

Universidad Nacional de Ingeniería
FACULTAD DE INGENIERIA
GEOLOGICA, MINERA Y METALURGICA



**Evaluación Geológica de los Reservorios
Pariñas Superior e Inferior en los
Yacimientos Cruz y Cuenca
- TALARA -**

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO GEOLOGO

HECTOR CORNEJO CASTRO

PROMOCION 79 - 11.

LIMA - PERU - 1985

	<u>Página</u>
5. EXPLOTACION DE LOS RESERVORIOS PARIÑAS SUPERIOR E INFERIOR	42
5.1. Historia de la explotación	42
5.2. Pozos perforados y espaciamento	42
5.3. Reservas probadas y desarrolladas ...	44
5.4. Técnicas de perforación, completación y producción	46
5.5. Costos de perforación y completación.	48
6. RECUPERACION ADICIONAL DE PETROLEO	49
6.1. Ubicaciones recomendables	49
6.2. Bloques no prospectivos	49
6.3. Recuperación secundaria	50
7. CONCLUSIONES	52
8. RECOMENDACIONES	54
9. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	55

CONTENIDO

	<u>Página</u>
RESUMEN	1
1. INTRODUCCION	4
1.1. Ubicación	4
1.2. Topografía, clima y vegetación	4
1.3. Accesibilidad	5
1.4. Objetivo y método de trabajo	5
1.5. Agradecimiento	7
2. GEOLOGIA DEL AREA CRUZ - CUENCA	8
2.1. Generalidades	8
2.2. Estratigrafía	9
2.3. 2.2.1. Paleozoico	10
2.2.2. Mesozoico	11
2.2.3. Cenozoico	13
2.3. Estructura	23
3. RESERVORIOS PRINCIPALES DE LOS YACIMIENTOS CRUZ Y CUENCA	26
3.1. Pariñas Inferior	26
3.1.1. Litología	26
3.1.2. Correlación estratigráfica	27
3.1.3. Ambiente depositacional	28
3.2. Pariñas Superior	29
3.2.1. Litología	29
3.2.2. Correlación estratigráfica	31
3.2.3. Ambiente depositacional	32
4. GEOLOGIA DEL PETROLEO	34
4.1. Roca madre	34
4.2. Migración y entrappe de hidrocarburos.	35
4.3. Roca reservorio	37
4.3.1. Porosidad	38
4.3.2. Permeabilidad	39
4.4. Distribución de fluidos	40

LAMINAS

1. Mapa de isoproducción.
2. Mapa de arenisca neta petrolífera.
3. Mapa de contornos estructurales a líneas rectas en el tope de la formación Pariñas Superior.
4. Sección estructural A-A'
5. Sección estructural B-B'
6. Sección estructural C-C'
7. Sección estructural D-D'
8. Sección estructural E-E'

ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Mapa de ubicación.
2. Mapa geológico regional.
3. Columna estratigráfica generalizada para Cruz y Cuenca.
4. Sección estructural N-S de la Cuenca Talara.
5. Rasgos estructurales principales de la Cuenca Talara.
6. Distribución areal de la formación Pariñas Inferior.
7. Sección estratigráfica NO-SE
8. Sección estratigráfica O-E
9. Distribución areal de la formación Pariñas Superior.
10. Frecuencia de porosidad de la roca reservorio en el pozo 9896.

FOTOS

1. Afloramientos de la formación Pariñas Inferior en Ja bonillal.
2. Afloramientos de la formación Pariñas Inferior en Ja bonillal.
3. Afloramientos de la formación Pariñas Inferior en Ja bonillal.
4. Afloramientos de la formación Pariñas Superior en El Golf.
5. Afloramientos de la formación Pariñas Superior en El Golf.
6. Afloramientos de la formación Pariñas Superior en Keswick.
7. Afloramientos de la formación Pariñas Superior en El Golf.
8. Afloramientos de la formación Pariñas Superior en Punta Pariñas.

CUADROS

1. Información de los pozos perforados.
2. Información de los pozos perforados.
3. Información de los pozos perforados.
4. Costos de perforación y completación.

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es realizar la evaluación geológica de los reservorios Pariñas Superior e Inferior en los yacimientos Cruz y Cuenca, para buscar bloques estructurales con posibilidades petrolíferas, en los cuales se pueda recomendar nuevas ubicaciones para obtener producción comercial de petróleo.

Los yacimientos Cruz y Cuenca están ubicados al Este del pueblo de Lobitos y a unos 14 kilómetros de la ciudad de Talara, en el Departamento de Piura.

En el área de estudio se ha perforado un total de 123 pozos.

La explotación de los yacimientos Cruz y Cuenca la inició la Compañía Petrolera Lobitos en el año 1910; luego explotó estos yacimientos la International Petroleum Company entre los años 1957 y 1967. Desde el año 1981, la contratista Oxy-Bridas realiza trabajos de recuperación secundaria en gran parte de esta área.

Los sedimentos de las formaciones Pariñas Superior e Inferior, que pertenecen a la secuencia sedimentaria de la Cuenca Talara, tienen una edad correspondiente al Eoceno inferior.

La Formación Pariñas Superior tiene 480 pies de espesor máximo en el área estudiada; y su litología princi

pal está constituida por estratos de arenisca de color gris claro de grano fino a conglomerádico. Los estratos de arenisca están intercalados con estratos de lutita de color gris. Los sedimentos de esta unidad estratigráfica se han depositado en un ambiente deltáico.

La Formación Pariñas Inferior tiene un espesor máximo de 620 pies en el área de estudio; su constitución litológica es de areniscas arcillosas de color gris, intercaladas con lutitas de color gris oscuro. La Formación pariñas Inferior fué depositada en un ambiente de plataforma marina.

Estructuralmente los yacimientos Cruz y Cuenca se encuentran en el flanco Norte de la estructura dómica llamada "Levantamiento Lobitos", debido a ello el Rumbo de los estratos varía de Oeste-Este a Noroeste-Sureste; igualmente el Buzamiento de los estratos tiene una variación que va de 18° Norte a 6° Noroeste.

La estructura dómica mencionada ha sido dislocada por tres sistemas de fallas normales, las cuales han generado bloques estructurales ubicados en diferentes profundidades. Se ha determinado que el entrampamiento de petróleo es del tipo estructural por fallas; esto se comprueba por la variación de la profundidad del nivel de contacto agua-petróleo en algunos bloques.

Las reservas de petróleo que se han calculado para los

reservorios Parinas Superior e Inferior en el área de estudio son de 75 millones de barriles, de los cuales se ha extraído aproximadamente 11.3 millones de barriles, que representa el 15% de las reservas estimadas. Como resultado del presente trabajo se ha encontrado bloques estructurales en los cuales se puede perforar por lo menos 4 pozos, los que extraerán reservas de petróleo que no serán recuperadas por los pozos ya perforados ni por las operaciones de recuperación secundaria que se realiza en el área. Igualmente se ha podido determinar bloques no prospectivos que tienen alta saturación de agua.

1. INTRODUCCION

1.1. Ubicación

El área de estudio se encuentra ubicada inme
diatamente al Noreste del pueblo de Lobitos,
a unos 14 Kilómetros de la ciudad de Talara en
el Departamento de Piura. (Fig. 1).

Esta área tiene una extensión aproximada de 10
Kilómetros cuadrados. Está localizada entre
las siguientes coordenadas nacionales:

Norte: 1'600,600 metros	Este: 135,500 metros
1'597,600 metros	140,500 metros

1.2. Topografía, clima y vegetación

El área de estudio se encuentra formando parte
de la faja desértica comprendida entre los Ce
rros Amotape y el Océano Pacífico.

Esta faja es una planicie cuya principal carac
terística es la presencia de terrazas marinas
conocidas en la región con el nombre de "Tabla
zos".

En el área de estudio se encuentra presente el
denominado "Tablazo Talara" que tiene una ele-
vación aproximada de 140 metros.

El clima es seco y caluroso, correspondiente a
una zona desértica. Las lluvias son esporádi

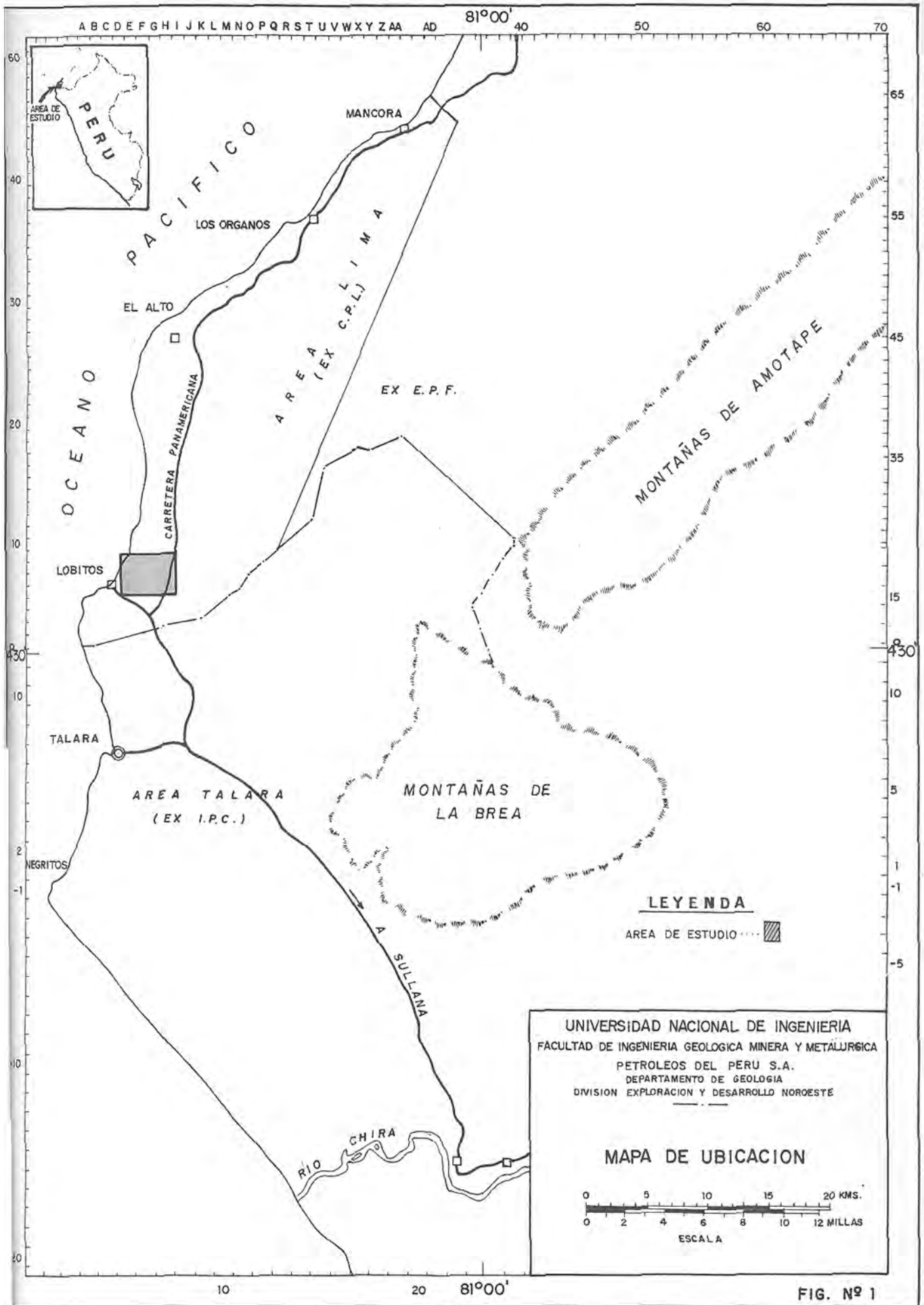


FIG. Nº 1

cas, presentándose en los meses de Diciembre a Marzo.

La vegetación es muy escasa, restringiéndose a cactus, algarrobos y otras plantas similares.

1.3. Accesibilidad

El acceso principal al área de estudio es la carretera panamericana Norte, de la cual se desprende una densa red de carreteras afirmadas que utilizan Petroperú y Oxy-Bridas en sus operaciones.

1.4. Objetivo y método de trabajo

El presente estudio de evaluación geológica de las formaciones Pariñas Superior e Inferior en los yacimientos Cruz y Cuenca, tienen la finalidad de determinar bloques estructurales de los cuales se pueda obtener recuperación adicional de petróleo perforando nuevas ubicaciones.

Este estudio servirá además para ser presentado por el autor como trabajo de tesis para optar el título profesional de Ingeniero Geólogo.

El método de trabajo seguido para efectuar el presente estudio, es el que se emplea en Pe

tróleos del Perú para la evaluación geológica de yacimientos.

Los principales pasos seguidos, son:

- Búsqueda de información (Archivos de los pozos, informes del área de estudio, Banco de datos, etc.). La información básica de los archivos de los pozos se presenta en los cuadros 1, 2 y 3.
- Correlación estratigráfica de los pozos perforados en base a sus registros eléctricos, litológicos y paleontológicos. Esta parte del trabajo es muy importante porque la determinación de horizontes guías y su correlación nos permite hacer una interpretación estratigráfica y estructural consistente.
- Preparación de secciones estructurales. Para realizar la interpretación estructural en un yacimiento, es necesario preparar secciones estructurales que cubran el área en todas sus direcciones, para de esta manera poder construir un mapa estructural de contornos rectos en un nivel determinado.
- Elaboración del mapa de contornos estructurales a líneas rectas. Este mapa se hace en un determinado nivel, y nos va a permitir pre

decir la profundidad de dicho nivel en un punto cualquiera; igualmente nos permite visualizar los bloques ocasionados por las fallas que puedan existir.

