



**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**  
**Especialización: GEOLOGIA**

**“Geología Petrolera de los campos Tigre-Tablazo-La Fe-  
San Joaquín-Emporio-Certeza-Santo Tomás”**

# **Tesis de Grado**

**Previa a la obtención del título de:**

**INGENIERO GEOLOGO**

**Presentada por:**

**Rubén Eduardo Morán Vicuña**

**Guayaquil - Ecuador**  
**1999**



**BIBLIOTECA FICT**  
**ESPOL**



# ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA  
ESPECIALIZACION GEOLOGIA

“Geología Petrolera de los campos Tigre-Tablazo-La Fe-San  
Joaquín-Emporio-Certeza-Santo Tomás”

TESIS DE GRADO  
Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO GEOLOGO

Presentada por:

RUBEN EDUARDO MORAN VICUÑA

---

GUAYAQUIL - ECUADOR  
1999



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

## **AGRADECIMIENTO**

Quiero expresar mi agradecimiento a Dios quien me otorga sus bendiciones al contemplar un nuevo día, al ver los rostros alegres de mis hijos, al sentir el amor inmenso de mi bella esposa, al obsequiarme el tesoro de contar con mi adorada madre, al permitirme compartir con mis hermanos y ahora el alcanzar las metas propuestas para beneficio mío, de mi familia y de mi patria.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) y a la Compañía General de Combustibles (CGC) miembros del Consorcio ESPOL-CGC quienes al auspiciar el desarrollo de Tesis han hecho posible elaborar el presente trabajo.

A los ingenieros de los Departamentos de Geología, Sísmica y Reservorios de la Compañía General de Combustibles por la ayuda desinteresada prestada durante el desarrollo del presente estudio.

Al ingeniero Galo Montenegro, Director de Tesis, por sus consejos y enseñanzas.

## DEDICATORIA

A mi querida madre quien, con su apoyo y amor, ha sabido guiarme por el camino del bien y del éxito.

A mi amada esposa por la comprensión e infinito amor brindados y de cuyas entrañas Dios me otorgó la bendición de ser padre.

A mis hijos que son la luz de mis ojos y la continuación de mi vida. Al verlos felices puedo decir que Dios ya no tiene más que darme ni yo más nada que pedir.

A mis hermanos por el cariño expresado en sus palabras de aliento.

A mis parientes y a mis amigos.



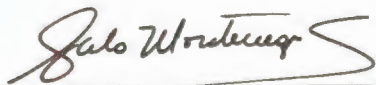
## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



---

Ing. Edison Navarrete C.

**DECANO DE LA FICT**



---

Ing. Galo Montenegro

**DIRECTOR DE TESIS**



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**



---

Ing. Jorge Calle G.

**VOCAL**

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

---

RUBEN E. MORAN V.



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

## RESUMEN

La actividad petrolera del Ecuador inicia en 1911 con la perforación del pozo Ancón1 en los campos petroleros de la península de Santa Elena hoy llamados “Ing. Gustavo Galindo Velasco”. Los estratos productores son: el chert Cretácico de la Fm Santa Elena y las arenas Terciarias de las formaciones Atlanta, Passage Beds (PB), Santo Tomás y Socorro; las cuales han aportado 116 millones de barriles de petróleo (Diciembre/1998).

Se han resumido los principales trabajos geológicos realizados sobre la península hasta el presente y se ha utilizado el “Modelo de Riedel” para explicar las principales estructuras que favorecen la acumulación y migración de hidrocarburos dentro de un Sistema Transcurrente. Finalmente, se realiza el cálculo tanto del volumen de roca como del volumen de petróleo en la Formación Atlanta, dentro de las áreas Tigre-Tablazo-La Fe-San Joaquín-Emporio-Certeza-Santo Tomás, con los cuales se cuantificaron las Reservas hidrocarburíferas en 600 millones de barriles con un Factor de Recobro del 7%.



BIBLIOTECA FIC1  
ESPOL

## INDICE GENERAL

RESUMEN .....	VI
INDICE GENERAL .....	VIII
SIMBOLOGIA .....	XI
INDICE DE ABREVIATURAS .....	XII
INDICE DE FIGURAS .....	XIV
INDICE DE TABLAS .....	XV
INDICE DE MAPAS .....	XVI
INTRODUCCION .....	XVII

### I. GENERALIDADES

1.1. Objetivo .....	21
1.2. Metodología .....	22
1.3. Localización del área .....	23
1.4. Vías de acceso .....	25
1.5. Relieve .....	26



1.6. Clima ,.....	28
1.7. Vegetación .....	30
1.8. Temperatura .....	31
1.9. Hidrografía .....	31

## II. GEOLOGIA REGIONAL

2.1. Estudios Geológicos Anteriores .....	37
2.2. Configuración Tectónica .....	55
2.3. Estratigrafía .....	70
2.4. Geología del Petróleo .....	84

## III. INTERPRETACION SISMICA

3.1. Mapa Isócrono .....	103
3.2. Mapa de Isovelocidades .....	105
3.3. Mapa Estructural .....	106
3.4. Bloques Estructurales .....	107



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

#### IV. INTERPRETACION GEOLOGICA

4.1. Análisis de Registros .....	116
4.2. Análisis Petrográfico .....	120
4.3. Correlación Estratigráfica .....	123
4.4. Cortes Estructurales .....	125

#### V. EVALUACION DE LAS RESERVAS

5.1. Parámetros Petrofísicos .....	129
5.2. Mapas de espesores .....	133
5.3. Cálculo del Volumen de Roca .....	135
5.4. Cálculo del volumen de petróleo in situ .....	136
5.5. Factor de Recobro.....	138

#### VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....

#### VII. BIBLIOGRAFIA .....

#### VIII. TABLAS .....

#### IX. ANEXOS .....



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

## SIMBOLOGIA

$N_p$	Acumulada de petróleo
$\rho_g$	Densidad del gas
$\rho_w$	Densidad del agua
$\rho_h$	Densidad del petróleo
$h_e$	Espesor neto
$h_{avg}$	Espesor promedio
$h_t$	Espesor total
FR	Factor de Recobro.
$\beta_o$	Factor volumétrico del petróleo
$^{\circ}C$	Grados Celsius
$^{\circ}F$	Grados Farenheit.
K	Permeabilidad
$\gamma_g$	Peso específico del gas
$\gamma_o$	Peso específico del petróleo
$\Phi$	Porosidad
TD	Profundidad total
Rw	Resistividad del agua
Ro	Resistividad del petróleo.
Sw	Saturación de agua
So	Saturación de petróleo
N	Volumen de petróleo in situ
VR	Volumen de Roca.



**BIBLIOTECA FICT**  
**ESPOL**

## ABREVIATURAS

Ac-pie	Acre pie
Atl.	Atlanta
bapd	Barriles de agua por día.
Bls	Barriles.
BM	Bombeo Mecánico.
BN	Barriles de petróleo netos
BY	Barriles de petróleo por año
bnm	Bajo el nivel del mar.
bppd	Barriles de petróleo por día.
CAL	Registro Caliper
CAP	Contacto Agua-petróleo.
C.G.C.	Compañía General de Combustibles.
C.P.B.	Clay Pebble Beds.
DT	Registro Sónico.
E	Este
E.M.R.	Elevación de la mesa rotaria.
Fig.	Figura.
Fm.	Formación.
FN	Flujo Natural.
GL	Gas Lift
GOR	Relación gas-petróleo
GR	Registro Gamma Ray.
KB	Kelly bushing.
LN	Registro Long Normal
MLL	Registro Microlaterolog.
MM	Millones.
m <sup>2</sup>	Metros cuadrados.
NP	Registro Neutrón.



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

N	Norte
O	Oeste
P	Pozo productivo
Pag.	Página.
P.B.	Formación Passage Beds.
Pb	Presión de burbuja.
PCN	Pies cúbicos netos.
PT	Parado transitorio.
S	Sur
SN	Short Normal.
SA	Suspendido para abandono.
So	Saturación de petróleo.
SP	Suspendido por Producción.
SW	Swab.
Sw	Saturación de agua.
TD	Profundidad Total.
VR	Volumen de roca.
X	Coordenada geográfica
Y	Coordenada geográfica.
Z	Cota



**BIBLIOTECA FICT**  
**ESPOL**

## INDICE DE FIGURAS

Nº		Pag.
1	Mapa de ubicación del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco” .....	24
2	Límites estructurales del Levantamiento Santa Elena.....	36
3	Ambientes geológicos y correlación cronoestratigráfica.....	53
4	Mapa Gravimétrico de la Península de santa Elena.....	54
5	Modelo de Evolución Estructural.....	57
6	Corte Geológico Regional.....	58
7	Modelo estructural de Moberly et all.....	60
8	Evolución Geotectónica durante el Cretácico.....	62
9	Evolución Geotectónica durante el Paleoceno-Eoceno.....	64
10	Crecimiento Formación Atlanta.....	65
11	Evolución Geotectónica en el Eoceno Temprano-Eoceno Medio....	66
12	Modelo de depositación Grupo Ancón.....	67
13	Evolución Geotectónica durante el Eoceno Medio-Eoceno Tardío...	69
14	Columna Estratigráfica de la Península de Santa Elena.....	71
15	Modelo de Facies para la Fm Atlanta según Normark.....	86
16	Facies Turbidíticas del Grupo Azúcar.....	87
17	Modelo de Facies Turbidítico para la Fm Atlanta según Registros..	89
18	Estimación de profundidad de soterramiento del Grupo Ancón.....	98
19	Alineación de las Estructuras geológicas en la Península.	112
20	Respuesta Electrográfica de las Formaciones Geológicas.	118
21	Clasificación Petrográfica de Dott para la Fm Atlanta	123
22	Emplazamiento Tectónico de la Fm Atlanta según Dickinson.	124
23	Mapa Ubicación de Cortes.	127
24	Convertidor Salinidad-Resistividad.	132



## INDICE DE TABLAS

I	Datos generales de los pozos .....
II	Tipos de Facies turbidíticas según Mutti y Ricchi-Lucci .....
III	Bloques estructurales desarrollados.....
IV	Bloques estructurales para Prospección.....
V	Porosidad obtenida de análisis de Núcleos.....
VI	Porosidad calculada por registros eléctricos.....
VII	Cálculo de la permeabilidad bajo el contacto agua-petróleo.....
VIII	Valores de Saturación de agua.....
IX	Cálculo de la permeabilidad en la zona de transición.....
X	Cálculo del Volumen total de Roca Bloque “A” .....
XI	Cálculo del Volumen neto de Roca Bloque “A”.....
XII	Cálculo del Volumen total de Roca Bloque “B”.....
XIII	Cálculo del Volumen neto de Roca Bloque “B”.....
XIV	Parámetros PVT.....
XV	Volumen de Petróleo “in situ” y Factor de Recobro.....



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

## ANEXOS

I	Mapa Geológico de la Península de Santa Elena.....
II	Mapa Isócrono referido al Tope de la Formación Atlanta.....
III	Mapa de Isovelocidades .....
IV	Mapa Estructural referido al Tope de la Formación Atlanta.....
V	Mapa de Isogrados API.....
VI	Mapa Ubicación de Cortes Estructurales.....
VII	Corte Estructural A-A' .....
VIII	Corte Estructural B-B' .....
IX	Corte Estructural C-C' .....
X	Corte Estructural D-D' .....
XI	Corte Estructural E-E' .....
XII	Corte Estructural F-F' .....
XIII	Corte Estructural G-G' .....
XIV	Corte Estructural H-H' .....
XV	Mapa Isopenetrado Bloque "A" .....
XVI	Mapa Isopenetrado Bloque "B" .....
XVII	Mapa Espesor Neto Bloque "A" .....
XVIII	Mapa Espesor Neto Bloque "B" .....



**BIBLIOTECA FICT**  
**ESPOL**





**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

## **INTRODUCCION**

La presente Tesis se realizó, gracias al convenio existente entre la Escuela Superior Politécnica del Litoral y la Compañía General de Combustibles S.A., en el Campo Petrolero “Ing. Gustavo Galindo Velasco” ubicado en la península de Santa Elena.

El campo petrolero tiene una superficie de 1200 kilómetros cuadrados. El 55% (660 Km<sup>2</sup>) es costa afuera y el 45% (540 Km<sup>2</sup>) costa adentro. Aquí se perforaron los primeros pozos productores de petróleo del Ecuador y su explotación comenzó con el pozo ANC0001 cuya perforación se inició en 1911 cerca de Anconcito, a una profundidad de 2116 pies, con una escasa producción de crudo al nivel de la Fm. Socorro. Consta de 2900 pozos, de los cuales se han obtenido 116 MM barriles de petróleo (Diciembre/1998). La producción diaria máxima se alcanzó en 1961 con 7300 bppd (CEPE 1985). Actualmente se tiene una producción de 1300 bppd de 36° API (Febrero de 1999).

El 75% del área (zona sur) correspondió a una concesión de la Anglo Ecuadorian Oilfield Co., (operadora de los campos: Concepción, Seca, Central, Cacique, Emporio, Certeza, Santo Tomás, La Fe y Tablazo). El 25% restante (zona norte) fue



entregado a otras compañías como: International Petroleum Co (I.P.C.) (operadora de los campos Carmela y Matilde); Carolina Oil Company (operadora de los campos Santa Paula, Carolina y Petrópolis) y Ecuador Oilfield Ltd, que descubrió el campo Tigre en 1934 y después, junto con otras propiedades de esta compañía, en 1951, pasan a poder de Manabí Exploration Co. (M.E.C.); las que a su vez fueron adquiridas en 1958 por Tennessee del Ecuador (TENEC) hasta que finalmente todos los campos del norte fueron cedidos en 1963 a Cautivo Empresa Petrolera Ecuatoriana C.A. (CEPECA).

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) se hizo cargo de la explotación de los yacimientos de la Península en 1976 dedicándose a conservar la producción sin realizar pozos exploratorios; hasta que mediante el Decreto Ejecutivo No 2186 del 11 de Octubre de 1994 se suscribió un acuerdo entre Petroproducción y la Escuela Superior Politécnica del Litoral para el desarrollo de los hidrocarburos de la península. Posteriormente la ESPOL mediante lo estipulado en el Art. 3 del Decreto 2186, convoca a licitación a empresas nacionales y extranjeras para la formación de consorcios y poner en marcha la ejecución del contrato de Servicios Específicos para la exploración y explotación de hidrocarburos en los campos petroleros de Ancón.

La empresa argentina Compañía General de Combustibles (CGC.SA) obtuvo la adjudicación del área licitada dando lugar a la formación del Consorcio CGC-ESPOL; con lo cual se inicia la internacionalización de CGC hasta llegar,



BIBLIOTECA FICT

XIX  
BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.  
EN CIENCIAS

actualmente, a explotar yacimientos petroleros en: Guatemala, Venezuela, Bolivia y Paraguay.

El presente estudio: “Geología Petrolera de los campos Tigre-Tacazo, Fe-San Joaquín-Emporio-Certeza-Santo Tomás” abarca las zonas situadas al sureste de la Concesión en donde se presenta la Fm Atlanta a poca profundidad coincidiendo con los Altos Estructurales del basamento. Las áreas mencionadas poseen la información suficiente para establecer las causas de la acumulación de hidrocarburos.

En ésta Tesis se exponen los diversos trabajos realizados sobre la geología de la península los cuales sirvieron de base para la elaboración del Modelo Geológico el cual permite comprender la génesis de las distintas formaciones geológicas dando una visión general del sistema de fallamiento y generación de estructuras causantes de la acumulación de hidrocarburos. Para tal efecto se realizaron Cortes Estratigráficos regionales para tener una visión general de las estructuras que serían comparadas con los Cortes Geológicos en la interpretación sísmica. Posteriormente, dentro de la zona de estudio se definió con mayor precisión las estructuras presentes y se construyeron los diversos mapas para obtener el volumen de roca.

Finalmente, se hizo el cálculo de las reservas hidrocarburíferas del estrato más importante desde el punto de vista económico: la Formación Atlanta y con estos datos proceder a la recomendación de perforación de pozos exploratorios, desarrollo y/o

avanzada; así como, la realización de trabajos de reacondicionamiento de los pozos para mejorar la producción de hidrocarburos.

# CAPITULO I

## GENERALIDADES



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

### 1.1. OBJETIVO

El propósito de la presente Tesis es definir el Modelo Geológico con el cual se explique el sistema de fallamiento, el desarrollo de las formaciones existentes en la península así como calcular la Reserva de Hidrocarburos en la Fm Atlanta; con la finalidad de localizar sitios para nuevas perforaciones de pozos (de exploración, de desarrollo o de avanzada) y también determinar los estratos de mayor interés para realizar reacondicionamientos de pozos que permitan aumentar la producción de petróleo.

### 1.2. METODOLOGIA

Se inició el trabajo con la recopilación de la información acerca de los principales estudios geológicos efectuados en la península especialmente aquellos realizados por las compañías: Anglo Ecuatorian Oilfield Ltd (AEOL), Cautivo Empresa Petrolera Ecuatoriana C.A (CEPECA) y Compañía General de



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Combustibles S. A. (C.G.C.). En segundo lugar se procedió a seleccionar la zona comprendida entre los campos Tigre-Tablazo-La Fe-San Joaquín-Emporio-Certeza-Santo Tomás; por poseer la mayor información disponible al nivel de la Fm Atlanta; tales como registros eléctricos completos, núcleos de perforación estudios micropaleontológicos, análisis petrológicos, perfiles de buzamientos e información sísmica. Finalmente se procedió a la interpretación integrada de geofísica, geología y reservorios en donde se define el modelo geológico y se calcula el valor de las reservas de hidrocarburos.

Para procesar la información, se contó con tecnología de primer nivel especialmente en el área de geología donde se cuenta con los programas utilitarios de Landmark (“Stratworks”; “Zmap”; “Seiswork” y “Zcap”) subsidiaria de la empresa Halliburton EE.UU y, “Sigeo” (licenciado por la compañía Lacuria y Asociados de Argentina) que opera en “Autocad”. También se tienen computadoras personales con los programas de Microsoft tales como: “Access”, “Excell”, “Power Point”, etc.

Toda la información de los pozos fue grabada en la Base de Datos tanto de Sigeo como de Landmark. Así tenemos: nombre del pozo, alias del mismo, coordenadas en UTM, profundidad total, cota, producción acumulada de petróleo, producción acumulada de agua, estado del pozo, sistema de extracción, formación productora, etc. Tabla 1. Los Mapas de magnetometría, gravimetría y

los perfiles eléctricos se digitalizaron utilizando “Zcap” y “Autocad”. Posterior al ingreso de la información se realizó la interpretación integrada de geofísica y geología elaborando Cortes Estratigráficos, Cortes Estructurales, Mapas Estructurales, Mapas Isópacos, etc., con los cuales se definió el modelo geológico y se calcularon las reservas hidrocarburíferas.

### 1.3. LOCALIZACION DEL AREA DE ESTUDIO.

El área de estudio está ubicada al sureste del Campo petrolero “Ing. Gustavo Galindo Velasco” en la Península de Santa Elena, a una altura de 30 metros sobre el nivel del mar y aproximadamente a una distancia de 130 Km de la ciudad de Guayaquil. Fig. 1.

Posee una superficie de 77 Km<sup>2</sup>. Consta de 540 pozos perforados; los cuales, han producido, de la formación Atlanta, cerca de 40 millones de barriles de petróleo que representan el 80 % de la producción total acumulada, el 20% restante se ha obtenido tanto de la Formación Socorro como de la Formación Santo Tomás. Los límites del área de estudio expresados en UTM son:

9748000 al norte	9737000 al sur
520000 al este	527000 al oeste.



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

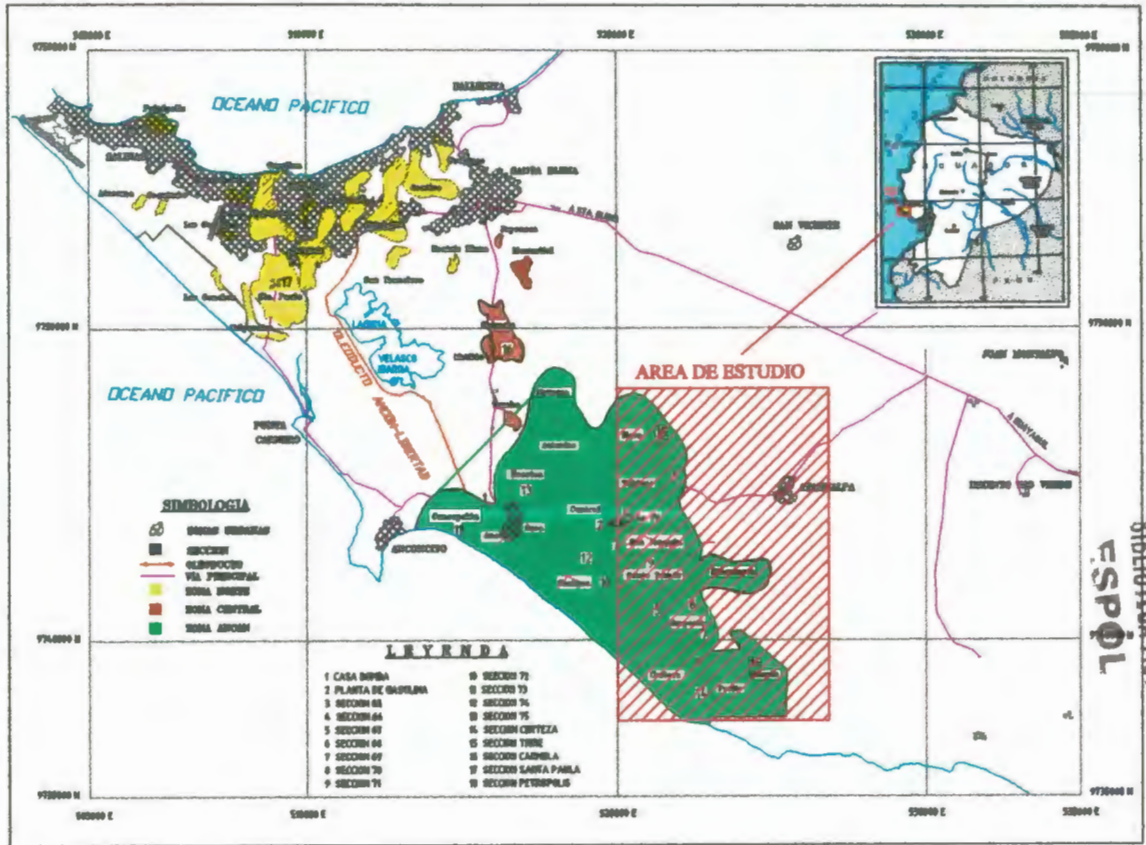


FIG. 1 MAPA DE UBICACION DEL AREA DE ESTUDIO

BIPLHOTECIA FCI  
ESPOL





#### **1.4. VIAS DE ACCESO.**

Tiene tres vías de acceso la primera es la carretera Guayaquil-Atahualpa-Ancón cuyo primer tramo está en buenas condiciones, no así el segundo tramo que está en mal estado; especialmente por efecto del Fenómeno de El Niño; la segunda entrada para acceder al Campo petrolero de Ancón es la vía Guayaquil-Santa Elena-Tambo-Ancón, que está en regular estado; la tercera entrada es la vía Guayaquil-Santa Elena-Punta Carnero-Anconcito-Ancón, que está en malas condiciones.

Hay servicio de transporte público terrestre (buses) todos los días de la semana hasta las 22:00 horas. El tiempo, que se requiere para llegar al Campamento Minero de Ancón, desde Guayaquil, es de 2 horas. Para el desplazamiento de los automotores y para la comunicación entre los pueblos y habitantes, el área de estudio cuenta con una aceptable infraestructura vial en cuanto a cantidad más no a calidad. Se distinguen dos clases de vías:

##### **1.4.1. VÍA FUNDAMENTAL**

Se encuentra conformada por 7 carreteras asfaltadas de primer orden o recubiertas con tierra brea que abarcan una extensión de 176.5 Km. y un

ancho de calzada promedio de 10.7 metros, esta red comunica a los siguientes sitios:

Ancón - Tambo - Santa Elena.

Ancón - Prosperidad - Tambo - Santa Elena.

Ancón - Anconcito - Punta Carnero.

Ancón - Atahualpa - Vía a Guayaquil.

#### **1.4.2. VÍAS VECINALES**

Los caminos vecinales, dentro del área del Convenio ESPOL-CGC, tienen una extensión aproximada de 218.7 Km., de los cuales, 62.8 Km. son carreteras asfaltadas, 35.9 Km. son caminos empedrados o afirmados, y 120 Km. son caminos de tierra o verano. El 50% de estos caminos han sido construidos en forma precaria, no poseen alcantarillas ni cunetas.

#### **1.5. RELIEVE**

La península de Santa Elena es un rasgo morfológico de los más sobresalientes en la costa oeste del Continente Sudamericano. Constituye una gran interrupción en la continuidad de la costa norte y la costa sur del Ecuador.

La Cordillera de Chongón y Colonche; Cuenca de Progreso y el Levantamiento de Santa Elena son elementos morfoestructurales incluidos en el trecho arco-fosa, más cerca de la fosa oceánica llamada Bolívar que al arco volcánico andino.

El relieve de la península es bastante diversificado con ondulaciones y capas que no superan los 150 metros sobre el nivel del mar.

Las unidades geomorfológicas generalmente poseen playas emergidas dentro de zonas litorales de acumulación; también se puede observar superficies de colmatación, la erosión es de plana a ondulada, sin disección a poco disectado; las colinas de vertiente son rectilíneas con desnivel menor a 20 m y forma de la cima redondeada y las unidades son de las mismas características pero con desnivel entre 20 m y 50 m; los grupos de relieves de cuesta tienen superficies de planas a onduladas y las colinas de vertientes son convexo-cóncavas, con desniveles menores a los 20 m.

Los tipos de suelos que se presentan en la mayor parte de la península tienen un contenido de montmorillonita en aproximadamente un 35% dentro de un régimen de árido, con áreas planas o poco onduladas; colinas sedimentarias de suelos desarrollados profundos y poco profundos, con grietas cerradas de menos de 60 días; suelos poco desarrollados con textura variable y alto contenido de sal. En menor proporción se presentan suelos desarrollados, amarillos, sin óxidos de

hierro y pH mayor a 7, correspondientes a vertientes del Tablazo arenoso y suelos sobre formaciones aluviales, profundos y de textura variable, limosos a arcillosos.

El área presenta dos tipos de suelos bien diferenciados: Suelo residual y Suelo de depositación aluvial. Los suelos residuales se generan por un proceso de meteorización areno-limoso y que a su vez es producido por un proceso de intemperismo que ataca a las rocas de una zona transformándola en suelo. Por lo general este tipo de suelo presenta partículas angulares a subangulares, de tamaño medio a grueso y de características geomecánicas muy diferentes al otro tipo de suelo por depositación aluvial que se genera por la sedimentación de los sistemas de drenaje natural que se acumulan en las riberas y fondo de los mismos.

En la Península de Santa Elena se observan suelos arenosos, limosos y arcillosos de plasticidad media. Debido a la falta de humedad en el sector, se presentan suelos arcillosos de tipo expansivo.

## 1.6. CLIMA



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

Presenta una estación cálida y lluviosa entre los meses de Enero y Abril y una estación fría y seca entre Mayo y Diciembre. La primera se debe a la zona de

convergencia intertropical y a la influencia de la corriente cálida del Golfo de Panamá (Corriente de El Niño). Por otro lado la presencia de relieves continentales origina la presencia de garúas. Las precipitaciones anuales no alcanzan los 200 mm, la clasificación de este clima, según Koppen, es BS' (seco, semiárido, de tipo estepa).

La zona de influencia presenta un clima desértico tropical caracterizado por una escasa precipitación cuya máxima ha sido 109 mm anuales, por lo que presenta periodos muy cortos de lluvia. La temperatura promedio del área es de 27°C. La variación de la temperatura asimismo está estrechamente relacionada con la Corriente Cálida del Niño, la Corriente Fría de Humboldt y la arremetida de los vientos alisios que provienen del Océano Pacífico.

La velocidad promedio del viento es moderada (2,8 m/s) y circula en dos direcciones predominantes: sur-oeste y nor-oeste. Los vientos si bien regulan el clima contribuyen a la erosión debido a la pendiente baja del terreno.

La humedad relativa promedio al año es de 85,9% y la radiación solar alcanza un máximo de 1200 a 1300 W/m<sup>2</sup> en los periodos de lluvia con días despejados, y de 700 a 900 W/m<sup>2</sup> en la estación seca con días nublados.



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

La zona de estudio tiene una marcada falta de lluvia, llegando a producirse una evaporación del 100% en cualquier superficie de agua acumulada.

La evapotranspiración es del orden de los 1200 a 1300 mm y en Ancón es de 839 mm. La precipitación pluvial anual es de 109 mm. Las cuales durante el mes de Febrero alcanzan los 72,2 mm representando el 66% de la precipitación total anual.

### 1.7. VEGETACION.

La vegetación es escasa. Los suelos están poco cultivados a raíz del déficit hídrico originado por las escasas precipitaciones y la insuficiencia de aguas superficiales.

La vegetación natural de la península ha sido demasiado intervenida principalmente por acciones humanas como la sobre explotación de la madera, quema de leña para obtener carbón, el desmonte para zonas de cultivo (con mala producción), manejo inadecuado de los campos mineros de yeso, aumento de la salinidad por intrusión marina, la construcción de piscinas camaroneras, salitrales y la mala práctica hidrocarburífera lo que al sumarse con el tipo de factores climáticos presentes en la zona y la falta de proyectos de reforestación ha originado una serie de cambios en el ambiente que han provocado la aridez de la

zona con el consecuente decrecimiento de la vegetación y desolación de zonas muy amplias.

## 1.8. TEMPERATURA

Los datos de temperatura se han tomado de la estación de Ancón. La temperatura media anual es de 27°C. El período de diciembre a mayo son los mas calurosos con una temperatura que oscila entre 27°C y 30°C, entre los meses de mayo a noviembre la temperatura varía, en gran medida, por la arremetida del viento oceánico a la zona y por la influencia de las corrientes marinas tales como: la Corriente Cálida del Niño y la Corriente Fría de Humboldt junto con la arremetida del viento oceánico a la zona.



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

## 1.9 HIDROGRAFIA

La mayor parte de los ríos del Ecuador se originan en la Cordillera de Los Andes principalmente por lluvias y aportes de aguas subterráneas; también hay contribución por deshielos pero esta es en poca cantidad.

El sistema hidrográfico de la zona se encuentra en el flanco occidental de la Cordillera de Chongón, la red hidrográfica inicia aproximadamente en la cota 300m sobre el nivel del mar y llega hasta la cota 0,0 sobre el nivel del mar que

corresponde a la desembocadura del río al océano. Los cauces que atraviesan la zona lo hacen en dirección a la parte sur-oeste del área de estudio.

Los ríos de la zona permanecen sin agua la mayor parte del año debido a la escasa presencia de lluvias. Durante la época lluviosa, los sistemas hidrográficos transportan el agua con velocidades bajas, formando meandros inestables con cambios continuos de los cauces, formando lechos anchos y poco profundos, típicos de los ríos de llanura.

Las cuencas hidrográficas principales están formadas por los siguientes ríos: Salado, Engabao, Mambra y Zapotal. La subcuenca del río Verde está localizada al interior y aporta sus aguas a la cuenca del Río Zapotal.

El Río Salado se encuentra en la parte central, tiene una pendiente promedio de 0,29% y su longitud de recorrido es de 32,7 Km. La cota de origen se ubica en 100 m sobre el nivel del mar. Este río desemboca en la Laguna Velasco Ibarra antes de dirigirse al mar.

