

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA,
MINERA Y METALURGICA



EVALUACION GEOLOGICA DE LA FORMACION
MOGOLLON EN EL YACIMIENTO VERDUN ALTO

LOTE I
(TALARA - PIURA)

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO GEOLOGO

ELVIS GONGORA ISMIÑO

LIMA - PERU

1997

AGRADECIMIENTOS

Mi más sincero agradecimiento a la Cía Graña y Montero Petrolera SA. En la persona del Ing. Francisco Dulanto Gerente General, por haberme brindado gentilmente y sin miramientos todas las facilidades necesarias para realizar y editar la presente Tesis, del mismo modo va mi agradecimiento al Ing. Humberto Barbis, Gerente Técnico. A mi maestro universitario Ing. Víctor Sanz, por sus enseñanzas e invalorable consejos en la formación Profesional, por su asesoramiento, sus constantes recomendaciones, observaciones, críticas, su permanente apoyo y preocupación en la elaboración y culminación de la presente Tesis, que me ayudaron a fortalecer los conceptos en la Geología del Petróleo. Todo esto no hubiera sido posible sin el compromiso y la colaboración desinteresada del Ing. Eliseo Salcedo Matos Jefe del Dpto. de Desarrollo, quién fue la persona que sugirió el presente trabajo, impartiendo sus valiosos conocimientos y experimentada asesoría, sus invalorable consejos y supervisión constante en la realización de este trabajo de Tesis. A los Ings, Víctor Salirrosas y José Pisconte por las sugerencias y observaciones valederas al texto original. Mi reconocimiento especial al Dr. Nestor Teves, por sus

conocimientos impartidos en las aulas, su asesoramiento y observaciones acertadas en la revisión del presente estudio. Al Ing. José Martínez, Director de la Escuela de Geología por la disponibilidad prestada al revisar el texto original, por sus observaciones y sugerencias acertadas; al Sr. Rodolfo Calvo, por su participación en la elaboración de los mapas y secciones geológicas, y mi gratitud a todas las personas que laboran en esta prestigiosa empresa.

A nuestra Alma Mater, Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Geológica Minera y Metalúrgica, y a sus docentes por las enseñanzas impartidas en nuestra formación Profesional.

EVALUACION GEOLOGICA DE LA FORMACION MOGOLLON EN EL YACIMIENTO VERDUN ALTO

LOTE I

TALARA - PIURA

	Paginas
1.0 RESUMEN	1
2.0 CONCLUSIONES	4
3.0 RECOMENDACIONES	8
4.0 INTRODUCCION	
4.1 Ubicación y Extensión del Area	10
4.2 Accesibilidad	10
4.3 Topografía	11
4.4 Clima y Vegetación	11
4.5 Objetivos	12
4.6 Metodología	13
4.7 Historia Petrolera de la Región	15
5.0 GEOLOGIA ESTRATIGRÁFICA.	
5.1 Generalidades	26
5.2 Estratigrafía del Lote I , Cuenca Talara	27
5.2.1 Paleozoico	27
- Grupo Amotape	28
5.2.2 Mesozoico	29
5.2.2.1 Cretáceo Medio	29

- Formación Muerto	29
5.2.2.2 Cretáceo Superior	30
- Formación Sandino	30
- Formación Redondo	31
- Formación Ancha	32
- Formación Petacas	33
5.2.3 Cenozoico	34
5.2.3.1 Terciario	34
5.2.3.1.1 Paleoceno	34
- Formación Mesa	35
- Formación Balcones	36
5.2.3.1.2 Eoceno Inferior	37
- Formación Basal Salina	37
- Formación San Cristóbal	38
- Formación Mogollón	39
- Formación Palegrede	43
- Formación Pariñas	44
- Formación Chacra	45
5.2.3.1.3- Eoceno Medio	46
- Formación Lutitas Talara	46
- Formación Areniscas Talara	47
- Formación Pozo	48
5.2.3.2 Cuaternario Pleistoceno	49
- Formación Tablazo Talara	49

6.0 SEDIMENTOLOGIA

6.1 Generalidades	51
6.1.1 Mineralogía	52
6.2 Modelos Sedimentarios a partir de Perfiles y Cores	53
6.2.1 Medio Ambiente Depositacional	55
6.3 Tectónica y Sedimentación de la Formación Mogollón	58
6.4 Influencia del carácter Tectónico Sedimentario en la Productividad de la	

Formación Mogollón	60
--------------------	----

7.0 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

7.1 Generalidades	63
7.2 Estructura Regional	63
7.3 Estructura del Lote I	65
7.3.1 Estructura de la Formación Mogollón en el yacimiento Verdún Alto	67
7.3.1.1 Fallamiento	67
7.3.1.2 Relación del Fallamiento con las Fases Tectónicas	69
7.3.1.3 Desarrollo de Bloques	70

8.0 GEOLOGIA DEL PETROLEO

8.1 Generalidades	73
8.2 Origen del Petróleo	74
8.3 Roca Reservorio	75
8.4 Migración Entrampe y Preservación de los Hidrocarburos en la Cuenca Talara	76
8.4.1 Factores que Favorecieron al Origen de Migración, Entrampe y Preservación de los Hidrocarburos en la Cuenca Talara	78
8.4.2 Niveles de Fluido	79
8.5 Determinación de Parámetros Petrofísicos del Reservorio Mogollón	79
8.5.1 Parámetros de Cabezal de Registro del Pozo 12209	80
8.5.2 Perfiles Eléctricos	81
8.5.3 Porosidad (Φ)	83
8.5.4 Factor de Cementación (F)	84
8.5.5 Resistividad del Agua de Formación (Rw)	85
8.5.6 Saturación de Agua (Sw)	85
8.5.7 Permeabilidad (K)	86

9.0 GEOLOGIA ECONOMICA

9.1	Generalidades	87
9.2	Reservas	88
9.2.1	Reservas Probadas	88
9.2.1.1	Reservas Probadas Desarrolladas	89
9.2.1.2	Reservas Probadas no Desarrolladas	89
9.2.2	Reservas Probables	89
9.2.3	Reservas Posibles	89
9.3	Cálculo de Reservas	90
9.3.1	Cálculo de Arena Neta Petrolífera	90
9.3.2	Volumen de Petróleo Insitu (NI)	91
9.3.2.1	Método Volumétrico	92
9.3.2.2	Resultado de la Evaluación	93
9.3.3	Reservas Desarrolladas	95
9.3.3.1	Reservas Remanentes	95
9.3.3.2	Factor de Recuperación (FR)	96
9.3.3.3	Recuperación Final Primaria	97
9.4	Desarrollo del Yacimiento	97
9.4.1	Desarrollo Futuro y Ubicaciones	97
9.4.2	Perforación del Pozo 12209	101
9.4.2.1	Recomendación para Perforar el Pozo 12209	101
9.4.3.2	Resultados de la Perforación.	104

- BIBLIOGRAFIA.

1.0 RESUMEN

Este estudio comprende la Evaluación Geológica y de Ingeniería de Reservorios de la Formación Mogollón en el Yacimiento Verdún Alto, como parte de la Evaluación Integral en el Lote I del Noroeste peruano que viene efectuando la Cía Graña y Montero Petrolera S.A, y así mismo cumplir con el objetivo de optar el Título Profesional de Ingeniero Geólogo en la Facultad de Ingeniería Geológica Minera y Metalúrgica de la Universidad Nacional de Ingeniería.

El Estudio comprende varias etapas, desde la Recopilación Integral de toda la Información Geológica disponible, hasta la Reinterpretación de las mismas, en las que se incluyen Secciones Estratigráficas, Mapas y Secciones Estructurales, Cálculos de Evaluación de Formaciones, Estimado de Reservas, etc. y la Ubicación de un Pozo de Desarrollo.

La Secuencia Estratigráfica del área está constituida por rocas sedimentarias del Mesozoico y Cenozoico, que sobreyacen a rocas metamórficas del Paleozoico, evidenciado por el pozo 4705 a una profundidad de más de 9,800 pies.

Para una mejor evaluación, la formación Mogollón se ha dividido en cinco miembros ("A", "B", "C", "D", "E"), siendo el más importante el miembro "C".

Las características sedimentarias según el Dr. A. Carozzi en su trabajo sobre el Modelo Depositacional para la formación Mogollón es del tipo Fluvio Deltaico, y el área de estudio está ubicada en el sub-ambiente denominado : El Manta "Entrelazado" del Abanico Medio Sub-marino.

Estructuralmente, el área forma parte del estilo tectónico de la Cuenca Talara (bloques fallados - normales); y se encuentra controlada por dos sistemas de fallas de gravedad, uno principal y otro secundario, el primero conformada por dos fallas regionales con dirección Norte-Sur, denominadas "Bodega I" y "Bodega II"; y el segundo conformada por fallas menores con dirección Este-Oeste denominadas "A", "B", "C", "D", "E" y "M" las cuales están limitadas por el sistema anterior, estas fallas han determinado bloques estructurales mayores y menores.

Las posibles roca madre que dieron origen al petróleo en la Cuenca Talara, son las formaciones lutáceas del Cretáceo y del Terciario, debido a que presentan características físicas favorables, como son el color marrón

y/o gris oscuro, grano muy fino con partículas carbonosas, etc.

En cuanto a producción se ha estimado un volumen de Petróleo Original Insitu de 38'476,810 Bls.; como Reserva Desarrollada 1'857,082 Bls.; por Desarrollar 1'842,296 Bls. y como Remanente 245,506 Bls.; lo que se estima que es posible aun continuar con el desarrollo de la formación Mogollón en el Yacimiento Verdún Alto, inicialmente con una ubicación de un pozo de desarrollo situado al Norte del área de estudio.

2.0 CONCLUSIONES

2.1.- La Columna Estratigráfica atravesada por lo pozos en el Yacimiento Verdún Alto varía en edad desde el Paleozoico al Reciente, con un espesor de más de 9,800 pies.

2.2.- La formación Mogollón se encuentra dentro del ciclo sedimentario Salina-Palegreda, el cual es el primero de la serie Eocénica. En el Lote I esta formación sobreyace en forma normal a la formación San Cristóbal, e infrayace de la misma forma, a la formación Palegreda.

2.3.- El modelo depositacional de la Formación Mogollón es del tipo relleno longitudinal axial con una dirección NE a SO, ubicándose el área de Verdún Alto en el sub-ambiente: El Manta "Entrelazado" del Abanico Medio Sub-marino.

2.4.- De acuerdo a sus características litológicas y eléctricas, la formación Mogollón se ha dividido en cinco miembros "A", "B", "C", "D" y "E", lo que ha permitido efectuar una mejor evaluación. El miembro "C" es el mas prolífico, habiendo contribuido con la mayor producción de petróleo en el área.

2.5.- Los estratos de la formación Mogollón en el área de estudio, tienen un Rumbo $N11^{\circ}E$ y 20° de Buzamiento hacia el Sur-Este.

2.6.- En un ambiente Fluvio-Deltaico las areas con mayor potencial hidrocarburífero son las zonas de conglomerados resedimentados y los conos depositacionales submarinos (Lote I).

2.7.- El fracturamiento tectónico ha contribuido en gran parte a mejorar la permeabilidad primaria de la formación Mogollón.

2.8.- El rasgo estructural predominante en el yacimiento Verdún Alto, es el fallamiento en bloques, producto de esfuerzos tensionales ligados a la Orogenia Andina. En el área de estudio existen dos sistemas de fallas; uno principal con dirección Norte-Sur y el otro secundario con dirección Oeste-Este.

2.9.- Las posibles roca madre que dio origen al petróleo en la Cuenca Talara son las formaciones lutáceas del Cretáceo y del Terciario, los cuales migraron a través de la porosidad primaria y secundaria a las trampas estructurales.

2.10.- Las formaciones productoras de petróleo en el área de estudio son: Ancha, Mesa, San Cristóbal, Mogollón y Pariñas.

2.11.- El entrampamiento del petróleo en el reservorio Mogollón es del tipo estructural. El promedio de Arena Neta

petrolífera es de 153 pies, variando desde los 30 pies hasta los 240 pies.

2.12.- La productividad de los pozos, depende en gran parte de las características petrofísicas de los reservorios, su ubicación estructural, presión y además por la calidad de los trabajos de perforación , completación y mantenimiento que se lleven a cabo.

2.13.- Los Acumulados Finales de producción son determinantes para la evaluación de un campo petrolífero, ya que nos muestran con mucha aproximación el comportamiento productivo del área.

2.14.- En el Yacimiento Verdún Alto los pozos perforados tienen Regímenes de Producción Inicial (RPI) promedio de 160 Bls. Los RPI son parámetros indicadores de las condiciones físicas del reservorio al inicio de la producción, mas no son determinantes en el acumulado de producción.

2.15.- En el área se calculó 38'476,810 Bls. de Petróleo Original Insitu, una Recuperación Primaria de 3'941,792 Bls., de los cuales se han acumulado 1'857,082 Bls., con una Reserva Remanente de 245,506 Bls. y una Reserva no Desarrollada de 1'872,296 Bls. de petróleo. Estos resultados

nos dan un Factor de Recuperación real de 5%, sin embargo el determinado es de 10%.

3.0 RECOMENDACIONES

3.1.- *Evaluar la posibilidad de mejorar las recuperaciones finales de los pozos, con tal de obtener mayores reservas de petróleo, en vista que el Factor de Recuperación (F.R) real de la formación Mogollón del Yacimiento Verdún Alto se considera muy bajo (5%), respecto al F.R del área (10%).*

3.2.- *Perforar el pozo de desarrollo EGI-1, ubicado a 40 acres de espaciamento al N 72°30'E del pozo productor 5713, el mismo que tendrá una recuperación final de 148,298 Bls. de petróleo. Este pozo encontrará una secuencia de +1270 pies de la formación Mogollón y con +200 pies de arena neta petrolífera, en el mismo bloque estructural del pozo 5713, y 420 pies más abajo por efecto de buzamiento, estimándose que no habrá problemas estructurales ni de fluidos.*

3.3.- *Efectuar estudios Geológicos, Geoquímicos, Geofísicos y de Reservorios para explorar Reservorios profundos (Grupo Amotape y las formaciones Ancha y Mesa), que en otras partes del Noroeste del Perú han resultado grandes productores de petróleo, como por ejemplo tenemos que el Grupo Amotape en el Yacimiento Laguna Sur situado a +3.65 Km al Norte del Lote I, ha tenido recuperaciones de más de*

1,000 MBls. de petróleo por pozo (2276, 2311, 2277-E, etc.); y las formaciones Ancha y Mesa en el yacimiento Huaco (Lote I) ubicado al Sur-Oeste del yacimiento Verdún Alto, han acumulado más de 150 MBls. de petróleo por pozo (5928, 5889, etc.). El pozo 4705 del área de estudio que atravesó las formaciones Ancha y Mesa, y penetró parte del Grupo Amotape, muestran características litológicas y eléctricas similares al de los yacimientos Laguna Sur y Huaco, de obtener buenos resultados, se podría perforar un número indeterminado de pozos de desarrollo, y consecuentemente lograr un incremento significativo de las reservas y producción.

4.0 INTRODUCCION

4.1 UBICACIÓN Y EXTENSIÓN DEL ÁREA.

El Area del yacimiento Verdún Alto, se encuentra ubicado en el extremo Sur-Este del Lote-I, provincia de Talara, Departamento de Piura en la Costa Noroeste del Perú.

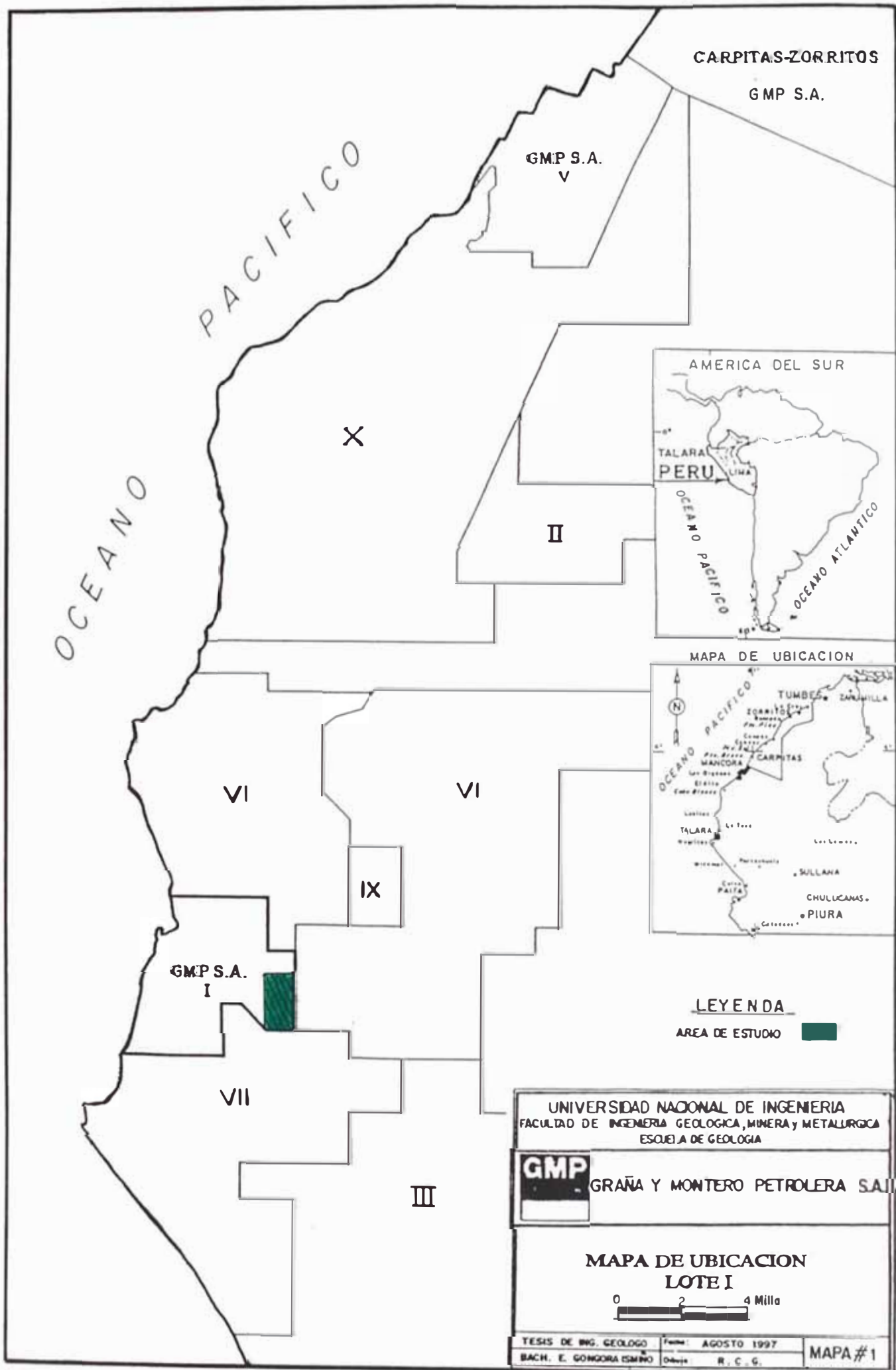
El área abarca una superficie peniplana de 5.17 Km² (Tablazo), con una elevación promedio de 80 m.s.n.m. (Mapa. 1 y 2).

Geológicamente se ubica aproximadamente en la parte central Sur de la cuenca Talara, delimitada estructuralmente: hacia el Norte, por el levantamiento Zorritos, hacia el Sur, por el levantamiento Paita-Sullana, hacia el Este, por las montañas de Amotape - La Brea, y al Oeste por el Talud Continental.

4.2 ACCESIBILIDAD.

El acceso al Lote I se realiza principalmente por la carretera Panamericana, que constituye la principal vía que une las Provincias de Piura - Talara.

Dentro del Lote existe una red de carreteras secundarias propias de GMP SA. que facilitan el acceso al



CARPITAS-ZORRITOS

GMP S.A.

GMP S.A.
V

OCEANO
PACIFICO

X

II



MAPA DE UBICACION



LEYENDA

AREA DE ESTUDIO

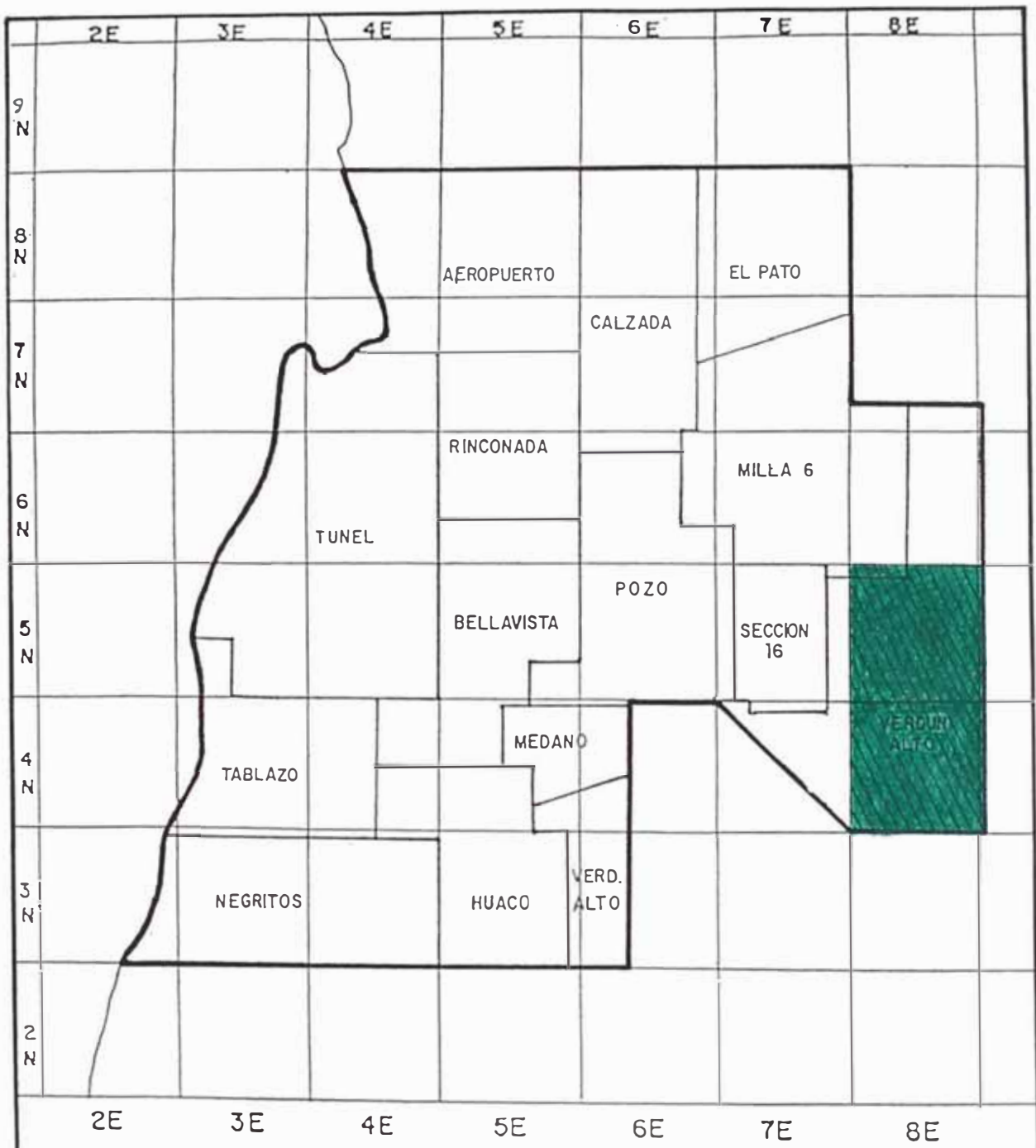
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA, MINERA Y METALURGICA
ESCUELA DE GEOLOGIA

GMP GRAÑA Y MONTERO PETROLERA S.A.

