

**DOCUMENTACIÓN Y APLICACIÓN DE LA ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS
EN REGISTROS DE POZO TENIENDO EN CUENTA LA CICLICIDAD EN EL
REGISTRO ESTRATIGRÁFICO.**

IVONNE JULIANA ARDILA MACAREO

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físico Químicas
Escuela de Geología
Bucaramanga**

2013

**DOCUMENTACIÓN Y APLICACIÓN DE LA ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS
EN REGISTROS DE POZO TENIENDO EN CUENTA LA CICLICIDAD EN EL
REGISTRO ESTRATIGRÁFICO.**

Ivonne Juliana Ardila Macareo

Trabajo de Grado Para optar al Título de Geólogo

Director:

Giovanny Jiménez Díaz

Geólogo – Profesor Planta.

Codirector:

Oscar Vanegas Angarita

Ing. Petróleos

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Fisicoquímicas

Escuela De Geología

Bucaramanga

2013

DEDICATORIA

Inicialmente quiero dedicarle esto a Dios. Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad, compañía incondicional.

A mi madre Elizabeth. Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por ser mi amiga siempre. A mi padre Heriberto. Por el ejemplo de perseverancia y constancia que lo caracterizan ya que es el paciente renal más antiguo de su unidad, con 26 años de permanencia en ella, su alegría y ganas de vivir lo han mantenido vivo, solo daban 8 años de vida y gracias a Dios hoy puede ver sus dos hijas graduadas y casadas, y además poder disfrutar de un hermoso nieto Samuelito que es la alegría de la familia, espero algún día poderle dar la dicha que conozca un hijo mío. A mi única hermana Mónica por ser el ejemplo de una hermana mayor y de la cual aprendí aciertos y de momentos difíciles de la vida. A ustedes gracias por haber fomentado en mí el deseo de superación y el anhelo de triunfo en la vida.

Y finalmente y no menos importante a mi esposo Oscar Yesid que ha sido el impulso durante casi toda mi carrera, que con su apoyo constante y amor incondicional ha sido amigo y compañero inseparable, fuente de sabiduría, calma y consejo en todo momento.

No olvidar a todas las personas amigos, compañeros que conocí recorriendo este largo camino de cada uno de ellas aprendí algo y conservo lo mejor de cada uno.

Mil palabras no bastarían para agradecerles su apoyo, su comprensión y sus consejos en los momentos difíciles. A todos, espero no defraudarlos y contar siempre con su valioso apoyo, sincero e incondicional.

¡GRACIAS POR ESTAR AHÍ SIEMPRE PARA MÍ!

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sinceros agradecimientos a:

La empresa CSI Ltda. Por permitirme realizar esta práctica en sus instalaciones, especialmente al Ingeniero Oscar Tapias Mantilla mi jefe inmediato.

A los docentes que apartaron su conocimiento para dirigir el desarrollo de este libro; Giovanni Jiménez, Director y Oscar Vanegas Codirector.

Agradecer infinitamente a cada una de las personas que estuvo ahí con una palabra de ánimo para poder terminar este sueño.

Y especialmente a la UIS y a la Escuela de Geología por administrarme el conocimiento necesario para obtener mi título como geólogo y poder desempeñar esta hermosa profesión.

CONTENIDO

	Pág.:
Introducción	16
1. Localización Geográfica del Área de Estudio	17
1.1 Objetivos	18
1.1.1 Objetivo General	18
1.1.2 Objetivos Específicos.....	18
1.2. Metodología	19
1.2.1 Documentación bibliográfica	19
1.2.2 Manejo de la información	20
1.2.3 Fase de análisis de registros de pozo:.....	20
1.2.4. Discusión de datos y entrega del informe final.....	20
2. Antecedentes.	21
2.1 Marco Geológico Regional.....	22
2.1.1 Marco geológico Estructural de la Cuenca Llanos Orientales.....	22
2.1.2 Marco Estratigráfico de la Cuenca Llanos Orientales	24
2.2 Marco Teórico	31
2.2.1 Registros Geofísicos	32
2.2.2 Facies Sedimentarias	37
2.2.3 Correlaciones Estratigráficas en registros de pozo	39
2.2.4 Definición De Ciclos Estratigráficos	44
2.2.5 Conceptos generales de la estratigrafía de secuencias.....	46
3. Desarrollo y flujo de trabajo realizado durante la Práctica Empresarial	54
4. Resultados	77
5. Conclusiones y Recomendaciones	82
BIBLIOGRAFIA.....	84
Anexos (Ver Carpeta Adjunta).....	90

LISTA DE FIGURAS

Pág.:

- Figura 1: Localización Cuenca Llanos Orientales, Mapa Cuencas Sedimentarias Colombianas Tomado de Barrero et al (2007). 17
- Figura 2: Plano General Localización, Locaciones, Vías de acceso y Predios. Del Campo Rubiales y el Bloque Quifa. 18
- Figura 3: Corte en dirección E - W de los Andes Colombianos. Modificado por Restrepo – Pace (Cediel y Cáceres, 2000). Principales fallas 1: Falla Santa Marta – Bucaramanga – Suaza (Greenvilliano). 2: Sistema de Fallas de Palestina (Ordovícico – Silúrico). 3: Sistema de fallas de Romeral – PelTECTEC (Aptiano). 4: Sistemas de Fallas de Garrapatas – Debeiba (Oligoceno – Mioceno). 5: Sistema de fallas de Atrato (Mioceno Tardío). Abreviaciones: K – cuña: Cuña del cretácico; CA- VA: Terreno Cajamarca – Valdivia; MMB: Cuenca del Magdalena Medio; sl: Bloque San Lucas; (Meta) Rocas Sedimentarias: Pz: Paleozoico; K: Cretácico: P: Paleógeno; N: Neógeno. Tomado de Cediel et al. (2003). 23
- Figura 4: Columna estratigráfica Generalizada De la Cuenca Llanos Orientales Tomada de Barrero et al. (2007). 25
- Figura 5: Ejemplo de una correlación estratigráfica NW-SE del acuífero costa de Hermosillo, sonora, México, Unidad Superior, de los pozos PCH-9, PCH-1, PCH-2, PHB-17, PCH-6 y PCH-4. Tomada de Rangel (2002). 32
- Figura 6: Sección de un registro de resistividad mostrando las arenas con posibles acumulaciones de hidrocarburos. Tomada de Registros de Pozos. Scribd-doc-54232614. 34
- Figura 7: Perfil generado gracias a la respuesta de la corriente eléctrica en diferentes tipos de litologías. Tomado de Sociedad de Geología Sedimentaria (SEPM). 35

Figura 8: Respuestas a los tipos de radiación gamma en las litologías presentes en la perforación de un pozo. Tomado de Sociedad de Geología Sedimentaria (SEPM).	36
Figura 9: Respuestas a las variaciones de tamaño de grano y ambientes sedimentarios registrados en los perfiles del Gama Ray. Tomado de Sociedad de Geología Sedimentaria (SEPM).	39
Figura 10: Estudio estratigráfico de las arenas O1, O2, P1, P2 y P3, de la formación oficina del yacimiento O1-P3 GG-3. Tomado de Suarez. (2011).	43
Figura 11: Representación de un ciclo estratigráficos y su equivalencia con la terminología de Van Wagoner (1988). . Tomado de Fajardo et al (2003).	45
Figura 12: Relación A/S para definir mínimos en A/S y máximos en A/S. Tomado de Fajardo et al (2003).	46
Figura 13: Superficie de equilibrio, nivel base. Tomado de Catuneanu et al., (2002).	47
Figura 14: Espacio disponible y acomodación Tomado Homewood y Mauriaud. (2000).	48
Figura 15: Eustatismo, nivel relativo del mar y profundidad del agua como una función del nivel del mar, piso marino y datum de referencia. Tomado de Posamentier et al. (1988).	48
Figura 16: Facies costeras y Movimiento de líneas de Costa. Estado inicial (A), se inicia una etapa de transgresión marina (B), hasta formar la superficie máxima de inundación (SMI) y posteriormente una etapa de regresión (C). Tomada de Tomada de Catuneanu. et al., (2002).	51
Figura 17: Patrones de apilamiento depositacional en función de la acomodación y de sedimentos. Tomado de Galloway. (1989).	51
Figura 18: Flujo de trabajo ejecutado durante la práctica empresarial.	54
Figura 19: Splash de inicio del programa Neuralog Digitizing System 3.3.1.	55
Figura 20: Ventana de inicio del Neuralog, para cargar el proyecto.	56
Figura 21: Ventana de la ubicación del proyecto, con el fin de escoger el archivo a digitalizar.	56

Figura 22: Ventana de opciones para iniciar la digitalización.	57
Figura 23: Ventana de visualización del registro. Donde se debe seleccionar la curva a digitalizar ejemplo (GR, SP).	59
Figura 24: Ventana para iniciar el proceso de creación del Archivo .LAS.	60
Figura 25: Ventana de visualización de las primeras opciones requeridas por el programa para dar inicio a la creación del archivo .LAS.	61
Figura 26: Ventana donde son seleccionadas las curvas que llevará el archivo .LAS.	62
Figura 27 : Ventana de visualización del archivo con extensión .LAS creado por Neuralog.	62
Figura 28: Splash de inicio del programa OZEM versión 2.5.8.	63
Figura 29: Módulo de visualización para la creación del nuevo proyecto.	64
Figura 30: Módulo de visualización de la ubicación de la respectiva información.	65
Figura 31: Módulo de visualización de la ubicación de la respectiva información.	65
Figura 32: Módulo de visualización de los requerimientos solicitados por OZEM para iniciar.	66
Figura 33: Módulo de visualización, donde se pueden configurar ciertas opciones según necesidades del usuario.	67
Figura 34: Módulo de visualización del registro generado por OZEM.	68
Figura 35: Módulo de visualización, donde está ubicada la información de los 5 pozos a correlacionar.	72
Figura 36: Módulo de visualización, herramienta Editor Splice & Merge.	73
Figura 37: Módulo de visualización, donde se tiene la información del registro inicial y la demás que fueron añadidas a él.	73
Figura 38: Módulo de visualización de monitos, presentación gráfica del registro de pozo.	74
Figura 39: Módulo de visualización editor de registros. Selección de curvas contenidas en el nuevo registro.	75
Figura 40: Módulo de visualización, para el registro con las 5 curvas Gamma Ray de cada uno de los pozos del área de estudio.	76

Figura 41: Electrofacie tipo cilindro correspondiente al pozo Quifa 152.	77
Figura 42: Electrofacie tipo aserrado o entado correspondiente al pozo Quifa 154.	77
Figura 43: Electrofacie tipo campana correspondiente al pozo Quifa 152.	78
Figura 44: Electrofacie tipo simétrico correspondiente al pozo Quifa 152	78
Figura 45: Electrofacie tipo embudo correspondiente al pozo Quifa 43.	78
Figura 46: Modelos de ambientes de depositación Tomado de Galloway y Hobday. (1983).	79
Figura 47: Columna generalizada, escala 1:4000 correspondiente a las Formaciones Carbonera, León y Guayabo.	80
Figura 48: Sección Estratigráfica Formación Carbonera, ubicada en el Bloque Quifa, correspondiente a la Cuenca Llanos Orientales.	81

LISTA DE TABLAS

Pág.:

Tabla 1: Descripción estratigráfica de Formaciones Geológicas perforadas en la Cuenca Llanos Orientales.	29
Tabla 2: Principales valores de la respuesta del Gamma Ray. Utilizada para la identificación de las litologías en los respectivos pozos. Tomado de Torres. V. Carlos.	70
Tabla 3: Renombramiento de las curvas Gamma Ray correspondientes a la sección estratigráfica / correlación de los 5 pozos del Bloque Quifa con su respectivo registro de pozo.	76
Tabla 4: Nombres de los anexos, con el respectivo nombre del archivo el cual contiene el registro de pozo con el análisis estratigráfico de cada uno de ellos.	82

RESUMEN

TÍTULO: Documentación Y Aplicación De La Estratigrafía De Secuencias En Registros De Pozo Teniendo En Cuenta La Ciclicidad En El Registro Estratigráfico.

AUTOR: Ivonne Juliana Ardila Macareo.

PALABRAS CLAVE: Campo Quifa, Cuenca Llanos, Estratigrafía de Secuencias, Electrofacies, Relación A/S, Registros de Pozo.

DESCRIPCIÓN:

La empresa CSI Ltda. Es una empresa de base tecnológica con más de quince (15) años de experiencia en el mercado de la industria petrolera, trabaja en mejoras de una plataforma en desarrollo Oil Zone Evaluation Model (OZEM), buscando la homologación de nuevas tecnologías de Información que faciliten la obtención de productos de excelente calidad para sus usuarios. En unión con la academia, en este caso la Universidad Industrial de Santander UIS, inicia este proceso para incluir nuevas funcionalidades a la plataforma OZEM como se describen en el desarrollo del documento.

En breves palabras, se realiza una interpretación estratigráfica basada en registros de pozo correspondientes al campo Quifa ubicados en la Cuenca Llanos Orientales, los cuales son propiedad de la empresa Pacific Rubiales, los pozos utilizados son; Quifa 147, Quifa 43, Quifa 150, Quifa 152 y Quifa 154.

A partir de éstos se realiza el correspondiente análisis estratigráfico donde se identifican tipos de litologías atravesadas por la perforación, con ayuda de una tabla en grados °API para diferentes tipos de materiales, seguidamente se analiza la respuesta de los perfiles que son observados en la curva del Gamma Ray para identificar electrofacies, las cuales serán contrastadas con los diferentes ambientes de depositación para estas Formaciones (Carbonera, León, Guayabo.), además, a partir de estas son identificados ciclos estratigráficos que hacen relación a su aporte de sedimento y su espacio de acomodación (A/S).

En el desarrollo de la práctica, fue necesario el uso de algunos Software con los cuales cuenta la empresa, para la digitalización de los registros de pozo fue utilizado el uso del programa Neuralog. Y para el manejo de los archivos en formato .LAS se utilizó la plataforma OZEM a la cual se le asignarán estas nuevas funcionalidades.

*Proyecto de Grado

** Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director GIOVANNY JIMENEZ DIAZ. Geólogo. Codirector. OSCAR VANEGAS ANGARITA. Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: Documentation and Application of the Sequence of Stratigraphy in Well Logs with the Cyclicity given In the Stratigraphic Register.

AUTHOR: Ivonne Juliana Ardila Macareo.

KEYWORDS: Quifa Field, Basin Plains, Sequence of Stratigraphy, Electrofacies, A / S Relation, Well Logs.

DESCRIPTION:

The CSI Company Ltd. is a technology-based company with more than fifteen (15) years of experience in the oil industry, works in the Improvement of a platform in development Oil Zone Evaluation Model (Ozem), seeking approval of new information technologies that facilitate obtaining high quality products for its users. In conjunction with the academy, in this case the Industrial University of Santander UIS, starts this process to include new functionality to the OZEM platform as described in the development of this document.

In few words, it makes a stratigraphic interpretation based on the well logs from the Quifa field located in the Basin plains , which are owned by Pacific Rubiales , wells used are ; Quifa 147 , Quifa 43 , Quifa 150 , Quifa 152 and Quifa 154.

From these the corresponding stratigraphic analysis is performed which identifies types of lithologies traversed by drilling with the aid of a table in API degrees for different types of materials, followed by analyzing the response of the profiles that are observed on the Gamma Ray curve to identify electrofacies, which will be contrasted with the different depositional environments for these formations (Carbonera, Leon, Guayabo) also from these are identified the stratigraphic cycles that make their contribution of sediment and its accommodating space (A / S).

In the development of practice, it was necessary the use of some specialized software with which the company has, for the digitization of well logs the Neuralog program was used, and for the .LAS files management the OZEM platform was used in which these new features will be assigned.

* Graduation Project

** Physicochemical Faculty. School of Geology. Director GIOVANNY JIMENEZ DIAZ. Geologist.
Co-Director. OSCAR VANEGAS ANGARITA. Petroleum Engineer.

INTRODUCCIÓN

En el desarrollo del presente trabajo se realiza enfocado en una práctica empresarial comprendida dos fases, una investigativa y una aplicada teniendo como fin la implementación de la estratigrafía de secuencias, correlación estratigráfica, e identificación de ciclos estratigráficos, basados en información proporcionada de registros de pozo. Con el fin de integrar nuevas funcionalidades a la plataforma en desarrollo (Oil Zone Evaluation Model) OZEM. Con la realización de esta práctica se pretende afianzar y aumentar las competencias que se tiene frente al uso de registros geofísicos en el modelamiento de yacimientos y la prospección de hidrocarburos.

Con base en las relaciones existentes entre sedimentación, discontinuidades y variación del nivel de base es posible aplicar la estratigrafía secuencial (Sloss et al., 1949; Sloss, 1963). El término de “secuencia” fue propuesto por (Sloss et al, 1949) para definir una unidad estratigráfica limitada por dos discontinuidades subaéreas. Resaltó la importancia de estas discontinuidades y también de la tectónica en su génesis, ignorada por los partidarios de la estratigrafía sísmica. Según Vail et al., (1977), el eustatismo es el motor principal de la formación de las secuencias y de la ciclicidad estratigráfica.

1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA DE ESTUDIO

La Cuenca de los Llanos Orientales (Fig. 1), cubre un área de 190.000 km² y se encuentra dividida en tres sectores con características geológicas propias las cuales son Arauca, Casanare y Meta, los cuales coinciden con las áreas de los departamentos del mismo nombre. La zona de estudio está ubicada en la parte oriental de Colombia, en el área de la cuenca Gaso-Petrolífera de los Llanos, específicamente en la parte oriental del Departamento del Meta.

Figura 1: Localización Cuenca Llanos Orientales, Mapa Cuencas Sedimentarias Colombianas Tomado de Barrero et al (2007).

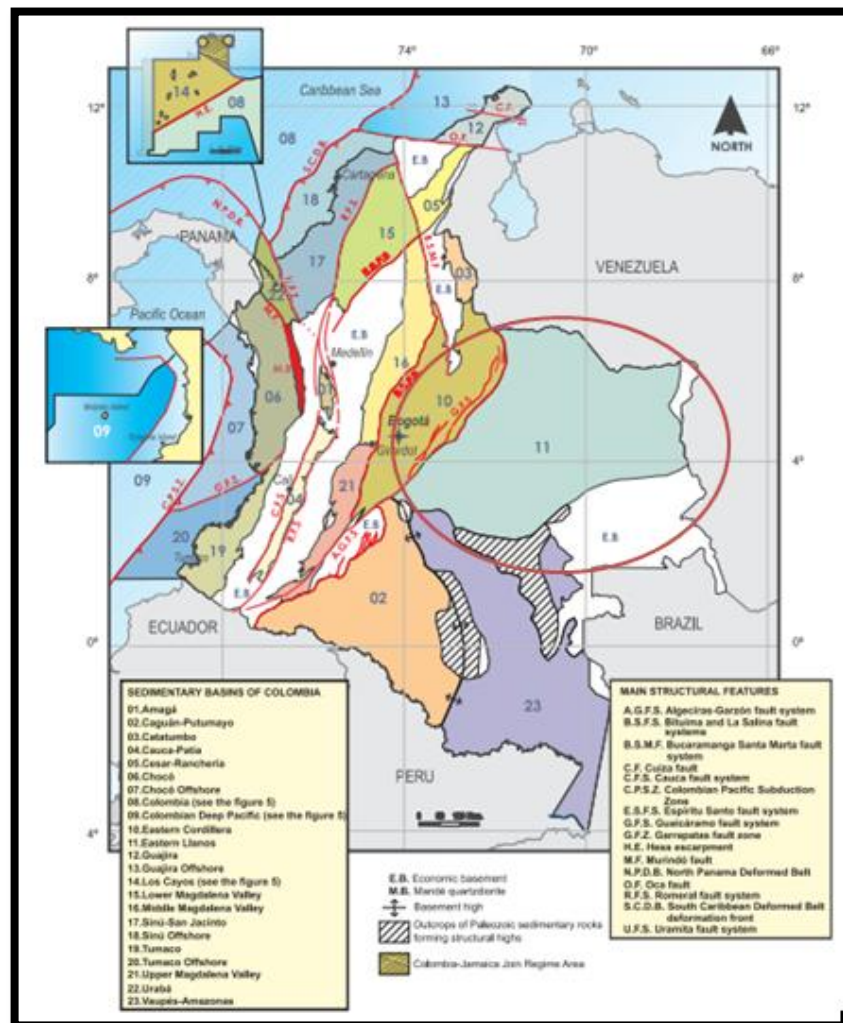
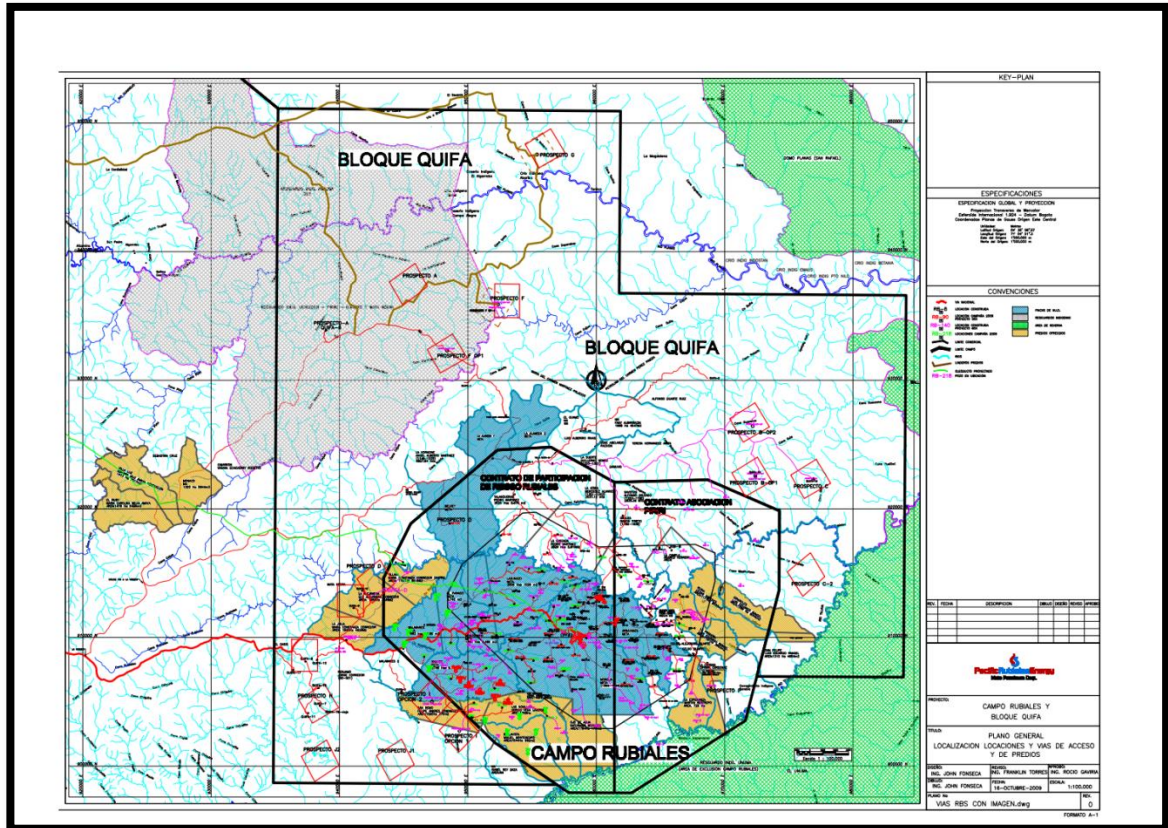


Figura 2: Plano General Localización, Locaciones, Vías de acceso y Predios. Del Campo Rubiales y el Bloque Quifa.



