



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE UN POZO
PRODUCTOR DE GAS EN AGUAS PROFUNDAS DEL
GOLFO DE MEXICO”**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

**INGENIERIA PETROLERA Y GAS NATURAL
EXPLORACIÓN**

PRESENTA

JOSE RAFAEL VALLADARES MANUEL

TUTOR: DR. JOAQUIN E. AGUAYO CAMARGO



Ciudad Universitaria, D.F.

2010

JURADO ASIGNADO:

Presidente: **Dr. Martín Cárdenas Soto**

Vocal: **Dr. Joaquín E. Aguayo Camargo**

Secretario: **M.I. Emiliano Campos Madrigal**

Primer suplente: **Ing. Felipe Jaime León Islas**

Segundo suplente: **Dr. Guillermo Pérez Cruz**

Ciudad Universitaria, D.F.

TUTOR DE TESIS

DR. JOAQUIN E. AGUAYO CAMARGO

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis sinceros agradecimientos a todas las personas que de forma directa o indirecta colaboraron en la realización de este trabajo de tesis: Al Dr. Joaquín E. Aguayo Camargo, por su valiosa dirección y asesoría, al M.I. José Ruiz Morales por la revisión realizada y acertadas observaciones. De igual forma a los Sres. sinodales por el tiempo dedicado a la revisión de la misma y por sus acertadas observaciones.

Asimismo, al Ing. Manuel Terán García, Administrador del Activo de Exploración Plataforma Continental Sur, por el apoyo brindado y por autorizar el uso de la información utilizada. De igual forma a los Ingenieros Lázaro R. Moreno Lara e Ing. Francisco J. Treviño García, por toda la ayuda prestada.

A todos mis compañeros de trabajo, que de una u otra manera participaron durante el desarrollo del proyecto y me impulsaron a seguir adelante.

Sinceramente

J. Rafael Valladares M.

*A mis hijos: **Cristian, Carlos y Rafael Oswaldo**, como un ejemplo a seguir en su futuro desarrollo profesional.*



INDICE

	PAGINA
RESUMEN	
I. INTRODUCCIÓN	1
I.1. Localización del área de estudio	2
I.2. Objetivos	3
I.3. Beneficios	
I.4. Antecedentes	
I.5. Metodología	4
II. INTERPRETACION GEOLOGICA	6
II.1. Marco tectónico regional	
II.2. Interpretación y análisis estructural	8
II.3. Geoquímica y modelado de cuencas	11
II.4. Estratigrafía	18
II.5. Sedimentología	21
II.5.1. Análisis de secuencias e interpretación de facies	
II.5.2. Trampa y sello	29
II.5.3. Petrografía y diagénesis	31
II.5.4. Determinación de paleocorrientes	42
II.5.5. Proveniencia de areniscas	51
II.5.6. Descripción de las unidades de roca	55
II.6. Modelo sedimentario	75
II.6.1. Determinación de facies e interpretación ambiental	79
II.6.2. Modelo sedimentario conceptual	83
III. INTERPRETACIÓN SÍSMOLOGICA	86
III.1. Interpretación sísmica-estructural	
III.1.1. Basamento magnético	89
III.1.2. Adquisición y procesado de datos	90
III.1.3. Correlación sísmico-geológica	95
III.1.4. Sismograma sintético	97
III.1.5. Estratigrafía sísmica	101



III.1.6. Inversión sísmica	116
III.2. Atributos Sísmicos	127
III.3. Conversión tiempo-profundidad	134
III.3.1. modelo de velocidades	
III.3.2. Conversión a profundidad	139
III.3.3. Generación de mapas en tiempo y profundidad	142
IV. MODELO PETROFISICO	145
IV.1. Información general	146
IV.1.1. Control de calidad, edición y validación de curvas	
IV.1.2. Datos de núcleos	148
IV.1.3. Gráficas cruzadas	150
IV.1.4. Propiedades acústicas	153
IV.1.5. Registro compuesto	155
IV.2. Calibración de datos de núcleos – perfiles	156
IV.2.1. Determinación de porosidad total y densidad de matriz aparente	157
IV.2.2. Propiedades eléctricas	160
IV.2.3. Densidad de grano y mineralogía	161
IV.2.4. Análisis de pruebas especiales de núcleos	162
IV.3. Evaluación petrofísica	164
IV.3.1. Determinación de volumen de arcilla	165
IV.3.2. Determinación de R_w	166
IV.3.3. Porosidad efectiva y saturación de agua	167
IV.3.4 Determinación de permeabilidad	168
IV.3.5. Resultados de la evaluación	170
IV.3.6. Determinación de valores de corte	172
IV.3.7. Cálculo de propiedades petrofísicas	174
IV.3.8. Interpretación de resultados y análisis de propiedades petrofísicas	175
IV.4. Determinación de unidades de flujo	178
IV.4.1. Determinación del radio de garganta de poro	
V.4.1.1. Análisis de Incrementales	
IV.4.2. Determinación de tipo de roca	180
IV.4.3. Identificación de unidades de flujo	184



IV.4.3.1. Propiedades intrínsecas	184
IV.4.3.2. Determinación de capacidad de flujo v.s. capacidad de almacenaje	
V. PREPARACION DEL MODELO ESTATICO Y MODELO NUMERICO DEL YACIMIENTO	193
V.1. Modelo estático	
V.1.1. Objetivo	
V.1.2. Introducción	
V.1.3. Metodología	194
V.1.3.1. Modelado Estructural	
V.1.3.2. Modelado y distribución de propiedades petrofísicas	195
V.1.4. Cromatografía de los fluidos del yacimiento	205
V.1.5. Volumetría	206
V.2. Modelo numérico	208
V.2.1. Consideraciones generales	
V.2.2. Cromatografía de gases	
V.2.3. Análisis especial de núcleos	210
V.2.4. Estimación de reservas	212
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	213
BIBLIOGRAFIA	



RESUMEN

Siendo la Caracterización Inicial de Yacimientos la integración de diferentes Geociencias, el principal objetivo de este estudio fue determinar la característica interna/externa de los depósitos del Terciario (Mioceno Inferior) localizados en la zona este del cubo sísmico Holk-Alvarado en las aguas profundas costa afuera del Golfo de México (estado de Veracruz), para comprender su origen, estratigrafía y ambiente sedimentario así como su contenido de fluidos.

El análisis de atributos sísmicos y petrografía detallada de núcleos fue realizada a fin de definir las secuencias del Terciario y sus facies asociadas; este estudio fue complementado con análisis petrofísico, especialmente registros de imagen, para definir tipos de roca, garganta de poro y unidades de flujo, parámetros aplicados en la simulación de yacimientos del área para estimado y certificación de reservas. Durante el estudio de petrografía, diagénesis y sedimentología, fue necesario realizar el análisis y la interpretación de los núcleos cortados en el pozo dentro del período Terciario en el cual resulto productor de gas seco en complejos turbidíticos de abanicos y canales submarinos en un ambiente de talud.

En lo que respecta a la etapa de definición del modelo petrofísico, se obtuvieron los datos referentes a porosidad efectiva, saturación de agua, volumen de arcilla y se estimó la permeabilidad, información que fue confrontada con los datos de porosidad y permeabilidad obtenidos de los análisis petrofísicos de núcleos.

Considerando que la Caracterización Inicial es la interrelación e integración de un conjunto de disciplinas de geociencias aplicadas a la definición de las características externas e internas de un yacimiento, se aplicó esta metodología, con la finalidad de poder determinar sus propiedades intrínsecas, su relación K-Phie, la Capacidad de Almacenamiento (%Phi-H), así como su Capacidad de Flujo (%K-H), que nos ayudó a definir las unidades de flujo y los tipos de roca petrofísica, con base al tamaño de garganta de poro, que fueron empleadas durante la caracterización inicial del yacimiento y así hasta llegar a obtener un modelo geológico integral que será de gran utilidad durante la simulación numérica. Finalmente se estimó el volumen original y la distribución de reservas 3P.



Este trabajo fue realizado con la finalidad de obtener el grado académico en la Maestría en Ingeniería (Exploración de Recursos Energéticos del Subsuelo) impartida por la División de Estudios de Postgrado de la Universidad Nacional Autónoma de México. El estudio fue posible concluirlo con el apoyo del equipo de trabajo de la Coordinación de Caracterización Inicial y Delimitación de del Activo de Exploración Plataforma Continental Sur, Región Marina Suroeste, dependencia de PEMEX.



ABSTRACT

Being the Initial Characterization of Reservoirs the integration of different geosciences, the main objective of this study is determine the internal/external characteristics of the Tertiary deposit (Lower Miocene) located in the eastern area of the seismic cube Holok-Alvarado in the offshore deep waters of the Mexican Gulf (Veracruz state), in order to understand their origin, stratigraphic and sedimentary environment as well as their fluid content.

Seismic attributes and detailed petrographic core analysis were conducted in order to define the Tertiary sequences and their associated facies, this study was complemented with petrophysical analysis specially image logs, in order to define the rock type, pore throat and the flow units parameters applied in the reservoir simulation of the area for the estimation and certification of reserves. During the study of petrography, diagenesis and sedimentology, it was necessary to conduct the analysis and the interpretation of the cut nucleus in the well within the Terciary Period in which it resulted in a producer of dry gas of complex turbiditic fans and submarine canals in a talus ambient.

With respect to the epoch of definition of the petrophysic model, data was obtained referring to an effective porosity, water saturation, and clay volume and it was estimated that the permeability, information that was confronted with the data of porosity and permeability obtained in the petrophysic analysis of the nucleus.

Considering that the Initial Characterization is the interrelation and integration of a group of geosciences disciplines applied to the definition of the external/internal characteristics of a deposit, this methodology was applied, with the intention of being able to determine its interdry properties, its relation to K-Phie, the Storage Capacity (%Phi-H), as well as its Flux Capacity (%K-H), that aided us in defining the unities of flux and the types of petrophysic rock, based in the pore-throat size, that were employed during the initial characterization of the deposit and in this way, being able to obtain an integral geologic model that will be of great use during the numeric simulation. Finally, the original volume was estimated and the distribution of reserves 3P.



This work is intended for obtain the Master's degree in Engineering (Exploration of Subsea Energy Resources) by the Post-Graduate Studies Division of the *Universidad Nacional Autónoma de México*. This study was possible to fulfill with the team work collaboration of the *Coordinación de Caracterización Inicial y Delimitación* of the *Activo de Exploración Plataforma Continental Sur, Región Marina Suroeste of PEMEX*.



I. INTRODUCCIÓN

La caracterización estática de yacimientos, se define como la interrelación del conjunto de disciplinas geocientíficas aplicadas a la descripción y mapeo de la arquitectura externa e interna de un yacimiento, y estima el volumen, así como la distribución de los hidrocarburos dentro del marco geológico.

Si se habla de la arquitectura externa, nos referimos a la forma y dimensiones de la envolvente del yacimiento; si se habla de la arquitectura interna, estamos hablando de las diversas propiedades petrofísicas que componen el yacimiento, entre las que tenemos, la porosidad, saturación de agua y la permeabilidad, entre otras.

Toda la información, el conocimiento y los datos adquiridos de las heterogeneidades del yacimiento, deben entrar en la malla numérica del yacimiento. La manera en que se pueden convertir estas heterogeneidades (geológicas y petrofísicas) de un yacimiento en datos de entrada para la malla de simulación, es mediante la variación espacial de las características petrofísicas.

La integración de los datos juega un papel muy importante en la caracterización de los yacimientos. El objetivo primordial lo podemos subdividir en dos fases, una es alinear los datos de manera coherente, estos serían datos provenientes de diversas fuentes (estáticas y dinámicas), de diferentes tipos (geofísicos, geológicos, petrofísicos y de ingeniería de yacimientos), de diferentes escalas (desde resultados de análisis petrofísicos de tapones cortados en los núcleos hasta el yacimiento total), y datos que van desde 1D hasta 3D. La otra fase, es fortalecer la interpretación y reducir la incertidumbre sobre la imagen de los yacimientos.



I.1. Localización del área de estudio.

El área se ubica en el extremo suroccidental de Golfo de México, frente a las costas de Veracruz, cubriendo un polígono regular con un área aproximada de 9, 870km² (**Figura 1.1.1**). Geológicamente, se localiza en un área compleja, pues convergen tres provincias geológicas: la Cuenca Terciaria de Veracruz, la Cuenca Salina del Istmo y las Cordilleras mexicanas, como se describirá en el capítulo correspondiente al Marco Geológico Regional (Cap. II.2), pero en general se localiza al NE de la Cuenca de Veracruz y al W de la Cuenca Salina del Istmo. Fisiográficamente, se tienen tirantes de agua muy variables, pues van desde 60 m., hasta 2400m en la denominada Planicie Abisal, en la porción noroccidental del cubo sísmico.

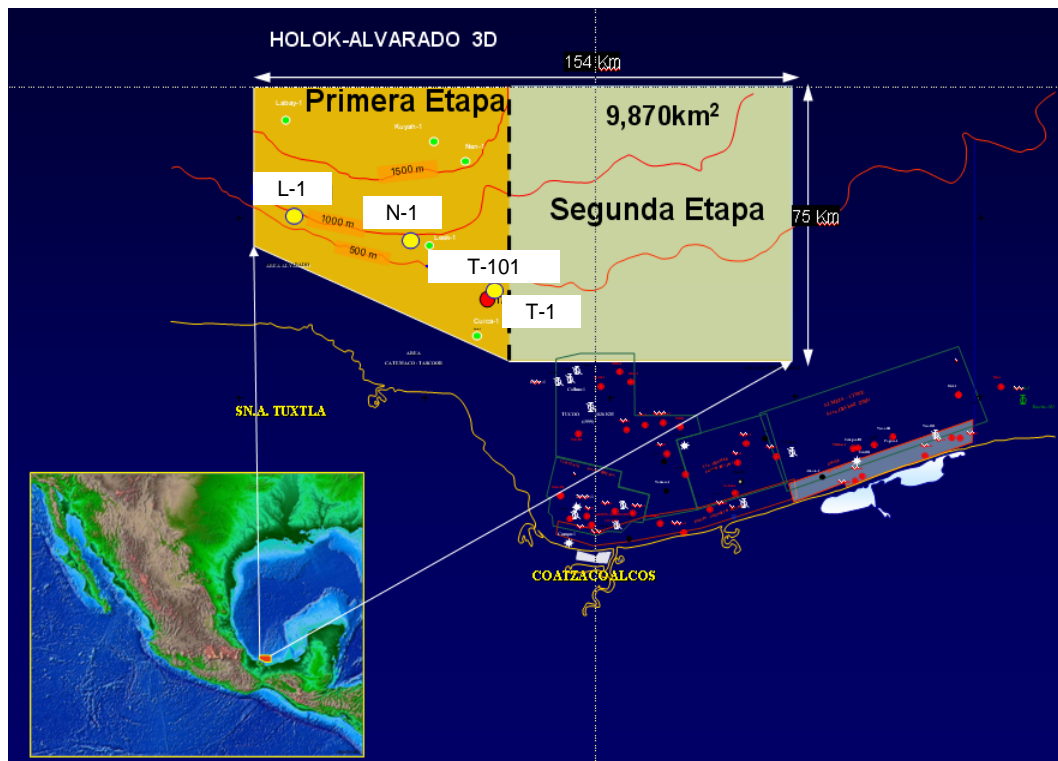


Figura 1.1.1. Mapa de localización del área.



I.2. Objetivos

Obtener un modelo geológico integral representativo y confiable, para expresarlo en términos numéricos, de tal forma que sea útil para la simulación de los yacimientos de gas seco en sedimentos siliciclasticos de edad Mioceno Inferior, caracterizando las propiedades petrofísicas del yacimiento, implementando el modelo de integración petrofísica, definiendo los tipos de roca, tamaño de garganta de poro, porosidad, permeabilidad y espesor, a fin de identificar sus propiedades intrínsecas, su relación $K-Phi$, la capacidad de almacenamiento ($\%Phi-H$) y su capacidad de flujo ($\%K-H$), lo que finalmente, nos ayudara a definir las unidades de flujo que serán empleadas durante la caracterización del yacimiento y así llegar a obtener un modelo geológico integral que será de gran utilidad durante la simulación numérica.

I.3. Beneficios

Con los resultados de este estudio, se tendrán las bases para poder simular en tiempo, el comportamiento que tendrá el campo al poder considerar diferentes escenarios de producción, estableciendo así las bases para proponer un plan óptimo de desarrollo y evaluar e implementar procesos de recuperación secundaria.

I.4. Antecedentes

La actividad exploratoria en esta área inició en 1979 con el primer levantamiento sísmico 2D, en la porción sur del área. En 1986, se efectuó el estudio gravimétrico y magnetométrico “Coatzacoalcos-Marbella” que cubrió, parcialmente el área de estudio.

En 1991, se adquirieron líneas sísmicas regionales con el levantamiento Golfo de México. Cuatro años más tarde, en 1995, se adquirió sísmica 2D de los estudios Catemaco y Marbella Subsal.

En 1994, Pemex en colaboración con *British Petroleum* identifican y definen el Cinturón Plegado de Catemaco en la plataforma marina frente a Los Tuxtlas, y lo asocian a un evento compresivo de edad Mioceno Medio que deformó las secuencias estratigráficas del Oligoceno-Mioceno Temprano.



En 1998, se perforó el primer pozo exploratorio dentro del área de estudio, el cual resultó productor de gas y condensado en arenas del Plioceno Medio y cortó toda la columna sedimentaria del Terciario, alcanzando la cima del Cretácico Superior.

En 2004, PEMEX adquirió nueva información gravimétrica y magnetométrica, que cubrió todo el Golfo de México. Asimismo se adquirió sísmica tridimensional y representa el mayor volumen adquirido en los últimos años. Del resultado de la interpretación y análisis regional de la primera parte de estudio, se decidió explorar algunas estructuras, obteniendo los resultados que a continuación se mencionan.

En 2005, se perforó el pozo Noxal-1, en la Provincia Cinturón Plegado de Catemaco, resultando productor de gas seco, en arenas del Plioceno Inferior.

En 2006, se perforó el pozo Lakach-1, resultando productor de gas seco en arenas del Mioceno Inferior.

1.5. Metodología.

La metodología utilizada para construir un modelo dinámico de yacimientos, que permite establecer un plan de explotación sustentado económicamente en los campos ubicados en aguas profundas se puede observar en la **Figura 1.5.1**.

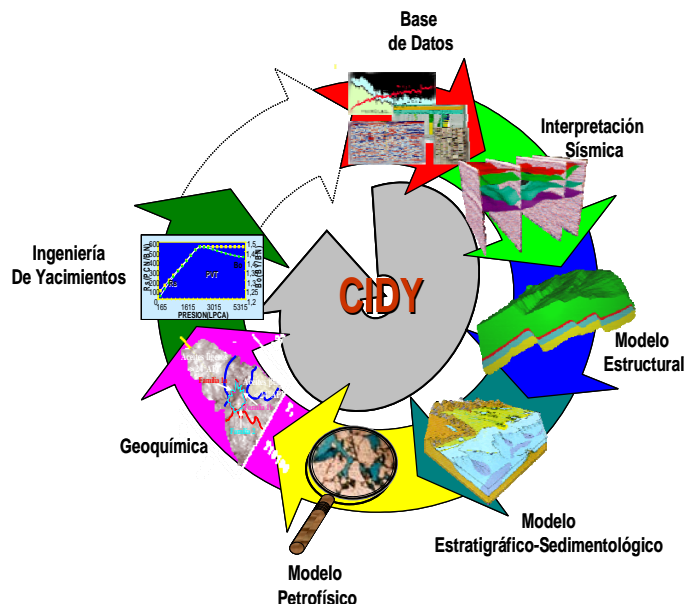


Figura 1.5.1. Metodología del proceso.



Cada una de estas disciplinas tiene un papel muy importante dentro del desarrollo de los proyectos de caracterización de yacimientos, por lo que brevemente se describen a continuación, los objetivos que se persiguen con la aplicación de cada una de ellas.

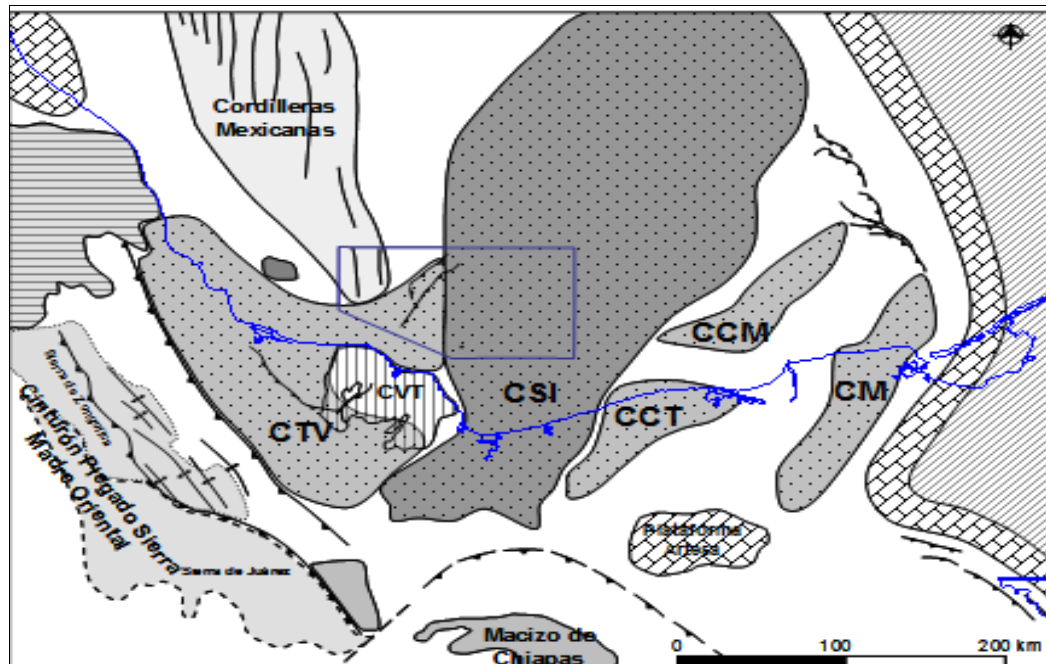
- La interpretación sísmica nos permite analizar e interpretar la información sísmica para generar mapas del yacimiento (configuraciones estructurales, mapas de atributos sísmicos, isopacas, etc.) que permitan cuantificar volumen de roca y volumen original de hidrocarburos,
- El modelo estructural nos servirá para definir la orientación y geometría de los rasgos estructurales que delimitan al yacimiento y su posible impacto en el desempeño del mismo.
- El modelo estratigráfico-sedimentológico, permitirá establecer el marco cronoestratigráfico y definir la geometría, distribución y arquitectura interna del yacimiento, mediante el análisis de facies y medios ambientes de depósito.
- De igual forma se deberá construir un modelo petrofísico mediante el análisis de registros geofísicos de pozo, núcleos y datos de producción, que permita estimar porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla, litología y saturación de hidrocarburos en el yacimiento e identificar tipos de roca como base para establecer las unidades de flujo.
- Aplicar la geoquímica orgánica para complementar o precisar la delimitación de las unidades de flujo que conforman las formaciones productoras. Esta disciplina también dentro de sus alcances, nos permitirá definir y delimitar la calidad de los fluidos producidos, determinar el comportamiento y la compatibilidad de los fluidos inyectados en condiciones de yacimiento.
- Finalmente con la ingeniería de yacimientos definir propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento; analizar propiedades físicas del yacimiento para estimar su continuidad lateral y dimensiones; así como cuantificar volúmenes en sitio de hidrocarburos.



II. INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA

II.1. Marco tectónico regional

El área de estudio se ubica en la porción del Golfo de México, en donde convergen la Cuenca Terciaria de Veracruz (CTV), la Cuenca Salina del Istmo (CSI) y la provincia de Cordilleras Mexicanas de aguas profundas (**Figura II.1.1**).



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.1.1. Mapa de localización del Estudio, que muestra además las provincias geológicas del Sureste de México. Cuenca Terciaria de Veracruz (CTV), Cuenca Salina del Istmo (CSI), Cordilleras Mexicanas (CM), Complejo Volcánico Los Tuxtlas (CVT), Cuencas de Comalcalco Terrestre (CCT) y Marina (CCM) y Cuenca de Macuspana (CM).

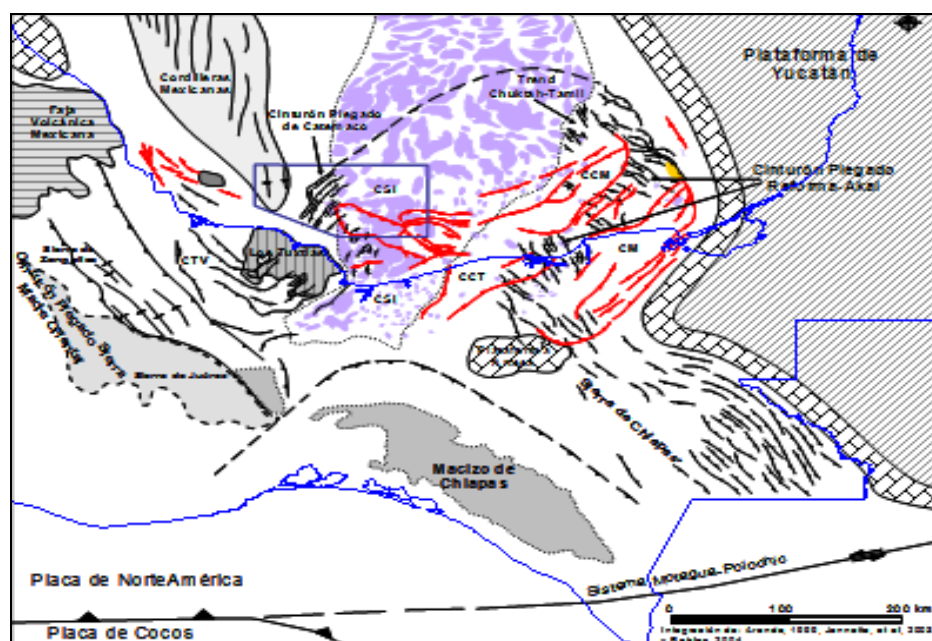
La historia tectónica de las cuencas terciarias (CTV y CSI) está directamente relacionada con la evolución geodinámica de los márgenes convergentes entre las placas de Norteamérica y de Cocos y el desprendimiento y deriva del bloque Chortis durante casi todo el Cenozoico.



La interacción de estas placas se mantuvo en un régimen compresional en el oriente de México durante el Eoceno, formando el cinturón plegado y cabalgado de la Sierra de Zongolica; esta sierra, que constituyó la margen occidental de la Cuenca de Veracruz, aportó grandes cantidades de sedimentos a la cuenca en el Oligoceno-Mioceno.

Al oriente, el Alto de Aneгада y el Centro Volcánico Los Tuxtlas (CVT), definen un alineamiento tectónico que puede corresponder con una paleotransformante relacionada con la apertura del Golfo de México; de acuerdo con la información sísmica, este magmatismo inició su actividad hace 17.5 Ma, con el levantamiento y exposición de sistemas depositacionales de aguas profundas en el área de Los Tuxtlas. Hacia el sur de las cuencas terciarias, la convergencia transpresiva de las placas de Norteamérica y de Cocos, produjo el cabalgamiento y levantamiento del Macizo de Chiapas que continuó con el desprendimiento y migración del Bloque Chortis a través del sistema de fallas Motagua-Polochic en el intervalo Eoceno-Mioceno Medio.

En el Mioceno Medio, la Placa de Cocos actúa directamente sobre el Macizo de Chiapas y lo hace cabalgar hacia el noreste, formando el Cinturón Plegado Sierra de Chiapas, hacia la Sonda de Campeche los trenes estructurales Reforma-Akal y Chuktah-Tamil y en las áreas de Papaloapan y Tabscoob, el Cinturón Plegado de Catemaco (**Figura II.1.2**).



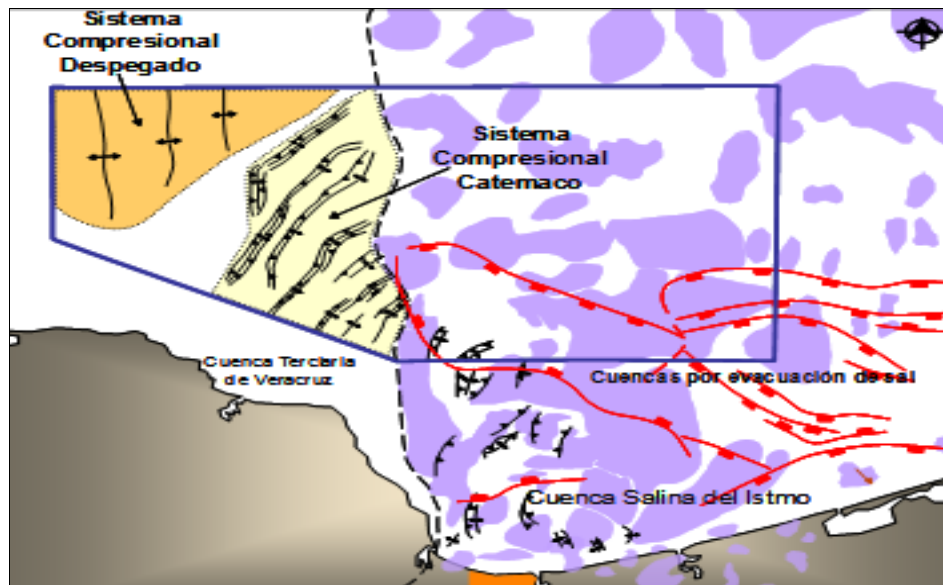
Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.1.2. Mapa tectónico y estructural del Sureste de México.



II.2. Interpretación y análisis estructural

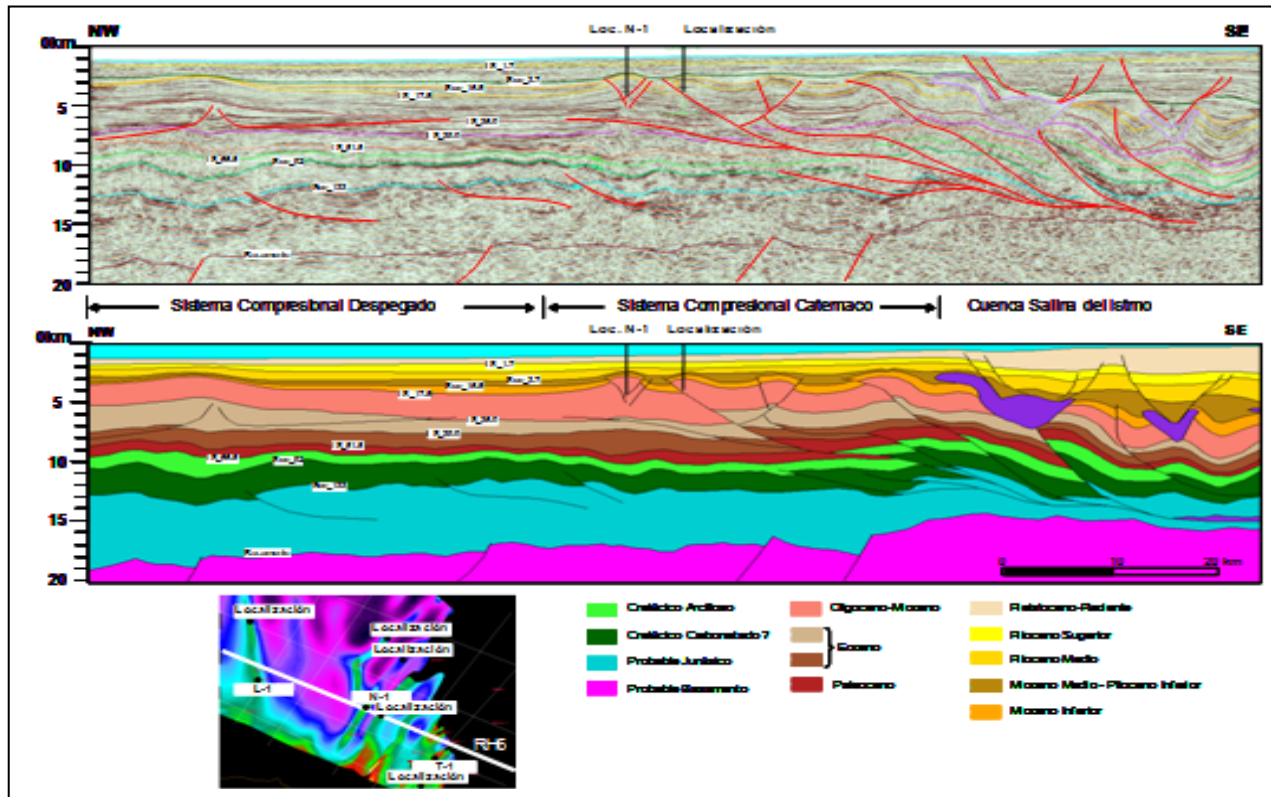
Para establecer el marco estructural de la porción occidental del cubo, se programó una malla de 10 secciones regionales perpendiculares; A partir del análisis e interpretación estructural de estas secciones, el área se subdividió en dos dominios estructurales que tienen estilos estructurales particulares (**Figura II.2.1**).



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.2.1. Mapa que muestra los dominios estructurales identificados en el área.

Sistema Compresional Catemaco (Cinturón Plegado Catemaco). Este dominio estructural localizado en la porción centro-se caracteriza por un cinturón plegado y cabalgado identificado en las secuencias siliciclásticas pre-cinemáticas que contienen a los *plays* del Oligoceno y Mioceno temprano. Está formado principalmente por pliegues asimétricos alargados, la mayoría de ellos con vergencias al noroeste y fallas inversas en sus flancos (**Figuras II.2.2 y Figura II.2.3**); el sistema de fallas de cabalgaduras tienen un despegue principal profundo localizado a nivel de la sal autóctona en el extremo sureste del área, de donde parten en forma imbricadas con vergencia al noroeste una serie de fallas que alcanzan mediante rampas de bajo ángulo un despegue más somero localizado en el Eoceno.

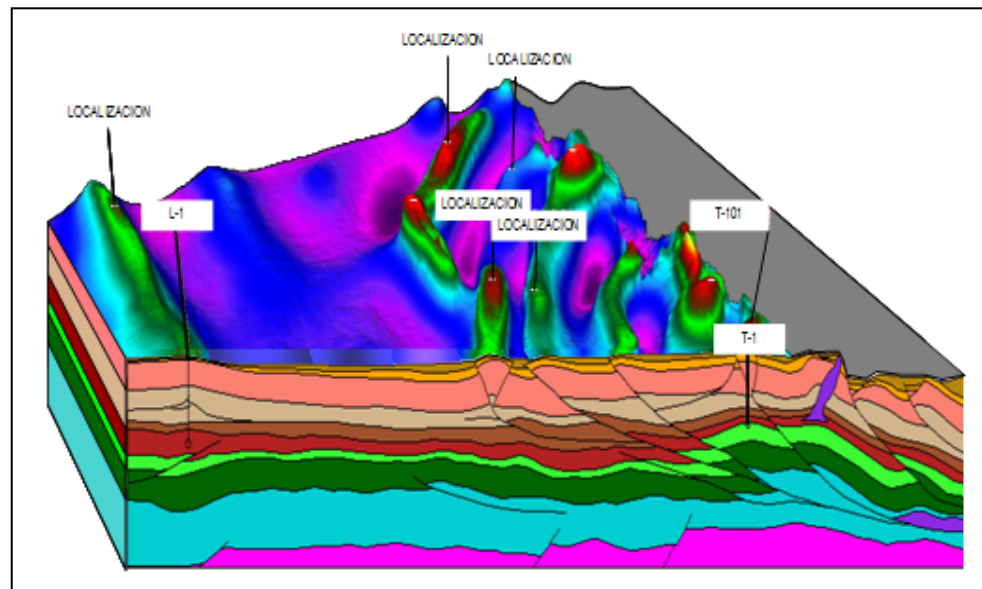


Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.2.2. Sección regional, que muestra el estilo estructural de los sistemas compresionales Catemaco y Despegado.

El análisis de las terminaciones de la secuencia sin-cinemática indica que la actividad tectónica compresiva inició en 16.5 Ma y terminó relativamente hace 3.7 Ma. Este cinturón plegado es la continuación hacia noreste del cinturón identificado en tierra en el área de Papaloapan, en donde, en estudios antecedentes, se estableció, por análisis de crecimiento de estratos sin-cinemáticos, una edad de Mioceno Medio a Tardío (15.5 a 5.5 Ma) o más joven.

Regionalmente, está ligado con los trenes estructurales de la Sonda de Campeche, los cuales se consideran que están asociados al mismo evento tectónico conocido como Chiapaneco ocurrido en el Mioceno.



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.2.3. Modelo que muestra el estilo estructural en sección y los trenes estructurales en planta.

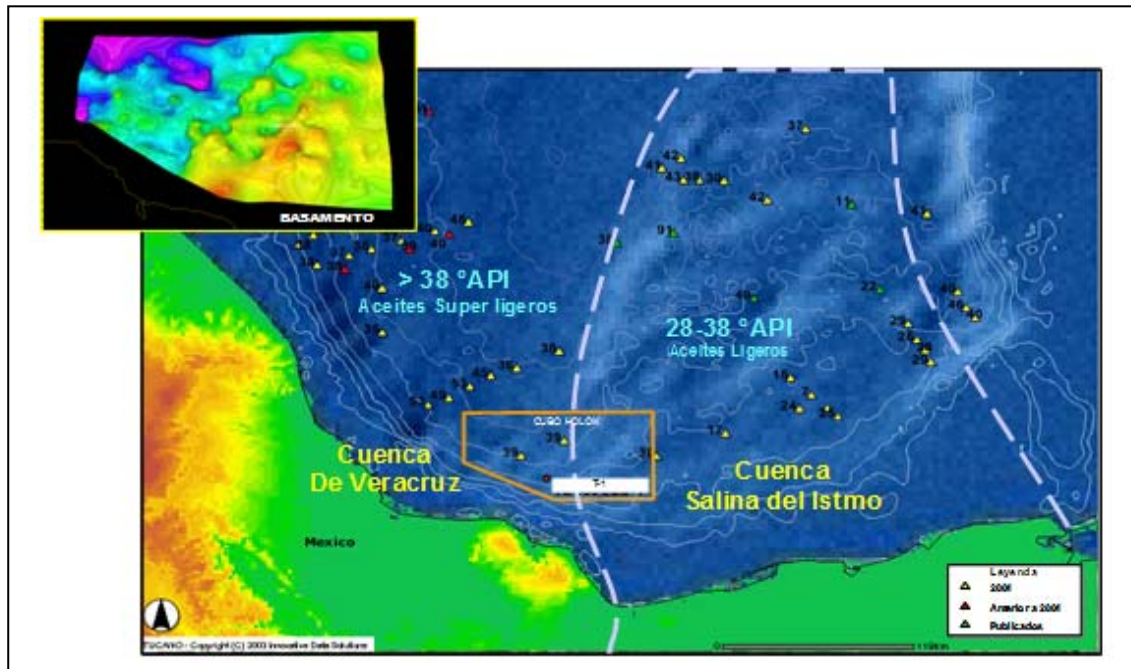
Sistema Compresional Despegado. Este dominio estructural se identificó en la porción norte occidental del cubo y está formado por un sistema de pliegues alargados con ejes orientados nortesur, asociados a un despegue localizado en la secuencia arcillosa del Eoceno.

Estas estructuras pueden subdividirse en dos estilos estructurales, el primero que se caracteriza por un anticlinal apretado, asimétrico y con vergencia al oriente, el cual presenta pequeñas fallas en la cresta que se disponen en forma oblicua al eje de la estructura y probablemente se asocian a un fallamiento lateral dextral que actuó posterior a la estructura, y el segundo, localizado al oriente del anterior, caracterizado por pliegues suaves, amplios y simétricos.

De acuerdo con el análisis de las terminaciones y el crecimiento sincrónico de las capas con las estructuras, se considera que la actividad tectónica de estos pliegues iniciaron hace 3.7 a 1.4 Ma (Plioceno temprano-Pleistoceno). Regionalmente, este sistema puede corresponder a la extensión al sur del Cinturón Plegado Cordilleras Mexicanas.

II.3. Geoquímica y modelado de cuencas

Las características geológicas de la Cuenca Salina y de la Cuenca de Veracruz actúan directamente en las propiedades de los hidrocarburos que puedan ser generados en estas provincias (**Figura II.3.1**).



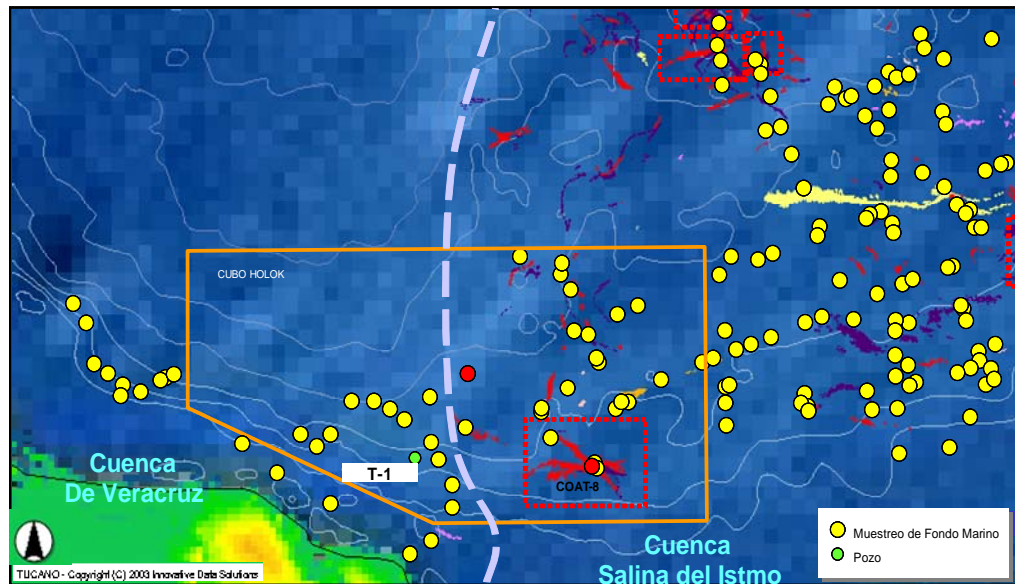
Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.3.1. Flujos Térmicos medidos en el fondo marino y su relación con la calidad de los hidrocarburos en la Cuenca Salina del Istmo y la Cuenca de Veracruz.

Hacia la Cuenca de Veracruz la corteza tiende a ser de naturaleza oceánica y se encuentra a profundidades mayores que las de la corteza transicional-continental de la Cuenca Salina del Istmo por consiguiente, las rocas generadoras del Tithoniano se encuentran a mayor profundidad hacia la porción de la Cuenca de Veracruz dentro del cubo sísmico estudiado.

Los flujos térmicos también son afectados por estas características, observando que se incrementan hacia la Cuenca de Veracruz donde, al conjuntarlos con los grandes espesores de las rocas de soterramiento que sobreyacen a la roca generadora del Tithoniano, permite inferir que los hidrocarburos serán más evolucionados térmicamente y, por consiguiente, tenderán a ser hidrocarburos mucho más ligeros que los que se han encontrado en el área de la Cuenca Salina del Istmo, esto bien puede ser corroborado por los hidrocarburos superligeros (44^o API) encontrados en

el pozo T-1 dentro de la Cuenca de Veracruz y con los hidrocarburos más pesados recuperados en los pozos ubicados en la Cuenca Salina del Istmo (**Figura II.3.2**).



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.3.2. Manifestaciones de hidrocarburos en el área de estudio.

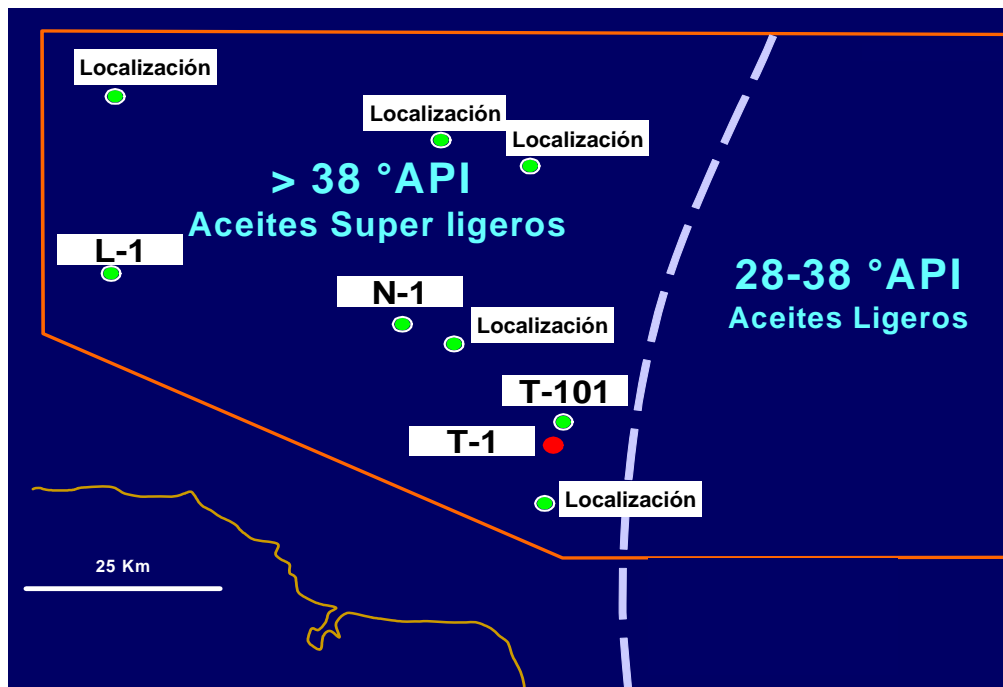
Presencia de la Roca Generadora. El levantamiento sísmico en estudio, se localiza entre las Cuencas de Veracruz y Salina del Istmo, en donde, la presencia de la roca generadora es evidenciada por los aceites recuperados del pozo T-1 y por las manifestaciones de hidrocarburos en la superficie del mar, estas últimas migran del subsuelo hacia la superficie del mar y, dentro del área estudio, se encuentran preferentemente hacia la parte donde el estilo estructural es dominado por las intrusiones salinas de la Cuenca Salina del Istmo, mientras que son muy pocas las manifestaciones que se han encontrado hacia la Cuenca de Veracruz en esta misma área, de hecho, en el área de estudio no ha sido posible determinar la presencia de hidrocarburos en muestras de sedimentos del fondo marino. La principal manifestación de hidrocarburos en el cubo sísmico se presenta en la parte salina, los resultados de los biomarcadores analizados sobre ella permiten definir a los hidrocarburos como generados por rocas del Jurásico Superior-Tithoniano en un ambiente marino carbonatado con cierta influencia siliciclástica como se explica más adelante, además, las relaciones de biomarcadores en los terpanos T_s/T_s+T_m indican que estos hidrocarburos han sido generados cuando la roca generadora se encontraba en una etapa de evolución térmica inicial entrando a



ventana de generación de hidrocarburos, estos resultados coinciden con los pozos que han sido perforados en el área marina cerca de la costa de Coatzacoalcos.

Calidad de los Hidrocarburos. Los aceites recuperados de los pozos perforados en el área marina de Coatzacoalcos cercanos al área del cubo estudiado, presentan una distribución de gravedades ° API que varía desde los 8° hasta los 37° API, los valores menores a 20° API se encuentran almacenados en objetivos cuya profundidad no rebasa los 1,500m de profundidad, sin embargo, la temperatura de los yacimientos regula la biodegradación que es más agresiva en los aceites almacenados en yacimientos con temperaturas inferiores a los 80° C.

Sin tomar en cuenta el efecto de la biodegradación en estos aceites, se considera que en esta área de la Cuenca Salina del Istmo los hidrocarburos varían entre 28° y 38° API (**Figura II.3.3**). Por otra parte, el pozo T-1 reporta aceites superligeros, gas y condensados con un valor isotópico de -27‰, característico de los aceites generados por las rocas generadoras del Jurásico Superior-Tithoniano.



Modificado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.3.3. Distribución del tipo de hidrocarburos en el área de Coatzacoalcos Marino.



Con los resultados obtenidos del modelado de cuencas, como se muestra más adelante, se determina que dentro del área, en la porción hacia lo que corresponde a la Cuenca de Veracruz, la roca generadora del Tithoniano se encuentra en etapas de madurez tardía a sobremadura, pronosticando hidrocarburos superligeros a gas y condensado.

Los hidrocarburos recuperados en las campañas del muestreo de fondo marino dentro del área, han mostrado resultados positivos solo hacia la porción de la Cuenca Salina del Istmo, donde los hidrocarburos encuentran rutas de migración hacia la superficie a través de las fracturas y fallas originadas por el movimiento de la sal.

Los biomarcadores de los hidrocarburos del muestreo de fondo marino correlacionan con los hidrocarburos de pozos productores en el área marina en cuanto a su origen (**Figura II.3.4**), presentando características típicas de un aceite con afinidad tithoniana definida principalmente por las relaciones C30 hopano>C29 hopano, relativamente altos diasteranos, pristano/phetano cercano a 1 y C35/C34 bajo, determinando que las rocas generadoras del Jurásico Superior-Tithoniano se encuentran ampliamente distribuidas hacia las zonas marinas y que se trata de rocas altamente efectivas en la generación de hidrocarburos, incrementando con esto la posibilidad de que existan sistemas petroleros en el subsuelo.

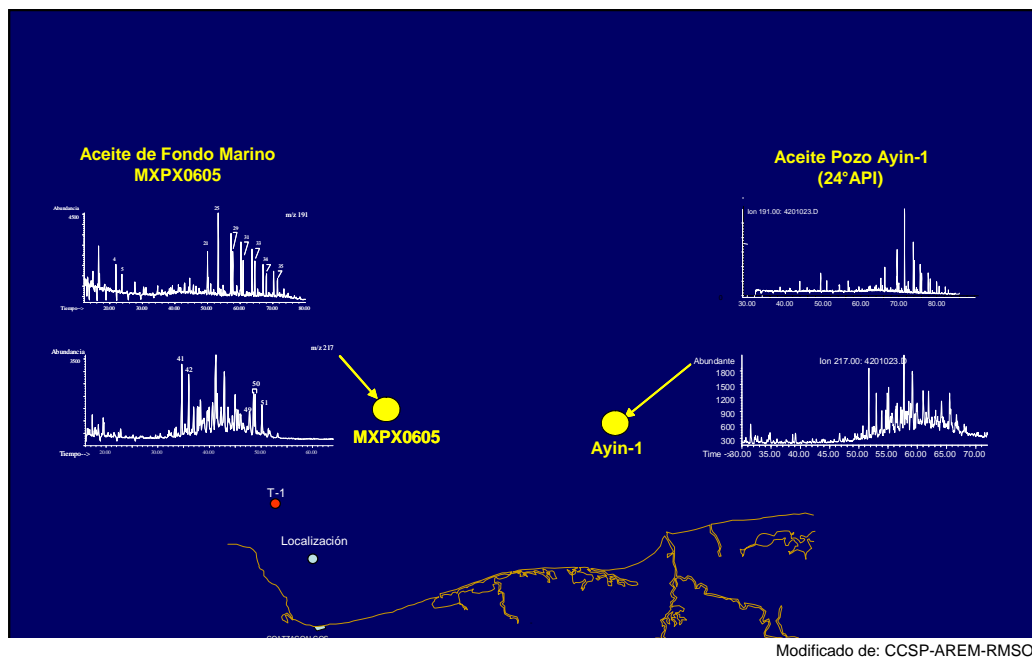
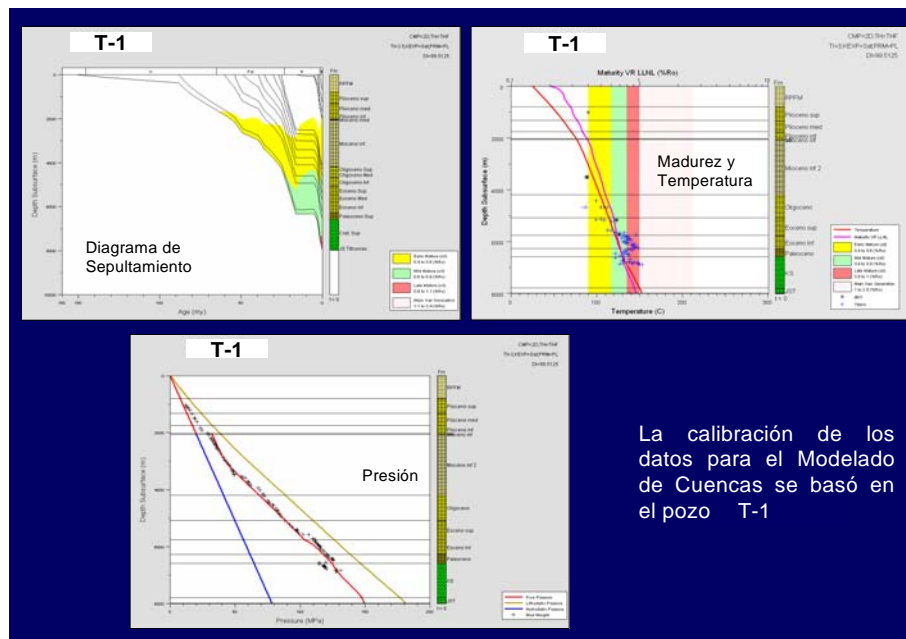


Figura II.3.4. Correlación de biomarcadores del pozo Ayin-1 y de un extracto de aceite en un núcleo de sedimentos del fondo marino.



Modelado geológico-geoquímico (sección regional T-1/L-1). Para el modelado de cuencas en el área del cubo sísmico estudiado, se consideraron las características litológicas y térmicas del pozo T-1 (Figura II.3.5).



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.3.5. Calibración de parámetros térmicos y de presión en el pozo T-1.

Se consideró un estado de flujo térmico transitorio, dando como resultado un flujo térmico superficial de 35.5mW/m² para este pozo; se cuenta con dos datos reales de flujo térmico superficial medidos directamente al oeste del pozo T-1 dentro del Cubo sísmico, observándose que varía de 35.5mW/m² en la porción este (calculado en el pozo T-1) a 39mW/m² hacia la porción oeste. Con base en la calibración del pozo T-1 se realizó el modelado de cuencas 1D en las ocho localizaciones consideradas y en 12 pseudopozos distribuidos en el cubo sísmico, los resultados de este modelado muestran que los grandes espesores de roca que sepultan a las rocas generadoras del Tithoniano, aunado con las variaciones en el flujo térmico y la conductividad de las litologías consideradas en el pozo T-1, influyen fuertemente en la madurez y en la evolución térmica de los hidrocarburos en esta zona, de tal forma que prácticamente toda el área se encuentra en una etapa de madurez tardía pronosticándose la presencia de hidrocarburos superligeros, gases y condensados (Figura II.3.6).

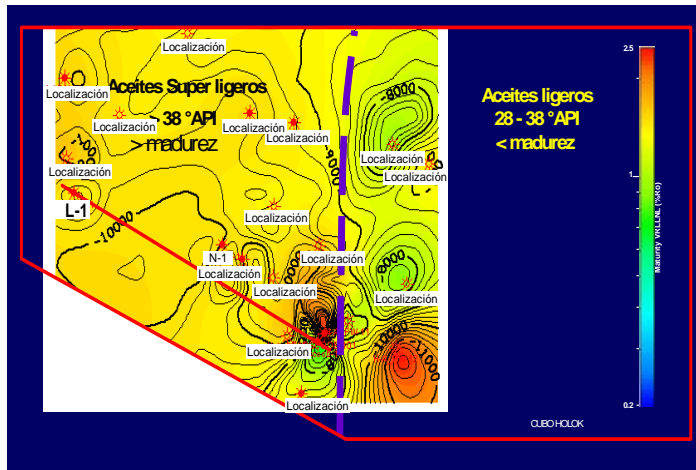


Figura II.3.6. Resultados de la madurez calculada con el modelado de cuencas en una dimensión que muestra mayor evolución térmica para el área de la Cuenca de Veracruz que para la Cuenca Salina del Istmo.

Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Este modelo establece que la generación de los hidrocarburos inicia hace aproximadamente entre 25 y 30ma y que la expulsión inició desde hace aproximadamente 18ma continuando ambos en la actualidad (**Figura II.3.7**).

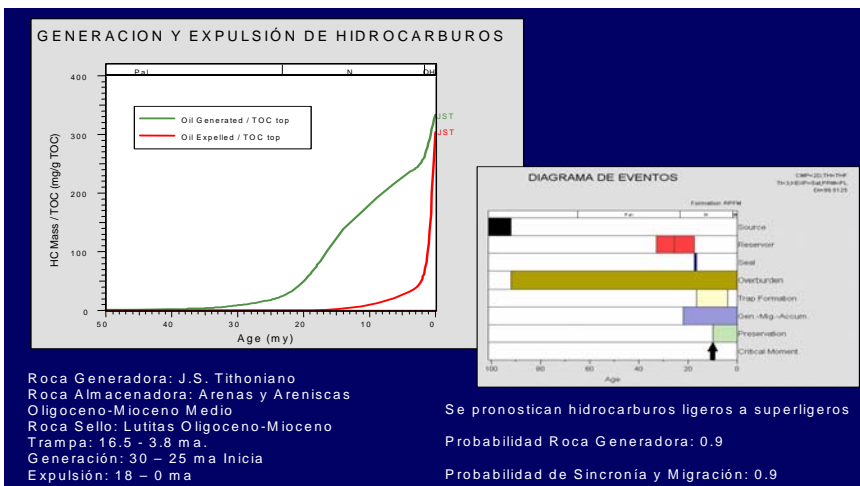


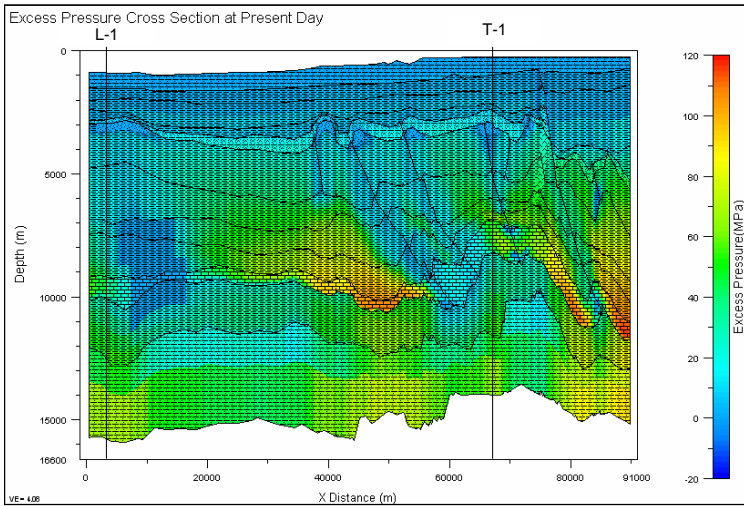
Figura II.3.7. Resultados del Modelado de Cuencas que muestran la generación y expulsión de los hidrocarburos en el tiempo y un diagrama de eventos general para el área del cubo sísmico en la porción de la Cuenca de Veracruz.

Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Con base en la calibración realizada en el pozo T-1 se elaboró el modelado de cuencas 2D sobre la sección regional que pasa sobre el mismo y el pozo L-1. Los resultados de este modelado muestran el desarrollo de presiones que confinan a presiones relativamente menores en el Jurásico-Cretácico, la actividad del sistema de fallas inicio hace 16.4 ma y finalizó hace 3.8 ma, permitiendo la liberación de las presiones y favoreciendo la migración de los hidrocarburos hacia los objetivos terciarios. Hacia



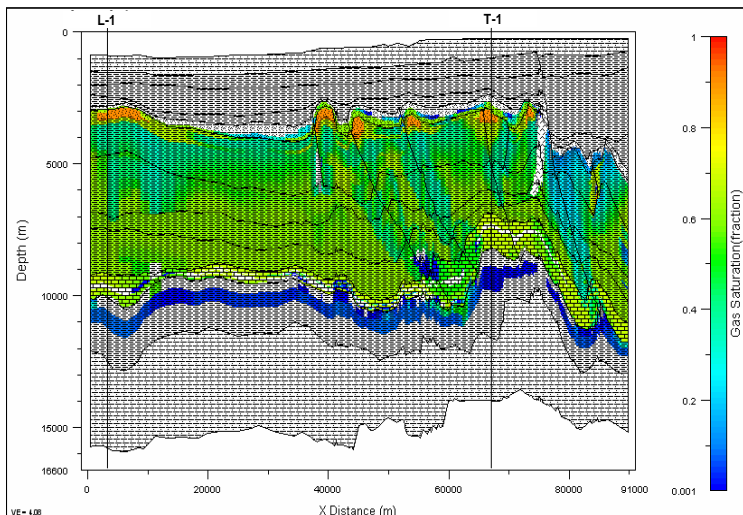
el pozo L-1 la migración de hidrocarburos puede ocurrir a través de fracturas desarrolladas al mismo tiempo que las fallas (**Figura II.3.8**).



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.3.8. Resultados del modelado de cuencas en 2 dimensiones que muestran las zonas de baja presión que actúan como principales rutas de migración.

Los resultados del modelado de cuencas en dos dimensiones muestran que, hacia la porción de la Cuenca de Veracruz en el cubo sísmico, la alta madurez de la roca generadora del Tithoniano ha favorecido a la generación de hidrocarburos superligeros, gases y condensados, mismos que tienden a migrar por el sistema de fallas y fracturas que inició hace 16.4ma y finalizó hace 3.8ma y que constituye el principal patrón de migración en el área (**Figura II.3.9**); esta alta madurez hace que existan bajos volúmenes de hidrocarburos ligeros y/o pesados generados con densidades menores a 38°API (**Figura II.3.10**), lo que clasifica a esta área como productora de hidrocarburos superligeros, gases y condensados.



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.3.9. Modelo que muestra la acumulación de hidrocarburos superligeros, gases y condensados en los objetivos del mioceno, realizado con modelado de cuencas en 2 dimensiones.

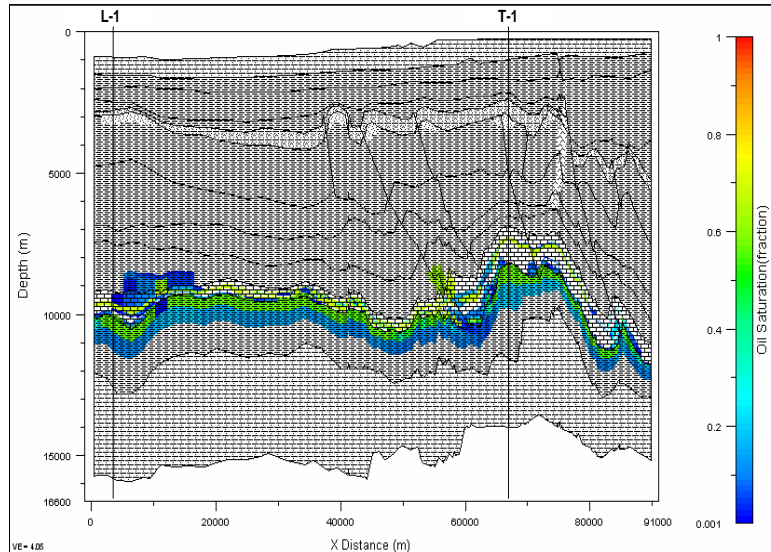


Figura II.3.10. Modelo que muestra la acumulación de hidrocarburos líquidos <math><38^\circ</math> API, realizado con modelado de cuencas en 2 dimensiones.

Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

II.4. Estratigrafía

La columna geológica atravesada por el pozo L-1, comprende rocas que van desde el Reciente-Pleistoceno hasta el Mioceno Inferior y está constituida por intercalaciones de areniscas de variada granulometría y composición, así como por horizontes arcillosos con limolitas y areniscas líticas.

Las rocas que constituyen los yacimientos encontrados hasta el momento son de edad Mioceno Inferior y están formadas principalmente por areniscas líticas y limolitas, sus cimas cronoestratigráficas se fijaron con los foraminíferos identificados, en las muestras de canal y núcleos cortados en el pozo, a los cuales haremos referencia más adelante.

Estratigráficamente los yacimientos corresponden a dos cuerpos arenosos; que para efectos del presente estudio, se denominaron: yacimiento 1 y yacimiento 2, estas facies productoras corresponden a complejos de abanicos turbidíticos y canales submarinos en un ambiente de talud.

A continuación se describirá en el sentido de la perforación cada una de las unidades estratigráficas:



Mioceno Inferior. Espesor: 1168 m perforados.

Litológicamente esta constituida por lutita bentonítica, gris verdoso, laminar semidura a compacta, en alternancia con secuencias de depósitos terrígenos que internamente gradan de areniscas gruesas a lutitas; con escasas microlaminaciones de areniscas muy gruesas e incluso conglomerados. Su clasificación es mala, mineralógicamente están constituidos por: cuarzo, fragmentos de roca (volcánicas intermedias, tobas, areniscas y lutitas), feldespatos, micas y pirita, la porosidad observable es primaria intergranular y varía $\pm 8 - 12\%$. La cima se determino con el siguiente conjunto faunístico: *Praeorbulina sicana*, *Globorotalia obesa*, *Globorotalia fohsi peripheroronda*, *Globorotaloides variabilis*, *Praeorbulina glomerosa circularis*, *Globoquadrina altispira altispira*, *Orbulina bilobata*, *Orbulina suturalis*, *Globigerinoides trilobus trilobus*.

Mioceno Medio. Espesor: 105 m.

La litología representativa de esta edad es: lutita bentonítica gris verdoso laminar y calcárea en ocasiones ligeramente arenosa en alternancia con intercalaciones de delgados horizontes de arenisca de cuarzo gris claro a gris verdoso, de grano fino a medio, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificada, con porosidad primaria intergranular de $\pm 10\%$. La edad de estos sedimentos se determinó con: *Globorotalia fohsi fohsi*, *Globorotalia fohsi peripheroacuta*, *Globigerina nepenthes*, *Orbulina universa*, *Globigerinoides trilobus sacculifer*, *Globorotaloides variabilis*, *Globigerinoides trilobus trilobus*, *Globigerinoides trilobus immaturus*, *Orbulina bilobata*.

Mioceno Superior. Espesor: 50 m.

Litológicamente esta constituida por: lutita gris verdoso y oscuro, suave, semidura laminar y calcárea en alternancia con delgados horizontes de arenisca de cuarzo gris claro ocasionalmente translúcida, de grano fino a medio, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificada, con porosidad primaria intergranular de $\pm 10\%$. La edad de estos sedimentos se determinó con nannoplancton calcáreo; *Discoaster berggreni*, *Discoaster quinquaramus*, *Discoaster variabilis*, *Discoaster neorectus*, *Discoaster pansus*, *Discoaster broweri*, *Reticulophenestra pseudoumbilica*, *Calcidiscus leptoporus*, *Calcidiscus macintyreii*, *Pontosphaera japónica*, *Sphenolithus verensis*, *Sphenolithus moriformis*, *Cocolithus pelagucus*, se utilizo este tipo de microorganismos debido a la ausencia de foraminíferos planctónicos índices.



Plioceno Inferior. Espesor: 40 m.

La litología representativa de esta edad esta constituida por: lutita gris verdoso y oscuro, suave, semidura y calcárea, ocasionalmente arenosa con esporádicas intercalaciones de delgados horizontes de arenisca de cuarzo gris claro de grano fino a medio, con porosidad primaria intergranular de $\pm 6\%$. La edad de estos sedimentos se dató con el siguiente conjunto faunístico: *Globigerina nepenthes*, *Globorotalia margaritae margaritae*, *Orbulina universa*, *Globoquadrina altispira*, *Globigerinoides trilobus trilobus*, *Globigerina picassiana*, *Globigerinoides obliquus obliquus*, *Sphaeroidinellopsis sp.*

Plioceno Medio. Espesor: 690 m.

Constituido principalmente por: lutita gris verdoso y oscuro, suave y semidura, calcárea, intercalada con delgados y escasos horizontes de arenisca de cuarzo, gris claro a gris verdoso, muy fina de granos subredondeados y regularmente clasificados, con porosidad primaria intergranular de $\pm 8\%$. Se dató la cima de estos sedimentos con la aparición del siguiente conjunto faunístico: *Globorotalia miocenica*, *Neogloboquadrina dutertrei*, *Globigerinoides trilobus immaturus*, *Globigerinoides ruber*, *Bulimina striata*, *Uvigerina peregrina*, *Globorotalia crassaformis crassaformis*, *Globorotalia crassaformis viola*, *Globigerinoides trilobus trilobus*, *Orbulina universa*, *Globigerinoides conglobatus*, *Globigerinoides trilobus cf. fistulosus*, *Sphaeroidinella dehiscens*, *Pulleniatina sp.*

Plioceno Superior. Espesor: 200 m.

Litológicamente esta representado por: lutita gris verdoso suave y ligeramente calcárea, intercalada con delgados horizontes de arenisca de cuarzo, gris claro y en ocasiones translúcida de grano fino, subredondeados y regularmente clasificados, con porosidad primaria intergranular de $\pm 8\%$. La edad de estos sedimento se dató con la aparición de los siguientes fósiles índice: *Globorotalia tosoaensis tosoaensis*, *Pulleniatina primalis*, *Globorotalia inflata*, *Sphaeroidinella dehiscens*, *Globorotalia truncatulinoidea truncatulinoidea*, *Globigerinoides trilobus immaturus*, *Globigerinoides elongatus*, *Globigerinoides trilobus trilobus*, *Neogloboquadrina dutertrei*, *Globigerinoides ruber*, *Globorotalia crassaformis viola*.



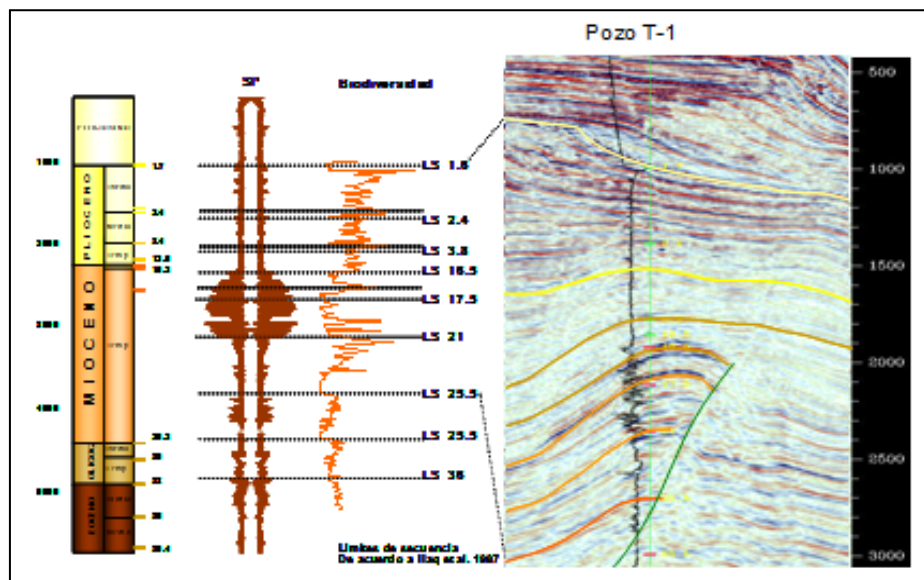
Reciente – Pleistoceno. Espesor: 546 m.

Litológicamente esta constituido por: Lutita gris verdoso suave y ligeramente calcárea, intercalada con delgados horizontes de arenisca de cuarzo, gris claro gris verdoso de de grano fino, subredondeados y regularmente clasificados, con porosidad primaria intergranular de $\pm 12 \%$.

II.5. Sedimentología.

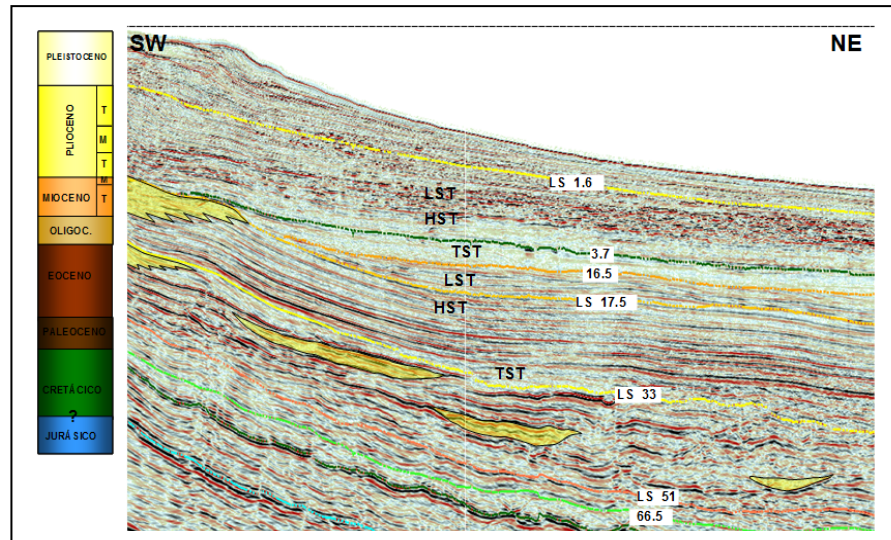
II.5.1. Analisis de secuencias e interpretación de facies

Como parte inicial de los estudios el objetivo primordial fue la definición del marco estratigráfico de secuencias y se basó en la interpretación de diez secciones regionales, en la estratigrafía sísmica - terminación de reflectores y en la interpretación de los registros del pozo T-1; así como en la integración de los datos bioestratigráficos del pozo mencionado. Se definieron 3 secuencias en el Plioceno, 4 en el Mioceno, una secuencia en el Oligoceno, otra en el Eoceno, y una más en el Paleoceno (**Figura II.5.1.1 y Figura II.5.1.2**). Estas secuencias se nombraron con base a la carta de Haq (1987).



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

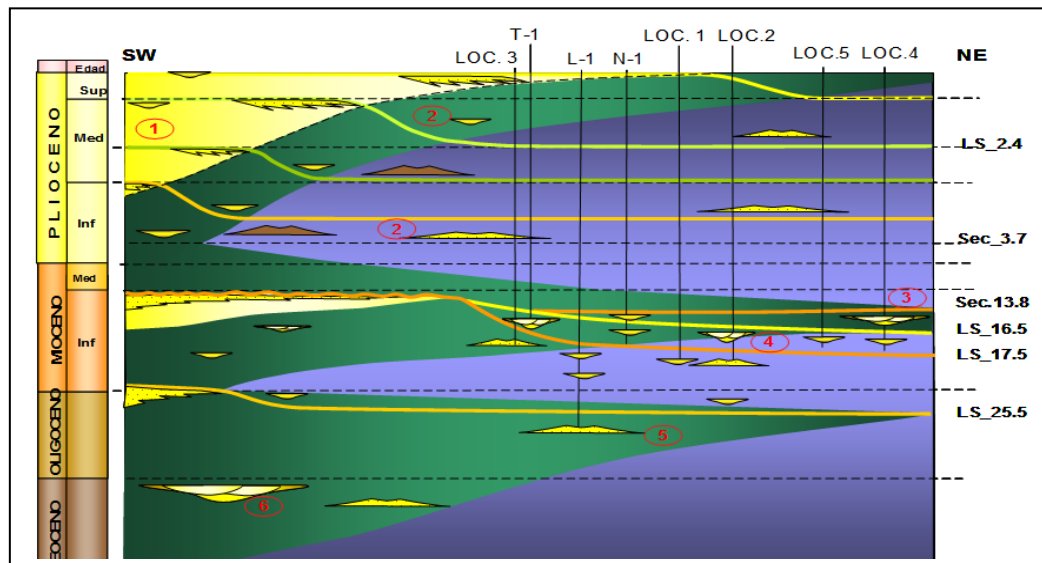
Figura II.5.1.1. Definición de secuencias en el pozo T-1.



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.5.1.2. Definición regional de secuencias, con base en la interpretación sísmica.

Estos *play* se definieron a partir de 9 intervalos estratigráficos -secuencias-. Las rocas almacenadoras corresponden a ambientes de plataforma, talud y cuenca. La **Figura II.5.1.3** y la **Tabla-1**, resume los tipos de *plays*, en el área de estudio. Los elementos de los *plays* que se describen en este estudio corresponden al *play* Oligoceno, objetivo de la localización L-1; *play* Mioceno Inferior, objetivos de las localizaciones N-1, Loc.4, L-1, Loc.1, T-1, Loc.3, Loc.2 y Loc.5 y *play* Mioceno Medio para las localizaciones N-1 y Loc.4.



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.5.1.3. Tipos de *plays* del área en estudio, donde se muestran los objetivos de las localizaciones exploratorias.



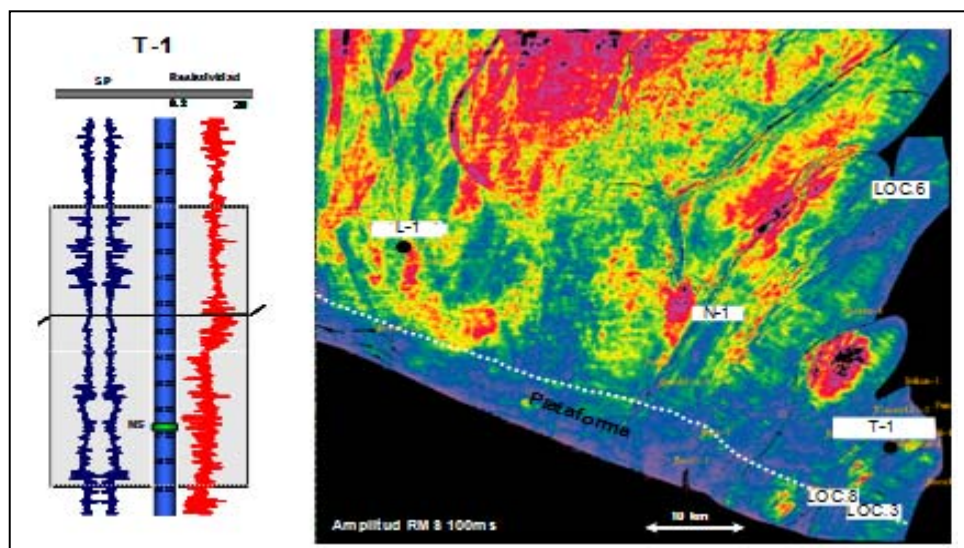
Plioceno	Plataforma		1
	Cuenca (Canales y Abanicos)		2
Mioceno Medio	Cuenca (Canales y Abanicos)	N-1, LOC.4	3
Mioceno Inferior	Cuenca (Canales y Abanicos)	N-1, LOC.4, L-1 LOC.1, T-101, LOC.3, LOC.2. LOC.1	4
Oligoceno	Cuenca (Canales y Abanicos)	L-1	5
Eoceno	Cuenca (Canales y Abanicos)		6

Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Tabla II.5.1.3.a. Resumen de los tipos de plays objetivos de las localizaciones exploratorias.

Para mejor conocimiento, a continuación se describe cada uno de los elementos de los *plays* mencionados anteriormente:

Roca almacenadora. Debido a que existe una buena correlación entre la respuesta de la amplitud sísmica y la presencia de arenas y areniscas, el mapeo de la roca almacenadora fue obtenido a partir de mapas de atributos sísmicos, particularmente extracción de amplitudes y descomposición espectral. Las facies y los ambientes sedimentarios, fueron determinados a partir del mapeo de arenas con base en estos atributos sísmicos. En el Oligoceno, para la parte superior de esta secuencia, se obtuvo un atributo volumétrico de amplitud RMS de 100 ms, observándose claramente la presencia de canales y en la parte NW abanicos (**Figura II.5.1.4**).

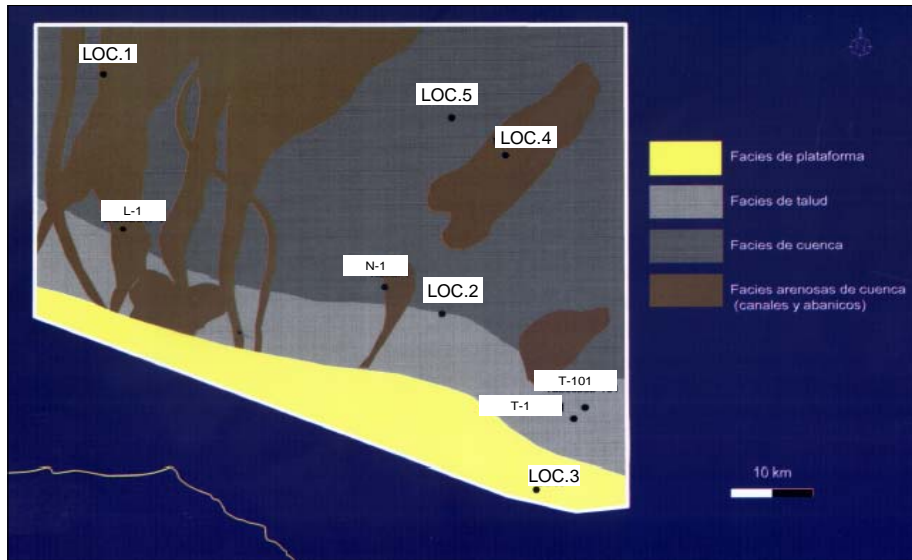


Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.5.1.4. Distribución del play Oligoceno.

