

**VALIDACIÓN DE LA EVALUACIÓN PETROFISICA DE UN CAMPO
MADURO REALIZADA MEDIANTE LOS MÉTODOS NO
CONVENCIONALES LÓGICA DIFUSA, REDES NEURONALES Y
MÁQUINAS DE SOPORTE VECTORIAL.**

**CRISTIAN MAURICIO ESQUIVEL GARZÓN
ANDRES FRANCISCO ALARCON ORDOÑEZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2011**

**VALIDACIÓN DE LA EVALUACIÓN PETROFISICA DE UN CAMPO
MADURO REALIZADA MEDIANTE LOS MÉTODOS NO
CONVENCIONALES LÓGICA DIFUSA, REDES NEURONALES Y
MÁQUINAS DE SOPORTE VECTORIAL.**

**CRISTIAN MAURICIO ESQUIVEL GARZÓN
ANDRES FRANCISCO ALARCON ORDOÑEZ**

**Trabajo de investigación presentado como requisito
para aprobar proyecto de grado**

Director:

**JORGE ARTURO CAMARGO
Ingeniero Geólogo**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2011**

Nota de aceptación:

Firma del presidente de jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, 15 de Abril de 2011

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso y a la Virgen María por darme la sabiduría y entendimiento.

A mis padres José Milciades Alarcón Monje y Ana Ginet Ordoñez Camacho por creer en mí y darme hasta lo que no tenían por verme salir adelante.

A mi hermana María Alejandra Alarcón Ordoñez por su apoyo incondicional

A mis compañeros de estudio quienes siempre estuvieron compartiendo sus conocimientos conmigo.

ANDRES FRANCISCO ALARCON ORDOÑEZ

A Dios y la Virgencita por darme esperanza y sabiduría en los momentos difíciles.

A mis padres Humberto Esquivel y Luz Dary Garzón, por confiar, apoyar, y ser parte de este maravilloso proyecto y además por dar incluso lo que no tenían por verme triunfar.

A mis hermanas, abuelos y demás familiares por ese apoyo que nunca faltó.

A mis mejores amigos que siempre estuvieron apoyándome.

CRISTIAN MAURICIO ESQUIVEL GARZON

RESUMEN

En la actualidad es muy común la aplicación de programas computacionales inteligentes en la interpretación de perfiles de pozo abierto para evaluar y caracterizar formaciones con el propósito de identificar posibles zonas con potencial productor de hidrocarburos. Los programas computacionales se han convertido en una poderosa herramienta para afrontar el gran reto de la industria petrolera del siglo XXI, que consiste en aumentar las reservas de hidrocarburos descubiertas hasta hoy.

Este estudio presenta la validación de la evaluación petrofísica de 12 pozos del Campo Llanito realizada mediante los métodos no convencionales de la Lógica Difusa, Máquinas de Soporte Vectorial y Redes Neuronales. La validación de estas interpretaciones se hace por medio de un software muy reconocido a nivel industrial, PRIZM DE HALLIBURTON.

Con el software PRIZM, se realiza la identificación de topes y bases de las zonas de interés, procesando una data que contiene 6 registros de pozo abierto de cada uno de los 12 pozos: Gamma Ray, Potencial Espontaneo, Caliper, Resistividad, Porosidad Neutrónica y Porosidad de Densidad. Luego se compara la interpretación de PRIZM con la información suministrada por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) sobre las zonas de interés ya cañoneadas y puestas en producción por ECOPETROL, después se compara la eficacia de los métodos no convencionales Lógica Difusa, Máquinas de Soporte Vectorial y Redes Neuronales con la interpretación obtenida con PRIZM que en este estudio coincidió en un 100% con las zonas cañoneadas por ECOPETROL.

ABSTRACT

Today is very common the application of intelligent computer programs in the interpretation of open hole logging to evaluate and characterize formations in order to identify possible zones with potential oil producer. Computer programs have become a powerful tool to face the great challenge of the oil industry in the XXI century, which to increase hydrocarbon reserves discovered until today.

This study shows the validation of the petrophysical evaluation of twelve wells in the field "LLanito" which has been done through unconventional methods of "Fuzzy Logic", "Support Vector Machine" and "Neural Networks". The validation of this interpretation has been done through highly recognized software in the industrial field, PRIZM of HALLIBURTON.

The tops and bases of zones of interest identification is made by PRIZM software processing a data with six open well log for each well (twelve wells): Gamma Ray, Spontaneous Potential, Caliper, Resistivity, Neutron Porosity and Density Porosity. The interpretation of PRIZM is compared with the information provided by the "Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)" on the zones of interest which were perforated and put into production by "Ecopetrol", after the interpretation of PRIZM is compared with the interpretation of unconventional methods of "Fuzzy Logic", "Support Vector Machine" and "Neural Networks". In this study the interpretation of PRIZM is one hundred percent equivalent to the information provided by the "Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)".

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. PRIZM - GEOGRAPHIX DISCOVERY DE HALLIBURTON	17
2. INTERPRETACION DE PERFILES	19
2.1 PROPIEDADES PETROFISICAS DE LA ROCA	20
2.1.1 Porosidad (Φ).....	20
2.1.2 Permeabilidad (K)	21
2.1.3 Saturación de agua (S_w).....	22
2.1.4 Resistividad (R).....	22
2.2 PERFILES DE POZO ABIERTO	23
2.2.1 PERFIL DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)	23
2.2.2 PERFIL DE RAYOS GAMMA (GR).....	25
2.2.3 PERFILES DE RESISTIVIDAD	26
2.2.4 PERFIL DE DENSIDAD DE FORMACIÓN	27
2.2.5 PERFIL NEUTRÓNICO.....	29
3. DISEÑO METODOLÓGICO.....	30
3.1 VALIDACIÓN DE LA EVALUACIÓN PETROFISICA DEL CAMPO LLANITO	30
3.2 ADQUISICIÓN DE DATOS	31
3.3 COMO CARGAR LA DATA.....	34
3.4 AJUSTE DE LA NOMENCLATURA	35
3.5 CONTROL DE CALIDAD DE LOS REGISTROS.....	36
3.6 NORMALIZACIÓN DE LA LINEA BASE SHALE	38
3.7 MÉTODO DE INTERPRETACION UTILIZADO EN EL PROYECTO.....	39
3.7.1 DETERMINACIÓN DE LA LITOLOGIA	40
3.7.2 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE SHALE.....	41
3.7.3 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE ARENISCA	41

3.7.4 ESTIMACIÓN DE LA POROSIDAD.....	41
3.7.5 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN TOTAL DE AGUA.....	42
3.7.6 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE CRUDO “IN SITU”	43
3.7.7 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD.....	43
3.7.8 ESTIMACIÓN DEL R_w	44
3.7.9 ESTIMACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA	45
3.7.10 SENSIBILIDAD DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN FUNCIÓN DEL VALOR DE R_w	48
4. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	49
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	53
5.1 ANÁLISIS DE VARIANZA ENTRE TOPES Y BASES	75
6. CONCLUSIONES	77
7. RECOMENDACIONES	78
8. BIBLIOGRAFÍA	79
ANEXOS	81

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Pantalla de GEOGRAPHIX	17
Figura 2. Pantalla principal del modulo PRIZM	18
Figura 3. Gráfico ilustrativo del Perfilaje de pozos	19
Figura 4. Esquema de distribución de las líneas de corriente en un conductor	22
Figura 5. Perfil esquemático del Potencial Espontáneo	24
Figura 6. Deflexiones del SP en función de la relación de resistividades	24
Figura 7. Respuesta típica del perfil de rayos gamma.....	25
Figura 8. Flujo radial que atraviesa medios de diferente resistividad.....	26
Figura 9. Sistemas básicos de Lateroperfiles.....	27
Figura 10. Prototipo general de cada bloque de información. Formato .LAS	32
Figura 11. Cargar data desde el <i>Project Explorer</i>	34
Figura 12. Cargar data desde el PRIZM	34
Figura 13. Importar data.	35
Figura 14. Pistas de las curvas de los registros	35
Figura 15. Alias de los registros.....	36
Figura 16. Tendencia de la curva del SP no normalizada	38
Figura 17. Tendencia de la curva del SP normalizada	39
Figura 18. Pista de la correlación y valor de la constante de la línea base shale	40
Figura 19. Pista de la interpretación cuantitativa de los fluidos	43
Figura 20. Método de Picket para la determinación del 4	
Figura 21. Lectura del R_w según método del Pickett.	45
Figura 22. Porcentaje de efectividad, según el software PRIZM.....	53
Figura 23. Porcentaje de efectividad, según el método de Lógica Difusa	53
Figura 24. Porcentaje de efectividad, según el método de “Máquinas de Soporte Vectorial”	54
Figura 25. Porcentaje de efectividad, según el método de Redes Neuronales.....	54
Figura 26. Zona C identificada por el software PRIZM en el pozo LL-72.....	57
Figura 27. Ubicación campo Llanito	81

Figura 28. Columna estratigráfica valle medio del magdalena	83
Figura 29. Correlación Campo Llanito.....	84

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de la porosidad en areniscas	21
Tabla 2. Clasificación de permeabilidad de yacimientos de petróleo y gas.....	21
Tabla 3. Densidad de matriz de las principales litologías.....	28
Tabla 4. Datos disponibles en el formato.....	33
Tabla 5. Saturación de agua según modelo de Archie y modelo de Simandoux.....	47
Tabla 6. Sensibilidad de la Sw en función del Rw, para la zona A del LL-72.....	48
Tabla 7. Intervalos de interés identificados en el Pozo LI-72.....	55
Tabla 8. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-72.....	56
Tabla 9. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LI-72.....	56
Tabla 10. Parámetros calculados por el software PRIZM, propios de la zona C	57
Tabla 11. Intervalos de interés identificados en el Pozo LI-77.....	57
Tabla 12. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-77.....	58
Tabla 13. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LI-77.....	58
Tabla 14. Intervalos de interés identificados en el Pozo LI-81.....	59
Tabla 15. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-81.....	59
Tabla 16. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LI-81, con el software PRIZM	60
Tabla 17. Intervalos de interés identificados en el Pozo LI-91.....	60
Tabla 18. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-91.....	61
Tabla 19. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LI-91, con el software PRIZM	61
Tabla 20. Intervalos de interés identificados en el Pozo LI-96.....	61
Tabla 21. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-96.....	62
Tabla 22. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LI-96, con el software PRIZM	63
Tabla 23. Intervalos de interés identificados en el Pozo LI-97.....	63
Tabla 24. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-97.....	64
Tabla 25. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LI-97, con el software PRIZM	64

Tabla 26. Intervalos de interés identificados en el Pozo LI-102.....	65
Tabla 27. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-102.....	66
Tabla 28. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LI-102.....	66
Tabla 29. Intervalos de interés identificados en el Pozo LI-103.....	67
Tabla 30. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-103.....	67
Tabla 31. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LI-103.....	68
Tabla 32. Intervalos de interés calculados para el Pozo LI-104.....	69
Tabla 33. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-104.....	69
Tabla 34. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LI-104.....	70
Tabla 35. Intervalos de interés identificados en el Pozo LI-105.....	70
Tabla 36. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-105.	71
Tabla 37. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LI-105.....	71
Tabla 38. Intervalos de interés calculados para el Pozo LI-106.....	71
Tabla 39. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-106.....	72
Tabla 40. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LI-106.....	72
Tabla 41. Intervalos de interés identificados en el Pozo LI-107.....	73
Tabla 42. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-107.....	73
Tabla 43. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LI-107.....	74
Tabla 44. Efectividad en la identificación de zonas en los 12 pozos analizados del Campo Llanito.....	75
Tabla 45. ANOVA método de Redes Neuronales en el pozo LL-77.....	75
Tabla 46. ANOVA método de Lógica Difusa en el pozo LL-77	75
Tabla 47. ANOVA método de “M.S.V” en el pozo LL-77	75
Tabla 48. Valores de $F_{\alpha_{V_1V_2}}$ Para cada método en el pozo LL-77	76
Tabla 49. Topes y bases de las formaciones en pozos campo llanito	83
Tabla 50. Espesores de zonas de interés para el pozo Llanito 72	85
Tabla 51. Tabla ANOVA Método Redes Neuronales para el pozo LL-72.....	88
Tabla 52. Valores críticos α para la distribución de F	89

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO	81
ANEXO B. ANÁLISIS DE VARIANZA	85

GLOSARIO

Sistema Computarizado: dispositivo electrónico que procesa información y obtiene resultados a través de un conjunto de instrucciones escritas en algún lenguaje de programación creado a partir de algoritmos computacionales que ejecutados secuencialmente dan origen a un software que cuando se aplica para resolver un problema específico proporciona la función deseada.

Código ASCII: acrónimo inglés de “American Standard Code for Information Interchange” o Código Estadounidense Estándar para el Intercambio de Información. Se basa en un conjunto de caracteres del alfabeto latino utilizado en el idioma inglés y otras lenguas del mundo occidental con el objetivo de controlar dispositivos digitales que manipulan texto o para representar textos en pantalla, la mayoría de los sistemas informáticos hoy en día utilizan el código ASCII o un código compatible con mayores capacidades.

LAS: “LOG ASCII STANDARD”; Formato escrito en código ASCII en el que se reportaron los resultados de los registros de pozo abierto analizados en este estudio.

Rmf: Resistividad del filtrado

Ro: Resistividad de roca 100% saturada con agua

Rt: Resistividad verdadera.

Rw: Resistividad del agua de formación.

Rwa: Resistividad aparente del agua de formación.

Sw: Saturación de agua.

INTRODUCCIÓN

Conocer las características de las formaciones atravesadas por los pozos, tanto por su naturaleza litológica como por los fluidos que contienen, es motivo de interés profundo para un Petrofísico porque con la información de las diferentes propiedades petrofísicas que se obtienen a través de los registros de pozo, se caracterizan los yacimientos de hidrocarburos.

El perfilaje de pozos constituye el eje central de todos los métodos de evaluación de formaciones. Este método registra propiedades eléctricas, acústicas y radioactivas de la formación (roca-fluido), las cuales son interpretadas y convertidas en parámetros como porosidad, saturación de agua, tipo de roca, entre otras, para así caracterizar las zonas de un yacimiento. Un registro geofísico es un gráfico X contra Y, donde el eje Y representa la profundidad y el eje X representa algún parámetro del pozo como: porosidad, densidad, resistividad, diámetro, etc.

Una gran cantidad y variedad de dispositivos de perfilaje han sido utilizados en la industria petrolera desde 1927 hasta la fecha, muchos de ellos ya están fuera de uso y otros han sido mejorados con las nuevas tecnologías.

Los métodos de interpretación de perfiles, inicialmente se aplicaron como métodos simples; ecuaciones, cartas y monogramas. Hoy en día se aplican métodos complejos basados en sistemas computarizados.

En los métodos simples de interpretación realizados por medio de procesos manuales, los objetivos eran determinar la porosidad, permeabilidad, saturación de agua; objetivos que con las novedosas metodologías y sistemas computarizados no han cambiado, por el contrario se han mejorado en su exactitud y rapidez de cálculo.

Luego de los métodos manuales se introdujeron programas de superposición de curvas, modelos secuenciales y determinísticos, pasando del modelamiento matemático al proceso de interpretación, en donde cada medición de un parámetro respondía a una determinada ecuación, dependiendo del modelo utilizado. Hace algunas décadas, se empezó a utilizar métodos computacionales que realizaban de forma sistematizada las tareas que anteriormente se hacían de forma manual. A finales del siglo XX aparecieron nuevas técnicas computacionales como las redes neuronales artificiales, que se usan con resultados de registros de pozos ya conocidos dentro de un mismo campo para pronosticar posteriormente los resultados en otros pozos del mismo campo.

En los últimos años las grandes empresas petroleras están introduciendo sistemas de decisión computarizados en tiempo real, los cuales permiten determinar cada una de las propiedades y parámetros necesarios automáticamente, con una serie compleja de ecuaciones que describen diferentes modelos.

En la industria del petróleo cada día que pasa se hace mayor el desafío con respecto al descubrimiento de reservas de hidrocarburos, es por ello que se hace necesario desarrollar nuevas tecnologías con modelos no convencionales que resulten mucho más óptimos y contribuyan a encontrar resultados de manera eficiente en el menor tiempo posible, para luego relacionarlos con las propiedades geológicas y petrofísicas de los reservorios y así identificar zonas o estratos de interés comercial.

Existe en la industria una gran cantidad de paquetes computacionales para el cálculo, visualización y análisis de parámetros petrofísicos en registros de pozo abierto disponibles en el mercado. Debido a la gran sofisticación de estos paquetes, la mayoría de ellos son muy costosos y se requiere de licencias para su uso.

En este proyecto se aplica PRIZM, un software comercial muy reconocido en la industria del petróleo para la interpretación de registros de pozo abierto que hace parte de la plataforma computacional de GEOGRAPHIX DISCOVERY DE HALLIBURTON, con el fin de validar una evaluación petrofísica realizada mediante unas metodologías no convencionales como son la Lógica Difusa, Máquinas de Soporte Vectorial y Redes Neuronales.

Las metodologías no convencionales como la Lógica Difusa, Máquinas de Soporte Vectorial y Redes Neuronales desarrolladas por estudiantes de Ingeniería Electrónica de la Universidad Surcolombiana en calidad de trabajos de grado, fueron aplicadas para llevar a cabo la identificación de zonas de interés.

El propósito de este proyecto se limita a una investigación cuantitativa de carácter exploratorio de 12 pozos pertenecientes al Campo Llanito; de cada pozo se dispone de los siguientes perfiles de pozo abierto: Potencial Espontáneo, Gamma Ray, Caliper, Resistividad, Porosidad de Densidad, Porosidad Neutrónica.

El uso del software para la realización de este proyecto está amparado legalmente con una licencia adquirida por un convenio entre la Universidad Surcolombiana y HALLIBURTON.

1. PRIZM - GEOGRAPHIX DISCOVERY

GEOGRAPHIX DISCOVERY es un paquete desarrollado por la Compañía Landmark, dependiente de HALLIBURTON, para facilitar el despliegue, manipulación, integración e interpretación digital de datos provenientes de levantamientos de exploración y/o producción de campos en la industria de los hidrocarburos.

Este paquete cuenta con diferentes aplicaciones para trabajar en disciplinas como la geología, sísmica y petrofísica.

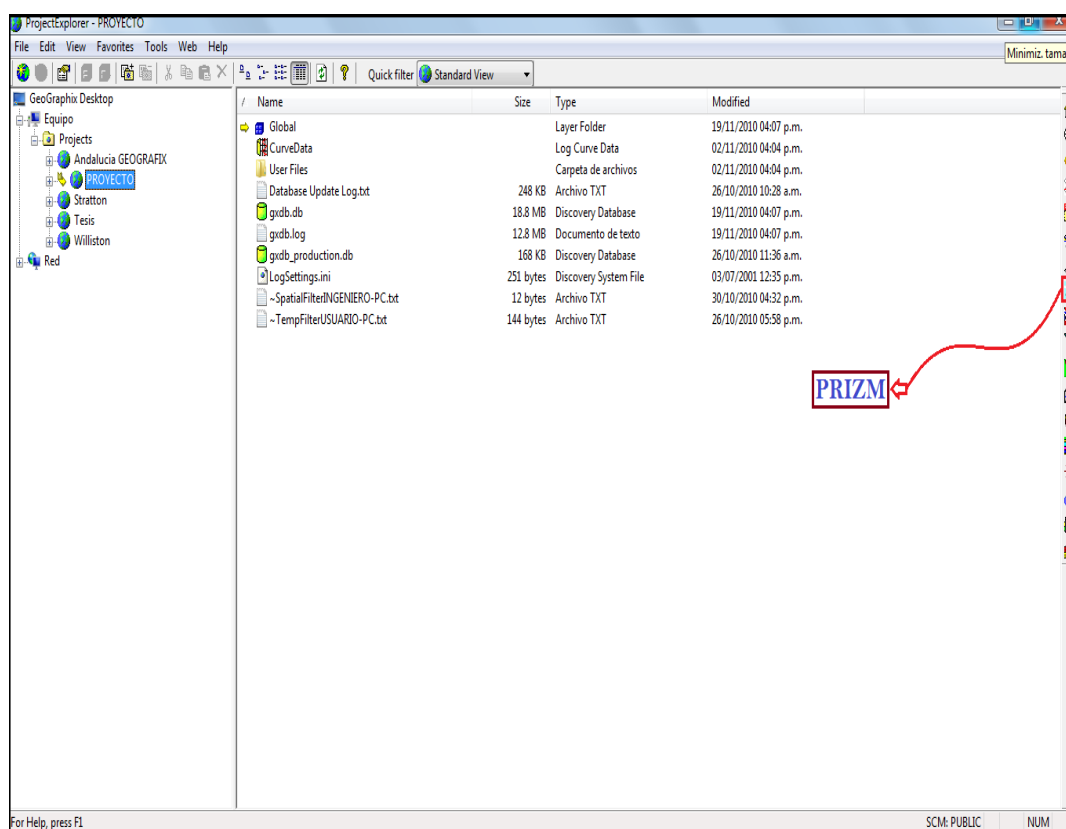


Figura 1. Pantalla de GEOGRAPHIX.

En la figura anterior se identifican los 18 iconos que dan acceso a las diferentes aplicaciones de la plataforma GEOGRAPHIX DISCOVERY. El PRIZM es la aplicación utilizada para la interpretación petrofísica de perfiles de pozo abierto.

Las aplicaciones que conforman la plataforma computacional GEOGRAPHIX son:

- GESXplorer: Mapas y contornos

- SeisVisión: Sistema de interpretación sísmica.
- Data Manager: Acceso a datos y manipulación de todos los componentes de DiscoveryGeographix.
- SeismicModeling: Interrelación sísmica.
- Well Base: Información de pozos.
- XSection: Construcción de secciones estructurales.
- PRIZM: es la aplicación petrofísica del paquete de GEOGRAPHIX DISCOVERY diseñada para asistir al geocientífico y petrocientífico en el análisis e interpretación de los datos de registros de pozo abierto.

