

T  
622.18282  
HOY



**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**“ Optimización del Sistema de Reinyección de Agua del Pad  
Amo-A, del Bloque 16 operado por la Compañía Repsol Ypf ”.**

***TESIS DE GRADO***

Previo a la Obtención del Título de:

**INGENIERO DE PETROLEOS**

Presentada por:

**Antonio Eduardo Hoyos Calle**

**Guayaquil - Ecuador**

**2004**

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

"Optimización Del Sistema De Reinyección De Agua Del Pad  
Amo-A, Del Bloque 16 Operado Por La Compañía Repsol-Ypf"

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentada por:

Antonio Eduardo Hoyos Calle

GUAYAQUIL - ECUADOR

2004

## AGRADECIMIENTO

Agradezco de todo corazón a Dios, mis padres, a mi tío Eduardo y a mi querida Ale, por brindarme su paciencia, consejo y estímulo incondicionalmente y en todo momento. También quiero manifestar mis eternos agradecimientos a: Ingeniero Ricardo Gallegos, Director de Tesis; Ingeniero Mario González, Ingeniero Héctor Román, al Departamento de Ingeniería de Reservorios y al de Ingeniería en Petróleos de la empresa Repsol Ypf, especialmente al Ingeniero Diego Astudillo

## DEDICATORIA

A MIS QUERIDOS PADRES, A MI  
ESPOSA ALEJANDRA, A MI TIO  
EDUARDO Y EN ESPECIAL A MI HIJO  
ANTONIO

## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Ricardo Gallegos O.  
DECANO DE LA FICT  
DIRECTOR DE TESIS  
PRESIDENTE



Ing. Luis F. Albán  
VOCAL



Ing. Héctor Román  
VOCAL

## DECLARACIÓN EXPRESA

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

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).



---

ANTONIO E. HOYOS CALLE  
AUTOR DE TESIS

## RESUMEN

El presente trabajo trata acerca de la Optimización de un Sistema de Reinyección de Agua, enfocado en la factibilidad de reinyectar a mayores presiones. La importancia de que el sistema trabaje de una forma mas eficiente radica en los altos costos que genera debido a la gran cantidad de energía requerida para bombear y poder reinyectar altos volúmenes de agua, que en Repsol – Ypf Ecuador llegan a seiscientos mil barriles por día.

Para realizar un adecuado diagnóstico del sistema actual, se hizo un análisis de las tres partes fundamentales que intervienen en la Reinyección de Agua, las cuales son:

- ☞ El Reservorio Receptor
- ☞ El Agua de Reinyección
- ☞ Equipos de Reinyección

Para saber las características del reservorio receptor, que en los pozos del Pad Amo A es el yacimiento M 1, se hizo un estudio que se lo detalla en los capítulos 1 y 2. El primer capítulo, abarca los aspectos estratigráficos generales, ambientes depositacionales, edad geológica de los principales yacimientos del Oriente Ecuatoriano haciendo especial énfasis en el Reservorio Receptor.

Dentro del capítulo 2, se puede conocer acerca de las pruebas que se realizan para conocer parámetros petrofísicos, como permeabilidades, presión promedio del yacimiento, daño de formación y otros; especialmente para poder realizar cálculos de las posibles tasas de Reinyección. Además se analiza la capacidad de bombeo que poseen los Equipos actuales de Reinyección, y para concluir se detalla acerca de las pruebas de compatibilidad realizadas entre el agua de formación y reinyección.

El capítulo 3, se refiere a las características y condiciones actuales de los equipos de reinyección, así mismo se detalla la predicción de las tasas de producción de agua; de igual forma se describe el funcionamiento del tratamiento que recibe el agua de producción, considerando que luego de este análisis vamos a poder hacer recomendaciones generales para resolver anomalías en el caso de haberlas o aprovechar recursos que nos permitan optimizar el sistema.

Luego de evaluar las condiciones del sistema actual, se elaboro un análisis para ver la factibilidad de la reinyección a mayores presiones, dentro del capítulo 4, se describe los resultados del análisis del modelo de simulación del campo Amo, el cual previamente fue cargado con la información

necesaria incluyendo los parámetros que en capítulos anteriores fueron obtenidos. Conjuntamente se presentan el procedimiento para elaborar los cálculos, y obtener las máximas tasas de reinyección que el yacimiento M1 puede aceptar.

Para finalizar, se elabora un análisis costo – beneficio del equipo propuesto, para luego exponer las conclusiones y recomendaciones obtenidas.

# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
SIMBOLOGÍA.....	IV
ABREVIATURAS.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1	
1 GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL RESERVORIO RECEPTOR.....	3
1.1 Generalidades.....	3
1.2 Información Geológica Previa y Datos Geológicos Regionales.....	5
1.3 Análisis de Estudios Geológicos del Reservorio Receptor.....	13
CAPÍTULO 2	
2 ANÁLISIS DE PRUEBAS Y COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS DE AGUAS DE FORMACIÓN.....	20
2.1 Análisis De Pruebas "Faloff" Test.....	21
2.2 Análisis de las "Gráficas de Hall".....	29
2.3 Análisis de Pruebas de Inyectividad.....	37

2.4	Determinación de Tasas Máximas de Reinyección con el Sistema Actual.....	40
2.5	Determinación de Compatibilidad entre el Agua de Reinyección y la Formación Receptora .....	43

### CAPÍTULO 3

3	DIAGNÓSTICO DE EQUIPOS DE SUBSUELO Y SUPERFICIE.....	46
3.1	Configuración y Completación de Pozos Reinyectores.....	46
3.2	Diagnóstico de los Pozos Reinyectores.....	49
3.3	Estudio De Corrosión Del Sistema De Superficie.....	52
3.4	Datos de Tasas de Producción de Agua y Predicción.....	60
3.5	Tratamiento de Aguas de Producción y Sistemas de Reinyección.....	61
3.6	Diagnóstico y Ensayo No Destructivos de los Equipos de Superficie.....	68

### CAPÍTULO 4

4	EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA REINYECCIÓN EN EL PAD AMO A.....	72
4.1	Análisis del Modelo de Simulación del Campo Amo.....	72
4.2	Factibilidad de Inyección a Altas Presiones.....	76
4.3	Diagnóstico del Manejo de Agua.....	84

## CAPÍTULO 5

5	ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO DEL SISTEMA PROPUESTO...88
5.1	Análisis Costo – Beneficio del Sistema Propuesto.....88
5.2	Conclusiones.....91
5.3	Recomendaciones.....93

## FIGURAS

## APÉNDICES

## BIBLIOGRAFÍA

## SIMBOLOGÍA

BSW	Corte de Agua
Cd	Coefficiente adimensional de almacenamiento
C <sub>s</sub>	Coefficiente del efecto de almacenaje
Ct	Compresibilidad total
C <sub>tw</sub>	Compresibilidad en la Zona Cercana al pozo de Reinyección
EF	Eficiencia
FE	Eficiencia de flujo
Gf	Gradiente de fractura
G <sub>w</sub>	Gradiente Hidrostático del Agua
h	Espesor neto de la formación
Isr	Inyección luego de reparar el daño
$\dot{I}_w$	Tasa de inyección
k <sub>a</sub>	Permeabilidad en la zona con daño de formación
k <sub>rw</sub>	Permeabilidad relativa al petróleo
k <sub>rw</sub>	Permeabilidad relativa al agua
k <sub>w</sub>	Permeabilidad al agua
P*	Presión equivalente de reservorio
Pf	Presión de fractura
P <sub>int</sub>	Presión intercepto a 1 hora de cierre
Pwf	Presión de fondo fluuyente
Pwh	Presión en la cabeza del pozo
P <sub>ws</sub>	Presión de fondo
q	tasa de inyección
Qi	Tasa de Reinyección
r	Radio al límite externo del banco de agua
r <sub>a</sub>	Radio del daño de formación
r <sub>d</sub>	Radio de investigación
r <sub>e</sub>	Radio externo del banco de petróleo
r <sub>e</sub>	Radio de Inyección
r <sub>i</sub>	Radio de Inyección
r <sub>w</sub>	Radio del pozo
S	Factor de daño de formación
SG <sub>w</sub>	Gravedad específica del agua de reinyección
So	Saturación de petróleo
Sor	Saturación de Petróleo Residual
Sw	Saturación de Agua
Sw <sub>i</sub>	Saturación intersticial de agua
t	Tiempo de reinyección
T <sub>m</sub>	Transmisibilidad

$T_{ra}$	Transmisibilidad en la zona con daño de formación
$t_p$	Tiempo de cierre
$W_i$	Volumen total de Agua Reinyectada
$\phi$	Porosidad
$\Delta F$	Factor de daño
$\Delta P_a$	Perdidas de presión por presencia de taponamiento
$\Delta P_f$	Pérdidas de presión por fricción
$\beta_w$	Factor Volumétrico del Agua de Reinyección
$\mu_w$	Viscosidad del Agua de Reinyección

## ABREVIATURAS

B/D	Barriles por día
Bapd	Barriles de agua por día
ft	pies
FWKO	Free Water Knock out
H <sub>2</sub> S	Ácido Sulfúrico
HP	Caballos de fuerza (unidad de potencia)
inj	Índice de Inyectividad
KHZ	Kilo Hertz
Kw.	Kilowatt
MD	Profundidad Medida
MHz	Mega Hertz
Mpy	Milésimas de pulgada por año
NMP	Nivel medio de las perforaciones
O <sub>2</sub>	Oxígeno disuelto
OWC	Contacto agua – petróleo
ppm	Partes por millón
Psi	Libras por pulgada cuadrada
TVD	Profundidad vertical verdadera
wellpad	Plataforma de producción
WHP	Presión en la cabeza del pozo

## LISTADO DE FIGURAS

Figura 1.1	Bloque 16
Figura 1.2	Ubicación del bloque 16
Figura 1.3	Ubicación de la cuenca oriente en contexto de las cuencas subandinas
Figura 1.4	Correlación estructural-estratigráfica de dirección oeste-este
Figura 1.5	Columna estratigráfica general de la cuenca oriente, sección cretácico
Figura 1.6	Pozos dentro del campo Amo- Repsol Ypf
Figura 1.7	Mapa estructural del campo Amo
Figura 1.8	Cross section – campo Amo
Figura 1.9	Ubicación del Pad Amo A, dentro de SPF
Figura 2.1	Descripción de un pozo inyector
Figura 2.2	Prueba Falloff test
Figura 2.3	Determinación de la recta pendiente para el método de Horner
Figura 2.4	Determinación del tiempo donde terminan los efectos de almacenaje.
Figura 2.5	Determinación del coeficiente del efecto de llene
Figura 2.6	Método del gráfico de Hall cuando no hay taponamiento
Figura 2.7	Gráfica de Hall cuando existe daño de formación
Figura 2.8	Diagrama de relación entre radios
Figura 2.9	Gráficas de hall para los pozos de Amo A
Figura 2.10	Determinación de la presión de fractura para un pozo de inyección o reinyección
Figura 2.11	Prueba de compatibilidad entre el agua de formación y reinyección
Figura 3.1	Típico cabezal usado en un pozo inyector o reinyector
Figura 3.2	Un simple ensamblaje de fondo para un pozo inyector o reinyector
Figura 3.3	Mapa de ubicación de los pozos de Amo a
Figura 3.4	Espectrofotómetro
Figura 3.5	Ph meter
Figura 3.6	Inspección visual de los equipos de superficie del Pad Amo A
Figura 3.7	Predicción de producción de agua del bloque 16
Figura 3.8	Predicción de producción de agua de SPF
Figura 3.9	Predicción de producción de agua de Amo

Figura 3.10	Free water knock out
Figura 3.11	Intercambiador de calor
Figura 3.12	Separador de producción
Figura 3.13	Deshidratador electrostático
Figura 3.14	Scrubber de agua
Figura 3.15	Tanques skim del agua de producción
Figura 3.16	Bombas booster
Figura 3.17	Bombas de inyección
Figura 3.18	Equipo de ultrasonido
Figura 3.19	Medición de espesores
Figura 3.20	Líneas de inyección
Figura 3.21	Pad Amo a
Figura 3.22	Cabezal del pozo Amo A6
Figura 4.1	Curvas de producción de los pozos de Amo A
Figura 4.2	Malla de simulación usada para el análisis
Figura 4.3	Mapas de saturación de capas 1, 5 y 9 - año 2003
Figura 4.4	Corrida de predicción de saturaciones a distintos años
Figura 4.5	Cortes transversales de la malla de simulación a diferentes años
Figura 4.6	Secciones del ensamblaje de fondo de un pozo reinyector
Figura 4.7	Comportamiento de la reinyección en el pozo Amo A6
Figura 4.8	Volumen de agua reinyectada acumulada del pozo Amo A6
Figura 4.9	Índice de inyectividad, Amo A 6
Figura 4.10	Calidad del agua de reinyección, Amo A 6
Figura 4.11	Comportamiento de la reinyección en el pozo Amo A3
Figura 4.12	Volumen de agua reinyectada acumulada del pozo Amo A 3
Figura 4.13	Índice de inyectividad, Amo A 3
Figura 4.14	Calidad del agua de reinyección, Amo A 3
Figura 4.15	Comportamiento de la reinyección en el pozo Amo A2
Figura 4.16	Volumen de agua reinyectada acumulada del pozo Amo A2
Figura 4.17	Índice de inyectividad, Amo A2
Figura 4.18	Calidad del agua de reinyección, Amo A2
Figura 4.19	Comportamiento de la reinyección en el pozo Amo A1
Figura 4.20	Volumen de agua reinyectada acumulada del pozo Amo A1
Figura 4.21	Índice de inyectividad, Amo A1
Figura 4.22	Calidad del agua de reinyección, Amo A 1

## LISTADO DE APÉNDICES

Apéndice A	Prueba Falloff test al pozo Amo A6
Apéndice B	Parámetros petrofísicos y propiedades de los fluidos
Apéndice C	Presión promedia de reservorio para los pozos reinyectores
Apéndice D	Permeabilidad, radios al limite externo de agua reinyectada y al banco de petróleo
Apéndice E	Procedimiento para obtener daño de formación en los pozos de Amo A, según método del grafico de hall
Apéndice F	Pruebas de inyectividad realizadas a los pozos del wellpad Amo A
Apéndice G	Diagramas de las bombas utilizadas en la reinyección en los pozos del Pad Amo A
Apéndice H	Diagramas de completación de pozos reinyectores del wellpad Amo A
Apéndice I	Surveys de pozos reinyectores del wellpad Amo A
Apéndice J	Histórico de completaciones, reinyectores Amo A
Apéndice K	Importancia del control de los parámetros de un análisis físico químico
Apéndice L	Procedimiento para la caracterización físico química del agua de reinyección
Apéndice M	Análisis físico – químico realizado al agua de reinyección en SPF en el bloque 16
Apéndice N	Registro de lecturas de probetas de corrosión
Apéndice O	Métodos para evaluar cupones
Apéndice P	Reinyección diaria programada para los wellpad de SPF
Apéndice Q	Descripción de equipos del sistema de tratamiento de crudo
Apéndice R	Curva de permeabilidades relativas en los pozos reinyectores de Amo a

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1	TASAS MÁXIMAS DE REINYECCIÓN ALCANZADAS CON EL EQUIPO ACTUAL.....	39
TABLA 2	PRESIONES MÁXIMAS PARA EQUIPOS DE REINYECCIÓN.....	41
TABLA 3	CAUDALES MÁXIMOS DE LAS BOMBAS DE REINYECCIÓN.....	42
TABLA 4	PROPIEDADES FÍSICO – QUÍMICAS DEL AGUA DE REINYECCIÓN (IDEALES).....	57
TABLA 5	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE BOMBAS DE REINYECCIÓN.....	65
TABLA 6	PRESIONES DE FRACTURA, AMO A.....	78
TABLA 7	TASAS MÁXIMAS DE REINYECCIÓN, PARA EL YACIMIENTO M 1.....	79
TABLA 8	PRESIONES DE CABEZA REQUERIDAS PARA TASAS MÁXIMAS SEGÚN CONDICIONES DE RESERVORIO.....	81
TABLA 9	PERDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN PARA Q <sub>i</sub> MAX.....	82
TABLA 10	TASAS MÁXIMAS Y PRESIONES, CON EQUIPO PROPUESTO.....	82
TABLA 11	PERDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN, SIN TUBING CON NUEVO SISTEMA DE BOMBEO.....	83
TABLA 12	TASAS MÁXIMAS CON EL EQUIPO ACTUAL, SIN TUBING.....	84

## INTRODUCCIÓN

Cuando un pozo de petróleo esta produciendo, no se obtiene solamente el hidrocarburo sino viene acompañado en diferentes proporciones de agua, gas y sólidos disueltos. A medida que pasa el tiempo el corte de agua aumenta continuamente e incluso se puede llegar a producir solo agua , la rapidez dependerá de las condiciones de cada pozo y yacimiento en particular.

Algunos campos petroleros del Ecuador tienen un corte de agua promedio mayor al 90 %, debido a que la invasión de agua se manifiesta tempranamente por el alta relación de movilidad que hay entre los fluidos de los yacimientos. Desde la operación del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), las compañías operadoras han tenido que aumentar la producción de petróleo con el objetivo de llenarlo y de igual manera con el crudo se generan altísimos volúmenes de agua, que por normas ambientales, no se pueden desechar a la superficie.

Entonces como única alternativa aparece la Reinyección del agua de producción, en el caso de Repsol Ypf Ecuador, el volumen de agua reinyectada por día sobrepasa los seiscientos mil barriles. La importancia

de realizar una eficiente Reinyección radica en los altos costos que esta genera, debido a la gran cantidad de energía que se consume.