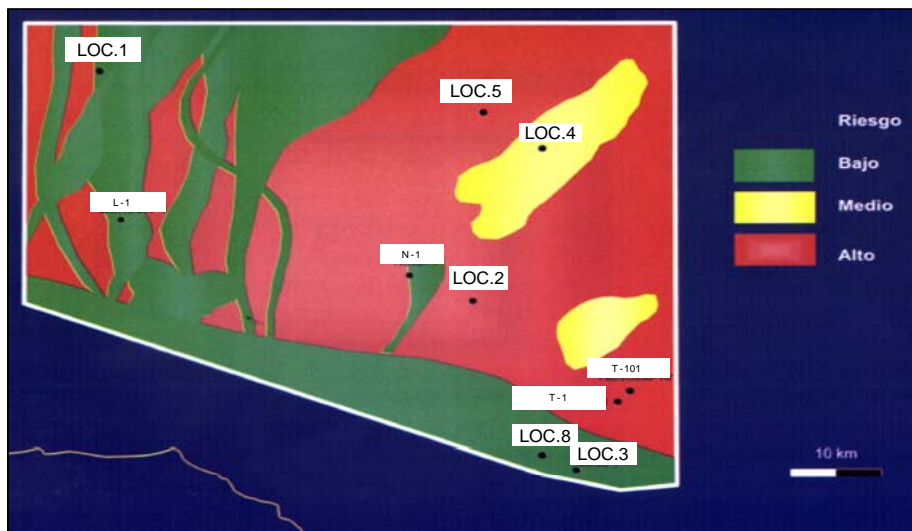


En la porción central y este del área se interpretaron abanicos proximales, de dimensiones más pequeñas, con estos resultados y los datos del pozo T-1, se integró el mapa de *facies* (Figura II.5.1.5) y de riesgo para la presencia de la roca almacenadora (Figura II.5.1.6).



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.5.1.5. Distribución de facies del Oligoceno.

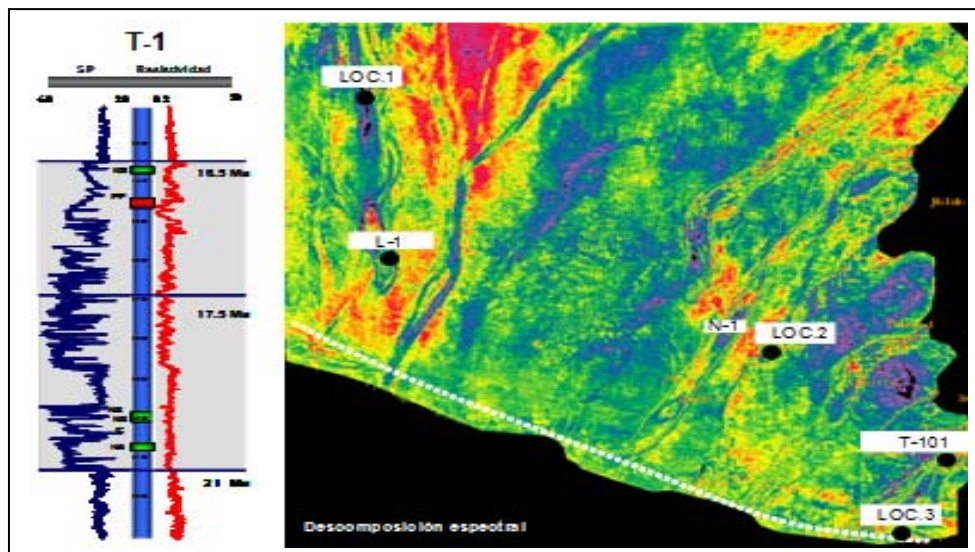


Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.5.1.6. Riesgo de la roca almacenadora del Oligoceno.

En este intervalo, el pozo T-1 cortó rocas arcillosas y escasos horizontes arenosos, que debido a una repetición por falla inversa alcanzan hasta 1100 m. de espesor; sin embargo, se considera que un espesor razonable para el Oligoceno pueda ser 500 m, con una relación neto-bruto de 0.10, donde la porosidad varía entre 15 y 18%.

Dentro del Mioceno Inferior, se identificaron 3 secuencias, 25-21 Ma, 21-17.5 Ma y 17.5-16.5 Ma (**Figura II.5.1.7**). La más antigua corresponde a rocas muy arcillosas de ambientes profundos, en el área del pozo T-1, de lo que se deduce que prácticamente en toda el área de estudio se encuentran las mismas condiciones, y no tienen importancia como roca almacenadora.



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.5.1.7. Distribución del play Mioceno Inferior, secuencia 17.5 – 21 Ma.

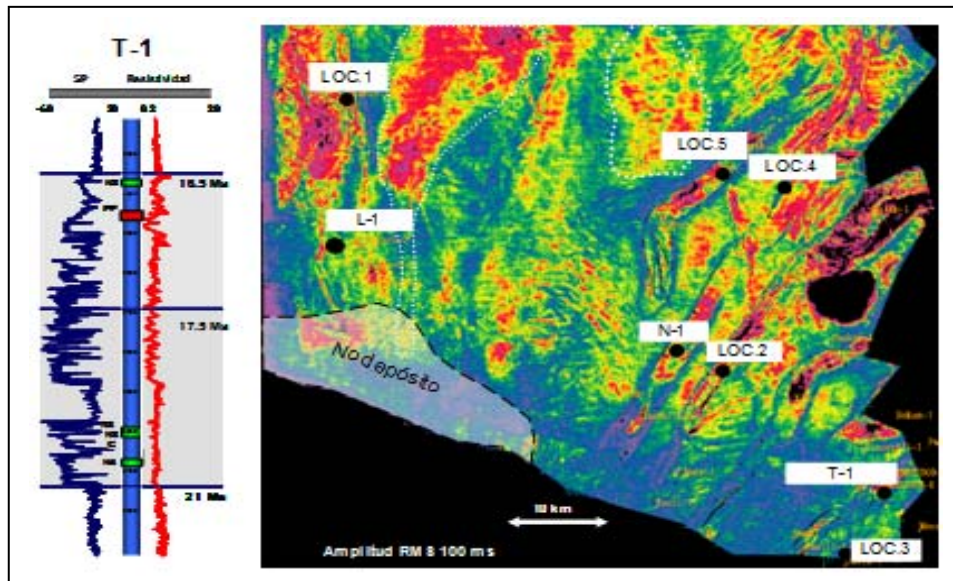
Dentro de la secuencia 21-17.5 Ma., en la porción occidental pueden interpretarse claramente sistemas de canales y en la parte más septentrional el desarrollo de abanicos. Sin embargo, en la porción oriental del área de estudio, no se pudieron distinguir sistemas sedimentarios con base en los atributos; sin embargo, a partir de registros y revisión de muestras en el pozo T-1 (N3, N3C y N4), fueron interpretados abanicos proximales, que corresponden a areniscas amalgamadas de entre 5 y 20 metros de espesor. El espesor total de esta secuencia corresponde a 420 m, la relación neto-bruto a 0.6 y los valores de porosidad de acuerdo a los núcleos del pozo T-1 se encuentran entre



23% y 26%. Las areniscas corresponden a litarenitas que incluyen como principal componente los fragmentos de roca (25%), en orden de abundancia, fragmentos de roca volcánica, metamórfica, pedernal y rocas sedimentarias.

Casi en la misma cantidad se encuentran clastos de cuarzo (26%) con una mayor proporción de granos monocristalinos, la cantidad de feldspatos se encuentra hasta 20% y la presencia de los feldspatos potásicos llega hasta el 4%.

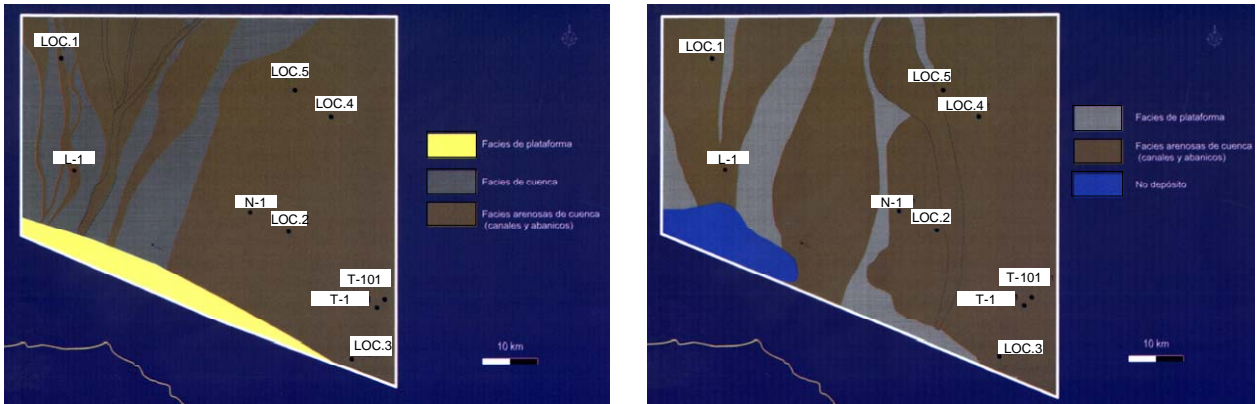
El *play* más joven del Mioceno Inferior, corresponde a la secuencia de 17.5 – 16.5 Ma.; donde se interpretó, que en la porción SW se encuentra ausente, debido a que la secuencia se acuña sobre un levantamiento, que presumiblemente tiene relación directa con la provincia volcánica de Los Tuxtlas (**Figura II.5.1.8**).



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

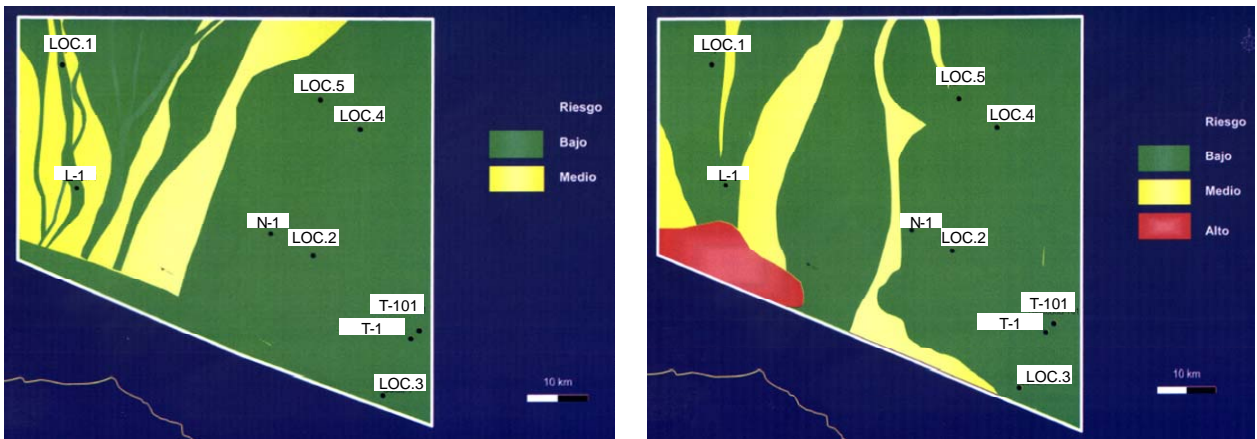
Figura II.5.1.8. Play Mioceno Inferior, secuencia 16.5 – 17.5 Ma.

En la porción central se observan claramente progradaciones, que es la evidencia de la gran cantidad de sedimentos que sobrepasaron el espacio de acomodo disponible. La forma un tanto recta de los sistemas de canales, son prueba de una inclinación marcada en el talud, con esta información se generaron los mapas de facies (**Figura II.5.1.9**) y de riesgo (**Figura II.5.1.10**) para este *play*.



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.5.1.9. Distribución de facies del Mioceno Inferior. (izq.) Secuencia 17.5 Ma., (der.) Secuencia 16.5 Ma.

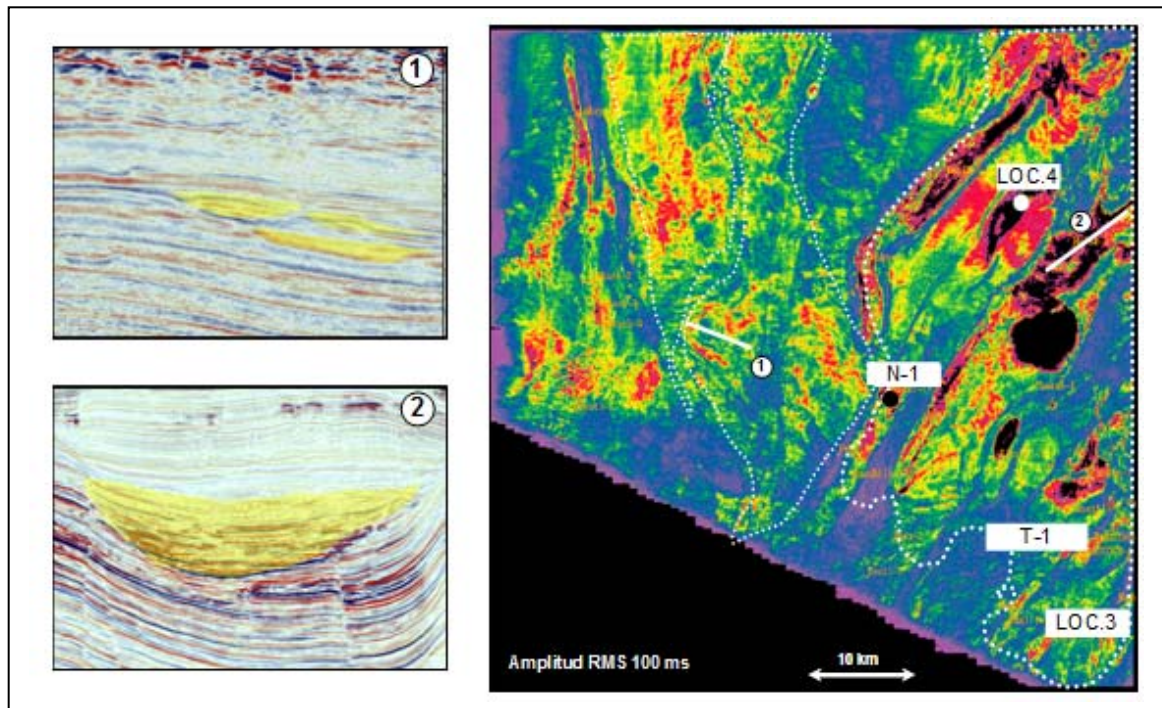


Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.5.1.10. Riesgo de roca almacenadora del Mioceno Inferior (izq.) Secuencia 17.5 Ma., (der) Secuencia 16.5 Ma.

De acuerdo a los datos del pozo T-1, se interpretó que la parte inferior de esta secuencia corresponde a abanicos proximales, mientras hacia la parte superior se hallan facies arenosas de relleno de canal. El espesor de esta secuencia corresponde a 350 m, con una relación neto-bruto de 0.6, y porosidad de 20-27% de acuerdo al N-2 del mismo pozo.

Dentro del Mioceno Medio se analizó la secuencia de 16.5 – 13.8 Ma, donde los principales rasgos que se distinguieron del mapa de extracción de atributos, corresponden a sistemas de canales. En la porción central se distinguen rasgos meándricos, mientras que en el oriente del área, se encuentran grandes sistemas confinados (Loc.4), ver **Figura II.5.1.11**. Esta secuencia esta representada en el pozo T-1, por una secuencia condensada muy arcillosa, que no es representativa de lo que se observa en las áreas de los sinclinales.



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

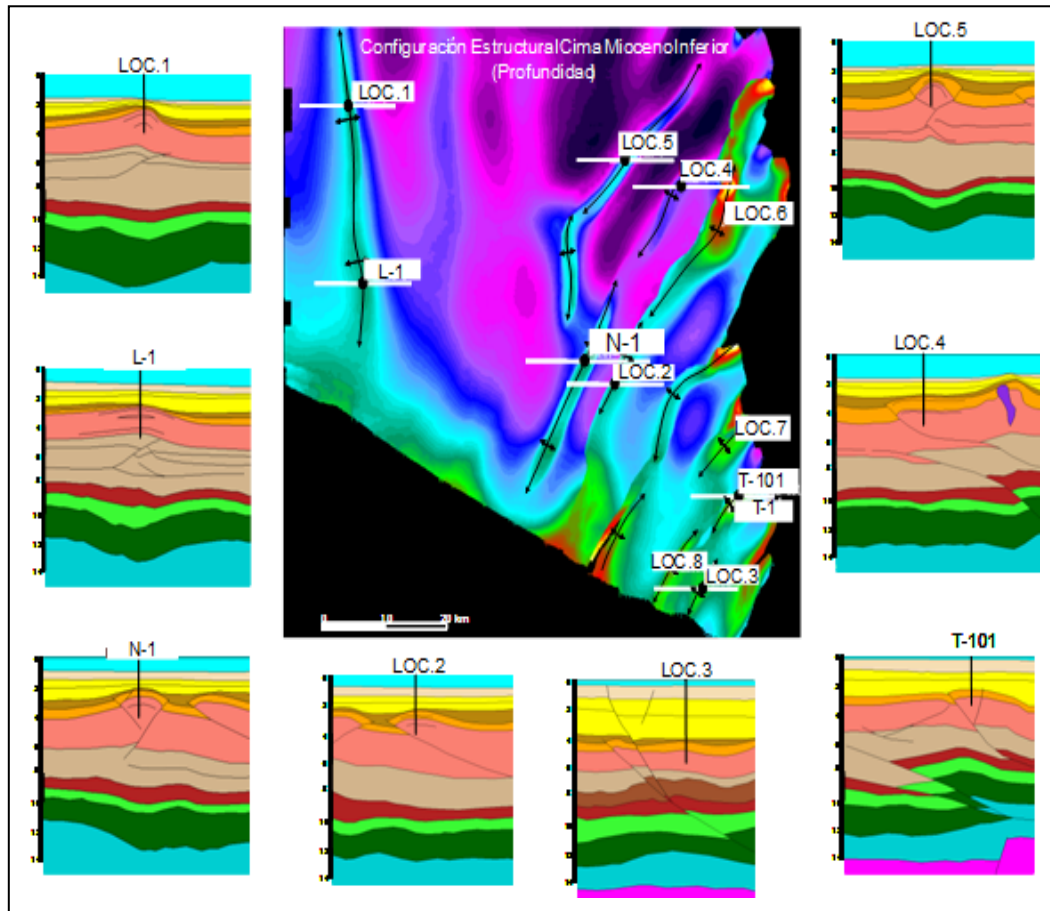
Figura II.5.1.11. Distribución del Play Mioceno Medio, secuencia de 16.5 – 13.8 Ma.



II.5.2. Trampa y sello

Trampa. El área occidental del área en estudio, a nivel de las secuencias del Oligoceno-Mioceno, contiene una serie de estructuras que son relacionadas a un origen compresional; de acuerdo con el análisis estructural, se tienen dos grupos, las estructuras orientadas NE-SW que se asocian a un evento tectónico compresivo y las estructuras N-S originadas por la tectónica de gravedad en el borde occidental del Golfo de México.

Para ambos casos, las trampas son principalmente de tipo estructural y combinado, con cierres naturales en cuatro o tres direcciones, cuyas áreas de cierre en la mayoría de los casos depende de las fallas inversas (**Figura II.5.1**); además, se tienen trampas por acuñamientos o truncamientos contra sal localizados en el límite con la Cuenca Salina del Istmo.



Modificado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.5.1. Tipos de trampas de los alineamientos estructurales definidos con la interpretación sísmica en el área de estudio.



Los yacimientos potenciales de estas trampas están definidos por un sistema de canales y abanicos turbidíticos de talud y piso de cuenca, de edad Oligoceno y principalmente Mioceno y Plioceno. La **Tabla II.5.2** muestra la relación entre los dominios estructurales, los estilos estructurales y los tipos de trampas.

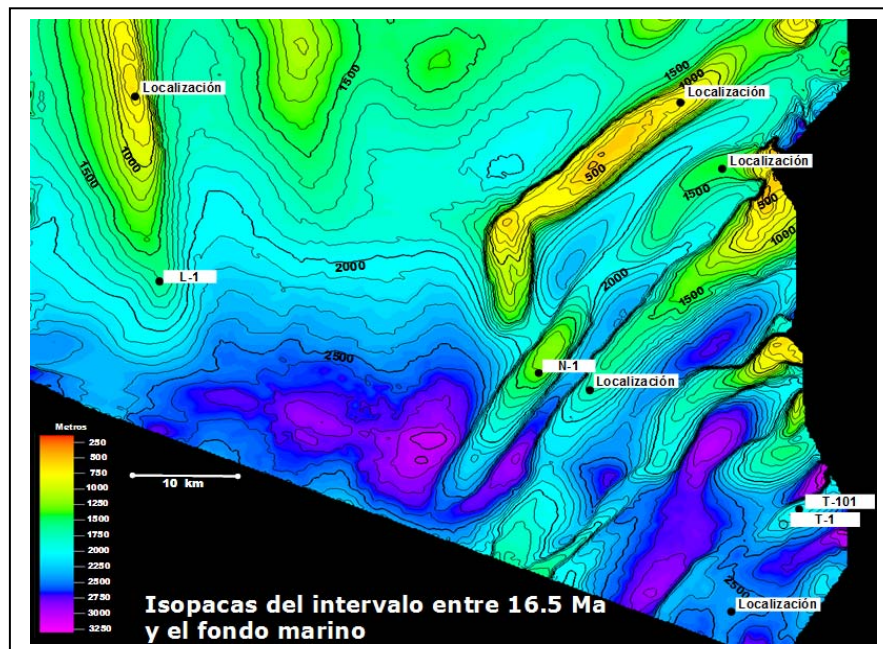
Dominio	Trend estructural	Características Tectónicas		Tipos Cierres			
		Primaria	Secundaria	4 Direcciones	3 Direcciones + falla	3 Direcciones + sal	Combinada
Sistema Compresional Catemaco	Loc. 5	Compresional: Anticlinal expulsado con fallas inversas en sus flancos, al sur su eje gira N-S		4 Direcciones + fallas			Canales
	N-1/Loc.4	Compresional: N-1 es un anticlinal expulsado por fallas inversas; Loc.4 cambia a Anticlinal asimétrico con vergencia al noroeste	N-1: Fallas normales en la cresta	N-1: 4 Direcciones + fallas	Loc.4: 3 direcciones + falla		Canales y abanicos
	Loc.2-Loc.6	Compresional: Loc.2 y Loc.6 son anticlinales asimétricos con vergencia y falla inversa al noroeste	Loc.6 redefinido por movimiento de sal	Loc.2: 4 Direcciones + fallas		3 Direcciones + sal	Canales y abanicos
	Xihuitl	Compresional: Anticlinal asimétrico con vergencia y falla inversa al sureste, varía a anticlinal simétrico lig. expulsado al noreste	Redefinido y levantado por sal al noreste	Xihuitl: 4 Direcciones + falla		3 Direcciones + sal	Canales y abanicos
	Bekan	Compresional: Anticlinal asimétrico	Al noreste redefinido por sal	Pequeño cierre en 4 direcciones		3 Direcciones + sal	Canales y abanicos
	Loc.8/T-101	Anticlinal asimétrico con vergencia y falla inversa al noroeste	Fallas normales en los flancos	4 Direcciones + fallas			Canales y abanicos
Sistema Compresional por Gravedad	Loc.1-L-1	Anticlinal asimétrico con vergencia al este	Fallas normales transtensionales	4 Direcciones			Canales
	Estructuras suaves	Anticlinales simétricos y suaves		4 Direcciones			Canales y abanicos

Modificado de: CCSP-AREM-RMSO

Tabla II.5.2. Características de los principales trenes estructurales y sus tipos de trampas identificados en el área de estudio.



Sello. Debido a que la estratigrafía del área está compuesta por facies de cuenca principalmente, el tipo de sello para los *plays* del Oligoceno y Mioceno corresponden capas de lutitas de cuenca; que para el Oligoceno según el pozo T-1, tienen espesores de más de 100 m, en tanto que para las secuencias arenosas del Mioceno Inferior-Medio, además de las intercalaciones arcillosas de 30 a 50 m de espesor, presenta un paquete lutítico de más de 500 m de espesor, que corresponde a la secuencia transgresiva del Plioceno Inferior. Esta secuencia arcillosa del Plioceno, presenta un adelgazamiento hacia el norte en dirección a aguas profundas del Golfo de México, que llega hasta 500 m de espesor (**Figura II.5.3**), principalmente sobre algunas estructuras compressivas, lo cual estaría poniendo en riesgo el sello para estas trampas.



Modificado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura II.5.3. Isopacas del sello superior del play Mioceno Inferior-Medio.

II.5.3. Petrografía y diagénesis

Derivado del estudio de petrografía realizado a los núcleos y muestras de canal del pozo L-1, se ha llegado a la conclusión que la diagénesis para el pozo L-1, consiste solo de procesos diagenéticos de la etapa temprana y somera, los más importantes son por compactación litostática, disolución de fragmentos lábiles (tobas y otros volcánicos), cloritización, cementación temprana por calcita, entre otros.



De ellos solo la disolución de fragmentos es benéfica para la creación de porosidad secundaria, mientras que el resto son solo procesos negativos en detrimento de la calidad de almacenamiento de las areniscas estudiadas. A continuación se listan los principales eventos diagenéticos observados en las muestras de núcleo de los dos horizontes productores. En general, la diagénesis se puede considerar como un parámetro que nos ayuda a determinar:

- Ambientes sedimentarios (horizontes bioturbados, silicificación de aguas profundas o someras, etc.).
- Propiedades físicas de la roca (aplicación más directa en la caracterización de yacimientos).
- Eventos que originan porosidad (dolomitización, disolución, etc.)
- Eventos que incrementan la permeabilidad (fracturamiento, estilólitas, dolomitización, disolución, etc.).
- Eventos que reducen la porosidad (compactación, recristalización, precipitación de arcillas, cementación, etc.).
- Eventos que modifican la respuesta de la roca en los registros (piritización, algunas clases de arcillas, laminaciones delgadas lutita-arena, presencia de gas, presencia de agua salada).
- Paragénesis: Al determinar que evento es el más antiguo y como fueron afectando a la roca, es posible establecer un orden cronológico de los eventos.

La acumulación de hidrocarburos económicamente explotables, entre otros factores como la maduración de la materia orgánica, se debe a la preservación de la porosidad primaria ó creación de porosidad secundaria mediante recristalización, disolución ó reemplazamiento mineral (agrandamiento del sistema poroso), esto es producto de la diagénesis y de ahí su importancia en el ámbito petrolero; en los estudios de caracterización se ha incluido el estudio diagenético por la importancia que reviste en la conformación de la calidad de la roca almacén que vendría a ser el producto final de la diagénesis. El término diagénesis desde su introducción a la literatura geológica (Von Guembel, 1968), ha sido motivo de discusión y de redefiniciones; algunos autores restringen el uso del término diagénesis, solo a los procesos relacionados con la litificación inicial y aplican los términos catagénesis o metagénesis a todo cambio subsecuente que afecta a las rocas sedimentarias. La definición mas aceptada en Norteamérica y Europa establece que diagénesis es todo cambio que ocurre en el carácter y composición de las rocas sedimentarias, iniciando desde el momento del depósito de los sedimentos hasta antes de que las rocas entren a la etapa del metamorfismo, e incluye procesos tales como: Compactación, cementación, presión solución,



disolución, recristalización y reemplazamiento, degradación de la materia orgánica y generación de hidrocarburos (Larsen y Chilingar, 1979). Según según estos autores, se tienen varios factores que influyen en la diagénesis de sedimentos carbonatados:

- Factores geográficos. (ej. clima, humedad, lluvia, tipo de intemperismo, química del agua superficial).
- Factores geotectónicos. (ej. grado de erosión y acumulación, morfología costera, emersión y subsidencia, provincia tectónica en particular).
- Posición geomorfológica. (ej. sedimentos lagunares y cuenca, velocidad de corriente, tamaño de la partícula, clasificación y dispersión de los sedimentos)
- Factores geoquímicos. en sentido regional (ej. hipersalino, marino normal, gases y fluidos volcánicos)
- Grado de acumulación del sedimento. (ej. transferencia iónica, preservación de materia orgánica, zonación bioquímica)
- Composición inicial de los sedimentos. (ej. aragonita, calcita de bajo y alto magnesio, isótopos y contenido de elementos traza)
- Tamaño del grano.
- Pureza de los sedimentos. (Ej. porcentaje de arcilla y materia orgánica, cambio iónico entre las arcillas y los fluidos intersticiales)
- Porosidad efectiva entre los sedimentos. (ej. primaria, inducida por fracturamiento, cavernas)
- Fluidos y gases intersticiales. (ej. composición, tipo de flujo, cambios iónicos)
- Condiciones fisicoquímicas. (ej. pH, presión parcial de gases, contenido de CO₂)
- Historia diagenética previa del sedimento.

Entre tanto, los procesos y productos de diagénesis que alteran y modifican a las calizas se han dividido de la siguiente manera, según los mismos autores:

- Procesos fisicoquímicos: solución, corrosión, lixiviación, reprecipitación, oxidación, reducción, inversión, recristalización, cementación, disolución, sobrecrecimiento, reemplazamiento, sedimentación química interna.



- Procesos bioquímicos y orgánicos: acreción y agregación, micritización, corrosión, mezcla de sedimentos, horadación, bioturbación, burbujas de gas.
- Procesos físicos: compactación, desecación, contracción, deformación penecontemporánea interna y corrosión.

Chilingar *et al.* (1979) mencionan que muchos de los procesos arriba citados son comúnmente considerados singenéticos, pero como pueden ocurrir dentro de los sedimentos e influir directamente a la diagénesis, los toman como parte de ella.

Fairbridge (1983) menciona que la diagénesis comienza en el momento en que una partícula sedimentaria yace en el fondo del mar.

Siever (1959) divide a la diagénesis en temprana, media y tardía, sin embargo Fairbridge (1983) considera que para mayor claridad es preferible emplear con "diagénesis" los prefijos "sin", "ana" y "epi", así las tres fases han sido nombradas como sigue: sindiagénesis o etapa de sedimentación en sepultamiento temprano; la anadiagénesis o de maduración-compactación, con sepultamiento profundo y la epidiagénesis o etapa de emersión pre-erosiva.

Comúnmente, las rocas pueden llegar a reflejar múltiples etapas diagenéticas manifestadas por varios episodios de cementación, disolución y recristalización en respuesta a cambios en el equilibrio termodinámico del sistema roca/fluido.

Es común esperar que la porosidad se vea reducida con el sepultamiento de los sedimentos debido a compactación física, presión-solución y precipitación mineral; pero este incremento en la profundidad es acompañado también por repetidos cambios en el sistema roca/fluido buscando regresar al equilibrio termodinámico del sistema; la generación de porosidad secundaria en carbonatos durante el sepultamiento es un buen ejemplo de cómo se puede revertir el trend común de reducción de la porosidad, donde el proceso de cementación es seguido por la disolución.



A continuación se muestra un esquema del ciclo diagenético (**Figura II.5.3.1**), representativo de la diagénesis producto del sepultamiento, dónde la porosidad tiende a decrecer con la profundidad, pero que, a su vez, es acompañado de repetidas salidas del sistema roca/fluido del equilibrio termodinámico que puede modificar el producto final de la diagénesis, con este diagrama se puede explicar el porqué, la porosidad no decrece con el sepultamiento:

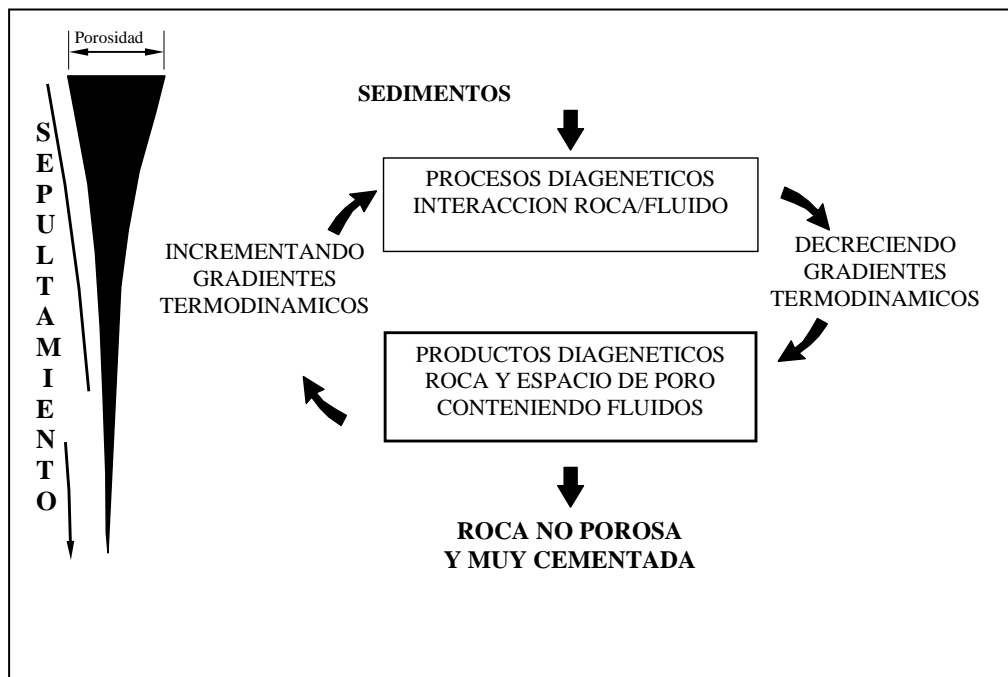


Figura II.5.3.1. Ciclo diagenético.



La siguiente **Figura II.5.3.2**, muestra un diagrama de flujo para ilustrar el desarrollo diagenético de un yacimiento en rocas siliciclásticas (Kairo, 1992).

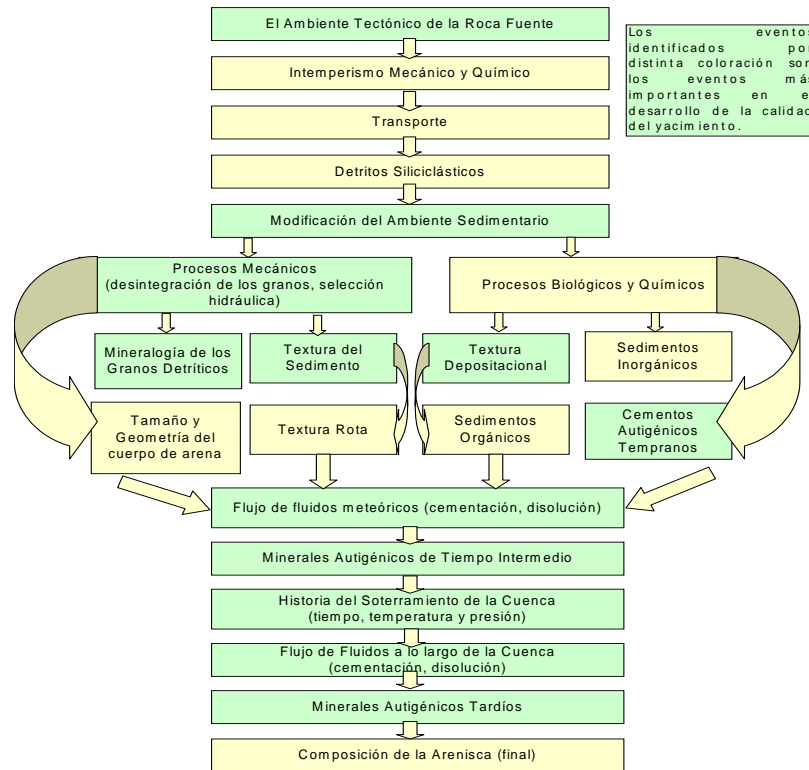


Figura II.5.3.2. Diagrama de flujo para ilustrar el desarrollo diagenético de un yacimiento en rocas siliciclásticas (Kairo, 1992).

El efecto de la diagénesis en las rocas de un yacimiento es muy importante, ya que modifica la estructura y textura de la roca almacén y puede afectar la migración de los hidrocarburos al favorecer ó desfavorecer la permeabilidad de las rocas. Los procesos diagenéticos se inician desde el momento del depósito del sedimento hasta que la roca es litificada y posterior a ello.

En la **Tabla II.5.3.3**, se pueden observar la secuencia paragenética tentativa observada durante el estudio petrográfico de núcleos y muestras de canal así como del estudio de proveniencia realizado en muestras de núcleo; los resultados deben considerarse solo de referencia, ya que es necesario realizar un estudio de diagénesis del área para complementar la paragénesis. A continuación se muestran los eventos diagenéticos observados:



- Compactación.
- Desarrollo de contactos lineares o tangenciales en algunas muestras.
- Desvitrificación de volcánicos.
- Alteración de lábiles (tobas, basaltos, andesitas).
- Disolución de fragmentos de volcánicos.
- Cemento de Clorita.
- Compactación y disolución por presión de calizas y otros granos.
- Cementación de calcita temprana diente de perro.
- Crecimiento de cuarzo o feldespatos?
- Escaso fracturamiento.

	TEMPRANAS	INTERMEDIAS	TARDIAS
Compactación	[Blue shaded area]		
Desarrollo de contactos lineares o tangenciales	[Blue shaded area]	[Blue shaded area]	
Desvitrificación de volcánicos	[Blue shaded area]		
Alteración de lábiles (tobas, basaltos, andesitas)	[Blue shaded area]		
Disolución de fragmentos de volcánicos		[Blue shaded area]	[Blue shaded area]
Cemento de Clorita		[Blue shaded area]	
Disolución por presión de granos carbonatados		[Blue shaded area]	[Blue shaded area]
Cementación de calcita temprana	[Blue shaded area]		
Crecimiento de cuarzo o feldespatos ?		[Blue shaded area]	[Blue shaded area]
Escaso fracturamiento		[Blue shaded area]	

Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Tabla II.5.3.3. *Eventos diagenéticos que conforman la paragénesis miocénica en el intervalo de interés.*



Eventos diagenéticos tempranos: Para el área de estudio ha sido la etapa más importante, ya que la porosidad esta predominantemente asociada a la sedimentación, que aunque la roca ha estado sujeta a compactación por carga litostática, la porosidad se conservó en gran parte, dado que la etapa tardía no actuó con procesos intensos en detrimento de la porosidad y permeabilidad sobre la roca yacimiento.

Algunos de los procesos diagenéticos observados se desarrollaron en la etapa temprana (**Figura II.5.3.4**), todos ellos son procesos desfavorables para la preservación de la porosidad y permeabilidad de la roca almacén y son los siguientes:

Compactación.-Se observa en granos dúctiles deformados y ocasionales contactos suturados y lineales, pero permitiendo que se aún se preservara la porosidad en los intervalos del yacimiento.

Pirita.- Comúnmente se presenta en hábito framboidal, asociada a la descomposición y presencia de materia orgánica, también se presenta en algunos horizontes con alto contenido de materia orgánica y por reemplazo, el contenido de pirita es común en las muestras observadas, tanto en núcleos como en muestras de canal.

Calcita.-Se presenta como cementante, este proceso se ha llevado a cabo en la etapa temprana cubriendo granos y rellenando porosidad intergranular, sin embargo, no ha llegado a reducir la porosidad y permeabilidad de la roca almacén, permitiendo mantener su calidad para ser contener hidrocarburos.

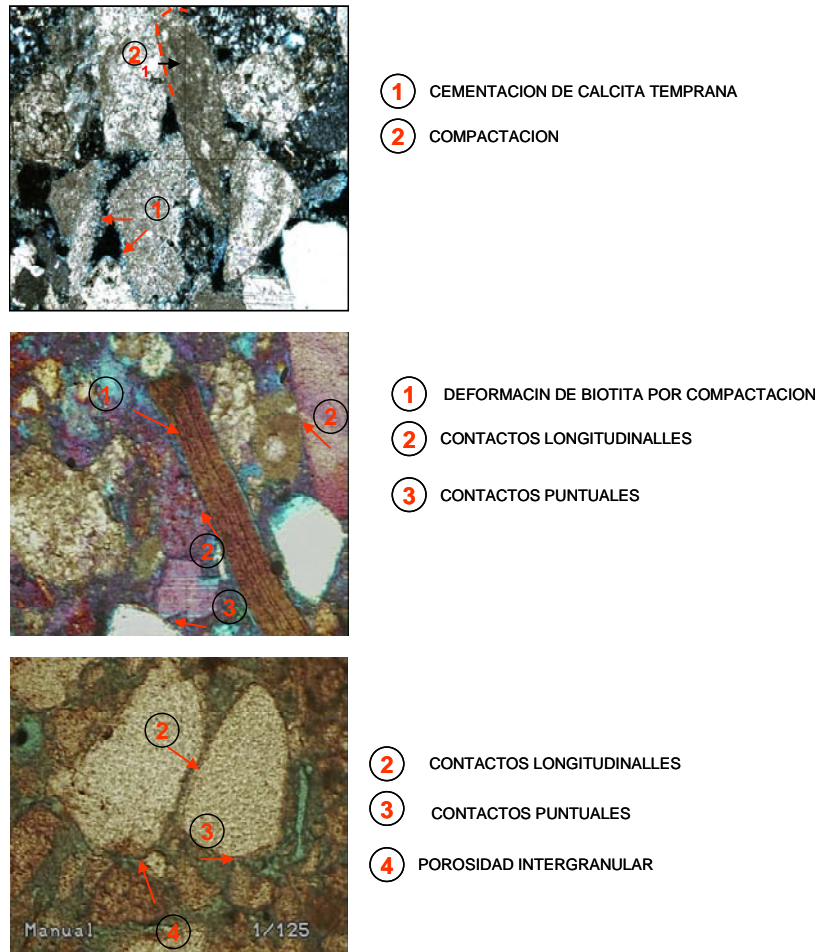
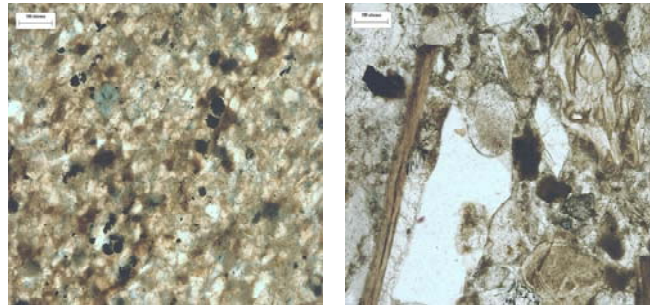


Figura II.5.3.4. Eventos diagenéticos tempranos observados en el pozo L-1.

El proceso de cementación (**Figura II.5.3.5**) está poco desarrollado en las muestras analizadas, aunque en algunos casos puede alcanzar hasta el 47 % de la muestra. Las muestras de núcleos, más profundas, generalmente no presentan cemento, en el caso de existir, no supera el 5% (hematita); algunas de las muestras analizadas corresponden a limos, limos arcillosos y arcillas arenosas; en estos casos la cementación por carbonato alcanza el 25 %.

La cementación por carbonato es mayor en las muestras más someras, aunque también se hace notoria su abundancia en intervalos más profundos variando del 5 % al 38 %.



a.

b.

Figura II.5.3.5. Lámina delgada de núcleos. a. (limo arenoso) y b. (arenisca lítica volcánica) del pozo L-1 mostrando cementación por calcita.

Otros procesos diagenéticos observados son:

Solubilización.- Los feldespatos sufren solubilización (disolución) parcial por influencia bacteriana; no se considera un evento muy importante, además de que no se observa comúnmente.

Disolución.- La disolución de granos susceptibles es un evento que se observa en todas las muestras revisadas, aunque no es fuerte, se considera que juega un papel importante en el incremento de permeabilidad y porosidad al disolver parcialmente algunos cementos y granos.

Clorita.- Se presenta como producto de alteración de granos susceptibles, principalmente de fragmentos de rocas arcillosas, este es un fenómeno muy común en los intervalos donde predominan las lutitas.

Esmectita.- Se presenta como mineral precursor de la combinación Illita/esmectita. Al igual que la clorita, se asocia a las zonas más arcillosas.

Illita-Esmectita.- Generalmente se encuentran combinadas y es producto del enriquecimiento en potasio por la disolución de feldespatos.

Eventos diagenéticos tardíos: Se marcan en esta etapa todos los procesos que se han llevado a cabo cuando la roca ya está litificada, pero que sigue sometida bajo procesos de alteración y modificación de su estructura; durante la revisión petrográfica de las muestras estudiadas, no se identificaron eventos de este tipo.



Es importante mencionar que la secuencia del pozo L-1 es relativamente joven, por lo que, los sedimentos no han sufrido fuertes cambios diagenéticos. Son más comunes los procesos físicos (estilolitización por presión-solución; microfracturamiento).

Desarrollo de la porosidad y permeabilidad: En el sistema intervinieron diferentes factores que afectaron a la porosidad y por ende a la calidad de la roca almacén, la cual en general, se clasifica como moderada a mala. Se consideran como factores positivos presentes en la roca almacén y que fueron observados en las láminas delgadas de los núcleos:

- Porosidad buena a muy buena
- Porosidad intergranular, intragranular y móldica por disolución.
- Disolución de fragmentos
- Pocos intervalos cementados
- Cementación calcárea incipiente

Los factores que se consideran negativos y que se encuentran presentes en la roca almacén afectando a la porosidad y permeabilidad es la existencia de:

:

- Compactación de moderada a alta.
- Abundante bentonita intersticial.
- Abundante clorita intersticial.
- Obstrucción importante de gargantas de poros.
- Mala clasificación de granos.



II.5.4. Determinación de paleocorrientes.

El análisis de registros de imagen y de echados (buzamientos), se realizó en tres pozos ubicados dentro del área de estudio. La identificación de la magnitud de los echados y su dirección, permitirá mejorar la comprensión de los yacimientos, identificando el componente estructural del área, así como los diferentes tipos de estructuras sedimentarias que se presenten. En esta área los depósitos de aguas profundas por su naturaleza son complejos, y de difícil entendimiento debido a que son turbidíticos.

Los pozos estudiados en este trabajo presentan una característica común, que es la presencia de escasos cuerpos arenosos a limolíticos o conglomerados basales, en una columna litológica mayormente arcillosa, estando en el Mioceno Inferior los yacimientos productores. El objetivo principal fue el de identificar la dirección de transporte de los sedimentos que trabajando conjuntamente con sedimentólogos y estratígrafos se determinó el origen del aporte de sedimentos.

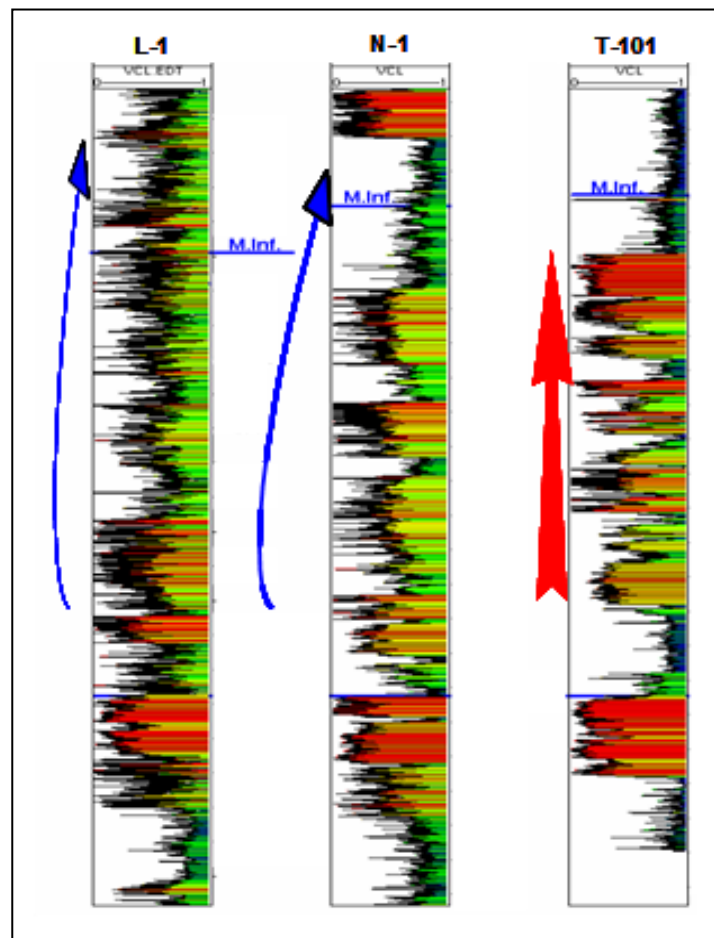
Para este estudio se contó con la información de registros tomados en agujero descubierto, especialmente los registros de imagen y de echados, también se contó con información de núcleos, alguno de los cuales están comprendidos en los intervalos con registro de imagen (**Tabla II.5.4.1**). El tipo de lodo usado en todos los pozos fue base aceite.

POZO	AGUJERO (pulg.)	IMAGEN	ECHADOS	NUCLEOS	
T-101	17.5		X	X	
	12.25	X		X	X
	8.5		X	X	X
N-1	12.25	X		X	
	8.5	X		X	X
	6.5	X		X	
L-1	14.75		X		
	8.5	X			

Tabla II.5.4.1. Información de registros y de núcleos utilizados.



Se presenta una correlación de los tres pozos en base al volumen de arcilla (vcl) del intervalo correspondiente al Mioceno Inferior (**Figura II.5.4.2**), donde se observa que la morfología de la curva es muy parecida, especialmente la de los pozos L-1 y N-1; además, se observa la presencia de un gran desarrollo arenoso en la zona basal de todos los pozos, cuya cima se tomo de referencia en tiempo, a fin de observar la variación de la depositación de sedimentos con respecto a la profundidad. Se observa que en el pozo T-101 es mayor el contenido arenoso de ambientes estables, mayormente de canales; el pozo N-1, muestra un menor número de cuerpos arenosos en un proceso grano-decreciente, especialmente cerca de la cima del Mioceno Inferior. En el caso del pozo L-1, el proceso transgresivo es transicional con menor contenido de cuerpos arenosos.



Modificado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura II.5.4.2. Volumen de arcilla del Mioceno Inferior.



La metodología empleada se observa en el diagrama de flujo (Figura II.5.4.3), donde la remoción del buzamiento estructural (solo si es necesario aplicar), permitirá observar los echados originales de las secuencias arenosas, antes de algún basculamiento estructural de la cuenca.

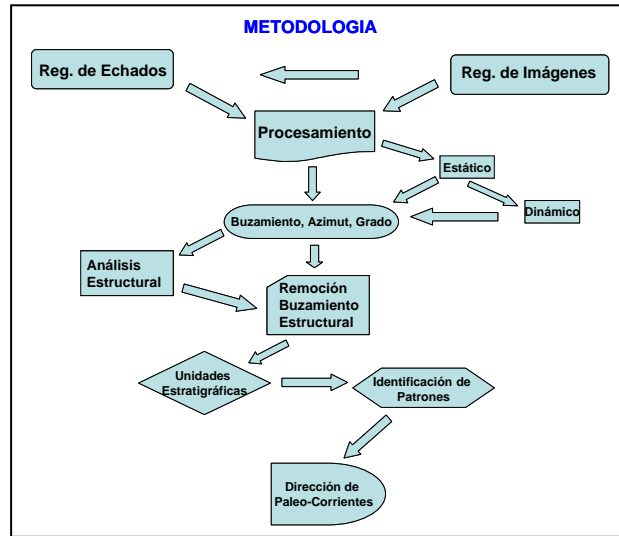
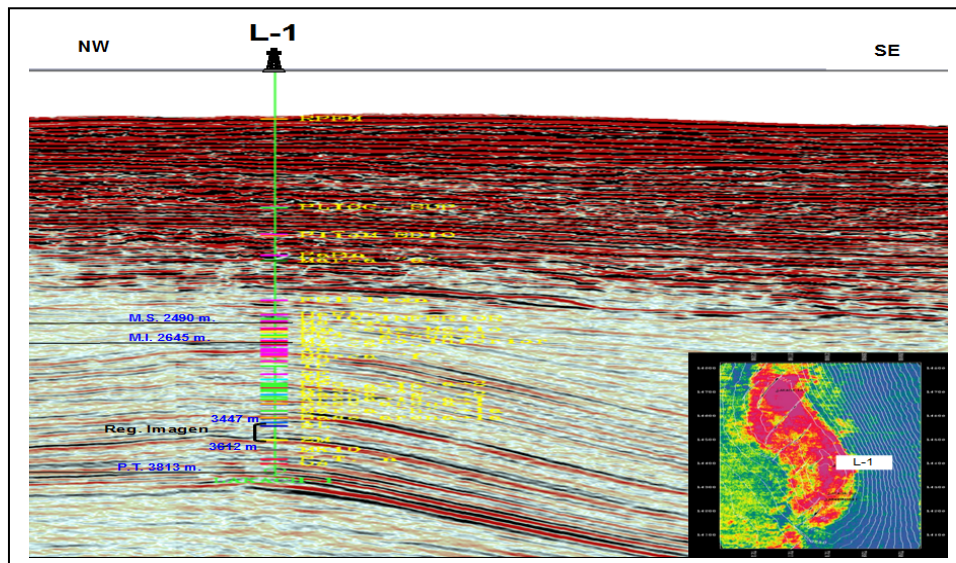


Figura II.5.4.3. Metodología empleada en la identificación de paleocorrientes.

El pozo L-1 está ubicado en la parte central SE de la estructura homoclinal, cuyo eje principal tiene dirección NNW-SSE y es convergente hacia el NE-SE (Figura II.5.4.4). El tirante de agua es de 988.58 m; la columna estratigráfica atravesada comprende desde el Reciente/Pleistoceno hasta el Mioceno Inferior; el registro de imagen solamente abarcó 165 m. debido a las malas condiciones del agujero.



Modificado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura II.5.4.4. Estructura geológica del pozo L-1.



La sísmica muestra reflectores casi horizontales en la parte superior del Plioceno y aparentemente en la secuencia del Mioceno; observando que, tal vez, haya un contacto angular paralelo de bajo ángulo en el Mioceno Superior producto, del acuñaamiento de estas capas; los reflectores intermedios dentro del Mioceno Inferior muestran bajo ángulo y hacia la zona inferior atravesada por el pozo, existe un ligero incremento de magnitud con dirección SE; la pendiente SE de la estructura es de 35° aproximadamente con dirección SE 122° . Una interpretación de atributos sísmico recientemente realizado, muestra que en el área del pozo L-1, existen varias direcciones de posibles aporte de sedimentos, siendo el preferencial SW-NE, existiendo a otro nivel estratigráfico, una dirección este franco y también hacia el SW.

Primer intervalo. En esta primera fase en agujero de 14.75 pulgadas, se tomo un registro de echados, en el cual se observa la monotonía de los bajos ángulos de buzamiento que no son mayores a 3° y cuya dirección es poli-modal con preferencial hacia el SSW y SE (**Figura II.5.4.5a**), algunos leves incrementos indican el efecto de suaves plegamientos. Se observa un posible contacto de bajo ángulo paralelo entre capas del Plioceno/Mioceno (**Figura II.5.4.5b**), donde lo único que cambia es la dirección, la zona superior hacia NE y la inferior al NW, este efecto es debido al desplazamiento del eje del anticlinal hacia el NE en el Plioceno.

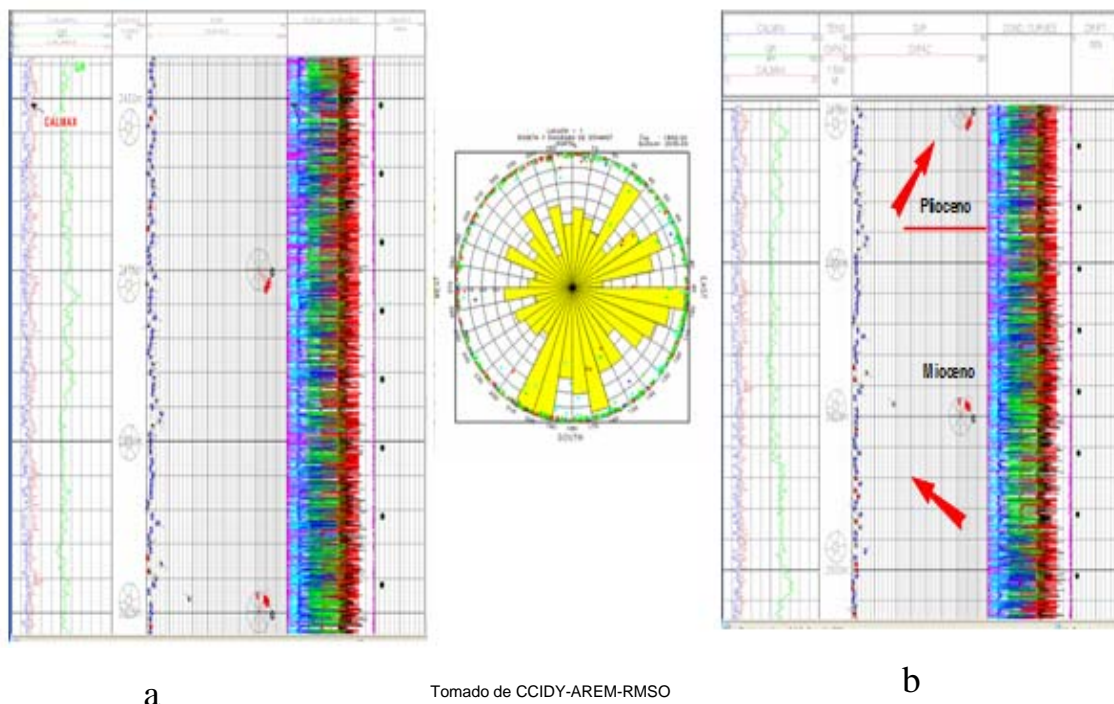


Figura II.5.4.5. Buzamiento de bajo ángulo y dirección preferencial (a) y contacto de bajo ángulo (b) en el registro de echados.



Segundo intervalo. Este pozo se perforó con lodo base aceite, en la etapa de 8.5 pulgadas, se corrió la herramienta OMRI de 6 patines, pero la calidad no es buena debido a los derrumbes del agujero con cavidades mayores a 20 pulgadas (**Figura II.5.4.6**), mas aun, se perdió la señal del patín 4. Se efectuó un procesamiento especial utilizando el programa *INSITE*[®], a fin de mejorar la calidad de la imagen, consiguiendo recuperar sustancialmente la respuesta e identificar eventos en la pared del pozo, a pesar de la gran atenuación de la señal.

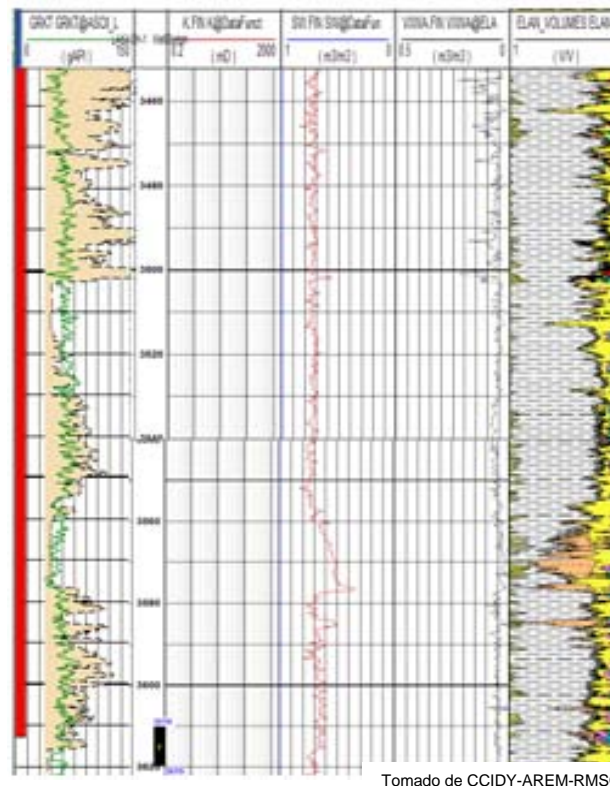


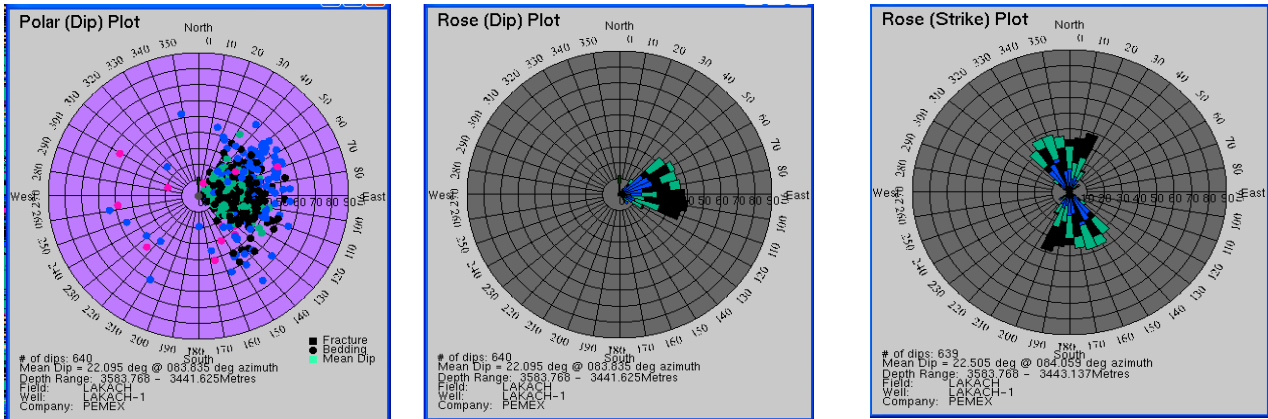
Figura II.5.4.6. Derrumbes del agujero.

Se observa que el intervalo registrado es una secuencia predominante de lutitas, mayormente compuesta por una mezcla de arcillas, siendo la Illita la mas abundante; también aquí se observan algunas zonas ligeramente calcáreas, delgadas intercalaciones de arenas arcillosas a limolíticas, poco contenido de material volcánico, presencia de micas y material orgánico carbonoso.

Se efectuó la corrección por navegación, la cual incluye el ángulo de declinación magnética del área (4.2°) con la finalidad de obtener las lecturas más cercanas al norte verdadero. Este parámetro es de suma importancia para este tipo de registros; se debe proporcionar esta información lo mas actualizada posible. Los buzamientos determinados manualmente a partir de la imagen filtrada,



muestran ángulos en el orden de 22° promedio, con dirección polimodal ESE preferencial y ENE (Figura II.5.4.7).



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura II.5.4.7. Buzamientos determinados.

Es posible identificar por coloración los distintos tipos de buzamiento determinados, destacando el color negro y verde, correspondiente a buzamiento de borde de capa y buzamiento estructural respectivamente, mientras el color azul corresponde a capas cruzadas y el rojo a contactos erosivos. En el gráfico polar de *Schmidt*, se observa la concentración de valores de buzamiento entre los 2 a 30° y cuya dirección varía entre 50 a 110°; algunos buzamientos de estratificación cruzada están hacia el WSW.

La característica encontrada en este pozo, es la presencia de capas delgadas paralelas cuyos ángulos de buzamiento en algunos eventos, se mantiene variando entre 30 a 20 grados, lo cual es un indicio de un paleo relieve inclinado y posiblemente ubicado en aguas no profundas; de ahí que, a pesar de variar poco en magnitud, su dirección de buzamiento cambia de NE a SE por los plegamientos suaves y debidos a la moderada energía; posiblemente sean acuñaamientos de arenas apiladas cuyas estratificaciones tienen un rumbo SW-NE (Figura II.5.4.8); las estratificaciones cruzadas muestran algunas capas con dirección de corriente hacia el NE y un posible engrosamiento hacia el SSE, algunos buzamientos correspondientes a límites de capa, muestran indicios de hundimiento.

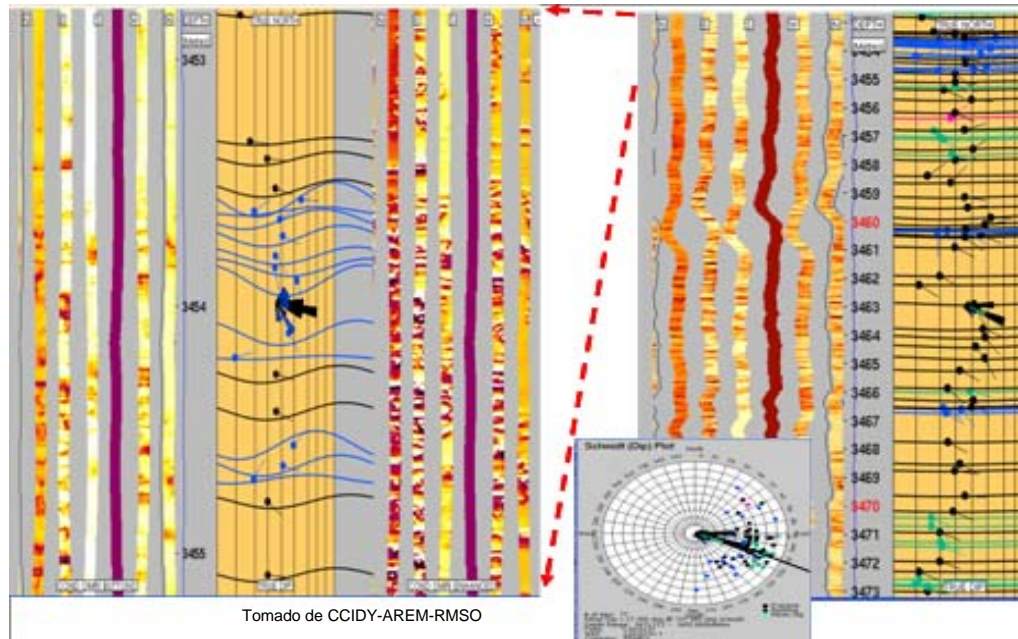


Figura II.5.4.8. Registro de imágenes mostrando la estratificación.

Para la zona infrayacente la respuesta del registro de imagen es una serie de buzamientos paralelos, cuya magnitud varía entre 15 a 30° con dirección 65° hacia el NE predominante (Fig. II.5.4.9); los buzamientos corresponden al tipo estructural. También se puede distinguir un alto ángulo debido al efecto de sobrecarga por rápida sedimentación.

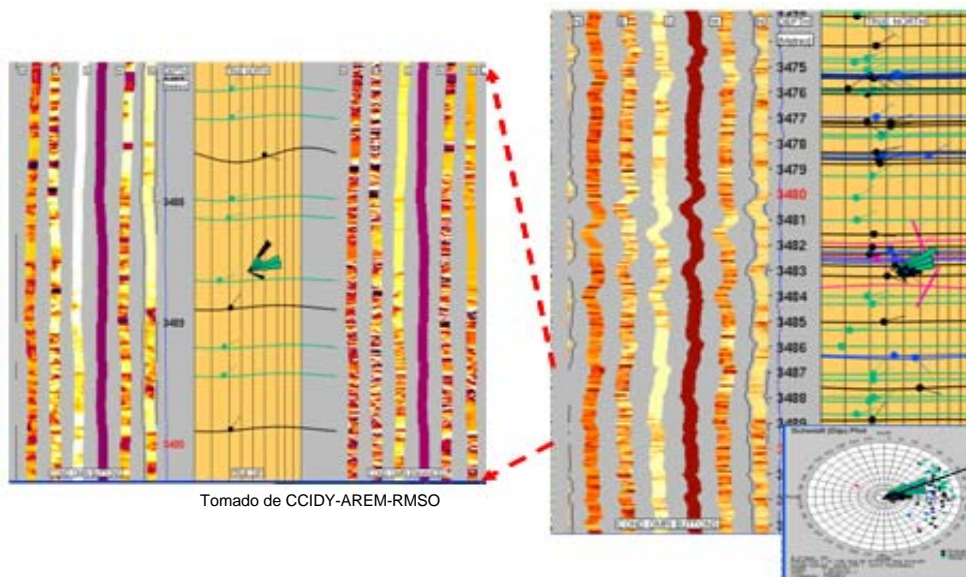


Figura II.5.4.9. Registro de imágenes mostrando buzamientos paralelos.



Otro evento destacable es la identificación de contactos entre una zona superior arcillosa con una inferior de arenas limolíticas (**Figura II.5.4.10**); se observa la estratificación paralela superior de las lutitas intercaladas con capas delgadas de arenas una de las cuales parece tener un contacto erosivo, donde la coloración de la imagen se pone mas oscura debido al efecto del gran agujero derrumbado, el cual tiene hasta 20 pulgadas de diámetro; no obstante ese inconveniente, se pudieron identificar laminaciones delgadas paralelas cuya textura es mas gruesa; el buzamiento de las capas es homogéneo, entre 20 a 30°, con dirección franca al este.

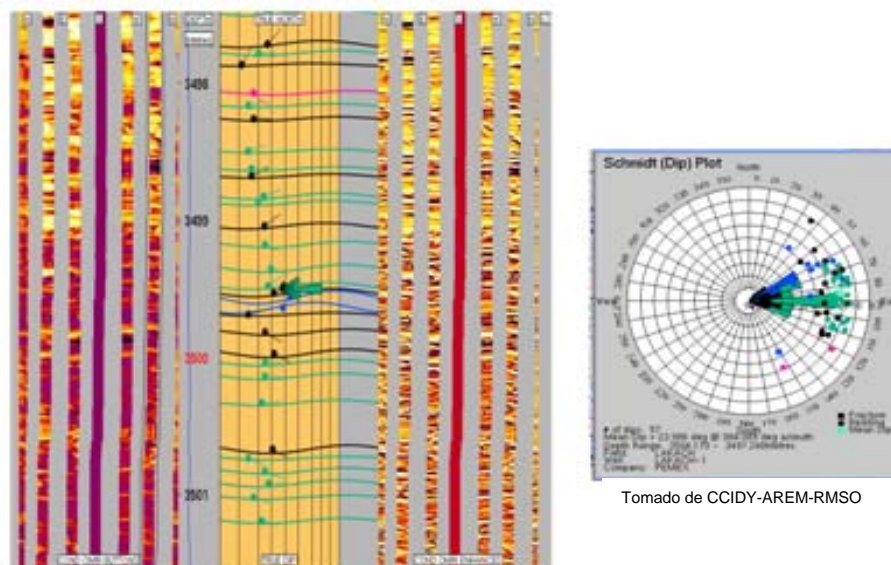
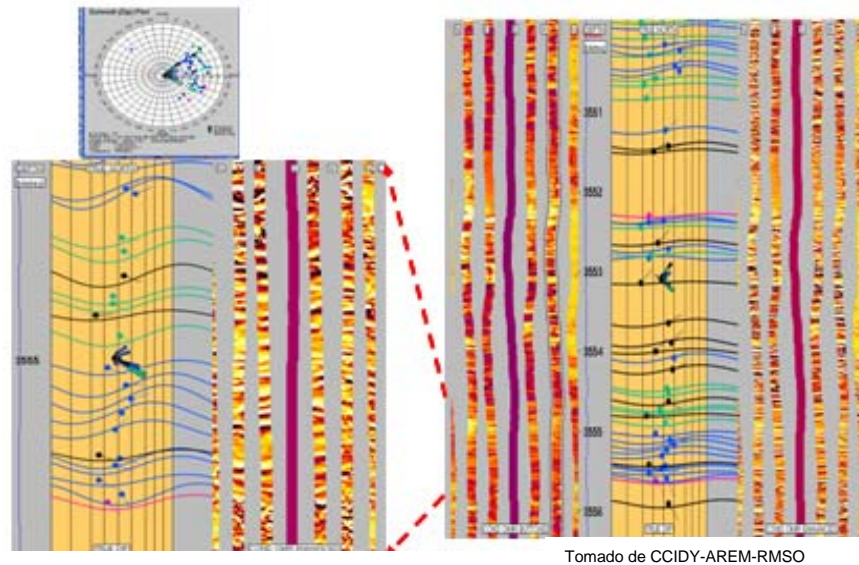


Figura II.5.4.10. Registro de imágenes ilustrando el contacto entre capas.

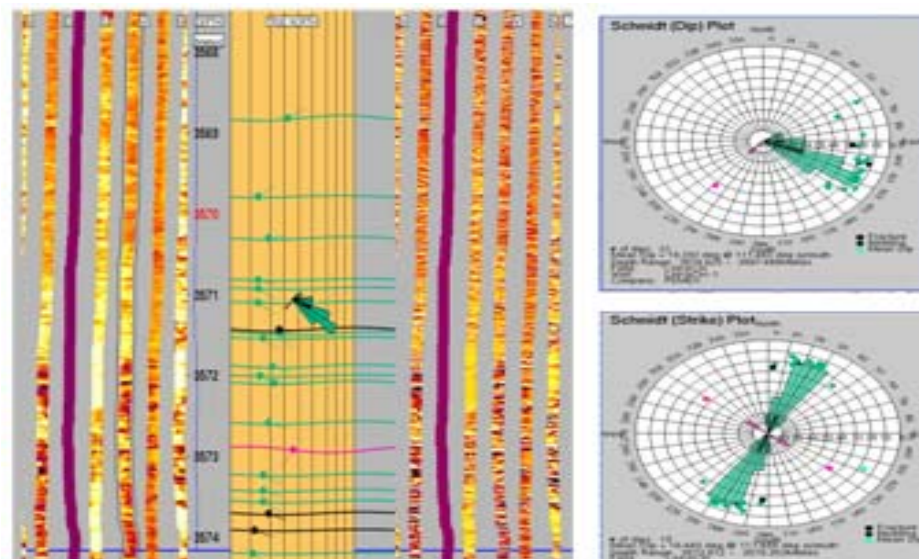
La identificación de calidad de roca también es posible visualizar en la imagen, el contraste en la resolución del filtrado horizontal con respecto al estático, permite observar que a 3555.5 m, se da un contacto erosivo con la arena masiva inferior (**Figura II.5.4.11**) la cual no presenta estratificaciones que se puedan correlacionar, suprayacendo hay una secuencia de intercalaciones de arena/arcilla/limo con estratificación cruzada paralela cuyo transporte de sedimentos es hacia el NE, en contacto transicional se depositan lutitas con un alto grado de inclinación cercano a los 40° dirección NE; nuevamente hacia la cima en forma suave los ángulos van disminuyendo hasta 30° al igual que el contenido arcilloso, para luego en un contacto erosivo, se depositen nuevamente arenas masivas carentes de estratificación y repetir el ciclo de depositación hacia arcillas limolíticas y lutitas en la parte superior. La dirección de buzamiento estructural es hacia el SE mientras que los limites de capa y las estratificaciones cruzadas tienden hacia el NE.



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura II.5.4.11. Registro de imágenes mostrando un contacto erosivo.

Un evento final se presenta, donde existe un contacto erosivo con una zona de arcilla limolítica infrayacente, que presenta estratificación planar de 12° hacia el SE; el cuerpo de arena gruesa o muy compacta se refleja en la coloración blanca de la imagen estática, dentro de la cual, se presentan algunas estratificaciones paralelas con 15° promedio al SE, con rumbo SW-NE (**Figura II.5.4.12**); a medida que los depósitos se acumulan el incremento de arcillosidad y contenido limolítico se incrementa, no permitiendo una definición clara de estratificaciones internas, observándose algunos buzamientos estructurales con magnitudes que varían, entre 15 a 30° con dirección NE.



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura II.5.4.12. Registro de imágenes mostrando un contacto erosivo con estratificación planar.



La parte final del registro muestra un buzamiento bajo de las capas, en el orden de 5 a 20° con dirección hacia el NE predominante; esta zona netamente arcillosa representa la posición estructural para ese tiempo. En todo el intervalo registrado en zona de arcilla predominante, se puede inferir que el buzamiento estructural promedio es de 22°, con dirección bimodal predominante hacia el ENE – ESE; a pesar de las malas condiciones del agujero se observaron estratificaciones paralelas y algunos contactos erosivos de pequeños canales, así mismo, se identificaron algunos depósitos cercanos debidos a corrientes de turbidez, posiblemente bordes de canal; la distribución y magnitud de los ángulos de buzamiento, indican que estos sedimentos fueron depositados en aguas moderadamente profundas, en un paleo relieve relativamente inclinado y con plegamientos suaves. Lamentablemente no se registraron cuerpos de arena enteros que pudieran dar certeza en valores de buzamiento, a fin de determinar la dirección de transporte de las arenas, pero se interpreta que la dirección de aporte son probablemente de múltiples regiones (dos mínimos), aunque principalmente se definen una dirección del Suroeste y otra del Oeste como se mencionará más adelante.

I.5.5. Proveniencia de areniscas

El estudio de proveniencia de los sedimentos que conforman los dos yacimientos de edad Mioceno Inferior descubiertos por el pozo L-1, demuestran que las areniscas de las muestras analizadas de los núcleos del pozo en estudio, provienen de tres tipos de rocas:

1.- Fragmentos de roca de basamento pre-mesozoico (Intrusivos granodioríticos y graníticos, esquistos, cataclasitas de intrusivos, cuarcitas, y otros). Incluye: granodioritas, dioritas, cataclasitas cuarzo-feldespáticas, esquistos de actinolita, esquistos de actinolita-epidota, meta-cuarcitas, rocas metasedimentarias, pertitas metamórficas, cuarzo poli y monocristalino, *hornfels* cuarzofeldespático, plagioclasas sódicas, epidota (**Figura II.5.5.1**).

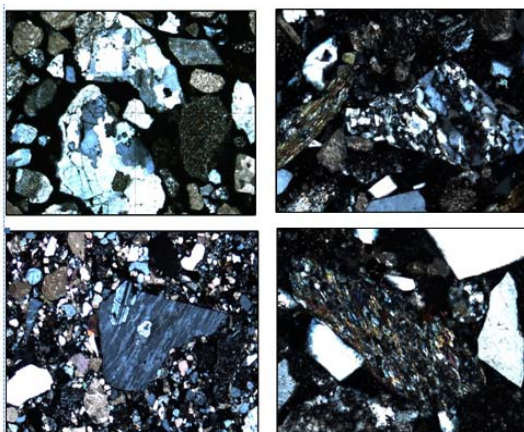


Figura II.5.5.1. Rocas de basamento.



2.- Rocas Sedimentarias (Mesozoico y Terciario). Incluye: wackestone, wackestone recristalizado, wackestone fosilífero, packstone de miliólidos, microdolomías y mesodolomías (**Figura II.5.5.2**). Microfauna Identificada: Bentónicos Orbitolínidos, Numulidae Fam. Miliólidos Balmilamminidos, formas de algas cafées genero Lithotamium, textularidos y macroformas de foraminíferos bentónicos que pudieran corresponder al Eoceno.

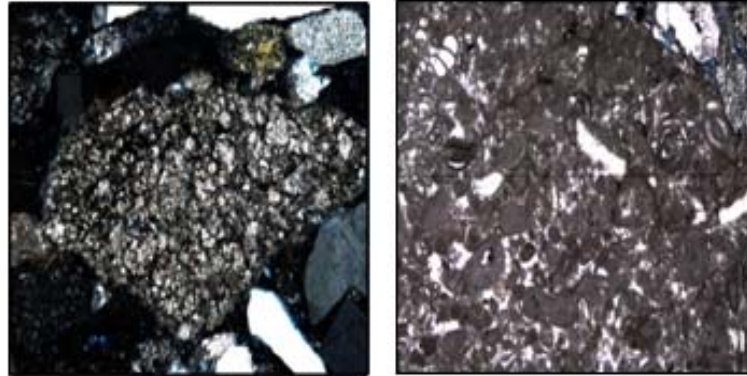


Figura II.5.5.2. Rocas de la cobertura carbonatada.

3.- Rocas Volcánicas (Alcalina y Calcoalcalina del Terciario). Incluye: basaltos, tobas vítreas, tobas vitrocrystalinas, andesitas finas, tobas líticas, microcuarcita de desvitrificación, sílice de desvitrificación no diferenciado, cuarzo monocristalino volcánico, fragmentos desvitrificados indiferenciados, fragmentos alterados no diferenciados (**Figura II.5.5.3**).

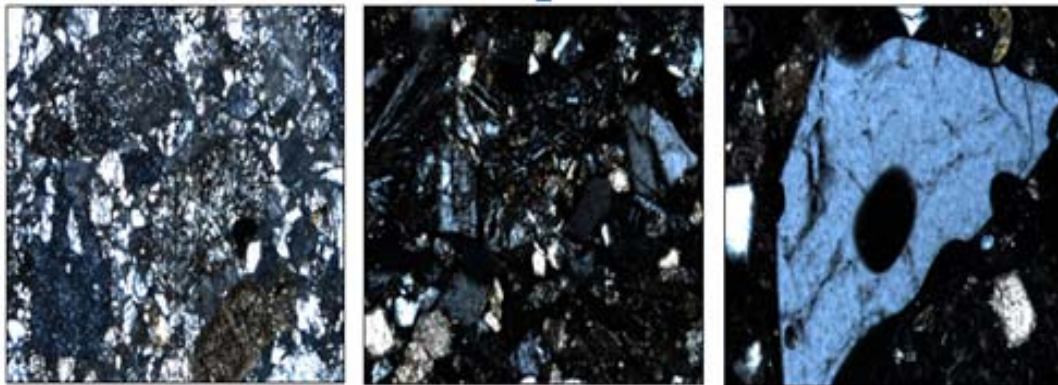


Figura II.5.5.3. Fragmentos de rocas volcánicas.



Dentro de las rocas volcánicas se tiene evidencia de la presencia de rocas piroclásticas (**Figura II.5.5.4**). Incluye: tobas vítreas de caída libre, bentonita, arcillas de transformación.

