

**ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL**

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ANALISIS COMPARATIVO TECNICO –
ECONÓMICO DE PRODUCCION DE CRUDOS
PESADOS EN POZOS HORIZONTALES Y
DIRECCIONALES, ARENA “ M-1” FORMACION
NAPO, BLOQUE 16, ORIENTE ECUATORIANO”**

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentada por:

**ALEX IVAN MUZZIO MOLINA
CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO**

GUAYAQUIL-ECUADOR

2000

AGRADECIMIENTOS:

Nuestros agradecimientos, a nuestro señor jesusristo por alumbranos con su luz y darnos su bendicion cada día, este trabajo se lo dedicamos a él por habernos dado el entendimiento y la sabiduria para poder alcanzar la meta que nos propusimos.

Un agradecimiento en especial al Ing. Washingtón Gallegos, por la oportunidad de poder realizar esta tesis en la empresa YPF, y al Ing Alex Galárraga, por facilitarnos la información y brindarnos su valioso apoyo para la realización de este trabajo.

DEDICATORIA.

Dedico este trabajo a mis padres, Bolívar e Inés, por su apoyo incondicional para la culminación de mi formación profesional-

Alex Iván

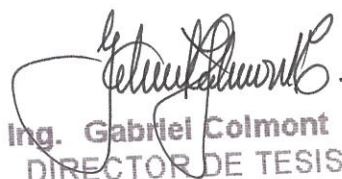
Este trabajo lo dedico a mis padres, Nazario y Celia ,a mi esposa Mercedes y a mis hijos , por su invaluable apoyo en todo momento, para la culminación de mi carrera universitaria.

Carlos

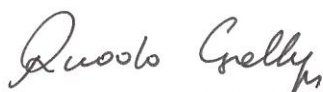
TRIBUNAL DE GRADUACION



Ing. Edison Navarrete
DECANO DE LA FACULTAD DE
ING. EN CIENCIAS DE LA TIERRA



Ing. Gabriel Colmont M.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Ricardo Gallegos
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

Ing. Edgar Rlofrio
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DECLARACION EXPRESA.

“ La responsabilidad del contenido de esta tesis de grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral ”

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL)

.....

Alex Muzzio Molina

Carlos Portilla Lazo.

AUTORES DE LA TESIS

RESUMEN

La producción de crudo pesado en el Bloque 16 del Oriente – Ecuatoriano, ha incidido que la compañía invierta recursos económicos en nueva tecnología. Los tipos de perforación que se han ejecutados en el campo Amo son: perforación vertical, direccional y horizontal.

Puesto que existe una diferencia considerable en los costos de perforación y completación entre estos diferentes tipos de pozos y, por otro lado, también existe diferencias sustanciales entre ellas en lo realizado a la capacidad de producción, el objetivo de este trabajo es analizar que tipo de perforación conviene hacer en el campo Amo. La forma de seleccionar el pozo a perforar, es mediante un análisis comparativo técnico – económico entre un pozo horizontal y un pozo direccional. No se hace el análisis para un pozo vertical ya que debido el cuidado al medio ambiente, los pozos en el área amazónica del Bloque 16 deben ser direccionales u horizontales.

Para este análisis, es necesario disponer de información técnica de los pozos seleccionados, que se la obtuvo a través de la operadora del Bloque 16 (YPF).

Las características de la formación Napo, arena M-1, son de areniscas delgadas altamente permeables que contiene crudo pesado y viscosos, que producen por empuje de agua lateral y de fondo. Ños pozos en estudio se encuentran ubicados en el intervalo C, que presenta arenisca no consolidada.

La completación de cada pozo, estan diseñada para extraer grandes cantidades de fluídos, esto se debe por el empuje de agua en el yacimiento. Para que un pozo sea completado , se siguen ciertos pasos para determinar si este es económicamente rentable ; siendo uno de los principales parámetros, el Índice de Productividad que se lo obtiene a través de las pruebas de producción. Este parámetro nos ayuda a fijar tambien el tipo de levantamiento artificial, si fuera necesario.

La prueba de producción del pozo horizontal Tigre 1, y la del pozo direccional Tigre 2, arrojaron los valores del índice de productividad de 17.3 y 4.33 BFPD/ Lpc, respectivamente.Obtenido estos valores, se decidió que el tipo de levantamiento artificial más adecuado es el Bombeo Eléctrico Sumergible(B.E.S.).

La parte más importante de este trabajo se basa en la comparación técnico - económica de los dos pozos seleccionados. En la evaluación técnica , se

puede decir que el pozo horizontal Tigre 1, tiene una mayor producción de petróleo y agua; esto se debe fundamentalmente a que el pozo horizontal tiene un área abierta al flujo desde el yacimiento de 1200 pies, comparado con los 50 pies del pozo direccional.

Las tablas económica elaboradas en este estudio nos indica que el pozo horizontal Tigre 1, tiene un mejor rendimiento de ganancias, y además un tiempo de pago que es de 31 días, comparado con el pozo direccional Tigre 2, que se paga a los 124.45 días.

Finalmente, se puede decir que la perforación de los pozos (horizontal y direccional), desde una misma locación ayudan a disminuir considerablemente la deforestación. Con esta premisas se concluyó que la perforación de un pozo horizontal, comparado con un direccional, es más conveniente técnica y económicamente, para los intereses de la operadora.

En una perforación horizontal en el campo Amo se recomienda balancear la posibilidad de obtener una mayor tasa de producción con la de recuperar finalmente más petróleo, considerando que la arena Napo M-1 tiene un contacto agua – petróleo en dicho Campo, y que una alta tasa podría ocasionar conificación.

INDICE GENERAL

	Pag
RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	IX
INDICE DE TABLAS.....	XIII
INDICE DE FIGURAS.....	XV
INDICE DE ANEXOS.....	XVII
ABREVIATURAS.....	IXX
INTRODUCCION.....	XXI
CAPITULO I	
GENERALIDADES DEL BLOQUE 16	
1.1 GEOLOGIA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE.....	23
1.2 UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL BLOQUE 16	26
1.3 ASPECTOS ESTRATIGRAFICOS.....	27
1.3.1 Estratigrafia de la Cuenca Oriente.....	27
1.3.2 Estratigrafia Geologia del Bloque 16,.....	28
Campo Amo.....	28
Formacion Napo Arenisca “ M-1 “	29
Intervalo A.....	30
Intervalo B	30

Intervalo C.....	31
Intervalo E	31
Intervalo F.....	32
Intervalo H.....	32
ARENISCA “ M-2 “.....	33
1.4 OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO.....	34

CAPITULO II

CARACTERIZACION DE LA FORMACION NAPO ARENISCA “ M-1 “

2.1 TIPOS DE ARENISCA.....	39
2.1.1 Arenisca Consolidada.....	40
2.1.2 Arenisca No Consolidada.....	40
2.1.3 Propiedades Petrofísicas de la Arenisca “ M-1 “.....	41
2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LA ARENISCA “ M-1 “.....	42
2.2.1 Parametros P.V.T.....	43
2.3 MECANISMO DE EMPUJE EN EL YACIMIENTO.....	43
2.4 CALCULO DEL PETROLEO ORIGINAL IN SITU.....	44

CAPITULO III

COMPLETACION DE POZOS HORIZONTAL Y DIRECCIONAL

3.1 INFORMACION GENERAL DE LOS POZOS.....	57
Reseña Historica del Pozo Horizontal Seleccionado.....	58

Reseña Historica del Pozo Direccional Seleccionado.....	61
3.2 DISEÑO DE LA COMPLETACION EN EL POZO HORIZONTAL	
SELECCIONADO.....	63
3.2.1 Registro de la Zona de Interés.....	64
3.2.2 Evaluacion del Potencial en el Pozo Horizontal	65
▪ Evaluacion Inicial de Producción con Bombeo Hidráulico	
(bomba jet).....	65
3.2.2.1 Cálculo del Indice de Productividad.....	69
3.3 DISEÑO DE LA COMPLETACION EN EL POZO DIRECCIONAL	
SELECCIONADO.....	70
3.2.1 Registro de la Zona de Interés.....	71
3.2.2 Evaluación del Potencial en el Pozo Direccional Seleccionado	
Evaluación Inicial de Producción con Bomba Hidráulica	
(Bomba Jet).....	73
3.2.2.1 Cálculo del Indice de Productividad.....	74
3.4 SELECCIÓN DEL EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	75
3.5 DIAGRAMAS DE COMPLETACION DE LOS POZOS	
SELECCIONADOS.....	78
CAPITULO IV	
ANALISIS COMPARATIVO DE PRODUCCION EN LOS POZOS	
HORIZONTAL Y DIRECCIONAL SELECCIONADOS.....	88

4.1. HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO AMO.....	88
4.2. ANALISIS COMPARATIVO DE LA PRODUCCION DE LOS POZOS SELECCIONADOS HORIZONTAL Y DIRECCIONAL.....	102

CAPITULO V

ANALISIS ECONÓMICO - COMPARATIVO EN LOS POZOS

HORIZONTAL Y DIRECCIONAL SELECCIONADOS.....	121
--	------------

5.1 ANALISIS DE COSTOS DE PERFORACION Y COMPLETACION DE LOS POZOS	122
--	------------

5.2 ANALISIS DE COSTOS DE PRODUCCION Y OPERACIÓN.....	123
--	------------

5.3 PRECIO POR BARRIL.....	123
-----------------------------------	------------

5.4 EVALUACION COMPARATIVA DE LOS POZOS SELECCIONADOS	124
--	------------

5.5 DISCUSION DE LOS RESULTADOS.....	125
---	------------

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

INDICE DE TABLAS

INDICE DE FIGURAS

INDICE DE ANEXOS

BIBLIOGRAFIA

INDICE DE TABLAS

	Pag.
Tabla # 2.1 Propiedades petrofísicas promedio.....	46
Tabla # 2.2.1 Permeabilidades promedio pozo Tigre 1.....	47
Tabla # 2.2.2 Datos P.V.T, fluidos del yacimiento, pozo Tigre 1.....	49
Tabla # 2.2.3 Permeabilidades promedio pozo Tigre 2.....	51
Tabla # 2.2.4 Datos P.V.t, fluidos del yacimiento, pozo Tigre 2.....	53
Tabla # 2.3 Datos de presión del pozo Tigre 1	55
Tabla # 2.4 Reservas y factor de recobro.....	57
Tabla # 3.1 Resultado de la prueba con la bomba jet, pozo Tigre 1.....	80
Tabla # 3.2 Resultado de la prueba de producción, pozo Tigre 1.....	81
Tabla # 3.3 Resultado de la bomba jet, pozo Tigre 2.....	83
Tabla # 3.4 Resultado de la prueba de producción, pozo Tigre 2.....	84
Tabla # 4.1.1 Producción de fluido total del campo.....	90
Tabla # 4.1.2 Producción de petróleo.....	93
Tabla # 4.1.3 Producción de agua.....	96
Tabla # 4.1.4 Porcentaje de agua del campo.....	99
Tabla # 4.2.1 Producción de fluido total del pozo Tigre 1.....	103
Tabla # 4.2.2 Producción de petróleo, pozo Tigre 1.....	105
Tabla # 4.2.3 Producción de agua, pozo Tigre 1.....	107
Tabla # 4.2.4 Producción de fluido total, pozo Tigre 2.....	109
Tabla # 4.2.5 Producción de petróleo, pozo Tigre 2.....	112

Tabla # 4.2.6 Producción de agua, pozo Tigre 2.....	114
Tabla # 5.1 Cálculo de pago del pozo Tigre 1.....	127
Tabla # 5.2 Análisis económico, pozo Tigre 1.....	128
Tabla # 5.3 Cálculo de pago del pozo Tigre 2.....	129
Tabla # 5.4 Análisis económico, pozo Tigre 2.....	130

INDICES DE FIGURAS

	Pag.
Fig. 1: Mapa Regional de Sud- America y la Ubicación de la Cuenca	
Oriente en el contexto de las Cuencas Sub- Andinas.....	35
Fig. 2; Cuenca Oriente Corte Estructural.....	36
Fig. 3: Mapa de Ubicación	37
Fig. 4: Columna Estratigrafica Generalizada, Geología del Petróleo y	
Principales Eventos Tectónicos para la Cuenca Oriente.....	38
Fig. 2.2.1 Pozo Amo Tigre 1, Yacimiento M-1, Permeabilidades	
Relativas.....	48
Fig. 2.2.2 Pozo Amo Tigre 1, Yacimiento M-1, Datos P.V.T.....	50
Fig. 2.2.3 Pozo Amo Tigre 2, Yacimiento M-1, Permeabilidades	
Relativas.....	52
Fig. 2.2.4 Pozo Amo Tigre 2, Yacimiento M-1, Datos P.V.T.....	54
Fig. 2.3 Presión del Reservorio del Pozo Tigre 1.....	56
Fig. 3.1 Curva de IPR,Pozo Tigre 1, Horizontal.....	82
Fig. 3.2 Curva de IPR,Pozo Tigre 2, Direccional.....	85
Fig. 3.3 Completación del Pozo Tigre 1.....	86
Fig. 3.4 Completación del Pozo Tigre 2.....	87
Fig. 4.1.1 Campo Amo,Yacimiento M-1, Producción de Fluido Total....	90
Fig. 4.1.2 Campo Amo, Yacimiento M-1, Producción de Petróleo.....	93

Fig. 4.1.3 Campo Amo, Yacimiento M-1, Producción de Agua.....	96
Fig. 4.1.4 Campo Amo, Yacimiento M-1, Corte de Agua.....	99
Fig. 4.2.1 Campo Amo, Pozo Tigre 1, Yacimiento M-1,Producción de Fluído Total.....	103
Fig 4.2.2 Campo Amo, Pozo Tigre 1, Yacimiento M-1, Producción de Petróleo.....	105
Fig. 4.2.3 Campo Amo, Pozo Tigre 1, Yacimiento M-1, Producción de Agua.....	107
Fig. 4.2.4 Campo Amo, Pozo Tigre 2, Yacimiento M-1, Producción de Fluido Total.....	109
Fig. 4.2.6 Campo Amo, Pozo Tigre 1, Yacimiento M-1,Producción de Petróleo.....	114
Fig 4.8 Gráfico Comparativa de la Producción de Petróleo de los Pozos Seleccionados.....	115
Fig. 4.9 Gráfico Comparativa de la Producción de Agua de los Pozos Seleccionados.....	116
Fig. 4.10 Gráfico Comparativa de la Producción Acumulada de Petróleo de los Pozos Seleccionados.....	117
Fig. 4.11 Gráfico Comparativo de la Producción Acumulada de Agua de los Pozos Seleccionados.....	118
Fig. 5.1 Valor Presente Acumulado, Pozo Tigre 1, Horizontal.....	127
Fig. 5.2 Valor Presente Acumulado, Pozo Tigre 2, Direccional.....	128

Fig. 5.3 Ganancia Neta Mensual, Pozo Tigre 1, Horizontal.....	129
Fig 5.4 Ganancia Neta Mensual, Pozo Tigre 2, Direccional.....	130
Fig. 5.5 Valor Presente Acumulado Comparativo de los Pozos	
Seleccionados.....	131
Fig. 5.6 Ganancia Individualizada Comparativa de los Pozos	
Seleccionados	132

INDICE DE ANEXOS

A1 Datos P.V. T de los primeros pozos exploratorio en el Campo Amo.

A2 Survey pozo Tigre 1

A3 Registro Electrico del pozo Tigre 1

A4 Registro Electrico del pozo Tigre 2

A5 Programa de computación Wellflo.

ABREVIATURAS.

BAPD	Barriles de agua por día.
BES/ESP	Bomba electosumergible
BFPD	Barriles de fluido por día
Bg	Factor volumétrico de gas
BHP	Presión de fondo de pozo
BLS	Barriles
Bn	Barriles neto
BN	Barriles normales
BNFPD	Barriles netos de fluidos por día
BNPPD	Barriles netos de petróleo por día
Bo	Factor volumétrico de petróleo
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Porcentaje o corte de agua y sedimentos
BT	Formación geológica Basal Tena
Bw	Factor volumétrico del agua
BY	Barriles del yacimiento
Cp	Centipoises
D	Darcy
Ft	Pies
Fw	Flujo fraccional
Hz	Hertz
IP	Indice de productividad
Km	Kilometros
Kro	Permeabilidad relativa al petróleo
Krw	Permeabilidad relativa al agua
Lpc	Libras por pulgada cuadrada
M	Metros
Ms	Miles de dólares
M-1	Formación geológica Napo M-1
Md	Milidarcy
MMBP	Millones de barriles de petróleo
MMGA	Millones de barriles de agua
MMPC	Millones de pies cúbicos
PCN	Pies cúbicos normales
PM/MD	Profundidad medida
PTV	Profundidad vertical verdadera
PVT	Presión, Volumen, Temperatura
PVM	Profundidad vertical medida

Q	Caudal
RGP/GOR	Relación gas / petróleo
Sio	Saturación de petróleo irreductible
Siw	Saturación de agua irreductible
So	Saturación de petróleo
Sor	Saturación de petróleo residual
Sw	Saturación de agua
Swc	Saturación de agua critica
Uo	Viscocidad del petróleo
Uw	Viscocidad del agua
VSD	Variador de frecuencia

INTRODUCCION

Una empresa al invertir sus recursos en algun proyecto, tiene siempre presente como uno de los factores económicos importantes, que la inversión que hace se la debe recuperar en el menor tiempo posible; en efecto, en la industria petrolera, la inversión tiene que ser rentable y tener el menor tiempo de pago posible para que se pueda operar con éxito en la explotación de crudo.

Para realizar este estudio se han tomado 2 pozos , con la característica que un pozo es horizontal y el otro direccional, y el tipo de yacimiento es de crudo pesado, de 15 a 17 grados API.

El objetivo de este estudio tiene como finalidad la evaluación técnica y económica de cada uno de ellos y su comparación ,tomando en consideración los parámetros técnicos pertinentes. A través de las tablas de producción de petróleo y agua comparadas en el tiempo y las inversiones de perforación y completación realizadas para cada pozo, se puede elegir el tipo de pozo a perforar sin perjudicar al yacimiento y hacer rentable la operación.

La comparación técnica de los pozos seleccionados se la hace en base al tipo de yacimiento , al mecanismo de producción ,al tipo de levantamiento artificial, etc , que en este caso son de la mismas características para el estudio realizado. Fundamentalmente este trabajo se desarrolla considerando la producción de cada pozo.

La evaluación económica se la hace a través de las tablas económicas, las cuales nos muestran que el pozo Tigre 1, resultó ser el más rentable para la operadora , por que la inversión realizada se recupera en el menor tiempo. Por lo tanto, las ganancias obtenidas, comparadas con el pozo Tigre 2, son mucho mayor.

CAPITULO I

CAPITULO I

GENERALIDADES DEL BLOQUE 16

1.1 GEOLOGIA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE ⁽¹⁾

La Cuenca Oriente esta conformada por dos dominios morfológicos:

- El piedemonte subandino; y,
- La llanura amazónica

El piedemonte subandino, constituye el borde occidental de la Cuenca Oriente. Se extiende en dirección Norte-Sur, en forma paralela a las estribaciones orientales de la cordillera de los Andes. Se trata de una zona sub-montañosa de alta pluviosidad con una temperatura promedio de 24 °C, y altitudes que varían entre los 3.000 metros (Sumaco) y 850 metros (Misahuallí).

La llanura amazónica o Cuenca Oriente propiamente dicha, es toda la región plana que se extiende hacia el Oriente a partir de la zona del frente de empuje de la cordillera. Es en esta zona donde se localizan el Bloque 16 y el Campo Tivacuno, operados por YPF Ecuador.

La Cuenca Oriente Ecuatoriana tiene una extensión aproximada de 100.000 km², y forma parte del conjunto de Cuencas Sub-andinas de tras-arco, las cuales se extienden a lo largo de 6.400 km. desde Venezuela hasta la parte austral de la Argentina. Están limitadas al Este por la Cordillera de los Andes y al Oeste por el Cratón Guayano-Brasileiro (Figura 1).

La Cuenca Oriente se encuentra limitada al Norte por la Subcuenca Putumayo en Colombia y al Sur por la Sub Cuenca Marañón en el Perú.

Los depósitos sedimentarios, y esporádicamente volcánicos aquí contenidos, presentan espesores que alcanzan los 18.000 pies en las zonas más potentes. Y la edad de las rocas mas antiguas alcanzan los 360 millones de años.

En la dirección Este-Oeste, la Cuenca tiene una forma asimétrica, con un borde Oriental platafórmico y un borde Occidental tectónico. Las mayores

profundidades se las encuentra en el Sur, en dirección hacia la Subcuenca Marañón Figura 1 y 2.

Los campos más importantes se encuentran en la llanura amazónica, y las estructuras productoras son anticlinales de bajo relieve, que en algunos casos, cierran contra fallas subverticales-inversas, reactivadas en el Cretácico y/o en el Terciario.

Las principales unidades de reservorio constituyen las areniscas basales de la formación Terciaria Tena; las areniscas "M-1", "M-2", "U" y "T" de la formación Cretácico Napo y la formación Hollín del Cretácico inferior. Las calizas "A", "B" y la arenisca "M-2" de Napo; así como los depósitos conglomeráticos de Tiyuyacu se consideran reservorios marginales.

Los reservorios, en forma general, presentan la características estratigráficas, de estar constituidos por areniscas de origen fluvial (canales apilados) a la base, y depósitos de ambientes estuarinos y marinos transicional hacia el tope. Las areniscas de los niveles superiores presentan geometría complejas, mientras que en la base generalmente, la arenisca se presenta masiva, homogénea y arealmente continua.

Por otro lado, el clima variable típico de la selva subtropical húmeda y el estado de los caminos de acceso son factores que podrían eventualmente hacer cambiar los programas y horarios de trabajo.

1.2 UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL BLOQUE 16

El Bloque 16 operado actualmente por la compañía YPF se encuentra ubicado en la parte Sur-Oriental de la Región Amazónica Ecuatoriana. Sus límites en la actualidad son: al Norte y al Oeste se encuentra el bloque 14 que es operado por la compañía ELF, hacia el Oeste y al Sur se tiene al Bloque 17 que es operado por Braspetro. Los campos petroleros del Bloque 16 están localizados a 220 km. al Sur-Este. de Quito.

El proyecto del bloque 16 y el campo Tivacuno localizado inmediatamente al norte del Bloque 16, ocupan un 22% de la reserva del territorio Huaróni y un 12% en el Parque Nacional Yasuni, sin embargo, su área de influencia se expande desde Lago Agrio con el centro de almacenamiento de crudo, pasando a Shushufinde con el centro de la mezcla de diluyente. Al margen Sur del Río Napo en la comunidad de Pompeya, cruzando al territorio de esta comunidad quichua se inicia la carretera de acceso al Bloque 16.

La Figura No. 3 muestra la ubicación del Bloque 16.

1.3 ASPECTOS ESTRATIGRAFICOS.

1.3.1 ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA ORIENTE.

La columna estratigráfica generalizada en la Figura 4 resume los principales aspectos estratigráficos y de la geología del petróleo para la Cuenca Oriente.

La parte basal de la columna (el tercio inferior) esta conformado por las formaciones pre-Cretácicas: Chapiza, Santiago, Macuma y Pumbuiza. Este intervalo estratigráfico ha sido poco estudiado y es actualmente considerado como el basamento comercial de la cuenca. La parte media de la columna estratigráfica corresponde a la zona de mayor importancia desde el punto de vista petrolero. En este intervalo se encuentra las areniscas de la formación "Hollín" y las areniscas "M-1", "M-2", "U" y "T" de la formación Napo, las que constituyen los principales reservorios de la Cuenca Oriente.

1.3.2. ESTRATIGRAFIA GEOLOGICA DEL BLOQUE 16

CAMPO AMO

Los reservorios productivos en el Campo Amo son de la arenisca Terciaria Basal TENA, y de la Cretaceus Superior y arenisca "U". La arenisca CRETACEUS Superior e inferior contiene petróleo en Amo I. Pero es considerado no comercial a este tiempo, y la arenisca T cretaceus Superior contiene petróleo baja gravedad. Sobre los 800 pies de muestra es disponible desde el reservorio en el Campo Amo y esto fué incorporado en el presente modelo geológico. Los reservorios productivos tienen una variedad de anchura concluirá de un valle de ambiente deposición lleno de marejada fluvial influenciada por un ensamblaje delta de canales de distribución y de marea plana, frente a la orilla, cerca de la costa, mar adentro. El nivel relativo del mar cambia y son considerado a tener importante factores en la historia de deposición de el reservorio. Un modelo geológico para el Campo Amo fue establecido en orden de documento y pronosticar frecuentemente el complejo del cuerpo de la arena y la geometría de la forma. El modelo geológico en el plan de desarrollo original fue simplificado. En contraste el modelo geológico en el plan de desarrollo corriente contiene numerosas capas y hace incapie la presencia y extensión de permeabilidades barridas o zonas de transmisibilidad

reducida. Toda sísmica e ingeniería relevante evidencia que fue incorporado en el modelo.

FORMACION NAPO ARENISCA “M-1” (2)

Existe una gran cobertura de testigos de coronas en la arenisca Napo M-1, en el campo Amo y las correlaciones en los campos Amo A, Amo B y Daimi, muestran una alta confiabilidad, La arenisca Napo M-1 en el área de Amo ha sido dividida en seis intervalos de unidades que combinadas producen cinco capas principales de yacimiento.

Las profundidades estructurales a las que se encuentra esta unidad estratigráfica varían entre-3.500 pies en el flanco oriental y-12.000 pies en el eje de cuenca

El grado API de los hidrocarburos encontrados en la “M-1” varían entre los 10 grados al sur y 22 grados en el centro-norte de la cuenca, llegando a 33.5 grados en la formación “Vivían” (equivalente) de la cuenca Marañón

En las áreas de operación de YPF Ecuador INC. (Bloque 16, Bogi-Capirón y Tivacuno) el grado API varía entre 20 grados en los campos Capirón y Tivacuno y 16.5 grados en los campos del sur, registrándose el menor valor en el campo Iro (menos de 15 grados).

Hay excelente muestra que cubre la arenisca "M-1" del Campo Amo y las correlaciones entre Amo A, Amo B y Daimi tienen alta coincidencia la Arenisca "M-1" en el área del Amo a sido dividida en 6 intervalos o unidades de roca que combina para producir las siguientes capas principales.

INTERVALO A.- Varía en espesor desde 36 pies en Amo- 2 a 48 pies en Amo-2 y Amo A-3 y consta predominantemente de la base de la unidad, de arenisca y lodolita de llanura de ambiente marino poco profundo. Este tren ancho y progresivo de marino profundo M-1 superior se muestra como una característica de todos los campos del sur. En el campo Amo, las arenisca dentro de este intervalo es de capas delgadas y de relativa baja calidad, siendo muy difíciles resolver usando registros convencionales y los registros FMI que se encuentran disponibles para algunos pozos que no están calibrados con testigos de coronas. De cualquier manera, una capa delgada de arenisca en la dirección de la base podría ser mapeada dentro de un área razonable.

INTERVALO B.—Fue solo penetrada en el Amo A el cual varía de 16 a 33 pies de grosor, con una secuencia de facies superior costera/playa y con una laminación de bajo ángulo, principalmente de arenisca de grano fino. Conociendo el ambiente de depositación, el cuerpo de la arena se lo predice como y paralelo a la línea de costa (se cree que están en dirección

noreste – sureste) y de pasar a las lodolitas y límolitas de ambiente marino marginales y continentales hacia sureste.

INTERVALO C.—No fue penetrada en el área del Amo A. En el área B los espesores varían de 36 a 68 pies de estrastratificación cruzada de granomedio a fino y ocasionalmente grueso y arena guijarrosa, interpretándose como un depósito fluvial de canales apilados. Una arenisca de espesores y características sedimentarias similares se encuentra presente casi al mismo nivel en todos los otros pozos al sur y en el área tivacuno, así como en los campos de Bogi-Capiron.

La gran extensión lateral de estos cuerpos de arenisca fluviales, las cuales erosionan los sedimentos marinos y marinos marginales sugieren relleno de un valle el cual se formó como una respuesta al descenso relativo del nivel del mar. La base de esta arenisca fluvial es por lo tanto considerada a ser de baja superficie de erosión, la cual es correlacionada, por ejemplo, sobre el tope del intervalo B, en el pozo Amo A-1. El intervalo C erosiona sobre el intervalo B, y en los topes de las unidades E y F.

INTERVALO E.—Fue penetrado solo en el área del campo Amo A y consiste sobre los 57 pies de deposición transversal con una arenisca de grano medio a grueso, siendo interpretado como un relleno fluvial lleno. Esta unidad

aparece estar presente en el Zápalo 1 y en campo Bogi y tivacuno, pero es lateralmente equivalente a los sedimento de llanura de marea (tidal flat) que se encuentran en los pozos Amo 1 y Daimi 1. Generalmente la extensión lateral de este cuerpo de arena sugiere un valle llano el cual se formó como resultado inicial de una caída y subsecuente crecimiento relativo del nivel del mar.

Un cortono cero esta presente entre el entre Amo A-2 y Amo 2, en un deposito de marea plana hacia el sur de este, posiblemente sean parte del sistema deltáico influenciado por mareas. La información paleográfica y paleocorriente indican que el transporte de sedimentos, y por ende la geometría del cuerpo, son de una dirección sureste a noreste.

INTERVALO F.—Es lateralmente equivalente al intervalo E y posee sobre los 56 pies de depósito de marea, arenoso y lodoso. Comúnmente se encuentran capas de lutitas delgadas y lateralmente discontinuas, más algunas barreras de permeabilidad limolíticas son de un espesor mayor (hasta 9 pies) y aparecen ser continua entre los pozos Amo 1, Amo 2 y Daimi 1.

INTERVALO H.—Consiste en arenisca con un máximo grosor penetrado de 31 pies (Amo B 3). La arenisca es interpretada a ser un canal completo con una orientación noreste-sureste y de aproximadamente 2 Km de extensión.

ARENISCA “M-2”

El intervalo arenisca ‘M 1’ se localiza estratigráficamente entre las calizas ‘ M 2’ y ‘ A ‘ dev la formación Napo Figura 4 y a diferencia de lo observado en las secuencias ‘ M-1’, ‘U ’, y ‘ T ‘. La arenisca ‘ M-2 ‘ es generalmente de origen estuario plataformico en la base y marino transicional hacia el tope.

El entrapamiento tiene un control estructural y/o mixto. Las unidades estratigráficas superiores presentan importantes componentes estratigráficos.

El grado API de los hidrocarburos encontrados varía entre 15 grados en el tren Ishpingo-Tiputini, y 31.7 grados en el norte de la cuenca (campo V.H. Ruales), variando a 14 grados en el área del campo Vinita .

En el Bloque 16, y los campos Bogi-Capirón y Tivacuno; “M-2” es considerado un reservorio marginal debido a sus pobres características petrofísicas (arenisca arcillo-calcárea) y a los reducidos espesores netos saturados de entre 7 y 15 pies.

1.4 OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO

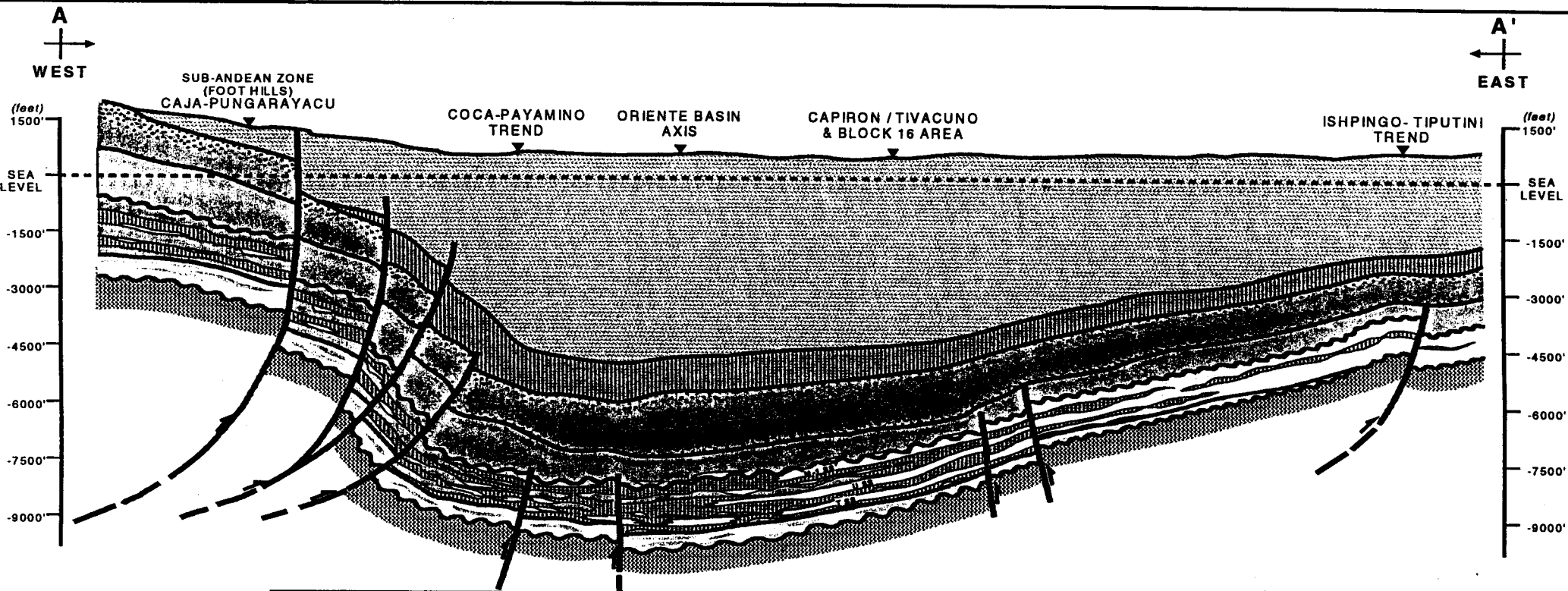
El presente estudio comprende el análisis comparativo técnico –económico de la producción de crudo pesado entre un pozo horizontal y un pozo direccional del Campo Amo, Bloque 16 del oriente ecuatoriano, con el fin de hacer recomendaciones sobre el tipo de pozo más conveniente para el desarrollo de dicho campo.