1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo General: Realizar un análisis estratigráfico utilizando la estratigrafía de secuencias con datos obtenidos a través de un registro de pozo, para así considerar características genéticas similares, y correlacionar los pozos presente en el área de estudio.

1.1.2 Objetivos Específicos:

- Documentar e interpretar el proceso de la estratigrafía secuencias a partir de registros de pozo.

- Identificar patrones proporcionados por los registros para así poder establecer y comprender los principios de la ciclicidad estratigráfica, lo cual conllevaría a establecer una correlación sincrónica entre la ciclicidad estratigráfica y los registros estándar.
- Realizar correlaciones que puedan generar ambientes de facies y reconstrucción del pasado geológico de determinada zona.
- Establecer un flujo de trabajo de análisis e interpretación que facilite el proceso de automatización de estas tareas.

1.2. METODOLOGÍA

Para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos planteados inicialmente, fue necesario realizar una organización del tiempo para así poder distribuir tareas y dar cumplimiento a los objetivos mencionados de la siguiente forma: 1. Documentación bibliográfica, 2. Manipulación de la información 3. Análisis de registros de pozo, 4. Análisis de datos, 5. Realización del informe final.

1.2.1 Documentación Bibliográfica: Esta fase consiste en la recopilación del material bibliográfico de interés del área de estudio, para tener una idea de la implementación de esta técnica en registros geofísicos y tener conocimiento de los trabajos realizados anteriormente por otros autores.

1.2.2 Manejo de la Información: En esta fase ya se había escogido la información a trabajar, el material consiste en 5 pozos ubicados en el Bloque Quifa, los cuales son propiedad privada de la empresa Pacific Rubiales Energy, por motivos de confidencialidad se omite gran parte de la información de los mismos. La información de estos pozos fue entregada en CD los cuales contenían el respectivo pozo en formato PDF, debido a esto fue necesario convertirlos en imágenes en formato tipo TIF. Para así poderlos cargar en un programa de digitalización de registros llamado Neuralog con el cual cuenta la empresa. Al finalizar esta digitalización se obtiene un archivo en formato .LAS el cual es cargado en la plataforma OZEM (Oil Zone Evaluation Model). Plataforma de empalme, edición e interpretación de registros. La cual fue utilizada con el fin de generar el registro del pozo que se iba a trabajar con los registros que se requerían para poder realizar el análisis estratigráfico a cada pozo para este caso se utilizaron los siguientes registros (GR, SP. Resistivo (RXOZ, AIT10, AIT 90)).

1.2.3 Fase de análisis de registros de pozo: Esta fase consiste en realizar el análisis estratigráfico de los registros de pozo identificando patrones, características geológicas, electrofacies, y finalmente realizar un análisis de la ciclicidad en el registro estratigráfico de cada pozo. Todo lo anterior con el fin de proponer los posibles ambientes de depositación de estos pozos.

1.2.4. Discusión de datos y entrega del informe final: La discusión de los resultados y aportes al modelo geológico, serán consignados en libro como informe final de la práctica realizada en CSI Ltda. Con copia a la Universidad Industrial de Santander (UIS). Y como parte final la sustentación de la práctica ante los respectivos interesados.

2. ANTECEDENTES

El estudio de yacimientos petrolíferos involucra diferentes técnicas para el procesamiento, interpretación e integración de datos del subsuelo como (núcleos, cortes geológicos, registros de pozo, sísmica), entre otros. Todo esto se realiza con el fin de desarrollar un modelo geológico de las características del yacimiento, que permita explicar detalladamente la geometría y la arquitectura del reservorio.

Una de las metodologías aplicadas para la correlación de pozos es la estratigrafía de secuencias, con base en la información de registros de pozo, este proceso requiere de la ejecución de ciertos pasos detallados y precisos de los expertos, que consumen un tiempo prolongado, ya que se realiza de manera visual y objetiva, lo cual genera como resultado gran variedad de soluciones que no incumplen las técnicas generales de la correlación. En estos casos, la determinación de un patrón definitivo genera problemas en la geología ya que para esta no se tiene reglas. Cabe resaltar que las correlaciones no son únicas, por lo tanto es útil desarrollar e implementar técnicas que, con un tiempo reducido e involucrando la lógica humana, puedan permitir correlacionar registros con soluciones únicas y confiables.

El desarrollo e implementación de sistemas expertos, las redes neuronales, estadística y estadística multivariante, y las combinaciones han permitido solucionar inconvenientes y que garantizar la unificación del conocimiento. Doveton (1994), propone un Modelo de Reconocimiento Multivariante y a Métodos de Clasificación, para datos de registros de pozo, usando el Análisis de Componentes Principales y el Análisis de Clúster. Lim et al (1997), desarrolla técnicas de análisis estadístico multivariado para determinar electrofacies a partir de registros de pozo, a través del Análisis Estadístico Multivariado de Componentes Principales y la toma de decisiones basadas en números y no únicamente en lógica y razonamiento. Olea y Davis, (1986), utiliza técnicas de

análisis estadístico para la correlación litoestratigráfica de manera sistemática, a través de la información suministrada de los registros de pozo, donde se utiliza la correlación cruzada como la medida de similitud entre registros de pozo por sus propiedades estadísticas y la facilidad de la informática.

Teniendo en cuenta lo anterior, el presente trabajo tiene objetivo fundamental la aplicación de la estratigrafía de secuencias y la correlación estratigráfica aplicada en registros de pozo. Con el fin de entregar una información completa y precisa del material litológico que se están perforando.

2.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1.1 Marco geológico Estructural de la Cuenca Llanos Orientales: La Cuenca de los Llanos es una depresión estructural asimétrica, limita al Norte por el Arco de Arauca, que la separa de las cuencas Venezolanas de Apure y Barinas; al Oeste y hacia el borde Este de la Cordillera Oriental por el sistema de fallas de Guaicaramo- Yopal- Santamaría; al Sur por la Serranía de la Macarena y el Arco de Vaupés. Meza et al. (1993).

Mapas geológicos recientes a lo largo de las estribaciones de la Cordillera Oriental, controlados por numerosos perfiles sísmicos, demuestra que el sistema de los Llanos está compuesto de al menos tres grandes frentes de empuje que se manifiestan de Sur a Norte. En la Cuenca Llanos Orientales se reconocen tres zonas con estilos estructurales definidos:

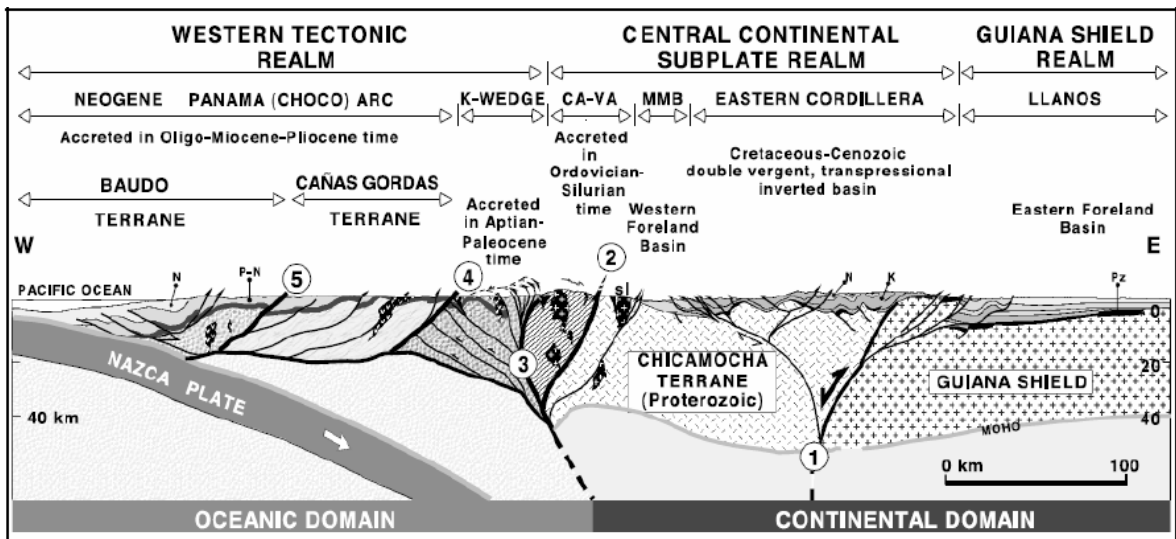
- a. Zona Occidental: Va desde el Piedemonte hasta el sistema de fallas de dirección Sur - Norte de Castilla - Apiay, Upía – Fortaleza, Leticia – Agua Azul – Morichal – Santa María, y el sistema de dirección Noreste, formados por la falla de Achagua, falla Caño Limón – Guafita, Caño Caranal – Matanegra y Jubilo Centella - La Victoria.

- b. Zona Central: Se extiende desde el límite de la zona Occidental hasta la falla del Meta. Caracteriza por el fallamiento normal e inverso, con planos inclinados hacia el Este y de rumbo NE – SW. Su origen se asocia a una compresión inicial (fallas inversas al Este) seguida por una descompresión de la cuenca (fallas normales) sugiriéndose una imposición.

- c. Finalmente, la zona Oriental, localizada del río Meta hasta el borde de la cuenca. Forma un monosinclinal inclinado hacia el Oeste, constituyendo la zona más estable. En esta zona los lineamientos de los ríos están relacionados con fallas de basamento.

La siguiente figura (Fig. 3). Muestra un corte en dirección E – W de los Andes Colombianos, mostrando la afectación tectónica de la Cuenca Llanos Orientales que enmarca el área de interés, la edad del levantamiento de la Cordillera Oriental es del Cretácico superior y comienzo del Cenozoico.

Figura 3: Corte en dirección E - W de los Andes Colombianos. Modificado por Restrepo – Pace (Cediel y Cáceres, 2000). Principales fallas 1: Falla Santa Marta – Bucaramanga – Suaza (Greenvilliano). 2: Sistema de Fallas de Palestina (Ordovícico – Silúrico). 3: Sistema de fallas de Romeral – PelTECTEC (Aptiano). 4: Sistemas de Fallas de Garrapatas – Debeiba (Oligoceno – Mioceno). 5: Sistema de fallas de Atrato (Mioceno Tardío). Abreviaciones: K – cuña: Cuña del cretácico; CA- VA: Terreno Cajamarca – Valdivia; MMB: Cuenca del Magdalena Medio; sl: Bloque San Lucas; (Meta) Rocas Sedimentarias; Pz: Paleozoico; K: Cretácico; P: Paleógeno; N: Neógeno. Tomado de Cediel et al. (2003).



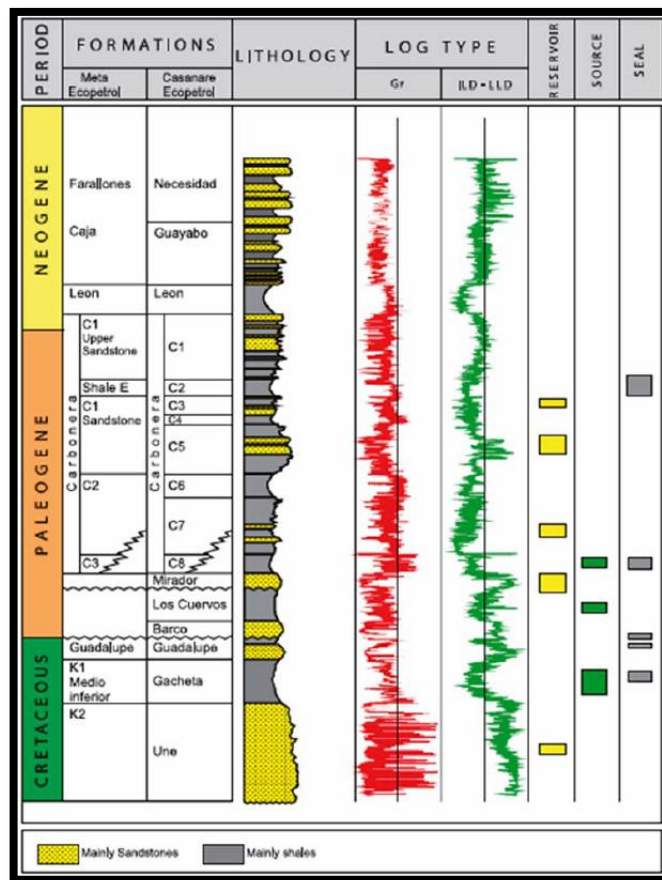
2.1.2 Marco Estratigráfico de la Cuenca Llanos Orientales: El registro estratigráfico, de la cuenca Llanos está representado por rocas del Paleozoico inferior (Cambriaco – Ordovícico), Mesozoico superior (Cretáceo Superior) y Cenozoico (Cuaternario) mostradas en la (Fig.4). Estratigráficamente, las principales unidades descritas para la Cuenca Llanos Orientales, han tomado diferentes localidades, como el Piedemonte Llanero al Sur del Meta; Casanare al Centro y Arauca al Norte; de acuerdo a las compañías del petróleo que las han descrito.

La Cuenca Llanos se originó, por la influencia de tres placas tectónicas, Placa Suamericana, Placa Nazca y Placa Caribe, es por eso que presenta diferentes rasgos estructurales de acuerdo a la influencia de cada una de ellas en el tiempo geológico. Su configuración actual es debida a la orogenia Andina (Mioceno – Plioceno). Meza et al (1993).

La Cuenca Llanos constituye la parte Colombiana de la gran región Petrolífera Apure – Barinas localizada en Venezuela, de la cual la Formación la Luna es la roca fuente; caracterizándose por ser una unidad de rocas ampliamente

distribuidas que localmente reciben diferentes nombres y esto genera confusión en su entendimiento regional.

Figura 4: Columna estratigráfica Generalizada De la Cuenca Llanos Orientales Tomada de Barrero et al. (2007).



La información descrita a continuación fue tomada de estudios previos realizados en la Cuenca Llanos Orientales, con base en ellos se realiza una breve descripción de las unidades presentes en el área de estudio. Ver (tabla 1).

El Pozo Saltarín 1A perforó la secuencia Miocena correspondiente a las Formaciones Guayabo, León y parte superior de Carbonera (C1 a C3). Estas unidades fueron caracterizadas petrográficamente y geoquímicamente con el fin de

discutir las posibles variaciones en las áreas fuente de sedimentos y sus implicaciones en la evolución de la zona este y de la Cuenca Llanos en general.

La secuencia perforada fue descrita y analizada estratigráficamente por Bayona et al. (2008). Estos autores presentan una descripción detallada de las unidades incluyendo subdivisiones informales, determinación de litofacies, edades y ambientes de depositación, a partir de las cuales se presenta una breve descripción.

La Formación Carbonera se divide informalmente en tres miembros de base a techo C3, C2 y C1. El miembro basal C3 está compuesto hacia la base por sucesiones de lodolitas y hacia el tope por sucesiones granodecrecientes de areniscas cuarzosas macizas en contacto neto con lodolitas, depositadas durante el Mioceno Temprano en un ambiente de canales meándricos que migran a llanuras aluviales.

El intervalo medio C2 está constituido por una sucesión homogénea de lodolitas laminadas y macizas de ambiente lagunar con influencia salobre depositadas durante el Mioceno Temprano. Por su parte el miembro superior C1 presenta sucesiones granodecrecientes con areniscas conglomeráticas y conglomerados arenosos cuarzosos hacia la base gradando a areniscas cuarzosas de grano fino a muy fino. En la parte media se presentan areniscas lodosas y hacia la parte superior paquetes de areniscas de grano medio a fino cuarzosas que gradan a areniscas lodosas bioperturbadas y lodolitas laminadas. Este intervalo superior de la Formación Carbonera es de edad Mioceno Medio y corresponde principalmente a arenas de canales distributarios deltáicos y llanuras deltáicas con desarrollo de pantanos. Bayona et al. (2008).

Debido a que el pozo Saltarin A1 en su trabajo de perforación abarcó la parte superior de la Formación Carbonera y la profundidad de los pozos analizados en

esta práctica abarcan hasta la sección de C6. Es necesario recurrir al estudio previo de otros autores como Jiménez (2010). Según Jiménez estas unidades C4, C5, C6. Son unidades constituidas por intercalaciones de lodolitas que representan ambientes lacustres o de llanuras de inundación y areniscas de rellenos de lagos o complejos de crevasse splay.

La Formación León consiste en una secuencia muy homogénea de lodolitas y en la parte superior de la sucesión comienza a ganar gradualmente láminas arenosas con edades del Mioceno Medio, las cuales fueron depositadas en un lago extenso y somero con ligera influencia salobre. En contraste la Formación Guayabo exhibe una mayor variabilidad litofacial por lo que informalmente se divide en 6 miembros, de base a techo G1 a G6.

Los miembros basales, G1 y G2, corresponden principalmente a sucesiones granocrecientes de lodolitas laminadas y macizas que gradan a lodolitas arenosas, areniscas lodosas y areniscas de grano muy fino a fino. El miembro G3 corresponde, hacia la base, a una sucesión granodecreciente de areniscas lodosas y areniscas laminadas que gradan a lodolitas arenosas bioperturbadas y lodolitas macizas, mientras que en el tope se presentan mantos de carbón y lodolitas carbonosas. Estos tres intervalos son del Mioceno Medio, de carácter continental deltáico en G1 y de llanuras de inundación fluviales con variaciones en las condiciones de oxidación reducción en G2 y G3.

El intervalo G4 consiste en la base de sucesiones granodecrecientes de areniscas cuarzosas laminadas que gradan a areniscas lodosas laminadas y con bioperturbación y lodolitas macizas, mientras que la parte media y superior son principalmente lodosas. Este intervalo representa depósitos de canales distributarios y llanuras fluviales a deltáicas con muy bajo a nulo recobro palinológico.

Contrastando con los intervalos infrayacentes, el miembro G5 es predominantemente arenoso y consiste en secuencias levemente granodecrecientes que varían de areniscas laminadas y macizas a areniscas lodosas laminadas a macizas, lodolitas arenosas laminadas a macizas y lodolitas macizas. Estas litofacies representan un marcado cambio en el ambiente de depósito, pasando de ambientes fluvio-deltáicos a canales aluviales rectos depositados durante el Mioceno Medio a Tardío (?). Palinológicamente se reconocen fragmentos re TRABAJADOS de rocas del Cretácico, Oligoceno y Eoceno.

El miembro superior G6 corresponde a una sucesión de lodolitas macizas caoliníticas y lodolitas arenosas y areniscas lodosas macizas caoliníticas, cortadas por sucesiones levemente granodecrecientes de areniscas cuarzosas de grano fino a medio, laminadas y macizas. Este intervalo representa una sucesión de paleosuelos con migración de canales meándricos con nulo recobro palinológico.

La siguiente (tabla 1) incluye información de las formaciones atravesadas en la perforación, gran parte de la información ahí consignada es parte del estudio previo realizado por Bayona et al. (2008). En el pozo A1 Saltarín. Ya que este estudio contaba con testigos de perforación o núcleos.

Tabla 1: Descripción estratigráfica de Formaciones Geológicas perforadas en la Cuenca Llanos Orientales.

Tope/Base	Formación	Miembros	Litología	Ambiente de depositación
↑ ↓	Guayabo	G6	(Superior) Corresponde a una sucesión de lodolitas macizas caoliniticas y lodolitas arenosas y areniscas lodosas macizas caoliniticas, cortadas por sucesiones levemente granoderecientes de areniscas cuarzosas de grano fino a medio, laminadas y macizas.	Este intervalo representa una sucesión de paleosuelos con migración de canales meándricos con nulo recobro palinológico.
		G5	Predominantemente arenoso y consiste en secuencias levemente granoderecientes que varían de areniscas laminadas y macizas a areniscas lodosas laminadas a macizas, lodolitas arenosas laminadas a macizas y lodolitas macizas.	Existe un cambio ambiente fluvio-deltaicos a canales aluviales rectos.
		G4	Consiste en la base de sucesiones granoderecientes de areniscas cuarzosas laminadas que gradan a areniscas lodosas laminadas y con bioperturbación y lodolitas macizas, mientras que la parte media y superior son principalmente lodosas.	Este intervalo representa depósitos de canales distributarios y llanuras fluviales a deltaicas.
		G3	Sucesión granodereciente de areniscas lodosas y areniscas laminadas que gradan a lodolitas arenosas bioperturbadas y lodolitas macizas, mientras que en el tope se presentan mantos de carbón y lodolitas carbonosas.	llanuras de inundación fluviales con variaciones en las condiciones de oxidación reducción
		G2	corresponden principalmente a sucesiones granoderecientes de lodolitas laminadas y macizas que gradan a lodolitas arenosas, areniscas lodosas y areniscas de grano muy fino a fino.	llanuras de inundación fluviales con variaciones en las condiciones de oxidación reducción.
		G1	(basal), sucesiones granoderecientes de lodolitas laminadas y macizas que gradan a lodolitas arenosas, areniscas lodosas y areniscas de grano	carácter continental deltaico.
	León		Capas homogeneas de Lodolitas	Lago extenso y somero con una ligera influencia salobre
↑ ↓	Carbonera	C1	sucesiones granoderecientes con areniscas conglomeráticas y conglomerados arenosos cuarzosos hacia la base gradando a areniscas cuarzosas de grano fino a muy fino. En la parte media se presentan areniscas lodosas y hacia la parte superior paquetes de areniscas de grano medio a fino cuarzosas que gradan a areniscas lodosas bioperturbadas y lodolitas laminadas.	arenas de canales distributarios deltaicos y llanuras deltaicas con desarrollo de pantanos.
		C2	Constituido por una sucesión homogénea de lodolitas laminadas y macizas.	Lagunar con leve influencia salobre.
		C3	lodolitas y hacia el tope por sucesiones granoderecientes de areniscas cuarzosas macizas en contacto neto con lodolitas.	canales meándricos que migran a llanuras aluviales.
		C4 C5 C6	intercalaciones de lodolitas y areniscas, areniscas lodosas.	Lacustres, Llanuras de inundación, Crevasse Splay

Interpretación De Ambientes De Acumulación: Las rocas de la Formación Carbonera y Formación León (Mioceno Temprano y Mioceno Medio) son el registro de la inundación de sistemas lacustres (Fm. León) y deltaicos (C1). Este lago somero fue retrocediendo gradualmente, y posteriormente abruptamente, permitiendo la acumulación de facies de borde de lago y llanuras deltaicas con

canales amalgamados como se registra en las areniscas del Miembro informal C1. Los canales distributarios intradeltáicos transportan con menor cantidad sedimentos arenosos hacia el lago en la parte superior del Miembro informal C1, en donde se observa abundante material lodoso, bioperturbación y granos de glauconita.

A medida que va aumentando el aporte de sedimentos al lago, éste se va colmatando gradualmente. Lo anterior está representado en las litofacies de la parte superior de la Formación León y la base de la Formación Guayabo, generando una regresión lenta del lago y pasando de las facies lagunares dentro de la Formación León a las facies continentales de la Formación Guayabo. El avance progresivo de los lóbulos deltáicos sobre las facies de borde de lago y las llanuras deltáicas, está representado por el Miembro informal G1, de la Formación Guayabo.