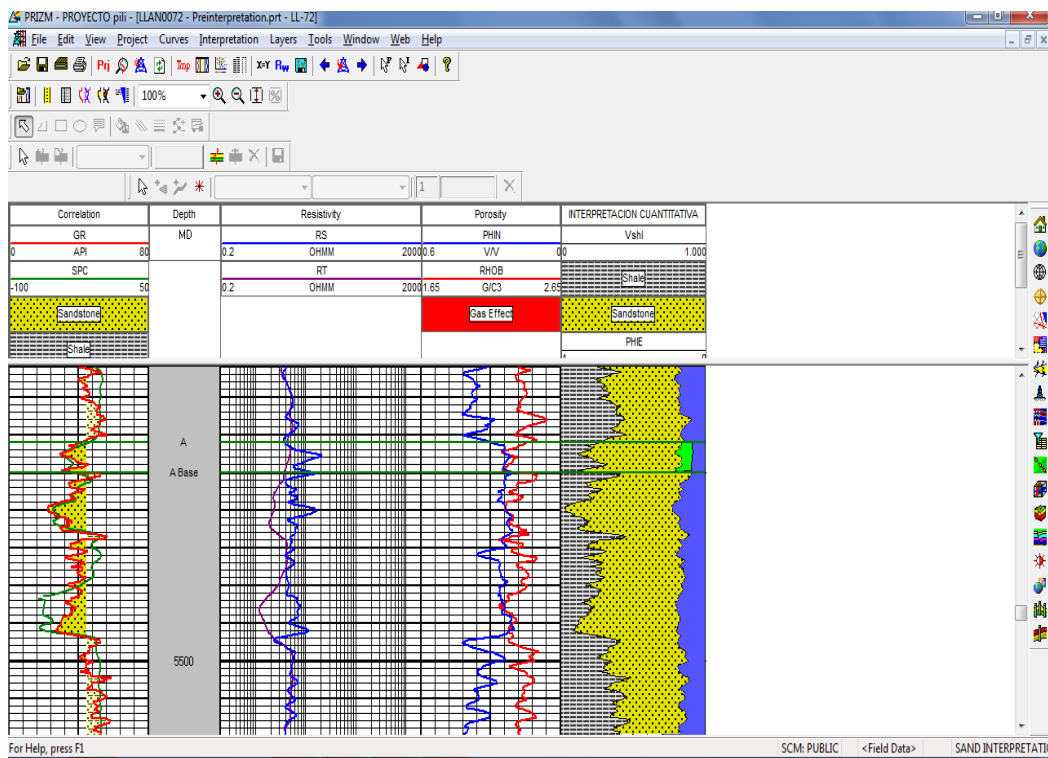


Figura 2. Pantalla principal del modulo PRIZM de GEOGRAPHIX DISCOVERY.

Esta aplicación de interpretación petrofísica posee una serie de funciones que permiten al usuario realizar diversas tareas, entre las cuales se destacan: Importación de archivos y curvas en diferentes formatos (LAS, LIS, LBS, TIF, etc.), cálculo de ecuaciones con los registros disponibles, símbolos gráficos para diferenciar litologías y zonas de interés, despliegue de gráficos de interrelación y herramientas especiales para la construcción de gráficos Pickett, Hingle y gráficos de interrelación Densidad contra Porosidad Neutrónica”.(Figura 2)

2. INTERPRETACIÓN DE PERFILES

El objetivo del perfilaje de pozos es verificar la existencia y cuantificar la cantidad de hidrocarburo que se encuentra en los poros de las rocas reservorio.

Este método utilizado en el proceso de evaluación de formaciones petrolíferas, consiste en bajar al pozo una serie de herramientas que van colgadas de un cable conductor que las conecta a una unidad móvil computarizada en superficie, en donde es procesada toda la información registrada por los diferentes sensores colocados en las herramientas, generando en tiempo real una huella de las propiedades petrofísicas medidas a lo largo de todo el pozo. (Schlumberger, 1972).

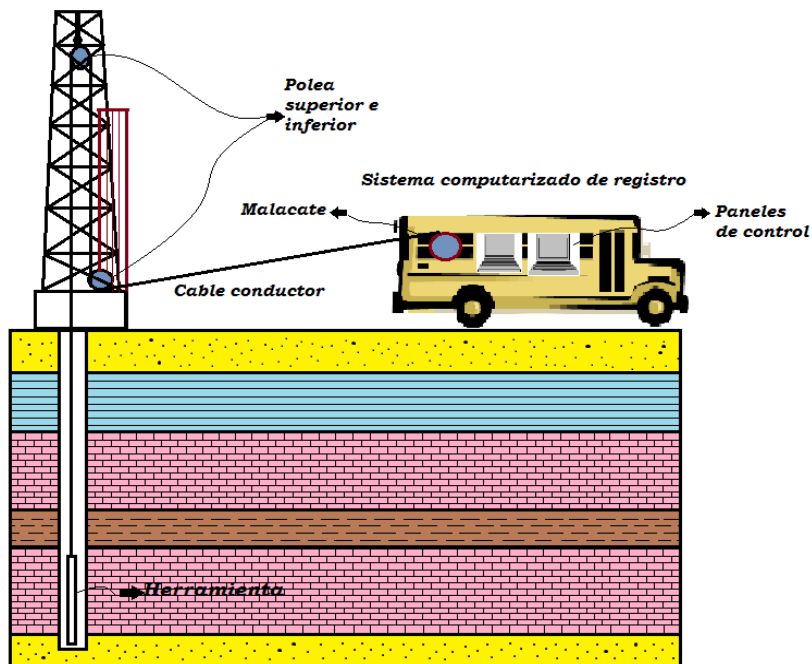


Figura 3. Gráfico ilustrativo del Perfilaje de pozos. (Camargo, 2008)

En conclusión, los perfiles que se obtienen en pozo abierto ayudan a delimitar con una gran exactitud los topes y bases de las zonas de interés, así como el registro de forma continua de los parámetros petrofísicos de las diferentes formaciones atravesadas a lo largo del pozo.

Aunque el perfilaje de pozos es el método más importante en la evaluación de formaciones, no es el único que está disponible y por tanto se debe utilizar conjuntamente con otros métodos para proporcionar una solución integrada. (Camargo, 2008)

2.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS

Los parámetros petrofísicos necesarios para definir el potencial de un yacimiento son la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua. Estos parámetros no se obtienen directamente si no que se deducen a partir de las características de las formaciones tomadas directamente con las herramientas de perfilaje.

2.1.1 Porosidad (Φ):

La porosidad se define como el cociente que resulta al dividir el volumen total de poros intercomunicados, entre el volumen total de la roca, es decir, la capacidad de una roca reservorio de contener fluidos, por tanto se expresa de la siguiente forma:

$$\Phi(\%) = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total de roca}} * 100$$

La porosidad se clasifica según la disposición física del material que rodea a los poros (textura de la roca) y a la disposición y forma de los mismos (orientación, grado de selección, forma de empaque de los granos, grado de compactación y forma de distribución del cemento dentro de los poros).

En yacimientos arenosos con porcentaje de shale mayor a 10%, la porosidad se clasifica en:

- ✓ Porosidad efectiva (PHIE): porosidad que incluye solamente los poros intergranulares que están comunicados entre sí, es decir, los que garantizan el paso de fluidos y no incluye a los poros de shale, que debido a su tamaño subcapilar, no permiten el paso de los fluidos entre ellos.
- ✓ Porosidad total: incluye tanto los poros intergranulares comunicados entre sí (poros de la arenisca), como también los que no lo están (poros del shale).

Para que una zona arenosa se considere de interés comercial, debe poseer porosidad intergranular mayor o igual a 9%. (Camargo, 2008).

En términos cualitativos, la porosidad en reservorios detríticos se clasifica como se muestra en el siguiente cuadro.

Φ (%)	Clasificación
0 - 15	Despreciable
5 - 10	Baja
10 - 15	Regular
15 - 20	Buena
>20	Muy buena

Tabla 1. Clasificación de la porosidad en areniscas. (Levorsen, 1956).

2.1.2 Permeabilidad (K):

La permeabilidad se define como la habilidad con que una roca reservorio permite el paso de fluidos, o en otras palabras es la medida de la facilidad con que los fluidos atraviesan una formación y depende de la cantidad y el tamaño de los poros en el yacimiento.

La permeabilidad se mide en Darcy, unidad que se define como la cantidad de fluido con una unidad de viscosidad que pasa a través de 1 cm² de área de formación en 1 segundo, bajo la acción de 1 atmósfera de presión. Como la unidad de permeabilidad Darcy es muy grande, comúnmente en los cálculos matemáticos se utiliza la milésima parte que se denomina milidarcy (mD).

Cualitativamente la permeabilidad de los reservorios de petróleo y gas se clasifica como se muestra en la siguiente tabla:

K(mD)	Clasificación
1 - 15	Mal o regular
15 - 50	Moderada
50 - 250	Buena
250 - 1000	Muy Buena
>1000	Excelente

Tabla 2. Clasificación de permeabilidad de yacimientos de petróleo y gas. (Dresser Atlas, 1982)

2.1.3 Saturación de agua (S_w):

La saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso total ocupado por agua de formación y se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$S_w(\%) = \frac{\text{Volumen poroso ocupado por agua}}{\text{Volumen poroso total}} * 100$$

La saturación de petróleo o gas es la fracción o porcentaje ocupado por estos fluidos en el medio poroso total, y por tanto, la suma de las fracciones de las saturaciones parciales de los fluidos contenidos en los poros de la roca reservorio es igual a 1.

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

La saturación de agua es un parámetro muy importante a la hora de identificar zonas de interés porque permite estimar las reservas de hidrocarburos. Cuando la saturación de agua es igual o mayor a 60%, en formaciones de areniscas, se considera que la zona evaluada no es de interés, debido a que la cantidad de agua que produce hace antieconómica la producción de petróleo. En formaciones carbonatadas, el límite de saturación de agua máximo para producir aceite es del 50%, sin embargo, algunas calizas producen aceite incluso con 70% y otras producen agua con tan solo 30% de saturación de agua. (Camargo, 2008).

2.1.4 Resistividad (R):

La resistencia es la habilidad que ofrece un material para impedir el flujo de la corriente eléctrica a través de él y la unidad utilizada en los registros es el ohmio-metro, por lo tanto la conductividad es el inverso de la resistividad y se expresa en miliohm/m.

$$\text{Resistividad} = \frac{1000}{\text{conductividad}}$$

La resistencia de un conductor eléctrico, es proporcional a la longitud del mismo e inversamente proporcional a su área transversal, puesto que las líneas de corriente se distribuyen de forma homogénea en toda su sección.

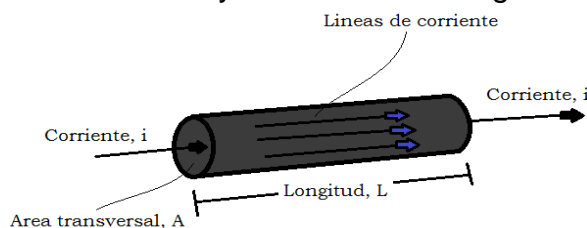


Figura 4. Esquema de distribución de las líneas de corriente en un conductor. (Camargo, 2008)

$$\text{Resistencia} = \frac{\text{Longitud (m)}}{\text{Area transversal (m}^2\text{)}} = \text{ohmio } (\Omega)$$

En perfilaje, se utiliza la resistencia específica conocida también como la resistividad, que hace referencia a la resistividad que ofrece un cubo de roca de una unidad (1 metro ó 1 pie) de lado al paso de la corriente, cuando esta fluye en dirección perpendicular a una de las caras.

La resistividad es la propiedad petrofísica más importante en la cual se basa la interpretación de perfiles, debido a que las herramientas utilizadas para medir la resistividad poseen suficiente profundidad de investigación y pueden medir la resistividad más allá de la zona afectada por la invasión del filtrado, es decir, la zona virgen y además porque las sondas eléctricas de estas herramientas son muy sensibles a la presencia de hidrocarburos, debido a su alta resistividad, incluso ante baja saturación de hidrocarburos.

Para identificar una zona de interés en base a los registros de resistividad, se compara la resistividad medida de una formación - zona virgen (R_t), con la resistividad calculada de aquella formación supuesta de porosidad 100% saturada de agua (R_o), denominada resistividad mojada. Si, para una porosidad dada, la resistividad medida en la zona virgen es significativamente mayor que la resistividad mojada, se considera una zona con presencia de hidrocarburos. (Camargo, 2008).

2.2 PERFILES DE POZO ABIERTO

2.2.1 PERFIL DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)

El SP es un perfil que mide las diferencias de potenciales eléctricos naturales producidos dentro de un pozo; la curva que se genera es el resultado de una variación entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y un electrodo fijo ubicado en la superficie en función de la profundidad, producto de la interacción entre el lodo de perforación, el agua de formación y las capas de la formación. Cuando pasa frente a un nivel arcilloso, por ser este impermeable no permite ser invadido por el lodo, por lo tanto no permite intercambio catiónico y no se genera diferencia de potencial. Cuando pasa frente a un nivel permeable, el lodo invade la formación generando así una deflexión en la curva del registro debido al intercambio catiónico. (Camargo, 2008).

Frente a capas de shale la curva del SP define una línea más o menos recta que se llama "línea base de shale"; frente a formaciones permeables

(areniscas o calizas) esta línea puede tener una deflexión hacia la izquierda (negativa) o hacia la derecha (positiva) dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación (R_w) y del filtrado del lodo (R_{mf}).

Si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado del lodo ($R_w > R_{mf}$) la curva deflexa hacia la izquierda, condición que prevalece en la mayoría de los casos. En caso contrario ($R_w < R_{mf}$) la curva deflexa hacia la derecha. Se pueden detectar capas permeables cuando la curva SP se aparta de la línea base de shale. (Camargo, 2008).

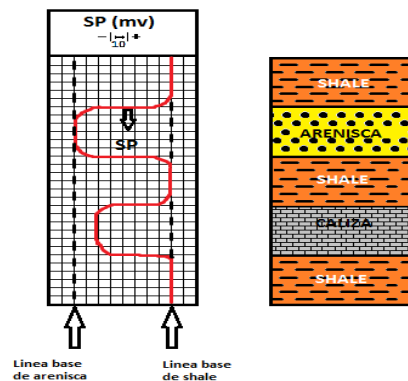


Figura 5. Perfil esquemático del Potencial Espontáneo (Camargo, 2008).

Frente a formaciones permeables, específicamente en areniscas limpias (sin arcillosidad), acuíferas y de espesor potente, la deflexión con respecto a la línea base de shale define una desviación máxima denominada línea base de arenisca (Figura 5).

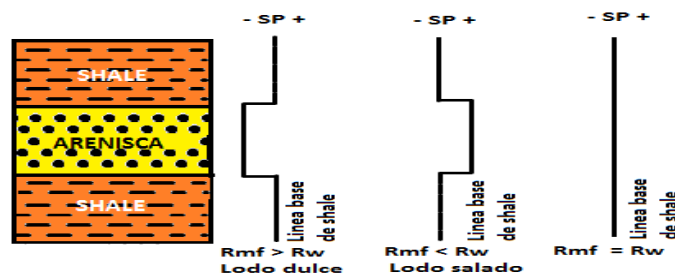


Figura 6. Deflexiones del SP en función de la relación de resistividades (Camargo, 2008).

➤ APLICACIONES DEL PERFIL ESPONTÁNEO (SP)

- Su principal objetivo es diferenciar formaciones porosas permeables de formaciones arcillosas.

- Identificar Topes y bases de las rocas porosas permeables
- Calcular la resistividad del agua de formación (Rw)
- Determinar el volumen de shale de la roca almacén
- Correlacionar las formaciones.

2.2.2 PERFIL DE RAYOS GAMMA (GR)

El registro de rayos gama es una medición de la radiactividad natural de las rocas. La radiactividad es un fenómeno de desintegración espontánea de núcleos atómicos de isótopos radiactivos. Es por lo tanto útil en la detección y evaluación de elementos radiactivos de potasio y uranio que tienden a concentrarse en shales y areniscas (Camargo, 2008).

Los rayos gamma emitidos por las litologías limpias como areniscas, calizas y evaporitas (sal yeso y anhidrita) es tan solo de unas pocas unidades API en tanto que la radiación de los shales y cenizas volcánicas puede alcanzar hasta 200 unidades API.

El contacto entre dos litologías de diferente radiactividad se localiza entre la desviación máxima y mínima (Camargo, 2008).

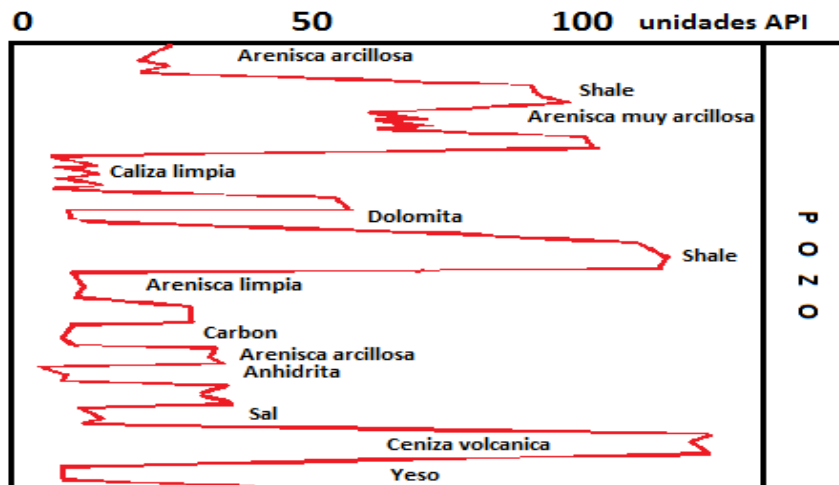


Figura 7. Respuesta típica de las litologías más comunes en el perfil de rayos gamma (Camargo, 2008).

➤ APLICACIONES DEL PERFIL DE RAYOS GAMMA (GR)

- Topes y bases de formaciones
- Correlaciones litológicas entre pozos

- Indica el contenido aproximado de shale y delimita la calidad de la roca.
- Define cambio de facies en los ambientes sedimentarios.
- Ubica con exactitud las herramientas de muestreo y cañoneo en pozos revestidos.
- Prospeccionar depósitos de minerales radiactivos de potasio y uranio y poco radiactivos como carbón, anhidrita y sal gema.

2.2.3 PERFILES DE RESISTIVIDAD

La resistividad de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos. El perfil convencional de resistividad, el lateroperfil, el perfil de microresistividad y el perfil de imágenes de microresistividad, pertenecen al grupo de herramientas eléctricas las cuales mediante electrodos inyectan corriente eléctrica y miden resistividad de la formación (Manual de Registros de Pozos PDVSA, 1978).

En la medición de perfiles la resistividad verdadera R_t es la de mayor interés, dado que está relacionada con la saturación de hidrocarburo al igual que la resistividad de la zona lavada R_{xo} , ya que comparando R_{xo} y R_t se puede tener una idea de la movilidad de los hidrocarburos. En la figura 8 se observa como la corriente fluye radialmente del pozo hacia la formación atravesando medios de distinta resistividad R_m , R_{xo} y R_t (Camargo, 2008).

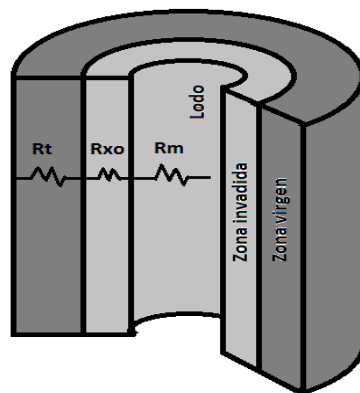


Figura 8. Flujo radial de corriente que atraviesa medios de diferente resistividad (Camargo, 2008).

➤ APLICACIONES DE LOS PERFILES DE RESISTIVIDAD

Su aplicación es exclusiva en pozos llenos con lodo conductivo para los siguientes propósitos:

- Diferenciar zonas acuíferas de zonas con hidrocarburo
- Identificar zonas permeables
- Determinar porosidad
- Medir la resistividad R_t y R_{xo}

➤ **LATEROPERFILES**

Los lateroperfiles utilizan una serie de electrodos múltiples para hacer que la corriente se desplace lateralmente a través del lodo hasta la formación. Las ventajas que se obtienen son: Capacidad para operar en lodos muy salados, excelente definición de la capa, ideal para capas finas (menores de 10 pies).

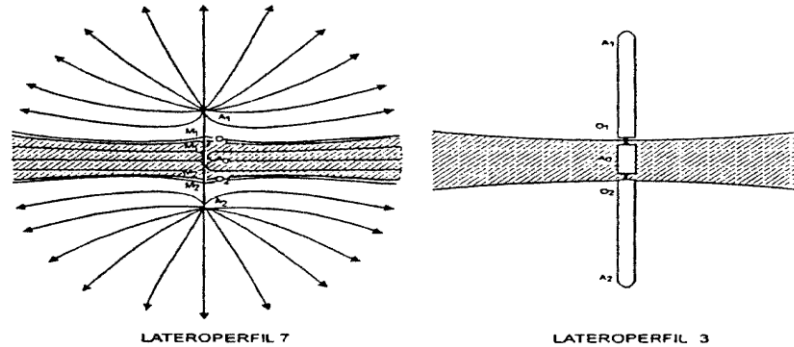


Figura 9. Sistemas básicos de Lateroperfiles. (Schlumberger, 1972)

En los lateroperfiles la corriente fluye en serie a través de la columna de lodo, la torta del lodo, la zona invadida y la zona virgen, consiguiendo resistencia en cada una de estas zonas. Para determinar R_t (resistividad de la zona virgen) a partir de las lecturas de este dispositivo, se requiere que las otras resistividades sean sustraídas de la señal, es decir, corregir las lecturas del lateroperfil por cada uno de esos factores: Pozo, torta del lodo e invasión.

La sonda DLL mide tres perfiles de resistividad: lateroperfil profundo LLd (R_t), lateroperfil somero LLs (R_t) y perfil R_{xo} . El perfil R_{xo} es adquirido con la sonda de microresistividad MSFL que se acopla al DLL y que va montada sobre un patin que se abre cuando el DLL esta en el fondo del pozo. (Camargo, 2008).

2.2.4 PEFIL DE DENSIDAD DE FORMACIÓN

Usados principalmente como registros de porosidad y constituye una de las herramientas más valiosas al momento de evaluar formaciones. Una fuente radiactiva de origen químico que se aplica a la pared del pozo desde una fuente confinada dentro de un blindaje de tungsteno, ingresa a la formación y en unos cuantos milisegundos después de muchas colisiones algunos rayos

son dispersados en diferentes direcciones. Con cada choque los rayos gamma pierden algo de su energía aunque no toda, la ceden al electrón y continúan con su energía disminuida. Esta interacción es conocida como efecto Compton; después de un número determinado de colisiones algunos rayos gamma ya debilitados caen en los detectores de la herramienta que están a una distancia fija de la fuente donde se cuentan para indicar la densidad de la formación (Camargo, 2008).

➤ **APLICACIONES DEL PERFIL DE DENSIDAD**

- Determinar porosidad
- Determinar litología
- Identificación de minerales en depósitos de evaporitas
- Detectar gas
- Determinar la densidad de hidrocarburos

➤ **DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD**

La densidad total de una formación ρ_b es la suma ponderada de la contribución de la densidad de la matriz ρ_{ma} y de la densidad del filtrado ρ_f ; para convertir densidad total ρ_b en unidades de porosidad es necesario conocer el valor de la densidad del filtrado del lodo y la densidad de la matriz.

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Matriz (ρ_{ma})	Densidad (g/cm^3)
Areniscas, arenas, cuarzo	2.65
Areniscas calcáreas	2.66
Calizas	2.71
Dolomitas	2.87
Anhidrita	2.97
Halita	2.03
Agua dulce	1
Hidrocarburo	<1
Agua salada (2000000ppm)	1.146

Tabla 3. Densidad de matriz de las principales litologías (Schlumberger 1972).

2.2.5 PERFIL NEUTRÓNICO

Los registros neutrónicos se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y determinar su porosidad; por consiguiente en formaciones limpias porosas saturadas de agua o aceite, el registro neutrónico refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido. La combinación del registro neutrónico con uno o más registros de porosidad permite una identificación de la litología aun más exacta, incluso hasta una evaluación del contenido de arcilla (Camargo, 2008).