Después de hacer un estudio de la producción y del costo económico en la perforación, completación y costo de operación , esperamos obtener un criterio ingenieril para poder manifestar que es lo mejor para un buen manejo del yacimiento, así como la producción a esperarse .

Este estudio se basa en los siguientes dos pozos seleccionados Tigre 1 y Tigre 2, estos pozos han sido seleccionados por cuanto contamos con la mayor información disponible que nos puede ayudar para hacer un buen trabajo.



FIGURA1: Mapa regional de Sud-América y la ubicación de la Cuenca Oriente en el contexto de las cuencas Sub-Andinas. Tomado de los archivos de YPF.



LEGEND

<p> PRE-HOLLIN SEQUENCE (ECONOMIC BASEMENT) VOLCANIC & MARINE SHALES SOME SANDS AND LIMESTONES LOCALLY METAMORPHOSED</p> <p> LOWER CRETACEOUS / HOLLIN FM. MOSTLY CONTINENTAL SANDSTONE</p> <p> CRETACEOUS / NAPO FM. MARINE SHALES LIMESTONES AND SANDSTONE</p>	<p> TERTIARY / TENA FM CONTINENTAL CLAYSTONE THIN BASAL SANDSTONE</p> <p> TERTIARY / TIYUYACU FM CONTINENTAL CONGLOMERATE</p> <p> TERTIARY / ORTEGAQUAZA FM BRACKSWH TO MARINE SHALES</p>	<p> MIOCENE-PLIOCENE UNDIFFERENTIATED MOSTLY CONTINENTAL CLAY, SLSSTONE AND SAND</p>
--	---	--

Figura 2: Cuenca Oriente Corte Estructural de dirección Este - Oeste, desde Tiputini a la zona de Piedemonte Subandina

Tomado de los archivos de YPF

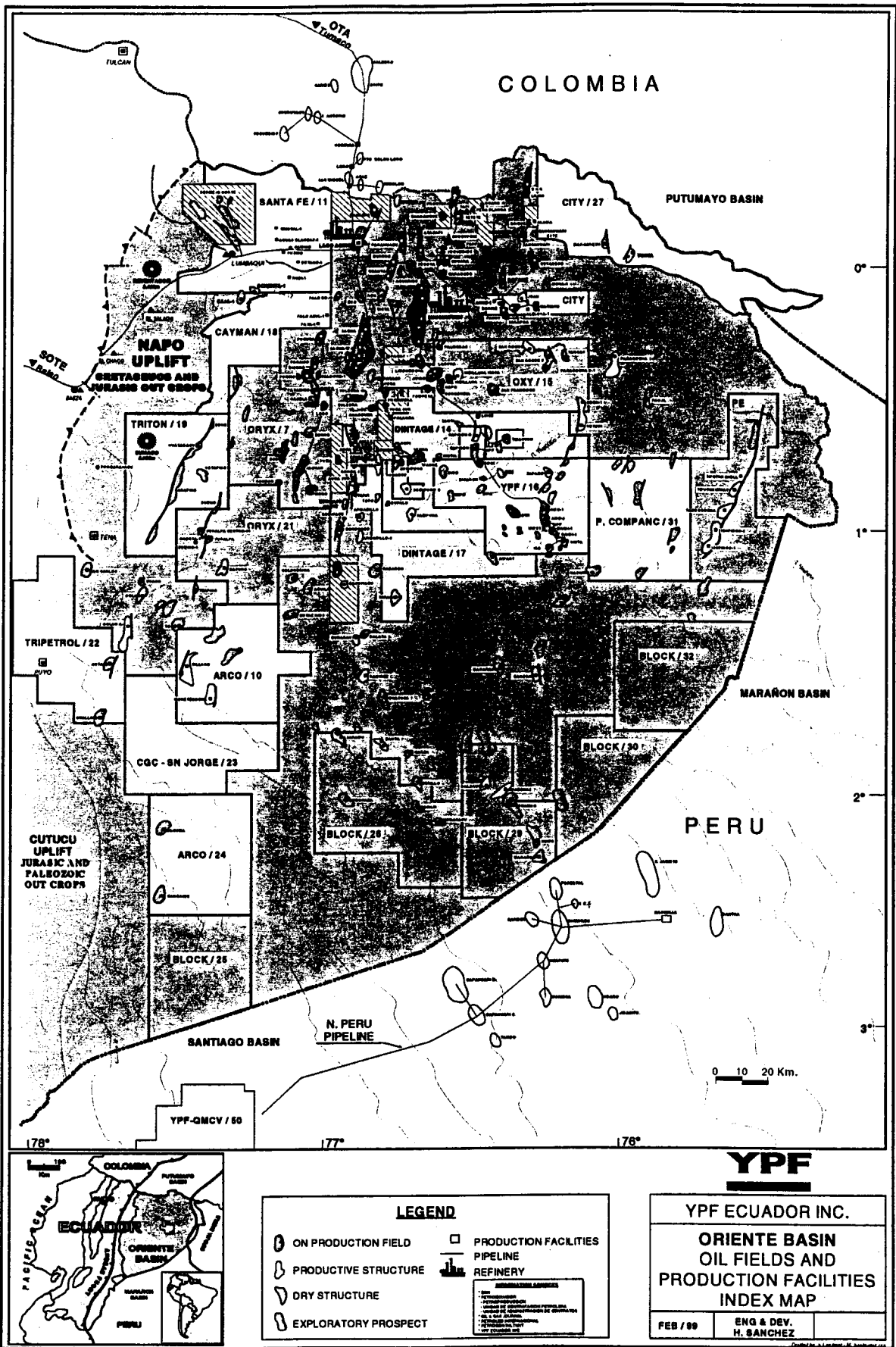


Fig. 3 UBICACION DEL BLOQUE-16. Tomado de los archivos de YPF

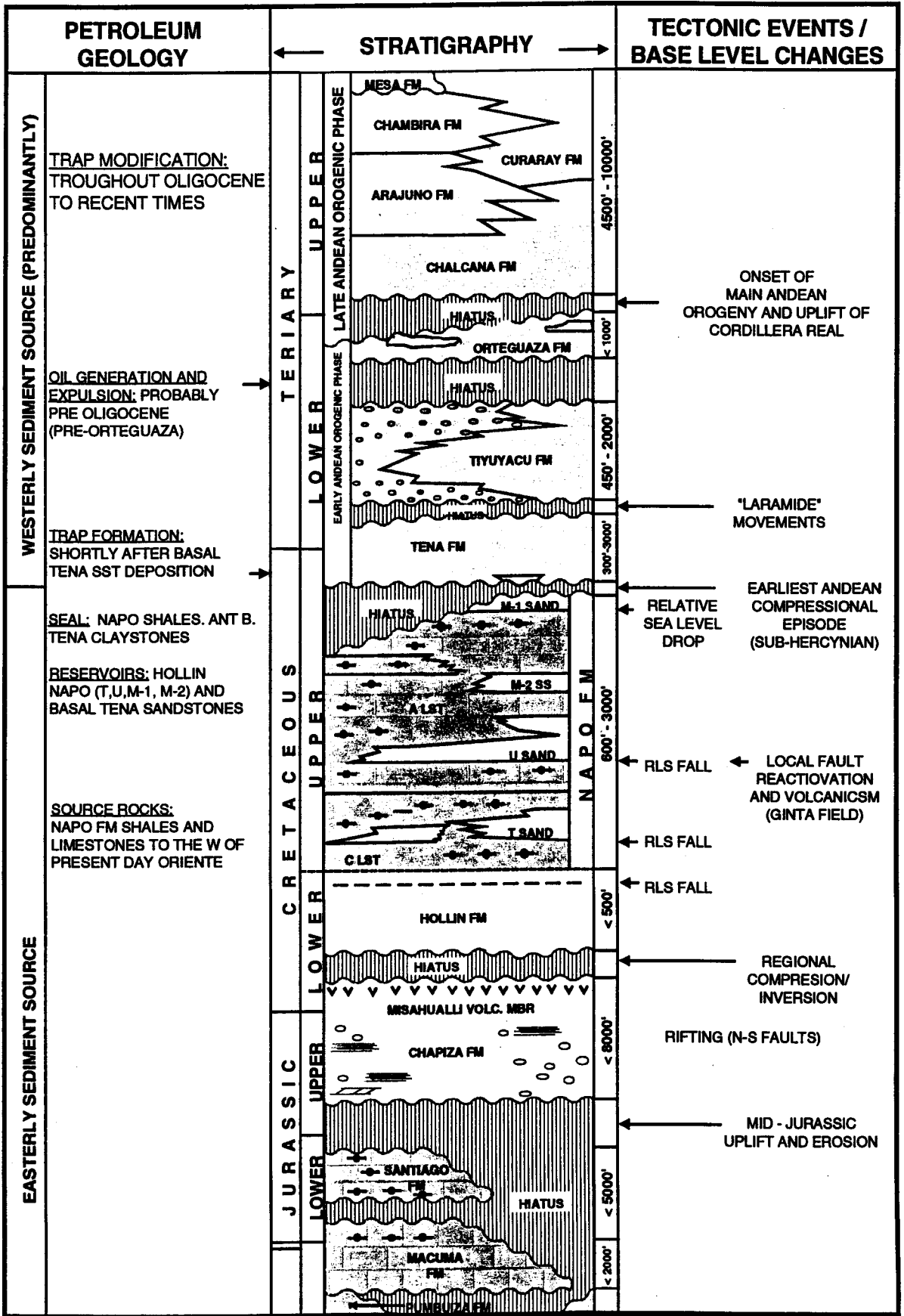


Figura 4: Columna Estratigráfica generalizada, Geología del Petróleo y principales Eventos Tectónicos para la Cuenca Oriente. Tomado de los archivos de YPF.

CAPITULO II

CAPITULO II.

CARACTERIZACION DE LA FORMACION NAPO, ARENISCA "M-1"

2.1 TIPOS CONSOLIDACION DE ARENISCA.

En lo que respecta al tipo de arenisca presente en la Formación Napo Arenisca M –1, debemos decir que están presente los dos tipos de arenisca, tanto arenisca consolidada, como no consolidada, a una profundidad de 7800 – 8000 pies.

2.1.1. ARENISCA CONSOLIDADA.

Arenas consolidadas son aquellas donde ha habido una buena cementación entre los granos, dándole a la arena una buena consistencia. Cuando encontramos una buena arena consolidada se tiene la ventaja que tanto la porosidad y la permeabilidad cercana al pozo no se ve afectada por flujo de arena.

La M-1 superior es una arenisca consolidada y corresponde a los intervalos A, B, C de orientación marino somero.

La M-1 inferior también es una arena consolidada que presenta una homogeneidad continua, estructural.

2.1.2 ARENISCA NO CONSOLIDADA.

Arenisca no consolidada son aquellas donde no hubo una buena cementación a través de los granos, por lo tanto la consistencia es baja y en algunos caso nula y este problema se agudiza cuando se tiene un pozo con bomba electro-sumergible (B.E.S.) y no se lleva un control adecuado de la frecuencia del motor.

La desventaja de tener arenisca no consolidada es que la porosidad y la permeabilidad de la formación al pozo decrece a medida que la arena fluye con los fluidos del yacimiento por efectos de caídas de presión de ciertos límites.

En la arena M-1 se encuentra un intervalo no consolidado localizado debajo de una intercalación arcillosa. Esta arenisca no consolidada presenta una diagenesis (es la transformación del sedimento después de ser depositada, o también su paso al estado de roca coherente).

2.1.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ARENISCA “M-1”.

El estudio de las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen, en estado estático o de flujo, se denomina petrofísica. Las propiedades petrofísicas más importantes de una roca son: Porosidad, Permeabilidad, Saturación y Distribución de los Fluidos, Conductividad Eléctrica de los Fluidos y de la Roca, Estructura Porosa y Radioactividad.

Pero los tres más importantes conceptos en ingeniería de reservorio que concierne a ciertas propiedades físicas de la roca de reservorio y

de la distribución de los fluidos dentro de los límites de los poros de la roca de reservorio son:

- A) Porosidad**
- B) Permeabilidad**
- C) Saturación de los fluidos.**

Los datos sobre la permeabilidad relativas y saturación del campo y de los pozos seleccionados se presentan en la Tabla # 2.1 y 2.2.1 y 2.2.3, las Figuras # 2.2.1 y 2.2.3 de las permeabilidades de los pozos seleccionados

2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LA ARENISCA “M-1”.

En la perforación de los dos primeros pozos exploratorios se realizó el análisis de P.V.T el cual ha servido de guía para todos los demás pozos ya que las variaciones son mínimas a lo largo del yacimiento.

2.2.1 PARAMETRO P.V.T

Aparte de la determinación de los tres parámetros primario P.V.T como el Factor Volumétrico del Petróleo, Factor Volumétrico del Gas y la Razón de la Solución del Gas en el Petróleo, el análisis de laboratorio consiste en la medida o cálculos de la densidad de los fluidos, viscosidad, composición, etc.

En la tabla # 2.2.2 y 2.2.4 se presentan datos sobre los parámetros P.V.T, las Figuras # 2.2.2 y 2.2.4, en el anexo A1 se presenta los datos de los primeros pozos perforados.

2.3 MECANISMO DE EMPUJE EN EL YACIMIENTO.

La recuperación de petróleo del yacimiento se obtiene mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales los siguientes:

- 1) Expansión de la roca y de los líquidos.
- 2) Empuje por gas disuelto.
- 3) Empuje por capa de gas.
- 4) Empuje por agua.
- 5) Desplazamiento por segregación

En lo que respecta al Bloque 16 y la formación Napo M-1, el sistema presente de desplazamiento es de empuje por agua de fondo y lateral, una capa de gas esta presente pero el desplazamiento gravitacional en el mecanismo de es despreciable y no influye en el proceso de desplazamiento, ya que hay muy poca liberación de gas debido al mantenimiento de la presión por el acuífero.

A continuación se presenta la Tabla # 2.3 y Figura # 2.3 en la constan la presión vs tiempo.

2.4 CALCULO DEL PETROLEO ORIGINAL IN SITU.

El cálculo del petróleo original in situ en el campo Amo se lo realizó a través ⁽³⁾ de un modelo de simulación de reservorio realizado el 18 y 19 de septiembre de 1997 en las oficina de Dallas, para el yacimiento M-1. Este estudio nos permite conocer que las reservas in situ son 260.93 MMBP, teniendo como reservas recuperables 56,25 MMBP, contando con un factor de recuperación de 21,25 % de petróleo original.

Este estudio del yacimiento de las reservas han sido estimado hasta el año 2011, fecha en vence el contrato de la compañía YPF ECUADOR INC con el Estado Ecuatoriano

En la Tabla 2.4 se presentan la información sobre la características del yacimiento

**CAMPO AMO
YACIMIENTO “ M-1 “
PROPIEDADES PTROFISICAS PROMEDIO**

POZO	ZONA/PAGO FT	POROSIDAD %	SATURACION DE AGUA %	PERMEABILIDAD mD
AMO 1	63	21.11	21.30	3447
AMO OSO -1	66	21.81	37.72	3447
AMO OSO -2	38	21.77	21.37	3360
AMO OSO -3	56	23.47	54.93	4034
AMO OSO -4	69	22.00	42.54	4288
AMO OSO -6	18	25.9	37.6	3560
AMO 2	41	20.8	26.0	4025
AMO TIGRE -2	47	19.08	23.00	2325
AMO TIGRE -3	61	21.17	16.00	3255
AMO TIGRE -4	51	21.31	27.83	3744
AMO TIGRE -5	51	21.45	22.78	2834
AMO TIGRE -6	36	22.5	23.3	2935
AMO TIGRE -1	46	19.00	16.00	3355
AMO TIGRE -7	51	22.00	18.00	3100
AMO TIGRE -8	40	20.00	24.00	3250
AMO TIGRE -9	30	20.00	23.50	3850

Tabla # 2.1 Referencia (2)

**CAMPO AMO TIGRE 1
YACIMIENTO “ M-1 “
PERMEABILIDADES RELATIVAS.**

Swc 0.212
 Sor 0.25
 Kro 0.8
 Krw 0.3 uw/uo = 0.0125

SW	KRO	KRW	FW
0.212	0.8000	0.0000	0.0000
0.250	0.6910	0.0125	0.5908
0.300	0.5597	0.0342	0.8300
0.350	0.4422	0.0586	0.9138
0.400	0.3386	0.0850	0.9525
0.450	0.2488	0.1127	0.9735
0.500	0.1727	0.1417	0.9850
0.550	0.1106	0.1717	0.9920
0.600	0.0622	0.2027	0.9962
0.650	0.0276	0.2344	0.9985
0.700	0.0069	0.2669	0.9997
0.750	0.0000	0.3000	1.0000
1.000	0.0000	1.000	1.0000

TABLA # 2.2.1 Referencia (2)

POZO AMO TIGRE 1 , YACIMIENTO "M-1" PERMEABILIDADES RELATIVAS

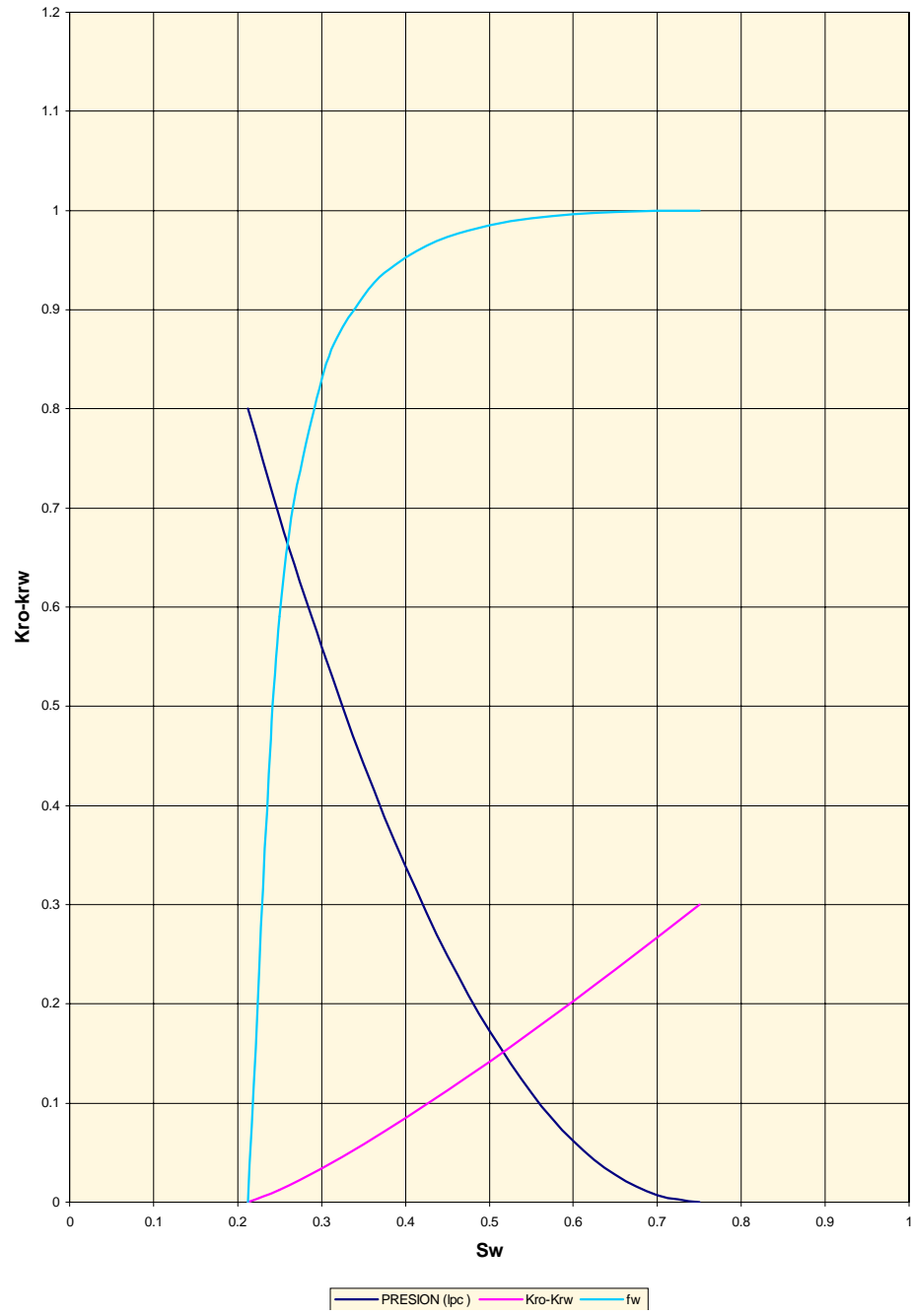


Figura 2.2.1 Referencia (2)

**CAMPO AMO, POZO TIGRE 1
YACIMIENTO M-1
DATOS P.V.T**

PRESION lpc	VISCOSIDAD Cp	FACTOR VOLUMETRICO DE FORMACION BY/BN
545	47.2	1.054
1000	50.8	1.052
2000	58.8	1.050
3000	66.7	1.047
4000	74.5	1.045

FLUIDOS DEL YACIMIENTO

PRESION DE BURBUJA lpca	API	GOR MPCN/BLS
545	17.6	54

TABLA # 2.2.2 Referencia (2)

POZO AMO TIGRE 1, YACIMIENTO "M-1" DATOS P.V.T.

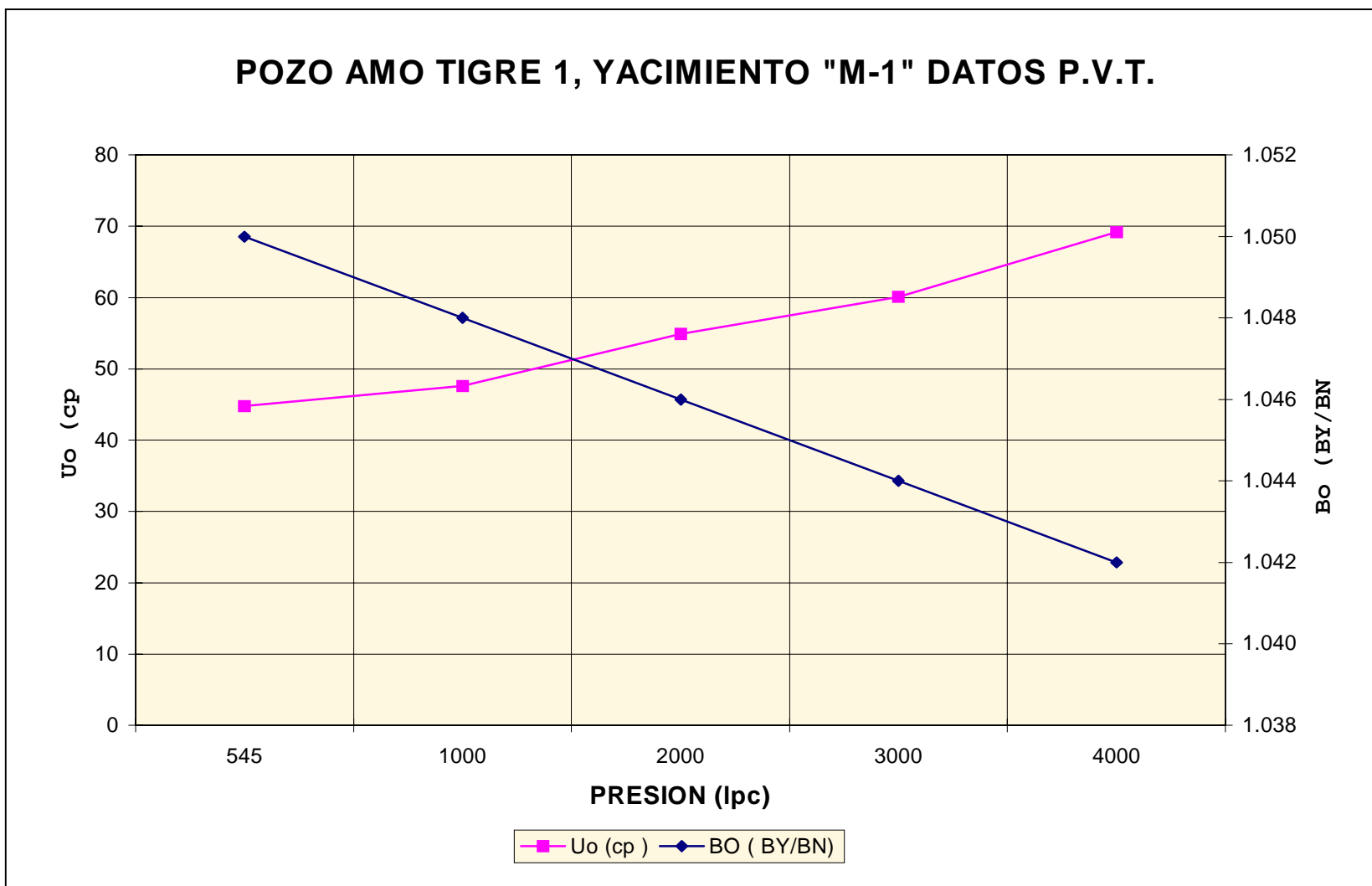


Figura 2.2.2

**POZO AMO, TIGRE 2
YACIMIENTO “ M-1 “
PERMEABILIDADES RELATIVAS.**

Swc 0.18
 Sor 0.22
 Kro 0.58
 Krw 0.25 uw/uo = 0.0125

SW	KRO	KRW	FW
0.180	0.5800	0.0000	0.0000
0.200	0.4710	0.0125	0.1235
0.250	0.3597	0.0383	0.5341
0.300	0.2865	0.0516	0.7548
0.350	0.1435	0.0724	0.8846
0.400	0.0613	0.1081	0.9365
0.450	0.0276	0.1356	0.9741
0.500	0.0069	0.1643	0.9903
0.550	0.0033	0.1982	0.9975
0.600	0.0009	0.2169	0.9997
0.650	0.0000	0.2500	1.0000
1.000	0.0000	1.0000	1.0000

TABLA # 2.2.3

POZO AMO TIGRE 2 , YACIMIENTO "M-1",PERMEABILIDADES RELATIVAS

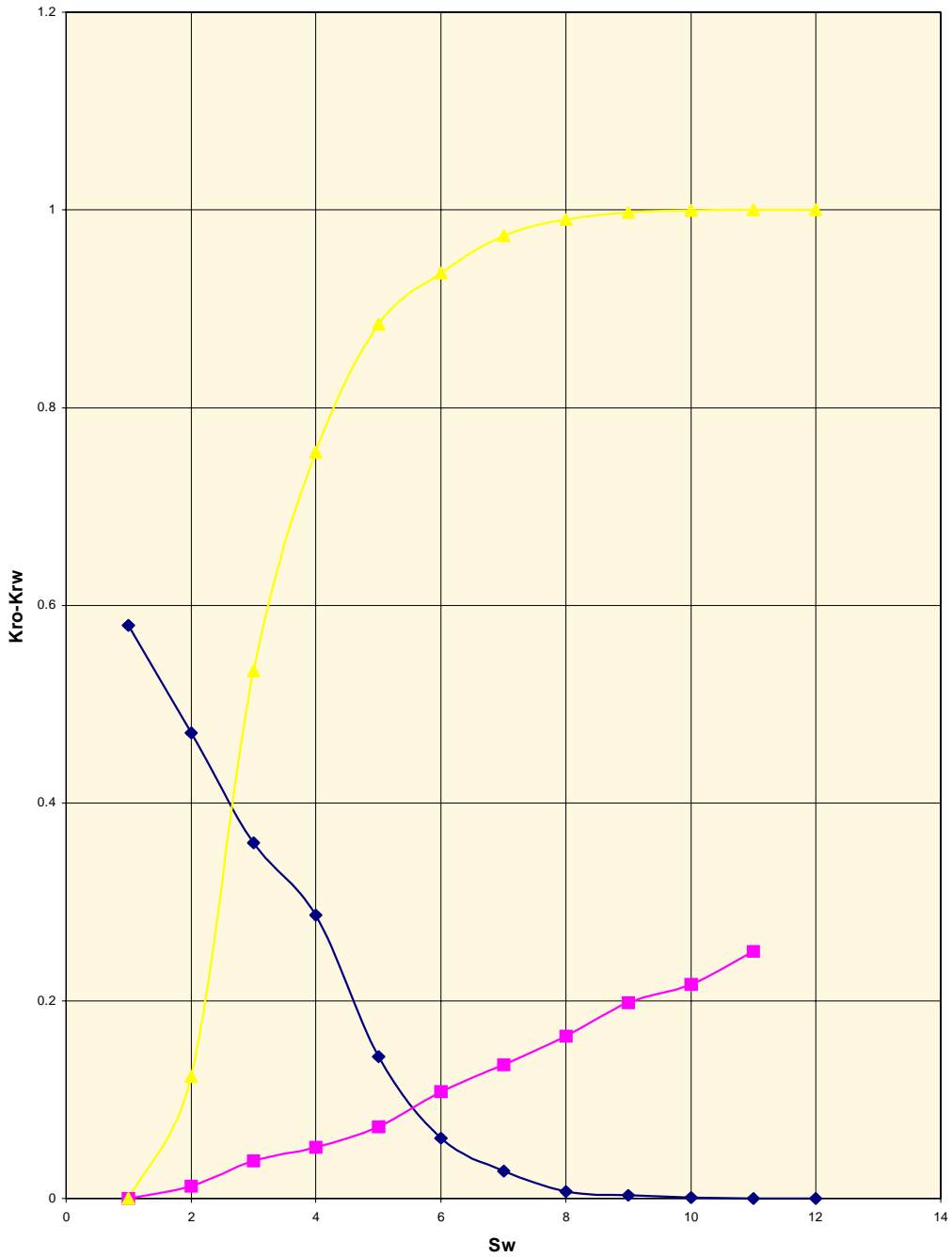


FIGURA 2.2.3 Elaborada en esta tesis

**POZO AMO TIGRE 2
YACIMIENTO " M-2 "
DATOS P.V.T.**

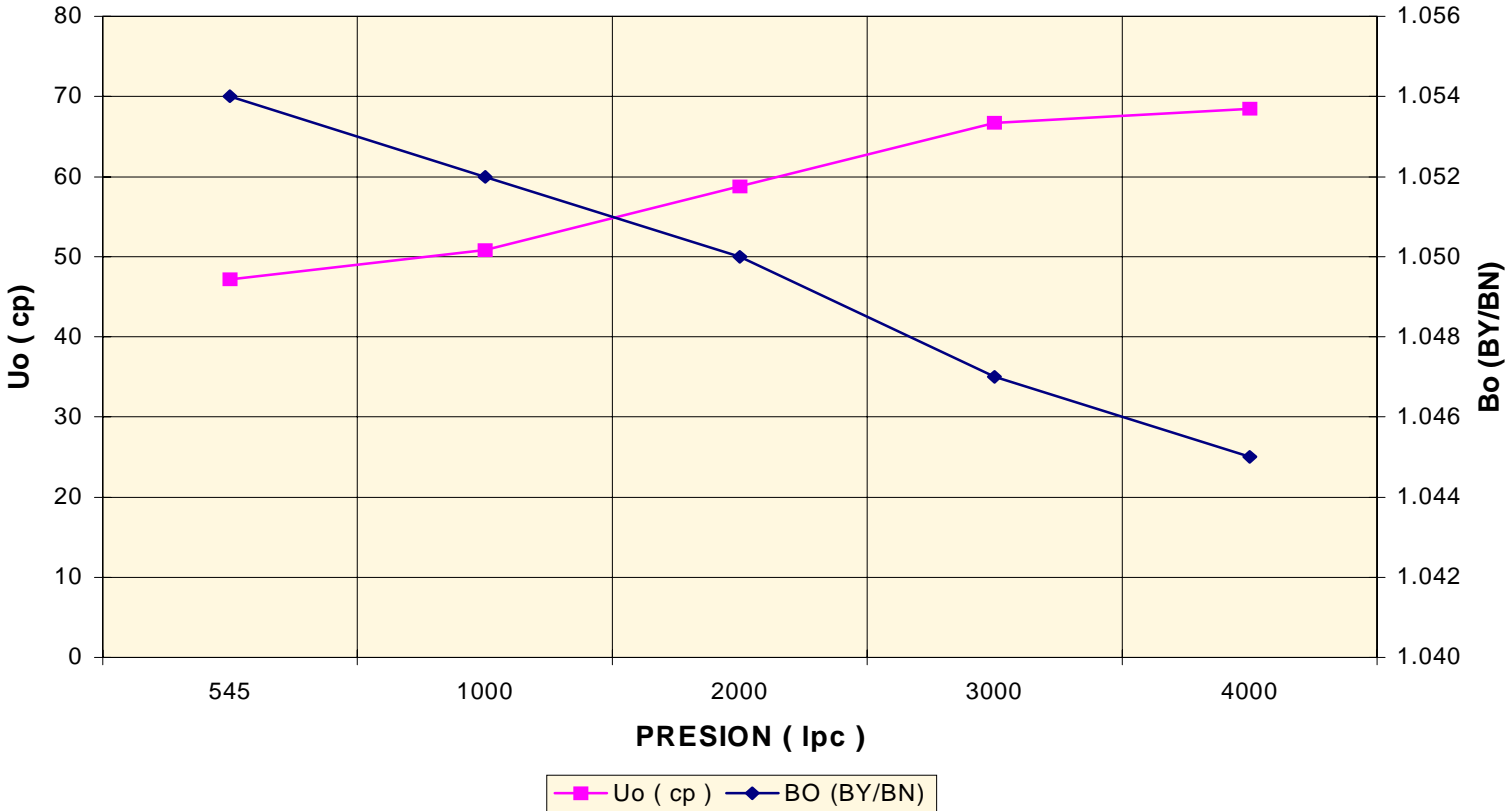
PRESION Ipc	VISCOSIDAD Cp	FACTOR VOLUMETRICO DE FORMACION BY/BN
545	44.8	1.050
1000	47.6	1.048
2000	54.9	1.046
3000	60.1	1.044
4000	69.2	1.042

FLUIDO DEL YACIMIENTO

PRESION DE BURBUJA Ipc_a	API	GOR MPCN/BLS
585	16.5	49

TABLA # 2.2.4

POZO AMO TIGRE 2 , YACIMIENTO "M-1", DATOS P.V.T.

