de datos (Hampson *et al.*, 2001).

Aproximadamente podemos extraer diez tipos de atributos sísmicos, los más importantes y de utilidad en la industria petrolera son: la amplitud, frecuencia, fase, polaridad, impedancia, cada uno de los atributos contiene diferentes parámetros:

- Características de Amplitud

En sismología la amplitud es el parámetro cinético más común usado para interpretación litológica y predicción de reservas de gas y/o aceite.

Es influenciada por los siguientes factores: cambios litológicos, cambios de fluidos, propiedades físicas, disconformidades y cambios de secuencias estratigráficas.

Los siguientes parámetros cuantitativos son frecuentemente usados en trabajos prácticos:

1. Amplitud RMS (mínimos cuadrados), que toma en consideración la siguiente ecuación:

$$A_{rms} = \sqrt{\frac{\Delta t}{t_2 - t_1} \sum_{t_1}^{t_2} A^2(t)}$$

Δt es un intervalo muestra.

t_2 y t_1 son la cima y base de los valores de una ventana de tiempo.

A es la amplitud instantánea.

2. Promedio de la amplitud absoluta.
3. Cociente de amplitud.
4. Diferencia de amplitud entre cresta o valles.
5. Cambio de energía promedio.
6. Amplitud máxima de cresta.
7. Amplitud máxima de valle.
8. Combinación de amplitud absoluta.
9. Relación de la amplitud máxima y mínima en un intervalo de tiempo.
10. Pendiente de la amplitud.

- Características de la traza sísmica compleja

Es el atributo sísmico instantáneo que es tomado de la localización de los arribos de ondas sísmicas por un análisis de la traza sísmica compleja.

Una traza sísmica compleja puede ser expresada como:

$$C(t) = S(t) + jh(t)$$

$C(t)$ es una traza sísmica compleja.

$$S(t) = A(t)\cos\varphi(t)$$

$S(t)$ es la traza sísmica real

$$h(t) = A(t)\text{sen}\varphi(t)$$

$h(t)$ es la traza sísmica virtual, que es la transformada de Hilbert de la traza sísmica

$$A(t) = [S^2(t) + h^2(t)]^{1/2}$$

$A(t)$ es la amplitud

$$\varphi(t) = \text{ang tan} \frac{h(t)}{S(t)}$$

$\varphi(t)$ es la fase instantánea

$$\bar{\omega}(t) = \frac{d\varphi}{dt}$$

$\bar{\omega}(t)$ es la frecuencia instantánea

La amplitud, fase instantánea y frecuencia instantánea son los tres atributos básicos.

- Características de los atributos del espectro de potencia

El análisis del espectro es un importante método para describir las características de la ondícula. Se tienen dos formas que comprenden con el análisis del espectro de Fourier y el análisis del espectro de potencia.

Cuando los datos sísmicos son correspondientes a un proceso aleatorio media-cero, el espectro de potencia es una de sus características, que representa las características de las ondas de reflexión.

El análisis del espectro de Fourier es más apropiado describir las características de las ondas reflectadas.

El espectro de potencia es obtenido de la función de autocorrelación de las grabaciones sísmicas mediante la transformada de Fourier.

- Análisis del espectro de Fourier

Los cambios instantáneos del espectro especialmente la pérdida de componentes de altas frecuencias son el resultado de la propagación de ondas a través de un medio. Estos cambios pueden relacionarse a cambios litológicos o petrofísicos.

Cambios en el espectro causados por variaciones laterales litológicas son las siguientes:

1. Efectos de sintonía de capas delgadas
 2. Los fenómenos de flexión del tiempo de viaje causados por capas anormales con bajas velocidades.
 3. Cambios en amplitud debido a las variaciones laterales de impedancia.
 4. Dispersión de la energía sísmica de superficies irregulares, que pueden causar errores estáticos y pérdida de componentes de alta frecuencia.
- Análisis de correlación

La función de autocorrelación es una señal de repetitividad de grabaciones sísmicas. Mientras que la función de crosscorrelación indica la similar extensión de diferentes trazas sísmicas, que delimita la continuidad del sismograma.

4.1.2 Clasificación de Atributos Sísmicos

Taner (1977), clasificó los atributos sísmicos en dos categorías que corresponden a los atributos geométricos y físicos.

Los atributos geométricos o características de reflexión son usados para estratigrafía sísmica, estratigrafía de secuencias, fallas e interpretaciones estructurales: tales como el tiempo de viaje, configuración de la reflexión sísmica, la intensidad de reflexión de eventos sísmicos y continuidad lateral.

Los atributos físicos son usados en la interpretación de litología y características de reservas, que pueden ser divididos en dos categorías:

1. Atributos derivados de trazas sísmicas analíticas. Son los atributos más comunes incluyendo la amplitud y su primera y segunda derivadas, fase instantánea, frecuencia instantánea, aceleración instantánea, espectro de frecuencia de la traza sísmica, coeficiente de correlación y atributos derivados de ellos.
2. Atributos calculados antes del apilamiento, como: AVO (Apéndice B), corrección NMO (*normal moveout*), onda P y velocidad de intervalo de la onda S.

Otros autores realizaron una clasificación de los atributos sísmicos, por ejemplo, Alistair R. Brown (1996) los clasificó dentro de cuatro categorías: atributos de tiempo, amplitud, frecuencia y atributo de atenuación absorción. Además de dividirlos en antes y después del apilamiento (Fig. 4.1).

Chen (1997), clasificó los atributos sísmicos dentro de la amplitud, frecuencia, fase, energía, forma de onda, atenuación, correlación y cociente.

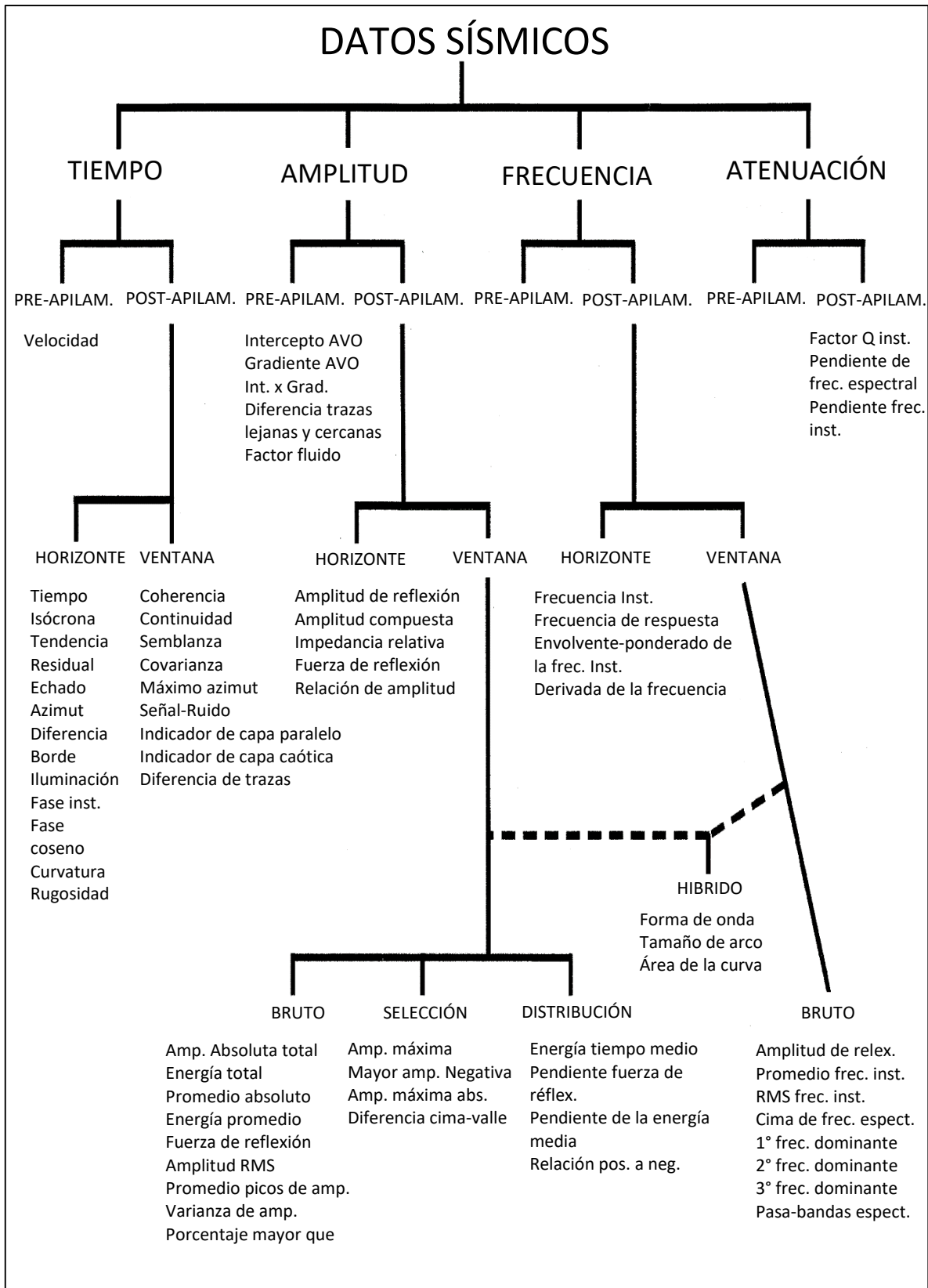


Figura 4.1. Clasificación de atributos Sísmicos (Modificada de Brown, 2001)

4.1.3 Análisis de Atributos sísmicos

El propósito de analizar los atributos sísmicos es extraer la información oculta de los datos sísmicos, y obtener información acerca de la litología, propiedades físicas o parámetros de reservas, interpretación geológica e ingeniería de reservas.

El análisis de atributos sísmicos consiste de dos partes, nombradas, la optimización y predicción de atributos sísmicos. La predicción de los atributos sísmicos es sobre la predicción de hidrocarburos, litología y litofacies o predicción de parámetros de reserva.

El flujo general de análisis de atributos sísmicos es el siguiente:

1. Comprobar la relación tiempo-profundidad entre el resultado de la perforación y los datos sísmicos, que es la calibración del horizonte.
2. Hacer la interpretación del seguimiento del horizonte y determinar la ventana de tiempo para extraer los atributos sísmicos.
3. Optimización de los atributos sísmicos. Escoger una combinación de atributos usados para la predicción de reservas.
4. Análisis de atributos sísmicos. Establecer las relaciones estadísticas entre atributos sísmicos y características geológicas (Li & Zhao, 2014).

4.1.4 Métodos Analíticos de Extracción de Atributos Sísmicos

La extracción de atributos sísmicos es realizada a través de algunos procesos especiales tales como análisis de la traza sísmica compleja, integración de la traza e inversión sísmica.

Métodos para la extracción de atributos de horizonte:

- Atributos horizontales instantáneos: son los atributos extraídos de capas mediante el análisis de la traza compleja.
- Extracción de ventana de tiempo de una sola traza: es para extraer atributos a lo largo de una ventana de tiempo variable. La ventana puede ser definida mediante dos capas y dos offsets, o mediante la combinación de una capa, la distancia del offset y el tamaño de la ventana de tiempo.
- La extracción de ventana de tiempo de trazas múltiples es similar al de una sola traza. Pero además define los límites superiores e inferiores de la ventana de tiempo y también necesita definir el número de trazas y nodos de extracción lateral.

4.2 Regresión Lineal de Un Atributo

Corresponde a una aproximación lineal simple, y se utiliza para establecer la relación entre parámetros, asumiendo una relación lineal entre ellos y usa el método de mínimos cuadrados para determinar la relación lineal, de la siguiente ecuación:

$$y = a + bx \quad (4.1)$$

Los coeficientes a y b de la ecuación (4.1) pueden ser obtenidos minimizando el error cuadrático medio de predicción:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - bx_i)^2 \quad (4.2)$$

El error de predicción E , es una medida de bondad de ajuste de la regresión lineal, definida en la ecuación (4.1). Una medida equivalente es la correlación normalizada, está definida por:

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (4.3)$$

Donde:

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \quad (4.4)$$

$$\sigma_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)^2 \quad (4.5)$$

$$\sigma_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - m_y)^2 \quad (4.6)$$

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (4.7)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (4.8)$$

Se debe tomar en cuenta que el requisito lineal puede obtenerse mediante la aplicación de una transformada no lineal a cualquiera de los datos de destino o los datos de atributos o ambos.

4.3 Regresión Lineal Multiatributo

En el caso de un estudio de más de un atributo es necesario utilizar regresión lineal multivariada.

De cada registro de pozo, de la propiedad petrofísica objetivo, se toma una muestra que será modelada como una combinación lineal de atributos sísmicos en el mismo momento de tiempo, como se muestra en la (Fig. 4.2)

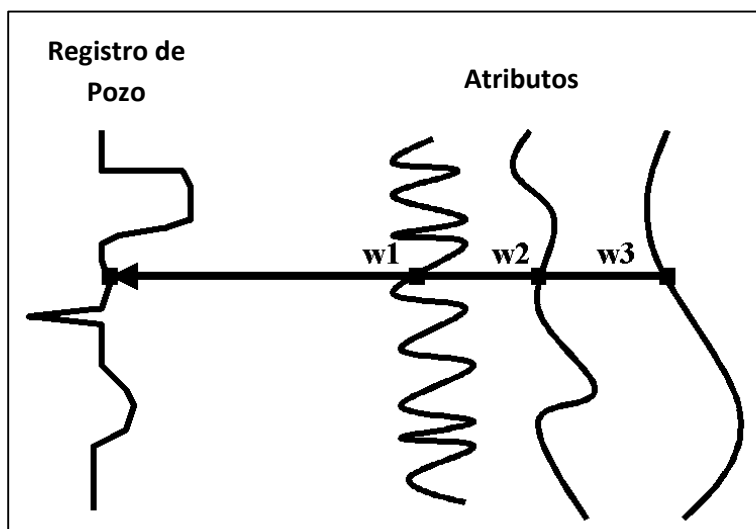


Figura 4.2 Asumiendo un caso para tres atributos sísmicos. Cada pozo muestra es modelo de una combinación lineal de los atributos en el mismo tiempo (Tomado de Hampson *et al.*, 2001).

En cada muestra de tiempo el registro de pozo es modelado mediante una ecuación lineal:

$$L(t) = w_0 + w_1A_1(t) + w_2A_2(t) + w_3A_3(t) \quad (4.9)$$

Los pesos pueden ser derivados minimizando el error cuadrático medio de predicción, una extensión de la ecuación (4.2):

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 + w_1A_{1i} + w_2A_{2i} - w_3A_{3i})^2 \quad (4.10)$$

La solución para los cuatro pesos produce la ecuación normal estándar:

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{1i}A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i}A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i}A_{3i} & \sum A_{2i}A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i}L_i \\ \sum A_{2i}L_i \\ \sum A_{3i}L_i \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

Al igual que en el caso de atributo único, el error cuadrático medio, ecuación (4.10) calcula utilizando los pesos derivados, que constituye una medida de bondad de ajuste para la transformación, al igual que la correlación normalizada, definido en la ecuación (4.3), donde el eje de las ordenadas es ahora el valor de registro previsto y el eje de las abscisas es el valor real del registro de pozo (Hampson *et al.*, 2001).

Para resolver las diferencias de frecuencia entre el dato del registro de pozo y los datos sísmicos (atributos) se realiza un “operador convolucional” (Fig. 4.3).

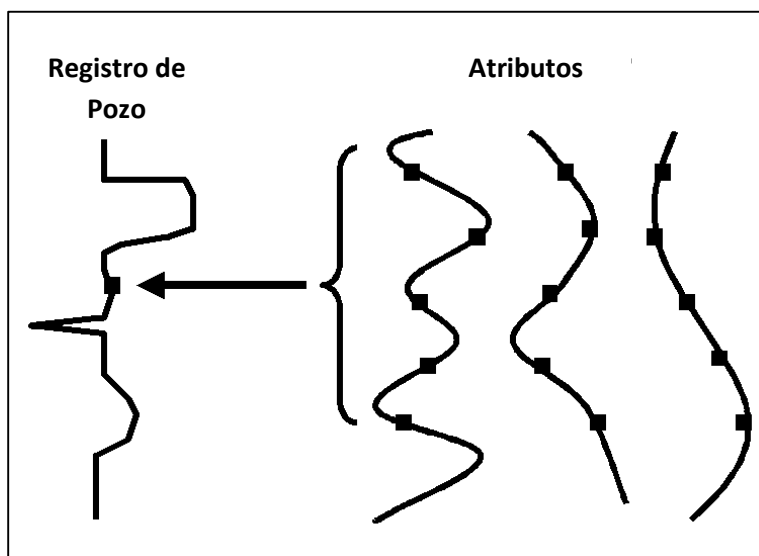


Figura 4.3. Usando un operador convolucional de 5 puntos para relacionar los atributos sísmicos al pozo objetivo (Tomado de Hampson *et al.*, 2001)

El operador convolucional consiste en utilizar varios valores vecinos de cada atributo y no solo la muestra que le corresponde en un tiempo determinado (Hampson *et al.*, 2001).

La extensión de la ecuación (4.9) con operador convolucional *, se expresa de la siguiente manera:

$$L(t) = w_0 + w_1 * A_1(t) + w_2 * A_2(t) + w_3 * A_3(t) \quad (4.12)$$

Definiendo el término transformación multiatributo: “Es un conjunto de tipos de atributos, junto con reglas para transformar los atributos en el registro de salida deseado” (Hampson *et al.*, 2001).

4.4 Redes Neuronales

Las redes neuronales artificiales son técnicas de geoestadística multivariada, las cuales desarrollan un sistema de aprendizaje, ya sea de un modo supervisado o no supervisado.

En el modo supervisado la red neuronal puede aprender y asociar respuestas a patrones. El modo no supervisado encierra los patrones basados en similitudes de las características en los mismos patrones (Poulton, 2002).

Una red neuronal computacional está formada por tres componentes: la neurona (nodos o elementos de proceso PE), capas y pesos de conexión.

Los nodos son la unidad computacional básica en una red y son clasificados de acuerdo a su rol en la red. Un nodo que recibe información solo de una fuente externa, en un archivo de entrada, es llamado un nodo de entrada.

Un nodo que pasa sus valores calculados una fuente externa, es llamado un nodo de salida. Un nodo de salida calculado los valores de error para redes realizadas de aprendizaje supervisado.

Cualquier nodo que no sea de entrada o salida es un nodo oculto. Esto quiere decir que no tienen contacto directo con el mundo exterior.

Las capas están compuestas de nodos. Las capas también pueden ser de entrada, salida u ocultas. A su vez los nodos se conectan entre sí a través de los pesos de conexión (Fig. 4.4).

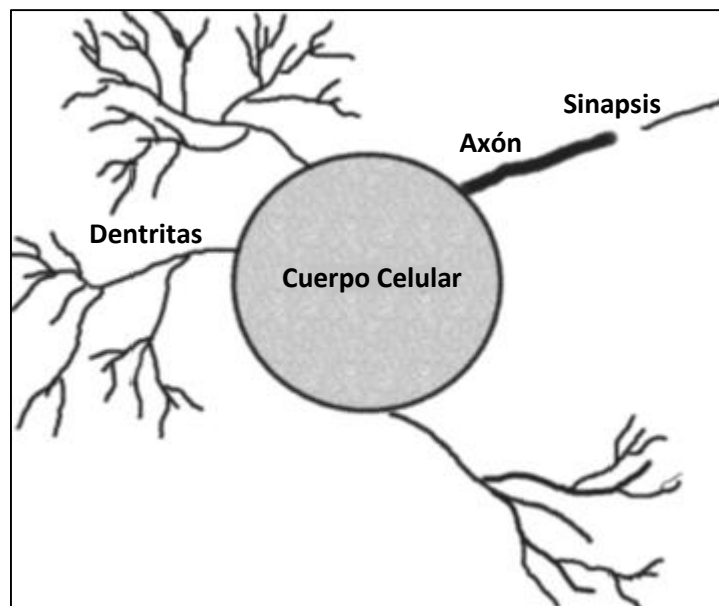


Figura 4.4. Esquema de la parte de una célula nerviosa biológica que es generalizada en una arquitectura de una red neuronal computacional. El cuerpo celular es equivalente a un nodo. La sinapsis es el equivalente a los pesos de conexión (Modificado de Poulton, 2002)

Las redes neuronales son descritas por su algoritmo de aprendizaje (supervisado y no supervisado) y su arquitectura. La arquitectura es descrita por los nodos, pesos de conexión, las capas y la manera en la que cada componente interactúa con otro.

La arquitectura de diferentes redes es definida por la estrategia de conexión entre neuronas y capas. Una estrategia de conexión se refiere a la forma de capa y los nodos dentro de las capas que están conectadas.

Una vez que hemos colocado la arquitectura y un algoritmo de aprendizaje podemos comenzar a entrenar la red.

El entrenamiento (o aprendizaje) es el proceso de presentar datos a la red y cambiar los pesos de conexión. El entrenamiento puede ser realizado de una manera supervisada o no supervisada.

La meta del entrenamiento es encontrar un grupo de valores de pesos de conexión que pueden mapear todos los ejemplares del entrenamiento de entrada a todos los ejemplares del entrenamiento de salida con el mínimo error (Poulton, 2002).

Después del entrenamiento la red debe ser probada (*tested*) y validada.

4.4.1 Red de Alimentación Directa de Múltiples Capas

Red neuronal de alimentación directa o hacia delante multicapa (*Multilayer feed-forward neural network*) MLFN. Es una estrategia de conexión la cual consiste de una capa de entrada, una de salida y una o más capas ocultas (Fig. 4.5).

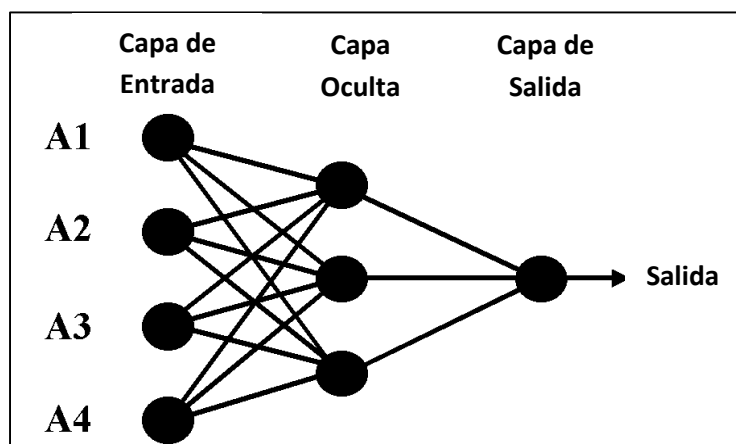


Figura 4.5 Red de alimentación directa multicapa (Tomado de Hampson *et al.*, 2001)

Cada capa está conformada de nodos y los nodos están conectados con pesos. Los pesos determinan el resultado de la capa de salida. El número de nodos de entrada es igual al número de atributos a usar.

Si se utiliza un operador convolucional, el número de atributos eficaces aumenta por la longitud del operador. Por ejemplo, para una longitud de operador 3, cada atributo se repite 3 veces, correspondiente a un desplazamiento de la muestra de tiempo de -1, 0 y 1. La capa de salida tendrá un nodo, si estamos prediciendo una sola propiedad de registro. En el caso de este trabajo se utiliza una sola capa oculta, con el número de nodos establecidos por la experimentación.

El proceso de entrenamiento consiste en encontrar los pesos óptimos entre los nodos. El entrenamiento se lleva a cabo mediante la presentación de entrenamientos "ejemplos" a la red. Cada ejemplo se compone de los datos para una sola muestra de tiempo:

$$\{A_1, A_2, A_3, L\}$$

Donde A_i son los atributos y L es el valor del registro objetivo medido.

El problema de la estimación de los pesos puede ser considerado un problema de optimización no lineal, donde el objetivo es reducir al mínimo el error cuadrático medio entre los valores de registro de destino reales y los valores de registro de objetivo previsto. Este problema se ha resuelto tradicionalmente por propagación hacia atrás, que es una forma de descenso de gradiente. Los métodos modernos utilizan ahora gradiente conjugado y de recocido simulado para acelerar la convergencia y evitar los mínimos locales.

4.4.2 Red Neuronal Probabilística

La red neuronal probabilística (PNN), es en realidad un esquema de interpolación matemática, que utiliza una arquitectura de red neuronal para su implementación. Es de gran utilidad, ya que, mediante el estudio de la formulación matemática, su entendimiento es mucho mejor que la de MLFN.

Los datos utilizados por el PNN son los mismos datos de entrenamiento utilizados por MLFN. Consiste en una serie de capacitación "ejemplos", uno para cada muestra sísmica en las ventanas de análisis de todos los pozos, series que se expresan de la siguiente manera:

$$\{A_{11}, A_{21}, A_{31}, L_1\}$$

$$\{A_{12}, A_{22}, A_{32}, L_2\}$$

$$\{A_{13}, A_{23}, A_{33}, L_3\}$$

⋮

$$\{A_{1n}, A_{2n}, A_{3n}, L_n\}$$

Donde hay n ejemplos de entrenamiento y tres atributos. Los valores L_i son la medición objetivo de los valores del registro para cada uno de los ejemplos.

Teniendo en cuenta los datos de entrenamiento, el PNN asume que cada nuevo valor de registro de salida se puede escribir como una combinación lineal de los valores de registro en los datos de entrenamiento. Para una nueva muestra de datos con valores de atributos, se utiliza la siguiente relación:

$$x = \{A_{1n}, A_{2n}, A_{3n}, L_n\}$$

El nuevo valor de registro (propiedad petrofísica) se calcula con la siguiente ecuación:

$$\hat{L}(x) = \frac{\sum_{i=1}^n L_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x, x_i))} \quad (4.13)$$

Donde:

$$D(x, x_i) = \sum_{j=1}^3 \left(\frac{x_j - x_{ij}}{\sigma_j} \right)^2 \quad (4.14)$$

$D(x, x_i)$ es la distancia entre en punto de entrada y cada uno de los puntos de entrenamiento x_i . Esta distancia se mide en el espacio dimensional abarcado por los atributos, y es escalado por la cantidad σ_j que puede ser diferente para cada uno de los atributos.

Las ecuaciones (4.13) y (4.14) describen la aplicación de la red PNN. La formación de la red consiste en determinar el conjunto óptimo de parámetros de suavizado, σ_j . El criterio para determinar estos parámetros es que la red resultante debería tener el error de validación más bajo.

Define el resultado de la validación para la m -ésima objetivo se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\hat{L}_m(x_m) = \frac{\sum_{i \neq m}^n L_i \exp(-D(x_m, x_i))}{\sum_{i \neq m}^n \exp(-D(x_m, x_i))} \quad (4.15)$$

Este es el valor predicho de la muestra objetivo m -ésima cuando esa muestra se quede fuera de la formación de datos. Ya que sabemos que, con el valor de esta muestra, se puede calcular el error de predicción para esa muestra. La repetición de este proceso para cada una de las muestras de entrenamiento, podemos definir el error total de predicción para los datos de entrenamiento con la siguiente relación:

$$E_V(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) = \sum_{i=1}^n (L_i - \hat{L}_i)^2 \quad (4.16)$$

Cada error de predicción depende del parámetro σ_j . Esta cantidad es mínima usando un algoritmo no lineal

4.5 Validación

El proceso validación consiste en presentar un nuevo grupo de datos de entrada a la red y calcular los datos de salida. La red no hace ningún cambio de peso durante la validación o pruebas.

Se debe analizar la cuestión de cómo determinar el número correcto de atributos a usar. Podemos demostrar que una transformación multi-atributo con $N + 1$ atributos siempre deben tener un error de predicción menor que o igual a la transformación con atributos N . A medida que se añaden más atributos, podemos esperar una disminución asintótica de error de predicción.

Mientras que los atributos adicionales siempre mejoran el ajuste a los datos de entrenamiento, pueden ser inútiles o peores cuando se aplica a los nuevos datos, no en el conjunto de entrenamiento. Esto a veces se llama "entrenamiento excesivo" (*over-training*).

El utilizar un gran número de atributos es análogo al ajuste de una gráfica cruzada con polinomios de orden cada vez más altos.

La mayoría de las técnicas son usadas para estimar la confiabilidad del ajuste de los atributos, estas técnicas se aplican a la regresión lineal, y a no son aplicables a la predicción no lineal, utilizando redes neuronales. Por esta razón, se elige un proceso de validación cruzada, que se puede aplicar a cualquier tipo de predicción.

Es imoportante indicar que la "Validación cruzada" consiste en dividir la totalidad de los datos de entrenamiento establecidos en dos subconjuntos, el conjunto de datos de entrenamiento y el conjunto de datos de validación. El conjunto de datos de entrenamiento se utiliza para derivar la transformación, mientras que el conjunto de datos de validación se utiliza para medir el error final de predicción. El supuesto es que el sobre-entrenamiento en el conjunto de datos de entrenamiento dará lugar a un ajuste más pobre al conjunto de datos de validación" (Hampson *et al.*, 2001). Tal como se muestra en la Fig. 4.6.

El conjunto de "datos de entrenamiento" consta de muestras de entrenamiento de todos los pozos, excepto algunos pozos especificados ocultos.

La "validación de datos" consiste en muestras del pozo oculto. En el proceso de "validación cruzada", el análisis se repite tantas veces como hay pozos, cada vez dejando fuera un pozo diferente. El error total de validación se obtiene con la siguiente relación:

$$E_V^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_{Vi}^2 \quad (4.17)$$

Donde:

E_V es el error total de validación.

e_{Vi} es el error de validación por pozo i .

N es el número de pozos en el análisis.

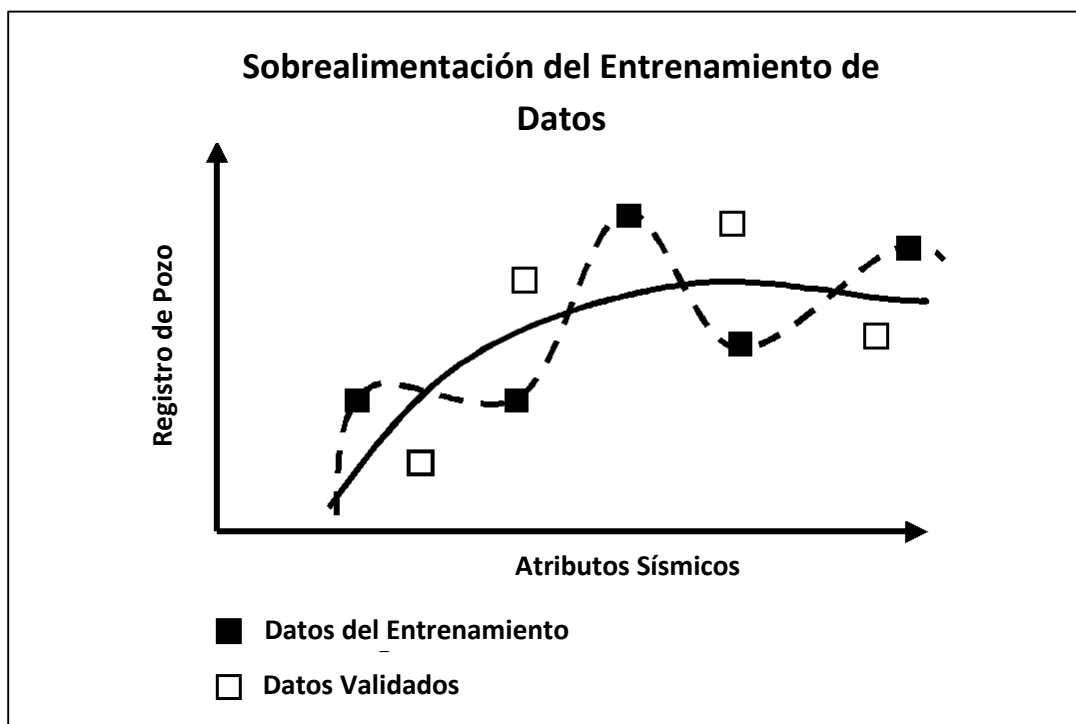


Figura 4.6. Ilustración de la validación cruzada. Dos curvas son usadas para el ajuste de los datos. La curva sólida es un polinomio de bajo orden. La curva punteada es un polinomio de orden más alto. La curva continua ajusta a los datos de entrenamiento mejor, pero muestra un ajuste pobre cuando es comparado con los datos de validación (Tomado de Hampson *et al.*, 2001).

5. Predicción Petrofísica

En este capítulo se lleva a cabo un análisis sísmico pre-apilamiento, PSA (*pre-stack seismic analysis*) para conocer el comportamiento sísmico de las rocas almacenadora y extraer atributos AVO.

Estos atributos pre-apilamiento son utilizados en el análisis multiatributos y redes neuronales para predecir registros de porosidad efectiva, rayos gama y saturación de agua.

5.1 Presentación de los Datos

Para el desarrollo de la metodología se utilizó la siguiente información:

- Información sísmica tridimensional

Consiste de Gathers CMP (*Common midpoint*) con migración en tiempo, sin filtro y sin ganancia y muestreado a 4 ms. A los gathers sísmicos originales les realizaron una “Transformada Radon” y un proceso de “Super Gather”, dando como resultado los gather de la Fig. 5.1, que fue utilizado en el análisis sísmico pre-apilamiento.

- Registros geofísicos de pozo

Se tienen veintidós pozos en el área de estudio. En la Tabla 5.1 se muestran los intervalos productores (IP), no productores (INP) y zona de lutitas de ocho pozos, así como el valor promedio de diferentes registros en cada zona.

