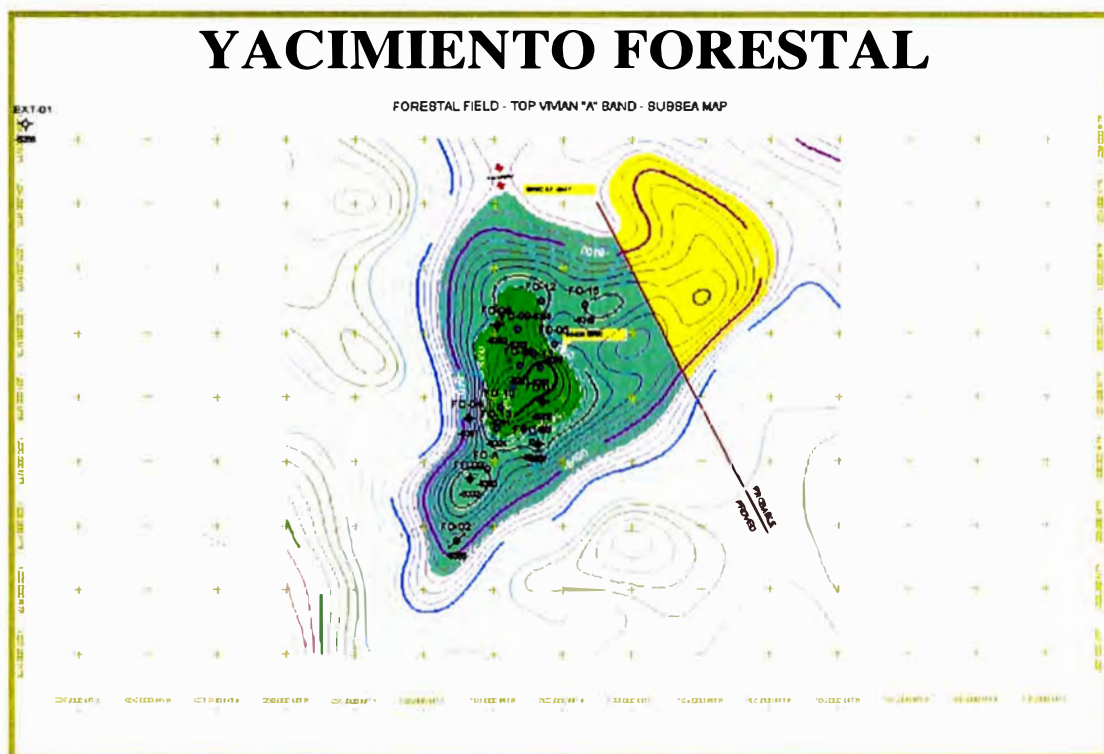


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**Facultad de Ingenieria**  
**Geológica Minera y Metalúrgica**



**ESTUDIO GEOLOGICO Y PETROFISICO**  
**DEL RESERVORIO VIVIAN**  
**YACIMIENTO FORESTAL**



**INFORME DE INGENIERIA**  
**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE :**  
**INGENIERO GEOLOGO**

**PRESENTADO POR :**  
**Marco Antonio Augusto Delgado**

**Promoción 1981-1**

**LIMA - PERU**

**1999**

*A mi Madre y a mi Esposa:*

***JULIETA Y CHACHI***

*Grandes mujeres, grandes amigas y  
Excelentes personas, que incansablemente  
me apoyaron en mi andar por la vida.*

*Mi madre que con su amor y mucho esfuerzo  
me dió educación profesional a mi y a mis  
cinco hermanos y muchas cosas mas en la vida  
que no terminaría de enumerar.*

*A mi esposa que con su cariño y apoyo invaluable  
me ayudó a culminar todos los proyectos que he  
emprendido.*

*Para Ellas les dedico este trabajo como muestra de  
mi gran cariño y mi profundo agradecimiento.*

# INDICE

## RESUMEN

### CAPITULO I

#### GENERALIDADES

- I.1 UBICACION DEL AREA DE ESTUDIO
- I.2 ACCESIBILIDAD
- I.3 OBJETIVOS
- I.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO
- I.5 GLOSARIO

## II CAPITULO II

### GEOLOGIA DE LA CUENCA MARAÑON

- II.1 ASPECTOS GEOLOGICOS REGIONALES
- II.2 ESTRATIGRAFIA
  - II.2.1 Generalidades
  - II.2.2 Columna estratigráfica
  - II.2.3 Precámbrico
  - II.2.4 Paleozoico
  - II.2.5 Mesozoico
  - II.2.6 Cretácico
  - II.2.7 Cenozoico
  - II.2.8 Cuaternario

## III CAPITULO III

### RASGOS TECTONICOS Y GEOLOGIA ESTRUCTURAL DE LA CUENCA MARAÑON

- III.1 GENERALIDADES
- III.2 RAZGOS ESTRUCTURALES PRE-CRETACEO
- III.3 RAZGOS ESTRUCTURALES DEL CRETACEO
- III.4 RAZGOS ESTRUCTURALES DEL TERCARIO

- III.5 ALINEAMIENTOS ESTRUCTURALES
- III.6 ESTILO ESTRUCTURAL DE LA CUENCA MARAÑON

#### IV CAPITULO IV

##### ESTRUCTURA DEL CAMPO FORESTAL

- IV.1 GENERALIDADES
- IV.2 INTERPRETACION ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO FORESTAL
- IV.3 ESTRUCTURA ACTUAL
- IV.4 EVOLUCION ESTRUCTURAL
- IV.5 MAPA AL TOPE DE LA CALIZA PRINCIPAL
- IV.6 MAPA AL TOPE DE LA FORMACION CACHIYACU
- IV.7 MAPA AL TOPE DEL RESERVORIO DE LA FORMACION VIVIAN
- IV.8 MAPA AL TOPE DE LA ARENISCA POZO

#### V CAPITULO V

##### SISIMICA DEL YACIMIENTO FORESTAL

#### VI CAPITULO VI

##### DISTRIBUCION DE HIDROCARBUROS

- VI.1 FORMACION VIVIAN
- VI.2 FORMACION CHONTA

#### VII CAPITULO VII

##### GEOQUIMICA DE HIDROCARBUROS

- VII.1 GENERALIDADES
- VII.2 COMPOSICION DEL CRUDO EN EL YACIMIENTO FORESTAL
- VII.3 AREA GENERADORA
- VII.4 VIAS DE MIGRACION

## VII.5 ENTRAMPAMIENTO Y REMIGRACION DEL PETROLEO EN EL CAMPO

## VIII CAPITULO VIII

### EVALUACION PETROFISICA DEL CAMPO FORESTAL

#### VIII.1 INTRODUCCION

#### VIII.2 METODO DE EVALUACION

VIII.2.1 Ingreso de datos digitales

VIII.2.2 Ajuste de la profundidad de las curvas

VIII.2.3 Correcciones ambientales

VIII.2.4 Chequeo de la calibración de los perfiles de porosidad

VIII.2.5 Selección de parámetros petrofísicos

VIII.2.6 Cálculo del volumen de arcilla

VIII.2.7 Cálculo de la porosidad y de la saturación de agua

VIII.2.8 Permeabilidad derivada de los perfiles

VIII.2.9 Reporte sumario de propiedades petrofísicas

VIII.2.10 Listado final de datos petrofísicos del reservorio

#### VIII.3 GRAFICOS M-N DE CALIBRACION DE PERFILES DE POROSIDAD

#### VIII.4 SELECCION DE PARAMETROS PETROFISICOS

VIII.4.1 Temperatura de reservorio ( T )

VIII.4.2 Resistividad del agua de formación (  $R_w$  )

VIII.4.3 Constante de cementación ( a )

VIII.4.4 Exponente de cementación ( m )

VIII.4.5 Exponente de saturación ( n )

VIII.4.6 Resistividad de las arcillas (  $R_{Clay}$  )

VIII.4.7 Resistividad de las arcillas en la zona lavada (  $R_{xoCl}$  )

VIII.4.8 Porosidad neutrón de las lutitas (  $\Phi_{INCl}$  )

VIII.4.9 Densidad de las lutitas (  $\rho_{Cl}$  )

VIII.4.10 Tiempo de transito sónico de las arcillas (  $Dt_{Cl}$  )

VIII.4.11 Densidad de la matriz (  $\rho_{Ma}$  )

VIII.4.12 Porosidad neutrón de la matriz (  $\Phi_{inMa}$  )

VIII.4.13 Tiempo de transito de la matriz (  $Dt_{Ma}$  )

VIII.4.14 Densidad del fluido (  $Rho_{Fi}$  )

VIII.4.15 Porosidad neutrón del fluido (  $Phin_{Fi}$  )

VIII.4.16 Tiempo de transito del fluido (  $Dt_{FI}$  )

VIII.5 EVALUACIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLA (  $V_{clay}$  )

VIII.6 EVALUACION DE LA POROSIDAD Y LA SATURACION DE AGUA

VIII.7 PERMEABILIDAD DERIVADA DE LOS PERFILES ELECTRICOS

VIII.8 REPORTE SUMARIO DE RESERVORIOS

## IX CAPITULO IX

CARACTERIZACION DEL RESERVORIO VIVIAN

IX.1 INTRODUCCION

IX.2 AMBIENTE DEPOSITACIONAL Y CORRELACION

IX.2.1 Miembro Vivian inferior

IX.2.2 Miembro Vivian principal o Vivian "A"

IX.2.3 Miembro Vivian superior o Vivian "B"

IX.3 METODOLOGIA DE TRABAJO

IX.4 PETROLEO INSITU DEL RESERVORIO VIVIAN

IX.5 RESULTADOS DE LA SIMULACION DEL RESERVORIO VIVIAN

## X CAPITULO X

CONCLUSIONES

## XI CAPITULO XI

RECOMENDACIONES

## XII CAPITULO XII

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

## FIGURAS

- Figura # 1 Mapa de ubicación del yacimiento Forestal.
- Figura # 2 Mapa de ubicación del lote 1-AB y Cuenca Marañón.
- Figura # 3 Sección transversal generalizada de la Cuenca Marañón.
- Figura # 4 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Marañón.
- Figura # 5 Mapa estructural al tope de la Caliza Chonta, lote 1-AB.
- Figura # 6 Línea sísmica Huayuri-Carmen, de la sísmica 3D.
- Figura # 7 Mapa estructural al tope del reservorio Vivian, con estadísticas.
- Figura # 8 Mapa estructural al tope del reservorio Chonta, con estadísticas.
- Figura # 9 Registro típico del Cretáceo del lote 1-AB.
- Figura # 10 Línea sísmica 23.3 del yacimiento Forestal.
- Figura # 11 Mapa base de líneas sísmicas del yacimiento Forestal.
- Figura # 12 Mapa de la campaña sísmica de los años 1996 y 1997 del lote 1-AB.
- Figura # 13 Sismograma sintético de un pozo típico del yacimiento Forestal.
- Figura # 14 Mapa sísmico no editado, Tope de la Formación Cachiyacu, yac. Forestal.
- Figura # 15 Evolución tectónica de la línea 23.3, etapa - 1, yacimiento Forestal.
- Figura # 16 Evolución tectónica de la línea 23.3, etapas - 2 y 3, yacimiento Forestal.
- Figura # 17 Evolución tectónica de la línea 23.3, etapas - 4 y 5, yacimiento Forestal.
- Figura # 18 Evolución tectónica de la línea 23.3, etapa - 6, yacimiento Forestal.
- Figura # 19 Evolución tectónica de la línea 23.3, etapa - 7, yacimiento Forestal.
- Figura # 20 Evolución tectónica de la línea 23.3, etapa - 8, yacimiento Forestal.
- Figura # 21 Evolución tectónica de la línea 23.3, etapa - 9, yacimiento Forestal.

- Figura # 22 Mapa sísmico, Tope de la Caliza Chonta, yacimiento Forestal.
- Figura # 23 Mapa estructural, Tope de la Caliza Chonta, yacimiento Forestal.
- Figura # 24 Mapa sísmico editado, Tope de la Formación Cachiyacu, yacimiento Forestal.
- Figura # 25 Mapa estructural, Tope de la Formación Cachiyacu, yacimiento Forestal.
- Figura # 26 Mapa estructural, Tope de la Arenisca Vivian, "B", yacimiento Forestal.
- Figura # 27 Mapa estructural, Base de la Arenisca Vivian "B", yacimiento Forestal.
- Figura # 28 Mapa estructural, Tope de la Arenisca Vivian, "A", yacimiento Forestal.
- Figura # 29 Mapa estructural, Base de la Arenisca Vivian "A", yacimiento Forestal.
- Figura # 30 Mapa estructural, Tope de la Arenisca Pozo, yacimiento Forestal.
- Figura # 31 Mapa de producción acumulada del reservorio Vivian, yacimiento Forestal.
- Figura # 32 Mapa de distribución de la gravedad API, Vivian y Chonta, lote 1-AB..
- Figura # 33 Campo Forestal, Calibración de registros de porosidad.
- Figura # 34 Mapa de porosidad y permeabilidad de la Formación Vivian, lote 1-AB.
- Figura # 35 Mapa de porosidad de las Formaciones Vivian y Chonta, lote 1-AB.
- Figura # 36 Mapa de Arena neta petrolífera, Reservorio Vivian "B".
- Figura # 37 Mapa de Arena neta petrolífera, Reservorio Vivian "A".
- Figura # 38 Mapa de Arena neta petrolífera, Reservorio Chonta.



## TABLAS

- Tabla # 1 Campo Forestal Coordenadas y Elevaciones de los Pozos
- Tabla # 2 Campo Forestal Topes de formación
- Tabla # 3 Campo Forestal, registros perfilados a hueco abierto.
- Tabla # 4 Campo Forestal, parámetros petrofísicos de las arcillas.
- Tabla # 5 Campo Forestal, parámetros petrofísicos de los reservorios.
- Tabla # 6 Campo Forestal, parámetros petrofísicos de varios minerales y fluidos.
- Tabla # 7 Campo Forestal, características de los reservorios Vivian y Chonta.
- Tabla # 8 Campo Forestal, Formación Vivian – Sumario petrofísico.
- Tabla # 9 Campo Forestal, arena Vivian “B” – Sumario petrofísico.
- Tabla # 10 Campo Forestal, arena Vivian “A” – Sumario petrofísico.
- Tabla # 11 Campo Forestal, arena Vivian “A4” – Sumario petrofísico.
- Tabla # 12 Campo Forestal, arena Vivian “A3” – Sumario petrofísico.
- Tabla # 13 Campo Forestal, arena Vivian “A2” – Sumario petrofísico.
- Tabla # 14 Campo Forestal, arena Vivian “A1” – Sumario petrofísico.
- Tabla # 15 Campo Forestal, Arenisca Chonta – Sumario petrofísico.
- Tabla # 16 Campo Forestal, Salinidad del agua de formación, Arenisca Vivian.
- Tabla # 17 Campo Forestal, Salinidad del agua de formación, Arenisca Chonta.
- Tabla # 18 Campo Forestal, Formación Vivian – resumen de Petróleo insitu (OOIP).
- Tabla # 19 Campo Forestal, Resumen de Petróleo insitu (OOIP).
- Tabla # 20 Producción acumulada del yacimiento Forestal

## GRAFICOS

- Gráfico # 1 Forestal 01 – Registro Petcom
- Gráfico # 2 Forestal 02 – Registro Petcom
- Gráfico # 3 Forestal 03 – Registro Petcom
- Gráfico # 4 Forestal 04 – Registro Petcom
- Gráfico # 5 Forestal 05 – Registro Petcom
- Gráfico # 6 Forestal 06 – Registro Petcom
- Gráfico # 7 Forestal 07 – Registro Petcom
- Gráfico # 8 Forestal 08 – Registro Petcom
- Gráfico # 9 Forestal 09 – Registro Petcom
- Gráfico # 10 Forestal 10 – Registro Petcom
- Gráfico # 11 Forestal 11 – Registro Petcom
- Gráfico # 12 Forestal 12 – Registro Petcom
- Gráfico # 13 Forestal 13 – Registro Petcom
- Gráfico # 14 Forestal 14 – Registro Petcom
- Gráfico # 15 Forestal 15 – Registro Petcom
- Gráfico # 16 Forestal Extención – Registro Petcom

## MAPAS

- Mapa # 1 Tope Fm. Cachiyacu – Mapa Subsea
- Mapa # 2 Tope Arena Vivian “B” – Mapa Subsea
- Mapa # 3 Base Arena Vivian “B” – Mapa Subsea
- Mapa # 4 Tope Arena Vivian “A” – Mapa Subsea
- Mapa # 5 Base Arena Vivian “A” – Mapa Subsea
- Mapa # 6 Tope Arena Chonta – Mapa Subsea
- Mapa # 7 Arena Vivian “B” – Mapa Isopaco de arena neta petrolífera
- Mapa # 8 Arena Vivian “A” – Mapa Isopaco de arena neta petrolífera
- Mapa # 9 Arena Chonta - Mapa Isopaco de arena neta petrolífera

## SECCIONES

- Sección # 1 Campo Forestal, Sección Estratigráfica Vivian y Chonta
- Sección # 2 Campo Forestal, Sección Estructural Vivian y Chonta

## RESUMEN.-

El presente trabajo, presentado para optar el título profesional de Ing. Geólogo que se expone ante el jurado de la Facultad de Ing. Geológica Minera y Metalúrgica de la Universidad Nacional de Ingeniería, ha sido desarrollada en el yacimiento Forestal que esta ubicado en el area de contrato entre Perupetro y Occidental Peruana Inc. Sucursal del Perú (OXY) denominado lote 1-AB que está localizado en el Nor-Oriente Peruano, provincia de Loreto, Departamento de Loreto.

El objetivo del presente trabajo fué actualizar la interpretación estructural, petrofísica y de caracterización de reservorios del yacimiento Forestal a fin de evaluar el potencial remanente de reservas recuperables para continuar con el desarrollo del yacimiento.

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal*

Se actualizó la interpretación estructural en base a nueva información de líneas sísmicas disparadas en las campañas de 1996 y 1997, adicionalmente se reprocesó un total de 115 Kilometros de líneas sísmicas 2D, con las cuales se actualizó la configuración estructural en tiempo y en profundidad del reservorio Vivian. Se obtuvieron buenos resultados ya que se reconoció un área no explotada en la parte Norte del yacimiento, la cual sera perforada y probada en un futuro cercano.

La evaluación petrofísica permitió actualizar los parámetros de porosidad y saturación de agua para los cálculos volumétricos de petróleo insitu así como sirvieron de base para los estudios de caracterización y simulación del reservorio Vivian.

En el trabajo de caracterización de la Formación Vivian se dividió el reservorio en sus tres miembros y se dividió el miembro Vivian "A" en subzonas, cuatro arenosas denominadas de base a tope como areniscas Vivian "A1", "A2", "A3" y "A4" y tres arcillosas denominadas lutitas Vivian "A4", "A3" y "A2", localizadas debajo de su respectiva arenisca. En el miembro Vivian superior se mapearon dos unidades, una arcillosa denominada lutita Vivian "Y" y otra arenosa denominada Arenisca Vivian "B". Mapas de arena gruesa, arena neta, relación arena/lutita, isoporosidad y permeabilidad fueron preparados para las subzonas de la Formación Vivian y fueron transferidos al modelo de simulación de reservorios.

Con los mapas de la caracterización también se elaboraron mapas de arena neta petrolífera y se hicieron los cálculos volumétricos de petróleo insitu. El trabajo intenta mostrar toda la secuencia de trabajo realizada y los logros obtenidos después del análisis de los resultados.

## I. CAPITULO I

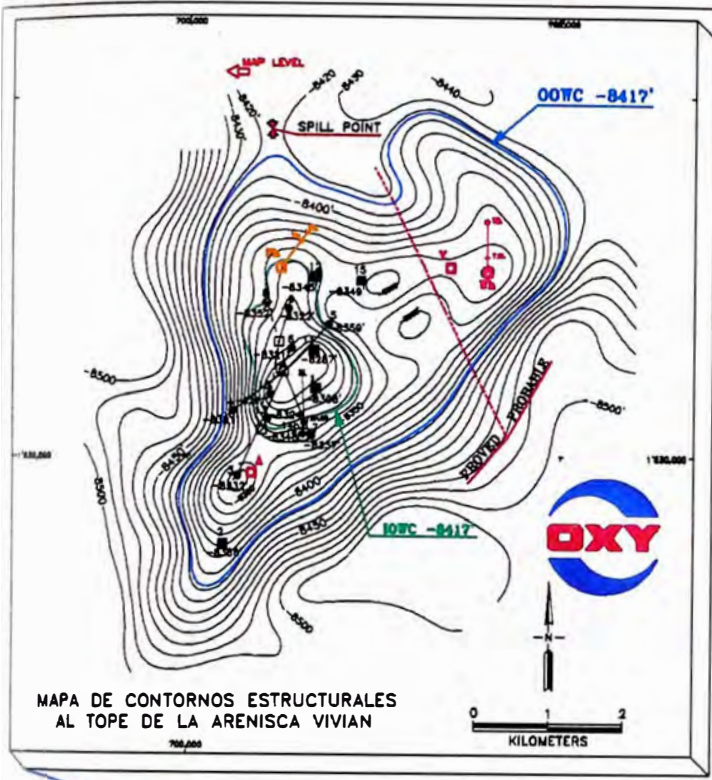
### GENERALIDADES.-

#### I.1 UBICACION DEL AREA DE ESTUDIO

El Yacimiento Forerstal se encuentra localizado en la parte Norte de la Cuenca Marañón (fig.# 1) dentro del lote 1-AB, ubicado en el Departamento de Loreto, Provincia de Loreto, en la selva Norte, aproximadamente a 350 Km. al Noroeste de la ciudad de Iquitos, cerca a la frontera Perú – Ecuador.

El área de estudio tiene un área aproximada de 100 Km<sup>2</sup> enmarcados en las siguientes coordenadas:

Coordenadas UTM – IPC:



**YACIMIENTO FORESTAL  
LOTE 1-AB**

PROY. 1/AB/ABVTO-M-UB/M.AUGUSTO/ABG /SCALE/1:525

Figura # 1

1' 827,000 m N. a 1'838,000 m N.  
697,000 m E a 706,000 m E.

Coordenadas UTM – PSAD-56:

9' 737,450 m N. a 9'748,450 m N.  
366,450 m E a 375,450 m E.

Coordenadas geográficas – PSAD-56:

Latitud: 2° 16' 31.359" S. a 2° 22' 29.308" S.  
Longitud: 76° 07' 12.220" N. a 76° 12' 03.850" N.

## 1.2 ACCESIBILIDAD

---

El acceso al campamento base de la localidad de Andoas es por vía aérea en aviones comerciales fletados por la compañía Occidental Peruana Inc. Sucursal del Peru., desde las ciudades de Lima y Iquitos dos veces por semana, desde la localidad de Andoas hasta el yacimiento Forestal se va a través de la red vial hecha por Occidental. Algunos materiales ingresan por vía fluvial usando los ríos Amazonas, Marañón, Pastaza, Corrientes y Tigre hasta los puertos de Andoas, Teniente Lopez y San Jacinto.

## 1.3 OBJETIVOS

---

Los objetivos del presente estudio fueron; la actualización de los mapas estructurales del Reservorio Vivian del Yacimiento Forerstal usando la información sísmica de las líneas disparadas en las campañas de los

años 1996 y 1997. Adicionalmente se requería de una actualización de la evaluación petrofísica de los pozos del reservorio Vivian para hacer la caracterización del reservorio y poder hacer una actualización del modelo de simulación de reservorio para conocer si existen posibilidades de perforar pozos adicionales de desarrollo.

#### I.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para la realización de la evaluación petrofísica se utilizaron todos los perfiles eléctricos a hueco abierto de los pozos del yacimiento Forestal, los cuales fueron digitizados e ingresados en los programas computarizados Petcom y Powerlog. La información de los núcleos convencionales y topes formacionales también fue ingresada en la base de datos de los programas de evaluación petrofísica. Luego se procedió con el análisis petrofísico de cada uno de los pozos usando los programas computarizados anteriormente mencionados, finalmente se integró toda la información, se elaboró el reporte petrofísico respectivo y se exportó toda la información de las curvas de los perfiles eléctricos así como las curvas interpretadas de arcillosidad, porosidad, índice de permeabilidad y saturación de agua a los programas de evaluación geológica.

Para la evaluación Geológica se utilizó los programas computarizados Stacked Curves PC (SCPC) de propiedad de la Compañía Occidental Petroleum, con el cual se hizo la correlación de pozos, las secciones estructurales, secciones estratigráficas y mapas. Para el mapeo computarizado se utilizó los programas CPS-PC y SCPC, con los cuales se elaboraron los mapas estructurales y de propiedades petrofísicas del reservorio Vivian, tales como arena gruesa, arena neta, relación arena/lutita, porosidad, etc.

Se utilizaron otros programas computarizados para la elaboración de



*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal*  
reportes, cálculos y edición de gráficos, tales como Autocad 14, MS Office, Geocalc, Reserves, etc.

## I.5 GLOSARIO

Se adjunta un glosario de acrónimos, unidades de medida y términos comúnmente empleados en geología de producción petrolera para el mejor entendimiento del presente trabajo.

## Acronismos

AAPI	Unidades API aparentes (Apparent API units).
API	Instituto americano de Petróleo (American Petroleum Institute).
BHA	Conjunto de fondo (Bottom hole assembly).
BHT	Temperatura de fondo (Bottom hole temperature)
CSG	Tubería de revestimiento (Casing).
DOI	Profundidad de investigación (Depth of investigation).
DST	Prueba de Formación (Drill stem test).
DLS	Pata de perro (Dogleg severity).
DRHO	Corrección del perfil de Densidad (Delta Rho).
DT	Tiempo de tránsito del perfil sísmico (Interval transit time) .
DTCL	Tiempo de tránsito de la arcilla (Clay transit time) .
DTFL	Tiempo de tránsito del fluido (Fluid transit time) .
DTMA	Tiempo de tránsito de la matriz (Matrix transit time) .
FEWD	Evaluación en la perforación (Formation evaluation while drilling).
GL	Elevación del terreno (Ground level).
GR	Rayos Gamma (Gamma Ray).
KB	Elevación del buje del kelly (Kelly bushing).
LCM	Material de pérdida de circulación (Lost circulation material).
LOT	Prueba seca (Leak-off test).
LWD	Perfilaje durante la perforación (Logging while drilling).
MD	Profundidad Medida (Measured depth).
MSL	Nivel medio del mar (Mean sea level).
MWD	Medición durante la perforación (Measurement while drilling).
NPHI	Porosidad del Perfil Neutron (Neutron Porosity).
OBM	Lodo en base a aceite (Oil-based mud).
OD	Diámetro externo (Outside diameter).
PEF	Factor fotoeléctrico (Photo-electric factor).
PHIE	Porosidad efectiva (Effective Porosity).
PHINCL	Porosidad Neutron de las arcillas (Neutron clay).
PHINFL	Porosidad Neutron del fluido (Neutron fluid).
PHINMA	Porosidad Neutron de la matriz (Neutron matrix).
PHIT	Porosidad Total (Total Porosity).
RHOB	Densidad de la formación (Formation density).
RHOCL	Densidad de las arcillas (Clay density).
RHOFL	Densidad del fluido (Fluid density).
RHOMA	Densidad de la matriz (Matrix density).
ROP	Velocidad de perforación (Rate of penetration).
SP	Potencial Espontáneo (Spontaneous Potential) .
TD	Profundidad Final (Total depth).
TVD	Profundidad vertical (True vertical depth).
TVSS	Profundidad vertical referida al N. M. (True vertical subsea depth).
UTM	Universal Transverse Mercator
VCL	Volumen de arcilla (Volume of clay).
WBM	Lodo en base a agua (Water-based mud).
WOB	Peso sobre la broca (Weight-on-bit).

## Abreviacion de Unidades

API	American Petroleum Institute units
°C	degree (Celsius)
cm	centimeter(s)
cps	counts per second
dB	decibel(s)
°F	degree (Fahrenheit)
ft	foot (feet)
FS	Full Scale
g	gram(s)
gal	gallon(s)
hr	hour(s)
Hz	Hertz
ID	inside diameter
in	inch(es)
kg	kilogram(s)
l	litre(s)
lb	pound(s)
m	meter(s)
MHz	megaHertz
min	minute(s)
mm	millimeter(s)
mmho	millimho(s)
msec	millisecond(s)
mV	millivolt(s)
µsec	microsecond (s)
nsec	nanosecond(s)
Ohm-m	Ohm-meter(s)
Pa	Pascal(s)
ppm	parts per million
psi	pounds per square inch
p.u.	porosity unit(s)
s / sec	second(s)
V	volt(s)

## II. CAPITULO II

### GEOLOGÍA DE LA CUENCA MARAÑÓN.-

#### Información General.-

150,000 Km<sup>2</sup> de imágenes satélite (slar), fotos aéreas, 6340 Km<sup>2</sup>. de información gravimétrica, estudios de geoquímica, velocidades sísmicas, estudios regionales, 57,074 km. de líneas sísmicas, información de mas de 350 pozos perforados, son algunas de las herramientas con las que se cuenta para seguir realizando nuevas interpretaciones, creando nuevas hipótesis que nos lleven a obtener resultados satisfactorios en la exploración y explotación de los hidrocarburos contenidos en la Cuenca Marañón.

Hasta la fecha se han descubierto aproximadamente 3,700 millones de barriles de petróleo in situ, de gravedades que varían entre 10 y 46° API, en las Formaciones Cretácicas Vivian y Chonta, en los lotes 1-AB, 8 y 67, operados actualmente por las compañías Occidental

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal Peruana Inc., Pluspetrol Peru Corporation y Barret Resources Perú Corporation respectivamente.*

El volúmen de Reservas recuperables finales de petróleo de la Cuenca Marañón, proveniente de los lotes 1AB y 8, asciende a 920 millones de barriles, de los cuales a Diciembre de 1998 ya han sido producidos un total de 776 millones de barriles, quedando por producir en el futuro un total de 144 millones de barriles de petróleo.

La producción actual de hidrocarburos de la Cuenca Marañón, proviene de diez yacimientos ubicados en el lote 1-AB y de tres yacimientos del lote 8. El promedio de producción diaria asciende a 75,500 barriles de petróleo y 12 millones de pies cúbicos de gas por día, con un corte de agua de aproximadamente 90 %. La producción de gas no es significativa, la mayor parte del gas producido es utilizado en los sistemas de producción de reinyección de gas "gas lift", para el mantenimiento de presión de los pozos, el resto del gas es quemado en las instalaciones de producción.

El resto de las áreas exploradas de la Cuenca Marañón solo han mostrado ocurrencias aisladas de hidrocarburos, que varían desde indicadores menores de presencia de petróleo hasta acumulaciones de menor potencial, que carecen de interés económico,( V. LAY ,1991).

## II.1 ASPECTOS GEOLOGICOS REGIONALES

La Cuenca Marañón (fig.# 2) es una depresión pericrátonica subandina que se desarrolló en el Terciario, tiene una extensión aproximada de 450,000 Km<sup>2</sup> en el Perú (TOUZETT, 1985) ; llamada cuenca Putumayo en Colombia con una extensión de 48,000 Km<sup>2</sup> (GOVEA, 1985) ; llamada Cuenca Napo en Ecuador, con 100,000 Km<sup>2</sup> de extensión (CAMPBELL, 1970.) ; con una cubierta sedimentaria que varía de 12,000 a 30,000 pies, con un promedio de 21,000 pies. aproximadamente 297 estructuras sísmicas han sido reconocidas en el Cretáceo y Pre-Cretáceo aunque podría aumentar este numero si se reprocesara y re-evaluara la información sísmica con la tecnología actual.

Hacia el Oeste, la Cuenca presenta características del tipo faja subandina con un estilo estructural compresivo de fallas inversas y sobre-escurrimientos, con algunas posibles intrusiones de sal en el Pre-Cretáceo, con una potente cobertura sedimentaria que puede alcanzar los 30,000 pies en el depocentro. Hacia el Este la cuenca es del tipo antepais, presenta estructuras anticlinales elongadas de formas suaves, cuyos ejes se encuentran orientados preferencialmente en la dirección Norte-Sur y sus buzamientos son de bajo ángulo, en el basamento se observan bloques fallados que se van levantando hacia el Este, el espesor de la columna sedimentaria disminuye gradualmente de Oeste a Este y las formaciones se van pinchando en "onlap" contra el basamento hacia el escudo Brasileño el cual limita la cuenca hacia el Este; La mayor subsidencia ha ocurrido en la parte occidental de la cuenca que se encuentra localizada al Oeste del lote 1-AB (fig# 3).

La Cuenca Marañón posee una orientación

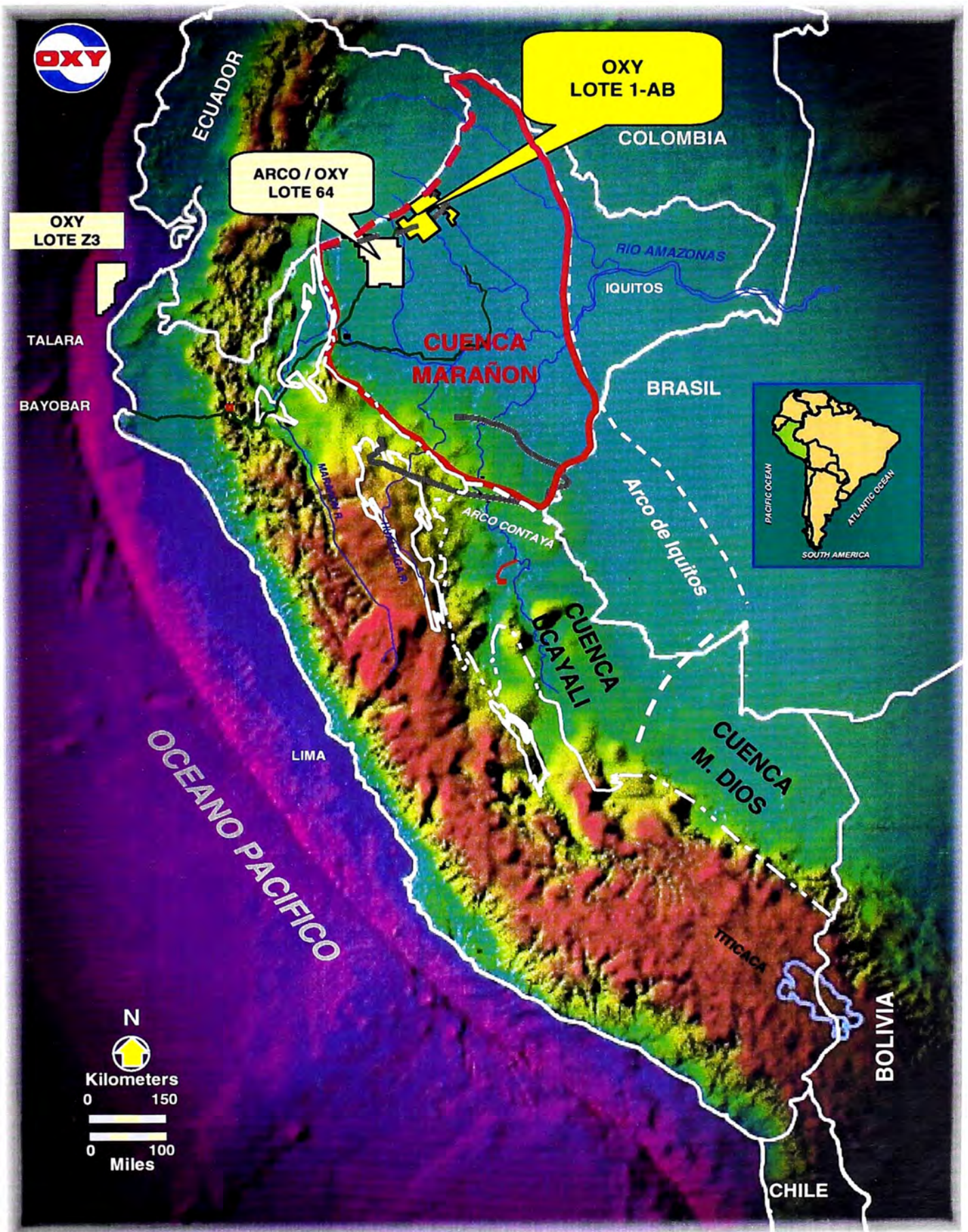


Figura # 2



# SECCION ESQUEMATICA DE LA CUENCA MARAÑON

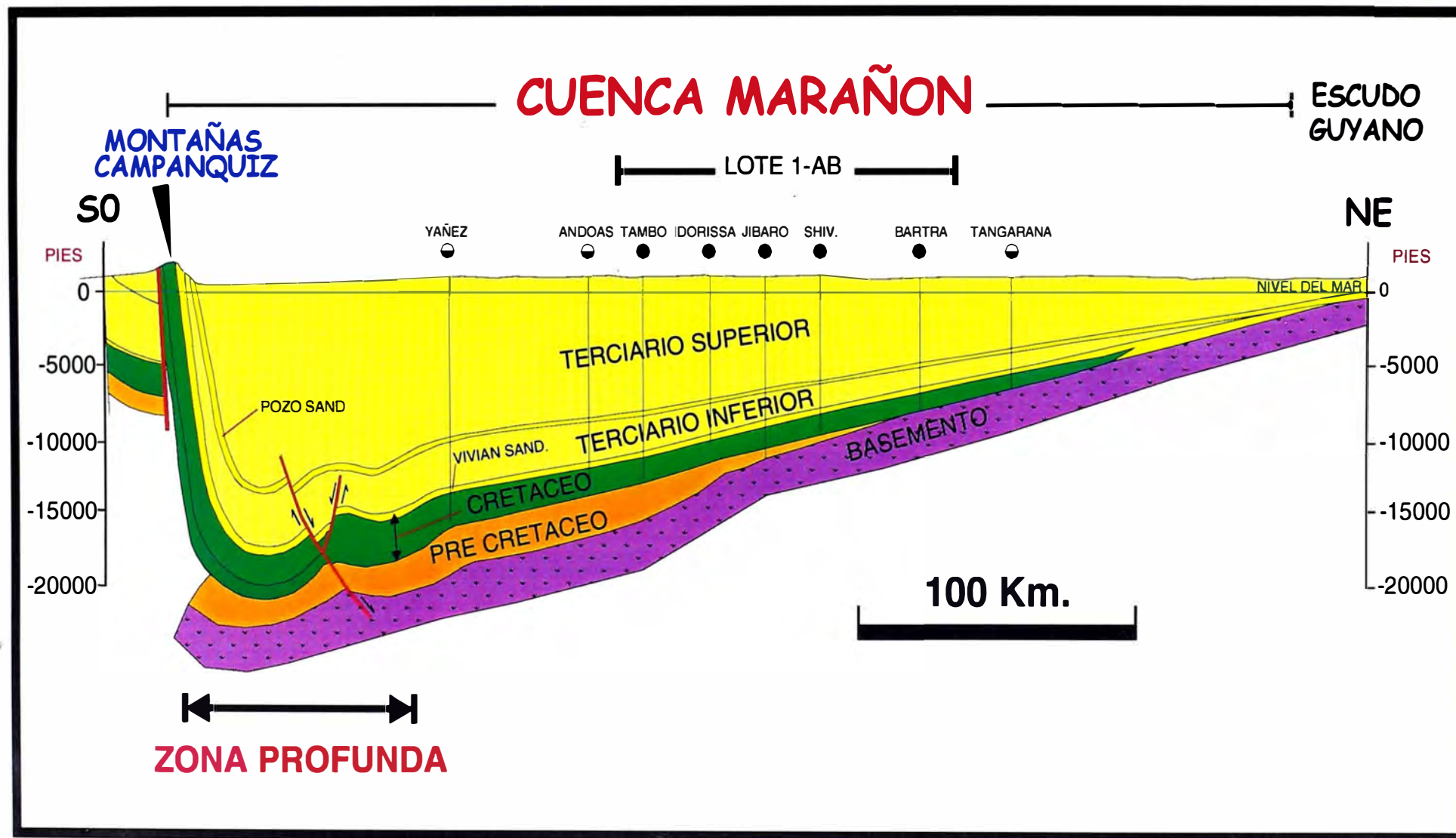


Figura # 3



*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal preferencial hacia el NNO-SSE al Sur de la deflexión de Huancabamba y NNE-SO al Norte de Esta .(DEL SOLAR, 1982.)*

Sus límites son al Norte por el alto de Vaupes, hacia el Este por los Escudos Guayano y Brasileiro, al Sur por los altos de Contamana y Contaya y hacia el Oeste por la Faja Subandina Las Cuencas Bagua y Santiago formaron inicialmente parte de la Cuenca Marañón hasta que fueron segregadas por los movimientos tectónicos producidos durante el Mio-Plioceno (Fase Quechua.) de la orogenia andina. (V. LAY , 1991.)

## II.2 ESTRATIGRAFIA

### II.2.1 Generalidades.-

La Cuenca Terciaria del Marañón tiene una cubierta sedimentaria que varía aproximadamente entre 11,500' (3,500 m.) y 30,000' (9,000 m.) de espesor , conteniendo rocas de edades que van desde el Ordovícico pasando por el Devónico, Carbonífero, Pérmico, Triásico, Jurásico, Cretácico , Terciario y Cuaternario, posee un importante potencial Hidrocarburífero, produce actualmente mas del 60% del total de la producción nacional, es por ello que ha sido ampliamente estudiada, existen múltiples trabajos los cuales se han publicado en diferentes congresos, boletines de la Sociedad Geológica del Perú, INGEMMET y sobre todo en trabajos inéditos, internos de compañías Petroleras.

El yacimiento Forestal se encuentra en la parte Nor-oriental Norte de la Cuenca Marañón (figura 1), cerca a la parte central del límite Norte del lote 1AB, operado por Occidental Peruana Inc. Sucursal del Peru, desde Octubre de 1970. El presente capítulo tratará sobre una descripción generalizada de la estratigrafía encontrada en los quince pozos perforados en este campo y uno perforado en la estructura Forestal Extensión, además se utilizó pozos exploratorios de yacimientos cercanos los cuales han penetrado formaciones Pre-Cretaceas. La secuencia sedimentaria Pre-Cretáceas ha sido perforada parcialmente en muy pocos pozos de la Cuenca Marañón, debido a que se encuentra a gran profundidad en el subsuelo y carece

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal* de interés económico en la actualidad, por lo cual se ha utilizado información de líneas sísmicas regionales y columnas estratigráficas de diversos autores para complementar la descripción estratigráfica de las formaciones del Triásico, Paleozoico y Precámbrico que estarían presentes en el subsuelo del lote 1-AB, en el cual se encuentra el área estudiada.

II.2.2

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA.-



**PERU - CUENCA NORTE MARAÑON**  
**COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA**

E D A D		FORMACION	LITOLOGIA	ESPESOR(Pies)
CENOZOICO	Q	ALUVIAL		0-500
	TERCIARIO	CAPAS ROJAS SUPER.		1,500-12,000
		FM. POZO		450-1,000
		CAPAS ROJAS INFER.		1,000-4,000
MESOZOICO		BASAL TERC.		0-300
	CRETACEO SUP.	FM. CACHIYACU		0-250
		FM. VIVIAN		90-400
		FM. CHONTA	 	500-2,800
		FM. AGUA CALIENTE		200-1,000
		FM. RAYA		50-350
	CRETAC.INF.	FM. CUSHABATAY		100-1,500
		JURAS.	FM. SARAYAQUILLO	
	TRIAS.	FM. PUCARA SUPERIOR		0-2,000
	PALEOZOICO	PERM.	GRUPO MITU COPACABANA ENE ?	
CARB.		GRUPO TARMA GRUPO AMBO		0-1,800
DEV.		GRUPO CABANILLAS		0-1,900
SILU.				
ORD.		FM. CONTAYA		0-650
CAMB.				
		PRE-CAMBRIANO-BASAMENTO		

ROCA MADRE

HORIZONTE PRODUCTOR

Figura # 4

### II.2.3 Precámbrico.-

El pozo Forestal-1 (1A-51-3X) penetró 305 pies dentro del basamento cuya edad no ha sido datada, fue perforado hasta la profundidad de 12000 pies y encontró el basamento a la profundidad de 11695 pies. La descripción de muestras de canaleta de estos 305 pies de sección perforada de basamento, esta constituida principalmente por andesitas, traquiandesitas y micasitas. Ningún otro pozo del yacimiento en estudio ha penetrado el basamento.

La respuesta del basamento en las líneas sísmicas locales y regionales generalmente es un patrón que salta a la vista, masivo y sin forma aparente debido al aumento de velocidades de reflexión, pero con un relieve erosivo fallado, formando altos y depresiones, sobre los cuales se han depositado en forma discordante sedimentos pre Mesozoicos, de edades que irían probablemente desde el Ordoviciano hasta el Pérmico.

PARDO Y ZUÑIGA , fueron los primeros en reconocer un basamento cristalino de probable edad Precambriana en el subsuelo de la región amazónica, en el año 1973.

Los afloramientos Precámbricos más cercanos a la Cuenca Marañón se encuentran en el valle del río Marañón, según DALMAYRAC, LAUBACHER Y MAROCCO, (1973). En el valle del Marañón en la Cordillera Oriental, afloran rocas antiguas las cuales han sufrido múltiples tectonismos y efectos de metamorfismo similares a los del Sur del país en Cuzco y Puno.

Principalmente este basamento cristalino esta compuesto por gneises, micacitas, anfibolitas, y filitas. Rocas metamórficas de características homogéneas de

facies desde esquistos verdes hasta anfibolitas (epizona mesozona).

#### II.2.4 Paleozoico.-

##### Paleozoico Inferior.-

El Paleozoico inferior no ha sido reconocido en el subsuelo del yacimiento Forestal, el pozo Forestal-1 encontró rocas de la Formación Sarayaquillo de edad Triásico-Jurásica, sobrayaciendo a una secuencia delgada indiferenciada pre-Cretácica. Ningún Pozo del lote 1-AB ha atravesado formaciones de edad Paleozoica.

Los pozos Capahuari Norte-2 y Carmen Norte-10, han penetrado la secuencia estratigráfica mas completa del lote 1-AB. El pozo Carmen Norte-10, ubicado aproximadamente a 30 Kilómetros al Oeste del campo Forestal, penetró una secuencia potente de capas rojas pre Cretácicas, compuesta de areniscas, limolitas, lutitas y anhidritas de color rojo, sin restos fósiles. La parte superior de esta secuencia pertenecería a la Formación Sarayaquillo del Triásico-Jurásico y la parte inferior podría constituir las facies continentales del Grupo Pucará, perteneciente al Triásico. Esta hipótesis se basa en el espesor anormalmente grande de capas rojas pre Cretácicas encontrado en el pozo Carmen Norte-10, que supera largamente al espesor de la Formación Sarayaquillo mapeado regionalmente en el subsuelo. El pozo Capahuari Norte-2, ubicado a 80 Kilómetros al Oeste de Forestal, es

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal*  
el pozo más profundo del lote 1-AB, alcanzó 18305 pies de profundidad dentro de una secuencia de calizas y lutitas del Grupo Pucará de edad Triásica.

En yacimientos vecinos ubicados al Oeste del campo Forestal, tales como Carmen, Huayuri, Dorissa, Capahuari Norte, Capahuari Sur y Tambo, las formaciones Paleozoicas se encontrarían a profundidades mayores a los 15000 pies, careciendo de atractivo económico su prospección por hidrocarburos debido a la gran profundidad de enterramiento.

(CHALCO L. 1992) menciona en su tesis para graduarse de Ingeniero Geólogo, cuatro secuencias Paleozoicas interpretadas en las líneas sísmicas del subsuelo del lote 1-AB y de áreas aledañas de la parte Nororiental de la Cuenca Marañón. La más antigua pertenecería al Ordovícico por encontrarse sobreyaciendo discordantemente al basamento Precambriano, por la amplia distribución de las rocas Ordovicianas reconocida en el antepaís, así como por su característica transgresiva, con reflectores de estas secuencias sísmicas que se truncan hacia el Este en onlap contra el Basamento. Se puede observar reflectores sísmicos de las secuencias Paleozoicas entre los puntos de tiro (50 - 220) y (500 - 680) de la línea sísmica 28.4, que pasa por la estructura Carmen. El truncamiento de las secuencias Paleozoicas contra el Basamento es claramente observado en la línea sísmica CL-5, que pasa sobre el alto de Huayurí en camino hacia la estructura Dorissa, aproximadamente en los puntos de tiro 350, 280 y 270. De igual forma se aprecia la truncación de estas secuencias en la línea sísmica regional 5, aproximadamente en el punto de tiro 500.

La correlación del Paleozoico en el subsuelo de la Cuenca Marañón es bastante difícil e incierta, ya que los reflectores sísmicos Paleozoicos se encuentran a gran



profundidad, tienen una pobre resolución y falta de continuidad lateral en gran parte de las líneas sísmicas del área. Esta carencia de resolución sísmica de los reflectores profundos se debe principalmente a la limitada profundidad de investigación con que fueron adquiridas dichas líneas y/o por la falta de reprocesamiento sísmico moderno.

#### UNIDADES LITOLÓGICAS.-

##### Formación Contaya.-

En el yacimiento Forestal la Formación Contaya del Ordovícico se encontraría ausente por no depositación, como se mencionó anteriormente el pozo Forestal-1X encontro a la Formación Sarayaquillo sobreyaciendo discordantemente a una secuencia volcánico sedimentaria pre-Cretácica. En las líneas sísmicas regionales Oeste-Este del lote 1-AB (OXY), se ha reconocido cuatro secuencias pre Cretaceas al Oeste del alineamiento estructural Carmen-Huayuri-Dorissa-Ceci, ubicado aproximadamente a 40 Kilometros hacia el Oeste del campo Forestal, pudiendo pertenecer la más antigua a la Formación Contaya (A. CHALCO L., 1993). Se ha reconocido que la Formación Contaya presenta una amplia distribución en el llano Amazonico y se ha mapeado su continuidad hacia el Noroeste y Oeste de la Cuenca Marañón. Los pozos Palmera-1X y Tapiche-1X ubicados en la parte Sur de la Cuenca Marañón atravesaron la

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal*  
Formación Contaya, evidenciando que la transgresión marina Ordovícica continúa hacia el Norte cubriendo casi todo el Perú, esto sucedió en el Llanvirniano - Llandeilliano 455 M.A. (H. EDUARDO, 1991).

#### Grupo Cabanillas.-

No se registran depósitos sedimentarios desde el Ordovícico hasta el Emsiano en el Oriente peruano, lo cual nos dá 65 M.A de exposición. Durante el Emsiano se produce una transgresión marina proveniente del Sureste llegando a cubrir las Cuencas Ucayali, Madre de Dios y Marañón (*Pozos La frontera, Palmera Tapiche, Yarina, Bretaña, Marañón 110-1 y Nahuapa*). En la Cuenca Marañón, se le asigna edades que van desde el Emsiano hasta el Eifeliano (H. EDUARDO, 1991). En las cuencas Ucayali y Solimoes, se le asigna edades que van desde el Emsiano hasta el Fameniano (MOHLER Y SILVA, 1988)

La localidad tipo proviene del lago Titicaca (NEWELL 1945.); Fue descrita como una secuencia de rocas sedimentarias de gran extensión en el Perú, llegando inclusive a Bolivia y Brasil. correlaciona con secuencias sedimentarias similares y de la misma edad encontradas en las Islas Falkland y Sud Africa. Está formación está constituida por lutitas y cuarcitas de color negro a gris verdoso cuyo espesor sobrepasa los 3,000 metros, aunque en la Cuenca Marañón le atribuyen entre 200 y 1,000 metros de espesor, (Petroperú).

En las líneas sísmicas del lote 1-AB se observa un grupo de reflectores que corresponderían a la secuencia sedimentaria Siluro-Devoniana, la cual se

encuentra sobreyaciendo en onlap a la secuencia Ordovícica. En la línea sísmica L-28.4, se puede observar reflectores de esta secuencia, se evidencia la depositación sobre un relieve erosivo, el contacto con la secuencia adyacente superior es subparalelo y angular, la secuencia se encuentra afectada por fallas formando grabens y horst. Los reflectores presentan una geometría interna de poca continuidad, paralelos aunque a veces se presentan en forma desordenada y caótica, esto probablemente sea debido a la tectónica de fallamiento que parece haber predominado sobre el plegamiento.

Paleozoico superior.-

Generalidades.-

El Paleozoico superior ha sido reconocido en el subsuelo del yacimiento Forestal (H. EDUARDO, 1991), como se menciona anteriormente, el pozo Forestal-1 encontró rocas de la Formación Sarayaquillo de edad Triásico-Jurásica, sobrayaciendo a una secuencia volcánico sedimentaria pre-Cretácica.

Ningún Pozo del lote 1-AB ha atravesado formaciones del Paleozoico superior por encontrarse a gran profundidad. Con la ayuda de líneas sísmicas regionales, se ha podido identificar y correlacionar secuencias de

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal*  
reflectores sísmicos que corresponderían al Paleozoico superior en el área del alineamiento estructural Carmen – Huayuri – Dorissa - Ceci, ubicado aproximadamente a 40 Kilometros al Oeste del yacimiento Forestal.

Pero como antes se han utilizado correlaciones sísmicas identificando secuencias y llevándolas al campo de estudio , para ello se identifican dos secuencias sísmicas en la línea 28.4 (A. CHALCO, 1992); hacia el campo Dorissa solo llega una de ellas, correspondería a secuencia paleozoico superior (I) ; la otra queda truncada en el punto de tiro (325 aprox.) de la línea CL-5 esto es al Norte del campo Huayurí , también se aprecia este truncamiento entre los puntos de tiro (810-870 aprox.) de la línea 28.4 al Sureste de la estructura Carmen.

Todos los sedimentos se depositan sobre el relieve dejado en la orogénia Eohercínica ; en el Misisipiano predomina ambiente fluvio deltaico ; sedimentos de estas edades han sido encontrados en pozos como Forestal, Jíbaro y Cunambo.

#### UNIDADES LITOLÓGICAS.-

Se pueden subdividir siguiendo las pautas de (DUNBAR & NEWELL):

#### Grupo Ambo.-

La sección tipo ha sido definida por (NEWELL, et al 1949), aflora en la quebrada de Chaupihuaranga cerca a la localidad de Ambo (Huánuco). Está compuesta de areniscas, cuarcitas compactas , areniscas tobáceas, lutitas, lechos de conglomerado y tobas volcánicas,

alcanzan 730 mts aprox. de espesor. En el alto Marañón los depósitos del Grupo Ambo suprayacen discordantes al basamento Precámbrico y mayormente son sedimentos continentales, areniscas subgrawacas, gris verdosas, conglomerados, lutitas micáceas con restos de plantas, braquiópodos , lamelibranquios etc. WILSON , REYES , GARAYAR (1967). En la Cuenca Marañón la edad atribuida es Viseano (345-325 M.A. aprox.) H . EDUARDO (1991). El Misisipiano ha sido identificado en los pozos Forestal, Jíbaro, Cunambo, Carmen, Palo seco, Marañón 110-1, Yarina, entre otros.

#### Grupo Tarma.-

Localidad tipo en las cercanías a la ciudad de Tarma ( DUNBAR & NEWELL, 1946, 1949 ).

Litología tipo consta de lutitas gris oscuras negras y verdosas, lutitas grises limosas, calizas claras cristalinas , silíceas y fosilíferas ; un nivel conglomerático con un espesor de 320 mts. aprox. ; En el subsuelo, Amazónico, Bajo Marañón, Marañón 110-1 una sección de unos 70 metros muestra una facie terrígena de lutitas gris oscuras a negras, micromicáceas, fisibles, con restos de *foraminíferos, ostrácodos y braquiópodos*, incluyendo un banco de cuarcitas basales, discordante sobre rocas Devónicas. ( PARDO Y ZUÑIGA, 1973 ). La edad es Pensilvaniano, en la Cuenca Marañón Westphaliano, Stephaniano, identificado en los pozos Palmera, Yarina, Tangarana, Jíbaro y Forestal. ( H. EDUARDO, 1991).

#### Grupo Copacabana.-

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal*

Localidad tipo en el Estrecho De Tiquina a orillas del Lago Titicaca , entre territorios del Perú y Bolivia DUNBAR Y NEWELL (1946-1949).

En el Bajo Marañón se atribuye al Permo Carbonífero una secuencia de unos 300 mts de espesor que suprayace al Paleozoico inferior con discordancia levemente angular , y esta limitada hacia arriba por una discordancia angular pré Formación Sarayaquillo.

La sedimentación calcárea continúa en el Pérmico inferior pisos Asseliano, Sakmariano, incrementándose los carbonatos la configuración Paleogeográfica es la misma en todo el Paleozoico superior y los depósitos carbonatados continuán hasta el Sakmariano en la cuenca Marañón. (H. EDUARDO, 1991)

## II.2.5 Mesozoico.-

(TRIÁSICO Y JURÁSICO.)

UNIDADES LITÓLOGICAS.-

Grupo Pucará.-

Comunmente llamado así para designar indistintamente a la secuencia calcárea del Triásico-Jurásico ; elevada al rango de Grupo para abarcar todo el conjunto de Formaciones marinas del Triásico Superior - Jurásico Inferior en la región Andina central ( JENKS, 1951 ; MEGARD 1968 ; ZSEKELY Y GROSE 1972).

Existe una amplia distribución en el Perú, de este Grupo el cual se presenta en distintas facies de acuerdo a su posición geográfica , lo cual indica variaciones laterales significativas.

El Grupo Pucará presenta dos secuencias una inferior secuencia marina típica de afloramientos Occidentales y otra superior representando aparentemente una secuencia regresiva asociada a una emersión hacia el escudo Guayano.

La unidad inferior denominada Pucará I esta caracterizada por una alternancia de calizas micríticas, densas, arcillosas, con algunos niveles de calizas bioclásticas. La unidad superior denominada Pucará II presenta a su vez dos secuencias : la inferior, caracterizada por la presencia de calizas micríticas que gradan a limolitas y lutitas, y la superior conformada por limolitas de color marrón rojizo , algo arenoso con bastante anhidrita.

En el pozo Forestal 1X se interpreta la presencia de 100 pies de lutitas y limolitas rojizas del Grupo Pucará, de acuerdo a la interpretación de las líneas sísmicas regionales que pasan por Forestal, el Grupo Pucará se encuentra presente en el subsuelo del yacimiento, su espesor va disminuyendo gradualmente hacia el Este hacia el alineamiento estructural Dorissa-Huayuri-Carmen, truncandose en onlap, adelgazandose hasta llegar a desaparecer cerca del alineamiento estructural Shivyacu-Forestal.

El pozo 2 del yacimiento Capahuari Norte, ha penetrado la secuencia del Grupo Pucará. El pozo Capahuari Norte 2 es el pozo mas profundo de el lote 1-AB, penetró el tope del Grupo Pucará a la profundidad de 16160 pies, la base del Grupo Pucará no fue atravezada, la perforación se detuvo a la profundidad de 18305 pies, dentro de la unidad inferior Pucará I, atravezando un total de 2005 pies.

El tope de la unidad inferior Pucará I fue encontrado a la profundidad de 17455 pies, el espesor

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal* penetrado fue de 855 pies, la litología esta conformada principalmente por calizas intercaladas con lutitas y limolitas. A partir de 17750 pies de profundidad, las calizas son mas limpias, calcareniticas y bioclasticas, con una textura tizosa hacia la base de esta unidad.

La unidad superior Pucará II tiene un espesor de 1150 pies, esta constituida principalmente por limolitas marrones y rojizas parcialmente arenosas, con bastante contenido de anhidrita, se observa la ocurrencia de margas en los 100 pies superiores y en los 185 pies inferiores de esta unidad.

Sarayaquillo.-

Esta constituida por una secuencia de sedimentos continentales rojos del tipo molasas. Consiste de areniscas de color anaranjado, rojo y brunaceo, de grano fino, limosas, friables, con matriz arcilloza, porosidad pobre, con estratificación cruzada de horizontes conglomeradicos intercalados con limolitas, argilitas y lodolitas de color marrón pálido, marrón rojizo moteado, en parte rojo sucio, no calcáreo a ligeramente calcáreo, micromicáceo.

Fue descrita por KUMMEL; 1946-1948, la localidad tipo es el río Sarayaquillo, afluente izquierdo del río Ucayali, distrito de Contamana, provincia de Ucayali, Departamento de Loreto.

Se extiende por toda la Faja subandina de Perú, su distribución es longitudinal y paralela a la Cuenca, con certeza desde el Pongo de Mainique al Sur hasta el Oriente Ecuatoriano, donde ha sido descrita como Formación Chapiza, correlaciona tambien con la Formación Boquerón de la zona Central del Perú. Se le asigna una edad que va desde el Oxfordiano al Titoniano, con



extensión al Berrasiano en el Ecuador (RAMIREZ ; 1986). El ambiente depositacional fue de tipo fluvial sobre llanura de inundación.

En la región comprendida entre los ríos Marañón y Pastaza no ha sido penetrada por ningun pozo pero se presume que se encuentra presente en el subsuelo por correlación sísmica con pozos que han penetrado esta Formación en areas vecinas. En el lote 1-AB ha sido penetrada en los pozos Capahuari Norte 2, Carmen Norte 10X, Forestal 1X, Jibaro 1X y otros pozos mas.

El espesor es variable, con aproximadamente 2000 metros (6560 pies), hacia la parte Oeste de la Cuenca y ún espesor promedio de 640 metros (2100 pies). Su contacto inferior es poco conocido, hacia la parte Oeste de la Cuenca suprayace con aparente concordancia a la Formación Santiago (Pucará), del Liásico, Boquerón del Padre Abad: (HUFF, 1949). Se observa claramente en las lineas sísmicas regionales Oeste-Este del lote 1-AB, que la Formación Sarayaquillo va adelgazandose gradualmente hacia el Este de la Cuenca Marañón, pinchandose y truncandose hacia el Este contra los flancos de los altos antiguos Pre-Cretácicos, como el de Huayurí donde se observan patrones de depositación en onlap. Hacia el tope denota una fase erosiva, infrayace con una ligera discordancia angular a la Formación Cushabatay del Grupo Oriente (Neocomiense-Albiense-Cenomaniense); (SEMINARIO Y GUIZADO , 1973).

## II.2.6 CRETÁCICO.-

Grupo Oriente.-

B. KUMMEL (1946) denominó Formación Oriente a una secuencia de areniscas macizas de grano grueso a fino con algunas intercalaciones de lutitas marinas de edad Cretácica inferior a media descrita en el Oriente Peruano, en el río Cushabatay, distrito de Contamana, departamento de Ucayali. Un conjunto de seis miembros fueron definidos por B. KUMMEL (1946), que de la base al tope son los siguientes: Cushabatay Aguanuya, Esperanza, Paco, Agua Caliente y Huaya.

J. ZEGARRA Y J. OLAECHEA (1970) elevan a la Formación Oriente al rango de Grupo en su trabajo "Observaciones del Cretáceo marino en el Nororiente Peruano", publicado en el primer congreso Latinoamericano de Geología (Lima-Perú), en el cual se adopta una nueva nomenclatura, cambiando al miembro Cushabatay por Formación Cushabatay; los miembros Aguanuya, Esperanza y Paco a Formación Raya; el Miembro Agua Caliente a Formación Agua Caliente; El Miembro Huaya continuó como Miembro, pero ahora pertenece a la Formación Chonta.

Una gruesa unidad de areniscas fué descubierta por KUMMEL en 1948 como grupo Oriente, la edad asignada al referido Grupo es de Cretáceo inferior a medio, en gran parte co-extensiva con la Formación Chonta, que le sobreyace. En el lote 1-AB se encuentran las Formaciones Cushabatay , Raya , Agua Caliente.

Formación Cushabatay.-

Es una secuencia de areniscas, cuarzosas, grisáceas, masivas, grano medio a muy grueso. En el lote 1-AB, Cuenca Marañón, presenta intercalaciones de horizontes de lutitas negras bituminosas, además presenta estratificación cruzada, se encuentra sobreyaciendo a las capas rojas de la Formación Sarayaquillo en discordancia angular, aunque durante la evaluación sísmica del campo en estudio se observó un contacto subparalelo, no se observó la discordancia sino más bien un paso gradual, probablemente se deba a la escasa resolución de la sísmica para definir contactos de poca angularidad.