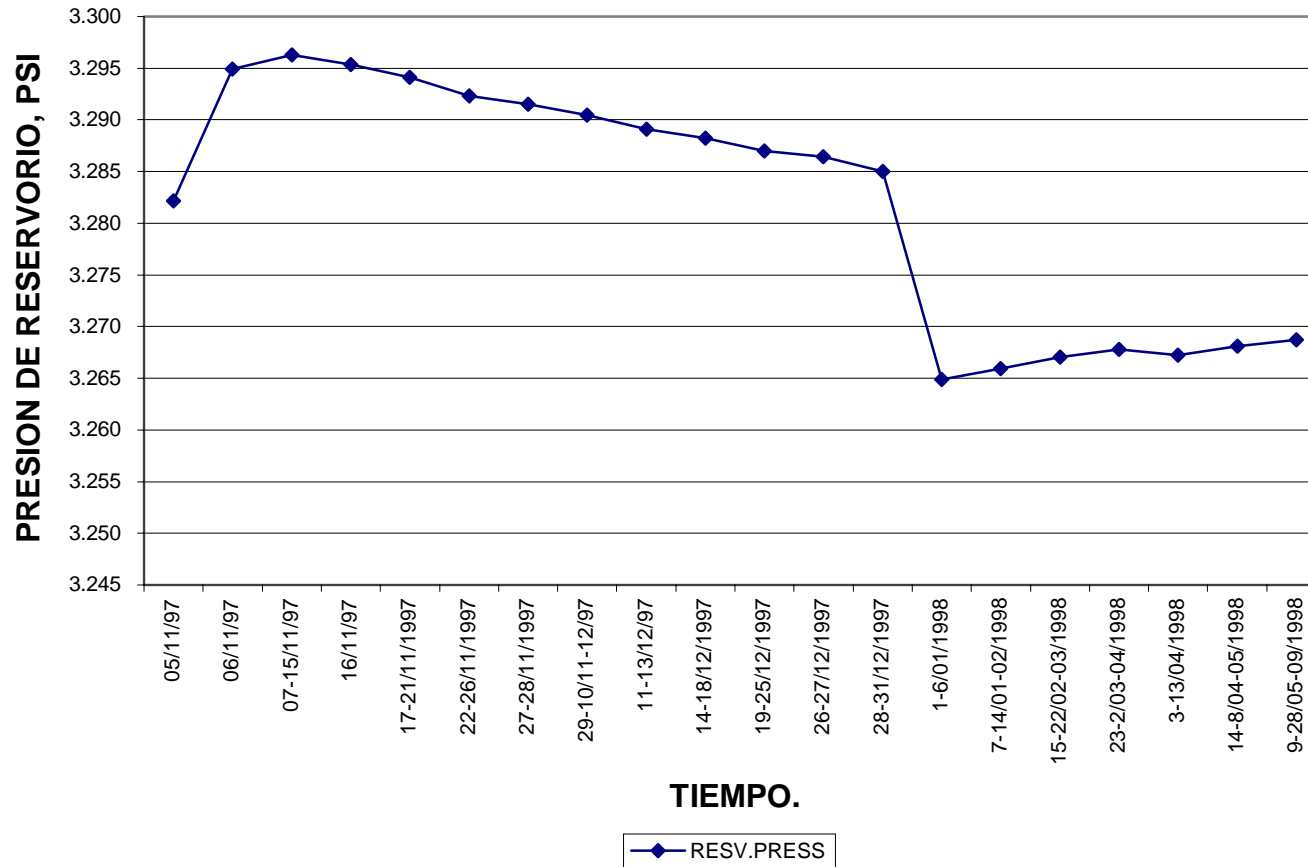


**CAMPO AMO POZO TIGRE 1
YACIMIENTO 2 M-1 “
DATOS DE PRESION**

fecha	Presion de reservorio (Psi)
05/11/97	3.282
06/11/97	3.295
07-15/11/97	3.296
16/11/97	3.295
17-21/11/1997	3.294
22-26/11/1997	3.292
27-28/11/1997	3.291
29-10/11-12/97	3.290
11-13/12/97	3.289
14-18/12/1997	3.288
19-25/12/1997	3.287
26-27/12/1997	3.286
28-31/12/1997	3.285
1-6/01/1998	3.265
7-14/01-02/1998	3.266
15-22/02-03/1998	3.267
23-2/03-04/1998	3.268
3-13/04/1998	3.267
14-8/04-05/1998	3.268
9-28/05-09/1998	3.269

TABLA 2.3 Información de la empresa

GRAFICO DE LA PRESION DE RESERVORIO DEL POZO TIGRE 1



**CAMPO AMO
YACIMIENTO “ M-1 “
RESERVAS Y FACTOR DE RECOBRO.**

YACIMIENTO	PETROLEO ORIGINAL IN SITU MMBP	RESERVAS MMBP	FACTOR DE RECOBRO %
M-1	260.93	56.25	21.25

El petróleo original in situ fue tomado del estudio de simulación del yacimiento efectuado en Sept de 1997

TABLA 2.4 Referencia (3)

CAPITULO III

CAPITULO III.

COMPLETACION DE LOS POZOS, HORIZONTAL Y DIRECCIONAL SELECCIONADOS.

3.1 INFORMACION GENERAL DE LOS POZOS.

Para tener una mejor comprensión de este capítulo , se presenta una información general de los pozos seleccionados , es decir que detallamos los puntos más importantes como: ubicación, perforación , completación y producción que nos dará referencia de base para la evaluación técnico – económica de la perforación horizontal y direccional en el campo Amo.

Los pozos Tigre 1 y Tigre 2 fueron seleccionados porque se cuenta con la mayor información disponible, y son los dos mejores pozos del campo, tanto horizontal como direccional

RESEÑA HISTORICA DEL POZO HORIZONTAL SELECCIONADO TIGRE 1.

El pozo Tigre 1 fue perforado como un pozo horizontal para desarrollar las reservas de la arenisca M-1, de la formación Napo.

Se inició la perforación de este pozo el 13 de septiembre de 1997, y alcanzo una profundidad de 9473 pies (7679 pies profundidad vertical verdadera). El pozo fue perforado verticalmente hasta la profundidad de 4975 pies, de este punto fue desviado y perforado hasta la profundidad total, con una dirección azimutal Norte 109 grados.

El punto de aterrizaje fue asentado dentro de la arenisca "M-1" unidad C dentro del casing de 9 5/8 a 8273 pies a la profundidad mwdida (MD), 7617 pies profundidad vertical total (TDV), 6873 pies SSTVA, con un ángulo de desviación de 81.9 grados. Desde este punto se perforó 1200 pies de arenisca la que presenta las siguientes propiedades:

Yacimiento M-1 (POZO HORIZONTAL).

Campo:

AMO

Pozo:	TIGRE 1
Sección horizontal:	1200 Pies
Presión del yacimiento:	3325 Psi
Espesor total:	46 Pies
Viscosidad (μ) :	48.9 cp
Porosidad (Φ) :	19 %
Factor volumétrico de formación (Bo):	1.079
Presión de burbuja (Pb):	505 Psi
Gravedad API:	16.9
Profundidad medida :	9473 Pies
Profundidad vertical verdadera :	7674 Pies
Desviación de la dirección azimutal norte :	109 Grados

Medida del hueco	}	26 pulg	0 pies a	128 pies.
		17 ½ "	128 " "	6110 "
		12 ¼ "	6110 " "	8273 "
		8 ½ "	8273 " "	9473 "
Medidas del casing	}	20 pulg	0 pies a	128 pies
		13 3/8 "	128 " "	6110 "
		9 5/8 "	6110 " "	8273 "
		7 "	8273 " "	9473 "

RESEÑA HISTORICA DEL POZO DIRECCIONAL AMO TIGRE 2.

El pozo Amo Tigre 2 fue perforado direccionalmente para evaluar las arenisca "U" y "M-1" de la formación Napo. La localización del fondo del pozo fue programada para penetrar la parte noreste del alto central de la estructura. Se inició la perforación de este pozo el 18 de marzo de 1995, y alcanzó una profundidad medida de 10500 pies (8706 pies profundidad vertical). El pozo fue perforado verticalmente hasta la profundidad de 1670 pies, desde este punto fue desviado y perforado hasta la profundidad total, con un ángulo promedio de 24 grados, en una dirección Norte 45 grados Este.

La arenisca "M-1" principal (Unidad C) fue penetrada a 6852 pies, esta unidad se presenta llena hasta la base con un espesor bruto de arena de petróleo de 54 pies. Las unidades "F" y "M-1" stringer (Unidad H) se encuentran presente de petróleo, presentándose llena hasta la base. El espesor neto saturado de las diferentes unidades presentes en la arenisca "M-1" es 82 pies, con una porosidad de 20.4 % y saturación de agua 26.4%.

Todas las profundidades referidas están basadas en los registros de dirección (Gyro surveys) corridos el 4 de julio 1995.

Yacimiento M-1 (Pozo direccional)

Campo:	Amo
Pozo:	Tigre 2
Presión del yacimiento:	3125 psi
Espesor total:	54 pies
Viscosidad (μ) :	72.4 cp
Porosidad \emptyset :	20.4 %
Factor Volumétrico de Formación Bo:	1.064
Presión de burbuja (Pb) :	583 psi
Gravedad API:	15
Profundidad medida:	10500 pies
Profundidad vertical verdadera:	8706 pies
Desviación de la dirección azimuthal norte:	24 grados
Saturación de agua Sw :	26.4 %

Medidas del hueco	}	26	pulg	0 pies a	128	pies
		17 ½	"	128 " "	3922	"
		12 ¼	"	3922 " "	9038	"
		8 ½	"	9038 " "	10500	"
Medidas del casing	}	20	Pulg	0 pies a	128	pies
		13 3/8	"	128 " "	3600	"
		9 5/8	"	3600 " "	8033	"

7 liner “ 8033 “ “ 9260 “

3.2 DISEÑO DE LA COMPLETACION EN EL POZO HORIZONTAL SELECCIONADO.

Para el diseño de la completación del pozo horizontal Tigre 1, se toman en cuenta ciertos parámetros , tales como: la corrida de registros eléctricos que nos permiten determinar el contacto agua-petróleo, las porosidades , vertical y horizontal, que se tomaron de los dos primeros pozos exploratorio Amo 1 y Amo 2, los cuales sirvieron de guía para todos los demás pozos a perforarse, etc. Además un factor muy importante a considerar es la producción de arena, ya que su control dá un buen funcionamiento del yacimiento, lo cual nos va a permitir que los equipos de fondo y de superficie no se deterioren rápidamente.

3.2.1 REGISTROS DE LA ZONA DE INTERES.

La toma de los registros eléctricos del pozo horizontal seleccionado, nos proporciona una buena información técnica con respecto a la zona

de interés. Por lo tanto, se analizarán los registros más apropiados para ejecutar estas operaciones, y los cuales son los siguientes: Gamma Ray, LWD, GST, MWD, de los cuales los tres últimos explicaremos brevemente sus funciones.

LOGGIN WILE DRILLING (LWD).—Se registra mientras se perfora, está cercanamente relacionado al MWD. El LWD provee mediciones de la formación ,mientras que el MWD provee datos de la mecánica de perforación y surveys.

Ambos tipos de datos se trasmite en tiempo real a la superficie, sin embargo los datos de LWD son de mejor resolución por que sus mediciones son almacenados en memoria de resistividad, gamma ray y profundidad.

GST.—Mide la resistividad en la formación y su instrumento esta ubicado junto a la broca, al igual que el gamma ray, que identifica la formación. Aquí tambien se mide el azimuthal para decisiones de navegación, lo cual nos da la inclinación de la broca para un control absoluto de la trayectoria.

MESURE WILE DRILLING (MWD):-- Nos provee el tiempo real de la toma de parámetros de la formación para posteriores correlaciones y análisis de presiones de poros incluyendo resistividad, densidad, porosidad y surveys en tiempo real de la formación, incluyendo inclinación azimuthal y tool face, permitiendo al perforador direccional llevar al pozo de la manera adecuada. Los datos de la mecánica de perforación en tiempo real, nos permite mejorar la eficiencia de la perforación, incluyendo peso sobre la broca y torque de fondo.

A continuación se detalla los parámetros más importantes de una perforación horizontal y direccional:

TOOL FACE.—Medida del ángulo de un tramo relativo del BHA con respecto al lado de arriba del pozo.

INCLINACION.—Medida de la desviación del pozo con respecto a la vertical.

AZIMUTH---Orientación del pozo relativa con respecto al norte de la tierra.

SURVEY---Para tomar esta medición hay que parar la perforación, bombas, etc. En el anexo A2 se indica el survey tomado al pozo Tigre 1.

En el anexo A3 se presentan los registros del pozo horizontal Tigre 1.

3.2.2 EVALUACION DEL POTENCIAL EN EL POZO HORIZONTAL.

Para realizar la evaluación del potencial en un pozo horizontal, se sigue el mismo procedimiento que para un pozo vertical; se debe obtener el índice de productividad, el cual nos permite saber que equipo de producción se baja al fondo del pozo.

A continuación se describe el procedimiento que se realizó en la prueba de producción:

EVALUACIÓN INICIAL DE PRODUCCIÓN CON BOMBEO HIDRAULICO (BOMBA JET).

DATOS GENERALES .

CAMPO: AMO

POZO: TIGRE 1 (pozo horizontal) Yac M-1

BOMBA:	tet, SL/SL, 2.81, H-14
PROF. ELEMENTOS:	7040 pies (MD); 6907 pies (TVD)
DATOS DEL POZO:	
SECCIÓN HORIZONTAL:	1200 pies
MITAD DEL INTERVALO:	7658 pies (TVD)
PRESION DEL YAC, Ipc:	2830 @ 6907' ; 3145 @ 7658' (MP-TVD)
ESPESOR TOTAL:	1200 pies
POROSIDAD ϕ:	19 %
VISCOSIDAD μ:	48.9 cp
FACTOR VOLUMEN DE FORMACION (B_o):	1.076
PR. PUNTO DE BURBUJA:	505 Lpc
GRAVEDAD API:	16.9

Se corrió 1000 ft de liner de 7 pulgada con un packer liner ZXP. Colgador liner HSR en la arena M-1 con 300 ft superpuesto. El liner se corrió con tubería lavada, una herramienta HR liner setting dog en caso se necesite lavarse hacia abajo. Una vez ensamblado en el fondo, el liner hgr-pkr se colocó en el pozo, y para luego ser circulado y lavado con agua. Para realizar la prueba de producción, se utilizó bomba jet del tipo: Tet, SL/SL, 2.81, H-14.

Para realizar la prueba de producción con bomba yet, se utilizó las siguientes herramientas:

- No-Go, niple de 3 ½ “ y 2.75”
- Slotted EUE de 10 ft pup de 3 ½ “
- Packer de producción R-3 de 9 5/8
- Joint de 3 ½ “ N-80 EUE
- No-Go niple 2.81” con una válvula standing de asentamiento Guiberson de 2.81” , con camisa deslizante (cerrada), de 3 ½ “ EUE colocada a los (+/- 7000 ft) tubing.
- Prueba de presión en el tubing a 4000 psi a cada 2000 ft. asentamiento del packer +/- 7000 ft y probar el anular con 1500 psi.
- Una línea de acero de alta presión de 2” se instaló desde el tanque - bomba hasta el tubing de 2” de alta presión, y donde se colocó una registradora de presión de dowell.
- Una válvula de 6000 lbs y una válvula Tiw, se necesitó para ser instalada sobre tope del tubing.
- Se probó presión en la línea de superficie y en el tubing a 5.000 psi, y en el anular a la línea de facilidades a 800 psi.
- Se utilizó una unidad de línea, un lubricador en la prueba de presión de 1000 psi, un retenedor de 2.81”, una válvula standing 2.81”, No-Go niple.

- Se corrió una herramienta shifting de 2.81” para abrir la camisa deslizante (standing). Se corrió 2 memory gauge, adaptado al memory gauge un No-Go niple 2.75”, se mantiene adelante del lubricador.
- Llenó con agua de formación el tubing, y se bajó la bomba Jet Guiberson I-17 y se esperó que la bomba jet asciende en la camisa deslizante.(Estar seguro que la camisa deslizable este abierta).
- Se empezó el bombeo con fluido de potencia (agua de producción de 8.5 ppg), hacia abajo del tubing y se monitoreó el retorno sobre el anular . La tasa de producción inicial desde el reservorio M-1 se mantuvo a 5.000 BFPD.
- Se chequeó el corte de agua y la producción de arena, antes que se estabilize el flujo a 10000 BFPD. Esta tasa debe ser determinada para encontrar el PI del pozo.

La máxima presión de inyección en el tubing esperada debe ser de 5.000 psi, y la máxima presión en el anular no debe exceder los 800 psi. La prueba debe ser hasta recobrar los 4.000 bls. de fluido de formación y cuando el PI este definido.

Después de realizar la prueba de producción con bomba Jet, se obtuvieron los siguientes resultados que se presentan al final del capítulo, Tabla 3.1

Una vez que la máxima tasa de producción posible es obtenido y el PI definido, se realizó la prueba de presión de build-up por 12 horas. Se reversó hidráulicamente hacia fuera la bomba jet. Si no hay éxito, la bomba jet debe ser pescada.

3.2.2.1 CALCULO DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD.

El cálculo del índice de productividad y la evaluación del comportamiento de producción para el pozo horizontal Tigre 1, se realizó con una bomba hidráulica jet, tipo SL/SL y medidores electrónicos al fondo del pozo. Los resultados obtenidos fueron utilizados para diseñar la completación del pozo con B:E:S.

Al final del capítulo se presenta la Tabla de datos 3.2 de los resultados obtenidos:

De la prueba de producción se obtuvo un promedio de 5700 BFPD y una presión estimada de 2815 LPC . Con una presión inicial del

yacimiento de 3145 Lpc a mitad del intervalo de interés, se obtuvo la siguiente curva de IPR para el pozo tigre 1, al final del capítulo se presenta la Figura 3.1

El IPR se calculó a través de la siguiente ecuación:

$IP = Q/\Delta P$; el cual nos da como resultado de 17.3 BFPD/psi

De la Figura 3.1 se establece una producción estimada de 25000 BFPD para una presión fluyente de 1500 lpc (1000 lpc por encima de la presión del punto de burbuja). Con el valor del índice de productividad 17.3 BFPD / lpc, se diseñó el equipo de completación definitivo del pozo.

3.3 DISEÑO DE COMPLETACION EN EL POZO DIRECCIONAL SELECCIONADO.

En el diseño de la completación del pozo direccional Tigre 2, se tomó los mismos procedimiento que para el pozo horizontal Tigre 1.

3.3.1 REGISTROS DE LA ZONA DE INTERES

Los registros que se tomarán en el pozo Tigre 2, son los siguientes: Gamma Ray, LWD, MWD, GST, etc, los cuales nos proporcionan la información necesaria del pozo.

En el anexo A4 se presenta los registros del pozo direccional Tigre 2

3.3.2 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EN EL POZO DIRECCIONAL SELECCIONADO.

Para realizar la evaluación del potencial en un pozo direccional se sigue el mismo procedimiento que para un pozo horizontal. Se tiene especificaciones con respecto al índice de producción, el cual da la pauta para saber que equipo se baja al fondo del pozo

A continuación se describe el procedimiento que se realiza en la prueba de producción

**EVALUACION INICIAL DE PRODUCCION CON BOMBEO
HIDRAULICO (BOMBA JET)**

DATOS GENERALES

CAMPO AMO
POZO: TIGRE 2 (pozo direccional), Yac M-1
BOMBA Tet, SL/SL, 2.81, H-14
PROF ELEMENTO

DATOS DEL POZO:

PRESION DE YACIMIENTO: 3125 PSI
ESPEJOR TOTAL 54 Pies
POROSIDAD Φ : 20.4 %
VISCOSIDAD μ : 72.4 cp
FACTOR VOLUMETRICO B_o : 1.064
PRESION DE BURBUJA : 583 Lpc
GRAVEDAD API: 15

- Se corrió un Shiting tool para abrir la camisa deslizable Guiberson de 2.81" . Se corrió dos memory gauges, adaptados el memory gauges sobre un No-Go niple de 2.75" y se manda delante del lubricador.

- Junto al slickline de la bomba Jet Guiberson, se bajó una camisa deslizable (estar seguro que la camisa este abierta). .
- Se bombeó con fluido de potencia (agua de producción de 8.5 ppg), hacia abajo por el tubing y monitorear el retorno sobre el anular, la tasa de producción inicial desde el reservorio M-1 debe estar por 6 horas a 3.000 BFPD, de un minimo posible de los orificios de la bomba jet y de las condiciones de reservorio, se chequeó el corte de agua y la producción de arena.

La máxima presión de inyección del fluido debe ser de 3.500 psi y la máxima presión en el anular no debe exceder los 800 psi. Una vez finalizada la prueba se recobró 4.000 bls. de agua de formación y se obtuvo el IPR. Luego se reversó hidráulicamente la bomba, si no hay éxito, se debe pescar la bomba jet con slickline.

- Se desacentó el Packer, circulando agua de producción de 8.4 ppg y se desplazó con fluido de completación.

Al final del capítulo, en la Tabla 3.3 se presenta los resultados obtenidos de la prueba de producción:

Una vez que la máxima tasa de producción posible es obtenido y el PI definido se cierra hacia abajo el bombeo y se monitorea y realiza la prueba de presión de build-up por 12 horas. Se reversa hidráulicamente la bomba jet. Si no hay éxito, la bomba jet debe ser pescada .

3.3.2.1 CALCULO DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Para el cálculo de índice de productividad y evaluar el comportamiento de la producción del pozo direccional Tigre 2 se realizó la evaluación con la bomba jet hidraulica tipo SL/SL y medidores electronicos al fondo del pozo, esto se lo hace con la finalidad de poder diseñar la completación mas apropiada.

Al final del capítulo se presenta la Tabla 3.4 con los resultados obtenidos:

De los resultados se obtuvo un promedio de 6600 BFPD y una presión estimada de flujo de 2223 lpc. Con una presión inicial de yacimiento de 3125 lpc, se obtuvo la siguiente curva de IPR, al final del capítulo se presenta la Figura 3.2.

El IPR se calculó a través de la siguiente ecuación :

$IP = Q_t / \Delta P$, él cual da como resultado 4.33 BFPD / Lpc.

De la Figura 3.2 se establece una producción estimada de 7000 BFPD para una presión fluyente de 1650 lpc (1475 lpc por encima de la presión del punto de burbuja).

El valor del índice de productividad de 4.33 BFPD/lpc se ha utilizado para diseñar el equipo que será utilizado en la completación definitiva del pozo.

3.4 SELECCIÓN DEL EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

Después de haber obtenido los IP de los pozos seleccionados y teniendo en cuenta las características del yacimiento (crudo pesado 16.5 API), se tomó la decisión de bajar B.S.E., que por la experiencia que se tiene de los demás pozos completados y tratándose de crudo pesado, es lo mejor para operar este tipo de yacimiento. Dependiendo del PI, se tiene ciertas especificaciones de la bomba:

Si	PI < 5	se coloca una ESP JN 13000.
	5 < PI < 15	KC 2000 / HC 19000 que va en el casing 9 5/8

PI > 15

KC 2000 que va en el casing 13 3/8

A continuación se detalla los parámetros que se toman en cuenta para el diseño del equipo. B. E. S. que va ha ser colocado en el pozo.

- **DATOS BASICOS** .- Colectar y analizar datos que serán utilizados en el diseño.
- **CAPACIDAD DE PRODUCCION** .- Determinar la productividad del pozo a la profundidad de asentimiento deseada.
- **CALCULOS DE GAS** .- Calcular los volúmenes de los fluidos, incluyendo el gas a las condiciones de la succión de la bomba.
- **CABEZA DINAMICA TOTAL**.- Determinar la descarga de bombeo requerida.
- **TIPO DE BOMBA** .- Es importante seleccionar el tipo de bomba que tendrá la más alta eficiencia para la tasa del fluido deseada.
- **TAMAÑO OPTIMO DE LOS COMPONENTES** .- Seleccionar el tamaño adecuado de la bomba, el motor, el protector y chequear las limitaciones de los componentes.
- **CABLE ELECTRICO** .- Seleccionar el correcto tipo y tamaño de cable.
- **ACCESORIOS Y EQUIPO OFICIAL** .- Escoger el controlador del motor, transformador, cabezal, tubing, y accesorios.

- **SISTEMA DE VARIACION DE FRECUENCIA (VSD).**- Adiciona flexibilidad al poder seleccionar la velocidad del sistema de bombeo electrosumergible.

La selección del equipo electrosumergible se lo realizó utilizando un programa de computación llamado Wellflo, que es un programa diseñado para la simulación de flujo, ya sea en la superficie como en el interior del pozo. Con este programa se puede variar la configuración del sistema de producción y desarrollar un sistema de bombeo adecuado para las necesidades de cada pozo, y se puede realizar un análisis nodal de las presiones parciales de un sistema de flujo, desde el yacimiento , hasta los tanque de almacenamiento.

En el anexo A5 se presenta la corrida del programa de computación, para la selección de las bombas que seran usadas en los pozos seleccionados.

3.5 DIAGRAMAS DE COMPLETACION DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

Al final del capítulo, se presentan las Figuras de los diseños de completación de los pozos seleccionados, es decir con el sistema de

levantamiento artificial, que para nuestro caso es, el de Bombeo Eléctrico-Sumergible

RESULTADO DE LA PRUEBA CON LA BOMBA JET, POZO TIGRE 1

PI	Injection Pressure (psi)	Injection Volume (BFPD)	Horse Power	Production Rate (BFPD)	Pumping BHP (psi)
10.00	5,066	7,956	761	10,000	2,246

Tabla 3.1 Información de la empresa

**RESULTADO DE LA PRUEBA DE PRODUCCION
POZO TIGRE 1**

Hora	BSW (%)	Presión Fluyente (LPC)	Tasa de Producción (BFPD)
03:39		2830	Bajando bomba jet
04:45		2710	Comienza inyección de agua
05:00		2671	0
07:00	70	2618	5232
09:00	55	2604	5280
11:00	23	2595	5568
13:00	32	2586	5736
15:00	24	2579	5688
18:00	24	2570	5616
21:00	24	2561	5496
24:00	24	2554	5712

Tabla 3.2 Información de la empresa

CURVA DE IPR, POZO TIGRE 1, HORIZONTAL

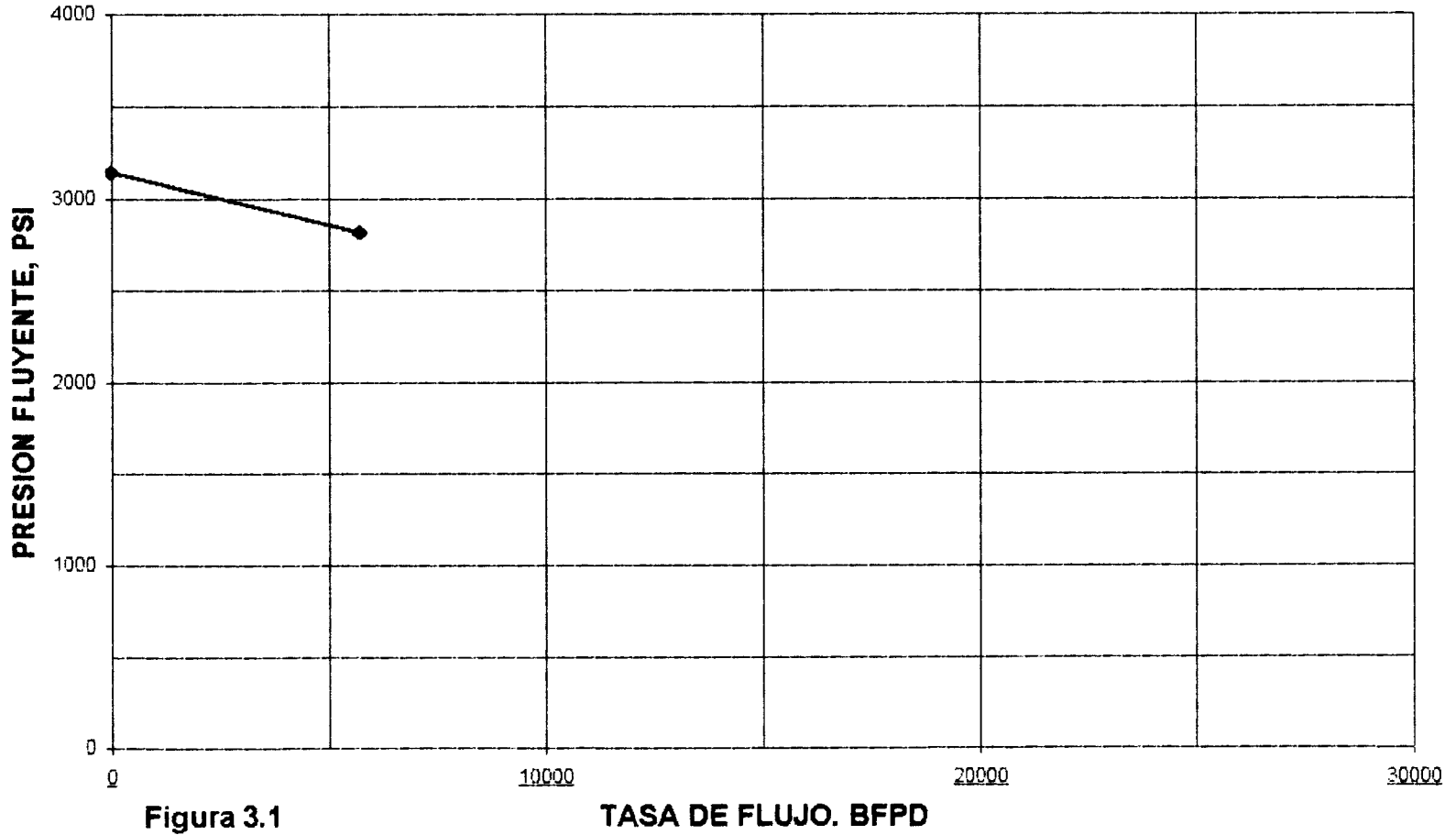


Figura 3.1

TASA DE FLUJO, BFPD

RESULTADO DE LA BOMBA JET, POZO TIGRE 2

PI	Injection Pressure (psi)	Injection Volume (BFPD)	Horse Power	Production Rate (BFPD)	Pumping BHP (psi)
4.00	3,066	4,956	761	10,000	2,246

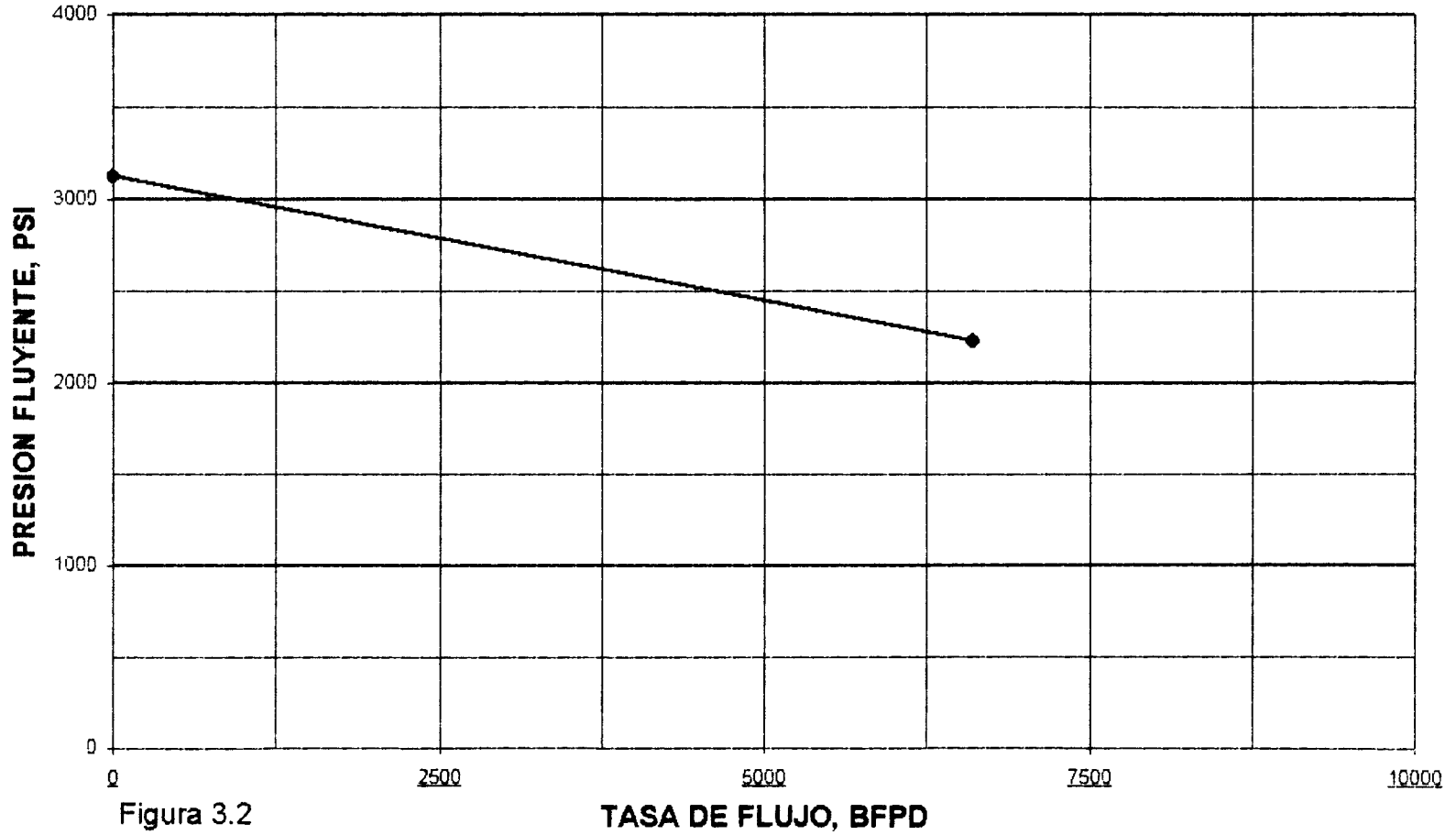
Tabla 3.3 Información de la empresa

RESULTADO DE LA PRUEBA DE PRODUCCION POZO TIGRE 2
--

Hora	BSW (%)	Presión Fluyente (LPC)	Tasa de Producción (BFPD)
00:00		2274	Bajando bomba jet
02:00		2360	3312
03:00	51.54	2243	3819
04:00	3.23	2228	3884
05:00	7.00	2216	3936
06:00	3.71	2208	3971
07:00	9.90	2201	4001
08:00	4.56	2198	4014
09:00	2.17	2201	4001
10:00	5.80	2189	4053
11:00	1.71	2183	4079
12:00	4.06	2174	4118

Tabla 3.4 Información de la empresa

CURVA DE IPR, POZO TIGRE 2, DIRECCIONAL.