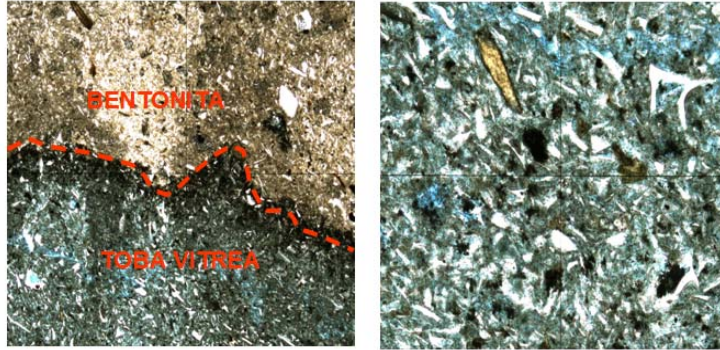
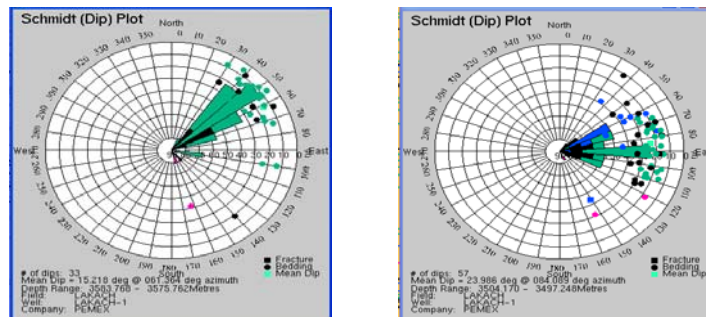


Figura II.5.5.4. Fragmentos de rocas piroclásticas.

Como se mencionó anteriormente, para apoyar el estudio de proveniencia de los sedimentos que conformaron la roca yacimiento en L-1, se llevó a cabo un estudio de paleocorrientes, utilizando para ello la información de registros de pozo tomados en agujero abierto, especialmente los registros de imágenes y de echados. Con los resultados de este estudio se definió el buzamiento de las capas logrando identificar la dirección preferencial de transporte de los sedimentos.

Con el análisis de los resultados, se llegó a la conclusión de que la proveniencia geográfica y la dirección de aporte son probablemente de múltiples regiones (dos mínimos) pero principalmente se definen una dirección del Suroeste y otra del Oeste, como se muestra en la **Figura II.5.5.5**. Es probable que también pueda existir aporte de rocas penecontemporáneas depositadas sobre la plataforma.

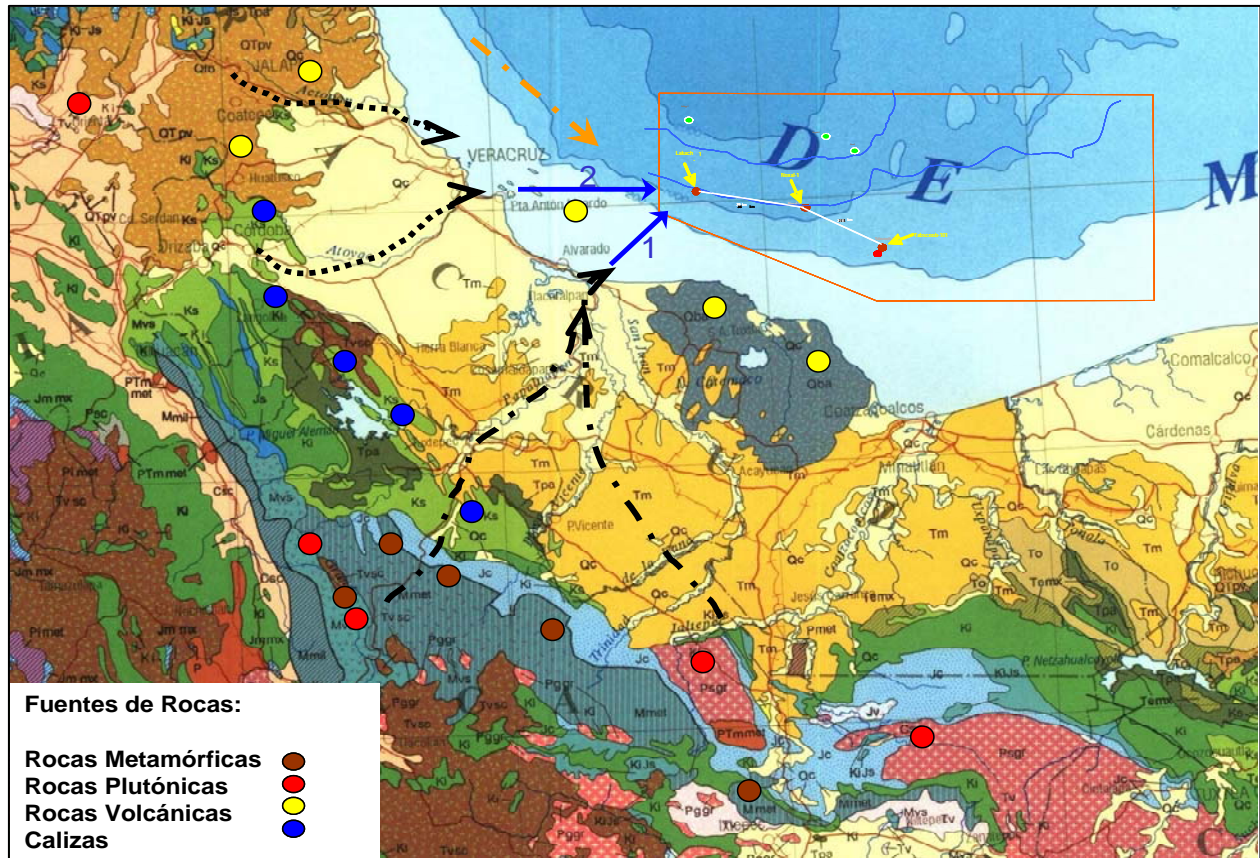


Pozo Lakach - 1 Tomado de CCIDY-AREM-RMSO **Pozo Lakach - 1**
Estadísticas del Buzamiento **Estadísticas del Buzamiento**
Intervalo 3576 – 3583 m **Intervalo 3498 – 3501 m**

Figura II.5.5.5. Dirección preferencial de aporte de sedimentos.



En la **Figura II.5.5.6**, se presenta un mapa ilustrando la proveniencia geográfica de aporte de sedimentos hacia el área de estudio, donde se marcan las regiones de donde probablemente provienen los sedimentos que dieron origen a las rocas que conforman los yacimientos descubiertos por el pozo L-1.



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura II.5.5.6. Proveniencia geográfica de aporte de sedimentos en el área de estudio.



II.5.5. Descripción de las unidades de roca

La definición de las unidades de roca en los dos yacimientos del pozo L-1, está basada en la integración y análisis de información de núcleos, de las muestras de canal recuperadas en el pozo y de registros geofísicos. Las características litológicas del pozo L-1 se determinaron mediante el estudio petrográfico de muestras de canal y núcleos, los cuales se encuentran en los dos cuerpos arenosos que resultaron productores de gas.

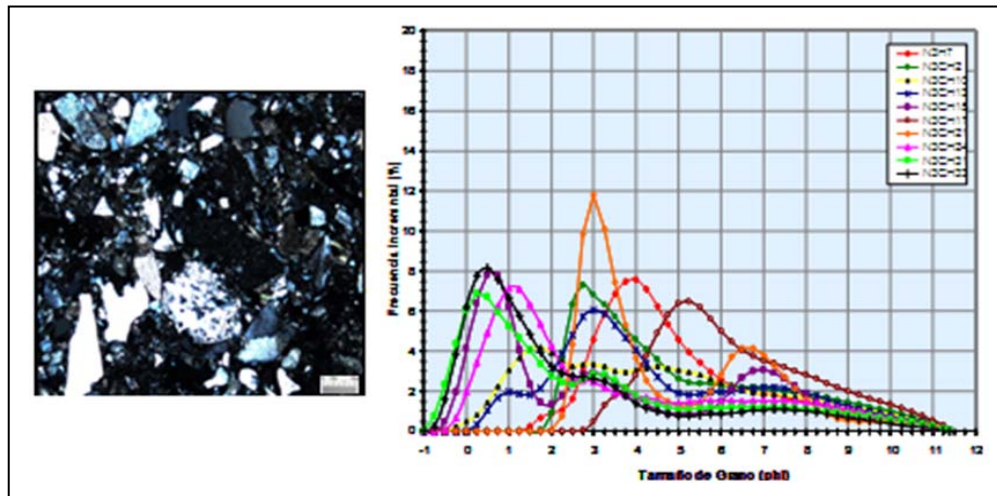
El Terciario en esta región, para la edad Plioceno-Pleistoceno, es primordialmente siliciclástico, y dependiendo del ambiente de depósito, se tiene una litología predominantemente de intercalaciones de arenas finas a gruesas, areniscas poco a bien consolidadas, lutitas y limolitas.

Para la clasificación de las areniscas de los intervalos estudiados, se tomaron en cuenta los rasgos texturales que a continuación se indican:

Granulometría:

- Arena muy fina a gruesa
- Intervalos muy gruesos y conglomeráticos
- Bimodalidad

Grado de clasificación: Las rocas que conforman los yacimientos del pozo L-1, están formadas por granos con clasificación pobre, exhibiendo gran variedad en tamaños donde los granos pequeños están obstruyendo el espacio entre los granos de mayor tamaño, como se puede observar en la **Figura II.5.5.1a**, tanto en la fotomicrografía de la izquierda donde a nivel de microscopio petrográfico se puede apreciar claramente la variedad de tamaños presentes en la muestra, como en la gráfica de la derecha, donde se observa la variedad de tamaños obtenidos de mediciones con técnica láser del análisis de la granulometría.



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura II.5.5.1a. Fotomicrografía de núcleos y gráfica granulométrica, donde se observa la variedad en el tamaño de grano.

Grado de redondez: Los granos de granulometría media a muy fina son angulosos a muy angulosos, pero los fragmentos de grano grueso o gravas usualmente se presentan muy redondeados a redondeados (**Figura II.5.5.1b**); lo que hace suponer que provienen de diversas fuentes de aporte con madurez textural diferentes y probablemente algunas se encuentran geográficamente más lejanas que las otras.

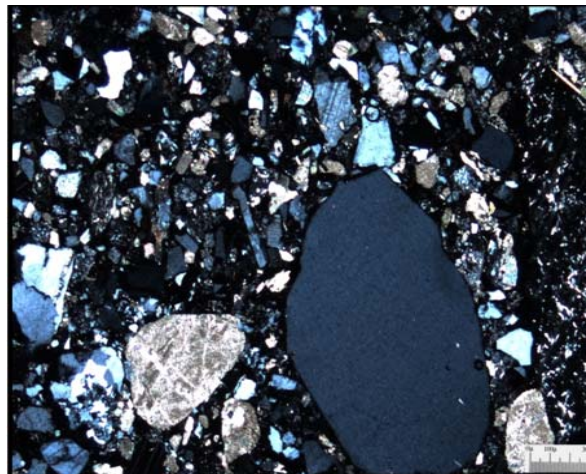


Figura II.5.5.1b. Lámina delgada de núcleos donde se observa el grado de redondez de los granos de mayor y de menor tamaño.



Madurez: El grado de clasificación, la redondez y el contenido de arcilla, establecen el grado de madurez textural, a las rocas de los dos yacimientos descubiertos por el pozo L-1 se consideran rocas inmaduras, debido a la pobre clasificación de granos, a su redondez y al alto contenido de arcilla con valores mayores al 5%.

El diagrama ternario que se muestra en la **Figura II.5.5.1c**, se basa en la clasificación de areniscas de *Pettijohn* (1976), con la cual se determinó que las rocas analizadas en este pozo son mayormente areniscas líticas (equivalentes a litarenitas con la clasificación de Folk, 1970).

Los componentes clásticos mas importantes corresponden a fragmentos de rocas volcánicas del tipo de la andesita, basaltos y granos menores de traquitas; les siguen en importancia, los granos de calizas, las cuales son mudstones a packstones de miliólidos y mesodolomías. En menor proporción existen granos de intrusivos ácidos como cuarcitas, esquistos de actinolita, esquistos de epidota, entre otros.

Los núcleos, correspondientes a las arenas productoras, se clasifican en forma general, como areniscas líticas ligeramente feldespáticas de grano fino a grueso y limolitas.

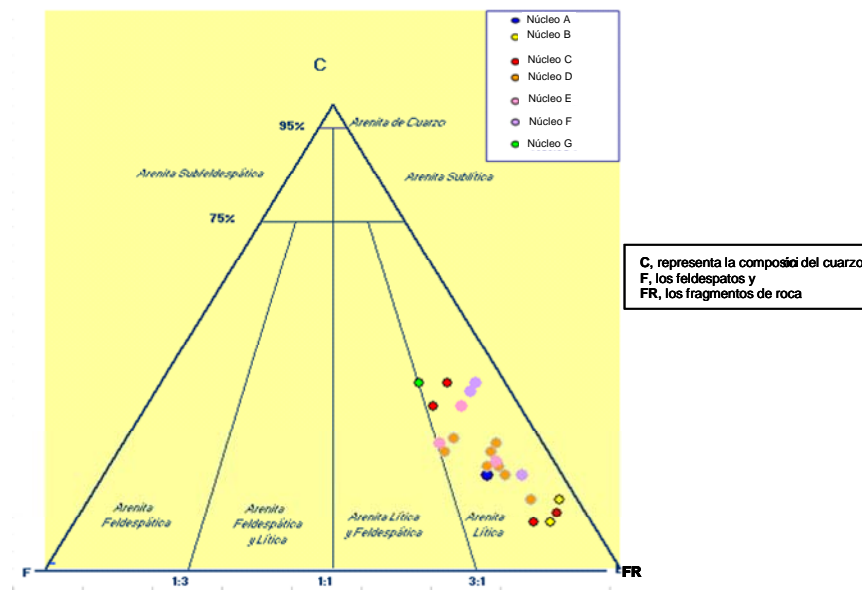


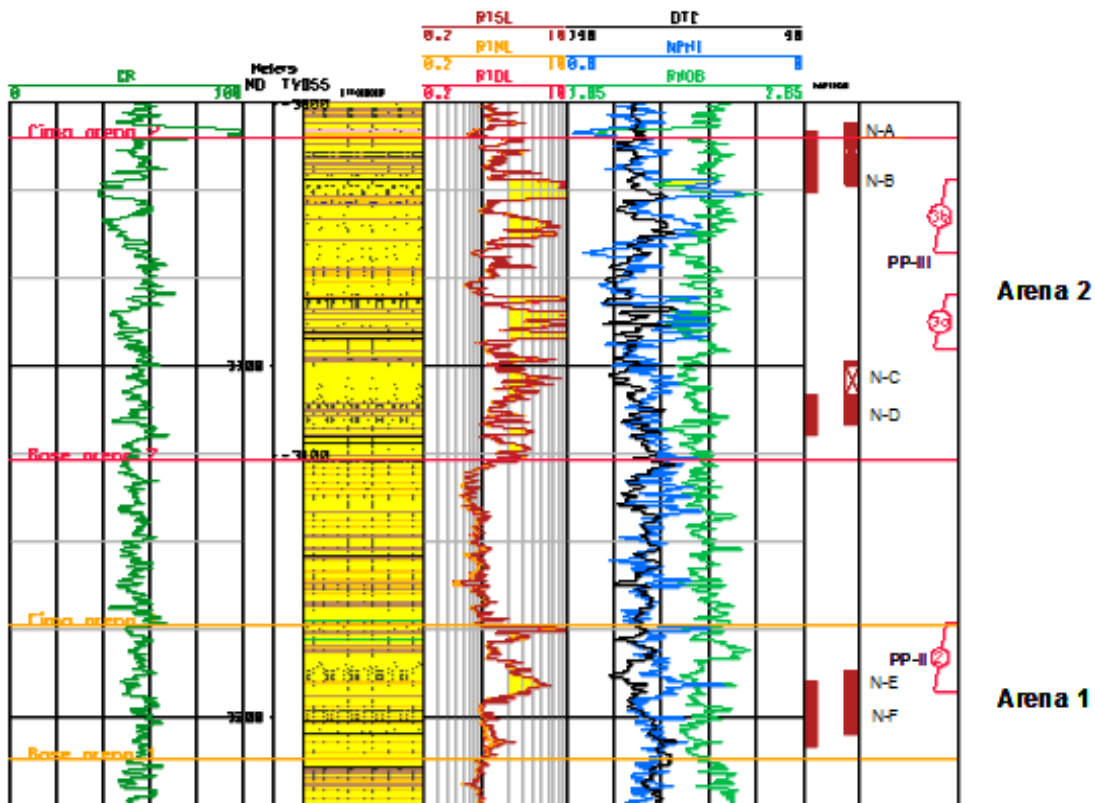
Figura II.5.5.1c. Diagrama ternario basado en la clasificación de *Pettijohn* (1976), donde se ubican de acuerdo a su composición litológica, diversas muestras de los núcleos del pozo L-1.



En el diagrama anterior, se observan que los núcleos A, B, C y D, corresponden con la arena 2; en los núcleos A y D, predomina el contenido de fragmentos de roca y contenido de cuarzo clasificándose como una arenisca lítica y feldespática, y en los núcleos B y C, predomina el contenido de fragmentos de roca sobre los feldespatos y el de cuarzo, clasificándose como una arenisca lítica.

En los núcleos E y F, comprendidos dentro de la arena 1, predominan los fragmentos líticos sobre el contenido de cuarzo y feldespatos, clasificándose también como una arenisca lítica y feldespática.

En el pozo L-1, se tienen dos intervalos productores que corresponden a dos cuerpos arenosos independientes entre sí; en el presente trabajo considerando el sentido del depósito, profundo a somero, se han nombrado como arena 1, al cuerpo arenoso productor mas profundo, que corresponde al denominado yacimiento 1; y como arena 2, al cuerpo arenoso mas somero, que corresponde al denominado yacimiento 2, como se muestra en la **Figura II.5.5.2**.



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura II.5.5.2. Intervalos arenosos productores en el pozo L-1.



En el pozo L-1, el cuerpo arenoso 1, de edad Mioceno Inferior, mediante prueba de presión-producción, resultó productor de gas; de igual manera, el cuerpo arenoso 2, también de edad Mioceno Inferior, se probó en otra prueba de presión-producción y resultó productor de gas.

Basándose en el estudio petrográfico de muestras de canal y de núcleos, así como de la información de los registros geofísicos y los resultados de los análisis petrofísicos realizados en el laboratorio a los núcleos que se cortaron en esos dos cuerpos arenosos, fue posible subdividirlos en capas con características petrofísicas y litológicas diferentes entre si; sin embargo, estas capas como son de espesor muy reducido, tendrán que reagruparse mas adelante durante la integración y generación de la malla para simulación; por lo que es, necesario conocer a detalle la variación de dichas propiedades dentro del yacimiento, para definir y comprender el modelo geológico y determinar en forma eficiente, la correlación de las propiedades petrofísicas de las unidades de roca.

A continuación se presenta la **Figura II.5.5.3** y la **Tabla II.5.5.4**, que muestran la subdivisión realizada durante el estudio y las características generales de la unidad de roca denominada Arena1:

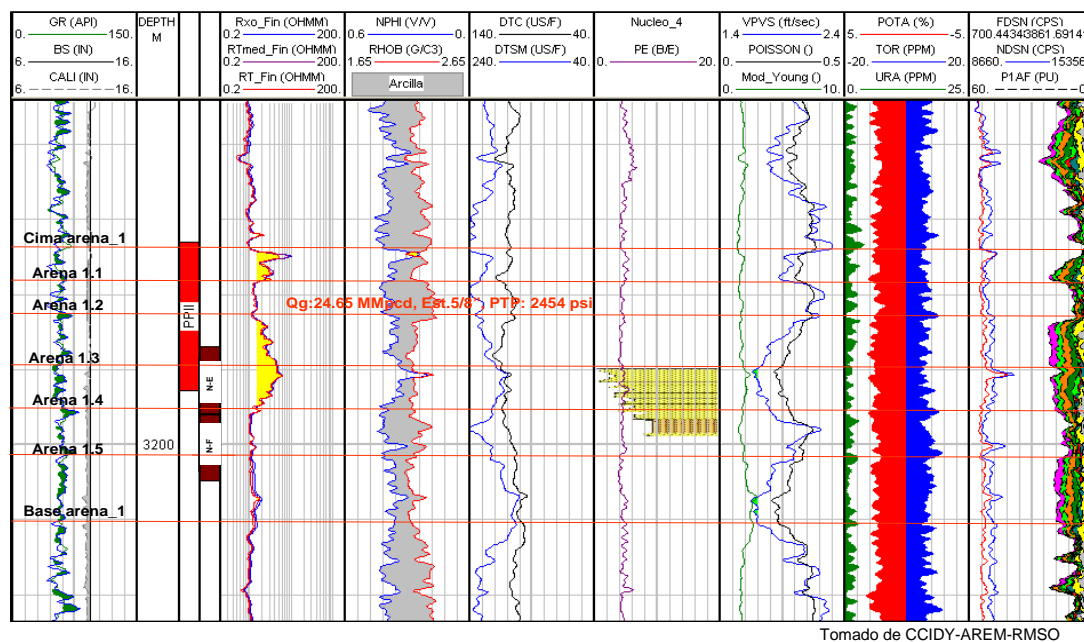


Figura II.5.5.3.- Tramo de registro del pozo L-1 que ilustra el intervalo correspondiente a la Arena-1 con la subdivisión realizada.

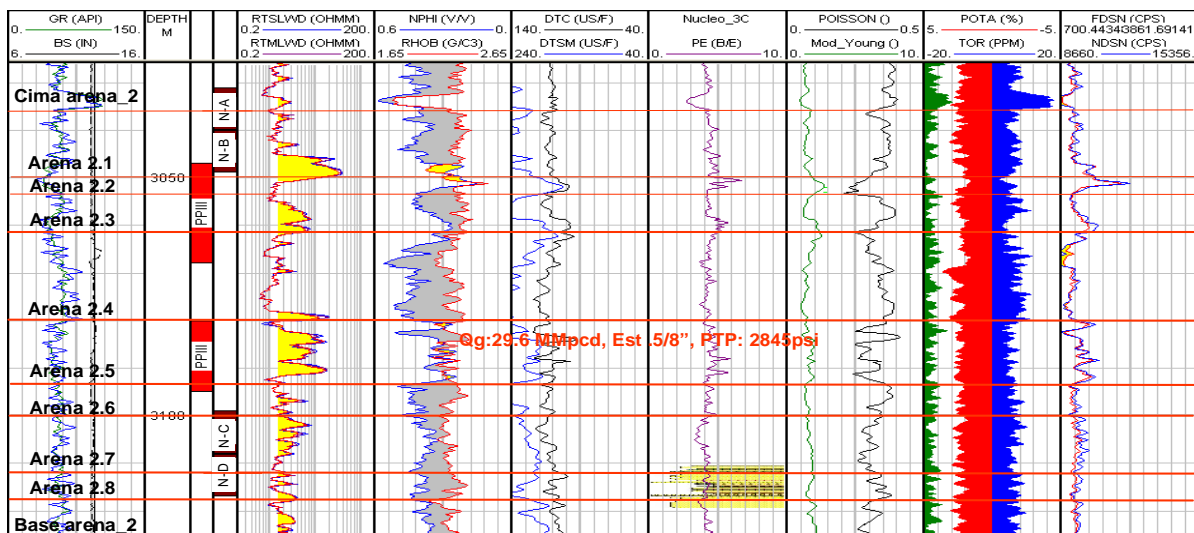


Cimas	Unidad de Roca	Espesor (m)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Litología	Potencial Yac.	Observaciones
Cima arena_1	UR-1	4	20	Registros: 30	Areniscas líticas, limolitas	10	Intervalo Productor de gas
Arena 1.1			19	Registros: 36	Areniscas calcárea, micácea	10	
Arena 1.1	UR-2	6	23	Registros: 39	Arenisca grano grueso	10	
Arena 1.2							
Arena 1.2	UR-3	6	23	Núcleo: 18-173	Arenisca lítica	10	N-E
Arena 1.3							
Arena 1.3	UR-4	6	23	Registros: Baja Núcleo: 2-155	Arenisca deleznable	7-9	Baja resistividad
Arena 1.4							
Arena 1.4	UR-5	6	23	Registros: Baja Núcleo: 1-20	Arenisca deleznable	7-9	
Arena 1.5							
Arena 1.5	UR-6	10	23	Registros: 7.6 Núcleo: 46.36	Interc. de Areniscas	4-6	
Base arena_1					Lutitas arenosas	2-4	
Base arena_1	Lutitas	0	

Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Tabla II.5.5.4.- Características y alcance de cada unidad litológica definida en el pozo L-1 en el intervalo correspondiente a la Arena 1 (yacimiento 1).

De igual forma, se presenta la **Figura II.5.5.5** y la **Tabla II.5.5.6**, que muestran la subdivisión realizada y características generales de la unidad de roca denominada Arena 2:



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura II.5.5.5.- Tramo de registro del pozo L-1 que ilustra el intervalo correspondiente a la Arena 2.



Cimas	Unidad de Roca	Espesor (m)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Litología	Potencial Yac.	Observaciones
Cima arena_2	UR-1	15	Núcleo: 22	Núcleo: 5.19	Areniscas líticas tobáceas, limolitas	7-9	N-A N-B
Arena 2.1			Núcleo: 23	Núcleo: 73.8	Areniscas líticas, areniscas limosas	10	
Arena 2.1	UR-2	4					
Arena 2.2			23	Registro: 2.6-9	Areniscas líticas, areniscas arcillosas, limolitas	10	
Arena 2.2	UR-3	7					
Arena 2.3			20	Registro: 5-20	Areniscas líticas, limolitas	10	Microfracturas
Arena 2.3	UR-4	19					
Arena 2.4			15-20	Registro: 2	Areniscas líticas	10	Intervalo productor de gas
Arena 2.4	UR-5	14					
Arena 2.5			23	Registro: 8.6	Areniscas líticas, limolitas	10	
Arena 2.5	UR-6	6					
Arena 2.6			Núcleo: 24	Núcleo: 3	Areniscas líticas, limolitas	7-9	N-C
Arena 2.6	UR-7	12					
Arena 2.7			Núcleo: 20	Núcleo: 11	Arenisca limosa	7-9	N-D
Arena 2.7	UR-8	6					
Arena 2.8			Núcleo: 25	Registro: 75 núcleo: 105	Areniscas líticas, areniscas arcillosas, limolitas	7-9	
Arena 2.8	UR-9	9					
Base arena_2			23	Registro: 21	Areniscas líticas, areniscas arcillosas	7-9	
Base arena_2			15	Baja	Litarenitas, areniscas arcillosas	4-6	

Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Tabla II.5.5.6.- Tabla que ilustra las características y alcance de cada unidad litológica definida en el pozo L-1 en el intervalo correspondiente a la Arena 2 (yacimiento 2).

En lo que respecta a la descripción de las unidades de roca, al referirnos a los parámetros petrofísicos, los datos de porosidad y permeabilidad pueden ser medidos en los núcleos, obtenidos de registros ó estimado al microscopio en forma visual, cuando la permeabilidad es estimada se califica de la siguiente manera:

Permeabilidad: Mala-Regular-Buena,

Potencial del yacimiento: de 0-10.



El intervalo probado que resulte productor tendrá una calificación de 10 en el potencial del yacimiento, ya que ha demostrado su capacidad para producir hidrocarburos, con un flujo estabilizado en superficie, bajando su calificación de acuerdo a su calidad como roca almacén en base al estudio petrográfico. En lo sucesivo, al calificar las unidades de roca con los parámetros anteriores lo haremos basándonos en los rangos antes citados.

A continuación, se describen los dos cuerpos arenosos productores en el pozo L-1, del más antiguo al más joven, mencionando sus características, cimas y bases de cada una de las unidades de roca definidas en este trabajo; las profundidades dadas para la cima y la base de cada unidad, serán referidas a la mesa rotaria para que sean iguales a las de los registros geofísicos; la elevación de la mesa rotaria en el pozo L-1 es de 25.6 m. Estas unidades de roca, fueron la base para realizar la correlación de propiedades petrofísicas de donde se determinaron las unidades de flujo, las cuales se describirán en el capítulo correspondiente a Evaluación Petrofísica.

ARENA 1:

La arena 1, que conforma el yacimiento uno tiene un espesor bruto de 38 m. y fue dividida en seis unidades de roca, los cuales se describen de la siguiente manera:

Cima de Arena 1: Con un espesor de 4 m, areniscas líticas (litarenitas) y lutitas arenosas, limolíticas (**Figura II.5.5.7**); la parte arenosa está compuesta de granos de cuarzo, fragmentos de rocas ígneas volcánicas e intrusivas, calizas y rocas metamórficas de grano fino. Las arenas son de grano fino a medio, con algunos intervalos discretos de granos muy gruesos o conglomeráticos; presentan una selección pobre a moderada con contactos de granos longitudinales, suturados y puntuales y una matriz limo-arcillosa, con materia orgánica. Existen delgados intervalos parcialmente cementados por calcita temprana.

La porosidad es intergranular y en menor proporción móldica por disolución, microporosidad y escasa por fracturas (total 20%); se estima una permeabilidad por registros de 30mD, y la resistividad en la cima de la unidad es de 4 ohm/m, mientras que hacia la parte inferior baja hasta 1 ohm/m.

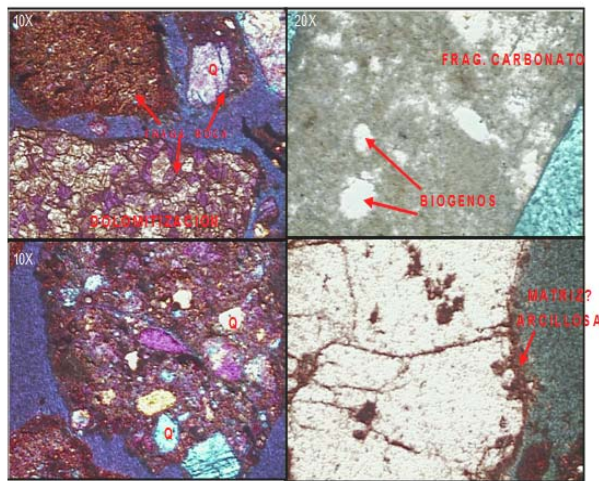


Figura II.5.5.7. Núcleo E. Arenisca lítica y lutitas arenosas, limolítica.

Arena 1.1: Con un espesor de 6 m; formada por areniscas líticas (litarenita) compuestas principalmente por fragmentos de roca y cuarzo; cuyo tamaño varía de medio a muy grueso, ligeramente conglomerático, fragmentos de rocas volcánicas y de carbonatos y micas (**Figura II.5.5.8**). La matriz es sublitarénita con tamaño de grano limo medio- arcilla. La porosidad observada corresponde a primaria intergranular, secundaria por disolución en los granos de roca y escasa microporosidad en matriz. La porción fina corresponde principalmente a clorita, bentonita, illita y granos del limo de cuarzo y fragmentos de rocas volcánicas alteradas. De la descripción megascópica se observan granos de tamaño medio (250-500 μ)-a muy fino (62-125 μ), con porosidad visual que por registros fue valorada en 19%; mientras que la permeabilidad estimada por registros es de 36 mD. Las resistividades fluctúan entre 1 y 3 ohm/m y están comprendidas dentro del intervalo productor, por lo que es considerada parte del yacimiento 1.

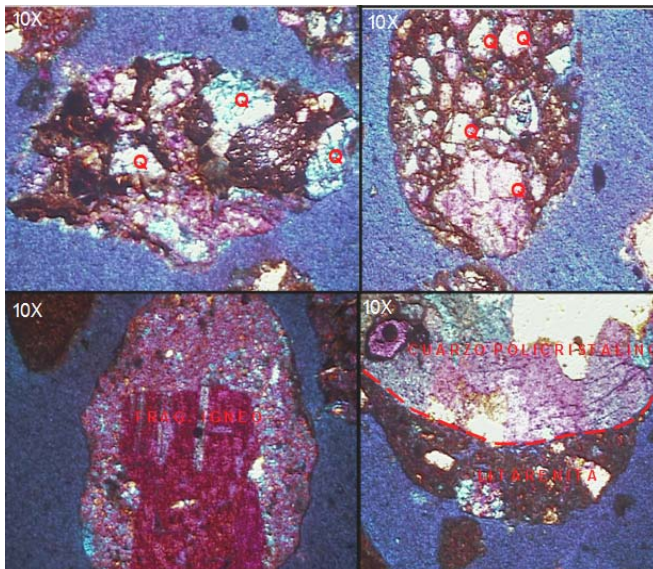


Figura II.5.5.8. Muestras de canal (int.3175-3180 m.) Areniscas líticas (litarenita), compuesta por fragmentos de roca, cuarzo, tamaño medio a muy grueso, ligeramente conglomerático y con matriz arcillosa.



Arena 1.2: Con un espesor de 6 m. el cual incluye la parte superior del núcleo E y se clasifica como areniscas líticas (litarenitas) (**Figura II.5.5.9**) de grano grueso, medio y fino, con abundantes fragmentos de volcánicos, carbonatos, rocas ígneas plutónicas y metamórficas finas. La porción fina presenta micas, piritita, clorita de disolución y materia orgánica.

Los granos son subangulosos y mal clasificados. La porosidad promedio es de 23 % y la permeabilidad medida de 18 a 173 mD, se midió en tapón una porosidad de 24.17 % y una permeabilidad de 73.51 mD. Las resistividades varían entre 2 y 7 ohm/m.

Las estructuras sedimentarias observadas corresponden a estratificación subparalela plana y laminación planar; megascópicamente, hacia la parte inferior del núcleo, se observa laminación cruzada. Sedimentológicamente, se interpreta como ambientes de depósitos de desborde de canales.

Algunos de los rasgos diagenéticos observados son: compactación, cloritización, piritización y disolución de fragmentos de roca. Esta unidad se considera como parte del yacimiento.

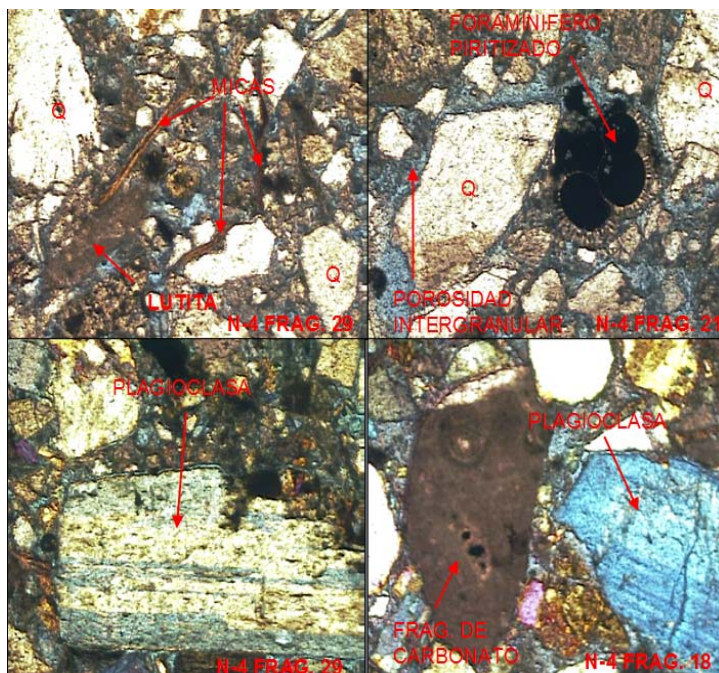


Figura II.5.5.9. Núcleo E.
Areniscas líticas.



Arena 1.3: Tiene un espesor de 6 m; comprende la parte media e inferior del núcleo E (**Figura II.5.5.10**) y esta clasificada en forma general como areniscas líticas (litarenitas y sublitanitas) principalmente de grano muy fino, con buen grado de clasificación, granos de carbonatos, lutitas y materia orgánica, laminación irregular, pequeños fragmentos de foraminíferos, parcialmente piritizados. Las resistividades medidas varían de 4 ohm/m, en la parte superior, hasta 1 ohm/m en la parte inferior de esta unidad de roca. La porosidad promedio es de 23 % y la permeabilidad de hasta 155 mD, se midió en tapón horizontal una porosidad de 21.9% y permeabilidad de 155 mD. Esta unidad se considera parte del yacimiento.



Figura II.5.5.10. Parte inferior del Núcleo E. Areniscas líticas de grano muy fino, cuarzo, fragmentos de carbonatos, micas y granos subredondeados con buena clasificación.

Arena 1.4: Tiene un espesor de 6 m; comprende la parte superior del núcleo F y está conformada por areniscas líticas (litarenitas) de grano grueso a medio, con pobre grado de clasificación, en partes arcillosa (matriz < 5%), fragmentos de rocas ígneas (andesitas y tobas), carbonatos, plagioclasas y abundante mica (**Figura II.5.5.11**). La porosidad promedio es de 23% y permeabilidad medida hasta 20.07 mD, se midió en tapón un valor de porosidad de 26.27% y permeabilidad *Klinkenberg* de 14.07 mD, la resistividad está en el rango de 1 ohm/m. Se considera como parte de la roca almacenadora.

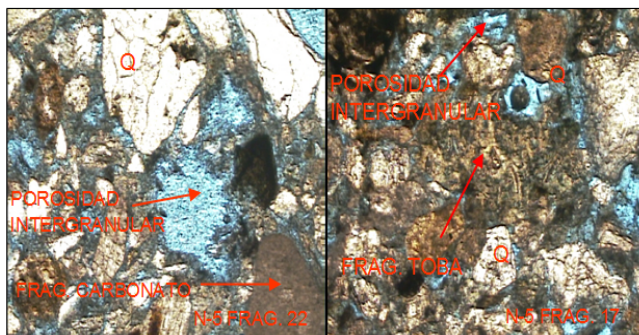


Figura II.5.5.11. Parte superior y media del núcleo F. Arenisca lítica (litarenita) de grano grueso a medio.



Arena 1.5: Incluye la parte basal del núcleo F, su espesor es de 10 m; está formada por areniscas líticas (litarenita), deleznable, de grano grueso, muy grueso y medio, pobre clasificación, matriz arcillo-calcárea, fragmentos de carbonatos, rocas ígneas, rocas metamórficas finas y materia orgánica, porosidad intergranular y alteración de feldespatos generando pseudomatriz arcillosa (**Figura II.5.5.12**). En algunos feldespatos se observa sericitización.

En lo que respecta a la revisión petrográfica de las muestras de canal, en esta unidad tenemos litarenitas, areniscas arcillosas, lutitas arenosas y lutitas (**Figura II.5.5.13**), la parte arenosa esta constituida por cuarzo, fragmentos de roca (calizas e ígneas), feldespatos, micas (biotita), con tamaño de grano fino a medio, en matriz arcillosa, selección moderada, granos subangulosos a subredondeados y contactos de tipo flotante. Se observan escasas estilólitas rellenas de arcilla. La porosidad promedio es de 23% y la permeabilidad medida hasta 46.3 Md; en tapón se obtuvo un valor medido de porosidad de 23.62% y permeabilidad *Klinkenberg* de 46.36 mD. Su resistividad es baja, 1 ohm/m en promedio y es considerada como roca almacén en su cima.

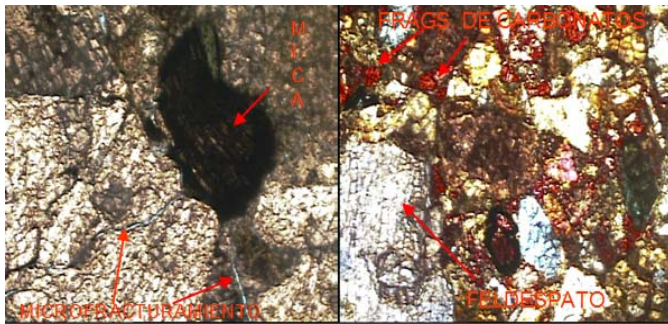


Figura II.5.5.12. Parte basal del núcleo F.

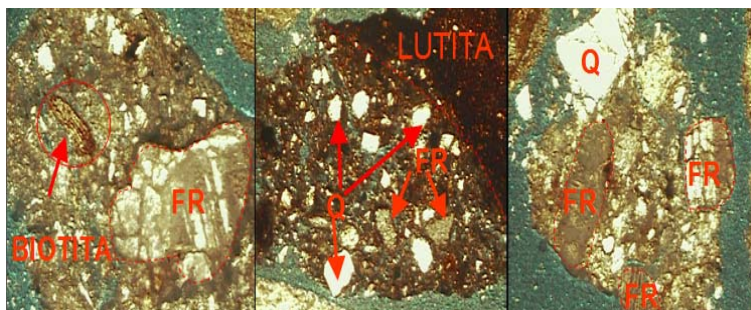


Figura II.5.5.13. Muestras de canal donde se observa la parte arenosa.



Base de Arena 1: Esta formada por lutitas, limolitas, lutitas arenosas con materia orgánica y algunas laminaciones paralelas (**Figura II.5.5.14**), se estima una permeabilidad pobre, presenta baja resistividad. No se considera roca yacimiento y conforma el sello inferior del yacimiento 1.

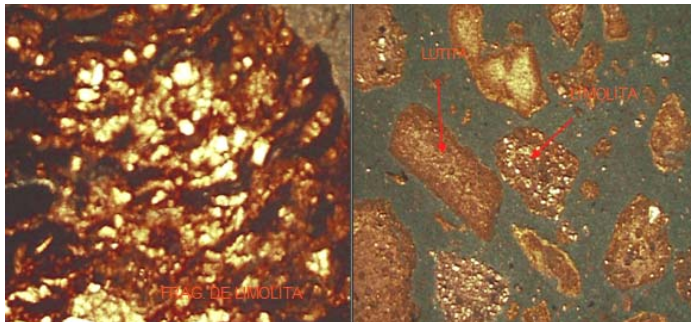


Figura II.5.5.14. Muestras de canal. Lutitas, limolitas y lutitas arenosas con materia orgánica.

ARENA 2:

La Arena 2, Tiene un espesor bruto de 92 m y fue dividida en ocho unidades de roca que se describen a continuación:

Cima de Arena 2: Con un espesor de 15 m. La parte superior del núcleo A, aunque no forma parte del yacimiento, es importante mencionar que afecta la respuesta de los registros, ya que corresponde a una toba vítrea lítica de granulometría fina, regularmente clasificada, con granos subangulosos y angulosos, compuesta predominantemente por vitroclastos y en proporción minoritaria (aprox. 10-15%) con granos de cuarzo mono y policristalinos, feldespatos, fragmentos laminares de biotita (**Figura II.5.5.15a**). Se incluye la parte media del núcleo A, la cual está formada por arenisca lítica de granulometría fina a media (**Figura II.5.5.15b**), clasificación moderadamente buena, con granos subangulosos y angulosos, matriz limosa parcialmente lixiviada y sectores con distribución irregular de cementación calcítica incipiente observada con tinción de alizarina. Se compone de cuarzo, feldespatos (plagioclasas), biotita, fragmentos líticos carbonatados, materia orgánica carbonosa y ocasionales foraminíferos globigerínidos con relleno intrafosilar de micrita y pirita. La fábrica interna grano soportada, con contactos entre granos puntuales, lineales, tangenciales y escasos.

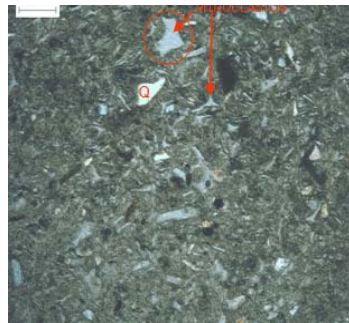


Figura II.5.5.15a. Parte superior del Núcleo A, Toba vítrea lítica.

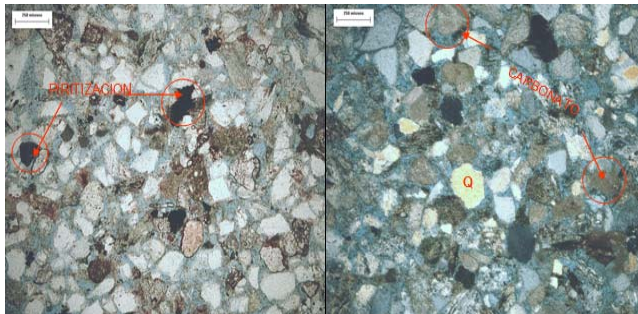


Figura II.5.5.15b. Núcleo A. Arenisca lítica de granulometría fina a mediana, clasificación moderadamente buena, con granos subangulosos y angulosos.

Dentro de esta unidad de roca, se cortó el núcleo B, el cual en forma general lo podemos describir como una arenisca lítica, mal clasificada (**Figura II.5.5.16**), con granos tamaño arena media, matriz limo-arcillosa escasa, constituida por granos angulosos de cuarzo monocristalino, granos carbonatados, líticos ígneos microlíticos y porfíricos y vítreos tobáceos, biotita y otros diversos.

En promedio, hacia la cima de esta unidad se reporta una porosidad de 22.4 % y una permeabilidad de 5.19 mD, alcanzando valores hacia la parte inferior de 23% y permeabilidades del orden de 73.8 mD, medidas promedio, obtenidas de los análisis petrofísicos de núcleos en tapones horizontales. En la parte superior correspondiente al núcleo A, las resistividades son bajas +/- 1-3 ohm/m, aunque hacia la base de la unidad las resistividades aumentan considerablemente adoptando valores de hasta 40 ohm/m. Dentro de esta unidad, se realizó la prueba, la cual resultó productora de gas seco. Se considera como la parte superior del yacimiento.

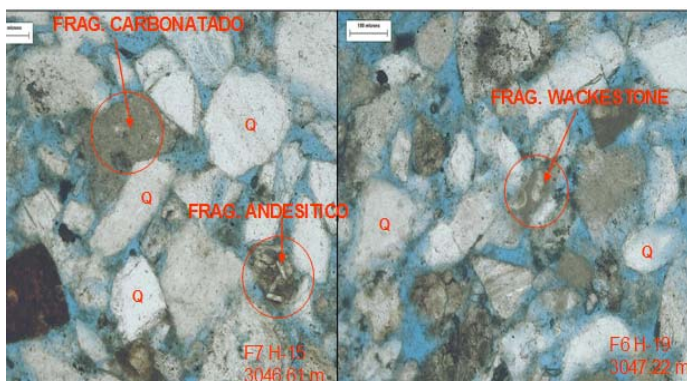


Figura II.5.5.16. Núcleo B, Arenisca lítica, mal clasificada, dentro de la unidad de roca UR-1.

Arena 2.1: Con un espesor de 4 m. formada por lutitas, limolitas y lutitas arenosas (**Figura II.5.5.17**), tamaño limo ($> 62 \mu$.), foraminíferos en matriz arcillosa. Se obtuvieron del análisis de los registros, porosidades de 23 % y permeabilidades de 2-9 mD. Las resistividades tienden a bajar hasta 1 ohm/m.

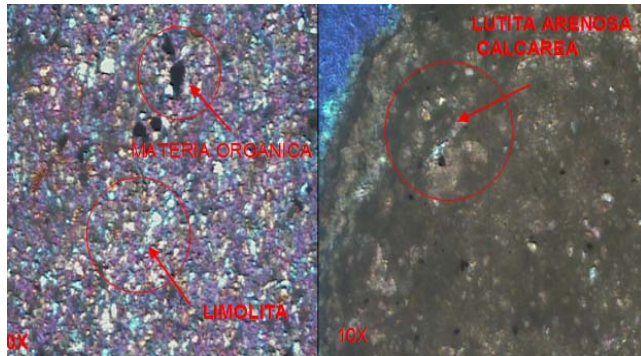


Figura II.5.5.17. Muestras de canal. Limolitas y lutitas calcáreo-arenosas, unidad de roca UR-2.

Arena 2.2: Tiene un espesor de 7 m, está formada por lutitas, litarenita y lutitas calcáreas (**Figura II.5.5.18**), las lutitas en partes arenosas, las litarenitas constituidas principalmente de fragmentos de cuarzo, rocas ígneas, biógenos, pirita diseminada y matriz limo-arcillosa, contacto entre granos flotantes y puntuales, subangulosos a subredondeados, laminaciones paralelas en las lutitas y estilolitas irregulares, con porosidad estimada por registros de 20 %, en base a los estudios de petrofísica básica, se estiman permeabilidades de (5-20 mD). La resistividad es del orden de los 8 ohm/m. Se considera como parte del yacimiento, ya que esta incluida dentro de la prueba de producción realizada en este intervalo.

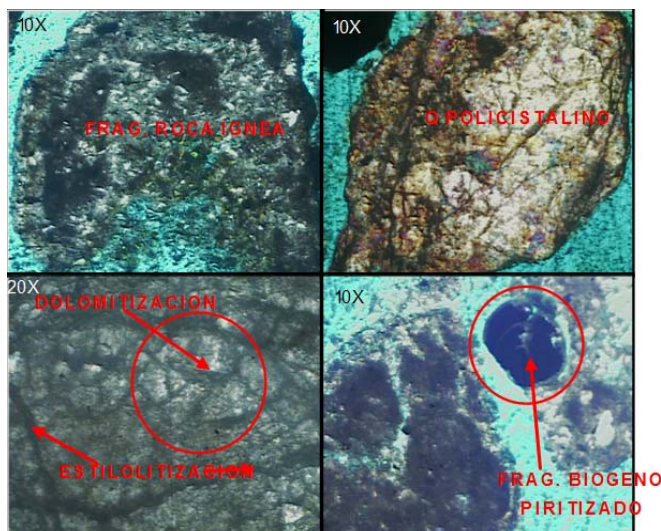


Figura II.5.5.18. Muestras de canal, dentro de la unidad de roca UR-3.



Arena 2.3: Con un espesor de 19 m. está formada por litarenitas, fragmentos volcánicos muy alterados y limolitas (**Figura II.5.5.19**); la parte arenosa tiene clasificación moderada, contacto entre granos de tipo longitudinal, subangulosos a subredondeados y redondeados; la matriz es arenosa de tamaño fino a muy fino. Algunos granos de cuarzo se observan cubiertos por arcilla. Las lutitas en parte son arenosas y las limolitas tienen materia orgánica. La porosidad es de tipo intergranular, aunque también se observa intrabioclástica y en la matriz. Con base en los registros se obtuvieron valores de porosidad de 15-20% y se estima una permeabilidad de 2 mD y desde el punto de vista de roca almacén podría ser considerada como parte del yacimiento, aunque la curva de resistividad presenta valores que oscilan entre 0.8 y 2 ohm/m. Se considera parte del yacimiento.

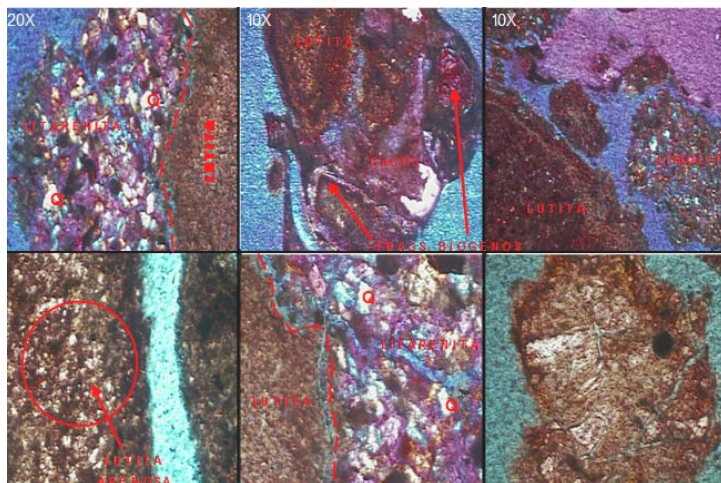


Figura II.5.5.19. Muestras de canal. Litarenita, fragmentos aislados de rocas volcánicas, limolitas y lutitas, correspondientes a la unidad de roca denominada UR-4.

Arena 2.4: Con un espesor bruto de 14 m. Esta representada por litarenitas y lutitas arenosas (**Figura II.5.5.20**), las areniscas están compuestas por granos de cuarzo de tamaño fino a medio, subredondeados, con contacto entre granos longitudinales y puntuales. Los componentes principales son, fragmentos de tobas, andesitas, rocas carbonatadas diversas, micas, fragmentos biógenos indeterminados y materia orgánica. Se observa porosidad intergranular, intragranular y móldica. Los granos de cuarzo en las areniscas son en promedio de tamaño medio-grueso, subangulosos a subredondeados, con contactos puntuales y flotantes. La porosidad calculada por registros es de 23% y la permeabilidad de 8.6 mD. La resistividad fluctúa entre 1 y 18 ohm/m. Se hizo la prueba, resultando productor de gas seco. Se considera como la parte del yacimiento.

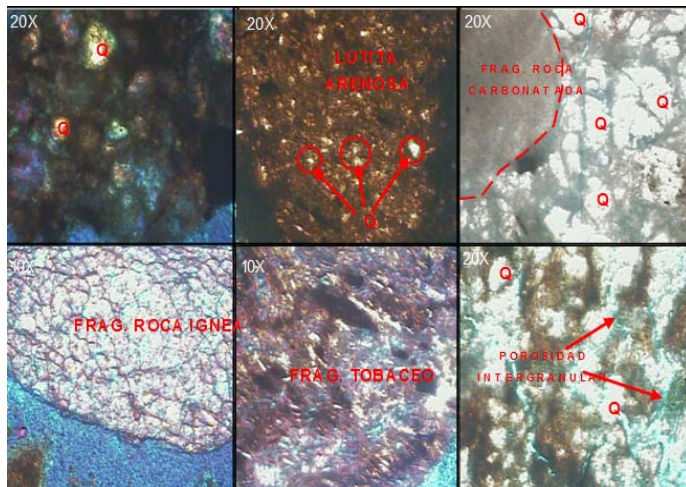


Figura II.5.5.20. Muestras de canal. Litarenitas y lutitas arenosas, unidad de roca UR-5.

Arena 2.5: Tiene un espesor de 6 m. Esta representada por lutitas y litarenitas (**Figura II.5.5.21**), las lutitas son calcáreas, limosas y arenosas. La parte arenosa, se compone de cuarzo mono y policristalino, fragmentos de roca volcánica, carbonatos, micas. Tiene selección moderada a buena, el tamaño de grano es de fino a medio, con contacto entre grano de tipo puntual y longitudinal, porosidad intergranular y móldica, en menor proporción, de 24% y permeabilidades de 3 mD, medidas promedio en tapones horizontales, con resistividades que fluctúan entre 1 y 8 ohm/m. Fracturas en partes abiertas y rellenas con materia orgánica de aspecto bituminoso.

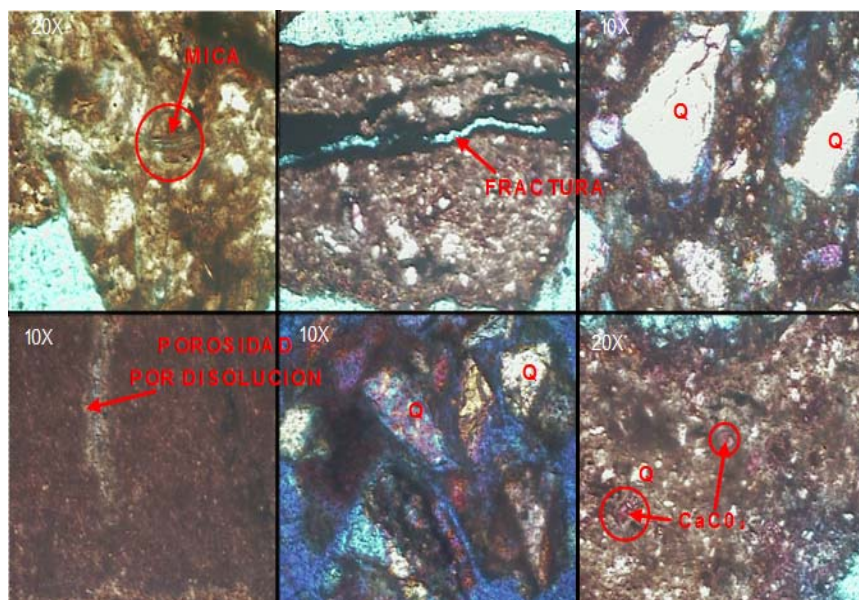


Figura II.5.5.21. Muestras de canal. Litarenitas, fragmentos volcánicos aislados y lutitas arenosas, unidad de roca UR-6.



Arena 2.6: Tiene un espesor de 12 m. Se cortaron los núcleos C y D; está representada por areniscas líticas (litarenitas) volcánicas (**Figura II.5.5.22**) de granulometría mediana a fina, mal clasificada, con granos angulosos, matriz limo-arcillosa. Se compone de cuarzo, feldespatos, bioclastos, líticos carbonatados y abundantes fragmentos tobáceos y vítreos. Hay abundantes fragmentos laminares de biotita, muscovita y clorita. Se observan cámaras de fósiles (foraminíferos globigerínidos), parcialmente rellenas de pirita o limo. La fábrica interna de las arenas es grano soportado, cuyos contactos intergranulares son puntuales y tangenciales o incluso algunos presentan disolución por presión.

La sección presenta distribuciones orientadas de los granos elongados, evidenciando una estructura interna irregularmente laminada. Hay fragmentos finos y laminados de material orgánico carbonoso de color café o negro, piritización masiva local, diseminada y reemplazo selectivo (relleno intrafosilar), porosidad 20% y permeabilidad de 11 mD, medidas en promedio de tapones horizontales, con resistividades de 1.5 y 8 ohm/m. Se considera como roca almacén.

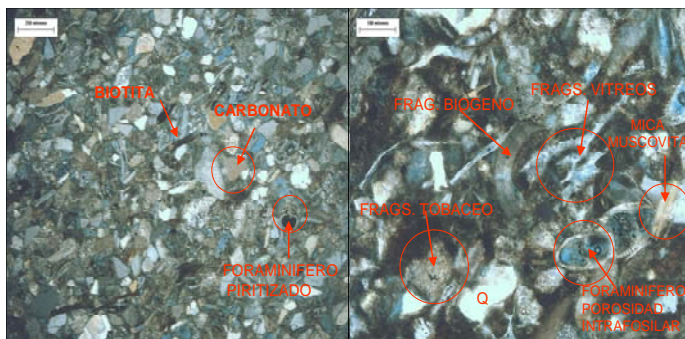


Figura II.5.5.22. Núcleo C. Arenisca lítica (litarenita) volcánica. Unidad de roca UR-7.

Arena 2.7: Con un espesor de 6 m. Esta representada por una arenisca lítica (**Figura II.5.5.23**) volcánica (litarenita) de granulometría media a gruesa, mal clasificada, con granos angulosos predominantemente y matriz limo-arcillosa. Se compone de cuarzo, abundantes fragmentos tobáceos y otros vítreos, feldespatos, fragmentos laminares de biotita, materia orgánica diseminada, fragmentos líticos ígneos y carbonatados. Los contactos intergranulares son puntuales, lineares tangenciales y solo algunos flotantes.



El proceso de piritización se observa en algunos fósiles y como pirita diseminada en la matriz. Se observó una sección delgada con foraminíferos planctónicos (globigerínidos) dispersos, fábrica interna grano soportado, fragmentos tobáceos con procesos de alteración y parcial lixiviación con generación de porosidad interpartícula y probablemente pseudomatrix. La porosidad es de 24.5%, la permeabilidad medida promedio, en tapón horizontal, en laboratorio, es de 105 mD, por registros de 75 mD y resistividades que fluctúan entre 1 y 5 ohm/m. Se considera como roca almacén.

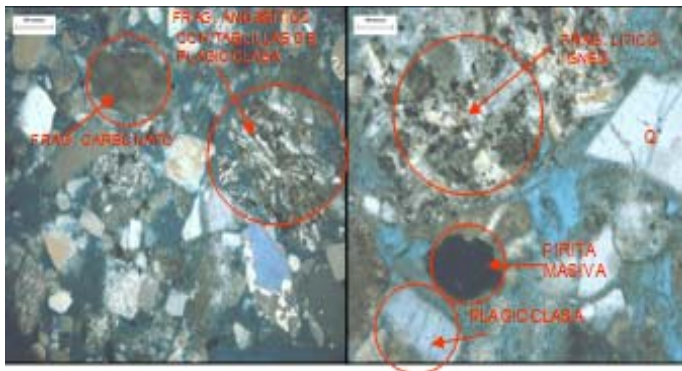


Figura II.5.5.23. Núcleo D. Arenisca lítica volcánica de granulometría mediana a gruesa, mal clasificada. Unidad de roca UR-8.

Arena 2.8: Tiene un espesor de 9 m; Esta unidad esta representada por una litarenita sucia, muy rica en matriz de origen sedimentario, arcillosa. Los granos son principalmente de rocas volcánicas microcristalinas y vítreas, cuarzo, y limolitas (**Figura II.5.5.24**). En la parte arenosa, la selección es de moderada a pobre, el tamaño de grano promedio es de fino a medio, con contactos entre granos de tipo puntual, longitudinal y flotante. La matriz esta formada por arcillas detríticas y de disolución y materia orgánica dispersa. En el análisis de los registros se obtuvieron porosidades de 23%, permeabilidades de 21 mD y resistividades entre 1 y 3 ohm/m.

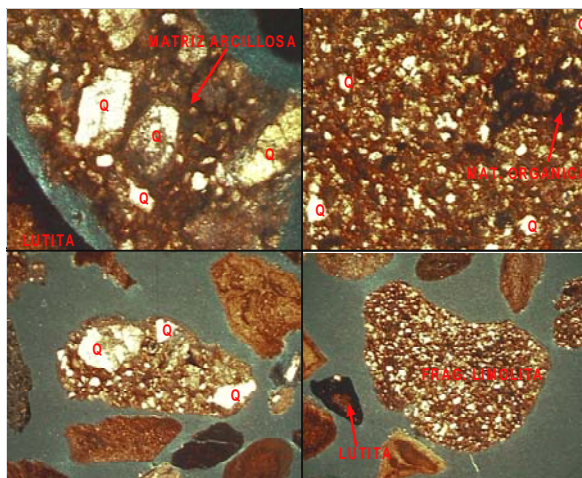


Figura II.5.5.24. Muestras de canal. Litarenita, grauvasca lítica (areniscas arcillosas), limolitas, lutitas, unidad de roca UR-9.



Base de Arena 2: Es el límite inferior del cuerpo denominado arena 2, y esta constituida por litarenita, areniscas arcillosas, y lutitas (**Figura II.5.5.25**); las areniscas están compuestas por cuarzo, fragmentos de roca ígnea y carbonatos. El tamaño de grano es de fino a medio; los contactos entre granos son del tipo puntual y flotante y granos subredondeados, en matriz arcillosa y materia orgánica; se observan algunos fragmentos micáceos aislados.

La porosidad visual es de tipo intergranular +/- 15% y la permeabilidad es baja. Se considera como el límite inferior del yacimiento y es parte de la roca almacenadora.

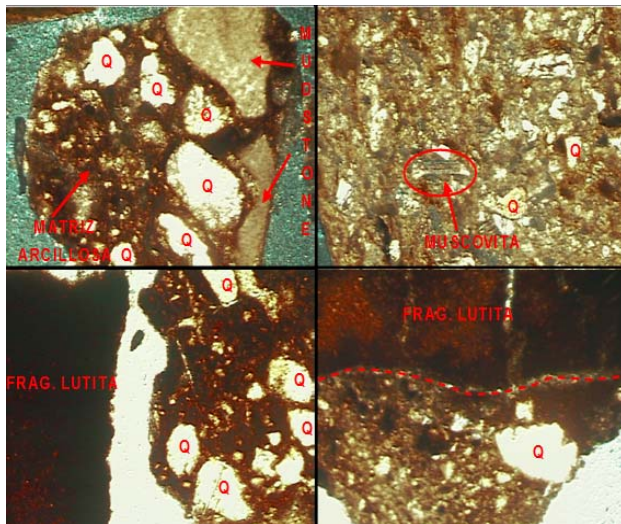


Figura II.5.5.25. Muestras de canal. Litarenita, areniscas arcillosas y lutitas. Límite inferior del yacimiento.



II.6. Modelo Sedimentario

El modelo sedimentario y la interpretación de ambientes de depósito en el pozo L-1, se basa en los resultados del estudio de aproximadamente 60 metros de núcleos, tomando en consideración también a las muestras de canal, registros geofísicos e información sísmica. Para su elaboración se contó con la siguiente Información básica:

- Fotografías de núcleos cada metro
- Resultados de estudios geológicos de núcleos
- Resultados del estudio de estratigrafía sísmica
- Registros Geofísicos del pozo L-1
- Láminas delgadas de muestras de núcleos y de canal
- Resultados de los estudios paleontológicos

La metodología utilizada nos sirvió para identificar:

- Cambios en litologías, facies y sus abundancias y distribución
- Superficies Importantes (máximo porcentaje de lutitas, superficies bioturbadas, superficies erosivas).
- Sucesiones (cambio vertical de la facies)

Las rocas que conforman los yacimientos descubiertos por el pozo L-1, ubicado en el área de estudio, se consideran fueron depositadas en ambientes de talud, desarrollando un sistema de abanicos, canales submarinos y sistemas de bordos y canales (*levee-channels*).

Estudios previos regionales consideraban a las áreas aledañas al pozo L-1, como sistemas de lóbulos en abanicos submarinos de pie de talud y piso de cuenca, sin embargo, la información interpretada en el presente estudio de caracterización indican que los depósitos de las rocas que conforman los dos yacimientos de edad Mioceno Inferior descubiertos por el pozo L-1, corresponden



a talud superior en facies de desbordes de canales proximales y de bordos y canales (*levee-channels*), como se observa, por lo menos, en las muestras analizadas.

En el estudio realizado, se observa que los núcleos muestran sucesiones verticales con presencia de estructuras sedimentarias asociadas a transporte por corrientes de turbidez, deslizamiento de sedimentos en estado viscoplástico y por flujo de sedimentos, ya sea de granos o de lodo; en lo que respecta a las estructuras sedimentarias físicas destacan las estructuras en flama, convolutas, deformación de sedimentos blandos, laminación paralela a escala de milímetros, estratificación cruzada planar, *hummocky* y rizaduras (**Figura II.6.1.**)

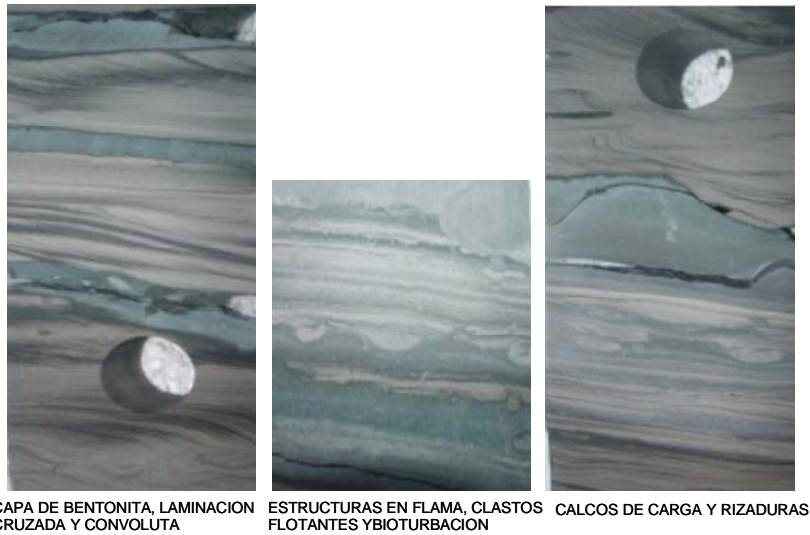


Figura II.6.1. Núcleo A, donde se observan estructuras en flama, convoluta, calcos de carga y bioturbación.

Los contactos entre las sucesiones verticales de facies pueden ser erosivos o abruptos, incluso aun en casos de similar granulometría (**Figura II.6.2**).

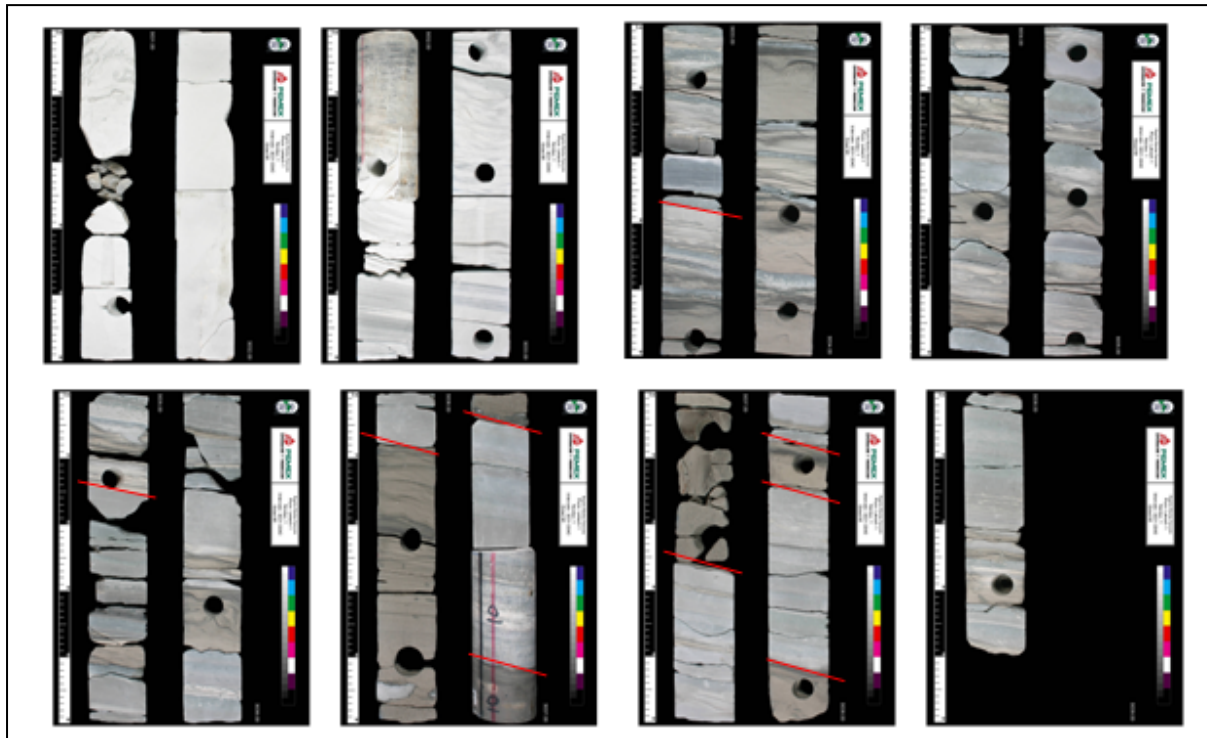
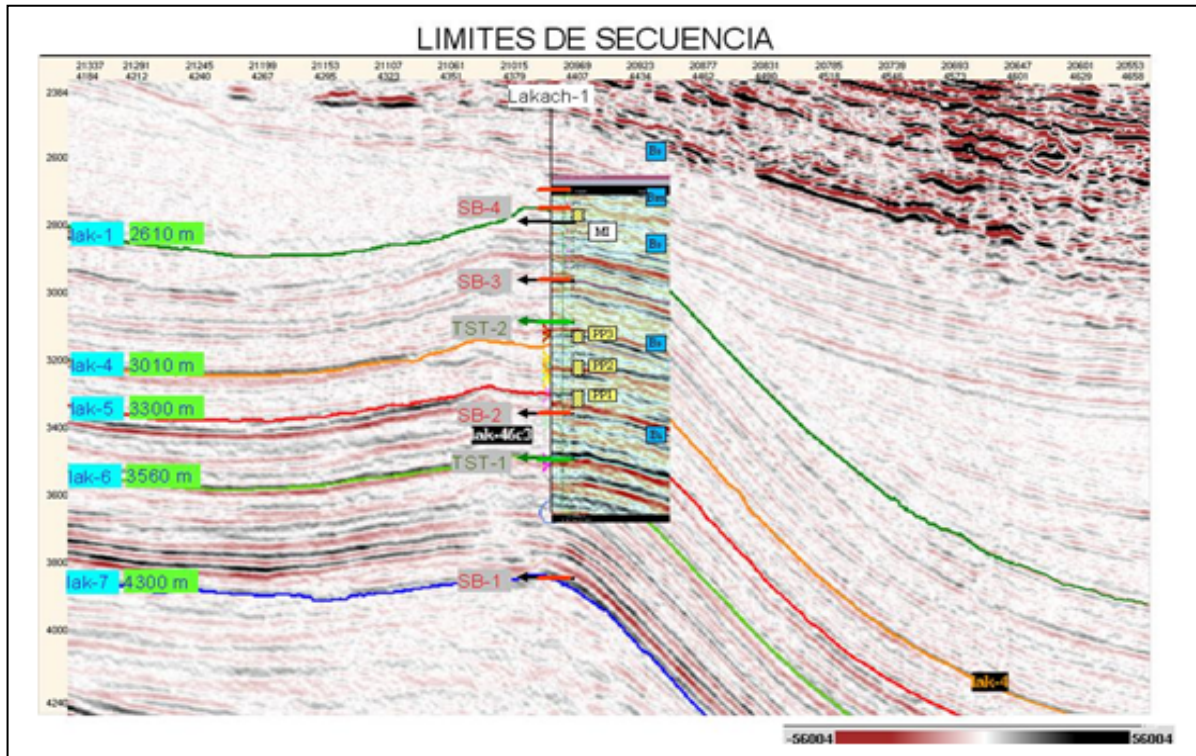


Figura II.6.2. Núcleo A, en el cual se observan estructuras de deformación, clastos “rip up”, bioturbación y contactos abruptos (en rojo).

En su conjunto, la sedimentación ha tenido variaciones que permiten inferir cambios relativos del nivel del mar, ya sea como consecuencia de un flujo mayor de sedimentos o por efectos de subsidencia de la cuenca. En función de la configuración de los reflectores y la variación del atributo sísmico de amplitud mínima, se establecieron cuatro límites de secuencia (SB) y dos niveles de sistema transgresivo (TST) como se muestra en la **Figura II.6.3**.

Los cuatro límites de secuencia (SB1, SB2, SB3 y SB4) y los dos niveles de sistemas transgresivos (TST1 y TST2), se compararon y ajustaron con los límites obtenidos por registros geofísicos. Los cuales previamente habían sido calibrados con datos bioestratigráficos, núcleos y muestras de canal.

A continuación se hace una descripción de cada uno de ellos:



Tomado de: CCIDY-AREM-RMSO

Figura II.6.3. Límites de secuencia definidos con la configuración de reflejos y características de los valores de amplitud sísmica mínima; calibrados con datos de pozo.

TST 1 – SB 1 (NP).- En el pozo L-1, solo la parte superior de esta superficie fue penetrada, el intervalo está constituido por aproximadamente 30 % de arena y 70 % de lutita; la sección sedimentaria presente en el núcleo H, corresponde al 18 % de la sección perforada de esta superficie. La sección presente en los núcleos consiste de facies heterolítica a escala de metros con intercalaciones de areniscas y lutitas; en una proporción de 51% a 49% respectivamente, con capas de espesor individual de 0.1m a 0.5m para las lutitas y de 0.1 a 0.7m para las areniscas.

SB 2 – TST 1.- Este sistema encadenado de bajo nivel (LST) está constituido por aproximadamente 40 % de arena y 60 % de lutita; ningún núcleo fue cortado en este sistema. De acuerdo al perfil de muestras de canal, la sección inferior está constituida principalmente por lutitas calcáreas,



ocasionalmente arenosas, generalmente bentónicas; mientras que la parte superior, está constituida por areniscas de granulometría fina a gruesa, con predominio de fina a media; conformando sucesiones progradantes de espesamiento al tope. Los resultados paleontológicos indican una escasez y/o ausencia de fauna fósil, ya sea, bentónica y/o planctónica, necesaria para definir la batimetría en la cual se depositaron las rocas yacimiento, solo una muestra dio resultados, indicando profundidades de Batial Superior a Batial Inferior. Las especies bentónicas presentes son: *Gyroidinoides altiformis*, *Oridorsalis variapertura*, *Melonis affinis* y *Trochamminoides sp*; la fauna se reporta como escasa. Litología representativa: Las secciones delgadas de muestras de canal observadas al microscopio petrográfico exhiben areniscas líticas.

TST 2 - SB2.- Este sistema encadenado de alto nivel (HST) está constituido por aproximadamente 55-60 % de arena y 45 % - 40 de lutita. De acuerdo al perfil de muestras de canal, la sección inferior está constituida principalmente por areniscas, 65-70 %, y en menor proporción por lutitas; mientras que la parte superior está constituida por areniscas de granulometría fina a gruesa, con predominio de fina a media; conformando sucesiones progradantes de espesamiento al tope. Las areniscas son frecuentemente de granulometría fina, con intervalos de granulometría media a gruesa y conglomerática.

II.6.1. Determinación de facies e interpretación ambiental

Se puede diferenciar en el núcleo H, una sola unidad sedimentaria interpretada como depósitos turbidíticos de la secuencia *Bouma* (**Figura II.6.1.1a**), caracterizada en el pozo L-1, por intercalaciones de areniscas de grano fino con lutitas en secuencias repetitivas de las facies C y D (**Figura II.6.1.1b**), interpretadas dentro de un ambiente de borde de canal (*levee*), combinado con facies de margen de canal, donde existen intercalaciones de areniscas y que de acuerdo a los datos de sedimentología y de paleontología se ubican en facies de talud superior.

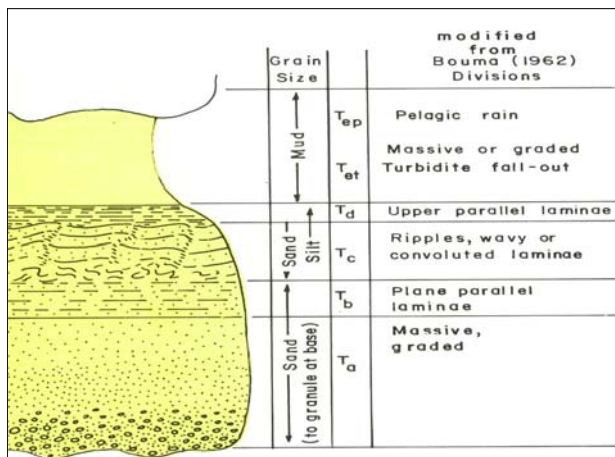


Figura II.6.1.1a. Secuencia Bouma.

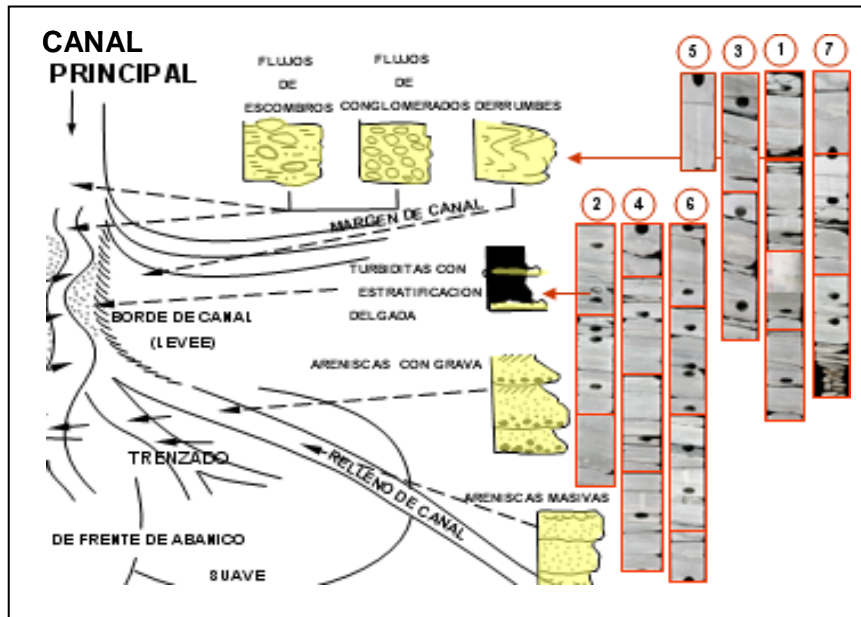


Figura II.6.1.1b. Fragmentos del núcleo H, en forma sucesiva donde se muestran las facies C y D de la secuencia Bouma, interpretadas dentro de un ambiente de borde de canal (levee), combinado con facies de margen de canal en el pozo L-1.

En lo que respecta a la interpretación ambiental, el primer paso fue determinar las facies con base en la granulometría, gradación y estructuras sedimentarias primarias, para esto se utilizó la nomenclatura propuesta por *Bouma* (1962) y *Ghibaudo* (1992), (**Tabla II.6.1.2** y **Tabla II.6.1.3**).

Facies A	Facies B	Facies C	Facies D	Facies E
<p>Conglomerados areniscas conglomeráticas y arenas de grano grueso.</p> <p>Espesores que varía, mayores de 1 m.</p> <p>Inicia con estructura de canal socavamiento y continúa estratificación gradada normal dentro de la granulometría gruesa tendiendo a masiva.</p> <p>Se asocia a flujos de escombros, flujos de granos y corrientes turbidíticas.</p>	<p>Arenas de grano medio a grueso con laminación paralela, llega a presentar estructuras de socavamiento e impresiones de pistas.</p> <p>Depósitos de flujos turbidíticos de régimen alto.</p>	<p>Arenas de grano medio a fino interestratificadas con lodos, principalmente limos.</p> <p>Presenta laminaciones convolutas rizaduras y estratificación ondulada.</p> <p>Depósito de flujo de licuefacción y turbidítico.</p>	<p>Arenas de grano fino estratificados con lodos laminaciones paralelas.</p> <p>Las arenas presentan estratificaciones gradada.</p>	<p>Estratos masivos de lodos siliciclásticos mas arcilla que limos, esporádicos estratos delgados de arenas muy finas.</p> <p>Pistas en la cima de la secuencia.</p>

FACIES BOUMA (1962), en Aguayo, J; 2006

Tabla II.6.1.2. Facies de Bouma (1962). Modificado de Aguayo, 2006.