El espesor de la Formación Cushabatay varía en un rango de 300 a 400 pies en el lote 1AB, con tendencia a engrosar hacia el Suroeste. Estas areniscas fueron encontradas saturadas de petróleo pero con permeabilidades reducidas en los campos más profundos como Capahuari Sur, Tambo y Dorissa y saturadas con agua en los más someros tales como Forestal, Shiviayacu y San Jacinto.

Los fósiles son escasos en esta Formación, en el Pongo de Tiraco (LAMONS 1968) identificó especies de palinomorfos como : Classopolis sp , Zonatapollenites sp , Ishyoporites sp , etc. así como un nuevo género de palinomorfo el Pentapsis , se le atribuye edad Albiana , sin embargo no se excluye una edad Neocomiense para la parte inferior ; Aptiano CANFIELD 1982 ; KUMELL , 1948 ; CHALCO Y RODRIGUEZ , 1975.).

Formación Raya.-

KUMELL en 1948 describió a orillas del río Cushabatay tres Mienbros, que de la base al tope son; Paco, Esperanza y Aguanuya, posteriormente estos serían

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservoirio Vivian en el Yacimiento Forestal agrupados y elevados a la categoría de Formación Raya.*

En la Cuenca Marañón no se encuentran bien definidos los tres Miembros de la Formación Raya, una secuencia de lutitas de color gris negrusco a negro identifican a esta Formación, representando los primeros sedimentos marinos del Cretáceo depositados en la Cuenca.

La Formación Raya en el lote 1-AB esta constituida por una alternancia de lutitas grises a grises verdosas, fisibles y carbonosas, con algunas intercalaciones de calizas y limolitas que gradan a areniscas finas con estratificación cruzada. El espesor varía entre 60 y 180 mts. presenta amonites lo que ha permitido asignarle una edad Albiana (SOTO; 1986). En el Ecuador, la Formación Raya forma parte de la Formación Napo.

Formación Agua Caliente.-

Fué descrita por MORAN Y FYFE en (1930) en una sección del río Pachitea y luego por KUMELL en (1948) en la quebrada de Agua Caliente, área de Contamana.

Litológicamente está compuesta de areniscas blanquesinas a grises de grano medio, grueso, a conglomerádico, cuarzosas, de estratificación maciza y cruzada, con intercalaciones de lutitas negras, carbonosas, con restos de plantas, PARDO Y ZUÑIGA (1973).

Por su posición KUMELL; 1948 le asignó una edad Albiana superior a Cenomaniano, (CHALCO Y RODRIGUEZ; 1975). De acuerdo a LAMMONS; 1968, en el Pongo de Tiraco en la parte media de la secuencia de la Formación Agua Caliente, encontró palinomorfos, tales como el Pentapsis , Ameobapsis , etc. y le asignó una edad Cretáceo medio. Soto; 1986, le asignó una edad Cenomaniana. El contacto inferior con la Formación Raya

es gradacional y concordante. El ambiente depositacional de la Formación Agua Caliente es fluvio deltaico. En el Ecuador esta Formación forma parte de la Formación Napo.

En el lote 1-AB, las areniscas de la Formación Agua Caliente presentan buenas características de roca reservorio, con muy buenas porosidades y permeabilidades, pero se encuentran saturadas con agua. El espesor de esta Formación varía entre 200 y 300 pies, pero con marcada tendencia a engrosar hacia el Sur donde supera los 1,000 pies.

Formación Chonta.-

Esta Formación es una de las más importantes desde el punto de vista económico por hidrocarburos, es la roca madre que generó el crudo del sistema Cretáceo que se explota en el lote 1-AB, además tiene importantes reservorios, tales como Pona, Cetico y la Arenisca Chonta, de los cuales se extrae crudo en la actualidad en los lotes 8 y 1-AB de la Cuenca Marañón. También es un excelente horizonte marcador para correlaciones estratigráficas tanto en perfiles eléctricos como en líneas sísmicas, esto se debe a su gran continuidad lateral y a su amplia distribución en la Amazonía peruana.

Inicialmente fué descrita por MORAN Y FYFE (1933), como una secuencia clástica, marina, en una isla llamada Chonta a orillas del río Pachitea.

La sección tipo, es una unidad litológica de origen marino, consiste fundamentalmente de lutitas de color gris a gris oscuro, con intercalaciones en proporciones variables de calizas gris claras, cremas y

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal* hasta marrones, margas de tonos similares y areniscas glauconíticas en menores proporciones. KUMMEL; 1946, describe dentro del Grupo Oriente a un Miembro arenoso denominado Huaya suprayaciendo a la Formación Agua Caliente, posteriormente una nueva clasificación lo incluye dentro de la Formación Chonta.

Tiene una amplia extensión y distribución en llano Amazónico y en la faja subandina, en la región del río Santiago tiene entre 900 y 1,200 m. de espesor, en los cerros Cahuapanas y el valle del Huallaga su espesor varía entre 500 y 800 m. aproximadamente, en el área de Tingo María alcanza un espesor medio de 500 m. aproximadamente, en el Sur del Perú disminuye su espesor en unos 250 m., en la región entre los ríos Corrientes y Pastaza tiene entre 150 y 250 m. de espesor. La Formación Chonta en el Ecuador forma parte de la Formación Napo, en el Brasil en la Cuenca Acre es conocida como Formación Río Azul, en Bolivia es conocida como Formación Flora. La Formación Chonta también correlaciona con las Formaciones andinas Celendín, Cajamarca, Rosa, Crisnejas, Jumasha, Pariatambo, y Chulec de los Andes centrales (WILSON, 1961). El eje de máxima subsidencia está localizado cerca a la faja subandina mientras que hacia el Este se va haciendo más arenoso y de facies continentales, hacia los escudos Guayano y Brasileño y hacia el alto estructural de Contaya.

El contenido en macrofósiles es abundante, variando según el área estudiada, la edad de la Formación va desde el Albiano medio hasta Maestrichtiano, (SEMINARIO & GUIZADO; 1973). BASSLER; 1924 encontró fauna Albiana: *pelecipodos*, *Nucula nuculoides* Gabb ; *Corbula Raimondi* Gabb. *Exógira fourneli* (Coquand). SINGELWALD; 1927 reportó *Exógira Aquila* (Brogniart), y amonites como el *Coilopoceras newell* Benavides, *Coilopoceras lesseli*,

*equinoides Hemiasterournelli y Deshayes* del Turoniano superior. También se ha encontrado una variedad significativa de Tisotia como la *Compresa Knetchel, Peroni Lisson etc.* del Coniaciano inferior.

El contenido de foraminíferos es abundante en algunas áreas, en el pozo Capirona X-2, C.R. HALLER; 1973 (inédito), reconoce *Heterobelix (Gumbelina) sp., Praeglobotruncana (?) sp., Clavhedbergella sp.*, atribuidos al Santoniano y Coniaciano.

El ambiente sedimentario de la Formación Chonta es netamente marino, hacia el Este, hacia los escudos Guayano y Brasileño el ambiente depositacional va cambiando a subambientes litoral e infralitoral y están representados por secuencias arenosas transgresivas con intercalaciones de lutitas.

En el área de estudio varios pozos han atravesado toda la Formación Chonta, con un espesor total promedio de 940' (285 m.). C. VALLEJOS; 1987 realizó una subdivisión eminentemente práctica de la Formación Chonta para el área de Huayurí Dorissa, la cual consta de cuatro unidades. Para el área del yacimiento Forestal y en general para el área del lote 1-AB, propongo una división de la Formación Chonta en cinco unidades litológicas basada en descripción de muestras de canaleta y perfiles eléctricos, la cual presento a continuación :

Miembro Chonta inferior.- Suprayace concordantemente a la Formación Agua Caliente, generalmente la base de la Formación Chonta está constituida por una secuencia de areniscas transgresivas basales, que es llamada en el lote 1-AB como arenisca Chonta basal, la cual está saturada de petróleo en la parte crestal de la estructura Forestal, es importante del punto de vista de roca reservorio.

Miembro Arenisca Chonta.- Importante del punto de vista de roca reservorio. En el campo Forestal, se encuentra a la arenisca Chonta saturada de petróleo, está constituida por areniscas gris claras, cuarzo hialino, grano grueso a mediano, bien clasificado con trazas de glauconita, moderadamente compacta, con matriz blanquecina, hacia el tope de esta arenisca presenta bioturbación en óndulas, el espesor varía de 40' pies a menos teniendo significativas variaciones laterales debido a su ambiente de canales "(washover)" (C. VALLEJO , 1987). luego sobre esta arenisca se presenta una lutita gris oscura, fisible que divide ó sella en el tope esta arenisca .

Miembro Caliza Chonta.- llamada también caliza principal, es un paquete masivo de aproximado 90' pies, compacto, moderadamente dura, biomicrítica, con presencia de glauconita, es un paquete de rocas bastante homogéneo, muy útil para correlación

Miembro Caliza lutacea Chonta.- Constituido por calcilutitas y calcarenitas interestratificadas con lutitas de color gris oscuro masivo y glauconíticas , con algunas intercalaciones de areniscas claras, finas con matriz caolinitica.

Miembro Lutitas Chonta.- constituida por lutitas negro grisáceas bastante hojosas, fisibles, astillosas con trazas de glauconita y material bituminoso.

Formación Vivian.-

La más importante desde el punto de vista económico en la cuenca Marañón, tiene su localidad tipo



en el área de Contamana en la quebrada de Vivian, de allí proviene el nombre, el cual le fué otorgado por (KUMMEL, 1948). (SINGEWALD, 1927), los describe como "arenisca de Huacacqui" mientras que otros geólogos la denominan "Formación Rampart" ; (MORAN Y FYFE, 1933) lo describen como areniscas azúcar en la región del bajo Pachitea; en el Ecuador adquieren el nombre de areniscas "San Fernando" ó Arena M-1, (CAMPBELL, 1970); en la región de Acre (Brasil), "Areniscas Sungara" , (OPPENHEIM,1957) ó también "Arenita Do Divisor", (MOURA & WANDERLY, 1938).

La Formación Vivian es una arena masiva que cubre toda la porción de la cuenca Marañón y gran parte de la Amazonía peruana , se extiende hasta países vecinos como Ecuador, Colombia, Brasil; está compuesto de areniscas en estratos gruesos a medios ; de color marrón amarillento; los tamaños varían de muy grueso a fino ; el grano es de cuarzo hialino y ocasionalmente lechoso , regular a buena clasificación, subangular a subredondeado ; presenta buen grado de esfericidad ; matriz arcillosa y caolinítica sobre todo en la base y el tope ; cemento silíceo; se podría decir que son arenas limpias, todo esto contribuye a que tenga buena permeabilidad sobrepasando muchas veces los 5 darcis; los parámetros de porosidad y permeabilidad muestran una relación directa con la profundidad siendo mayores en los sedimentos más someros (gráfico 26).

Los últimos estudios sugieren una edad Campaniano inferior, (BOLAÑOS , 1990) ; sin embargo este rango podría llegar hasta el Campaniano superior (V. LAY ,1991).

De acuerdo a criterios utilizados en la correlación de registros eléctricos se le ha dividido en tres cuerpos inferior, principal y superior (VALLEJO, 1987;

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal* (BECERRA, 1991) de acuerdo a su comportamiento eléctrico y ambiente.

En el campo Forestal el reservorio Vivian principal o Vivian "A" se encuentra distribuido en todos los pozos variando su espesor en forma lateral, esto es completamente normal debido al ambiente de canal trenzado ó ("Braided Channel"), (VALLEJO , 1987).

El contacto inferior con la formación Chonta es definido pero en algunos pozos se ve una base erosiva de canales, lo que nos evidenciaría uno de los pulsos de la Fase Peruana. El contacto superior con la Formación Cachiyacu es gradacional.

Formación Cachiyacu.-

Suprayaciendo en forma concordante a la Formación Vivian se encuentra una formación de facie marina, (KUMMEL, 1948) le asigna el nombre en la quebrada de Cachiyacu sobre la margen izquierda del río Ucayali a unas lutitas de color gris oscuro , arcillas margosas y limolitas con fauna de agua marina , salobre.

En cuanto a su distribución se encuentra expuesta en los cerros Contamana y río Cushabatay, departamento de Loreto, en el Pachitea y Tambo , zona central del Perú; su mejor desarrollo se reconoce al Oeste y suroeste de la Cuenca Marañón; al norte del campo Capahuari desaparece por discordancia erosional infrayace en discordancia erosional a sedimentos del Terciario.

La Formación Cachiyacu contiene restos de pelecípodos pero de poco valor cronoestratigráfico; (SINGELWALD, 1944) recolecta especímenes en los sedimentos de la isla Chonta donde KUMMEL le atribuye Cachiyacu, posteriormente serían estudiados por (PILSBRY,

1944) y le asigna una edad Maestrichtiana; el inconsistente material solo permite atribuirle una edad a fines del Cretáceo, (SEMINARIO & GUIZADO, 1973). Sin embargo en base a sus relaciones estratigráficas (PARDO, 1976) le infiere una edad Maestrichtiano inferior; en el área del Bloque 1-AB (OXY), el espesor varía de 15' (5 m.) a 90' (27 m.).

## II.2.7 Cenozoico

### UNIDADES LITÓGICAS.-

#### Capas Rojas .-

Sedimentos de colores variados, rojizos, púrpuras, marrones, abigarrados; litológicamente monótonos: conglomerados, areniscas, limolitas, arcillas poco compactadas, productos volcánicos y evaporitas componen estos depósitos molásicos (KOCH & BLISSEMBACH , 1962) conocidos con el nombre de Capas Rojas. Son el producto de acarreo de material rocoso proveniente de la erosión de los primeros relieves Andinos. Con espesores variables que llegan a mas de (3,000 pies) cubren una gran extensión en la Amazonía peruana.

Diversos autores las han estudiado, así es que (STEINMAN, 1922-1930) la denomina "formación Puca"; SINGELWALD, 1927-1930) y actualmente otros geólogos la denominan "Red Beds"; (MORAN Y FYFE, 1933), (RUEGG, 1947) y (ROZENWEIG, 1953) "Capas Rojas" ; (KUMMEL, 1946) , "Grupo Contamana" .

En 1949 WILLIAMS en la zona del Norte en el Oriente Peruano, divide estas Grupo Huayabamba, Fm. Pozo, Grupo Chiriaco.

#### Capas Rojas Inferiores.-

Constituído por lodolitas rojas y púrpuras, con intercalaciones de limolitas y areniscas finas, de color predominantemente rojo variando a púrpura, amarillentos, hasta marrones; Sobreyace en discordancia erosional a la Formación Cachiyacu e infrayacen en concordancia con la Formación Pozo; en el campo Forestal el espesor promedio es de 2,000' (610 m.) aproximadamente y en el área del 1-AB varía de 800' (244 m.) a 3,200'(976 m.).

Siguiendo las descripciones de (VALDIVIA, 1974) sobre el grupo Huayabamba describe para este intervalo tres unidades : "Huchpayacu, Casa Blanca, Yahuarango".

De acuerdo a exhaustivos trabajos realizados por diversos Geólogos, (KOCH & BLISSEMBACH, 1962) ; (SEMINARIO & GUIZADO 1973) ; (GUTIERREZ CHAVEZ, 1975), luego compilados por Robertson Research Group 1981, seis zonas de microfósiles son reconocidas, cuatro de ellas en base a charofitas y dos de ellas en palinomorfos: (zona *Rhabdochara rolli*, Paleoceno, parte basal de Huchpayacu);(zona *Porochara Gildemeisteri*, Huchpayacu, Paleoceno.); (zona *Proxapertites operculatus*, Huchpayacu parte inferior de Yahuarango, Paleoceno-Eoceno temprano.); (zona *Sphaerochara*, Yahuarango, Eoceno temprano.); (zona *Tectochara supraplana*, Principios Eoceno medio a Eoceno tardío, infrayaciendo a la Formación Pozo.); (zona *Monoporites annulatus*, Eoceno

medio.)

#### Formación Pozo.-

Por su posición dentro de la columna estratigráfica, litología y facie característica en el Oriente Peruano , esta formación es de especial interés para correlación estratigráfica ya que es fácil para reconocerla además marca e identifica el cambio entre Terciario inferior y superior.

El nombre le ha sido asignado por (WILLIAMS, 1949) no indica localidad tipo, pero deben corresponder a un lugar denominado Pozo , cerca de la desembocadura del río Santiago donde (BASSLER, 1924) denominó "Pozo Beds", consisten en lutitas gris verdosas, compactas fisibles y parcialmente glauconíticas. En el 1-AB (OXY), está compuesta de un túfo arenoso de color blanco en la base , seguido de un banco de coquina , sobre el que se depositan areniscas de grano fino ligeramente verduzca, escasamente arcillosa en partes calcáreo friable , hacia el tope lutitas grises a gris verdosas y gris azuladas , con intercalaciones de margas y lutitas de color.

Estudios realizados con información palinológica sugieren una edad Eoceno tardío, R.R.( 1981). Ostrácodos en la parte superior constituye la fauna dominante y han sido estudiados por KOCH & BLISSENBACH (1962) ; SEMINARIO Y GUIZADO (1973) ; GUTIERREZ Y CHAVEZ (1975) sugieren edad Oligoceno . PARDO,(1976) Y RIOS (1990) nos dan una edad Eoceno superior a Oligoceno ; el ambiente deposicional es Marino somero, a marisma (lagoon).

### Capas Rojas Superiores.-

#### Formación Chambira.-

En contacto gradacional sobre la formación Pozo se encuentra la formación Chambira, fué descrita por KUMMEL (1948), en la quebrada Chambira afluente del río Cushabatay.

En la selva Norte predominan lodolitas rojas , púrpuras y amarillas con intercalaciones delgadas de areniscas, limolitas y calizas hacia la base, (en la zona de estudio se encuentra un miembro arenoso basal bien definido), la anhidrita abunda en toda la sección. Microfaunas salobres ó marinas estan ausentes, pero las charofitas son comunes, especialmente en la parte basal de la sección, se ha comprobado la presencia de Tectochara Ucayalensis, Tectochara Parva, Ostracodo M-20, Ostracodo M-11, entre otros, SEMINARIO Y GUIZADO le asignan una edad Mioceno-Plioceno (1973); PARDO, (1976) le asigna una edad Oligoceno.

El ambiente de depositación es continental aluvial, de clima árido, sus depósitos estan distribuidos en toda la cuenca incluyendo a el lote 1-AB. En el Ecuador la dividen en dos formaciones, "Orteguaza" la inferior y "Chalcana" la superior (CANFIELD , 1982).

#### Formación Pebas.-

Abundante información referida al estudio de la microfauna contenida en está formación, ha sido descrita con más de 25 trabajos publicados; DE GREVE describe

sistemáticamente 24 especies de pelecípodos correspondientes a 6 géneros además de 26 especies de gasterópodos en más de 11 géneros ; diferentes autores han contribuido también como: CONRAD (1871 ; 1874 ) ; WOODWARD (1871) ; DALL (1872) ; BOETTGER (1878), ETHERIDGE (1879) ; ROXO (1924) ; MARSHALL Y BOWLES (1932) ; BERRY (1937) ; LUEGO PURPER (1977) y lo más reciente sería VERISSIMO COSTA EN (1980-1981) Y KADOLSKY (1980).

La Formación Pebas se encuentra aflorando en la margen izquierda del río Amazonas entre Iquitos y Tabatinga, Brasil ; el nombre le fué dado por GABB (1868) cuando describe micrómoluscos de este afloramiento; luego STEINMAN, (1930) ; RUEGG Y ROZENWEIG, (1949) describen brevemente este afloramiento , constituida por unos 80 mts. de arcillas azuladas y grises ; lechos delgados de lignito y capas amarillentas de micromoluscos.

En el subsuelo de la Selva Norte se han encontrado foraminíferos arenosos de difícil identificación con frecuencia aparece el Ostracodo M-16, restos de peces, tallos de vegetales piritizados y tallos de charofitas (*charaxis sp.*), SEMINARIO Y GUIZADO (1973). En los pozos perforados entre los ríos Tigre y Corrientes abundan gasterópodos como: *Hydrobia (conradia) confusa*, *Hydrobia (conradia) tricarinata*, *Liris Minúscula*, entre otros. Hasta la actualidad no existe un consenso de la edad de la Formación Pebas, la determinación del rango es Eoceno a Pleistoceno; PARDO EN 1976 le asigna Mioceno; La posibilidad de que corresponda al Mioceno superior, en base a estudios de polen en afloramientos que indican la presencia de *Trillites inbrex cf.* TSHUDY del Mioceno de Colombia y Venezuela MALLOY (1958).

### Sección posterior a Pebas.-

Un ambiente predominantemente continental, de una secuencia de molasas correspondería a las secuencias más jóvenes posterior a la formación Pebas, ésta incluiría a las formaciones de Ipururo, Marañón, Corrientes. El contenido fosilífero es muy escaso pero se encuentran tallos de Charofitas (*Charaxis sp.*), restos de peces y vegetales piritizados. SEMINARIO Y GUIZADO (1973).

#### II.2.8 Cuaternario.

Se encuentra representado por suelos, terrazas y depósitos fluviales, constituidos en su mayor parte por gravas y material aluvial, los cuales cubren en su mayoría las áreas bajas de la cuenca.



### III. CAPITULO III

## RASGOS TECTONICOS Y GEOLOGIA ESTRUCTURAL DE LA CUENCA MARAÑÓN.-

### III.1 GENERALIDADES.-

La gran Cuenca Oriente, cuya superficie se extiende desde la parte Nor-oriental del Peru, hasta la parte Oriental del Ecuador y la parte Sur-occidental de Colombia, se encuentra ubicada en la porción miogeosinclinal del geosinclinal Andino, el cual conformó una depresión elongada que se desarrolló entre el límite oriental del geoanticlinal del Marañón y los escudos

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal Guayano y Brasileño.* La Cuenca Oriente está constituida por tres "Sub-cuencas" denominadas Marañón en el Perú de 450,000 Km<sup>2</sup> (Touzett; 1985), Napo en el Ecuador de 100,000 Km<sup>2</sup> (Campbell; 1970) y Putumayo en Colombia de 48,000 Km<sup>2</sup> (Gove; 1985).

La Cuenca Marañón es una depresión estructural elongada y asimétrica que se formó en el antepaís durante el Terciario tardío por los movimientos orogénicos Andinos ocurridos desde fines del Mioceno hasta el Pleistoceno (Fig.# 3). Los elementos estructurales que limitan la Cuenca por el Norte son el alto de Cononaco, reconocido en estudios geosísmicos cerca a la frontera entre el Perú y el Ecuador y el Arco de Vaupes que se extiende hacia el Oeste del escudo Guayano en la zona del Putumayo al Sur de Colombia. La Cuenca hacia el Sur se extiende hasta el Arco de Contaya y los cerros Cushabatay en el Perú Centro-oriental. El borde Oriental está definido por el Arco de Iquitos, que une los escudos Guayano y Brasileño, el límite Occidental aunque no está tan bien definido, generalmente es localizado en las estribaciones más orientales de la faja subandina (F. Soto; BSGP, Tm 60; 1979. OXY; informe interno).

En la Cuenca Terciaria del Marañón se reconocen varios modelos estructurales, pudiendo variar de acuerdo a la posición en que nos encontremos dentro de la Cuenca. La configuración estructural Pré-Cretácea ha tenido una influencia determinante en la forma estructural actual de las Formaciones Cretáceas y Terciarias, se considera que los altos Pré-Cretáceos han tenido un rol determinante en la acumulación de petróleo en los reservorios Cretácicos de la Cuenca Marañón (G. SALAS, 1991).

A partir del borde oriental hacia la parte central de la Cuenca, la sección sedimentaria conforma un amplio homoclinal con buzamiento suave hacia el Oeste-Suroeste (aproximadamente 2 grados ó 50 pies/Kilometro), hasta llegar al

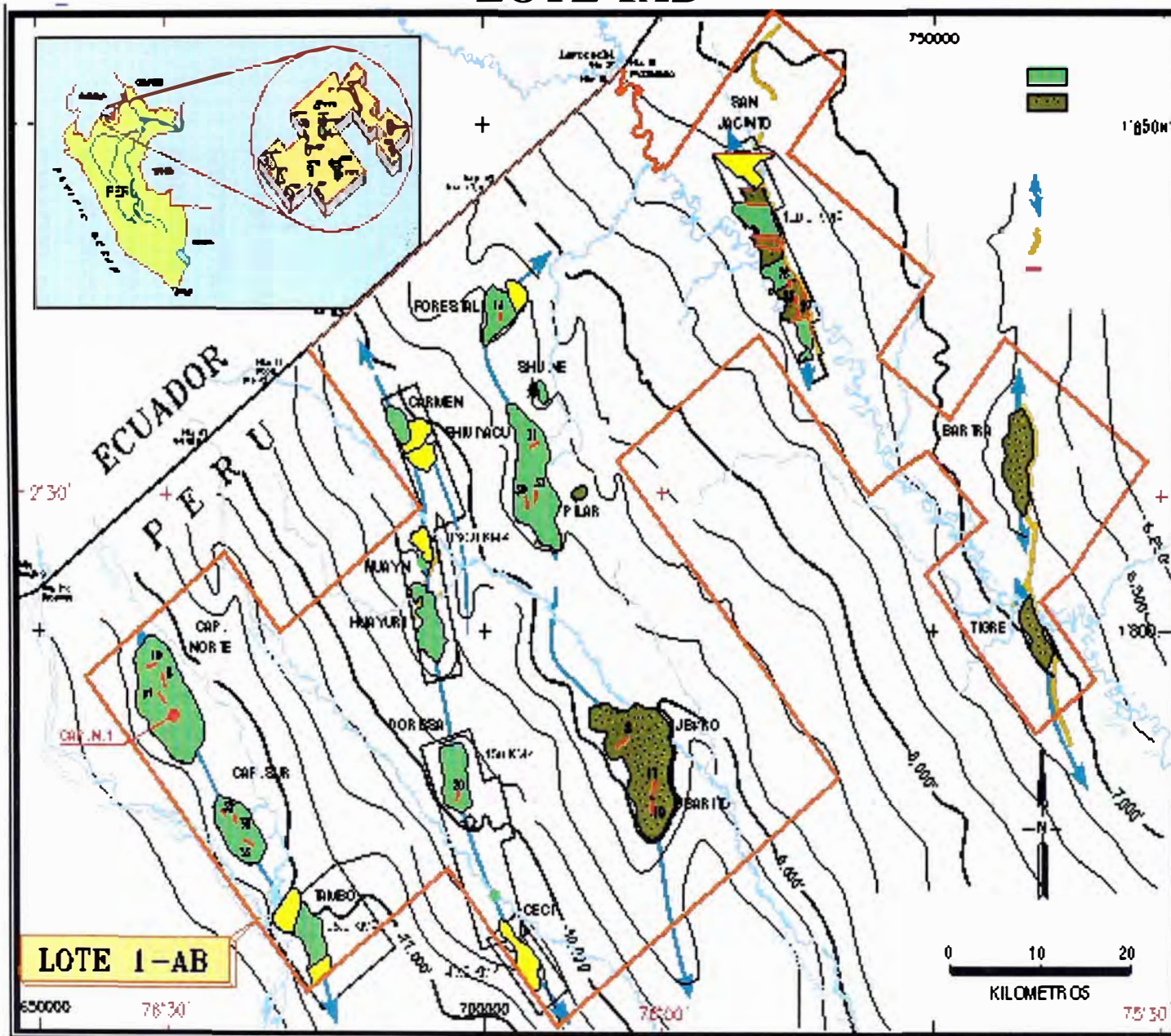
eje actual de la Cuenca, donde la secuencia sedimentaria Terciaria alcanza más de 20,000 pies de espesor (Fig. # 3), el eje de mayor espesor tiene una orientación N-NO cambiando a N-NE a partir de la intersección de los cerros Campanquis y Cahuapanas (Del Solar; 1982). Dentro de éste gran homoclinal se desarrollan algunos pliegues anticlinales de muy bajo relieve, que en algunos casos forman alineamientos perpendiculares al buzamiento regional. Los anticlinales se formaron principalmente por compactación diferencial al depositarse los sedimentos del Cretáceo sobre "altos" pre-existentes. Las estructuras ubicadas en la parte oriental de la Cuenca son asimétricas debido a que las rocas Cretáceas sobreyacen al basamento y reflejan la morfología del mismo. Hacia las partes central y occidental del homoclinal las estructuras son grandes y simétricas, debido a que las rocas Cretáceas suprayacen a una potente sección sedimentaria Jurásica, Triásica y Paleozoica. En la parte Oeste y Nor-Oeste del monoclinal, cerca al depocentro de la Cuenca (lote 64, área Situche; Ver Fig. # 2 y 3), el estilo estructural es muy parecido al tipo de Cuenca de faja subandina de origen andino, con sobrescurrimientos y pliegues anticlinales con fallamiento normal e inverso, los cuales fueron originados por grandes esfuerzos compresivos, con intrusión de diapiros salinos Pre-Cretáceos que afectan a las rocas Cretácicas y Terciarias.

Hacia el Oeste del eje actual de la Cuenca las rocas Cretáceas y Terciarias forman un homoclinal angosto que asciende rápidamente con buzamientos mayores a los 10 grados hasta aflorar en la superficie.

En el lote 1-AB se han reconocido con la ayuda de la sísmica cuatro alineamientos importantes de estructuras cuyos ejes son paralelos al rumbo regional de la secuencia sedimentaria Cretácica (Fig. #5), los cuales de Oeste a Este y de Norte a Sur



# MAPA ESTRUCTURAL - TOPE DE LA CALIZA CHONTA LOTE-1AB



*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal*  
son los siguientes:

- 1.-Macusari – Capahuari Norte, Central y Sur – Tambo – Tucunare.
- 2.-Carmen – Huayurí Norte y Sur – Dorissa – Ceci.
- 3.-Forestal – Shiviayacu – Jibaro – Jibarito – Jibarito Sur – Margarita – Mainas – Marta.
- 4.-Cunambo – San Jacinto – Bartra – Tigre.

Existen también estructuras aisladas que no están aparentemente asociadas a los alineamientos anteriormente nombrados, tales como Forestal Extensión, Pilar, Sungaroyacu, etc.

Se ha reconocido en el lote 1-AB cuatro tipos de estructuras que están estrechamente asociadas a los alineamientos estructurales anteriormente mencionados, La ocurrencia de ellas de Oeste a Este es como sigue:

- a) Anticlinales simétricos no fallados.
- b) Narices estructurales sin cierre sísmico al norte.
- c) Anticlinales asimétricos no fallados.
- d) Anticlinales asimétricos contra falla al Este.

En el lote 1AB no es raro encontrar estructuras con forma de narices estructurales en las cuales el cierre estructural sísmico Norte es imperceptible (Dorissa, Huayuri) probablemente debido a basculamientos terciarios (D. CONNER 1979. ); el buzamiento regional de la cuenca es muy suave de 1° a 2° grados en el bloque 1AB, incrementándose hacia el Oeste; el eje de máxima depositación se encuentra en el flanco Oeste de la cuenca.

### III.2 RASGOS ESTRUCTURALES DEL PRE-CRETACEO.-

En el subsuelo de la Región Amazónica se puede reconocer un "Basamento cristalino" Pre Ordovícico probablemente pre Cámbrico, (PARDO Y ZUÑIGA 1973).

Las líneas sísmicas de la Cuenca Marañón muestran un marcado cambio (discordancia angular) entre lo que se considera basamento cristalino y Paleozoico ; se aprecian cuerpos con una geometría definida y dirección reconocible, sobreyaciendo a una masa de reflectores sísmicos, disturbados, Línea sísmica Dorissa-Huayuri (Fig.#6) que van en todas direcciones, probablemente debido a un rápido aumento en las velocidades de reflexión; además se aprecia como este basamento presenta altos, y depresiones bastantes marcadas, las cuales controlaron la depositación del Paleozoico así como provocaron un fallamiento normal, en el mismo.

El Basamento Cristalino infrayace al Cretáceo hacia el Este en levantamientos estructurales ó arcos, en la Cuenca Marañón en la parte (NE-E) hacia el arco de Iquitos donde el Terciario descansa sobre el Basamento (H. LAURENT , 1985).

Durante la correlación sísmica entre los Campos Carmen, Huayurí, Dorissa , Jibaro y Forestal, se pudo observar la línea sísmica 28.4 en la cual A. CHALCO (1991) identificó cuatro secuencias sísmicas en el Paleozoico, basado en esta acertada interpretación, se llevo a cabo una correlación hacia el Campo Forestal, donde se observó en el Paleozoico, 3 marcadas secuencias quedando una cuarta truncada en onlap durante la correlación; distinguidas por la configuración sísmica estratigráfica, las cuales nos indican 3 discordancias regionales mayores, una fase Tectónica Siluriana ó mas antigua ?. (H

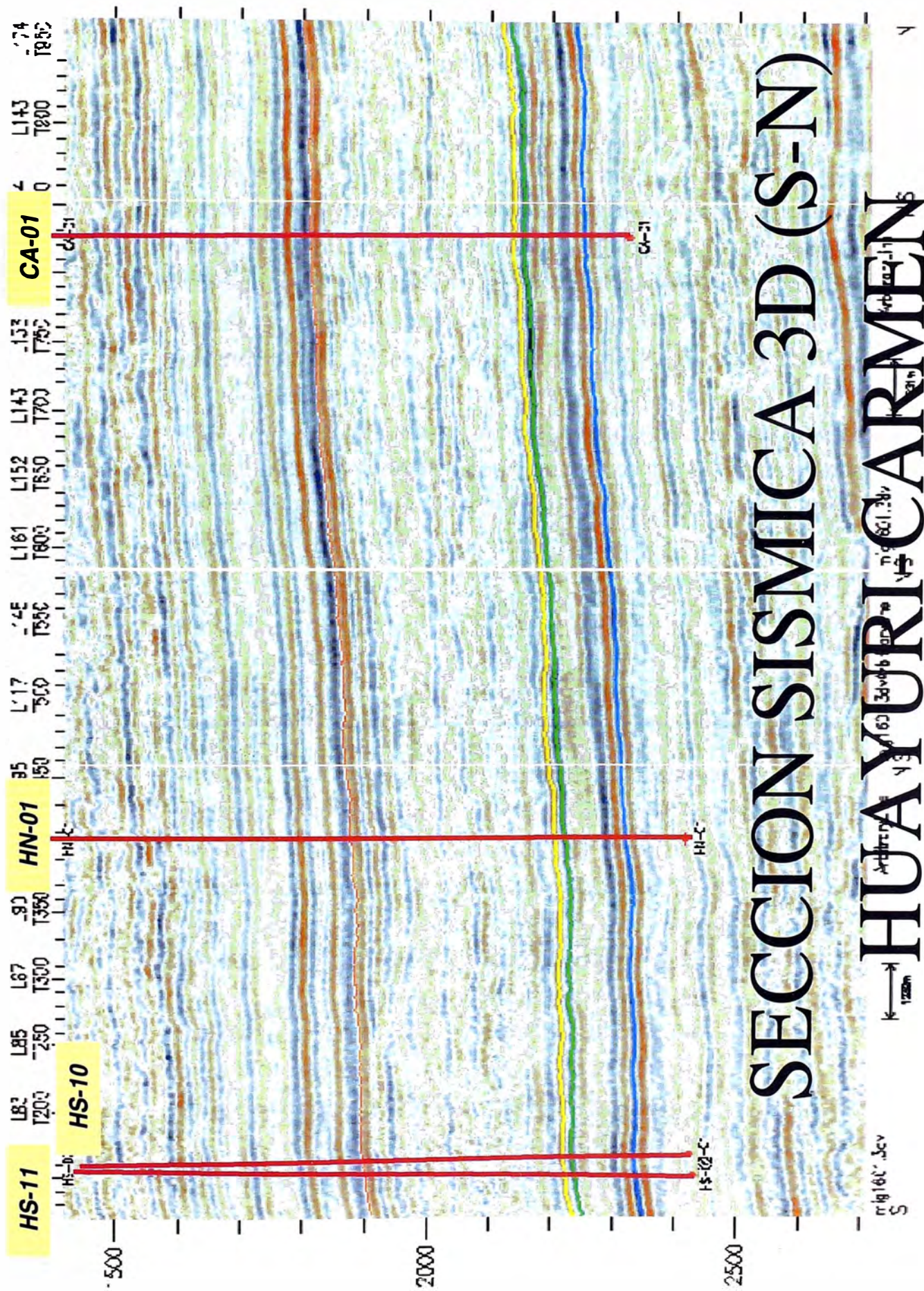


Figura # 6

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal LAURENT, 1985*), otra Pre Carbonífera (Fase Eohercínica) y una tercera fase Tardihercínica , también es observable un intenso fallamiento en bloques formando grabens y horst, los cuales han controlado la depositación.

Se reconocieron dos tipos de fallamiento durante el Paleozoico uno intenso de Rumbo N-S, NO-SE, EO , NE-SO; principalmente en la fase tardihercínica el fallamiento ha dado lugar a altos y bajos de rumbo NNO-SSE a NO-SE , el fallamiento en bloques es seguido por uno transcurrente NE-SO a EO (lotes 8,10,14, p. ej.) inferido por el desplazamiento lateral izquierdo en general de los altos y bajos ó flexuras para el Paleozoico (H. LAURENT 1985.)

Dentro de la geometría de la secuencia Paleozoica , en la Cuenca Marañón estos contornean por el Oeste al Arco de Corrientes para extenderse hacia el Ecuador, su límite Oriental es irregular.

### III.3 RASGOS ESTRUCTURALES DEL CRETACEO.-

A principios del Cretáceo se desarrolló en la selva del Perú una cuenca de carácter miogeosinclinal, limitado en el flanco Oriental por los Escudos Guayano y Brasileiro que son los que van a aportar los sedimentos del Grupo Oriente, con un sistema fluvio deltaico; en la parte Oeste de esta cubeta encontramos un arco alineado en el sentido de la actual cordillera Oriental NW-SE.

Durante la sedimentación Cretácica se reconocieron subcuencas dentro de la cubeta miogeosinclinal , es así como se ubica la subcuenca Marañón, limitando al Norte y Sur con los arcos Cononaco y Contaya respectivamente.

Hacia fines del Cretáceo superior se inicia una secuencia continental regresiva, (fase Peruana...) de las



Formaciones Vivian y Cachiyacu, (PARDO & ZUÑIGA, 1973) seguido de las capas rojas Huchpayacu, es por ello que no se reconoce en las líneas sísmicas una discordancia, debido a que el paso del Cretáceo al Terciario es transicional. Lo que si se puede observar en las líneas sísmicas con procesos de migración final, es la configuración interna de la secuencia sísmica Cretácica, en ella los reflectores sísmicos son mas ordenados y continuos, mientras que en las Capas Rojas se presentan disturbados y agrupados en formas irregulares.

Con la colmatación de la cuenca, entradas marinas transgresivas del mar de Cachiyacu y una posterior regresión finaliza la era Mesozoica.

#### III.4 RASGOS ESTRUCTURALES DEL Terciario.-

A principios del Terciario la joven cordillera Andina fue intensamente erosionada, es así como la Cuenca Marañón recibe aporte de sedimentos del tipo molasas (KOCH & BLIESSENBACH, 1962).

Un evento importante se desarrolla durante el Eoceno medio, se inicia una transgresión marina en la cual se deposita la Formación Pozo, la que por su continuidad se hace ideal para efectos de correlación sísmica, además marca la diferencia entre Terciario Superior e Inferior. Nuevamente una regresión nos lleva a encontrar sedimentos continentales. Toda la secuencia del Terciario incluyendo la Formación Pebas fueron afectadas por deformaciones pertenecientes a las fases Quechua. (PARDO & ZUÑIGA , 1973).

Ademas el basculamiento hacia el S-SO posterior a

la Formación Pebas fué el causante de una remigración de crudos hacia el N-NE, (D. CONNER; 1980); también las estructuras del tipo anticlinal, monoclinal perdieron cierre crítico hacia el Norte ; Los crudos remigrados dejaron huellas de petróleo residual así como permitieron reconocer fallas menores de corto desplazamiento vertical que no son reconocidas en la sísmica (A. BECERRA 1991.); finalmente el paroxismo Mio Plioceno afectó todo el Oriente Peruano definiendo las presentes provincias fisiográficas en el sistema fluvial del Amazonas. (M. CAVALCANTE & E. DE PAULA 1991).

### III.5 ALINEAMIENTOS ESTRUCTURALES.-

---

Actualmente han sido reconocidos y mapeados 4 principales alineamientos estructurales en el Bloque 1-AB, en base a estudios de interpretación de líneas sísmicas (Fig.# 5).

Estos son de Este a Oeste:

- Macusari, Capahuari Norte y Sur, Tambo.
- Carmen, Huayuri, Dorissa, Ceci.
- Forestal, Shiviayacu, Jibaro, Jibarito, Mainas, Margarita.
- Cunambo, San Jacinto, Bartra, Tigre.

Poseen una orientación promedio NO - SE ; NNO - SSE. Es de notar que el alineamiento Carmen - Ceci presenta estructuras sin cierre crítico hacia el Norte probablemente el mismo está dado por fallas de corto desplazamiento vertical.

### III.6 ESTILO ESTRUCTURAL DE LA CUENCA MARAÑÓN.-

Se presentan a continuación algunas de las formas características de las estructuras de la Cuenca Marañón.

Capahuari Sur, Forestal, Shivyacu, etc. son anticlinales de suaves plegamientos por reacomodo de la geometría de los pilares Permo-Triásicos con compactación diferencial generalmente poseen poco cierre estructural varía de 0.025 milisegundos. a 0.005 milisegundos.

Huayuri, Dorissa, Ceci, etc. son narices estructurales que no presentan cierre crítico hacia el Norte en las interpretaciones sísmicas y en las cuales se ha probado petróleo en formas comerciales, de hecho Dorissa posee un considerable volumen de crudo.

Pavayacu. Suave plegamiento , anticlinal asimétrico asociado a reactivación de fallas de basamento pre Cretáceo , tiene una orientación en su eje principal NW-SE , se encuentra una falla inversa al Este de la Estructura, el cierre vertical aproximado es de 90 milisegundos.

Situche Norte. Anticlinal con cierre vertical, presenta un conjunto de fallas normales en bloque, también en la misma zona se presentan estructuras en bloques tipo Horst controlados por fallas y con intrusiones de diapiros salinos.(RR. 1989).

Cuinico Sur. Domo anticlinal asimétrico, posee un eje principal con orientación NNW-SSE. Presenta fallas sólo en el Pre Cretáceo.

## IV. CAPITULO IV

### ESTRUCTURA DEL CAMPO FORESTAL.-

#### IV.1 GENERALIDADES.-

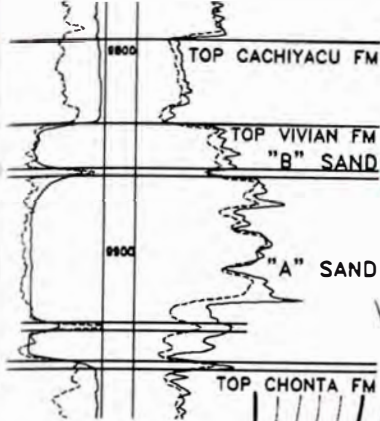
La estructura Forestal se encuentra ubicada en la Cuenca Terciaria del Marañón, aproximadamente entre las coordenadas IPC-T.M. 1'827,000 N. - 1'838,000 N. y 697,000 E. -706,000 E., en el Lote 1 AB. Operado bajo contrato de servicio por la Compañía Occidental Peruana Inc. Sucursal del Perú.

Desde el inicio de la perforación del pozo exploratorio Forestal-1X el 30 de Marzo de 1973, hasta la actualidad se han perforado un total de 15 pozos en el yacimiento Forestal (Fig.#7) y uno en la estructura Forestal Extensión.

TYP.LOG F-7

700,000

705,000



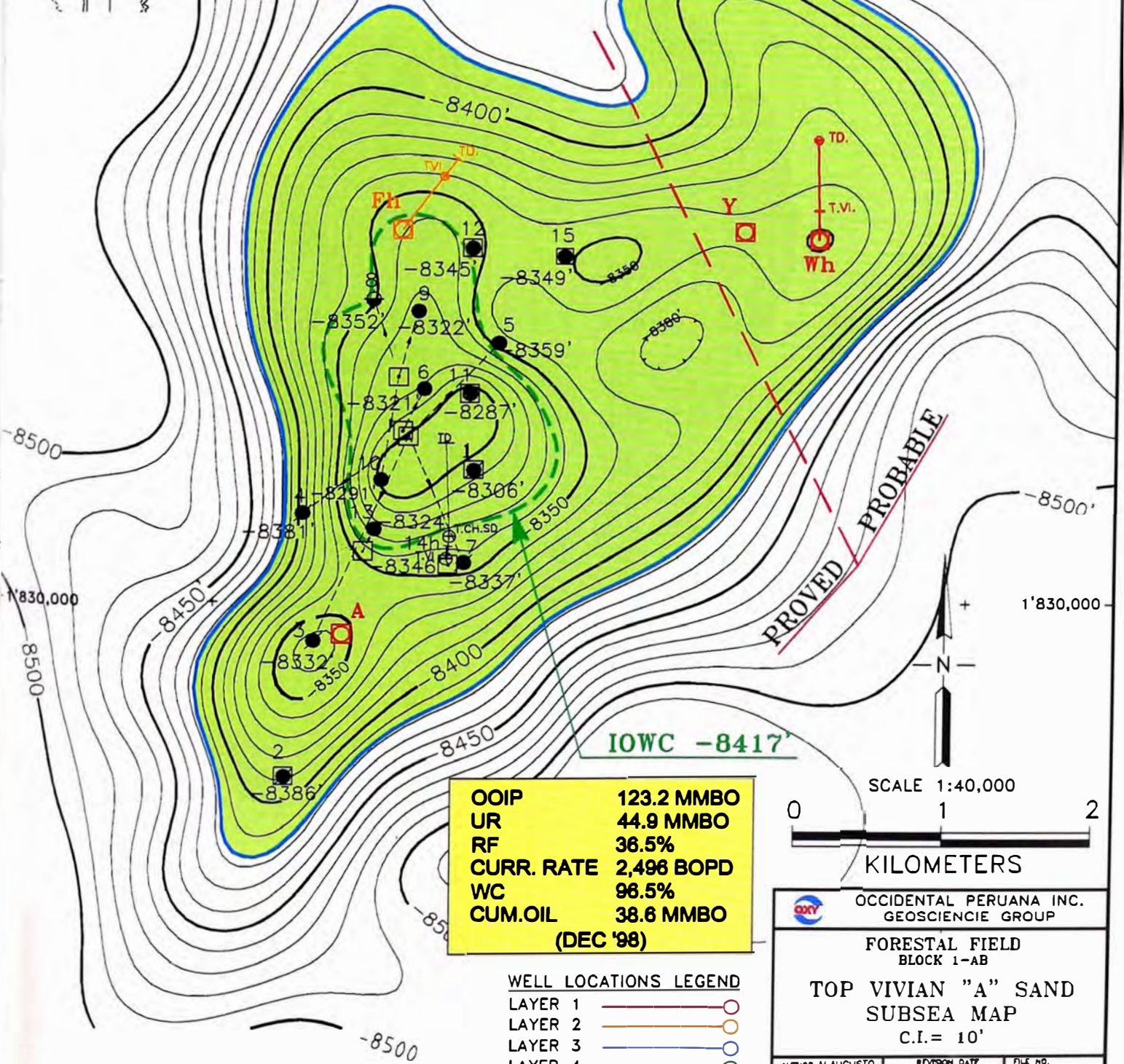
MAP LEVEL

OOWC -8417'

WELLS LEGEND

- - DRILLING ISLAND
- - OIL PRODUCER
- ⊕ - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
- ⊖ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
- ⊙ - ABANDONED OIL PRODUCER
- ⊗ - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
- ⊕ - NEVER PRODUCER
- - ZONE NOT PRODUCTIVE
- - ZONE NOT REACHED
- - PROPOSED LOCATION

SPILL POINT



PROVED / PROBABLE

IOWC -8417'

OOIP	123.2 MMBO
UR	44.9 MMBO
RF	36.5%
CURR. RATE	2,498 BOPD
WC	96.5%
CUM.OIL	38.6 MMBO
(DEC '98)	

WELL LOCATIONS LEGEND

LAYER 1	○
LAYER 2	○
LAYER 3	○
LAYER 4	○

SCALE 1:40,000



KILOMETERS

OCIDENTAL PERUANA INC.  
GEOSCIENCIE GROUP

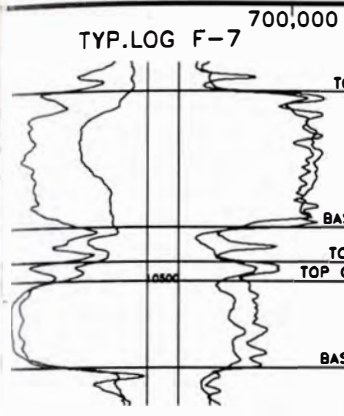
FORESTAL FIELD  
BLOCK 1-AB

TOP VIVIAN "A" SAND  
SUBSEA MAP  
C.I.= 10'

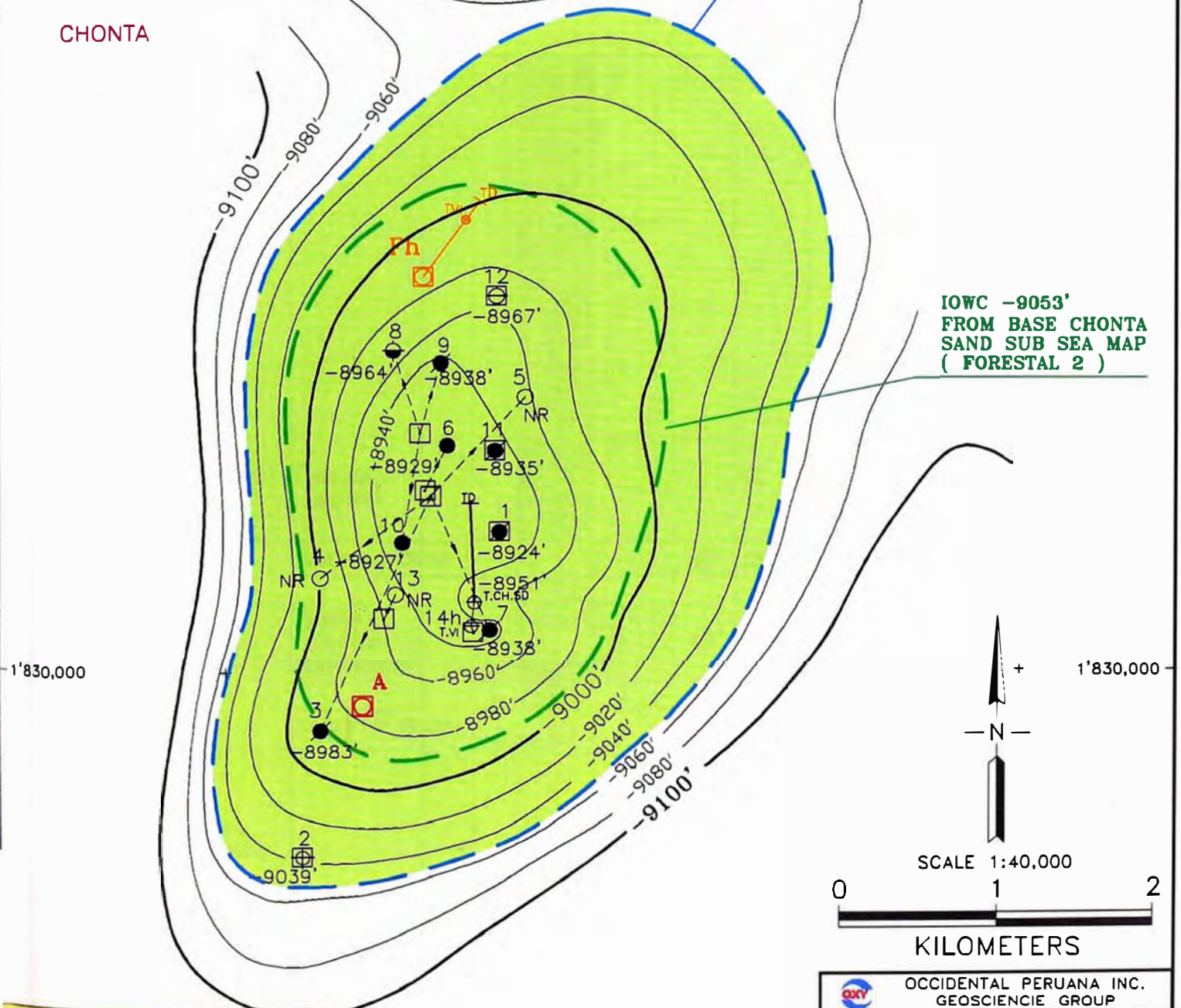
AUTHOR: M. AUGUSTO	REVISION DATE	FILE NO.
DATE: AUG '98		
DRAWN: M.A./ARG	AUTHOR: DATE	FOTVADSS98

700,000

Figura # 7



- 705,000
- WELLS LEGEND**
- - DRILLING ISLAND
  - - OIL PRODUCER
  - ⊙ - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
  - ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
  - - ABANDONED OIL PRODUCER
  - - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
  - - NEVER PRODUCER
  - - ZONE NOT PRODUCTIVE
  - - ZONE NOT REACHED
  - - PROPOSED LOCATION



OOIP	35.0 MMBO
UR	11.9 MMBO
RF	33.9%
CURR. RATE	3,284 BOPD
WC	94.4%
CUM.OIL	10.8 MMBO
(DEC '98) 00,000	

- WELL LOCATIONS LEGEND**
- LAYER 1 ——— ○
  - LAYER 2 ——— ○
  - LAYER 3 ——— ○
  - LAYER 4 ——— ○

OCcidental PERUANA INC.  
GEOsciencie GROUP

FORESTAL FIELD  
BLOCK 1-AB  
TOP CHONTA SAND  
SUBSEA MAP  
C.I. = 20'  
(PRELIMINARY)

AUTHOR: C. ROSCO	REVISION DATE	DWG. NO.
DATE: AUG '94		
DRAFTER:	AUTHOR: A.B. DATE: SEP '98	FOTCHSDSS94

Figura # 8



## PERU - LOTE 1-AB REGISTRO TIPICO DEL CRETACEO

EDAD	FORMACION	MIEMBRO	CARACTERISTICAS DE RESERVORIO					
			Ø (%)	SW (%)	K (md)	*API		
TERCIARIO	CAPAS ROJAS INFERIORES CACHYACU	ARENA BASAL TERCARIO		●	21-22	38-54	800-3500	11-11.5
		VIVIAN "B"						
CRETACEO	VIVIAN	VIVIAN "A"		●	14-21	17-58	80-8000	10.5-35.3

Las Formaciones productoras son Vivian y Chonta en su miembro Arenisca Chonta, también son productivas en la cresta de la estructura las areniscas basal e inferior del miembro Chonta inferior; se encuentran en producción un total de 9 pozos para la Formación Vivian y 3 para Chonta, con un acumulado de 39.221 MMBP. y 10.717 MMBP. respectivamente hasta Setiembre de 1999.

La gravedad del crudo en unidades API promedio para Vivian es de 17.7° y 34.5° para la Formación Chonta (Fig.# 32); actualmente este campo viene siendo intensamente estudiado para calcular las reservas de petróleo movable que aun posee .

#### IV.2 INTERPRETACION ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO FORESTAL.-

La interpretación estructural del yacimiento Forestal está basada principalmente en el mapeo y correlación de líneas sísmicas con procesos de migración Final, Stack (Fig.#10), a la fecha hay aproximadamente 115 Kilómetros de líneas sísmicas 2D que cubren la estructura (Fig.# 11). Se reproceso toda la información sísmica después de la adquisición de 2 líneas sísmica disparadas en la campaña del año 1997 (Fig.#12). Para la interpretación sísmica se ha utilizado el programa computarizado Seisworks de la compañía Landmark. Identificando los mejores reflectores para correlación mediante el uso de sismogramas sintéticos (Fig.#13), además se utilizó conceptos de sísmo-estratigrafía para la identificación de secuencias Pre-Cretácicas. Las lecturas en tiempo han sido tomadas en cada punto de tiro a lo largo de todas las líneas sísmicas en todo el campo, para así poder tener un control detallado sobre la configuración de la estructura. Se utilizó la información de los 16 pozos del área para





# FORESTAL FIELD

LINE 81 - 23.3

SW

NE

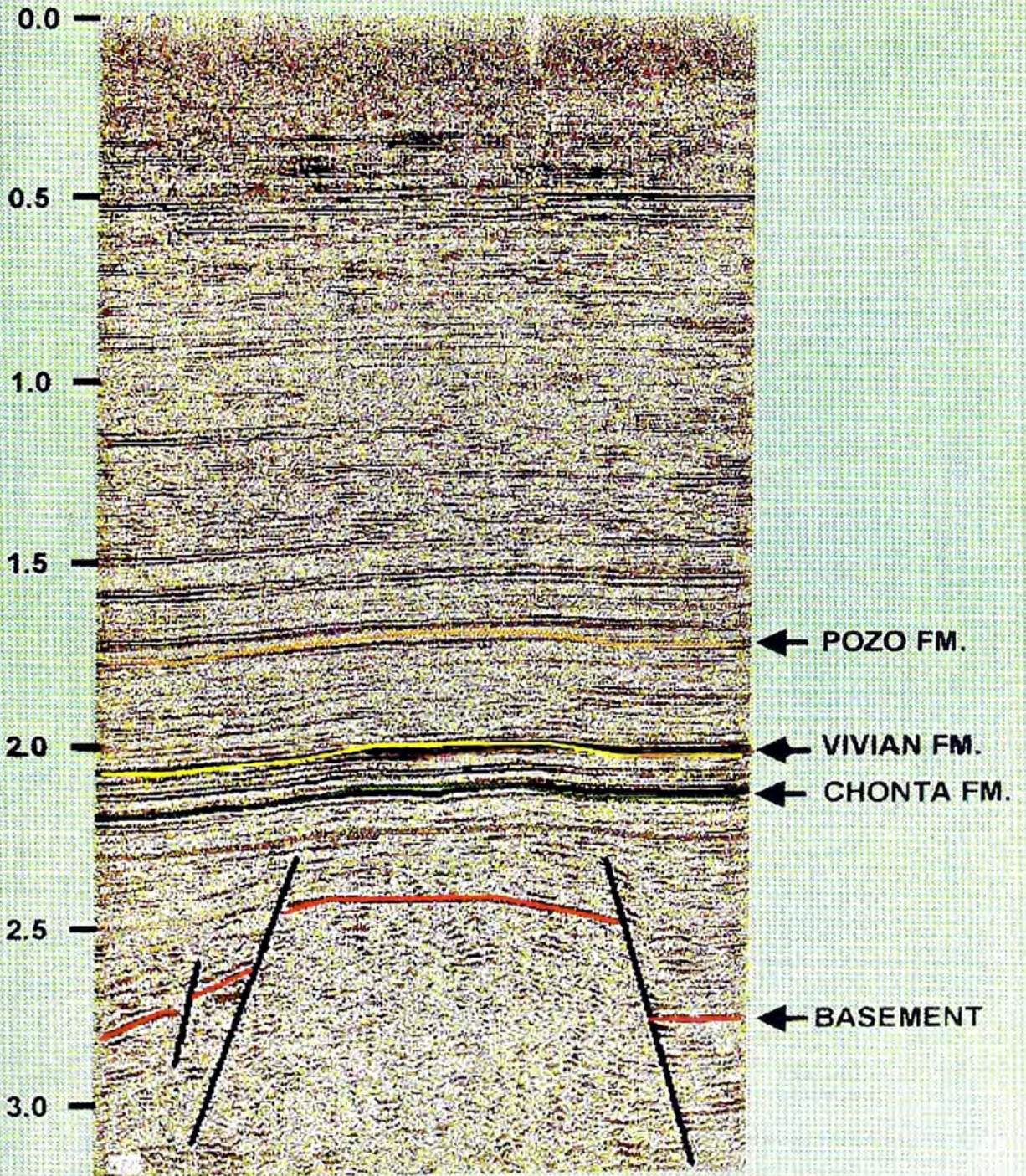


Figura # 10



# CAMPO FORESTAL MAPA BASE

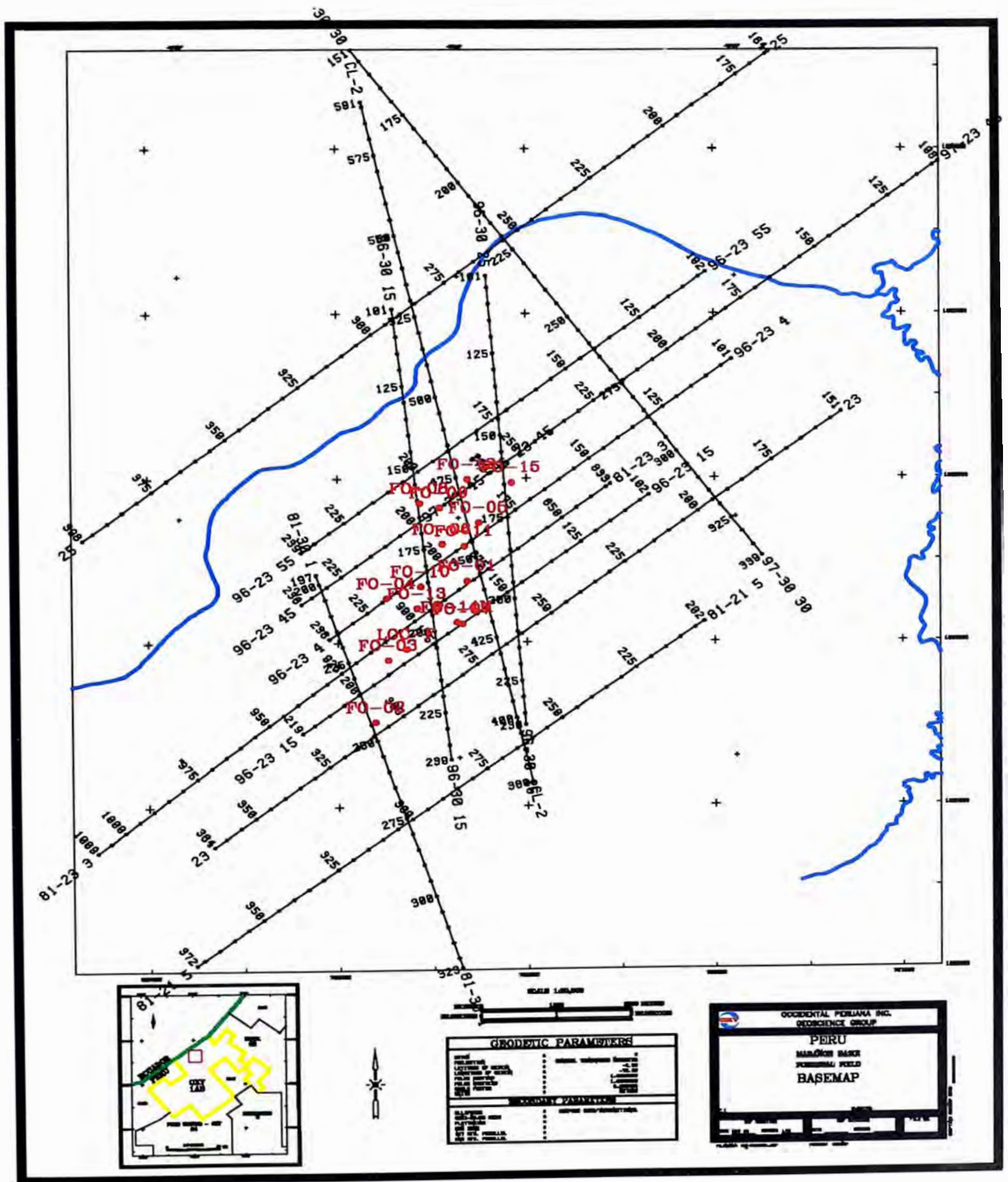


Figura # 11

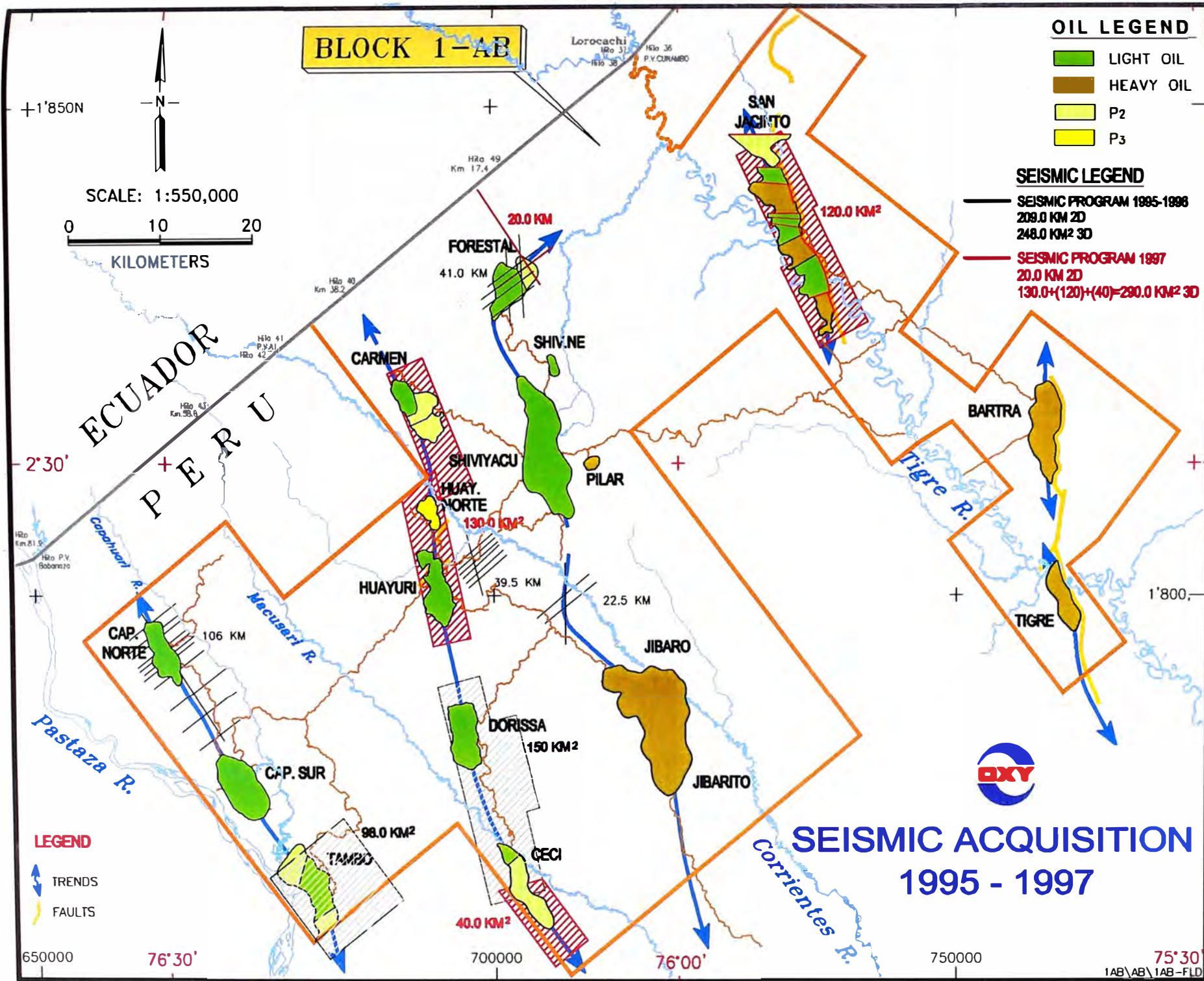


Figura # 12

# SISMOGRAMA SINтетICO - POZO FORESTAL-1

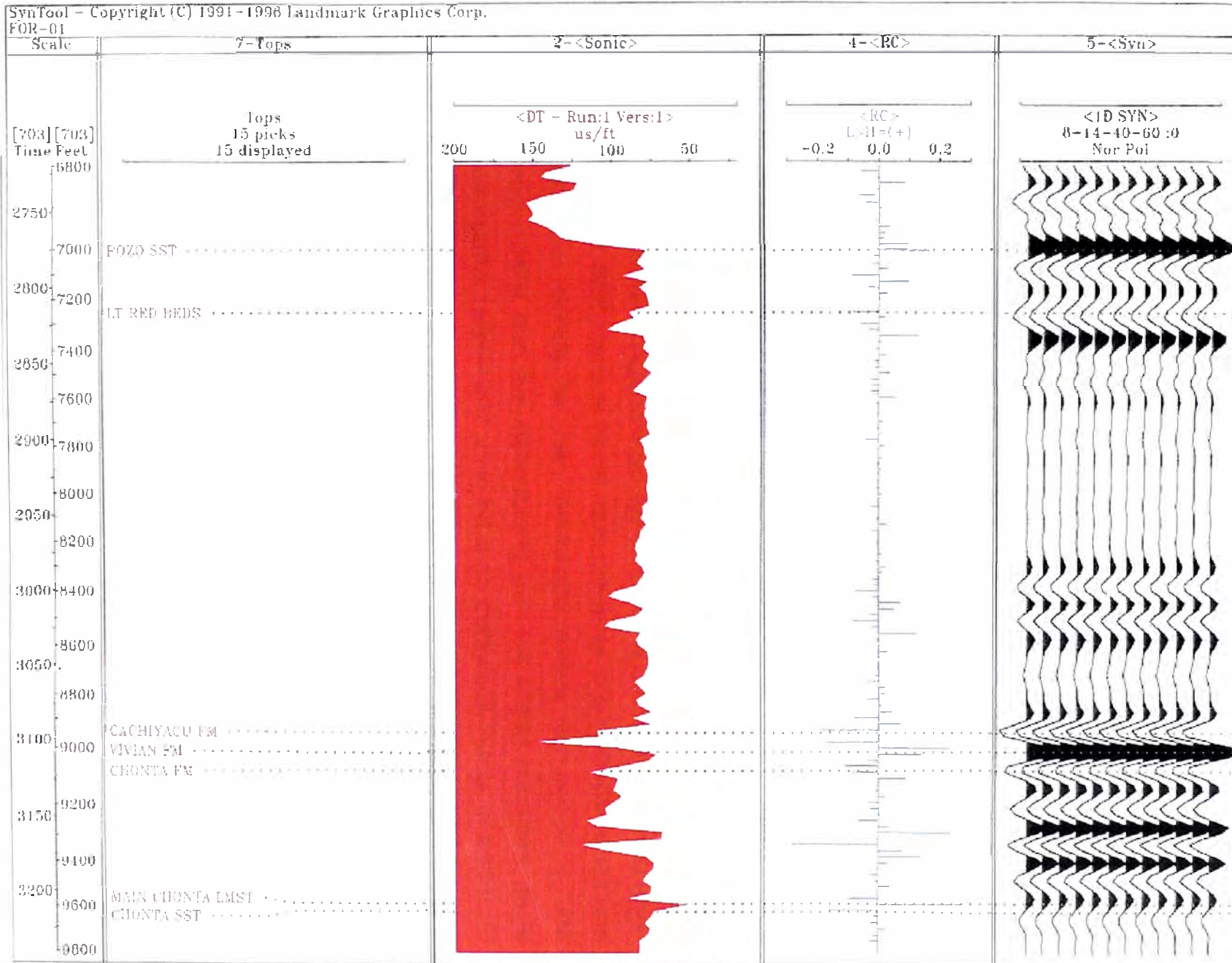


Figura # 13

confeccionar el mapa de velocidad sísmica que se utilizó para convertir los mapas de tiempo en profundidad.