MAPA DE UBICACION
LOTE I



TESIS DE ING. GEOLOGO	Fecha: AGOSTO 1997	MAPA #1
BACH. E. GONGORA OSORNO	Dibuja: R. C. G.	



 AREA DE ESTUDIO

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA, MINERA y METALURGICA
 ESCUELA DE GEOLOGIA

GMP GRAÑA Y MONTERO PETROLERA S.A.

MAPA MOSTRANDO LOS YACIMIENTOS
 EN EL LOTE I



TESIS DE ING. GEOLÓGICO	Fecha: AGOSTO 1997	MAPA # 2
BACH. E. GONGORA ISMEO	Dibujó: R. C. G.	

área de estudio y unen a los diferentes pozos y baterías de producción de los diferentes yacimientos.

4.3 TOPOGRAFIA.

El área 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.

4.4 CLIMA Y VEGETACION.

El clima es propio de la región desértica, con un verano muy caluroso entre los meses de Enero a 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 y en promedio 19°C entre los meses de Julio a Setiembre, se caracteriza por los vientos intensos de Sur - Oeste, la velocidad máxima del viento es de 20 Km/h. Las lluvias son esporádicas, presentándose siempre 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 de 5.4 mm/año. De acuerdo al Diagrama Bioclimático, el promedio

de evapotranspiración potencial total por año varía entre 16 y 32 veces la precipitación, ver Fig. (1a).

En los desiertos de arena existen escasa vegetación: piñas silvestres "Tillodsias" o (achupayas) y otras plantas adaptadas a la vida en la arena como el sapote en la costa Norte y mas cerca de los ríos, el Algarrobo y el Huarango.

4.5 OBJETIVOS

El objetivo principal de la presente evaluación geológica del Reservorio Mogollón en el yacimiento Verdún Alto, es el de optar el Título Profesional de Ingeniero Geólogo en la Facultad de I.G.M.M de la Universidad Nacional de Ingeniería. Este estudio formará parte de la Evaluación Geológica Integral del Lote I. Además se tiene por objetivos técnicos-económicos los siguientes:

- a) Definir tentativamente en el area el modelo sedimentario de la formación Mogollón.
- b) Efectuar la evaluación estratigráfica y estructural de la formación Mogollón en el área de estudio.
- c) Determinar la distribución de los fluidos de la formación Mogollón en los yacimientos.

d) *Evaluar las posibilidades de continuar con la exploración y desarrollo de la formación Mogollón.*

e) *Definir ubicaciones de pozos de desarrollo, que incrementen las reservas y producción de estos yacimientos.*

4.6 METODOLOGIA

Para efectuar la Evaluación Geológica de la formación Mogollón en el yacimiento Verdún Alto, se realizaron los siguientes trabajos:

Revisión y recopilación de toda la información técnica del area, los mismos que están contenidos en los archivos de pozos, informes técnicos, tesis, mapas registros eléctricos, litológicos, etc., y toda aquella literatura publicada o inédita referente a la Cuenca Talara, el Lote-I y sus yacimientos. Reinterpretar la secuencia estratigráfica, características litológicas, estructurales y los contactos formacionales existentes en el área de estudio.

Análisis de los registros eléctricos de pozos, para determinar el máximo espesor desarrollado de la

formación Mogollón en el área de estudio, y de este modo obtener el registro compilado de esta formación.

Confección y Análisis de Secciones Estratigráficas con la finalidad de determinar el Modelo Depositacional de la formación Mogollón.

Confección y Análisis de Secciones Estructurales y mapas de Contornos Estructurales en el tope de la formación Mogollón, para determinar las características estructurales a nivel de la formación y del área.

Confección del mapa de Arena Neta Petrolífera, para efectuar el cálculo volumétrico de reservas del área de estudio.

Confección de mapas de Isoproducción Inicial y Acumulado de pozos en diferentes etapas de producción, con la finalidad de conocer el comportamiento productivo del reservorio Mogollón.

Análisis y Cálculos de Reservas del yacimiento, para determinar las posibilidades presentes y futuras de desarrollo del área.

Recopilación de toda la información obtenida y preparación del informe.

4.7 HISTORIA PETROLERA DE LA REGION

Se presenta un breve resumen de la historia petrolera de la Región, tomando como base informativa el trabajo de M.A. Clavero.

Los afloramientos de petróleo en el Litoral noroeste de nuestro país son conocidos mucho antes de la llegada de los españoles. El petróleo y/o brea era conocido como Copey ó Copé por los indígenas. Ellos lo utilizaban como unguento medicinal, para el alumbrado; también al producto original lo evaporaban al fuego para obtener la brea, que lo utilizaban para el calafateo de sus embarcaciones, impermeabilización de sus cerámicas y en la momificación de sus cadáveres.

Durante la época colonial los conquistadores reconocieron el valor de la brea como material de calafateo de sus barcos, en sustitución del alquitrán de pino, que solo se encontraba en América del Norte. Durante esta época la Real Corona concede en propiedad las minas de brea a sus vasallos, mediante el pago de un tributo equivalente a un quinto de la producción. Esta propiedad era enorme en extensión, puesto que sus límites estaban demarcados por el río Tumbes por el norte y el Chira por el Sur, su ancho

estaba comprendido desde la orilla del mar tierra adentro hasta las Montañas de Amotape; toda esta región era conocida como Máncora.

El registro mas antiguo que se conoce de la propiedad, data del año 1,629, año en que las minas fueron concedidas al Capitán Martín Alonso Granadino de Paita, este fue dueño de la propiedad hasta el día de su muerte. Luego esta propiedad pasa a manos del Capitán Juan Benito de los Heros, quién se había casado con la viuda de Granadino. Posteriormente esta propiedad fue pasando por muchos dueños por efecto de compra, venta o herencia. Siendo el último comprador de este monopolio bajo el régimen español don Juan Cristóbal de la Cruz, en el año 1,802, quién trabajo las minas hasta la revolución.

En la época Republicana, don José A. de la Quintana adquiere los derechos del petróleo de la propiedad Máncora, por Decreto Supremo en Setiembre de 1,826 por concepto de cancelación de deuda que le tenía el gobierno peruano. Luego este traspasó sus acciones y derechos del petróleo a don José de Lama en Enero de 1,827. Posteriormente por efecto de herencia, compra y venta, esta propiedad paso a otros dueños. La propiedad se parte en dos fracciones, la

hacienda Máncora como propietarios la familia Lama, aunque dividida entre sus numerosos descendientes, y la otra en la hacienda de la "Brea y Pariñas" como propietario don Genaro Helguero en 1,880.

En 1,888, don Genaro Helguero, vende "La Brea y Pariñas" a Herbert W. Tweddle, y este último vende la mitad de la hacienda a Willian Keswick. Tweddle y Keswick y otros socios forman la "The London and Pacific Petroleum", entidad que en 1,913 transfiere sus intereses a la International Petroleum Company.

El profesor Benjamín Sillman en 1,854, descubre como destilar el petróleo y obtener ocho cortes, y sugiere el empleo del petróleo para la obtención del gas de alumbrado, aceite lampante (kerosene) y lubricantes. Estos productos rápidamente tuvieron aceptación mundial, sobre todo en el uso de lámparas; esto originó que se buscará la forma de extraer el petróleo del subsuelo.

En 1,859 Drake perfora el famoso pozo de Titusville en Pennsylvania. En 1,861, en el mismo Pennsylvania se perfora el primer pozo surgente con 300 Bls. diarios de petróleo.

En 1,860 llega al Puerto del Callao el primer barril de kerosene, traído por don Juan A. Aguirre, y su

utilización como aceite lampante tuvo buena acogida. Debido a la gran aceptación popular de este producto, los empresarios peruanos don Manuel A. de Lama y don Diego de Lama se asocian en 1,861 para explotar y refinar el petróleo de Zorritos.

En 1,862 asesorados por el técnico escocés Farrier, se abrieron ocho zanjas rectangulares en la parte de la Quebrada Tucillal, más propiamente en la Quebrada Nina, conocida hoy como sector Copé, las dimensiones de dichas zanjas eran variables, de 7 a 10 metros de largo por 3 a 5 metros de ancho y de 5 a 10 metros de profundidad; se obtuvo de estos pozos un crudo de 24 a 24.4 API, con una producción de 1 a 5 baldes diarios por pozo. Esta empresa fracasó por la inexperiencia en este negocio.

El ingeniero A. E. Préntice, luego de un estudio a estos yacimientos, rehabilitó uno de los pozos abiertos por Farrier, y el 2 de Noviembre de 1863 se inició la perforación de un pozo tubular hasta los 76 pies comenzando del fondo de la zanja N° 4, de este se obtuvo un crudo de 36° API cuyo contenido en kerosene llegaba al 70%.

Debido a este buen resultado de producción de petróleo, en Setiembre de 1864 se integraba la "Peruvian Petroleúm

Syndicate" con Mr. E.P Larking como gerente y socios don Diego de Lama y el consul de EE.UU. en Paita, Mr. Alejandro Ruddens. Se efectuaron los primeros estudios Geológicos de la Costa Norte del Perú entre Mal Paso Chico y Cabo Blanco, y se levanta el primer plano de la Región. A continuación en 1,865 bajo la dirección del técnico Geo S. Corey, se introduce por primera vez las perforaciones tubulares con forros de acero. El primer pozo con estas características se comienza a perforar en Zorritos el 30 de Octubre de 1,865, a la que siguieron otras más. Debido al poco crudo que se consiguió con una gravedad de 35° API el Gerente de la Compañía E.P. Lorking, desistió y traspaso el negocio a A. J. Malhieux, quien también fracasó.

En 1,867 Prentice de Pensilvania, al parecer homónimo del anterior, reinició las perforaciones en el área de Zorritos, pero también fracasó por no tener el éxito esperado.

En el año 1,870 se integraba el famoso trust petrolero "La Standard Oil C°", con sede en Ohío, su gestor Jhon D. Rockefeller. En este mismo año el Capitán Henry G. Shmit forma la "Compañía Peruana de Refinación del Petróleos" (El Peruvian Company for Refining Petroleúm), y bajo su hábil

dirección la industria cobró nuevo impulso en nuestro país. Y ejecutan un plan sistemático de perforaciones y montan la primera refinería del Perú en Bellevue a 4 Km. aguas abajo del río de la ciudad de Tumbes. Según el Dr. G. Peterson, esta compañía perforó 12 pozos en Zorritos, 3 en Peroles y 1 en la Quebrada Heath, con una producción que no fue superior a los 8,700 Bls.

Como financiadora de esta empresa aparecen la firma Faustino G. Piaggio del Callao en 1,875 y luego la Basso y Piaggio en 1,878. Debido a la guerra con Chile, esta compañía paraliza sus actividades y quiebra, debido a esto es vendida en remate público.

En 1,884, comienza a trabajar en Zorritos la compañía "Establecimientos Industriales de Petróleo de Zorritos" del Sr. F. Piaggio, trayendo equipos de perforación, construyendo un muelle y una refinería de 100 B/D. (V.Sanz)

En 1,891 el colombiano Francisco Miranda forma en Londres "The Heath Petroleúm C°", para explotar los yacimientos ubicados en la Quebrada Heath. En 1,892 perforan 3 pozos en la Quebrada Heath, con resultados pocos alentadores, debido a esto la empresa fracasó por carecer de medios económicos.

En 1,895 nuevamente F. Miranda forma en Paris la "Compagnie Francaise du Petróleo de Amerique de Sud". Esta compa a perforó un total de 26 pozos en la Quebrada Heath, hasta 1,898, obteniendo un total de 8,425 Bls. de crudo. Debido a que la compa a cometió muchos errores financieros se fue al fracaso, y en 1,901 se liquid .

Como causa de la liquidación de la compa a francesa, queda como única operadora en el Departamento de Tumbes, el Establecimiento Industrial de Petróleo de Zorritos; que en Diciembre de 1,926 cambia de denominación a "Sociedad Anónima Comercial   Industrial Faustino G. Piaggio", con sede en el Callao.

Por primera vez en el año 1,915 el Estado dicta la primera Ley (2187) gravando las exportaciones del crudo y sus destilados, debido al notable incremento que tomaba el comercio petrolero internacional del país.

En 1,917 se crea el Servicio Técnico de Explotación y Yacimientos de Petróleo, con la finalidad de conocer y fomentar la actividad petrolera.

En 1918 se promulgó la Ley 2739, que prohibió los denuncios mineros en la Provincia de Huancané, Puno, se conformó la primera reserva petrolífera a favor del Estado.

En 1,922 se promulgó la Ley 4452, y bajo amparo de esta Ley el Estado separó para sí, una serie de zonas reservadas que llegaron a cubrir una apreciable extensión del suelo patrio.

Entre los años 1,926 y 1,929, la International Petroleum Co. (IPCo), perfora 4 pozos en la Quebrada Máncora y Anteojos, logrando muestras de petróleo en uno de ellos. De 1,927 a 1,930 la Compañía Petrolera Cancas (CPC), perfora tres pozos en la Qda. Peña Negra, Pilar y Sal Chica, logrando solo muestras de petróleo, (V, Sanz).

El Estado dueño de toda esta zona logró desarrollar y mejorar la producción de petróleo en los campos de Zorritos y Copé que ya en Mayo de 1,939 había entregado sus primeros barriles de producción.

En 1,939 el Estado inició sus estudios geológicos en el antiguo campo petrolífero de Pirín, en Puno; y con él a un programa de perforaciones que continuara hasta 1,946, año en que se abandona el campo por no obtener buenos resultados.

Las perforaciones exploratorias realizadas a mediados de 1,940 en Punta Bravo y Los Organos descubrieron petróleo y gas, pero de poco valor comercial.

El 26 de Setiembre de 1,940, entraba en funcionamiento la nueva refinería del Estado, que se había adquirido en los

EE.UU, para reemplazar a la antigua refinería que resultaba deficiente.

Entre 1,942 y 1,943 se realizó el plano aerofotográfico y geológico de 5,000 Km², en la zona reservada de la montaña, y se inician trabajos exploratorios con levantamiento geológico de campo, gravimétrico, sísmicos, aeromagnéticos y geoquímicos en Zarumilla, Tumbes, Desierto de Sechura y Zorritos, investigaciones que continuaron durante el año 1,944.

Como resultado de estos estudios, en el sector los Organos en el año 1,943 se perforó el primer pozo, que resulto productivo. Además se perfora un pozo en el ano 1,944 en el sector "Tallanes" en Zarumilla, que no alcanzó la profundidad recomendada, por deficiencia de los equipos.

En 1949, se crea la Empresa Petrolera Fiscal, la que también realiza trabajos exploratorios con levantamientos geológicos de campo, gravimétrico, sísmicos, aeromagnéticos y geoquímicos en toda la región.

La Empresa Petrolera Fiscal en el año 1,950, contrató a la Dunlap Graham, para perforar pozos exploratorios profundos, estos pozos alcanzaron entre los 2,800 y 6,900 pies, las formaciones atravesadas no resultaron productivas.

En el año 1,955 la Refinería de Villar se traslada a Iquitos y comienza a funcionar al año siguiente.

En el año 1,965 la Empresa Petrolera Fiscal explota sus campos del Sector Perú, Hualtacal, Patria, Tunal y aún el depletado campo de Zorritos y Copé. En este mismo año se abandona los dos últimos campos, por su producción antieconómica, con un acumulado de crudo de 3'705,427 Bls. en Zorritos y 157,920 Bls. en Copé.

Luego de abandonar Zorritos el Estado concentra todas sus energías y medios económicos en el Campo los Organos, donde fija su centro de actividades.

En 1,968 como resultado de la nacionalización por el gobierno peruano, todas las instalaciones y equipos pasaron a formar parte del patrimonio de Petróleos del Perú.

Entre 1,956 y 1,969, la Cía Petrolera Amotape S.A perfora 29 pozos en los yacimientos de Carpitás y Punta Bravo, logrando una producción acumulada de 329,705 Bls. hasta el 30 de Marzo de 1,969.

A partir de 1989 las áreas del Noroeste, propiedad de Petroperú, comienzan a lotizarse y a ser entregados a contratistas privados, mediante Contratos de Servicios y/o licencia. El Lote-I, está siendo operado por GMP.SA, desde

el año 1995, bajo un Contrato de Servicio de Explotación de Hidrocarburos por un periodo de 20 años.

5.0 GEOLOGIA ESTRATIGRAFICA

5.1 GENERALIDADES

La estratigrafía de la Región de Talara comprende varios ciclos depositacionales, con periodos de transgresión y regresión marina en el Cretáceo y principalmente en el Terciario. Estas transgresiones y regresiones fueron interrumpidas por periodos de no depositación o erosión intensa, y son identificados por discordancias en la columna estratigráfica. Los sedimentos que constituyen la Cuenca Talara empiezan a depositarse en el Cretáceo medio, tiene aproximadamente una potencia de 21,000 pies de sedimentos, la misma que reposa sobre un basamento, compuesto de un subestratum Paleozoico, correspondiente al Grupo Amotape. En la columna estratigráfica (Fig.1) a partir de la discordancia erosional entre el basamento metamórfico del Paleozoico, se reconocen siete discordancias importantes:

- 1.- Pensilvaniano Medio Cretáceo Medio (Disc. Amotape-Muerto)
- 2.- Cretáceo Medio (Disc. Muerto - Sandino)

GMP S.A.
LOTE I
COLUMNA ESTRATIGRAFICA

ERA	SISTEMA	SERIE	EDAD	GRUPO	FORMACION	MIEMBRO	POTENCIA	LITOLOGIA			
CENOZOICO	TERCIARIO	EOCENO	MEDIO SUPERIOR	TALARA	ARS. TALARA		860'				
					LUTITAS TALARA		3000'				
			INFERIOR		CHACRA		1200'				
					PARIÑAS	D C B A	750'				
					PALEGREDA		2600'				
					MOGOLLON	E D C B A	1700'				
					SAN CRISTOBAL	ZAMBO TUNEL NEGRITOS PTA. ARENAS	1480'				
					BASAL SALINA		210'				
					MAL PASO	BALCONES MESA PETACAS ANCHA REDONDO TARCONES SANJA	1745' 1150' 1015' 620' 2615' 190'				
					MUERTO		410'				
			MESOZOICO	CRETACEO	SUPERIOR						
			MEDIO								
			PALEOZOICO				AMOTAPE				

PETROLEO

FIG N° 1

POR.: H. CORNEJO - OCT. 1993

- 3.- Cretáceo Superior Temprano (Disc. Redondo - Ancha)
- 4.- Cretáceo Superior Tardío - Paleoceno (Disc. Petacas - Mesa)
- 5.- Eoceno Inferior Temprano (Disc. Balcones Gp. Salina)
- 6.- Eoceno Inferior Tardío (Disc. Palegreda Pariñas)
- 7.- Eoceno Medio (Disc. Pariñas - Gp. Talara)

5.2 ESTRATIGRAFIA DEL LOTE I, CUENCA TALARA

La secuencia estratigráfica atravesada por los pozos en el área varía en edad desde el Paleozoico al reciente, con un espesor de más de 9,800 pies, este espesor difiere al de la Cuenca, debido a efectos de erosión, no depositación en algunos casos y/o fallamiento. La columna estratigráfica del área es la siguiente :

5.2.1. PALEOZOICO

La unidad estratigráfica del Paleozoico presente en el área de estudio es el Grupo Amotape. El Pozo 4705 penetró 370 pies a más de 9000 pies de profundidad.

- GRUPO AMOTAPE

Nombrado por Bosworth (1,922), la localidad típica está en los Cerros Amotape y los Cerros la Brea.

Espesor.- La potencia de este grupo no ha sido determinado, el pozo 4705 del Yacimiento Verdún Alto penetró solamente un espesor de 370 pies.

Litología.- La litología observada en el pozo 4705, está constituida por cuarcitas de color blanca y blanco grisáceo, de grano fino a medio dura micácea, con venas de cuarzo, y lutitas pizarrosas beige a negra, con algunas argillitas gris oscuras y negras.

Contactos.- En la cuenca Talara estas rocas constituyen el basamento sobre el cual se depositaron las rocas Cretáceas y Terciarias. El contacto superior infrayace discordante a la formación El Muerto, evidenciado por el pozo 4705. El contacto inferior de estas rocas no han sido observados pero se infiere que deben encontrarse en discordancia regional sobre un basamento cristalino (V. Sanz 1988).

Edad.- El Paleozoico del Noroeste se le atribuye una edad del Pensilvaniano (González G. 1973).