El presente proyecto de tesis analiza los parámetros principales que pueden influir en el buen desarrollo del Sistema de Reinyección; con el propósito de encontrar anomalías para dar las pautas a seguir para corregirlas, o en su defecto, situaciones favorables que se puedan aprovechar para lograr la optimización del Sistema al menor costo.

Para lograrlo se estudio las partes fundamentales, haciendo análisis de las características del reservorio receptor, el tratamiento de limpieza que recibe el agua antes de ser reinyectada, y las características principales de los Equipos de Inyección. Todo esto usando las técnicas modernas, y con un apoyo de figuras muy claras y comprensibles, teniendo a disposición toda la información recopilada en los apéndices.

En el estudio, se trato de poner los procedimientos, cálculos, conclusiones y recomendaciones con un carácter de ingeniería de la forma mas comprensible y completa posible, para que pueda ser utilizado por cualquier persona que quiera reforzar sus conocimientos en Reinyección de Agua y que sirva como un documento de consulta y referencia para próximos proyectos.

# CAPITULO 1

## GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL RESERVORIO RECEPTOR

### 1.1 GENERALIDADES

El bloque 16 (Figura 1.1), operado por Repsol YPF Ecuador, está ubicado en la parte central de la Cuenca Oriente Ecuatoriana dentro del Parque Nacional "Yasuni" y la reserva étnica "Huaorani". Geográficamente esta localizado en la parte Nor-Oriental del territorio ecuatoriano dentro de la provincia de Orellana (Figura 1.2).

El campo Amo, conjuntamente con los campos Daimi, Ginta e Iro, forma parte de los "Campos del Sur" en el Bloque 16, operado por YPF Ecuador.

Se encuentra localizado en la parte central de la Cuenca Oriente Ecuatoriana, aproximadamente a 215 km al Este de Quito.

Este campo fue descubierto por CONOCO, con la perforación de los pozos exploratorios Amo-1 (Norte) y Amo-2 (Sur), los cuales probaron petróleo en las areniscas Basal Tena, "M-1" y "U" de la formación Napo (Cretácico Superior).

El desarrollo del campo se inicia en 1995, con la perforación de pozos direccionales desde las plataformas 'A' al Norte y 'B' & 'C' en el sector Sur. Desde su inicio se han perforado 3 pozos verticales y 9 pozos direccionales.

La producción se inicia en diciembre de 1994, con un acumulado, a diciembre de 2002, que totaliza un volumen de 29.4 MMBO de un petróleo de 16.8 °API y una viscosidad que varía entre 40 y 60 cp. Las reservas totales remanentes del campo se estiman en 81.8 MMBO.

## 1.2 Información Geológica Previa Y Datos Geológicos Regionales

### 1.2.1 Aspectos Generales

La Cuenca Oriente (Figura 1.3) tiene una extensión de 100.000 Km<sup>2</sup>, y forma parte del conjunto de Cuencas Sub-andinas de tras-arco. Los bordes de Cuenca están determinados al Oeste por la Cordillera de los Andes, al Este el Cratón Guayano-Brasileño, al Norte la sub-Cuenca Putumayo en Colombia y al Sur la sub-Cuenca Maraón en el Perú. En la dirección Este-Oeste, la Cuenca tiene una forma asimétrica, con un borde Oriental platafórmico y un borde Occidental tectónico (figura 1.2)

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 sub verticales-inversas.

### 1.2.2 Aspectos Estratigráficos

La parte basal (parte baja) de la columna está conformada 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.

La parte media de la columna estratigráfica corresponde a la zona de mayor importancia desde el punto de vista petrolero. En este intervalo se encuentran 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 yacimientos de la Cuenca Oriente dentro del territorio ecuatoriano. En el caso del Bloque 16, las areniscas M-1 y U son los principales reservorios Basal, Tena, Hollín y T son reservorios secundarios.

Los depósitos Terciarios (parte superior) corresponden a las formaciones Tena, Tiyuyacu, Orteguzza, Chalcana, Arajuno, Chambira, Rotuno y Mesa. Las rocas predominantes son de origen principalmente continental y litológicamente corresponden a una

secuencia de arcillolitas, limolitas, tobas y esporádicos niveles carbonáticos, arenosos y evaporíticos.

Como producto de la oxidación y meteorización ambiental, el color predominante de estas rocas es el café rojizo. El intervalo Terciario no presenta un interés hidrocarburífero importante.

### 1.2.3 Principales Yacimientos De La Cuenca

**Arenisca Basal Tena:** Corresponde al depósito clástico o fragmentario encontrado en la base de la formación Tena, depositado aleatoriamente sobre la inconformidad que constituye el tope de la formación Napo en los bajos estructurales relativos encontrados al momento de su depositación. Se consideran ser depósitos de carácter fluvial de espesores delgados y que tienen bastante extensión areal. En el Bloque 16, la Basal Tena produce en los campos Amo y Daimi con una gravedad de 16° API.

**Arenisca "M-1":** Corresponde al depósito clástico regresivo final del Cretácico superior y estratigráficamente se localiza al tope de

la formación Napo (Figura 1.5). La arenisca es generalmente de origen fluvial (canales apilados) a la base, pasando por ambientes estuarino y marino transicional hacia el tope. A la base la arenisca se presenta masiva, homogénea y arealmente continúa, con direcciones preferenciales de aporte del norte y del este; en cambio que, los niveles superiores de la arenisca presentan complejas geometrías de distribución. Los mayores espesores se encuentran concentrados en el flanco oriental de la cuenca, concretamente en Tiputini y Pañacocha. A partir de este sector y en forma gradual en dirección oeste, los espesores se van reduciendo y llegan a cero en el límite erosional occidental.

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.

La arenisca M-I esta conformada por dos unidades, inferior y superior. la inferior definida por trampas estructurales. con un mecanismo de producción por empuje de fondo proporcionado por

un acuífero infinito; y la superior formada por trampas combinadas estratigráficas - estructurales, cuya energía es proporcionada por un acuífero finito, y el mecanismo de producción es por expansión de roca y fluidos y soportado por la presencia de un acuífero lateral.

En ciertas áreas los dos miembros de la arenisca MI, pueden estar en comunicación. En las áreas de operación de Repsol YPF (Bloque 16, Bogi-Capiron y Tivacuno) el grado API varía entre 18 a 20 grados en los campos Capiron y Tivacuno y 14 a 16.5 grados en los campos del sur, registrándose el menor valor (13.5° API) en el campo Iro.

**Arenisca "U":** Constituye un depósito clástico transgresivo del ciclo Napo medio-inferior, localizado estratigráficamente entre las calizas A y B (Figura 1.5). Las areniscas son generalmente de origen fluvio-estuarino a la base y marino transicional hacia el tope. A la base generalmente la arenisca se presenta masiva, homogénea y arealmente continua, las direcciones de aporte son

preferentemente de sureste a noroeste y de este a oeste; mientras que, las areniscas de los niveles superiores presentan geometrías heterogéneas.

A nivel de Cuenca, se ha determinado un depocentro localizado en la porción central - desarrollo de "U" inferior- en donde la zona arenisca U tiene espesores mayores a 250'. En dirección oeste, los espesores se van reduciendo. En los flancos orientales se tiene una distribución bastante amplia - desarrollo de "U" superior - con espesores que varían entre 25 y 50 pies. En el Bloque 16, el mejor desarrollo se presenta en el sur.

Las unidades basales de U inferior conforman trampas estructurales, la energía es proporcionada por un acuífero infinito, y el mecanismo de producción es por empuje lateral y de fondo dependiendo del espesor de la unidad y su posición estructural relativa al contacto agua-petróleo. En las areniscas del tope (U superior), el entrapamiento tiene componentes estratigráficos. el mecanismo de producción es por expansión de roca y fluidos

combinado con empuje lateral y de fondo, proporcionado por un acuífero finito. En el Bloque 16, la arenisca "U" es un excelente reservorio en los campos del Sur, el petróleo entrampado presenta un grado API promedio de 16.5 °.

**Arenisca "T":** El intervalo arenisca "T" se localiza estratigráficamente entre las calizas "B" y "C" de la formación Napo (Figura 1.5). La arenisca es generalmente de origen fluvial (canales apilados) a la base, pasando por ambientes estuarino y marino transicional hacia el tope.

Las areniscas en la base, generalmente, se presentan masivas, homogéneas y arealmente continuas; mientras que, los niveles superiores presentan geometrías complejas. Existe un depocentro regional con un eje de dirección Norte-Sur. Los mayores espesores se encuentran al sur de la cuenca. La arenisca T (porción inferior) está presente en los bordes oriental y occidental de la cuenca con espesores inferiores a los 100 pies. En el Bloque 16. el mejor

desarrollo se encuentra en los campos del Norte (Capiron y Tivacuno).

El entrapamiento de hidrocarburos tiene un control estructural en las unidades basales, mientras que en las unidades estratigráficas superiores el petróleo ha sido entrapado estratigráficamente. En el Bloque 16 existe entrapamiento en el campo Tivacuno, con un grado API promedio de 17.5°.

**Arenisca "Hollín":** La formación "Hollín" está constituida por dos unidades estratigráficas, la superior y la inferior, conocida también como principal (Figura 1.5). Los yacimientos muestran una variedad de ambientes depositacionales, variando de fluviales a marinos someros ó plataformas someras relacionadas con cambios de nivel del mar. El reservorio de la Hollín superior ha sido interpretado como depósitos marinos de poca profundidad (barras) presentando una geometría de gran complejidad.

La arenisca Hollín inferior o principal es una arena fluvial homogénea, extendida y continua (vertical y horizontalmente). La energía del yacimiento es dada por un acuífero infinito, el mecanismo de producción es por empuje de fondo. El entrapamiento tiene un control estructural. El petróleo entrapado en este reservorio tiene una gravedad API que varía entre 19° y 23.9° API en el Bloque 16.

### **1.3 Análisis De Estudios Geológicos Del Reservorio Receptor.**

#### **1.3.1 Arenisca M-I**

El yacimiento M1 inferior ha sido escogido como el reservorio receptor por tener una gran permeabilidad y poseer un acuífero infinito de fondo, lugar donde se realiza la reinyección. La arenisca "M-I", corresponde al tope de la Formación Napo. En el Bloque-16, tiene una edad aproximada de Santoniano tardío a Maestrichtiano temprano. Las variaciones relativas del nivel de mar constituyen los factores más importantes en la definición de la historia depositacional de este yacimiento.

**Arenisca M-I Superior (Unidad A, A-I), Unidad A:** Esta unidad se halla presente en todos los Campos del Bloque 16, corresponde al intervalo superior del ciclo "M-I ". Son depósitos de llanura de inundación representados litológicamente por areniscas de grano muy fino intercaladas por delgados niveles lutíticos y limolíticos, en ciertos sectores han sido parcialmente erosionados y remplazados por areniscas de buenas propiedades petrofísicas, depositadas por un sistema de canales distributarios.

Estratigráficamente, corresponden a depósitos de canales distributarios (fluvial), relacionados a un nuevo evento de bajo (relativo) del nivel del mar o podrían estar relacionados a depósitos de llanura de marea, correspondientes a un evento regresivo.

En el Campo Bogi Capiron la ubicación y dirección de los canales distributarios han sido definidos mediante el atributo sísmico de amplitud mínima y los espesores han sido obtenidos de los pozos existentes en los Campos Bogi-Capiron. En los Campos Daimi, Ginta e Iro, la ubicación y dirección de los canales distributarios

han sido definidos mediante el atributo sísmico de amplitud instantánea y los espesores han sido calibrados con los pozos existentes en los Campos Daimi, Ginta e Iro.

Los espesores totales varían de:

Bogi-Capiron: 0' en Capiron 1, A4, A9 y A3 a 30' en el Capiron N1  
Amo: de 12' en el Amo B-7 a 25' en el pozo Amo A6.  
Daimi: de 12' en el pozo Daimi- 1 a 43' en el pozo Daimi- 2.  
Ginta: de 40' en el Ginta B-4 a 59' en el pozo B-2  
Iro: de 0' en el A-3 a 76' en el Iro-7.

El petróleo es atrapado estratigráficamente, la energía es proporcionada por un acuífero finito y el mecanismo de producción es combinado, por expansión de roca y fluidos y acuífero parcial.

**Unidad A-I:** Se presenta en el Campo Bogi Capiron, es un intervalo estratigráfico comprendido entre el tope de la unidad fluvial "C" y la base de los canales distributarios de la unidad "A".

En base al estudio sedimentológico - estratigráfico del núcleo cortado en el pozo Bogi A-4, (Ref. J. Harms. 1997) y correlaciones regionales el sub-ambiente depositacional para el intervalo A-I es marino litoral somero, con la presencia de barras arenosas litorales en el área de Bogi y la parte sur de Capiron. Los espesores arenosos varían de 3' en el Capiron A5 a 15' en el Bogi A3.

#### **Arenisca M-I Inferior (Unidades C, F y H), Unidad C:**

Corresponde a la unidad basal del intervalo "M-I", la sección inferior, presenta depósitos de canales distributarios influenciados por mareas (presencia de "mud/organic-drapes" Y flujo bidireccional). que se podría asociar a la última fase de un alto relativo del nivel del mar en el ciclo anterior. Las partes media y superior presentan características de origen netamente fluvial constituida por una arenisca generalmente de grano grueso, con estratificación cruzada unidireccional en capas de 1 a 2 pies, depositadas en una sucesión de canales multilaterales y multi históricos y la base constituye una superficie de erosión, resultante de un descenso relativo de nivel de mar, de origen tectónico. La arenisca es bastante homogénea y distribuida en ejes paralelos de

dirección sureste - noroeste. El mecanismo de entrapamiento es de tipo estructural, y el petróleo es movido por la energía de un acuífero homogéneo e infinito.

Los espesores totales promedios varían de:

Bogi-Capiron: 32' en Capiron 7A a 77' en el Bogi A4.

Amo: de 39' en el Amo B10 a 84' en el pozo Amo 1.

Daimi: de 21' en el pozo B8 a 56' en el pozo B10.

Ginta: de 30' en el Ginta 1 a 62' en el pozo B2

Iro: de 24' en el A6 a 78' en el A-I.

**Unidad F:** Esta Unidad estratigráfica ha sido encontrada en todos los campos del Sur del bloque, el tope del intervalo (base erosional de la Unidad "C"), esta constituida por una intercalación de lutitas y areniscas de grano fino, depositadas en un ambiente de llanuras de marea. La parte inferior esta constituida por areniscas de grano fino a medio relacionadas con depósitos de frente deltaico y marino somero. El registro de buzamiento determina una dirección dominante de paleo corriente de sentido sureste a noroeste.

Los niveles arcillo-lutíticos presentes al tope del intervalo, podrían constituirse en barreras que controlarían el avance del agua hacia la suprayacente unidad "C".

Los espesores totales varían así:

Bogi-Capiron, ausente.

Tivacuno, ausente.

Amo: de 6' en el Amo-1 a 56' en el pozo Amo- 2.

Daimi: de 22' en el pozo Daimi B-5 a 47' en el pozo Daimi B-4.

Ginta: de 30' en el Ginta-1 a 61' en el pozo B-2

Iro: de 24' en el A6 a 78' en el A1.

El petróleo es entrampado estratigráficamente, y el mecanismo de producción es producto de la presencia de un acuífero potente.

**Unidad H:** La unidad ha sido interpretada como un depósito complejo de canales de marea con direcciones de sureste a noreste. El espacio de acomodamiento depositacional para esta unidad (aproximadamente 40 pies) se ha estimado en base a la diferencia de espesores entre el tope de la unidad "H" y el marcador M-I / "A". en los pozos Ginta 1, B-7 y B-2.

La creación de espacios depositacionales está relacionado a la interacción de factores tectónicos y/o de compactación diferencial, que actuarían en la zona del depósito durante un tiempo posterior al marcador litológico "A" de la lutita "M-I". El entrapamiento es claramente estructural y el mecanismo de producción esta dado por un acuífero parcial.

Los espesores totales de arena varían de:

Daimi: 0' en el pozo Daimi 1 a 15' en el pozo Daimi 4.

Ginta: 0' en el pozo Ginta 2 a 61' en el Ginta 1.

# **CAPÍTULO 2**

## **ANÁLISIS DE PRUEBAS Y COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS DE AGUAS DE FORMACIÓN**

En campos donde se producen grandes volúmenes de agua desecho es de gran importancia optimizar todos los sistemas de reinyección. Es por eso que hay que tener conocimiento de todos los parámetros físicos y químicos que intervienen, como por ejemplo, presiones, daño de formación, permeabilidades, compatibilidad entre aguas, y de igual manera la capacidad de los equipos de reinyección. Para esto hay que realizar algunas pruebas y análisis, y los mas importantes se detallan en el presente capítulo.

## 2.1 Análisis De Pruebas “Falloff Test”

### 2.1.1 Análisis De Pruebas Falloff, Para Fluidos Con Relación De Movilidad Unitaria

Antes de hacer un análisis a las pruebas Falloff test, hay que tener una idea clara de los principios fundamentales de la Inyección y Reinyección. Inyectar un fluido en un reservorio homogéneo determina dos zonas alrededor del pozo de diferentes características. Los métodos de interpretación que vamos a ver asumen que las zonas son concéntricas (Figura 2.1). Esta hipótesis es verificada cuando la movilidad del fluido de inyección es menor a la del fluido in situ, y cuando pasa lo contrario puede haber inter digitación.