Para definir la estructura se confeccionaron mapas estructurales en tiempo y en profundidad, en las formaciones ó niveles característicos y para entender la evolución mapas isócronos, secciones horizontalizadas (Flattened), secciones estructurales, estratigráficas , esquemáticas etc.

Estos son a grandes rasgos la mayoría de los instrumentos usados para realizar la interpretación estructural del campo.

### IV.3 ESTRUCTURA ACTUAL.-

---

La estructura Forestal es un pliege anticlinal ligeramente elongado cuyo eje al sur tiene un rumbo N-S variando a NNW-SSE hacia el Norte, que presenta dos culminaciones una principal donde se han perforado todos los pozos y una secundaria que fue descubierta con las líneas sísmicas de la campaña 1996-1997 y no ha sido perforada hasta la fecha. El buzamiento de los flancos es suave, de aproximadamente 2 grados (Fig.#14).

### IV.4 EVOLUCION ESTRUCTURAL.-

---

Se ha horizontalizado (Flatened) los reflectores Paleozoicos, Triásico – Jurasicos, Cretásicos (Caliza Chonta y Cachiyacu) y dos reflectores Terciarios (Pozo e intra-Terciario) para analizar la evolución estructural del yacimiento Forestal. En los



# YACIMIENTO FORESTAL MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO CON EL GRID NO EDITADO (T1)

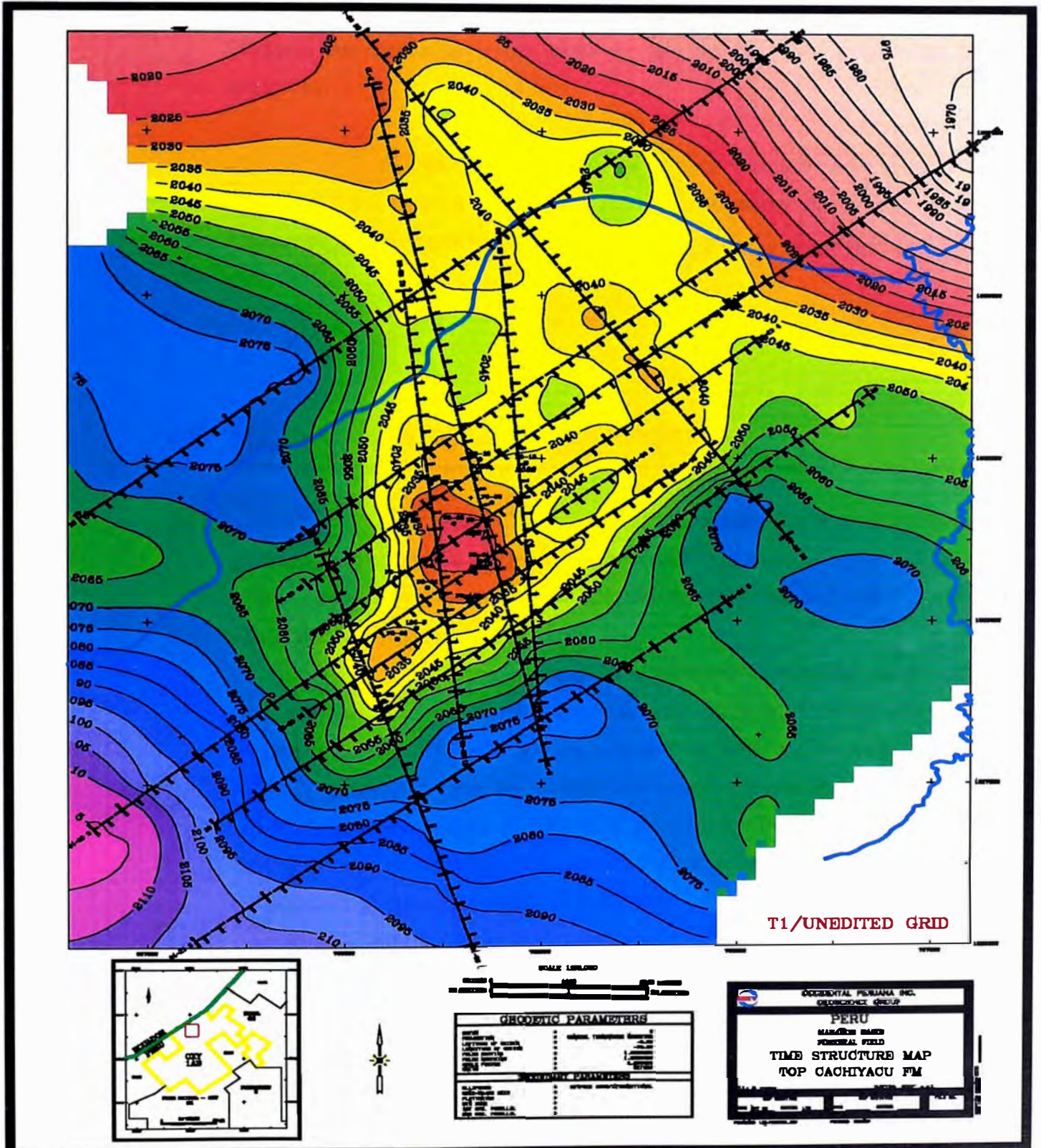


Figura # 14

diagramas preparados de la línea 23.3 se puede observar el basamento pre-Cambriano con fallas normales de alto ángulo, así como la presencia de la secuencia paleozoica, así como el intenso fallamiento ocurrido en el euhercínico y en el tardihercínico. También se puede observar que la secuencia de la Formación Pucara es delgada y en algunas zonas no está presente por erosión.

Podemos observar en estos diagramas de la línea sísmica 23.3 que la estructura Forestal al tope de la Formación Vivian sigue la morfología estructural del pre-Cretáceo (Fig. # 15 a 21).

#### IV.5 MAPA AL TOPE DE LA CALIZA PRINCIPAL.-

La caliza Chonta se presenta en las líneas sísmicas como un excelente reflector marcador en todo el lote 1-AB, es claro, definido y presenta una excelente continuidad por lo que es ideal para correlación.

La cresta de la estructura se presenta claramente definida en la zona central del campo, encontrándose un cierre sísmico de más de 20 milisegundos, que abarca los pozos FO-1, FO-10, presenta una excelente inmersión hacia los flancos y la parte Sur, pero hacia el Norte la estructura se presenta menos definida con una montura hacia el Norte en el contorno de 2.155 segundos y otra ubicada al Noreste en el contorno de 2,150 segundos. Hacia la parte noreste se puede apreciar la segunda culminación estructural de menor tamaño con un cierre de 5 milisegundos con una tendencia poco definida.

La estructura es ancha hacia el norte con más de 3.5 Kilómetros de ancho y se va angostando gradualmente hacia

# EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA ESTRUCTURA FORESTAL LINEA SISMICA 23.3 ETAPA - 1



**ETAPA-1.- HORIZONTALIZADO EN EL REFLECTOR INTRAPALEOZOICO-1**

SCALES { VERTICAL : 5 INCHES / SECOND  
HORIZONTAL : 24 TRACES / INCH (approx.)



# EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA ESTRUCTURA FORESTAL LINEA SISMICA 23.3 ETAPA - 2 y 3



# EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA ESTRUCTURA FORESTAL LINEA SISMICA 23.3

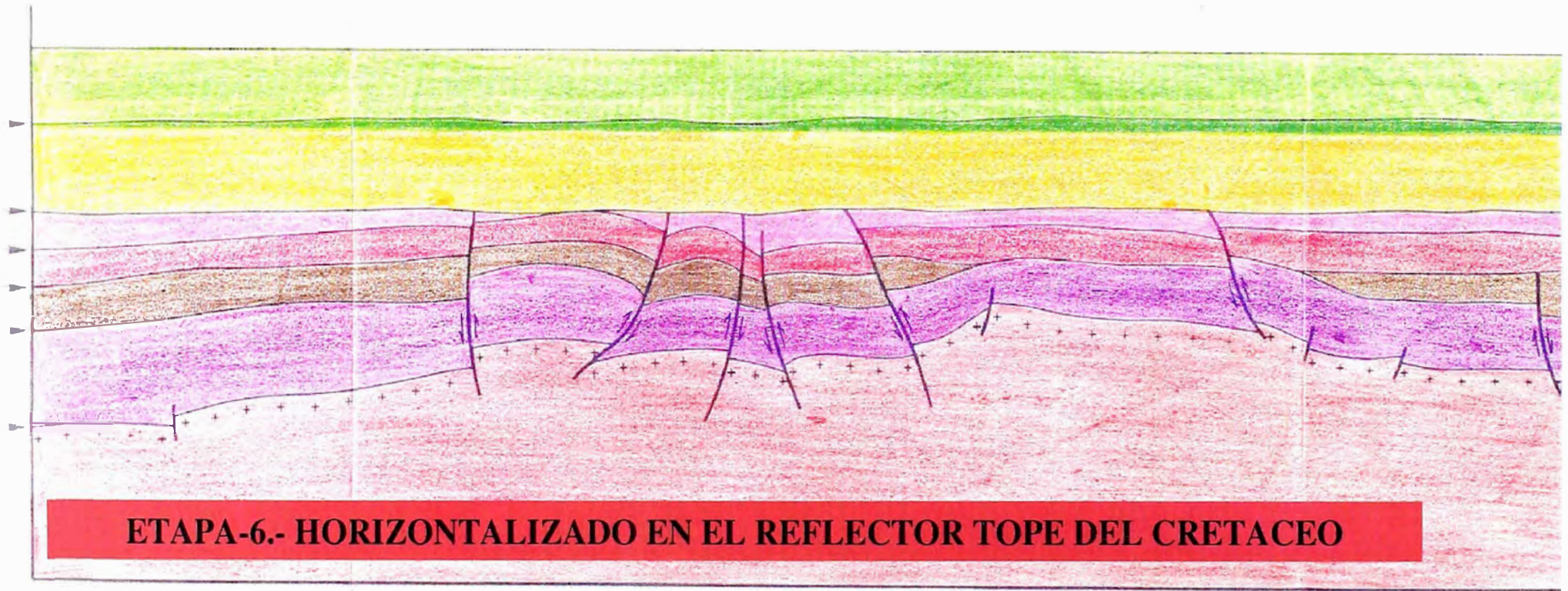
**ETAPAS - 4 y 5**



**ETAPA-5.- HORIZONTALIZADO EN EL REFLECTOR TOPE CALIZA CHONTA**

**ETAPA-4.- HORIZONTALIZADO EN EL REFLECTOR INTRA-CUSHABATAY**

# EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA ESTRUCTURA FORESTAL LINEA SISMICA 23.3 ETAPA - 6



# EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA ESTRUCTURA FORESTAL LINEA SISMICA 23.3 ETAPA - 7



ETAPA-7.- HORIZONTALIZADO EN EL REFLECTOR TOPE DE ARENISCA POZO

# EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA ESTRUCTURA FORESTAL LINEA SISMICA 23.3 ETAPA - 8



# EVOLUCION TECTONICA DE LA ESTRUCTURA FORESTAL LINEA SISMICA 23.3 CONFIGURACION ACTUAL

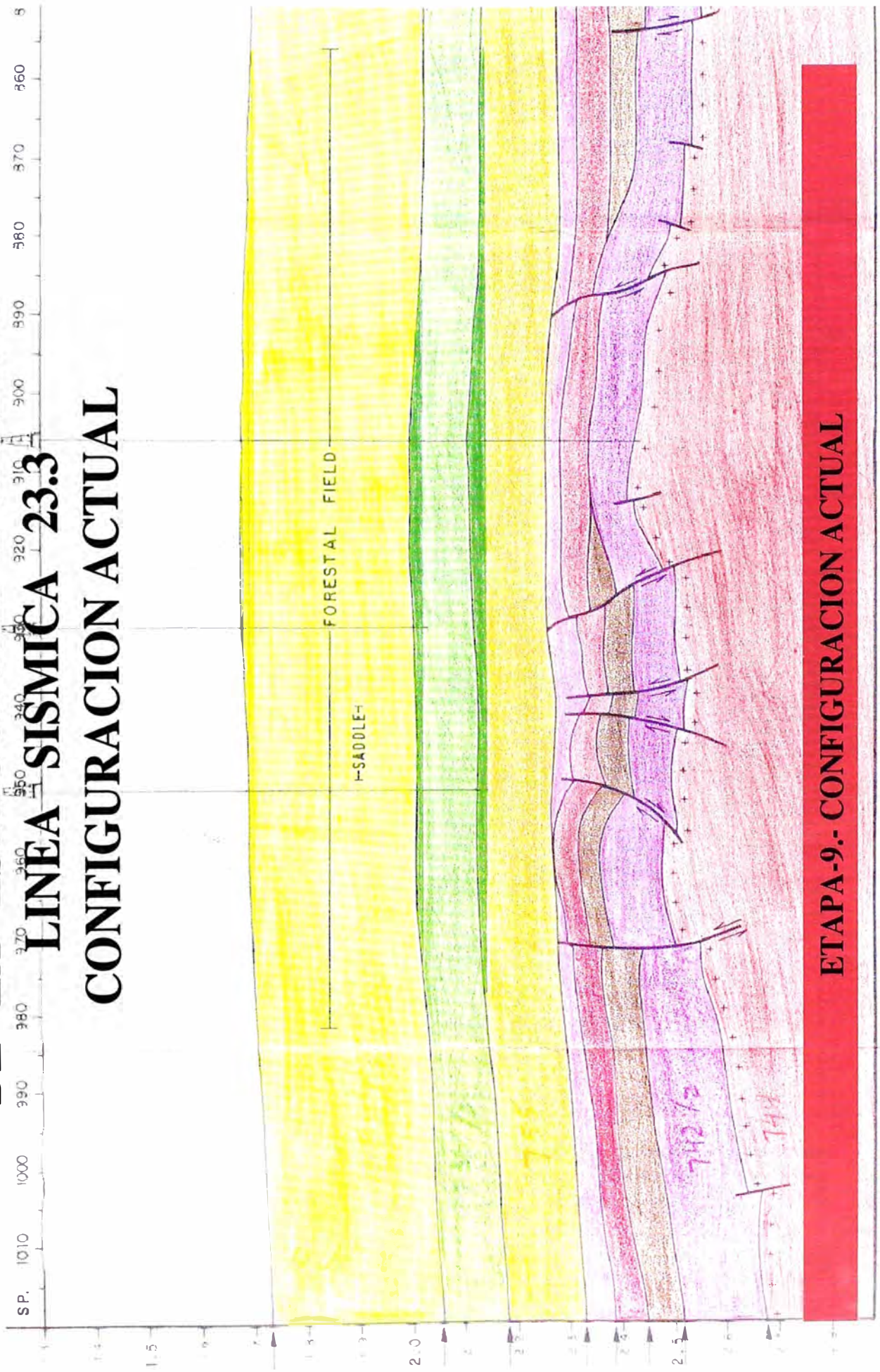


Figura # 21



# CAMPO FORESTAL

## MAPA ESTRUCTURAL DE TIEMPO

### TOPE MAIN CHONTA LIMENSTONE

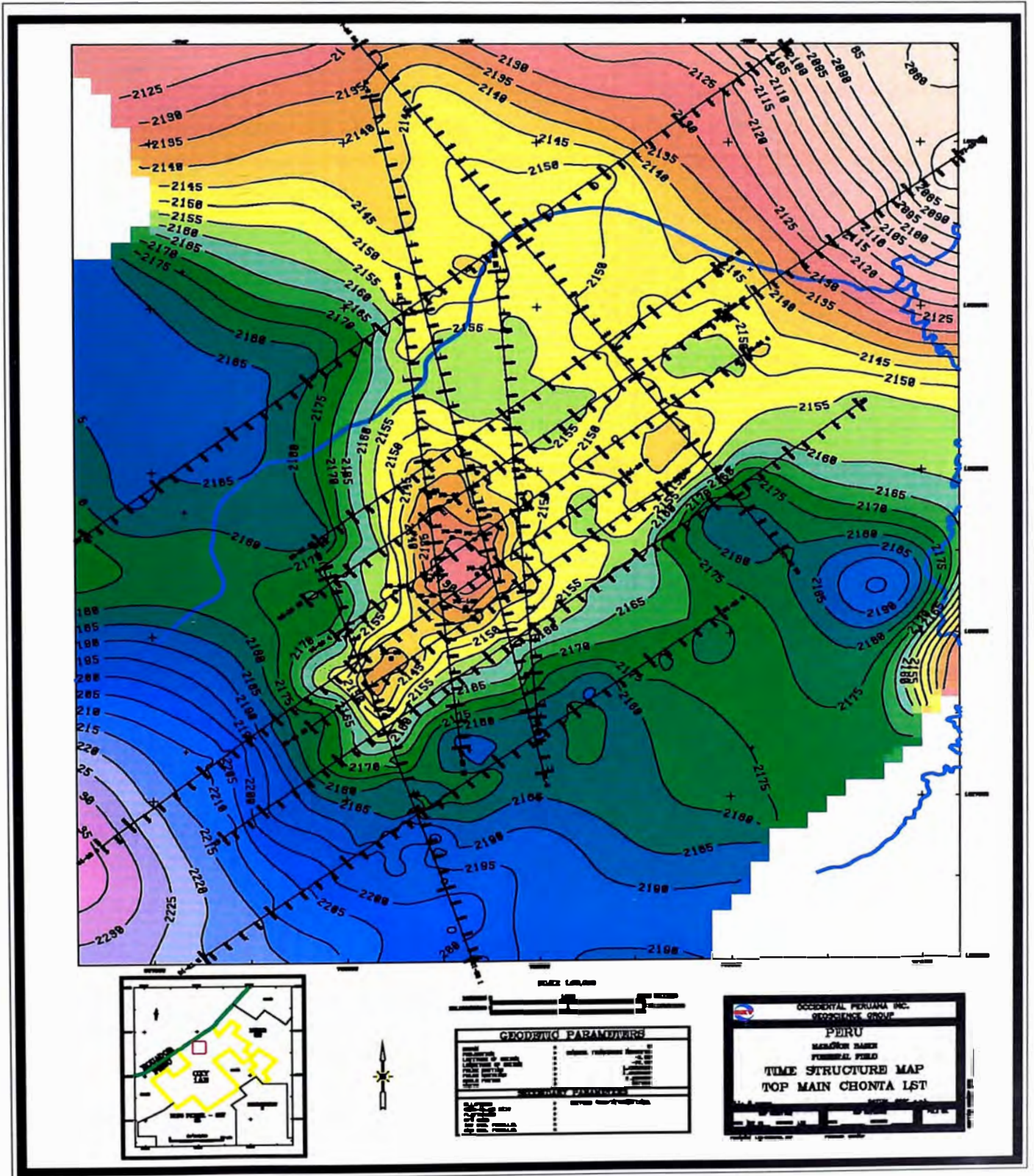


Figura # 22



# CAMPO FORESTAL

## MAPA ESTRUCTURAL DE PROFUNDIDAD

### TOPE MAIN CHONTA LIMENSTONE

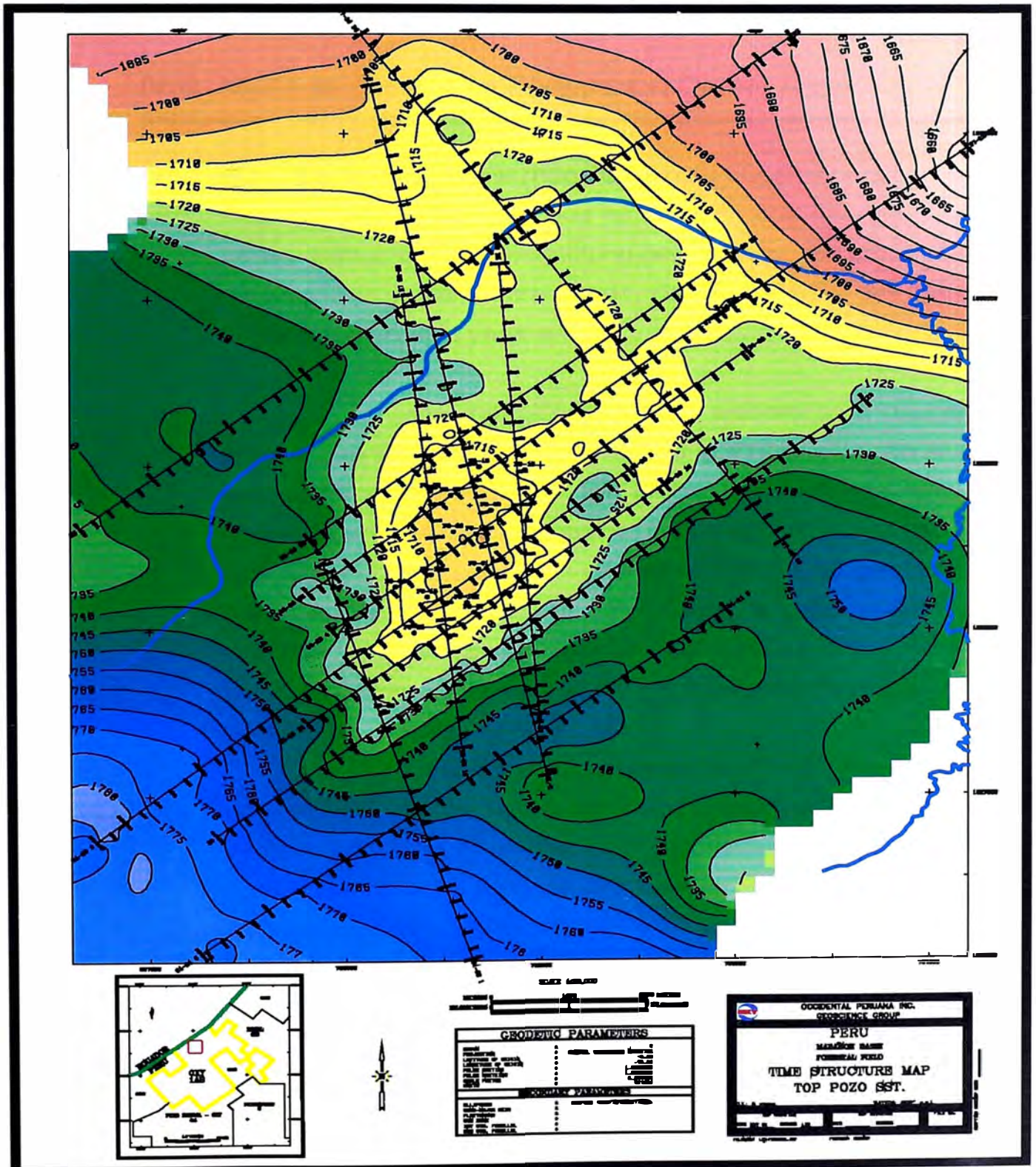


Figura # 23



*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal* el sur donde tiene menos de 2 kilómetros. Los flancos de la estructura muestran buzamientos de 2 a 2.5 grados (Fig.# 22 y 23).

#### IV.6 MAPA AL TOPE DE LA FORMACION CACHIYACU.-

El presente mapa es el más importante del punto de vista comercial, debido a que es el mapa que ha sido utilizado para construir el mapa estructural del reservorio Vivian, que es el reservorio que ha emtrampado cerca del 80% del petróleo encontrado en este yacimiento.

Cabe mencionar, que se elaboraron 2 mapas de tiempo uno con una grilla sin editar (Fig.#14) y otro con la grilla estructural editada (Fig.#24). Se hicieron tres interpretaciones del mapa de profundidad, las cuales varían en forma sustancial, ya que fueron preparadas con diferentes mapas de gradiente de velocidad, la estructura obtenida usando la grilla editada y las velocidades de los pozos verticales del área es la finalmente se selecciono como mapa oficial para la Formación Cachiyacu en el yacimiento Forestal (Fig.# 25).

El mapa sísmico estructural con valores en tiempo nos muestra una estructura de suave plegamiento con un cierre vertical sísmico de 20 milisegundos, la cresta de la estructura esta contorneanda en el area de los pozos FO-1 y 10, la forma y las dimensiones de la estructura se ven muy similares a el mapa de la Caliza Chonta, con una forma triangular, de 3.5 kilometros de ancho al Norte y casi un Kilometro en el flanco Sur. La culminación estructural ubicada al Noroeste del yacimiento se ve mejor definida con 10 milisegundos de cierre, tambien se puede apreciar que el eje de la estructura es Norte-Sur en la culminación



# YACIMIENTO FORESTAL MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO CON EL GRID EDITADO (T2)

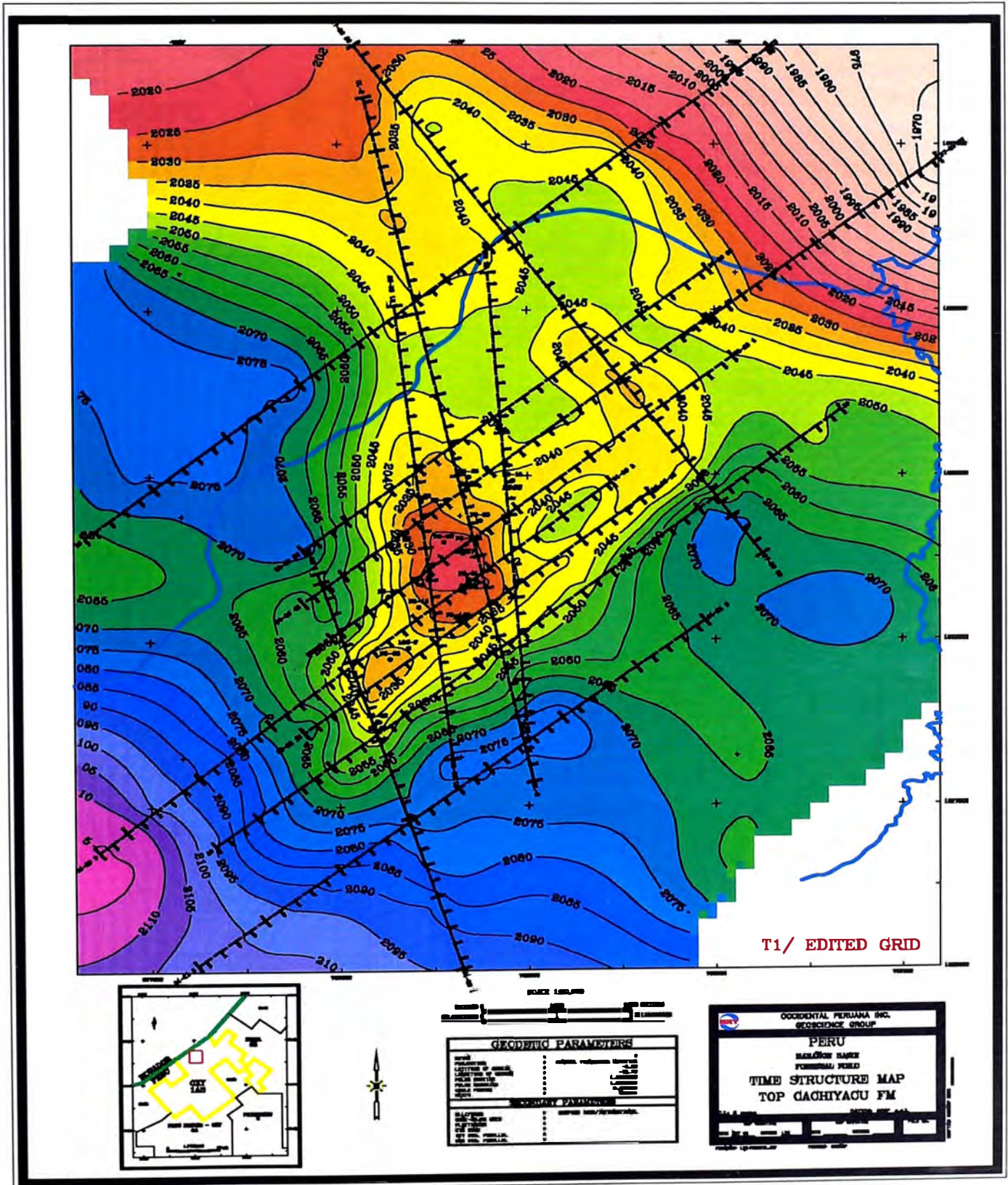


Figura 24

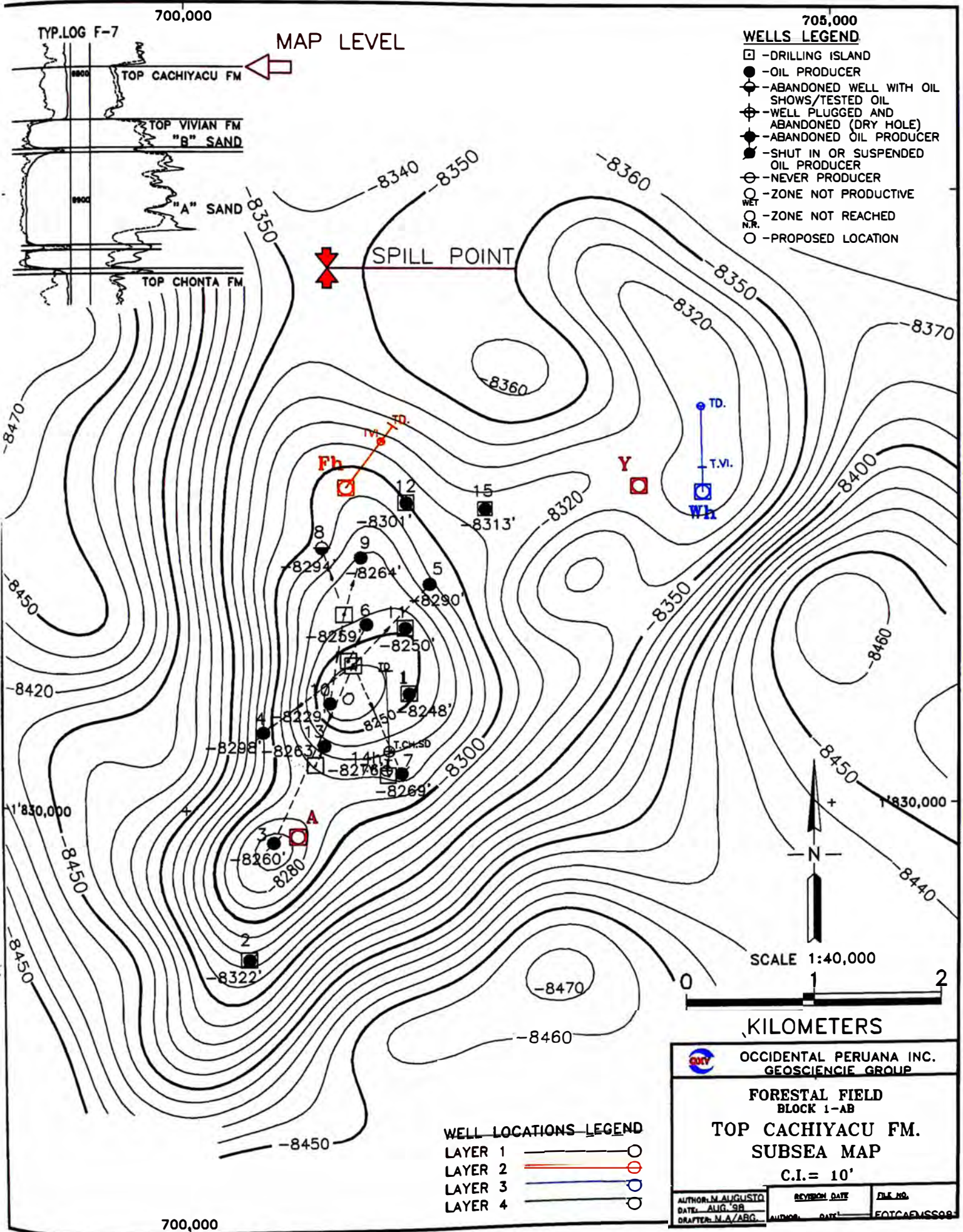


Figura # 25

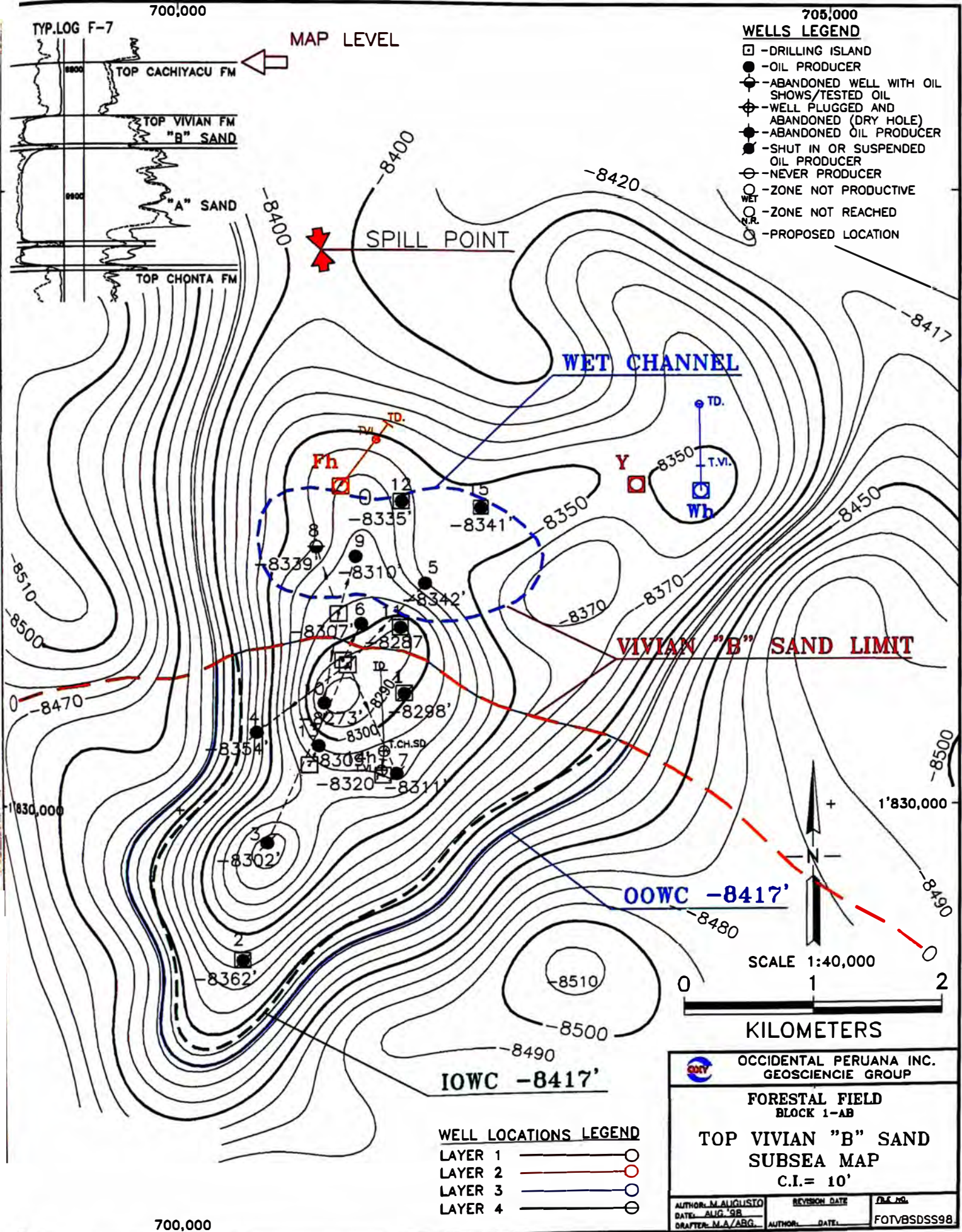
principal, cambiando a una dirección NNO- SSE. Los flancos muestran un buzamiento suave de alrededor de 2 grados. El mapa estructural en profundidad nos muestra la misma geometría observada en el mapa de tiempo.

#### IV.7 MAPA AL TOPE DEL RESERVORIO DE LA FORMACION VIVIAN.-

La Formación Vivian no fue mapeada sísmicamente, el mapa estructural en profundidad al tope de la Formación Vivian (Fig.#26) fue elaborado en base al mapa estructural de la de la Formación Cachiyacu anteriormente descrito, al cual se le sumo la grilla de espesor total de la Formación Cachiyacu. Mapas de las diferentes unidades de la Formación Vivian (Fig.#27 a 29) fueron elaborados con la misma técnica de adicción de mapas detallada anteriormente. El mapa estructural al tope de la Arenisca Vivian "A" (Fig.# 28) muestra la misma forma descrita para la Formación Cachiyacu, con un cierre máximo de 130 pies en el centro de la estructura y 57 pies de cierre en la extensión Noreste del yacimiento que aun no ha sido perforada. El punto de derrame se encuentra ubicado al Noroeste al la profundidad de -8417 pies referido al nivel medio del mar. nueve de los 15 pozos perforados en el yacimiento Forestal se encuentran dentro del contacto de agua interno (IOWC), con columna llena de petróleo.

#### IV.8 MAPA AL TOPE DE LA ARENISCA POZO.-

En este mapa la estructura tiene un cierre de 10 milisegundos (Fig.#30), la parte principal de la estructura esta bien definida con un área menor que la mostrada al tope de la Formación Vivian, la extensión del yacimiento hacia el Noreste esta pobremente definida por un contorno de 500 metros de



TYP. LOG F-7

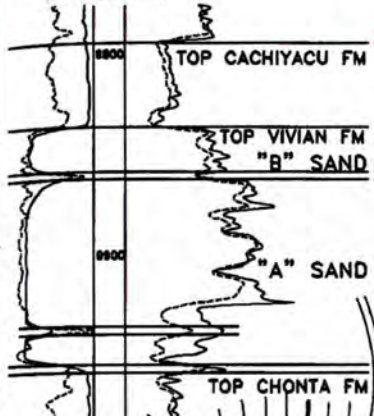
700,000

MAP LEVEL

705,000

**WELLS LEGEND**

- - DRILLING ISLAND
- - OIL PRODUCER
- ⊕ - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
- ⊖ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
- ⊙ - ABANDONED OIL PRODUCER
- ⊛ - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
- ⊘ - NEVER PRODUCER
- - ZONE NOT PRODUCTIVE
- - ZONE NOT REACHED
- - PROPOSED LOCATION



SPILL POINT

WET CHANNEL

VIVIAN "B" SAND LIMIT

OOWC -8417'

IOWC -8417'

**WELL LOCATIONS LEGEND**

- LAYER 1
- LAYER 2
- LAYER 3
- LAYER 4

SCALE 1:40,000

KILOMETERS

OCCEANAL PERUANA INC. GEOSCIENCIE GROUP

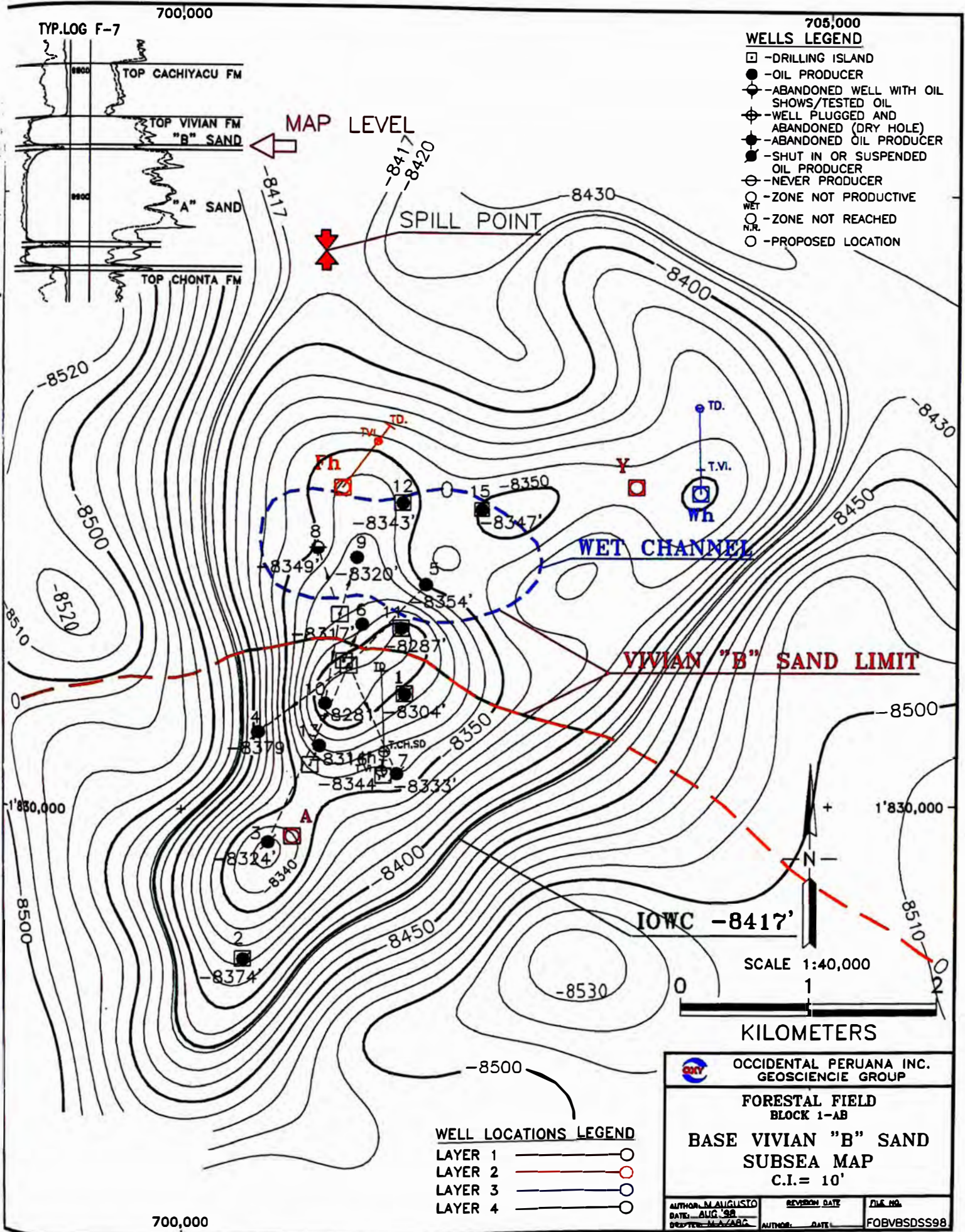
FORESTAL FIELD BLOCK 1-AB

TOP VIVIAN "B" SAND SUBSEA MAP C.I. = 10'

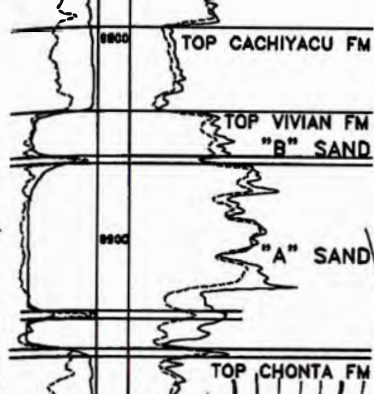
AUTHOR: M.AUGUSTO	REVISION DATE	F/C NO.
DATE: AUG '98		
DRAFTER: M.A/ARG.	AUTHOR: DATE:	FOTVSDSS98

700,000

Figura # 26



TYP. LOG F-7 700,000



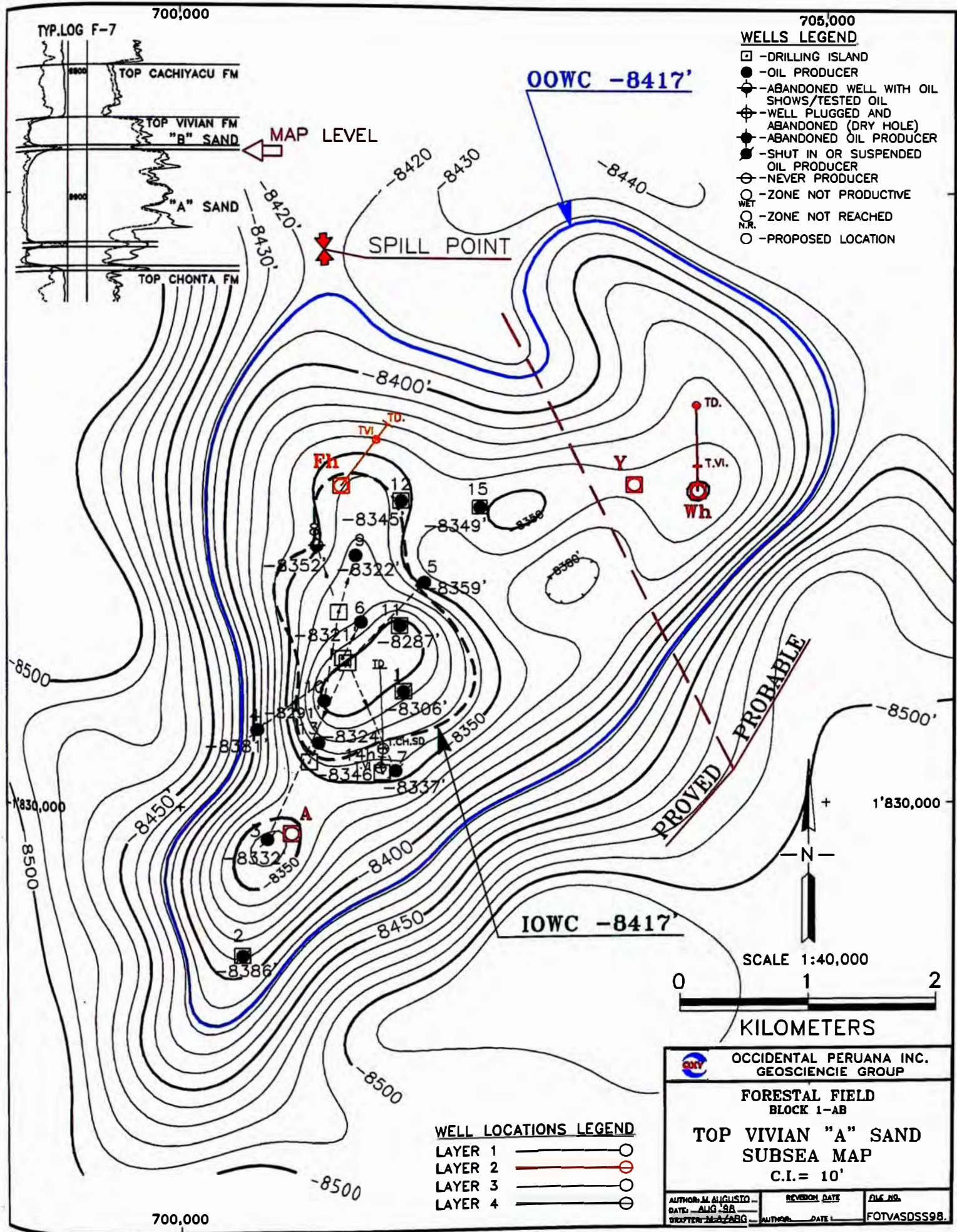
- 705,000
- WELLS LEGEND**
- - DRILLING ISLAND
  - - OIL PRODUCER
  - ⊙ - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
  - ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
  - ⊖ - ABANDONED OIL PRODUCER
  - ⊗ - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
  - ⊘ - NEVER PRODUCER
  - - ZONE NOT PRODUCTIVE
  - - ZONE NOT REACHED
  - - PROPOSED LOCATION

- WELL LOCATIONS LEGEND**
- LAYER 1 ○
  - LAYER 2 ○
  - LAYER 3 ○
  - LAYER 4 ○

OCCIDENTAL PERUANA INC.  
 GEOSCIENCIE GROUP  
**FORESTAL FIELD**  
 BLOCK 1-AB  
**BASE VIVIAN "B" SAND**  
 SUBSEA MAP  
 C.I. = 10'

AUTHOR: M. AUGUSTO DATE: AUG 98 DRAFTER: M. AZARC	REVISION DATE AUTHOR: DATE:	DWA. NO. FOVBSDSS98
---------------------------------------------------------	--------------------------------	------------------------

Figura # 27



**705,000**  
**WELLS LEGEND**

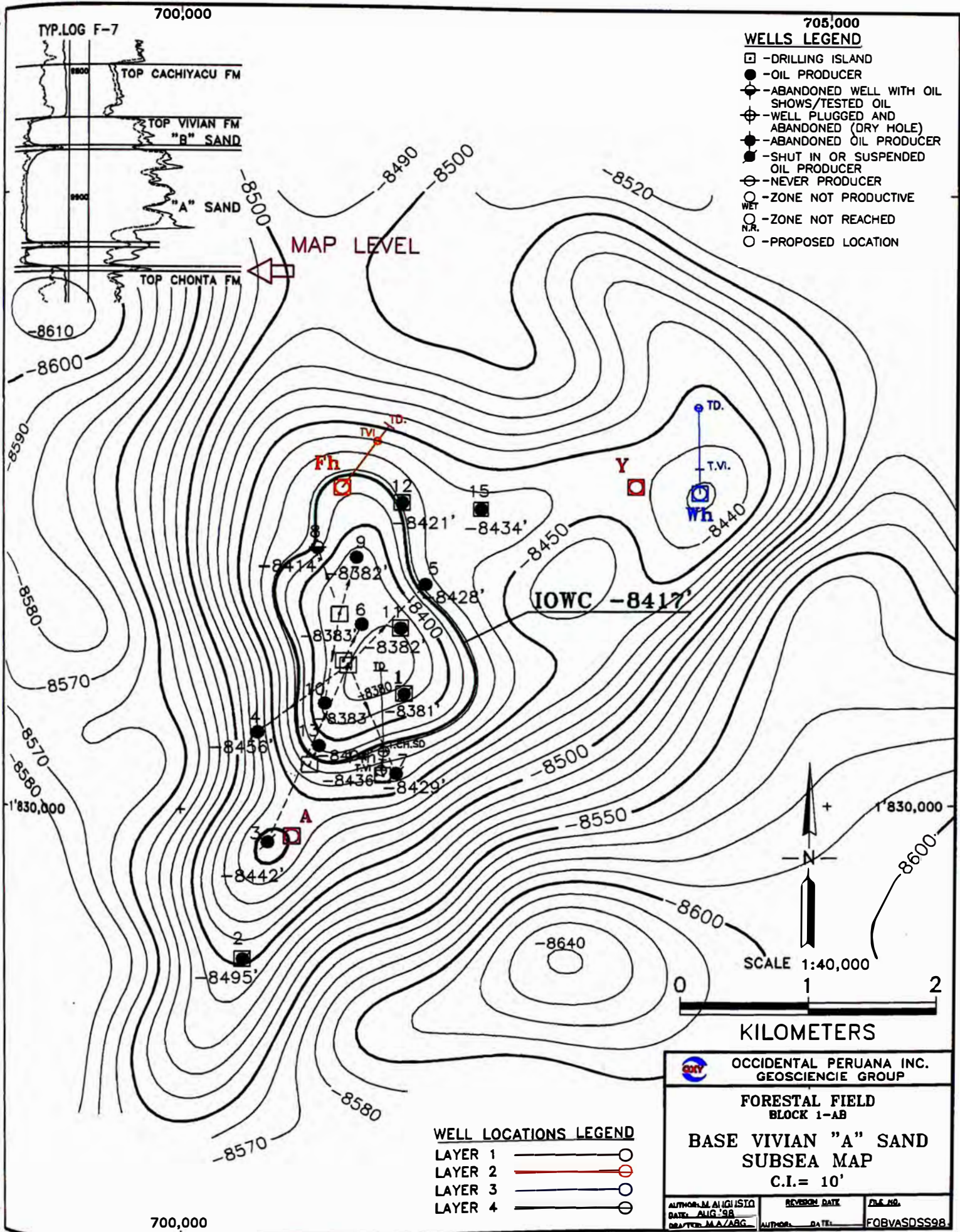
- - DRILLING ISLAND
- - OIL PRODUCER
- ⊙ - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
- ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
- ⊖ - ABANDONED OIL PRODUCER
- ⊗ - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
- ⊘ - NEVER PRODUCER
- - ZONE NOT PRODUCTIVE
- - ZONE NOT REACHED
- - PROPOSED LOCATION

**WELL LOCATIONS LEGEND**

- LAYER 1 ——— ○
- LAYER 2 ——— ○
- LAYER 3 ——— ○
- LAYER 4 ——— ○


<b>OCCIDENTAL PERUANA INC.</b> <b>GEOSCIENCE GROUP</b>		
<b>FORESTAL FIELD</b> <b>BLOCK 1-AB</b>		
<b>TOP VIVIAN "A" SAND</b> <b>SUBSEA MAP</b> <b>C.I. = 10'</b>		
AUTHOR: M. AUGUSTO DATE: AUG '98 DRAFTER: M. A. ZEBE	REVISION DATE AUTHOR: DATE	FILE NO. FOTVASDSS98

Figura # 28

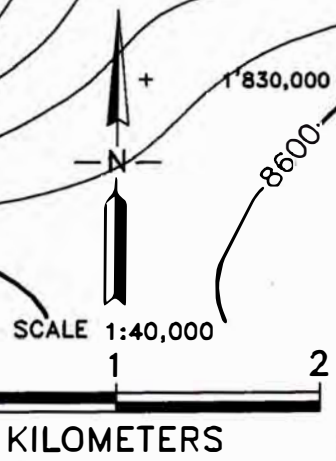


- 705,000
- WELLS LEGEND**
- - DRILLING ISLAND
  - - OIL PRODUCER
  - ⊙ - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
  - ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
  - ⊖ - ABANDONED OIL PRODUCER
  - ⊗ - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
  - ⊘ - NEVER PRODUCER
  - - ZONE NOT PRODUCTIVE
  - - ZONE NOT REACHED
  - - PROPOSED LOCATION

- WELL LOCATIONS LEGEND**
- LAYER 1 — ○
  - LAYER 2 — ○
  - LAYER 3 — ○
  - LAYER 4 — ○


**OCCIDENTAL PERUANA INC.**  
 GEOSCIENCIE GROUP  
**FORESTAL FIELD**  
 BLOCK 1-AB  
**BASE VIVIAN "A" SAND**  
 SUBSEA MAP  
 C.I. = 10'

AUTHOR: M. ALI G. ISTI	REVISION DATE:	FILE NO.:
DATE: AUG 98	AUTHOR: DATE:	FOBVASOSS98



700,000

TYP. LOG F-7

8900

TOP CACHIYACU FM

8900

TOP VIVIAN FM

"B" SAND

8500

"A" SAND

8610

TOP CHONTA FM

8600

8590

8580

8570

8570

8580

1'830,000

8495'

8442'

8436'

8429'

8428'

8421'

8434'

8450

8440

8417'

8500

8550

8600

8640

8580

8570

700,000





# CAMPO FORESTAL

## MAPA ESTRUCTURAL DE TIEMPO

### TOPE POZO SANDSTONE

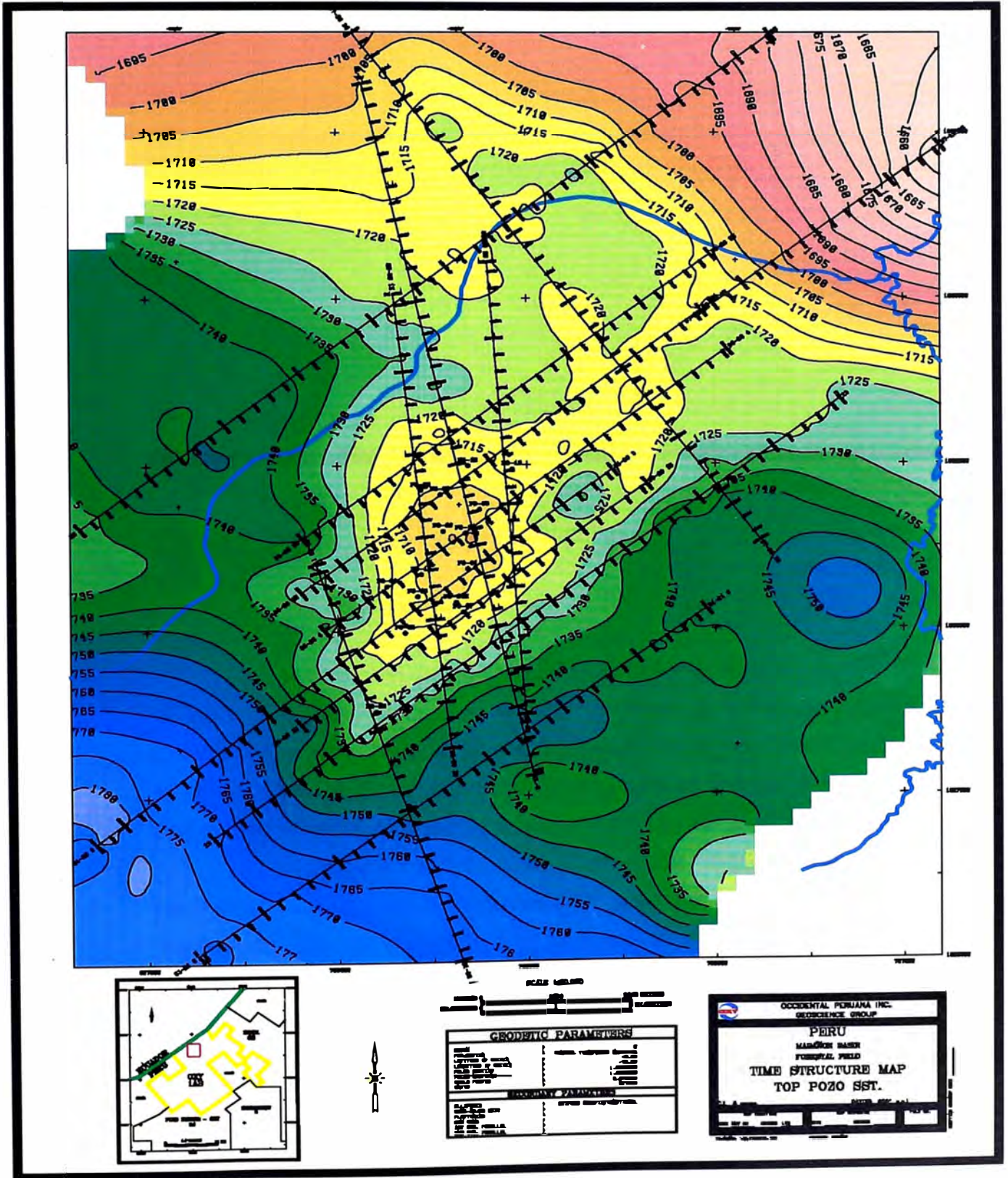


Figura # 30

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal*  
radio y 5 milisegundos de cierre. Los flancos muestran un buzamiento suave menor a los 2 grados.