El Río Engabao recorre en dirección nor-este a sur-oeste, con una longitud de recorrido de 15 Km. y su cota de origen está ubicada a 60 m sobre el nivel del mar, con pendiente promedio de 0,38%.



El Río Mambra recorre de norte a sur, con una longitud de recorrido de 21,8 Km. y su cota de origen ubicada a 80 m sobre el nivel del mar con una pendiente promedio de 0,35%.

El Río Verde que aporta su caudal a la cuenca del Río Zapotal tiene una longitud de recorrido de 31,5 km. y su cota de origen se ubica a 100 m sobre el nivel del mar con una pendiente promedio de 0,43%.

En la Laguna Velasco Ibarra confluyen los ríos Salado, Tambo, Las Vegas y Santa Rosa. Esta laguna fue represada hace muchos años con el objeto de almacenar el agua lluvia principalmente para fines agrícolas. Pero las fuertes lluvias ocasionadas por el Fenómeno de El Niño, rompieron esta Represa y actualmente almacena agua salada por influencia del mar. En el resto del área existe una gran cantidad de pequeños drenajes y quebradas que de igual manera presentan escorrentía únicamente durante la época de lluvias.

Los ríos en su nacimiento tienen pendientes altas y velocidades grandes y la erosión es fuerte, al llegar a la llanura las velocidades disminuyen notoriamente, los sedimentos se depositan y forman los bancos, de ésta manera los ríos realizan el trabajo de nivelar el relieve acarreo de materiales orgánicos, un trabajo de gran magnitud pero beneficioso para el hombre.



La morfología de la cuenca y del cauce están influenciadas directamente por factores como la geología, vegetación, clima, relieve, etc. Generalmente los cauces están conformados por una red de pequeños ríos, riachuelos, canales, flujo subterráneo y precipitaciones; no así en los ríos de ésta zona donde no se observan estos aportes.

Un aspecto muy importante en la morfología de los cauces es el transporte de los sedimentos, las características del tamaño y disposición, la forma de transporte influyen decisivamente en la morfología, elevan su propio lecho, modificando su recorrido y la forma de este, tanto en la sección transversal como en planta. Estos cauces están formados por cantos rodados muy pequeños, combinados con arcillas y arenas. Este material es proveniente del asentamiento provocado por la baja pendiente del cauce y la baja velocidad, los cuales no pueden acarrear material de fondo. Estos cauces no llevan agua pero en época de lluvias y grandes crecidas llegan a ocupar prácticamente todo el valle fluvial, adquieren grandes velocidades y un poder de acarreo enorme de material.



**BIBLIOTECA FICT**  
**ESPOL**



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

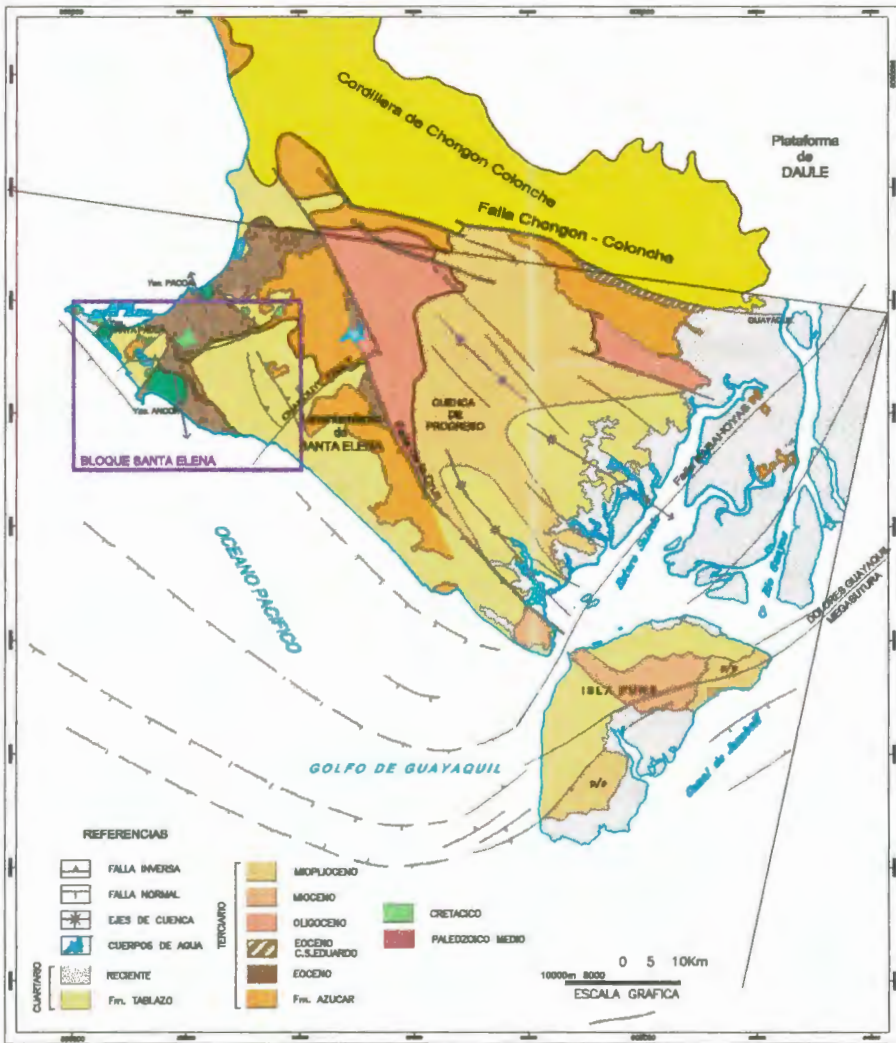
## CAPITULO II

# GEOLOGIA REGIONAL

La región costera del Ecuador ha sido caracterizada como un terreno alóctono de origen oceánico; el cual fue acretado frente al margen continental andino desde el Cretácico Superior hasta el Terciario Temprano y cuyo efecto se ve reflejado con el desarrollo de las cuencas antearco de: Santa Elena, Progreso, Manabí, Daule y Esmeraldas; las cuales han sido modificadas por sucesivos eventos tectónicos que van desde una tectónica de esfuerzos compresivos hasta una tectónica de desplazamiento de rumbo.

El campo petrolero “Ing. Gustavo Galindo Velasco” se encuentra ubicado en la cuenca de Santa Elena geológicamente conocida como el Levantamiento de Santa Elena cuyos sedimentos, desarrollados sobre corteza oceánica, abarcan desde el Cretácico. Los límites estructurales comprenden: al noreste los sedimentos de edad Oligoceno-Plioceno de la Cuenca Progreso separados por la Falla de La Cruz. Hacia el sur se encuentran los sedimentos del Alto de Santa Elena, correspondientes a la secuencia del Mioceno Inferior al Pleistoceno representando la apertura del Golfo de Guayaquil. Hacia el oeste el límite actual está constituido por el prisma de subducción del Neógeno. Fig. 2.

**FIG. 2 LIMITES ESTRUCTURALES  
PENINSULA DE SANTA ELENA**



TECNICA DEL LITIO  
POL  
TECA FICT  
POL

Los afloramientos del Cretácico (Fm Santa Elena, "Wildflysh, Carolina Chert) están hacia el sector occidental, mientras que en la parte central y oriental (zona de Playas y Sierra de Chanduy) aflora una gruesa secuencia de areniscas y conglomerados de la Fm Azúcar. Los afloramientos eocénicos del Grupo Ancón se pueden observar en los acantilados de la población del mismo nombre.

## **2.1. ESTUDIOS GEOLOGICOS ANTERIORES**


Los estudios realizados por los geólogos de las distintas compañías, que operaron en la península, trataron de explicar la extremada complejidad de la geología del Levantamiento de Santa Elena basándose mayormente en la interpretación de registros eléctricos y, debido a la variación de las posiciones estructurales así como a la falta de marcadores regionales era una tarea muy difícil realizar correlaciones confiables; esto ocasionó diversas interpretaciones a veces contradictorias sobre un mismo evento. Así tenemos el que se hayan propuesto diversos modelos geológicos que van desde una Tectónica Normal, aunque compleja, de pliegues y/o fallas, a una Tectónica de Gravedad, productora de rasgos extremadamente irregulares (Teoría Olitrostómica). Luego tenemos el Modelo Eustático (cambios del nivel del mar) y el Modelo del que se basa este estudio en donde se analizan los esfuerzos generados en un Sistema Transcurrente.

T. Wolf (1890), fue el primero en realizar estudios sobre las manifestaciones de hidrocarburos en la península, donde menciona que el petróleo está contenido en rocas cuaternarias con posible origen de rocas terciarias. Wolf en su tratado "Ecuador" no hace mención del campo Ancón.

Grahan (1913), en su reporte recomienda al campo Ancón como muy favorable y con pocas dificultades para la extracción de hidrocarburos. Menciona la similitud de los campos peninsulares del Ecuador con los de California.

L.W. Berry, (1916), describió las estructuras del campo de Ancón y la Península en general, como producto de dos periodos tectónicos: Andino y Colonche. El primero se caracteriza por la formación de fallas y pliegues de dirección NNE-SSW. Ocurrió desde el inicio del Terciario hasta el presente. Predomina al Sur del pueblo de Santa Elena: Aquí tenemos el Anticlinal de Ancón fallado en su flanco occidental por la Falla de Ancón de dirección ONO-ESE y la Falla Tambo de dirección NNE-SSE que pasa al oeste de Punta Ancón. El segundo período tectónico se produce en el Terciario, posterior al período Andino y se caracteriza por originar fallas y pliegues de dirección ONO-ESE, tales como el Anticlinal Simétrico de Ayangue que se sitúa entre dicho pueblo y el sur de Colonche y el Anticlinal de Cangrejo que es asimétrico en su forma (flanco norte es vertical y en el sur buza a 15°). Va de Punta Centinela a San Vicente, y se presenta estructuralmente perturbado. La Falla Santa Elena (o Chanduy Ballenita)

pertenecería también a este periodo tectónico. Berry, hace un análisis de los tres anticlinales observados en el campo: Ancón, Cangrejo y Ayangue. Menciona al Anticlinal Ancón como una estructura muy favorable con dos arenas petrolíferas probadas de alta calidad de la Fm Atlanta y Fm Socorro. El Anticlinal Cangrejo presenta muchas fallas con manifestaciones de petróleo en superficie especialmente hacia Baños de San Vicente, lo cual indica, pocas posibilidades de hidrocarburos. El Anticlinal Ayangue, respecto a los estratos observados en Ancón, está a 1100 pies más arriba y podría almacenar petróleo.



E.H. Cunningham Graig, (1920), describe como un enorme Anticlinal la estructura general de la península, con un núcleo de rocas preterciarias, en cuyos flancos las rocas terciarias se encuentran deformadas en pliegues pequeños y apretados. Realiza un mapa geológico a escala 1:20.000 del área de su estudio donde reconoce el Anticlinal de Ancón, como la principal estructura terciaria de dirección ENE y cuya cresta buza hacia el norte.

C. Barrington Brown, (1922), confirma a las estructuras del campo de Ancón como un amplio anticlinal con dirección aproximada N-S, fallado en su flanco occidental hacia Anconcito, en donde entra en contacto con rocas más jóvenes.

El anticlinal está atravesado por un cinturón de fracturamiento de dirección NO-SE, que llega hasta Punta Carnero y su núcleo esta constituido por la Formación



BIBLIOTECA FICT  
**ESPOL**

Clay Pebble Beds (CPB) del Grupo Ancón. Propone, en su estudio, como origen de esta formación el sobrecorrimiento horizontal; por tal razón las areniscas y las lutitas duras se fracturan y son puestas a rodar mientras las arcillas suaves han sido comprimidas alrededor de los fragmentos de éstas rocas cambiando de una forma subangular a redondeada. Investigadores posteriores expondrían el origen de la Fm Clay Pebble Beds (CPB) por flujo de lodos.

A.J.R. Murray (1923), realizó el primer cartografiado geológico del campo Ancón sobre una base topográfica en escala 1:2.500. Analiza la estructura anticlinal del Campo Ancón y la describe como un “levantamiento axial” conteniendo una brecha tectónica en su núcleo. Murray concuerda con Barrington Brown acerca de los “sobrecorrimientos” de Clay Pebble Beds (CPB) sobre la suprayacente Formación Socorro. Manifiesta que la parte superior de CPB es fosilífera mientras la inferior es escasa. Indica buenas probabilidades de encontrar hidrocarburos en las zonas en que el Terciario (Fm. Atlanta) aparece deformado especialmente en las proximidades de los afloramientos Cretácicos (Formación Santa Elena). Recomienda no perforar la Fm Socorro al norte del campo Ancón.

Barrington Brown, (1924), se mantiene su idea del sobrecorrimiento horizontal de la formación Clay Pebble Beds, y explica los afloramientos Cretácicos como restos de un gran sobrecorrimiento en los sedimentos terciarios.



Murray, (1925), contrario a lo expuesto por Barrington-Brown acerca de los sobrecorrimientos, afirma que la existencia de bloques de la formación Socorro dentro de la formación Seca suprayacente, se deben a la existencia de pliegues recumbentes y no a la acción del arrancamiento y trituración producida por un sobrecorrimiento. Por tal razón, la formación Clay Pebble Beds sería un depósito sedimentario afectado por pliegues recumbentes, originados por una fuerza tectónica actuando desde el SE y luego intensamente fallados y cizallados.

Explica al Anticlinal Ancón originado por esfuerzos de dirección ESE y afirma que hacia el Norte del campo el anticlinal se bifurca en una rama ONO y otra NE, las cuales terminan en el “cinturón intrusivo” y sobre las intrusiones de diques se forma un amplio cinturón de alteración sedimentaria originada por metamorfismo hidrotermal y cambios metasomáticos. Estas intrusiones no provocaron levantamientos aunque si expresaron su energía lateralmente comprimiendo y fracturando los estratos de ambos flancos en la dirección ESE (a 90° del dique principal que va desde la Puntilla pasando por Zapotal hasta llegar a la Cordillera de los Andes), este tectonismo causó intenso plegamiento y fracturas a lo largo del eje norte-sur dentro del campo Ancón hasta originar una serie de pliegues recumbentes que, a su vez, forman el extenso Anticlinal de Ancón y posiblemente el Pliegue Mambra; el cual tendría una dirección NO-SE.



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

Murray, propone un considerable levantamiento del nivel del mar (menos de 240 pies), durante el Pleistoceno, basado principalmente en sus observaciones sobre la Fm. Tablazo, además observa una inclinación de aproximadamente 40 pies hacia el Sur y de, igual magnitud hacia el Este.

Sheppard G., (1925), inicia una serie de estudios en el Campo Ancón y la zona de Colonche, analizando los afloramientos a lo largo del Río Engabao. Explica que las principales fuerzas de compresión han sido ejercidas desde el Este o NE, produciendo pliegues amplios y fallas inversas. En ciertas partes observa sobrecorrimientos que han dejado “espejos de falla”.

Describe a la formación Clay Pebble Beds como un flujo de lodo hacia el mar y a la estructura del Campo Ancón como un flanco oriental monoclinal con buzamiento hacia el este con inversiones locales debidas a Fallas presentando un fallamiento vertical del Anticlinal de Punta Ancón (actual pueblo de Anconcito hacia el NO de Ancón). Observa, dentro de la península, las siguientes unidades tectónicas: el Anticlinal Colonche de dirección NO-SE, una franja de intensa perturbación entre Santa Elena y Ballenita, la zona de “diques ígneos” y el plegamiento de Ancón.

W.B. Hume, (1930), explica los rasgos estructurales de Ancón como producto de sobrecorrimientos con plegamientos suaves hacia el este y subsecuente

fallamiento normal. Menciona que los sobrecojimientos son más importantes que las fallas y pliegues para la acumulación de petróleo.

Barrington Brown , (1935), aplica las ideas de R.A. Baldry sobre la sedimentación en el NO del Perú para explicar la complejidad de las estructuras y de las Formaciones del Campo Ancón. Así se tiene: la desaparición de grandes espesores de sedimentos en cortas distancias, la presencia de zonas de brechamiento intenso y la presencia de fallas, con aparentemente grandes desplazamientos. Todas estas situaciones podrían explicarse a través del deslizamiento, inducido por gravedad, de paquetes sedimentarios que se mueven unos sobre otros, siguiendo planos subhorizontales. Según, este investigador, esta “tectónica de gravedad”, sería consecuencia de una sedimentación muy activa en una plataforma continental situada en posición frontal hacia una “geofalla activa” y fosa frente al continente.

Realiza un mapa de contornos estructurales de la Fm Clay Pebble Beds (CPB) donde aparecen las formaciones Socorro y Seca, ocupando depresiones en ésta formación. La Fm Atlanta se deposita normalmente y luego durante los movimientos de ésta “Tectónica de gravedad” en las masas suprayacentes, la arena de ésta formación fluyó para formar los “altos estructurales” que muestran los contornos. La variación en espesor que se encuentra en las formaciones de Ancón se debe a los planos subhorizontales de deslizamiento que convergen y se bifurcan para separar a los sedimentos en cuerpos lenticulares y almohadillados. Clay Pebble Beds es una zona



de trituración y flujo que atraviesa las lutitas asociadas a Atlanta y a la Fm. Socorro conteniendo: una parte pequeña de Atlanta, Passage Beds (no definida en aquellos tiempos como estratos de transición) y partes de Socorro.

E. L. Moore (1944), en el reporte N° G-6-4, hace una cronología de los trabajos geofísicos efectuados dentro de la Península de Santa Elena. En tales notas señala que los resultados de la Gravimetría y de la Magnetometría indican el Alto Estructural de Certeza. Concluye que las mejores zonas productoras están asociadas a los máximos gravimétricos. Recomienda el uso de éstos dos métodos para futuros trabajos de investigación en la búsqueda de hidrocarburos. En lo referente a la Sísmica, menciona que el sismógrafo fue probado en el Campo Ancón a inicios de 1937 con pobres resultados, debido al fallamiento, deslizamiento y a la variación lateral de los estratos. La Sísmica, en ese entonces, no tenía la resolución que posee en la actualidad; por tal razón, se prefería trabajar con los otros métodos citados.

Horvitz, (1946), realiza un estudio geoquímico sobre el campo Ancón, donde muestra los valores analíticos de Metano, Etano e hidrocarburos pesados (en partes por billón); indicando la concentración de los mismos sobre el área estudiada.

Spens , (1946), en el reporte N° G-6-18 reitera las conclusiones de E. L, Moore. Menciona que los Bajos Estructurales no son necesariamente malos desde el punto

de vista petrolero; ya que, algunos de los pozos de Tigre se encuentran situados en los bajos gravimétricos.

A.D. Hunt (1950), describe el Terciario Peninsular como un sistema de pliegues y fallas asociadas, presentes principalmente en la formación Atlanta, como consecuencia del empuje hacia occidente del borde del continente americano al separarse de Africa, Sostiene la validez de las conclusiones estructurales de Berry y reconoce las estructuras de dirección NE de las rocas de Atlanta. Identifica, ayudándose de datos regionales de gravedad residual, una serie de anticlinales y sinclinales en la región mencionada.

Drysdale, (1953), realiza un estudio de los registros eléctricos. Indica que la Fm Atlanta, al ser arenas con variable cantidad de arcilla y material lutítico, posee en general valores bajos de resistividad (menos de 80 ohmios). Cuando las resistividades superan los 80 ohmios la Fm Atlanta no producirá petróleo en cantidades comerciales salvo en el caso de microfracturamiento. También aconseja investigar las zonas con bajas resistividades pues se consideran productivas; pero hay que tomar en cuenta, que las lutitas son muy porosas y contienen agua; pero, a la vez, son impermeables presentando, asimismo, bajas resistividades.

Lacey, (1956), concluye que hay tres tipos de hidrocarburos en la península: “Petróleo Cretácico”, “Petróleo Atlanta” y “Petróleo Socorro”. Los dos primeros

presentan desde el HCT (high cold test) hasta el LCT (low cold test). El petróleo Socorro es del tipo LCT.

S. Marchant (1961), realizó amplios estudios fotogeológicos y de afloramientos, produciendo los mapas de Campo más completos que existen del área de Ancón. Levantó una nueva topografía para tener un mapa base confiable y detallado. También perforó pozos estratégicos así como trincheras, para obtener información del subsuelo en áreas cubiertas. Este amplio estudio permitió a Marchant describir las estructuras peninsulares como producto de los siguientes sistemas de fallas: Un sistema NO-SE, el cual es el más pronunciado y tiene una clara expresión en el sistema de fallas que se extiende desde Chanduy a Ballenita y que limita por el Sur a la subdivisión del Levantamiento que fue denominado San Pablo. Un sistema NE-SO, que se conformaría con los rasgos estructurales de la Formación Atlanta.

J. A. Colman, (1966), indica que las mediciones sísmicas efectuadas en el Campo Ancón no son efectivas especialmente la Sísmica de Reflexión. Recomienda; en cambio, la Sísmica de Refracción para futuros trabajos en el área. Hay que recordar que la Sísmica, en ese entonces, era puramente analógica y que ha ido evolucionando hasta ser totalmente digital y actualmente ser muy confiable.

D.E. Powel, (1968), expone las ideas de J. Azad, basadas en trabajos realizados desde 1965 y que concibieron a la península de Santa Elena como un gigantesco

“Complejo Olitrostómico”, es decir, el singular producto de varios grandes deslizamientos gravitatorios que afectaron a sedimentos de diferentes edades, triturándolos, mezclándolos y depositándolos finalmente en un complejo litológico en el que los parámetros geológicos normales (correlación, historia deposicional, estructuras, etc.) dejan de tener sentido, pudiéndose identificar únicamente los bloques u olistolitos de este gigantesco conglomerado y su matriz. Según Azad, los olistolitos pueden ser milimétricos a kilométricos (cerro de Chanduy).



OTEGA FICT  
SPOL

Esta teoría tuvo una amplia aceptación, pues su exposición estuvo apoyada en abundantes datos de campo y paleontológicos que correspondían a la complejidad observada en la geología de la península.

Incluso en la edición del Mapa Geológico del Ecuador (1982), se sustituyen las formaciones del “Levantamiento de Santa Elena” con un color especial y único para designar al Complejo Olitrostómico.

Posteriormente los pozos exploratorios perforados en los años subsiguientes mostraron, que las secuencias estratigráficas encontradas en tierra y costa afuera del “Levantamiento de Santa Elena”, mostraban una sucesión normal que comprende el Cretácico Superior, Paleoceno, Eoceno Inferior y Medio. Esta sucesión normal, se presenta así a escala regional y tanto al norte como al sur del Campo Ancón, sucesión que no existiría si la Península fuese un “Complejo Olitrostómico”, tal

como fue propuesto. Por lo tanto, el “Principio de Superposición” y todas las consecuencias que de él se derivan, tiene total validez en el ámbito geológico peninsular, sin detrimento de las complejas estructuras existentes, como consecuencia de su situación en un “margen de convergencia”

BIBLIOTECA  
ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL  
GUAYAGUAY  
FACULTAD DE ING.  
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

G. Salcedo (1986), relaciona la producción petrolera con el gradiente geotermal; cuando supera los  $16^{\circ}\text{F}/1000'$  se tiene caudales de 160 barriles diarios iniciales (en el 62% de los pozos); si es menor: se tiene 50 barriles de petróleo diarios (para la Fm Atlanta)

Menciona que la producción petrolera es mayor en áreas donde La Fm Atlanta está fracturada naturalmente y que el juego de las mismas es ortogonal con orientaciones  $\text{N}70^{\circ}\text{W}$  y  $\text{N}20^{\circ}\text{E}$ . Indica que La Fm Atlanta fue depositada a una profundidad entre 1.75 Km a 4.2 Km. Afirma que la migración de hidrocarburos se inició en el Eoceno Superior (dada las pobres condiciones petrofísicas de la Fm Atlanta).

G. Montenegro y B. Loor (1986), estudian las facies turbidíticas del Grupo Ancón. Concuerdan con Brown (1925) sobre el predominio de deslizamientos gravitacionales; así como el tectonismo de cizalla expuesto por Marchant (1957). Encuentran, para el Grupo Ancón, tres asociaciones de facies sedimentarias: talud, abanico submarino y planicie de cuenca.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL



Roperch et al (1987), en sus estudios sobre paleomagnetismo muestran que toda la península ha tenido una rotación de  $70^\circ$ , en el sentido de las manecillas del reloj, desde el Cretácico Medio hasta el presente.

G. Pascuare, A. Tibaldi y L. Ferrari (1990) indican que la configuración de la zona de subducción ecuatoriana es el resultado de la evolución de este complejo mecanismo en el transcurso del tiempo, en el que las fuerzas compresivas resultantes están controladas por la interacción de la Placa Nazca y la Dorsal Asísmica Carnegie con el margen continental sudamericano con influencia de la placa Caribe en la parte norte. La colisión de la dorsal asísmica Carnegie y la interacción del escarpe Grijalva con la zona ecuatoriana en el Pleistoceno han dado como consecuencia un fallamiento de deslizamiento de rumbo (strikeslip faulting) con dirección principal WSW-ENE.

E. Jaillard (1992), propone el “modelo eustático”, definido por P. Vail et al (1985-87), para el estudio de una cuenca sedimentaria. Explica que en el eustatismo definido por Suess (1906), la biósfera y la sedimentación interactúan entre sí, formando un sistema paleoecológico complejo; los cuales están controlados, a mayor escala, por los parámetros de la geodinámica interna (tectónica) y externa (ciclos astronómicos). Nos indica que una bajada del mar tendría efectos parecidos a un evento tectónico en donde la erosión domina y los sedimentos (detríticos mayormente) son depositados en el borde externo de la plataforma o en la cuenca.

En cambio, en una subida del nivel del mar se acumulan los sedimentos finos (a veces carbonatados) hacia la plataforma.

Elabora, sobre la base de los datos de subsuelo de Small (1962), un modelo secuencial; en donde el Grupo Azúcar contiene *G. cf. velascoensis* datado Paleoceno Superior-Eoceno Inferior (Sigal, 1968) y correspondería a una secuencia de depósito (TA2). La Fm Atlanta podría representar un cono submarino (CSM). El Grupo Ancón Eoceno Medio sería otra secuencia de depósito (TA3). La Fm CPB podría ser interpretado como un depósito de talud. La Fm Socorro representaría un prisma de bajo nivel (PBN). La Fm Seca sería un intervalo de transgresión (IT) con un prisma de alto nivel (PAN). La Fm Punta Ancón, rica en influencias terrígenas, está interpretada como un prisma de baja plataforma (PBP) al tope del Eoceno Medio.

S. Benítez et al (1993), identifica tres fases tectónicas principales que son las responsables de la compleja estructuración. La primera fase tuvo lugar en el Paleoceno Tardío y fue la responsable de la intensa deformación de la Fm. Santa Elena conjuntamente con la depositación del ciclo turbidítico de la Fm. Atlanta, dando lugar a un sistema de fallamiento principal con rumbo de N70°W, acompañado por pliegues apretados con ejes anticlinales subparalelos a las fallas. Otro evento ocurriría hacia el Eoceno caracterizado por una tectónica tangencial con componentes transcurrentes que ocasionarían una transpresión al norte (campo Pacoa) y una transtensión al sur (campo Ancón). El tercer evento daría inicio a la

apertura del Golfo de Guayaquil, durante el Oligoceno, con el depósito de los sedimentos hacia la cuenca Progreso.

G. Hinojosa, P. Malone, F. Fantín (1996), definen a la parte occidental de la península como un Margen Convergente de tipo oceánico-continental debido a elementos mayores de Tectónica de Placas (fosa oceánica profunda, alineamiento volcánico, cadena longitudinal montañosa y una profunda a somera sismicidad, definiendo la subductante Placa Nazca). Consideran que a lo largo de las fosas oceánicas se generan depocentros conocidos como cuencas de antearco; los depósitos que allí se acumulan son consumidos durante la subducción o pueden ser acrecionados por la fricción producida entre la corteza oceánica (Placa Nazca) y el borde continental (costa oeste de Sudamérica).

G. Hinojosa (1997), indica en su estudio, que los períodos de expulsión del petróleo se asignan a edades del Eoceno-Medio-Inferior y Cretácico; así como también al Mioceno-Medio y el más reciente al Plio-Pleistoceno y que los mejores lugares para lecturas de petróleo (en geoquímica) están relacionados con afloramientos los cuales están ligados a fallas verticales semi-profundas.

Indica además que la emersión post-eocénica causó la erosión de gran parte del Eoceno-Medio al sur de la península de Santa Elena, interrumpiendo el proceso de generación de hidrocarburos y maduración térmica, destruyendo potenciales trampas

para su acumulación. Sostiene que el fallamiento de deslizamiento de rumbo es el mecanismo dominante. Las fallas encontradas tienen orientación N70°E y N40°W

Reconoce tres ambientes geológicos: Cordillera Chongón-Colonche, Levantamiento Santa Elena y Cuenca Progreso. El Levantamiento Santa Elena constituiría la parte emergida del Prisma Acrecionario, mientras que el sector costa afuera participa del mismo ambiente tectónico aunque en una posición más distante y sometido a una mayor deformación. Fig. 3.

Observa además por Gravimetría la alineación Tigre-Tablazo-Santo Tomás-Certeza que están sobre gradientes gravimétricos en el intervalo de -3 a -12 miligals; lo cual hace concentrar en esta franja el interés exploratorio. Fig. 4.

Diferencia otros ejes estructurales: uno subparalelo al indicado anteriormente, ubicado al este de Atahualpa y otro en la alineación San Vicente-Juán Montalvo-Río Verde. Como ejes secundarios, con zonas de gradientes semejantes a los campos en producción, se encuentran los trenes estructurales: Transvaal-Ancón, de rumbo NO-SE y Navarra-Ancón con orientación NE-SO.

Concluye indicando que la Falla de La Cruz y la Falla Japonesa constituyen estructuras en Flor Positivas, generadas por esfuerzos de desplazamiento de rumbo.



