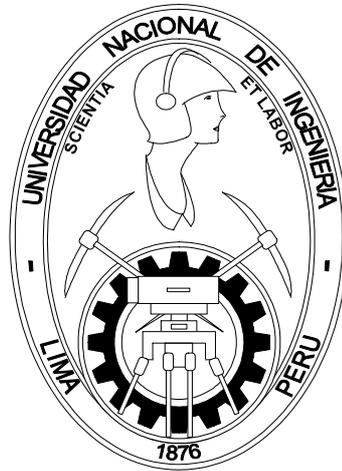


# UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA



## FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA MINAS Y METALURGIA "ESCUELA DE GEOLOGICA" TESIS

**TEMA** : *EVALUACION GEOLOGICA DE LA FORMACION PARIÑAS EN EL  
YACIMIENTO "SECCION 16" LOTE 1 - CUENCA TALARA*

**TESISTA** : *JACQUELINE FELY CHIPANA ROBLADILLO*

**2006**

## FIGURAS

	Pág.
01 _ Mapa de ubicación del Lote I	7
02 _ Mapa de ubicación del Lote I - Yacimiento "Sección 16"	8
03 _ Ubicación de la Cuenca Talara en el Margen Continental	13
04 _ Mapa de ubicación de la Cuenca Talara	14
05 _ Columna estratigráfica de la Cuenca Talara y Lote I	15
06 _ Mapa geológico Lote I	17
07 _ Rasgos estructurales principales de la Cuenca Talara - Lote I	31
08 _ Ubicación y distribución de los principales alineamientos estructurales en el tope de la Formación Pariñas	32
09 _ Sección estructural del Lote I- Talara	33
10 _ Sistema de Petróleo de la Cuenca Talara	35
11_ Diagrama de la producción acumulada de la Formación Pariñas en el Yacimiento "Sección 16"	44
12 _ Modelo deposicional de la Formación Pariñas por Dr A. Carozzi	47
13 _ Sección compilada de la Formación Pariñas	49
14 _ Mapa isocore	51
15 _ Sección estratigráfica A-A'	52
16 _ Sección estratigráfica B-B'	53
17 _ Sección estratigráfica C-C'	54
18 _ Sección estructural A-A'	57
19 _ Sección estructural B-B'	58
20 _ Sección estructural C-C'	59
21 _ Sección estructural D-D'	60
22 _ Mapa estructural en el tope de la Formación Pariñas	61
23 _ Distribución de los bloques estructurales de la Formación Pariñas	62
24 _ Mapa de arena neta de la Formación Pariñas	64
25 _ Mapa de arena neta petrolífera de la Formación Pariñas	65
26 _ Mapa de índice de hidrocarburo	67
27 _ Mapa de isoproducción	69
28 _ Sección estructural P-P'	77

29 _ Mapa estructural en el tope del Miembro "A" – Formación Pariñas	79
30 _ Mapa de arena neta petrolífera del Miembro "A" – Formación Pariñas	80
31 _ Sección estructural Miembro "A" de la Formación Pariñas X-X'	83
32 _ Sección estructural Miembro "A" de la Formación Pariñas Y-Y'	86
33 _ Sección estructural Miembro "A" de la Formación Pariñas Z-Z'	88
34 _ Ubicación de pozos inyectores del Miembro "A"	90

## **TABLAS**

I _ Información general de los pozos perforados Lote I - Talara	38-43
II _ Volumen de petróleo in situ de la Formación Pariñas en el Yacimiento "Sección 16"	74
III _ Volumen de petróleo insitu del Miembro "A" de la Formación Pariñas	81

## CONTENIDO

	Pág.
1.0 RESUMEN	1
2.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	3
3.0 INTRODUCCIÓN	
3.1 OBJETIVO DEL ESTUDIO	6
3.2 ÁREA DEL TRABAJO	
3.2.1 UBICACIÓN	6
3.2.2 ACCESIBILIDAD	9
3.2.3 TOPOGRAFÍA, CLIMA Y VEGETACIÓN	9
3.3 METODOLOGÍA DE TRABAJO	10
4.0 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL – CUENCA TALARA	11
5.0 LOTE 1 – CUENCA TALARA	
5.1 ESTRATIGRAFÍA	16
5.1.1 PALEOZOICO - GRUPO AMOTAPE	16
5.1.2 MESOZOICO – CRETACEO	18
5.1.3 CENOZOICO - TERCIARIO	
5.1.3.1 PALEOCENO	19
5.1.3.2 EOCENO	20
5.1.3.3 CUATERNARIO	28
5.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	29
5.3 SISTEMA DE PETRÓLEO GENERALIZADO DE LA CUENCA TALARA	34
6.0 HISTORIA Y EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA FORMACIÓN PARIÑAS EN EL YACIMIENTO “SECCION 16”	36
7.0 FORMACIÓN PARIÑAS – YACIMIENTO “SECCIÓN 16” - LOTE I	
7.1 INTRODUCCIÓN	45
7.2 ANÁLISIS DEL MODELO SEDIMENTARIO DE LA FORMACIÓN PARIÑAS - Dr. A. CAROZZI	45
8.0 ANÁLISIS GEOLOGICO DE PETROLEO DE LA FORMACIÓN PARIÑAS EN EL YACIMIENTO “SECCION 16”	
8.1 ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO	48
8.2 ANÁLISIS ESTRUCTURAL	55
8.3 ANÁLISIS PETROFÍSICO	63
8.4 ANÁLISIS DE RESERVORIO	68

9.0 RESERVAS DE LA FORMACIÓN PARIÑAS EN EL YACIMIENTO “SECCIÓN 16”	
9.1 INTRODUCCIÓN	70
9.2 CÁLCULO DE RESERVAS DEL YACIMIENTO “SECCIÓN 16” – Fm. PARIÑAS	
9.2.1 VOLUMEN DE PETROLEO INSITU	71
9.2.1.1 METODO VOLUMÉTRICO	72
9.2.1.2 RESULTADO DE LA EVALUACIÓN	73
9.2.2 RESERVAS DESARROLLADAS	
9.2.2.1 RESERVAS REMANENTES	75
9.2.2.2 FACTOR DE RECUPERACIÓN	75
9.2.2.3 RECUPERACIÓN FINAL PRIMARIA	76
9.3 POSIBILIDADES DE INCREMENTO DE RESERVAS (PERFORACION Y RETRABAJO) DEL YACIMIENTO “SECCIÓN 16”	
9.3.1 PERFORACIÓN DE POZOS	76
9.3.2 RETRABAJO (WORK OVER)	84
9.3.3 RECUPERACIÓN SECUNDARIA (INYECCIÓN DE GAS)	89
10 BIBLIOGRAFÍA	91
• ABREVIATURAS	93

## 1.0 RESUMEN

La presente tesis para optar el Título Profesional de Ingeniero Geólogo, es un Estudio Geológico-Hidrocarburífero de el Área Yacimiento “Sección 16”, al SE del Lote I de la Región Talara, Departamento de Piura, en el NO del Perú cubriendo una extensión de 2.5 Km<sup>2</sup>.

El Lote I esta cubierto en gran parte por depósitos del Tablazo del cuaternario. Se presentan afloramientos discontinuos de las Formaciones del Eoceno Medio y Superior.

La columna sedimentaria del subsuelo comprende aproximadamente 6,200 metros de rocas sedimentarias clásticas y algunas no clásticas que cubren desde el Cretáceo hasta el Terciario Medio y Superior que sobreyacen a un Basamento de rocas metamórficas del Paleozoico.

El estilo estructural esta representado por un sistema longitudinal de fallamiento normal en bloques, producto de esfuerzos tensionales que afectan a toda la cobertura sedimentaria. Se considera que el desarrollo de estos sistemas de fallas normales tiene gran relación con el levantamiento de los Andes, que esta activo desde el Cretáceo Superior.

Las Secciones Sedimentarias del Cretáceo (Muerto, Redondo y Petacas), Paleoceno (Balcones) y Eoceno (Chacra, Lutitas Talara y Chira), tienen condiciones de ser generadoras de hidrocarburos. La roca reservorio varia en calidad, hay excelentes reservorios como las areniscas de las Formaciones Pariñas y Cabo Blanco y otras en menor calidad de reservorio debido al contenido de arcilla.

El Yacimiento “Sección 16”, fue descubierto en el año 1929, se perforaron 58 pozos con un espaciamento de 8 a 10 acres, cuyo objetivo principal fue la Formación Pariñas. La producción acumulada es de 20'990,897 barriles de petróleo a diciembre de 2005.

La Formación Pariñas es parte de un sistema Fluvio-Deltaico del tipo de relleno transversal, con una dirección de depositación Este a Oeste, que se origino en el margen Oriental de la Cuenca, (Carozzi, 1975).

Esta constituida por una secuencia de areniscas de grano medio a grueso de color gris claro, con restos de troncos, e intercalado con secciones de lutitas de

color gris claro a oscuro. Presenta un espesor de 190 metros adelgazándose ligeramente hacia el Norte y Sur.

Los estratos de la Formación Pariñas, tienen un rumbo Norte-Sur y 17° de buzamiento al Este.

En el Yacimiento “Sección 16”, la Formación Pariñas forma parte de un gran bloque estructural limitado por las Fallas “Milla 6” y “Acholao”.

La Formación Pariñas presenta excelentes características de roca reservorio tales como porosidad promedio de 22% y permeabilidad horizontal promedio de 790 milidarcys.

El mecanismo de impulsión en la Formación Pariñas es de tipo de gas cap y en solución, en los yacimientos depletados se ha evidenciado segregación gravitacional en menor grado.

El análisis geológico de petróleo se realizó para ver la posibilidad de incremento de reservas y producción que pudiera darse en el yacimiento, a través de la perforación de nuevos pozos, retrabajo (work over) o con posibles proyectos de recuperación secundaria (inyección de gas) que pudieran realizarse.

Para este trabajo se vio las tres posibilidades por separado que son:

\*Recuperación Primaria

- Perforación
- Retrabajo (Work Over)

\*Recuperación Secundaria

- Inyección de Gas

## 2.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### ➤ CONCLUSIONES

- En el Lote I, la perforación de pozos ha establecido la presencia de rocas del Cretáceo, Terciario Inferior y Medio, que sobreyacen a un basamento de rocas metamórficas del Paleozoico, con un espesor aproximado de 6,200 metros (20,341 pies).
- La identificación de “Estilo Estructural” de origen tensional, permite diferenciar 2 sistemas de fallamiento:
  - Sistema de fallas Norte-Sur, tenemos a las Fallas: Milla 6, Rinconada y Calzada.
  - Sistema de fallas Este-Oeste, son las Fallas: Gran Falla, Aeropuerto y Verdún Alto Norte.
- El sistema de petróleo de la Cuenca Talara se habría desarrollado en el intervalo de tiempo desde el Cretáceo y durante el Terciario.
- En el Modelo Depositional propuesto por el Dr. Carozzi, la Formación Pariñas en el Yacimiento “Sección 16”, es parte de un sistema fluvio-deltaico del tipo de relleno transversal con una dirección Este- Oeste.
- En el Yacimiento “Sección 16” la Formación Productiva se encuentra dividida en cuatro Miembros “A”, “B”, “C” y “D” cada uno separada por secciones lutáceas definidas y distribuidos en todo el Área.
- El mayor espesor de arena neta petrolífera se circunscribe en la parte NE-SW del Yacimiento.
- Para la Formación Pariñas en el Yacimiento “Sección 16” se han identificado diez bloques estructurales, que presentan dos sistemas de fallamientos: sistema Norte - Sur (Milla 6, E y G) y sistema Este - Oeste

(Acholao, A y C). Además existen otras fallas que no pertenecen a los sistemas anteriores.

- Se realizó, un Proyecto de Recuperación Secundaria “Inyección de Gas”, en los Miembros “B”, “C” y “D” del año 1941 a 1967, con un buen barrido lateral. Actualmente estos reservorios se encuentran depletados, y solo quedaría como objetivo futuro el Miembro “A”.
  - El objetivo principal del presente trabajo es el Miembro “A”, para ello se analizó tres posibilidades:
    - \*Recuperación Primaria
      - 1- Perforación
      - 2- Retrabajo (Work Over)
    - \*Recuperación Secundaria
      - 3- Inyección de Gas
- Buscando en todos estos proyectos la posibilidad de incrementar el Factor de Recuperación del Miembro “A”.
- Analizando por separado el Miembro “A” se halló un Factor de Recuperación (12%). Pero al comparar con el Factor de Recuperación del Yacimiento (51%), se vio que es mucho menor, esto llevó a concluir que hay buenas expectativas de mejorar la recuperación y la manera más efectiva para incrementar el Factor de Recuperación del Miembro “A” es un Proyecto de Recuperación Secundaria con una primera fase de Recuperación Primaria.

## ➤ RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar trabajos sísmicos, para efectuar una mejor evaluación de las secciones de arenas del Lote I, estos trabajos serian muy útiles para explorar, delimitar y hacer una reevaluación estratigráfica y estructural de horizontes profundos Terciarios, Cretácicos y Paleozóicos.
  
- Hacer la evaluación técnico – financiero de las tres posibilidades.
  - Perforación (Reprofundización del pozo 2911).
  - Retrabajos (Work Over de los pozos 2908, 5107, 5276 y 5294).
  - Recuperación Secundaria (los pozos 2566, 2568, 2929 y 2911).
  
- Para incrementar el Factor de Recuperación, es más efectivo el Proyecto de Inyección de Gas, porque el volumen de recuperación del reservorio seria mayor.
  
- Como parte del análisis de los tres proyectos tomar un Neutrón Compensado al pozo 4136, para ver el nivel actual del contacto de agua/petróleo y las saturaciones respectivas.
  
- En los pozos indicados para perforar tomar a cada uno registros eléctricos en el Miembro “A” y por lo menos Densidad de Neutrón, pensando en la posibilidad de la Recuperación Secundaria.

### 3.0 INTRODUCCIÓN

#### 3.1 OBJETIVO DEL ESTUDIO

- El análisis geológico hidrocarburífero del Área de Estudio sirve de sustento para optar el Título Profesional de Ingeniero Geólogo de la Facultad de Ingeniería Geológica, Minera y Metalúrgica de la Universidad Nacional de Ingeniería.
- Mediante el presente estudio se realiza una evaluación estratigráfica-estructural de la Formación Pariñas en el Yacimiento “Sección 16”, con la finalidad de diferenciar claramente sus Miembros “A”, “B”, “C” Y “D”, para poder determinar reservas remanentes y recomendar la perforación de pozos, retrabajos (work over) e inyección de gas, que permitan la extracción de esas posibles reservas remanentes del Área.

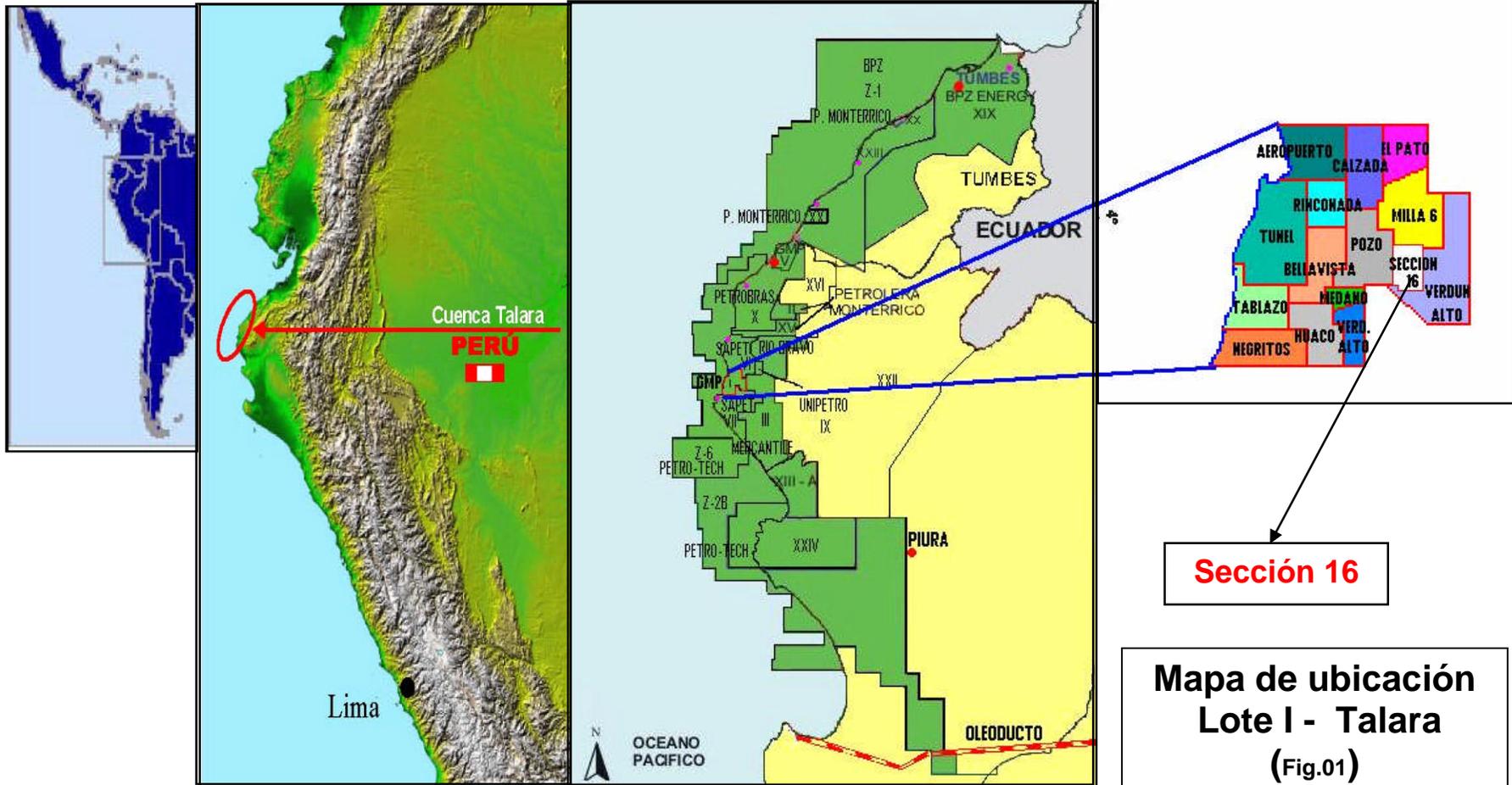
#### 3.2 ÁREA DEL TRABAJO

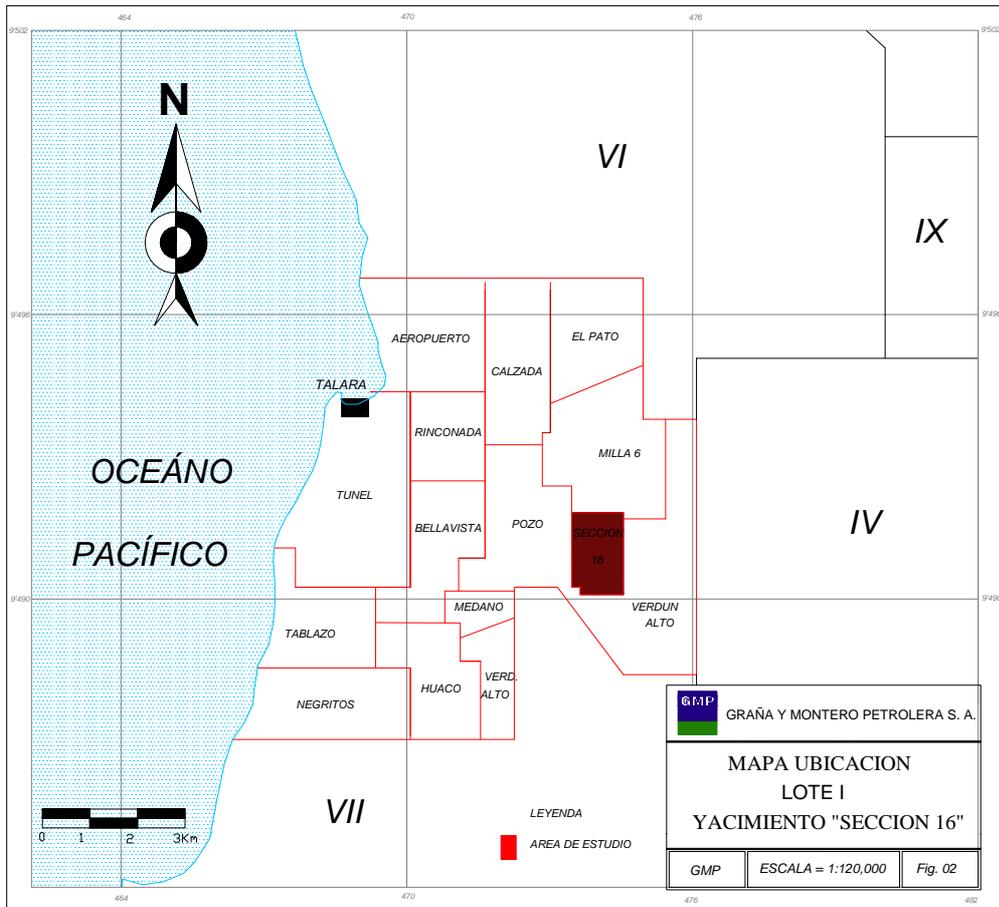
##### 3.2.1 Ubicación

El Yacimiento “Sección 16” se encuentra ubicado en la parte Central-Sur del Lote I de la Región de Talara, Departamento de Piura al Noroeste del Perú, que se extiende con Latitud 4°S-5°30S y Longitud 81°W-81°30W, (Fig. 01 y 02).

Las coordenadas que delimitan el Yacimiento “Sección 16” son la siguiente:

UTM WGS84	
ESTE	NORTE
473403.9927m	9490294.5584m
474853.2587m	9492000.8748m





### **3.2.2 Accesibilidad**

El Yacimiento “Sección 16” - Lote I, se encuentra localizado a 1100 Kms al Norte de la Ciudad de Lima, en la Provincia de Talara, Departamento de Piura, Región Grau.

El acceso principal es por la Carretera Panamericana. Dentro del Lote existen carreteras secundarias que facilitan el acceso a la zona de trabajo.

### **3.2.3 Topografía, Clima y Vegetación**

El Área del Lote I se encuentra formando parte de una extensa planicie desértica elevada, denominado Tablazo de Talara y que constituye una de las antiguas Terrazas marinas de la Costa Norte del Perú.

El clima es propio de región desértica, con un verano muy caluroso entre los meses de Enero y Abril, con una temperatura máxima de 35°C y con un régimen de vientos suaves. El invierno es templado con una temperatura máxima de 22°C entre los meses julio a setiembre, se caracteriza por los vientos intensos de Sur a Oeste. Las lluvias son esporádicas, presentándose entre los meses de enero a abril, el promedio máximo de precipitación total por año es de 75-150 mm/año, y el promedio mínimo es de 5.4 mm/año

En los desiertos de arena, la vegetación esta representada por piñas silvestres “Tillodsias” (Achupayas) y otras plantas adaptadas a la vida en la arena como el Sapote en la Costa Norte y más cerca de las quebradas, Algarrobo y Huarango.

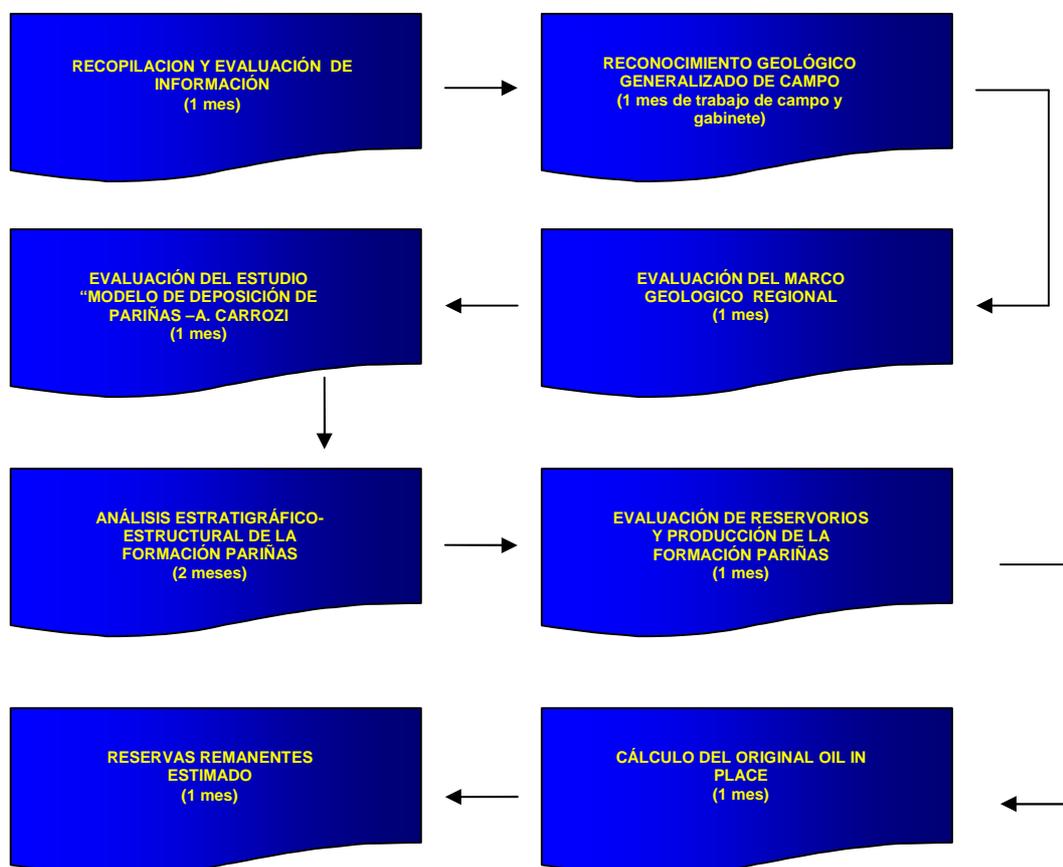
### 3.3 METODOLOGIA DE TRABAJO

El estudio realizado evaluó la Formación Pariñas dentro del Yacimiento “Sección 16” con la finalidad de determinar posibilidades de presencia de reservas remanentes en el Yacimiento.

Durante el mes de Noviembre del 2004 se realizaron recorridos de reconocimiento geológico de campo a lo largo de la quebrada Pariñas, quebrada Mancora y las carreteras afirmadas que unen los campos petroleros, hacia el Norte y Sur de Talara, con la finalidad de evaluar en el campo las características litológicas y estructurales de las Secciones Eocénicas del Área. Se ha recopilado, evaluado y analizado estratigráfica y estructuralmente todos los pozos perforados en el Yacimiento, tomando como referencia las conclusiones del Estudio “Modelo Esquemático de Deposición del Sistema Fluvio-Deltaico del Pariñas”, preparado por el Dr. A. Carozzi en 1975.

Finalmente se hizo una evaluación de reservorios, producción, calculo del original oil in place y un estimado de reservas remanentes.

El flujo de trabajo es:



#### 4.0 MARCO GEOLOGICO REGIONAL

El origen, evolución y los estilos estructurales de la cuenca Talara, se explica como resultado de la subducción de bajo ángulo (5° a 10°) de la placa Nazca por debajo de la placa Sudamericana (proceso iniciado en el límite Mioceno – Plioceno), hace unos 10 a 5 millones de años (Debra Higley, 2001- otros).