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras; cada una tiene una masa casi idéntica a la masa de un átomo de hidrogeno. La sonda posee una fuente radiactiva que constantemente emite neutrones de alta energía los cuales chocan con los núcleos de los materiales de la formación perdiendo parte de su energía en cada colisión. La energía perdida depende de la masa relativa del núcleo con el que choca el neutrón; la mayor pérdida de energía ocurre cuando un neutrón golpea un núcleo de hidrogeno por consiguiente, la desaceleración de neutrones depende en gran parte de la cantidad de átomos de hidrogeno de la formación.

➤ APLICACIÓN DEL PERFIL NEUTRÓNICO

- Calcular porosidad
- Identificar reservorios con gas
- Determinar volumen de shale
- Evaluar litologías complejas

3. DISEÑO METODOLÓGICO

3.1 VALIDACIÓN DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DEL CAMPO LLANITO

El propósito del siguiente proyecto se limitó a una investigación cuantitativa de carácter exploratorio con el objetivo de validar la evaluación petrofísica de 12 pozos del Campo Llanito realizada mediante tres métodos no convencionales: Lógica Difusa, Máquinas de Soporte Vectorial y Redes Neuronales por medio de un software muy reconocido a nivel industrial, PRIZM de HALLYBURTOON. Además en este estudio se comparó los resultados obtenidos por PRIZM con la información suministrada por el Instituto Colombiano del Petróleo, (ICP), sobre las zonas de interés ya cañoneadas y puestas en producción en los 12 pozos estudiados.

La información suministrada por el ICP contiene los siguientes registros de pozo abierto: Gamma Ray(GR), Potencial Espontáneo(SP), Cáliper(CALI), Resistividad Verdadera(Rt), Resistividad somera(Rs), Porosidad Neutrónica(PHIN) y Perfil de densidad(RHOB); y los resultados de los intervalos cañoneados por ECOPETROL.

Con el software PRIZM se procesó la data y se realizó la caracterización e identificación de las zonas con potencial productor de hidrocarburo. Luego se prosiguió con el objetivo principal del proyecto que fue validar los resultados obtenidos del PRIZM. Para realizar la validación se asumió que las zonas cañoneadas por ECOPETROL representan el 100% de las zonas de interés, es decir que si el software PRIZM identifica en su totalidad los intervalos cañoneados por ECOPETROL, obtendrá una efectividad del 100% y de no ser así su efectividad sería menor.

Como el PRIZM identificó en su totalidad las zonas cañoneadas por ECOPETROL su efectividad fue del 100%; por tal motivo la validación de la efectividad de los métodos no convencionales Lógica Difusa, Máquinas de Soporte Vectorial, y Redes Neuronales, se realizó con base en los resultados obtenidos por PRIZM.

A continuación se describe cada uno de los pasos que se realizaron en el proceso de validación, desde la adquisición de los datos en su correspondiente formato, hasta la identificación de topes y bases de las zonas de interés.

3.2 ADQUISICIÓN DE DATOS

Después de llevarse a cabo el registro de pozos, toda la información obtenida se transcribe ordenadamente en archivos generalmente en formato de texto plano (.txt ó .LAS) donde se indica la ubicación del Campo, datos de perfiles e información sobre el procedimiento de registro de datos, y se tabula en columnas las lecturas correspondientes a cada perfil corrido en el pozo con respecto a la profundidad que se despliega en la primera columna de cada tabla. Por lo regular la lectura de los registros se mide cada 0.5 ft (frecuencia de muestreo).

Los datos son agrupados de manera organizada en código ASCII, Cada registro cuenta con cinco bloques de información separados por un carácter (~) que indica el inicio de un bloque de información específico, seguido de la letra mayúscula que denota el bloque de información, de la siguiente manera:
~V (Versión Information): Este par de caracteres hacen referencia al bloque de información de la versión, y donde se especifica la disponibilidad para la longitud de paso.

~W (WellInformation Block): Este par de caracteres marcan el inicio del bloque de información del pozo, donde están datos como la frecuencia de muestreo, la base y el tope del pozo, la variable nula y datos de ubicación del pozo.

~P (ParameterInformation Block): Hace referencia al bloque de información de parámetros de elevación.

~C (Curve Information Block): Este bloque especifica los perfiles que fueron corridos en el pozo, cada perfil tiene asociado una abreviatura que lo representa (Tabla 4).

~A (ASCII Data Section): Esta es la sección de datos, los cuales están organizados en columnas, una para cada perfil y para la profundidad. La profundidad siempre es la primera columna de cada tabla. Toda la información está organizada de forma tal que se puede generar un algoritmo para identificar los datos de interés y cargarlos para ser procesados, ya que cada dato tiene asociado una abreviatura que después de un punto y espacio indican el valor del dato, de modo que podemos identificar el valor del dato de interés.

En la figura 10 se muestra la forma como es agrupada la información tomada a través de los registros de pozo; el orden en la ubicación de algunos bloques como ~P y ~C pueden cambiar su ubicación, siendo en ocasiones

~P el tercer bloque y ~C el cuarto; pero el bloque correspondiente a los datos de cada perfil siempre será el último bloque con los datos tabulados ordenadamente.

También se puede observar que el número de líneas en el bloque ~C es equivalente al número de columnas de la tabla de datos del bloque ~A.

```

~V
VERS. 2.00: Ver 2.00
WRAP. NO:
VEND. PRIZM:GeoGraphix
~W
STRT.F 0.0000:START DEPTH
STOP.F 7857.5000:STOP DEPTH
STEP.F 0.5000:STEP
NULL. -999.2500:NULL VALUE
WELL. LL-72 :WELL
COMP. ECOPETROL:COMPANY
UWI. LLAN0072:UNIQUE WELL ID
FLD. LLANITO:FIELD
CNTY. B/BERMEJA:COUNTY
STAT. SANTANDER:STATE
CTRY. COLOMBIA:COUNTRY
PROV. SANTANDER:PROVENCE
SRVC. GEOGRAPHIX:SERVICE
PDAT. KB:PERMANENT DATUM
LMF. KB:LOG MEASURED FROM
DMF. KB:DRILLING MEASURED FROM
LOC. :LOCATION DESCRIPTION
FTG. :LOCATION FOOTAGE DESCRIPTION
LOC1. :LOCATION LINE 1
LOC2. :LOCATION LINE 2
DATE. :LOG DATE
~C
DEPT.F :DEPTH
GR. :Gamma Ray
SP.UNKNOWN :Spontaneous Potential
CALI.IN :Caliper
RS.OHMM :
RT.OHMM :Resistivity
PHIN.V/V :Neutron Porosity
RHOB.G/C3 :Bulk Density
~P
EKB. 228.0000:ELEVATION OF KELLY BUSHING
EDF. -999.2500:ELEVATION OF DRILLING FLOOR
EGL. 206.0000:ELEVATION OF GROUND LEVEL
~A
0.0000 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500
0.5000 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500
1.0000 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500
1.5000 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500
2.0000 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500
2.5000 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500
3.0000 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500
3.5000 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500
4.0000 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500

```

Figura 10. Prototipo general de cada bloque de información. Formato .LAS

En la tabla 4 se muestra las abreviaturas de los parámetros obtenidos en la información del encabezado de los perfiles, "Header". Los perfiles de resistividad pueden presentar diferentes tipos de abreviaturas, los cuales dependen del tipo de perfil de resistividad que se utilice, por ejemplo para medir resistividad de la zona virgen (Resistividad verdadera) pueden ser utilizadas tres tipos de herramientas: las convencionales (RS), los lateroperfiles (RLLS) y de inducción (RILM), y de igual manera para cada tipo de resistividad. Para el caso de la profundidad y los perfiles, ubicados en el bloque de información de perfiles, el orden en que se denotan en este bloque es el orden en que se muestran en la tabla de datos, de modo que si DEPT.F aparece en la primera línea significa que los valores de profundidad son los ubicados en la primera columna de la tabla. El número de líneas en este bloque nos indica el número de perfiles registrados en el pozo; teniendo en cuenta la profundidad.

Abreviatura	Significado	Traducción
STRT.F	Startdepth	Profundidad de iniciación del registro
STOP.F	Stop Depth	Profundidad de finalización del registro
STEP.F	Step	Frecuencia de Muestreo
NULL.	NullValue	Valor nulo
DEPT.	Depth	Profundidad
GR.	Gamma Ray	Rayos Gamma
SP.	Spontaneous Potential	Potencial Espontáneo
RS./RLLS./RILM.	Shallow Resistivity	Resistividad Media
RSFL./RMSFL.	Flushed Zone Resistivity	Resistividad de la zona lavada
RT./RLLD./RILD.	True Resistivity	Resistividad Profunda
PHIN./NPHI.	NeutronPorosity	Porosidad Neutrónica
RHOB.	Bulk Density	Perfil de Densidad Total

Tabla 4. Datos disponibles en el formato.

3.3 COMO CARGAR LA DATA

Antes de empezar con PRIZM, en “*ProjectExplorer*” (Pantalla principal de GEOGRAPHIX) es necesario crear un proyecto; para ello se debe definir un nombre (PROYECTO Llanito), el sistema de medida a utilizar (Sistema Ingles), la región (Sur América-Colombia) y el sistema de coordenadas correspondiente al área (Tomada de acuerdo al Observatorio de Bogotá). Luego de haber creado el proyecto para el estudio correspondiente, se procede a cargar la data directamente del software PRIZM ó simplemente desde el *ProjectExplorer*.

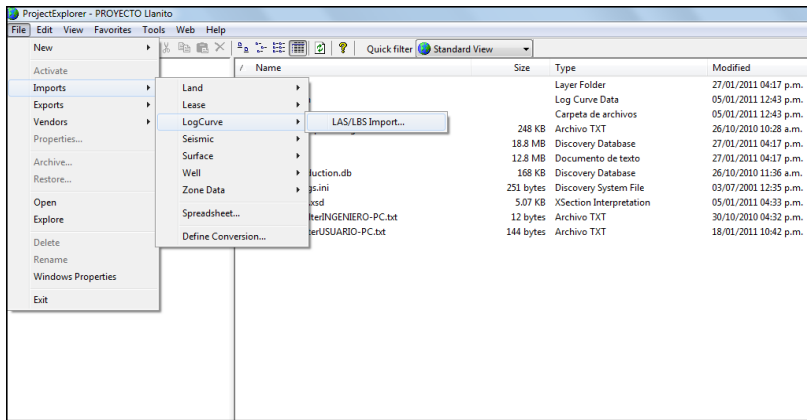


Figura 11. Cargar data desde el *ProjectExplorer*.

En la figura 11 se muestra el procedimiento que se debe seguir cuando se carga la data directamente del *ProjectExplorer*. Subir la data de esta manera brinda la ventaja de que automáticamente se carga para todos los módulos que componen el paquete computacional GEOGRAPHIX. Por el contrario, cargarlas directamente del módulo PRIZM (figura 12) solo será útil en esta aplicación.

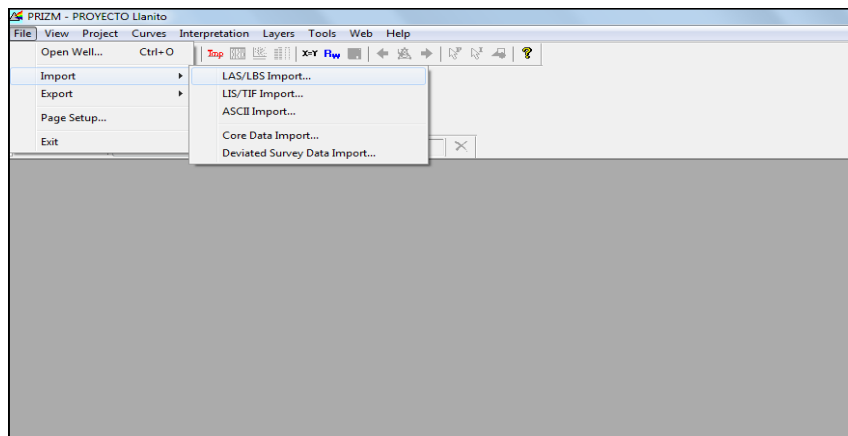


Figura 12. Cargar data desde el PRIZM.

Después se selecciona la data correspondiente a los 12 pozos y finalmente click en “importar all LAS file in directory”. (Figura 13).

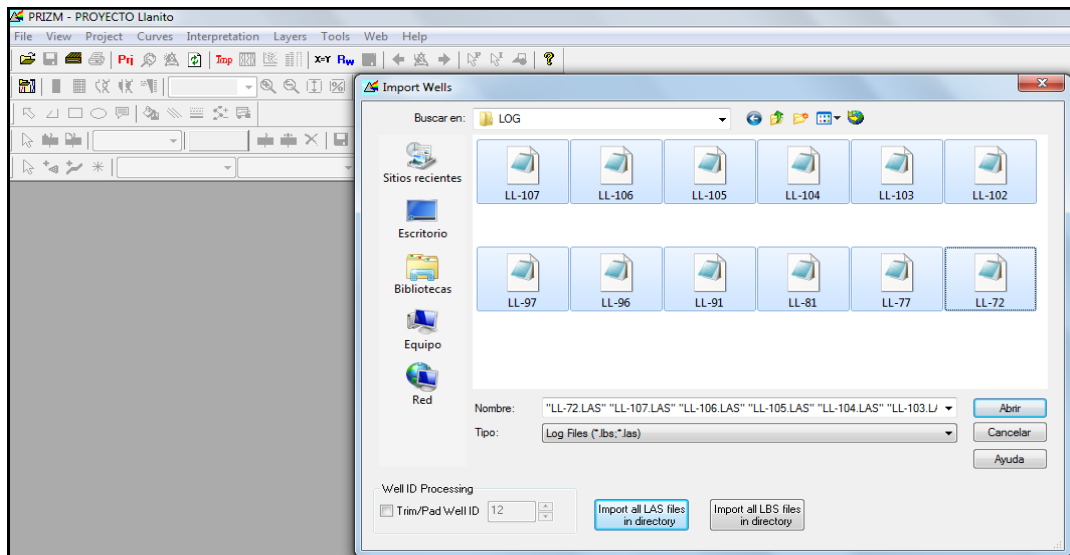


Figura 13. Importar data.

3.4 AJUSTE DE LA NOMENCLATURA

Una vez cargada la data correspondiente a los 12 pozos, el software muestra en pistas los resultados de los registros de pozo abierto de la siguiente manera:

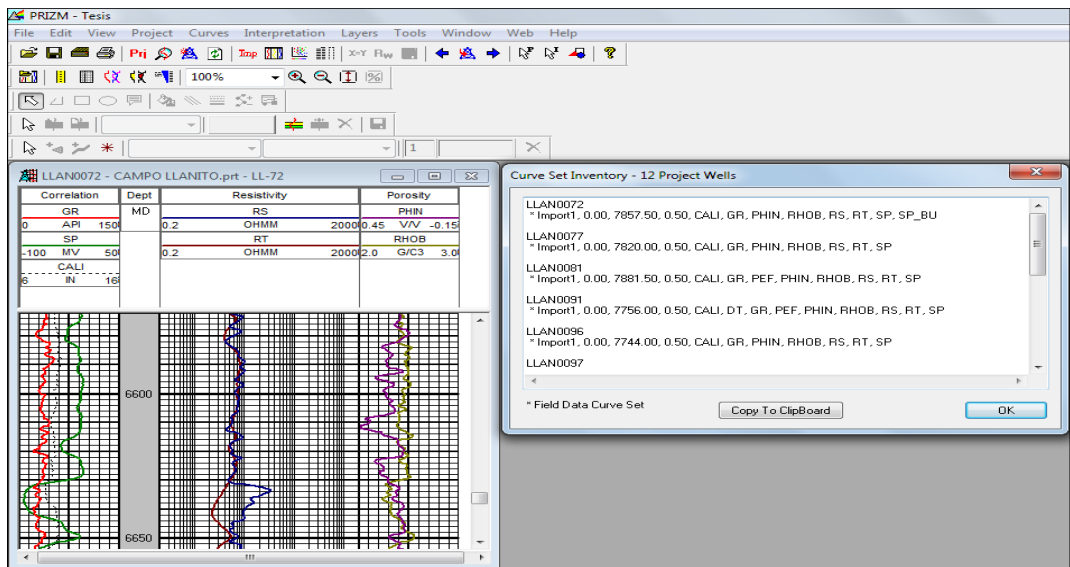


Figura 14. Pistas con los correspondientes registros.

El recuadro que aparece al lado derecho de la figura 14, muestra cuantos y qué clase de registros fueron cargados para cada uno de los pozos, también muestra la profundidad a la cual se empezó a tomar el registro, así como la profundidad hasta donde se tomaron dichos registros. De igual manera se presenta la frecuencia de muestreo y la cantidad de archivos importados para cada uno de los pozos.

El software PRIZM, identifica cada uno de los registros según abreviaturas consideradas por el programa como curvas alias (Figura 15 “Curve Aliases”), esto se hace debido a que las diferentes empresas que toman los registros, colocan en los formatos nombres o abreviaturas para los registros de distintas maneras. Por ejemplo, el registro de resistividad profunda es leído por el software si viene dado con los siguientes alias: ILD, RILD, IDPH, LLD, RESD, AT90, AO90, HLLD, DI, en este caso fue necesario crear un alias para que el software leyera el registro de resistividad profunda y somera, como se indica en la figura 15. De esta manera se pueden generar alias para cualquiera de las curvas, si no está dentro de las que contiene el programa.

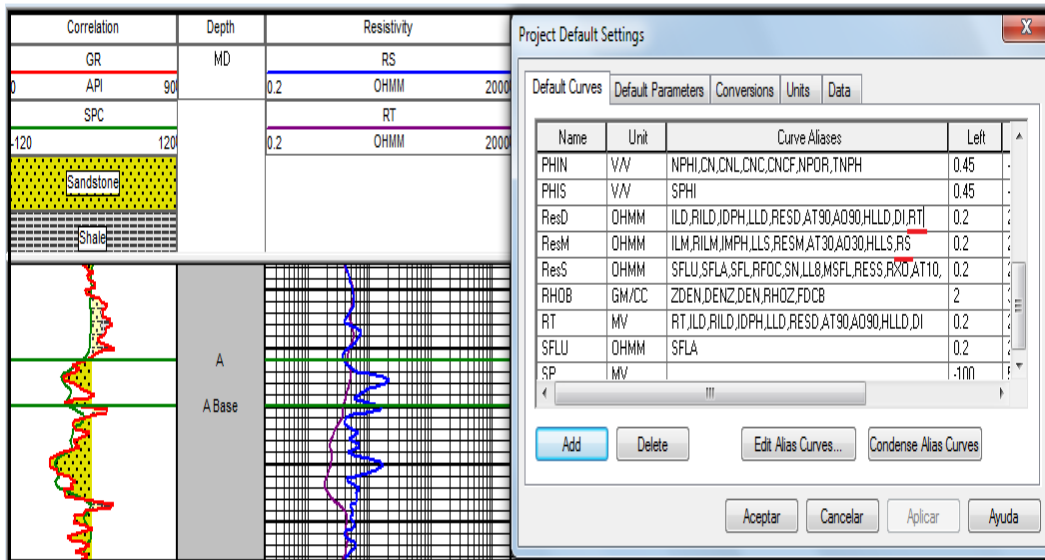


Figura 15. Alias de los registros

3.5 CONTROL DE CALIDAD DE LOS REGISTROS

Después de cargar la data y realizar los ajustes necesarios, PRIZM permite ver detalladamente todos los registros. En esta parte de la investigación se realizó un control de calidad de cada uno de los registros.

La calidad de los datos registrados debe ser la máxima preocupación tanto para el ingeniero de campo como para el cliente. Decisiones muy costosas acerca del futuro de un pozo se basan en datos de registros.

La calidad de los datos es vital para el proceso de toma de decisiones y futuro éxito o abandono de un pozo. El primer paso en cualquier análisis de un problema debe ser revisar los registros, buscando anomalías o cualquier comportamiento extraño en la respuesta de los registros.

Todas las compañías de registros y muchos clientes han desarrollado programas de control de calidad detallados in situ. De acuerdo a lo anterior, en el Campo LLanito se han tomado una serie de registros que en el momento de ser corridos cumplieron con la calibración correspondiente y los datos proporcionados son de gran confiabilidad. Como las resistividades medidas en la zona son muy bajas y además de ello los pozos fueron perforados con lodos salados se utilizó el Laterolog como herramienta de registro.

Corrección por efecto de pozo y torta del lodo: La profundidad de investigación de estos sistemas enfocados está representada por la distancia medida a partir del eje del pozo hasta el punto donde la hoja de corriente comienza a desviarse apreciablemente. Para el LL3 y LL7 la profundidad de investigación es aproximadamente 15' y 10' respectivamente. Si se compara estas magnitudes de profundidad de investigación con los espesores del anillo del lodo en el pozo y la torta del lodo, se considera que las contribuciones de estos a la lectura total, medido por el dispositivo, son prácticamente despreciables, especialmente si el lodo es salino. Para un pozo de diámetro comúnmente perforado de 8 a 10 pulgadas, la corrección es mínima. En cuanto a la corrección por torta del lodo en la práctica no se realiza.

Partiendo del hecho de que el diámetro del hueco para todos los pozos es de 8.5 pulgadas, el análisis del registro CALIPER; perfil que mide el diámetro del hueco, mostró que en cada uno de los pozos, específicamente en las zonas identificadas como de interés el registro presenta un diámetro que oscila de 8.5 a 9.5 pulgadas lo que indica que las lecturas tomadas en esas zonas no están afectadas por el efecto del pozo. En pozos donde el diámetro del hueco presenta variaciones es necesario hacer correcciones

Corrección por espesor de capa: El espesor de la hoja de corriente de los Lateroperfiles es de alrededor de 32 pulgadas, con esta excelente resolución vertical las influencias de las capas vecinas no son significativas, por lo tanto no se requiere de corrección por este motivo.

En caso de que los registros de resistividad deban ser corregidos por efecto de pozo, influencia de capas adyacentes y la zona invadida, se han diseñado cartas en base a simulaciones matemáticas para corregir dichas influencias en las lecturas de los registros. Hay que tener en cuenta que las correcciones siempre se harán en este orden: efecto de pozo, espesor de capa e invasión.

“Debido a que los Lateroperfiles se han diseñado de manera específica para minimizar efectos de hueco, capas adyacentes e invasión, estos efectos por lo general no son grandes y en muchos casos pueden ignorarse sin mayores consecuencias” (Principios y aplicaciones de la interpretación de registros Schlumberger 2007).

3.6 NORMALIZACIÓN DE LA LÍNEA BASE SHALE

Para la normalización de la línea base shale, se tuvo en cuenta la curva del registro SP (potencial Espontáneo), debido a que esta curva responde a variaciones en el contraste entre la salinidad del agua de formación y la salinidad del filtrado de lodo de perforación permitiendo diferenciar topes y bases de formaciones poroso-permeables y así poder ubicar la línea base de Shale; el software define por defecto una línea base de shale (figura 16).

Con PRIZM se puede ajustar esta línea de tal forma que se ajuste a la realidad y así estimar correctamente el contenido de shale. (Figura 16 y 17).