Los métodos presentados asumen un efecto pistón, siendo el fluido original desplazado por el fluido de inyección. Al igual que un pozo productor, los pozos de reinyección son principalmente probados durante el cierre de los mismos; y si en el productor se realizan los Buildup, en el inyector se realizan los Falloff cuando el pozo esta cerrado.

En la inyección intervienen dos zonas concéntricas, y sus características son las siguientes:

- ☞ La viscosidad del fluido de reinyección es expresada por  $\mu_w$ .
- ☞ La permeabilidad al fluido inyectado en presencia de petróleo residual es generalmente diferente a la permeabilidad al fluido original del reservorio.
- ☞ La compresibilidad total en la zona cercana al pozo de inyección es expresado como  $C_{tw}$ .
- ☞ El radio de inyección o distancia al banco de agua, es el radio que se extiende desde el pozo a una distancia expresada como :

$$r_i = \sqrt{\frac{5.6146W_i}{\pi h \phi (S_w - S_{wi})}}$$

El valor de  $r_i$  puede ser calculada partiendo del volumen total del fluido inyectado  $V_i$ :

$$W_i = Q_i * \beta_{tw} * t * 365$$

Donde:

$h$  : espesor de la formación receptora (pies).

$Q_i$  : tasa de inyección (Bbls/día).

$t$  : número total de días de inyección.

$S_w$  : saturación de agua, (fracción).

$S_{wi}$  : saturación de agua irreductible, (fracción).

$W_i$  : volumen total de agua inyectado (Bbls).

$\phi$  : valor de la porosidad, (fracción).

$\beta_w$  : factor volumétrico de agua (RB/STB).

∞ El radio de investigación es igual a:

$$r_d \cong 0.029 \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu C_t}}$$

∞ Mas allá del radio de inyección  $r_i$ , el reservorio tiene las mismas propiedades debido a que contiene una sola fase de fluido (local), de esta manera la viscosidad es la del fluido original in situ y su abreviatura es  $\mu_o$ .

∞ La permeabilidad es la del fluido original in situ a la saturación de agua irreductible  $S_{wi}$  y se lo representa como  $k_o$ . La compresibilidad total es  $C_t$ .

- ⇒ La permeabilidad efectiva del reservorio al fluido de inyección,  $K_w$ , este valor se lo utiliza para determinar presiones de inyección, máximas tasas de inyección, factor de daño de formación.
- ⇒ El Factor de daño de formación,  $S$ , el cual nos permite cuantificar el daño causado al intervalo que es afectado por los disparos e invasión de fluidos que se dieron durante la perforación del pozo, ya sea este de inyección o de producción.  $S$ , es positivo cuando hay daño en la formación y negativo cuando no.
- ⇒ Estimar la presión promedio de yacimiento, la cual nos indica que debemos tener una mayor presión de reinyección.

Una prueba de fall off es análoga a una prueba de build up en un pozo productor (ver figura 2.2). La inyección es a una tasa constante durante un tiempo hasta que el pozo entra en el periodo del cierre. Los datos tomados antes y durante el periodo de cierre son analizados como una prueba de Build up.

El comportamiento de la presión puede ser expresada de la siguiente ecuación y se la aplica para reservorios con acuíferos infinitos y para reservorios desarrollados:

$$P_{ws} = P^* - m * \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

$P^*$  es equivalente a la presión inicial  $p_i$ ; para un sistema de acción infinita. En la figura 2.3 que muestra la gráfica de  $P_{ws}$  vs.  $\log[(t_p + \Delta t) / \Delta t]$ , podemos observar que se genera una línea recta con intercepto  $P^*$  a un tiempo infinito de cierre, donde  $[(t_p + \Delta t) / \Delta t] = 1$  además se obtiene una pendiente  $-m$  y puede ser obtenida con la siguiente fórmula:

$$m = \frac{162.6q\beta\mu}{kh}$$

Una vez que se la haya escogido la mejor recta, la permeabilidad y el factor del daño pueden ser estimados de la siguiente manera:

$$k = \frac{162.6q\beta\mu}{mh}$$

$$S = 1.1513 \left[ \frac{(p_{int} - p_{\Delta t=0})}{m} - \log\left(\frac{t_p + 1}{t_p}\right) - \log\left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2}\right) + 3.2275 \right]$$

Si la tasa de inyección es variable antes de realizar la prueba, el tiempo equivalente de inyección puede ser aproximado de la siguiente manera:

$$t_p = 24 \frac{W_i}{Q_i}$$

Como para cualquier prueba para flujo transiente, la recta debe ser tomada luego de que culminen los efectos de almacenamiento, a veces para estimar el tiempo inicial para considerar la recta en la gráfica semilog (Horner) se utiliza:

$$t = \frac{170000 * C * e^{0.148}}{\frac{kh}{\mu}}$$

Pero es mejor utilizar el método de la gráfica log-log, como se lo muestra en la figura 2.4.

### 2.1.2 Obtención del Coeficiente del Efecto de Llone

Se lo hace mediante la grafica  $\log \Delta P$  vs.  $\log \Delta t$  (ver figura 2.5), la cual se obtiene a partir de los datos durante el periodo de cierre, se hace coincidir una línea recta con pendiente unitaria por la mayor cantidad de puntos en la zona de la curva

donde se produce el efecto de llene y de esta línea se escoge el valor de  $\Delta P_{int}$  a 1 hora y se lo utiliza en la ecuación:

$$C_s = \frac{Q_i * \beta}{24} \frac{1}{\Delta P_{int}}$$

$C_D$ , el coeficiente adimensional de almacenamiento, es calculado de la siguiente manera:

$$C_D = \frac{0.8936 C_s}{\phi C_t h r_w^2}$$

### 2.1.3 Procedimiento operacional durante una prueba de Falloff Test

Las empresas de servicios encargadas de evaluar las pruebas de restauración de presión utilizan por lo general dos registradores o ameradas de presión para la elaboración de los trabajos, con el fin de comparar lecturas y así tener resultados correctos. Para los Falloff Test corridos dentro del Bloque se utilizaron las electrónicas A – 13 y la X – 53; y tuvo el siguiente proceso operacional:

- ☞ Se arma equipo de slick line con línea de 0.108"
- ☞ Se cambia boca de cabezal

- ⊗ Se chequea tubería con broaching tool de 4.5", con el fin de ver si existe obstrucción.
- ⊗ Se baja parafin cutter de 3.5"
- ⊗ Se bajan las memory gauges
- ⊗ Se inyecta agua al pozo a una tasa constante.
- ⊗ Se cierra el pozo por 36 horas.
- ⊗ Se recuperan los sensores de presión haciendo paradas cada 10 pies con el fin de registrar datos de presión.
- ⊗ Se desarma equipo de slickline.

### **2.1.3 Resultado Del Análisis Hecho A Los Falloff Test Realizado En Los Pozos Reinyectores Del Pad Amo A**

De acuerdo al presente trabajo de tesis solamente se analizó la prueba correspondiente al pozo Amo A6 por ser la única que se ha realizado en los pozos de Amo A. Se realizó un Falloff Test en el yacimiento M1 con la finalidad de cuantificar los valores de presión existentes en el yacimiento  $P_i$ ; la dimensión del daño o

estimulación S, el valor de la permeabilidad de la formación k, para fines de evaluación de formación.

Esta prueba fue efectuada del 22 al 25 de Octubre del 2002, ver Apéndice A, presentado una respuesta intermitente de la presión del reservorio en gran parte del cierre, pero si logró estabilizarse al final del mismo. La empresa contratista encargada de la prueba, pudo determinar un flujo radial y mediante el método de las curvas tipo, usando el programa Pansystem de EPS, el modelo que mas se asemeja corresponde a una **Fractura Vertical con conductividad Finita**; además indica una gran disminución de la permeabilidad del reservorio de 2000 md a 80 md que fue el valor que se obtuvo en la prueba, y el valor obtenido para el daño de formación de 1.4 no es acorde con el comportamiento que tiene la Reinyección en este pozo.

## 2.2 Análisis de las "Gráficas de Hall"

En la operación de un programa de inyección, conviene determinar la capacidad de inyección mediante la evaluación del desarrollo

individual de un pozo inyector o reinyector. Cuando ocurre una disminución de la inyectividad de un pozo en particular, se necesita hacer un cálculo directo de la pérdida de la capacidad o daño de formación. En el curso normal de las operaciones, una prueba de presión Falloff es usualmente corrida para determinar la existencia o aumento del daño de formación. Estas pruebas son largas, consumen mucho tiempo, y además son costosas.

El propósito del método de evaluación puede indicar la extensión del daño y determina la pérdida de inyectividad sin necesidad del uso de una prueba de Falloff. El método presentado usa datos de inyección mensual para todos los cálculos requeridos y efectivamente elimina los procedimientos convencionales de pruebas en un programa normal de inyección o reinyección.

### **2.2.1 Introducción Del Método de Hall**

En 1963, Hall presentó un sistema de análisis del desarrollo de pozos inyectores usando las denominadas Graficas de Hall. Mas adelante, se presenta un análisis del desarrollo de pozos inyectores, el cual utiliza un método en el cual la presión mensual y volúmenes de inyección son usados y graficados

como una combinación de la Presión (psia) multiplicada por el tiempo (meses) versus el Volumen Acumulado de Inyección (Bbls). Acorde con esto, el Grafico de Hall (Figura2.6) antes y después de cualquier estimulación o tratamiento pueden indicar del éxito o falla de tales reacondicionamientos; sin embargo en la mayoría de los casos su uso únicamente es para reconocer algún daño de formación (Figura2.7), utilizando la ecuación:

$$m = \frac{\mu_w \beta_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{0.00707 k_w h}$$

Mediante el uso de la ecuación de la pendiente, es posible ver la relación inversamente proporcional con la transmisibilidad [Tm]. Donde:

$$Tm = \frac{k_w h}{\mu_w}$$

$$\implies Tm \propto 1/m$$

Cuando la pendiente es obtenida en psi – mes / barril, y la transmisibilidad esta en md – ft / cp, una conversión de 29.2 es insertada, y la ecuación 1 se transforma en:

$$Tm = \frac{\beta_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{29.2 * 0.00707 * m}$$

$$Tm = \frac{4.844\beta_w \ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{m}$$

$Tm_1$  es determinado de  $m_1$  y comprende al rango donde no existe daño de formación.  $Tm_2$  es determinado de  $m_2$  y comprende al promedio entre la zona con y sin daño, así:

$$Tm_1 \text{ [obtenido a partir de } m_1] = Tm_e$$

$$Tm_2 \text{ [obtenido a partir de } m_2] = Tm_{avg}$$

Donde:

- ⊗  $Tm_e$ , es la Transmisibilidad de la zona sin daño.
- ⊗  $Tm_{avg}$  es la transmisibilidad promedio de toda el área que cubre el pozo.

### 2.2.2 PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

Los datos necesarios para realizar la prueba son:

- Profundidad de los disparos, pies
- Espesor Neto de la zona de inyección, pies
- Nivel medio de las perforaciones, pies
- Porosidad promedia del reservorio receptor

- Radio del pozo, pies
- Área de drenaje, acres
- Tasa de inyección antes del daño, B/D
- Tasa de inyección con el daño, B/D
- Radio de investigación ( $r_e$ ), pies
- Factor volumétrico del agua, RB/STB
- Presión en la cara de la arena, psi

Y el procedimiento es:

- a. Hallar las pendientes del Hall Plot, correspondientes a la zona con daño y sin daño, (ver figura 2.7).
- b. Asumir el radio de la zona con daño ( $r_a$ ) (ver Figura2.8), usualmente es cercano a 3 pies, sin embargo se ha visto que este valor no tiene un efecto significativo en la ecuación de Van Everdigen usada para determinar el daño de formación .

$$k_{avg} = \frac{k_a k_e \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{k_a \ln\left(\frac{r_e}{r_a}\right) + k_e \ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right)}$$

- c. Bajo la asunción de que el radio hasta donde termina el daño [ $r_a$ ], es menor a 3 pies, la transmisibilidad en la zona con daño puede ser obtenida de:

$$Tm_{avg} = Tm_2 = \frac{Tm_a Tm_1 \ln\left(\frac{re}{r_w}\right)}{Tm_a \ln\left(\frac{re}{r_a}\right) + Tm_1 \ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right)}$$

- d. El valor de  $Tm_a$  permite asumiendo el valor de  $r_a$ , y sustituyendo en la ecuación de Van Everdingen para obtener el daño de formación Skin [S] :

$$S = \frac{(ke - ka)}{ka} * \ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right)$$

$$S = \frac{(Tm_1 - Tm_a)}{Tm_a} * \ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right)$$

- e. Con este valor de S, la caída de presión que se genera cuando el fluido pasa a través del daño se puede obtener de :

$$\Delta Pa = 141.44 \frac{q_{sc2} \beta_w}{Tm_1} S$$

Luego de que el Ingeniero realice este procedimiento de cálculos, debe conocer el Radio de daño ( $r_a$ ), la eficiencia de flujo, el factor de daño, Incrementos de la inyección. Todos los resultados obtenidos parten de la ecuación de flujo radial de Darcy :

$$P_e = P_{wf} - 141.4 \frac{q_{sc1} \beta_w}{Tm_1} \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)$$

Radio del daño :

$$DR = \frac{(P_e - P_w)}{P_e - P_e - \Delta Pa}$$

Eficiencia de flujo:

$$FE = \frac{1}{DR}$$

Factor de daño:

$$\Delta F = 1 - FE$$

Inyección luego de reparar el daño:

$$I_{sr} = DR * q_{sc2}$$

### 2.2.3 Análisis Según Los Gráficos de Hall de Amo A

Cuando el gráfico de Hall presenta un cambio en la pendiente, que es el inverso del Índice de inyectividad, ayuda a identificar si el pozo ha sufrido taponamiento o fracturamiento. Cuando el pozo inyector se tapona, la gráfica muestra un aumento de pendiente, y cuando disminuye, significa que el pozo ha sido fracturado o estimulado, y si no presenta cambio de pendiente, significa que no existen problemas. Los gráficos de Hall para los pozos reinyectores de Amo A se muestran en la figura 2.9.

El pozo Amo A1 no fue posible analizarlo mediante este método, debido a que su tiempo de operación como reinyector es muy corto y en este periodo no presenta ninguna variación del comportamiento según el gráfico de Hall.

El gráfico de Hall de los datos de reinyección del pozo Amo A2, muestra una disminución en la pendiente, la cual corresponde a una reducción del daño de formación; debido a un aumento significativo de la presión lo cual removió depositaciones de sólidos existentes. Esto se manifiesta con una mayor admisión del reservorio receptor al fluido de reinyección.

El análisis realizado al pozo Amo A 3 muestra que existe taponamiento a principios de septiembre del 2003, esto nos indica que la recepción de la arena disminuyo a partir de esa fecha, y además, se determino utilizando las formulas correspondientes que el valor del daño de formación (S) es de 9.8 (Apéndice E ).

La gráfica correspondiente al pozo Amo A 6, presenta un comportamiento muy variable a partir de los datos de reinyección de febrero del 2001, logrando estabilizarse en junio del 2003. El taponamiento fue posible detectarlo en el último trimestre del año 2003, dando el valor de daño de formación de 36.9, el cual si se ajusta a la realidad del pozo.

### **2.3 Análisis De Pruebas De Inyectividad**

Dentro de las pruebas que deben efectuarse a los pozos de inyección y de reinyección para conocer su comportamiento a distintas presiones y así tener una idea mas clara de la capacidad de admisión

del reservorio receptor; están las pruebas de inyektividad, las cuales deben efectuarse por lo menos una vez por año.

Durante una inyección de agua existe una presión crítica cuando el aumento de la tasa de inyección no es acorde al aumento de la presión de fondo sino mucho mayor, este es el resultado de una ruptura o fractura en la formación debido a una presión llamada presión de fractura.

El gradiente de fractura puede variar desde 0.8 a 1.4 psi / pie, en muchos reservorios, la presión de fractura puede ser determinada mediante una grafica de  $P_{wf}$  vs. Tasa de inyección, siendo esta a la altura del punto de ruptura de la recta, tal como se muestra en la figura 2.10.

Lamentablemente, en los cuatro pozos reinyectores que existen en el Pad Amo – A solo se ha llevado a cabo dos pruebas de inyección una que corresponde al pozo Amo A - 1 y otra al A-6, pero las dos no aportan con información suficiente para ser utilizada en un análisis valedero en la cual podemos determinar la buena aceptación del reservorio al agua inyectada, pero datos suficientes pero no para

poder obtener la presión de fractura de los mismos. Esta prueba fue hecha luego de recompletar el pozo para convertirlo a reinyector el 22 de Agosto del 2003 en el Amo A-1 y en Septiembre del 2002 para el Amo A -6.

En el **Apéndice F** constan las pruebas de inyectividad que se han realizado a los pozos inyectoros del Campo Amo en la plataforma A.

Ya que no existe información útil de las pruebas de inyectividad, la valores de las máximas tasas de inyección alcanzadas fue obtenida de la historia de reinyección y son las siguientes:

**TABLA 1**

**TASAS MÁXIMAS DE REINYECCIÓN ALCANZADAS  
CON EL EQUIPO ACTUAL**

POZO	FECHA	Pwh(psi)	Pwf(psia)	Qi (B/D)
Amo A - 1	21 - 09 - 2003	2600	4394	52425
Amo A - 2	27 - 09 - 2003	2650	4975	40227
Amo A 3	09 - 09 - 2003	2520	4754	47686
Amo A - 6	17 - 09 - 2000	2410	5076	29674

Los datos obtenidos de las tasas máximas alcanzadas durante todo el tiempo de reinyección muestran la buena aceptación del yacimiento M1, al agua de producción.