Microfauna.- No se ha observado en el pozo 4705, aunque este Grupo en la Cuenca Talara se caracteriza por la

presencia de algunos pelecípodos, como *Aviculopecten* y *Allorisma*, los cefalópodos como *Paralegoceras* y *Gastrioceras* y los braquiópodos *Spirifer* y *Chonetes* (Thomas, 1928).

5.2.2.- MESOZOICO

En la Cuenca Talara el Cretáceo está constituido por sedimentos clásticos de origen marino, y algunos calcáreos en la parte basal, las formaciones presentes de este sistema son: *Pananga*, *Muerto*, *Sandino*, *Redondo*, *Monte Grande*, *Ancha* y *Petacas*. Pero en nuestra área de estudio el único pozo que atravesó esta secuencia Cretácica es el pozo 4705 del Yacimiento Verdún Alto, encontrándose sobre el Paleozoico las formaciones siguientes: *Muerto*, *Sandino*, *Redondo*, *Ancha* y *Petacas* ; el pozo 5830 también del yacimiento Verdún Alto solo llegó hasta la formación *Ancha*.

5.2.2.1.- CRETACEO MEDIO

FORMACIÓN MUERTO

Atribuido a Olsson (1,934), la localidad típica esta en la Quebrada el Muerto.

Espesor. - El pozo 4705 ubicada en la parte central del área atravesó un espesor casi completo de 401 pies de esta

formación, en el resto del Lote-I tiene un espesor de + 420 pies.

Litología.- En el pozo 4705, según los análisis de cores y registro litológico esta formación está constituida por calizas masivas de color pardo oscuro a negra , dura, densa, bituminosa, con abundantes venitas de calcita y partículas carbonosas. Las calizas por su color pardo oscuro a negro, bituminosas, se les considera como una buena roca generadora de hidrocarburos en la Cuenca.

Contactos.- Sobreyace normal a las calizas Pananga, y cuando no esta presente es discordante al Grupo Amotape, e infrayace en discordancia con la formación Sandino.

Edad.- Su edad corresponde al Albiano Medio.

Microfauna.- No se ha observado en el pozo 4705, aunque esta formación en el Lote-I ha sido determinada, basándose en los géneros Globigerina y Guembelina.

5.2.2.2.- CRETACEO SUPERIOR

FORMACION SANDINO

Definida por Stone (1,949), la localidad típica está en el subsuelo del reservorio Sandino.

Espesor. - Atravesado por el pozo 4705 en un espesor de 320 pies, en el resto del Lote-I se tiene espesores de + 460 pies.

Litología. - Esta formación en el pozo 4705, esta conformada por arenas conglomerádicas de cuarzo blanco lechoso, y areniscas finas de color blanco grisáceo, con algunos clastos de pizarras y cuarcitas, en matriz de textura uniforme de granos finos, calcáreos, micáceos, piríticos y carbonosos.

Contactos. - Sobreyace discordante a la formación el Muerto e infrayace concordante a la formación Redondo.

Edad. - Corresponde al Campaniano.

Microfauna. - Son muy escasos y confinados a algunos Siphogenerinoides Spp. (Gonzales G.).

FORMACION REDONDO

Propuesto por Olsson (1,934), Stone (1,949) y Travis (1,953). Su lugar típico esta en la Quebrada Redondo.

Espesor. - El pozo 4705 cortó un espesor de 960 pies de esta formación. En su localidad típica de la Quebrada Redondo tiene una potencia de 3200 pies.

Litología.- En el pozo 4705, se observa una secuencia de lutitas de color gris a marrón grisáceo, en la base intercalaciones de areniscas de grano medio a grueso, muy calcáreo, con delgados paquetes de arenas gruesas hasta conglomeráticas de cuarzo lechoso, de granos oscuros en matriz uniforme de grano fino calcáreos, micáceos, piríticos y carbonosos. Por las características antes mencionadas, a esta formación se le considera una buena roca generadora de hidrocarburos.

Contactos.- Sobreyace concordante a la formación Sandino, e infrayace discordante a la formación Ancha.

Edad.- Su edad corresponde al Campaniano.

Microfauna.- Evidenciado por la *Siphogenerinoides* spp. encontrado en el pozo 4705.

FORMACION ANCHA

Ha sido definido por Stone (1949), en el subsuelo del pozo 3835 al Este de Negritos, esta formación no tiene afloramientos en superficie.

Espesor. El pozo 5830 situado al Sur del área cortó una sección de 1130 pies. El pozo 4705 cortó 635 pies de esta formación.

Litología. - En el pozo 5830 esta formación, esta constituida principalmente por arenas conglomerádicas, con mas de 40% de cuarcitas dura y conglomerado de chert y esquistos en matriz gris blanco de grano fino a grueso, con trazas de limonitas. En la base se tiene lutitas de color gris a negro, altamente micáceo.

Contactos. - Sobreyace discordante a la formación Redondo, e infrayace concordante a la formación Petacas.

Edad. - Le corresponde una edad Maestrichtiano.

Microfauna. - Su microfauna es pobre y restringida a Siphogenerinoides retrabajados.

FORMACION PETACAS

Propuesto por Frizzer D.L (1,943), redefinido por Stone (1,949) en el subsuelo del pozo 3835, no tiene afloramientos en superficie.

Espesor. - El mayor espesor encontrado de esta formación en el área es de 902 pies en el pozo 5830 ; y el pozo 4705 ubicado en la parte central del área cortó 250 pies.

Litología. - En el pozo 5830 esta formación, esta conformada por lutitas gris oscura altamente micáceas con

intercalaciones de delgados estratos de calizas y dolomitas.

Contactos.- Sobreyace concordante a la formación Ancha e infrayace discordante a la formación Mesa.

Edad.- Corresponde al Maestrichtiano Superior.

Microfauna.- La microfauna encontrada corresponde a la *Guembelina globulosa*, *Rzehakina epigona*, etc.

5.2.3 CENOZOICO

La secuencia estratigráfica esta representada por formaciones constituidas de areniscas, conglomerados y lutitas, depositados en ambientes continentales, fluvio-deltaicos y marinos.

5.2.3.1 TERCIARIO

Las formaciones del Terciario en el área de estudio son del Paleoceno y Eoceno.

5.2.3.1.1 PALEOCENO

La sedimentación en el Paleoceno comenzó en el Daniano, con la depositación de las formaciones Mesa y Balcones, parte superior del Grupo Mal Paso. Este periodo de sedimentación fue interrumpido por una emergencia del tipo

regional, acompañado de fallamiento, favoreciendo el desarrollo de una discordancia.

FORMACION MESA

Unidad definida por Stone (1949), en el subsuelo del pozo 3835 de Negritos.

Espesor. El pozo 4705 atravesó una secuencia máxima de 1,480 pies de esta formación, mientras que el pozo 5830 cortó 650 pies.

Litología.- En el pozo 4705 esta formación esta constituida en el tope por areniscas gris a gris claro, de grano medio a fino y muy fino, micáceo, seguido de areniscas oscuras friables con delgados horizontes de conglomerados, con intercalaciones menores de lutitas dura, de color gris oscuro a gris acero, altamente micáceo.

Contactos.- Sobreyace discordante a la formación Petacas e infrayace concordante a Balcones.

Edad.- Su edad corresponde al Paleoceno.

Microfauna.- Son muy escasos, aunque se encontró la *Throchammina globigeriniformis*, *Haplophramoides atahualpai* y *trochammina Ondegardoi*.

FORMACION BALCONES

Su nombre fue propuesto por Frizzel D.L (1,943), redefinido por Stone (1,949) y Travis (1,953), fue cortado en el subsuelo por el pozo 3115 del área de Talara, ya que no aflora en superficie.

Espesor. El pozo 5938 ubicado al Oeste del área atravesó una secuencia máxima de 1,340 pies de espesor de esta formación. El pozo 5830 cortó 720 pies.

Litología.- Esta formación en el pozo 5938, esta constituida de lutitas gris oscura a marron, micromicácea en parte microcarbonosa y suaves, con trazas de lutitas abigarradas, intercaladas con finas capas de areniscas gris de grano fino limolíticas, y arenas de cuarzo blanco a lechoso de grano grueso.

Contactos.- Sobreyace concordante a la formación Mesa e infrayace discordante a la formación San Cristóbal.

Edad.- Su edad corresponde al Paleoceno.

Microfauna.- Consiste de foraminíferos robustos, como la *Cyclamina garcilassoi*, *Haplogramoides atahuallpai*.

5.2.3.1.2 EOCENO INFERIOR

La sedimentación en el Eoceno Inferior se inició con una transgresión marina, depositándose en forma continua los sedimentos del Grupo Salina y Formación Palegreda. A finales del Eoceno Inferior se produce un nuevo levantamiento acompañado de fallamiento y erosión favoreciendo una discordancia. Seguidamente se produce la depositación de las formaciones Pariñas en un ambiente fluvial a Sub-litoral y Chacra en un ambiente netamente marino (fig. N°1).

Las formaciones presentes en el área de estudio son, San Cristóbal, Mogollón, Palegreda y Pariñas; las formaciones Basal Salina y Chacra, no están presentes por no depositación y/o fallamiento.

FORMACION BASAL SALINA

Término usado por primera vez en el año 1947 en la recomendación del pozo 1525; anteriormente se le conocía como "Main Sand" (Arena Principal), en el área de Negritos, aflora en el área de Paita. En el área de estudio esta formación no está presente en ningún pozo, probablemente por adelgazamiento, como lo muestra la Fig. 2.

Espesor. - El espesor promedio de esta formación en el Lote-I es de + 210 pies.

Litología.- Constituida de arenas de cuarzo de grano grueso a conglomerádico, areniscas blanca grisácea de grano grueso, con intercalaciones de lutitas y lodolitas de color gris oscuro.

Contactos.- El contacto inferior es concordante cuando está presente la formación Draga, cuando no, es discordante con formaciones más antiguas; el contacto superior es normal a la formación San Cristóbal.

Edad.- Su edad corresponde al Eoceno Inferior.

Microfauna.- Son muy escasos, aunque entre los foraminíferos encontrados figura la *Chilostomella polsoni*.

FORMACION SAN CRISTOBAL

Antiguamente denominado formación Negritos por Iddings & Olsson (1,928) luego fue propuesto por Petters V. (1,967) como formación San Cristóbal, los afloramientos típicos de esta formación están en los alrededores de la localidad de Negritos.

Espesor.- El pozo 4840 situado en el extremo Nor-Oeste del área de estudio atravesó una secuencia máxima de 1,260 pies de esta formación. El pozo 5814 ubicado al Nor-Este del área cortó 180 pies.

Litología.- Esta formación, esta constituida en el pozo 5814 por una secuencia de lutitas gris y marrón grisácea micromicácea suave, en parte abigarrada, firme, con algunas intercalaciones de areniscas gris a blanco, de grano fino a medio, friable, en parte glauconítica y carbonosa ; en la parte media y base, se tiene estratos delgados de arena de cuarzo, de grano medio a grueso subredondeado hasta conglomerádico, con clastos de cuarcita oscura y chert.

Contacto.- Sobreyace discordante a la formación Balcones e infrayace concordante a la formación Mogollón.

Edad.- Su edad corresponde al Eoceno Inferior.

Microfauna.- Los fósiles corresponden a la zona de moluscos denominada *Mesalia negritosensis*.

FORMACION MOGOLLON

Denominado por Petters V. (1,967), los afloramientos típicos están en la quebrada Mogollón ubicados al Este del área de la Brea y Pariñas, que dio origen al nombre de la formación.

Espesor.- En el área de estudio el espesor compilado de la formación Mogollón es de 1,700 pies (Fig. 3); el pozo 5662 situado al Norte del área de estudio atravesó un espesor

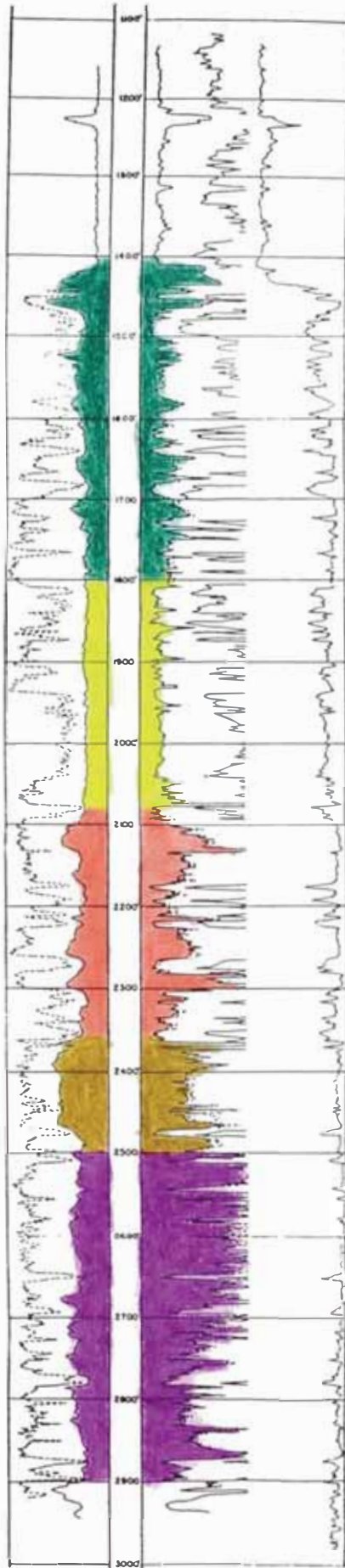
MIEMBRO "E"

MIEMBRO "D"

MIEMBRO "C"

MIEMBRO "B"

MIEMBRO "A"



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA, MINERA y METALURGICA
ESUELA DE GEOLOGIA



GRAÑA Y MONTERO PETROLERA S.A.

LOTE 1
YACIMIENTO VERDUN ALTO
REGISTRO COMPILADO DE
LA Fm. MOGOLLON

TESIS DE ING. GEOLOGO Fecha: AGOSTO 1987
BACH. E. GONZALEZ ISABELO Dibujo: R. C. G.

FIG.# 3

máximo de 1550 pies de esta formación. El pozo 5989 ubicado al Nor-Oeste del área cortó 360 pies.

Litología.- Para una mejor evaluación de la Formación Mogollón en nuestra área, en el análisis de los registros de pozo, se ha dividido la formación en cinco miembros (A,B,C,D,E), donde cada uno de estos se encuentran definidos y separados por capas lutáceas (Figs. 4 y 5). Estos cinco miembros se encuentran distribuidos en toda el área de estudio; muchos pozos atravesaron a estos cinco miembros, como son el 5939 y 5713 ubicados al Norte del área, los pozos 5662, 5712 y 3908 ubicados en la parte central del área, el pozo 5741 ubicado al Sur del área y los pozos 12209, 12203 y el 4956 ubicados al Sur-este del área; los demás pozos solo cortaron algunos de estos miembros o parte de ellos. La descripción litológica se hará de la base al techo.

Miembro A.- Este Miembro fue cortado en un espesor máximo de 450 pies por el pozo 4956, ubicado en el extremo Sur-Este del área. Constituido por intercalaciones de lutitas gris a gris pardusca, suave, ligeramente calcárea, micromicácea, con areniscas blanca verdosa, de grano fino a

PALEGREDA

5662

5814

E

Fm. M O G O L L O N

500
3700
3000
2000
4000
4100
4 00
4300
4400
4500
4600
4700
800
4800

400
4200
4300
4400
4500
4600
700
4800
4900
50
3 00
00
4400

" 1 "

MARCADOR " 2 "

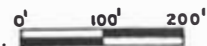
LINEA DE REFERENCIA

MARCADOR " 3 "

S. C.

9E

9E

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	
FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA, MINERA y METALURGICA	
ESUELA DE GEOLOGIA	
GMP	GRAÑA Y MONTERO PETROLERA S.A.
LOTE 1	
YACIMIENTO VERDUN ALTO	
SECCION ESTRATIGRAFICA W-E	
ESC. H. 1:5000	ESC. V. 
TESIS DE ING. GEOLOGO	Fecha: AGOSTO 1997
BACH. E. GONGORA EMIRO	Dibaja: R. C. G.
FIG# 4	

medio, calcárea, friable, arena blanco hialino a lechoso, de grano fino a grueso sub-redondeado.

Miembro B.- *El pozo 5813 ubicado al Norte del area atravesó una secuencia máxima de 130 pies de espesor. Está constituida por arena blanca cuarzosa, de grano fino a grueso subanguloso, areniscas gris clara a gris verdosa, de grano fino a medio, friable, con capas delgadas de lutitas gris clara a oscura, suave, ligeramente calcárea en parte microcarbonosa y micromicácea.*

Miembro C.- *Cortado en un espesor máximo de 320 pies por el pozo 5813 ubicado al Norte del área. Litológicamente está constituido por areniscas blancas ligeramente verdosa poco friable, de grano fino a medio con minerales oscuros, y arena blanca con cuarzo hialino de grano fino a medio sub-redondeado a sub anguloso, con trazas de pirita y oxido de fierro, con intercalaciones de lutitas gris oscuro, micromicácea a microcarbonosa, suave.*

Miembro D.- *El pozo 4705 ubicado en la parte central del area atravesó una secuencia máxima de 270 pies. Está conformada por lutitas gris micromicáceas algo glauconítica, suave, con delgadas capas de arenas de grano fino a medio*

sub-redondeada, incluyendo minerales oscuros, y areniscas blanco a gris verdosa.

Miembro E. - Cortado en un máximo espesor de 320 pies por el pozo 5662, ubicado en la parte central del área de estudio. Está constituida por un paquete de lutitas de color marrón grisácea, glauconítica, limolítica, suave, con finas capas de dolomita beige en el tope, seguida de una secuencia de intercalaciones de areniscas de color blanco a gris verdosa, de grano fino a medio, arenas de grano medio a gruesa sub-redondeada, con finas intercalaciones de lutitas.

Contactos. - Esta formación sobreyace concordante a la formación San Cristóbal e infrayace del mismo modo a la formación Palegreda.

Edad. Su edad corresponde al Eoceno Inferior, por su equivalencia con la zona de *Globorotalia formosa formosa*, de Trinidad (Gonzales G. 1,975).

Microfauna. - Corresponde a la zona de *Verenicardia peruviana*; aunque en el pozo 4705 se encontró: *Discorbis cf. berryi* y *Chilostomella polsoni*.

FORMACION PALEGREDA

Definida por Brosworth (1,922) y redefinida por Iddings y Olsson (1,928). Su localidad típica esta al Este de Negritos, en los Cerros Keswich

Espesor.- El máximo espesor encontrado es de 1770 pies por el pozo 5814, ubicado al Nor-este del area. El pozo 3925, ubicado en la parte central del área atravesó 230 pies de esta formación.

Litología.- Constituida por intercalaciones de areniscas gris de grano fino a grueso poco friable con lutitas gris verdosas, limolíticas, firme, micromicácea, en el tope, seguida de una secuencia de lutitas gris a marrón grisácea, micromicácea, microcarbonosa, suave, glauconítica, con aislados paquetes de areniscas blanco a gris verdosa, arenas de cuarzo lechoso hialino de grano fino a medio.

Contactos.- Sobreyace concordante a la formación Mogollón e infrayace discordante a la formación Pariñas.

Edad.- Corresponde al Eoceno Inferior.

Microfauna.- Se han determinado tres zonas micropaleontológicas (G.Gonzales 1975):

- Zona de Microgasterópodos

- Zona de *Valvulineria palegredensis*.
- Zona de *Globorotalia aequa*.

FORMACION PARIÑAS

Definida por Bosworth (1,922). Su localidad típica esta en Punta Pariñas, pero el mejor afloramiento de esta formación esta cerca el Club el Golf, en los cerros Keswick al Este de Negritos y en la Punta Pariñas.

Espesor. Esta formación fue atravesada en un espesor máximo de 690 pies por el pozo 5813, ubicado al Nor-oeste del área. El pozo 5662, ubicado en la parte central del área cortó 30 pies de esta formación.

Litología.- Esta constituida por una secuencia de gruesos paquetes de arena de cuarzo hialino y lechoso de grano fino a grueso subredondeado, areniscas gris verdoso de grano fino glauconítico con minerales oscuros y pirita, intercalados con estratos de lutitas gris, suave, micromicácea, microcarbonosa.

Contactos.- Sobreyace discordante a la formación Palegreda, e infrayace concordante a la formación Chacra.

Edad.- Su edad corresponde al Eoceno Inferior.

Microfauna.- Es escasa, pero se han encontrado algunos foraminíferos como la Valvulineria compressa, virgulina diversa (Gonzales G.). Es muy comun encontrar troncos petrificados perforados por los pelecípodos Teredo sps. Debido a esta característica antiguamente se denominó a esta unidad "Arenisca Arbol".

FORMACION CHACRA

Nombrada por Weidey y Frizzell (1940). Aflora en los Cerros de Punta Arenas. Esta formación no esta presente en el área de estudio debido al fallamiento y/o erosión.

Espesor.- La potencia promedio de esta formación en el Lote-I es de +1500 pies.

Litología.- Constituida de una secuencia de lutitas gris oliva y gris marron, en parte limolítica, con intercalaciones de areniscas gris verdoso de granos muy finos.

Contactos.- El contacto inferior es concordante con la formación Pariñas, y el superior discordante con el Grupo Talara.

Edad.- Su edad corresponde al Eoceno Inferior.

Microfauna. - Están distribuidos en cuatro zonas (G. Gonzales 1975).

- 1.- Zona de *Virgulina restinensis*.
- 2.- Zona de *Valvulineria compressa*
- 3.- Zona de *Virgulina Diversa*.
- 4.- Zona de *Quinqueloculina cf. mauricensis*.

5.2.3.1.3 EOCENO MEDIO-SUPERIOR

La sedimentación comienza con una emergencia rápida acompañada de fallamiento en bloques, dando origen a la formación de áreas grabénicas y hórsticas de mayor o menor depositación respectivamente. Durante este periodo se depositó el Grupo Talara y formación Pozo. Este periodo de sedimentación fue interrumpido por el levantamiento general de la Costa Norte, posiblemente acompañado por fallamiento.