FIG. 3 CORRELACION CRONOESTRATIGRAFICA  
PENINSULA DE SANTA ELENA

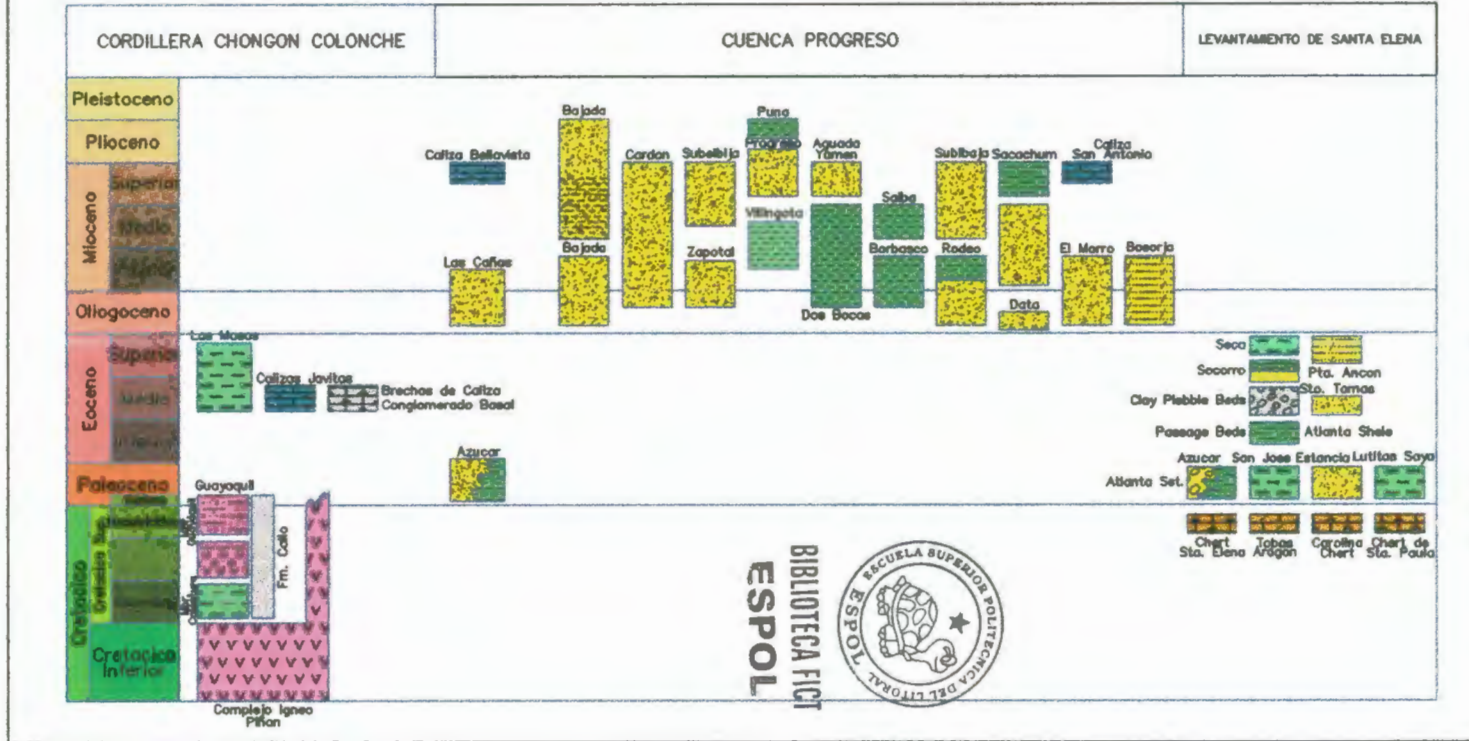
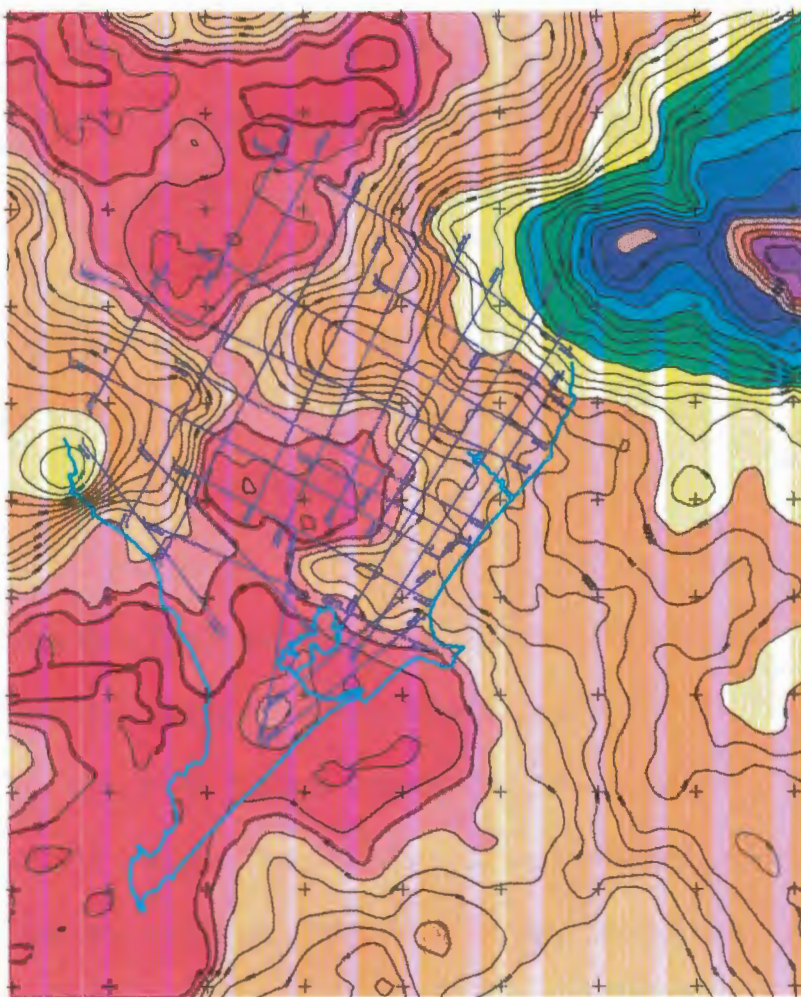


FIG. 4 MAPA GRAVIMETRICO DE LA PENINSULA



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

I.C. = 250 PIES



Tanto la Falla de la Cruz como la Falla Japonesa son las que controlan los principales prospectos en la península. El fallamiento normal ocurre al final de todos los eventos, coincidentes con la formación, hacia el Neógeno, de la cuenca Progreso.

#### Anexo I

Propone un programa, sobre la base de su estudio, de 400 Km de líneas sísmicas; con la intención de ajustar los datos sísmicos con los gravimétricos, de determinar con precisión, la traza de las estructuras en flor positiva generadas por las fallas de La Cruz y Japonesa, definir lugares adecuados para perforaciones de desarrollo, avanzada y exploración, etc.

## 2.2. CONFIGURACION TECTONICA.



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

La geología de la Península de Santa Elena es bastante compleja: se caracteriza por ser un margen activo con subducción oblicua de la Placa Oceánica (Farallón-Nazca) por debajo de la Placa Sudamericana; esta subducción en ángulo ha generado un Sistema Transcurrente cuyos esfuerzos compresivos han determinado la compleja estructuración de los sedimentos depositados en la fosa, que no pueden ser explicadas con un modelo tectónico puro, ya sea distensivo o compresivo; por cuanto ésta subducción oblicua ha generado deformaciones que han variado de compresionales a las de desplazamiento de rumbo, las que al norte

provocaron una transtensión (campo Pacoa) y hacia el sur una transpresión (campo Ancón). Fig. 5.

Algunos autores consideran el margen pacífico de la Placa Sudamericana como producto de la acreción de diferentes terrenos de corteza oceánica. Muchos investigadores ubican a la península de Santa Elena, dentro del contexto geotectónico andino, como generación de un prisma acrecionario con cuencas de ante-arco (fore-arc) y talud desarrolladas durante la historia de la tectónica convergente provocadora de esfuerzos compresivos y luego de cizalla. Fig. 6.

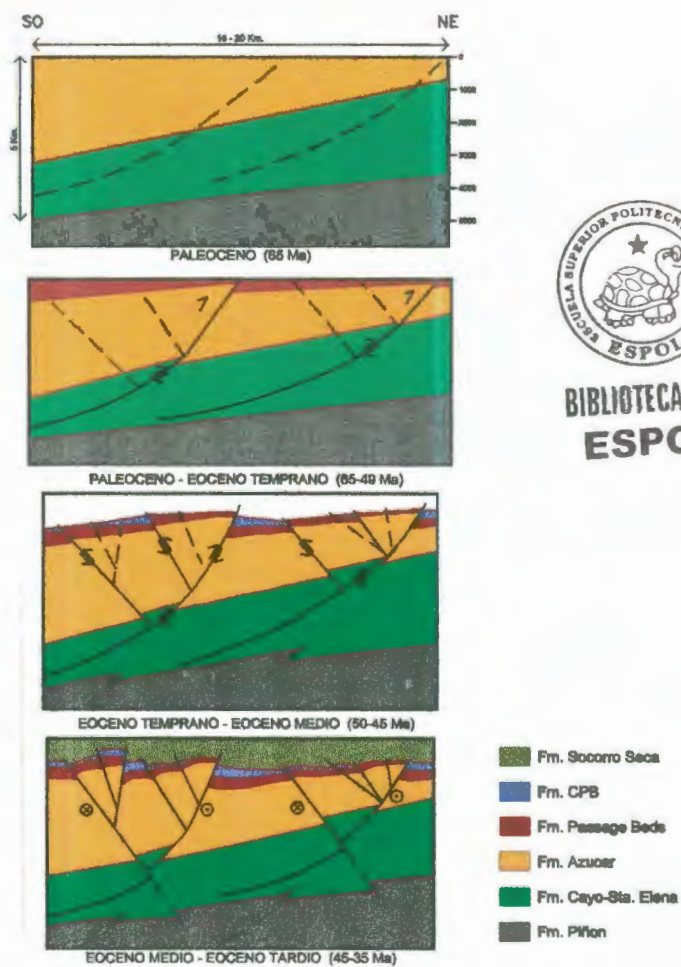
La velocidad de convergencia, el ángulo de zona de Benioff, la dirección de la convergencia y la naturaleza y edad de la placa subductante son de los varios factores que controlan la dinámica de la deformación y la sedimentación que ha dado lugar a la compleja estructuración y sedimentación en los campos petroleros peninsulares dentro de una aparente subducción oblicua.

De esta manera el bajo ángulo de la zona de Benioff en la zona costera del Ecuador, determinó una gran área de contacto con la placa suprayacente, favoreciendo una mejor transmisión de los esfuerzos compresivos. Es posible estimar que la dirección de convergencia en la región costera del Ecuador durante el Terciario ha tenido una dirección este-noreste, implicando una importante



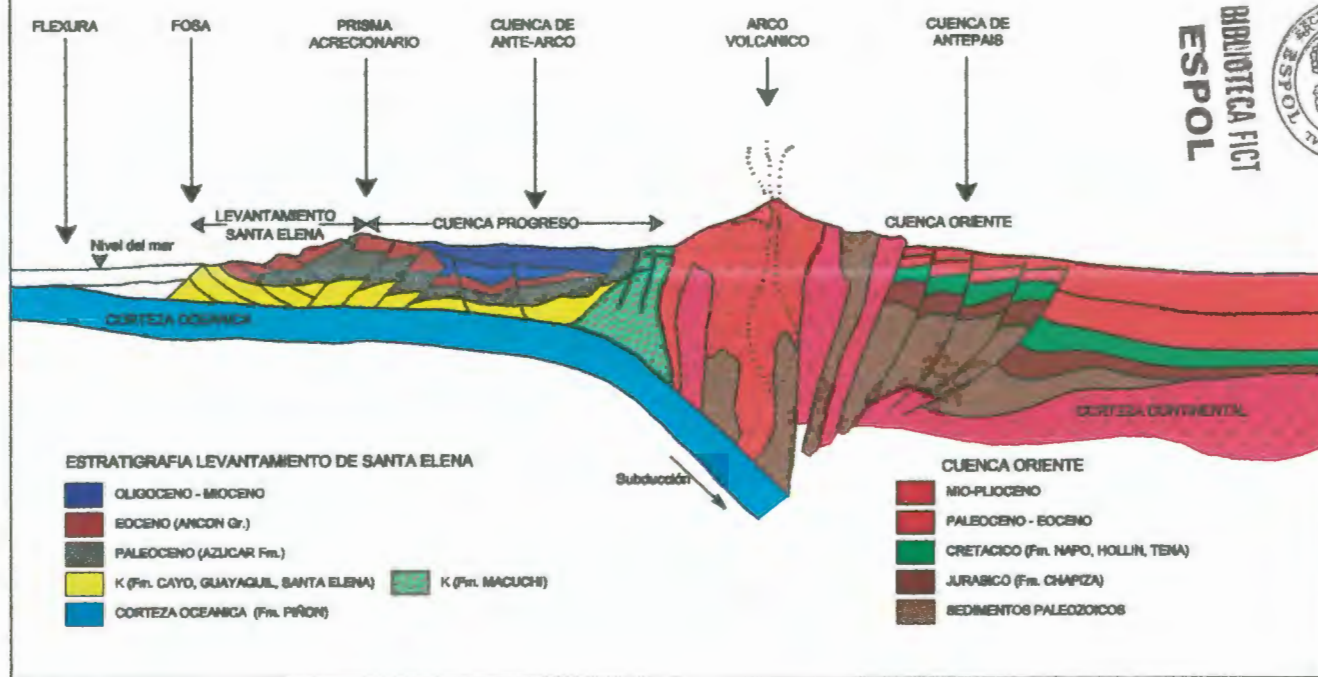


**FIG. 5 MODELO DE EVOLUCION ESTRUCTURAL  
PENINSULA DE SANTA ELENA**



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

# FIG. 6 CORTE GEOLÓGICO REGIONAL





componente de desplazamiento de rumbo dextral, movilizándose los terrenos acretados en dirección norte respecto al continente.

La península de Santa Elena se caracteriza por el desarrollo de una porción de corteza oceánica y sedimentos marinos profundos acretados durante la subducción a la corteza continental, contrario a lo que ocurre en la zona costera hacia el norte del Perú, en la cual se considera que el prisma de subducción y parte de la corteza continental han sido removidos por erosión tectónica. Según Moberly et al, (1982), elementos morfo-estructurales mayores; como la presencia de un zócalo granítico fracturado, muy cercano a la fosa, con ausencia del prisma acrecionario, apoyan la existencia de los dos modelos extremos. Fig. 7.

Dado el esquema de fuerzas actuantes, es de esperar que los esfuerzos tectónicos dominantes sean los de compresión con consecuente fallamiento inverso modificados por fallas de desplazamiento de rumbo originadas por esfuerzos de cizalla al subductarse las fallas transformantes de la corteza oceánica. El depósito de potentes secuencias turbidíticas con intercalaciones arcillosas depositadas rápidamente y saturadas con agua, habrían favorecido la generación de sobrecorrimientos de bajo ángulo expresadas por Barrington-Brown en 1924.

El Levantamiento de Santa Elena constituiría un prisma acrecionario que actualmente se encuentra emergido el cual se ha construido sobre sedimentos



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

## Cuencas Antearco

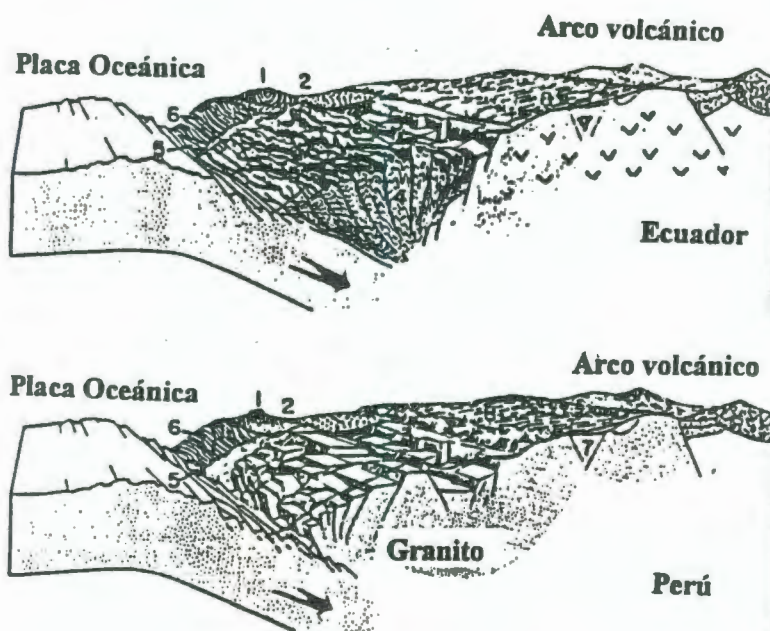


Fig. 7 Hipótesis para la interpretación de erosión o fricción y acreción por subducción

- 1) Alto Estructural
- 2) Cuenca Antearco
- 3) Bloque fallado de corteza continental bajo todo o parte de la cuenca antearco
- 4) Mezcla tectónica del prisma acresionario
- 5) Eje del tren de turbiditas
- 6) Sedimentos hemipelágicos deformados del margen continental
- 7) Sedimentos mesozoicos.
- 8) Batolito costero.

depositados en una cuenca marginal en el Cretácico-Paleoceno y posteriormente evolucionó en cuencas de antearco durante el Eoceno Medio. **ESPOL**

Durante el crecimiento progresivo del prisma acrecionario se producen levantamientos internos determinando las cuencas de talud de fosas (trench-slope basins), las cuales son rellenadas, por gravedad, con sedimentos turbidíticos alimentados por cañones submarinos o por erosión de los altos estructurales alimentando los paleorreliieves dentro del propio prisma, determinando así rápidos cambios faciales.

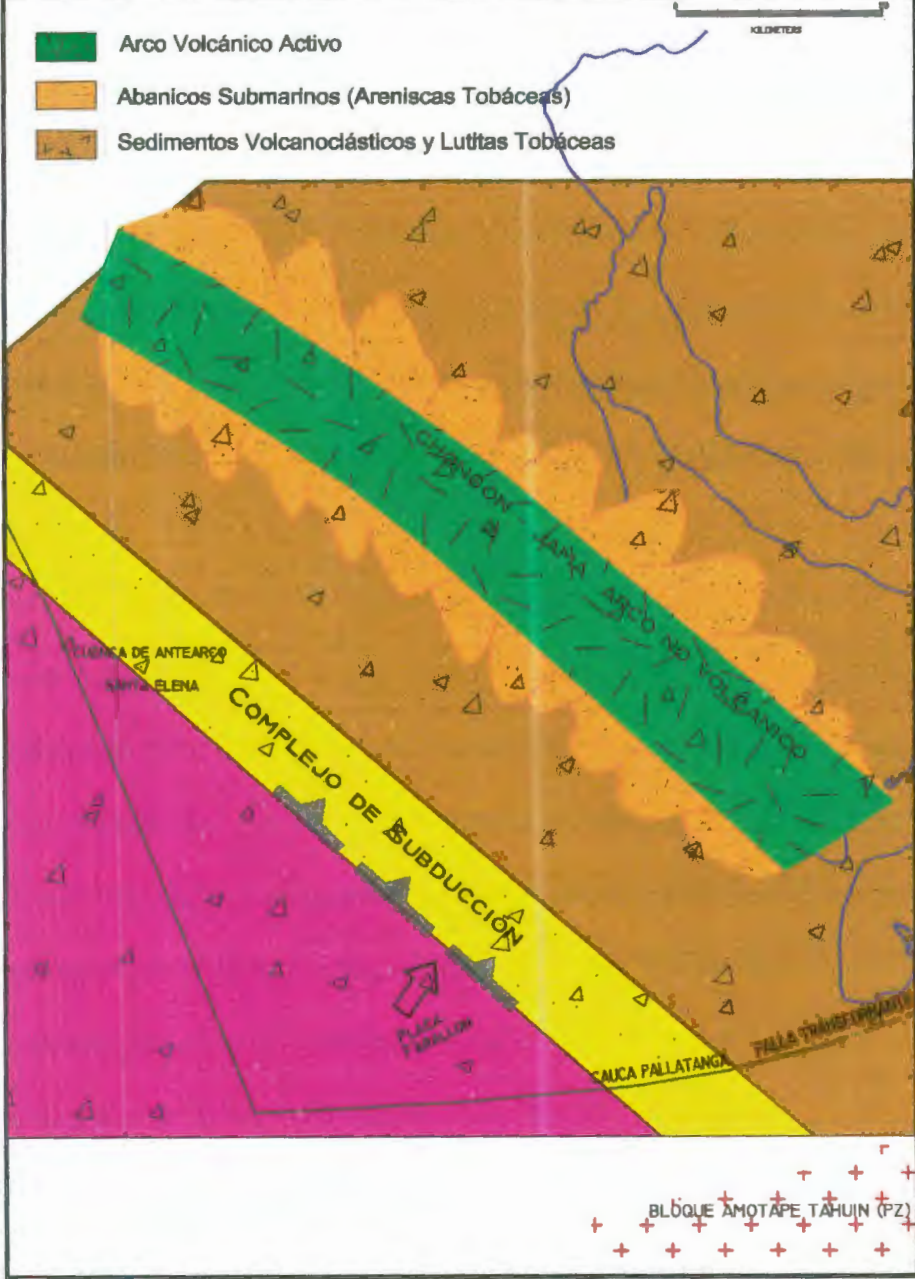
La evolución tectono-estratigráfica postulada por diversos autores, especialmente Daly, Lonsdale, Benítez, Malone en forma abreviada es la siguiente: Durante el Cretácico hasta el Paleoceno, la convergencia fue rápida (50-90 mm/año) y oblicua (35°); dando lugar a la acreción de la corteza oceánica (Fm. Piñón) los sedimentos volcanoclásticos, marinos profundos y turbidíticos (Fm. Cayo y Fm. Santa Elena), que serían el aporte sedimentario de un arco volcánico de islas (arco Chongón-Jama), rellenan la cuenca ante-arco marginal sobre éste basamento oceánico, sufriendo intenso plegamiento y desarrollo de clivaje penetrativo con metamorfismo incipiente (facies zeolitas). Fig. 8.

En el Paleoceno se produce el levantamiento y erosión del arco volcánico de islas, desarrollándose el ciclo sedimentario de la Fm. Azúcar, caracterizada por la

# FIG. 8 Evolución Geotectónica

CRETACICO SUPERIOR

85-65 Ma



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

presencia de escamas tectónicas imbricadas causantes de la elevada inclinación de los estratos luego se depositan areniscas turbidíticas gruesas a medias (Facies de abanico submarino de fondo) y conglomerados (Facies de lóbulos y abanicos submarinos de superior a medio) que gradan a areniscas arcillosas y pelitas (Facies de talud y zonas de interlóbulo). Fig. 9.

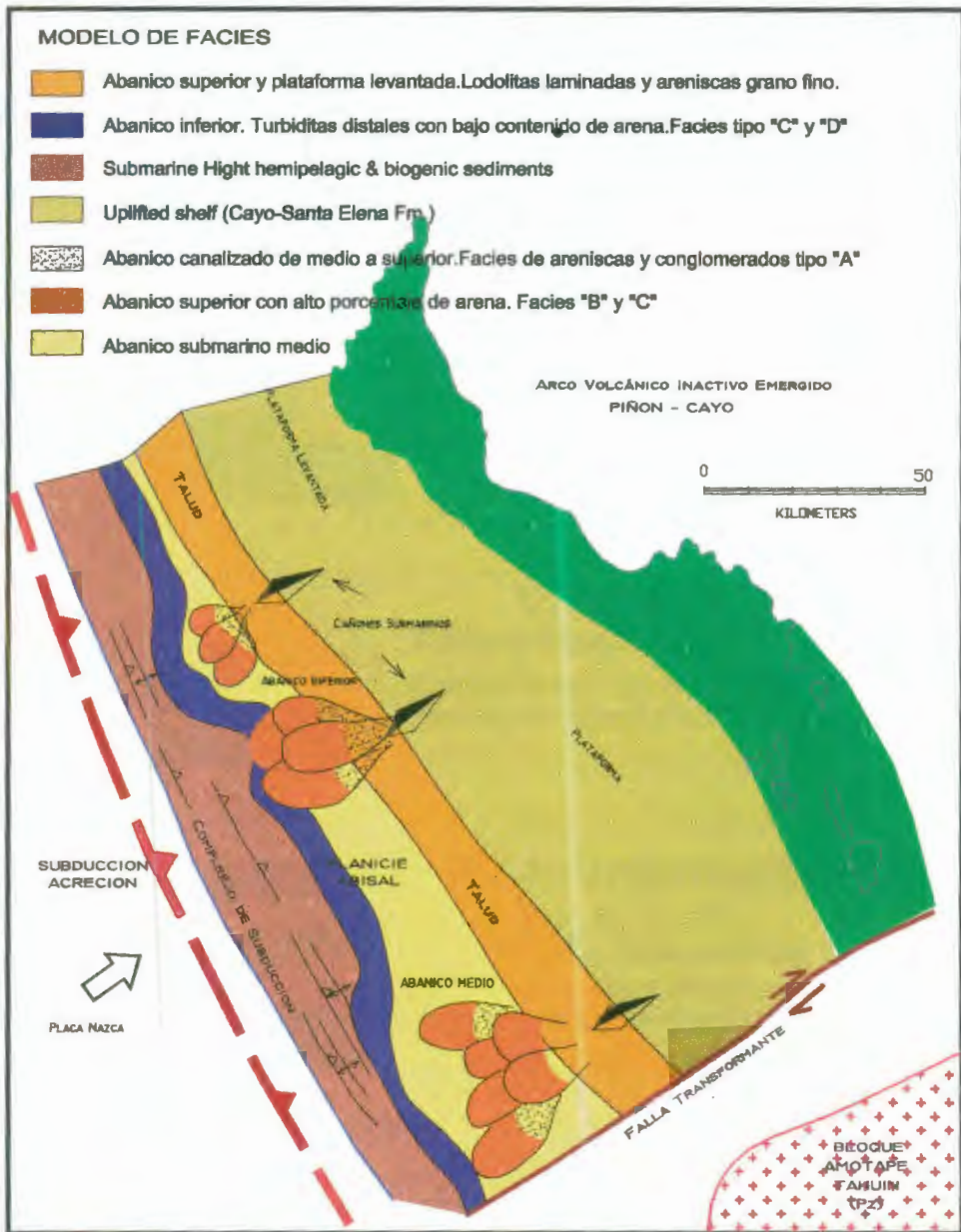
Hacia el Paleoceno Tardío comienza la deformación compresiva coincidentes con la Fase Larámica del ciclo orogénico alpino que determina la erosión de los anticlinales de la Fm. Atlanta y el engrosamiento estratigráfico en sinclinales y en el bloque bajo de las fallas inversas que afectan a la secuencia. Fig. 10.

En el Eoceno Inferior los sedimentos sufren intensa deformación, debido al aumento de la tasa de convergencia (140mm/año-240 mm/año), produciendo un surgimiento del prisma de acreción y esta reactivación tectónica genera fallas así como pliegues que dan lugar al desarrollo de cuencas de talud (slope basin) las que son rellenadas nuevamente con sedimentos turbidíticos y de remoción en masa submarinos (Fm. Passage Beds y Fm. Clay Pebble Beds) que determinan secuencias en cuencas confinadas o en relación “on-lap” respecto a los altos estructurales de la Fm. Atlanta. Fig. 11 y Fig. 12.

Coetáneamente, hacia el Eoceno Medio-Eoceno Tardío, se produce una rotación horaria en 70° (medido en rocas cretácicas) que afecta a todo el terreno acretado.

# FIG. 9 Evolución Geotectónica PALEOCENO - EOCENO TEMPRANO

65-49 Ma







**CRETACICO INFERIOR**

Depósito de sedimentos  
volcanoclásticos en Cayo



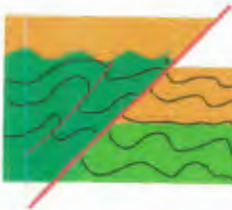
**CRETACICO SUPERIOR**

Esfuerzos generan plegamientos  
y fallas inversas



**PALEOCENO**

Depósito de la Fm Atlanta  
Fallas inversas siguen activas  
debido a la subducción



**EOCENO MEDIO**

Fallas inversas de crecimiento  
espesor mayor en labio bajo de fallas  
erosión de partes altas (isostasia)



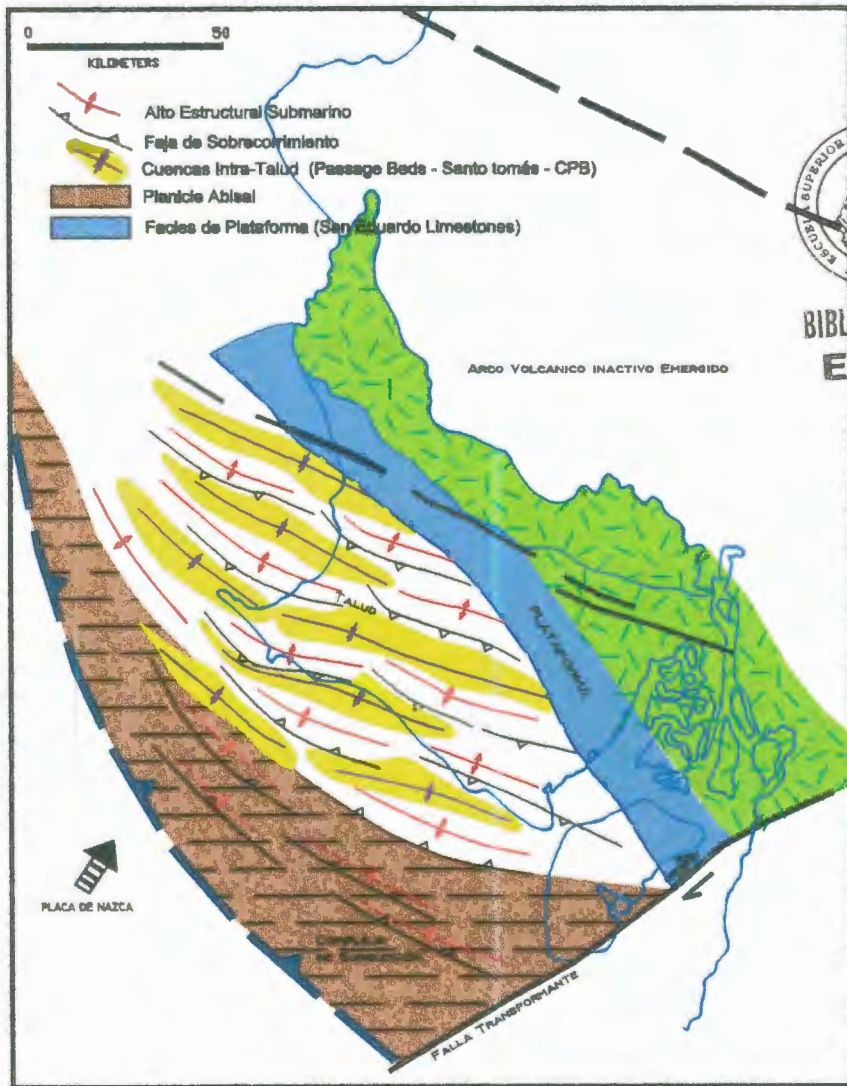
**EOCENO MEDIO-INFERIOR**

Depósito de Fm PB  
rellenando paleorrelieves  
Fallas inversas reactivadas  
como fallas de desplazamiento  
de rumbo talvez en Mioceno

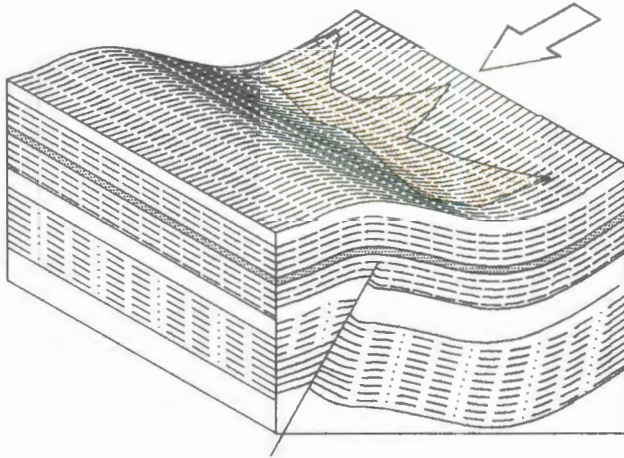
Fig. 10 Crecimiento Formación Atlanta

**FIG. 11 Evolución Geotectónica**  
EOCENO TEMPRANO - EOCENO MEDIO

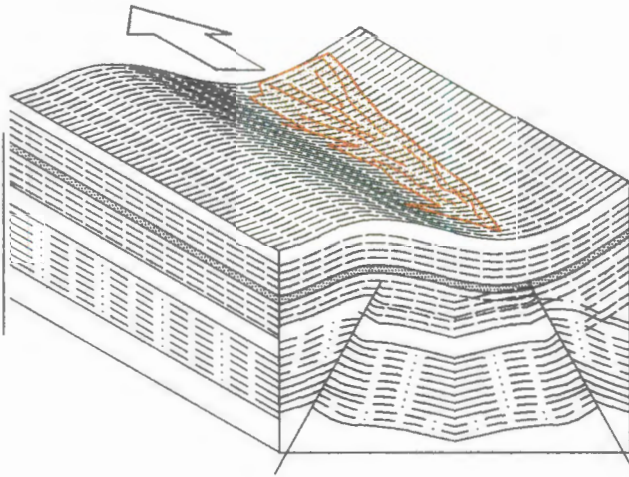
50-45 Ma



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL



MODELO "ON LAP"



MODELO CONFINADO



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

**Fig. 12 Modelo de depositación Grupo Ancón**

Esta tectónica sinsedimentaria que afectó al Grupo Ancón determinó una deformación transpresiva de componente dextral que pudo haber generado depocentros en echelon (subcuencas de Ancón tal como ocurre en Pacoa) y/o transpresión de antiguas estructuras compresivas que afectaron a los sedimentos del Grupo Azúcar y del Grupo Ancón, definiendo la estructura de los campos actualmente. Fig. 5 y Fig. 13.