Después de la colmatación de la laguna va aumentando lentamente la subsidencia y el aporte de sedimentos, acumulándose depósitos finos en llanuras de inundación fluviales, las cuales se encuentran expuestas a condiciones oxidantes. De esta forma se presenta un apilamiento de paleosuelos en condiciones oxidantes para el Miembro informal G2 y en condiciones semi-oxidantes para el Miembro informal G3. La migración dentro del sistema deltáico – fluvial continúa para el Miembro informal G4, en donde se registran depósitos de canales distributarios y de llanuras fluviales a deltáicas, tanto en condiciones reductoras como oxidantes. Después de la depositación de estos extensos sedimentos de llanuras fluviales a deltáicas, se registró para el Mioceno Medio – Tardío (?), un cambio muy fuerte en los patrones de acomodación, depositándose una serie de barras amalgamadas dentro de canales aluviales rectos (Miembro informal G5), causadas por un incremento en el aporte de sedimentos, debido posiblemente a la ocurrencia simultánea tanto de factores climáticos (aumento en la lluvias que generan una mayor carga de sedimentos en los ríos) como la influencia de levantamientos de bloques intracuenca, los cuales son evidenciados por los altos

gravimétricos y la irregularidad de la Cuenca de los Llanos al sur (Bayona et al. 2008). Hacia la parte superior del Miembro informal G5, nuevamente el sistema empieza a migrar y se depositan rocas típicas de llanuras aluviales a fluviales, en cercanía a zonas vegetadas. Finalmente el sistema nuevamente alcanza un equilibrio entre la subsidencia y la carga de sedimentos que llegan a la cuenca, registrando una sucesión espesa de paleosuelos, con migración de canales meándricos hacia la parte superior, que está representada en el Miembro informal G6.

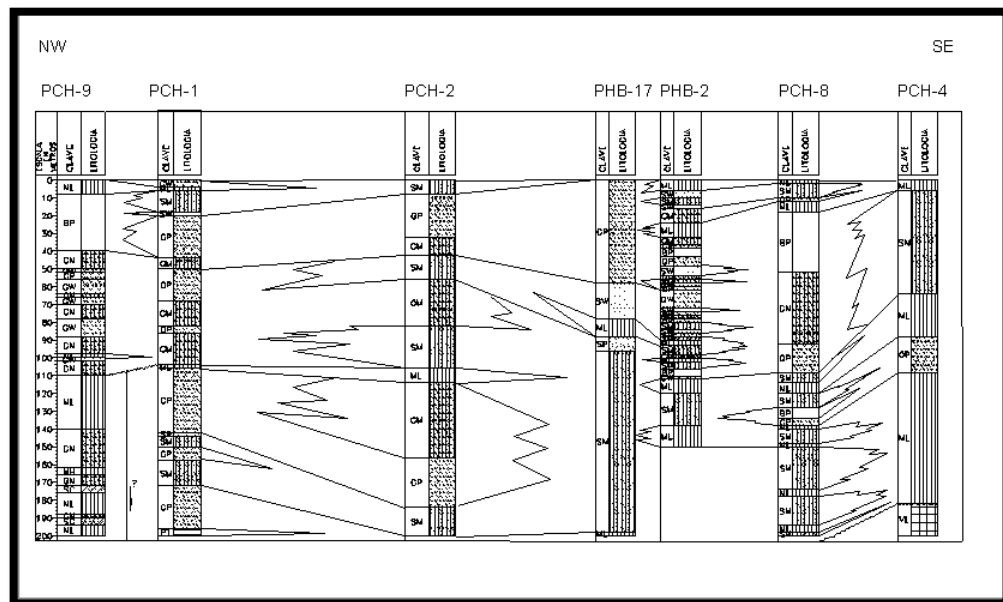
2.2 MARCO TEÓRICO

La estratigrafía de secuencias definida por Vail et al. (1987), “como la metodología que permite definir un cuadro cronoestratigráfico a la escala global basándose en la datación precisa de las líneas de tiempo, jalonadas por discordancias de origen eustático, que limitan las unidades genéticas de depósito”. Basados en el concepto analítico de la Estratigrafía Secuencial definido por Vera. (1994). “Se refiere a la interpretación y modelización estratigráfica de las asociaciones de facies, elaborada a partir de datos de geología del subsuelo (suministrados por los registros geofísicos) o datos observados directamente en campo, que permitan reconocer los límites de los ciclos, y en su caso, las diferentes fracciones de un ciclo, a nivel de una cuenca sedimentaria.

La estratigrafía de secuencias más que basarse en correlaciones de rocas empleando litología, fósiles y otras técnicas estratigráficas o, el análisis de facies para reconstrucciones de ambientes del pasado, combina las dos aproximaciones y reconoce paquetes de estratos, cada uno de los cuáles fue depositado durante un ciclo de esta aproximación genética, esto significa que los paquetes de estratos están unidos por superficies cronoestratigráficas que incluyen a las discordancias formadas durante las elevaciones y descensos relativos del nivel del mar. Además

intenta determinar la amplitud y ritmos de los cambios del nivel del mar en el pasado y ser una ayuda en el entendimiento de la naturaleza tanto de los procesos corticales como expansión oceánica, isostasia, fallamiento como los cambios climáticos que operaron en el pasado. Ayuda a identificar, clasificar y entender la jerarquía de los complejos ciclos sedimentarios. Coe. (2003).

Figura 5: Ejemplo de una correlación estratigráfica NW-SE del acuífero costa de Hermosillo, sonora, México, Unidad Superior, de los pozos PCH-9, PCH-1, PCH-2, PHB-17, PCH-6 y PCH-4. Tomada de Rangel (2002).



2.2.1 Registros Geofísicos: Los registros geofísicos nos permiten identificar las características petrofísicas de las formaciones rocosas del subsuelo, obtenidas mediante mediciones de los parámetros físicos, como por ejemplo, eléctricas, acústicas, radiactivas, etc. La importancia de conocer estos parámetros físicos es la de determinar, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, resistividad, entre otros, con el objetivo de evaluar y definir los intervalos atractivos que contengan hidrocarburos. Los registros se pueden tomar tanto en agujeros descubiertos o entubados, dentro de la formación podemos encontrar tres zonas, de invasión, de

transición y de saturación. Los Registros Eléctricos se clasifican en Radioactivos y Acústicos; los cuales tienen dos aplicaciones primordiales:

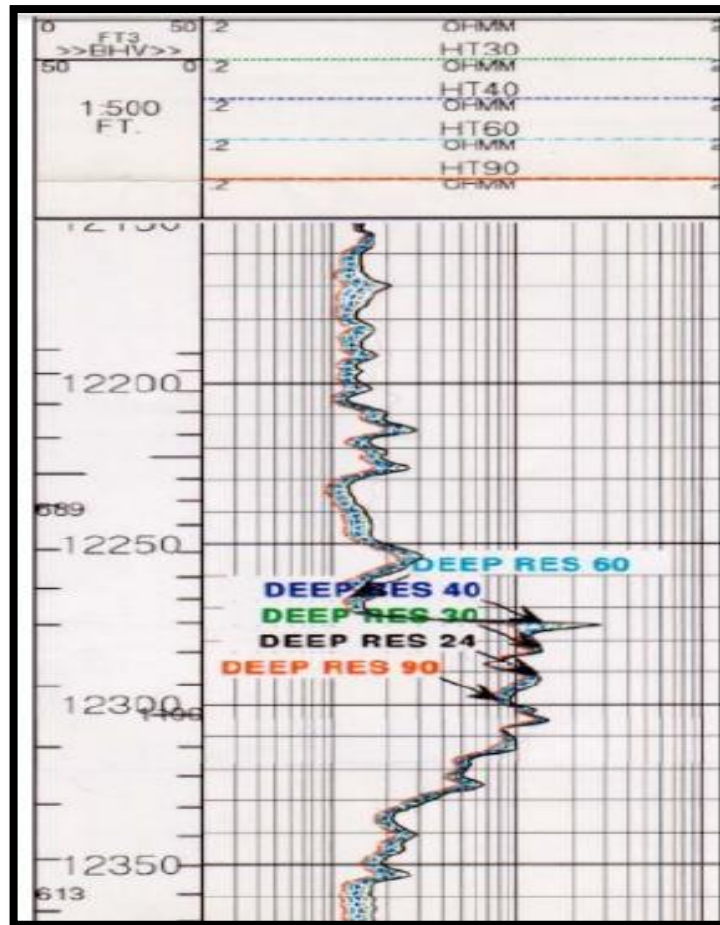
- 1) Efectuar o elaborar correlaciones y estudios estratigráficos.
- 2) Evaluar la litología y los fluidos de la formación.

Los parámetros físicos principales que se necesitan para evaluar un yacimiento son: Porosidad, saturación de agua, permeabilidad, espesor de capa permeable y fracturamiento.

Algunas de las herramientas más utilizadas para el análisis del subsuelo son:

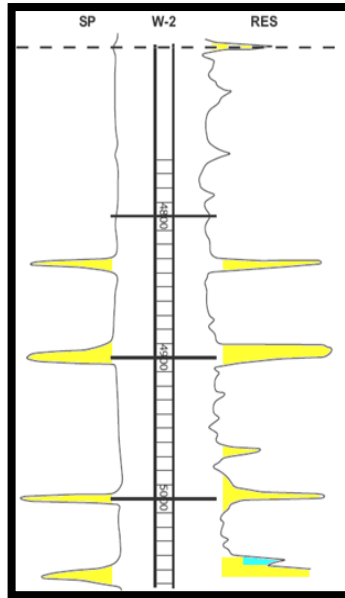
Registros de Resistividad: Son unos de los más utilizados, con este tipo de registro de resistividad (Fig. 6), se obtiene medidas de la resistencia de flujo de corriente eléctrica, Es función del fluido de poro y porosidad de la roca, Se utiliza frecuentemente para identificar la litología, miden la diferencia de potencial causada por el paso de la corriente eléctrica a través de las rocas. Consiste en enviar corrientes a la formación a través de unos electrodos y medir los potenciales en otros. Entonces la resistividad de la roca puede determinarse ya que esta resulta proporcional a la diferencia de potencial. Las herramientas que se utilizan para medir las resistividades pueden ser de dos tipos según el dispositivo que utilicen, estos tipos son: Dispositivo normal .Dispositivo lateral básico.

Figura 6: Sección de un registro de resistividad mostrando las arenas con posibles acumulaciones de hidrocarburos. Tomada de Registros de Pozos. Scribd-doc-54232614.



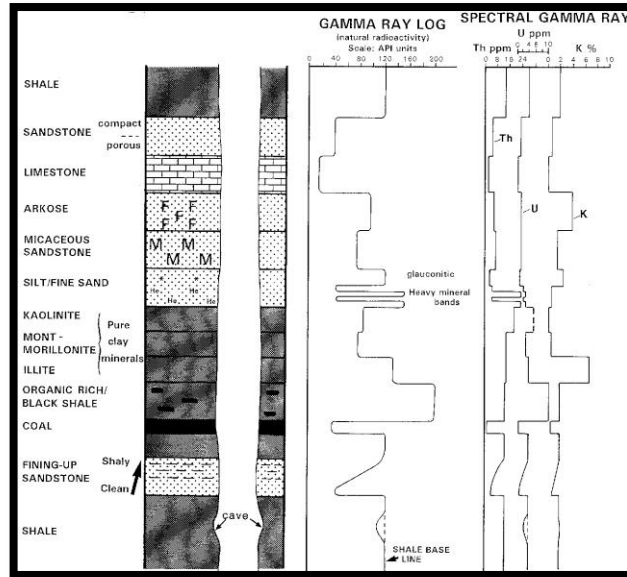
Registros (SP) Potencial Espontaneo: Es un potencial eléctrico creado por el desplazamiento de iones debido a la diferencia de salinidad entre el fluido de perforación y el agua de la formación, este registro separa los límites de capas de arenas permeables y lutitas impermeables. El SP se utiliza para identificar capas porosas, para calcular la salinidad del agua de formación y la resistividad del agua de formación (R_w). Ejemplo en registro SP (Fig. 7).

Figura 7: Perfil generado gracias a la respuesta de la corriente eléctrica en diferentes tipos de litologías. Tomado de Sociedad de Geología Sedimentaria (SEPM).



Registros Gama Ray: Algunos elementos en la naturaleza emiten radiación. Elementos comunes en la corteza terrestre son potasio (K), torio (Th) y uranio (U). La mayoría de las rocas reservorio contienen nada o muy pocas cantidades de estos elementos y por lo tanto tienen un nivel bajo de radiación Gamma Ray. Otros tipos de rocas (shales) tienen una gran cantidad de átomos de K y Th, resultando en altos niveles de radiación Gamma Ray. Este tipo de registro permite discriminar entre reservorio y no-reservorio, definir volumen de arcilla en el reservorio, estimar el nivel de lodolitas de la roca reservorio, también permite inferir el tamaño de grano y así posteriormente deducir la energía depositacional. Los registros Gamma Ray son los más utilizados para el análisis de los registros de secuencia estratigráfica. (Fig. 8).

Figura 8: Respuestas a los tipos de radiación gamma en las litologías presentes en la perforación de un pozo. Tomado de Sociedad de Geología Sedimentaria (SEPM).



Registro Neutrónico: Este tipo de registro se basa en la medición de concentraciones de hidrógenos, lo que indica la presencia de agua o petróleo de la roca. Posee una fuente de neutrones, los cuales colisionan con los hidrógenos presentes en los poros de la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los neutrones dispersos liberados en las colisiones. La herramienta se llama CNL. Sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Si el registro neutrónico es alto indica alta índice de neutrones, y si es bajo indica bajo índice de neutrones. Sirve para medir la porosidad de la formación, Utiliza la cantidad de hidrógeno presente, Medidas litología cuando se utiliza con registro de densidad.

Registros de densidad: Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Posee una fuente de rayos gamma, los cuales colisionan con los átomos presentes en la

roca. La herramienta también posee un receptor que mide los rayos gamma dispersos liberados en las colisiones. La herramienta se conoce como FDC. Sirve para estimar la densidad del sistema roca fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad y si es alto indica baja porosidad. Se lee de izquierda a derecha. Se utiliza con registros sísmicos para generar trazas sísmicas sintéticas para que coincida con las líneas sísmicas.

Registro Sónico: Este tipo de registro mide la velocidad del sonido en las ondas penetradas por el pozo. Posee un emisor de ondas y un receptor. Se mide el tiempo de tránsito de dichas ondas. La herramienta se conoce como BHC. El objetivo principal del perfil sónico es la determinación de la porosidad de las rocas penetradas por el pozo (SPHI) a partir del tiempo de tránsito de las ondas (t). Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad, y por lo tanto, mayores la porosidad de la roca. Se lee de derecha a izquierda.

2.2.2 Facies Sedimentarias: Podemos decir que son un conjunto de características litológicas y paleontológicas que definen una unidad estratigráfica. Se hace extensivo el uso de este término para denominar al conjunto de características genéticas reinantes durante el depósito, que quedan reflejadas en los materiales y pueden ser deducidas de su estudio litológico y paleontológico. Para así finalmente poder establecer un análisis secuencial de facies.

Dado que son diversos los aspectos monográficos que se pueden observar en las rocas o conjuntos de rocas, se puede hablar de varios tipos de facies. Se usan términos restrictivos del tipo de propiedades (litofacies o biofacies) a escala de observación (microfacies). Vera (1994).

El término **litofacies** se usa para aludir exclusivamente a los aspectos litológicos de un conjunto de estratos y correlativamente para las condiciones físico-químicas (no biológicas) que reinaron durante el depósito.

El término **biofacie** es el complementario ya que se refiere a los aspectos paleontológicos y a las condiciones biológicas reinantes durante el depósito.

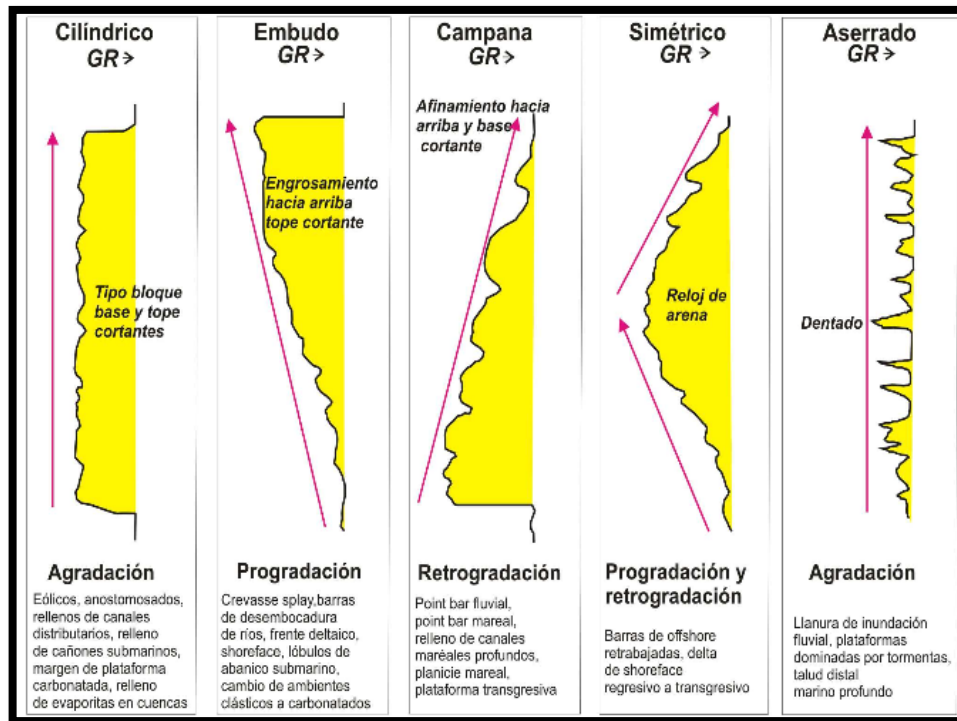
“la suma de la litofacies y la biofacies de unos materiales es simplemente la facies de los mismos. Hallan (1981) considera innecesario hacer la división de facies lito y bio- facies, ya que los fósiles forman parte de la roca, hasta el punto de considerar sinónimos los términos facies y litofacies y no usar el de biofacies.” Vera (1994).

El término **microfacie** es un término introducido en la nomenclatura estratigráfica desde el mundo de la geología del petróleo para denominar al conjunto de características litológicas y paleontológicas observadas al microscopio en sección delgada.

Para el desarrollo y análisis de estos registros se aplica y se identifican las **Electrofacies** ya que estas son el conjunto de respuesta de las diagráfias, también llamadas perfiles de testificación geofísica o logs que caracterizan un estrato y permiten que este pueda ser diferenciado de los otros que lo rodean. Para obtener un mejor conocimiento de un yacimiento, es posible relacionar los paleo ambientes de depositación y las variaciones en el tamaño de grano con la forma de las curvas de los registros SP o GAMMA RAY.

En general en los registros, las variaciones en el tamaño de grano se pueden clasificar dentro de los siguientes cinco tipos de electrofacies: 1) Cilindro, 2) Embudo, 3) Campana, 4) Simétrico, 5) Aserrado o Dentado; Siendo cada una de estas asociadas a un determinado ambiente de depositación (Fig.9).

Figura 9: Respuestas a las variaciones de tamaño de grano y ambientes sedimentarios registrados en los perfiles del Gama Ray. Tomado de Sociedad de Geología Sedimentaria (SEPM).



2.2.3 Correlaciones Estratigráficas en registros de pozo: En el glosario de Geología Bates y Jackson, (1987) el término Correlación se define como al demostración de la equivalencia de dos o más fenómenos geológicos de diferentes áreas. Además definida como la determinación de unidades estratigráficas o estructurales equivalentes en tiempo, edad, o posición estratigráfica con el propósito de preparar mapas del subsuelo y secciones, las dos fuentes principales de datos de correlación son las secciones sísmicas y los registros de pozo.

Con este método podemos establecer que la correlación de registros de pozo se realiza de manera visual y subjetiva, es decir cada individuo puede crear de los mismos pozos, correlaciones y por lo tanto interpretaciones desiguales. Las

correlaciones no son únicas por lo cual da como resultado una diversidad de soluciones posibles que no infringen con las técnicas generales de correlación.

El análisis y la correlación de secuencias geológicas mediante registros de pozos se fundamenta en describir objetivamente las formaciones atravesadas durante la perforación, analizando la respuestas de los perfiles, con lo que se busca el reconocimiento de las distintas unidades geológicas, a fin de pronosticar su evolución vertical, continuidad lateral y asociación con otras secuencias.

Principios Que Rigen La Correlación Geológica

Algunos de los principios y conceptos en los cuales se establece el proceso de correlación son mencionados a continuación.

- **El Principio de Causalidad:**

Este principio establece que las mismas causas producen los mismos efectos. Así, el mismo conjunto de condiciones sedimentarias en un periodo geológico dado debería producir en el perfil las mismas respuestas, al igual que ellas generan la misma litología y facies. La aplicación de este principio permite afirmar que la constancia de cierto criterio entre un punto de observación (un pozo) y otro es una prueba de que las causas originales fueron las mismas en ambos lugares. Por eso, si se observan rasgos de perfiles equivalentes, se puede concluir que las condiciones sedimentarias fueron las mismas en ambos sitios, o que es probablemente la misma formación.

Todos los fenómenos geológicos de importancia considerable, tales como periodos de soterramiento, erosión, transgresión o movimiento tectónicos dejaran su huella en las mediciones de los perfiles, de la misma manera en que lo hacen en rocas y formaciones, sin tener en cuenta las facies y el ambiente. Estos rasgos

en los perfiles de pozo indicaran por ello la presencia de estos fenómenos geológicos. (Betancourt. et al., 2009).

- **Concepto de Similitud:**

Este concepto se define como el más elocuente y más intuitivo. Está esencialmente basado en la forma de las curvas, o sea la frecuencia, amplitud y posición de los eventos del perfil en sucesiones verticales. Naturalmente, para cada evento, debe ser tenido en cuenta el valor de todos los parámetros del perfil, de otro modo puede haber correlaciones equivocadas. Este concepto es usado, para correlaciones de gran detalle, para estudios muy precisos y con un espaciamiento mínimo entre puntos de control, por ejemplo en el caso de un yacimiento. Puede ser útil consultar perfiles con una muy buena resolución vertical.

Este concepto es muy importante, ya que permite identificar fenómenos geológicos mostrando una buena sincronización y aun predecir cierto retardo o diferencia temporal, entre una parte de la cuenca y otra. Tales fenómenos incluyen interrupciones en la sedimentación debidos a movimientos tectónicos, periodos transgresivos o ciclos eustáticos, erosión y huecos en la sedimentación. (Betancourt et al., 2009).

- **Concepto de Variabilidad Lateral:**

Este concepto está basado en dos tipos de evidencias:

- La relación lateral de las facies que no es al azar, debido a que de acuerdo con la ley de Walther, a escala de la secuencia sedimentaria existe una relación entre secuencias elementales yuxtapuestas y superpuestas. En otras palabras, en el mismo instante en una cuenca dada, transcurrirá por ejemplo una sedimentación de arenas, limos, arcillas y carbón.

- El espesor de los depósitos durante el mismo periodo depende del tipo de litología y ambiente sedimentario, al igual que de la capacidad de compactación, de la subsidencia, y de una combinación de los dos fenómenos señalados previamente.

Tipos De Correlaciones:

Territorialmente se dividen en:

- Locales, cuando se correlacionan pozos entre los límites de un campo.
- Zonales, cuando se correlacionan pozos entre los límites de un área petrolera (varios campos).