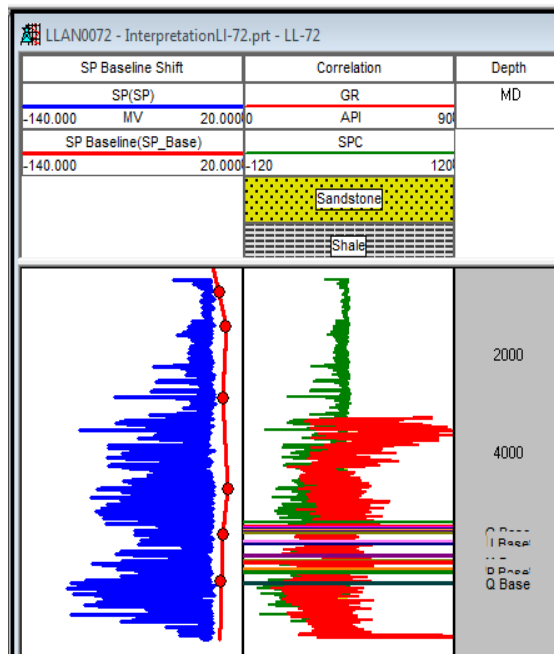


Figura 16. Tendencia de la curva del SP no normalizada.

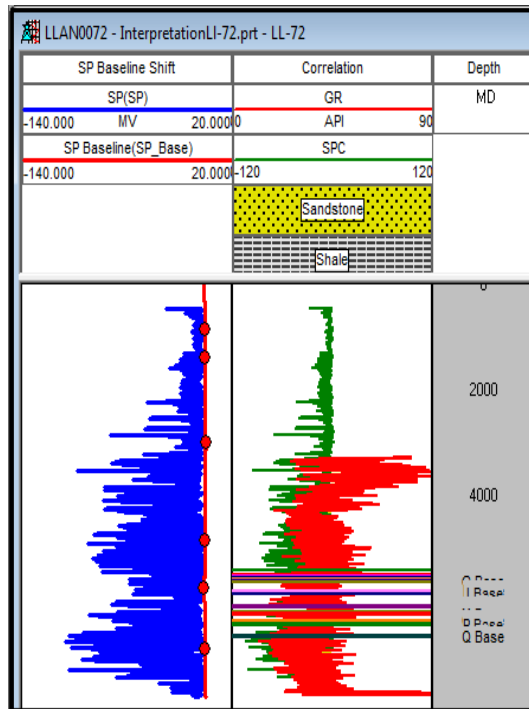


Figura 17. Tendencia de la curva del SP normalizada.

3.7 MÉTODO DE INTERPRETACIÓN UTILIZADO EN EL PROYECTO

Como método de interpretación de los registros de pozo abierto obtenidos del Campo Llanito se utilizó el siguiente procedimiento para identificar posibles zonas con hidrocarburo que ameriten ser cañoneadas.

Para facilitar la identificación de las zonas de interés encontradas por el software, se decidió denominar a dichas zonas de la siguiente manera:

Zona A: Lim. Superior: Tope A
Lim. Inferior: Base A

Zona C: Lim. Superior: Tope C
Lim. Inferior: Base C

Zona B: Lim. Superior: Tope B
Lim. Inferior: Base B

Zona D: Lim. Inferior: Tope D
Lim. Inferior: Base D

Las últimas letras del abecedario se asignaron a las zonas más profundas.

3.7.1 DETERMINACIÓN DE LA LITOLOGÍA

Para la determinación de la litología se utilizó el perfil de Rayos Gamma (GR) ya que al igual que el Potencial Espontáneo (SP) diferencia las litologías porosas permeables potencialmente almacenadoras de hidrocarburos, de las litologías arcillosas improductivas.

Para determinar topes y bases de la zona de interés fue necesario ajustar la escala del el perfil de Rayos Gamma (GR) con el perfil de Potencial Espontáneo (SP).

Con la información de la columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena se determinó que las formaciones productoras, objeto de investigación en este proyecto, están constituidas por arenisca (sandstone), arcilla (shale) y areniscas sucias (shalysand) o areniscas con intercalaciones de shale pertenecientes a las formaciones Esmeralda, Mugrosa y Colorado.

Se asignó en cada uno de los pozos valores de Gamma Ray (GR) constantes de acuerdo al comportamiento de la curva para determinar la línea base shale y de esta manera establecer la litología de las formaciones, es decir la distribución de arenisca (sandstone), arcilla (shale) y areniscas sucias (shalysand). Para este campo la radiación gamma varía entre 0 y 90 unidades API, por tal motivo se fijó un rango entre 0 y 45 unidades API para arenisca limpia, entre 45 y 50 unidades API para arenisca sucia y de 50 unidades API en adelante para el shale tal como se ilustra en la figura 18.

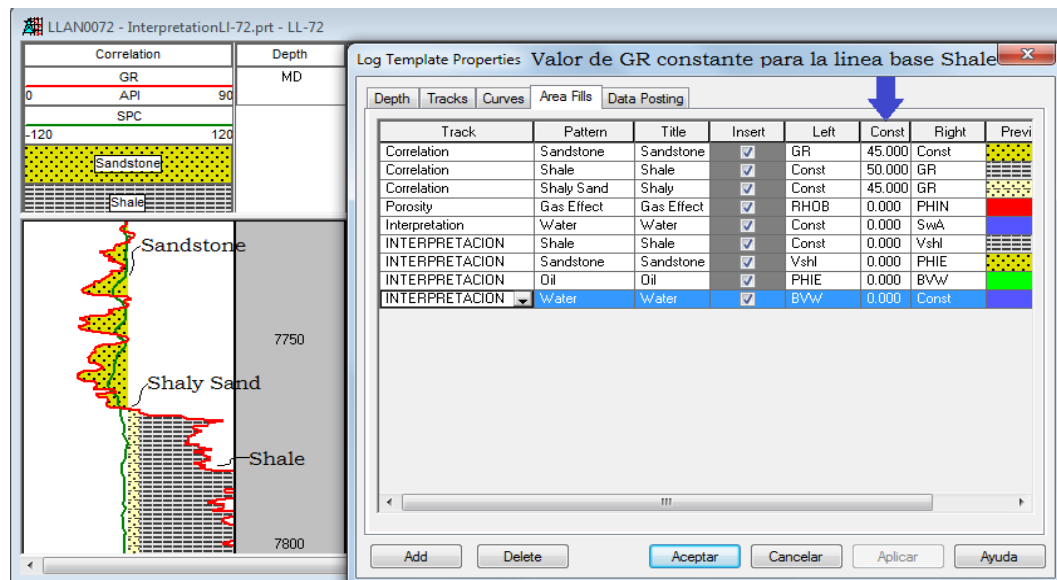


Figura 18. En la pista 1 o pista de correlación se muestra la línea que limita las areniscas limpias de la arenisca sucias (45 unidades API)

3.7.2 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE SHALE

Para evaluar apropiadamente las formaciones productoras es indispensable conocer el volumen de shale (V_{sh}) que contienen las areniscas. En la práctica el valor del volumen de shale se determina a partir de las lecturas de los perfiles de rayos gamma, SP y la combinación de porosidad neutrónica y densidad. En este caso se calculó el volumen de shale utilizando el perfil de rayos gamma utilizando la siguiente ecuación:

$$V_{shl} = \min(1, \max(0, (GR - GR_{cln}) / (GR_{shl} - GR_{cln})))$$

Donde:

V_{shl} [: Volumen de shale

GR_{shl} : Gamma ray frente a shale típico
(Máximo valor de gamma ray)

GR [: Gamma ray leído
frente a zona de interés

GR_{cln} : Gamma ray en arenisca limpia
(mínimo valor de gamma ray)

3.7.3 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE ARENISCA

Como se sabe que el volumen total de la matriz es igual a la suma del volumen total de arena más el volumen total de shale, es decir:

$$V_{total} = V_{arenisca} + V_{sh}$$

Entonces, si tomamos el valor total como el 100% y lo representamos en fracción, el volumen de arenisca es igual a:

$$V_{arenisca} = 1 - V_s$$

3.7.4 ESTIMACIÓN DE LA POROSIDAD

El objetivo es estimar la porosidad efectiva; para ello primero debemos calcular la porosidad de densidad; con esta calculada se estima una porosidad promedio entre porosidad de densidad y porosidad neutrónica leída del perfil. Teniendo esta porosidad promedio y el volumen de shale podemos calcular la porosidad efectiva.

✓ **Porosidad de densidad:**

$$PHID[] = (RhoM - RHOB[]) / (RhoM - RhoF)$$

Donde:

PHID[] = Porosidad de densidad (%) RHOB[] = Densidad tomada del perfil
RhoM = Densidad total de la matriz RhoF = Densidad total del fluido
(1 gr/cm) (2.65 gr/cm³)

✓ **Porosidad promedio:**

A partir de los datos de la porosidad neutrónica y la porosidad de densidad se calculó la porosidad promedio.

$$PHIAVE[] = (PHID[] + PHIN[]) / 2$$

Donde:

PHIAVE[] = Porosidad promedio.

PHID[] = Porosidad de densidad.

PHIN[] = Porosidad neutrónica leída del perfil.

✓ **Porosidad efectiva:**

La porosidad efectiva se calculó teniendo en cuenta el volumen de arenisca.

$$PHIE[] = PHIAVE[] * (1-VshI[])$$

Donde:

PHIE[] = Porosidad efectiva

PHIAVE[] = Porosidad promedio

(1-VshI[]) = Volumen de arenisca

3.7.5 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN TOTAL DE AGUA (BULK VOLUME WATER)

El Volumen Total de Agua representa la fracción de agua por unidad de volumen en la zona reservorio.

$$BVW[] = PHIE[] * SwA[]$$

Donde:

BVW[] = Volumen total de agua

PHIE[] = Porosidad efectiva

SwA[] = saturación de agua

3.7.6 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE CRUDO “IN SITU”.

Representa la fracción de volumen poroso ocupado por hidrocarburo en la zona reservorio.

$$V_{\text{crudo}} = \text{PHIE} * (1 - \text{SwA})$$

Donde:

$V_{\text{crudo}}[]$ = Volumen total de aceite

$\text{PHIE}[]$ = Porosidad efectiva

$\text{SwA}[]$ = Saturación de agua

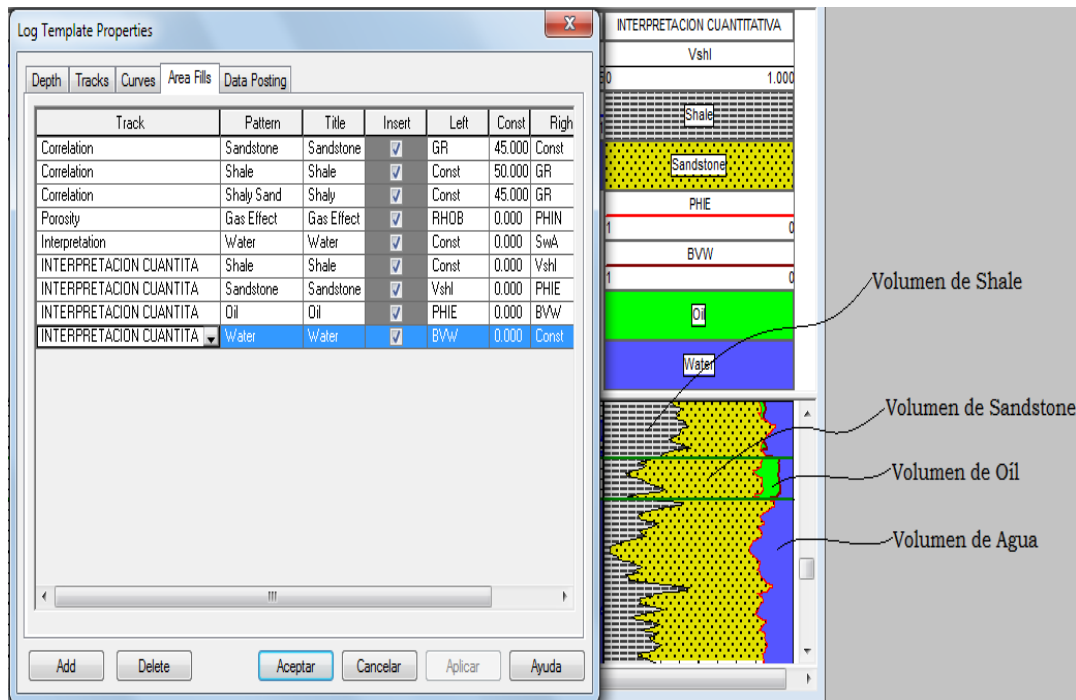


Figura 19. Pista de la interpretación cuantitativa de los fluidos.

3.7.7 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

Se calculó teniendo en cuenta la ecuación de Timur para zonas de roca reservorio que se encuentran a saturación irreducible, es decir, por encima del contacto agua aceite.

$$K[] = (100 * \text{PHIE}[]^{2.25} / \text{Swlrr})^2$$

Donde:

$K[]$ = Permeabilidad

$\text{PHIE}[]$ = Porosidad efectiva

Swlrr = Saturación irreducible de agua.

3.7.8 ESTIMACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (R_w)

La resistividad del agua de formación se calculó utilizando el método de PICKET; para efectos de cómputo el software PRIZM posee esta herramienta que permite realizar el cálculo de de la resistividad del agua de formación.

En el software PRIZM se elige la herramienta “New crossplot window”(Figura 20) y se construye el gráfico seleccionando las variables en sus correspondientes ejes.

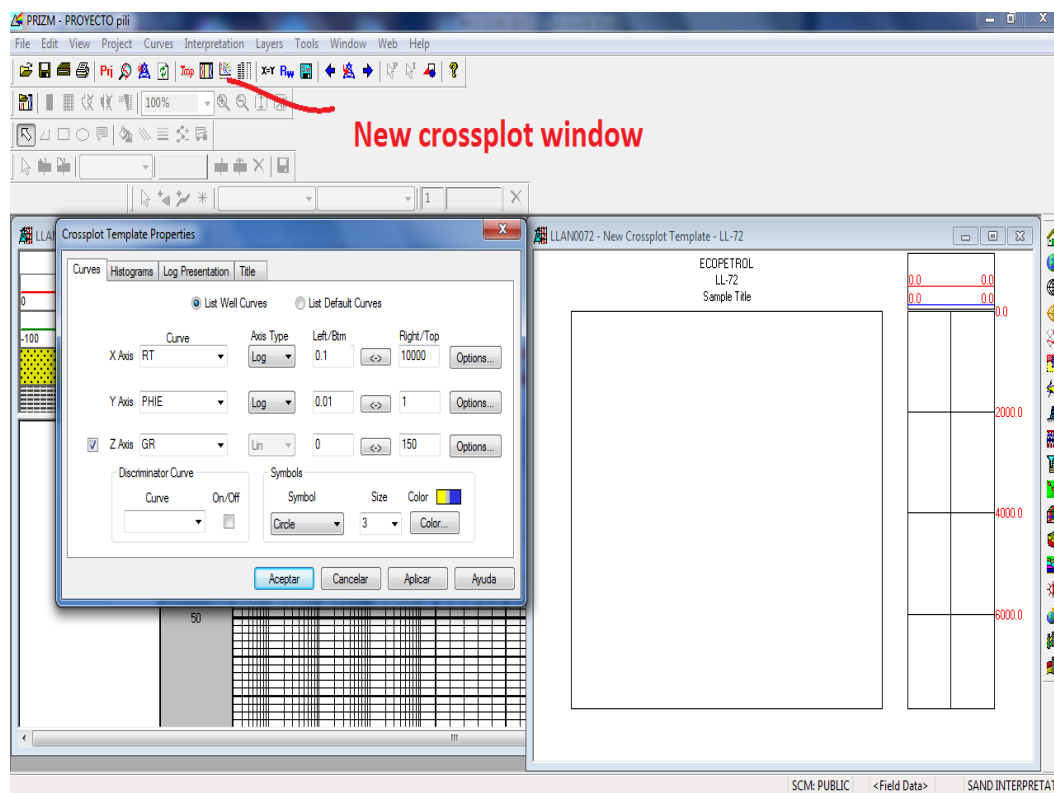


Figura 20. Método de Pickett para la determinación del R_w .

Una vez construido el gráfico en escala logarítmica (Figura 21), se selecciona la herramienta PicketPlot. Los valores de Resistividad R_t se grafican en el eje de las ordenadas y porosidad en el eje de las abscisas; y se introducen las constantes “a”, “m” y “n” en el cuadro de datos teniendo en cuenta que se trata de una formación de arenisca no consolidada, el valor de “a” para este caso es de 0.62, el valor de la pendiente “m” es de 2.15 y n es 2 puesto que la experiencia ha mostrado que estos valores son los indicados. Con el cursor señalamos la línea recta que representa la línea S_w 100% o línea R_o . Las zonas acuíferas, en el cual R_w y m son constantes, las parejas de

lecturas de R_t y ϕ se alinean a lo largo de una línea recta que representa la línea 100% saturada de agua

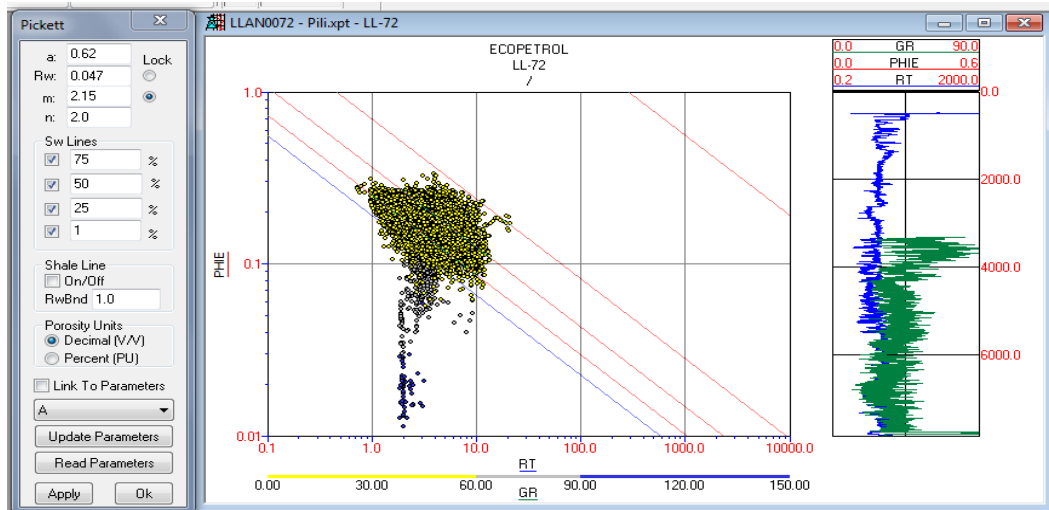


Figura 21. Lectura del R_w según el método de Pickett.

La pendiente de la línea 100% saturada de agua corresponde al factor de cementación (m) por tal razón las líneas ubicadas por encima de esta curva representan saturaciones de agua menores al 100%.

En el gráfico el valor del intercepto entre la línea que representa saturación de agua 100% de pendiente “ $-m$ ” con la línea de porosidad 100% representa el producto (aR_w)

De esta manera obtenemos el valor de R_w que es mostrado en el cuadro de datos ubicado al lado izquierdo de la figura 21.

3.7.9 ESTIMACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA

La saturación de agua se define como el porcentaje de volumen poroso ocupado por agua. Es uno de los parámetros más importantes en la interpretación de registros en la medida que permite estimar las reservas de hidrocarburos en la zona de interés. Debido a la tensión superficial un porcentaje de agua es adsorbida por los granos de la roca generando así una cantidad de agua que se mantiene fija en los poros de la roca la cual recibe por nombre de agua irreducible.

Debido a que este estudio se basa en la interpretación de formaciones constituidas por arenisca, cuando la saturación de agua en una zona es igual o mayor al 60%, la roca alcanza el límite crítico ya que la cantidad de agua

que produciría si se decide cañonear resultaría antieconómica y afectaría considerablemente la producción de petróleo, es decir, que las zonas con saturación de agua mayores al 60% no son de interés para este estudio.

La presencia de minerales de arcilla en las areniscas tienden a aumentar la saturación de agua calculada a partir de la ecuación de Archie; según Hilchie (1968) este efecto sobre la saturación de agua es significativo cuando el contenido de shale es superior al 10-15%. Debido a que las formaciones analizadas en algunas ocasiones presentan un porcentaje de shale superior al 15%, para estimar la Sw, además del modelo de Archie, se utilizó el modelo de Simandoux, propuesto en 1963, el cual trabaja bien en arenas con shale que contiene agua poral salada y un porcentaje de shale mayor al 10%. El resultado se muestra en la tabla 5.

➤ **Modelo de interpretación según Archie**

$$Sw_A = \min \left(1, \left(a \cdot R_w / (R_{T} \cdot PHI_{AVE}^m) \right)^{1/n} \right)$$

Donde:

Sw_A = Saturación de agua

R_T = Resistividad verdadera

a = Coeficiente de tortuosidad

PHI_{AVE} = Porosidad promedio

m = Coeficiente de cementación

n = Exponente de saturación

R_w = Resistividad del agua de formación

➤ **Modelo de interpretación según Simandoux**

$$Sw_{MS} = \left(\frac{\sqrt{V_{shl}/R_{shl} + 4 \cdot PHI_{E}^m / (a \cdot R_w \cdot (1 - V_{shl}) \cdot R_T)} - V_{shl}/R_{shl}}{2 \cdot PHI_{E}^m / (a \cdot R_w \cdot (1 - V_{shl}))} \right)$$

Donde:

Sw_{MS} = Saturación de agua según Simandoux

V_{shl} = Volumen de Shale

R_{shl} = Resistividad del Shale

PHI_E = Porosidad efectiva

m = Exponente de cementación

a = Coeficiente de tortuosidad

R_w = Resistividad del agua de formación

R_T = Resistividad verdadera

Pozo LL-72					
Zonas Identificadas	Intervalos		Saturación de agua obtenidos mediante PRIZM		
	Tope	Base	Vshl (%)	Sw según Archie (%)	Sw según Simandoux (%)
A	5442	5450	8.95	41.51	43.35
B	5536	5545	6.5	38.96	38.37
C	5577	5581	0.75	41.39	41.54
D	5595	5601	9.01	40.22	40.27
E	5608	5622	16.27	38.62	38.48
F	5655	5665	6.52	42.69	42.80
G	5675	5679	8.28	33.66	34.22
H	5843	5850	10.87	49.22	49.13
I	5854	5862	8.05	49.66	50.91
J	5901	5914	7.97	45.88	47.13
K	6134	6151	9.4	48.96	49.76
L	6232	6238	9.35	57.08	55.33
M	6280	6290	8.73	51.62	52.04
N	6400	6407	7.84	47.15	47.19
O	6410	6416	2.25	36.17	38.18
P	6455	6486	11.29	49.91	49.81
Q	6680	6708	5.78	47.89	47.97

Tabla 5. Saturación de agua según modelo de Archie y modelo de Simandoux.

Todas las formulas propuestas para evaluar areniscas con shale reducen la saturación de agua en comparación con la saturación de agua que resultaría si el efecto de shale fuera ignorado. Esta reducción de saturación de agua se convierte en un problema cuando en la evaluación de litologías arcillosas se sobreestima el contenido de shale, porque una zona acuífera puede ser vista como una petrolífera.

Cuando las aguas de formación son muy saladas, el efecto neto del shale sobre la resistividad del reservorio es menor y en estos casos la saturación de agua calculada sin tener en cuenta la saturación por shale resulta aceptable. Debido a que el agua de formación que se encuentra en la zona de estudio es bastante salada, se escogió el modelo de Archie para estimar la saturación de agua (Sw).