#### **2.4 Determinación De Tasas Máximas De Reinyección Con El Sistema Actual**

La tasa de reinyección de agua tiene una relación directa con la presión de reinyección, la cual es la que le proporciona la energía necesaria al agua para vencer la presión y cualquier cabezales (e que pueda haber en el reservorio receptor, baja permeabilidad, posibles taponamientos). Para lograr una mejor reinyección es necesario poseer un adecuado sistema el cual debe alcanzar la máxima tasa de reinyección de la manera mas eficiente, pero los equipos de superficie están diseñados para funcionar hasta ciertos valores máximos de trabajo (presión, caudal, temperatura, propiedades físico – químicas, etc), principalmente los equipos de reinyección que intervienen en un sistema de reinyección de agua pueden ser: cabezales, líneas de inyección, equipos de subsuelo y bombas; y las condiciones máximas a las que pueden someterse son:

**TABLA 2**  
**PRESIONES MÁXIMAS PARA EQUIPOS DE REINYECCIÓN**

Equipo	Velocidad max permisible de flujo (ft/seg)	Tasa de Inyección (B/D)	Presión de Inyección (psia)
Cabezal			4000
Líneas De Inyección	10	80000	6000

Pero normalmente el o los equipos que definen las máximas tasas de inyección posible en algún sistema de bombeo de un fluido son las bombas, las cuales idealmente deberían trabajar a la mejor eficiencia posible con la tasa de inyección y presión de descarga necesarias.

Las bombas de inyección son usadas para incrementar la presión del agua de reinyección. El diferencial de presión entre la descarga de la bomba y corriente abajo, es lo que causa el movimiento del fluido. Las bombas de inyección en los sistemas de reinyección pueden ser de dos tipos: reciprocantes o centrífugas. Las bombas utilizadas en el sistema de reinyección en el Pad Amo A son las bombas centrífugas, las cuales aumentan la presión del fluido incrementando la velocidad del mismo, y de esta manera convierten la energía cinética en presión en la descarga de la bomba.

Para saber los valores máximos que me permite trabajar una bomba en particular utilizo el diagrama de trabajo del equipo, es ahí donde podemos conocer la Presión de succión necesaria, la Potencia del motor, la Tasa de inyección a la respectiva presión de descarga y la eficiencia con que trabajaría.

Del análisis realizado a los diagramas (Apéndice G) de las bombas de inyección para el pad Amo A, se obtuvo que los caudales máximos a la mejor eficiencia con que se puede trabajar son:

**TABLA 3**  
**CAUDALES MÁXIMOS DE LAS BOMBAS DE REINYECCIÓN**

<b>BOMBA</b>	<b>POZO</b>	<b>Qmax (B/D)</b>	<b>P (psia)</b>	<b>EF (%)</b>
SULZER MSD 6x8x11D	AMO A 1, AMO A 2	58310	2400	80
REDA	AMO A 3, AMO A6	36000	1800	77.45

Por lo tanto estos son las tasas máximos que pueden bombearse para reinyectar el agua de producción en el Pad Amo A.

## 2.5 Determinación De Compatibilidad Entre El Agua De Reinyección Y La Formación Receptora

Una de las principales causas de formación de escala y taponamiento del pozo de inyección es mezclando dos o mas aguas que son incompatibles. El agua de formación forma un sistema en condiciones estables y no presenta problemas de escala, sin embargo, una vez que el agua de reinyección es mezclada con el agua de formación, pueden ocurrir reacciones que formen y precipiten productos insolubles. Cuando esto ocurre, decimos que hay incompatibilidad entre el agua de reinyección y la del reservorio receptor.

Aguas incompatibles reaccionan para formar nuevos sólidos y el total de sólidos en suspensión (TSS) de la mezcla es mayor que la suma de las fracciones TSS de cada agua por separado antes de realizar la mezcla. Muchas clases de reacciones pueden crear que se depositen nuevos sólidos. Por ejemplo, partículas insolubles de sulfuro de hierro o de oxido de hierro pueden formarse cuando una agua que contiene hierro disuelto es mezclada con otras aguas que contienen Ácido sulfúrico u oxígeno disuelto.

Dependiendo de la composición, el pH, la temperatura y el radio en la mezcla de dos aguas, podría esperarse como resultado alguno o todos de los siguientes precipitados: carbonato de calcio, sulfato de bario o sulfuros de hierro. Y la situación es mas complicada si mas de dos tipos de agua son mezcladas y cualquier aumento de precipitación de sólidos reduce la calidad del agua de reinyección.

Para determinar si existe o no compatibilidad, existe una prueba de laboratorio el cual consiste en medir la cantidad de escala que se ha formado de la mezcla. Muestras de agua antes de ser mezcladas son previamente filtradas para eliminar sólidos existentes. Cantidades medidas de los distintos tipos de agua son mezcladas en un vaso de precipitados usualmente conteniendo distintos tipos de proporciones, es decir, 25/75, 50/50 y 75/25 partes por volumen. Las mezclas son tapadas de 24 a 48 horas y puestos a la temperatura de reservorio; luego de este tiempo muchos precipitados son visibles, pero es bueno filtrar el agua antes de realizar la prueba para pesar los nuevos sólidos formados.

Para el caso de las aguas de producción y de formación, que son mezcladas para ser reinyectadas en el Pad Amo A, si existe

compatibilidad y esto se comprobó realizando una prueba por 48 horas y durante este tiempo no hubo ningún tipo de formación de precipitados (figura 2.11). Esto puede ser debido a que la mayoría del agua de producción (95 %) se produce del yacimiento M1, el cual es también el reservorio receptor del agua de reinyección.

# CAPÍTULO 3

## DIAGNÓSTICO DE EQUIPOS DE SUBSUELO Y SUPERFICIE

### 3.1 Configuración Y Completación De Los Pozos Reinyectores

Generalmente, el equipo de superficie, tal como válvulas, manómetros, medidores de flujo, es el mismo para un pozo de inyección o reinyección que para cualquier otro pozo. La configuración del árbol de navidad debe ser tan simple como practico posible, ver figura 3.1, y todo el equipo de control junto con el cabezal deben ser resistentes a la corrosión y erosión.

Como regla general, mientras más simple es un ensamblaje de fondo, mucho mejor. En la mayoría de los casos, el pozo de inyección necesita estar equipado con una sola sección de tubing y un packer (Figura 3.2), colocando el packer 100 a 150 pies (30 a 46 m) sobre el tope de las perforaciones hará más fácil realizar algún registro eléctrico porque esto permite localizar los cuellos más rápido y preciso, y ayuda a localizar o detectar canales tras del casing. Muchas veces múltiples packers y secciones de tubing son usados para proveer un mayor control en diferentes zonas.

EL anular de un pozo inyector o reinyector debe ser protegido mediante el llenado de un fluido no corrosivo. Este fluido puede ser petróleo o agua y es usualmente tratado con un inhibidor de corrosión y un biocida.

En el Pad Amo A existen cuatro pozos reinyectores, los cuales han sido recompletados para la reinyección de agua luego de haber producido hasta alcanzar el límite económico por altos cortes de agua (98%), la configuración del completamiento de estos pozos direccionales consta de una sola sección con tubing y un packer; (los diagramas de

completación y los surveys se encuentran en el Apéndice H e I respectivamente) y que, a excepción del pozo Amo A – 3, poseen un liner de 7" colgando en la última sección del pozo como se puede apreciar en el Apéndice H .

El pozo Amo A-1 fue perforado verticalmente hasta 471 pies de profundidad, de donde fue desviado y perforado con un ángulo promedio de  $31.27^\circ$  y un azimut promedio de  $42.56^\circ$ , hasta alcanzar una profundidad de 9176 pies (TVD 7962 pies), y su perforación finalizó el 26 de Octubre de 1994 y fue recompletado para ser reinyector el 23 de Agosto del 2003.

El pozo Amo A-2 fue perforado verticalmente hasta 284 pies de profundidad, de donde fue desviado y perforado con un ángulo promedio de  $37.22^\circ$  y un azimut promedio de  $15.73^\circ$  sureste hasta alcanzar la arenisca M-1, la cual fue penetrada a 9433 pies (7668 pies TVD) y el contacto agua – petróleo fue localizado a 9475 pies (7044 pies TVD). Su perforación finalizó el 5 Noviembre de 1994 y comenzó a ser reinyector de agua el 13 de Agosto del 2003. El espesor neto de petróleo determinado al inicio de la producción de este pozo fue de 36 pies, con 22.3 % de porosidad,

El pozo amo A-3 fue perforado verticalmente hasta la profundidad de 1425 pies, desde este punto fue desviado y perforado hasta una profundidad total de 8690 pies (7994 TVD), con un ángulo promedio de  $27.42^\circ$ , en una dirección Sur  $18.85^\circ$  Oeste. Su perforación finalizó el 12 de Diciembre de 1994 y fue recompletado para ser en reinjector el 16 de Junio de 1998.

El pozo Amo A-6 perforado verticalmente hasta alcanzar los 330 pies de profundidad, desde este punto fue desviado hasta alcanzar una profundidad total de 9835 pies (8015 pies TVD), con un ángulo promedio de  $40.71^\circ$ , en una dirección Norte  $61.42^\circ$  Este. Su perforación finalizó el 6 de enero de 1995 y comenzó a ser reinjector el 15 de Marzo de 1997. La historia de completamientos se encuentra en el Apéndice J y la ubicación de estos pozos se visualiza en la figura 3.3.

### 3.2 Diagnóstico De Los Pozos Reinjectores

Los equipos de superficie y de subsuelo, que intervienen en un sistema de Reinyección de Agua están expuestos a factores externos que pueden

producir mal funcionamiento y reducir su tiempo de vida útil. La mayoría de estos factores van a depender de la calidad del fluido que se va a reinyectar en el reservorio receptor. y los problemas mas comunes que pueden presentarse debido al mal control de la calidad del agua que se va a reinyectar son:

- Corrosión
- Formación de escala
- Acumulación de bacterias
- Desgaste por superar velocidades máximas del fluido permisibles

Es por esto que se tiene que llevar un adecuado monitoreo para conocer la condición de los pozos reinyectores y los métodos que se usan para la inspección de los equipos de subsuelo son:

- Herramientas de calibración de estado de tuberías de fondo (tubing y casing): Estas herramientas son corridas en los pozos de reinyección mediante wireline, y se usa para determinar la corrosión interna. Un perfil de la condición se puede conocer mediante el contacto que tienen unos dedos mecánicos que posee la herramienta con el interior de la tubería donde se esta tomando el registro.

- Inducción Electromagnética (casing): La cual utiliza inducción magnética para detectar corrosión interna y externa del casing, la herramienta satura una sección de casing entre los polos con un campo magnético inducido, enviando líneas de flujo magnético. Si hay una anomalía en la pared de la tubería como un hueco o agujero, se puede determinar mediante la interpretación del registro corrido y así determinar el lugar donde puede existir fuga de fluido.

Generalmente luego de recompletar un pozo para convertirlo en inyector o reinjector se toma un registro para determinar si existe anomalías en el cemento y tuberías (casing y tubing); pero lamentablemente en los pozos reinjectores de Amo A no se ha hecho ningún estudio al respecto. Las completaciones de fondo no han presentado ningún problema mecánico, el ensamblaje de fondo mas antiguo solo tiene 11 años de funcionamiento.

### 3.3 Estudio De Corrosión Del Sistema De Superficie

La corrosión es la principal causa de fallas en tuberías y equipos de superficie alrededor del mundo. Cuando una tubería falla, ocasiona grandes impactos en términos de pérdidas de producción, daños a la propiedad, contaminación y riesgo a vidas humanas.

Por definición, la corrosión es la destrucción de un metal o metales, a través de la interacción con un ambiente (ejem. suelo o agua) por un proceso electroquímico, es decir, una reacción que envuelve un flujo de corriente eléctrica e intercambio de iones.

Los equipos y tuberías expuestas al aire libre, son propensos al depósito o acumulación de agua, polvo, herrumbre, escapes de vapor, salitre, etc. La acumulación de estas substancias en tuberías aéreas forma pequeñas pilas galvánicas que eventualmente corroen la superficie del metal. La aplicación de pintura y un programa de limpieza superficial y mantenimiento es suficiente para alargar la vida útil de las tuberías de superficie. Sin embargo la aplicación del recubrimiento de pintura debe hacerse con especial cuidado, para que cumpla su misión de aislante de

agentes externos, ya que ningún revestimiento garantiza una protección del 100%. Impurezas en el material o proceso de aplicación de la capa protectora, golpes o ralladuras al momento del transporte o instalación pueden desmejorar el aislamiento. Es por esta razón que para garantizar la prolongación de la vida útil de una tubería revestida se acompaña de un sistema de protección catódica.

Es un método por el cual el equipo (equipos y tubería) es protegido para convertirlo en un cátodo. En efecto, la protección catódica hace al acero comportarse como un metal noble.

En las operaciones de inyección de agua se usa la protección catódica por:

- La exposición a sólidos con cantidades variables de humedad, sales , y oxígeno disuelto.
- Exposición externa a algún fluido. agua salada
- Exposición interna a sales disueltas, Oxígeno, Ácido Sulfúrico y Dióxido de carbono.

El cumplimiento de este proceso y un programa de inspección y mantenimiento de la línea nos garantizará la prolongación de la vida útil de la tubería.

### **3.3.1 Detección Y Monitoreo De La Corrosión**

Generalmente, el monitoreo de la corrosión en un Sistema de Inyección o Reinyección de agua, es usado para indicar: (1) diferencias en las tasas de incremento de corrosión en varios puntos (es decir, a la salida o entrada de los tanques, bombas, etc), (2) diferencias en locaciones específicas a distintos tiempos de medición, y (3) cambios en la tasa de corrosión como resultado de un tratamiento con inhibidores.

La evidencia de que la tasa de incremento de corrosión es muy alta, es descubierta inicialmente por inspección visual de los equipos de superficie. Pueden presentar grietas, roturas o agujeros externos, y usualmente tienen residuos producto de la corrosión generada por agentes sobre la superficie.

La dificultad de detectar tempranamente la corrosión depende de dos factores:

- La tasa de incremento no uniforme, que puede presentarse en diferentes puntos en el sistema de inyección, y
- Insolubilidad de productos corrosivos.

En practica, para monitorear la corrosión se usa generalmente uno o mas de los siguientes procedimientos:

1. Mediante Pruebas Químicas: Análisis completo de minerales presente en el agua de inyección (ver Apéndice J), incluyendo la formación de hierro, ácido sulfúrico y oxígeno disuelto, y los análisis de  $H_2S$  y  $O_2$  deberían ser hechos periódicamente durante toda la vida de la operación. Para estos análisis existen diversos equipos en el mercado que son vendidos por varias empresas (figuras 3.4 y 3.5).
2. Pruebas Que Determinen La Tasa De Incremento De La Corrosión: Un programa de monitoreo de la tasa de incremento

de corrosión, debería ser usado desde el inicio de las operaciones de inyección y continuar periódicamente mientras este en operación el sistema de inyección. Este monitoreo es importante hacerlo en puntos seleccionados, para detectar cambios que pasen en el estado del sistema, esto es posible mediante el uso de cupones (ver Apéndice K) y estos permiten además conocer depositaciones, bacterias y desgaste. Otro método que también es frecuentemente usado es la Probetas de Resistencia Eléctrica.

### **3.3.2 Diagnóstico De La Corrosión En Los Equipos De Superficie De SPF En El Bloque 16**

Para evaluar la corrosión en el Sistema de Reinyección dentro del bloque 16 se utilizan los dos métodos establecidos, mediante Análisis Físico-Químicos, desgaste de Cupones de acero y Probetas de Resistencia Eléctrica. En el diseño del Sistema de de Reinyección de Agua se uso como composición promedia del agua, los parámetros mostrados a continuación:

**TABLA 4**  
**PROPIEDADES FÍSICO – QUÍMICAS**  
**DEL AGUA DE REINYECCIÓN (IDEALES)**

PARAMETRO	INY. SPF
pH	7,1
TEMP. oC	24,7
CONDUCTIVITY mS/cm	26700
SALINITY CNa- (mg/l)	17400
TOTAL ALKAL. (CaCO3 mg/l)	1040
TOTAL HARDNESS (CaCO3 mg/l)	910
CALCIUM HARDNESS (CaCO3 mg/l)	800
MAGNESIUM HARDNESS (CaCO3 mg/l)	110
SO4-- (mg/l)	450
HCO3- (mg/l)	1269
Ca++ (mg/l)	320
Mg++ (mg/l)	26
Cl-(mg/l)	10440
Na+ (mg/l)	6960
Fe++ (mg/l)	2,5
STD (mg/l)	17889

La influencia que tiene cada una de las propiedades y elementos mostrados en la tabla están en el Apéndice K, y los procedimientos para cuantificarlos a través de pruebas químicas se encuentran en el Apéndice L.

Las propiedades físico - químicas del agua de reinyección de SPF, se mantienen dentro del rango de calidad requerida. Luego de

revisar los análisis de los resultados de las pruebas físico – químicas realizados durante los últimos seis meses mostrados en el Apéndice M se puede determinar que las propiedades se mantienen estables, y por lo tanto no existe alguna tendencia corrosiva importante.

El principio fundamental del uso de Probetas de Resistencia Eléctrica, es la medida de la resistencia eléctrica de unos sensores que son colocados en el paso del fluido (interior de tanques, tuberías, cabezales, etc) que se va a reinyectar; que a mayor corrosión que estén sometido los sensores, el tamaño de estos se va a reducir y su resistencia eléctrica va a aumentar, y mediante un instrumento de medida se puede observar la tasa de incremento de corrosión del fluido. Este monitoreo se lo hace diariamente en el campo, y los valores obtenidos durante los últimos seis meses se lo puede observar en el Apéndice N.