- Horizontes sísmicos

Son superficies interpretadas de los datos sísmicos. Existen ocho configuraciones estructurales en tiempo, nombradas:

- | | |
|-------------|--------------------|
| ○ Eoceno 3 | ○ Perdiz-Mocarroca |
| ○ Eoceno 10 | ○ Perdiz-Mioceno |
| ○ Eoceno 20 | ○ Chuvencillo |
| ○ Eoceno 30 | |
| ○ Eoceno 50 | |

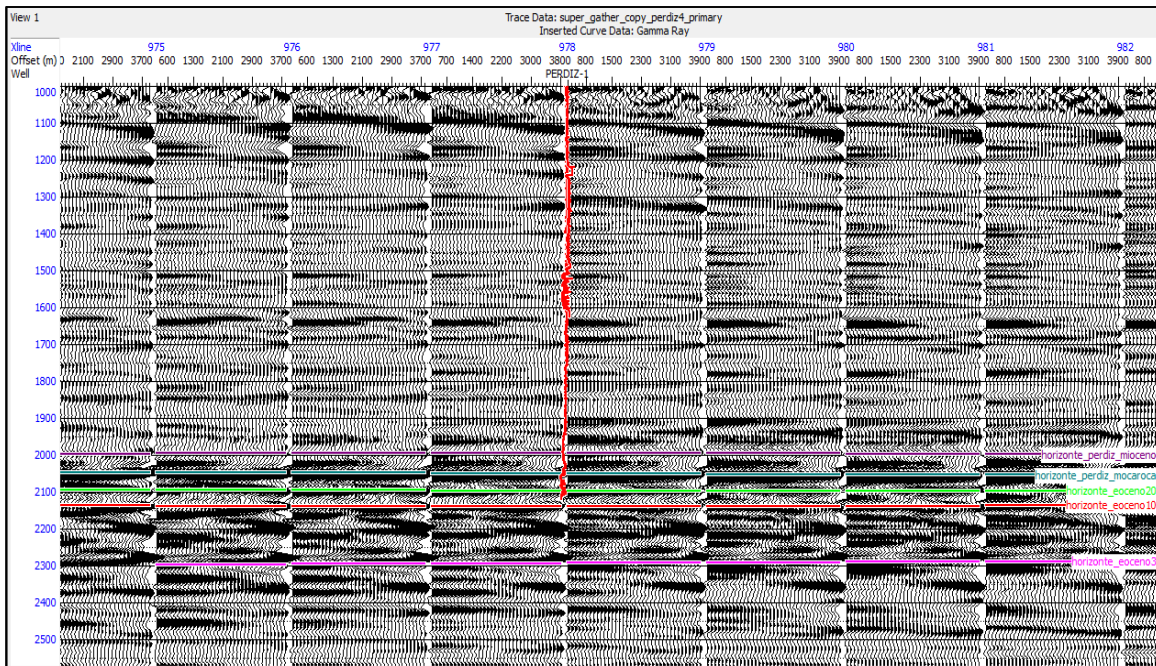


Figura 5.1 Super Gather CMP sobre la Inline 2370. Se observa el Pozo Perdiz-1 y horizontes en tiempo

Los horizontes sísmicos Eoceno 3, 10, 20, 30 y 50 pertenecen al Eoceno Medio, edad de las rocas almacenadoras del campo Perdiz. Con la información de producción de los pozos se sabe que alrededor del horizonte Eoceno 10 (Fig. 5.2), es donde se localizan las secuencias sedimentarias que contienen hidrocarburos. El horizonte Perdiz-Mocarroca pertenece a una discordancia que funciona como sello del yacimiento.

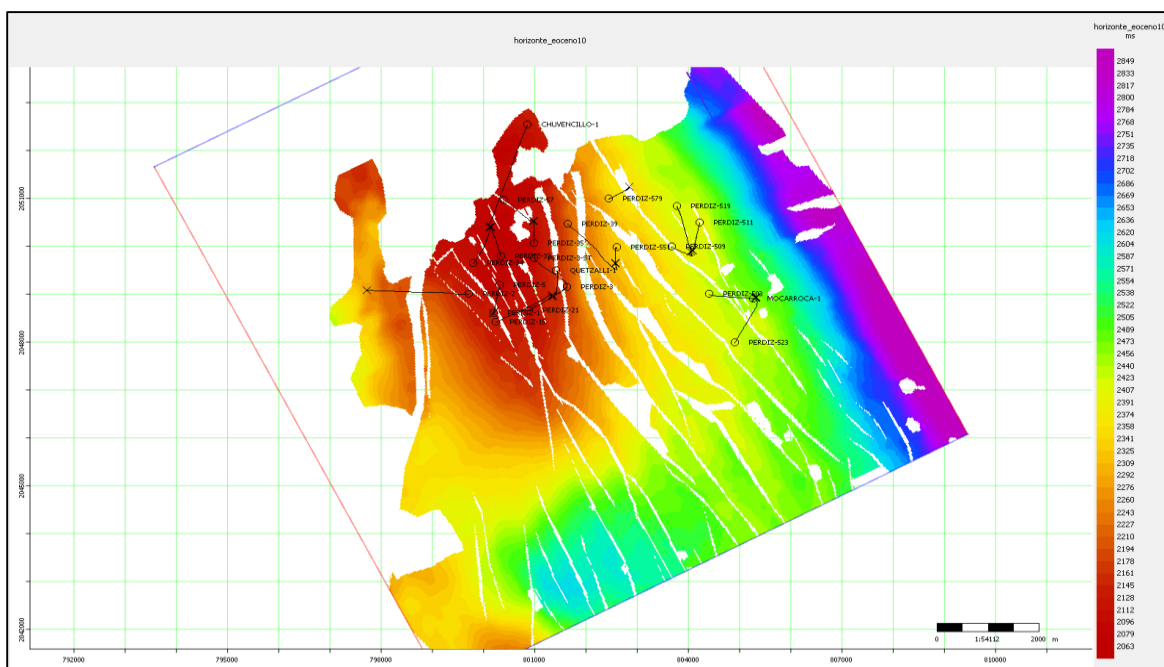


Figura 5.2 Configuración estructural en tiempo del horizonte Eoceno 10 y distribución espacial de los pozos

Pozo	Intervalos		Zonas	Producción (BPD)	Rayos Gama (API)	Porosidad Efectiva (%)	Saturación de Agua (%)	Permeabilidad (md)	Onda-P (m/s)	Onda-S (m/s)	Lambda-Rho	Mu-Rho	Vp/Vs	Coef. Poisson
	Lim. Inf. (m)	Lim. Sup. (m)												
Mocarroca	3029	3035	IP	400	30	No Registro	No Registro	16	5218	2376	90	10	No Registro	No Registro
	3357	3365	INP		32	No Registro	No Registro	6	4791	2074	127	10	No Registro	No Registro
	2700	2720	Zona lutitas		72	0.2	100	0	2998	1257	30	10	2.31	0.37
Pertiz-1	2601	2610	IP	440	10	15	50	20	3689	2303	48	31	1.74	0.25
	2514	2525	INP		12	12	80	9	3725	2274	35	26	1.8	0.31
	2450	2470	Zona lutitas		46	0.01	100	0	2771	1217	26	8	2.23	0.37
Pertiz-2	3375	3422	IP	394	22	7	80	14	4567	2314	76	36	1.91	0.28
	3448	3454	INP		38	0.1	90	1	3413	1798	28	15	3.35	0.35
	2800	2820	Zona lutitas		54	0.1	100	0	2630	1260	19	9	2.05	0.34
Pertiz-3	2866	2881	IP	Desconocida	35	No Registro	60	37	4840	2572	66	45	1.85	0.29
	2770	2781	INP		48.01	No Registro	70	2	4616	2385	76	35	2.04	0.34
	2500	2520	Zona lutitas		78	No Registro	100	0	2880	1494	21	13	2.05	0.34
Pertiz-3st	3023	3038	IP	793	40	10	60	31	4198	2080	42	27	1.77	0.26
	3086	3101	IP	1148	44	12	45	60	3866	2126	56	34	1.65	0.29
	2700	2720	Zona lutitas		75	0.1	100	0	3071	1425	32	12	2.15	0.36
Pertiz-33	2714	2720	IP	1100	25	12	30	22	491	2269	33	31	1.75	0.25
	2535	2560	INP		60	3	90	10	2995	1516	22	12	1.98	0.01
	2450	4270	Zona lutitas		66	0.01	100	0	2910	1387	29	12	2.05	0.34
Pertiz-34	2751	2766	IP	154	30	13	50	37	3758	1596	38	22	1.88	0.28
	2718	2716	INP		30	10	60	1	3669	1249	35	47	2.18	0.36
	2500	2550	Zona lutitas		82	0.01	100	0	2841	1300	27	9	2.25	0.37
Pertiz-39	2813	2828	IP	1034	20	20	45	80	3403	1797	31	20	1.71	0.26
	3379	3386	INP		24	10	70	23	3229	2277	34	65	1.64	0.17
	2500	2550	Zona lutitas		50	0.01	100	0	2363	1372	21	11	2.15	0.35

Tabla 5.1 Análisis de registros utilizados en este trabajo de tres zonas: zona productora, no productora y zona de lutitas. Se resaltan los valores de los registros de rayos gama, porosidad efectiva y saturación de agua

5.2 Análisis de Factibilidad

En esta etapa se desarrollaron una serie de evaluaciones para comprobar la calidad de los datos sísmicos, para determinar si es factible realizar una caracterización de yacimientos y conocer el comportamiento sísmico de las areniscas almacenadoras.

Este análisis de factibilidad se desarrolló de la siguiente manera:

1. Elaboración de sismogramas sintéticos post-apilamiento

Para crear un sismograma sintético de offset-cero, se utilizó registro sónico de onda P y del registro de densidad. Mediante la multiplicación de ambos registros se obtuvo la impedancia acústica, y a partir de ella se calcularon los coeficientes de reflexión. Por último, la serie de reflectividad se convoluciono con una ondícula de Ricker de fase cero y frecuencia de 25 Hz para crear el sismograma sintético.

Se muestran dos ejemplos de la elaboración de un sismograma sintético en un pozo vertical (Fig. 5.3) y en un pozo desviado (Fig. 5.4), ambos pozos presentan correlación alta entre la traza sintética y la traza compuesta.

El desarrollo del sismograma sintético se realiza sobre la zona de interés, que es donde se encuentra el yacimiento. La ventana de análisis se delimita mediante dos líneas amarillas en un intervalo de tiempo determinado.

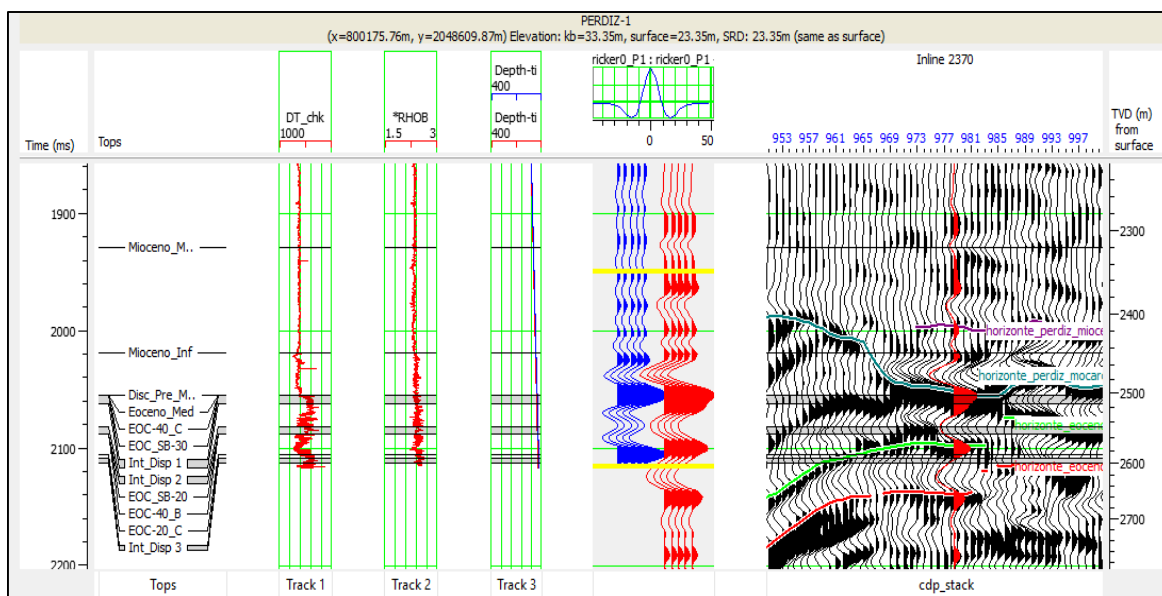


Figura 5.3 Creación del sismograma sintético para el pozo Perdiz-1, mostrando el registro sónico, registro de densidad, relación tiempo-profundidad, la traza sintética, la traza compuesta y la Inline 2370 de la sísmica apilada. Presenta una correlación de 0.710

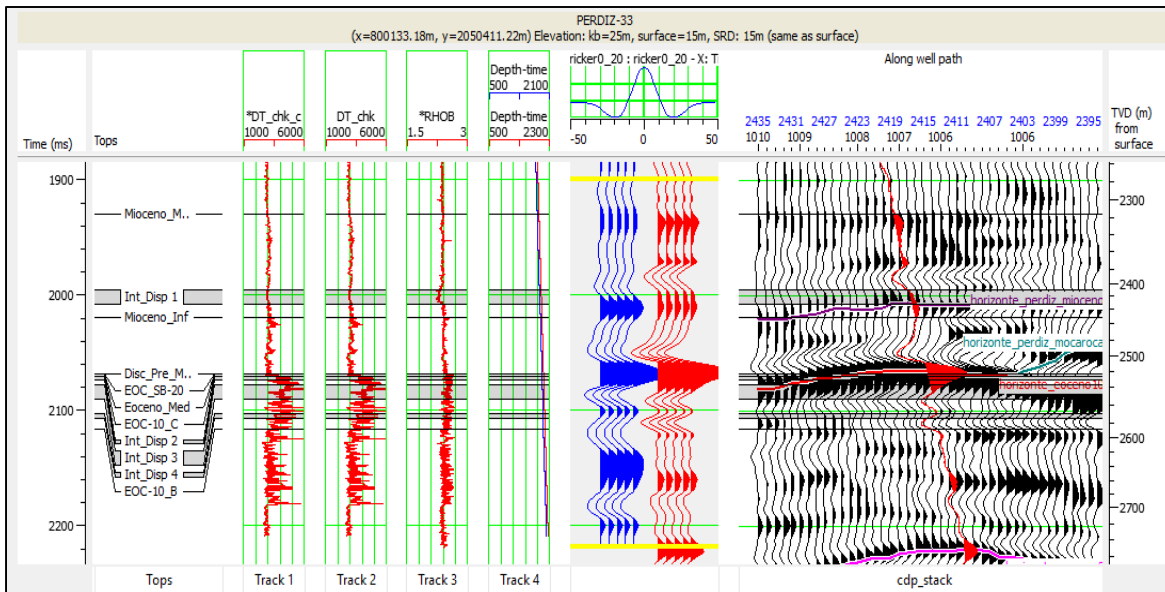


Figura 5.4 Creación del sismograma sintético para el pozo Perdiz-33, mostrando el registro sísmico, registro de densidad, relación tiempo-profundidad, la traza sintética, la traza compuesta y las trazas apiladas que atraviesa el pozo. Presenta una correlación de 0.788

2. Evaluación de parámetros elásticos

Mediante los registros sísmicos de onda P y onda S, se obtuvieron matemáticamente los siguientes registros: Impedancia P, Impedancia S, Lambda-Rho, Mu-Rho, Relación de Poisson y Cociente de onda-p y onda-s (Anexo A.1).

Este análisis se realizó para observar el comportamiento elástico de las rocas de buena calidad y diferenciarlo de las rocas de mala calidad.

Como ejemplo se tienen los pozos Perdiz-1 y Perdiz-33. En el primer pozo (Fig. 5.5) se observan tres intervalos disparados:

- Intervalo 1 de 2514 m a 2525 m
- Intervalo 2 de 2555 m a 2565 m
- Intervalo 3 de 2601 m a 2610 m (I.P) produce 440 bpd (barriles por día)

Los tres primeros registros pertenecen a los registros descritos en el capítulo 3, las propiedades petrofísicas de interés en este trabajo. En el intervalo productor, el registro rayos gama es bajo, el registro de porosidad presenta valores altos y existe poca saturación de agua.

Los registros Lambda-Rho y Mu-Rho (coeficientes de Lamé), son las características del medio. Lambda muestra la incompresibilidad de la roca y Mu la rigidez de la roca. Cuando tenemos una matriz arenosa los valores del registro Mu-Rho son más altos, debido a que la

matriz de cuarzo presenta una rigidez mayor que las arcillas. Por otro lado, el registro Lambda-Rho es capaz de distinguir zonas de gas, ya que detecta zonas anómalas de incompresibilidad, el gas presenta baja incompresibilidad. En el intervalo productor presenta valores anómalos.

Los registros de coeficiente de Poisson y cociente V_P/V_S son muy buenos indicadores de presencia de hidrocarburos en secuencias sedimentarias, al igual que Lambda-Rho, es susceptible a zonas de incompresibilidad anómala y presenta valores bajos ante la presencia de aceite y/o gas. Estos registros presentan los valores más bajos en el intervalo productor que en el resto de los intervalos.

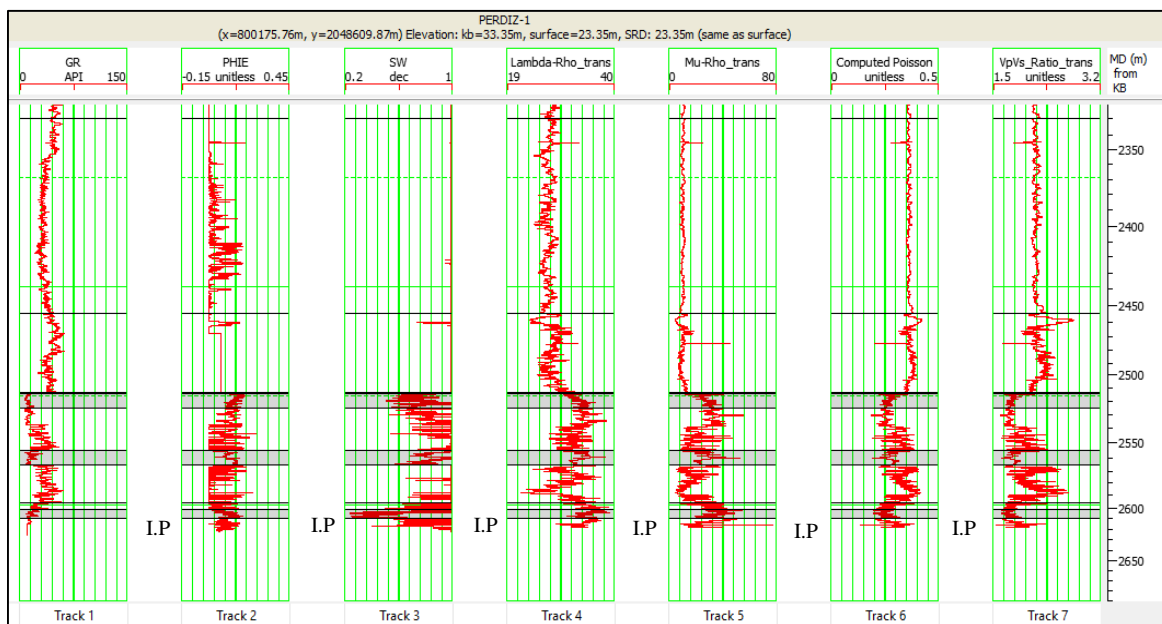


Figura 5.5 Parámetros Elásticos del pozo Perdiz-1, mostrando tres intervalos disparados

El segundo pozo, Perdiz-33 (Fig. 5.6), tiene cuatro intervalos disparados, de los cuales sólo uno fue productor:

- Intervalo 1 de 2535 m a 2560 m
- Intervalo 2 de 2665 m a 2670 m
- Intervalo 3 de 2677 m a 2696 m
- Intervalo 4 de 2714 m a 2720 m (I.P) produce 1100 bpd

Observamos que el mismo comportamiento en los registros rayos gama, porosidad y saturación de agua que en el pozo anterior sobre los intervalos disparados.

El intervalo productor presenta altos valores en el registro Mu-Rho y valores bajos en los registros coeficiente de Poisson y cociente V_P/V_S . Es el comportamiento esperado en una arenisca con hidrocarburos. A comparación del intervalo 1, donde no se observa ningún comportamiento en los registros, que indique la presencia de hidrocarburos.

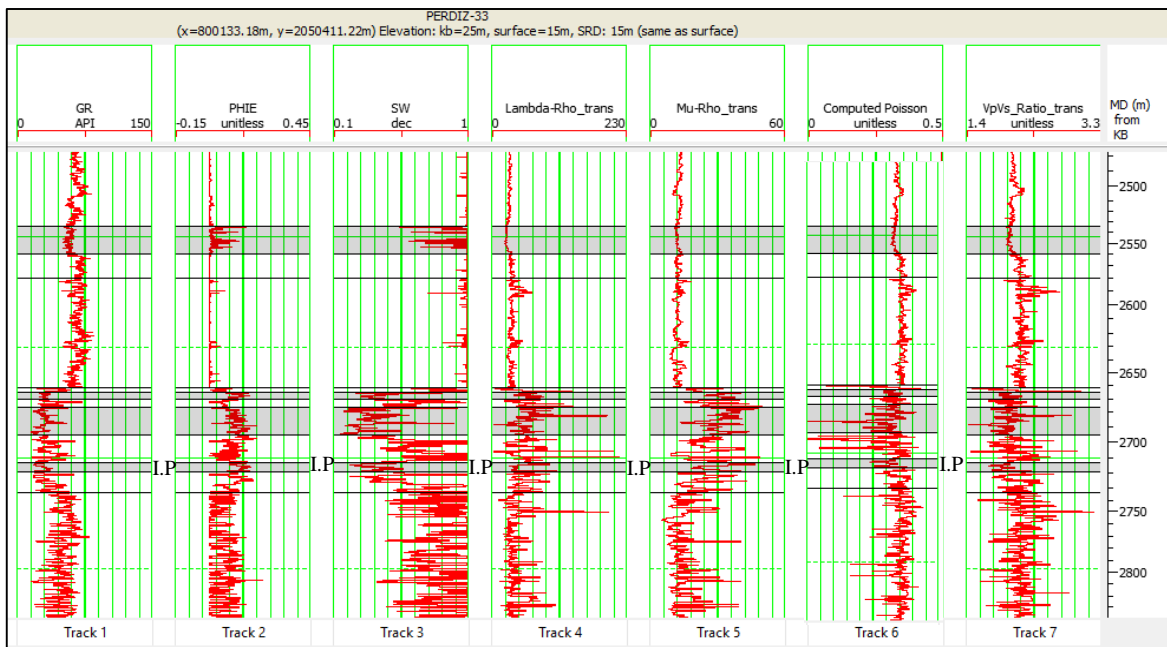


Figura 5.6 Parámetros Elásticos del pozo Perdiz-33, mostrando cuatro intervalos disparados

3. Análisis de gráficas cruzadas LMR

De acuerdo con la teoría de Goodway, Chen y Dowton (1997) de Lambda-Rho versus Mu-Rho (LMR) en graficas cruzadas, las areniscas y lutitas se separan en diferentes poblaciones debido a la diferencia de sus propiedades elásticas. Lambda-Rho está en función de la impedancia-p y la impedancia-s, y Mu-Rho está en función sólo de la impedancia-s. Esta relación se puede observar en el Anexo A.1.

Las lutitas tienden a ser menos rígidas y menos compresibles que las areniscas y tienen valores más altos de V_P/V_S .

Se muestran dos ejemplos graficas cruzadas LMR. El primero se obtuvo de los registros Lambda-Rho y Mu-Rho del pozo Perdiz-1 (Fig. 5.6). El tercer valor es el registro V_P/V_S que se representa como el color de los puntos.

En la Fig. 5.7 observamos que existen dos poblaciones, la primera se representa de color azul, presenta valores bajos de Mu-Rho, menores a $15 \text{ GPa} \cdot \text{g}/\text{cm}^3$, y valores altos de V_P/V_S , de 1.93 a 2.65 (de amarillo a morado). Estas características corresponden a las lutitas.

La segunda población presenta valores más altos en Lambda-Rho y Mu-Rho, esto quiere decir que esta roca tiene mayor rigidez en comparación a las lutitas, mayor a $15 \text{ GPa} \cdot \text{g}/\text{cm}^3$. Pero su incompresibilidad también es mayor, $32 \text{ GPa} \cdot \text{g}/\text{cm}^3$, esto sucede porque Lambda-Rho está en función de la impedancia elástica, como se mencionó

anteriormente, y la roca presenta valores muy altos de impedancia. Pero sus valores de V_P/V_S son menores de 1.93 (rojos y naranjas). Esta población representa las areniscas con presencia de hidrocarburos y se representa en los registros Lambda-Rho y Mu-Rho en color rojo. Y podemos observar que coincide con los intervalos disparados.

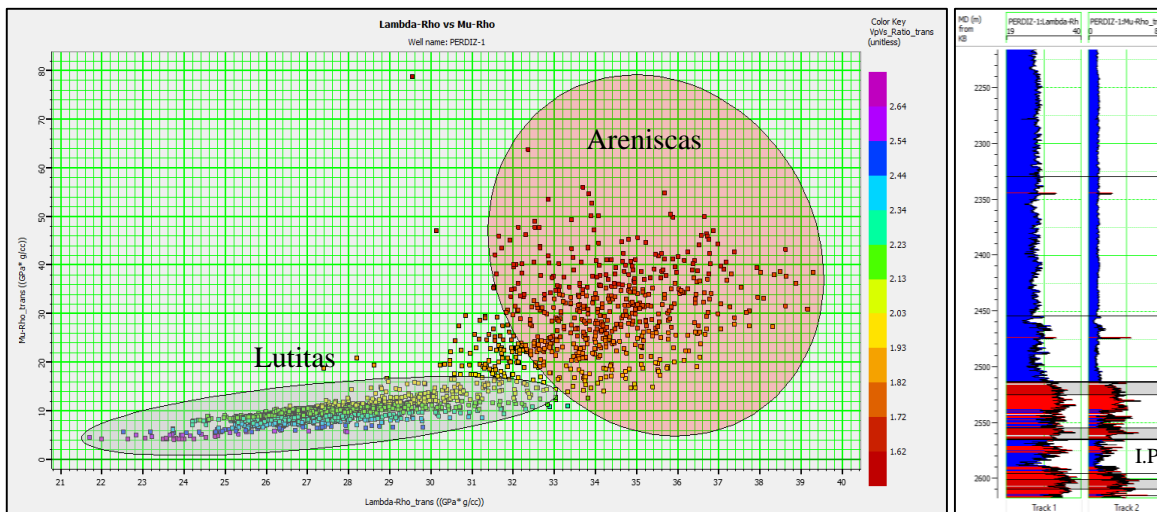


Figura 5.7 Izquierda: Crossplot Lambda-Rho (eje horizontal) versus Mu-Rho (eje vertical) con el parámetro V_P/V_S como el color. Derecha registros Lambda-Rho y Mu-Rho indicando las poblaciones del crossplot. Pozo Perdiz-1

En la Fig. 5.8 se muestra el segundo ejemplo, obtenido del pozo Perdiz-33. Las areniscas tienen valores de Mu-Rho de 15 a 50 $\text{GPa} \cdot \text{g}/\text{cm}^3$ y valores de Lambda-Rho muy variables, desde 10 a 70 $\text{GPa} \cdot \text{g}/\text{cm}^3$. Presenta valores bajos de V_P/V_S , menores a 1.96 (naranjas y rojos). Por otro lado, Las lutitas tienen valores de Mu-Rho menores 15 $\text{GPa} \cdot \text{g}/\text{cm}^3$ y valores altos de V_P/V_S , mayores a 1.96 (de amarillo a morado).

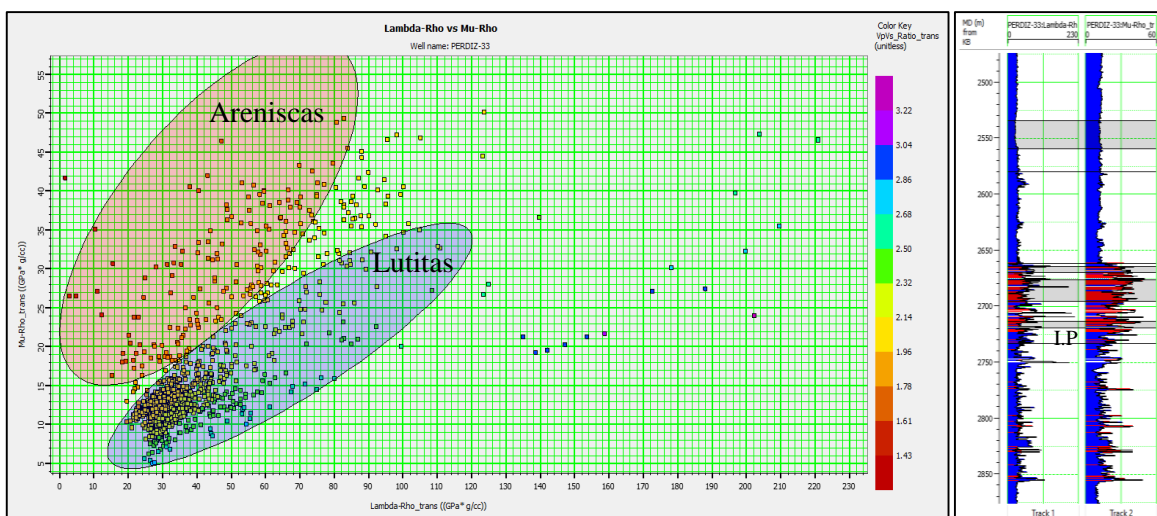


Figura 5.8 Izquierda: Crossplot Lambda-Rho (eje horizontal) versus Mu-Rho (eje vertical) con el parámetro V_P/V_S como el color. Derecha: registros Lambda-Rho y Mu-Rho indicando las poblaciones del crossplot. Pozo Perdiz-33

4. Elaboración de sismogramas sintéticos pre-apilamiento

Los modelos sintéticos de offset-variable fueron creados para evaluar si la sísmica pre-apilada puede distinguir cambios litológicos laterales y la presencia de hidrocarburos. Los sintéticos pre-apilamiento se elaboraron a partir de los registros sísmicos P y S, y el registro de densidad, utilizando las aproximaciones de Aki y Richards (1980), son mostradas en el Apéndice B.

En la Fig. 5.9 se muestra el sintético pre-apilamiento del pozo Perdiz-1. Los registros en los intervalos productores indican la presencia de una roca de buena calidad, presentan rayos gama menor a 20 API (carril 2), porosidad efectiva entre el 10% y 15% (carril 3). Pero la menor saturación de agua (carril 4), se encuentra en el intervalo productor (I.P).

El sintético sobre el intervalo productor, muestra una variación de la amplitud contra el offset, la amplitud decrece y posteriormente aumenta en las trazas lejanas, esto sugiere un gradiente predominantemente negativo.

En el intervalo 1, de 2514 a 2525 m, no muestra ninguna variación de la amplitud con respecto al offset, esto indica una zona sin producción.

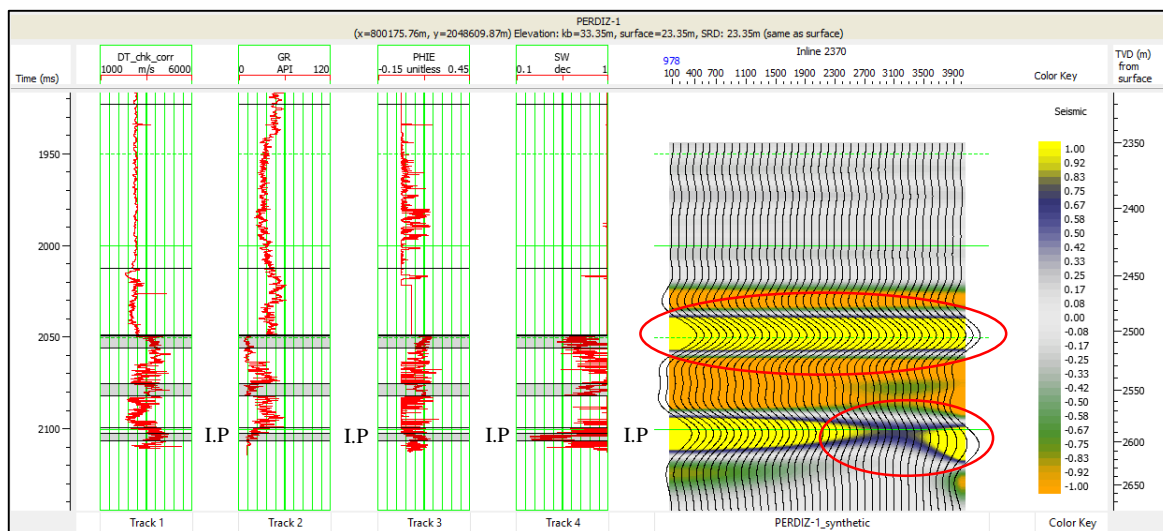


Figura 5.9 Registros del pozo Perdiz-1; carril 1: sónico de onda-P; carril 2: rayos gama; carril 3: porosidad efectiva; carril 4: saturación de agua; carril 5: sintético pre-apilamiento Aki-Richards de 100 a 4000 m

En la Fig. 5.10 tenemos otro ejemplo de sintético de offset variable utilizando los registros del pozo Perdiz-33. El intervalo disparado 1, de 2535 a 2560 m, no presenta valores adecuados en los registros para una roca de buena calidad, así como el sintético tampoco presenta cambios de amplitud con el offset.

En cambio, los registros en el intervalo 3 y 4 (I.P), muestran las características de una roca de buena calidad: 20 a 35 API, porosidad efectiva mayor al 10% y saturación de agua entre el 50% y 30%. El sintético pre-apilamiento muestra variaciones de la amplitud en ambos intervalos.

El resultado en ambos casos indica que es posible detectar cambios litológicos usando atributos pre-apilamiento.

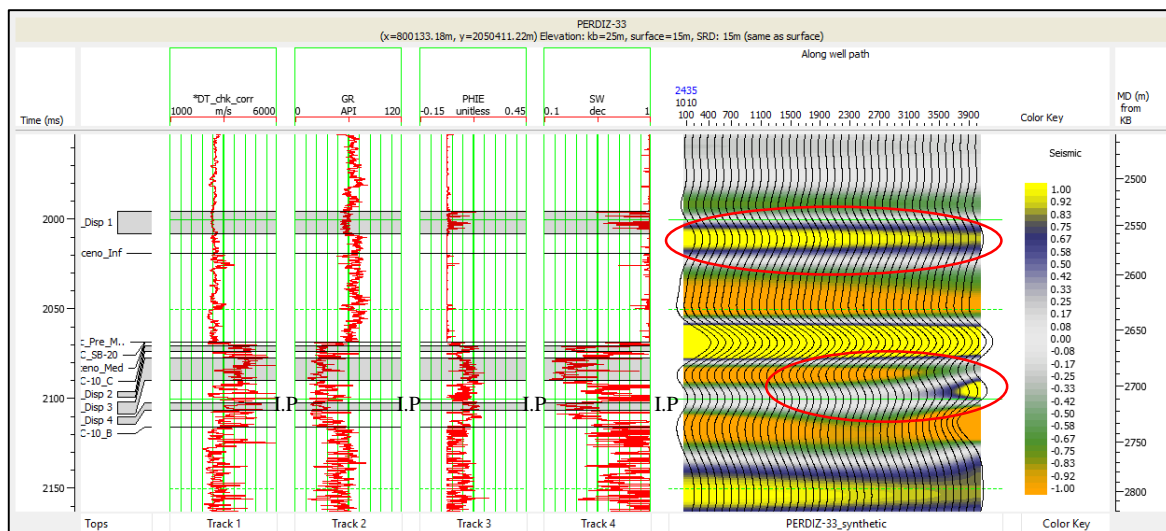


Figura 5.10 Registros del pozo Perdiz-33; carril 1: sónico de onda-P; carril 2: rayos gama; carril 3: porosidad efectiva; carril 4: saturación de agua; carril 5: sintético pre-apilamiento Aki-Richards de 100 a 4000 m

5. Análisis de la amplitud contra el offset (AVO)

La evaluación de la amplitud sísmica contra el offset es una herramienta que responde a la presencia de hidrocarburos en secuencias sedimentarias, el primero en ponerlo en práctica fue Ostrander (1984).

