

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

**FACULTAD DE INGENIERÍA GEOLÓGICA MINERA Y
METALURGICA**



EVALUACIÓN GEOLÓGICA DE LA FORMACIÓN MOGOLLÓN EN EL YACIMIENTO LEONES, CUENCA TALARA-PERÚ

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO GEÓLOGO**

DAVID RICARDO QUISPE ALCALÁ

LIMA – PERÚ

2010

DEDICATORIA:

A mis padres, por el amor y cariño que siempre me brindaron, por darme el buen ejemplo y la confianza, por ser como son y por hacer de mí un hombre de provecho.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por estar presente en mi vida, por ser mi fortaleza y esperanza, por permitirme escribir estas líneas.

A Juan Kuang Sánchez, por la confianza en mi persona para poder realizar la presente Tesis.

A Manuel Guillen Pinto, por su constante apoyo y disposición para transmitir su experiencia profesional, determinante para desarrollar el presente trabajo.

A Vicente De La Rosa, por su paciencia y ayuda sincera, poseedor de una gran vocación por su carrera, y quien siempre está dispuesto a compartir sus conocimientos.

A Richard Alfaro, por su apoyo en el trabajo de campo, así como su aporte con su experiencia en la labor de perforación de pozos.

A Víctor Sanz Parra, por sus palabras de aliento y apoyo, que además de la contribución académica también formaron parte de mi desarrollo personal.

A todos aquellos que realmente sienten la vocación de enseñar y aportar positivamente a través de sus experiencias profesionales y personales en las aulas universitarias.

“Recordarás algo de lo que leas, bastante de lo que oigas, mucho de lo que veas, y todo lo que hagas.”

Jhon B. Little.

INDICE

CAPÍTULO I	INTRODUCCIÓN	10
1.1	GENERALIDADES	10
1.1.1	Planteamiento del Problema	10
1.1.2	Objetivos	10
1.1.3	Importancia de la Investigación	11
1.1.4	Metodología	11
1.1.5	Trabajos Previos	12
1.1.6	Ubicación y Accesibilidad	13
1.1.7	Topografía	13
1.1.8	Clima y Vegetación	13
CAPÍTULO II	MARCO REGIONAL	17
2.1	GEOMORFOLOGÍA	17
2.2	ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA TALARA	19
2.3	ESTRATIGRAFÍA DEL YACIMIENTO LEONES	21
2.3.1	Paleoceno	22
2.3.2	Eoceno Inferior	22
2.3.3	Eoceno Medio	29
2.3.4	Eoceno Superior	30
2.3.5	Pleistoceno	33
2.4	SEDIMENTOLOGÍA	34
2.4.1	Modelos Depositionales de la Formación Mogollón	34
2.4.2	Mapa Isópaco	41
2.4.3	Mapa Isópaco de la Formación Mogollón Superior en el Yacimiento Leones	42
2.5	GEOLOGÍA HISTÓRICA	43
2.5.1	Paleozoico	43
2.5.2	Mesozoico	43
2.5.3	Cenozoico	45
CAPÍTULO III	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	46
3.1	MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	46
3.1.1	Rasgos Estructurales Principales de la Cuenca Talara	51
3.2	ESTRUCTURA DEL ÁREA DE ESTUDIO	53
3.2.1	Mapa Estructural de Contornos a Mano Alzada	54
3.2.2	Secciones Estructurales	56
3.2.3	Mapa Estructural a Líneas Rectas	57
3.2.4	Sistema de Fallas	59

CAPÍTULO IV	GEOLOGÍA DE PETRÓLEO.....	61
4.1	ORIGEN DEL PETRÓLEO	61
4.1.1	Roca Generadora	62
4.1.2	Roca Reservorio	62
4.1.3	Roca Sello	62
CAPÍTULO V	GEOLOGÍA ECONÓMICA.....	64
5.1	HISTORIA DEL YACIMIENTO LEONES.....	64
5.1.1	Estado Actual del Yacimiento Leones.....	64
5.1.2	Mapa de Isoproducción del Reservorio Mogollón	65
5.1.3	Mapa de Arena Neta del Reservorio Mogollón.....	65
5.1.4	Resultados y Recomendación de Pozos de Desarrollo	67
5.2	CÁLCULO DE RESERVAS	68
5.2.1	Cálculo de Volumen Insitu de la Roca Reservorio.....	68
5.2.2	Cálculo de Petróleo Insitu	68
5.2.3	Cálculo de Petróleo en Condiciones de Superficie.....	71
5.2.4	Cálculo de Reservas de Petróleo a Recuperar	72
CAPÍTULO VI	ALTERNATIVAS DE DESARROLLO	75
6.1	GENERALIDADES	75
6.2	MODELADO DE RESERVORIOS EN 3D.....	76
6.2.1	Definición de los Sistemas de Fallas.	77
6.2.2	Elaboración de la Grilla.....	78
6.2.3	Definición de Horizontes.....	80
6.2.4	Construcción del Tanque 3D.....	81
CAPITULO VII	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	83
7.1	CONCLUSIONES	83
7.2	RECOMENDACIONES.....	85

RESUMEN

La presente Tesis tiene como objetivo optar el título profesional de Ingeniero Geólogo de la Facultad de Ingeniería Geológica, Minera y Metalúrgica de la Universidad Nacional de Ingeniería.

El yacimiento Leones se encuentra ubicado en el extremo Sur Este del Lote VI, en el distrito de Pariñas, en la provincia de Talara, Departamento de Piura en la costa Noroeste del Perú. La zona de estudio abarca un área aproximada de 12.8 km² con una elevación promedio de 120 m.s.n.m. Se ubica en la parte central Sur de la cuenca Talara, y sus límites geográficos son: hacia el Norte con el yacimiento Jabonillal, y el yacimiento Carrizal, hacia el Sur, con el yacimiento Bodega y Miscelánea Talara; hacia el Este con el Lote IX de Unipetro, y hacia el Oeste con el yacimiento Rio Bravo.

La secuencia estratigráfica está conformada por formaciones que van desde el Paleoceno hasta el Reciente, con espesores promedios de 5,500 a 6,000 pies, en el pozo 13229 se encontró una secuencia estratigráfica desde Verdún hasta Balcones con una profundidad de 8,500 pies. Las formaciones que se encontraron en el área son: Chira, Verdún, Pozo, Areniscas Talara, Lutitas Talara, Chacra, Pariñas, Palegredda, Cerro Tanque, Mogollón, San Cristóbal, Basal Salina y Balcones. Las formaciones consideradas como reservorios para este yacimiento son las formaciones Pariñas, Mogollón, y Basal Salina, sin embargo para todo el Lote VI y Lote VII también son considerados formaciones reservorios la formación Verdún, miembros Terebrátula y Hélico de la formación Talara, y la formación Mesa. También se puede mencionar las secuencias de arenas de la formación San Cristóbal (miembro Túnel), y algunos desarrollos de arena dentro de la formación Palegredda que también tienen producción de hidrocarburos, pero estas secuencias no son consideradas como reservorio.

La formación Mogollón consiste de areniscas masivas, grano medio a grueso hasta conglomerádico, dura a ligeramente dura, calcárea, grano subredondeado a redondeado, en las secuencias de arenas se encuentran intercalaciones de arcillas, compuesta principalmente de cuarzo lechoso a semihialino, minerales oscuros y micas, en la parte

intermedia de esta formación se encuentra una lutita de buen espesor que permite la división de la formación en tres miembros: Mogollón Superior (espesor máximo de 1000'), Mogollón Medio (espesor máximo de 120'), y Mogollón Inferior (espesor máximo de 720'). El Mogollón Medio e Inferior son los miembros menos extendidos de la formación, lo que no ocurre con el Mogollón Superior. Para el área de estudio estos miembros son posibles de reconocer, debido a que las lutitas del Mogollón Medio se encuentra presente, pero a menudo ésta no aparece en otras áreas, de manera que el Mogollón Superior e Inferior se encuentren como una sola unidad litológica.

Estructuralmente el yacimiento Leones está afectado por eventos tectónicos extensionales, que originan fallas normales y eventos tectónicos compresionales, que originan fallas inversas, estas últimas son responsables de que en el yacimiento Jabonillal se presenten repeticiones en las formaciones al Norte del yacimiento Leones,. El análisis estructural se realizó en base a la estratigrafía de la zona, para esto fue necesario usar los registros eléctricos y litológicos de cada pozo. Cabe mencionar que debido a la antigüedad de los pozos, gran parte de estos solo cuenta con la curva de Potencial Espontaneo (SP), por este motivo se utilizó esta curva para determinar los topes de las formaciones.

El propósito de este análisis es la realización en el área de estudio del mapa estructural a líneas rectas en el tope de la formación Mogollón, con el objeto de encontrar bloques limitados por fallas, que sean favorables al recomendar perforar nuevas ubicaciones de pozos de desarrollo donde el objetivo principal es la formación Mogollón.

En base a los resultados de la interpretación estructural del área se puede determinar dos bloques favorables para la perforación de pozos, uno en cada bloque (bloque Q y bloque H), así también se tiene a los bloques A, D y S con posibilidades de encontrar hidrocarburos, estos tienen una segunda prioridad. En cuanto a los riesgos del proyecto se puede mencionar el del tipo estructural, debido a que el área esta intensamente fallada, algo que es muy común en toda la cuenca Talara. El petróleo de este yacimiento es del tipo HCT (High Cold Test), que es equivalente a una gravedad específica promedio de 38° API; siendo la formación generadora de estos hidrocarburo

la secuencia lutácea de las rocas Cretácicas de la formación Redondo. La formación Mogollón es una de las formaciones más productivas de los cuales se han extraído grandes cantidades de petróleo en la cuenca Talara, sin embargo esta situación contrasta en el área de estudio debido a las regulares características petrofísicas que presenta (Porosidad 10%, Saturación de Agua 40% y Permeabilidad de 1 milidarcy).

El cálculo de reservas se efectuó utilizando el método volumétrico, obteniéndose en la zona de trabajo un volumen de petróleo original Insitu de 97.4 MM Bls, como reserva desarrollada un volumen de 6MM Bls, y un volumen por desarrollar de 4.2MM Bls; lo que indica que aún es posible continuar con el desarrollo de la formación Mogollón en el yacimiento Leones.

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

1.1.1 Planteamiento del Problema

La presente Tesis busca encontrar bloques limitados por fallas a partir de la elaboración del mapa estructural a líneas rectas en el yacimiento Leones, que se encuentra ubicado en la cuenca Talara. **La dificultad principal de la cuenca Talara es el complicado control estructural de la zona, por lo que se debe tener especial cuidado en la elaboración e interpretación de las nuevas ubicaciones de pozos de desarrollo.** La formación Mogollón es el principal reservorio en el yacimiento Leones, pertenece al ciclo sedimentario Salina - Palegreda, primero de la serie Eocénica (G. Gonzales 1975). La sedimentación de la formación se llevo a cabo sobre un substrato que consistía de altos y bajos, en un ambiente que empieza con una fase fluvial que es seguido por una fase de resedimentación submarina, en un mar transgresivo. La formación Mogollón presenta una secuencia sedimentaria que muestra variaciones notables en sus facies y una marcada influencia continental, sobre todo hacia la mitad del ciclo los estratos se hacen progresivamente más continentales especialmente hacia el Norte y el Este.

La secuencia estratigráfica está afectada por fallas que han creado un cuadro estructural muy complejo formando bloques en donde tanto su forma como su tamaño está directamente relacionado con la intensidad de fallamiento. Como consecuencia de este tipo de fallamiento se originan un gran número de reservorios aislados en la cuenca.

El origen de este estilo tectónico está relacionado a la Orogenia Andina, que se inicio a principios del Terciario.

La evaluación estructural del área, depende primordialmente del conocimiento de la estratigrafía y de la correcta correlación estratigráfica, utilizando los registros de pozo (registros eléctricos y registros litológicos).

1.1.2 Objetivos

- Presentar el estudio y sus resultados como Tesis para optar el Título Profesional de Ingeniero Geólogo.

- Realizar la evaluación geológica del reservorio Mogollón en el yacimiento Leones.
- Definir nuevas ubicaciones de pozos de desarrollo.

1.1.3 Importancia de la Investigación

El presente trabajo de Tesis contribuye a tener un mayor conocimiento estructural del área de estudio, así como una reinterpretación de la información existente de la geología de subsuelo del yacimiento Leones; se ha utilizado la información que brindan los pozos que fueron perforados tales como registros eléctricos y litológicos. Por otro lado, el presente estudio también reviste interés económico, debido a que la zona de trabajo se encuentra en un campo que explota hidrocarburos comercialmente económicos.

1.1.4 Metodología

La metodología de trabajo consistió en la revisión de la información técnica existente del área, encontrados en los archivos de la empresa y que contenían información de pozos tales como registros eléctricos, litológicos y datos de producción, también se revisó la información publicada referente a la cuenca Talara.

Se efectuó el análisis de los registros eléctricos y litológicos de cada pozo, para determinar los topes de cada formación y con ello sus espesores estratigráficos.

Con toda esta información se realizaron los siguientes trabajos:

- Preparación de un mapa de información.
- Correlación de los registros eléctricos y litológicos.
- Elaboración de un mapa de espesores de la formación Mogollón.
- Elaboración de secciones estructurales.
- Elaboración de un mapa estructural a líneas rectas en el tope de la formación Mogollón.
- Elaboración del mapa de arena neta de la formación Mogollón Superior.

- Elaboración del mapa de isoproducción de la formación Mogollón Superior.
- Evaluación Económica.

1.1.5 Trabajos Previos

Entre los principales trabajos realizados sobre la evolución tectónica de la cuenca Talara se puede mencionar:

- **Bosworth–1922**, realizó un trabajo sobre la geología y paleontología del Noroeste del Perú “Geology of the Tertiary and Quaternary periods in the North Western part of Perú”.
- **Steinmann–1930**, reconoció dos fases de deformación iniciadas en el Eoceno:
 - **La fase Inca**: la más importante del Ciclo Andino.
 - **La fase Quechua**: iniciada en el Mioceno produciendo intensa actividad volcánica en la Cordillera Occidental, siendo responsable de las estructuras del Noroeste del Perú.
- **R. Travis–1953**, publicó “La Brea Pariñas Oil Field North West Peru”
- **Stainforth–1954**, publicó “Ages of Tertiary Formation in North West of Peru”.
- **M. Seranne-1987**, publicó “Informe Geológico sobre la Evolución Tectónica y Sedimentaria de la Cuenca Talara”

Entre los estudios realizados sobre la sedimentología de la cuenca Talara, se puede mencionar:

- **G. Gonzales-1973**, “Modelos Depositionales en el Noroeste Peruano”.
- **Carozzi y J. Palomino-1975**, “Modelos Depositionales de sistemas clásticos productores de petróleo del Cenoico”.
- **M. Seranne-1987**, publicó “Informe Geológico Sobre la Evolución Tectónica y Sedimentaria de la Cuenca Talara”.

- **H. Núñez del Prado-1988**, publicó “El Terciario en la Cuenca Talara, Ambientes Sedimentarios y Evolución Vertical de la Serie”.

1.1.6 Ubicación y Accesibilidad

El área de estudio tiene una extensión aproximada de 12.8 km² y está ubicado en el Noroeste del Perú, departamento de Piura, provincia de Talara, distrito de Pariñas (Fig.3), abarca el yacimiento Leones ubicado en el Lote VI (actualmente llamado Lote VI/Lote VII) y operado por la compañía Sapet Development Perú Inc. (Fig.4)

Las coordenadas UTM (Universal Transversal Mercator) son:

Norte:	9'496,651 m	9'501,940 m
Este:	475,470 m	479,750 m

La vía de acceso hacia el yacimiento Leones es a través de 2 km de trocha desde el km 1200 de la Panamerica Norte, es un camino de tierra afirmada.

1.1.7 Topografía

El relieve topográfico del Lote VI mayormente es plano a ligeramente ondulado, sin embargo en el yacimiento Leones se tiene relieves accidentados. La elevación en la zona es aproximadamente de 120 msnm.

1.1.8 Clima y Vegetación

El área en estudio se caracteriza por ser una zona muy seca, encontrándose en las cercanías de grandes arenales, influenciado por los efectos de la corriente Peruana (Humboldt) y la Corriente Ecuatorial de aguas calientes. Según la clasificación de Koppen, el área se sitúa en la zona de clima desértico con muy escasas precipitaciones. La frecuencia de lluvias en la zona en general es muy baja, excepto durante los meses que se presenta el fenómeno “El Niño” en que las precipitaciones son intensas, causando desastres ambientales. Los años 1983 y 1998 son considerados como los años en que los efectos de “El Niño” no solo fueron abundantes sino catastróficos.

Así se tiene a la estación meteorológica “La Esperanza” ubicada en la provincia de Paita, en el distrito de Colán que forma parte de la red de estaciones meteorológicas

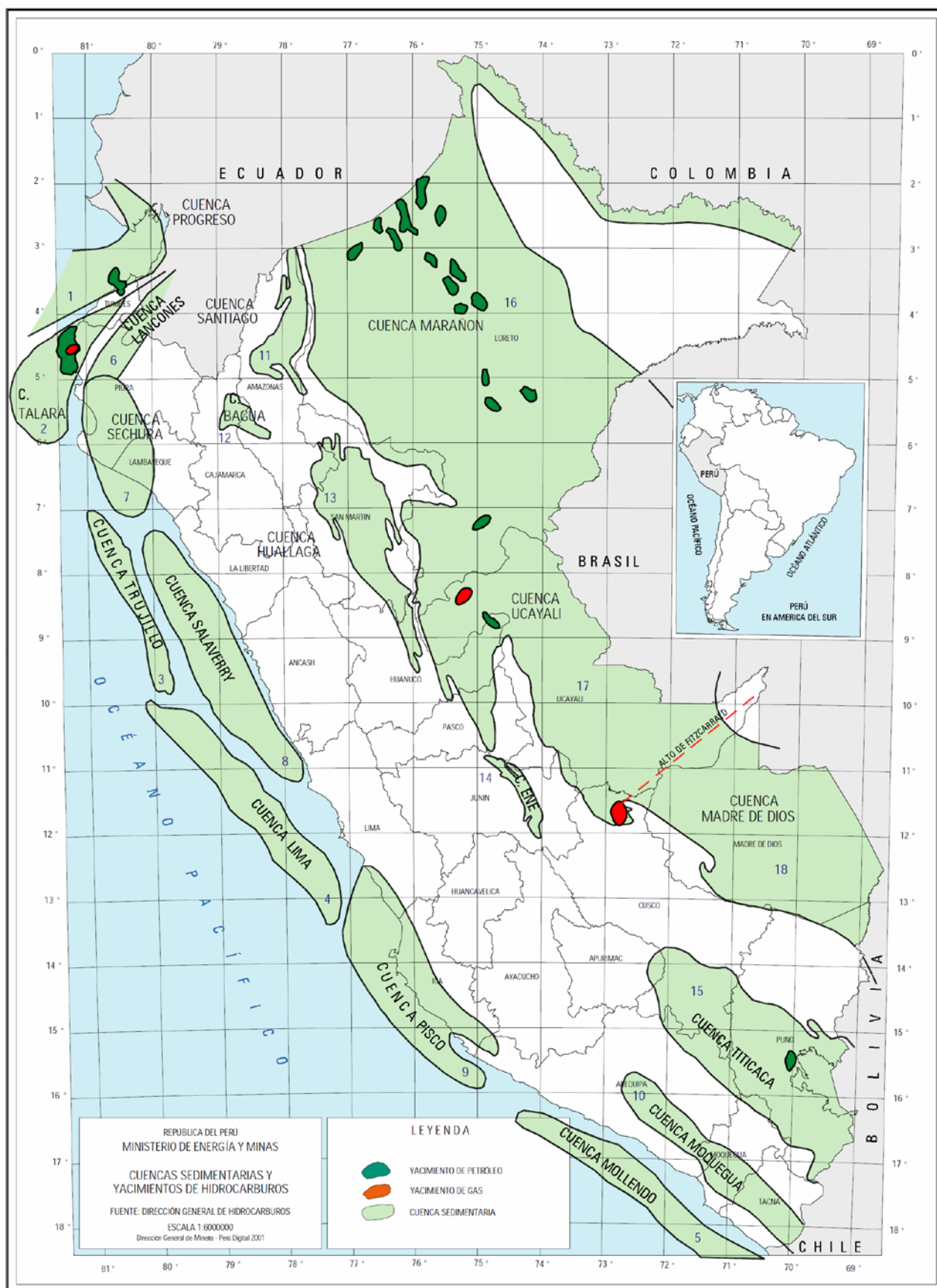


Fig.1 Ubicación de Cuencas Sedimentarias del Perú (extraído de la pagina web del Ministerio de Energía y Minas)

http://www.minem.gob.pe/ministerio/pub_atlas2001.asp

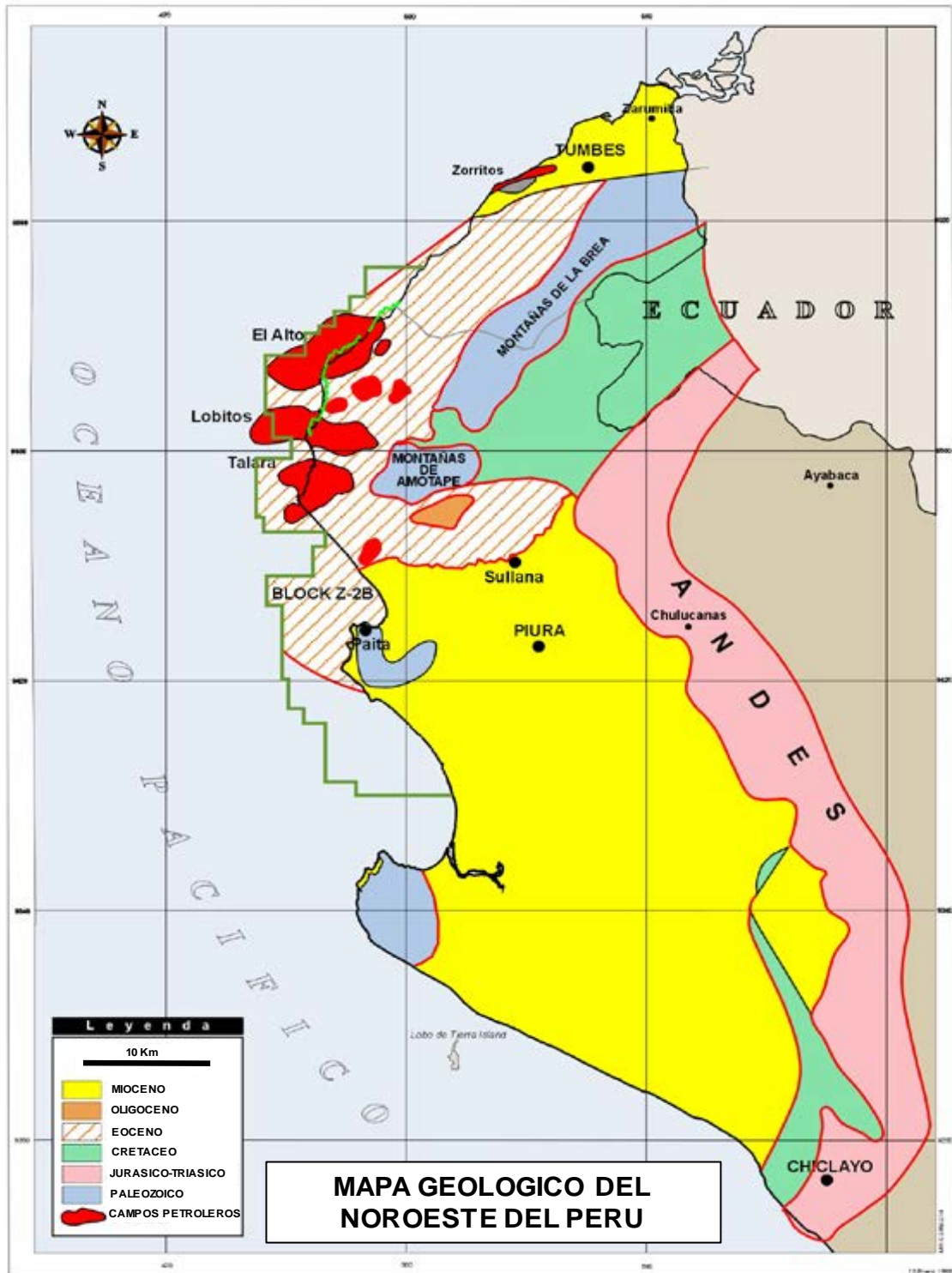


Fig.2 Mapa geológico del Noroeste del Perú (M. Ruez, INGPET 1999).

registró la mayor precipitación llegando al orden de 529,9 m y en el mes de enero de 1998 una precipitación de 307,6 mm promedio mensual. Como referencia, según el Observatorio Meteorológico de Talara, durante el período de 1984–1996 la precipitación pluvial promedio mensual fue prácticamente nula, llegando a un promedio total anual de 18,5 mm para dicho período.

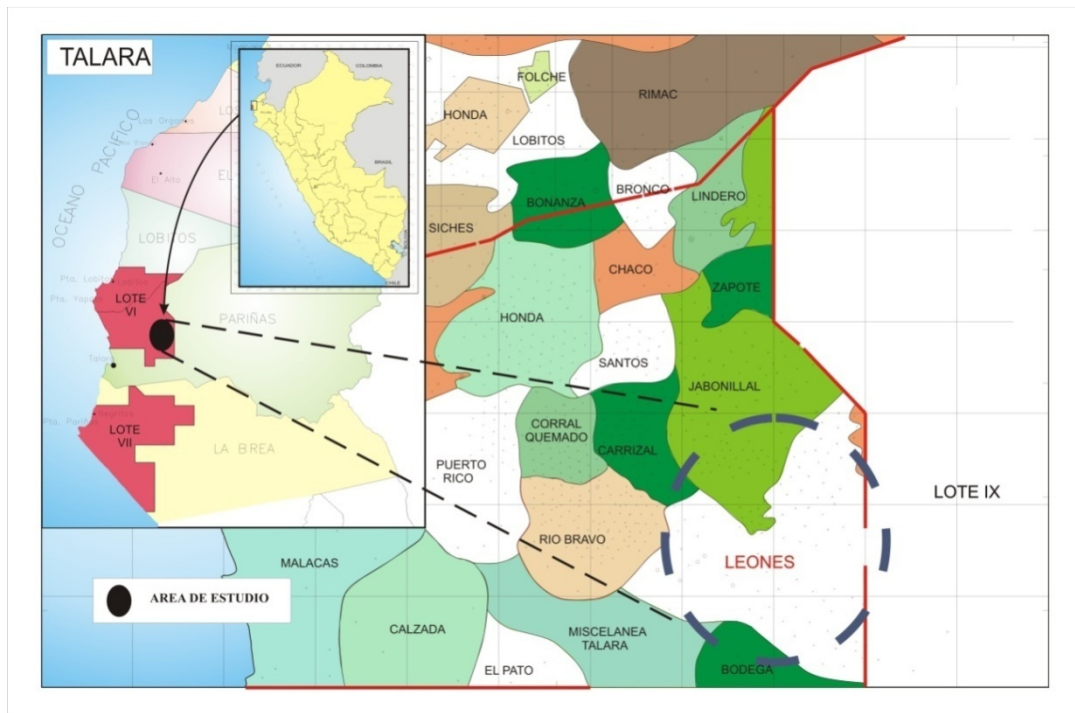


Fig.3 Mapa de ubicación del yacimiento Leones.