FORMACION LUTITAS TALARA

El nombre de Talara fue usado por primera por Grzybowski (1,899), pero la definición de la formación pertenece a Iddings y Olsson (1,928) y Olsson (1,930). Su localidad típica está en la ciudad de Talara.

Espesor. El máximo espesor atravesado es de 1620 pies por el pozo 5938, ubicado al Oeste del área. El pozo 5730, ubicado al Este del área cortó 330 pies de esta formación.

Litología.- Constituida de estratos de lutitas marrón oscuro a marrón grisáceo, limolítico, suave, finamente estratificada, con algunas intercalaciones delgadas de areniscas.

Contactos.- Sobreyace en discordancia a la formación Chacra e infrayace concordante a la formación Arenisca Talara.

Edad.- Esta formación pertenece al Eoceno Medio - Superior

Microfauna. La microfauna encontrada se ha dividido en cuatro zonas (G.Gonzales 1975), y son :

- 1.- Zona de Discocyclina.
- 2.- Zona de Trochammina samanica.
- 3.- Zona de Clavigerinella colombiana
- 4.- Zona de Cyclammina P-1

FORMACION ARENISCAS TALARA

El nombre de esta formación fue definida por Iddings y Olsson (1928) y Olsson (1930). La localidad típica de esta unidad estratigráfica esta en la ciudad de Talara.

Espesor. - El mayor espesor atravesado es de 965 pies por el pozo 5939, ubicado al Norte del area. El pozo 4048, ubicado al extremo Nor-oeste del area cortó 310 pies de esta formación.

Litología. - Constituida principalmente por una secuencia de areniscas blancas grisáceas y gris verdoso, de grano fino, calcárea, ocasionalmente glauconítica, con intercalaciones de estratos de lutita marrón grisácea, limolítica, suave y carbonosa.

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

Edad. - La ocurrencia de *Globigerapsis semiinvoluta* (Pozo 3934) ubica a esta formación en la parte inferior del Eoceno Superior (G. Gonzales 1975).

Microfauna. - El fósil guía de esta formación es la *Cyclammia sammanica*

FORMACION POZO

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

Espesor. El máximo espesor atravesado es de 850 pies por el pozo 5939, ubicado al Norte del área. El pozo 5662, ubicado en la parte central del área cortó 220 pies.

Litología.- Constituida de una secuencia de lutita marrón claro, limolítico suave, con algunas intercalaciones finas de areniscas gris verdoso de grano fino.

Contactos.- El contacto inferior es normal a la formación Arenisca Talara, y el superior es discordante a la formación Tablazo Talara.

Edad.- Su edad corresponde al Eoceno Superior.

Microfauna.- La microfauna es pobre, son comunes la *Valvulineria duboisi* y *Stichocassidulina* sp.

5.2.3.2 CUATERNARIO PLEISTOCENO

FORMACION TABLAZO TALARA

Representado por una serie de terrazas marinas levantadas, que se denominan Tablazos.

Litología.- Constituido por coquinas y arenas gruesas hasta conglomerádicas, con abundante restos de conchas intemperizadas, mal seleccionadas, con carbón, yeso y calcita.

Espesor. *Estos sedimentos recientes, tienen un espesor máximo atravesado de 285 pies.*

Contactos.- *Sobreyace en discordancia al Grupo Talara.*

6.0 SEDIMENTOLOGIA

6.1 GENERALIDADES

Los sedimentos de la Cuenca Talara constituyen varios ciclos depositacionales con periodos de transgresión y regresión marina en el Cretáceo y Terciario. Los sedimentos provienen de la parte Este y Norte de la Cuenca, de la Cordillera de los Andes, Cadena Paleozoica, áreas graníticas y volcánicas. Donde una de las características mas importantes de los sedimentos es su incremento de potencia hacia el Oeste de la Cuenca, con cambios de facies en esta dirección que pueden haber favorecido al desarrollo de trampas estratigráficas, decreciendo en espesor hacia la parte Este de la misma, frente a la cadena de los Cerros Brea - Amotape que marca el limite Este de la mayoría de las formaciones Terciarias.

En el Lote-I la formación Mogollón forma parte del Grupo Salina, donde sobreyace normal a la formación San Cristóbal, e infrayace concordante a la formación Palegreda.

Para una mejor evaluación de nuestra area, en el análisis de los registros de pozo, se ha dividido la formación en cinco miembros (A,B,C,D,E), donde cada uno de

estos se encuentran definidos y separados por capas lutáceas.

6.1.1 MINERALOGÍA.

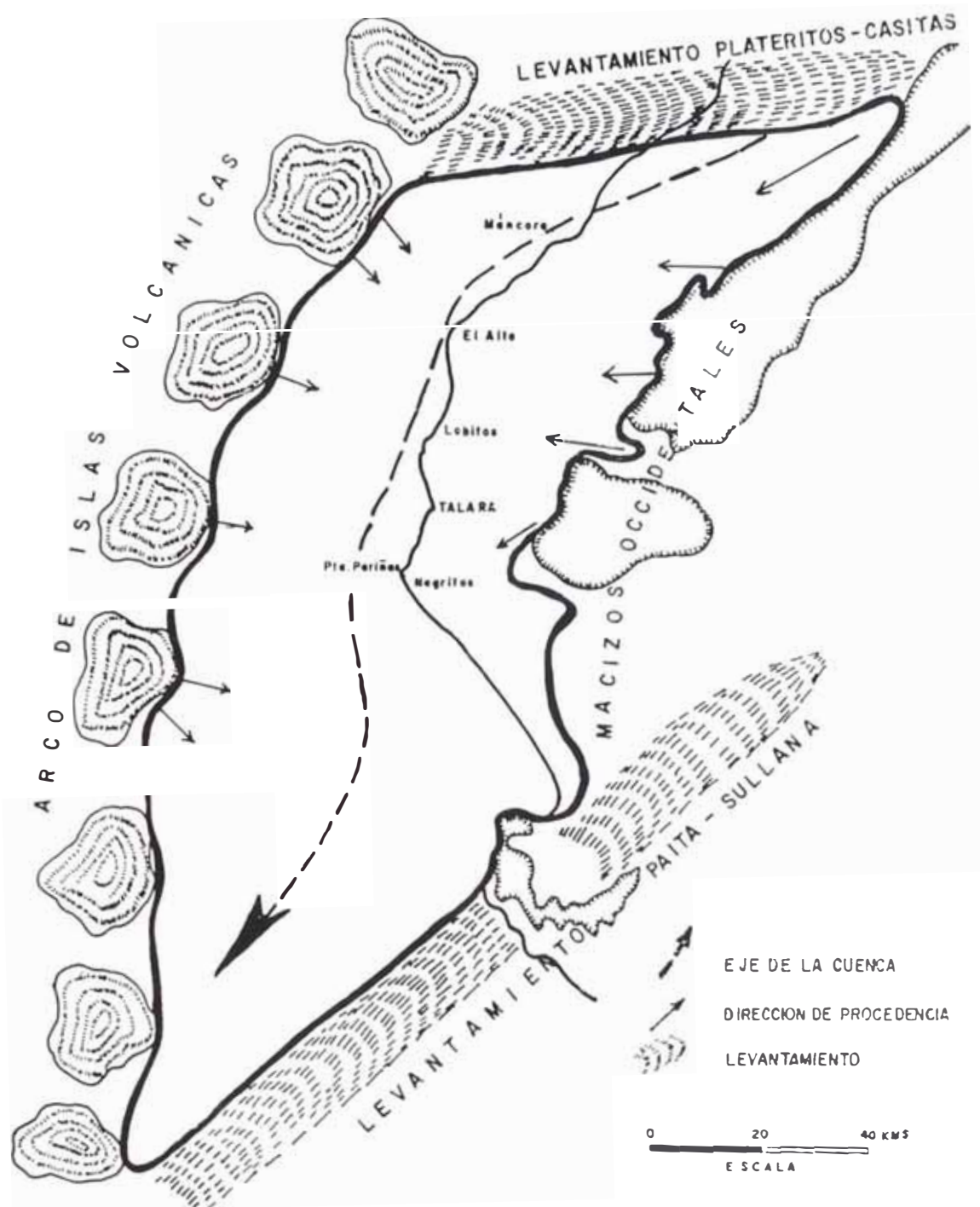
El estudio de campo de (A. Aleman 1975), indican que los minerales de la formación Mogollón son de origen metamórfico (Pizarras, gneis y cuarcitas) y sedimentos arenáceos pre-existentes, existiendo un aporte considerable de minerales volcánicos hacia el Oeste; lo que indica el aporte de dos provincias Petrológicas Sedimentarias (Fig. 4a)

- Provincia Petrológica de los macizos Occidentales.
- Provincia Petrológica del Arco de Islas Volcánicas.

Los minerales presentes se dividen en :

Minerales Principales.- Dentro de estos tenemos al cuarzo, calcita y micas, siendo más abundante el cuarzo y en menor proporción los dos últimos.

Minerales Accesorios.- Se tiene a la pirita, glauconita, feldespatos, óxidos de hierro; y entre los minerales pesados se encuentran el granate, circón, turmalina, apatito, rutilo, etc.



PROVINCIAS PETROLOGICAS SEDIMENTARIAS Y LIMITES DE LA CUENCA DE DEPOSICION DE LA FORMACION MOGOLLON

A.G. FISCHER

FIG. 4a

Dado el alto grado de redondez relativa en relación al tamaño de las partículas de cuarzo, y por el escaso contenido de micas, y la igual o mayor relación de cuarzo mas ptanita/feldespatos mas fragmentos de roca, mineralógicamente los sedimentos son maduros, (A. Alemán 1,975).

6.2 MODELOS SEDIMENTARIOS A PARTIR DE PERFILES Y CORES

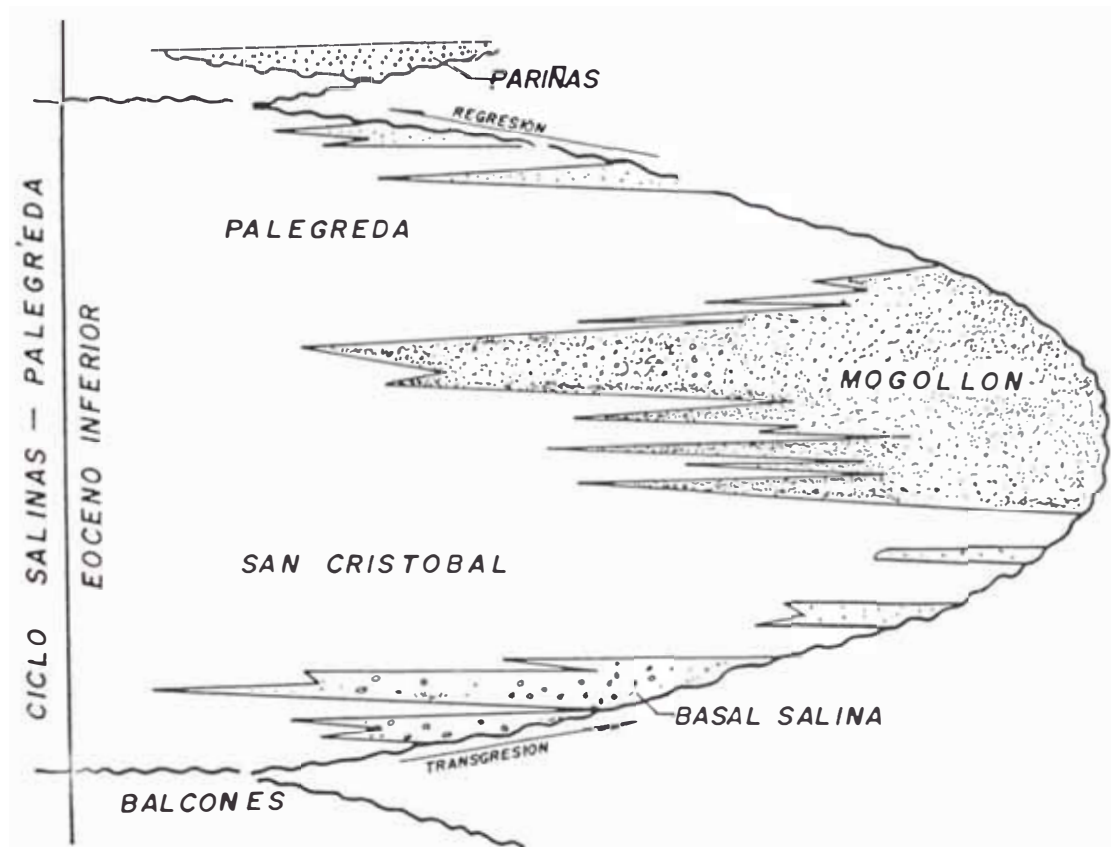
Los Modelos Sedimentarios de la formación Mogollón en la Cuenca Talara, presentado por investigadores, se han confeccionado a partir del estudio e interpretación de los registros eléctricos, litológicos, cores y descripción de secciones medidas en los afloramientos; son:

G. Gonzáles (1975) reconoce cuatro ciclos depositacionales del Eoceno en el Noroeste peruano, y cada ciclo esta limitado por una discordancia muy nítida tanto en la base como en el tope. Cada uno de estos ciclos está dominado por una fauna particular muy conspicua. Establece que la Formación Mogollón se encuentra dentro del ciclo sedimentario Salina-Palegreda, el cual es el primero de la serie Eocénica. El ciclo Salina-Palegreda se inicia con la

depositación de unas lutitas poco potentes, para luego dar paso al conglomerado basal transgresivo (Basal Salina). Sobre esta última descansa unas lutitas y conglomerados compactos (San Cristóbal). La formación Mogollón presenta una secuencia sedimentaria que muestra variaciones notables en sus facies y una marcada influencia continental, sobre todo hacia la mitad del ciclo los estratos se hacen progresivamente mas continentales especialmente hacia el Norte y el Este, sin dejar de tener sus equivalente hacia el Oeste y Sur. Continúa luego la depositación de la formación lutácea (Palegreda) en el Sur-Oeste y su equivalente arenoso en el Nor-Oeste, (Fig.4b).

El Dr. A Carozzi (1975), en su modelo propuesto para la formación Manta Salina, muestra que la parte Norte de la Cuenca Talara, de NE a SO, desde Máncora hasta Portachuelo es del tipo de relleno longitudinal axial, teniendo como límites paleogeográficos en el Norte la Falla Carpitás y hacia el Este la Falla Amotape, el límite Oeste es desconocido. El ciclo consiste de por lo menos cuatro sistemas yuxtapuestos que abarcan desde el medio fluvial al de conos de depositación sumergidos y turbiditas (Fig.5a).

CICLO SEDIMENTARIO SALINA-PALEGREDA PARA EL AREA DE TALARÀ



BASADO EN GROVER GONZALES 1978

LEYENDA

LUTITAS	[]	CONGLOMERADOS TRANSGRESIVOS	[o o]
ARENISCAS DEL FRENTE DELTICO	[. .]	ARENISCAS DEL COMPLEJO REGRESIVO	[. . .]
DISCORDANCIA	~	CAMBIOS DE FACIES	↗

FIG. N° 4b

H. Nuñez del Prado (1987), en el *Estudio de Ambientes Sedimentarios y Evolución Vertical del Terciario en la Cuenca Talara*, clasifica a la formación Mogollón dentro de un sistema fluvio-deltaico de NNE hacia el SSW que prograda hacia la Plataforma externa y hacia la zona de Talud, terminando en un sistema de abanicos submarinos. Coincide con el Dr. A. Carozzi, pero incide en que el aspecto estructural no influyó en la sedimentación.

6.2.1 MEDIO AMBIENTE DEPOSITACIONAL

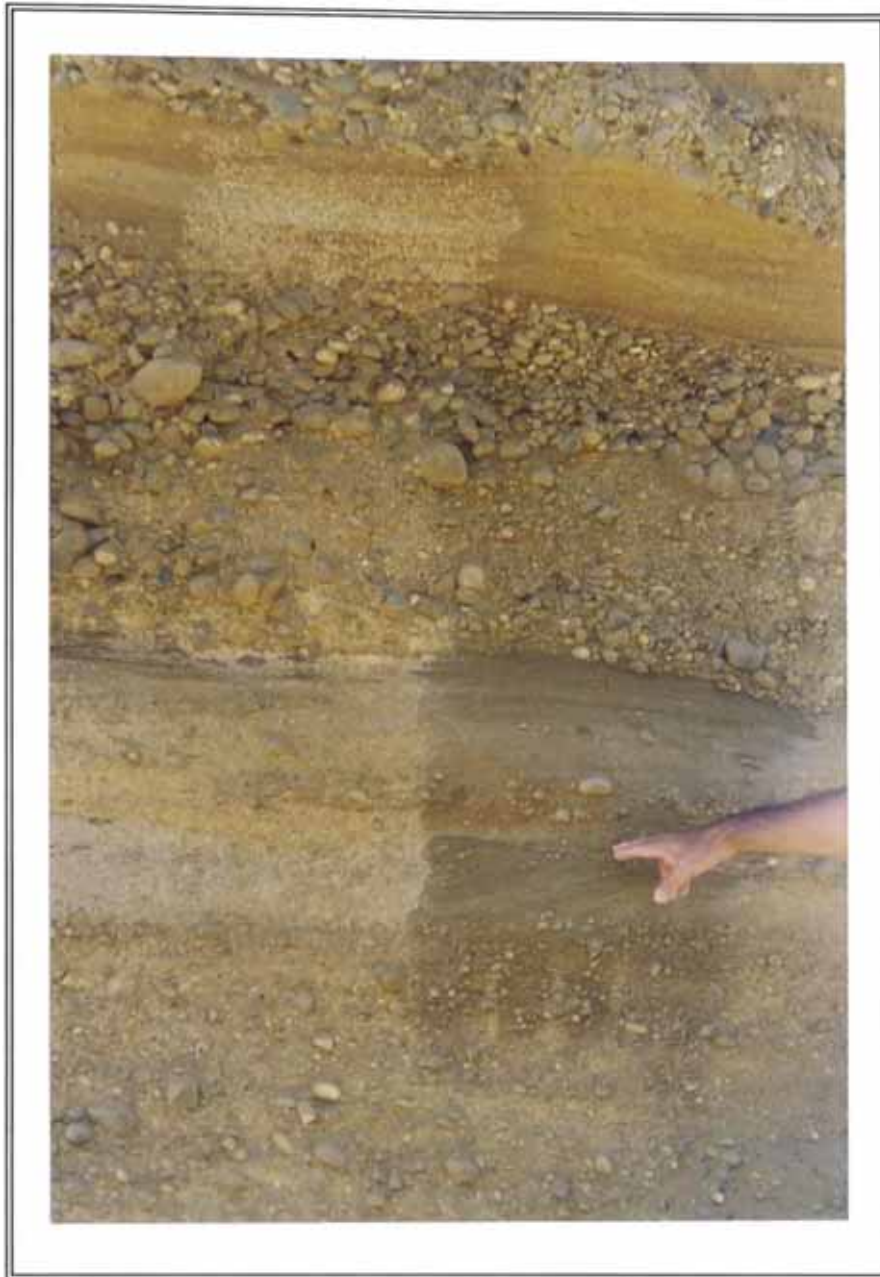
La sedimentación de la formación Mogollón se llevó a cabo sobre un substrato que consistía de altos y bajos, en un ambiente que empieza con una fase fluvial que es seguido por una fase de resedimentación submarina, en un mar transgresivo. El área de estudio se acomoda mejor al modelo depositacional de A. Carozzi (1975), debido a eso se hará una breve descripción. El modelo muestra seis sub-ambientes principales, ver (fig.5a) que van de NE a SO:

-Llanura Fluvial del Mogollón.- Un medio ambiente fluvial, donde los medios de transporte y depositación son aquellos característicos de corrientes con meandros, principalmente tracción y saltación, la secuencia empieza en la base con

conglomerados mal seleccionados (1-5m. de espesor) con rodados que alcanzan en promedio 5cm. de tamaño, alternados con arenas conglomerádicas que gradan hacia arriba en areníscas masivas de grano grueso, donde se observa la estratificación cruzada, ver fig.(5b) Las secuencias estratigráficas de este ambiente varían en potencia entre los 25-40 metros, y termina en la primera línea de charnela.

-Sábana de Conglomerados Resedimentados de Mogollón en la Pendiente Sub-marina.- Este medio ambiente es una pendiente submarina moderada a lo largo de la cual la mayoría de los rodados y algunas de las arenas fueron distribuidas como un manto, mediante procesos de resedimentación, siendo el principal mecanismo el flujo de mezclas de arenas limosas y conglomerados, los cuales muestran algunas líneas de intensidad máxima del paleoflujo, este ambiente termina en la segunda línea de charnela.

-Mogollón Interior del Abanico Sub-marino Salina Transicional del Exterior del Abanico Sub-marino a la Llanura de la Cuenca.- corresponde a la primera subdivisión de conos de depositación submarina a lo largo del cual se observa la dirección de flujo, los conglomerados del Mogollón serán gradualmente reemplazados por las arenas de



Quebrada Mogollón : Estratificación Cruzada, Fm. Mogollón

Fig. 5b

Manta y finalmente por Salina no diferenciado; la depositación se caracteriza por una asociación de los procesos de flujo de areniscas limosas y conglomerados, siendo el último el que da origen a canales que terminan en conos ramificados con una pendiente submarina más empinada a lo largo de la cual algunos rodados con la mayor parte de las arenas y limos fueron redistribuidos como conos de sedimentos submarinos originados por procesos de resedimentación conocidos como flujos de arena y de limos, y finalmente la depositación de turbiditas las que alcanzan finalmente el fondo de la cuenca en la parte terminal del sistema.

El medio ambiente depositacional de la formación Mogollón para el Lote-I y el área de estudio, se ubica en la cuarta subdivisión (El Manta "Entrelazado" del Abanico Medio Submarino) del Modelo Depositacional del Dr. A. Carozzi (1975), ver (fig.5a).