CAPITULO IV

CAPITULO IV

ANALISIS COMPARATIVO DE PRODUCCION EN LOS POZOS HORIZONTAL Y DIRECCIONAL SELECCIONADO.

Para tener un criterio técnico de los pozos seleccionados, se toma como referencia la historia de producción del campo AMO. Luego se analiza la producción de cada pozo seleccionado, en la cual se hace una evaluación comparativa de producción de fluido total, petróleo y agua. Además se presenta el análisis comparativo de la producción acumulativa de cada uno de los pozos.

4.1.1 HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO AMO

La producción del Campo Amo comienza el 13 de diciembre de 1994, con el pozo perforado Amo 1, siguiendo un segundo pozo el Amo 2, los cuales

fueron para el yacimiento, los pozos exploratorios. Siguiendo más adelante con el programa de desarrollo del campo, donde se perforaron pozos verticales, direccionales u horizontales.

Las tablas de producción que presentamos del campo Amo, son las siguientes: Producción de Fluido Total vs Tiempo, Producción de Petróleo vs Tiempo y Producción de Agua vs Tiempo: además se muestra la Tabla de corte de agua del campo. Estas Tablas nos permiten elaborar las Figuras, las cuales servirán para el análisis cuantitativo y cualitativo de la historia de producción del campo Amo. Se puede apreciar que desde diciembre de 1994 hasta diciembre de 1998, se obtienen: un corte de agua promedio del 72 % y un corte de petróleo del 28 %. Esto nos indica que hay un problema serio en la producción de agua de formación, y esta agua es tratada para luego ser inyectada al mismo campo.

**CAMPO AMO
YACIMIENTO M-1
PRODUCCION DE FLUIDO TOTAL DEL CAMPO**

FECHA	BTPM
13-31/12/94	82641
01-31/01/95	166235
01-28/02/95	225672
01-31/03/95	341108
01-30/04/95	314760
01-31/05/95	305605
01-30/06/95	342186
01-31/07/95	472058
01-31/08/95	546929
01-30/09/95	582456
01-31/10/95	631264
01-30/11/95	623391
01-31/12/95	558015
01-31/01/96	423401
01-28/02/96	273237
01-31/03/96	897524
01-30/04/96	840793
01-31/05/96	705784
01-30/06/96	959235
01-31/07/96	832131
01-31/08/96	915327
01-30/09/96	702573
01-31/10/96	676020
01-30/11/96	590126

01-31/12/96	918782
01-31/01/97	1139800
01-28/02/97	871612
01-31/03/97	1155147
01-30/04/97	1149265
01-31/05/97	1188633
01-30/06/97	1125238
01-31/07/97	565081
01-31/08/97	902871
01-30/09/97	842301
01-31/10/97	662603
01-30/11/97	940331
01-31/12/97	1123728
01-31/01/98	1388181
01-28/02/98	546403
01-31/03/98	629162
01-30/04/98	617671
01-31/05/98	787281
01-30/06/98	920357
01-31/07/98	650413
01-31/08/98	687643
01-30/09/98	702607
01-31/10/98	436181
01-30/11/98	722954
01-31/12/98	633244

TABLA 4.1.1

CAMPO AMO, YACIMIENTO M-1, PRODUCCION DE FLUIDO TOTAL

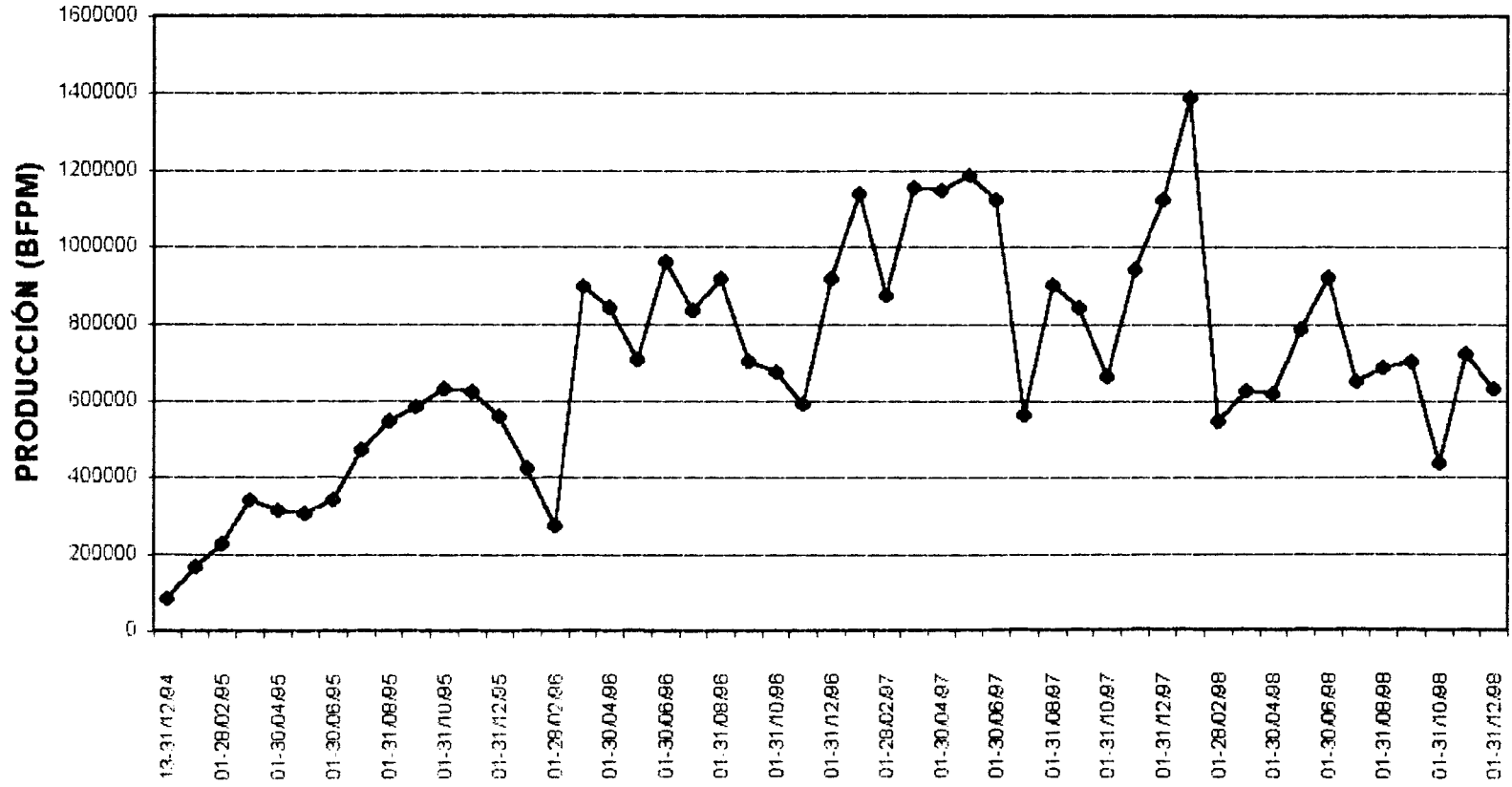


Figura 4.1.1

TIEMPO (MENSUAL)

**CAMPO AMO
YACIMIENTO “ M-1 “
PRODUCCION DE PETROLEO**

FECHA	BPPM
13-31/12/94	61385
01-31/01/95	43316
01-28/02/95	43983
01-31/03/95	47740
01-30/04/95	40279
01-31/05/95	29750
01-30/06/95	61666
01-31/07/95	180209
01-31/08/95	220901
01-30/09/95	169540
01-31/10/95	180102
01-30/11/95	126922
01-31/12/95	137572
01-31/01/96	72405
01-28/02/96	42737
01-31/03/96	131359
01-30/04/96	123203
01-31/05/96	110462
01-30/06/96	129735
01-31/07/96	127763
01-31/08/96	103384
01-30/09/96	86745
01-31/10/96	82292
01-30/11/96	73456

01-31/12/96	104744
01-31/01/97	109093
01-28/02/97	78001
01-31/03/97	100032
01-30/04/97	96489
01-31/05/97	95299
01-30/06/97	87970
01-31/07/97	51970
01-31/08/97	110602
01-30/09/97	149302
01-31/10/97	168834
01-30/11/97	480314
01-31/12/97	469150
01-31/01/98	488252
01-28/02/98	165546
01-31/03/98	170401
01-30/04/98	142752
01-31/05/98	142009
01-30/06/98	128494
01-31/07/98	89695
01-31/08/98	111295
01-30/09/98	93790
01-31/10/98	30709
01-30/11/98	84801
01-31/12/98	57787

TABLA 4.1.2

CAMPO AMO, YACIMIENTO M-1, PRODUCCION DE PETROLEO

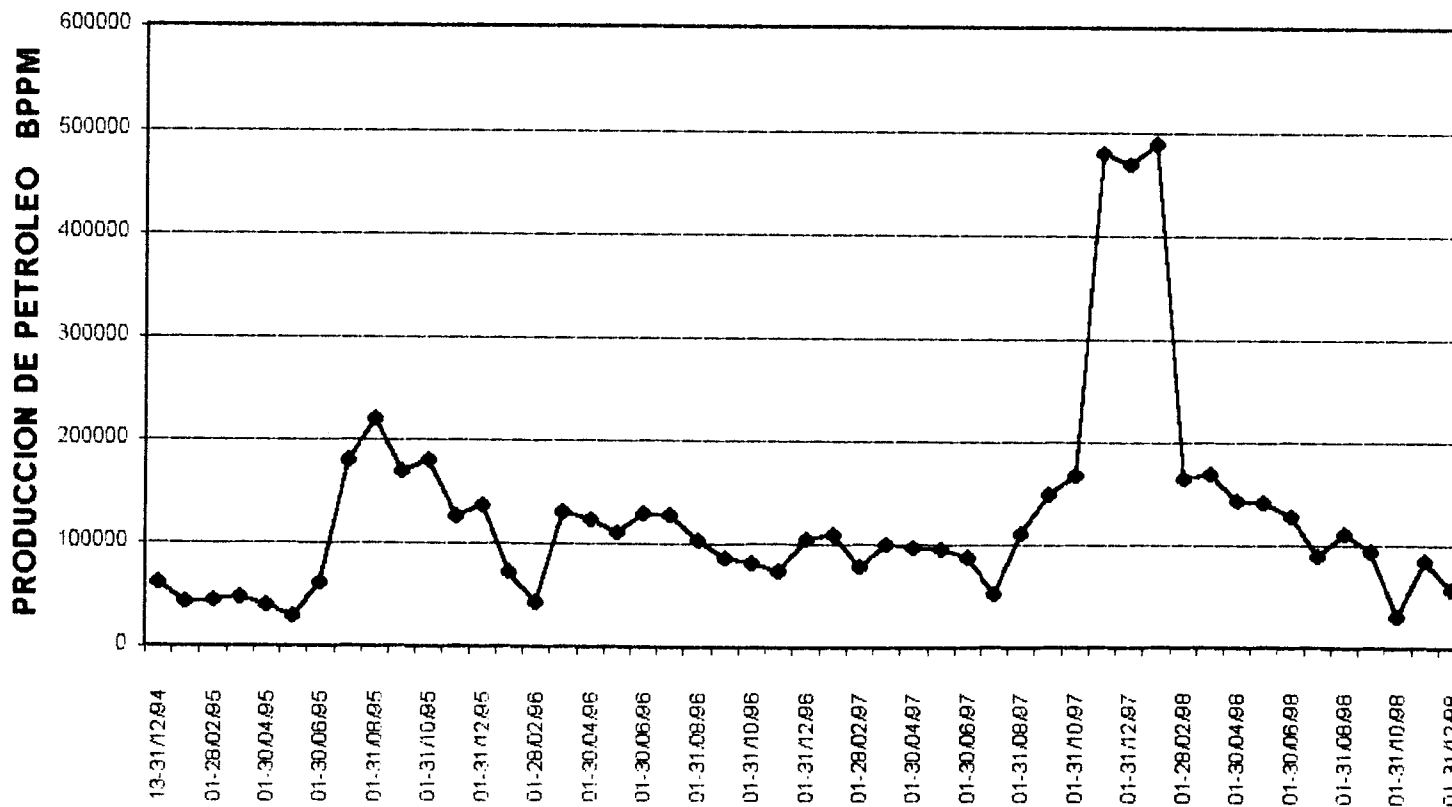


Figura 4.1.2

TIEMPO (MENSUAL)

CAMPO AMO YACIMIENTO “ M-1 “ PRODUCCION DE AGUA
--

FECHA	BAPM
13-31/12/94	21256.03
01-31/01/95	122919.24
01-28/02/95	181689.12
01-31/03/95	293367.69
01-30/04/95	274480.9
01-31/05/95	275854.36
01-30/06/95	280519.21
01-31/07/95	291849.16
01-31/08/95	326028.06
01-30/09/95	412915.91
01-31/10/95	451162.38
01-30/11/95	496469.18
01-31/12/95	420443.08
01-31/01/96	350996.38
01-28/02/96	230499.47
01-31/03/96	766164.56
01-30/04/96	717589.97
01-31/05/96	595321.41
01-30/06/96	829500.06
01-31/07/96	704368.83
01-31/08/96	811943.33
01-30/09/96	615828.05
01-31/10/96	593728.6

01-30/11/96	516670.43
01-31/12/96	814038.6
01-31/01/97	1030707.54
01-28/02/97	793610.59
01-31/03/97	1055114.92
01-30/04/97	1052775.52
01-31/05/97	1093333.84
01-30/06/97	1037268.06
01-31/07/97	513111.52
01-31/08/97	792268.88
01-30/09/97	692999.4
01-31/10/97	493769.56
01-30/11/97	460016.85
01-31/12/97	654577.556
01-31/01/98	899928.98
01-28/02/98	380856.901
01-31/03/98	458760.85
01-30/04/98	474918.858
01-31/05/98	645271.285
01-30/06/98	791862.29
01-31/07/98	560718
01-31/08/98	576348
01-30/09/98	608817
01-31/10/98	405471.264
01-30/11/98	638152.815
01-31/12/98	575457.722

TABLA 4.1.3

CAMPO AMO, YACIMIENTO M-1, PRODUCCION DE AGUA.

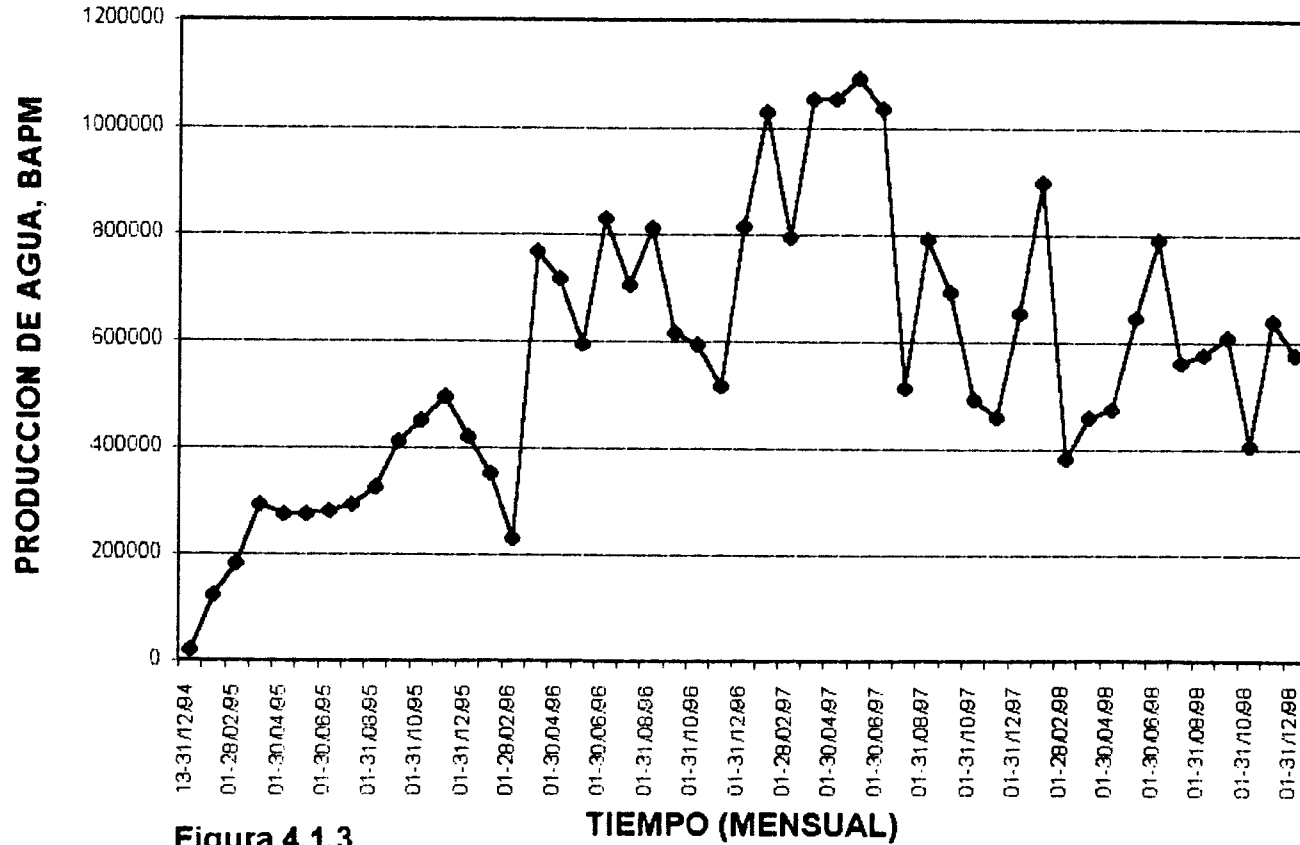


Figura 4.1.3

**CAMPO AMO
YACIMIENTO M-1
PORCENTAJE DE AGUA**

FECHA	PORCENTAJE DE AGUA
13-31/12/94	26.61%
01-31/01/95	68.09%
01-28/02/95	42.84%
01-31/03/95	55.51%
01-30/04/95	83.46%
01-31/05/95	90.21%
01-30/06/95	74.08%
01-31/07/95	59.72%
01-31/08/95	50.90%
01-30/09/95	61.24%
01-31/10/95	66.26%
01-30/11/95	79.32%
01-31/12/95	74.27%
01-31/01/96	81.50%
01-28/02/96	82.20%
01-31/03/96	85.93%
01-30/04/96	85.39%
01-31/05/96	85.26%
01-30/06/96	87.50%
01-31/07/96	85.57%
01-31/08/96	90.02%
01-30/09/96	85.48%
01-31/10/96	89.25%
01-30/11/96	86.93%

01-31/12/96	89.18%
01-31/01/97	91.40%
01-28/02/97	91.97%
01-31/03/97	92.00%
01-30/04/97	92.09%
01-31/05/97	92.59%
01-30/06/97	92.67%
01-31/07/97	92.15%
01-31/08/97	78.83%
01-30/09/97	63.88%
01-31/10/97	42.00%
01-30/11/97	41.54%
01-31/12/97	62.92%
01-31/01/98	53.13%
01-28/02/98	70.07%
01-31/03/98	72.89%
01-30/04/98	76.81%
01-31/05/98	80.22%
01-30/06/98	82.05%
01-31/07/98	84.26%
01-31/08/98	83.81%
01-30/09/98	85.93%
01-31/10/98	90.04%
01-30/11/98	88.26%
01-31/12/98	90.94%

TABLA 4.1.4

CAMPO AMO, YACIMIENTO "M-1", CORTE DE AGUA

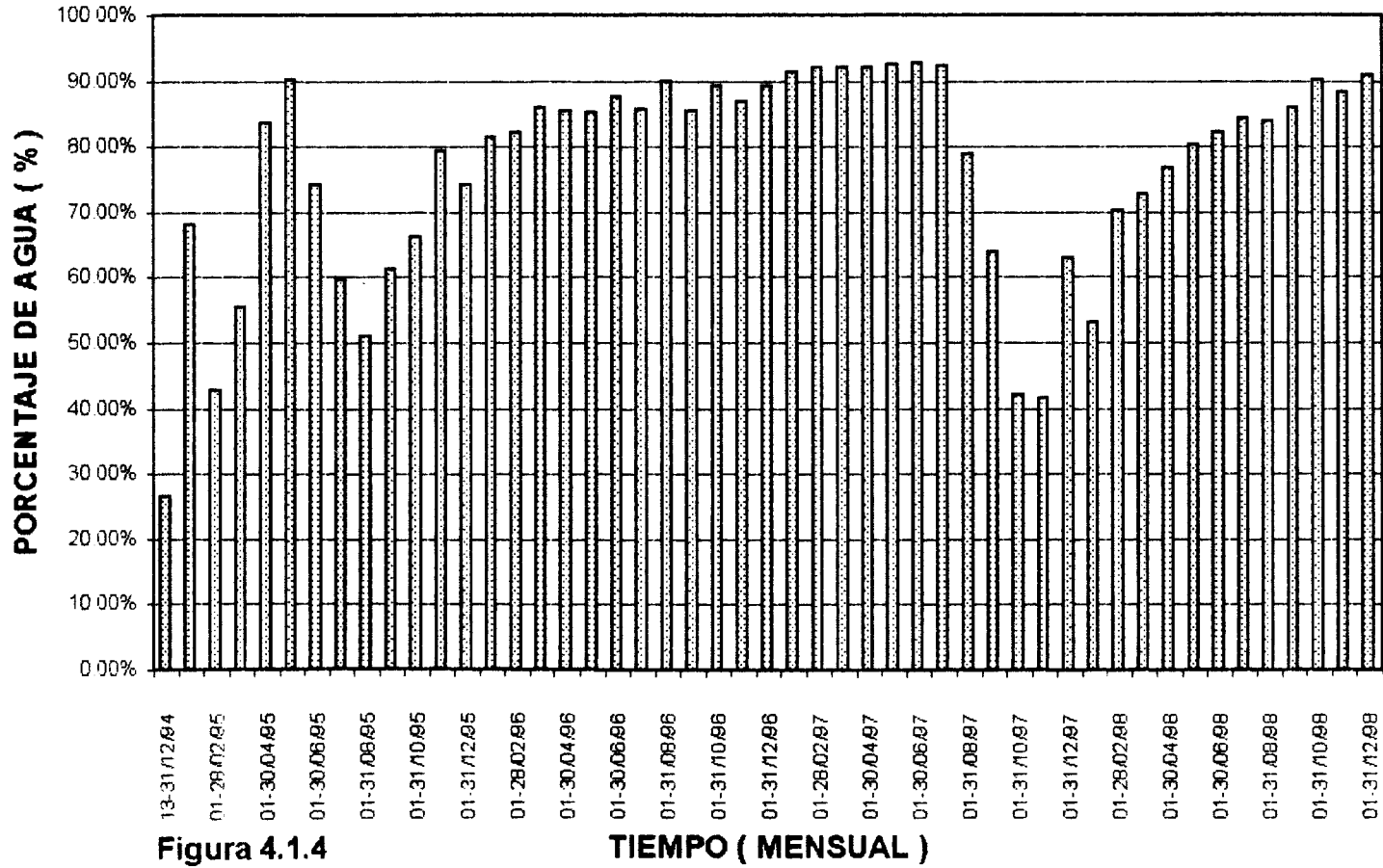


Figura 4.1.4

4.2 ANALISIS COMPARATIVO DE LA PRODUCCION DE LOS POZOS SELECCIONADOS HORIZONTAL Y DIRECCIONAL.

Al hacer el análisis comparativo de la producción de los pozos seleccionados Tigre 1 y Tigre 2, hay que resaltar que el tiempo de producción es diferente, el pozo Tigre 1, cominza su producción en diciembre de 1997, y el pozo Tigre 2, su producción empezó en julio de 1995

Para fines del análisis comparativo – técnico, la comparación en tiempo desfasadoa puede ser provechosa, ya que nos permitirá la identificar cual perforación será más exitosa para la producción de crudo pesado.

Si se compara las Tablas de producción de petróleo y de agua del pozo Tigre 1 y Tigre 2, se puede apreciar que el pozo Tigre 1, tiene una producción mayor a la del Tigre 2, esto se debe que el pozo horizontal tiene una mayor área de producción, la cual demuestran claramente las Figuras al final del capítulo.

**CAMPO AMO, POZO TIGRE 1
YACIMIENTO M-1
PRODUCCION DE FLUIDO TOTAL**

FECHA	BPPM
05-30/11/97	458728
01-31/12/97	624302
01-31/01/98	668531
01-28/02/98	546403
01-31/03/98	629162
01-30/04/98	617671
01-31/05/98	662262
01-30/06/98	615518
01-31/07/98	509675
01-31/08/98	687643
01-30/09/98	625911

TABLA 4.2.1

CAMPO AMO, POZO TIGRE 1, YACIMIENTO M-1, PRODUCCION DE FLUIDO TOTAL

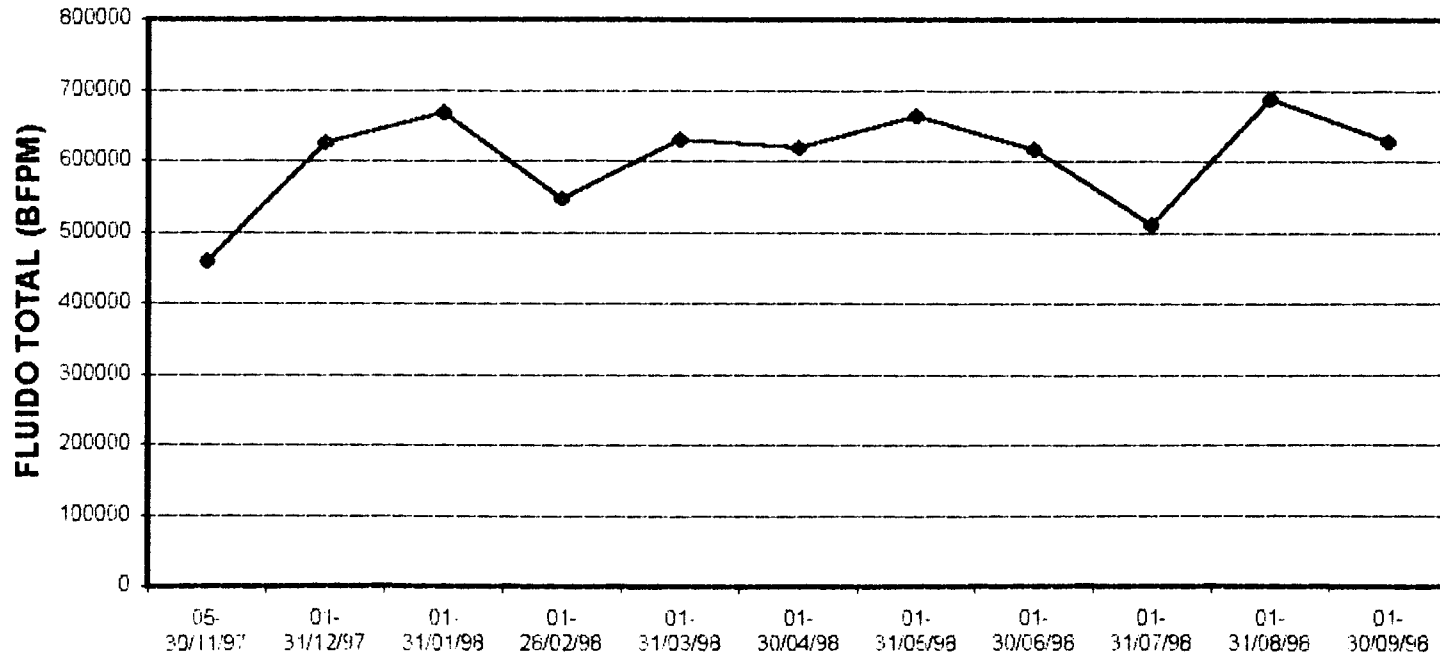


Figura 4.2

TIEMPO (MENSUAL)

**CAMPO AMO, POZO TIGRE 1
YACIMIENTO M-1
PRODUCCION DE PETROLEO**

FECHA	BPPM
05-30/11/97	326595
01-31/12/97	311914
01-31/01/98	222825
01-28/02/98	165546
01-31/03/98	170401
01-30/04/98	142752
01-31/05/98	133261
01-30/06/98	112899
01-31/07/98	82429
01-31/08/98	111295
01-30/09/98	89514

TABLA 4.2.2

CAMPO AMO, POZO TIGRE 1, YACIMIENTO M-1, PRODUCCION DE PETROLEO.