La tasa de corrosión promedio que existe en el Pad Amo A entre Noviembre del 2003 a Marzo del 2004, es de 0.43 mpy; esto quiere decir que los equipos se van a desgastar 0.427 milésimas

de pulgada por año que es un valor que esta entre el promedio normal de desgaste.

Además evaluar con los métodos descritos anteriormente cuando hay alguna para por mantenimiento o problema en algún equipo de inyección en algún Pad, se hace una inspección visual de la parte interna en ciertos puntos de los equipos de superficie (tubería y bombas, ver figura 3.6), de esta forma se pudo evidenciar el buen estado de los equipos.

Mediante el análisis de los métodos de monitoreo presentados se llevo a la conclusión que los equipos del Sistema de Reinyección de Agua de Amo A no presentan problemas por corrosión, ni tampoco se pudo evidenciar una tendencia corrosiva; más adelante, en el subcapitulo 3.6 se hace un análisis del desgaste mecánico que presentan las tuberías en Superficie usando equipo de ultrasonido.

### 3.4 Datos De Tasas De Producción De Agua Y Predicción

El perfil de producción de agua para el Bloque – 16, antes de la operación del OCP era aproximadamente de 315000 bapd y desde que entro en funcionamiento a partir del segundo semestre del 2003 hasta diciembre del 2011 que termina el contrato de participación por parte de la Compañía Repsol Ypf la producción promedio esperada será de 600000 bapd y en el último año tendrá una producción diaria de 562000 (figura 3.7.)

La producción estimada de agua de los campos del sur (figura 3.8), entre ellos el campo al que pertenece la plataforma de pozos en estudio: Amo, Daimi, Ginta, e Iro, alcanzaran una producción de agua de 348000 barriles en el año 2004, alcanzará la producción mas alta 513438 bapd en el año 2012, todo esto tomando en cuenta un corte de agua promedio del 91 % y suponiendo que las expectativas de producción se cumplan.

De acuerdo a estudios anteriores realizados por la empresa, la tasa de reinyección (Bls/día) de agua que corresponde por plataforma (particularmente lo que corresponde al Pad Amo A) se lo detalla en el

Apéndice P, las cuales podrán variar según el comportamiento de la producción de petróleo que se tenga en el bloque.

### **3.5 Tratamiento De Aguas De Producción Y Sistemas De Reinyección**

Hay tres principales objetivos desde un punto de vista operacional de un Sistema de Reinyección de Agua:

1. Entrega de agua limpia al pozo de inyección.
2. Prevenir taponamiento y depositación de sólidos en líneas, separadores y pozos de inyección.
3. Mantener el buen estado de los equipos de superficie y subsuelo, previniendo la corrosión.

El objetivo del sistema de Reinyección de Agua en Repsol Ypf es obtener el agua con un contenido menor a 15 ppm de crudo y un contenido bajo de sólidos disueltos, para poder así ser reinyectada a la formación e impedir algún tipo de taponamiento en los poros del reservorio receptor. Desde que el agua de producción es obtenida de la extracción de crudo, tiene que pasar por un proceso el cual debe permitir tener la mejor

calidad del agua para su reinyección. El proceso consta de dos partes fundamentales que son: La Planta de Tratamiento de Crudo y la de agua, y un tratamiento químico periódico del agua de producción, y . El funcionamiento de cada uno se detalla a continuación.

### **3.5.1 Descripción De La Planta De Tratamiento Del Agua De Producción**

En la plataforma de producción (wellpad) se realiza el tratamiento químico al fluido producido, con el propósito de controlar emulsiones, corrosión y escala, y que el crudo tenga las condiciones estables hasta llegar a la estación de producción. El volumen de crudo producido, mediante bombeo electrosumergible, ingresa al manifold desde el cual se direcciona el flujo hacia el separador de prueba o a la línea que conecta a las facilidades de producción.

El fluido producido (90 % agua) ingresa a los Free Water Knock Outs (FWKO) (figura 3.10), donde se realiza una separación

primaria del crudo, enviando el agua libre separada (con 200 ppm de crudo) hacia el sistema de tratamiento de agua de formación; el petróleo con un 50 % de agua es enviado a los separadores de producción, previo calentamiento en los Intercambiadores de calor (figura 3.11).

En los Separadores de Producción (figura 3.12) de la mezcla crudo – agua (50 – 50 %), se obtiene un petróleo con un 15 % de agua y se envía a los deshidratadores electroestáticos (figura 3.13) en donde se complementa el proceso de extracción de agua y gas del petróleo. Y el agua generada de la separación en estos equipos es enviada a la Planta de Tratamiento de Agua de Formación.

El petróleo proveniente del proceso de deshidratación, con un contenido de agua y sedimentos menor al 1% ingresa a las botas de desgasificación para completar su estabilización y poder ser bombeado a la estación de mezcla en Shushufindi, desde los Tanques de Surgencia. (Las principales características técnicas

de los equipos del Sistema de Tratamiento De Crudo se encuentra en el Apéndice Q )

El agua proveniente del separador de producción y del deshidratador electrostático, pasa a los Scrubbers de agua (figura 3.14) en el que previamente se inyecta un químico clarificador, con el fin de extraer el crudo residual contenido en el agua.

El agua obtenida, con un contenido menor a 40 ppm de crudo, se envía hacia los Tanques Skim de Agua de Producción (figura 3.15) para que por diferencia de densidades obtenga la menor cantidad de ppm de petróleo.

En los Tanques Skim el agua de fondo del tanque tiene una concentración de 15 ppm de petróleo y de allí es enviada al sistema de reinyección, a través de bombas booster (figura 3.16) las mismas que levantan la presión de 85 a 95 Psi, las envía hacia las bombas de media presión donde se alcanza 1250 psi, y se

envía a los wellpads para la reinyección en los pozos; el agua de reinyección llega al Pad Amo A con 1100 psi.

La reinyección de agua es realizada mediante un sistema (figura 3.17), el cual consta de bombas de alta presión cuyas características son:

**TABLA 5**  
**CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE**  
**BOMBAS DE REINYECCIÓN**

<b>Presión de descarga</b>	2500 PSI
<b>Caudal de Inyección</b>	30000 bapd
<b>Potencia</b>	1500HP

El sistema de tratamiento de agua descrito, fue diseñado para procesar 450000 barriles de agua por día (bapd) y en la actualidad se esta procesando mas de 600000 bapd. Como resultado de esto, se esta obteniendo el agua de producción con altos valores de ppm de crudo y sólidos disueltos, debido al corto tiempo de residencia que tiene el fluido de reinyección en el proceso.

### 3.5.2 Tratamientos Químicos Utilizados En La Reinyección De Agua En El Bloque 16

Además del agua de producción pase por un proceso en el que intervienen varios equipos de separación, es necesario que este sea reforzado por un tratamiento. Bajo esta categoría existen tratamientos para prevenir el crecimiento de bacterias, usando neutralizantes para reducir la acidez, inhibidores de escala y procesos para eliminar los sólidos en suspensión. Todas estas son técnicas para prevenir la corrosión y taponamientos en la formación.

Los biocidas retardan el crecimiento y la acumulación de colonias microbianas que promueven el daño al metal por células de aireación y generación de H<sub>2</sub>S.

La sedimentación y filtración del agua son beneficiosas en el programa de control de corrosión para prevenir depósitos que promueven la acción local en una célula de la tubería.

Químicos que impidan la depositación de sólidos que forman escala, pueden ayudar a mantener superficies limpias y con menor probabilidad de sufrir daños.

Los inhibidores de corrosión actúan directa o indirectamente, generando una película sobre la superficie metálica, protegiéndola de esta forma contra los agentes corrosivos. La mayoría de inhibidores son absorbidos por la superficie metálica, e incrementan la polarización aniónica o cationica o ambas, reducen la difusión de iones a la superficie metálica, e incrementan la resistencia eléctrica en la interfase electrolito – metal.

El uso de clarificadores permiten la formación de flóculos gelatinosos que sirve para agrupar a los sólidos en suspensión, a las partículas coloidales y a la materia orgánica contenida en el agua. Esto se produce porque los sólidos en suspensión poseen carga negativa, mientras que los polielectrólitos utilizados son de carga positiva, permitiendo la agrupación de los flóculos de los

sólidos para que sea mas fácil su extracción a través de los filtros de la planta de tratamiento de agua.

### **3.6 Diagnóstico Y Ensayo No Destructivos De Los Equipos De Superficie**

Los Ensayos no Destructivos en gran forma son auxiliares del control de calidad de los productos, partes y componentes del mantenimiento industrial, tanto preventivo como correctivo.

Procesos de fabricación como soldadura, conformado mecánico, fundición, tratamientos térmicos, etc. encuentran en los Ensayos no Destructivos un instrumento poderoso de inspección. Los Ensayos no Destructivos hacen evidente su importancia en los siguientes casos:

- a. Realizar el control de calidad y verificar las propiedades de los productos en los procesos de fabricación y durante el funcionamiento de máquinas en la industria petrolera.
- b. Para dar confiabilidad a equipos y elementos fabricados.

- c. Para detectar oportunamente errores en producción y montaje.
- d. Para detectar discontinuidades en materiales.
- e. Para hacer investigaciones o inspecciones preliminares.
- f. Colaborar con el mantenimiento preventivo.

Los principales objetivos de los Ensayos no Destructivos son entonces:

- Asegurar la calidad de los equipos, aumentando su confiabilidad.
- Prevenir accidentes y asegurar vidas humanas.
- Prevenir la paralización de servicios básicos.

Se utilizo pruebas de ultrasonido con un calibrador (figura 3.18) de la marca Ultraspec, para elaborar un diagnostico del estado de las líneas de inyección utilizadas en el Pad Amo A. El cual muestra el espesor de las paredes de la tubería, mediante la emisión de ondas con frecuencias mayores de 20000 ciclos por segundo (20KHZ Kilo hertz). En la industria se usan frecuencias entre 0.2 KHZ a 25 MHZ (Mega hertz), en pruebas de contacto muy pocas veces se verán frecuencias mayores a 10 MHZ, las ondas se reflejan en la

parte posterior del metal a prueba o en una falla cuando la encuentran y la recibe el transductor.

El transductor es un dispositivo que transforma cualquier forma de energía en otra, para el caso del ultrasonido convierte la energía eléctrica en mecánica o viceversa.

Para poder dar un diagnóstico de la situación de las líneas de inyección, se toman mediciones en ciertos puntos de referencias, el cambio de espesor para el período de tiempo entre las medidas o registros determinaran la velocidad de corrosión. Además para determinar el espesor de retiro se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Espesor.de.Retiro} = \frac{P * D}{2 * \text{esfuerzo}}$$

Donde :

D es el diámetro de la tubería, en pulgadas

P es la Presión de trabajo, en psia

Esfuerzo : 6000 (para este tipo de tuberías)

Las mediciones realizadas en el Sistema de Reinyección, indicaron que las tuberías están en buen estado, asimismo se obtuvo que la velocidad de corrosión en el punto donde hubo mayor desgaste, era menor a 16 mpy (milésimas de pulgada por año).

El espesor de retiro de la tubería es de 0.405 pulgadas, por lo tanto de seguir disminuyendo el espesor de la manera como ha venido haciéndolo, su tiempo de funcionamiento no debería superar mas halla de 25 años.

# CAPÍTULO 4

## EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA REINYECCIÓN EN EL PAD AMO A

### 4.1 Análisis Del Modelo De Simulación Del Campo Amo

El modelo de simulación para el campo Amo fue construido utilizando el software de Geoquest llamado Eclipse en el año 1999, y a partir de entonces a sido actualizado continuamente. Este modelo ha sido construido usando el modelo del ensamblaje geológico, el cual parte de un mapa Geofísico ajustado a los topes estructurales confirmados por los pozos perforados (figura 1.8).

El objetivo de este análisis del modelo de simulación, es demostrar que la reinyección de agua de formación en niveles mas profundos de la arenisca M-1, no incide en la recuperación final de petróleo en este

yacimiento. Fundamentalmente por que el volumen de agua a inyectarse es infinitamente inferior en comparación a la magnitud del acuífero presente en el reservorio, y que la ubicación de los pozos reinyectores están en una zona baja estructuralmente.

El entrampamiento es estructural y el mecanismo de producción es mediante empuje de fondo, dependiendo del cierre estructural y del espesor del reservorio. El acuífero es infinito y el contacto agua / petróleo ha sido claramente definido a -6950 pies.

Es importante conocer que los pozos reinyectores del Pad Amo A alguna vez fueron productores (figura 4.1) y fueron convertidos en reinyectores debido a que alcanzaron el límite económico de producción (98% de corte de agua).

El modelo utilizado para el análisis, tiene una malla de simulación de 30x69x10 definida por los mapas de espesor, porosidad y permeabilidad. (figura 4.2).

#### 4.1.1 Saturaciones De Petróleo Y Agua Actuales

Las saturaciones de agua y petróleo actuales correspondientes al área que es influenciada por la presencia de los pozos reinyectores de Amo A, se conocen en base a un ajuste de historia hecho en el simulador. El modelo esta dividido en 10 capas en profundidad esto representa un espesor aproximado de 5 pies por capa, en la figura 4.3 están los mapas de saturación para las capas 1, capa 5 y capa 9.

En los mapas se puede visualizar que el pozo Amo A 1 esta con una saturación de petróleo ( $S_o$ ) inferior al 40 % desde la primera capa, y que su conexión al acuífero es directa, esto se confirma para las capas inferiores. Para el pozo Amo A 2 la  $S_o$  es inferior al 50 % desde la primera capa (5 pies), y decrece a menos del 30 % a partir de la tercera capa donde su conexión con el acuífero es directa.

Para los pozos Amo A 3 y Amo A 6, la  $S_o$  es menor al 10 % y que están inundados por completo desde la capa 1 y esto se lo puede ver en el mapa que se puede observar en la figura 4.4.

#### 4.1.2 Predicción del Comportamiento Futuro del Yacimiento M 1

Para la predicción del comportamiento de M 1, se utilizó como tasa de inyección promedio de 35000 bapd hasta el año 2012 y se consideró que el intervalo perforado para la reinyección era bajo el contacto agua – petróleo (owc).

Como resultado de las corridas de predicción se obtuvo el mapa de saturación correspondiente al inicio 2003, 2007, 2009 y 2012, con la ubicación de los pozos inyectores, esto a las capas inferiores donde se realizaría la reinyección de agua a la tasa mencionada anteriormente, y se comprueba que esta no afecta al reservorio por tratarse de un acuífero infinito de fondo. (figura 4.4)

Además se pudo confirmar que el comportamiento de la So con la reinyección de agua en la zona del acuífero no se ve afectada, y esto se pudo ratificar analizando las secciones transversales (cortes) de la malla de simulación que incluye la trayectoria de los pozos reinyectores al inicio del periodo de reinyección al 2003, 2007, y 2012 (figura 4.5). Así mismo la recuperación de petróleo, al final del periodo de vigencia del

contrato de participación es de 32% del petróleo original en sitio, valor que fue obtenido con y sin la inclusión de los pozos de reinyección en Amo A.

En conclusión, la reinyección de agua en el Pad Amo A no afecta la recuperación final de petróleo del reservorio M 1 para el campo Amo. Esto puede ser debido a que el caudal inyectado, es despreciable en comparación con el volumen total del acuífero de fondo.

#### **4.2 Factibilidad De Inyección A Altas Presiones**

La presión de inyección será determinada de acuerdo a las condiciones de reservorio, normalmente, el límite máximo para la presión de inyección en la cara de la arena ( $P_{wf}$ ) es la presión de fractura de la formación receptora.

Si no hubiera la información necesaria para obtener la presión de fractura, el ingeniero de inyección puede obtenerla mediante el producto de 1 psi / pie por la profundidad verdadera (TVD) del pozo de

inyección, por ejemplo, un pozo de 7000 pies de profundidad verdadera tendrá una presión de fractura de 7000 psi.