- Elaboración del mapa arenisca neta petrolífera. Con este mapa se calcula el volumen de roca reservorio que será utilizado en hacer un cálculo de reservas.
- Cálculo de reservas. Se hace luego de haber determinado los bloques existentes, el volumen de roca reservorio y parámetros tales como porosidad, permeabilidad, saturación de agua y factor de volumen inicial de petróleo.
- Determinación de posibles ubicaciones y bloques no prospectivos.
- Elaboración de cuadros estadísticos.
- Redacción del informe.

1.5. Agradecimiento

El autor expresa su agradecimiento a Petróleos del Perú por la oportunidad brindada para usar la información necesaria en la elaboración del presente trabajo y permitir su publicación.

Asimismo el autor agradece a los Ingenieros Víctor Sanz Parra y José Martínez Talledo, por su colaboración y asesoramiento en el presente trabajo.

2. GEOLOGIA DEL AREA CRUZ - CUENCA

2.1. Generalidades

En el Noroeste del Perú donde se encuentra el área de estudio, están presentes rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario (Fig. No. 2). Las rocas del Paleozoico y del Cretáceo se encuentran constituyendo el basamento de la Cuenca Talara.

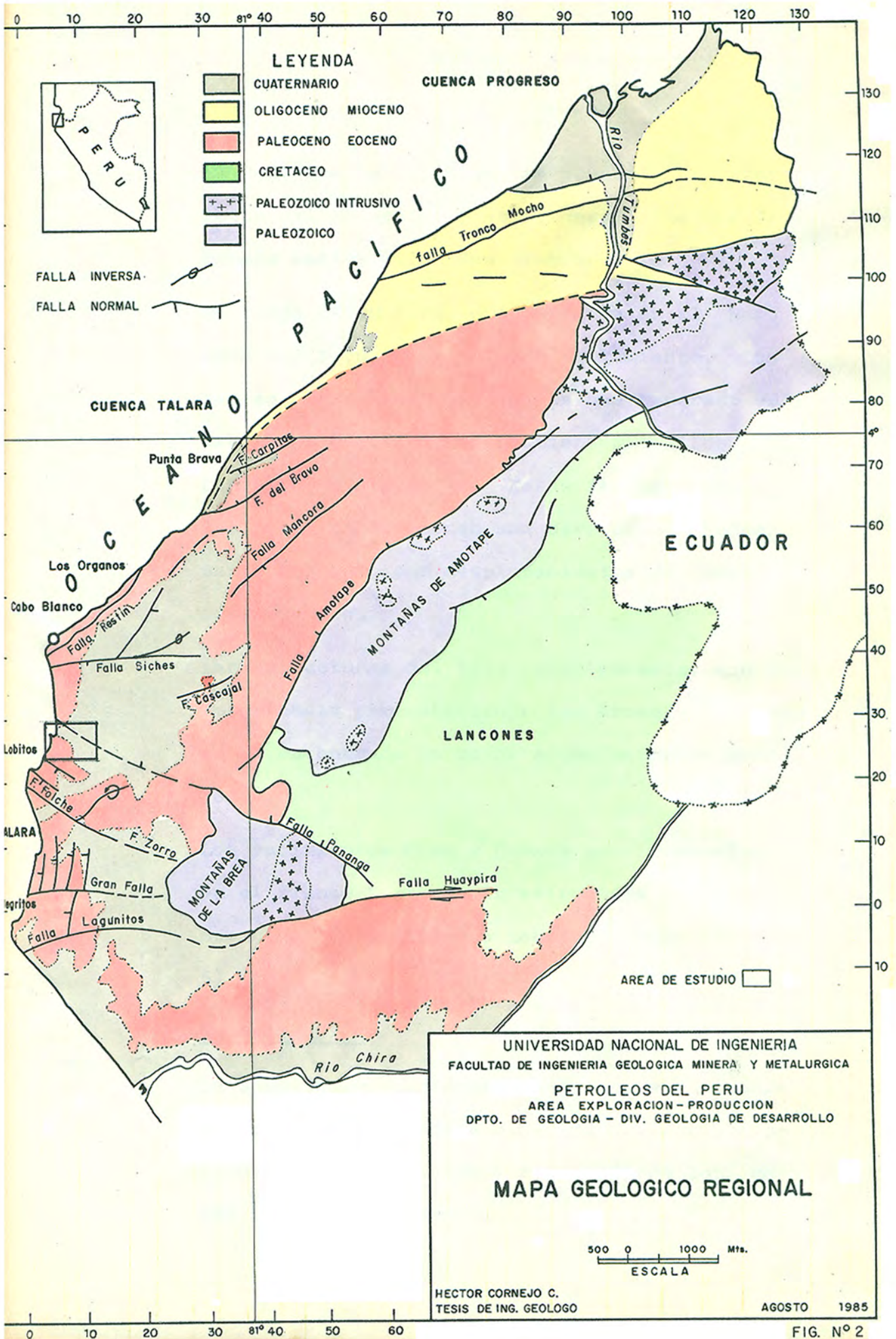
Las rocas de la Cuenca Talara se encuentran a lo largo de la franja costera, que tiene aproximadamente 180 Kilómetros de largo y 40 Kilómetros de ancho.

En el área de Cruz y Cuenca se encuentran presentes aproximadamente 4,850 metros (15,920 pies) de sedimentos Terciarios.

Los afloramientos del Paleozoico delimitan la cuenca en su parte Este, constituyendo la cadena de Cerros Amotape - La Brea; y en el Sur el levantamiento de Paita - Sullana.

El Cretáceo aflora parcialmente a lo largo de los flancos de los Cerros Amotape - La Brea.

El Terciario aflora extensamente en el continente y en el subsuelo se extiende hacia el zócalo.



El Cuaternario se encuentra presente en gran parte del Noroeste y está constituido por terrazas marinas llamadas "Tablazos".

El rasgo estructural predominante en el Noroeste del Perú es el intenso fallamiento. Las fallas regionales principales han generado estructuras del tipo Levantamientos o Altos y Depresiones o Artesas. Estas fallas regionales principales tienen una dirección predominante NE - SO, con desplazamientos de varios miles de pies.

Las estructuras del tipo levantamiento, son de importancia por constituir las áreas en donde se ha encontrado la mayor acumulación de petróleo.

Los yacimientos Cruz y Cuenca se encuentran en el flanco Norte de la estructura dómica denominada "Levantamiento Lobitos" (Figs. Nº 4 y 5).

2.2. Estratigrafía

La sección sedimentaria de la Cuenca Talara presenta varios ciclos depositacionales con períodos de transgresión y regresión de los mares Cretácicos y Terciarios.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 PETROLEOS DEL PERU S.A.
 DEPARTAMENTO GEOLOGIA
 DIVISION EXPLORACION Y DESARROLLO NOROESTE

**COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA
 YACIMIENTOS CRUZ Y CUENCA**

H. CORNEJO C.

OCTUBRE, 1984

SISTEMA	SERIE	GRUPO	FORMACION	MIEMBRO	POTENCIA	LITOLOGIA
T E R C I A R I O	E O C E N O	SUPERIOR	TABLAZO			
			VERDUN		800'	
			POZO		670'	
			ARS.TALARA		560'	
			TALARA	LUTITAS	MONTE	1200'
		TALARA		HELICO	1300'	
				LOBITOS	400'	
		MEDIO	CHACRA		1400'	
			PARIÑAS SUP.		480'	
			PARIÑAS INF.		620'	
			SALINA	PALEGREDA		1500'
		MOGOLLON			2300'	
		SAN CRISTOBAL			1900'	
		BASAL SALINA			170'	
		PALEOCENO		MAL PASO	BALCONES	
MESA			470'			
PETACAS			220'			
ANCHA			930'			
REDONDO			130'			
CRETACEO	SUPERIOR					
PENSILVANIA- NIANO	MEDIO	AMOTAPE				

UNIDADES PRODUCTIVAS

FIG. No. 3

Estas transgresiones y regresiones fueron interrumpidas por períodos de fallamiento y erosión intensa a moderada, y son identificados por discordancias en la columna estratigráfi-ca.

En el área de estudio el máximo espesor de los sedimentos Cretácicos que han encontrado los pozos perforados es de 390 m. (1,280 pies) y 4,850 metros (15,920 pies) de sedimentos terciarios.

2.2.1. Paleozoico.- La unidad estratigráfica del Paleozoico presente en el área estudiada, es el Grupo Amotape.

Este nombre fué propuesto por Bosworth T. O. en 1922; y la localidad típica está en los Cerros Amotape y los Cerros La Brea. La potencia de este Grupo no ha sido determinada, sin embargo el pozo 1500 que está localizado en el borde Suroeste del área de estudio, cortó 21 metros (70 pies) del Grupo Amotape.

Las rocas del Grupo Amotape que encontró el pozo 1500 son metamórficas, principalmente cuarcitas, argillitas y pizarras.

Las cuarcitas son blancas y grises, de grano fino y medio. Las argillitas son de color gris oscuro y negras. Las pizarras son negras, con películas de pirita en las fracturas.

2.2.2. Mesozoico. - El pozo 1500 atravesó 390 metros (1,280 pies) de rocas Cretácicas, correspondientes a las formaciones Redondo, Ancha y Petacas, que han sido depositadas predominantemente en ambientes marinos..

- FORMACION REDONDO. - Su nombre lo propuso Stone B. en el año 1949; la localidad típica está en la quebrada Redondo.

En el área de estudio el pozo 1500 encontró 40 metros (130 pies) de esta formación, constituida por lutitas gris-marrones y lutitas grises, finamente estratificadas, calcáreas y algo carbonosas, con restos vegetales piritizados.

Entre los microfósiles más caracte - rísticos de la formación Redondo tenemos el Siphogenerinoides cretácea

para Redondo Inferior y Siphogenerinoi
des bermudesi para Redondo Superior.

- Formación Ancha.- Su nombre fué pro-
puesto por Stone en el año 1949; su
localidad típica está en los alre^{de}
res del pozo 3835 en la Brea y Pari-
ñas.

En el pozo 1500 se ha identificado co-
mo Formación Ancha a 283 metros (935
pies) de conglomerados de cuarzo, cuar-
cita y fragmentos de chert y pizarra,
intercalados con arenisca de grano fi-
no y lutitas gris oscura y firme. La
microfauna es muy pobre y restringida
a Siphogenerinoides spp. retrabajados.

- FORMACIÓN PETACAS.- Este nombre fué
propuesto por Frizzel D. L. en 1943;
la localidad típica está en los al-
rededores del pozo 3115 en la Brea
y Pariñas.

En el área de estudio esta forma-
ción fué encontrada por el pozo 1500,
con un espesor de 67 metros (220
pies) de lutita limolítica, interca-
lada con estratos de caliza y dolo-

mita. La lutita es de color gris oscuro, firme, dura y ligeramente micácea.

La microfauna es muy escasa, sin embargo se ha encontrado Guembelina globulosa, Bolivina cf., Nodosaria cf., etc.

2.2.3. Genozoico.- Está representado por lutitas, areniscas y conglomerados depositados en ambientes marinos, fluvio deltáicos y continentales.

El máximo espesor del Terciario atravesado por los pozos perforados en el área de estudio es de 4,850 metros (15,920 pies).

El Cuaternario también se encuentra presente, y está representado por terrazas marinas llamadas "Tablazos".

- Formación Mesa.- Su nombre lo propuso Stone en el año 1949; la localidad típica está en los alrededores del pozo 3835 en la Brea y Pariñas.

En el área de estudio, el pozo 1500 encontró 143 metros (470 pies) de esta formación, la cual está constituí

da por areniscas de grano fino y medio, calcáreas y por conglomerados de fragmentos de cuarzo, cuarcita y fragmentos de lutitas.

Los microfósiles son muy escasos, siendo los más importantes: Clavulinoides áspera, Haplophragmoides atahuallpai y Trochamina ondegardoi.

- FORMACION BALCONES.- Frizze! D. L. en 1943 fué quien propuso su nombre; la localidad típica de esta Formación está en los alrededores del pozo 3115 en la Brea y Pariñas.

En el área de estudio el espesor máximo lo encontró el pozo 1500, con 655 metros (2,150 pies) de lutitas con pequeñas intercalaciones de areniscas finas. Las lutitas son de color gris acero y gris oscuro, micromicáceas, y ocasionalmente glauconítica.

La microfauna consiste principalmente de Haplophragmoides atahuallpai, Cyclamina garcilassoí, Trochamina ondergardoi, etc.

- FORMACION BASAL SALINA. - Su nombre fué propuesto en la recomendación del pozo 1529 en el año 1947; no hay afloramientos de esta Formación.

En el área de estudio el pozo 1500 encontró 52 metros (170 pies) de espesor, constituidos por areniscas blancas y conglomerados de cuarzo, con intercalaciones de lutitas de color gris. En esta formación no se ha encontrado microfauna.

- FORMACION SAN CRISTOBAL. - Su nombre fué propuesto por Petters V. en el año 1967. Los afloramientos más conspicuos de esta formación están en los alrededores de Negritos.

En el área de Cruz y Cuenca esta formación fué encontrada por el pozo 1500 que cortó 579 metros (1900 pies) de lutitas grises, intercaladas con areniscas grises, conglomerádicas en la parte media y en la base de esta formación.

La microfauna encontrada está constituida principalmente por: Chilostomella polsoni, Virgulina dorreeni, Bilimina virgu

liniformis, Globorotalia crassata, etc.

- FORMACION MOGOLLON.- El nombre de esta formación lo propuso Petters V. en el año 1967; la localidad típica de la formación está en la quebrada del mismo nombre.

En Cruz y Cuenca esta formación tiene un espesor máximo de 701 metros (2,300 pies) que fué encontrado en el pozo 1500.

La litología encontrada en la formación Mogollón consta de arenisca blanca y blanco-verdosa, de grano medio y conglomerádico, dura, con cemento calcáreo, como accesorios tiene minerales oscuros y pirita masiva. Tiene intercalaciones de lutita gris y gris verdosa.

No se ha encontrado microfauna en la formación Mogollón, en el área de estudio.