La Cuenca Talara corresponde al tipo de Cuenca “Fore Arc”, que se desarrolla entre el Borde Oriental del Talud, representado por el Alto estructural “Banco Perú” y por el Flanco del Arco Magmático Andino (Fig.03).

La Cuenca cubre una extensa depresión alargada de rumbo Noreste – Suroeste paralela al frente Andino; comprende parte del Continente y de la Plataforma Andina. La Cuenca al Este limita con el Alto de la Brea-Amotape, este levantamiento asociado separa a la Cuenca de la Cuenca Lancones y Sechura. Al Sur limita con la Falla “La Casita” y Alto de “Silla de Paita” que separa a la Cuenca Talara de la Cuenca Trujillo y Sechura. El Alto de Zorritos se encuentra al Norte de la Cuenca Talara, este límite está asociado con la zona de Falla “Tronco Mocho”. Al Oeste aun no es conocida. (Martínez, 2004- Higley, 2001 y otros), (Fig. 04).

La Estratigrafía de la Cuenca Talara comprende varios ciclos deposicionales, con periodos de transgresión y regresión en el Cretáceo y principalmente en el Terciario. Estas transgresiones y regresiones fueron interrumpidas por periodos de no deposición o erosión intensa, y son identificados por discordancia en la columna Estratigráfica. Los sedimentos que constituye la Cuenca Talara empiezan a depositarse en el Cretáceo Medio hasta el Cuaternario, que reposa sobre el basamento, constituido por un complejo metamórfico de rocas pre-paleozoicas y paleozoicas (Richard Amiel, 1970 – Grover, 1977 y otros).

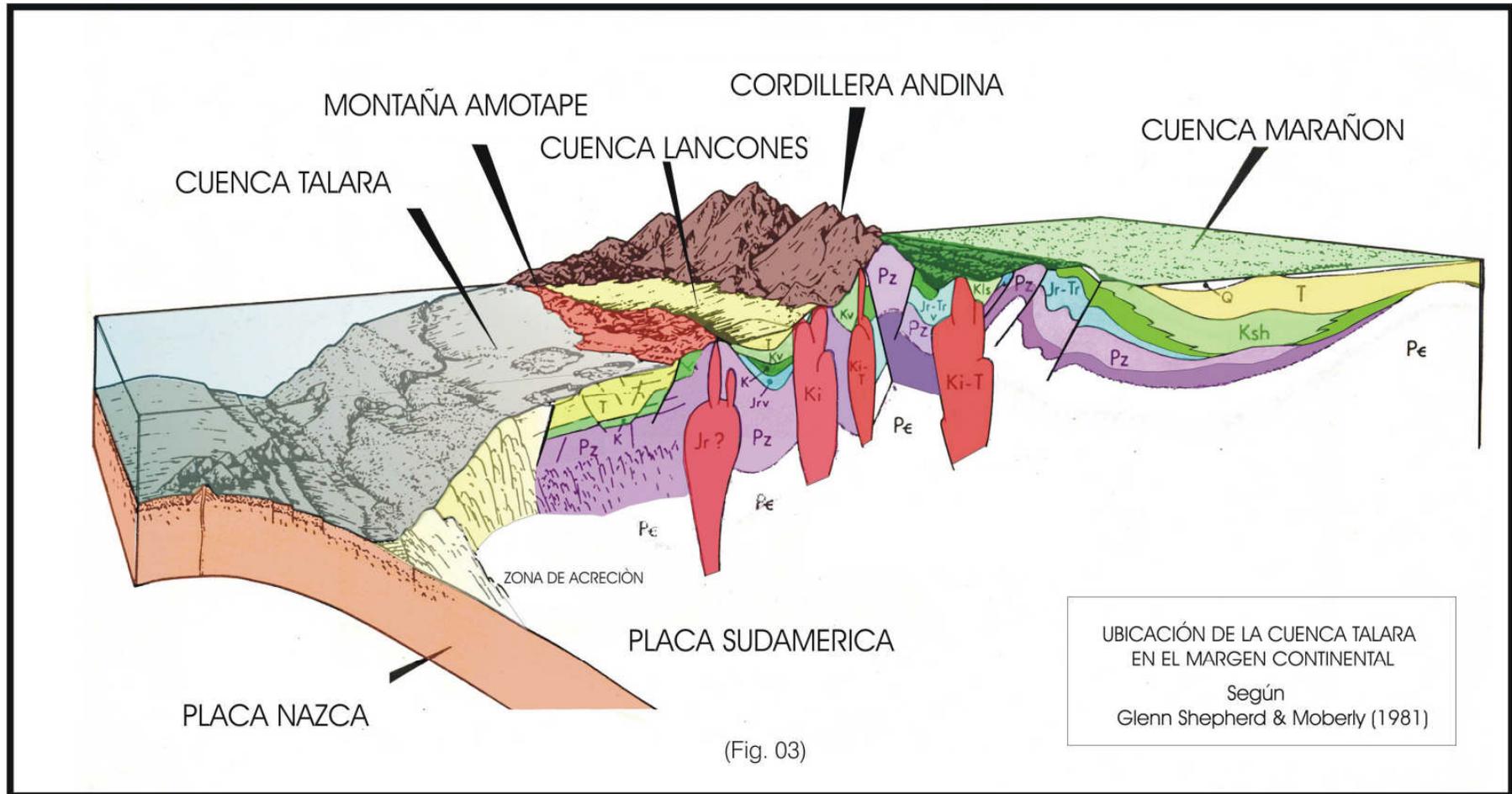
Las rocas del Terciario consiste de sedimentos clásticos cuyas edades fluctúan entre el Paleoceno y Eoceno.

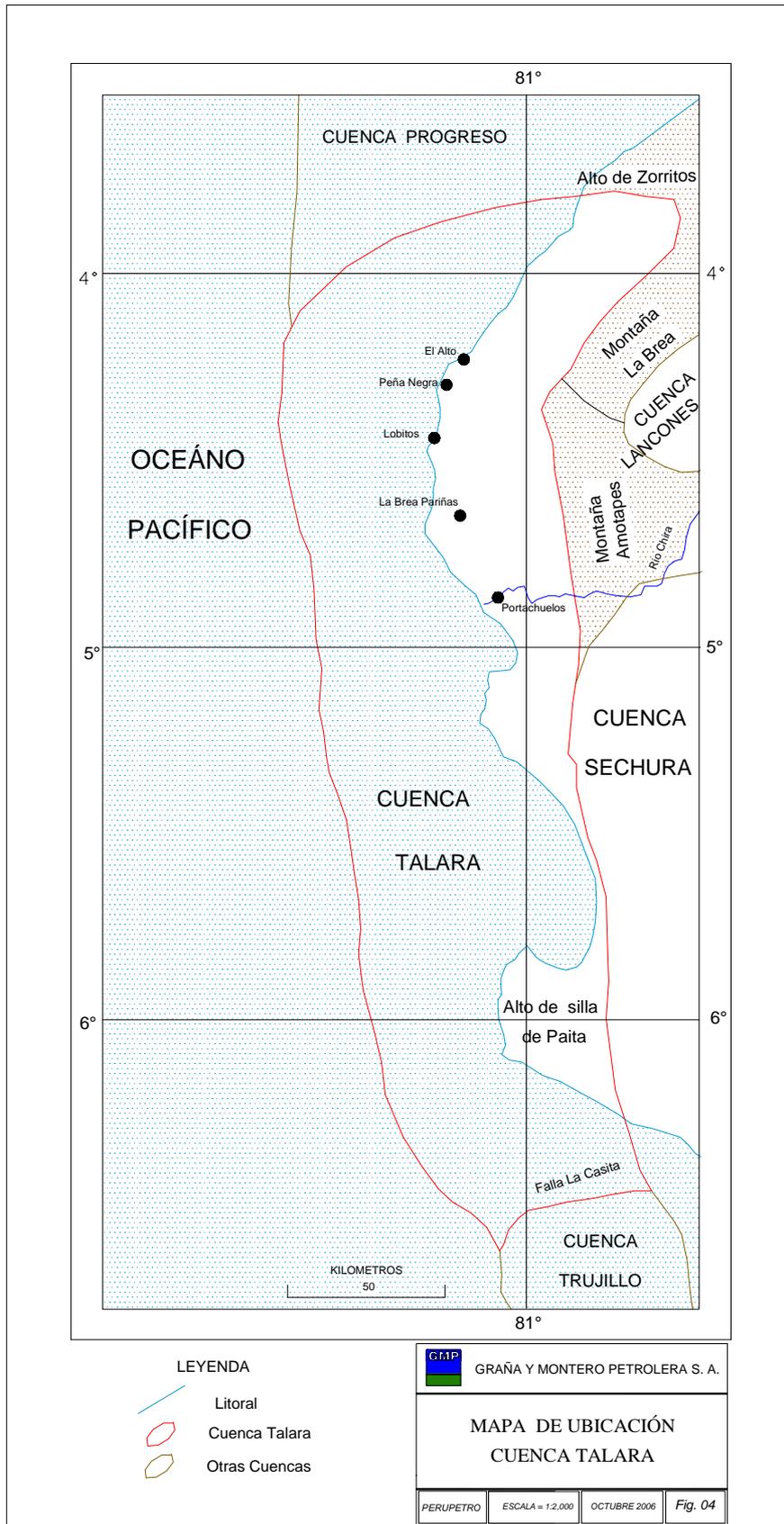
Las secciones más importantes por su valor hidrocarburífero son las correspondientes al Eoceno,

En la Columna Estratigráfica (Fig. 05) a partir de la discordancia erosional entre el basamento metamórfico del Paleozoico, se reconocen las siguientes discordancias importantes (Grover, 1977 y otros).

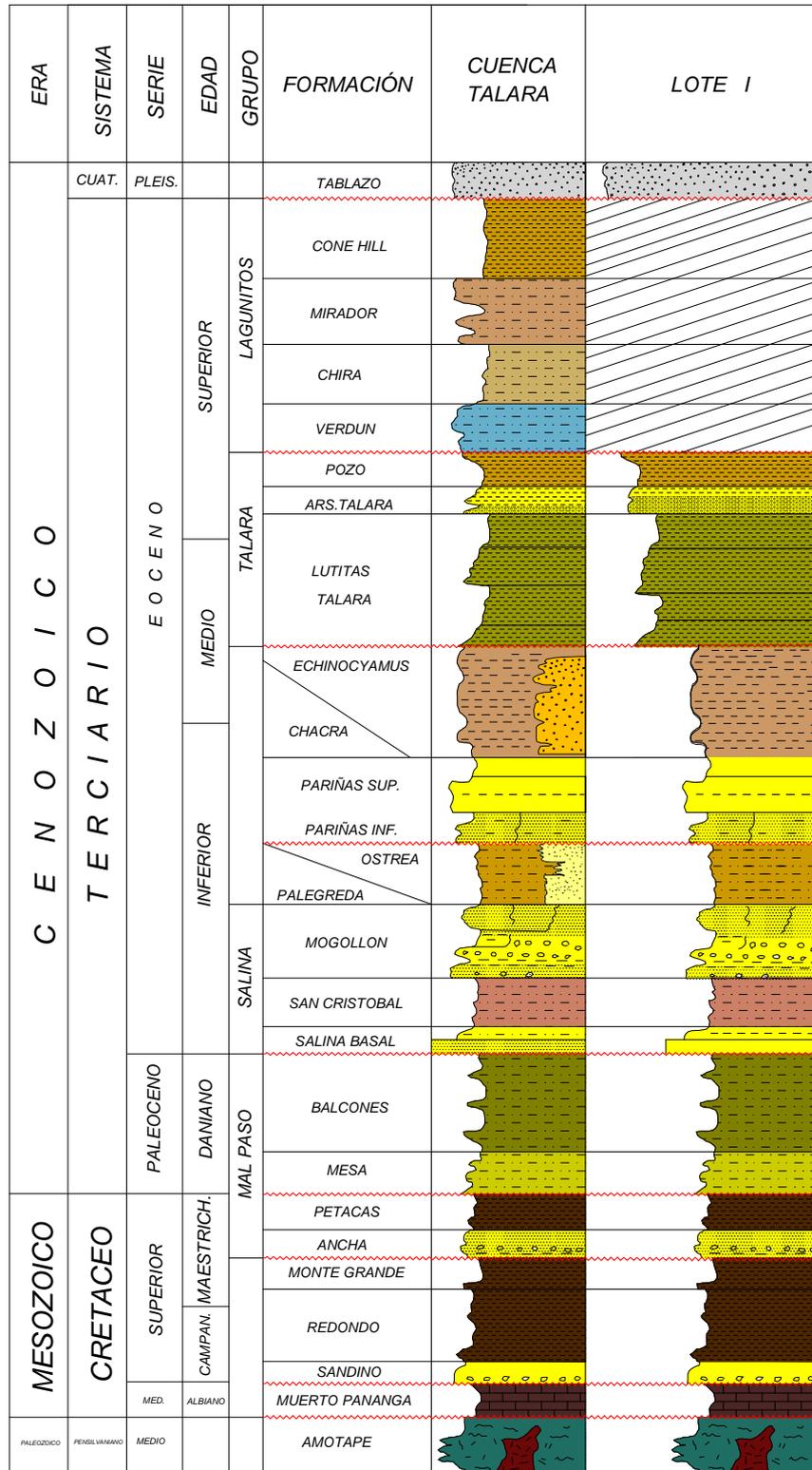
1-Pensilvaniano Medio Cretáceo Medio	(Disc. Amotape-Muerto)
2-Cretáceo Medio	(Disc. Muerto-Sandino)
3-Cretáceo Superior Temprano	(Disc. Monte Grande-Ancha)
4-Cretáceo Superior Tardío-Paleoceno	(Disc. Petacas-Mesa)
5-Eoceno Inferior Temprano	(Disc. Balcones-Gpo. Salina)
6-Eoceno Inferior Tardío	(Disc. Palegredda-Pariñas)
7-Eoceno Medio	(Disc. Chacra-Lutitas Talara)
8-Eoceno Superior	(Disc. Pozo Talara-Verdún)
9-Cuaternario inferior temprano	(Disc. Carpitas-Tablazo)

La geología de la Cuenca Talara es compleja por la sucesión de eventos tectónicos en donde el fallamiento tensional es el carácter principal y por las variaciones estratigráficas. Las fallas longitudinales son paralelas a los pilares tectónicos de Zorritos y los Amotapes. Existe fallas transversales de rumbo, fallas de crecimiento (lístricas) que genera estructuras rollover. Las estructuras mayores son “horts” y “graben” y dentro de estas estructuras es común el fallamiento del modelo Echelón.





## COLUMNA ESTRATIGRÁFICA



MODIFICADO POR GRAÑA MONTERO PETROLERA - 2005  
( Fig. 05 )

## **5.0 LOTE I - CUENCA TALARA**

El Lote I, ha sido explotado desde el año 1874, habiéndose perforado a la fecha 680 pozos en 15 yacimientos, con una producción acumulada de 106'836,259 de barriles de petróleo de 38° API a diciembre de 2005.

### **5.1 ESTRATIGRAFÍA**

El Lote I esta cubierto en gran parte por depósitos del Tablazo del Cuaternario, y presenta afloramientos discontinuos de las Formaciones del Eoceno Medio y Superior, (Fig. 06).

En el subsuelo con la perforación de pozos se ha establecido la presencia de rocas del Cretáceo, del Terciario Inferior y Medio que yacen sobre un Basamento de rocas metamórficas del Paleozoico.

Tomando como base los pozos perforados se ha preparado una columna estratigráfica que alcanza los 6,200 metros de rocas sedimentarias clásticas que cubren desde el Cretáceo hasta el Terciario Medio y Superior, (Fig. 05).

#### **5.1.1 Basamento – Paleozoico**

El Basamento de la Cuenca Talara en el Lote I, esta constituido por rocas metamórficas del Grupo Amotape del Paleozoico que aflora en los Cerros Amotapes y constituyen el limite Este de la Cuenca. Estas rocas fueron evidenciadas en el subsuelo del Área de Estudio, por la perforación del pozo exploratorio 4705 del Yacimiento Verdun Alto al Oeste del Lote. Cortó 120 metros de cuarcitas blancas de grano fino a grueso en parte piritoso, con venillas de cuarzo, intercalado con argilitas gris oscuras, duras y fisibles.

En el Lote I, ningún otro pozo ha alcanzado rocas del grupo Amotape.

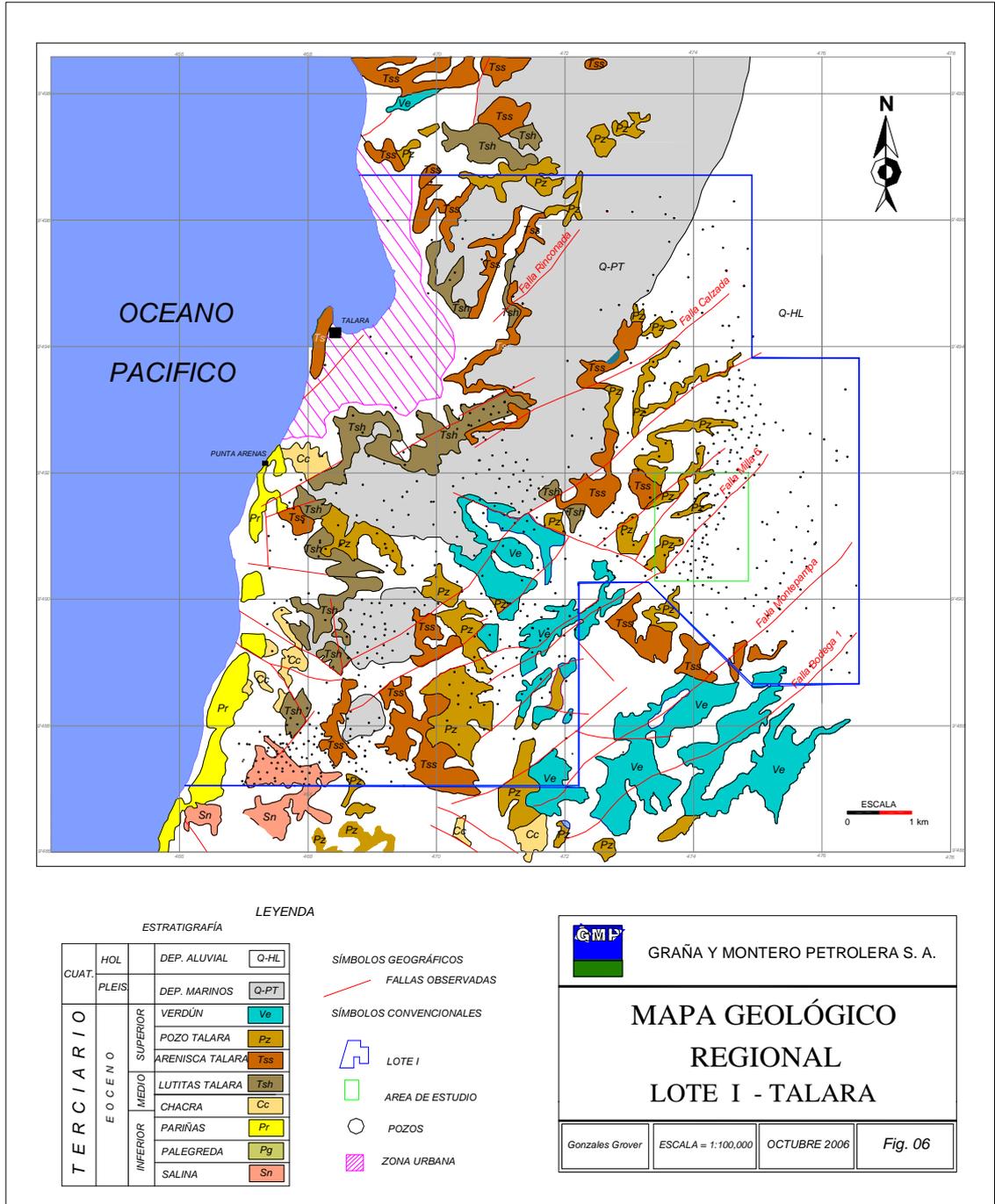


Fig.06: En el mapa geológico regional, se observa los depósitos del cuaternario del Tablazo y presenta afloramientos discontinuos de las Formaciones del Eoceno Medio y Superior.

### 5.1.2 Cretáceo

Los sedimentos del Cretáceo Medio y Superior están representado en el Lote por las Formaciones: Muerto, Redondo, Ancha y Petacas con un espesor aproximado de 787 metros (pozo 4705).

En el Lote, además del pozo exploratorio 4705, 12 pozos más han llegado a perforar entre 30 y 60 metros de la parte superior del Cretáceo - Formación Petacas.

#### ◆ Cretáceo Medio

Esta representado en el Lote por la Formación Muerto.

##### - Formación Muerto

Es de edad Cretáceo Medio, representa un ambiente de plataforma interna sin energía, euxinica (sin oxígeno), favoreciendo la acumulación y conservación de materia orgánica (Michael Seranni, 1987).

Estudios químicos revelan que la Formación Muerto es la sección más rica en contenido de materia orgánica, típica generadora de hidrocarburos líquidos.

En el pozo 4705 (pozo exploratorio) del Yacimiento Verdún Alto Este (Fig. 02), la Formación Muerto esta constituida principalmente de caliza marrones oscuras a negras, bituminosas y duras. Este pozo exploratorio atravesó 120 metros de esta Formación.

La Formación Muerto sobreyace a las rocas paleozoicas en discordancia y hacia su tope infrayace en discordancia con la Formación Redondo (Grover González, 1977).

#### ◆ Cretáceo Superior

Estos sedimentos se agrupan en las Formaciones: Redondo, Ancha y Petacas.

- Formación Redondo

Esta constituida por secciones de areniscas de grano fino a medio, calcáreo y micáceo; con una secuencia de conglomerados de grano medio a grueso, calcáreo y piritoso (pozo 4705), su ambiente de depositación es marino.

El pozo 4705 corto 100 metros de espesor de esta Formación.

- Formación Ancha

En el pozo 4705 al Sur del Lote, esta descrito la Formación Ancha como una secuencia de conglomerados en matriz arenosa.

Representa un depósito marino, su posición estratigráfica es discordante sobre la Formación Redondo (Grover González, 1977).

El pozo atravesó 485 metros de esta Formación.

- Formación Petacas

La perforación del pozo 4705 revelo la existencia de una gruesa secuencia de lutitas y limolitas de color gris oscuro finamente laminadas.

En este pozo se ha cortado un total de 80 metros de sedimentos que se consideran depósitos de ambiente marino.

### **5.1.3 Terciario**

#### **5.1.3.1 Paleoceno**

Los sedimentos del Paleoceno están representados en el Lote por las formaciones: Mesa y Balcones, con un espesor aproximado de 1000 metros.

- Formación Mesa

Se caracteriza por la presencia continua de horizontes de areniscas de grano medio con matriz calcáreo y conglomerados con intercalaciones de lutitas (pozo 12227 – Yacimiento Huaco – Fig.02).

En el Lote, solo 13 pozos han identificado esta Formación, se encuentran ubicados en los Yacimientos Huaco y Alto Verdun Oeste (parte Sur del Lote- Fig.02).

El mayor espesor encontrado de la Formación Mesa es de 450 metros, en el pozo 4705 al Este del Lote. En el pozo 4005 (Yacimiento Verdún Alto Oeste, Fig. 02) se cortaron 42 metros.

- Formación Balcones

Representa un ambiente marino, está constituida por una secuencia monótona de lutitas grises claras-oscuras con esporádicas intercalaciones de areniscas de grano fino (pozo 5928–Yacimiento Verdún Alto Oeste, Fig. 02).

El pozo 5720 del Yacimiento Verdun Alto Oeste corto, 550 metros de Balcones y es el mayor espesor encontrado.

### 5.1.3.2 Eoceno

Rocas sedimentarias de facie deltaica, litoral y marina, de edad Eoceno Inferior, Medio y Superior, se encuentran en afloramiento y en el subsuelo del Lote.

El espesor del Eoceno es de 4,050 metros aproximadamente.

#### ◆ Eoceno Inferior

Esta representado en el Lote por el Grupo Salinas, Formación Palegreda, Formación Pariñas y Formación Chacra.

- Grupo Salinas

Representa el Eoceno Inferior por su posición estratigráfica. Se han reconocido a partir de trabajos de correlación las Formaciones: Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón.

Este Grupo esta compuesto principalmente de una secuencia de conglomerados, areniscas y lutitas grises de facies mayormente litoral, con interrupciones de periodos de pronunciada subsidencia (Seranni, 1987 y Grover, 1977).

#### - Formación Basal Salina

Su ambiente de depositación es marino litoral (Michel Seranni, 1987).

En el pozo 4765 (Yacimiento Aeropuerto), la Formación Basal Salina esta descrito como areniscas conglomerádicas con delgadas capas de lutitas de color gris oscuro.

El máximo espesor atravesado de la Formación es de 90 metros, con tendencia a adelgazar hacia el Sur y Este del Lote.

#### - Formación San Cristóbal

La Formación San Cristóbal aflora cerca al área de Negritos al Sur del Lote.

La litología consiste de conglomerados con mucha matriz de limolitas rojos, en niveles de 50 centímetros de espesor y unos centenares de metros de ancho, intercalados entre areniscas rojas (Michel Seranni, 1987).

Representa un facie marina, constituida de lutitas gris oscura, compacta, micacea con intercalaciones delgadas de areniscas finas gris oscura y limolitas (pozo 4164-Yacimiento Pozo). Muestra una litología regular en todo el Lote manteniendo una posición intermedia entre las Formaciones Basal Salina Y Mogollón, facilitando así la correlación e interpretación de estas unidades.

En el pozo 4164, ubicado en la parte central del lote, la Formación San Cristóbal tiene 600 metros de máximo espesor.

#### - Formación Mogollón

La Formación Mogollón muestra ciertas variaciones de tipo estratigráfico en algunos yacimientos del Lote. Su ambiente de deposición es fluvial, con alta energía y gran capacidad de transporte (Grover, 1977 y Seranni, 1987).

Al Este y Centro del Lote, en los pozos 5706 (Yacimiento Verdun Alto Este) y 6321(Yacimiento Pozo), la Formación Mogollón se presenta como una sección de areniscas gris verdosa, de grano medio a grueso de matriz arcillosa e intercalaciones de lutitas gris verdosa, micácea. En el pozo 6321 las areniscas se caracterizan por tener algunas partes muy calcárea. Además también por presentar trazas de cuarcita, chert y glauconita.

El mayor espesor de Mogollón encontrado es de 550 metros, en el pozo 6166.

#### - Formación Palegreda

La Formación Palegreda mantiene una secuencia monótona de lutitas gris verdosa algo rojiza, compacta con presencia de glauconita en su parte inferior, intercaladas por delgadas capas de areniscas de grano fino a medio (pozo 5067-Yacimiento Aeropuerto). Su ambiente de deposición es marino (Grover, 1977).

La mayor sección de Palegreda atravesado, ha sido de 700 metros en el pozo 5344, (Yacimiento El Pato).