Estratigráficamente se dividen en:

- Generalizadas, cuando se correlacionan las unidades estratigráficamente más grandes o solo horizontes típicos.
- Detalladas, cuando se diferencia cada uno de los niveles que conforman una unidad estratigráfica.

También se pueden diferenciar de acuerdo a la información que se use, litológica, geofísica, paleontológica, geoquímica o perfiles de pozo, utilizando las electrofacies de estos últimos. (Manrique. et al., 2003).

Secciones Estratigráficas:

Las **secciones estratigráficas**, son secciones de correlación que se usan para identificar unidades semejantes que permitan establecer la continuidad de las mismas, así como las relaciones verticales entre las unidades que conforman la columna estratigráfica. El objetivo de hacer estas secciones es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Suarez. (2011).

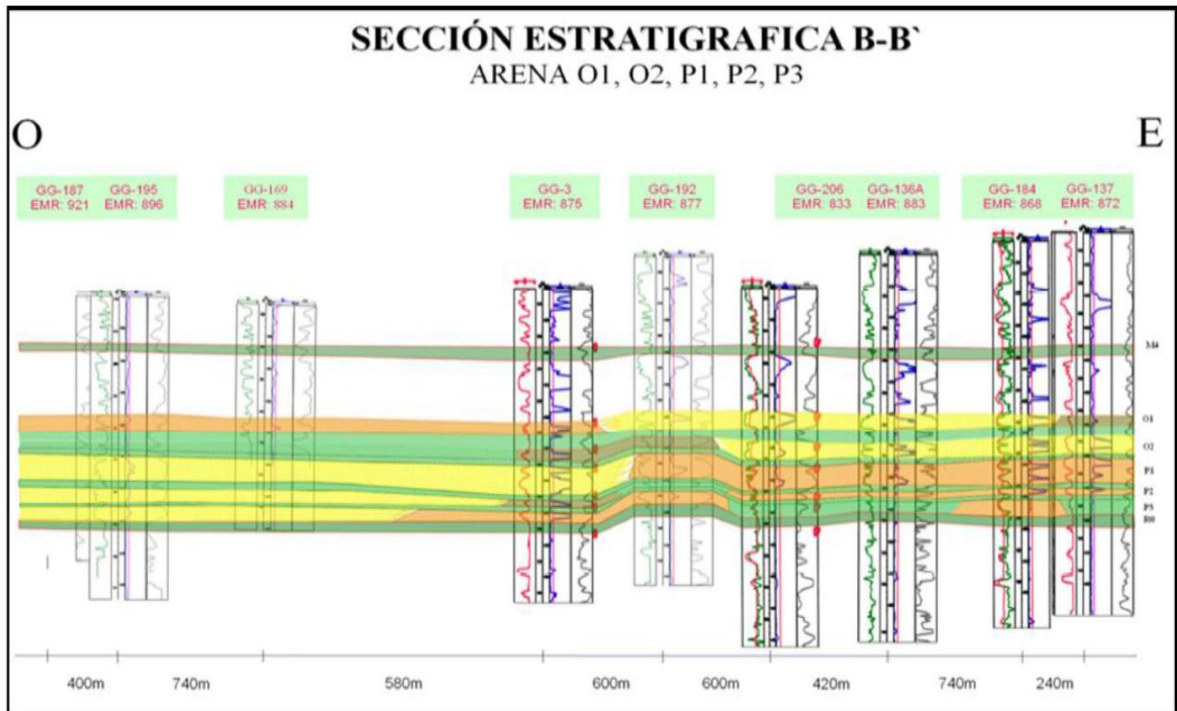
Bases para crear una correlación estratigráfica:

Con este tipo de secciones se pretende mostrar la situación que existía al final de la depositación de determinada secuencia, con el propósito de visualizar su continuidad lateral. Pasos de construcción:

- Elegir en el mapa base los pozos que se consideren más representativos para una mejor interpretación de la estratigrafía del área.
- Identificar en los registros de pozo (litológico o registros eléctricos) el tope de una misma unidad, o el tope de una misma litología, ideal el tope de un shale, la cual se toma como datum o línea de referencia.
- En la sección se colocan con su distancia a escala los perfiles eléctricos de los pozos o en su defecto el registro litológico de estos (columna estratigráfica).
- El horizonte de interés lo determina el objetivo del trabajo.
- En esta sección se eliminan los efectos estructurales (pliegues, fallas), a cambio se muestra la litología y su variación lateral. Se interpreta el posible ambiente de depósito y su continuidad lateral.

A continuación se muestra un ejemplo de un tipo de sección estratigráfica, en la cual se correlacionan las arenas O1, O2, P1, P2, P3, pertenecientes a una formación de interés. El datum establecido es una litología superior. (Figura 10).

Figura 10: Estudio estratigráfico de las arenas O1, O2, P1, P2 y P3, de la formación oficina del yacimiento O1-P3 GG-3. Tomado de Suarez. (2011).

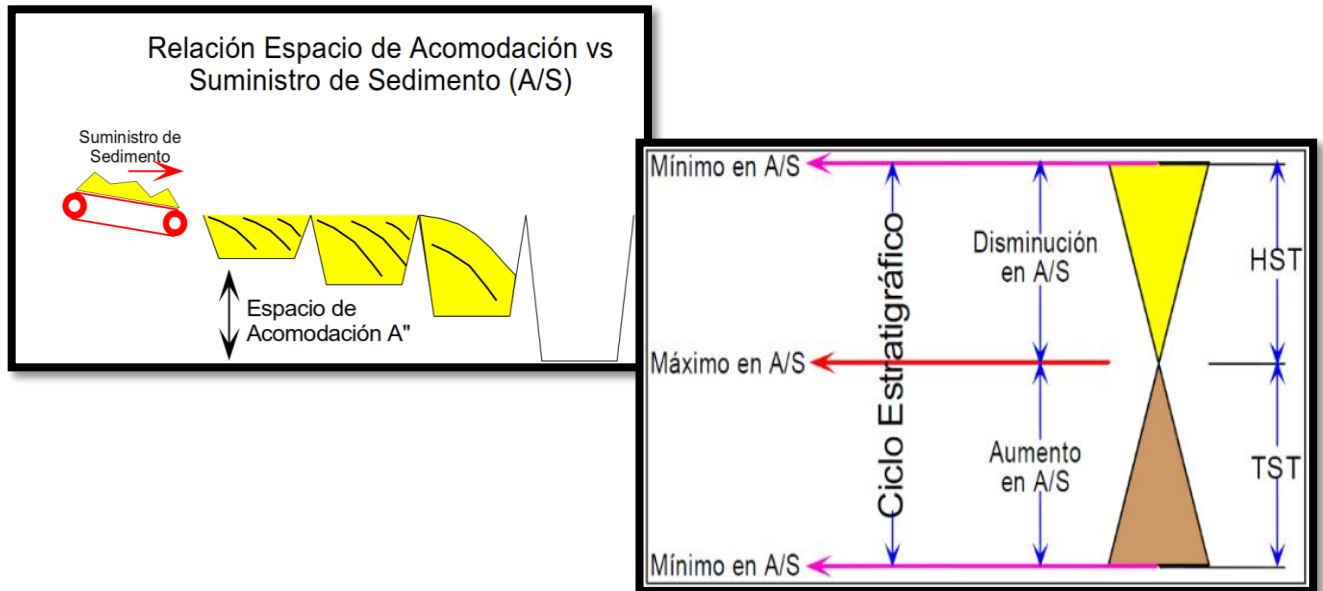


2.2.4 Definición De Ciclos Estratigráficos: La definición de cada ciclo estratigráfico se realiza teniendo en cuenta las tendencias unidireccionales del aumento o disminución en la relación espacio de acomodación (A) con el suministro de sedimento (S). Los factores anteriormente mencionados son controlados por la subsidencia tectónica y el clima.

Durante un ciclo estratigráfico, la relación A/S aumenta (cuando el nivel base sube) hasta un límite máximo y luego decrece (cuando el nivel base baja) (Fig. 11). Hasta un límite mínimo, fluctuando hacia arriba y hacia abajo respecto a la superficie de la tierra.

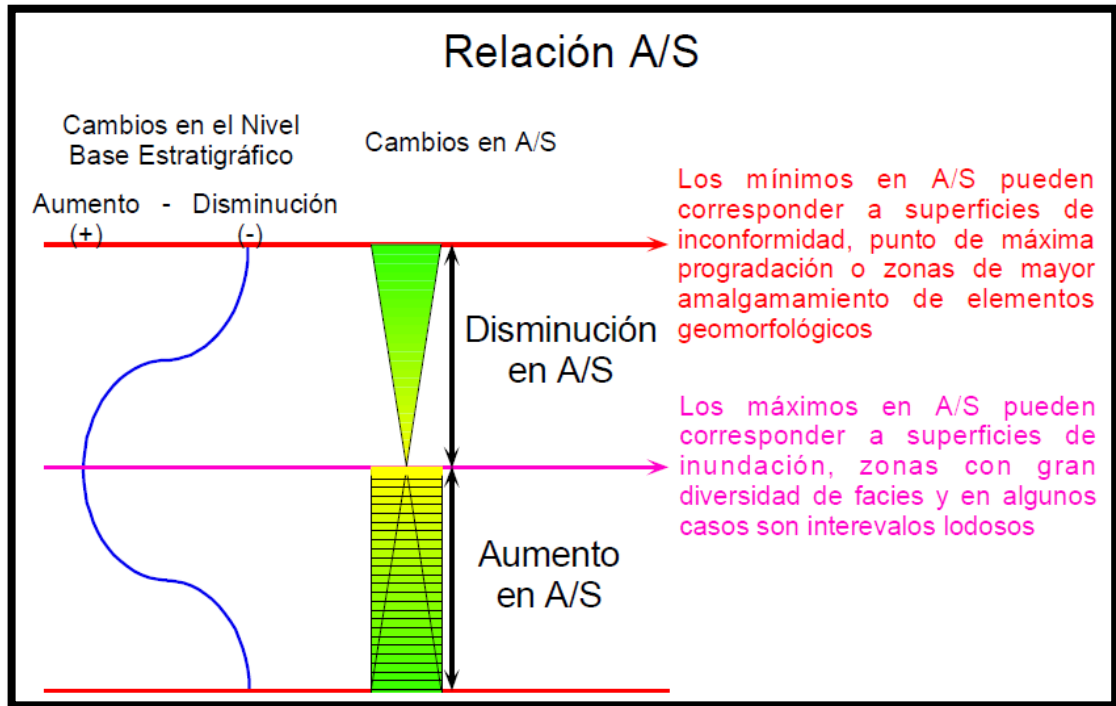
Un ciclo estratigráfico se define entre dos superficies o eventos de máxima relación espacio de acomodación contra aporte de sedimento (A/S), de esta manera el ciclo estratigráfico se divide en dos hemiciclos, el primer hemiciclo representa el tiempo de disminución en la relación A/S y el segundo hemiciclo representa el tiempo de aumento en la relación A/S. (Figura 12).

Figura 11: Representación de un ciclo estratigráfico y su equivalencia con la terminología de Van Wagoner (1988). . Tomado de Fajardo et al (2003).



La metodología por la cual se definieron así los ciclos estratigráficos es que los máximos en A/S son más fácilmente identificables en los registros de pozo y correlacionables a través de la cuenca. Para describir un poco el proceso se tiene como primera paso para identificar ciclos estratigráficos consiste en reconocer electrofacies generadas a partir del registro (Gamma Ray, SP), cada uno de estos registros es calibrado con corazones o núcleos pertenecientes a la zona de estudio. Con el fin de establecer el tipo de material que se ha perforado. Esta calibración se realiza al momento de iniciar el proceso de toma de estos datos.

Figura 12: Relación A/S para definir mínimos en A/S y máximos en A/S. Tomado de Fajardo et al (2003).



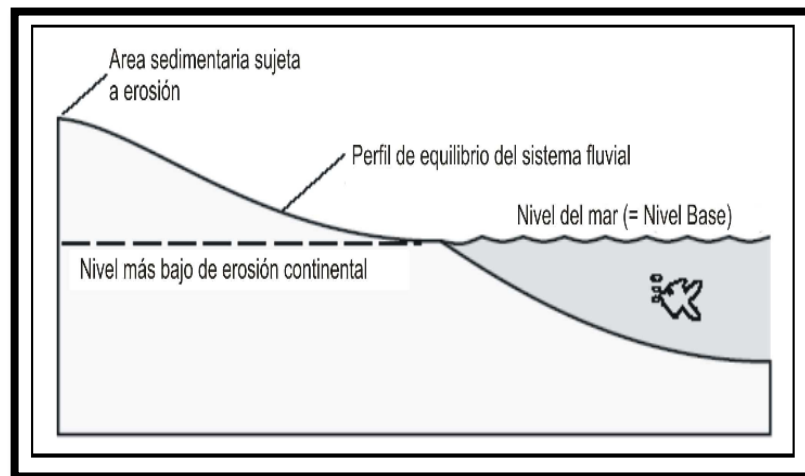
2.2.5 Conceptos generales de la estratigrafía de secuencias: a continuación se realizara una breve descripción de cada uno de ellos.

Estratigrafía de secuencial: La estratigrafía secuencial, constituye una subdivisión de la estratigrafía y tiene gran variedad de definiciones, siendo la más simple la que definen como: La subdivisión del relleno sedimentario de las cuencas en paquetes relacionados genéticamente, limitados por disconformidades y/o sus conformidades correlativas. Galloway, (1989).

Nivel Base: Es una superficie de equilibrio la cual se depositan y sobre la cual ocurre erosión Homewood y Mauriaud. (2000). Esta superficie es dinámica, se mueve hacia arriba o abaja a través del tiempo en relación con el centro de la

tierra, paralelos con los ascensos y descensos del nivel de mar, aunque en realidad esta usualmente por debajo, debido a la acción erosiva de las olas y las corrientes Catuneanu. et al., (2002). Las fluctuaciones del nivel base (Fig. 13), son independientes de la sedimentación y reflejan cambios en respuesta a controles externos (eustáticos, tectónicos, climáticos), diagenéticos (compactación de sedimentos) y ambientales (energía de las olas y corrientes).

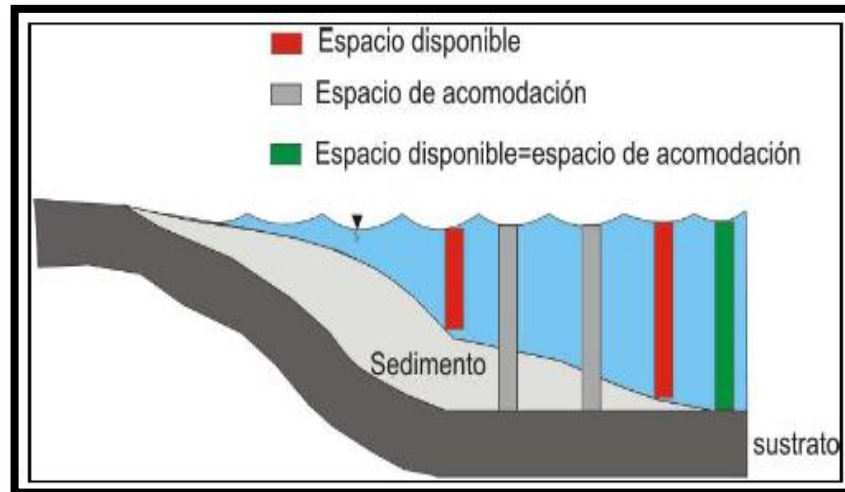
Figura 13: Superficie de equilibrio, nivel base. Tomado de Catuneanu et al., (2002).



Acomodación: Es definido como el espacio existente entre el nivel del mar y el techo del sustrato rocoso. La acomodación puede ser creada o destruida por el nivel base y depende del eustatismo y de la rata de subsidencia Catuneanu et al., (2002).

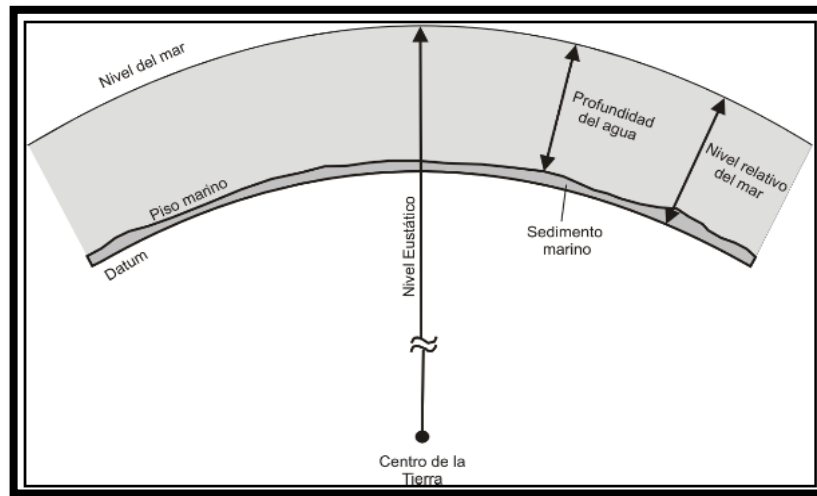
Espacio Disponible: Es el espacio entre el nivel del mar y la superficie del lecho sedimentario. (Fig. 14). Este espacio no siempre coincide con la acomodación Homewood y Mauriaud. (2000).

Figura 14: Espacio disponible y acomodación Tomado Homewood y Mauriaud. (2000).



Nivel relativo del mar: Es medido entre la superficie del mar y un datum local, el cual puede ser el basamento o una superficie dentro de la pila sedimentaria. (Fig. 15). El nivel relativo del mar puede aumentar por subsidencia, compactación y/o cambios del nivel eustático, análogamente disminuye por caídas del nivel eustático y/o levantamientos tectónicos. La profundidad del mar, que se mide entre la superficie del mar y el piso marino, no debe ser confundida con el concepto de nivel relativo del mar.

Figura 15: Eustatismo, nivel relativo del mar y profundidad del agua como una función del nivel del mar, piso marino y datum de referencia. Tomado de Posamentier et al. (1988).



Transgresiones y Regresiones: La interpretación entre los cambios del nivel base y la sedimentación controlan las fluctuaciones del nivel de profundidad del mar, así como también los movimientos transgresivos y regresivos de la línea de costa.

Una **transgresión** es definida como la migración hacia tierra de la línea de costa, ésta migración corresponde a un movimiento de facies, así como la profundización del mar en la cercanía de la línea de costa. Las transgresiones resultan en patrones de apilamiento retrogradacional (por ejemplo: facies marinas sobreyacen facies no marinas o continentales). (Fig. 16). Transgresión es comúnmente indicativa de influencia mareal en sucesiones fluviales en el lado no marino de la cuenca. La **retrogradación** es definida como un movimiento hacia tierra de la línea de costa por erosión de las olas, produciendo un aumento de la inclinación de la pendiente en el perfil de playa. Bates y Jackson, (1987).

La transgresión ocurre cuando la tasa de acomodación creada es más rápida que la tasa de suministro de sedimento.

Una **regresión** es el movimiento de la línea de costa, y por tanto de facies, hacia el mar. En la cercanía de la línea de costa se produce una somerización de la profundidad del mar. Las regresiones resultan en patrones de apilamiento

progradacional está definida como la construcción hacia el mar de la línea de costa por la depositación cercana de sedimentos fluviales o por acumulación continua de material de playa re trabajado por olas y corrientes de playa paralelas a la línea de costa. Bates y Jackson, (1897).

La regresión puede ser de dos tipos: Normal o Forzada Catuneanu. et al., (2002):

Regresión Normal: ocurre cuando el suministro de sedimento excede la dispersión de dicho sedimento, ocasionado por mareas y olas, y la tasa de acumulación de sedimento sea mayor a la tasa de acomodación.

Regresión Forzada: se produce cuando en la caída relativa del nivel del mar se expone progresivamente el piso marino, causando de esta manera la migración de la línea de costa hacia el mar. Este proceso difiere de la regresión normal ya que sucede aun en ausencia de suministro de sedimento a la costa. La regresión forzada está asociada con la formación de una disconformidad y con una posible incisión fluvial de la línea de costa. Posamentier et al (1999).

Agradación: Se produce cuando la tasa de suministro está equilibrada con la creación de espacio disponible o acomodación. Las facies resultantes se apilan verticalmente y la migración de la línea de costa no ocurre. Emery y Myers, (1996).

Una visualización grafica muestra los patrones de apilamiento citados anteriormente (Fig.17).

Figura 16: Facies costeras y Movimiento de líneas de Costa. Estado inicial (A), se inicia una etapa de transgresión marina (B), hasta formar la superficie máxima de inundación (SMI) y posteriormente una etapa de regresión (C). Tomada de Tomada de Catuneanu. et al., (2002).

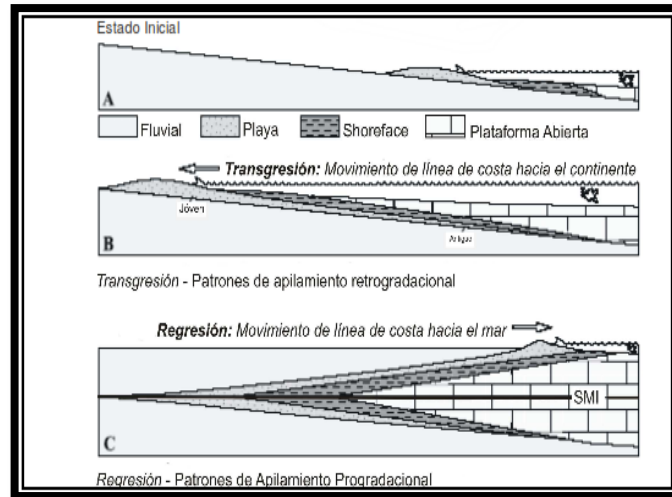
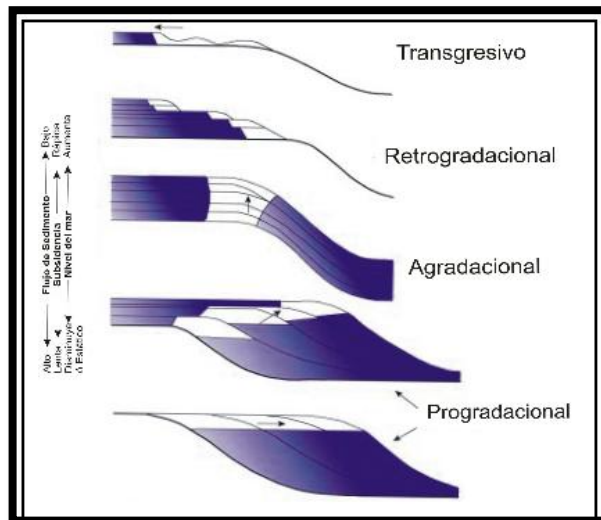


Figura 17: Patrones de apilamiento depositacional en función de la acomodación y aporte de sedimentos. Tomado de Galloway. (1989).



Superficies estratigráficas: Las superficies de estratigrafía secuencial pueden ser usadas, al menos en parte como límites de cortejos sedimentarios (*systems track*) o secuenciales, esto lo diferencian de otras superficies mapeables. Van Wagoner. (1995).