- FORMACION PALEGREDA.- Iddings y Olsson en el año 1928, fueron los que propusieron su nombre; el afloramiento típico de esta formación está en la colina de Keswick en Negritos.

En el área de estudio esta formación ha

sido encontrada por varios pozos y la sección máxima la cortó el pozo 589 con 457 metros (1,500 pies).

Litológicamente está constituida por lutitas limolíticas de color gris claro, firme; en el tope se hace más arenosa.

La microfauna es abundante en la parte inferior de la formación, encontrándose *Globorotalia aequa*, *Valvulineria palegre densis*, *Robulus youngquisti*, *Siphogenerina eleganta*, etc.. Se ha encontrado microgasterópodos y ostracodos en la parte superior de la formación Palegreda.

- Formación Pariñas Inferior.- Anteriormente se le conocía como formación Río Bravo; y en la parte Norte de la cuenca se correlaciona con el miembro Peña Negra de la formación Ostrea.

El contenido fosilífero es escaso, sin embargo se ha encontrado fragmentos de conchas y *Globorotalia crassata* un microfósil típico de Palegreda. Más adelante se estudia detalladamente esta formación.

- Formación Pariñas Superior.- Se correlaciona con la formación *Echinocyamus* que

se encuentra en la parte Norte de la cuenca.

En los pozos perforados en el área de estudio solo se ha encontrado el foraminífero Valvulineria compressa, que es característico de la Formación Chacra que suprayace a la formación Pariñas Superior. Esta formación se estudia con más detalle en otro acápite.

- Formación Chacra.- Su nombre fué propuesto por Wiede L. W. y Friezzel D. L., en el año 1940. Los mejores afloramientos de esta formación están en la localidad de Negritos.

En el área de estudio, el pozo 1530 cortó el máximo espesor de dicha formación 427 metros (1,400 pies) constituidos por lutitas de color gris y gris-marrón, en parte limolítica, con intercalaciones de arenisca de color gris verdoso, de grano muy fino. En la parte inferior, la formación Chacra tiene horizontes de dolomita marrón con pirita masiva.

La microfauna es muy abundante; entre los que se encuentran los foraminíferos: Vir

gulina restinensis, Cassidulina diversa, Robulus midwayensis, Valvulineria compressa, Bolivina ignara, Trochammina teasi, Virgulina diversa, Bolivina insueta, Quinqueloculina cf. mauricensis, etc.. Igualmente se encuentran ostracodos y microgasterópodos.

- LUTITAS TALARA. - En el área de estudio se encuentran presentes los miembros Lobitos, Helico y Monte.

- Miembro Lobitos. - Su nombre lo propuso Balta J. en el año 1934, la localidad típica está en la ciudad de Lobitos. En el área estudiada, la máxima potencia del miembro Lobitos es de 122 metros (400 pies), que se encontró en el pozo 1879.

La litología de esta unidad es lutita marrón, bentonítica, firma, finamente estratificada; en la base se hace más limolítica.

Existe abundancia de foraminíferos planktónicos y bentónicos calcáreos. Están presentes todos los microfósiles de la llamada "Zona Quemada" tales como Trochammina sámanica, cassidulina cladara, Robu -

lus quemadanus, Cibicides peterseni, Robulus spirocostatus, etc.

- Miembro Hélico. - Su nombre lo definió Pa redes M. en el año 1958, el afloramiento típico está en Lobitos. En el área de Cruz y Cuenca tiene un espesor máximo de 396 metros (1,300 pies), que se encontraron en el pozo 580.

El miembro Hélico tiene como litología arenisca lutácea, gris verdosa, de grano fino en la parte superior; y arenisca gris verdosa de grano medio conglomerádica en la base.

El microfósil característico del miembro Hélico es la Helicolepidina spiralis, del cual proviene su nombre.

- Miembro Monte. - Balta J. fué quien propuso su nombre en el año 1934. La localidad típica de esta unidad está en la Punta Monte en Lobitos. En Cruz y Cuenca la máxima potencia del Miembro Monte es de 367 metros (1,200 pies), que fué encontrado por el pozo 553.

Litológicamente, el miembro Monte está constituido por lutita lámolítica, de co

lor marrón y marrón grisácea, carbonosa, tiene algunas intercalaciones de marga de color ocre.

Entre los microfósiles característicos encontrados en el miembro Monte, tenemos *Cyclammia* P-1, *Gaudryina inflata*, *Hopkinsina incaí*, *Operculinoides* sp., etc..

- ARENISCAS TALARA.- El nombre de esta formación fué propuesta en el año 1930 por Olsson A. A.; la localidad típica de esta unidad estratigráfica está en la ciudad de Talara. En el área de estudio la máxima potencia de Areniscas Talara es de 171 metros (560 pies), encontrados por el pozo A-13.

La litología predominante de esta unidad es arenisca de color gris claro y gris verdoso, de grano fino, firme, calcárea, ocasionalmente glauconítica; estas areniscas están intercaladas con lutitas de color gris, limolíticas y carbonosas.

Entre los foraminíferos encontrados destaca de manera notable la *Cyclammia* samánica, la cual es su fósil guía.

- FORMACION POZO. - Iddings y Olsson en el año 1920, fueron quienes propusieron el nombre de esta unidad, cuya localidad típica se encuentra en la quebrada Pozo. En Cruz y Cuenca la potencia máxima de la Formación Pozo es de 204 metros (670 pies), que se encontró en el pozo A-2.

La Formación Pozo tiene como litología predominante lutita limolítica de color gris pálido, con algunas intercalaciones de areniscas grises de grano fino.

- FORMACION VERDUN. - Su nombre fué propuesto por Iddings y Olsson en el año 1920; y sus mejores afloramientos se encuentran en la quebrada Pozo. En el área estudiada el espesor máximo de esta unidad es de 244 metros (800 pies), encontrados en el pozo 6658.

La litología de la Formación Verdún es de areniscas de color gris, de grano medio y conglomerádico, friables, con abundante cuarzo y minerales oscuros; estas areniscas están intercaladas con lutitas de color gris claro.

La Lepidocyclina peruviana es un microfó

sil característico de esta unidad.

- FORMACION TABLAZO.- Esta unidad aflora en casi todo el Noroeste; esta conformada por cuatro terrazas marinas: Salina, Talara, El Alto y Mancora. En el área de Cruz y Cuenca, aflora el tablazo Talara.

La constitución litológica de estas terrazas es de areniscas y coquinas.

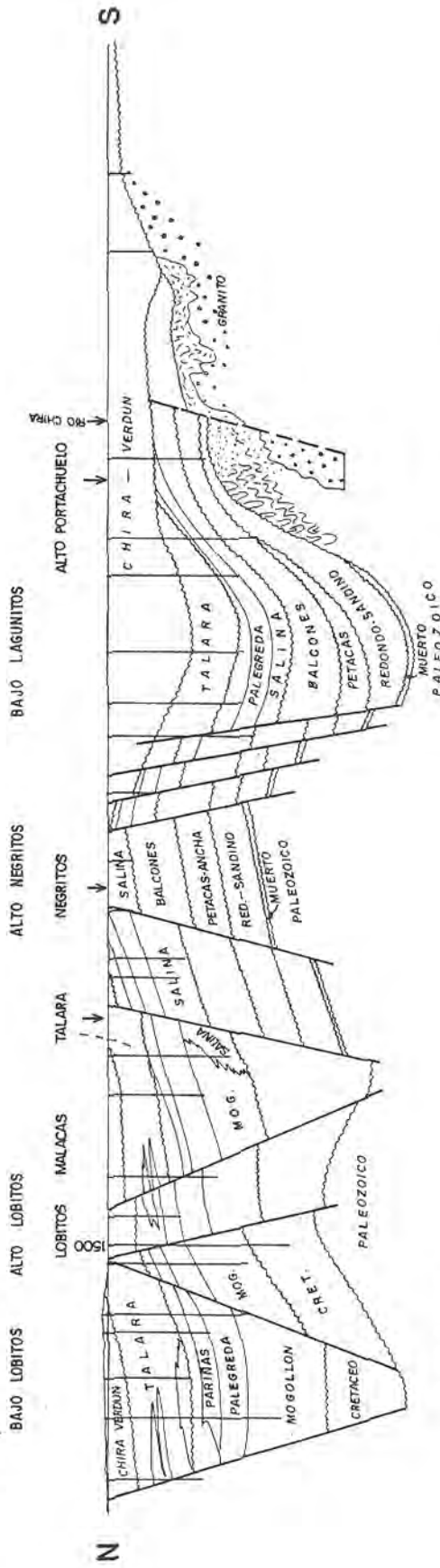
2.3 Estructura

La característica estructural predominante del área de estudio, es el fallamiento en bloques, originado por fallas normales. Estos bloques han adoptado la forma de una estructura dómica, la cual se conoce como "Levantamiento Lobitos" (figuras 4 y 5).

Para efectuar la interpretación estructural y determinar los límites de los reservorios Pariñas Superior e Inferior en Cruz y Cuenca, se ha preparado 5 secciones estructurales con la información de los pozos perforados (láminas 4, 5, 6, 7 y 8) y el mapa de contornos estructurales a líneas rectas en el tope de la formación Pariñas Superior (lámina 3).

Los límites de los reservorios Pariñas Superior e Inferior en Cruz y Cuenca. son.

CUENCA TALARA

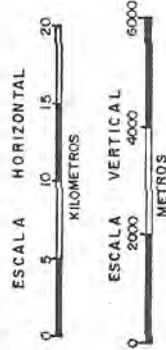


LEYENDA

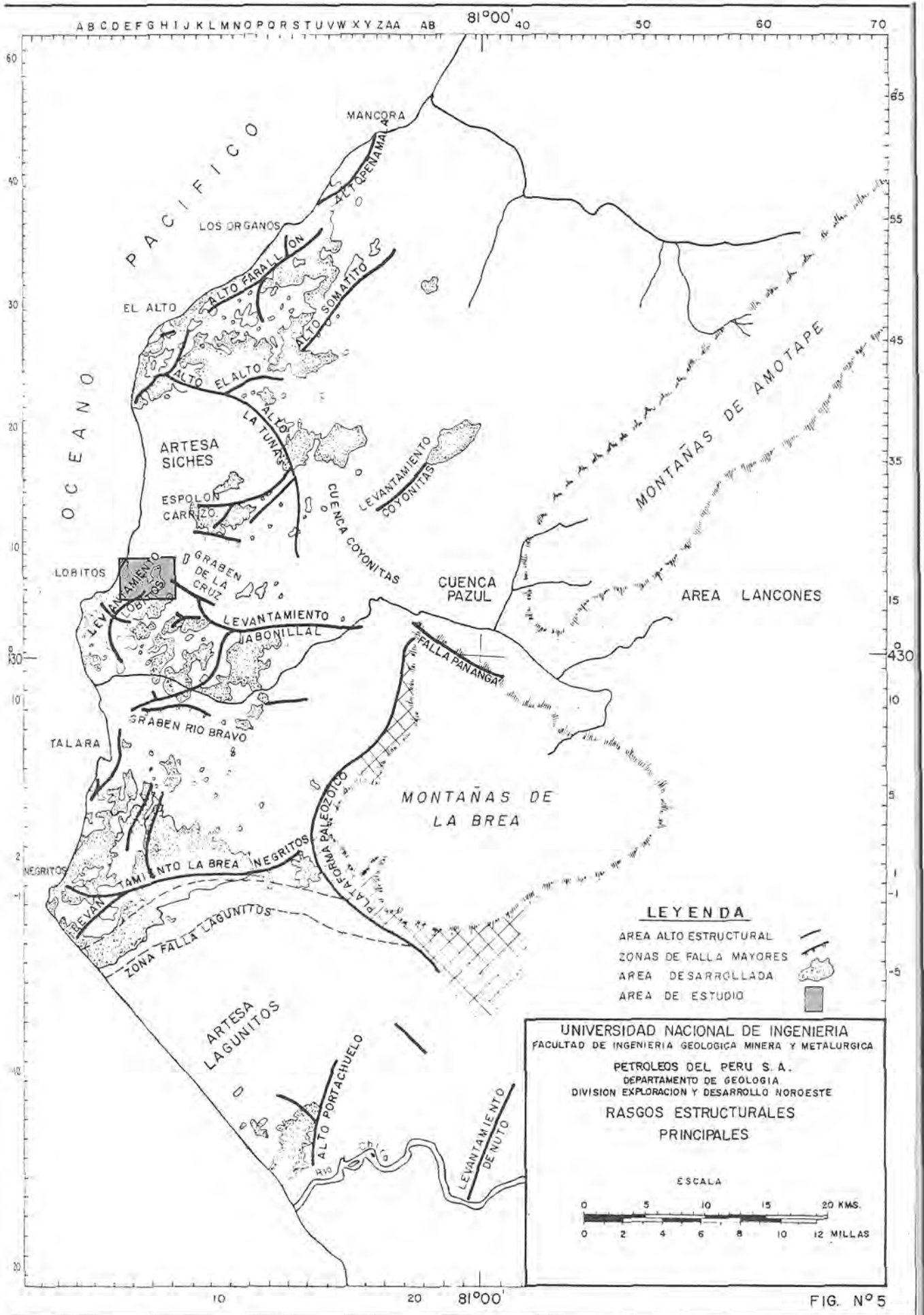
<input type="checkbox"/>	FM. CHIRA VERDUN	<input type="checkbox"/>	FM. MOGOLLON
<input type="checkbox"/>	FM. TALARA	<input type="checkbox"/>	FM. BALCONES
<input type="checkbox"/>	FM. CHACRA	<input type="checkbox"/>	FM. PETACAS-ANCHA
<input type="checkbox"/>	FM. PARINAS	<input type="checkbox"/>	FM. REDONDO SANDINO
<input type="checkbox"/>	FM. PALEGREDA	<input type="checkbox"/>	FM. MUERTO
<input type="checkbox"/>	FM. SALINA	<input type="checkbox"/>	FM. PALEOZOICO

PETROLEOS DEL PERU
OPERACIONES EN EL NOROESTE
DEPTO. DE GEOLOGIA

SECCION ESTRUCTURAL LOBITOS - PORTACHUELO



DIV. DE EXPLORACION (O.Z.N.) TALARA OCTUBRE 1970



LEYENDA

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

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA MINERA Y METALURGICA

PETROLEOS DEL PERU S.A.
 DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
 DIVISION EXPLORACION Y DESARROLLO NOROESTE

**RASGOS ESTRUCTURALES
 PRINCIPALES**

ESCALA



FIG. N° 5

Por el Norte la falla "E", que tiene un rumbo promedio Este-Oeste, buzamiento hacia el Sur y \pm 400 pies de separación vertical.