La cobertura vegetal es prácticamente inexistente en el área de estudio, sin embargo se han identificado áreas de algarrobos (*Prosopis Pallida*), de Gramadales (*Distichlia spicata*); herbáceas estacionales; bichayo (*Capparis Ovalifolia*) y Sapote (*Capparis angulata*), que son especies adaptadas para este clima tan falto de lluvias.

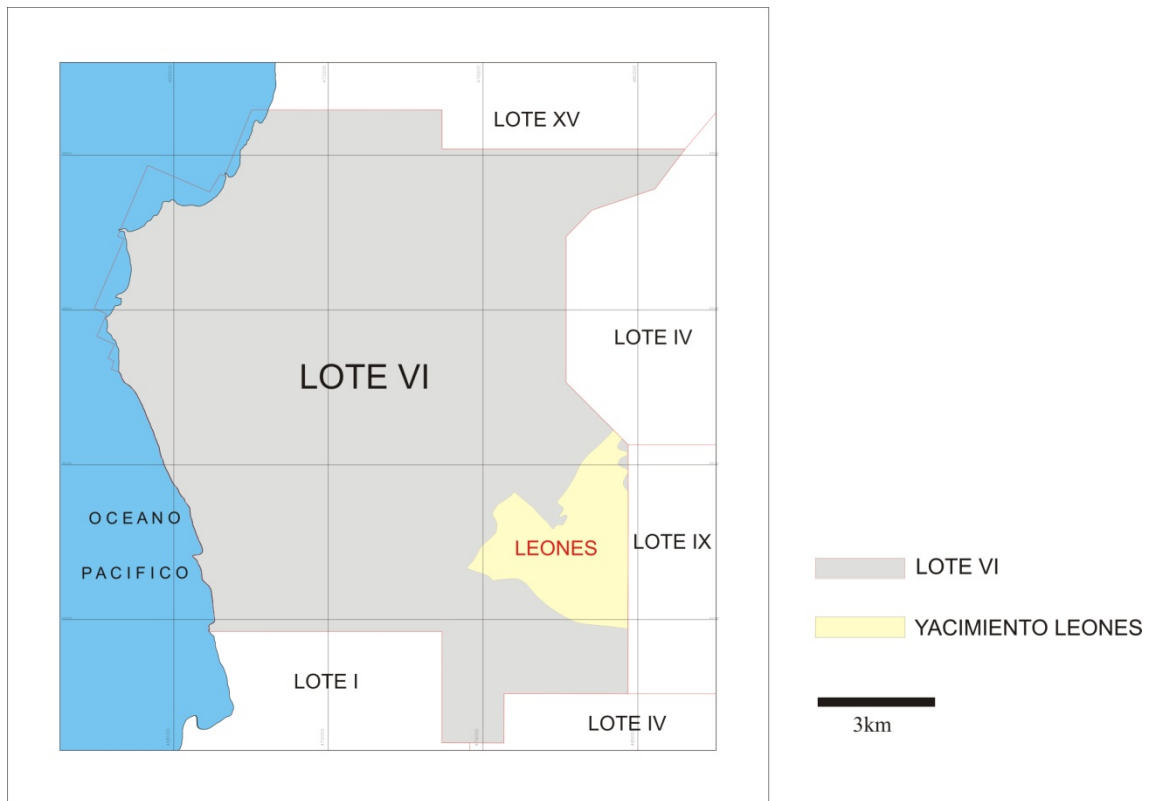


Fig.4 Yacimiento Leones-Lote VI.

CAPÍTULO II MARCO REGIONAL

2.1 GEOMORFOLOGÍA

La geomorfología del área de estudio localizada en el Noroeste Peruano, ha sido fuertemente influenciada por el intenso tectonismo, habiendo los agentes externos geodinámicos dado las siguientes geformas: la erosión mecánica de las olas ha modelado el borde del litoral, la acción eólica ha modelado las pampas y tablazos, y la acción de las aguas pluviométricas formó las quebradas, este último agente produce mayores efectos en épocas del fenómeno El Niño.

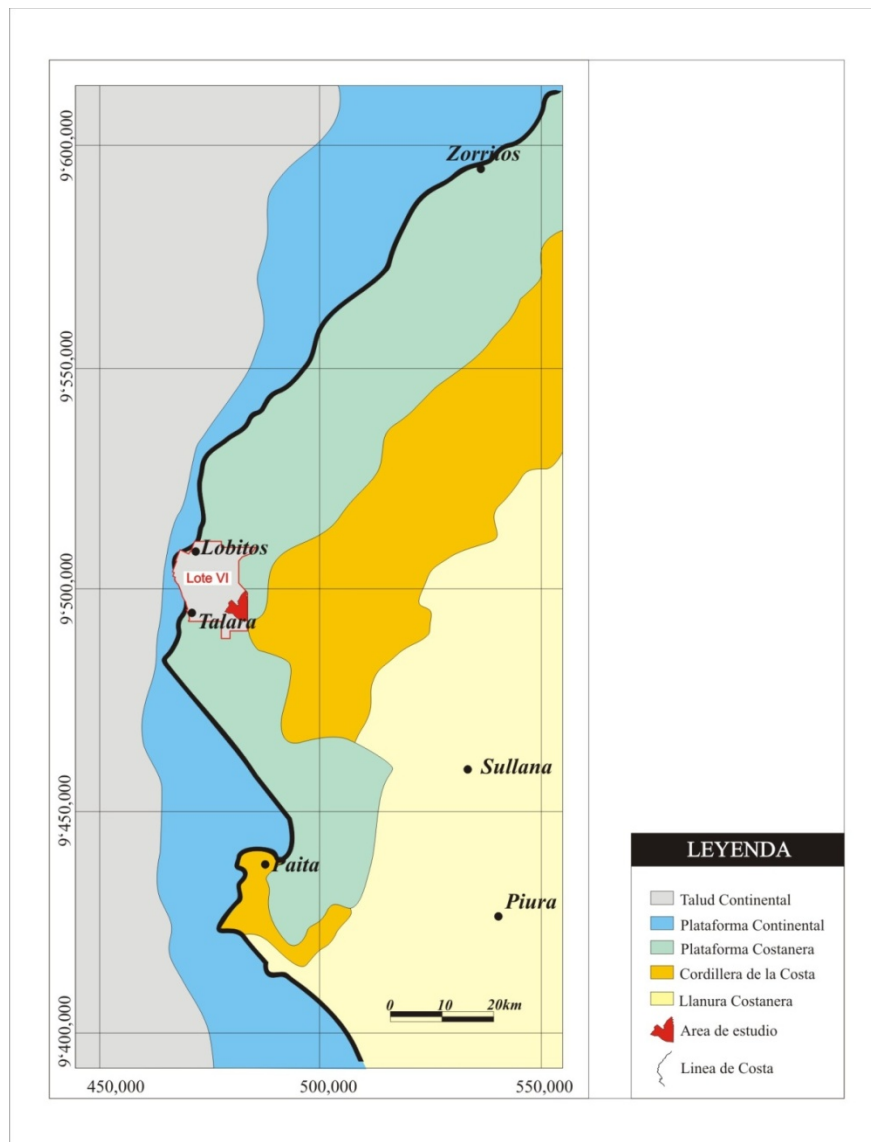


Fig.5 Mapa Geomorfológico de los cuadrángulos de Zorritos, Talara, Sullana, Paita y Piura (INGEMMET 1994).

Regionalmente se reconocen las siguientes unidades geomorfológicas, de Oeste a Este: Talud Continental, Plataforma Continental, Borde Litoral, Plataforma Costanera, Cordillera de la Costa y Depresión Para-Andina.

El área de estudio se encuentra dentro de la unidad geomorfológica denominada Plataforma Costanera (Fig.5), esta unidad corresponde a la parte de costa comprendida desde el Borde Litoral hasta los flancos occidentales de los Amotapes, extendiéndose al Sur de Talara por los altos de Negritos-Portachuelo.

Es de naturaleza sedimentaria (Cretácico–Terciario), que descansa en partes sobre o adosadas a rocas del Basamento Paleozoico. Su evolución geomorfológica obedece a la estructura tectónica del subsuelo con levantamientos verticales que siguen un lineamiento y que han dado lugar a terrazas marinas escalonadas conocidas con el nombre de Tablazos.

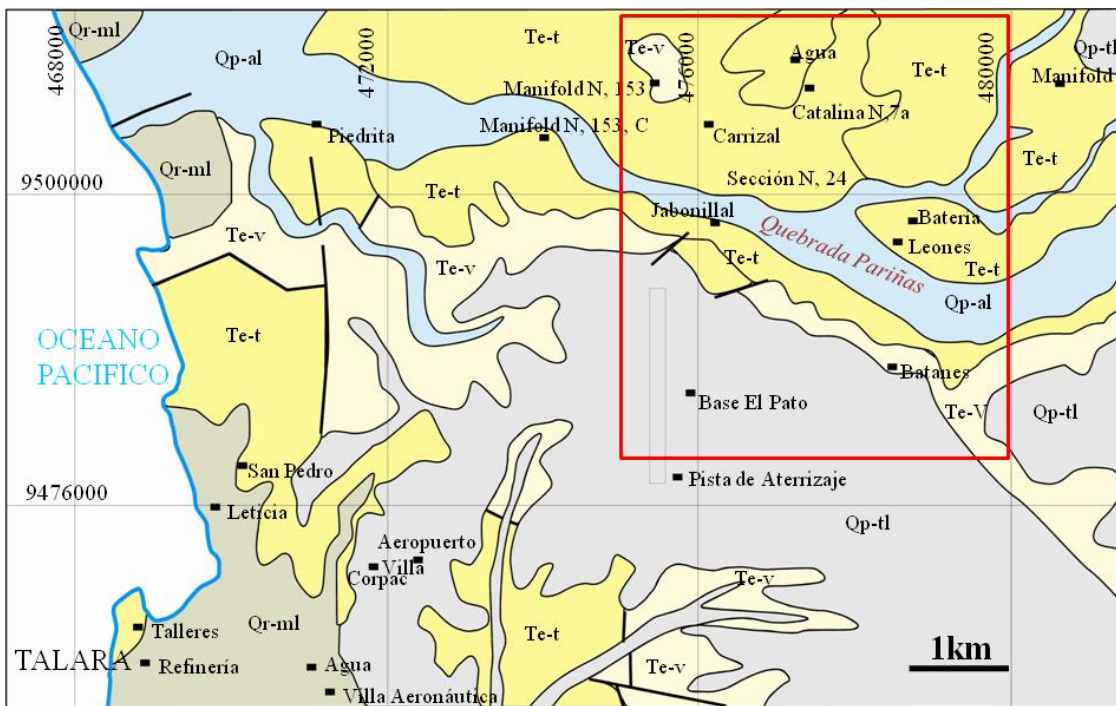


Fig.6 Mapa geológico de la zona de estudio, limitado por el cuadrado de color rojo, (Palacios O. 1989).

Qp-al	Depósitos aluviales
Qp-tl	Tablazo Talara
Qr-ml	Depósitos de playa
Te-t	Grupo Talara
Te-v	Formación Verdún

2.2 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA TALARA

A medida que fue creciendo el interés por los hidrocarburos del Noroeste a inicios del siglo XX, se realizaron trabajos a fin de definir cada vez mejor la estratigrafía de la cuenca Talara. Es así como los primeros trabajos fueron realizados en base a la geología de campo y determinaciones de macrofauna (Bosworth 1922, Iddings Olsson 1928 y Petersen 1936). Para las localidades de la Brea y Pariñas, R. Travis (1936) presenta en su trabajo: “The Brea Pariñas Oil Field Northwestern Perú”, columnas estratigráficas elaboradas en los años 1928 por Idding y Olsson y en 1940 por Wiedey y Frizzell.

En 1954 Oscar Quiroga y Georgen Petersen elaboran el Mapa Geológico Generalizado del Noroeste del Perú donde incluyen una columna estratigráfica generalizada. Luego con el desarrollo de los campos petrolíferos, los métodos empleados para la geología del subsuelo y las determinaciones micropaleontológicas que se efectuaron permitieron aumentar ampliamente los conocimientos, siendo resumidos por Stainforth (1954, 1955). Desde entonces la estratigrafía establecida ha variado poco, sin embargo se puede citar trabajos como el de Grover Gonzales en 1973 con el nombre de “Modelos Depositionales en el Eoceno del Noroeste del Perú” que incluye una columna estratigráfica del Eoceno (Fig.7) y sus ambientes deposicionales.

Albert Euribe (1973) elabora una columna estratigráfica por áreas para el Noroeste del Perú, incluyendo además fósiles marcadores y zonas Palinológicas. Zúñiga y Cruzado (1979) elaboran una Bioestratigrafía del Noroeste, Michael Serrane (1987) realiza un informe Geológico sobre la Evolución Tectónica y Sedimentaria de la Cuenca Talara E. Gonzales y Carrión (1988) complementan la columna estratigráfica de A. Euribe incluyendo los espesores promedio para las formaciones en el Zócalo Continental así como los principales pozos perforados costafuera.

La cuenca Talara presenta una secuencia estratigráfica acumulada de más de 10Km (Michael Serrane – 1987), la edad de las formaciones estudiadas se escalona desde el Paleozoico hasta el Oligoceno (excluyendo los sedimentos de los Tablazos del Plioceno-Cuaternario). Esta cuenca tiene una orientación N30°E, paralela a la línea de Costa actual del NO del Perú (J.Delfaud,- R. Marocco). La estratigrafía de la cuenca comprende varios ciclos deposicionales, con períodos de transgresión y regresión marina en el Cretáceo y Terciario, estas fueron interrumpidas por períodos de no depositación o intensa erosión, que son identificados por discordancias.

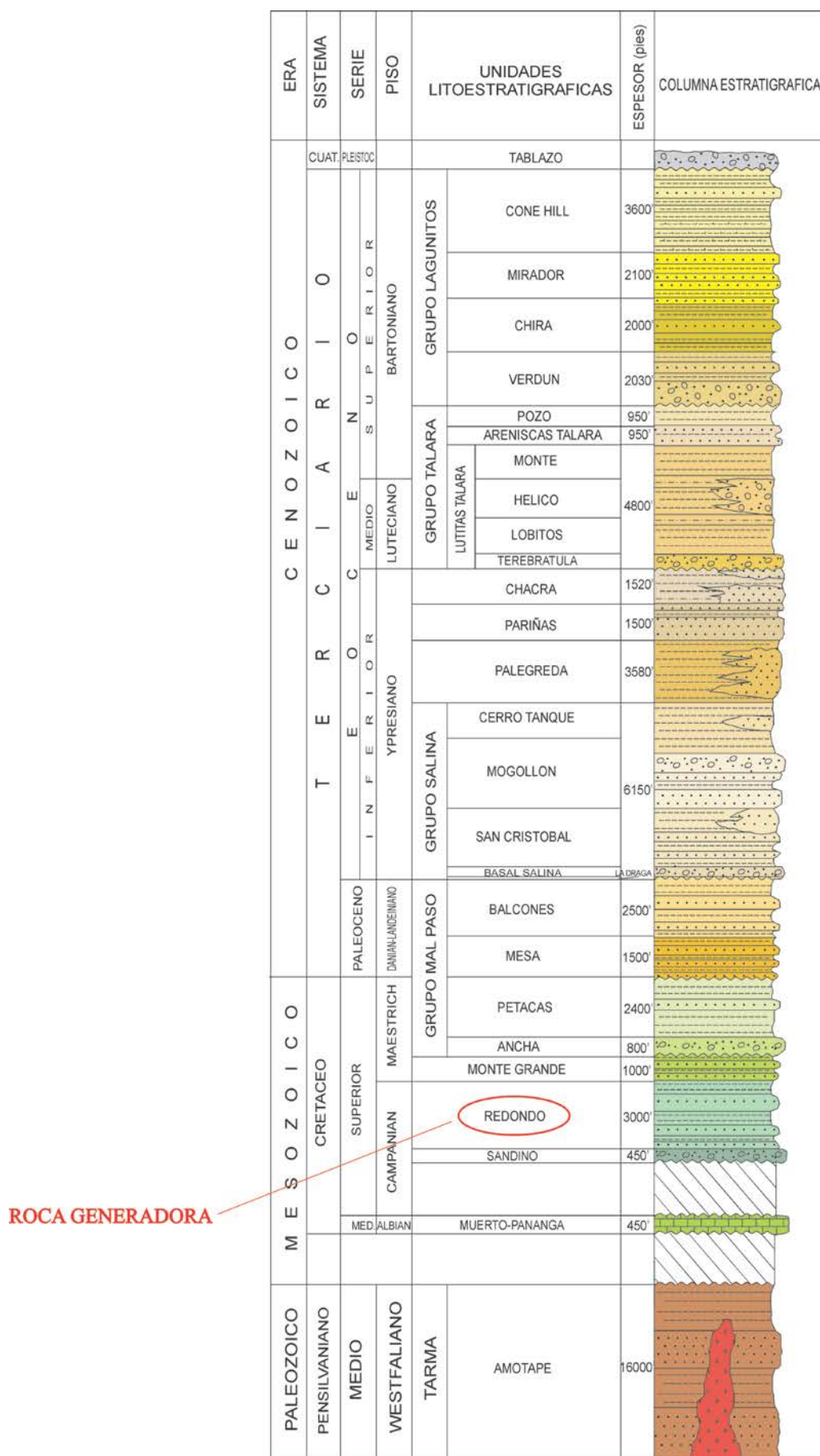


Fig. 7 Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Talara (Grover Gonzales, 1973).

2.3 ESTRATIGRAFÍA DEL YACIMIENTO LEONES

La secuencia estratigráfica de esta área tiene formaciones desde el Paleoceno hasta el Reciente, con un espesor promedio de 5,500 a 6,000 pies; se utilizará como unidad de medida el sistema inglés; el pie (1 pie = 0.304 m). La secuencia estratigráfica del yacimiento Leones es diferente a la columna general de la cuenca Talara por diversos motivos, tales como erosión, no depositación o por efecto de las fallas.

A continuación se detalla la columna estratigráfica del área de estudio, que se observa en la figura 8.

ERA	SISTEMA	SERIE	PISO	UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS	ESPESOR (pies)	COLUMNA ESTRATIGRAFICA
C E N O Z O I C O T E R C I A R I O	CUAT.	PLEISTOC.		TABLAZO	150'	
				CHIRA	270'	
	SUPERIOR	BARTONIANO	GRUPO TALARA	VERDUN	640'	
				POZO	880'	
				ARENISCAS TALARA	560'	
				LUTITAS TALARA	2980'	
				CHACRA	680'	
	MEDIO	LUTECIANO	GRUPO TALARA	PARIÑAS	800'	
				PALEGREDA	2250'	
				CERRO TANQUE	220'	
	INFERIOR	YPRESIANO	GRUPO SALINA	MOGOLLON	1700'	
				SAN CRISTOBAL	640'	
				BASAL SALINA	170'	
				BALCONES	500'(?)	
	PALEOCENO			GRUPO MAL PASO		

Fig. 8 Columna estratigráfica yacimiento Leones.

2.3.1 Paleoceno

2.3.1.1. Formación Balcones

El nombre fue propuesto por Frizzell D.L (1,943), redefinido por Stone (1949) y Travis (1953), en el área de estudio esta formación no aflora, pero se presenta en varios pozos de este yacimiento.

Litología.- consiste predominantemente de lutitas grises, medianamente oscura, grises claras, ocasionalmente gradando a limolitas, intercaladas con areniscas, limolitas blancas, grisáceas, grano muy fino.

Contactos.- infrayace de forma discordante a la formación Basal Salina.

Microfauna.- consiste de foraminíferos robustos, como la Cyclamina Garcilassoii, Haploghamiodes Atahualpai, Nodossaria Pozoensis, Eponides Huaynai, Trochammina Ondegardoi, Pelosina Complinata, Spiroplectammina Graybowskii.

2.3.2 Eoceno Inferior

2.3.2.1. Formación Basal Salina

Anteriormente conocida como “Main Sand” (Arena Principal), esta formación no aflora, pero en el área de estudio se presenta en algunos pozos.

Espesor.- el mayor espesor de esta formación en el área estudiada es de 170 pies y se halla en el pozo 13229.

Litología.- principalmente constituida de arenas de cuarzos semilechosos, semihialinas, predominando el grano grueso a conglomerádico, ocasionalmente grano medio a angulares, angulares, con regular selección, ocasionalmente con algunos líticos oscuros. En esta formación se ha observado presencia de hidrocarburos debido a la fluorescencia visualizada en los cuttings (muestras de canaleta).

Contactos.- sobreyace en discordancia angular con la formación Balcones e infrayace concordante a la formación San Cristóbal.

Microfauna.-se puede mencionar a la *Chilostomella Polsoni*.

2.3.2.2. Formación San Cristóbal

Anteriormente denominada formación Negritos por Iddings Olsson (1928), posteriormente Petters V. (1928) propuso el nombre para esta formación como San Cristóbal, aflora en el área de Negritos pero no en el área de estudio.

Espesor.- el mayor espesor de esta formación en el yacimiento es de aproximadamente 640 pies y se halla en el pozo 4751 ubicado al Noroeste de este yacimiento.

Litología.- constituida principalmente de lutitas intercaladas con arenas y areniscas. Las lutitas son grises oscuras y claras, las areniscas son blancas, blancas grisáceas ocasionalmente cremas; las arenas son de cuarzo blanco hialino, semihialinas, grano medio a grueso.

Contactos.- sobryace concordante a la formación Basal Salina e infrayace concordante a la formación Mogollón.

Microfauna.- Paleontológicamente pertenece a la zona de moluscos denominada Mesalina Negritosensis, se registran mega fósiles como los pelecípodos y gasterópodos; la ocurrencia de foraminíferos está restringida a la zona de *Chilostomella Polsoni* que abarca al miembro Negritos.

2.3.2.3. Formación Mogollón

Denominada anteriormente como Salina, posteriormente Petters V. (1967), le dio su actual nombre, (algunos lugares aun conservan su primer nombre, como por ejemplo en Paita) los afloramientos típicos están en la quebrada Mogollón ubicados al Este del área de la Brea y Pariñas, que dio origen al nombre de la formación, en el área de estudio no aflora.

Espesor.- en la parte media de la formación se desarrolla una lutita potente que permite la sub-división de la formación en tres miembros: Mogollón Inferior (Arenoso), Mogollón Medio (Lutáceo) y Mogollón Superior (Arenoso).

El Mogollón Medio y el Mogollón Inferior son los miembros más erráticos de la

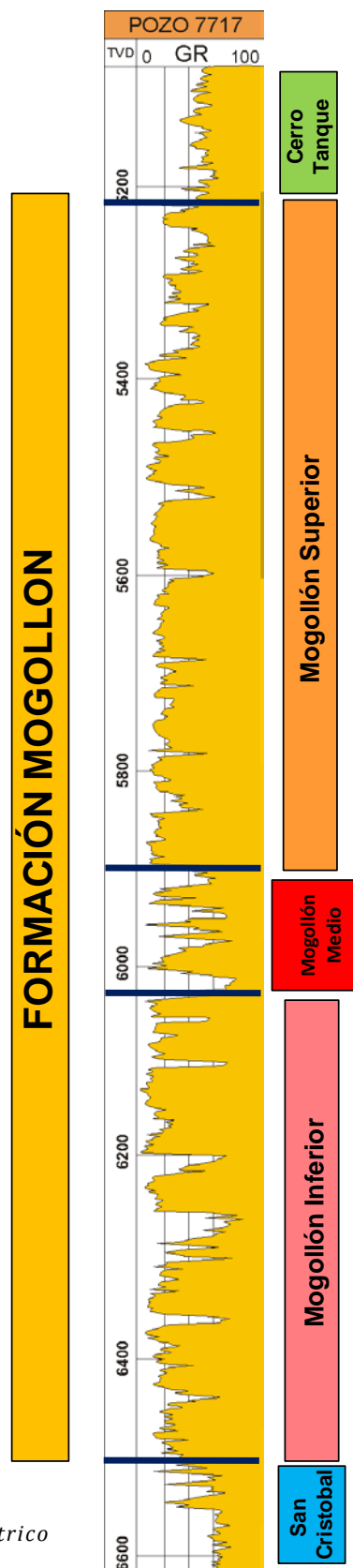


Fig. 9 Formación Mogollón, curva característica del registro eléctrico Gamma Ray.

formación. En el área de estudio el Mogollón Medio se presenta en casi todos los pozos, pero muchas veces no se encuentra en otras áreas, hasta casi desaparece, de tal modo que el Mogollón Superior e Inferior forman una sola unidad litológica. El Mogollón Superior es el más regular de los miembros de la formación en si y se puede subdividir en otros tres sub miembros, que reciben el nombre de: Chorro Superior, Chorro Inferior y Fuente.

Los mayores espesores para estos miembros se encuentran en los pozos que se mencionan a continuación:

Mogollón Superior	Pozo 13201	1000 pies
Mogollón Medio	Pozo 5148	120 pies
Mogollón Inferior	Pozo 4876	720 pies



Fig. 10 Conglomerado de la formación Mogollón ubicado en la quebrada Pazul-Angostura, cuenca Talara.

Litología.- se hace la descripción diferenciando los tres miembros:

Mogollón Superior.- areniscas masivas verdosas, arenas y lutitas. Las arenas son de cuarzo blanco, hialino lechoso, gris-verdosos de granos predominantemente conglomerádicos, se nota un redondeamiento a sub-redondeamiento de estos granos, que indica una buena selección. La arenisca está formada mayormente

de cuarzo blanco, hialino lechoso pero con un buen porcentaje de cuarzo gris a gris verdoso.