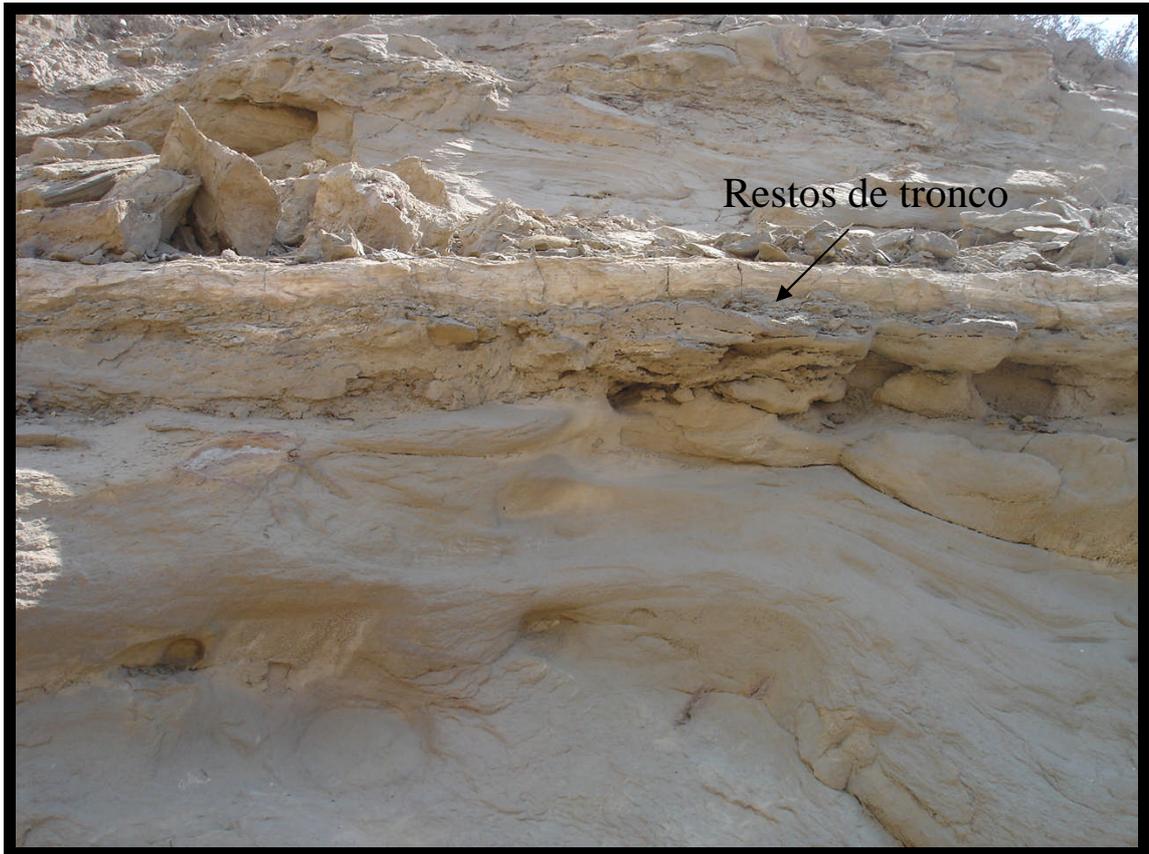
#### - Formación Pariñas

Aflora principalmente en Punta Arenas (Oeste del Lote – Fig.06), se presenta mostrando potentes capas de areniscas de grano medio a fino, de color amarillento, contiene fragmento de troncos petrificados, perforados por el “pelecípodo teredo” (Grover, 1977 y Seranni, 1987). (Foto. 01). Representa una facie fluviodeltaica.

En el pozo 3821 al Sur del Lote, la Formación Pariñas esta descrita por ser una secuencia de areniscas de grano medio a grueso de color gris claro, no cementado; intercaladas con capas de lutitas de color gris claro a oscura y con presencia de pirita subhedral mostrando formas cúbica.

En el pozo 3821 (Yacimiento Medano), ubicado al Sur del Lote, se ha considerado 300 metros de espesor máximo.

La Formación Pariñas sobreyace a la Formación Palegreda en discordancia (Grover, 1977).



**Foto N°1.-** En la vista se observa un afloramiento de la Fm. Pariñas en Punta Arenas-Talara. Son areniscas de grano grueso de color gris claro con restos de troncos.

#### - Formación Chacra

Se presenta con afloramientos discontinuos al Suroeste del Lote, mostrando secuencias de lutitas de color gris oscuro (Seranni, 1987).

Al Oeste del Lote, el pozo 3881, la Formación Chacra esta descrita como lutitas de color gris oliva, limolítica y micromicacea. Su ambiente de depositación es marino (Grover, 1977). En el pozo 12212 (Yacimiento Bellavista), la sección máxima atravesada de Chacra ha sido de 380 metros, en la parte Central del Lote y hacia el Este se encuentra ausente, debido a procesos de erosión.

#### ◆ Eoceno Medio y Superior

Aproximadamente 1,420 metros de sedimentos turbidíticos, neríticos y fluvio litorales, representan el Eoceno Medio y Superior en el Lote I.

Estos sedimentos se agrupan en: Grupo Talara y Formación Verdún.

#### - Grupo Talara

El Grupo Talara esta representado en el Lote por las Formaciones: Lutitas Talara, Arenisca Talara y Pozo. Afloran al Norte y Este de la Ciudad de Talara (Foto 02).

#### - Formación Lutitas Talara

Es de edad Eoceno Medio, corresponde a depósitos marinos (Seranni, 1987). Aflora en forma discontinua al Norte y Oeste del Lote, mostrando secciones de areniscas y lutitas en una matriz lutácea triturada de color marrón, (Foto 03).

La Formación Lutitas Talara contiene abundante microfósiles de foraminíferos típicos, marcadores del Eoceno Medio (zona Prieta-Rica, Quemada) (Grover, 1977).

Lutitas Talara esta discordante sobre la Formación Chacra y concordante con la Formación Areniscas Talara.

Hacia el Sureste del Lote, en el pozo 6002 (Yacimiento Medano) la Formación esta constituida principalmente de lutitas de color marrón grisácea, suaves, micacea, algo carbonosa con intercalaciones delgadas de limolitas marrones.

El mayor espesor de Lutitas Talara encontrado es de 590 metros en el pozo 5344 (Yacimiento Pato), al Norte del Lote.

#### - Formación Arenisca Talara

La Formación Arenisca Talara aflora en forma discontinua al Norte, Este y Sur del Lote, se presenta constituyendo niveles de areniscas, por partes se observan estructuras de estratificación planar y presencia de limolitas rojizas (Seranni, 1987), (Foto 04).

Representa depósitos de turbiditas. En el pozo 5388 (Yacimiento Medano) la Formación Arenisca Talara esta constituida por una secuencia de areniscas de color blanco grisácea, en partes ligeramente verdosa bien clasificada, cuarzosa con glauconita, micromicácea y microcarbonosa, con intercalaciones delgadas de limolitas marrones, suaves, micromicacea y microcarbonosa.

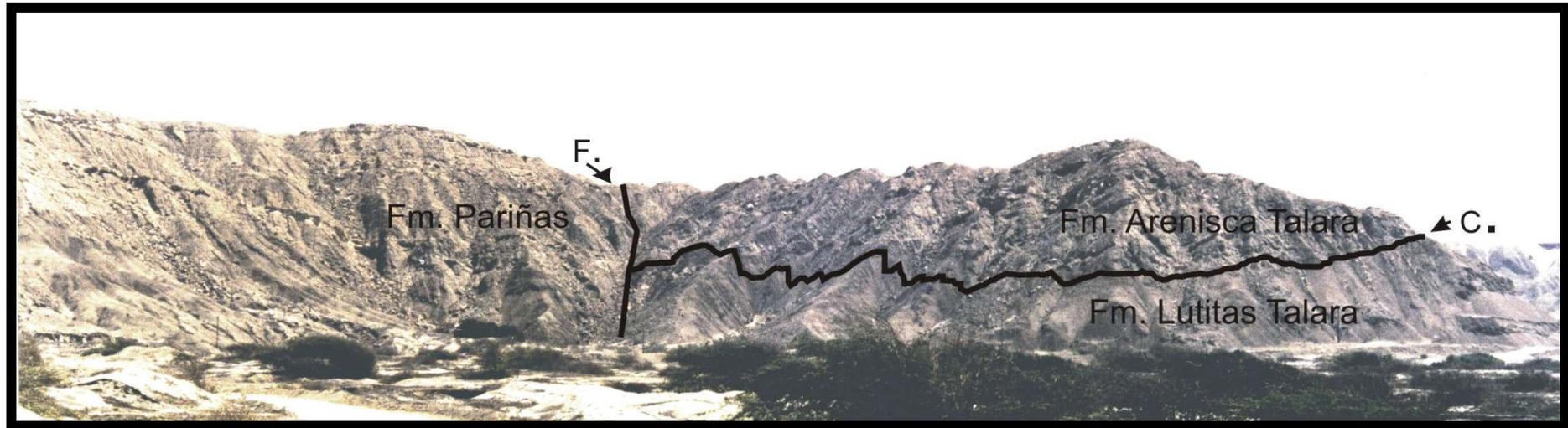
En el pozo 3450 (Yacimiento Aeropuerto), el espesor máximo encontrado de la Formación Arenisca Talara es de 360 metros. En el pozo 3588 la Formación Arenisca Talara tiene 10 metros (Yacimiento Sección 16).

#### - Formación Pozo

La Formación Pozo aflora al Este y Sur del Lote en forma discontinua, se presenta constituyendo lutitas de color gris verdoso con capas delgadas de areniscas finas (Seranni, 1987).

Representa a depósitos marinos. En el pozo 5712 (Yacimiento Verdún Alto Oeste) la Formación Pozo esta constituida por lutitas de color marrón claro a oscuro, suave, micromicacea y microcarbonosa.

En el pozo 5889 (Yacimiento Verdún Alto) el espesor de la Formación Pozo encontrado es de 290 metros, al Sur del Lote.



**Foto N°2.-** Margen derecha qda. Túnel., camino de Talara a Negritos. Contacto fallado (F) Fm Pariñas con el Grupo Talara. Obsérvese en el lado izquierdo las areniscas gris claro, de grano grueso de la Fm Pariñas, y en el lado derecho el contacto (C) de las areniscas y lutitas grises del Grupo Talara.



**Foto N°3.-** Salida a Negritos – Talara. Obsérvese en la parte superior, afloramientos del Tablazo en discordancia (D) sobre las Lutitas Talara.



**Foto N°4.-** Al Norte de la Ciudad de Talara. Sección de las Areniscas intermedias del Grupo Talara en paquetes de estratos que se inter cruzan de espesor decreciente hacia arriba.

#### - Formación Verdún

Solo se presenta como afloramiento en forma irregular al Sureste del Lote, estando ausente en el resto del área, tanto en el subsuelo como en superficie. Esta constituida por areniscas y lutitas de facie litoral a marino somero, en su sección inferior presenta conglomerado basal de espesor variable; la parte superior de Verdún son lutitas verdes a marrón parduscas, algo calcáreas, con intercalaciones delgadas de areniscas gris claro, grano medio y calcáreo, (Grover, 1987).

#### 5.1.4 Cuaternario

El Cuaternario esta representado por terrazas marinas llamadas Tablazos. En el Lote I esta presente el Tablazo Talara constituido por arenas, areniscas, de color blanco amarillentas, de grano medio a grueso, calcáreos, con limonitas y lutitas de color amarillo abundante coquina y fragmentos de moluscos (Seranni, 1987 y Grover, 1977). Estos sedimentos recientes, tienen un espesor máximo atravesado de 50 metros en el Lote, (Foto 05).



**Foto 05.-** Salida de Negritos – Talara. Obsérvese depósitos de fragmentos de conchas de los afloramientos del Tablazo, con matriz de limonitas y areniscas de grano fino,

## 5.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El Lote I se encuentra ubicado en la parte Central Sur de la Cuenca Talara limitada por el Norte por la estructura graven Río Bravo, por el Sur con el Levantamiento La Brea-Negritos y al Este por estructuras escalonadas desplazadas hacia el eje de la Cuenca con dirección NE-SW (Fig.07).

En el área el estilo estructural esta representado por un sistema longitudinal Norte-Sur de fallamiento normal en bloques, producto de esfuerzos tensionales que afectan a toda la cobertura sedimentaria. Se considera que el desarrollo de estos sistemas de fallas normales tiene gran relación con el levantamiento de los Andes, que esta activo desde el Cretaceo Superior.

En general, el rumbo de los estratos en el Lote I es aproximadamente Norte - Sur y el buzamiento de 15° a 25° hacia el Este.

El estilo estructural del Lote I, que es de origen tensional, permite diferenciar 2 sistemas de fallamiento, (Fig. 08)

A -Sistema de fallas Norte–Sur: Es el más importante por su desarrollo y su relación a los entrampamientos de hidrocarburos que constituyen los campos económicos trabajados en el Lote I.

- Falla “Milla 6”: Tectónicamente es un elemento muy activo, se observa que la Falla “Milla 6” ha estado reactivándose continuamente desde el Paleoceno (Mesa) hasta el Eoceno Superior (Grupo Talara) (Fig.08), su rumbo principal es Norte – Sur y 40° de buzamiento hacia el Oeste, con 914,4 metros (3000 pies) de separación vertical aproximadamente. Esta falla regional actúa como sello para los reservorios Basal Salina, Mogollón y Pariñas, (Fig. 09).

- Las Fallas “Bodega I”, “Rinconada”, “Calzada” son consideradas como fallas secundarias, con 243,8 a 304,8 metros (800 a 1000 pies) de separación vertical aproximadamente, se ubican al Este y Oeste del Lote respectivamente.

#### B -Sistema de fallas Este-Oeste:

- La “Gran falla”: Es un elemento estructural de gran relevancia regional, al constituir parte del levantamiento La Brea - Negritos (al Sur del Lote), esta falla es muy activa desde el Paleoceno, actúa como sello para los reservorios de Basal Salina y Mogollón, (Fig.09).

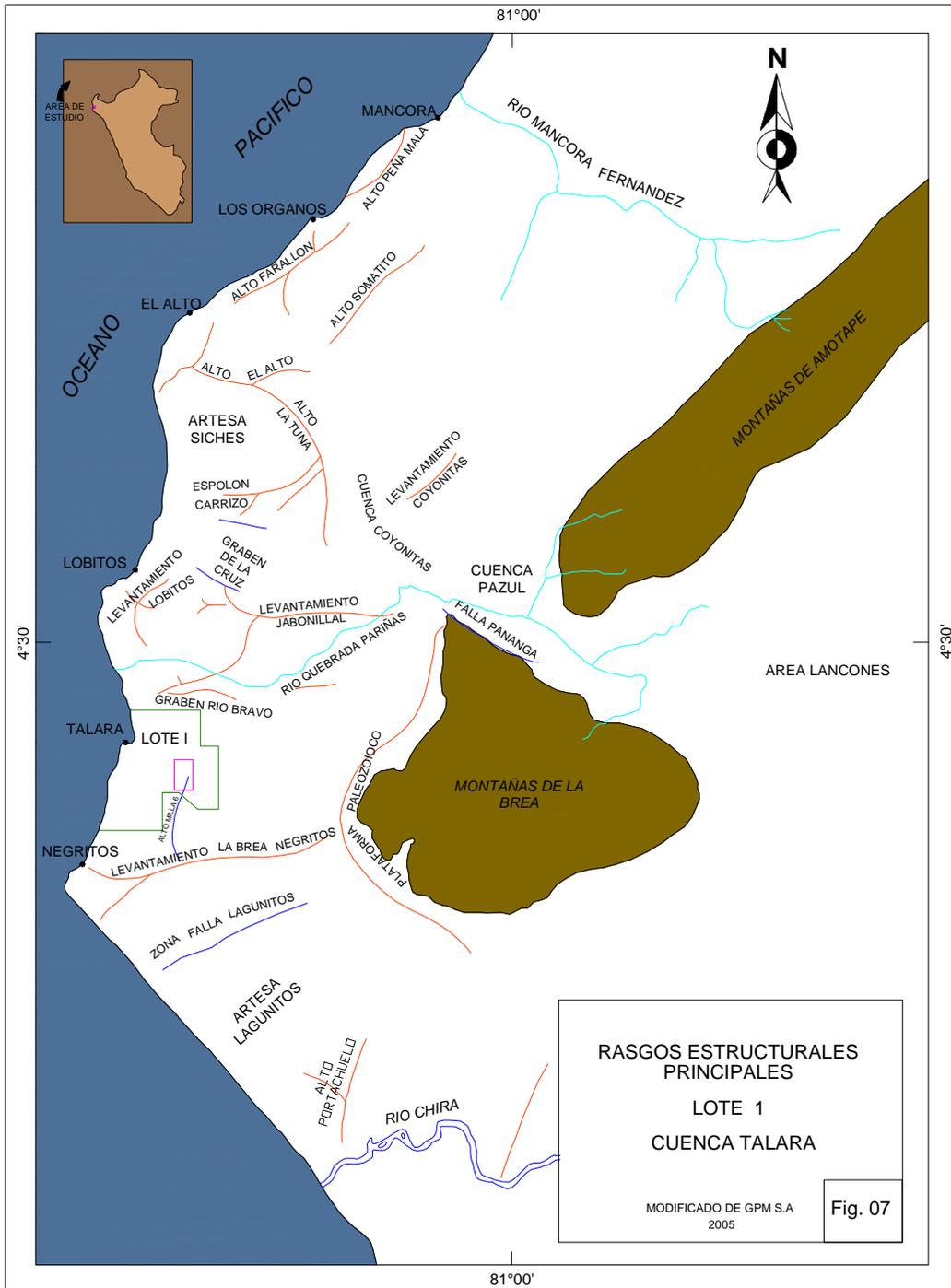
Su rumbo es Este - Oeste y  $45^\circ$  de buzamiento hacia el Norte, con 762 metros (2500 pies) de separación vertical.

- Las Fallas: “Acholao”, “Aeropuerto” son consideradas como fallas secundarias de 700 y 900 pies de separación vertical aproximadamente.

En algunas zonas del Área se observa pequeñas secciones de lutitas y areniscas plegadas y falladas inversamente, como consecuencia de zonas de compresión por resbalamiento, (Foto 06).



**Foto N°6.**- Carrizo al Norte de Talara, Lote X. Obsérvese un pequeño anticlinal con falla inversa constituido por lutitas grises intercaladas con areniscas de grano fino de la Fm Lutitas Talara.



**LEYENDA**

-  LOTE I
-  ÁREA DE ESTUDIO
-  FALLA
-  ALTO
-  RÍO

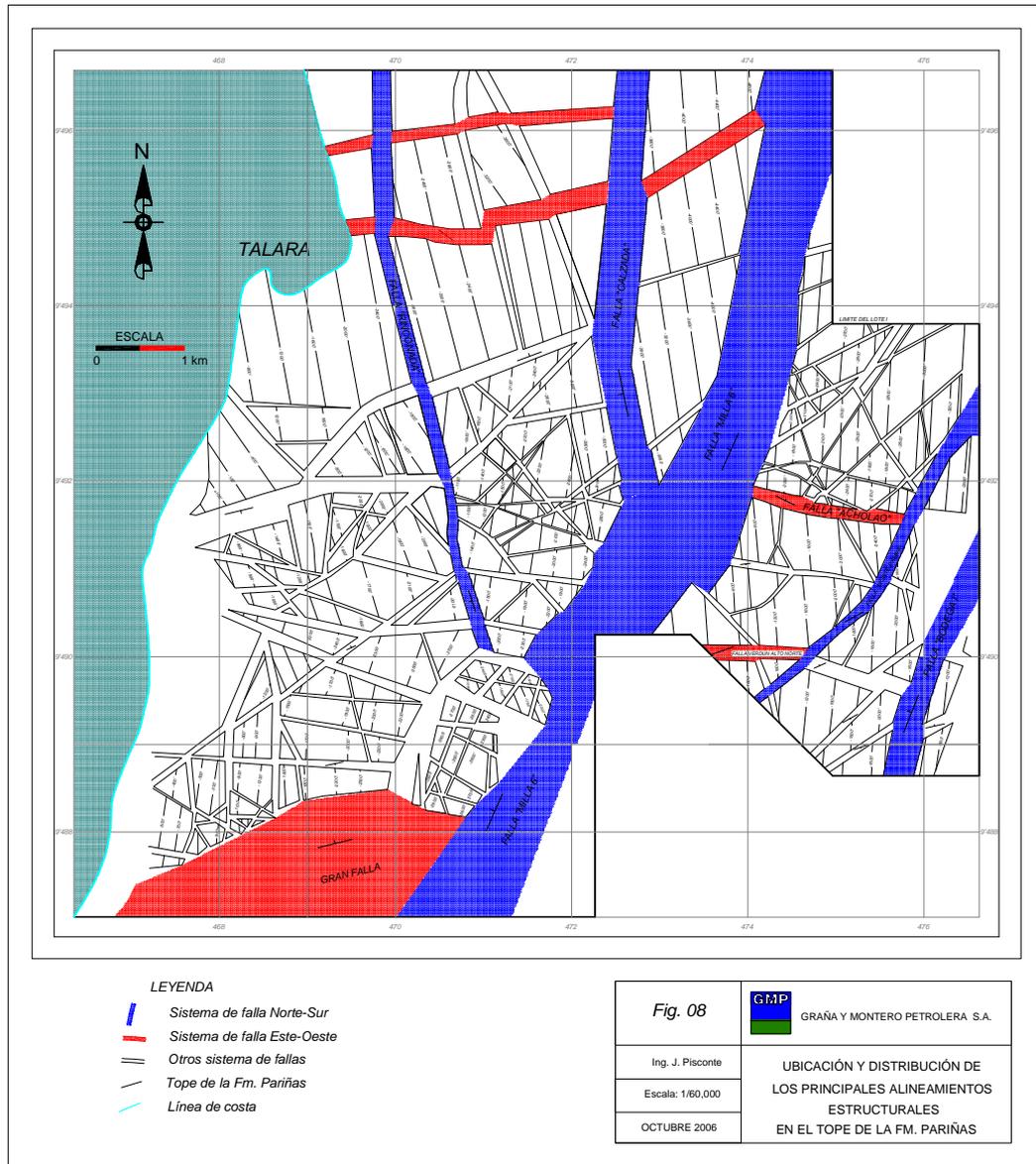


Fig.08. En el mapa estructural en el tope de la Fm. Pariñas del Lote I, se observa la ubicación y distribución de las dos sistemas de fallas, producto de esfuerzos tensionales que afectan a toda la cobertura sedimentaria. Se considera que el desarrollo estos sistemas de fallas tiene gran relación con el levantamiento La Brea-Negritos.

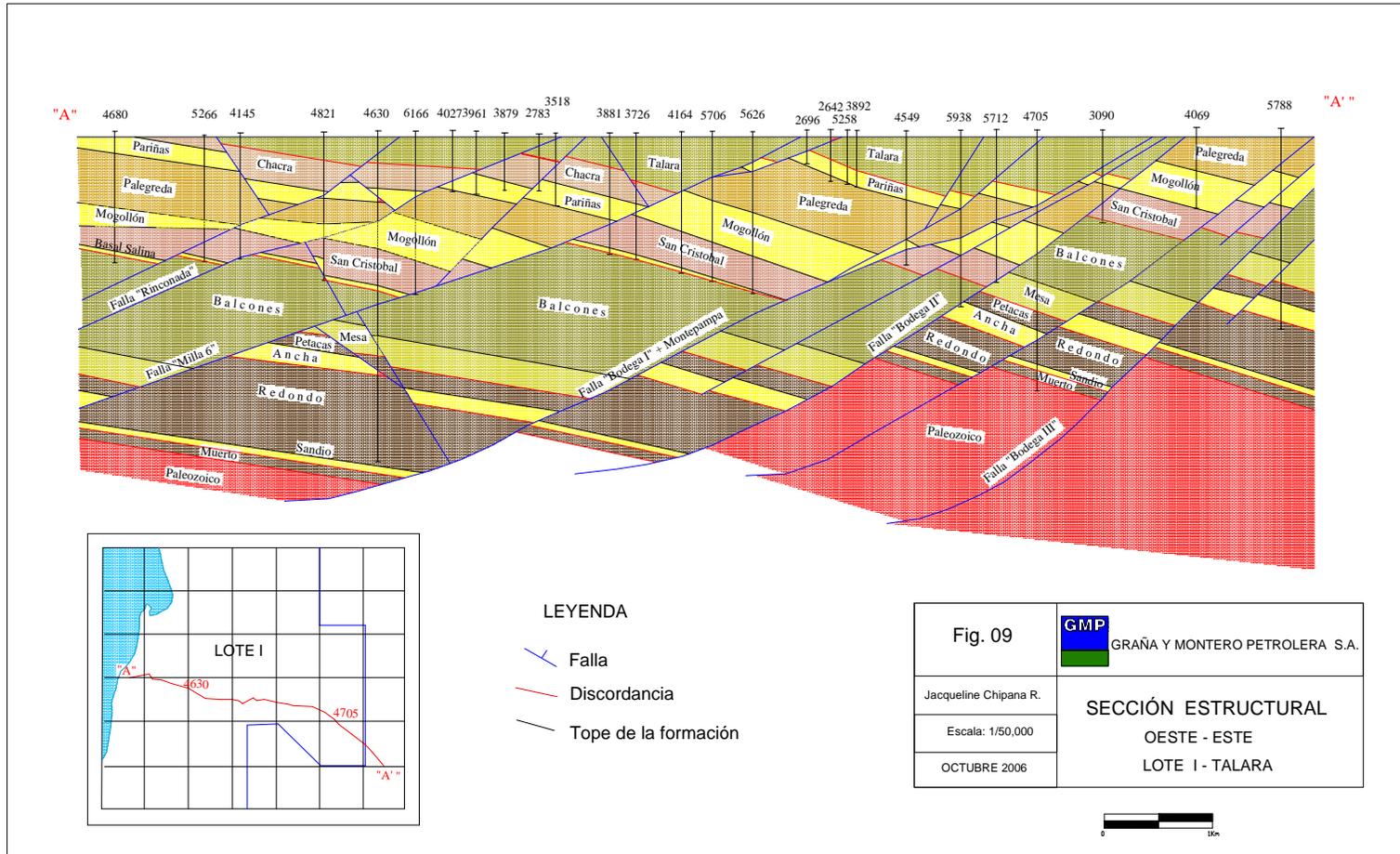


Fig.09: La sección estructural A-A', permite diferenciar el sistema de fallas Norte-Sur (Milla 6, Rinconada, Bodega I, Bodega II, Bodega III), que existe en el Lote I. Este sistema es el más importante por su desarrollo y su relación a los entrapamientos de hidrocarburos que constituyen los campos económicos trabajados en el Lote I. La falla regional Milla 6, tectónicamente es un elemento muy activo, que actúa como sello para los reservorios Basal Salina, Mogollón y Paríñas.

### **5.3 SISTEMA DE PETROLEO GENERALIZADO DE LA CUENCA TALARA**

La Cuenca Petrolífera de Talara tiene una producción acumulada de 1500 millones de barriles de petróleo y gas asociado, lo que demuestra la ocurrencia de un sistema de petróleo eficiente comparado con las demás Cuencas “Fore Arc”, que se encuentra en el Perú.

Los estudios geoquímicos basados en la ocurrencia de biomarcadores, revelan que la Formación Muerto del Cretáceo Inferior es la unidad con más alto contenido orgánico, con kerogeno adecuado y con una madurez que pasa de la ventana del petróleo a la de gas húmedo y condensado (A. Pardo y H. Villar-1999). En las formaciones del Cretáceo Tardío (Redondo y Petacas), Paleoceno (Balcones) y Eoceno (Chacra, Lutitas Talara, Chira), existen secciones lutáceas con concentraciones de materia orgánica pobres y de bajo rendimiento de hidrocarburos que han contribuido a la generación de hidrocarburos en la Región.