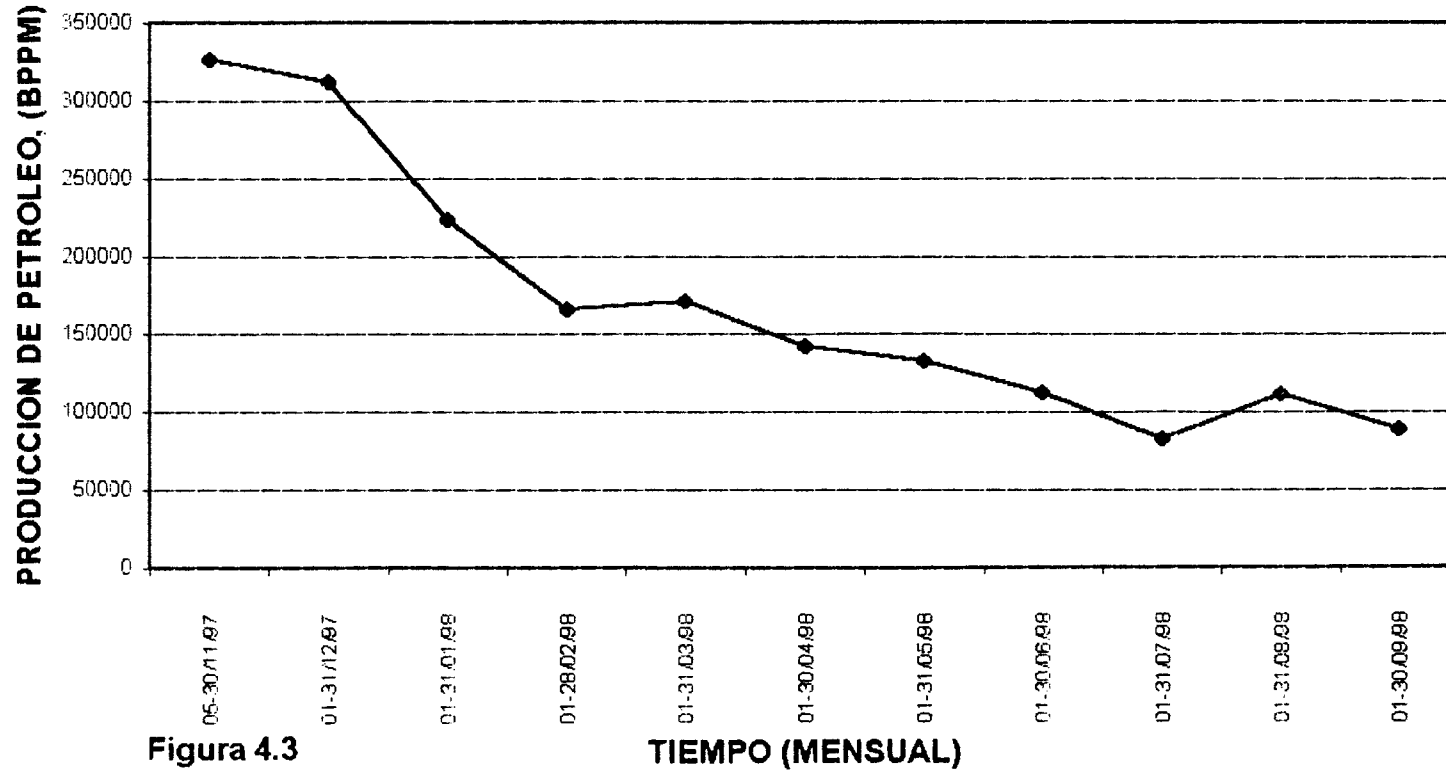


Figura 4.3

**CAMPO AMO, POZO TIGRE 1
YACIMIENTO “ M-1 “
PRODUCCION DE AGUA,**

FECHA	BAPM
05-30/11/97	132133
01-31/12/97	312388
01-31/01/98	445706
01-28/02/98	380857
01-31/03/98	458761
01-30/04/98	474919
01-31/05/98	529000
01-30/06/98	502618
01-31/07/98	427246
01-31/08/98	576348
01-30/09/98	536397

TABLA 4.2.3

CAMPO AMO, POZO TIGRE 1, YACIMIENTO M-1, PRODUCCION DE AGUA

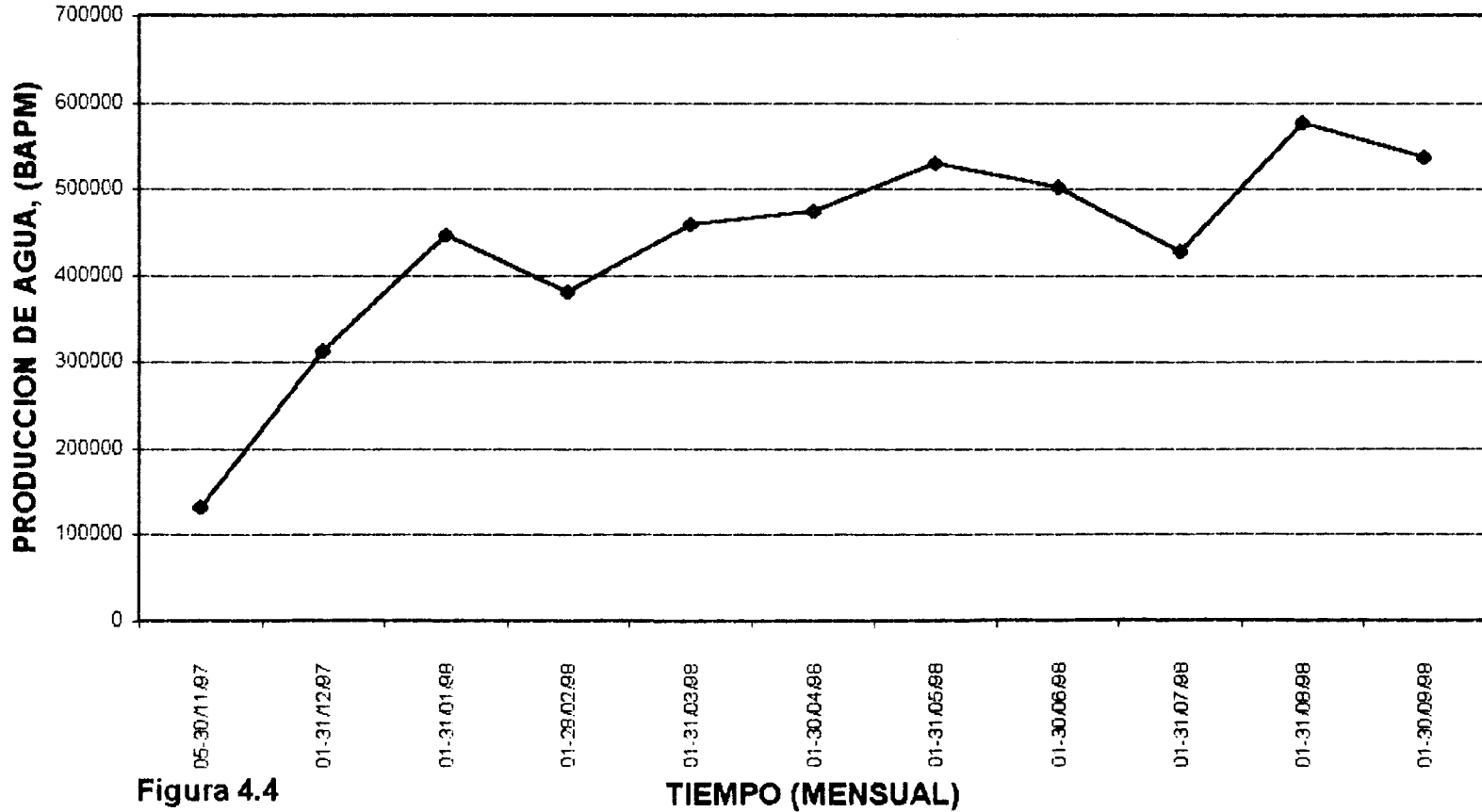


Figura 4.4

**CAMPO AMO, POZO TIGRE 2
YACIMIENTO M-1
PRODUCCION DE FLUIDO TOTAL**

FECHA	BTPM
31/01/95	0
28/02/95	0
31/03/95	0
30/04/95	0
31/05/95	0
30/06/95	0
31/07/95	34911
31/08/95	34942
30/09/95	34972
31/10/95	35003
30/11/95	35033
31/12/95	35064
29/02/96	35124
31/03/96	35155
30/04/96	35185
31/05/96	35216
30/06/96	35246
31/07/96	35277
31/08/96	35308
30/09/96	35338
31/10/96	35369
30/11/96	35399
31/12/96	35430
31/01/97	35461
28/02/97	35489
31/03/97	35520
30/04/97	35550

31/05/97	35581
30/06/97	35611
31/07/97	35642
31/08/97	35673
30/09/97	35703
31/10/97	35734
30/11/97	0
31/12/97	0
31/01/98	0
28/02/98	0
31/03/98	0
30/04/98	0
31/05/98	35946
30/06/98	35976
31/07/98	36007
31/08/98	0
30/09/98	36068
31/10/98	36099
30/11/98	0
31/12/98	0
31/01/99	0
28/02/99	0
30/03/99	0
30/04/99	36280
31/05/99	36311
30/06/99	36341
31/07/99	36372
24/08/99	36396

TABLA 4.2.4

CAMPO AMO, POZO TIGRE 2, YACIMIENTO M-1, PRODUCCION DE FLUIDO TOTAL

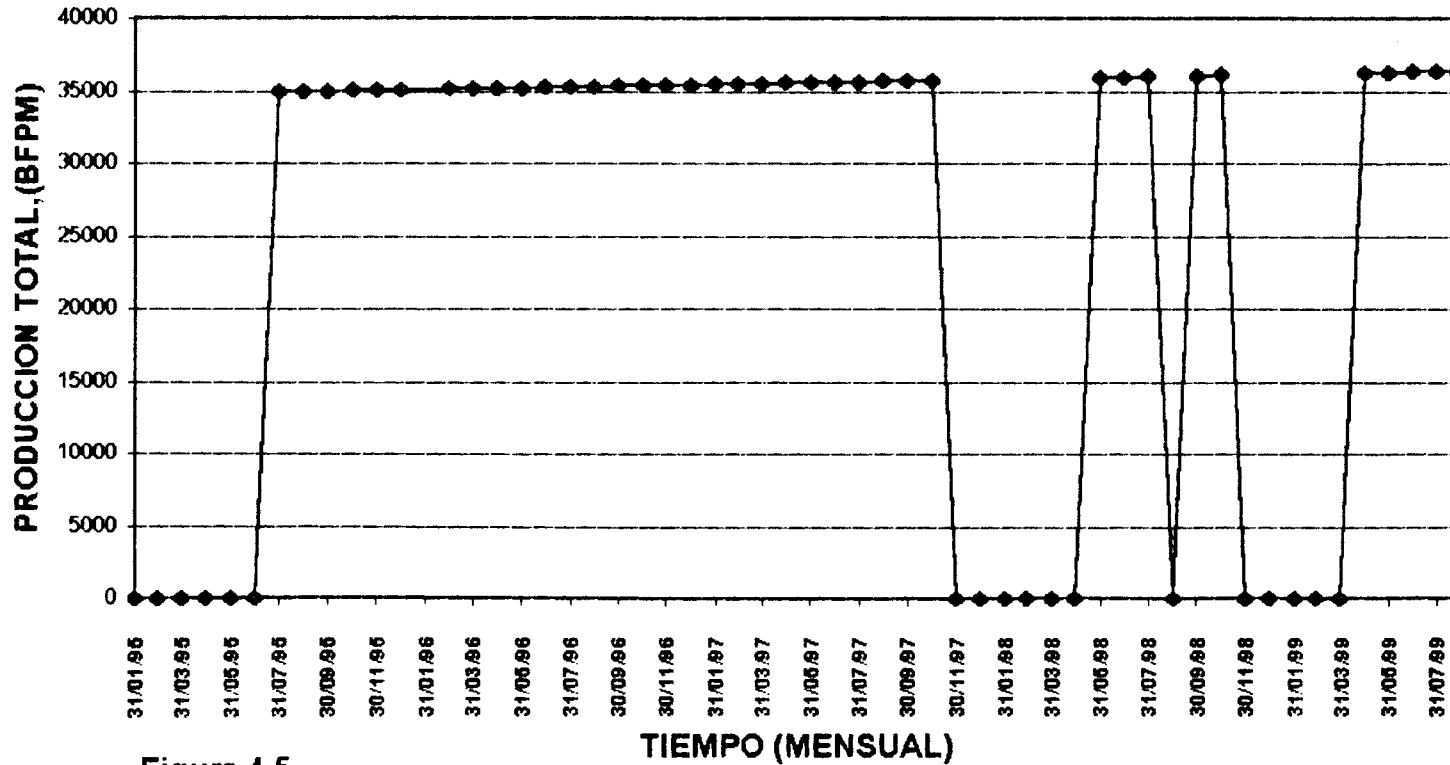


Figura 4.5

**CAMPO AMO, POZO TIGRE 2
YACIMIENTO “ M-1 “
PRODUCCION DE PETROLEO.**

FECHA	BPPM
31/01/95	0
28/02/95	0
31/03/95	0
30/04/95	0
31/05/95	0
30/06/95	0
31/07/95	94377
31/08/95	72689
30/09/95	55296
31/10/95	80189
30/11/95	55819
31/12/95	62202
29/02/96	54578
31/03/96	50339
30/04/96	44877
31/05/96	52087
30/06/96	55026
31/07/96	54436
31/08/96	42339
30/09/96	40235
31/10/96	44981
30/11/96	43398
31/12/96	44890
31/01/97	42950

28/02/97	29912
31/03/97	37469
30/04/97	34228
31/05/97	34906
30/06/97	31399
31/07/97	34320
31/08/97	36675
30/09/97	34554
31/10/97	21884
30/11/97	0
31/12/97	0
31/01/98	0
28/02/98	0
31/03/98	0
30/04/98	0
31/05/98	8748
30/06/98	15595
31/07/98	7266
31/08/98	0
30/09/98	4276
31/10/98	18630
30/11/98	0
31/12/98	0
31/01/99	0
28/02/99	0
30/03/99	0
30/04/99	2347
31/05/99	1065
30/06/99	2092
31/07/99	1143
24/08/99	187

TABLA 4.2.5

CAMPO AMO, POZO TIGRE 2, YACIMIENTO M-1, PRODUCCION DE PETROLEO.

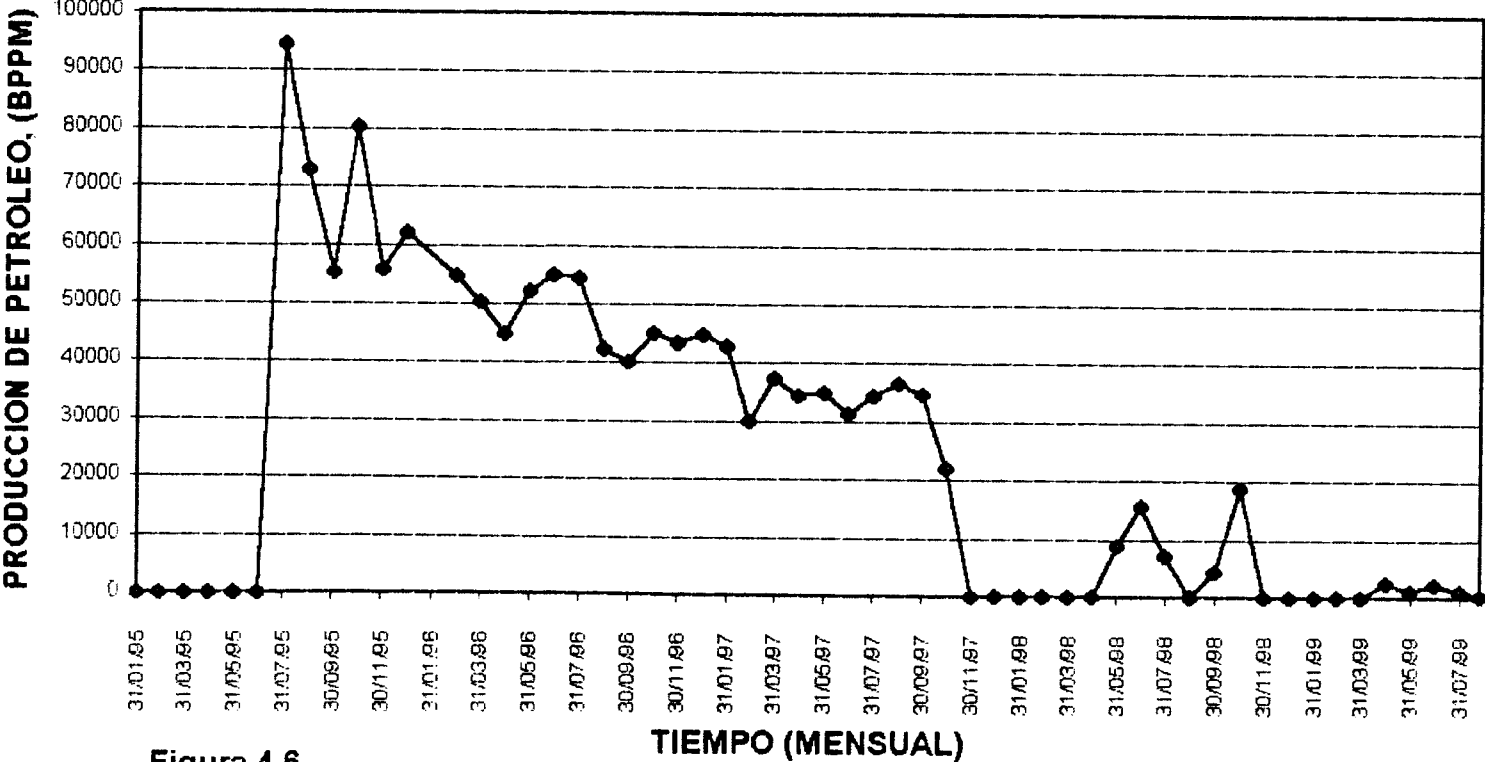


Figura 4.6

**CAMPO AMO, POZO TIGRE 2
YACIMIENTO M-1
PRODUCCION DE AGUA**

FECHA	BAPM
31/01/95	0
28/02/95	0
31/03/95	0
30/04/95	0
31/05/95	0
30/06/95	0
31/07/95	3328
31/08/95	26330
30/09/95	54132
31/10/95	126306
30/11/95	145255
31/12/95	219584
29/02/96	236840
31/03/96	230189
30/04/96	198357
31/05/96	245610
30/06/96	261807
31/07/96	281671
31/08/96	248827
30/09/96	259716
31/10/96	324898
30/11/96	317419
31/12/96	320097
31/01/97	317151

28/02/97	240241
31/03/97	326627
30/04/97	315067
31/05/97	328717
30/06/97	315404
31/07/97	299824
31/08/97	327258
30/09/97	311983
31/10/97	200812
30/11/97	0
31/12/97	0
31/01/98	0
28/02/98	0
31/03/98	0
30/04/98	0
31/05/98	116271
30/06/98	289244
31/07/98	133472
31/08/98	0
30/09/98	72420
31/10/98	308972
30/11/98	0
31/12/98	0
31/01/99	0
28/02/99	0
30/03/99	0
30/04/99	91536
31/05/99	56865
30/06/99	123443
31/07/99	69000
24/08/99	9932

TABLA 4.2.6

CAMPO AMO, POZO TIGRE 2, YACIMIENTO M-1 PRODUCCION DE AGUA.

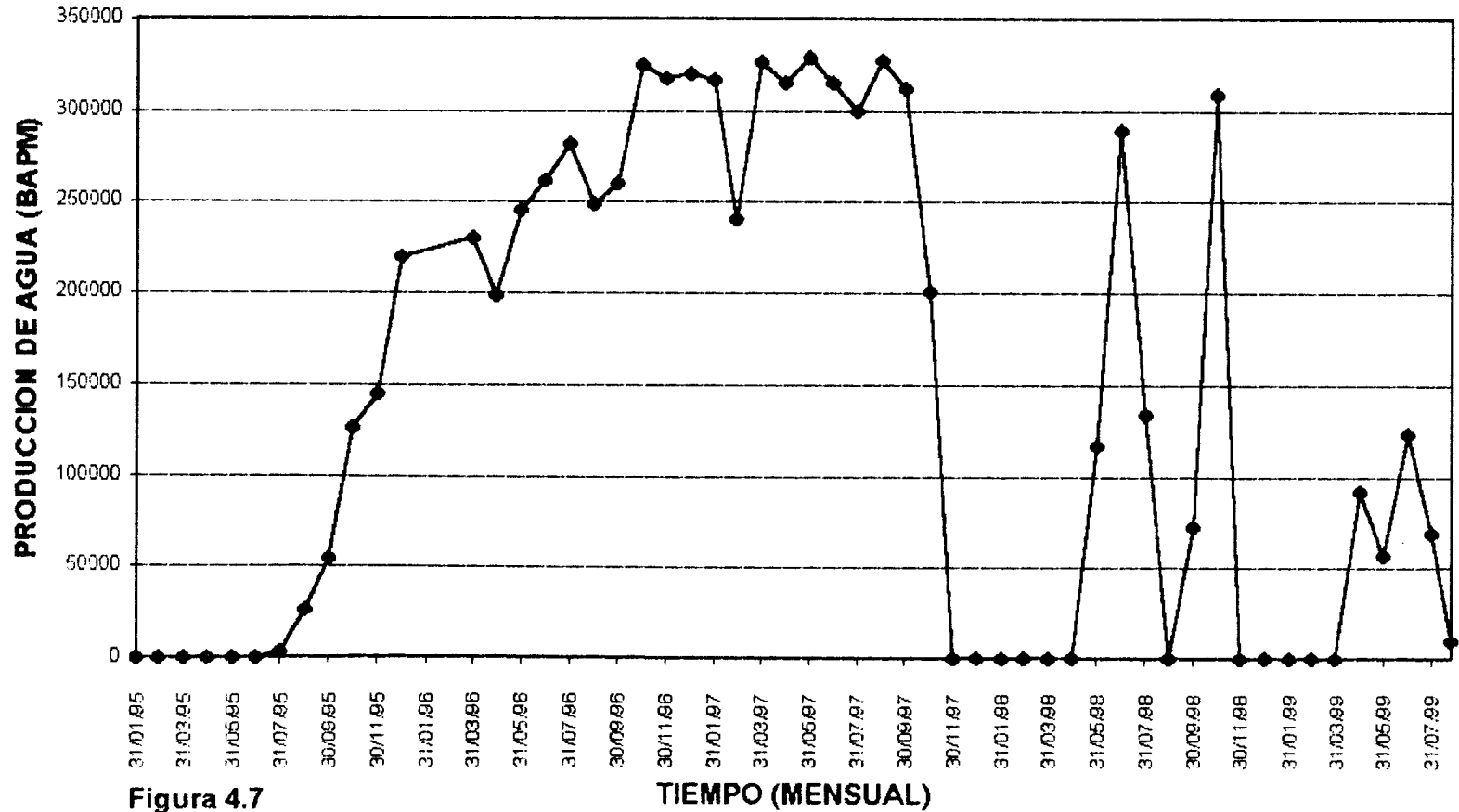


Figura 4.7

FIGURA COMPARATIVO DE LA PRODUCCION DE PETROLEO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

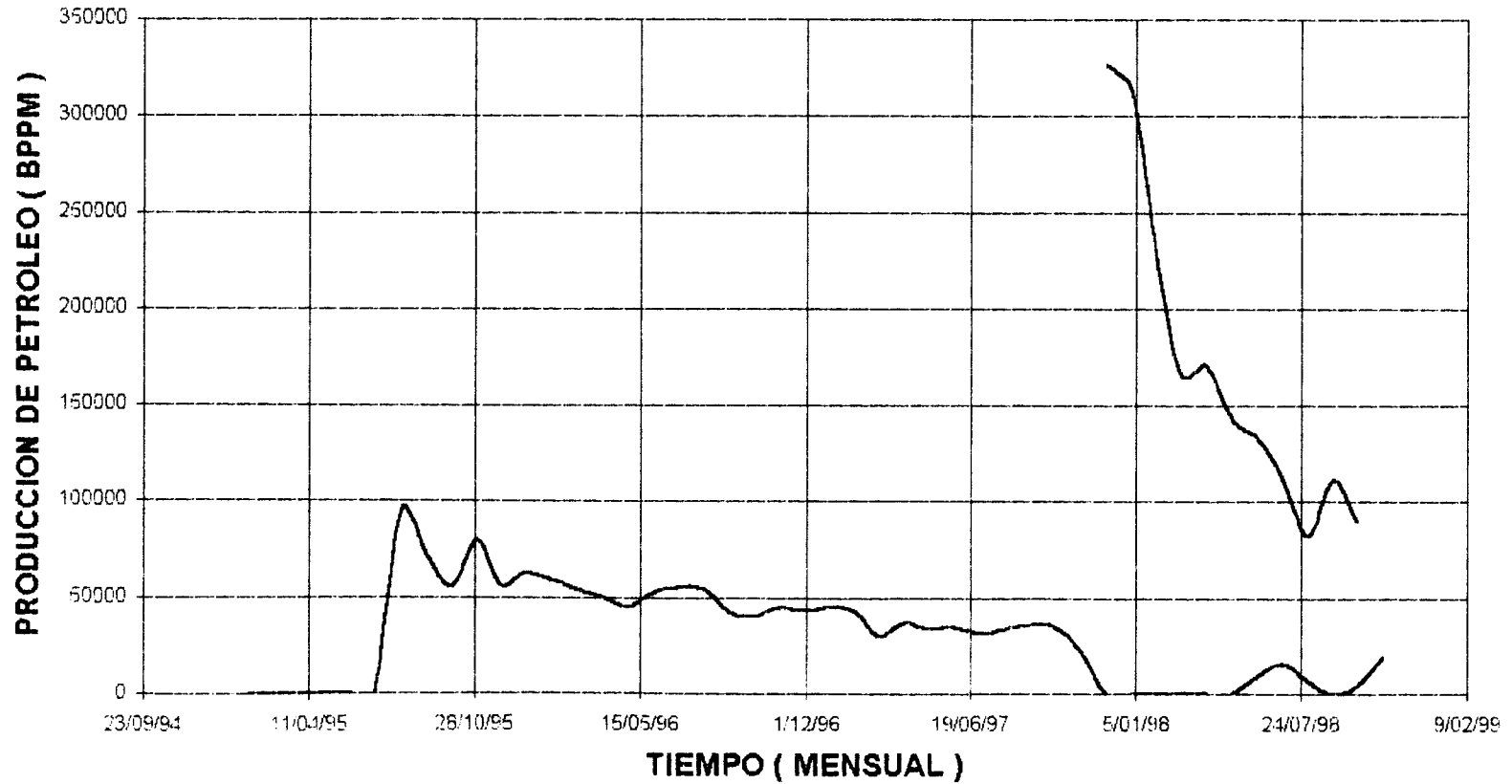


Figura 4.8

— Tigre 2 - - - Tigre 1

FIGURA COMPARATIVO DE LA PRODUCCION DE AGUA DE LOS POZOS SELECCIONADOS

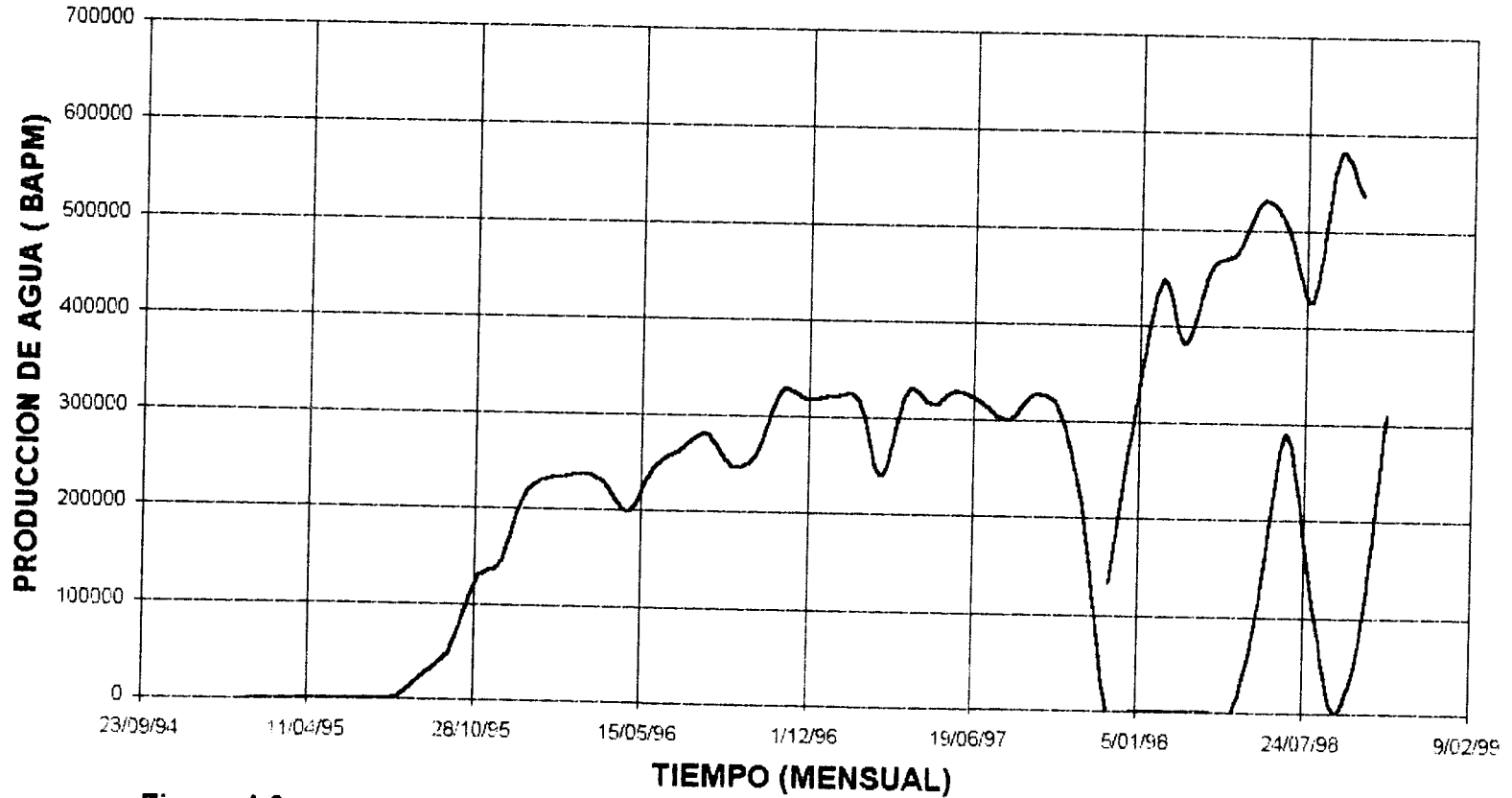


Figura 4.9

— TIGRE 2 — TIGRE 1

GRAFICO COMPARATIVO DE LA PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

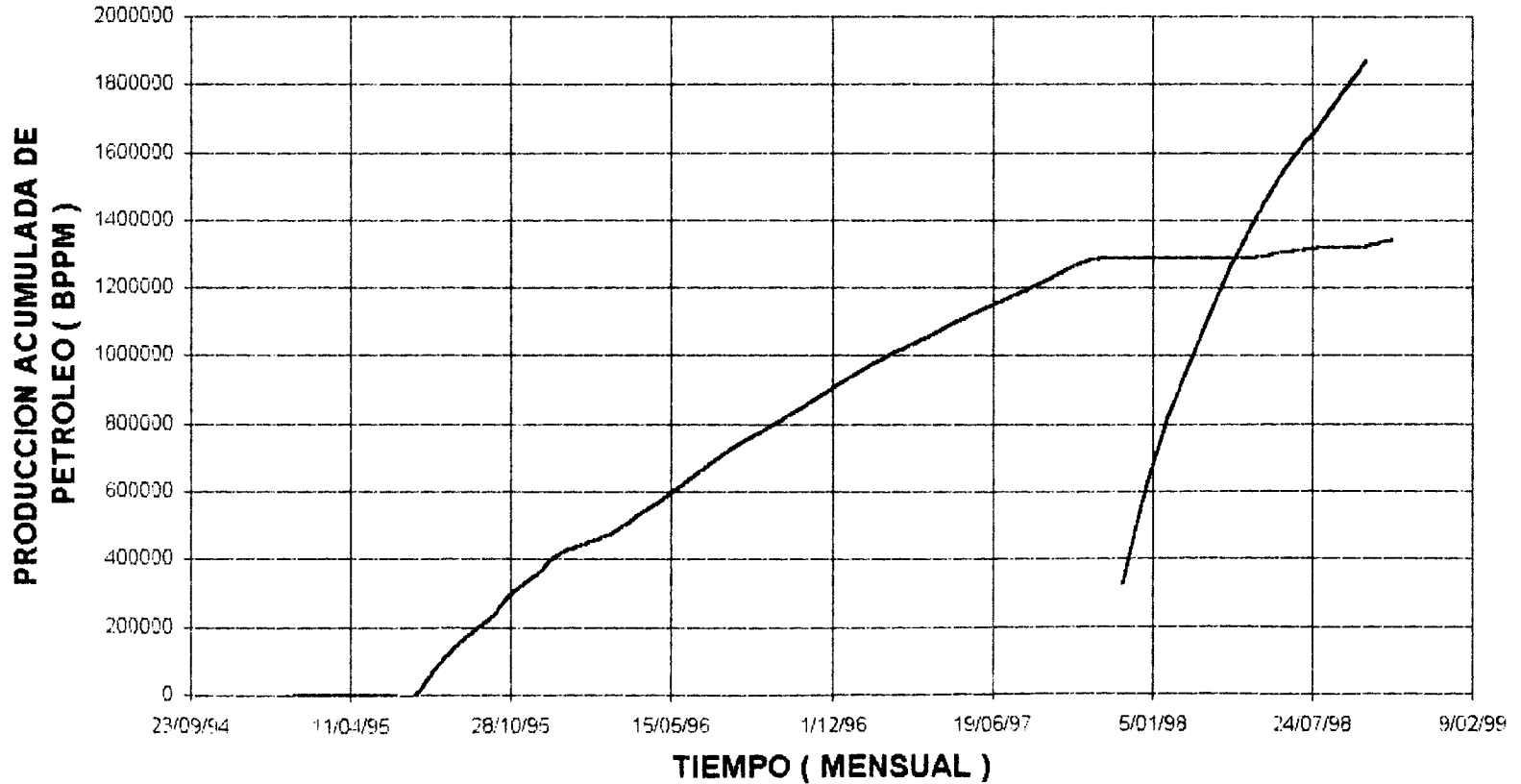


Figura 4.10

— TIGRE 2 — TIGRE 1

FIGURA COMPARATIVO DE PRODUCCION DE ACUMULADA DE AGUA DE LOS POZOS SELECCIONADOS

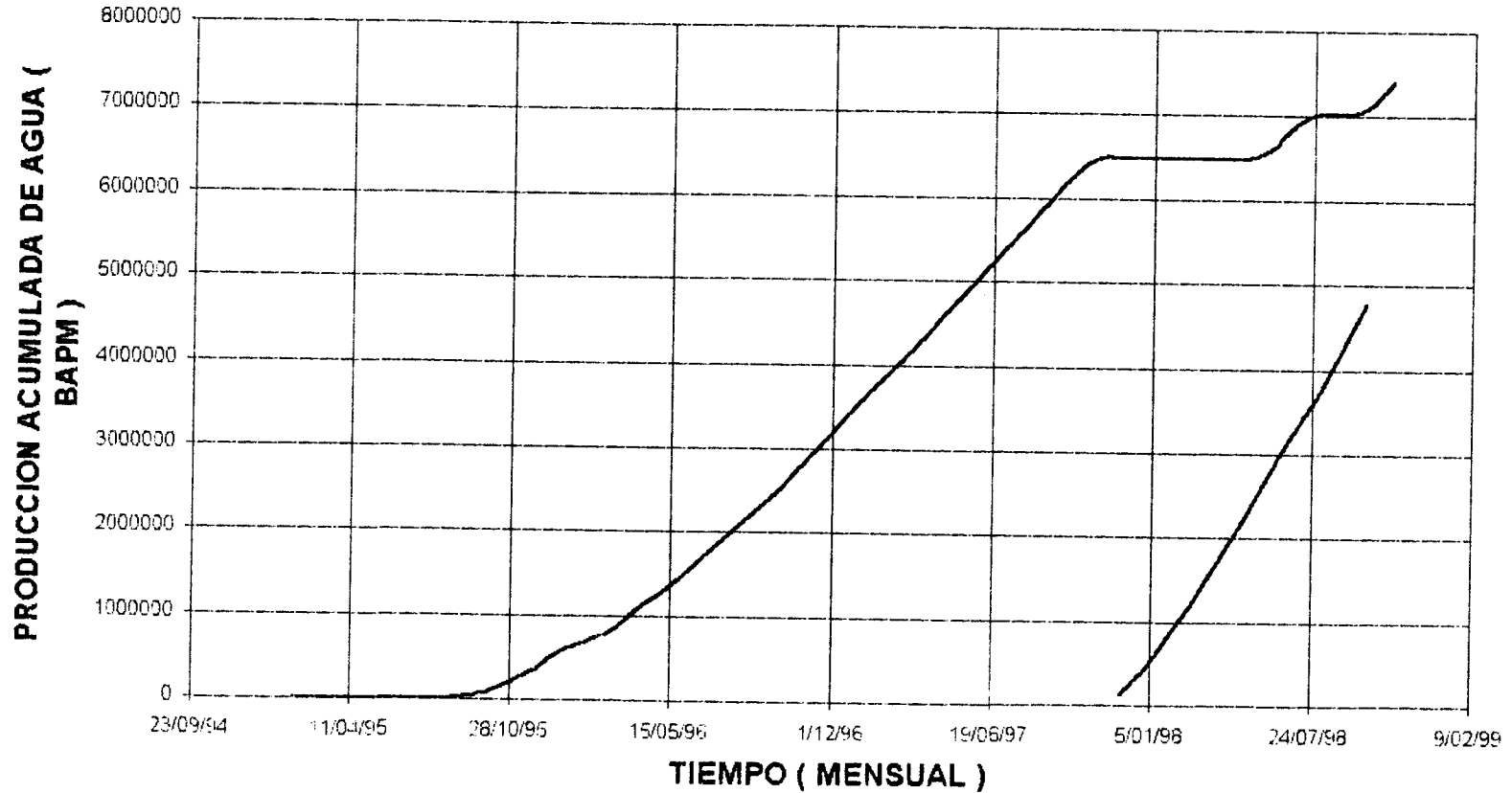


Figura 4.11

— TIGRE 2 — TIGRE 1

CAPITULO V

CAPITULO V

ANALISIS ECONÓMICO COMPARATIVO EN LOS POZOS HORIZONTAL Y DIRECCIONAL SELECCIONADOS.