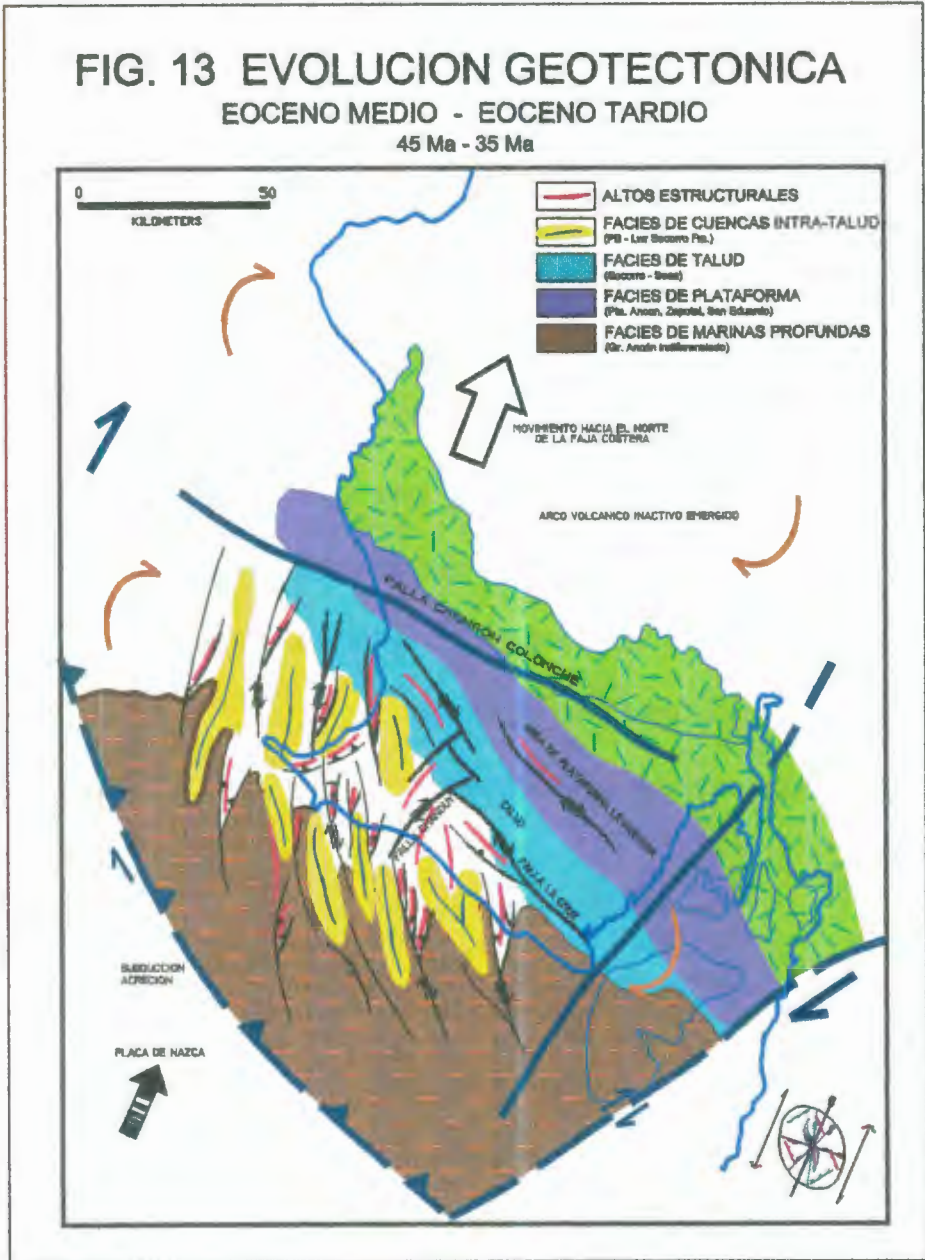


Continúa el ciclo con la depositación de la Fm. Socorro en un ambiente de plataforma externa (turbiditas finas y lutitas laminadas). Por último, culmina el ciclo con la depositación de sedimentos pelíticos de plataforma de la Fm. Seca y depósitos de arenas litorales de las formaciones: Punta Ancón y Zapotal.

BIBLIOTECA FICT  
SOCORRO  
ESPOL

Al fin del Oligoceno y comienzo del Mioceno, la convergencia disminuye significativamente, cambian las direcciones de las placas y el régimen de los esfuerzos coincidiendo con la apertura de la Cuenca de Progreso, origen de las Cordilleras Asísmicas de Cocos y Carnegie y comienzo de la formación del Golfo de Guayaquil. En esta etapa o no hubo depositación o todas las rocas estaban expuestas; por cuanto se tiene aporte de sedimentos solamente hacia la cuenca de Progreso. Durante el Pleistoceno Inferior el Golfo de Guayaquil continua la transtensión acompañada por una fuerte subsidencia. Estas estructuras transtensivas se invierten, según otros autores, en el Pleistoceno Superior.

**FIG. 13 EVOLUCION GEOTECTONICA**  
**EOCENO MEDIO - EOCENO TARDIO**  
 45 Ma - 35 Ma



Se han podido establecer tres pisos estructurales durante los eventos tectónicos que se han desarrollado en la península. El primero corresponde a las unidades cretácicas (Wildflysh, Santa Elena, Cayo) que sufren intenso plegamiento. El segundo piso estructural afecta a la Formación Atlanta y también al Cretácico con similares esfuerzos provocados en la Fase Larámica que desarrolló la Cordillera de los Andes. El tercer piso estructural involucra al Grupo Ancón y se caracteriza por una tectónica tangencial. Estos pisos estructurales o cuencas, tienen como rasgo común, la migración de los depocentros hacia el continente. Al final de estos eventos cambian las direcciones de las Placas: la de Cocos se dirige al noreste y la Nazca al este y a su vez se desarrollan las Cordilleras Asísmicas de Cocos y Carnegie respectivamente; las cuales habrían provocado la apertura del Golfo de Guayaquil por transtensión y la Cuenca Progreso. Esta tectónica producto de sucesivas convergencias determinarían una transpresión en la subcuenca de Pacoa al norte y una transtensión en la subcuenca de Ancón..



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

### **2.3. ESTRATIGRAFIA**

Las unidades estratigráficas, descritas a continuación corresponden, a los sedimentos depositados desde el Cretácico hasta el Paleógeno Medio (Eoceno); los cuales han sido estudiados en los afloramientos presentes en la península de Santa Elena. Fig. 14. Las características principales de cada formación son las siguientes:

FIG. 14 COLUMNA ESTRATIGRAFICA

Periodo/Epoca/Edad	Unidades	Espesor (m)	Litología	Ambiente deposicional	Sistema Petrolifero	Evaluación Tecto-Sedimentaria
Albiano	TABLAZO Fm.	30	Areniscas Colgadas	Marino Somero		
TERCIARIO	Albiano					
	Paludoso					
	Paludoso					
	Paludoso					
	Paludoso					
CRETACICO	PURTA ANCON / ZAPOTAL Fm.	150	Areniscas Gruesas Limas, Limonas y Largas	Marino Somero		
	SECA Fm.	500	Turbiditas finas y Arcillas	Medio transicional a Marino Somero	<b>Roca Sello</b>	
	SOCORRO Fm.	460	Areniscas conglomeráticas Diamictitas	Facies de Talud a Planicie marina	Reservorio Clástico Oculto (Lower Socorro est)	
	CPB Fm. (Banda Yacata SW)	0-850	Turbiditas Finas	Duplicado de turbiditas en masas en ambientes de talud ("Barridos") Areniscas turbiditas - reflejo de cuencas de talud	Pozos ciego: CPB - Pasaje Bajo Reservorios: PS, Santo Tomás Posible Puzo Gasífero: PS	
	PASSAGE BEDS Fm.					
Lutetiano						
Ypresiense						
Therapsidense	AZUCAR Fm. / ATLANTA Fm.	1500 2000	Areniscas Turbidíticas Gruesas Conglomeradas y Largas Oscuras	Complejo de areniscas turbidíticas de depositadas en ambiente marino profundo (Basin Floor Facies) Turbiditas de alto densidad con variabilidad relativista de flujos de baja densidad	Reservorios Fisurados: (Atlante Sandstone)	
Daniano						
Mesozoico	SANTA ELENA Fm.	500	Arcillas Pelágicas Siltolitas, Turbiditas Corta Intervalo de 100m	Sedimentación pelágica costera con volcanismo activo Turbiditas de baja densidad	Reservorio Fisurado (St. Elena, ciego de talud, utility)	
Compuerense	CAYO Fm.	2000	Tobas, Lajas Oscuras Turbiditas con aporte Piroclásticas	Secuencia progradante de turbiditas de alta a baja densidad con intercalación de lutitas pelágicas y hemipelágicas	Not Gasífero	
Barionense						
Castellano	PIÑON Fm.	?	Basáltico, Doleritas o Intrusivos Ultramáficos	Facies Costera		
Turonense						
Concomerense						
Albiano						

FUENTE: INFORME INTERNO CGC (1996)



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

### **2.3.1. FORMACION PIÑON.**

Es considerada el basamento de las provincias costeras del Ecuador. Está constituida por basaltos afaníticos, diabasas, piroxenitas y aglomerados piroclásticos en los que no se observa estratificación; las estructuras almohadilladas (pillow lavas) y columnares son frecuentes. El espesor total de esta Formación no ha podido determinarse. La edad ha sido estimada por dataciones radiométricas como Aptiano-Superior-Albiano. Se ha analizado, mediante el método K/Ar, una andesita proveniente de Carolina, que representa una edad de 180 millones de años (Jurásico Medio). Posiblemente sea un relicto de corteza oceánica atrapada en el complejo de subducción.

### **2.3.2. FORMACIÓN CAYO.**

Subrayase discordantemente a la Formación Piñón. Consiste de una espesa secuencia volcánica y volcano-sedimentaria. Consta de grawacas areniscas y capas decimétricas de arcillas verdes a gris silicificadas y chert, provenientes de la destrucción del complejo ígneo basal y arcos volcánicos de la Cordillera Real. Toma el nombre del afloramiento ubicado en Puerto Cayo al Oeste de Jipijapa. Tiene aproximadamente 2000 m de espesor de sedimentos marinos (lutitas bituminosas y



turbiditas finas), volcanoclastos (tobas) e intercalaciones de lavas almohadilladas.

La edad de esta formación es Cretácico Superior. Thalmann, (1948), la dividió en tres miembros: Calentura a la base, Cayo S.S. y Guayaquil al tope.

### 2.3.3. FORMACIÓN SANTA ELENA.



BIBLIOTECA FIC  
ESPOL

Está constituida por depósitos turbidíticos finos de aguas profundas, deslizamientos y flujos de detritos. Posee arcillitas silíceas, chert y limolitas arenosas finas. Esta Formación también se la conoce con los nombres de: Wildfysh Santa Elena, Chert de Carolina o Chert de Santa Paula.

Constituye un reservorio fisurado. El espesor es desconocido, aunque se le atribuye un espesor de 400 m, dada su similitud y equivalencia al Miembro Guayaquil de la Fm Cayo. Según la información de subsuelo, el tope está cubierto discordantemente por el Grupo Azúcar (Marchant, 1956). Los niveles productivos son: Chert 1 y Chert 2, cuya mayor acumulación está hacia los campos de Santa Paula.



#### 2.3.4. FORMACIÓN ATLANTA.

BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Ha sido identificada en perforaciones realizadas en el Campo Ancón. Está formada por areniscas con textura de media a gruesa bien cementadas con matriz arcillosa, dura, a veces silíceo o calcárea, de color gris a gris verdoso, micácea. Los conglomerados, que también aparecen, son generalmente duros constituidos principalmente por guijarros y gravas bien cementados, de color gris a gris verdoso y matriz en parte arenosa.

Las trampas son netamente estructurales vinculadas a fallas, la roca sello está constituida por las formaciones Clay Pebble Beds (CPB) y Passage Beds (PB). La profundidad promedio al tope del intervalo productivo en el Campo Ancón es de 3500 pies, con un espesor útil promedio de 200 pies. El espesor perforado en esta Formación es de 800 metros. Las producciones iniciales son aproximadamente de 300 a 400 barriles de petróleo por día con 39° API.

**La presencia de varias litologías arenosas con intercalaciones de lutitas menos duras intermediarias, induce a pensar que originalmente el cuerpo de la Fm Atlanta estaba constituido por un grupo de formaciones relacionadas entre ellas y, consecuentemente, todas las descripciones corresponderían a ésta formación (G. Cisneros, 1977).**

La arenisca Atlanta representa el principal reservorio presenta baja porosidad (5 a 8 %) la cual se ha incrementado por microfisuras y

## BIBLIOTECA

macrofisuras alcanzando un valor promedio del 10%. Aporta el 69% de la producción acumulada total. Se la diferencia de las otras formaciones por su alta resistividad (desde 30ohm-m a 120 ohm-m)



En superficie el equivalente a la Fm Atlante se denomina Grupo Azúcar acotado entre la Fm Santa Elena y el Grupo Ancón en contacto discordante. Aflora en los cerros del mismo nombre. Toda la secuencia de este grupo se depositó en una llanura abisal presentando facies características de abanico submarino cuyos sedimentos son derivados de cuarcitas paleozoicas de los cerros de Amotape-Tahuín (Vera, Egas & Gavilanes, 1985). Fig. 9.

El Grupo Azúcar está constituido por tres formaciones, una facie conglomerática que separa a dos de facies areno-arcillosas (B. Faucher y E. Savoyat, 1973). Para los geólogos del Proyecto Espol-Orstom (1981), no se debe subdividir Azúcar, según ellos, las formaciones Estancia y Chanduy son litofacies diferentes contemporáneas en su depositación y, la superposición de Chanduy sobre Estancia serían deslizamientos de gravedad post y sindeposicionales respectivamente. Otro hecho que apoya lo expuesto es que, según Manley (Azad, 1964) el único fósil del Grupo Azúcar es el *batisifón* (Silúrico al Reciente) y cualquier otro fósil encontrado es retrabajado.

### 2.3.4.1. FORMACIÓN ESTANCIA.

Es una secuencia de areniscas grises, micáceas, con tonos de alteración rojizos y niveles de rodados cuarcíticos que alternan con pelitas negras duras y areniscas micáceas con restos de materiales carbonosos, depositadas en un ambiente salobre de aguas poco profundas como producto de la fase de plegamiento Larámica (Orogenia alpina) subsiguiente al Cretácico Superior. Se le asigna edad Paleoceno (Montiano) basado en la presencia del foraminífero bentónico *Rzehakina epigona*. La Fm. Chanduy descansa sobre esta formación en discordancia angular local

### 2.3.4.2. FORMACIÓN CHANDUY:



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Son areniscas grises silíceas de dureza media y conglomerados de rodados de cuarcitas con alternancias de areniscas. En el tope se observan pelitas negras y areniscas duras. Los clastos de estos conglomerados adquirieron su redondez y esfericidad en un ambiente continental pero al llegar al talud continental fueron llevados hacia mayor profundidad por flujo de detritos (“debris flow”). Otra característica de los conglomerados es la gradación del tamaño de los clastos.

#### **2.3.4.3. FORMACIÓN ENGABAO:**

Está formada por areniscas castañas macizas, friables, con intercalaciones de bancos delgados de pelitas con areniscas y conglomerados de rodados cuarcíticos. Se diferencian de las areniscas de Estancia por su carácter más masivo y, según, Bristow y Hofftetter (1977) si hay ausencia de Chanduy no se puede diferenciar Estancia de Engabao.

#### **2.3.5. FORMACIÓN PASSAGE BEDS (PB).**

Es conocida solamente en el subsuelo de Ancón y fue definida por Marchant (1956) como la transición entre el Grupo Azúcar y el Grupo Ancón; una parte de los niveles de PB fueron identificados como Atlanta Shale. En la actualidad, ésta formación ha sido evaluada y presenta acumulaciones de petróleo que significan un aporte importante a la producción del crudo. La producción promedio en los intervalos punzados de ésta formación oscila entre los 30 a 50 barriles de petróleo diarios. El mecanismo de empuje es por gas disuelto (Compañía General de Combustibles, 1998).

Sobreyace en discordancia angular sobre la Fm Atlanta. La potencia es variable alcanzando en algunos casos 500 m. Los mayores espesores se dan en los ejes sinclinales o labio bajo de fallas (campo Central) disminuyendo hacia los altos estructurales (área del presente estudio). Esta dependencia entre espesor y posición estructural supone una depositación coetánea con la deformación y la erosión de las rocas subyacentes (Benítez, 1995).

Es fácilmente distinguirla por medio de registros eléctricos dada su característica forma de “espina de pescado”. La resistividad está entre los 15 ohm-m y 25 ohm-m.

Se le asigna una edad entre Eoceno Inferior y Eoceno Medio. Los microfósiles datadores son: *Globorotalia aff.*, *Bathysiphon sp* y *Spiroplectamina gryzbowskii*.

### 2.3.6. FORMACIÓN CLAY PEBBLE BEDS (CPB).

Está constituida por conglomerados de guijarros con matriz de arcilla, arenas, arcillas algo calcáreas, limolitas arenosas e intercalaciones de areniscas finas. La matriz está compuesta de arcilla gris-verdosa la cual por intemperismo se transforma a un color opaco amarillo-naranja. La



**BIBLIOTECA FICT**  
**ESPOL**

arcilla es a menudo arenosa, presenta flujo plástico y, rara vez, “slickensided”. Los gujarros arcillosos son los que dan el nombre a la formación y están compuestos de la misma arcilla de la matriz y poseen forma angular a subangular. Los gujarros poseen el característico brillo por pulido o “slickensided” que vienen sueltos desde la matriz dejando atrás una cavidad la cual tiene un lustre similar. (J. Azad, 1953). Dentro de CPB pueden presentarse una secuencia de areniscas denominadas Santo Tomás.

La resistividad es baja, entre los 2 y 5 ohm-m. El origen de esta formación está atribuido a deslizamientos sin-sedimentarios del tipo de flujos de lodo densos a nivel submarino e interestratificados con turbiditas. La edad asignada es Eoceno Medio por la presencia de: *Operculina ocaana*, *Lepidocyclina* var, *Globorotalia crassata* y *Truncorotalia topilensis*.



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

### 2.3.7. FORMACIÓN SANTO TOMÁS.

Está compuesta de secuencias de areniscas, conglomerados y lutitas. Se presenta como un canal de relleno con su eje central, de mayor desarrollo hacia el Area La Fe, con dirección este-oeste. Presenta buen desarrollo hacia el campo Tigre y también hacia el oeste (Central) y comienza a

desaparecer hacia el campo La Fe. El espesor oscila entre 100 y 150 pies con resistividades del orden de los 12 a 15 ohm-m. Hacia el sur lo que antes se llamaba Fm Santo Tomás en la zona de Tablazo La Fe ahora recibe el nombre de Fm Atlanta. Esta interpretación es dada por análisis de los registros eléctricos. La Fm Santo Tomás quedaría relegada a unas arenas que marcan el fin del ciclo sedimentario de Passage Beds (PB) en la zona de Tigre. Hacia el sur existe un resalto estructural importante debido a una falla que levanta a la Fm Atlanta (antes llamada Fm Santo Tomás).

Posee un espesor de arena neta que varía de 24 a 550 pies. El tope de la formación está alrededor de los 1000 a 1500 pies. La porosidad es del orden de los 11.5 % y una saturación de petróleo de 50%. La salinidad del agua de Formación va entre 13000 y 15000 ppm de cloruro de sodio. (Informe Interno CGC, 1997)

### **2.3.8. FORMACIÓN SOCORRO.**

Es el reservorio de segunda importancia en el campo. Ha contribuido con el 25% de la producción acumulada total de petróleo. Ha sido perforada por el 70% de los pozos en el Campo Ancón La profundidad promedio del tope del intervalo productivo es de 1000 pies; de los cuales, el 20%



está constituido por niveles arenosos con producción de petróleo de 37° API del tipo LCT (low cold test).

Está constituida por areniscas turbidíticas y pelitas que recubren la Fm CPB e infrayacen a las pelitas de la Fm Seca. Las areniscas son de color gris-verdoso, de dureza media, compuestas por granos detríticos angulares, en su mayoría están conformados por cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca cementados por calcita o material arcilloso. Son depósitos de abanicos submarinos que son la continuación del relleno sedimentario de surcos comenzados por las Formaciones anteriores más antiguas.

Posee una alternancia de lutitas deleznales grises hasta negras y de areniscas turbidíticas delgadas verdosas. El espesor medido en la localidad tipo de Ancón, según Marchant (1956) es de 390 metros; en el subsuelo tiene un espesor máximo de 460 metros. Consta de una arenisca basal (saturada de petróleo) con conglomerados y areniscas depositados por corrientes densas. Le siguen niveles arcillosos masivos con intercalaciones de areniscas turbidíticas centimétricas a decimétricas con ondulitas indicativas de turbiditas distales. Hacia el tope se presentan areniscas limosas con deslizamientos con tendencia granocreciente. El contenido fosilífero indica edades Eoceno-Medio-Superior. También se

observan abundantes radiolarios especialmente hacia el tope debido a volcanismo (Stainforth, 1954). Se determinó que la base de ésta formación pertenece al Luteciano Inferior a Medio debido a la presencia de *Discoaster sublodoensis*, *Rhabdosphaera inflata* y *Pemma suaveri*. El tope es de edad Luteciano Medio a Superior por la aparición de *Discoaster saipanensis*, *Rhabdosphaera umbilica*.

Este reservorio presenta porosidad primaria de hasta 24%. Está dividido en tres miembros: Lower Socorro, Seca Falsa y Upper Socorro. Los mejores reservorios se encuentran en la parte basal (Miembro Lower Socorro).

Las trampas petrolíferas son combinadas; esto es, tanto estructurales como estratigráficas. Los estratos presentan buzamientos bajos tanto en superficie como en el subsuelo.

### **2.3.9. FORMACIÓN SECA.**

Está constituida por arcillas grises y verdes asociadas con vetillas de yeso, posee lutitas turbidíticas y areniscas de origen nerfítico y arrecifal. El sitio tipo es la Quebrada Seca. Se dispone concordantemente a la Fm. Socorro. Corresponde a depósitos marinos de plataforma que se intercalan con las

facies de abanicos submarinos. La edad es Eoceno Medio a Superior. El espesor de ésta formación oscila entre 200 m y 300 m.

### **2.3.10. FORMACIÓN PUNTA ANCÓN.**

Tiene areniscas grises con alternancia de pelitas grises y de finos niveles de arena blanca. También posee conglomerados que sirven de embudos para el transporte de sedimentos, calizas organógenas y las lutitas contienen foraminíferos con radiolarios. Aflora en Punta Ancón y Santa Elena. Su origen está ligado a depósitos marinos de plataforma externa y la parte superior del talud continental. A 500 metros al sur de Anconcito afloran conglomerados conteniendo conchas de gasterópodos que no constituyen biocenosis sino tanatocenosis (G. Montenegro, B. Loo). Hacia el norte está cartografiada como Fm. Zapotal. La edad asignada a ésta formación oscila entre Eoceno Medio y Eoceno Superior.

### **2.3.11. FORMACIÓN TABLAZO.**

Colmata la secuencia estratigráfica. Son areniscas gruesas y calizas arenosas con bancos de conchillas que descansan en fuerte discordancia erosiva y en otras partes es angular. Son escasamente potentes (hasta algunas decenas de metros, 30 m en algunos casos) y se disponen

subhorizontalmente. Son depósitos de terraza marina de edad Pleistoceno que descansan en fuerte discordancia erosiva y angular sobre las rocas tanto cretácicas como terciarias de la península de Santa Elena.

## 2.4. GEOLOGIA DEL PETROLEO.

La acumulación de petróleo dentro de la península se da en cinco formaciones geológicas: Santa Elena, Atlanta, Passage Beds, Santo Tomás y Socorro.

### 2.4.1. TIPOS DE AMBIENTES

El petróleo dentro del Campo de estudio proviene generalmente de la Formación Atlanta Sandstone. De acuerdo a las analogías con los distintos campos se pueden considerar los siguientes tipos de ambientes exploratorios ("plays"):

#### 2.4.1.1. SISTEMA PETROLERO TIPO SANTA ELENA

Son reservorios cuya porosidad es secundaria. Está constituido por pelitas silíceas, porcelanitas (de radiolarios) y cherts (de carácter concrecional) altamente fisurados asociados a tobas que actúan como roca sello. La edad de estos reservorios es cretácica.



BIBLIOTECA FICT  
**ESPOL**

Los niveles productivos son los cherts concrecionales llamados: Chert I de aproximadamente 250 pies de espesor y el Chert II de 350 pies de espesor promedio; los cuales se presentan muy discontinuos. Las trampas son combinadas entre estructurales y estratigráficas, consistentes en altos estructurales del Cretácico asociados a una fuerte discordancia sobre la base de la Fm. Atlanta, se estima que este tipo de Ambiente ha contribuido con el 7% del petróleo total recuperado en la península.

#### **2.4.1.2. SISTEMA PETROLERO TIPO AZUCAR**

Pertenecen a éste tipo los reservorios más importantes, económicamente, de la Península; los cuales han aportado el 72% de la producción total de petróleo extraído en la Península.

Estos reservorios están constituidos por una sucesión de areniscas arcillosas turbidíticas masivas con intercalaciones de conglomerados polimícticos fisurados. De acuerdo al modelo de Mutti y Ricci-Lucchi (Tabla II) y Normark (1978) se pueden diferenciar distintas asociaciones. Fig. 15 y Fig. 16.

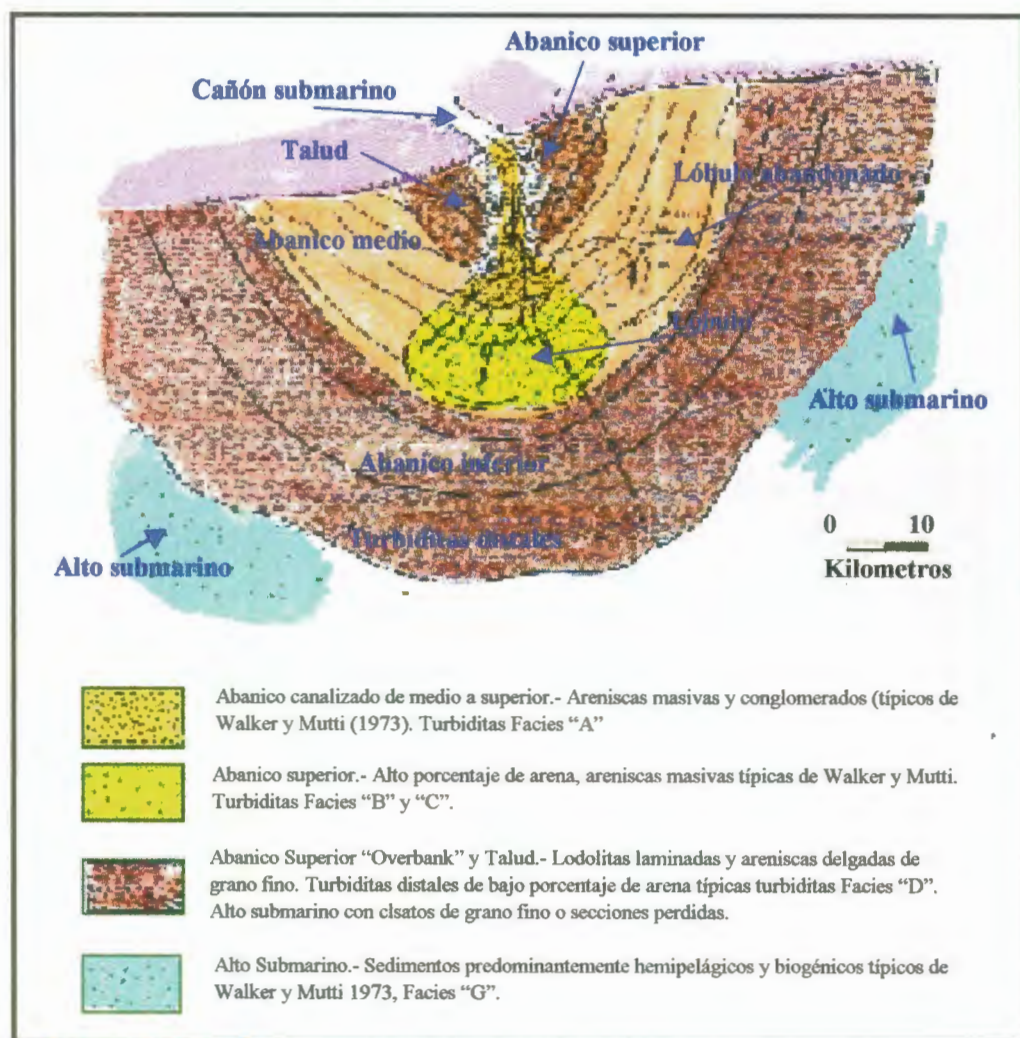


Fig. 15 Modelo de Facies de la Fm Atlántica (Normark 1978)



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

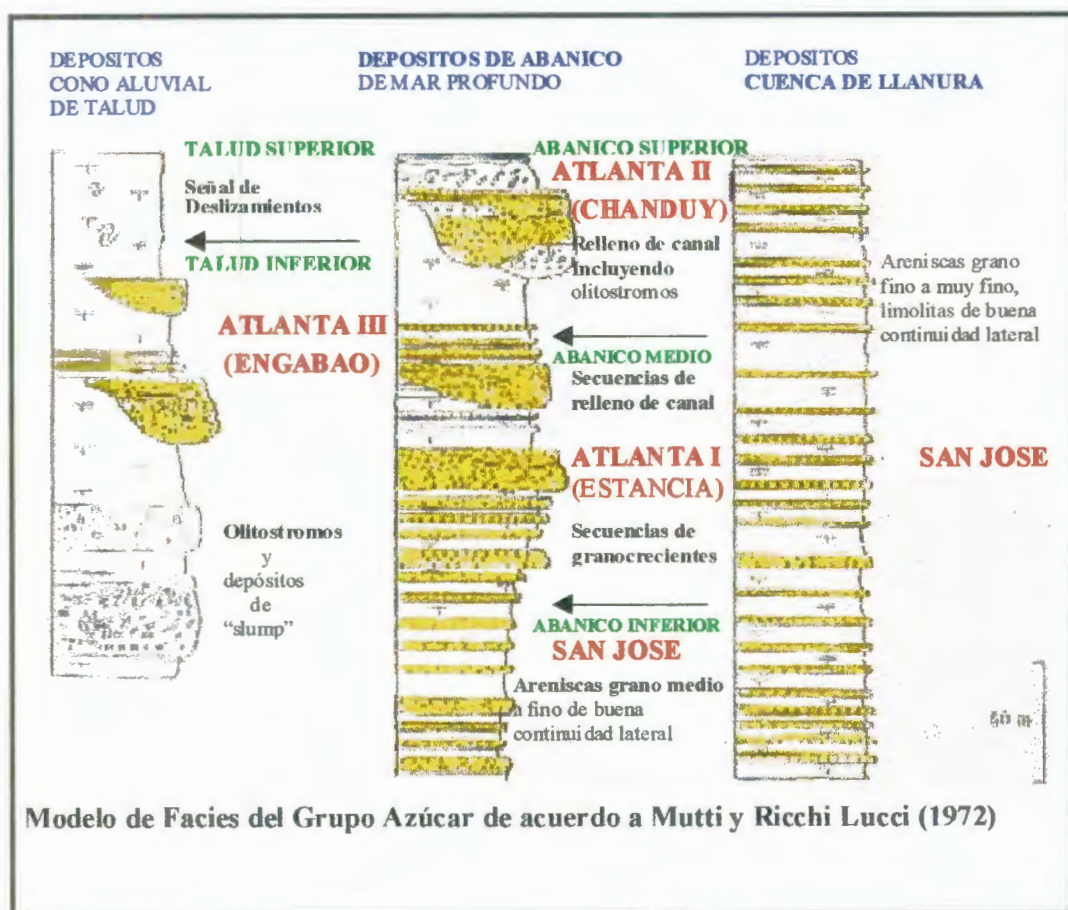


FIG. 16 Facies turbidíticas del Grupo Azúcar



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Las Facies de Abanico Inferior (Facies San José) que son turbiditas distales constituidas arcillas con bajo contenido de arena en cuerpos lenticulares. (Tipo “C” y “D”).