Por el Suroeste la falla "Monte", la cual tiene un rumbo de Norte 60° Oeste, buzamiento hacia el Suroeste, y \pm 1000 pies de separación vertical.

Por el Sureste el límite es también la falla "Monte", que cambia de rumbo, buzamiento y separación vertical; en esta parte la falla "Monte" tiene un rumbo de Norte 50° Este, buzamiento al Sureste y \pm 600 pies de separación vertical.

Por el Este el límite es la falla "J", que tiene un rumbo de Norte 10° Oeste, buzamiento hacia el Este y \pm 300 pies de separación vertical.

En Cruz y Cuenca existen 3 sistemas de fallamiento, controlados por la falla "Monte", que es la falla más importante del área. Los sistemas de fallamiento son:

Sistema Noroeste - Sureste.- Está representado por las fallas "Monte", "B", etc. (lámina 3).

Sistema Suroeste - Noreste.- Conformado por las fallas "Monte", "F", etc. (lámina 3).

Sistema Norte ~ Sur.- Es una bisectriz de los otros dos sistemas y está constituido por las fa

llas "Cruz Oeste", "Cruz I", "Graben Oeste", "Graben Este", etc. (lámina 3).

El rumbo y buzamiento de los estratos es variable, por estar comprendidos en la estructura dó mica.

Al Oeste de la falla "Graben Oeste", el rumbo promedio de los estratos es Oeste - Este y el buzamiento varía entre 8 y 18° Norte.

Al Este de la falla "Graben Oeste", el rumbo promedio de los estratos cambia a Norte 45° Oes te y el buzamiento varía entre 6 y 12° Noreste.

3. RESERVORIOS PRINCIPALES DE LOS YACIMIENTOS CRUZ Y CUENCA

3.1 FORMACION PARIÑAS INFERIOR

La formación Pariñas Inferior yace en contacto conformable sobre la formación Palegreda, e infrayace a la Formación Pariñas Superior transicionalmente. Los mejores afloramientos de esta formación están en los alrededores de la quebrada Jabonillal, que se encuentra a unos 7 Kilómetros al Sureste del área de estudio.

El espesor máximo de la formación Pariñas Inferior en Cruz y Cuenca es de 189 metros (620 pies), que fueron cortados por los pozos 1675 y 9387.

Esta formación se extiende arealmente desde Talara hasta el Norte de Lobitos (figura 6).

3.1.1. Litología.— La formación Pariñas Inferior está constituida por areniscas intercaladas con lutitas (foto 3). En la base las areniscas son arcillosas (foto 2) de color gris oscuro, de grano muy fino, ligeramente compactas, están constituidas en un 85% de cuarzo y cuarcita, tienen como accesorios mica, carbón, pirita, fragmentos de bivalvos y en menor escala glauconita. Hacia el tope las areniscas

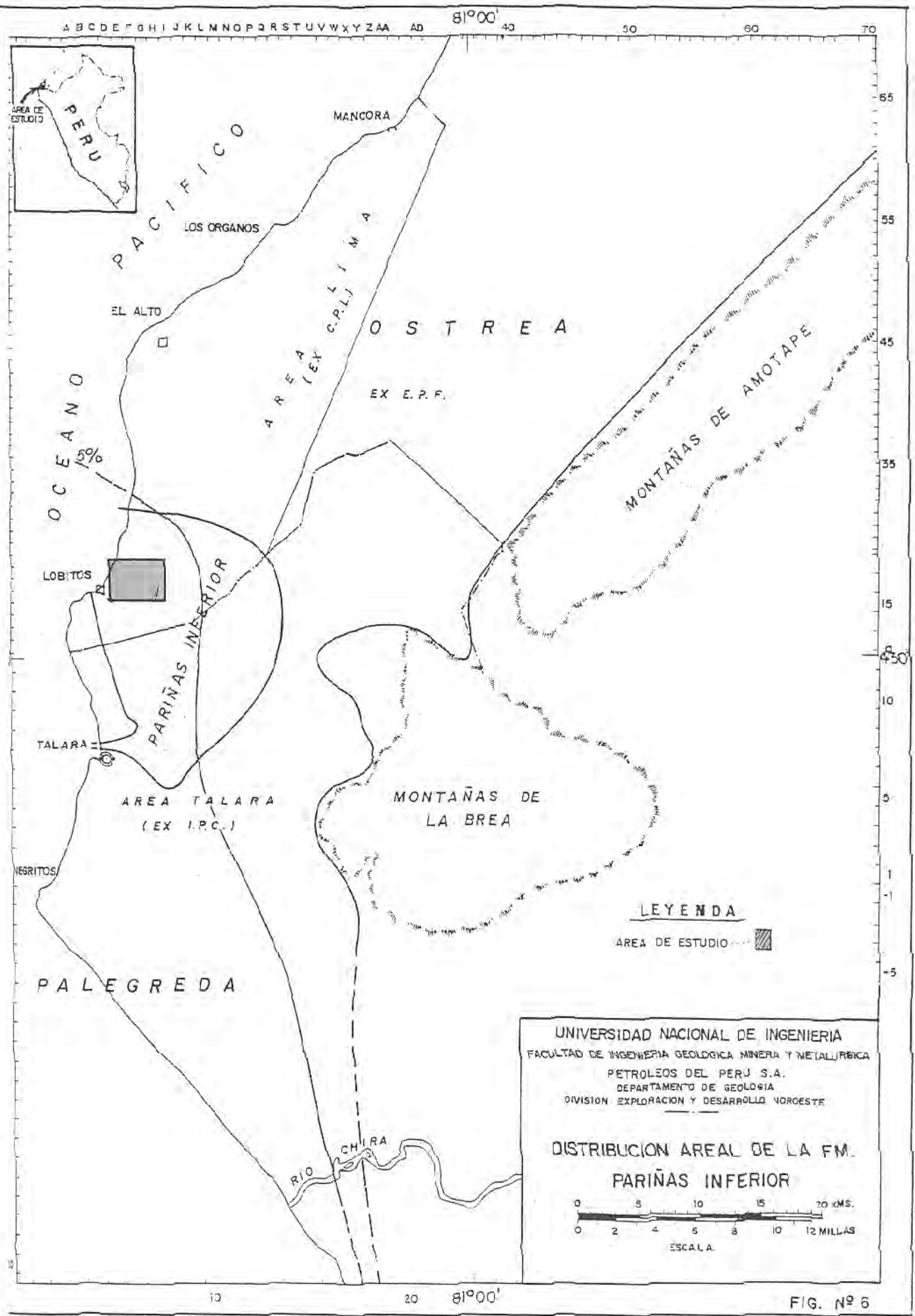


FIG. Nº 6



FOTO N° 1:

Formación Pariñas Inferior (Quebrada Jabonilla), estratos de arenisca de color gris, grano fino a medio, con estratificación cruzada, correspondientes a canales de plataforma marina.

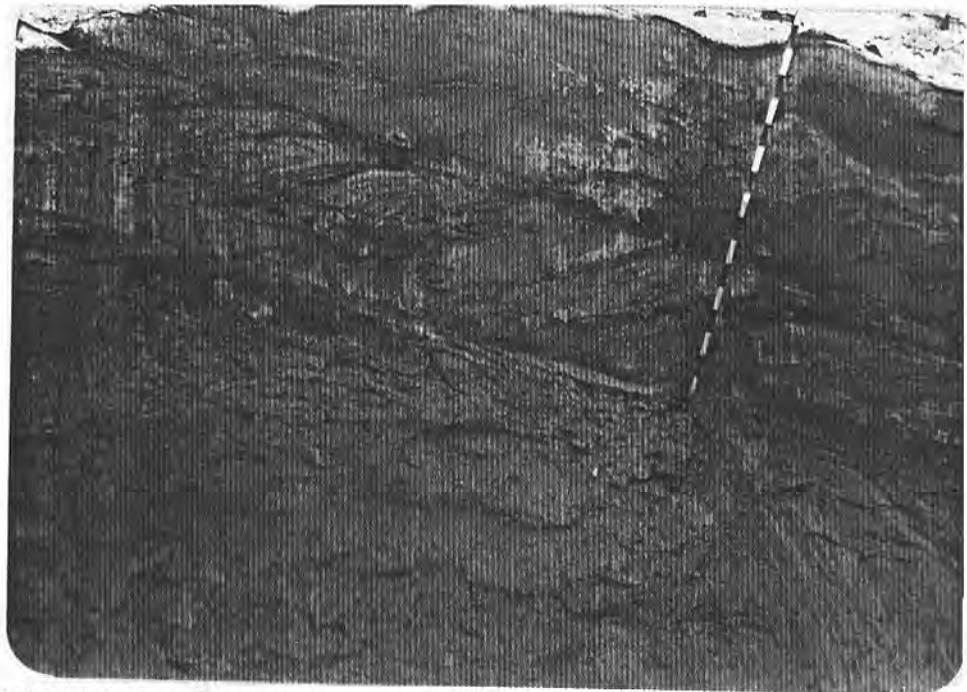


FOTO N° 2 : Formación Pariñas Inferior (Quebrada Jabonilla), estratos de lutitas con bioturbación en el tope, seguidos por estratos de arenisca con estratificación cruzada.

son más limpias de color gris (fotos 1) y de grano fino a medio.

Las lutitas son de color gris oscuro (foto 3), compactas, masivas, micáceas, algunos horizontes tienen residuos de moluscos.

3.1.2. Correlación estratigráfica.- La formación Pariñas Inferior presenta características litológicas y electrográficas que la identifican plenamente; la correlación de pozo a pozo se puede hacer por paquetes con cierta facilidad, pero la correlación de capas individuales de areniscas y lutitas es difícil por su constante variación lateral (figuras 7 y 8). Regionalmente la formación Pariñas Inferior se correlaciona con el miembro Peña Negra de la Formación Ostrea; inclusive se ha propuesto recientemente denominar como formación Ostrea a toda la secuencia conformada por la formación Palegre da y lo que llamamos Pariñas Inferior.

En el presente trabajo, por razones de historial de producción de los pozos del área, seguiremos llamando Pariñas Inferior a esta formación.