Superficie de Máxima Inundación (SMI): La superficie de máxima inundación marca el final de la transgresión de la línea de costa, separando estratos retrógrados (abajo) de estratos progradantes (arriba). Generalmente se presenta como una superficie concordante excepto en zonas de plataforma externa o en talud superior donde la carencia de sedimentos puede dejar expuesto el piso marino a procesos erosivos. En sucesiones marinas, esta superficie se identifica en el tope de depósitos que tiene disminución del tamaño de grano hacia arriba. Esta superficie pueda pasar a zonas profundas de la cuenca como sección condensada, o incluso desaparecer.

Superficie de Inundación (SI): Está definida como una superficie que separa estratos jóvenes de estratos más viejos en la cual existe evidencia de un incremento abrupto en la profundidad del agua. La profundización está generalmente asociada con erosión marina y no depositación. Van Wagoner, (1995).

Cortejos Sedimentarios (*Systems Tracts*): Estos son secuencias depositacionales y fueron interpretados mediante los patrones Estratales de apilamiento, posición dentro de la secuencia y tipos de superficies o límites, tomando en cuenta las fluctuaciones eustáticas (cambios del nivel base del océano). Los cortejos sedimentarios, se clasifican en: de bajo nivel (Lowstand), transgresivos y de alto nivel (Highstand). Posamentier et al. (1988).

Cortejo Sedimentario Transgresivo (IT) – Transgressive Systems Tract (TST):

Es limitado por una superficie de máxima regresión en la base y por una superficie de máxima inundación al tope. Durante el aumento del nivel base, la tasa de sedimentación es menor a la tasa de acomodación, es reconocido por patrones de apilamiento retrogradacional como resultado, en perfiles granodecrecientes dentro de sucesiones marinas (presencia de secciones condensadas y depósitos pelágicos de offshore y costeras (depósitos de playa, facies estuarinas, barrera de islas, etc.) Galloway (1989).

Cortejo Sedimentario de Alto Nivel (PAN) – Highstand Systems Tract. (HST):

Es limitado por una superficie máxima de inundación a la base y por una superficie compuesta que incluye: inconformidad subaereal, superficie regresiva de erosión marina y una superficie basal de regresión forzada. Esto corresponde a un estado tardío del aumento del nivel base, cuando la rata de sedimentos excede la rata de acomodación (regresión normal).

El HST tardío, puede ser caracterizado por secuencias interconectadas lateralmente, sistemas meandricos con depósitos pobremente preservados de llanura de inundación. La parte marina del HST, presenta una secuencia granocreciente, relacionada a facies progradantes y agradantes en la parte baja.

Los HST, típicamente incluyen llanuras deltaicas superiores (Topset), donde la preservación de sus depósitos es baja debido a la exposición subaereal y procesos erosivos que están relacionados con la subsiguiente caída del mar.

3. DESARROLLO Y FLUJO DE TRABAJO REALIZADO DURANTE LA PRÁCTICA EMPRESARIAL

Figura 18: Flujo de trabajo ejecutado durante la práctica empresarial.



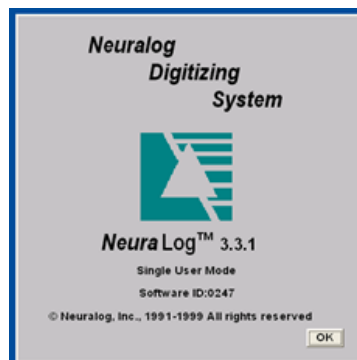
Documentación Bibliográfica: Para esta fase inicial de la práctica se realiza una documentación bibliográfica de los temas que se desarrollarán en la misma, con fin de documentar el proceso de manera que quede consignado en el informe final que se rendirá ante los estamentos interesados. Consultorías y Servicios Integrados de Ingeniería (CSI Ltda.) Y Universidad Industrial de Santander (UIS).

Manejo de la Información: La información (los pozos a trabajar) es perteneciente al Bloque Quifa, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, los

cuales son propiedad de la empresa Pacific Rubiales Energy. La información complementaria de estos pozos tiene restricciones, por motivos de confidencialidad.

Para describir el manejo que se le dio a la información es necesario hacer descripciones y mención de algunos programas que se utilizaron para realizar el manejo de ésta. En la parte inicial del proceso se llevó a cabo la digitalización de los registros de pozo. Con ayuda de Neuralog: (Software de Digitalización), (Fig. 19), esta es una herramienta automatizada con un sistema robusto de digitalización de registros. Neuralog transforma imágenes escaneadas o en formato imagen en datos informáticos utilizables. Su fiabilidad y la mejora de la calidad aumentan la productividad mediante la potenciación del analista de registros con el control de la calidad y disponibilidad de los datos del registro de pozos. Neuralog es el más utilizado para solución de digitalización de registros en la industria de petróleo y gas. Cabe resaltar que toda la información descrita paso a paso con sus respectivos screenshots de las ventanas de cada uno de los programas utilizados en el desarrollo de la práctica, son propiedad de CSI Ltda. La empresa posee la licencia de uso para Neuralog y en el caso de OZEM es un programa desarrollado directamente por la empresa.

Figura 19: Splash de inicio del programa Neuralog Digitizing System 3.3.1.

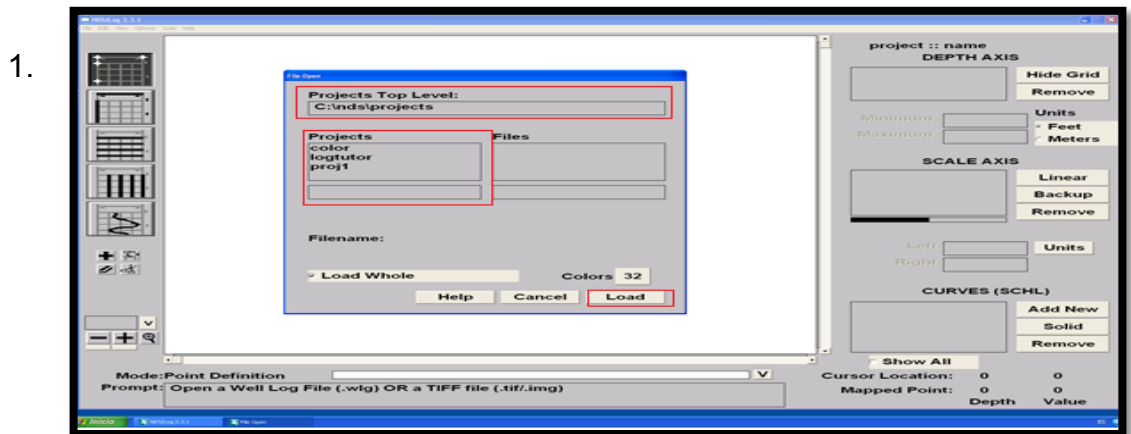


Después de convertir las imágenes iniciales que se tenían de los registros de formato JPG a imágenes .TIF se continúa a unir las con la ayuda de un editor de imágenes que permite unir las imágenes en formato .TIF. Para así ser cargadas en Neuralog y poder iniciar el proceso de digitalización de estos archivos.

Para describir el proceso de digitalización es necesario iniciar con la creación de una carpeta (nombre del proyecto) donde se estén los registros ya unidos en formato .TIF. Después de esto se inicia la ejecución de Neuralog (Fig. 20).

En esta ventana se ubica la carpeta (proyecto) creada inicialmente y se selecciona el archivo con la imagen del registro que se va a cargar.

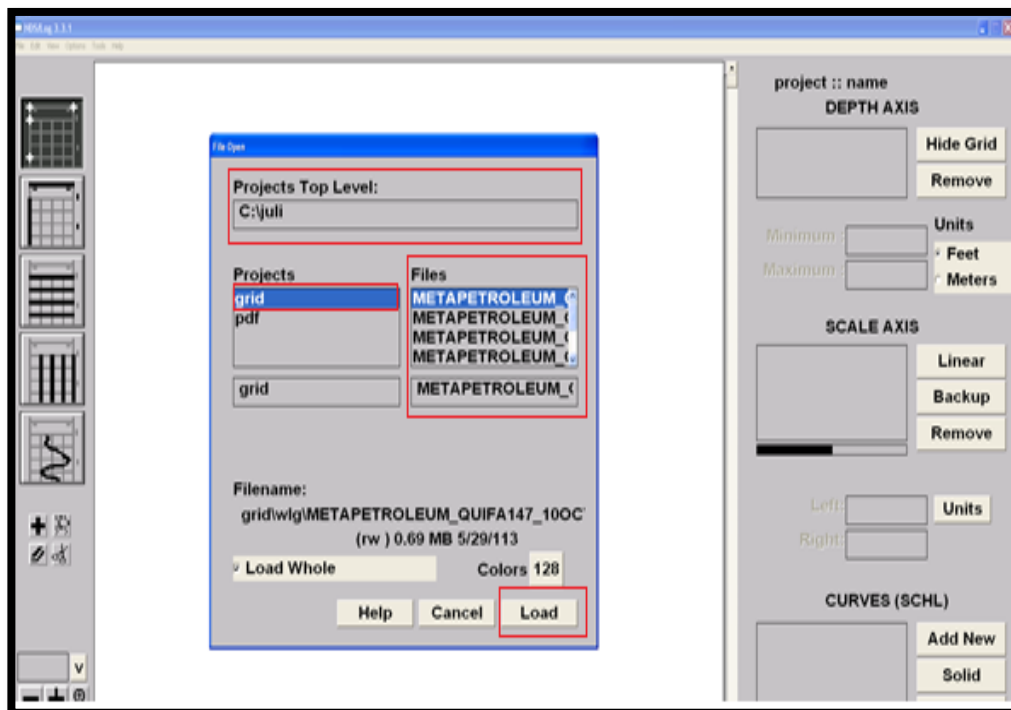
Figura 20: Ventana de inicio del Neuralog, para cargar el proyecto.



En esta imagen (Fig. 21) se puede ver el nombre de la carpeta y la ubicación del proyecto, y el archivo que se va a digitalizar.

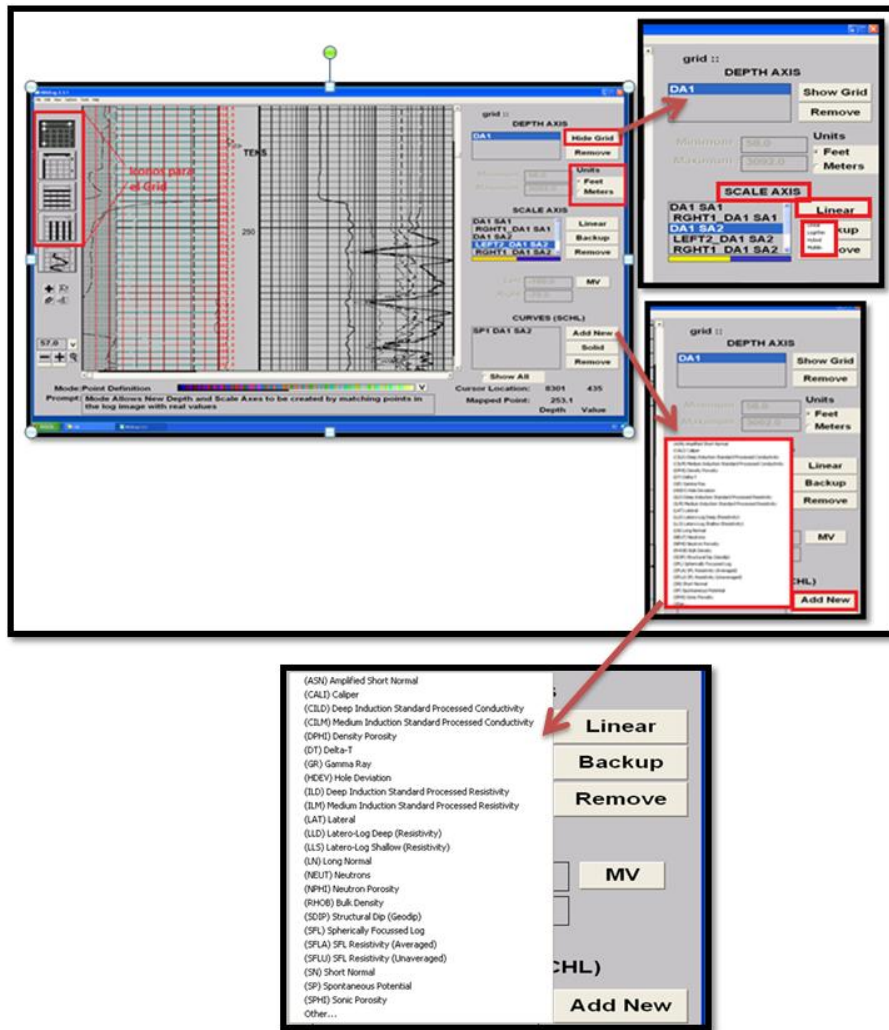
Figura 21: Ventana de la ubicación del proyecto, con el fin de escoger el archivo a digitalizar.

2.



Después de cargar el archivo ya está listo para iniciar su digitalización. Para continuar con el proceso de digitalización, se inicia con dibujar el Grid del registro, (Fig. 22), se dispone de 4 iconos ubicados en la parte izquierda de la ventana principal donde cada uno tiene una función específica. Estos se van seleccionando según la parte que se vaya a dibujar del Grid, se escoge la unidad de medida que se va a utilizar (Ft, Mt). Además se empiezan a nombrar las curvas que se van a digitalizar CURVES (SCHL) por ejemplo (GR, SP, etc.) y el tipo de Grid que se va utilizar SCALE AXIS por ejemplo (lineal, logarítmica, etc.).

Figura 22: Ventana de opciones para iniciar la digitalización.

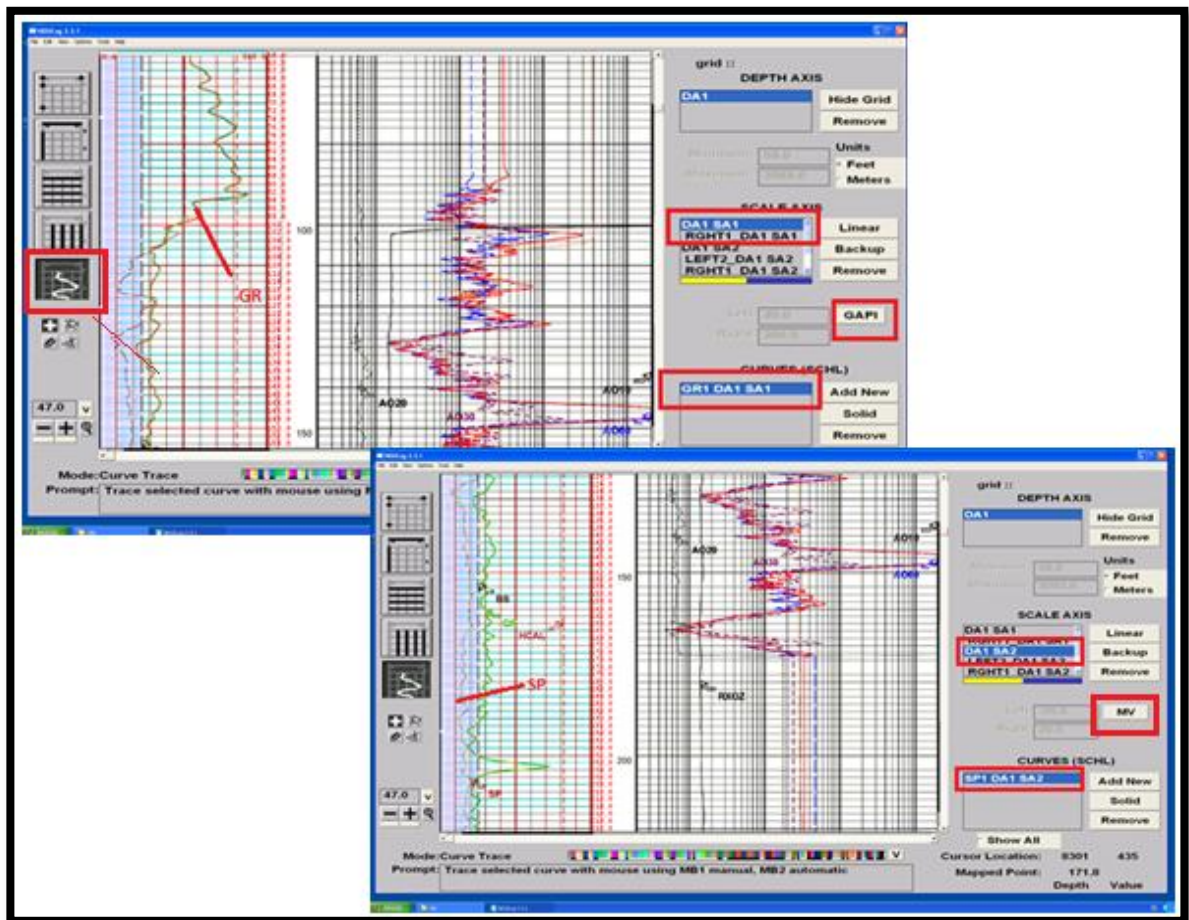


Después de tener en cuenta las anteriores consideraciones ya es posible empezar a dibujar las curvas seleccionadas del registro, para el caso en mención fueron seleccionados registros que fueran idóneos para la realización del análisis estratigráfico como lo son Gamma Ray (GR) y Potencial Espontáneo (SP), con la ayuda de resistivos (RXOZ, AIT 10, AIT 90).

En esta imagen (Fig. 23), se muestra que es necesario seleccionar la curva para poderla digitalizar y este proceso se debe realizar con cada una de las curvas que

se quieren dibujar, se deben guardar los cambios regularmente ya que este proceso es un poco largo y está expuesto a pérdida de información.

Figura 23: Ventana de visualización del registro. Donde se debe seleccionar la curva a digitalizar ejemplo (GR, SP).

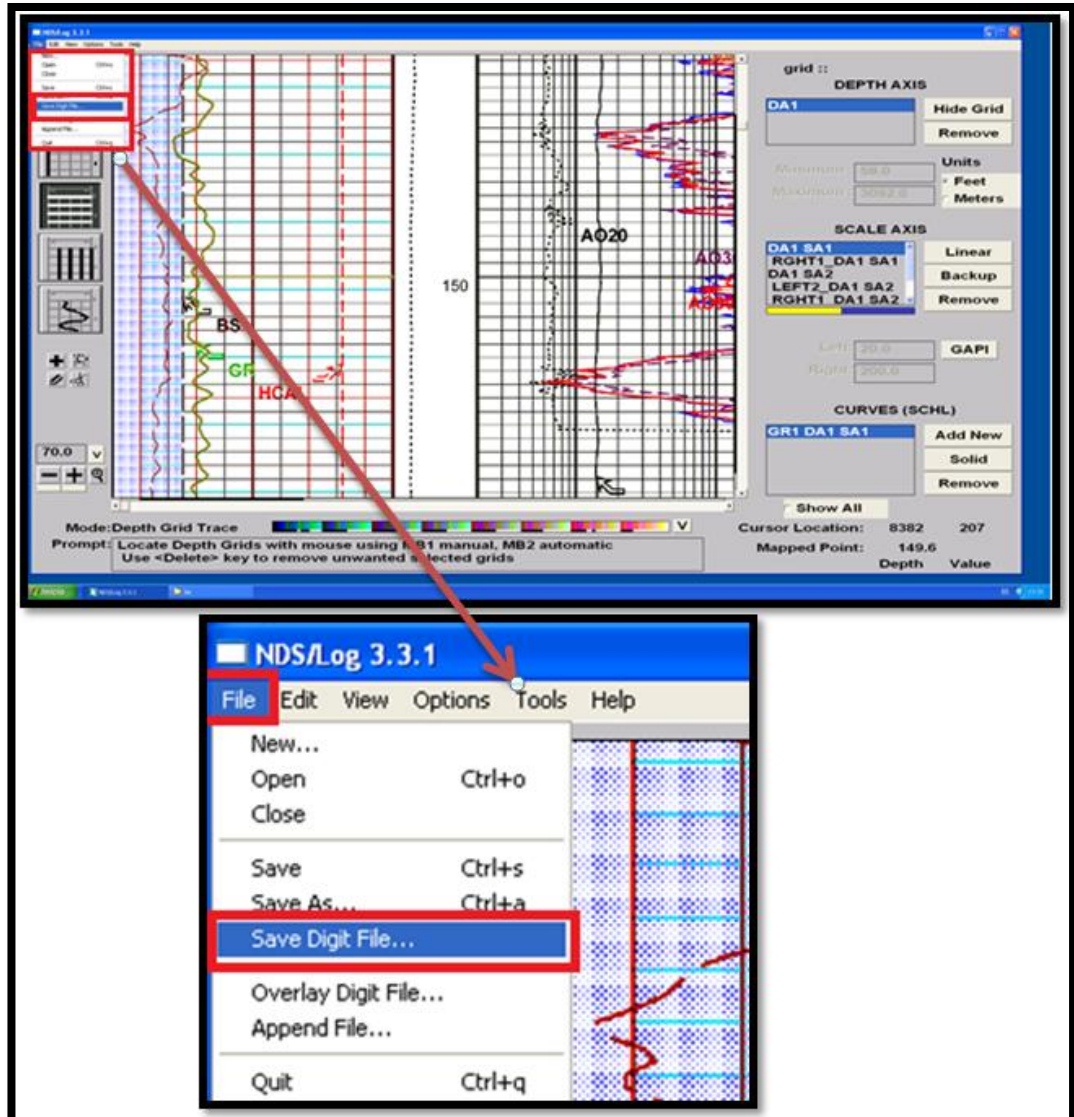


Después de haber realizado todo el proceso de digitalización para cada registro se continúa a suavizar las curvas y revisar que no hayan quedado errores de digitalización para luego exportar el archivo en formato .LAS.

Para exportar el archivo en formato .LAS (Fig. 24), se va a la barra de herramientas luego al menú File y se escoge la opción Save Digit File.

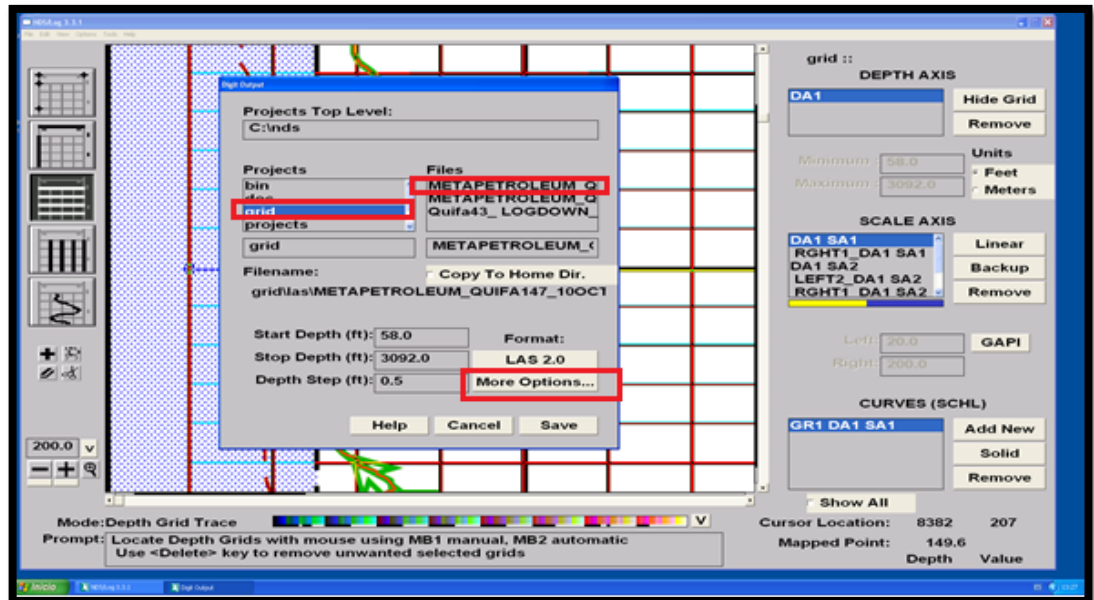
Figura 24: Ventana para iniciar el proceso de creación del Archivo .LAS.