FACIES	LITOFACIES	ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS
S	Arenas	m : masivo g : gradación q : estructuras de escape y laminación convoluta s : estratificación planar x : estratificación cruzada l : laminación planar t : estratificación fina r : rizaduras, laminación ondulada
SM	Arenas intercaladas con lutitas, con predominio de las arenas.	
MS	Lutitas intercaladas con arenas con predominio de las lutitas.	
TM	Alternancia de limos y lutitas con predominio de limos	
MT	Alternancia de lutitas y limos con predominio de lutitas.	
M	Lutitas	
MyS	Arenas lutíticas	
SyM	Lutitas arenosas	
MyG	Gravas lutíticas	
GyM	Lutitas con gravas	
GyS	Areniscas con cantos	
GS	Intercalaciones de areniscas y gravas.	
G	Gravas	

Tabla II.6.1.3. Facies de Ghibaudo (1992). Modificado de Aguayo (2006)

El segundo paso fue, con base en las facies determinadas, establecer las facies predominantes y determinar el ambiente de depósito para cada uno de los núcleos. Para determinar las facies, presentes en los núcleos del pozo L-1, se utilizó la nomenclatura propuesta por *Bouma* (1962), la cual define cinco facies con base en las estructuras sedimentarias presentes y *Ghibaudo* (1992) donde se integran los conceptos propuestos por *Mutti, Ricci – Lucchi, Normark* y *Pickering*, dando como resultado 13 facies y un número mayor de subfacies. En la nomenclatura de *Ghibaudo*, la letra en mayúscula indica la litología (facies) y las letras en minúscula las estructuras sedimentarias presentes (subfacies).

Los núcleos tienen facies similares y continuas, la diferencia radica en el predominio de ellas, ya que algunos predominan las facies arenosas (núcleo A a núcleo G) y en otros los sedimentos finos (núcleo H). Esto se puede observar en la **Tabla II.6.1.4** de distribución de facies.



NÚCLEO	FACIES BOUMA	FACIES GHIBAUDO	FACIES PREDOMINANTE	
			BOUMA	GHIBAUDO
A	B, C, D	S, SM, MS	C	SM, MS
B	A, B, C, D	GyS, S, SM, MS	D, B	MS, SM, S
C, D	B, C, D	S, SM, MS	C, B	SM, S
E	B, C	S, SM, MS	B, C	S, SM
F	A, B, C	GyS, S, SM	B, C	S, SM
G	A, B, C	G, S	C, B	S, G
H	C, D	S, SM, MS	D, C	MS, SM

Tabla II.6.1.4. Distribución de facies para los Núcleos del Pozo L-1.

Los resultados paleontológicos indican una escasez y/o ausencia de fauna fósil, ya sea, bentónica y/o planctónica, necesaria para definir la batimetría en la cual se depositaron las rocas yacimiento. Se observó bioturbación en el núcleo H, las icnofacies, aunque no fueron identificadas, indican períodos de calma en el sistema sedimentario; la actividad orgánica esta asociada principalmente a facies limolíticas y arcillosas, aunque también se observan en las facies arenosas de grano fino (**Figura II.6.1.5 y Figura II.6.1.6**).

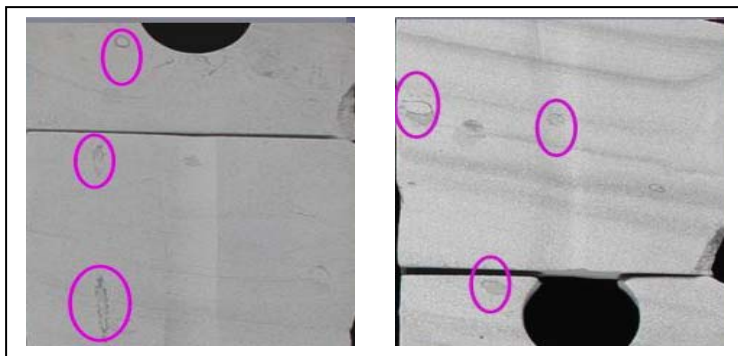


Figura II.6.1.5. Bioturbación observada con baja frecuencia en núcleo H.

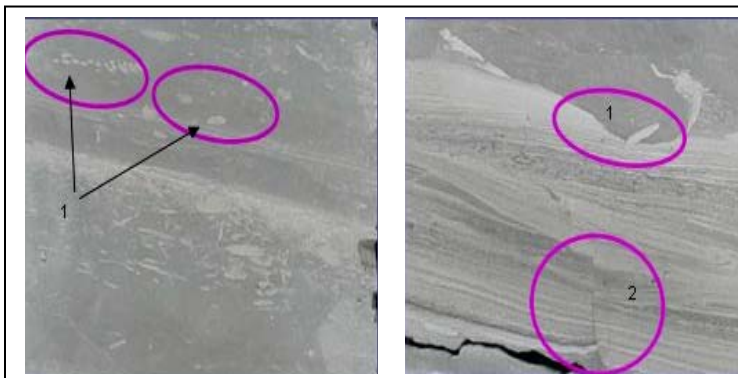


Figura II.6.1.6. Bioturbación (1) observada con baja frecuencia en núcleo H, contacto abrupto y microfalla (2).



Litología representativa: Los nueve metros de este núcleo, están constituidos por areniscas líticas, areniscas arcillosas calcáreas, arcillas tobáceas y limos arenosos. Las areniscas líticas identificadas están constituidas de granos finos a muy finos, angulosos, de pobre a moderada selección y soportadas por matriz. El cuarzo, junto con los fragmentos líticos representan hasta 60 % de los componentes granulares; el feldespato es componente minoritario, menos del 5 %; la matriz presente es del 20-30 % y está constituida por illita-mica, illita-esmectita y en menor proporción por clorita y caolinita; no presentan cemento.

II.6.2. Modelo sedimentario conceptual

Derivado del estudio de núcleos, muestras de canal, registros geofísicos, estratigrafía sísmica y reportes paleontológicos, se postula el modelo sedimentario conceptual para el Mioceno Inferior del área en estudio, el cual se encuentra ubicado dentro de las facies de desborde de canales proximales y margen de canal (*levee-channels*), en depósitos turbidíticos de Talud Superior correspondientes a un ambiente Batial Superior (**Figura II.6.1.7**).

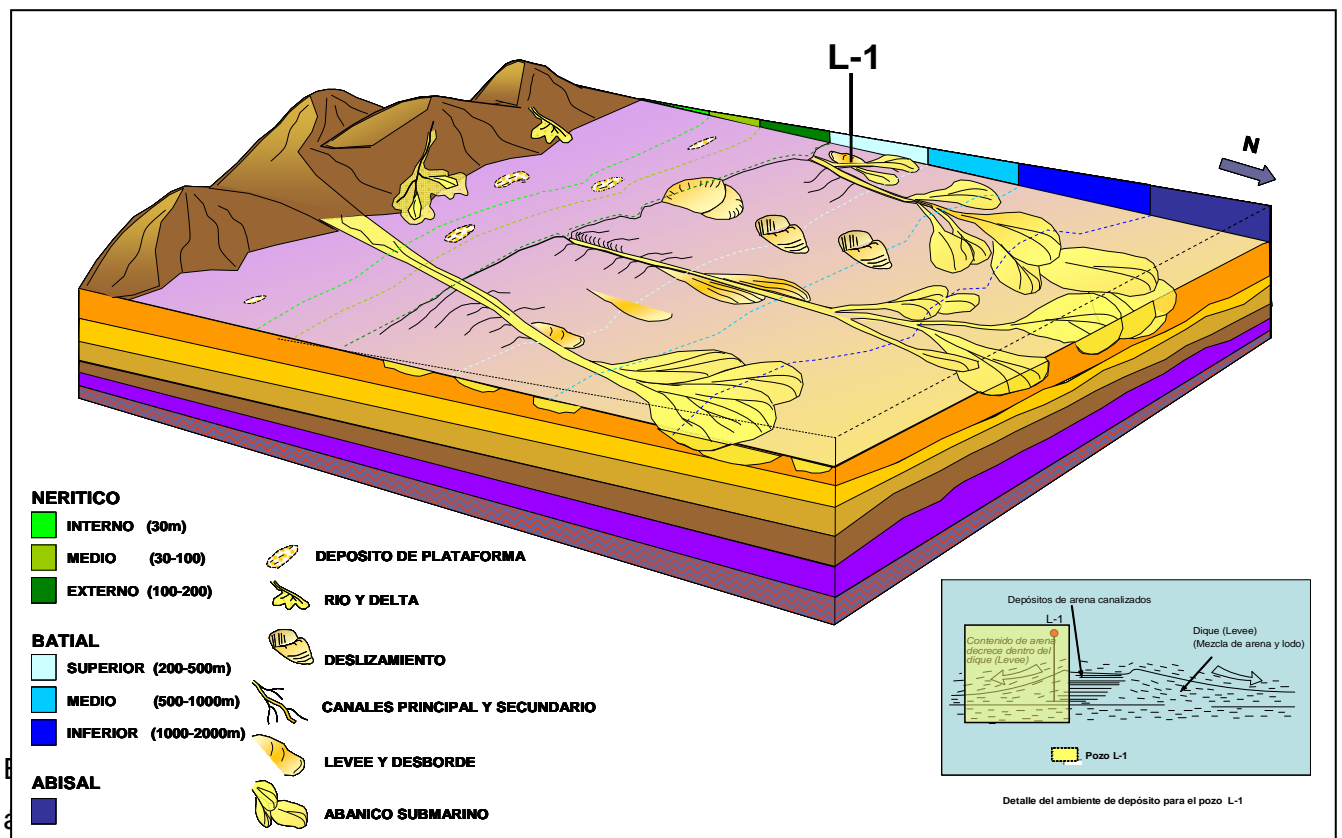
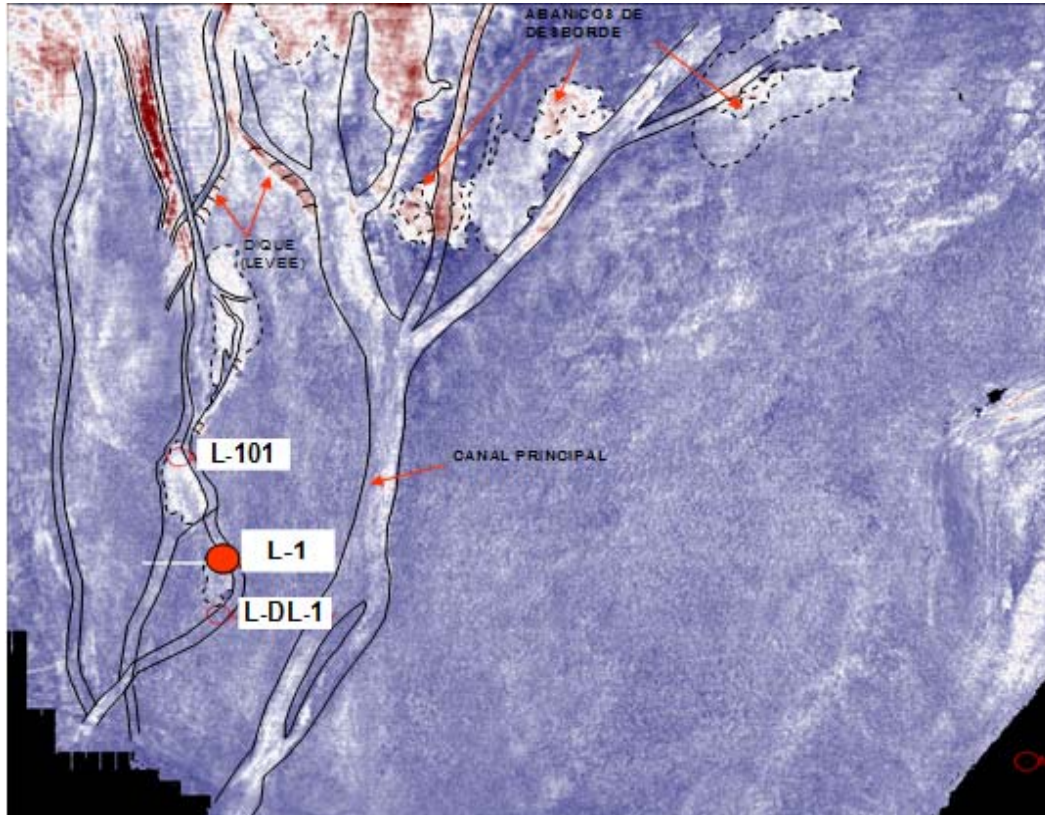


Figura II.6.1.7. Modelo sedimentario conceptual del Mioceno Inferior del pozo L-1.

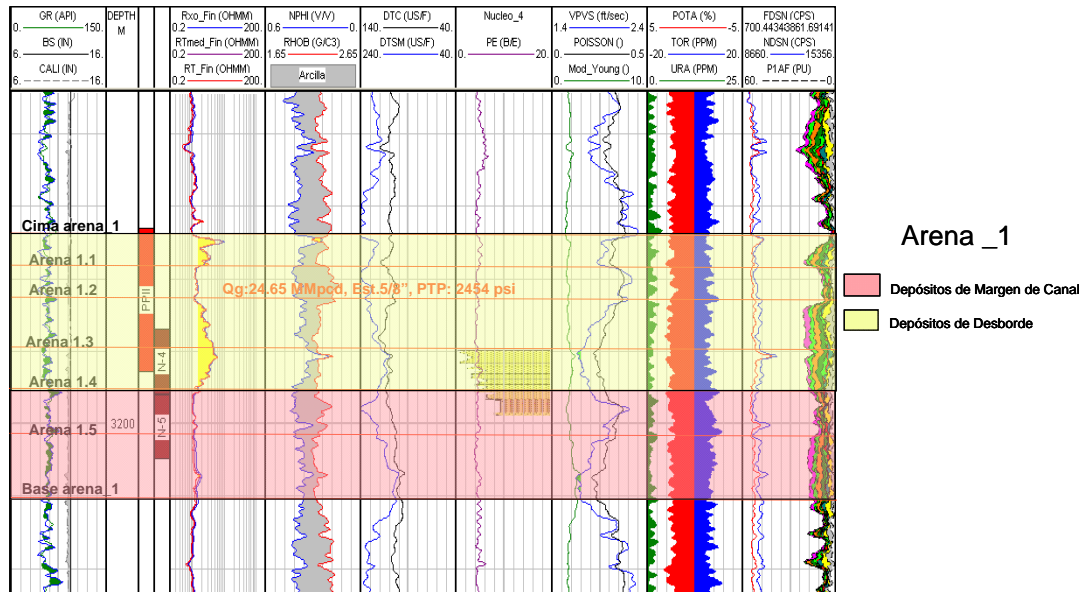
asociarse a una zona de desborde del canal que da origen a los depósitos arenosos que se cortaron en el pozo L-1.



Tomado de: CCIDY-AREM-RMSO

Figura II.6.1.8. Trayectoria de canales y zonas de desborde interpretadas con el atributo de amplitud mínima.

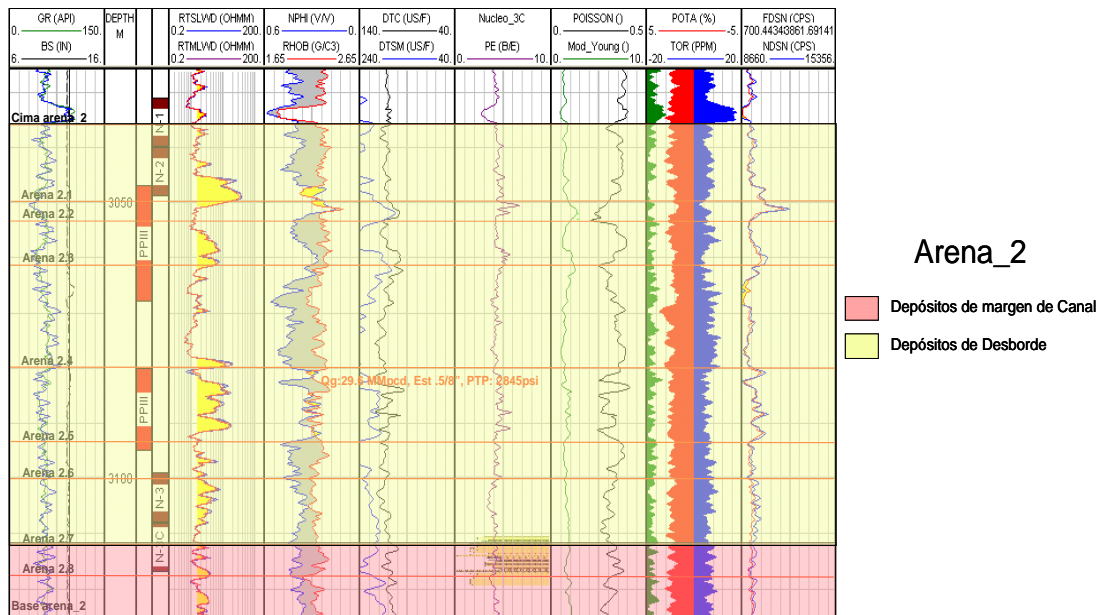
Con base en el estudio de las estructuras sedimentarias de los núcleos E y F y al comportamiento y patrones de los registros (*log-facies*), se interpreta que para la unidad de roca denominada Arena_1 ó Yacimiento 1, mediante la prueba de producción, el ambiente de depósito corresponde a depósitos de desborde de canal (parte superior) y depósitos de margen de canal (parte inferior), como se muestra en la **Figura II.6.1.9.**



Tomado de: CCIDY-AREM-RMSO

Figura II.6.1.9. Ambiente de depósito para la Arena_1.

De igual forma, con el análisis de los núcleos A, B, C y D, y con la respuesta y patrones de los registros geofísicos (*log-facies*), se definió el ambiente de depósito para la unidad de roca Arena_2 ó Yacimiento 2, mediante otra prueba de producción, correspondiendo la parte superior a depósitos de desborde y la parte inferior a depósitos de margen de canal (Figura II.6.1.10).



Tomado de: CCIDY-AREM-RMSO

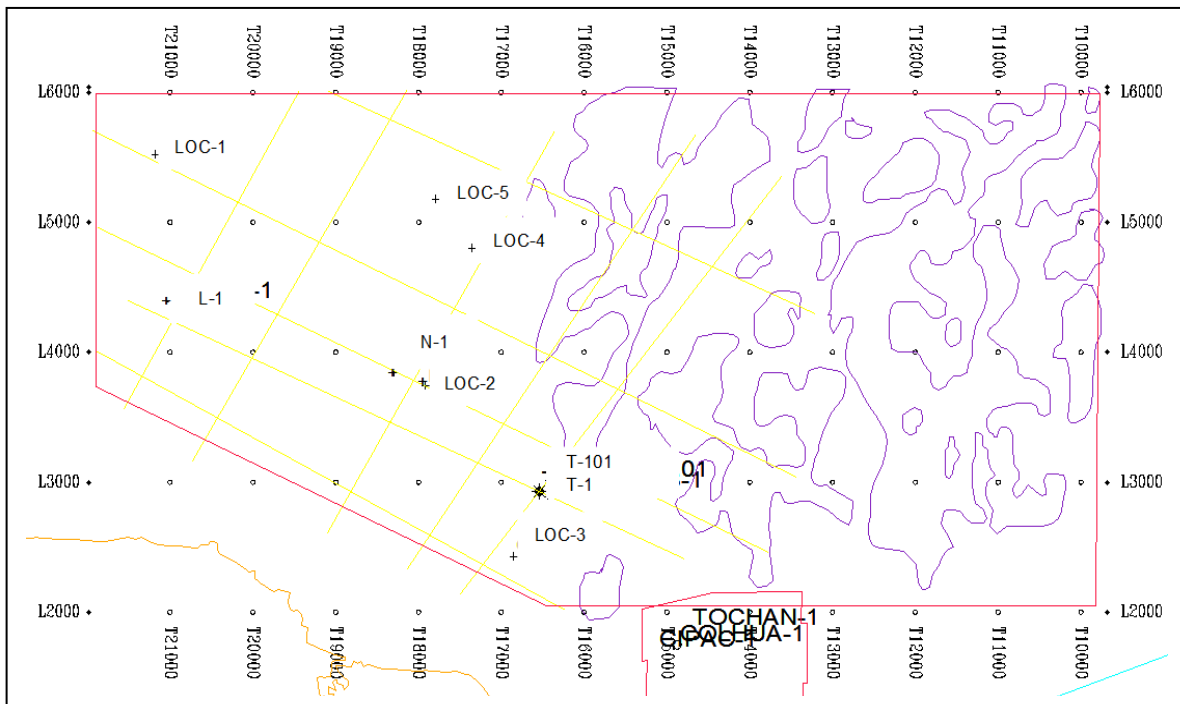
Figura II.6.1.10. Ambiente de depósito para la Arena_2.



III. INTERPRETACIÓN SISMOLÓGICA

III. 1. Interpretación sísmico-estructural

La interpretación sísmica se realizó inicialmente, con la programación y trazado de 10 secciones regionales orientadas NW-SE y NE-SW en el área occidental de bloque sísmico tridimensional adquirido en el área de estudio (**Figura III.1.1**), con el objetivo de armar una malla de correlación sísmo-estratigráfica de secuencias y la interpretación sísmica estructural, que permita establecer el marco estructural y estratigráfico de los plays terciarios de esta parte del cubo sísmico. Las secciones fueron orientadas con base en la configuración estructural y la disposición de los sistemas de depósito presentes en el área de estudio.



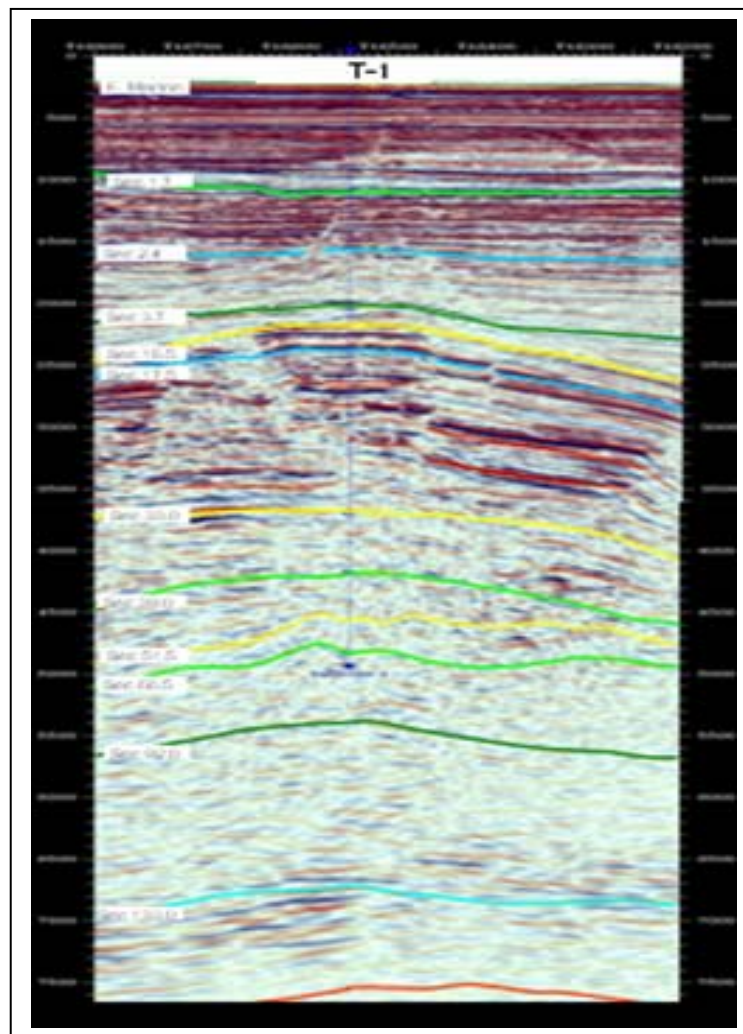
Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura III.1.1. Mapa base del cubo sísmico investigado mostrando la presencia de sal hacia la porción oriental.



La información sísmica que se utilizó fue la versión preliminar migración postapilamiento en tiempo del *fast track* del cubo sísmico mencionado, cuya calidad se consideró de regular a buena hasta los 11 segundos de grabación en la porción occidental y de regular a mala calidad, en la región oriental del cubo, por la presencia de cuerpos de sal alóctona.

Las secuencias sísmicas identificadas y correlacionadas del Terciario y la entrada del Cretácico, se calibraron y ajustaron con la bioestratigrafía y gráfica T-Z del pozo T-1 (**Figura III.1.2**), mientras que las secuencias mas profundas dentro del Cretácico-Jurásico y la probable cima del basamento, fueron calibradas con la correlación de la columna mesozoica de los pozos Baha-1 y Trident-1, a través de las líneas sísmicas 2D del Golfo Profundo.

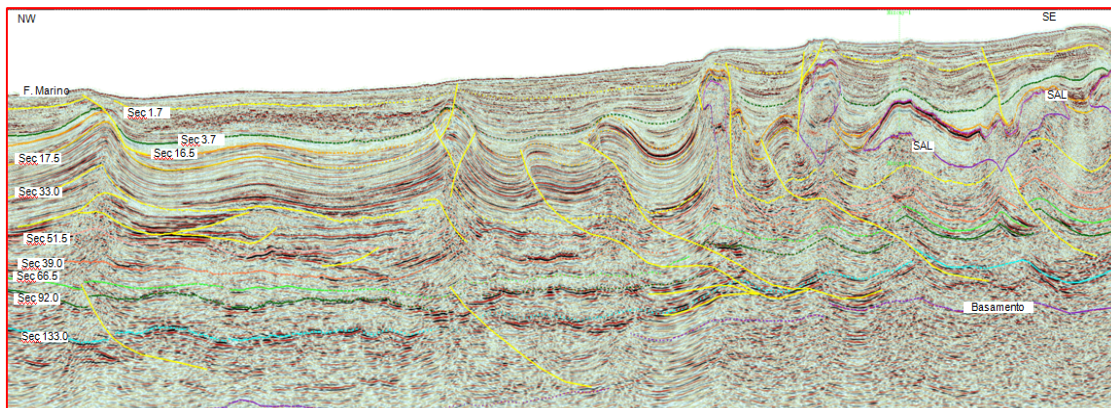


Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura III.1.2. Paquetes sísmicos calibrados con la secuencias del pozo T-1.



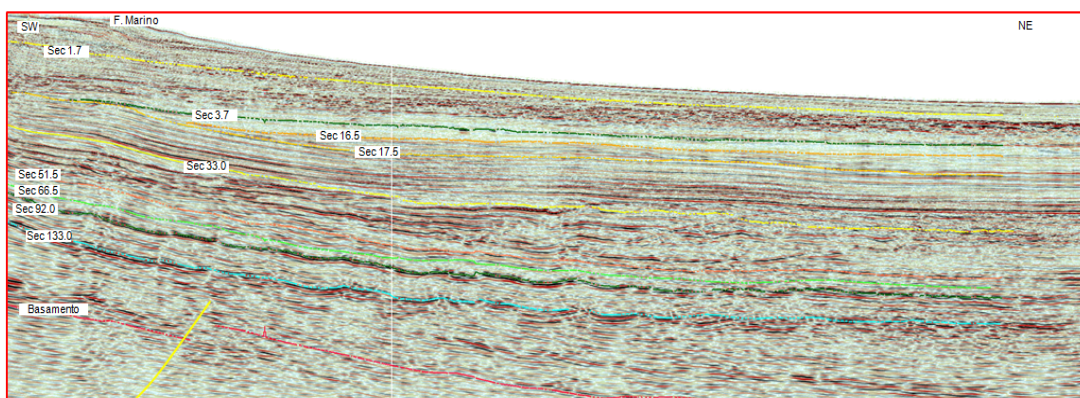
En las secciones sísmicas regionales orientados NW-SE que fueron interpretadas, se tiene una mejor visualización del comportamiento estructural de las secuencias sísmicas debido al arreglo estructural que tiene el área de estudio; en el sector centro-suroeste del área, se observan estructuras anticlinales y fallas inversas asociadas, así como, cuerpos de sal alóctona que corresponden a la provincia de la Cuenca Salina del Istmo (**Figura III.1.3**). Hacia la parte noroeste, aparecen también estructuras anticlinales que presentan un despegue en el Terciario.



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura III.1.3. Sección sísmica regional NW-SE, donde se observa el tipo de estructuración de las secuencias sísmicas y la tectónica salina.

En cambio, en las secciones sísmica orientadas NE-SW y perpendiculares a las antes mencionadas, podemos observar y diferenciar claramente la sucesión estratigráfica de las secuencias sísmicas y sus límites estratigráficos, así como las geometrías de los sistemas de depósito del Terciario principalmente (**Figura III.1.4**).



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura III.1.4. Sección sísmica regional NE-SW, donde se observa la estratigrafía y los sistemas de depósito del área



En general, en el área se observan discordancias asociadas a tectonismo y sedimentación. Se identificaron y correlacionaron 11 horizontes sísmicos en las 10 secciones regionales principales y para configurar las superficies estructurales de los mismos, se correlacionaron a través de una malla de 250 líneas y 250 trazas del cubo sísmico, a excepción de la cima de la sal que se correlacionó a una malla de 100 x 100, con el fin de delimitar las áreas afectadas por la sal.

Regionalmente en la ventana de 0 a 3.0 segundos tenemos paquetes de reflectores sísmicos de alta frecuencia, subparalelos a paralelos, semicontinuos, en partes caóticos y de amplitud moderada, estos reflectores son correlacionables y corresponden a sedimentos de la secuencia 3.7 Ma al reciente-fondo marino.

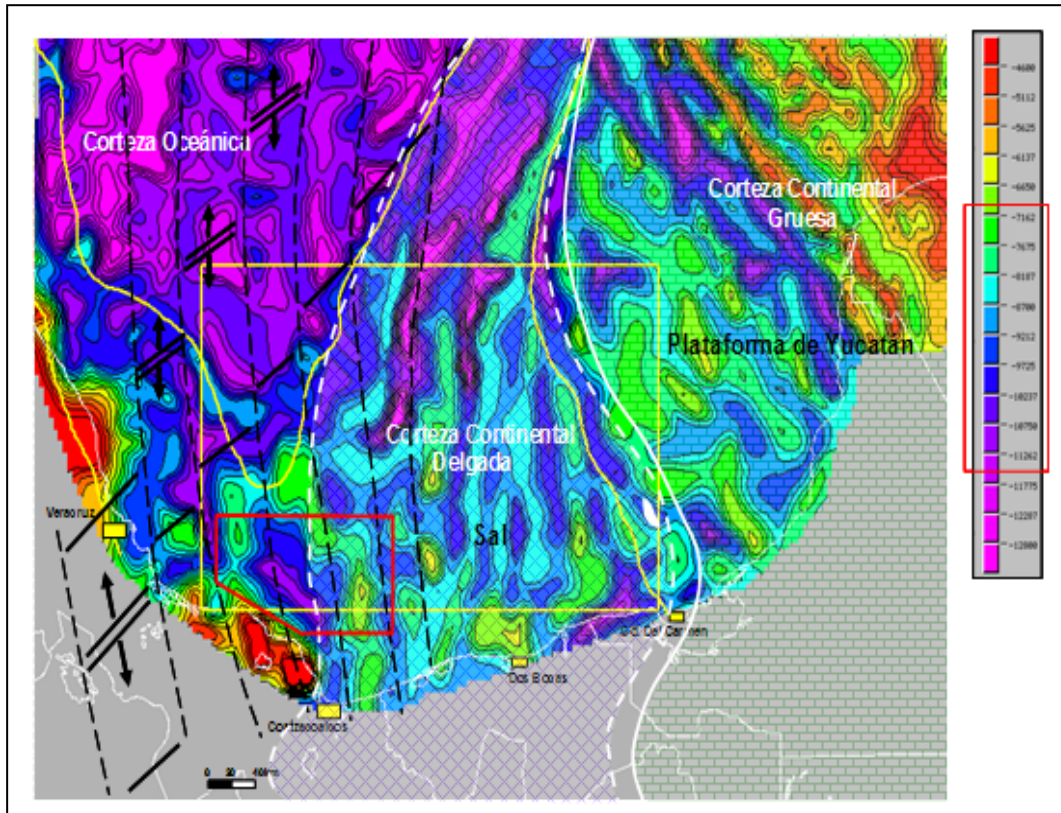
Dentro de la ventana de 3.5 a 5.5 segundos tenemos las secuencias de la 51.5 a la 16.5 Ma y está compuesta de reflectores sísmicos paralelos, continuos, de alta amplitud y bien correlacionables, con intercalaciones de pequeños paquetes sísmicos de baja amplitud.

Para la ventana inferior de 7.0 a 11.0 segundos se tienen paquetes sísmicos de baja amplitud, subparalelos y semicontinuos, divididos por reflectores continuos de fuerte amplitud de paralelos a subparalelos, que van, desde la probable cima del basamento, a la cima de la secuencia 66.5 Ma.

III.1.1. Basamento magnético

Para definir la geometría y profundidad de la cuenca en el área de estudio, se integró el mapa de la configuración del basamento magnético, obtenido a partir de modelado de perfiles magnéticos 2D, de información de métodos potenciales.

De acuerdo con el mapa (**Figura III.1.1.1**) y con base en el análisis estructural, se diferenciaron dos zonas, que se asociaron a tipos de cortezas; la porción norte occidental, que presenta profundidades del basamento de más de 9,000 metros, se considera que corresponde a la corteza oceánica y la porción centro-oriental se diferenció como corteza continental, la cual a su vez, se subdividió en gruesa y delgada por las diferencias de elevación del basamento.



Tomado de: CCSP-AREM-RMSO

Figura III.1.1.1. Configuración del basamento magnético en profundidad.

Por otro lado, el mapa de configuración estructural, muestra un patrón geométrico de alineamientos orientados casi norte-sur, que se consideran, corresponden a las fallas transformantes asociadas a la fase de apertura del Golfo de México, que generó el emplazamiento y formación de la corteza oceánica. De acuerdo con el mapa, el basamento en el área de estudio oscila entre 7 y 11 km.

III.1.2. Adquisición y procesado de datos

Adquisición. Durante la adquisición sísmica, se aplicaron procedimientos y equipos que permitieron garantizar la calidad del levantamiento tridimensional, como el que se describe a continuación: En este levantamiento, el posicionamiento del barco se hizo con el sistema GPS diferencial, mientras que los cables y cañones de aire por sistemas de red acústicos, y sus controles de calidad, están basados en los indicadores de calidad DGPS recomendados por el comité de la Sociedad de Exploración de Geofísica (SEG) junto con los estándares de UKOOA (*United Kingdom Offshore*

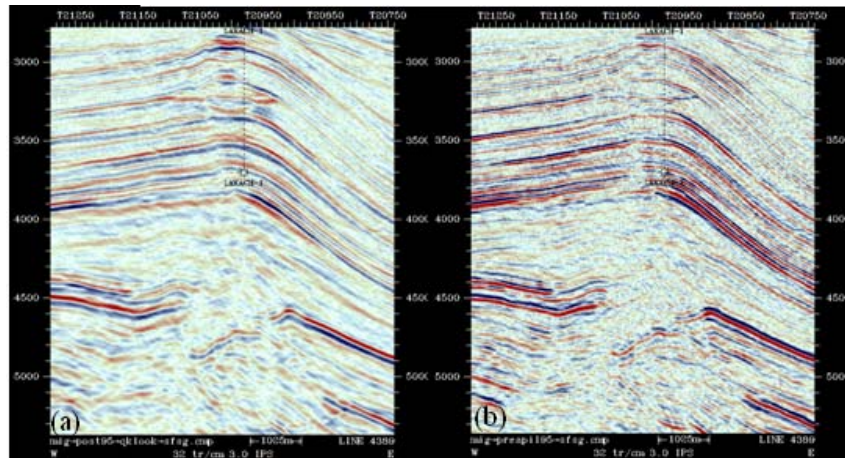


Operators Association), en donde la descripción y confiabilidad del arreglo son desplegados como una elipse de error y errores marginales perceptibles, cuya precisión de error fue menor de 3 metros, todo esto es llevado a cabo en tiempo real.

Así mismo, el monitoreo de los niveles de ruido durante la adquisición, permitió no solo detectarlos, sino también atenuarlos y en algunos casos eliminarlos; lo que hizo posible que se obtuvieran apilados en bruto (*brute stack*) de mejor calidad. Todos los procedimientos de control de calidad aplicados durante la adquisición tanto para los sistemas de navegación como de procesamiento a bordo en tiempo real, basan su filosofía en la verificación de la integridad de los datos, que consiste en un algoritmo de detección de fallas, rechazar cualquier anomalía y la corrección de los datos; esto permitió que la información sísmica fuera consistente con los estándares técnicos de la SEG (*Society of Exploration Geophysicists*) de calidad sísmica.

Procesado (PSTM). Durante la adquisición sísmica, se llevó a cabo un procesado de campo que abarcó desde un pre-apilado hasta una migración post-apilado; sin embargo, para los estudios de caracterización es necesario aplicar secuencias de proceso más robustas que ayuden a definir mejor las características geológicas de los yacimientos.

De tal forma que, para poder lograr la identificación de las estructuras almacenadoras de hidrocarburos así como la definición de fallas y continuidad de horizontes en el campo en estudio, fue necesario llevar a cabo la aplicación de una secuencia de proceso que permitiera la preservación de las amplitudes y conservara *gathers* en tiempo acondicionados para su posterior análisis en AVO; para ello se aplicó la secuencia de proceso de migración pre-apilado en tiempo (PSTM), la cual considera un campo denso de velocidades después de migración PSTM, un reordenamiento en grupos de CDP, la aplicación de la corrección dinámica (NMO) con velocidades residuales, *gathers* finales corregidos. La información resultante de este reproceso que se utilizó, en este estudio consiste de un apilado final sin filtro y sin ganancia, como se ve en la **Figura III.1.2.1**, en la que se muestran las dos versiones POSTM y PSTM, en la versión PSTM se puede ver que hay una mejora considerable, ya que existe una mejor continuidad de los eventos y mejor definición de fallas, aunque hay una disminución de amplitudes en comparación con el volumen de POSTM.



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura III.1.2.1.- Línea sísmica 4389 W-E que pasa por el pozo L-1. (a) Volumen POSTM con bajas frecuencias y menor continuidad.; (b) Volumen PSTM con mayor contenido de frecuencias.

Procesado Especial (AVO). El estudio de AVO se realizó, dado que se habían identificado en el área, anomalías de amplitud como indicadores directos de hidrocarburos (IDH) en el procesamiento con migración postapilamiento (POSTM) realizado en el año 2004. El área estudiada corresponde a un subvolumen de aproximadamente 100 Km² del cubo sísmico con migración preapilamiento en tiempo (PSTM). La secuencia de proceso que se aplicó para obtener el Apilado total AVO, consistió de una migración preapilamiento *kirchhoff*, un picado denso de velocidades, un análisis residual de velocidades de migración, *mute* y la aplicación de un filtro *radon*, para así obtener un Apilado Total AVO por *offsets* a partir de *gathers* PSTM.

Durante la correlación de horizontes y fallas en los subvolumenes PSTM y Apilado Total AVO, se logró definir con claridad las fallas en el PSTM, tanto a nivel de líneas y trazas, como a través del atributo de coherencia, tal como podemos ver en la **Figura III.1.2.2**, en donde, en sección horizontal del subvolumen PSTM y a un tiempo de 3200 ms, se definen con claridad, una serie de fallas a lo largo del campo en estudio; las cuales no resultan tan evidentes en el subvolumen de AVO, particularmente la falla marcada con la elipse de color rojo que en la coherencia de AVO no aparece; así mismo en la sección sísmica 4394 de ambos subvolumenes (**Figura III.1.2.3**) se puede observar que la diferencia más fuerte, radica en la amplitud de los eventos sísmicos, de ahí que, el subvolumen de AVO resultara importante para la extracción de anomalías de amplitud en el campo en estudio.

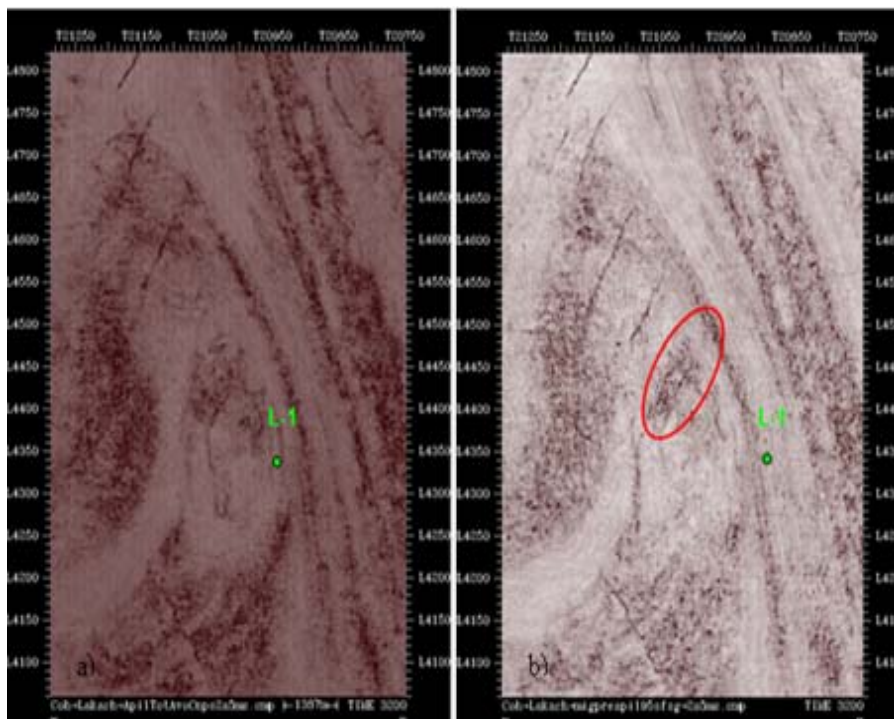


Figura III.1.2.2.- Atributo de Coherencia en Sección horizontal a un tiempo de 3200 ms. (a) SubVolumen AVO de coherencia en la definición de fallas; (b) SubVolumen PSTM con mejor definición de fallas a lo largo del campo.

Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

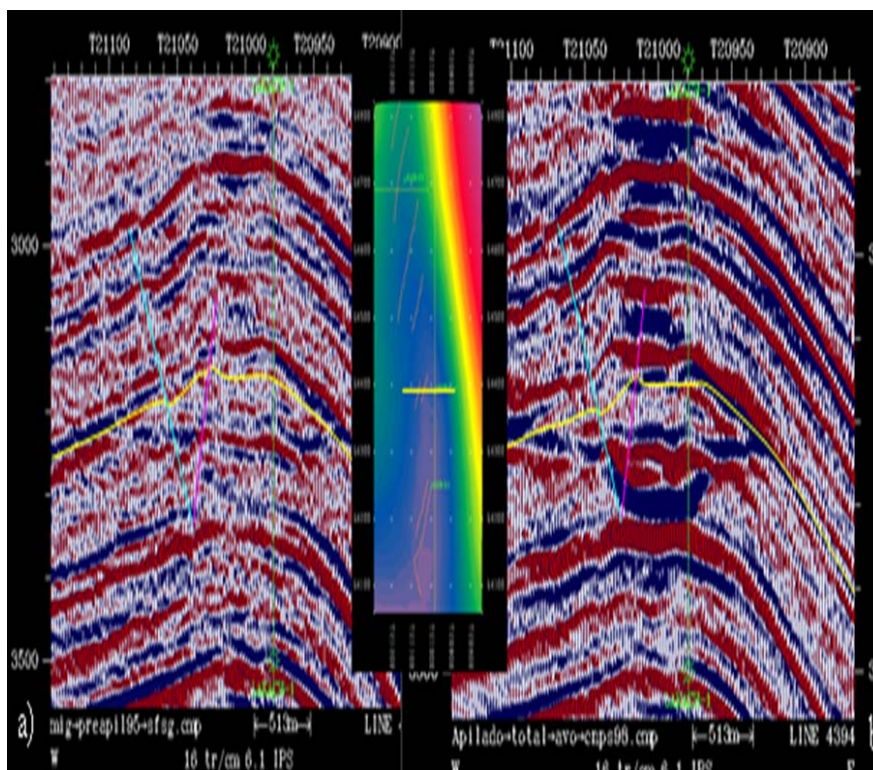


Figura III.1.2.3.- Sección sísmica inline 4394 en ambos subvolumenes. (a) SubVolumen PSTM con horizonte y fallas bien definidos pero con baja amplitud; (b) SubVolumen AVO con horizonte y fallas definidos y una amplitud alta.

Tomado de CCIDY-AREM-RMSO



Resolución sísmica vertical. La resolución vertical de la información sísmica en un intervalo geológico, está regido por la longitud de la onda dominante en dicho intervalo. Esta longitud de onda (λ), se calcula empíricamente mediante los datos de velocidad de propagación de las ondas compresionales (V), y la frecuencia central de dichas ondas (f), mediante la ecuación:

$$\lambda = V/f,$$

Considerando como resolución vertical la cuarta parte de dicha longitud de onda ($\lambda/4$).

Como el pozo L-1 presenta dos intervalos productores, en ambos se midieron los valores extremos máximo, mínimo y central (promedio) del tiempo de transito del registro sónico (DT), con los cuales, se estimaron las correspondientes velocidades intervállicas. Igualmente en una ventana en tiempo sísmico que cubre ambos intervalos productores (2900 a 3600 ms) se extrajo un espectro de frecuencias. Como se puede observar en la **Figura III.1.2.4**, los valores DT (en us/pies) estimados para la arena 2 (PP3) fueron: 124 máximo, 110 mínimo y 118 promedio y su equivalencia en velocidad de intervalo es 2458, 2771 y 2583 m/s. Para la arena 1 (PP2), fueron 116 máximo, 100 mínimo y 112 promedio, y su equivalencia en velocidades intervállicas es 2627, 3048 y 2721 m/s. La velocidad intervállica promedio entre ambas arenas resulta de 2652 m/s.

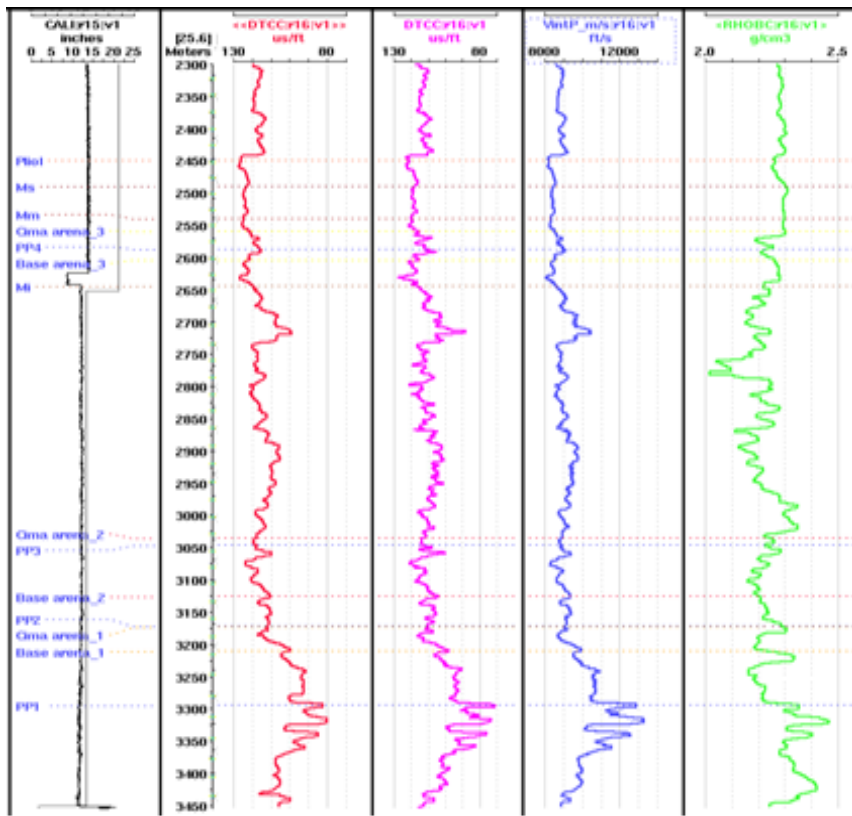
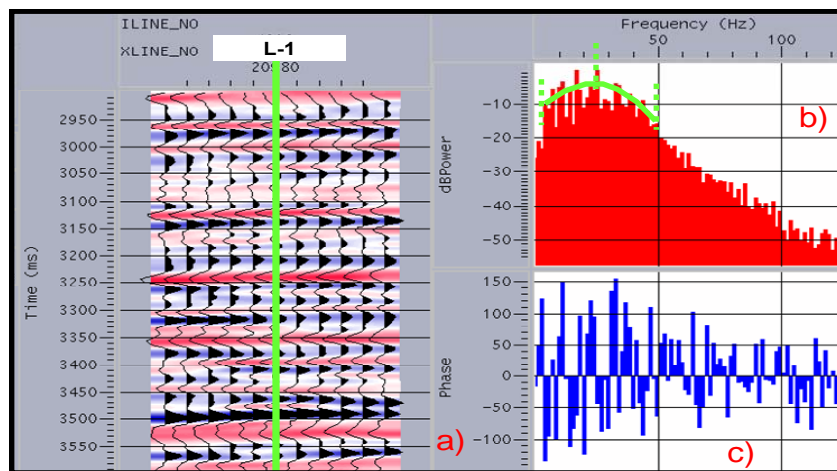


Figura III.1.2.4- Detalle de los curvas DT y Rhob, con la relación Tiempo-profundidad, en el Intervalo que incluye las dos arenas yacimientos. Con la curva DT se estimaron los valores extremos (mínimo y máximo) y central de velocidades intervállicas.



En el espectro de frecuencias mostrado en la **Figura III.1.2.5**, se puede inferir valores extremos entre 6 y 50 Hz con un valor central de 25 Hz. Usando los valores extremos, tanto de velocidades interválicas como de las frecuencias, se obtienen resoluciones verticales entre 12 y 127 m. Sin embargo, la resolución estimada con la frecuencia dominante (25 Hz) y velocidad interválica de 2652 m/s corresponde a aproximadamente 26.5 m. Por lo que se considera que esta es la resolución vertical en ambos yacimientos.

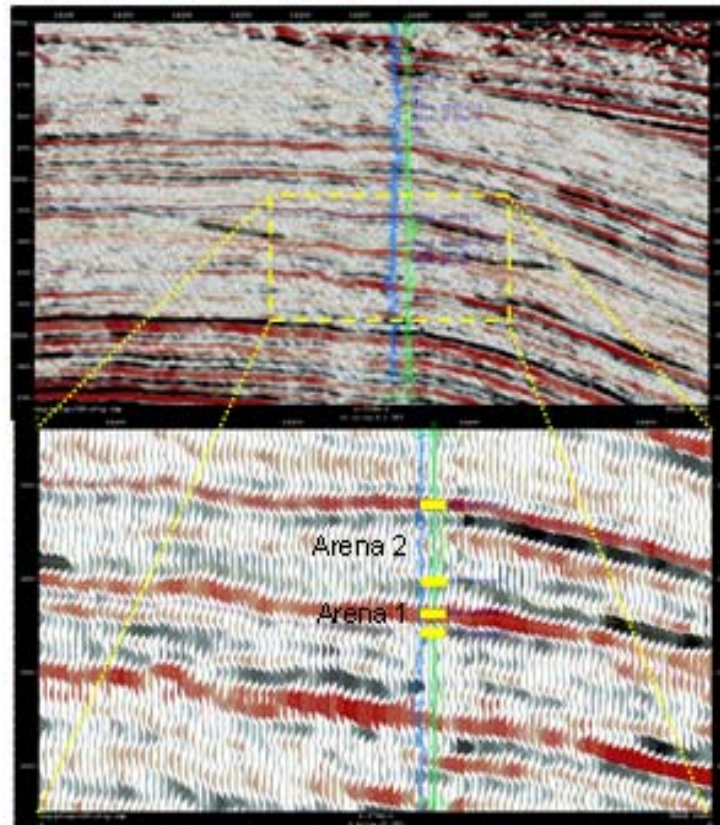


Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura III.1.2.5. Análisis espectral alrededor del pozo L-1: a) ventana de tiempo en la Inline, b) espectro de frecuencias y c) espectro de fases.

III.1.3. Correlación sísmica-geológica

La interpretación se inició a partir de las marcas establecidas para los dos intervalos de arenas productoras del pozo L-1, identificadas en la columna estratigráfica del sistema *OpenWorks* como: Cima arena_1, Base arena_1, Cima arena_2 y Base arena_2, y aplicando la TZ y el sismograma sintético construido en este pozo se ubicaron cada uno de los reflectores sísmicos que mostraran la mejor correlación visual con el sismograma sintético. Considerando la condición de arenas saturadas por gas, las marcas a la cima de las arenas productoras corresponden a reflectores de polaridad negativa o mínimo (según convención americana) debido al cambio hacia intervalos de menor velocidad y de menor impedancia acústica. Sobre esa premisa se realizó la interpretación sísmica (**Figura III.1.3.1**). Para el caso de las bases de los yacimientos, se realizó el mismo criterio pero en los reflectores de polaridad positiva (picos), se ubicaron muy cerca a dichas marcas geológicas.



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura III.1.3.1. Sección sísmica a través del pozo L-1 mostrando la correlación entre reflectores sísmicos y las cimas y bases de las arenas productoras. Las cimas coinciden con polaridad negativa y las bases con polaridad positiva.

La interpretación de los horizontes sísmicos de las arenas productoras se efectuó línea a línea de igual modo para las trazas (18.75 y 12.5 mts. respectivamente) y posteriormente, se efectuó un filtrado de suavizamiento para obtener la superficie de cada horizonte sísmico, Cima arena_1, Base arena_1, Cima arena_2 y Base arena_2. Con los horizontes interpretados, posteriormente se extrajeron atributos sísmicos, tales como, distribución de valores máximos de amplitud entre cima y base de la superficie del punto plano (*flat spot*) de la arena 2 y en una ventana de +/-12 ms respecto a la cima de la arena 1. Igualmente los horizontes interpretados se utilizaron para la conversión a profundidad y la configuración estructural de dichos niveles.



Cabe aclarar que el picado de horizontes originalmente se realizó en cubo de trazas de la versión de migración pre-apilado en tiempo (*pre-stack time migration* o PSTM) y posterior por razones de uniformizar la fuente para la extracción de atributos, se realizó un repicado en el cubo de trazas de la versión del apilado total de AVO procesado aplicado en una área de 100 Km² que cubre la estructura en estudio, y con el cubo de trazas de AVO se extrajeron los atributos finales de este estudio

Con el fin de resaltar los valores de amplitudes medias y altas obtenidas mediante la extracción de atributos a los datos originales, se aplicó un ajuste normalizando los valores extremos, dándole un valor de corte de -25000 a 2000 para las amplitudes de la arena 2 y de -27000 a 2000 para la arena 1, creándose de esta manera, nuevos horizontes de atributos ajustados a cortes (*cutoff*) de dichas amplitudes.

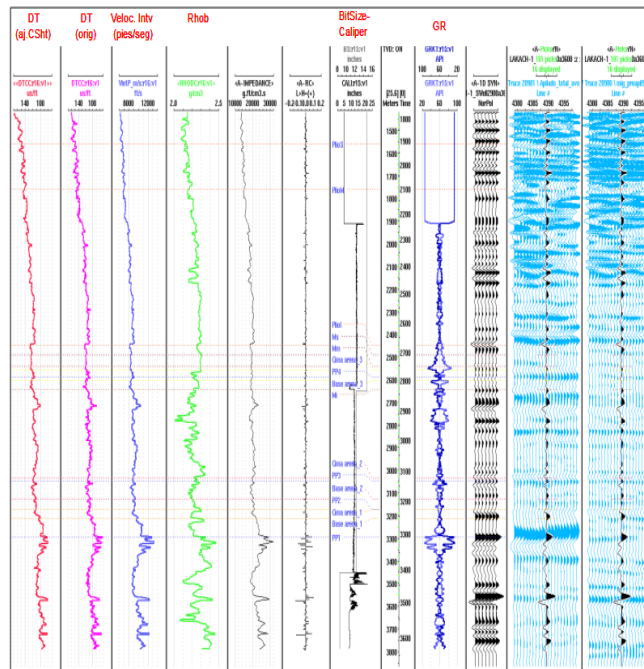
III.1.4. Sismograma sintético

Para establecer la correlación de los reflectores sísmicos en el área estudiada correspondiente a cimas geológicas, así como la cima y base de las arenas productoras calibradas en el pozo L-1, se construyó el sismograma sintético.

Para su generación se uso el programa *Syntool* utilizando como datos de entrada, las curvas de:

- Tiempo de transito de onda compresional (DT) del registro sónico corregido,
- Densidad (Rhob) y
- Datos tiempo-profundidad (T-Z) obtenida a partir de un perfil sísmico vertical (VSP).

En la **Figura III.1.3.2** se muestran los resultados finales obtenidos con la construcción de dicho sismograma sintético.



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura III.1.3.2. Sismograma sintético mostrando las curvas DT, Rhob, GR y Caliper.

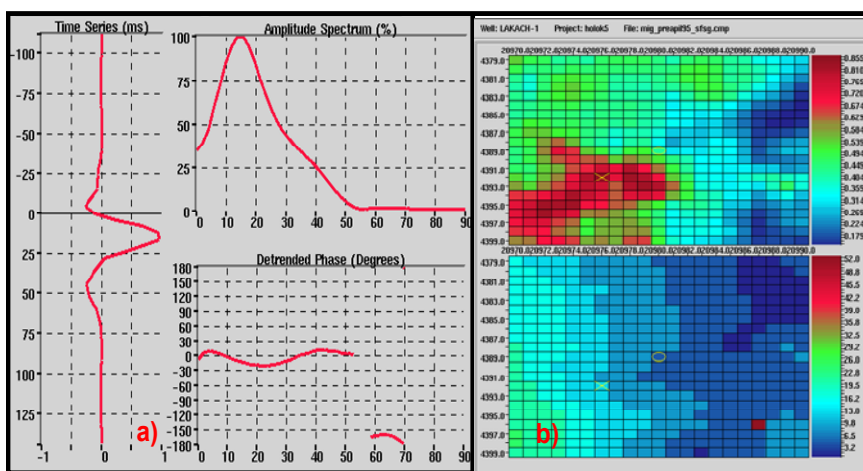
Las curvas de DT y Rhob fueron suavizados mediante filtros basados en la técnica de la mediana estadística, que permitió reducir en lo mejor posible, las deflexiones abruptas y aleatorias (picos) en ambas curvas, las cuales impactan la curva de impedancia acústica ($DT \times Rhob$), la serie de reflectividad (coeficientes de reflexión) y finalmente el número de reflexiones en el sismograma sintético.

La ventana de dicho filtro fue de 101 muestras en cada curva. En la etapa inicial de la construcción del sismograma sintético, se utilizó una ondícula teórica trapezoidal tipo pasabanda con nodos de frecuencias 8-14-40-60 Hz, con la cual se obtuvo una correlación, sismograma sintético-traza sísmica, bastante aceptable, sin necesidad de realizar ajuste de la curva T-Z. Posteriormente y utilizando la misma T-Z se aplicó el programa *SeisWell* para extraer la ondícula en un subvolumen sísmico de 100 trazas sísmicas alrededor del pozo.

En la **Figura III.1.3.3 a**, se muestra tanto, la forma de la ondícula obtenida como su espectro de frecuencias y de fases, destacándose un lóbulo principal con frecuencias entre 6 a 50 Hz. El defasamiento es variable con valor promedio cercano a -2 grados.



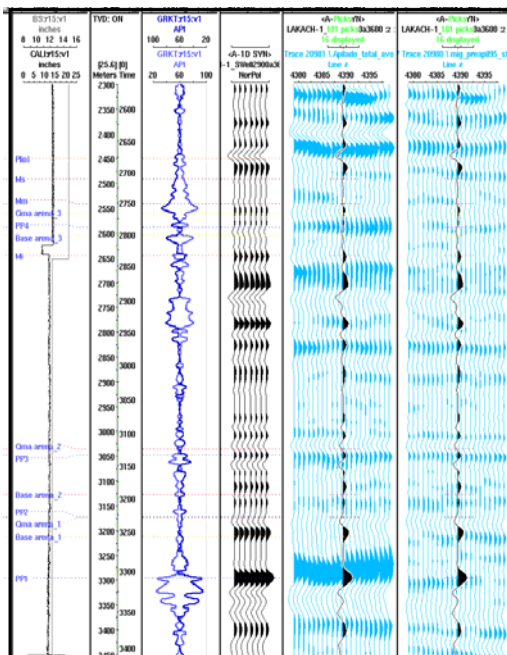
La correlación entre la traza sintética creada usando dicha ondícula con cada traza del subvolumen se ilustra en la **Figura III.1.3.3 b**, en la cual, la posición del pozo (marcada con una elipse) obtuvo un mediano coeficiente de correlación cercano al 0.63.



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura III.1.3.3.- Espectro de frecuencias y fases de ondícula extraída en el pozo L-1 (a), alrededor Mapa de coeficientes de correlación entre sismograma sintético y (b) las 100 trazas sísmicas circundantes a dicho pozo.

La **Figura III.1.3.4** contiene un detalle (close up) del sismograma sintético usando dicha ondícula y se muestra la concordancia visual entre la traza sintética y las trazas sísmicas circundantes al pozo.

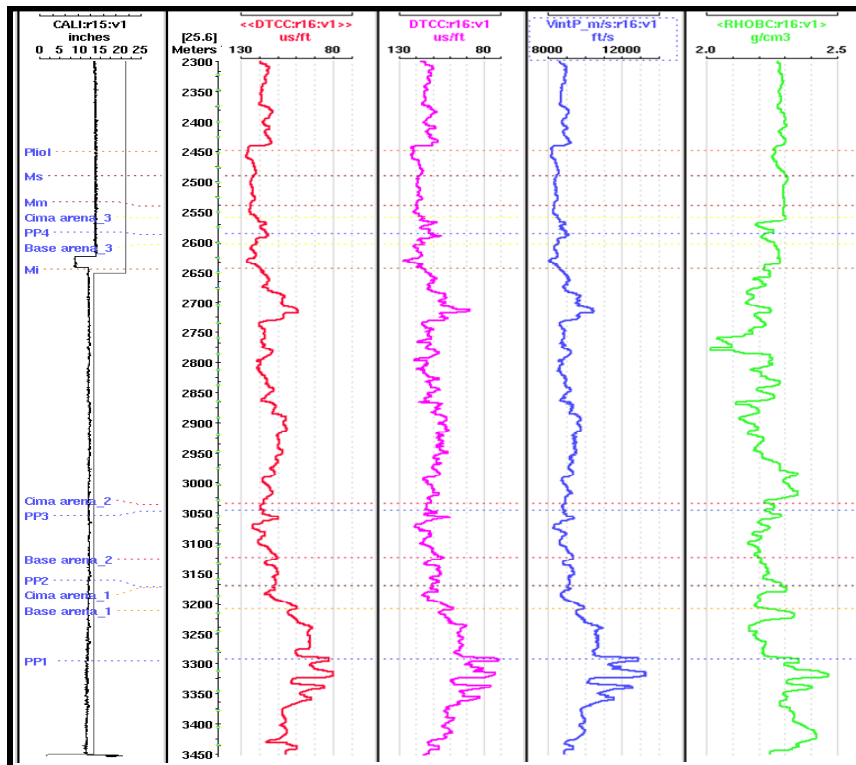


Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura III.1.3.4.- Detalle del sismograma sintético, mostrando el buen “amarre” entre la curva sintética y las trazas de la sección sísmica a través del pozo.



Durante la construcción del sismograma sintético se hizo un análisis comparativo entre los datos de tiempo de transito de la curva original (DT orig) y la calibrada con la curva tiempo-profundidad (DT_ajChSht). Usualmente se presentan zonas cuyos valores de DT son modificados por el ajuste con la TZ; no obstante las diferencias encontradas en el pozo L-1 en la zona de los yacimientos ubicada entre cima arena superior y base arena inferior, son muy pequeñas y no afectan significativamente las velocidades interválicas en dicho intervalo (**Figura III.1.3.5**).



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

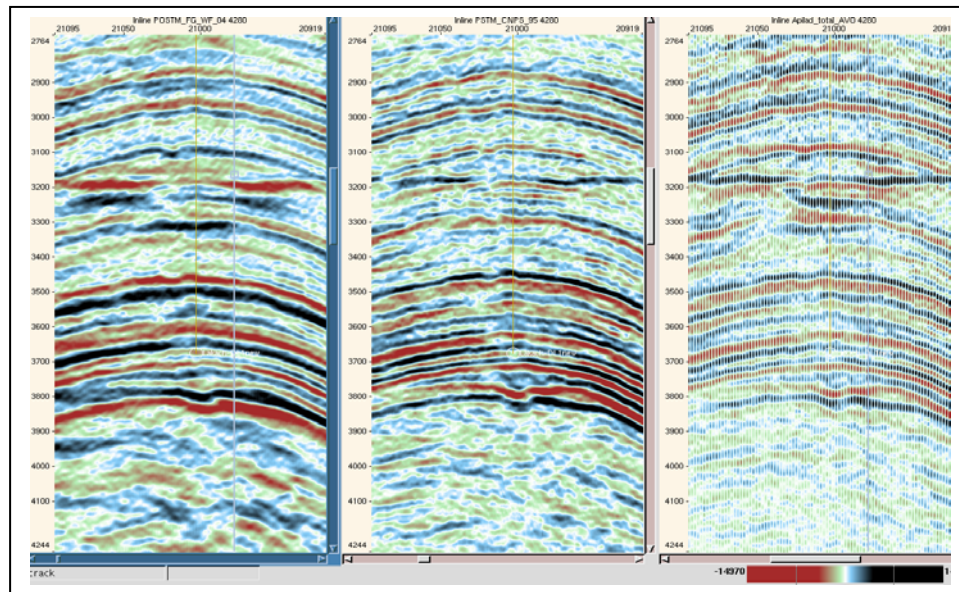
Figura III.1.3.5.- Detalle de las curvas Tiempo-profundidad, DT y Rhob, en el intervalo que incluye las dos arenas yacimiento. Con la curva DT se estimaron los valores extremos (mínimo y máximo) y central de velocidades interválicas.



III.1.4. Estratigrafía sísmica

Este estudio se realizó con el objeto de obtener una interpretación sismoestratigráfica del área en estudio y definir la morfología de las arenas productoras e inferir las características de su depósito. Para su elaboración se trabajó en la plataforma *GeoFrame* con la información sísmica pos-apilada del área en estudio en 32 bits, sin filtros, ni ganancia, y posteriormente con las versiones pre-apilada y AVO restringidas al área de interés.

Las diferentes versiones de información sísmica difieren en fase, frecuencia y amplitud, debido a los diferentes procesos sísmicos aplicados por lo que los resultados del cálculo de atributos sísmicos no necesariamente son iguales, pero en determinados casos, son semejantes. En la **Figura III.1.4.1**, se pueden apreciar las variaciones en cada versión sísmica. En la parte izquierda de la figura se tiene la sísmica pos-apilada, en la parte central la pre-apilada y a la derecha la de AVO.

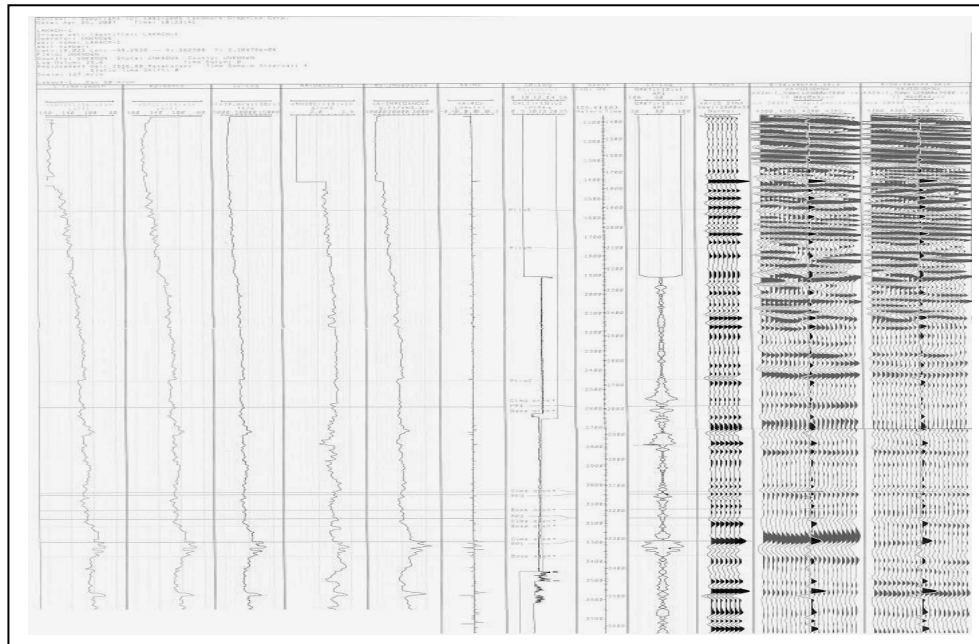


Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura III.1.4.1.- Diferentes versiones de información sísmica utilizada para el Análisis sismoestratigráfico.



Las características de los intervalos productores desde el punto de vista sísmico, ya habían sido calibradas previamente mediante la generación y ajuste del sismograma sintético, como se ilustra en la **Figura III.1.4.2.**



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura IV.5.2.2.- Sismograma sintético del pozo L-1, con registro sónico, densidad, impedancia acústica y de rayos gamma. Marcas de cima y base de diferentes intervalos de arena cortados y su respuesta sísmica.

Se proporcionaron los ambientes de depósito y eventualmente se realizó el ajuste de los límites de secuencias obtenidos con la información sísmica con los límites de secuencias interpretados a partir de los registros geofísicos del pozo L-1.

Secuencia de trabajo. Inicialmente se graficó una traza sísmica (20976) con dirección S-N que pasara por el pozo L-1 para analizar las características de los reflectores y proceder a su correlación a través del área en estudio. Se incorporaron los registros de rayos gamma y de resistividad, marcas de cima y base de los intervalos arenosos, edades, núcleos y pruebas para identificar la respuesta sísmica asociada.



También se incluyó la traza sísmica (20981) en profundidad, para señalar los horizontes a correlacionar, quedando finalmente seis horizontes como puede observarse en la **Figura IV.5.2.3**.

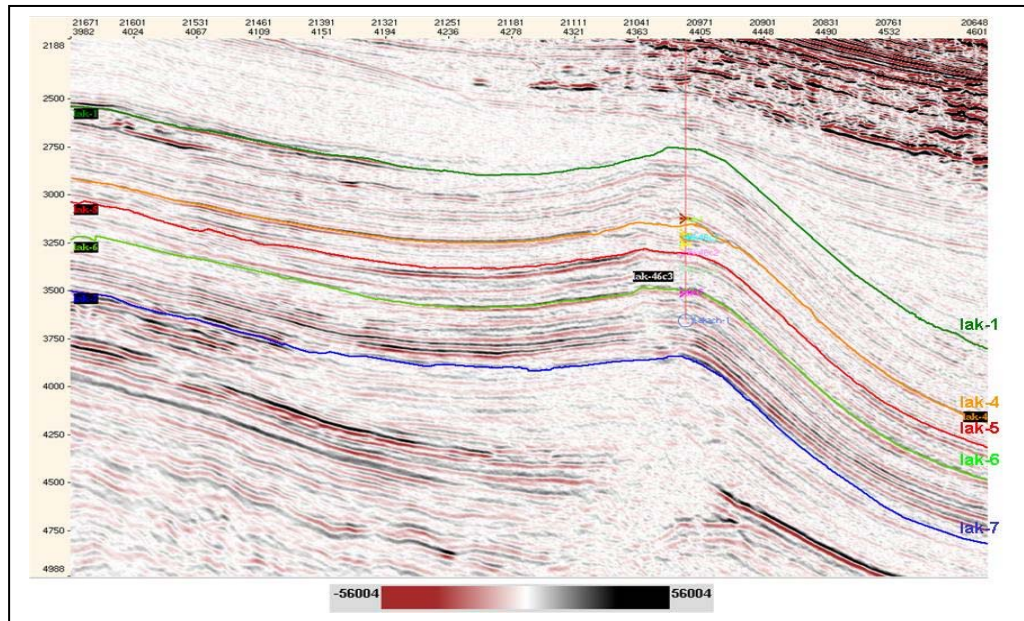
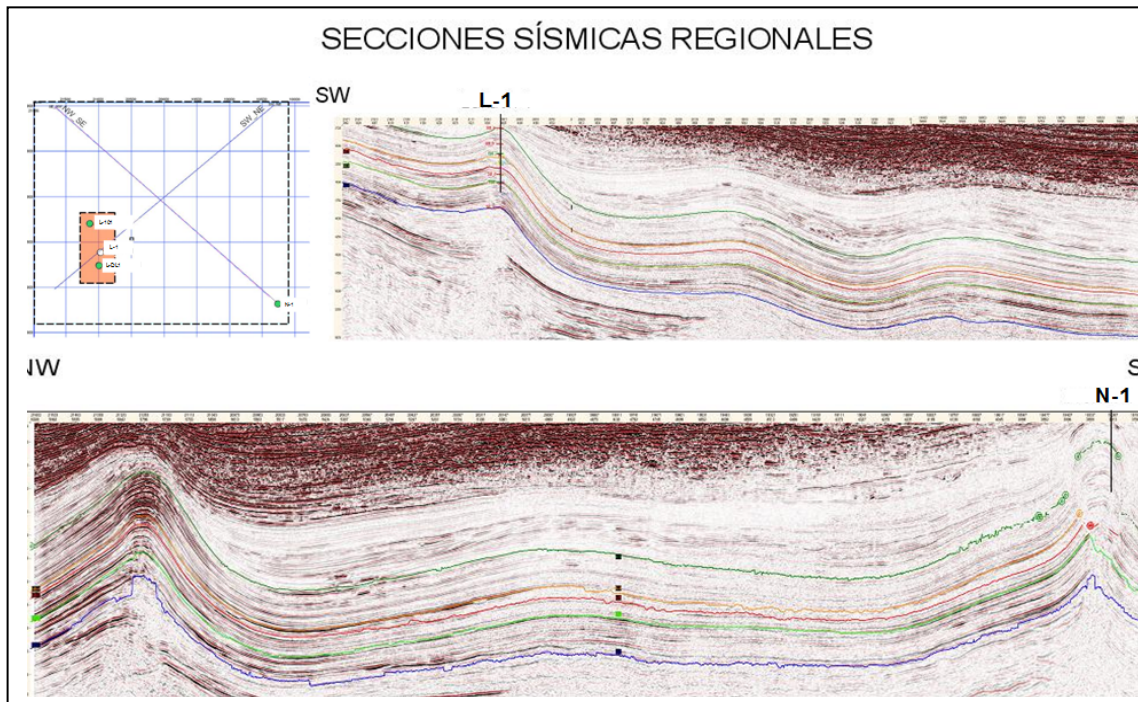


Figura IV.5.2.3.- Horizontes seleccionados para su correlación a través de la parte oriental del cubo sísmico en estudio. Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

La cima de la arena denominada PP4 correspondería al horizonte lak-3, la cima de la arena PP3 al horizonte lak-4 y la cima de la arena PP2 al horizonte lak-5. Los horizontes lak-1 y lak-7, coinciden con dos discordancias, la primera entre Mioceno Medio y Mioceno Inferior, y la segunda entre Mioceno Inferior y Oligoceno de acuerdo a los datos del pozo.

Dadas las dimensiones del área a estudiar en el yacimiento, se consideró necesario extender la interpretación de los horizontes a una superficie mayor, con el propósito de tener una visión regional de las características de acumulación de los sedimentos en cada una de las capas. En la **Figura IV.5.2.4** se ilustran la superficies señaladas y dos líneas regionales SW-NE y NW-SE que cruzan por los pozos L-1 y N-1, respectivamente.

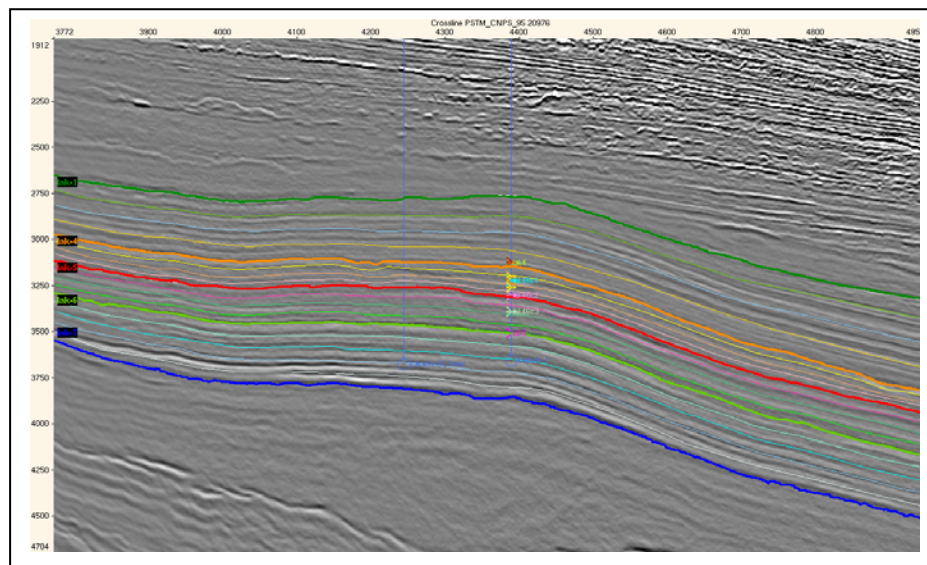


Tomado de CCIDY-AREM-RMS

Figura IV.5.2.4.- Secciones sísmicas regionales SW-NE y NW-SE y la superficie donde se interpretaron los siete horizontes considerados para su correlación, que incluye el área del campo en

La interpretación se realizó de manera automática, pretendiendo cubrir la superficie de la manera más rápida y asociada a la amplitud de los horizontes, esto permitiría tener una imagen de la superficie que proporcionara características del tipo de depósito en dicho nivel. La variación de la respuesta en los reflectores (acuñamientos y falta de continuidad), requirió de un detalle en determinadas zonas, por lo que fue necesario cerrar manualmente los intervalos de líneas interpretadas, especialmente en la cercanía del yacimiento en investigación, de tal forma que en las partes mas alejadas no se detalló la interpretación regional y en algunos casos la superficie no refleja las condiciones depósito.

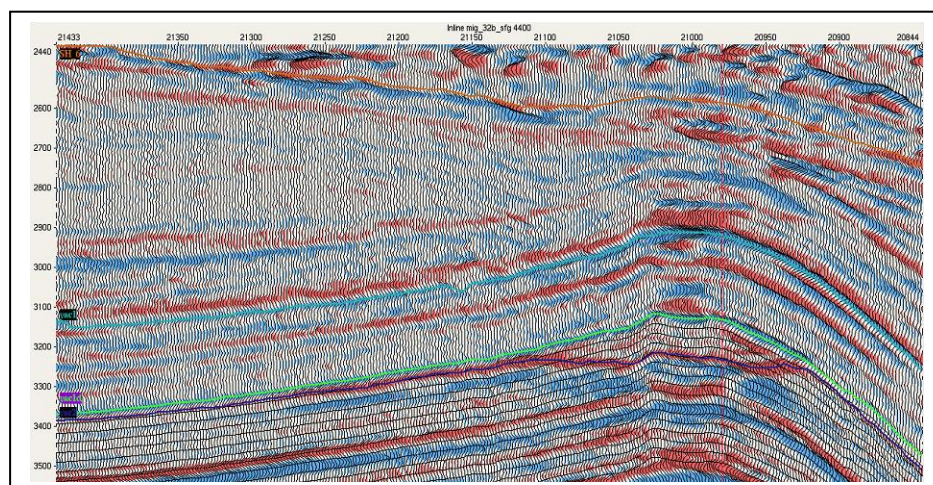
Una vez que se interpretaron las siete superficies a nivel regional, se dividieron algunos intervalos de manera proporcional para revisar a intervalos más pequeños, los atributos de amplitud mínima y máxima en la versión pos-apilada, y definir características de depósito entre cada intervalo, buscando elementos que permitieran definir la evolución de la sedimentación desde el Oligoceno hasta el Mioceno Medio, incluyendo las arenas productoras (**Figura IV.5.2.5**).



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura IV.5.2.5.- Subdivisión de intervalos entre horizontes interpretados (lak-1 a lak-4, lak-4 a lak-5, lak-5 a lak-6 y lak-6 a lak-7).

Después de esta etapa, se cargo la información sísmica en versión preapilada para extraer los atributos. En el campo en estudio se detalló la correlación de cada horizonte para también extraer atributos sísmicos en la versión AVO. La extracción de atributos sísmicos, específicamente de amplitud mínima, amplitud máxima y cruce con cero en la zona de interés, tuvo como propósito definir las facies sísmicas para los dos intervalos de arena productores. Así mismo, se obtuvo una sucesión de capas cada 24 ms desde lak-4 en la versión pos-apilada para ver las variaciones de amplitud mínima hasta lak-5 (**Figura IV.5.2.6**).