El modelado geoquímico de la Cuenca Talara muestra que las Formaciones del Cretaceo (Redondo y Petacas) y del Paleoceno (Balcones) habrían ingresado a la ventana de generación de petróleo durante la gran subsidencia del Eoceno Superior, hallándose las formaciones mas antiguas del Cretaceo (Muerto) en una madurez mas avanzada de ventana terminal (petróleo liviano a gas), (A. Pardo y H. Villar- 1999).

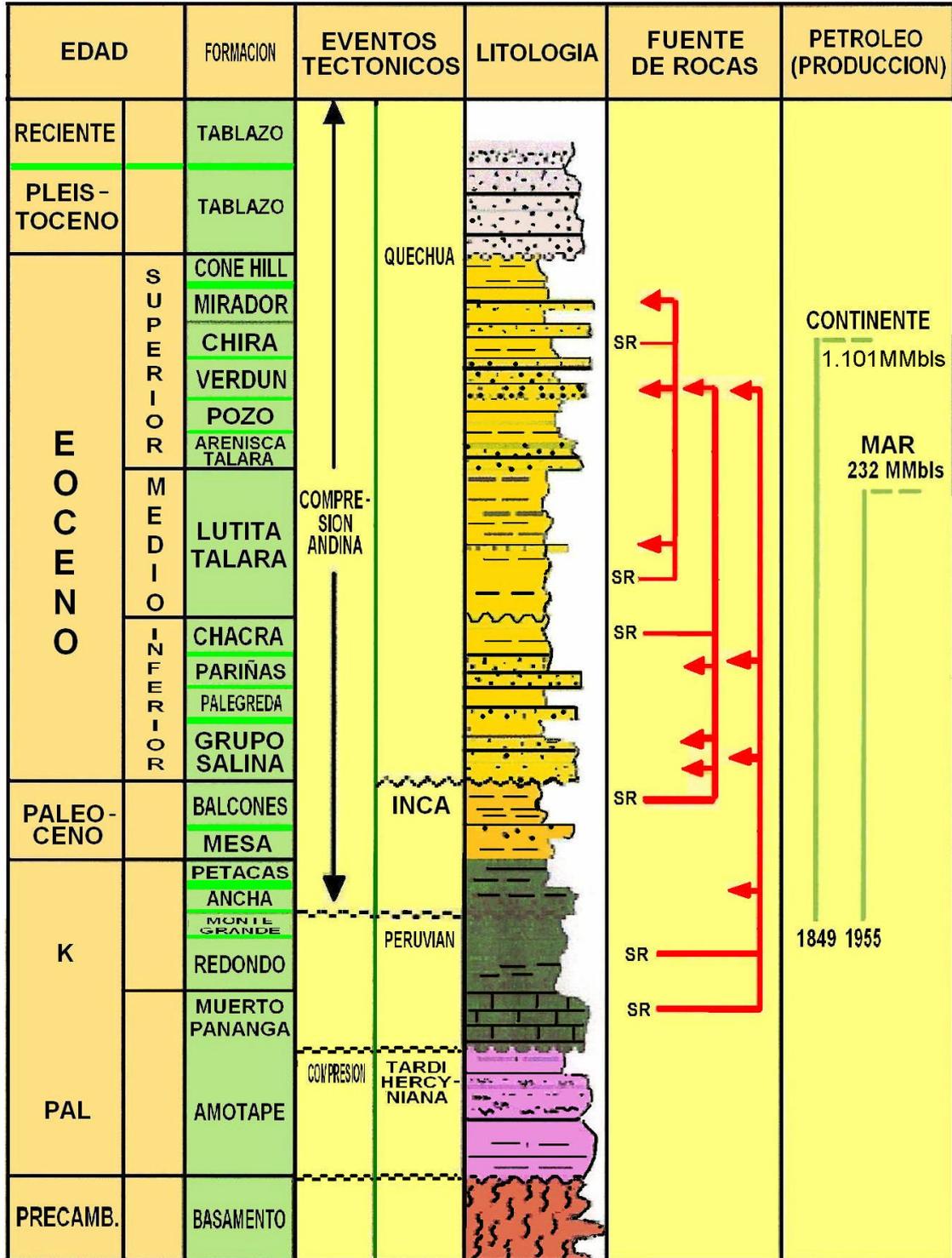
Las rocas reservorios varían en calidad. Hay excelentes reservorios como las areniscas de Pariñas y Cabo Blanco y otros reservorios de menor calidad debido a su contenido de arcillas (Formación Mesa, Mogollón, Verdún, Mirador).

Las trampas son principalmente de tipo estructural, existen pequeñas trampas estratigráficas y una combinación de trampas estructurales – estratigráficas.

Las lutitas de las Formaciones Balcones, Chacra, Chira, etc.; actúan como roca sello para los yacimientos relacionados a las Formaciones Mesa, Pariñas y Verdún respectivamente.

El Sistema de Petróleo principalmente se habría desarrollado en el intervalo de tiempo desde el Cretaceo y durante el Terciario (Fig. 10), (Perupetro 2003).

## SISTEMA DE PETRÒLEO CUENCA TALARA



• SR: Roca Generadora

Modificado por Perupetro (2003)  
(fig.10)

## 6.0 HISTORIA Y EVALUACION DE LA PRODUCCION DE LA FORMACIÓN PARIÑAS EN EL YACIMIENTO “SECCIÓN 16”

El Yacimiento Sección 16, fue descubierto en el año 1929, mediante la perforación del Pozo 2721 que alcanzo 470 metros de profundidad, y fue completado en Noviembre de 1930, en las arenas de Pariñas, se le asigno un RPI 1000 BPD, con un acumulado de 1,554.636 barriles de petróleo a diciembre de 2005.

En el área de estudio se perforaron 58 pozos con un espaciamento de 32374.98 a 40468.73 m<sup>2</sup> (8 a 10 acres) cuyo objetivo principal era solo la Formación Pariñas. De los 58 pozos perforados, 4 pozos fueron abandonados permanentemente (sin presencia de hidrocarburo), 6 pozos inyectoros, 2 pozos son productores con una producción diaria de 8 barriles de petróleo a diciembre de 2005 y lo que restan están abandonados temporalmente (ATA), (Tabla I).

La producción acumulada del Yacimiento es de 20,990.897 barriles de petróleo a diciembre de 2005.

El registro histórico del Yacimiento se detalla a continuación:

- ❖ En el periodo 1929-1935, se inicia la perforación del pozo 2721, a 455 metros de profundidad se alcanza a la Formación Pariñas, produciendo hasta el 2000, 1554.64 barriles de petróleo. Este primer pozo fue registrado como excelente productor, debido a que fue un pozo surgente (flowing), con tal motivo se programó una campaña de perforaciones de 25 pozos de los cuales 4 pozos (2338, 2469, 2627,2712), no mostrarón evidencias de hidrocarburo, El resto de los pozos lograron obtener una buena producción, alcanzando en 1935 una producción acumulada de 70000 barriles, la máxima en toda la historia del Yacimiento (Fig.11).

- ❖ 1938-1941, se observo una declinación de la curva de producción del Yacimiento (Fig.11), a consecuencia de que los pozos empezaron a perder presión, debido a que la columna de gas se volvió insuficiente para ejercer presión a la columna de petróleo. Esto motivó a diseñar un plan piloto para la recuperación secundaria tomándose los pozos que estaban abandonados por

estar depletados, y que se ubican en bloques estructurales levantados lo que permitiría ejercer una mayor presión al gas inyectado.

❖ 1941-1967 se inicio el plan piloto con la ejecución de inyección de gas, en el pozo 2813 en el año 1941, luego continuaron los pozos 2911 (1956), 2929 (1964), 2629 (1966), 2425 (1967), 2566 (1967), hasta el año 1967, fecha en la cual se concluyo el plan piloto de la recuperación secundaria de inyección de gas, logrado incrementar la producción 30%.

❖ 1964-1965 se empleo una campaña de perforación de pozos teniendo como objetivo el Miembro "A", logrando atravesar toda la Formación; se perforaron los pozos: 5103, 5107, 5246, 5247, 5253, 5257, 5258, 5274, 5276, 5294 y 5313. El resultado de estas perforaciones fue de incrementar la producción de petróleo, (Fig. 11).

❖ 1984-1985 se inició el trabajo de work over (baleo, acidificación), correspondientes a los pozos de la ultima campaña de perforación (1964-1965), logrando la producción de petróleo hasta 1985, año en el cual empezó a decaer la producción obteniendo el mínimo de producción en el 2000 (Fig. 11).

❖ 2000-2006 en este periodo se realizaron los trabajos de pistoneo (Swab), resultando en un leve aumento de producción (Fig. 11).

Actualmente el Yacimiento cuenta con 2 pozos de producción teniendo un registro anual de 90 barriles de petróleo.

TABLA I									
INFORMACIÓN GENERAL DE POZOS PERFORADOS									
LOTE I - TALARA									
POZO	FECHA DE PERF. INICIO FINAL		COORDENADAS WGS 84	ELEVACIÓN (Pies)	PROF.FINAL	FORMACIONES ATRAVESADAS (Pies) (Metros)			OBSERVACIONES
2338	18/05/2028	30/07/2028	E 473429.2 N 9490347.2	268'	1515'	Lutita talara Pariñas Palegredda	0'-1245' 1245'-1386' 1386'-1515'	29-379 379-422 422-461	Pozo sin presencia de hidrocarburo
2369	08/09/2028	29/12/2028	E 474375.3 N 9491665.1	241'	1525'	Tablazo Pozo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0-40' 40'-720' 720'-790' 790'-1260' 1260'-1525'	0-12 12-64 64-219 219-240 240-384	Pozo en produccion intervalos abiertos 1513'-1438' produce 8bls/d
2425	17/01/1934	15/02/1934	E 473907.6148 N 9490762.4461	257'	1589'	Tablazo Lutita Talara Pariñas	0-30' 30'-1111' 1111'-1589'	0-9 9-338 338-484	Pozo inyector (1941) se cerro el 05/67
2469	26/01/2029	01/05/2029	E 474552.2 N 9491683.0	241'	1722'	Tablazo Pozo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0'-70' 70'-670' 670'-1070' 1070'-1630' 1630'-1720'	0-21 21-204 204-326 326-496 496-524	Pozo abandonado se encontro zona de agua a 1710' con pequeñas muestras de oil y gas
2493	01/05/2029	25/06/2029	E 474205.4 N 9491635.2	238'	1558'	Tablazo Pozo Lutita Talara Pariñas	0-50' 345'-795' 795'-1170' 1170'-1558'	0-15 105-242 242-356 356-474	Pozo abandonado temporalmente el 12/99,se realizo prueba de Swab RPR:0*26 , fue cerrado.
2515	31/05/2029	07/08/2029	E 474381.8835 N 9491184.5941	242'	1458'	Tablazo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0-20' 80'-700' 700'-1420' 1420'-1458'	0-6 24-213 213-432 432-444	Pozo abandonado temporalmente se trato de profundizar pero se atraco una varilla,se abandono por una rotura en el casing,cerrado el 6/52
2556	16/07/2029	11/09/2029	E 474317.3 N 9490490.2	223'	1861'	Tablazo Pozo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0-20' 130'-330' 330'-620' 620'-1300' 1300'-1860'	0-6 6-40 40-100 100-188 188-396 396-566	Pozo abandonado temporalmente se realizo pruebas de swab RPR:0*3,cerrado el 1/76

2566	27/08/2029	09/10/2029	E 474018.5 N 9491594.3	218'	1472'	Pozo Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-200' 200'-900' 900'-1073 1073'-1433' 1433'-1472'	0-60 60-274 274-327 327-436 436-448	Pozo inyector (1967) cerrado el 5/69
2568	19/08/2029	17/10/2029	E 473738.146 N 9490802.9845	259'	1607'	Tablazo Pozo Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-29' 29'-280' 280'-1070' 1070'-1500 1500'-1607'	0-8 8-85 85-326 326-457	Pozo abandonado temporalmente se acidifico (1951), RPR: 9*19*1164GOR, cerrado desde el 9/65
2592	26/09/2029	11/11/2029	E 474081.9603 N 9490802.9845	253'	1520'	Tablazo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0-100' 100'-285' 285'-1330' 1330'-1520'	0-30 30-86 86-405 405-463	Pozo abandonado por alto contenido de gas 17662p3/d y cerrado desde el 6/57
2597	01/11/2029	17/01/1930	E 473847.5692 N 9490587.7957	240'	1711'	Tablazo Lutita Talara Pariñas	0-830' 830'-1070' 1070'-1710'	0-252 252-326 326-521	Pozo productivo intervalos abiertos:1544'-1422' producción 8bls/d
2598	18/12/2029	05/02/1930	E 474259.4 N 9491810.1	223'	1889'	Tablazo Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-40' 40'-1460' 1460'-1780' 1780'-1899'	0-12 12-445 445-542 542-578	Pozo abandonado se cerro en 1974, por problemas de baja produccion de petroleo y alta produccion de agua desde el inicio de su vida productiva
2627	06/11/1930	11/01/1931	E 473549.4748 N 9490699.9621	228'	1190'	Tablazo Pozo Talara Lutita Talara Pariñas	0-90' 90'-380' 380'-1133' 1133'-1190'	0-27 27-115 115-345 345-362	Pozo abandonado por presencia de agua, sin evidencias de hidrocarburo
2629	31/01/1930	17/03/1930	E 473962 N 9490452.9	227'	1712'	Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-1060' 1060'-1659' 1659'-1712'	0-323 323-505 505-521	Pozo inyector (1966) cerrado desde 8/73
2630	28/02/1930	18/04/1930	E 474205.0995 N 9490658.5093	250'	1700'	Tablazo Lutita Talara Pariñas	0-30' 30'-1550' 1550'-1700'	0-9 9-472 472-518	Pozo completado y abandonado sin presencia de hidrocarburo
2642	28/03/1930	18/05/1930	E 473978.3283 N 9490921.5517	264'	1878'	Pozo Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-480' 640'-1181' 1181'-1782' 1782'-1878'	0-146 195-360 360-543 543-572	Pozo abandonado temporalmente se realizo trabajos de pulling y se hizo pruebas de Swab produccion 0*2*2hr, cerrado desde el 8/93
2671	23/06/1930	19/08/1930	E 474029.8395 N 9490619.1901	249'	1784'	Tablazo Pozo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0-100' 100'-350' 350'-950' 950'-1361' 1361'-1784'	0-30 30-106 106-289 289-414 414-543	Pozo abandonado temporalmente se realizo pruebas de Swab resultado 0*16 por dia cerrado el 3/02

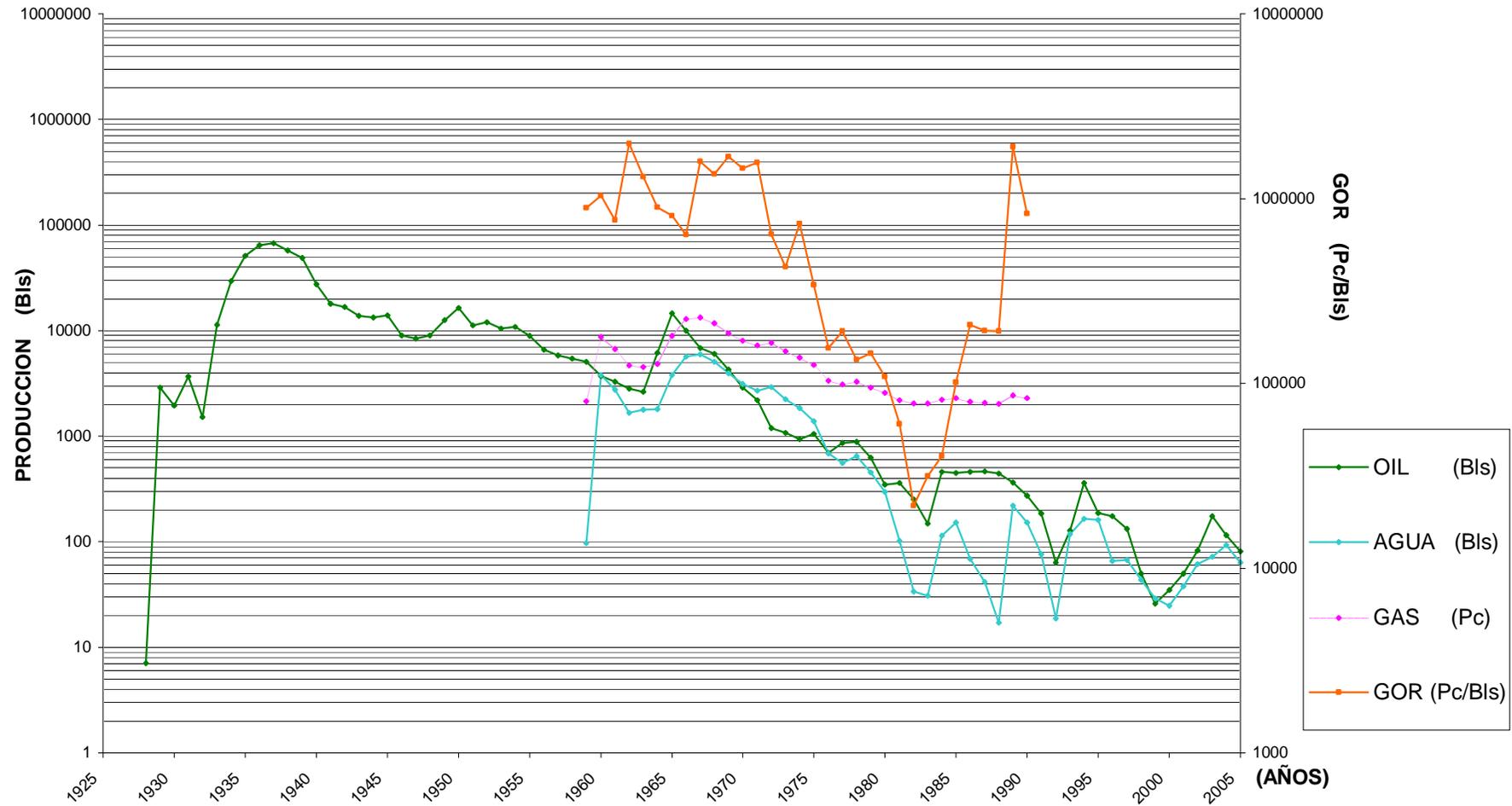
2680	31/05/1930	15/07/1930	E 474204.1851 N 9491152.5901	261'	1575'	Tablazo Pozo Lutita Talara Pariñas	0-95' 95'-545' 545'-1173' 1173'-1575'	0-28 28-166 166-357 357-480	Pozo abandonado temporalmente se realizo pruebas de Swab produccion: 0*15 se cerro el 3/94
2696	06/06/1930	12/08/1930	E 473784.4756 N 9490929.1717	259'	1290'	Tablazo Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-20' 20'-828' 828'-1190' 1190'-1290'	0-6 6-252 252-362 362-393	Pozo productor de gas intervalo:1290'-829' =140MPC/D cerrado en 1996
2712	26/07/1930	16/09/1930	E 474147.7971 N 9490969.1005	254'	1625'	Tablazo Lutita Talara Pariñas	0-30' 30'-1425' 1425'-1625'	0-9 9-434 434-495	Pozo abandonado sin presencia de hidrocarburo, se lleno con greda y coloco tapon de cemento
2713	18/08/1939	16/10/1939	E 474249.6003 N 9491323.8877	218'	1617'	Tablazo Arenisca Talara Lutita Talara pariñas	0-20' 70'-500' 500'-1190' 1190'-1617'	0-6 21-152 152-362 362-492	Pozo abandonado temporalmente cerrado por alto GOR:8864 pc/bl desde el 10/93
2720	15/02/1935	23/04/1935	E 474137.9 N 9490474.8	265'	1520'	Tablazo Pozo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0-80' 80'-170' 170'-430' 430'-1262' 1262'-1520'	0-24 24-51 51-131 131-384 384-463	Pozo abandonado temporalmente se realizo pruebas de swab RPR:0*2, cerrado desde el 7/02
2721	03/09/1930	14/11/1930	E 474147.3 N 9491463.3	219'	1492'	Tablazo Lutita Talara Pariñas	0-40' 40'-1030' 1030'-1492'	0-12 12-313 313-454	Pozo abandonado temporalmente cerrado por alto GOR desde el 8/00
2729	19/09/1930	09/11/1930	E 474021.9147 N 9491093.1541	233'	1525'	Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-1310' 1310'-1490' 1490'-1525'	0-399 399-454 454-464	Pozo abandonado temporalmente se realizo pruebas de Swab produccion 1/2*0*2 1/2hr cerrado desde el 7/93
2746	13/09/1930	21/11/1930	E 474268.8 N 9490346.8	246'	2109'	Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-1471' 1471'-2051' 2051'-2109'	0-448 448-625 625-642	Pozo completado y abandonado sin muestra de hidrocarburo.
2810	28/03/1936	13/05/1936	E 473907.6148 N 9491264.4517	214'	1357'	Tablazo Pozo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0-60' 60'-700' 700'-820' 820'-878' 878'-1357'	0-18 15-213 213-249 249-267 267-413	Pozo abandonado hubo un reventon debido al gas que origino un crater alrededor del casing y el pozo se cerro en 1952.
2812	12/01/1935	28/03/1935	E 473786.1 N 9490411	229'	1517'	Tablazo Pozo Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-60' 60'-410' 410'-1027' 1027'-1064' 1064'-1517'	0-18 18-124 124-313 313-324 324-462	Pozo abandonado temporalmente cerrado desde el 10/45 por alto GOR:6*0*46300GOR*Flow

2813	30/12/1934	10/02/1935	E 474093.5427 N 9491287.3117	215'	1490'	Tablazo Pozo Lutita Talara Pariñas	0-110' 110'-530' 530'-978' 978'-1490'	0-33 33-161 161-298 298-454	Pozo inyector se cerro desde el 10/41.
2882	03/12/1936	20/02/1936	E 474808.2 N 9491919.8	274'	2850'	Pozo Arenisca Talara Lutita Talara Chacra Pariñas	0-226' 578'-1088' 1088'-2342' 2342'-2563' 2563'-2850'	0-68 176-331 331-713 713-781 7891-868	Pozo abandonado temporalmente En 1953 estuvo produciendo RPR :5*118*UB, se cerro en 1967.
2888	08/01/1937	23/03/1937	E 474319.5 9491974	240'	2555'	Tablazo Lutita Talara Chacra Pariñas Palegreda	0-50' 50'-1940' 1940'-2032' 2032'-2421' 2421'-2555'	0-15 15-591 591-619 619-737 737-778	Pozo abandonado temporalmente se completo como pozo de gas y se tapo el pozo con cemento a 1999', cerrado desde el 1/37
2892	16/02/1937	05/04/1937	E 474628.3 N 9491873.9	254'	2578'	Pozo Arenisca Talara Lutita Talara Chacra Pariñas	0-236' 236'-526' 526'-1046' 1046'-2247' 2247'-2397' 2347'-2578'	0-71 71-160 160-318 318-684 684-730 730-785	Pozo abandonado temporalmente tiene alto GOR y cerrado desde 9/51
2908	09/06/1937	18/08/1937	E 474197.4795 N 9491018.1733	272'	1804'	Tablazo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-173' 173'-533' 533'-1365' 1365'-1720' 1720'-1804'	0-52 52-162 162-416 416-524 524-549	Pozo abandonado temporalmente En 1973 se realizo work over RPR:0*0 y se cerro desde el 10/73
2911	02/07/1937	22/09/1937	E 474100.5 N 9491747.2	225'	1435'	Tablazo Lutita Talara Pariñas	0-224' 224'-1081' 1081'-1435'	0-68 68-329 329-437	Pozo inyector cerrado desde 10/73
2917	23/07/1937	22/09/1937	E 474060.9 N 9490339.9	241'	1535'	Tablazo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0-213' 213'-393' 393'-1185' 1185'-1535'	0-64 64-119 119-361 361-467	Pozo abandonado temporalmente tiene alto GOR :5800pc/bly fue cerrado desde 10/65
2929	22/09/1937	16/11/1937	E 473911.9 N 9490309.	222'	1680'	Tablazo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-237' 237'-357' 357'-1153' 1153'-1500' 1500'-1680'	0-72 72-108 108-351 351-457 457-512	Pozo abandonado temporalmente fue productor de gas el año 2004, cerrado desde el 01/05
2991	12/08/1938	03/10/1938	E 473729.3068 N 9490544.2093	266'	1486'	Tablazo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-180' 180'-420' 420'-1120' 1120'-1435' 1435'-1486'	0-54 54-128 128-341 341-437 437-452	Pozo de gas intervalos : 1486'-1229' Fm. Pariñas y luego fue cerrado en superficie

3017	19/01/1939	24/01/1939	E 474174.9243 N 9490602.4261	255'	1520'	Tablazo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0-70' 70'-408' 408'-1468' 1468'-1520'	0-21 21-124 124-447 447-463	Pozo abandonado temporalmente no se encontro produccion comercial y se lleno con lodo pesado.
3587	21/11/1945	26/11/1945	E 473970.0987 N 9490838.6461	272'	1575'	Tablazo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0-280' 280'-315' 315'-1232' 1232'-1575'	0-85 85-96 96-375 375-480	Pozo no productor se realizo inspeccion mecanica y se hizo pruebas de Swab produccion :0*0*21/2hr.
3588	23/10/1945	28/10/1945	E 473953.9443 N 9490558.2301	243'	1704'	Tablazo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-240' 240'-270' 270'-1170' 1170'-1549' 1549'-1704'	0-73 73-82 82-356 356-472 472-519	Pozo abandonado temporalmente cerrado por produccion de agua 100% cerrado desde el 97
3874	08/12/1951	12/12/1951	E 474395.9043 N 9491361.9877	244'	1914'	Tablazo Lutita Talara Pariñas	0-370' 370'-1461' 1461'-1914'	0-112 112-445 445-583	Pozo abandonado temporalmente se realizo pruebas de Swab produccion:0*12*3h y cerrado desde el 7/93
3892	08/05/1950	13/05/1950	E 474217.9011 N 9490868.2117	272'	2116'	Tablazo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-310' 310'-440' 440'-1538' 1538'-2086' 2086'-2116'	0-94 94-134 134-468 468-635 635-644	Pozo no productor se realizo trabajos de pulling y se hizo pruebas de Swab produccion 0*0*2 1/2hr
4136	22/12/1951	30/12/1951	E 474351.4035 N 9491106.8701	264'	1976'	Tablazo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-216' 216'-470' 470'-1400' 1400'-1941' 1941'-1976'	0-65 65-143 143-426 426-591 591-602	Pozo abandonado temporalmente se preparo para determinacion de niveles de fluido a nivel de 150'y se hizo prueba de casing Swab produccion :0*7*4 1/2h
5103	12/06/1964	16/06/1964	E 474339.3 N 9491645.2	248'	2000'	Pozo Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-587' 587'-1347' 1347'-1927' 1927'-2000'	0-178 178-410 410-587 587-609	Pozo abandonado temporalmente se realizo prueba de Swab resultado:1*1*2 1/4hr y fue cerrado desde el 2/03
5107	17/08/1964	19/08/1964	E 474177.6675 N 9491184.2893	252'	1761'	Pozo Lutita Talara Pariñas	0-340' 340'-532' 532'-1145' 1145'-1761'	0-103 103-162 162-348 348-536	Pozo abandonado temporalmente se realizo prueba de Swab resultado:1*41 y fue cerrado el 10/02
5246	26/10/1964	30/10/1964	E 474230.8 N 9490348.9	266'	2010'	Pozo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-250' 250'-350' 350'-1384' 1384'-1942' 1942'-2009'	0-76 76-106 106-421 421-591 591-612	Pozo abandonado temporalmente se cerro en el 6/90

5247	31/10/1964	04/11/1964	E 474158.4651 N 9490671.6157	237'	2078'	Tablazo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-80' 80'-338' 338'-1453' 1453'-1835' 1835'-2078'	0-24 24-103 103-442 442-559 559-633	Pozo abandoando temporalmente cerrado en el 8/72
5253	15/01/1965	18/01/1965	E 474508.2 N 9491614.1	247'	2117'	Tablazo Pozo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0-80' 80'-535' 535'-805' 805'-1595' 1595'-2117'	0-24 24-163 163-245 245-486 486-645	Pozo abandonado temporalmente se realizo pruebas de Swab RPR:0*0 y fue cerrado desde el 6/92
5257	19/05/1965	22/05/1965	E 474295.3203 N 9490549.3909	264'	1968'	Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-420' 420'-1120' 1120'-1634' 1634'-1822'	0-119 119-434 434-603	Pozo abandonado temporalmente contiene 100% de agua y fue cerrado desde el12/96
5258	23/05/1965	27/05/1965	E 474135.6051 N 9490899.3013	271'	1998'	Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-392' 392'-1425' 1425'-1979' 1979'-1998'	0-119 119-434 434-603 603-608	Pozo abandonado temporalmente se realizo inspeccion mecanica y no se continuo trabajo por no mostrar petroleo suficiente para poder realizar pruebas de Swab y por tener pruebas de pesca y se cerro desde el 05/93
5274	18/11/1965	23/11/1965	E 474466.9227 N 9491276.0341	252'	1945'	Tablazo Pozo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0-30' 30'-360' 360'-790' 790'-1590' 1590'-1945'	0-9 9-109 109-240 240-484 484-592	Pozo abandonado temporalmente cerrado desde el 5/70
5276	23/11/1965	27/11/1965	E 474115.4883 N 9491405.2692	235'	1696'	Pozo Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-180' 295'-1035' 1035'-1615' 1615'-1696'	0-54 89-315 315-492 492-516	Pozo abandonado temporalmente se realizo pruebas de Swab produccion :2*6 y cerrado desde el 12/90
5294	20/10/1966	22/10/1966	E 474170.4 N 9491683.2	257'	1804'	Pozo Lutita Talara Pariñas Palegreda	0-340' 790'-1100' 1100'-1668' 1668'-1805'	0-103 240-335 335-508 508-550	Pozo abandonado temporalmente fue productor de gas y cerrado desde el 8/04
5313	18/11/1966	21/11/1966	E 474493.2 N 9491464.2	242'	1785'	Pozo Arenisca Talara Lutita Talara Pariñas	0-430' 430'-870' 870'-1600' 1600'-1785'	0-131 131-265 265-487 487-544	Pozo abandonado temporalmente cerrado el 12/01

**PRODUCCIÓN ACUMULADA DE LA FORMACIÓN PARIÑAS DEL  
YACIMIENTO "SECCION 16"**



**(Fig. 11): La máxima producción acumulada de petróleo de la Formación Pariña fue de 70,000 barriles en el año 1935.**

## **7.0 FORMACIÓN PARIÑAS – LOTE I**

### **7.1 INTRODUCCIÓN**

La Formación Pariñas se encuentra presente en los sectores Norte y Este del Lote I y esta constituido por una secuencia de gruesos estratos de areniscas y areniscas conglomeradas intercalados con estratos de lutitas, que constituye reservorios.