La respuesta del AVO puede diferenciar la cima de areniscas con hidrocarburos de otras características geológicas, clases 1-3 (Rutherford y Williams, 1989) y clase 4 (Castagna *et al.*, 1998).

Para observar la variación de la amplitud contra el offset se realizó un análisis AVO sobre un intervalo productor (I.P.) y uno no productor (I.N.P) de los pozos Perdiz-1 (Fig.5.11) y Perdiz-33 (Fig. 5.12).

La respuesta AVO sobre el I.P en ambos pozos, tienen intercepto positivo ($A_1 = 10732.77$ y $A_{33} = 10906.86$) y gradiente negativo ($B_1 = -17967.33$ y $B_{33} = -49913.29$). Este tipo de comportamiento corresponde a un AVO clase 1, esto quiere decir que las areniscas tienen impedancia mayor que las lutitas superpuestas.

En el I.N.P presenta intercepto positivo ($A_1 = 8011.90$ y $A_{33} = 1403.07$) y gradiente pobre ($B_1 = 1314.70$ y $B_{33} = -476.92$). La curva en ambos pozos es casi constante, esto indica que no hay variación de la amplitud con el offset.

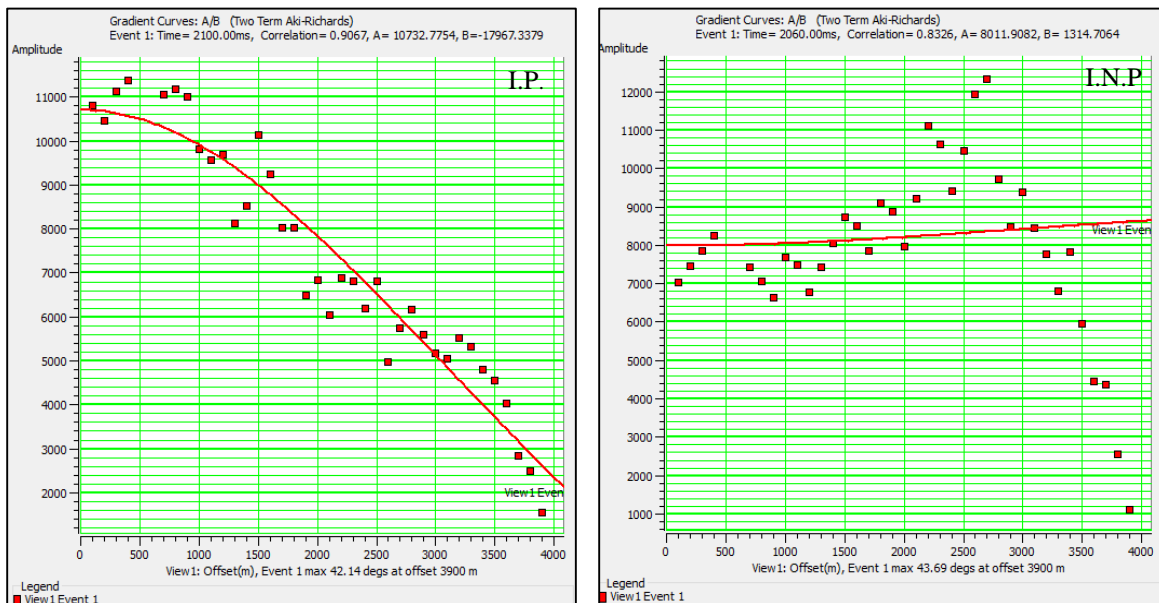


Figura 5.11 Respuesta AVO sobre la Inline 2370, pozo Perdiz-1. Amplitud (eje vertical) versus Offset (eje horizontal). Izquierda: muestra de tiempo a 2100 ms en el intervalo 4 (I.P). Derecha: muestra de tiempo a 2060 ms en el intervalo 1 (I.N.P)

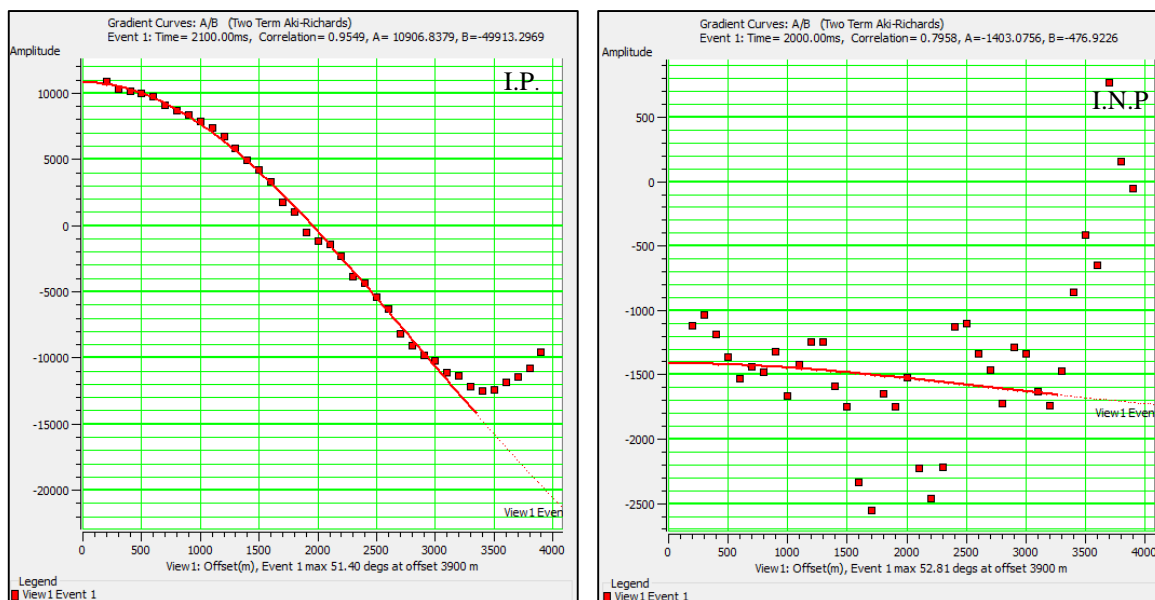


Figura 5.12 Respuesta AVO sobre la Inline 2435, pozo Perdiz-33. Amplitud (eje vertical) versus Offset (eje horizontal). Izquierda: muestra de tiempo a 2100 ms en el intervalo 4 (I.P). Derecha: muestra de tiempo a 2000 ms en el intervalo 1 (I.N.P)

La gráfica cruzada de intercepto versus gradiente es una herramienta útil para representar las anomalías AVO y como se relacionan con la línea de fondo (*background trend*), en esta línea se encuentran las lutitas y areniscas saturadas de agua (Castagna y Swan, 1997; Castagna *et al.*, 1998; Ross, 2002).

Foster et al. (2010) nombraron la línea de fondo como línea fluido. Las reflexiones de las interfaces areniscas-lutitas se desplazan de la línea fluido, debido a que las propiedades petrofísicas de las areniscas y lutitas difieren. El desplazamiento de las reflexiones de la línea fluido depende del cociente V_P/V_S , este cociente está en función de la incompresibilidad (Apéndice B).

En la Fig. 5.13 es un ejemplo de gráfica cruzada de intercepto contra gradiente sobre la Inline 2370, alrededor del pozo Perdiz-1. Se muestran tres zonas sombreadas: la primera, de color gris, muestra la línea de fondo o fluido, que representa a las lutitas y areniscas saturadas de agua. Las zonas roja y azul, representan incompresibilidad anómala y pertenecen a la cima y base del yacimiento.

Las zonas anómalas representadas por los polígonos rojo y azul se muestran en la Fig. 5.14.

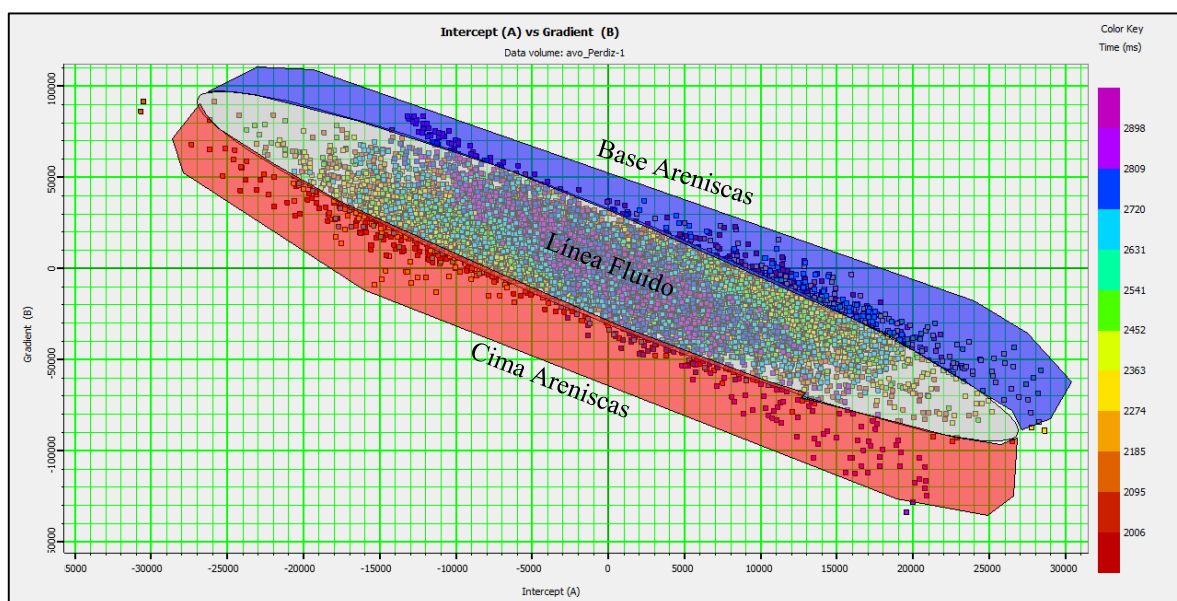


Figura 5.13 Crossplot Gradiente (eje vertical) versus Intercepto (eje horizontal) de la Inline 2370 con una ventana de 500 ms centrada sobre el horizonte Eoceno-10. Las zonas capturadas por los polígonos rojo y azul son mostradas en la Fig. 5.14

El segundo ejemplo se muestra en la Fig. 5.15 y 5.16 donde se tiene la gráfica cruzada de intercepto contra gradiente de la Inline 2435, alrededor del pozo Perdi-33.

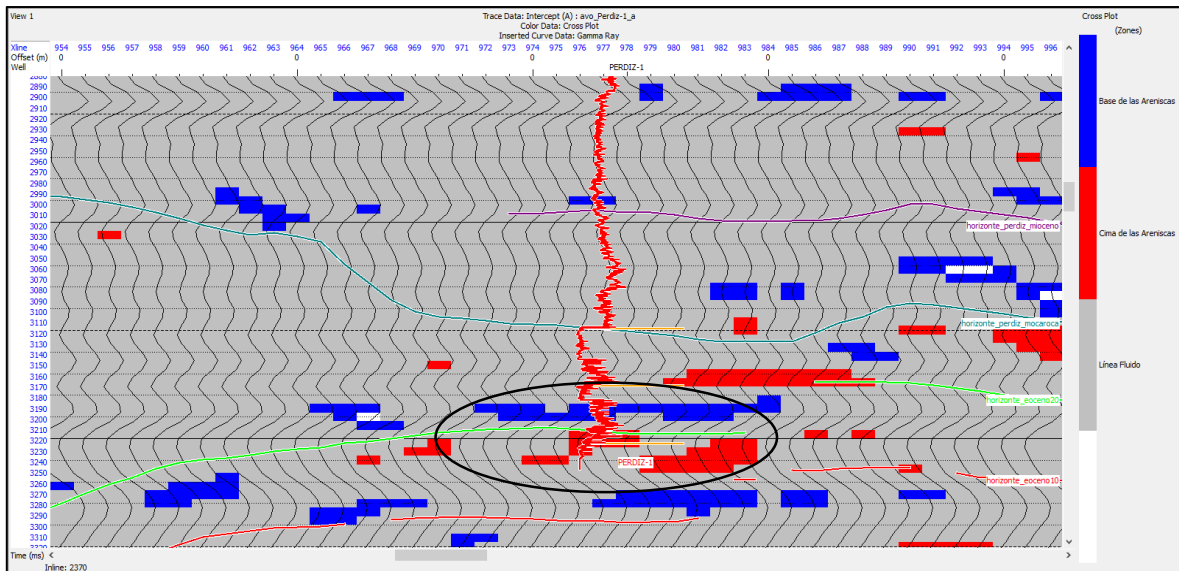


Figura 5.14 Cross-sección sísmica de la traza del Intercepto, mostrando las zonas anómalas a partir del croosplot Intercepto versus Gradiente de la Fig. 5.13

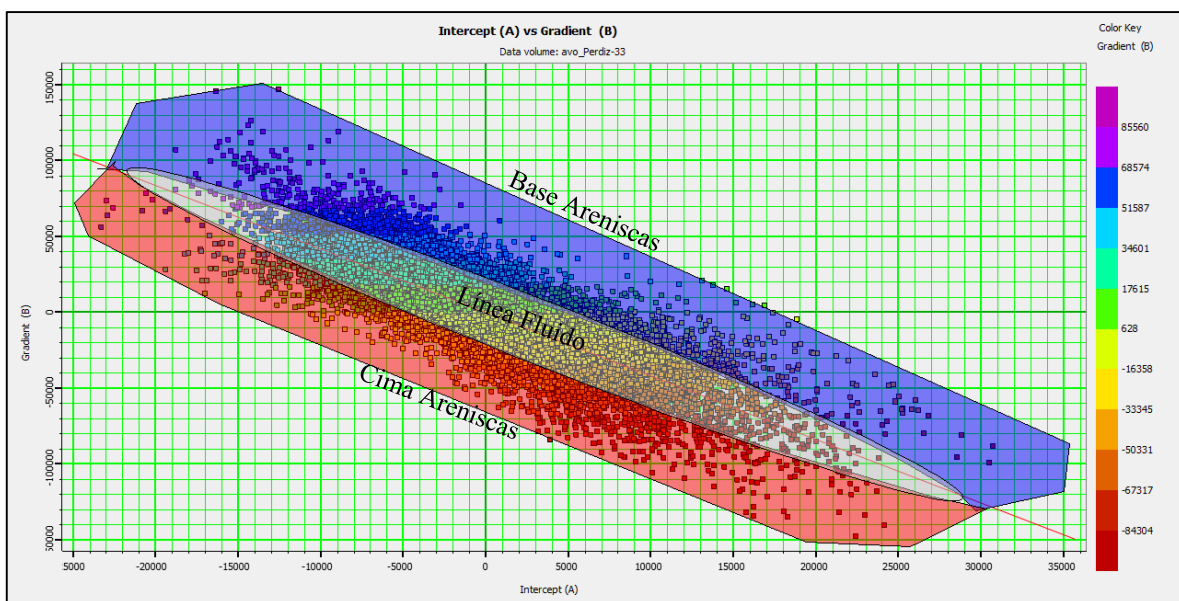


Figura 5.15 Crossplot Gradiente (eje vertical) versus Intercepto (eje horizontal) de la Inline 2435 con una ventana de 500 ms centrada sobre el horizonte Eoceno-10. Las zonas capturadas por los polígonos rojo y azul son mostradas en la Fig. 5.16

Mediante el análisis de factibilidad se demostró que es posible realizar una caracterización de yacimientos, debido a que los datos sísmicos y los registros geofísicos de pozo responden a las características del subsuelo.

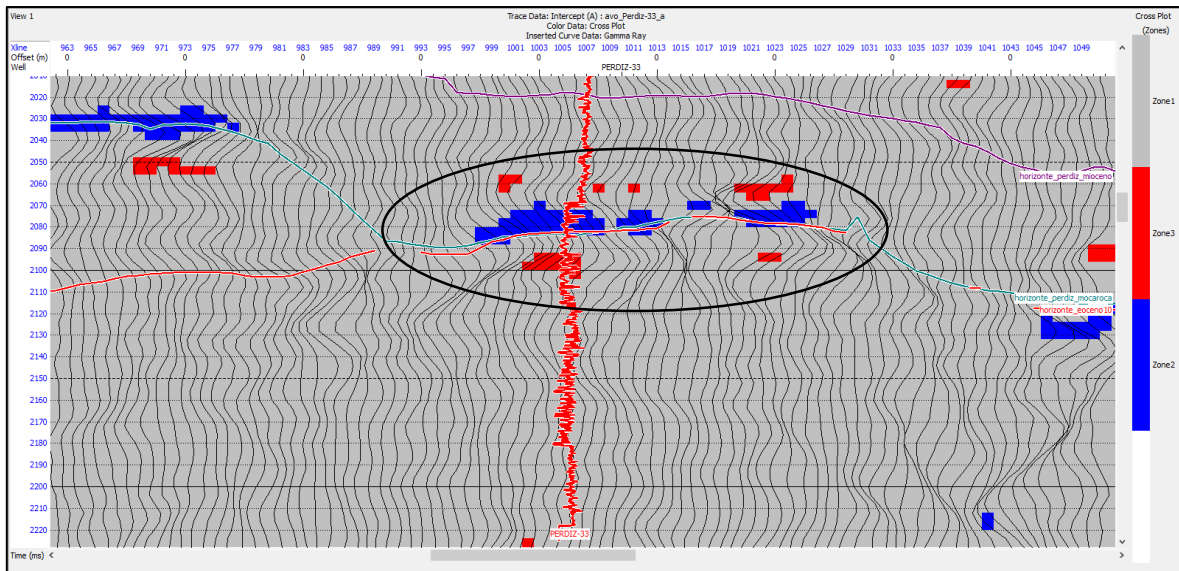


Figura 5.16 Cross-sección sísmica de la traza del Intercepto, mostrando las zonas anómalas a partir del croosplot Intercepto versus Gradiente de la Fig. 5.15

5.3 Metodología

El método de análisis multiatributo y redes neuronales que se utiliza en este trabajo fue descrito por Hampson *et al.* (2001), y se utilizó el paquete EMERGE del Software Geoview, Hampson-Russell. El diagrama de flujo de la metodología utilizada en este trabajo es mostrado en la Fig. 5.17.

Para el análisis multiatributo y redes neuronales se requiere dos tipos de información de entrada: atributos sísmicos y registros geofísicos de pozo.

Los atributos sísmicos pueden ser de dos tipos internos y externos. Los atributos internos son aquellas operaciones matemáticas que se realizan a un cubo sísmico dentro del paquete EMERGE y son los siguientes:

- Amplitud absoluta integrada
- Coseno de la fase de la amplitud ponderada
- Coseno de la fase instantánea
- Derivada
- Derivada de la amplitud instantánea
- Envolvente de amplitud
- Fase de la amplitud ponderada
- Fase instantánea

- Frecuencia de la amplitud ponderada
- Frecuencia dominante
- Frecuencia instantánea
- Frecuencia promedio
- Integral
- Polaridad aparente
- Segunda derivada
- Segunda derivada de la amplitud instantánea
- Traza en cuadratura

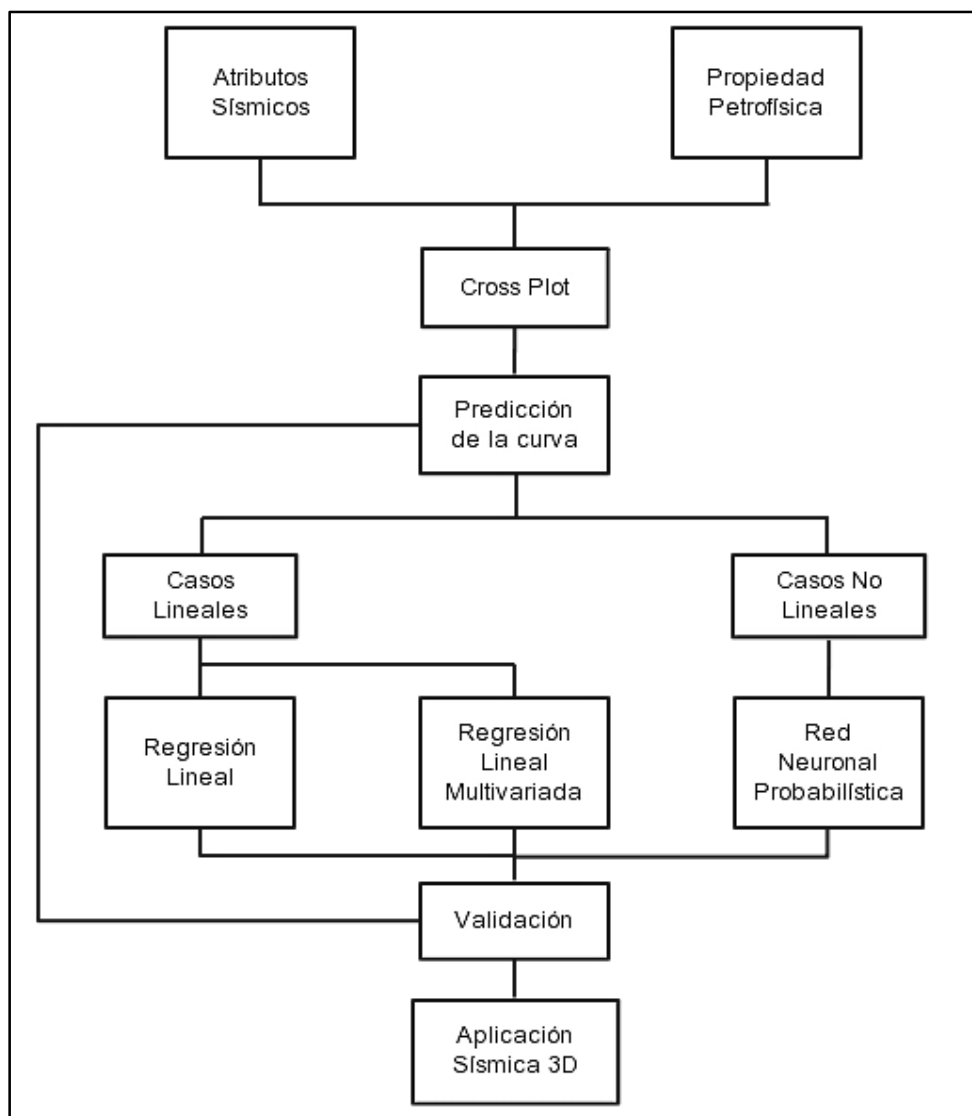


Figura 5.17 Metodología para elaborar predicción petrofísica mediante análisis multiatributo y redes neuronales

Estos atributos se aplican a un cubo sísmico, en este caso se emplearon dos cubos, la sísmica apilada y el cubo del intercepto.

Los atributos internos utilizados en el análisis se describen matemáticamente en el Apéndice A.

Los atributos calculados fuera del paquete EMERGE, se llaman atributos externos. Para el análisis se utilizó como atributo externo la traza del Gradiente (Apéndice B).

Los registros que se emplearon en el análisis son la porosidad efectiva, registro de rayos gamma y saturación de agua. Son tres propiedades petrofísicas que pueden determinar la calidad de la roca.

Para la predicción de estas tres propiedades, porosidad efectiva, contenido de arcilla y saturación de agua, se utiliza graficas cruzadas donde se puede observar la relación del registro y los atributos sísmicos. Esta relación puede ser lineal o no lineal, para casos lineales, la predicción se desarrolla mediante una regresión lineal simple o múltiple. Para casos no lineales se utiliza la red neuronal. Estos métodos se describen a detalle en el capítulo 4.

El uso de un solo atributo (regresión lineal simple) sirvió para conocer que atributo presenta mayor correlación con el registro. El Utilizar diferentes atributos sísmicos (regresión lineal múltiple), fue útil para determinar el número de atributos que presentan un error menor en la validación. Y la red neuronal se utilizó para encontrar la curva de predicción.

Dos tipos de redes neuronales se encuentran disponibles en EMERGE: *Multi-layer feedforward network* (MLFN), Red de Alimentación Directa Multicapa y *Probabilistic Neural Network* (PNN), Red Neuronal Probabilística. La red que se empleó en el análisis fue PNN.

Cuando se tiene el resultado de la predicción, las curvas se validan. A esto en geoestadística se le conoce como validación cruzada. El cual consiste en presentar un nuevo grupo de datos de entrada a la red y calcular los datos de salida. Esto quiere decir que eliminará un pozo del entrenamiento y calculará el error sin ese pozo, y así sucesivamente con todos los pozos utilizados en el análisis, al final se calculará el error promedio, conocido como error promedio de validación. La red no hace ningún cambio durante el proceso de validación. Esto se discute en el capítulo 4.

Después de que se realizó la validación de datos, el entrenamiento de la red se aplica al volumen sísmico. Y así se obtiene un cubo de un pseudo-parámetro petrofísico.

Pasos a seguir en el análisis multiatributo:

1. El primer paso del análisis multiatributo es seleccionar los pozos que contengan el registro objetivo. Previo a este es necesario realizar una inspección a los registros para corroborar que funcionen adecuadamente para el entrenamiento.
2. Posteriormente demos seleccionar el cubo sísmico que se va a utilizar, ya sea la traza apilada o el intercepto. Y también se debe seleccionar el atributo externo, pueden ser seleccionados diferentes atributos pre y post apilamiento, pero en este caso sólo se utilizó el Gradiente.
3. De los datos sísmicos se extrae una traza compuesta de la *Inline* que atraviesa el pozo.
4. Seleccionar una ventana de análisis donde se encuentra el yacimiento. Esta ventana está comprendida entre las cimas del Eoceno Medio al Mioceno Inferior.
5. Se genera una lista de todos los atributos internos y externos mostrando la correlación lineal que existe entre el atributo y el registro, del mayor al menor. Esto se calcula mediante regresión lineal simple.
6. Una vez conocida la correlación individual se genera otra lista donde aparecen los atributos que generan la mejor combinación para predecir el registro y que presentan el menor error promedio de entrenamiento y de validación. El número máximo de atributos a usar fue ocho y el tamaño del operador convolucional fue siete.
7. Algunas veces el error promedio del entrenamiento es muy grande o se tiene una correlación pobre, esto se debe a que el error de algún pozo es alto, si esto sucede uno o más pozos pueden ser excluidos del entrenamiento.
8. Se utiliza la red neuronal para mejorar el proceso de entrenamiento, esto quiere decir aumentar el valor de correlación del entrenamiento, disminuir el error promedio, y mejorar la correlación de validación. La red que fue utilizada fue PNN.
9. Cuando se tiene el resultado del entrenamiento de la red neuronal, se procede a validarla, este paso es muy importante ya que da la confiabilidad del entrenamiento.
10. Una vez validada la red, el entrenamiento se aplica al volumen sísmico, se utiliza como geometría de referencia la sísmica apilada o intercepto. Dando como resultado una propiedad petrofísica tridimensional.

5.4 Predicción de Porosidad

Datos de entrada:

- Registro objetivo: Porosidad efectiva (11 pozos que contienen φ_e)
- Cubo Sísmico: Intercepto
- Atributo Externo: Gradiente

En la Fig. 5.16 se muestran los datos de entrada en algunos pozos utilizados en el análisis. Estos datos son el resultado de los pasos 1, 2, 3 y 4.

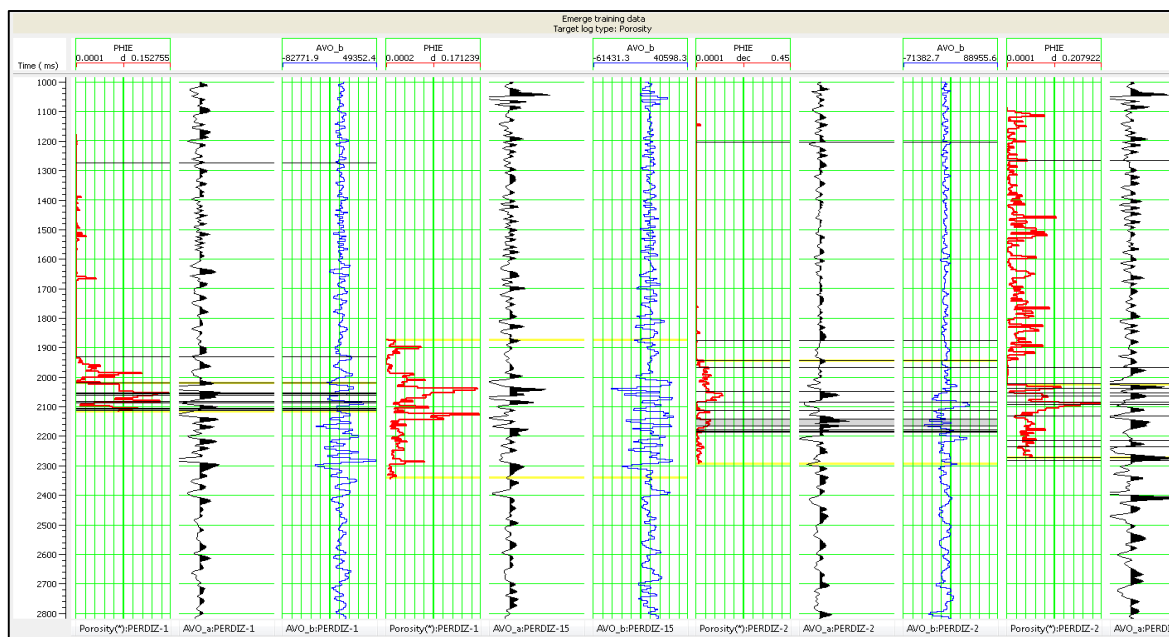


Figura 5.18 Datos de entrada. Registro objetivo: Porosidad Efectiva (curva roja); Cubo sísmico: Trazas compuestas del Intercepto (curva negra); Atributo externo: Trazas compuestas del Gradiente (curva azul).
Ventana de análisis entre el Eoceno Medio y el Mioceno Inferior (líneas amarillas)

Paso 5:

En la Tabla 5.2 se muestra la lista de los primeros cinco atributos con mejor correlación con el registro de porosidad efectiva.

Tabla 5.2

Lista de atributos, mostrando el valor de correlación entre el atributo y el registro de porosidad

Objetivo	Atributo	Error	Correlación
Porosidad	Amplitud absoluta integrada	0.03884	0.2890
Porosidad	Gradiente**2	0.03939	-0.2392
Porosidad	Gradiente	0.03944	-0.2344
Porosidad	Envoltente de amplitud	0.03945	0.2338
Porosidad	Integral	0.03951	0.2270

El atributo con mayor correlación es la amplitud absoluta integrada, se muestra la regresión lineal en la Fig. 5.19. El segundo atributo con la mejor correlación de la Tabla 5.2 es el gradiente, se muestra en la Fig. 5.20.

La correlación con un solo atributo es pobre, para mejorarla debemos utilizar más de un atributo y emplear la regresión lineal múltiple.

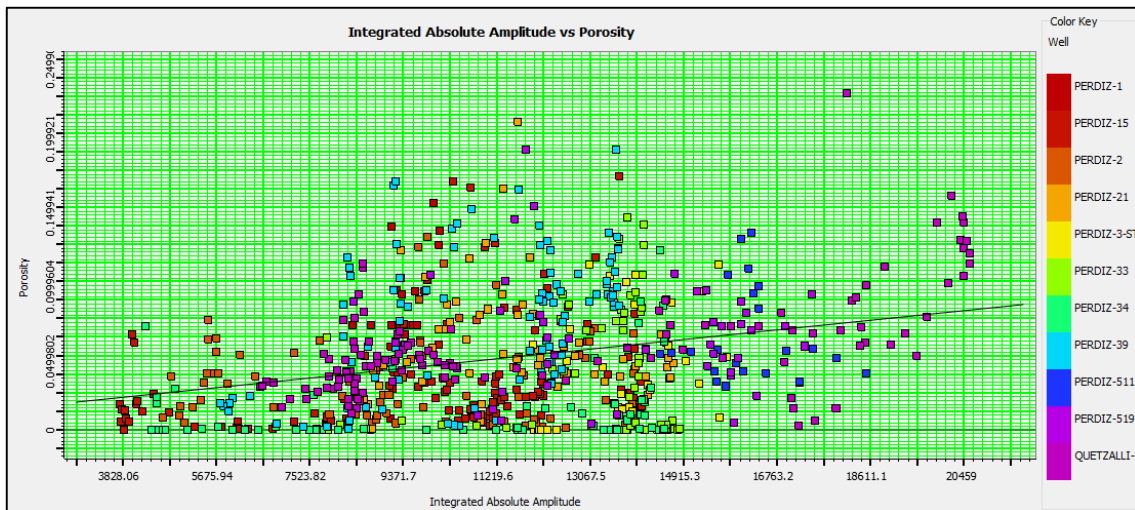


Figura 5.19 Crossplot Atributo (amplitud absoluta integrada) versus Porosidad, con 11 pozos

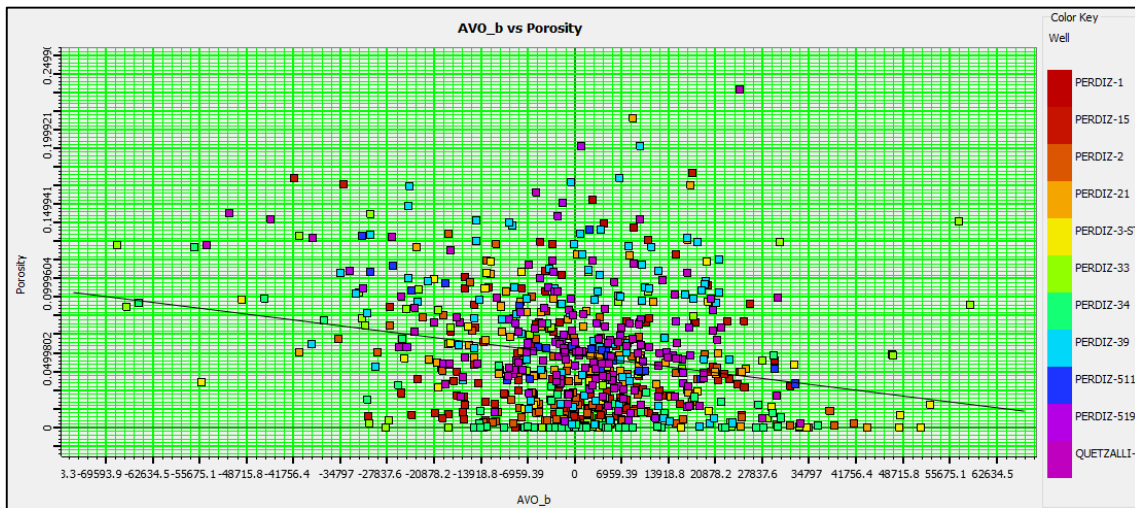


Figura 5.20 Crossplot Atributo (gradiente) versus Porosidad, con 11 pozos

5.4.1 Regresión Lineal Multiatributo

Paso 6:

La Tabla 5.3 es la lista de combinación de atributos que presentan la mejor correlación y está representada por la gráfica de la Fig. 5.21. Los atributos utilizados en el análisis se describen en el apéndice A.