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura IV.5.2.6.- Subdivisión del intervalo lak-4 a lak-5 en capas de 24 ms cada una, para análisis del área en estudio.

Análisis de resultados. La extracción de atributos entre cada capa, especialmente el de amplitud mínima, proporciona una visión regional de la distribución de la sedimentación en cada intervalo. Se ilustra en la **Figura IV.5.2.7** la respuesta de las cinco capas que son el resultado de Oligoceno.

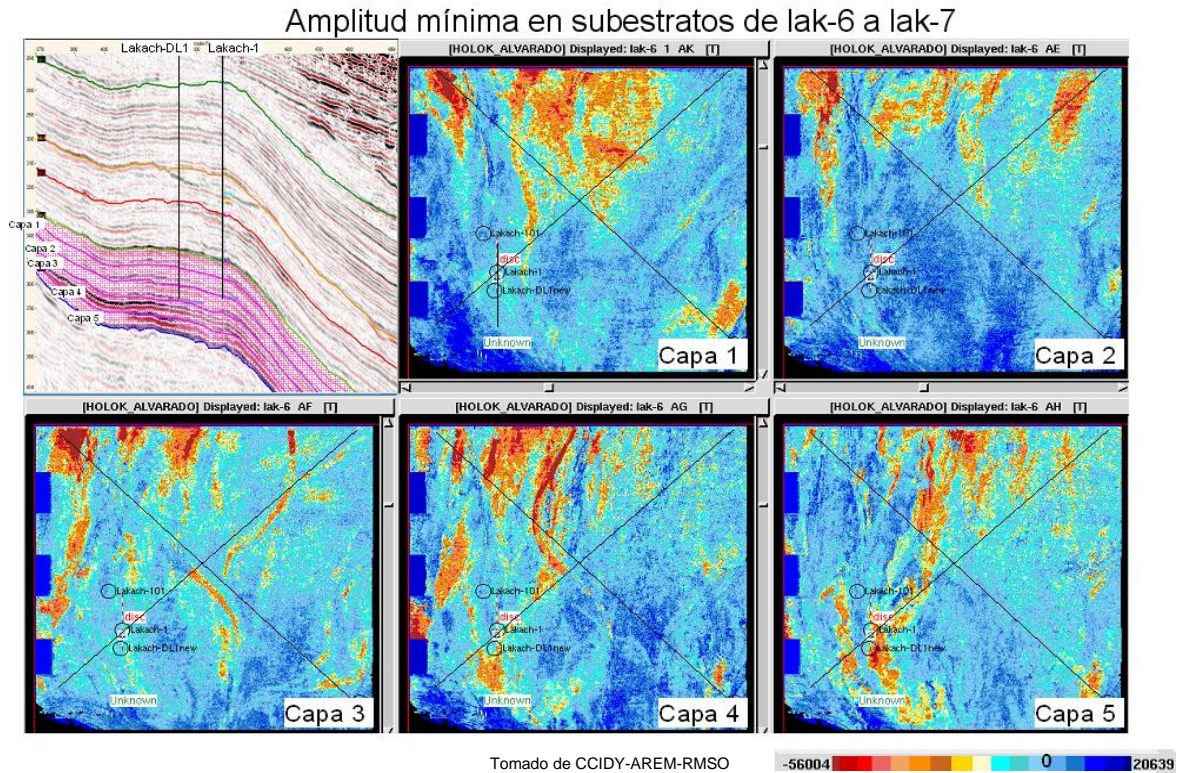


Figura IV.5.2.7.- Mapas de distribución de anomalías de amplitud mínima asociadas a características de sedimentación en cada capa dentro del intervalo lak-6 a lak-7.

De acuerdo a los datos paleobatimétricos del área estudiada, el ambiente de depósito es batial inferior, observándose que la distribución de anomalías de amplitud sísmica mínima, tiene una orientación de sur a norte con algunos canales en la misma dirección y con trayectorias meándricas que implican bajas pendientes y flujos de sedimentos con menor energía. En la **Figura IV.5.2.8** se pueden ver algunos detalles de la respuesta sísmica en sección, asociada a la respuesta de la amplitud sísmica mínima en las capas 5 y 4 respectivamente, del intervalo lak-6 a lak-7.



De acuerdo al código de colores basado en los valores de amplitud sísmica mínima, los de color rojo y anaranjado, representan las amplitudes más bajas y por tanto, los coeficientes de reflexión negativos por la relación entre valores de impedancia acústica; estos valores están asociados a sedimentos mas gruesos, disminuyendo el tamaño del grano a medida que los colores se aproximan al cero, si se considera que los sedimentos se vuelven mas homogéneos y de grano mas fino. Los valores de amplitud se vuelven positivos cuando el coeficiente de reflexión se vuelve positivo debido al cambio en la relación de impedancia acústica entre capas. La heterogeneidad entre sedimentos se incrementa al cambiar el color a un azul mas intenso.

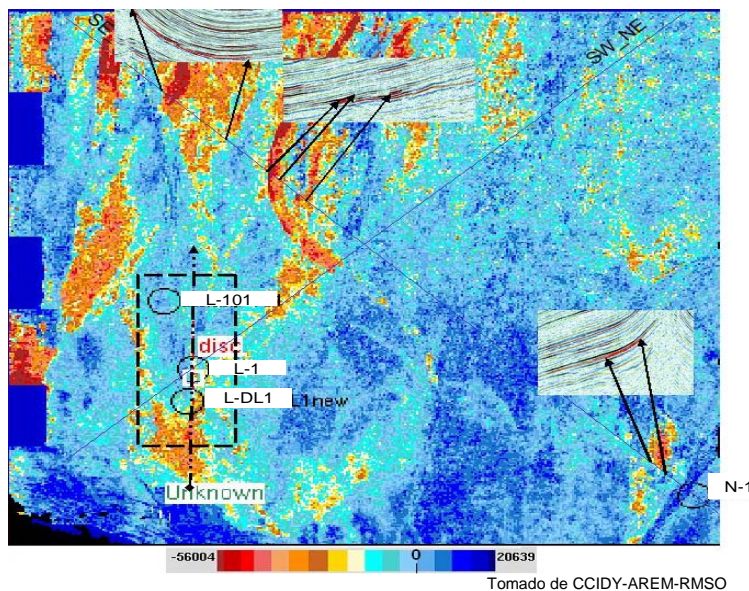


Figura IV.5.2.8. Mapa de distribución de anomalías de amplitud mínima en la capa cuatro, dentro del intervalo lak-6 a lak-7. Respuesta sísmica asociada.

En la zona de estudio se observan diferentes eventos de deposito a través de las cinco capas en orden ascendente; en las capas más antiguas (capas 5 y 4) se observan franjas de sedimentos de arena orientados de SE a NW; en las capas más jóvenes (capas 3, 2 y 1), la respuesta de la amplitud sísmica es prácticamente cero, lo que implica que los sedimentos son homogéneos y seguramente de grano fino (arcilloso). Sin embargo, es evidente que en todas las capas de este intervalo (lak-6 a lak-7) las zonas con mayor heterogeneidad en la respuesta sísmica y que se asociaría a sedimentos arenosos, están en la parte norte de los subcubos 3D interpretados en este nivel.



La mayor cantidad de sedimentos gruesos se infiere que se localizan hacia la parte norte del área, en forma de canales y abanicos. En el intervalo lak-4 a lak-5, también se obtuvieron cuatro capas para el análisis de amplitud mínima. La orientación de los flujos de sedimentos se alinea nuevamente en dirección S-N, manifestándose la mayor magnitud de amplitud mínima hacia la parte norte en las dos últimas capas, donde las trayectorias son más rectas a diferencia de las capas 3 y 4 en este intervalo.

La composición de los sedimentos se estima que sean de grano fino en las capas inferiores con algunos canales que reflejan contenidos de arena en la parte norte del área. En las capas 1 y 2 se observa que al final de los canales de trayectoria norte existen desbordes y abanicos con sedimentos arenosos (**Figura IV.5.2.9**).

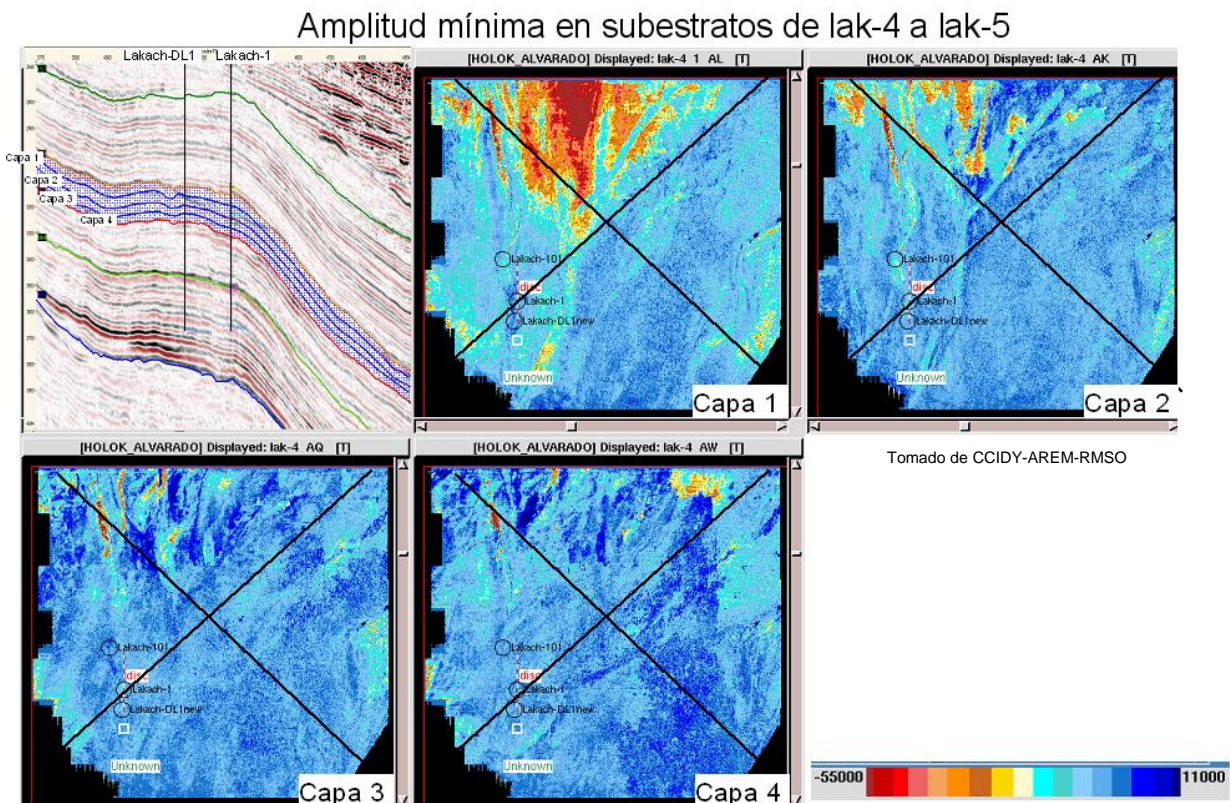


Figura IV.5.2.9.- Mapas de distribución de anomalías de amplitud mínima en las cuatro capas, dentro del intervalo lak-4 a lak-5.



Finalmente se subdividió también en cuatro capas el intervalo lak-1 a lak-4, en las cuales se observa mas homogeneidad en la distribución de los sedimentos y una tendencia de sur a norte en el flujo de los mismos.

En la parte norte también sobresalen las anomalías de amplitud mínima que se asocian a sedimentos gruesos, los cuales adoptan forma de desbordes y en algunos casos (capa 2) de canales sinuosos entrelazados (Figura IV.5.2.10).

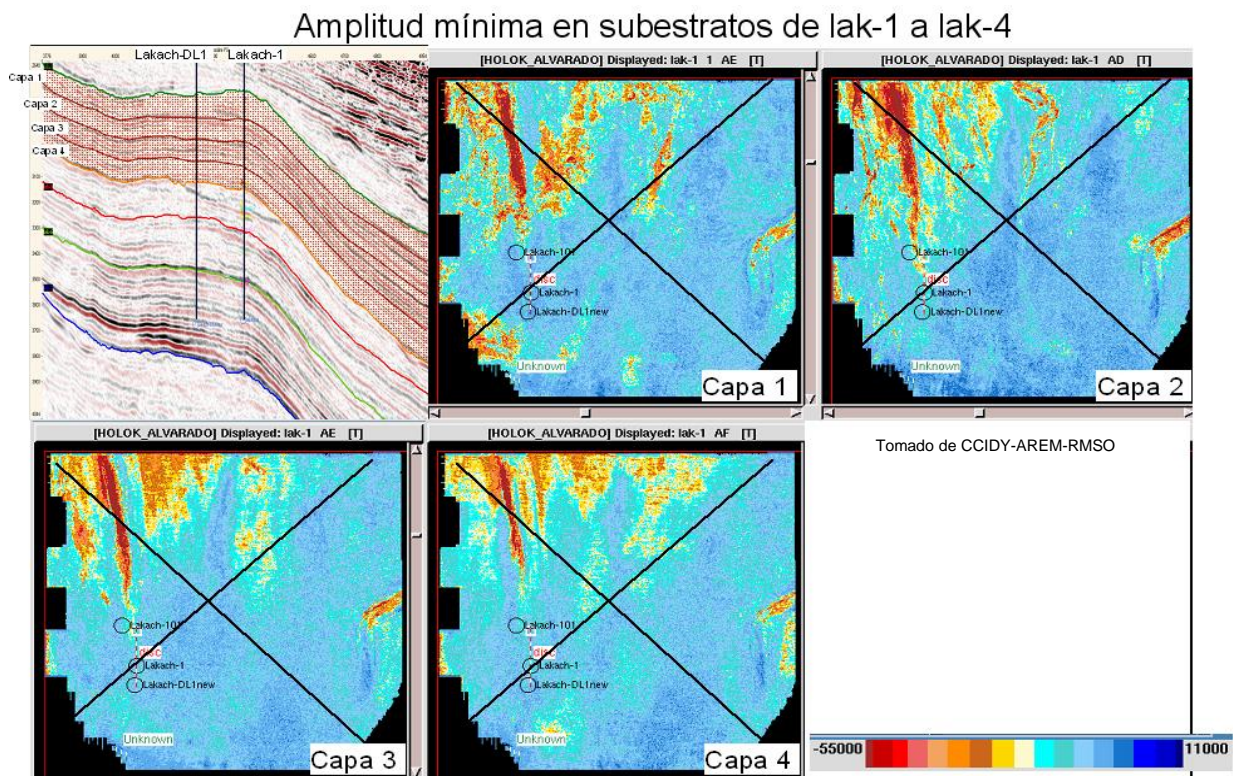
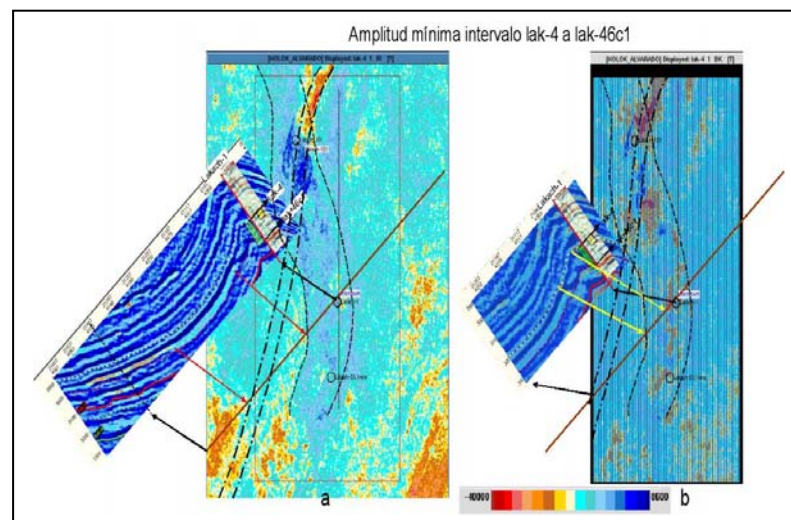


Figura IV.5.2.10.- Mapas de distribución de anomalías de amplitud mínima en las cuatro capas, dentro del intervalo lak-1 a lak-4.



Detalle sismoestratigráfico de los yacimientos. Para analizar los yacimientos del área en estudio, se subdividió el intervalo lak-4 a lak-6 en cuatro capas separadas por los niveles lak-4, lak-46c1, lak-46c2, lak-46c3 y lak-6; los primeros tres niveles coinciden con las cimas de los cuerpos de arena cortados por el pozo L-1 y las características de los registros geofísicos de pozo. Para el análisis de estos intervalos se extrajeron los atributos de amplitud sísmica mínima y de amplitud sísmica máxima de los datos sísmicos pre-apilados y de AVO, los cuales se muestran en cada figura, para comparar sus respectivas respuestas. En la primera capa (lak-4 a lak-46c1) las amplitudes mínimas se distribuyen de manera tal, que al norte del pozo L-1 se infiere un canal de aproximadamente 625 m de ancho (**Figura IV.5.2.11a**), el cual se extiende en dirección SW-NE con una aparente concentración de anomalías asociadas a la presencia de arenas de canal en la parte norte y hacia el suroeste por desborde de sedimentos areno-arcillosos. En la parte del yacimiento estudiado, delimitado en su parte occidental por una línea interrumpida de color negro, el canal podría estar atenuado por la anomalía de amplitud asociada al fluido contenido en las arenas del yacimiento. En la versión AVO del subcubo sísmico (**Figura IV.5.2.11b**), resaltan más las anomalías de amplitud mínima, sugiriendo que la trayectoria del canal tuviera cierto paralelismo con la línea discontinua que se refiere a la separación de arenas con fluido, de tal manera que, el canal pasaría cerca del pozo L-1, al igual que el de las localizaciones L-101 y L-DL1. Considerando esta posibilidad, los sedimentos cortados por el pozo L-1 serian por desborde del canal, cuya anomalía estaría enmascarada por el efecto del fluido.



Tomado de CCIDY-AREM-RMSO

Figura IV.5.2.11.- Amplitud mínima en el intervalo lak-4 a lak-46c1 de las versiones sísmicas pre-apilada (a) y AVO (b) en el yacimiento estudiado.



En la **Figura IV.5.2.12** se muestra el atributo de amplitud máxima de las dos versiones sísmicas (pre-apilada y AVO); el cual resalta aún, más el límite occidental del yacimiento (**Figura IV.5.2.12 a**) y define mejor la amplitud sísmica máxima asociada a las arenas y límite del fluido en la versión AVO cerca de la localización L-101.

En tanto que en el pozo L-1, dichas anomalías son mas tenues y con menor definición, pero siguen el límite del yacimiento en su parte oriental (**Figura IV.5.2.12 b**). En la parte del yacimiento estudiado, delimitado en su parte occidental por una línea interrumpida de color negro, el canal podría estar atenuado por la anomalía de amplitud, asociada al fluido contenido en las arenas del yacimiento.

En la versión AVO del subcubo sísmico (**Figura IV.5.2.12.b**), resaltan más las anomalías de amplitud mínima, sugiriendo que la trayectoria del canal tuviera cierto paralelismo con la línea discontinua que se refiere a la separación de arenas con fluido; de tal manera que el canal pasaría cerca del pozo L-1, al igual que en las localizaciones L-101 y L-DL1. Considerando esta posibilidad, los sedimentos cortados por el pozo L-1 serian por desborde del canal, cuya anomalía estaría enmascarada por el efecto del fluido.

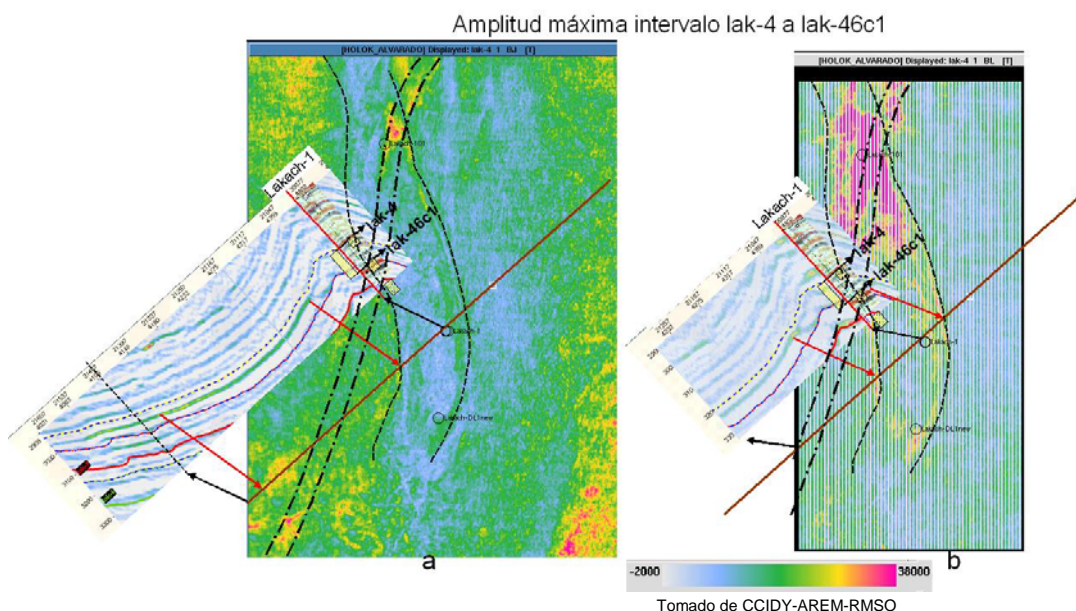


Figura IV.5.2.12. Amplitud máxima en el intervalo lak-4 a lak-46c1 de las versiones sísmicas pre-apilada (a) y AVO (b) en el yacimiento estudiado.



La capa de arena PP3 esta delimitada por dos valles (reflejos sísmicos mínimos); su espesor es de 95 m y contiene un cuello arcilloso de 10 m a una profundidad de 3070 m. La arena PP2 tiene un espesor de 40 m y esta delimitada por un valle y una cresta (reflejo sísmico máximo).

Finalmente hacia los 3290 m se tiene la arena PP1 con un espesor de casi 80 m; su respuesta sísmica se asocia a un máximo sísmico en la entrada y un mínimo sísmico en la salida de la arena. En los datos pos-apilados la amplitud del máximo de la arena PP1 es muy alta comparada con los otros reflejos, mientras que en la sísmica pre-apilada, la amplitud es similar a la de los demás reflejos.

La configuración de los atributos sísmicos (amplitud mínima) desde el horizonte lak-7 (probable Oligoceno) hasta el horizonte lak-1 (Plioceno Inferior), y los datos de paleobatimetría sugieren que la sedimentación ha evolucionado desde el batial inferior hasta el batial superior, con una orientación del flujo de sedimentos de rumbo SW a NE con algunas variaciones de W a E en el Mioceno Inferior, específicamente en las capas 1 y 2 del intervalo entre lak-5 y lak-6 y posteriormente con la tendencia inicial (SW-NE) en los intervalos mas recientes hacia el Plioceno Inferior.

Los canales en el intervalo lak-6 a lak-7, tienen un ancho promedio de 600 a 2000 m con desarrollo de aproximadamente 30 Km., su morfología es sinuosa y hacia el norte se manifiestan abanicos y desbordes de grandes dimensiones, lo cual sugiere un ambiente de depósito profundo.

En el intervalo lak-5 a lak-6, en las capas 3 y 4, la sedimentación es de materiales más homogéneos con acumulación de sedimentos gruesos al norte del área en forma de abanicos. En las capas 1 y 2, el cambio de dirección de los sedimentos menos finos hacia el pozo L-1 y localizaciones L-101 y L-DL1, sugieren un evento fuera del contexto del depósito que ha prevalecido desde el Oligoceno hasta el Mioceno Medio, y aunque se podría asociar a defectos en el procesado sísmico, la variación de amplitud hace pensar en un proceso de sedimentación que requiere explicación, con el apoyo de información de la parte occidental del cubo sísmico.

El intervalo lak-4 a lak-5 muestra que los canales tienen una morfología mas recta en dirección SW-NE, lo cual se asocia a eventos de erosión, por una condición de mayor energía de transporte de

sedimentos, los cuales eventualmente son depositados en forma de abanicos hacia la parte norte del área (**Figura IV.5.2.13**).

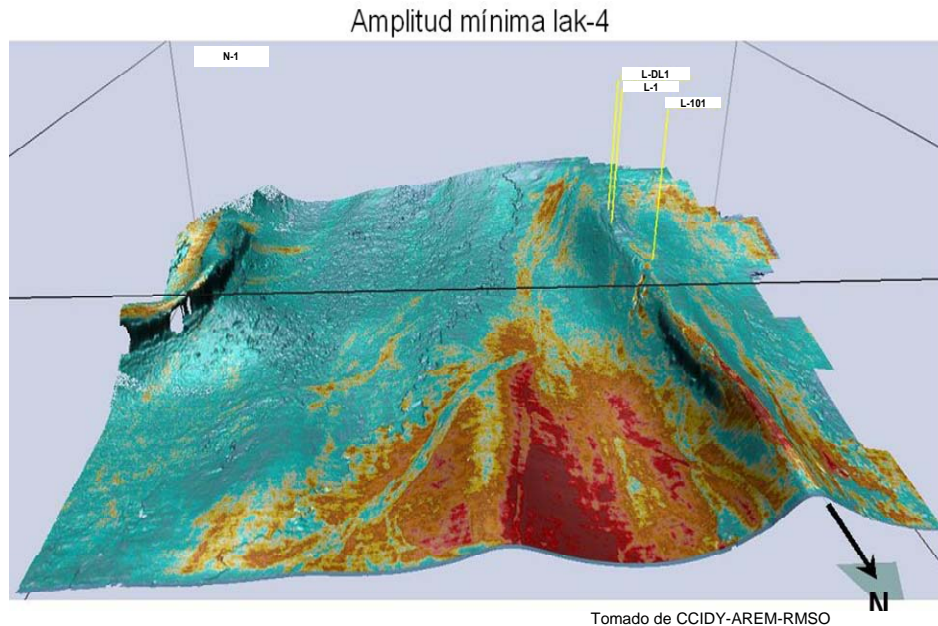


Figura IV.5.2.13. - Representación en 3D de la capa 1 del intervalo lak-4 a lak-5 donde se manifiestan los canales y abanicos.

Finalmente en el intervalo lak-1 a lak-4 se vuelve a manifestar una homogeneidad en el tipo de sedimentos. Los canales que se visualizan al norte del área tienen sinuosidad y amalgamiento, lo que indica niveles de energía de transporte bajos en un ambiente de depósito más profundo que en el intervalo anterior.

Respecto al yacimiento en estudio, la acumulación de arenas ha sido el resultado de diferentes eventos de depósito con una orientación general S-N con algunas variantes de SE-NW a SW-NE interrumpida por un evento de depósito con dirección W-E. Las arenas asociadas a amplitudes máximas en el horizonte lak-6, tienen orientación SE-NW en una franja de aproximadamente 5400 m, que incluye el pozo L-1 y las localizaciones L-101 y L-DL1.

La mayor concentración de arenas se ubica al oriente de la localización L-DL1 y en menor grado al oriente del pozo L-1. En el mismo intervalo (lak-46c3 a lak6) pero, sobre las amplitudes mínimas, se observa también la misma orientación, aunque con una distribución diferente de las arenas; de manera que, el pozo L-1 y las dos localizaciones L-101 y DL1 se ubican en una zona arcillosa. En el intervalo (lak-46c2 a lak-46c3) se aprecia una distribución de anomalías de amplitud mínima (**Figura IV.5.2.14**) en dirección W-E, desapareciendo la tendencia general S-N que se observa en el intervalo inferior y los superiores. La forma que adopta la distribución de anomalías de amplitud mínima de dirección W-E, es de abanico; pero como no se tiene información hacia el poniente del área analizada, es incierta esta suposición. En este intervalo se ubica la arena PP1 y de acuerdo a la distribución de amplitudes mínima y máxima, las localizaciones L-101 y L-DL1 no cortarían arenas en este intervalo.

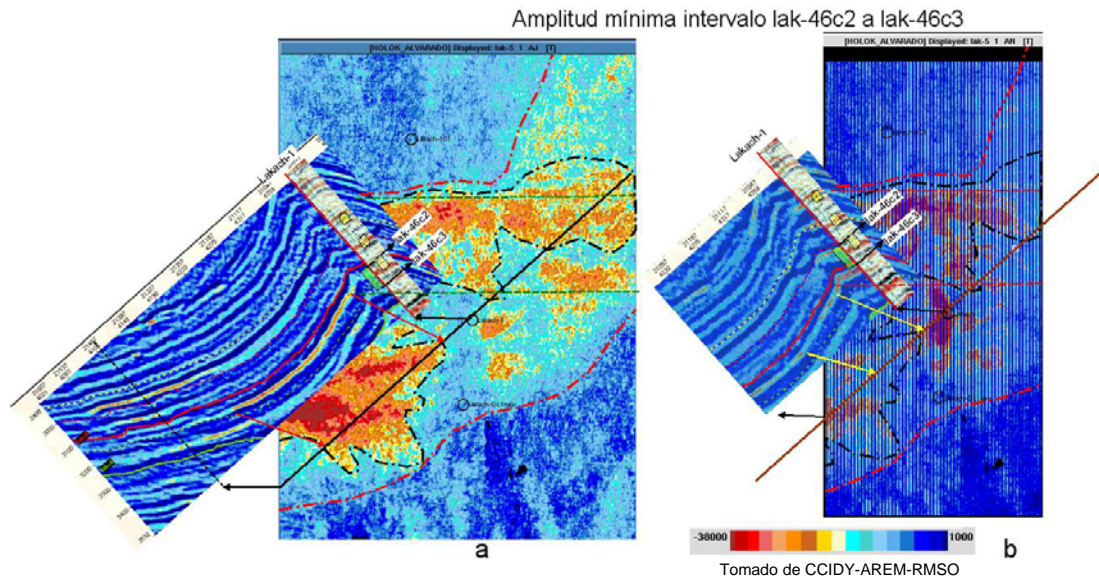


Figura IV.5.2.14.- Amplitud mínima en el intervalo lak-46c2 a lak-46c3 de las versiones sísmicas pre-apilada (a) y AVO (b) en el yacimiento estudiado.

El siguiente intervalo (lak-46c1 a lak-46c2) contiene a la arena PP2, la distribución de las amplitudes mínimas y máximas asociadas a las arenas no es clara en la sísmica pre-apilada, pero en el cubo sísmico AVO se observa mas su continuidad y la influencia de los fluidos que contienen estas arenas, la cual también se relaciona a la configuración estructural de la trampa.



La distribución de las anomalías de amplitud tiene ahora una orientación SW-NE y a nivel local es difícil ver una morfología que permita inferir el tipo de depósito de las arenas; sin embargo, en la **Figura IV.5.2.15** se observa la trayectoria de un canal de rumbo SW-NE que pasa en la localización L-101 y que podría asociarse a una zona de desborde del canal, que da origen a las arenas que se cortan con el pozo L-1 y que también se delimitarían con el pozo L-DL1.

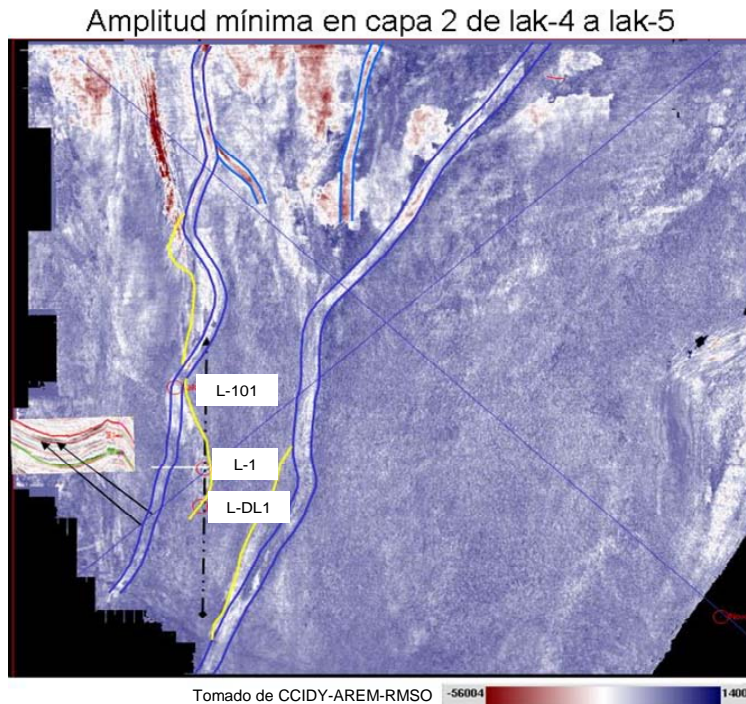


Figura IV.5.2.15.- Trayectoria de canales y zonas de desborde inferidas con el atributo de amplitud mínima.

El intervalo lak-4 a lak-46c1 contiene a la arena PP3, cuya respuesta no es tan clara como en la capa inferior que contiene a la arena PP2. La distribución de anomalías de amplitud mínima en los datos pre-apilados señala claramente la salida del canal al norte de la localización L-101, aunque en la zona delimitada como el yacimiento en estudio, los valores de amplitud se vuelven positivos creando incertidumbre sobre la continuidad del canal; sin embargo, en los datos de apilado AVO se manifiestan anomalías de amplitud mínima dentro de los límites del yacimiento y con mayor continuidad, las anomalías de máxima amplitud. Como sucede en el intervalo anterior, el efecto que producen los fluidos contenidos en las arenas, asociado a la configuración estructural de la trampa, no permite ver con claridad la continuidad de las anomalías de amplitud mínima y máxima, pero si aseguran que las arenas se extienden dentro de esos límites.



III.1.5. Inversión sísmica

El estudio de inversión simultánea se realizó, con el objeto de proporcionar los volúmenes de datos de inversión y de las propiedades de la roca de las diferentes zonas de interés del bloque en estudio, para ayudar a identificar y a evaluar la estructura, definir la estratigrafía, la litología y el contenido de flujo de las formaciones de interés. Para este proyecto, se utilizó la tecnología de Inversión Simultánea de ángulo-dependiente de la Compañía *Fugro-Jason*, los volúmenes 3D de impedancia de compresión, impedancia de cizalla, V_p/V_s y otras propiedades de la roca, fueron derivadas de un grupo de 4 apilados sísmicos estacados por ángulo de incidencia parcial. Este proyecto se completó para ver, como la relación de las propiedades de las rocas derivado del análisis de los registros modelados del pozo L-1 y una interpretación de estos, podría ser aplicada a los volúmenes sísmicos resultantes del proceso de inversión simultánea y de esta manera, ayudar a identificar áreas de mayor acumulación de hidrocarburos como base para el desarrollo de sus reservas.

Descripción del estudio. El flujo de trabajo convencional para un proyecto de este tipo, incluye la carga de datos y el control de calidad (pozos, sísmica y horizontes), un modelo adelantado de pre-inversión y la interpretación para predecir los beneficios potenciales de la inversión, acondicionamiento de la pre-inversión, reedición y generación de sismogramas sintéticos a partir de datos de los registros de pozo, análisis sísmico de pre-inversión y acondicionamiento, calibración sísmica con el sismograma sintético, para asegurar las relaciones propias de tiempo-profundidad en cada pozo, la estimación de la ondícula, el algoritmo de inversión para la sísmica apilada de ángulos parciales (*offset* parciales en este caso) y finalmente un análisis de los resultados. El estudio, fue completado en dos fases: acondicionamiento y análisis de registros geofísicos (equipo de petrofísicos) y la inversión sísmica e interpretación de resultados (equipo de inversión), ambos con personal de la coordinación de Caracterización Inicial y Delimitación de Yacimientos, con asistencia de la Compañía *Fugro-Jason*.

El objetivo primordial de esta inversión fue, identificar el área de distribución de los paquetes de las arenas almacenadoras en formaciones del Terciario, se determinó un área que contiene cerca de 230.000 trazas sísmicas, en aproximadamente 100 Km².



Metodología. A continuación se presenta la metodología que se utilizó para llevar a cabo la Inversión Simultánea del área en estudio (**Figura. III.1.5.1**).

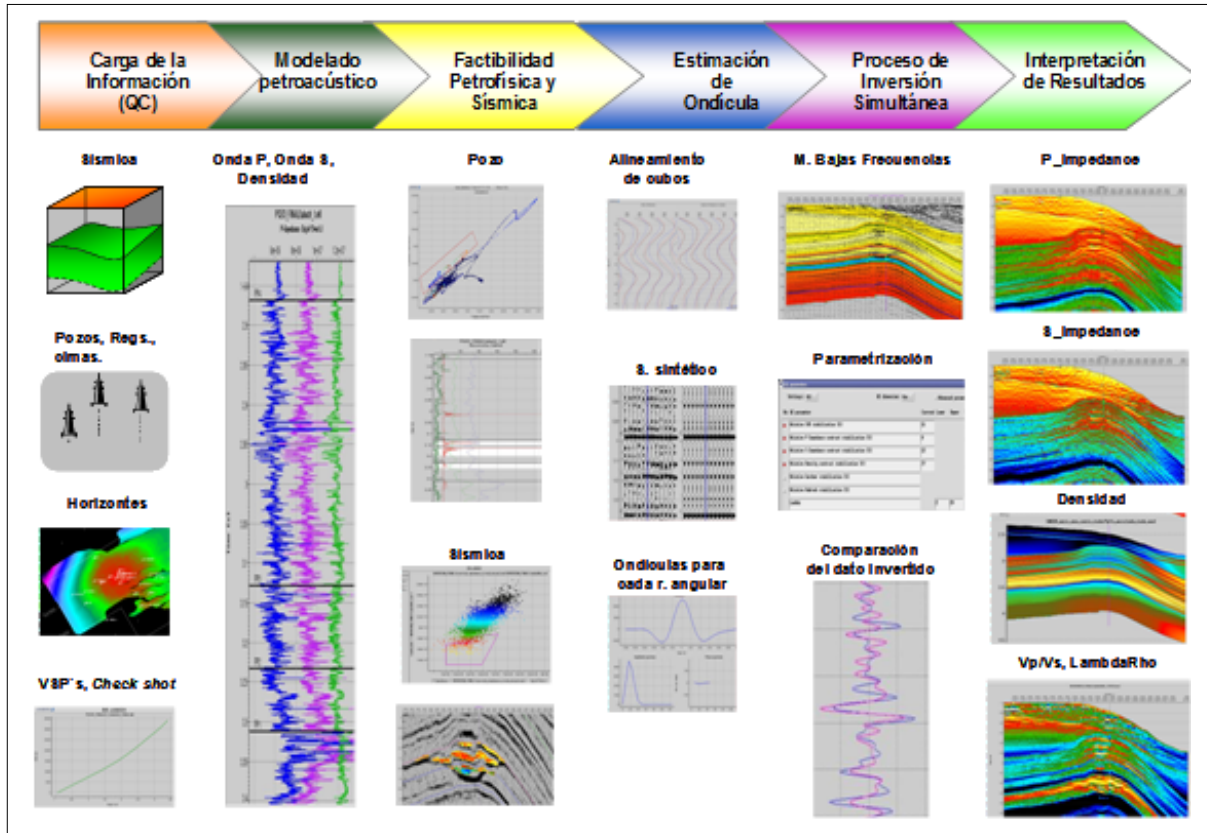


Figura. III.1.5.1.- Metodología utilizada en la realización del proyecto de inversión simultánea del área en estudio.

- **Carga y control de calidad de los datos.** El inicio de este proceso comenzó con la carga de la información que se utilizó: sísmica, registros geofísicos de pozo, horizontes interpretados, cimas, VSP's, Velocidades RMS, etc. Para este proyecto se cargaron cinco volúmenes sísmicos: Apilado total, apilado de ángulos cercanos 5-15, apilado de ángulos medios 15-25, apilado de ángulos lejanos 25-35, apilado de ángulos ultralejanos 35-45, en un área aproximada de 100 km² de sísmica 3D en 32 bits, con un intervalo de muestreo de 4ms, el pozo L-1 con 20 registros geofísicos, diez horizontes interpretados y un VSP del mismo pozo. A toda la información previamente cargada se le realizó el control de calidad correspondiente.



- **Modelado Petroacústico.** El modelado de física de rocas se crea para predecir las propiedades elásticas de las mismas, a partir de las propiedades petrofísicas. Una vez estimado el volumen de arcilla, porosidad y saturación de hidrocarburos, se procede a modelar los registros de Densidad, Sónico-P y Sónico-S. Se analiza la información del pozo para entender la variación de las propiedades elásticas con respecto a la litología, tipo de fluidos, saturación de hidrocarburos, porosidad y otros factores, tales como, la profundidad y la presión. Este proceso es muy importante, ya que de los resultados de estos registros depende el que tengamos un buen ajuste sísmica-pozo, estimación de ondícula y generación de un modelo de tierra consistente y realista.

- **Factibilidad Petrofísica y Sísmica.** Una vez cargada la información, lo primero que se tiene que hacer, antes de realizar una inversión sísmica, es un análisis de factibilidad, tanto sísmico como petrofísico, con el objeto de conocer la relación que existe entre las propiedades petrofísicas (litología, porosidad, saturación de hidrocarburos, volumen de arcilla, etc.) y la impedancia acústica o elástica de las rocas. Lo anterior se puede conocer haciendo una serie de gráficos cruzados entre la impedancia acústica ó parámetros elásticos contra las diferentes propiedades petrofísicas. En el caso particular de este proyecto se encontró que, la relación *de $\Lambda \cdot \rho$ vs. $P_{impedance}$ y $P_{impedance}$ vs. $S_{impedance}$* , son los mejores discriminadores de fluidos.

- **Generación de sismogramas sintéticos y estimación de ondículas.** Sí el punto anterior satisface las expectativas, entonces se procede a realizar los sismogramas sintéticos y la estimación de ondículas para cada pozo y para cada rango angular, de lo contrario, aquí termina el proceso. Debido a que el algoritmo de inversión simultánea utiliza rangos apilados por ángulo de incidencia, éstos deben ser examinados para ser alineados verticalmente en caso de requerirse. El objetivo del sismograma sintético, es obtener y afinar la transformación tiempo-profundidad ó T-Z en cada pozo, conocer la fase de los datos sísmicos, así como estimar la ondícula generada que posteriormente será removida de la traza original. Esta es una de las etapas más importantes del proceso de inversión, ya que la calidad de los resultados finales va a depender de lo que se haga aquí, por lo tanto, hay que invertir el tiempo y esfuerzo que sea necesario para obtener la mejor ondícula.



- **Proceso de Inversión Simultánea.** De acuerdo a la incidencia de las ondas sísmicas en el subsuelo (ó tipo de datos sísmicos), existen dos clases de inversión: Inversión *post-stack* ó acústica, la cual toma en cuenta única y exclusivamente las ondas “P” ó compresionales y la Inversión *pre-stack* ó simultánea que además considera las ondas “S” ó de cizalla. La inversión simultánea trabaja con *gathers* apilados en intervalos angulares, esto es, cercanos, intermedios y lejanos. La selección del rango angular se hace en función de la población de las trazas (la cantidad debe de ser muy similar en todos). La integración de los diferentes cubos angulares tiene como objetivo conocer las tres variables elásticas (V_p , V_s y Densidad) capa por capa. La estimación de las ondículas en la inversión simultánea se realiza, tantas veces como cubos de apilados angulares se tengan.

Para llevar a cabo cualquiera de estas inversiones se requiere definir y determinar previamente una serie de parámetros y variables de estabilización (*Lambda*, *SVD*, *Mudrock*, *Gardner*, etc.) que van a influir directamente en la calidad y confiabilidad de los resultados finales de la misma. Una vez hecha la inversión, se procede a realizar los controles de calidad, tales como comparar las trazas invertidas con las de los pozos, checar los residuales, producto de la inversión, ver los mapas de correlación, etc.

- **Interpretación de los productos finales.** Finalmente se interpretan todos y cada uno de los diferentes cubos generados por la inversión, de acuerdo a los resultados de la factibilidad petrofísica y sísmica, generando geocuerpos a partir de gráficos cruzados, mapas de atributos volumétricos, *horizon slices*, etc.



La estructura geológica del área es relativamente sencilla, asociada a un anticlinal con eje principal en dirección Norte-Sur y con cierre propio enmarcado en una tectónica principalmente compresiva. Como característica particular se tiene la presencia de un punto plano (*Flat spot*) en el límite inferior del probable contacto gas-litología no porosa en la arena2 (PP3).

El proyecto comenzó con un flujo detallado de trabajo de petrofísica/física de la roca modelada para el único pozo en estudio L-1, el cual es utilizado en casi todas las etapas dentro del flujo de trabajo, incluyendo la estimación de ondícula y la restauración de las bajas frecuencias entre otros.

Previamente al flujo de trabajo de la inversión, se hizo un análisis detallado de los datos sísmicos, ambos como *gathers* y como apilados de ángulos de incidencia parcial, con lo cual, se demostró, sería un proyecto de moderada complejidad debido al tamaño del área y a que la calidad de los datos sísmicos de entrada son en general de buena a moderadamente buena, dentro del rango de ángulos de incidencia utilizado y un rango de frecuencias entre 10 y 50 hz aproximadamente.

Se utilizaron cuatro apilados sísmico de ángulos de incidencia parcial en la inversión simultánea para el proyecto, cubriendo un rango de: Cercano de 5 a 15°, Mediano de 15 a 25°, Lejano de 25 a 35° y Ultralejano de 35 a 45° de ángulo de incidencia. Siete horizontes interpretados y suavizados fueron proporcionados, los cuales cubrían la totalidad del área. Los horizontes se denominan como, DISCON, PP4_Cima, PP3_Cima, PP2_Cima, HRZ_3, HRZ2 y HRZ_1.

Con los apilados sísmico parciales, los pozos modelados (calibrados en tiempo y profundidad con la sísmica), la ondícula derivada y utilizando una serie de pruebas de inversiones, todos los parámetros para el programa *RockTrace* de inversión simultánea fueron optimizados y con toda esta información se realizó la inversión final.

Los volúmenes de salida incluyen Impedancia-P, Impedancia-S Vp/Vs, Lambda-Rho, Mhu-Rho y Cociente de *Poisson*. Los primeros tres en versiones de banda limitada y en banda completa. Se realizó una interpretación, basada en la captura de geocuerpos en el modulo de *Volume View* de *Fugro-Jason*, utilizando polígonos con información de pozo.

Interpretación de resultados. Para finalizar, se realizaron ejercicios de captura de cuerpos utilizando el modulo y las herramientas de *Volume-View*, y junto con los *cross plot* con información de



pozo filtrado al rango de frecuencias de los volúmenes invertidos (filtro corta altas de 52 Hz). Estas capturas se realizaron para los diferentes capas productoras con los resultados de las figuras (Figura III.1.5.2, 3, 4, 5 y 6).

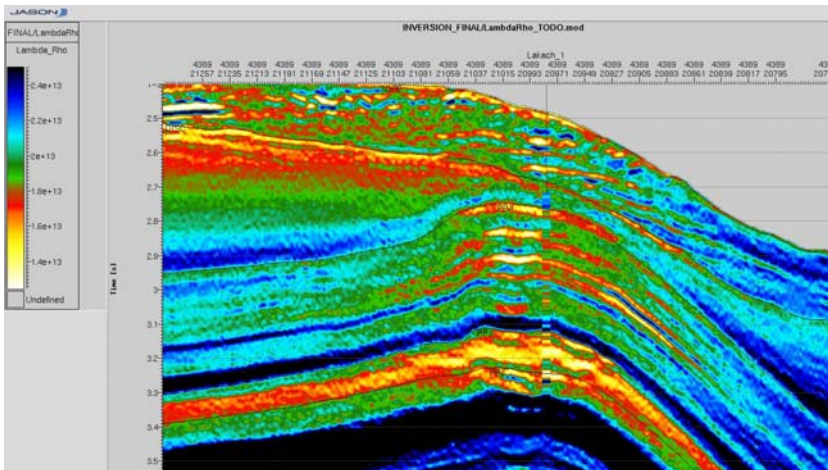


Figura III.1.5.2. Resultados de Lambda_Rho ($\rho^2 - 2Is^2$)

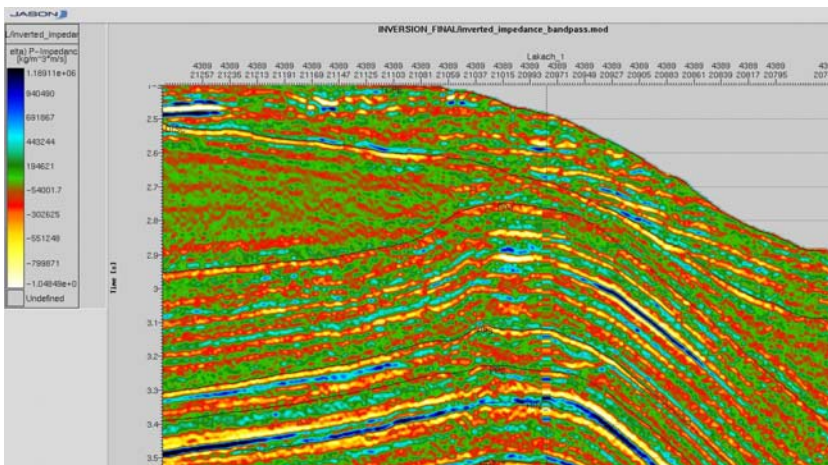


Figura III.1.5.3. Resultados de Impedancia-p de ancho de banda limitada.

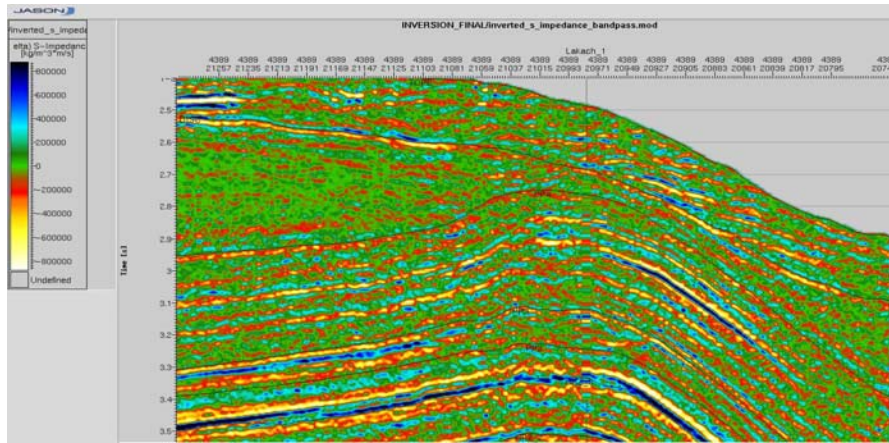


Figura III.1.5.4. Resultados de Impedancia-s de ancho de banda completa.

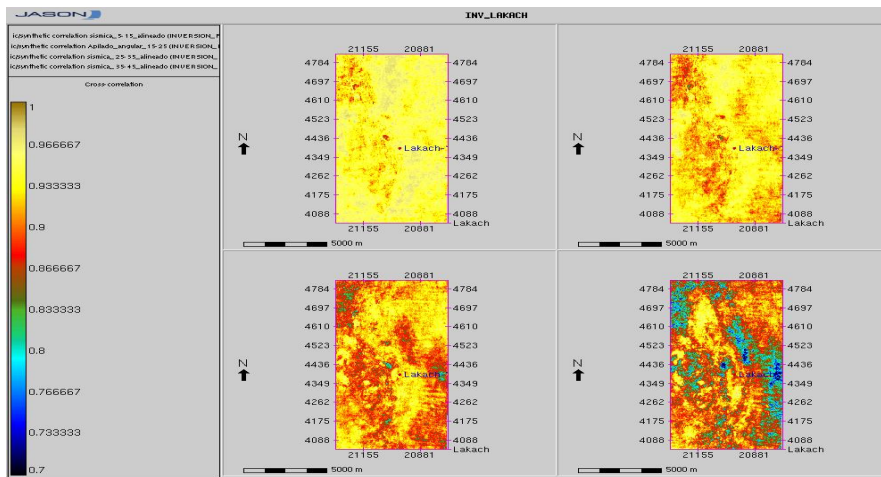


Figura III.1.5.5. Mapa de la correlación sísmica-sintética para los diferentes volúmenes.

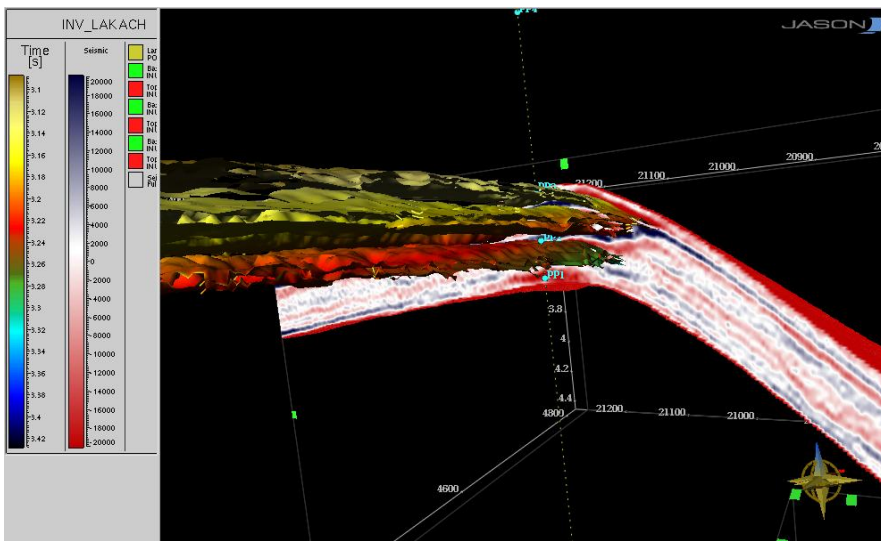


Figura III.1.5.6. Vista del Volumen de sísmica junto con geocuerpos capturados.



De las cuales se advierte que no constituyen una interpretación completa de los volúmenes sino se trata de un ejercicio de captura de cuerpos donde puede verificarse, entre otras, la relación entre los datos invertidos y los datos que son conocidos sobre presencia de fluidos en el área, mostrándose también el potencial de esta información al momento de realizar una interpretación más completa.

La **Figura III.1.5.7** muestra el geocuerpo capturado (derecha) utilizando el polígono que contiene datos del pozo de LambdaRho e impedancia_P (izquierda), conteniendo una ventana de 20 ms por encima de la cima del PP3 y 100 ms por debajo de esta.

El geocuerpo capturado es limitado en la parte inferior por el punto plano (*Flat Spot*) y es consistente a lo largo de toda la estructura.

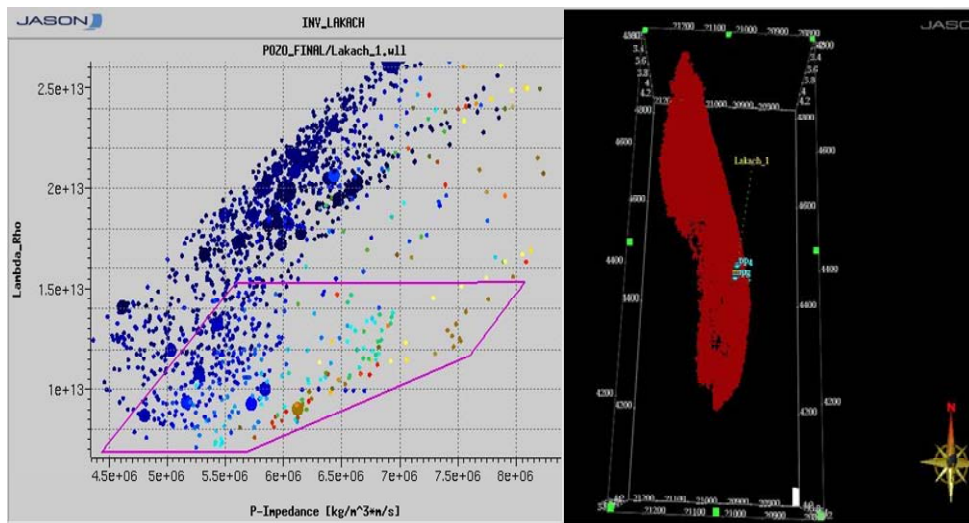


Figura III.1.5.7. Captura de Geocuerpos en la parte baja de la PP3.



De acuerdo a como se observa en la **Figura III.1.5.8**, un valor promedio para la porosidad total del geocuerpo es de 25% aproximadamente y cuenta con un *Net Pay* de entre 35 y 40 m. de espesor (**Figura III.1.5.9**).

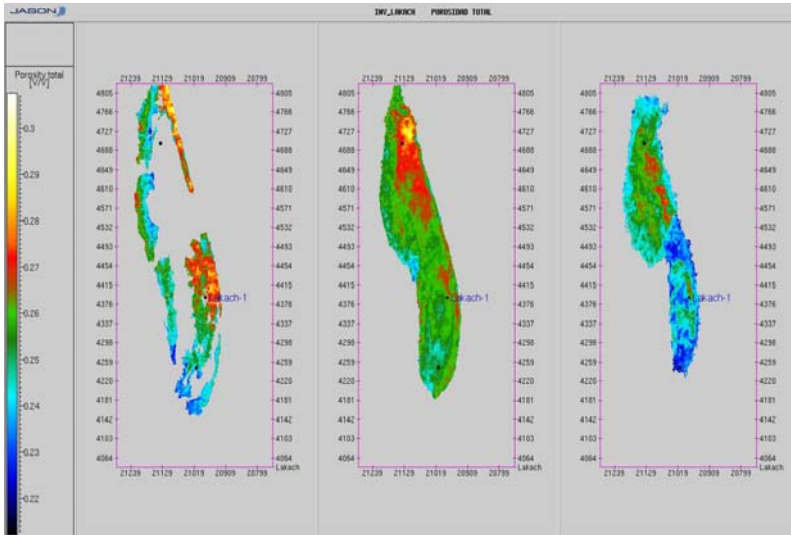


Figura III.1.5.8. Captura de Geocuerpos en valores de porosidad total.

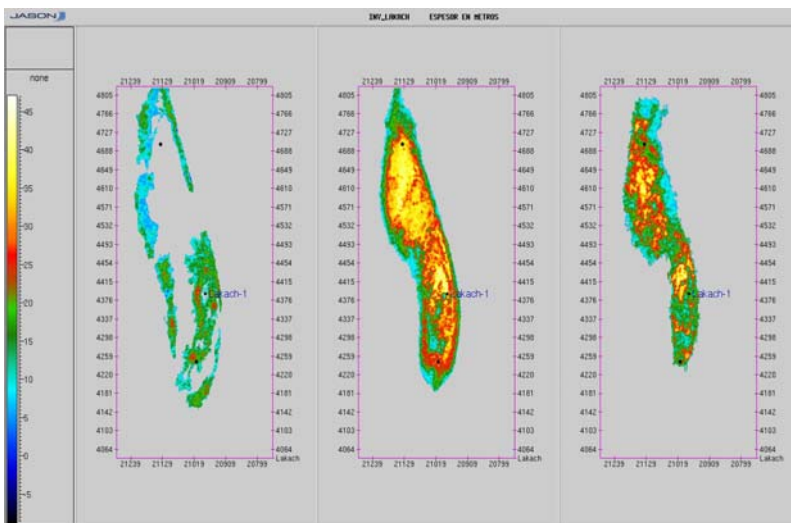


Figura III.1.5.9. Captura de Geocuerpos en valores de espesor. *Net Pay*.



La porosidad es obtenida de la relación conocida entre Porosidad y e Impedancia_P (Figura III.1.5.10 izquierda), y el *Net Pay* se obtiene también con la relación entre porosidad total y P Impedance junto con la relación entre Velocidad de Onda-P e Impedancia acústica (Figura III.1.5.10 derecha).

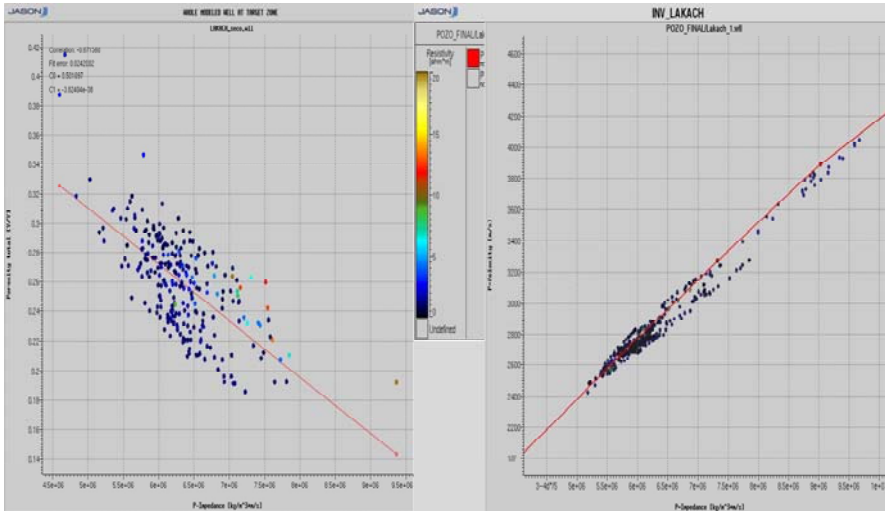


Figura III.1.5.10. Funciones entre impedancia_P y Porosidad (izquierda) y Velocidad de onda_P (derecha) para el pozo L-1.

La Figura III.1.5.11 muestra el geocuerpo capturado (derecha) utilizando el polígono que contiene datos del pozo de Λ rho e impedancia P (izquierda), conteniendo una ventana de 20 ms por encima de la cima del PP3 y 20 ms por debajo de esta. El geocuerpo capturado es limitado en la parte superior por la cima del PP3, y al parecer se trata de canales.

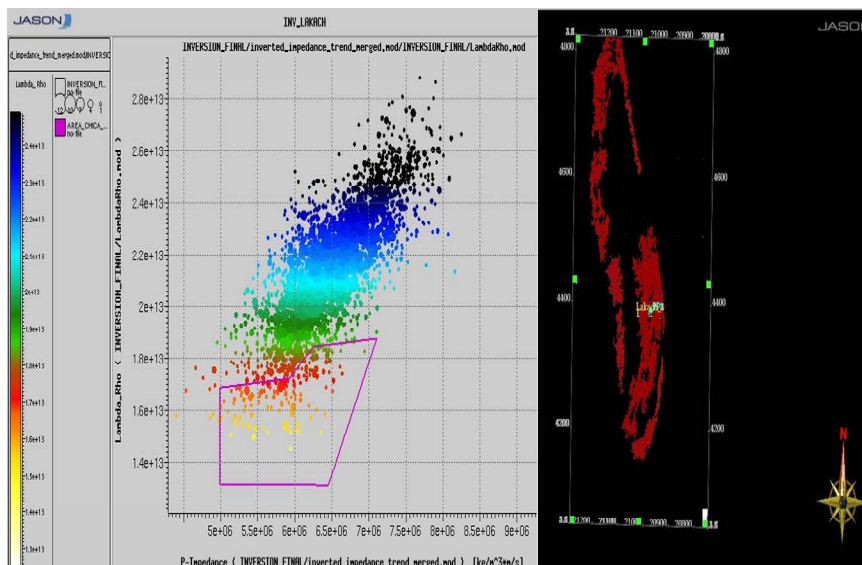


Figura III.1.5.11. Captura de Geocuerpos a la parte alta del PP3.



Las porosidades totales de este geocuerpo varían entre 20 y 26% mientras que el espesor impregnado se observa alrededor de los 16 m.

La figura **Figura III.1.5.12** muestra el geocuerpo capturado (derecha) utilizando el polígono que contiene datos del pozo de LambdaRho e impedancia $_P$ (izquierda), conteniendo una ventana de 20 ms por encima de la cima del PP2 y 50 ms por debajo de esta.

El geocuerpo capturado es limitado en la parte superior por la cima de PP2. El geocuerpo es más consistente en la parte norte de la estructura y más débil hacia la parte sur, variando de Sur a Norte en porosidades totales promedio de 23-26%, respectivamente, y espesores variables en general entre 15 y 30 m. aproximadamente.

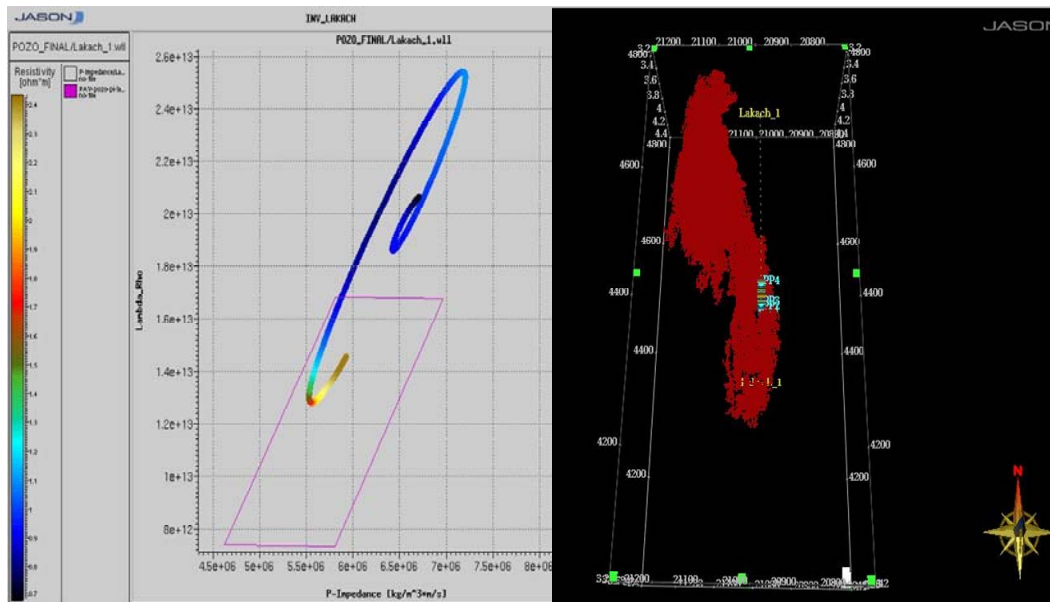


Figura III.1.5.12. Captura de Geocuerpos para PP2.



En la **Figura III.1.5.13** se observa una sección *in-line* que contiene los diferentes geocuerpos, expresados en porosidad, teniendo como fondo las trazas sísmicas.

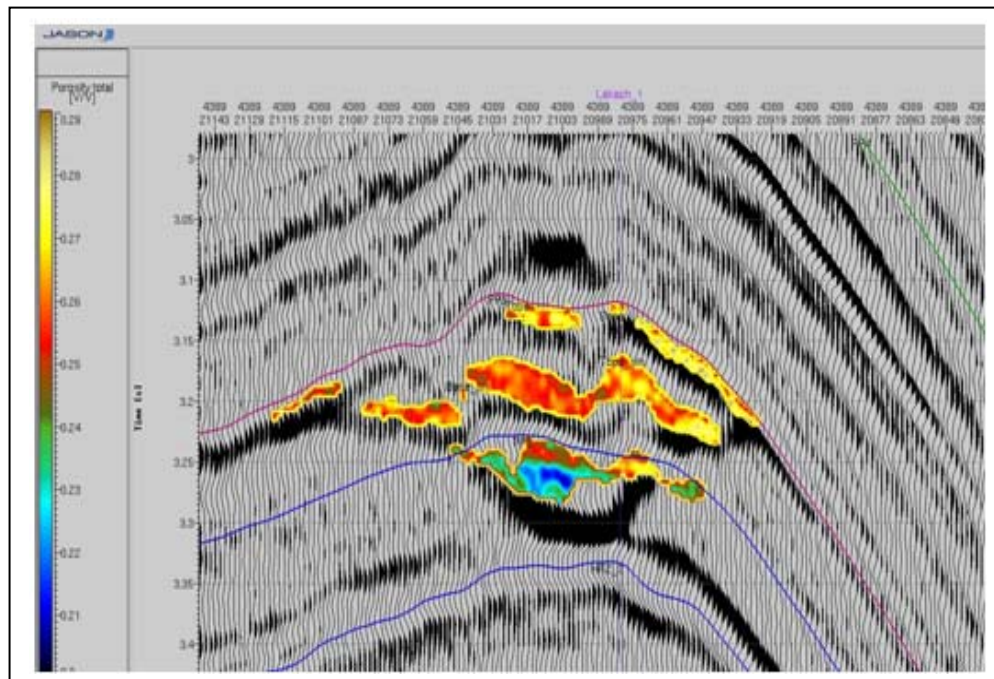


Figura III.1.5.13. Captura de Geocuerpos en porosidad.

III.2. Atributos sísmicos

El área de Caracterización y Delimitación de Yacimientos, realizó la extracción de atributos; inicialmente, se densificó hacia la porción occidental del área en estudio la correlación de horizontes sísmicos a cada 40 líneas y trazas para obtener mejores resultados. Los atributos que se manejaron fueron los de volumen, ya que estos, nos ayudan a determinar los rasgos estratigráficos que sirven de apoyo para la elaboración de modelos sedimentarios; los atributos utilizados para el análisis de *plays* fueron los de RMS y los de descomposición espectral; para los atributos de RMS se realizaron varias pruebas a diferentes ventanas de tiempo, 100, 50 y 25 ms por arriba y por abajo del horizonte, dando mejores resultados los de 50 y 25 ms (**Figura III.2.1**).

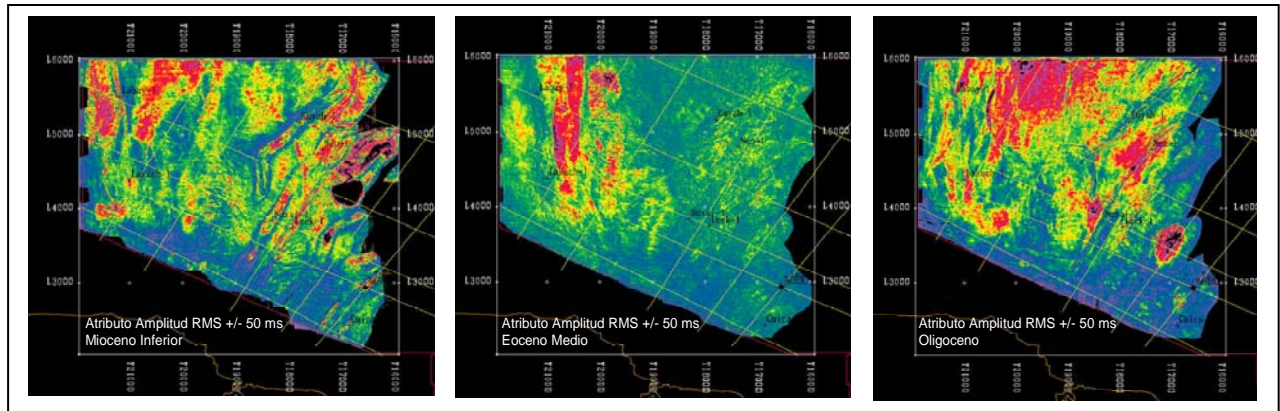


Figura III.2.1. Atributos Sísmicos de Amplitud RMS.

Para el atributo de descomposición espectral, se realizaron diferentes pruebas para determinar el rango de frecuencias en el que se pudieran observar rasgos geológicos de interés (**Figura III.2.2**); el rango de frecuencias que se maneja fue de 0 a 100 *Hertz*, observándose que con las bajas frecuencias se obtienen rasgos generales de la depositación de sedimentos y hacia las frecuencias altas, se definen con mejor detalle los rasgos estratigráficos pequeños.

Los mapas de atributos resultantes se utilizaron para la elaboración del modelo sedimentario y para definir la distribución de los diferentes *p/ays* identificados en el área.

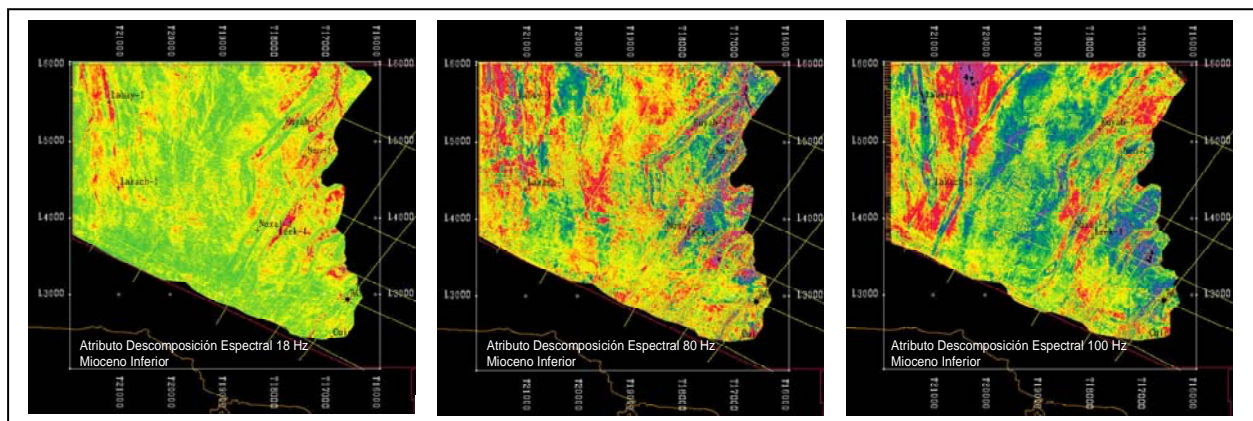


Figura III.2.2. Atributo de Descomposición Espectral.



Los niveles productores del área en estudio, desde el momento que fueron establecidos como prospectos exploratorios, fueron asociados a una trampa estructural (anticlinal) en cuya cresta, se definieron zonas de anomalías de amplitudes que restringían o controlaban las dimensiones del área de interés o límites de los yacimientos; los cuales no eran del todo concordantes con los contornos estructurales. Bajo la anterior premisa y sumada a la presencia de un punto plano (*flat spot*), en este estudio se hicieron varias estimaciones de atributos sísmicos principalmente interválicos (entre horizontes o en una ventana respecto a un horizonte) con fin de precisar el área para el cálculo volumétrico o de reservas de cada nivel productor.

En primer lugar se hicieron varias pruebas de extracción de amplitudes en múltiples ventanas en tiempo, respecto a los horizontes asociados a las cimas de cada nivel productor. En ambos niveles productores se extrajeron las amplitudes máximas negativas porque los horizontes asociados son de polaridad negativa. Aunque se usaron dos versiones de cubos sísmicos para extracción de amplitudes, finalmente se decidió utilizar la versión del apilado total del procesado de AVO realizado en el área; debido a que las amplitudes en la zona de yacimiento mostraron mayores contrastes con respecto a las encontradas en los flancos de la estructura investigada. Se asume que el procesado del AVO fue más preciso en el control de las amplitudes verdaderas relativas (*relative true amplitudes*) y por ende, se consideran más fiables las amplitudes en las zonas saturadas de hidrocarburos. Para el caso de la Arena 1 (PP2) resultó más confiable la ventana de extracción de +/-12 ms donde las amplitudes altas fueron normalizadas a un valor máximo de -27000. El mapa de amplitudes de esta arena se muestra en la **Figura III.2.3**.

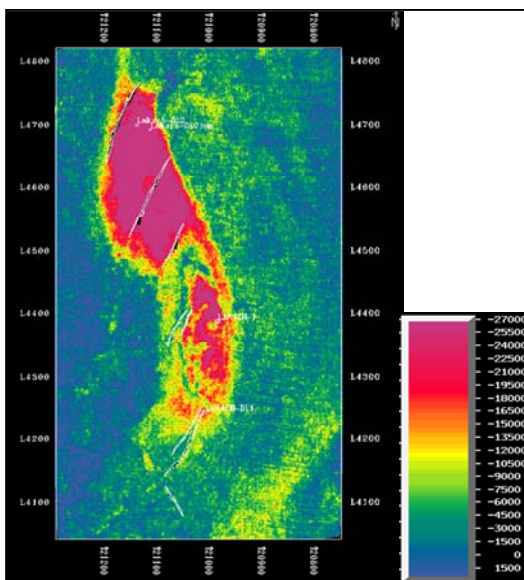


Figura III.2.3. Mapa de amplitudes extraídas en una ventana de +/- 12 ms del horizonte asociado a la cima de la arena 1 (PP2). Nótese las altas amplitudes tanto en el pozo L-1 como en la zona norte del mismo.



Debido a la presencia de un punto plano (*flat spot*) en el intervalo de la arena 2 (PP3), el mapa de amplitudes que finalmente se consideró más confiable fue, el obtenido mediante la extracción de la máxima amplitud negativa, entre la cima de dicha arena y un horizonte interpretado que pasara exactamente por dicho punto plano (*flat spot*). Este mapa se ilustra en la **Figura III.2.4**.

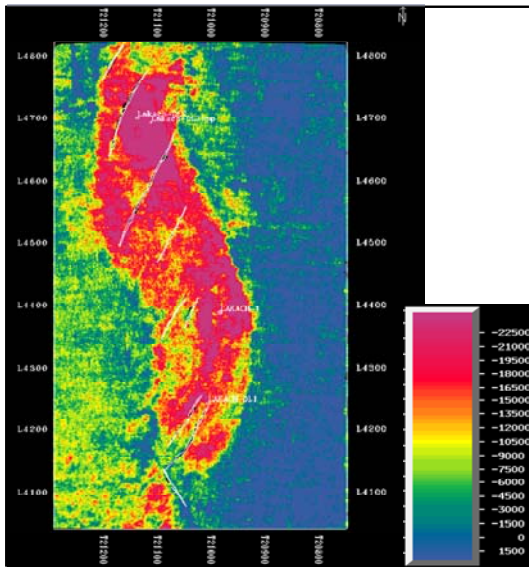


Figura III.2.4. Mapa de amplitudes entre la cima de la arena 2 (PP3) y un horizonte interpretado a través de *flat spot* (cercano a la base de PP3). Nótese la mayor extensión de la anomalía de amplitud respecto a la PP2.

Como puede verse en los mapas previos, la distribución de amplitudes no permiten definir con facilidad formas geométricas de posibles estructuras sedimentarias (canales, lóbulos y/o abanicos submarinos, etc.), se hicieron cálculos de cubos de coherencias y de descomposición espectral que pudieran mejorar la definición de estos posibles rasgos sedimentarios; sin embargo, los resultados obtenidos tampoco fueron muy alentadores.

En la **Figura III.2.5**. Se muestran dos cortes en tiempos paralelos al horizonte asociado a la cima de la arena 1 (PP2) extraído de un cubo de coherencia calculado en el área en estudio, usando de entrada, el volumen sísmico migrado pre-apilado (por tener mayor resolución vertical) y como se puede apreciar, los rasgos definidos corresponden a lineamientos de fallas y a los posibles límites de rocas con mayor saturación de hidrocarburos. Se hizo un ejercicio similar para la arena 2 (PP3) y sus resultados mostrados en la **Figura III.2.6** evidencian un mayor efecto de las fallas en dicho nivel.

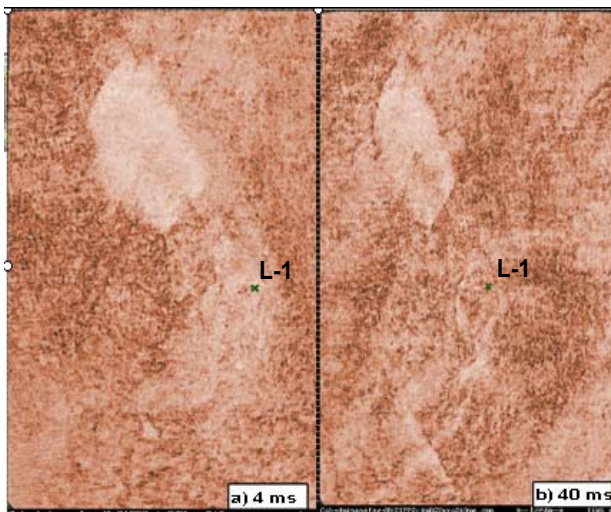


Figura III.2.5. Horizon slices paralelos a la cima de la arena 1 (PP2) extraídos de un cubo de coherencia en el área estudiada, nótese la presencia de algunos rasgos estructurales (fallas) y probable limite de rocas.

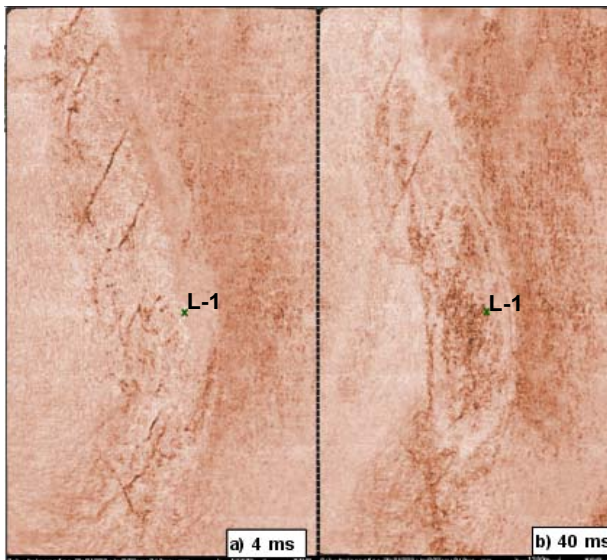


Figura III.2.6. Horizon slices paralelos a la cima de la arena 2 (PP3) extraídos de un cubo de coherencia en el área en estudio, nótese la presencia de algunos rasgos estructurales asociados a probables fallas.