Esta Formación ha contribuido con la mayor producción en el Lote I, principalmente en los Yacimientos Milla 6 y Sección 16 ubicados en el sector Este del Lote, debido a sus excelentes características de roca reservorio tales como porosidad promedio de 22% y permeabilidad horizontal promedio de 780 milidarcys.

El estudio de la Formación Pariñas de la presente tesis ha tomado como base el Modelo de Deposición del Sistema Fluvio Deltaico del Pariñas, preparado en el año 1975 por el Dr. Carozzi para la Cia. Belco Petroleum Corporation.

### **7.2 ANÁLISIS DEL MODELO SEDIMENTARIO DE LA FORMACIÓN PARIÑAS**

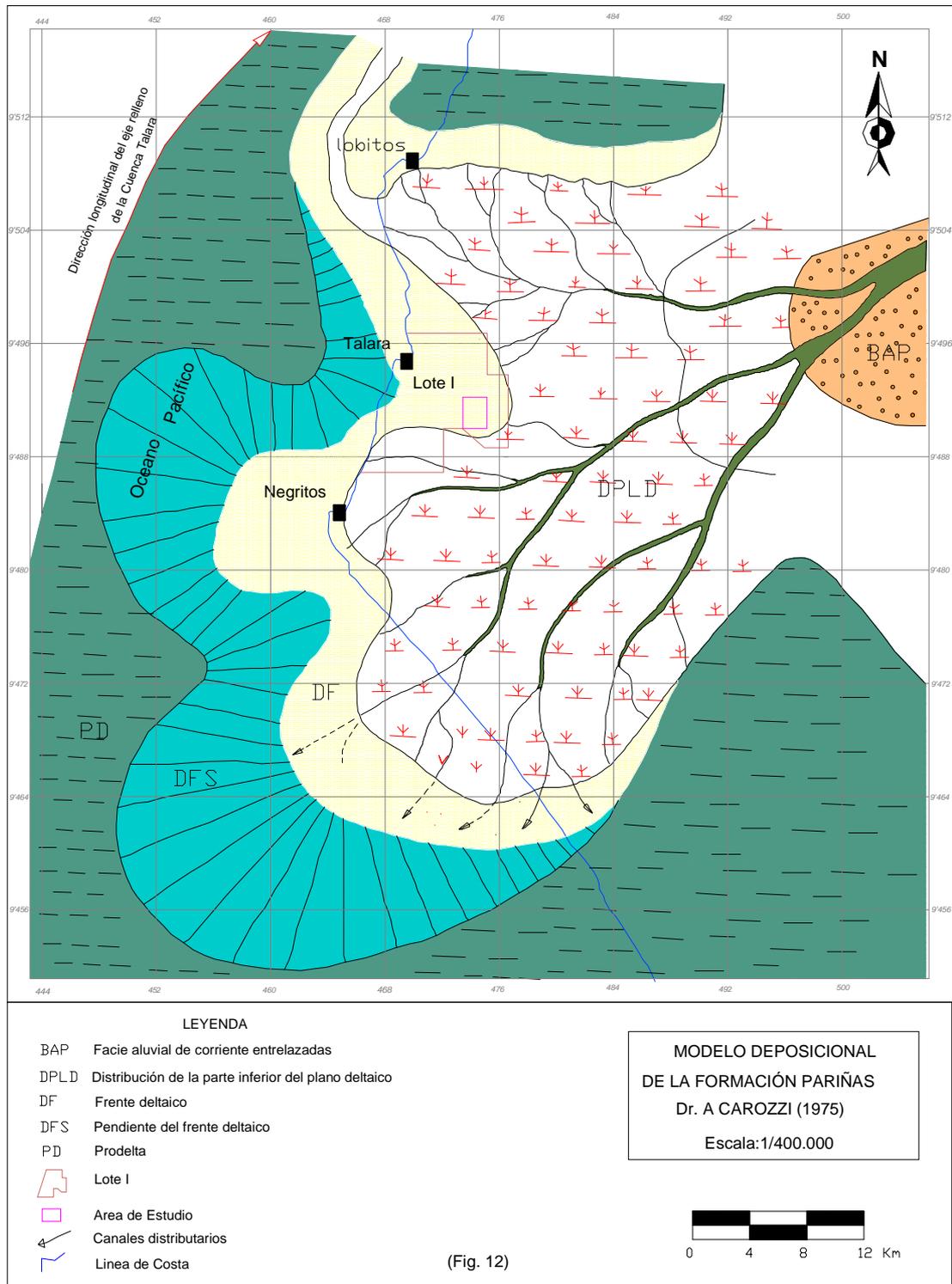
El Dr. Carozzi en el año 1975 realiza un estudio con la finalidad de establecer un modelo deposicional de la Formación Pariñas, la información utilizada fue: la interpretación de la composición y propiedades sedimentarias de las rocas clásticas (a nivel macroscópico y nivel microscópico), testigos de roca (cores) y la interpretación litológica de registros eléctricos.

En el Modelo establecido por Carozzi, la Formación Pariñas es parte de un Sistema Fluvio-Deltaico del tipo de relleno transversal, con una dirección de depositación Este a Oeste y que se originó en la margen Oriental de la Cuenca. La Formación Pariñas es un típico sistema fluvial entrelazado, altamente cargado de sedimentos, originado por movimientos tectónicos, representa un delta que no avanza mucho hacia el centro de la Cuenca, pero en cambio, acumula sedimentos en forma vertical. Como consecuencia origina reservorios potentes en los lugares apropiados del sistema, llamado frente deltáico, (Fig. 12).

Como el sistema fluvio deltáico de Pariñas fue muy activo (arenas gruesas y conglomerados en canales del frente deltaico), es posible encontrar arenas potentes aun en el frente deltáico inclinado.

Para la exploración de petróleo en general el frente deltaico contiene las mejores rocas reservorios potenciales. En el caso de Pariñas, es aun de mejor calidad, porque la velocidad de avance del delta es igual a la velocidad de hundimiento de la cuenca, de allí que el frente deltaico sea potente y local, en lugar de ser delgado y extenso.

La Formación Pariñas en el Lote I se encuentra en el frente deltáico del Modelo Depositacional Carozzi.



(Fig. 12)

Fig.12: En el Modelo Sedimentario establecido por el Dr. Carozzi, la Formación Pariñas es parte de un sistema Fluvio-deltaico del tipo de relleno transversal, con una dirección de deposición Este a Oeste.

## **8.0 ANÁLISIS GEOLOGICO DE PETROLEO DE LA FORMACION PARIÑAS EN EL YACIMIENTO “SECCIÓN 16”**

### **8.1 ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO**

El análisis estratigráfico se realizó con la finalidad de diferenciar dentro de la Formación Pariñas, las principales unidades productivas y su distribución en el Yacimiento.

Se realizó en base a las correlaciones de registros litológicos y eléctricos (sp, resistividad) de los pozos, a través de esta correlación se obtuvo un registro compilado que presenta a la Formación Pariñas con un espesor de 190 metros.

Se ha reconocido en la Formación Pariñas 4 Miembros A, B, C y D, estos miembros se encuentran separados por secciones lutáceas, (Fig.13).

La descripción litológica de los Miembros se detalla a continuación:

**Miembro A-** El Miembro “A” se presenta superpuesto en contacto discordante a la Formación Palegreda. La base está constituida por intercalaciones de arenisca y finas laminas de lutitas; las areniscas son conglomerádicas de color gris claro, no cementado, calcárea, compuesta de cuarzo y cuarcitas y minerales oscuros, y las lutitas de color gris oscuro a clara con diseminación de minerales micáceos. El mayor espesor encontrado es de 40.23 metros (132 pies), en el pozo 5276, ubicado al Norte del área estudiada.

**Miembro B-** La base del Miembro “B” se encuentra en contacto erosivo con el Miembro “A”. Constituido de areniscas gris claro de grano grueso, compuesto mayormente por cuarzo y cuarcitas, con bandas de material carbonoso, con pequeñas intercalaciones de lutitas. La mayor sección atravesada ha sido de 67 metros (220 pies), en el pozo 5246 ubicado al Sur del área de estudio.

**Miembro C-** La base del Miembro “C” se encuentra en contacto erosivo con el Miembro “B”. Constituido de areniscas friables de grano medio a grueso, con lentes de limolitas y material carbonoso. El pozo 5107 corto 47.85 metros (157 pies) de este Miembro, ubicado en el sector central del área de estudio.

## SECCIÓN COMPILADA DE LA FORMACIÓN PARIÑAS

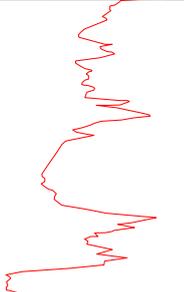
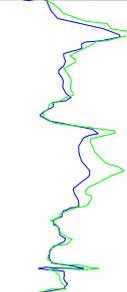
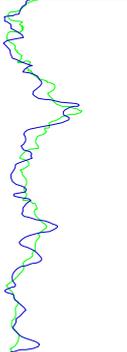
N° DE POZO	REGISTROS			ESPESOR		MIEMBRO
				pies	metros	
5258				53	16	D
5107				157	48	C
5294				220	67	B
				57	17	A3
5276				68	21	A2
				64	19	A1

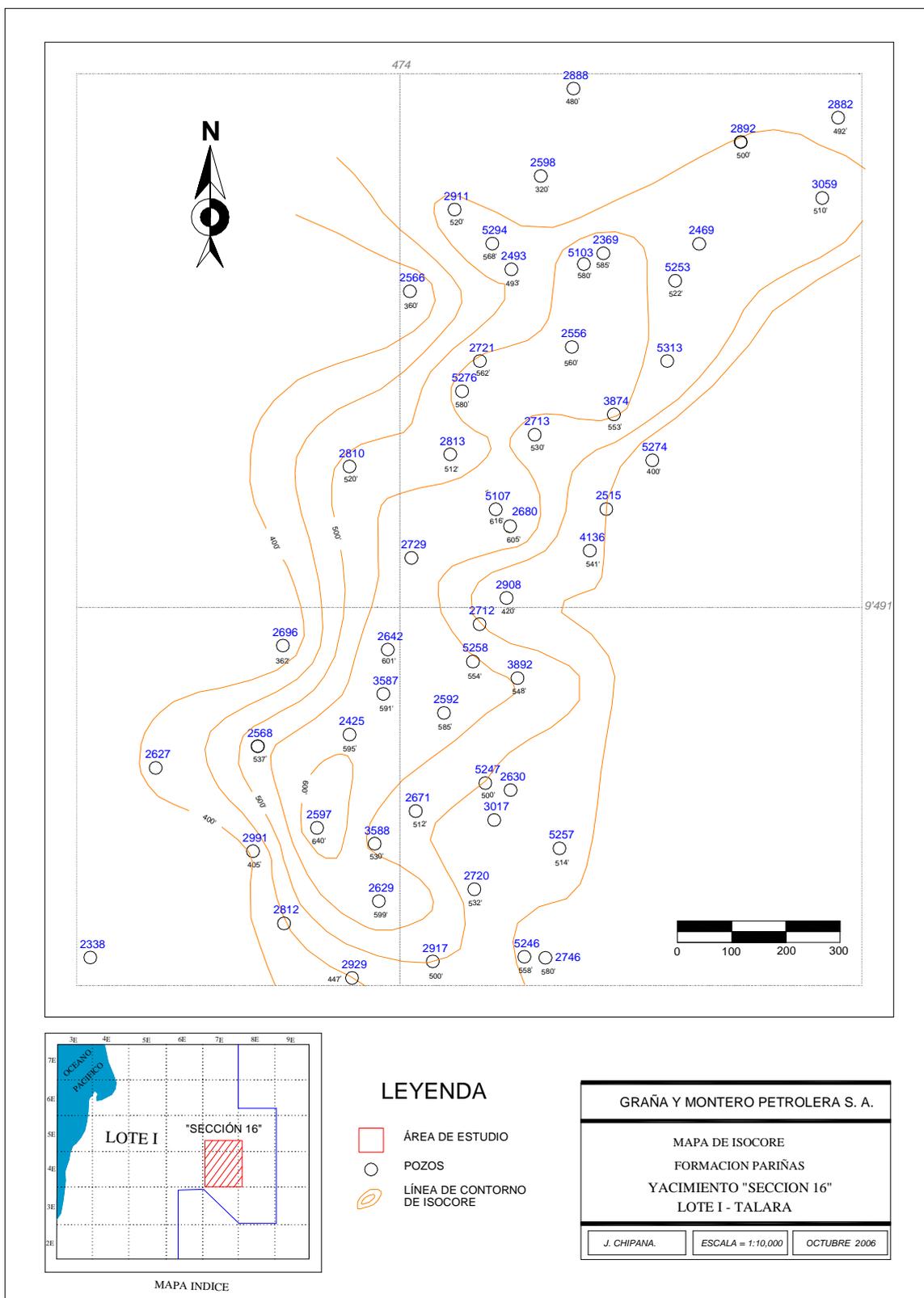
Fig.13: El registro compilado que presenta la Formación Pariñas tiene un espesor de 190 metros. Se ha reconocido cuatro Miembros A, B, C y D, estos miembros se encuentran separados por secciones lutáceas.

**Miembro D** – El tope del Miembro “D” se presenta en contacto discordante con el Grupo Talara. Constituido por areniscas duras de color gris de grano medio a grueso con intercalaciones de lutitas y restos de madera piritizada con finas fracturas de materia carbonosa. La sección atravesada ha sido de 16.76 metros (55 pies), en el pozo 5258.

El Pozo 3586 del Yacimiento Milla 6, vecino al yacimiento atravesó la sección completa de la Formación Pariñas. Se realizó una comparación con el registro compilado en donde ambos muestran un mismo espesor, y las características de los cuatro miembros son muy similares, mostrándose con esto la gran continuidad de la formación.

El mapa de isocore (Fig.14) muestra que las mejores acumulaciones de sedimentos se encuentra en dirección SW-NE del yacimiento, disminuyendo hacia los. En la sección estratigráfica A-A' (Fig. 15) de dirección SW-NE, que contiene pozos con secciones completas, se muestra con claridad los mayores espesores en la parte central del yacimiento.

Podemos afirmar que no existen importantes variaciones laterales en todos los miembros de la formación, para esto se prepararon las secciones estratigráficas AA', BB' y CC' (Fig.16-17), donde además se muestra que las secciones lutáceas son muy continuas y son importantes niveles de correlación.



(Fig.51): El mapa de isocore, muestra que las mejores acumulaciones de sedimentos ocurrieron en dirección NE-SW, disminuyendo hacia los flancos.

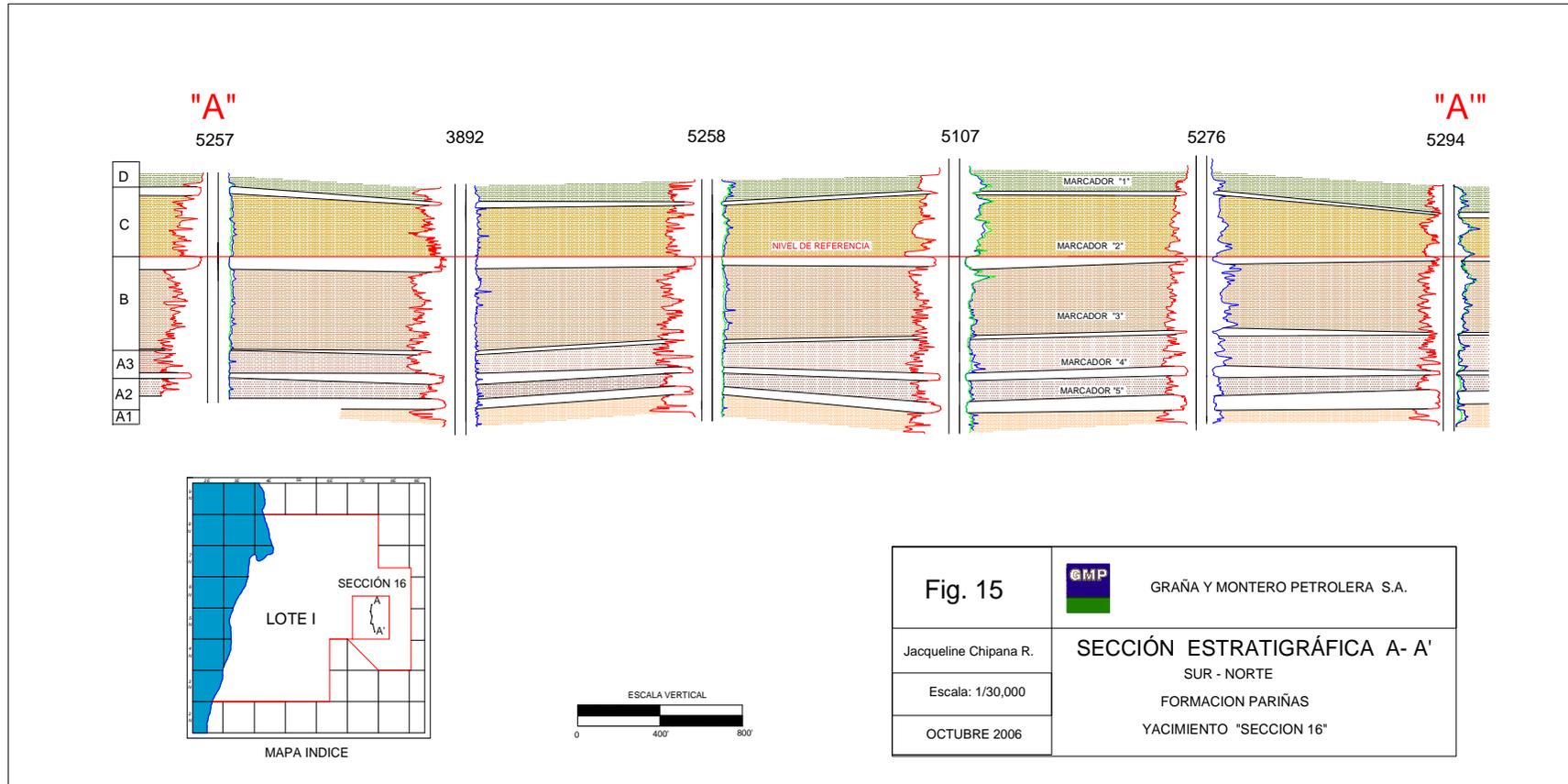


Fig.15: En la sección estratigráfica A-A', de dirección SW-NE, que contiene pozos con secciones completas, se muestra los mayores espesores en la parte central del yacimiento.

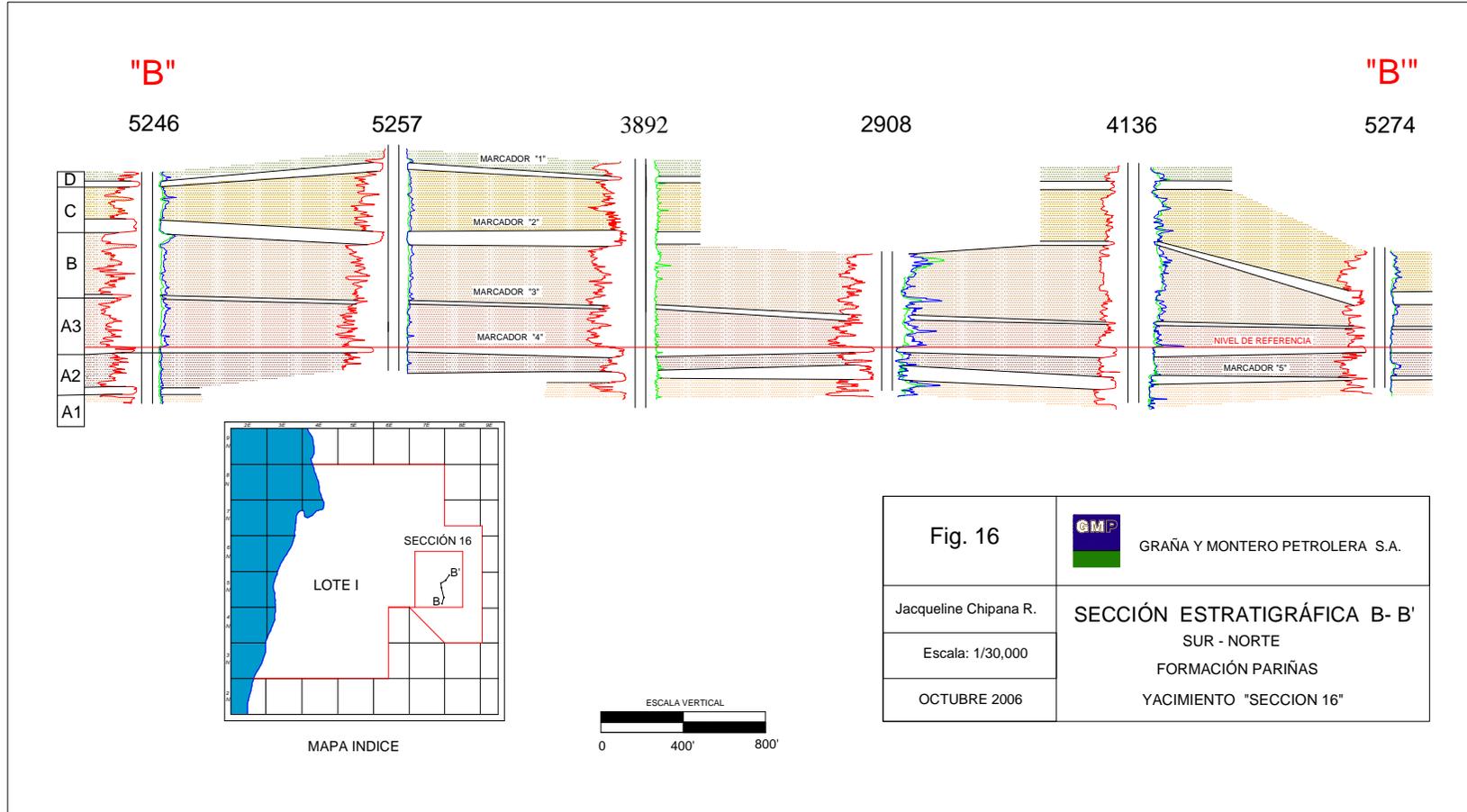


Fig.16: En la sección estratigráfica B-B', se observa los cuatro Miembro (A, B, C, D) productivos de la Formación Pariñas y su distribución en el Yacimiento. Los pozos 2908 y 5274 se encuentran fallados en el tope de la Formación.