Tabla 5.3
Lista de multiatributos usados en el entrenamiento

Objetivo	Atributos	Error de Entrenamiento	Error de validación
Porosidad	Amplitud absoluta integrada	0.03296	0.03579
Porosidad	Coseno de la fase de la amplitud ponderada	0.03121	0.03391
Porosidad	Coseno de la fase instantánea	0.00291	0.0331
Porosidad	Traza en cuadratura	0.02848	0.03246
Porosidad	Gradiente	0.02795	0.03208
Porosidad	Frecuencia promedio	0.02741	0.03457
Porosidad	Integral	0.02685	0.03385
Porosidad	Fase de la amplitud ponderada	0.02627	0.03363

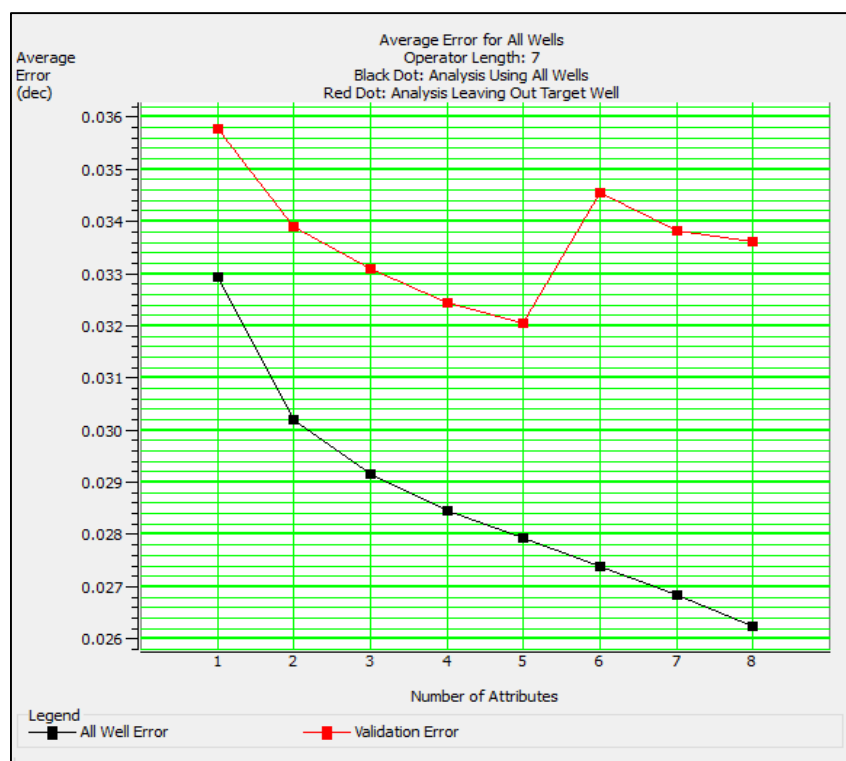


Figura 5.21 Gráfica: Número de atributo (eje horizontal) versus Error Promedio (eje vertical). La curva negra indica el error de entrenamiento usando todos los pozos. La curva roja indica el error promedio de validación

Observando la gráfica número de atributo contra error, de la Fig.5.21 nos damos cuenta que el error promedio de entrenamiento (curva negra) disminuye conforme aumenta el número de atributos a usar, pero el error de validación (curva roja) aumenta en un cierto número de atributos. Lo conveniente sería utilizar cinco atributos: amplitud absoluta integrada, coseno de la fase de la amplitud ponderada, coseno de la fase instantánea, traza en cuadratura y gradiente. Son los atributos que presentan el menor error de validación.

El resultado de utilizar cinco atributos y once pozos en la regresión lineal multiatributo, se muestra en la Fig. 5.22. La correlación obtenida fue de 0.63 y el error promedio de 0.27%.

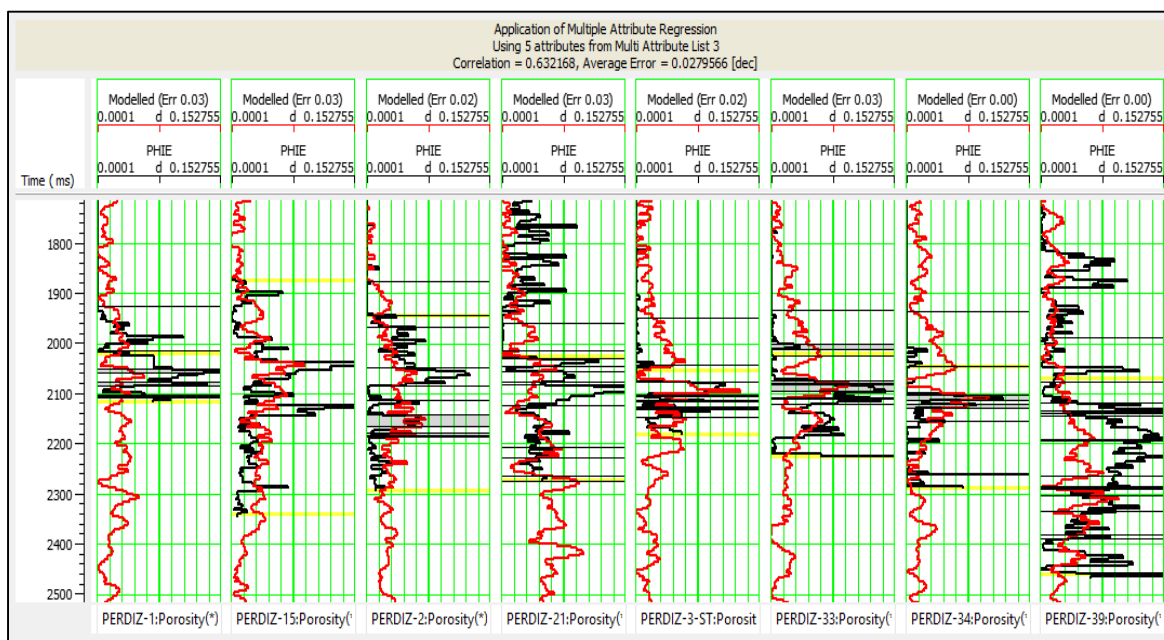


Figura 5.22 Aplicación de Regresión lineal Multiatributo usando 5 atributos (Tabla 5.3). Correlación = 0.63, Error promedio = 0.027 dec.

Paso 7:

La Fig. 5.23 muestra el error de entrenamiento y el error de validación de cada pozo, esta grafica ayudó a determinar cuáles son los pozos que funcionan mejor en el entrenamiento.

Se excluyeron cinco pozos, ya que presentaban errores muy altos, los cuales son: Perdiz-1, Perdiz-21, Perdiz-33, Perdiz-39 y Perdiz-519.

Los pozos utilizados en el entrenamiento fueron seis, se muestran en la Fig. 5.24. Son los siguientes: Perdiz-15, Perdiz-2, Perdiz-3st, Perdiz-34, Perdiz-511 y Quetzalli-1.

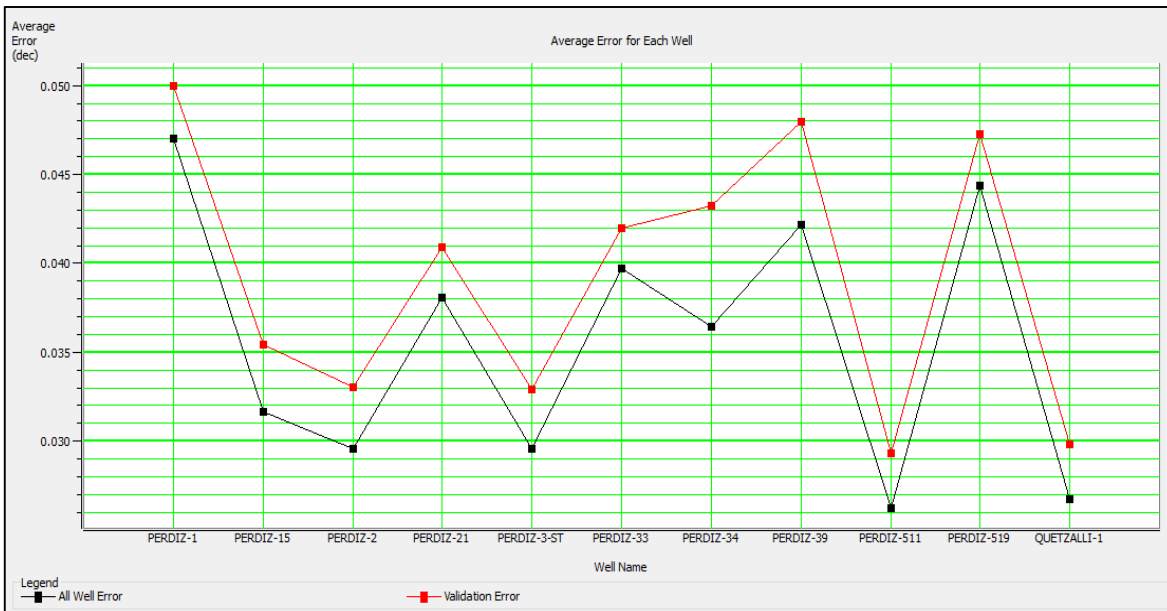


Figura 5.23 Grafica: Nombre de Pozo (eje horizontal) versus Error Promedio (eje vertical). La curva negra indica el error de entrenamiento de cada pozo. La curva roja indica el error de validación de cada pozo.

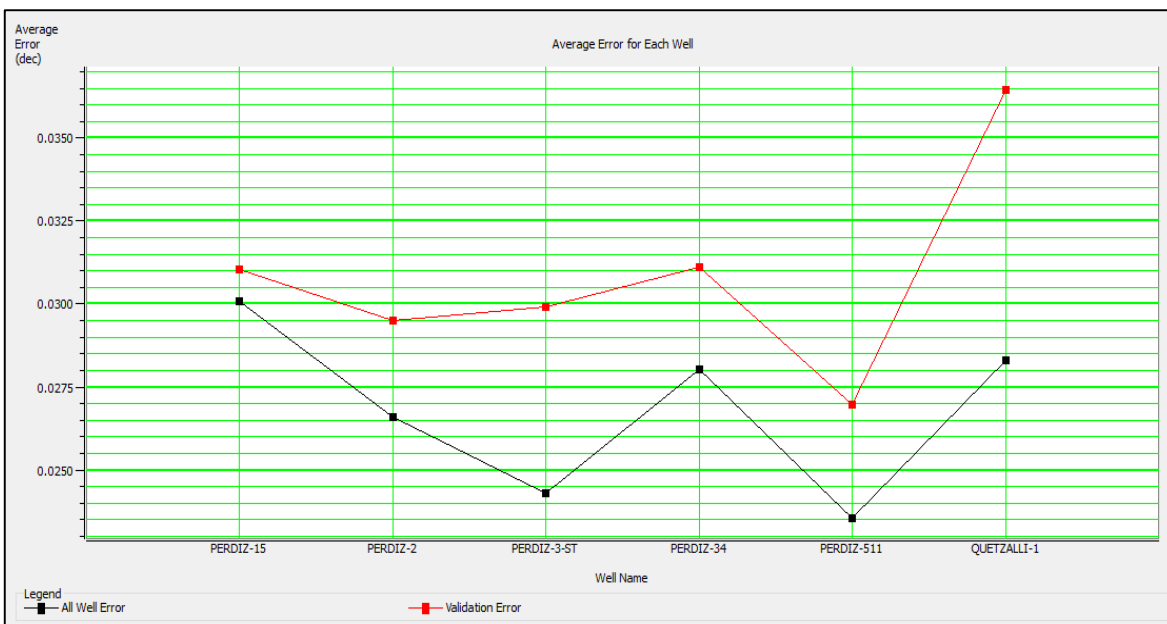


Figura 5.24 Grafica: Nombre de Pozo (eje horizontal) versus Error Promedio (eje vertical). La curva negra indica el error de entrenamiento de cada pozo. La curva roja indica el error de validación de cada pozo.

5.4.2 Redes Neuronales

Paso 8:

Una vez determinados los pozos a usar en el entrenamiento, se utilizó La red neuronal para mejorar la correlación.

En la Fig. 5.25 se muestra la aplicación de PNN. Se obtuvo una correlación de 0.91 y un error de 1.5% de porosidad.

La predicción de la curva sólo se realiza dentro de la ventana de análisis.

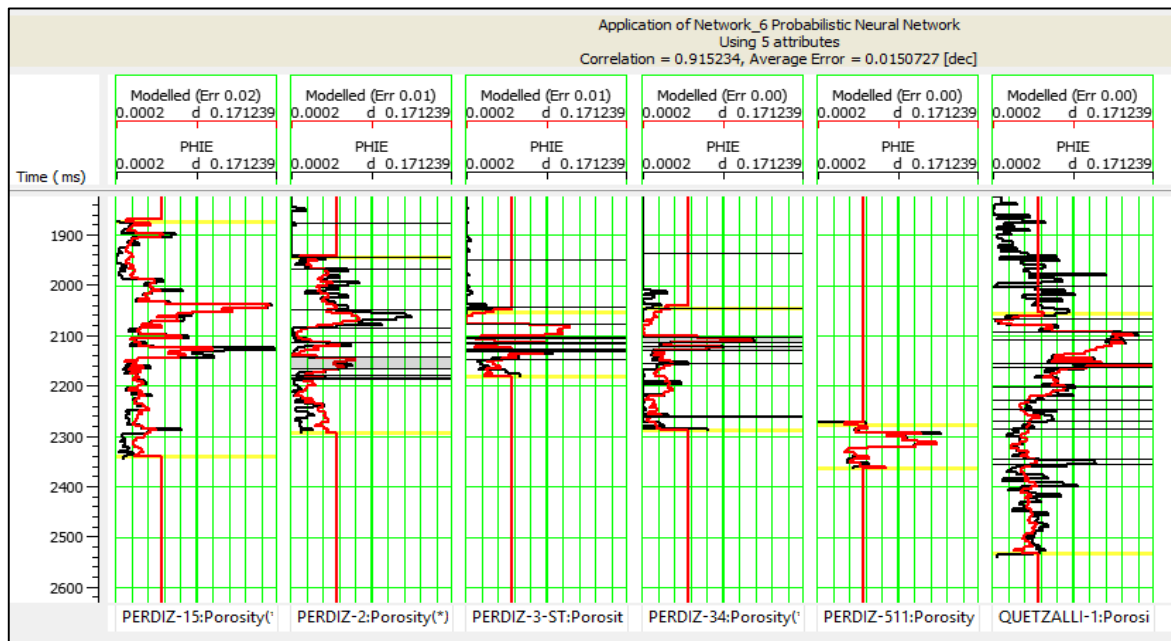


Figura 5.25 Aplicación de Red Neuronal Probabilística usando 5 atributos (Tabla 5.3). Correlación = 0.91, Error promedio = 0.015 dec.

Paso 9:

La validación de PNN (Fig. 5.26) dio una correlación de 0.49 y un error promedio de 3.1%. Los valores de validación siempre son menores al entrenamiento, pero la curva validada se observa que ajusta bienal registro original.

El error de los pozos utilizados en redes neuronales se muestra en la Fig. 5.27. El error de entrenamiento de cada pozo es menor al 2%, y el error de validación de cada pozo es menor al 3.5%

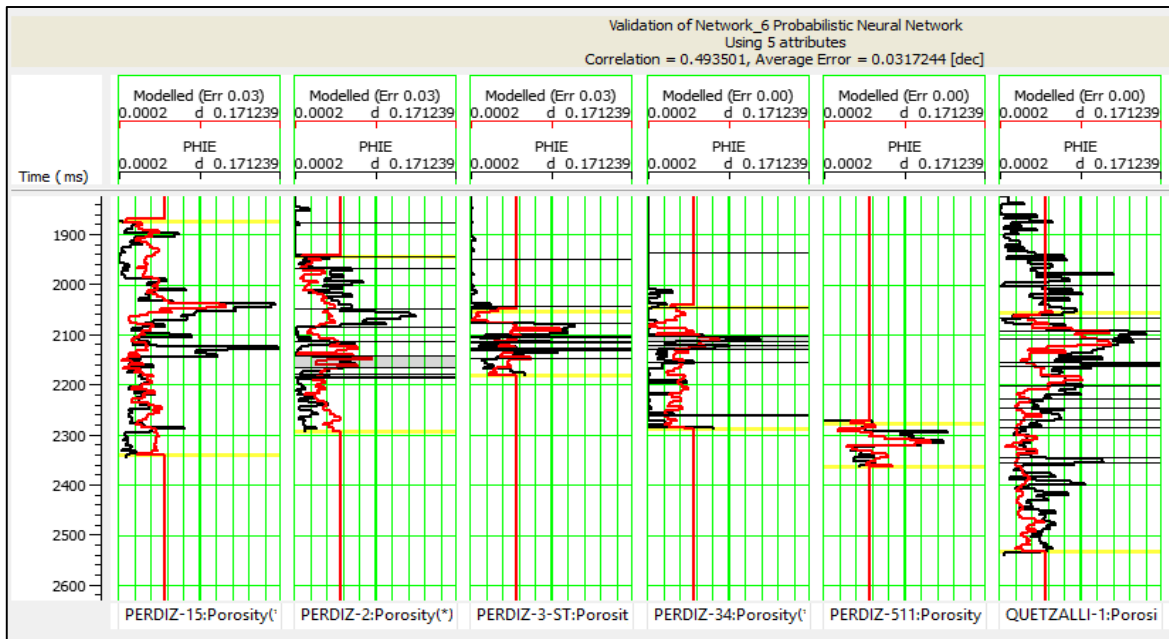


Figura 5.26 Validación de Red Neuronal Probabilística usando 5 atributos (Tabla 5.3). Correlación = 0.49, Error promedio = 0.031 dec.

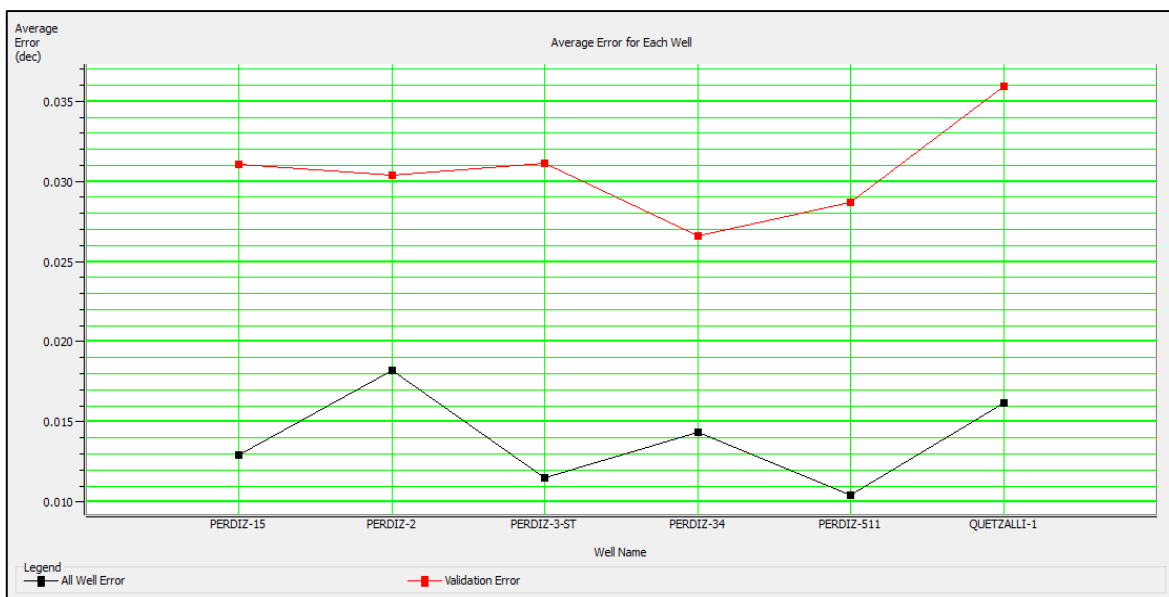


Figura 5.27 Grafica: Nombre de Pozo (eje horizontal) versus Error Promedio (eje vertical). La curva negra indica el error de entrenamiento de cada pozo. La curva roja indica el error de validación de cada pozo.

Los pozos que fueron utilizados para el análisis de redes neuronales son: Perdiz-15, Perdiz-2, Perdiz-3st, Perdiz,34, Perdiz-511 y Quetzalli-1. Se muestra su ubicación en la Fig. 5.28.

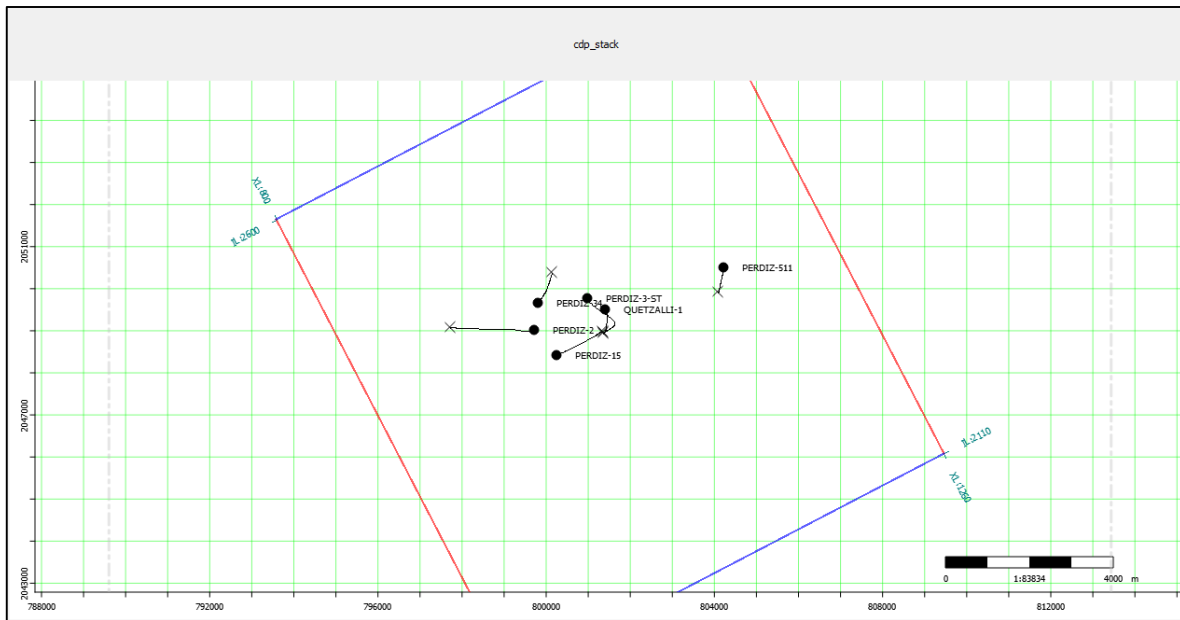


Figura 5.28 Ubicación de pozos utilizados en la predicción de porosidad efectiva

Mediante la gráfica cruzada mostrada en la Fig. 5.29 podemos observar la correlación lineal que presentan la porosidad original y la modelada obtenida con PNN de la Fig. 5.25, utilizando cinco atributos y los seis pozos mostrados en la Fig. 5.27.

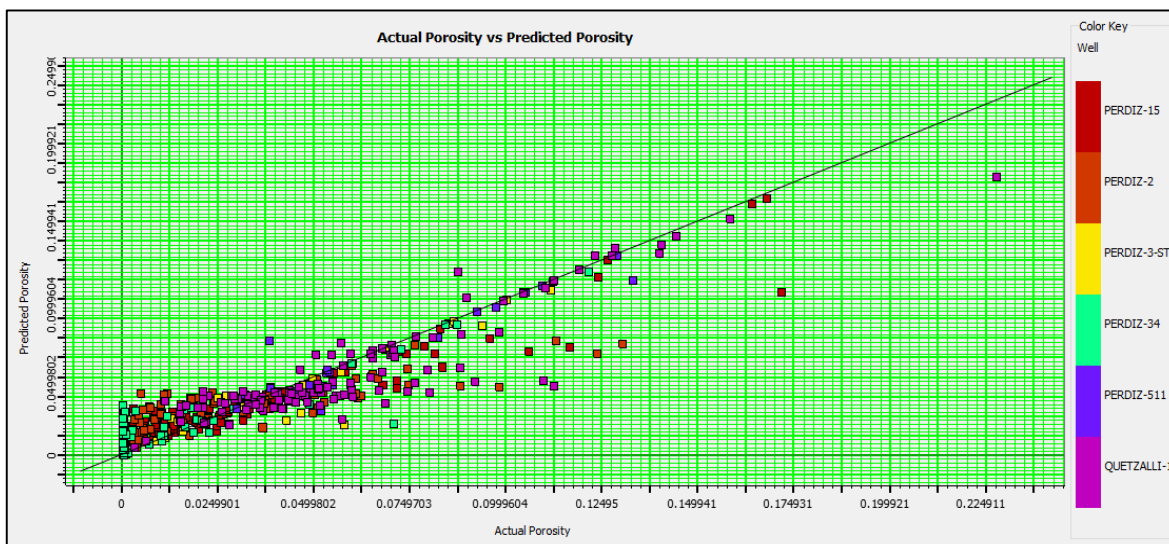


Figura 5.29 Crossplot de Porosidad Original (eje horizontal) versus Porosidad Efectiva Modelada (eje vertical) de cada pozo usado en el análisis.

Paso 10:

La red neuronal PNN con cinco atributos y seis pozos se aplicó al cubo sísmico (en este caso: Intercepto) se muestra en al Fig. 5.30. En el panel izquierdo se muestra la traza del intercepto con el registro de porosidad efectiva original del pozo Perdiz-1. El panel derecho es el resultado de la porosidad efectiva modelada, y también muestra el registro de porosidad original del mismo pozo.

La pseudo-porosidad muestra una anomalía en el intervalo productor (intervalo 3). Esto indica que los resultados modelados coinciden con los datos originales.

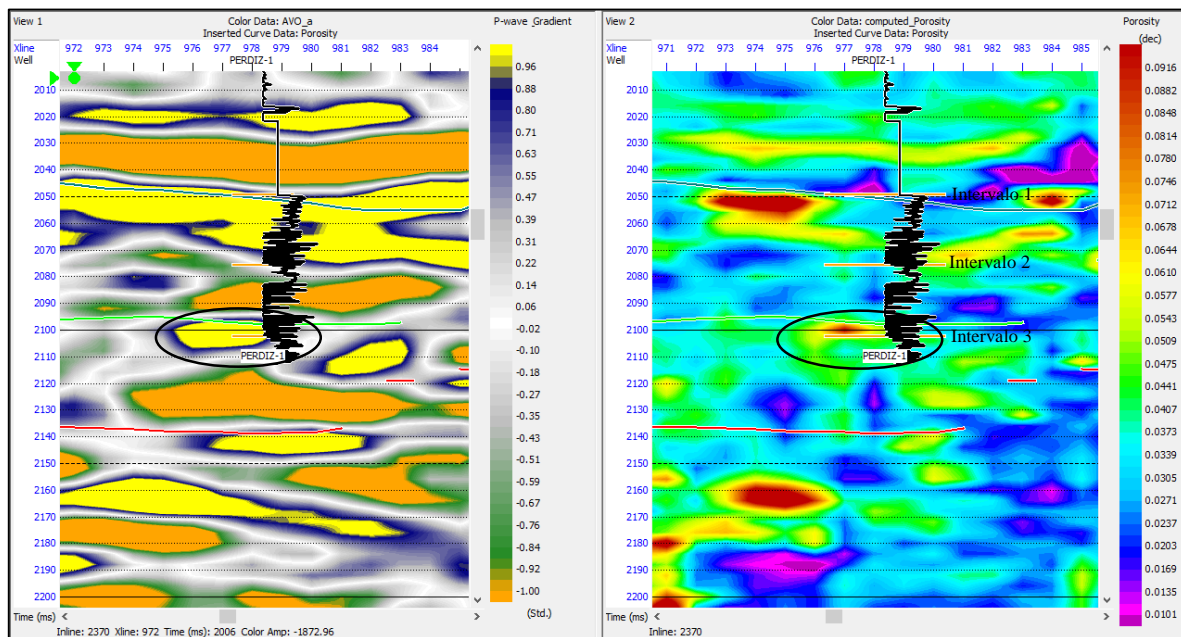


Figura 5.30 Inline 2370 del volumen sísmico. Panel izquierdo muestra la traza del Intercepto. Panel derecho muestra el resultado de PNN. Escala de color es la porosidad efectiva modelada en dec. La curva introducida es el registro de porosidad efectiva original.

5.5 Predicción de Rayos Gama

Datos de entrada:

- Registro objetivo: Rayos Gama (18 pozos que contienen GR)
- Cubo Sísmico: Sísmica Apilada
- Atributo Externo: Gradiente

En la Fig. 5.31 se muestran los datos de entrada en algunos pozos utilizados en el análisis. Estos datos son el resultado de los pasos 1, 2, 3 y 4.

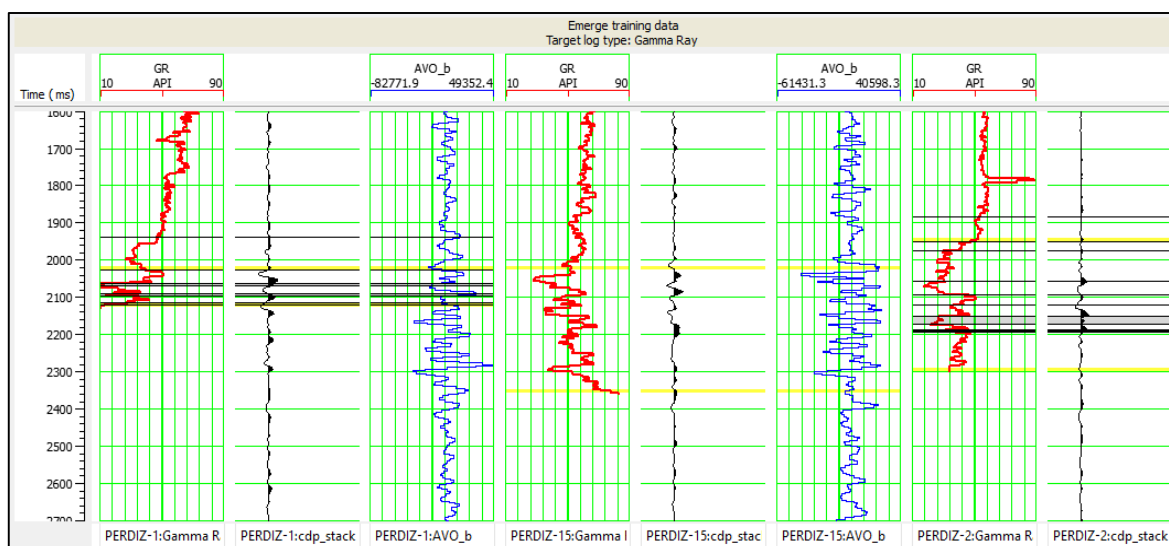


Figura 5.31 Datos de Entrada. Registro objetivo: Rayos Gama (curva roja); Cubo sísmico: Traza compuesta de la sísmica apilada (curva negra); Atributo externo: Traza compuesta del Gradiente (curva azul).

Paso 5:

En la Tabla 5.4 se muestra la lista de los primeros seis atributos con menor error y mayor correlación con el registro de rayos gama.

Tabla 5.4

Lista de atributos, mostrando el valor de correlación entre el atributo y el registro de rayos gama

Objetivo	Atributos	Error	Correlación
Rayos Gama	Amplitud absoluta integrada	15.9803	-0.3059
Sqrt (Rayos Gama)	Amplitud absoluta integrada	16.0530	-0.3195
(Rayos Gama)**2	Amplitud absoluta integrada	16.2036	-0.2721
Log (Rayos Gama)	Amplitud absoluta integrada	16.2691	-0.3296
Rayos Gama	Integral	16.5983	-0.1487
Rayos Gama	Gradiente	16.6125	0.1429

El atributo de amplitud absoluta integrada tiene mayor correlación con el registro de rayos gama original y con diferentes operaciones matemáticas. En las Fig. 5.32 y 5.33 se muestra la regresión lineal entre el atributo y el registro de rayos gama.

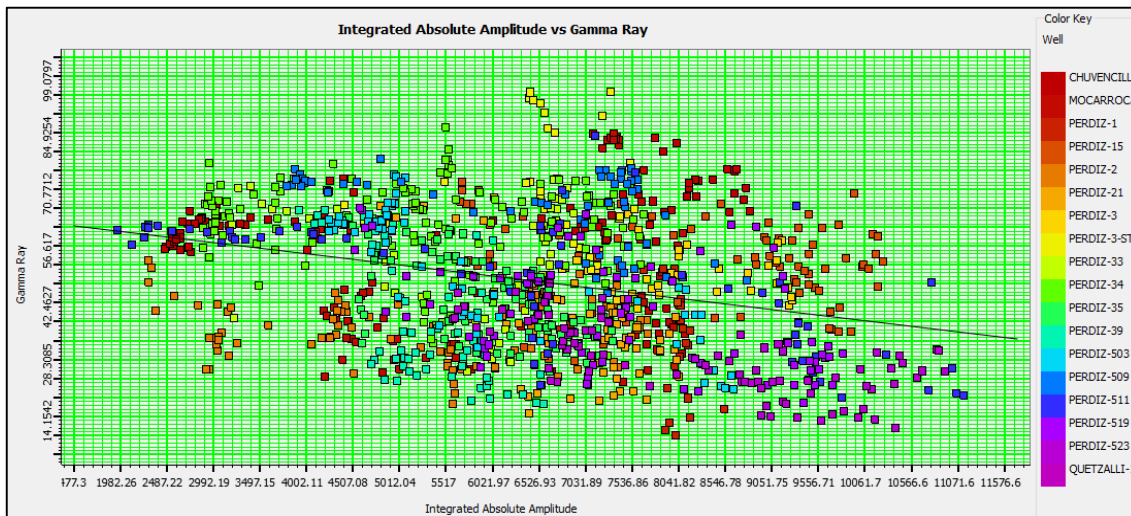


Figura 5.32 Crossplot Atributo (amplitud absoluta integrada) versus Rayos Gama, con 18 pozos

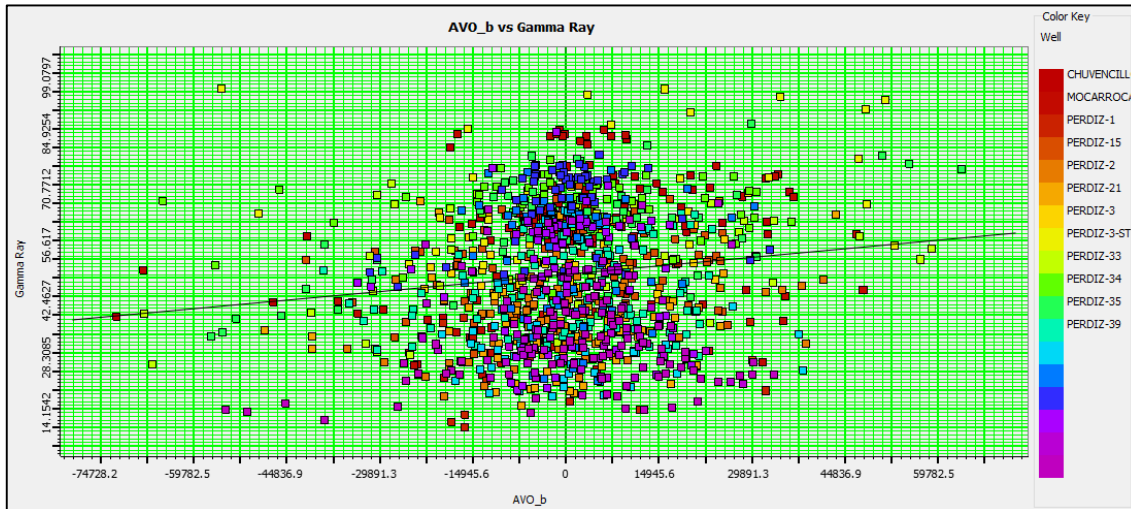


Figura 5.33 Crossplot Atributo (gradiente) versus Rayos Gama, con 18 pozos

5.5.1 Regresión Lineal Multiatributo

Paso 6:

La Tabla 5.5 es la lista de combinación de atributos que presentan la mejor correlación y está representada por la gráfica de la Fig. 5.34.