3.7.10 SENSIBILIDAD DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN FUNCIÓN DEL VALOR DE R_w

Como no se conoce de manera exacta el valor de la resistividad del agua de formación para las diferentes zonas de los pozos considerados en este proyecto y teniendo en cuenta que se conoce solo el rango de dichos valores para todos los pozos, el cual oscila entre 0.03 y 0.06, fue necesario hacer una sensibilidad del valor de la saturación de agua en función del valor de resistividad del agua de formación hallado con el método de Pickett y los valores extremos del rango que se tiene.

Con los resultados obtenidos al hacer el análisis de sensibilidad, se determinó que la saturación de agua calculada con el valor de la resistividad del agua formación hallado por el método de Pickett, no es afectado en gran proporción (Tabla 6).

Resistividad del agua de formación (R_w) (Ω-m)	Saturación de agua (S_w) (%)
Rw según método de Picket (0.047)	41.51
Rw máximo según experiencia del área (0.06)	42.94
Rw mínimo según experiencia del área (0.03)	39.27

Tabla 6. Sensibilidad de la S_w en función del R_w , para la zona A del LL-72.

De igual manera se realiza el análisis de sensibilidad en cada pozo para cada una de las zonas llegando a la conclusión de que el valor de la saturación de agua puede tener un incremento de 2% a 3%, porcentaje que es muy bajo y en el peor de los casos la zona analizada no deja de ser de interés para este estudio, tal como se puede observar en el pozo LI-97 donde se presenta el mayor valor de saturación de agua ($S_w=54.88\%$). Solo llegaría a ser una saturación de 56.53% si se incrementara en un 3%, valor que no supera la condición crítica de saturación de agua del 60%.

4. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

La estadística es una ciencia que estudia la recolección, análisis e interpretación de datos, ya sea para ayudar en la toma de decisiones o para explicar condiciones regulares o irregulares de algún fenómeno o estudio aplicado de ocurrencia en forma aleatoria o condicional. Sin embargo, la estadística es más que eso, en otras palabras es el vehículo que permite llevar a cabo el proceso relacionado con la investigación científica (Introducción a la probabilidad y la estadística, William Mendenhall, 2007).

Los procedimientos para la investigación de observaciones más conocidos son:

- Prueba t de Student
- Prueba de χ^2
- Análisis de varianza (ANOVA)
- Análisis de regresión
- Correlación
- Frecuencia estadística
- Análisis de frecuencia acumulada
- Análisis factorial exploratorio
- Análisis factorial confirmatorio

Para estimar la efectividad en la identificación de zonas de interés de cada uno de los métodos no convencionales, se comparó en cada pozo el número de zonas identificadas por los métodos no convencionales con el número de zonas identificadas por PRIZM.

Finalmente para conocer cuál fue el método más efectivo en la identificación de zonas de interés se aplicó un promedio aritmético al porcentaje de efectividad calculado en cada pozo ya que la estadística promedio representa muy bien el 'centro' de la distribución de los datos cuando se trata de casos 'normales'. Entendemos aquí por casos 'normales' aquellos conjuntos de datos que no contienen valores muy extremos, valores muy alejados de los demás. Debido a que en muchas situaciones experimentales, el comportamiento de los datos es relativamente 'normal', el promedio es muy usado, convirtiéndose en la primera estadística calculada para representar el 'centro' de la población en estudio.

$$\bar{x} = \frac{x_1 + \dots + x_n}{n} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$$

En la anterior expresión, puede verse que el promedio de un conjunto de números se calcula sumándolos y luego dividiendo la suma por el número de sumandos (García, 1966).

Con el fin de profundizar el análisis sobre la efectividad de los métodos de interpretación aplicados, se utilizó otro criterio de evaluación para determinar cuál es el mejor método no convencional. Se aplicó el método estadístico “Análisis de Varianza (ANOVA)” a los resultados de los topes y bases de zonas de interés obtenidos por cada uno de los métodos no convencionales. EL Análisis de la Varianza o abreviadamente ANOVA (del inglés Analysis of Variance) ha jugado un papel crucial en la metodología estadística moderna.

El Análisis de la Varianza se utiliza como respuesta a la necesidad de utilizar una técnica de comparación entre dos o más grupos, es decir, como un método para comparar dos o más tratamientos realizados a la misma población.

La técnica del Análisis de la Varianza consiste en descomponer la variabilidad de una población (representada por su varianza) en diversos sumandos según los factores que intervengan en la creación de esa variabilidad. El análisis de varianza se refiere en general a un conjunto de situaciones experimentales y procedimientos estadísticos para el análisis de respuestas cuantitativas de unidades experimentales.

El ANOVA de un solo factor se concentra en una comparación de más de dos medias poblacionales o de tratamiento. Sea

I = Número de poblaciones o tratamientos que se comparan.

μ_i = media de la población i o la verdadera respuesta promedio cuando se aplica el tratamiento i .

Entonces las hipótesis de interés son:

$$H_0: \mu_1 = \mu_2 = \dots = \mu_i$$

Contra

H_a : al menos 2 de las μ_i son diferentes.

Cuando H_0 es verdadera $MCE = MCI$ mientras que cuando H_0 es falsa $MCE > MCI$.

Para la estimación de la varianza se debe antes abordar la operación fundamental del Análisis de la Varianza, que consiste en descomponer en

sumandos la suma de cuadrados de los datos. En la práctica se distinguen tres sumas distintas:

1. **Cuadrado S_1** : Consiste en sumar todos los espesores de las zonas de interés por separado elevados al cuadrado.

$$S_1 = \sum_i y_{ij}^2$$

2. **Cuadrado S_2** : Consiste en sumar los espesores de cada zona de interés, elevarlos al cuadrado y dividir entre el número total de datos.

$$S_2 = \sum_i \frac{(\sum_j y_{ij})^2}{n_i}$$

3. **Cuadrado S_3** : equivale al cuadrado de la suma total de espesores dividida entre el número total de datos de los dos métodos:

$$S_3 = \sum_i \frac{(\sum_j y_{ij})^2}{n}$$

De otro lado se tiene que:

$$SC \text{ Total} = SC \text{ Intragrupo} + SC \text{ Entregrupos}$$

$$SC \text{ Total} = s_1 - s_3$$

$$SC \text{ Intragrupos} = s_1 - s_2$$

$$SC \text{ Entregrupos} = SC \text{ Total} - SC \text{ Intragrupo}$$

Una vez calculadas las sumas de cuadrados SST y SSE, cada una se divide entre su grado de libertad asociado para obtener un cuadrado medio. Luego F es la relación de los dos cuadrados.

$$MCI = \frac{SCI}{N - K} \quad MCE = \frac{SCE}{K - 1} \quad F = \frac{MCE}{MCI}$$

Donde:

N= Número total de datos

K= Número de métodos aplicados

Un valor de F que rebasa con mucho a 1, que corresponde a MCE mucho más grande que MCI arroja considerable duda sobre H_0 .

Una distribución F se presenta con una relación en la que hay varios grados de libertad. Denotemos por V_1 y V_2 el número de grados de libertad del

numerador y del denominador respectivamente para una variable con distribución F. Tanto V1 como V2 son enteros positivos. En el anexo B, en la tabla 52 se muestra el correspondiente valor crítico de cola superior $F_{\alpha_{V_1V_2}}$ para $\alpha = 0.05$ o un F crítico al 95% es decir con un error del 5%. El valor obtenido en la tabla 52 será comparado con el valor calculado de F por lo tanto si se obtiene un valor de F mayor al valor de $F_{\alpha_{V_1V_2}}$ la hipótesis de que las medias poblacionales son similares, será rechazada y por consiguiente los métodos comparados difieren notoriamente en sus resultados. Los cálculos se resumen en un formato tabular llamado tabla ANOVA (Jay L. Devore, 1998).

El índice de varianza se calculó con respecto a los topes y bases (espesor de capa) obtenidos en cada método, con el propósito de comparar la variabilidad de los métodos no convencionales Lógica Difusa, Máquinas de Soporte Vectorial y Redes Neuronales con respecto al software PRIZM.

En el Anexo B, se presenta el cálculo que se realizó en cada uno de los pozos para estimar el índice de varianza de cada método no convencional con respecto al software PRIZM.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En las figuras 22, 23, 24y 25 se ilustra el porcentaje de efectividad en cada pozo, con respecto a las zonas de interés identificadas con el software PRIZM y los métodos de Lógica Difusa, Máquinas de Soporte Vectorial, Redes Neuronales respectivamente. Cada pozo tiene un número diferente de zonas de interés cañoneadas el cual oscila entre 5 y 27.

El software PRIZM identificó todas las zonas de interés que fueron cañoneadas por ECOPETROL en cada uno de los 12 pozos (Figura 22).

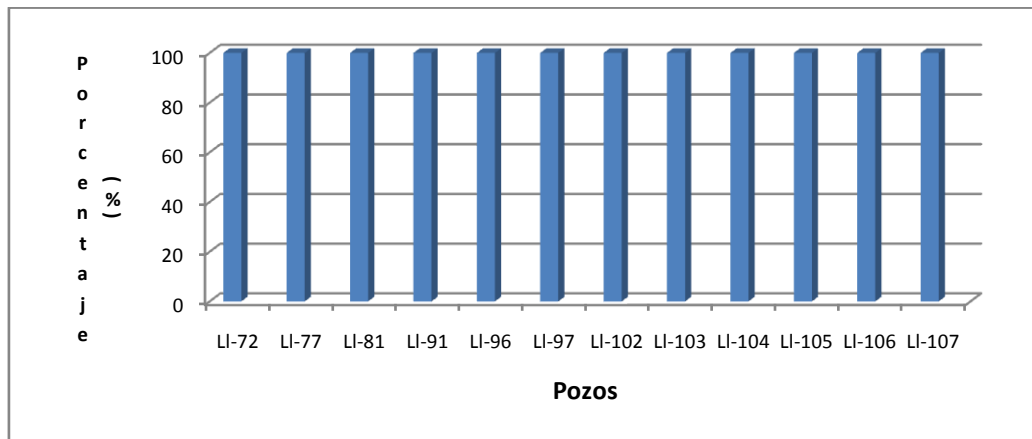


Figura 22. Porcentaje de efectividad obtenido con la aplicación del el software PRIZM, en la identificación de zonas para cada pozo.

El método de Lógica Difusa muestra en 4 de los 12 pozos analizados, una efectividad del 100% con respecto a las zonas cañoneadas, en los otros 8 pozos una efectividad promedio de 91.3%; siendo el de menor efectividad el pozo LL-81 con 84.6%, donde se identificaron 11 de las 13 zonas cañoneadas por ECOPETROL (Figura 23).

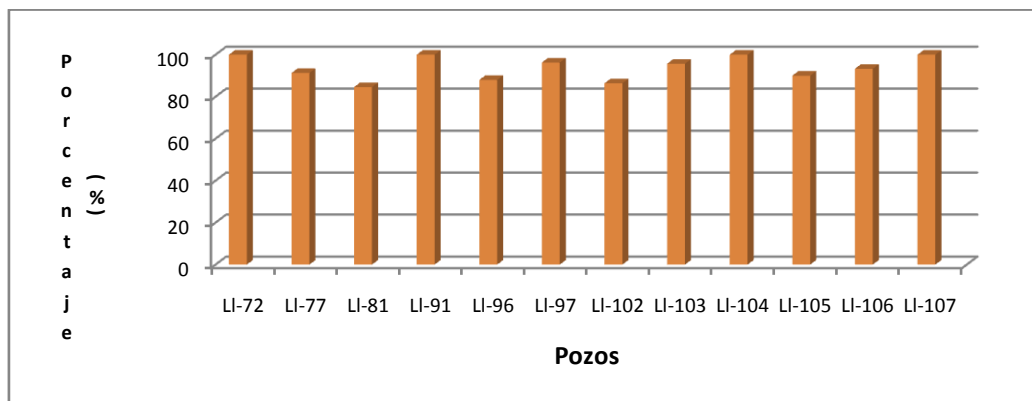


Figura 23. Porcentaje de efectividad obtenido con la aplicación del método de Lógica Difusa, en la identificación de zonas para cada pozo.

El método de Máquinas de Soporte Vectorial muestra en los 12 pozos analizados una efectividad promedio de 37.6% en la identificación de zonas de interés; siendo el de mayor efectividad el pozo LL-81 con 61.5%, donde se identificaron 8 de las 13 zonas cañoneadas y el de menor efectividad el pozo LL-107, donde ninguna de las 5 zonas de interés cañoneadas por ECOPEPETROL fueron identificadas (Figura 24).

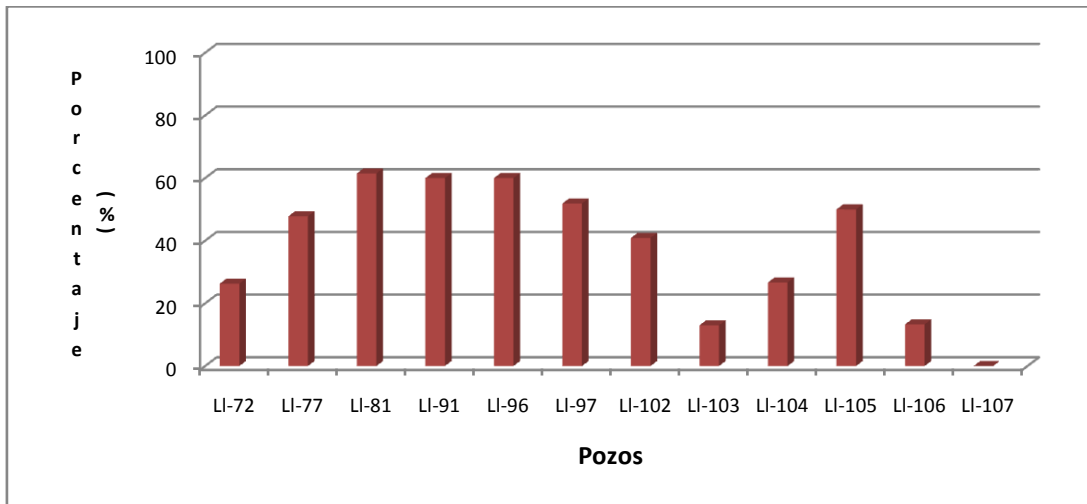


Figura 24. Porcentaje de efectividad obtenido con la aplicación del método de “SVM”, en la identificación de zonas para cada pozo.

Para el caso del método de Redes Neuronales muestra en 5 de los 12 pozos analizados una efectividad del 100%, con respecto a las zonas cañoneadas y en los otros 7 pozos una efectividad promedio de 94%; siendo el de menor efectividad el pozo LL-81 con 92.3%, donde se identificaron 12 de las 13 zonas cañoneadas por ECOPEPETROL (Figura 25).

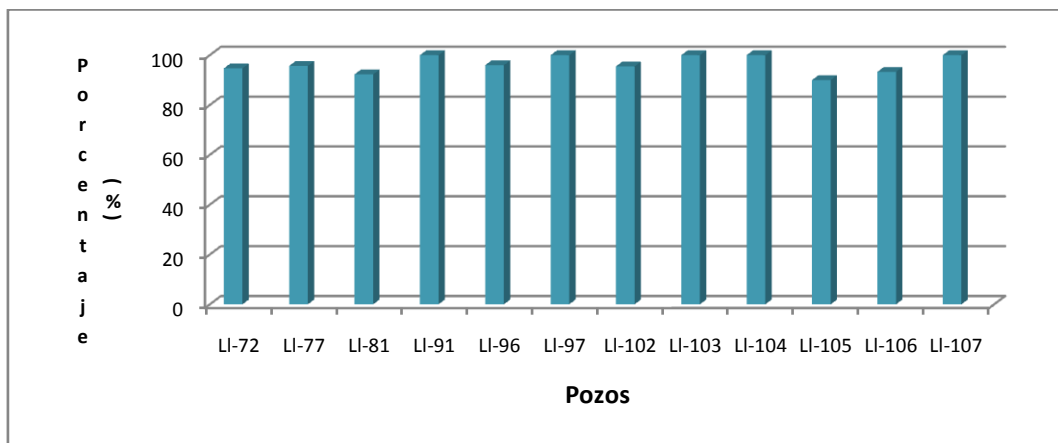


Figura 25. Porcentaje de efectividad obtenido con la aplicación del método de Redes Neuronales, en la identificación de zonas para cada pozo.

A continuación se tabula la información correspondiente a las zonas de interés identificadas por los métodos no convencionales de Lógica Difusa, “Máquinas de Soporte Vectorial - SVM” y Redes Neuronales que coincidieron con las zonas identificadas por el Software PRIZM. Teniendo en cuenta que además de los topes y bases de las zonas de interés, PRIZM también permite calcular los parámetros petrofísicos con el cual se identificaron las zonas evaluadas como intervalos productores de hidrocarburo también fueron tabulados.

En las siguientes tablas la simbología ** ** Indica zonas no identificadas por los métodos (Lógica Difusa, Máquinas de Soporte Vectorial y Redes Neuronales).

➤ **Pozo Llanito-72**

Pozo LL-72										
Zonas según PRIZM	Intervalos cañoneados ECOPELROL (pies)		Intervalos PRIZM (pies)		Intervalos Lógica Difusa (pies)		Intervalos “Maquinas de Soporte Vectorial” (pies)		Intervalos Redes Neuronales (pies)	
	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base
A	5442	5450	5442	5450	5442,5	5452	5441	5447	5442	5450
B	5534	5546	5536	5545	5534	5545,5	5507	5514,5	5538	5546
C			5577	5581						
D	5594	5600	5595	5601	5595,5	5603	**	**	5594,5	5599,5
E	5610	5620	5608	5622	5609,5	5626,5	**	**	5610,5	5620
F	5656	5665	5655	5665	5656	5665,5	**	**	5656	5665
G	5674	5680	5675	5679	5674	5679,5	**	**	5674	5679
H	5843	5850	5843	5850	5842	5850	**	**	5843	5850
I	5854	5859	5854	5862	5853,5	5860	**	**	5854	5859
J	5901	5907	5901	5914	5899,5	5915	**	**	**	**
K	6133	6139	6134	6151	6134	6154	6154	6161	6133	6139
L	6232	6236	6232	6238	6231	6236,5	6207	6213	6232	6236
M	6280	6288	6280	6290	6276	6294,5	**	**	6280	6288
N	6400	6405	6400	6407	6398,5	6406,5	**	**	6400	6405
O	6410	6416	6410	6416	6410,5	6425	**	**	6410	6415,5
P	6454	6460	6455	6486	6454	6471	**	**	6454	6459,5
	6464	6469					**	**	6464	6469
	6478	6484							6478	6484
Q	6680	6689	6680	6708	6677,5	6686	6664,5	6672	6680	6689
	6698	6706			6701	6708,5	**	**	6698	6706

Tabla 7. Intervalos de interés identificados en el Pozo LL-72.

Pozo LL-72					
Efectividad					
	ECOPETROL	PRIZM	Lógica Difusa	Maquinas de Soporte Vectorial	Redes Neuronales
# Zonas cañoneadas	19				
# Zonas identificadas		19	19	5	18
Efectividad		100%	100%	26.3%	94.7%

Tabla 8. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-72.

Los intervalos cañoneados entre (6454-6460 y 6464-6469) pies, fueron identificados por el método de Lógica Difusa como un solo intervalo (6454-6471) pies.

El software PRIZM identificó los intervalos cañoneados entre (6454-6460, 6464-6469 y 6478-6484) pies, como una sola zona "P" (6455-6486) pies, debido a que los intervalos que separan las tres zonas cañoneadas presentaron propiedades de zona de interés. Igual pasó con los intervalos cañoneados entre (6680-6689 y 6698-6706) pies, el cual el software PRIZM identificó como un solo intervalo "Q" (6680-6708) pies.

Pozo LL-72								
Zonas Identificadas	Intervalos (pies)		Parámetros calculados PRIZM					
	Tope	Base	Espesor (pies)	RT (Ω -m)	Φ (%)	Rw (Ω -m)	Sw (%)	K (mD)
A	5442	5450	8	4.64	22.34	0.041	41.51	101.58
B	5536	5545	9	7.74	19.06	0.042	38.96	59.79
C	5577	5581	4	5.24	22.39	0.047	42.39	129.31
D	5595	5601	6	5.47	22.37	0.045	40.22	120.62
E	5608	5622	14	5.6	22.13	0.046	38.62	87.36
F	5655	5665	10	5.27	20.95	0.04	42.69	85.66
G	5675	5679	4	7.21	24.05	0.05	33.66	142.46
H	5843	5850	7	5.6	17.76	0.053	49.22	42.4
I	5854	5862	8	4.07	20.64	0.049	49.66	99.64
J	5901	5914	13	4.21	21.53	0.052	45.88	99.28
K	6134	6151	17	4.13	19.84	0.043	48.96	57.2
L	6232	6238	6	4.73	17.13	0.046	57.08	43.28
M	6280	6290	10	4.77	17.71	0.049	51.62	33.02
N	6400	6407	7	5.27	19.17	0.051	47.15	68.42
O	6410	6416	6	5.67	23.91	0.051	36.17	168.47
P	6455	6486	31	4.85	18.46	0.052	49.91	48.32
Q	6680	6708	28	5.7	18.44	0.05	47.89	59.14

Tabla 9. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LL-72, con el software PRIZM.

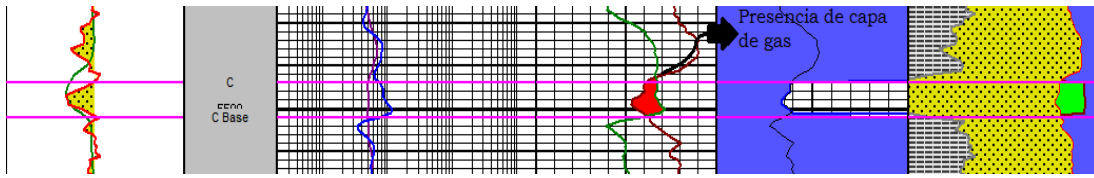


Figura 26. Zona C identificada por el software PRIZM en el pozo LL-72.

La zona C (Figura 25), identificada por el software PRIZM como intervalo de interés presenta propiedades propias de una zona potencialmente productora de hidrocarburo, en este caso presenta el “gas effect”, debido a que los registros de porosidad neutrónica y perfil de densidad se entrecruzan entre sí, indicando gas libre. Posiblemente por este motivo ECOPETROL decidió no cañonear este intervalo.

Pozo LL-72								
Zona Identificada	Intervalo (pies)		Parámetros calculados PRIZM					
	Tope	Base	Espesor (pies)	RT (Ω -m)	Φ (%)	Rw (Ω -m)	Sw (%)	K (mD)
C	5577	5581	4	5.24	22.39	0.047	37.25	129.3

Tabla 10. Parámetros calculados por el software PRIZM, propios de la zona C.