El mapa estructural en profundidad al tope de la Arenisca Pozo muestra 80 pies de cierre, su geometría es similar a la observada en los mapas previos.

## V. CAPITULO V

### SISMICA DEL YACIMIENTO FORESTAL.-

El 22 de Junio de 1971 Occidental Petroleum Corporation of Perú y el Gobierno Peruano firmaron el contrato de operaciones (modelo Peruano) para exploración y explotación de petróleo del lote 1-A, ubicado en la Cuenca Marañón en la selva nororiental, del Perú, de una extensión de un millón de hectareas, por un periodo de 35 años.

Occidental inició su campaña exploratoria de campo haciendo una agresiva prospección sísmica regional, la compañía contratista de adquisición y procesamiento sísmico Petty Ray Geophysical realizó la primera campaña sísmica desde fines de 1971 hasta fines de 1974. Las primeras líneas sísmicas adquiridas fueron del tipo regional con una orientación preferencial NNE-SSO, perpendiculares al buzamiento regional, posteriormente se hicieron algunas líneas perpendiculares a la red principal con rumbo NNO-SSE, finalmente se

hicieron líneas sísmicas de detalle sobre las estructuras detectadas con las líneas regionales.

La anomalía sísmica estructural Forestal fue descubierta entre los puntos de disparo 174 y 220 de la línea regional NNE-SSO numero 23 disparada en Julio de 1972. El prospecto estructural fue confirmado por la línea CL-2 disparada en Setiembre de 1972 con rumbo transversal NNO-SSE, sobre el punto mas alto de la anomalía observado en la línea 23, entre los puntos de disparo 195 y 196. . Durante la década de los años setentas se realizaron 3 campañas sísmicas en el lote 1 AB, que pasarón sobre el campo Forestal. Dos compañías contratistas sísmicas intervinieron, la primera fué Petty Ray Geophysical en los años 1972-1973 y la segunda fué GSI Geophysical en los años 1977-1979 y 1981.

PETTY RAY GEOPHYSICAL utilizó un total de 24 canales, con (CDP) abarcó una cobertura maxima de 600%, La distancia entre puntos de tiro fué 134 mts. y la misma distancia para grupos de intervalo; se utilizó dinamita para generar la onda con una carga de 10 lbs. a una profundidad de 18 mts. y hueco simple.

GSI GEOPHYSICAL SERVICE INC. tambien registró la sísmica con 24 canales y (Common Depth Point), pero obtenia una cobertura maxima de 1200%; el grupo de intervalo así como el intervalo de disparo es de 134 mts. la onda generadora fue por dinamita en hueco simple a 19 mts de profundidad con una carga de 10 Lbs.

A fines de 1990 la compañía Occidental Petroleum reproceso 8 líneas sísmicas del referido campo y obtuvo procesos de migración final, lo que permitiría hacer una reevaluación de este campo, definiendo mejor la estructura Cretácica, la cual se utilizaría para obtener un cálculo de reservas exacto mediante la simulación de reservorios así como para definir el cierre sísmico hacia el norte del Campo.

En el año 1996 la compañía Grant Geophysical disparó 6 líneas sísmicas 2D con un total de 41.0 Kilometros. En el año 1997 Digicon disparó 2 líneas sísmicas adicionales cubriendo un total de 14 Kilometros. Toda la información sísmica del área disponible en forma digital fue reprocesada conjuntamente con las 2 líneas disparadas el año 1997, totalizando 115 Kilometros de líneas sísmicas 2D (Fig.#11), la cual fué interpretada por el geofísico Lex Van Wijhe en una estación de trabajo (Workstation) utilizando los programas de interpretación Seisworks y Zmap plus de la compañía Landmark.

Se elaboraron sismogramas sintéticos de los pozos del yacimiento Forestal (Fig.#13) utilizando el perfil sónico asumiendo una densidad constante de 2.3 g/cc, con los cuales se selecciono con mayor precisión los picos y los valles de los reflectores sísmicos Caliza Chonta, Cachiyacu y Pozo e intra-Terciario.

Se resolvió el problema de amarre entre líneas sísmicas (misties) manualmente. Se hicieron mapas isocronos desde el tope del reflector intra-Terciario hasta la Formación Cachiyacu y desde el reflecto intra-Terciario hasta el Miembro Caliza Chonta, los cuales muestran una basculación de la estructura hacia el S-SO relativo a la configuración estructural actual.

Se elaboraron mapas estructurales en tiempo de todos los reflectores anteriormente mencionados (Fig.#22, 24, 30) y fueron convertidos a profundidad utilizando dos mapas de velocidad, el primero de ellos se preparo utilizando la información estructural de los pozos verticales y el segundo mapa se preparo utilizando la información de todos los pozos del área. El mapa elaborado utilizando la velocidad de los pozos verticales del área parece ser el más consistente y es el mapa estructural que se esta usando oficialmente para la interpretación estructural del reservorio Vivian (Fig.#24 y 25).

Se elaboró mapas de espesores de la Formación Cachiycu y de las unidades de la Formación Vivian los cuales fueron sumados para obtener la configuración estructural al tope y a la base de la Formación Vivian (Fig.#28 y 29).

## VI. CAPITULO VI

### DISTRIBUCION DE HIDROCARBUROS.-

#### VI.1 FORMACION VIVIAN.-

El yacimiento Forestal, presenta 15 pozos completados en la Formación Vivian hasta la fecha, de los cuales 9 se encuentran actualmente en producción y los otros 6 están cerrados (Tabla # 20). En el campo Forestal la producción de petróleo procede principalmente de la Formación. Vivian en la unidad conocida como arena "A" ó arena reservorio, la cuál actualmente es estudiada y reevaluada, para lo cual ha sido subdividida en varias subzonas.

El primer pozo perforado fué el FO-1, tiene un acumulado de 5.774 (MMBP.), fue abandonado por problemas

mecánicos en Junio de 1990, el corte de agua antes del abandono era de 91.0% y la gravedad API promedio de 19.0°; El promedio total de producción acumulada de petróleo del reservorio Vivian es de aproximadamente 39.221 (MMBP), vale decir entonces que el pozo Forestal 1, ha producido casi el 15% del total de petróleo producido en el reservorio Vivian.

Es interesante observar el mapa de producción acumulada de petróleo, (Fig.#31), las mejores producciones se encuentran ubicadas en el cresta de la estructura donde los pozos tiene columna llena de petróleo. El contacto de agua/petróleo es horizontal y esta ubicado a la profundidad de -8417 pies referido al nivel medio del mar. Los pozos 2, 3, 4, 5, 7, 12 y 15 encontraron el contacto de agua y su productividad ha sido inferior a la de los pozos ubicados en la zona crestal encontrados con columna llena de petróleo.

El agua producida es salada con una concentración de sólidos totales de 74,400 ppm, de los cuales el cloruro de sodio es el elemento principal (Tabla #16).

## VI.2 FORMACION CHONTA.-

En el campo Forestal a la fecha han producido siete pozos de las arenas litorales del reservorio Arenisca Chonta, de los cuales solo dos se encuentran actualmente en producción y son el FO-6 Y FO-10, el FO-6 es el mejor productor de Chonta, ha producido 2.482 (MMBP), con un corte de agua de 97.3% y un API de 34.5° .

En general el campo tiene una producción acumulada de 10.717 (MMBP.) y un API de 34.5°(Tabla #20). El contacto de agua/petroleo del reservorio Arenisca

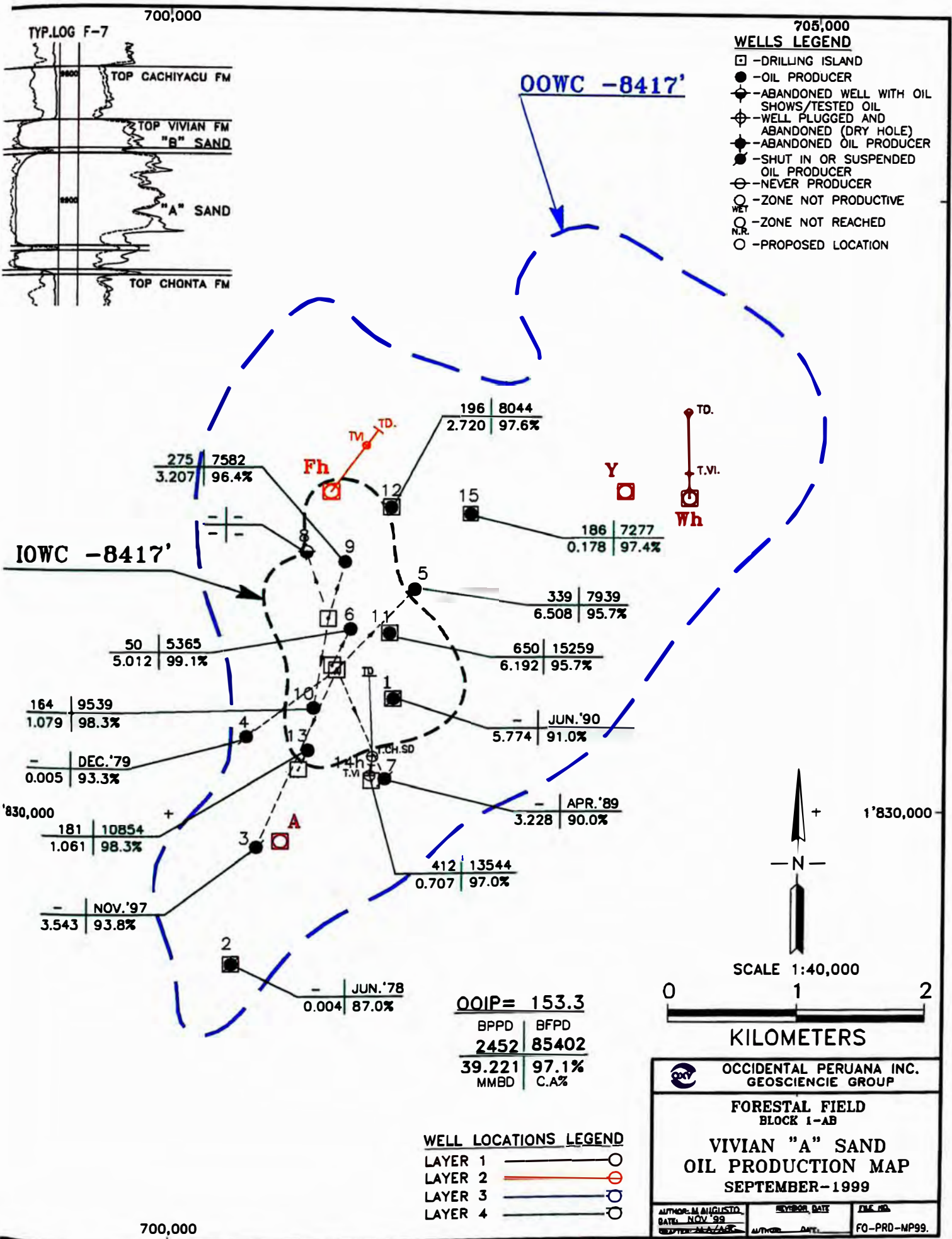


Figura # 31



*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal*  
Chonta es horizontal y se encuentra a la profundidad de –  
9053 pies referido al nivel medio del mar (Fig.#8).

Los pozos FO-1 y FO-6 han producido petróleo de las Areniscas Chonta Inferior y Chonta Basal, pero su volumen ha sido de menor cuantía, llegando a acumular 180 MBP de estas arenas. Estos reservorios son productivos cuando las areniscas están bien desarrollados en la zona crestral de la estructura.

## VII. CAPITULO VII

### GEOQUIMICA DE HIDROCARBUROS.-

#### VII.1 GENERALIDADES.-

El presente capítulo realiza una recopilación de trabajos e interpretaciones publicadas, la cuales nos van a ayudar a entender mejor el entrapamiento y la remigración del crudo en el campo Forestal debido a los diferentes movimientos tectónicos ocurridos en esta área.

Existen diferentes trabajos geoquímicos regionales, de la Cuenca Marañon publicados por diversos autores, los cuales

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal* a su manera, explican por medio de diferentes técnicas el origen y familias de petróleo, el tipo de petróleo, el ambiente deposicional de la roca madre, el lugar de generación, tiempo de entrappe, remigración etc.

Cuando uno integra estos trabajos de diferentes autores se da cuenta que no existe un consenso en todos los resultados, estos otorgan diferentes nombres a las familias de petróleos, tiempos y áreas de generación, efectos de alteración como biodegradación etc. Además se explican las diferentes opiniones, combinando por supuesto con algunas apreciaciones propias.

## VII.2 COMPOSICION DEL CRUDO DEL YACIMIENTO FORESTAL.-

En el campo Forestal se encuentra acumulaciones de petróleo en forma comercial en las arenas fluviales de la formación Vivian y las arenas litorales de la formación Chonta, en las areniscas Chonta inferior y basal se encuentran acumulaciones menores de hidrocarburos en el área crestal de la estructural.

De acuerdo a análisis totales de cromatografía de gases, se subdividieron en dos tipos mayores los petróleos del lote 1AB, los "frescos" y "alterados ó Biodegradados", (R.R., 1981). todo esto de acuerdo a modelos cromatográficos de relaciones de las parafinas normales, Isoprenoides (pritano, fitano), siendo los alterados ó biodegradados los que contienen reducidas concentraciones de parafinas normales; citando a Del Solar, (1982) los crudos del lote 1-AB se pueden clasificar como parafínicos nafténicos gradando a aromáticos nafténicos y hasta aromáticos asfálticos los mas alterados , de acuerdo a la

clasificación de Tissot y Welte, (1978); tomando en cuenta la referida clasificación, así como los análisis cromatográficos el petróleo del reservorio Vivian en el yacimiento Forestal estaría dentro del rango de los petróleos alterados o biodegradados, con una variación API de 18° a 20°, para Vivian. El reservorio Arenisca Chonta tiene un petróleo del tipo fresco con una gravedad de 34.5° API.

ILICH EN 1977 describe dos familias de hidrocarburos para la Cuenca Marañón, subdivididos a su vez en dos y los denomina (1a, 1b, 2a, 2b), basados en la diferenciación de las parafinas normales, los isoprenoides, contenido de Metilciclohexano, abundancia de N-Heptano. Determina que el hidrocarburo del campo Forestal en las Formaciones Vivian Y Chonta se encuentra con características que lo ubican dentro del tipo "1a", es decir con abundancia de parafinas normales, compuesto más abundante el metilciclohexano, y mayor cantidad de parafinas normales que isoprenoides. El petróleo del tipo "1b" según Ilich, posee la característica de presentar la mejor distribución de parafinas normales y poseer como compuesto mas abundante el N-Heptano dominando sobre el metilciclohexano, esto le sugiere que el tipo de petróleo 1b es termalmente mas maduro que el 1a; en consecuencia concluye que los petróleos del tipo 1a son medianamente degradados.

Diversos autores coinciden que el petróleo migrado a los reservorios Cretácicos provienen de la misma roca generadora (sedimentos marinos Cretáceos, DEL SOLAR, 1982; SOFER ET AL., 1984; DASWOOD ET AL., 1990); y tambien de acuerdo al concepto de que los crudos frescos que poseen igual ensamblaje de parafinas normales derivan de la misma roca. segun (WILLIAMS, 1974), (H.A. ILICH, 1977),(R.R, 1981).

### VII.3 AREA GENERADORA.-

El Cretáceo en el yacimiento Forestal, se encuentra fuera de la ventana de generación de Hidrocarburos. Diversos autores nos indican que a fines de la deposición Cretácica para la Cuenca Marañón, las condiciones de soterramiento, tiempo, temperatura y presión, eran insuficientes como para generar petróleo y que los limites de generación se encontrarían al Oeste de los limites actuales de la cuenca y en la parte Noroeste de la misma (ET AL. V. LAY B.,1991);(FEININGER, 1975; DEL, SOLAR, 1982; SOFER ET AL,1986) además que durante la deposición Terciaria, aumentaron las condiciones de maduración y recién estas condiciones se dan en el Mioceno para la parte central, al borde occidental las condiciones se obtienen en el Mioceno; en consecuencia establecen que el área en la cual se encuentran las mejores condiciones de generación se encontrarían en la zona más profunda de la cuenca, constituida por la depresión del Santiago en el Eoceno. (et al. V. LAY, 1991).

### VII.4 VIAS DE MIGRACION.-

Existen dos vías de migración, una para los petróleos generados en el Cretáceo los cuales se habrían generado en la parte Noroeste de la Cuenca Marañón donde migraron hacia los reservorios ubicados en el Este; y los otros de origen Paleozoico donde migraron en forma vertical hacia los reservorios Cretáceos (ET. AL G. SALAS, 1991); Otros autores manifiestan que se produjo una movilización buzamiento arriba a través del sistema de porosidad intergranular ó fractural existente y estas se acumularon preferentemente en estructuras de raíces pre-Cretáceas (V. LAY

ET.AL,1991), como es el caso de Forestal.

## VII.5 ENTRAMPAMIENTO Y REMIGRACION DE PETROLEO EN EL CAMPO.-

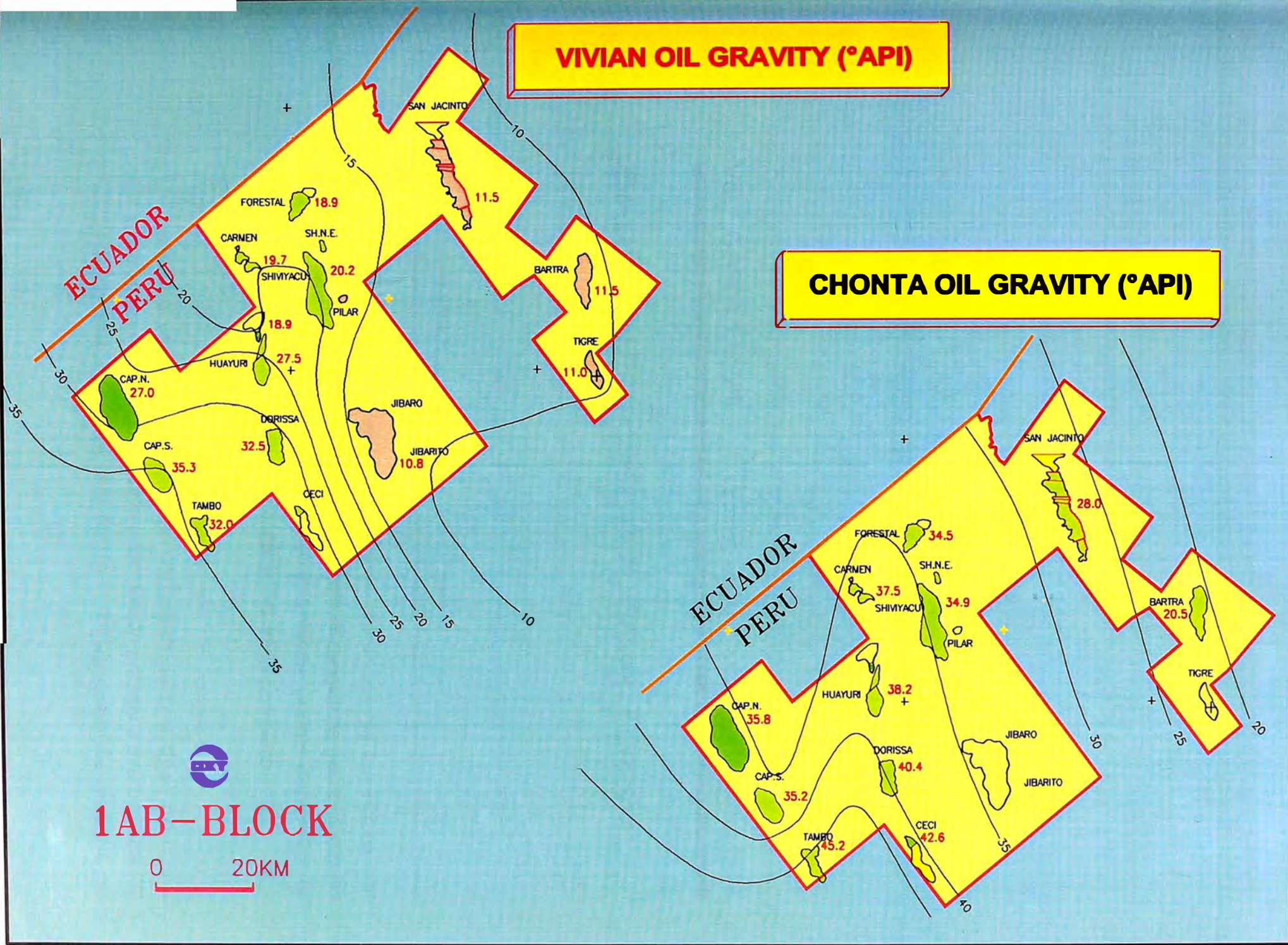
En el Mioceno Superior es cuando la estructura Forestal encuentra su máximo desarrollo; presenta cierre crítico de aproximadamente 25 milisegundos para el Cretáceo e inmersión (plunge) en los cuatro flancos, durante esta época debe haber estado llena, al tope de hidrocarburos. La orogénia Andina no parece haber afectado los sedimentos en el área del lote 1-AB, por que se ve un decrecimiento flexural desde los sedimentos más antiguos a los más jóvenes, (V. LAY, 1991), (Ver líneas horizontalizadas, flattened, Fig.#15 a 21), el cual muestran este decrecimiento, además de mostrar la magnitud del basculamiento hacia el Suroeste durante el Neógeno, el cual sería el causante de una remigración de hidrocarburos del reservorio Vivian hacia el Noreste quitándole a la estructura un poco de cierre (A. BECERRA, 1991). Ocurre un efecto importante en el relleno de las estructuras y yacimientos durante esta época y es el resultado de una distribución de la gravedad de los crudos, pongámonos en el caso de que tenemos un vaso en el cual se encuentra mezclado agua y aceite, notamos un efecto lógico, es que el aceite se encuentra en la parte superior y el agua debajo, lo cual sucede por efectos de peso específico, lo mismo ocurre en un reservorio de petróleo, al estabilizarse las condiciones de entrapamiento ocurre una redistribución del mismo por gravedades, en consecuencia ocurre una segregación gravitacional del crudo más liviano, ubicándose en la parte superior de la estructura y los crudos pesados en la parte inferior y hacia los flancos, esto ha sido comprobado porque se tienen casos en diferentes campos

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal*  
del lote 1-AB en los cuales, pozos que se encuentran en los flancos presentan crudos mas pesados que los que se encuentran en la cresta de la estructura, ó tambien en el historial de producción en el cual se aprecia como un pozo empieza con una producción de petróleo de 22° API, despues de dos años produce petróleo de 17° API; todo esto nos indicaria que al momento del basculamiento el petróleo que migró hacia las partes mas altas (Buzamiento arriba), podría ser este crudo mas pesado, quedando entrampado los crudos mas livianos; esto explicaría en parte el porque hacia los flancos del campo Forestal los crudos disminuyen su API hasta menos de 18° API.

Actualmente la explicación de las variaciones de API° en el lote 1-AB se deben a procesos de alteración (Fig.#32), biodegradación de los hidrocarburos posteriores a su entrampamiento como consecuencia de infiltración de aguas meteoricas del norte, a principios del Terciario antes de la deposición de la Fm. Pozo, (G. SALAS, 1991; DEL SOLAR 1982 etc.); pero no existe una relación en la distribución de los API°; ademas es dificil que ocurra el proceso de biodegradación en condiciones anaeróbicas y a profundidades y temperaturas en los cuales estas bacterias provenientes probablemente del agua de infiltración logren su objetivo.

### VIVIAN OIL GRAVITY (°API)

### CHONTA OIL GRAVITY (°API)



1AB-BLOCK

0 20KM

Figura # 32



## VIII. CAPITULO VIII

### EVALUACION PETROFISICA DEL CAMPO FORESTAL.-

#### VIII.1 INTRODUCCION.-

El análisis de perfiles eléctricos de los pozos del yacimiento Forestal se realizó usando el programa computarizado para PC "Petcom", que es ampliamente usado dentro de la compañía Occidental y en toda la industria petrolera.

El estudio es parte de un mega-proyecto, cuyo objetivo principal fué la implementación de una base de datos digital que contuviera toda la información original e interpretada de los perfiles eléctricos, así como la información de núcleos de

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal* todos los pozos perforados en el lote 1-AB, para ser utilizada en estudios geológicos de exploración y de geología de producción.

Esta información fué la base para la interpretación geológica de los reservorios Vivian, Chonta, Chonta Inferior y Chonta Basal en el yacimiento Forestal, se utilizó en la elaboración de secciones estratigráficas y estructurales de los diferentes reservorios así como para la elaboración de los mapas de geología de producción que conforman la base geológica de los estudios de simulación de reservorios, tales como arena gruesa, relación arena/arcilla, arena neta, arena neta petrolífera, iso-porosidad, iso-permeabilidad, iso-saturación de agua, etc.

Toda la información de los perfiles eléctricos tomados a hueco abierto en los 15 pozos perforados en el yacimiento Forestal así como los del pozo Forestal Extensión 1X fueron introducidos dentro de la base de datos del programa Petcom, desde 200 pies encima del tope del Cretáceo hasta la profundidad final de cada pozo con un intervalo de muestra de medio pie (Tabla #3). El análisis petrofísico fué hecho en cada pozo para el mismo intervalo mencionado anteriormente, poniendo mayor énfasis en los reservorios productivos de las Formaciones Vivian y Chonta.

La evaluación petrofísica de los pozos de Occidental se hizo en forma manual, usando nomogramas proporcionados por las compañías de perfilaje eléctrico, tales como Schlumberger y Gerhart y calculadoras programables hasta el año 1982 y se restringía exclusivamente a las arenas productivas de los reservorios Vivian y Chonta con intervalos de muestreo de dos pies. A partir del año 1982 se adquiere el programa computarizado "Petros" escrito en lenguaje Fortran para computadoras IBM del tipo Main Frame, con el cual se realiza en el año 1985 el primer estudio petrofísico computarizado integral

del reservorio Vivian en el yacimiento Forestal. La evaluación estuvo restringida al intervalo comprendido desde 30 pies encima del tope hasta 30 pies por debajo de la base de la Formación Vivian con un intervalo de muestreo de dos pies, debido a las limitaciones de almacenamiento y procesamiento de las computadoras de aquella época.

Los parámetros petrofísicos promedio para el reservorio Vivian no cambiaron significativamente comparándolos con aquellos utilizados en el estudio previo realizado en 11 pozos usando el programa Petros (Rebeca León; 1985). En el presente estudio incluye la evaluación petrofísica del reservorio Chonta que no ha sido estudiada anteriormente en forma integral usando programas computarizados.

En el presente estudio el espesor de arena neta para la Formación Vivian incluye toda la arena limpia con arcillosidad menor a 30.0%, porosidad mayor a 10.0% y permeabilidad mayor a 10 md. El espesor de arena neta petrolífera fue definido como el espesor de arena neta limpia saturado con petróleo desde el tope del reservorio hasta el contacto agua/petróleo (100.0 % de saturación de agua), el mismo método utilizado comúnmente por los geólogos para obtener el espesor de arena neta petrolífera por técnicas manuales. La arena productiva (Net Pay), fue definida como el espesor de arena neta que puede aportar producción de petróleo y fue restringida al espesor de arena neta con saturaciones de agua menores de 60.0 %.

La Formación Vivian tiene un espesor promedio de 98.4 pies, la arena neta alcanza un espesor medio de 82.9 pies, siendo el espesor de arena neta petrolífera de 66.5 pies con una porosidad de 17.9 %, la arcillosidad alcanza un volumen de 2.9 % y la saturación de agua promedio es de 26.4 % (Ver tabla # 8). En

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal*  
el yacimiento Forestal la Formación Vivian esta conformada por dos unidades con características litológicas y propiedades petrofísicas diferentes; la unidad inferior es llamada Arenisca Vivian "A" (Vivian "A" Sand) o Vivian principal (Main Vivian) dentro del lote 1-AB, su espesor total varía entre 60 y 110 pies, siendo su espesor promedio de 82 pies, tiene 75 pies de arena neta con una porosidad de 17.6 % y una arcillosidad de 2.3 % , el promedio de arena neta petrolífera para el yacimiento alcanza los 59 pies, con una saturación de agua de 26.3 % (Tabla #10). La unidad superior es denominada como Arenisca Vivian "B" (Vivian "B" Sand) o Vivian Superior (Upper Vivian), esta constituida por areniscas de grano fino a muy fino, laminadas con intercalaciones delgadas de la base generalmente esta constituida por una secuencia intercalada de limolitas, lodolitas y lutitas de 2 a 5 pies de espesor que llega a desaparecer en algunas partes del yacimiento, tiene un promedio de 12.2 pies de espesor con 8.1 pies de arena neta, el valor promedio de arena neta petrolífera es de 7.4 pies (Tabla #9).

Para el reservorio Arenisca Chonta se utilizó una porosidad mínima de 10.0%, una arcillozidad máxima de 30% y una permeabilidad mínima de 5 milidarcys para obtener el espesor de arena neta. El espesor de arena neta petrolífera fue calculado con el mismo criterio empleado para la Formación Vivian. El espesor de arena productiva fue calculado usando una saturación de agua máxima de 65%, tiene un promedio de 27 pies de arena neta petrolífera con 13% de porosidad y 32.0% de saturación de agua (Tabla #13).

## VIII.2 METODO DE EVALUACION.-

El estudio petrofísico del yacimiento Forestal fue desarrollado usando el programa computarizado "Petcom" de evaluación petrofísica de perfiles eléctricos de pozos siguiendo las siguientes etapas:

VIII.2.1 Ingreso de datos digitales.- Casi 70 % de las curvas de los perfiles eléctricos de los 15 pozos del yacimiento Forestal fueron digitizadas a intervalos de muestreo de medio pie usando el modulo de digitización de registros eléctricos del programa Petcom. Las curvas existentes en la base de datos digital del sistema Petros, previamente usado por Oxy para la evaluación petrofísica de los pozos del lote 1-AB no fue utilizada para el presente estudio, debido a que solo existían intervalos pequeños de las curvas de los perfiles electricos disponibles dentro del sistema, que cubrían solo las zonas de interes, los reservorios Vivian y Chonta, con una longitud de aproximadamente 300 pies, además el intervalo de muestreo era de una muestra por pie. En el control de calidad de las curvas existentes previas a la presente evaluación también se pudo observar que en muchos pozos la información digital de las curvas no era exactamente igual a la de los perfiles eléctricos originales registrados por las compañías de perfilaje eléctrico. Solamente los pozos 11, 12, 13, 14 y 15 perforados después del año 1981, tiene cintas magnéticas de campo con la información original de los perfiles eléctricos en forma digital en formato LIS y fueron cargadas en la base de datos usando el modulo de lectura de archivos LIS a partir de cintas magnéticas del programa Petcom.

VIII.2.2 Ajuste de la profundidad de las curvas.-

Todas las curvas de los perfiles eléctricos de los pozos fueron calibrados en profundidad usando el modulo de edición y desplazamiento de curvas interactivo en pantalla del programa Petcom. El primer perfil de resistividad, el perfil de inducción (ISF) o doble perfil lateral (DLL) fue usado como registro referencial de la profundidad del pozo, se utilizó las curvas de rayos Gamma (GR) de los diferentes perfiles de cada pozo como curva de correlación para poner en profundidad todos los perfiles eléctricos adicionales de cada pozo. Tambien se utilizó la curva de diametro del pozo (caliper) como curva de correlación de profundidad en aquellos perfiles donde no se había registrado la curva de rayos gamma (GR).

VIII.2.3 Correcciones ambientales.- Todas las

curvas de los perfiles eléctricos afectadas por las condiciones del pozo, tales como diámetro del pozo, propiedades del fluido de perforación y propiedades del fluido de formación, fueron corregidas por efectos ambientales usando el modulo de correcciones ambientales del programa Petcom, el cual desarrolla matemáticamente todos nomogramas de corrección de perfiles eléctricos por efectos ambientales proporcionado por las compañías de perfilaje, tales como Schlumberger, Gearhart, Haliburton, Welex y Dresser Atlas.

VIII.2.4 Chequeo de la calibración de los

perfiles de porosidad.- Se prepararon gráficos de M-N (cross-plots), para chequear la calibración de los perfiles de porosidad de densidad , neutrón y sónico (ver la sección de calibración de perfiles de porosidad), despues de realizar una evaluación preliminar y seleccionar algunos parámetros

petrofísicos.

VIII.2.5 Selección de parámetros petrofísicos.-

Se seleccionó los parámetros petrofísicos para cada formación, tales como factor de cementación ( $a$ ), exponente de cementación ( $m$ ), exponente de saturación ( $n$ ), resistividad del agua de formación ( $R_w$ ), resistividad de la arcilla ( $R_{cl}$ ), porosidad del perfil neutrón de la arcilla ( $PHIN_{cl}$ ), etc., después del proceso de normalización de los perfiles eléctricos descrita anteriormente.

VIII.2.6 Cálculo del volumen de arcilla.-

El volumen de arcilla contenido en la roca fue calculado usando la opción "líneas de iso-volumen de arcilla del modulo de calculo del volumen de arcilla del programa Petcom. El volumen de arcilla se calculó a partir del perfil de Rayos Gamma en la mayoría de los pozos, en algunos casos se obtuvo a partir del cross-plot de densidad-neutrón, especialmente en la zona de interes, reservorios Vivian Arenisca Chonta de algunos pozos (ver sección de evaluación del volumen de arcilla).

VIII.2.7 Cálculo de la porosidad y de la

saturación de agua.- El módulo "areniscas arcillosas" se utilizó en pozos con perfiles de porosidad densidad-neutron para obtener la porosidad efectiva ( $PHIE$ ), en los pozos que tienen las tres curvas de porosidad se aplicó la función lógica de hueco malo (sonic log limit or bad hole logic), al utilizar la porosidad del perfil sónico en secciones no reservorio con tamaño de hueco extremadamente grande, donde los perfiles de densidad y neutrón son severamente afectados y leen valores anómalos, por requerir de un buen contacto con la pared del pozo al ser perfiladas. El modulo

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal*

de porosidad del perfil sónico se utilizó en aquellos pozos que contaban únicamente con el perfil sónico para obtener la porosidad efectiva (PHIE). La saturación de agua (SW) fue obtenida a partir de los perfiles de inducción y doble perfil lateral (pozo 11), usando la ecuación de saturación de agua "Simandoux modificado", se aplicó la opción de usar el exponente de cementación (parámetro "m") variable con el volumen de arcilla para conseguir 100 % de saturación de agua en zonas arcillosas.

#### VIII.2.8 Permeabilidad derivada de los perfiles.-

Se obtuvo una ecuación matemática para estimar la permeabilidad derivada de los perfiles (KI), la cual relaciona a la porosidad total (PHIT), arcillosidad de la roca (VCL) y saturación de agua total (SWT) obtenidas de los perfiles eléctricos. Se realizaron análisis de regresión lineal de las relaciones existentes entre la porosidad y la permeabilidad obtenida de los núcleos convencionales para obtener la relación empírica para estimar la permeabilidad de los reservorios Vivian y Chonta. La relación empírica fue aplicada en todos los pozos del yacimiento Forestal usando el modulo matemático I (Math Pack I) del programa Petcom.

#### VIII.2.9 Reporte sumario de propiedades

petrofísicas.- Las tablas sumario con los resultados finales de la evaluación petrofísica fueron obtenidos a partir del modulo de reportes sumarios (sumation report) del programa Petcom. Los cut-offs seleccionados para obtener las cuentas de arena neta fueron los siguientes; Porosidad Efectiva (PHIE) => 10.0% y Volumen de Arcilla (VCL) <= 30.0%. Para determinar el espesor de arena neta productiva (Net Pay) se usó como calificador a la saturación de agua (SWE) <= 60.0%.



VIII.2.10 Listado final de datos petrofísicos del reservorio.- Los resultados finales de la evaluación petrofísica fueron tabulados en un archivo digital e impresos para adjuntarlos en el presente informe utilizando los módulos de escritura de archivos ASCII (ASCII Write Module) y listado de salida (Output Listing Module) del programa Petcom. Estas tablas incluyen la información original de los perfiles de rayos gamma (GR), resistividad profunda (ILD), densidad total (RHOB), porosidad neutrón (NPHI), sónico (DT) y la información de las curvas interpretadas de porosidad efectiva (PHIE), saturación de agua (SWE), volúmen de arcilla (VCL), arena neta (HRES) y arena neta productiva (HPAY).

### VIII.3 GRAFICOS M-N DE CALIBRACION DE PERFILES DE POROSIDAD.-

Algunas veces los registros de Porosidad se encuentran descalibrados, esta anomalía es fácilmente reconocible en Formaciones limpias de litología conocida, donde todas las herramientas de porosidad deben leer el mismo valor de porosidad.

En otras palabras, si en una Formación limpia de un pozo, los perfiles de porosidad tienen valores de;  
RHOB = 2.30 gm/cc; PHIN = 21.2 %; DT = 84.0 uSec/Ft.

Y en otro pozo para la misma Formación tenemos;  
RHOB = 2.32 gm/cc; PHIN = 21.2 %; DT = 84.0 uSec/Ft.

Entonces probablemente el perfil de Densidad (RHOB) está descalibrado por +0.02 gm/cc y la curva de RHOB necesita ser ajustada para que encaje con la respuesta de los demás dispositivos de porosidad, como se muestra en la figura # 33.

El método del cross-plot M-N de lito-porosidad fue usado para realizar la normalización de los perfiles de porosidad. Esta es una técnica muy útil para determinar las características de la roca con mayor precisión antes de realizar el cálculo de las tres porosidades a partir de la información de los perfiles. También el cross-plot M-N nos ayuda a hacer el chequeo de calibración de los perfiles de porosidad, cuando las propiedades de la matriz del reservorio son consistentes a lo largo de todo el yacimiento.

En el gráfico cross-plot M-N, las variables M y N están definidas como;

$$M = \frac{DTF - DT}{RHOB - RHOF} \times 0.01 = \frac{DTF - DTMA}{RHOMA - RHOF} \times 0.01$$
$$N = \frac{NHINF - PHIN}{RHOB - RHOF} = \frac{PHINF - PHINMA}{RHOMA - RHOF}$$

A partir de las ecuaciones ubicadas a la mano derecha, las variables M y N se ven que son dependientes solamente de las características del fluido y de la matriz, e independiente de la porosidad, ver figura.

El método requiere de los tres perfiles de porosidad y se asume que el perfil sónico está siempre bien calibrado, por que es autocompensado durante el perfilaje; por lo tanto cualquier diferencia de porosidad será debido a la descalibración de los perfiles Densidad y/o Neutrón.

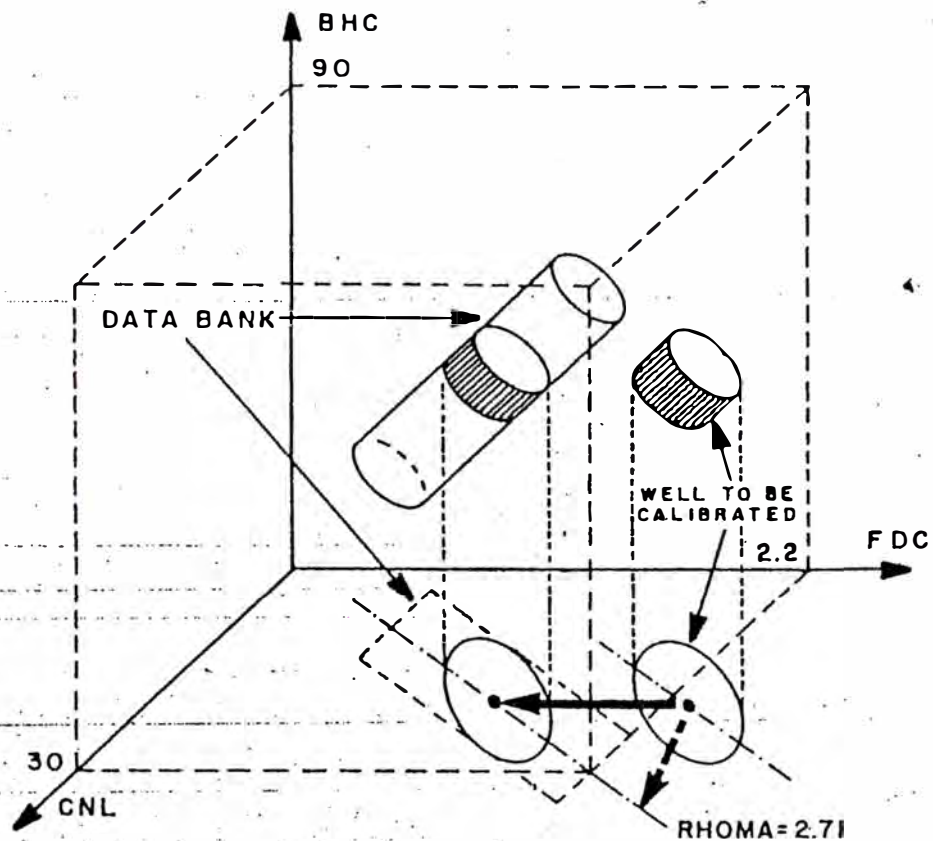


Fig. 1 shows that the indetermination that exists when trying to calibrate two porosity logs (FDC/CNL for example) disappears when a third log proportional to the porosity is introduced, if the latter can be considered well calibrated.

In this example it is clear that the only log to be shifted is the FDC.

The sonic is considered well calibrated and no shifts are applied to it for the following reasons:

- It is less affected than other tools by bore hole conditions.
- No statistical variations.
- Good repeatability.
- Miscalibration and malfunction are easily detectable.

El método consiste en hacer uno o mas cross-plots de M y N de una o varias Formaciones limpias y homogéneas (Reservorio Vivian y Caliza Chonta) y se grafican los valores de M y N de todos los pozos de un yacimiento específico . Se selecciona un punto en el gráfico para representar la zona mas limpia de la Formacion, usualmente es la zona de mayor frecuencia de valor modal. Todos estos puntos de cada uno de los pozos son graficados y comparados en un solo cross-plot (hecho en hoja de calculo Excel). La mayoría de los pozos se agruparan en un solo sector definiendo el punto de matriz.

Los pozos que caigan fuera de la nube de datos del promedio de M y N del reservorio son considerados como descalibrados y necesitan ser desplazados hasta el valor promedio del yacimiento, esto se hace corrigiendo las curvas de Densidad (RHOB) y/o porosidad Neuton (NPHI), vea la figura # 33.

#### VIII.4 SELECCION DE PARAMETROS PETROFISICOS.-

Hay una serie de parametros necesarios para desarrollar las ecuaciones de evaluación petrofísica que deben ser definidos y/o seleccionados a partir de los perfiles y pruebas hechas en los reservorios antes de empezar la evaluación de cada pozo del yacimiento. A continuación describiremos algunos de los parametros que fueron necesarios de definir para la evaluación petrofísica del yacimiento Forestal (Tablas #4, 5 y 6).

##### VIII.4.1 Temperatura de Reservorio ( T ).-

La temperatura de los Reservorios fue obtenida de pruebas de formación (DST's) hechas en los Reservorios

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal Vivian y Arenisca Chonta en los pozos del yacimientos Forestal y en el pozo exploratorio Forestal Extensión.*

Temperatura del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal = 261° F.

Temperatura del Reservorio Arenisca Chonta en el Yacimiento Forestal = 278° F.

Temperatura del Reservorio Vivian del Prospecto Forestal Extension = 261° F.

Temperatura del Reservorio Arenisca Chonta del Prospecto Forestal Exensión = 278° F.

#### VIII.4.2

##### Resistividad del Agua de Formación ( $R_w$ ).-

Se utilizó una gran cantidad de análisis químicos del agua producida por los pozos de Forestal, para obtener el promedio de salinidad, composición química y la resistividad del agua de los reservorios Vivian y Arenisca Chonta (Tablas #16 y 17).

El total de sólidos disueltos del Reservorio Vivian del yacimiento Forestal es de 74,400 ppm (Tabla #16). Utilizando los nomogramas de la compañía Schlumberger Gen-8 y Gen-9 obtuvimos una Resistividad de Agua ( $R_w$ ) de 0.031 a la Temperatura de Reservorio de 261° F.

Para el Reservorio Chonta del yacimiento Forestal, el total de sólidos disueltos es de 170,000 ppm (Tabla #17). Utilizando los nomogramas de la compañía Schlumberger Gen-8 y Gen-9 obtuvimos una Resistividad de Agua ( $R_w$ ) de 0.031 a la Temperatura de Reservorio de

261° F.

Estas Resistividades de Agua ( $R_w$ ) fueron confirmadas en algunos pozos del yacimiento, usando el método del Potencial Espontáneo (SP), utilizando los gráficos de la compañía Schlumberger SP-1, SP-2 y SP3.

La Resistividad del Agua de Formación también fue confirmada en las zonas saturadas de agua del Reservorio Vivian en los pozos Forestal 2, 3, 4, 7 y 12. La Resistividad del Agua de Formación del Reservorio Arenisca Chonta fue confirmada en las zonas de agua del pozo Forestal 2.

La Resistividad del Agua de Formación de los Reservorios Vivian y Arenisca Chonta del pozo Forestal Extensión 1 fue obtenida por el método del Potencial Espontáneo anteriormente descrito, ya que el agua de Formación obtenida en las pruebas de Formación (DST'S) del Reservorio Vivian indicaron estar parcialmente contaminadas con filtrado de lodo y agua del colchón de agua de las pruebas. La Resistividad de Agua calculada para la Formación Vivian es de 0.031 a la Temperatura de Reservorio de 262° F y la del Reservorio Chonta es de 0.016 a la Temperatura de Reservorio de 276° F

La Resistividad del Agua de Formación fue confirmada en las zonas saturadas de agua de los Reservorios Vivian y Arenisca Chonta del pozo Forestal Extensión 1.

#### VIII.4.3

##### Constante de Cementación ( $a$ ).-

Se usó una Constante de Cementación igual a 1.00 tanto para el Reservorio Vivian como para el

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal Arenisca Chonta en el Yacimiento Forestal y en el pozo Exploratorio Forestal Extensión 1. Usando este valor de ( a ) se obtuvo saturaciones de agua cercanas al 100% en las zonas saturadas de agua de ambos reservorios.*

#### VIII.4.4

##### Exponente de Cementación ( m ).-

El Exponente de Cementación del Reservorio Vivian fue estimado a partir del gráfico cross-plot de Resistividad versus Porosidad de las zonas saturadas de agua de los pozos Forestal 2, 3, 4, 7 , 12 y Forestal Extensión 1. Las areniscas limpias saturadas de agua de estos pozos definen con precisión un Exponente de Cementación “m” de 1.85 para el Reservorio Vivian y un “m” de 2.00 para el Reservorio Arenisca Chonta. Cabe mencionar que solo se seleccionó las zonas limpias y mojadas de estos pozos con valores de resistividad constantes para obtener el valor de “m”. Las zonas mojadas con valores de resistividad no constante se deben a arcillosidad o a contenido de petróleo residual.

Para el Reservorio Arenisca Chonta se hizo el mismo procedimiento, pero solo los pozos Forestal 2 y Forestal extensión 1 se encuentran parcial o totalmente saturados de agua, no habiendo suficiente información petrofísica para obtener el parámetro “m” con la precisión requerida. Se asignó un valor de “m” de 1.85, similar a aquel obtenido para el Reservorio Chonta en otros yacimientos del area, tales como Dorissa, San Jacinto y Shiviyaçu.

#### VIII.4.5

##### Exponente de Saturación ( n ).-

El Exponente de Saturación es el parámetro petrofísico mas difícil de obtener. Para el Reservorio Vivian se asumió un valor del parámetro “n” igual al parámetro

“m”, con un valor de 1.85, similar al usado en estudios petrofísicos previos del Reservorio Vivian en el yacimiento Forestal hechos con el programa computarizado “Petros” por Rebeca Leon en 1987.

Para el Reservorio Chonta del Yacimiento Forestal y para el pozo Forestal Extensión se asignó un valor del parámetro “n” igual a 2.00, similar al utilizado para el reservorio Chonta en otros yacimientos del área, tales como Dorissa, Capahuari Sur y Shiviyaçu.

Experiencias obtenidas por los laboratorios del centro de investigación de la compañía Shell, mostraron que el valor del Exponente de Saturación “n” es generalmente igual o ligeramente mayor que el Exponente de Cementación “m”.

También es importante señalar que en análisis de perfiles eléctricos, la saturación de agua no es muy sensible al valor del exponente de saturación “n”. Si en un reservorio con 35% de saturación de agua, el valor de “n” se hace variar entre 1.85 y 2.00, entonces el valor de la saturación de agua cambia en menos 3% o tres unidades.

La saturación de agua calculada en zonas acuíferas con los valores del Exponente de Saturación de 1.85 y 2.00, asignados a los Reservorios Vivian y Arenisca Chonta respectivamente, encajan muy bien con el valor de 100%.

#### VIII.4.6

#### Resistividad de las arcillas ( RClay ).-

Algunos pozos tienen capas gruesas de lutitas interestratificadas dentro del Reservorio Vivian con valores



*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal* de resistividad muy altos, como en los pozos 2, 3 y 6. Se ha interpretado que estas capas gruesas de lutitas y/o limolitas contienen agua fresca dentro del espacio poral, correspondiente a depósitos sedimentarios de canales entrelazados del tipo "Braided Stream".

El Reservorio Vivian también tiene algunas capas delgadas de lutita interestratificadas dentro de las areniscas masivas. La resistividad de estas capas lutáceas no es representativa en zonas saturadas de petróleo debido al efecto de hombro producido por las capas gruesas de arenisca saturadas de petróleo. La resistividad de estas capas lutáceas delgadas intercaladas en el reservorio tienen un valor cercano a 1.2 Ohm-m en zonas saturadas de agua.

Se ha interpretado de que las capas lutáceas delgadas intercaladas en el Reservorio Vivian, tienen casi la misma salinidad y la misma respuesta de resistividad que las zonas lutáceas adyacentes

#### VIII.4.7

##### Resistividad de las arcillas en la zona lavada (R<sub>xoCl</sub>).

Seis de los dieciséis pozos estudiados tienen perfil de microresistividad de proximidad o microesférico enfocado, para interpretar la saturación de agua en la zona lavada, se requiere conocer la microresistividad de las arcillas, esta información no es muy fácil de obtener debido a que en las zonas arcillosas el hueco generalmente colapsa o tiene mucha rugosidad y no permite una buena adherencia del patin de perfilaje con la pared del pozo, dando valores anómalos de micro resistividad.

Se ha asumido de que la resistividad de las arcillas en la zona lavada tiene el mismo valor que el obtenido en la zona virgen, por que todas las herramientas de resistividad deberían ser iguales en una roca arcillosa. Las lutitas no tiene porosidad efectiva ni permeabilidad, por lo tanto no ocurran efectos de invasión y la resistividad profunda y somera deben ser iguales.

VIII.4.8 Porosidad Neutron de las Lutitas ( $\Phi_{INCI}$ ).-

Se obtuvo el valor de porosidad de las lutitas de las Formaciones adyacentes Cachiyacu y Chonta de los pozos Forestal 2, 11, 12 y Forestal Extensión 1. Se obtuvo el valor de porosidad frente a lutitas con diámetro de pozo en buenas condiciones, finalmente se selecciono el valor de 30.0% de porosidad neutrón de las lutitas, este valor se utilizó para todo el yacimiento

VIII.4.9 Densidad de las Lutitas ( $\rho_{CI}$ ).-

Este parámetro fue seleccionado de los mismos pozos mencionados anteriormente y a través de los mismos intervalos seleccionados para obtener la porosidad neutrón de las arcillas. Finalmente se seleccionó el valor de 2.50 g/cc de densidad de las arcillas que equivale a una porosidad de 9.0% y fue utilizado para obtener la porosidad efectiva de todos los pozos del yacimiento Forestal.

VIII.4.10 Tiempo de transito sónico de las arcillas ( $Dt_{CI}$ ).-

Un valor de 90.0 microsegundos por pie fue seleccionado en las zonas arcillosas de la Formación Vivian. Este valor es equivalente a 25.8% de porosidad de las arcillas.

VIII.4.11 Densidad de la Matriz ( $\rho_{Ma}$ ).-

Densidad de matriz de los núcleos convencionales disponibles y densidad de la matriz aparente obtenida durante la evaluación petrofísica preliminar fueron utilizados para definir este parámetro. Los pozos Forestal 1, 2 y Forestal Extensión tiene núcleos convencionales en la Formación Vivian, pero solo el pozo Forestal extensión tiene información de densidades, la cual da un valor promedio de 2.64 g/cc. La densidad aparente derivada de los perfiles de densidad y neutrón dió un valor de 2.65 g/cc, finalmente este valor fue seleccionado para la densidad de la matriz.

VIII.4.12 Porosidad Neutrón de la Matriz (PhinMa).-

El valor promedio estandar para areniscas fue seleccionado para la evaluación de la porosidad neutrón del reservorio Vivian.

VIII.4.13 Tiempo de transito de la Matriz (DtMa).-

Se utilizó un valor de 47.0 Us/ft a partir de la experiencia obtenida en otros yacimientos como Shiviyaçu y San Jacinto, en los cuales hay disponibles más perfiles de porosidad densidad-neutrón que nos permiten evaluar con bastante precisión el valor del tiempo de transito de la matriz a partir del gráfico M-N. Un tiempo de transio de 47.0 Us/ft es un valor bastante bajo para areniscas, pero la porosidad del perfil sónico amarra muy bien con la porosidad obtenida a partir de los perfiles de densidad y neutrón. La Formación Vivian tiene piritas intergranular y microgranular diseminada dentro de la arena en porcentajes que llegan hasta 5%. Estas piritas tiene un bajo tiempo de transito que probablemente contribuye con el valor anormalmente bajo de tiempo de transito de la matriz obtenido.

VIII.4.14 Densidad del fluido (RhoFI).-

La herramienta de perfilaje de densidad tiene poca profundidad de investigación dentro del reservorio, el 50% de la información proviene de las 2.5 primeras pulgadas de la pared del pozo, la máxima profundidad de investigación alcanza las 6 pulgadas. El fluido existente en los poros de una formación permeable dentro de esta zona tan somera de investigación es una mezcla compuesta mayormente de filtrado de lodo, agua de formación irreductible y petróleo residual si existiese hidrocarburos en la zona lavada. Basado en la explicación anterior, la densidad de fluido depende principalmente de la salinidad del filtrado de lodo. Un valor de 1.00 g/cc se utilizó para los pozos perforados con agua fresca, no hay pozos en Forestal perforados con agua salada. El pozo FO-15 fue perforado con lodo en base aceite (OBM), pero no tiene perfil de densidad.

VIII.4.15 Porosidad Neutrón del fluido (PhinFI).-

La porosidad neutrón del agua, petróleo y filtrado de lodo es mostrada a continuación:

<u>PhinFI</u>	<u>Fluido</u>
	Agua de Formación (74,400 ppm NaCl) 1.00
	Filtrado de lodo (200,000 ppm NaCl) 1.00
	Filtrado de lodo (10,000 ppm NaCl) 1.00
	Petróleo de 32° API 1.00
	Petróleo de 20° API 0.99
	Petróleo de 10° API 0.98

Estos valores asumen que el perfil neutrón ha sido corregido por efectos ambientales. Un valor de

porosidad neutrón de 1.00 fue seleccionado, ya que el neutrón prácticamente no es afectado por hidrocarburos líquidos, como se muestra en la tabla mostrada anteriormente.

#### VIII.4.16 Tiempo de tránsito del fluido (DtFI).-

La herramienta del perfil sónico también tiene una profundidad de investigación somera, consecuentemente la información del perfil sónico proviene de la zona lavada. La velocidad del fluido varía con la concentración de sólidos o la salinidad de el filtrado de lodo existente en la zona lavada. El valor estándar para lodos frescos y lodos salados de 189.0 y 185.0 uS/ft respectivamente fue seleccionada para obtener la porosidad del perfil sónico.

#### VIII.5 EVALUACION DEL VOLUMEN DE ARCILLA ( $V_{CLAY}$ ).

El volumen de arcilla de los reservorios Vivian y Chonta fue obtenido del perfil de rayos gamma, en aquellos pozos con perfil de densidad-neutrón, también se calculo la arcillosidad a partir del grafico de porosidad densidad-neutrón. Está es una técnica empleada en otros yacimientos del lote 1-AB. Los perfiles de densidad-neutrón tiene una buena respuesta a la arcillosidad en los reservorios Vivian y Arenisca Chonta, donde el diámetro del pozo esta en calibre sin evidencias de derrumbe. También se obtuvo la arcillosidad a partir de la curva de potencial espontáneo, pero solo fue utilizada para verificar los resultados obtenidos con el perfil de rayos gamma.

La arcilla encontrada dentro de la Formación Vivian es del tipo laminar y del tipo disperso, muy raramente ocurre en forma estructural formando parte de la matriz de la roca reservorio. El promedio de arcillosidad del reservorio Vivian es de 2.9% (Tabla #8).

## VIII.6 EVALUACION DE LA POROSIDAD Y LA SATURACION DE AGUA.-

Los pozos con solo perfil de porosidad sónico fueron evaluados con el programa de una porosidad a partir del perfil sónico, aquellos pozos con perfiles de densidad neutrón fueron evaluados con el programa de evaluación de areniscas arcillosas. La curva de resistividad profunda corregida por efectos ambientales fue utilizada como resistividad verdadera en la evaluación de la saturación de agua. Se usó la fórmula de evaluación de la saturación de Simandoux modificado, la cual ha sido aplicada en todos los pozos del lote 1-AB. Se utilizó un límite máximo de 30% de porosidad y 35% de arcillosidad. Se utilizó la opción de calcular la saturación con un exponente de cementación variable con el volumen de arcilla para obtener saturaciones de agua de 100% en las arcillas.

La porosidad obtenida para el reservorio Vivian en los pozos del yacimiento Forestal es consistente con estudios petrofísicos previos hechos en el yacimiento. El promedio de porosidad para Formación Vivian es de 17.9%, para más detalles por favor referirse a los sumarios petrofísicos hechos para cada pozo y por cada unidad litológica del reservorio.