Entonces si el límite máximo es cuando la presión de fondo alcanza el valor de la presión de fractura, entonces la tasa de reinyección máxima será cuando el valor de  $P_{wf}$  alcance este valor de presión crítica. Y para obtener el valor de la tasa de reinyección a cualquier valor de  $P_{wf}$ , se puede aplicar la fórmula dada por Craig para calcular la tasa de inyección antes de la interferencia:

$$i_w = \frac{7.07 \times 10^{-3} h k \Delta P}{\left( \frac{\mu_w}{k_{rw}} \ln \frac{r}{r_w} + \frac{\mu_o}{k_{ro}} \ln \frac{r_e}{r} + S \right)}$$

Donde:

$i_w$  = tasa de inyección, (B/D)

$h$  = espesor de formación, pies

$k$  = permeabilidad absoluta, md

$\mu_w$  = viscosidad del agua a condiciones de reservorio, cp

$k_{rw}$  = permeabilidad relativa al agua

$r$  = radio al límite externo, pies

$r_w$  = radio del pozo, pies

$\mu_o$  = viscosidad del petróleo a condiciones de reservorio, cp

$k_{rw}$  = permeabilidad relativa al petróleo

$r_e$  = radio externo del banco de petróleo, pies

$\Delta P = P_e - P_{wf}$

$P_e$  = Presión promedio de reservorio, psia

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente, psia

S = Daño de formación

Para el caso de los pozos del Pad Amo A, las presiones de fractura de la formación no pudieron ser obtenidas con las pruebas de inyektividad, así que los datos obtenidos fueron dados por el departamento de reservorios de la empresa y se presentan a continuación:

**TABLA 6**  
**PRESIONES DE FRACTURA, AMO A**

	Gf	TVD	Pf
<b>Amo A - 1</b>	0,896	7672	6888,8
<b>Amo A - 2</b>	0,896	7697	6911,2
<b>Amo A - 3</b>	0,896	7710	6922,9
<b>Amo A - 6</b>	0,896	7718	6930,0

Los valores de  $K_{ro}$  y  $K_{rw}$ , son obtenidos de las curvas de permeabilidades relativas, que se encuentran en el Apéndice R, a los valores de Saturación intersticial y Saturación de petróleo residual respectivamente. Los valores de daño de formación usados, son los que se determino mediante el gráfico de Hall. Las magnitudes de los demás parámetros para aplicar la ecuación de Craig y así obtener las máximas tasas de inyección que admita el reservorio receptor, se los puede encontrar en los apéndices, además se muestran junto con los caudales máximos obtenidos en la siguiente tabla:

**TABLA 7**  
**TASAS MÁXIMAS DE REINYECCIÓN, PARA EL YACIMIENTO M 1**

	AMO A 1	AMO A2	AMO A 3	AMO A 6
<b>h(ft)</b>	64	34	54	56
<b>k(md)</b>	5280	5000	2400	1800
<b>Pr(psi)</b>	3250	3280	3250	3280
<b>Pwf(psi)</b>	6500	6500	6500	6500
<b>Uw(cp)</b>	0,32	0,32	0,32	0,32
<b>Uo(cp)</b>	50	50	50	50
<b>Krw</b>	0,294	0,294	0,294	0,294
<b>Kro</b>	1	1	1	1
<b>re(pies)</b>	3600	3600	3600	3600
<b>r(pies)</b>	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0
<b>rw(pulg)</b>	7	7	8,681	7
<b>Sor</b>	0,4337	0,4337	0,4337	0,4337
<b>Poros</b>	0,17	0,17	0,17	0,17
<b>Gfract</b>	0,896	0,896	0,896	0,896
<b>TVD</b>	7672	7697	7710	7718
<b>Pf</b>	6874	6897	6908	6915
<b>S</b>			9,8	36,9
<b>iw</b>	107631.1	60426.5	41761.2	31567

Para poder bombear estas tasas de reinyección y generar esas presiones de fondo, se necesitaría muy altas presiones de cabeza y para tener una idea mas clara se han calculado usando la fórmula de Hazen Williams:

$$\begin{aligned}
 WHP = P_{wf} - (G_w * SG_w * MAX(TVD_1, TVD_2, TVD_3)) \\
 + MD_1 * \left( \frac{\frac{42}{1440} * Q_i}{(HazenCoefficient) * 0.442 (MAX(1, ID_1))^{2.63}} \right)^{1/0.54} - \\
 MAX(0, MD_2 - MD_1) \left( \frac{\frac{42}{1440} * Q_i}{0.442 * (HazenCoefficient) (MAX(1, ID_2))^{2.63}} \right)^{1/0.54} - \\
 MAX(0, MD_3 - MD_2) \left( \frac{\frac{42}{1440} * Q_i}{0.442 * (HazenCoefficient) (MAX(1, ID_3))^{2.63}} \right)^{1/0.54}
 \end{aligned}$$

Donde:

WHP = Presión en cabeza, psia

P<sub>wf</sub> = Presión de fondo, psia

G<sub>w</sub> = Gradiente Hidrostático del agua (0.43), psi/pie

SG<sub>w</sub> = Gravedad Especifica del Agua de Reinyección

TVD = Profundidad verdadera, pies

MD = Profundidad medida, pies

Coefficiente de Hazzen Williams = 120

ID = Diámetro interno de tubería, pulgadas

Qi = Tasa de reinyección, B/D.

Las secciones 1, 2 y 3 se representan en la figura 4.6

Entonces las presiones de cabeza necesaria para poder bombear las tasas de reinyección son las siguientes:

**TABLA 8**  
**PRESIONES DE CABEZA REQUERIDAS PARA TASAS MÁXIMAS**  
**SEGÚN CONDICIONES DE RESERVORIO**

	<b>Pwh</b>	<b>Pwf</b>	<b>Qi</b>
Amo A - 1	9050	6513	107600
Amo A - 2	4800	6485	60427
Amo A - 3	4100	6515	41413
Amo A - 6	4010	6505	31800

Las tasas máximas que se pueden llevar a la practica son las que corresponden a los pozos Amo A3 y Amo A6, las otras dos no se podrían emplear, porque se ve en los cálculos que generan excesivas perdidas de presión por fricción ( $\Delta P_f$ ) y sobrepasan el límite permisible que se considera para el diseño de un Sistema de Reinyección ( $\Delta P_f < 10\%$  de la Presión máxima que interviene en el sistema). A

continuación se muestran las ( $\Delta P_f$ ) que se generarían si se aplicaran las Tasas de inyección mostradas en la tabla anterior:

**TABLA 9**  
**PERDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN PARA  $Q_i$  MAX**

Pozos	$\Delta P_f$
Amo A - 1	4148
Amo A - 2	1301
Amo A - 3	511
Amo A - 6	496

Con el propósito de poder hacer un análisis de los beneficios que pueden generarse de la reinyección a altas presiones, vamos a utilizar una presión de cabeza igual para todos los pozos de Amo A de 3500 psia, tomando en consideración las limitaciones de equipos. Y de esto se obtienen las siguientes tasas de reinyección:

**TABLA 10**  
**TASAS MÁXIMAS Y PRESIONES, CON EQUIPO PROPUESTO**

	$P_{wh}$ (psi)	$\Delta P_f$ (psi)	$P_{wf}$ (psi)	$Q_i$ (B/D)
Amo A1	3500	1406	5160	58000
Amo A2	3500	754	5700	45000
Amo A - 3	3500	374	6100	35000
Amo A - 6	3500	392	6100	28000

Con estos valores podemos determinar el tipo de bomba que se puede utilizar, y así poder determinar la rentabilidad de implementar un nuevo sistema de Reinyección con mayores presiones.

Para encontrar otra alternativa con el propósito de disminuir los efectos de pérdidas por fricción a través del tubing en el pozo, se han analizado los valores que se obtendrían si se eliminara el uso del tubing, es decir, que se reinyecte directamente a través del casing; método que se ha empleado en otros campos del Oriente Ecuatoriano con resultados muy buenos. En la tabla que se presenta a continuación se presentan los valores obtenidos de los cálculos de pérdidas por fricción de presión:

**TABLA 11**  
**PERDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN, SIN TUBING**  
**CON NUEVO SISTEMA DE BOMBEO**

Pozos	Pwh (psi)	$\Delta P_f$ (psi)	Pwf (psi)	Qi (B/D)
Amo A1	3500	200	6181	90000
Amo A2	3500	221	6265	75000
Amo A - 3	3500	49	6441	39000
Amo A - 6	3500	64	6428	35000

Asimismo, se presentan las tasas que podemos obtener con el sistema actual, pero, sin la utilización del tubing:

**TABLA 12**  
**TASAS MÁXIMAS CON EL EQUIPO ACTUAL, SIN TUBING**

	<b>Pwh (psi)</b>	<b><math>\Delta P_f</math> (psi)</b>	<b>Pwf (psi)</b>	<b>Qi (B/D)</b>
<b>Amo A1</b>	2600	188	5390	70000
<b>Amo A2</b>	2600	76	5511	42000
<b>Amo A - 3</b>	2600	28	5562	29000
<b>Amo A - 6</b>	2600	48	5500	30000

Como resultado de los análisis hechos anteriormente en este capítulo se pudo comprobar que la reinyección a altas presiones es factible, y esto es porque la presión de fractura del yacimiento es lo suficientemente alto como para obtener una mayor reinyección el Pad sin que afecte a la producción en los pozos productores (Análisis del Modelo de simulación). También se determinaron las tasas de reinyección posibles usando nuevos equipos de inyección; además se analizo otra opción, que sería la reinyección en los pozos sin la utilización del tubing en sus ensamblajes de fondo, dando como resultado altos caudales de reinyección utilizando los mismos equipos en superficie.

### 4.3 Diagnóstico del Manejo del Agua

Para dar un diagnóstico del manejo del agua se hace una evaluación del comportamiento de la reinyección a través del tiempo comparando las gráficas (proviene de los datos diarios de producción): tasa de inyección versus tiempo, Presión de inyección versus tiempo, Índice de Inyectividad versus tiempo y, Petróleo y Sólidos en Suspensión en función del tiempo.

En la Figura 4.7 se encuentra graficado el comportamiento de la reinyección del pozo Amo A6 durante el año 2003. En ella se puede observar a partir de Octubre y Diciembre del 2003, hay un aumento de la presión de inyección mientras la tasa de reinyección es la misma que en el año anterior, pero con una presión mucho menor.

Esto coincide con la aparición del daño de formación encontrado en el capítulo 2, utilizando el gráfico de Hall; el taponamiento fue localizado aproximadamente en junio del 2003 cuando se a reinyectado 38 millones de barriles de agua. Si se observa la gráfica del volumen acumulado reinyectado versus tiempo (figura 4.8), existe una disminución en la pendiente de la línea a la misma fecha que encontramos el daño.

Si también se analiza el índice de inyectividad (figura 4.9) junto con la gráfica de calidad de agua (figura 4.10), el cual muestra la cantidad de ppm de crudo y sólidos en el agua, durante la reinyección; se puede observar que hay una relación directa entre ellas, es decir, que al generarse gran cantidad de ppm de sólidos y/o crudo en el agua de reinyección esto va a disminuir el índice de inyectividad y como consecuencia de esto las presiones de inyección tendrían que aumentar para reinyectar los mismos caudales de agua. También se puede ver que al tener una buena calidad de agua va a favorecer notablemente la reinyección y el sistema se vuelve mas eficiente.

En la grafica 4.7 donde se muestra la inyección, se puede observar que la presión necesaria para seguir reinyectando la misma tasa es de casi 400 psi, y para obtener esta presión adicional hay que generar una mayor potencia, que se obtiene usando con la siguiente fórmula:

$$P_{ad} = \frac{Q_i * \Delta Pa}{0.8 * 58783} \quad 1$$

Usando 21600 B/D como tasa de reinyección promedio en la fórmula anterior se obtiene que la potencia requerida sería de 184 HP, que para seis años de tiempo de contrato de participación la potencia que se necesitaria se la obtiene multiplicando la potencia adicional por el

---

<sup>1</sup> Estudio de Manejo de Agua en Repsol Ypf, por compañía Schlumberger

numero de años en que se incrementa la potencia, se multiplica por una constante igual a 0.746 Kw/HP, y por 8760 hr/año.<sup>2</sup>

$$Pad = 184HP * 6años * 0.746 \frac{Kw}{HP} * 8760 \frac{Hrs}{años} = 7.215 * 10^6 Kw.hrs$$

Considerando que el costo de generación de 1 Kw-hr para Repsol Ypf es de USD \$ 0.053, entonces el valor por la energía adicional sería de USD\$ 382,373.00. Este valor adicional sería generado por la ineficiencia del sistema solamente en el pozo Amo A6.

Realizando un análisis similar a este, se evaluó al pozo Amo A3 se obtiene que el costo adicional generado por el aumento en el daño de formación en este pozo, sería de USD \$ 106057.

Los pozos Amo A1 y Amo A2, no presentan taponamiento a pesar de que igual han recibido agua de reinyección de mala calidad, a causa de que los dos pozos tienen un tiempo corto de operación, pero al seguir reinyectando con muchos sólidos en suspensión el taponamiento aparecerá en un corto tiempo, reduciendo la eficiencia de la reinyección y aumentando de esta manera los costos por reinyección.

---

<sup>2</sup> Estudio de Manejo de Agua en Repsol Ypf. por compañía Schlumberger

# CAPÍTULO 5

## ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL SISTEMA PROPUESTO

### 5.1 Análisis Costo – Beneficio del Sistema Propuesto

El análisis costo – beneficio, no se pudo determinar porque las Empresas encargadas de la venta de los Equipos no pudo dar la información de los precios. Sin embargo, con el objetivo de analizar una rentabilidad del sistema de reinyección propuesto, se hizo un análisis del valor máximo que se puede realizar para hallar alguna rentabilidad.

El estudio económico trata de ver la relación Gasto - beneficio, es decir se analizan los costos adicionales que se generarían por consumo de energía del incremento de la tasa de reinyección

aumentando la presión en 1000 psi, y utilizando la siguiente fórmula se calcula la potencia requerida:

$$P_{ad} = \frac{Q_{if} * \Delta P}{0.8 * 58,783} = \text{HP}$$

$$P_{ad-5 \text{ años}} = \Delta P * t$$

$$P_{ad-5 \text{ años}} = P_{ad} \text{ (HP)} * 1 \text{ años} * 0.746 \frac{\text{Kw}}{\text{HP}} * 8,760 \frac{\text{hrs}}{\text{años}} = \text{Kw.hrs}$$

Pozo	$\Delta P$ (psi)	$\Delta Q$ (B/D)	$P_{ad}$ (HP)	$P_{ad}$ (Kw-hr)	Costo anual (\$)
<b>Amo A1</b>	1000	10000	212.64	1389636	73651
<b>Amo A2</b>	1000	13000	276.44	1806527	95746
<b>Amo A3</b>	1000	8000	170.11	1111709	58921
<b>Amo A6</b>	1000	5000	106.32	694818	36825

Este sería el costo adicional generado por el aumento de tasa, con los equipos actuales, entonces la inversión máxima inicial sería el valor presente calculado a partir de las amortizaciones anuales, y se lo puede ver de la siguiente manera:

$$VP = A \left( \frac{VP}{A}, i\%, n \right)$$

Donde:

VP = Valor presente, en este caso el valor de inversión máxima

i% = Tasa de interés anual, se utilizo el 20%

$n$  = Número de años, 6 años hasta que termine el contrato de participación

$\left(\frac{VP}{A}, i\%, n\right)$  = Calculado de una tabla de flujo efectivo discreto, que para los datos anteriores es 3.3255

Así se obtiene:

POZO	Costo anual (\$)	VP (\$)
<b>Amo A1</b>	73651	244926,4
<b>Amo A2</b>	95746	318403,3
<b>Amo A3</b>	58921	195941,8
<b>Amo A6</b>	36825	122461,5

Para que halla rentabilidad en el uso de nuevo equipo de reinyección tendría que hacerse una inversión inferior a los VP calculados, ya que con estos valores habría una rentabilidad nula.

En una consulta realizada a una empresa encargada de la venta de bombas, se dijo que los precios de nuevos equipos con las características descritas en el capítulo 4 tienen un costo entre 220 – 300 mil dólares. Lo que nos lleva a la conclusión de que la opción analizada no es de ninguna manera rentable.

## 5.2 Conclusiones

1. La prueba de Falloff test no da ninguna información útil ni valedera porque no concuerda con la realidad de la reinyección en el pozo Amo A6.
2. La formación M 1 presenta excelentes porosidades (16 – 26 %), altas permeabilidades (1.5 – 10 darcy) las que hacen que se convierta un magnifico reservorio receptor de agua de reinyección.
3. El agua de reinyección y de formación son compatibles, de esta manera no hay riesgos de que se presenten hinchamiento en las arcillas del reservorios.
4. La factibilidad de reinyección a mayores presiones y caudales, es posible por las altas presiones de fractura que tiene la formación M1.
5. La reinyección a altos caudales no afectan en la producción de los pozos productores del yacimiento M1, debido a que el agua es reinyectada es infinitamente menor si es comparada con el acuífero de fondo.

6. El tratamiento químico contra la corrosión ha generado buenos resultados debido a que no se encontró desgastes fuera de lo normal de las líneas de Reinyección.
7. La reinyección de pozos adicionales en sectores cercanos al Pad Amo A no afectarían a la producción del yacimiento.
8. Los valores de las presiones de fractura del reservorio para los pozos de Amo A tienen un valor aproximado a 6900 psi.
9. La implementación de bombas que generen mayores presiones de descarga que la utilizada actualmente, no produce ninguna rentabilidad. Esto se determinó en la relación costo - beneficio de estos equipos.
10. El agua de reinyección es de mala calidad y como consecuencia de esto disminuye la aceptabilidad del reservorio. Esto es debido a que la planta de tratamiento de agua está trabajando fuera de los volúmenes permitidos; y un buen tratamiento producirá la optimización menos costosa y con mejores resultados.

### 5.3 RECOMENDACIONES

1. Realizar una o varias pruebas de Falloff, con el fin de determinar principalmente el daño de formación existente. Así tendremos información actualizada para estudios posteriores
2. Realizar por lo menos una prueba de inyectividad al año, para conocer el comportamiento en el reservorio receptor.
3. Aumentar el tiempo de residencia del agua de reinyección en el planta de tratamiento, con el propósito de tener menores ppm de crudo y sólidos en el agua. Se recomienda la instalación de un nuevo tanque Skim para que se depositen la mayor cantidad de impurezas.
4. Realizar un estudio de la factibilidad de reinyectar a través del casing, sin el uso de tubing. Con el fin de disminuir pérdidas por fricción en tubería y poder aumentar las tasas de reinyección.
5. Ver la posibilidad de utilizar el agua como fluido motriz, en un sistema de levantamiento hidráulico.

6. Comprobar el buen funcionamiento de los químicos clarificadores utilizados en el Bloque, para tener mayor confianza en una buena limpieza del agua
  
7. Realizar un estudio acerca de la factibilidad de reinyectar en diferentes zonas a la vez, es decir, a través del tubing y del espacio anular. Esto podrá incrementar los caudales de reinyección en un pozo.