➤ **Pozo Llanito-77**

Pozo LL-77										
Zonas según PRIZM	Intervalos cañoneados ECOPETROL (pies)		Intervalos PRIZM (pies)		Intervalos Lógica Difusa (pies)		Intervalos “Maquinas de Soporte Vectorial” (pies)		Intervalos Redes Neuronales (pies)	
	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base
A	5624	5629	5624	5630	5613,5	5627	**	**	5624	5629
B	5636	5640	5635	5648	5636	5648,5	**	**	5636	5647
C	5654	5661	5653	5663	5650,5	5657,5	**	**	5654	5662
D	5672	5688	5671	5687	5671	5691	5688	5741,5	5671	5688
E	5700	5708	5696	5723	5695,5	5724,5			5700	5721
F	5750	5760	5750	5764	5748,5	5768	**	**	5750	5763
G	5822	5830	5822	5848	5821,5	5842	5817,5	5940,5	5822	5850
H	5855	5862	5856	5868	5855,5	5872,5			5855	5866
I	5892	5898	5892	5898	5893	5899			5892	5898
J	5942	5948	5943	5949	**	**			**	**
K	5960	5971	5960	5971	5959,5	5966,5	5955	6042	5960	5971
L	6002	6010	6002	6012	6002	6017			6002	6010
M	6064	6073	6063	6074	6063	6068	**	**	6064	6073
N	6123	6130	6123	6149	6122,5	6143,5	6099,5	6123,5	6123	6130

	6142	6149					**	**	6142	6149,5
O	6182	6188	6182	6190	**	**	**	**	6182	6191
P	6198	6212	6198	6212	6196,5	6205,5	**	**	6198	6212
Q	6224	6232	6224	6234	6223,5	6228	**	**	6224	6233
R	6239	6244	6240	6250	6239,5	6243	**	**	6240	6248
S	6306	6318	6310	6322	6309,5	6322,5	6311	6342	6311	6323
T	6446	6452	6446	6453	6449,5	6454	**	**	6446	6452
U	6461	6466	6461	6466	6455,5	6492,5	**	**	6460,5	6466,5
V	6620	6628	6620	6630	6611	6647	6614	6634	6620	6631

Tabla 11. Intervalos de interés identificados en el Pozo LL-77.

Pozo LL-77					
Efectividad					
	ECOPETROL	PRIZM	Lógica Difusa	Maquinas de Soporte Vectorial	Redes Neuronales
# Zonas cañoneadas	23				
# Zonas identificadas		23	21	11	22
Efectividad		100%	91.3%	47.8%	95.7%

Tabla 12. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-77.

El software PRIZM identificó los intervalos cañoneados entre (6123-6130 y 6142-6149) pies, en una solo intervalo "N" (6123 - 6149) pies.

Pozo LL-77								
Zonas Identificadas	Intervalos (pies)		Parámetros calculados PRIZM					
	Tope	Base	Espesor (pies)	RT (Ω -m)	Φ (%)	Rw (Ω -m)	Sw (%)	K (mD)
A	5624	5630	6	5.55	22.90	0.048	39.67	17.19
B	5635	5648	13	5.78	20.53	0.046	42.01	32.02
C	5653	5663	10	5.91	24.09	0.048	38.10	58.62
D	5671	5687	16	5.31	20.62	0.047	42.51	38.16
E	5696	5723	27	4.41	21.70	0.046	44.76	72.02
F	5750	5764	14	4.55	21.97	0.05	42.82	77.1
G	5822	5848	26	6.19	21.07	0.05	39.52	40.28
H	5856	5868	12	5.90	22.67	0.053	37.10	54.83
I	5892	5898	6	5.32	20.12	0.049	44.50	13.16
J	5943	5949	6	5.54	24.19	0.052	37.20	41.97
K	5960	5971	11	5.97	23.72	0.043	36.24	29.31
L	6002	6012	10	8.27	15.47	0.046	35.59	33.66
M	6063	6074	11	7.55	24.71	0.049	30.77	42.81
N	6123	6149	26	6.49	23.31	0.051	34.12	46.68
O	6182	6190	8	8.48	20.19	0.051	36.35	28.25
P	6198	6212	14	9.67	19.30	0.052	36.82	60.55

Q	6224	6234	10	8.24	24.60	0.05	30.25	103.4
R	6240	6250	10	5.28	21.24	0.04	44.81	19.32
S	6310	6322	12	5.59	22.15	0.05	38.93	45.85
T	6446	6453	7	5.25	23.89	0.047	38.84	71.64
U	6461	6466	5	5.65	20.64	0.051	42.83	34.95
V	6620	6630	10	5.91	18.73	0.052	45.48	40.04

Tabla 13. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LL-77, con el software PRIZM

➤ **Pozo Llanito-81**

Pozo LL-81										
Zonas según PRIZM	Intervalos cañoneados ECOJETROL (pies)		Intervalos PRIZM (pies)		Intervalos Lógica Difusa (pies)		Intervalos "Maquinas de Soporte Vectorial" (pies)		Intervalos Redes Neuronales (pies)	
	Topo	Base	Topo	Base	Topo	Base	Topo	Base	Topo	Base
A	5766	5776	5768	5777	5766,5	5776,5	5772,5	5791	5767	5776,5
B	6134	6140	6134	6141	6135	6141	**	**	6134	6141
C	6183	6191	6182	6191	6183	6189,5	**	**	6183	6191
D	6206	6218	6202	6223	6203	6209,5	**	**	6203	6224
					6211	6220				
E	6240	6248	6240	6249	6239	6247	**	**	6240	6248
F	6394	6400	6393	6400	6394,5	6404	**	**	6394	6400
G	6440	6446	6440	6448	6439,5	6453	6409,5	6417	6440	6447
H	6614	6624	6614	6636	6612,5	6646,5	6639	6652,5	6614,5	6637
I	7146	7154	7146	7157	7145	7167	7146,5	7191,5	7146	7154
J	7330	7335	7330	7340	7330,5	7341	7305,5	7333	7330	7335,5
K	7369	7374	7369	7374	7369,5	7373,5	7347	7352	7368,5	7374
L	7662	7669	7666	7671	**	**	7637	7671,5	7662	7669
M	7690	7698	7680	7693	**	**	7681,5	7691	**	**

Tabla 14. Intervalos de interés identificados en el Pozo LL-81.

Pozo LL-81					
Efectividad					
	ECOJETROL	PRIZM	Lógica Difusa	Maquinas de Soporte Vectorial	Redes Neuronales
# Zonas cañoneadas	13				
# Zonas identificadas		13	11	8	12
Efectividad		100%	84.6%	61.5%	92.3%

Tabla 15. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-81.

El intervalo cañoneado comprendido entre (6206-6218) pies, fue identificado por el método de Lógica Difusa en dos intervalos (6203-6209,5 y 6210-6220) pies.

Pozo LL-81								
Zonas Identificadas	Intervalos (pies)		Parámetros calculados PRIZM					
	Tope	Base	Espesor (pies)	RT (Ω -m)	Φ (%)	Rw (Ω -m)	Sw (%)	K (mD)
A	5768	5777	9	5.14	20.39	0.040	42.86	61.32
B	6134	6141	7	5.28	19.45	0.039	44.25	49.24
C	6182	6191	9	7.64	20.33	0.038	35.70	85.45
D	6202	6223	21	10.62	16.87	0.041	36.25	15.75
E	6240	6249	9	11.54	18.46	0.044	38.10	76.13
F	6393	6400	7	7.54	20.95	0.047	35.65	60.1
G	6440	6448	8	5.02	17.75	0.050	49.63	18.04
H	6614	6636	22	4.81	21.92	0.052	40.49	106.8
I	7146	7157	11	8.48	21.03	0.051	33.35	89.31
J	7330	7340	10	5.13	19.06	0.051	48.17	29.7
K	7369	7374	5	6.55	20.66	0.048	39.62	37.4
L	7666	7671	5	13.56	14.64	0.044	39.42	7.89
M	7680	7693	13	15.12	15.17	0.040	35.30	20.83

Tabla 16. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LL-81, con el software PRIZM.

➤ **Pozo Llanito-91**

Pozo LL-91										
Zonas según PRIZM	Intervalos cañoneados ECOPEPETROL (pies)		Intervalos PRIZM (pies)		Intervalos Lógica Difusa (pies)		Intervalos "Maquinas de Soporte Vectorial" (pies)		Intervalos Redes Neuronales (pies)	
	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base
A	5528	5534	5526	5534	5527,5	5533,5	5525,5	5531	5527,5	5534
B	5598	5603	5598	5603	5599	5603	**	**	5598	5603
C	6240	6245	6237	6245	6233,5	6249,5	**	**	6240	6245
D	6256	6277	6256	6277	6254,5	6294	6258	6268	6256	6277
							6271,5	6278,5		
E	6420	6430	6422	6430	6422	6436,5	**	**	6421,5	6430
F	6746	6756	6745	6757	6745	6757,5	**	**	6746	6756
G	6770	6782	6770	6783	6770,5	6792,5	6766,5	6774	6770	6782,5
H	7134	7140	7135	7142	7132,5	7142	7116	7132	7134,5	7141,5
I	7350	7356	7346	7353	7346,5	7353	7349,5	7355,5	7348	7356
J	7381	7387	7381	7387	7380,5	7386	7390	7401	7381	7387

Tabla 17. Intervalos de interés identificados en el Pozo LL-91.

Pozo LL-91					
Efectividad					
	ECOPETROL	PRIZM	Lógica Difusa	Maquinas de Soporte Vectorial	Redes Neuronales
# Zonas cañoneadas	10				
# Zonas identificadas		10	10	6	10
Efectividad		100%	100%	60%	100%

Tabla 18. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-91.

Pozo LL-91								
Zonas Identificadas	Intervalos (pies)		Parámetros calculados PRIZM					
	Tope	Base	Espesor (pies)	RT (Ω -m)	Φ (%)	Rw (Ω -m)	Sw (%)	K (mD)
A	5526	5534	8	4.23	24.75	0.060	43.93	104.73
B	5598	5603	5	6.52	24.41	0.057	37.32	81.03
C	6237	6245	8	6.76	22.84	0.060	38.09	94.42
D	6256	6277	21	8.14	24.13	0.060	32.46	160.62
E	6422	6430	8	7.28	24.20	0.056	34.88	173.66
F	6745	6757	12	9.00	21.72	0.057	35.76	93.66
G	6770	6783	13	10.11	23.76	0.060	29.33	166.29
H	7135	7142	7	5.64	22.90	0.060	42.99	136.14
I	7346	7353	7	4.91	20.53	0.058	51.46	54.25
J	7381	7387	6	6.25	19.12	0.060	48.34	24.99

Tabla 19. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LL-91, con el software PRIZM.

➤ **Pozo Llanito-96**

Pozo LL-96										
Zonas según PRIZM	Intervalos cañoneados ECOPETROL (pies)		Intervalos PRIZM (pies)		Intervalos Lógica Difusa (pies)		Intervalos "Maquinas de Soporte Vectorial" (pies)		Intervalos Redes Neuronales (pies)	
	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base
A	5380	5386	5376	5386	5379,5	5387	5389	5400	5378	5389
B	5450	5454	5452	5460	5450	5459,5	5435	5454	5450	5458
C	5600	5606	5602	5607	5601,5	5607,5	**	**	5600	5605
D	5644	5652	5645	5660	5648,5	5660,5	5646	5658	5644,5	5652
	5652	5658							5652	5660
E	5684	5690	5683	5691	5682,5	5688	5677	5704	5683,5	5690,5

F	5705	5715	5707	5716	5705,5	5715			5704,5	5715,5
G	5734	5744	5734	5744	5733,5	5744,5	5723	5740	5734	5744
H	5792	5796	5793	5805	5784	5795	5748	5799	5792	5804
I	5870	5876	5870	5883	5868	5882	5867	5872	5870	5885
J	6197	6205	6194	6207	6193,5	6211,5	6173	6190	6197	6209
K	6376	6384	6375	6392	6373,5	6392	6377	6383	6374,5	6389,5
L	6402	6408	6403	6410	6402,5	6410,5	**	**	6402	6408
M	6608	6614	6607	6614	6606	6615,5	**	**	6607,5	6615,5
N	6622	6630	6622	6630	6623	6631			6622	6631
O	6636	6644	6636	6644	6636	6644,5	6616	6673	6636	6644
P	7040	7050	7035	7050	7029,5	7049,5	**	**	7040	7054
Q	7080	7090	7078	7092			7059	7087	7080	7090
R	7108	7122	7108	7134	7077,5	7126	7106	7116	7108	7135
S	7306	7318	7302	7318	7304	7317,5	**	**	7306	7320
T	7328	7338	7322	7338	7323,5	7338,5	7319	7332	7325	7338
U	7634	7640	7630	7647	7631,5	7635,5	**	**	7628	7640
	7642	7647			**	**	**	**	7640,5	7647
V	7655	7661	7652	7661	**	**	**	**	7654	7661
W	7665	7672	7665	7671	**	**	**	**	**	**

Tabla 20. Intervalos de interés identificados en el Pozo LL-96.

Pozo LL-96					
Efectividad					
	ECOPETROL	PRIZM	Lógica Difusa	Maquinas de Soporte Vectorial	Redes Neuronales
# Zonas cañoneadas	25				
# Zonas identificadas		25	22	15	24
Efectividad		100%	88%	60%	96%

Tabla 21. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-96.

Los intervalos (5644-5652 y 5652-5658) pies fueron identificados por el software PRIZM como uno solo intervalo “D” (5645-5660) pies, al igual que los intervalos (7634-7640 y 7642-7647) pies, identificados en el tramo “U” (7630-7647) pies.

Pozo LL-96								
Zonas Identificadas	Intervalos (pies)		Parámetros calculados PRIZM					
	Tope	Base	Espesor (pies)	RT (Ω -m)	Φ (%)	Rw (Ω -m)	Sw (%)	K (mD)
A	5376	5386	10	4.28	23.89	0.045	43.34	10.63
B	5452	5460	8	2.93	22.42	0.044	54.64	55.27
C	5602	5607	5	3.93	22.89	0.043	46.90	16.25
D	5645	5660	15	6.01	26.15	0.050	32.37	143.9
E	5683	5671	-12	5.78	23.65	0.049	37.07	37.58
F	5707	5716	9	4.28	23.72	0.048	42.21	24.06

G	5734	5744	10	3.72	25.61	0.041	41.55	33.47
H	5793	5805	12	2.83	25.42	0.054	47.53	126.3
I	5870	5883	13	3.64	22.57	0.047	48.57	69.02
J	6194	6207	13	4.33	20.64	0.050	48.05	18.85
K	6375	6392	17	3.81	23.77	0.052	44.30	19.22
L	6403	6410	7	3.48	23.64	0.051	46.79	93.32
M	6607	6614	7	4.99	19.92	0.054	47.26	16.77
N	6622	6630	8	4.04	21.00	0.048	49.44	33.12
O	6636	6644	8	3.79	23.24	0.054	46.51	111.6
P	7035	7050	15	6.43	21.24	0.050	38.57	43.74
Q	7078	7092	14	8.27	17.89	0.056	40.75	27.6
R	7108	7134	26	5.79	18.74	0.049	45.59	26.46
S	7302	7318	16	5.52	24.37	0.055	38.01	76.04
T	7322	7338	16	6.46	26.07	0.056	31.89	56.59
U	7630	7647	17	13.00	17.95	0.055	34.35	17.19
V	7652	7661	9	14.33	18.05	0.057	31.81	8.22
W	7665	7671	6	15.89	23.04	0.056	29.44	476.9

Tabla 22. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LL-96, con el software PRIZM.

➤ **Pozo Llanito-97**

Pozo LL-97										
Zonas según PRIZM	Intervalos cañoneados ECOPETROL (pies)		Intervalos PRIZM (pies)		Intervalos Lógica Difusa (pies)		Intervalos "Maquinas de Soporte Vectorial" (pies)		Intervalos Redes Neuronales (pies)	
	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base
A	5480	5487	5480	5487	5474,5	5486,5	5483,5	5496	5480	5487
B	5544	5553	5544	5554	5540	5553	5535,5	5572	5544	5553
C	5562	5568	5560	5568	5561	5569			5561,5	5568
D	5580	5592	5583	5592	5571,5	5592	5589,5	5595	5581,5	5592
E	5600	5606	5600	5606	5597	5606,5	**	**	5600	5606
F	5650	5658	5647	5657	5635,5	5656	**	**	5649	5658
G	5664	5670	5664	5671	5660	5676	**	**	5664	5670,5
H	5678	5694	5678	5708	5677	5707,5	**	**	5677,5	5694
	5696	5708					**	**	5696	5707,5
I	5717	5724	5712	5724	5711,5	5758	**	**	5717	5724
J	5884	5892	5863	5905	5863	5905	**	**	5884	5892
K	5910	5914	5910	5916	5909,5	5927,5	5901,5	5913	5910	5914
L	5936	5940	5935	5940	**	**	**	**	5934,5	5940
M	5952	5960	5952	5960	5951,5	5959	5952,2	5962,5	5952	5960
N	5972	5980	5972	5985	5972	5985	5968,5	5988	5972	5980
O	6025	6032	6024	6035	6025	6035,5	6020,5	6027	6025	6032
P	6052	6066	6049	6069	6048,5	6067,5	6050,5	6058,5	6052	6067,5
							6062	6068		

Q	6137	6143	6137	6148	6130	6148	**	**	6137	6143
R	6156	6164	6156	6164	6154	6166,5	6155	6161	6156	6164
S	6178	6183	6178	6183	6175,5	6191	6213,5	6221	6178	6183
T	6185	6190	6185	6191			**	**	6185	6190
U	6200	6210	6199	6209	6198,5	6209,5	6213,5	6221	6200	6210
V	6269	6274	6269	6274	6269	6280,5	6261,5	6266,5	6269	6274
W	6284	6306	6284	6308	6283,5	6312,5	6281	6289	6284	6306
X	6593	6602	6593	6602	6590,5	6602,5	**	**	6593	6602
Y	7648	7670	7648	7670	7647,5	7653,5	**	**	7648	7670
Z	7686	7696	7685	7695	7683	7695,5	**	**	7686	7696

Tabla 23. Intervalos de interés identificados en el Pozo LI-97.

Pozo LL-97					
Efectividad					
	ECOPETROL	PRIZM	Lógica Difusa	Maquinas de Soporte Vectorial	Redes Neuronales
# Zonas cañoneadas	27				
# Zonas identificadas		27	26	14	27
Efectividad		100%	96.3%	51.9%	100%

Tabla 24. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-97.

Con software PRIZM se identificó el tramo comprendido entre (5678-5694 y 5696-5708) pies como un solo intervalo "H" (5678-5708) pies. Algunas de las zonas cañoneadas fueron identificadas por el método de Lógica Difusa en un solo intervalo.

Pozo LL-97								
Zonas Identificadas	Intervalos (pies)		Parámetros calculados PRIZM					
	Tope	Base	Espesor (ft)	RT (Ω -m)	Φ (%)	Rw (Ω -m)	Sw (%)	K (mD)
A	5480	5487	7	5.89	24.90	0.052	37.72	65.13
B	5544	5554	10	7.51	26.28	0.054	31.69	131.2
C	5560	5568	8	6.28	22.75	0.055	39.88	94.43
D	5583	5592	9	5.12	24.56	0.054	40.34	66.32
E	5600	5606	6	4.99	22.12	0.057	45.92	26.43
F	5647	5657	10	9.03	24.06	0.053	33.12	121.9
G	5664	5671	7	7.98	24.31	0.053	33.66	102.9
H	5678	5708	30	5.40	22.90	0.054	41.46	73.19
I	5712	5724	12	4.98	25.80	0.056	38.20	118.5
J	5863	5905	42	4.40	22.23	0.054	47.03	45.83
K	5910	5916	6	4.60	20.63	0.053	51.25	43.20
L	5935	5940	5	5.68	17.22	0.055	55.77	8.75
M	5952	5960	8	4.07	21.10	0.055	46.13	32.09
N	5972	5985	13	3.83	19.30	0.056	51.27	35.22
O	6024	6035	11	5.02	22.57	0.054	40.81	54.61
P	6049	6069	20	5.89	22.26	0.053	37.76	19.63

Q	6137	6148	11	4.56	22.92	0.054	42.09	55.14
R	6156	6164	8	7.32	25.08	0.055	31.22	141.9
S	6178	6183	5	6.60	23.33	0.056	36.02	33.81
T	6185	6191	6	6.97	22.62	0.052	36.18	89.14
U	6199	6209	10	5.89	25.27	0.055	33.33	125.7
V	6269	6274	5	6.00	23.54	0.056	37.03	70.41
W	6284	6308	24	7.04	23.79	0.055	32.09	107.1
X	6593	6602	9	8.22	23.89	0.057	30.71	118.3
Y	7648	7670	22	13.70	18.58	0.056	31.84	70.69
Z	7685	7695	10	13.37	18.52	0.054	32.46	23.03

Tabla 25. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LL-97, con el software PRIZM.

➤ **Pozo Llanito-102**

Pozo LL-102										
Zonas según PRIZM	Intervalos cañoneados ECOPETROL (pies)		Intervalos PRIZM (pies)		Intervalos Lógica Difusa (pies)		Intervalos "Maquinas de Soporte Vectorial" (pies)		Intervalos Redes Neuronales (pies)	
	Topo	Base	Topo	Base	Topo	Base	Topo	Base	Topo	Base
A	5700	5706	5700	5706	5698,5	5705	**	**	5700	5706
B	5716	5722	5715	5725	5721	5728,5	**	**	5715,5	5722,5
C	5734	5740	5735	5740	**	**	5739,5	5750	**	**
D	5802	5810	5795	5810	5796,5	5814,5	**	**	5802	5810
E	6164	6172	6165	6184	6165	6182,5	**	**	6164,5	6173
F	6212	6221	6210	6221	6207,5	6222,5	**	**	6212	6221
G	6230	6238	6228	6238	6227	6239	6233	6237,5	6230	6237,5
H	6260	6268	6260	6268	6261,5	6267	**	**	6261,5	6267,5
I	6282	6288	6282	6290	**	**	**	**	6282	6288
J	6318	6326	6316	6328	6316	6328	6314,5	6318,5	6318	6326
K	6350	6356	6350	6362	**	**	6360,5	6382,5	6350	6356
L	6382	6388	6382	6388	6379	6388,5	**	**	6382	6388,5
M	6404	6413	6401	6412	6399	6414,5	6405	6410	6404	6413
N	6424	6429	6421	6440	6421	6440	6416,5	6422,5	6424	6429
O	6512	6518	6510	6518	6510	6519,5	6515,5	6521	6511,5	6519
P	6572	6600	6572	6600	6550	6607	**	**	6572	6600
Q	6635	6645	6635	6646	6631	6653,5	**	**	6635	6645
R	6688	6694	6688	6695	6688	6696,5	6687,5	6695,5	6688	6694,5
S	6792	6800	6792	6800	6792	6797	**	**	6792	6800
T	6850	6858	6850	6855	6850	6853,5	**	**	6850	6858
U	6872	6878	6875	6885	6879,5	6885	**	**	6873,5	6878,5
V	7276	7286	7275	7283	7272,5	7294,5	7289,5	7295	7276	7286

Tabla 26. Intervalos de interés identificados en el Pozo LL-102.

Pozo LL-102					
Efectividad					
	ECOPETROL	PRIZM	Lógica Difusa	Maquinas de Soporte Vectorial	Redes Neuronales
# Zonas cañoneadas	22				
# Zonas identificadas		22	19	9	21
Efectividad		100%	86.4%	40.9%	95.5%

Tabla 27. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-102.