La saturación de agua promedio del reservorio Vivian es de 26.4%, para mayores detalles refierase a las tablas



# BLOCK 1-AB

## LEGEND

- LIGHT OIL FIELD
- HEAVY OIL FIELD
- ROAD

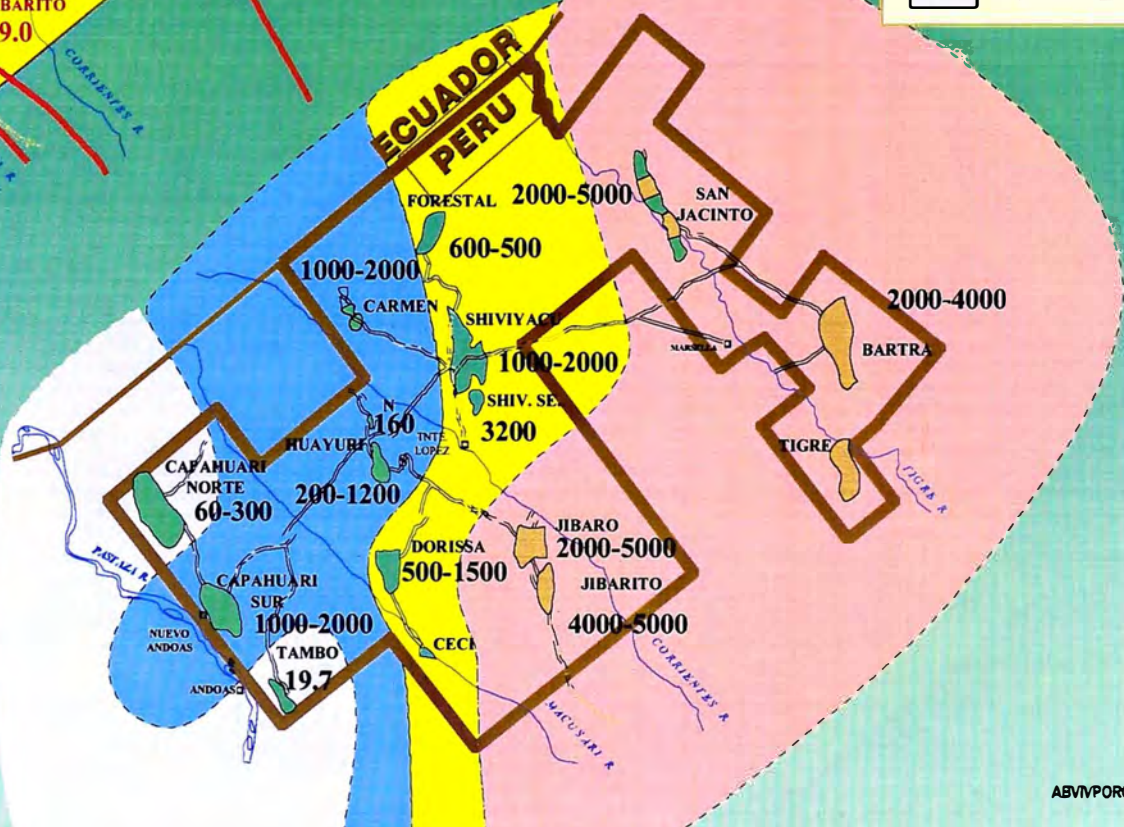
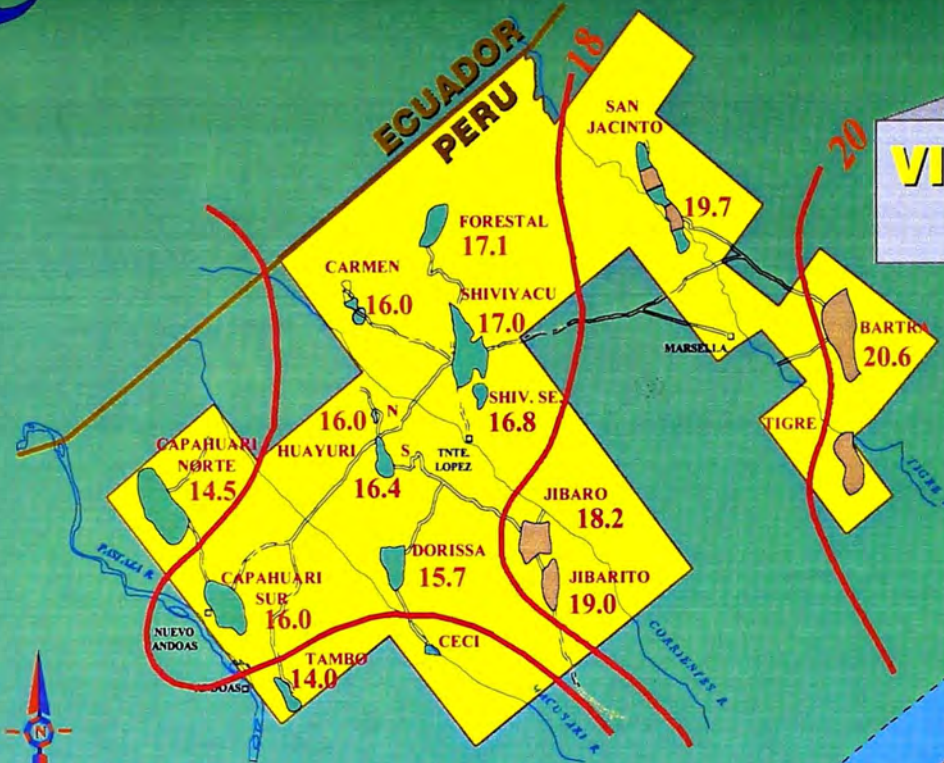
**BLOCK 1-AB**  
 (1.23 mm ACRES)  
 100 min.-300 max. Avg.  
 Permeability (Md)

## PERMEABILITY (K)

- EXCELENT
- VERY GOOD
- FAIR-GOOD
- POO-FAIR

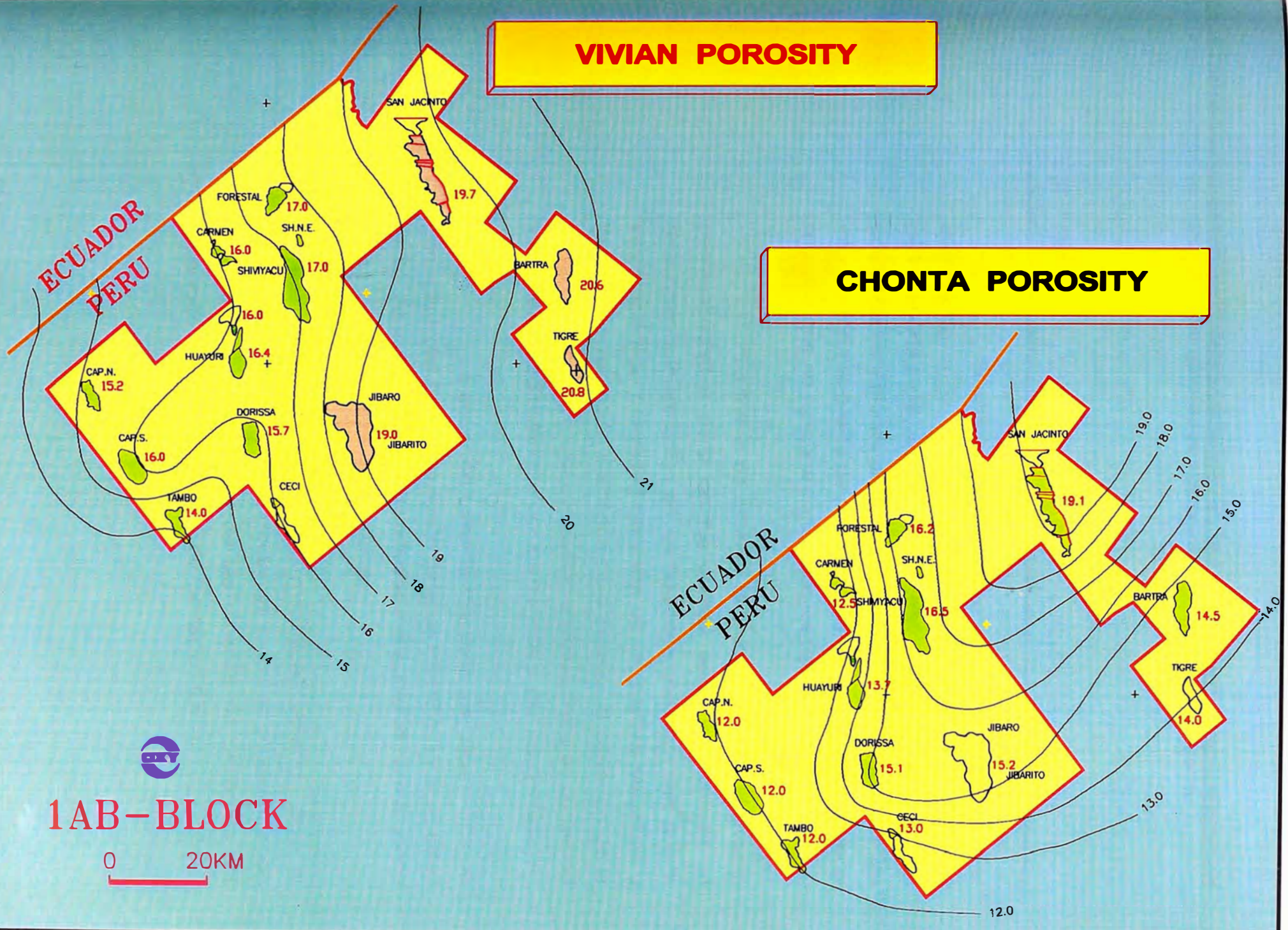
## VIVIAN RESERVOIR POROSITY

## VIVIAN RESERVOIR PERMEABILITY (K)



# VIVIAN POROSITY

# CHONTA POROSITY



1AB-BLOCK

0 20KM



### VIII.7 PERMEABILIDAD DERIVADA DE LOS PERFILES ELECTRICOS.-

Se utilizó una fórmula que relaciona la porosidad, la arcillosidad y la saturación de agua, para obtener una permeabilidad derivada de los perfiles. Muchos autores han postulado ecuaciones para obtener la permeabilidad a partir de información petrofísica de perfiles eléctricos, pero la experiencia muestra que no funciona para todos los reservorios.

La forma de obtener una ecuación para derivar la permeabilidad a partir de los perfiles eléctricos consiste en relacionar la información de los núcleos convencionales con la información de porosidad obtenida de los perfiles eléctricos y hacer un análisis de regresión numérica para obtener la ecuación de la curva que tenga la mejor correlación entre los datos de porosidad y permeabilidad obtenidos por los núcleos y por los perfiles.

La ecuación utilizada relaciona los parámetros de porosidad total (PHIT), saturación de agua total (SWT) y arcillosidad (VCL). Para mayores detalles referirse a la siguiente página donde está todo el detalle de las fórmulas.

El promedio de permeabilidad obtenido para el reservorio Vivian fue de 488 milidarcys el cual es consistente con la permeabilidad obtenida de las pruebas de presiones del reservorio durante las pruebas de formación (DST).

## ESTIMATION OF PERMEABILITY INDEX FROM WELL LOGS

(M. Augusto)

By assuming that a formation with interconnected porosity can be represented by a bundle of capillary tubes, it can be shown that.

$$\text{Mean Pore Diameter} = \frac{K}{\phi}$$

This is the basis for the Levertt "J" function used to normalize capilar presure curves.

The mean pore diameter correlates very well with mean grain size and water saturation, since smaller grain size contain smaller pores which can generate higher capillary forces and bind more water.

Generally the grain size is related to shaliness, fine grained sands contain more disperced clays than coarse grained sands, as observed in Gamma Ray and SP log curves.

Relating Porosity ,Clay Volume and Water Saturation, it shoult be possible to predict permeability.

Porosity comes from well log and Total Porosity is obtained from Effective Porosity using,

$$\text{PHIT} = \text{PHIE} + 0.10 \times \text{VCL}$$

The total Porosity includes the pore space occupied by clay water.

Water Saturation comes also from wereline logs and the Total water Saturation is used, which includes bound water in clays. This is obtained from Effective Water Saturation, (as calculated by "Coriband" type programs) as follows,

$$SWT = SWE \times (1 - VCL) + VCL$$

- Both PHIT and SWT are found to correlate better with Permeability than PHIE and SWE, as calculated by Schlumberger Saraband or Coriband programs.

We now have, 
$$Ka = \text{Function} \frac{PHIT}{SWT}$$

Where Ka = Air Permeability From cores and PHIT, SWT and VCL are obtained from the "Petcom" program.

Dorissa 5,6 and 10 core data was used to develop the relationship, curve fitting the Dorissa Core Permeability data gave,

$$K \text{ (Index)} = \frac{(10 \times PHIT \times (1 - VCL)^2)^3}{SWT} \times 60 \text{ md.}$$

This formula was applied to Vivian and Chonta sands in San Jacinto field. Cored wells show a good correlation between air permeability and KI derived from logs.

## VIII.8 REPORTE SUMARIO DE RESERVORIOS.-

Se computó los totales de arena neta y arena neta petrolífera con el modulo de reporte sumario del programa Petcom. Para el cálculo de arena neta se utilizaron los siguientes parámetros; porosidad efectiva mayor a 10.0%, arcillosidad menor de 30.0%, para el cálculo de la arena neta petrolífera se utilizó un valor máximo de saturación de agua de 60.0%.

Los totales de arena neta y arena neta petrolífera para cada pozo y para cada unidad de la formación Vivian fue tabulada en las tablas sumario que se encuentran adjuntas. Asi mismo se adjuntan los graficos petrofísicos de la Formación de cada pozo (Graficos # 1 al 16), estos graficos incluyen la interpretacion litologica, la saturación de agua, la porosidad efectiva, la permeabilidad derivada de los perfiles, las cuentas de arena neta y arena neta petrolífera asi como los intervalos abiertos a producción.

## IX. CAPITULO IX

### CARACTERIZACION DEL RESERVORIO VIVIAN.-

#### IX.1 INTRODUCCION.-

A fin de actualizar el modelo de simulación numérica de reservorios con la información estructural obtenida en las campañas sísmicas de los años 1996 y 1997, se procedió a actualizar el estudio geológico del reservorio Vivian. Se revisó la correlación de todos los pozos del yacimiento y se subdividió el reservorio en 6 subzonas de areniscas y 5 de lutitas, se elaboraron mapas de reservorios, tales como arena gruesa, arena neta, relación arena/lutita, isoporosidad e isopermeabilidad. Todos

los mapas elaborados fueron ingresados en el programa Eclipse de simulación de reservorios para conocer la existencia de posibles ubicaciones para continuar el desarrollo del reservorio Vivian en el yacimiento Forestal.

También se procedió a actualizar los mapas de arena neta petrolífera y se calculó el volumen total de petróleo insitu del reservorio Vivian (Tabla # 6).

## IX.2 AMBIENTE DEPOSITACIONAL Y CORRELACION.-

El reservorio Vivian tiene tres miembros bien definidos en el area Forestal, los cuales de la base al tope son; el miembro Vivian Inferior, el miembro Vivian Principal o llamado tambien Arenisca Vivian "A" y el miembro Vivian superior o llamado tambien Arenisca Vivian "B".

### IX.2.1 Miembro Vivian Inferior..-

Es el primer ciclo depositacional de la Formación Vivian, esta constituido por depositos de arenisca de un ambiente sedimentario de canales fluviales de corte y relleno de la topografía preexistente. Esta unidad no se encuentra distribuida en toda el área, solo se le encuentra en áreas aisladas.

Las areniscas son predominantemente de grano fino, con abundante matriz argilácea, se le encuentra intercalada con capas delgadas de limolitas y lutitas de color gris claro. A esta unidad también se le conoce por los Geólogos de Oxy como Vivian "A0" , ha erosionado parcialmente la parte superior de la Formación Chonta y ha

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal* rellenado depresiones de bajo relieve. Solo ha sido reconocida en el pozo Forestal Extensión-1X, donde este cuerpo arenoso no tiene características de ser buena roca reservorio y se encuentra saturada de agua. Electricamente esta unidad muestra un pobre a regular desarrollo del potencial espontáneo, 70 uS/ft de promedio de tiempo de tránsito del perfil sónico y una respuesta alta de rayos gamma y resistividad, para más detalles vea el gráfico petrofísico del pozo Forestal Extensión-1X.

#### IX.2.2 Miembro Vivian Principal o Vivian "A".-

Es el reservorio principal de la Formación Vivian, contiene más del 85% del petróleo del yacimiento Forestal. Es el segundo ciclo sedimentario de la Formación Vivian, esta constituido por depósitos de canales anastomosados del tipo "braided stream", las areniscas son de grano medio a fino, moderadamente clasificadas con 17.6% de porosidad efectiva y permeabilidades que varían entre 400 y 4000 milidarcys. Presenta algunas intercalaciones delgadas de limolitas y lutitas que conforman barreras verticales de permeabilidad que impiden el flujo vertical de los fluidos del reservorio.

El espesor de esta unidad varía entre 40 pies en el área de la zona crestal, en el pozo FO-9 donde un posible paleo alto pudo haber controlado la sedimentación, el espesor aumenta hacia los flancos Norte y Sur alcanzando espesores de hasta 109 pies en el pozo FO-3.

Basado en correlación de perfiles eléctricos de pozos, se ha subdividido esta unidad en cuatro subzonas arenosas y tres subzonas arcillosas que separan los cuerpos de areniscas de este reservorio. Las unidades

arenosas han sido denominadas de base a tope como unidades "A1", "A2", "A3" y "A4".

Usualmente las capas delgadas de lutitas y limolitas, separan a las unidades arenosas del Reservorio Vivian "A", en otros casos el límite entre las unidades arenosas es arena contra arena sin ninguna barrera vertical de permeabilidad que impida el flujo de los fluidos del reservorio entre las unidades arenosas adyacentes. Estas unidades arcillosas son denominadas como lutitas Vivian "A2", "A3" Y "A4" y se encuentran localizadas debajo de su respectiva unidad arenosa. En la mayoría de los pozos al menos uno de estos marcadores lutáceos esta bien desarrollado y tiene un espesor medible que varía entre 1 y 8 pies (Ver sección estratigráfica).

### IX.2.3 Miembro Vivian Superior o Vivian "B".-

Este es un ciclo depositacional de baja energía, representa el inicio del ciclo regresivo del mar de Cachiyacu. Esta unidad es interpretada como un complejo de canales estuarinos y de marea. La sedimentación generalmente se inicia con una secuencia delgada de lutitas y limolitas llamada lutita Vivian "Y". Esta unidad lutácea es la capa sello se suprayace al miembro Vivian Principal o Vivian "A", el espesor de esta unida arcillosa varía entre 0 y 12 pies.

Un cuerpo de areniscas suprayace a la unidad lutácea Vivian "Y", es la unidad superior de la Formación Vivian en el yacimiento Forestal, casi 15% del petróleo insitu de la Formación Vivian estuvo almacenado en este reservorio. Esta unidad se encuentra bien desarrollada y



*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal* saturada de petróleo en el flanco sur del yacimiento. Las areniscas son de grano fino, regularmente clasificadas, presentan buena porosidad intergranular y permeabilidades regulares a buenas. Las areniscas se encuentran intercaladas con lutitas y limolitas delgadas de color gris. Hacia la parte Norte del yacimiento se encuentra pobremente desarrollada sin características de roca reservorio, la litología cambia lateralmente a una secuencia laminada de areniscas sucias de grano fino con intercalaciones de lutitas y limolitas de color gris. En el pozo FO-5, ubicado en la zona crestal esta unidad se encuentra bien desarrollada pero saturada de agua. Se ha interpretado que la arenisca Vivian "B" del pozo FO-5 conformaría un canal independiente no conectado al principal ubicado en el flanco Sur y se encontraría completamente aislado del reservorio Vivian "A". El pozo FO-11 esta siendo interpretado como un area de no depositación durante el tiempo Vivian superior, solo se esta interpretando la presencia de una arenisca Vivian "A" gruesa y masiva en este pozo. El espesor de esta unidad varía entre 0 y 25 pies (Ver sección estratigráfica).

### IX.3 METODOLOGIA DE TRABAJO.-

La información digital de los perfiles eléctricos, registros direccionales, información petrofísica y topes formacionales fueron ingresados y revisados en el programa computarizado Stacked curves PC (SCPC)

Se prepararon y correlacionaron varias secciones estratigráficas a fin de definir las unidades de la Formación Vivian

en todos los pozos del área del yacimiento Forestal (Tabla #2).

Se utilizó un mínimo de 10.0% de porosidad y un máximo de 30.0% de arcillosidad para calcular la arena neta de roca reservorio, para calcular el espesor de arena neta petrolífera de cada pozo se utilizó un valor máximo de saturación de agua de 60.0%.

Se computó la arena gruesa, arena neta, arena neta petrolífera, relación arena/lutita, porosidad promedio y permeabilidad promedio de cada pozo y de cada zona usando el programa Stacked Curves PC, a partir de la información petrofísica de PHIE, SW, VCL Y KI obtenida en la interpretación petrofísica.

Se preparó mapas de espesor total de la Formación Cachiycu y de todas las unidades arenosas y lutáceas de la Formación Vivian anteriormente descritas.

Mapas de relación arena lutita fueron elaborados para Vivian "B" y para todas las subzonas de Vivian "A". El mapa de relación arena/lutita para el miembro Vivian "A" fue elaborado dividiendo las grillas de los mapas de arena neta entre el mapa de arena gruesa.

Los mapas de arena neta de las unidades "B", "A4", "A3", "A2" Y "A1" fueron obtenidos al multiplicar las grillas de los mapas de arena gruesa por los mapas de relación arena/lutita. El mapa de arena neta del miembro Vivian "A" fue obtenido sumando las grillas de los mapas de arena neta de las unidades arenosas Vivian "A4", "A3", "A2" Y "A1".

También se prepararon mapas de porosidad efectiva

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal* y permeabilidad derivada de perfiles para todas las unidades arenosas de la Formación Vivian. Mapas de isosaturación de agua no fueron elaborados, las saturaciones de agua del modelo de simulación son calculadas con curvas de presión capilar construidas para el reservorio Vivian.

Todos los topes formacionales fueron normalizados a fin de tener un contacto agua/petroleo plano en el reservorio Vivian, ubicado a la profundidad de -8417 pies referido al nivel medio del mar. Las mayores correcciones fueron aplicadas a los pozos direccionales FO-3, 4 y 7, los cuales fueron desplazados hacia abajo 53, 21 y 25 pies respectivamente.

Como se mencionó anteriormente se prepararon 3 maps estructurales al tope de la Formación Cachiyacu usando diferentes metodos de cálculo de el mapa de velocidades. El mapa estructural en profundidad fue obtenido usando el mapa de tiempo con la grilla suavizada y la gradiente de velocidad obtenida de los pozos verticales del área.

El mapa estructural del tope de la Formación Vivian fue derivado al restar la grilla del mapa de espesor total de la Formación Cachiyacu del mapa estructural al tope de la misma Formación.

El mapa estructural al tope de el miembro Vivian "A" fue calculado de la misma manera, substrayendo el mapa de espesor de Vivian superior del mapa estructural al tope de la Formación Vivian, la estructura fue bien amarrada al control de pozos.

Mapas de arena gruesa petrolífera fueron preparados para las unidades Vivian "A" y Vivian "B", substrayendo las grillas de los mapas estructurales de cada

unidad y cortándolos a la elevación del contacto de agua (-8417) pies de elevación referido al nivel medio del mar.

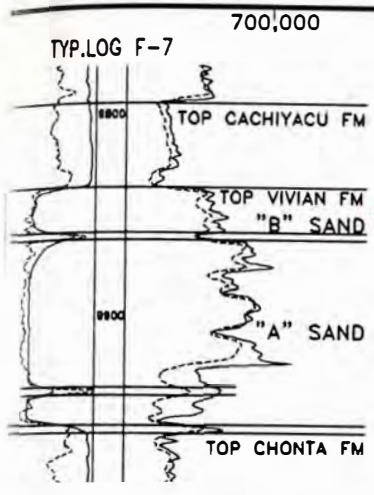
Los mapas de arena neta petrolífera de ambas unidades, Vivian "A" y "B" fueron construidos multiplicando las grillas de los mapas de columna gruesa de petróleo por las grillas de los mapas de relación arena/lutita.

El volumen de roca reservorio fue obtenido a partir de los mapas de arena neta petrolífera utilizando el módulo volumétrico del programa Stacked Curves PC.

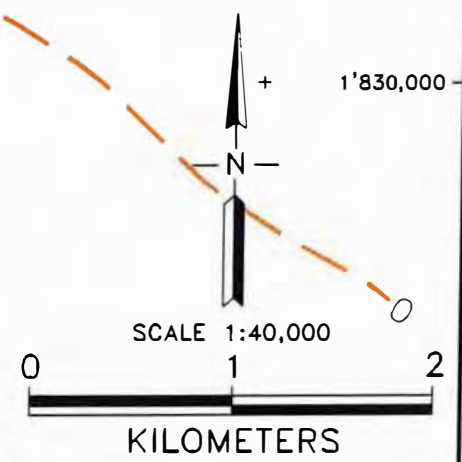
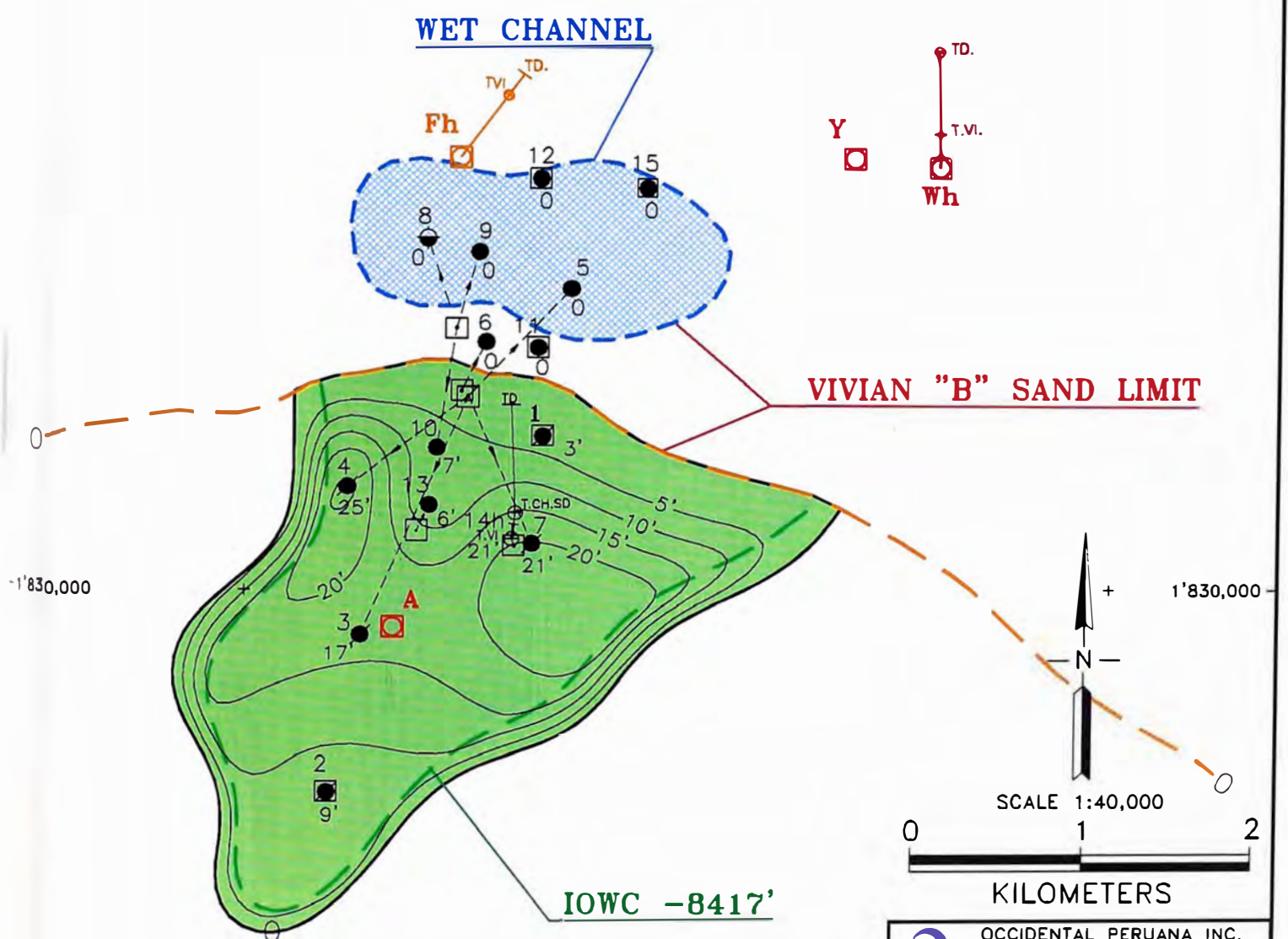
Cálculos determinísticos de petróleo insitu fueron preparados para el reservorio Vivian, utilizando los volúmenes de roca reservorio obtenidos y los parámetros promedio de porosidad, saturación de agua y factor de volumen de formación de la Formación Vivian en el yacimiento Forestal.

#### **IX.4 PETROLEO INSITU DEL RESERVORIO VIVIAN.-**

El cálculo actual determinístico de petróleo insitu es de 123.1 MMBP para el reservorio Vivian, comparado al volumen reportado en el libro de reservas de 1997, el reservorio Vivian del yacimiento Forestal ha ganado un volumen de petróleo insitu de 13.6 MMBP o el 9.7% del total de petróleo insitu. El miembro Vivian "A" incrementó el petróleo insitu en 19.5 MMBP o 16.6% del total, este incremento está relacionado al remapeo de la estructura usando la información sísmica adquirida y reprocesada



- 705,000
- WELLS LEGEND**
- - DRILLING ISLAND
  - - OIL PRODUCER
  - ⊙ - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
  - ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
  - ⊙ - ABANDONED OIL PRODUCER
  - ⊙ - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
  - ⊙ - NEVER PRODUCER
  - - ZONE NOT PRODUCTIVE
  - - ZONE NOT REACHED
  - - PROPOSED LOCATION



- WELL LOCATIONS LEGEND**
- LAYER 1 ——— ○
  - LAYER 2 ——— ○
  - LAYER 3 ——— ○
  - LAYER 4 ——— ○

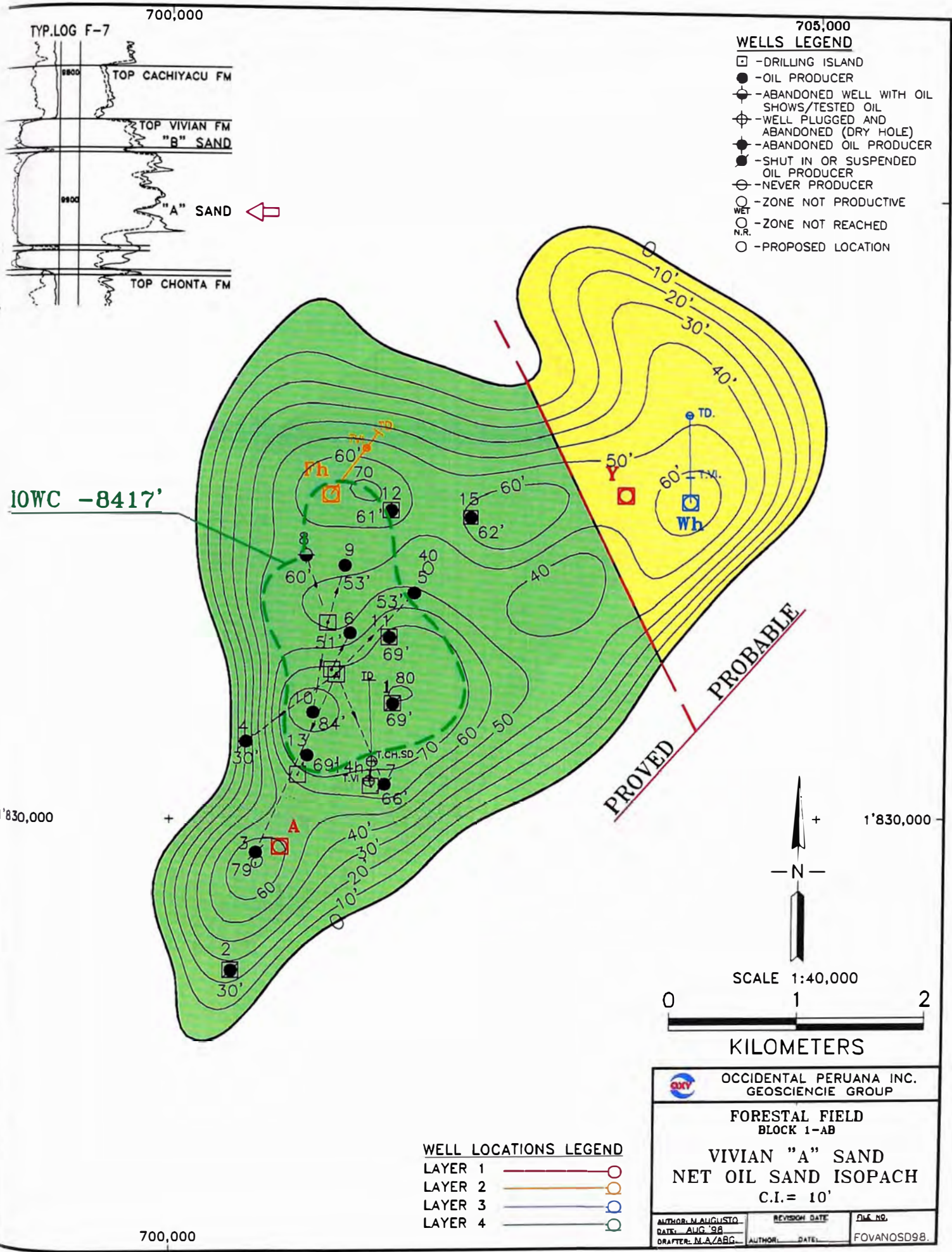
OCCEAN PERUANA INC. GEOSCIENCE GROUP

**FORESTAL FIELD**  
BLOCK 1-AB

**VIVIAN "B" SAND**  
NET OIL SAND ISOPACH  
C.I. = 5'

AUTHOR: M. AUGUSTO	REVISION DATE	FILE NO.
DATE: AUG. '98	AUTHOR: DATE:	FOVBNOSD98.
REACTOR: M.A./ARG.		

Figura # 36



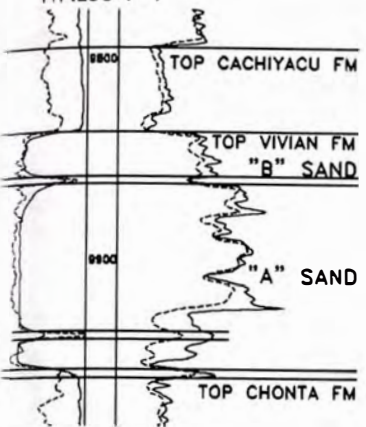
TYP. LOG F-7

700,000

705,000

**WELLS LEGEND**

- - DRILLING ISLAND
- - OIL PRODUCER
- ⊕ - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
- ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
- - ABANDONED OIL PRODUCER
- - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
- ⊖ - NEVER PRODUCER
- - ZONE NOT PRODUCTIVE
- - ZONE NOT REACHED
- N.R.
- - PROPOSED LOCATION



10WC -8417'

-1'830,000

+ 1'830,000

PROVED / PROBABLE



SCALE 1:40,000



KILOMETERS

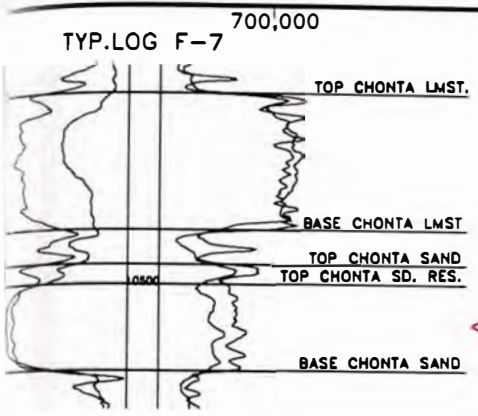
**WELL LOCATIONS LEGEND**

- LAYER 1 ——— ○
- LAYER 2 ——— ○
- LAYER 3 ——— ○
- LAYER 4 ——— ○

700,000

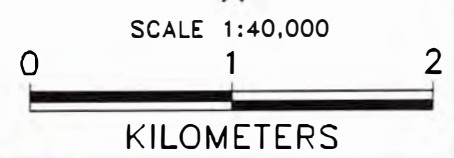
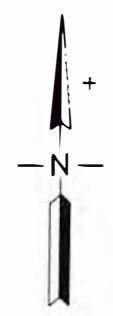
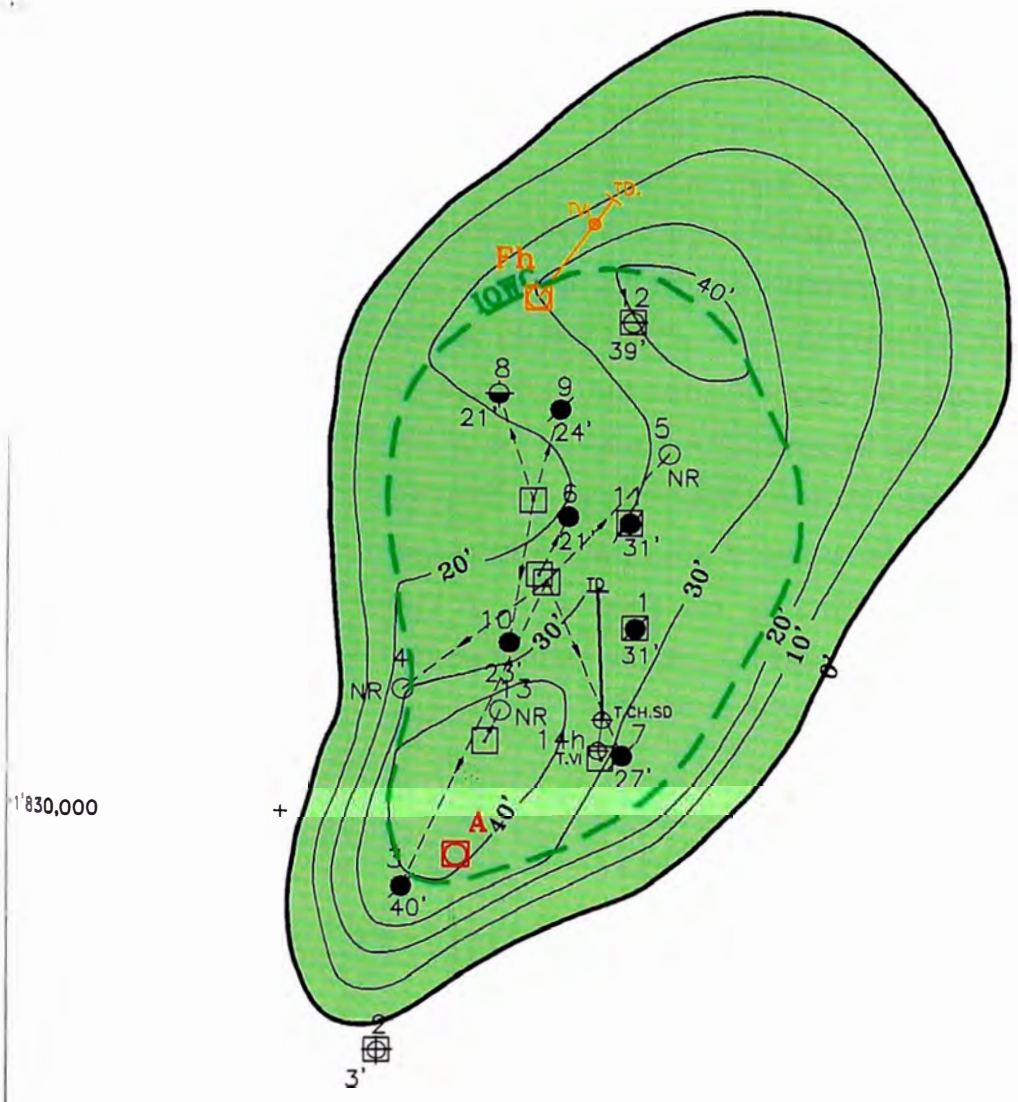
OCCIDENTAL PERUANA INC. GEOSCIENCE GROUP		
FORESTAL FIELD BLOCK 1-AB		
<b>VIVIAN "A" SAND</b> NET OIL SAND ISOPACH C.I. = 10'		
AUTHOR: M.AUGUSTO DATE: AUG '98 DRAFTER: M.A./ABG	REVISION DATE: AUTHOR: DATE:	FILE NO. FOVANOSD98.

Figura # 37



CHONTA

- 705,000
- WELLS LEGEND**
- - DRILLING ISLAND
  - - OIL PRODUCER
  - ⊕ - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
  - ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
  - - ABANDONED OIL PRODUCER
  - - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
  - ⊖ - NEVER PRODUCER
  - - ZONE NOT PRODUCTIVE WET
  - - ZONE NOT REACHED N.R.
  - - PROPOSED LOCATION



- WELL LOCATIONS LEGEND**
- LAYER 1 ——— ○
  - LAYER 2 ——— ○
  - LAYER 3 ——— ○
  - LAYER 4 ——— ○

OCY

OCcidental PERUANA INC.  
GEOscIENCE GROUP

FORESTAL FIELD  
BLOCK 1-AB  
CHONTA SAND  
NET OIL SAND ISOPACH  
C.I. = 10'  
(PRELIMINARY)

AUTHOR: C.O.	REVISION DATE	FILE NO.
DATE: OCT '94		
DRAFTER: ESG	AUTHOR: DATE:	FOCHSDN094.

700,000

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal* durante 1997. El petróleo insitu del miembro Vivian superior o Vivian "B" se redujo en 5.9 MMBP, se esta interpretando actualmente que esta unidad solo tiene potencial productivo en la parte Sur del yacimiento. Para mas detalles refierase a las tablas de petróleo insitu adjuntas #18 y 19.

## IX.5 RESULTADOS DE LA SIMULACION DEL RESERVORIO VIVIAN.-

El modelo de simulación de reservorios indicó que el reservorio Vivian no esta eficientemente drenado en la parte Sur del yacimiento y que queda petróleo remanente que no podrá ser extraido por los pozos existentes. Tambien el modelo mostró que en el cierre Norte del yacimiento hay un buen potencial para desarrollar, las saturaciones de agua simuladas son menores a 42.% como se puede apreciar en la figura de simulación adjunta. Se simuló la productividad de dos ubicaciones potenciales para ser perforadas, una en la zona sur cerca al pozo FO-3, llamada FO-A y la otra en la parte Norte, llamada FO-W. Ambas ubicaciones mostraron ser rentables de ser perforadas y podrían recuperar 1.0 MMBP FO-A y 1.6 MMBP FO-W.



## YACIMIENTO FORESTAL

Nombre del Pozo	Número API del Pozo	Código del Pozo	COORDENADAS IPC				Elevación del Terreno		Diferencia entre G.L. y K.B. (Pies)	Datum Kelly Bush KB (Pies)	Corrección al Datum CORR (Pies)	Datum Corregido KBC (Pies)
			SUPERFICIE		FORMACION VIVIAN		Ground Level (G.L.)					
			Norte	Este	Norte	Este	(Metros)	(Pies)				
			GG MM SS	GG MM SS	(Metros)	(Metros)	(Metros)	(Pies)				
FORESTAL-01	1A-51-3X	FO-01	1830933.0	701710.0	1830933.0	701710.0	208.5	684.0	20.0	704.0	0.0	704.0
FORESTAL-02	1A-51-8C	FO-02	1828782.0	700473.0	1828782.0	700473.0	229.5	753.0	21.0	774.0	0.0	774.0
FORESTAL-03	1A-51-27CD	FO-03	1831167.9	701278.2	1829735.2	700666.6	210.0	689.0	21.0	710.0	-53.0	657.0
FORESTAL-04	1A-51-29CD	FO-04	1831166.2	701280.0	1830676.0	700646.2	210.1	689.4	21.0	710.4	-21.0	689.4
FORESTAL-05	1A-51-30CD	FO-05	1831169.6	701276.4	1831826.6	701869.9	210.0	689.0	21.0	710.0	0.0	710.0
FORESTAL-06	1A-51-58CD	FO-06	1831204.8	701243.7	1831500.9	701384.3	208.5	684.0	21.0	705.0	0.0	705.0
FORESTAL-07	1A-51-61CD	FO-07	1831202.4	701243.6	1830263.7	701647.4	208.5	684.0	21.0	705.0	24.6	679.4
FORESTAL-08	1AA-51-76CD	FO-08	1831582.6	701213.7	1832114.0	701058.2	203.0	666.0	21.0	687.0	0.0	687.0
FORESTAL-09	1AA-51-78CD	FO-09	1831581.3	701211.6	1832055.8	701352.1	203.3	667.0	21.0	688.0	0.0	688.0
FORESTAL-10	1AA-51-80CD	FO-10	1831585.2	701217.6	1830847.7	701095.2	203.0	666.0	21.0	687.0	0.0	687.0
FORESTAL-11	1AA-51-98	FO-11	1831467.4	701681.4	1831467.4	701681.4	207.6	681.0	21.0	702.0	0.0	702.0
FORESTAL-12	1AB-31-170	FO-12	1832485.2	701691.8	1832485.2	701691.8	207.0	679.0	23.0	702.0	-1.0	701.0
FORESTAL-13	1AB-32-174	FO-13	1830359.9	700987.4	1830512.2	701054.8	203.6	668.0	23.0	691.0	0.0	691.0
FORESTAL-14	1AB-32-207H	FO-14H	1830267.0	701548.0	1830305.8	701570.4	207.3	680.0	32.0	712.0	-1.0	711.0
FORESTAL-15	1AB-01-217	FO-15	1832430.0	702303.1	1832430.0	702303.1	206.1	676.0	32.0	708.0	3.0	711.0
FORESTAL-A	1AB-9-224	FO-A	1829780.0	700850.0	1829780.0	700850.0	215.0	705.4	32.0	737.4	0.0	737.4
FORESTAL-A	1AB-9-22?	FO-W	1832563.0	703998.0	1832563.0	703998.0	207.0	679.1	32.0	711.1	0.0	711.1
FORE. EXT.-01	1A-50-18X	FOEXT-01	1835232.0	694251.0	1835232.0	694251.0	232.9	764.0	21.0	785.0	0.0	785.0

## YACIMIENTO FORESTAL

Nombre del Pozo	Número API del Pozo	Código del Pozo	COORDENADAS PSAO-56				Elevación del Terreno		Diferencia entre G.L. y K.B. (Pies)	Datum Kelly Bush KB (Pies)	Corrección al Datum CORR (Pies)	Datum Corregido KBC (Pies)
			GEOGRAFICAS		UTM- SUPERFICIE		Ground Level (G.L.)					
			Norte	Este	Norte	Este	(Metros)	(Pies)				
			GG MM SS	GG MM SS	(Metros)	(Metros)	(Metros)	(Pies)				
FORESTAL-01	1A-51-3X	FO-01	2 20 22.728 S	76 09 31.397 W	9741341.3	371156.2	208.5	684.0	20.0	704.0	0.0	704.0
FORESTAL-02	1A-51-8C	FO-02	2 21 32.493 S	76 10 10.789 W	9739197.8	369941.1	229.5	753.0	21.0	774.0	0.0	774.0
FORESTAL-03	1A-51-27CD	FO-03	2 20 15.135 S	76 09 45.442 W	9741574.1	370722.1	210.0	689.0	21.0	710.0	-53.0	657.0
FORESTAL-04	1A-51-29CD	FO-04	2 20 15.193 S	76 09 45.397 W	9741572.3	370723.5	210.1	689.4	21.0	710.4	-21.0	689.4
FORESTAL-05	1A-51-30CD	FO-05	2 20 15.076 S	76 09 45.501 W	9741575.9	370720.3	210.0	689.0	21.0	710.0	0.0	710.0
FORESTAL-06	1A-51-58CD	FO-06	2 20 13.930 S	76 09 46.562 W	9741611.1	370687.5	208.5	684.0	21.0	705.0	0.0	705.0
FORESTAL-07	1A-51-61CD	FO-07	2 20 14.006 S	76 09 46.568 W	9741608.8	370687.3	208.5	684.0	21.0	705.0	24.6	679.4
FORESTAL-08	1AA-51-76CD	FO-08	2 20 01.395 S	76 09 46.508 W	9741996.0	370688.9	203.0	666.0	21.0	687.0	0.0	687.0
FORESTAL-09	1AA-51-78CD	FO-09	2 20 01.670 S	76 09 47.651 W	9741987.6	370653.6	203.3	667.0	21.0	688.0	0.0	688.0
FORESTAL-10	1AA-51-80CD	FO-10	2 20 01.548 S	76 09 47.458 W	9741991.3	370659.5	203.0	666.0	21.0	687.0	0.0	687.0
FORESTAL-11	1AA-51-98	FO-11	2 20 05.302 S	76 09 32.485 W	9741876.4	371122.2	207.6	681.0	21.0	702.0	0.0	702.0
FORESTAL-12	1AB-31-170	FO-12	2 19 32.183 S	76 09 31.135 W	9742893.5	371163.0	207.0	679.0	23.0	702.0	-1.0	701.0
FORESTAL-13	1AB-32-174	FO-13	2 20 41.158 S	76 09 55.023 W	9740774.7	370426.8	203.6	668.0	23.0	691.0	0.0	691.0
FORESTAL-14	1AB-32-207H	FO-14H	2 20 44.406 S	76 09 36.631 W	9740675.4	370995.1	207.3	680.0	32.0	712.0	-1.0	711.0
FORESTAL-15	1AB-01-217	FO-15	2 19 33.961 S	76 09 12.185 W	9742839.4	371748.5	206.1	676.0	32.0	708.0	3.0	711.0
FORESTAL-A	1AB-9-224	FO-A	2 21 00.277 S	76 09 59.237 W	9740187.5	370297.1	215.0	705.4	32.0	737.4	0.0	737.4
FORESTAL-W	1AB-9-22?	FO-W	2 19 29.622 S	76 08 17.274 W	9742974.0	373444.7	207.0	679.1	32.0	711.1	0.0	711.1
FORE. EXT.-01	1A-50-18X	FOEXT-01	2 18 02.641 S	76 13 32.945 W	9745637.1	363690.6	232.9	764.0	21.0	785.0	0.0	785.0

TOPES FORMACIONALES

JUL 98.

YACIMIENTO FORESTAL

WELL N° TYPE WELL	KB DELTA	FM. TOPS	TOP CHONTA FM	TOP CHONTA MARKER	BASE CHONTA MARKER	TOP INTRA CHONTA LWST	BASE INTRA CHONTA LWST	TOP MAIN CHONTA LWST	BASE MAIN CHONTA LWST	TOP CHONTA SAND MRR	TOP CHONTA SAND RES.	TOP CHONTA "C" SAND	TOP CHONTA "X" MARKER	TOP CHONTA "B" SAND	TOP CHONTA "Y" MARKER	TOP CHONTA "A" SAND	BASE CHONTA SAND	O.W.C. CH 8D	TOP LWR CHONTA SAND	BASE LWR CHONTA SAND	TOP BASAL CHONTA SAND	BASE BASAL CHONTA SAND	TOP AGUA CALIENTE	TOTAL DEPTH DRILLER	TOTAL DEPTH LOGGER	
FORESTAL 01 ("V")	704 0	MD VSS CVSS	9085.0 -8381.0	9143.0 -8439.0	9148.0 -8444.0	9290.0 -8586.0	9338.0 -8634.0	9579.0 -8875.0	9622.0 -8918.0	9627.0 -8923.0	9632.0 -8928.0	9627.0 -8923.0	9638.0 -8932.0	9642.0 -8938.0	9653.0 -8949.0	9653.0 -8949.0	9671.0 -8967.0	F.O.C.	9789.0 -9085.0	9797.0 -9093.0	9828.0 -9124.0	9856.0 -9152.0	9864.0 -9180.0	12000.0 -11297.0	11989.0 -11286.0	
FORESTAL 02 ("V")	774 0	MD VSS CVSS	9289.0 -8495.0	9328.0 -8552.0	9332.0 -8558.0	9460.0 -8686.0	9504.0 -8730.0	9754.0 -8980.0	9808.0 -9032.0	9812.0 -9038.0	9818.0 -9044.0	9812.0 -9038.0	9818.0 -9042.0	9818.0 -9044.0	9835.0 -9061.0	9835.0 -9061.0	9880.0 -9086.0	9822.0 -9048.0	9955.0 -9181.0	9988.0 -9214.0	10003.0 -9229.0	10055.0 -9281.0	10062.0 -9288.0	10280.0 -9506.0	10285.0 -9491.0	
FORESTAL 03 ("SLN")	710 53	MD TVD VSS CVSS	10688.0 -8389.0	10733.0 -8429.0	10742.0 -8437.0	10910.0 -8578.0	10962.0 -8621.0	11243.0 -8665.0	11296.0 -8912.0	11303.0 -8918.0	11316.0 -8931.0	11303.0 -8918.0	11310.0 -8924.0	11318.0 -8931.0	11357.0 -8965.5	11357.0 -8965.5	11384.0 -8969.0	11377.0 -8983.0	11482.0 -9075.0	11502.0 -9093.0	11538.0 -9125.0				11600.0 -9180.0	11555.0 -9140.0
FORESTAL 04 ("S")	710 731	MD TVD VSS CVSS	9884.0 -8435.0	9940.0 -8490.0	9948.0 -8496.0	10068.0 -8638.0	10068.0 -8686.0	10138.0																	10208.0 -8779.0	10194.0 -8785.0
FORESTAL 05 ("S")	710 698 0	MD TVD VSS CVSS	9832.0 -8428.0	9885.0 -8479.0	9890.0 -8484.0	10042.0 -8638.0	10063.0 -8677.0																		10180.0 -8774.0	10172.0 -8788.0
FORESTAL 06 ("S")	705 154 0	MD TVD VSS CVSS	9242.0 -8383.0	9299.0 -8441.0	9301.0 -8443.0	9448.0 -8588.0	9494.0 -8638.0	9736.0 -8878.0	9780.0 -8922.0	9788.0 -8930.0	9793.0 -8935.0	9768.0 -8930.0	9791.0 -8933.0	9793.0 -8935.0	9806.0 -8950.0	9808.0 -8950.0	9822.0 -8964.0	F.O.C.	9924.0 -9066.0	9938.0 -9080.0	9989.0 -9111.0	9995.0 -9137.0	10009.0 -9151.0	10125.0 -9288.0	10123.0 -9284.0	
FORESTAL 07 ("S")	705 845 25	MD TVD VSS CVSS	9958.0 -8408.0	10004.0 -8454.0	10009.0 -8459.0	10154.0 -8603.0	10200.0 -8649.0	10441.0 -8890.0	10484.0 -8933.0	10484.0 -8944.0	10501.0 -8950.0	10494.0 -8944.0	10498.0 -8947.0	10501.0 -8950.0	10513.0 -8962.0	10513.0 -8962.0	10528.0 -8977.0	F.O.C.	10642.0 -9091.0	10680.0 -9109.0	10688.0 -9135.0	10727.0 -9176.0	10735.0 -9184.0	10782.0 -9231.0	10781.0 -9230.0	
FORESTAL 08 ("S")	687 352 0	MD TVD VSS CVSS	9453.0 -8414.0	9521.0 -8482.0	9524.0 -8485.0	9672.0 -8633.0	9716.0 -8677.0	9925.0 -8925.0	9967.0 -8967.0	9975.0 -8975.0	9979.0 -8979.0	9975.0 -8975.0	9979.0 -8977.0	9979.0 -8979.0	9990.0 -8990.0	9990.0 -8990.0	10003.0 -9003.0	F.O.C.	10155.0 -9115.0	10174.0 -9134.0	10188.0 -9148.0	10214.0 -9174.0	10221.0 -9181.0	10356.0 -9260.0	10238.0 -9198.0	
FORESTAL 09 ("S")	688 284 0	MD TVD VSS CVSS	9354.0 -8382.0	9409.0 -8438.0	9412.0 -8441.0	9570.0 -8599.0	9612.0 -8641.0	9854.0 -8883.0	9897.0 -8928.0	9906.0 -8935.0	9906.0 -8935.0	9906.0 -8934.0	9909.0 -8937.0	9909.0 -8937.0	9919.0 -8947.0	9919.0 -8947.0	9934.0 -8963.0	F.O.C.	10046.0 -9075.0	10069.0 -9098.0	10084.0 -9113.0	10106.0 -9135.0	10124.0 -9153.0	10208.0 -9237.0	10205.0 -9234.0	
FORESTAL 10 ("S")	687 504 0	MD TVD VSS CVSS	9574.0 -8383.0	9627.0 -8436.0	9632.0 -8441.0	9771.0 -8580.0	9826.0 -8635.0	10065.0 -8874.0	10111.0 -8921.0	10116.0 -8928.0	10116.0 -8935.0	10116.0 -8928.0	10122.0 -8931.0	10122.0 -8935.0	10139.0 -8948.0	10139.0 -8948.0	10158.0 -8965.0	F.O.C.	10292.0 -9101.0	10309.0 -9118.0	10327.0 -9138.0			10403.0 -9212.0	10347.0 -9156.0	
FORESTAL 11 ("V")	702 0	MD VSS CVSS	9084.0 -8382.0	9148.0 -8446.0	9151.0 -8449.0	9305.0 -8603.0	9348.0 -8646.0	9590.0 -8888.0	9634.0 -8932.0	9637.0 -8935.0	9641.0 -8939.0	9637.0 -8935.0	9644.0 -8942.0	9648.0 -8944.0	9663.0 -8961.0	9663.0 -8961.0	9679.0 -8977.0	F.O.C.	9781.0 -9079.0	9798.0 -9098.0	9824.0 -9122.0	9854.0 -9152.0	9863.0 -9181.0	9995.0 -9293.0	9948.0 -9244.0	
FORESTAL 12 ("V")	702 1	MD VSS CVSS	9122.0 -8420.0	9190.0 -8488.0	9197.0 -8495.0	9333.0 -8632.0	9378.0 -8675.0	9622.0 -8921.0	9682.0 -8961.0	9689.0 -8988.0	9689.0 -8988.0	9689.0 -8988.0	9689.0 -8988.0	9675.0 -8974.0	9678.0 -8975.0	9693.5 -8992.5	9697.0 -8996.0	F.O.C.	9827.0 -9126.0	9850.0 -9148.0	9878.0 -9175.0	9891.0 -9190.0	9900.0 -9199.0	9980.0 -9280.0	9972.0 -9271.0	
FORESTAL 13 ("S")	691 41 0	MD VSS CVSS	9136.0 -8403.0	9198.0 -8463.0	9200.0 -8467.0																			9259.0 -8528.0	9260.0 -8527.0	
FORESTAL 14 ("S")	712 1	MD TVD VSS CVSS	9170.0 -8435.0	9210.0 -8471.0	9216.0 -8478.0	9382.0 -8626.0	9434.0 -8670.0	9770.0 -8906.0	9872.0 -8948.0	9881.0 -8951.0	9948.0 -8962.0	9881.0 -8951.0	9936.0 -8960.0	9948.0 -8962.0	10220.0										12044.0 -8951.0	12044.0 -8951.0
FORESTAL 15 ("V")	708 -3	MD VSS CVSS	9145.0 -8437.0	9202.0 -8494.0	9210.0 -8502.0																			9278.0 -8571.0	9280.0 -8569.0	
FORE-EXT 01 ("V")	785 0	MD VSS CVSS	9176.0 -8393.0	9221.0 -8436.0	9236.0 -8451.0	9380.0 -8595.0	9421.0 -8636.0	9666.0 -8881.0	9728.0 -8941.0	9731.0 -8946.0	9741.0 -8956.0	9731.0 -8946.0	9738.0 -8953.0	9741.0 -8956.0	9752.0 -8967.0	9752.0 -8967.0	9766.0 -8981.0	9752.0 -8967.0	9676.0 -9091.0	9906.0 -9121.0	9956.0 -9171.0	9967.0 -9182.0	9976.0 -9191.0	10800.0 -9815.0	10565.0 -9800.0	

\*\*\*TVD WAS CALCULATED USING SINGLE SHOT DATA IN SCPC  
 \*\*\*CVSS TOP WAS ADJUSTED TO A VIVIAN OWC -8417 SSD

BY: MARCO AUGUSTO D.

# YACIMIENTO FORESTAL

## Perfiles a Huevo Abierto disponible para Evaluación Petrofísica

Nombre del Pozo	Perfiles de Porosidad						Perfiles de Resistividad						Perfil de lodo (Mudlog) y Nucleos			Compañía de Perfilaje
	Sonico		Densidad		Neutron		Inducción		Laterolog		Micro Resistividad		ML	CORE	SWC	
	BHCS	LSS	FDC	LDT	CNL	SNP	ILD	SFL/SN	LLD	LLS	MSFL	PRX				
FORESTAL-01	X		X			X	X	X				X	X	X	X	Schlumberger
FORESTAL-02	X		X		X		X	X				X	X	X	X	Schlumberger
FORESTAL-03			X (1)		X (1)		X	X					X(3)			Schlumberger
(*)FORESTAL-04	X						X	X					X(3)			Schlumberger
(*)FORESTAL-05	X						X	X								Schlumberger
FORESTAL-06	X						X	X					X			Schlumberger
FORESTAL-07	X						X	X					X			Schlumberger
FORESTAL-08	X						X	X					X			Schlumberger
FORESTAL-09	X						X	X					X			Schlumberger
FORESTAL-10	X						X	X					X		X	Schlumberger
FORESTAL-11			X		X		X	X					X		X	Gearhart
FORESTAL-12	X		X		X		X	X					X(3)			Gearhart
(*)FORESTAL-13	X						X	X			X		X(3)			Gearhart
FORESTAL-14	X						X(2)	X			X		X(3)			Schlumberger
(*)FORESTAL-15		X					X(2)						X(3)			Halliburton
FORESTAL EXT.-01			X		X		X	X				X	X	X	X	Schlumberger

(\*) Pozos que no fueron perforados hasta la Arenisca Chonta.

(1) Registro perfilado en Huevo entubado.

(2) Perfiles de Resistividad Phasor (Schlumberger), HRI (Halliburton).

(3) Perfil Litológico solamente, no hay Mudlog.

MAJOR

October 1992

ANT4-ELOGS

# YACIMIENTO FORESTAL

## PRAMETROS DE LAS ARCILLAS

WELL NAME	FORMACION CACHIYACU				FORMACION CHONTA			
	RCI OHMM	DTCI uS/F	RHOB G/C3	NPHI DEC	RCI OHMM	DTCI uS/F	RHOB G/C3	NPHI DEC
FORESTAL - 01	1.1	85.0			1.3	92.0		
FORESTAL - 02	1.0	90.0			1.5	90.0		
FORESTAL - 03	0.9	90.0			1.3	92.0		
FORESTAL - 04	1.4	90.0			1.1	98.0		
FORESTAL - 05	0.9	98.0			1.1	100.0		
FORESTAL - 06	1.0	98.0			1.3	95.0		
FORESTAL - 07	1.1	92.0			1.2	97.0		
FORESTAL - 08	1.0	98.0			1.3	100.0		
FORESTAL - 09	0.9	95.0			1.2	95.0		
FORESTAL - 10	1.1	92.0			1.3	94.0		
FORESTAL - 11	0.9	N.A.	2.51	0.310	1.1	N.A.	2.530	0.300
FORESTAL - 12	0.7	107.0	2.53	0.290	1.2	97.0	2.520	0.290
FORESTAL - 13	1.3	91.0			1.2	95.0		
FORESTAL - 14	1.2	90.0			1.2	N.A.		
FORESTAL - 15	0.6	113.0			1.1	95.0		
FORE EXT. - 01	0.8	150.0			0.9	98.0		
Promedio	1.0	98.6	2.52	0.300	1.2	95.6	2.525	0.295

# YACIMIENTO FORESTAL

## PARAMETROS PETROFISICOS

Parámetro	Símbolo	Unidades	Reservorio Vivian	Arenisca Chonta
Resistividad del Agua de Formación	Rw	Ohm-m	0.031	0.015
Temperatura	RwT	(F)	244	254
Constante de Cementación	a		1.00	1.00
Exponente de Cementación	m		1.85	1.85
Exponente de Saturación	n		1.85	2.00
Tiempo de Transito de la Matriz	DtMa	(uS/F)	47.0	51.0
Densidad de la Matriz	RWoMA	(G/cc)	2.65	2.65
Porosidad Neutron de la Matriz	PhiNMA	(Dec)	-0.05	-0.05
Tiempo de Transito del Fluido	DtF	(uS/F)	* 189/185	* 189/185
Densidad del Fluido	RhoF	(G/cc)	* 1.0/1.04	* 1.0/1.04
Porosidad Neutron del Fluido	PhiNF	(Dec)	1.00	1.00
Resistividad de las Lutitas	Rcl	(Ohm-m)	3.0	1.2
Micro-Resistividad de las Lutitas	RxoCl	(Ohm-m)	3.0	1.2
Tiempo de Transito de las Lutitas	DtCl	(uS/F)	90.0	90.0
Densidad de las Lutitas	RHOCl	(G/cc)	2.50	2.50
Porosidad Neutron de las Lutitas	PHINCl	(Dec)	0.300	0.300
Porosidad Densidad de las Lutitas	PHIDCl	(Dec)	0.090	0.090
Porosidad Sonica de las Lutitas	PHISCl	(Dec)	0.255	0.255
Factor de Compactación	CP		1.00	1.00
Porosidad Maxima	Phi Max	(Dec)	0.30	0.30
Volumen de Arcilla Limite	VClayLim	(Dec)	0.35	0.35

(\*) Nota: Lodo de agua fresca / Lodo de agua salada.

MA/1998

A:\FO-PEP08

Table 6-1  
Matrix and fluid coefficients of several minerals and types of porosity (liquid-filled boreholes).

Mineral $\epsilon$	$\Delta \rho_m$	$\rho_m$	$\phi_{ma} \text{ SIP}$	$\phi_{ma} \text{ CIL}$
Sandstone 1 ( $v_{m2} = 18,000$ ), $\phi > 10\%$	55.5	2.65	-0.035	-0.05
Sandstone 2 ( $v_{m2} = 19,500$ ), $\phi > 10\%$	51.2	2.65	-0.035	-0.05
Limestone	47.5	2.71	0.00	0.00
Dolomite 1 ( $\phi = 5.5\%$ to 30%)	43.5	2.97	0.035	0.065
Dolomite 2 ( $\phi = 1.5\%$ to 5.5% & > 30%)	43.5	2.97	0.02	0.055
Dolomite 3 ( $\phi = 0.0\%$ to 1.5%)	43.5	2.97	0.005	0.04
Anhydrite	50.0	2.98	-0.005	-0.002
Gypsum	52.0	2.35	0.49	
Salt	67.0	2.03	0.04	-0.01

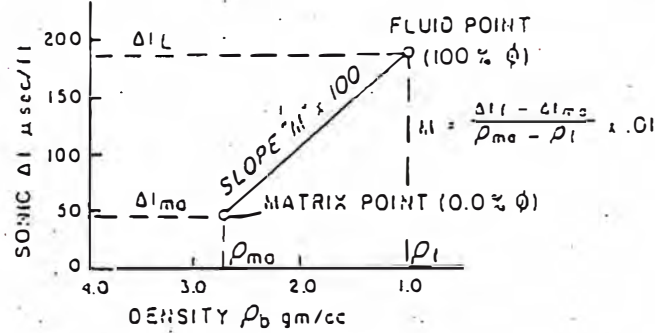
Fluids	$\Delta \rho_f$	$\rho_f$	$\phi_{fl}$
Primary Porosity (Liquid-Filled): Fresh Mud Salt Mud	189.0 185.0	1.00 1.10	1
Secondary Porosity (In Dolomite): Fresh Mud Salt Mud	43.5	1.00 1.10	1
(In Limestone): Fresh Mud Salt Mud	47.5	1.00 1.10	1
(In Sandstone): Fresh Mud Salt Mud	55.5	1.00 1.10	1

\* Average values.  
\*\* Based on hydrogen-index computation.