En esta parte del capítulo se hará la evaluación comparativa de los costos de perforación, completación y de producción, de cada uno de los pozos seleccionados.

Los costos que se presentan son los valores reales totales de cada operación.

5.1 ANALISIS DE COSTO DE PERFORACION Y COMPLETACION DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

Los costos de perforación de un pozo consisten: en el arrendamiento del equipo de perforación, tuberías de perforación, corrida de registros eléctricos, cementación del pozo, etc. Todos estos costo estan tarifados en dólares.

En la completación del pozo que representa el 50% del valor total del pozo listo para producir, este gasto se justifica por cuanto el costo de los diferentes tipos de casing, tubing, etc, tienen un valor significativo para la operadora.

Los costos de perforación y completación de un pozo horizontal , son mayores a las de un pozo direccional. Esto se debe a que las operaciones para un pozo horizontal son más elaboradas.

Con respecto al pozo horizontal Tigre 1, el costo total de la perforación y completación del mismo fue de \$ 3,449,300, en cambio que para el pozo direccional Tigre 2, su costo fue de \$ 2,127,595. Esta diferencia se da por cuanto en la perforación de la parte horizontal, se tienen operaciones más complejas como por ejemplo: cambiar el lodo de perforación comun,

por uno especial llamado viplez, el cual le da seguridad para perfora; la perforación misma de la parte horizontal(1200 pies),etc.

5.2 ANALISIS DE LOS COSTOS DE PRODUCCION Y OPERACIÓN .

Los costos de producción y operación representan un valor significativo para cualquier operadora, por que son egresos que corresponde poner 1 barril de petróleo desde el fondo del yacimiento hasta la superficie, además del proceso que se debe llevar una vez que el petróleo esta en superficie para obtener el producto final, listo para entregar al estado para su comercialización

Estos costos también incluyen la utización de químicos, combustibles, tratamiento de sólidos y líquidos, etc. En la información que se obtuvo, este costo van disminuyendo como se muestran en las tablas.

5.3 PRECIO POR BARRIL.

En el presente trabajo se ha tomado el precio promedio para cada año, asi en 1995 fue de \$12.41, 1996- \$12.41, 1997- \$12.41, 1998 -\$9.5 y en lo que va del año de 1999, ante una medida de todos los países involucrados en el negocio del petróleo, se tomó la decisión de disminuir

la producción a nivel mundial, para recuperar su precio en el mercado internacional, el cual alcanza en los actuales momentos un promedio de \$ 17.00.

5.4 EVALUACION COMPARATIVA DE POZOS SELECCIONADOS.

Uno de los aspectos más importantes dentro del desarrollo de un proyecto es el económico . Por tal motivo el análisis de este parámetro es el que nos determina la realización de un proyecto.

Los valores que en este caso permitirán establecer comparaciones económicas son:

-Costo promedio de la operación (Gasto de Capital)

-Flujo Neto de Caja (FNC)

-Valor presente Neto (VPN)

Cuando se tienen varias alternativas de inversión que pueden ser cuantificadas en términos de dinero, es importante reconocer el concepto del valor del dinero en el tiempo .El valor presente neto del dinero es un valor único para la fecha calculada, es el reflejo del valor actual que tiene

una suma de dinero existente, invertida o gastada en el pasado o en el tiempo futuro considerando una tasa de interés conocida o asumida.

Los cálculos económicos para cada uno de los pozos en estudio se muestran al final del capítulo.

Con estos valores vamos hacer una evaluación económica de los pozos horizontal Tigre 1 y direccional Tigre 2.

5.5 DISCUSION DE LOS RESULTADOS

A través del análisis económico realizado, se puede dar cuenta de la importante que resulta un determinado tipo de explotación de un yacimiento, es decir que hay que considerar la productividad del pozo y los costos que se generan al producirlo . Se ha realizado un balance de la producción de petróleo obtenido del pozo y el beneficio alcanzado .

Al estudiar los parámetros económicos para ambos pozos(Tigre 1,Tigre2), se tiene la información en que tiempo se logra la recuperación de la inversión , y además el límite económico del pozo.

En el análisis, hemos considerado ciertos indicadores económicos , para saber el tiempo de recuperación de la inversión en valor presente.

Las tablas son diseñadas para calcular los costos-beneficio de cada pozo seleccionado .De acuerdo al tipo de producción , se ha calculado la ganancia que deja un pozo por la cantidad de producción.

CALCULO DE PAGO DEL POZO HORIZONTAL TIGRE 1							
	Jun-97	Jul-97	Aug-97	Sep-97	Oct-97	Nov-97	dec-97
OIL PRICE (\$/BO)	30	31	31	30	31	30	31
COSTO DE OPERACIÓN.		12.41	12.41	12.41	12.41	12.41	12.41
		2.38	2.38	2.38	2.38	2.38	2.38
PORCENTAJE DE DESCUENTO	12.00%						
PORCENTAJE DE INFLACIÓN	2.00%						
AMO TIGRE 1							
PRODUCCION ANUAL DE PETROLEO							
FECHA INICIAL DE PRODUCCION	5/11/97						
BOPMONTH						326,595	311,914
BOPD						10,887	10,062
PERFORACION Y COMPLETACION					\$3,449,300		
WORKOVERS							
INGRESOS						\$4,053,044	\$3,870,853
COSTO TOTAL YCAPITAL						\$777,296	\$742,355
CASH FLOW						\$3,275,748	\$3,128,498
FLUJO DE CAJA ACUMULATIVA					\$3,449,300	-173552	\$2,954,946
						0	1.72
PERIODO DE PAGO (días)	0	0	0	0	0	30	31.72

Cálculo para obtener el día en que se pago el pozo.

10062*2.38 =23947,56 por día

10062*12.41= 124869,42 por día

$$(-173,552 - 23947,56X + 124869,42X) = 0$$

$$100921,86X = 173552$$

$$X = 1,72$$

TABLA 5.1

ANALISIS ECONÓMICO DEL POZO HORIZONTAL TIGRE 1

DATES	PRODUCCION DIARIA		CORTE DE AGUA	CUM PROD'M		INCREMENTAL M		FLUIDO	PRECIO DE	COSTOS	CAPITAL	PRECIO	INGRESOS	GANANCIA	FACTOR	PVPAT	Cum.	Cum.		
	BOPD	BWPD		OIL	WATER	OIL	WATER	TOTAL	COSTO POR	DE OPERACIÓN	GASTOS	OIL				DE		NCF	NVP	
				BOM	BWM	MBO	MSW	BFM	BARRIL	Y CAPITAL										
									\$		\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	M\$	M\$
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
05-30/11/97	13064	5802	28.74%	326595	132133	326595	132133	458728	2.38	777296	3449300	12.41	4053041	-173555	1%	-173555	-173555	-173555		
01-31/12/97	10062	10077	50.41%	311914	312388	-14681	180255	624302	2.38	742356		12.41	3870855	3128499	1%	3097214	2954944	2923659		
01-31/01/98	7188	14378	66.67%	222825	445706	-89089	133317	668531	2.38	530324		9.5	2116839	1586515	1%	1554785	4541460	4478444		
01-28/02/98	5212	13602	70.07%	165546	380857	-57279	-64849	546403	2.38	394001		9.5	1572691	1178691	1%	1143330	5720150	5621774		
01-31/03/98	5497	14799	72.89%	170401	458761	4854	77904	629162	2.38	405554		9.5	1618806	1213253	1%	1164723	6933403	6786497		
01-30/04/98	4758	15831	76.81%	142752	474919	-27648	16158	617671	2.38	339750		9.5	1356147	1016396	1%	965576	7949799	7752073		
01-31/05/98	4299	17064	79.81%	133261	529000	-9491	54081	662262	2.38	317162		9.5	1265983	948821	1%	891892	8898621	8643965		
01-30/06/98	3763	16754	81.63%	112899	502618	-20362	-26382	615518	2.38	268701		9.5	1072544	803844	1%	747575	9702464	9391540		
01-31/07/98	2853	13782	83.84%	82429	427246	-30470	-75372	509675	2.38	196181		9.5	783076	586894	1%	539022	10289359	9930562		
01-31/08/98	3590	18592	83.81%	111295	576348	28866	149102	687643	2.38	264882		9.5	1057303	792420	1%	721102	11081779	10651664		
01-30/09/98	2984	17880	85.63%	89514	536397	-21781	-39951	625911	2.38	213043		9.5	850383	637340	1%	573606	11719119	11225270		

INPUT PARAMETERS

COSTOS POR BARRIL 2.38 \$/BTF
 PRECIO DEL PETROLEO 12.41-9.45 \$/BO
 AUMENTO DEL PRECIO -23.85%
 FACTOR DE DESCUENTO 12.00%
 INFLACIÓN 2%

GASTOS DE CAPITAL (COLUMNA 13)

TABLA 5.2

CALCULO DE PAGO DEL POZO DIRECCIONAL TIGRE 2					
	Jul-95	Aug-95	Sep-95	Oct-95	Nov-95
OIL PRICE (\$/BO)	31	31	30	31	30
COSTO DE OPERACIÓN.	12.41	12.41	12.41	12.41	12.41
	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44
PORCENTAJE DE DESCUENTO	12.00%				
PORCENTAJE DE INFLACIÓN	2.00%				
AMO TIGRE 1					
PRODUCCION ANUAL DE PETROLEO					
FECHA INICIAL DE PRODUCCION	1/7/95				
BOPMONTH	94377	72689	55296	80189	55819
BOPD	3044	2345	1843	2587	1861
PERFORACION Y COMPLETACION	\$2,127,595				
WORKOVERS					
INGRESOS	\$1,171,218	\$ 902,070	\$ 686,223	\$ 995,145	\$ 692,714
COSTO TOTAL YCAPITAL	\$ 513,410	\$ 395,428	\$ 300,810	\$ 436,228	\$ 303,655
CASH FLOW	\$ 657,808	\$ 506,642	\$ 385,413	\$ 558,917	\$ 389,059
FLUJO DE CAJA ACUMULATIVA	(-\$1,469,787)	(-\$963,145)	(-\$577,732)	(-\$18,815)	\$ 370,244
					1.45
PERIODO DE PAGO (dias)	31	62	92	123	124.45

Cálculo para obtener el día en que se pago el pozo.

$$1861 * 5.44 = 10123,84 \quad \text{por día}$$

$$1861 * 12.41 = 23095 \quad \text{por día}$$

$$(-18,815 - 10,123.84X + 23095X) = 0$$

$$12971.16X = 18815$$

$$X = 1.45$$

TABLA 5.3

ANALISIS ECONOMICO DEL POZO DIRECCIONAL TIGRE 2

DATES	PRODUCCION DIARIA		CORTE		CUM PROD'M		INCREMENTAL M		FLUIDO	PRECIO DE	COSTOS		CAPITAL	PRECIO	INGRESOS	GANANCIA	FACTOR	PVPAT	Cum.#	Cum.	Cum.
			DE	DE	OIL	WATER	OIL	WATER	TOTAL	COSTO POR	DE OPERACION	COSTOS	OIL			DE				DE MESES	NCF
	BOPD	BWPD	AGUA	OIL	BOM	BWM	BOM	BWM	MBF	BARRIL	Y CAPITAL						DESCUENTO		DESDE WO		
										\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$		\$	\$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				15	16	17	18	19	20	21	22
1/31/95	0	0	0	0	0	0	0	0	0												
28/02/95	0	0	0	0	0	0	0	0	0												
31/03/95	0	0	0	0	0	0	0	0	0												
30/04/95	0	0	0	0	0	0	0	0	0												
31/05/95	0	0	0	0	0	0	0	0	0												
30/06/95	0	0	0	0	0	0	0	0	0												
31/07/95	3044	107	3.41%	94377	3328	94377	3328	97705	5.44	513411	2127595	12.41	1171219	-1469787	1%	-1469787			-1469787	-1469787	
31/08/95	2345	849	26.59%	72689	26330	-21688	23002	99019	5.44	395428		12.41	902070	506642	1%	501575			-963145	-968212	
30/09/95	1843	1804	49.47%	55296	54132	-17393	27802	109428	5.44	300810		12.41	686223	385413	1%	377705			-577732	-590507	
31/10/95	2587	4397	60.99%	80189	126306	24893	72174	206495	5.44	436228		12.41	995145	558917	1%	542150			-18814	-48357	
30/11/95	1861	4842	72.24%	55819	145255	-24370	18949	201074	5.44	303655		12.41	692714	389058	1%	373496			370244	325139	
31/12/95	2006	7083	77.93%	62202	219584	6383	74329	281786	5.44	338379		12.41	771927	433548	1%	411871			803792	737010	
29/02/96	1882	8167	81.27%	54578	236840	-7624	17256	291418	4.37	238506		12.41	677313	438807	1%	412479			1242599	1149489	
31/03/96	1624	7425	82.06%	50339	230189	-4239	-6651	280528	4.37	219981		12.41	624707	404726	1%	376395			1647325	1525884	
30/04/96	1496	6612	81.55%	44877	198357	-5462	-31832	243234	4.37	196112		12.41	556924	360811	1%	331946			2008136	1857830	
31/05/96	1680	2923	82.50%	52087	245610	7210	47253	297697	4.37	227620		12.41	646400	418779	1%	381089			2426915	2238919	
30/06/96	1834	8727	82.63%	55026	261807	2939	16197	316833	4.37	240464		12.41	682873	442409	1%	398168			2869324	2637087	
31/07/96	1756	9086	83.80%	54436	281671	-590	19864	336107	4.37	237885		12.41	675551	437665	1%	389522			3306990	3026609	
31/08/96	1366	8027	85.46%	42339	248827	-12097	-32844	291166	4.37	185021		12.41	525427	340406	1%	299557			3647395	3326166	
30/09/96	1341	8657	86.59%	40235	259716	-2104	10889	299951	4.37	175827		12.41	499316	323489	1%	281435			3970885	3607601	
31/10/96	1451	10481	87.84%	44981	324898	4746	65182	369879	4.37	196567		12.41	558214	361647	1%	311016			4332532	3918617	
30/11/96	1447	10581	87.97%	43398	317419	-1583	-7479	360817	4.37	189649		12.41	538569	348920	1%	296582			4681452	4215199	
31/12/96	1048	10326	87.70%	44890	320097	1492	2678	364987	4.37	196169		12.41	557085	360916	1%	303169			5042368	4518368	
31/01/97	1385	10231	88.07%	42950	317151	-1940	-2946	360101	2.38	102221		12.41	533010	430789	1%	357555			5473156	4875923	
28/02/97	1068	8580	88.93%	29912	240241	-13038	-76910	270153	2.38	71191		12.41	371208	300017	1%	246014			5773173	5121937	
31/03/97	1209	10536	89.71%	37469	326627	7557	86386	364096	2.38	89176		12.41	464990	375814	1%	304409			6148988	5426346	
30/04/97	1141	10502	90.20%	34228	315067	-3241	-11560	349295	2.38	81463		12.41	424769	343307	1%	274646			6492294	5700992	
31/05/97	1126	10604	90.40%	34906	328717	678	13650	363623	2.38	83076		12.41	433183	350107	1%	276585			6842402	5977577	
30/06/97	1047	10513	90.95%	31399	315404	-3507	-13313	346803	2.38	74730		12.41	389662	314932	1%	245647			7157334	6223224	
31/07/97	1107	9672	89.73%	34320	299824	2921	-15580	334144	2.38	81682		12.41	425911	344230	1%	265057			7501563	6488281	
31/08/97	1183	10557	88.92%	36675	327258	2355	27434	363933	2.38	87287		12.41	455137	367850	1%	279566			7869413	6767847	
30/09/97	1152	10399	90.03%	34554	311983	-2121	-15275	346537	2.38	82239		12.41	428815	346577	1%	259933			8215990	7027780	
31/10/97	706	6478	90.17%	21884	200812	-12670	-111171	222696	2.38	52084	380702	12.41	271580	-161206	1%	-116068			8054784	6911712	
30/11/97	0	0		0	0	-21884	-200812	0	2.38	0		12.41	0	0	1%				8054784	6911712	
31/12/97	0	0		0	0	0	0	0	2.38	0		12.41	0	0	1%				8054784	6911712	
31/01/98	0	0		0	0	0	0	0	2.25	0			0	0	1%				8054784	6911712	

28/02/98	0	0		0	0	0	0	0	2.25	0			0	0	1%			8054784	6911712
31/03/98	0	0		0	0	0	0	0	2.25	0			0	0	1%			8054784	6911712
30/04/98	0	0		0	0	0	0	0	2.25	0			0	0	1%			8054784	6911712
31/05/98	282	3751	93.00%	8748	116271	8748	116271	125019	2.25	19683			9.5	83106	63423	1%	42493	8118207	6954205
30/06/98	519	9641	94.88%	15595	289244	6847	172973	304839	2.25	35089			9.5	148153	113064	1%	74622	8231271	7028827
31/07/98	234	4305	94.84%	7266	133472	-8329	-155772	140738	2.25	16349			9.5	69027	52679	1%	34241	8283949	7063068
31/08/98	0	0		0	0	-7266	-133472	0	2.25	0			9.5	0	0	1%		8283949	7063068
30/09/98	143	2414	94.43%	4276	72420	4276	72420	76696	2.25	9621			9.5	40622	31001	1%	19531	8314950	7082599
31/10/98	601	9967	94.31%	18630	308972	14354	236552	327602	2.25	41918			9.5	176985	135068	1%	83142	8450018	7165741

INPUT PARAMETERS

COSTOS POR BARRI PROMEDIO 3.61 \$/BTF
PRECIO DEL PETROLEO 12.41-9.5 \$/BO
AUMENTO DEL PRECIO -23.85%
FACTOR DE DESCUENTO 12.00%
INFLACIÓN 2%

GASTOS DE CAPITAL (COLUMNA 13)

TABLA 5.4

VALOR PRESENTE ACUMULADO, POZO TIGRE 1, HORIZONTAL.

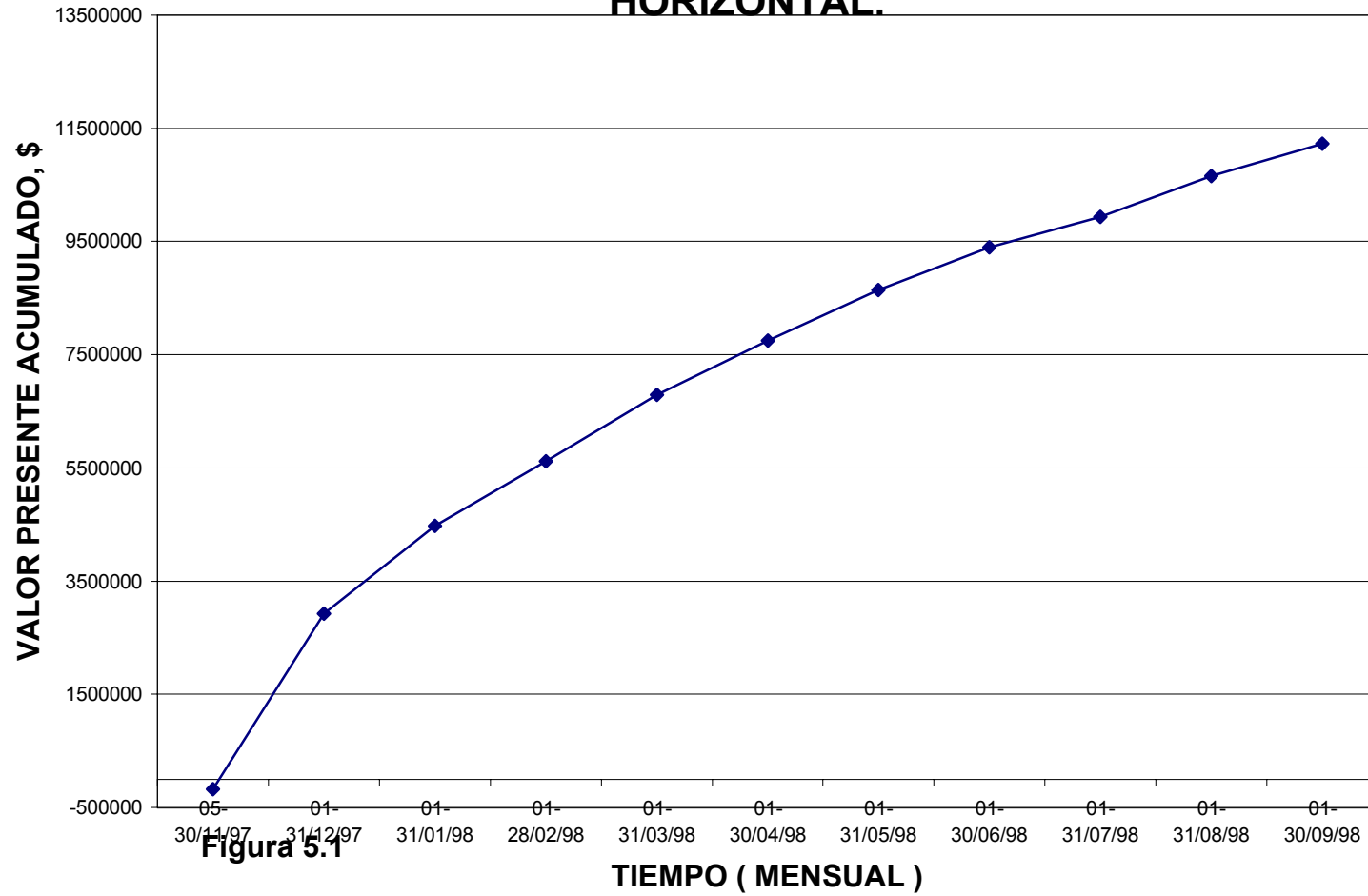


Figura 5.1

VALOR PRESENTE ACUMULADO, POZO TIGRE 2, DIRECCIONAL.