Una prueba adicional de extracción de atributos sísmicos consistió en realizar descomposición espectral, en ventanas de tiempos centradas a los horizontes de interés, a fin de evaluar el aporte a la respuesta sísmica (amplitud preferentemente) de cada frecuencia individual (monofrecuencia) y la posible influencia de la estratigrafía en dicha respuesta. Como se puede ver en la **Figura III.2.6 a** y **Figura III.2.6 b**, los resultados para la arena 1, no dan indicios de una clara definición de posibles rasgos estratigráficos.

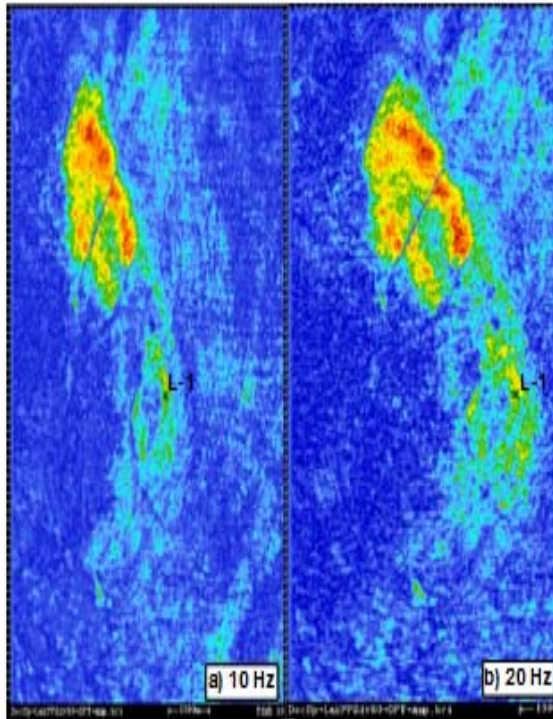


Figura III.2.6 a. Mapa de descomposición espectral en una ventana de 60 ms centrada a la cima de la arena 1 (PP2) mostrando los resultados a las monofrecuencias de: a) 10 Hz, y b) 20 Hz.

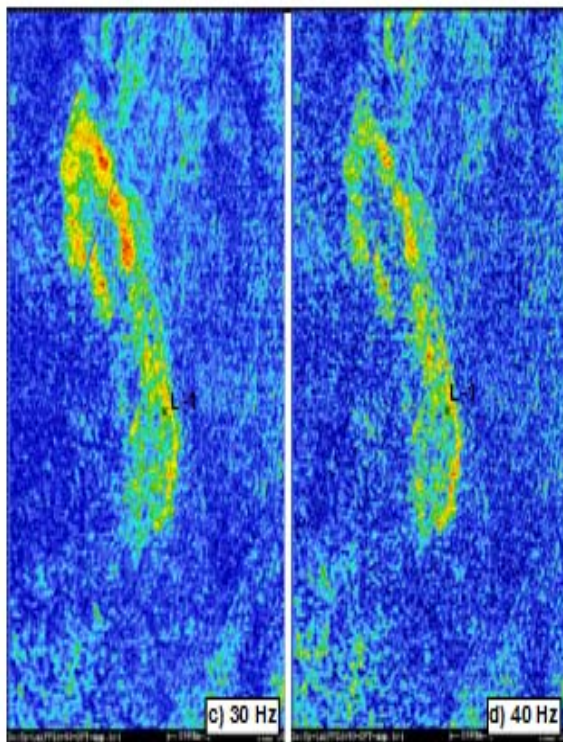


Figura III.2.6 b. Mapa de descomposición espectral en una ventana de 60 ms centrada a la cima de la arena 1 (PP2) mostrando los resultados para las monofrecuencias de: c) 30 Hz y d) 40 Hz.



Similar ejercicio se realizó para la arena 2 mostrado en la **Figura III.2.7 a** y **Figura III.2.7 b**, donde el alineamiento de las amplitudes pudiera sugerir la interpretación de un probable canal o posible depósito de arenas en el eje principal de la estructura en estudio.

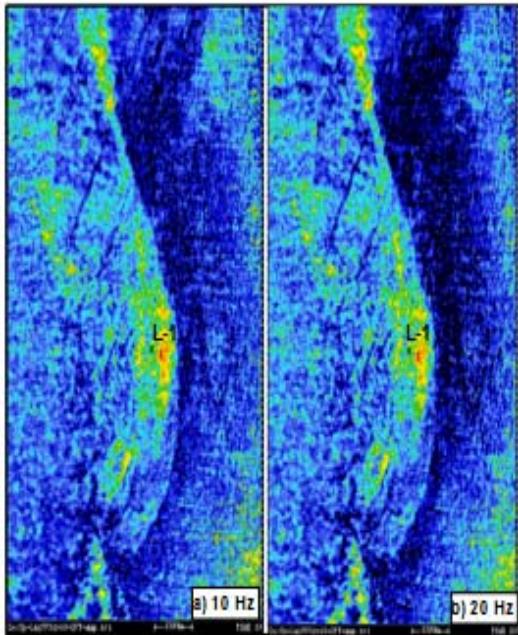


Figura III.2.7 a. Mapa de descomposición espectral en una ventana de 60 ms centrada a la cima de la arena 2 (PP3) mostrando los resultados de las monofrecuencias de: a) 10 Hz, y b) 20 Hz.

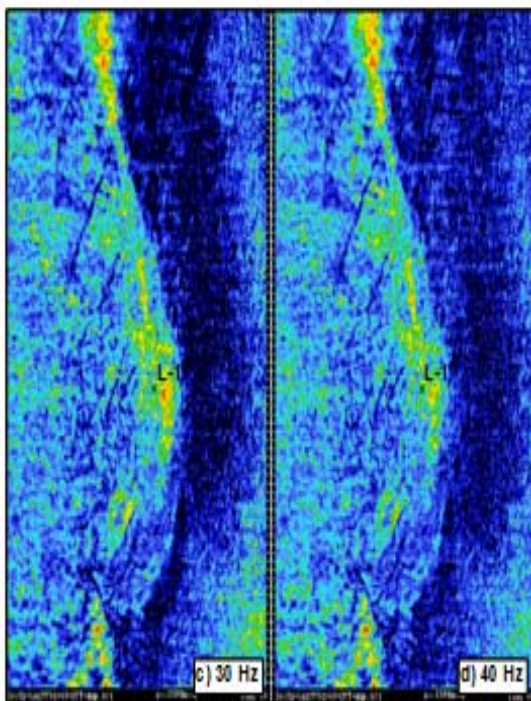


Figura III.2.7 b. Mapa de descomposición espectral en una ventana de 60 ms centrada a la cima de la arena 2 (PP3) mostrando los resultados de las monofrecuencias de: c) 30 Hz y d) 40 Hz.



Como una muestra de la utilidad de la descomposición espectral en la definición de rasgos estratigráficos, en la **Figura III.2.8** se muestran los resultados en una tercera arena (PP4) no productora del Mioceno Superior, los cuales si reflejan un probable depósito de canal.

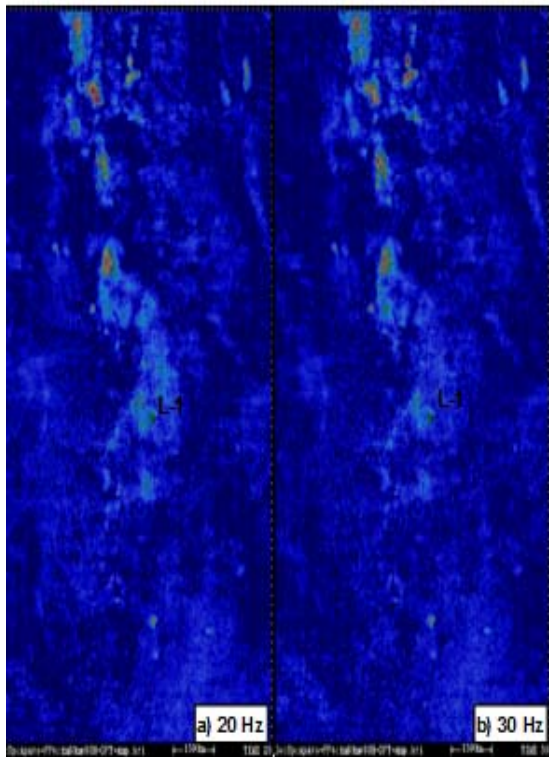


Figura III.2.8. Mapa de descomposición espectral en una ventana de 60 ms centrada a la cima de la arena 3 (PP4) no productora, del Mioceno Superior que a diferencia de las otras arenas, evidencia unos rasgos geométricos probablemente asociado a un canal sedimentario.

III.3. Conversión tiempo-profundidad

Para la conversión a profundidad se utilizó el modelo de velocidades con el cual, a partir de las velocidades de proceso, se obtuvo un modelo preliminar de velocidades en la porción occidental del cubo.

III.3.1. Modelo de velocidades

Con estos modelos de velocidades (**Figura III.3.1.1**), se convirtieron 5 transectos orientados NW-SE; los cuales, en profundidad muestran un jalón hacia bajo de los horizontes en profundidad, ocasionado probablemente por un problema de velocidades por debajo de los objetivos de interés del área de las estructuras L-1, Loc.1, Loc.5, Loc.4 y N-1.

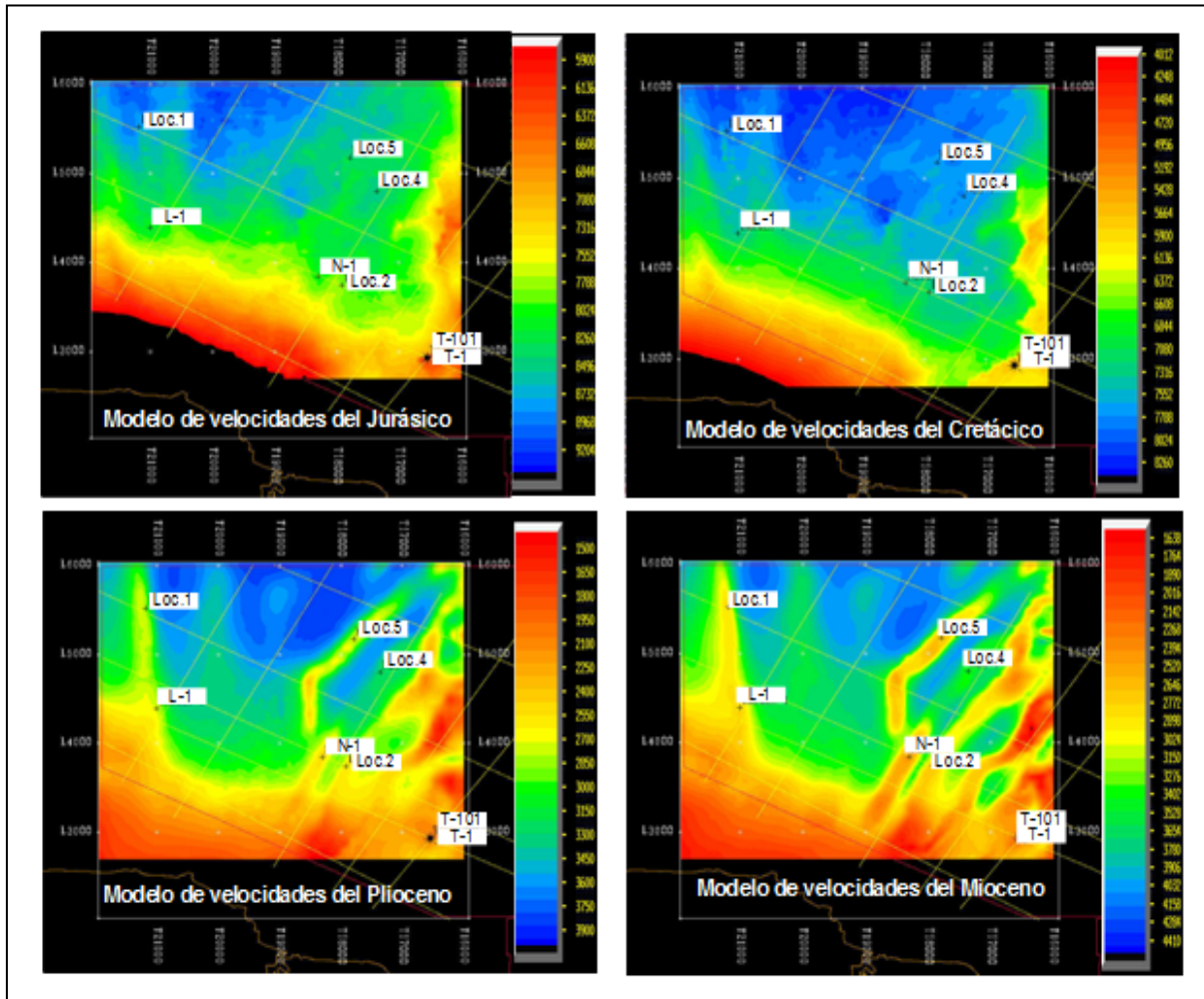


Figura III.3.1.1. Mapas de modelos de velocidades a diferentes niveles estratigráficos.

Las mallas correlacionadas en tiempo se convirtieron a profundidad, usando el mismo modelo de velocidad; estas mallas se interpolaron y se obtuvieron los planos estructurales en profundidad, desde el basamento hasta el fondo marino (Figura III.3.1.2).

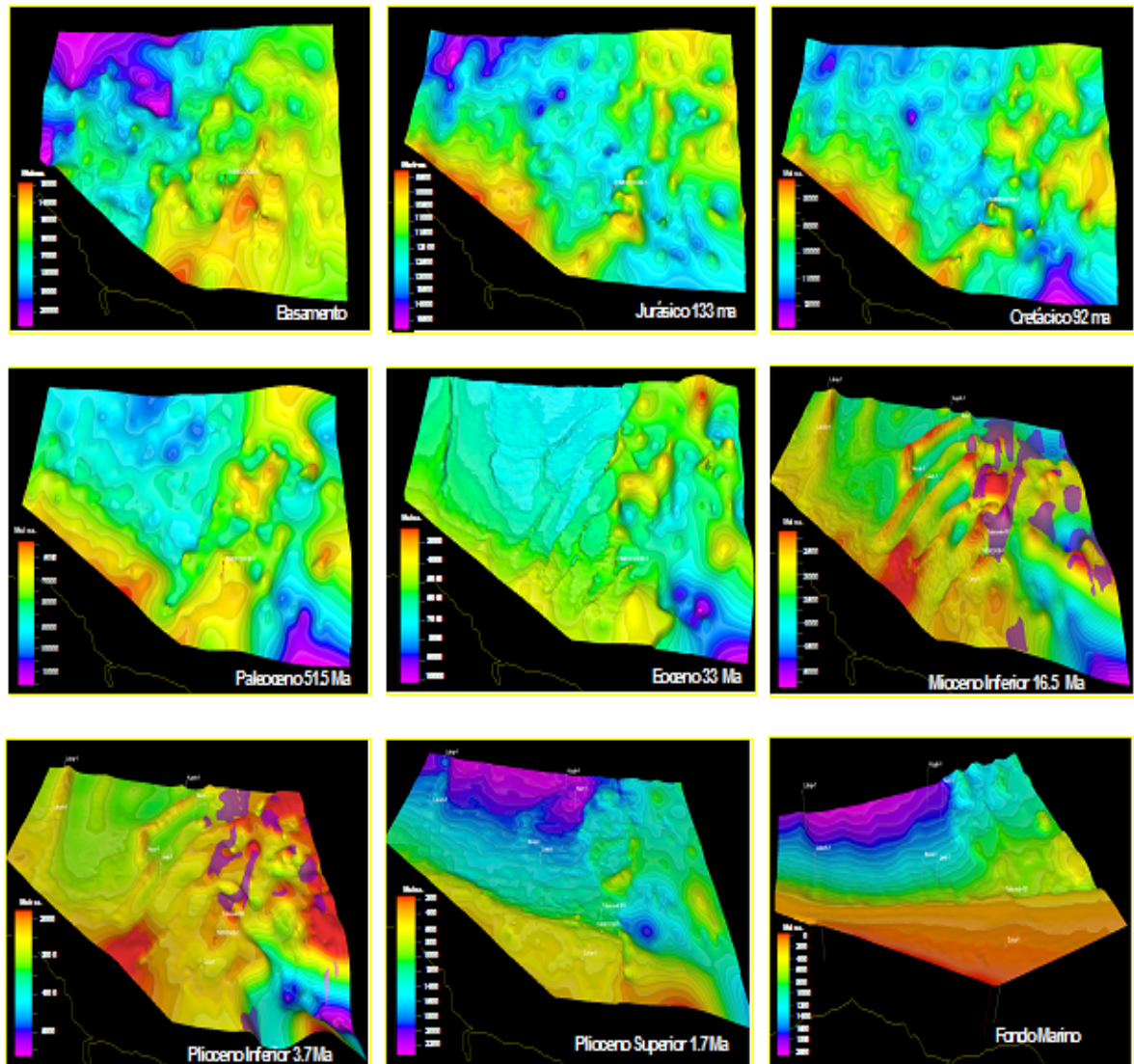


Figura III.3.1.2. Superficies en profundidad donde se muestra la geomorfología de los principales rasgos estructurales.

Se revisó y actualizó el modelo 3D de velocidades creado previamente, utilizando las velocidades de procesado sísmico (RMS) del cubo sísmico en estudio y calibradas preliminarmente con las curvas Tiempo-Profundidad (TZ) de los pozos N-1 y T-1, ubicados dentro del área cubierta por dicho estudio sísmico. Se utilizó para ello el programa *DepthTeam Express* mediante el uso de las velocidades calibradas y corregidas con la TZ del Perfil Sísmico Vertical (VSP) registrado en el pozo L-1 (**Figura III.3.1.3**).

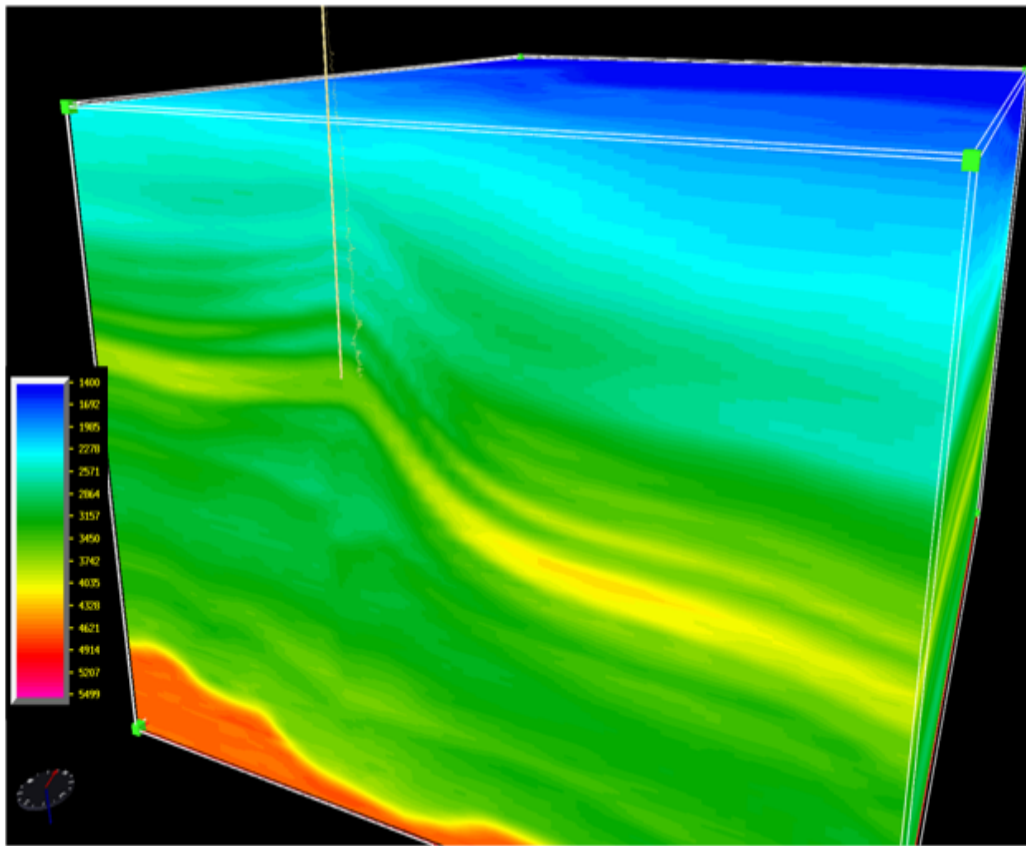


Figura III.3.1.3. Muestra las variaciones de velocidades tanto lateral como vertical, calibradas con las velocidades del VSP del pozo L-1.

La TZ del pozo L-1, fue la misma aplicada para la construcción del sismograma sintético y la calibración del registro sísmico adquirido en dicho pozo. En la **Figura III.3.1.4**, se muestran las diferentes versiones de las curvas TZ's y de velocidades interválicas estimadas, tanto del VSP como del registro sísmico (calibrado con el VSP) del pozo L-1.

Como se puede observar, las curvas TZs obtenidas son muy similares, aunque con valores más rápidos (menor tiempo) para la TZ del VSP. No obstante las curvas de velocidades interválicas calculadas con dichas TZs presentan notables diferencias en el intervalo 3010 a 3230, donde las velocidades calculadas a partir del registro sísmico (ajustado por VSP) presenta una mayor inversión con valores extremos de 1900 m/s (bajo) y 3650 m/s (alto) en comparación con valores extremos de 2600 y 3300 m/s para la velocidades interválicas calculadas con el VSP.



La curva del registro sísmico ajustada con el VSP fue la que dio un mejor ajuste de las cimas de las arenas con los valores centrales de las reflexiones de polaridad negativa, usadas en la correlación sísmica geológica.

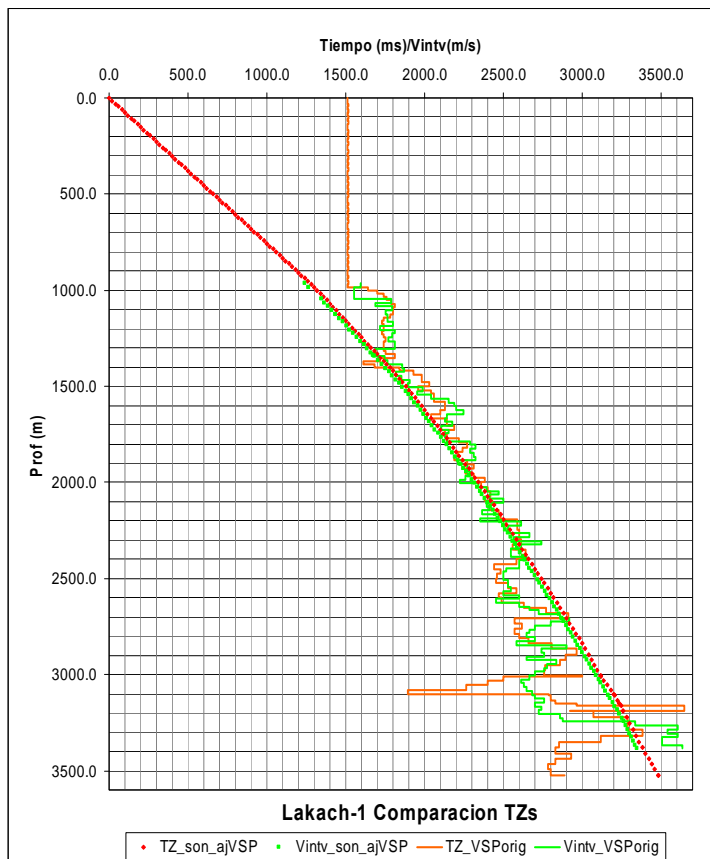


Figura III.3.1.4.- Gráficas de la curva TZ's y velocidades interválicas obtenidas en el pozo L-1 a partir de los datos del Perfil Sísmico integrando el registro sísmico (calibrado con el VSP).



En la **Figura III.3.1.5** se muestra una sección sísmica en tiempo que pasa a través del pozo, mostrando las velocidades interválicas extraídas del modelo 3D de velocidades.

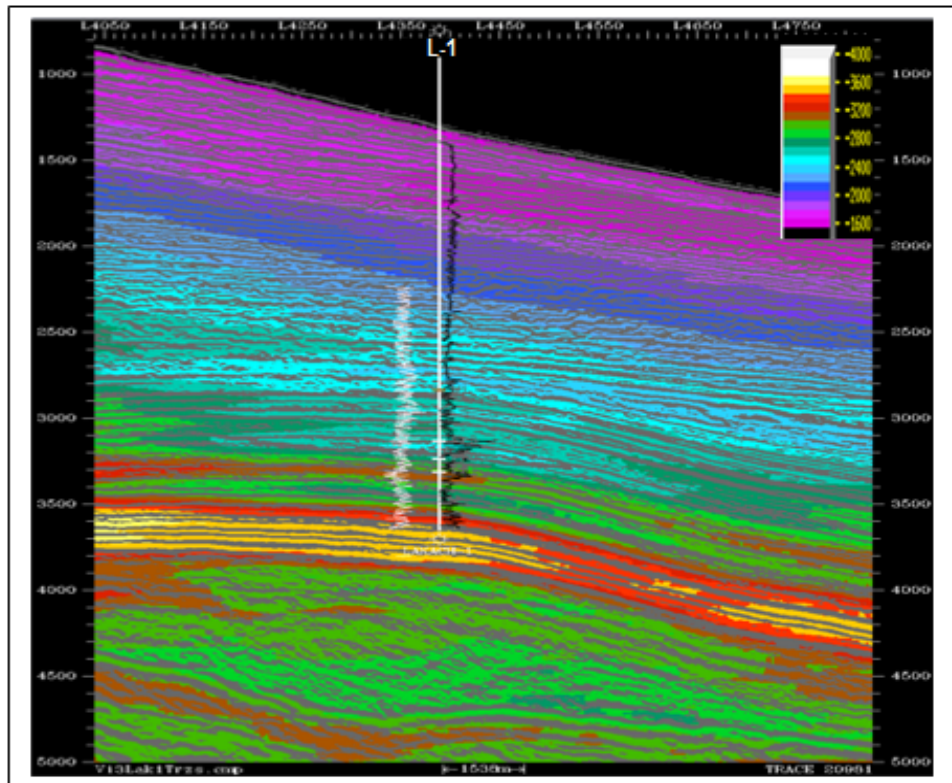


Figura III.3.1.5.- Sección sísmica a través (Cross line) del pozo L-1, mostrando la distribución y los rangos de velocidades interválicas obtenidas durante la creación del cubo de velocidades con el programa Depth Team Express.

III.3.2.- Conversión a profundidad

Una vez obtenido el modelo final de velocidades, se procedió a la conversión a profundidad de los horizontes interpretados en tiempo, de la cima y base de cada una de las dos arenas productoras, así como las fallas y trazas sísmicas de los volúmenes apilado total AVO y del PreSTM respectivamente. Los horizontes resultantes de esta conversión se utilizaron para generar los mapas de contornos estructurales con el módulo *Zmap* y calcular el área.



La **Figura III.3.2.1** muestra la configuración estructural en profundidad de la cima y base de la arena 2 productora (PP3) y la **Figura III.3.2.2**, corresponde a la configuración estructural de la cima y base de la arena productora 1 (PP2). Los datos que generaron estos mapas junto con las capas de las fallas en profundidad, se transfirieron a Petrel para que en conjunto con los datos petrofísicos, apoyen el cálculo volumétrico.

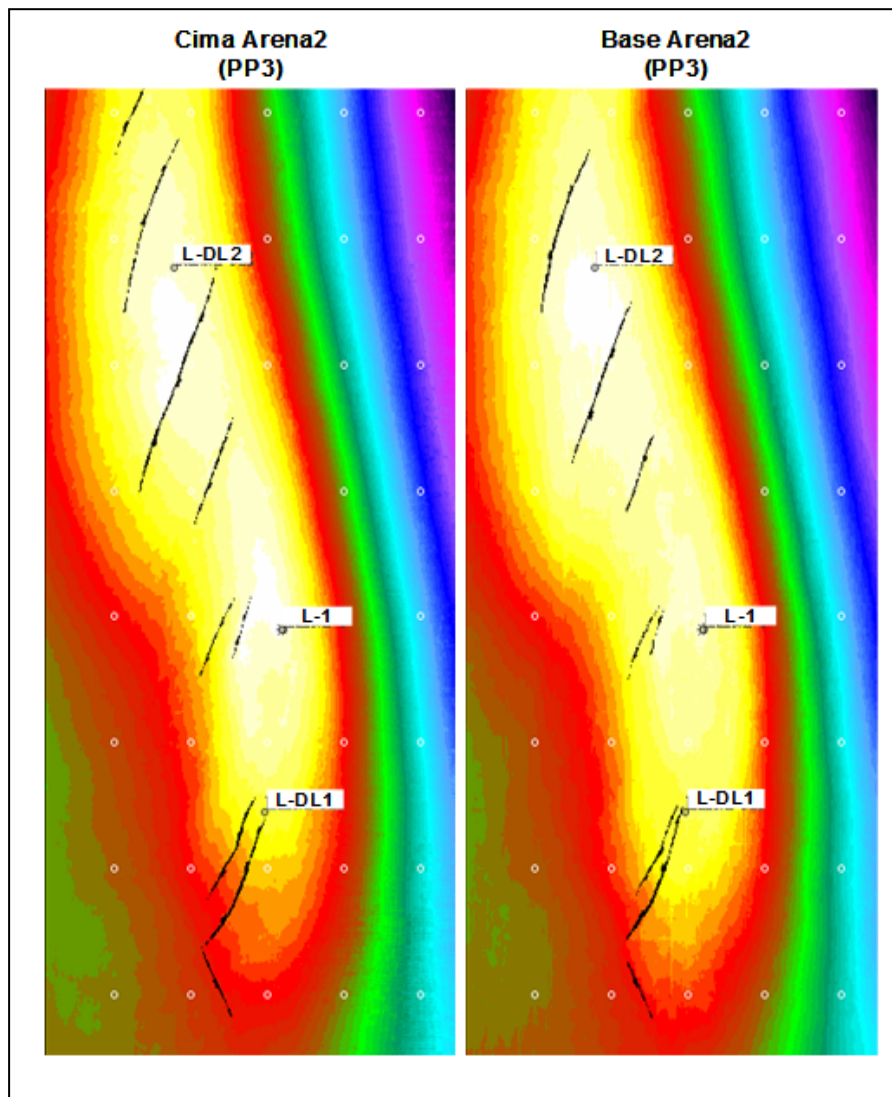


Figura III.3.2.1.- Configuración sísmico estructural de la cima y base de las arenas productoras 2 correspondientes a la PP3.

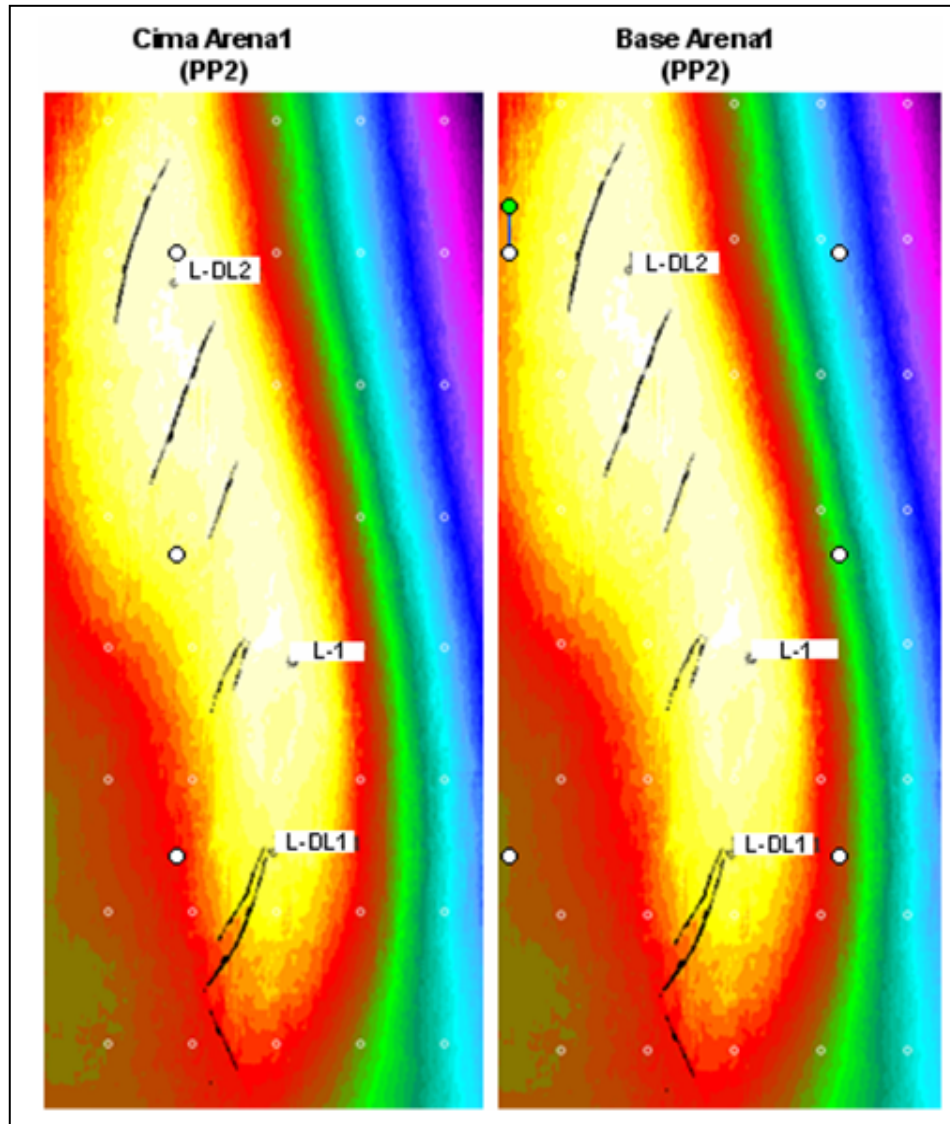


Figura III.3.2.2.- Configuración sísmico estructural de la cima y base de las arenas productoras 1 correspondientes a la PP2.



III.3.3.- Generación de mapas en tiempo y profundidad.

Como resultado final de esta fase del estudio de caracterización inicial del campo, se generaron los planos en tiempo, en profundidad y de atributos; las configuraciones se llevaron a cabo utilizando la aplicación de *Zmap* de *Landmark*, para ello se realizó lo siguiente:

- Se importaron los datos de los horizontes en tiempo y profundidad realizados en *Seisworks*.
- se crearon los archivos MFD y ZGF para este proyecto.
- Se realizaron las grillas con un incremento de 100 x 100.
- Con estos datos se hicieron 4 mapas estructurales en tiempo correspondientes a la cima y base de los intervalos productores 2 y 3, así mismo en profundidad para los mismos niveles a una escala de 1: 20,000.

En la **Figura III.3.3.1** se observa que la estructura del campo en estudio es un anticlinal alargado, su eje principal esta orientado NW-SE, con un relieve muy suave en el flanco SW y mucho más fuerte en el flanco NE, tal como se aprecia en la densidad de los contornos de las configuraciones (intervalo de curvas cada 50 m).

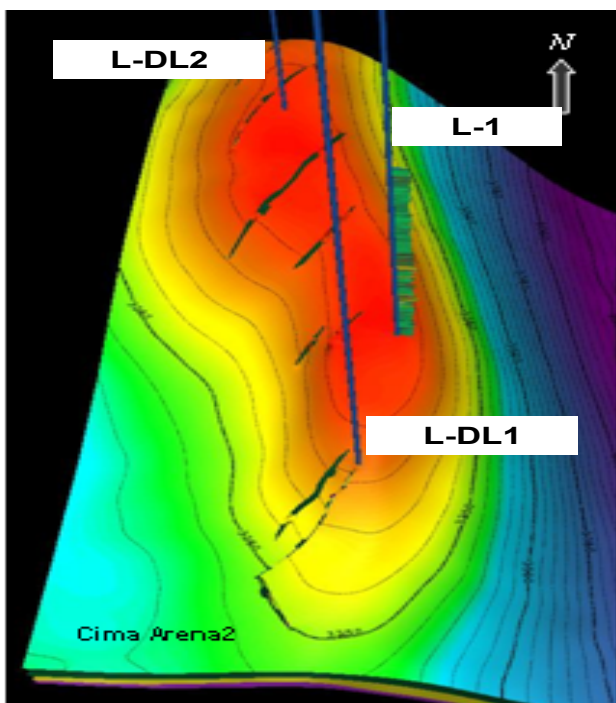


Figura III.3.3.1.- Vista 3D en profundidad de la estructura del campo en estudio, observando la cima de la arena 2(PP3) productora de gas seco.



La culminación de este anticlinal esta afectado por una serie de fallas normales con una orientación preferencial NE-SW, y algunas de ellas afectan longitudinalmente desde 1 hasta 3 Km de longitud, en el sentido vertical se considera que son de poco relieve ya que el salto no es más de 30 metros formando pequeños fosas y pilares; el pozo L-1 se sitúa en la parte culminante del flanco sureste de esta estructura.

La estructura en los mapas esta representada en tonos rojos a naranjas, las cotas mas altas que van de 3100 mbnm a azules y morados, las cotas mas bajas 4500 mbnm. En la **Figura III.3.3.2** se muestra en la parte superior los mapas estructurales en profundidad que corresponden a la cima y base de la arena_2 productora de gas seco (Prueba de Producción 3), y en la parte inferior se muestran los mapas correspondientes a la cima y base de la Arena_1 (Prueba de Producción 2).

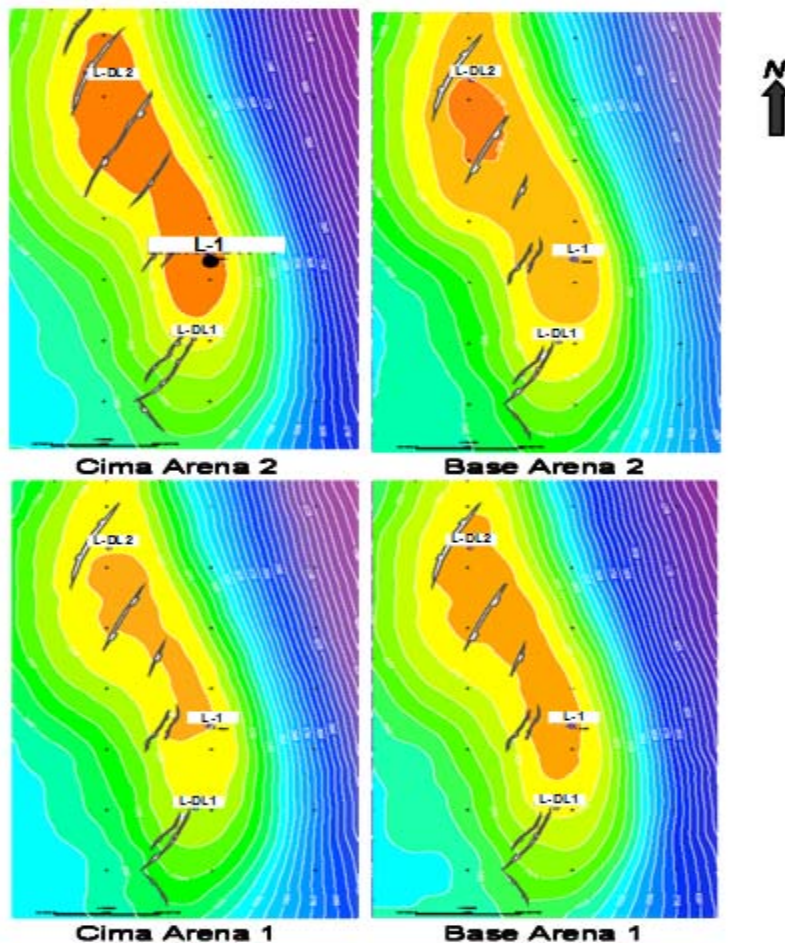


Figura III.3.3.2. Muestra los mapas estructurales en profundidad correspondientes a los niveles de las arenas productoras de gas seco en el campo en estudio.



Finalmente, en la **Figura III.3.3.3**, se muestra la anomalía de Amplitud con contornos en profundidad, con la que se apoyó la distribución areal de hidrocarburos en los yacimientos del campo en estudio: a) anomalía de Amplitud Máxima Negativa correspondiente a la arena_2 y, b) anomalía de Amplitud Máxima Negativa correspondiente a la arena_1; para ambos yacimientos se obtuvo la anomalía de amplitud en *Seisworks* y se configuró en *Zmap*.

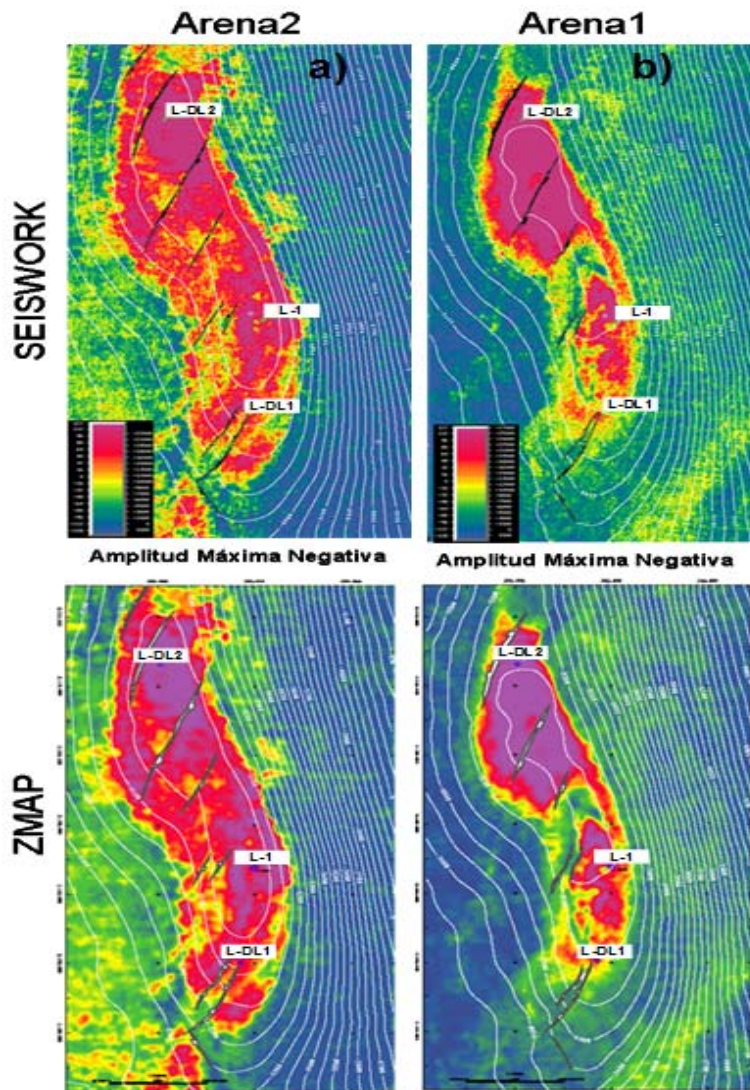


Figura III.3.3.3. Muestra los mapas estructurales en profundidad. a) anomalía de Amplitud Máxima Negativa correspondiente a la arena 2 y b) anomalía de Amplitud Máxima Negativa correspondiente a la arena 1.



IV. MODELO PETROFISICO

El procesamiento de registros geofísicos, consiste en analizar cada una de las curvas principales obtenidas con cada herramienta, para determinar la composición mineralógica y textura de la roca con lo cual se obtiene el modelo petrofísico. Los minerales deben ajustar con los descritos en la litología. El ajuste debe ser lo más cercano a la realidad, ya que de ello depende la porosidad efectiva que se calcule.

Una vez que se cuenta con los resultados del estudio petrográfico, la labor principal es ligar y calibrar los registros geofísicos con los datos litológicos obtenidos de los núcleos y muestras de canal para obtener así, el modelo petrofísico final. Para llegar a dicho modelo se llevó a cabo una secuencia de trabajo la cual, se realizó en dos etapas. En la primera, se calculó litología y porosidad efectiva y en la segunda etapa la saturación de agua. La característica principal del pozo estudiado, es la gran secuencia arcillosa y limolítica que encajona a las intercalaciones de arenas del Mioceno Medio, las cuales representan distintas condiciones de depósito, principalmente a un sistema de desborde y margen de canal (*Levee-Channel System*) de sistemas turbidíticos en ambientes de talud, desde depósitos de alta hasta depósitos de baja energía. Los cuerpos arenosos probados presentan, en algunas partes, areniscas compactas y en otras, areniscas deleznable, así como areniscas con intercalaciones arcillosas complicando su identificación en los registros geofísicos, debido a que presentan propiedades petrofísicas diferentes.

En la perforación del intervalo en estudio, se utilizó lodo base aceite, con una densidad de 1.6 gr/cc y una viscosidad de 30 cp. En la **Tabla IV.1**, se presenta las propiedades reológicas del lodo utilizado en el pozo.

Profundidad Total (m)	Temp. de Fondo (°C)	Temp. de Superficie (°C)	Densidad de lodo (RhoF) (g/cc)	Diámetro de Agujero (Pulg.)
3802	75	23	1.78	8.5

Tabla IV.1. Propiedades reológicas del lodo utilizado.



IV.1.- Información general

Se recopiló información de reportes litológicos de pozo, análisis de núcleos, análisis petrográficos, difracción de Rayos X, imágenes de muestras con microscopio electrónico de barrido (SEM), cromatografía, información digital de registros de resistividad, radioactivos, acústicos, resonancia magnética y datos de producción. La **Tabla IV.1.1** muestra la relación de registros corridos en esta etapa.

RESITIVO TIEMPO REAL (m)	INDUCCION (m)	DENSIDAD/NEUTRON/ NGT (m)	SÓNICO (m)	RESONANCIA MAGNETICA (m)	PROBADOR DE FORMACIONES* (m)	ECHADOS (m)	CHECK SHOT (m)
1094- 3786	1415-1910 2634-3460	1415-3800	1094- 1390 2625- 3788	3140-3470	2075-2603 26 puntos	1910-2650	1910- 2650

* Agujero Descubierto

Tabla IV.1.1. Registros geofísicos corridos en el pozo.

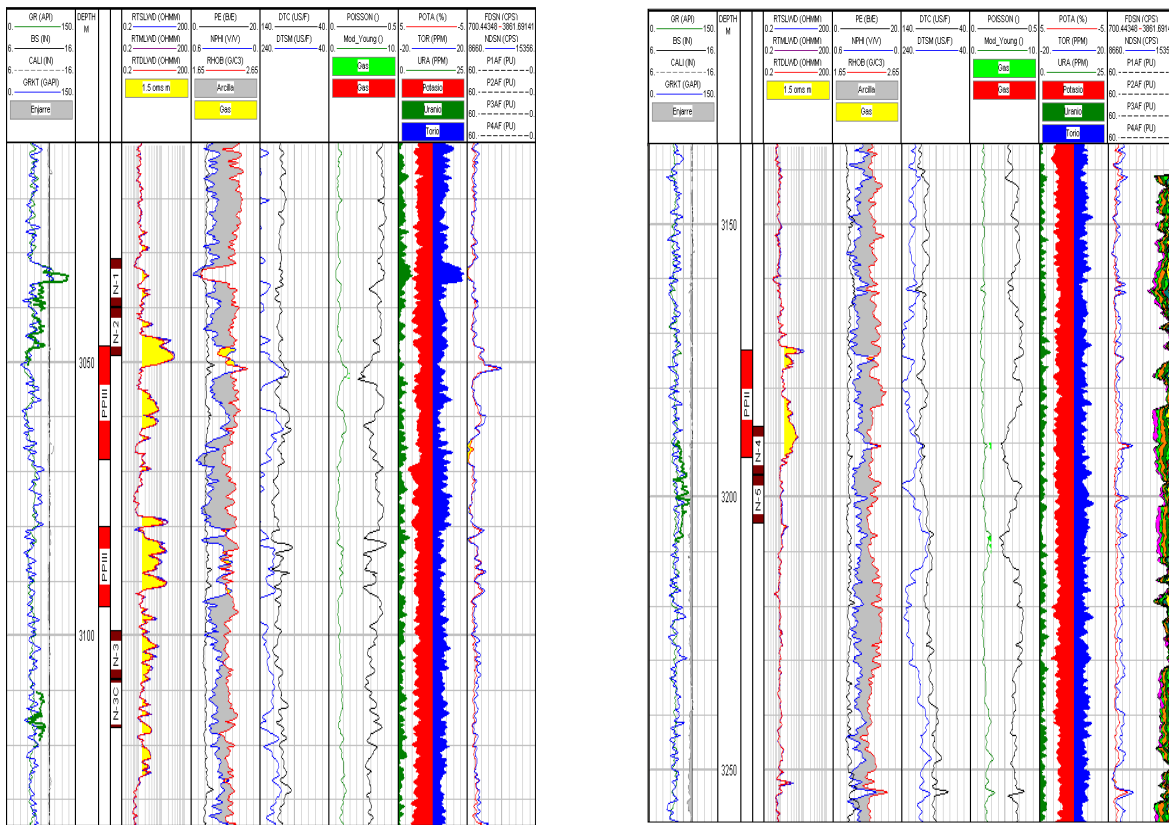
IV.1.1. Control de calidad, edición y validación de curvas

Se cargaron archivos de curvas en formato LAS en el sistema Interactivo IP (*Interactive Petrophysics*), procediendo a editar curvas y ponerlas en profundidad en casos donde era necesario; en algunos intervalos se tuvieron que empalmar diferentes corridas y efectuar correcciones por ambiente. Los registros obtenidos se compararon con las copias en papel a fin de validar las curvas corregidas con las originales del pozo.

Con las curvas de registros validadas y editadas, así como con datos de núcleos puestos en profundidad, se procedió a generar un registro compuesto para el pozo, con la finalidad de visualizar todas las curvas y los datos de núcleo para poder identificar intervalos con características petrofísicas similares para la evaluación petrofísica



El registro compuesto (**Figura IV.1.1.1a y Figura IV.1.1.1b**), muestra en el primer carril las curvas de correlación de rayos gamma de núcleos y registros; el segundo, tercero y cuarto carril muestra la profundidad de los registros, pruebas de producción realizados y núcleos cortados; el quinto carril, muestra las curvas de resistividades, en el sexto carril están las curvas de neutrón, densidad y factor fotoeléctrico, en el séptimo y octavo carril se presentan las curvas de propiedades acústicas, como modulo de *Young* y relación de *Poisson*; el noveno carril muestra las curvas radioactivas y en el último carril la información del neutrón adicionando los *bines* de porosidad aparente obtenidas de la resonancia magnética.



a) b)
Figura IV.1.1.1. Registro compuesto. a) yacimiento 2, b) yacimiento 1.



IV.1.2. Datos de núcleos

En este estudio se tomó en consideración la información de siete núcleos obtenidos en el agujero de 8 ½” tal como se detalla en la **Tabla IV.1.2.1**. Los núcleos tuvieron análisis de petrofísica básica incluyendo rayos gamma, porosidad y permeabilidad, así como análisis especiales, que incluyen presión capilar por inyección de mercurio y por centrífuga, índice de resistividad, permeabilidad relativa y capacidad de intercambio catiónico.

Núcleo No.	Recuperación		Litología
	(m)	(%)	
A	7	77.77	Arenisca gris claro de grano fino a medio, regularmente clasificado.
B	8.5	94.44	Arenisca gris claro y oscuro de grano fino y medio regularmente clasificado
C	1.2	13.33	Arenisca gris claro de grano fino a medio, delaznable.
D	9	100	Intercalaciones de arenisca de grano fino y medio, regularmente compacto.
E	9	100	Arenisca gris claro con grano gruesos y finos.
F	9	100	Arenisca gris claro y gris verdoso de grano fino a grueso.
G	9	100	Arenisca gris claro de grano fino y arenisca conglomerática.
H	9	100	Intercalaciones de arenisca gris oscuro y verdoso, calcárea y bentónica.

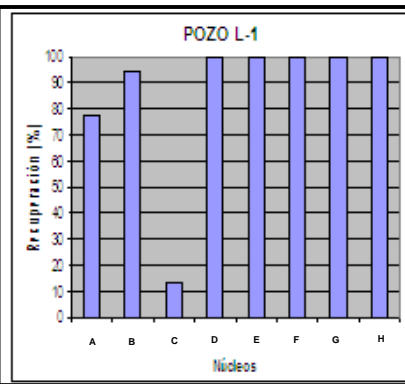


Tabla IV.1.2.1. Datos de núcleos cortados y gráfica que representa el porcentaje de recuperación de los núcleos cortados en el pozo L-1.

En la **Figura IV.1.2.1** se observa la relación porosidad–permeabilidad de los núcleos correspondientes al cuerpo de areniscas improductivas (PP-I, Núcleo-G), al yacimiento 2 (núcleos A, B, C y D) y al yacimiento 1 (núcleos E y F).

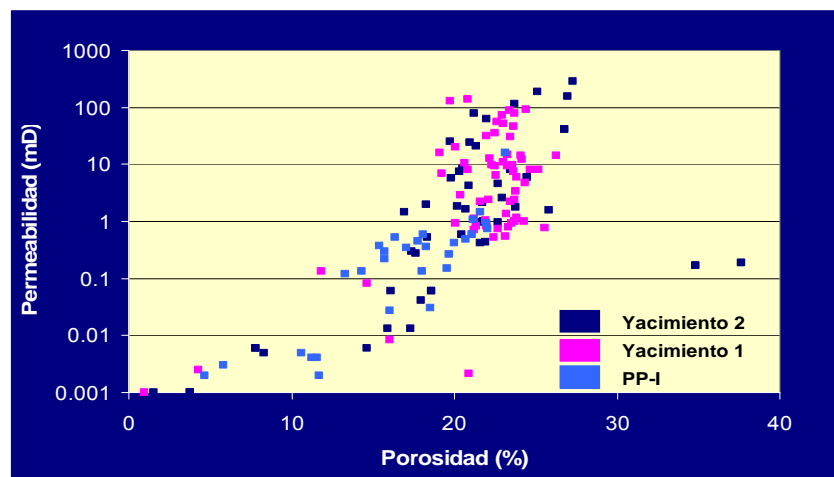


Figura IV.1.2.1.- Relación porosidad (%) – permeabilidad (mD) de datos de núcleos para los yacimientos 1 y 2, así como para el cuerpo de arenas improductivas.



El cuerpo de areniscas improductivas presenta valores por debajo de 23% de porosidad y 15 mD de permeabilidad, mientras que los núcleos del yacimiento 1 muestran valores de hasta 26% de porosidad y 141 mD de permeabilidad, por otro lado; el yacimiento 2 presenta valores de hasta 27% de porosidad y 281 mD de permeabilidad.

La distribución de datos de los núcleos, indica que el cuerpo de areniscas basales (PP-I, Núcleo G), presenta los porcentajes de porosidad y permeabilidad más bajos en comparación con los núcleos en los yacimientos 1 y 2, mostrando una tendencia con disminución hacia su base. Para el caso del yacimiento 1, se observa una tendencia homogénea entre 20 y 25% de porosidad con una variación más notable de permeabilidad que va entre 1 y 100 mD.

Para el yacimiento 2, se muestra una distribución de porosidad entre 16 y 27% ligeramente más alta que el yacimiento 1, con una permeabilidad más estratificada y con valores entre 1 y 200 mD (**Figura IV.1.2.2**). Estas distribuciones de porosidad y permeabilidad indican que el yacimiento 1 presenta mejor calidad de roca dispuestas en delgadas capas, mientras que el yacimiento 2 se presenta en forma más homogénea.

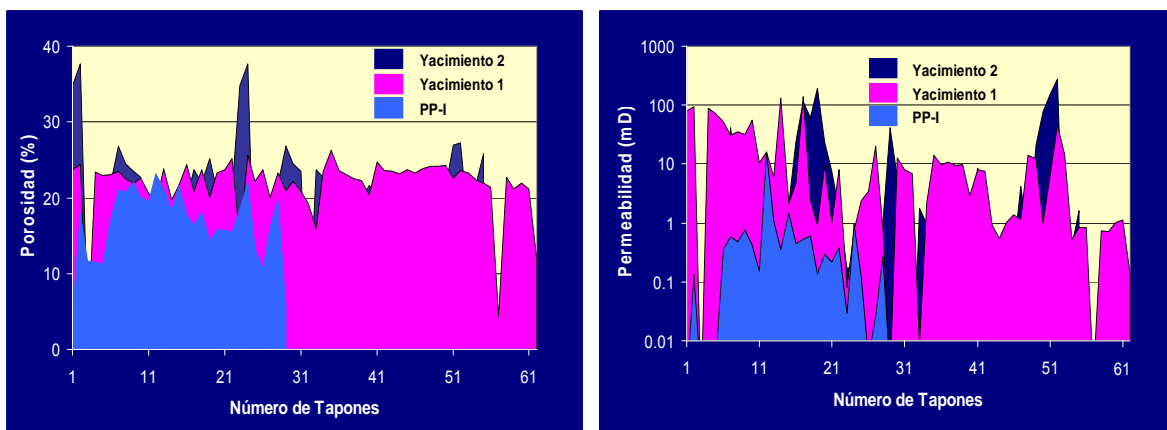


Figura IV.1.2.2.- Distribución de datos de núcleos. Izquierda. Comparativo de distribución de porosidad (%). Derecha. Comparativo de distribución de permeabilidad (mD).



VI.1.3. Gráficas cruzadas

El análisis estadístico y comparativo de propiedades de núcleo y de respuestas características de los registros, facilita la identificación de las propiedades petrofísicas de cada yacimiento. El gráfico inicial típico es la relación Densidad–Neutrón en la que se relaciona Roca–Fluido y la relación Neutrón–Sónico para fluidos.

La arena basal (**Figura IV.1.3.1a**) no muestra efecto de gas debido a que la formación presenta mayor densidad, mayor compactación y los más bajos tiempos de tránsito lo cual se refleja en su rango de porosidad total entre 15 y 25%.

El yacimiento 2 (**Figura IV.1.3.1b**), el cual presenta poco efecto de gas y poco efecto por contenido de arcilla denotando una formación menos compacta y con mas contenido de fluidos en comparación con la arena basal ya que su porosidad total presenta un rango entre 20 y 28%.

El yacimiento 1 (**Figura IV.1.3.1c**), el cual presenta un moderado efecto de gas denotado por el cruce de curvas densidad – neutrón y la presencia de arcillas mas estratificadas. Este cuerpo presenta baja compactación y mayor contenido de fluidos reflejado en su porosidad total que varía entre 18 y 32%.

La arena superior (**Figura IV.1.3.1d**), presenta más efectos por arcilla que por gas debido a la alta laminación entre las capas de areniscas y capas de lutita, lo cual afecta la resistividad de la formación. Presenta una porosidad total entre 18 y 32%.

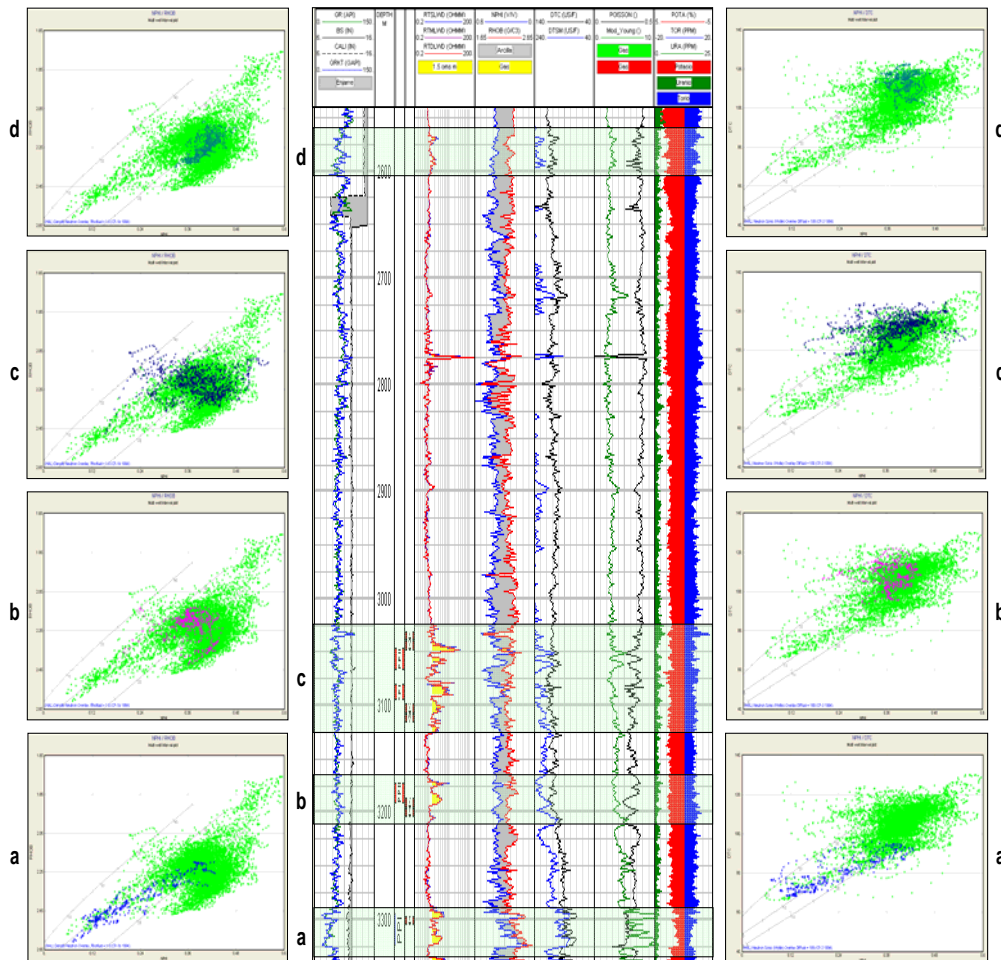


Figura IV.1.3.1. Gráfica densidad - neutrón. (a) arena basal (PP-I), b) yacimiento 2, c) yacimiento 1 y d) arena superior.

Los histogramas representativos de las curvas de rayos gamma corregido por uranio (GRKT), resistividad (RTDL), densidad (RHOB), neutrón (NPHI) y tiempo de tránsito (DTC), permiten visualizar las variaciones que se presentan entre los cuerpos arenosos.

En la **Figura IV.1.3.2** se observa que la arena basal presenta los rayos gamma más bajos con rangos de 18-52 GAPI, resistividades entre 1-5.48 ohm.m con mayores densidades entre rangos de 2.1-2.35 gr/cc, valores mas bajos de neutrón entre 0.32-0.48 p.u. y tiempos de tránsito más bajos que varían entre 88 y 123 μ s/ft.



El yacimiento 1 presenta valores de rayos gamma con rangos que varían de 48-66 GAPI, resistividades entre 1-5 ohm.m, densidad aparente entre 2.13-2.35 gr/cc, valores de neutrón entre 0.32-0.43 p.u. y tiempos de tránsito entre 96-115 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

El yacimiento 2 muestra valores de rayos gamma entre 38-70 GAPI, las mas altas resistividades entre 1-14 ohm.m, densidad entre 2.08-2.35 gr/cc, valores mas altos de neutrón entre 0.25-0.51 p.u. y los tiempos de transito mas altos entre 96-127 $\mu\text{s}/\text{ft}$. Se observa que los rayos gamma mas altos están concentrados en la denominada “arena superior” con rangos de 40-100 GAPI, bajas resistividades con rangos entre 1-3 ohm.m, bajas densidades con rangos entre 2.1-2.35 gr/cc y tiempos de tránsito que varían entre 88 y 120 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

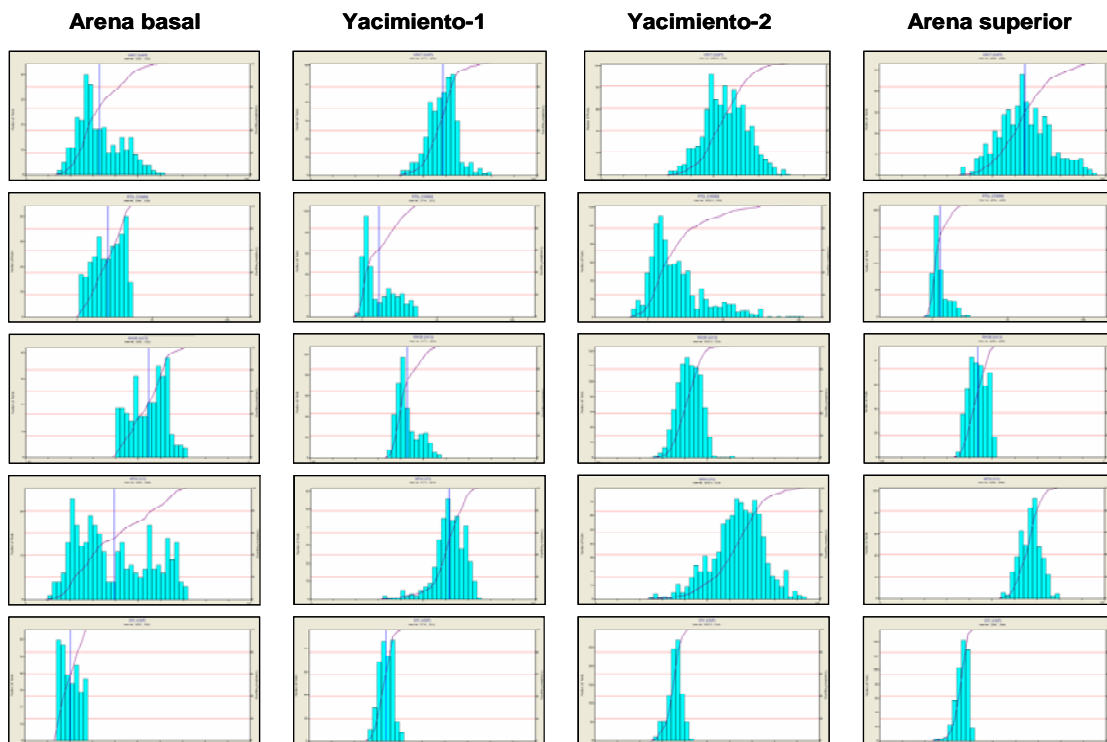


Figura IV.1.3.2. Histogramas representativos de rayos gamma, resistividad, densidad, neutrón y tiempo de tránsito para los cuerpos arenosos.



Con base en el registro radioactivo de rayos gamma espectral, es posible diferenciar el tipo aproximado de arcilla presente en los pozos, especialmente usando la relación torio / potasio, (Figura IV.1.3.3).

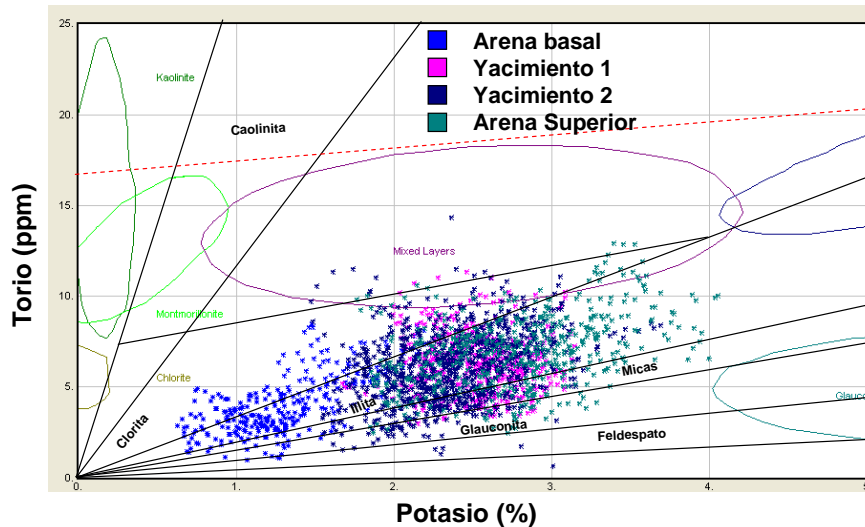


Figura IV.1.3.3.- Relación Torio (ppm) / Potasio (%) que muestra la concentración de minerales arcillosos.

Se observa que la mayor parte de las arcillas son illitas con poca presencia de micas, adicionalmente se presentan mezclas de arcillas que incluyen esmectitas; la diferenciación del tipo de arcilla es esencial al momento de la terminación de los pozos debido a que son el material fino que tiende a bloquear la permeabilidad.

VI.1.4. Propiedades acústicas

Uno de los registros que nos ayuda a identificar zonas con presencia de gas en la roca es el registro Sónico Dipolar, ya que nos permite obtener información de la onda compresional (P) al viajar en sólidos y líquidos, y de la onda de cizalla que viaja solo en sólidos mas allá de la zona de alteración del agujero. Estas propiedades al ser ligadas con la densidad de la roca nos ayudan a visualizar las características del sistema roca – fluido. La Figura IV.1.4.1 muestra una serie de gráficas donde se relacionan entre si propiedades acústicas tales como la relación de velocidades (V_p/V_s), tiempo de tránsito total de la onda compresional (DTC), impedancia acústica compresional (Z_{co}) y de cizalla (Z_{sh}), relación de Poisson, λ - ρ y μ - ρ para detectar



efectos anómalos por la presencia de gas en la roca. Uno de los parámetros efectivos que sirven como indicador de gas, es la velocidad de una onda acústica la cual al relacionarse con el tiempo de tránsito (DTC) y la impedancia compresional y de cizalla, nos indica zonas con presencia de gas. El yacimiento 1 y 2, así como la arena superior, muestran intervalos con velocidades por debajo de 1.9 milisegundos y tiempos de tránsito mayores a 105 ms/ft de tal manera que, al relacionarse con la impedancia acústica compresional con rangos entre 2300 y 17000 gr-ft/cm³.s nos indica la presencia de gas con menor incertidumbre, separando aquellos cuerpos sin hidrocarburos gaseosos como lo es la arena basal (**Figura IV.1.4.1a y Figura IV.1.4.1b**). Otros parámetros acústicos de utilidad que nos ayudan a identificar formaciones arenosas con gas, son las relaciones de impedancia acústica compresional y de cizalla combinada con la relación de *Poisson*. Las **Figuras IV.1.4.1c, d, e**, muestra al yacimiento 1 y 2, así como a la arena superior que se ubican con valores de impedancia compresional entre 17,000-21,500 gr-ft/cm³.s e impedancia de cizalla entre 8,100–11,599 gr-ft/cm³, así como valores de relación de *Poisson* por debajo de 0.35, lo cual indica formaciones arenosas con presencia de gas. Por otro lado, las propiedades elásticas de una roca también nos ayudan a identificar zonas con efecto de gas que se derivan del análisis acústico para obtener la rigidez (*Mu-Rho*) y la incompresibilidad (*Lambda-Rho*) del sistema roca–fluido. En la **Figura IV.1.4.1f**, se muestra que los yacimientos 1 y 2, así como la arena superior no muestran efecto por gas.

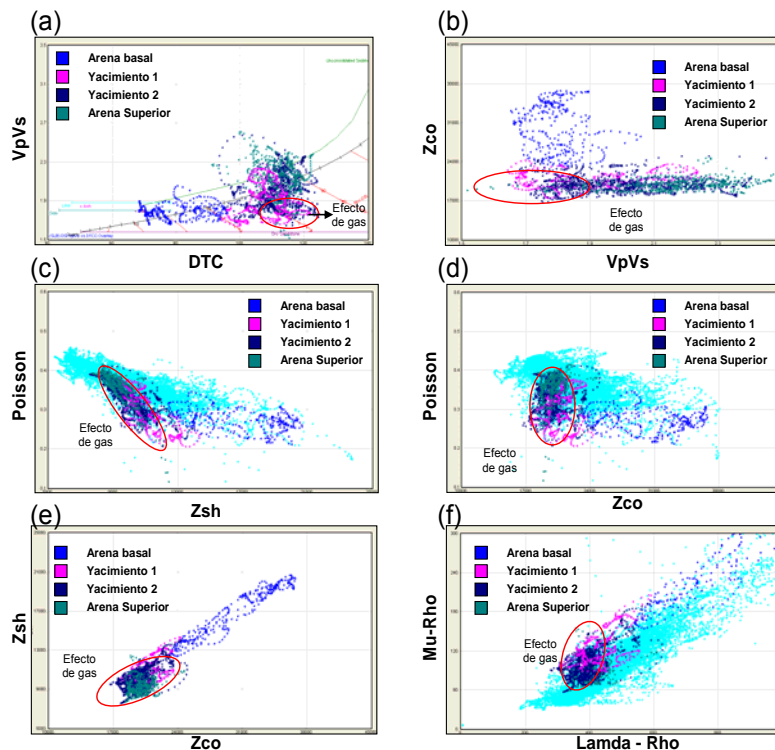


Figura IV.1.4.1.- Propiedades acústicas de los yacimientos.



IV.1.5. Registro compuesto

Los yacimientos cortados por el pozo en este campo, muestran petrofísicamente cuatro tendencias con propiedades diferentes, como se muestra en la **Figura IV.1.5.1a**, **Figura IV.1.5.1b**, **Figura IV.1.5.2a** y **Figura IV.1.5.2b**. La arena basal presenta una secuencia de areniscas bien definidas con resistividades que denotan la dureza y compactación de la roca, ya que muestran la falta de movilidad de fluidos, **Figura IV.1.5.1a**. La arena superior muestra un alto contenido arcilloso dispuestas en forma laminar que causan la reducción de la resistividad mostrando poca evidencia de gas de acuerdo a los registros sínicos, **Figura IV.1.5.1b**.

Los yacimientos 1 y 2 presentan formaciones arenosas homogéneas con buenos indicadores de gas, las cuales están intercaladas con sedimentos arcillosos, **Figura IV.1.5.2a** y **Figura IV.1.5.2b**.

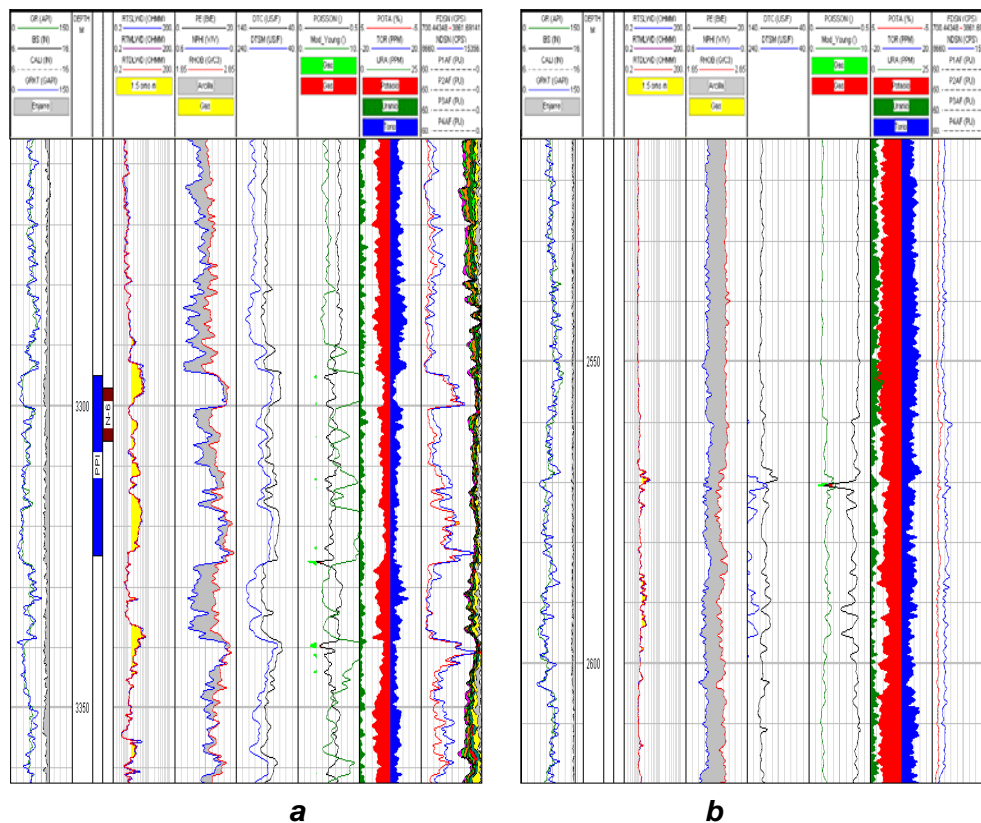


Figura IV.1.5.1. Comportamiento petrofísico. (a) Arena basal y (b) Arena superior.

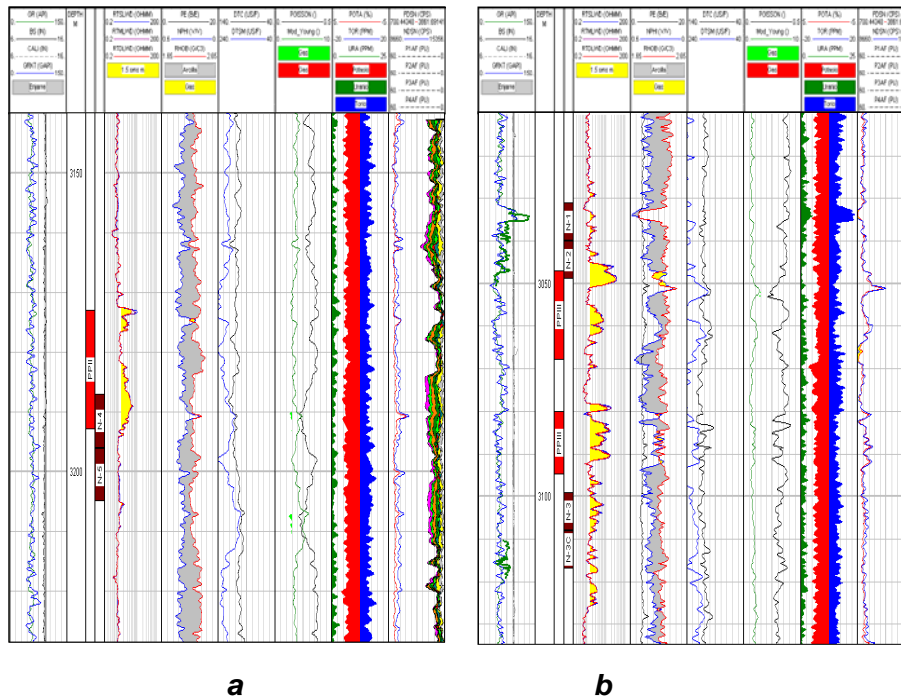


Figura IV.1.5.2. Comportamiento petrofísico. (a) Yacimiento 1 y (b) Yacimiento 2.

Una vez terminada la fase de generación de registro compuesto para el pozo, se procedió a la calibración de los datos de núcleo con los registros, a fin de caracterizar y ver la posibilidad de extrapolar las propiedades petrofísicas de las rocas a intervalos que no tengan núcleo. El paso inicial fue la puesta en profundidad de los datos de porosidad, permeabilidad, densidad de grano y las curvas radioactivas de rayos gamma de los núcleos, con respecto a los registros corridos en agujero abierto. El desplazamiento en profundidad, en muchos casos, es mayor de dos metros.

IV.2.- Calibración de datos de núcleos - perfiles

La **Figura IV.2.1** (izquierda) muestra la posición de la curva radioactiva del núcleo A y B en su posición original la cual no coincide con la curva radioactiva adquirida de los registros geofísicos. Para ponerla en profundidad, **Figura IV.2.1** (derecha), se hizo coincidir el patrón de la curva del núcleo con el patrón de los registros geofísicos con la finalidad de ajustar todos los parámetros



petrofísicos adquiridos de los núcleos con los registros. De esta manera, se ajustaron todos los núcleos.

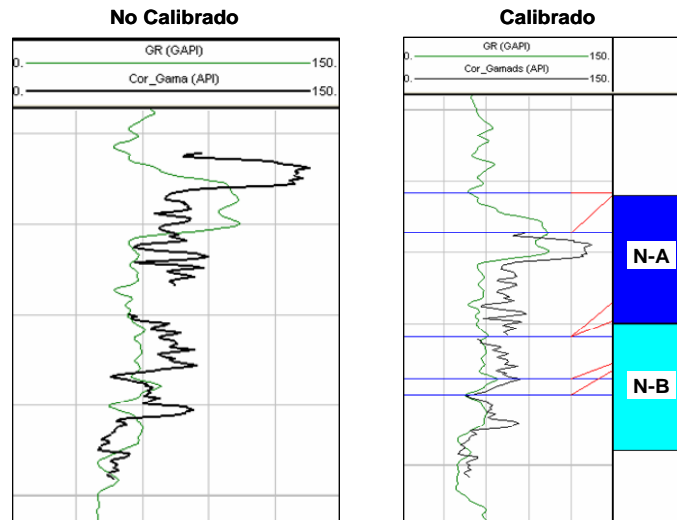


Figura IV.2.1. Ajuste en profundidad de la curva radioactiva de los núcleos A y B con respecto al registro radioactivo.

IV.2.1. Determinación de porosidad total y densidad de matriz aparente

Teniendo en cuenta las porosidades de los núcleos a condiciones de yacimiento, así como, las distintas curvas de porosidad corregidas por efecto de gas y ambiente. Se procedió a realizar el ajuste de los núcleos con las diferentes curvas de porosidad total obtenidas de los registros del pozo mediante una serie de regresiones lineales.