Tabla 5.5
Lista de multiatributos usados en el entrenamiento

Objetivo	Atributos	Error de Entrenamiento	Error de validación
Rayos Gama	Amplitud absoluta integrada	11.4342	12.1598
Rayos Gama	Gradiente**2	10.8707	11.7162
Rayos Gama	Frecuencia Promedio	10.5674	11.8848
Rayos Gama	Derivada de la amplitud instantánea	10.2794	11.721
Rayos Gama	Coseno de la fase instantánea	10.0179	11.5501
Rayos Gama	Fase instantánea	9.8458	11.3397
Rayos Gama	Polaridad aparente	9.6475	11.3680
Rayos Gama	Derivada	9.5885	11.4185

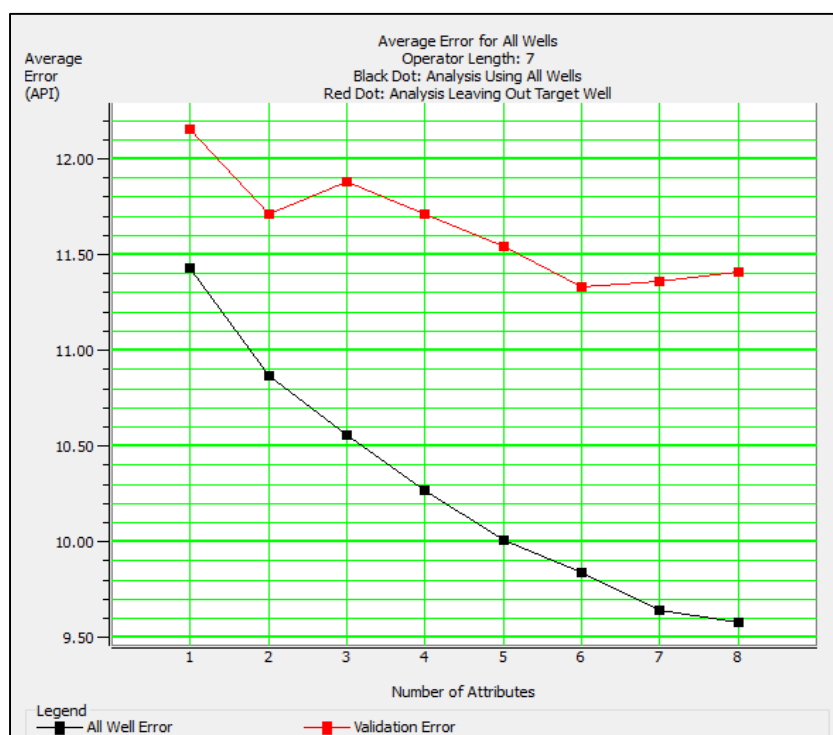


Figura 5.34 Gráfica: Número de atributo (eje horizontal) versus Error Promedio (eje vertical). La curva negra indica el error de entrenamiento usando todos los pozos. La curva roja indica el error promedio de validación.

En la Fig.5.34 nos damos cuenta que el error promedio de entrenamiento (curva negra) disminuye conforme aumenta el número de atributos a usar, pero el error de validación (curva roja) aumenta en un cierto número de atributos. Lo conveniente sería utilizar seis atributos: amplitud absoluta integrada, gradiente*2, frecuencia promedio, derivada de la amplitud instantánea, coseno de la fase instantánea, y fase instantánea. Estos atributos son descritos matemáticamente en el apéndice A.

El resultado de utilizar seis atributos y dieciocho pozos en la regresión lineal multiatributo, se muestra en la Fig. 5.35. La correlación obtenida fue de 0.76 con un error de 9.84 API.

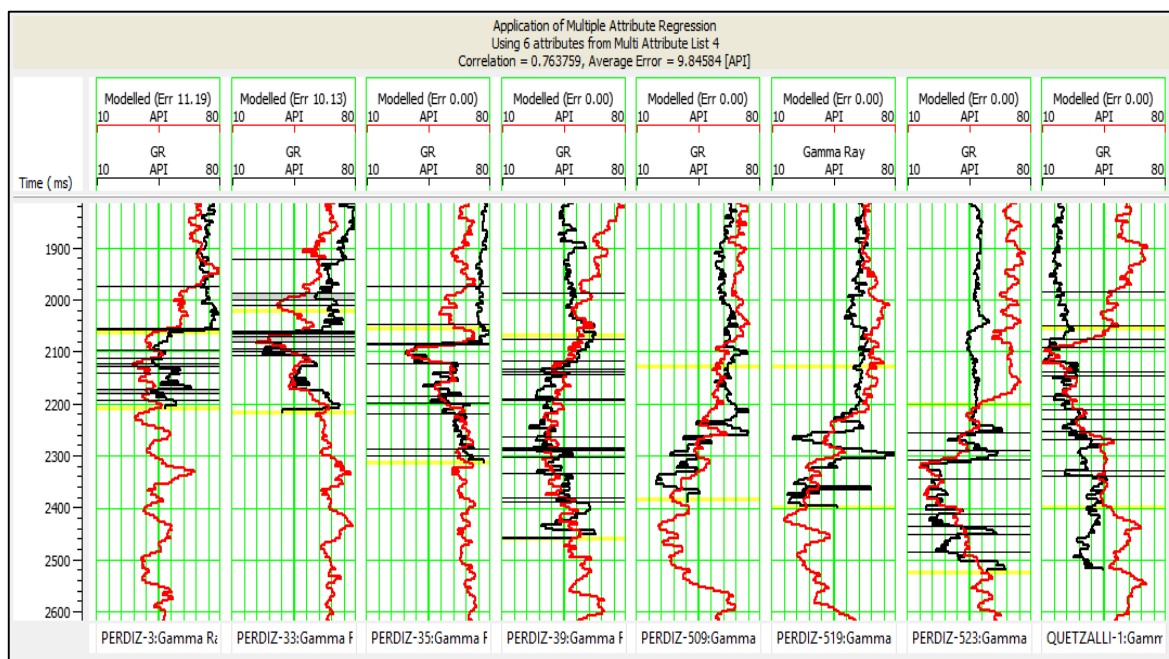


Figura 5.35 Aplicación de Regresión lineal Multiatributo usando 6 atributos (Tabla 5.5). Correlación = 0.76, Error promedio = 9.84 API.

Paso 7:

La Fig. 5.36 muestra el error de entrenamiento y el error de validación de cada pozo, esta grafica ayudó a determinar cuáles son los pozos que funcionan mejor en el entrenamiento.

Se excluyeron nueve pozos, ya que presentaban errores muy altos, los cuales son: Chuvencillo, Mocarroca, Perdiz-1, Perdiz-15, Perdiz-2, Perdiz-3st, Perdiz-34, Perdiz-503 y Perdiz-511.

Los pozos utilizados en el entrenamiento fueron seis, se muestran en la Fig. 5.37. Son los siguientes: Perdiz-21, Perdiz-3, Perdiz-33, Perdiz-35, Perdiz-39, Perdiz-509, Perdiz-519, Perdiz-523 y Quetzalli-1.

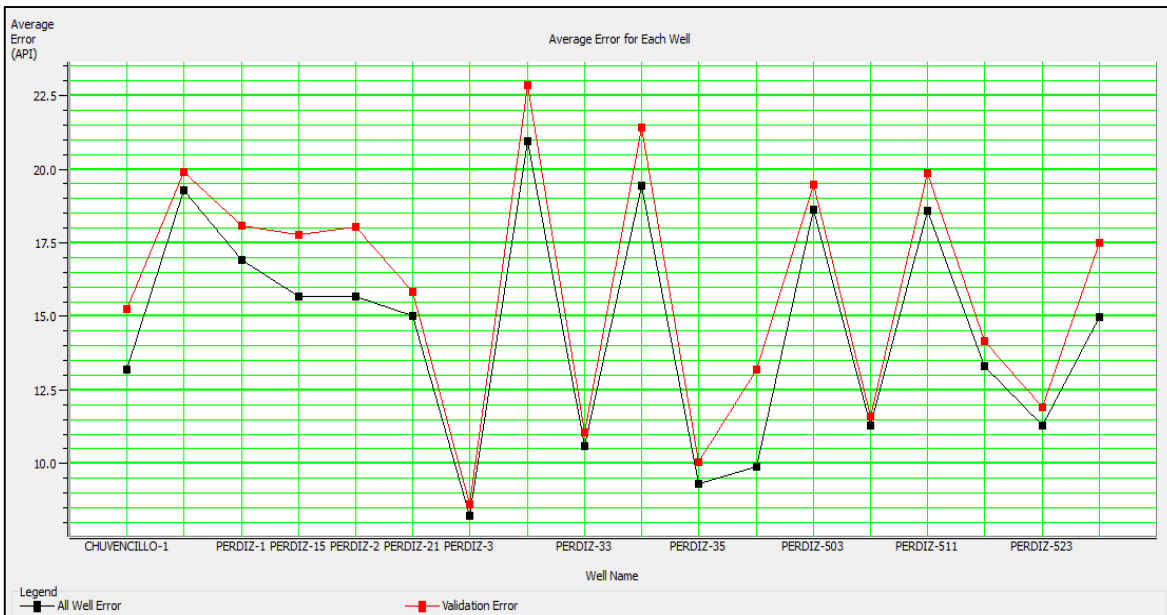


Figura 5.36 Grafica: Nombre de Pozo (eje horizontal) versus Error Promedio (eje vertical). La curva negra indica el error de entrenamiento de cada pozo. La curva roja indica el error de validación de cada pozo.

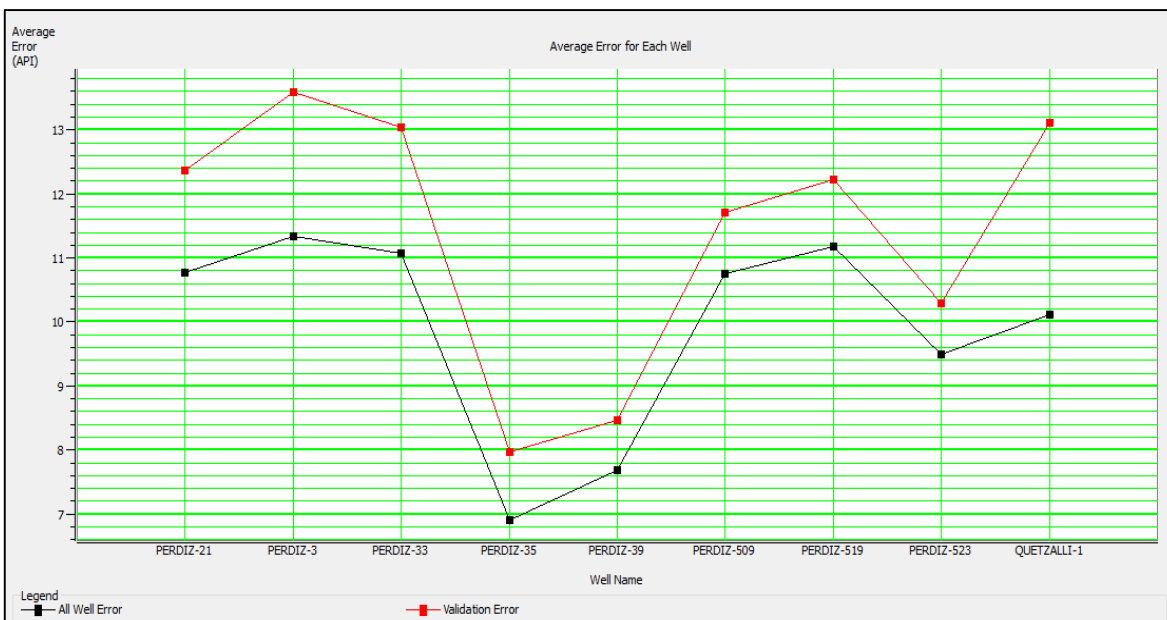


Figura 5.37 Grafica: Nombre de Pozo (eje horizontal) versus Error Promedio (eje vertical). La curva negra indica el error de entrenamiento de cada pozo. La curva roja indica el error de validación de cada pozo.

5.5.2 Redes Neuronales

Paso 8:

Después del análisis del error promedio de cada pozo en el entrenamiento, se decidió descartar un pozo más, el Perdiz-3, ya que la correlación del entrenamiento y validación eran muy bajos al aplicar la PNN.

En la Fig. 5.38 se muestra la aplicación de PNN. La predicción de rayos gama da una correlación de 0.90 y un error de 6.68 API.

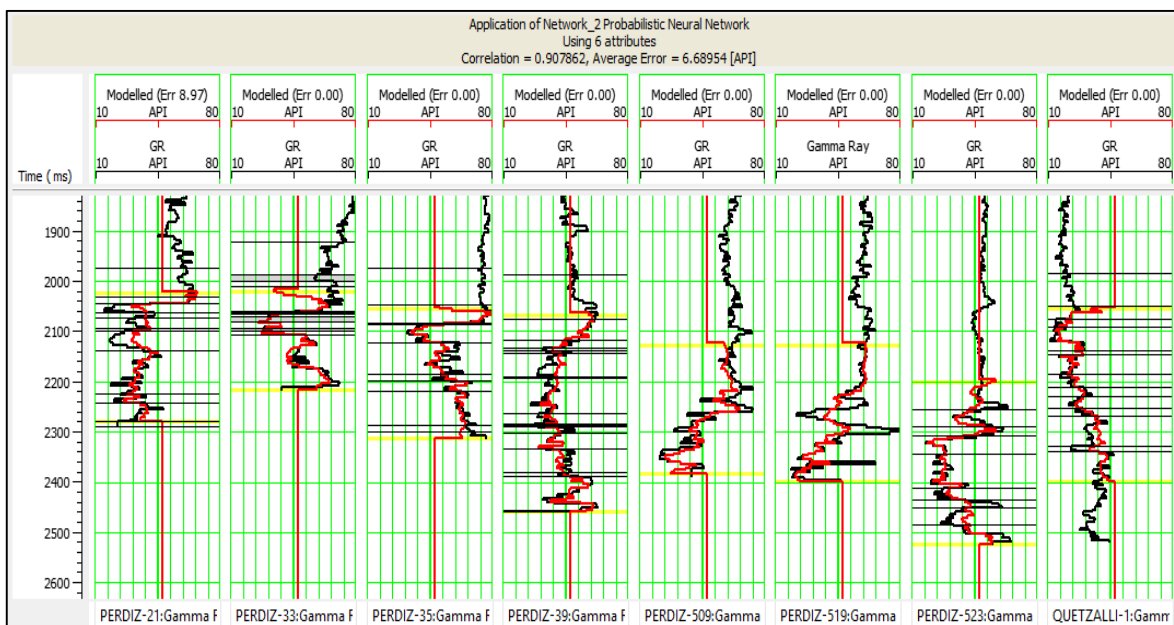


Figura 5.38 Aplicación de Red Neuronal Probabilística usando 6 atributos (Tabla 5.5). Correlación = 0.90, Error promedio = 6.68 API.

Paso 9:

La validación de PNN con seis atributos y ocho pozos dio una correlación de 0.71 y un error promedio de 10.93 API (Fig. 5.39).

Los pozos utilizados en el análisis final son los que aparecen en la Fig. 5.40 el criterio que se utilizó para determinar que pozos serían usados en el entrenamiento fue que tuvieran un error menor de 15 API.

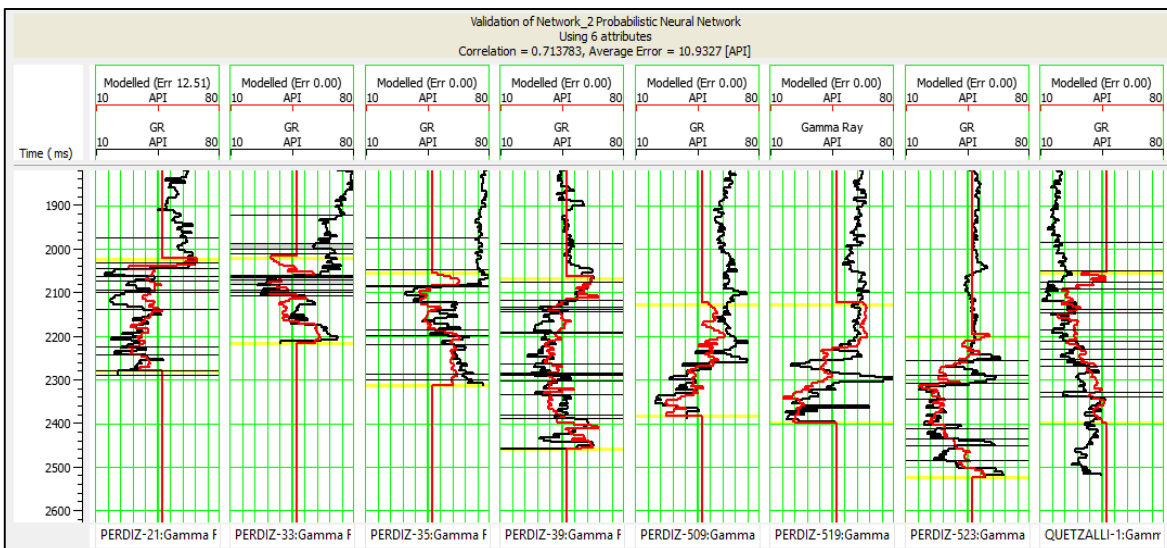


Figura 5.39 Validación de Red Neuronal Probabilística usando 6 atributos (Tabla 5.5). Correlación = 0.71, Error promedio = 10.93API.

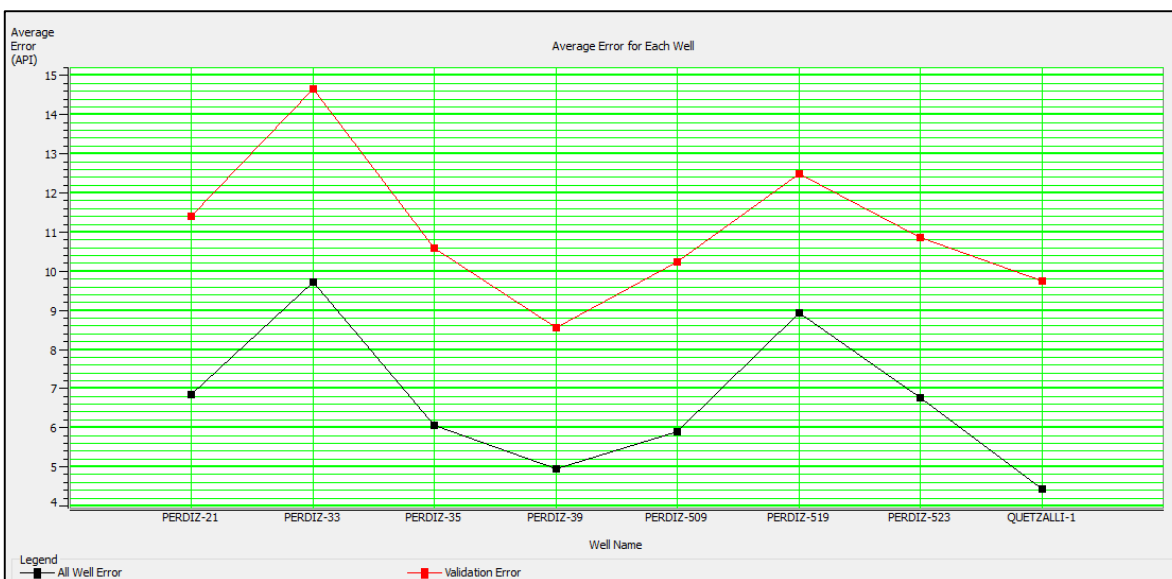


Figura 5.40 Grafica: Nombre de Pozo (eje horizontal) versus Error Promedio (eje vertical). La curva negra indica el error de entrenamiento de cada pozo. La curva roja indica el error de validación de cada pozo.

Los pozos que fueron utilizados para el análisis de redes neuronales son: Perdiz-21, Perdiz-33, Perdiz,35, Perdiz-39, Perdiz-509, Perdiz-519, Perdiz-523 y Quetzalli-1.

En la Fig. 5.41 se muestran los pozos utilizados en el análisis de PNN.

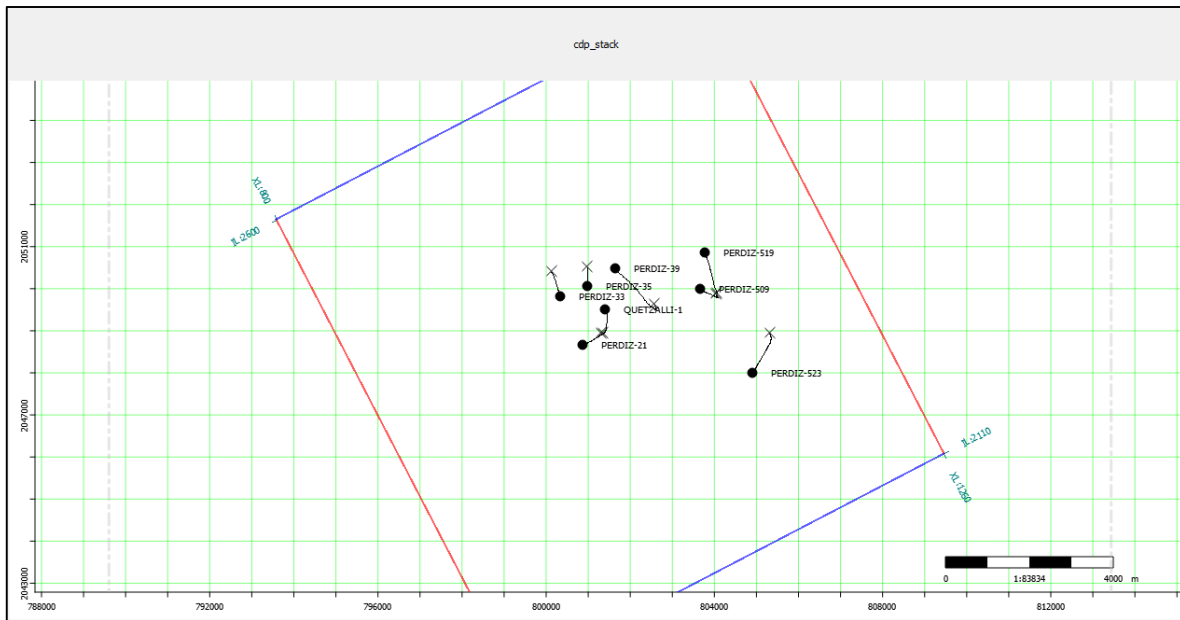


Figura 5.41 Ubicación de pozos utilizados en la predicción de rayos gama

Mediante la gráfica cruzada de la Fig. 5.42 podemos observar la correlación lineal que presentan el registro de rayos gama original y el registro modelado obtenida con PNN de la Fig. 5.38, utilizando seis atributos y los ocho pozos mostrados en la Fig.5.40.

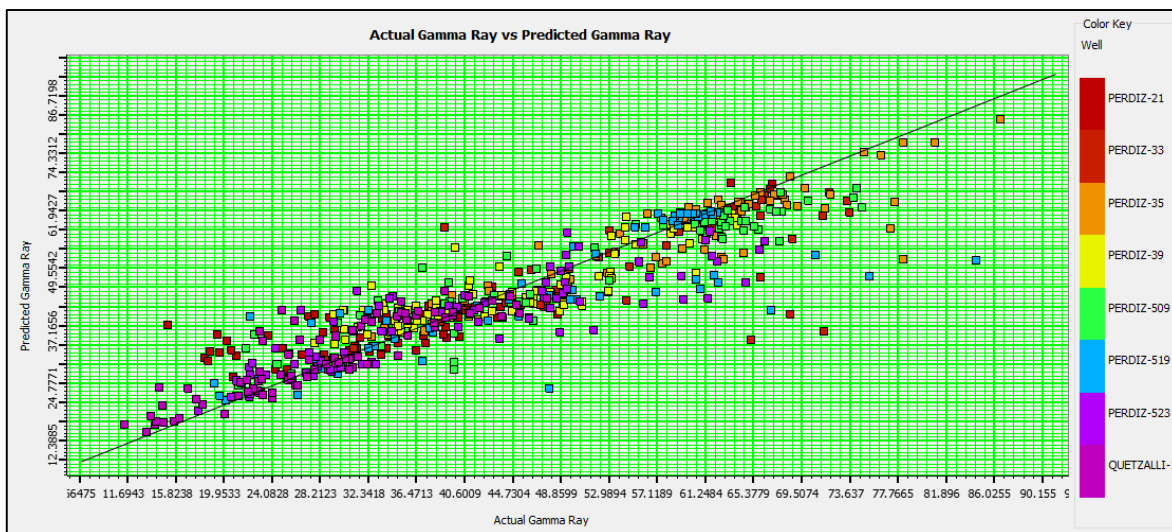


Figura 5.42 Crossplot de Rayos Gamma Original (eje horizontal) versus Rayos Gamma Modelado (eje vertical) de cada pozo usado en el análisis.

Paso 10:

La aplicación de PNN con seis atributos para predecir el registro de Rayos Gamma se aplicó al volumen sísmico apilado (Fig. 5.43). En el panel izquierdo observamos la traza sísmica apilada. En el panel derecho se muestra el resultado de rayos gama modelado con PNN y el registro de rayos gama original del pozo Perdiz-1. Observamos donde se encuentran los intervalos disparados la traza modelada presenta valores bajos de API.

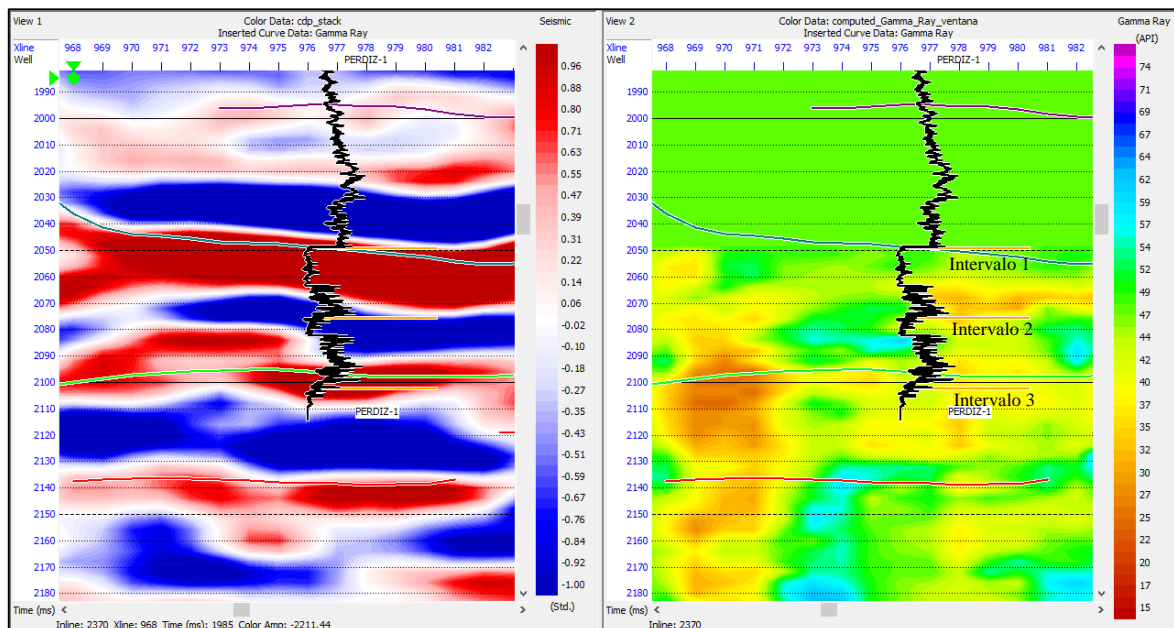


Figura 5.43 Inline 2370 del volumen sísmico. Panel izquierdo muestra la traza Apilada. Panel derecho muestra el resultado de PNN. Escala de color es rayos gama modelado en API. La curva introducida es el registro de rayos gama original.

5.6 Predicción de Saturación de Agua

Datos de entrada:

- Registro objetivo: Saturación de Agua (12 pozos que contienen Sw)
- Cubo Sísmico: Sísmica Apilada
- Atributo Externo: Gradiente

En la Fig. 5.44 se muestran los datos de entrada en algunos pozos utilizados en el análisis. Estos datos son el resultado de los pasos 1, 2, 3 y 4.

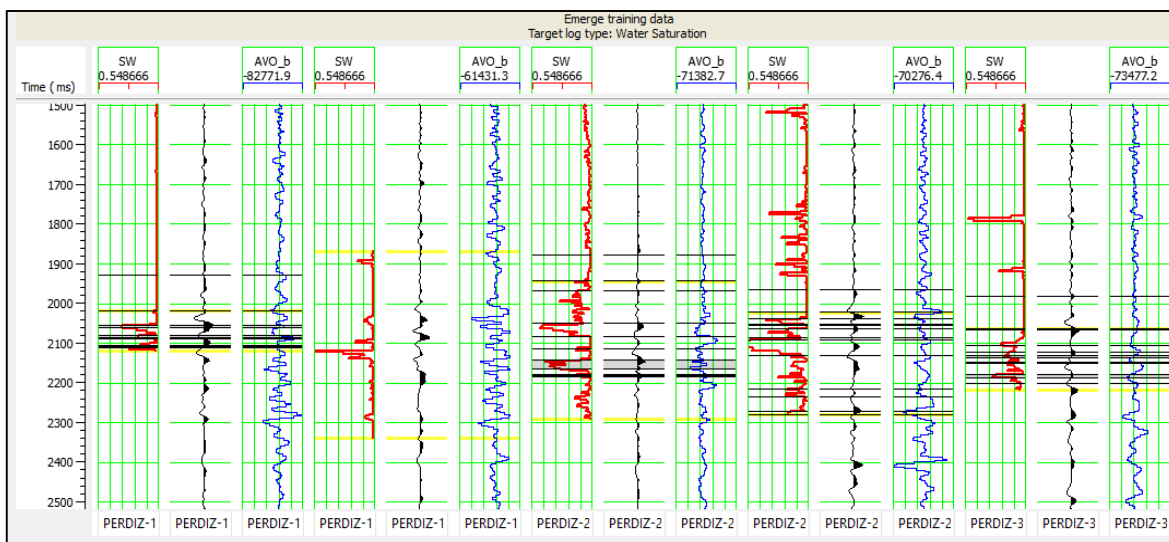


Figura 5.44 Datos de Entrada. Registro objetivo: Saturación de Agua (curva roja); Cubo sísmico: Traza compuesta de la sísmica apilada (curva negra); Atributo externo: Traza compuesta del Gradiente (curva azul)

Paso 5:

En la Tabla 5.6 se muestra la lista de los primeros cinco atributos con menor error y mayor correlación con el registro de rayos gama.

Tabla 5.6

Lista de atributos, mostrando el valor de correlación entre el atributo y el registro de saturación de agua

Objetivo	Atributos	Error	Correlación
Saturación Agua	Gradiente**2	0.08579	0.3164
Saturación Agua**2	Gradiente**2	0.08579	0.3033
Sqrt (Saturación Agua)	Gradiente**2	0.08607	0.3233
Saturación Agua	Gradiente	0.08609	0.3066
Saturación Agua**2	Gradiente	0.08615	0.3015

El atributo que presenta mayor correlación es el gradiente, aplicando operaciones matemáticas al registro y al atributo, presenta una correlación promedio de 0.03. En la Fig. 5.45 se observa la regresión lineal entre el registro de saturación de agua y el atributo gradiente al cuadrado.

En la Fig.5.46 se muestra la regresión lineal del registro de saturación de agua y el gradiente sin ninguna operación.

Observamos en ambas graficas cruzadas que el comportamiento de la saturación de agua con respecto al gradiente tiene una tendencia. La saturación de agua se concentra cuando el gradiente es cero. Este comportamiento se observó en el análisis de factibilidad.