Pozo LL-102								
Zonas Identificadas	Intervalos (pies)		Parámetros calculados PRIZM					
	Tope	Base	Espesor (pies)	RT (Ω -m)	Φ (%)	Rw (Ω -m)	Sw (%)	K (mD)
A	5700	5706	6	4.85	26.23	0.045	36.03	26.99
B	5715	5725	10	3.28	26.78	0.046	40.83	87.99
C	5735	5740	5	3.10	26.60	0.046	43.70	25.5
D	5795	5810	15	4.51	26.84	0.048	35.00	76.09
E	6165	6184	19	4.31	21.41	0.048	44.68	24.24
F	6210	6221	11	9.69	28.09	0.050	23.63	86.32
G	6228	6238	10	4.25	26.09	0.049	37.14	53.98
H	6260	6268	8	4.33	23.23	0.051	41.94	10.73
I	6282	6290	8	5.12	20.81	0.052	43.55	4.79
J	6316	6328	12	5.02	24.19	0.051	37.08	18.69
K	6350	6362	12	3.38	26.73	0.048	40.18	73.57
L	6382	6388	6	5.41	25.65	0.053	34.82	21.12
M	6401	6412	11	7.02	27.48	0.049	27.93	84.32
N	6421	6440	19	4.88	24.28	0.051	36.74	16.97
O	6510	6518	8	4.33	22.45	0.051	43.30	21.6
P	6572	6600	28	3.75	22.84	0.052	44.31	17.76
Q	6635	6646	11	4.14	26.40	0.049	37.03	55.6
R	6688	6695	7	5.23	24.75	0.052	36.37	15.57
S	6792	6800	8	4.01	19.81	0.048	50.89	7.89
T	6850	6855	5	4.27	21.73	0.051	46.79	27.95
U	6875	6885	10	3.43	25.17	0.050	42.73	30.46
V	7275	7283	8	8.15	23.97	0.048	30.40	8.23

Tabla 28. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LL-102, con el software PRIZM.

➤ Pozo Llanito-103

Pozo LL-103										
Zonas según PRIZM	Intervalos cañoneados ECOPETROL (pies)		Intervalos PRIZM (pies)		Intervalos Lógica Difusa (pies)		Intervalos "Maquinas de Soporte Vectorial" (pies)		Intervalos Redes Neuronales (pies)	
	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base
A	5470	5476	5470	5477	5470	5483,5	**	**	5470	5476,5
B	5564	5570	5564	5572	5564,5	5570	**	**	5564	5570
C	5580	5586	5580	5587	5579	5585,5	**	**	5580	5586,5
D	5630	5634	5630	5634	5629,5	5635	**	**	5630	5634
E	5798	5806	5798	5806	5795,5	5821	**	**	5798	5806
F	5810	5818	5810	5820			**	**	5810	5818
G	5824	5832	5824	5832	5823,5	5833	**	**	5824	5832
H	5836	5848	5836	5855	5835,5	5854	**	**	5836	5848
I	5960	5966	5960	5966	5959,5	5983	**	**	5960	5966
J	5988	5994	5988	5994	5988	6006,5	**	**	5988	5994
K	6178	6182	6177	6188	6177,5	6187	**	**	6176,5	6184
L	6224	6230	6224	6232	6224,5	6231,5	**	**	6224,5	6232
M	6242	6252	6242	6252	6242	6252,5	**	**	6242	6252
N	6292	6298	6290	6300	6289,5	6309	**	**	6292	6298
O	6366	6376	6366	6378	6364,5	6390,5	**	**	6366	6376
P	6384	6390	6384	6390			**	**	6384	6390
Q	6454	6474	6452	6472	6451,5	6472	6460	6471	6452	6472
R	6636	6642	6635	6647	6632,5	6649	**	**	6636	6642
S	7118	7121	7117	7122	7116,5	7150,5	**	**	7118	7123
T	7128	7140	7128	7140			**	**	7128	7140
C	7198	7204	7198	7205	7199	7214	**	**	7198,5	7204,5
V	7223	7227	7223	7235	7221,5	7243,5	7223	7233	7223	7227
W	7488	7498	7488	7498	**	**	7475,5	7493,5	7488	7498

Tabla 29. Intervalos de interés identificados en el Pozo LL-103.

Pozo LL-103					
Efectividad					
	ECOPETROL	PRIZM	Lógica Difusa	Maquinas de Soporte Vectorial	Redes Neuronales
# Zonas cañoneadas	23				
# Zonas identificadas		23	22	3	23
Efectividad		100%	95.7%	13%	100%

Tabla 30. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-103.

Los intervalos comprendidos entre (5798-5806, 5810-5818) pies fueron identificados por el método de Lógica Difusa en un solo tramo (5795,5-5821) pies, igual pasó con las zonas ubicadas entre (6366-6376, 6384-6390) pies y

(7117-7122, 7128-7140) pies, identificadas por un solo intervalo (6364,5-6390,5) pies y (7116,5-7150,5) pies respectivamente.

El método de Redes Neuronales identificó todas las 23 zonas cañoneadas en el pozo LL-103, tal y como fueron cañoneadas por ECOPELROL, mientras que el método de Máquinas de Soporte Vectorial solo identificó 3 de las 23 zonas cañoneadas por ECOPELROL (Tabla 29).

Pozo LL-103								
Zonas Identificadas	Intervalos (pies)		Parámetros calculados PRIZM					
	Tope	Base	Espesor (pies)	RT (Ω -m)	Φ (%)	Rw (Ω -m)	Sw (%)	K (mD)
A	5470	5477	7	4.33	23.97	0.044	40.82	16.9
B	5564	5572	8	4.60	27.25	0.046	34.61	217.35
C	5580	5587	7	4.39	23.28	0.044	42.25	38.81
D	5630	5634	4	4.38	23.24	0.048	43.62	30.96
E	5798	5806	8	3.53	25.34	0.046	42.09	44.97
F	5810	5820	10	3.49	23.67	0.046	45.19	33.69
G	5824	5832	8	3.67	22.45	0.049	46.70	15.32
H	5836	5855	19	4.11	21.85	0.050	45.02	29.81
I	5960	5966	6	4.76	23.28	0.048	40.36	24.82
J	5988	5994	6	4.51	19.76	0.048	48.83	55.11
K	6177	6188	11	4.58	20.92	0.048	45.08	25.41
L	6224	6232	8	4.10	22.20	0.053	45.08	35.69
M	6242	6252	10	5.55	18.31	0.049	46.87	13.27
N	6290	6300	10	4.89	20.99	0.051	43.41	20.25
O	6366	6378	12	4.11	23.18	0.051	42.24	33.79
P	6384	6390	6	3.96	22.43	0.052	45.80	24.83
Q	6452	6472	20	5.80	21.72	0.049	38.27	16.55
R	6635	6647	12	4.21	24.17	0.051	40.06	31.9
S	7117	7122	5	6.12	22.16	0.048	38.31	14.81
T	7128	7140	12	10.90	25.17	0.051	24.88	67.93
U	7198	7205	7	7.53	20.87	0.047	36.63	16.46
V	7223	7235	12	5.51	20.93	0.048	41.53	11.71
W	7488	7498	10	8.18	25.54	0.047	27.63	13.19

Tabla 31. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LL-103, con el software PRIZM.

➤ **Pozo Llanito-104**

Pozo LL-104										
Zonas según PRIZM	Intervalos cañoneados ECOPETROL (pies)		Intervalos PRIZM (pies)		Intervalos Lógica Difusa (pies)		Intervalos "Maquinas de Soporte Vectorial" (pies)		Intervalos Redes Neuronales (pies)	
	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base
A	5360	5366	5360	5366	5360,5	5367,5	5358,5	5365	5360	5366
B	5370	5382	5370	5380	5372	5380	**	**	5370	5381,5
C	5574	5580	5574	5580	5570,5	5578,5	**	**	5574	5580
D	5594	5606	5594	5606	5594	5611	**	**	5594	5606
E	5610	5620	5610	5628	5594	5611	**	**	5610	5624
F	5678	5690	5678	5690	5674,5	5689,5	**	**	5678	5690
G	5910	5918	5908	5918	5909,5	5932,5	5913	5919	5909	5918
H	6084	6096	6082	6096	6081	6096,5	**	**	6082,5	6096
I	6228	6236	6230	6238	6230	6239	**	**	6228,5	6237,5
J	6262	6272	6261	6273	6261,5	6274	6260	6272,5	6261,5	6272,5
K	6292	6300	6290	6299	6291	6298,5	6301,5	6308	6292	6300
L	6308	6316	6308	6315	6308	6314,5	**	**	6308	6316
M	6334	6342	6333	6360	6335,5	6354	**	**	6333,5	6342
N	6402	6410	6400	6424	6401	6424,5	**	**	6402	6410
O	6756	6770	6754	6770	6754	6771,5	**	**	6756	6770

Tabla 32. Intervalos de interés calculados para el Pozo LL-104.

En el pozo LL-104 (Tabla 32), tanto el método de Lógica Difusa como el de Redes Neuronales identificaron todas las zonas tal y como fueron cañoneadas por ECOPETROL, mientras que el método de Máquinas de Soporte Vectorial solo identificó 4 de las 15 cañoneadas por ECOPETROL.

Pozo LL-104					
Efectividad					
	ECOPETROL	PRIZM	Lógica Difusa	Maquinas de Soporte Vectorial	Redes Neuronales
# Zonas cañoneadas	15				
# Zonas identificadas		15	15	4	15
Efectividad		100%	100%	26.7%	100%

Tabla 33. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-104.

Pozo LL-104								
Zonas Identificadas	Intervalos (pies)		Parámetros calculados PRIZM					
	Tope	Base	Espesor (pies)	RT (Ω -m)	Φ (%)	Rw (Ω -m)	Sw (%)	K (mD)
A	5360	5366	6	5.03	26.05	0.051	37.17	32.24
B	5370	5380	10	4.14	25.06	0.053	41.01	27.57
C	5574	5580	6	5.00	25.07	0.052	38.58	17.94
D	5594	5606	12	4.04	24.94	0.051	41.42	15.61
E	5610	5628	18	2.89	26.95	0.051	44.91	33.32
F	5678	5690	12	3.49	23.67	0.052	47.36	33.69
G	5908	5918	10	4.96	26.65	0.054	35.71	48.67
H	6082	6096	14	7.09	26.13	0.051	30.36	61.64
I	6230	6238	8	4.89	26.61	0.053	36.16	65.32
J	6261	6273	12	5.92	26.16	0.051	33.16	42.15
K	6290	6299	9	4.64	24.52	0.055	39.94	20.84
L	6308	6315	7	5.66	24.76	0.052	36.61	29.12
M	6333	6360	27	4.03	24.72	0.054	41.25	23.95
N	6400	6424	24	4.37	25.49	0.053	39.29	63.38
O	6754	6770	16	9.43	24.54	0.055	28.83	77.91

Tabla 34. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LL-104, con el software PRIZM.

➤ **Pozo Llanito-105**

Pozo LL-105										
Zonas según PRIZM	Intervalos cañoneados ECOPELROL (pies)		Intervalos PRIZM (pies)		Intervalos Lógica Difusa (pies)		Intervalos "Maquinas de Soporte Vectorial" (pies)		Intervalos Redes Neuronales (pies)	
	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base
A	5718	5728	5718	5728	5714	5726	5714	5718,5	5718	5728
B	6134	6150	6133	6150	6133	6152,5	6119	6131,5	6133,5	6150
							6141,5	6145,5		
C	6208	6218	6208	6220	6215,5	6221	**	**	6208	6218,5
D	6241	6251	6241	6252	6240	6255	**	**	6241	6251,5
E	6258	6268	6259	6269	6259	6271,5	**	**	6258,5	6268,5
F	6278	6288	6278	6288	6277,5	6293,5	**	**	6277,5	6288
G	6411	6421	6410	6421	6408	6421	6416,5	6421,5	6410	6421
H	6747	6752	6745	6768	6748,5	6756	6735	6739,5	**	**
I	6805	6830	6805	6835	**	**	**	**	6805	6835
J	7244	7275	7244	7255	7234,5	7250,5	7265,5	7275	7254	7278
K			7257	7280	7253	7258				
			7260	7268						

Tabla 35. Intervalos de interés identificados en el Pozo LL-105.

Pozo LL-105					
Efectividad					
	ECOPETROL	PRIZM	Lógica Difusa	Maquinas de Soporte Vectorial	Redes Neuronales
# Zonas cañoneadas	10				
# Zonas identificadas		10	9	5	9
Efectividad		100%	90%	50%	90%

Tabla 36. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-105.

El método de Lógica Difusa identificó el intervalo cañoneado entre (7244-7275) pies, en tres tramos diferentes (7234.5-7250.5, 7253-7258, 7260-7268) pies. El software PRIZM identificó el intervalo cañoneado ubicado a (7244-7275) pies de profundidad, en dos tramos diferentes “J” (7244-7255) pies y “K” (7257-7280) pies.

Pozo LL-105								
Zonas Identificadas	Intervalos (pies)		Parámetros calculados PRIZM					
	Tope	Base	Espesor (pies)	RT (Ω -m)	Φ (%)	Rw (Ω -m)	Sw (%)	K (mD)
A	5718	5728	10	4.83	30.02	0.054	32.61	81.85
B	6133	6150	17	4.82	23.95	0.056	39.48	39.71
C	6208	6220	12	7.14	27.42	0.055	29.69	57.82
D	6241	6252	11	5.62	27.90	0.053	32.31	38.76
E	6259	6269	10	4.10	24.37	0.054	42.43	33.51
F	6278	6288	10	3.88	23.20	0.052	45.95	23.49
G	6410	6421	11	3.58	26.43	0.051	41.48	68.18
H	6745	6768	23	4.25	23.24	0.053	44.89	31.99
I	6805	6835	30	2.81	23.56	0.054	53.46	60.88
J	7244	7255	11	3.58	25.17	0.052	44.27	15.8
K	7257	7280	23	3.16	22.22	0.051	53.86	10.5

Tabla 37. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LL-105, con el software PRIZM.

➤ **Pozo Llanito-106**

Pozo LL-106										
Zonas según PRIZM	Intervalos cañoneados ECOPETROL (pies)		Intervalos PRIZM (pies)		Intervalos Lógica Difusa (pies)		Intervalos “Maquinas de Soporte Vectorial” (pies)		Intervalos Redes Neuronales (pies)	
	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base
A	5701	5710	5693	5710	5693	5710	**	**	5695	5710

B	5716	5728	5716	5746	5721,5	5738	**	**	5716	5728
	5738	5746			5739	5746	**	**	5738	5746
C	5934	5957	5934	5958	5935	5956	**	**	5934	5957
	5950	5958			**	**	5950	5958		
D	6170	6186	6170	6186	6170	6186,5	**	**	6170	6186,5
E	6197	6203	6192	6204	6196,5	6204,5	**	**	6196,5	6203
F	6255	6261	6254	6263	6259	6263,5	**	**	6255	6261
G	6452	6470	6453	6461	6457,5	6461	6475	6485,5	6452,5	6480
H			6465	6480	6463	6478				
I	6496	6516	6494	6516	6479,5	6518	6487,5	6496	6496	6516
J	6620	6625	6620	6635	**	**	**	**	6620	6635
K	7210	7220	7214	7235	7212,5	7225	**	**	7214	7225
L	7311	7318	7311	7321	7309,5	7323,5	**	**	7311	7321
M	7324	7328	7327	7334	7326,5	7334	**	**	**	**
N	7348	7358	7348	7358	7346	7359	**	**	7348	7358

Tabla 38. Intervalos de interés calculados para el Pozo LL-106.

Pozo LL-106					
Efectividad					
	ECOPETROL	PRIZM	Lógica Difusa	Maquinas de Soporte Vectorial	Redes Neuronales
# Zonas cañoneadas	15				
# Zonas identificadas		15	14	2	14
Efectividad		100%	93.3%	13.3%	93.3%

Tabla 39. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-106.

Algunas zonas cañoneadas fueron identificadas en el software PRIZM como una sola, puesto que todo el intervalo mostró parámetros propios de una zona de interés.

Pozo LI-106								
Zonas Identificadas	Intervalos (pies)		Parámetros calculados PRIZM					
	Tope	Base	Espesor (pies)	RT (Ω -m)	Φ (%)	Rw (Ω -m)	Sw (%)	K (mD)
A	5693	5710	17	4.50	23.97	0.045	37.62	29.75
B	5716	5746	30	3.09	26.13	0.043	40.65	47.58
C	5934	5958	24	3.88	26.02	0.042	37.41	119.24
D	6170	6186	16	3.65	21.82	0.041	45.70	18.21
E	6192	6204	12	3.69	22.56	0.043	44.83	27.36
F	6254	6263	9	3.07	25.83	0.045	42.37	51.01
G	6453	6461	8	2.87	25.70	0.046	44.03	76.12
H	6465	6480	15	3.25	21.89	0.043	48.07	26.06
I	6494	6516	22	3.40	21.72	0.042	47.24	19.72
J	6620	6635	15	2.20	28.05	0.041	44.83	71.23

K	7214	7235	21	2.97	22.19	0.044	49.90	8.36
L	7311	7321	10	4.10	23.27	0.046	41.14	19.63
M	7327	7334	7	3.14	22.73	0.045	48.55	14.19
N	7348	7358	10	6.15	23.15	0.044	35.78	41.14

Tabla 40. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LL-106, con el software PRIZM.

➤ **Pozo Llanito-107**

Pozo LL-107										
Zonas según PRIZM	Intervalos cañoneados ECOPETROL (pies)		Intervalos PRIZM (pies)		Intervalos Lógica Difusa (pies)		Intervalos “Maquinas de Soporte Vectorial” (pies)		Intervalos Redes Neuronales (pies)	
	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base	Tope	Base
A	6220	6232	6217	6232	6217,5	6232,5	**	**	6218	6232
B	6238	6264	6239	6255	6238,5	6264	**	**	6238	6265
C	6322	6332	6324	6338	6329	6337,5	**	**	6322	6338
D	6404	6408	6403	6410	6388	6409	**	**	6404	6410
E	7774	7782	7775	7790	7773,5	7791	**	**	7774	7790,5

Tabla 41. Intervalos de interés identificados en el Pozo LL-107.

Pozo LL-107					
Efectividad					
	ECOPETROL	PRIZM	Lógica Difusa	Maquinas de Soporte Vectorial	Redes Neuronales
# Zonas cañoneadas	5				
# Zonas identificadas		5	5	0	5
Efectividad		100%	100%	0%	100%

Tabla 42. Efectividad en la identificación de zonas para el pozo LL-107.

En el pozo LL-107 (Tabla 41), el método de Lógica Difusa y el de Redes Neuronales identificaron todas las zonas tal y como fueron cañoneadas por ECOPEOTROL, por el contrario el método de Máquinas de Soporte Vectorial no identificó las 5 zonas que fueron cañoneadas por ECOPEOTROL.

Pozo LL-107								
Zonas Identificadas	Intervalos (pies)		Parámetros calculados PRIZM					
	Tope	Base	Espesor (pies)	RT (Ω -m)	Φ (%)	Rw (Ω -m)	Sw (%)	K (mD)
A	6217	6232	15	10.03	20.39	0.048	32.99	55.07
B	6239	6255	16	10.36	19.66	0.049	32.61	31.41
C	6324	6338	14	12.12	21.39	0.052	32.89	106.61
D	6403	6410	7	5.61	26.59	0.049	33.86	156.04
E	7775	7790	15	12.43	18.00	0.051	34.69	53.53

Tabla 43. Parámetros calculados para las zonas identificadas en el pozo LL-107, con el software PRIZM.

Según los parámetros petrofísicos calculados para cada una de las zonas identificadas a través del software PRIZM en todos los pozos analizados, se determinó que estos cumplen con las condiciones mínimas para ser considerados como zonas potencialmente productoras de hidrocarburos, al obtenerse porosidades mayores al 9% y saturaciones de agua menores al 60%.

De acuerdo a los resultados finales que arrojó el software PRIZM, se obtuvo una efectividad del 100% en la identificación de las zonas que fueron cañoneadas, con una gran aproximación con respecto a los valores límites de las zonas (tope y base) de cada uno de los pozos.

La mayoría de las zonas de interés identificadas mediante el método de Lógica Difusa, cubren gran parte o la totalidad de al menos el 93,7% de las zonas que fueron cañoneadas por ECOPEPETROL en todos los pozos. En tanto las zonas identificadas por el método de Máquinas de Soporte Vectorial, solo se cubren el 39,6% de las zonas que fueron cañoneadas por ECOPEPETROL en todos los pozos (Tabla 30).

El método no convencional de Redes Neuronales obtuvo una efectividad del 96,6% en la identificación de zonas de interés con respecto a los intervalos cañoneados y puestos en producción por ECOPEPETROL. Siendo este el método con mayor eficacia en la identificación de zonas potencialmente productoras de hidrocarburos (Tabla 30).

En algunos casos el método de Lógica Difusa, Máquinas de Soporte Vectorial y el Software PRIZM, identificaron como zonas de interés intervalos que cubren hasta dos zonas cañoneadas y/o se identificaron en dos o tres intervalos diferentes correspondientes a una zona cañoneada.

Pozos analizados Campo Llanito					
Efectividad					
	ECOPETROL	PRIZM	Lógica Difusa	Maquinas de Soporte Vectorial	Redes Neuronales
# Zonas cañoneadas	207				
# Zonas identificadas		207	194	82	200
Efectividad		100%	93.7%	39.6%	96.6%

Tabla 44. Efectividad en la identificación de zonas en los 12 pozos analizados del Campo Llanito

5.1 ANÁLISIS DE VARIANZA ENTRE TOPES Y BASES

Para este estudio, el índice de varianza se calcula con respecto a los topes y bases (espesor de capa) calculados en cada método, con el propósito de comparar la variabilidad de los métodos no convencionales Lógica Difusa, Máquinas de Soporte Vectorial y Redes Neuronales con respecto al software PRIZM.

A continuación se muestran las tablas ANOVA correspondientes al análisis realizado al pozo LL-72 en cada uno de los métodos no convencionales.

Tabla 45. ANOVA método de Redes Neuronales en el pozo LL-77

Fuente de Variación	Grados de Libertad	Suma de Cuadrados	Cuadrado Medio	F
INTRA	1	28.74	28.74	0.83
ERROR	43	1486.17	34.56	
TOTAL	44	1514.91		

Tabla 46. ANOVA método de Lógica Difusa en el pozo LL-77

Fuente de Variación	Grados de Libertad	Suma de Cuadrados	Cuadrado Medio	F
INTRA	1	79.36	79.36	1.13
ERROR	40	2807.10	70.17	
TOTAL	41	1335.47		

Tabla 47. ANOVA método de Máquinas de Soporte Vectorial en el pozo LL-77

Fuente de Variación	Grados de Libertad	Suma de Cuadrados	Cuadrado Medio	F
INTRA	1	9186.67	9186.67	25.79
ERROR	26	9260.57	356.18	
TOTAL	27	18447.2411		

Según la tabla 52 del anexo B los valores críticos para $\alpha = 0.05$ de cola superior F_{α, v_1, v_2} son:

Tabla 48 Valores de F_{α, v_1, v_2} Para cada método en el pozo LL-77

Método	F	F_{α, v_1, v_2}
Redes Neuronales	0.83	4.04
Lógica Difusa	1.13	4.08
Máquinas de Soporte Vectorial	25.79	4.23

$0.83 < 4.04$ por lo tanto no es significativo al nivel de significación 0.05
 $1.13 < 4.08$ por lo tanto no es significativo al nivel de significación 0.05
 $25.79 > 4.23$ lo que indica que la diferencia de un método con respecto al otro si es significativa por lo tanto H_0 es rechazada al nivel de significación 0.05.