Las Facies de Abanico Medio y Superior son turbiditas con alto porcentaje de arena en lóbulos de supra-abanico en estratos masivos (Tipo “B” y “C”). Con aporte de sedimentos pelíticos producto de relleno de relieves (Tipo “G” y “E”).

Las Facies de Abanico Canalizado Superior que son turbiditas de abanico superior relleno de valles submarinos, intercalando niveles de over-bank. (Tipo “A” y “B”).

Las Facies de Abanico Superior Marginal y Talud de Plataforma contienen turbiditas de areniscas finas y fangolitas laminadas junto con depósitos caóticos con cuerpos arenosos aislados. (Tipo “A”, “D”, “E”, “F” y “G”).

Estas asociaciones de Facies se disponen en paraciclos de 300 a 500 pies de espesor y se amalgaman tanto vertical como horizontalmente. Fig.17

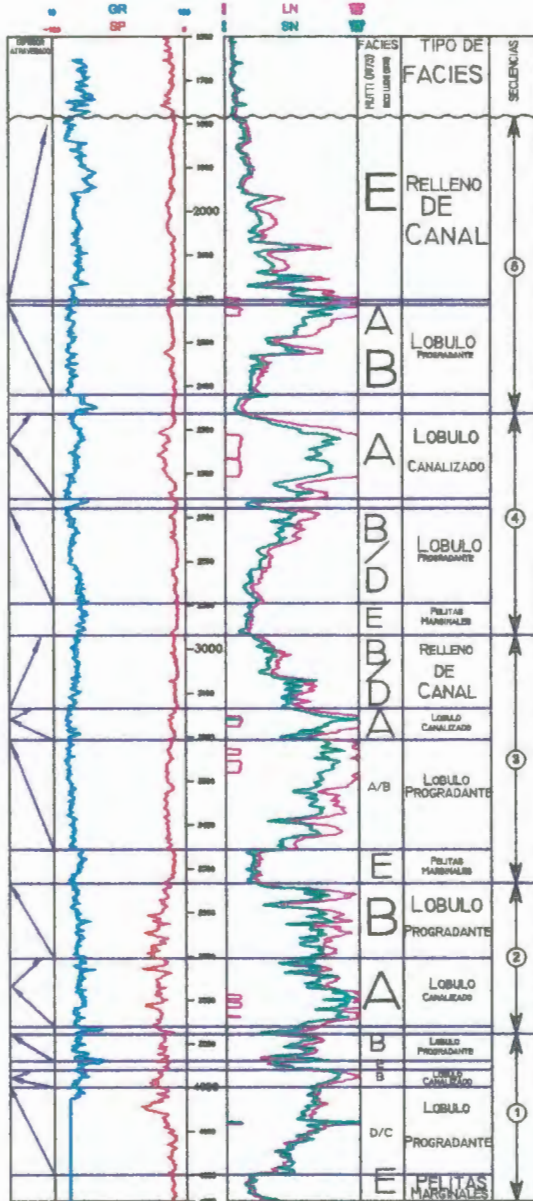


**FIG. 17 MODELO DE FACIES TURBIDITICO**  
 FM AZUCAR (ATLANTA -MB CHANDUY )

# ANCON 1202

KB: 148

## LOBULOS TURBIDITICOS DE ABANICO MEDIO



FUENTE: P. MALONE, F. FANTIN, F. TUERO (INFORME INTERNO CGC, 1999)

La porosidad primaria que presenta la Fm Atlanta es del orden de 5% al 8% la cual se ha visto incrementada en forma secundaria debido a las microfisuras y macrofisuras con un valor promedio del 12%. Las mejores acumuladas de petróleo están relacionadas a estas fisuras que mejoran la permeabilidad de la matriz y sirven como vías para la migración de hidrocarburos. La eficiencia de barrido, en estos casos, suele ser nula. Este reservorio se comporta como un yacimiento fracturado, especialmente en aquellas zonas de mayor acumulación de crudo (campo Central, Certeza, Tigre), las razones para afirmar lo anterior se basa en: heterogéneo comportamiento de la producción, presencia de saltos de ciclo en el perfil sónico, pérdidas de lodo durante la perforación de los pozos.. También, por esta razón, no se podía recuperar los testigos de coronas. Los intervalos con mayor cantidad de fracturas, si fueron perforados con el lodo adecuado, presentarán desarrollo de potencial espontáneo. Las fracturas tienen orientaciones ortogonales de N70°W y N20°E.

Se ha encontrado una relación entre la producción petrolera de la Fm Atlanta y el gradiente geotermal. Cuando es mayor a 16°F/1000' la producción inicial de hidrocarburos es superior a los



100 barriles diarios; en caso contrario, decae a 50 barriles diarios de petróleo (G. Salcedo, 1986).

La Fm Atlanta presenta generalmente trampas estructurales, donde los altos estructurales están vinculados a Fallas; las Formaciones CPB y Passage Beds son las rocas sello. La profundidad promedio del tope intervalo productivo en el Campo es de 3200 pies, con un espesor útil promedio de 250 pies hacia la zona oriental y de 550 pies para el área Central. El espesor total de esta Formación no se conoce con seguridad y lo máximo atravesado es de 7000 pies que, seguramente es por duplicación estructural o elevada inclinación de los estratos (Pozo ANC-792). La relación Espesor Util/Espesor Total ( $H_e/H_t$ ) varía de 25-60% para las zonas oriental y central respectivamente.

La Fm Atlanta posee reservorios que se han desarrollado con un distanciamiento promedio de 40 acres/pozo (230 m) para los pozos de primera generación; 14 acres (135 m) los pozos de segunda generación y 7 acres (95 m) en los pozos de tercera generación. Se determinó que el distanciamiento óptimo entre pozos no debe ser menor a 230 m. (E. Chuya; O. Mendoza, 1998, Informe Interno CGC.



Las producciones iniciales son de aproximadamente 300 a 400 bppd, con producción de petróleo de 39° API tipo parafínico (HCT). La porosidad medida en coronas varía de 4% a 13% y la permeabilidad de 0.5 md a 4.5 md, tales valores corresponden a la matriz del sistema fisurado.

La declinación de los pozos en este Campo es rápida y en función del comportamiento de la curva de la relación gas-petróleo y las producciones insignificantes de agua se puede establecer que el mecanismo de producción es la de expansión del gas disuelto.

La producción acumulada promedio de petróleo para el Campo en esta Formación es de 246000 bbls por pozo (39000 m<sup>3</sup>), requiriéndose estimulación por fractura en su terminación, por la similitud litológica este tipo de ambiente se extiende para la Formación Santo Tomás.

La resistividad está entre 30 ohm-m y 100 ohm-m, que puede deberse a cambios texturales y/o cambios diagenéticos. Los intervalos de alta resistividad presentan baja porosidad (medido en perfil sísmico 4-6 %); mientras los de resistividad media tienen un incremento de la misma. La interpretación de la Fm. Atlanta se

torna difícil debido a la falta de estratos guía ya que los cambios litológicos son extremadamente rápidos, también la elevada inclinación de los estratos impedía reflejar los horizontes necesarios en la interpretación sísmica

### **2.4.1.3 SISTEMA PETROLERO TIPO SOCORRO**

En este ambiente tenemos areniscas arcillosas de origen turbidítico en estratos de hasta 10 pies de espesor interestratificadas con lutitas oscuras, que presentan porosidades primarias de hasta 24%. Los mejores reservorios se encuentran en la parte basal de la Formación Lower Socorro. Son trampas combinadas tanto estructurales como estratigráficas; se observan también suaves domos disectados por Fallas. Los estratos presentan buzamientos bajos de 10° a 25° tanto en superficie como en el subsuelo.

A estos reservorios someros se los ha perforado en aproximadamente un 70% de todo el Campo Ancón y han contribuido con el 25% de la producción acumulada total.

La profundidad promedio del tope del intervalo productivo es de 1000 pies. El espesor atravesado en el Campo es de 1300 pies de

los cuales aproximadamente el 20% está constituido por niveles arenosos productivos. Los pozos presentan producciones iniciales de aproximadamente 40 bppd, con acumuladas promedio de 21000 bls (3300 m<sup>3</sup>), el distanciamiento promedio para el desarrollo es de 4.5 acres/pozo (80 m), el petróleo de este tipo de ambiente es de 37° API base mixta nafténico-parafínica (LCT), dentro de este ambiente se ubican gran cantidad de pozos someros en el Campo parecidos a los del Campo Pacoa y gran cantidad de pozos someros en el campo Ancón.

La roca madre puede considerarse los niveles de pelitas oscuras del Cretácico. Análisis de muestras de la Fm Cayo en la zona de la Cordillera Chongón-Colonche revelan un contenido de 1.8 a 3.7 % TOC y un rango de generación de hidrocarburos por pirólisis de 6140 a 24000 ppm. Ambas mediciones indican que la Fm Cayo presenta buenas características de generación de hidrocarburos. Los eventos tectónicos tempranos que afectaron los sedimentos cretácicos, aunque causando un metamorfismo débil, podrían haber ayudado al proceso de maduración de la materia orgánica.

Los distintos tipos de petróleo contenidos en las formaciones Atlanta y Socorro sugieren la presencia de dos sistemas

petrolíferos distintos. El petróleo de Atlanta es de tipo parafínico (HCT) y el de Socorro es de tipo nafténico (LCT).

#### **2.4.2. ROCA SELLO.**

Para la Fm Santa Elena el sello lo constituirían los intervalos de pelitas tobáceas observadas hacia el tope de ésta formación en el yacimiento de Santa Paula. El espesor de la roca sello oscila entre 200 y 300 pies.

Para el resto de reservorios de edad Terciaria los sellos verticales están representados por las intercalaciones arcillosas de los sedimentos turbidíticos de la base de la Fm. Passage Beds y de los niveles arcillosos de la Fm. CPB. Los sellos laterales resultan del adelgazamiento del yacimiento (trampa estratigráfica) o por acción de una falla geológica (trampa estructural).

La ausencia del Grupo Ancón en los Altos Estructurales, determinaría la destrucción o la no formación de las trampas; como se nota al norte del área de estudio en donde la Fm. Azucar aflora en las proximidades de San Vicente aportando manaderos de petróleo y gas que, al no tener una roca sello, no se acumularon para formar una trampa de petróleo.



### 2.4.3. ROCA MADRE Y MADUREZ.

**BIBLIOTECA FACT  
ESPOL**

Se cree que los niveles de la Fm Cayo (Miembro Calentura) presentarían potencial de generación sin descartar los niveles arcillosos de las rocas Terciarias.

De acuerdo a la presencia del biomarcador oleanano (presente en todos los petróleos de la península), la roca madre sería de edad Cretácico Tardío o más joven, con un importante aporte de angiospermas. Esto nos indica que todo el petróleo de la península es co-genético, generado a partir de una misma fuente que fue depositada en un ambiente marino moderadamente anóxico con materia orgánica (algas) y algo de aporte terrígeno.

A partir de los análisis de los biomarcadores de petróleos también es posible estimar el valor de reflectancia de vitrinita equivalente (RV.E) a partir de relación de isomerización de esteranos), la cual indica una roca generadora de elevada madurez termal (0.9 a 1 % Ro). Los petróleos de Santa Paula son ligeramente menos maduros (0.8% Ro). Algunos análisis efectuados en muestras de lutitas bituminosas y pelitas oscuras del Cretácico presentan valores de TOC que varían de 0.65 a 0.71% del total



de la roca, con un contenido de kerógeno I-II de 99% (Informe No 119, Jersey Production Research Co, 1961).

Muestras del Grupo Ancón, provenientes de los acantilados de Anconcito, presentan buen contenido de materia orgánica (TOC 1.13 a 2.02 wt%), con valores de reflectancia de vitrinita de 0.39 a 0.45 %Ro y temperatura máxima de 424 a 432°C, que indicarían una generación incipiente (Estudio regional de geoquímica, Core Lab). Estos valores hacen suponer que los niveles medios que actualmente se encuentran aflorando a nivel del mar, experimentaron una sobrecarga de 7500 pies de sedimentos removidos por levantamientos post-eocénicos. Fig. 18



BIBLIOTECA FICT  
**ESPOL**

#### **2.4.4. MIGRACION DEL PETROLEO.**

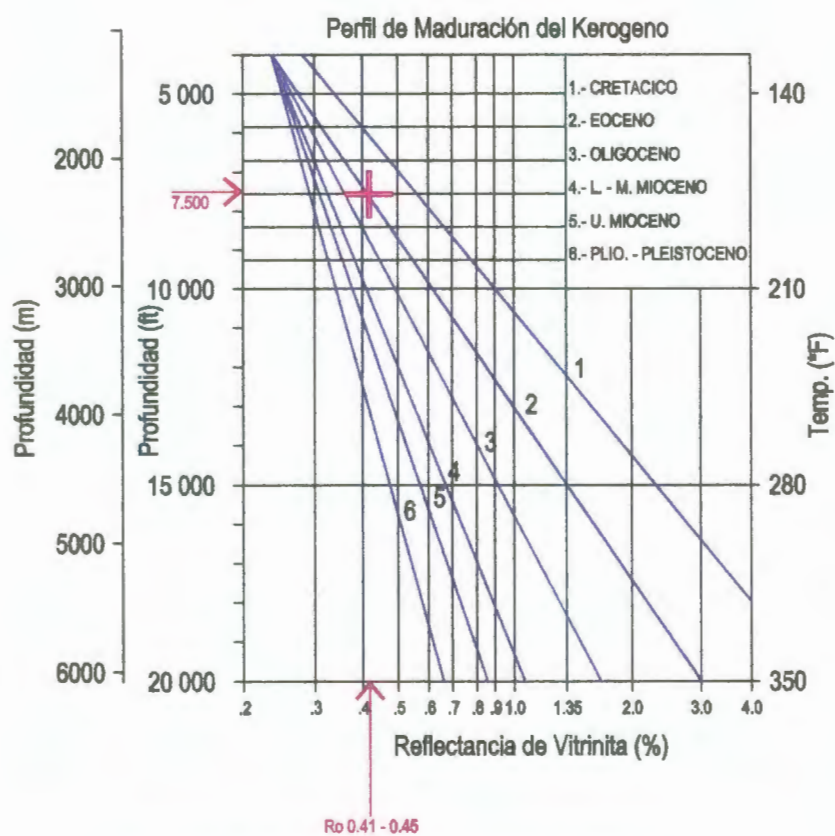
De acuerdo a los estudios geoquímicos, los biomarcadores indican que el petróleo presente, en todas las formaciones geológicas, es cogenético debido a la presencia del biomarcador oleanano y conociendo la acumulación de petróleo en el Miembro Lower Socorro de la Fm. Socorro, se puede afirmar que la migración de hidrocarburos fue posterior al Eoceno Medio posiblemente en el Oligoceno coincidiendo con la génesis de las cordilleras asísmicas de Cocos y Carnegie las cuales jugaron un papel muy importante en la configuración actual de la



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

FIG. 18 ESTIMACION DE PROFUNDIDAD DE SOTERRAMIENTO

### GRUPO ANCON



MUESTRAS DE SOCORRO - CPB - ACANTILADOS DE ANCON

(de DOW 1997)

FUENTE: P. MALONE, F. FANTIN, F. TUERO, INFORME INTERNO CGC (1999)

península dadas sus diferencias tanto en velocidad como en dirección provocando un movimiento transtensivo dextral que habría generado la apertura del Golfo de Guayaquil y reactivado las fallas geológicas presentes. En este tiempo los Altos estructurales de la Fm. Azucar o Fm. Atlanta ya estaban formados y la erosión de los mismos contribuyeron al desarrollo de las demás formaciones geológicas. Posteriormente las sucesivas reactivaciones tectónicas, descritas en el marco geotectónico, reactivaron fracturas y/o fallas geológicas que permitieron la migración del petróleo y a la vez mejoraron las condiciones primarias del reservorio.

El modelo de migración no se ha podido determinar, debido a que los “carrier beds” presentan escasa continuidad lateral ocasionados por discontinuidades y cambios de facies relacionados a eventos tectónicos, por lo tanto, la migración lateral no es trascendental. Por el contrario la migración vertical se torna muy importante por cuanto las Fallas geológicas serían el único camino para la migración del hidrocarburo, generado en los niveles del Cretácico, hacia los reservorios de la Fm. Sta Elena, Fm. Atlanta, Fm. PB, Fm. Sto Tomás y Fm. Socorro. Las acumulaciones del mismo están vinculadas a bloques fallados y, en los reservorios más someros, empezarían procesos de biodegradación. Posteriormente comenzarían uno o varios eventos de migración por

evaporación fraccionada mediante circulación del gas que condensaría en los reservorios de las formaciones: Sto Tomás, Socorro y Sta. Elena.

Se tiene como dato que la temperatura de la roca generadora de los petróleos, en el momento de expulsión, ha sido de 121°C a 122°C. Se asume un gradiente geotérmico de 2.4°C/100m y una temperatura media anual de 25°C. La profundidad del tope de la ventana de generación sería de 4000 metros (13500 pies) y, si consideramos que los paleogradientes podrían haber sido más altos (3°C) el tope de generación sería de 3300 metros (11000 pies); lo cual indica que las rocas del Cretácico pudieron haber alcanzado esta profundidad de soterramiento hacia el Eoceno Superior; por cuanto teníamos la sedimentación del Grupo Ancón y el engrosamiento tectónico de la Fm. Azúcar, pudiendo actualmente estar en la etapa de generación. (P. Malone et al, Informe Interno CGC).



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

### CAPITULO III

## INTERPRETACION SISMICA

La compañía “3D Geophysical of Latin America Inc”, en enero de 1998, inicia el programa de adquisición sísmica, en los Campos Petroleros “Ing. Gustavo Galindo Velasco”, distribuidas en 27 líneas con una extensión de 400 kilómetros dentro de un área de 650 Km<sup>2</sup> y un total de 20014 disparos.

Para obtener el trazado de las líneas se recopilaron todos los informes sobre los estudios geofísicos realizados anteriormente; tales como: Gravimetría, Magnetometría, Sísmica y complementados con un estudio de Geología Superficial; así como de una revisión de las carpetas de los pozos realizadas por la Compañía Anglo. El programa sísmico, dentro del área de estudio, fue determinado después de analizar la información existente.

El Mapa Gravimétrico es el que ha permitido distinguir los principales rasgos estructurales al nivel de rocas cretácicas en la península de Santa Elena y ha servido de guía en la interpretación de las diferentes formaciones geológicas. Se ha podido observar en el mismo una alineación norte-sur de los ejes máximos correspondientes a rocas cretácicas en superficie o cerca de ella que están relacionados con los

principales yacimientos de Ancón; así tenemos: la alineación Tigre-Tablazo-Santo Tomás-Certeza observada en el área de estudio. Otros ejes que estructurales que se observan son: San Vicente-Juan Montalvo-Río Verde; Transvaal-Ancón de rumbo NO-SE; Navarra-Ancón de rumbo NE-SO. Los ejes de mínimos guardan la misma alineación como el observado desde Pacoa hasta el campo Ancón con el consiguiente aumento del espesor de la cubierta del Paleoceno hacia el sur. Fig. 4.

La interpretación de las líneas sísmicas estuvo a cargo del Departamento de Geofísica de la Compañía General de Combustibles. El autor del presente estudio colaboró indicando la profundidad de los topes formacionales observados en los registros eléctricos; los cuales fueron transformados a valores de tiempo e ingresados a las líneas sísmicas donde se corrigieron o ratificaron los rasgos estructurales observados.

Se ha correlacionado, en primer lugar, el basamento para después continuar con los niveles superiores. Las estructuras observadas analizadas por medio del estudio de los registros eléctricos donde se modificaba lo interpretado por los geofísicos tales como: dirección de fallas, topes formacionales etc. Tanto las secuencias cretácicas como las secuencias inferiores de la Fm. Atlanta debieron experimentar esfuerzos compresivos debido al empuje y colisión de la Placa oceánica contra la Placa Sudamérica mientras ésta se separaba de Africa durante la expansión que experimentaba el piso del Océano Atlántico. Los estratos superiores de la Fm Atlanta y del Grupo Ancón se vieron afectados siempre por esfuerzos compresivos donde pudo haberse generado la Falla

Dolores-Guayaquil (algunos autores afirman es transformante) aunque podría ser el resultado de una falla inversa (a lo largo del plano de subducción imperante) la cual rotó junto con toda Sudamérica hasta llegar a la posición actual; mientras que los sedimentos de la secuencia del Neógeno (Progreso Golfo de Guayaquil) experimentaron una tectónica distensiva que podría haberse generado a partir de la formación de las Cordilleras Asísmicas de Cocos y Carnegie cuyas diferencias de velocidades habrían generado un movimiento dextral este-oeste abriendo el Golfo de Guayaquil y acentuado por la Falla transtensiva Dolores-Guayaquil.

**Las estructuras cretácicas presentan una serie de alineamientos, siendo el más importante el denominado Alto Japonesa-San Vicente-Baños de dirección NE-SW que puede ser seguido por más de 5 Km de ancho y 30 Km de largo; en donde se observan afloramientos de la Fm Santa Elena y de la Fm. Azúcar (Anexo I). Se interpreta como una estructura en flor positiva que levanta rocas de la Fm Santa Elena hacia la superficie controlando y limitando la depositación de la Fm Atlanta hacia el norte. Posee interés petrolero hacia el oeste (Libertad, Santa Paula); por cuanto, tenemos el campo Santa Paula, productivo en los niveles cretácicos, y el campo Carmela con aporte de petróleo de las formaciones Atlanta y PB. (P. Malone, F. Fantín, F. Tuero, 1999).**

### 3.1.MAPA ISOCRONO

El tope de la Fm Atlanta, obtenido de los registros eléctricos, ha sido mapeado en la interpretación de las líneas sísmicas. En vista de la gran cantidad de pozos se proyectaron hacia las líneas sísmicas aquellos con una distancia menor a 100 metros y con una profundidad mayor a los 2000 pies; caso contrario se tomaban en consideración a pozos fuera de estos parámetros (en el área de Certeza hay

pozos con el tope de la Fm Atlanta a menos de 1000 pies y en ciertos sectores hay pozos con una distancia mayor a 100 metros de las líneas sísmicas).

Se utilizó una sola velocidad para la transformación respecto a la profundidad de los tiempos en vista de que ninguno de los pozos del área tenía registro de velocidad para calibrar la profundidad de los topes con los tiempos de las secciones sísmicas. Esta situación produce que los valores en tiempo de las reflexiones correspondientes al tope de la Fm Atlanta, presenten distintas respuestas en las líneas sísmicas, afectando la correlación; por cuanto podía haber errores tanto al ubicar Fallas como al realizar las líneas de contorno. Por tal razón se tomó en cuenta, únicamente, el carácter de la reflexión sísmica para el horizonte mapeado en la correlación que, a su vez, era corroborado con su respuesta electrográfica; caso contrario, se iban descartando aquellos pozos cuyos topes formacionales no correspondían a la misma secuencia estratigráfica debido a que la Fm Atlanta es muy plegada, fallada y erosionada siendo difícil correlacionar sus estratos; lo cual provocaba anomalías en la interpretación.

**El sistema de Fallas tiene una dirección preferencial NNO-SSE, con un trazo en planta cóncavo y vergencia hacia el oeste, mientras que las Fallas Antitéticas tienen vergencia hacia el este, lo que sugiere que los esfuerzos principales tienen una dirección aproximada este-oeste. Al extremo norte del área interpretada se encontró fallas con vergencia hacia el norte las cuales están controlando los afloramientos de rocas cretácicas, corroborado con información geológica de superficie, asociados a sistemas de estructuras en Flor Positivas, que son Fallas de rumbo que corren en dirección aproximada este-oeste; produciendo el límite norte de los campos petroleros descubiertos en Ancón y el límite sur del campo Pacoa. (G. Hinojosa, 1998).**



El Mapa Isócrono elaborado trató de cubrir un área mayor al área de estudio por cuanto al realizar la interpretación de los Cortes Estructurales se pueden observar eventos tectónicos regionales que no son posibles de indicar en áreas menores Anexo II.

### 3.2. MAPA DE ISOVELOCIDADES

El Mapa de Isovelocidades referido al tope de la Fm Atlanta, fue necesario construirlo por cuanto, en la península, nunca se realizaron pruebas de velocidad en los pozos. Se seleccionaron alrededor de veinte pozos estratégicamente ubicados, los cuales proporcionaban el valor de la profundidad de la Fm Atlanta. Posteriormente se determinó el valor en tiempo que le corresponde, a cada pozo seleccionado, en el mapa isócrono. Luego con los valores de tiempo y profundidad se procedió a calcular la velocidad con la siguiente fórmula:

$$V = (C \cdot P) / T$$

V= velocidad expresada en pies/seg.

P= profundidad del tope de la Fm Atlanta expresado en pies bajo el nivel del mar

T= Tiempo doble de reflexión expresado en milisegundos.

C=2000 transforma el tiempo doble a simple expresándolo en segundos.



Las velocidades obtenidas son ubicadas en un mapa de puntos de tiro en donde se dibujan las líneas de isovelocidades verificando que no causen anomalías por errores de cálculo. Este mapa guarda concordancia con el mapa gravimétrico; dado que muestra mayores velocidades hacia los sitios donde está levantado el basamento; por lo tanto; nos indica que la interpretación se ajusta al cálculo utilizado. Anexo III.

### **3.2.MAPA ESTRUCTURAL**

Para la realización del Mapa Estructural referido al tope de la Fm Atlanta, se ha tomado como base el Mapa Isócrono superponiendo el Mapa de Isovelocidades, para el mismo nivel, con lo cual se obtienen valores de la profundidad para cada punto de disparo. Anexo IV.

En el mapa se encuentran indicadas dos clases de profundidades: reales y teóricas. Las primeras están representadas en color verde, fueron obtenidas a partir de los topes verdaderos de los pozos y las segundas están representadas en color rojo y fueron calculadas a partir del mapa de isovelocidades.

Se han eliminado los valores de “profundidades teóricas” cuando los mismos no correspondían a las “profundidades reales”.

Las fallas geológicas dentro del área de estudio son inversas y tienen un rumbo aproximado norte-sur, con una flexión o curvatura hacia el noroeste, las mismas presentan, con respecto a la profundidad, ángulos bajos de inclinación los cuales incrementan al aproximarse a la superficie, en planta tienen una apariencia de arco en donde la parte más flexionada estaría determinando el lugar en donde se ha producido el mayor empuje y la dirección del mismo.

### **3.3. BLOQUES ESTRUCTURALES.**

Las principales fallas inversas están identificadas por números y a las estructuras o Bloques Estructurales se los ha denominado por letras. Hay un total de siete estructuras, las cuales se dividen en “estructuras perforadas” y en “prospectos”. Las primeras están formadas por los bloques A y B y las segundas por los bloques H, I, J, K y L.

Los bloques A y B inicialmente debieron ser una sola estructura originada por las Fallas 2 y 2A y posteriormente separados por la Falla 4 que posee desplazamiento de rumbo dextral la cual ha provocado esfuerzos transtensivos y un “cabalgamiento” del Bloque “A” sobre el Bloque “B” así como también un desplazamiento dextral del Bloque “B” respecto del Bloque “A”. Anexo IV.

Los límites de los yacimientos para el área de estudio son: El Bloque A limitado al oeste por la Falla 1A; al este por la Falla 2A y al norte por la Falla 4. El bloque B está limitado al este por la Falla 2; al oeste por la Falla 1 y al sur por la Falla 4. En este Bloque los contactos agua-petróleo (-4620 pies y -4300') sirven de límites en profundidad para establecer el "Cierre Estructural".

La Falla más antigua es la Falla 1 cuyo fallamiento inverso y buzamiento al este ha provocado el Levantamiento del área Tigre respecto a la zona aledaña conocida como el área de Navarra. La Falla 2 es posterior y se la interpreta como una Falla Antitética. Tanto la Falla 1 y Falla 2 forman el Bloque Estructural "B" y han sido afectadas por la Falla 4 (que tiene un desplazamiento de rumbo dextral) la cual ha dividido a estas Fallas en 1A y 2A respectivamente. La Falla 1A tiene el mismo origen de la Falla 1; y ha provocado el Levantamiento de Certeza. La Falla 2A sería la correspondiente Falla Antitética de la Falla 1A conformando el Bloque "A" el cual "cabalga" sobre el Bloque "B" debido al empuje recibido por los esfuerzos este-oeste durante la subducción y a la transpresión originada por la Falla 4 que es de desplazamiento de rumbo.

Como se puede concluir la Falla 4, de rumbo este-oeste, es la más joven, debido a que corta las fallas y estructuras más antiguas causando desplazamientos en las mismas con el consiguiente desarrollo de esfuerzos Trnstensivos (Bloque "A"



sobre el Bloque “B”) y esfuerzos transtensivos (desarrollo de cuencas “pull apart” como se puede apreciar en pozos: Anc1234 y Anc1648)

Los prospectos se han generado por fallamiento inverso, de rumbo paralelo a los observados en los bloques perforados pero de edad diferente. Tabla IV

El área total representada tanto por las “Estructuras perforadas” como por los “Prospectos Exploratorios” asciende a 29.77 Km<sup>2</sup>. Los yacimientos o estructuras “A” y “B” poseen un total de 24.89 Km<sup>2</sup> que representan el 83.61% del área total, mientras que las estructuras “H” hasta la “L”, que equivalen a los “prospectos exploratorios” poseen un área de 4.88 Km<sup>2</sup> representando el 16.73% del área total.

El cierre estructural promedio de las “estructuras perforadas” es igual a 1992 pies, siendo la estructura “B” la de mayor valor con 2034 pies. Los prospectos tienen un cierre estructural promedio de 353 pies, siendo la estructura “J” la mayor con 662 pies.

Los pozos con mayor producción se encuentran en la parte sur de la estructura “A” y norte de la estructura “B” (Anticlinales), así como también cercanos a la Falla 4, como se puede apreciar, las fallas han sido vías para la migración y concentración de hidrocarburos.



La Tabla III muestra las acumuladas de petróleo para cada estructura. Los valores no han sido discriminados; por lo tanto, la producción toma en cuenta lo acumulado por todas las formaciones geológicas. Esto se debe, fundamentalmente, a que los pozos fueron completados con tubería preperforada o “liner”; por lo cual no era necesario, para los ingleses, realizar la cementación y posterior disparos en la zona de interés para evaluarla, tal como se hace actualmente. Este error se lo ha minimizado en el cálculo de las reservas asignando un porcentaje del 70%, de la producción total del pozo, a la Fm. Atlanta que es el porcentaje aportado por ésta formación al total del petróleo extraído en la península. El resto de la producción y su respectivo porcentaje estaría distribuido entre las otras formaciones tales como Socorro, Santo Tomás y Passage Beds.