El Manta "Entrelazado" del Abanico Medio Submarino.- Se caracteriza por la disminución en la calidad de la roca reservorio, por que los ciclos conglomerádicos estarían circunscritos a los canales que cambian de curso y divergen radicalmente hasta interferir uno al otro, el proceso

principal es el flujo de mezclas de sedimento y agua. La interferencia de estos canales entre sí, sería la principal causa en la disminución de la calidad de roca reservorio. En la base de esta secuencia se tiene conglomerados regularmente seleccionados que gradan a areniscas conglomerádicas y areniscas limolíticas hacia el tope, separadas por delgadas capas lutáceas. Estas unidades varían de espesor y presentan restos de conchas re TRABAJADOS en la base, debido a estas características la formación Mogollón en esta área ha sido depositada en un mar poco profundo, en donde los sedimentos acarreados por corrientes fluviales, fueron posteriormente redepositados por acción de las olas y corrientes marinas.

Hacia la parte inferior de este medio Ambiente, los canales divergen y se exhiben tanto que gradan a Lobulos Depositacionales donde inicia su formación turbidítica.

6.3 TECTONICA Y SEDIMENTACION DE LA FORMACION MOGOLLON

Los altos estructurales, áreas de plataforma y bajos estructurales, han mantenido sus respectivas tendencias positivas o negativas tanto al comienzo como al final del

Terciario, aunque a intensidades variables en tiempos diferentes.

La Formación Mogollón en la Cuenca Talara presenta estructuras que muestran cierto alineamiento, la mayoría tiene una orientación NE-SW, las mismas que al igual que las estructuras de las demás formaciones se encuentran ligadas a la Orogenia Andina, y se manifiesta como una tectónica de bloques fallados (fallas normales), reactivando las fallas antiguas; los altos y bajos estructurales y la no presencia de estructuras plegadas en superficie o fallamientos inversos claros con saltos verticales considerables nos indican que los esfuerzos que actuaron fueron tensionales.

La distribución del tamaño de grano de los sedimentos ofrece una prueba más de la evidencia y persistencia de estos altos y bajos estructurales. Las arenas de grano grueso son encontrados en los altos estructurales, presentándose progresivamente las arenas más finas hacia los flancos (A. Alemán 1975). También, el adelgazamiento de muchas formaciones debido a la presencia de los altos estructurales es marcada, posiblemente se debe a la menor depositación en los altos estructurales que en los bajos estructurales, y por lo tanto es un adelgazamiento por no

depositación, igual si existe una discordancia encima de la formación.

6.4 INFLUENCIA DEL CARACTER TECTONICO SEDIMENTARIO EN LA PRODUCTIVIDAD DE LA FORMACION MOGOLLON

Se manifiesta en dos alineamientos predominantes, una de paleocorrientes (que coinciden con los alineamientos de mayor producción) que fluían de NE a SO, evidenciando un relleno de la Cuenca, longitudinal axial, y otra con dirección ONO-ESE que corresponden a líneas de charnelas controladas por fallas, con pendiente moderada y que separan las tres partes principales del modelo y son al mismo tiempo responsables de los cambios respectivos en cada área, de los procesos de depositación (A. Carozzi, 1975). Además concluye que los ambientes con mayores potenciales hidrocarburíferos son la zona de conglomerados resedimentados y la zona de los conos depositacionales submarinos, la zona fluvial también presenta buenas condiciones de reservorios, pero desgraciadamente contiene agua en los pozos perforados en tierra.

Los procesos de resedimentación han sufrido los efectos de agentes dinámicos como mareas, olas y corrientes marinas que han permitido una mejor selección y eliminación del material arcilloso, preservando un porcentaje muy alto de conglomerados con muy buena capacidad de roca reservorio.

Las propiedades de la roca reservorio varían en la dirección del movimiento, se harán más pobres conforme se alejan de la zona de aportes. Esta disminución en la calidad y volumen de los reservorios está en función tanto de la disminución del tamaño de grano promedio de las arenas, y de la capacidad de los medios de transportes para generar cuerpos potentes e interconectados de areniscas bien seleccionadas.

El miembro "D" de la formación Mogollón, siguiendo la dirección de flujo de corriente es arenoso en la parte Norte como se puede observar en el pozo 5749 y conforme avanza hacia el Sur se hace más lutáceo donde es evidenciado por los pozos 3908 y 5741 (fig.5).

El tectonismo que ha sufrido el Eoceno en la Cuenca Talara, sobre todo en la Formación Mogollón, ha creado un sistema de porosidad y permeabilidad secundaria por fracturas y microfracturas, las mismas que han servido de

conductos y almacén de los fluidos, en otros casos se encuentran rellenas por sílice, calcita y arcilla. La porosidad (7%) y la permeabilidad (0.1 milidarcy) primaria es bajísima en la Formación Mogollón, sin embargo estas varían con la tectónica por lo que la producción de petróleo proviene casi exclusivamente de la porosidad y permeabilidad de microfractura (secundaria). Debido a esto unos miembros son más productivos que otros; para el caso del Mogollón estimamos que el Miembro "C" es el más prolífico, debido a sus buenas características litológicas y eléctricas.

Debemos mencionar sin embargo, que debido a la falta de cores (testigos convencionales), y a registros eléctricos de Detección de Fracturas y Microfracturas, no ha sido posible determinar el sistema de orientación de las mismas.

7.0 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

7.1 GENERALIDADES

La Cuenca Talara cubre una extensa depresión estructural alargada donde los sedimentos han sido depositados en una dirección regional NE-SW, paralela al frente Andino, comprenden parte del continente y de la Plataforma Marina.

La geología de superficie nos muestra un estilo estructural de complicado fallamiento en bloques que ha sido confirmado en el subsuelo por perforaciones y levantamientos geofísicos realizados en el Continente y en el Zócalo. El rasgo estructural predominante, es el fallamiento en bloques, producto de esfuerzos tensionales que afectaron a las rocas del Cretáceo y Terciario.

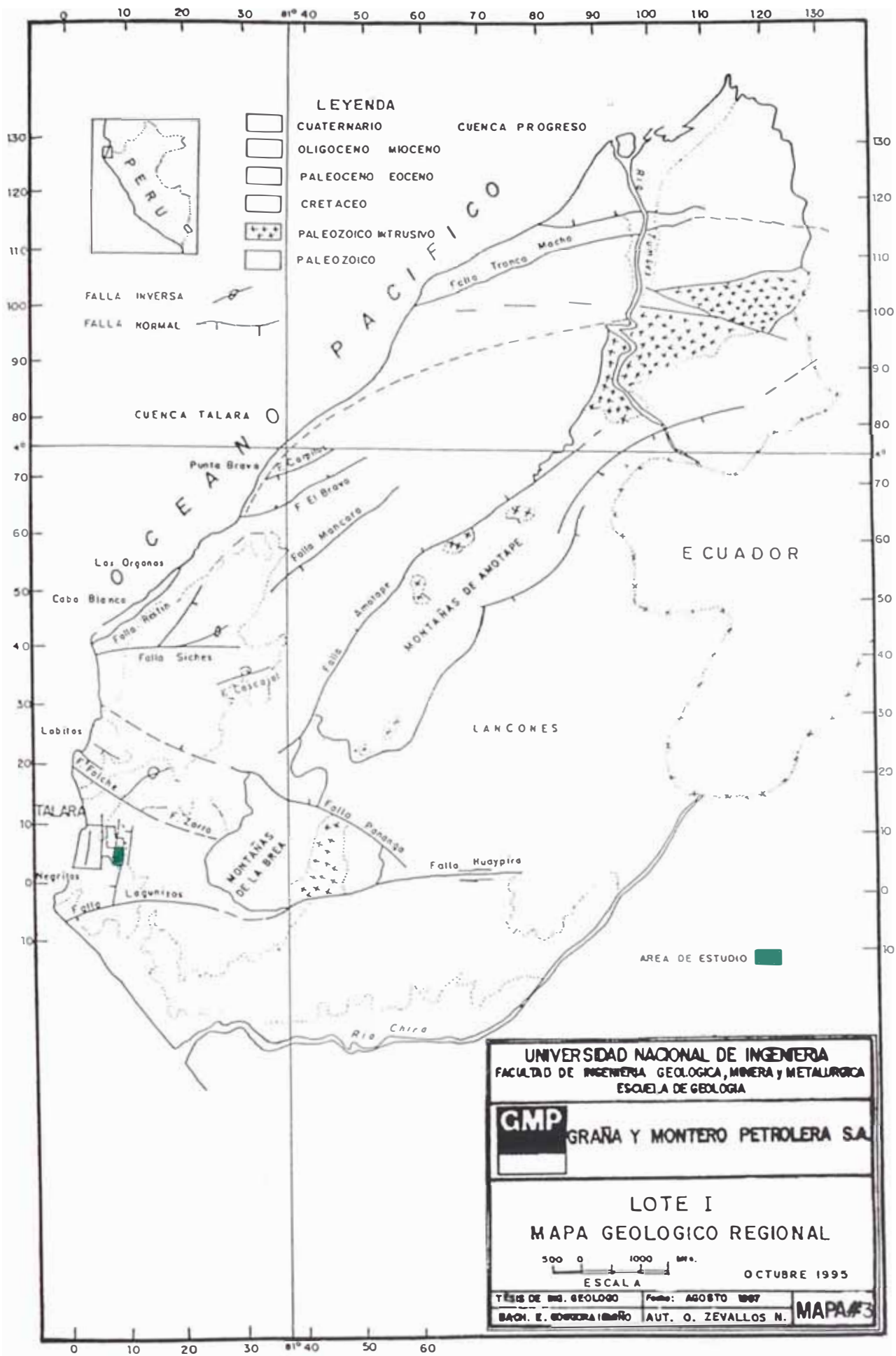
7.2 ESTRUCTURA REGIONAL

Regionalmente, el Yacimiento Verdún Alto se encuentra ubicado en el flanco Norte del levantamiento La Brea Negritos . El borde Sureste de la cuenca Talara esta marcado por el acuñamiento de los sedimentos, erosión y no depositación contra el Arco de la Brea-Amotape y por un

sistema de fallamiento longitudinal, Falla Amotape, asociado al levantamiento estructural del Arco (Mapa N°3).

Dentro del contexto regional A.G. Fischer diferencia cuatro zonas de Oeste a Este y son :

- 1. Plataforma Costanera.-** Emergida solamente al Norte de Paita, consiste de una secuencia de sedimentos Cretácico Terciario que descansan sobre el basamento Paleozoico, se caracteriza por un intenso fallamiento en bloque.
- 2. Macizos Occidentales.-** Llamado también "Cordillera de la Costa", conformado por los cerros La Brea y Amotape, como estructuras Hórsticas; cuyo levantamiento tectónico en el Mesozoico dieron origen a la subsidencia, formándose hacia el Oeste la cuenca Talara y al Este la cuenca Progreso.
- 3. Depresión Para-Andina.-** Ubicada entre los Macizos Occidentales y la Cordillera Occidental de los Andes que incluyen las de Sechura y Lancones, los cuales fueron evolucionados durante el Cretácico.
- 4. Cordillera Occidental de los Andes.-** Constituido por la margen del Batolito de la Costa, cuya envoltura son rocas volcánicas y sedimentos volcano-clásticos del Grupo Lomas (Cretáceo-Albiano).



Los rasgos estructurales principales de la Cuenca Talara (Mapa N°4) son:

1.- *Los Altos Estructurales o Levantamientos, de Norte a Sur :*

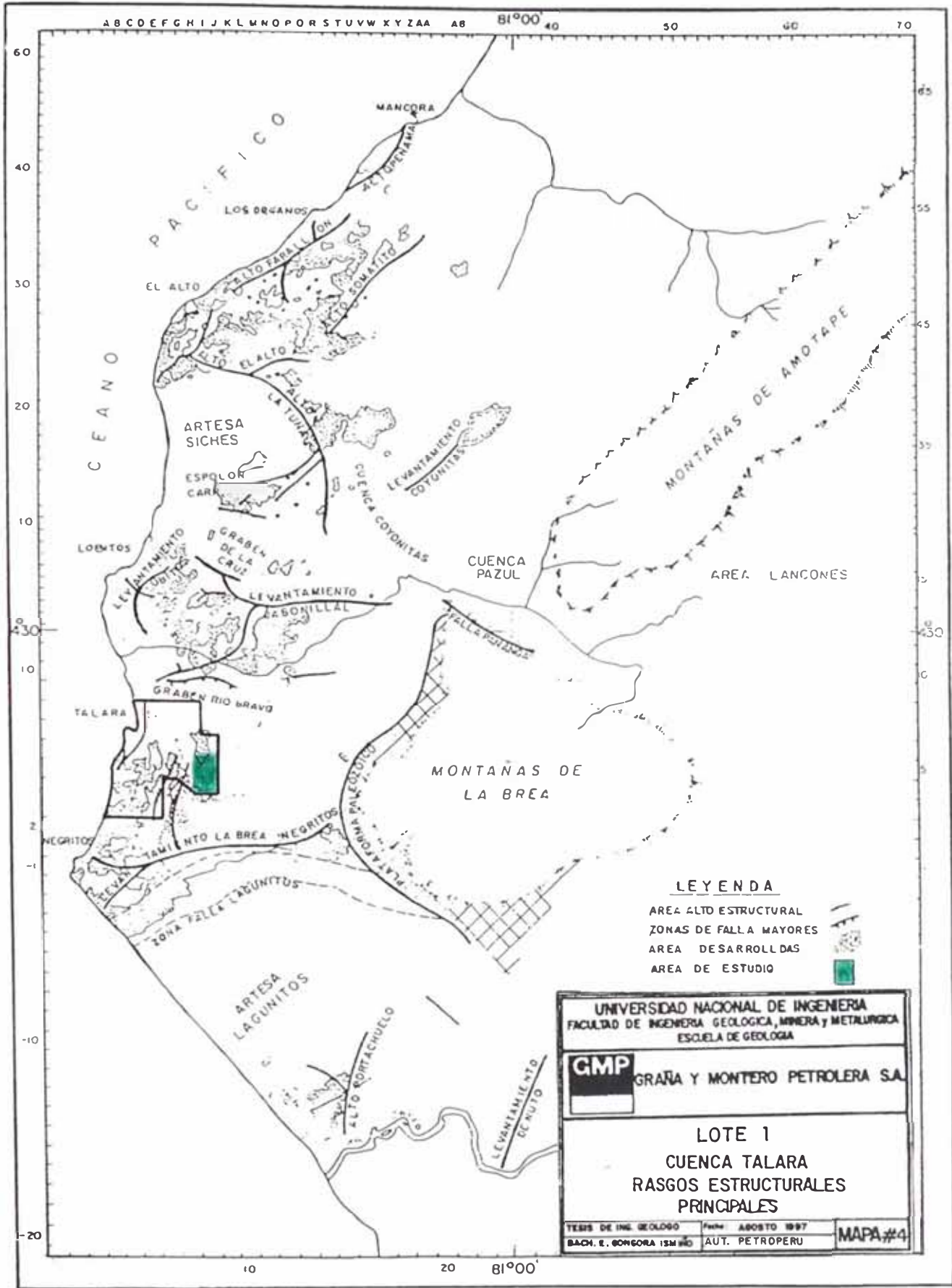
- *Levantamiento del Alto.*
- *Levantamiento de Carrizo y La Tuna.*
- *Levantamiento de Lobitos*
- *Levantamiento de Jabonillal*
- *El Alto de La Brea y Negritos*
- *El Alto de Portachuelo*

2.- *Los Bajos Estructurales o Artesas, de Norte a Sur.*

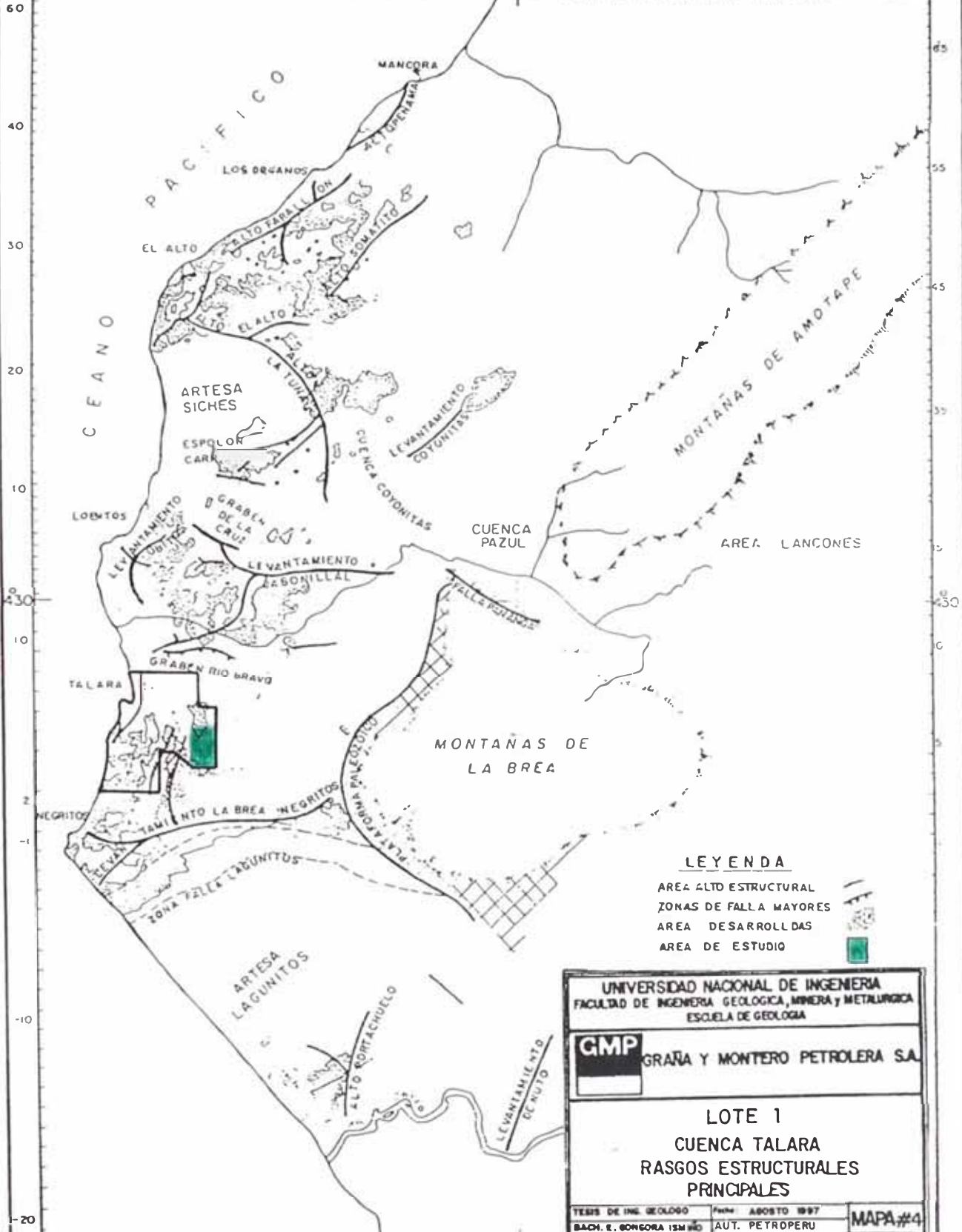
- *Artesa de Siches*
- *La Artesa de Coyonitas - Pazul*
- *El Graben de la Cruz*
- *El Graben de Río Bravo*
- *La Artesa de Lagunitos*

7.3 ESTRUCTURA DEL LOTE-I

El Lote-I se encuentra ubicado en la parte Central Sur de la Cuenca Talara y esta limitado al Este por un Alto estructural formado por fallas escalonadas principales de hasta de 3,000 pies de desplazamiento hacia el eje de la



A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z A A B 81°00' 40 50 60 70



LEYENDA

- AREA ALTO ESTRUCTURAL
- ZONAS DE FALLA MAYORES
- AREA DESARROLLADAS
- AREA DE ESTUDIO

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA, MINERA y METALURGICA
 ESCUELA DE GEOLOGIA

GMP GRAÑA Y MONTERO PETROLERA S.A.

**LOTE 1
 CUENCA TALARA
 RASGOS ESTRUCTURALES
 PRINCIPALES**

TESIS DE ING. GEOLOGO Fecha: ABOSTO 1997
 BACH. E. GONGORA ISMIRI AUT. PETROPERU MAPA#4

10 20 81°00'

cuenca, con dirección NE-SW. Al Sur limita con el borde Norte del Levantamiento La Brea-Negritos, que lo constituye la Gran Falla de +2,500 pies de desplazamiento, y hacia el Norte el límite lo marca el Graben de Río Bravo con dirección Este-Oeste, en donde las formaciones Terciarias se encuentran a una mayor profundidad como resultado del fallamiento en esa dirección.

Existen dos sistemas de fallamiento en esta zona, uno principal con dirección Norte-Sur que forma los bloques estructurales mayores, y otro secundario con dirección Oeste-Este, que dislocan a estos bloques mayores, formando bloques menores. En el Lote I el sistema Norte-Sur está representado por las fallas "Milla 6", "Calzada", "Rinconada", "Bodega I", "Bodega II", "Monte Pampa", etc.; y el sistema Oeste-Este esta conformada por las fallas "Gran Falla", "Acholao", "Verdún Alto", etc.

El sistema de fallamiento en el Lote-I y en general en la Cuenca Talara, son los responsables del entrampamiento y redistribución de los fluidos.

7.3.1 ESTRUCTURA DE LA FORMACION MOGOLLON EN EL YACIMIENTO VERDUN ALTO

La estructura del yacimiento Verdún Alto de la formación Mogollón se encuentra ubicado en el flanco Norte del levantamiento la Brea - Negritos.

Los estratos de esta formación tiene un Rumbo $N11^{\circ}E$ y 20° de Buzamiento hacia el Sur-Este, calculados en nuestra área por el método de los tres puntos, debido a que en el área no se han tomado ningún registro de buzamiento.

El rasgo estructural importante en este yacimiento es la presencia de los bloques levantados "K" y "L", al Este de la falla principal "Bodega II", y los bloques colgados "F", "G", "H", "I", "I₁" y "J", entre las fallas "Bodega I" y "Bodega II" con dirección Norte-Sur, las mismas que se encuentran delimitadas por un sistema de fallas menores de dirección Oeste-Este.