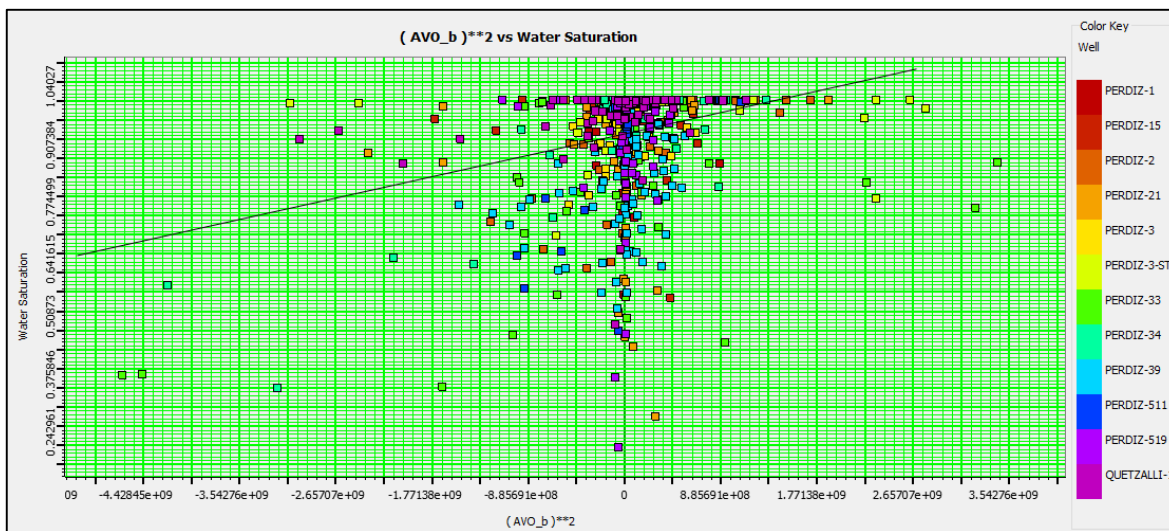


Figura 5.45 Crossplot Atributo (gradiente**2) versus Saturación de Agua, con 12 pozos

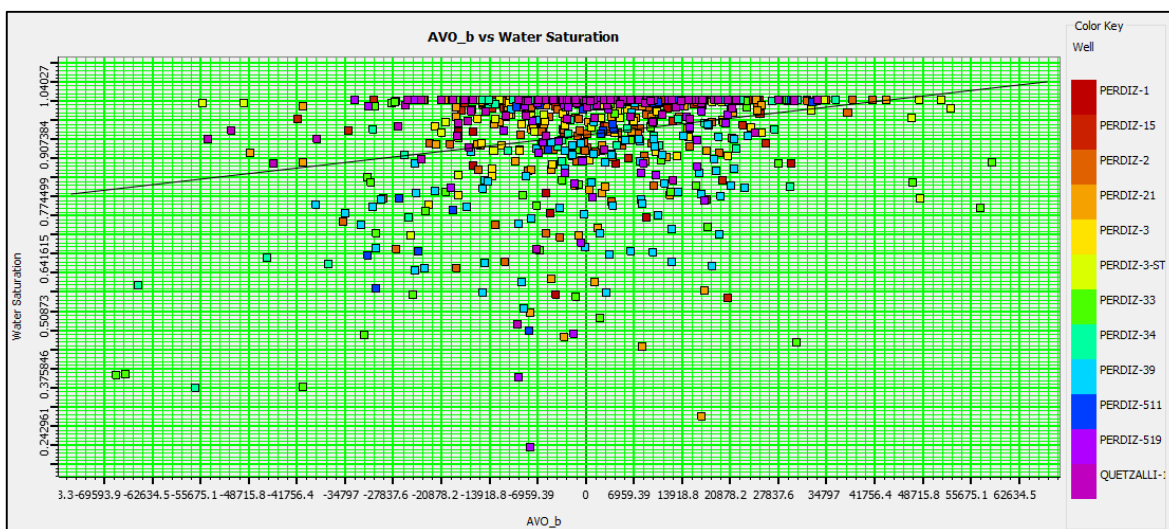


Figura 5.46 Crossplot Atributo (gradiente) versus Saturación de Agua, con 12 pozos

5.6.1 Regresión Lineal Multiatributo

Paso 6:

La Tabla 5.7 es la lista de combinación de atributos que presentan la mejor correlación y está representada por la gráfica de la Fig. 5.47.

Tabla 5.7
Lista de multiatributos usados en el entrenamiento

Objetivo	Atributos	Error de Entrenamiento	Error de validación
Saturación Agua	Gradiente**2	0.08335	0.09088
Saturación Agua	Frecuencia de la amplitud ponderada	0.07947	0.08781
Saturación Agua	Segunda derivada	0.0774	0.08763
Saturación Agua	Frecuencia dominante	0.07559	0.08596
Saturación Agua	Amplitud absoluta integrada	0.07424	0.08676
Saturación Agua	Frecuencia promedio	0.073	0.08557
Saturación Agua	Polaridad aparente	0.07184	0.08651
Saturación Agua	Frecuencia instantánea	0.07114	0.08716

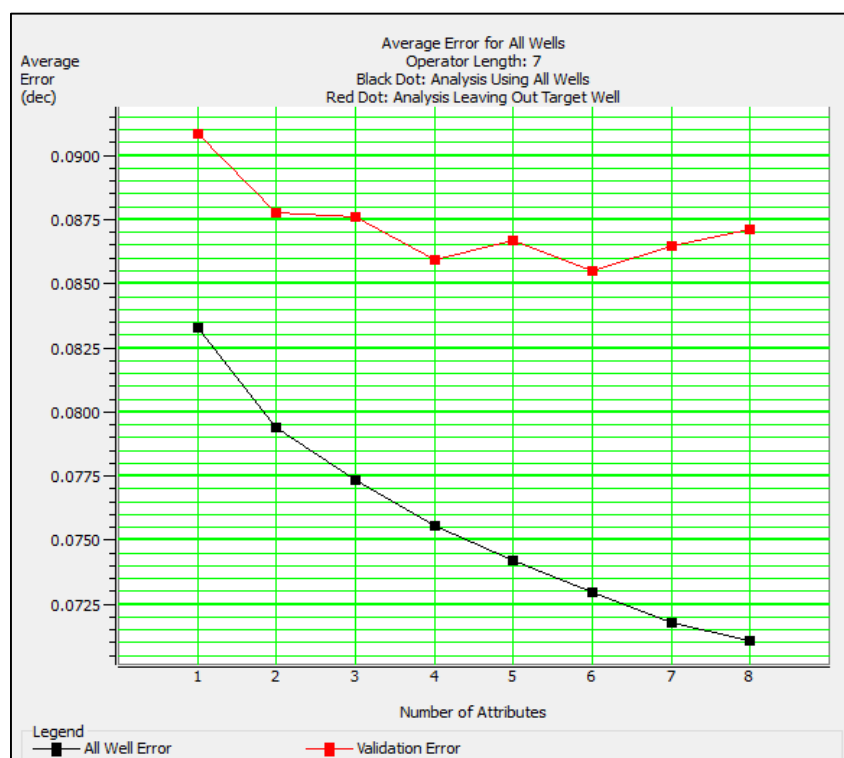


Figura 5.47 Gráfica: Número de atributo (eje horizontal) versus Error Promedio (eje vertical). La curva negra indica el error de entrenamiento usando todos los pozos. La curva roja indica el error promedio de validación

Para determinar el número óptimo de atributos a usar en el análisis multiatributos se utilizó la Fig. 5.47, donde se observa que seis atributos presentan el menor error promedio de validación.

Los atributos usados en el análisis fueron: gradiente**2, frecuencia de la amplitud ponderada, Segunda derivada, frecuencia Dominante, amplitud absoluta integrada y frecuencia promedio.

Al aplicar estos atributos a la regresión lineal multiatributo obtuvimos una correlación de 0.59 y un error promedio de 7%. (Fig. 5.48)

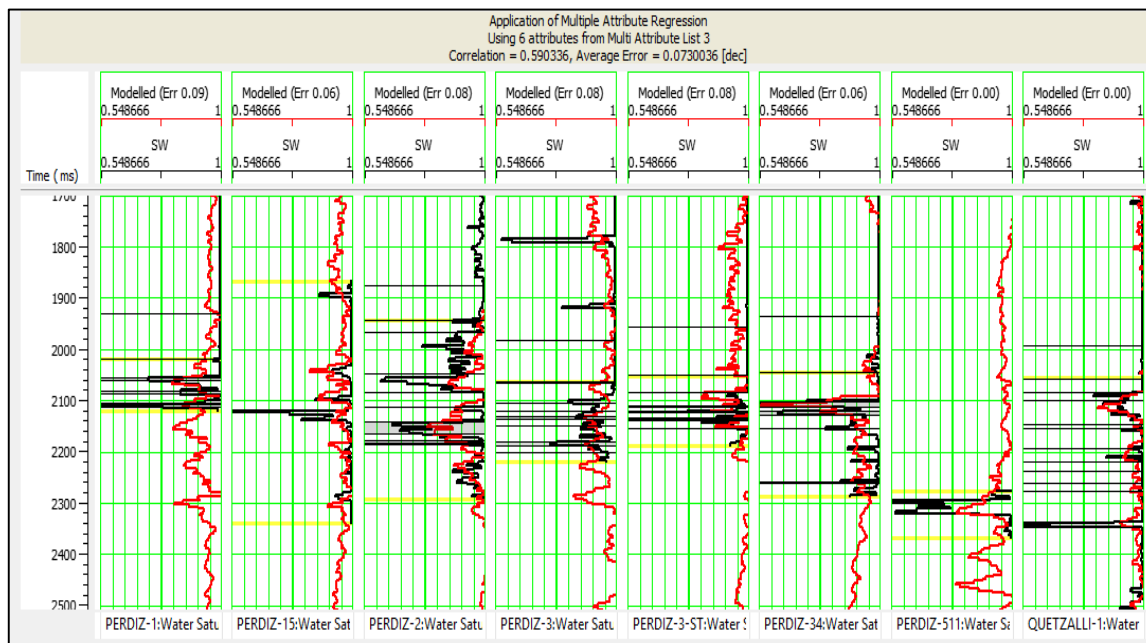


Figura 5.48 Aplicación de Regresión lineal Multiatributo usando 6 atributos (Tabla 5.7). Correlación = 0.59, Error promedio = 0.07 dec.

Paso 7:

Algunos pozos deben ser excluidos del entrenamiento debido que presentan un error muy alto en el entrenamiento y la validación. La manera de darnos cuenta de esto es mediante la gráfica cruzada, nombre de pozo versus error promedio (Fig. 5.49).

Se excluyeron cuatro pozos, ya que presentaban errores muy altos, los cuales son: Perdiz-21, Perdiz-33, Perdiz-39 y Perdiz-519.

Los pozos utilizados en el entrenamiento fueron ocho, se muestran en la Fig. 5.50. Son los siguientes: Perdiz-1, Perdiz-15, Perdiz-2, Perdiz-3, Perdiz-3st, Perdiz,34, Perdiz-511 y Quetzalli-1.

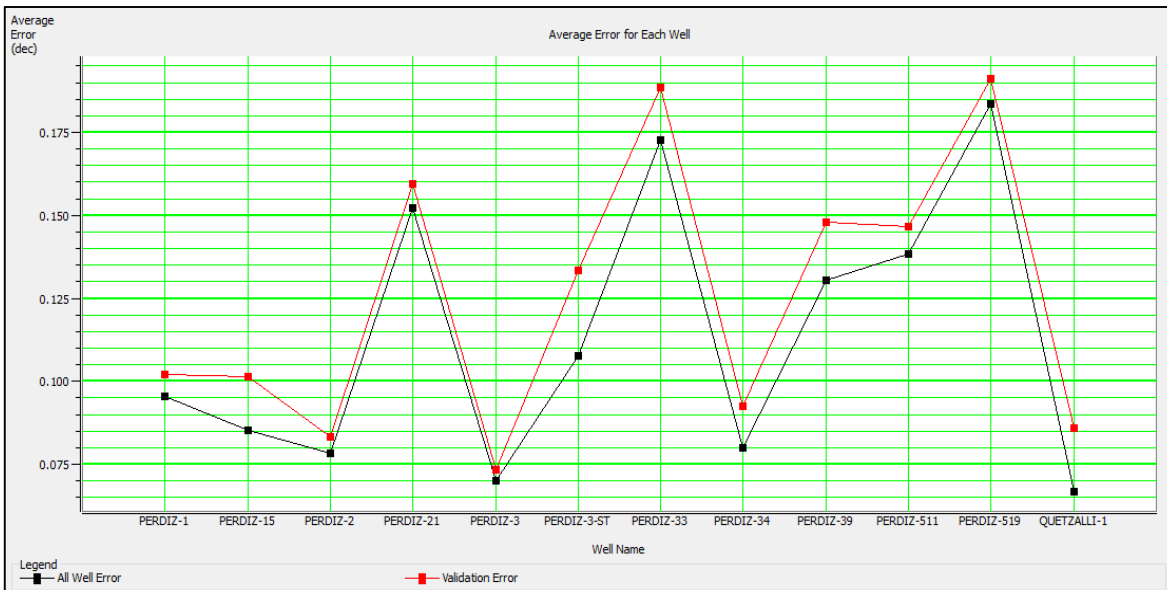


Figura 5.49 Grafica: Nombre de Pozo (eje horizontal) versus Error Promedio (eje vertical). La curva negra indica el error de entrenamiento de cada pozo. La curva roja indica el error de validación de cada pozo.

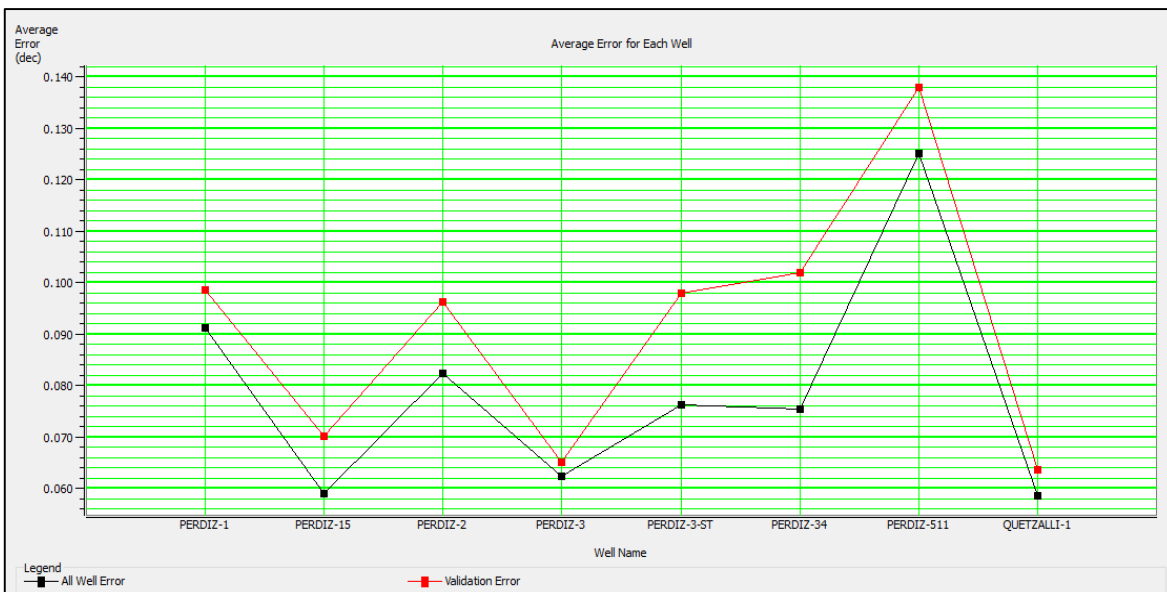


Figura 5.50 Grafica: Nombre de Pozo (eje horizontal) versus Error Promedio (eje vertical). La curva negra indica el error de entrenamiento de cada pozo. La curva roja indica el error de validación de cada pozo.

5.6.2 Redes Neuronales

Paso 8:

Al aplicar la PNN con seis atributos y ocho pozos se obtuvo una correlación de 0.96 y un error promedio en el entrenamiento de 2.3% (Fig. 5.51). Pero al validar esta red se tuvo una correlación de validación de - 0.3 y un error de validación del 9% (Fig. 5.52).

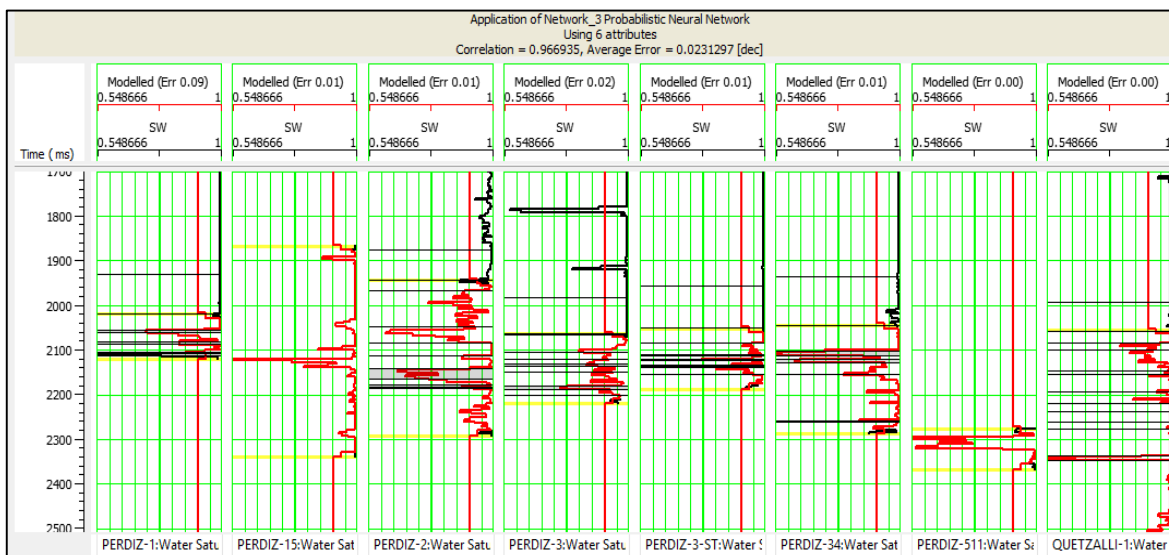


Figura 5.51 Aplicación de Red Neuronal Probabilística usando 6 atributos y ocho pozos (Tabla 5.7).
Correlación = 0.96, Error promedio = 0.023 dec.

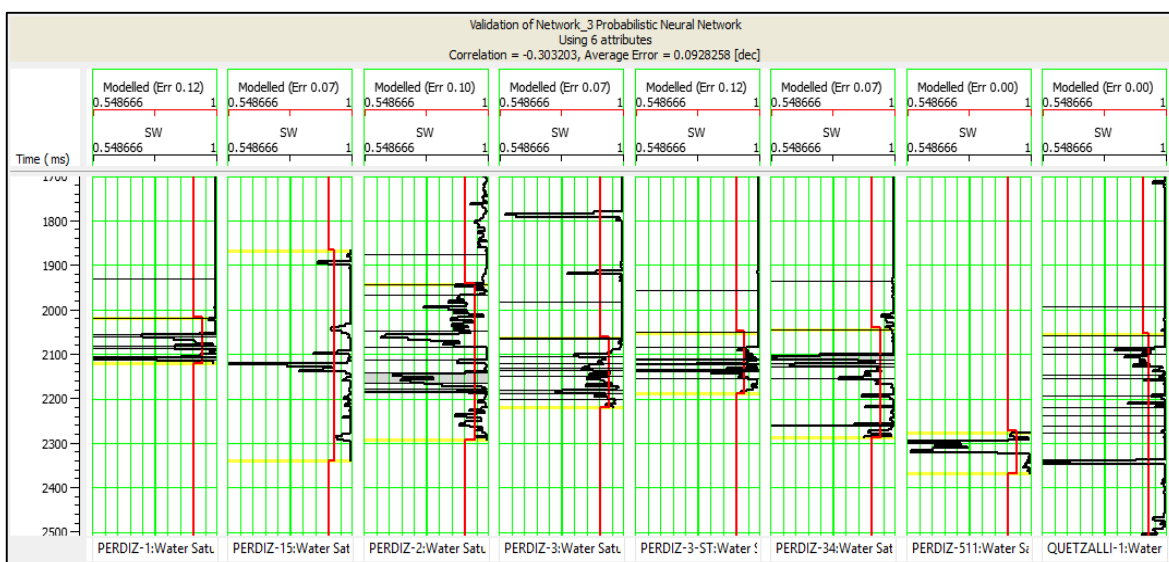


Figura 5.52 Validación de Red Neuronal Probabilística usando 6 atributos (Tabla 5.7). Correlación = 0.46,
Error promedio = 0.099 dec

Después de varias pruebas se decidió regresar un pozo, Perdiz-33 y aplicar la PNN de nuevo. La correlación disminuyo un poco a 0.88, pero sigue siendo aceptable, el error aumento a 5.2% (Fig. 5.53) y la validación mejoro bastante a 0.46 (Fig.5.54)

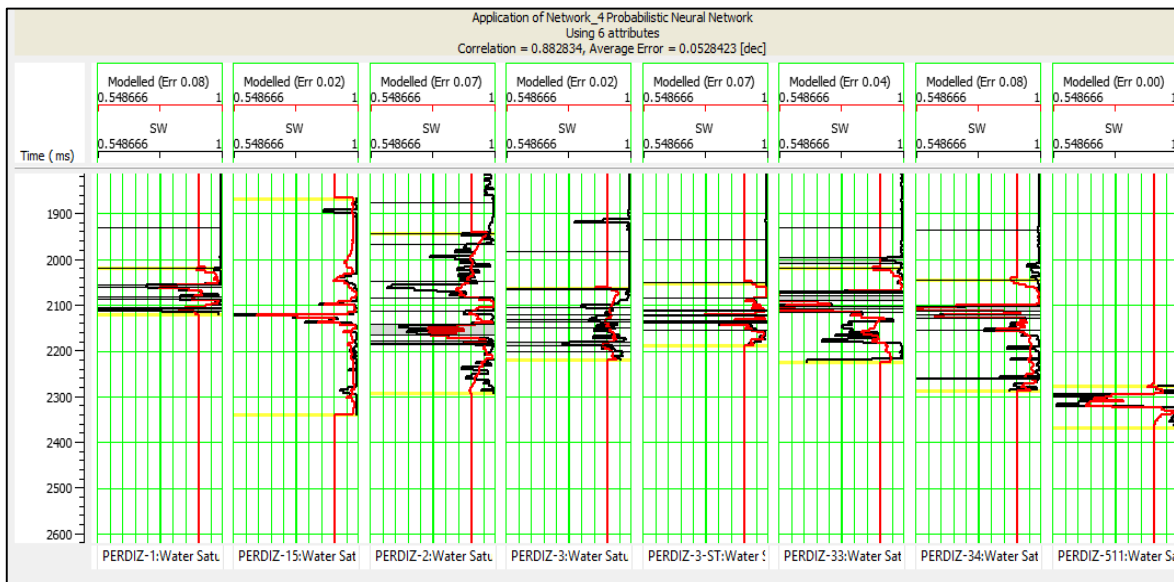


Figura 5.53 Aplicación de Red Neuronal Probabilística usando 6 atributos y nueve pozos (Tabla 5.7)
Correlación = 0.88, Error promedio = 0.052 dec.

Paso 9:

La validación de PNN con seis atributos y nueve pozos se muestra en la Fig. 5.54. Los pozos utilizados en el análisis final son los que aparecen en la Fig. 5.55.

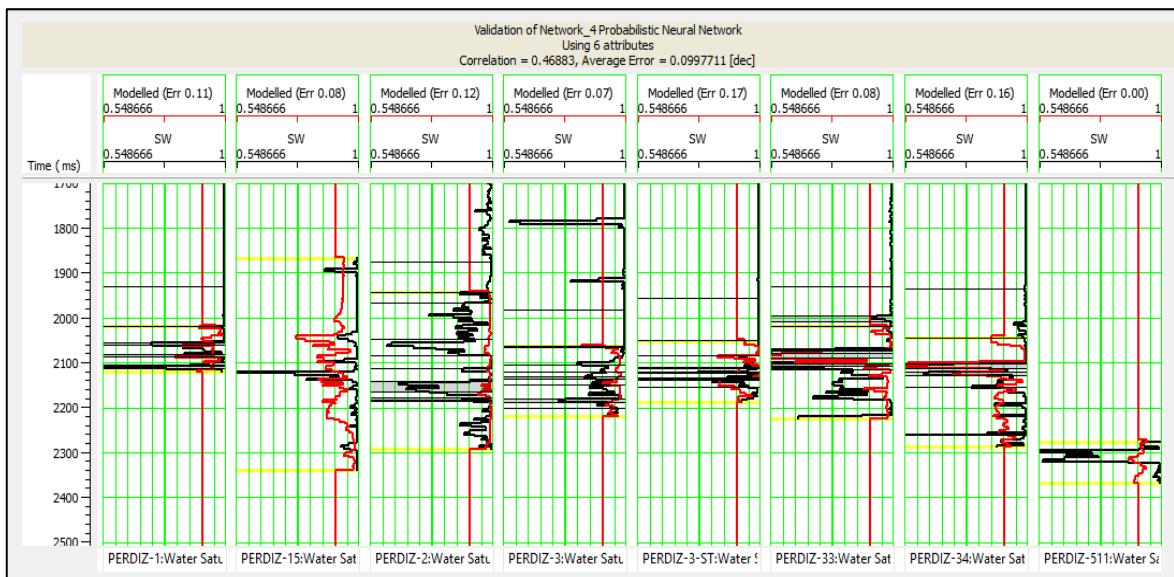


Figura 5.54 Validación de Red Neuronal Probabilística usando 6 atributos (Tabla 5.7). Correlación = 0.46,
Error promedio = 0.099 dec.

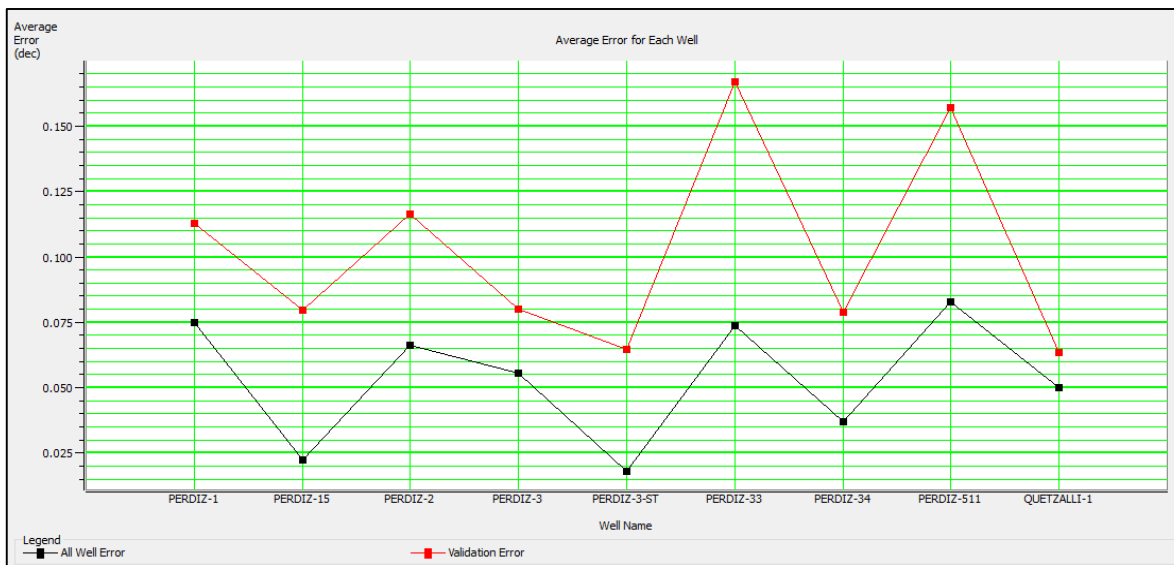


Figura 5.55 Grafica: Nombre de Pozo (eje horizontal) versus Error Promedio (eje vertical). La curva negra indica el error de entrenamiento de cada pozo. La curva roja indica el error de validación de cada pozo.

Los pozos utilizados en el análisis definitivo de PNN (Fig. 5.53), son los siguientes: Perdiz-1, Perdiz-15, Perdiz-2, Perdiz-3, Perdiz-3st, Perdiz-33, Perdiz,34, Perdiz-511 y Quetzalli-1. Su ubicación se muestra en la Fig. 5.56.

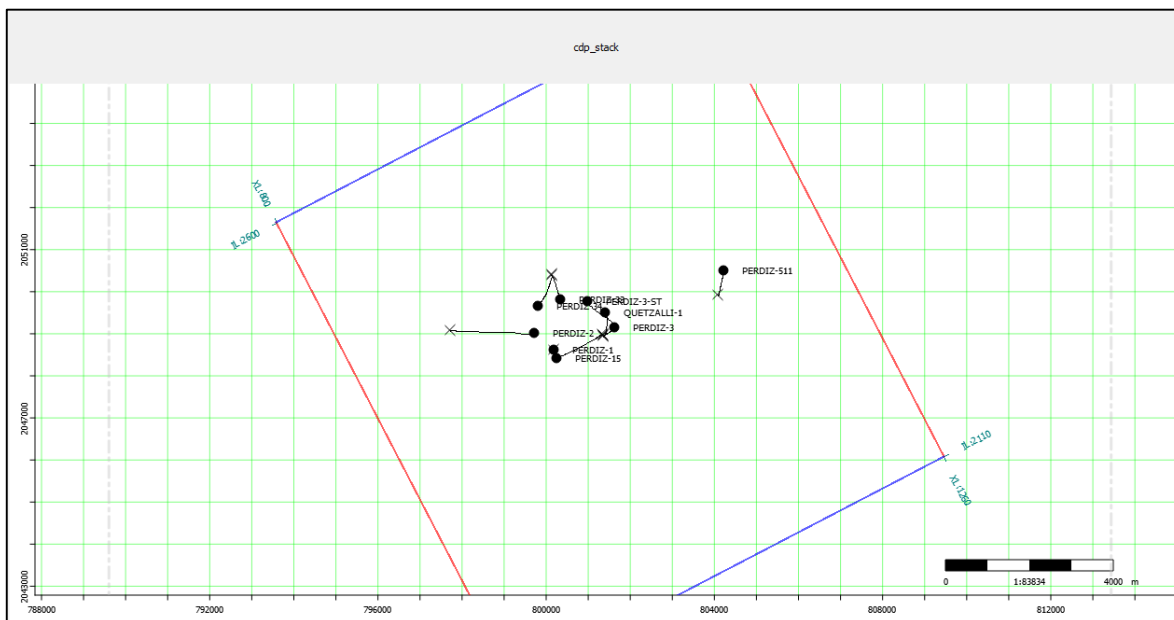


Figura 5.56 Ubicación de pozos utilizados en la predicción de saturación de agua

Como resultado del análisis de PNN de seis atributos (Fig. 5.53), y nueve pozos (Fig. 5.55), se obtuvo una correlación lineal de 0.88 entre el registro de rayos gamma original y el registro de rayos gama modelado (Fig. 5.57).

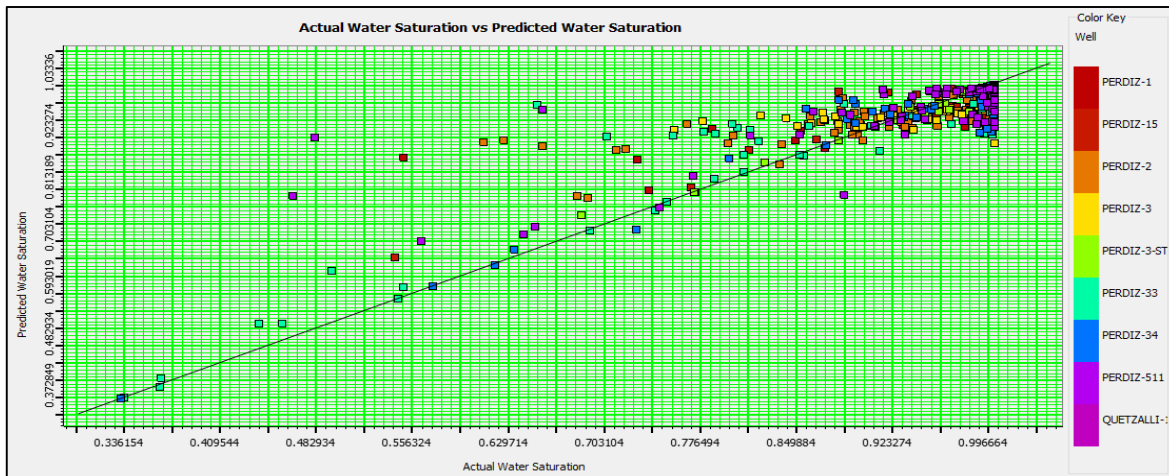


Figura 5.57 Crossplot de Saturación de Agua Original (eje horizontal) versus Saturación de Agua Modelada (eje vertical) de cada pozo usado en el análisis.

Paso 10:

La aplicación de PNN con seis atributos para predecir el registro Saturación de Agua se muestra en la Fig. 5.58. En el panel izquierdo se observa el volumen sísmico apilado con el registro de saturación de agua original del pozo Perdi-1. En el panel derecho se muestra la traza de la saturación de agua modelada con PNN y el registro original de saturación de agua del mismo pozo. Los valores bajos de saturación de agua se presentan sobre los intervalos disparados y el intervalo productor (intervalo 3), también se observa una anomalía de saturación baja fuera del registro de pozo.

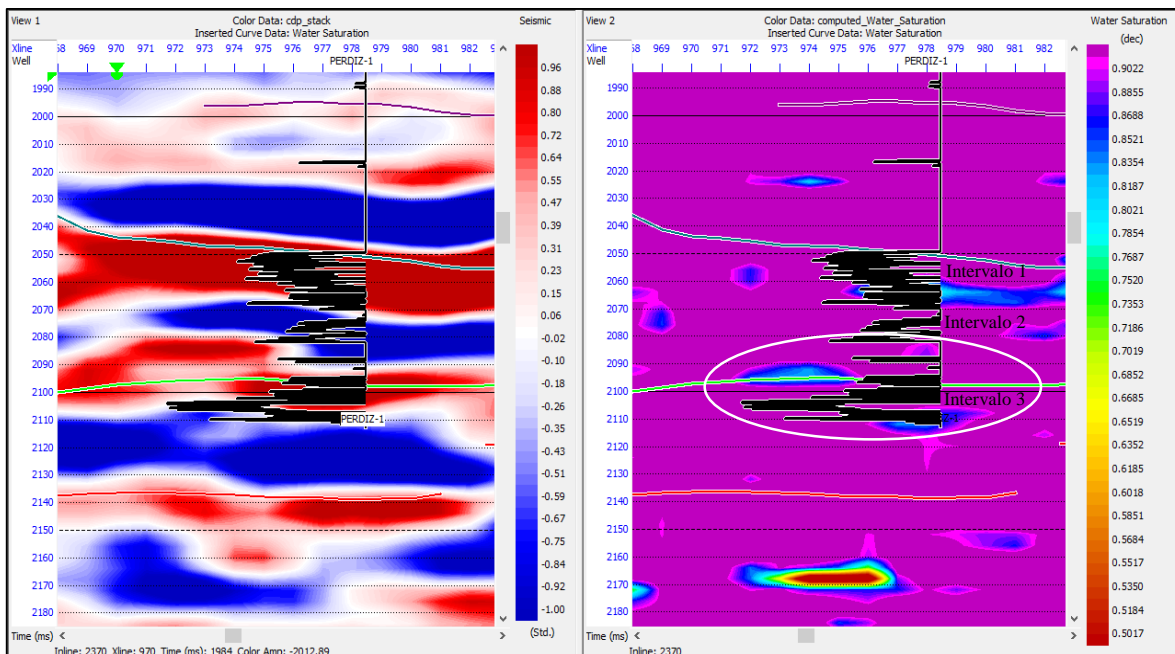


Figura 5.58 Inline 2370 del volumen sísmico. Panel izquierdo muestra la traza Apilada. Panel derecho muestra el resultado de PNN. Escala de color es las unidades de pseudo-saturación de agua. La curva introducida es el registro de saturación de agua original

La comparación de los registros modelados con los registros originales del pozo Perdiz-1 ayudó a determinar la confiabilidad de los resultados.

Los registros modelados son propiedades petrofísicas tridimensionales, por lo tanto, podemos conocer su valor en cualquier parte del cubo sísmico.

En el siguiente capítulo se analizaron los resultados del entrenamiento de redes neuronales. Se crearon mapas de las propiedades petrofísicas modeladas alrededor del horizonte Eoceno 10, donde se sabe se encuentra la mayor producción de hidrocarburos, con la finalidad de proponer un nuevo pozo.