Mogollón Medio.- está formada por lutitas y limolitas de color marrón claro gradando a gris oscuro, micro micáceos.

Mogollón Inferior.- consiste de lutitas y limolitas micro micáceos, de color gris claro y oscuro, interestratificados con estratos de arenas de grano fino a medio, a veces grueso y conglomerádico, regular a pobremente seleccionados, con cemento calcáreo, es común la presencia de fragmentos de conchas blanquecinas a amarillentas a manera de horizontes dentro de la matriz arenosa, por el cual estas areniscas tienen un cemento muy calcáreo.

Contactos.- Esta formación sobryace concordante con la formación San Cristóbal e infrayace del mismo modo a la formación Cerro Tanque.

Microfauna.- Corresponde a la zona Verenicardia peruviana.

2.3.2.4. Formación Cerro Tanque

Definida por Brosworth (1922), esta formación no aflora en la zona de estudio, pero se presenta en varios pozos.

Espesor.- el mayor espesor de esta formación se ubica en el pozo 5148 con 220 pies, y se encuentra en la parte Norte de este yacimiento.

Litología.- está constituida de una secuencia de lutitas y areniscas, es mas lutáceo hacia la base, hacia el tope es más arenoso.

Contactos.- esta formación sobryace concordante a la formación Mogollón e infrayace de la misma forma a la formación Palegreda.

2.3.2.5. Formación Palegreda

Definida por Brosworth (1922); esta formación aflora al Este de Negritos (Fig.11), en los Cerros Keswich, en el área de estudio no aflora.

Espesor.- el máximo espesor de esta formación se puede apreciar en el pozo 7356 con 2250 pies, está ubicado en la parte Oeste del yacimiento Leones.

Litología.- consiste de una secuencia lutácea con intercalaciones de arenas y areniscas, las lutitas predominantes son grises medias a claras con horizontes de lutitas abigarradas, las arenas son de cuarzo semilechosos, semihialinas a hialinas de grano fino a medio, las areniscas son blancas, blancas grisáceas de grano fino a muy fino.

Contactos.- sobryace concordante a la formación Cerro Tanque e infrayace discordante a la formación Pariñas.

Microfauna.- se han determinado tres zonas micropaleontológicas (Grover Gonzales 1975)

- Zona de Microgasteorópodos.
- Zona de Valvulineria Palegredensis.
- Zona de Globorotalia Aequa.



Fig. 11 Afloramiento de la formación Palegreda, correspondiente al área de Negritos.

2.3.2.6. Formación Pariñas

Definida por Bosworth (1922). Su localidad típica esta en Punta Pariñas, pero el mejor afloramiento de esta formación esta cerca del club el Golf, en los Cerros Keswick al Este de Negritos y en la Punta Pariñas.

Espesor.- se tiene tres miembros para Pariñas: Pariñas Superior, Chivo y Pariñas Inferior, siendo este último el que posee una mayor distribución en el subsuelo del yacimiento Leones. Pariñas Superior y Chivo, sin embargo se presentan al

Oeste en los pozos 13232, 13229 y 13212. El mayor espesor para el miembro Pariñas Inferior esta en el pozo 5408 con 520 pies, para el miembro Chivo se encuentra en el pozo 13212 con un espesor de 60 pies y para el miembro Pariñas Superior se encuentra en el pozo 13229 con un espesor de 580 pies.

Litología.- está constituida por una secuencia de estratos gruesos de arena de cuarzo hialino y lechoso de grano fino a grueso sub-redondeado, areniscas gris verdosas de grano fino glauconíticas con minerales oscuros y pirita, intercalados con estratos de lutitas gris, suave, micromicácea, microcarbonosa.

Contactos.- sobreyace discordante a la formación Palegredda, e infrayace concordante a la formación Chacra.

Microfauna.- se han encontrado algunos foraminíferos como la Valvulineria Compressa, Virgulina Diversa (Grover G.). Es muy común encontrar troncos petrificados (Fig.12) perforados por los Pelecípodos Teredo, debido a esta característica se le denomino “Arenisca Arbol”.



Fig.12 Tronco fosilizado de la formación Pariñas.

2.3.2.7. Formación Chacra

Denominada así por Wiedey y Frizzell (1940), aflora en los cerros de Punta Arenas. Esta formación se encuentra presente al Oeste del área de estudio.

Espesor.- en el pozo 13229, ubicado al Sur del área de estudio se encontró el espesor máximo de 680 pies.

Litología.-consiste principalmente de una secuencia de lutitas gris claras, gris parduzcas, con intercalaciones esporádicas de arenisca blanca grisácea a gris blanquecina de grano muy fino a fino; arenas de cuarzo hialino a semihialinas, de grano fino a muy fino.

Contactos.- sobreyace concordante a la formación Pariñas, e infrayace discordante a la formación Lutitas Talara.

Microfauna.- están distribuidas en cuatro zonas (G. Gonzales 1975)

- Zona de Virgulina Restinensis.
- Zona de Valvulineria Compressa.
- Zona de Virgulina Diversa.
- Zona de Quinqueloculina Mauricensis.

2.3.3 Eoceno Medio

2.3.3.1. Formación Lutitas Talara

El nombre de Talara se uso por primera vez por Grzybowski (1899) pero su nombre fue definido por Iddings y Olsson (1930). Su localidad típica está en la ciudad de Talara.

Espesor.- en el pozo 13229 ubicado al Oeste del área de estudio se encontró el espesor máximo de 2980 pies.

Litología.- está constituida por estratos de lutitas marrón oscuro a marrón grisáceo, limolítico, suave, finamente estratificado, con algunas intercalaciones delgadas de areniscas.

Contactos.- sobreyace en discordancia angular a la formación Chacra e infrayace

concordante a la formación Arenisca Talara.

Microfauna.- la microfauna encontrada se ha dividido en cuatro zonas (G. Gonzales 1975) que se listan a continuación:

- Zona de Discocyclina.
- Zona de Trochammina Samanica.
- Zona de Clavigerinella Colombiana.
- Zona de Cyclamina.



Fig.13 Afloramiento de la formación Lutitas Talara, ubicado en el Lote IX perteneciente a Unipetro.

2.3.4 Eoceno Superior

2.3.4.1. Formación Areniscas Talara

El nombre de esta formación fue propuesto por Iddings y Olsson (1928). La localidad típica de esta unidad estratigráfica está en la ciudad de Talara.

Espesor.- el mayor espesor de esta formación es de 560 pies, en el pozo 7241.

Litología.- constituida principalmente por una secuencia de areniscas blancas grisáceas y gris verdoso, de grano fino, calcárea, ocasionalmente glauconíticas con escasas intercalaciones de estratos de lutita marrón grisácea, limolítica,

suave y carbonosa.

Contactos.- sobreyace en concordancia con la formación Lutitas Talara, e infrayace de igual forma con la formación Pozo.

Microfauna.- el fósil guía de esta formación es la *Cyclamina Sammanica*.

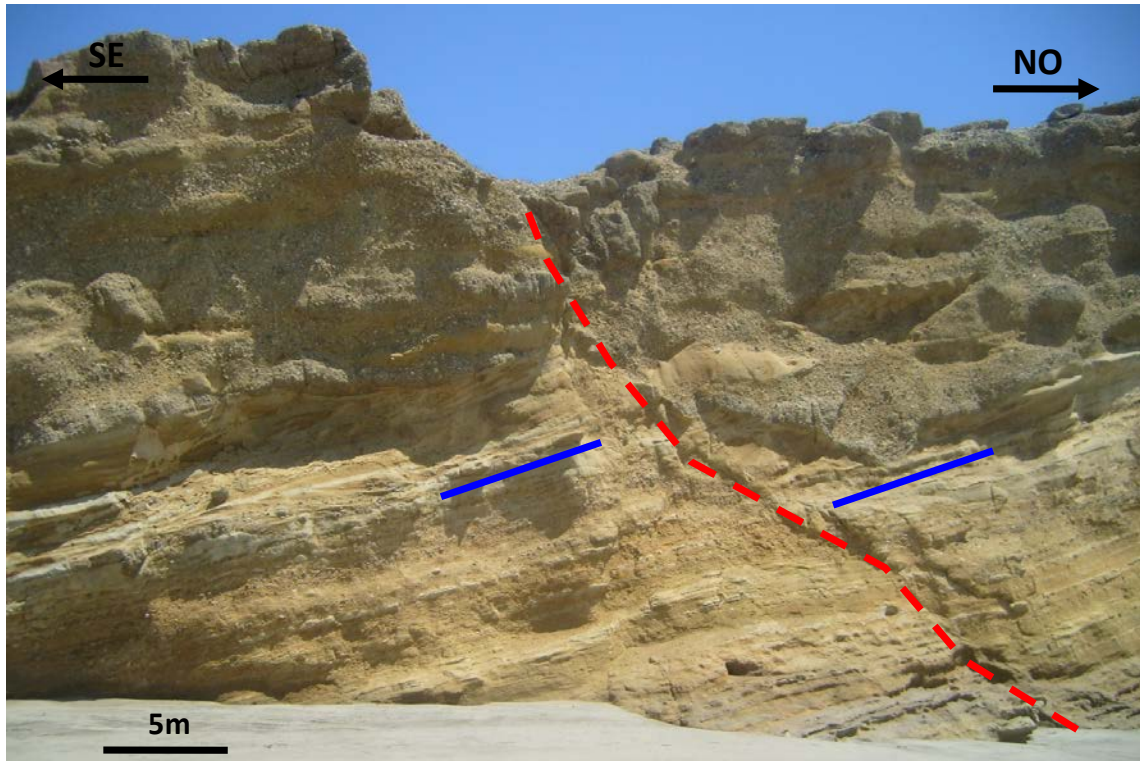


Fig.14 Miembro Hélico perteneciente al grupo Talara, afloramiento ubicado en la quebrada Taiman, cuenca Talara-Perú.

2.3.4.2. Formación Pozo

Definida por Iddings y Olsson (1928). Su localidad típica está en la quebrada Pozo.

Espesor.- el máximo espesor de esta formación es de 880 pies y fue atravesado por el pozo 7347, ubicado al Sur del yacimiento.

Litología.- constituida por lutitas de color gris verdoso con estratificación delgada y uniforme, aparecen capas delgadas de areniscas finas que aumentan de espesor hacia el Norte.

Contactos.- sobreyace en concordancia a la formación Areniscas Talara, e infrayace discordante a la formación Verdún.

Microfauna.- se puede mencionar a la Valvulineria Duboisi y Stichocassidulina.

2.3.4.3. Formación Verdún

La formación Verdún aflora cerca de la ciudad de Órganos, en el área de estudio también se puede observar estos afloramientos (Fig.15).

Espesor.- esta formación fue atravesada en un espesor máximo de 640 pies por el pozo 13212 ubicado en el Oeste del área de estudio.

Litología.- esta compuesta por areniscas, generalmente cuarzosas, intercaladas con lutitas. En la parte basal contiene capas de conglomerados, compuestos de guijarros de cuarzo y cuarcita.

Contactos.- sobreyace de forma discordante a la formación Pozo e infrayace concordante a la formación Chira.

Microfauna.- se puede mencionar a la Lepidocyclina Peruviana.



Fig. 15 Afloramiento de la formación Verdún en contacto normal con la formación Chira, área cercana al pozo 4735–Yacimiento Leones.

2.3.4.4. Formación Chira

La formación Chira se encuentra pobremente distribuido en el área de estudio.

Espesor.- el pozo 3805 atraviesa esta formación con un espesor de 270 pies desde la superficie.

Litología.- está constituida de lutitas de color gris a gris verdoso con intercalaciones de bentonitas blancas.

Contactos.- sobreyace de forma discordante a la formación Verdún e infrayace concordante al cuaternario.

Microfauna.- se puede mencionar a la Sticmocassidulina Thalmanni.

2.3.5 Pleistoceno

2.3.5.1. Formación Tablazo

Representada por una serie de terrazas marinas levantadas que se denominan Tablazos. Son depósitos marinos cuaternarios pleistocénicos, que indican las últimas transgresiones marinas, a lo largo de la Costa del Pacífico. La composición litológica de la formación Tablazo varía de acuerdo a la distancia del mar y constituyen conglomerados de coquinas y lumaquelas (Fig.17), poco consolidados en una matriz bioclástica y con areniscas de grano fino a medio, duras, cemento calcáreo, abundantes fragmentos de conchas. Los clastos son de composición litológica variada y provienen de la Cordillera Occidental.



Fig.16 Vista panorámica de la formación Tablazo, quebrada Pariñas.



Fig.17 Fragmentos de conchas, característicos de la formación Tablazo.

2.4 SEDIMENTOLOGÍA

2.4.1 Modelos Depositacionales de la Formación Mogollón

Se han postulado diferentes modelos deposicionales para determinar uno de sedimentación adecuado para las unidades litoestratigráficas depositadas en la cuenca Talara. Se tienen interpretaciones para la formación Mogollón, listando a continuación los principales trabajos:

2.4.1.1. Grover Gonzales - 1973

En su estudio “Modelos Depositacionales del Eoceno en el Noroeste del Perú” determina 4 ciclos depositacionales en el Eoceno: ciclo Salina-Palegreda, ciclo Chacra, ciclo Talara, y el ciclo Chira; cada ciclo separado uno del otro por una discordancia bien definida.

Grover Gonzales postula que los ciclos sedimentarios comienzan con una transgresión marina sobre formaciones antiguas y termina con una regresión o progradación que rellena la cuenca. Una discordancia separa cada ciclo del subsiguiente. A pesar de que los ambientes sedimentarios son variados, a lo largo de todo el ciclo predomina cierta fauna característica que lo tipifica.

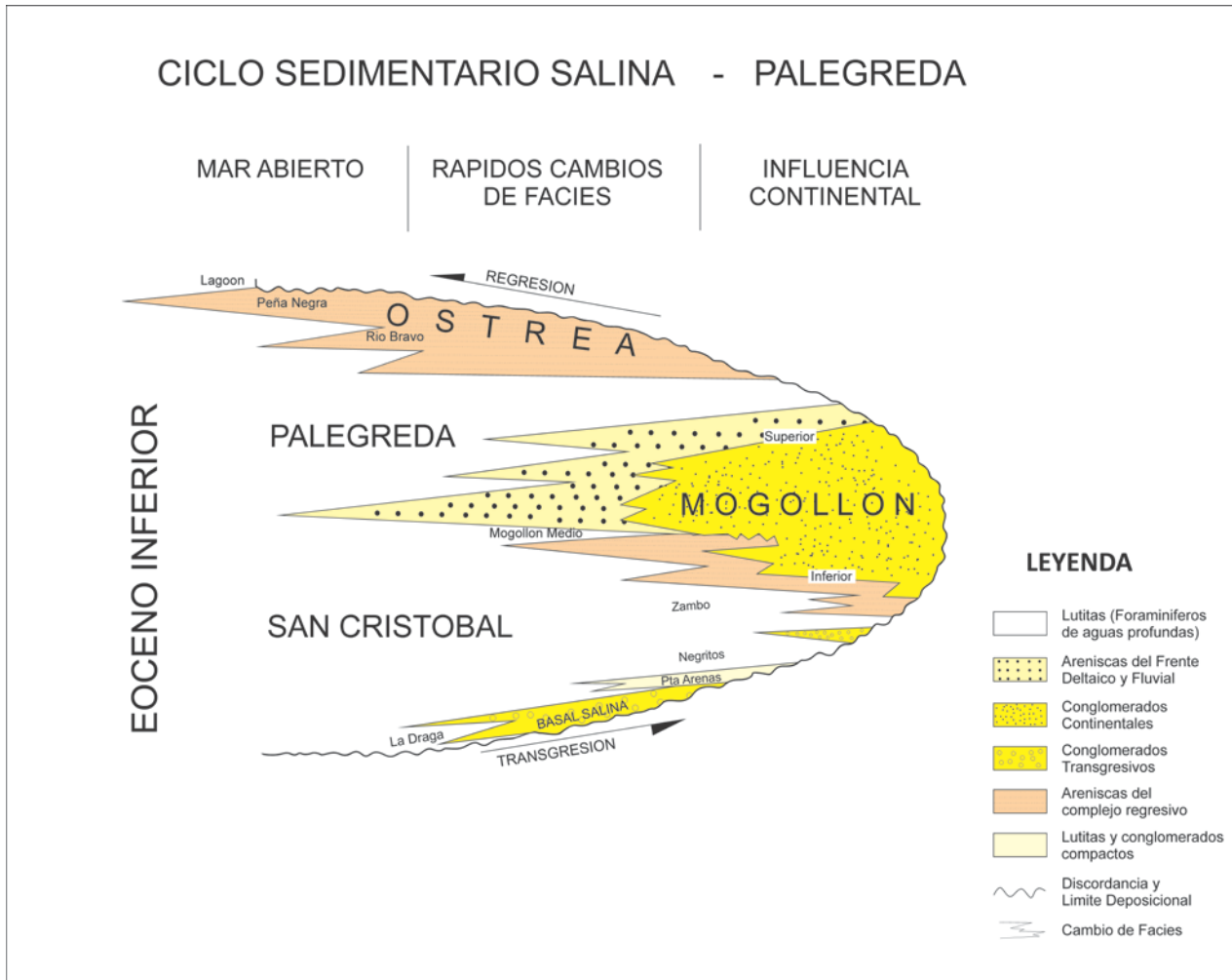


Fig. 18 Modelo depositacional de la formación Mogollón (Grover Gonzales, 1973).

Grover G. afirma que la formación Mogollón pertenece al ciclo sedimentario Salina–Palegreda (Fig.18), este ciclo se inicia con la sedimentación de lutitas poco potentes (La Draga), las cuales dan paso a un conglomerado basal transgresivo (Basal Salina) sobre esta descansan lutitas y conglomerados denominados Punta Arenas. La sedimentación de la formación Mogollón se realiza aproximadamente hacia la mitad del ciclo, con la presencia de estratos que se hacen progresivamente más continentales, especialmente hacia el Norte y el Este (mayores espesores), teniendo también sus equivalentes marinos hacia el Oeste y Sur (menores espesores). En estos estratos se puede observar el cambio gradual hacia areniscas que han sido depositados en un frente deltaico y posteriormente se convierte en conglomerados de tipo fluvial. Los cambios de facies de la formación Mogollón son notables, lo que origina que en varias áreas se utilice diferentes nombres formacionales.

Finalmente G. Gonzales postula que esta formación tiene un carácter fluvio deltaico.

2.4.1.2. Albert V. Carozzi - 1975

Según Carozzi la formación Mogollón es del tipo relleno longitudinal axial de la parte Norte de la cuenca Talara de NE a SO, desde Máncora hasta Portachuelo. Este sistema consiste de por lo menos cuatro sistemas yuxtapuestos (Fig.19) que abarcan desde el medio fluvial al de abanicos submarinos y turbiditas pero sin un delta intermediario. El límite Este es erosional, mientras que el límite Oeste es desconocido, de acuerdo a la ubicación de este último podrían o no existir más sistemas yuxtapuestos hacia el Oeste.

Esta clase de modelo caracteriza un intervalo de tiempo del Eoceno Inferior de la cuenca Talara, durante el cual la sedimentación se llevo a cabo sobre un substrato que consistía de una serie de “bajos” y “altos”, alineados ONO-ESE, de indudable origen tectónico. La geometría general del modelo de depositación esquemático propuesto para el Mogollón en una vista de planta, toma la forma de una gota de agua, además se menciona que no tiene delta debido a la inestabilidad tectónica del intervalo de tiempo correspondiente.

A continuación se describe los componentes del modelo:

- Llanura fluvial del Mogollón.- en esta parte se encuentran las secuencias de gradación de grano típicas de barras, de color claro y moderadamente bien seleccionadas. Las secuencias empiezan en la base con conglomerados y rodados que alcanzan 3–4 centímetros de tamaño o con areniscas conglomerádicas que gradan hacia arriba en areniscas masivas de grano grueso o presentes con estratificación cruzada. Esta zona termina hacia el Sur en la primera línea de charnela controlada por falla.

- Estrato conglomeradico resedimentado del Mogollón sobre la pendiente submarina de depositación.- este medio es una pendiente submarina que termina en la segunda charnela controlada por falla y sobre la cual, suceden los primeros procesos de redepositación, siendo el principal mecanismo flujo de escombros (debris flow) arenosos, el cual consiste en una mezcla de rodados,

arenas y limos, en donde se muestra algunas líneas de intensidad máxima del paleoflujo.

- **Mogollón interior del abanico submarino.**- este medio corresponde a la primera subdivisión del abanico submarino a lo largo de los cuales los conglomerados del Mogollón serán gradualmente reemplazados por las arenas de la formación Manta y finalmente por la formación Salina no diferenciado.

La acumulación del Mogollón Interior del abanico submarino, está caracterizado por una asociación de los procesos del flujo de escombros arenosos (sandy debris flow) y de flujo de granos, siendo el último el que da origen a depósitos de canales (lebees).

Al hacer una comparación con la zona anterior, se nota que hay una disminución drástica en la cantidad de conglomerados y litologías asociadas que se encuentran limitando principalmente a los canales.

- **La formación Manta “Entrelazado” del Abanico Medio Submarino.**- en este medio la depositación ocurre en canales que cambian de curso rápidamente y divergen hasta interferir el uno con el otro; el proceso principal es el flujo de una mezcla de sedimento y agua que deja una serie de estructuras sedimentarias entre las cuales se puede distinguir la “estructura en disco” (dish structure).

- **Abanico submarino inferior de la formación Salina no diferenciado.**- representa la subdivisión más baja dentro del abanico submarino de depositación y está caracterizado por procesos de depositación de turbiditas de alta concentración.

- **Transición del abanico submarino de depositación a depósitos de fondo de la cuenca en tiempos de la formación Salina no diferenciado.**- esta última zona del modelo propuesto, el abanico submarino inferior de depositación se emplaza al fondo de la cuenca. Se puede esperar tipos de turbiditas bien distales como capas delgadas de arena muy fina que grada hacia arriba a limolitas arenosas y separados por esporádicos intervalos de lutitas, depositados entre turbiditas. Las capas delgadas de arenisca muy fina y de limolitas que representan las partes distales de las turbiditas, tienen poco o ningún valor como reservorio debido al tamaño de grano y a su geometría.

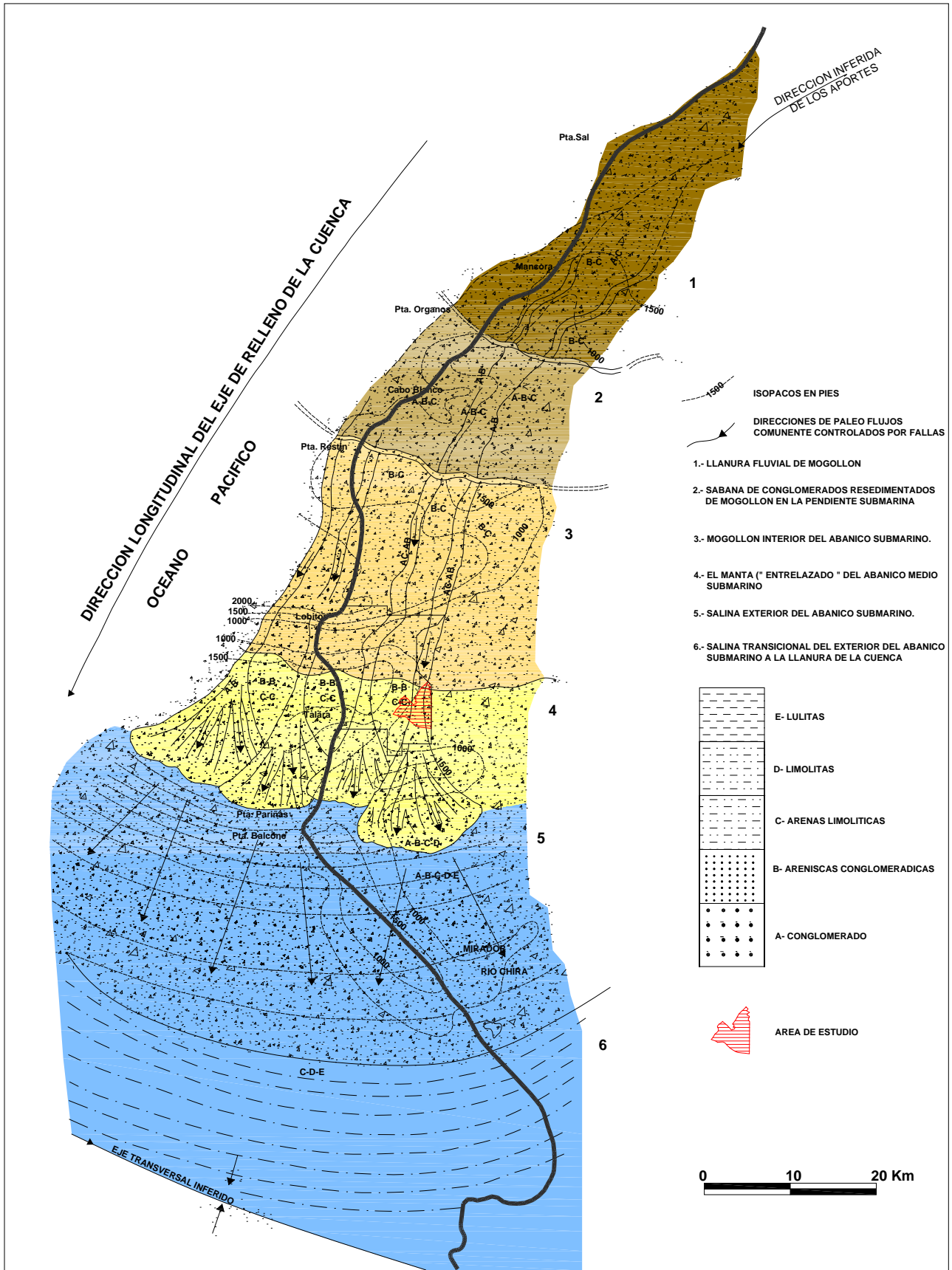


Fig.19 Modelo deposicional Mogollón–Manta–Salina no diferenciado (A. Carozzi, 1975).

2.4.1.3. Núñez Del Prado-1988

Este autor clasifica las unidades estratigráficas de la cuenca Talara en dos megasecuencias separadas por una discontinuidad, que corresponde a la influencia de movimientos compresivos del Eoceno Medio.