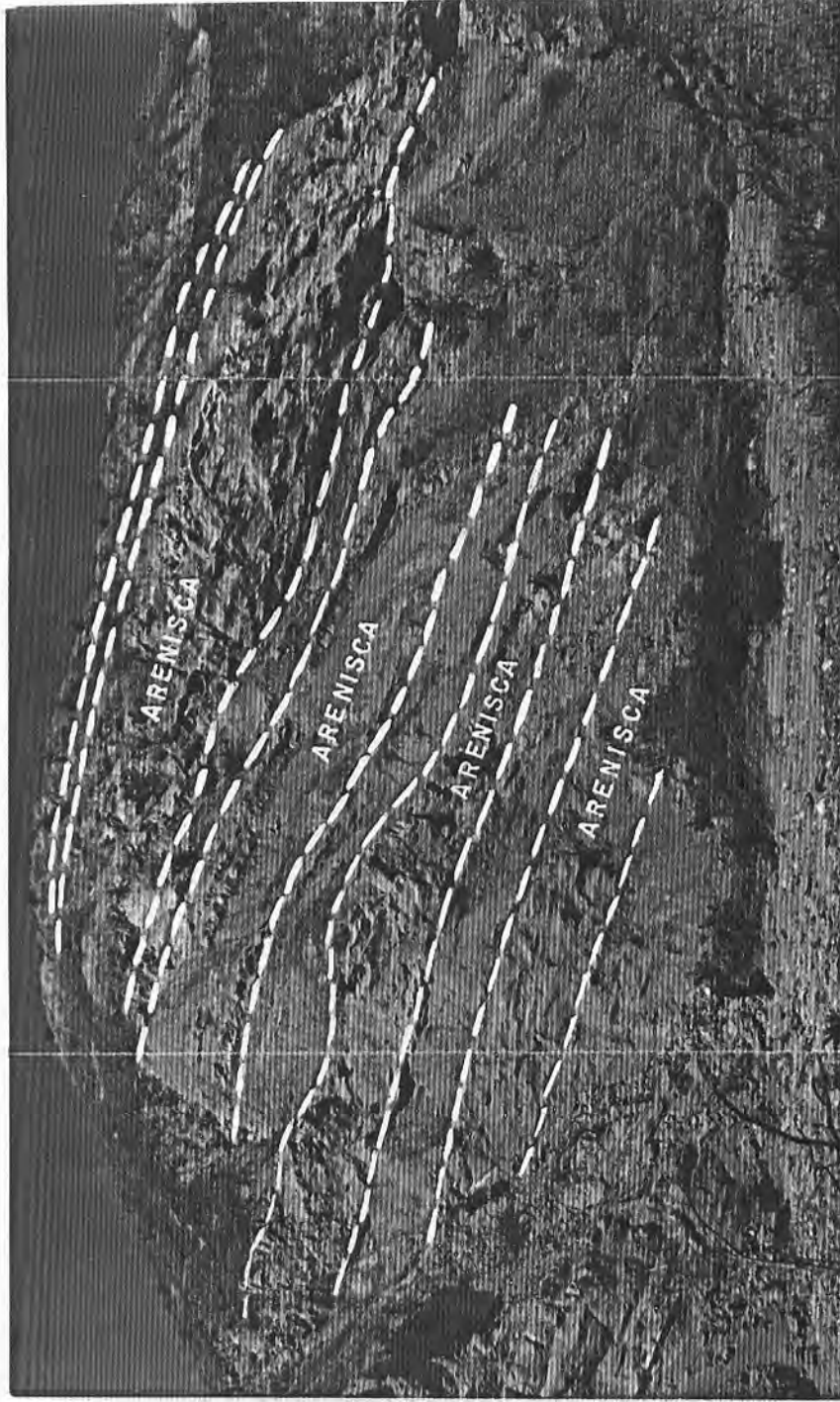


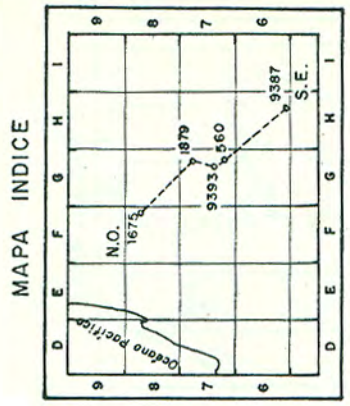
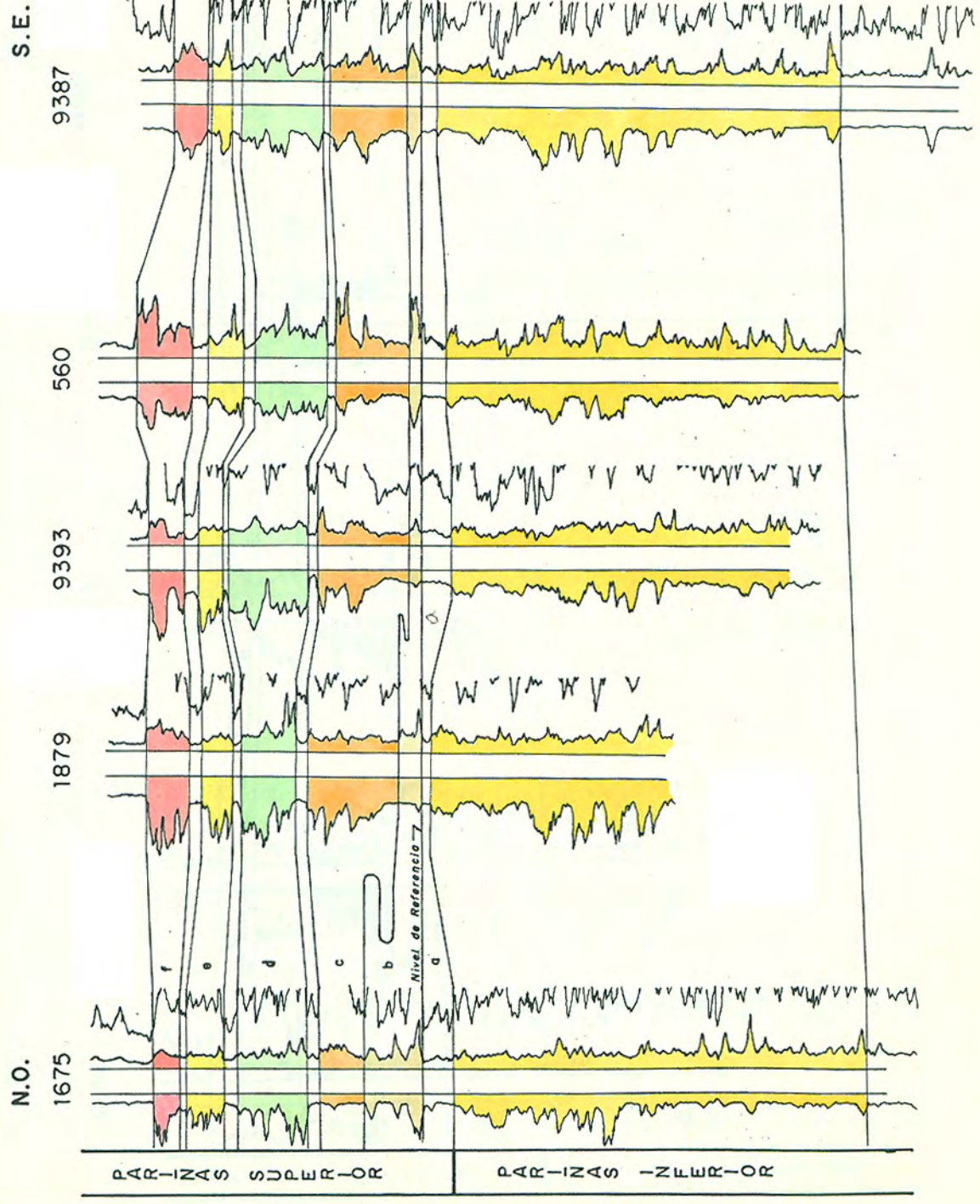
FOTO N° 3 : Pariñas Inferior (Quebrada Jabonilla), estratos de arenisca, intercalados con lutitas. Se aprecia como los estratos de arenisca van creciendo en espesor hacia la parte superior.

3.1.3. Ambiente depositacional.- Se interpreta que los sedimentos de la formación Pariñas Inferior fueron depositados en un ambiente de plataforma marina. En los afloramientos existentes de esta formación en la quebrada Jabonillal y en los registros eléctricos tomados en los pozos perforados en el área de estudio, se encuentran los elementos que nos permiten postular un ambiente de plataforma marina para la formación Pariñas Inferior.

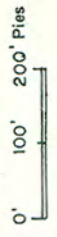
En los afloramientos es notorio observar la característica estrato creciente de los estratos de arenisca (foto 3), los cuales van incrementando su espesor hacia el tope, ocurriendo lo contrario con las lutitas, que van decreciendo en espesor hacia el tope; esta característica corresponde a una secuencia de regresión marina.

Entre las estructuras sedimentarias encontradas tenemos estratificación laminar, estratificación cruzada (foto 1), bioturbación en algunos horizontes, etc.

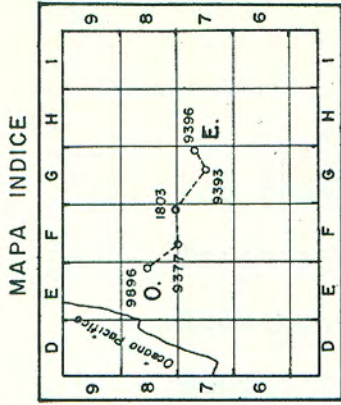
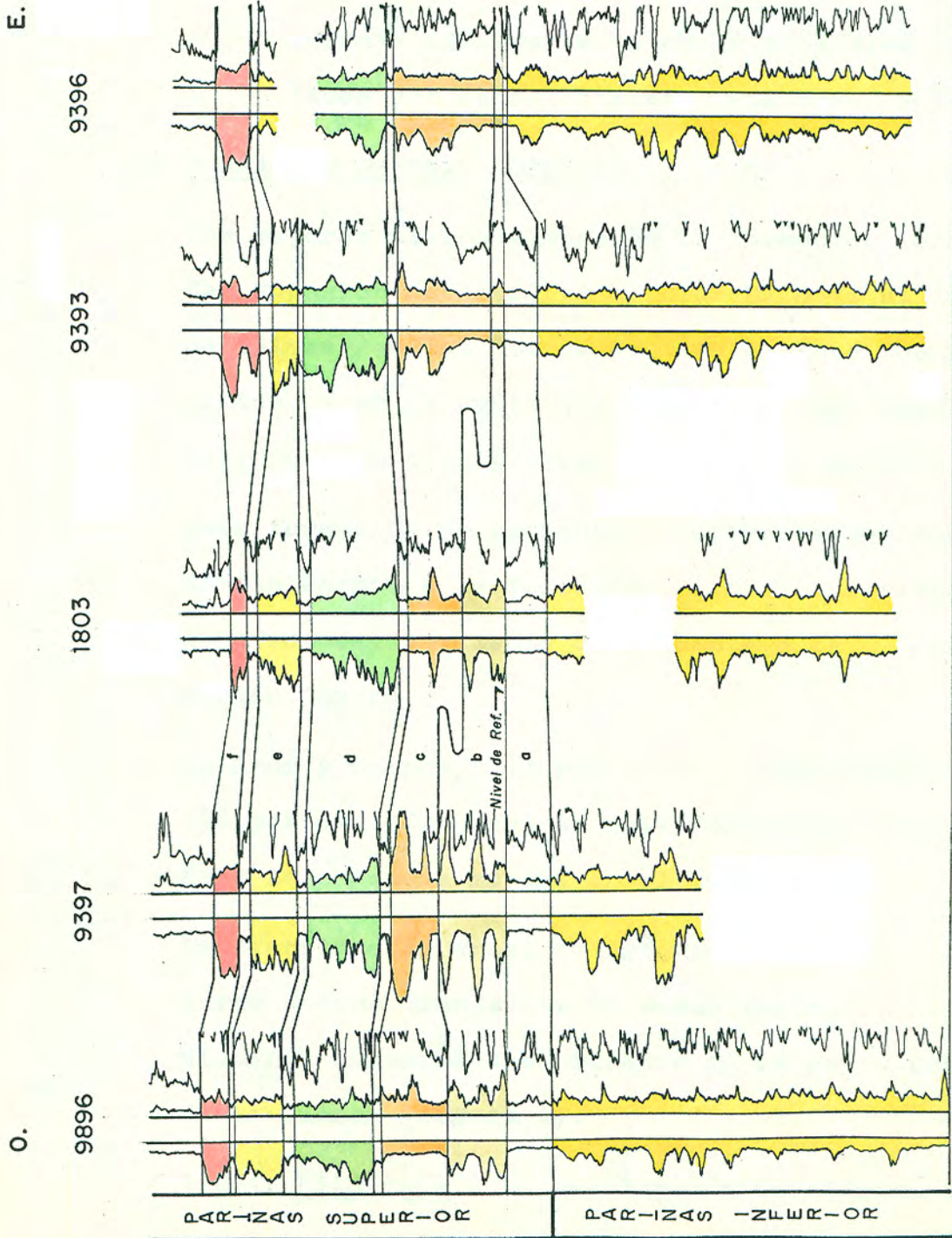
Los macrofósiles y microfósiles encontrados, son típicos de mar de plataforma.



PETROLEOS DEL PERU S.A.
 DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
 DIVISION EXPLORACION Y DESARROLLO NOROESTE
 YACIMIENTOS CRUZ Y CUENCA
 SECCION ELECTROGRAFICA
 NO.- SE.

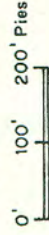


Autor: H. CORNEJO C. NOV., 1984



PETROLEOS DEL PERU S.A.
 DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
 DIVISION EXPLORACION Y DESARROLLO NOROESTE

YACIMIENTOS CRUZ Y CUENCA
 SECCION ELECTROGRAFICA
 O. - E.



Autor: H. CORNEJO C. NOV., 1984

Los registros eléctricos de la formación Pariñas Inferior en los pozos perforados, muestran características como formas de embudo (barras de plataforma), cortadas por formas de campana (canales de plataforma); igualmente se observa canales cortados por otros canales. (Figuras 7 y 8).

3.2. FORMACION PARIÑAS SUPERIOR

Los mejores afloramientos de la formación Pariñas Superior están cerca al Club El Golf al Sur de Talara, en los cerros Keswick al Este de Negritos y en la Punta Pariñas al Sur de Negritos. Su nombre lo propuso Bosworth T. en 1922.

Esta formación se encuentra suprayaciendo concordantemente a la formación Pariñas Inferior; e infrayace igualmente concordante a la formación Chacra.

En Cruz y Cuenca, los pozos 610 y 9896 cortaron 146 metros (480 pies) de esta formación, siendo ésta la potencia máxima en el área.

La distribución areal de esta formación es a lo largo de una franja que va desde Lagunitos hasta Máncora; encontrándose ausente en la parte Este de la Cuenca (figura 9).