Para los 11 pozos restantes se calcularon los mismos parámetros de la tabla ANOVA y de la tabla 48 y el resultado fue muy similar en todos los casos pero por razones de espacio no se agregaron.

Después de analizar todos los resultados se llegó a la conclusión que el método de Máquinas de Soporte Vectorial es significativo, es decir que los resultados difieren en gran proporción con los resultados obtenidos por PRIZM. Los métodos Redes Neuronales Y Lógica Difusa no son significativos por lo tanto H_0 no es rechazada al nivel de significación 0.05; es decir, que los resultados de los métodos Redes Neuronales Y Lógica Difusa se asemejan bastante a los resultados del PRIZM.

En el anexo B se presenta el procedimiento utilizado para el cálculo del índice de varianza cada pozo.

6. CONCLUSIONES

- ❖ Mediante la aplicación del software PRIMZ en la identificación de zonas con potencial productor de hidrocarburos, se obtuvo una efectividad del 100%, con respecto a las zonas de interés cañoneadas por ECOPETROL, además identificó zonas con posible producción de hidrocarburos que no fueron cañoneados por ECOPETROL, posiblemente porque estas zonas contienen gas y en el momento no representaron interés comercial.

- ❖ En la identificación de zonas de interés, el método no convencional de Máquinas de Soporte Vectorial obtuvo una efectividad de 37,6%, el método no convencional de Lógica Difusa obtuvo una efectividad del 93.7% y el método no convencional de Redes Neuronales obtuvo una efectividad del 96.5%.

- ❖ Según el índice de varianza aplicado a los resultados obtenidos en cada método se determinó que la menor variabilidad en la identificación de topes y bases, corresponde a los métodos de Redes Neuronales y Lógica Difusa y el método con mayor variabilidad en la identificación de topes y bases fue el de Máquinas de Soporte Vectorial.

- ❖ Los métodos no convencionales validados en este estudio Lógica Difusa, Máquinas de Soporte Vectorial y Redes Neuronales, no son 100% efectivos debido a que interpretan patrones de respuesta de los perfiles sin profundizar en los parámetros petrofísicos de las rocas reservorio o zonas de interés.

7. RECOMENDACIONES

- Complementar la información petrofísica de los 12 pozos del campo llanito con el fin de realizar un estudio completo y detallado.
- Implementar el software PRIZM en la práctica de los estudiantes con el objetivo de enriquecer el análisis e interpretación de perfiles de pozo abierto.
- El método de Lógica Difusa presenta la posibilidad de ampliar el análisis de los diferentes registros de pozo abierto, considerando información petrofísica. Por esta razón se recomienda modificar y expandir el programa para aumentar la efectividad en la identificación de zonas de interés.
- Se recomienda replantear el software que aplica el método Máquinas de Soporte Vectorial, debido a que las zonas de interés identificadas, difieren en gran porcentaje a las zonas identificadas por PRIZM y cañoneados por ECOPEPETROL.
- Los métodos convencionales utilizados en la interpretación de perfiles son determinísticos, es decir, que las ecuaciones utilizadas por los métodos convencionales suministran datos muy aproximados a la realidad, por tal motivo, se recomienda que se continúe realizando estudios basados en el método no convencional Redes Neuronales debido a que es un método inteligente que permite ajustarse y con el tiempo perfeccionarse y ha obtenido gran aceptación a nivel mundial.
- Se recomienda proponer estudios basados en la interpretación de perfiles en donde se combine los métodos no convencionales de Lógica Difusa, “Redes Neuronales y “Máquinas de Soporte Vectorial (SVM)” con el objetivo de crear un modelo mucho más eficiente en la identificación se zonas de interés.

8. BIBLIOGRAFÍA

- ✚ HANDBOOK PRIZM, release 2007.2. An introduction to the PRIZM Log Interpretation System. HALLIBURTOON 2008.
- ✚ Schlumberger, “Fundamentos de la Interpretación de Perfiles”, SchlumbergerWellService. 1978.
- ✚ Schlumberger. Cased Hole Log Interpretation Principles/Applications Document N0. SMP-7025.Houston Texas. 1989.
- ✚ Schlumberger. Evaluación de Pozos. W.E.C.1997.
- ✚ Alger, R.P. Interpretation of electric Logs in Fresh Water Well in Unconsolidated Formations, SPWLA Symposium. 1966.
- ✚ Archie, G.E. “The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics”, Pet. Tech. Vol. 5.
- ✚ Schlumberger, C., Schlumberger M. y Leonardon E.G. A new contribution to subsurface studies by means of electrical measurements in drill holes”, Trans AIME. 1934.
- ✚ Camargo Puerto Jorge Arturo, “Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto”. Editorial Surcolombiana. 2008.
- ✚ Andrés Andrade – Juan Polanco, “Evaluación de Algoritmos basados en Lógica Difusa”, 2009.
- ✚ Alfredo Rodríguez – Hugo Bernal, “Identificación de zonas productoras de hidrocarburos aplicando DSP y métodos de correlación de registros de perfilaje”, 2009.
- ✚ Henry castro – Diego Díaz, “Identificación de zonas potencialmente productoras de hidrocarburos utilizando Máquinas de soporte vectorial y análisis lineal discriminante”, 2010.
- ✚ Registros Geofísicos, PEMEX (México) 1986.
- ✚ Principios y aplicaciones de la interpretación de registros-Schlumberger. 2007.
- ✚ Manual de registros de pozos PDVSA, 1992.

- ✚ CONTINUIDAD LATERAL Y VERTICAL DE LAS ARENISCAS DE LA FORMACIÓN MUGROSA EN EL CAMPO LLANITO, (Alberto Ortiz, ECOPETROL-ICP., German Meza, ECOPETROL-ICP., Efrain Casadiego, Universidad Industrial de Santander)
- ✚ ECOPETROL. ICP. Estratigrafía del terciario del Valle Medio del Magdalena, División de Exploración y Producción., Laboratorio de Estratigrafía, Por Laboratorio de Estratigrafía ICP, Piedecuesta, EXE; ECOPETROL. AEX, 1996.
- ✚ Ortiz, A. ECOPETROL. 2001. Caracterización Sedimentológica – Estratigráfica Del Campo Llanito - Gala. División De Exploración Y Producción Litoteca Nacional-Estratigrafía. ICP, Piedecuesta.
- ✚ Estadística para Administración y Economía, David R. Anderson, Dennis J. Sweeney, Thomas A. Williams. 2004.
- ✚ Introducción a la probabilidad y la estadística, William Mendenhall, 2007.
- ✚ Elementos de Método Estadístico, Andrés García Pérez, 1966, Universidad Nacional Autónoma de México.
- ✚ Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias, Jay L. Devore, 1988, International Thomson Editores.

ANEXOS

ANEXO A

GENERALIDADES DEL CAMPO

➤ GEOLOGIA

Durante años ECOPETROL, y asociados de la industria de petróleo produjo el hidrocarburo de la Formación Mugrosa perforando una serie de pozos sin un mayor conocimiento de la extensión de las arenas y conexión de los canales que durante miles de años depositaron el sedimento adecuado para reservar el hidrocarburo.

➤ GENERALIDADES

El Campo Llanito se ubica en el Valle Medio del Magdalena, entre las Cordilleras Central y Oriental, al Este del Río Magdalena, Sur del Río Sogamoso y Norte del campo Galán-San Silvestre, (Figura 27) comprendido dentro de las coordenadas geográficas (gauss) N: 1'288'000 a 1'277.000 E: 1'022.00 a 1'030.000 (Santacruz 2004).

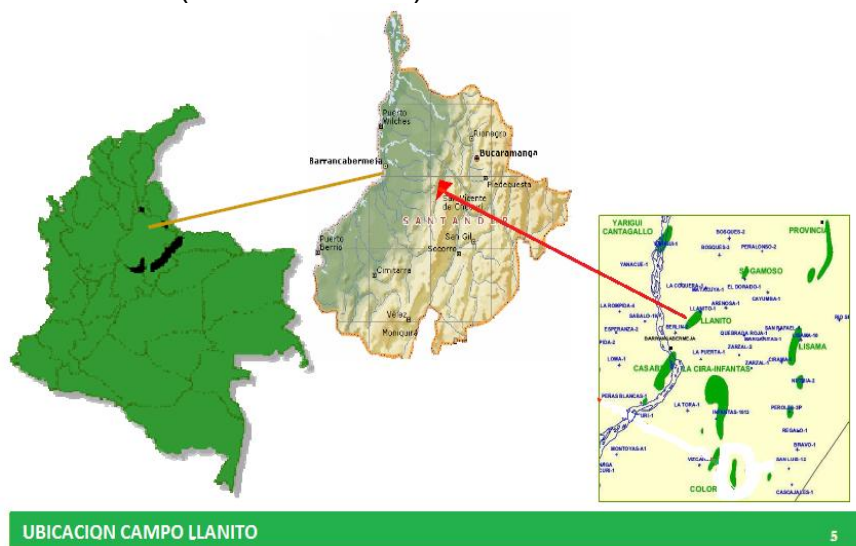


Figura 27. Ubicación campo llanito.

➤ ESTRATIGRAFIA

La sección perforada por los pozos en este campo la conforman rocas del Jura-Triásico de la Formación Girón, Cretáceo de las Formaciones Tambor, Rosa Blanca, Paja, Tablazo, Simití, Salto, La Luna, Umir. La Formación Lisama no es continua en toda la cuenca y no se encuentra presente en esta parte. Las rocas del Terciario conformadas por las Formaciones Esmeraldas la Paz, Mugrosa, Colorado, Real y Mesa. En la Figura 28 se muestran la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena teniendo como principal objetivo **la Formación Mugrosa**.

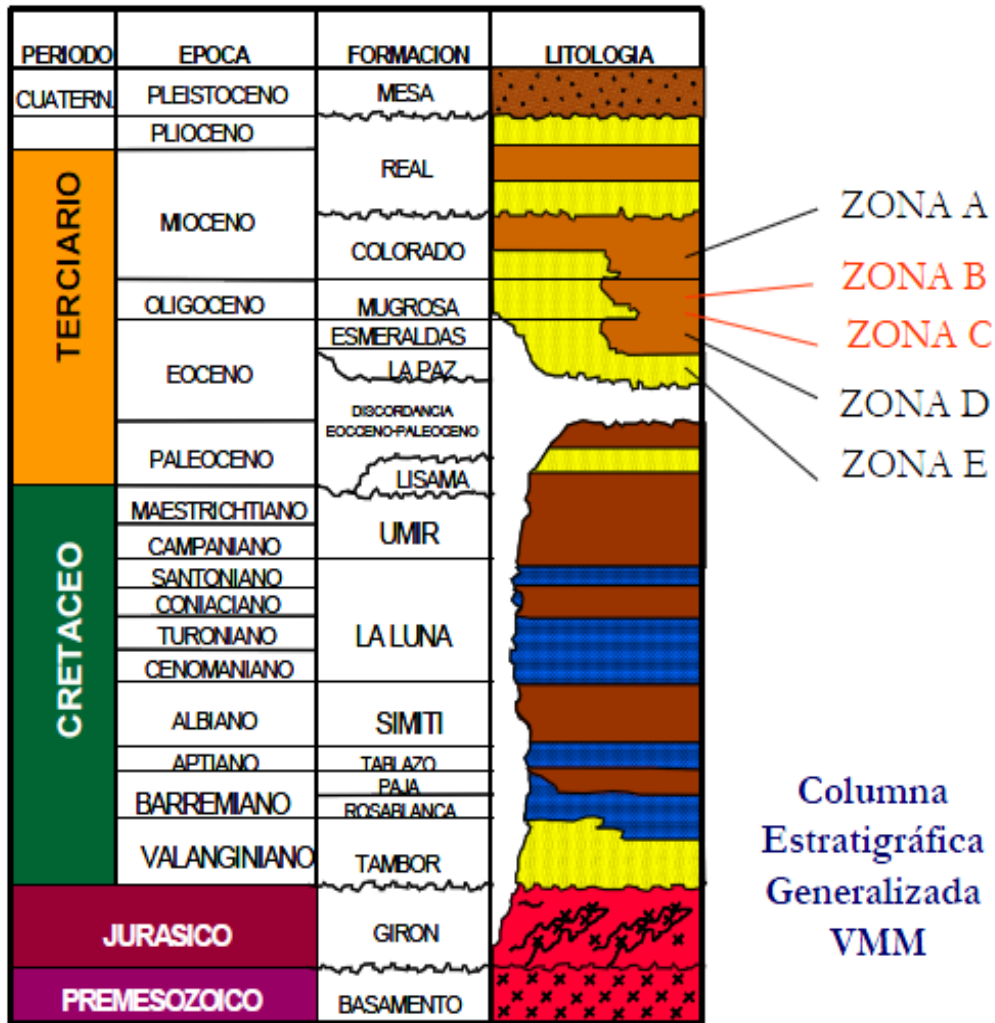


Figura 28. Columna estratigráfica generalizada del valle medio del magdalena.

➤ **GEOLOGIA ESTRUCTURAL**

La estructura del Campo Llanito – Gala corresponde a un anticlinal con dirección preferencial Noreste, con cabeceo al Norte, controlada por fallas de Rumbo de dirección Suroeste – Noreste, que corresponden a la prolongación Norte de la denominada falla de Casabe. Con cierre propio en el sector más Norte. El flanco este del anticlinal está controlado por fallas normales con dirección Noreste – Este que dividen la estructura en bloques.

➤ **CORRELACIÓN CAMPO LLANITO**

Para correlacionar los pozos del campo llanito se tuvo en cuenta la información dada en la tabla 49, además de las características propias de la curva SP y GR de los registros.

El orden de los pozos está dado de sur a norte basados en la información proporcionada por el EPIS (www.epis.com).

POZO	TOPE COLORADO	TOPE MUGROSA B	TOPE MUGROSA C	TOPE ESMERALDA
LL-72	2585.5	5459	6600	7200
LL-77	2761	5600	6600	7064.5
LL-81	22824.5	5600	6610	7041.5
LL-91	2867.5	5625	6741.5	7227
LL-96	2733.5	5775	6825	7400
LL-97	2850	5630	6471	7053.5
LL-102	2746	5700	6744	7272.5
LL-103	2805	5780	6679	7150
LL-104	3100	5560	6750	7316
LL-105	2705	5600	6842.5	7356
LL-106	2600	5700	6700	7183
LL-107	2714	5850	6927	7371

Tabla 49. Topes y bases de las formaciones en pozos campo llanito

LI-91 LI-104 LI-105 LI-103 LI 102 LI-81 LI-77 LI-96 LI-97 LI-106 LI-107 LI-72

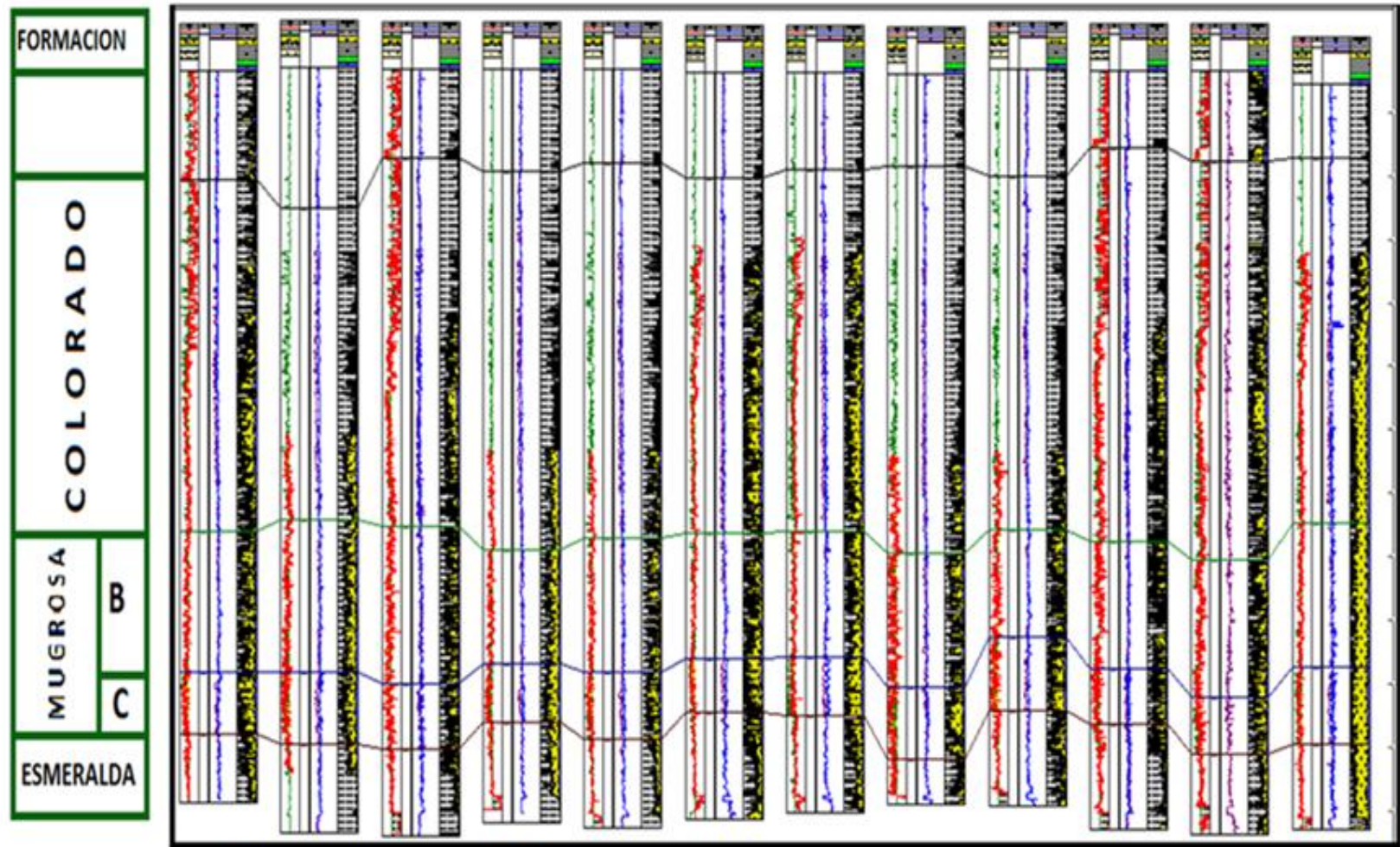


Figura 29. Correlación campo LLanito

ANEXO B

ANÁLISIS DE VARIANZA.

❖ Muestra de cálculo del análisis de varianza aplicado a los resultados obtenidos por el método de Redes Neuronales

En esta muestra de cálculo, se estimó el índice de varianza para el método de Redes Neuronales en el pozo Llanito 77 . En los demás pozos se hizo exactamente lo mismo. El mismo procedimiento fue realizado para estimar los índices de varianza de los métodos no convencionales Lógica Difusa y Máquinas de Soporte Vectorial.

➤ Llanito 72.

ZONA DE INTERES	ESPESOR DE LA ZONA DE INTERES "PRIZM" (pies)	ESPESOR DE LA ZONA DE INTERES Redes Neuronales (pies)
A	6	5
B	13	11
C	10	8
D	16	17
E	27	21
F	14	13
G	26	28
H	12	11
I	6	6
J	6	7
K	11	11
L	10	9
M	11	9
N	26	7
O		7.5
P	8	9
Q	14	14
R	10	9
S	10	8
T	12	12
U	7	6
V	5	6

Tabla 50. Espesores de zonas de interés para el pozo Llanito 77.

➤ CÁLCULOS

Contar: Número total de espesores de zonas de interés en el pozo LL-72.

PRIZM	R.N	TOTAL
22	23	45

Sumar: Sumatoria de todos los espesores de zonas de interés en el pozo LL- 72.

PRIZM	R.N	TOTAL
270 pies	245.5 pies	515.5 pies

➤ La estimación del índice de varianza se compone en su inicio por el cálculo de 3 sumas de cuadrados:

1. Cuadrado S_1 : Consiste en sumar todos los espesores de las zonas de interés por separado elevados al cuadrado.

$$S_1 = \sum_i y_{ij}^2$$

PRIZM	R.N	TOTAL
4174	3246.25	7420.25

$$S_1 = 4174 + 3246.25$$

$$\boxed{S_1 = 7420.25}$$

2. Cuadrado S_2 : Consiste en sumar los espesores de cada zona de interés, elevarlos al cuadrado y dividir entre el número total de datos.

$$S_2 = \sum_i \frac{(\sum_j y_{ij})^2}{n_i}$$

$$S_2 = \frac{270^2}{22} + \frac{245.5^2}{23}$$

PRIZM	LOG DIFUSA	TOTAL
3313.64	2620.45	5934.1

$$S_2 = 3313.64 + 2620.45$$

$$\boxed{S_2 = 5934.1}$$

3. **Cuadrado S_3** : equivale al cuadrado de la suma total de espesores dividida entre el número total de datos de los dos métodos:

$$S_3 = \sum_i \frac{(\sum_j y_{ij})^2}{n}$$

$$S_3 = \frac{(270 + 245.5)^2}{45}$$

$$\boxed{S_3 = 5905.34}$$

Por otro lado se tiene que:

$$SCTotal = SCIntragrupo + SCEntregrupos$$

Sabiendo que:

$$SCTotal = s_1 - s_3$$

$$SCTotal = 7420.25 - 5905.34$$

$$SCTotal = 1514.91$$

y

$$SCIntragrupos = s_1 - s_2$$

$$SCIntragrupos = 7420.25 - 5905.34$$

$$SCIntragrupos = 1486.17$$

Tenemos que:

$$SCEntregrupos = SCTotal - SCIntragrupo$$

$$SCEntregrupos = 1514.91 - 1486.17$$

$$SCEntregrupos = 28.74$$

Después de tener los resultados anteriores se prosigue a calcular la media cuadrática inter y la media cuadrática de error:

- El *cuadrado medio intra-grupo*, equivalente a una varianza, lo calculamos dividiendo la suma de cuadrados entre los grados de libertad

$$MCI = \frac{SCI}{N - K}$$

- De igual manera podemos calcular el *cuadrado medio entre grupos*:

$$MCE = \frac{SCE}{K - 1}$$

Donde:

N= Número total de datos (45)

K= Número de métodos aplicados (2)

Por consiguiente:

$$MCI = \frac{1486.17}{45 - 2} \quad MCI = 34.56$$
$$MCE = \frac{28.74}{2 - 1} \quad MCE = 28.74$$

El cociente:

$$F = \frac{MCE}{MCI} \quad F = \frac{28.74}{34.56}$$

$F = 0.83$

TABLA 51. Tabla Anova.

Fuente de Variación	Grados de Libertad	Suma de Cuadrados	Cuadrado Medio	F
INTRA	1	28.74	28.74	0.83
ERROR	43	1486.17	34.56	
TOTAL	44	1514.91		

Según la tabla 52 el valor crítico para la distribución F es igual a 4.04.
 $0.83 < 4.15$ lo que indica que las diferencias no son significativas y que H_0 no es rechazada.