7.3.1.1 FALLAMIENTO

En el Yacimiento Verdún Alto se observan dos sistemas de fallas, una principal Norte-Sur y otra secundaria, Oeste-Este. El sistema Norte-Sur lo conforman las fallas Bodega I y Bodega II de gran salto vertical; y el sistema Oeste-Este,

esta conformada por las fallas "A", "B", "C", "D", "E" y "M", con menores saltos verticales, que disectan al bloque principal en bloques menores, (Mapa N°5).

Fallas Principales :

- **Falla "Bodega I".-** De rumbo Norte-Sur y aproximadamente $+50^{\circ}$ de buzamiento al Oeste, tiene aproximadamente 1,000 pies de separación vertical, está controlada por los pozos 5938, 5756, 4705, 5741, 5830, 3908, etc. (figs. 6 y 7).

Falla "Bodega II".- De rumbo aproximado $N25^{\circ}E$ y de aproximadamente $\pm 48^{\circ}$ de buzamiento Oeste, tiene aproximadamente 2,750 pies de separación vertical, es la falla mas importante del area de estudio, por que está seccionando nuestros bloques, está controlada por los pozos 5730, 12209, 12203, 4956, 3925, 4705 5737, 5814, etc. (fig. 8)

Fallas Secundarias: (Figs.6 y 8)

- **Falla "A".-** De rumbo NO-SE y 55° de buzamiento Sur, tiene una separación vertical de 720 pies, y controlada por los pozos 5830, 5741, 3925 y 3908.

- **Falla "B".-** De rumbo NE-SO y 40° de buzamiento al Norte, tiene una separación vertical de 270 pies, y esta controlada por los pozos 3925, 3908 y 5737.

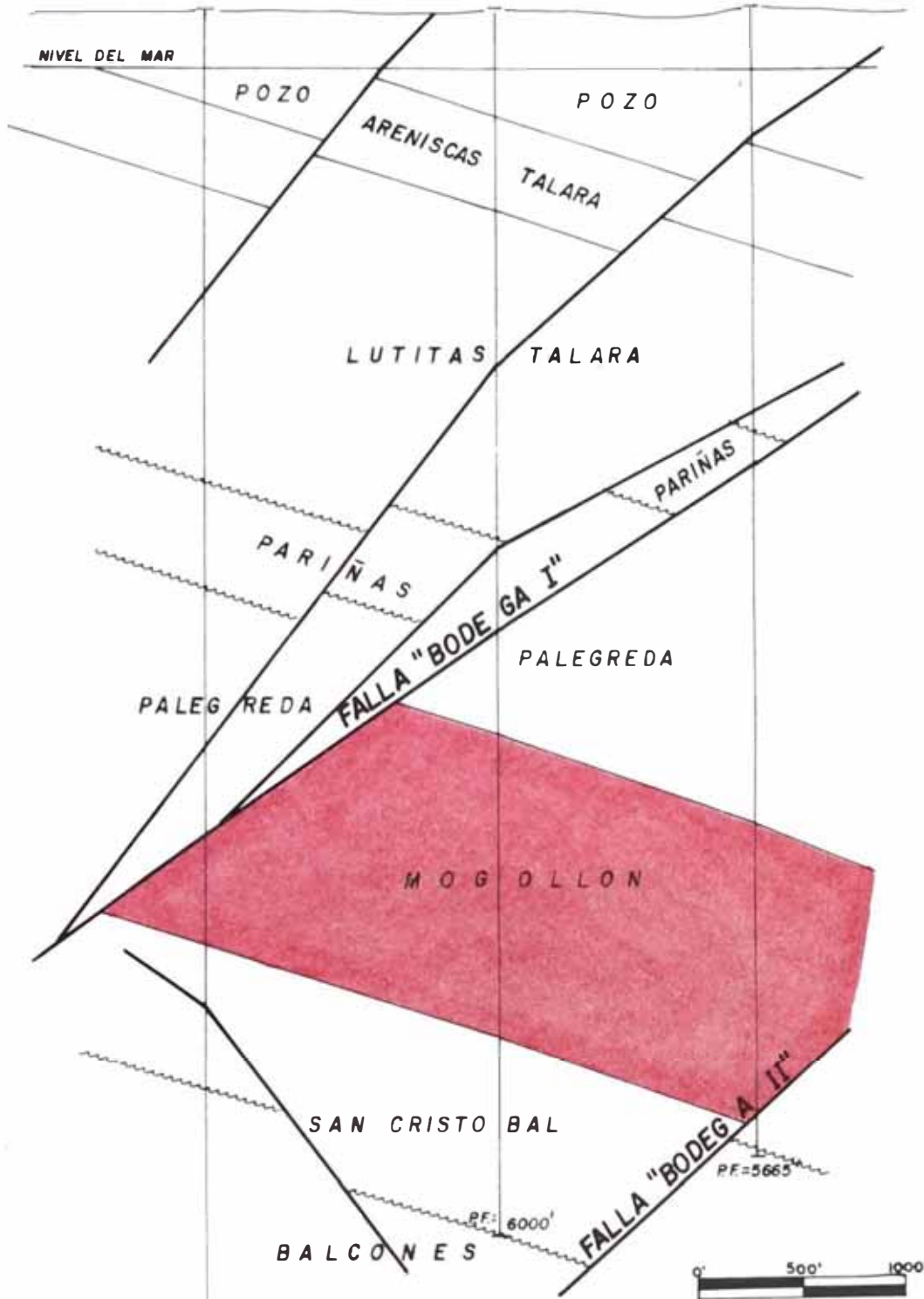
C

5938

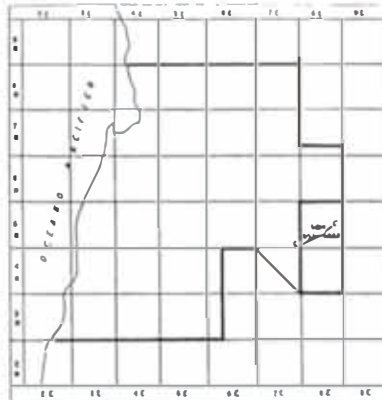
5662

5814

C'



PF=6640'



MAPA INDICE

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	
FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA, MINERA Y METALURGICA	
ESCUELA DE GEOLOGIA	
GMP	GRAÑA Y MONTERO PETROLERA S.A.
LOTE I	
YACIMIENTO VERDUN ALTO	
SECCION ESTRUCTURAL C · C'	
ESCALA 1/10,000	
TECNICO DE INGENIERIA GEOLOGICA	Fecha AGOSTO 1997
BACH. E. GONZALEZ IBARRA	Dibujo R. C. G.

FIG. 7

- **Falla "C"**.- de rumbo NO-SE y 55° de buzamiento al Norte, tiene una separación vertical de 270 pies, esta controlada por los pozos 4705, 5712 y 5737.

- **Falla "D"**.- de rumbo NE-SO y 50° de buzamiento al Norte, tiene una separación vertical de 85 pies, y controlada por los pozos 5662, 5814, 5737 y 5749.

- **Falla "E"**.- De rumbo Oeste-Este y 50° de buzamiento al Norte, tiene una separación vertical de 240 pies, y controlada por los pozos 5713, 5813, 5749, 5939 y 5814.

Falla "M".- De rumbo Oeste-Este y 40° de buzamiento al Sur, con una separación vertical de 310 pies, y controlada por los pozos 4956 y 12201.

7.3.1.2 RELACION DEL FALLAMIENTO CON LAS FASES TECTONICAS

La Tectónica Andina afectó en sus diferentes fases a la Cuenca Talara, originando fallas regionales de gran magnitud en el Basamento Igneo, Paleozoico hasta el Cenozoico. Esta tectónica empieza con la fase Peruana a fines del Cretáceo Sup. (Disc. Formación Petacas-Mesa), continua la fase Incaica a fines del Paleoceno (Disc. Balcones-Basal

Salina) y luego la fase Quechua que afectó al Eoceno (Disc. Chacra-Gpo. Talara).

La columna estratigráfica de la Cuenca Talara presenta varias etapas de erosión y fallamiento que han contribuido de manera significativa en la reducción de la potencia de la secuencia Sedimentaria del Terciario en gran parte de la Cuenca. La discordancia Pre-Talara posterior a la depositación de Chacra fue el evento tectónico más importante que definió la configuración actual de la Cuenca mediante la formación de estructuras, tipo pilares y fosas tectónicas. Los pilares tectónicos o levantamientos están relacionados con fallas regionales principales con dirección E-O y NE-SO de donde se ha obtenido la mayor producción de petróleo en la Cuenca, como por ejemplo el Levantamiento de la Brea-Negritos, Lomitos, etc.

7.3.1.3 DESARROLLO DE BLOQUES

Las fallas principales y secundarias han determinado bloques estructurales mayores y menores (Mapa 5).

Bloques Estructurales Mayores.- Constituido por los bloques "H" e "I".

- **Bloque "H".**- Se encuentra limitado por las fallas "Bodega I", "Bodega II", "B" y "C", se encuentra entre profundidades de -2,800 pies y -3,500 pies; a este bloque pertenecen los pozos 3908 y 4705.

Bloque "I".- Está limitado por las fallas "Bodega I", "Bodega II", "C" y "D", se encuentra entre profundidades de 3,200 pies y -4,200 pies; y pertenecen a este bloque los pozos 5712, 5737, 5662 y 5814.

Bloques Estructurales Menores.- Constituidos, por los bloques "F", "G", "I1", "J", "K" y "L"; los bloques "F", "J", "K" y "L" no están determinados en su totalidad, debido a que no tenemos más pozos que tengan el tope de la formación en esta parte del area, y además nuestro estudio solo esta limitado a estas dos cuadrículas.

Bloque "F".- Esta limitado por las fallas "Bodega I", "Bodega II" y "A", se encuentra entre profundidades promedio de -3,200 pies y -3,500 pies; a este bloque pertenecen el pozo 5830.

Bloque "G".- Esta limitado por las fallas "Bodega II", "A" y "B", se encuentra entre profundidades de -2,800 pies y -3,100 pies, el pozo 3925 pertenece a este bloque.

- **Bloque "I₁".**- Limitado por las fallas "Bodega I", "D" y "E", a profundidades de -3,200 pies y -4,000 pies, el pozo 5713 pertenece a este bloque.

Bloque "J".- Esta limitado por las fallas "Bodega I", "Bodega II" y "E", se encuentra a profundidades de -3,400 pies y -4,400 pies, pertenece a este bloque el pozo 5749.

Bloque "K".- Ubicado al Sur-Este del área de estudio, está limitado por las fallas "Bodega II" y "M", se encuentra a una profundidad promedio de -900 pies y -1,200 pies, (Mapa N°5 y Fig. N°9).

- **Bloque "L".**- Ubicado al Sur-Este del área de estudio, es el bloque mas levantado del area, está limitado por las fallas "Bodega II" y "M", y se encuentra a una profundidad promedio de -700 pies y -800 pies (Mapa N°5 y fig. N°9).

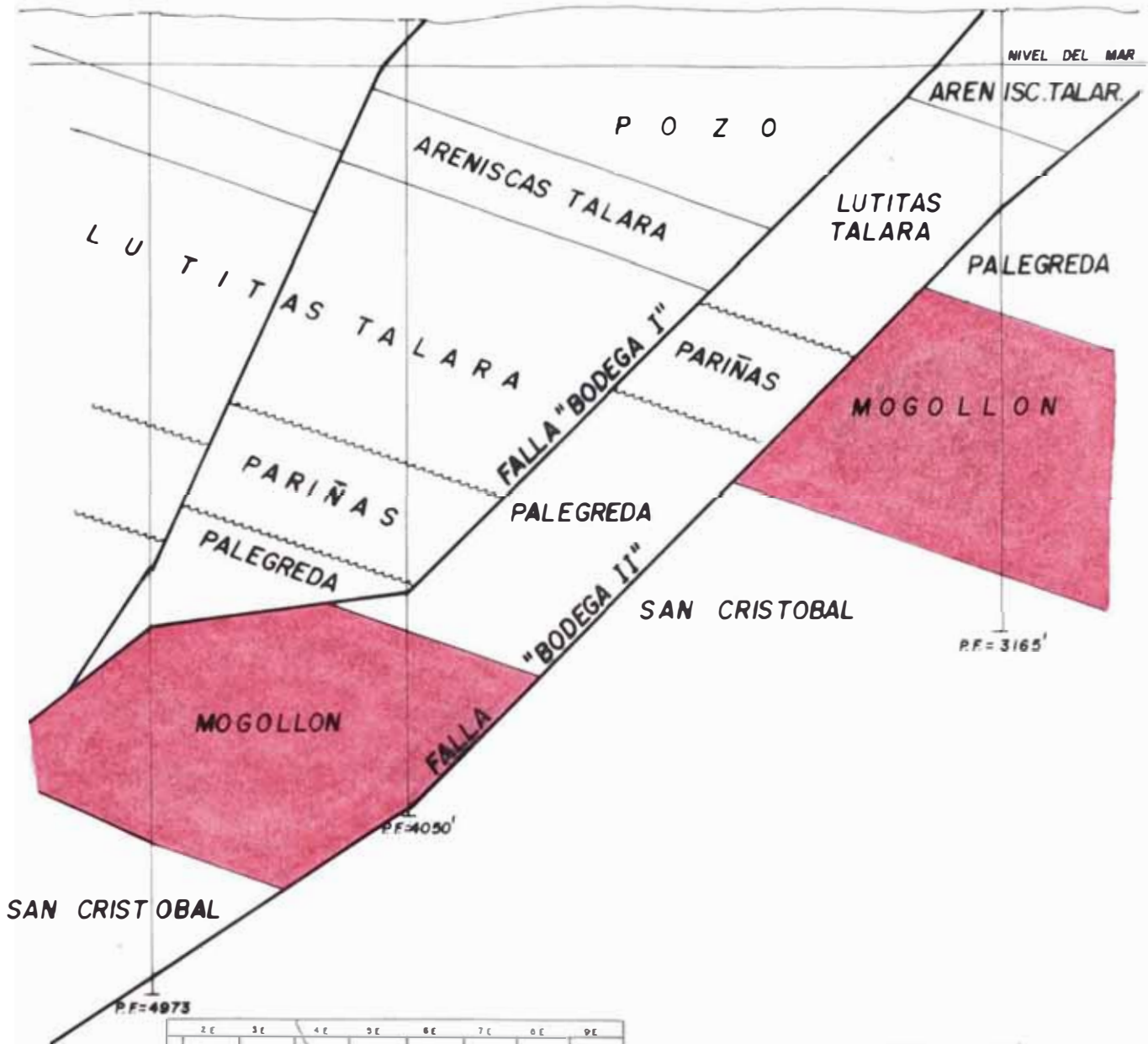
OESTE

ESTE

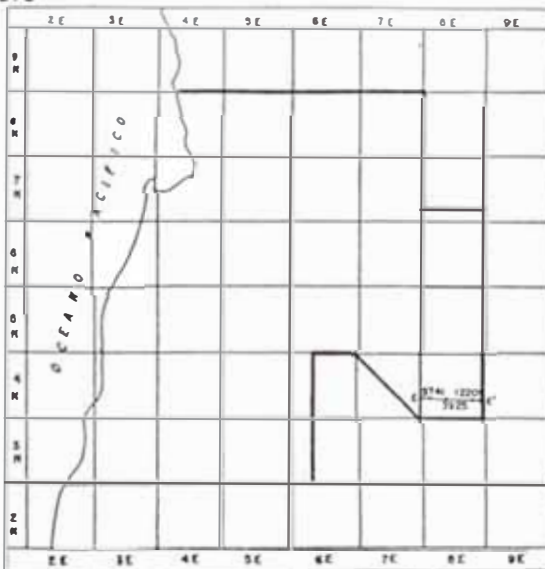
E — 5741

3925

12209 — E'



SAN CRISTOBAL



MAPA INDICE



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA, MINERA y METALURGICA ESUELA DE GEOLOGIA	
	GRAÑA Y MONTERO PETROLERA S.A.
LOTE I YACIMIENTO VERDUN ALTO SECCION ESTRUCTURAL E-E' OESTE-ESTE	
ESCALA: 1/10,000	
TITULO DE ING. GEOLOGO	Fecha: AGOSTO 1967
BACH. E. GONZALEZ	Dibujó: R.C.G.

FIG. 9

8.0 GEOLOGIA DEL PETROLEO

8.1 GENERALIDADES

Las posibles roca madre que dieron origen al petróleo en la Cuenca Talara son las formaciones lutáceas principalmente del Cretáceo y del Terciario. Estos hidrocarburos migraron a través de la porosidad primaria y de la porosidad secundaria como son las microfrazuras, fracturas y fallas a las trampas estructurales, donde fueron entrampados y preservados.

Las rocas reservorios están presentes en el Cretáceo y en el Terciario, cada una con características propias. El reservorio Mogollón del Terciario presenta características favorables para la acumulación, entrampamiento y posiblemente la generación de hidrocarburos de su miembro lutáceo, estas características están determinadas por la estratigrafía y la posición estructural. La acumulación de petróleo habría sido dificultada por la baja permeabilidad y porosidad primaria que se presenta en esta roca, disminuida aún más por la compactación y alteración de los minerales arcillosos y feldespatos.

Esta formación muestra en el área de estudio cinco miembros (A,B,C,D,E), siendo la unidad "C" la mas productiva ; aunque estas muestran variaciones laterales y

verticales considerables en sus características sedimentarias, y por ende en la calidad de reservorio.

8.2 ORIGEN DEL PETROLEO

En el Lote I no se tiene referencias de haberse realizado estudios geoquímicos para determinar el origen del petróleo, sin embargo los pozos que atravesaron la secuencia estratigráfica (Terciario, Cretáceo) incluso que penetraron el Paleozoico, probó y producen hidrocarburos.

El Terciario presenta intercalaciones de potentes secuencias lutáceas, con características físicas favorables de roca madre, como son el color marrón y/o gris oscuro (materia orgánica), grano muy fino con partículas carbonosas, etc. que evidentemente han alcanzado profundidades de varios miles de metros, donde deben haberse dado condiciones de temperatura y presión (madurez), adecuadas para la generación de hidrocarburos.

El Cretáceo al igual que el Terciario, presenta también gruesas intercalaciones lutáceas y calcáreas con características favorables de roca madre, como por ejemplo la formación Muerto constituida por calizas oscuras,

bituminosas, con fuerte olor fétido, que evidentemente son características de buena roca generadora de hidrocarburos.

Es evidente que la región ha tenido una Historia Geológica inestable, donde se han sucedido situaciones transgresivas y regresivas producto del tectonismo (levantamientos y hundimientos), las cuales dieron lugar a la presencia de discordancias y a la reactivación y/o formación de sistemas de fallas. Es posible que las rocas generadoras durante estos eventos hayan alcanzado las condiciones necesarias para su madurez y formación de petróleo.

Con la finalidad de poder realizar una mejor evaluación de las áreas de esta parte de la Cuenca Talara y principalmente para recomendarse programas exploratorios en horizontes profundos Terciarios y Cretáceos, es recomendable efectuar estudios geoquímicos para conocer mejor las condiciones de madurez de roca madre y tratar de explicar los mecanismos de migración y entrappe.

8.3 ROCA RESERVORIO

Es una roca capaz de almacenar y dejar producir fluidos que contengan a través de pozos. Las rocas reservorios en el Lote I son las formaciones Ancha, Mesa, Basal Salina,

Mogollón, Pariñas y Areniscas Talara, todas ellas con características propias. El reservorio Mogollón presenta varios miembros (A, B, C, D, E) todos separados por estratos lutáceos.

El miembro "C" es el que mayor hidrocarburos ha producido en toda el área.

8.4 MIGRACION ENTRAMPE Y PRESERVACION DE LOS HIDROCARBUROS EN LA CUENCA TALARA.

Cuando se dieron las condiciones necesarias para la generación de hidrocarburos, y su posterior migración bajo acción hidrodinámica hacia los altos estructurales, que en principio estaban conformados por pliegues amplios de bajo relieve que captaron la migración de los hidrocarburos, que posiblemente fue interrumpida por un intenso fallamiento en bloques que modificó casi por completo las estructuras originales, dando como resultado que el petróleo fuera entrampado y preservado en numerosos bloques fallados. Conservando en cierta forma, la distribución de los fluidos, gas y petróleo en las partes estructurales altas y agua en las partes estructurales bajas, con presencia de zonas de emulsión.

La preservación del petróleo entrampado en las diferentes formaciones productivas se ha debido principalmente a la efectividad como barreras de los estratos lutáceos y de los planos de fallas. Además ha contribuido al entrampe de los fluidos las variaciones de permeabilidad de las rocas reservorios por cambio de facies.

La actividad tectónica en sus diferentes fases puede haber reactivado fallas antiguas y/o creado nuevas fallas, las cuales deben haber servido de conducto para un proceso de remigración de los hidrocarburos, y en consecuencia haberse producido una nueva redistribución de los fluidos.

El entrampamiento del petróleo en el reservorio Mogollón del área de estudio es del tipo estructural, donde las fallas principales "Bodega I" y "Bodega II", y las fallas secundarias "A", "B", etc. limitan los principales bloques estructurales donde se encuentran entrampados los hidrocarburos, ver Mapa N°5.

En los análisis de Crudo y pruebas de destilación de muestras realizadas al Reservorio Mogollón se ha clasificado como aceite de Tipo HCT (High Cold Test), de la serie parafínica - nafténica con una gravedad específica promedio de 38° API.

8.4.1 FACTORES QUE FAVORECIERON AL ORIGEN DE MIGRACION, ENTRAMPE Y PRESERVACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS EN LA CUENCA TALARA:

1. *Preservación de rocas generadoras potentes de gran persistencia en la Cuenca.*
2. *Presencia de rocas sello que han evitado la dispersión de los hidrocarburos generados durante la migración.*
3. *Presencia de numerosas rocas reservorio permeables y porosas que han permitido la migración y entrampe de los hidrocarburos generados.*
4. *Pliegues amplios que han permitido la acumulación de grandes volúmenes de petróleo en los altos estructurales.*
5. *Presencia de trampas estratigráficas como consecuencia de los cambios de facies que experimentan las formaciones del Terciario.*
6. *El entrampe estructural producido por el intenso fallamiento en bloques que han permitido el entrampe y preservación de grandes volúmenes de petróleo.*
7. *Repetición de formaciones productivas por la presencia de algunas fallas inversas y de bajo ángulo que han mejorado la productividad de la Cuenca.*

8.4.2 NIVELES DE FLUIDOS

En el área de estudio, en los bloques levantados "K" y "L" de la falla Bodega II, no se han determinado niveles de contacto agua-petróleo, ni petróleo-gas en el reservorio Mogollón; sin embargo existen estratos de areniscas y conglomerados que tienen saturaciones de agua variables.