La formación Mogollón pertenece a la primera megasecuencia (Paleoceno-Eoceno Inferior a Medio) caracterizada por una sedimentación de zona móvil con ambientes fluvio deltaicos–litorales que progradan hacia la plataforma externa y hacia la zona de talud.

El sistema de depósito de la formación Mogollón corresponde a un sistema fluvio deltaico que prograda del NNE hacia el SSE, alimentando un sistema de abanicos submarinos (Fig.20), la fuente de aporte son las rocas de edad Cretácicas situadas al Norte, el abanico conglomerádico se desarrolló hacia el Sur a través de canales bastante anchos (1 – 2 km); el corte interpretativo de la figura 20 representa la relaciones estratigráficas entre las facies transgresivas del Mogollón Superior que son discordantes por medio de un onlap transgresivo sobre las facies progradantes del Mogollón Inferior. Esta discordancia fue producida por una subida del nivel del mar. Núñez del Prado considera que la estructura no tuvo mayor influencia en la sedimentación, ya que la cuenca fue afectada por un fallamiento normal no muy acentuado para la edad de esta formación (Eoceno Medio).

2.4.1.4. Michael Seranne-1987

Interpreta la formación Mogollón como un sistema fluvial anastomosado con alta energía y gran capacidad de transporte. Este tipo de ambiente corresponde a partes muy proximales de los sistemas fluviales. Reafirma esta teoría por la presencia de conos aluviales al Este, discordante sobre el Paleozoico. Indica los cambios laterales de facies de más grueso a más fino según la dirección NE–SO, este sistema fluvial–aluvial proximal prograda sobre facies litorales.

El autor de la presente Tesis considera que el modelo que mejor define el ambiente depositacional de la formación Mogollón para el área de estudio es el propuesto por Albert V. Carozzi, por tal motivo se tomará éste como referencia cuando se elabore el mapa isópaco (mapa de espesores).

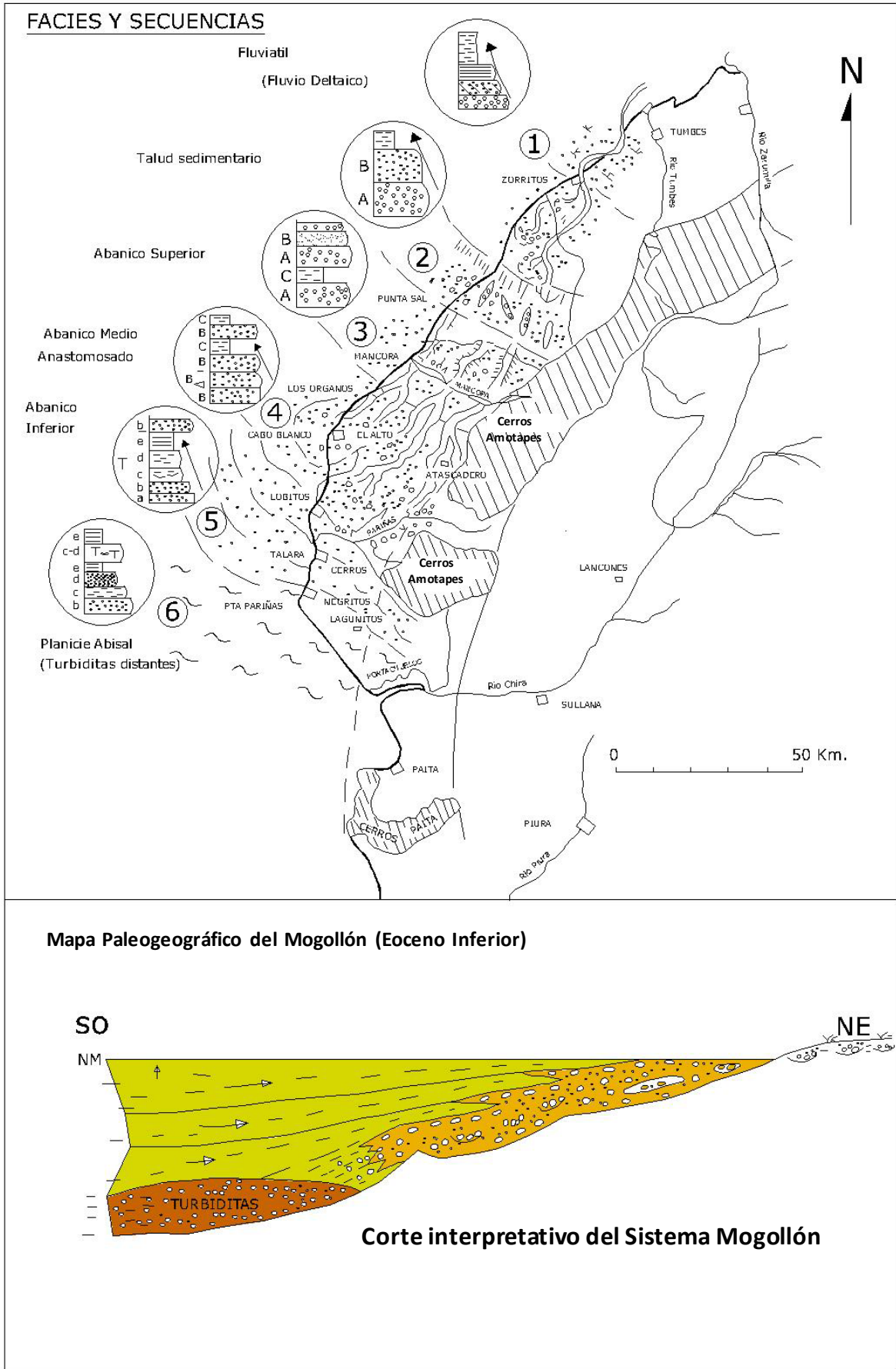


Fig.20 Mapa Paleogeográfico de la formación Mogollón (H. Nuñez del Prado, 1988).

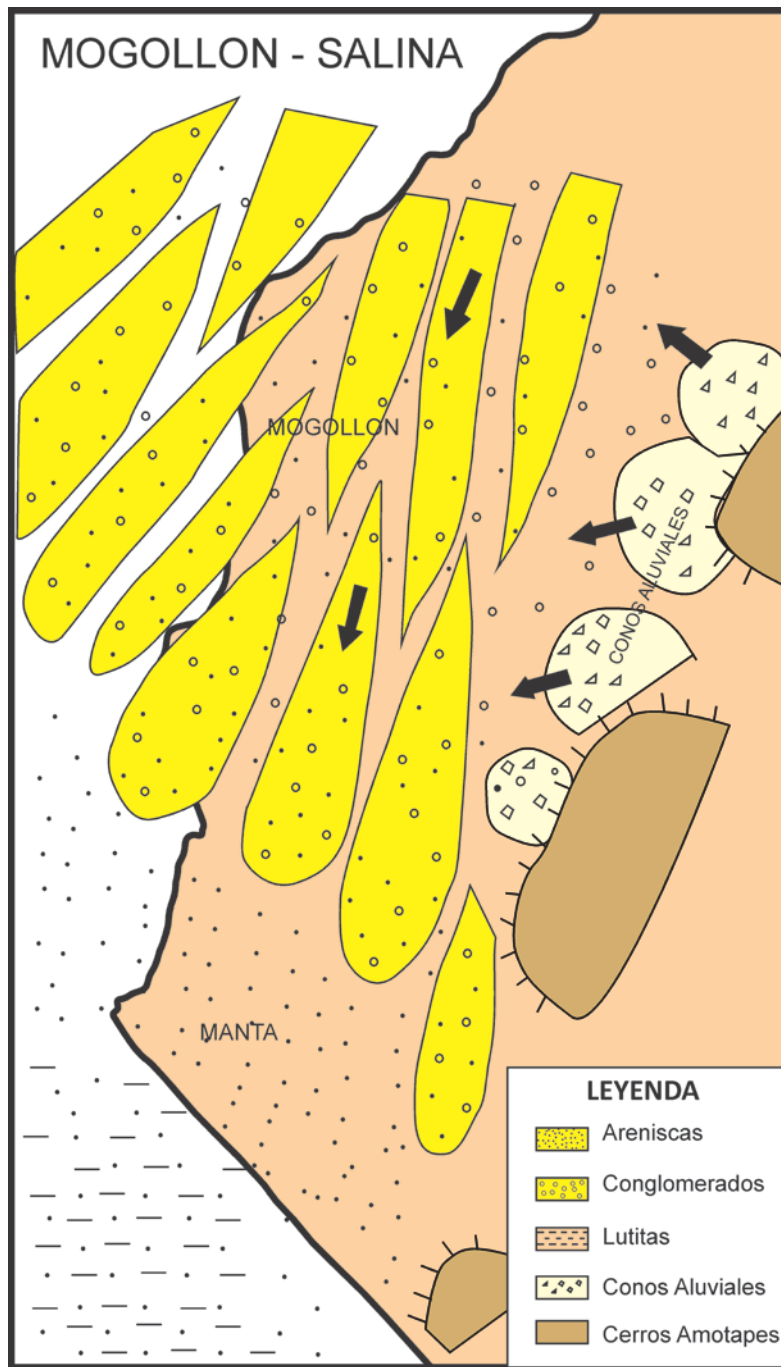


Fig. 21 Modelo depositacional de la formación Mogollón (Michel Seranne, 1987).

2.4.2 Mapa Isópaco

Un mapa isópaco es aquel en el que se representa el espesor y distribución de una unidad estratigráfica. Los mapas isópacos son utilizados principalmente para expresar el comportamiento de espesores de arenas productoras de gas y petróleo respetando los puntos de control de los pozos, pero en ningún caso es un contorneo matemático sin sentido geológico por tanto no deberá ser construido basado

estrictamente en los valores numéricos de potencias en los puntos de control, estos deberán ser confeccionados teniendo en cuenta factores geológicos tales como: cercanía a la fuente de los sedimentos, cambios depositacionales, erosión, dirección del flujo de sedimentos; para que de este modo indique las tendencias y direcciones de aportes del modelo estudiado.

2.4.3 Mapa Isópaco de la Formación Mogollón Superior en el Yacimiento Leones

Metodología

Para elaborar este mapa primero se tiene que conocer el valor de espesores de la formación en cada pozo del área de estudio, con esta información se procede a contornear los valores obtenidos de tal manera que su geometría tenga la forma y la dirección del flujo de los aportes del modelo depositacional al que pertenece el reservorio de interés. Se da el caso que en ciertas zonas en el área de estudio no existen pozos perforados, por tanto no es posible saber de forma exacta el espesor de la formación, en estos casos lo que se hace es inferir el espesor prolongando los contornos, tratando de seguir en lo posible la dirección de la línea de contorno que si tiene control por los datos de los pozos perforados.

Con ayuda de este mapa se puede notar la variación en la depositación de los sedimentos de la formación Mogollón Superior en el yacimiento Leones, así también la dirección de aportes de los sedimentos.

En el mapa N° 3 se observa un adelgazamiento de esta formación hacia el Sur y Sur Oeste, y por el contrario se tiene mayores espesores hacia la parte Norte y Este.

El espesor máximo de la formación Mogollón Superior es de 1000 pies y tiene un promedio de 600 pies aproximadamente.

Los depósitos de esta formación siguen una tendencia depositacional de dirección NE a SW, aproximándose esta dirección al modelo depositacional propuesto por A. Carozzi.

Teniendo como referencia el modelo de Carozzi, la formación Mogollón para el yacimiento Leones, se ubica en la cuarta subdivisión (Manta “Entrelazado” del Abanico Medio Submarino), pero también una parte del extremo Sur del yacimiento esta dentro de la tercera división del mencionado modelo (Mogollón Interior del Abanico Submarino).

2.5 GEOLOGÍA HISTÓRICA

La evolución tectónica de la cuenca Talara se inicio desde la era Paleozoica hasta el Reciente y fue definida a fines del Cretáceo Superior por la Tectónica Andina o Ciclo Andino (Fig.22). El Ciclo Andino es responsable del actual aspecto de la margen continental y de la evolución de la Cordillera de los Andes. Los eventos geológicos sucedidos se detallan a continuación:

2.5.1 Paleozoico

En el Paleozoico Inferior (Ordovícico), se desarrolló una sedimentación pelítica y clástica formando una plataforma cubierta por un mar de relativa profundidad.

La tectónica Caledoniana del Paleozoico Inferior (Ordovícico – Siluriano), metamorfiza y pliega las secuencias. Las rocas del basamento de los Amotapes muestran un metamorfismo con plegamientos, fallamientos y fracturamientos originando cuarcitas, argilitas y pizarras.

Posteriormente durante la orogenia del Paleozoico Tardío (Tectónica Eoherciniana del Devónico Superior–Pérmico) estos sedimentos emergieron y fueron expuestos a la erosión (Palacios Moncayo-1995).

2.5.2 Mesozoico

Durante el Mesozoico se desarrollo el denominado “Ciclo Andino”, este tectonismo se inicio con una etapa de esfuerzos compresivos, prolongándose hasta el Terciario delineando de esta forma las márgenes continentales y formando la cadena andina.

En este período se presentaron estados de subsidencia y levantamientos que controlaron la sedimentación en la cuenca, los más importantes se presentaron a fines del Jurasico. En el Cretáceo medio se depositaron los sedimentos marinos de las formaciones **Muerto y Pananga**.

Posteriormente en el Cretáceo Superior se depositaron las formaciones Sandino, Redondo, Monte Grande, Ancha y Petacas terminando así este ciclo depositacional. A fines del Mesozoico ocurrió una nueva emersión con períodos de levantamientos, fallamientos y posteriormente una etapa erosiva cierra la era Mesozoica.

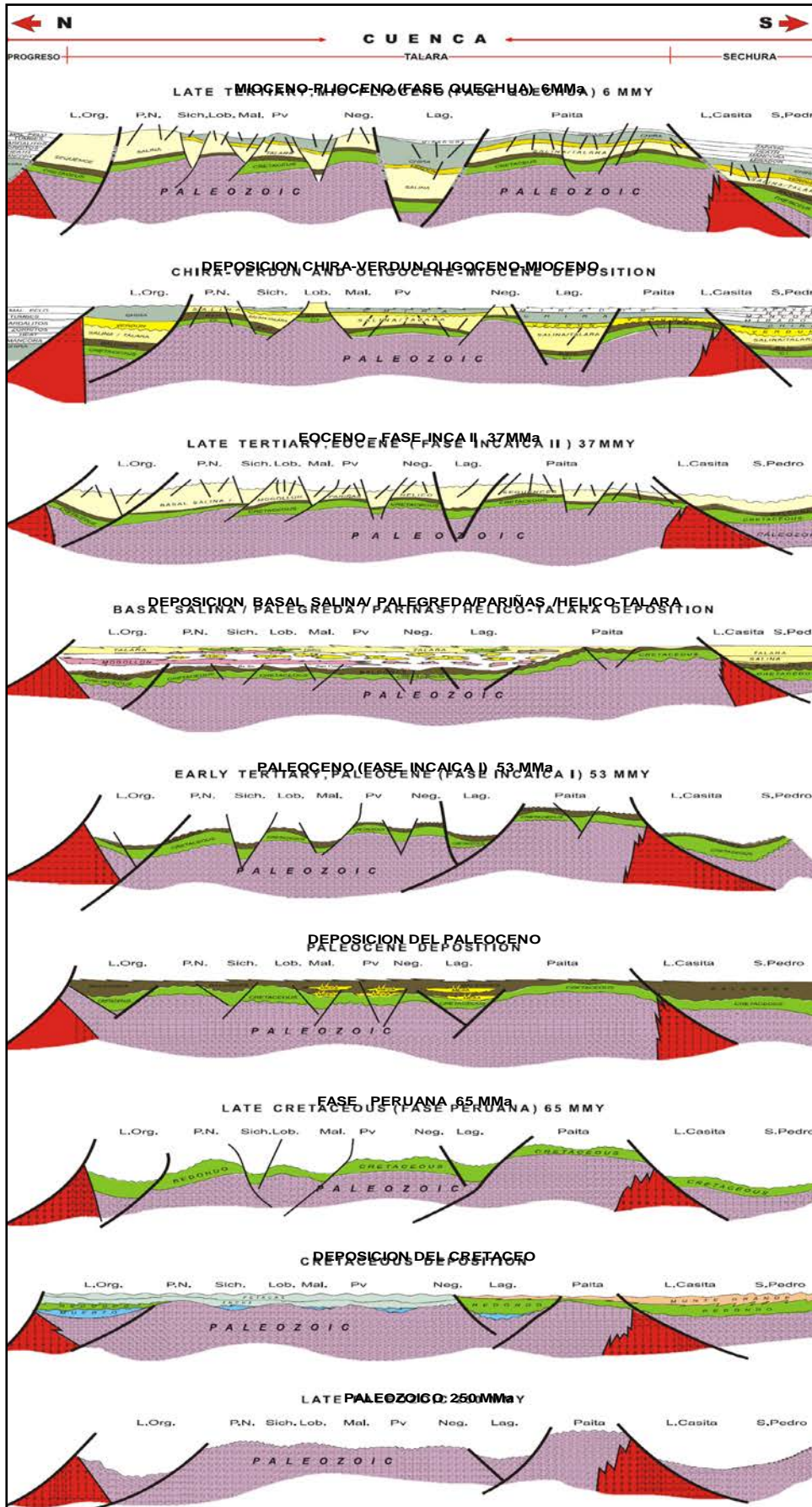


Fig.22 Evolución tectónica de la cuenca Talara (E. Gonzales, INGEPET 2002).

2.5.3 Cenozoico

A inicios del Paleoceno se presento una nueva inmersión y se depositaron la formación Mesa y Balcones en un ambiente marino profundo. Este período de sedimentación fue interrumpido por una emergencia regional acompañada de fallamiento y erosión.

En tiempos del Eoceno Medio a Inferior se inician fuertes deformaciones compresionales conocidos con el nombre de “Fase Inca” (G.Steinmann), este tectonismo da lugar a enérgicos fallamientos en bloques y expansión de fosas, con grandes desplazamientos y constantes movimientos epirogenéticos producidos durante el Eoceno Inferior y Medio, presentándose una nueva inmersión de la cuenca y un período de subsidencia general, además de la posterior sedimentación de las formaciones: La Draga, Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Palegreda, Pariñas y Chacra, depositándose en un ambiente marino predominantemente somero y con influencia fluvio deltaica, este ciclo depositacional fue cerrado por una nueva etapa de levantamiento, acompañado de fallamiento seguido de una erosión previa a la transgresión del mar.

Posteriormente se produjeron continuos levantamientos y hundimientos, durante el Eoceno Medio y Superior acumulándose una secuencia de sedimentos de las formaciones Lutitas Talara, Areniscas Talara y Pozo.

Al término de este ciclo los mares se retiran debido a los levantamientos y fallamientos de la cuenca dando lugar a una nueva superficie de erosión.

En el Eoceno Superior vuelve a producirse una inmersión de la cuenca y se reinicia la sedimentación con las formaciones Verdún, Chira, Mirador y Cone Hill. Posteriormente a fines del Eoceno Superior se produce nuevos levantamientos, fallamientos y erosión. Finalmente durante el Pleistoceno se presentan nuevos avances del mar y se depositaron los sedimentos de la formación Tablazos, el Pleistoceno es una época de calma tectónica, afectada únicamente por movimientos epirogenéticos, no se observan fallamientos en esta época.

CAPÍTULO III GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

3.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La Cordillera de los Andes constituye una de las cadenas de montañas más impresionantes del planeta. Los Andes se encuentran situados sobre una zona de convergencia entre las placas oceánicas Nazca y Cocos las cuales se sumergen debajo de la placa continental de América del Sur (Fig.23).

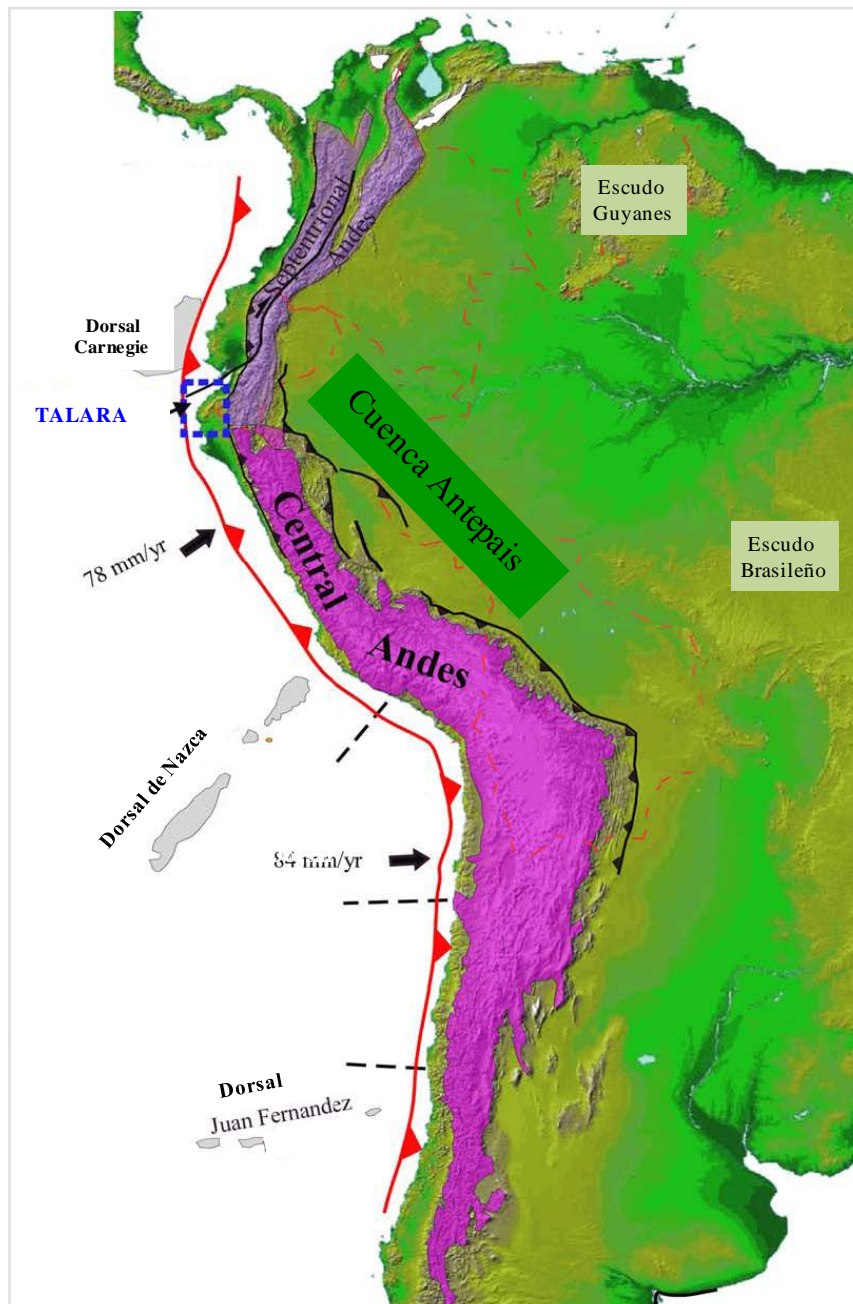


Fig. 23 Configuración morfológica de la Cordillera de los Andes y la localización de la cuenca Talara dentro del contexto andino
Imagen satelital extraída de la pagina web de la NASA (www2.jpl.nasa.gov).

Ganser (1973) y Jordán (1983) dividen la Cordillera de los Andes en tres segmentos: Los Andes Septentrionales, Andes Centrales y los Andes Meridionales. Los Andes Septentrionales se extienden desde Venezuela (12° N) hasta el Norte del Perú (4° S), los Andes Centrales se prolongan desde el Norte de Perú (4° latitud S) hasta Argentina (40° latitud S), los Andes Australes o Meridionales se desarrollan entre 40° y 55° de latitud S. De Norte a Sur, la Cordillera de los Andes muestra importantes variaciones geométricas y morfológicas, las cuales pueden ser correlacionadas con la variación latitudinal del ángulo/velocidad de subducción, la interferencia de dorsales oceánicas (dorsales de Carnegie, Nazca y Juan Fernández), y las zonas de fracturas de la corteza oceánica como por ejemplo Grijalva, Sarmiento y Alvarado (Wilber Hermoza 2005).

Dentro de este contexto estructural se desarrolla la cuenca Talara ubicada en el Noroeste del Perú, morfo-estructuralmente corresponde a la zona de transición entre los Andes Septentrionales y los Andes Centrales, limitados por la deflexión de Huancabamba. De acuerdo a su posición dentro de la Cordillera de los Andes, la región de antearco del Noroeste del Perú y Suroeste de Ecuador están representadas por las cuencas de Tumbes–Progreso y Talara (Fig. 25). La configuración estructural de la cuenca Talara se encuentra ligada a una compleja historia tectónica gravitacional extensiva ocurrida durante el Paleoceno-Eoceno y re-deformada en el Neógeno. La deformación se traduce en estructuras muy complejas tipo pliegues anticlinales rollover de gran magnitud, bloques rotados y pliegues de crecimiento asociadas a fallas lítricas, las cuales se conectan sobre niveles de despegue profundos Paleozoicos y el Basamento.

Dentro de la cuenca Talara existen estructuras extensivas que presentan componentes de compresión, como resultado del acomodamiento de la deformación generada por la tectónica gravitacional. El estilo estructural de la cuenca Paleógena de Talara está perturbado por fallas regionales transcurrentes y altos estructurales.

La cuenca Talara se encuentra dividida en dos zonas: onshore (costa dentro) y offshore (costa fuera); al Este de la zona onshore se desarrollan las Montañas de los Amotapes, hacia el S y SE, se observa la transición de la cuenca Paleógena Talara hacia las cuencas Neógenas de Sechura y Trujillo. La zona offshore presenta dos plataformas, una muy somera “shallow plataform” con espesor de agua menor a 300 m (Fig.24), la segunda profunda “deep plataform”, donde el espesor de agua varía de 700 hasta los 2000 m.

Estructuralmente, dentro de estas plataformas marinas se desarrollan importantes estructuras tectónicas con gran potencial exploratorio, las cuales se encuentran

controladas por un sistema de fallas normales tipo lítricas a vergencia Oeste denominadas fallas Talara y la prolongación Sur de la falla Piedra Redonda (Wilber Hermoza 2005).