# APÉNDICES

APÉNDICE A  
PRUEBA FALLOFF TEST  
AL POZO AMO A6

DATOS BASICOS DE EVALUACIÓN DE FALLOFF TEST

POZO INYECTOR : AMO A6

ARENA : M1

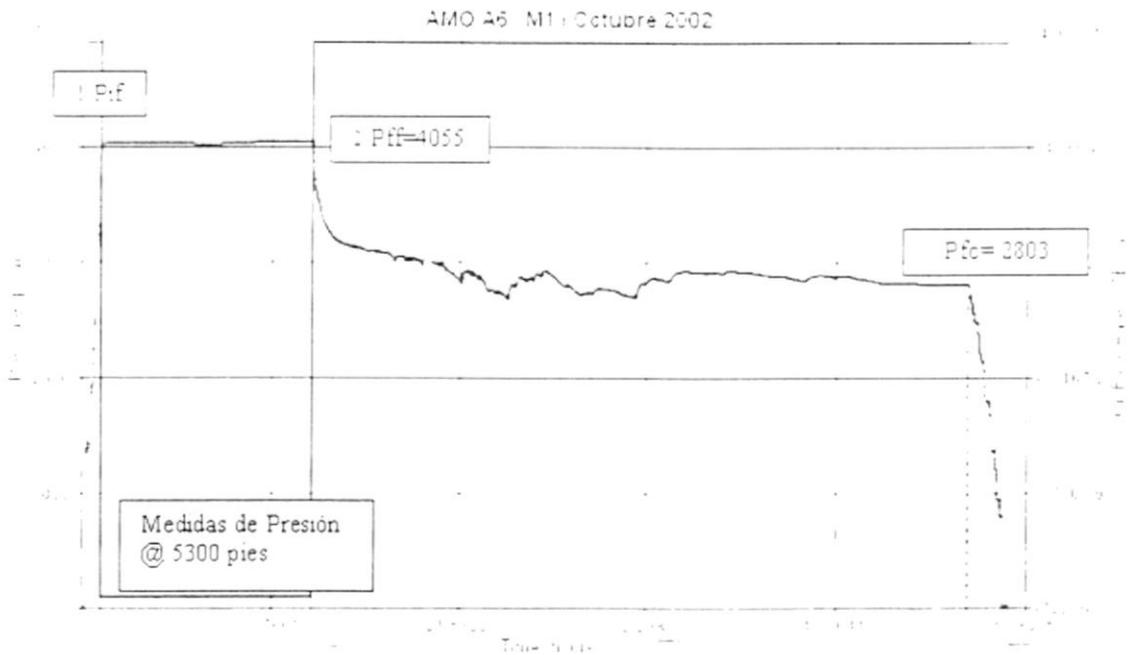
INTERVALOS : 9330- 9346 ( 16')  
9450- 9490 ( 40')

SENSOR : Zi - A13  
5300 pies

Profundidad Sensor :

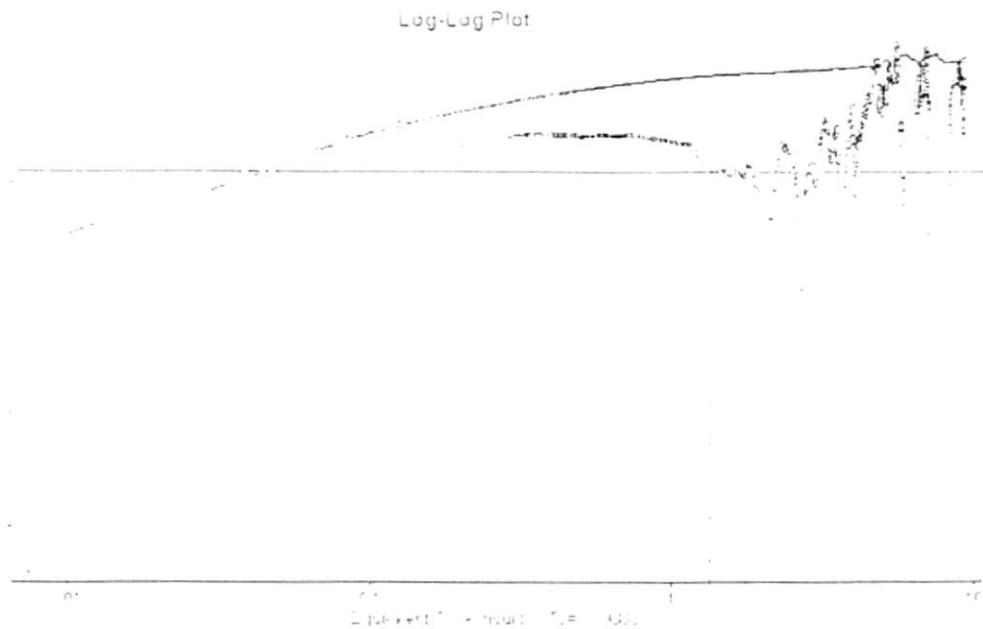
Mitad de Perforaciones (mp) : 9470 pies

Prueba de Inyección	
<i>Qi (Bapd)</i>	21000
Parámetros del Estrato	
<i>Ht,ft</i>	56
<i>hn,ft</i>	56
<i>Poros,%</i>	17
<i>Temperatura Yacimiento (°F) :</i>	222
Parámetros del Fluido	
<i>Bw</i>	1.025
<i>Uw</i>	0.013

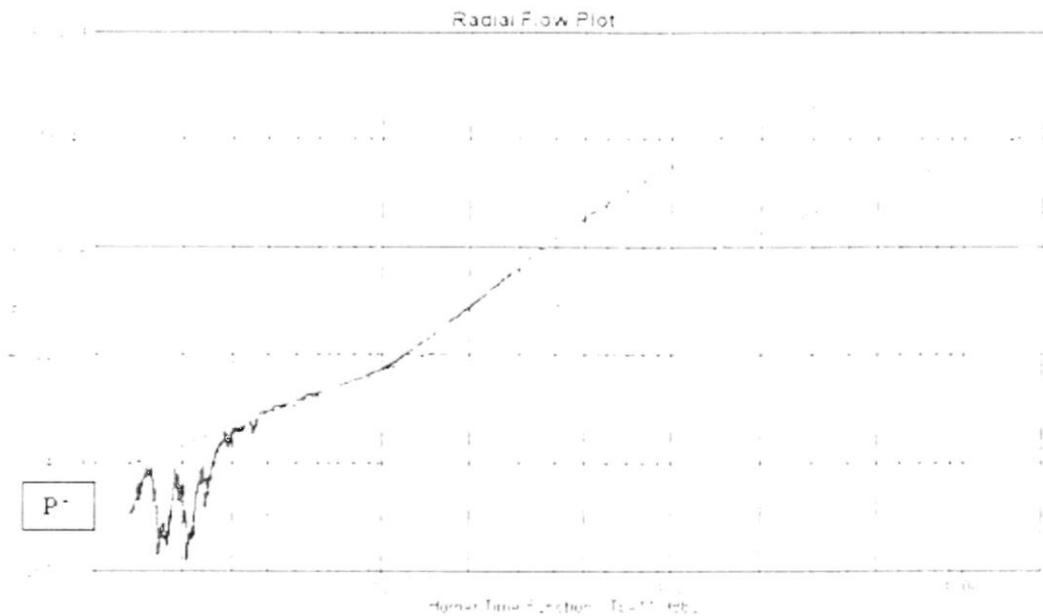


### Análisis del Falloff Test correspondiente al pozo Amo A-6

Esta grafica P vs. T , demuestra lo como varia la presión con respecto al tiempo durante toda la prueba; primero podemos observar una prueba de inyectividad que duro 12 horas antes del cierre, la presión al final de la prueba de inyectividad fue de 4055 psi y al final del cierre fue de 2803 psi. Entonces tenemos drawdown de 1252.



La primera **zona ( I )** que refleja el efecto de almacenaje se presenta definida ,con una estimación del valor de  $C_s = 0.2419\text{Bbl/psi}$  . Y según el método de curvas tipo aplicando algún software de Well Testing podemos ver que el modelo que corresponde es a una **Fractura Vertical con conductividad Finita.**



**Figura 3. Gráfica según Metodo de Horner**

Con el método de Horner, determinamos los siguientes resultados:

Pendiente ,m ,psi/ciclo		281
P* (psi)	a 5300'(MD)	2904
P* (psi)	a 9470'(MD)	3850
Drawdown,psi		1252
K,md		80
Skin de fractura		1.4
Rinv, pies		3435
Indice de Inyectividad, Bbl/día/psi		16.7

**APÉNDICE B**  
**PARAMETROS PETROFISICOS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS**

CAMPOS EN PRODUCCION	PARAMETROS PETROFISICOS								
	YACIMIENTO	UNIDAD	POROSIDAD (%)	SW (%)	ho (pie)	k md	API	Pi (Lpca)	GOR
DAIMI	Basal Tena		11.5 - 22.7	22.4 - 54.5	0-14	2000-7000	16.7	3188	7
	"M-1"	sup.	14.4 - 27.5	14.3 - 53.5	0-30	1160-13000	15.6	3200	4
		inf.	16.6 - 24.2	13.4 - 43.3	0-50	1900-9000	17.6	3220	4
	"U"	sup.	11.5 - 22.7	8.6 - 49.0	0-38	-	14.5	3600	4
		inf.	17.8 - 22.0	4.9 - 48.5	0-61	2000-8000	18.4	3611	7
BOGI	"M-1"	inf.	15.2 - 25.9	25.1 - 32.3	0-43	400	18.7	3550	6
CAPIRON	Hollín	princ.	14.9 - 17.4	31.2 - 45.0	0-23	700-6000	20.9	4380	4
	"M-1"	sup.	12.1 - 19.8	16.1 - 36.4	0-21	400	19.8	3380	6
		inf.	12.6 - 21.3	15.5 - 52.5	0-47	700-6000	18.9	3540	9
	Hollín	princ.	16.4	23.8	20.0	600-2000	20.9	4312	4
	TIVACUNO	"M-1"	sup.	9.3 - 25.0	21.5 - 55.4	0-53	-	19.1	3270
		inf.	19.9 - 24.9	22.4 - 48.4	0-75	-	19.1	3300	10
	"T"	inf.	13.2 - 19.6	9.0 - 41.0	0-102	1500-3500	18.9	3870	10
GINTA	"M-1"	sup.	11.0 - 29.2	8.5 - 56.6	0-40	1300-12000	15.6	3100	4
		inf.	18.8 - 22.9	12.7 - 38.3	0-66	2000-4000	17.6	3200	4
	"U"	sup.	11.4 - 23.0	9.3 - 50.0	0-37	1200-3400	16.6	3600	4
AMO	Basal Tena		14.3 - 19.8	23.3 - 47.9	0-18	10000-13000	20.2	3250	5
	"M-1"	sup.	19.2 - 27.8	7.4 - 41.0	0-26	1000-3000	16.9	3260	5
		inf.	15.9 - 25.9	8.6 - 43.1	0-82	1500-10000	15	3280	5
	"U"	sup.	14.7 - 22.2	10.9 - 48.5	0-31	1000-2000	14.5	3600	5
		inf.	13.2 - 21.6	18.0 - 52.4	0-50	400-8000	16.8	3620	5
IRO	"M-1"	sup.	15.7 - 26.9	19.9 - 53.0	0-50	500-4600	13.5	3100	4
		inf.	18.4 - 25.0	9.1 - 43.1	0-62	3000-10000	13.5	3200	4
	"U"	sup.	10.2 - 22.9	10.3 - 46.3	0-30	-	16.3	3550	7
		inf.	13.7 - 25.2	4.0 - 43.5	0-83	200-8000	16.4	3700	5
DABO	"M-1"	sup.	25.0 - 30.1	27.3 - 38.1	23	1363	15.31	2940	3
WATI	"M-1"	sup.	28.2	22.2	35	53-47	na	3330	na
	"U"	sup.	22.4	17.8	24	553	15.5	3589	7
		inf.	19.4	23.0	36	-	15.5	3014	7

APÉNDICE C  
 PRESION PROMEDIA DE RESERVORIO  
 PARA LOS POZOS REINYECTORES

<b>AMO A1-M1</b>		
<i>FECHA</i>	<i>P EST. (psi)</i>	<i>NMD TVD (ft.)</i>
<i>Ene-97</i>	3250	7644
<i>May-98</i>	3250	7644
<i>Jul-99</i>	3250	7644

<b>AMO A2-M1</b>		
<i>FECHA</i>	<i>P EST. (psi)</i>	<i>NMD TVD (ft.)</i>
<i>Jul-94</i>	3877	7674
<i>Jul-98</i>	3877	7674
<i>Jul-99</i>	3877	7674

<b>AMO A3-M1</b>		
<i>FECHA</i>	<i>P EST. (psi)</i>	<i>NMD TVD (ft.)</i>
<i>Jul-99</i>	3250	7710

<b>AMO A6-M1</b>		
<i>FECHA</i>	<i>P EST. (psi)</i>	<i>NMD TVD (ft.)</i>
<i>Jul-99</i>	3280	7718

APÉNDICE D  
PERMEABILIDAD, RADIOS AL LIMITE EXTERNO DE  
AGUA REINYECTADA Y AL BANCO DE PETRÓLEO

**AMO A1-M1**

$r$	1400	pies
$r_e$	3300	pies
$k$	4300	md

**AMO A2-M1**

$r$	1400	pies
$r_e$	3300	pies
$k$	2000	md

**AMO A3-M1**

$r$	1390	pies
$r_e$	3850	pies
$k$	2000	md

**AMO A6-M1**

$r$	1390	pies
$r_e$	3850	pies
$k$	1450	md

## APÉNDICE E

### PROCEDIMIENTO PARA OBTENER DAÑO DE FORMACIÓN EN LOS POZOS DE AMO A, SEGÚN METODO DEL GRAFICO DE HALL

DATOS (Amo A3)	
Bw (RB/STB)	1.025
re(pies)	1000
rw(pulg)	5.5
ra(pies)	2
Qinj2 (B/D)	-28000
m1 (pendiente 1)	0,00691711
m2 (pendiente 2)	0,01573054
Pwf	5300
Qinj1(B/D)	33000

### CÁLCULOS:

$$T_{m1} = \frac{4.844\beta_W \ln\left(\frac{re}{r_W}\right)}{m_1} = 5518.4$$

$$T_{m2} = \frac{4.844\beta_W \ln\left(\frac{re}{r_W}\right)}{m_2} = 2426.6$$

$$T_{m_a} = \frac{T_{m1} \cdot T_{m2} \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_W}\right)}{\left[ T_{m1} \cdot \ln\left(\frac{re}{r_W}\right) - T_{m2} \cdot \ln\left(\frac{re}{r_a}\right) \right]} = 721.5$$

$$S = \frac{T_{m1} - T_{m_a}}{T_{m_a}} * \ln \frac{r_a}{r_W} = 9.8$$

DATOS (Año A6)	
Bw (RB/STB)	1.025
re(pies)	1000
rw(pulg)	5.5
ra(pies)	2
Qinj2 (B/D)	-22000
m1 (pendiente 1)	0.00700874
m2 (pendiente 2)	0.0406278
Pwf	4855
Qinj1(B/D)	26000

CÁLCULOS:

$$Tm_1 = \frac{4.844\beta_W \ln\left(\frac{re}{r_W}\right)}{m_1} = 5446.23$$

$$Tm_2 = \frac{4.844\beta_W \ln\left(\frac{re}{r_W}\right)}{m_2} = 939.54$$

$$Tm_a = \frac{T_{m1} \cdot T_{m2} \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_W}\right)}{\left[ T_{m1} \cdot \ln\left(\frac{re}{r_W}\right) - T_{m2} \cdot \ln\left(\frac{re}{r_a}\right) \right]} = 209.23$$

$$S = \frac{T_{m1} - T_{m2}}{T_{m1}} * \ln\left(\frac{r_a}{r_W}\right) = 36.88$$

**APÉNDICE F**  
**PRUEBAS DE INYECTIVIDAD REALIZADAS**  
**A LOS POZOS DEL WELLPAD AMO A**

PRUEBA DE INYECTIVIDAD EN AMO A2		
Pwh(psi)	Qi (B/D)	Pwf (psia)
2500	973,44	5487
3100	2920,32	6082
3380	4417,92	6356
2800	7372,8	5757
3000	9172,8	5942
2800	9504	5739
2550	9475,2	5489