Se observó que el mejor ajuste de porosidad de los núcleos A y B fue con la curva porosidad – densidad con un coeficiente de correlación $R_2=0.8071$ y para el núcleo 3C el mejor ajuste se hizo con la curva porosidad-sónica con un coeficiente $R_2=0.5186$ con los cuales, en combinación, se calibró la curva de porosidad total para el yacimiento 2.

Los núcleos E y F se ajustaron con la curva de porosidad Neutrón–Densidad con un coeficiente $R_2=0.4343$ que sirvió de base para calibrar la curva de porosidad total para el yacimiento 1.



El núcleo G se ajustó con la curva de porosidad densidad con un coeficiente $R_2=0.5342$ que sirvió de base para calibrar la curva de porosidad total para la arena basal y el núcleo y se ajustó con la curva porosidad densidad con un coeficiente $R_2=0.6288$ para calibrar la curva de porosidad total, para la parte mas profunda del pozo (**Figura IV.2.1.1**).

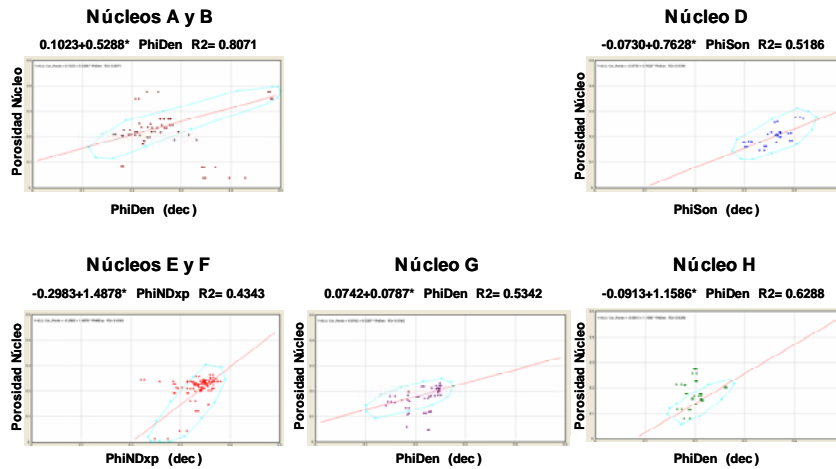


Figura IV.2.1.1. Regresiones lineales para determinar la porosidad total y calibración núcleo – registro.

Con base a estas regresiones, se determinó la porosidad total final, la cual se utilizó en el modelo multimineral (PhiT_Fin), que muestra gran ajuste con las porosidades de los núcleos tal y como se observa en el registro comparativo de porosidades (**figura IV.2.1.2**).

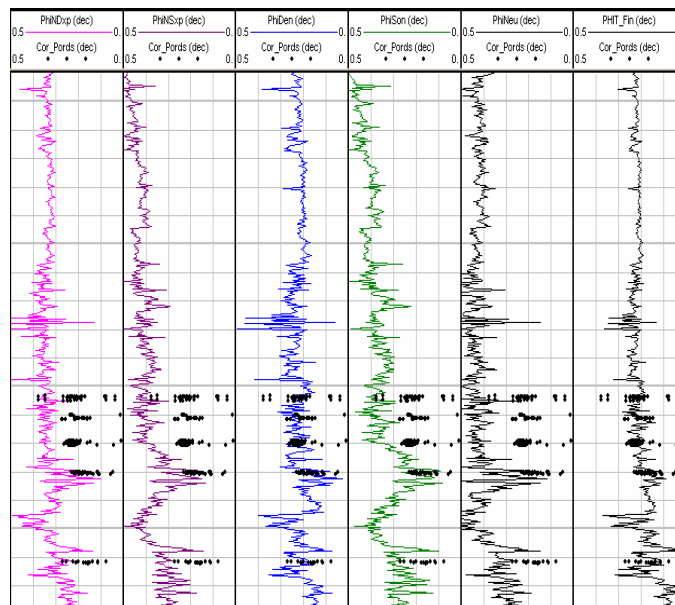


Figura IV.2.1.2. Registro comparativo de porosidades.



Los algoritmos obtenidos de las regresiones fueron aplicados a las curvas de porosidad neutrón-densidad, densidad y sónico para la evaluación petrofísica. Teniendo en cuenta la densidad de grano de los núcleos a condiciones de yacimiento así como la curva de densidad de (RhoB) en matriz arenisca y corregida por efectos ambientales. Se procedió a realizar el ajuste de los núcleos con la curva de densidad de matriz aparente obtenida de los registros del pozo mediante una serie de regresiones lineales (**Figura IV.2.1.3**). Para la arena basal se obtuvo un coeficiente de correlación del 47%, el yacimiento 1, un coeficiente del 42% y el yacimiento 2, un coeficiente del 68%.

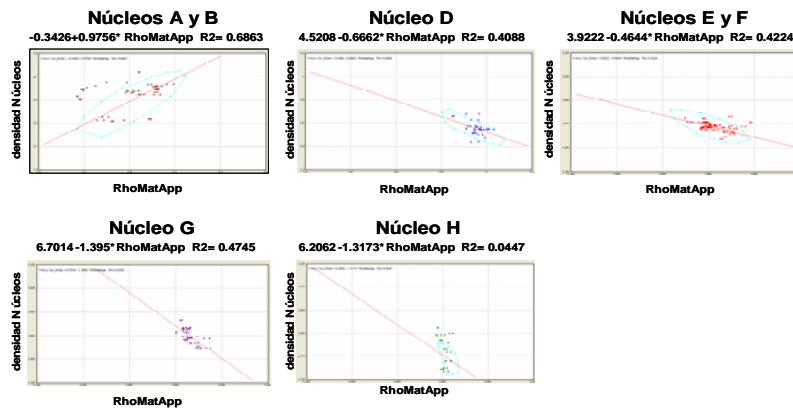


Figura IV.2.1.3. Regresiones lineales para calibrar la densidad de matriz aparente.

En base a estas regresiones se determinó la densidad de matriz aparente con registros que sirvieron para el cálculo del modelo multiminerar (RhoMatApp “gr/cc”), mostrando gran ajuste con las densidades de grano de los núcleos, tal como se observa en el registro comparativo de densidades (**Figura IV.2.1.4**).

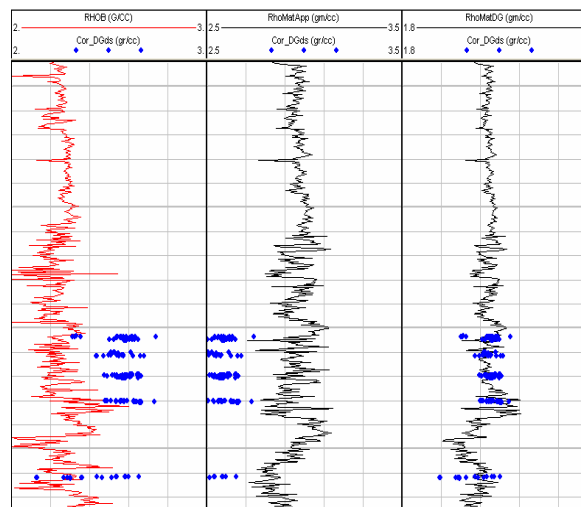


Figura IV.2.1.4. Registro comparativo de densidad de matriz aparente.



IV.2.2. Propiedades eléctricas

Uno de los factores importantes en el estudio de núcleos, en cuanto a petrofísica se refiere, es la determinación de las propiedades eléctricas, esencialmente la medida de los índices resistivos mediante los análisis especiales, donde se determinó un valor de exponente de porosidad “m” igual a 1.98, un exponente de saturación “n” igual a 2 y un factor de tortuosidad de 0.81 para la arena basal.

Para el yacimiento 1 se utilizó $m=1.72-1.8$, con un exponente $n=2$ y un factor $a=0.62$; para el yacimiento 2 se utilizó $m=1.72$ con un exponente $n=2$ y un factor $a=1$ y por último, en la arena superior, se utilizó $m=1.8$, con un exponente $n=2$ y un factor $a=0.81$ los cuales fueron aplicados en la evaluación.

La **Figura IV.2.2.1** muestra un ejemplo de los resultados del factor de formación (m) corregidos por su capacidad de intercambio catiónico de los núcleos A y B, los cuales fueron utilizados para la evaluación petrofísica.

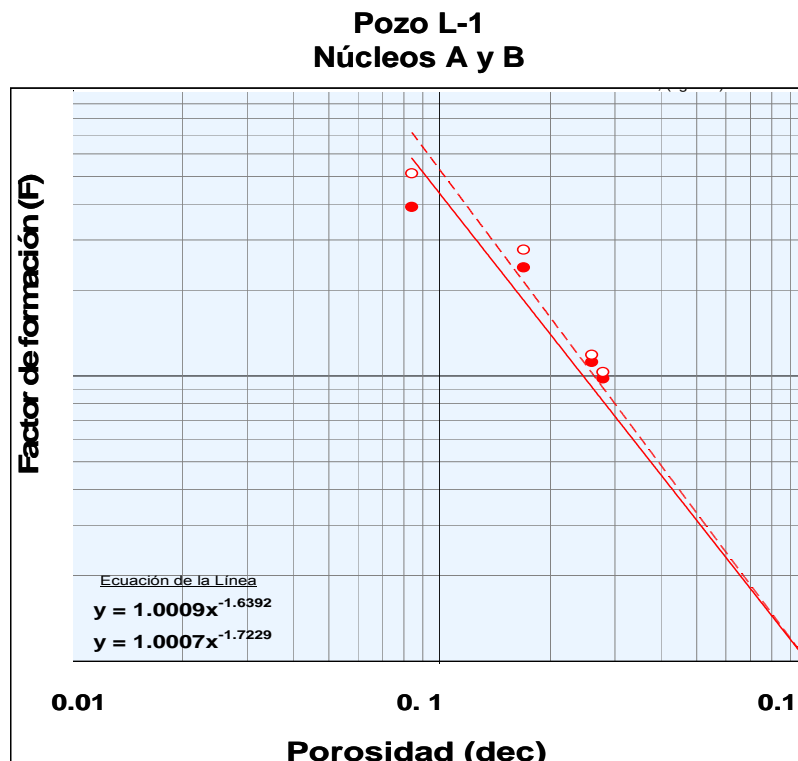


Figura IV.2.2.1. Factor de formación para el núcleo A y B.



IV.2.3. Densidad de grano y mineralogía

La densidad de grano medida en los núcleos con base a la relación peso/volumen, indica variación entre las arenas limpias y arenas arcillosas, con promedio general para la arena basal de 2.60 g/cc, para el yacimiento 1 2.58 gr/cc y para el yacimiento 2 con 2.55 gr/cc. La proporción volumétrica de los principales componentes mineralógicos para el yacimiento 1 y 2, son muy similares teniendo como componentes principales de roca al cuarzo, plagioclasa, micas, calcita y feldespatos y como secundarios a la dolomita, pirita, siderita, heulandita y arcillas totales (**Figura IV.2.3.1**).

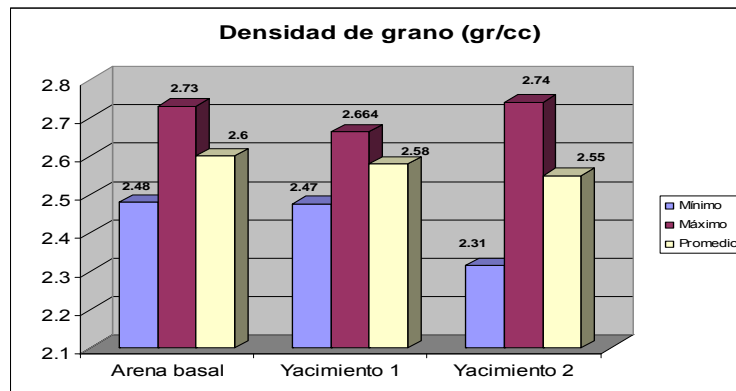


Figura IV.2.3.1. Densidad de grano a partir de datos de núcleos.

El análisis de la difracción de rayos X realizado, muestra para la arena basal la presencia de un porcentaje importante de cuarzo, plagioclasas, calcita, dolomita y feldespatos como componentes de la roca de manera secundaria, también hay siderita, heulandita, pirita y otros accesorios (**Figura IV.2.3.2**).

Difracción de Rayos X

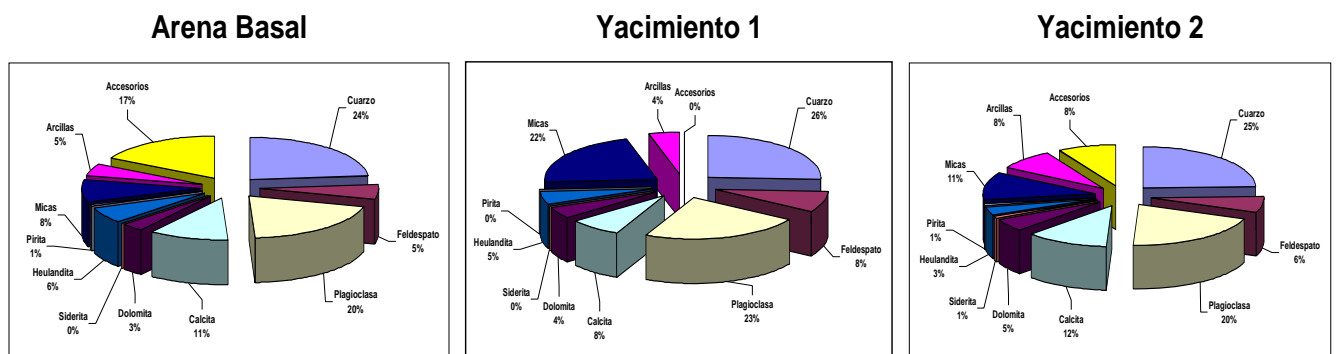


Figura IV.2.3.2. Difracción de rayos X realizado a los núcleos.



IV.2.4. Análisis de pruebas especiales de núcleos

Adicional al estudio de petrofísica básica realizado en todos los núcleos cortados, que incluye determinación de porosidad, permeabilidad, densidad de grano, saturación de fluidos, RQI y petrografía; se realizaron análisis especiales en siete núcleos en los que se determinó el índice de resistividad, permeabilidad relativa, presión capilar por centrífuga y por inyección de mercurio, radios de garganta de poro, compresibilidad, velocidad crítica a gas y sensibilidad de la roca a diferentes fluido. El estudio de la presión capilar permite observar la distribución de la saturación de fluidos en el yacimiento, por lo cual, los procesos realizados por medio de centrífuga y por inyección de mercurio que es del tipo destructivo de muestras, pero más efectivo, para determinar la garganta de poro, relacionan la diferencia de presión entre la fase mojada y la fase no mojada como una función de la saturación.

En la **Figura IV.2.4.1** se muestran las gráficas de la distribución de saturación *Hassler* y promedio de las fases desplazadas para el pozo L-1. Para el yacimiento 1 (núcleos E y F) se utilizó la saturación *Hassler* debido a que dicho yacimiento corresponde a un cuerpo de areniscas más homogéneo, con rangos de saturación de agua irreducible entre 20 y 53%.

Para el yacimiento 2 (núcleos A, B y D), se utilizó la saturación promedio, debido a que este yacimiento se presenta en forma mas laminada con valores de saturación de agua irreducible entre 15 y 59%.

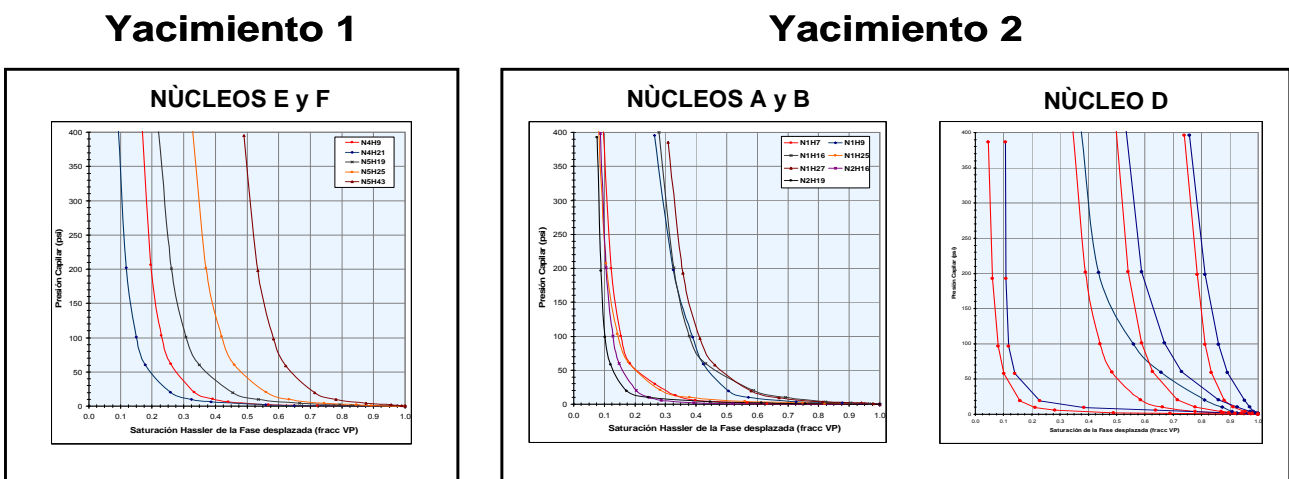


Figura IV.2.4.1. Gráficas de presión capilar por centrífuga realizados.



Estos datos permitieron calibrar la saturación de agua irreducible en la evaluación petrofísica del pozo (**Tabla IV.2.4.1**).

Profundidad	Porosidad	Permeabilidad	Swi Hassler	Swi Promedio
m	%	mD	dec	dec
3033.48	26.80	42.70	0.12	0.19
3037.61	20.95	25.09	0.10	0.15
3038.29	20.68	1.80	0.35	0.40
3108.48	19.78	6.03	0.81	0.81
3110.48	17.36	0.40	0.54	0.59
3114.91	25.83	1.75	0.39	0.42
3188.96	23.48	31.85	0.20	0.28
3200.76	23.63	8.03	0.25	0.33
3201.95	23.86	1.31	0.37	0.43
3205.60	11.83	0.18	0.53	0.56

Tabla IV.2.4.1. Saturación de agua irreducible por presión capilar por centrifuga.

Se efectuaron diversas pruebas capilares por inyección de mercurio a los tapones de los núcleos para ver el comportamiento del radio de garganta de poro, de los cuales a manera de ejemplo, solo se están mostrando dos tipos de patrones. La **Figura IV.2.4.2a** corresponde a una muestra de arenisca limpia con excelente porosidad y buena permeabilidad con radios de garganta de poro promedio de 12 micras.

Presenta una presión capilar de entrada (Pce) de 6.87 psia que representa los poros mas grandes, una zona de transición entre 21 y 100 psia que corresponde a poros de buen tamaño, la zona por encima de 100 psia hasta 7000 psia, corresponde a efectos capilares por material limolítico y por encima de 700 psia, la presión capilar está asociada a pequeños poros por efecto de saturación irreducible por su arcillosidad.

La gráfica de la **Figura IV.2.4b** corresponde a una arena menos limpia con regular porosidad y baja permeabilidad con radios de garganta de poro entre 0.01 y 0.1 micras. Presenta una presión de entrada Pce de 38 psia, la cual se desarrolla homogéneamente hasta alcanzar una presión de 1570 psia representando poros medianos por material areno-limoso, entre 1750 y 10,000 psi se alcanza el efecto de capilaridad por material limolítico y por arriba de 10,000 psia se alcanza la saturación irreducible por material arcilloso.

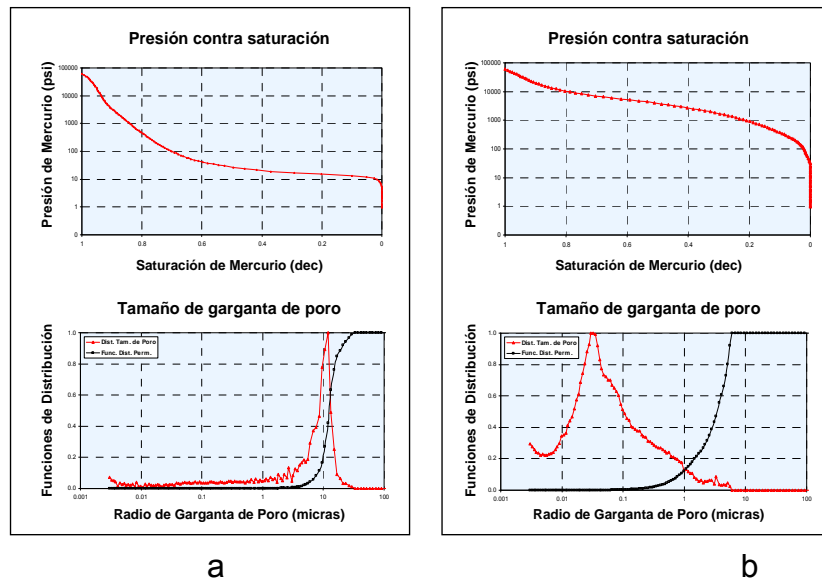


Figura IV.2.4.2. Prueba por inyección de mercurio realizada a los tapones de los núcleos.

IV.3.-Evaluación petrofísica

Con la información de registros calibrada y con el componente de porosidad total determinado, se procedió a la evaluación del pozo de acuerdo a la siguiente secuencia de trabajo (Figura IV.3.1).

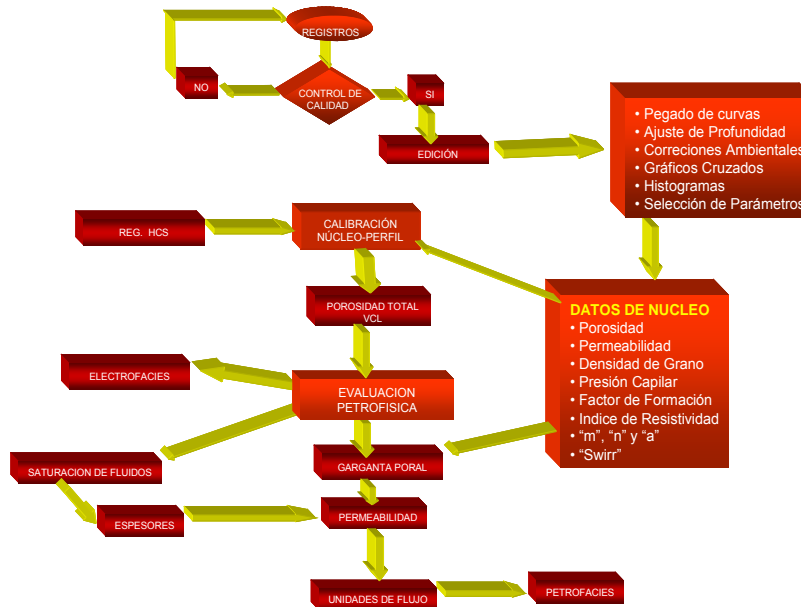


Figura IV.3.1. Secuencia de trabajo para la evaluación petrofísica.

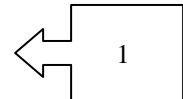


IV.3.1. Determinación del volumen de arcilla

El contenido de arcilla dentro de las arenas, identificado con el análisis petrográfico de muestras de núcleo, se caracterizó utilizando principalmente los registros de correlación de rayos gamma, resistividades, relación de porosidades densidad–neutrón y sónico, siendo el valor mínimo el tomado como válido. Adicionalmente el volumen litológico en cada pozo es calculado mediante el uso de programas determinísticos donde el volumen total es 1, para lo cual se tiene en cuenta los componentes de la formación que son los minerales, la roca y el fluido. El volumen de arcilla calculado que se utilizó en esta evaluación petrofísica, fue el método curvado, el cual combina una relación lineal (Z) junto con ecuaciones que dependen del valor de Z ,como se muestra a continuación:

Método Curvado

$$Z = VclGr = \frac{Gr - Gr \text{ limpio}}{Gr \text{ arcilla} - Gr \text{ limpio}}$$



Para Z menor que 0.55	$VclGr = 0.0006078 * (100.0 * Z)^{1.58527}$
Para Z mayor que 0.55 y menor que 0.73	$VclGr = 2.1212 * Z - 0.81667$
Para Z mayor que 0.73 y menor que 1.0	$VclGr = Z$

La arena basal presenta el menor contenido de volumen de arcilla de los cuerpos arenosos analizado, seguido por el yacimiento 1 con valores representativos menores a 15% y por el yacimiento 2 con valores por debajo de 30% y por último, la arena superior que presenta mayor volumen de arcilla por arriba del 40% (**Figura IV.3.1.1**).

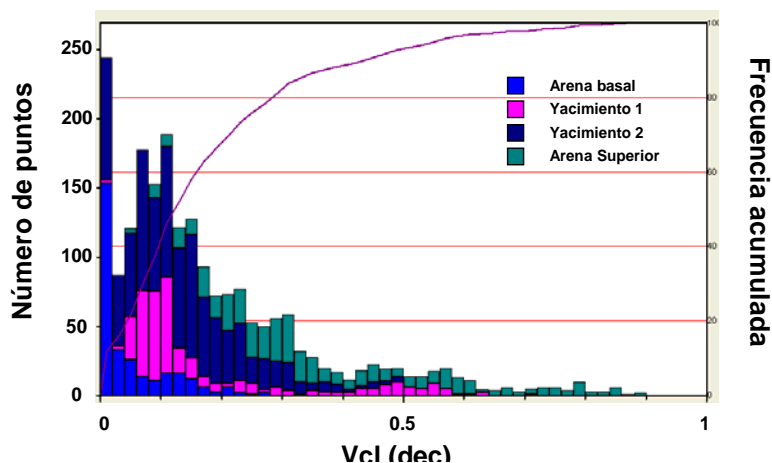


Figura IV.3.1.1. Volumen de arcilla para los cuerpos arenosos.



IV.3.2. Determinación de R_w

Un parámetro esencial de la evaluación de registros es la determinación de la resistividad del agua de formación (R_w), a partir de la salinidad medida en las pruebas o a partir de registros mediante la determinación de R_o y R_{wa} . Para el estudio se tomó en cuenta el análisis Stiff de agua reportado durante la prueba de presión–producción en el intervalo 2550 – 2600 m, donde se obtuvo una salinidad del agua de formación de 68,000 ppm de NaCl. Para verificar este valor se determinó el R_w a partir de registros del pozo (**Figura IV.3.2.1**).

R_w : 0.071 @ 44.5 °C Salinidad: 68,000 Kppm

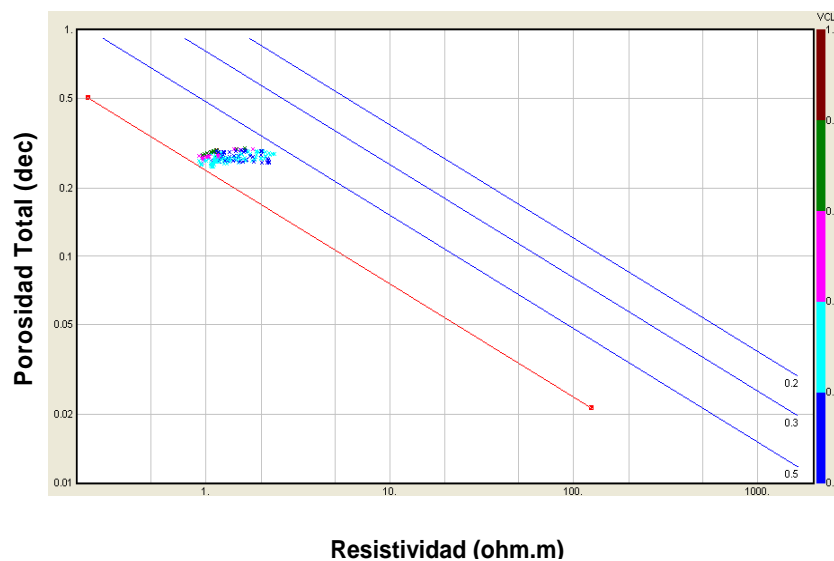


Figura IV.3.2.1. Gráfica de Pickett para determinar la resistividad del agua de formación.

Se observa en el gráfico de Pickett que la relación resistividad–porosidad total presenta una pendiente de valores resistivos bajos, correspondientes a zonas de arenas limpias y pendiente baja de saturación de agua. El R_w determinado es 0.071 ohm-m @ 44.5°C correspondiente a una salinidad de 68,000 ppm de NaCl.



IV.3.3. Porosidad efectiva y saturación de agua

La determinación de porosidad efectiva se realizó teniendo en cuenta el volumen de arcilla previamente calculado, así como la porosidad de arcilla húmeda que incluye su agua ligada, la cual se asume constante. La relación matemática es la siguiente:

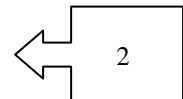
$$PHIe = PHIt * (1 - Vcl)$$

Donde:

PHIe = Porosidad efectiva

PHIt = Porosidad Total

Vcl = Volumen de Arcilla



Por ser yacimientos que contienen una distribución de arcilla variada, que incluye dispersa y laminar, la ecuación de saturación de agua que mejor se adapta a esta situación es la del método de doble agua cuyo algoritmo es:

$$Sw = \{[(Rwf * a) / (\phi_T^m * Rt)] + X^2\}^{1/n} + X$$

$$X = Swb * [(Rwb - Rwf) / (2 * Rwb)]$$

Donde:

Rt = Resistividad verdadera

Rwb = Resistividad del Agua Ligada

ϕ_T^m = Porosidad Total

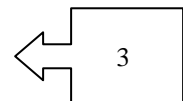
a = Constante

m = Exponente de porosidad

n = Exponente de saturación

Swb = Saturación de Agua Ligada

Rwf = Resistividad Agua Libre



De acuerdo a la evaluación realizada, en los yacimientos productores para la arena basal tiene una porosidad efectiva entre 14-25% y saturación de agua por arriba de 60%. Para el yacimiento 1 la porosidad efectiva varía entre 9-26%, con una saturación de agua entre 29-70%. Para el yacimiento 2 la porosidad efectiva varía entre 12-30%, con una saturación de agua entre 5-90%.



y para la arena superior su porosidad efectiva entre 5-27%, con una saturación de agua por arriba de 60% (**Figura IV.3.3.1**). La saturación de agua irreducible se consideró de acuerdo a la medición de los núcleos.

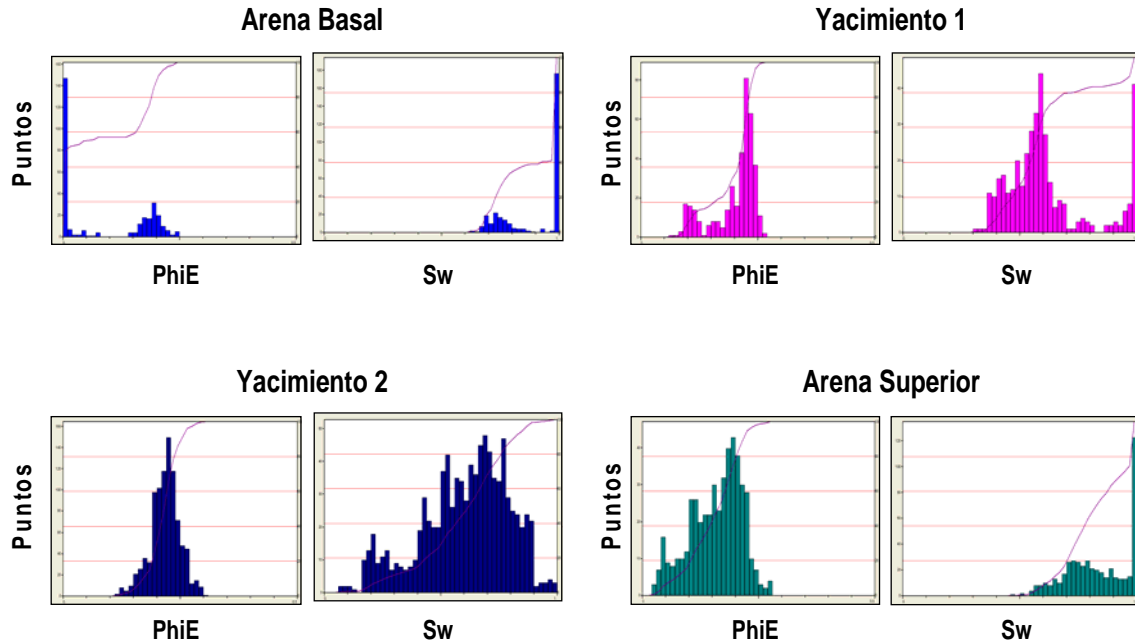


Figura IV.3.3.1. Histogramas de porosidad efectiva y saturación de agua.

IV.3.4. Determinación de permeabilidad

La permeabilidad es un parámetro importante en el estudio de un yacimiento, por lo cual, la calibración de información de núcleos y registros tienen que sustentar el comportamiento productivo del pozo; se aplicaron diversos algoritmos para determinar la permeabilidad con registros (**Figura IV.3.4.2**), tal como la ecuación de *Timur*, *Tixier*, *Coates*, *Spwla*, *Morris* y Resonancia Magnética.

En el yacimiento 1 se observa que existe una distribución de puntos de permeabilidad dispersa, estando la mayoría de los puntos agrupada en valores mayores a 100 mD congruente con la alta permeabilidad en los valores de los núcleos E y F (**Figura IV.3.4.3a**); mientras que escasos puntos caen por debajo de 50 mD, lo que indica baja permeabilidad en horizontes arenociliosos (**Figura IV.3.4.3b**).

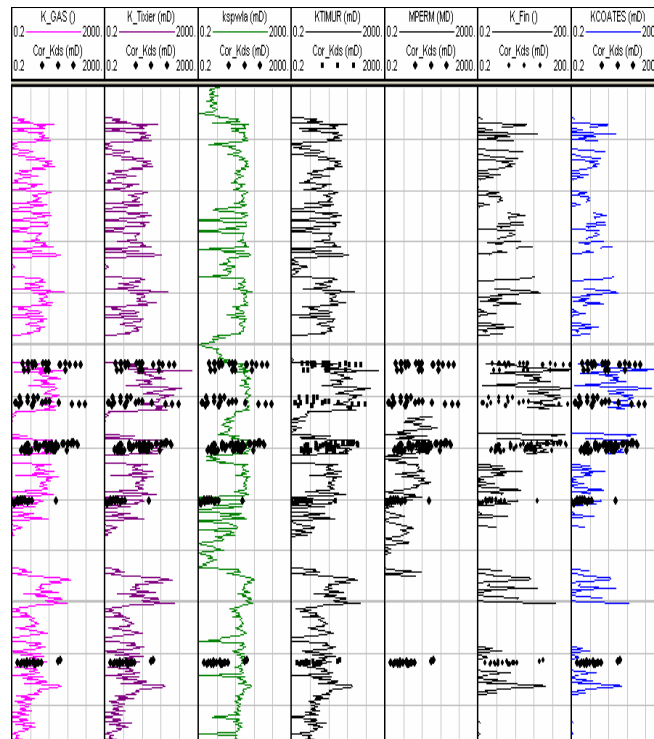


Figura IV.3.4.2. Registros comparativos de permeabilidades.

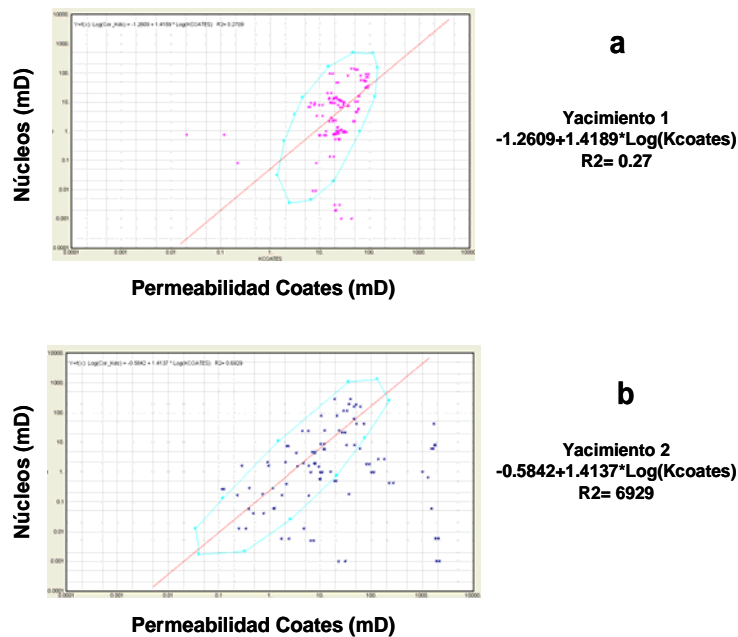


Figura IV.3.4.3. Regresión Lineal entre permeabilidad de núcleos y la calculada a partir de registros geofísicos. (a) Permeabilidad por arriba de 100 mD. (b) Permeabilidad por debajo a 50 mD.



IV.3.5. Resultados de la evaluación

De acuerdo con la evaluación petrofísica realizada usando el modelo de litología, se puede observar las variaciones en volumen de minerales y de matriz presente, así como la distribución de los fluidos de acuerdo con su porosidad.

La arena basal, constituida por fragmentos de cuarzo, plagioclasa y calcita principalmente, heulandita y feldespato potásico como minerales secundarios, e illita y clorita como la fracción de su volumen de arcilla; tiene una porosidad efectiva con un rango de 14-25%, saturada por agua irreducible, con baja permeabilidad. Se efectuó una prueba de producción, resultando sin manifestación de hidrocarburos (**Figura IV.3.5.1**).

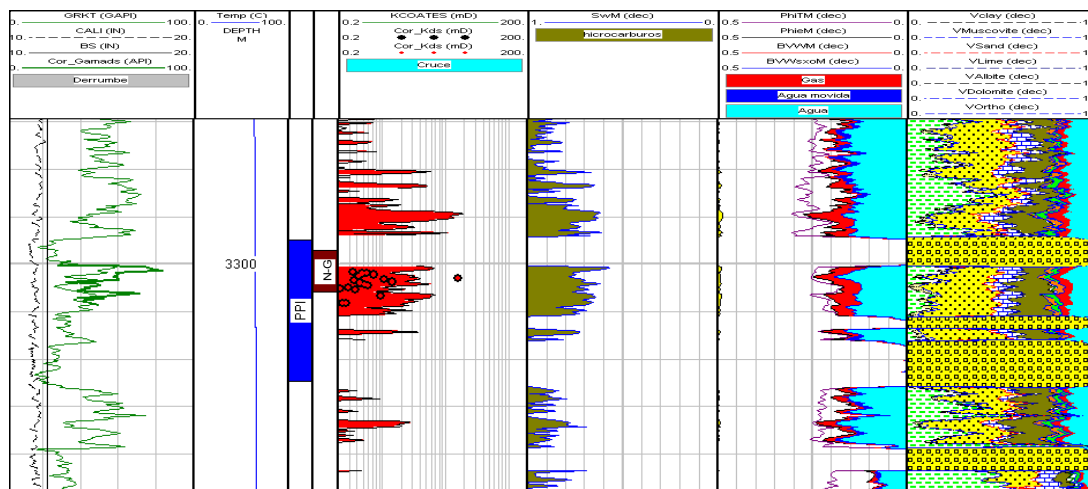


Figura IV.3.5.1. Evaluación petrofísica de la arena basal.

El yacimiento 1, el cual está constituido por un cuerpo más homogéneo con fragmentos ígneos del tamaño de la arena y principalmente por cuarzo, plagioclasa, calcita y, como componentes secundarios, heulandita, feldespato potásico y micas; con un porcentaje de illita, esmectica y clorita dispersas entre sus granos. La porosidad efectiva se presenta con un rango de 9-26% saturado por gas y por agua irreducible de $S_{wi} = 29-70\%$, y una permeabilidad entre 5 y 140 mD. Se efectuó una prueba de producción resultando productor de gas seco con 24.6 MMpcd por 5/8" (**Figura IV.3.5.2**).

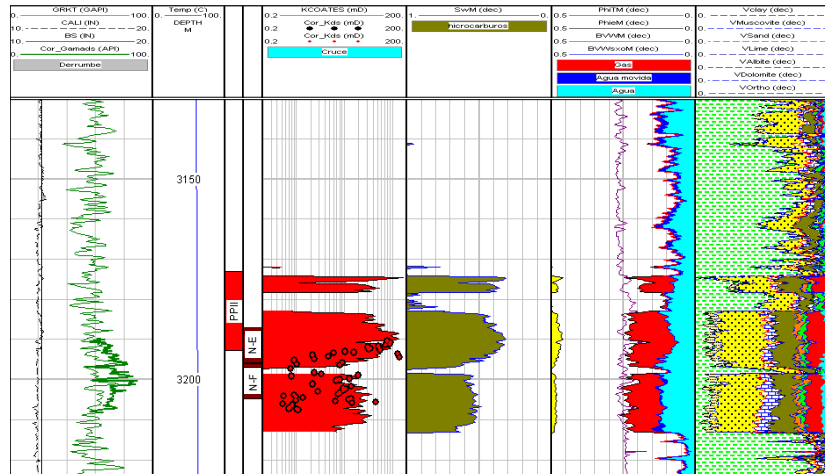


Figura IV.3.5.2. Evaluación petrofísica del yacimiento 1.

El yacimiento 2, está constituido por una sucesión de capas más estratificadas de areniscas y limolitas con fragmentos de cuarzo, plagioclasa, calcita, dolomita y, como componentes secundarios, piritita, heulandita, feldespato potásico y micas; teniendo un porcentaje de illita, esmectica y clorita dispersas entre sus granos. La porosidad efectiva tiene un rango entre 12-30%, saturado por gas y por agua irreducible que varía de $S_{wi} = 5-90\%$ y, con permeabilidades hasta 2 mD. Se efectuó una prueba de producción en este intervalo, resultando productor de gas seco, con 29.6 MMpcd por 5/8" (Figura IV.3.5.3).

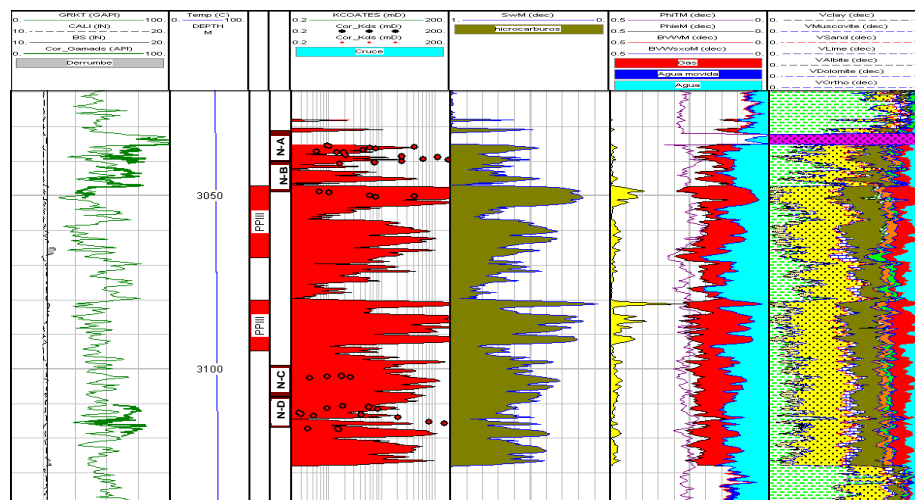


Figura VI.3.5.3. Evaluación petrofísica del yacimiento 2.



La arena contenida en una sucesión de capas más laminares de areniscas, intercaladas con limolitas y arcillas; está constituida por fragmentos de cuarzo y plagioclasa, algunos fragmentos calcáreos; tiene posibles componentes de heulandita, pirita y feldespatos, así como illita y clorita dispersas entre los granos. Intervalo saturado por gas, agua irreducible y agua móvil en el cual se realizó otra prueba de producción (**Figura IV.3.5.4**), resultando invadida de agua de 68,000 ppm (análisis *Stiff*).

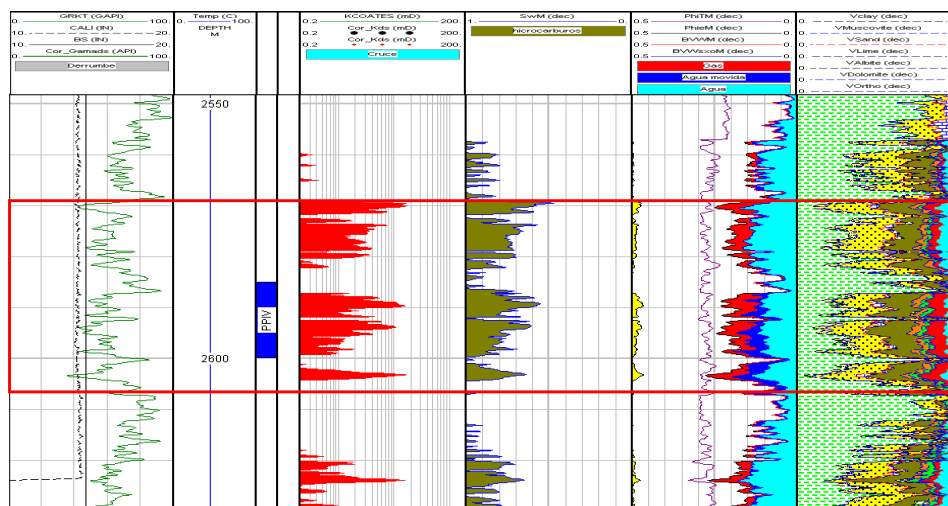


Figura IV.3.5.4. Evaluación petrofísica de la arena superior.

IV.3.6. Determinación de valores de corte

Se correlacionó la porosidad, saturación de agua y arcillosidad, siendo productivas las arenas en los yacimientos 1 y 2, los cuales resultaron productores de gas. En una primera asociación (**Figura IV.3.6.1a**) con referencia al volumen de arcilla, se observa que los datos en color verde oscuro, representan valores de volumen de arcilla mayores a 30% y porosidades por arriba del 15%. Por consiguiente, las zonas mas limpias ideales para producir gas, deben tener los parámetros de corte con una porosidad mayor o igual a 11%, saturación de agua menor o igual a 55%, por ser agua irreducible, y un volumen de arcilla mayor o igual a 35% (**Figura IV.3.6.1b**).

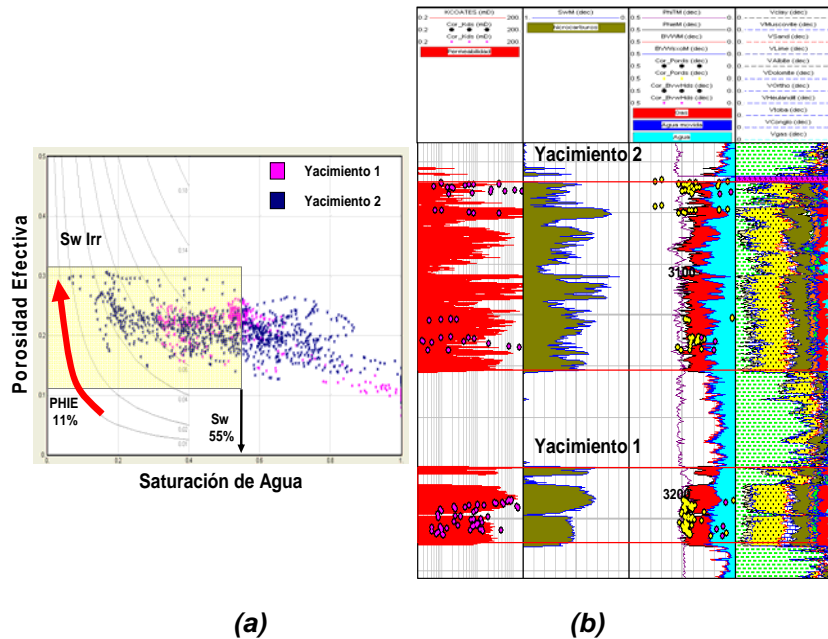


Figura IV.3.6.2. (a). Gráfica de Buckles para el cuerpo de arenas 1 y 2. (b) Evaluación petrofísica para el cuerpo de arenas 1 y 2.

De acuerdo a estas relaciones, los valores de corte adecuados para determinación de promedios petrofísicos son:

Yacimiento 1:	Vcl = 35%	Phie = 11%	Sw = 55%
Yacimiento 2:	Vcl = 35%	Phie = 11%	Sw = 55%

IV.3.7. Cálculo de propiedades petrofísicas

Se determinaron las propiedades petrofísicas para ambos yacimientos, tal como se observa en la **Tabla IV.3.7.1.**

Yacimiento	Espesor		Relación	Phie	Volumen de	
	Bruto (m)	Neto (m)			Agua (%)	Arcilla (%)
Yacimiento 1	38	23.4	0.616	22	44.6	11
Yacimiento 2	92.7	43.6	0.47	23	38	9

- Valores de corte -

Yacimiento 1= Phie = 11%, Sw = 55%, Vcl = 35%
 Yacimiento 2= Phie = 11%, Sw = 55%, Vcl = 35%

Tabla IV.3.7.1. Parámetros petrofísico promedio para las arenas 1 y 2.



IV.3.8. Interpretación de resultados y análisis de propiedades petrofísicas

Con la finalidad de conocer las tendencias y características más sobresalientes de las arenas productoras del pozo (yacimientos 1 y 2), se presenta un análisis estadístico de algunas propiedades petrofísicas, especialmente la referente a espesor, porosidad, saturación de agua y permeabilidad.

Espesor: De acuerdo a la evaluación realizada, se observa que el yacimiento 2 tiene mayor espesor de arena productora (43.6 m), mientras que el yacimiento 1 tiene 23.4 metros de yacimiento y, la arena superior tan solo 0.4 m. (**Figura IV.3.8.1**).

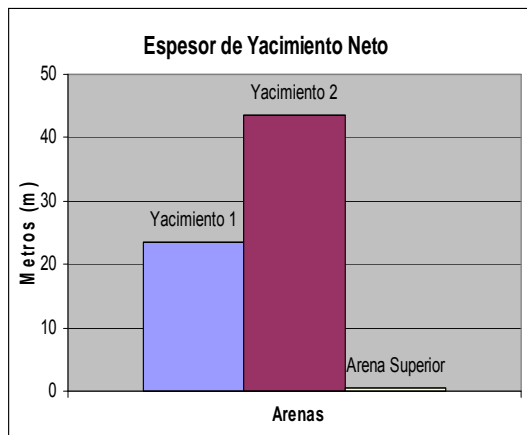


Figura IV.3.8.1. Espesor neto para los yacimientos 1, 2 y arena superior.

Saturación de agua: La saturación de agua es más evidente en la arena superior con 50%, por lo que, al efectuarse la prueba de producción PP-IV dio como resultado gas con agua. El yacimiento 1 tiene una saturación de agua promedio de 44%, mientras que el yacimiento 2 tiene 38% (**Figura IV.3.8.2**).

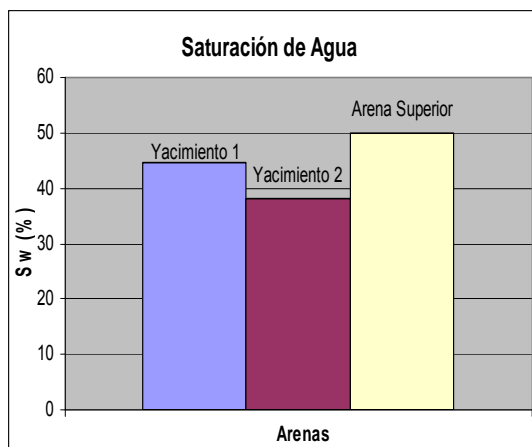


Figura IV.3.8.2. Saturación de agua para los yacimientos 1, 2 y arena superior.



Volumen de arcilla: Se determinó de acuerdo con la evaluación petrofísica, un volumen de arcilla mayor en la arena superior con 24% en promedio; mientras que para el yacimiento 1, se tiene ligeramente mayor arcillosidad, con valores promedio de 11%, constituido en mayor porcentaje por illita y poca cantidad de clorita y caolinita. Para el yacimiento 2, su valor promedio es de 9% constituido por illita y esmectita principalmente, con poco porcentaje de clorita y caolinita (**Figura IV. 3.8.3**).

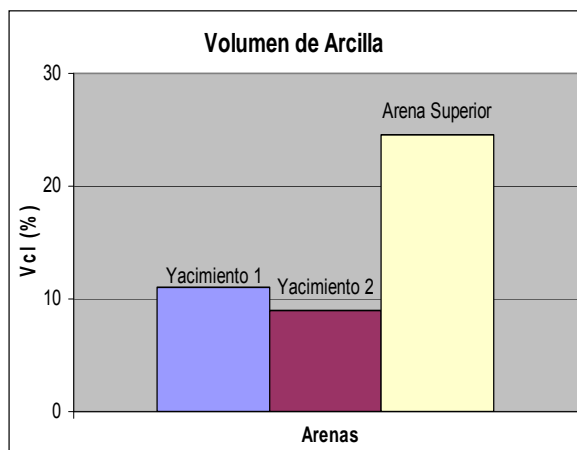


Figura IV.3.8. Volumen de arcilla para los yacimiento 1, 2 y arena superior.

Porosidad: La distribución de esta propiedad (**Figura IV.3.8.4**), muestra que el yacimiento 2 presenta mayor volumen poroso con 23%; mientras que el yacimiento 1 presenta una unidad menor al yacimiento 2, con un valor de 22%. La arena superior presenta el volumen poroso mas bajo con solo 19%.

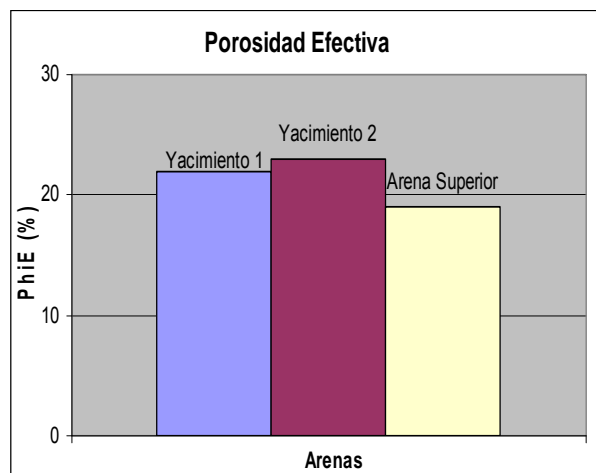


Figura IV.3.8.4. Porosidad efectiva para los yacimientos 1, 2 y arena superior.



Permeabilidad: Esta propiedad petrofísica muestra en la **Figura IV.3.8.5**, que la permeabilidad en el yacimiento 2, es mayor con un valor de 216 mD, en promedio de acuerdo a los parámetros de corte utilizados; el yacimiento 1 presenta una permeabilidad promedio de 47 mD y, por último, la arena superior presenta valores de permeabilidad promedio de 13 mD.

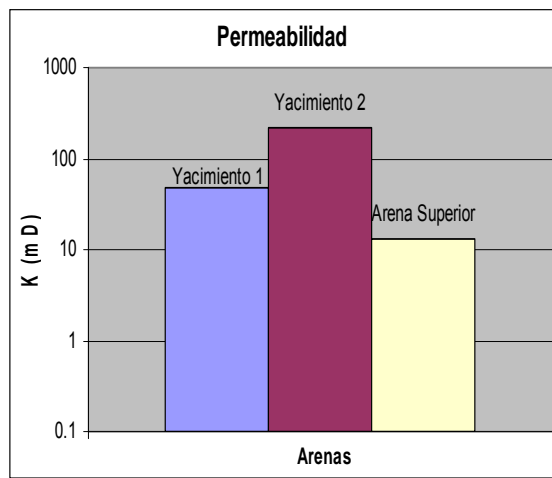
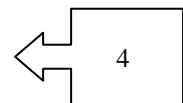


Figura IV.3.8.5. Permeabilidad para los yacimiento 1, 2 y arena superior.

Calidad de yacimiento (RQI): Un índice de mucho valor para apreciar la calidad de un yacimiento es el RQI por sus siglas en inglés (*Rock Quality Index*); que permite relacionar la porosidad efectiva y la permeabilidad, con la intención de conocer la relación del sistema roca–fluido, donde:

$$RQI = 0.0314 * rsq (K / Phie)$$



En la **Figura IV.3.8.6** se observa que la calidad de los yacimientos son diferentes, mostrando, que el yacimiento 2, tiene mayor calidad, debido a su homogeneidad, quedando con un valor de 0.7 de acuerdo a los parámetros de corte utilizados. La arena superior presenta una calidad media, entre el yacimiento 1 y 2, debido a que las pequeñas capas de arena presentan buena porosidad y permeabilidad, solo que su espesor tan pequeño lo hace improductivo. Por último, el yacimiento 1 presenta la más baja calidad con un valor de 0.43, debido a que presenta mayor saturación de agua irreducible, baja porosidad y permeabilidad en comparación al yacimiento 2.

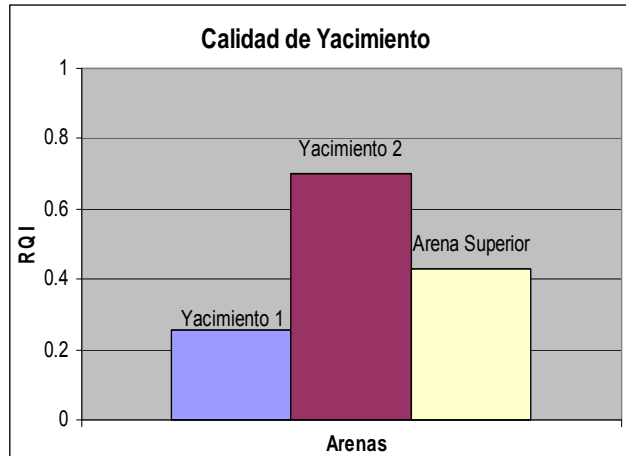


Figura IV.3.8.6. Calidad de yacimiento para los yacimientos 1, 2 y arena superior.

IV.4.- Determinación de unidades de flujo

IV.4.1. Determinación del radio de garganta de poro

El volumen de espacio poroso y su conectividad con la roca, están relacionados con la capacidad de almacenaje y flujo, es decir, con la porosidad y la garganta de poro que las une determinadas con presión capilar mediante inyección de mercurio.

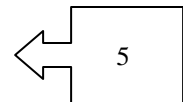
IV.4.1.1 Análisis de Incrementales

Las pruebas realizadas en los tapones seleccionados para su análisis con inyección de mercurio, especialmente, la relación entre la presión de inyección y el incremento de saturación, permiten describir la geometría de la garganta de poro y seleccionar el radio dominante; así que, se tienen algunas muestras con un sistema bimodal y otros con un sistema predominante único de radio de garganta de poro, siendo por arriba de 10 micrones la región correspondiente a mejor calidad, de 2.5-10 de mediana calidad, de 1-2.5, baja calidad y menores a 1, pobre calidad.



Este método de analizar la garganta de poro, se realiza aplicando la técnica propuesta por Winland (1972), que consiste en correlacionar la porosidad (%) y permeabilidad (mD) con el radio de garganta de poro en un yacimiento; donde R35 es el radio de la apertura de la garganta de poro en micras (μ), que corresponde con el percentil 35 de saturación de mercurio medida en laboratorio. Este controla el flujo en un yacimiento y es el resultado de la mejor regresión estadística para determinar los tipos de roca petrofísica y asignar unidades de flujo; la ecuación generalizada de este método es:

$$\text{Log } R_{35} = 0.732 + 0.588 \cdot \text{Log}(K) - 0.864 \cdot \text{Log}(\phi)$$



- R₃₅: Radio de garganta de poro
- K: Permeabilidad a condiciones ambientales
- Φ: Porosidad a condiciones ambientales

Dicho método se aplicó a los resultados de las pruebas capilares de los diversos tapones de los núcleos E y F, correspondientes al yacimiento 1 (Figura IV.4.1.1.1); donde se observa variados radios de garganta de poro, con valores representativos entre 1 y 10 los de mejor calidad; así como valores por debajo de 1 indicando baja calidad. Esos valores petrofísicos son indicativos de diferentes tipos de roca en el yacimiento.

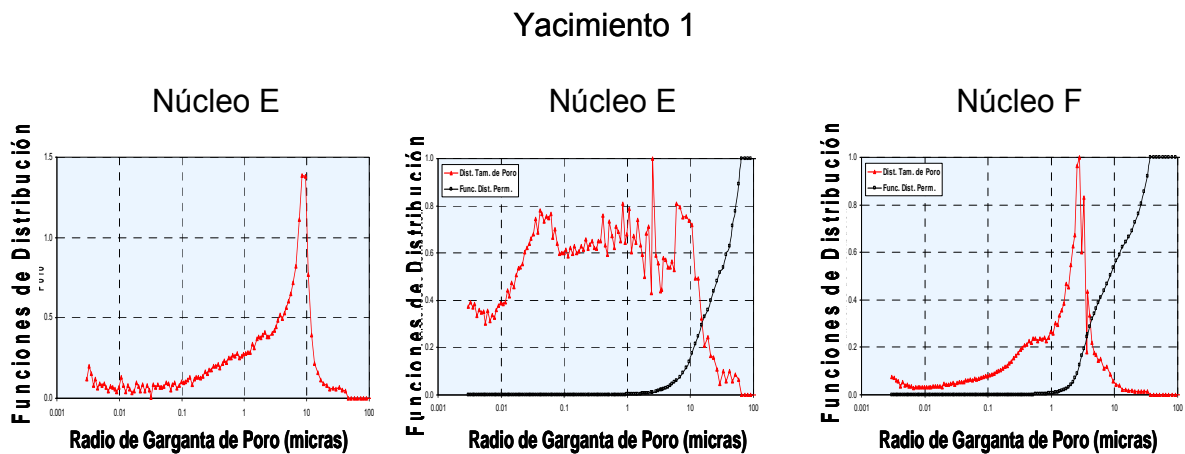


Figura IV.4.1.1.1. Radios de garganta de poro de núcleos 4 y 5 para el yacimiento 1.



En el yacimiento 2, se realizaron pruebas capilares a tapones de los núcleos A, B y D, (**Figura IV.4.1.1.2**), los cuales presentan radios de garganta de poro más uniforme entre las areniscas de buena calidad, con valores entre 5 y 10 micras, pero debido a que este yacimiento presenta mayor estratificación con arcillas, no se descartan areniscas con baja calidad.

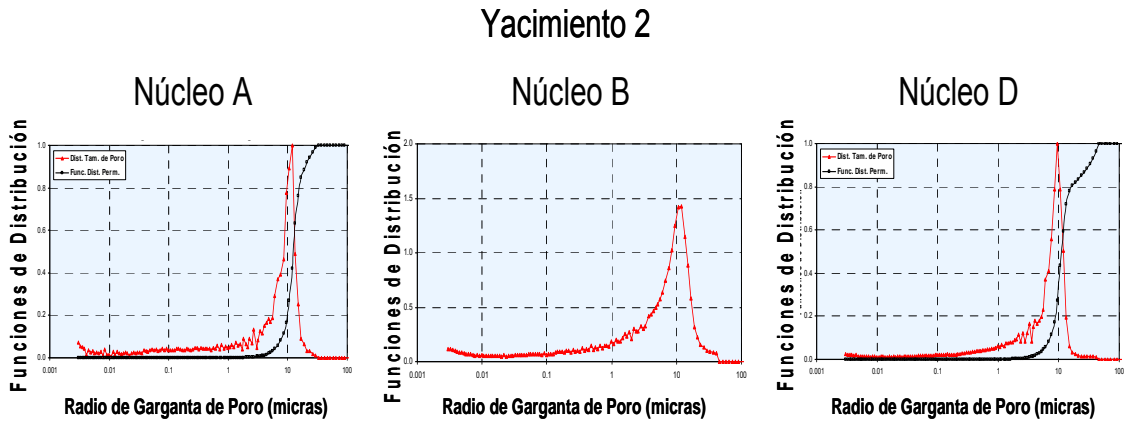


Figura IV.4.1.1.2. Radios de garganta de poro de núcleos A, B y D para el yacimiento 2.

IV.4.2. Determinación de tipo de roca

Las unidades de roca depositadas bajo condiciones similares de diagénesis, reflejan una interrelación entre porosidad – permeabilidad, saturación de agua y presión capilar, las cuales controlan el movimiento de fluidos dentro de la roca, con características únicas que las diferencian de las otras.

Los rangos del radio de la garganta de poro medida en micrones, permiten la clasificación del tipo de roca en relación a la porosidad y permeabilidad:

- Tipo de Roca 1: Megaporo.....> 10 Micras
- Tipo de Roca 2: Macroporo..... 2.5 a 9.999 Micras
- Tipo de Roca 3: Mesoporo.....0.5 a 2.499 Micras
- Tipo de Roca 4: Microporo 0.1 a 0.499 Micras
- Tipo de Roca 5: Nanoporo.....< 0.099 Micras



El comportamiento de las curvas de incrementales y presión capilar para los tipos de roca RT-2, RT-3, RT-4 y RT-5, se presentan en la **Figura IV.4.2.1**.

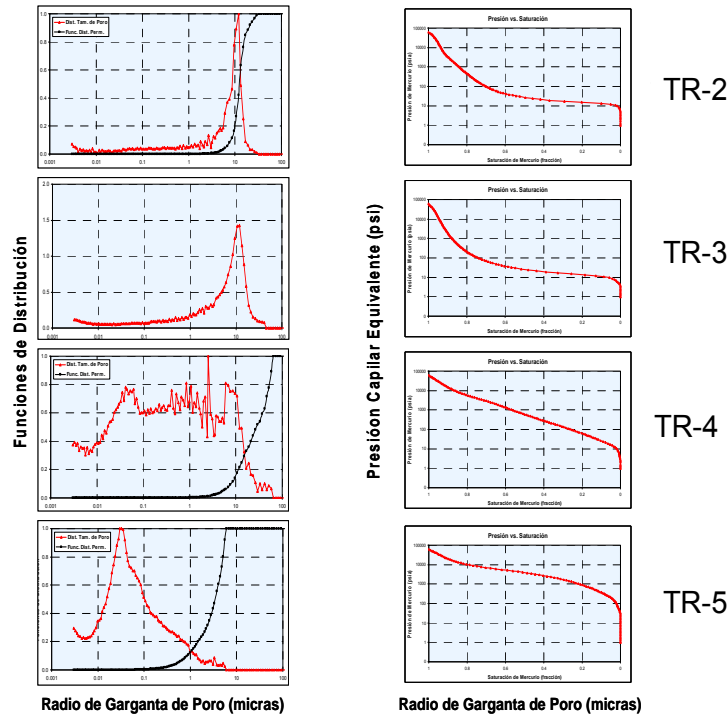


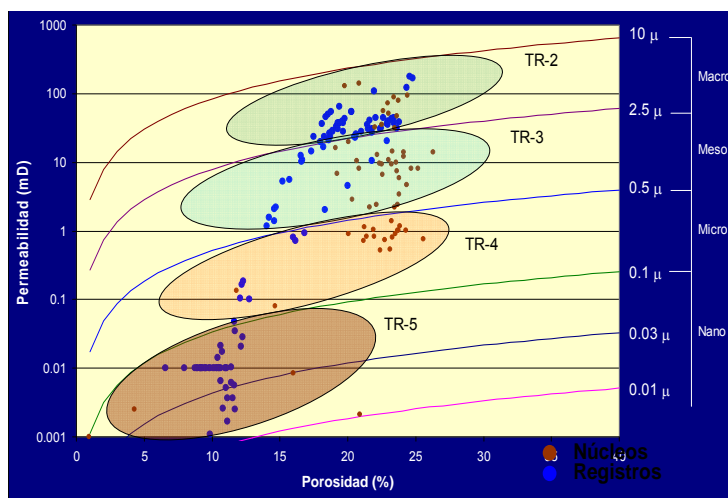
Figura IV.4.2.1. Curvas de incremento de presión capilar para determinar radios de garganta de poro.

Para el caso del tipo de roca RT-2, el incremental indica un radio de garganta de poro promedio de 10 micras, con una presión inicial de drenaje de 6.03 psia; además se observa que la curva muestra un yacimiento de buena calidad, con presión homogénea y bajo contenido de material fino, donde alcanza la saturación irreducible. En el caso del tipo de roca RT-3, el incremental muestra un radio de garganta de poro por arriba de 4 micras y una presión de saturación de 4.38 psi; que indica, que este tipo de roca todavía alcanza regular calidad de yacimiento. Para el tipo de roca RT-4 el incremental indica un radio de garganta de poro variado entre 0.01 y 10 micras y una presión de inicial de drenaje de 3.5 psi; mostrando variación heterogénea en sus componentes líticas y con mediana presencia de material limolítico y, por último, el tipo de roca TR-5 presenta una garganta de poro muy bajo entre 0.01 y 0.03, con una presión inicial de drenaje de 32.48 psi debido a su mediana porosidad y muy baja permeabilidad, indicando una roca con mayor contenido arcilloso por lo cual no tiene calidad de yacimiento.

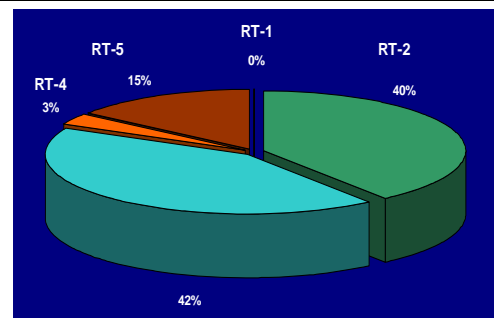


El análisis realizado en este pozo considera la relación porosidad–permeabilidad con líneas isoporales de R_{45} , como radio de garganta de poro para la grafica *Winland*. A continuación se describe la evaluación de los dos principales yacimientos del pozo en estudio:

Yacimiento 1: El yacimiento 1 queda comprendido dentro del Mioceno Inferior, con un espesor total de 38 m. donde la porosidad efectiva y permeabilidad calculada a partir de la interpretación de los registros geofísicos, muestran cuatro tipos de roca principales (TR-2, TR-3, TR-4 y TR-5), quedando ausente el tipo de roca TR-1 por no exceder radios de garganta de poro por arriba de 10 micras. El tipo de roca TR-2 presenta radios de garganta de poro entre 2 y 10 micras, un espesor de 15 m que representa el 40% del yacimiento, una porosidad promedio de 22% y una permeabilidad promedio de 60 mD. El tipo TR-3 presenta radios de garganta de poro entre 0.5 y 2.5 micras, un espesor de 16 m que representa el 42% del yacimiento, una porosidad promedio de 22% y una permeabilidad promedio de 17 mD, El tipo TR-4 presenta radios de garganta de poro entre 0.1 y 0.5 micras, un espesor de 1.2 m que representa el 3% del yacimiento, una porosidad promedio de 14% y una permeabilidad promedio de 0.4 mD y, por último el tipo de roca TR-5 en respuesta a las capas mas arcillosas que pueden actuar como barreras, con radios de garganta de poro menores a 0.1 micras, un espesor de 5.5 m que corresponde al 15% del yacimiento con una porosidad promedio de 10% y una permeabilidad promedio de 0.1 mD (**Figura IV.4.2.2a y Figura IV.4.2.2b**).



RT	%RT	H	K md	Phi
1.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.00	0.40	15.10	60.55	22.00
3.00	0.42	16.15	16.99	22.00
4.00	0.03	1.20	0.40	14.20
5.00	0.15	5.55	0.01	10.43
	1	38.00		



(a)

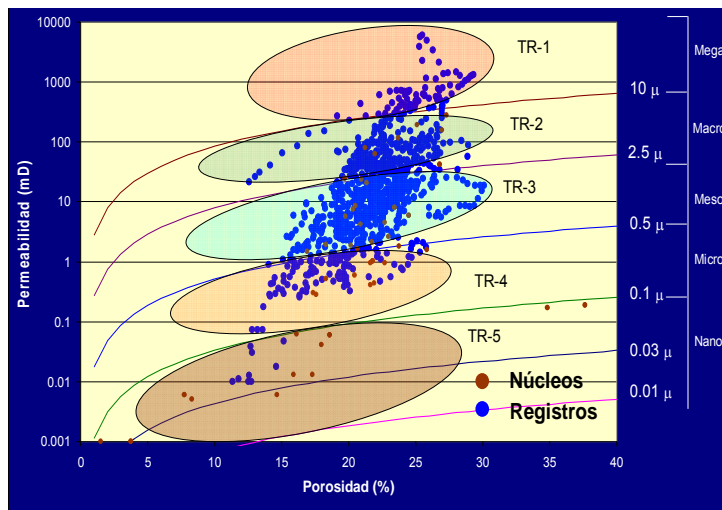
(b)

Figura IV.4.2.2. (a) Gráfica de Winland y (b) Porcentaje por tipo de roca para el yacimiento 1.



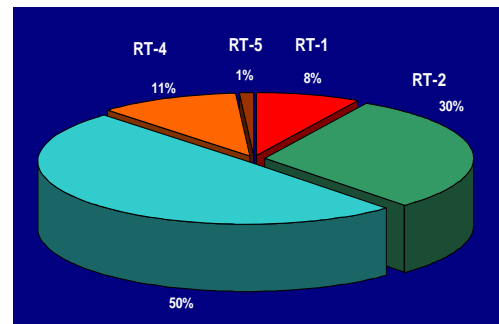
Yacimiento 2: El yacimiento 2 queda comprendido dentro del Mioceno Inferior, con un espesor total de 92.7 m., donde la porosidad efectiva y permeabilidad calculada a partir de la interpretación de los registros geofísicos, muestran cinco tipos de roca: TR-1, TR-2, TR-3, TR-4 y TR-5 (**Figura IV.4.2.3a y Figura IV.4.2.3b**).

El tipo de roca TR-1 presenta radios de garganta de poro mayores a 10 micras, un espesor de 7.5 m que representa el 8% del yacimiento, una porosidad promedio de 25% y una permeabilidad promedio de 954 mD. El tipo TR-2 presenta radios de garganta de poro entre 2.5 y 10 micras, un espesor de 28 m que representa el 30% del yacimiento, una porosidad promedio de 23% y una permeabilidad promedio de 76 Md. El tipo TR-3 presenta radios de garganta de poro entre 0.5 y 2.5 micras, un espesor de 46 m que representa el 50% del yacimiento, una porosidad promedio de 21.5% y una permeabilidad promedio de 9.57 Md. El tipo TR-4 presenta radios de garganta de poro entre 0.1 y 0.5 micras, un espesor de 10 m que representa el 11% del yacimiento, una porosidad promedio de 18% y una permeabilidad promedio de 0.78 Md y, por último, el tipo de roca TR-5 presenta radios de garganta de poro menores a 0.1 micras, un espesor de 0.95 m que representa el 1 % del yacimiento con una porosidad promedio de 12.8% y una permeabilidad promedio de 0.02 mD.



(a)

RT	%RT	H	K md	Phi
1.00	0.08	7.50	954.37	25.44
2.00	0.30	28.10	76.17	22.79
3.00	0.50	46.05	9.57	21.49
4.00	0.11	10.10	0.78	18.68
5.00	0.01	0.95	0.02	12.85
1	92.70			



(b)

Figura IV.4.2.3. (a) Gráfica de Winland y (b) Porcentaje por tipo de roca para el yacimiento 2.



IV.4.3. Identificación de unidades de flujo

Una unidad hidráulica representa el volumen elemental del total de la roca yacimiento, dentro del cual, las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos, son consistentes y diferentes de las propiedades de otros volúmenes de roca adyacentes.

IV.4.3.1. Propiedades intrínsecas

Antes de caracterizar las unidades de flujo y/o barreras, es necesario conocer la relación intrínseca que existen entre, las propiedades petrofísicas de las rocas, tales como la porosidad, permeabilidad; relación K/PHI, electrofacies, radios de garganta de poro, tipos de roca de acuerdo a sus propiedades petrofísicas y saturación de agua. Se entiende que la relación K/PHI es una medida relativa de la velocidad de proceso de yacimiento y es una forma simplificada de la difusividad, ignorando la viscosidad y compresibilidad total; por lo que, mientras mayor sea la relación K/PHI mayor será el radio de garganta de poro y menor la saturación de agua efectiva.

Yacimiento 1: Se definieron once unidades hidráulicas de acuerdo a las propiedades intrínsecas promedio de la roca, tales como: porosidad, permeabilidad, relación K/PHI, radio de garganta de poro y saturación de agua (**Figura IV.4.3.1.1**).

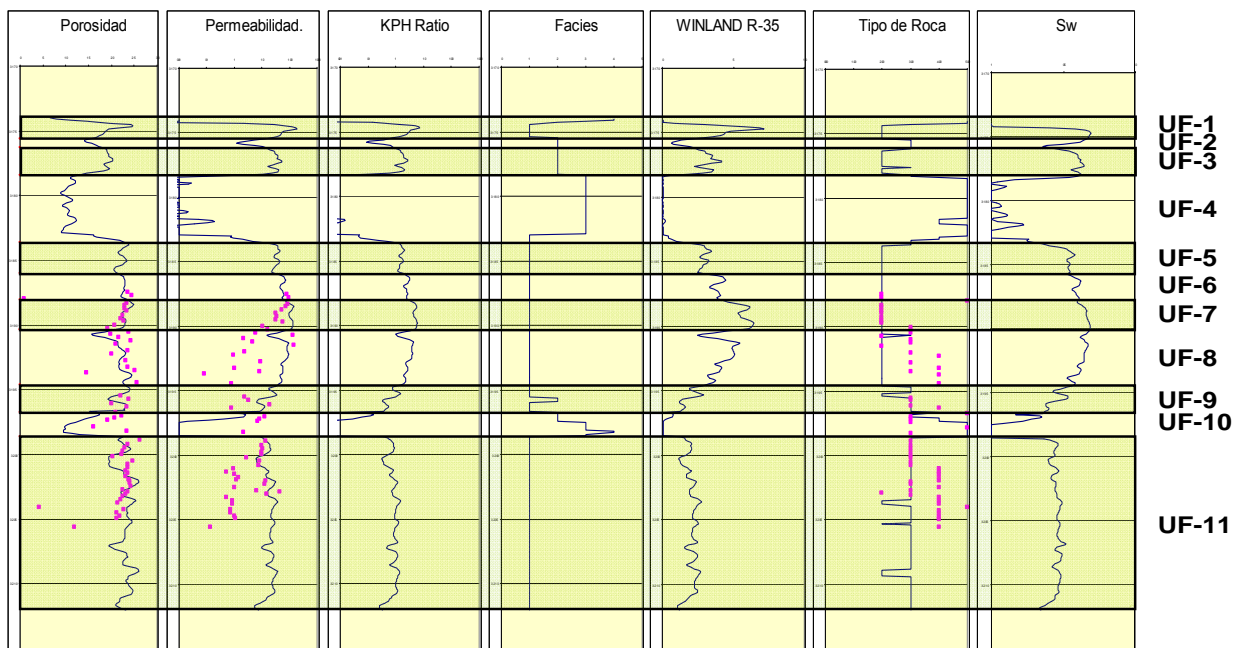


Figura IV.4.3.1.1. Propiedades intrínsecas de la roca para el yacimiento 1.



De acuerdo con su análisis cuantitativo se determinó que las unidades UF-1, UF-3, UF-5, UF-6, UF-7 y UF-8 presentan en conjunto los mejores radios de garganta de poro (Winland R35) entre 2.92 y 5.75 micras, una relación K/Phi entre 1.51 y 4.9, y una saturación de agua irreducible entre 38 y 49%. Las unidades UF-2, UF-4 y UF-10 presentan, en conjunto, radios de garganta de poro por debajo de 1.44 micra, una relación K/Phi por debajo de 0.45 y altas saturaciones de agua por arriba de 52% (**Tabla IV.4.3.1.2**).

Por otro lado, las unidades UF-9 y UF-11 corresponden a zonas de baja resistividad con radios de garganta de poro entre 1.77 y 2.04 micras, una relación K/Phi entre 0.7 y 0.86 y saturación de agua por arriba de 55%.

Unidad Hidráulica	Espesor (m)	Winland R-35 (μ)	Relación K/Phi	Sw (%)
UF-1	1.60	3.37	2.44	49
UF-2	0.70	1.44	0.45	52
UF-3	2.10	2.92	1.51	43
UF-4	5.20	0.18	0.04	92
UF-5	2.40	2.92	1.52	46
UF-6	2.10	3.95	2.56	40
UF-7	2.30	5.75	4.90	34
UF-8	4.20	4.13	2.76	38
UF-9	2.20	1.77	0.7	58
UF-10	1.80	0.27	0.05	89
UF-11	13.40	2.04	0.86	55

Tabla IV.4.3.1.2. Relación de propiedades Intrínsecas para el yacimiento 1.



Yacimiento 2: Se definieron doce unidades hidráulicas de acuerdo a las propiedades intrínsecas de la roca, tales como: porosidad, permeabilidad, relación K/PHI, radio de garganta de poro y saturación de agua (**Figura IV.4.3.1.3**).