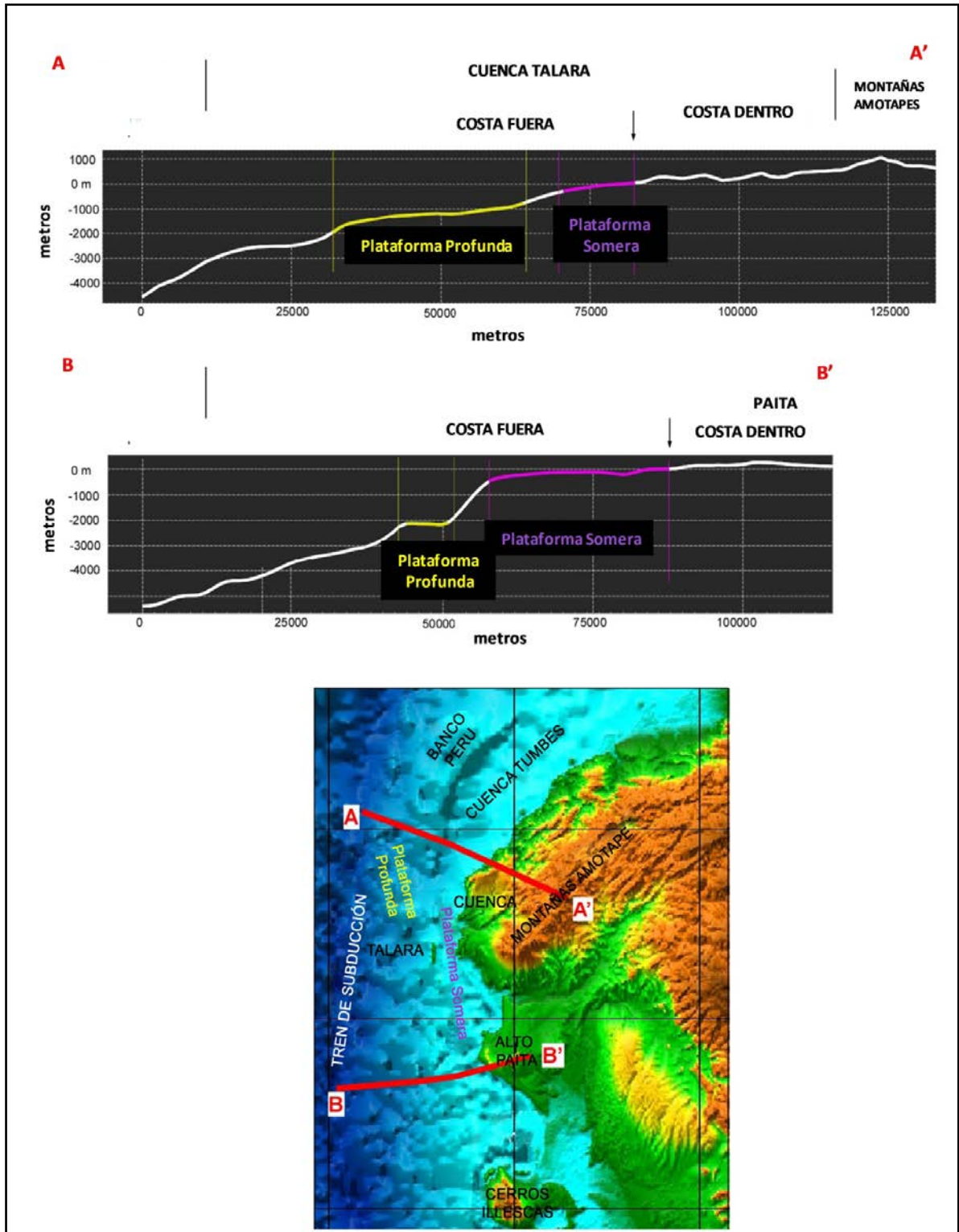


Fig.24 Secciones topográficas AA' y BB' localizadas en el offshore de la cuenca Talara (Wilber Hermoza C. 2005).

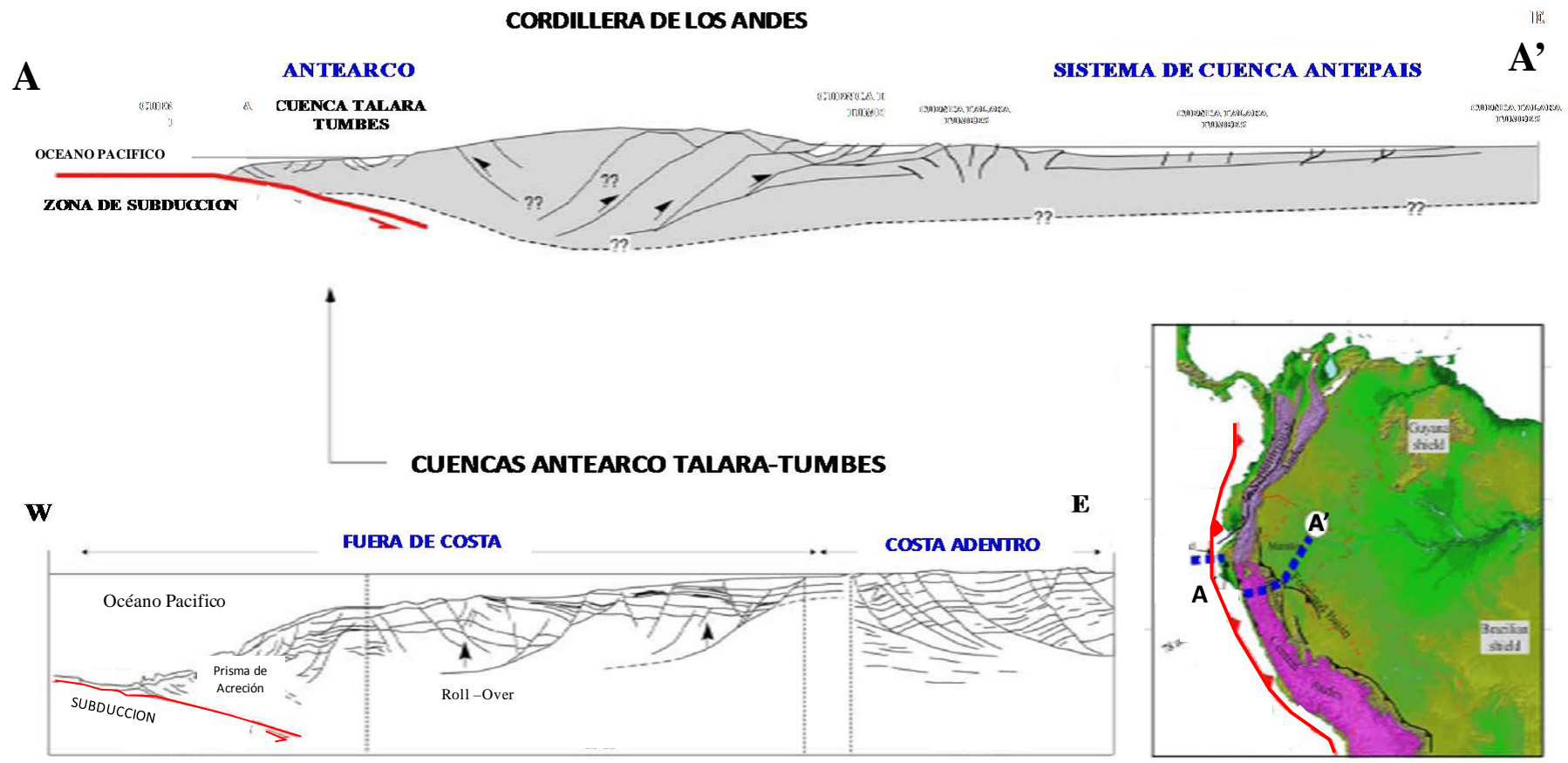


Fig. 25 Configuración morfo-estructural E-W de los Andes Centrales mostrando la ubicación de las cuencas Talara y Tumbes dentro del contexto andino. En la figura inferior izquierda se muestra una sección esquemática de la geometría estructural de las cuencas Talara y Tumbes. (Según Baby et al., 1999)

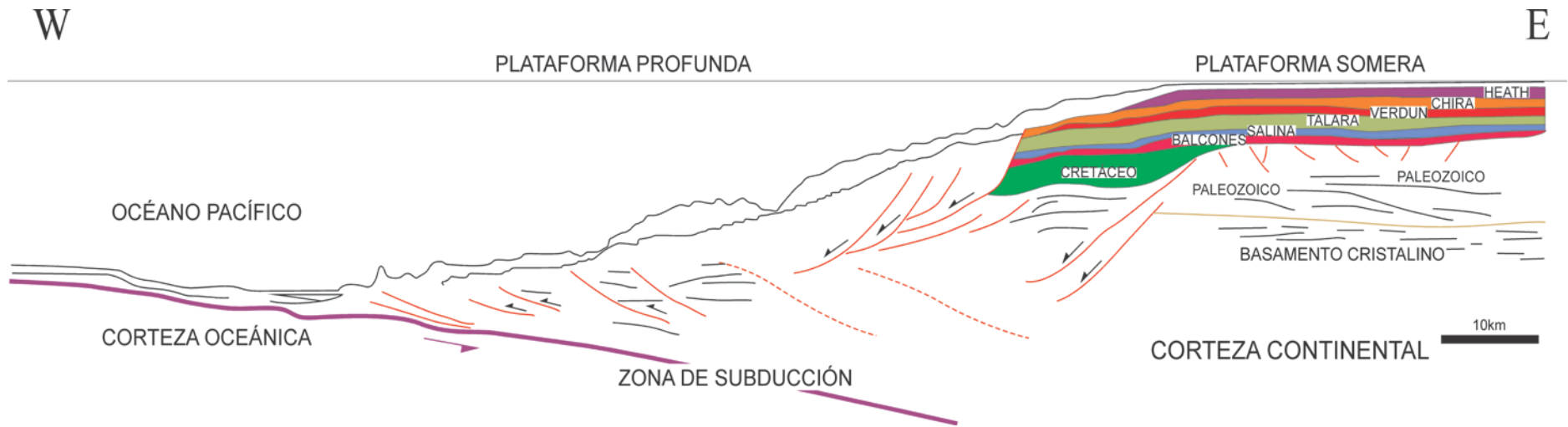


Fig.26 Estilo estructural ante arco de la cuenca Talara, Nor-Oeste Peruano.
(Hermoza W. et al. 2006)

3.1.1 Rasgos Estructurales Principales de la Cuenca Talara

La evidencia de los esfuerzos tectónicos de que sufrió la cuenca Talara se refleja en la presencia de un intenso y complejo fallamiento normal en bloques y superficies de deslizamiento gravitacional (slumps) que ha generado estructuras del tipo Pilar Tectónico (Horts) y Artesas (Graben), las cuales han influenciado en la sedimentación, migración y entrapamiento de hidrocarburos.

Los pilares tectónicos son estructuras que están relacionadas con fallas principales de tendencia E-W y NE-SW (paralelas a los Amotapes) donde se ha obtenido la mayor producción de petróleo. Las artesas o depocentros son las áreas donde se encuentra el mayor desarrollo de sedimentación del Terciario de la cuenca. La secuencia terciaria está afectada por zonas con fallas de menor salto que han creado un cuadro estructural muy complejo, formando bloques menores en donde tanto su forma como su tamaño está directamente relacionado con la intensidad de fallamiento, a consecuencia de esto se originó un gran número de reservorios aislados en la Cuenca.

La posición estructural de los sedimentos en el Noroeste del Perú, está caracterizada por áreas de altos o Levantamientos y también áreas bajas o Hundimientos (Fig. 27), los cuales se mencionan a continuación:

- Altos Estructurales o Levantamientos

- Levantamiento del Alto.
- Levantamiento de Carrizo y la Tuna.
- Levantamiento de Lobitos.
- Levantamiento de Jabonillal.
- El Alto de la Brea y Negritos.
- El Alto de Portachuelo.

- Bajos Estructurales o Artesas

- Artesa de Siches.
- Artesa de Coyonitas Pazul.
- El Graben de la Cruz.
- El Graben de Río Bravo.
- La Artesa de Lagunitos.

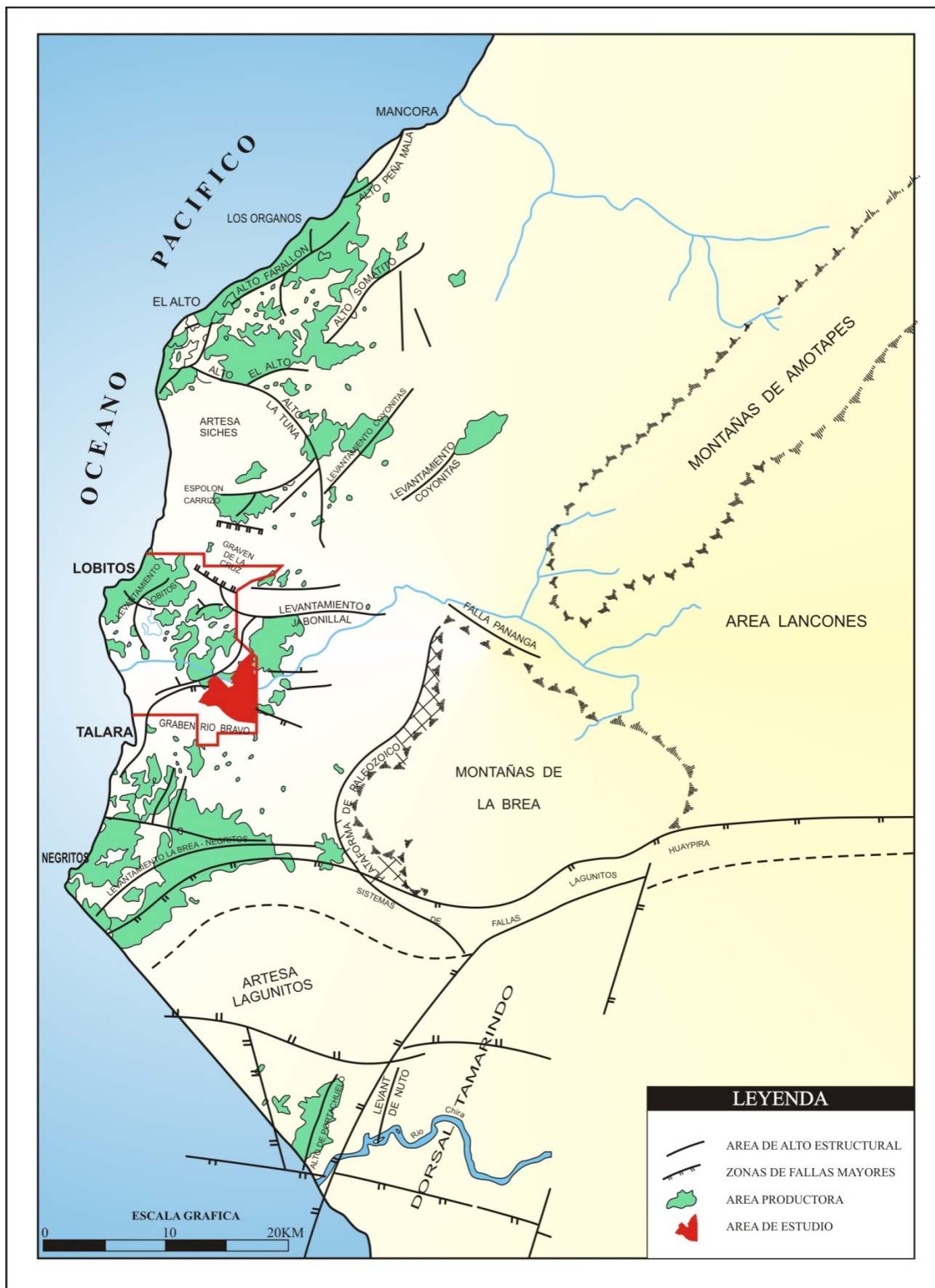


Fig.27 Principales rasgos estructurales - cuenca Talara (J. Castillo - 1990).

3.2 ESTRUCTURA DEL ÁREA DE ESTUDIO

El yacimiento Leones se encuentra intensamente fallado, el subsuelo de esta área se caracteriza por la presencia de fallas normales y el estilo estructural que tiene es la de bloques limitados por estas fallas (Fig.28), característico de la cuenca Talara, esto se evidencia principalmente en las secciones estructurales realizadas en el área de estudio aunque también en algunas ocasiones se puede apreciar en superficie (Fig. 29).

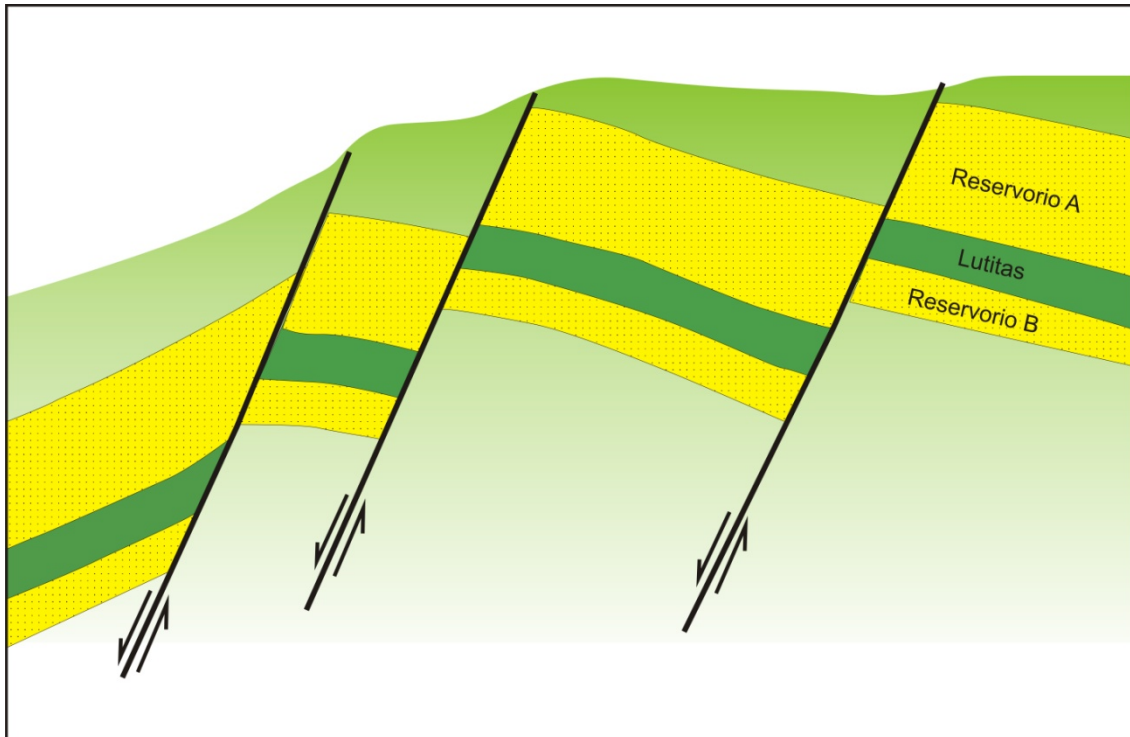


Fig. 28 Bloques limitados por fallas normales, esquema representativo del estilo estructural característico del yacimiento Leones.

Entre las fallas normales, se encuentra la falla Leones y la falla Leones Este que atraviesan el yacimiento de Este a Oeste, tienen un gran salto vertical (2,000 y 1,400 pies, respectivamente) y se extiende hacia el Este en el Lote IX; así también se puede mencionar la falla Milla Seis que se encuentra en la parte Oeste del yacimiento y su extensión se prolonga hacia el Lote VII.

En el caso de las fallas inversas, esta la falla Jabonillal, que se encuentra en la parte Norte del yacimiento Leones, tiene una orientación NE-SO y está prácticamente limitando el yacimiento hacia el Norte, esta falla inversa actúa como sello en el reservorio Mogollón y también es la responsable de las repeticiones de las formaciones al Norte del yacimiento, en Jabonillal, las formaciones que se encuentran repetidas a consecuencia de esta falla son; Palegreda, Pariñas y Mogollón.

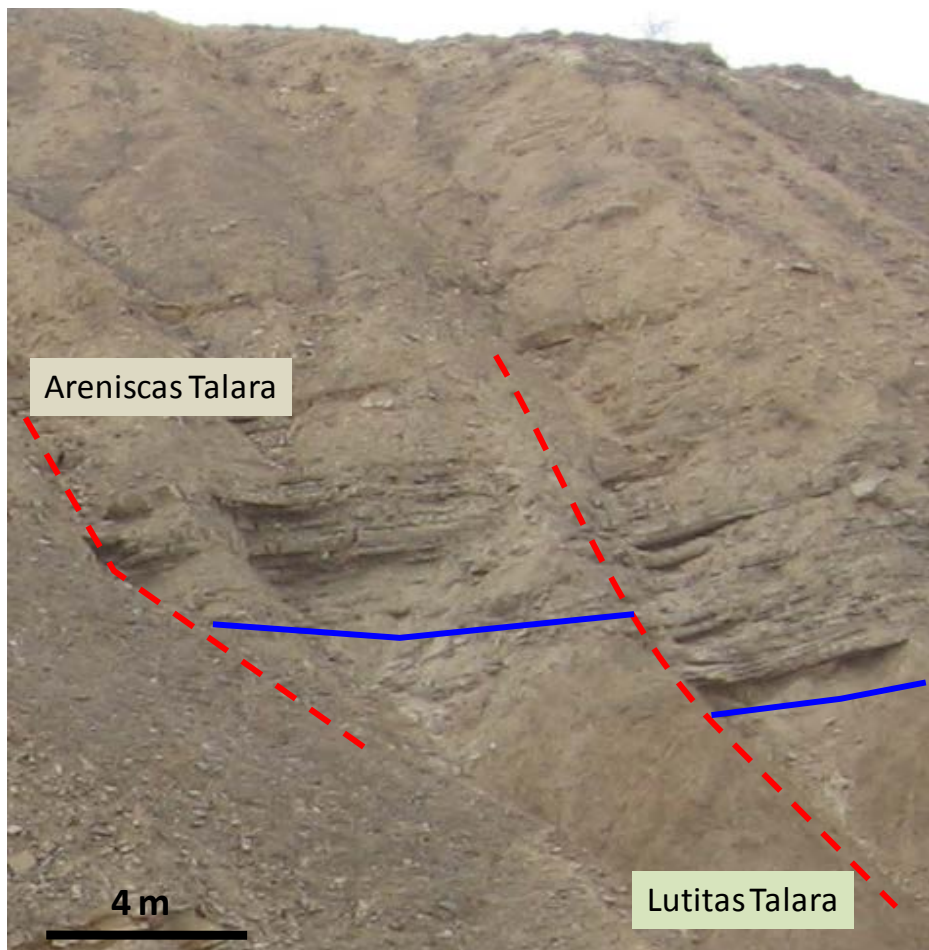


Fig. 29 Bloques separados por fallas normales, características del yacimiento, área ubicada en la quebrada Oveja.

La falla Jabonillal aflora en superficie (Fig.30), cerca al área del pozo 5146 en la parte Norte del yacimiento Leones, en este lugar se observa a la formación Pariñas encima de la formación Lutitas Talara. Con relación a las fallas normales son estas las de mayor interés ya que se encuentran en casi toda el área de estudio, la falla inversa Jabonillal se encuentra en el límite Norte del yacimiento y tiene muy poca extensión en la zona de interés.

3.2.1 Mapa Estructural de Contornos a Mano Alzada

Se define como un mapa topográfico a profundidad, donde se muestra la geometría de una determinada superficie en el subsuelo. Esto se logra por medio de contornos que unen puntos de igual profundidad.

Un mapa estructural de contornos brinda información acerca de la forma y dimensiones de la estructura que está contribuyendo al entrapamiento de

hidrocarburos en el yacimiento. Este tipo de mapas, permiten tener una idea general de la zona de estudio, en cuanto a variaciones en profundidad, tendencia del rumbo de los estratos, y las posibles zonas donde se encontrarían fallas de salto vertical considerable (las zonas donde se juntan la mayor cantidad de las líneas de contorno es indicativo de la presencia de fallas de gran salto vertical).



Fig. 30 Afloramiento de la falla inversa Jabonillal, la formación Pariñas Inferior (Eoceno Inferior) se encuentra sobre la formación Lutitas Talara (Eoceno Medio); área cercana al pozo 5146 en la parte Norte del yacimiento Leones.

- **Mapa estructural de contornos a mano alzada en el tope de la formación Mogollón.**

Metodología

El mapa N°2 contiene información de las profundidades del tope de la formación Mogollón, con estos datos, se realiza el contorneo uniendo los valores de igual profundidad. En dicho mapa se observa que la mayor profundidad para la formación Mogollón se encuentra al Oeste y Sur del yacimiento; se observa también un alto estructural hacia el Este y además se nota que la dirección de los contornos es de E-O y NE-SO.

La figura 31 muestra el mapa de contornos de la formación Mogollón en 3D, que ayuda a tener una visión espacial del reservorio, se puede observar claramente los levantamientos de la formación que fueron ocasionados por las fallas principales del yacimiento.