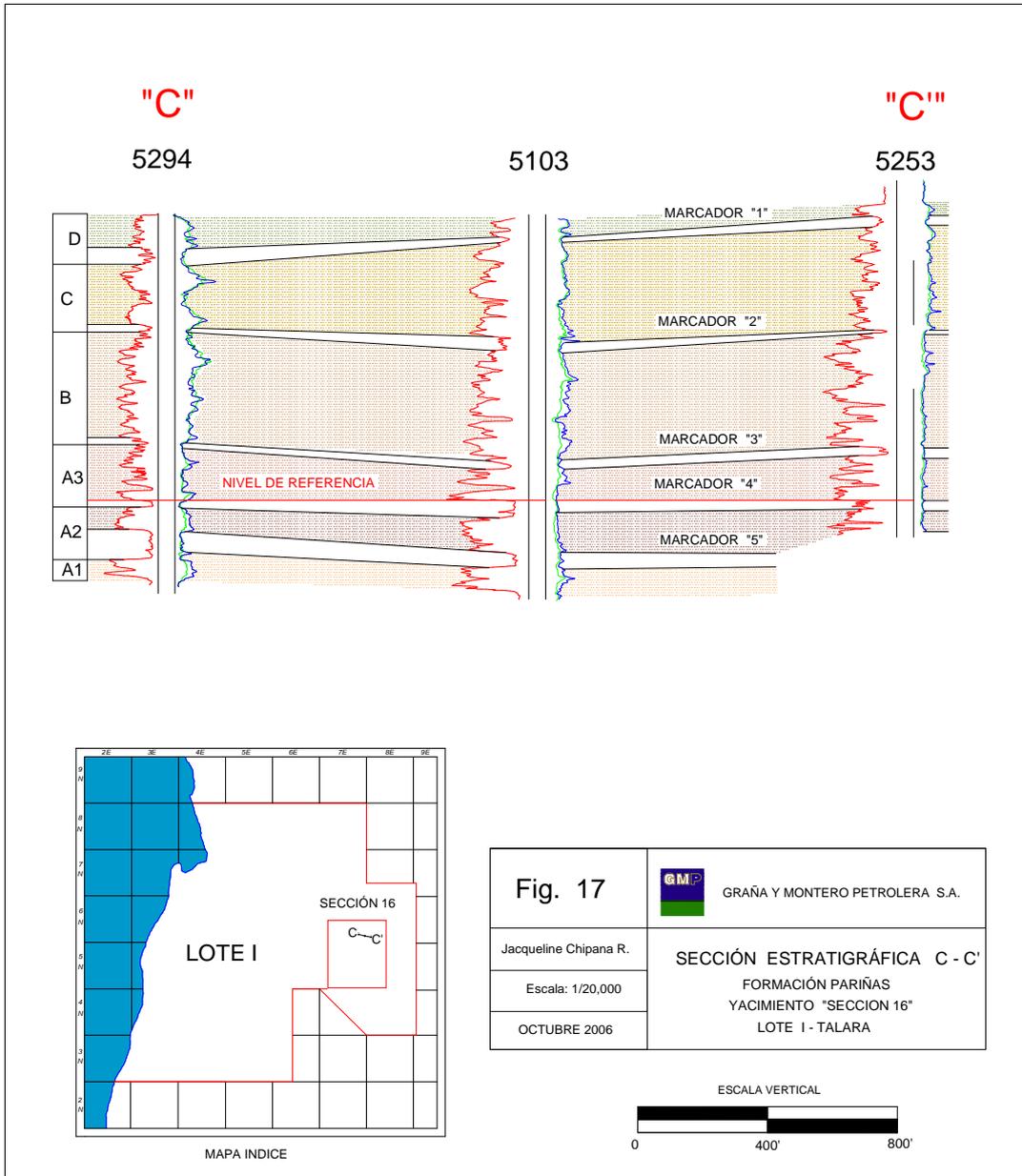


Fig. 17: En la sección estratigráfica C-C', se observa la distribución uniforme de los cuatro Miembros (A, B, C, D) productivos de la Formación Pariñas en el Yacimiento.

## 8.2 ANALISIS ESTRUCTURAL

El control estructural de la Formación Pariñas se presenta en el mapa estructural en el tope de la Formación (Fig.22), preparado por secciones estructurales tanto longitudinal y transversal (Fig.18, 19, 20, 21). Los estratos tienen un rumbo de Norte - Sur y 17° de buzamiento al Este.

El fallamiento del Yacimiento "Sección 16", esta relacionado con el levantamiento de los Andes, que modifico la estructura del yacimiento y la estructura del Lote, posteriormente fue afectado por un intenso fallamiento normal en bloques. La forma y tamaño de los bloques guardan relación con la intensidad del fallamiento.

En el área de estudio se presentan dos sistemas de fallamiento:

a.- Sistema Norte – Sur: Representado por la falla "Milla 6", que se encuentra delimitando el Área "Sección 16", hacia el Oeste. La falla "Milla 6" causa la ausencia de la Formación Chacra y permite el contacto entre la Formación Lutitas Talara y la Formación Pariñas, (Fig. 20).

Las fallas secundarias son "E" Y "G".

b.- Sistema Este – Oeste: Representado por la Falla "Acholao", que marca el limite Norte del Pariñas en el Yacimiento. Y las fallas "A" y "C", (Fig. 21).

Las secciones estructurales y el mapa estructural muestran que el reservorio esta constituido por bloques estructurales, los desplazamientos verticales varían de 100 a 300 pies aproximadamente.

En el Área de Estudio se han podido distinguir 10 bloques estructurales (Fig. 23), cuyas características se detallan a continuación:

<u>Bloque</u>	<u>Falla</u>	<u>Separación vertical</u>		<u>Pozo de control</u>
		(metros)	(pies)	
A	Milla 6	914.40	3000	4640, 2810
	Acholao	213.36	700	2469, 5313
	G	30.48	100	2369, 5253
	J	27.43	90	2813, 5276
	F	30.48	100	5276, 5107

B	F	30.48	100	3874, 2556
	G	30.48	100	5274, 5313
C	Milla 6	914.4	3000	4640, 2810
	A	70.10	230	2729, 2642
D	A	70.10	230	2908, 2680
	F	30.48	100	2713, 2556
E	Milla 6	914.4	3000	4640, 2810
	A	70.10	230	2642, 2729
F	Milla 6	914.4	3000	4640, 2810
	C	36.60	120	2696, 2810
G	A	70.10	230	3892, 4136
	C	36.60	120	2671, 2592
	E	54.90	180	3892, 5257
H	Milla 6	914.4	3000	4640, 2810
	H	45.70	150	2627, 2597
I	C	30.48	100	2671, 2592
	D	57.90	190	3588, 2629
K	Acholao	213.40	700	5253, 2469
	G	30.48	100	5253, 5313

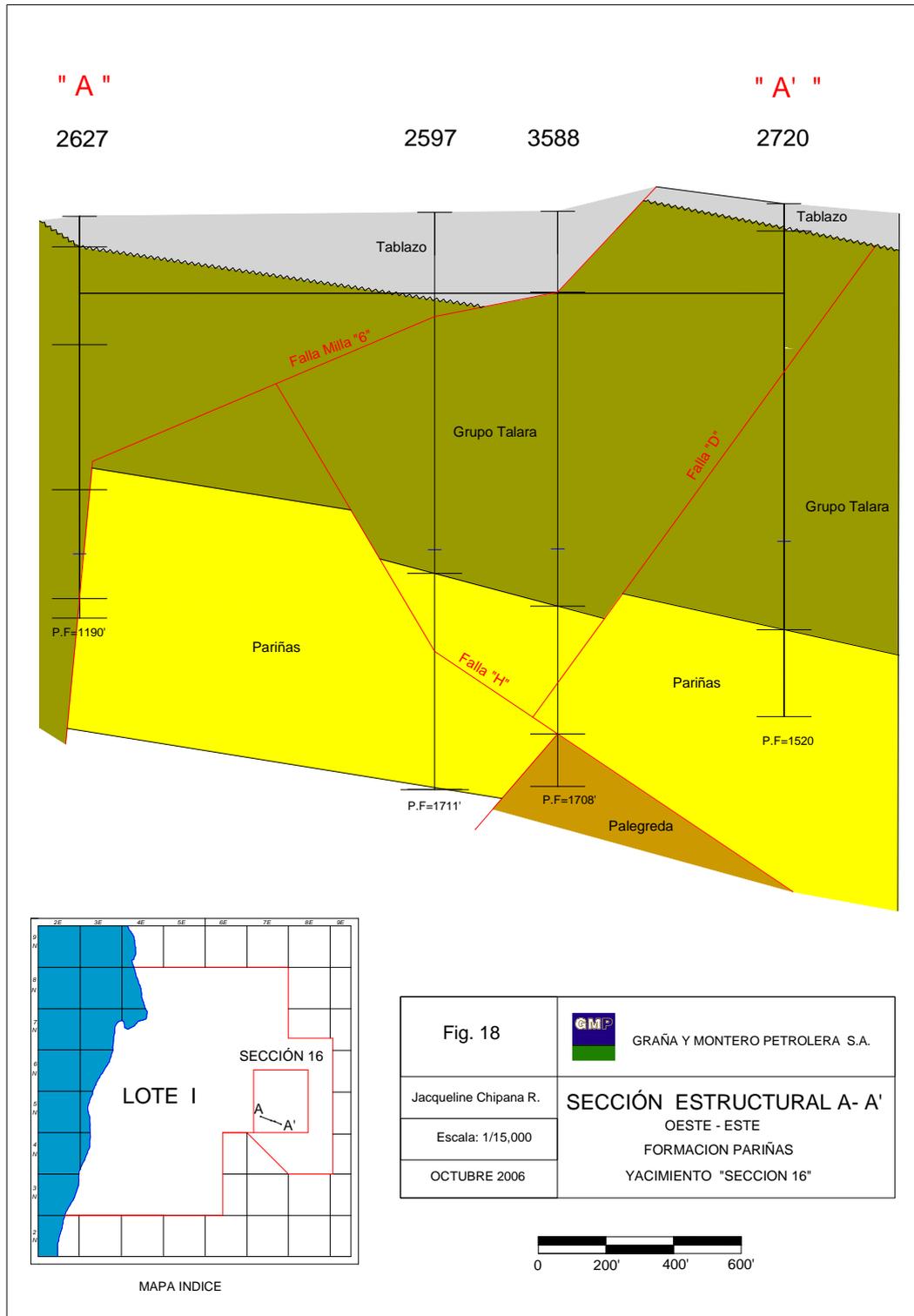


Fig.18: En la sección estructural A-A', se observa las distribución de las fallas y las posición de los estratos de las Formaciones existentes en el área de estudio.

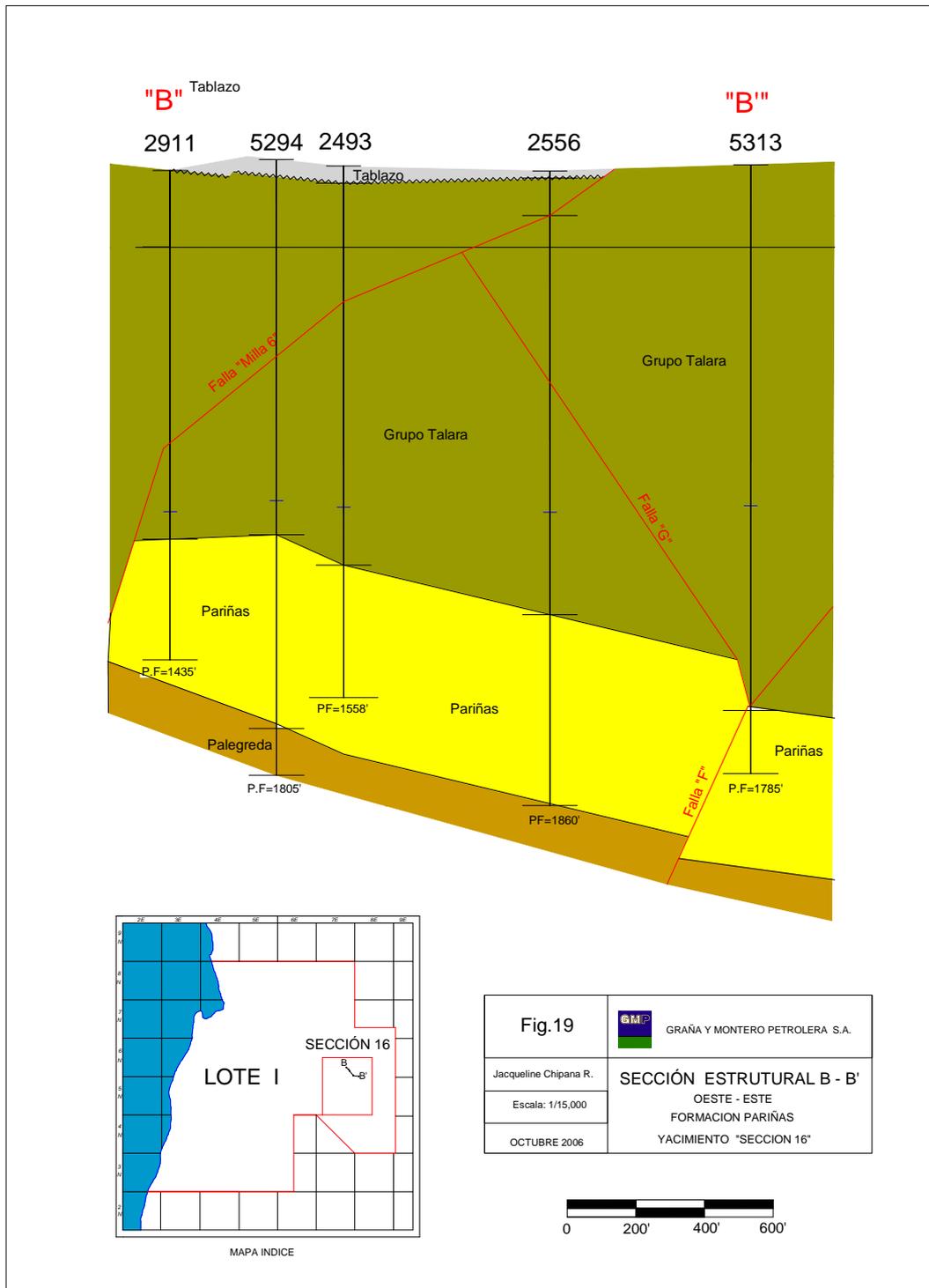


Fig.19: En la sección estructural B-B', se observa la distribución de las fallas y la posición de los estratos de las formaciones existentes en el área de estudio.

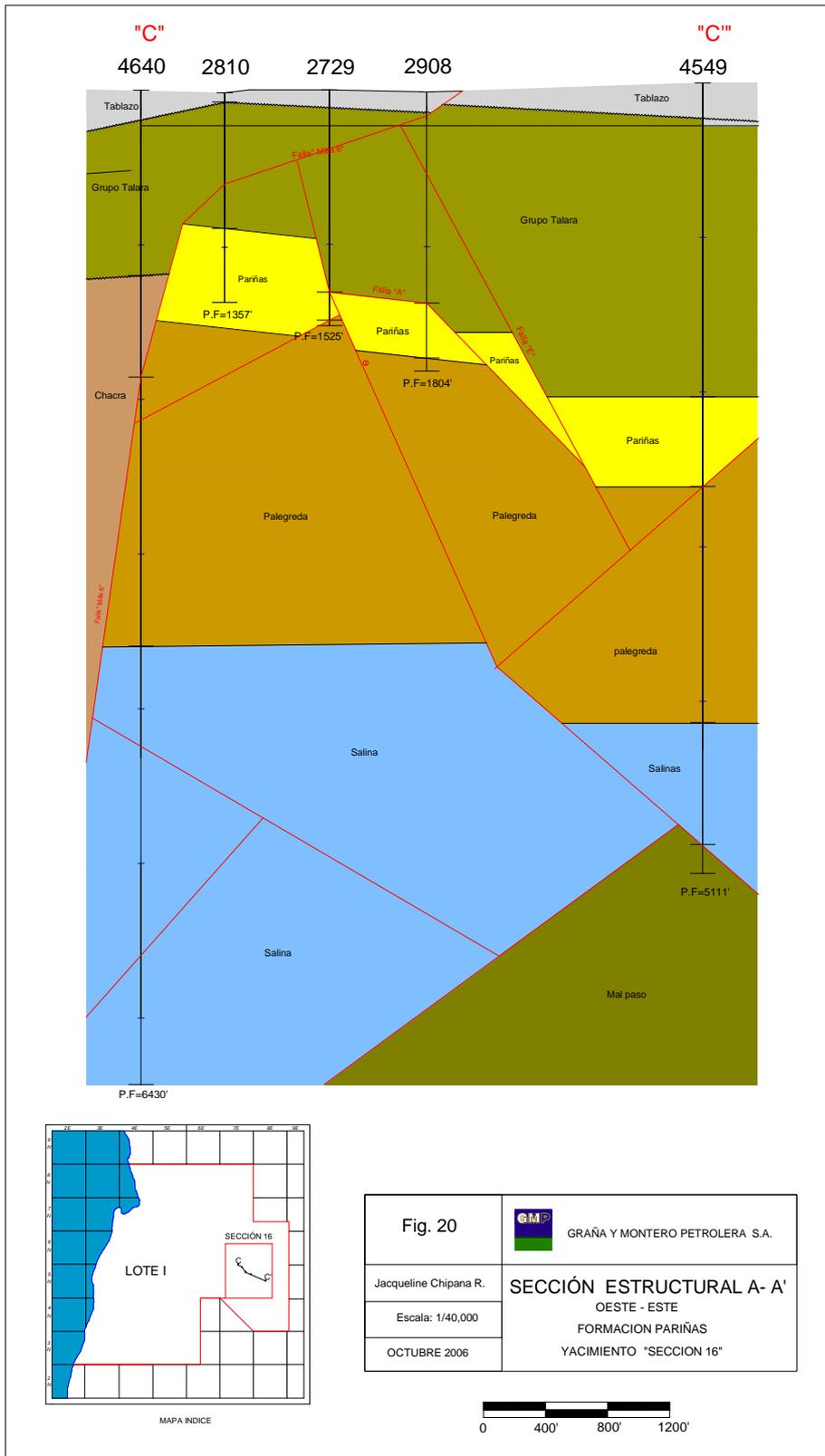


Fig. 21: En la sección estructural C-C', se observa la distribución de las fallas y la posición de los estratos de cada formación que existe en el área de estudio.

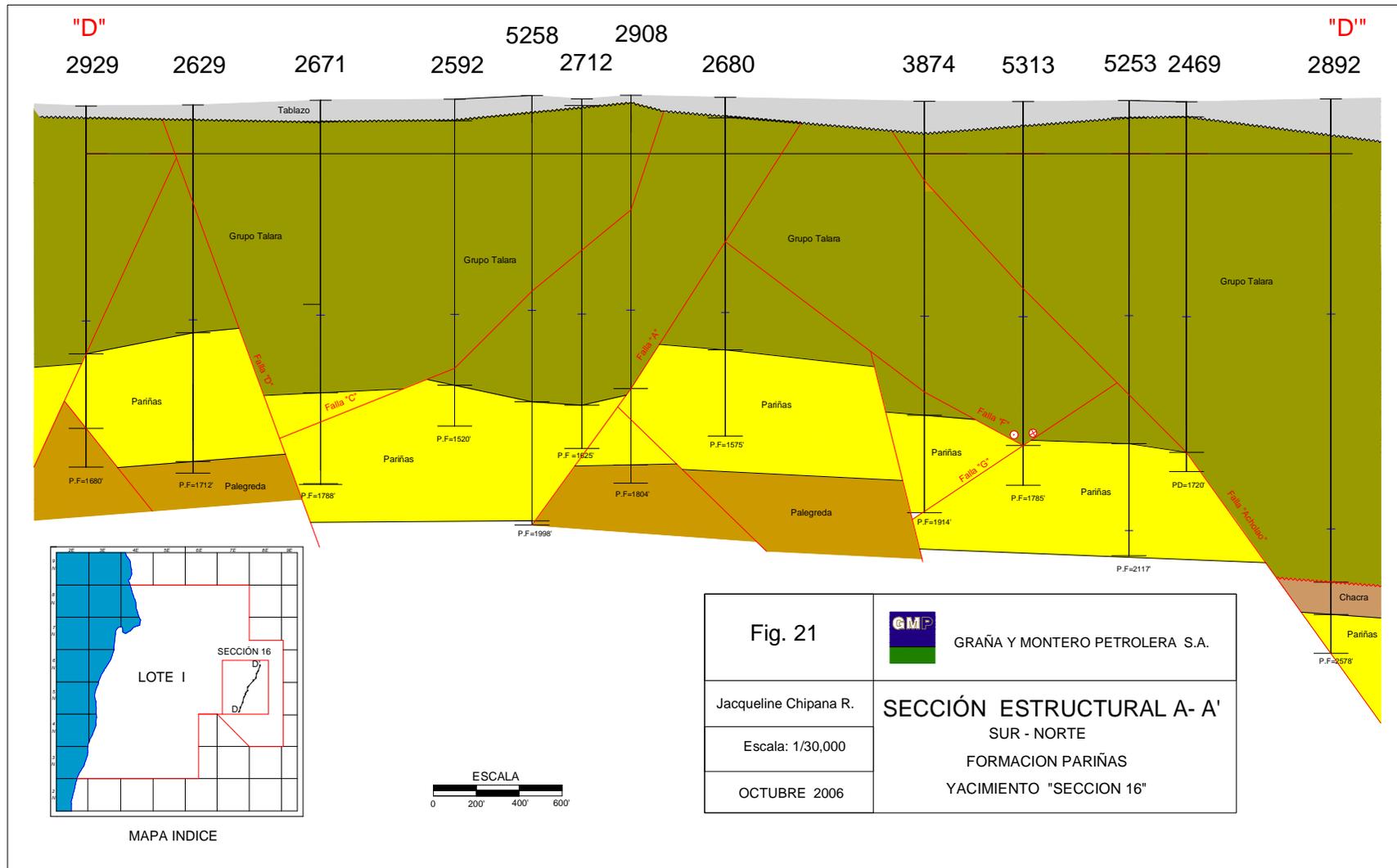


Fig. 21: En la sección estructural A-A', se observa la distribución de las fallas y la posición de los estratos de las formaciones existentes en el área de estudio.





### **8.3 ANÁLISIS PETROFÍSICOS**

Para caracterizar las propiedades de roca reservorio de la Formación Pariñas, se elaboró un modelo petrofísico basado en los registros eléctricos, teniendo como parámetro principal el espesor de la arena neta petrolífera de la formación.

Debido a que solo se cuenta con perfiles eléctricos básicos y en algunos casos muy antiguos, además de no tener registros de porosidad, se tomó valores promedio de porosidad y saturación de agua conocidos de la Formación.

El resultado del análisis petrofísico se muestra en los mapas de arena neta (Fig. 24), arena neta petrolífera (Fig. 25) y el mapa de Índice de hidrocarburo (Fig.26).

#### **8.3.1 Mapa de arena neta**

Para la obtención del valor de Arena Neta se ha tenido en consideración la curva del potencial espontáneo (SP), a esta curva se traza la línea base de lutitas y a partir de la línea base se toma los espesores de arena. Para el contorneo del mapa de arena neta se tiene presente la forma de los bloques, el salto vertical de las fallas, para tener un mejor control del área de estudio.

El mapa de arena neta (Fig. 24) muestra una tendencia de mejor acumulación de arena en dirección NE-SW disminuyendo hacia el Este y al Oeste.

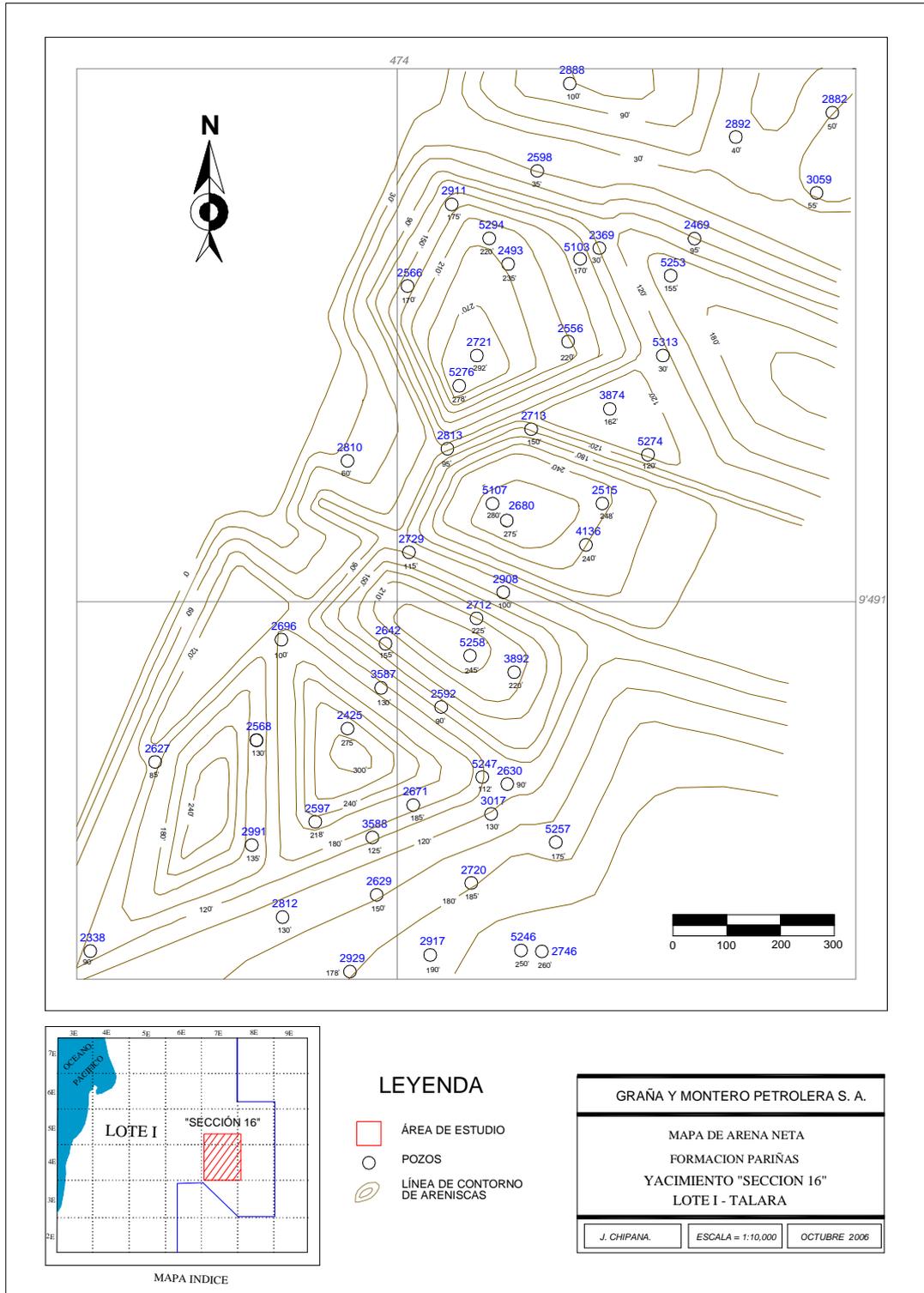
#### **8.3.2 Mapa de arena neta petrolífera**

Para la obtención del valor de arena neta petrolífera se ha tenido en consideración los intervalos de areniscas con buen desarrollo de potencial espontáneo (SP), y la curva de resistividad de onda profunda para obtener arenas con porosidades óptimas mayores o iguales a 8%.