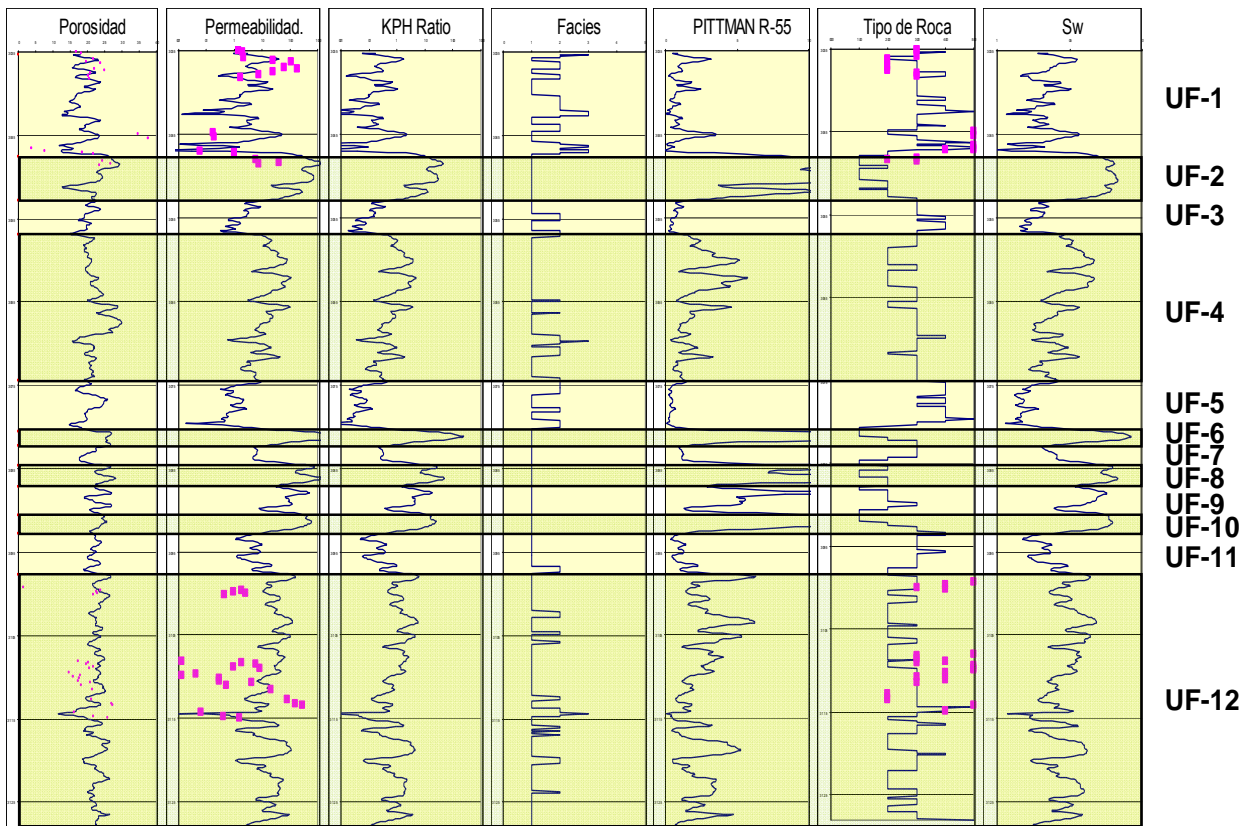


Figura IV.4.3.1.3. Propiedades intrínsecas de la roca para el yacimiento 2.

De acuerdo con su análisis cuantitativo se determinó que las unidades UF-2, UF-6, UF-8, UF-9 y UF-10 presentan en conjunto radios de garganta de poro (*Winland-R35*) entre 5.5 y 23 micras, una relación K/Phi entre 5.3 y 74.7 y saturaciones de agua irreducible entre 24 y 38%. Las unidades UF-1, UF-3, UF-5, UF-7 y UF-11 presentan radios de garganta de poro por debajo de las 2.02 micras, una relación K/Phi menores a 1.29 y con saturaciones de agua irreducible por arriba de 57% (**Tabla IV.4.3.1.4**).



Unidad Hidráulica	Espesor (m)	Winland R-35 (μ)	Relacion K/Phi	Sw (%)
UF-1	12.3	1.20	0.52	66
UF-2	5.30	10.99	16.85	24
UF-3	4.10	0.70	0.15	73
UF-4	17.5	2.18	1.11	55
UF-5	6.10	0.77	0.41	77
UF-6	1.60	23.28	74.75	24
UF-7	2.40	2.02	1.29	57
UF-8	2.60	11.54	19.1	26
UF-9	3.40	5.50	5.37	38
UF-10	2.20	9.48	13.07	29
UF-11	4.90	1.17	0.39	67
UF-12	30.3	2.51	1.42	53

Tabla IV.4.3.1.4. Relación de propiedades Intrínsecas para el yacimiento 2.

IV.4.3.2. Determinación de capacidad de flujo vs. capacidad de almacenaje.

La relación que existe entre porosidad y permeabilidad, asociada con el espesor, permiten observar el comportamiento del yacimiento desde el punto de vista de su capacidad para almacenar fluidos, como la de su capacidad de permitir el flujo de los mismos. Esta relación identifica unidades de flujo cuando la pendiente de la curva es pronunciada o inclinada, estando relacionada con la calidad de la roca; por el contrario, si la pendiente de la curva de relación es horizontal o de baja inclinación, estará identificando zonas de posible roca sello o de mala calidad de roca; la metodología aplica el Gráfico Modificado de *Lorenz*. A continuación se describen las características de las unidades de flujo:



Yacimiento 1: Tiene un espesor total de 38 m y está constituido por once unidades de flujo, de las cuales las unidades UF-1, UF-3, UF-5, UF-6, UF-7 y UF-8 aportan en conjunto el 73.6% del total de la capacidad de flujo del yacimiento, con un 41% de capacidad de almacenamiento en 14.7 metros de espesor. Por otra parte, las unidades UF2, UF4 y UF10 tienden a formar barreras al flujo ya que en conjunto aportan el 0.92% de la capacidad de flujo con 12.45% de la capacidad de almacenamiento en 12.45 metros de espesor. Las unidades UF-9 y UF-11 presentan una capacidad de flujo de 25%, con una capacidad de almacenaje del 46%, representando unidades de baja resistividad y alta saturación de agua (**Figura IV.4.3.2.1**).

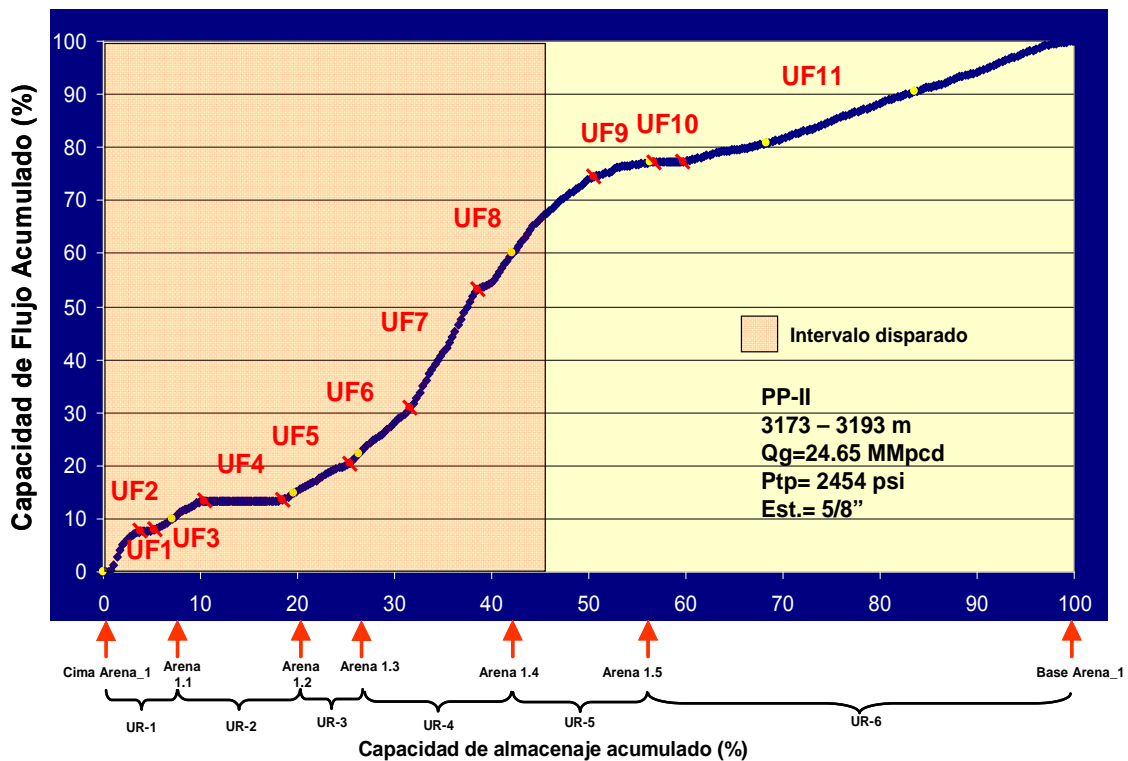


Figura IV.4.3.2.1. Gráfica modificada de Lorenz para el yacimiento 1.



En la **Tabla IV.4.3.2.2** se muestra en detalle los porcentajes de la capacidad de flujo, capacidad de almacenaje y espesor por unidad de flujo.

Unidad de flujo	Espesor (m)	Capacidad de Flujo (%)	Capacidad de Almacenaje (%)
UF-1	1.60	7.56	3.82
UF-2	0.70	0.46	1.45
UF-3	2.10	5.21	5.11
UF-4	5.20	0.34	7.97
UF-5	2.40	6.97	6.98
UF-6	2.10	10.41	6.25
UF-7	2.30	22.24	6.96
UF-8	4.20	21.22	11.91
UF-9	2.20	2.76	6.27
UF-10	1.80	0.12	3.03
UF-11	13.40	22.69	40.20

Tabla IV.4.3.2.2. Tabla descriptiva de unidades de flujo para el yacimiento 1.

Otro análisis de capacidades con volumen de hidrocarburos, se muestra en la gráfica estratificada modificada de *Lorenz* (**Figura IV.4.3.2.3**); muestra una tendencia uniforme entre, la capacidad de almacenaje y el volumen de hidrocarburos, denotando la falta de hidrocarburos sobre la unidad de flujo UF-2, UF- 4 y UF-10. Por otro lado, se observa que la unidad de flujo UF-7 y UF-8 presentan mayor pendiente, debido a su capacidad de flujo por el incremento en su radio de garganta de poro y su relación K/Φ .

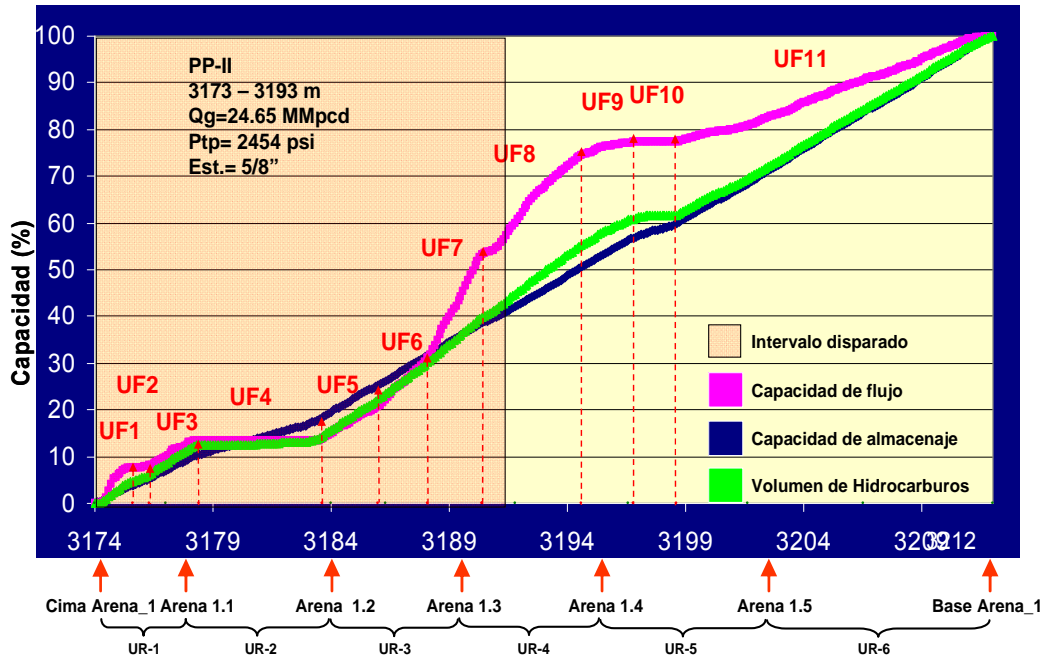


Figura IV.4.3.2.3. Gráfica estratificada modificada de Lorenz para la arena 1.

Yacimiento 2: Este yacimiento tiene un espesor total de 92.7 m y está constituido por doce unidades de flujo, de las cuales, las unidades UF-2, UF-6, UF-8, UF-9 y UF-10 representan las principales unidades que aportan en conjunto el 81.7% del total de la capacidad de flujo del yacimiento con un 17.7% de capacidad de almacenamiento en 15.1 metros de espesor. Por otra parte, las unidades UF-1, UF-3, UF-5, UF-7 y UF-11 forman barreras al flujo, debido a que su radio de garganta de poro y su relación K/Φ es muy baja, aportando solo el 3.47% de la capacidad de flujo con un 29.41% de la capacidad de almacenamiento en 29.8 metros (Figura IV.4.3.2.4). Las unidad UF-4 presenta baja pendiente con ligera tendencia a una barrera y la UF-12, presenta una pendiente ligeramente mayor que la UF-4, teniendo en conjunto un flujo del 14%, un almacenaje de 52.8% y un espesor de 30.3 m.

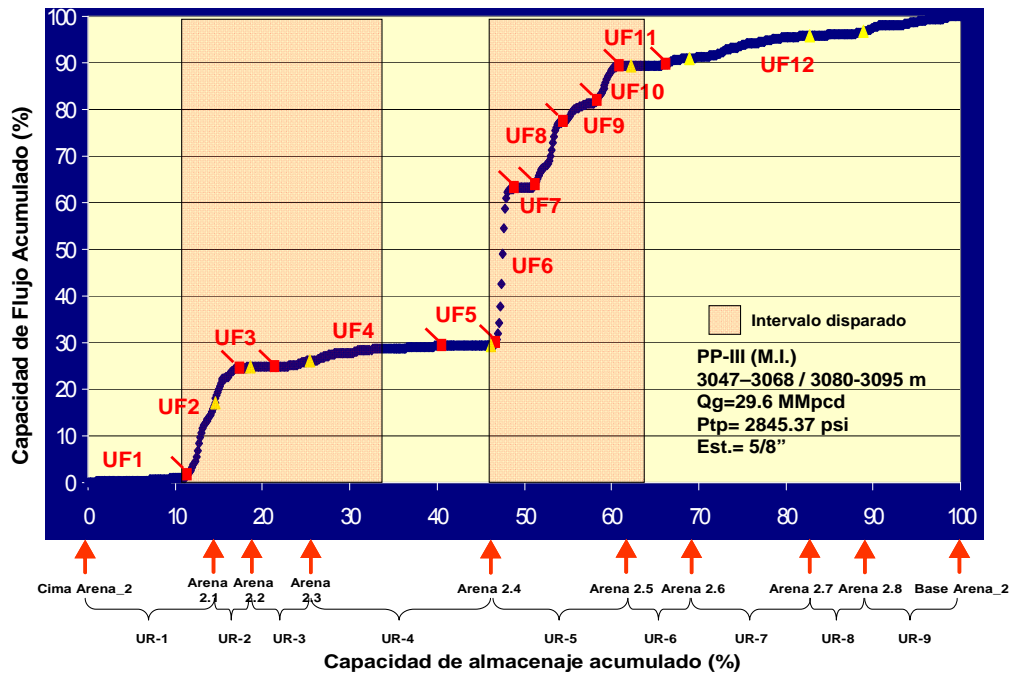


Figura IV.4.3.2.4. Gráfica modificada de Lorenz para el yacimiento 2.

En la **Tabla IV.4.3.2.5** se muestra los porcentajes de la capacidad de flujo, almacenaje y espesor por unidad de flujo.

Unidad de flujo	Espesor (m)	Capacidad de Flujo (%)	Capacidad de Almacenaje (%)
UF-1	12.3	1.52	11.44
UF-2	5.30	23.12	5.99
UF-3	4.10	0.11	3.99
UF-4	17.5	4.49	19.15
UF-5	6.10	0.62	6.17
UF-6	1.60	33.22	2.06
UF-7	2.40	0.77	2.47
UF-8	2.60	13.48	3.18
UF-9	3.40	4.74	3.92
UF-10	2.20	7.17	2.55

Tabla IV.4.3.2.5. Tabla descriptiva de unidades de flujo para el yacimiento 2.



La **Figura IV.4.3.2.6** muestra la gráfica estratificada modificada de *Lorenz*, para el yacimiento 2, donde se observa una tendencia paralela entre, la capacidad de almacenaje y el volumen de hidrocarburos, indicando un yacimiento homogéneo en su porosidad y carga de hidrocarburos. Adicionalmente se observa que en la unidad de flujo UF-1, UF-3, UF-4, UF-7 y UF-11 se presentan barreras al flujo, debido a que sus radios de garganta de poro están por debajo de 2 micras y su relación K/Φ es menor a la unidad.

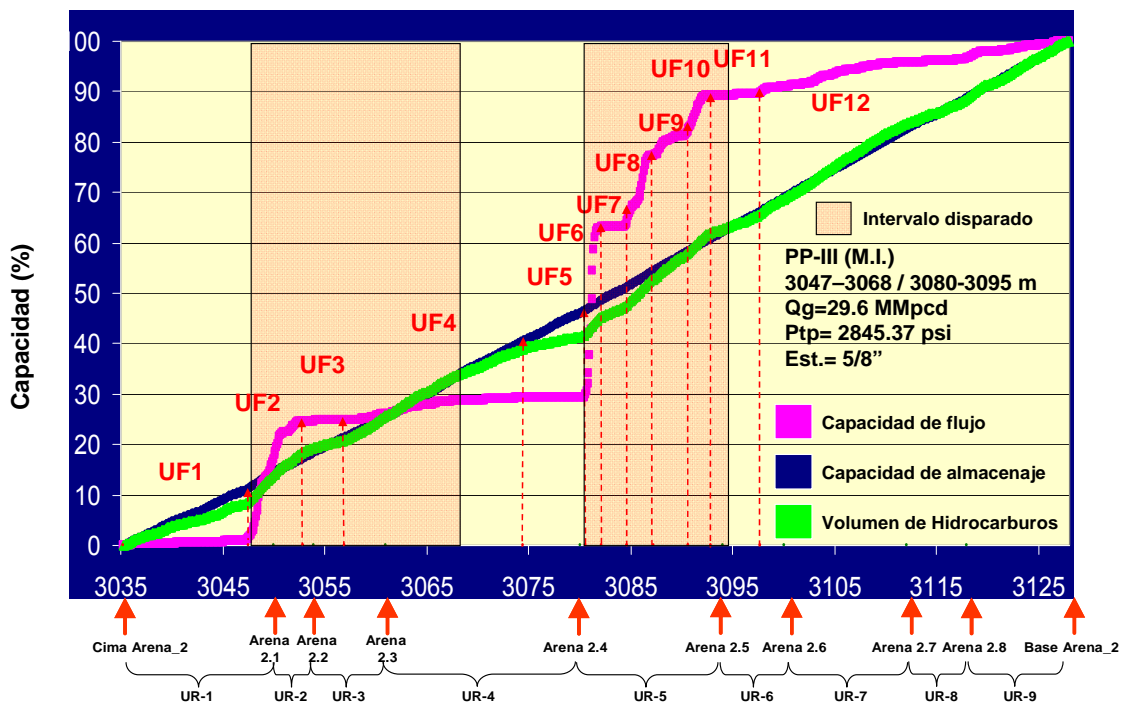


Figura IV.4.3.2.6. Gráfica estratificada modificada de *Lorenz* para la arena 2.



V. PREPARACION DEL MODELO ESTATICO Y MODELO NUMERICO DEL YACIMIENTO

V.1. Modelo estático

V.1.1. Objetivo

Construir el modelo estático de los yacimientos del pozo, poblar las propiedades petrofísicas (porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad), calcular los volúmenes originales y de reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías (probadas, probables y posibles), y utilizar este modelo en la inicialización del modelo dinámico para fines de simulación.

V.1.2. Introducción

La construcción del modelo geológico representa en forma más precisa, las capas del subsuelo cortadas por el pozo, las cuales son distribuidas verticalmente y arealmente, basándose en la integración de información geológica (modelo sedimentario, estratigráfico y petrofísico); geofísica (interpretación sísmica de fallas y horizontes productores), y de ingeniería (resultados de pruebas de presión-producción y análisis cromatográficos).

Para el caso del área en estudio, se importaron y cargaron las coordenadas del pozo, así como registros geofísicos convencionales, evaluación petrofísica, cimas geológicas, y los respectivos sub-volúmenes sísmicos.

Se realizó el control de calidad de las superficies al correlacionarlas con las cimas geológicas en el área del pozo y con las líneas sísmicas 3D; revisando acuñamientos, saltos de falla, etc. Se encontró que la calidad de las superficies es buena y presentaba buena continuidad y correlación lateral.



V.1.3. Metodología

V.1.3.1. Modelo Estructural

Una parte fundamental del modelo geológico es el marco estructural, ya que en este se realizan todas las distribuciones de las propiedades petrofísicas, además se define la resolución vertical y horizontal, así como los límites del yacimiento respetando las fallas y la secuencia estratigráfica. Se genera a través del modelado de fallas, la malla de pilares y la creación de horizontes. Para el pozo exploratorio, se realizaron las mallas de la Arena 1 (Yacimiento 1) y Arena 2 (Yacimiento 2), que resultaron productores de gas seco.

El modelo estructural del campo en estudio, no presentó complicaciones y está representado por una estructura anticlinal orientada aproximadamente N13-18W con fallamiento menor en dirección aproximada N45E. En la **Figura V.1.3.1.1** se muestra el mapa estructural 2D generado a partir de modelo 3D, en donde se observan claramente las tendencias para el yacimiento 2.

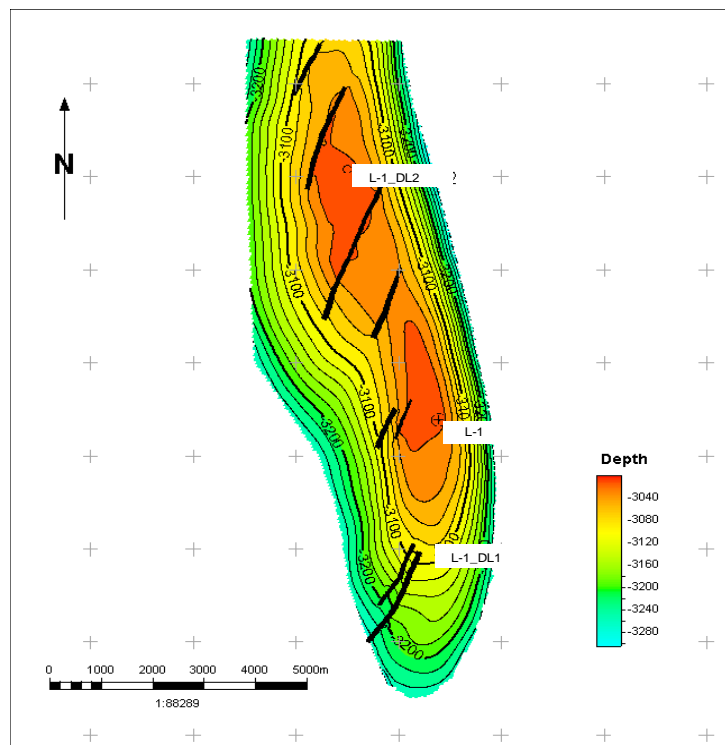


Figura V.1.3.1.1. Configuración estructural en metros de la arena 2.



V.1.3.2. Modelado y distribución de propiedades petrofísicas

Una vez revisada la información del pozo, se realizó un control de calidad sobre las curvas de la evaluación petrofísica y del modelo estructural. Esta información proviene de la interpretación sísmica realizada para cada yacimiento.

Se cargó la información de producción de los intervalos disparados en este pozo. Con toda esta información cargada y verificada, se procedió a realizar un modelado de los datos, el cual fue realizado de la siguiente manera:

La generación del registro de facies para el pozo se obtuvo mediante el análisis de los registros geofísicos y de los resultados de la evaluación petrofísica (saturación de agua, volumen de arcilla, porosidad efectiva, permeabilidad). La relación de espesores Neto/Bruto se calculó a partir de los parámetros de corte de la evaluación petrofísica.

En la **Figura V.1.3.2.1**, se observa el cálculo del registro de facies y *net pay* en los yacimientos 1 y 2 del pozo en estudio. En el primer carril se tiene la curva de rayos gamma; en el segundo carril, el registro de facies (color amarillo, arenas); tercer carril, la curva de resistividad; cuarto carril, volumen de arcilla; quinto carril, porosidad efectiva; sexto carril, saturación de agua; y séptimo carril, la curva de la relación neto/bruto, como resultado de los cortes aplicados en la petrofísica, quedando en color rojo, las arenas impregnadas de hidrocarburos y su relación de los intervalos disparados.

El registro de facies guarda buena correlación con respecto a toda la información analizada, en especial con la curva de *net pay*.

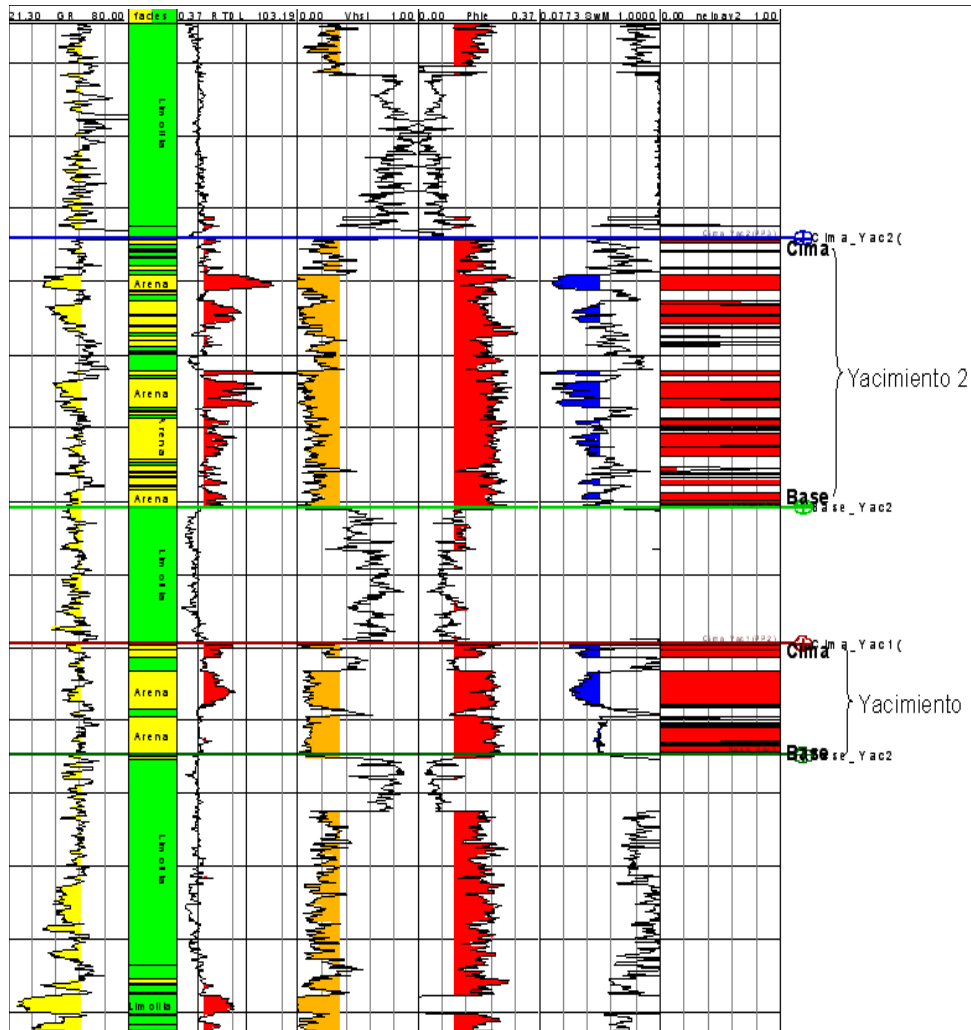


Figura V.1.3.2.1. Generación de facies y net pay.

El modelado de los horizontes se realizó para cada yacimiento del pozo, y fueron ajustados con la evaluación petrofísica. Con la evaluación petrofísica y la interpretación sísmica se delimitaron los límites verticales para cada yacimiento, obteniéndose los espesores brutos para cada arena, quedando con un espesor bruto de 38 m y 92.7 m para la arena1 y la arena2, respectivamente.



En la **Figura V.1.3.2.2**, se muestra la integración de los horizontes sísmicos y las fallas que generan el modelo tridimensional de celdas del campo.



Figura V.1.3.2.2. Modelo 3D de celdas y zonas del campo en estudio.

El detalle de las zonas del modelo tridimensional para los diferentes yacimientos del pozo, se muestra en la **Figura V.1.3.2.3**, las cuales se subdividieron de la siguiente manera:

- Zona 1. Correspondiente al yacimiento 2.
- Zona 2. Correspondiente a cuello arcilloso
- Zona 3. Correspondiente al yacimiento 1.
- Zona 4. Correspondiente con un cuello arcilloso
- Zona 5. Correspondiente al yacimiento 1 (Segmento Inferior), baja resistividad

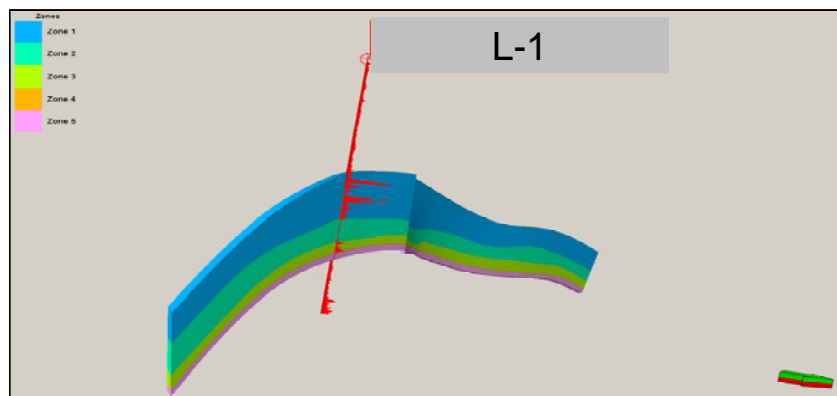


Figura V.1.3.2.3. Distribución de zonas para los yacimientos.



La generación de capas muestra la distribución vertical del modelo geológico para los yacimientos 1 y 2 del pozo; las cuales se subdividieron en 40 capas cada una y el espesor de cada capa es proporcional al espesor total de la unidad en este punto; las cuales representan los registros geofísicos originales y el net pay resultante. En la **Figura V.1.3.2.4**, se observa la correlación entre el registro de facies (carril 1 y 2) y porosidad efectiva (carril 3) con respecto al escalamiento de las propiedades obtenidas a partir de la inversión sísmica (porosidad, VpVs) (carril 4 y 5); registro de *net pay* (carril 6) y la respuesta sísmica del procesado AVO que muestra las trazas con las frecuencias totales (carril 6) y las frecuencias bajas (carril 7) y en último carril, se muestra la curva de correlación obtenida a partir de redes neuronales.

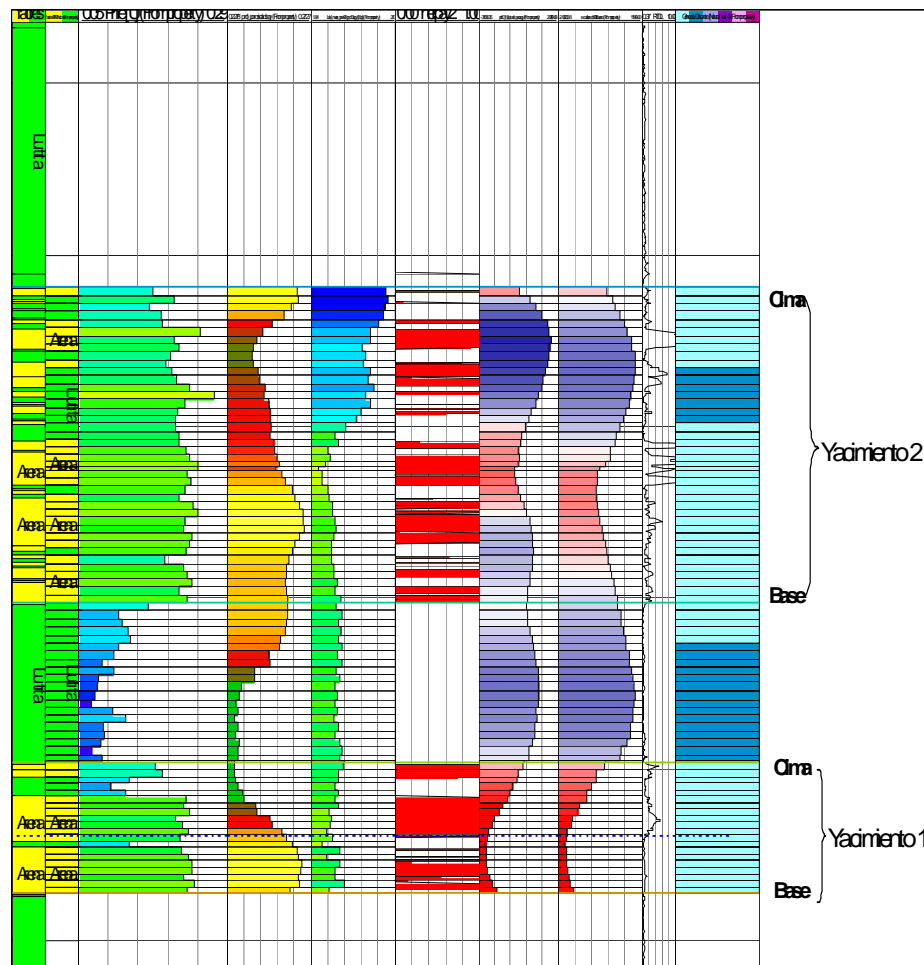


Figura V.1.3.2.4. Escalamiento del registro de porosidad.



Se escalaron las facies y propiedades petrofísicas al modelo de 80 capas. De los subvolumenes sísmicos resultantes de la inversión sísmica, (Impedancia acústica, Porosidad, Relación de velocidades, Lamda_Ro); se remuestrearon al modelo tridimensional de celdas, donde se observa la correspondencia perfecta de la anomalía en la sísmica y el modelo 3D (**Figura V.1.3.2.5**).

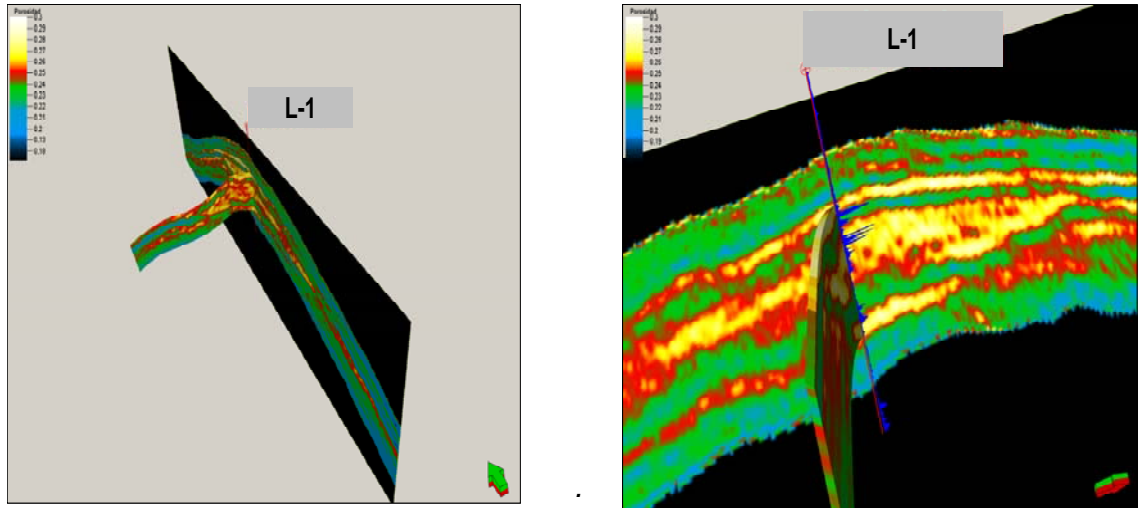


Figura V.1.3.2.5. Detalle del remuestreo de la porosidad sísmica al modelo de celdas del pozo.

La confirmación a través del gráfico de la **Figura V.1.3.2.6**, muestra una relación existente entre la impedancia acústica y los datos de porosidad del pozo, donde a valores bajos de impedancia valores altos de porosidad. Estas relaciones aseguran una adecuada discriminación de facies en el modelo final 3D.

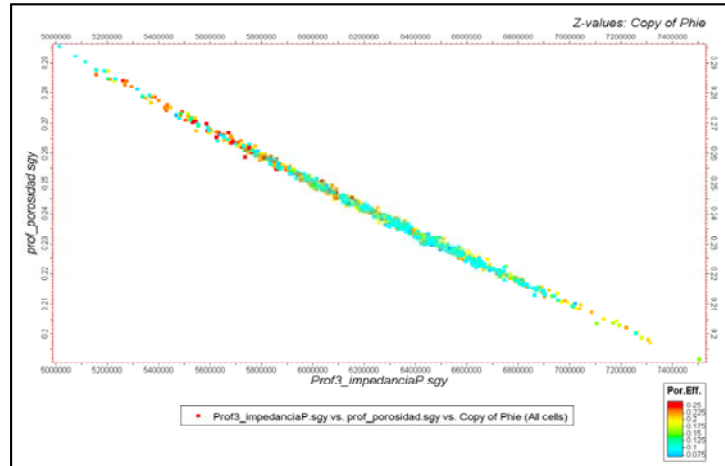


Figura V.1.3.2.6.- Gráfica entre la impedancia acústica y porosidad del pozo.

Mediante el proceso de integración de fallas y horizontes, bajo el esquema de celdas ya definido; como resultado de estas operaciones se tiene un modelo de celdas, las cuales están vacías, esperando ser pobladas por valores de propiedades. En la **Figura V.1.3.2.7**, se muestra el modelo tridimensional de celdas vacías, que mostrarán la distribución de los horizontes arenosos de los yacimientos 1 y 2, después de la población de datos por métodos geoestadísticos.

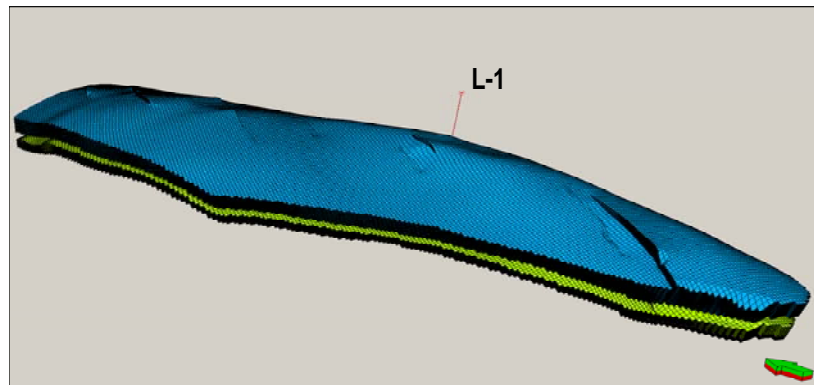


Figura V.1.3.2.7.- Modelo de celdas 50x50 m.

Mediante el proceso de escalamiento de los datos del pozo, los valores de los registros para las propiedades se convierten a valores de celda. Como resultado, se tienen valores para el pozo dentro del intervalo del yacimiento y para cada propiedad. Estos valores servirán como semilla,



para poblar el resto del modelo 3D.

En la **Figura V.1.3.2.8**, se muestra un ejemplo del escalamiento de las facies asociadas a nivel pozo, del mismo modo se realizó el escalamiento de las propiedades petrofísicas. Una vez escaladas al modelo todas las propiedades (facies y propiedades petrofísicas, S_w , $Phie$, V_{shl} y K), se procede a la extrapolación de las celdas de facies al resto del modelo.

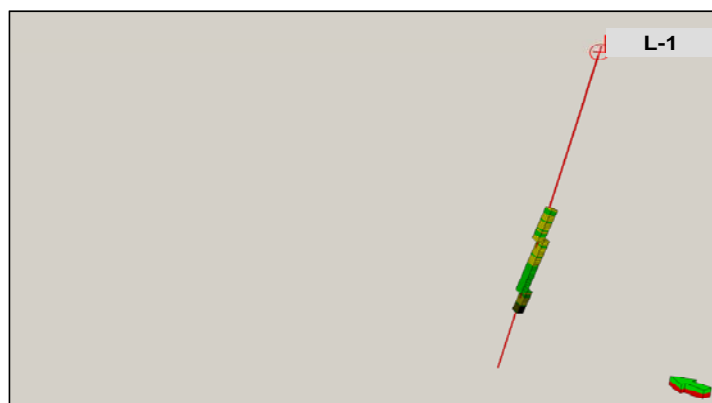


Figura V.1.3.2.8. Escalamiento de datos de facies asociados al pozo.

Para esto, se utiliza un algoritmo geoestadístico denominado, *Secuencial Indicador Simulator*, en el caso de las facies. Este algoritmo toma en cuenta las direcciones detectadas con los variogramas y además toma en cuenta la distribución propuesta por el modelo obtenido a partir de la inversión sísmica, mediante una propiedad de probabilidad elaborada en concordancia con el modelo conceptual de distribución de facies y, así mismo, con un proceso de redes neuronales sobre los diferentes volúmenes de la inversión y posteriormente remuestreados al modelo.

Como resultado del proceso de redes neuronales se obtiene un modelo donde se proponen clases, que finalmente se correlacionan con la clasificación de facies a nivel de pozo, lo que permite la clasificación del modelo de clases neuronales en términos de facies sísmicas o facies provenientes de la sísmica. Posteriormente a través de este algoritmo de *Secuencial Indicador Simulator* se hace una población probabilística de facies del modelo 3D (**Figura V.3.2.1.9**).

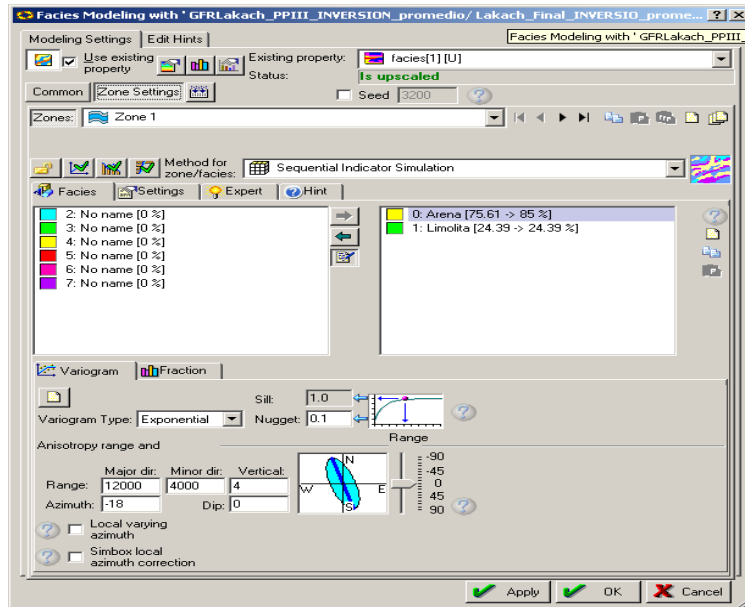


Figura V.3.2.9. Algoritmo utilizado para la población de facies.

Este modelo se utiliza como un condicionante en la población estocástica del mismo, utilizando la información de los datos de facies de pozo, las dimensiones y orientaciones de los cuerpos de arena obtenidas del modelo de facies sísmicas.

De esta forma, se obtiene un modelo de facies 3D que muestra las tendencias generales provenientes del modelo de facies sísmicas, pero también muestra el detalle de las intercalaciones lutitas en los paquetes arenosos y este detalle proviene de la información de pozo.

De la utilización de este modulo resultó el modelo de facies sísmicas, que posteriormente se combinó con la información de pozo para darle el detalle de las intercalaciones que la información sísmica no alcanza a ver, debido a su resolución vertical limitada. Posteriormente, con ayuda del registro de facies del pozo escalado al modelo, fue posible convertir las clases propuestas por el análisis de redes neuronales en facies de origen sísmico, que ilustran la orientación y tendencias de los paquetes gruesos de arena y lutita.



Posteriormente, del modelo anterior se extrajo la información relacionada con los paquetes de arena del modelo de facies sísmicas; sobre los cuales, se realizó un análisis de datos mediante variogramas que permitieron definir las direcciones principales y tendencias de las propiedades en el espacio X, Y y Z. Seguidamente, se utilizó un algoritmo geoestadístico para poblar el modelo de facies continuamente. El algoritmo utilizado fue *Secuencial Indicador Simulator*. En la utilización de este algoritmo se tomaron en cuenta los análisis de varianza realizados.

El modelo de facies resultante del proceso estocástico (**Figura V.1.3.2.10**), sirve para guiar la población de los datos escalados de la petrofísica, los cuales son similares a la distribución de facies, con la diferencia que se ajustan al modelo de facies, ya creado. Esto garantiza que la distribución de propiedades será coherente con el modelo 3D de distribución de facies. Para esta operación se utilizó un algoritmo de interpolación estocástica.

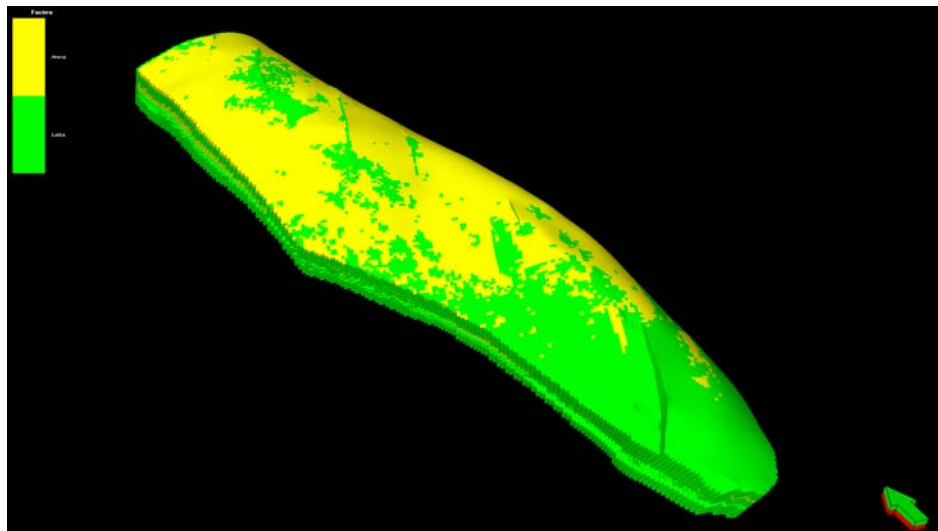


Figura V.1.3.2.10. Modelo de facies.

En la **Figura V.1.3.2.11**, se muestra el algoritmo que se utilizó para la distribución de la población de las propiedades petrofísicas ajustadas al modelo de facies.

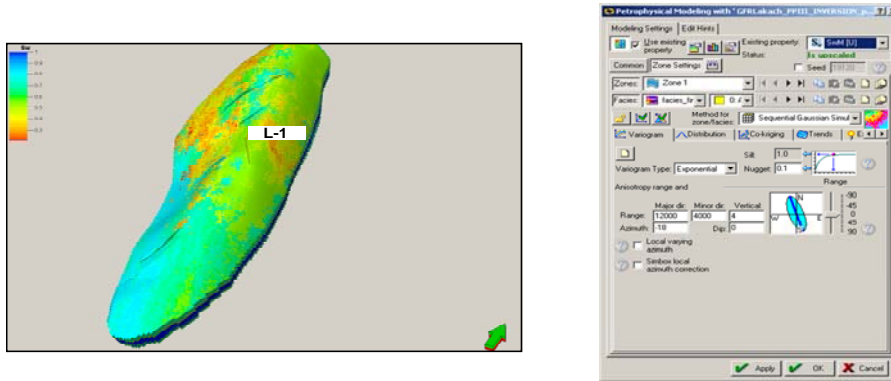


Figura V.1.3.2.11. Modelo de saturación de agua.

Con base en los modelos resultantes, se calculó un nuevo modelo de celdas impregnadas, basado en los cortes petrofísicos, utilizando la siguiente expresión para las arenas impregnadas de gas:

$$Net\ pay = \begin{cases} Si & (Sw < 0.55 \text{ y } Vsh < 0.35 \text{ y } Phie > 0.11, \text{ entonces } 0, \text{ si no } 1), \text{ donde el } 0 \text{ es} \\ & \text{roca impregnada (Arena) y } 1 \text{ corresponde con lutita.} \end{cases}$$

La Figura V.1.3.2.12, muestra la distribución de las arenas impregnadas con gas para el yacimiento 1 (PP3), extraído del modelo.

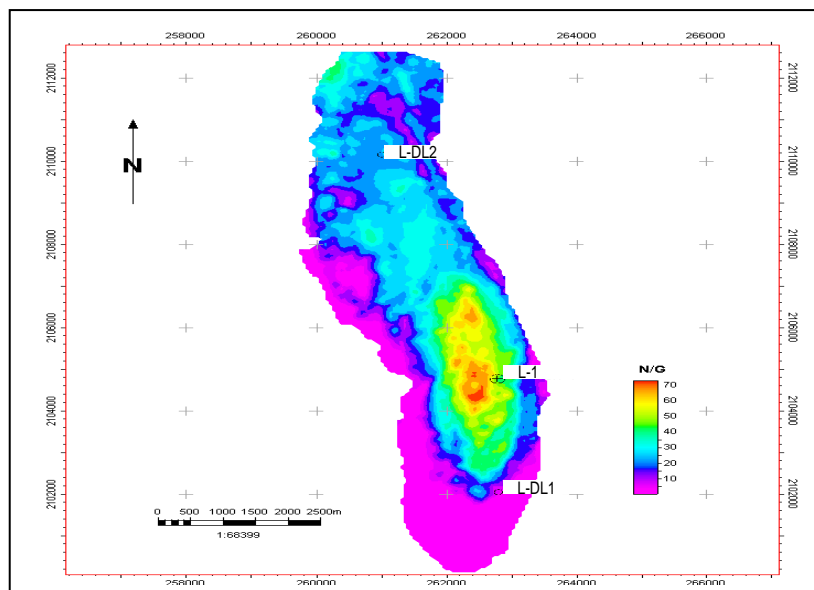


Figura V.1.3.2.12. Mapa de espesores netos impregnados de la arena 2



V.1.4.- Cromatografía de los fluidos del yacimiento.

La cromatografía de gases son los componentes del gas recuperado en superficie durante la etapa de aforos y son analizados en laboratorio, presentados en por ciento mol (%). En el pozo L-1, se efectuaron cuatro pruebas de presión-producción en rocas del Terciario, efectuándose el muestreo en superficie en dos intervalos productores y con la información de fondo inicial, que a continuación se presenta en la **Tabla V.1.4.1**, así como la cromatografía de cada una de las arenas productoras (**Tabla V.1.4.2**).

Arena	Intervalo (mvmbr)	Temperatura (°F)	Presión Yacimiento (psi) (nmd)
1	3173-3193	143	5371.2
2	3047-3068/3080-3095	140	5232.6

Tabla V.1.4.1. Tabla con parámetros obtenidos de pruebas DST 2 y 3.

Componentes	Nomenclatura	% Mol Arena1	% Mol Arena2
Acido sulfhídrico	H ₂ S	0	0
Dióxido de carbono	CO ₂	0.13	0.09
Nitrógeno	N ₂	0.70	0.87
Metano	C ₁	95.69	95.70
Etano	C ₂	1.93	1.91
Propano	C ₃	0.77	0.74
i-Butano	iC ₄	0.18	0.18
n-Butano	nC ₄	0.21	0.20
i-Pentano	iC ₅	0.07	0.07
n-Pentano	nC ₅	0.06	0.06
Hexanos	C ₆	0.06	0.06
Heptanos+	C ₇₊	0.09	0.07
Octanos	C ₈	0.11	0.05
Total		100	100

Tabla V.1.4.2. Análisis cromatográfico.



V.I.5.- Volumetría

Como fase final se realizó el cálculo volumétrico de las reservas de hidrocarburos, las cuales fueron clasificadas en: probadas, probables y posibles. El límite del área para cada yacimiento del campo en estudio, se determinó de acuerdo a la distribución de la anomalía sísmica de amplitud (**Figura V.I.5.1**) quedando de 18.7 km² para el yacimiento1 y 27 km² para el yacimiento2.

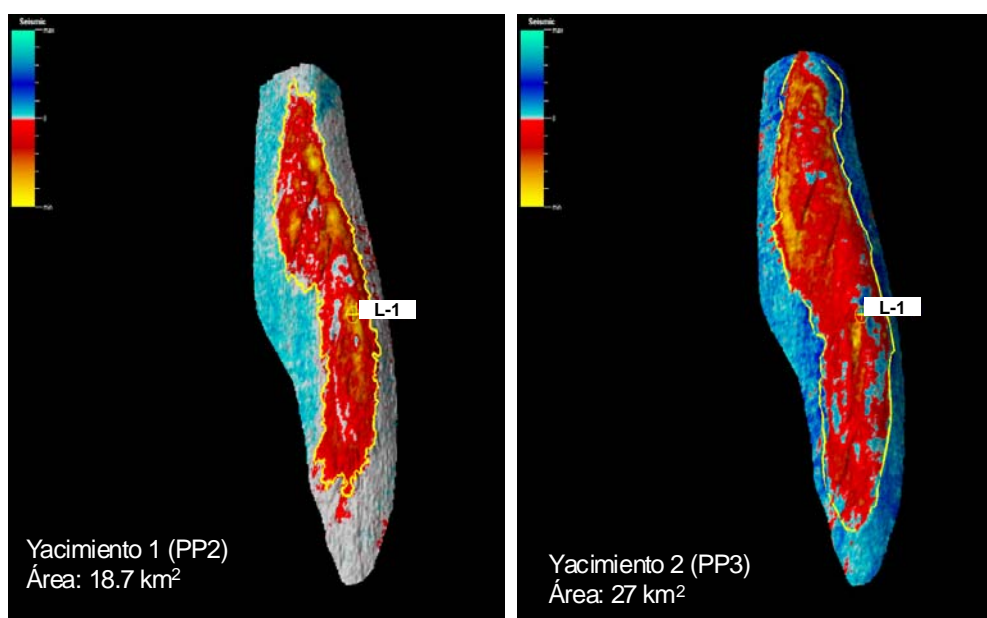


Figura V.I.5.1.- Áreas de los yacimientos 1 y 2 del pozo L-1.

En la **Tabla V.I.5.2** se muestran los valores correspondientes de las áreas de acuerdo a su clasificación para cada yacimiento.

Clasificación	Área (km ²) Yacimiento 1	Área (km ²) Yacimiento 2
Probada	5.5	6.87
Probable	7.7	11.43
posible	5.5	8.7

Tabla V.I.5.2. Distribución de áreas para los yacimientos 1 y 2.



A continuación se mencionan los factores de recuperación, los factores de volumen de formación de gas (Bgi) (**Tabla V.I.5.3**) y los contactos que fueron utilizados para obtener los volúmenes de hidrocarburos para el campo en estudio.

Yacimiento	Bgi (scf/SCF)	Fr (%)	Limite (mvbnm)
Arena1	0.003247	72	3150
Arena2	0.003263	72	3200

Tabla V.I.5.3. Tabla parámetros utilizados para ambas arenas.

En las **Tablas V.I.5.4** y **V.I.5.5**, se muestran los volúmenes originales y de reservas en sus tres categorías, generados y obtenidos a partir del modelo estático.

Yacimiento 1 (Arena1)

Reserva	Área (Km ²)	Vol. Orig Gas (MMMpc @ CA)	Res. Orig Gas (MMMpc @ CA)	PCE (MMbpce)
1P	5.50	34.93	25.14	4.85
2P	13.20	238.3	171.57	32.98
3P	18.7	147.85	106.45	20.46

Tabla V.I.5.4.- Volúmenes originales y reservas para el yacimiento 1.

Yacimiento 2 (Arena2)

Reserva	Área (Km ²)	Vol. Orig Gas (MMMpc @ CA)	Res. Orig Gas (MMMpc @ CA)	PCE (MMbpce)
1P	6.87	295.57	212.81	40.91
2P	18.3	261.84	188.52	36.24
3P	27	706.18	508.44	97.75

Tabla V.I.5.5.- Volúmenes originales y reservas para el yacimiento 2.



En la **Tabla V.I.5.6** se observan los volúmenes originales y reservas totales 3P.

Reserva	Vol. Orig Gas (MMMpc @ CA)	Res. Orig Gas (MMMpc @ CA)	PCE (MMbpce)
1P	330.5	237.96	45.75
2P	830.64	598.06	114.95
3P	1643.27	1212.96	233.17

Tabla V.I.5.6. Volúmenes originales y reservas recuperables para el campo en estudio.

V.2.-MODELO NUMERICO

V.2.1. Consideraciones generales

El objetivo principal de esta etapa, fue realizar un análisis de las reservas (inicialización) en el campo en estudio, para las dos arenas que lo conforman, a partir de los modelos geológicos 3D. Para tal fin, se utilizó el *software Eclipse 100*, el cual es el simulador para realizar los estudios de simulación de yacimientos. En esta inicialización se corroboraron: la cromatografía de gases, en los análisis especiales de núcleos para la obtención de la saturación inicial de agua, se cotejaron los datos de equilibrio del modelo, se realizó una tabla hidráulica del pozo, y finalmente inicializar el modelo y cotejar los resultados con los obtenidos del modelo estático. Seguido de esto, fue encontrar el factor de recuperación de gas que se tendría del volumen original en sitio.

V.2.2. Cromatografía de gases

La composición cromatográfica de ambas arenas se muestra en la **Figura V.2.2.1**; la composición del gas, se caracterizó mediante el uso del programa *ECLIPSE PVTi*; en cual, el objetivo principal era corroborar los valores del factor de volumen del gas a las condiciones iniciales de yacimiento.



Componen	Z1 (percent)	Z2 (percent)	+	Sample	Totals (percent)
N2	0.7	0.87	▲	Z1	100
CO2	0.13	0.09		Z2	100
C1	95.69	95.7			
C2	1.93	1.91			
C3	0.77	0.74			
IC4	0.18	0.18			
NC4	0.21	0.2			
IC5	0.07	0.07			
NC5	0.06	0.06			
C6	0.06	0.06			
C7+	0.2	0.12			

Figura V.2.2.1. Composición cromatográfica del Gas.

Los yacimientos se identificaron como gas seco, como se muestra en el diagrama de fases mostrado en la **Figura V.2.2.2**, la línea de rocío se muestra en rojo, lo cual muestra que solo hasta temperaturas bajo cero se podría formar líquidos, pero esto sería en mínimo. De la temperatura y presión de yacimiento, a las condiciones estándar, el hidrocarburo se va a mantener en la fase gaseosa completamente.

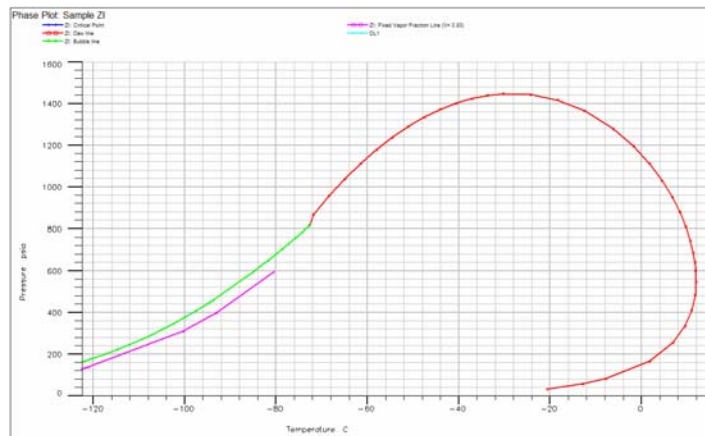


Figura V.2.2.2. Diagrama de fases del gas del Campo en estudio.

El calculo de factor de volumen de gas se llevó acabo a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, mostrando que el valor es de $0.0033 \text{ rm}^3/\text{m}^3$.



V.2.3. Análisis especial de núcleos

El análisis especial de núcleos, tiene como objetivo dar información para el modelo de simulación de las funciones de saturaciones, las cuales son permeabilidad relativa y presiones capilares.

Presiones Capilares. Con más de 50 pruebas de presión capilar de los diferentes núcleos cortados, se cuentan con dos tipos de pruebas: por inyección de mercurio y por centrifuga. Para este estudio, se toman en cuenta las presiones capilares medidas por centrifuga, ya que tienen una mejor representación de las condiciones que se pudieran tener en el yacimiento.

Se seleccionaron las curvas que estaban dentro de los yacimientos. Adicionalmente, se descartaron las curvas que están fuera de rango de los valores promedios de saturación inicial de agua. En la **Figura V.2.3.1**, se muestran las curvas que se tomaron en cuenta para el estudio.

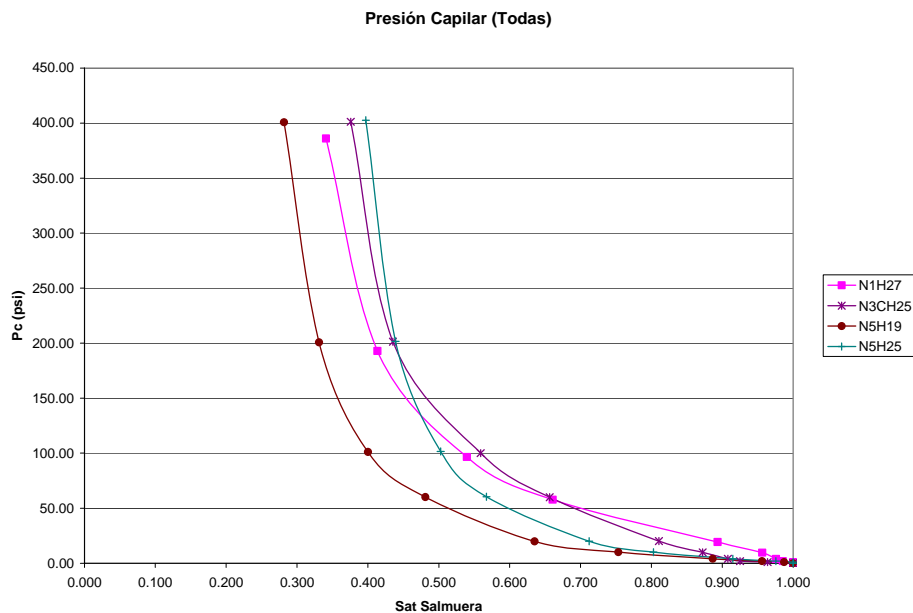


Figura V.2.3.1. Curvas de presión capilar por centrifuga



Para obtener la curva de presión capilar representativa se muestra la **Figura V.2.3.2**. Dicho promedio da una saturación de gas máxima de 63.87%; lo cual permite tener una saturación de agua inicial de 36.13%, que tiene una similitud con el valor promedio obtenido de registros geofísicos de 38%.

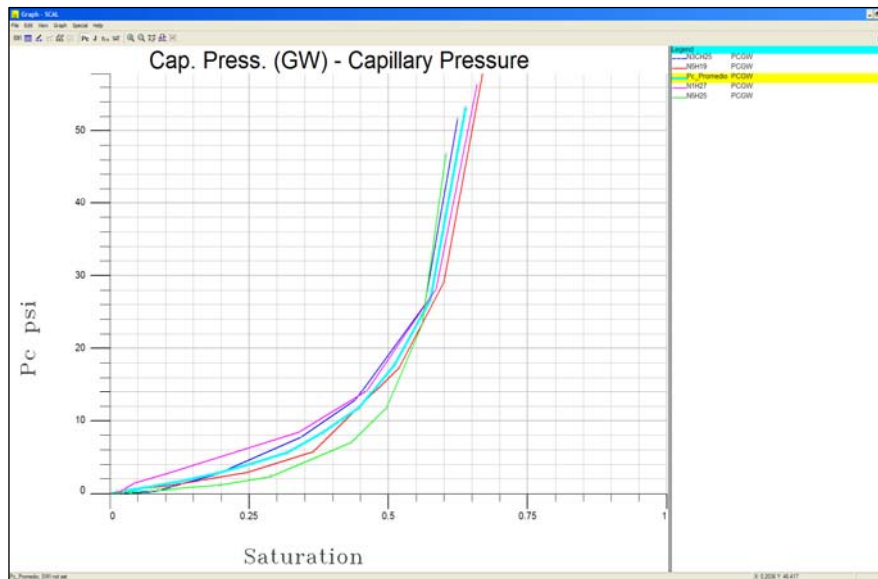


Figura V.2.3.2. Curva de presión capilar representativa del campo en estudio.

Permeabilidades Relativas. De la curva de permeabilidad relativa, se tomó la curva más representativa de la zona, obteniéndose las características de permeabilidad y porosidad. Esta se normalizó a los valores de saturación mínima y máxima de gas; después, con los valores de saturación mínima y la saturación de gas máxima obtenida de la curva de presión capilar, se normalizó obteniendo la curva final para el modelo de simulación.

En la **Figura V.2.3.3** se muestra la curva final de permeabilidad relativa gas – agua que se obtuvo de este análisis.

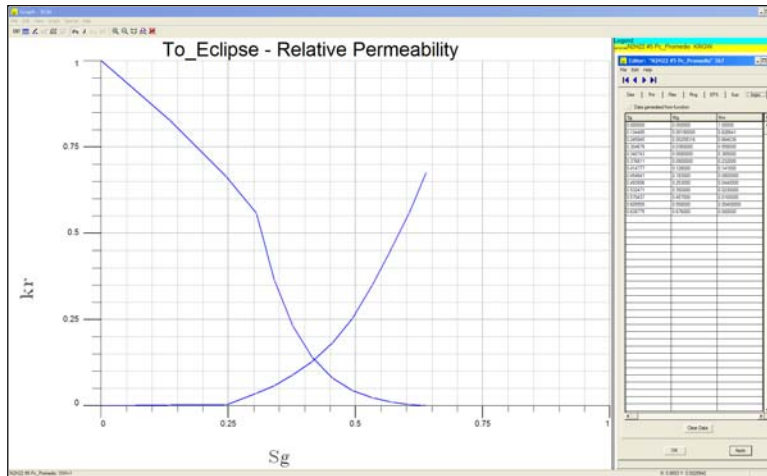


Figura V.2.3.3. Curva de permeabilidad relativa del campo en estudio.

V.2.4. Estimación de reservas

Se calcularon a partir de la nueva interpretación del modelo estático los volúmenes originales en cada uno de los yacimientos. El cálculo es volumétrico y se calcula en función del espesor neto, porosidad, saturación de agua, factor de volumen y el límite de cada una de las reservas del modelo. Adicionalmente y de la misma forma, se calcularon los volúmenes en el modelo escalado para la simulación de yacimientos; dicho modelo tiene una resolución de 200mx200m, diferente al modelo estático, el cual tiene una resolución de 50mx50m, la resolución vertical se mantuvo en ambos modelo. Los volúmenes de los dos modelos anteriores fueron calculados volumétricamente. Para inicializar el modelo de simulación, se tomaron los datos de los análisis cromatográficos del gas, análisis especiales de núcleos, condiciones de equilibrio y el modelo escalado obtenido (Tabla V.2.5.1).

Valores de reservas del yacimiento 1 + yacimiento 2 del campo en estudio					
Reservas	Factor	Modelo Estatico	Modelo Escalado	Modelo Simulacion	Reserva
	Recuperacion	PETREL	PETREL	ECLIPSE	Certificada
	(%)	(MMMSCF)	(MMMSCF)	(MMMSCF)	(MMMSCF)
3P	75	1283.51	1294.45	1297.76	1301.8

Tabla V.2.5.1. Reservas calculadas para los modelos estáticos y dinámicos.



VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Interpretación e inversión sísmica

- La información utilizada (sísmica acondicionada y registros modelados) es de buena calidad proporcionando confianza en los resultados de la inversión.
- El análisis de factibilidad petrofísica indicó que con la Inversión Simultánea se discriminará el tipo de fluido, principalmente para las arenas PP2 y PP3 y que se relaciona con bajos valores en la gráfica cruzada de $P_Impedance$ vs. $LambdaRho$.
- De acuerdo a la generación del sismograma sintético y estimación de ondícula del pozo L-1, se puede decir que los datos sísmicos al nivel del objetivo (entre PP-4 y HRZ-1) presentan una fase muy cercana a cero.
- Derivado de la captura de geocuerpos, se determinó la distribución horizontal y vertical para cada una de las arenas productoras del campo, encontrando que el área de la arena PP2 es de 15.6 Km² y la PP3 de 26.5 Km², siendo muy similares a las estimadas por amplitudes sísmicas.
- De acuerdo al análisis de la información, se pronostica que las mejores áreas respecto a calidad de roca y espesor impregnado de hidrocarburos se localiza al NW del pozo L-1.
- Un estudio de inversión sísmica es una herramienta de apoyo en la caracterización de campos petroleros y propuesta de localizaciones exploratorias, la principal utilidad en el área estudiada, fue la de reducir la incertidumbre así como proponer las mejores áreas con posibilidades de contener hidrocarburos.
- La inversión sísmica es una herramienta más que ayuda a reducir la incertidumbre, además es un proceso “vivo”, que conforme se va adquiriendo más información hay que integrarla y realizar nuevamente la inversión.
- Existen áreas que se localizan en el flanco E de la estructura (entre PP-3 y PP-4) que desde el punto de vista de inversión sísmica resultan atractivas, por lo que, se recomienda realizar un análisis más detallado.



Petrofísica

- La validación y edición de curvas, son las de mayor consumo de tiempo de todo el proceso, por ser la base para una buena calibración con la información de núcleos.
- La litología predominante de la secuencia Terciaria atravesada por el pozo L-1, son areniscas líticas de grano fino a grueso, compuestas por fragmentos de cuarzo, plagioclasas, calcita, dolomita y feldspatos potásicos como componentes principales de roca y como minerales secundarios, heulandita, pirita, moscovita y minerales arcillosos, tales como, la illita, esmectica, clorita y caolinita.
- En los registros es evidente el efecto de hidrocarburo liviano, especialmente en las curvas de porosidad, velocidad y resonancia magnética.
- Se realizaron estudios de petrofísica básica a los tapones de los núcleos, incorporando parámetros de porosidad, permeabilidad, densidad de grano y rayos gamma. Por otro lado, se sometieron a análisis especiales los tapones localizados sobre los yacimientos 1 y 2, tales como, presión capilar por inyección de mercurio y por centrífuga, índices de resistividad y permeabilidad relativa.
- La calibración de porosidad, núcleo–registro, muestra que la mejor correlación se da con la porosidad-densidad y porosidad-sónica para el yacimiento 2, mientras que para el yacimiento 1 con la porosidad Neutrón-densidad.
- La permeabilidad en los núcleos en la mayoría de los casos es mayor a 100 mD, alcanzando valores cercanos a 10 Darcys, en algunos casos, la permeabilidad baja esta asociada cambios de facies, por lo cual, se generaron dos algoritmos para ajustar la relación núcleo-perfil.
- Los estudios de presión capilar por inyección de mercurio muestran que los mejores radios de garganta de poro se presentan con valores entre 2.5 y 10 micras.
- Los análisis de presión capilar por centrífuga, muestran altas saturaciones de agua irreducible por arriba del 37% tanto para saturaciones *Hassler* y promedio.
- La evaluación petrofísica de litología compleja realizada, indica un R_w de 0.71 ohm-m @ 44.5°C, correspondiente a 68 Kppm de NaCl. En ambos yacimientos no es evidente la presencia de agua libre.



- Los parámetros de corte para establecer los promedios de las propiedades petrofísicas para cada yacimiento, se hicieron tomando en cuenta la relación entre porosidad efectiva, saturación de agua y arcillosidad, así como, las pruebas de producción realizadas, estableciendo un corte único de V_{cl} : 35%, $Phie$: 11% y Sw : 55%.
- El yacimiento 2, presenta el mejor espesor productor (*net pay*), con 43.6 m, comparado con el yacimiento 1, con 23.4 m.; en cuanto a la calidad de yacimiento, el yacimiento 2 es superior. Estas condiciones así como otras propiedades petrofísicas, indican una mejor calidad de roca en el yacimiento 2, con respecto al yacimiento 1.
- El análisis de incrementales de la inyección de mercurio en los núcleos y la relación porosidad-permeabilidad, permitieron determinar el radio de garganta de poro *Winland R35*, como el más apropiado para las líneas de iso-porosidad.
- El yacimiento 1 está caracterizado por los tipos de roca TR2, TR3, TR4 y TR5, que representan en porcentaje el 40, 42, 3 y 15%, respectivamente de un total de 38 metros, siendo el RT2 de mejor calidad con permeabilidades mayores a 60.5 mD, mientras que el yacimiento 2 está caracterizado por los tipos de roca TR1, TR2, TR3, TR4 y TR5 que representan en porcentaje el 8, 30, 50, 11 y 1%, respectivamente de un total de 92.7 metros, siendo el RT1 de mejor calidad con permeabilidades mayores a 954 mD
- El yacimiento 2 está formado por cinco unidades de flujo, siendo las de mayor potencial las unidades UF-2, UF-3 y UF-4 con 95% de capacidad de flujo y 46% de capacidad de almacenaje, mientras que las unidades UF-1 y UF-5 forman barreras al flujo.
- El yacimiento 1 está caracterizado por los tipos de roca RT1, RT2 y RT3 que representan en porcentaje el 47, 53 y 0.24% de 32 metros de espesor total, siendo el RT1 de mejor calidad con permeabilidades promedios por arriba de 796 mD y porosidad promedio de 25% respectivamente.
- El yacimiento 1 está formado por once unidades siendo las de mayor potencial las unidades UF-1, UF-3, UF-5, UF-6, UF-7 y UF-8, con 73.6% del total de la capacidad de flujo y 41% de capacidad de almacenamiento en 14.7 metros de espesor y el yacimiento 2, está formado por doce unidades, siendo las de mayor potencial las unidades UF-2, UF-6, UF-8, UF-9 y UF-10, con 81.7% del total de la capacidad de flujo y 17.7% de capacidad de almacenamiento en 15 metros
- La prueba de producción efectuada dentro del yacimiento 2, contempla a las unidades de flujo UF-4 y parte de la UF-3 y UF-5, con un gasto de 13 MMpcd.



- La prueba de producción en el yacimiento 1, contempla a las unidades de flujo UF-1, UF-2, UF-3, UF-4, UF-5, UF-6 UF-7 y parte de la UF-8 con un gasto de 24.65 MMpcd por 5/8", contempla las unidades de flujo U-F2, UF-3 y parte de la UF-4, así como las unidades UF-6, UF-7, UF-8, UF-9, UF-10 y parte de la UF-11.
- De los análisis anteriores, se deduce que el yacimiento 2 presenta mejor tipo de roca, porosidad, permeabilidad, radio de garganta de poro, capacidad de flujo y almacenaje que el yacimiento 1.
- Por ser yacimientos estratificados y confinados de poco espesor, es conveniente para futuro desarrollo, perforar pozos desviados en mejor ubicación estructural, a fin de alcanzar más arenas prospectivas y de mayor espesor.
- La toma de registros para este tipo de formaciones con arenas arcillosas de capas finas, se debe basar en alta resolución vertical de herramientas de resistividad y porosidad, y con registros de imágenes, resonancia magnética y sónico dipolar.
- Para efectos de simulación numérica, el tamaño de las celdas debería ser ajustado a las unidades de flujo, a fin de optimizar las condiciones del yacimiento.
- Completar la caracterización del campo con estudios de sísmica estratigráfica, a fin de compatibilizar los atributos sísmicos con las propiedades petrofísicas.

Sedimentología

- Se establece aquí que el aporte principal de los sedimentos durante el Mioceno Inferior en el pozo L-1, es del suroeste, probablemente asociado y similar al aporte de la Cuenca de Veracruz, y cuyos sedimentos fueron transportados hacia la parte profunda del golfo, por el Río Papaloapan ancestral. Esta sedimentación proviene posiblemente de la porción sur de la Sierra Madre Oriental (Sierra de Zongolica) y de su basamento metamórfico y asociado.
- Una segunda dirección de aporte, es sugerida como proveniente del Oeste franco, asociado a sedimentos denudados de la Plataforma de Córdoba, los altos de basamento de Teziutlán y volcánicos calcoalcalinos del Eje Neovolcánico.
- Los estudios aquí documentados, sugieren que toda la sedimentación del Mioceno Inferior provino del suroeste y oeste, con poco o nada de sedimentos provenientes del Este; lo que implica que la composición de los sedimentos contemporáneos en pozos



mas hacia el este (i.e. T-101), pudiera ser significativamente diferente a los del área estudiada..

- Se recomienda un estudio más completo y regional, que incluya la proveniencia de los sedimentos de interés económico de los pozos N-1, L-1, T-1 y T-101, a fin de establecer variaciones en la composición, más específicas.
- La cantidad de clorita en la matriz, la presencia de bentonita piroclástica en las muestras, aunado a las arcillas de alteración proveniente de la descomposición de los fragmentos volcánicos, controlan importantemente la calidad de roca almacén, en especial, reduciendo significativamente la permeabilidad.
- La compactación litostática es un factor que reduce significativamente la porosidad sin embargo, la calidad del yacimiento, en ocasiones, no se ve afectada.
- Se ratifica la importancia de este tipo de estudios para definir la calidad de la roca almacén, aquí definida principalmente por el contenido de fragmentos de rocas volcánicas, bentonita piroclástica y clorita de alteración de los mismos volcánicos.
- El uso integrado de estudios de petrografía, sísmica y registros, permitieron aquí definir adecuadamente las vergencias de sedimentación; lo cual, fue significativo por la mezcla de zonas de proveniencia observadas en la secuencia sedimentaria del pozo L-1.



BIBLIOGRAFIA

Amaefule, J., Altunba, M., Tiab, D. "Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells" SPE 26436.

Bigelow, E. "Fundamentals of diplog analysis" 1987. Western Atlas International.

Bourke, L., McGarva, R., "Paleotransport Analysis Using Borehole Images" April 2007, Task-Geoscience.

Delgado, R., "Caracterización Petrofísica Pozo Lakach-1" Abril 2007. Informe Interno de PEMEX. Región Marina Suroeste.

Delgado, R., "Caracterización Petrofísica Campo Tabscoob" Marzo 2007 Informe interno de PEMEX Región Marina Sur Oeste.

Goetz, J. "Interpretación de las lecturas de perfil de buzamiento, la ciencia y el arte" 1974. Gearhart Industries Inc.

Gunter, G., J. Finneran, D. Hartmann. "Early determination of Reservoir Flow Units using an Integrated Petrophysical method", 1997, SPE 38679.

Informe final del área HOLOK – OESTE. Sistemas Petroleros y Plays, 2006. Informe Interno de PEMEX. Región Marina Suroeste.

Luna, M. "Informe final OBMI pozo Noxal-1 (intervalo 3364-3643 m)" Abril 2006. Informe interno PEMEX Región Marina Suroeste.

Luna, M. "Informe final OBMI pozo Noxal-1 (intervalo 2866-3359 m)" Marzo 2006. Informe interno PEMEX. Región Marina Suroeste.



Palacios, L. “Estudio Sismoestratigráfico área Lakach” Junio 2007. Informe interno de PEMEX. Region Marina Suroeste.

Pittman, E. “Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone”, 1992, Bulletin 76 AAPG.

Reading, H., Richards, M., “Turbidite System in Deep Water Basin Margins Classified by grain size and feeder system”, May 1994, Bulletin AAPG.

“Reporte final del pozo Lakach-1”, Operación geológica, Reporte interno de PEMEX, 2006.

“Reportes de Análisis de Laboratorio Convencionales y Especiales de Núcleos del pozo Lakach-1”, 2006, Reporte Interno de PEMEX.

Rider, M. “The geological interpretation of well logs” 1996, Gulf Publ.

Sanguinetti, M. “Informe final OBMI pozo Noxal-1 (intervalo 1915-2911 m)” 2005 Informe interno PEMEX. Región Marina Suroeste.

Serra, O. “Stratigraphy, tectonics and multiwell studies using wireline logs”, 1986, Schlumberger publications.

Spering, M. Allen T., McAulay G. “Review of the Winland R35 method for net pay definition and its application in low permeability sands”.

Subba, V., Reddy Y., Agrawal, A. “Dipmeter and Borehole image logs – A case study from Cauvery basin, India” 2004, ONGC India.

Tiab, D. “Petrophysics, theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties” 1996, Gulf Publishing.



Valladares, R., Mayorga, M., “Petrografía, análisis de facies e interpretación de ambientes sedimentarios del Pozo Lakach-1” Diciembre 2006. Informe Interno de PEMEX. Región Marina Suroeste.

Valladares, R., Mayorga, M. “Petrografía y análisis de facies e interpretación de ambientes sedimentarios del Pozo Noxal-1” Noviembre 2006. Informe interno de PEMEX. Región Marina Suroeste.



I. INTRODUCCION



II. INTERPRETACION GEOLOGICA



III. INTERPRETACION SISMOLOGICA



IV. MODELO PETROFISICO



V. PREPARACION DE MODELO ESTATICO Y MODELO NUMERICO DEL YACIMIENTO



VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



BIBLIOGRAFÍA