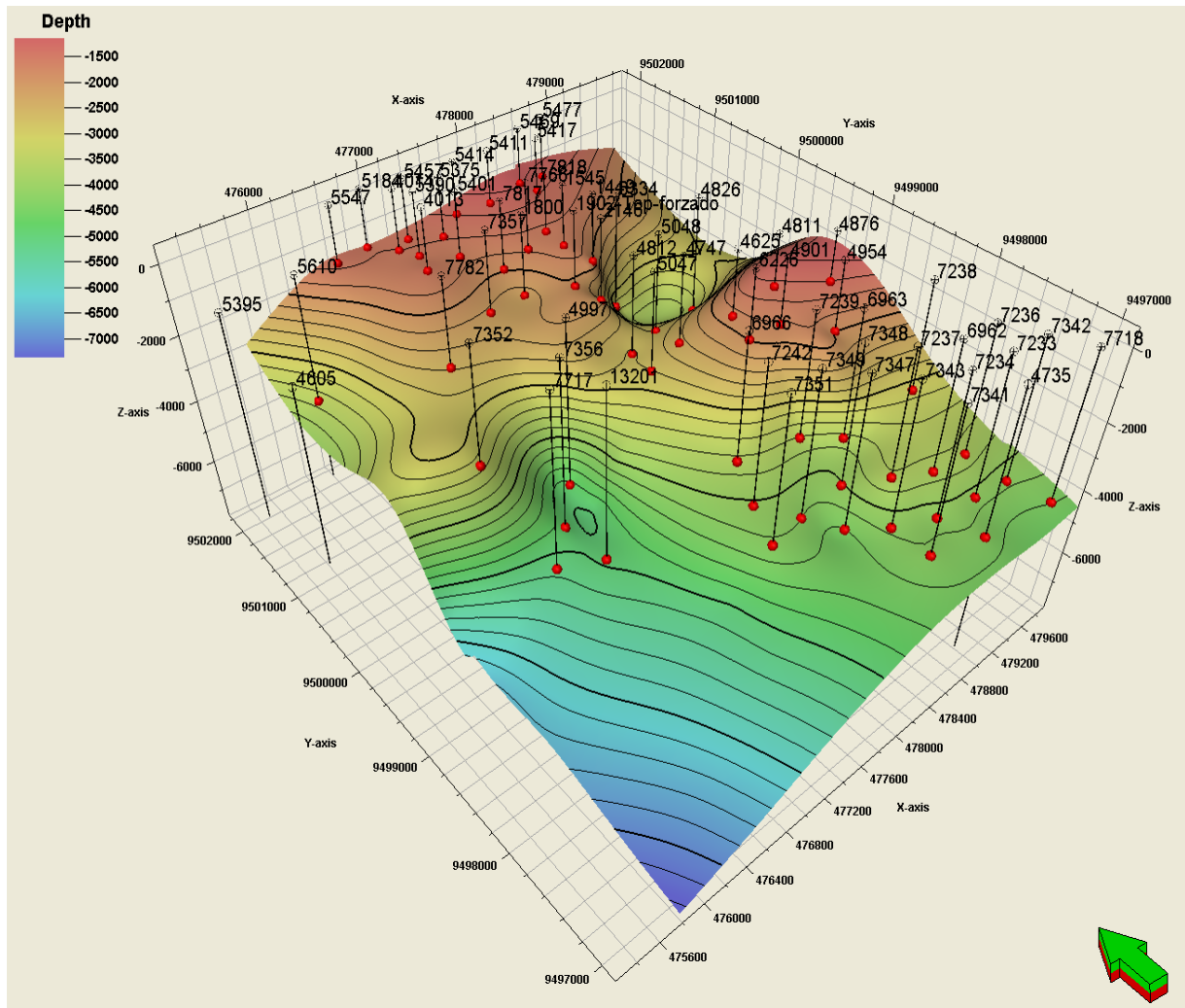


Fig.31 Vista en 3D de la superficie de la formación Mogollón, generada con la información de las profundidades de los topes.

3.2.2 Secciones Estructurales

Son aquellas secciones que muestran la disposición formacional y la estructura del subsuelo en un plano vertical y en una dirección indicada (Russel B. Travis). Dado que los mapas estructurales muestran el subsuelo en vista de planta, las secciones contribuyen a mostrar el subsuelo en proyección vertical, de esta forma se logra un mayor control de la zona de estudio.

Metodología

Una vez conocidos los espesores de las formaciones en cada uno de los pozos se procede a “colgarlos” es decir ilustrar los espesores de las formaciones que fueron atravesadas por un pozo, y compararlos con los espesores de las formaciones de otro pozo (la cantidad de pozos que se compara y que pertenecen a una sección estructural se toma según la necesidad que se tiene para elaborar el mapa estructural a líneas rectas), de modo que se pueda apreciar la variación de espesores e interpretar el evento que pudo haber ocasionado los cambios que se encuentren. Así por ejemplo, en la cuenca Talara, la variación de espesores se explica por la presencia de fallas, pero también es posible considerar que estas diferencias de espesores sean ocasionadas por una discordancia, o un “adelgazamiento” de la formación (pinch-out). Para elaborar estas secciones es necesario conocer el buzamiento y rumbo de los estratos, esto se puede hallar con el método de los tres puntos. Con esta información se puede construir las secciones estructurales que permitirá elaborar el mapa estructural a líneas rectas.

3.2.3 Mapa Estructural a Líneas Rectas

Se define como aquel mapa que muestra por línea de contorno líneas rectas de elevaciones relativas de una superficie estratigráfica proyectada. Esta técnica se utiliza en áreas extremadamente falladas no afectadas por plegamiento y consiste en representar el rumbo y buzamiento de las fallas y de los estratos por medio de una serie de planos (Russel B. Travis). Los geólogos en otras partes del mundo, generalmente no tienen que enfrentarse con estos complicados problemas de fallas, ya que los depósitos de petróleo muy rara vez se encuentran en rocas tan intensamente fracturadas.

Para la localización de los pozos de desarrollo y para el planteamiento de proyectos de inyección de gas y de agua, es esencial saber donde se hallan las fallas, donde puedan faltar estratos, cuan continuos ó discontinuos están en un área y cual es la probable orientación de un estrato fallado. En muchas áreas donde las fallas son pocas y de menor cuantía, el desplazamiento de los estratos puede percibirse sin dificultad, se puede mostrar en cortes y mapas en forma muy aproximada, sin métodos especiales pero en zonas donde las fallas son numerosas y de apreciable magnitud, como es el caso de la cuenca Talara, debe emplearse una técnica sistemática para representar condiciones tan complejas.

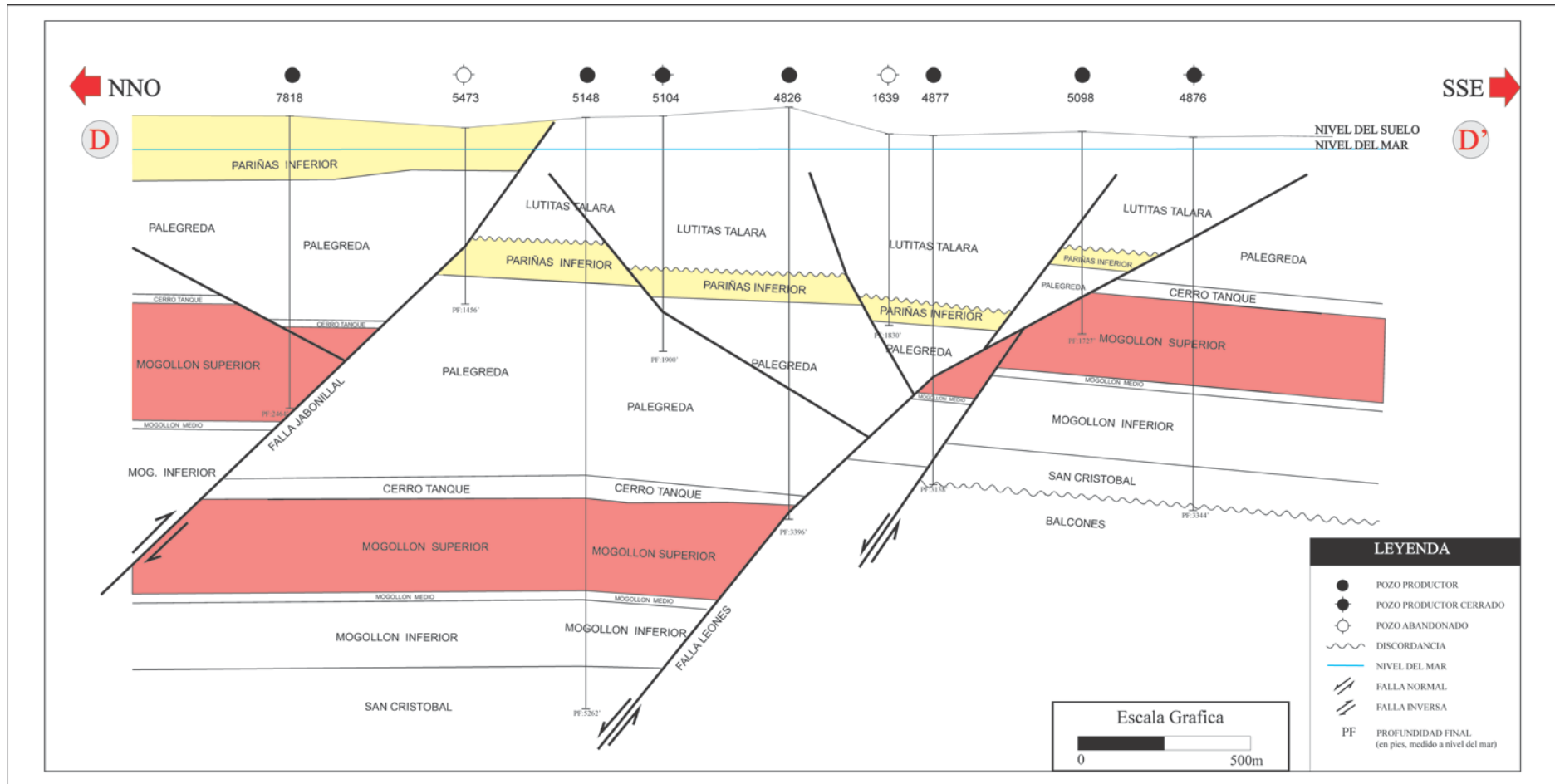


Fig. 32 Sección estructural mostrando las principales fallas que afectan al yacimiento Leones

- **Mapa estructural a líneas rectas en el tope de la formación Mogollón.**

Metodología

Para elaborar este mapa es necesario tener conocimiento del rumbo y buzamiento de los estratos, para tal fin se utiliza información de registros de buzamiento (dipmeter), pero en el área de estudio no se cuenta con este tipo de registro, por tanto se tiene que utilizar otras herramientas y/o técnicas, que son:

- Mapa estructural de contornos a mano alzada, brinda una información general del rumbo y buzamiento de los estratos.

- Método de los tres puntos; con esta técnica se puede calcular de manera aproximada el valor del rumbo y buzamiento de los estratos, consiste en aplicar los principios de geometría descriptiva.

Con esta información se procede a elaborar el mapa estructural a líneas rectas, que se construye de forma simultánea a cada sección estructural elaborada, es decir con cada sección estructural realizada, inmediatamente se tendrá que proyectar ésta hacia el mapa estructural a líneas rectas de tal manera, que la falla interpretada en la sección quede representada en el mapa.

Con el mapa estructural a líneas rectas, se obtiene la siguiente información:

Los estratos de la formación Mogollón tiene un rumbo entre 20° a 40° al NW, y el buzamiento promedio de 15° hacia el SW. La distribución estructural presenta bloques levantados, como consecuencia de las fallas principales existentes (véase mapa N° 4), las fallas delimitan los bloques y se designan de la siguiente manera:

- Bloques “B” ,”F” ,”G” y “H” que se encuentran al Sur de la falla “Leones”
- Bloques “C” ,”D” , “E”, que se encuentran al Oeste de la falla “Leones Sur ”
- Bloques “I” , “J” , “K” , “M” , ”N” , ”L” , “O” , “P” , “Q” , “R” , “S” , “T” que se encuentran entre las fallas “Leones Este” y “Leones Sur”
- Bloque “A” que se encuentra al Norte de la falla “Leones”.

3.2.4 Sistema de Fallas

3.2.4.1. Fallas Principales

Existen dos sistemas de fallas principales, uno Oeste- Este, y otro Norte-Sur. El sistema Oeste-Este tiene a las fallas “Leones” y “Leones Este” ambas de gran

salto vertical. El sistema Norte-Sur, está conformado por las fallas “Leones Sur” “Milla Seis” (esta última es lítrica). En la tabla N°1, se detalla las fallas principales:

FALLA	RUMBO	BUZAMIENTO	SALTO VERTICAL	POZOS DE CONTROL
Leones	N60°E	20°NW	2000'	5098, 4877, 4826, 5488
Leones Este	N40°W	40°SW	1400'	6964, 7238, 4954, 4927
Leones Sur	N20°W	40°NW	800'	13239, 7353, 4979
Falla Milla Seis	N30°W	25°SW	2000'	13229, 13212, 7717

Tabla 1

3.2.4.2. Fallas Secundarias:

Las fallas secundarias cruzan los sistemas principales y tienen un menor salto vertical, estas limitan a los bloques en la zona de estudio y son numerosas, tienen saltos verticales menores a 400 pies y algunas de estas son de compensación con saltos aun menores de 100 a 150 pies aproximadamente, están delimitando bloques pequeños (bloques “J”, “K”, “M”, “L” y “T”) y algunas de estas fallas se unen a las principales. En la tabla N°2 se detallan las fallas secundarias:

FALLA	RUMBO	BUZAMIENTO	SALTO VERTICAL	POZOS DE CONTROL
A	N40°E	50°NW	150'	7341, 4735, 7233, 7234
B	N65°E	50°SE	400'	7341, 7347
C	N70°E	50°SE	200'	7347, 7351, 7349
D	N70°E	40°SE	210'	7349, 7351
E	N50°E	40°SE	150'	6966
F	N45°E	40°SE	400'	6966, 7743, 7354
G	N30°W	50°SW	100'	7343, 7234, 7341
H	N60°W	40°SW	150'	7233, 7342, 6962, 7236
I	N55°W	60°SW	100'	7236, 7238, 7346
J	N50°W	60°SW	100'	6963, 7239, 7348
K	N35°W	55°SW	350'	4876, 4954, 4811
L	N20°W	40°SW	450'	6226, 4625, 4751
M	N60°E	30°SW	220'	4747, 4812
N	N55°E	30°SE	300'	7356, 7697, 13232
O	N70°E	40°SE	100'	7356, 4997, 4979
P	N30°W	50°SW	100'	13201, 13232, 7717
Q	N30°W	60°SW	300'	7347, 7348

Tabla 2

CAPÍTULO IV GEOLOGÍA DE PETRÓLEO

4.1 ORIGEN DEL PETRÓLEO

El origen del petróleo de la cuenca Talara, en particular de las rocas reservorio del Terciario de donde proviene el mayor volumen de producción de hidrocarburos, está relacionado con la presencia de formaciones lutíticas que por su contenido de materia orgánica son buenas rocas madres y mediante una favorable acción termoquímica, dieron las condiciones adecuadas para la generación de hidrocarburos que posteriormente migraron lateralmente bajo la acción hidrodinámica hacia altos estructurales que en ese tiempo estaban conformados por pliegues de bajo relieve.

Este tipo de estructuras fueron las que captaron en principio la migración de los hidrocarburos que fue interrumpida por el fuerte fallamiento en bloques que destruyó casi por completo las estructuras originales, dando como resultado que el petróleo fuera atrapado y preservado en numerosos bloques fallados.

Las áreas propicias para la generación de petróleo son las denominadas “cocinas” estas se encuentran en los bajos estructurales relevantes en la cuenca Talara (Fig.33) que están localizadas en las áreas de Siches, Malacas y Lagunitos, donde se estima se han acumulado la mayor cantidad de sedimentos orgánicos de edad Cretácica y Terciaria.

Se considera entonces a Lagunitos como la cocina de mayor aporte, luego Siches y posteriormente Malacas, esto significaría la posibilidad de distintos microtiempos geológicos de migración pero dentro del período del Eoceno Superior.

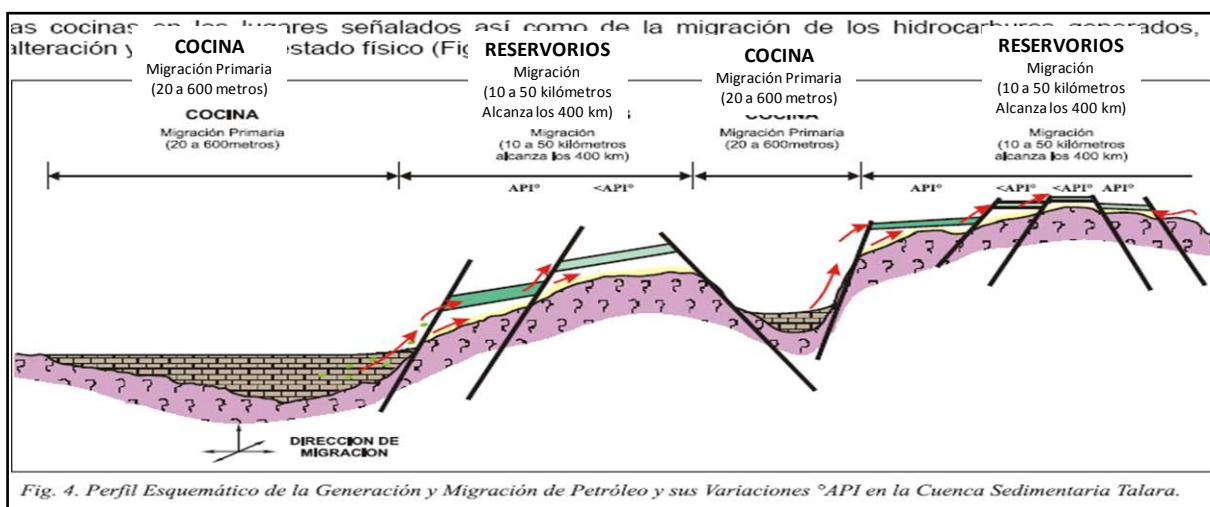


Fig.33 Perfil esquemático de la generación y migración de hidrocarburos en la cuenca Talara (E. Gonzales, INGPET 2002).

Los caminos migratorios preferenciales han sido las fallas normales, lístricas, transcurrentes y rotacionales, regionales Pre-Cretácicas reactivadas en el Terciario, como Lagunitos, Siches, Norte Paita, Muerto-Pananga, que han conectado las cocinas con los reservorios.

4.1.1 Roca Generadora

En la cuenca Talara el desarrollo de secuencias lutáceas durante el Terciario y de secuencias lutáceas y carbonatadas en el Cretáceo, han permitido la generación de hidrocarburos. Los análisis geoquímicos realizados en estas secuencias sedimentarias, confirman el desarrollo de rocas madres con capacidad para generar hidrocarburos. De esta forma el petróleo acumulado en los diferentes reservorios de la cuenca podría tener su origen en rocas Cretáceas (formación Redondo, Muerto, Monte Grande, Petacas), Paleocenas (formación Balcones) y/o Eocenas (formación San Cristóbal–Miembro Negritos); siendo las lutitas marinas del Campaniano de la formación Redondo y las calizas lutáceas del Albiano, de la formación Muerto, las principales posibles rocas generadoras dentro de la cuenca Talara (AIPC, Perupetro, Zúñiga y Rivero, 1998).

4.1.2 Roca Reservorio

Una roca reservorio es aquella capaz de almacenar y dejar producir fluidos a través de pozos. Las rocas reservorios en el Lote VI son las formaciones Basal Salina, Mogollón, Pariñas, Verdún, Mesa, miembro Túnel de la formación San Cristóbal, miembros Hélico y Terebrátula del Grupo Talara, y ciertos intervalos de areniscas de la formación Palegreda. La principal roca reservorio para el área de Leones es la formación Mogollón, debido a la gran distribución de esta formación en el área, así como también a sus propiedades petrográficas, está dividida en tres miembros, (Inferior, Medio y Superior), y tiene como único miembro productor de petróleo al Mogollón Superior.

4.1.3 Roca Sello

Las intercalaciones de lutitas y areniscas generadas de los procesos turbidíticos, fluviales y marinos son las principales influencias de los tipos y locaciones de sellos. Las lutitas marinas segregaron y sellaron las capas de areniscas en aguas

profundas y someras (Zúñiga y Rivero, 1998). Las interestratificaciones y lutitas marinas suprayacentes son los principales sellos. Algunas unidades están compuestas de areniscas múltiples separadas por lutitas. Los sellos laterales son fallas normales principalmente, y la depositación lateral o erosional pinchan la mayoría de las areniscas marinas dentro de las lutitas. En el yacimiento Leones, las formaciones que suprayacen (formación Cerro Tanque) e infrayacen (formación San Cristóbal) a la formación Mogollón, presentan escasa permeabilidad y corresponden en general a secuencias lutáceas arcillosas, comportándose como roca sello, así mismo existen delgadas intercalaciones lutáceas dentro de la formación Mogollón que también funcionan como rocas sello.

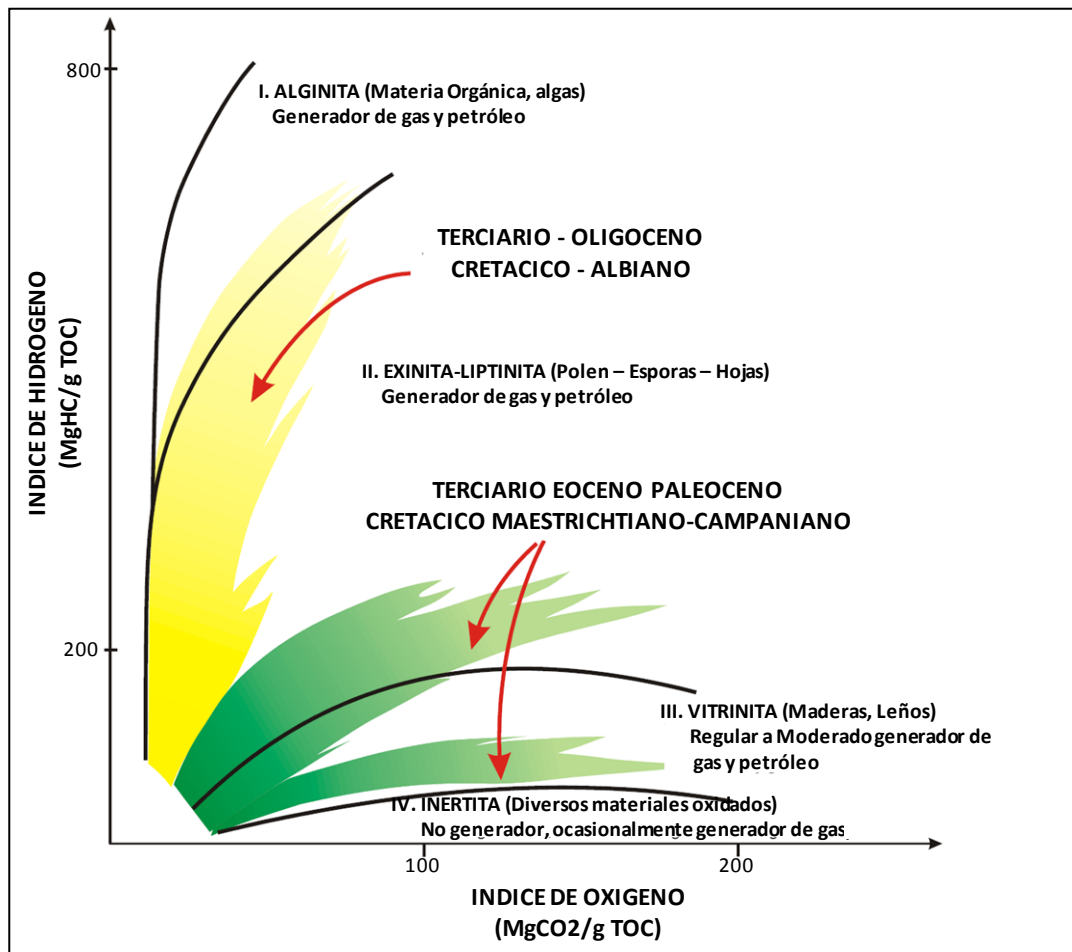


Fig. 34 Clasificación de los querógenos de la cuenca Talara (E. Gonzales, INGEPET 2002).

CAPÍTULO V GEOLOGÍA ECONÓMICA

5.1 HISTORIA DEL YACIMIENTO LEONES

El yacimiento Leones a lo largo de su historia a sido administrado por tres diferentes compañías, la primera fue la empresa IPC (International Petroleum Company) que inició sus actividades de exploración en el yacimiento por los años 20, pero en los años 50 inicia su producción; en el año 1968, el yacimiento pasa a poder del Estado Peruano bajo la administración de PETROPERU; posteriormente en los años 90 en una nueva etapa de privatización el yacimiento pasa a ser administrada por Sapet Development, convirtiéndose en la actual operadora.

Las operaciones en el yacimiento se iniciaron en noviembre de 1924 con el pozo 1639 y 1639-A, los cuales no obtuvieron resultados favorables y fueron abandonados, posteriormente en julio de 1945 y setiembre de 1946 se perforaron los pozos 3542 y 3630 respectivamente y nuevamente los resultados no fueron alentadores, en el año 1955 con el pozo exploratorio 4625 se obtiene resultados alentadores que da inicio a una intensa campaña de perforación desarrollando de esta manera el yacimiento; estos pozos pertenecen a la época de la IPC, cuando paso al Estado Peruano, el pozo exploratorio que inició una nueva campaña de perforación fue el 6015, ubicado en la parte el Sur del yacimiento.

En el año 1996, la actual compañía operadora del yacimiento Leones, Sapet Development, inicia una nueva campaña de perforación con 5 pozos hacia el Oeste del yacimiento, y desde esa fecha solo se han realizado retrabajos en los pozos existentes para acelerar la producción.

5.1.1 Estado Actual del Yacimiento Leones

Actualmente la producción de petróleo es de 150 BPD (barriles de petróleo por día) y la producción acumulada asciende a 8.5 MM BO (millones de barriles de petróleo), el yacimiento cuenta con 90 pozos, de los cuales 9 de ellos son DPA (pozo abandonado durante la perforación), 35 son ATA (pozo abandonado temporalmente) y 46 pozos se encuentran en producción. El pronóstico de las reservas de petróleo producción de petróleo del yacimiento Leones, indica una declinación para los

siguientes años (Fig. 35). Con los resultados obtenidos en el presente trabajo de Tesis, se estima contribuir con los pronósticos de incremento de la producción en el reservorio Mogollón. Se ha preparado un mapa de información de todos los pozos del área en estudio, donde es posible conocer su estado actual (Mapa 1).

5.1.2 Mapa de Isoproducción del Reservorio Mogollón

La elaboración del mapa de isoproducción se realizó con la información obtenida de los reportes de producción del Lote VI, pertenecientes a la compañía operadora. La producción de hidrocarburos en el área de estudio tiene buenos valores, gracias a los programas de recuperación primaria, así se puede mencionar que para la producción del reservorio Mogollón, se obtuvo una producción acumulada aproximada de 6MMBl de petróleo en el Yacimiento (información actualizada hasta Junio del 2008). Cabe mencionar que este valor, se obtuvo luego de hacer una segregación de la producción acumulada para la formación Mogollón, puesto que en muchos casos, los pozos productores también obtienen su producción a través de otros reservorios, como por ejemplo Pariñas, Palegreda, San Cristóbal y Basal Salina de forma simultánea.