3.2.1. Litología. - La descripción litológica de

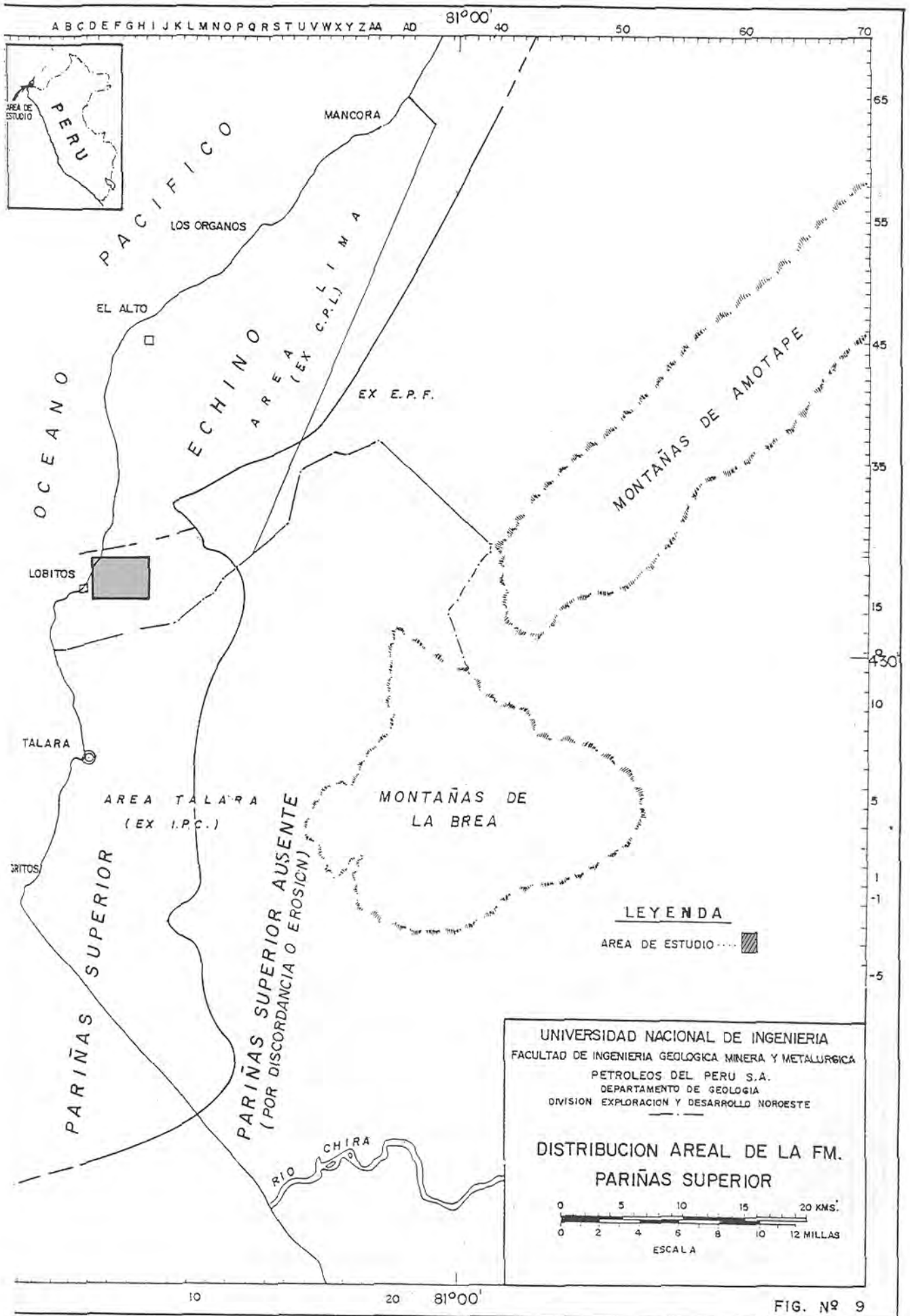


FIG. Nº 9

la formación Pariñas Superior es como si
gue:

Lutitas de color gris, poco compactas, mi
cáceas y microcarbonosas en la base co-
rresponde a la unidad "a" de las figuras
7 y 8.

Luego tenemos una secuencia de gruesos pa
quetes de areniscas intercalados con luti
tas (foto 4). Estas areniscas son de co
lor gris claro de grano fino a medio, de
cuarzo y cuarcita, compactas; las lutitas
son de color gris oscuro, compactas, micá
ceas y microcarbonosas.

Corresponden a la unidad "b" de las figu
ras 7 y 8.

Seguidamente tenemos una secuencia de lu
titas que en algunos sectores presenta
gruesos paquetes de areniscas que no tie-
nen continuidad. Las lutitas son casi si
milares a las anteriores (unidad "c" de
las figuras 7 y 8).

Encima de la secuencia anterior se tiene
estratos de conglomerados que gradan a a-
reniscas de grano fino, intercalados por
delgados estratos de lutitas (foto 6).

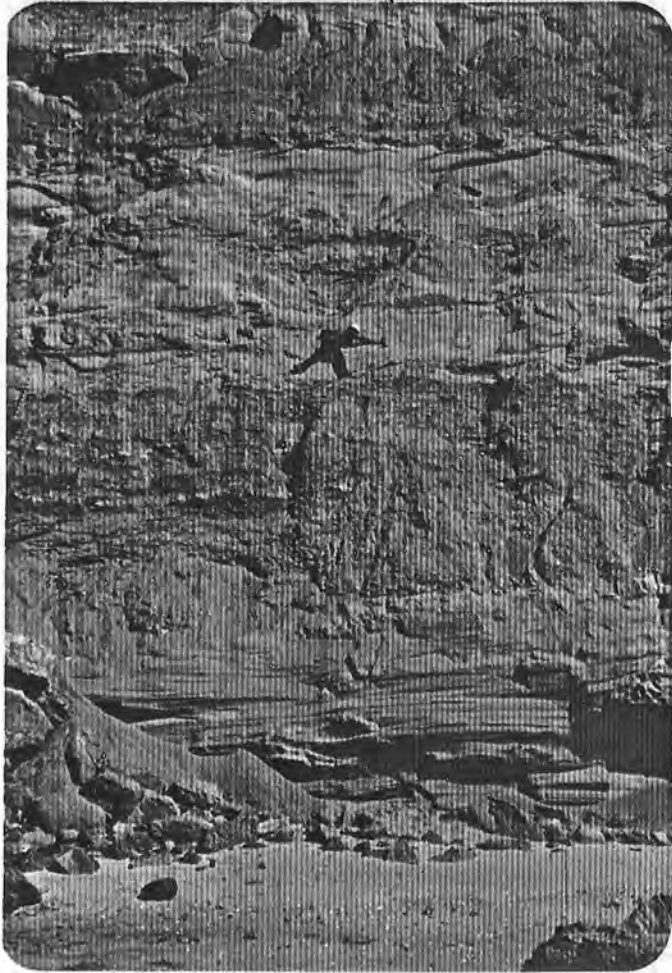


FOTO N° 4:

Formación Pariñas Superior (El Golf), estratos de arenisca con estratificación laminar, correspondiente a las barras deltaicas, intercaladas con lutitas.

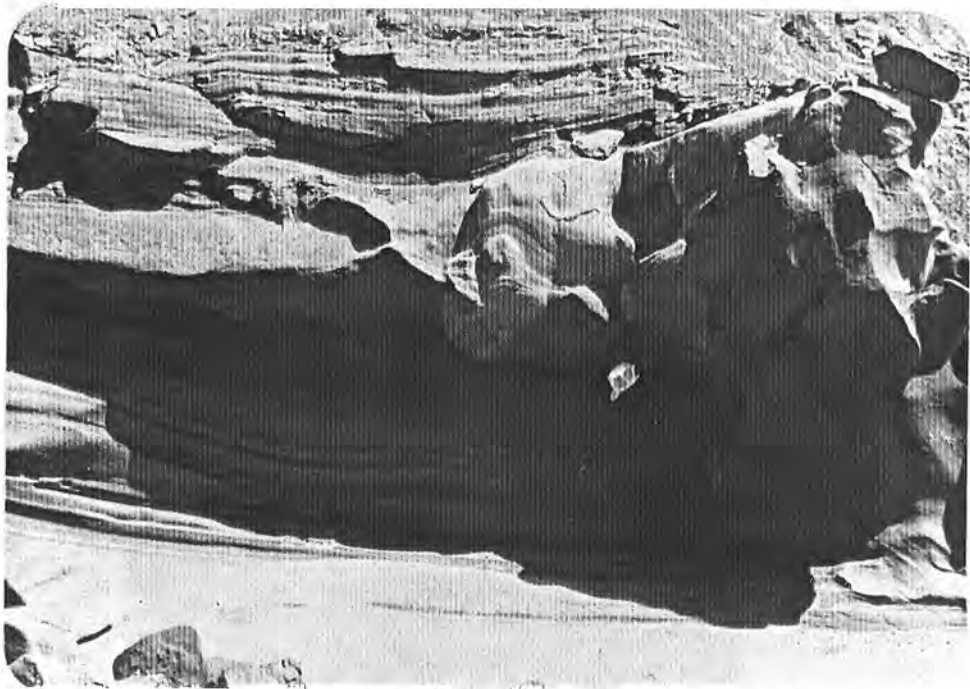


FOTO N° 5: Formación Pariñas Superior (El Golf) vista de detalle de las areniscas de la Foto N° 4, donde se observa muy claramente la estratificación laminar.

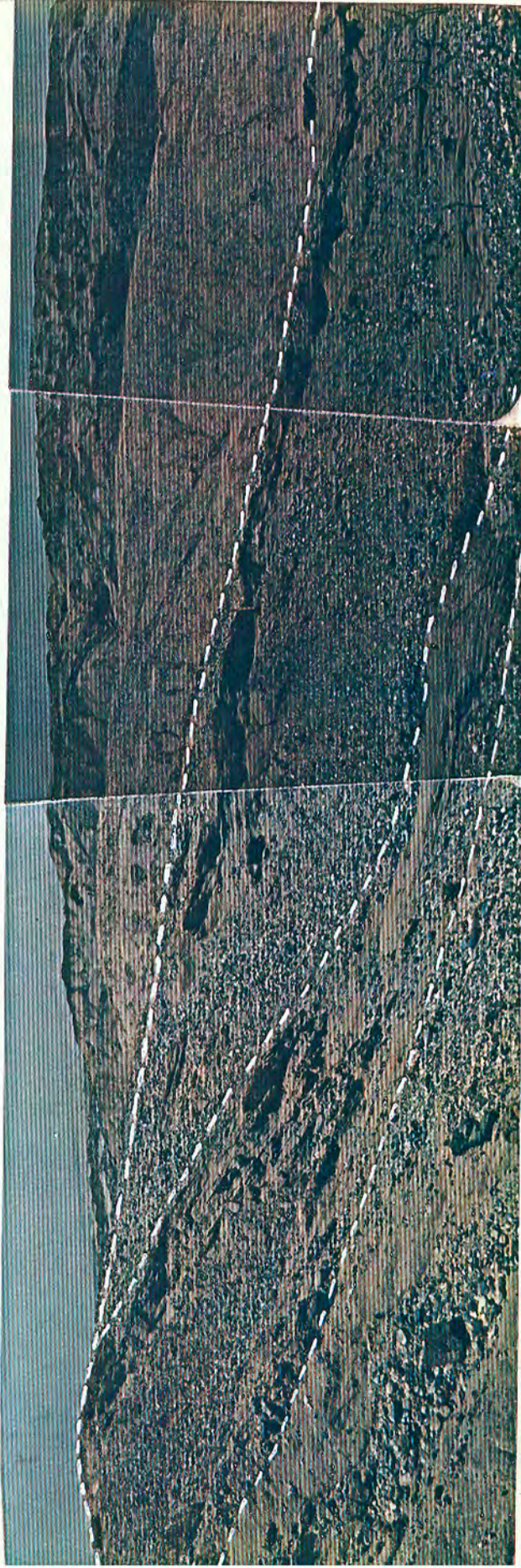


FOTO N° 6 : Formación Pariñas Superior (Cerros Keswick), secuencia de canales, donde se observa en cada uno de ellos, un conglomerado masivo en la base, estratificación cruzada en la parte media y estratificación laminar en la parte superior.

Los conglomerados son de guijarros y cantos de cuarcita, cuarzo y pedernal, subredondeados a redondeados, con estratificación gradada, culminando estos estratos en areniscas de grano medio con estratificación laminada. Toda esta secuencia de conglomerados corresponden a canales (unidades "d", "e" y "f" de las figuras 7 y 8).

En algunos horizontes se ha encontrado abundantes restos de bivalvos y gasterópodos.

(foto 7); así como concreciones calcáreas (foto 8) en las que se observa estratificación muy fina. Igualmente es característico encontrar troncos fósiles.

3.2.2. Correlación estratigráfica.- Esta formación presenta muy buena correlación, tanto en sus afloramientos como en los registros eléctricos. En las secciones de correlación electrográfica de las figuras 7 y 8, se puede apreciar hasta 6 unidades bien diferenciadas de la Formación Pariñas Superior.

La unidad "a" ha sido llamada por algunos autores como Formación Chivo; y a su vez correlacionada con la Formación Clavel que está presente al Norte del área de estudio.



FOTO N° 7:

Formación Pariñas Superior (El Golf), estratos de arenisca, con abundante contenido de bivalvos y gasterópodos.

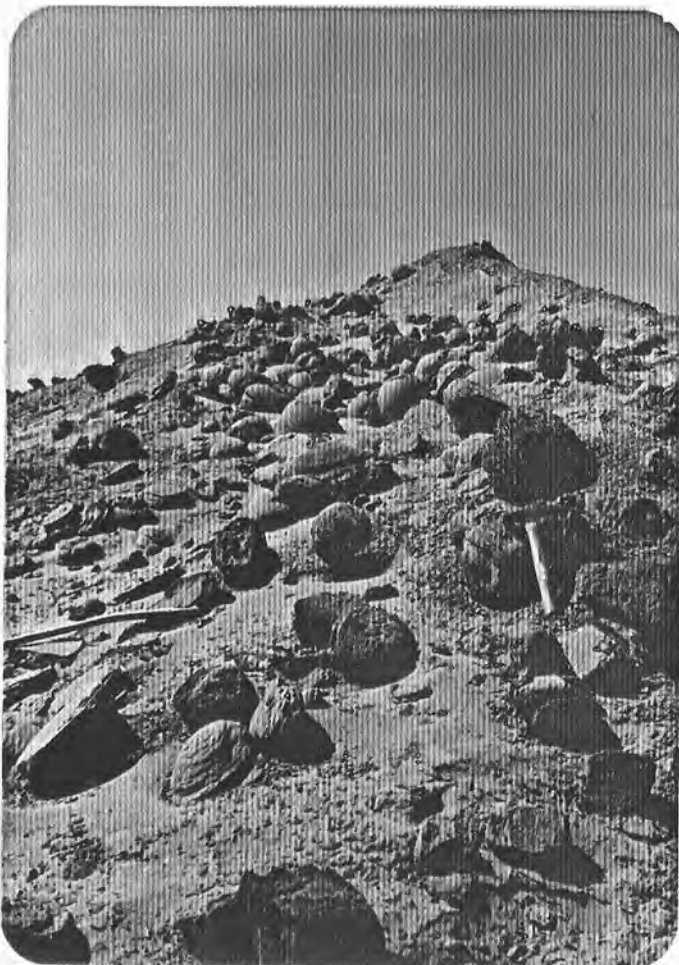


FOTO N° 8 :

Formación Pariñas Superior (Punta Pariñas), concreciones calcáreas, en las que se nota estratificación laminar.

Las unidades "b", "c", "d", "e" y "f" en que se ha dividido la Formación Pariñas Superior se correlaciona con la Formación Echinocyamus, que también se encuentra presente al Norte del área de estudio.