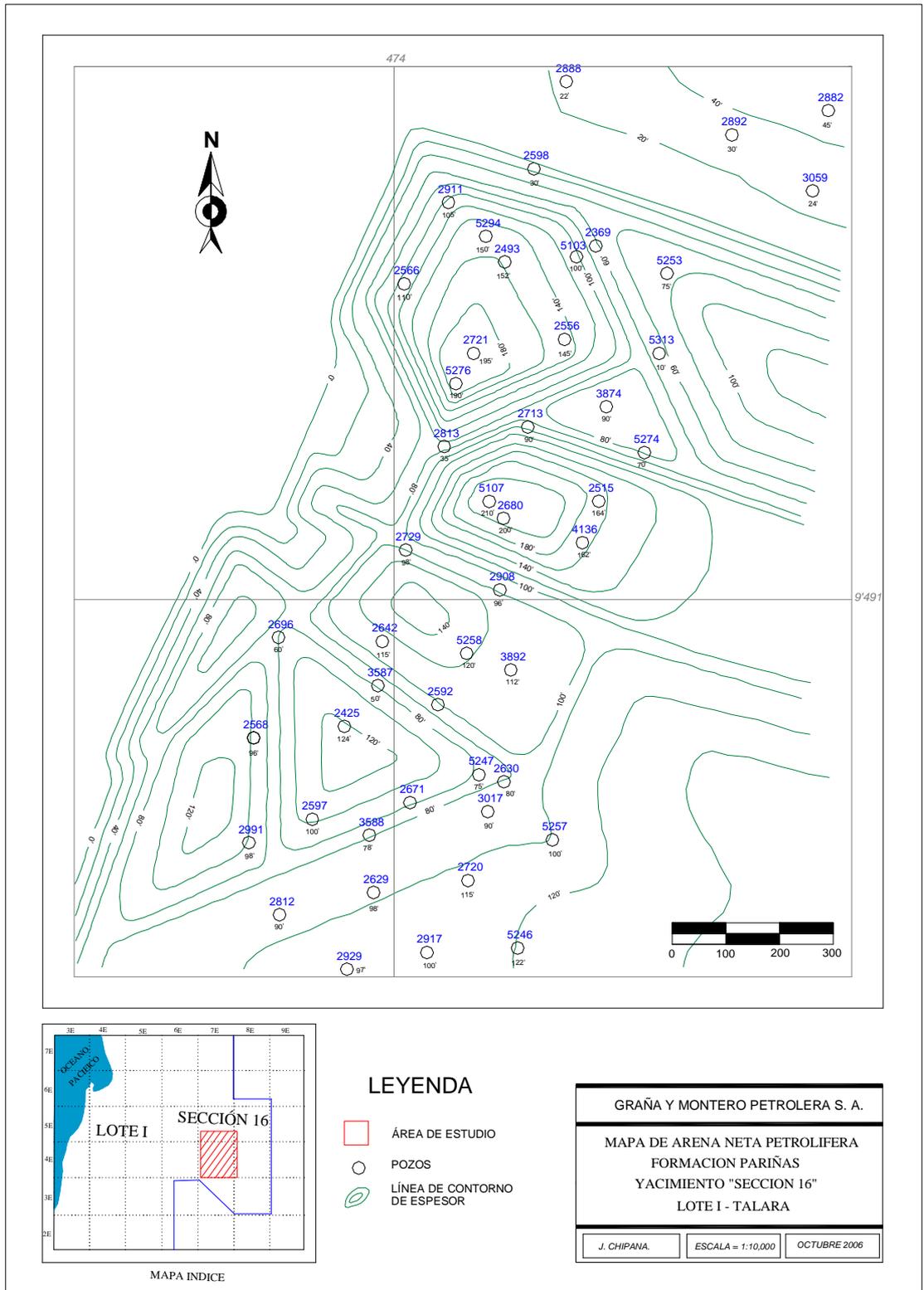
El contorno de los valores de arena neta petrolífera está de acuerdo al control estructural previamente establecido.

En el mapa (Fig. 25) se observa una tendencia en dirección Norte –Sur que llega hasta 57.9 metros (190 pies) de espesor y hacia los flancos tiene bajos espesores que llega hasta desaparecer.

Con este análisis podemos decir que bloque tiene mejor reservorio, saturación de petróleo y calidad de reservorio.



(Fig.24): El mapa de arena neta muestra una tendencia de mejor acumulación de areniscas en dirección SE-SW.



(Fig. 25): Mapa de arena neta petrolífera muestra una tendencia en dirección Norte-Sur, teniendo 57.9 metros como espesor máximo.

### 8.3.3 Mapa de Índice de Hidrocarburo

El parámetro denominado Índice de Hidrocarburo es un indicador de espesores de areniscas con mejores contenidos de hidrocarburo y esta dado por la siguiente relación:

$$HI = Hn * \Phi * S_w$$

Donde:

HI: Índice de hidrocarburo

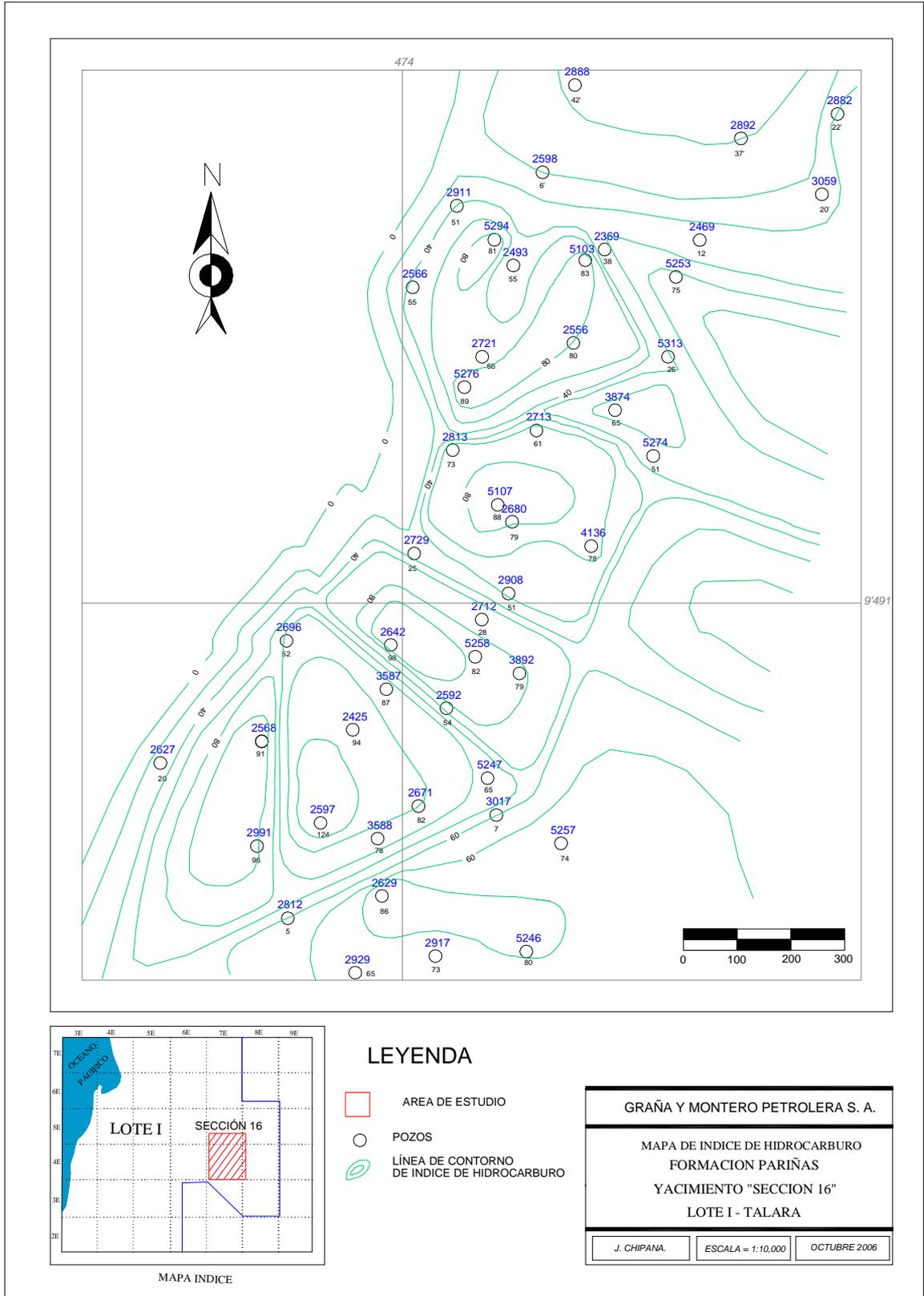
Hn: Espesor

Phi: Porosidad

Sw: Saturación de aceite

Para elaborar este mapa (Fig.26) se utilizo los espesores de cada pozo, la porosidad y la saturación de petróleo.

Se obtuvo una mayor concentración al NE-SW del Yacimiento, haciendo una comparación con el mapa de isoproducción (Fig.27) se obtiene un resultado parecido.



(Fig.26): En el mapa de indice de hidrocarburo se observa una mayor concentración al Norte y Oeste del Yacimiento.

## 8.4. ANÁLISIS DE RESERVORIO

El mecanismo de impulsión de la Formación Pariñas es de tipo de gas cap y en solución acompañado por segregación gravitacional en menor grado.

Las características de la roca reservorio se han obtenido mediante la descripción del core del pozo 3586 (pozo vecino al Yacimiento) ya que presenta características parecidas.

➤ Porosidad	22%
➤ Permeabilidad	780md
➤ Saturación de agua	34.5%

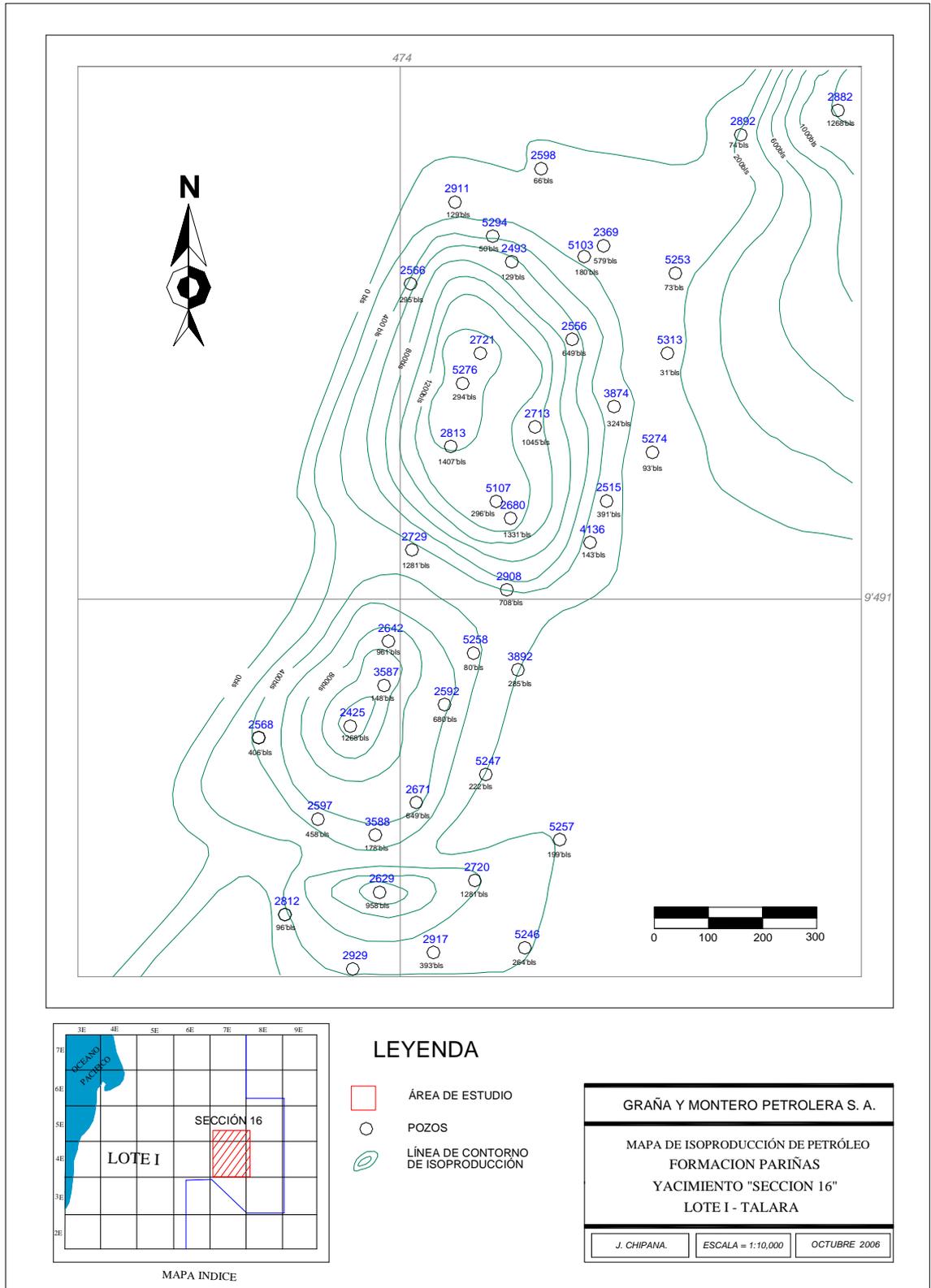
Otras características importantes:

➤ Presión original en el contacto gas – petróleo	856 psi
➤ Presión original en el contacto petróleo – agua	1053 psi
➤ Presión original en el punto medio de la zona de petróleo	951 psi
➤ Presión original del GOR	325 pies <sup>3</sup> /STB
➤ Gravedad del petróleo	40 API

### 8.4.1 Análisis de Producción

El mapa de isoproducción (Fig. 27) sirve para determinar tendencias de producción de petróleo, como los pozos han sido perforados en tiempos diferentes este mapa no será del todo exacto, debido a que los primeros pozos que se perforaron presentaron presiones de reservorios vírgenes, y las últimas lógicamente presentarían presiones de reservorios inferiores a las anteriores.

Se puede observar que la tendencia de producción es de NE–SW, estas tendencias están relacionadas posiblemente con los levantamientos, y que las fallas “Milla 6” y “Acholao” han actuado como barreras impermeables.



(Fig. 27): En el mapa de isoproducción, se puede observar que las tendencias de producción es de NE-SW.

## **9.0 RESERVAS DE LA FORMACIÓN PARIÑAS EN EL YACIMIENTO “SECCIÓN 16”**

### **9.1 INTRODUCCIÓN**

Son los volúmenes estimados de petróleo crudo, condensados, gas natural, líquidos de gas natural y sustancias asociadas que se espera sean comerciales recuperadas de acumulaciones conocidas de acuerdo a las condiciones económicas y regulaciones gubernamentales definidas, y practicas de operación establecidas. Estos estimados están basados en la interpretación de datos de ingeniería y geología disponibles a la fecha del estimado.

Las reservas se clasifican en:

#### **- Reservas Probadas**

Son volúmenes determinados por los cierres y por los contactos hidrocarburos-agua, evidenciado por un pozo o por pozos perforados y puestos en producción. Las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del reservorio se basa en pruebas de producción y pruebas de formación.

Las reservas probadas se clasifican en:

- **Reservas Probadas Desarrolladas**

Es parte delineada del reservorio por causa de la perforación y definida por los contactos de los fluidos, se subdividen en:

- Producción, reservas a ser recuperadas de los intervalos abiertos a producción a la fecha del estimado y están en producción.
- No Producción, Incluyen reservas detrás del forro de producción (casing) no punzonadas o taponadas.

- **Reservas Probadas No Desarrolladas**

Estas reservas son asignadas a áreas no perforadas, ubicadas dentro de los límites de producción comercial conocidos de la Formación objetivo.

#### **- Reservas Probables**

Son aquellos que pueden existir a distancias razonables más allá de los límites de reservorios productivos probados, y donde los contactos de agua no han sido determinados, pero pueden ser estimados con un grado de certeza suficiente para indicar su recuperación.

#### - Reserva Posibles

Son las reservas calculadas para estructuras que por sus características geológicas regionales se asemejan a otras áreas como reservas probadas y esta calificación está basado en la estratigrafía, en la geología estructural, en geoquímica y finalmente las áreas que presentan afloramientos de hidrocarburos.

### **9.2 CALCULO DE RESERVAS DEL YACIMIENTO “SECCIÓN 16” – Fm. PARIÑAS**

El cálculo de reservas de hidrocarburos es una de las etapas más importantes y de mayor cuidado en la evaluación económica de proyectos de perforación y producción de petróleo y gas. De este cálculo depende si determinada área es o no prospecto para ser explorada y explotada.

La estimación de reservas de petróleo y gas en los proyectos de perforación y producción, se realiza de acuerdo a los siguientes criterios:

- No se tiene pozos perforados y las reservas estimadas están basadas en experiencias del Área o de la misma formación en otros campos y están expresados en barriles o pies cúbicos por acre.
- Se tiene uno o más pozos perforados y han resultados productivos, siendo posible estimar la recuperación final con cierto grado de incertidumbre. El estimado de reservas involucra cálculos volumétricos, información de registros de pozos, análisis de núcleos y mapas de subsuelo.
- Se dispone de suficiente datos de producción, para dar un estimado de reservas bastante aproximado, como curvas de declinación, mapas isoproductivos y los cálculos volumétricos.

#### **9.2.1 Volumen de petróleo insitu (NI)**

Se llama Petróleo Insitu a la cantidad de petróleo que existe en el reservorio y esta expresado en barriles a condiciones atmosféricas.

Para el cálculo del volumen de reservas se utiliza toda la información geológica preliminar, pruebas de formación, perfiles eléctricos, núcleos y datos de

producción de pozos. El método usado para calcular las reservas de la Formación Pariñas es el siguiente:

### 9.2.1.1 Método Volumétrico

Aplicado cuando se tiene suficiente información geológica areal en base a los pozos perforados.

Este método involucra la confección del mapa estructural de líneas rectas y mapa arena neta petrolífera. Para calcular los volúmenes de cada bloque, se aplica la ecuación del volumen de un tronco de pirámide, o el volumen de un trapecoide, la regla general para aplicar el método es que la relación entre dos áreas consecutivas es menor que 0.5 se emplea el método piramidal, y si la relación es mayor o igual que 0.5 se emplea el método trapezoidal.

#### Formulas:

- Volumen del tronco de pirámide:  $V_o = h/3\{(A_n + A_{n+1} + (A_n A_{n+1})^{1/3})\}, \dots (I)$
- Volume de trapecoide:  $V_o = 1/2h(A_n + A_{n+1}), \dots (II)$

Ejemplo:

Bloque "A"

Datos:  $A_n = 12.25$  acres

$A_{n+1} = 22.06$  acres

$h = 20$  pies

- Como la relacion entre las dos areas consecutivas es 0.56 se usa el volumén trapezoidal (II), obteniendo como resultado 343.09 acres-pies, y asi sucesivamente se realiza con las otras areas del bloque, hasta obtener la dimención del bloque.

Teniendo los resultados de las dimensiones del reservorio, se puede calcular la cantidad de petróleo de la siguiente manera:

-Petróleo Insitu:  $N = 7758 * V_o * \& * S_p \dots (III)$

-Petróleo en STB:  $N = (7758 * V_o * \& * S_p) / B_o \dots (IV)$

Donde:  $N =$  Volumen de petróleo (insitu o en STB)

$V_o =$  Volumen poroso (acres x pies)

$\& =$  Porosidad (22%)

$S_p$ = Saturación de petróleo insitu (65.5%)

$B_o$ = Factor de volumen de Formación (1.2)

Ejemplo:

Bloque "A"

Datos: Volumen del bloque A = 10528.84 acres-pies

$\phi$  = 22%

$S_p$  = 65.5%

$B_o$  = 1.2

- Para calcular la cantidad de petróleo del bloque A se usa las formulas (III) y (IV), obteniendo como resultado 11'770,482.38 bls de petróleo insitu y 9'841,540.45 bls de petróleo STB.

### 9.2.1.2 Resultado de la Evaluación

En los pozos perforados que se encuentran en el área de estudio se observó que tenían excelente producción inicial debido a la porosidad (22%) y permeabilidad (780md).

Teniendo el resultado de los volúmenes de las arenas netas se puede hacer un análisis proporcional con los acumulados actuales. El Bloque "A" tiene mayor volumen de arena neta de 10,528.84 acres-pies y 11'770,482.38 barriles de petróleo insitu, y es el bloque de mayor acumulado actual de 4524.902 barriles, el de menor volumen de arena es el bloque "B" con 143.70 acres-pies y 160649.28 Bls de petróleo original insitu (Tabla II).

**TABLA II**  
**VOLUMEN DE PETROLEO INSITU DEL YACIMIENTO "SECCION 16"**

Bloque	Área (m2)	Área (acres)	Espesor (pies)	Espesor (metros)	Razón de área	Ecuación	Volumen (acres-pies)	Petróleo insitu (bls)	Petróleo en STB (bls)
A1	49588.9	12.25	20	6					
A2	89257.2	22.06	20	6	0.56	trapecio	343.09		
A3	129227.8	31.93	20	6	0.69	trapecio	539.89		
A4	178436.3	44.09	20	6	0.72	trapecio	760.25		
A5	203312.4	50.24	20	6	0.88	trapecio	943.32		
A6	236395.5	58.41	20	6	0.86	trapecio	1086.54		
A7	255364.9	63.10	20	6	0.93	trapecio	1215.16		
A8	269789.3	66.67	20	6	0.95	trapecio	1297.68		
A9	282200.7	69.73	20	6	0.96	trapecio	1363.99		
A10	301546.4	74.51	20	6	0.94	trapecio	1442.46		
A11	320237.2	79.13	20	6	0.94	trapecio	1536.45		
suma del bloque "A"							10528.84	11770482.382	9841540.45
B1	87232	21.56	20	6		piramide	143.70	160649.288	134322.147
C1	39142.2	9.67	20	6					
C2	73579.8	18.18	20	6	0.53	trapecio	278.54		
C3	129715.8	32.05	20	6	0.57	trapecio	502.35		
C4	221784.4	54.80	20	6	0.58	trapecio	868.57		
C5	260658.4	64.41	20	6	0.85	trapecio	1192.14		
C6	292726.1	72.33	20	6	0.89	trapecio	1367.44		
Suma del bloque "C"							4209.04	4705403.598	3934283.94
D1	9486.1	2.34	20	6					
D2	54270.6	13.41	20	6	0.17	piramide	126.07		
D3	93925.2	23.21	20	6	0.58	trapecio	366.20		
D4	125272.2	30.96	20	6	0.75	trapecio	541.65		
D5	137779.7	34.05	20	6	0.91	trapecio	650.01		
Suma del bloque "D"							1683.93	1882509.954	1574004.98
E1	17801.4	4.40	20	6					
E2	77135.6	19.06	20	6	0.23	piramide	185.57		
E3	167163.4	41.31	20	6	0.46	piramide	464.01		
E4	246875.6	61.00	20	6	0.68	trapecio	1023.11		
E5	281178.5	69.48	20	6	0.88	trapecio	1304.84		
Suma del bloque "E"							2977.54	3328670.597	2783169.4
F1	14960.5	3.70	20	6					
F2	37982.4	9.39	20	6	0.39	piramide	108.96		
F3	55749	13.78	20	6	0.68	trapecio	231.61		
F4	61868.5	15.29	10	3	0.90	trapecio	145.32		
Suma del bloque "F"							485.89	543193.891	454175.494
G1	16606.2	4.10	20	6					
G2	54828.6	13.55	20	6	0.30	piramide	143.12		
G3	75821.2	18.74	20	6	0.72	trapecio	322.84		
G4	87697.1	21.67	20	6	0.86	trapecio	404.06		
G5	109148.5	26.97	20	6	0.80	trapecio	486.41		
G6	118725.5	29.34	20	6	0.92	trapecio	563.09		
Suma total del bloque "G"							1919.53	2145891.842	1794223.95
H1	57749.7	14.27	20	6					
H2	154615.7	38.21	20	6	0.37	piramide	404.31		
H3	246432.4	60.89	20	6	0.63	trapecio	991.01		
H4	295762	73.08	20	6	0.83	trapecio	1339.79		
Suma del bloque "H"							2735.10	3057643.162	2556557.83
I1	65395.3	16.16	20	6					
I2	120698.1	29.83	20	6	0.54	trapecio	459.84		
I3	164872.9	40.74	20	6	0.73	trapecio	705.66		
I4	205233.1	50.71	20	6	0.80	trapecio	914.55		
I5	235475.1	58.19	20	6	0.87	trapecio	1089.01		
I6	255621.7	63.17	20	6	0.92	trapecio	1213.52		
I7	306698.7	75.79	20	6	0.83	trapecio	1389.52		
Suma del bloque "I"							5772.10	6452792.509	5395311.46
J1	57067.3	14.10	20	6					
J2	81083.1	20.04	20	6	0.70	trapecio	341.38		
J3	109819.2	27.14	20	6	0.74	trapecio	471.73		
J4	161612.6	39.94	20	6	0.68	trapecio	670.72		
J5	188840.2	46.66	20	6	0.86	trapecio	865.98		
J6	203958.5	50.40	20	6	0.93	trapecio	970.62		
Suma del bloque "J"							3320.43	3712001.877	3103680.5
K1	188963.8	46.69	20	6					
K2	589905.5	145.77	20	6	0.32	piramide	1409.42		
K3	859103.4	212.29	20	6	0.69	trapecio	3580.56		
K4	993997.7	245.62	20	6	0.86	trapecio	4579.09		
Suma del bloque "K"							9569.08	10697542.558	8944433.58
<b>SUMA TOTAL DE ROCA RESERVORIO</b>							<b>19195.02</b>	<b>48456781.659</b>	<b>40515703.7</b>

FACTOR DE RECUPERACION	51%
RECUPERACION FINAL PRIMARIA	24'712,958.6 bls
RESERVAS PROBADAS	15'802,745.1 bls

## 9.2.2 Reservas Desarrolladas

### 9.2.2.1 Reservas remanentes

Termino aplicado a las reservas que faltan por producir de los pozos perforados, se calcula mediante curvas de extrapolación de la tendencia del comportamiento productivo del pozo, de tal forma que la producción acumulada y el tiempo son seleccionadas como variables y en donde el punto final de la extrapolación es normalmente el limite económico, se estima de 3 barriles por día. Prolongar la vida productiva de un pozo depende principalmente de los trabajos de reacondicionamiento y rehabilitación que se realicen.

### 9.2.2.2 Factor de Recuperación (FR)

Permite calcular el volumen de petróleo primario total recuperable o el porcentaje de recuperación del petróleo originalmente acumulado. El factor de recuperación esta en función de:

- Porosidad promedio del área
- Permeabilidad promedio
- Saturación de fluidos

$$FR = V_o / N \dots\dots\dots (V)$$

$V_o$  = Volumen de petróleo acumulado de la formación

$N$  = Petróleo en STB

Datos obtenidos de la Formación Pariñas:

$V_o$  = 20'933,593 bls

$N$  = 40'515,703.7 bls

Reemplazando en la formula (V):

$$FR = 20'933,593 / 40'515,703.7$$

$$FR = 0.516$$

El factor de recuperación determinado es de 51 %. Esta alta recuperación se debe a que en la formación se realizó un proyecto de recuperación secundaria, en los Miembros “B”, “C” y “D”.

Para determinar el F.R se usa el mapa de isoproducción, historial de producción y las características petrofísicas del reservorio.

### **9.2.2.3 Recuperación Final Primaria**

Para calcular el volumen de recuperación final se multiplica el volumen de petróleo insitu por el factor de recuperación porcentual del área.

El volumen de petróleo insitu es 47'390,041.829 barriles y se obtiene 24'251,773.7 barriles como resultado en la recuperación final

Las reservas probadas es la diferencia de la recuperación final y el volumen de petróleo en STB, en el yacimiento se obtiene 15'507,839.5 barriles.

## **9.3 POSIBILIDAD DE INCREMENTO DE RESERVAS (PERFORACION Y RETRABAJO) DEL YACIMIENTO “SECCIÓN 16”**

El análisis realizado fue hecho para ver la posibilidad del incremento de reservas y producción que pudiera darse en el yacimiento, a través de la perforación de nuevos pozos, Work Over o con los posibles proyectos de recuperación secundaria que pudieran realizarse.