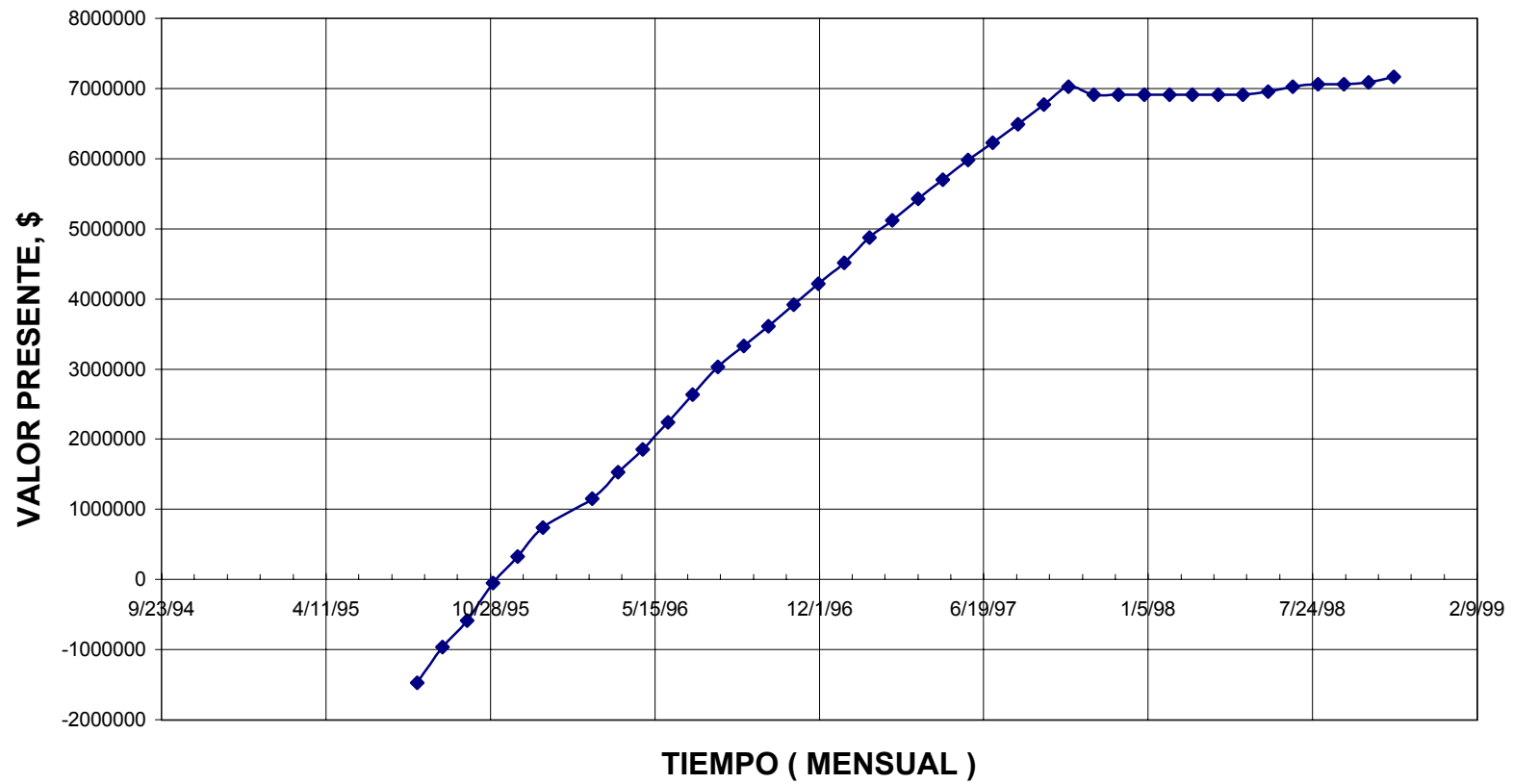


Figura 5.2

—◆— VALOR PRESENTE ACUMULADO

GANANCIA NETA MENSUAL POZO TIGRE 1,HORIZONTAL

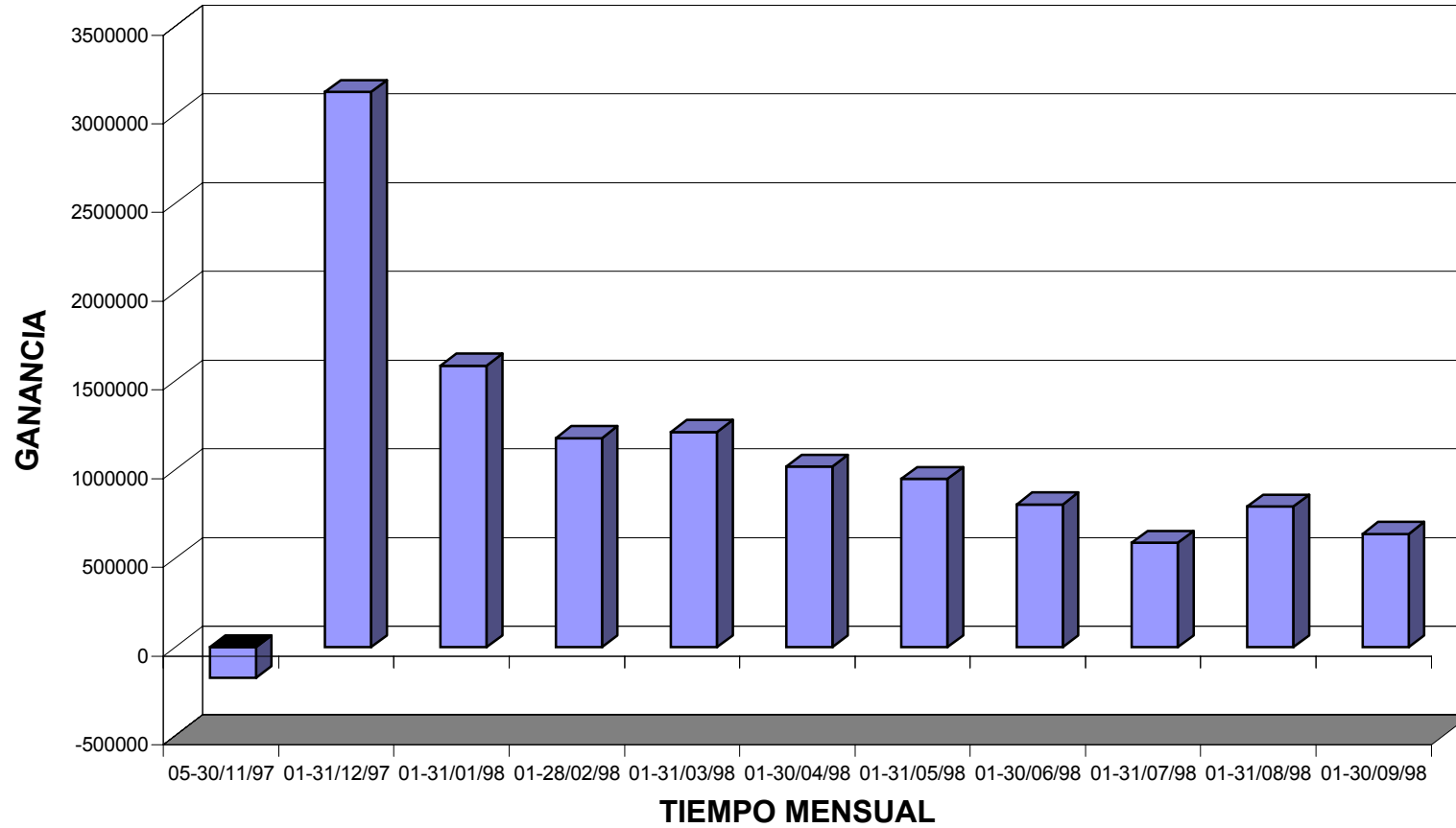


Figura 5.3

TIGRE 1

GANANCIA NETA MENSUAL, POZO TIGRE 2, DIRECCIONAL

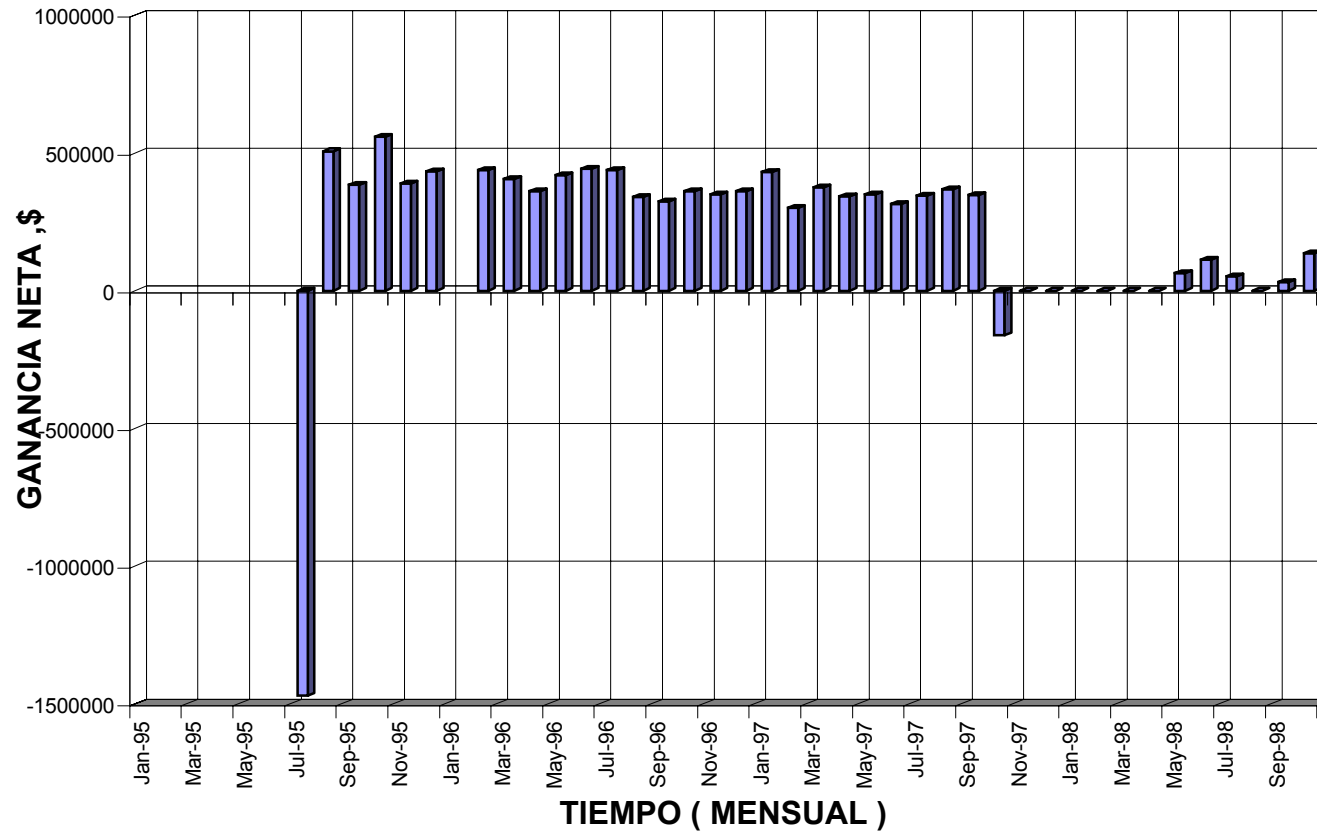


Figura 5.4

■ TIGRE 2

VALOR PRESENTE ACUMULADO COMPARATIVO

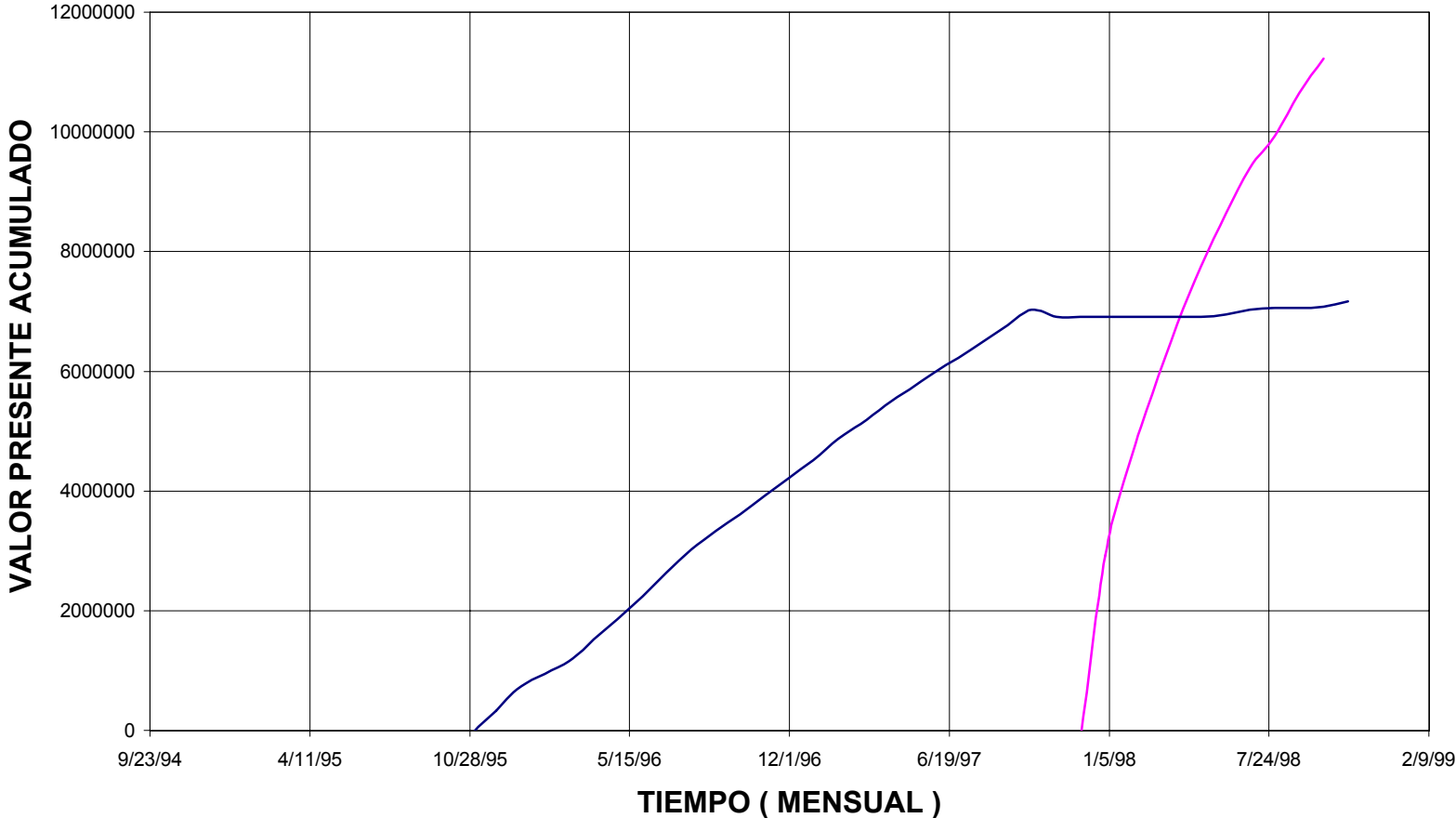


Figura 5.5

TIGRE 1 TIGRE 2

GANANCIA INDIVIDUALIZADA COMPARATIVA

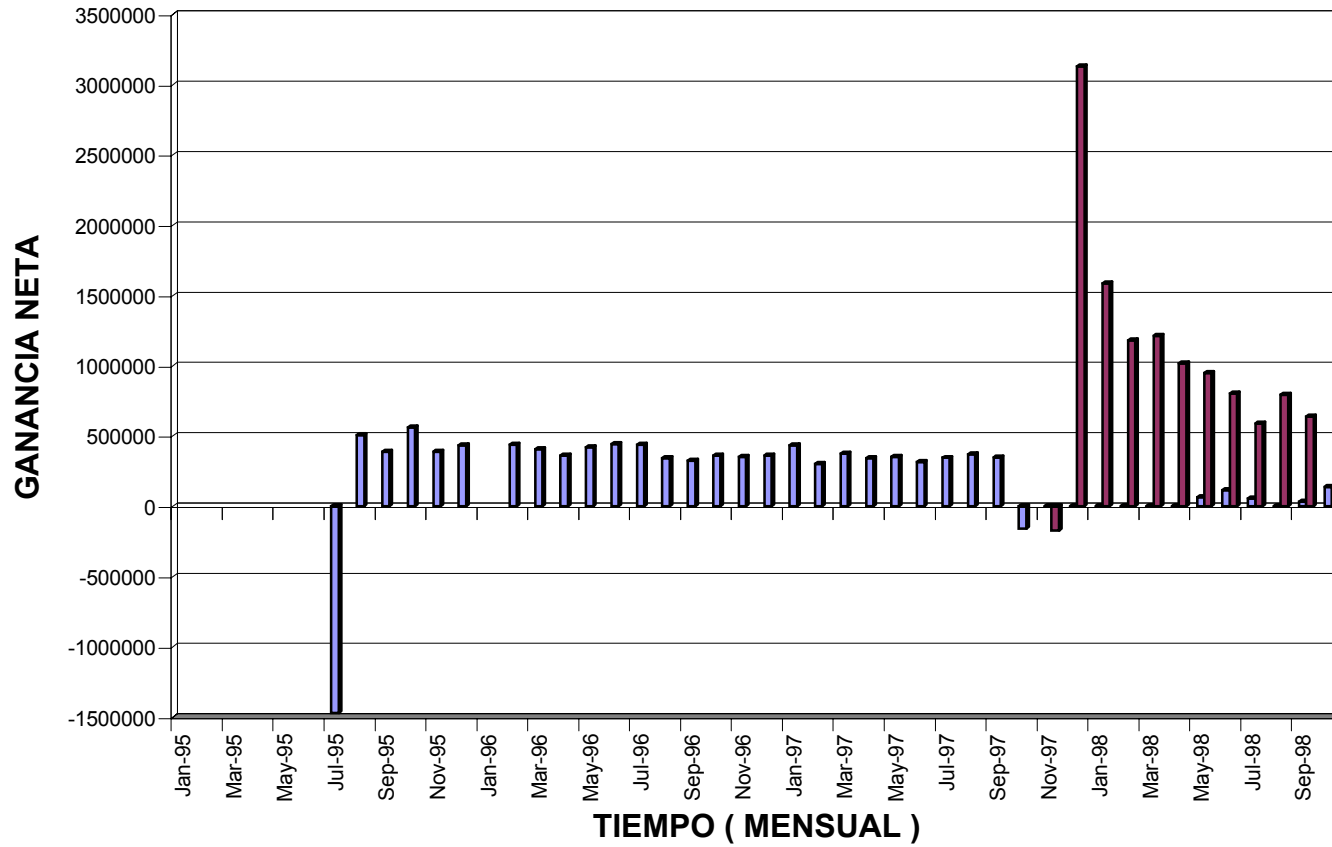


Figura 5.6

■ TIGRE 2 ■ TIGRE 1

CONCLUSIONES

- 1- La principal razón para decidir una perforación direccional u horizontal en el Campo Amo, es la de afectar lo menos posible al medio ambiente, disminuyendo notablemente la deforestación que se tendría si para cada pozo hubiera necesidad de construir una plataforma de perforación.
- 2- La perforación de un pozo horizontal resulta ser el 40 % más costosa que una direccional, en el Campo Amo y además, tomarse casi el doble del tiempo para su ejecución.
- 3- La producción de un pozo horizontal con respecto a la de un pozo direccional en el Campo Amo, es aproximadamente cinco veces mayor, debido a que el área del pozo abierto al flujo desde el yacimiento a la correspondiente es de 1200 pies de punzados comparada con los correspondiente 50 pies de punzados del pozo direccional.
- 4- Es conocido que la capacidad productiva de petróleo en un pozo horizontal se vé seriamente afectada por la proximidad del contacto agua – petróleo. El pozo horizontal objeto de este estudio, fue perforado horizontalmente alejado del contacto agua-petróleo por la que al presente su producción no se encuentra afectada por por dicho contacto.

- 5- Del análisis del tiempo de pago se desprende que la perforación y completación de un pozo horizontal en el Campo Amo, tiene un tiempo de pago del 80 % menor con respecto al de un pozo direccional.

- 6- El control de los costos, la logística y la técnica de perforación en una perforación horizontal en el Campo Amo es crítica, ya que a falta de estos controles el tiempo de pago podría extenderse, y perjudicar la economía del proyecto. De este particular existe un ejemplo en dicho campo.

RECOMENDACIONES

- 1- En una perforación horizontal en el Campo Amo, se recomienda balancear la posibilidad de obtener una mayor tasa con la de recuperar finalmente más petróleo, considerando que la arena Napo M – 1 tiene un contacto agua – petróleo en dicho Campo, y que una alta tasa podría ocasionar conificación.

- 2- En una perforación horizontal en el Campo Amo, se recomienda aplicar un mayor control en la producción de arena, ya que una alta producción de arena podría ocasionar la obstrucción de los fluídos del yacimiento hacia la superficie.

- 3- Por la alta tasa de agua que produce el Campo Amo, sería recomendable hacer un estudio de Recuperación Secundaria, reinyectando el agua producida y para desplazar el petróleo en el yacimiento.

ANEXOS

ANEXOS A1

P.V.T. SUMMARY AMO WELL No. 1	
Sand	MAIN "M-1"
Test Type	DST. NOS 4/4^a
Test Interval (ft)	7620-7640
Water Compressibility, Cw (E-6/psi)	2.97
Oil Compressibility, Co (E-6/psi)	6.21
API Gravity at 60° F	16.8
Oil Viscosity, μ_o (cp) at PI	17.22
Gas - Oil Ratio, GOR (SCF/STB)	110
Bubble Point Pressure, Bp (psia)	459
Formation -volume Factor, Bo at PI	1.136

P.V.T. SUMMARY AMO WELL No. 2	
Sand	MAIN "M-1"
Test Type	DST. NO.6 /6^a
Test Interval (ft)	7644-7674
Water Compressibility, Cw (E-6/psi)	3.25
Oil Compressibility, Co (E-6/psi)	7.69
API Gravity at 60° F	16.9
Oil Viscosity, μ_o (cp) at PI	49.06
Gas - Oil Ratio, GOR (SCF/STB)	58
Bubble Point Pressure, Bp (psia)	505
Formation -volume Factor, Bo at PI	1.066

AMO - 01 : MAIN M-1

POROSITY RANGE %	MARCA DE CLASE	N. DE DE PIES	AVERAGE POROSITY %	AVERAG E Kh md	AVERAGE Kr md	AVERAG E Sw %	AVERAG E So %
17.0 - 19.0	18	2	18.2	2609.0	1005.5	38.8	20.3
19.1 - 21.0	20	4	20.4	3431.8	1377.7	36.8	20.6
21.1 - 23.0	22	31	22.2	2726.3	1988.0	36.2	20.8
23.1 - 25.0	24	3	24.1	2430.0	1309.7	33.5	13.4
25.1 - 27.0	26	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27.1 - 29.0	28	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
29.1 - 31.0	30	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AVERAGE		40	21.2	2799.3	1420.2	36.3	18.8

POROSITY RANGE %	MARCA DE CLASE	N. DE DE PIES FT.	STORAGE CAPACITY POR H (% -FT)	FLOW CAPACITY Kh "H (md -FT)	FLOW CAPACITY Kh "H (md -FT)	
17.0 - 19.0	18	2	36.3	5218.0	2011.0	
19.1 - 21.0	20	4	81.5	13727.0	5510.7	
21.1 - 23.0	22	31	686.9	84515.0	61628.0	
23.1 - 25.0	24	3	72.3	7290.0	3929.0	
25.1 - 27.0	26	0	0.0	0.0	0.0	
27.1 - 29.0	28	0	0.0	0.0	0.0	
29.1 - 31.0	30	0	0.0	0.0	0.0	
TOTAL		40	876.998	110749.9	73078.7	

AMO - 02 : MAIN M-1

POROSITY RANGE %	MARCA DE CLASE	N. DE PIES	AVERAGE POROSITY %	AVERAGE Kh md	AVERAGE Kr md	AVERAGE Sw %	AVERAGE So %
17.0 - 19.0	18	2	18.2	1555.0	372.0	19.0	41.4
19.1 - 21.0	20	3	19.6	1263.7	939.37	26.1	35.4
21.1 - 23.0	22	15	21.9	4738.0	3093.7	19.9	42.8
23.1 - 25.0	24	11	24.1	3417.5	1053.7	21.9	45.9
25.1 - 27.0	26	6	25.7	3551.2	1410.3	20.5	46.0
27.1 - 29.0	28	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
29.1 - 31.0	30	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AVERAGE		37	21.9	2905.1	1373.8	21.5	42.3

POROSITY RANGE %	MARCA DE CLASE	N. DE PIES FT.	STORAGE CAPACITY POR H (% -FT)	FLOW CAPACITY Kh "H (md -FT)	FLOW CAPACITY Kh "H (md -FT)	
17.0 - 19.0	18	2	36.3	3110.0	744	
19.1 - 21.0	20	3	58.9	3791.1	2817.9	
21.1 - 23.0	22	15	328.5	71070.0	46405.5	
23.1 - 25.0	24	11	265.1	37592.5	11590.7	
25.1 - 27.0	26	6	154.2	21307.2	8461.8	
27.1 - 29.0	28	0	0.0	0.0	0.0	
29.1 - 31.0	30	0	0.0	0.0	0.0	
TOTAL		37	843.0	136870.8	70019.9	

LOS ANEXOS 2 - 3

CONSULTAR

DIRECTAMENTE A LA TESIS

OPERATOR: YPF ECUADOR INC PARTNERS:

NOME CO

WELL: AMO TIGRE (H-M1)

CANAM-MURPHY

COMPOSITE WELL LOG

YPF ECUADOR INC.

LOCATION:

COUNTRY: ECUADOR
BASIN: ORIENTE
BLOCK: 16
FIELD: AMO B

UTM:

SPHEROID: INTERNATIONAL
ZONE: 18
CENT. MERID: 75 W
COORDS: 364146 364946
9894294 9894002

GEOGRAPHICS:

LONG: 76 13' 15.36"W
LAT: 00 57' 21.95"S

ELEVATIONS:

DEPTH UNITS: FEET
RT TO GL/MSL: 37.0'
GL TO MSL: 743.0
RT TO GL: 780.0
TD: MD TVD
DRILLER: 9473' 7679'
LOGGER: 9180' 7646'
DATE SPUDDER: SEP 13/97
TD DATE: OCT 10/97
RIG RELEASED: OCT 13/97
STATUS: Oil well producer.
SCALE: 1/500.

WIRELINE LOGS

RUN #	SUITE	JOB #	INTERVAL	SIZE	SHOE	TYPE & CEMENT
	NOT RUN			20"	128'	15sk class "A" 195 Vol. used 94 weight 0 degrees.
				13 3/8"	6110'	2275sk class "A" 768 Vol. used 68 weight k-55 degrees.
				9 5/8"	8273'	869sk class "G" 244 Vol. used 47 weight. S-95 degrees.
				7"	9473'	

CASING

GR-CDR.

8900' - 9180'

17 1/2"
12 1/4"
8 1/2"

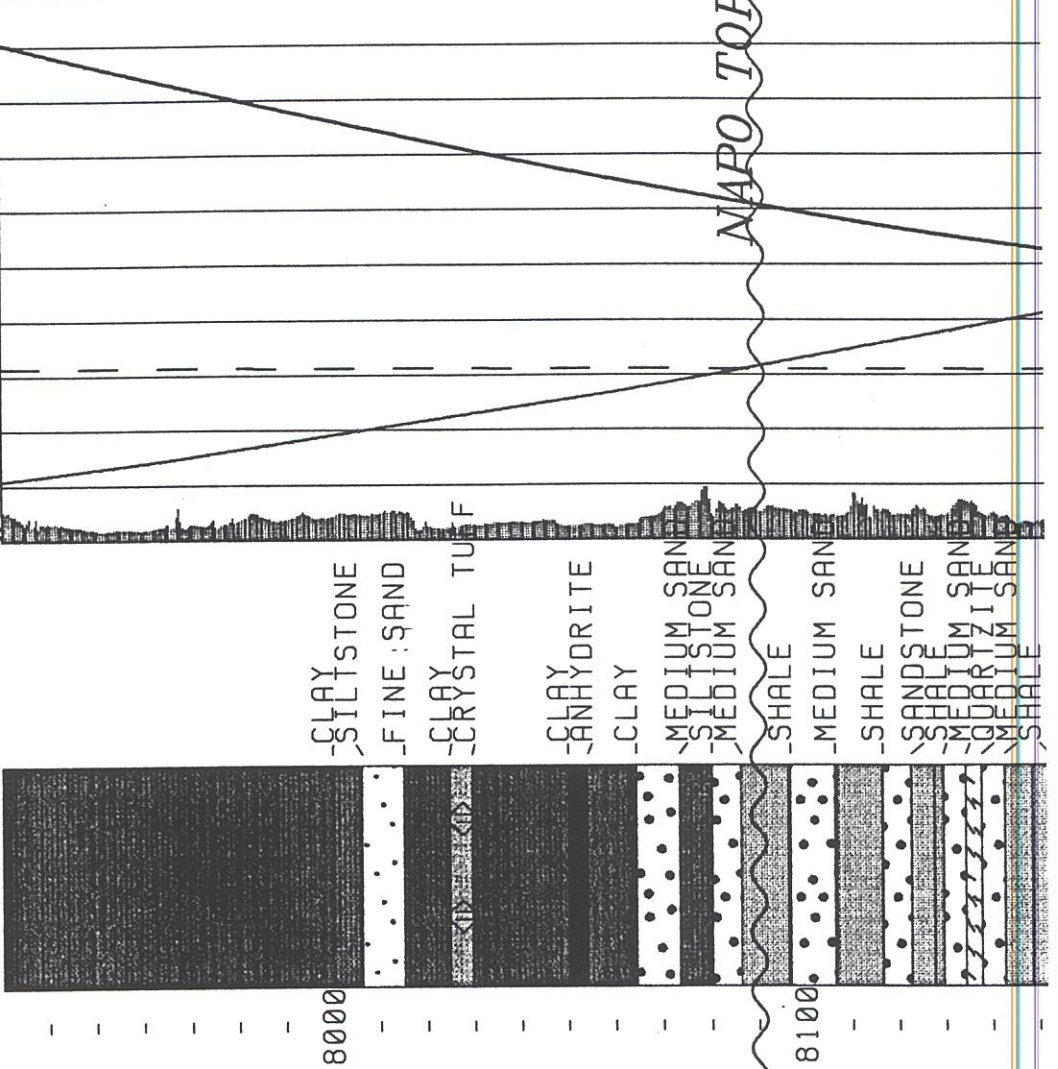
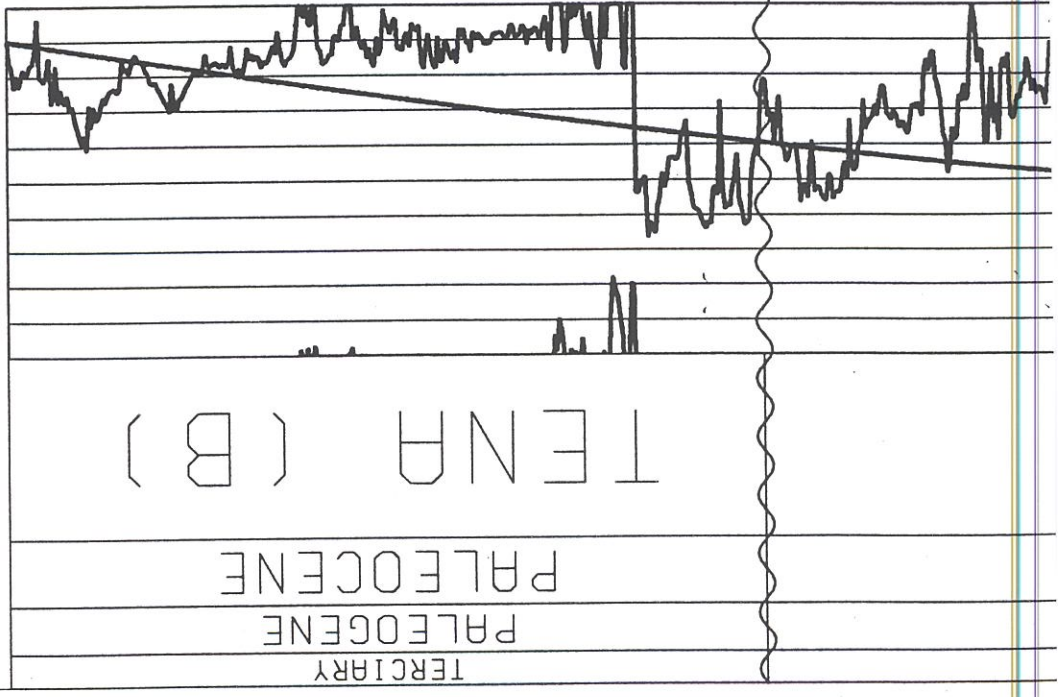
128' - 5973' MD
5973' - 8967' MD
8097' - 10040' MD

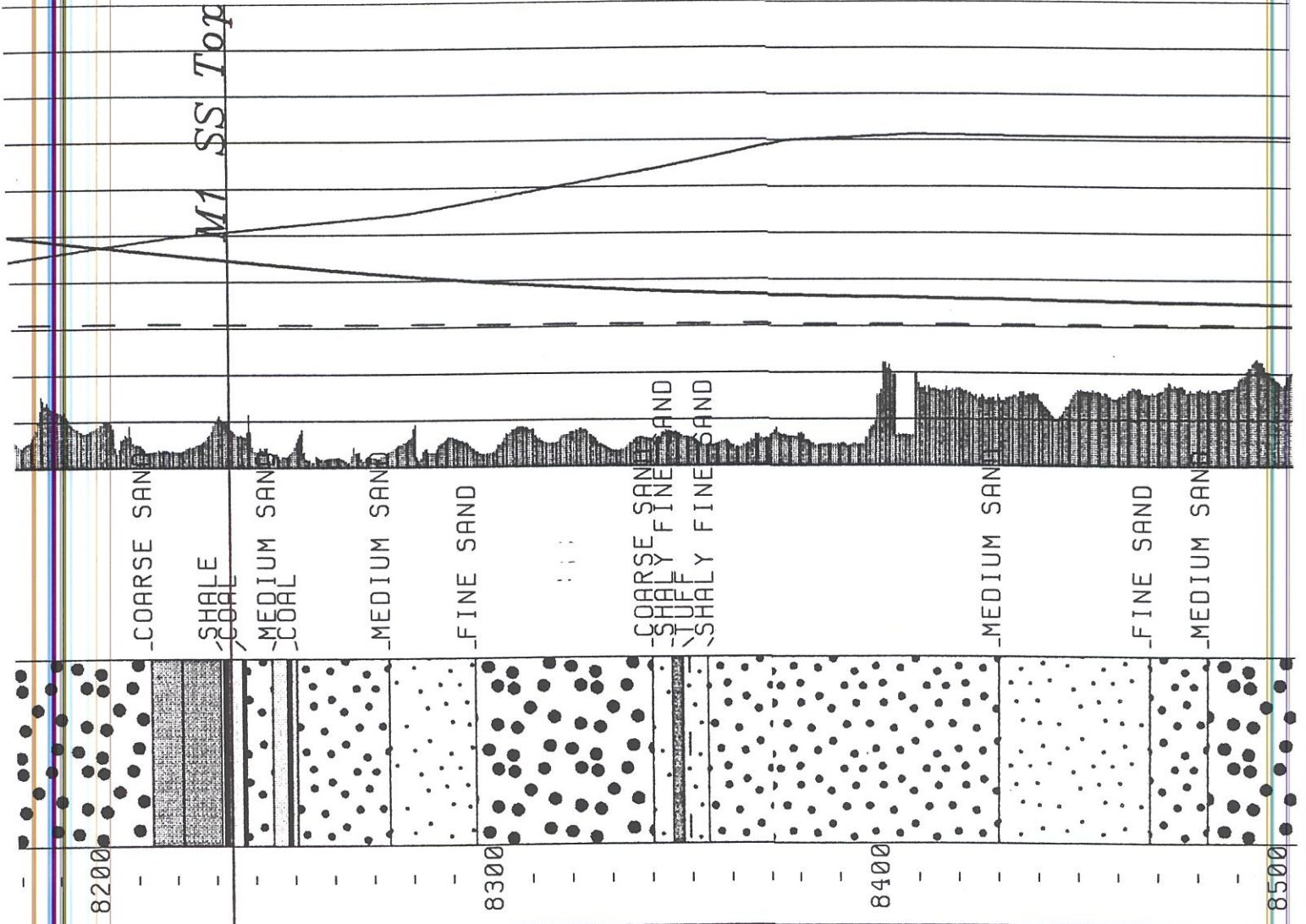
NATIVE
VISPLEX
FLO-PRO

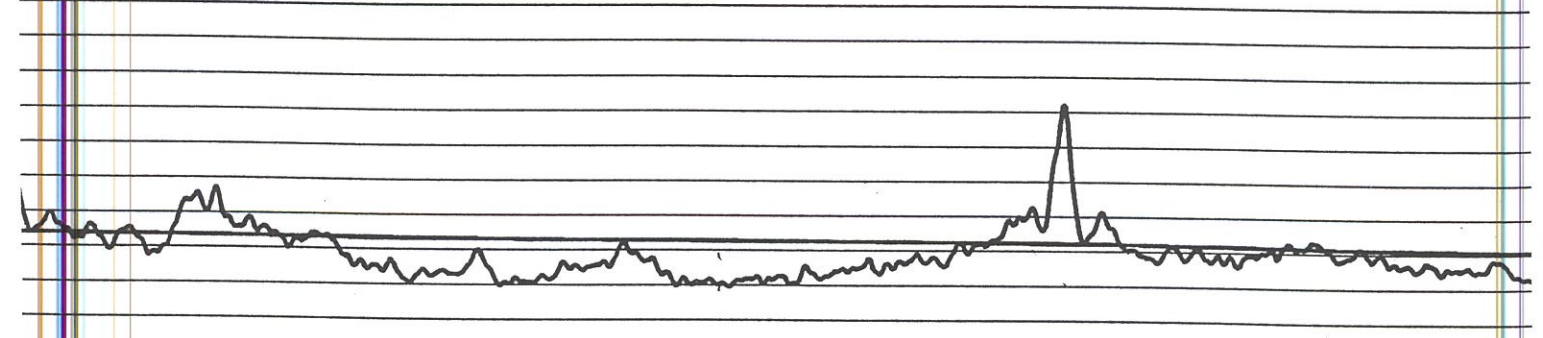
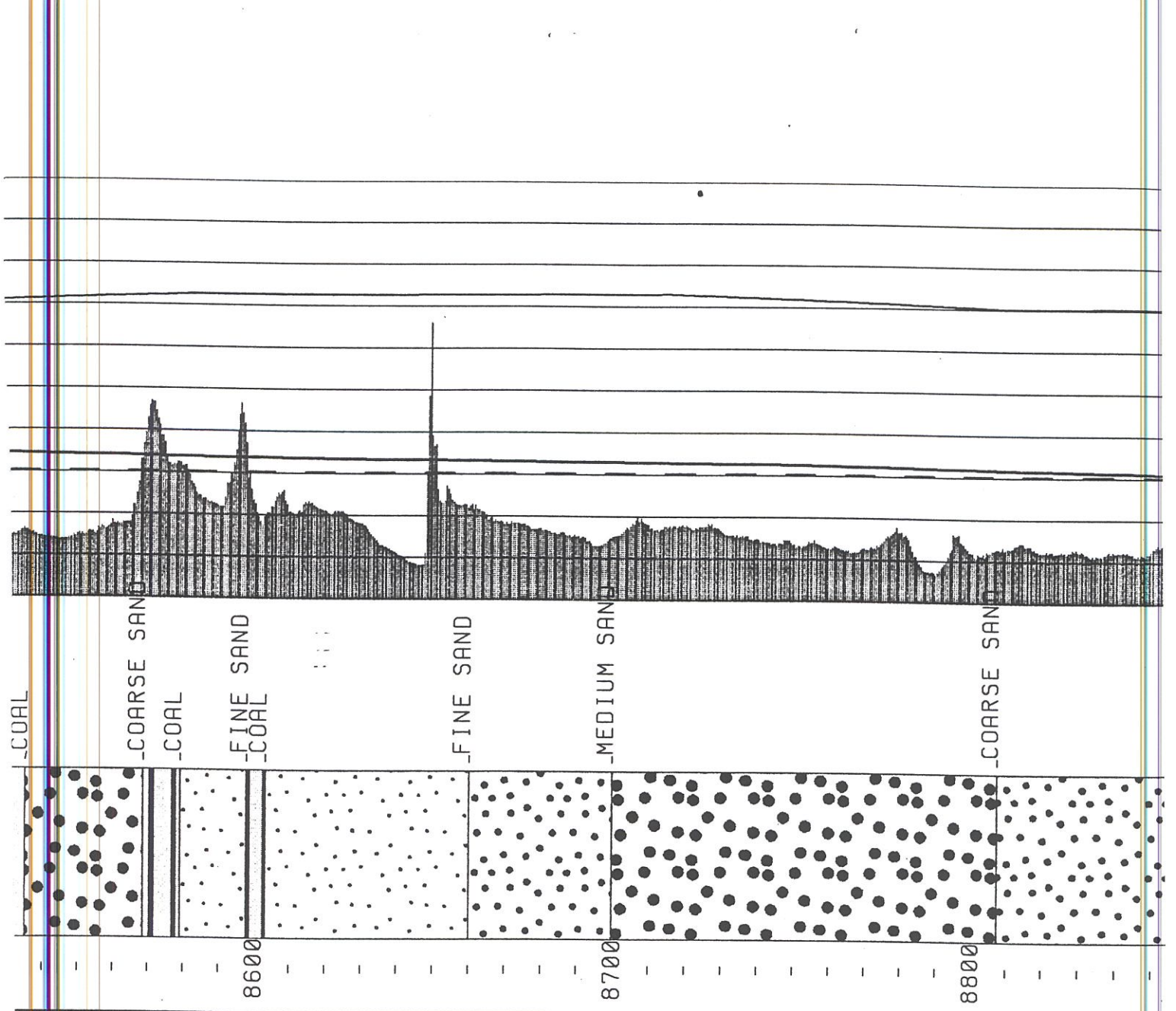
130' - 6110'
6110' - 8273'
8273' - 9473'