La estructura “B” es la más densamente perforada con 13,2 pozos/Km<sup>2</sup>. La menor densidad de perforación la encontramos en la estructura “A” con 6.8 pozos/Km<sup>2</sup>. El mapa de isogrados API nos indica que el grado API de los pozos aumenta hacia los sitios con fallas geológicas más “recientes”; las cuales están ubicadas hacia el norte y oeste del área. La disminución se nota hacia el este. Anexo V.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

## CAPITULO IV

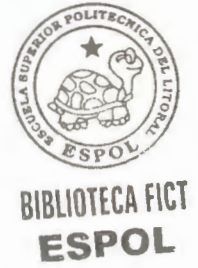
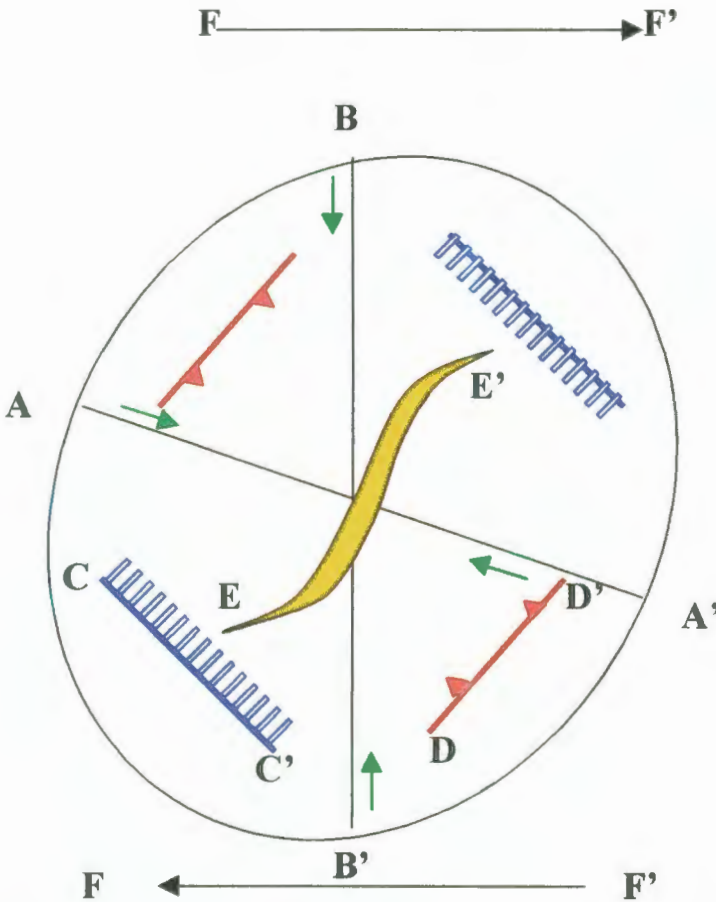
# INTERPRETACION GEOLOGICA

La Interpretación Geológica está basada en la Interpretación Sísmica y en los diversos estudios realizados por los diferentes geólogos. Así se ha podido establecer el Modelo Geológico a utilizar el cual explica las principales Fallas y Estructuras Geológicas, observadas en la península de Santa Elena, por medio de un Sistema Transcurrente generador de Pliegues y Fallas Inversas de dirección noreste-suroeste, Fallas Normales con orientación noroeste-sureste, Fallas de rumbo dextrales con sentido noroeste-sureste. Fig. 19

Las Fallas Sintéticas guardan alineación con la Falla Japonesa y por las Acantilados de Ancón al igual que las Fallas en forma de “cola de caballo” observadas hacia el Golfo de Guayaquil que dan lugar a la apertura del mismo.

Las Fallas Antitéticas guardan alineación con las Fallas geológicas al nivel de la Fm Atlanta que tienen orientación norte-sur y vergencia hacia el oeste

Las Fallas Normales (asociadas a esfuerzos transtensivos) podrían estar representadas por la Falla de La Cruz cuya acción origina la formación de la Cuenca Progreso.



**Fig. 19** Alineación de las principales estructuras en la península de Sta Elena.

- AA'** = Fallas Sintéticas (orientación Falla Japonesa y Acantilados de Ancón)
- BB'** = Fallas Antitéticas (orientación de las Fallas de la Fm. Atlanta).
- CC'** = Fallas Normales (origen de la Cuenca Progreso)
- DD'** = Fallas inversas (origen de repetición de grandes espesores en el Area Central).
- EE'** = Orientación de los ejes Anticlinales y Sinclinales.
- FF'** = Fallas de rumbo (dextral provocando la apertura del Golfo de Guayaquil).



Las Fallas Inversas (asociadas a esfuerzos transpresivos) están representadas por la Falla Chanduy y la Falla Carmela que ocasionan repetición de estratos tal y como se ha observado en la Cuenca Ancón y en el área de Carmela. El Anticlinal de Ancón coincide también con la orientación de los pliegues marcados en la elipse.

BIBLIOTECA  
 ESCUELA PERUANA DE LITOLÓGIA Y GEOLOGÍA  
 1966  
 FACULTAD DE ING.  
 EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Como se puede observar los principales alineamientos estructurales pueden ser analizados por el diagrama de esfuerzos presentado para permitir explicar posibles mecanismos de migración del petróleo así como el de las trampas estratigráficas.

La orientación que presenta la elipse puede ser explicada de la manera siguiente: Durante el Cretácico América del Sur se separa de Africa como resultado de la expansión del piso del Océano Atlántico. La Placa Sudamericana colisiona con la Placa Oceánica Nazca la cual es consumida bajo el continente y genera la acreción del mismo coincidiendo con la formación de la Cordillera de Los Andes durante la Fase Larámica del Ciclo Orogénico Alpino. La depositación era netamente marina con el desarrollo principal de la roca denominada Creta (de ahí el nombre de este Período). Los esfuerzos en ese tiempo eran compresivos en dirección este-oeste y como resultado se forman pliegues con ejes perpendiculares de dirección norte-sur.

Hacia el Paleoceno se deposita la Fm Atlanta sobre el deformado Cretácico y continúan actuando los esfuerzos compresivos; los cuales generan fallamiento inverso levantando a la Fm Atlanta (como se puede observar en las áreas de Tigre y Certeza .

al este y Carmela al oeste quedando entre estas áreas las secciones de Navarra, Asturias y Cacique y Central las cuales conforman un Bajo Estructural.

En el Eoceno se erosionan las zonas levantadas de la Fm Atlanta depositándose en los paleorrelieves los sedimentos que dieron origen a la Fm Passage Beds. Las fallas inversas siguen actuando como Fallas de Crecimiento. Fig. 10. La Fm CPB se forma por deslizamientos causados al continuar el levantamiento de la península. La Fm Santo Tomás podría ser el resultado del relleno de las cuencas formadas al depositarse la Fm CPB. La Fm Socorro se deposita en un ambiente de tipo plataforma. La ausencia de sedimentos oligocénicos se debe a que éstos terrenos estuvieron en una posición estructural no favorable a su depositación.

En el Mioceno, se divide la Placa Pacífica en las Placas Cocos y Nazca; las cuales generan las Cordilleras Asísmicas de Cocos y Carnegie a partir de un “punto caliente en las Islas Galápagos”. Estas placas presentan velocidades de subducción diferentes de 8 cm/año hacia el nor-este y 5 cm/año al este respectivamente, esto hace suponer que en ese Período las velocidades relativas de las Placas habrían provocado un fallamiento de desplazamiento de rumbo dextral (Falla Japonesa) y originado la apertura del Golfo de Guayaquil a través de la Falla Guayaquil-Dolores (que podría ser una Falla Transformante) cuyo lado occidental se dirige hacia el nor-este coincidiendo con el vector resultante de la velocidad entre las dos Placas Tectónicas (Cocos y Nazca) y cuyo desplazamiento de rumbo dextral habría formado el Golfo de

Guayaquil. Las Fallas inversas siguen actuando como Fallas de Crecimiento y, debido a los nuevos esfuerzos generados, estas Fallas son reactivadas como Fallas de Desplazamiento de Rumbo dando lugar al desarrollo de “Estructuras en Flor” que generan esfuerzos transtensivos (formación de cuencas “Pull Apart”) y esfuerzos transpresivos (formación de “Pop up”). Las Fallas inversas también reciben una rotación que al sur generan transpresión y al norte transtensión.

El Modelo Geológico presentado permite visualizar en forma general las fallas y plegamientos que ayudarían a investigar posibles zonas de migración y entrapamiento de hidrocarburos.

Los cortes geológicos además de los datos estructurales, contienen información gráfica y descriptiva de los ensayos, punzados, tubería, fracturas y acidificaciones, producciones de petróleo, agua, pérdidas de circulación, manifestaciones de hidrocarburos (gas y petróleo) y contactos probados de agua-petróleo.

Estos cortes tienen el objetivo de presentar la forma y distribución de las estructuras, de analizar la relación entre las mismas y las producciones de petróleo de cada pozo, los cambios de facies y los sistemas de fallas geológicas.

Se complementó el estudio con la interpretación de las líneas sísmicas, mediante una correlación electrográfica, en base de los perfiles (Gamma Ray, Latero Log, etc.); los

cuales eran analizados con la ayuda del programa “Correlation”. Este programa permite “montar” una curva sobre otra para encontrar similitudes entre las diferentes curvas de los perfiles eléctricos y así determinar el seguimiento de horizontes. La interpretación sísmica nos indica que el sistema de fallamiento, imperante en el área de estudio, es inverso; por lo tanto, al analizar los registros eléctricos debíamos observar repetición de secuencias estratigráficas.

#### **4.1. ANALISIS DE REGISTROS.**

La Fm Atlanta tiene sus características para cada tipo de registros. La descripción de las mismas están basadas en el estudio hecho por C.D. Drysdale: “Electric Logging Techniques” (AEOL, No 56) y también sobre la base de los trabajos efectuados por los ingenieros geólogos de la Compañía General de Combustibles.

##### **4.1.1. CURVA DE RESISTIVIDAD.**

La resistividad depende del fluido que contenga la roca. Una roca con petróleo tendrá un mayor valor de resistividad que una con agua. La Fm Atlanta es muy compacta, impermeable, de baja porosidad y bajo contenido de fluidos. Es fácilmente diferenciada respecto de las otras Formaciones por su alta resistividad (las arenas están en el rango de 40-140 ohm-m). Las zonas con acumulaciones comerciales de petróleo,

poseen resistividades del orden de los 40-80 ohm-m. Cuando sobrepasan este rango, para que el pozo sea productivo, debería haber microfracturamiento.

Las distintas formaciones presentan características propias en cuanto a su respuesta electrográfica. La Fm Atlanta es de mayor resistividad (40-140 ohm-m aproximadamente); la Fm PB presenta valores del orden de los 15-25 ohm-m; la Fm CPB presenta valores bajos de resistividad (3-10 ohm-m); la Fm Socorro tiene respuesta resistiva muy parecida a la Fm CPB pero con mayores “picos resistivos”. Fig. 20.

#### 4.1.2. CURVA DE POTENCIAL ESPONTÁNEO.

La curva SP mide las interfaces entre el lodo y la Formación. Da una medida no proporcional a la porosidad. En la Fm Atlanta no reacciona normalmente tiene deflecciones muy pequeñas y debe usarse una exagerada escala para lograr ver detalles.

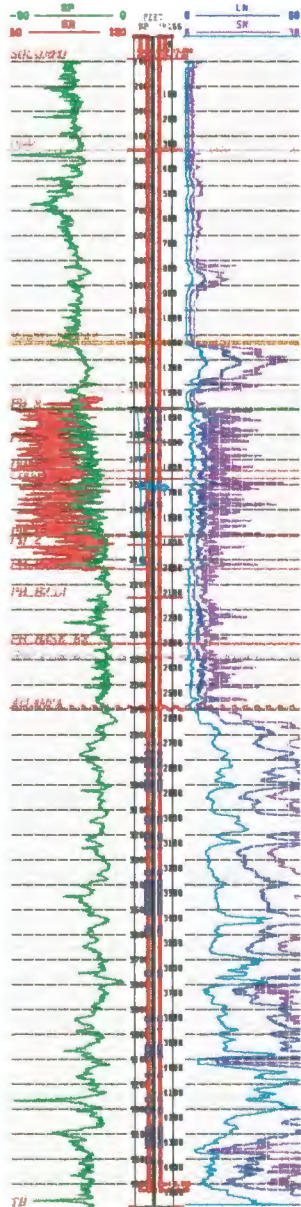
Hay zonas que presentan buena deflexión del SP, las cuales podrían interpretarse como zonas de arenas permeables con petróleo; pero al observar el microlog se tiene una pequeña separación con resistividad alta



# TIG0055



OPERADORA CGC  
X: 520980 Y: 9746437  
TD: 4690 PIES  
ELEV: KB 132 PIES  
Oil: 156553.00 Agua: 3490.00



Fm Socorro

Fm CPB

Fm Sto Tomas

Fm PB

Fm Atlanta



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Fig. 20 Respuesta Electrográfica de las Formaciones Geológicas.

(indicación de roca compacta). Los pozos que presentaron estas características han sido pobres productores de petróleo.

Hay zonas que presentan buena deflexión del SP, las cuales podrían interpretarse como zonas de arenas permeables con petróleo; pero al observar el microlog se tiene una pequeña separación con resistividad alta (indicación de roca compacta). Los pozos que presentaron estas características han sido pobres productores de petróleo.

La ausencia de deflexiones en la curva SP es casi seguro un signo de pobre porosidad; siempre y cuando las condiciones anormales del lodo y/o la magnetización del cable no afecten los resultados.

#### 4.1.3. CURVA MICROLOG.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Mide la resistividad de la parte más próxima de la Formación donde existe una costra de lodo (mud cake) y una invasión. Consta de un “pad” de caucho con tres electrodos, que presionan a la pared del hoyo. Las curvas registradas son la 2” Normal y la 1”x1” lateral. Las resistividades son reducidas. Esta reducción tendrá un gran efecto, en la curva, con los espaciamentos cortos; produciéndose una separación de las curvas frente

a las zonas permeables, debido a la filtración del agua proveniente del lodo de perforación.

Muchas ocasiones las curvas del microlog dan ligeras separaciones en zonas de baja resistividad que tienen deflecciones negativas de SP. Esto puede ser asumido a lo siguiente: Las arcillas y lutitas de la Fm Atlanta, por ser de origen turbidítico, al ser removidas y molidas adquieren una constitución de conglomerados, lo cual da una porosidad secundaria dando lugar a la formación de la costra de lodo que observamos en este tipo de registros.

Cuando la sonda pasa por zonas de conglomerados, registra una anómala separación la cual puede ser atribuida a que el “hueco” en esa zona esté “rugoso” lo cual producirá ondulaciones en las curvas y una lectura de separación constante frente a una curva SP plana.

#### 4.2. ANALISIS PETROGRAFICO.



Se analizaron cuatro láminas delgadas de cuatro pozos (ANC1224, ANC1216, ANC0786, ANC1746). La clasificación utilizada para determinar el nombre de las rocas, ha sido la clasificación de Dott, 1964, modificada por Pettijohn et al., 1972.



Los componentes principales observados son: Cuarzo (de origen plutónico), Feldespato (ortoclasa alterada por sericitización) y fragmentos de roca generalmente sedimentaria, en menor proporción volcánica efusivas y poca roca metamórfica. Entre los fragmentos de rocas sedimentarias tenemos: Cherts de graneado fino, cuarzarenita y lutita; como volcánico efusivo: Lavas básicas y ácidas y, entre las pocas rocas metamórficas: esquistos cuarcíticos.

La porosidad reportada en su mayoría es nula, debido: al empaquetamiento de los granos, desaparición de la matriz en los espacios intergranulares y al cemento. Porosidad secundaria de fractura se encontró en el pozo ANC0786 en el intervalo de 4861-4864.

Los procesos diagenéticos encontrados son: Cementación, Alteración y Corrosión.

La Cementación es silícea como producto de la cristalización de soluciones ricas en sílice posteriores a la sedimentación. Los procesos de sobrecrecimiento son mínimos.

La Alteración está centrada en el feldespato potásico (ortoclasa), el cual se presenta con un variado grado de sericitización. La cloritización está observada



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

en algunas arcillas y en micas (biotita). La Corrosión se observa en granos de cuarzo que están rodeados por el cemento calcáreo.

La clasificación de las muestras según la clasificación de Dott, que considera, en un diagrama ternario, como componente de clasificación al cuarzo, feldespato, fragmentos de roca y anexo la cantidad de matriz: se tiene que la mayoría cae dentro del campo de las SUBLITARENITAS principalmente y de las LITARENITAS. También se observa una GRAWACA LITICA (ANC1746). Fig. 21.

El origen, de acuerdo a los porcentajes de los constituyentes esenciales, graficados en el diagrama de Dickinson et al., 1983, caen dentro del campo del orógeno reciclado. Fig. 22.



#### 4.3. CORRELACION ESTRATIGRAFICA.

En esta etapa del estudio se revisaron las curvas de todos los pozos para hacer las respectivas correlaciones, indicando principalmente los topes y bases de las formaciones para cada pozo. La diferenciación de las distintas formaciones geológicas, se las hacía, generalmente, con respecto a los registros eléctricos. Como la resistividad de la Fm Atlanta es mucho mayor que el de las otras Formaciones no había problemas para diferenciarla. Dentro de la Fm Atlanta

BIBLIOTECA FIC I  
ESPOL

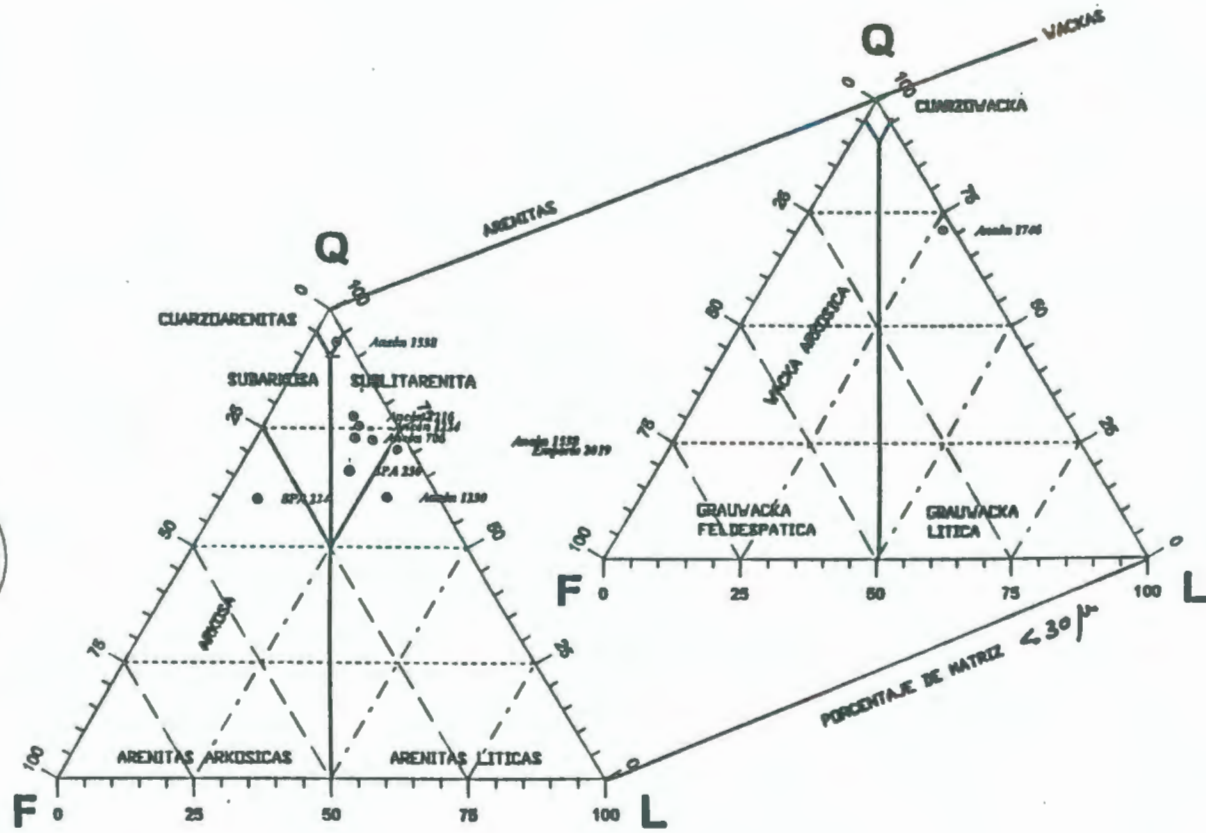


Fig. 21 Clasificación petrográfica de Dott para la Fm Atlanta.

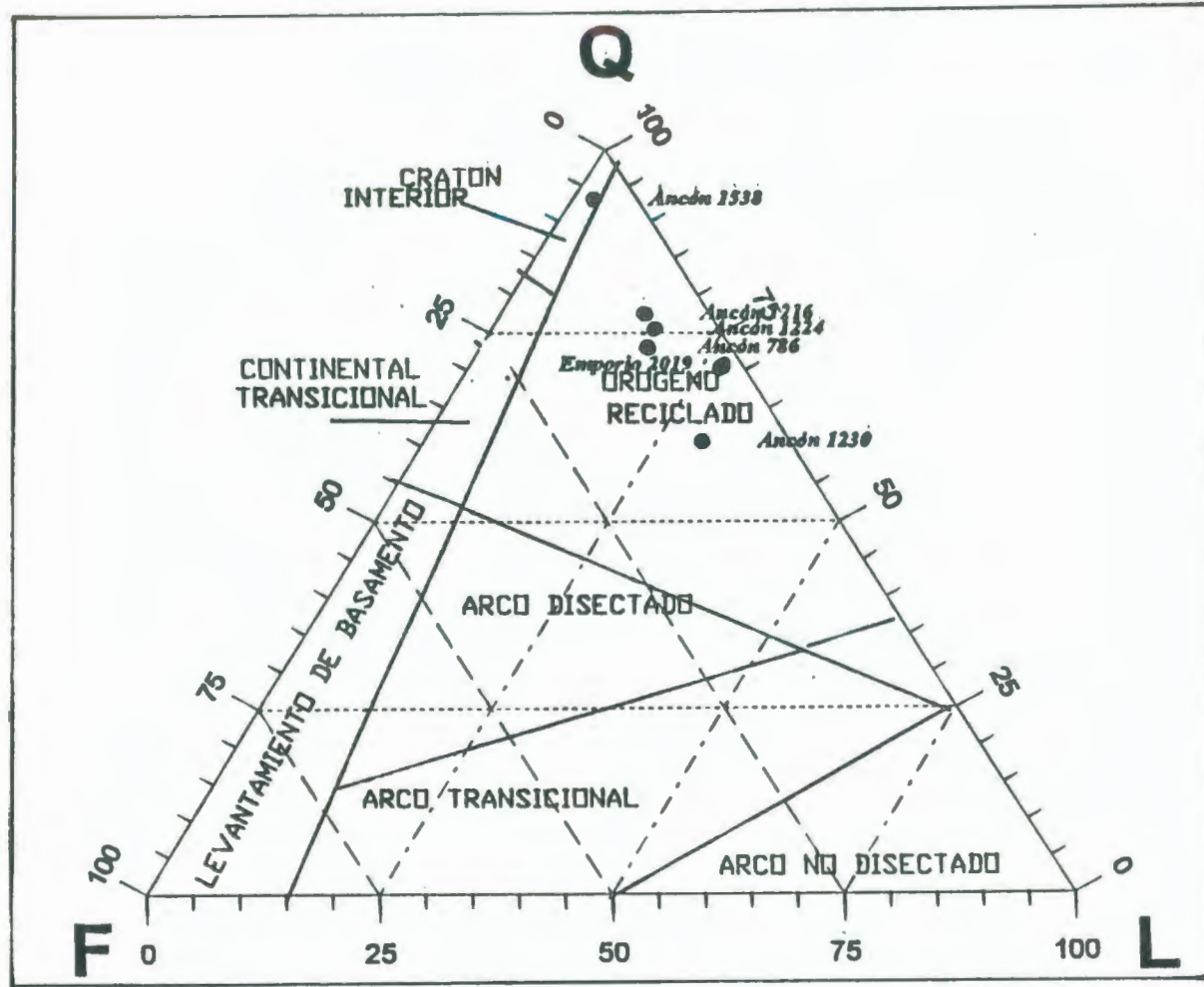


Fig. 22 Emplazamiento tectónico de la Fm Atlanta según Dickinson et al (1983)

fueron distinguidas las secuencias de acuerdo a su respuesta electrográfica. Para ello se utilizó el programa computarizado de Landmark (Correlation), el cual nos permite “cabalgar” una curva sobre otra y, de esta forma, observar continuidad de los estratos, repetición de las secuencias estratigráficas (por fallamiento inverso) y ausencia de las mismas (como en el producido por fallamiento normal o por ausencia de depositación).

En cada correlación se escogieron los pozos con mayor cantidad de información disponible; especialmente aquellos con registros de litología y resistividad. Estos no debían de exceder los cien metros de distancia hasta la línea sísmica más próxima.

La finalidad de la correlación era definir la profundidad de los topes de las formaciones geológicas y observar sus repuestas tanto en las líneas sísmicas como en los cortes estructurales para poder correlacionar los estratos y determinar las estructuras presentes dentro del área de estudio.

Los criterios para definir las secuencias son adoptados de la nomenclatura de Mutti y Ricci Lucchi. (Tabla II). Las asociaciones encontradas son Facies de Abanicos submarinos Inferior, Medio y Superior hasta Facies canalizadas y Talud de plataforma.





#### 4.4. CORTES ESTRUCTURALES

Dentro del área de estudio se elaboraron ocho Cortes Estructurales a lo largo de las líneas sísmicas en las direcciones: noroeste-sureste y suroeste-noreste (Fig. 23). Los cortes han sido realizados hasta fuera de los límites del área de estudio para poder observar a escala regional las estructuras principales. Así por ejemplo, cuando estaba ya depositada la Fm Atlanta el área Carmela fue levantada por una Falla inversa buzante al oeste y el área de Tigre fue levantada por otra falla inversa buzante al este. Esta disposición de las fallas sugiere la existencia de múltiples fracturas que se han transformado en fallas y que han permitido la gran acumulación de petróleo en el área Central. Paralelamente los Altos Estructurales al erosionarse desarrollan la Fm PB hacia los Bajos Estructurales en Navarra, Central y Cacique hasta que adquieren un mismo nivel. Los trabajos realizados en la Fm PB han sido satisfactorios en Tigre y Central; esperando igual suceso hacia el área de Carmela; por cuanto las fallas observadas en los cortes pueden ser vía de migración del petróleo

Posteriormente con la correlación se fueron ajustando las trazas de las Fallas (rumbo); así tanto las Fallas 1 y 1A como 2 y 2A que en la interpretación sísmica mostraban una sola traza desde Tigre hasta Certeza con rumbo N-S, en la Correlación Estratigráfica se las definió como segmentos de la misma Falla que ha sufrido desplazamiento de rumbo de tipo dextral causado por la Falla 4.

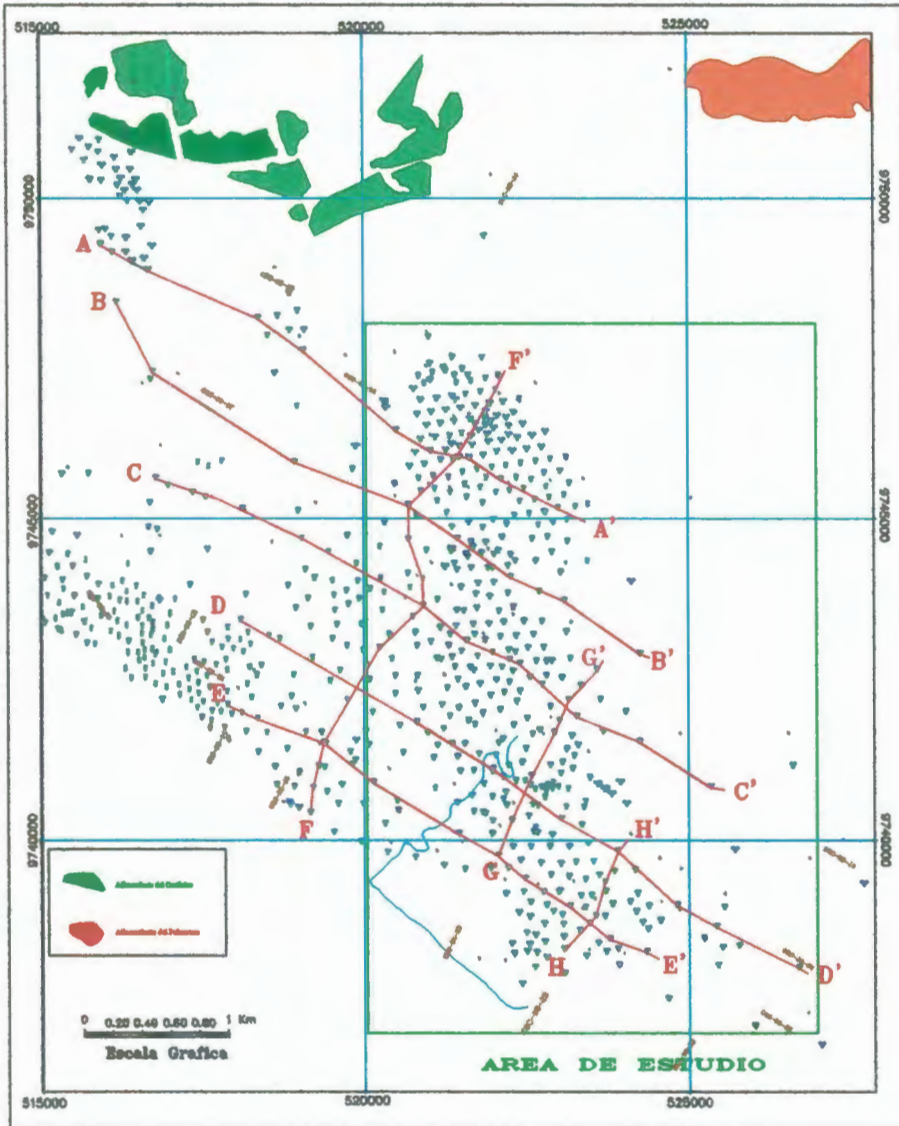


Fig. 23 MAPA UBICACION DE CORTES

En los Cortes noreste-suroeste se puede observar el decrecimiento de la resistividad de la Fm PB hacia el suroeste mientras la Fm Atlanta presenta mucha deformación; lo cual dificulta realizar las correlaciones de los estratos debido a la discontinuidad lateral causada por erosión, no-depositación y la acción de los diversos tipos de fallas presentes; estas últimas se explican aplicando el Modelo de Riedel, Por tal razón cuando los registros eléctricos no permitían una correlación aceptable se asumían los topes observados en la sísmica cuyas limitaciones se presentan al “seguir” las secuencias,

Se ha utilizado un ábaco corrector de buzamientos para pasar las Fallas de las líneas sísmicas a los Cortes. De acuerdo a la Correlación Electrográfica se determinaron las Fallas que no pudieron ser observadas por la sísmica; tal como la Falla 4 (Anexo IV). Esta Falla tiene un rumbo aproximado este-oeste y, en los perfiles del pozo, se observa el levantamiento de una gran parte de la Fm Atlanta sobre la Fm Passage Beds aunque puede confundirse con la Fm Santo Tomás donde en los Cortes se aprecia al Bloque “A” sobreyacer al Bloque “B”.