1561-26

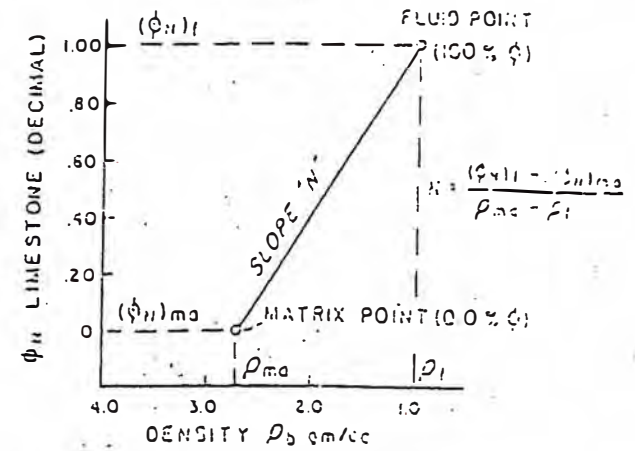
Table # 6

SONIC-DENSITY  
CROSS-PLOT FOR MINERAL "A"



$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}{\rho_{ma} - \rho_f} \times 100 = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_b - \rho_f} \times 100$$

NEUTRON-DENSITY  
CROSS-PLOT FOR MINERAL "A"



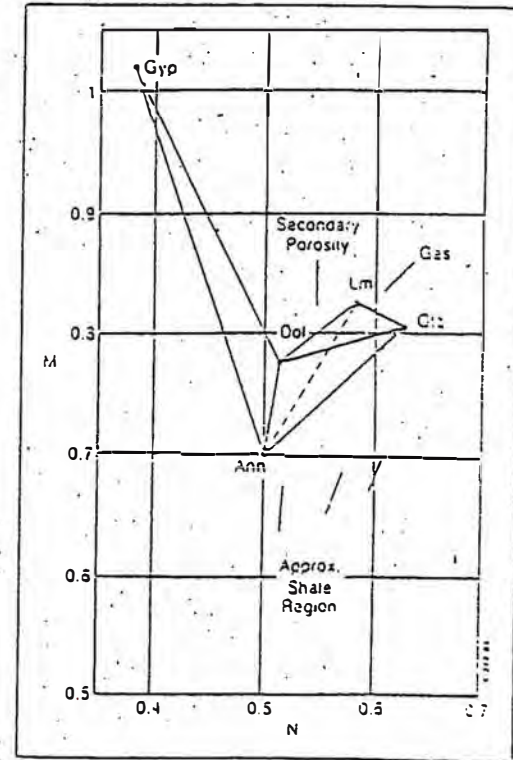
$$N = \frac{(\phi_N)_f - (\phi_N)_{ma}}{\rho_{ma} - \rho_f} = \frac{(\phi_N)_f - \phi_N}{\rho_b - \rho_f}$$

Table 6-2  
Values of M and N for common minerals.

Mineral	Fresh Mud ( $\rho_f = 1$ )		Salt Mud ( $\rho_f = 1.1$ )	
	M	N*	M	N*
Sandstone 1 $v_{m2} = 18,000$	0.910	0.636	0.835	0.567
Sandstone 2 $v_{m2} = 19,500$	0.535	0.636	0.862	0.667
Limestone	0.327	0.585	0.854	0.621
Dolomite 1 $\phi = 5.5-30\%$	0.778	0.459	0.800	0.517
Dolomite 2 $\phi = 1.5-5.5\%$	0.773	0.500	0.800	-0.523
Dolomite 3 $\phi = 0-1.5\%$	0.778	0.513	0.800	0.542
Anhydrite $\rho_{m2} = 2.98$	0.702	0.504	0.718	0.533
Gypsum	1.015	0.296	1.064	0.320
Salt			1.269	1.066

\* Values of N are computed for CNL neutron log.

1565-66



# FORESTAL

## FIELD CHARACTERISTICS

	<b>VIVIAN</b>	<b>CHONTA</b>
<b>WELL DATA</b>		
Drilled wells	15	11
Active wells	9	2
Inactive wells	5	7
Abandoned (A.P. & w/. Oil Show)	1	1
Dry Holes	0	1
<b>FIELD DATA</b>		
Vertical Depth (Ft.)	9,100	9,700
Subsea Depth (Ft.)	-8,375	-8,975
Reservoir Area (Acres)	4,810	2,845
Max. Oil Column (uS. & Ft.)	22 uS. / 130'	27 uS. / 129'
Gross Sand (Min. / Avg. / Max.)	60' / 93' / 133'	24' / 35' / 59'
Net Sand (Min. / Avg. / Max.)	51' / 82' / 112'	24' / 32' / 56'
Net Oil Sand (Avg. / Max.)	40' / 84'	21' / 40'
Temperature (°F)	244	254
Initial Pressure (psi)	3,917	4,156
Current Pressure (psi)	3,500	3,750
Drive Mechanism	Water Drive	Water Drive
<b>PETROPHYSICAL DATA</b>		
Wells Cored (Nº)	1 & 2	1 & 2
-Recovered Interval (Ft.)	82	97
Avg. Permeability (md.)	600 – 5,000	380
Avg. Porosity (%)	17.9	16.2
Avg. Water Saturation (%)	35.8	38.7
<b>FLUID PROPERTIES</b>		
<b>Oil</b>		
Gravity (°API)	18.9	34.5
Viscosity (Cp)	4.014	0.447
Gas Oil Ratio (SCF/STB)	126	580
Bubble Point Pressure (psi)	883	2,572
Formation Volume Factor	1.1097	1.4033
<b>Water</b>		
Salinity (ppm Cl-)	46,000	106,900
<b>Gas</b>		
Gravity (Air = 1.0)	0.852	0.889

# FORESTAL FIELD - FORMATION VIVIAN

## PETROPHYSICAL SUMMARY

WELL NAME	ZONE	TOP MD FT	BASE MD FT	RESERVOIR SUMMARY						NET PAY SUMMARY					USED CUT OFF'S		
				GROSS INTERV. FT	NET RES. ROCK FT	NET/GROSS RES. ROCK DEC	AVG. PHI DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	NET PAY M	AVG PHI DEC	AVG. SW DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	MIN. PHI DEC	MAX. VCL DEC	MAX. SW DEC
FORESTAL-01	FO-01	9002.0 -8298.0	9085.0 -8381.0	83.0	71.5	0.861	0.183	0.027	822	71.5	0.183	0.212	0.027	822	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-02	FO-02	9136.0 -8362.0	9269.0 -8495.0	133.0	109.0	0.820	0.174	0.030	310	38.0	0.167	0.438	0.058	354	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-03	FO-03	10524.0 -8302.0	10688.0 -8442.0	140.0	110.2	0.787	0.176	0.044	523	95.4	0.178	0.299	0.045	516	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-04	FO-04	9782.0 -8354.0	9884.0 -8456.0	102.0	99.8	0.978	0.185	0.011	1061	55.0	0.194	0.196	0.009	1594	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-05	FO-05	9746.0 -8340.0	9832.0 -8426.0	86.0	62.7	0.730	0.191	0.020	1123	53.0	0.192	0.186	0.014	1277	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-06	FO-06	9166.0 -8307.0	9242.0 -8383.0	76.0	51.2	0.674	0.194	0.011	1805	51.2	0.194	0.151	0.011	1805	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-07	FO-07	9836.0 -8311.0	9954.0 -8429.0	118.0	107.7	0.913	0.199	0.034	1106	87.7	0.197	0.190	0.033	1112	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-08	FO-08	9378.0 -8339.0	9453.0 -8414.0	75.0	61.1	0.815	0.175	0.027	785	63.4	0.175	0.281	0.025	748	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-09	FO-09	9282.0 -8310.0	9354.0 -8382.0	72.0	54.0	0.750	0.161	0.026	512	53.0	0.163	0.270	0.024	396	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-10	FO-10	9464.0 -8273.0	9574.0 -8383.0	110.0	94.5	0.859	0.165	0.032	569	91.0	0.165	0.228	0.030	569	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-11	FO-11	8989.0 -8287.0	9081.0 -8379.0	92.0	79.0	0.859	0.177	0.008	752	69.0	0.177	0.292	0.008	752	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-12	FO-12	9036.0 -8335.0	9122.0 -8421.0	86.0	71.5	0.831	0.161	0.017	421	61.0	0.158	0.244	0.018	387	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-13	FO-13	9041.0 -8309.0	9136.0 -8403.0	94.0	81.6	0.868	0.185	0.040	624	75.2	0.185	0.329	0.040	622	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-14H	FO-14H	9044.0 -8320.0	9170.0 -8436.0	116.0	107.1	0.923	0.182	0.048	576	72.0	0.176	0.371	0.057	424	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-15	FO-15	9052.0 -8341.0	9145.0 -8434.0	93.0	83.0	0.892	0.169	0.034	480	61.5	0.169	0.300	0.030	480	0.10	0.30	0.60
FORESTAL EXTENS-01	FOEX-01	9028.0 -8243.0	9132.0 -8437.0	194.0	98.5	0.508	0.177	0.035	287	44.0	0.184	0.471	0.063	302	0.10	0.30	0.60
<b>FIELD AVERAGES</b>				<b>98.4</b>	<b>82.9</b>	<b>0.843</b>	<b>0.179</b>	<b>0.029</b>	<b>731</b>	<b>66.53</b>	<b>0.178</b>	<b>0.264</b>	<b>0.029</b>	<b>771</b>			

Tabla # 8



# FORESTAL FIELD - VIVIAN "B" SAND

## PETROPHYSICAL SUMMARY

WELL NAME	ZONE	TOP MD FT	BASE MD FT	RESERVOIR SUMMARY						NET PAY SUMMARY					USED CUT OFF'S		
				GROSS INTERV. FT	NET RES. ROCK FT	NET/GROSS RES. ROCK DEC	AVG. PHI DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	NET PAY FT	AVG PHI DEC	AVG. SW DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	MIN. PHI DEC	MAX. VCL DEC	MAX. SW DEC
FORESTAL-01	FO-01	9002.0 -8298.0	9008.0 -8304.0	6.0	2.8	0.458	0.215	0.070	867	2.75	0.215	0.270	0.070	867	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-02	FO-02	9136.0 -8362.0	9148.0 -8374.0	12.0	8.5	0.708	0.195	0.132	590	8.50	0.195	0.187	0.132	590	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-03	FO-03	10524.0 -8302.0	10550.0 -8324.0	22.1	16.6	0.750	0.190	0.158	264	16.61	0.190	0.374	0.158	264	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-04	FO-04	9782.0 -8354.0	9807.0 -8379.0	25.0	24.8	0.990	0.214	0.004	3047	24.75	0.214	0.084	0.004	3047	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-05	FO-05	9746.0 -8340.0	9758.0 -8352.0	12.0	8.8	0.729	0.198	0.048	176	0.00	0.000	1.000	1.000	176	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-06	FO-06	9166.0 -8307.0	9176.0 -8317.0	10.0	0.0	0.000	0.000	1.000	0	0.00	0.000	1.000	1.000	0	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-07	FO-07	9836.0 -8311.0	9858.0 -8333.0	22.0	21.2	0.966	0.227	0.073	1218	21.24	0.227	0.251	0.073	1218	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-08	FO-08	9378.0 -8339.0	9388.0 -8349.0	10.0	3.8	0.375	0.126	0.108	108	3.00	0.131	0.418	0.093	108	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-09	FO-09	9282.0 -8310.0	9292.0 -8320.0	10.0	0.5	0.050	0.102	0.095	43	0.00	0.000	1.000	1.000	43	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-10	FO-10	9464.0 -8273.0	9472.0 -8281.0	8.0	7.2	0.906	0.188	0.074	576	6.75	0.188	0.297	0.068	576	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-11	FO-11	8989.0 -8287.0	8989.0 -8287.0	0.0	0.0	0.000	0.000	0.000	0	0.00	0.000	1.000	1.000	0	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-12	FO-12	9036.0 -8335.0	9044.0 -8343.0	8.0	0.0	0.000	0.000	1.000	0	0.00	0.000	1.000	1.000	0	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-13	FO-13	9041.0 -8309.0	9048.0 -8316.0	7.0	5.7	0.821	0.168	0.115	247	5.72	0.168	0.477	0.115	247	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-14H	FO-14H	9044.0 -8320.0	9070.0 -8344.0	24.3	21.7	0.894	0.192	0.100	597	21.28	0.189	0.389	0.101	391	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-15	FO-15	9052.0 -8341.0	9058.0 -8347.0	6.0	0.0	0.000	0.000	1.000	0	0.00	0.000	1.000	1.000	0	0.10	0.30	0.60
FORESTAL EXTENS-01	FOEX-01	9028.0 -8243.0	9067.0 -8282.0	39.0	31.8	0.814	0.188	0.087	312	31.25	0.190	0.497	0.086	312	0.10	0.30	0.60
<b>FIELD AVERAGES</b>				12.2	8.1	0.67	0.200	0.081	1099	7.37	0.200	0.273	0.083	1148			

Tabla # 9

# FORESTAL FIELD - VIVIAN "A" SAND

## PETROPHYSICAL SUMMARY

WELL NAME	ZONE	TOP MD FT	BASE MD FT	RESERVOIR SUMMARY						NET PAY SUMMARY					USED CUT OFF'S		
				GROSS INTERV. FT	NET RES. ROCK FT	NET/GROSS RES. ROCK DEC	AVG. PHI DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	NET PAY M	AVG PHI DEC	AVG. SW DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	MIN. PHI DEC	MAX. VCL DEC	MAX. SW DEC
FORESTAL-01	FO-01	9010.0 -8306.0	9085.0 -8381.0	75.0	68.8	0.917	0.182	0.025	820	68.75	0.182	0.210	0.025	820	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-02	FO-02	9160.0 -8386.0	9269.0 -8495.0	109.0	100.5	0.922	0.172	0.021	286	29.50	0.159	0.510	0.037	286	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-03	FO-03	10559.0 -8332.0	10688.0 -8442.0	110.5	93.6	0.847	0.174	0.024	569	78.79	0.175	0.283	0.021	569	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-04	FO-04	9809.0 -8381.0	9884.0 -8456.0	75.0	75.0	1.000	0.176	0.013	405	30.25	0.177	0.288	0.013	405	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-05	FO-05	9763.0 -8357.0	9832.0 -8426.0	69.0	54.0	0.783	0.190	0.015	1277	53.00	0.192	0.186	0.014	1277	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-06	FO-06	9180.0 -8321.0	9242.0 -8383.0	62.0	51.2	0.827	0.194	0.011	1805	51.25	0.194	0.151	0.011	1805	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-07	FO-07	9862.0 -8337.0	9954.0 -8429.0	91.9	86.4	0.940	0.192	0.025	1078	66.46	0.187	0.170	0.020	1078	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-08	FO-08	9391.0 -8352.0	9453.0 -8414.0	61.9	57.4	0.927	0.178	0.022	830	60.38	0.177	0.274	0.022	780	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-09	FO-09	9294.0 -8322.0	9354.0 -8382.0	60.0	53.5	0.892	0.162	0.025	516	53.00	0.163	0.270	0.024	396	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-10	FO-10	9482.0 -8291.0	9574.0 -8383.0	92.0	87.2	0.948	0.163	0.028	569	84.25	0.163	0.223	0.027	569	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-11	FO-11	8989.0 -8287.0	9081.0 -8379.0	92.0	79.0	0.859	0.177	0.008	752	69.00	0.177	0.292	0.008	752	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-12	FO-12	9046.0 -8345.0	9122.0 -8421.0	76.0	71.5	0.941	0.161	0.017	421	61.00	0.158	0.244	0.018	387	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-13	FO-13	9056.0 -8324.0	9136.0 -8403.0	79.6	75.9	0.953	0.186	0.034	652	69.44	0.186	0.317	0.034	652	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-14H	FO-14H	9072.0 -8346.0	9170.0 -8436.0	90.4	85.3	0.944	0.179	0.035	570	50.74	0.171	0.363	0.038	438	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-15	FO-15	9060.0 -8349.0	9145.0 -8434.0	85.0	83.0	0.976	0.169	0.034	480	61.50	0.169	0.300	0.030	480	0.10	0.30	0.60
FORESTAL EXTENS-01	FOEX-01	9070.0 -8285.0	9132.0 -8437.0	108.0	66.8	0.618	0.172	0.010	276	12.75	0.171	0.406	0.008	276	0.10	0.30	0.60
<b>FIELD AVERAGES</b>				<b>82.0</b>	<b>74.8</b>	<b>0.91</b>	<b>0.176</b>	<b>0.023</b>	<b>691</b>	<b>59.15</b>	<b>0.176</b>	<b>0.263</b>	<b>0.023</b>	<b>724</b>			

Tabla # 10

# YACIMIENTO FORESTAL - ARENISCA VIVIAN "A4"

## SUMARIO PETROFISICO

WELL NAME	ZONE	TOP MD FT	BASE MD FT	RESERVOIR SUMMARY						NET PAY SUMMARY					USED CUT OFF'S		
				GROSS INTERV. FT	NET RES. ROCK FT	NET/GROSS RES. ROCK DEC	AVG. PHI DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	NET PAY M	AVG PHI DEC	AVG. SW DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	MIN. PHI DEC	MAX. VCL DEC	MAX. SW DEC
FORESTAL-01	FO-01	9010.0 -8306.0	9037.5 -8333.5	27.5	22.3	0.809	0.157	0.013	567	22.25	0.157	0.197	0.013	567	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-02	FO-02	9160.0 -8386.0	9193.0 -8419.0	33.0	29.8	0.902	0.155	0.030	274	22.00	0.154	0.503	0.039	274	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-03	FO-03	10559.0 -8332.0	10593.0 -8362.0	29.9	29.5	0.986	0.171	0.019	687	29.47	0.171	0.276	0.019	687	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-04	FO-04	9809.0 -8381.0	9828.0 -8400.0	19.0	19.0	1.000	0.174	0.012	931	19.00	0.174	0.241	0.012	931	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-05	FO-05	9763.0 -8357.0	9785.0 -8379.0	22.0	21.2	0.966	0.181	0.010	2505	21.25	0.181	0.091	0.010	2505	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-06	FO-06	9180.0 -8321.0	9196.0 -8337.0	16.0	15.3	0.953	0.173	0.014	1389	15.25	0.173	0.120	0.014	1389	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-07	FO-07	9862.0 -8337.0	9888.0 -8363.0	26.0	25.2	0.971	0.180	0.036	1088	25.23	0.180	0.169	0.036	1088	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-08	FO-08	9391.0 -8352.0	9412.0 -8373.0	20.9	19.7	0.940	0.176	0.011	1620	20.15	0.177	0.143	0.011	1565	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-09	FO-09	9294.0 -8322.0	9312.0 -8340.0	18.0	17.2	0.958	0.149	0.026	406	17.25	0.149	0.221	0.026	396	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-10	FO-10	9482.0 -8291.0	9507.0 -8316.0	25.0	21.2	0.850	0.161	0.015	1128	21.25	0.161	0.138	0.015	1128	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-11	FO-11	8989.0 -8287.0	9024.0 -8322.0	35.0	32.5	0.929	0.180	0.007	1304	32.50	0.180	0.203	0.007	1304	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-12	FO-12	9046.0 -8345.0	9070.5 -8369.5	24.5	23.8	0.969	0.162	0.015	983	24.25	0.161	0.176	0.015	925	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-13	FO-13	9056.0 -8324.0	9083.0 -8351.0	26.9	26.1	0.972	0.181	0.027	978	26.13	0.181	0.194	0.027	978	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-14H	FO-14H	9072.0 -8346.0	9096.0 -8346.0	22.2	22.0	0.990	0.172	0.048	890	22.00	0.162	0.258	0.048	535	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-15	FO-15	9060.0 -8349.0	9088.0 -8377.0	28.0	26.8	0.955	0.175	0.075	775	26.75	0.175	0.218	0.075	775	0.10	0.30	0.60
FORESTAL EXTENS-01	FOEX-01	9070.0 -8285.0	9089.0 -8304.0	19.0	19.0	1.000	0.170	0.009	482	12.25	0.174	0.406	0.008	482	0.10	0.30	0.60
<b>FIELD AVERAGES</b>				<b>24.9</b>	<b>23.4</b>	<b>0.94</b>	<b>0.170</b>	<b>0.025</b>	<b>1010</b>	<b>22.98</b>	<b>0.170</b>	<b>0.213</b>	<b>0.025</b>	<b>997</b>			

Tabla # 11

## YACIMIENTO FORESTAL - ARENISCA VIVIAN "A3"

### SUMARIO PETROFISICO

WELL NAME	ZONE	TOP MD FT	BASE MD FT	RESERVOIR SUMMARY						NET PAY SUMMARY					USED CUT OFF'S		
				GROSS INTERV. FT	NET RES. ROCK FT	NET/GROSS RES. ROCK DEC	AVG. PHI DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	NET PAY M	AVG PHI DEC	AVG. SW DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	MIN. PHI DEC	MAX. VCL DEC	MAX. SW DEC
FORESTAL-01	FO-01	9037.5 -8333.5	9052.0 -8348.0	14.5	14.5	1.000	0.216	0.024	931	14.50	0.216	0.443	0.024	931	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-02	FO-02	9193.0 -8419.0	9212.0 -8438.0	19.0	19.0	1.000	0.175	0.014	397	7.00	0.170	0.539	0.010	397	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-03	FO-03	10596.0 -8365.0	10622.0 -8387.0	22.2	21.5	0.971	0.173	0.014	994	21.52	0.173	0.214	0.014	994	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-04	FO-04	9828.0 -8400.0	9840.0 -8412.0	12.0	12.0	1.000	0.183	0.017	683	11.25	0.184	0.389	0.016	683	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-05	FO-05	9785.0 -8379.0	9798.0 -8392.0	13.0	13.0	1.000	0.196	0.011	1501	13.00	0.196	0.224	0.011	1501	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-06	FO-06	9196.0 -8337.0	9207.0 -8348.0	11.0	11.0	1.000	0.185	0.005	2166	11.00	0.185	0.133	0.005	2166	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-07	FO-07	9888.0 -8363.0	9906.0 -8381.0	18.0	18.0	1.000	0.182	0.011	2114	17.99	0.182	0.125	0.011	2114	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-08	FO-08	9412.0 -8373.0	9423.0 -8384.0	11.0	11.0	1.000	0.155	0.048	398	11.00	0.155	0.343	0.048	398	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-09	FO-09	9313.0 -8341.0	9329.0 -8357.0	16.0	16.0	1.000	0.165	0.020	749	16.00	0.165	0.236	0.020	749	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-10	FO-10	9507.0 -8316.0	9522.0 -8331.0	15.0	15.0	1.000	0.168	0.006	1736	15.00	0.168	0.124	0.006	1736	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-11	FO-11	9028.0 -8326.0	9039.0 -8337.0	11.0	10.8	0.977	0.159	0.005	566	10.75	0.159	0.305	0.005	566	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-12	FO-12	9072.0 -8371.0	9085.0 -8384.0	13.0	12.8	0.981	0.159	0.013	330	11.00	0.166	0.348	0.012	327	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-13	FO-13	9083.0 -8351.0	9096.0 -8364.0	12.9	12.9	1.000	0.210	0.024	891	11.70	0.212	0.429	0.022	891	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-14H	FO-14H	9096.0 -8346.0	9112.5 -8346.0	15.3	15.3	1.000	0.191	0.021	691	3.00	0.199	0.582	0.016	433	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-15	FO-15	9088.0 -8377.0	9106.0 -8395.0	18.0	18.0	1.000	0.162	0.011	608	18.00	0.162	0.320	0.011	608	0.10	0.30	0.60
FORESTAL EXTENS-01	FOEX-01	9089.0 -8304.0	9102.0 -8317.0	13.0	13.0	1.000	0.190	0.008	381	0.00	0.000	1.000	1.000	381	0.10	0.30	0.60
<b>FIELD AVERAGES</b>				14.8	14.7	0.99	0.178	0.016	986	12.85	0.178	0.285	0.015	1045			

Tabla # 12

# YACIMIENTO FORESTAL - ARENISCA VIVIAN "A2"

## SUMARIO PETROFISICO

WELL NAME	ZONE	TOP MD FT	BASE MD FT	RESERVOIR SUMMARY						NET PAY SUMMARY					USED CUT OFF'S		
				GROSS INTERV. FT	NET RES. ROCK FT	NET/GROSS RES. ROCK DEC	AVG. PHI DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	NET PAY M	AVG PHI DEC	AVG. SW DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	MIN. PHI DEC	MAX. VCL DEC	MAX. SW DEC
FORESTAL-01	FO-01	9054.0 -8350.0	9072.0 -8368.0	18.0	17.8	0.986	0.215	0.034	955	17.75	0.177	0.142	0.034	955	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-02	FO-02	9212.0 -8438.0	9250.0 -8476.0	38.0	38.0	1.000	0.195	0.009	373	0.00	0.000	1.000	1.000	373	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-03	FO-03	10622.0 -8387.0	10661.0 -8420.0	33.1	33.1	1.000	0.190	0.022	573	25.26	0.180	0.344	0.028	573	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-04	FO-04	9840.0 -8412.0	9858.0 -8430.0	18.0	18.0	1.000	0.214	0.009	287	0.00	0.000	1.000	1.000	287	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-05	FO-05	9798.0 -8392.0	9812.0 -8406.0	14.0	14.0	1.000	0.198	0.013	907	14.00	0.211	0.446	0.013	907	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-06	FO-06	9207.0 -8348.0	9218.0 -8359.0	11.0	11.0	1.000	0.000	0.011	1519	11.00	0.213	0.277	0.011	1519	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-07	FO-07	9906.0 -8381.0	9935.0 -8410.0	29.0	29.0	1.000	0.227	0.022	1221	21.49	0.197	0.203	0.014	1221	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-08	FO-08	9425.0 -8386.0	9443.0 -8404.0	18.0	17.7	0.986	0.126	0.020	564	17.99	0.180	0.458	0.020	555	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-09	FO-09	9329.0 -8357.0	9347.0 -8375.0	18.0	18.0	1.000	0.102	0.023	580	18.00	0.178	0.356	0.023	580	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-10	FO-10	9522.0 -8331.0	9544.0 -8353.0	22.0	21.5	0.977	0.188	0.013	617	18.50	0.176	0.319	0.011	617	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-11	FO-11	9039.0 -8337.0	9060.0 -8358.0	21.0	21.0	1.000	0.181	0.014	595	19.75	0.180	0.430	0.015	595	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-12	FO-12	9085.0 -8384.0	9100.5 -8399.5	15.5	15.5	1.000	0.000	0.008	262	15.50	0.155	0.567	0.006	262	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-13	FO-13	9098.5 -8366.5	9117.0 -8385.0	18.4	17.7	0.960	0.168	0.032	535	13.69	0.184	0.377	0.032	535	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-14H	FO-14H	9116.0 -8346.0	9142.0 -8346.0	24.0	23.3	0.971	0.192	0.021	774	15.70	0.174	0.453	0.020	407	0.10	0.30	0.60
FORESTAL-15	FO-15	9106.0 -8395.0	9122.0 -8411.0	16.0	16.0	1.000	0.000	0.014	449	14.00	0.168	0.445	0.015	449	0.10	0.30	0.60
FORESTAL EXTENS-01	FOEX-01	9102.0 -8317.0	9121.0 -8336.0	19.0	19.0	1.000	0.188	0.007	293	0.00	0.000	1.000	1.000	293	0.10	0.30	0.60
<b>FIELD AVERAGES</b>				20.9	20.8	0.99	0.172	0.018	663	14.84	0.166	0.327	0.018	642			

Tabla # 13

# YACIMIENTO FORESTAL - ARENISCA VIVIAN "A1"

## SUMARIO PETROFISICO

WELL NAME	ZONE	TOP MD FT	BASE MD FT	RESERVOIR SUMMARY						NET PAY SUMMARY					USED CUT OFF'S			
				GROSS INTERV. FT	NET RES. ROCK FT	NET/GROSS RES. ROCK DEC	AVG. PHI DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	NET PAY M	AVG PHI DEC	AVG. SW DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	MIN. PHI DEC	MAX. VCL DEC	MAX. SW DEC	
FORESTAL-01	FO-01	9072.0 -8368.0	9085.0 -8381.0	13.0	13.0	1.000	0.194	0.042	1233	13.00	0.194	0.167	0.042	1233	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-02	FO-02	9256.0 -8482.0	9269.0 -8495.0	13.0	12.8	0.981	0.155	0.205	99	5.50	0.163	0.506	0.184	135	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-03	FO-03	10663.5 -8422.0	10688.0 -8442.0	20.7	8.5	0.408	0.159	0.195	92	2.54	0.182	0.574	0.162	184	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-04	FO-04	9858.0 -8430.0	9884.0 -8456.0	26.0	26.0	1.000	0.172	0.017	220	0.00	0.000	1.000	1.000	0	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-05	FO-05	9815.0 -8409.0	9832.0 -8426.0	17.0	5.0	0.294	0.161	0.188	178	4.00	0.176	0.199	0.168	234	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-06	FO-06	9227.5 -8368.5	9242.0 -8383.0	14.5	13.7	0.948	0.209	0.017	2472	13.75	0.209	0.129	0.017	2472	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-07	FO-07	9939.0 -8414.0	9954.0 -8429.0	15.0	14.0	0.933	0.202	0.053	357	1.50	0.205	0.549	0.116	345	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-08	FO-08	9445.0 -8406.0	9453.0 -8414.0	8.0	6.2	0.781	0.213	0.030	1554	7.25	0.208	0.251	0.030	1003	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-09	FO-09	9348.0 -8376.0	9354.0 -8382.0	6.0	1.0	0.167	0.109	0.225	37	0.50	0.112	0.562	0.215	42	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-10	FO-10	9546.0 -8355.0	9574.0 -8383.0	28.0	28.0	1.000	0.155	0.154	198	28.00	0.155	0.329	0.154	198	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-11	FO-11	9062.0 -8360.0	9081.0 -8379.0	19.0	12.8	0.671	0.177	0.007	362	6.00	0.187	0.546	0.003	409	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-12	FO-12	9103.0 -8402.0	9122.0 -8421.0	19.0	18.5	0.974	0.168	0.027	257	4.75	0.157	0.473	0.054	299	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-13	FO-13	9119.0 -8387.0	9136.0 -8403.0	16.9	16.9	1.000	0.186	0.054	461	15.93	0.185	0.456	0.055	462	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-14H	FO-14H	9145.0 -8346.0	9170.0 -8436.0	22.9	20.8	0.910	0.170	0.076	282	10.26	0.173	0.464	0.040	461	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL-15	FO-15	9122.0 -8411.0	9145.0 -8434.0	23.0	22.3	0.967	0.169	0.060	234	2.75	0.172	0.583	0.082	278	0.10	0.30	0.60	
FORESTAL EXTENS-01	FOEX-01	9126.0 -8341.0	9132.0 -8347.0	6.0	4.3	0.708	0.121	0.155	55	0.00	0.000	1.000	1.000	0	0.10	0.30	0.60	
<b>FIELD AVERAGES</b>					17.5	14.6	0.84	0.175	0.074	488	7.71	0.179	0.348	0.082	711			

Tabla # 14

# YACIMIENTO FORESTAL - ARENISCA CHONTA

## SUMARIO PETROFISICO

WELL NAME	ZONE	TOP MD FT	BASE MD FT	RESERVOIR SUMMARY						NET PAY SUMMARY					USED CUT OFF'S		
				GROSS INTERV. FT	NET RES. ROCK FT	NET/GROSS RES. ROCK DEC	AVG. PHI DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	NET PAY FT	AVG. PHI DEC	AVG. SW DEC	AVG. VCL DEC	AVG. KH Md	MIN. PHI DEC	MAX. VCL DEC	MAX. SW DEC
FORESTAL-01	FO-01	9631.0 -8928.0	9671.0 -8968.0	43.0	29.0	0.674	0.158	0.027	453	28.50	0.159	0.443	0.026	460	0.10	0.30	0.65
FORESTAL-02	FO-02	9818.0 -9044.0	9861.0 -9087.0	43.0	31.5	0.733	0.147	0.046	204	3.50	0.165	0.503	0.062	343	0.10	0.30	0.65
FORESTAL-03	FO-03	11318.0 -8981.5	11385.0 -9040.1	67.0 59.0	63.5 55.9	0.948 0.948	0.136 0.136	0.050 0.050	199 199	50.00 44.00	0.136 0.136	0.516 0.516	0.031 0.031	220 220	0.10	0.30	0.65
FORESTAL-04	FO-04																
FORESTAL-05	FO-05																
FORESTAL-06	FO-06	9794.0 -8935.0	9822.0 -8963.0	28.0	24.0	0.857	0.172	0.052	635	24.00	0.172	0.380	0.052	635	0.10	0.30	0.65
FORESTAL-07	FO-07	10494.0 -8956.0	10529.0 -8991.0	35.0	29.0	0.829	0.165	0.032	585	29.00	0.165	0.358	0.032	585	0.10	0.30	0.65
FORESTAL-08	FO-08	10019.0 -8968.0	10043.0 -8992.0	24.0	23.5	0.979	0.159	0.024	558	23.50	0.159	0.356	0.024	558	0.10	0.30	0.65
FORESTAL-09	FO-09	9905.0 -8937.0	9934.0 -8966.0	29.0	27.5	0.948	0.159	0.035	832	27.50	0.159	0.247	0.035	832	0.10	0.30	0.65
FORESTAL-10	FO-10	10125.0 -8935.0	10156.0 -8966.0	31.0	22.5	0.726	0.149	0.081	206	22.00	0.150	0.399	0.079	211	0.10	0.30	0.65
FORESTAL-11	FO-11	9641.0 -8954.0	9679.0 -8992.0	38.0	34.0	0.895	0.135	0.065	464	34.00	0.135	0.193	0.065	464	0.10	0.30	0.65
FORESTAL-12	FO-12	9669.0 -8980.0	9720.0 -9031.0	51.0	43.5	0.853	0.140	0.054	200	13.00	0.150	0.437	0.062	356	0.10	0.30	0.65
FORESTAL-13	FO-13																
FORESTAL-14H	FO-14H	9948.0 -8962.0															
FORESTAL-15	FO-15																
FORESTAL EXTENS-01	FOEX-01	9028.0 -8243.0	9067.0 -8282.0	39.0	31.8	0.814	0.188	0.087	312	31.25	0.190	0.497	0.086	312	0.10	0.30	0.60
<b>FIELD AVERAGES</b>				<b>40.7</b>	<b>34.9</b>	<b>0.86</b>	<b>0.127</b>	<b>0.040</b>	<b>337</b>	<b>27.18</b>	<b>0.130</b>	<b>0.321</b>	<b>0.037</b>	<b>396</b>			

Tabla # 15



CORROSION AND CATHODIC PROTECTION DEPARTMENT

WATER ANALYSIS REPORT

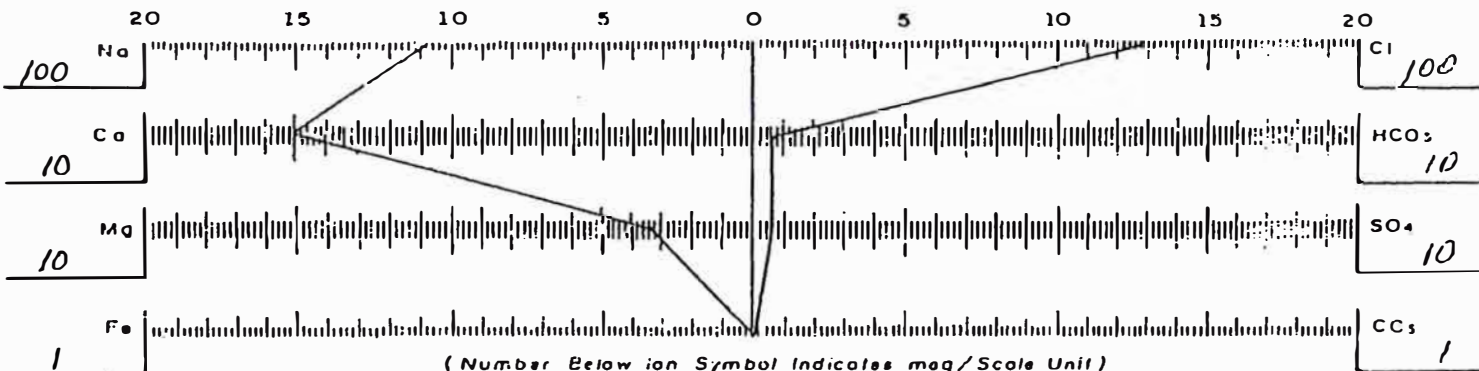
PERU

COMPANY \_\_\_\_\_ ADDRESS \_\_\_\_\_ DATE \_\_\_\_\_  
 SOURCE FORESTAL VIVIANS DATE SAMPLED \_\_\_\_\_ ANALYSIS  
 Analysis AVERAGE Mg/L \_\_\_\_\_ Meq/L \_\_\_\_\_

1. pH	<u>7.1</u>			
2. H2S (Qualitative)	_____			
3. Specific Gravity	_____			
4. Dissolved Solids		<u>74,400</u>		
5. Suspended Solids		_____		
6. Phenolphthalein Alkalinity (CaCO3)		<u>NEG</u>		
7. Methyl Orange Alkalinity (CaCO3)		<u>350</u>		
8. Bicarbonate (HCO3)		<u>430</u>	61	<u>7.0</u> HCO3
9. Chlorides (Cl)		<u>45,000</u>	35.5	<u>1267.6</u> Cl
10. Sulfates (SO4)		<u>980</u>	48	<u>6.3</u> SO4
11. Calcium (Ca)		<u>3,000</u>	20	<u>150.0</u> Ca
12. Magnesium (Mg)		<u>410</u>	12.2	<u>33.9</u> Mg
13. Sodium (Na) - Calculated		<u>25,230</u>		<u>1097.0</u> Na
14. Total Iron (Fe)		<u>1</u>		
15. Total Hardness (CaCO3)		<u>9,200</u>		
16. Other		_____		

• Milliequivalents per liter

DISSOLVED MINERAL ANALYSIS PATTERN



REMARKS \_\_\_\_\_

Respectfully submitted

J. ALFARO





CORROSION AND CATHODIC PROTECTION DEPARTMENT

WATER ANALYSIS REPORT

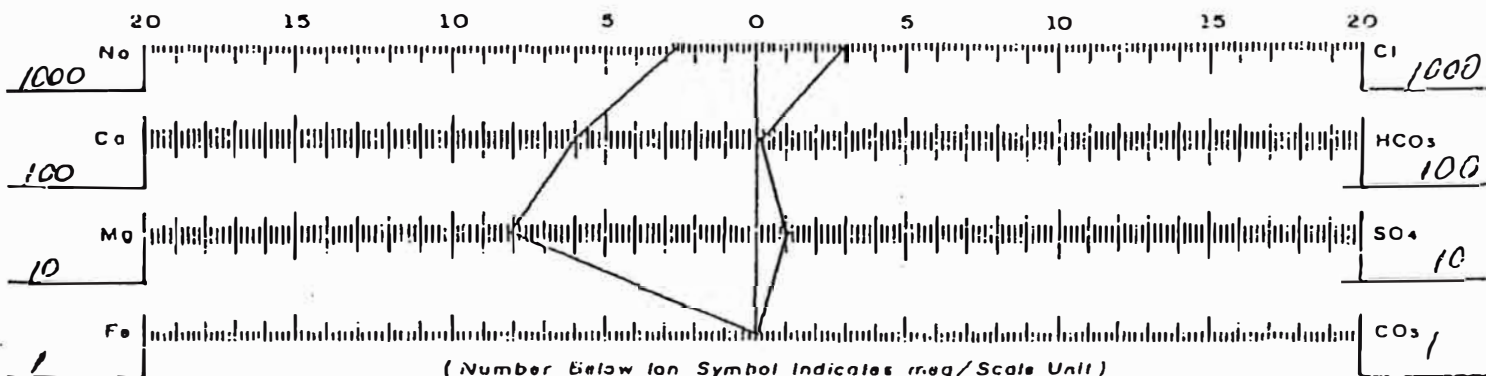
PERU

COMPANY \_\_\_\_\_ ADDRESS \_\_\_\_\_ DATE \_\_\_\_\_  
 SOURCE FORESTAL CHONTAS DATE SAMPLED \_\_\_\_\_ ANALYSIS NO \_\_\_\_\_  
 Analysis AVERAGE Mg/L \_\_\_\_\_ Meq/L \_\_\_\_\_

1. pH	<u>6.0</u>			
2. H <sub>2</sub> S (Qualitative)	_____			
3. Specific Gravity	_____			
4. Dissolved Solids	<u>170,000</u>			
5. Suspended Solids	_____			
6. Phenolphthalein Alkalinity (CaCO <sub>3</sub> )	<u>NEG</u>			
7. Methyl Orange Alkalinity (CaCO <sub>3</sub> )	<u>200</u>			
8. Bicarbonate (HCO <sub>3</sub> )	<u>250</u>	61	<u>4.1</u>	HCO <sub>3</sub>
9. Chlorides (Cl)	<u>104,000</u>	35.5	<u>2930.0</u>	Cl
10. Sulfates (SO <sub>4</sub> )	<u>500</u>	48	<u>10.5</u>	SO <sub>4</sub>
11. Calcium (Ca)	<u>12,000</u>	20	<u>600.0</u>	Ca
12. Magnesium (Mg)	<u>1,000</u>	12.2	<u>82.0</u>	Mg
13. Sodium (Na) - Calculated	<u>52,000</u>		<u>2212.6</u>	Na
14. Total Iron (Fe)	<u>1</u>			
15. Total Hardness (CaCO <sub>3</sub> )	<u>34,000</u>			
16. Other	_____			

• Milli equivalents per liter

DISSOLVED MINERAL ANALYSIS PATTERN



REMARKS \_\_\_\_\_

Respectfully submitted

J. ALVARADO

## YACIMIENTO FORESTAL (Petróleo) SUMARIO DE DATOS VOLUMETRICOS

Revisión Agosto, 1998

Reservorio	VIVIAN "A"	VIVIAN "B"	TOTAL VIVIAN
<b>PROBADO</b>			
AREA (acres)	3,485	1,831	3484.8
VOL NETO RESERVORIO (ac-ft)	133,728.5	19,626	153354.2
POROSIDAD PROMEDIO (dec)	0.179	0.179	0.179
Sw PROMEDIO (dec)	0.363	0.327	0.358
Bo	1.1097	1.1097	1.1097
GRAVEDAD API	18.9	18.9	18.9
Petróleo Insitu Original (mmstbo)	106.6	16.5	123.2
<b>PROBABLE</b>			
AREA (acres)	1,325		1324.9
VOL NETO RESERVORIO (ac-ft)	39,019		39018.8
POROSIDAD PROMEDIO (dec)	0.179		0.179
Sw PROMEDIO (dec)	0.382		0.382
Bo	1.1097		1.1097
GRAVEDAD API	18.9		18.9
Petróleo Insitu Original (mmstbo)	30.2	0.0	30.2
<b>POSSIBLE</b>			
AREA (acres)			
VOL NETO RESERVORIO (ac-ft)			
POROSIDAD PROMEDIO (dec)			
Sw PROMEDIO (dec)			
Bo			
GRAVEDAD API			
Petróleo Insitu Original (mmstbo)			
<b>SUBTOTAL (P+P)</b>			
	136.8	16.5	153.3
<b>TOTAL (P+P+P)</b>			
	136.8	16.5	153.3

**NOTAS:** - Estos Volúmenes estan basados en los mapas de Arena Neta Petrolífera elaborados después de la revisión sísmica hecha usando las líneas 2D disparadas en el Area Forestal en la campaña de 1996 -97 por el Geofísico Lex Van Whije, May 1998.

- En la revision de Agosto de 1998 se utilizó los mismos promedios pesados de Porosidad y SW que se usaron en el Reporte de Petr6leo Insitu (OOIP) de Diciembre de 1997.

**YACIMIENTO FORESTAL (Petróleo)**  
**SUMARIO DE DATOS VOLUMETRICOS**

Revisión Agosto,1998

Reservorio	VIVIAN	CHONTA	L. CHONTA	B. CHONTA	TOTAL
<b>PROBADO</b>					
AREA (acres)	3,485	2,845	272	122	
VOL NETO RESERVORIO (ac-ft)	153,354	59,358	1,880	1,086	
POROSIDAD PROMEDIO (dec)	0.179	0.162	0.180	0.190	
Sw PROMEDIO (dec)	0.358	0.387	0.265	0.257	
Bo	1.1097	1.4033	1.3200	1.3200	
GRAVEDAD API	18.9	34.5	32.2	34.6	
Petróleo Insitu Original (mmstbo)	123.2	32.6	1.5	0.9	158.2
<b>PROBABLE</b>					
AREA (acres)	1,325				
VOL NETO RESERVORIO (ac-ft)	39,018				
POROSIDAD PROMEDIO (dec)	0.179				
Sw PROMEDIO (dec)	0.382				
Bo	1.1097				
GRAVEDAD API	18.9				
Petróleo Insitu Original (mmstbo)	30.2				30.2
<b>POSSIBLE</b>					
AREA (acres)					
VOL NETO RESERVORIO (ac-ft)					
POROSIDAD PROMEDIO (dec)					
Sw PROMEDIO (dec)					
Bo					
GRAVEDAD API					
Petróleo Insitu Original (mmstbo)					
<b>SUBTOTAL (P+P)</b>					
	153.4	32.6	1.5	0.9	188.4
<b>TOTAL (P+P+P)</b>					
	153.4	32.6	1.5	0.9	188.4

**NOTAS:** El Petróleo Insitu (OOIP) de Vivian ha incrementado en 13.7 MMSTB (8.5 Probado y 5.2 Probable).

Estos Volúmenes están basados en los mapas de Arena Neta Petrolífera elaborados después de la revisión sísmica hecha usando las líneas 2D disparadas en el Área Forestal en la campaña de 1996-97 por el Geofísico Lex Van Whilje, May 1998.

- En la revisión de Agosto de 1998 se utilizó los mismos promedios pesados de Porosidad y SW que se usaron en el Reporte de Petróleo Insitu (OOIP) de Diciembre de 1997.

- No hubo cambios en el Petróleo Insitu de otros reservorios.



LOTE 1AB

FECHA: 10/11/99

TIME: 10:42:50

PRODUCCION MENSUAL DE LOS POZOS-PETROLEO/AGUA/GAS VOLUMENES MEDIDOS A CONDICIONES ESTANDAR (PRJ04105)															CAMPO: FORESTAL			SISTEMA DE PRODUCCION		
POZOS	ZONA	DIAS PROD.		PROD. DE PETROLEO (BBLs)			GRAVEDAD	PROD. DE AGUA (BBLs)			CORTE DE AGUA	PROD. DE GAS (MPC.)			G.O.R.	ESTADO	PRESION			
		PTE MES	ACUMULADO	MES EN CURSO	POR DIA CAL.	ACUMULADO		MES EN CURSO	POR DIA CAL.	ACUMULADO		MES EN CURSO	POR DIA CAL.	ACUMULADO (MMPC)			TUBO	REVESTIMIENTO		
FORE 01	C		1,804			2,210,516				460,730				1,283.1	SD	130	40			
FORE 03	C		303			127,240				81,258				63.1	SD	170	18			
FORE 06	C	30	4,348	1,768	59	2,482,098	34.5	62,940	2,098	3,160,891	97.3	1,025	34	1,497.7	580	ESP	130	20		
FORE 07	C		547			1,257,918				785,948				742.5	SD	135	70			
FORE 09	C		998			1,087,836				1,203,455				606.7	SD	150	16			
FORE 10	C	30	6,143	2,341	78	2,055,137	34.5	31,251	1,042	12,113,620	93.0	1,358	45	1,168.9	580	ESP	200	10		
FORE 11	C		1,118			1,496,478				1,741,487				771.8	SD	180	17			
TOTAL ZONA						4,109	137	10,717,223	34.5	94,191	3,140	19,547,389	95.8	2,383	79	6,133.8	580			
AYO A LA FECHA						37,138	136			741,477	2,716			21,541	79					
FORE 01	CL		797			354,350				67,497				184.9	SD	130	40			
FORE 06	CL	30	924	4,397	147	114,973	34.5	54,904	1,830	1,153,300	92.6	3,541	118	65.8	805	ESP	130	20		
TOTAL ZONA						4,397	147	469,323	34.5	54,904	1,830	1,220,797	92.6	3,541	118	250.7	805			
AYO A LA FECHA						42,544	156			416,895	1,527			25,912	95					
FORE 01	V		3,902			5,774,508				17,137,872				786.3	SD	130	40			
FORE 02	V		38			4,605				13,674				0.5	SD					
FORE 03	V		5,946			3,543,327				27,231,970				498.3	SD	170	18			
FORE 04	V		27			5,611				7,826				2.7	SD					
FORE 05	V	30	7,476	10,165	339	6,508,104	17.6	228,002	7,600	37,901,238	95.7	1,286	43	649.5	127	ESP	100	10		
FORE 06	V	30	6,288	1,509	50	5,012,371	17.5	159,443	5,315	32,872,101	99.1	190	6	468.0	126	ESP	130	20		
FORE 07	V		3,284			3,228,315				18,094,288				308.8	SD	135	70			
FORE 09	V	30	6,042	8,236	275	3,207,032	17.2	219,213	7,307	33,316,684	96.4	1,035	35	306.1	126	ESP	150	16		
FORE 10	V	30	2,836	4,921	164	1,079,439	17.5	281,253	9,375	18,632,575	98.3	620	21	270.0	126	ESP	200	10		
FORE 11	V	30	5,862	19,487	650	6,192,345	17.1	438,273	14,609	49,809,977	95.7	2,455	82	615.5	126	ESP	180	17		
FORE 12	V	30	3,812	5,866	196	2,719,905	18.6	235,435	7,848	28,295,632	97.6	742	25	292.9	127	ESP	170	38		
FORE 13	V	30	3,410	5,438	181	1,060,780	16.6	320,190	10,673	34,987,488	98.3	676	23	132.6	124	ESP	215	42		
FORE 14	V	30	1,124	12,356	412	706,783	17.9	393,958	13,132	13,059,576	97.0	1,554	52	89.3	126	ESP	120	30		
FORE 15	V	30	736	5,580	186	178,010	20.3	212,730	7,091	4,448,558	97.4	704	23	22.5	126	ESP	170	26		
TOTAL ZONA						73,558	2,452	39,221,135	17.7	2,488,497	82,950	315,809,459	97.1	9,262	309	4,443.0	126			
AYO A LA FECHA						673,694	2,468			20,995,717	76,907			84,925	311					
TOTAL CAMPO						82,064	2,735	50,407,681	19.3	2,637,592	87,920	336,577,645	97.0	15,186	506	10,827.5	185			
AYO A LA FECHA						753,376	2,760			22,154,089	81,151			132,377	485					

Tabla # 20

FORESTAL-01 (1A-51-3X)

4 Nov 1999 @ 8:38

DEPTH (FT)

Interval: 8940.00 to 9098.00

Depth Scale Ratio: 1/240

LAG 0	GRCC GAPI	200	ILD OHMM	200	PHIE 0.25DEC	0	SWE DEC	0	VCLC DEC	1
LAG 0	SPC OHMM	10	SN OHMM	200	BVW 0.25DEC	0			VCARB DEC	1
	ACAL INCH	16	KI MD	2000					PHIE DEC	0
	BS INCH	16	PERF	10						

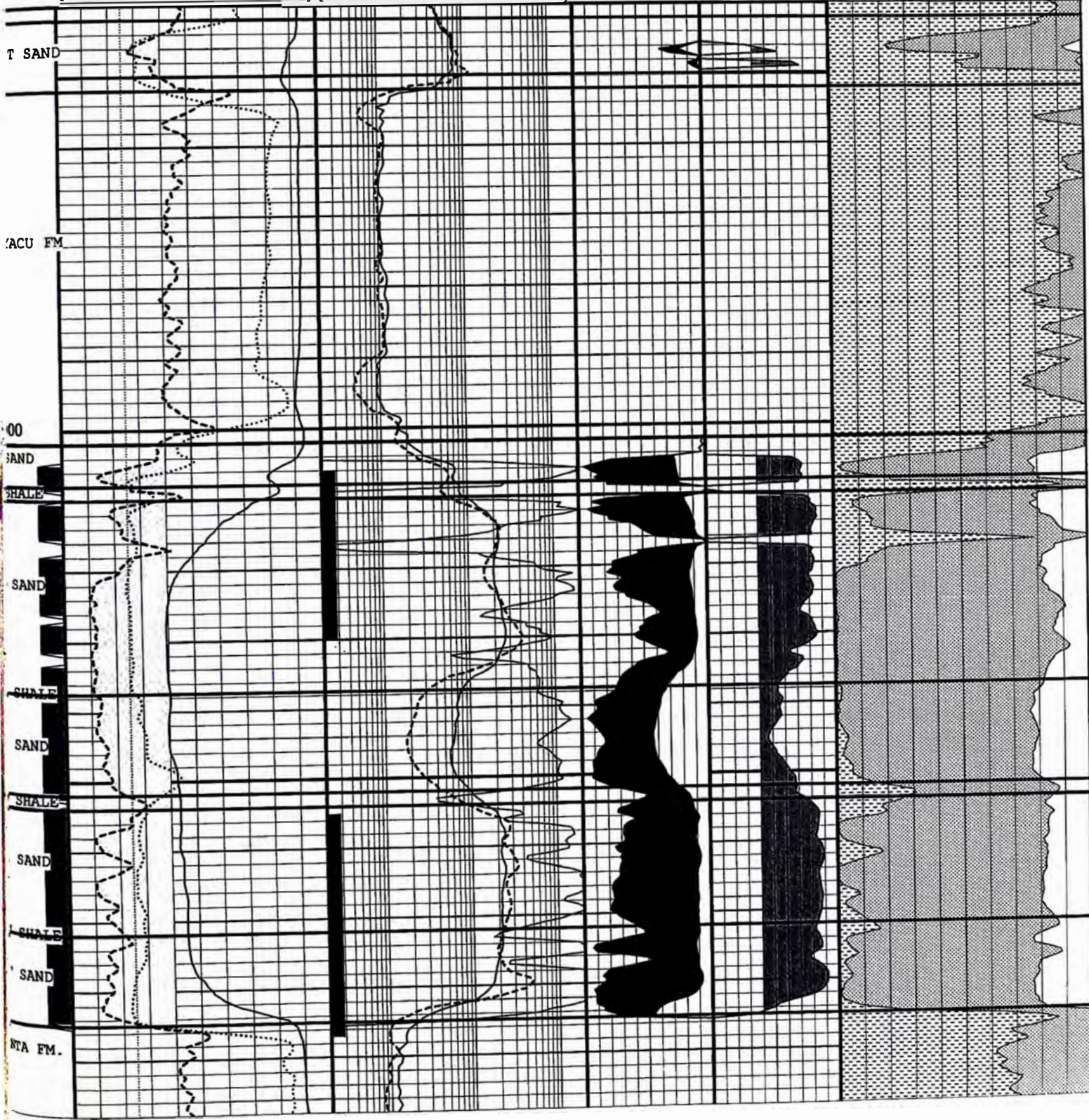


Grafico # 1

FORESTAL-02 (1A-51-X2)

4 Nov 1999 @ 8:32

DEPTH (FT)

Interval: 9120.00 to 9280.00

Depth Scale Ratio: 1/240

LAG 0	GRC APT UNIT 200	ILD OHMM 200	PHIE 0.25 DEC 0	SWE DEC 0	VCLC DEC 1
LAG 0	SPC MV 10	SN OHMM 200	BVW 0.25 DEC 0		VCARB DEC 1
	ACAL INCHES 16	KI MD 2000			PHIE DEC 0
	BS INCH 16	PERF 0 10			

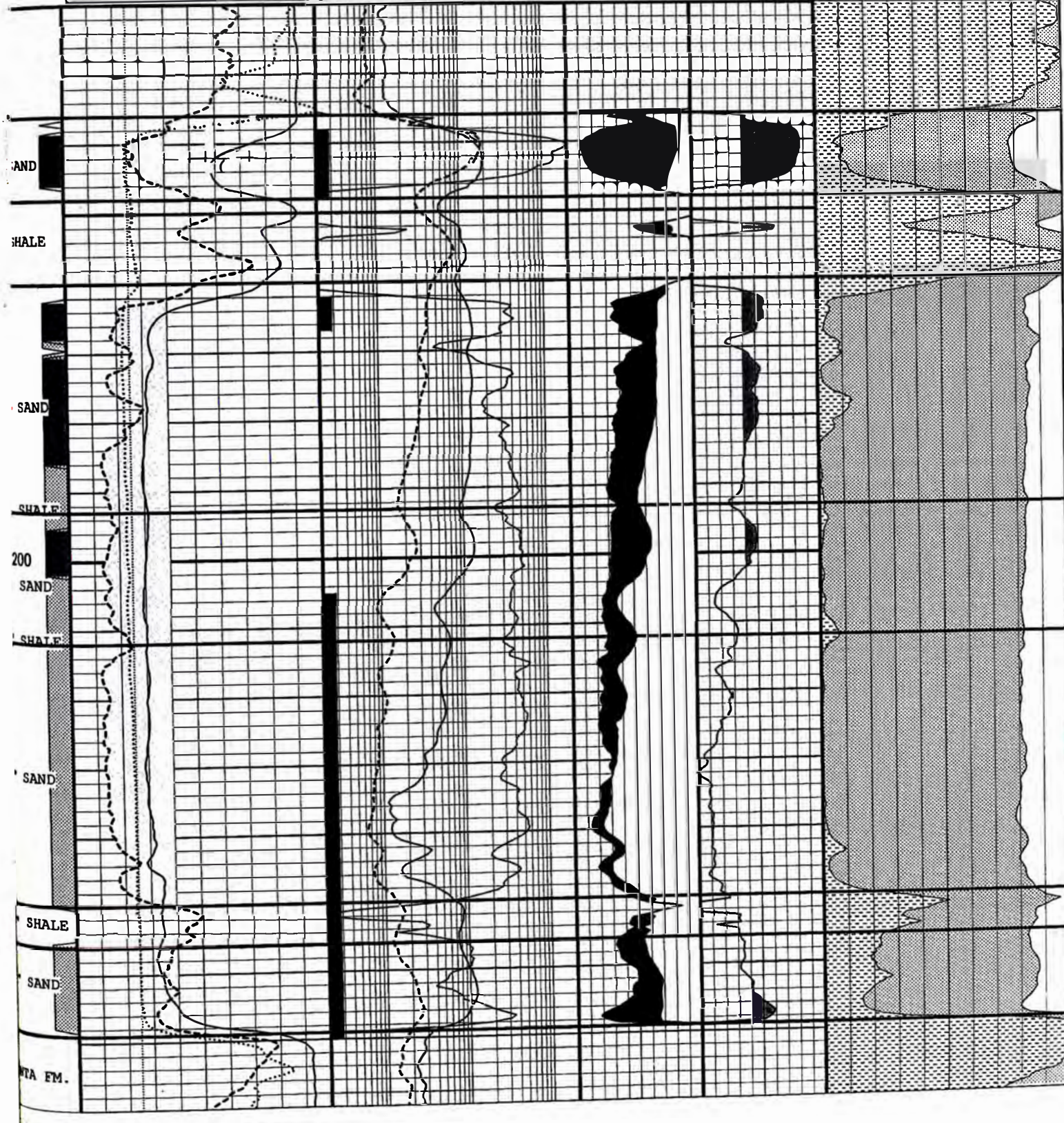


Grafico # 2

FORESTAL-03 (1A-51-27CD)

4 Nov 1999 @ 8:47

DEPTH (FT)

Interval: 10520.00 to 10690.00

Depth Scale Ratio: 1/260

LAG 0	GRC api 0 200	ILD OHM-M 0.2 200	PHIE 0.25DEC 0	SWE DEC 0	VCLC DEC 0 1
LAG 0	SPC MV -140 10	SN OHM-M 0.2 200	BVW 0.25DEC 0		VCARB DEC 0 1
	ACAL INCH 6 16	KI MD 2 2000			PHIE DEC 1 0
	BS INCH 6 16	PERF 0 10			

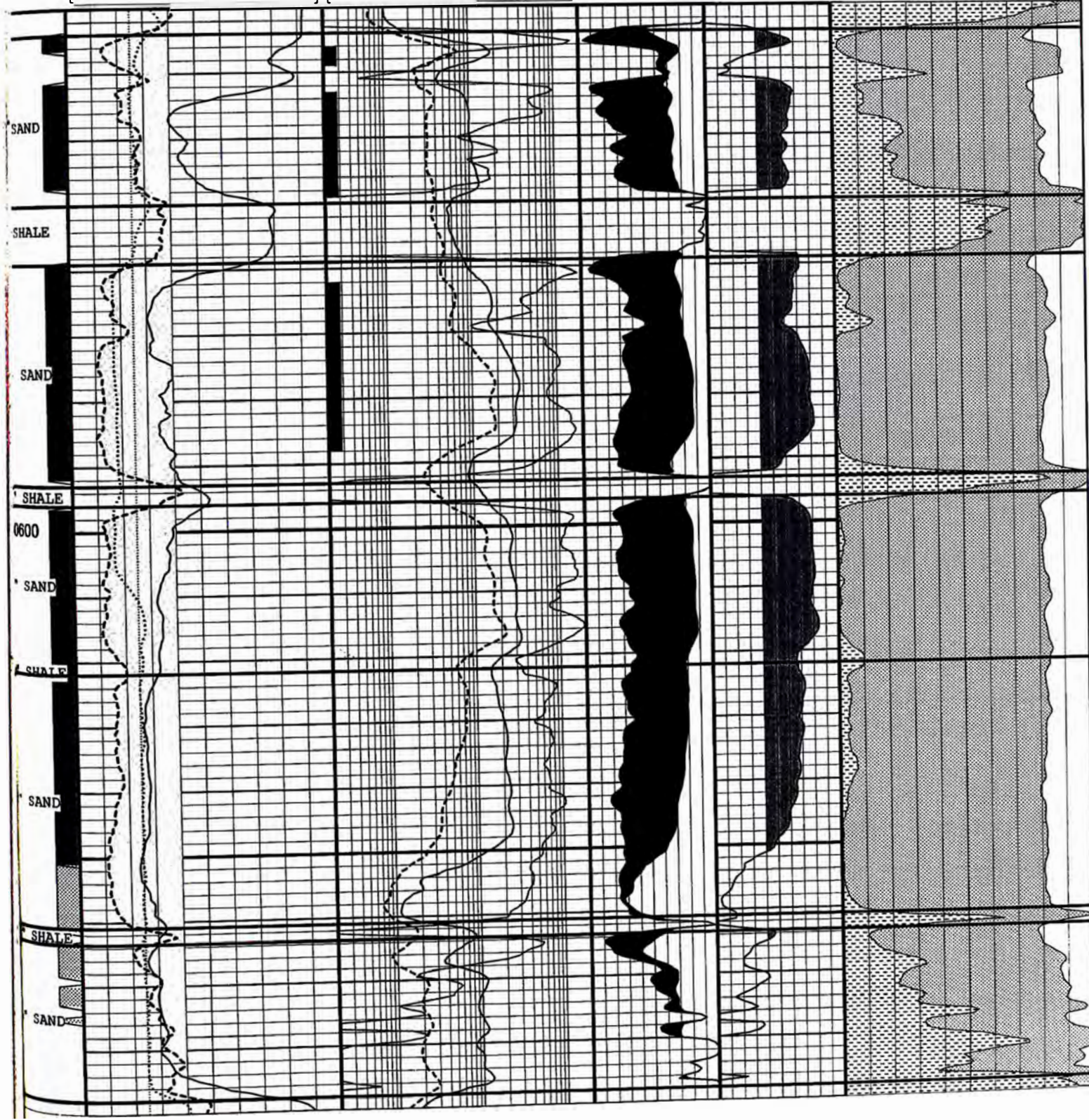


Grafico # 3

FORESTAL-04 (1A-51-29CD)

4 Nov 1999 @ 8:50

DEPTH (FT)