En el bloque hundido de la falla Bodega II, en el pozo 5814 ubicado al Nor-este del area, se determinó con pruebas de baleo una zona con alta saturación de agua en la Formación Mogollón, por debajo del nivel -4645. Este nivel afectaría la construcción del mapa de Arena Neta petrolífera si no se lo tomará en cuenta, por lo que solo se considera arena petrolífera aquella que está por encima de este nivel.

8.5 DETERMINACION DE PARAMETROS PETROFISICOS DEL RESERVORIO MOGOLLON.

Estos parámetros se determinaron en base a los registros eléctricos, registros de Densidad Neutrón y análisis de núcleos, para este estudio, se escogió al Pozo 12209, ubicado al Sur-este del área de estudio, por ser el mas moderno y contar con todos los registros.

8.5.1 PARAMETROS DE CABEZAL DE REGISTRO DEL POZO 12209

- **Peso de Lodo (M_w).**- El peso de lodo que se uso en la perforación del pozo es:

$$M_w = 9.5 \text{ lb/gal}$$

- **Temperatura de Fondo (BHT).**- La temperatura registrada es:

$$BHT = 116 \text{ }^\circ\text{F}$$

- **Profundidad Final (TD) :** La profundidad es de :

$$TD = 3164 \text{ pies.}$$

- **Resistividad del Lodo (R_m).**- La resistividad del lodo a 94°F es:

$$R_m = 1.080 \text{ Ohm-m}$$

Resistividad del Filtrado de Lodo (R_{mf}).- La resistividad del filtrado de lodo a 74°F es

$$R_{mf} = 0.960 \text{ Ohm-m}$$

Resistividad de la Costra de Lodo (R_{mc}).- La resistividad medida a 72°F es :

$$R_{mc} = 1.28 \text{ Ohm-m}$$

- **Densidad de fluido (ρ_{hof}).**- La densidad de fluido asumida en el pozo es:

$$\rho_{hof} = 1.0 \text{ gr/cc}$$

- **Densidad de Matriz de la Roca (ρ_{ma}).**- Los valores de la densidad de matriz de roca varía de acuerdo a la litología, estos valores son :

- 2.65 gr/cc para arenas limpias

2.68 gr/cc para areniscas, arenas arcillosas, rocas no muy compactas.

2.71 gr/cc para carbonatos, calizas, rocas compactas.

- 2.87 gr/cc para dolomitas

La densidad de matriz asumida en el pozo por las características de la formación Mogollón es:

$$\rho_{ma} = 2.68 \text{ gr/cc}$$

8.5.2 PERFILES ELECTRICOS

- **Potencial Espontaneo (SP).**- Es un registro que mide la diferencia de potencial que ocurren naturalmente en el pozo, en función de la profundidad. Determina valores de la resistividad del agua de formación (R_w), da valores cualitativos del contenido de arcilla de una capa.

- **Rayos Gamma (GR).**- Registra la radioactividad natural de las formaciones. Determina litología, puesto que los

elementos radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas.

- **Resistividad Profunda (LLD).**- Determina la resistividad natural de las formaciones altamente resistivas y con rápidos cambios de resistividad en estratos finos. Determinar la resistividad de la zona no invadida (R_t). En el pozo 12209 se encontró una resistividad de:

$$R_t = 225 \text{ Ohm-m}$$

Resistividad Somera (LLS).- Determina la resistividad natural de la formación como el (LLD), pero tiene menor radio de penetración a la formación.

Determina la resistividad de la zona invadida (R_{xo}). En el pozo 12209 se encontró que:

$$R_{xo} = 34.85 \text{ Ohm-m}$$

- **Densidad de Formación (RHOB).**- Se utiliza principalmente como Perfil de porosidad, debido a que mide las variaciones de densidad en la formación. La porosidad se deriva de la densidad total de formación (ρ_b) en gr/cc, su valor depende ρ_{ma} y ρ_{hof} que ocupa los poros. En el registro de densidad del pozo 12209 se encontró que:

$$\rho_b = 2.49 \text{ gr/cc}$$

La porosidad del registro de densidad se calcula mediante la fórmula:

$$\Phi_D = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_{hof})$$

Remplazando datos se obtiene:

$$\Phi_D = 11.3 \%$$

Esta porosidad también se calcula usando al gráfico # 10, se obtiene una:

$$\Phi_{D1} = 11.8 \%$$

Neutrón (NPHI). Usados principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad (Φ_N). Responden en primer lugar a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Si el espacio poral en la formación esta lleno de líquido, la respuesta es básicamente una medida de la porosidad. En el registro neutrón del pozo 12209 se encontró que:

$$\Phi_N = 13 \%$$

8.5.3 POROSIDAD (Φ)

Es el porcentaje del volumen total de la roca reservorio que es ocupado por los espacios porosos. La porosidad varía grandemente dentro de la roca reservorio, tanto lateralmente como vertical.

El valor de porosidad de la formación (Φ) Mogollón, principalmente del miembro "C" por ser el más productivo, se tomará como el promedio de las porosidades encontradas en los perfiles eléctricos y en el gráfico. Esta porosidad es :

$$- (\Phi_D + \Phi_{D1} + \Phi_N) / 3$$

$$- 12 \%$$

8.5.4 FACTOR DE CEMENTACIÓN (F)

Es una función de la porosidad, también de la estructura poral y la distribución de los poros por su tamaño. Se determina con la fórmula:

$$F = a/\Phi^m \quad \text{Ec. 1}$$

donde :

a : Coeficiente de litología

m : Factor de cementación

Los valores del factor de formación varía de acuerdo a la litología, estos valores son:

$$- F = 0.62/\Phi^{2.15} \text{ para arenas limpias (Fórmula de Humble)}$$

$$F = 0.81/\Phi^{2.0} \text{ para areniscas, arenas arcillosas}$$

$$- F = 1.00/\Phi^{2.0} \text{ para carbonatos, calizas, rocas compactas}$$

El factor de formación asumida en el pozo por las características de la formación Mogollón es:

$$F = 0.81/\phi^{2.0}$$

donde remplazando el valor de la porosidad se tiene,

$$F = 56.25$$

8.5.5 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACION (R_w)

Es una medida de la resistividad del agua. Importante parámetro en la interpretación y determinación de la saturación de fluidos en base a pruebas de formación y de perfiles eléctricos. Se determina mediante las fórmulas:

$$R_{xo}/R_t = R_{mf}/R_w \quad \text{Ec. 2}$$

$$R_w = R_{xo}/F \quad \text{Ec. 3}$$

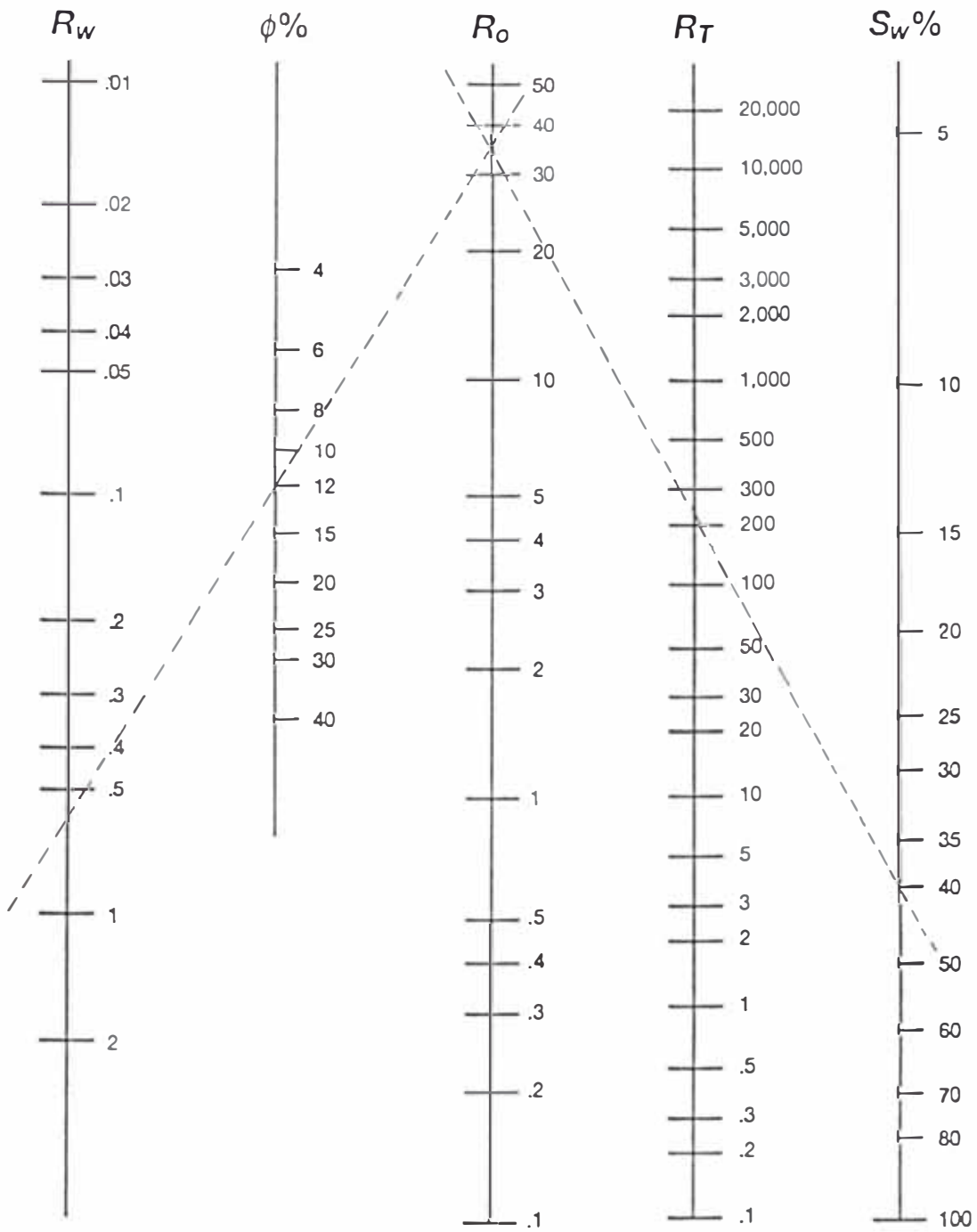
donde remplazando datos en la Ec. 3, se tiene que:

$$R_w = 0.62 \text{ Ohm-m}$$

Esta resistividad también se obtiene usando el nomograma, (fig.11), y se observa que el valor es el mismo que la calculada por la Ec. 3.

8.5.6 SATURACION DE AGUA (S_w)

Es la fracción del espacio poral ocupado por agua de formación. Se determina mediante la fórmula:



$$F = \frac{0.81}{\phi^{2.15}}$$

Schlumberger

FIG. N°II

$$S_w = (R_{xo}/R_t)^{1/2} \quad \text{Ec. 4}$$

donde reemplazando datos se tiene,

$$S_w = 39.35 \%$$

Esta saturación también se obtiene usando el nomograma, tal como se indica en la fig.11, se observa que es igual a la encontrada en la Ec. 4.

8.5.7 PERMEABILIDAD (K)

Es la facilidad con que se mueve un fluido, a través de los espacios porosos interconectados de una roca reservorio. Para que exista permeabilidad los poros de la roca deben de estar interconectados, se mide en Darcys ó Milidarcys.

$$1 \text{ Darcy} = 1000 \text{ milidarcy}$$

En la formación Mogollón por análisis de laboratorio de núcleos del pozo 12209 se encontró una permeabilidad de:

$$K = 0.1 \text{ md}$$

debido a esto para producir los hidrocarburos de esta formación se debe de mejorar la permeabilidad mediante fracturamiento, es decir mediante una permeabilidad secundaria.

9.0 GEOLOGIA ECONOMICA

9.1 GENERALIDADES

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 ello 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 lo siguiente:

- a. 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.*
- b. Se tiene uno o más pozos perforados y han resultado productivos, siendo posible estimar la recuperación final con cierto grado de certidumbre. El estimado de reservas involucra cálculos volumétricos, información de Registro de pozos, análisis de núcleos, mapas de subsuelo y análisis de PVT de muestra de fondo.*
- c. 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 pueden afinarse. Este es el caso de nuestra área de trabajo.

9.2 RESERVAS

Son los volúmenes estimados de petróleo crudo, condensado, gas natural, líquidos del 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 prácticas de operación establecidas. Estos estimados están basados en la interpretación de datos de ingeniería y/o geología disponibles a la fecha del estimado. Las reservas se clasifican en :

9.2.1 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/o pruebas de formación.

9.2.1.1 RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS

Parte delimitada del reservorio por la perforación y definida por los contactos de los fluidos; se subdivide en:

a) **En Producción.**- Reservas a ser recuperadas de los intervalos abiertos a producción a la fecha del estimado y están en producción.

b) **En no Producción.**- Incluyen reservas detrás del forro de producción (casing) no punzonadas, o taponadas.

9.2.1.2 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.

9.2.2 RESERVAS PROBABLES.- Son aquellos que pueden existir a distancias razonables mas 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.

9.2.3 RESERVAS POSIBLES.- Son las reservas calculadas para estructuras que por sus características geológicas

regionales se asemejan a áreas probadas en su estratigrafía, en su estructura, en geoquímica, y que pueden presentar afloramientos de hidrocarburos.

9.3 CALCULO DE RESERVAS

9.3.1 CALCULO DE ARENA NETA PETROLIFERA:

Se calcula a partir del mapa de Arena Neta Petrolífera (Mapa N°6), este mapa nos muestra la distribución de los espesores de arena de una formación. Para el cálculo de Arena Neta Petrolífera, se usó la curva del Potencial Espontáneo (SP), considerando solo arena neta petrolífera aquella que esta por encima del contacto agua-petróleo.

El promedio de Arena Neta Petrolífera de la Formación Mogollón en el área de estudio es de 153 pies. Los espesores de arena neta petrolífera varían desde los 30 pies, evidenciado por el pozo 12201 ubicado al Sur-este del área en el bloque "K", hasta los 240 pies, como nos indica el pozo 12203 ubicado también al Sur-este del área de estudio en el bloque "L", ver (Cuadro N°1), esta variación de arena en el bloque "K" se debe al efecto de la falla "Bodega II".

Si superponemos nuestro mapa sobre el mapa Estructural a Líneas Rectas se observa que los mayores espesores de arena

ARENA NETA PETROLIFERA

POZOS	ESPEORES (Pies)
12203	240
12209	210
5713	210
5756	200
5662	190
5813	190
5939	180
5712	170
4956	170
5730	170
5749	170
5814	160
3925	160
3908	150
5741	150
4840	135
5866	130
5737	120
4705	120
5938	90
5830	90
5989	80
12201	30

CUADRO N° 1

neta petrolífera se encuentran en los bloques "L" con 240 pies, "I1" con 210 pies, "I" y "J" con 190 pies, y los de menor espesor se encuentran en los bloques "K" con 170 pies, "F" con 90 pies y "G" con 160 pies.

En los bloques "G", "H", "I", "I1" y "J" se observa que los espesores de Arena Neta en la dirección Norte a Sur se mantienen, excepto en el bloque "F" que se encuentra más hacia al Sur donde se observa una disminución considerable en el pozo 5830 con 90 pies de espesor; pero al Este y Oeste estas disminuyen hasta desaparecer, debido a las fallas "Bodega I" y "Bodega II".

El bloque "F" representado por el pozo 5830 con un espesor de arena de 90 pies, tiene como máximo espesor 100 pies de arena Neta Petrolífera

El bloque "G" de hasta 200 pies de espesor de arena, y pertenece a este, el pozo 3925 con un espesor de 160 pies de arena Neta Petrolífera.

9.3.2 VOLUMEN DE PETROLEO 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 utilizó 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 Mogollón es el siguiente:

9.3.2.1 METODO VOLUMETRICO

Aplicado cuando se tiene suficiente información geológica areal en base a los pozos perforados. Este método involucra la confección de mapas de Contornos Estructurales y mapas de Arena Neta Petrolífera.

Para calcular el volumen total del reservorio o bloque en estudio se aplica la ecuación del volumen de un tronco de pirámide, o el volumen de un trapezoide, la regla general para aplicar un método es que la relación entre dos áreas consecutivas es menor que 0.5 se emplea el método piramidal en caso contrario el trapezoidal, para nuestros cálculos se empleo este último.

FORMULAS:

Volumen Trapezoidal $hnp/2(an + an+1)$

Volumen de Crudo Insitu $\frac{7758 (a \times hnp) (\Phi_{np} \times S_{oi})}{STB \quad Bo}$

Donde:

h_{np} : Espesor de Arena Neta Petrolífera (pies)

Φ_{np} · Porosidad efectiva, promedio de Arena Neta Petrolífera (fracción).

a : Area (acre) de Arena Neta Petrolífera

S_{oi} : Saturación del Petróleo Insitu (fracción)

B_o : Factor de Volumen de Formación (Bls/STB)
para el yacimiento se consideró 1.2

7758: Factor de conversión a Barriles

STB : Barriles de Petróleo en el Tanque

9.3.2.2 RESULTADO DE LA EVALUACION

En el Yacimiento Verdún Alto, a los 22 pozos perforados por Mogollón se les asignó Regímenes de Producción Inicial (RPI), correspondiendo el más bajo al pozo 12209 con 21 Barriles de petróleo por día (BOPD) y el más alto al pozo 5756 con 462 BOPD. El promedio de RPI para los 22 Pozos es de 160 BOPD.

Es importante mencionar que los RPI, tienen poco valor para cuantificar reservas desarrolladas por pozo, sin

embargo constituyen valores referenciales importantes para estimar el potencial productivo de un pozo y/o campo.

Los Acumulados de Producción al Primer Año son variados, correspondiendo el más bajo al pozo 12209 con 1,394 Bls. y el más alto al pozo 5813 con 50,880 Bls. de petróleo, ver (Cuadro N°2 y Mapa N°7). En el Primer Año de Producción se observa, que los pozos con más altos valores de RPI, son los que han acumulado mayor producción, sin embargo al efectuar cálculos de Recuperación Final de Petróleo de estos pozos (Cuadro N° 2), se puede observar una variación total, es decir que los pozos que tuvieron los más altos RPI's, y mayor producción de petróleo al Primer Año, no necesariamente, tendrán las mas altas recuperaciones (Producción Acumulada) de petróleo (Mapas N°8y9), como es el caso de los pozos 5737 con 112,966 Bls., 4956 con 155,753 Bls., 3925 con 182,158 Bls. y el pozo 3908 con 192,412 Bls. de petróleo.

El mayor volumen de Arena Neta esta en el bloque "I" con 19,799 acres-pies, y el de menor volumen en el bloque "G" con 1,838 acres-pies; el volumen de Petróleo Original Insitu es directamente proporcional al volumen de Arena Neta tal como se observa en el bloque "I" con 9'216,038

DATOS DE PRODUCCION

POZO	RPI BOPD	ACUMULADO 1er AÑO DE PROD. (Bls.)	ACUMULADO TOTAL (Bls.)	RECUPERACION FINAL Bls.
5756	462	47,986	141,091	158,903
5662	344	40,693	125,533	139,257
5866	294	30,040	75,720	75,720
5713	282	33,268	141,253	148,298
5813	243	50,880	100,805	108,361
5741	226	33,260	148,346	163,311
5938	222	17,795	65,328	69,343
5939	222	16,247	77,216	84,662
3925	184	13,099	178,398	182,158
5737	171	22,835	95,738	112,966
5712	133	23,156	98,901	109,815
4705	115	16,829	76,552	88,488
12203	110	16,735	25,640	46,810
5814	100	12,404	62,762	62,762
5830	81	6,222	25,632	38,115
5730	74	9,767	49,747	60,332
5989	71	4,426	20,022	30,498
4956	57	16,834	129,144	155,753
3908	29	6,701	172,300	192,412
4840	26	4,380	4,591	7,876
12201	29	4,617	6,551	24,473
5749	21	5,853	31,452	31,452
12209	21	1,394	4,360	10,346
PROMD.	158.5			

CUADRO N° 2

Bls. y "G" con 855,552 Bls. Teniendo en total en el área de estudio 82,660.50 acres-pies de arena Neta y 38'476,810 Bls. de petróleo original Insitu. Para una información más detallada ver Cuadro N° 3.

9.3.3 RESERVAS DESARROLLADAS

9.3.3.1 RESERVAS REMANENTES

Término 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 (fig.12), 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 límite económico, que se estimó en 3.0 BOPD; en nuestro yacimiento se tiene 245,025 Bls. se ha calculado una vida productiva de 15 años, tal como se muestra en el (Cuadro N°4), además se observa que el pozo 4956 es el de mayor vida productiva con 26,609 Bls. por acumular; pero en promedio se observa que la mayoría de los pozos tienen una vida productiva de 10 años; prolongar la vida productiva de un pozo depende principalmente de los trabajos de reacondicionamiento y rehabilitación que se realice.