Para este trabajo se vio las tres posibilidades por separado:

### **9.3.1 PERFORACIÓN DE POZOS**

Tanto los mapas petrofísicos como el mapa de producción acumulada indican que la mejor zona donde se podría perforar un pozo es hacia la parte central del yacimiento, limitada hacia el Este por un contacto de agua a -483.41 metros (-1586 pies) y hacia el lado Oeste por la falla Milla 6, donde la calidad de roca y el carácter productivo de la formación es muy bueno, pero analizando la historia de producción, existe zonas de inyección de gas en los miembros B, C y D, con un buen barrido lateral, que deja prácticamente depletada estas areniscas en gran parte del yacimiento, por ello se concluye

que se quedaría como único objetivo al miembro A. El carácter productivo del miembro A ha sido bueno en algunos casos, pero en muchos otros se le ha encontrado con niveles de agua debido a su posición estructural, (Fig.28).

De acuerdo al análisis realizado se vio la posibilidad de profundizar los pozos; con el objetivo de encontrar areniscas productivas del Miembro "A" de la Sección 16.

Para este análisis se utilizó lo siguiente:

- En las secciones estratigráficas se buscó el espesor máximo del Miembro "A", y a la vez verificar que pozos no han atravesado el objetivo.
- Se prepararon secciones estructurales especiales con pozos que atravesaron el Miembro "A" y con los que no llegaron al objetivo, con el propósito de realizar las proyecciones y obtener los intervalos de las perforaciones de aquellos pozos mencionados anteriormente.
- En base a las secciones estructurales se elaboró un mapa estructural a base de líneas rectas en el tope del Miembro "A", (Fig.28).
- Para obtener las características del reservorio del Miembro "A" se elaboró un modelo petrofísico, basado en los registros eléctricos, teniendo como parámetro el espesor de arena neta petrolífera del Miembro, como resultado se muestra el mapa, (Fig.29).
- Se calculó las reservas del Miembro "A", obteniendo un factor de recuperación de 12%, (Tabla III).
- En los pozos vecinos se analizaron los datos de producción como el RPI y el acumulado total solo del Miembro "A".
- Con los puntos mencionados anteriormente se preparó la perforación del pozo.

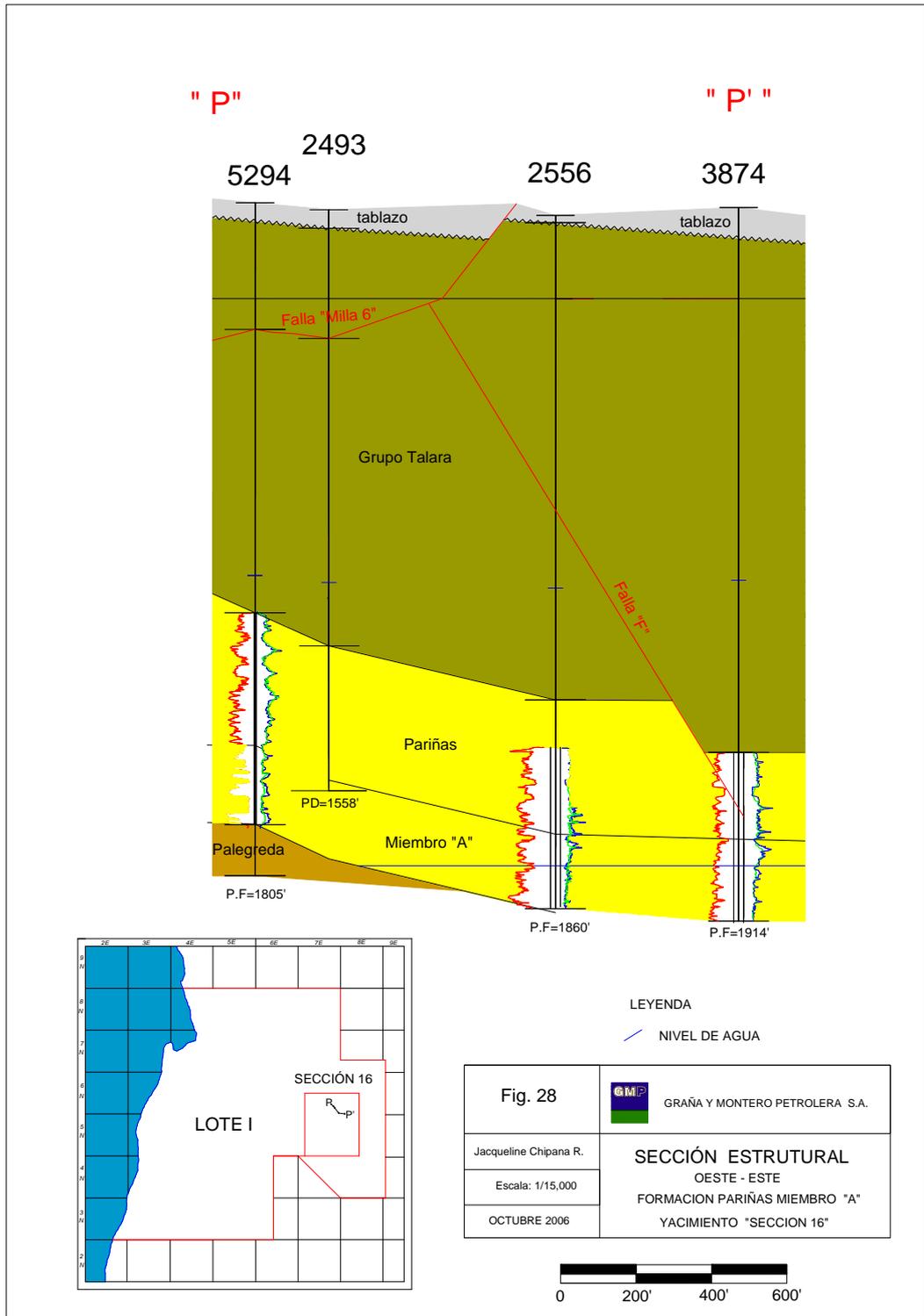
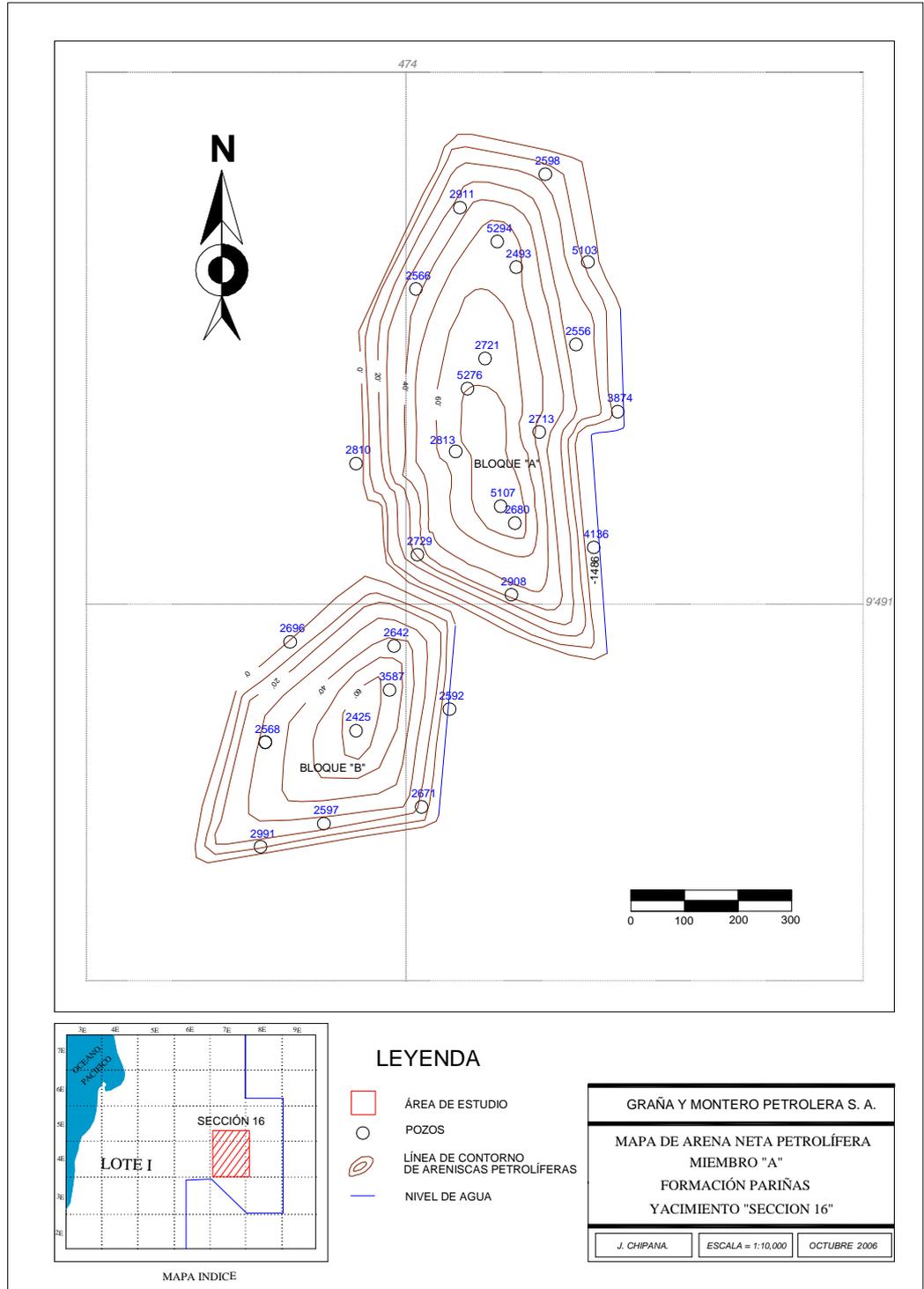


Fig. 28: En la sección estructural P-P', se observa que el carácter productivo del Miembro A ha si bueno en algunos casos, pero en muchos otros se le ha encontrado con niveles de agua debido a su posición estructural.





(Fig.30): En el mapa de arena neta petrolífera del Miembro "A", muestra una tendencia en dirección NE-SW.

TABLA III

## VOLUMEN DE PETROLEO INSITU DEL MIEMBRO "A" - FORMACIÓN PARIÑAS

Bloque	Área (m2)	Área (acres)	Espesor (pies) (metros)	Razón de área	Ecuación	Volumen (acres-pie)	Petróleo insitu (bls)	Petróleo en STB (bls)
A1	22271.49	5.50	10 3					
A2	67876.65	16.77	10 3	0.33	piramide	89.32		
A3	127959.68	31.62	10 3	0.53	trapecio	241.96		
A4	175405.26	43.34	10 3	0.73	trapecio	374.81		
A5	222398.75	54.96	10 3	0.79	trapecio	491.50		
A6	272273.53	67.28	10 3	0.82	trapecio	611.18		
A7	319842.59	79.03	10 3	0.85	trapecio	731.57		
A8	366976.61	90.68	10 3	0.87	trapecio	848.58		
					SUMA	3388.92	3788566.581	3167697.81
B1	7599.04	1.88	10 3					
B2	26748.79	6.61	10 3	0.28	piramide	36.01		
B3	54815.44	13.55	10 3	0.49	piramide	82.09		
B4	91079.90	22.51	10 3	0.60	trapecio	180.26		
B5	128071.12	31.65	10 3	0.71	trapecio	270.77		
B6	151325.79	37.39	10 3	0.85	trapecio	345.20		
B7	179534.18	44.36	10 3	0.84	trapecio	408.78		
					SUMA	1323.11	1479144.636	1236743.01
SUMA TOTAL DE ROCA RESERVORIO							5267711.217	4404440.82

FACTOR DE RECUPERACIÓN	12%
RECUPERACION FINAL PRIMARIA	632125.34 bls
RESERVAS PROBADAS	3'772,315.47 bls

### 9.3.1.1 Recomendaciones de Perforación

Se recomienda el pozo:

POZO	OBJETIVO	INTERVALOS
2911	Miembro "A"	1435'-1644'

Se recomienda la perforación del pozo 2911 hasta el Miembro "A" de la Formación Pariñas por:

- El mapa estructural levantado en el tope del Miembro "A" de la Formación Pariñas está soportado por el control del subsuelo en los pozos vecinos. El pozo se ubica en el bloque estructural "A" limitado por las Fallas "Milla 6" y la Falla "Acholao" es la zona levantada sin riesgo de contener agua.
- De acuerdo con el mapa de arena neta, un promedio de 25.9 metros (85 pies) de arena permeable se espera en el Miembro "A", el apoyo para esta interpretación es el control que se tiene de los pozos vecinos.

Un análisis de las tendencias deposicionales del Miembro "A" en el área (control en pozos perforados) indica que el riesgo de ausencia de areniscas por no deposición es prácticamente nulo, por lo que se estima que el factor de éxito stratigráfico desde este punto de vista es 100% útil muestra buena tendencia hacia la zona del pozo 2911.

- Los pronósticos de reservas y productividad del Miembro "A" en la ubicación 2911 se encuentran soportados por la performance de producción de los pozos vecinos, (Fig.30).

Pozo 5294.- Este pozo fue punzonado en el intervalo 1223'-1396' asignándole un RPI: 182 BPD (enero de 1967). A julio de 1974 el pozo ha acumulado 50,955 barriles.

Pozo 2598.- Este pozo fue completado en el intervalo 1668'-1763' con un RPI: 26 BPD (julio 54), este pozo acumulo 65044 barriles hasta octubre del 1974.

Ambos pozos vecinos tuvieron buena producción en el Miembro "A".



### 9.3.2 RETRABAJO (WORK OVER)

Como se mencionó, existe la posibilidad de incremento de producción en el Miembro A de la Formación Pariñas, y en algunos casos arenas no abiertas o con posibilidades de rehabilitación de los Miembros “B” y “C”. Para la búsqueda de estas oportunidades de mejorar la producción se procedió de la siguiente manera:

- En base a las secciones estratigráficas se buscó areniscas no abiertas o pocos estimuladas que presenten buenas características de roca reservorio vistas en los registros eléctricos
- En las secciones estructurales se ubicaron las arenas encontradas y se observó su posición estructural teniendo cuidado en todos los casos de no caer en zonas de agua o gas.
- En cada arenisca de los pozos vecinos se analizaron los datos de producción (RPI, RPR, las acumuladas, los intervalos abiertos y los años de completación).
- Se analizaron las curvas de inclinación para ver la incrementación de producción de los pozos vecinos.(visualizando la misma arena en cada pozo).
- Se analizó el estado mecánico de cada pozo (tapones, packer) el tipo de estimulación, completación (baleos, fracturación, lina) y el estado actual del pozo (ATA, APA, DPA, productor, inyector).
- Se preparó las recomendaciones de retrabajo (work over).

### 9.3.2.1 Recomendaciones de retrabajo (work over)

Se recomienda el work over de los siguientes pozos:

POZO	MIEMBRO	INTERVALO	PERMEABILIDAD	TIPO DE WORK-OVER	ESTADO ACTUAL
5276	A	1500'-1620'	780 md	Estimulación de Pozo (acidificación)	ATA (90)
2908	A	1680'-1720'	780md	Baleo	ATA(73)
5294	A	1500'-1660'	780md	Sacar tapón y Limpiar	ATA(04)
5107	A	1570'-1760'	780md	Estimulación de Pozo (acidificación)	ATA(02)

#### A-POZO 5276 – 2908 - 5107

##### - 2908

Es propuesto por las siguientes observaciones:

- Esta sustentado en las buenas características que presenta en el intervalo 1680'-1720', pertenecientes al Miembro "A1" que muestra buenas lecturas de potencial espontáneo y resistividad.
- El intervalo propuesto ha sido abierto en los pozos vecinos y ha probado producción de petróleo.
- Estructuralmente se encuentra en un bloque levantado disminuyendo las posibilidades de encontrar agua, (Fig. 31).
- Se encuentra a una distancia mínimo de 8 acres, por lo que no habría interferencia con los radios de drenaje de los pozos vecinos, ya que en estos pozos vecinos esta arenisca ha sido abierta.

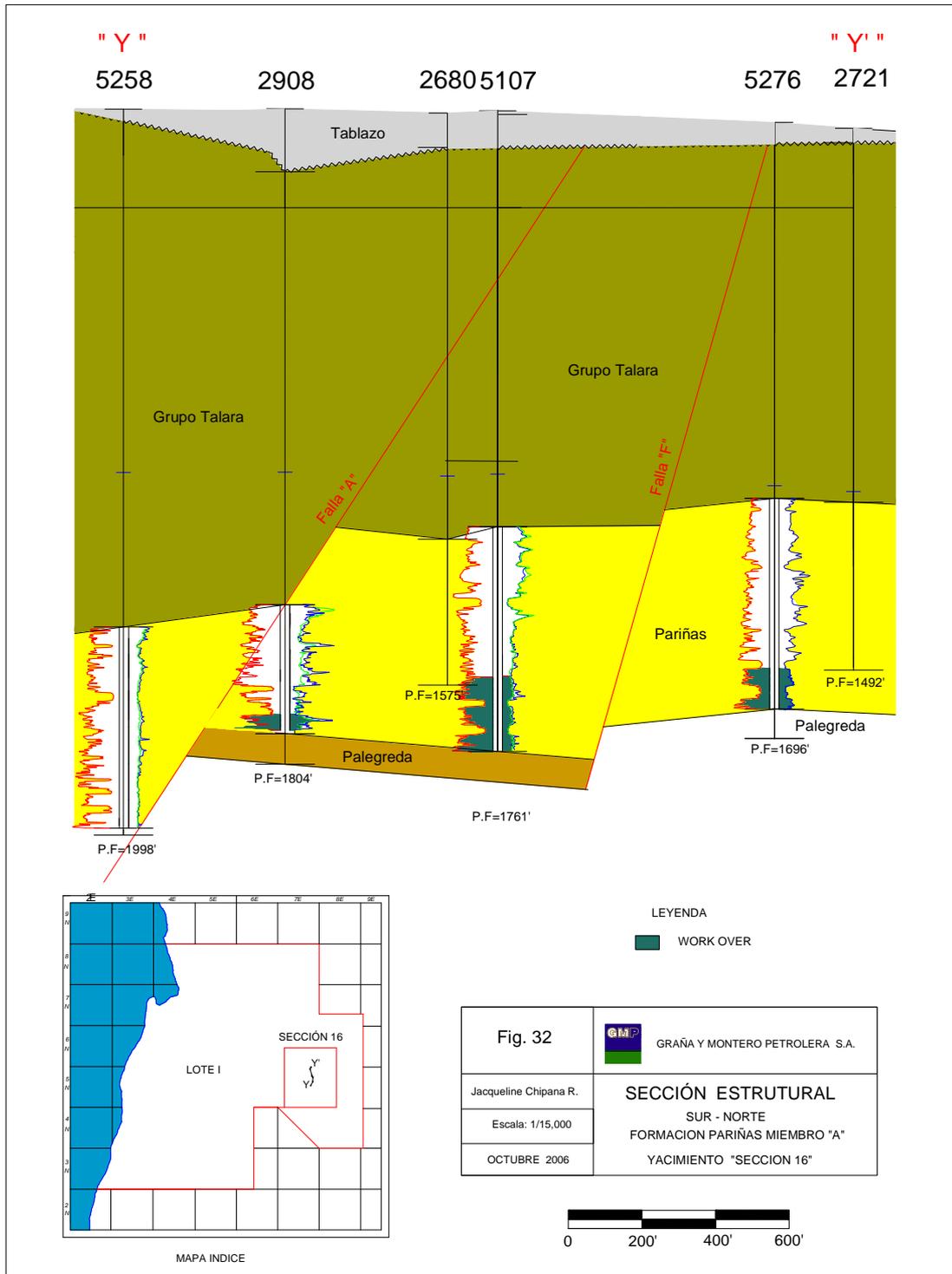


Fig.32: En la sección estructural Y-Y', se observa la posición de los tres pozos (5276, 2908, 5107) recomendados para retrabajos en el Miembro A de la Formación Pariñas, se encuentran ubicados en bloques levantados disminuyendo las posibilidades de encontrar agua.

**- 5107-5276**

- Este intervalo presenta buenas características de roca reservorio como se comprobó con el rebaleo que se realizó con los pozos vecinos.
- Se ha comprobado con algunos pozos que al rebalear existe un incremento de producción.
- Analizando las curvas de declinación de producción se concluye que aun hay reservas por sacar.

**B-POZO 5294**

- En este pozo el intervalo propuesto fue cerrado con 10 barriles en el 1974 poniendo paker, sacando el paker y rebaleando a la vez se puede incrementar producción, lo cual se comprobó en algunos pozos del Lote.
- Se encuentra en una buena ubicación estructural, sin riesgo de encontrar agua, (Fig.32).
- Los pozos vecinos solo fueron perforados hasta los Miembros "B", "C", "D".

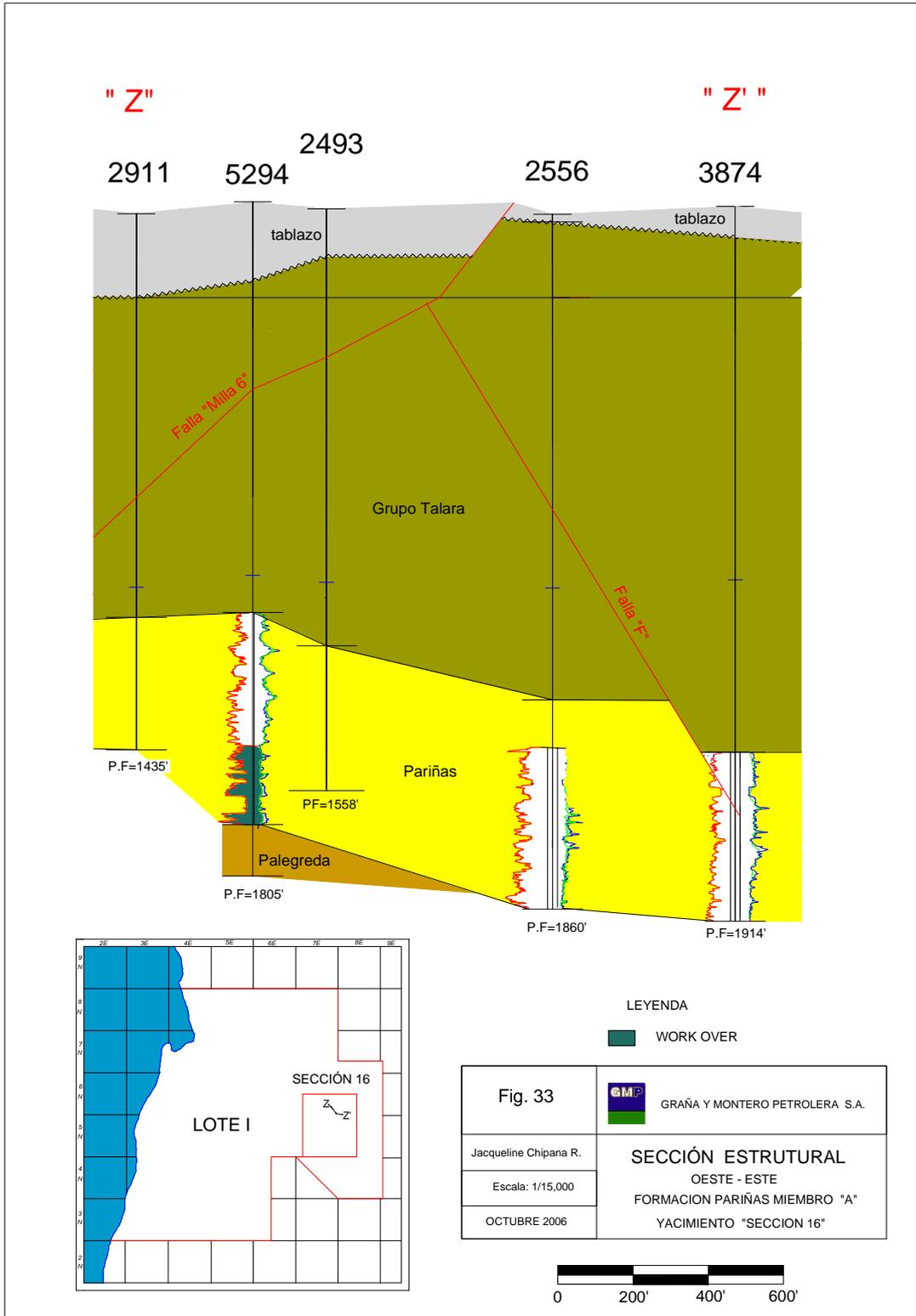


Fig.33: En la sección estructural Z-Z', se observa al pozo 5294 recomendado para realizar retrabajo, se encuentra en una buena posición estructural, sin riesgo de encontrar agua.

### **9.3.3 RECUPERACIÓN SECUNDARIA (INYECCIÓN DE GAS)**

El objetivo de este proyecto es el de incrementar el factor de recuperación del Miembro "A", ya que al hacer la comparación con el factor de recuperación del Yacimiento se observa que es mucho menor. Si se realiza la recuperación secundaria se obtendría por lo menos el doble del factor recuperado .

Se concluye que:

- Es necesario obtener una primera fase de recuperación primaria.
- Perforar los pozos que faltan atravesar el Miembro objetivo, para un buen recorrido lateral hasta dejar depletado estas areniscas.
- Los pozos que se encuentran estructuralmente levantados son los que se inyectaran gas, (Fig.33).
- Tomando en consideración los pasos anteriores se obtendrá en la parte central del reservorio un buen acumulado de petróleo, porque estará limitado en la parte inferior con el nivel del agua y en la superior con la presión del gas.



## BIBLIOGRAFÍA

- **PARDO, A y VILLAR, H** Potencial de hidrocarburo y sistema de petróleo en la Cuenca Talara  
INGEPET 1999, Cod. Exp.-3-AP-04.
- **PERUPETRO** Exploración de Petróleo en el Perú – 2003
- **CAROZZI, A** Modelo Esquemático de deposición de la Formación Pariñas – 1975.
- **CORNEJO, HECTOR** Estratigrafía del Lote I  
CAVELCAS DEL PERÚ S.A – 1993.
- **GONZALES, G** “Bioestratigrafía del Eoceno en la Región de Talara-Ciclos Sedimentarios” – 1971.
- **DEBRA, HIGLEY** The Talara Basin province of Northwestern Peru: Cretaceous-Tertiary, petroleum system – 2004.
- **MARTINEZ, ELMER** The hydrocarbon potential of NW Peru Tumbes and Talara basin study – 2004.
- **SERANNI, M** Informe Geológico “Evaluación Tectónica y Sedimentaria de la Cuenca Talara” – 1987.
- **NUÑEZ DEL PRADO, H** “Ambientes Sedimentarios del Terciario en la Cuenca Talara” – 1987.
- **SANTIAGO GROSSO** Taller de estratigrafía secuencial – 2004.

- **GONCALVES, FELIX** Evaluación cuantitativa de cuencas sedimentarias sistemas petrolíferos – 2006.
  
- **ARCHE ALFREDO** Sedimentología Vol.1 – 1974.

## ABREVIATURAS

- **API:** Medida adoptada por el American Petroleum Instituto para indicar el peso o la densidad de los petróleos. Se expresa en grado y es igual a:

$$\text{Gravedad API} = \frac{141,5}{\text{Gravedad específica}} - 131,5$$

**Gravedad específica**

De modo que 1,0 de gravedad específica es igual a 10°API.

- **ATA:** Pozo abandonado temporalmente.
- **RPI:** Prueba de producción, es la predicción del caudal del pozo con respecto al tiempo, se considera desde que empieza a producir hasta que alcanza el estado seudoestable.
- **RPR:** Prueba de producción, se considera desde el estado seudoestable hasta que el pozo llega al punto de ser no comercial.