De esta manera se pudieron cerrar y definir los bloques estructurales de la formación Atlanta para la presente Tesis. Los Cortes Estructurales realizados serán nuevamente utilizados en el Capítulo V cuando se haga el cálculo de espesores de ésta formación para obtener el volumen de roca y luego el volumen de petróleo.



## CAPITULO V

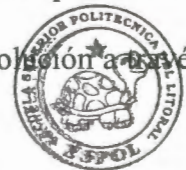
# EVALUACION DE LAS RESERVAS

### 5.1 PARAMETROS PETROFISICOS

Se los obtuvo tanto de análisis de núcleos como de registros. Los parámetros utilizados para el presente estudio fueron: Porosidad, Saturación de agua y Permeabilidad.

#### 5.1.1 POROSIDAD.

La porosidad se define como la relación entre el volumen de poros o huecos de una roca frente al total y, se expresa en porcentaje. La porosidad secundaria se origina por evolución posterior del sedimento o roca y puede modificar en cualquier sentido la porosidad primaria. La diagénesis mediante la compactación y cementación disminuye la porosidad. La disolución de algún mineral inestable, la fisuración y disolución a través de microfisuras origina un aumento de la porosidad.



IBIBLIOTECA FICT  
ESPOL

La capacidad de una roca para almacenar un fluido se puede definir por la porosidad efectiva, usándose los términos de porosidad muy alta cuando es mayor del 25%; alta porosidad, entre el 25 y 15%; porosidad media, entre el 15 y 18%; baja porosidad, entre 8 y 5%, y muy baja porosidad, con menos del 5%.

Los valores de la porosidad, obtenidas por medio de análisis de núcleos, se tomaron de los datos suministrados por las carpetas de los pozos del área de estudio. La Tabla V muestra los pozos con sus respectivos valores.

Los valores de porosidad obtenidos por registros están en la Tabla VI. Para tal efecto, se utilizaron tanto las curvas resistivas (LL, LN, SN, RI, etc.) como las de litología (SP, GR). Los datos de porosidad se obtuvieron de los pozos que presentaban el contacto agua-petróleo. La fórmula utilizada fue la ecuación de Archie:

$$S_w = [ (0.81)(R_w)(\Phi)^{-2}(R_t)^{-1} ]^{1/2}$$

$S_w$  = Saturación de agua

$\Phi$  = Porosidad

$R_w$  = Resistividad del agua

$R_t$  = Resistividad leída del registro.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

De la fórmula anterior se despeja la porosidad ( $\Phi$ ). Como se tiene conocimiento que en la zona de contacto agua-petróleo el valor de la saturación de agua ( $S_w$ ) es igual al 100%.

El valor de  $R_w$  es proporcionado de los ensayos de salinidad. Con la ayuda del convertidor Resistividad-Salinidad se calcula el valor buscado de  $R_w$ . El resultado obtenido con este método es mostrado en la Fig. 31, donde a una salinidad de 14.000 ppm de NaCl y a una temperatura de 110°C se determina el valor de  $R_w$  igual a 0,295 ohm-m.

El valor de  $R_t$  se lee directamente del registro de resistividad; con lo cual se obtienen todos los datos requeridos en la fórmula. La porosidad así calculada se promedia para obtener el valor más representativo dentro del área de estudio. Los cálculos respectivos están resumidos en la Tabla VII.

### 5.1.2 SATURACION DE AGUA ( $S_w$ )

Es el porcentaje del espacio poroso que está ocupado por el agua dentro de la roca reservorio. Se la estimó en 50% como la más representativa del campo. Los núcleos del pozo Tig0053 nos dan este valor. La Tabla VIII proporciona los resultados obtenidos.

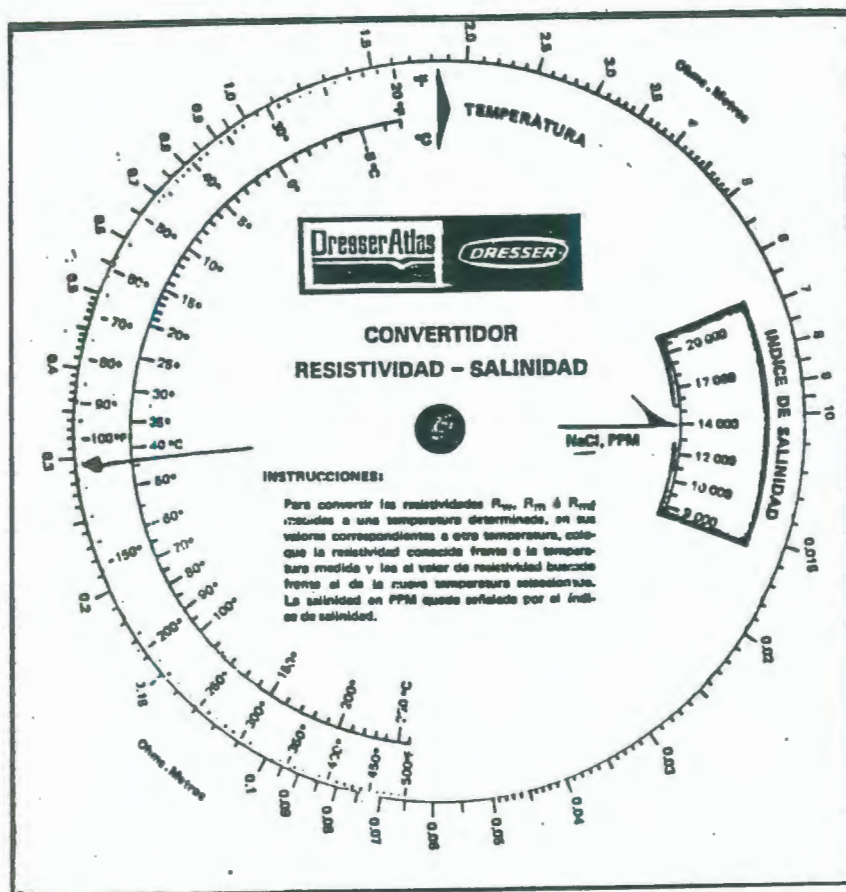


Fig. 24 Convertidor Salinidad-Resistividad



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

### 5.1.3 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una medida de la facilidad con que un fluido atraviesa un material poroso. Se la determinó por medio de registros. La Tabla IX muestra los datos utilizados. La fórmula empleada fue:

$$K = c(\Delta R/\Delta h)(1/R_o)(2.3/(\rho_w - \rho_h))e^{1/2}$$

K = Permeabilidad

$\Delta R$  = Incremento de resistividades.

$\Delta h$  = Incremento de profundidad.

$R_o$  = Resistividad del petróleo.

$\rho_w$  = Densidad del agua.

$\rho_h$  = Densidad del petróleo.



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

## 5.2 MAPA DE ESPESORES

Se construyeron el Mapa de Espesor Total Penetrado y el Mapa de Espesor Neto. En aquellos casos cuando no se tenía la base del yacimiento se asumía la profundidad total como límite inferior del mismo. Los Cortes Estructurales fueron utilizados para la medición de los espesores de la Fm Atlanta en los distintos bloques estructurales. Anexos VII al XIV.

### 5.2.1. MAPA DE ESPESOR TOTAL

Se tomó la diferencia entre el tope y la base de la Fm Atlanta para la elaboración de este mapa en las diferentes estructuras. Se puede observar que, dentro del bloque A, los espesores penetrados mayores a 1500 pies están hacia el sur en el área Certeza y, en el norte, hacia el área La Fe; y en el área de Santo Tomás. Anexo XV. Para el bloque "B" las curvas de isopenetración tienen su mayor espesor en el extremo norte del área Tigre mayores a 2000 pies Anexo XVI. Hay que considerar que las fallas inversas inciden en el espesor del estrato.

### 5.2.2. MAPA DE ESPESORES NETOS

Para el cálculo de los espesores netos de arena se adoptaron líneas base de arcilla y de arena utilizando los registros GR, SP y de resistividad.

De los registros de resistividad se eliminaban aquellas zonas de arena con valores mayores a 80 ohm-m; por cuanto se consideran muy compactas y duras para ser rocas reservorio (salvo el caso de fracturamiento observado en el perfil sísmico).

Cuando se tenían pozos sin registro GR se estableció el valor de 30 ohm-m como el límite inferior de Rt.

Del registro GR se consideró arena cuando el volumen de arcilla (Vsh) es menor o igual a 35%. La fórmula empleada fue:

$$V_{sh} = (GR_{leido} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$$

Los valores de espesor neto (he) se los relacionó con el espesor total (ht) y se obtuvo un factor el cual fue aplicado a aquellos pozos sin información de registros eléctricos. Se construyó el Mapa de espesores netos para cada estructura Anexos XVII y XVIII.

### 5.3. CALCULO DEL VOLUMEN DE ROCA



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Con los valores y los mapas obtenidos, tanto de espesor total penetrado como de espesores netos, se calculó la superficie que encierra cada línea de contorno isópaca, se usó el “software” de Autocad; el cual permite digitalizar y, a la vez calcular el área encerrada. Posteriormente estos valores son procesados en tablas de “Excell” donde se realiza el cálculo del volumen de roca tanto del volumen total de roca como del volumen neto para cada bloque estructural.

El método aplicado para el cálculo del volumen penetrado y el volumen neto de arena es el trapezoidal:

$$VR = (d/2)(A_0 + 2A_1 + 2A_2 \dots + A_n) + (h_{avg})(A_n)$$

- d = Intervalo entre líneas de contornos expresada en pies
- A<sub>0</sub> = Area encerrada por la isópaca cero expresada en Acres.
- A<sub>n</sub> = Area encerrada por la isópaca superior
- V = Volumen expresado en Acre-pié.
- h<sub>avg</sub> = Espesor promedio en pies por encima de la isópaca superior

#### 5.4. CALCULO DEL VOLUMEN DE PETROLEO IN SITU ( N )

El Volumen de Petróleo “in situ” permite establecer las Reservas de Petróleo y establecer la necesidad de realizar perforaciones de desarrollo, de avanzada y de exploratoria; también se programan trabajos para rehabilitar los pozos y Reacondicionamiento de los pozos investigando nuevos niveles estratigráficos tal como ha ocurrido con la Fm PB cuyos resultados han sido alentadores dada la continuidad lateral que presenta esta formación y a la fácil correlación que puede hacerse .



Para el cálculo de las Reservas se ingresan los valores de porosidad, saturación de agua, factor volumétrico con la siguiente fórmula:

$$N_{(BN)} = [7758_{(BY/Ac-pie)} \cdot VR_{(Ac-pie)} \cdot \Phi \cdot S_o] / \beta_o$$

N = Acumulada de petróleo para la Fm Atlanta en barriles

VR = Volumen de roca en Acre-pié.

Bo = Factor volumétrico del petróleo

So = Saturación de petróleo.

$\Phi$  = Porosidad.

7758 = Factor para llevar Acre-pié a barriles.

El Factor Volumétrico se lo obtiene a partir de los parámetros PVT haciendo el promedio de las mediciones de la relación gas-petróleo inicial (GOR) La Tabla XX nos indica que el promedio del GOR es 369 pies cúbicos netos sobre barriles netos de petróleo y, que el grado API es 39.35. Se tiene que densidad del gas es 0.7 y la temperatura es 110°F.

Con estos datos se aplica la ecuación de Standing y se obtiene el Factor Volumétrico de 1.18; con el cual se realiza el cálculo del volumen de petróleo “in situ” (N) para todos los bloques. Tales valores están representados en la tabla XIV.

La producción de petróleo para la Fm Atlanta fue inferida por cuanto la mayoría de los pozos fueron completados con tubería preperforada sin registrar la cantidad de aporte de cada formación geológica. Como la producción de la Fm Atlanta representa casi el 70% de la producción total del campo este es el valor asignado a cada pozo con tubería preperforada.

#### **5.5.FACTOR DE RECOBRO.**

El factor de recobro para los bloques del área en estudio están de acuerdo con el mecanismo de expulsión del fluido y la forma como fueron completados los pozos; la cual juega un papel importante especialmente para el bloque "B" en donde se observa que el pozo ANC0604 tiene la mejor acumulada de petróleo; por cuanto está 420 pies más arriba del contacto agua-petróleo; además se completó con casing cementado y fue disparado; en cambio, los otros pozos fueron completados con tubería preperforada y, al estar cerca del contacto agua petróleo, han tenido que cerrarse por producir 100% de agua.

El principal mecanismo de expulsión de fluidos del área de estudio es por gas en solución la mayoría de los pozos del bloque "B" (64%) tienen tubería preperforada y, se ha observado, que el empuje hidráulico es importante cuyo frente de agua se deduce viene del oeste hacia el este.

En el bloque B hacia el sureste tenemos una baja a nula producción de Atlanta. Esto hace suponer que el petróleo migró del oeste hacia el este sin llegar a la parte superior de éste último tal como se ha probado en los pozos Anc586 y Anc793.



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

## CAPITULO VI

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. CONCLUSIONES

1. La península de Santa Elena posee sedimentos alóctonos de origen oceánico; los cuales fueron primeramente acretados frente al margen continental andino desde el Cretácico Superior hasta el Eoceno, coincidiendo con la expansión del piso del Océano Atlántico cuando Sudamérica se separaba del continente africano, con el consiguiente desarrollo de cuencas de antearco que fueron modificadas por sucesivos eventos tectónicos cuyos esfuerzos varían desde los compresionales hasta los de cizalla.
2. La subducción, en éste margen activo, se manifiesta mayormente durante el Eoceno donde los esfuerzos compresivos han producido plegamientos y posteriormente fallas inversas con posibles “cabalgamientos” característicos del ciclo orogénico alpino en cuya fase Larámica se genera la Cordillera de Loa Andes.

3. Los eventos geológicos posteriores al Eoceno han transformado las fallas inversas en fallas de desplazamiento de rumbo, dando lugar a la formación de “Estructuras en Flor” tanto por transtensión como por transpresión.
  
4. El desarrollo de las Cordilleras Asísmicas de Cocos y Carnegie a partir de un “Punto Caliente” en las Islas Galápagos desde el Mioceno y la diferencia de velocidades y dirección de las Placas Cocos y Nazca podrían haber provocado en la península de Santa Elena un movimiento relativo dextral de la Falla Japonesa (posible acreción de una Falla Transformante) y el desplazamiento de la Falla Guayaquil-Dolores (posible falla transformante) hacia el noreste acentuando la apertura del Golfo de Guayaquil. Esto podría hacer comprender la configuración actual de las estructuras en la península expuestas en el “Modelo de Riedel” y explicar la migración vertical del petróleo que en los estudios se asume posterior al Eoceno.
  
5. De acuerdo al diagrama de esfuerzos las Fallas geológicas y estructuras tienen en forma general una orientación: Las Fallas inversas y los pliegues tendrían una orientación noreste-suroeste; las fallas normales una dirección noroeste-sureste; estas fallas pueden ser reactivados y cambiadas de dirección debido a la rotación de 70°, mencionada por Roperch, y que ha actuado desde el Cretácico.

6. Es la primera ocasión que se realiza una campaña sísmica de la magnitud y trascendencia que implican las 27 líneas interpretadas por el personal técnico de la Compañía General de Combustibles para el Consorcio CGC-ESPOL dentro de los campos petroleros de Ancón en la Península de Santa Elena y que han servido para la elaboración del presente estudio.
  
7. Para la transformación de los valores en tiempo del mapa isócrono a profundidad (pies), se utilizó un gradiente de velocidad obtenido de los topes formacionales de 20 pozos. Los valores obtenidos se los ha clasificado en “profundidades teóricas” y “profundidades reales.
  
8. La subducción de la Placa Oceánica ante la Placa sudamericana ha generado esfuerzos compresivos los cuales en un primer lugar forman pliegues y luego fallas inversas que han originado los Altos Estructurales (Fm Atlanta), Así tenemos que Carmela fue “levantada” por una falla inversa de rumbo norte-sur y buzamiento al oeste mientras que el área de Tigre fue “levantada” por otra falla inversa pero buzante al este.
  
9. Entre los Altos Estructurales quedaron zonas deprimidas como las áreas de Navarra, Cacique y Central constituyendo el Bajo Estructural que recibió toda la fuerza compresiva causante de estos levantamientos y, precisamente en el área Central se acumuló la mayor cantidad de fracturas que le permitieron a esta

sección tener los mejores pozos del campo tal como el Anc372 que produjo 4.5 MM bls.

10. En el área de estudio se han dividido las estructuras en Bloque "A" y Bloque "B". Estas debieron ser una sola estructura hasta que fueron separadas por la Falla 4 produciendo el movimiento dextral transpresivo del Bloque "A" sobre el Bloque "B".
11. Los datos de acumuladas de producción de petróleo se incrementan hacia el oeste y hacia el norte. Generalmente están asociadas al fallamiento existente y, en otros, a las flexuras y pliegues que presenten.
12. Con relación al cierre estructural, dentro de las estructuras perforadas, tenemos un promedio de 1992 pies siendo más grande el Bloque "B" con 2034 pies; mientras que de las estructuras consideradas prospectos el mayor cierre estructural corresponde a la estructura "J" con 662 pies siendo el promedio de los mismos, 353 pies.
13. Respecto a la producción, la estructura "B" tiene la mayor acumulada de petróleo siendo el pozo Anc604 el de mayor producción de petróleo acumulada con 821647 bls.



**BIBLIOTECA FICT**  
**ESPOL**

14. El principal mecanismo de expulsión de fluidos es por gas en solución. Para el Bloque "B" hay que agregar algo de empuje hidráulico.
15. Los yacimientos son del tipo Subsaturado ( $P_i = 1800$  psi y  $P_b = 1330$  psi).
16. El valor del factor de Recobro va de acuerdo con el mecanismo de expulsión del fluido y la forma como fueron completados los pozos.
17. La mayoría de los pozos fue completado con tubería preperforada y en aquellos que fueron cementados y luego disparados sus intervalos se logró tener una mejor producción de petróleo. Como ejemplo tenemos el pozo ANC0604 el cual no produce agua ya que está 420 pies más arriba del contacto agua-petróleo Mientras los pozos vecinos que fueron completados con tubería preperforada, están cerrados por tener una producción de 100% de agua.
18. La ausencia de la Fm PB en varios sectores indica que, en el tiempo de depositación de la misma, la Fm Atlanta representaba un alto estructural que no permitió el depósito de la Fm PB hacia el este del área de estudio; en cambio al oeste hay depositación gracias al bajo estructural que provocan las fallas inversas tanto la que buza hacia el campo Tigre como la que buza hacia el campo Carmela y que podrían ser vías de migración de hidrocarburos en especial para el sector de



Tigre cuyos trabajos de Reacondicionamientos han dado buenos resultados y que ponen interés en el área de Carmela.



19. El espaciamiento óptimo de los pozos se ha determinado en 700 metros.
20. Las reservas de petróleo original son de 600 millones de barriles; con un factor de recobro del 7% de los cuales se han extraído aproximadamente 40 millones de barriles.
21. La posición en que se encuentran los prospectos no es muy favorable; por cuanto el petróleo parece haber migrado del oeste al este. Las estructuras "I", "J" y "K" podrían tener su origen en la falla que va a Chanduy y podrían comportarse como el yacimiento del campo Pacoa que tiene vergencia hacia el este y es originado por el sistema de Falla de la Cruz; lo cual las haría favorables.
22. La realización de los pozos exploratorios está supeditada al factor económico y al nivel de estudio alcanzado para todas las formaciones productoras de la península que justifiquen, en lo posible, producción en todas las formaciones geológicas.

## 6.2. RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio similar al presente para la Fm PB en todos los campos debido a que los trabajos de reacondicionamiento han resultado satisfactorios

hacia Tigre, Tablazo y La Fe mostrando interés hacia los campos Carmela y Central.

2. Realizar una interpretación integral costa adentro y costa afuera que incluya el campo Pacoa, para hallar su relación con el campo Ancón en cuanto a épocas de fallamiento, generación de estructuras, época de entrapamiento, relación grado API con el fallamiento, producciones acumuladas de petróleo, dirección de los principales esfuerzos, etc.
3. Realizar pruebas de velocidad en los pozos para obtener valores reales de la misma en todo el campo.
4. Realizar un estudio detallado de electrofacies para los niveles productores; por cuanto se observa discontinuidad lateral que no permite en muchos casos correlacionar las secuencias productivas.
5. No se recomiendan pozos de desarrollo; por cuanto los pozos dentro del área están por debajo del espaciamiento óptimo. Las reservas encontradas deberían ser extraídas con trabajos de rehabilitación y reacondicionamiento de los pozos.

6. Realizar trabajos de evaluación de las reservas hidrocarburíferas de la Fm Socorro; por cuanto hay muchos pozos someros con interesantes producciones de petróleo que se hallan cerca de pozos profundos que no han sido punzados en aquellos niveles.
7. Realizar estudios para considerar estimular a los pozos con Tetracloruro de Carbono para disolver las parafinas que taponan a las mismas. Hay buenos resultados realizados con Tolueno pero no es recomendable por ser cancerígeno.
8. En aquellos pozos que tengan aporte importante de agua dura será necesario tratarlos con ácido clorhídrico al 15% para eliminar estos precipitados de calcio que taponan también la tubería de producción..
9. En aquellos pozos sometidos a reacondicionamientos se podría repunzar el nivel productivo con lo cual se abrirían nuevos intervalos productores; por cuanto la tubería de revestimiento puede estar obstruida por parafina, por calcita o la cantidad de disparos realizados fue insuficiente causando baja producción del pozo.



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

## BIBLIOGRAFIA

1. **ALMEIDA J., GARCIA M., LOOR B., LOOR J., MORENO M., RAMIREZ F., 1985**, Rehabilitación de los campos petroleros de la península de Santa Elena, Síntesis geológica, CEPE Subgerencia Regional Guayaquil..
2. **BALDOCK J: W., 1982**, Boletín de la explicación del mapa geológico de la República del Ecuador.
3. **BARRINGTON BROWN C., 1922**, Report on the Geology of the Ancon Field. Part II, AEOL, Geological Report N° 6, p 1-7.
4. **BARRINGTON BROWN C., 1924**, Notes on the Geology of the Ancon Field, AEOL, Geological Report No 8, p 3-9.
5. **BELCO PETROLEUM ECUADOR INC., 1988**, Revisión geológica y potencial petrolero de la región costa afuera al sur de la península de Santa Elena, Guayaquil.
6. **BENITEZ S., RONQUILLO M., MONTENEGRO G., ORDOÑEZ M., TOALA G., ZUMBA W., COTRINA J., FAJARDO I.**, Evaluación de la cuenca Progreso: geología y potencial hidrocarburífero, CEPE Subgerencia Regional Guayaquil, Agosto de 1986.
7. **BENITEZ S.**, Estructura y estratigrafía de la región antearco: Revisión de conceptos, Petroproducción, Guayaquil-Ecuador.
8. **BENITEZ S.; ORDOÑEZ M.**, Estratigrafía y geodinámica del sistema de subducción ecuatoriano durante el Paleógeno, Petroproducción, Guayaquil-Ecuador.
9. **BERRY L. W., 1916**, General and Geological Report on the petroliferous area of santa Elena, Anglo Ecuadorian Oilfield, Geological Report No 1, p1-33.
10. **BROWN D. B., 1957**, , The shallow corehole programe to the north-west of Ancón, Anglo Ecuadorian Oilfields Ltd, Geological Report N° 93,

11. **CHUYA E., MENDOZA O., 1998**, Espaciamiento óptimo de los pozos para el campo Ancón, Compañía General de Combustibles, Informe Interno, p 1-4.
12. **CISNEROS G., 1980**, Revisión de la Geología del sur-oeste ecuatoriano, CEPE Sección Exploración Ancón.
13. **CUNNINGHAM-CRAIG E. H. C., 1920**, Report on the Property of the Anglo-Ecuadorian Oil Co Ltd, AEOL, Geological report No 4, p 1-18.
14. **DRYSDALE C. D., 1953**, Electric Logging Techniques, Anglo Ecuatorian Oilfields Ltd., Reporte N° 56
15. **ECO SOLUTIONS**: Estudio de Línea Base en la Península de Santa Elena (Ancón) , Petroproducción, 172 p.
16. **FENN I. J., 1957**, , Discussion of the Geology and Stratigraphy of the Atlanta Sandstone, Geological AEOL, Geological Report N° 98, p 1-6..
17. **HELLER P. L., 1985**, Submarine Ramp Facies Model for Delta-Fed, Sand-Rich Turbidite Systems, AAPG Bulletin, V. 69, N 6 p. 960-976.
18. **HINOJOSA G., 1997**, Exploración en el Bloque I Tripetrol, Informe no publicado, p 1-5.
19. **HINOJOSA G., MALONE P. y FANTIN F., 1997**, Análisis Preliminar del Potencial Exploratorio Costa Adentro del Bloque CGC-ESPOL, Compañía General de Combustibles Informe Interno
20. **HINOJOSA G., 1998**, Interpretación Sísmica Tope de la Formación Atlanta áreas: Tigre-Tablazo-La Fe-San Joaquín-Emporio-Certeza-Santo Tomás, Compañía General de Combustibles, Informe Interno, p1-9.
21. **HORVITZ L., 1946**, Geochemical Survey Ancon, AEOL, Geological Report N° 47A, p 1-2.
22. **HUME W. B., 1930**, Concepcion Southern Part and Vicinity, AEOL, Geological Report N° 21, p 1-11.
23. **HUNT A. D., 1950**, The Geology of the Colonche Ancón Azúcar, Report N° 54, Tennessee del Ecuador, p 1-35.
24. **KOMEX INTERNATIONAL LTD, 1997**, Estudio de Impacto Ambiental Proyecto de Reactivación de los Campos Petroleros “Gustavo Galindo Velasco”

de la Península de Santa Elena, Compañía General de Combustibles, Informe Interno, 217p.

25. **LABOGEO** , 1998, Informe Petrográfico Areniscas Atlanta, Petroproducción.
26. **LIONS R., MAROCCO R., BENITEZ S., BERRONES G., 1995**, Evolución Tectonosedimentaria del Golfo de Guayaquil desde el Mioceno hasta el Reciente, Petroproducción Guayaquil, p 1-11.
27. **LOCK M., 1955**, General Report of the Paleontology of the Ancon Area, Anglo Ecuadorian Oilfield Ltd., Geological Report N° 66, p 1-24.
28. **LOVELL A. D., 1959**, Geological Review of the Cerros de Azúcar and the Saya Hills Santa Elena Península Ecuador, Tennessee del Ecuador, Report N° G-I-162, p. 1-7.
29. **MALONE P., FANTIN F., TUERO F., 1999**, Informe Geológico y de Reservorios del Campo Petrolero Gustavo Galindo Velasco, Compañía General de Combustibles, Informe Interno.
30. **MANLEY E. C., 1956**, Review of the Paleontology of S. W. Ecuador, AEOL, Geological Report N° 76, p 1-53.
31. **MARCHANT S., 1956**, Studies in the Revision of the Geology of the Ancon Area-1, AEOL, Geological Report N° 76, p 1-10.
32. **MELENDEZ B., FUSTER J. M., 1981**, Geología, Editorial Paraninfo Madrid, 876p.
33. **MOORE E. L., 1944**, A Preliminary report on the application of geophysical work and the mud flow theory to the problems of exploratory drilling, Tennessee del Ecuador, Reporte N° G-6-4
34. **MONTENEGRO G. Y LOOR B., 1986**, Corte Estratigráfico de los Acantilados de Ancón entre Anconcito y Punta Mambra, Quinto Congreso Ecuatoriano de Geología, Minas, Petróleos y Ciencias Afines, p 1-14.
35. **MORENO A., 1983**, Estratigrafía detallada del Grupo Azúcar en los acantilados de Playas, Escuela superior Politécnica del Litoral, Tesis de Grado, 182p.
36. **MURRAY A. J. R., 1923**, Report on the Geology of Santa elena Peninsula, Ecuador, Part III, Geology of the Country Around the Ancon Field, AEOL, Geological Report No 7, p 1-9.