Interval: 9740.00 to 9900.00

Depth Scale Ratio: 1/240

AG 0	GRC API 200	ILD OHMM 200	PHIE 0.25DEC 0	SWE DEC 0	VCLC DEC 1
AG 0	SPC MV 10	SFLU OHMM 200	BVW 0.25DEC 0	VCARB DEC 1	
	ACAL INCH 16	KI MD 2000		PHIE DEC 0	
	BS INCH 16	PERF 0 10			

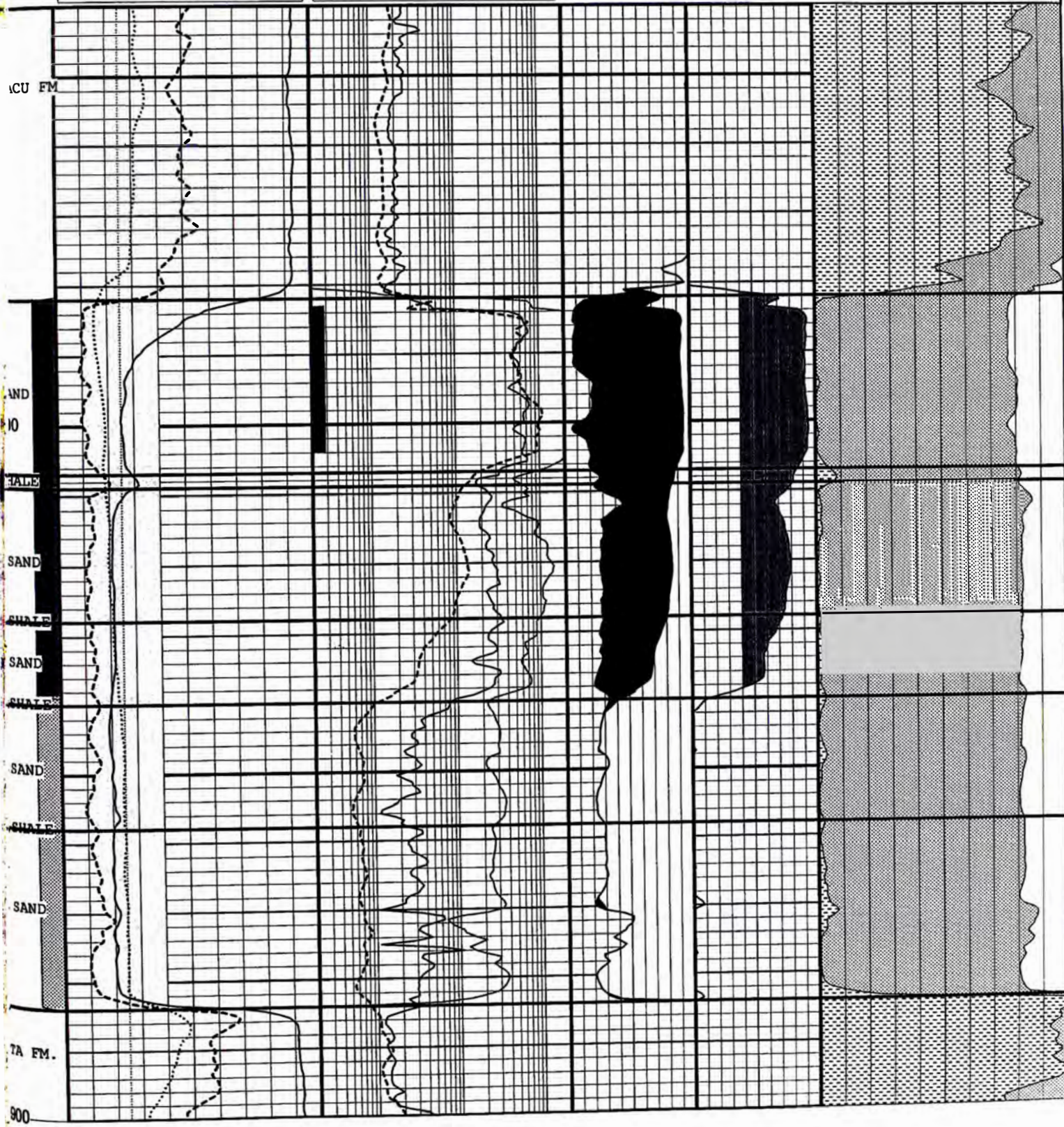


Grafico # 4



FORESTAL-05 (1A-51-30CD)

4 Nov 1999 @ 9:04

DEPTH (FT)

Interval: 9680.00 to 9840.00

Depth Scale Ratio: 1/240

LAG 0	GRC API	200	ILD OHMM	200	PHIE 0.25DEC	0	SWE DEC	0	VCLC DEC	1
LAG 0	SPC MV	10	SFLU OHMM	200	BWV 0.25DEC	0			VCARB DEC	1
	ACAL INCH	16	KI MD	2000					PHIE DEC	0
	BS INCH	16	PERF	10						

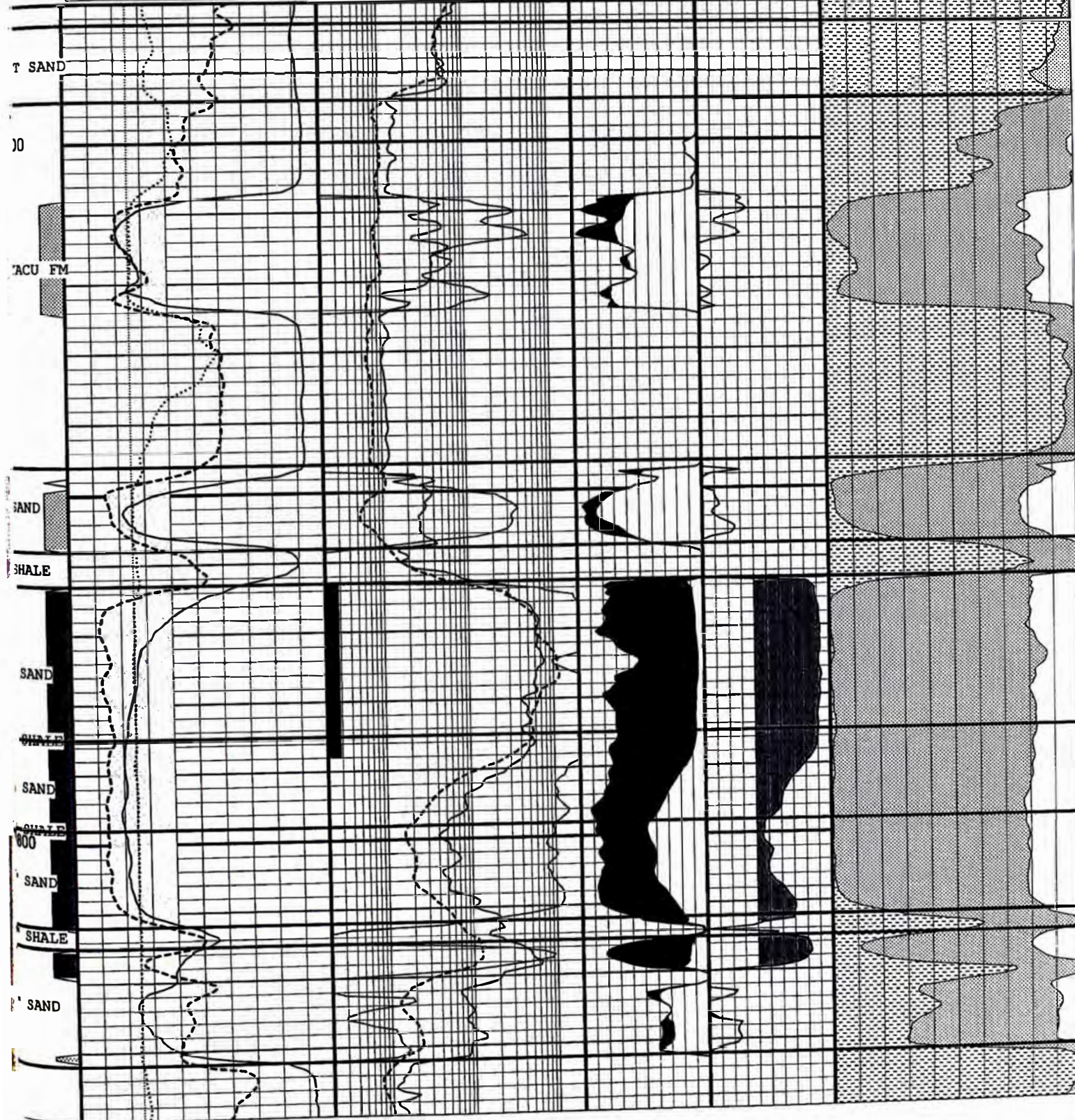


Grafico # 5

FORESTAL-06 (1A-51-58CD)

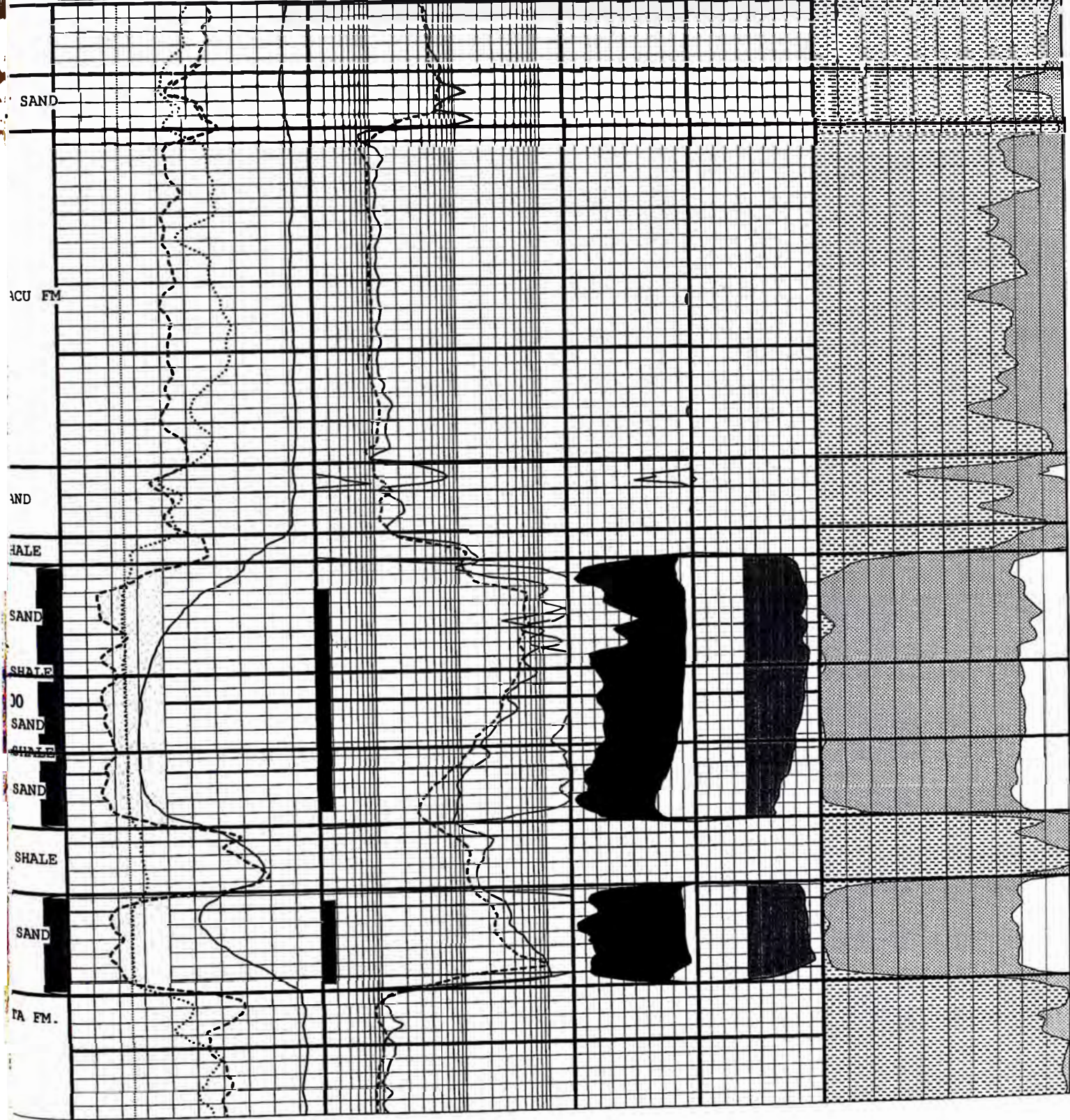
4 Nov 1999 @ 9:07

DEPTH (FT)

Interval: 9100.00 to 9260.00

Depth Scale Ratio: 1/240

AG 0	GRC APG UNIT 200	ILD OHM-M 200	PHIE 0.25DEC 0	SWE DEC 0	VCLC DEC 1
AG 0	SPC MV 10	SFLU OHM-M 200	BVW 0.25DEC 0	VCARB DEC 1	
	ACAL INCHES 16	KI MD 2000		PHIE DEC 0	
	BS INCHES 16	PERF 10			



FORESTAL-07 (1A-51-61CD)

4 Nov 1999 @ 9:10

DEPTH (FT)

Interval: 9810.00 to 9970.00

Depth Scale Ratio: 1/240

AG 0	GRC API 200	ILD OHM-M 200	PHIE 0.25DEC 0	SWE DEC 0	VCLC DEC 1
AG 0	SPC MV 10	SFLU OHM-M 200	BVW 0.25DEC 0	Vcarb DEC 1	
	ACAL INCH 16	KI MD 2000		PHIE DEC 0	
	BS INCH 16	PERF 10			

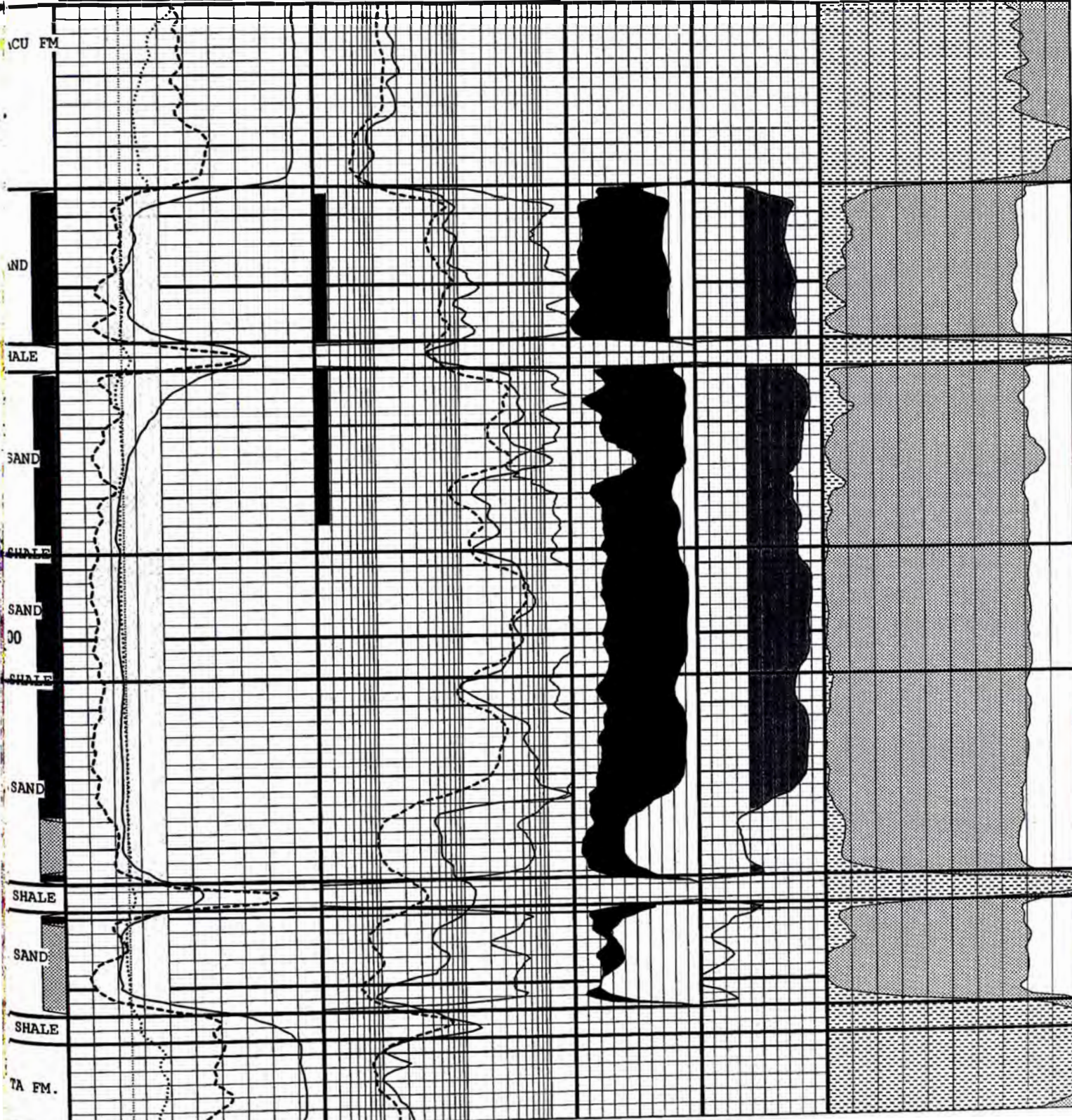


Grafico # 7

FORESTAL-08 (1AA-51-76CD)

4 Nov 1999 @ 9:16

DEPTH (FT)

Interval: 9310.00 to 9470.00

Depth Scale Ratio: 1/240

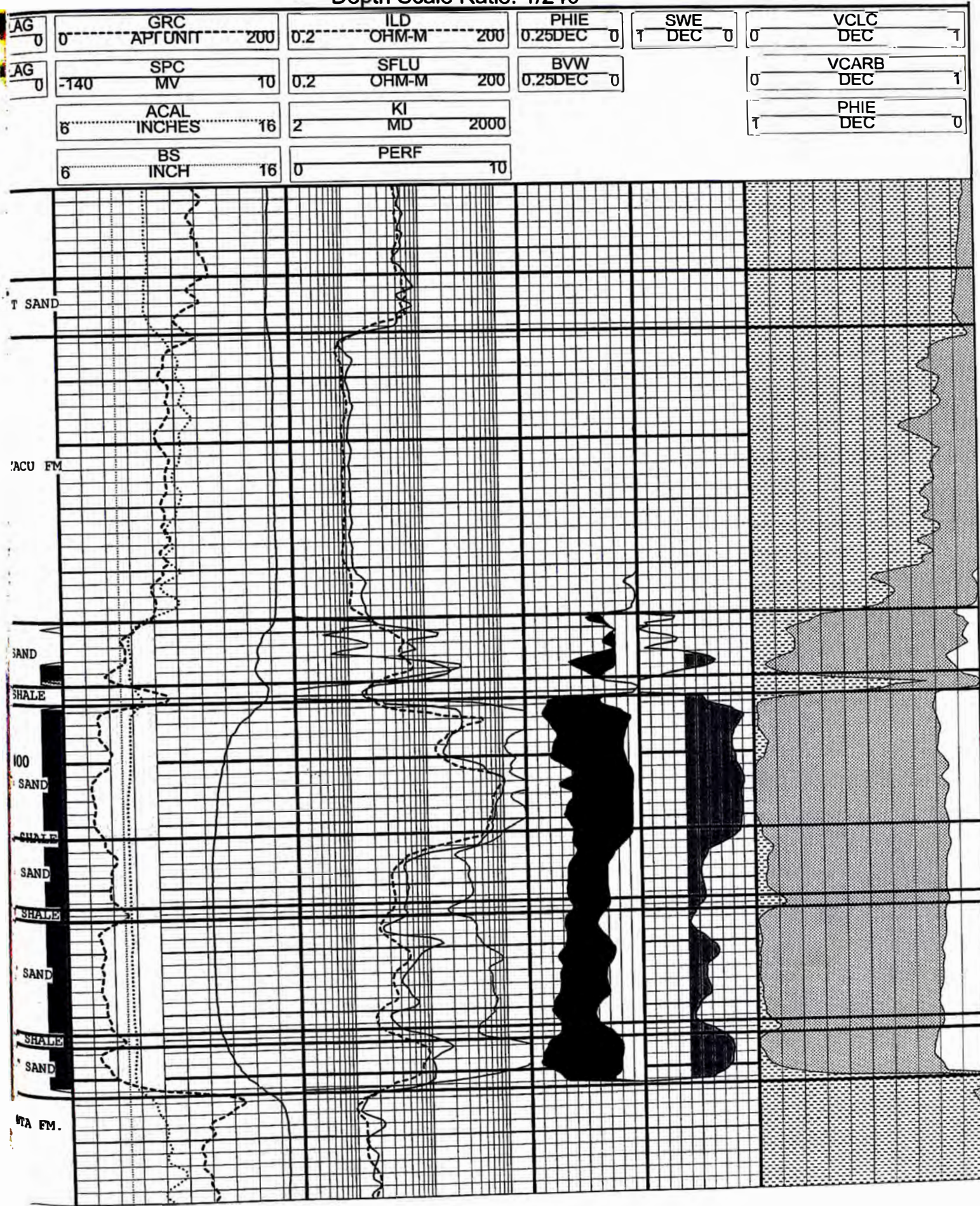


Grafico # 8

FORESTAL-09 (1AA-51-78CD)

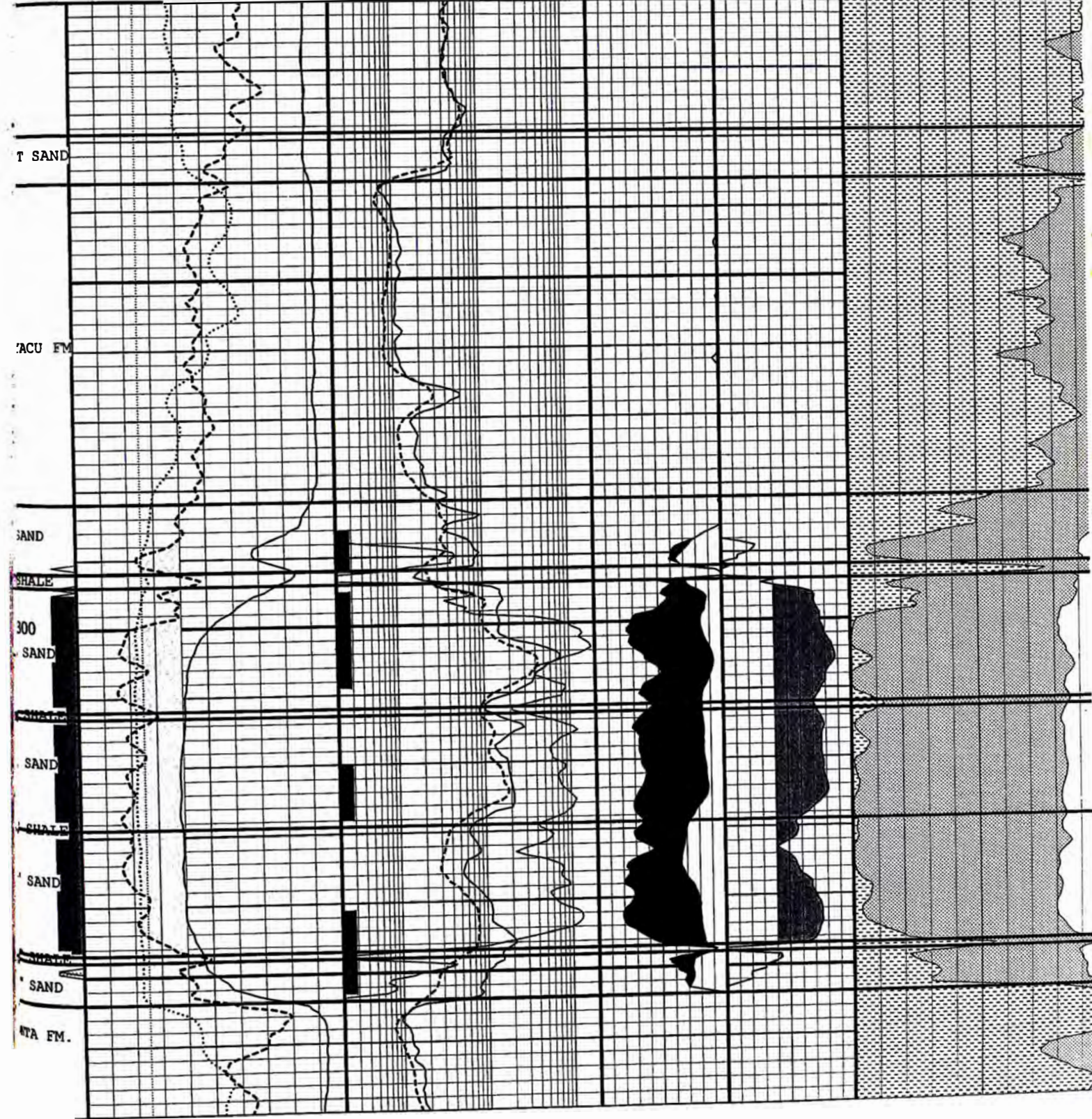
4 Nov 1999 @ 8:09

DEPTH (FT)

Interval: 9210.00 to 9370.00

Depth Scale Ratio: 1/240

LAG 0	GRC APT UNIT 200	ILD OHMM 200	PHIE 0.25 DEC 0	SWE DEC 0	VCLC DEC 0
LAG 0	SPC MV 10	SFLU OHMM 200	BVW 0.25 DEC 0		VCARB DEC 0
	ACAL INCHES 16	KI MD 2000			PHIE DEC 0
	BS INCHES 16	PERF 10			



FORESTAL-10 (1AA-51-80CD)

4 Nov 1999 @ 9:21

DEPTH (FT)

Interval: 9430.00 to 9590.00

Depth Scale Ratio: 1/240

LAG 0	GRC APUNIT 200	ILD OHM-M 200	PHIE 0.25DEC 0	SWE DEC 0	VCLC DEC 1
LAG 0	SPC MV 10	SFLU OHM-M 200	BVW 0.25DEC 0	VCARB DEC 1	
	ACAL INCHES 16	KI MD 2000	PHIE DEC 0		
	BS INCHES 16	PERF 10			

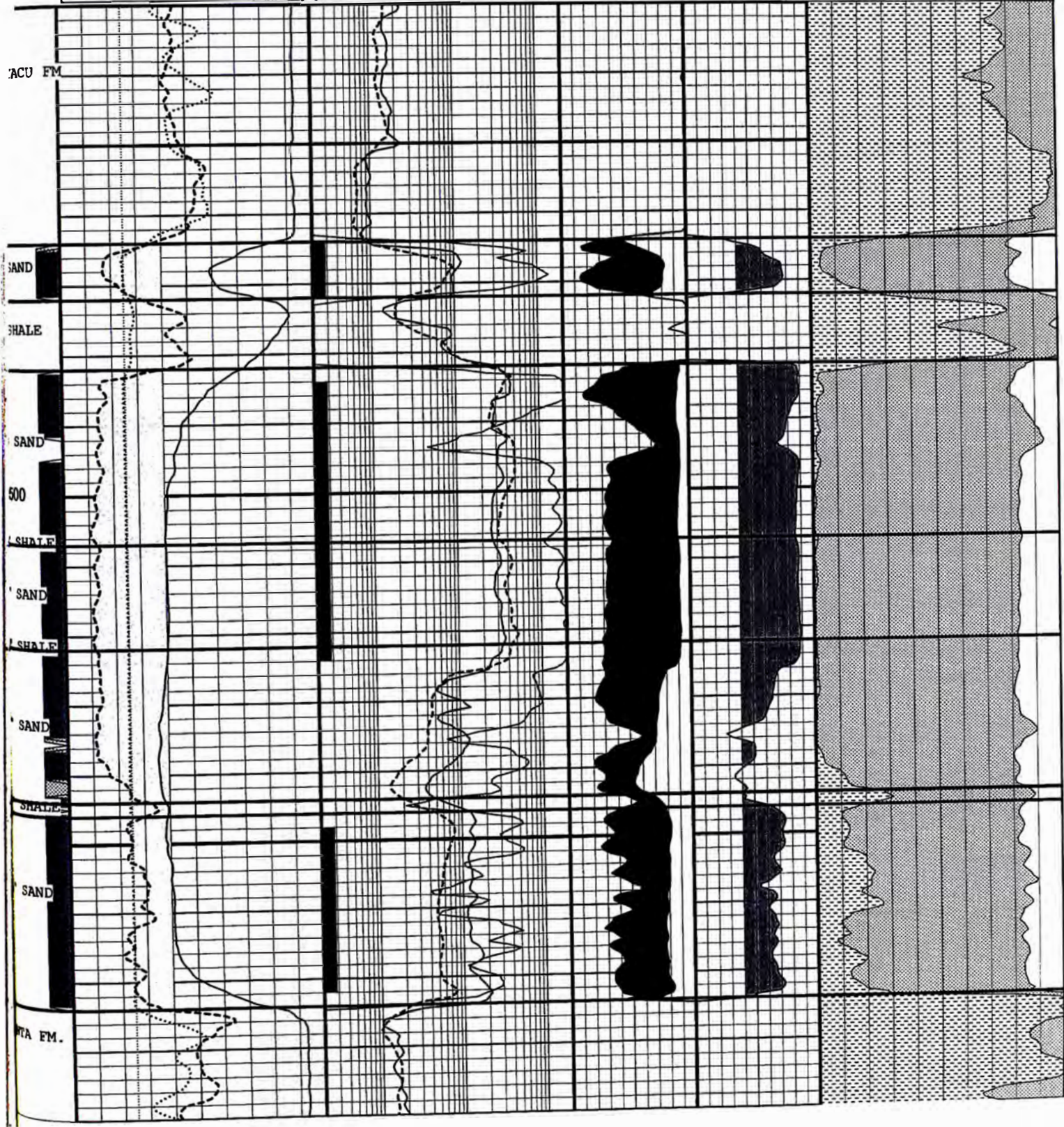


Grafico # 10

FORESTAL-11 (1AA-51-98)

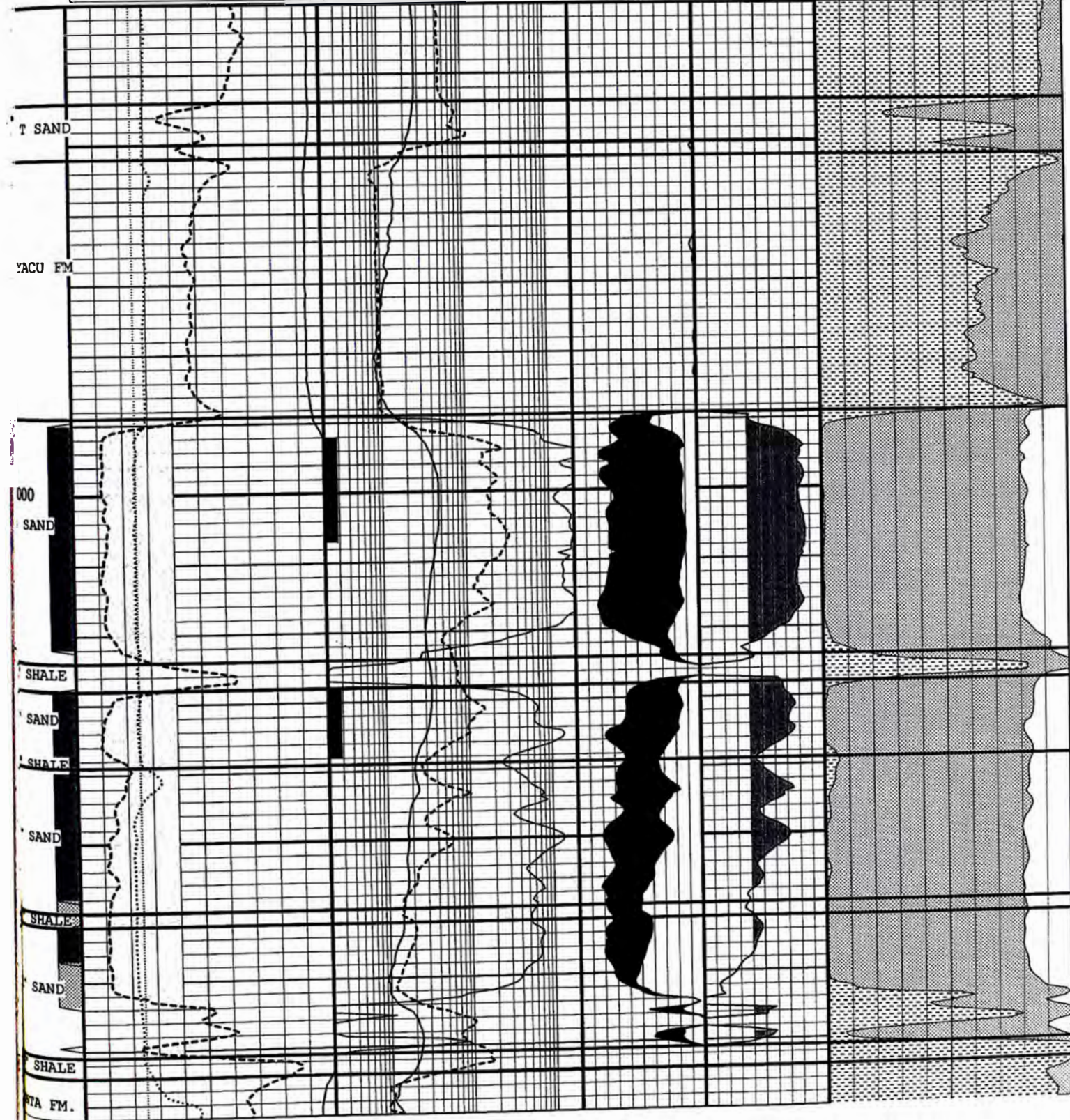
4 Nov 1999 @ 9:27

DEPTH (FT)

Interval: 8930.00 to 9090.00

Depth Scale Ratio: 1/240

LAG 0	GRC API	200	ILD OHMM	200	PHIE 0.25DEC	0	SWE DEC	0	VCLC DEC	1
LAG 0	SPC MV	10	SN OHMM	200	BVW 0.25DEC	0			VCARB DEC	1
	ACAL INCH	16	KI MD	2000					PHIE DEC	0
	BS INCH	16	PERF	10						



FORESTAL-12 (1AB-31-170)

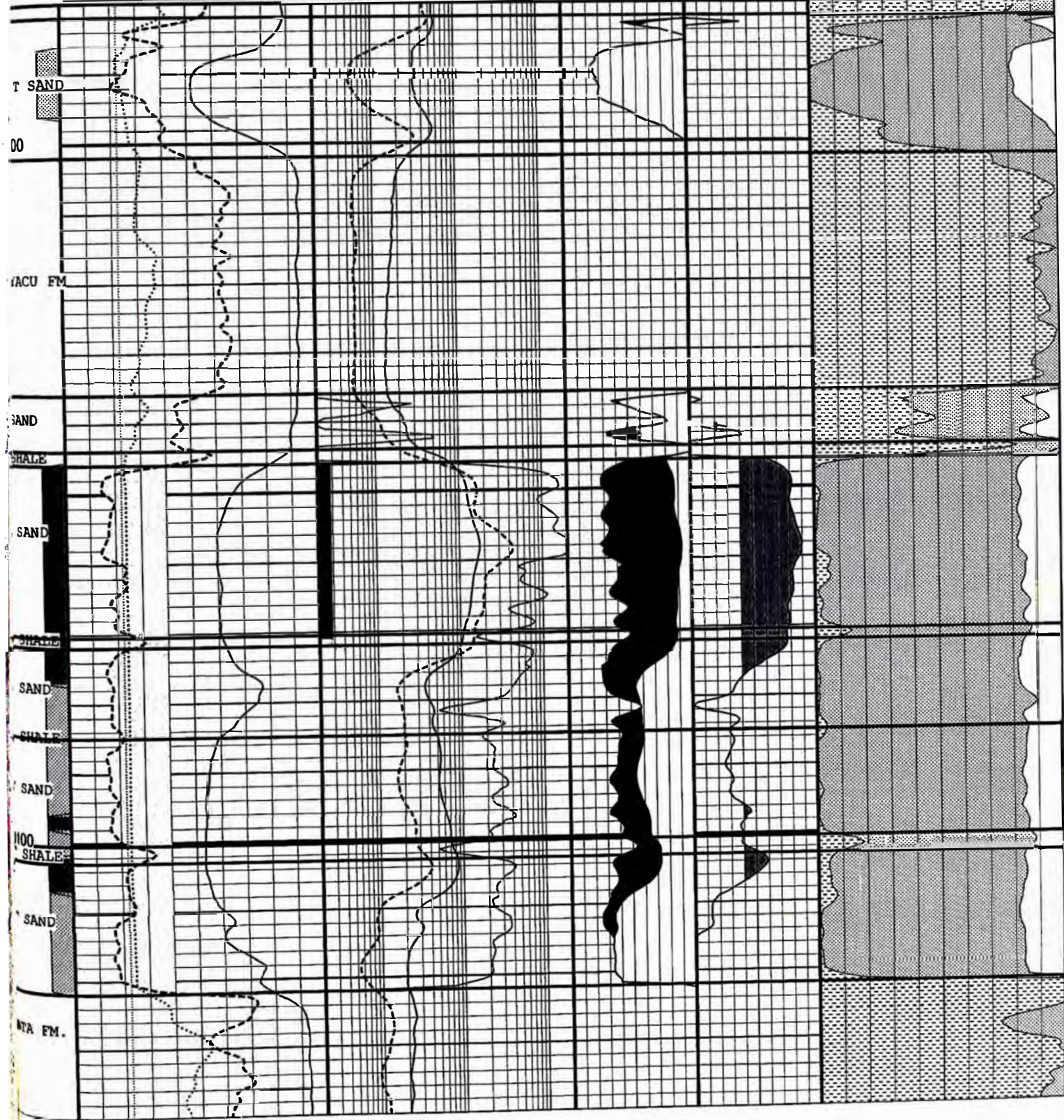
4 Nov 1999 @ 9:30

DEPTH (FT)

Interval: 8980.00 to 9140.00

Depth Scale Ratio: 1/240

LAG 0	GRC APGUNT 0 200	ILD OHMM 0.2 200	PHIE 0.25DEC 0	SWE DEC 1 0	VCLC DEC 0 1
LAG 0	SPC MV -140 10	SN OHMM 0.2 200	BVW 0.25DEC 0		VCARB DEC 0 1
	ACAL INCHES 10 20	KI MD 2 2000			PHIE DEC 1 0
	BS INCHES 10 20	PERF 0 10			





FORESTAL-13(1AB-32-174)

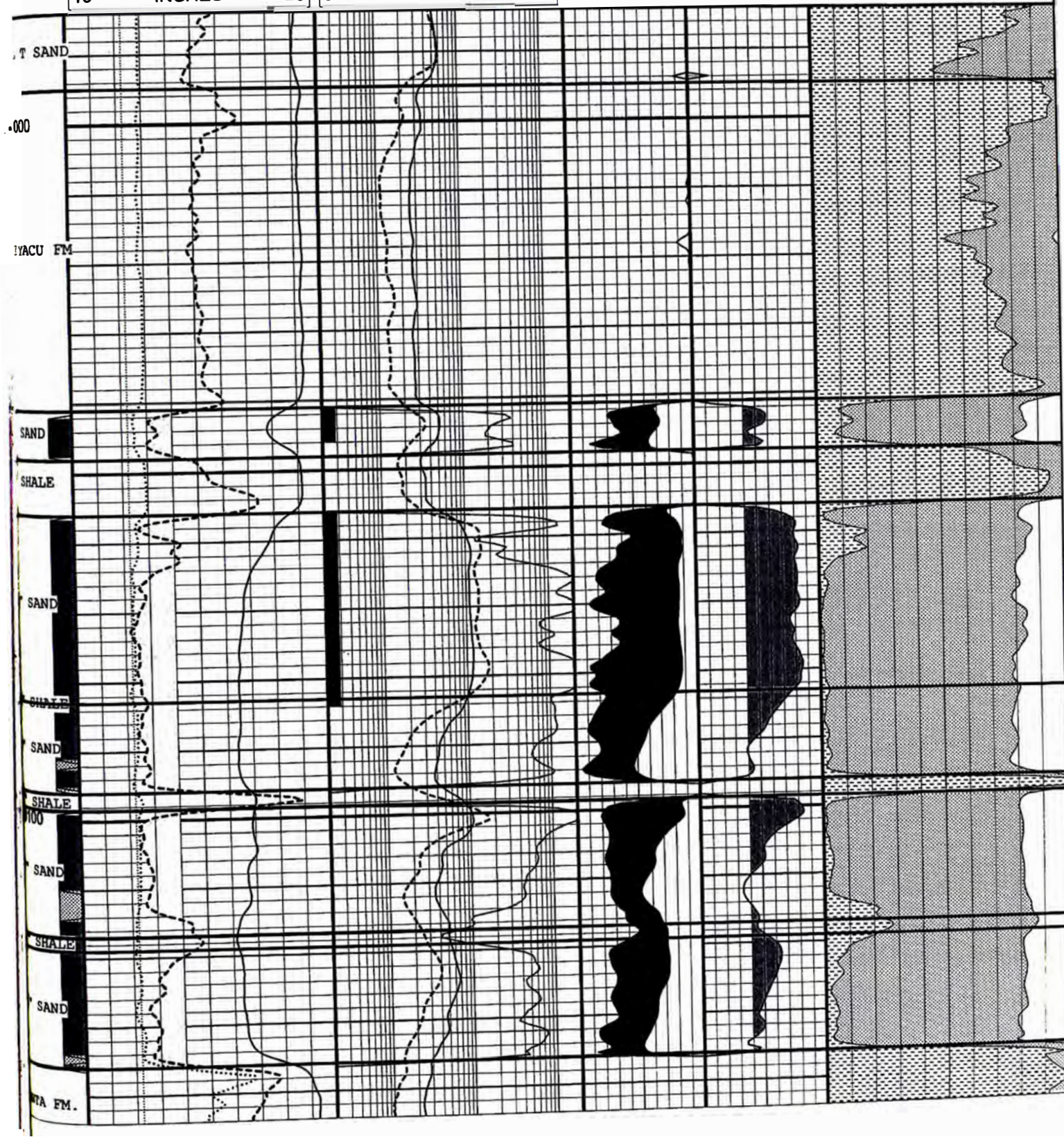
4 Nov 1999 @ 9:34

DEPTH (FT)

Interval: 8984.00 to 9144.00

Depth Scale Ratio: 1/240

FLAG 0	GRC APG UNIT 0-----200	ILD OHM-M 0.2-----200	PHIE 0.25DEC 0	SWE DEC 1-----0	VCLC DEC 0-----1
FLAG 0	SPC MV -140-----10	SN OHM-M 0.2-----200	BVW 0.25DEC 0	VCARB DEC 0-----1	
	ACAL INCHES 10-----20	KI MD 2-----2000		PHIE DEC 1-----0	
	BS INCHES 10-----20	PERF 0-----10			



FORESTAL-14H (1AB-32-207H)

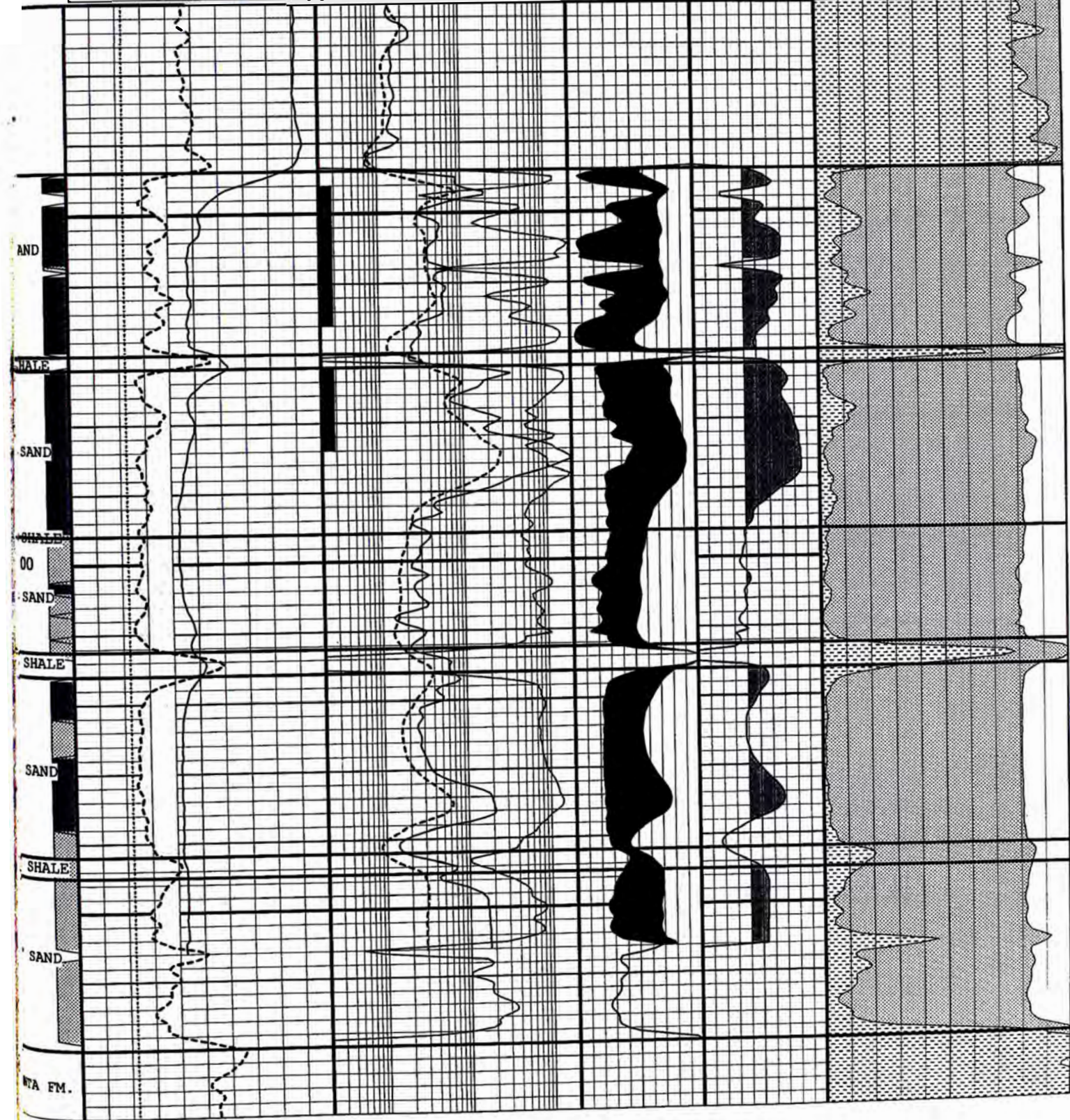
4 Nov 1999 @ 9:42

DEPTH (FT)

Interval: 9020.00 to 9180.00

Depth Scale Ratio: 1/240

AG 0	GRC api	200	ILD OHMM	200	PHIEC 0.25DEC	0	SWEC DEC	0	VCL DEC	1
AG 0	SPC MV	10	SFLU OHMM	200	BVW 0.25DEC	0			VCARB DEC	1
	ACAL INCHES	20	2	KI MD	2000				PHIEC DEC	0
	BS INCHES	20	0	PERF	10					



FORESTAL-15 (1AB-1-217)

4 Nov 1999 @ 9:48

DEPTH (FT)

Interval: 8992.00 to 9152.00

Depth Scale Ratio: 1/240

LAG 0	GRC api	200	HDRS OHMM	200	PHIE 0.25DEC	0	SWE DEC	0	VCLC DEC	1
LAG 0	(SPC)	10	HMRS OHMM	200	BVW 0.25DEC	0			VCARB DEC	1
	ACAL INCH	16	2	KI MD	2000				PHIE DEC	0
	BS INCH	16	0	PERF	10					

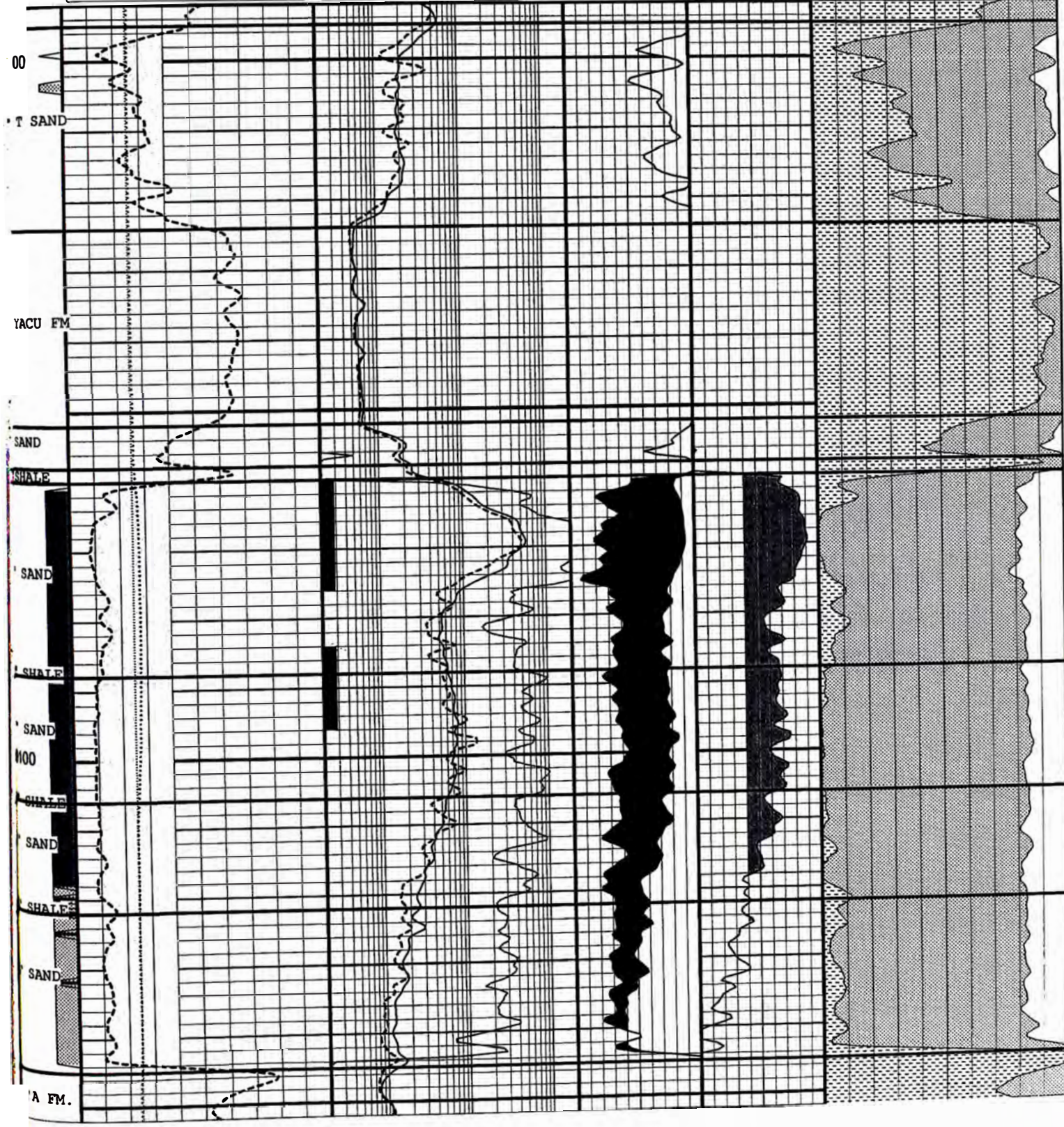


Grafico # 15

FORESTAL EXT-01 (1A-50-18X)

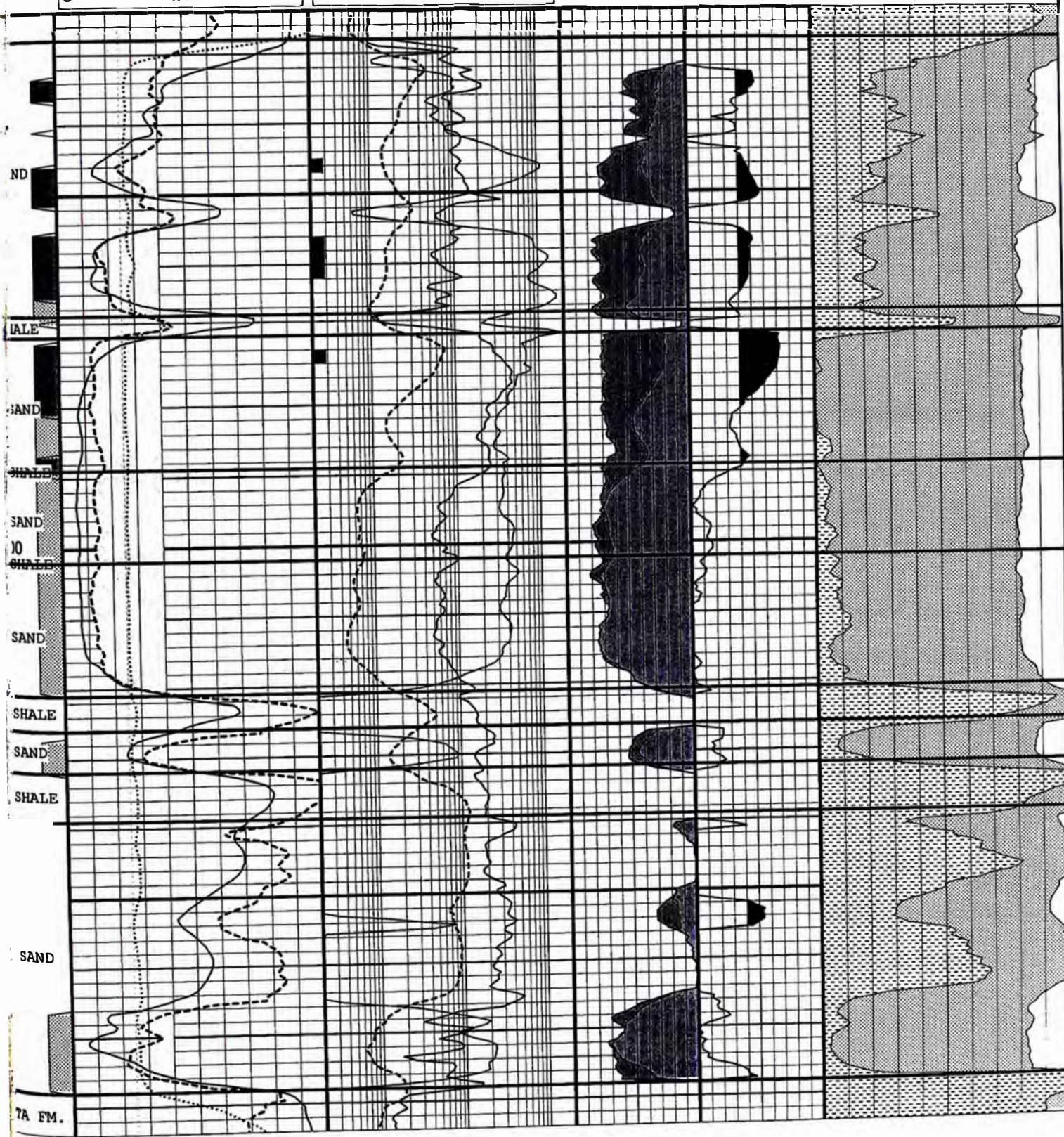
4 Nov 1999 @ 9:54

DEPTH (FT)

Interval: 9024.00 to 9184.00

Depth Scale Ratio: 1/240

AG 0	GRC api	200	ILD OHMM	200	PHIE 0.25 dec	0	SWE dec	0	VCLC dec	1
AG 0	SPC MV	10	SFLU OHMM	200	BVW 0.25 dec	0			VCARB dec	1
	ACAL in	16	KI md	2000					PHIE dec	0
	BS IN	16	PERF	10						



## X. CAPITULO X

### CONCLUSIONES.-

- 1.- La Formación Vivian es el reservorio principal del yacimiento Forestal como en casi todos los yacimientos del lote 1-AB, a la fecha se han producido 39.2 MMBP del reservorio Vivian y 11.2 MMBP de las areniscas de la Formación Chonta. La Formación Vivian tiene reservas remanentes importantes no desarrolladas de mas de 2.5 MMBP, el reservorio Chonta esta bastante depletado de acuerdo a los resultados negativos de los últimos pozos perforados en el reservorio Chonta y a los resultados de la simulación de reservorios, actualmente no justifica perforar ningún pozo adicional en este reservorio.
  
- 2.- Forestal es una estructura del tipo anticlinal, de forma ligeramente elongada, presenta dos culminaciones, una

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal* principal con 130 pies de cierre ubicada en la parte central de la estructura y la otra de 57 pies de cierre ubicada en la parte Noreste del yacimiento y aun no ha sido perforada. El eje de la pliegue tiene rumbo Norte-Sur en la parte Sur cambiando a NNW -SSE hacia la parte norte de la estructural. La morfología de la estructura refleja la geometría del pre-Cretácico.

- 3.- La paleoestructura Forestal durante el Neógeno, (cerca a la base de la Formación Pebas), es cuando alcanza su máximo desarrollo, con un cierre estructural mayor de 25 milisegundos para el Cretáceo; En la actualidad el cierre vertical de la estructura Forestal es de 20 milisegundos en la parte central del campo, lo cual nos da idea de la magnitud del basculamiento de la Cuenca ocurrido post Pebas.
- 4.- La estructura Forestal adquiere la forma estructural actual como consecuencia de un basculamiento hacia el Suroeste, ocurrido durante el Neogeno, (posterior a la base de la Formación Pebas), producidos por efectos de subsidencia, asociado a movimientos tectónicos de reajuste.
- 5.- La Formación Vivian tiene tres miembros claramente diferenciables en el área Forestal, el miembro inferior de ambiente de canales fluviales, solo ha sido reconocido en el pozo Forestal Extension-1X, tiene pobre calidad de roca reservorio y se encuentra saturado de agua. El miembro principal, Vivian "A" es de un ambiente depositacional de canales entrelazados "braided stream", tiene muy buena calidad de roca reservorio y contiene el 85.0% del petróleo insitu original y de las reservas remanentes del reservorio Vivian. El miembro superior o Vivian "B" esta bien desarrollado y saturado de petróleo en la parte Sur del yacimiento, su ambiente depositacional es de tipo estuarino y de canales de maréa.

- 6.- La Formación Vivian tiene variaciones de espesores importantes, El miembro principal Vivian "A" es mas delgado en la cresta de la estructura, cerca al pozo FO-9, donde alcanza solo 40 pies, el espesor aumenta hacia los flancos Norte y Sur del yacimiento, alcanzando un espesor de 109 pies en el pozo FO-3. El miembro superior Vivian "B" tiene espesores que varían entre 0 y 25 pies.
- 7.- El reservorio Vivian tiene buenas características petrofísicas de roca reservorio, las areniscas son de grano medio a fino, moderadamente clasificadas con 17.9% de porosidad efectiva y permeabilidades que varían entre 400 y 4000 milidarcys. Esta Formación presenta algunas intercalaciones delgadas de limolitas y lutitas que conforman barreras verticales de permeabilidad que impiden el flujo vertical de los fluidos del reservorio.
- 8.- El incremento de la densidad de información sísmica en el área de Forestal durante los años 1996 y 1997, sumado al reprocesamiento de toda las líneas sísmicas 2D del área estudiada ha permitido obtener una mejor configuración estructural del yacimiento Forestal. La nueva información ha permitido encontrar posibilidades de continuar con el desarrollo de la parte Noreste del yacimiento.

## XI. CAPITULO XI

### RECOMENDACIONES.-

- 1.- Es recomendable continuar revisando el mapéo sísmico de la parte Norte del yacimiento Forestal, a fin de que nos permita continuar en forma segura con el desarrollo del yacimiento.
- 2.- Revisar y analizar las velocidades en los sísmogramas sintéticos y líneas sísmicas a fin de obtener un mejor amarre entre el Terciario y el Cretáceo para tener un mejor control estructural de todos los horizontes.



- 3.- Realizar análisis de velocidades sísmicas (Vrms), mediante la confección de mapas de gradientes sobre todo en la parte Norte del Yacimiento, para reducir la incertidumbre al convertir los mapas estructurales en tiempo a profundidad.
- 4.- Es recomendable extender los estudios sísmicos hasta el área de la estructura Forestal Extensión para analizar las posibilidades de desarrollo en un futuro cercano.
- 5.- En base a todos los estudios realizados, se recomienda continuar con el programa de perforación de pozos de desarrollo. Como primera opción se debería perforar el pozo de extensión FO-W en el cierre Noreste recientemente descubierto y aun no perforado.

Se consideró un pozo adicional de desarrollo de tipo remplazo "in-field". El pozo recomendado, FO-A reemplazaría al pozo FO-3 y drenaría reservas de petróleo del reservorio Vivian no producibles por los pozos existentes en en la zona Sur del yacimiento.

Se recomienda las nuevas ubicaciones, en las siguientes coordenadas y objetivos:

Pozo Forestal-W

Tipo: extensión de yacimiento.

Coordenadas IPC-TMN: 1'832,563 m.

E: 703,998 m.

Objetivos: Fm. Vivian, Chonta.

Recomendación: El pozo sera vertical si los topes de la Formación Vivian se encuentran tan altos como lo pronosticado, se continuara perforando hasta la base de la Formación Chonta, para evaluar el potencial en

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal  
esta nueva área.*

Pozo Forestal-A

Tipo: In-fill.

Coordenadas: IPC-TM    N: 1'829,780 m.

E:    700,850 m.

Objetivos: Fm. Vivian.

Recomendación: que sea Vertical, se completará las  
Arenas Vivian "A" y "B".

## XII. CAPITULO XII

### REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.-

- 1.- AUGUSTO MARCO, (1998) , *Forestal Field, Vivian Geological Review and OOIP.*
- 2.- AUGUSTO MARCO, (1998) , *Forestal Field, Vivian Mapping for Reservoir Simulation Model.*
- 3.- BECERRA FLORES A.,ARDILES C., (1990) , *Forestal Field Geological Review.*
- 4.- BECERRA FLORES A. (1997) , *Forestal Field Geological Review.*
- 5.- BECERRA FLORES A. (1991), *Campos Huayuri (Norte y Sur)- Bloque*

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal 1-AB un ejemplo del Basculamiento del área en el Terciario Superior y Migración Secundaria de Petróleo.* VII Congreso Peruano de Geología. T.I. Lima-Peru.

6.- CHALCO LUNA, A. (1992), *"Estratigrafía Secuencial del 1-AB, Oriente Peruano"*. Tesis para optar el Título de Ing. Geólogo. U.N.S.A. Arequipa-Perú.

7.- CHOUILLET J.M., (1984), *"Nuevas Aplicaciones" Sísmica de Pozo.* CIA. Invest. Geof. Manual Schlumberger.

8.- CLEVELAND MIKE, (1982), *Vivian Core Study, Perú Block-1AB.*

9.- DEL SOLAR S. CARLOS, (1982), *"Ocurrencia de Hidrocarburos En La Formación Vivian Nororiente Peruano"*. Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las cuencas Subandinas de Venezuela , Colombia, Ecuador y Perú. ASS. Colomb. de Geol-Geof. Pet. Bogota.

10.- EDUARDO F.G. H. Y VEGAS, E, E., (1975), *Correlación Estratigráfica de las Formaciones del Cretáceo en el Nor Oriente del Perú. (Area OXY) y arenas vecinas OXY Report.*

11.- EDUARDO HUMBERTO, (1991), *"Paleogeografía del Paleozoico en el Oriente Peruano"*. VII Congreso Peruano De Geologia. T.I. pags. 269-275

12.- FEININGER,T. (1975), *Origin of Petroleum in the Oriente of Ecuador.* Bull. of A.A.P.G. N°59 pags. 116-1175.

13.- GARCIA ZABALETA F. (1977). *Medioambiente de Sedimentación del Reservorio de Vivian en la estructura Capahuari Sur.* II Congreso Latinoamericano de Petróleo. Vol. I.