3.2.3. Ambiente depositacional.- Los sedimentos de la formación Pariñas Superior fueron depositados en un ambiente sedimentario Deltáico.

Estos sedimentos deltáicos constan de 2 principales elementos estratigráficos:

El primer elemento estratigráfico es una secuencia regresiva muy variable que comprende sedimentos muy finos que constituyen bancos de lodo, depositados en la base de la secuencia. Luego a continuación tenemos gruesos depósitos de arenas que constituyen barras deltáicas costeras continuas longitudinalmente, y cuya característica eléctrica es la de forma de embudo (unidad b). Luego se presentan gruesas capas de arenas (unidad c).

Estratigráficamente, encima de la secuencia regresiva anterior se encuentra el segundo elemento estratigráfico, constituido por depósitos de los canales distributa-

rios (unidades d, e y f en las figuras 7 y 8).

Entre las estructuras sedimentarias más importantes que se ha encontrado tenemos:

Formas anostomosadas de lutitas rodeadas de arenisca arcillosa, bioturación en los bancos de lutitas (foto 4). Estratificación cruzada, estratificación laminar en las barras deltaicas (fotos 4 y 5). En los canales se encuentra estratificación cruzada, estratificación gradada, concreciones, etc., (fotos 6 y 8).

4. GEOLOGIA DEL PETROLEO

No se tiene trabajos geoquímicos por roca madre ni análisis cromatográficos de hidrocarburos, que permitan tener conocimientos sólidos sobre el origen del petróleo que se explota en el área de estudio.

En las áreas de la Brea y Pariñas que se encuentran al Sur de Cruz y Cuenca se han realizado análisis aislados con algunas muestras de formaciones cretáceas y terciarias. Estos análisis los ha realizado la Shell Development Co. en el año 1978.

4.1. Roca madre

En el área de estudio existen formaciones que por su naturaleza lutácea, ambiente de deposición, color, etc., tienen características de roca madre, entre las principales tenemos:

- Grupo Mal Paso (formación Balcones), constituido por lutitas de origen marino, de color gris acero y gris oscuro y con microfauna. La Shell analizó muestras de esta formación en el pozo 3585 a la profundidad de 2962 - 5001 pies, encontrando 0.452 - 0.584 % de contenido de materia orgánica. Igualmente se hizo mediciones de reflectancia de vitri-nita en el mismo pozo, que dieron valores de 0.67 - 0.76 %, entre las profundidades de 2511 - 5817 pies.

- Formación Palegreda, constituida por lutitas de origen marino, de color gris oscuro, con abundante presencia de microfósiles; la Shell Dev. Co. analizó muestras de esta formación en el pozo 3695 que se encuentra al Sur del área de estudio, encontrando un contenido de materia orgánica de 0.612 - 0.92 %, entre las profundidades 2505 - 2676 pies.
- Lutitas Talara, constituida en los miembros Lobitos y Monte por lutitas de origen marino de color marrón con abundante presencia de microfósiles. La Shell, en el pozo 3695 encontró en esta formación 0.784 % de materia orgánica a la profundidad de 505 pies.

4.2. Migración y entrappe de hidrocarburos

La migración de petróleo hacia los reservorios Pariñas Superior e Inferior, al igual que la migración a otros reservorios del Noroeste, no ha sido estudiada; y sólo se puede especular teóricamente sobre esta migración. A continuación referimos algunas teorías sobre la posible migración de petróleo en el Noroeste.

La mejor explicación de la migración de hidrocarburos, es que el petróleo y el gas son arrastrados por el agua eyectada de las lutitas y

arcillas en el curso de la diagénesis; y en menor escala por el agua confinada de la circulación hidráulica normal luego de la diagénesis.

En el curso de la diagénesis, los primeros fluidos suben verticalmente y se integran al agua superior. A medida que avanza la diagénesis, la permeabilidad vertical hacia arriba disminuye hasta que, finalmente, la permeabilidad lateral se hace mayor, y los fluidos se mueven lateralmente, a lo largo de los planos de estratificación a medida que continúa la compactación.

Otra manera en la que el petróleo puede recorrer grandes distancias es viajando con los sedimentos, esto es por erosión de yacimientos petrolíferos, o por erosión de rocas generadoras.

Por otro lado, los fluidos como el agua y el petróleo, pueden moverse verticalmente hacia formaciones superiores o inferiores, en todo caso el movimiento será hacia las zonas de baja presión.

Las fallas pueden producir zonas con permeabilidad más alta o más baja que las rocas falla

das. Cuando las zonas de fallas son permeables, los fluidos pueden pasar por ellas, de una roca que está a alta presión a otra de baja presión.

El entrampamiento de petróleo en los reservorios Pariñas Superior e Inferior en los Yacimientos Cruz y Cuenca, es del tipo estructural ocasionado por fallamiento normal, combinado con el buzamiento de los estratos. Esto se puede visualizar en la lámina 3, 6 y 7, donde la principal falla del entrampamiento es la falla "Monte", igualmente se observa que el buzamiento de los estratos es opuesto al buzamiento de la falla, originando de esta manera la trampa estructural.

También tenemos como evidencia del entrampamiento estructural, el hecho de que la falla "Graben Oeste" sea sello, determinando 2 niveles de contacto agua-petróleo en el área de estudio (lámina 3).

4.3. Roca Reservorio

Roca reservorio es aquella que tiene sus poros interconectados, los cuales permiten almacenar fluidos tales como gas, petróleo y agua.

La gran mayoría de rocas reservorios lo constituyen las rocas sedimentarias, tales como las areniscas, conglomerados, calizas y dolomitas. Igualm

mente constituyen rocas reservorio cualquier roca que se encuentre fracturada.

Los reservorios Pariñas Superior e Inferior, están constituidos por areniscas que tienen continuidad y cuya porosidad ha permitido almacenar un gran volumen de hidrocarburos. La magnitud de la permeabilidad de estas areniscas es la que permite la explotación económica de los hidrocarburos ahí presentes.

La porosidad y la permeabilidad son las características petrofísicas más importantes que controlan el comportamiento de un reservorio, la porosidad y permeabilidad, dependen a su vez de otras características de las rocas tales como: tamaño, forma, composición mineralógica y ordenamiento de los granos, matriz, cemento, etc..

4.3.1. Porosidad.- Está definida como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca reservorio.

$$\phi = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total}}$$

En un reservorio la porosidad varía vertical y horizontalmente, según las características litológicas de la roca.

En el reservorio estudiado, las variaciones de porosidad no son muy considerables;

de manera que se puede trabajar con promedios, o con porosidades más frecuentes; los cuales nos dan resultados aceptables en el cálculo de reservas.

Los testigos tomados para la roca reservorio estudiada, en el pozo 9896 nos han permitido determinar una porosidad de 15% (figura 10). Cabe señalar que no hay testigos que nos den información sobre porosidad en el reservorio Pariñas Inferior, sin embargo por no ser muy considerable la cantidad de arenisca neta petrolífera que aporta para el cálculo de reservas, se considera su porosidad en un rango casi similar al del reservorio Pariñas Superior.

Como el cálculo de reservas, se efectúa conjuntamente para los reservorios Pariñas Superior e Inferior, se ha tomado 15% como porosidad promedio.

4.3.2. Permeabilidad.- Es la medida de la conductividad de un fluido en una roca.

La unidad de medida de la permeabilidad es el Darcy.

La permeabilidad es de 1 Darcy, cuando

FRECUENCIA DE POROSIDAD DE LA ROCA RESERVORIO
EN LOS NUCLEOS DEL POZO 9896

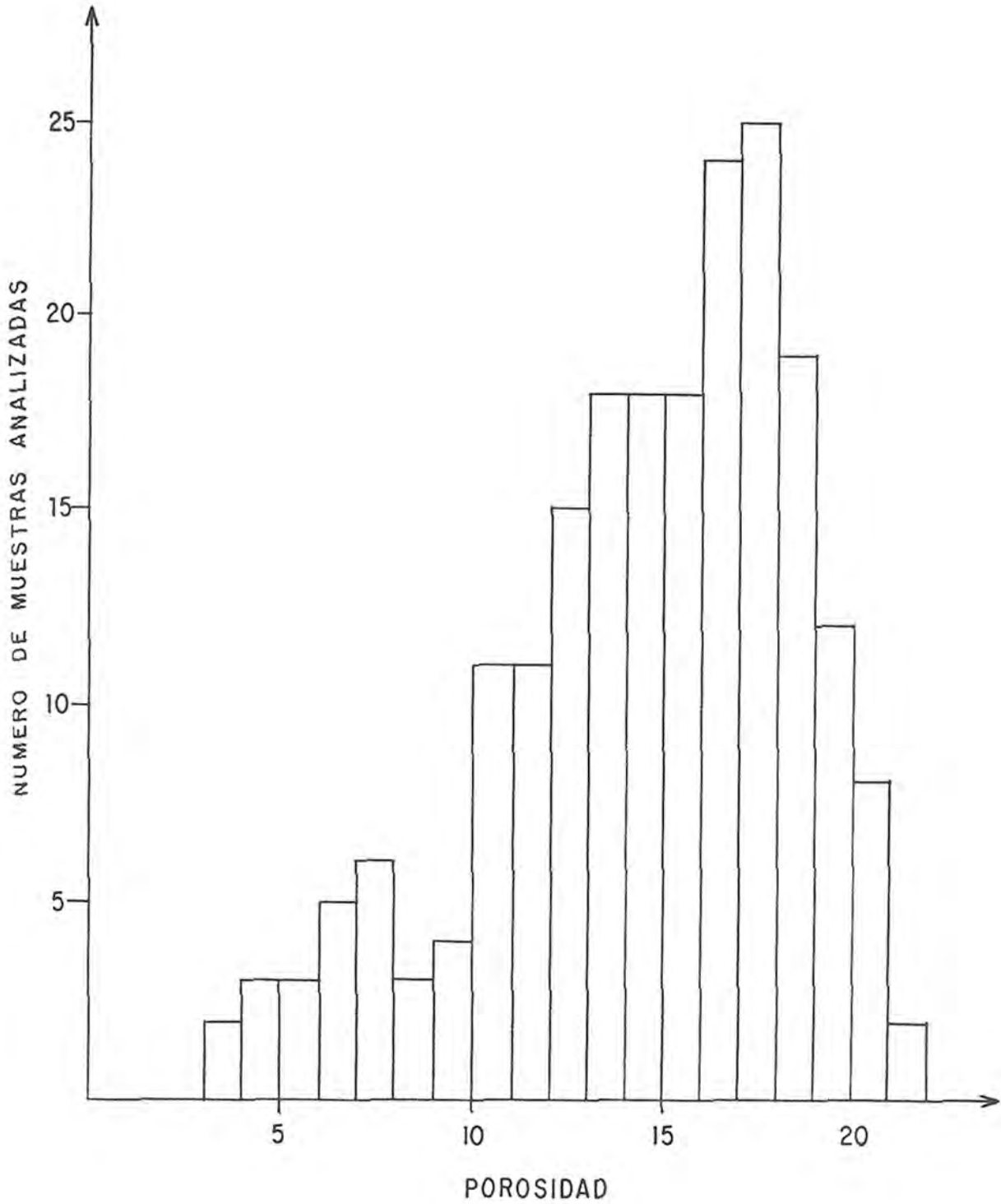


Fig. N° 10

1 cm³ de fluido, de viscosidad 1 centipoise, pasa en 1 segundo a través de una muestra de roca de sección 1 cm² y 1 cm de longitud, bajo una presión diferencial de 1 atmósfera. El darcy en la práctica es una unidad demasiado grande, utilizándose corrientemente el milidarcy.

La Compañía Keplinger and Associates Inc. en el año 1972 determinó una permeabilidad de 75 milidarcys para el reservorio Pariñas Superior.

Para el reservorio Pariñas Inferior el promedio de permeabilidad es de 20 milidarcys, calculado por la Compañía Keplinger and Associates, Inc.

4.4. Distribución de fluidos

En los reservorios Pariñas Superior e Inferior de los yacimientos Cruz y Cuenca se encuentran presentes los fluidos petróleo y agua, cuyo nivel de contacto está a - 3600 pies al Oeste de la falla "Cruz Oeste" y a -4140 pies al Este de la misma falla.

El petróleo existente en los reservorios estudiados es del tipo de alto punto de congelamiento (HCT) y su grado API es de 38.

La salinidad de agua de formación promedio de los reservorios en estudio es de 18,480 ppm., se analizó en el pozo 6703.

No se ha determinado un nivel de contacto petróleo-gas en los reservorios Pariñas Superior e Inferior, sin embargo existe gas en solución en los bloques que se encuentran más levantados; tenemos como referencia que el pozo 2071 tuvo una relación gas-petróleo de 12,297, lo cual demuestra una alta saturación de gas.

5. EXPLOTACION DE LOS RESERVORIOS PARIÑAS SUPERIOR E INFERIOR

5.1. Historia de la explotación

La perforación en el área la inició la Compañía Petrolera Lobitos, que perforó 55 pozos entre los años 1910 y 1957. Posteriormente la International Petroleum Company perforó 35 pozos entre los años 1957 y 1967. En los años 1981 y 1982 la Compañía Contratista Oxy-Bridas perforó 16 pozos; y actualmente continúa realizando trabajos para recuperación secundaria. Finalmente en 1985, Petroperú ha perforado 3 pozos más en esta área.

Gran parte del área estudiada está asignada a la contratista Oxy-Bridas.

5.2. Pozos perforados y espaciamento

En el área de estudio se ha perforado 127 pozos, de ellos 21 fueron perforados para desarrollar el Reservorio Hélico y 18 se han abandonado por no tener producción de petróleo. Los 88 pozos restantes sirvieron para desarrollar el reservorio Pariñas Superior; algunos de ellos han desarrollado en parte el reservorio Pariñas Inferior.