Los valores de producción del reservorio Mogollón fueron obtenidos de la parte superior (Mogollón Superior), sin embargo hay ciertos pozos donde la zona inferior del reservorio (Mogollón Inferior), tuvo cierta producción de hidrocarburos, pero estos valores fueron muy bajos, por este motivo se está presentando los acumulados del Mogollón Superior, como acumulados de toda la formación. Así entonces, con esta información se realizó el contorneo de las curvas de isoproducción acumulada, observándose una mayor tendencia de producción en dirección NE-SW (Mapa 7).

5.1.3 Mapa de Arena Neta del Reservorio Mogollón

El mapa de arena neta se obtiene sumando los intervalos de areniscas de la formación Mogollón en cada pozo y este valor es ploteado en el mapa, normalmente estos valores se extraen de la curva Gamma Ray, pero muchos de los pozos del yacimiento Leones no cuentan con este tipo de curva, por tanto se consideró para el cálculo de la arena neta la curva del Potencial Espontáneo (SP) de la formación.

Entonces la suma de estos intervalos, representa el total de arena neta de la formación en cada pozo. Estos valores son contorneados tratando de obtener una

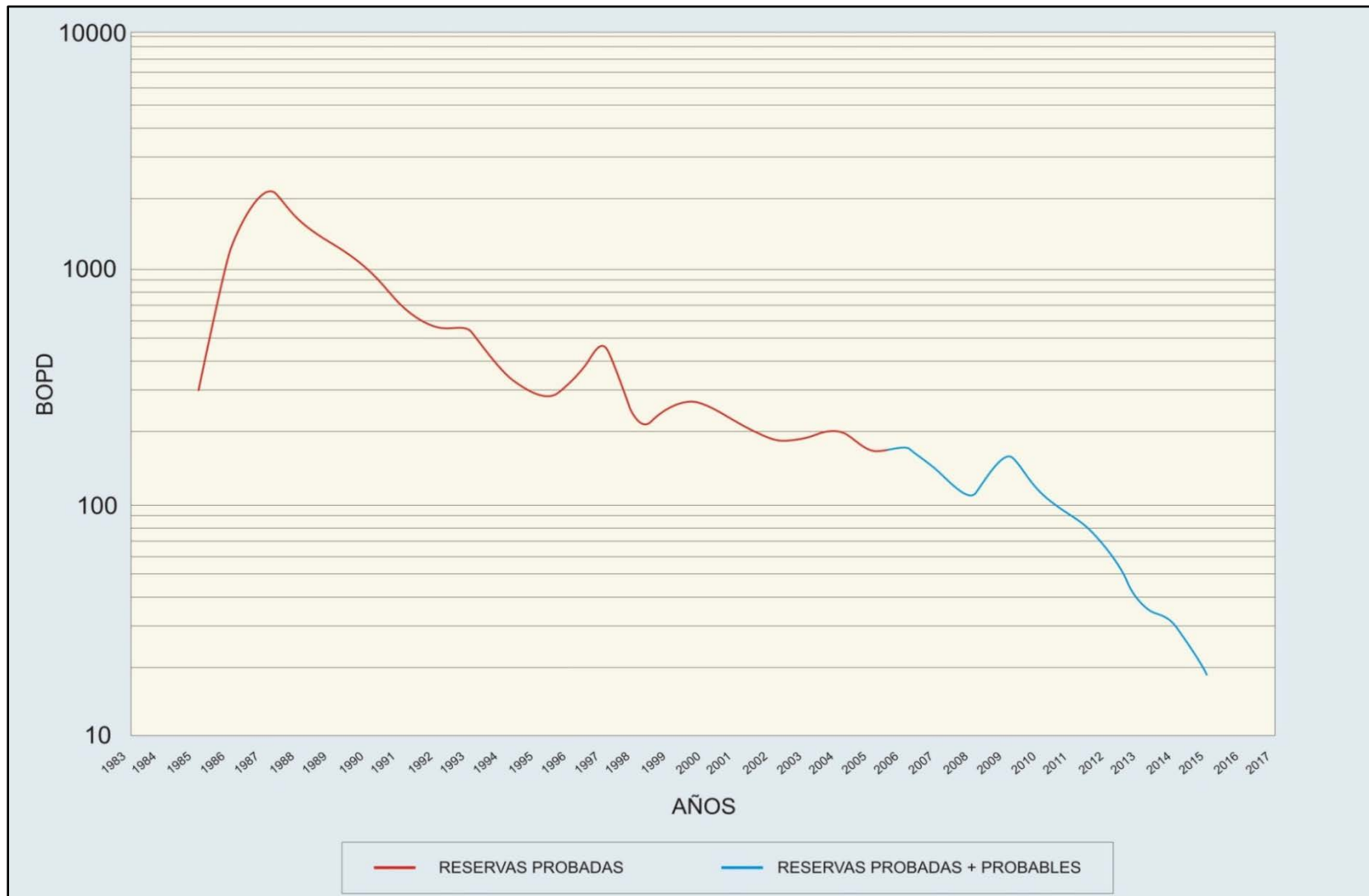


Fig. 35 Historia y pronósticos de producción de reservas de petróleo en el yacimiento Leones, actualizado a enero del 2006.

tendencia de aportes sedimentarios que para este caso tiene dirección NE-SW y esto coincide con el flujo de aportes sedimentarios del modelo de Carozzi planteado anteriormente.

Posteriormente el mapa de arena neta es ajustado con las características del mapa estructural, es decir se realiza un mapa de arena neta corregido, que además de tener en cuenta la distribución de la arena, ahora ésta se encuentran dentro de la forma de los bloques limitados por fallas con ello se consigue ver la distribución del contenido de arena en cada bloque.

5.1.4 Resultados y Recomendación de Pozos de Desarrollo

La recomendación para perforar más pozos de desarrollo, es el resultado al detalle del análisis estructural y estratigráfico, ayudado con interpretaciones de contenido de arena neta, datos de producción de los pozos así como las correlaciones de las características petrofísicas del reservorio. Según esta evaluación para el reservorio, se concluye que es posible continuar con el desarrollo del yacimiento mediante la perforación de dos pozos de desarrollo (pozos H₁ y Q₁) en los bloques H y Q respectivamente, a fin de incrementar la producción de hidrocarburos en el yacimiento Leones. Se menciona también que los bloques A, D y S también se presentan con posibilidades de desarrollo, en todo caso estos tendrían una segunda prioridad.

En cuanto a los riesgos que presenta el proyecto, se puede mencionar el aspecto estructural, debido a que esta área esta intensamente fallada, algo que es muy común en toda la cuenca Talara, así también el acreaje entre los pozos productores (para la formación Mogollón es de 30 acres). En cuanto a futuros trabajos que podrían realizarse en la zona de estudio, la formación Basal Salina se presenta como una buena oportunidad de desarrollo de hidrocarburos.

A continuación se menciona las coordenadas UTM de los pozos propuestos con el fin de continuar con el desarrollo del yacimiento Leones:

POZOS PROPUESTOS	ESTE	NORTE
H ₁	479,646 m.	9'499,036 m.
Q ₁	477,984 m.	9'497,725 m.

Tabla 3

5.2 CÁLCULO DE RESERVAS

5.2.1 Cálculo de Volumen Insitu de la Roca Reservorio

El volumen de roca reservorio se obtiene calculando las áreas de cada bloque, utilizando los valores de las líneas isópacas del mapa de arena neta. Lo esencial, es determinar el espesor neto de los contenidos de arenas en la formación Mogollón, obtenidos en los registros eléctricos de cada pozo.

Para determinar las áreas de cada línea isópaca, se utilizó el software Autocad; y para determinar el volumen de cada bloque, los cálculos se hicieron a partir de las áreas de cada contorno de arena neta, dispuestos en cada bloque y teniendo en cuenta la forma de un tronco de prisma. El volumen se calcula de la siguiente forma:

$$V = H/2 (A_n + A_{n+1})$$

Donde:

V: Volumen in situ en Acres – pies

H: Intervalo en pies entre las curvas de nivel

A_n Área en acres de la curva isópaco inferior

A_{n+1} : Área en acres de la curva isópaco superior

5.2.2 Cálculo de Petróleo Insitu

Las reservas de petróleo del yacimiento Leones, se calcularon teniendo como datos:

- El volumen de roca reservorio en el área de estudio.

$$V = 209,270 \text{ (Acres – pies)}$$

- Los parámetros de la roca reservorio como:

$$\text{Porosidad} = 10\%, \text{ Saturación de agua} = 40\%$$

Y el empleo de la siguiente ecuación:

$$N_0 = 7758 \times V \times \phi \times (1 - SW)$$

Donde:

BLOQUE	ARENA NETA (pies)	AREA DE CONTORNO NETO (Acres)	VOLUMEN DE CADA CONTORNO (Acres - pies)	VOLUMEN INSITU (Acres - pies)
A	200-210	59.03	197	34,264
	200	59.03	4,384	
	150	116.34	7,169	
	100	170.43	9,905	
	50	225.76	12,609	
	0	278.62		
B	100-130	51.87	519	8,299
	100	51.87	3,211	
	50	76.57	4,570	
	0	106.21		
C	50-85	12.35	144	885
	50	12.35	741	
	0	17.29		
D	150-190	32.11	428	9,444
	150	32.11	2,100	
	100	51.87	3,026	
	50	69.16	3,890	
	0	86.45		
E	250-290	56.81	757	38,487
	250	56.81	3,582	
	200	86.45	5,434	
	150	130.91	7,657	
	100	175.37	9,633	
	50	209.95	11,424	
	0	247.00		
F	100	17.29	1,297	3,520
	50	34.58	2,223	
	0	54.34		
G	150-180	54.34	543	13,647
	150	54.34	3,211	
	100	74.10	4,323	
	50	98.80	5,570	
	0	123.99		
H	150-180	37.05	371	7,842
	150	37.05	2,038	
	100	44.46	2,470	
	50	54.34	2,964	
	0	64.22		
I	150	14.82	1,050	4,693
	100	27.17	1,575	
	50	35.82	2,069	
	0	46.93		
J	150-180	7.41	99	2,692
	150	7.41	432	
	100	9.88	618	
	50	14.82	926	
	0	22.23	618	

Tabla 4a

BLOQUE	ARENA NETA (pies)	AREA DE CONTORNO NETO (Acres)	VOLUMEN DE CADA CONTORNO (Acres - pies)	VOLUMEN INSITU (Acres - pies)
K	150-190	2.47	124	1,914
	150	2.47	247	
	100	7.41	432	
	50	9.88	618	
	0	14.82	494	
L	150	4.94	432	2,779
	100	12.35	865	
	50	22.23	1,482	
	0	37.05		
M	50-90	27.17	362	2,091
	50	27.17	1,729	
	0	41.99		
N	100-140	32.11	428	4,874
	100	32.11	1,914	
	50	44.46	2,532	
	0	56.81		
O	100-130	32.11	321	4,557
	100	32.11	1,853	
	50	41.99	2,384	
	0	53.35		
P	200-210	32.11	107	11,982
	200	32.11	1,914	
	150	44.46	2,532	
	100	56.81	3,254	
	50	73.36	4,174	
	0	93.61		
Q	50-70	27.17	181	1,787
	50	27.17	1,606	
	0	37.05		
R	200	12.35	803	5,125
	150	19.76	1,112	
	100	24.70	1,420	
	50	32.11	1,791	
	0	39.52		
S	150	66.69	4,076	17,475
	100	96.33	5,743	
	50	133.38	7,657	
	0	172.90		
T	150	27.17	2,285	13,956
	100	64.22	4,693	
	50	123.50	6,978	
	0	155.61		
U	200 - 240	37.05	494	18,957
	200	37.05	2,532	
	150	64.22	3,952	
	100	93.86	5,249	
	50	116.09	6,731	
	0	153.14		
TOTAL VOLUMEN INSITU ROCA RESERVORIO				209,270

Tabla 4b

N_0 = Petróleo total in situ del yacimiento (bls).

7758 = Factor de conversión de volumen (bls/ Acre –Pie).

V = Volumen (Acres – Pies).

\emptyset = Porosidad promedio del reservorio.

SW = Saturación de agua promedio.

Nº	BLOQUE	VOLUMEN INSITU (Acres - pies)	PETROLEO INSITU (Barriles)
1	A	34,264	15'949,323
2	B	8,299	3'863,111
3	C	885	411,989
4	D	9,444	4'395,820
5	E	38,487	17'914,798
6	F	3,520	1'638,373
7	G	13,647	6'352,289
8	H	7,842	3'650,410
9	I	4,693	2'184,497
10	J	2,693	1'253,328
11	K	1,914	891,045
12	L	2,779	1'293,452
13	M	2,091	973,443
14	N	4,874	2'268,811
15	O	4,557	2'121,262
16	P	11,982	5'577,175
17	Q	1,787	831,642
18	R	5,125	2'385,701
19	S	17,475	8'134,379
20	T	13,956	6'496,006
21	U	18,957	8'824,220
TOTAL		209,270	97'411,081

Tabla 5

5.2.3 Cálculo de Petróleo en Condiciones de Superficie

Para determinar el petróleo en condiciones de superficie, se divide el petróleo in situ entre el factor de volumen de formación.

$$N = N_0 / B_0$$

Donde:

N = Reservas de petróleo (Stb)

N_0 = Petróleo in situ

B_0 = Factor de volumen de formación

$B_0 = 1.07$

BLOQUE	PETROLEO INSITU (Barriles)	PETROLEO EN SUPERFICIE (Stb)
A	15'949,323	14'905,910
B	3'863,111	3'610,384
C	411,989	385,036
D	4'395,820	4'108,243
E	17'914,798	16'742,802
F	1'638,373	1'531,189
G	6'352,289	5'936,718
H	3'650,410	3'411,598
I	2'184,497	2'041,586
J	1'253,328	1'171,334
K	891,045	832,752
L	1'293,452	1'208,834
M	973,443	909,760
N	2'268,811	2'120,384
O	2'121,262	1'982,488
P	5'577,175	5'212,313
Q	831,642	777,236
R	2'385,701	2'229,627
S	8'134,379	7'602,223
T	6'496,006	6'071,033
U	8'824,220	8'246,935
TOTAL	97'411,081	91'038,394

Tabla 6

5.2.4 Cálculo de Reservas de Petróleo a Recuperar

Para calcular las reservas de petróleo primario a recuperar en superficie, se utiliza el factor de recuperación (FR). Este factor de recuperación se calcula con la siguiente fórmula:

$$FR = P / N$$

Donde:

F.R = factor de recuperación

P = Producción Acumulada

N = Petróleo en superficie

El factor de recuperación está en función de las características petrofísicas de la roca reservorio, de los fluidos y de la presión y son estas las que permiten establecer un porcentaje adecuado a las condiciones de la roca reservorio.

La producción acumulada para cada bloque se muestra en la tabla N° 7

BLOQUE	PETROLEO EN SUPERFICIE (Stb)	PROD. ACUMULADA (Barriles)	FR
A	14'905,910	378,000	0.025
B	3'610,384	120,000	0.033
C	385,036	13,000	0.034
D	4'108,243	47,000	0.011
E	16'742,802	341,000	0.020
F	1'531,189	245,000	0.160
G	5'936,718	654,000	0.110
H	3'411,598	12,000	0.004
I	2'041,586	413,000	0.202
J	1'171,334	245,000	0.209
K	832,752	234,000	0.281
L	1'208,834	292,000	0.242
M	909,760	46,537	0.051
N	2'120,384	70,000	0.033
O	1'982,488	126,000	0.064
P	5'212,313	316,000	0.061
Q	777,236	6,859	0.009
R	2'229,627	95,000	0.043
S	7'602,223	73,000	0.010
T	6'071,033	356,000	0.059
U	8'246,935	58,000	0.007
TOTAL	91'038,394	4'141,396	

Tabla 7

El factor de recuperación (FR) que se toma en cuenta es 0.11, este valor es razonable con respecto a los valores elevados que se puede observar para los bloques I, J, K y L; estos bloques presentan alto factor de recuperación, debido principalmente a su posición estructural, así como también a su adecuado acondicionamiento. Se tiene entonces como referencia el FR antes mencionado, este servirá para los demás bloques, dado que estos tendrían que esperar valores de FR similares por lo tanto la diferencia de los valores, es lo que faltaría calcular.

De esta manera los bloques estructurales con posibilidades de desarrollo se reducen teniendo en cuenta lo siguiente:

- Bloques con FR menores a 0.11
- Bloques con área suficiente para el acreaje de la formación Mogollón (30 acres).

Por tanto los bloques con mayores posibilidades de desarrollo son H y Q y tendrían una segunda prioridad los bloques A, D y S.

En la tabla N° 8 se muestra las reservas a recuperar de los bloques mencionados, estos se calcularan de la siguiente manera:

$$\text{Reservas a Recuperar} = \text{Reservas Totales} - \text{Producción Acumulada}$$

Donde las reservas totales son el producto del petróleo en superficie y el factor de recuperación restante.

BLOQUE	PETROLEO EN SUPERFICIE (Stb)	RESERVAS TOTALES (Barriles)	PRODUCCION ACUMULADA (Barriles)	RESERVAS A RECUPERAR (Barriles)
H	3'411,598	362,994	12,000	350,994
Q	777,236	78,579	6,859	71,720
TOTAL	4'188,834	441,573	18,859	422,714

Tabla 8

CAPITULO VI ALTERNATIVAS DE DESARROLLO

6.1 GENERALIDADES

La antigüedad en la explotación de los reservorios de la cuenca Talara, manifiesta la necesidad de buscar nuevas alternativas para el rejuvenecimiento de estos campos maduros. La geofísica surge como una alternativa para obtener un mayor control estructural del subsuelo, ya que se podría reconocer los reservorios de interés así como la ubicación de las fallas, para luego evaluar este resultado con la información existente. Lamentablemente gran parte de la cuenca Talara presenta un serio inconveniente para realizar este tipo de trabajo, el principal problema es el Tablazo, que actúa como un “espejo” evitando que las ondas sonoras lleguen a la superficie y puedan ser registradas de manera normal, por tanto las secciones sísmicas no tienen la confiabilidad y nitidez suficiente que permita identificar los horizontes de interés, así como el arreglo estructural del subsuelo.

Por tanto, una alternativa para reemplazar la sísmica y obtener una superficie, es aprovechar la gran densidad de pozos perforados en el yacimiento y convertir los topes de una determinada formación en una superficie. Para lograr esto es necesario contar con los siguientes datos:

- Coordenadas UTM de los pozos.
- Topes del horizonte de interés.
- Valor del KB (Kelly Bushing).

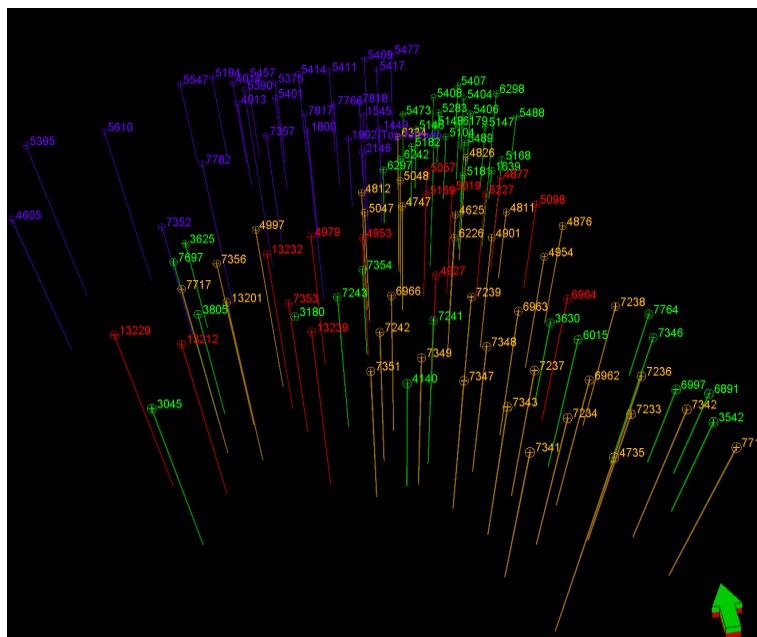


Fig. 36 Pozos perforados en el yacimiento Leones.

En la actualidad existen diversos programas que pueden procesar esta información, pero quien ofrece mayores herramientas de trabajo es el software Petrel, con el que se puede obtener mediante la interpolación de datos, una superficie determinada. Este método de trabajo abre nuevas alternativas en el análisis y control de reservorio, puesto que ahora el desafío se centra en crear un modelo geológico en 3D sin tener la información que proporciona la sísmica.

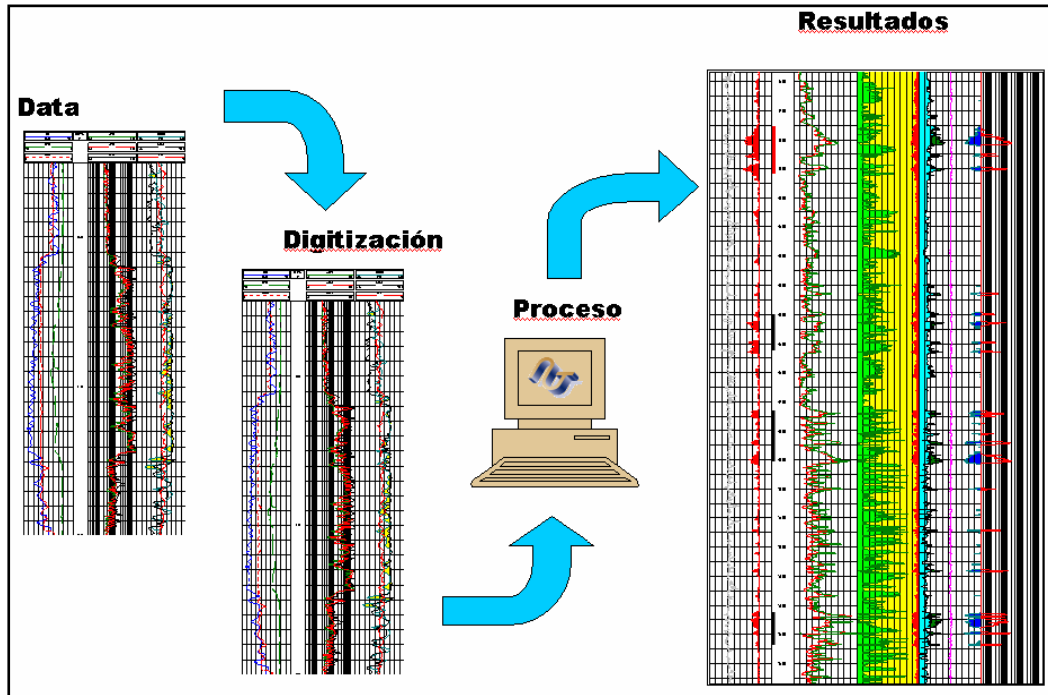


Fig. 37 Esquema representativo de trabajo para optar por nuevas alternativas de desarrollo en el yacimiento Leones.

Es necesario tener en cuenta que el objetivo de la presente Tesis, no es crear un modelo geológico en 3D, sino el de dar a conocer nuevas alternativas de trabajo, se mencionará además las limitaciones y la carencia de registros necesarios para tener un mayor control petrofísico del área, además también se mencionará alternativas para poder superar estos inconvenientes.

6.2 MODELADO DE RESERVORIOS EN 3D

El modelo geológico 3D recoge toda la información antes obtenida tales como: la geología y el estilo estructural del yacimiento, posteriormente es necesario utilizar la información de los registros eléctricos, datos de núcleos, interpretación estratigráfica, estructural y petrofísica.

La metodología para elaborar el modelo 3D se menciona a continuación:

- Definición de sistemas de fallas.
- Elaboración de la Grilla (Grid).
- Construcción del tanque o contenedor.
- Poblamiento del tanque con propiedades de reservorio.
- Ajuste de escala (Upscaling) de celdas y propiedades del modelo para ser exportado al simulador.

En este caso se limitará a realizar los tres primeros puntos mencionados, los dos últimos quedan como una recomendación del autor de la Tesis para futuros trabajos a realizarse en el yacimiento; esto obedece a la falta de información en formato digital de los registros eléctricos (Fig. 37), así como la no existencia de registros de porosidad y Gamma Ray de varios de los pozos en el área involucrada, que dificultan el análisis petrofísico y geoestadístico necesarios para terminar de definir el modelo 3D.

6.2.1 Definición de los Sistemas de Fallas.

En esta etapa se define, los rumbos, buzamientos y truncamientos que son la base para la elaboración de la Grilla y serán los que determinen la distribución, alineamiento y geometría de las celdas en el modelo y por tanto la geometría del “Tanque” o contenedor.

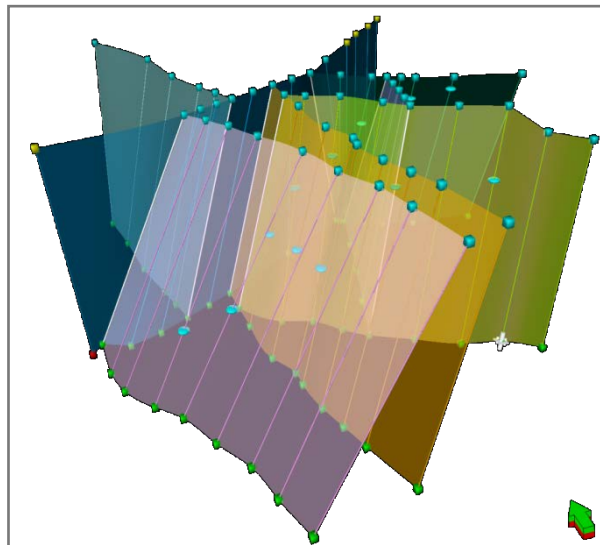


Fig.38 Representación de las fallas principales que afectan al área del yacimiento Leones.

La creación de fallas es un proceso manual, se necesitan definir pilares (controles), que determinarán la geometría de los planos de falla y permitirán conectarlos y/o truncarlos cuando se considere necesario.

Los sistemas de fallas definidos en el modelo encuentran una congruencia con el mapa estructural a mano alzada elaborado al tope de la formación Mogollón, por tanto las fallas principales inferidas en ese mapa, también se podrán evidenciar en este nuevo modelo de fallas (Fig. 37). Las fallas inferidas se podrán apreciar también en la superficie generada a partir de los topes de la formación Mogollón.