VOLUMEN DE PETROLEO INSITU (NI)
YACIMIENTO VERDUN ALTO

BLOQUE	AREAS	AREA (Acres)	RAZON AREAS	ESPESOR hn(pies)	ECUACION TRAPEZOIDAL	VOLUMEN (Acre-pies)	NI (Bls)
"F"	F1	31.98					
	F2	19.48	0.61	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	1,286.50	598,840
	F3	7.14	0.37	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	665.50	309,777
	T	O	T	A	L	1,952.00	908,617
"G"	G1	16.85					
	G2	12.22	0.73	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	726.75	338,288
	G3	8.54	0.70	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	519.00	241,584
	G4	5.81	0.68	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	358.75	166,991
	G5	3.53	0.61	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	233.50	108,690
T	O	T	A	L	1,838.00	855,552	
"H"	H1	122.8					
	H2	107.17	0.87	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	5,749.25	2,676,161
	H3	87.18	0.81	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	4,858.75	2,261,651
	H4	44.87	0.51	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	3,301.25	1,536,666
T	O	T	A	L	13,909.25	6,474,478	
"I"	I1	182.09					
	I2	148.45	0.82	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	8,263.50	3,846,494
	I3	115	0.77	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	6,586.25	3,065,768
	I4	82.97	0.72	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	4,949.25	2,303,777
T	O	T	A	L	19,799.00	9,216,039	
"I1"	I11	68.11					
	I12	60.56	0.89	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	3,216.75	1,497,333
	I13	53.71	0.89	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	2,856.75	1,329,760
	I14	46.71	0.87	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	2,510.50	1,168,588
	I15	30.46	0.65	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	1,929.25	898,027
T	O	T	A	L	10,513.25	4,893,708	
"J"	J1	126.45					
	J2	107.12	0.85	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	5,839.25	2,718,054
	J3	87.78	0.82	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	4,872.50	2,268,051
	J4	68.52	0.78	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	3,907.50	1,818,863
T	O	T	A	L	14,619.25	6,804,968	
"K"	K1	33.4					
	K2	25.4	0.82	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	1,470.00	684,256
	K3	20.24	0.79	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	1,141.00	531,113
	K4	12.67	0.78	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	822.75	382,974
	K5	5.7	0.47	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	459.25	213,772
T	O	T	A	L	3,893.00	1,812,114	
"L"	L1	115.63					
	L2	99.20	0.86	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	5,370.75	2,499,977
	L3	84.01	0.85	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	4,580.25	2,132,015
	L4	70.06	0.83	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	3,851.75	1,792,913
	L5	23.30	0.33	50	$hn \sqrt{2} (A_n + A_{n+1})$	2,334.00	1,086,430
T	O	T	A	L	16,136.75	7,511,334	
Sw :			0.60				
POROS :			0.12	TOTAL		82,660.50	38,476,810
Bo :			1.2	YACIMIENTO			

CUADRO Nº 3

9.3.3.2 FACTOR DE RECUPERACION (FR)

Es un parámetro que se determina a partir de los parámetros petrofísicos de la formación, los cuales son:

- Porosidad Promedio del Area*
- Permeabilidad Promedio*
- Saturación de fluidos.*

El Factor de recuperación determinado es de 10% para nuestra formación; sin embargo el Factor de Recuperación Real de Petróleo encontrado es de 5%, recuperación calculada en función a la producción acumulada mas las Reservas Remanentes, la que se observa que es muy baja respecto a la del Volumen Original de Petróleo insitu (Cuadro N°5), a excepción del bloque "G" representado por el pozo 3925 con el más alto factor de recuperación de 0.21%, recuperación que se debería principalmente a la posición estructural del bloque tal como se muestra en la (fig.8 y Mapa N°5), y al buen tratamiento y cuidado del pozo en producción, el de menor recuperación esta en el Bloque "K" con 0.03%; lo que nos indica que se debería mejorar los métodos de recuperación Primaria y Secundaria de nuestro Reservorio.

El F.R del área permite estimar el volumen de petróleo primario a recuperarse; para el estimado de este F.R se usa

CALCULO DE RESERVAS

YACIMIENTO VERDUN ALTO									
BLOQUE	DESARROLLADAS					NO DESARROLLADAS		FACTOR RECUPERACION REAL (%)	
	PETROLEO INSITU (Bls.)	PRODUCCION ACUMULADA (Bls.)	RESERVAS REMANENTE (Bls.)	FACT. RECUP AREA (%)	RECUPERACION PRIMARIA (Bls.)	DESARROLLADAS (Bls.)	NO DESARROLLADAS (Bls.)		
F	908,617	25,632	12,483	0.10	90,862	52,747	0.04		
G	855,552	178,398	4,360	0.21	179,666	0.00	0.21		
H	6,474,478	472,918	46,952	0.10	647,448	127,578	0.08		
I	9,216,039	448,262	45,820	0.10	921,604	427,522	0.05		
I1	4,893,708	282,344	24,857	0.10	489,371	182,170	0.06		
J	6,804,968	234,086	28,763	0.10	680,497	417,648	0.04		
K	10,735,016	215,442	82,205	0.10	1,073,502	775,855	0.03		
TOTAL	39,888,378	1,857,082	245,438	0.1 (PROM.)	4,082,949	1,983,520	0.05 (PROM.)		

Factor de Recuperación = Producción Acumulada + Reservas Remanentes
Volumen de Petróleo In Situ

Reservas no Desarrolladas = Recuperación Primaria - (Prod. Acum. + Reserv Remant.)

CUADRO N° 5

los Mapas Isoproductivos (Mapas 8 y 9), Historial de Producción, Características Petrofísicas del Reservorio así como fluidos, etc.

9.3.3.3 RECUPERACION FINAL PRIMARIA

Para calcular el volumen de recuperación final se multiplica el volumen de Petróleo Insitu por el Factor de Recuperación porcentual del Area (Cuadro N°5). Se observa que la recuperación primaria más baja corresponde al Bloque "F" con 90,862 Bls. y la mayor al Bloque "K" con 1'073,502 Bls.

9.4 DESARROLLO DEL YACIMIENTO

9.4.1 DESARROLLO FUTURO Y UBICACIONES

El yacimiento Verdún Alto con 82,660.50 acres-pies de volumen de Arena Neta Petrolífera y 38'476,810 Bls. de Petróleo Insitu; tiene una producción acumulada de 1'857,082 Bls. de petróleo a Diciembre de 1996, correspondiendo los mayores acumulados a las áreas donde se encuentran los pozos 5756, 5662 y 5713 ubicadas al Norte y a los pozos 3925 y 3908 ubicadas al Sur; con una Reserva Remanente de 245,506 Bls. de petróleo, con 5.5 % de Factor de Recuperación Real y

1'842,296 Bls. de petróleo como Reservas Probadas No Desarrolladas, la misma que para producirla se deben de efectuar trabajos de reacondicionamiento y rehabilitaciones, así como la ubicación y perforación de pozos, lo que permitirá a GMP SA. optimizar dicha recuperación y por ende mejorar la economía de la empresa.

Ubicación Probada.- En base a lo anteriormente mencionado se ha localizado una ubicación probada de desarrollo al que hemos denominado como EGI-1 (Mapa N°5 y fig. N°13) estaría situado a 40 Acres de espaciamento al Norte 72° 30' Este del pozo 5713 en la cuadrícula 5N8 en el bloque "I1", sus coordenadas locales son :

Norte : 3310 pies

Este : 3350 pies

Bloque : "I1"

- Elevación Aprox. : 270 pies

Esperando encontrar la siguiente secuencia Estratigráfica

FORMACION	INTERVALOS (Pies)	ESPEJOR (Pies)
Tablazo	0' - 60'	60'
Pozo	60' - 835'	775'
Areniscas Talara	835' - 1345'	510'

F

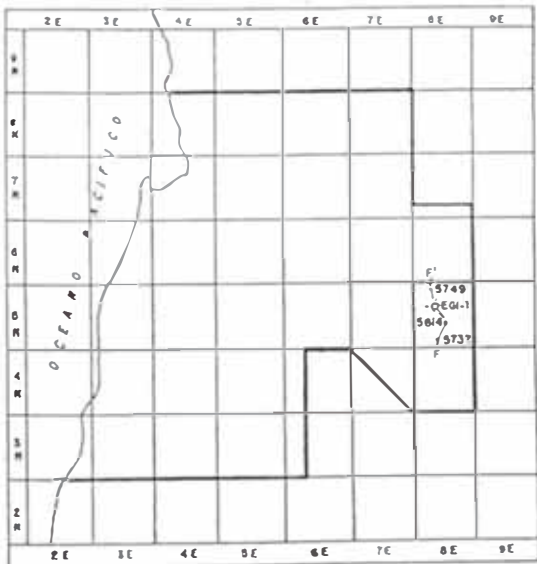
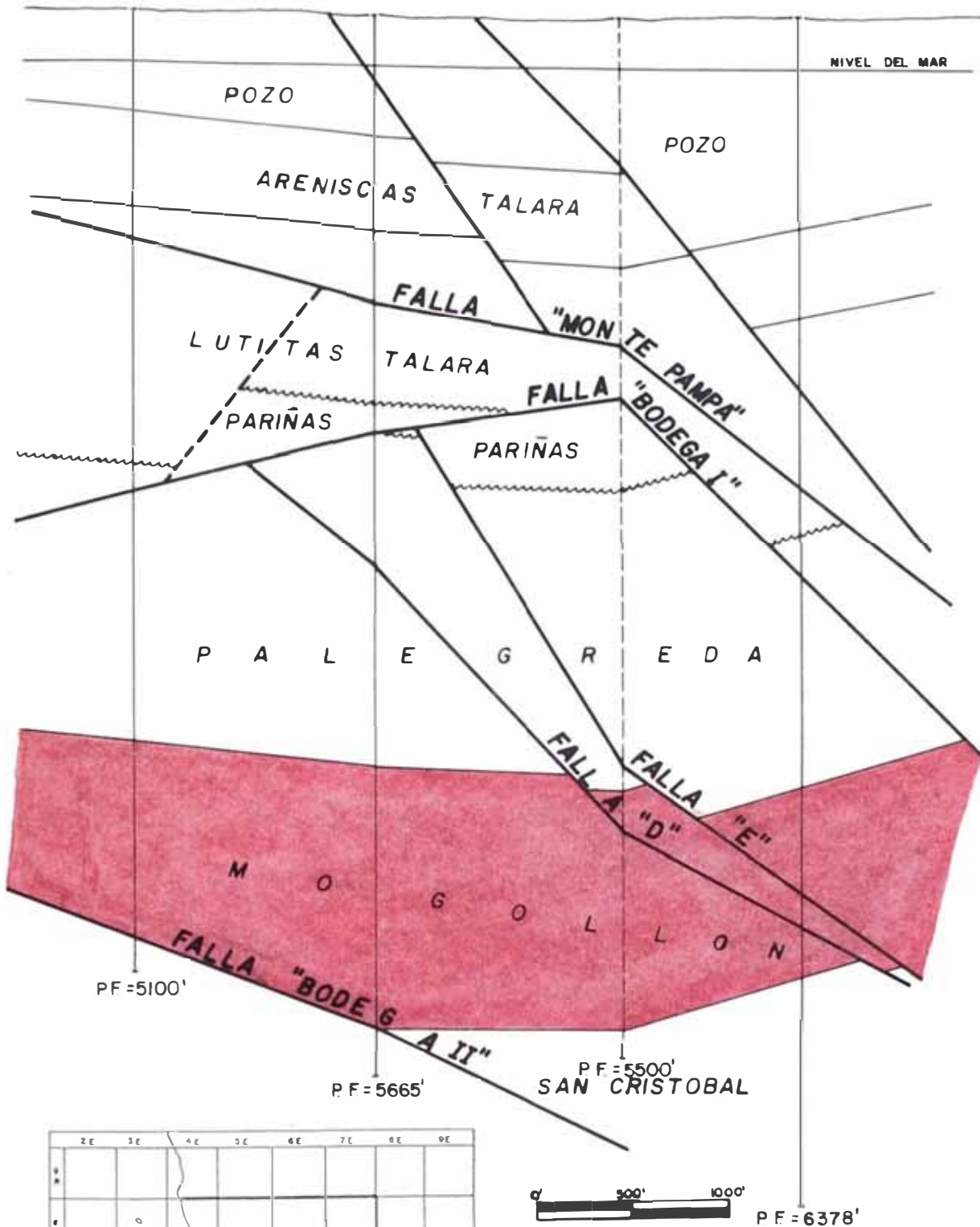
5737

5814

EGI-1

5749

F'



MAPA INDOCE

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	
FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA, MINERA Y METALURGICA	
ESCUELA DE GEOLOGIA	
GMP	GRAÑA Y MONTERO PETROLERA S.A.
LOTE I	
YACIMIENTO VERDUN ALTO	
SECCION ESTRUCTURAL F-F'	
NORTE-SUR	
ESCALA: 1/10,000	
TITULO DE ING. GEOLOGO	Fecha: AGOSTO 1997
BACH. E. GONZALEZ IBARRA	Dibujó: R.C.G.

FIG. 13

Lutitas Talara	1345' - 2045'	700'
Pariñas	2045' - 2540'	495'
Palegreda	2540' - 4130'	1590'
Mogollón	4130' - 5400'	1270'
San Cristóbal	5400' - Sin Completar	
Profundidad Final:	5500'	

Este pozo encontrará una secuencia de +1270 pies de la formación Mogollón, de las cuales +200 pies serán de arena neta petrolífera (ver Mapa N°6), y presentaría las mismas características litológicas y eléctricas del pozo 5713, debido a que estará en el mismo bloque estructural y 420 pies más abajo por efecto de buzamiento, estimándose que no habrá problemas estructurales ni de fluidos.

Estructuralmente presenta un buen control, por el Norte con la falla "E", por el Sur con la falla "D" y por el Este con la falla "Bodega II".

El éxito que se espera encontrar en este pozo permitirá continuar con el desarrollo de la formación Mogollón.

En la Cuenca Talara se realizaron algunos trabajos de gravimetría y sísmica por Petroperú. Trabajos de sísmica se efectuaron en el Sur de la Cuenca en el área de Lagunitos. Actualmente la Cía. Sapet está realizando trabajos de

sísmica (2D y 3D) en sus áreas (Lote VI y VII). En el Lote I no se han efectuado ninguno de estos trabajos.

Se recomienda efectuar levantamientos Sísmicos, para efectuar una mejor evaluación de las áreas de esta parte de la Cuenca Talara. Estos trabajos serian muy útiles principalmente para explorar, delimitar y hacer una reevaluación estratigráfica y estructural de horizontes profundos Terciarios, Cretáceos y Paleozoicos, que en otras áreas de la Cuenca han resultado ser buenos reservorios, de los cuales se obtuvieron altas recuperaciones de petróleo. En el yacimiento Laguna Sur (Lote X), ubicado a +3.65 Km al Norte del Lote I se obtuvieron altas recuperaciones de petróleo por el Grupo Amotape, en los pozos 2276, 2311, 2277-E, etc. con acumulados de más 1,000 MBl. de petróleo por pozo. En el yacimiento Huaco ubicado al Sur-Oeste del yacimiento Verdún Alto, las formaciones Ancha y Mesa han tenido altas recuperaciones de petróleo en los pozos 5928, 5889, etc. con acumulados de más de 150 MBl. de petróleo por pozo. El Grupo Amotape y las formaciones Ancha y Mesa encontradas en el pozo 4705 del Yacimiento Verdún Alto, muestran características litológicas y eléctricas similares a las encontradas en los yacimientos Laguna Sur y Huaco,

solo que no produjeron por haber tenido problemas mecánicos en la completación de dicho pozo.

9.4.2 PERFORACION DEL POZO 12209

9.4.2.1 RECOMENDACION PARA PERFORAR EL POZO 12209

UBICACIÓN

La ubicación 12209 del Yacimiento Verdún Alto se encuentra situada en la cuadrícula 4N8, y tiene las siguientes coordenadas de superficie :

NORTE : 2560 pies

ESTE : 4890 pies

ELEVACIÓN APROXIMADA : 260 pies

ESTRATIGRAFIA

De acuerdo a la información estratigráfica y estructural obtenida de los pozos perforados del área, el pozo 12209 atravesará la siguiente secuencia estratigráfica :

FORMACION	PROFUNDIDAD (Pies)	ESPESOR (Pies)
Tablazo	0' - 50'	50'
Talara	50' - 850'	800'
Palegreda	850' - 1580'	730'

Mogollón	1580' - 2700'	1120'
San Cristóbal	2700' - 3260'	560'
Profundidad Final	3260'	

La Formación Mogollón se encontrará con buen desarrollo de arenas, con un espesor total de 1120 pies y neto prospectivo de 300 pies.

ESTRUCTURA

La ubicación 12209, encontrará al Mogollón en el mismo bloque estructural principal de los pozos vecinos 12203, 5624, 4956, 4069 y 5730, (Fig.N°14).

Este bloque está limitado por las fallas principales Bodega II y Verdún Alto Norte y por fallas secundarias pequeñas, las que tienen buen control en los pozos cercanos.

La Formación Mogollón, se encontrará con una sección similar al pozo 12203, la falla Bodega II afectará mínimamente el tope de la formación.

PRODUCCION

Se espera que el comportamiento productivo del Mogollón en la ubicación 12209, sea similar o mejor que los pozos siguientes

POZO	RPI/RPR	PROD. ACUMULADA MBlS.
2693	83 x 0x UB (Mg./ S.Cr.)	111 (02/89)
4956	57 x 1 x 3/16" x 2425 (Mg./S.Cr.)	144 (08/93)
5624	60 x 55 x UB x 623 (Mg. S.Cr.)	46 (01/92)
5730	74 x 7 x UB (Mg./Cr.)	57 (12/92)

RESERVAS

Para la ubicación 12209 se estimó las reservas mas probables a recuperar de 100,000 Bls., la que se realizó en base a la información y análisis de los pozos vecinos, los cuales se muestran en el (Cuadro N°6).

DISTRIBUCION DE FLUIDOS

No se han registrado contactos de agua - petróleo, ni petróleo - gas, en esta parte del reservorio Mogollón, por tanto el pozo 12209 no tendrá problemas de fluidos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La ubicación 12209, encontrará a la Formación Mogollón en condiciones favorables de posición estructural y saturación de hidrocarburos, por lo que se recomienda perforar hasta la profundidad de 3260 pies.

9.4.2.2 RESULTADOS DE LA PERFORACION

El pozo 12209 encontró la estratigrafía siguiente :

FORMACION	PROFUNDIDAD (Pies)	ESPESOR (Pies)
Tablazo	0'	100'
Talara	100'	930'
Palegreda	1030'	512'
Mogollón	1542'	1331'
San Cristóbal	2873	291'
Profundidad Final	3164'	

La Formación Mogollón se encontró en posición similar a lo programado. La Formación San Cristóbal se encontró 173 pies más abajo de lo programado.

CONCLUSIONES

El pozo 12209 Verdún Alto, encontró a la formación Mogollón con mayor espesor a lo programado y con buenas características de roca reservorio, habiendo probado la existencia del bloque estructural principal.

La Formación Mogollón fue abierta a producción mediante punzonamiento y estimulación en seis Etapas, habiéndose obtenido una Producción Inicial (RPI) de 21x43x24xPU, muy por debajo de los 85 BOPD estimados. Para

este pozo, en base a la producción obtenida, se ha calculado tan solo unas reservas reales de 30 Mbls., es decir 70 MBls. menos que lo estimado.

BIBLIOGRAFIA

- *Elias Aliaga L.*
Aurelio Ochoa A.
Carlos Gaviño M. *Evaluación Geológica Preliminar del Area Punta Bravo-Zorritos-Tumbes Zócalo Continental. Petroperú, 1976.*
- *Grover Gonzales* *Bioestratigrafía del Eoceno en la Región de Talara. Tesis de Doctor, UNMSM 1975.*
- *Mario Chavez C.* *Evaluación Geológica Campo Punta Bravo-Carpitas y Análisis del Pozo GMP X-I. GMP S.A., Dpto. de Geología, Junio de 1992.*
- *José Torres O*
Víctor Redosado G.
Juan Leiva O. *Estudio de Factibilidad Desarrollo Adicional Proyecto Lobitos. Petroperú Marzo - 1992.*
- *A. Alemán R.* *Contribución a la Petrología Sedimentaria de la Fm. Mogollón en el Campo de la Brea y Pariñas en el Noroeste Peruano. Tesis de Bachiller, UNMSM 1975.*
- *M. Clavero* *Minería por Petróleo Aplicando*

- el Método de Inundación por Fuego o Fire Flood. Tesis de Ing. UNI(1965).
- Víctor Sanz P. Geología y Potencial Hidrocarburoífero de la Región Máncora-Tumbes. Tesis de Doctor, UNMSM, Marzo, 1988.
 - Lizardo Muñoz O. Evaluación Sumaria de la Cuenca Talara y del Lote I (1992).
 - Hector Cornejo C. Estratigrafía del Lote I. Info. Cavelcas, 1993.
 - Hector Cornejo C. Evaluación Geológica del Yacimiento Verdún Alto. Inf. Cavelcas, Setiembre 1993.
 - GMP SA. Lote I Informe de Cumplimiento de Legislación Ambiental Vigente al 31 de Diciembre de 1996.
 - Dennis Cataño I. Prospección Geológica por Hidrocarburos en la Fm. Mogollón Area Lobitos Costafuera. Cuenca Talara. Tesis de Ing. UNMSM 1993
 - Halliburton del Perú SA. Openhole Log Analysis And

- Formation Evaluation (1991).*
- *Halliburton del Perú SA. Casedhole Log Analysis (1991).*
 - *Petroperú. Dpto. Ing. Ingeniería de Reservorios. Unidad de Capacitación (1991).*
 - *E. Villafuerte A. Evaluación de la Formación Mogollón en los Yacimientos Pozo Milla Seis y el Pato. Tesis de Ing. UNSAAC, 1995.*
 - *A. Carozzi The Talara Forearc Basin, NW Perú: Depositional Models of Oil Producing Cenozoic Clastic Systems (1976).*
 - *Schlumberger Interpretación de perfiles Vol. I. (Edición 1972).*
 - *Russell B. Travis Problemas de fallas en el Subsuelo. Petroperú, Vol.5, 1965*
 - *Russell B. Travis Curso Práctico de Geología Estructural. Petroperú, (1975).*
 - *Lizardo Muñoz*
 - *Hugo Valdivia*
 - *Elvis Góngora I. Informe de Práctica Pre-Profesionales en la Industria del*

- Petròleo. UNI, Julio 1996.*
- *P. A. Wichmann* *Log Interpretation Fundamentals.*
 - *Levorsen, A.I* *Geología del Petróleo, 1973.*
 - *Etienne Jaillard* *La Sedimentación en los Deltas, los Estuarios y las Cuencas Deltaicas. Convenio ORSTOM-Petroperú, Enero de 1993.*