1.



Seguidamente aparece esta ventana (Fig. 25), en la quedan guardados los cambios del trabajo realizado en cada uno de los pozos, se escoge el proyecto y el archivo creado de cada pozo y se escoge la opción More Options.

Figura 25: Ventana de visualización de las primeras opciones requeridas por el programa para dar inicio a la creación del archivo .LAS.



Finalmente se seleccionan las curvas que van a estar contenidas en el archivo .LAS. (Fig. 26). Y se prosigue a crear el archivo .LAS, este es generado en un archivo de texto con extensión .LAS que puede ser abierto en cualquier editor de texto (Bloc de Notas, Wordpad, Notepad, etc.) (Fig. 27), para ser visualizado. En este caso se usa el Bloc de Notas.

Figura 26: Ventana donde son seleccionadas las curvas que llevará el archivo .LAS.

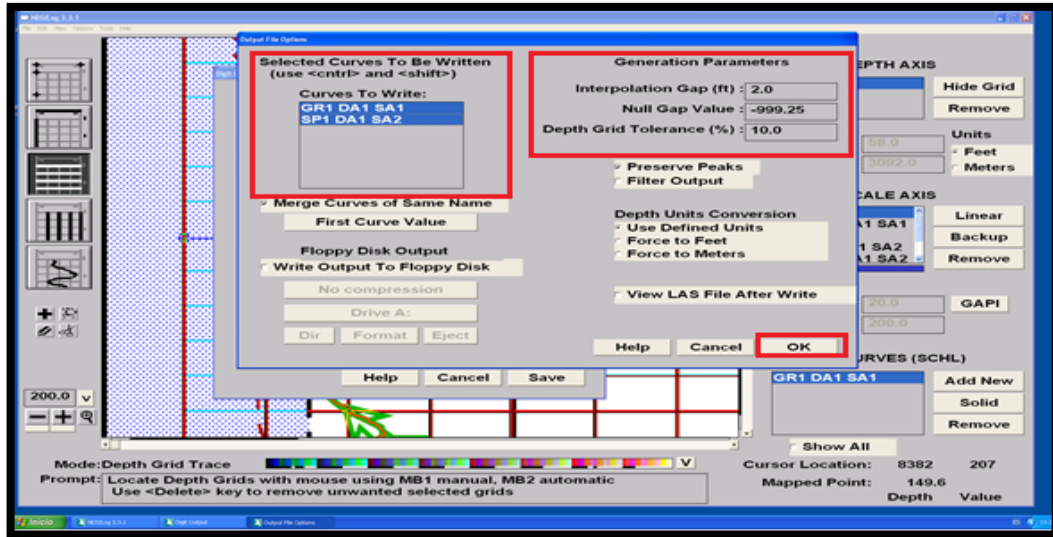
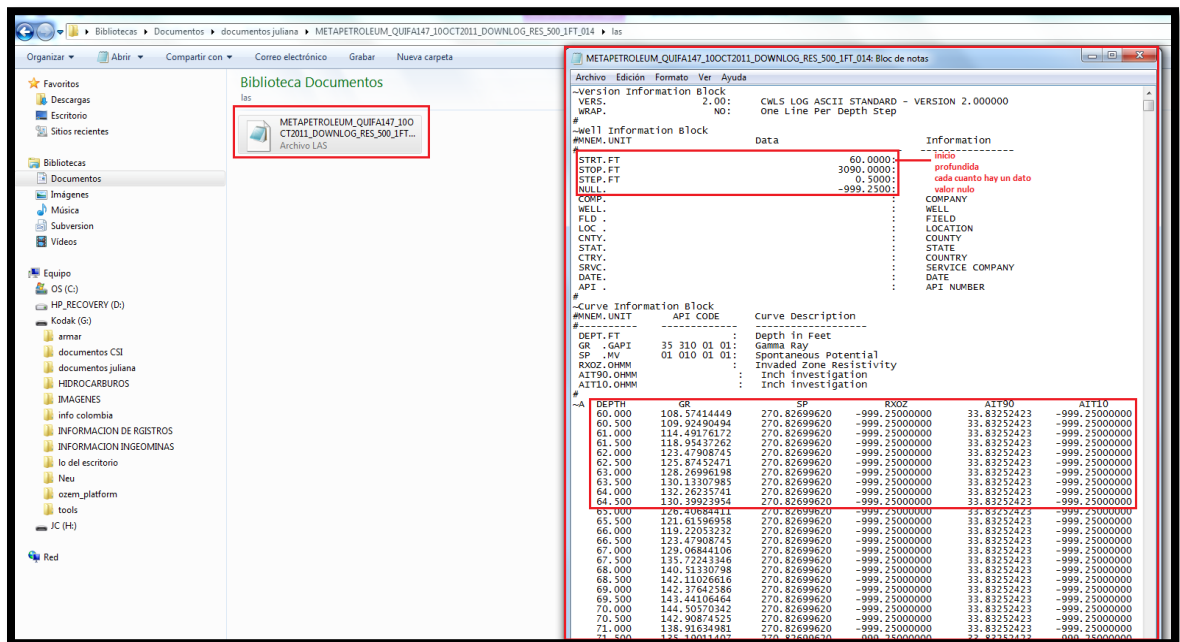


Figura 27 : Ventana de visualización del archivo con extensión .LAS creado por Neuralog.



Después de haber finalizado el proceso de digitalización de los 5 pozos. Es posible contar con los archivos .LAS de cada uno de ellos, para así ser cargados en la plataforma de desarrollo **OZEM** (Oil Zone Evaluation Model) (Fig.28). La cual es una Plataforma de empalme, edición e interpretación de registros, desarrollada por CSI Ltda.

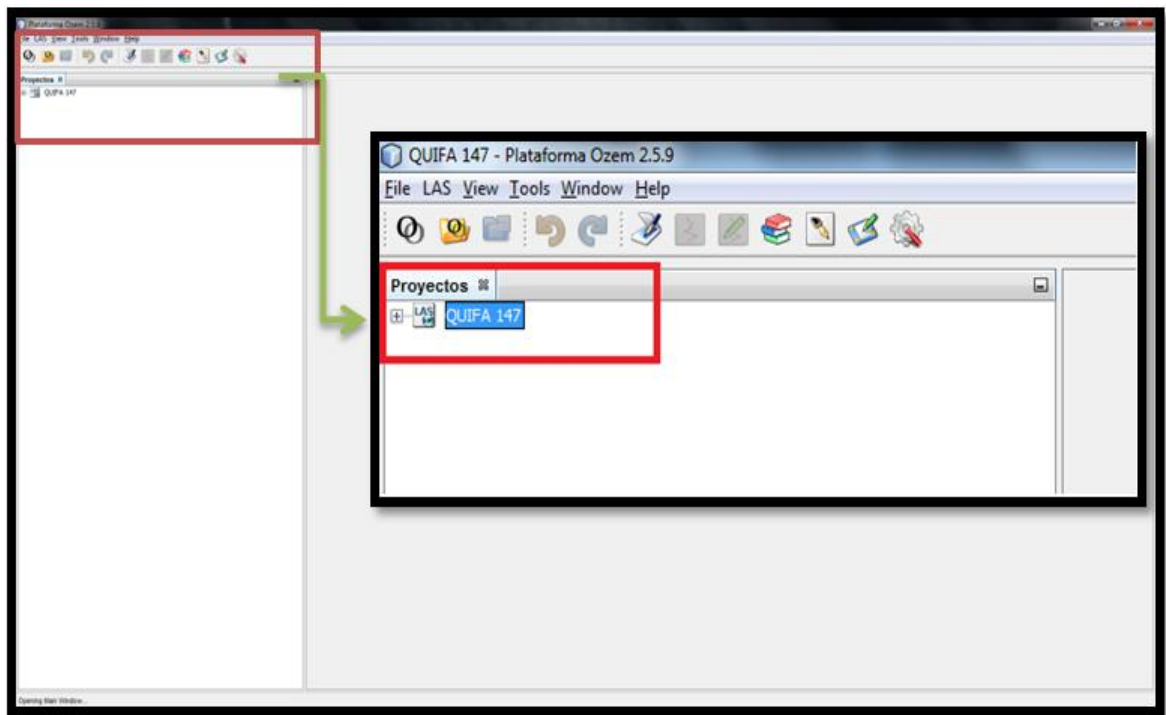
Figura 28: Splash de inicio del programa OZEM versión 2.5.8.



Para describir el proceso realizado después de la digitalización de los registros de pozo es necesario describir la metodología utilizada en la plataforma anteriormente nombrada. Se enumeraran algunos de los pasos necesarios para describir el proceso.

1. Se inicia creando una carpeta donde va a estar ubicada la información de cada uno de los pozos. Seguidamente se va a OZEM para crear el respectivo proyecto (Fig.29), con cada uno de los pozos.

Figura 29: Módulo de visualización para la creación del nuevo proyecto.



2. Después de crear el proyecto, y cargar la información (como se muestra paso a paso en cada imagen) (Fig. 30, 31). Requerida por el programa para poder iniciar la utilización de la plataforma OZEM, éste por defecto crea una carpeta de igual nombre al que se le asignó al proyecto donde queda guardada la información realizada por la plataforma OZEM.

Figura 30: Módulo de visualización de la ubicación de la respectiva información.

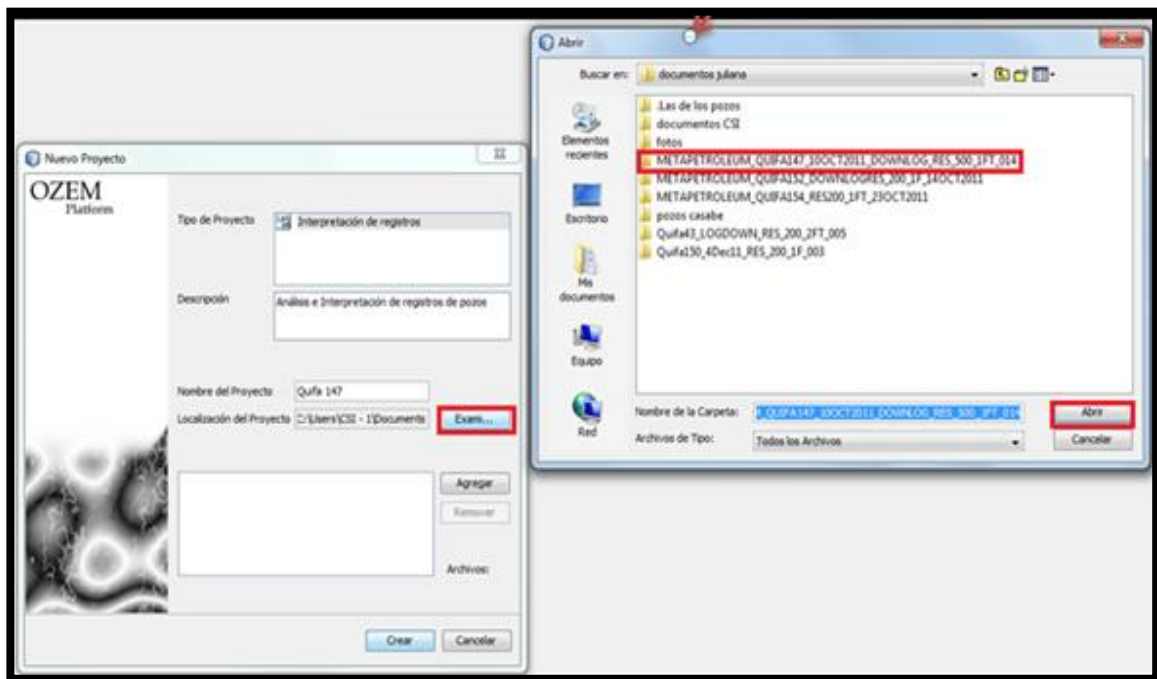
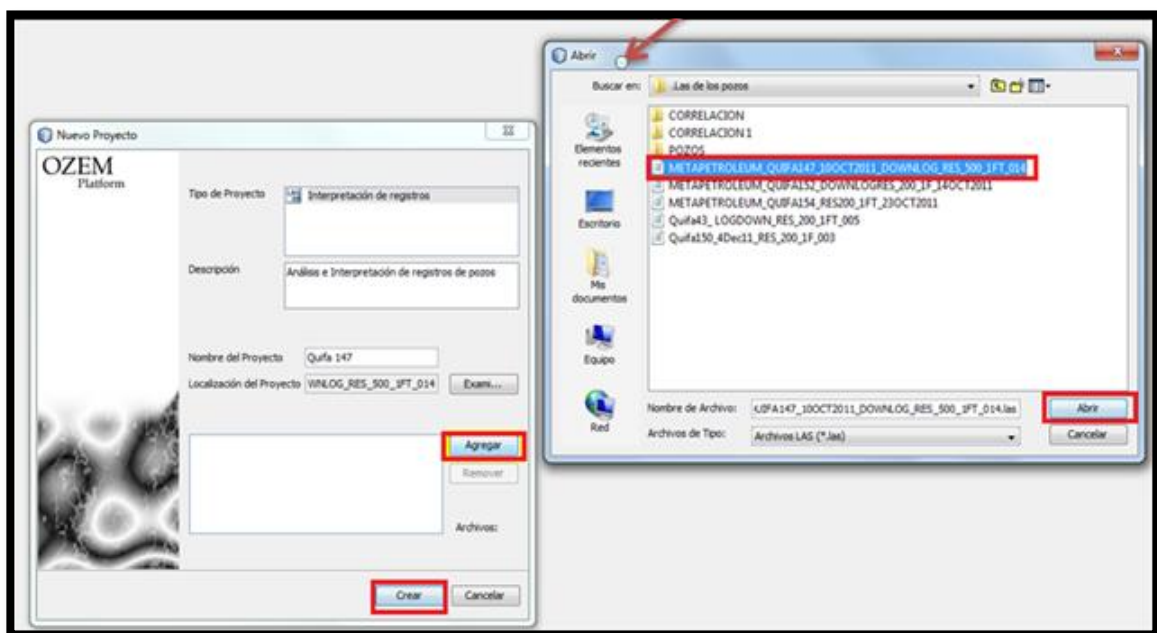
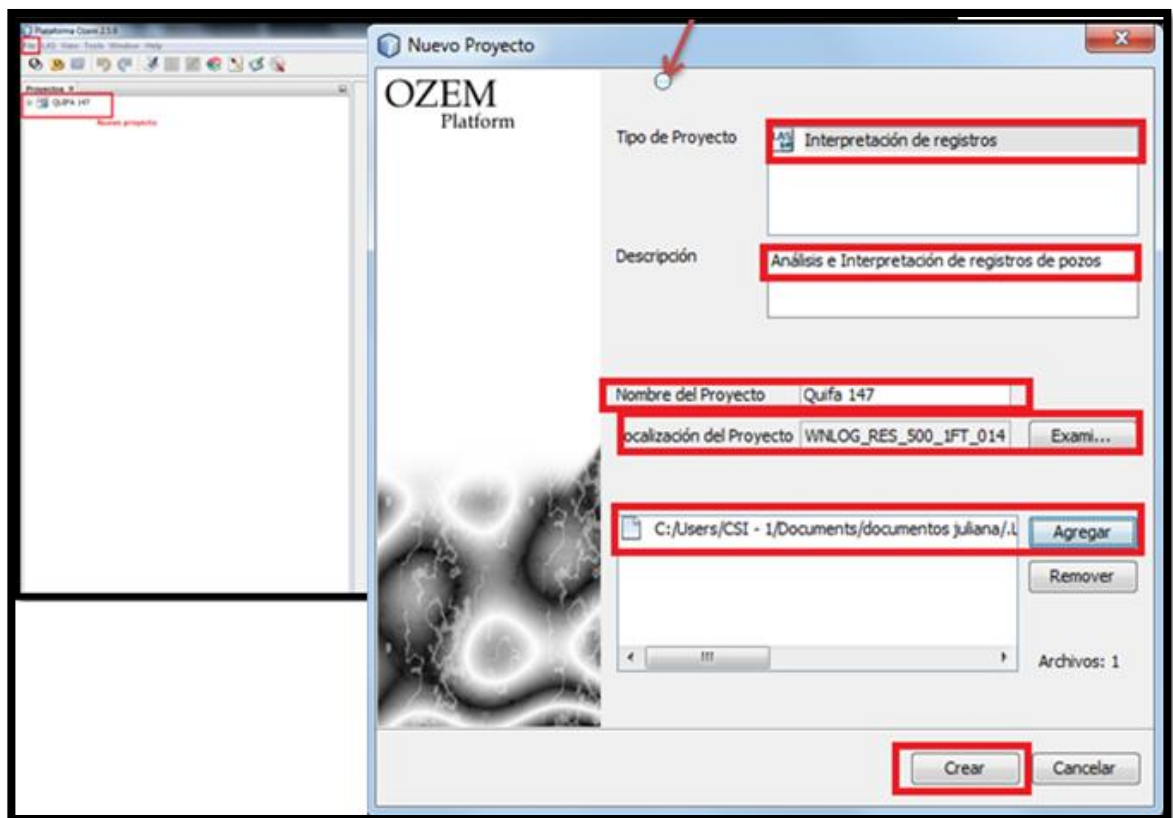


Figura 31: Módulo de visualización de la ubicación de la respectiva información.



Después de haber cargado la información requerida por OZEM, la siguiente figura (Fig. 32), muestra como son llenados cada uno de los requerimientos del programa para poder iniciar y crear el registro.

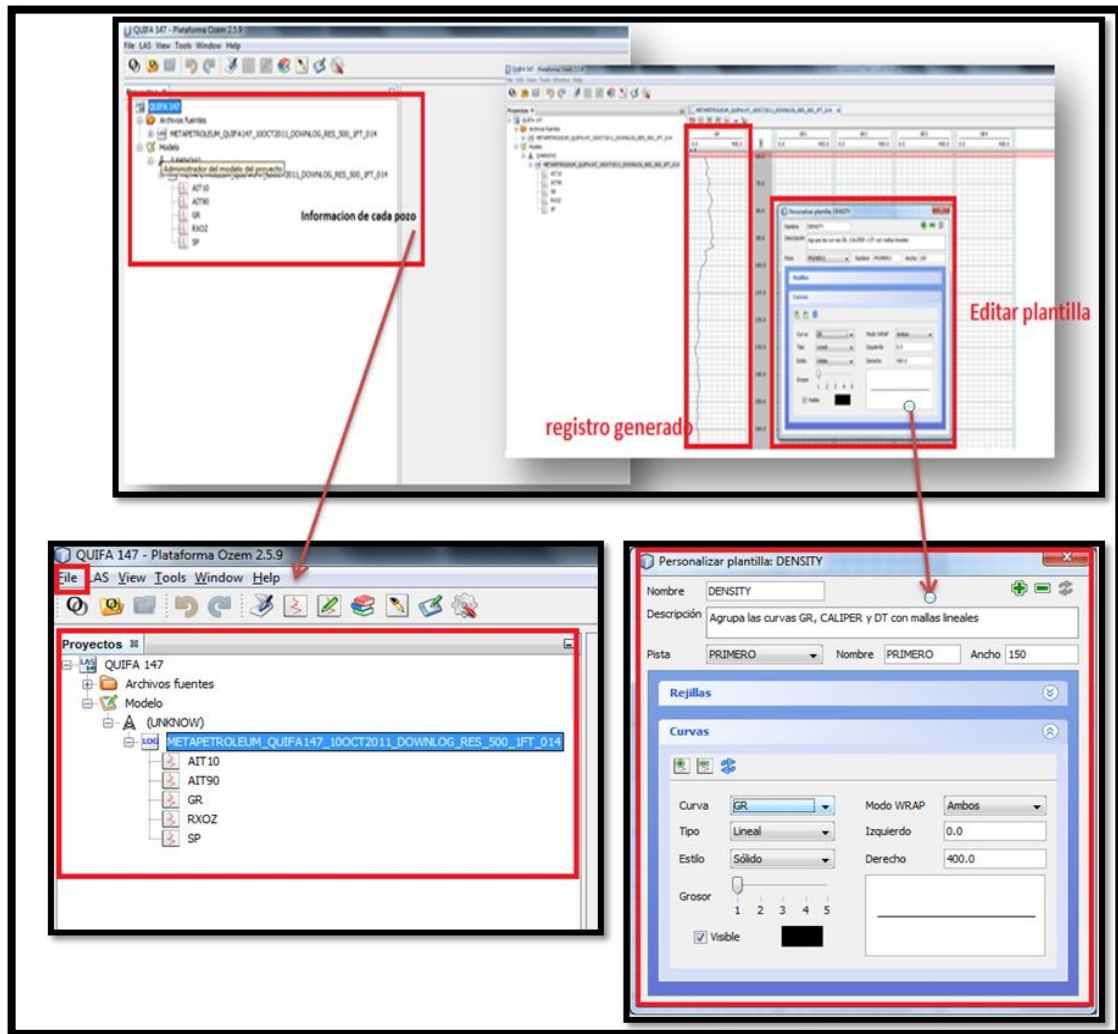
Figura 32: Módulo de visualización de los requerimientos solicitados por OZEM para iniciar.



Después de cargar la información requerida por OZEM, éste crea una carpeta ubicada en Mis Documentos por defecto, con el fin de guardar los cambios efectuados en el proyecto, esta carpeta tiene el mismo nombre que el que se le asignó al crear el proyecto inicialmente.

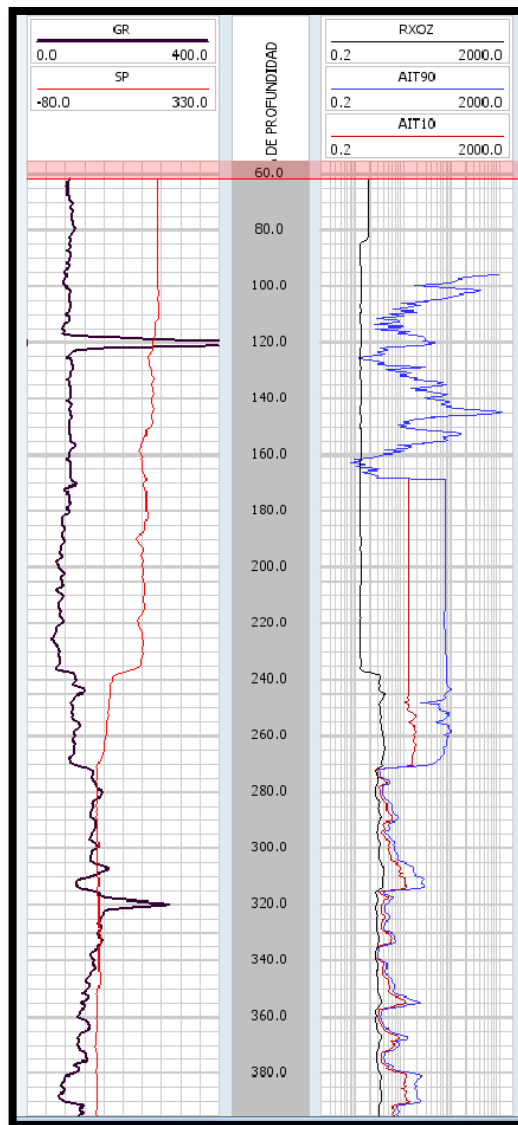
- Después de realizar estos pasos y tener cargado el archivo .LAS se procede a visualizar el registro que fue cargado en el proyecto,(Fig. 33), luego de tener visualizado el registro, es posible configurar ciertas opciones de visualización según las necesidades del usuario, éstas opciones pueden ser la escala a utilizar, tipo de plantilla, el número de curvas en cada track, detalles de color y grosor de curvas etc.