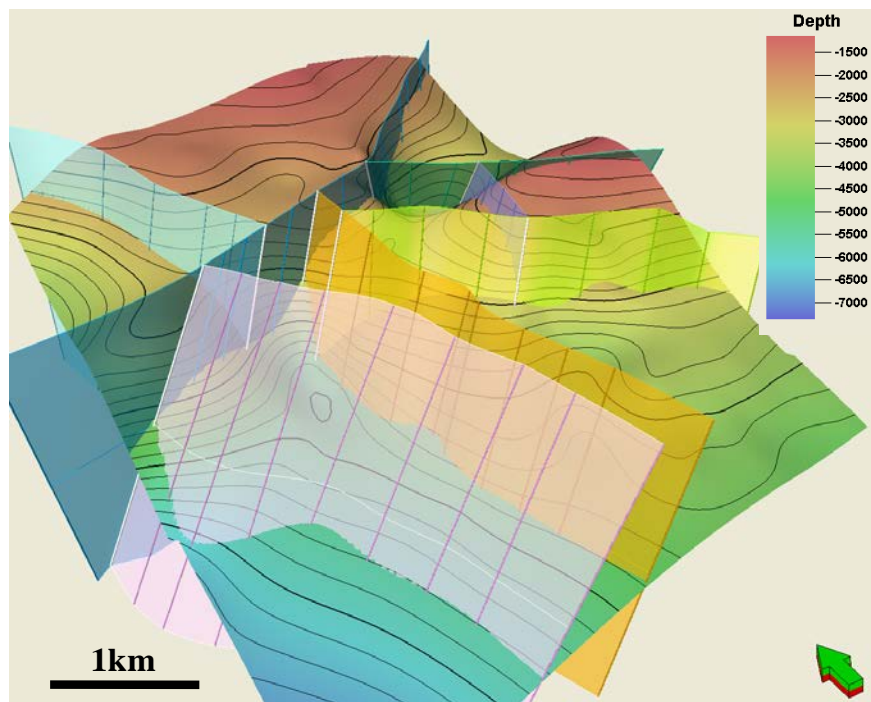


Fig. 39 Superficie generada al tope de la formación Mogollón, mostrando las fallas principales.

6.2.2 Elaboración de la Grilla.

Una vez definidos los sistemas de fallas es posible elaborar la Grilla para el modelo, para tal fin se construye un “esqueleto” utilizando los pilares de falla y generando niveles de grillado (Fig. 39). Para construir la Grilla primero es necesario definir el límite (Boundary), esto se hace manualmente encerrando con un polígono el área de interés utilizando los pilares y las fallas como vértices y lados de este polígono, respectivamente. Luego se asigna a las fallas direcciones I (fallas en rojo) y J (fallas en verde) cuando fuese necesario. Esto permite inducir el alineamiento deseado a las celdas dentro del modelo (Fig. 40) y posteriormente asignarle dimensiones a las celdas en estas mismas direcciones, para este modelo es de 50mx50m.

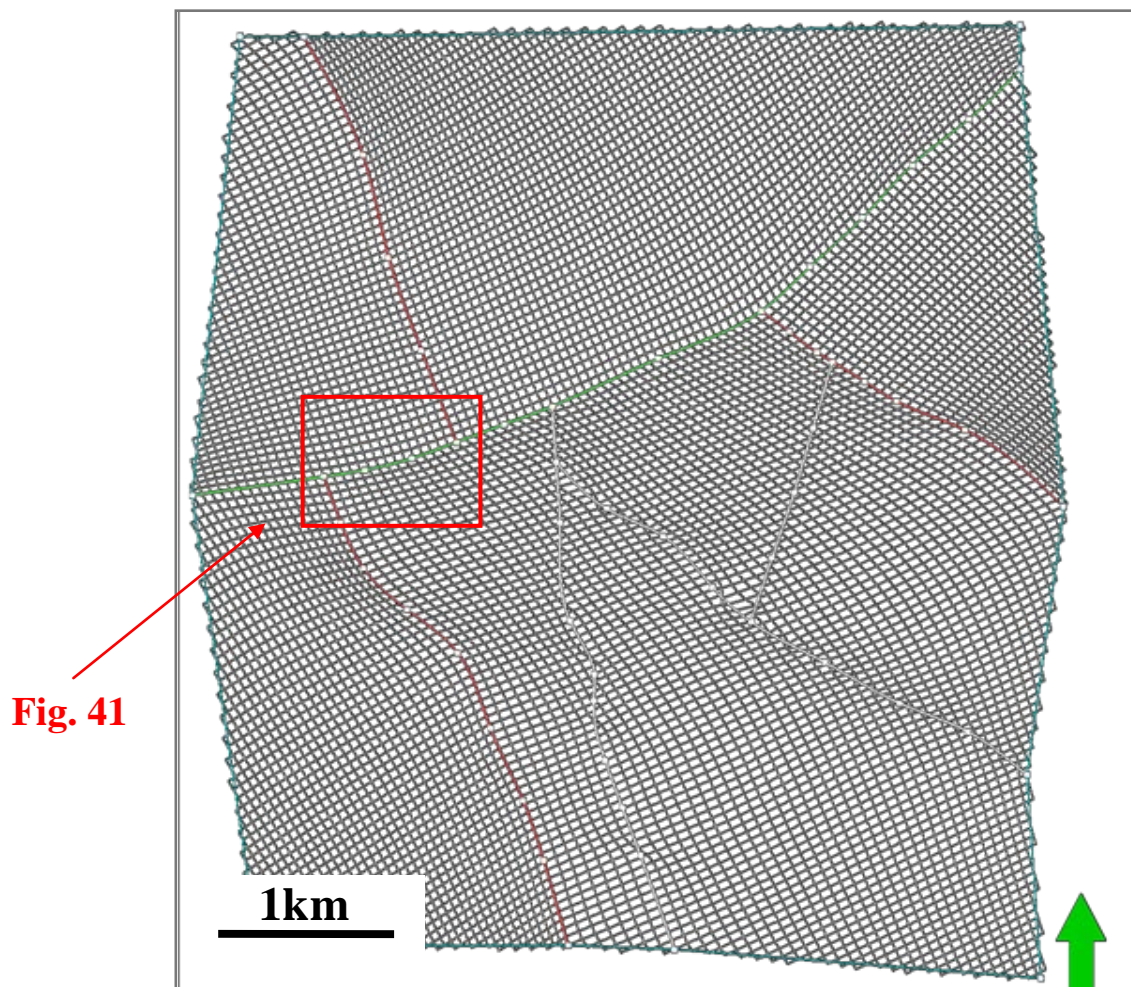


Fig. 40 Elaboración de la Grilla.

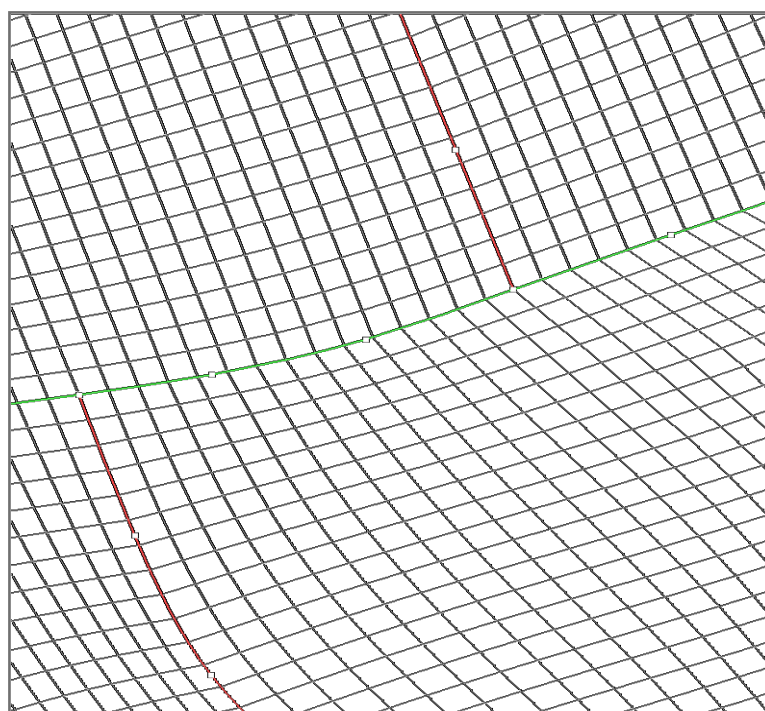


Fig. 41 Celdas orientadas según la dirección establecida.

6.2.3 Definición de Horizontes

Los horizontes son los límites superior e inferior del tanque, es decir el tope y la base del reservorio. En el proceso de modelamiento un horizonte no es similar a una superficie, aunque ambos son obtenidos a partir de la interpretación de topes y sísmica (en este caso solo a través de los topes) los horizontes adicionalmente son producto de la integración de esta información con la Grilla y el sistema de fallas creado.

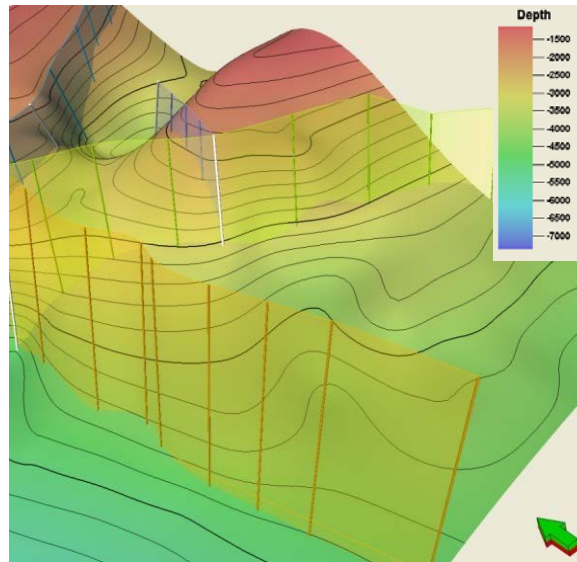


Fig. 42 Superficie generada al tope de la formación Mogollón.

Cuando se tiene solo las superficies el efecto del fallamiento es evidente por las deflexiones abruptas; al generar horizontes se consigue representar el efecto real del fallamiento (el desplazamiento a lo largo de los planos de fallas), dándole al tanque un sentido mas real del subsuelo.

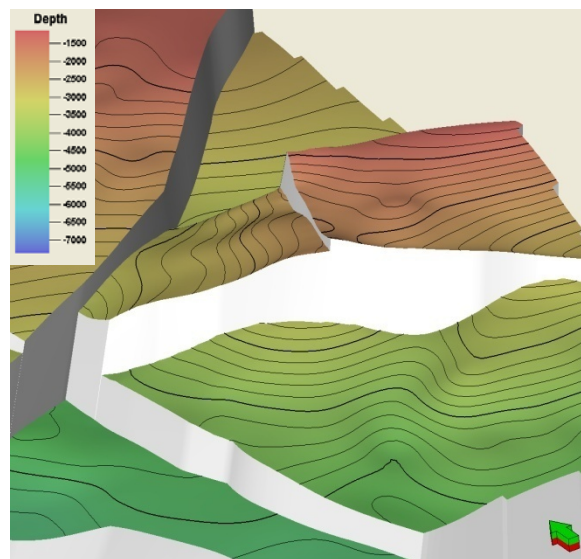


Fig. 43 Horizonte generado al tope de la formación Mogollón.

6.2.4 Construcción del Tanque 3D.

Luego de crear los horizontes que limitan el reservorio (tope y base), los sistemas de fallas y la Grilla, ya se ha generado un volumen cerrado y a la vez segmentado al que se le denomina “Tanque”.

La longitud de las celdas en las direcciones I y J ya ha sido asignada (50mx50m) al crear la Grilla. Entonces queda por definir la longitud en la dirección K, esto se consigue con el Layering, procedimiento donde se define el número de capas de celdas (Layers) que existirán entre el tope y la base del reservorio, al hacer esto indirectamente se está asignando la cantidad de las celdas en la dirección K.

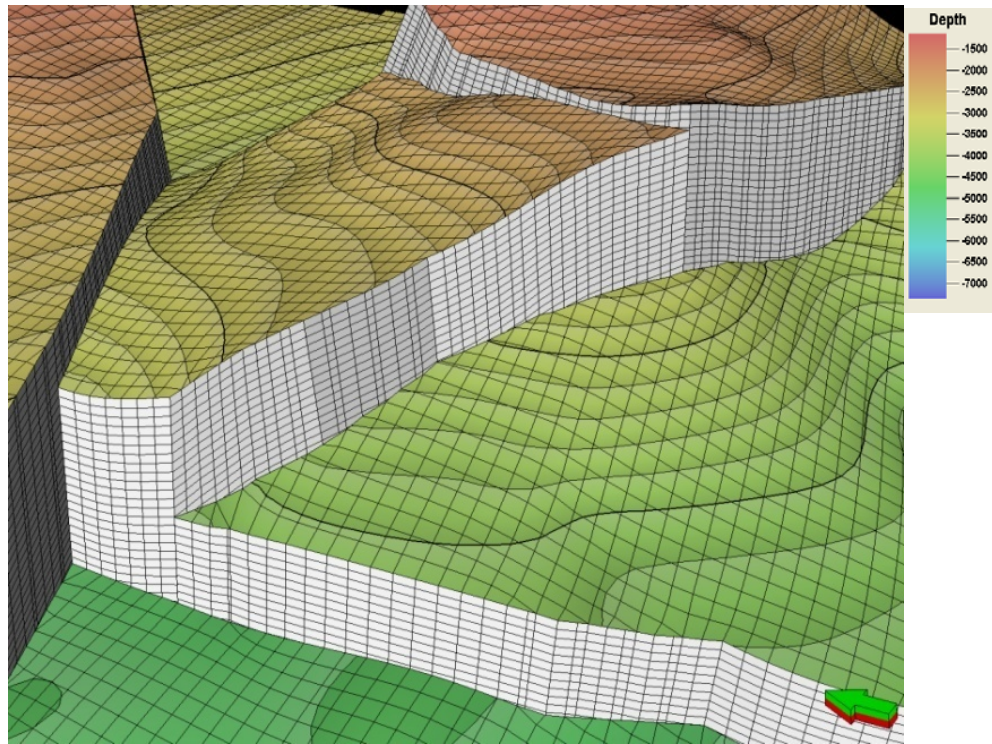


Fig. 44 Celdas que componen el modelo.

En el modelo geológico se definió 50 capas de celdas entre el tope y la base, si se tiene en cuenta que el espesor del reservorio es de 1,000ft se está generando celdas de dimensiones 50mx50mx20ft; obteniéndose un total de 200,000 celdas dentro del modelo.

Definidas las dimensiones de celda, ahora se encuentran totalmente vacías, pero lista para ser poblada con las propiedades del reservorio obtenidas del análisis petrofísico.

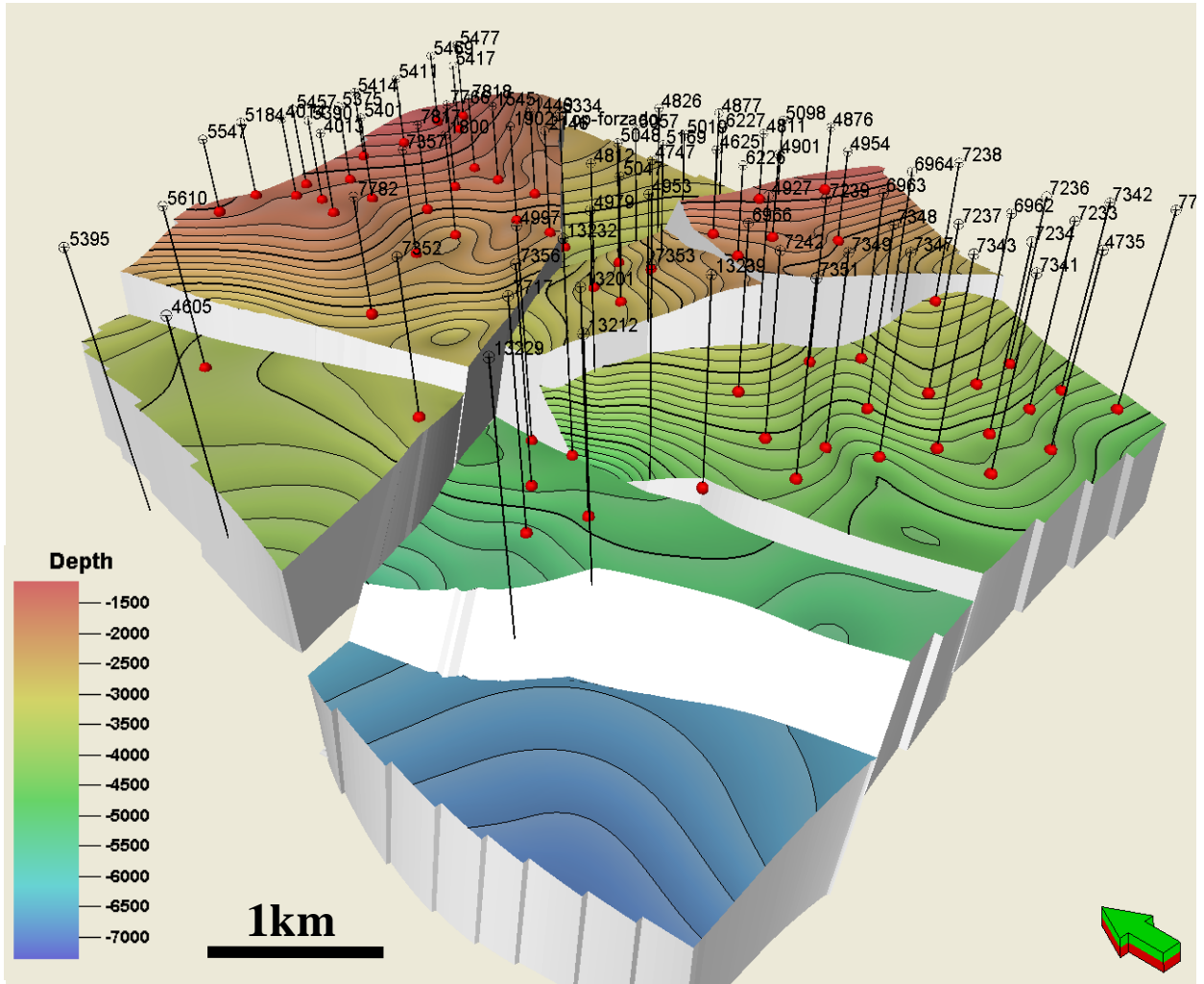


Fig. 45 Tanque generado para el reservorio de la formación Mogollón.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- La secuencia estratigráfica en el área de estudio va desde el Paleoceno hasta el Reciente con un espesor máximo de 8,500 pies. Las formaciones reconocidas en la columna estratigráfica son: Chira, Verdún, Pozo, Areniscas Talara, Lutitas Talara, Chacra, Pariñas, Palegreda, Cerro Tanque, Mogollón, San Cristóbal, Basal Salina y Balcones.
- Es posible continuar con el desarrollo de este yacimiento mediante la perforación de dos pozos de desarrollo (pozos H1 y Q1) en los bloques H y Q respectivamente, a fin de incrementar la producción de hidrocarburos en el yacimiento Leones en un 23%. Se hace mención que los bloques A, D y S también se presentan con posibilidades de desarrollo, en todo caso tendrían una segunda prioridad.
- Los estratos de la formación Mogollón en el yacimiento Leones tiene un rumbo entre 20° a 40° al NW y un buzamiento promedio de 15° hacia el SW. Se observa que hacia el Este los bloques G y H se encuentran más levantados, y hacia el Sur y el Oeste los bloques T y D respectivamente se encuentran más hundidos, esto debido a las fallas que afectan al reservorio.
- El mapa de arena neta de la formación Mogollón indica una dirección de flujo de arenas de NE–SW, el cual coincide con la dirección de flujo propuesto por el Modelo Depositacional de A. Carozzi y se ubica en la cuarta subdivisión (Manta “Entrelazado” del Abanico Medio Submarino) de dicho modelo, además se plantea que la geometría de esta formación tiene la forma de una gota de agua.
- El yacimiento Leones se encuentra intensamente fallado, como consecuencia del tectonismo que se produjo en la cuenca Talara, se tiene la presencia de fallas

normales (eventos de distensión) con saltos verticales grandes (falla “Leones” de aproximadamente 2000 pies de salto vertical) y pequeños de 100–200 pies. Se tiene también la presencia de la falla inversa Jabonillal hacia el Norte del yacimiento (Jabonillal) que es responsable de la repetición de las formaciones Mogollón, Pariñas y Palegreda.

- El análisis estructural realizado al tope de la formación Mogollón muestra un grupo de bloques limitados por fallas, siendo considerados los bloques H y Q, como prospectivos para ser perforados. En base a este análisis, se determinó dos ubicaciones de desarrollo en cada uno de los bloques antes mencionados.
- Los pozos recomendados permitirán un incremento en la producción acumulada del yacimiento Leones de 423M barriles de petróleo. La evaluación económica de estos pozos resultó positiva.
- La falta de información que proporciona la sísmica en el yacimiento, manifiesta la necesidad de buscar nuevas alternativas para el rejuvenecimiento del campo, por tanto se puede aprovechar la densidad de topes y de información en el yacimiento Leones para generar una superficie que pueda reemplazar la información que genera la sísmica de forma muy aproximada.
- La elaboración de un modelo geológico 3D en el yacimiento Leones contribuiría a tener un mejor control del área, en lo que se refiere a los volúmenes estimados (modelo geológico estático) y a la simulación del reservorio (modelo geológico dinámico).

7.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda continuar con el desarrollo del yacimiento Leones mediante la perforación de dos pozos: H1 y Q1 con profundidades de 3,200 y 6,700 pies respectivamente con objetivo principal en la formación Mogollón y con las siguientes coordenadas UTM:

POZOS PROPUESTOS	ESTE	NORTE
H1	479,646 m.	9'499,036 m.
Q1	477,984 m.	9'497,725 m.

- Se recomienda, en el yacimiento Leones, una evaluación geológica para los reservorios Basal Salina y Pariñas, con el fin de reinterpretar el área de estudio y tener un mayor control estructural similar al de la formación Mogollón.
- Digitalizar toda la información de los registros eléctricos, a fin de convertirlos en archivos LAS ó TXT, con los cuales serian posibles cargarlos al software que permita procesar la información existente, esta recomendación se puede extender a toda la cuenca Talara que no cuente con información digital, puesto que la problemática es la misma.
- Es posible obtener la curva de Gamma Ray y porosidad a través de la toma de registros de Gamma Ray y Neutrones Compensados a hueco entubado, a esta técnica también se le puede sumar la técnica de registros de porosidad sintética.
- La abundante cantidad de información que se tiene en el yacimiento Leones puede ser aprovechada para generar superficies de los horizontes productivos, reemplazando de esta manera la ausencia de la información que proporciona la sísmica.
- Elaborar un modelo geológico 3D, y comparar los resultados con los obtenidos de la evaluación geológica, con la finalidad de tener mayor conocimiento de los reservorios y por ende del yacimiento.

BIBLIOGRAFIA

- Carozzi, and Palomino, 1993, The Talara fore-arc basin, NW Peru, depositional models oil-producing Cenozoic Clastic systems: *Journal of Petroleum Geology*.
- Cevallos O. y Palomino R., 1970, Variación Estratigráfica en la Deposición del Ciclo Antiguo (Basal Salina-Chacra), Eoceno Inferior.
- Castillo J. y Sopprani E., 1990, Proyecto Geológico Punta Restin–Tierra, Gerencia de Desarrollo-PETROMAR S.A. Lima.
- Chávez M. y Rodríguez F., 2002, Revisión del Modelo Depositional de la Formación Mogollón, Área Peña Negra Costa- Afuera, y su Implicancia Económica, INGEPET 2002.
- Cruz C., 2007, Modelamiento Geológico 3D del Reservorio Mogollón en el Campo Peña Negra Cuenca Talara–Perú, Universidad Nacional de Ingeniería
- Default J., Marocco R., Megard F., Sanz V., 1984, Evolución de la Sedimentación Encima de la Margen Activa de los Andes: Cuenca Talara.
- Fisher A., 1956, Desarrollo Geológico del Noroeste Peruano Durante el Mesozoico, Primer Congreso Nacional de Geología, Tomo 48, Pág. 177-190.
- Gonzales G., 1973, Modelos Depositionales en el Eoceno del Noroeste del Perú”, II Congreso Latinoamericano de Geología, Caracas–Venezuela.
- Hermoza W., Martínez E., Fernández J., Calderón Y., Galdós C. & Bolaños, R., 2006, Structural Styles of the offshore Talara and Tumbes forearc basins: XIII Congreso de Geología, Lima-Perú.
- Higley D., 2004, The Talara Basin Province of Northwestern Peru: Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System, U.S. Geological Survey Bulletin 2206-A
- Jaillard E. y Laubacher G., 1998, Revisión estratigráfica del Cretáceo Superior Datos preliminares, Consecuencias Tectónicas. del Noroeste Peruano y Suroeste Ecuatoriano, Boletín de la Sociedad Geológica del Perú Vol.88 p.101-115.

- Góngora E., 1997, Evaluación Geológica de la Formación Mogollón en el Yacimiento Verdún Alto, Universidad Nacional de Ingeniería.
- Gamero H., 2005, Sistemas Deposicionales, informe interno-Schlumberger.
- Gonzales E. y Alarcón P., 2002, Potencial Hidrocarburífero de la Cuenca Talara, INGEPET 2002.
- Montoya A., 2006, Proyecto de Recuperación de Reservas Remanentes en el Lote IX, Cuenca Talara.
- Núñez Del Prado H., 1988 “El Terciario en la Cuenca Talara, Ambientes Sedimentarios y Evolución Vertical de la serie” Boletín Sociedad Geológica Perú Vol. 78, Pág. 171-178.
- Olaechea J., 1978, Perfilaje de Pozos, Programa de Capacitación Integral, Centro de Capacitación-Petróleos del Perú.
- Palacios O., 1995, Geología del Perú, Instituto Geológico Minero y Metalúrgico-Boletín N°55, Serie A Carta Geológica Nacional.
- Seranne M., 1987, Informe Geológico sobre la Evolución Tectónica y Sedimentaria de la Cuenca Talara, parte I y II, Instituto Francés de Estudios Andinos y Petróleos del Perú-Dpto. de Geología.
- Steinmann G., 1930, Geología del Perú.
- Travis R., 1975, Curso Práctico de Geología Estructural, Informe Técnico Interno, base de datos de Petroperú.
- Travis R., 1953, “La Brea Pariñas Oil Field North West Peru”, Bulletin of The American Association of Petroleum Geologists, Vol.37, Pag. 2093–2118.
- Travis R., 1962, Problemas de Fallas en el Subsuelo, Boletín del Instituto de Ingenieros de Petróleo del Perú, Vol.5, Pág. 21–40.