Existen 54 pozos que no tienen registro eléctri

co, debido a su antigüedad, fueron perforados entre 1910 y 1931 (cuadro N° 1).

La contratista Oxy-Bridas ha convertido 10 pozos en inyectores de agua para sus operaciones de Recuperación Secundaria en el área de Cruz.

El espaciamiento de perforación de los pozos en los yacimientos Cruz y Cuenca se ha determinado de acuerdo a la profundidad a la que se encuentran los reservorios objetivos. El espaciamiento también depende de la permeabilidad de la roca reservorio.

En el bloque estructural que se encuentra al Oeste de la falla "Cruz Oeste" el espaciamiento de los pozos es de 10 acres, debido a que los objetivos están a una profundidad que va de -2400 pies a -3600 pies (lámina 3).

En el bloque estructural que se encuentra al Este de la falla "Graben Este" y al Norte de la falla "B", los pozos se han perforado a un espaciamiento de 20 acres, por encontrarse a mayor profundidad (entre -3600 pies y -4300 pies); esto se muestra en la lámina 3.

En los restantes bloques estructurales, el espaciamiento de perforación de los pozos tiene un promedio de 15 acres, por encontrarse a pro

fundidades intermedias entre los bloques arriba mencionados.

5.3. Reservas probadas y desarrolladas

Para el cálculo de reservas es necesario conocer algunos parámetros, tales como: Volumen total de roca reservorio (V), porosidad promedio del reservorio (ϕ), saturación de agua (SW); y factor de volumen de formación inicial (B_i).

Para conocer el volumen total de la roca reservorio en estudio, se ha elaborado un mapa de arenisca neta petrolífera (lámina 2), el cual se ha efectuado computando directamente de los perfiles eléctricos las areniscas saturadas de petróleo. En la delineación de este mapa se ha utilizado el mapa de contornos estructurales a líneas rectas y las secciones estructurales respectivas.

En el cálculo de arenisca neta petrolífera, se ha utilizado las curvas de resistividad y potencial espontáneo para descontar las intercalaciones de lutitas. También se ha determinado un corte de arcillosidad de 75 % en los registros eléctricos para eliminar las areniscas que tengan mala calidad de reservorio.

Del mapa de arenisca neta petrolífera se obtie-

ne un volumen total de roca reservorio de 146,476 acre-pies.

La porosidad promedio de la roca reservorio estudiada es de 15 %, y la saturación de agua es de 45%; ambos datos fueron obtenidos de los análisis de los testigos del pozo 9896. En la figura 10 se muestra la frecuencia de porosidades de la roca reservorio de dicho pozo.

El factor de volumen de formación inicial para el petróleo contenido en el reservorio de estudio es de 1.25.

Para el cálculo del volumen de petróleo (N), se emplea la fórmula convencional siguiente:

$$N = \frac{7758 \times V \times \phi \times (1 - S_w)}{B_i}$$

Se utiliza el factor de conversión 7758, para obtener el volumen de petróleo (N) en barriles.

Aplicando la fórmula con los datos señalados, se obtiene un volumen de petróleo de 75 millones de barriles.

El mapa isoproductivo (lámina 1) nos muestra la tendencia productiva de los pozos del área.

Los pozos perforados en el área de estudio, han extraído aproximadamente 11'300,000 barriles de petróleo; lo cual representa un 15 %

del volumen de petróleo inicial calculado.

El porcentaje de recuperación está dentro del rango de recuperación primaria para reservorios similares.

5.4. Técnicas de perforación, completación y producción

La perforación de los pozos puede ser vertical o dirigida.

En la perforación vertical se utiliza los siguientes elementos:

- Columna de perforación
- Broca
- Botellas (drill collar)
- Estabilizadores

En la perforación dirigida se utiliza, además de los elementos arriba mencionados, la herramienta Dina Drill, que es la que permite darle un ángulo a la perforación.

En los Yacimientos Cruz y Cuenca solamente se han perforado pozos verticales.

para la completación de los pozos se sigue los siguientes pasos:

- Terminada la perforación, se toma el registro de inducción; con el cual se decide si

se abandona o se completa el pozo.

- Si el pozo se completa, se baja los forros de producción.
- Se cementa los forros de producción.
- Se toma el Registro Neutrón CCL, para ajustar las profundidades donde se punzonarán las arenas productivas.
- Se realiza el punzonamiento.
- Si es necesario se fractura la formación.
- Se estimula la formación (suab).
- Se prueba la producción del pozo.

La producción de petróleo de un pozo, puede ser por surgencia natural o por levantamiento artificial.

Si para poner en producción un pozo, se necesita de un levantamiento artificial, se puede elegir entre los siguientes sistemas de producción artificial:

- Bombeo Mecánico.
- Bombeo Hidráulico.
- Bombeo Electrocentrífugo.
- Bombeo por Gas Lift.

Los pozos perforados en los yacimientos Cruz y

Cuenca, en su mayoría han sido puestos en producción por surgencia natural. Los otros sistemas de producción también se han aplicado, pero en menor escala (Ver cuadros 1, 2 y 3).

5.5. Costos de Perforación y Completación

El costo de la perforación y completación de un pozo, depende de la profundidad del mismo. Así tenemos por ejemplo que la perforación y completación de un pozo de 3700 pies de profundidad, en el área de Cruz y Cuenca, cuesta aproximadamente 346,092 dólares (S/. 5,000'000.000). En el cuadro N° 4, se muestra detalladamente los costos de perforación y completación para un pozo de 3700 pies.

6. RECUPERACION ADICIONAL DE PETROLEO

Los reservorios Pariñas Superior e Inferior, en los Yacimientos Cruz y Cuenca, que vienen siendo explotados desde el año 1910, aún tienen reservas adicionales de petróleo, las cuales no serán extraídas por los pozos ya perforados, ni por las operaciones de recuperación secundaria que realiza la contratista Oxy-Bridas.

6.1. Ubicaciones futuras

Considerando el espaciamiento adecuado para la perforación de pozos en el área estudiada, se observa en el mapa estructural (lámina N° 5), que el bloque estructural que se encuentra al Oeste de la Falla "Cruz Oeste"; y el bloque estructural que se encuentra al Norte de la falla "B", entre las fallas "Graben Este" y "J", son bloques de donde aún se puede obtener reservas adicionales de petróleo. Se recomienda en este trabajo, la perforación de las Ubicaciones "a", "b", "c" y "d" mostradas en las láminas 3, 4, 5 y 6.

6.2. Bloques no prospectivos

Se ha descartado la posibilidad de perforar en algunos bloques estructurales, por encontrarse saturados con agua. Estos bloques no prospec-

tivos están delimitados por fallas normales o por el contacto petróleo - agua; se muestran en la lámina N° 3.

6.3. Recuperación Secundaria

Luego de haber extraído las reservas de un reservorio por métodos de recuperación primaria, se puede incrementar hasta en un 50 % las reservas extraídas por métodos de recuperación secundaria.

Un adecuado programa de recuperación secundaria, implica tener una densa red de pozos inyectores, confeccionar mapas de tendencia de permeabilidad de cada una de las capas de areniscas del reservorio, realizar una interpretación detallada de la estructura local, determinando las fallas que son sellos y las que no lo son.

Igualmente se debe determinar la presión del reservorio y la presión de ruptura del mismo; así como calcular el régimen adecuado de inyección del fluido a inyectarse.

Dentro del reservorio Cruz, la contratista Oxy-Bridas, tiene asignada un área, para realizar operaciones de recuperación secundaria.

En esta área asignada a la contratista Oxy-Bri

das, a pesar de haberse perforado 16 pozos dentro del programa de recuperación secundaria, no se ha completado la red de pozos de inyectores, los cuales para dar buenos resultados deberían estar a un espaciamiento de 8 a 10 acres de los pozos productores.

Hasta Mayo de 1985, se ha inyectado 3 millones de barriles de agua tratada, en el yacimiento Cruz, lo cual no es suficiente, pues se estima que para tener resultados favorables se debe inyectar en promedio 300,000 barriles de agua por pozo inyector. Sin embargo se ha tenido respuesta en dos pozos: 2059 y 9377, los cuales han incrementado su producción últimamente.

Algunos de los problemas que se han tenido durante las operaciones de recuperación secundaria son:

- Variaciones de la permeabilidad vertical y lateralmente.
- Presencia de fallas que son sellos y fallas que no lo son.
- Determinación del régimen de inyección de agua, de tal manera que no afecte a la formación.

7. CONCLUSIONES

1. La Formación Pariñas Superior tiene una amplia distribución areal; y en el área de estudio su potencia se mantiene casi constante, habiéndose encontrado un espesor máximo de 480 pies.
 2. La Formación Pariñas Inferior está presente al Nor-este de la Cuenca; cambiando a una facies más lutácea hacia el Sureste. En Cruz y Cuenca tiene una potencia máxima de 620 pies.
 3. En las formaciones Pariñas Superior e Inferior, así como en las formaciones Chacra y Lutitas Talara, existen capas guías muy claras, de amplia distribución areal que permiten hacer una interpretación estructural consistente.
 4. Estructuralmente los yacimientos Cruz y Cuenca se encuentran en el flanco Norte de la estructura dómica "Levantamiento Lobitos". Esta estructura está afectada por 3 sistemas de fallamiento.
 5. La roca reservorio está constituida por areniscas que tienen una porosidad primaria que varía de 3 % a 22 %; sin embargo las porosidades más frecuentes están en el rango 13 - 19 %. Para el cálculo de reservas se ha utilizado una porosidad de 15 %.
- La permeabilidad de la roca reservorio también es variable; teniendo un promedio de 76 milidarcys pa

ra Pariñas Superior y 20 milidarcys para Pariñas In
ferior.

6. Los fluidos presentes en la roca reservorio son petróleo y agua, existiendo 2 niveles de contacto de estos fluidos. Al Oeste de la falla "Cruz Oeste" el contacto agua-petróleo está a -3600 pies; y al Este de la misma falla el contacto agua-petróleo se encuentra a -4140 pies.
7. Considerando el espaciamiento adecuado para la perforación de pozos y los niveles de contacto agua-petróleo, se ha encontrado bloques estructurales de donde todavía se puede obtener reservas adicionales de petróleo.
8. Las reservas de petróleo calculadas son de 75 millones de barriles, de donde se ha extraído 11.3 millones de barriles, los cuales representan el 15 % de las reservas calculadas.

8. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda continuar con el desarrollo del área, perforando las ubicaciones "a", "b", "c" y "d", (lámina 3), las cuales extraerán reservas que no serán recuperadas por los pozos existentes ni por las operaciones de recuperación secundaria que se realiza en el área.
2. Se recomienda efectuar los estudios para realizar recuperación secundaria en las áreas adyacentes a las que opera Oxy-Bridas, aprovechando las experiencias que se ha tenido en dichas operaciones.

9. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Alvarez, P., 1983, "EVALUACION GEOQUIMICA DEL NOROESTE Y ZOCALO CONTINENTEAL": informe 300 - 632 - PETROPERU.
2. Ballón, W., 1973, "EVALUACION INTEGRAL DEL YACIMIENTO LOBITOS": informe 300 - 89 - PETROPERU.
3. Cant., D., 1982, "FLUVIAL FACIES MODELS": AAPG memorier 31.
4. Carozzi, A., 1975, "MODELOS DEPOSICIONALES PARA LOS SISTEMAS MOGOLLON, PARIÑAS Y CABO BLANCO - TALARA NOROESTE DEL PERU": informe Belco Petroleum Corporation.
5. Clark, N. J., 1977, "ELEMENTS OF PETROLEUM RESERVOIRS": Society of Petroleum Engineers (AIME).
6. Coleman, J. M. y Prior, D. B., 1982, "DELTAIC ENVIRONMENTS": AAPG memorier 31.
7. Farina, J. y Meckel, L., 1983, "SANDSTONE RESERVOIRS: THEIR CHARACTERISTICS AND PERFORMANCE".
8. Gonzales, G., 1970, "SINTESIS BIOESTRATIGRAFICA DE LA EREA - PARIÑAS": informe 300 - 86 - PETROPERU.
9. Gonzales, G., 1973, "EVALUACION GEOLOGICA DE LA CUENCA TALARA": informe 300 - 90 - PETROPERU.
10. Guillemot, J., 1971, "GEOLOGIA DEL PETROLEO": Editorial Paraninfo - España.

11. Krumbein, W. C., y Sloss, L. L., 1969, "ESTRATIGRAFIA Y SEDIMENTACION": Editorial Uteha - México.
12. Mc Cormick, J. A., y Aliaga, E., 1961 "A STRATIGRAPHIC OF LOBITOS DISTRICT": informe 121 - 42 - PETROPERU.
13. Mc Cubbing, D. G., 1982, "BARRIER-ISLAND AND STRAND PLAIN FACIES": AAPG memorier 31.
14. Palomino, J. R., y Carozzi, A., 1961, "SEDIMENTOLOGY AND ELECTRIC LOG INTERPRETATION OF THE CABO BLANCO SANDSTONE, (LOWER BOCENE), TALARA BASIN, NORTHWEST PERU"; Geneve Imprimerie Kundig.
15. Paredes, M., 1970, "TERCIARIO DE LA BREA Y PARIÑAS Y AREA DE LOBITOS": informe 121 - 102 - PETROPERU.
16. Rejas, A., 1971, "EVALUACION GEOLOGICA DE LA FORMACION ECHINOCYAMUS EN LOS YACIMIENTOS HALLENA Y SOMATITO DEL NOROESTE DEL PERU": informe 300 - 76 - PETROPERU.
17. Travis, R. B., 1953, "THE LA BREA - PARIÑAS OIL-FIELD NORTHWESTERN PERU": informe 121 - 1A - PETROPERU.
18. Travis, R. B., 1962, "PROBLEMAS DE FALLAS EN EL SUBSUELO": Boletín del Instituto de Ingenieros de Petróleo del Perú - volumen 5 N^o 1.