7700 HOLE1 7500
 7700 HOLE2 7500
 0 GR 150 FEET
 150 GR 300 MD

7700 TVD 7500
 60 DEVI 100
 0 ROP*5 200
 0 AZITH 360

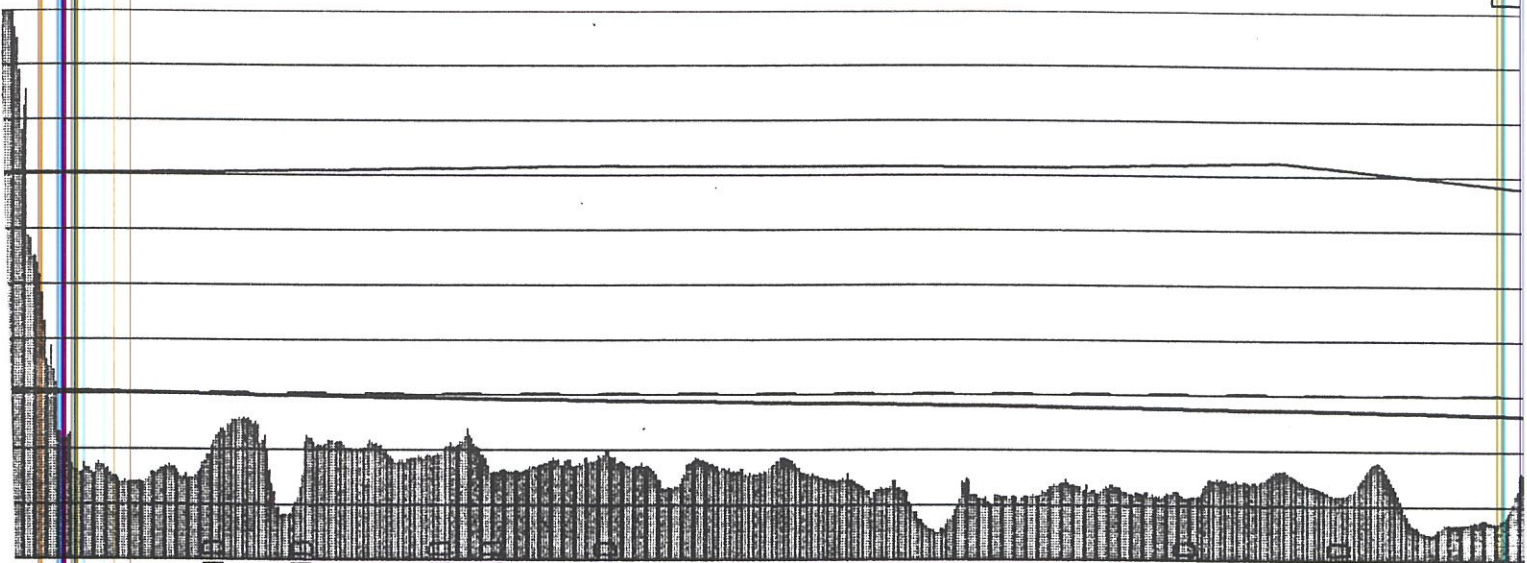




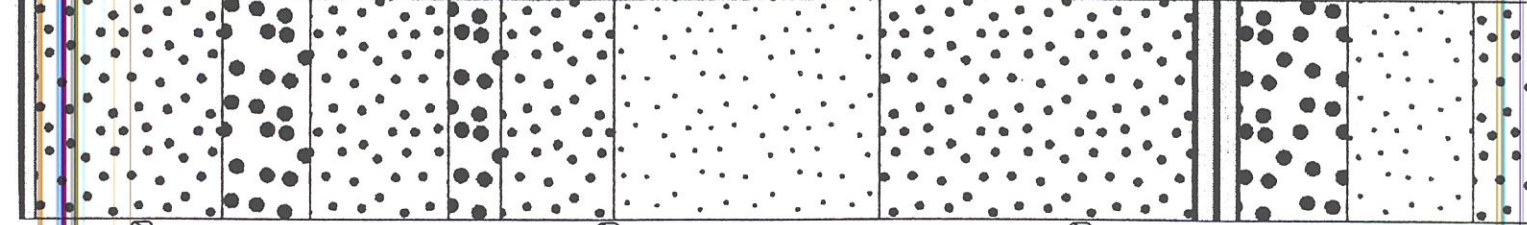


WOSTONE

CRETACEOUS
 LATE CRETACEOUS
 NARO FM



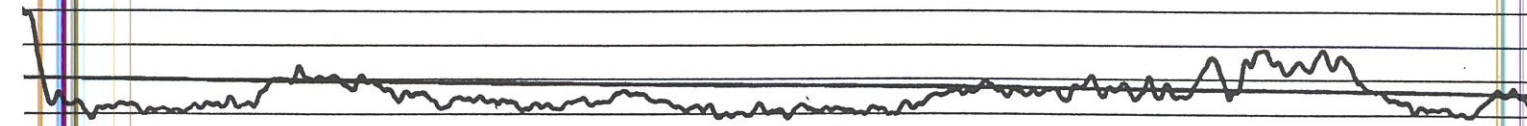
_COAL
 _MEDIUM SAND
 _COARSE SAND
 _MEDIUM SAND
 _COARSE SAND
 _MEDIUM SAND
 _FINE SAND
 _MEDIUM SAND
 _COAL
 _COARSE SAND
 _FINE SAND



8900

9000

9100

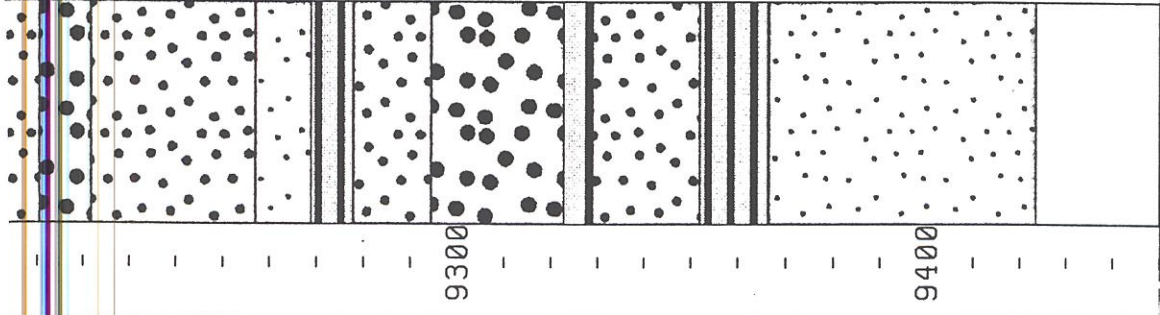
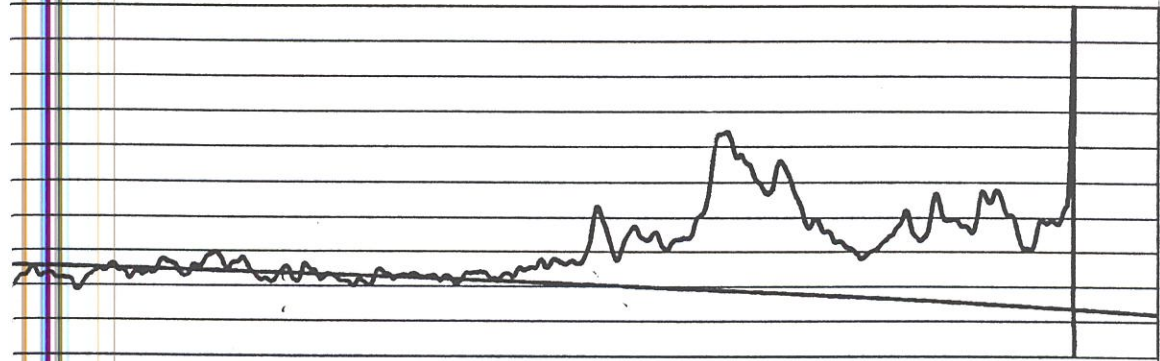


S
I
W

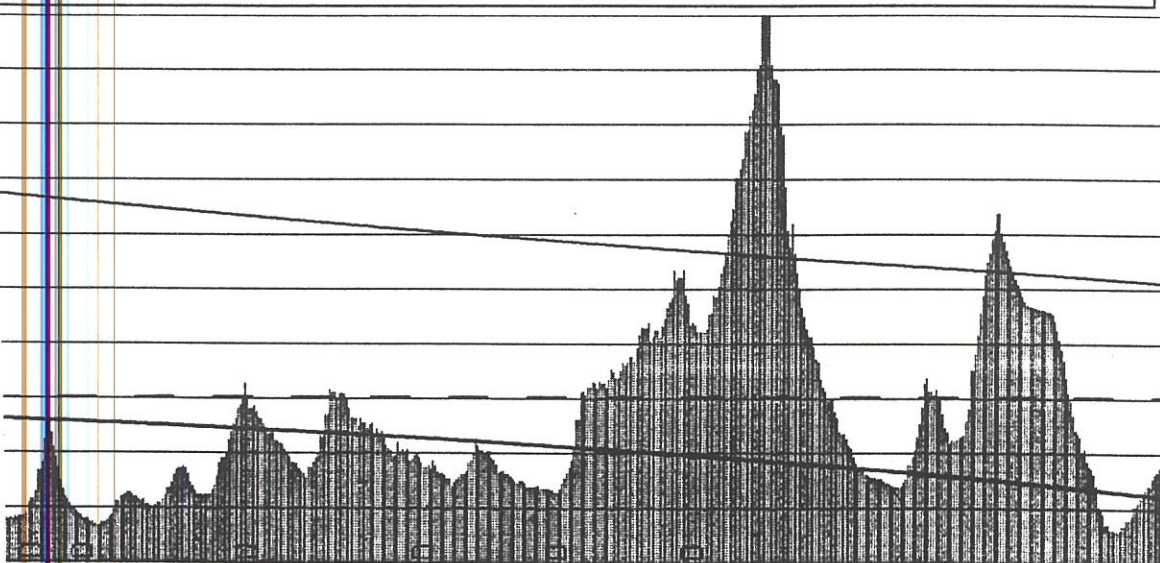
sw2a005.ha

3-Jan-1998 16

Y PANEL 1 OF 2



-MEDIUM SAND
 -COARSE SAND
 -MEDIUM SAND
 -FINE SAND
 -COAL
 -MEDIUM SAND
 -COARSE SAND
 -COAL
 -MEDIUM SAND
 -COAL
 -FINE SAND



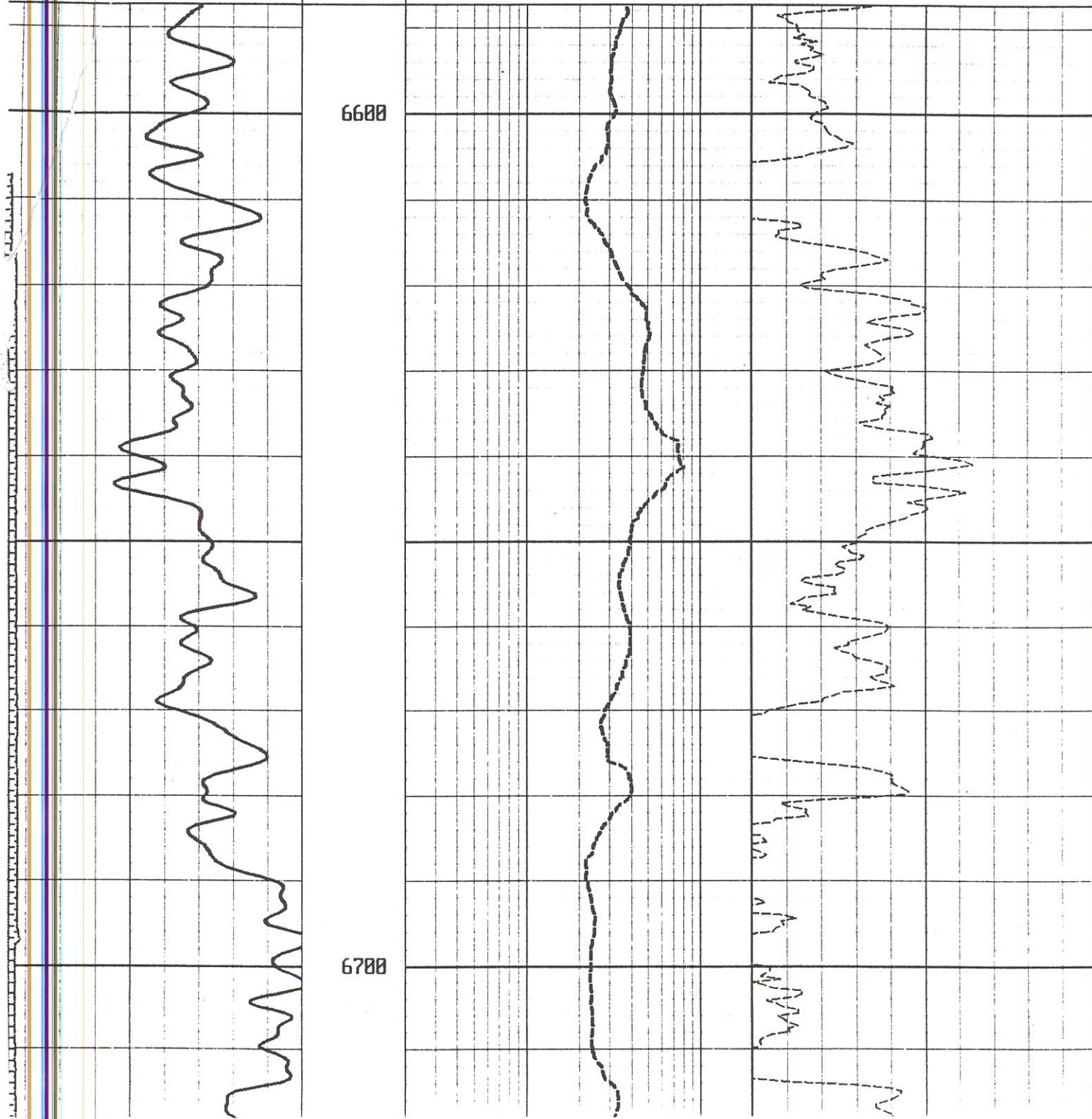
sw2a005.ha

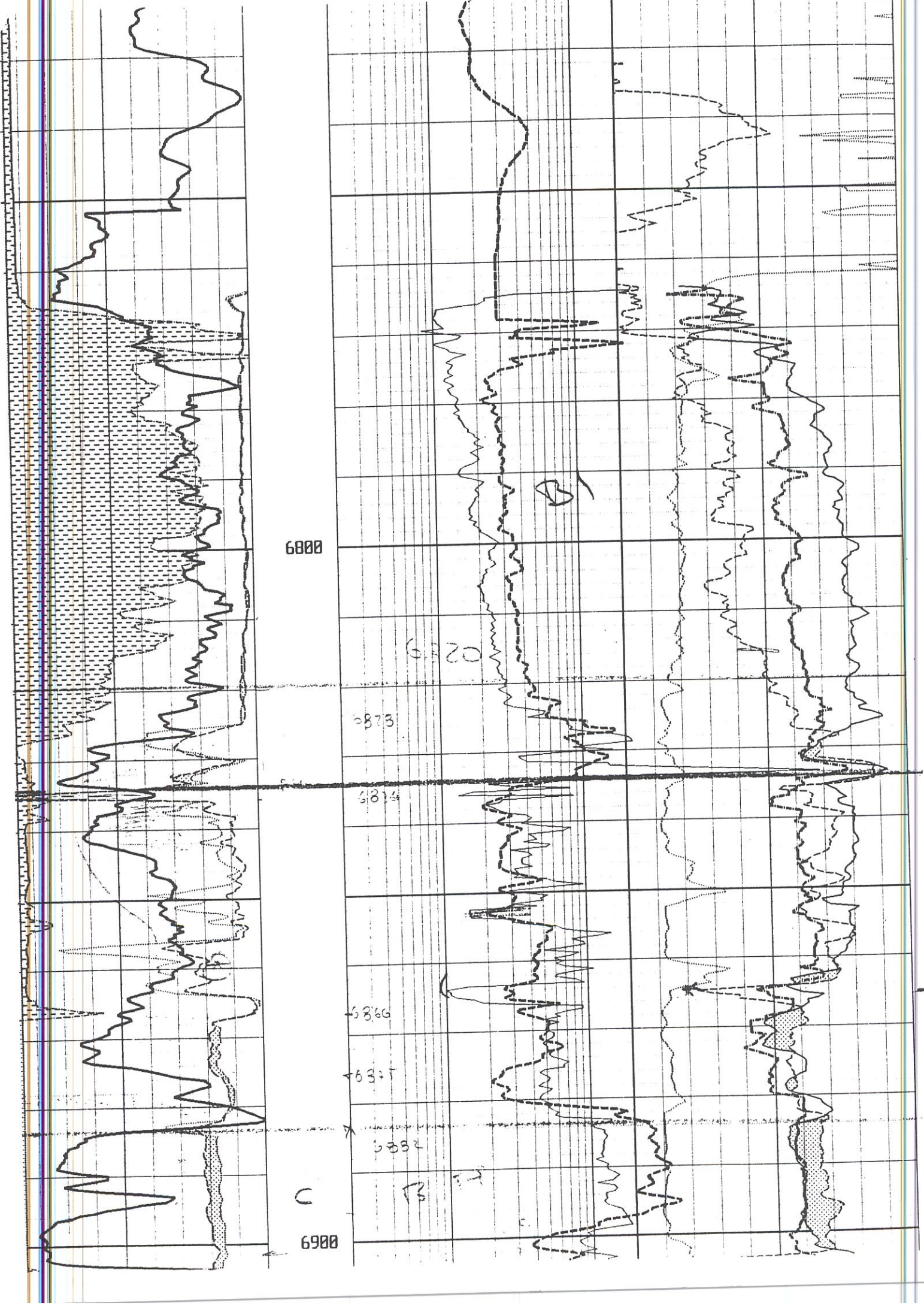
3-Jan-1998 16

TIERE 2
6-JAN-97 @ 10:05:59

Depth Axes Curve : SSTVD F Units :

GR_M	150	1:200	ILD_M	2000
SPS_M	20	FEET	MSFL_M	2000
BS	17		ohm	2000
IN	17		DT_M	40
CALS_M	17		US/F	40
IN	17		RHOB_M	2.7
MINV_DS	0		API	0
API	0		TNPH	0
MNOR_DS	0		API	0
API	0		PEF_M	20





6800

6820

6873

6814

6866

6837

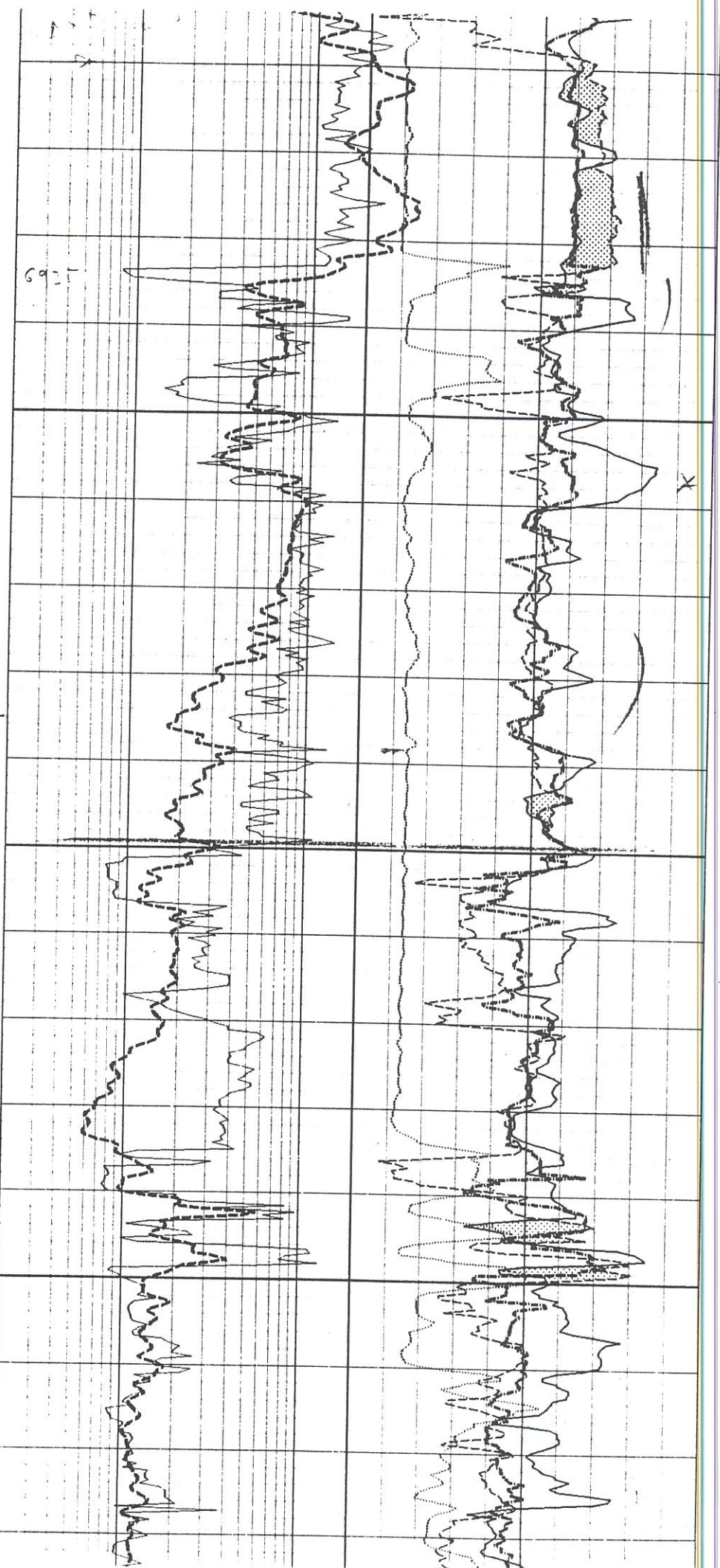
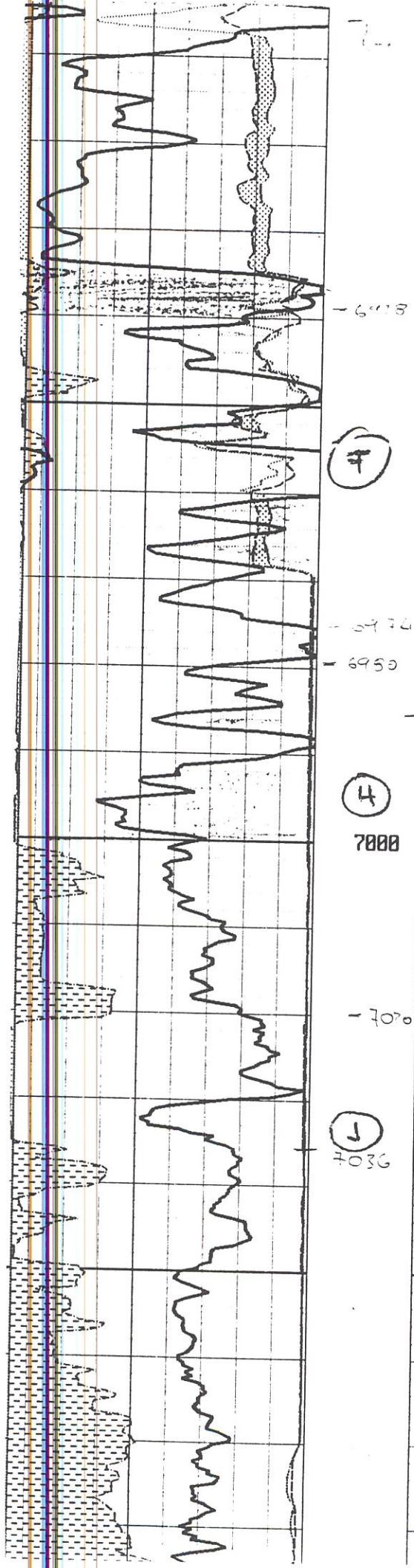
6882

C

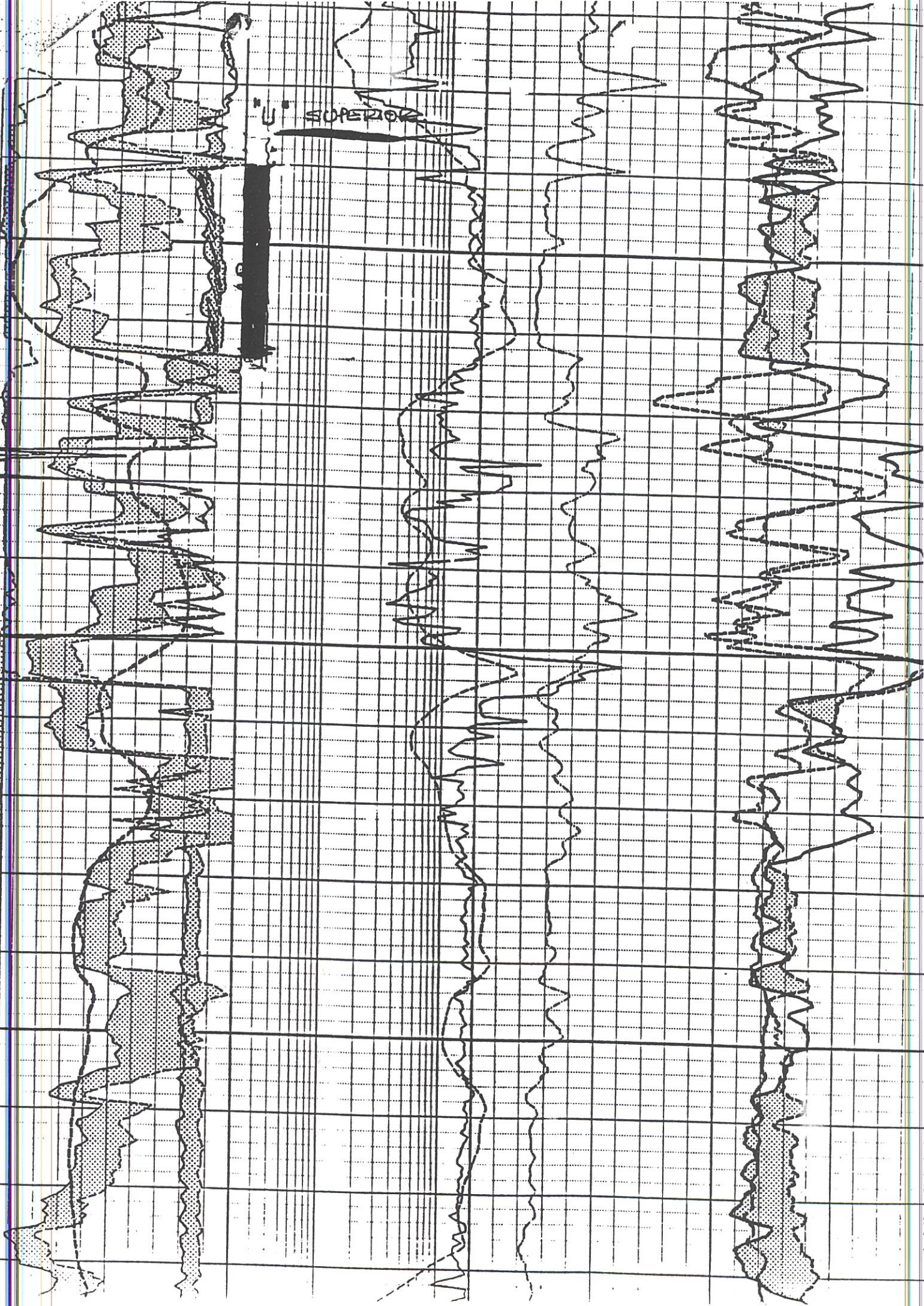
6900

B

A



U SUPERIOR



ANEXO A4

Customer Y.P.F ECU

Well Name AMO TIGRE 1 (HM)

HARDWARE		TEMPERATURE			
Casing	9.625", 47#	Down hole temp (F)	200		
Perforation Depth	7651 ft	Well head temp (F)	120		
Vert Depth of Pump	6700 ft				
Tubing Length (ft)	6700 ft				
Tubing ID (in)	4653 in				
Instrument tube OD	0 in				
WELL DATA		FLUID CALCULATIONS			
Oil gravity (API)	16	Specific Gravity oil	0.959		
Specif Grav Water	1.033	Avg Specific Gravity	0.967		
Water Cut (0-1)	10 %	Gradient (psi /ft)	0.419		
Gas gravity	0.85	Bubble Point psi	805		
GOR SCF/BBL	50				
GIP	100 %				
WELL TEST DATA – PI METHOD		WELL CALCULATIONS –PI METHOD			
Static down hol psi	3256	Ultimate Flow (BPD)	32560		
At depth (ft)	6500	(pump dn to perms)			
Stat Fluid Lev (ft)	-1279	Maximum Flow (BPD)	28961		
Static down hole psi	3256	(GPM)	845		
(at perforations)		(at min pump intake pressure)			
PI (BPD/ PSI)	10				
TOTAL DYNAMIC HEAD CALCULATIONS PI METHOD					
Flow	Flow	Fluid	Wellhead	Tubing	Total
GPM	BPD	Level	Pressure	Friction	Dynamic
		Feet	Feet	Loss (ft)	Head (ft)
466.7	16000	2544	956	414	3913
DESIRED OPERATING CONDITIONS			PUMPING CONDITIONS		
Well HD Press (psi) -	400		Pump speed in rpm	3680	
Min Pump Intake psi	25 PSI		Flow in BPD	16000	
Maximun Desired Flow	16000 BPD		Flow (GPM)	467 GPM	
	467 GPD		Fluid HP (pump out)	488	
Frecuency	64		Pump horsepower rqd.	711	
			Eff. (pump only)	68.6%	
			Head Produced ft.	4281	
			Head Required ft.	3913	
			Intake pressure psi	1321	
			Drawdon Straight Line		

Type CK 20000
Stages 44
No. Stages to try 40
8%.0 flow error due to
formation Bo
Use Compset if error > 5 %
NO GAS SEPARATOR REQUIRED

MOTOR REQUIREMENTS

60 Hz Hp rating 667
60 Hz. Speeds
User specified 3450
Computer calculated. ERR

Well Name AMO TIGRE 2 UNIDAD C

HARDWARE		TEMPERATURE			
Casing	9.625", 47#	Down hole temp (F)	210		
Perforation Depth	8706 ft	Well head temp (F)	120		
Vert Depth of Pump	7062 ft				
Tubing Length (ft)	7517 ft				
Tubing ID (in)	2.992 in				
Instrument tube OD	0 in				
WELL DATA		FLUID CALCULATIONS			
Oil gravity (API)	15	Specific Gravity oil	0.959		
Specif Grav Water	1.02	Avg Specific Gravity	0.967		
Water Cut (0-1)	10 %	Gradient (psi /ft)	0.418		
Gas gravity	0.85	Bubble Point psi	519		
GOR SCF/BBL	50				
GIP	100 %				
WELL TEST DATA – PI METHOD		WELL CALCULATIONS –PI METHOD			
Static down hol psi	3125	Ultimate Flow (BPD)	1800		
At depth (ft)	8706	(pump dn to perms)			
Stat Fluid Lev (ft)	- 222	Maximum Flow (BPD)	1510		
Static down hole psi	3125	(GPM)	44		
(at perforations)		(at min pump intake pressure)			
PI (BPD/ PSI)	1.33				
TOTAL DYNAMIC HEAD CALCULATIONS PI METHOD					
Flow	Flow	Fluid	Wellhead	Tubing	Total
GPM	BPD	Level	Pressure	Friction	Dynamic
		Feet	Feet	Loss	Head (ft)
				(ft)	
29.2	1000	4562	1196	28	5786
DESIRED OPERATING CONDITIONS			PUMPING CONDITIONS		
Well HD Press (psi) -	500		Pump speed in rpm	3450	
Min Pump Intake psi	25 PSI		Flow in BPD	1000	
Maximun Desired Flow	1000 BPD		Flow (GPM)	29 GPM	
	29 GPD		Fluid HP (pump out)	47	
Frecuency	60		Pump horsepower rqd.	123	
			Eff. (pump only)	37.7%	
			Head Produced ft.	6540	
			Head Required ft.	5786	
			Intake pressure psi	1045	
			Drawdon Straight Line		
PUMP					

Type GN 3200

Stages 131

No. Stages to try 116

8.7% flow error due to
formation Bo

Use Compset if error > 5 %

NO GAS SEPARATOR REQUIRED

MOTOR REQUIREMENTS

60 Hz Hp rating 123

60 Hz. Speeds

User specified 3450

Computer calculated. 3434

BIBLIOGRAFIA

- 1 Maxus Ecuador; Estudio de Incorporación del Campo Amo 1980**
- 2 Alexis Martinez, Rocio Iñiga, Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral.**
- 3 YPF Ecuador, Estudio de Simulación de Reservorio, realizado el 18 y 19 de septiembre de 1997.**
- 4 Leland T. Blank, Anthony J. Tarqui , Ingeniería Económica (Tercera edición; Mexico, Mc Graw-Hill, 1992).**