Figura 33: Módulo de visualización, donde se pueden configurar ciertas opciones según necesidades del usuario.



- Después de establecer las opciones de visualización deseadas en el registro, es posible visualizarlo como se observa en la (Fig. 34) Cabe aclarar que se utilizaron las mismas características y el mismo procedimiento para los 5 pozos correspondientes al área de estudio.

Figura 34: Módulo de visualización del registro generado por OZEM.



Análisis de la Información:

Después de realizar estas consideraciones para cada uno de los pozos y ya contar con el registro nuevo, se continúa a realizar el análisis estratigráfico. Este se realiza con la ayuda de un editor gráfico para este caso se usó Corel Draw X6, puesto que la plataforma OZEM aún está en desarrollo y todavía no cuenta con estas opciones, así que esto se realiza manualmente.

Se continúa con el análisis de las curvas digitalizadas para poder establecer qué tipo de material están indicando la curvas GR y SP que son las que permiten identificar litología, y las variaciones en el tamaño de grano. Las curvas de los registros resistivos utilizados en este estudio fueron; AIT 90 corresponde a la zona más profunda ósea es decir la zona virgen donde la Formación no ha sido afectada por el lodo de perforación, la siguiente curva es la AIT 10, la cual corresponde a una zona más somera. Además es una zona intermedia de transición entre la zona que ha sido afectada por el lodo de perforación y la zona virgen y finalmente la curva RXOZ esta corresponde a una zona donde hay filtrado de lodo y fluidos de la Formación. Estas curvas según sus valores de resistividad proveen información del tipo de fluido presente en la Formación.

Se anexa (tabla 2), con valores correspondientes a respuestas del Gamma Ray para algunos tipos de litologías con la que se realizó la identificación de los materiales. A partir de esta tabla se realiza el análisis estratigráfico de cada uno de los pozos.

Tabla 2: Principales valores de la respuesta del Gamma Ray. Utilizada para la identificación de las litologías en los respectivos pozos. Tomado de Torres. V. Carlos.

Litología	Valores de Gamma Ray (en grados API)
Cuarzo, Dolomita	0
Plagioclasa (Albita, Anortita)	0
Feldespato Alcalino (Ortoclasa, Microclina)	220
Micas (Biotita, Moscovita)	270
Lutita	80-150
Caolinita	80-130
Clorita	180-250
Ilita	250-300
Mormonillonita	150-200
Silvita (KLC)	350-500
Carnalita	200
Arenas	10-30
Caliza	5-10
arena Sucia	30-75

Seguidamente se realiza el análisis de electrofacies con ayuda de la figura anteriormente referenciada (Fig. 9). Teniendo en cuenta los tipos de electroformas de la figura 8, con base en ellas se continúa a identificarlas y asociarlas en los registros de la zona de estudio. De estas electroformas se conocen 5 tipos; tipo Campana, Embudo, Cilindro, Aserrado o Dentado y Simétrico.

El conjunto de digráfias o electrofacies que se registran en un sondeo ofrecen una imagen continua en función de la profundidad de la serie sedimentaria atravesada. Las sondas de testificación geofísica son sensibles a las propiedades físicas de las rocas y miden los diferentes parámetros presentes en la ellas. Serra O y Abbott H. (1980).

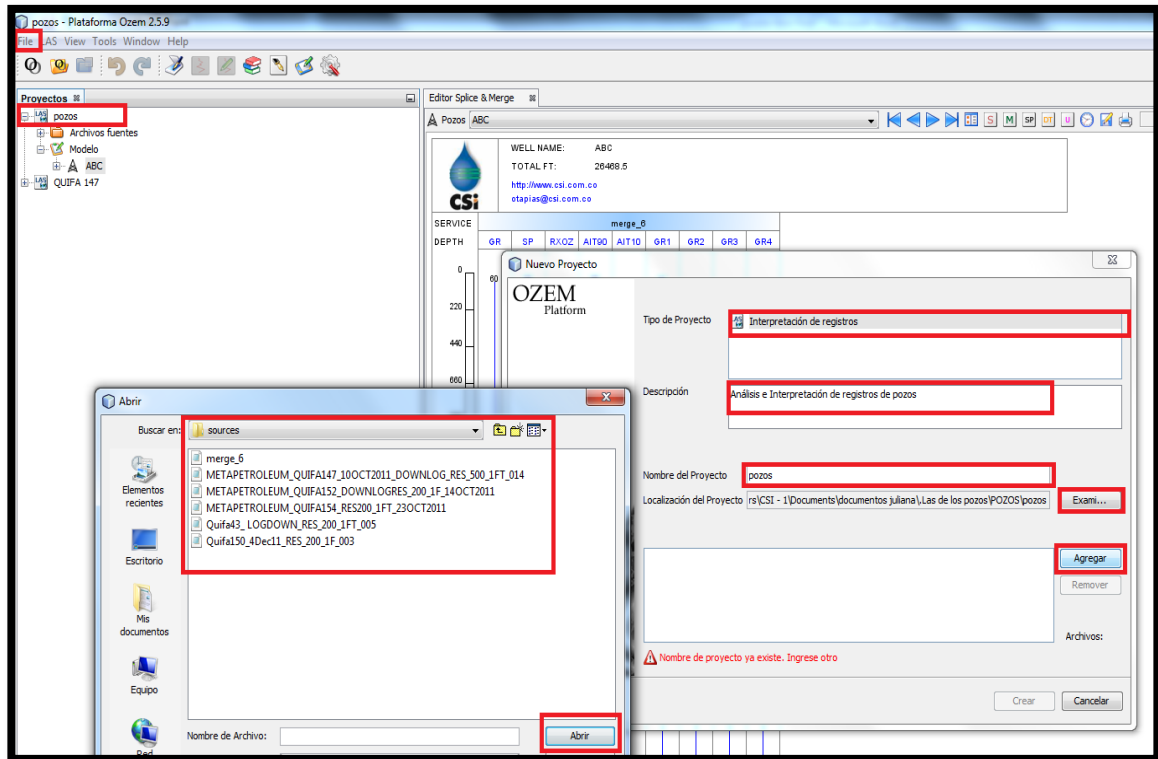
Para la identificación de los ciclos estratigráficos se tuvo en cuenta la relación A/S como muestra la figura anteriormente mencionada (Fig.11), cambios representativos de tamaño de grano y cortejos sedimentarios de los registros del Bloque Quifa.

Finalmente después de realizar todo el análisis estratigráfico y reconocer el comportamiento de cada uno de los pozos (Quifa 147, Quifa 152, Quifa 154, Quifa 43, Quifa 150). Se continúa a realizar la correlación de los 5 pozos anteriormente mencionados, para poder llevar a cabo este proceso es nuevamente utilizada la plataforma OZEM. Esta se utiliza para ubicar los 5 pozos uno seguido del otro, y así poder continuar a elaborar la sección estratigráfica para esta área de estudio. Por motivos de confidencialidad se omite información correspondiente a la ubicación, espaciamiento entre pozos, topes de formaciones perforadas. A continuación se mostrara el paso a paso del uso de la plataforma OZEM.

Pasó a paso:

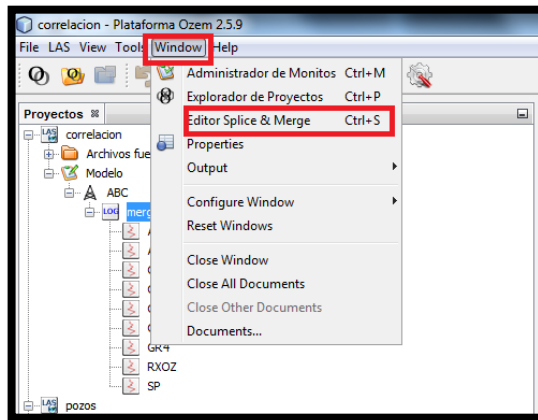
1. Como inicialmente ya se tenía el registro generado a partir de OZEM, con el archivo .LAS que se generó después de hacer la digitalización de los registros.
2. Es necesario crear un proyecto, donde esté contenida la información de los 5 pozos, que se necesitan juntar para este caso realizar la sección estratigráfica.
3. Luego de tener la información en OZEM, se continúa a producir un nuevo “registro o archivo” el cual contenga las 5 curvas de Gamma Ray (GR) de cada pozo, (Fig. 35), cabe recordar que se escoge solo el registro Gamma Ray (GR), ya que es un registro que facilita la lectura de litología en el pozo.

Figura 35: Módulo de visualización, donde está ubicada la información de los 5 pozos a correlacionar.



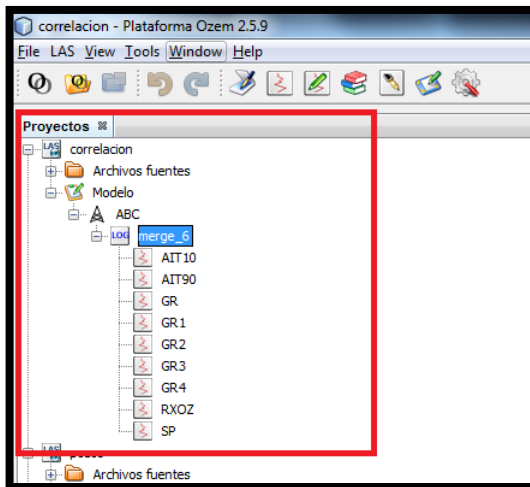
4. Se realiza a realizar la unión de los 5 pozos, para esto es necesario utilizar una herramienta de la plataforma que tiene como nombre Editor Splice & Merge, (Fig. 36), la cual permite elaborar la unión de los pozos. En este caso, el proceso que utiliza esta herramienta es a partir de un registro “base” se inicia el proceso como tal, es decir a partir de este registro se empieza a unir al el resto de registros para crear el archivo que contenga los 5 registros Gamma Ray (GR) de cada, uno de los pozos.

Figura 36: Módulo de visualización, herramienta Editor Splice & Merge.



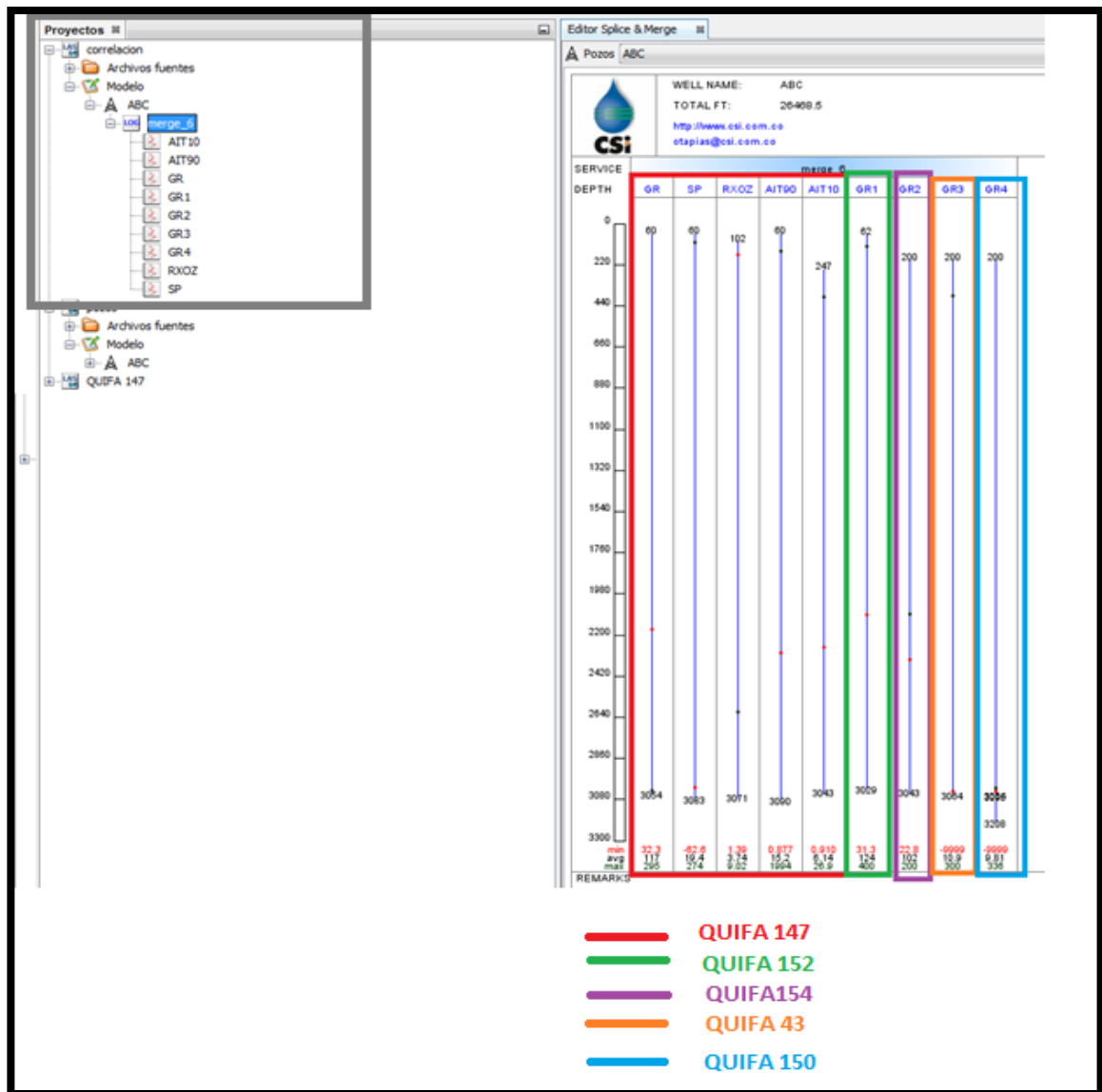
Después de haber realizado los pasos anteriores es posible ver en la ventana de inicio de OZEM, el proyecto como tal el cual contiene la Información cargada (Fig. 37), del registro inicial y las demás curvas del Gamma Ray de los 4 registros restantes.

Figura 37: Módulo de visualización, donde se tiene la información del registro inicial y las demás que fueron añadidas a él.



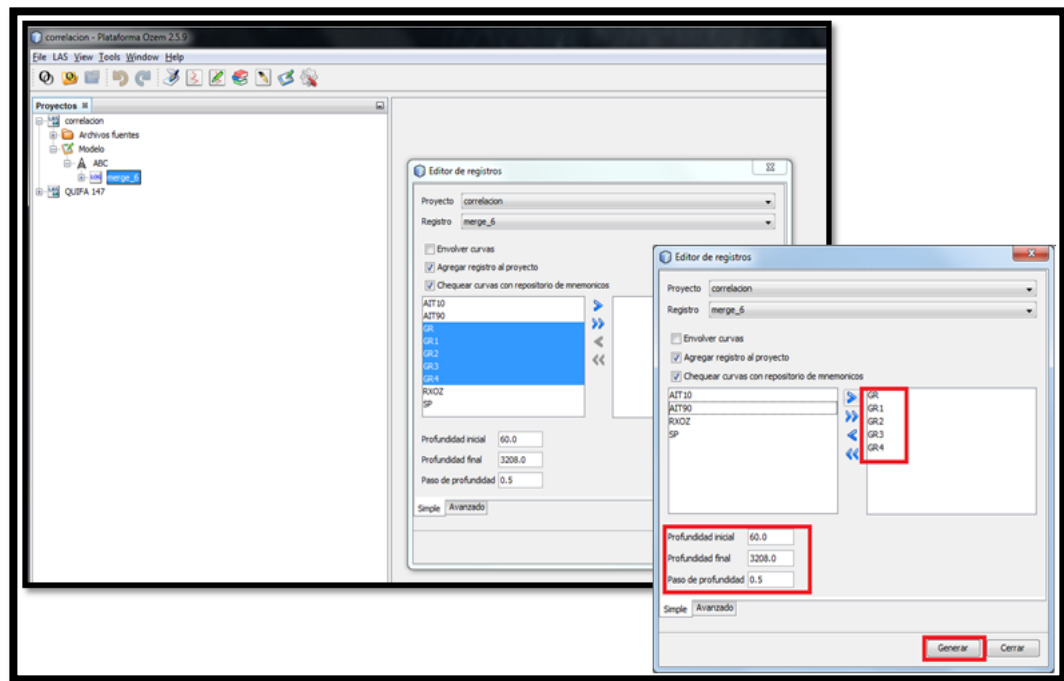
Seguidamente en el visualizador de monitos, (Fig. 38), se tiene una representación gráfica del registro, donde se puede conocer el tope y la del registro y las curvas contenidas en él.

Figura 38: Módulo de visualización de monitos, presentación grafica del registro de pozo.



- Después de tener las curvas Gamma Ray listas, con el editor de registros se continúa a seleccionar (Fig. 39) las curvas que el programa va a dibujar en cada pista, para este caso solamente se requieren las curvas del Gamma Ray, y continuar a generar el registro de los 5 pozos donde están las curvas del registro Gamma Ray de cada uno de los 5 pozos del campo Quifa.

Figura 39: Módulo de visualización editor de registros. Selección de curvas contenidas en el nuevo registro.

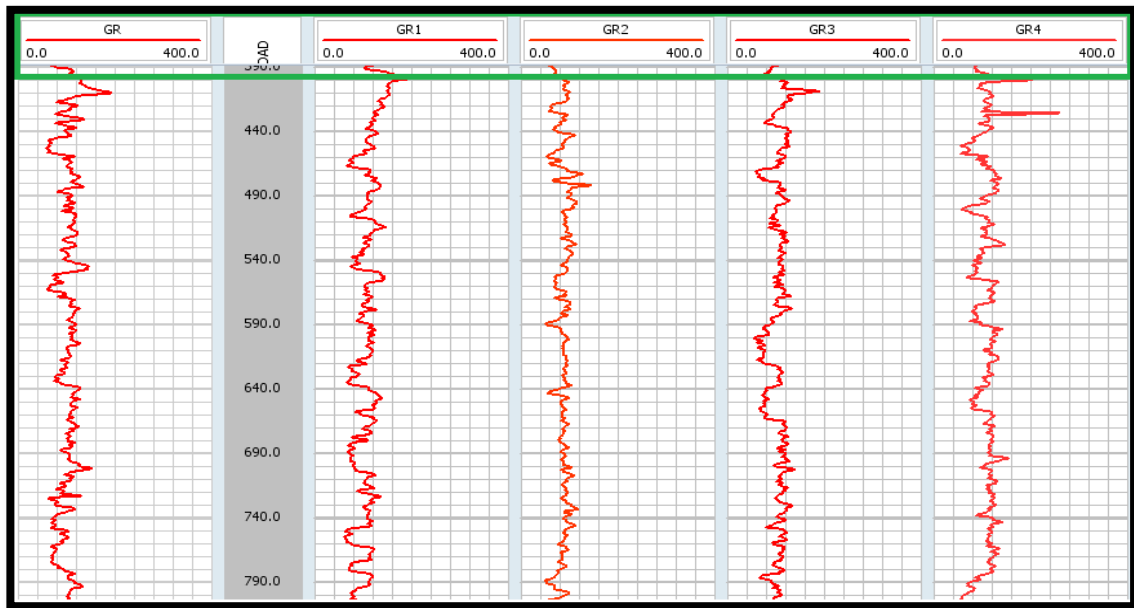


Finalmente se genera el nuevo registro donde solo están las curvas Gamma Ray de cada uno de los pozos analizados, como muestra la figura (Fig. 40). Estos registros fueron denominados con otros nombres los cuales son relacionados en la (tabla 3), para no crear confusión con los nombres de los proyectos creados anteriormente. A la izquierda de la tabla está el nuevo nombre del registro y a la derecha está el nombre que se le había asignada inicialmente.

Tabla 3: Renombramiento de las curvas Gamma Ray correspondientes a la sección estratigráfica / correlación de los 5 pozos del Bloque Quifa con su respectivo registro de pozo.

GR	QUIFA 147
GR 1	QUIFA 152
GR 2	QUIFA 154
GR 3	QUIFA 43
GR 4	QUIFA 150

Figura 40: Módulo de visualización, para el registro con las 5 curvas Gamma Ray de cada uno de los pozos del área de estudio.



4. RESULTADOS

Después de realizar el análisis estratigráfico de cada uno de los pozos y obtener la columna estratigráfica de cada uno de ellos, es posible continuar con el análisis de electrofacies el cual se lleva a cabo, con base en la metodología descrita anteriormente, se realiza el reconocimiento de algunos tipos de electrofacies a partir de los registros. En las siguientes figuras, (Fig. 41, 42, 43, 44, 45) se observa la identificación de los diferentes tipos de electrofacies, cada una de ellas en los diferentes pozos del área.

Figura 41: Electrofacie tipo cilindro correspondiente al pozo Quifa 152.

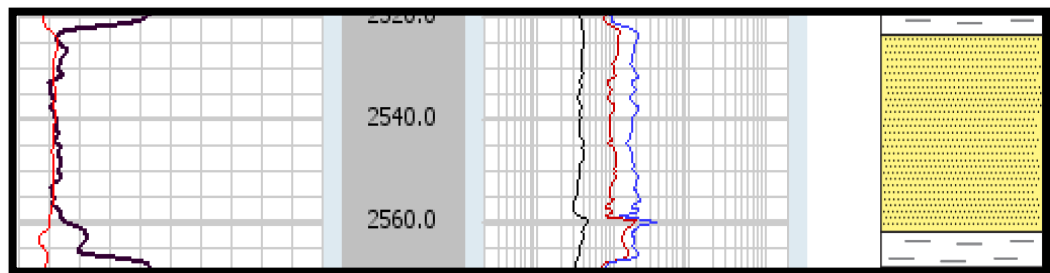


Figura 42: Electrofacie tipo aserrado o entado correspondiente al pozo Quifa 154.

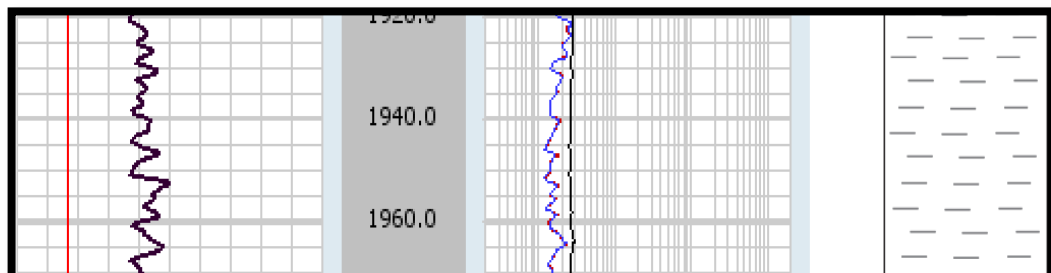


Figura 43: Electrofacie tipo campana correspondiente al pozo Quifa 152.