6. Análisis de Resultados

Los resultados obtenidos en el análisis de redes neuronales son confiables, debido a que las tres predicciones: porosidad efectiva, rayos gamma y saturación de agua, coinciden con los datos originales.

Para interpretar los resultados se crearon distribuciones de las propiedades petrofísicas modeladas alrededor del horizonte Eoceno10 (Fig. 6.1, 6.2 y 6.3), donde se encuentra la mayor producción de hidrocarburos.

En la Fig. 6.1 se muestra la distribución de la porosidad modelada sobre el horizonte Eoceno 10 generado por PNN. En este mapa se señala un rango de 5% a 13% de porosidad efectiva.

El yacimiento tiene porosidad efectiva entre 7% y 15%. Por lo tanto, podemos considerar que las anomalías de porosidad del mapa de porosidad efectiva, mayores a 7% - 8% (verdes, amarillas, naranjas y rojas) pertenecen a rocas de buena calidad.

La distribución de rayos gama modelado alrededor del Eoceno 10 se observa en la Fig. 6.2. El rango de valores de este mapa es de 20 API a 65 API.

Se considera una formación limpia menor a 40 API. En los intervalos productores el registro de rayos gama presentó valores entre 15 a 38 API. Por lo tanto, se considera en el mapa que los colores rojos y naranjas pertenecen a areniscas limpias.

La Fig. 6.3 representa la distribución de saturación de agua modelada obtenida mediante redes neuronales. Los valores de saturación de agua van del 70 al 95% en el mapa. Existen intervalos productores con menor saturación de agua, pero son muy escasos. El promedio de saturación de agua del yacimiento es del 60%, por ello, pero pueden ser consideradas zonas de interés aquellas con saturación menor al 85%.

Con el resultado de los tres mapas se propuso una zona que cuenta con características adecuadas para la extracción de hidrocarburos, como: porosidad efectiva mayor al 10%, rayos gama menor a 25 API y saturación de agua menor al 80% y cuenta con estructura favorable. Se propone un pozo con la finalidad de extender el campo. Esta zona es mostrada mediante una elipse en las Fig. 6.1, 6.2 y 6.3. El punto rojo representa la localización para un nuevo pozo de extensión.

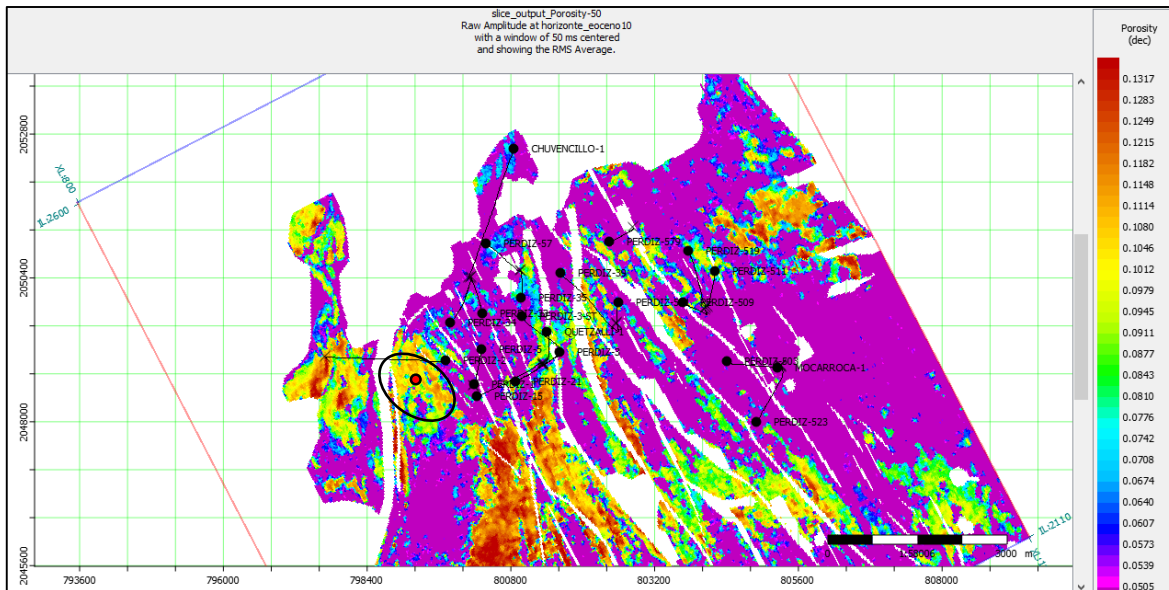


Figura 6.1 Distribución de porosidad efectiva modelada sobre el horizonte Eoceno 10 con una ventana de 50 ms centrada y mostrando el promedio RMS

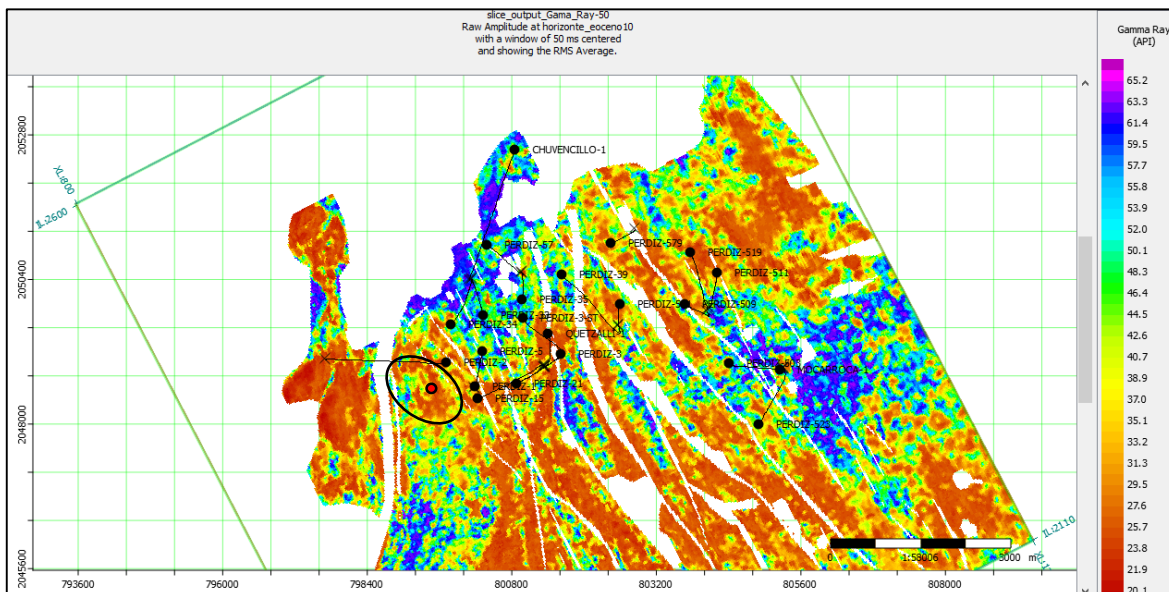


Figura 6.2 Distribución de rayos gamma modelado sobre el horizonte Eoceno 10 con una ventana de 50 ms centrada y mostrando el promedio RMS

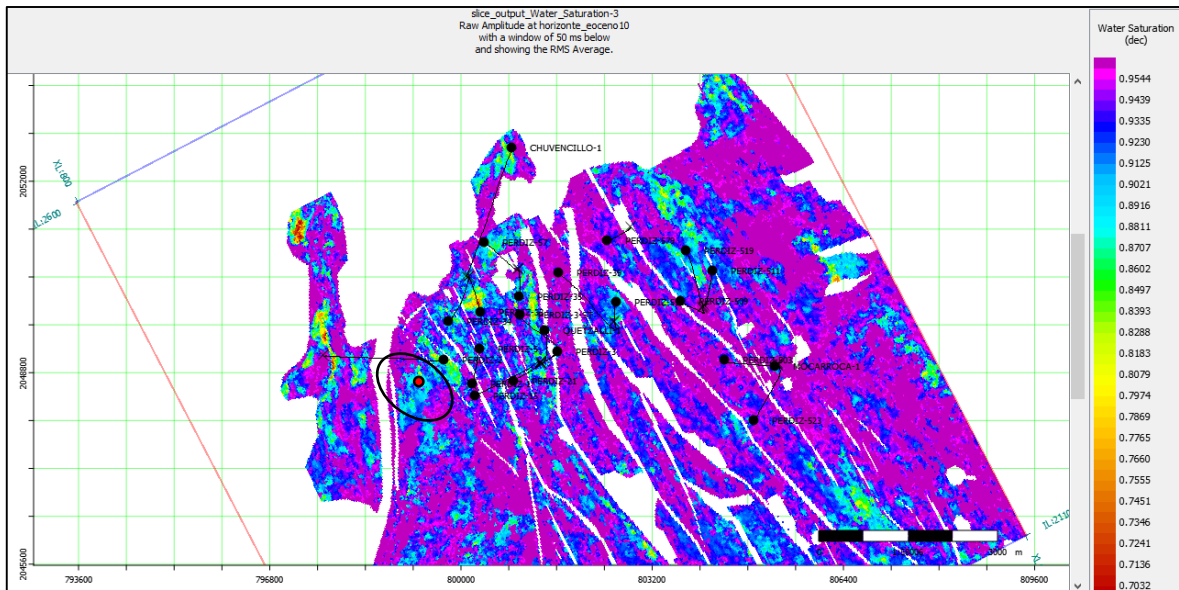


Figura 6.3 Distribución de saturación de agua modelada sobre el horizonte Eoceno 10 con una ventana de 50 ms centrada y mostrando el promedio RMS

6.1 Propuesta de Extensión

Para afirmar que la localización propuesta del pozo de extensión es factible, se realizó un estudio de su ubicación en diferentes secciones sísmicas.

En la Fig. 6.4 se muestra una sección sísmica de la localización del pozo propuesto mediante las distribuciones de las propiedades petrofísicas modeladas.

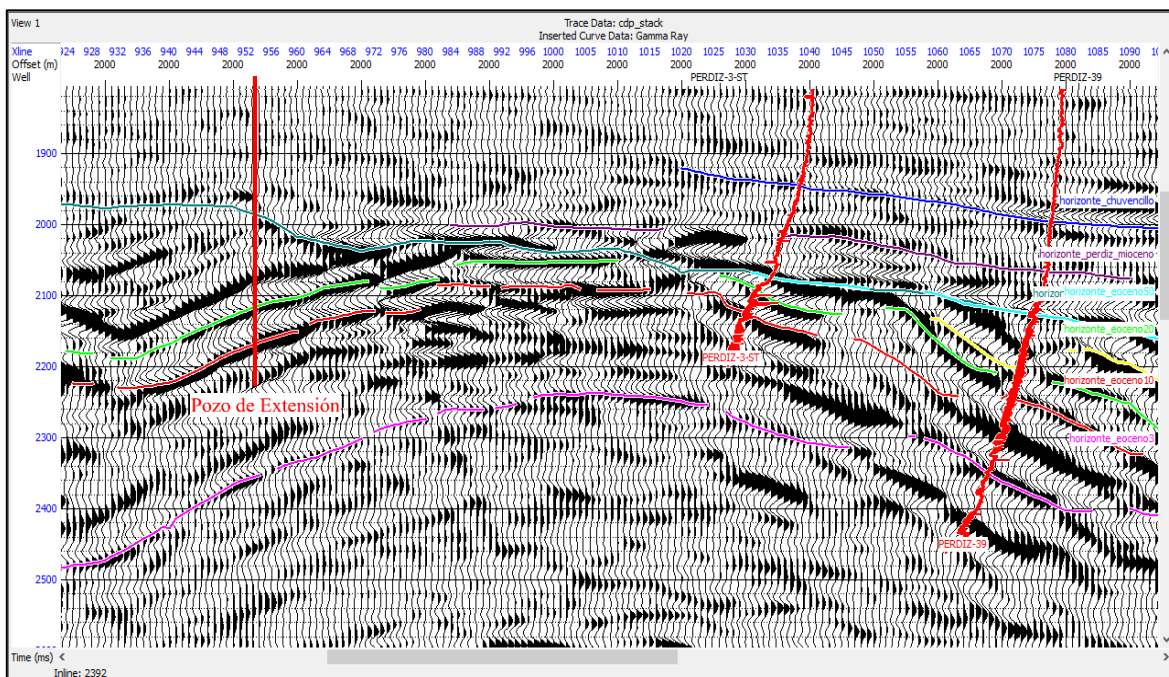


Figura 6.4 Sección sísmica apilada mostrando la ubicación para el nuevo pozo de extensión

El pozo de extensión se ubicó en el flanco oeste del anticlinal y cruza el Eoceno 10, en una zona equivalente a otros pozos productores, esto indica que el pozo es factible estructuralmente.

Se analizó el comportamiento de las propiedades petrofísicas modeladas en la localización del pozo propuesto, sobre el horizonte Eoceno 10.

la porosidad efectiva modelada en la Inline 2392, localización propuesta para el nuevo pozo. Se observan altas porosidades, mayores a 9% alrededor del horizonte Eoceno 10 (Fig. 6.5).

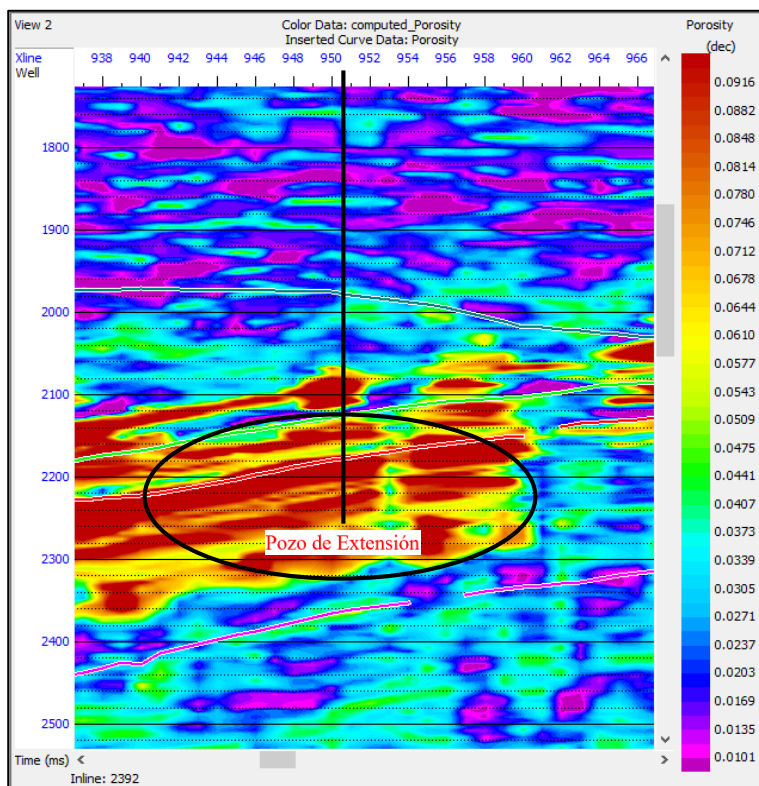


Figura 6.5 Inline 2392. Porosidad efectiva modelada. La línea negra representa la ubicación del pozo de extensión IL=2392 y XL=950

En la Fig. 6.6 se muestra el registro de rayos gama modelado en la Inline 2392. Alrededor del pozo se tienen valores bajos de API, menor a 30 API, esto representa bajo contenido de arcilla, por lo tanto, se tiene una arenisca limpia.

En la Fig. 6.7 se puede observar una anomalía de baja saturación de agua, debajo del horizonte Eoceno 10 que atraviesa al pozo de extensión y otras anomalías por encima de este horizonte.

Para observar el comportamiento de los atributos AVO se crearon secciones sísmicas del gradiente e intercepto sobre la Inline donde se localiza el pozo de desarrollo propuesto.

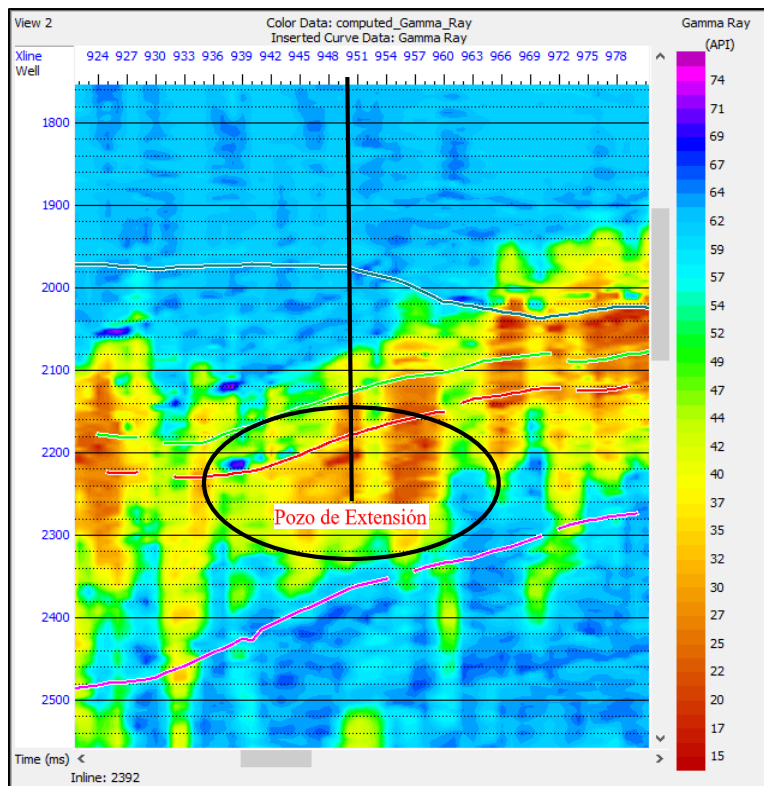


Figura 6.6 Inline 2392. Rayos gama modelado. La línea negra representa la ubicación del pozo de extensión IL=2392 y XL=950

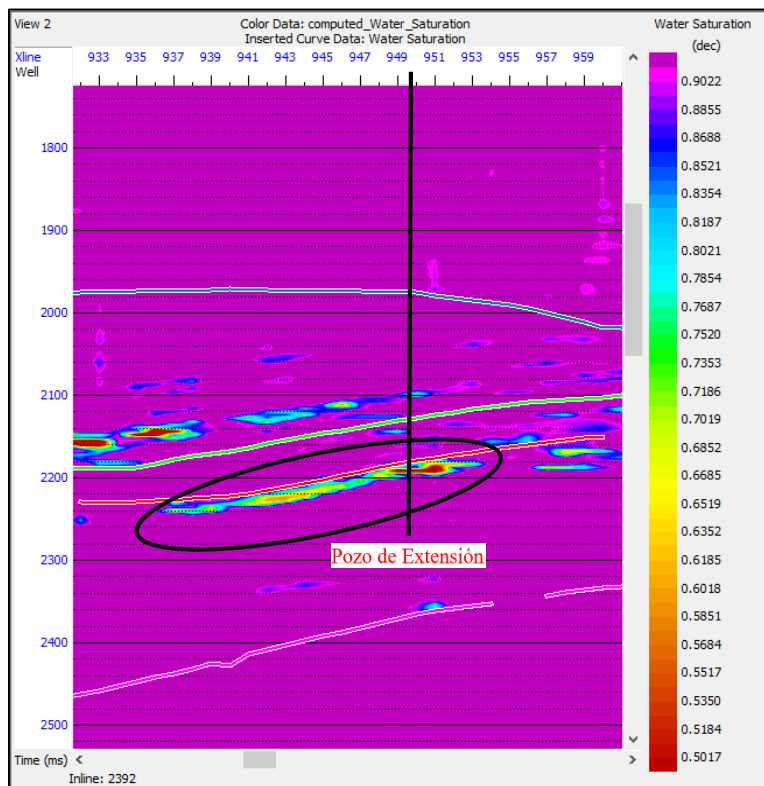


Figura 6.7 Inline 2392. Saturación de agua modelada. La línea negra representa la ubicación del pozo de extensión IL=2392 y XL=950

En la Fig. 6.8 se muestra una sección sísmica del atributo del gradiente, donde se puede observar una anomalía alta negativa sobre el horizonte Eoceno 10 y que es atravesada por el pozo. Esto quiere decir que en esta zona existe una gran variación de la amplitud sísmica contra el offset y podría indicar la presencia de hidrocarburos.

El atributo del intercepto no dio indicio de la presencia de una anomalía, aunque alrededor del horizonte Eoceno 10 se observa intercepto alto, esto indica grandes amplitudes rodeando el pozo propuesto.

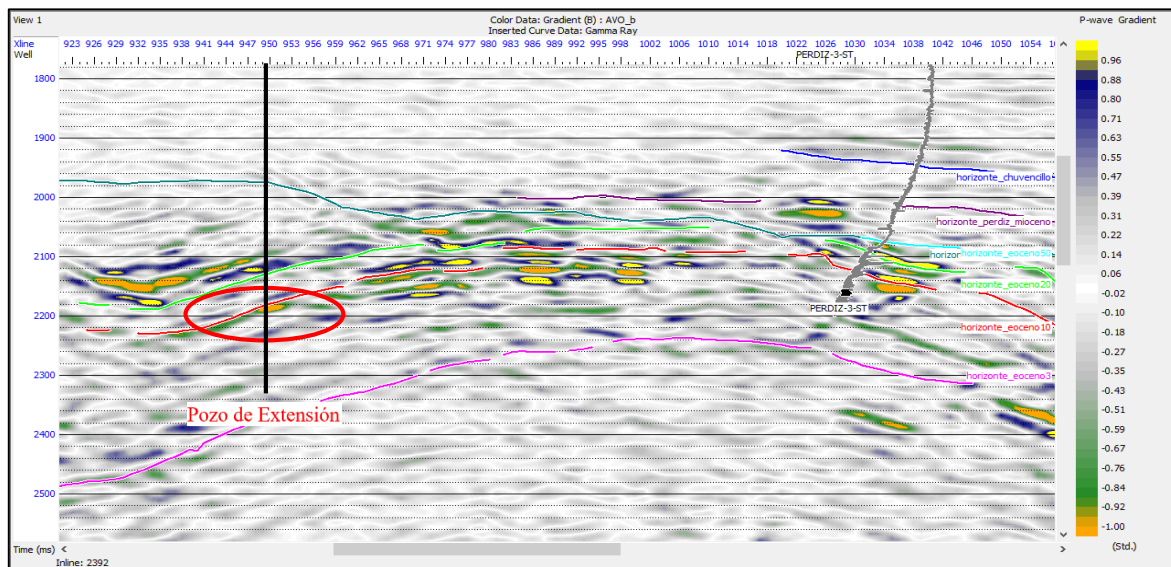


Figura 6.8 Sección sísmica del atributo del Gradiente sobre la Inline 2392

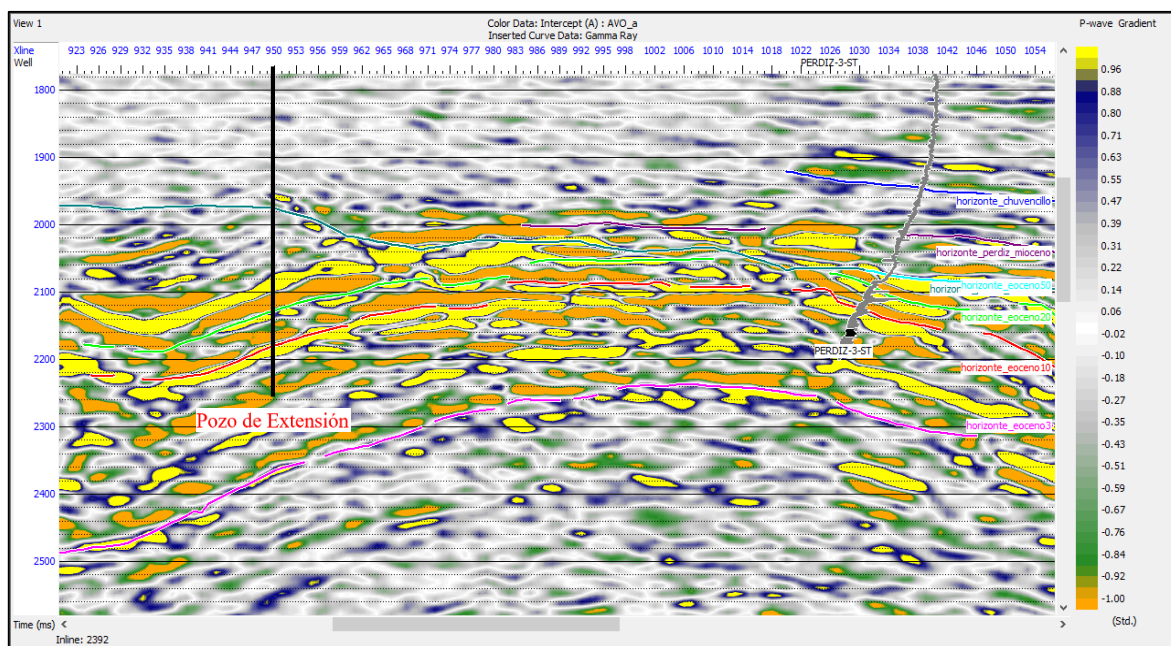


Figura 6.9 Sección sísmica del atributo del Intercepto sobre la Inline 2392

Otra manera de determinar las anomalías AVO es mediante gráficas cruzadas. En la Fig. 6.10 se observa la gráfica cruzada de intercepto y gradiente de la Inline 2392, donde se clasifican la cima de las areniscas en azul y la base de las areniscas en rojo y la línea fluido en gris (Fig.6.11).

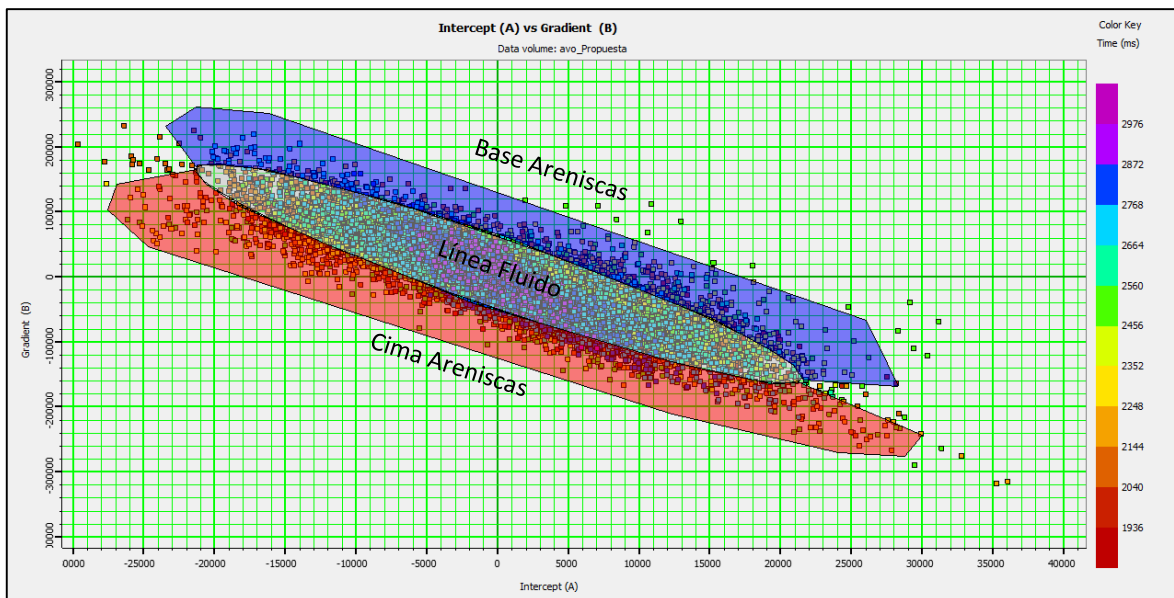


Figura 6.10 Crossplot Gradiente (eje vertical) versus Intercepto (eje horizontal) de la Inline 2392 con una ventana de 500 ms centrada sobre el horizonte Eoceno-10. Las zonas capturadas por los polígonos rojo y azul son mostradas en la Fig. 6.11

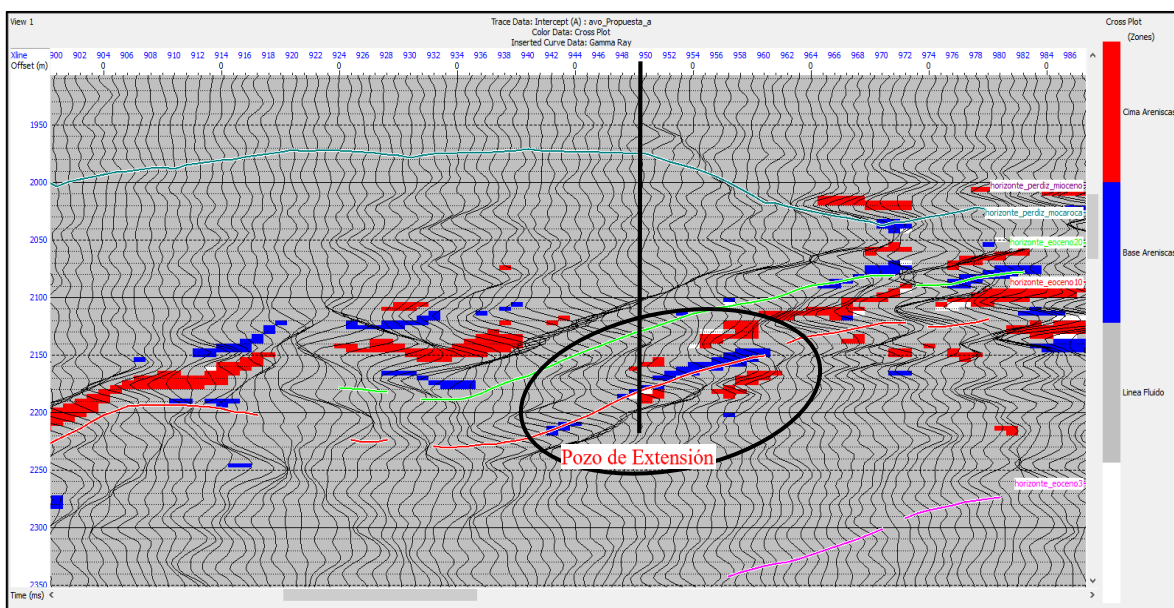


Figura 6.11 Cross-sección sísmica de la traza del Intercepto, mostrando las zonas anómalas a partir del crossplot Intercepto versus Gradiente de la Fig. 6.10

Otra gráfica cruzada que se utilizó fue porosidad efectiva modelada contra rayos gama modelado en la Inline 2392, con la finalidad de resaltar estas dos propiedades en la localización del pozo de extensión propuesto.

En la Fig.6.12 se muestra la gráfica cruzada de propiedades modeladas. La porosidad efectiva tiene un rango de 0 a 17% y rayos gama de 15 a 75 API. Se seleccionaron los parámetros de interés en un rectángulo rojo, porosidades mayores a 7% y rayos gama menor a 35 API. Estas propiedades son mostradas en la cross-sección sísmica de la Fig. 6.13, se observa que alrededor del pozo de extensión están presentes estas condiciones.

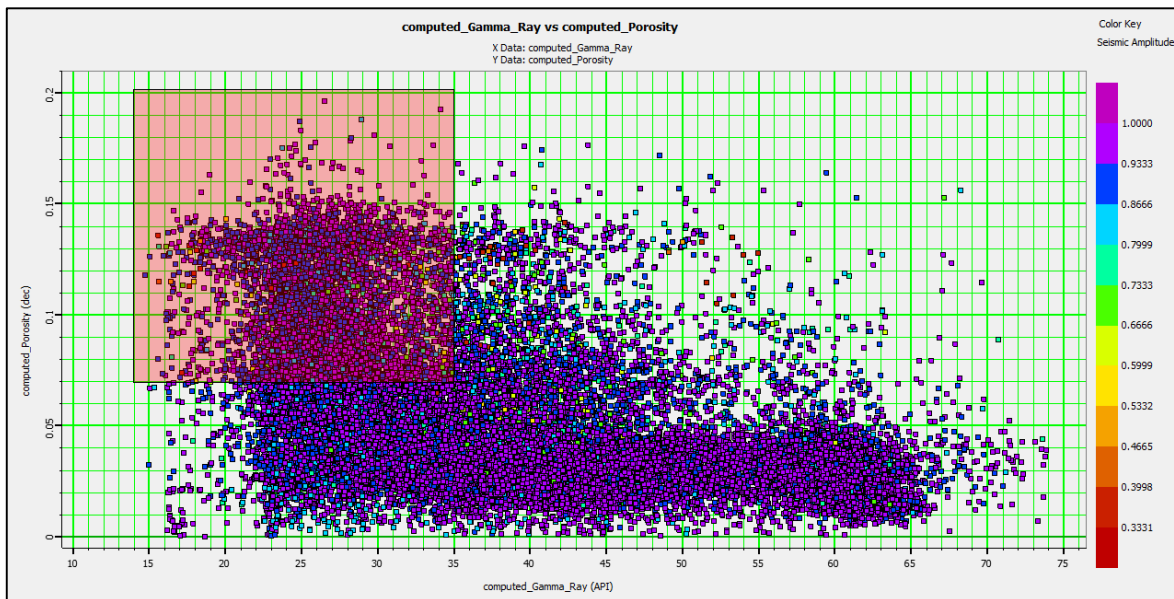


Fig. 6.12 Crossplot Porosidad Efectiva Modelada (eje vertical) versus Rayos Gama Modelado (eje horizontal) de la Inline 2392 con una ventana de 500 ms centrada sobre el horizonte Eoceno-10. Las zonas capturadas por los polígonos rojo y azul son mostradas en la Fig. 6.13

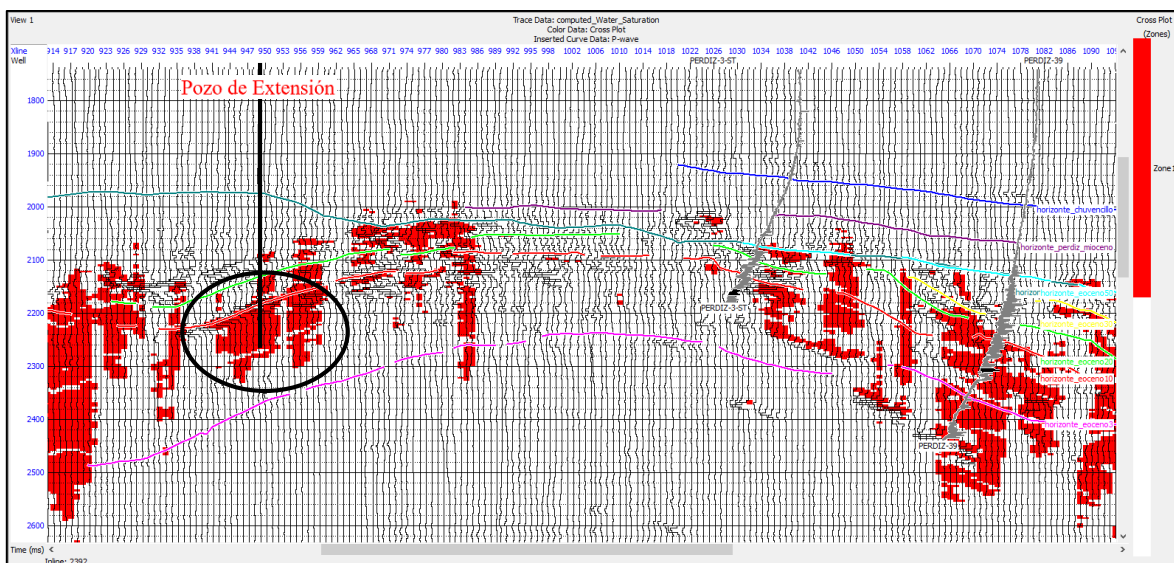


Figura 6.13 Cross-sección sísmica, mostrando las propiedades petrofísicas porosidad efectiva mayor a 7% y rayos gama menor a 35 API, a partir del crossplot de la Fig. 6.12

Conclusiones y Recomendaciones

- Se realizó un análisis sísmico pre-apilamiento, ya que fue requerida la observación de los Gathers sísmicos y la extracción de atributos de amplitud contra el offset (AVO). Estos atributos, traza del intercepto y la traza del gradiente, se utilizaron para el análisis Multiatributos y redes neuronales con la finalidad de predecir propiedades petrofísicas (porosidad efectiva, rayos gamma y saturación de agua).
- El análisis de regresión lineal multiatributo ayudo a obtener un número óptimo de atributos a utilizar en el entrenamiento. Pero las redes neuronales mejoran la resolución del resultado final.
- Los atributos internos que mejor correlación presentaron en la predicción fueron: gradiente, amplitud absoluta integrada y coseno de la fase instantánea.
- La red neuronal que sirvió de mejor manera para la predicción de las propiedades petrofísicas fue la Red Neuronal Probabilística PNN. Proporciona mayor correlación entre el registro calculado y el registro original.
- El coeficiente de correlación de menor o igual a 0.5 se considera pobre, de 0.7 a 0.51 es regular, de 0.89 a 0.71 es bueno y mayor a 0.9 es excelente. Son rangos utilizados generalmente en la geoestadística multivariada.
- Se obtuvieron volúmenes de porosidad efectiva, rayos gamma y saturación de agua, para identificar la distribución de las rocas almacenadoras.
- La distribución de los volúmenes modelados de porosidad, rayos gamma y saturación de agua alrededor del Eoceno 10 coinciden con la información de los registros originales, esto está relacionado con la calidad de los registros de entrada.
- La traza del gradiente respondió de mejor manera a la predicción de saturación de agua, debido a que este atributo es muy sensible a la incompresibilidad de los fluidos.
- La traza del intercepto fue utilizada como volumen sísmico en la predicción de porosidad, ya que los atributos aplicados a este volumen obtuvieron una mejor correlación que los atributos de la sísmica apilada.