14.- GOVEA, C. & AGUILERA, H. (1985), *Cuencas Sedimentarias de*

*Colombia. II Simposio Bolivariano: Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas de Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú. Bogotá.*

15.- ILLICH H. A., HANEY F.R., AND JACKSON T.J., (1977), *"Hydrocarbon Geochemistry of oils from Marañón Basin, Peru. A.A.P.G. Bull. V.61, N°12. Pags. (2103-2114).*

16.- KLOTZ, JACK, (1995), *Forestal Vivian Model, Block-1AB, Perú.*

17.- KUMMEL B., (1948), *Geological Reconnaissance of de Contamana Region, Perú, Bull. Geol. Soc. America, Vol. 59, N°12, pt.1, pags. 1217-1265.*

18.- LAMMOMS J.M. (1968), *Final Summary Report: Palinological Samples (Peruvian Montaña) examined to April 1968.*

=====(1970), Pentapsis, a New Polymorph Genus from Cretaceous (Aptian) of Peru. *Micropaleontology, Vol.16, N°2*

19.- LANDER R., HERNANDEZ V., FUENTES J., DOS SANTOS S., (1991), *Metodología Integrada Para La Interpretación estructural De Areas Geológicas Complejas: Bosque Norte de Monagas, Cuenca Oriental De Venezuela. IV Simp. Boliv. Mem II. T.35. Ass. Colomb. Geol-Geof. Pet.*

20.- LAURENT, H. (1985), *El Pre Cretáceo en el Oriente Peruano: Su distribución y Rasgos estructurales. B.S.G.P. Tomo 67, págs. 85-96. Lima-Perú.*

21.- LAY VICTOR, (1991), *"Ocurrencias de Petróleo en el Cretáceo de La Cuenca Marañón". VII Congreso Peruano De Geología. T.I. pags. 307-312. Lima-Peru.*

22.- MEGARD, F., ET AL (1976). *Caracteres Generales de la Evolución Geológica de Los Andes Peruanos. Cadena Andina Del Perú. 3° parte*

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal*  
INGEMET.

=====(1979). *Estudio Geológico de los Andes Del Perú Central* (2º parte) B.S.G.P. 8va. serie D. Estudios Especiales.  
INGEMET.

23.- MOLINA J., (1991), *"Evolución Estructural, Migración Entrampamiento y Remigración de los Hidrocarburos de Caño Limon, Colombia.* OXY Report. Dpto Explor., IV Simp. Boliv. T.15 . Ass. Colomb. Geol-Geof.. Pet.

24.- MONTOYA R. MANUEL., (1991), *"Estilos Estructurales en la Cuenca del Oriente Peruano."* VII Congreso Peruano De Geología. T.I. Pags 339-344. Lima, Perú.

25.- MORAN Y FYFE, D., (1933), *Geología del Bajo Pachitea*, Perú Bol. Dir. Min. e Ind. Año XII, N°41.

26.- OROZCO C., BECERRA A., (1990) *Descripción de Reservorios Lote 1-AB.* Informe interno OXY.

27.- PARDO Y ZUÑIGA, F., (1973), *Estratigrafía y Evolución Téctica de la Región de la Selva del Perú.* II Congreso Latinoamericano de Geología, Caracas-Venezuela.

28.- PARDO, A. & LAURENT, H. (1975). *Ensayo de Interpretación del Basamento del Nororiente Peruano.* B.S.G.P. T.48. Págs. 25-48.

29.- PAYTON E CHARLES., (1977), *Seismic Stratigraphy-Applications to hydrocarbon exploration.* Mem. 26. A.A.P.G., Tulsa, Oklahoma. USA.

30.- PETROPERÚ, (1989), *Peruvian Petroleum, A Renewed Exploration Oportunity*, Lima-Perú.

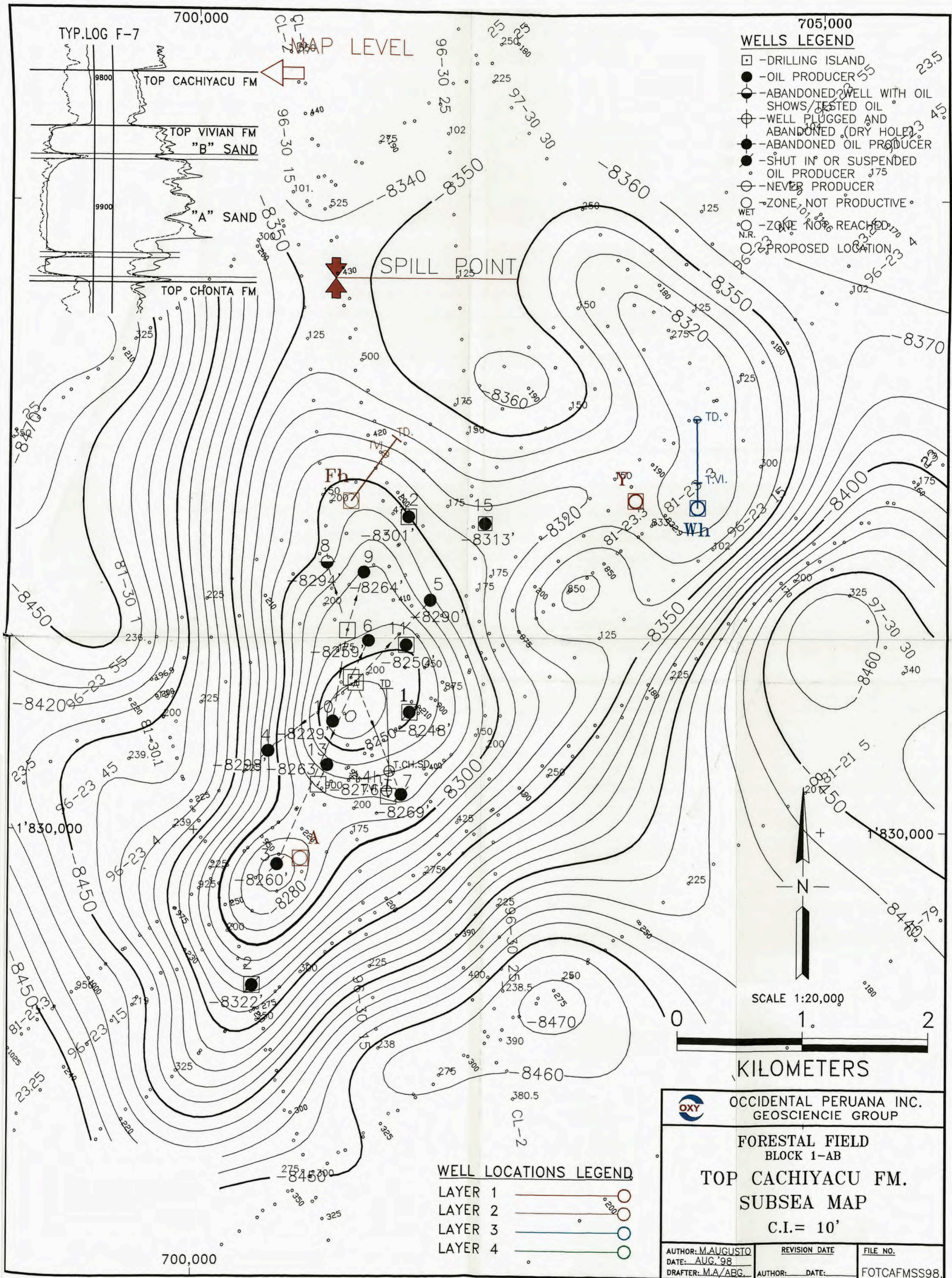
- 31.- RODRIGUEZ A.Y CHALCO A.(1975), *Cuenca Huallaga Reseña Geológica y sus posibilidades Petrolíferas*. B.S.G.P. T.45, págs. 187-212.
- 32.- ROZENWEIG, A., (1953), *Reconocimiento Geológico del curso medio del río Huallaga*, Bol. Soc. Geol. Perú, t.26.
- 33.- ROBERTSON RESEARCH USA, (1981), *The Oriente of Peru, a Regional geological study*, OXY Report.
- 34.- RUEGG, W, (1947), *Estratigrafía comparada del Oriente Peruano*. Bol. Soc. Geol. Perú, T. XX, págs. 57-100.
- 35.- SALAS GERMAN A., (1991), "*Factores Geológicos de Control de Acumulación de Hidrocarburos en Las Cuencas del Oriente Peruano*". IV Simp. Boliv. T.29 Ass. Col. Geol-Geof. Pet.
- 36.- SCHLUMBERGER LTD., (1972), *Fundamentos de la interpretación de perfiles*.
- 37.- SCHLUMBERGER LTD., (1980), *Fundamentals of dipmeter interpretations*.
- 38.- SEMINARIO S. F & GUIZADO, J. (1973). *Síntesis Bioestratigráfica de la Región de la Selva Del Perú*. II Congreso Latinoamericano de Geología. Caracas Venezuela. Pags. 881-898.
- 39.- SILVA M. JORGE (1992), *Estratigrafía de la Secuencia Inferior del Cretáceo en la Cuenca Marañón*. (Miembro Chonta Basal-Formaciones Agua Caliente-Raya-Cushabatay.). Tesis de Título Profesional Ing. Geólogo U.N.M.S.M. Lima-Perú.
- 40.- SOFER, Z, ZUMBERGE, J.E. Y V. LAY. (1986), *Stable Carbon Isotopes and Biomarkers and tools in Understanding Genetic*

*Evaluación Geológica y Petrofísica del Reservorio Vivian en el Yacimiento Forestal Relationships, Maturation, Biodegradation and Migration of Crude Oils in the Northern Peruvian Oriente (Marañón) Basin advances in Organic Geochemistry*, 1985. In *Organic Geochemistry*, 10, 377-389.

- 41.- SOTO, F., (1978), *Facies y Ambientes Deposicionales Cretáceos, aea Centro-Sur de La "Cuenca Marañón"*, Bol. Soc. Geol. Perú, T.60, págs 233-250.
- 42.- SOTO F. VARGAS, J. (1985). *Posibilidades Hidrocarburíferas del Pre-Cretácico en el Oriente del Perú*. LV. R.A.N.E. ARPEL. Quito-Ecuador.
- 43.- TISSOT, B.P. & WELTE, D.H., (1978), *Petroleum Formation and Occurrence*: New York, Springer-Verlag.
- 44.- TSHOPP, H.J.,(1953), *Oil Explorations in the Oriente of Ecuador*, Am. Assoc. Pet. Geol. Bull, V.37, págs. 2303-2347.
- 45.- VALLEJOS, C. (1985), *Ambientes Sedimentarios de los reservorios Vivian y Chonta en los Campos Huayurí y Dorissa*. Tesis de Grado, U.N.M.S.M. Lima-Perú.
- 46.- VAN WHIJHE, L., (1998). *Forestal seismic remapping*.
- 47.- WAPLES, D.W., (1980). *Time and Temperature in Petroleum exploration*.

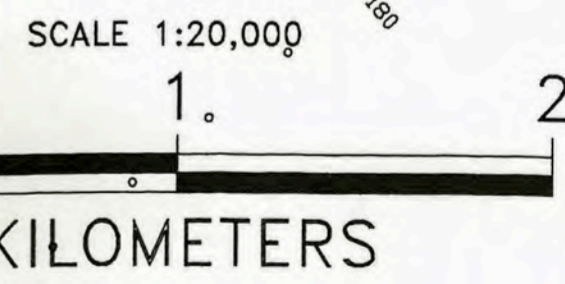


PLANO 01



- 705,000**
- WELLS LEGEND**
- - DRILLING ISLAND
  - - OIL PRODUCER
  - - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
  - ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
  - - ABANDONED OIL PRODUCER
  - - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
  - - NEVER PRODUCER
  - - ZONE NOT PRODUCTIVE
  - - ZONE NOT REACHED
  - - PROPOSED LOCATION

- WELL LOCATIONS LEGEND**
- LAYER 1
  - LAYER 2
  - LAYER 3
  - LAYER 4



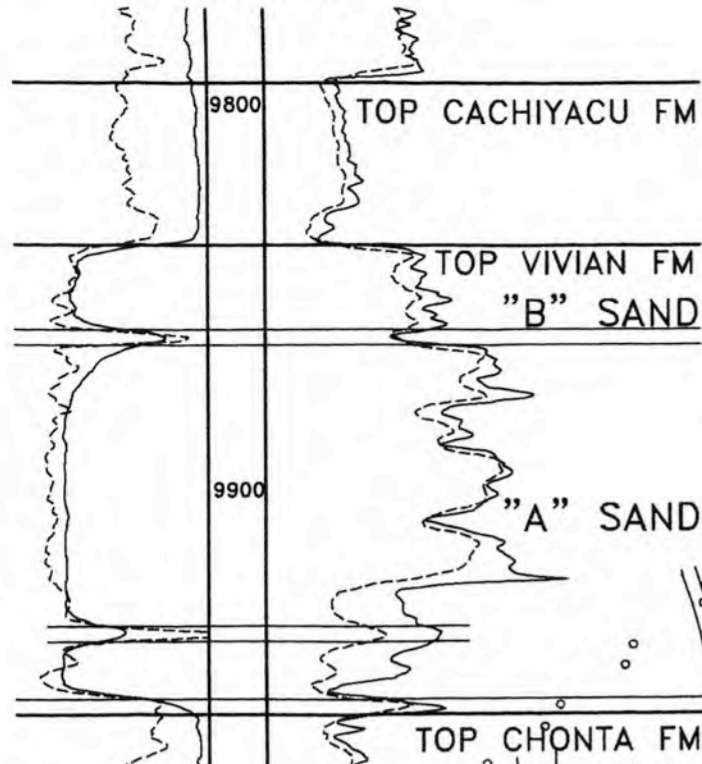
<b>OXY</b>		
OCCIDENTAL PERUANA INC. GEOSCIENCIE GROUP		
FORESTAL FIELD BLOCK 1-AB <b>TOP CACHİYACU FM.</b> <b>SUBSEA MAP</b> C.I. = 10'		
AUTHOR: M.AUGUSTO	REVISION DATE	FILE NO.
DATE: AUG.'98		
DRAFTER: M.A/ABC	AUTHOR: _____	DATE: _____
		FOTCAFMS98.

PLANO 02

700,000

705,000

TYP.LOG F-7



WELLS LEGEND

- - DRILLING ISLAND
- - OIL PRODUCER
- - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
- ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
- - ABANDONED OIL PRODUCER
- - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
- - NEVER PRODUCER
- - ZONE NOT PRODUCTIVE
- - ZONE NOT REACHED
- - PROPOSED LOCATION

SPILL POINT

WET CHANNEL

VIVIAN "B" SAND LIMIT

IOWC -8417'

OOWC -8417'

SCALE 1:20,000



KILOMETERS

WELL LOCATIONS LEGEND

- LAYER 1
- LAYER 2
- LAYER 3
- LAYER 4

OXY OCCIDENTAL PERUANA INC. GEOSCIENCE GROUP

FORESTAL FIELD BLOCK 1-AB

TOP VIVIAN "B" SAND SUBSEA MAP

C.I.= 10'

AUTHOR: M.AUGUSTO	REVISION DATE	FILE NO.
DATE: AUG. 98		
DRAFTER: M.A/ABG.	AUTHOR: DATE:	FOTVBSDSS98.

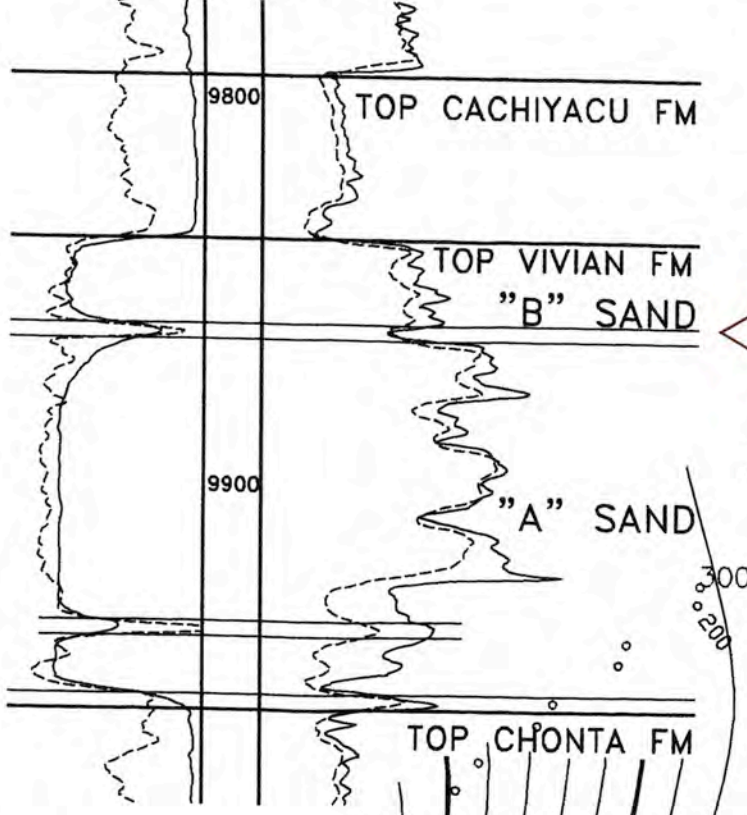
700,000

PLANO 03

700,000

705,000

TYP. LOG F-7



WELLS LEGEND

- - DRILLING ISLAND
- - OIL PRODUCER
- - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
- ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
- - ABANDONED OIL PRODUCER
- - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
- - NEVER PRODUCER
- - ZONE NOT PRODUCTIVE
- - ZONE NOT REACHED
- - N.R.
- - PROPOSED LOCATION

MAP LEVEL

SPILL POINT

WET CHANNEL

VIVIAN "B" SAND LIMIT

IOWC -8417'

SCALE 1:20,000

KILOMETERS

WELL LOCATIONS LEGEND

- LAYER 1
- LAYER 2
- LAYER 3
- LAYER 4

**OXY** OCCIDENTAL PERUANA INC.  
GEOSCIENCE GROUP

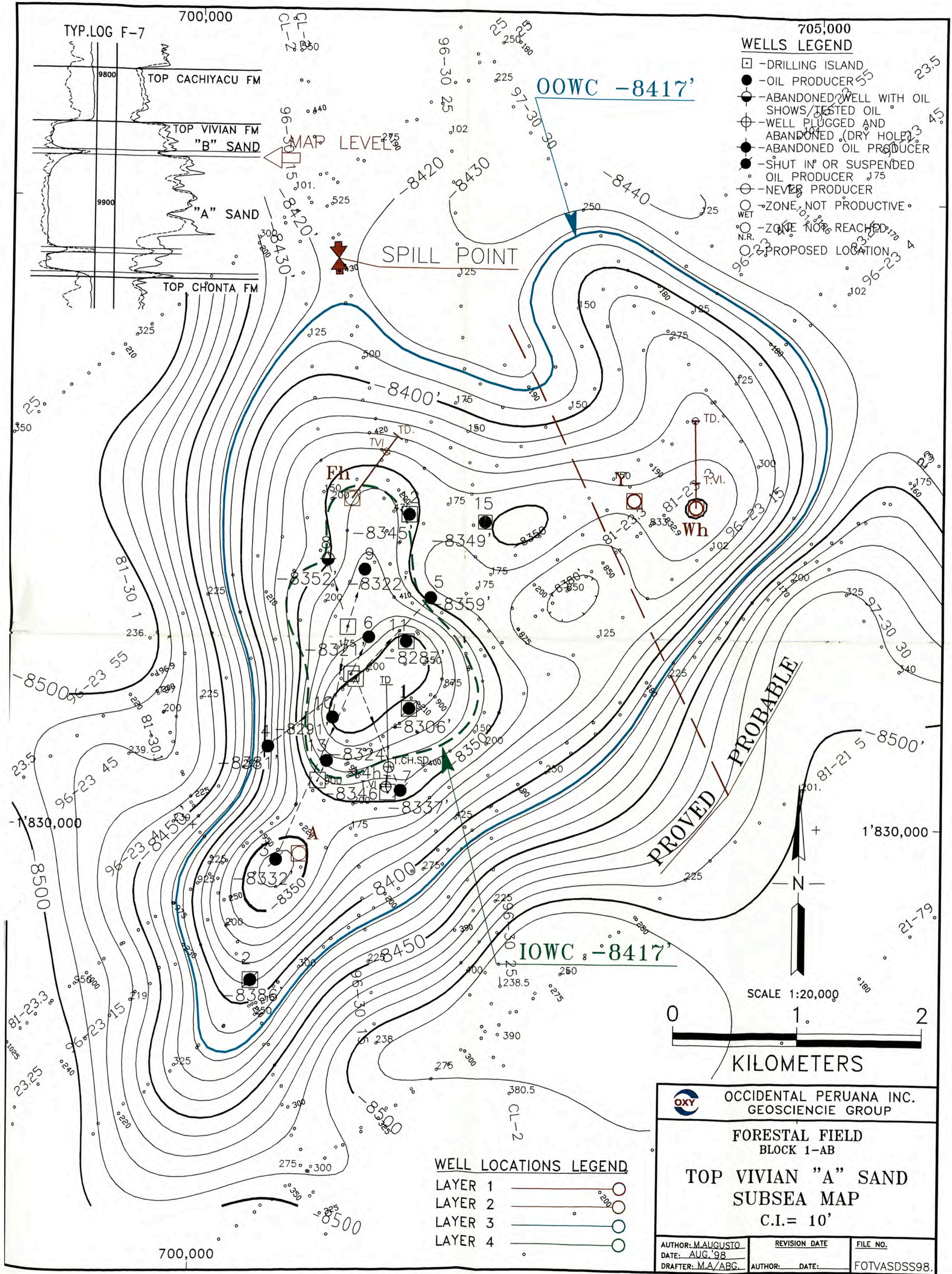
FORESTAL FIELD  
BLOCK 1-AB

**BASE VIVIAN "B" SAND  
SUBSEA MAP**  
C.I.= 10'

AUTHOR: M.AUGUSTO	REVISION DATE	FILE NO.
DATE: AUG. 98		
DRAFTER: M.A/ABG.	AUTHOR: DATE:	FOBVBSDSS98.

700,000

PLANO 04



- WELLS LEGEND**
- - DRILLING ISLAND
  - - OIL PRODUCER
  - - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS / TESTED OIL
  - ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
  - - ABANDONED OIL PRODUCER
  - - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
  - - NEVER PRODUCER
  - - ZONE, NOT PRODUCTIVE
  - - ZONE NOT REACHED
  - - N.R.
  - - PROPOSED LOCATION

- WELL LOCATIONS LEGEND**
- LAYER 1
  - LAYER 2
  - LAYER 3
  - LAYER 4

**OXY** OCCIDENTAL PERUANA INC. GEOSCIENCE GROUP

**FORESTAL FIELD BLOCK 1-AB**

**TOP VIVIAN "A" SAND SUBSEA MAP**

C.I. = 10'

AUTHOR: M.AUGUSTO	REVISION DATE	FILE NO.
DATE: AUG. '98	AUTHOR: _____ DATE: _____	FOTVADSS98
DRAFTER: M.A./ABC.		



PLANO 05

700,000

705,000

TYP.LOG F-7

TOP CACHIYACU FM

TOP VIVIAN FM  
"B" SAND

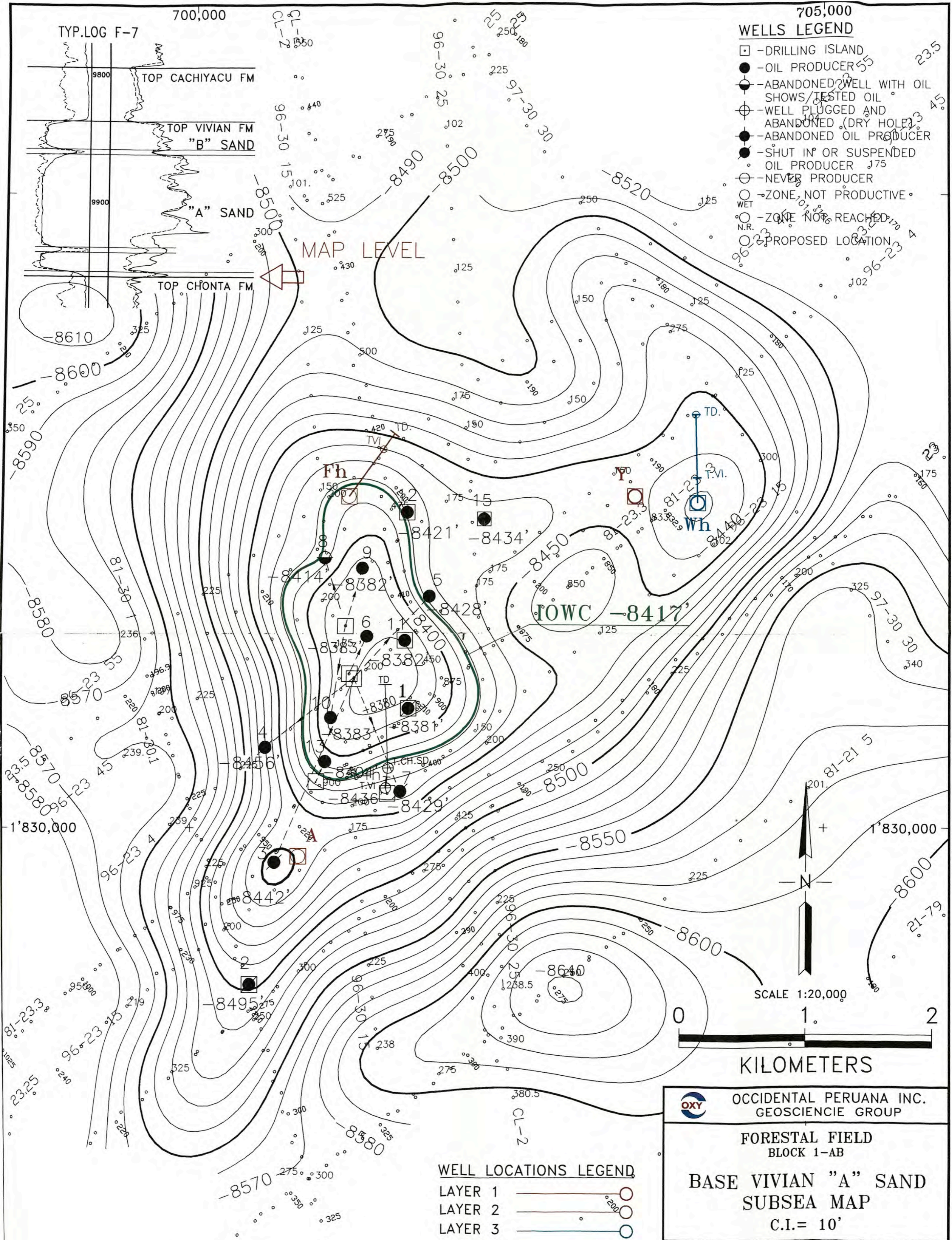
"A" SAND

TOP CHONTA FM

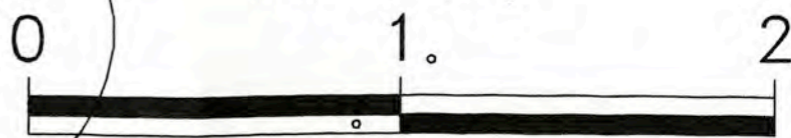
MAP LEVEL

WELLS LEGEND

- - DRILLING ISLAND
- - OIL PRODUCER
- ⊖ - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
- ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
- ⊙ - ABANDONED OIL PRODUCER
- - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
- - NEVER PRODUCER
- - ZONE NOT PRODUCTIVE
- - ZONE NOT REACHED
- - PROPOSED LOCATION



SCALE 1:20,000



KILOMETERS

WELL LOCATIONS LEGEND

- LAYER 1
- LAYER 2
- LAYER 3
- LAYER 4



OCcidental PERUANA INC.  
GEOSCIENCE GROUP

FORESTAL FIELD  
BLOCK 1-AB

BASE VIVIAN "A" SAND  
SUBSEA MAP

C.I. = 10'

AUTHOR: M.AUGUSTO  
DATE: AUG '98  
DRAFTER: M.A/ABC.

REVISION DATE  
AUTHOR: DATE:

FILE NO.  
FOBVASDSS98.

700,000

PLANO 06

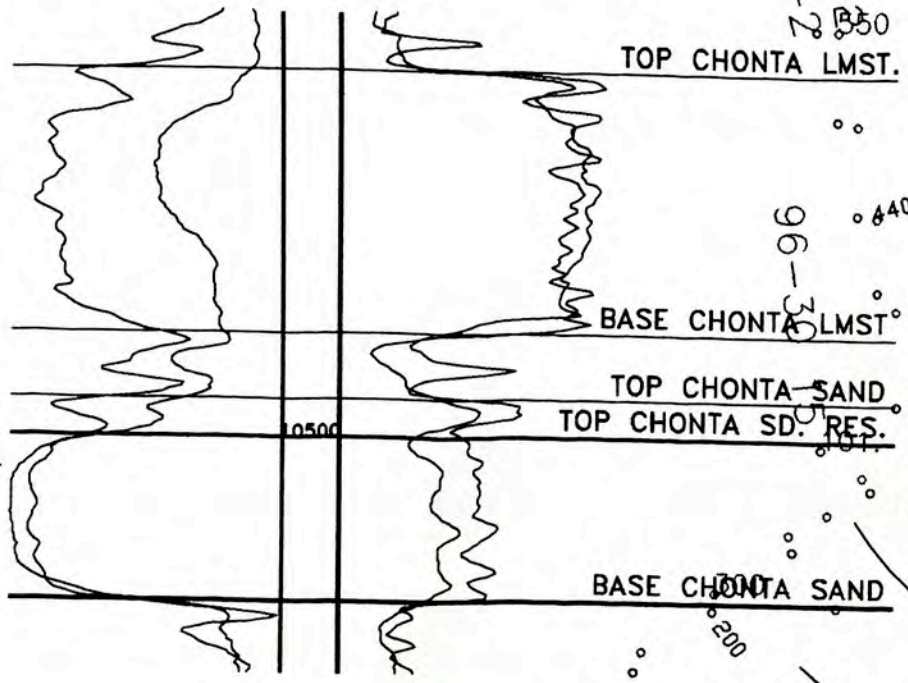
700,000

TYP.LOG F-7

705,000

**WELLS LEGEND**

- - DRILLING ISLAND
- - OIL PRODUCER
- - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
- ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
- - ABANDONED OIL PRODUCER
- - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
- - NEVER PRODUCER
- - ZONE NOT PRODUCTIVE
- - ZONE NOT REACHED
- - N.R.
- - PROPOSED LOCATION

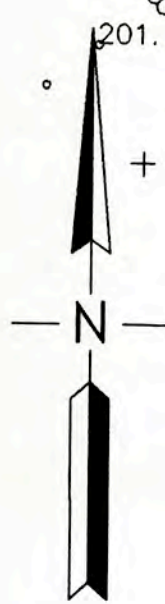
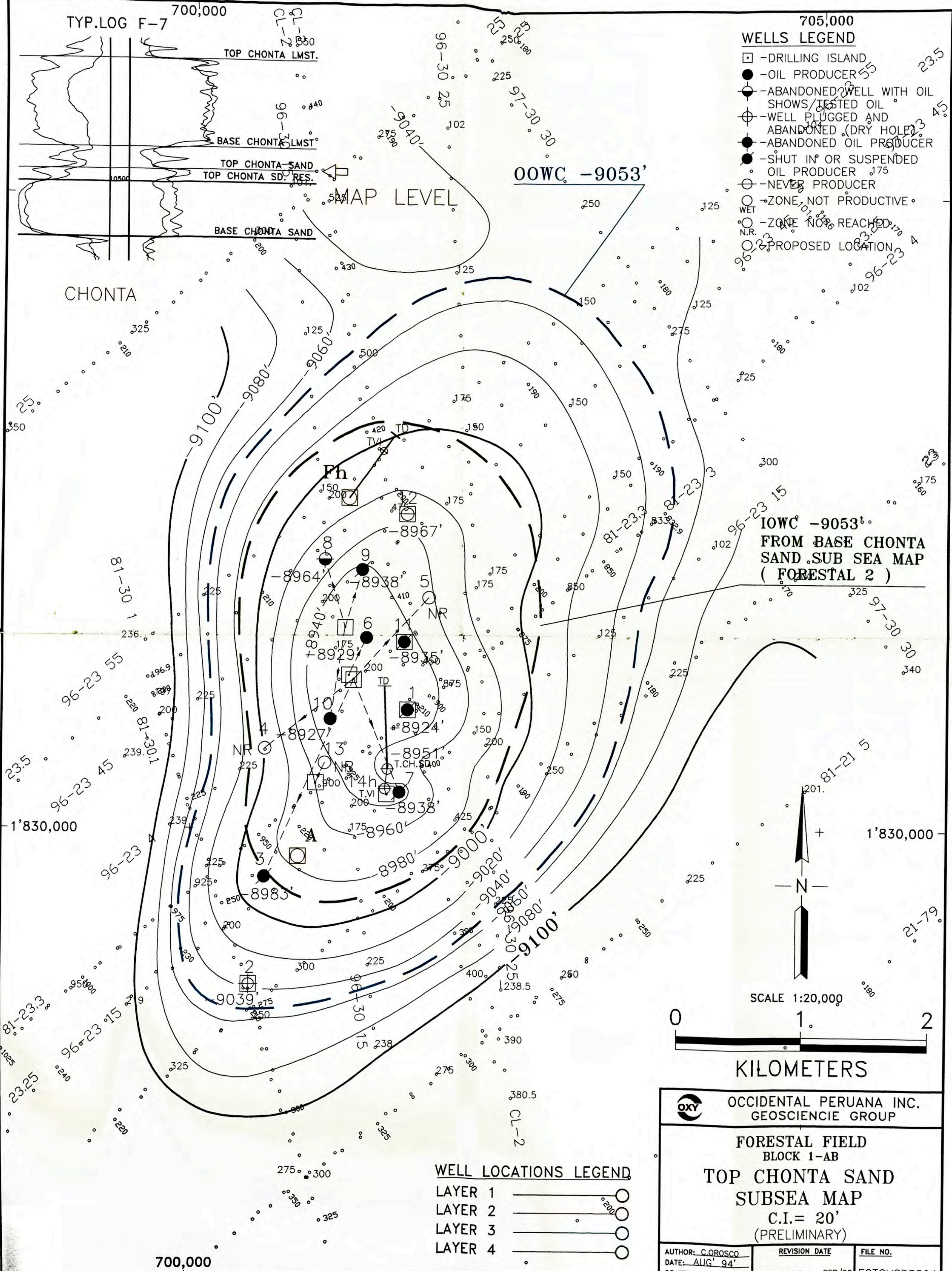


MAP LEVEL

00WC -9053'

IOWC -9053'  
 FROM BASE CHONTA SAND SUB SEA MAP ( FORESTAL 2 )

CHONTA



SCALE 1:20,000



KILOMETERS

**WELL LOCATIONS LEGEND**

- LAYER 1 ○
- LAYER 2 ○
- LAYER 3 ○
- LAYER 4 ○

OCCIDENTAL PERUANA INC. GEOSCIENCIE GROUP		
FORESTAL FIELD BLOCK 1-AB		
TOP CHONTA SAND SUBSEA MAP C.I.= 20' (PRELIMINARY)		
AUTHOR: C. QROSCO	REVISION DATE	FILE NO.
DATE: AUG '94	AUTHOR: A.B. DATE: SEP '98	FOTCHSDSS94
DRAFTER:		

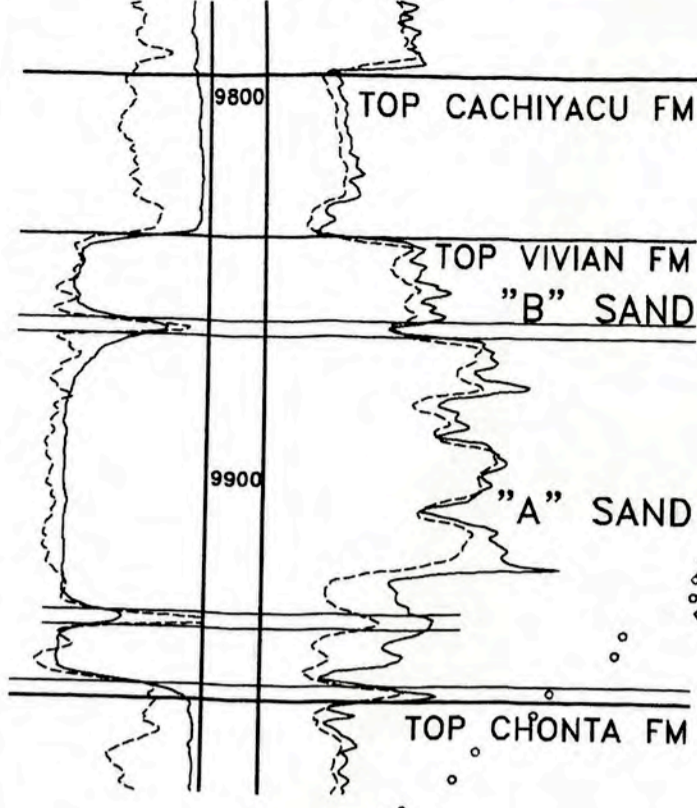
700,000

PLANO 07

TYP.LOG F-7

700,000

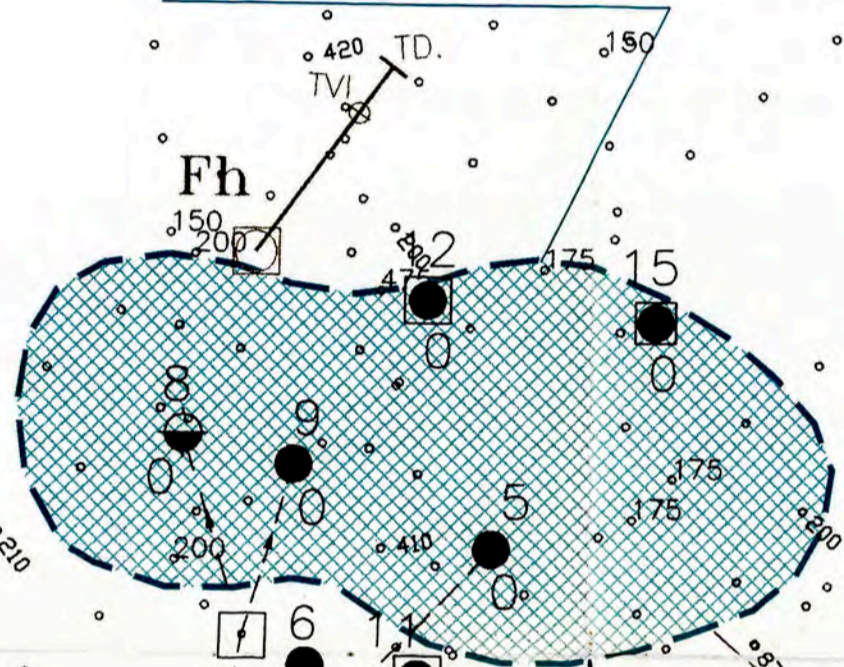
705,000



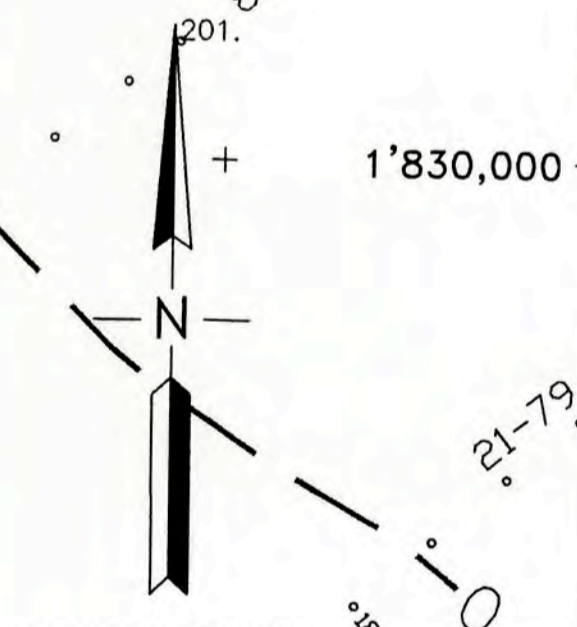
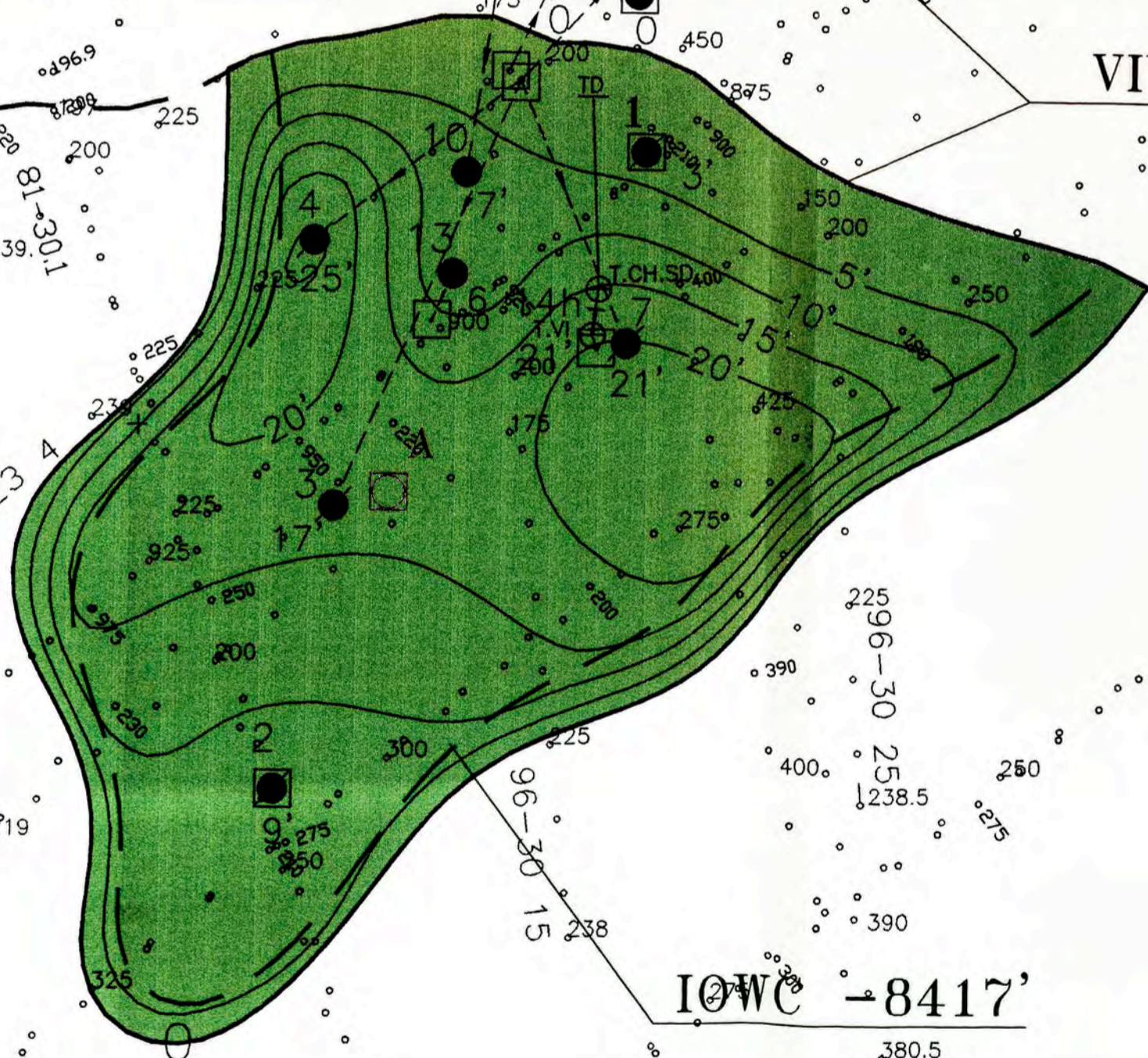
WELLS LEGEND

- - DRILLING ISLAND
- - OIL PRODUCER
- - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
- ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
- - ABANDONED OIL PRODUCER
- - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
- - NEVER PRODUCER
- - ZONE NOT PRODUCTIVE
- - ZONE NOT REACHED
- N.R.
- - PROPOSED LOCATION

WET CHANNEL



VIVIAN "B" SAND LIMIT



SCALE 1:20,000

KILOMETERS

WELL LOCATIONS LEGEND

- LAYER 1
- LAYER 2
- LAYER 3
- LAYER 4

**OXY** OCCIDENTAL PERUANA INC.  
GEOSCIENCE GROUP

FORESTAL FIELD  
BLOCK 1-AB

**VIVIAN "B" SAND  
NET OIL SAND ISOPACH**  
C.I. = 5'

AUTHOR: M.AUGUSTO	REVISION DATE
DATE: AUG '98	
DRAFTER: M.A/ABG.	AUTHOR: DATE:

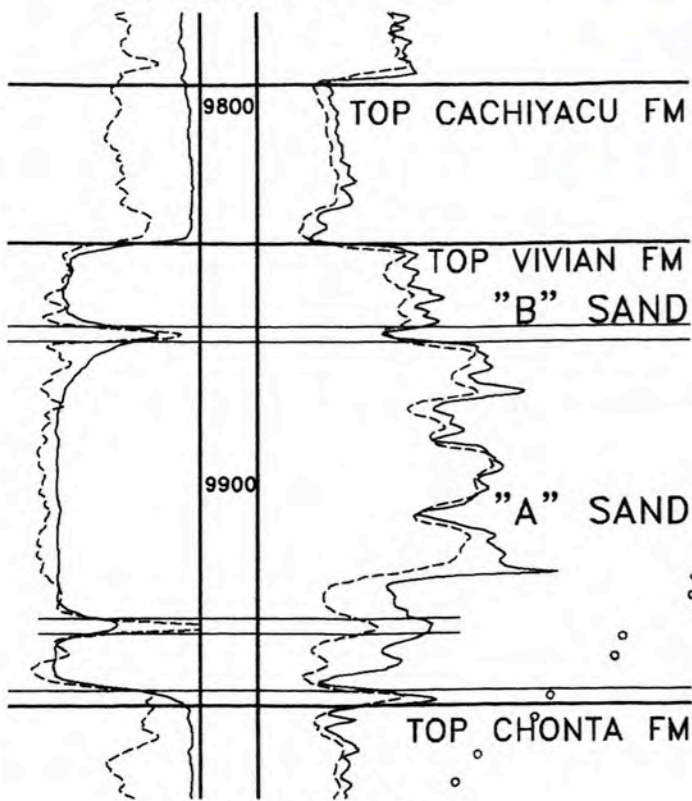
700,000

PLANO 08

700,000

705,000

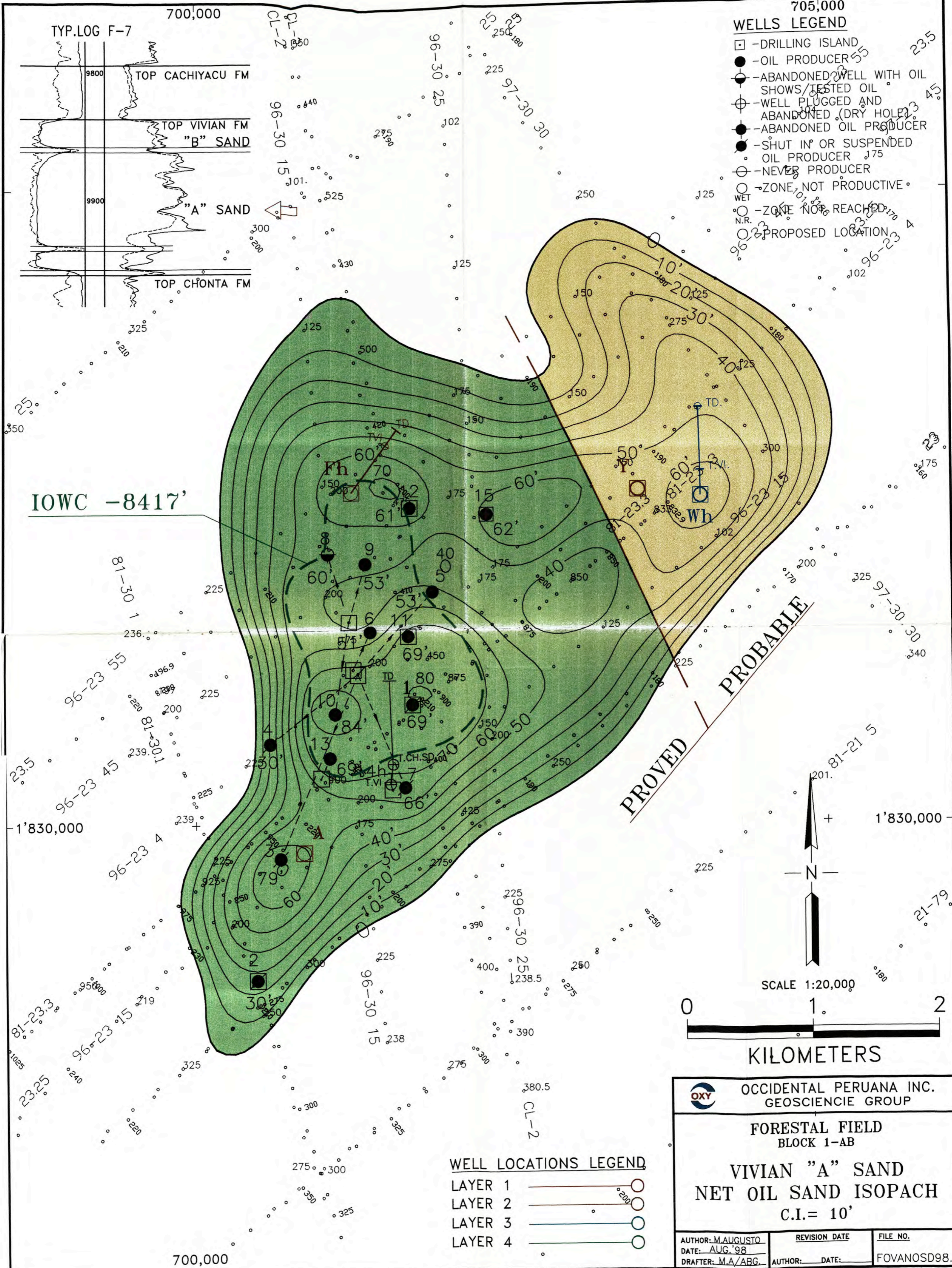
TYP. LOG F-7



WELLS LEGEND

- - DRILLING ISLAND
- - OIL PRODUCER
- ⊙ - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS/TESTED OIL
- ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
- - ABANDONED OIL PRODUCER
- - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
- ⊙ - NEVER PRODUCER
- - ZONE NOT PRODUCTIVE
- - ZONE NOT REACHED
- - N.R.
- - PROPOSED LOCATION

IOWC -8417'



PROVED / PROBABLE

SCALE 1:20,000



KILOMETERS

WELL LOCATIONS LEGEND

- LAYER 1
- LAYER 2
- LAYER 3
- LAYER 4



OCcidental PERUANA INC. GEOSCIENCE GROUP

FORESTAL FIELD BLOCK 1-AB

VIVIAN "A" SAND NET OIL SAND ISOPACH C.I.= 10'

AUTHOR: M.AUGUSTO	REVISION DATE	FILE NO.
DATE: AUG. '98		
DRAFTER: M.A/ABG.	AUTHOR: DATE:	FOVANOSD98.

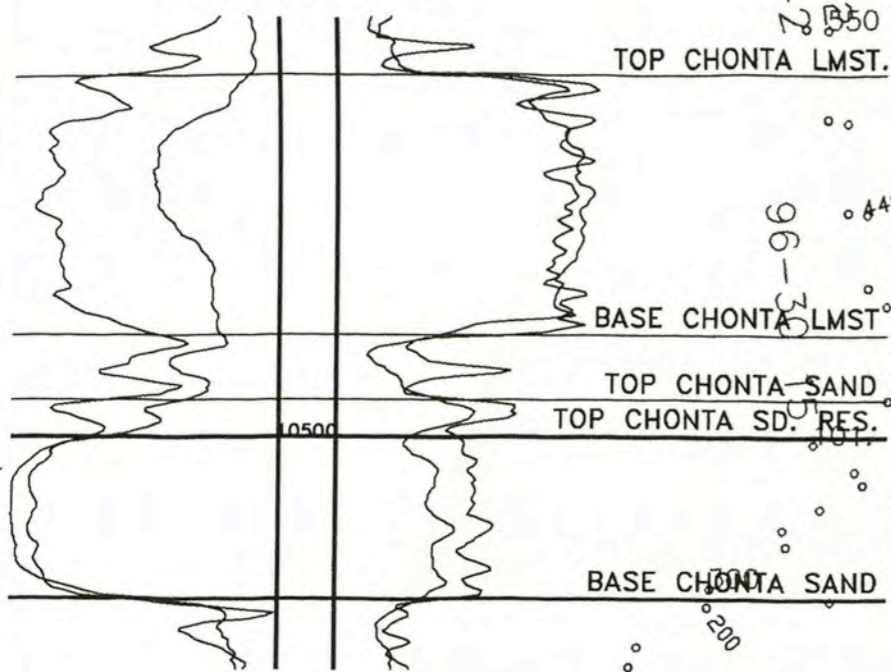
700,000



PLANO 09

TYP. LOG F-7

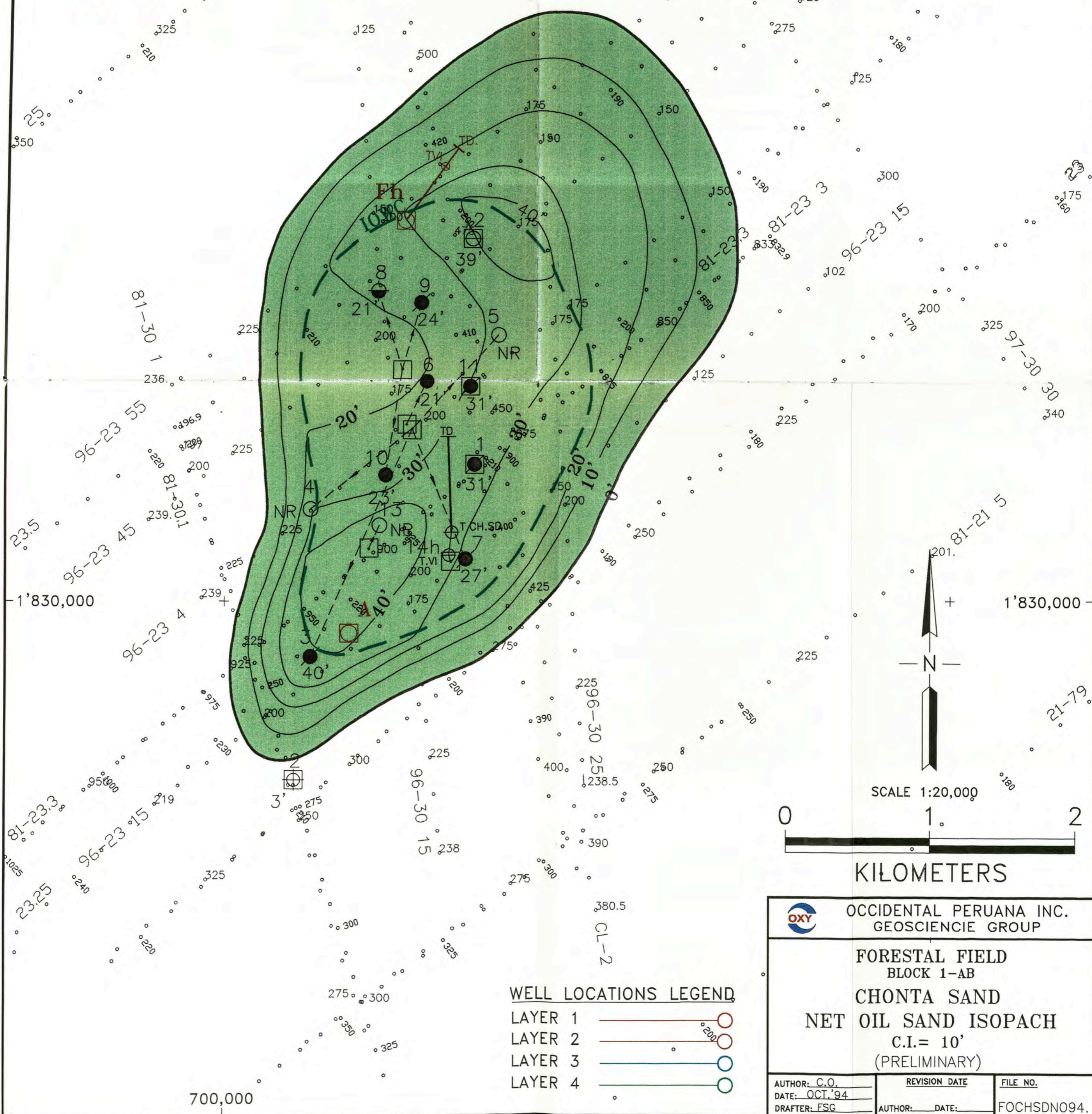
700,000



705,000

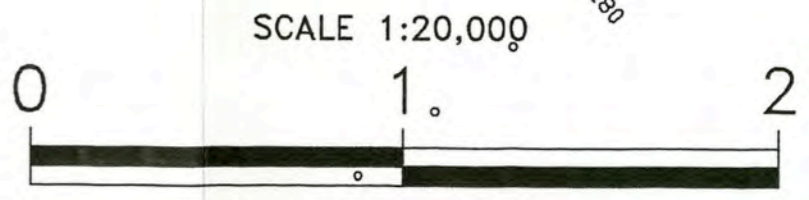
- WELLS LEGEND**
- - DRILLING ISLAND
  - - OIL PRODUCER
  - (with dot) - ABANDONED WELL WITH OIL SHOWS / TESTED OIL
  - ⊕ - WELL PLUGGED AND ABANDONED (DRY HOLE)
  - (with dot) - ABANDONED OIL PRODUCER
  - (with dot) - SHUT IN OR SUSPENDED OIL PRODUCER
  - (with dot) - NEVER PRODUCER
  - (with dot) - ZONE NOT PRODUCTIVE
  - (with dot) - ZONE NOT REACHED
  - (with dot) - N.R.
  - (with dot) - PROPOSED LOCATION

CHONTA



**WELL LOCATIONS LEGEND**

- LAYER 1 ——— ○
- LAYER 2 ——— ○
- LAYER 3 ——— ○
- LAYER 4 ——— ○



SCALE 1:20,000  
KILOMETERS

OCCIDENTAL PERUANA INC. GEOSCIENCIE GROUP		
FORESTAL FIELD BLOCK 1-AB CHONTA SAND NET OIL SAND ISOPACH C.I. = 10' (PRELIMINARY)		
AUTHOR: C.O. DATE: OCT. '94 DRAFTER: FSG	REVISION DATE AUTHOR: DATE:	FILE NO. FOCHSDN094.

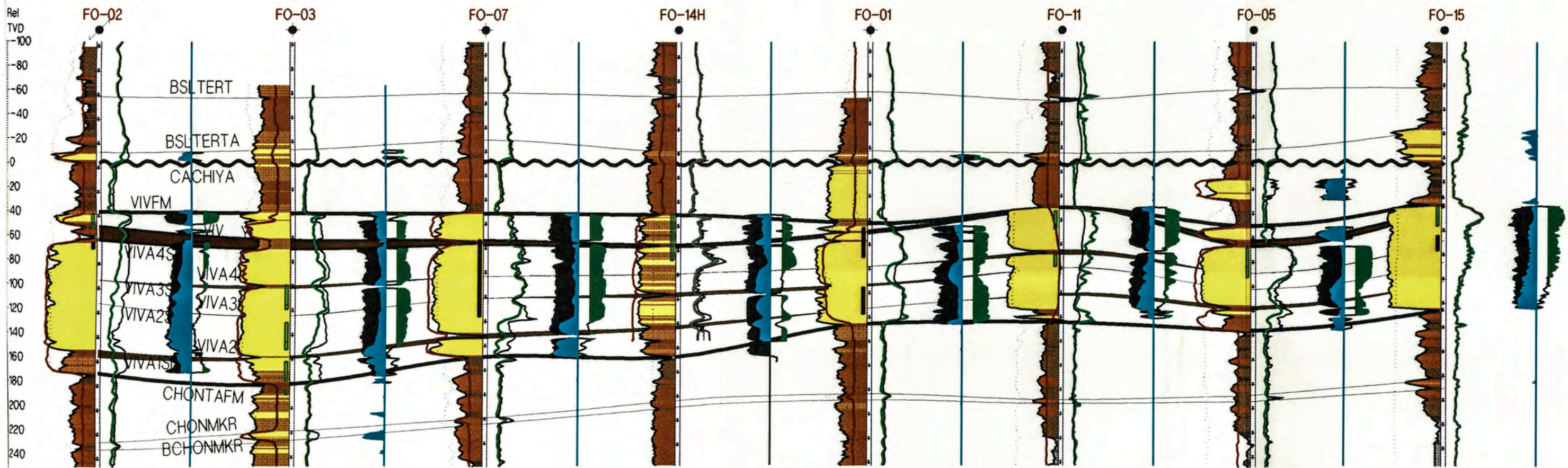
700,000

PLANO 010

FORESTAL FIELD VIVIAN & CHONTA

A

A'



GR

SPC

ACAL

ILD

SFLU

IDPH

ILM

SN

PHIE

SWE

BVW

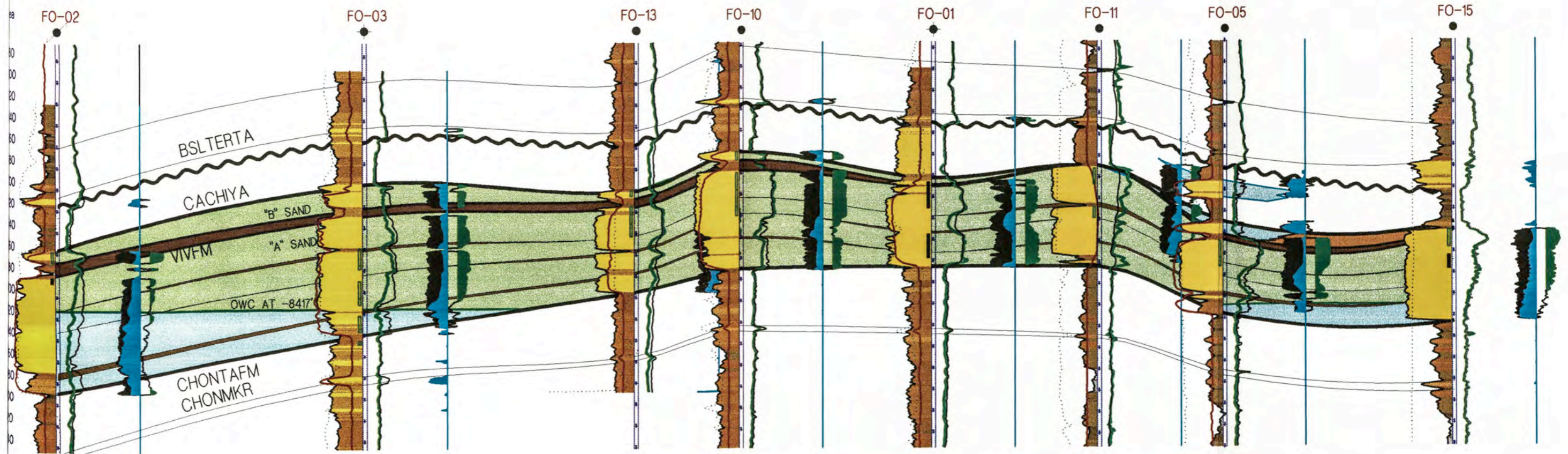
Sección # 1

20 FT

PLANO 011

B

B'



GR → SPC → ACAL → ILD → SFLU → IDPH → ILM → SN → ← PHIE ← SWE ← BVW

V.E.= 11.2 HS=1:2692.3 329 MTR

20 FT

Peru SCPC 8/24/1998 M.A.