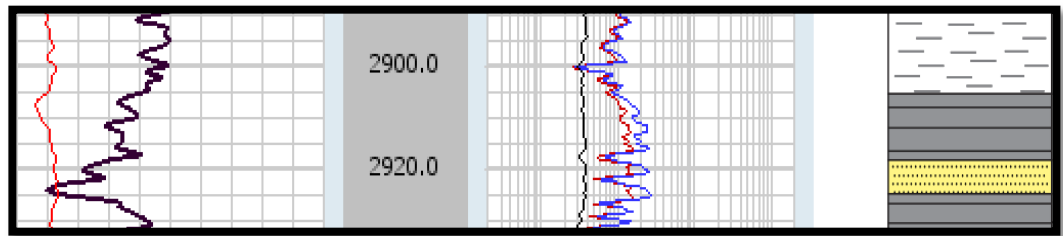


Figura 44: Electrofacie tipo simétrico correspondiente al pozo Quifa 152

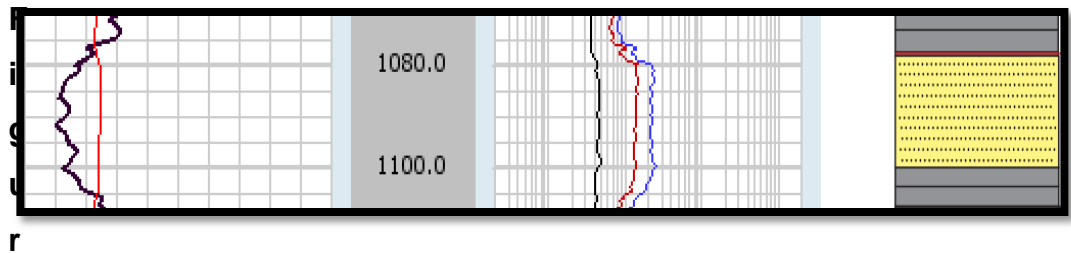
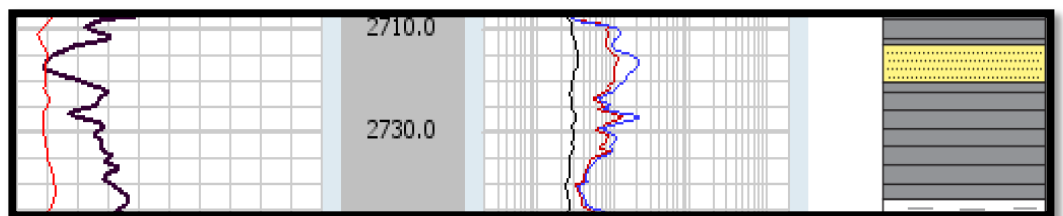


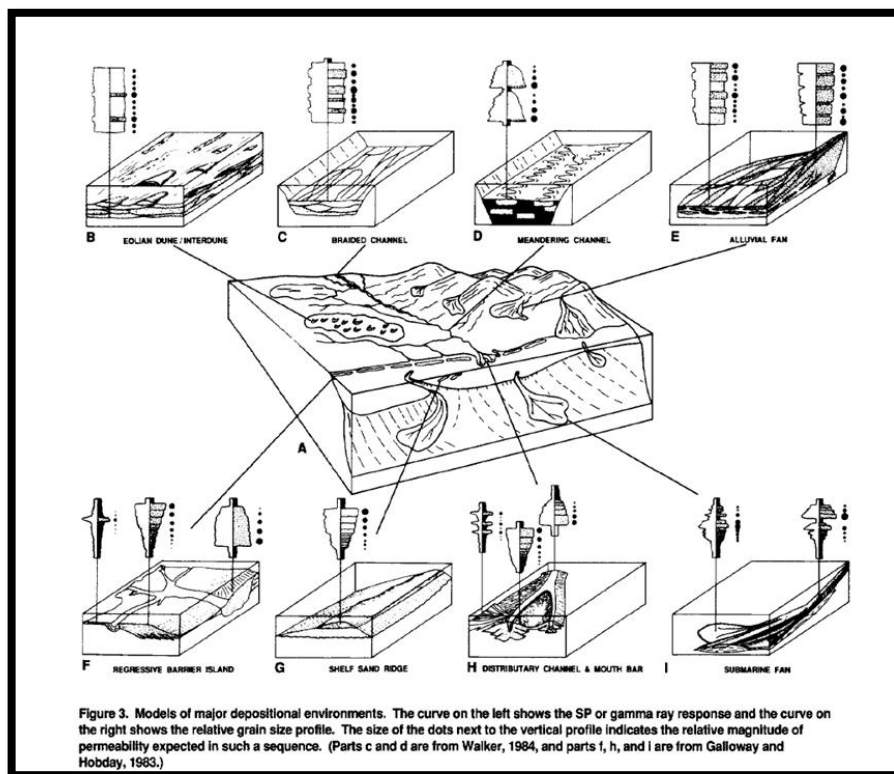
Figura 45: Electrofacie tipo embudo correspondiente al pozo Quifa 43.



Como utilidad o beneficio de la identificación de las electrofacies es que estas pueden ser asociadas a un determinado ambiente de depositación como se pueden ver la (Fig. 46). Teniendo presentes los ambientes ya descritos para las

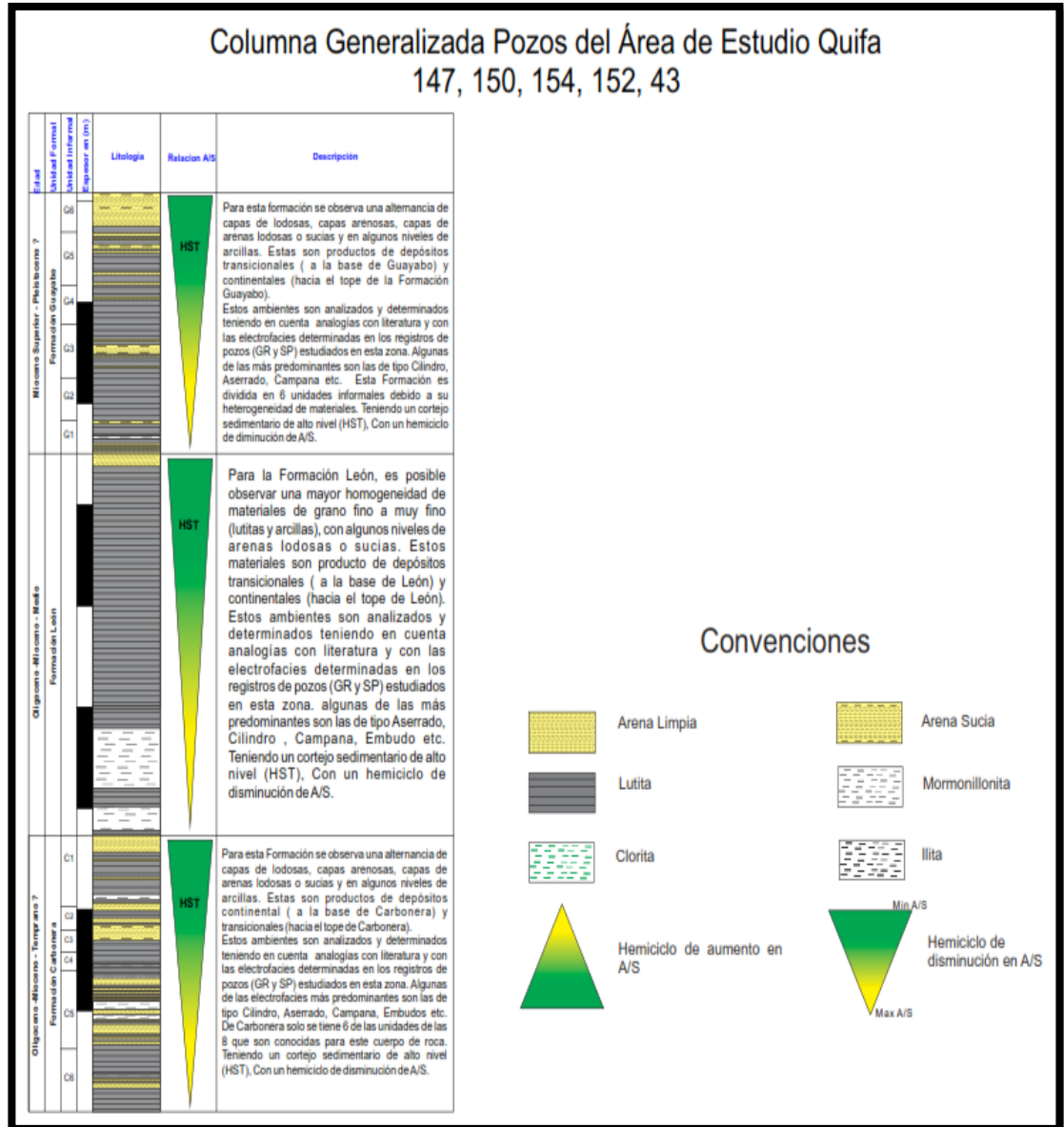
Formaciones intervenidas en la perforación, se continúa a realizar analogías con los que cada una de las electroformas propone.

Figura 46: Modelos de ambientes de depositación Tomado de Galloway y Hobday. (1983).



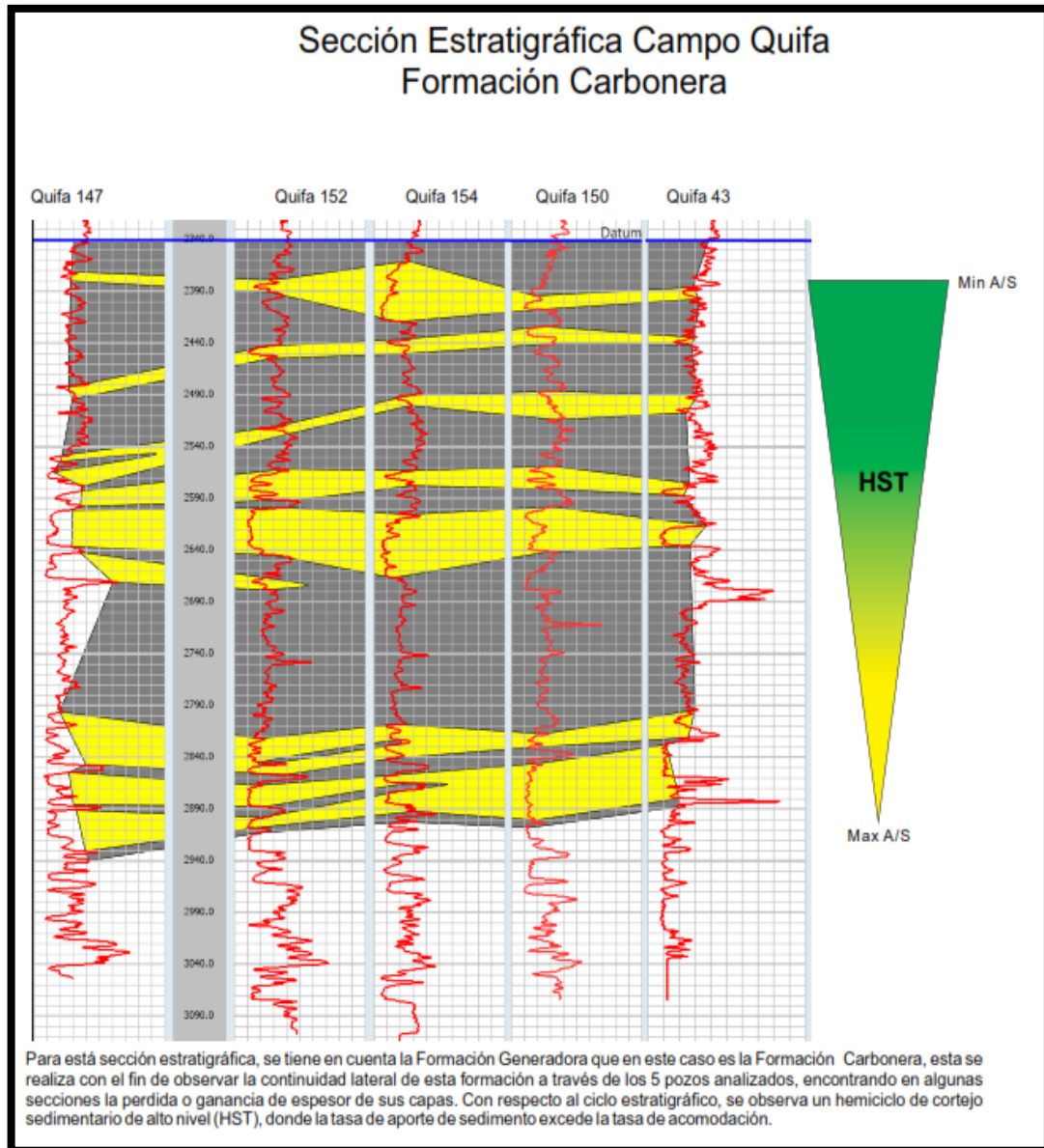
Con base en la metodología descrita en el anterior numeral, se obtienen como resultados para cada uno de los pozos; Columna estratigráfica, análisis de electrofacies e identificación de posibles ambientes de depositación. Gracias a los resultados mencionados es posible realizar una columna generalizada de los 5 pozos (Quifa 147, Quifa 152, Quifa 154, Quifa 43, Quifa 150) la cual puede ser observada en la (Fig. 47). En esta columna generalizada se procede a definir los ciclos estratigráficos en relación A/S para cada una de las Formaciones.

Figura 47: Columna generalizada, escala 1:4000 correspondiente a las Formaciones Carbonera, León y Guayabo.



Además se realiza correlación de la Formación Carbonera, la cual es la formación generadora de esta Cuenca. Esta sección estratigráfica se realiza con el fin de observar su continuidad lateral de esta formación a lo largo de los 5 pozos estudiados. Ver (Fig. 48).

Figura 48: Sección Estratigráfica Formación Carbonera, ubicada en el Bloque Quifa, correspondiente a la Cuenca Llanos Orientales.



Finalmente se anexa el estudio realizado a cada uno de los pozos mencionados anteriormente, para hacer la relación de los anexos y el nombre de cada archivo se realiza una tabla la cual tendrá esta información. Ver (tabla 4).

Tabla 4: Nombres de los anexos, con el respectivo nombre del archivo el cual contiene el registro de pozo con el análisis estratigráfico de cada uno de ellos.

QUIFA 147	Anexo 1
QUIFA 152	Anexo 2
QUIFA 154	Anexo 3
QUIFA 43	Anexo 4
QUIFA 150	Anexo 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

- ❖ A partir de la práctica documentada en este libro se concluye que la adición de un análisis estratigráfico, detección de electrofacies e interpretación de ciclos estratigráficos a los registros de pozo iniciales, son necesarios para obtener una caracterización estratigráfica más completa de la cuenca de estudio, facilitando la identificación de zonas de interés.
- ❖ Los ambientes sedimentarios de depositación identificados a partir de las electrofacies para cada una de las Formaciones presentes en los registros de pozo descritos de base a tope son: inicialmente la Formación Carbonera con un ambiente continental a la base y un ambiente transicional al tope. Seguidamente se encuentra la Formación León con un ambiente transicional a la base y un ambiente continental al tope. Y finalmente la Formación Guayabo con un ambiente transicional a la base y continental al tope.

- ❖ Al Realizar la documentación de todo el proceso ejecutado durante esta práctica, se busca facilitar la producción de la algoritmia necesaria para que las nuevas funcionalidades de identificación de electrofacies, análisis estratigráfico e interpretación de ciclos estratigráficos sean incluidas dentro de la plataforma OZEM.

- ❖ Ya que la geología es una ciencia interdisciplinaria la adquisición e integración de la información requiere de un manejo especial así que entre más herramientas se tengan en cuenta para comprobar o corroborar el modelo geológico planteado, esta información tendrá mayor validez en el momento ser considerada.

- ❖ Se recomienda para una mayor exactitud en los datos estratigráficos tales como estructuras, texturas y tamaños de grano el uso de los testigos o más conocidos como núcleos de perforación.

BIBLIOGRAFIA

- Barrero D., Pardo A., Vargas C., Martínez J.. (2007). Colombian Sedimentary Basins: nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Chapter 2. 28 p.
- Bates R., Jackson J., (1987). Glosario de Términos Relacionados con el Análisis de Cuencas. 94 p.
- Betancourt M., Grisel D. (2009). Análisis de registros de pozos para la correlación de secuencias estratigráficas mediante técnicas estadísticas multivariantes. Tesis de grado. 14 p.
- Bayona G., Valencia A., Mora A., Rueda M., Ortiz J., Montenegro O. (2008). Estratigrafía y procedencia de las rocas del Mioceno en la parte distal de la cuenca antepaís de los Llanos de Colombia.- GEOLOGÍA COLOMBIANA, No. 33, pp. 23-46, 13.
- Catuneanu O. Abreu V, Bhattacharya, Blum M, Dalrymple, Eriksson P, Fielding R, Fisher W, Galloway W, Gibling M, Giles K, Holbrook J, Jordan R, Kendall C, Martinsen O, Miall A, Neal J, Nummedal D, Pomar L, Posamentier H, Pratt B, Sarg J, Shanley K, steel R, Strasser A, Tucker M, Winker C. (2002). Towards the Standardization of sequence Stratigraphy. Earth-Science Reviews, pp. 1-33.

- Cediol, F.; Shaw, R. P., and Cáceres, C. (2003). Tectonic Assembly of the Northern Andean Block. En Bartolini, C.; Buffler, R.T., and Blickwede, J. (Eds.) The Circum-Gulf of Mexico and Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation and plate tectonics. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 79, pp. 815-848.
- Coe, A.L., (2003). The Sedimentary Record of Sea-level Change. The Open University, of University of Cambridge, Part 2, 57p.
- Doveton, J. (1994). Multivariate Pattern Recognition and Classification Methods. AAPG Computer Application in Geology No. 2, Kansas Geological Survey, University of Kansas. Lawrence, Kansas, U.S.A., Chapter 4. pp. 65-95.
- Emery, D., Myers K., (1996). Carbonate systems. In: Emery, D., Myers, K. (Eds.), Sequence Stratigraphy. Blackwell, Oxford, pp. 211–237.
- Fajardo A., Ramón J., (2003). Aplicación de la Estratigrafía Secuencial en Exploración y Desarrollo. Memorias Explicativas. PDF.
- Galloway, W. (1989). Genetic stratigraphic sequences in basin analysis; I, Architecture and genesis of flooding-surface bounded Depositional units: AAPG Bulletin, v. 73/2, pp. 125-142.

- Galloway, W. E. & Hobday, D. K. (1983). Terrigenous Clastic Depositional Systems. Applications to Petroleum, Coal, and Uranium Exploration, xv. New York, Berlin, Heidelberg, Tokyo: Springer-Verlag. 423 p.
- Hallan A. (1981). Facies Interpretation and the Stratigraphic Record. W.H. Freeman & Cia. Oxford 291 p.
- Homewood P. W., Mauriud P. (2000). Best Practices in Sequence Stratigraphy (Mémoire). Chapter 2 pp. 33-49.
- Jimenez J. M. (2010). Temporalidad de la deformación en la zona sur de la Cuenca Foreland de los Llanos Orientales de Colombia. Escuela de Geología (UIS). Tesis de Maestría. 105 p.
- Lim, J., Kang, J., y Kim, J. (1997). Multivariate Statistical Analysis for Automatic Electrofacies Determination from Well Log Measurements. Society of Petroleum Engineers Inc. SPE 38028. Kuala Lumpur, Malaysia. pp. 109-113.
- Manrique B. Jesús. A., Mora. H. Cesar. A. (2003). Manual de ejercicios aplicados a los métodos de exploración de hidrocarburos. Universidad de Caldas. 33 p.
- Meza C., Mantilla G., Parra P. (1993). Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la Unidad K2 del bloque Apiay. Trabajo de grado, Universidad Industrial de

Santander Seccional Bucaramanga. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Geología.

- Olea, R., y Davis, J. (1986). An Artificial Intelligence Approach to Lithostratigraphic Correlation Using Geophysical Well Logs. Society of Petroleum Engineers Inc. SPE 15603. Kansas Geological Survey. Kansas, U.S.A. pp. 1-12.
- Posamentier, H. W., Vail, P. R., (1988). Eustatic controls on clastic deposition. II. Sequence and systems tract models. In: Wilgus, C. K., Hastings, B. S., Kendall, C. G. St. C., Posamentier, H. W., Ross, C. A., Van Wagoner, J. C. (Eds.), Sea Level Changes – An Integrated Approach. SEPM Special Publication 42, pp. 125–154.
- Posamentier, H.W., Allen, G.P., (1999). Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications. SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology. pp. 7- 210.
- Rangel (2002). Determinación de la vulnerabilidad a la intrusión marina de acuíferos costeros en el pacífico norte mexicano; un caso, el acuífero costa de Hermosillo, sonora, México. Seminario Taller II.
- Sloss, L. L., (1963). Sequences in the cratonic interior of North America. Geological Society of America Bulletin 74, pp. 93–114.

- Sloss, L. L., Krumbein, W. C., Dapples, E. C., (1949). Integrated facies analysis. In: Longwell, C. R. (ed.), *Sedimentary Facies in Geologic History*. Geological Society of America Memoir 39, pp. 91–124.
- Suarez R. Y. (2011). Tesis de grado. Estudio estratigráfico de las arenas O1, O2, P1, P2 y P3, de la formación oficina del yacimiento O1-P3 GG-3, para determinar la coalescencia en el campo guara oeste, distrito San Tome, Estado Anzoategui. Ciudad Bolívar. 57 p.
- Torres V. C. Natural Gamma-Ray Logs and their Interpretation (Pdf). Department of Petroleum and Geosystems Engineering. The University of Texas at Austin. Baker Atlas, Schulmberger.
- Vail, P.R., Mitchum, R.M., Thompson, S. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 4: global cycles of relative changes of sea level. *Mem. Am. Assoc. Pet. Geol.* 26, pp. 83–97
- Vail, P. R., (1987). Seismic stratigraphy interpretation procedure. In: Bally, A. W. (Ed.), *Atlas of Seismic Stratigraphy*, vol. 27. American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology, pp. 1–10.
- Van Wagoner, J. C., Mitchum Jr., R. M., Campion, K. M., Rahmanian, V. D., (1988). Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, core, and outcrops: concepts for high resolution correlation of time and facies. *American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series* pp.7, 55

- Van Wagoner, J. C., (1995). Sequence Stratigraphy and Marine to Nonmarine Facies Architecture of Foreland Basin Strata, Book Cliffs, Utah, U. S. A. In: Van Wagoner, J. C., Bertram, G. T. (Eds.), Sequence Stratigraphy of Foreland Basin Deposits. American Association Petroleum Geologists Memoir 64, pp. 137–223.
- Vera. J. (1994). Estratigrafía Principios y Métodos, Editorial Rueda S. L Madrid 1994, 621 p.
- Vera. J. (1994). Estratigrafía Principios y Métodos, Editorial Rueda S. L Madrid 1994, pp. 134-153.

ANEXOS

- [Anexo A: Análisis Estratigráfico pozo Quifa 147 \(En Digital\).](#)
- [Anexo B: Análisis Estratigráfico pozo Quifa 152 \(En Digital\).](#)
- [Anexo C: Análisis Estratigráfico pozo Quifa 154 \(En Digital\).](#)
- [Anexo D: Análisis Estratigráfico pozo Quifa 43 \(En Digital\).](#)
- [Anexo 5: Análisis Estratigráfico pozo Quifa 150 \(En Digital\).](#)