- Se propuso la localización para un pozo de desarrollo con base a las características petrofísicas obtenidas del análisis multiatributos y redes neuronales. El prospecto se encuentra en una zona favorable, con porosidad mayor al 10%, en una litología limpia menor a 20 API, con baja saturación de agua, además se encuentra en el alto estructural de un anticlinal y se localiza en IL=2392 y XL=950
- Se realizó un análisis de factibilidad en la localización del pozo de desarrollo propuesto, se observó que las propiedades petrofísicas modeladas son favorables alrededor del Eoceno 10, a 2200 ms, aproximadamente de 2500 a 2800 m.

Se recomienda para mejorar la predicción de propiedades petrofísicas:

- Realizar un análisis de calidad de registros de pozo para ver si son útiles o no en la predicción petrofísica.
- Calcular registros de porosidad efectiva, y saturación de agua en los pozos faltantes.
- Calcular el registro de volumen o índice de arcilla para ser utilizado en la predicción en vez del registro rayos gama.
- Realizar análisis de factibilidad para conocer de manera cualitativa y cuantitativa al yacimiento.
- Realizar una inversión sísmica pre apilamiento (simultanea) para obtener parámetros elásticos (Impedancia p y s, lambda-Rho, Mu-Rho) y compararlos con el resultado de la predicción.
- Utilizar la Impedancia obtenida de la inversión sísmica como atributo externo en el proceso de predicción, ya que se obtienen mejores coeficientes de correlación entre el registro y la impedancia.
- Realizar el mismo análisis en otros horizontes del área de estudio.

Bibliografía

- Barnes, A. E. (2003). Short Note Shaded relief seismic attribute. *Geophysics*, 68(4), 1281-1285.
- Bassiouni, Z. (1994). Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs Vol. 4. Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Bateman, R. M. (1985). Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation. Boston: Library of Congress
- Brown, A. R. (2001). Understanding seismic attributes. *Geophysics*, 66(1), 47-48.
- Castagna, J. P. & Calderon, J. E. (2007). Porosity and lithologic estimation using rock physics and multi-attribute transforms in Balcon Field, Colombia. *Leading Edge*, 26(2), 142-150.
- Castagna, J. P. & Ramos, A. C. B. (2001). Useful approximations for converted-wave AVO. *Geophysics*, 66(6), 1721-1734.
- Castagna, J. P., Swan, H. W. & Foster, D. J. (1998) Framework for AVO gradient and intercept interpretation. *Geophysics*, 63(3), 948-956.
- Castagna, J. P. & Swan, H. W. (1997). Principles of AVO crossplotting. *Leading Edge*, 16(4), 337-344.
- Castagna, J. P. & Smith, S. W. (1994). Comparison of AVO indicators: A modeling study. *Geophysics*, 59(12), 1849-1855.
- Chopra, S. & Marfurt, K. J. (2005). Seismic attributes — A historical perspective. *Geophysics*, 70(5), 3SO-28SO.
- Finol, J. & Jing, X. D. (2002). Permeability prediction in shaly formations: The fuzzy modeling approach. *Geophysics*, 67(3), 817-829.
- Foster, D. J., Keys, R. G. & Lane F. D. (2010). Interpretation of AVO anomalies. *Geophysics*, 75(5), 75A3-75A13.
- Fu, D., Sullivan, E. C. & Marfurt, K. J. (2006). Rock-property and seismic-attribute analysis of a chert reservoir in the Devonian Thirty-one Formation, west Texas, U.S.A. *Geophysics*, 71(5), 151-158.
- Goodway, W., Chen, T. & Dowton, J. (1997). Improven AVO fluid detection and lithology detction discrimination using Lamé petrophysical parameters; "lambda-rho", mu-rho and

"lambda/mu fluid stack", from P and S inversion. 67th Annual international Meeting, *SEG*, Expanded Abstracts, 183-184.

Hampson, D. P., Schelke, J. S., Qurein, J. A. (2001). Use of multiattribute transform to predict log properties from seismic data. *Geophysics*, 66(1), 220-236.

Hampson, D. P. (1999). *Emerge Theory*

Huang, Z., Shimeld, J., Williamson, M. & Katsube, J. (1996). Permeability prediction with artificial neural network modeling in the Venture gas field, offshore eastern Canada. *Geophysics*, 61(2), 422-436.

Li, M. & Zhao, Y. (2014). *Geophysical Exploration Technology: Applications in Lithological and Stratigraphic Reservoirs*. China: Elsevier.

Liu, Z. & Liu, J. (1998). Seismic-controlled nonlinear extrapolation of well parameters using neural networks. *Geophysics*, 63(6), 2035-2041.

Loza Espejel, R. (2014). *Característica e Importancia Económico-Petrolera de las cuencas sedimentarias foreland, con ejemplos representativos*. (Tesis inédita de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, D.F, México.

Martins, L. & Davis T. (2014). From the ocean bottom cable seismic to porosity volume: A prestack PP and PS analysis of a turbidite reservoir, deepwater Campos Basin, Brazil. *AAPG-SEG*, 2(2), SE91-SE103.

Montes de Oca Jimenez, A. (2016). *AVO para la prospección de hidrocarburos en la provincia petrolera de Veracruz*. (Tesis inédita de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, D.F, México.

Poulton, M. M. (2002). Neural Networks as an intelligence amplification tool: A review of applications. *Geophysics*, 67(3), 979-993.

Poulton, M. M. (2001). *Computational Neural Networks for Geophysical Data Processing. Handbook of Geophysical Exploration, Seismic Exploration*, 30. Tucson: Pergamon.

Roden, R., Forrest, M., Holeywell, R., Carr, M. & Alexander, P. (2014). The role of AVO in prospect risk assessment. *AAPG-SEG*, 2(2), SC61-SC76.

Rodríguez Sandoval, R. (2006). *Mapas de predicción de porosidad en el campo Ebano-Panuco, México, por medio de multiatributos sísmicos y redes neuronales*. (Tesis inédita de maestría). Universidad Nacional Autónoma de México, D.F, México.

Ross, P. R. (2001). Risk analysis and management of petroleum exploration ventures. *AAPG methods in exploration*, (12).

Russell, B. (2014). Prestack seismic amplitude analysis: An integrated overview. *AAPG-SEG*, 2(2), SC19-SC36.

- Rusell, B., Mercado Herrera, V. & Flores, A. (2006). Neural networks in reservoir characterization. *Leading Edge*, 25(4), 402-411.
- Rusell, B., Hampson, D. P., Schelke, J. S. & Quirein, J. (1997). Multiattribute Seismic Analysis. *Leading Edge*, 16(10), 1439-1444.
- Rutherford, S. R. & Williams, R. H. (1989). Amplitude-versus-offset variations in gas sands. *Geophysics*, 54(6), 680-688.
- Schultz, P. S., Ronen, S., Hattori, M. & Corbett, C. (1994). Part 1: A data-driven interpretation methodology. *Geophysics*, 13(5), 305-310.
- Schultz, P. S., Ronen, S., Hattori, M. & Corbett, C. (1994). Part 2: Using Artificial neural networks for nonlinear attribute calibration. *Geophysics*, 13(6), 674-678.
- Schultz, P. S., Ronen, S., Hattori, M., Corbett, C. & Mantran, P. (1994). Part 3: A controlled study. *Geophysics*, 13(7), 770-776.
- Sengbush, R. L., Lawrence, P. L. & McDonal, F. J. (1961). Interpretation of synthetic seismograms. *Geophysics*, 26(2), 138-157.
- Sóle Salgado, O. (2008). *Caracterización de yacimientos naturalmente fracturados usando atributos sísmicos, análisis multivariado y redes neuronales*. (Tesis inédita de maestría). Universidad Nacional Autónoma de México, D.F, México.
- Sukmono, S. (2007). Application of multi-attribute analysis in mapping lithology and porosity in the Permatang-Sihapas groups of Central Sumatra Basin, Indonesia. *Leading Edge*, 26(2), 126-131.
- Taner, M. T., Koehler, F. & Sheriff, R. E. (1979). Complex seismic trace analysis. *Geophysics*, 44(6), 1041-1063.
- Tiab, D. & Donaldson, E. C. (2004). *Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*, Second Edition. USA: Elsevier
- Van der Bann. M. & Jutten, C. (2000). Neural networks in geophysical applications. *Geophysics*, 65(4), 1032-1047.
- Varilla Abad, S. (2008). *Evaluación Petrolera y Metodos de Exploración en la cuenca de Veracruz*. (Tesis inédita de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, D.F, México.
- Wang, Y. (2015). Frequencies of the Ricker wavelet. *Geophysics*, 80(2), A31-A37.
- Waters, K. & Kemper, M. (2014). Find the rocks and the fluids will follow - AVO as a tool for lithology classification. *AAPG-SEG*, 2(2), SC77-SC91.
- Yilmaz, O. (2001). *Seismic data analysis: Processing, inversion and interpretation of seismic data*: Society of Exploration Geophysicists, Investigations in Geophysics

Anexo A.1: Módulos Elásticos

Constantes de Lamé

Godway *et. al* (1997) propuso el uso de los parámetros de Lamé: λ (incompresibilidad, relacionada a los fluidos del poro) y μ (rigidez, relacionada a la matriz de la roca). las constantes de Lamé asumen un caso isotrópico (medio homogéneo).

Las ecuaciones que determinan la velocidad de onda p y s, se describen a continuación:

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

Donde:

$$\lambda = \rho V_p^2 - 2\rho V_s^2 \quad \mu = \rho V_s^2$$

Por lo tanto:

$$\lambda = \rho V_p^2 - 2\mu$$

λ y μ tienen las mismas unidades: $(\text{m/s})^2 * (\text{g/cm}^3)$

Por otro lado:

$$Z_p^2 = (\rho V_p)^2 = (\lambda + 2\mu)\rho$$

$$Z_s^2 = (\rho V_s)^2 = \mu\rho$$

Entonces:

$$\lambda\rho = Z_p^2 - 2Z_s^2$$

Donde:

Z_p es la impedancia de onda p

Z_s es la impedancia de onda s

ρ es la densidad total

Relación de Poisson

Otro parámetro importante en el cociente de Poisson, σ . Mide el cambio perpendicular de los esfuerzos compresiones o de cizalla. Un cambio en este cociente puede indicar un cambio en el fluido del poro. La ecuación de la relación de Poisson puede ser definida mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{1}{2} \frac{(V_p^2 - 2V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}$$

Si:

$$\frac{V_p}{V_s} = \sqrt{2}, \quad \sigma = 0$$

$$\frac{V_p}{V_s} = 1.5, \quad \sigma = 0.1 \text{ (gas)}$$

$$\frac{V_p}{V_s} = 2, \quad \sigma = \frac{1}{3} \text{ (agua)}$$

$$\frac{V_p}{V_s} = \infty, \quad \sigma = 0.5 \text{ (} V_s = 0 \text{)}$$

Anexo A.2: Teoría Biot-Gassmann

Las ecuaciones utilizadas en el modelo de Bio-Gassmann son formuladas con un problema básico: dada la velocidad de onda p para conocer la porosidad y saturación de agua, deriva la velocidad de onda p y s en diferentes porosidades y saturaciones de agua. Otros parámetros que son necesarios son la densidad, módulo de bulk del agua, de la matriz, de la roca seca y el cociente de Poisson.

La ecuación de Biot-Gassmann se describe de la siguiente forma:

$$K_{sat} = K_{sec} + \frac{\left(1 - \frac{K_{sec}}{K_{matriz}}\right)}{\frac{\varphi}{K_{fl}} + \frac{1 - \varphi}{K_{matriz}} + \frac{K_{sec}}{K_{matriz}^2}}$$

Donde:

K_{sat} es el módulo de Bulk de la roca saturada

K_{sec} es el módulo de Bulk de la roca seca

K_{matriz} es el módulo de Bulk del mineral

K_{fl} es el módulo de Bulk del fluido (se asume que se conoce)

φ es la porosidad

El módulo de Bulk de un fluido se expresa a continuación:

$$K_{fl} = \frac{1}{\left(\frac{S_w}{K_w} + \frac{(1 - S_w)}{K_h}\right)}$$

Donde:

S_w es la saturación de agua

K_w es el módulo de Bulk del agua

K_h es el módulo de Bulk del hidrocarburo

Apéndice A: Atributos Sísmicos Post-Apilamiento

Atributos Instantáneos

Son calculados de la traza compleja a través de la transformada de Hilbert, la cual se expresa de la siguiente manera:

$$C_t = S_t + ih_t = A_t e^{i\varphi_t}$$

Donde:

C_t es la traza compleja.

S_t es la traza sísmica real.

h_t es la transformada de Hilbert de la traza sísmica.

A_t es la amplitud.

φ_t es la fase.

Resolviendo la ecuación anterior:

$$C_t = A_t \cos \varphi_t + iA_t \sin \varphi_t$$

Envolvente de Amplitud

Es la magnitud de la traza compleja definida por la traza sísmica y su transformada de Hilbert. También conocida como amplitud instantánea. Está conformada por la siguiente ecuación

$$A_t = \sqrt{S_t^2 + h_t^2}$$

Fase instantánea

Es la fase de la traza compleja, definida por la traza sísmica y su transformada de Hilbert

$$\Phi_t = \arctan\left(\frac{h_t}{S_t}\right)$$

Frecuencia Instantánea:

Es la derivada temporal de la fase instantánea, se expresa de la siguiente manera:

$$w_t = \frac{d\Phi_t}{dt}$$

Coseno de la fase instantánea

Se define de la siguiente manera:

$$\cos \Phi_t$$

Coseno de la fase de la amplitud ponderada

Es el producto de la envolvente de amplitud y el coseno de la fase instantánea. Se define mediante la siguiente ecuación:

$$A_t \cos \Phi_t$$

Frecuencia de la amplitud ponderada

Es el producto de la envolvente de amplitud y la frecuencia instantánea, expresado con la siguiente expresión:

$$A_t \omega_t$$

Atributos Derivados

Estos atributos son calculados mediante las derivadas o integrales de la traza sísmica o su envolvente de amplitud (amplitud instantánea)

La primera derivada de la traza sísmica es calculada como la diferencia entre muestras adyacentes:

$$d1_i = \frac{S_i - S_{i-1}}{\Delta t}$$

Derivada de la amplitud instantánea

Es derivada de la envolvente de amplitud de la traza sísmica, se calcula con la siguiente ecuación:

$$d1_i = \frac{A_{t_i} - A_{t_{i-1}}}{\Delta t}$$

Segunda derivada

Es la operación derivada a la derivada de la traza de entrada. Se utiliza la siguiente expresión:

$$d2_i = \frac{d1_i - d1_{i-1}}{\Delta t} = \frac{S_i - 2S_{i-1} + S_{i-2}}{\Delta t^2}$$

Atributos Integrados

Estos atributos están basados en la integración de la traza sísmica o de la envolvente de amplitud.

La integral traza sísmica es la integración de los datos de la traza, la cual se expresa con la siguiente ecuación:

$$I_i = S_i + I_{i-1}$$

Donde:

S_i es la i th muestra sísmica o envolvente de amplitud.

I_i es el valor de la integral.

Amplitud absoluta integrada

Es la integración de la envolvente de amplitud de la traza de sísmica. Calculado mediante una sumatoria y luego restando una versión suavizada de la envolvente de amplitud.

$$I_i = A_i + I_{i-1}$$

Atributos de Frecuencia

Frecuencia dominante

Es el máximo valor del espectro de amplitud de una ventana pequeña alrededor de una muestra de tiempo.

Frecuencia promedio

De la envolvente de amplitud. Determina la polaridad de la muestra sísmica en cada máximo de la envolvente de amplitud y ajusta el signo para todas las muestras entre valores mínimos adyacentes

Traza en cuadratura:

Es la salida de la componente de fase con una rotación de fase de -90° de la traza de entrada.

Apéndice B: Atributos Sísmicos Pre-Apilamiento

El análisis AVO es un análisis sísmico pre-apilamiento. Sirve para indicar anomalías de hidrocarburos, debido a que puede mostrar incremento o decremento de la variación de la amplitud contra el offset. Estas variaciones son ocasionadas por la presencia de hidrocarburos, ya que las rocas saturadas de agua no presentan variaciones de la amplitud sísmica (Castagna *et al.*, 1997).

Las ecuaciones de Zoeppritz proporcionan el coeficiente de reflexión en función del ángulo de incidencia que ayuda a determinar la variación de la amplitud sísmica, pero a su vez, estas ecuaciones son muy complejas, por ello la componente 'PP' resultó de mayor interés en la exploración de hidrocarburos ya que se refiere a la propagación de las ondas sísmicas complejales.

Se han realizado aproximaciones a las ecuaciones de Zoeppritz por diferentes autores: Bortfeld, 1961; Richards y Frasier, 1976; Aki y Richards, 1980; Shuey, 1985; Smith y Gidlow, 1987; Hilterman, 1989.

Las ecuaciones que se utilizaron en esta tesis fue la aproximación de Aki y Richards (1980) en términos de las velocidades de onda P y S y la densidad del medio. Esta aproximación funciona para ángulos menores al ángulo crítico (30°). La cual se expresa de la siguiente manera:

$$R(\theta) = A + B \sin^2\theta + C \sin^2\theta \tan^2\theta$$

Donde:

$$A = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \text{ es el intercepto.}$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 2 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \left(2 \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \text{ es el Gradiente.}$$

$$C = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} \right) \text{ es la Curvatura.}$$

ΔV_p es el cambio de la velocidad compresional a través de la interface $\Delta V_{p2} - \Delta V_{p1}$

V_p es el promedio de la velocidad compresional a través de la interface $\frac{\Delta V_{p2} - \Delta V_{p1}}{2}$

$\Delta \rho$ es el cambio de la densidad a través de la interface $\rho_2 - \rho_1$

ρ es el promedio de la densidad a través de la interface $\frac{\rho_2 - \rho_1}{2}$

ΔV_s es el cambio de la velocidad de cizalla a través de la interface $\Delta V_{s2} - \Delta V_{s1}$

V_s es el promedio de la velocidad de cizalla a través de la interface $\frac{\Delta V_{s2} - \Delta V_{s1}}{2}$

La manera de interpretar los atributos intercepto y gradiente es graficando las variaciones de la amplitud sísmica contra el offset del gather sísmico en una muestra de tiempo determinada, como se muestra en la Fig. B.1.

La grafica de la Fig. B.2, nos indica al “intercepto” A, que es la amplitud de la traza en offset cero (coeficiente de reflexión en una incidencia normal), esto es equivalente a tener la fuente y el detector en el mismo punto, formando un ángulo de 90° entre la fuente a la capa reflectora. El “gradiente” B, es la pendiente de la curva formada por los puntos de la gráfica de amplitud contra offset (pendiente de los coeficientes de reflexión de diferente ángulo).

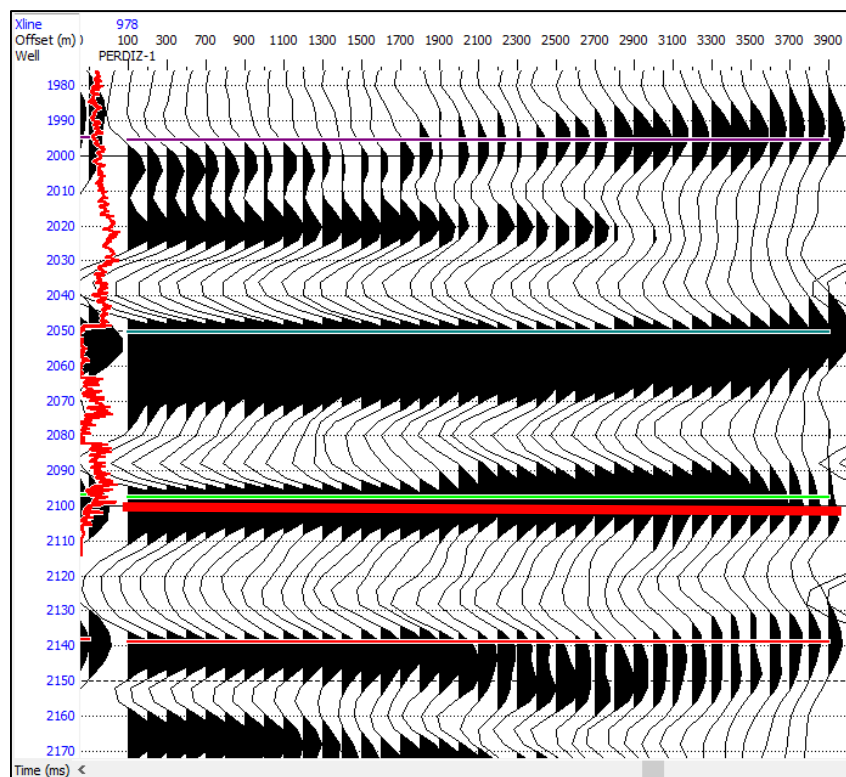


Figura B.1 Gather sísmico, obteniendo las amplitudes de cada traza para un evento localizado a 2100 ms

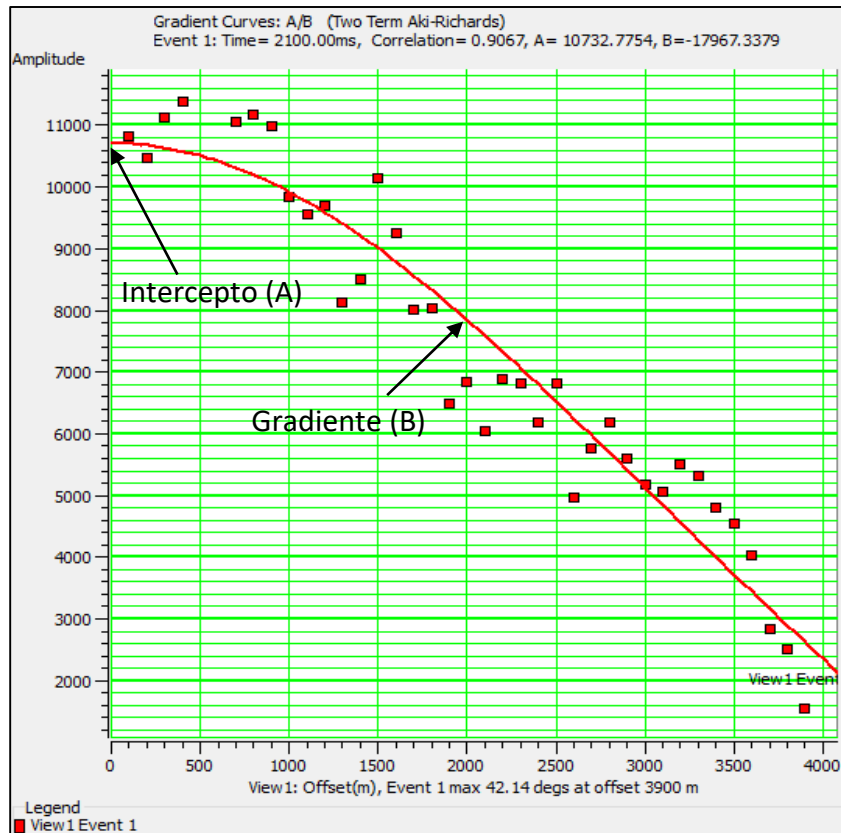


Figura B.2 Respuesta AVO, variación de la amplitud contra el offset

Rutherford y Williams (1989) clasificaron las areniscas con hidrocarburos con base al coeficiente de reflexión en la incidencia normal, $R_{\theta} = B$. (Fig. B.3)

- Clase I: las areniscas tienen una impedancia alta relativa con respecto a las lutitas superpuestas.
- Clase II: las areniscas tienen una reflectividad de incidencia normal baja (bajo contraste de impedancias).
- Clase II: las areniscas tienen una impedancia baja con respecto a las lutitas superpuestas.

Castagna *et al.*, 1998 propusieron una clase IV que se observa en la Fig. B.3. Además, describen las clases de Rutherford y Williams (1989) a través de la Tabla B.1.

Las anomalías AVO de intercepto y gradiente se visualizan de manera sencilla mediante graficas cruzadas de Intercepto versus Gradiente. Castagna *et al.* (1997) y Castagna *et al.* (1998) describen la interpretación de intercepto contra gradiente, señalando cuatro posibles cuadrantes donde se localizan las diferentes clases de arenas con gas, se observa en la Fig. B.4.

Foster *et al.* (2010) nombraron la línea de fondo como línea fluido. las reflexiones de las interfaces areniscas-lutitas se desplazan de la línea fluido, como se observa en la Fig. B.5.

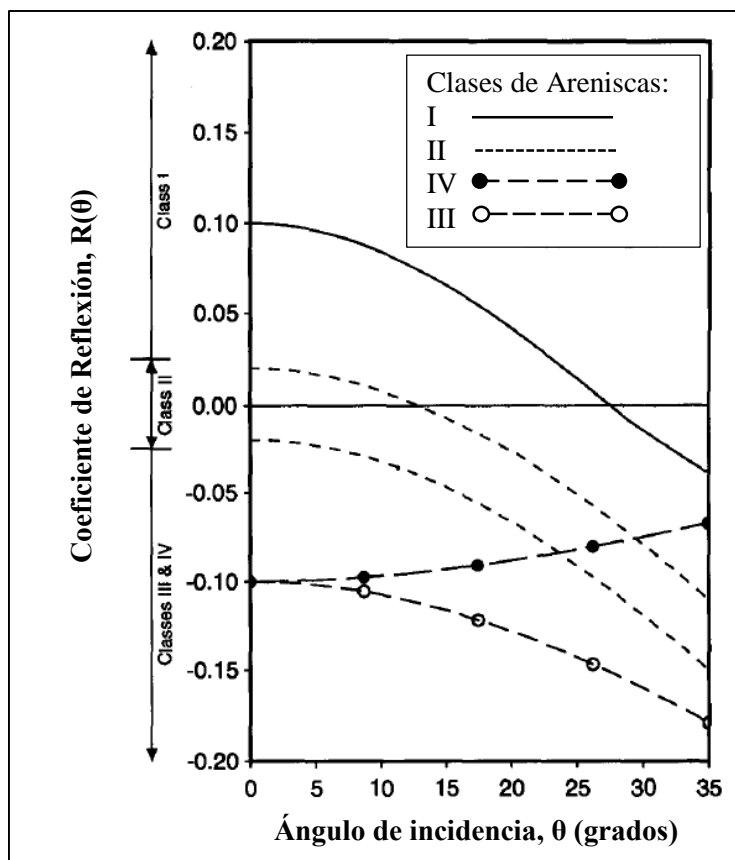


Figura B.3 Coeficientes de reflexión de una onda plana en la cima de areniscas con gas (Modificado de Castagna et al., 1998)

Clases	Impedancia Relativa	Cuadrante	A	B	Características
I	mayor que la unidad superpuesta	4	(+)	(-)	Coeficiente de reflexión (y magnitud) decrece cuando incrementa el offset
II	muy similar a la unidad superpuesta	3 o 4	(+) (-)	(-)	Magnitud de la reflexión puede incrementar o decrece con el offset y puede invertir la polaridad
II	menor que la unidad superpuesta	3	(-)	(-)	Magnitud de la reflexión incrementa con el offset
IV	menor que la unidad superpuesta	2	(-)	(+)	Magnitud de la reflexión decrece con el offset

Tabla B.1. Descripción de clase de areniscas con gas de Rutherford y Williams, 1989 y Castagna et al., 1997 (Modificado de Castagna et al., 1998)

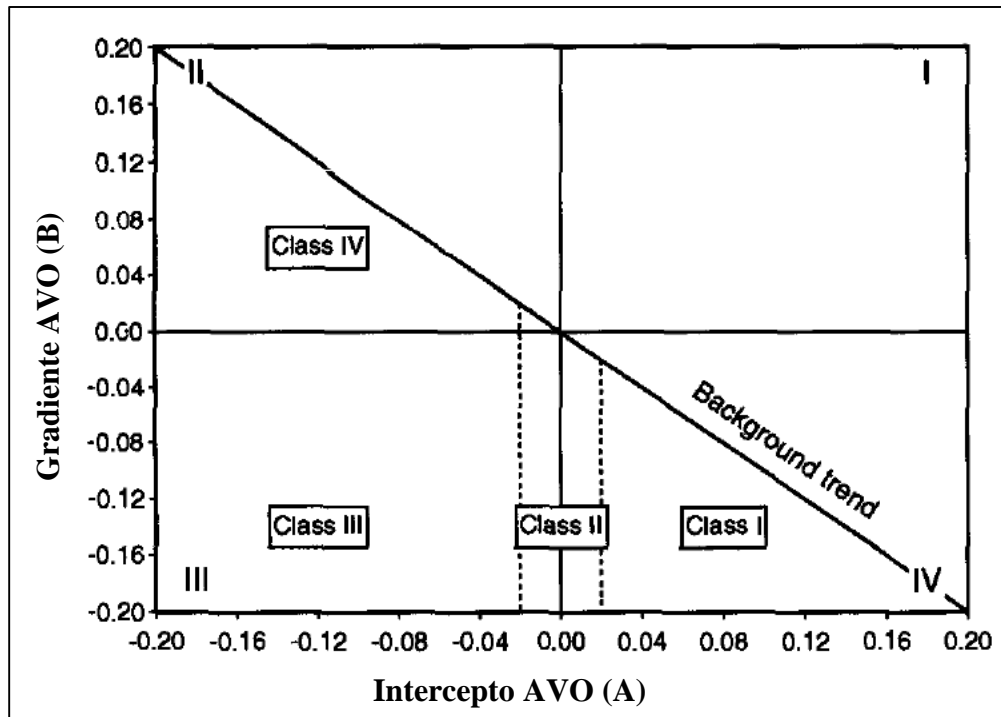


Figura B.4 Crossplot de Intercepto AVO (A) contra Gradiente AVO (B) para una ventana de tiempo limitada. Areniscas saturadas de agua y lutitas tienden a caer a lo largo de la línea de fondo (*background trend*). Las reflexiones de la cima de arenas con gas caen debajo de la línea de fondo y las reflexiones de la base de estas arenas caen arriba de la línea de fondo (Tomado de Castagna *et al.*, 1998)

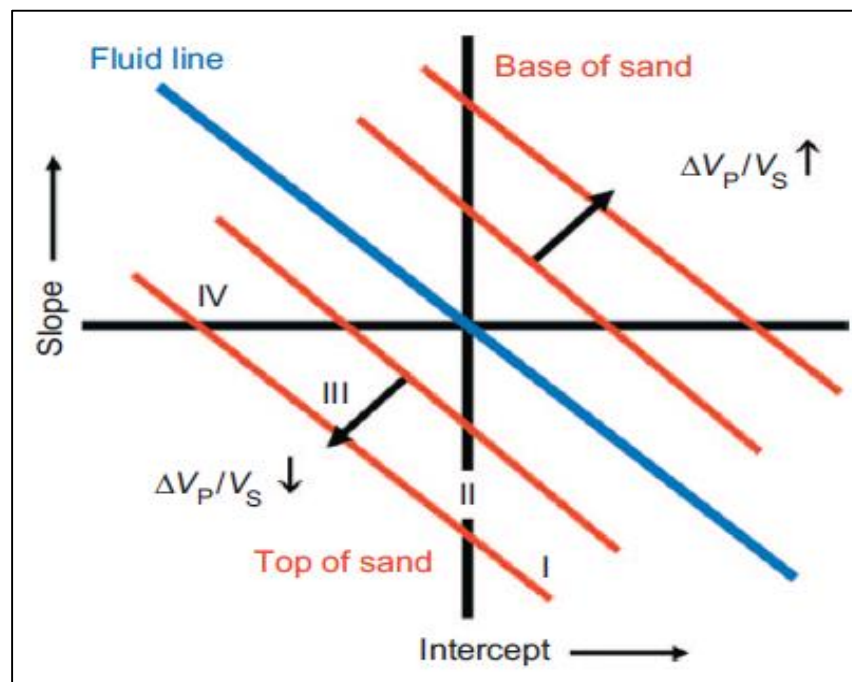


Figura B.5 Crossplot de Intercepto versus Gradiente. La respuesta AVO de la cima de las areniscas con hidrocarburos se muestran en cuatro clases (I, II, III y IV). El cociente V_p/V_s determina la distancia de las areniscas de la línea fluido, este cociente está en función de la incompresibilidad (Foster *et al.*, 2010).