37. **MURRAY A. J. R., 1925**, A Report on the Southern Property of the A.E.O. Ltd and Adjacent Territory, AEOL, Geological Report N° 11, p 1-68.
38. **PASCUARE G., FERRARI L., TIBALDI A., 1990**, Relationships between plate convergence and tectonic evolution in the ecuadorian active thrust belt, Universita di Milano-Dipartimento di scienze della terra, Italy, p 1-4.
39. **NETTLETON L. L., 1949**, Final Report on Gravity Meter Survey Ancón, Anglo Ecuadorian Oilfield.
40. **ORDOÑEZ M., ZAMBRANO I., JIMENEZ N., 1994**, Bioestratigrafía de la Cuenca Progreso en la Provincia del Guayas, Memorias del I. Congreso Ecuatoriano de Microscopía Electrónica, p 79-82.
41. **PETRASCHECK W. E., 1965**, Yacimientos y Criaderos, Ediciones Omega S. A , Barcelona, 529p.
42. **SALCEDO G., 1986**, Prospección Petrolera en la Arenisca Atlanta (Chanduy) Fracturada Naturalmente del Paleoceno-Eoceno Medio Inferior, Península de Santa Elena; Petroproducción, Informe Exploratorio N° 21, p 1-26.
43. **SEGOVIA J., CHUYA E., MORAN R., 1998**, Cálculo del Volumen Neto de Arena de la Fm Atlanta, Compañía General de Combustibles, Informe Interno CGC, p 1-6.
44. **SHEPPARD G., 1930**, Notes on the Geology of the Rio Engabao, AEOL, Geological Report N° 16, p 1-5.
45. **SHEPPARD G., BUSHNELL G.H.S., 1930**, Geological Report on the properties of the Concepcion Oilfields ltd, Geological Report N° 30.
46. **SPENS P. A., 1946**, The exploratory wells of A.E.O.L; Attempting to prove or disprove the value of gravimetric hights, Tennessee del Ecuador, Reporte N° G-6-18.
47. **YCAZA W., CLERQUE B., 1998**, Volumen Original de Petróleo y Factor de Recobro Formación Atlanta, Compañía General de Combustibles, Informe Interno.
48. **VELEZ M., 1997**, Estudio de Impacto Ambiental para la fase de Prospección Sísmica, Compañía General de Combustibles, Informe interno, 62 p.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Pozo	Altim	X	Y	Cota	ID	Estado	Sit.	Formación	Agua	Petróleo
ANC0257	257	520509	9740595	126	4121	P	SW	Atlanta	243	26,506
ANC0304	304	520091	9742479	158	3550	SA		Atlanta	0	1770087
ANC0317	317	520712	9743905	162	4388	P	SW	Atlanta	1534	1356399
ANC0424	424	520284	9743556	151	3765	SP		Atlanta	13	548580
ANC0426	426	520258	9744048	161	3937	AB		Atlanta	0	608888
ANC0507	507	521316	9745622	155	3700	AB		Atlanta	0	622834
ANC0552	552	521759	9745745	150	4150	P	BM	Atlanta	224	345,574
ANC0583	583	521140	9745252	150	4817	SP		Atlanta	7	316,498
ANC0585	585	520314	9743826	155	3570	P	GL	Atlanta	2146	823471
ANC0586	586	522782	9745088	141	5018	SP		Atlanta	0	82,060
ANC0600	600	523000	9745149	134	4336	P	SW	Atlanta	542	452,168
ANC0603	603	522639	9745279	149	4350	SP		Atlanta	84	211,450
ANC0604	604	523091	9745344	138	4017	P	BM	Atlanta	11627	815957
ANC0608	608	523138	9744957	141	3970	P	SW	Atlanta	142	10,288
ANC0657	657	521562	9745515	154	4003	SP		Atlanta	0	686257
ANC0659	659	522473	9745452	156	4531	SP		Atlanta	62	57,947
ANC0661	661	522253	9745418	151	4478	P	BM	Atlanta	6,419	54,748
ANC0662	662	521099	9745443	145	4407	P	GL	Atlanta	1,687	378,109
ANC0668	668	521285	9745068	152	4510	P	SW	Atlanta	402	445881
ANC0700	700	523705	9739333	127	3486	SP		Socorro	30	14,308
ANC0703	703	522125	9745593	157	4400	P	BM	Atlanta	1,275	95,988
ANC0706	706	521894	9745613	155	4700	P	BM	Atlanta	1,370	141,671
ANC0781	781	522034	9746992	90	4329	SP		Atlanta	0	157,149
ANC0783	783	522082	9747213	138	5464	AB		Atlanta	0	0
ANC0786	786	522640	9740178	138	5000	P	GL	Socorro	870	21,592
ANC0806	806	522725	9740253	134	1756	P	SW	Socorro/Atlanta	66	38,239
ANC1001	1001	523038	9738986	123	889	SP		Socorro/Atlanta	781	34,370
ANC1114	1114	523440	9738767	105	1497	SP		Socorro/Atlanta	0	67,226
ANC1233	1233	520824	9745019	138	4976	SP		Atlanta	0	77,408
ANC1236	1236	521450	9744673	147	4904	SP		Atlanta	0	591,726
ANC1242	1242	521915	9744210	154	5020	P	BM	Atlanta	1,793	446,423
ANC1245	1245	521356	9741480	134	5017	NN		Atlanta	0	154,689
ANC1249	1249	521772	9741325	93	4961	P	SW	Atlanta	409	116,232
ANC1251	1251	520597	9741347	139	6005	SP		Atlanta	0	1,169
ANC1254	1254	522268	9744072	136	4750	P	GL	Atlanta	1,139	275,718
ANC1257	1257	522411	9742725	139	4519	SP		Atlanta	1	100,887
ANC1258	1258	522226	9741142	37	3982	PT	GL	Atlanta	233	152,921
ANC1261	1261	521984	9742900	140	3500	P	GL	Atlanta	152	218,498
ANC1264	1264	521482	9741055	91	4541	SP		Atlanta	0	105,773
ANC1266	1266	522705	9743844	136	4946	P	BM	Atlanta	190	63,443
ANC1267	1267	522498	9741405	62	3633	P	GL	Atlanta	1,179	128,082
ANC1268	1268	521576	9743086	153	4464	P	GL	Atlanta	622	377,099
ANC1269	1269	522184	9740729	133	3420	P	GL	Atlanta	795	164,930
ANC1274	1274	521829	9740418	67	4202	P	BM	Atlanta	398	175,881
ANC1275	1275	522580	9740982	120	3664	P	BM	Atlanta	1,392	42,897
ANC1276	1276	521178	9743279	149	3691	SA		Atlanta	104	176,435
ANC1279	1279	521847	9740856	74	3873	PT	SW	Atlanta	227	162,391
ANC1280	1280	522276	9740293	121	3930	P	GL	Atlanta	713	167,869
ANC1282	1282	521459	9740089	95	5224	P	SW	Atlanta	216	2,784
ANC1283	1283	523281	9741907	74	3684	PT	GL	Atlanta	274	214,334
ANC1284	1284	521438	9740567	20	4978	SP		Atlanta	227	22,381
ANC1285	1285	523095	9743702	136	4350	SA		Atlanta	0	1,007
ANC1286	1286	523300	9741463	127	3500	SP		Atlanta	0	716
ANC1287	1287	522602	9740534	133	4151	P	BM	Atlanta	2,130	95,176
ANC1290	1290	522720	9739628	129	4222	SP		Sto Tomás/Atlanta	0	123,118
ANC1293	1293	523042	9740315	130	3431	P	BM	Atlanta	497	75,961
ANC1296	1296	523688	9741675	117	4977	SP		Atlanta	0	136,750
ANC1297	1297	522670	9740095	133	3039	P	GL	Atlanta	1,841	105,185
ANC1298	1298	523155	9739877	130	2955	P	BM	Atlanta	1,064	131,543



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

TABLA I DATOS GENERALES DE LOS POZOS



Pozo	Alínea	X	Y	Cota	TD	Estado	Sist.	Formación	Agua	Petróleo
ANC1299	1299	523151	9739414	134	3049	P	GL	Atlanta	1,331	82,247
ANC1456	1456	522283	9740116	129	1616	P	GL	Socorro/Sto Tomás	996	42,236
ANC1622	1622	522758	9739181	121	3120	P	GL	Socorro/Atlanta	1,099	430,195
ANC1630	1630	521075	9741259	134	4423	P	BM	Atlanta	2,355	265,664
ANC1635	1635	522290	9739877	133	3551	SP		Atlanta	105	147,408
ANC1646	1646	523529	9739653	131	2879	P	BM	Atlanta	1,804	287,542
ANC1650	1650	520148	9740888	118	5491	SP		Atlanta	0	1,212
ANC1654	1654	523620	9738568	117	1950	SP		Sto Tomás	0	149,750
ANC1656	1656	523599	9738386	88	2203	SA		Socorro/Atlanta	1,277	42,928
ANC1657	1657	523170	9738960	127	3011	P	GL	Atlanta	2,317	158,663
ANC1661	1661	523562	9738815	108	2661	SA		Atlanta	0	100
ANC1668	1668	524348	9738251	99	3376	SA		Atlanta	0	-180
ANC1670	1670	523495	9739125	120	2526	PT	SW	Atlanta	393	119,878
ANC1673	1673	522826	9739121	101	1260	P	GL	Atlanta	657	35,208
ANC1680	1680	522481	9739391	134	3433	SA		Atlanta	187	82,936
ANC1682	1682	524382	9738960	114	2201	P	SW	Atlanta	363	22,685
ANC1683	1683	524186	9738877	108	2000	P	SW	Atlanta	482	25,494
ANC1684	1684	524561	9738737	112	3480	AB		Atlanta	0	0
ANC1685	1685	524369	9738603	68	2017	P	SW	Atlanta	430	14,625
ANC1686	1686	524053	9738547	44	1972	PT	SW	Atlanta	2	3,127
ANC1690	1690	522079	9741495	40	3433	PT	FP	Socorro	1	83,561
ANC1699	1699	520321	9740240	87	5493	SP		Atlanta	0	19,819
ANC1704	1704	520352	9739786	12	5793	NN		Atlanta	0	70
ANC1711	1711	520922	9743633	158	4120	P	SW	Atlanta	163	1,875
ANC1723	1723	524208	9739150	116	3262	SP		Atlanta	0	59,830
ANC1729	1729	522217	9739551	120	4401	SP		Atlanta	0	164,640
ANC1750	1750	521134	9741450	99	4976	SP		Atlanta	0	26,189
ANC1752	1752	524175	9739523	115	3817	PT	SW	Atlanta	224	3,246
ANC1761	1761	520526	9740445	80	5895	AB		Atlanta	0	8
ANC1772	1772	522197	9740523	81	3451	P	GL	Atlanta	1,528	141,067
ANC1773	1773	520694	9745194	144	4402	SP		Atlanta	0	163,946
ANC1774	1774	523850	9739501	127	3520	SP		Atlanta	581	63,304
ANC1777	1777	523913	9739819	131	3199	SP		Atlanta	18	167
ANC1782	1782	523316	9738581	118	2910	P	GL	Sto Tomás	1,106	50,266
ANC1783	1783	523450	9739934	128	3072	P	BM	Atlanta	2,232	91,211
ANC1784	1784	520695	9744661	146	4960	SP		Sto Tomás/Atlanta	23	89,194
ANC1787	1787	523827	9738992	91	2974	SP		Atlanta	55	215,925
ANC1788	1788	521972	9740081	134	3551	PT	SW	Atlanta	0	57,990
ANC1790	1790	522560	9742514	137	3645	SP		Atlanta	0	28,065
ANC1794	1794	522182	9739147	134	4086	PT	GL	Atlanta	484	109,917
ANC1914	1914	523722	9739190	129	2242	SP		Sto Tomás	0	98,486
ANC1916	1916	524096	9739027	112	2233	SA		Atlanta	0	28,019
ANC1923	1923	523616	9739443	129	2228	SA		Atlanta	67	92,910
ANC1932	1932	522871	9739439	129	2937	P	GL	Atlanta	5,228	169,820
ANC1933	1933	522441	9741190	60	3507	P	SW	Atlanta	918	75,749
ANC1936	1936	522452	9739178	117	3356	SP		Atlanta	167	29,412
ANC1937	1937	521978	9741051	63	3500	P	GL	Atlanta	779	209,226
ANC1939	1939	521978	9740654	120	3598	P	GL	Atlanta	1,313	226,677
ANC1952	1952	521689	9744535	151	4284	SA		Atlanta	3	50,733
ANC1955	1955	522993	9739185	108	3746	SP		Socorro/Atlanta	0	9,384
ANC1956	1956	522027	9741304	44	3544	P	GL	Atlanta	269	33,945
ANC1963	1963	523028	9739616	133	3690	P	SW	Atlanta	4,568	129,712
ANC1964	1964	522564	9739883	130	3700	P	SW	Atlanta	3,362	97,373
ANC1966	1966	522413	9739673	125	3763	SP		Atlanta	0	88,408
ANC1967	1967	522910	9738873	114	5730	SP		Atlanta	0	265,495
ANC1972	1972	521690	9741061	48	3289	SP		Atlanta	0	73,579
ANC1974	1974	525520	9738318	115	4177	P	SW	Atlanta	520	99,087
ANC1976	1976	524681	9737519	27	5091	SA		Atlanta	0	0
ANC1977	1977	525453	9738034	112	4057	SA		Atlanta	0	0



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

TABLA I DATOS GENERALES DE LOS POZOS



BIOTECA FICT  
ESPOL

Pozo	Años	X	Y	Cota	ID	Estado	Sist.	Formación	Agua	Perforación
ANC1979	1979	525431	9738647	79	4321	SA		Atlanta	0	
ANC1981	1981	525234	9738459	48	4111	AB		Atlanta	0	
ANC1982	1982	525777	9738343	131	5064	PT	SW	Atlanta	1,169	8,819
ANC1984	1984	524251	9741518	122	4975	SP		Atlanta	0	140
ANC1986	1986	523013	9739195	116	3273	P	BM	Atlanta	1,882	94,062
ANC1987	1987	522747	9742400	97	3700	SP		Atlanta	0	53,218
ANC1993	1993	521980	9740289	110	3804	P	GL	Atlanta	1,564	113,247
ANC1994	1994	522342	9740908	138	3735	P	SW	Sto Tomás	277	84,787
ANC1996	1996	521440	9741280	95	4163	P	GL	Atlanta	1,210	48,832
ANC1998	1998	523156	9742163	48	3312	P	GL	Atlanta	566	157,804
ANC1999	1999	521553	9741479	114	4429	SP		Atlanta	0	119,391
ANC2000	2000	523266	9739641	133	3493	P	GL	Atlanta	968	98,759
ANC2005	2005	522065	9739753	130	3800	SP		Atlanta	0	43,857
ANC2008	2008	522860	9739878	132	3507	P	GL	Atlanta	587	39,700
ANC2009	2009	522897	9740065	132	3453	P	GL	Atlanta	1,140	69,039
ANC2012	2012	522249	9742793	119	3500	SA		Atlanta	24	41,403
ANC2014	2014	522807	9738975	122	3252	P	BM	Atlanta	817	115,293
ANC2015	2015	521334	9743178	153	3066	SP		Atlanta	0	9,109
ANC2018	2018	523063	9738676	126	2970	SP		Atlanta	689	24,502
ANC2019	2019	523047	9738826	133	2960	P	GL	Socorro/Atlanta	1,544	34,158
ANC3009	3009	522558	9739017	108	3500	P	BM	Atlanta	8,429	8,040
ANC3012	3012	523352	9740223	133	3500	SA		Atlanta	2,966	0
ANCC038	C-38	522771	9738682	119	3187	P	BM	Atlanta	425	460,058
ANCC039	C-39	522379	9738858	128	4155	P	BM	Atlanta	12,312	79,179
ANCC040	C-40	522783	9738403	106	3994	SP		Sto Tomás/Atlanta	1,671	414,891
ANCC041	C-41	522495	9738544	100	3494	P	SW	Sto Tomás/Atlanta	564	64,318
ANCC042	C-42	523067	9738478	109	3500	P	BM	Socorro/Atlanta	7,252	308,833
ANCC043	C-43	522505	9738254	61	3568	SP		Atlanta	31	205,596
ANCC045	C-45	522807	9738160	108	3497	SP		Atlanta	0	46,889
ANCC046	C-46	522271	9738374	110	3510	SP		Atlanta	0	0
ANCC047	C-47	523080	9738297	111	3578	P	GL	Sto Tomás/Atlanta	303	79,553
ANCC049	C-49	522632	9738010	110	3539	SP		Atlanta	0	202,899
ANCC051	C-51	523416	9738187	97	4009	P	BM	Atlanta	349	21,162
ANCC053	C-53	522426	9737746	39	3958	SP		Atlanta	120	9,717
ANCC055	C-55	522550	9738793	92	3286	P	BM	Atlanta	5,348	569,376
ANCC056	C-56	522634	9738503	112	2980	P	BM	Atlanta	1,651	19,154
ANCC057	C-57	522545	9738361	110	2954	P	BM	Atlanta	1,493	25,348
ANCC058	C-58	522653	9738238	63	2910	P	BM	Atlanta	638	31,713
DIN0001	DI-1	523480	9740959	141	4105	SP		Atlanta	164	218
DIN0016	DI-16	526615	9741144	116	3053	SA				
DIN0017	DI-17	525345	9740813	123	4388	SA				
FLO0001	FLO-1	524259	9742884	83	5707	AB				
TIG0009	TI-9	521390	9745893	143	4842	SA		Atlanta	0	261,256
TIG0010	TI-10	521271	9746046	0	4002	P	BM	Atlanta	2966	703083
TIG0011	TI-11	521477	9746118	135	4319	P	BM	Atlanta	4,294	407,756
TIG0012	TI-12	521631	9745930	143	4722	P	SW	Atlanta	3,401	278,249
TIG0015	TI-15	520508	9746365	120	5269	P	SW	Atlanta	3,601	64,812
TIG0017	TI-17	521035	9746037	119	4361	P	SW	Atlanta	7	218,656
TIG0039	TI-39	521955	9746777	106	4219	P	BM	Atlanta	1,314	207,655
TIG0045	TI-45	521871	9746566	140	3366	SA		Atlanta	0	220,979
TIG0051	TI-51	521730	9746462	141	3689	P	BM	Atlanta	1,787	40,276
TIG0052	TI-52	521893	9746647	131	3260	SA		Atlanta	0	64,206
TIG0054	TI-54	521666	9746264	145	3424	SP		Atlanta	0	21,510
TIG0054S	TI-54S	521470	9745937	150	2920	P	BM	Sto Tomás	392	8,441
TIG0063	TI-63	520875	9746213	131	4215	SA		Atlanta	0	11,909

TABLA I DATOS GENERALES DE LOS POZOS

Pozo	Alfias	X	Y	Cota	ID	Estado	Sist	Formación	Agua	Petróleo
ANC0257	257	520509	9740595	126	4121	P	SW	Atlanta	243	26,506
ANC0304	304	520091	9742479	158	3550	SA		Atlanta	0	1770087
ANC0317	317	520712	9743905	162	4388	P	SW	Atlanta	1534	1356399
ANC0424	424	520284	9743556	151	3765	SP		Atlanta	13	548580
ANC0426	426	520258	9744048	161	3937	AB		Atlanta	0	608888
ANC0507	507	521316	9745622	155	3700	AB		Atlanta	0	622834
ANC0552	552	521759	9745745	150	4150	P	BM	Atlanta	224	345,574
ANC0583	583	521140	9745252	150	4817	SP		Atlanta	7	316,498
ANC0585	585	520314	9743826	155	3570	P	GL	Atlanta	2146	823471
ANC0586	586	522782	9745088	141	5018	SP		Atlanta	0	82,060
ANC0600	600	523000	9745149	134	4336	P	SW	Atlanta	542	452,168
ANC0603	603	522639	9745279	149	4350	SP		Atlanta	84	211,450
ANC0604	604	523091	9745344	138	4017	P	BM	Atlanta	11627	815957
ANC0608	608	523138	9744957	141	3970	P	SW	Atlanta	142	10,288
ANC0657	657	521562	9745515	154	4003	SP		Atlanta	0	686257
ANC0659	659	522473	9745452	156	4531	SP		Atlanta	62	57,947
ANC0661	661	522253	9745418	151	4478	P	BM	Atlanta	6,419	54,748
ANC0662	662	521099	9745443	145	4407	P	GL	Atlanta	1,687	378,109
ANC0668	668	521285	9745068	152	4510	P	SW	Atlanta	402	445881
ANC0700	700	523705	9739333	127	3486	SP		Socorro	30	14,308
ANC0703	703	522125	9745593	157	4400	P	BM	Atlanta	1,275	95,988
ANC0706	706	521894	9745613	155	4700	P	BM	Atlanta	1,370	141,671
ANC0781	781	522034	9746992	90	4329	SP		Atlanta	0	157,149
ANC0783	783	522082	9747213	138	5464	AB		Atlanta	0	0
ANC0786	786	522640	9740178	138	5000	P	GL	Socorro	870	21,591
ANC0806	806	522725	9740253	134	1756	P	SW	Socorro/Atlanta	66	38,239
ANC1001	1001	523038	9738986	123	889	SP		Socorro/Atlanta	781	34,370
ANC1114	1114	523440	9738767	105	1497	SP		Socorro/Atlanta	0	67,226
ANC1233	1233	520824	9745019	138	4976	SP		Atlanta	0	77,408
ANC1236	1236	521450	9744673	147	4904	SP		Atlanta	0	591,726
ANC1242	1242	521915	9744210	154	5020	P	BM	Atlanta	1,793	446,423
ANC1245	1245	521356	9741480	134	5017	NN		Atlanta	0	154,689
ANC1249	1249	521772	9741325	93	4961	P	SW	Atlanta	409	116,232
ANC1251	1251	520597	9741347	139	6005	SP		Atlanta	0	1,169
ANC1254	1254	522268	9744072	136	4750	P	GL	Atlanta	1,139	275,718
ANC1257	1257	522411	9742725	139	4519	SP		Atlanta	1	100,887
ANC1258	1258	522226	9741142	37	3982	PT	GL	Atlanta	233	152,921
ANC1261	1261	521984	9742900	140	3500	P	GL	Atlanta	152	218,498
ANC1264	1264	521482	9741055	91	4541	SP		Atlanta	0	105,773
ANC1266	1266	522705	9743844	136	4946	P	BM	Atlanta	190	63,443
ANC1267	1267	522498	9741405	62	3633	P	GL	Atlanta	1,179	128,082
ANC1268	1268	521576	9743086	153	4464	P	GL	Atlanta	622	377,099
ANC1269	1269	522184	9740729	133	3420	P	GL	Atlanta	795	164,930
ANC1274	1274	521829	9740418	67	4202	P	BM	Atlanta	398	175,881
ANC1275	1275	522580	9740982	120	3664	P	BM	Atlanta	1,392	42,897
ANC1276	1276	521178	9743279	149	3691	SA		Atlanta	104	176,435
ANC1279	1279	521847	9740856	74	3873	PT	SW	Atlanta	227	162,391
ANC1280	1280	522276	9740293	121	3930	P	GL	Atlanta	713	167,869
ANC1282	1282	521459	9740089	95	5224	P	SW	Atlanta	216	2,784
ANC1283	1283	523281	9741907	74	3684	PT	GL	Atlanta	274	214,334
ANC1284	1284	521438	9740567	20	4978	SP		Atlanta	227	22,381
ANC1285	1285	523095	9743702	136	4350	SA		Atlanta	0	1,007
ANC1286	1286	523300	9741463	127	3500	SP		Atlanta	0	716
ANC1287	1287	522602	9740534	133	4151	P	BM	Atlanta	2,130	95,176
ANC1290	1290	522720	9739628	129	4222	SP		Sto Tomás/Atlanta	0	123,118
ANC1293	1293	523042	9740315	130	3431	P	BM	Atlanta	497	75,961
ANC1296	1296	523688	9741675	117	4977	SP		Atlanta	0	136,750
ANC1297	1297	522670	9740095	133	3039	P	GL	Atlanta	1,841	105,185
ANC1298	1298	523155	9739877	130	2955	P	BM	Atlanta	1,064	131,543

TABLA I DATOS GENERALES DE LOS POZOS



INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE OCCIDENTE  
ITESO

Tabla II. CARACTERISTICAS DE LOS PRINCIPALES TIPOS DE FACIES TURBIDITICAS (E. MUTTI Y F. RICCI LUCCHI)

		CARACTERISTICAS							
FACIES	NOMBRE	TAMANO DE GRANO	LUTITA	ESPESOR	FORMA	ESTRUCTURAS INTERNAS	MECANISMO	COMENTARIOS	
TURBIDITA	A	Areniscas conglomeráticas	Areniscas grano grueso y conglomeráticas.	Intercalada pero muy fina.	Capas gruesas bien empaquetadas (>1 a 2 m). La relación arena-arcilla es igual a 10.	Irregular (debido a canalización) y amalgamación.	Hay ocasionalmente gradación. Incluye abundantes clastos de lutita.	Fujo de sedimentos altamente erosivos	
	B	Areniscas	Arenisca media a gruesa mejor clasificada que en facies A.	Cletoe de lásta y rasgos de erosión son frecuentes.	Capas gruesas a medias. La relación de arena-arcilla es igual a 10.	Lenticular, lateralmente mas continua que en Facies A.	Corriente laminar ondulada paralelas y gruesas. Estructuras discoidales se presentan ocasionalmente.	Fujo de granos y corrientes de turbidez de alta velocidad (régimen de flujo superior particularmente la fase antiduna)	
	C	Areniscas con Lutitas intercaladas	Areniscas media y fina (occasionalmente gruesa en la base de algunas capas)	Cletoe pequeños de lutitas intercaladas o concentrado en lutitas fuertemente desarrolladas en las areniscas.	Desarrollo mayor a 30 cm, siempre menor que 10 cm y 100 cm. La relación arena-arcilla es igual a 5.	Las areniscas están controladas por corrientes paralelas con mayor continuidad lateral.	Canchales grandes de lásta media pueden existir.	Corrientes de turbidez clásicas.	La arenisca cambia de laminar (F <sub>1</sub> ) a parásito (F <sub>2</sub> )
	D	Lutitas con Areniscas intercaladas 1	Areniscas finas y muy finas, lástas y lástas.	Canchales y lástas.	Flojas finas. La relación arena-arcilla es igual a 1.	Desarrollo menor.	Las areniscas gruesas incluyen clastos intercalados a menudo con estructuras onduladas o discoidales (F <sub>2</sub> ).	Corrientes turbiditas de tipo parásito. La lásta media es muy gruesa. La lásta media puede ser muy gruesa.	Las areniscas gruesas incluyen clastos intercalados a menudo con estructuras onduladas o discoidales (F <sub>2</sub> ).
	E	Lutitas con Areniscas intercaladas 2	Areniscas finas y muy finas, lástas y lástas.	Canchales arena-arcilla mas allá que Facies D.	Mas rugosa que Facies D.	Canchales irregulares mas desarrollados que Facies D, con lástas y corrientes.	Generalmente los tipos de las areniscas son engrosados o lástas submasculinas.	Flujos de arena (flujo general) intercalados o turbiditas controladas por corrientes de turbidez clásicas.	Las areniscas gruesas incluyen clastos intercalados a menudo con estructuras onduladas o discoidales (F <sub>2</sub> ).
ASOCIADA	F	Depósitos caóticos					Varios tipos de sedimentos deformados por movimientos (deslizamientos, flujo de lodo, etc.)	Depósitos caóticos.	
	G	Lutitas y Margas pelágicas y hemipelágicas	Sedimentos grano fino (lutitas y margas) mas o menos limosa y calcárea.				Indistinta o pobremente desarrollada.	Estratificación paralela.	Varios tipos de suspensiones diluidas incluyendo corrientes de turbidez, capas nebulosas, etc.

**Tabla III Bloques Estructurales “Estructuras Perforadas”**

Estructura	área (Km <sup>2</sup> )	Pozos (N°)	Cierre (pies)	Acumulada máxima (barriles)	Pozo	Acumulada mínima (barriles)	Pozo	Promedio (barriles)
A	18.63	121	1900	587529	C-55	3089	1278	118166
B	8.25	158	2934	580257	657	8768	608	139210

**Tabla IV. Bloques Estructurales “Prospectos”**

Estructura	Área (Km <sup>2</sup> )	Tope (pies)	Base (pies)	Cierre (pies)
H	0.73	2061	2400	339
I	0.88	2200	2400	200
J	1.55	1538	2200	662
K	1.17	898	1200	302
L	0.55	2940	3200	260

**Tabla V. Porosidad de Núcleos**

<b>Pozos</b>	<b>Intervalo (pies)</b>	<b>Porosidad (%)</b>
ANC0794	3633-3645	11.1
ANC1236	3671-3681	10.2
ANC1236	3773-3783	11.2
TIG0044	4033-4043	11.8
TIG0053	3130-3131	11.4
TIG0053	3132-3133	8.8

**Tabla VI. Porosidad de Registros.**

<b>Pozos</b>	<b>Intervalo (pies)</b>	<b>Porosidad (%)</b>
ANC0605	4500	10
ANC0659	4470	8
ANC0700	3352	10
ANC1234	4448	9
TIG0025	4780	8
TIG0044	4980	7



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

Tabla VII. Cálculo de la Porosidad bajo el Contacto Agua-Petróleo (Sw= 100%)

Pozos	Intervalo (pies)	Porosidad (%)	Tf (°F)	Rw (ohm-m)	Ro (ohm-m)	Observaciones
ANCO700	3350	10.3	109.00	0.2900	22	Contacto agua-petróleo a 3350' (-3328') Salinidad de 14000 ppm
	3352	9.8	109.00	0.2900	24	
	3354	8.8	109.00	0.2900	30	
	3356	8.3	109.00	0.2900	34	
	3358	8.4	109.00	0.2900	32	
	3360	9.0	109.00	0.2900	29	
	3362	9.1	109.00	0.2900	28	
	3364	9.0	109.00	0.2900	29	
	3366	9.0	109.00	0.2900	28	
	3368	9.1	109.00	0.2900	29	
	3370	9.1	109.00	0.2900	28	
	3372	8.5	109.00	0.2900	32	
3374	8.5	109.00	0.2900	32		
ANCI234	4333-4344	9.3	101.75	0.3078	29	Contacto agua-petróleo a 4382' (-4141'). Prueba Inversión PP (3395-4782). Da 100' base de 13,000 ppm con trazas de petróleo.
	4406-4420	9.3	101.00	0.3071	30	
	4446-4450	9.4	102.25	0.3083	28	
	4550-4560	6.4	102.75	0.3048	60	
	4624-4628	8.4	102.12	0.3037	25	
	4692-4698	7.4	103.50	0.3028	45	
	4724-4743	4.7	103.75	0.3019	110	
TIG0025	4780-4785	8.2	120.00	0.3100	37	Contacto agua-petróleo a 4775' (-4622). De 4727'-4827' da agua (11,700 ppm) con trazas de petróleo.
	4840-4845	8.0	120.00	0.3100	39	



Tabla VIII. Saturación de agua por Análisis de Núcleos.

Pozos	Intervalo (pies)	Permeabilidad (%)	Saturación (%)
TIG0053	3130-3131	11.4	39.5
TIG0053	3132-3133	8.8	64.8

Pozos	h (pies)	Rt (ohm-m)	$\Delta h$ (pies)	$\Delta R$ (ohm-m)	Ro (ohm-m)	$\rho_h$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\rho_w$ (g/cm <sup>3</sup> )	a	K (md)
ANC0700	3340	68.0	35.00	20.00	23.00	0.835	1.008	0.0360	2.40
	3275	36.0							
ANC1234	4240	37.0	10.00	6.60	20.00	0.835	1.008	0.0325	3.88
	4250	30.5							
TIG0026	4705	35.0	37.00	60.00	20.00	0.831	1.008	0.0347	5.89
	4745	43.0							

Tabla IX. Cálculo de la Permeabilidad en la zona de transición



Tabla X. CALCULO DE VOLUMEN TOTAL DE ROCA BLOQUE "A"			
Contorneo (pies)		500.00	
CURVA DE NIVEL	SUPERFICIE		VOLUMEN (Acre/pie)
	(m <sup>2</sup> )	(Acre)	
0	18,628,378.27	2,626.24	
500	11,491,582.00	2,839.53	1,366,441.83
1,000	8,081,501.02	1,796.91	1,289,110.64
1,500	3,985,259.81	686.89	720,951.31
2,000	1,997,019.06	271.88	299,492.64
2,500	528,449.00	83.63	88,670.62
			20,907.40
<b>VOLUMEN TOTAL</b>			<b>3,695,580.43</b>

Tabla XI. CALCULO DE VOLUMEN NETO DE ROCA BLOQUE "A"			
Contorneo (pies)		200.00	
CURVA DE NIVEL	SUPERFICIE		VOLUMEN (Acre/pie)
	(m <sup>2</sup> )	(Acre)	
0	18,628,378.27	2,626.24	
200	3,015,610.49	745.13	842,845.86
400	1,309,022.00	323.41	267,130.16
600	490,171.00	98.96	105,590.13
800	67,927.00	16.76	28,928.71
			4,189.96
<b>VOLUMEN TOTAL</b>			<b>1,248,692.81</b>



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Tabla XII CALCULO DE VOLUMEN TOTAL DE ROCA BLOQUE "E"			
Contorno (pies)		500.00	
CURVA DE NIVEL	SUPERFICIE		VOLUMEN (Acre/pie)
	(m <sup>2</sup> )	(Acre)	
0	8,259,788.55	2,040.97	
500	4,937,424.00	1,220.82	815,246.64
1,000	3,684,313.00	910.30	532,600.51
1,500	1,291,754.00	319.15	307,397.33
2,000	212,028.00	52.39	92,894.86
			13,097.85
VOLUMEN TOTAL			1,761,232.18

Tabla XIII CALCULO DE VOLUMEN NETO DE ROCA BLOQUE "E"			
Contorno (pies)		200.00	
CURVA DE NIVEL	SUPERFICIE		VOLUMEN (Acre/pie)
	(m <sup>2</sup> )	(Acre)	
0	8,259,788.50	2,040.97	
200	4,119,330.42	1,017.87	764,709.60
400	1,466,433.60	360.87	344,685.20
600	916,567.00	226.08	146,837.20
800	233,568.00	57.71	71,048.62
			14,420.47
VOLUMEN TOTAL			1,341,709.08

Tabla XIV. Parámetros PVT

Pozos	GOR inicial (PCN/BN)	API (°)
ANC1236	396	37.40
ANC1252	334	41.20
TIG0022	387	39.00
TIG0023	400	39.20
TIG0030	324	39.20
TIG0031	372	40.30

Tabla XV Volumen Original de Petróleo y Factor de Recobro

BLOQUE	AREA (acres)	VOLUMEN DE ROCA PENETRADO (acre-pie)	VOLUMEN DE ROCA EFECTIVO (acre-pie)	$h_e/h$	Porosidad	Saturación de agua ( $S_w$ )	FACTOR VOLUMETRICO (BY/BN)	VOLUMEN ORIGINAL PETROLEO IN SITU N(MMBLS)	PETROLEO A SEPT/2000 Np (MMBLS)	FACTOR DE RECOBRO FR (%)	POZOS (#)	Np/Pozo (BLS/Pozo)
A	4108.82	3699600	1,249,093	0.30	0.07	0.99	1.3	290.6	19.80	7.477	224	97094
B	3940.87	1761232	1,241,769	0.30	0.08	0.99	1.3	320.3	20.59	8.428	211	97098