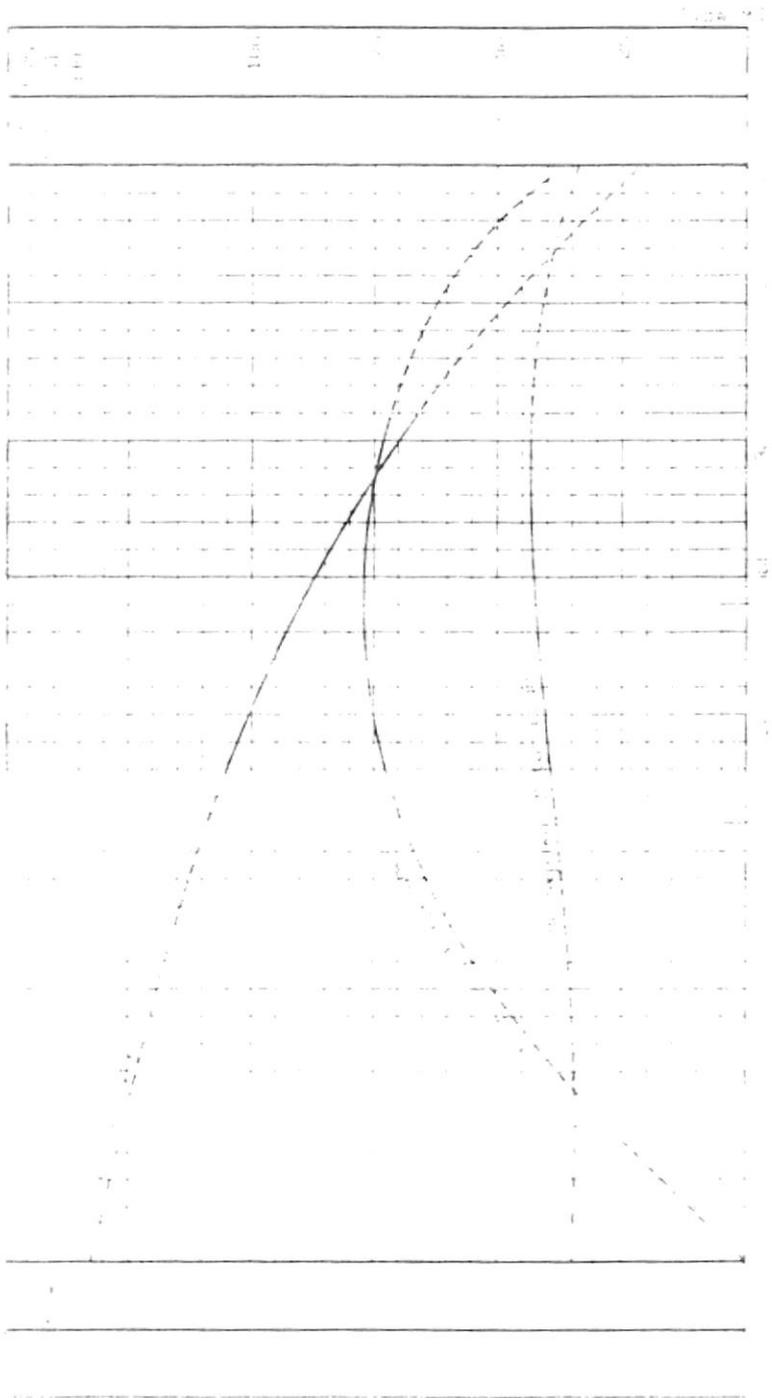
PRUEBA DE INYECTIVIDAD EN POZO AMO A - 6		
Pwh	Qinj	Pwf
1000	0	4109,82
1500	6400	4583,90025
2000	21300	4869,56795
2500	38900	4876,90099



Reda Pump Performance Curve  
1 Stage M52011 50 Hz  
Flow rate = 291 RPM

### APÉNDICE G

#### DIAGRAMAS DE LAS BOMBAS UTILIZADAS EN LA REINYECCIÓN EN LOS POZOS DEL PAD AMOA



Type M52011

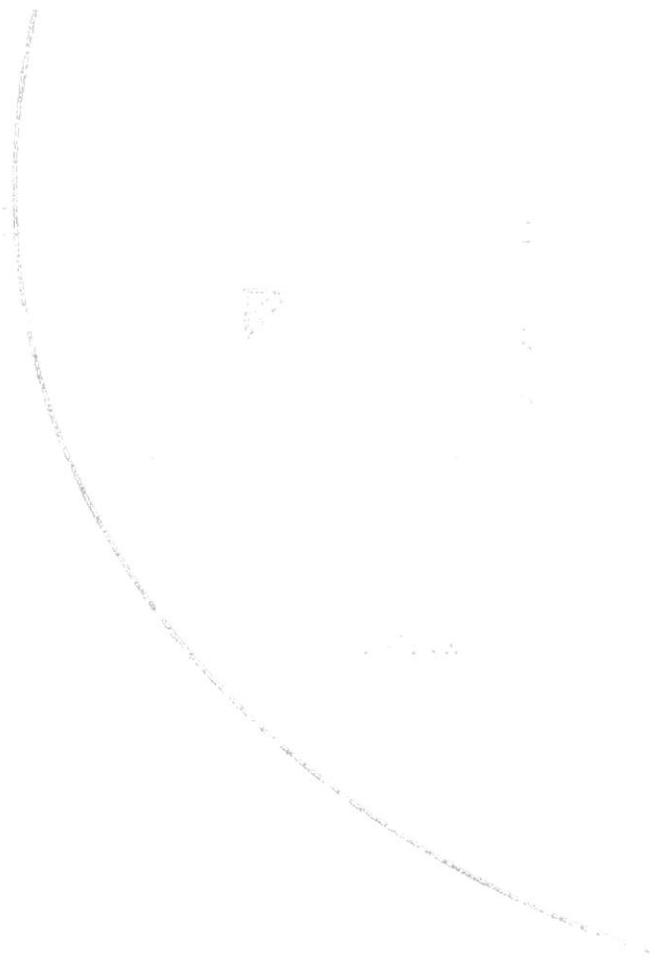
100

HSdN

power (BHP)

flow (USGPM)

0 1 2 3 4







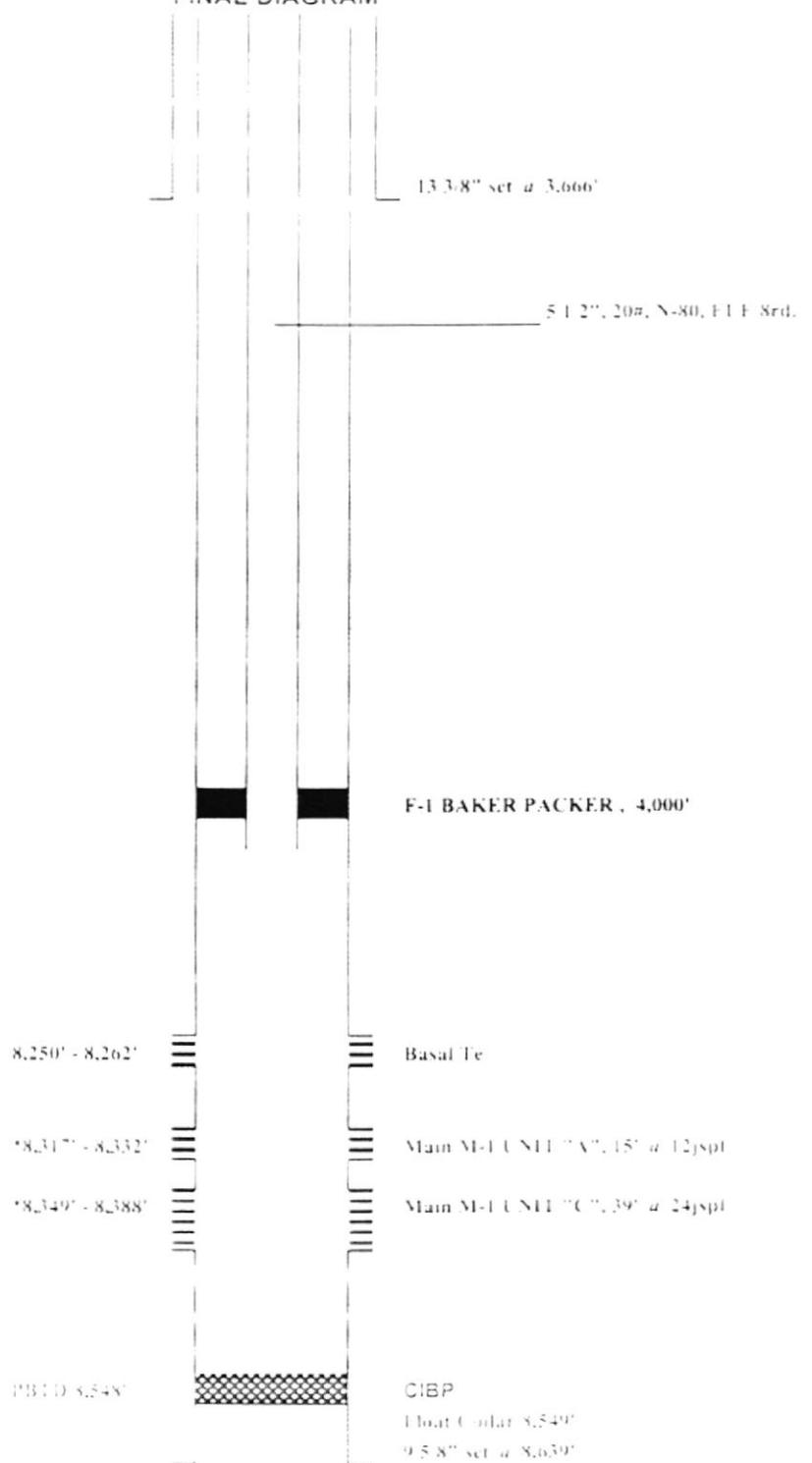
Y.P.F. ECUADOR  
 AMO A-3  
 RECOMPLETION # 2  
 FINAL DIAGRAM

Update 10-11-95  
 Workover # 2 Date: 10-06-95

Permanent Datum - Braiden Head  
 Elevation K B 750.3 ft.  
 Elevation B H. 710 ft.  
 Original KB: 40.3 ft.

Completion Fluid  
 3% KCL

Kick Off Point 1440'  
 Max. Dog Leg - 2.01 @ 6458'



9.5.8" CASING DESIGN	
0 - 8,639', SD-80, HC, 47#	
I.D.	8.681"
Drift	8.525"
Burst	6870 psi
Collapse	5650 psi
Capacity	0.732 bbls/ft.

\*Perforations correlated to the  
 CBL dated 4-Dec-94

I.D. - 8,690' M.D. (7,994' T.V.D.)

Y.P.F ECUADOR  
 AMO A-6  
 FINAL RECOMPLETION

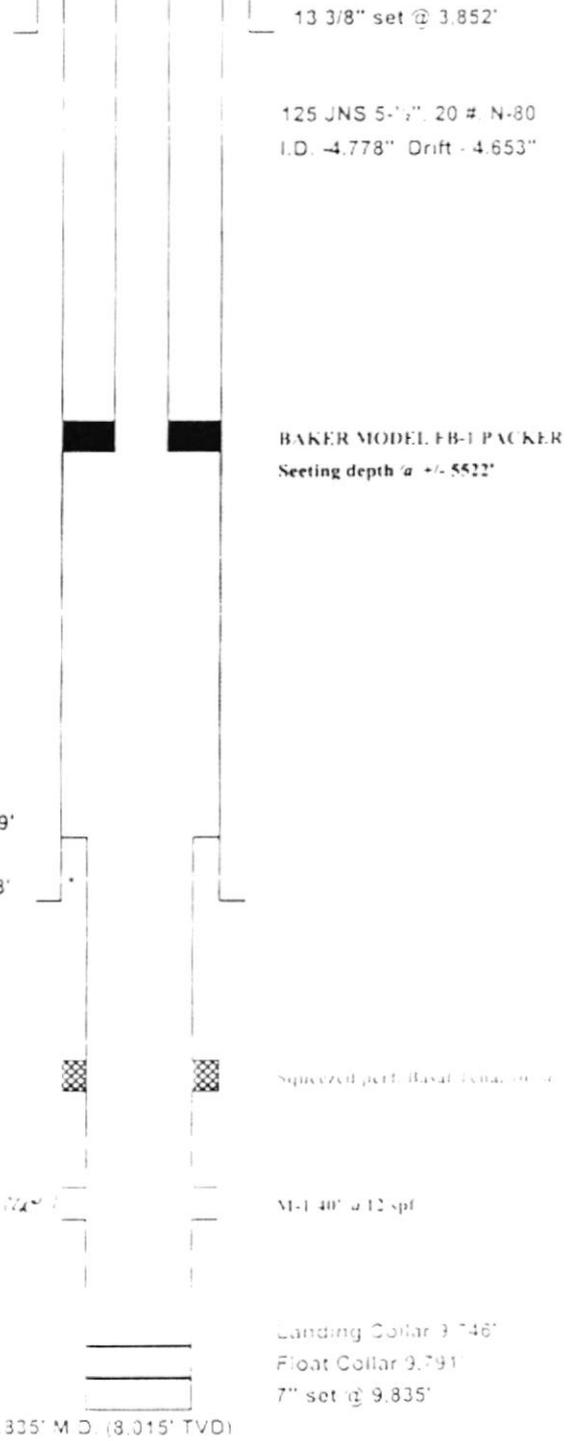
Spud Date 11-28-94  
 Rig Release 12-16-94  
 Updated 01-31-95  
 Recompletion 03-22-97

Permanent Depth 750 ft.  
 Elevation K.B. 706 ft.  
 Elevation B.H.L. 44 ft.  
 Original KB:

Kick Off Point 330'  
 Max. Dog Leg - 3.04 @ 1805'

9 5/8" CASING DESIGN	
0 - 9,228', SD-80, HC, 47#	
I.D.	8.681"
Drift	8.525"
Burst	8150 psi
Collapse	7100 psi
Capacity	0.732 bbls./ft.

7" CASING DESIGN	
8,939' - 9,835', S-95, 26#	
I.D.	6.276"
Drift	6.151"
Burst	8600 psi
Collapse	7800 psi
Capacity	0.382 bbls./ft.



Top of 7" Liner @ 8,939'

9 5/8" set @ 9,228'

9,330' - 9,346'

9,450' - 9,490' 72#

15 Mar 97 viny

PISTON 9,746'

T.D. - 9,835' M.D. (8,015' TVD)

13 3/8" set @ 3,852'

125 JNS 5-1/2" 20 # N-80  
 I.D. - 4.778" Drift - 4.653"

BAKER MODEL FB-1 PACKER  
 Seating depth +/- 5522'

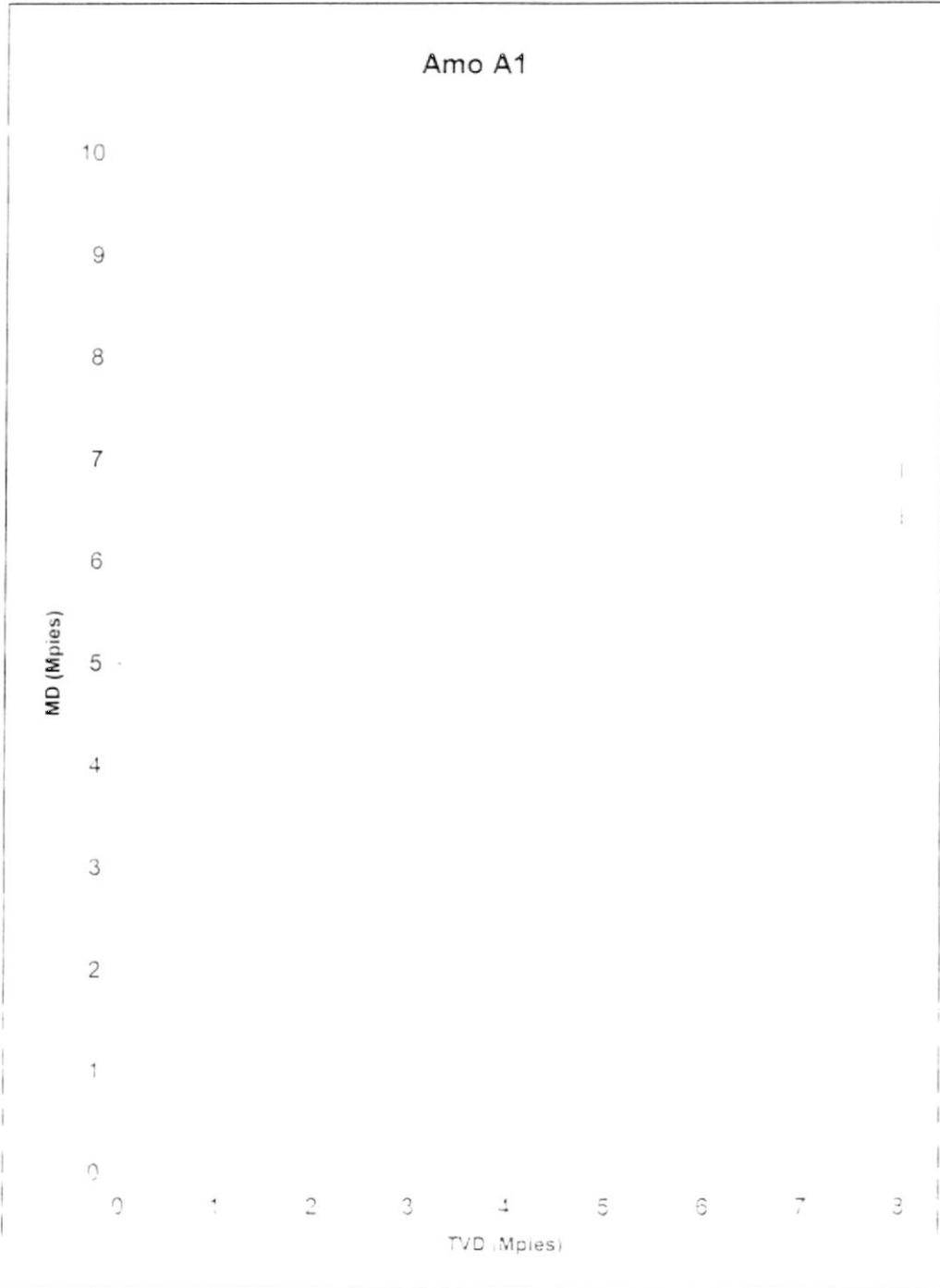
Squeezed perf. 8basal 1cm. 9,330' - 9,346'

M-1 40" @ 12 spf

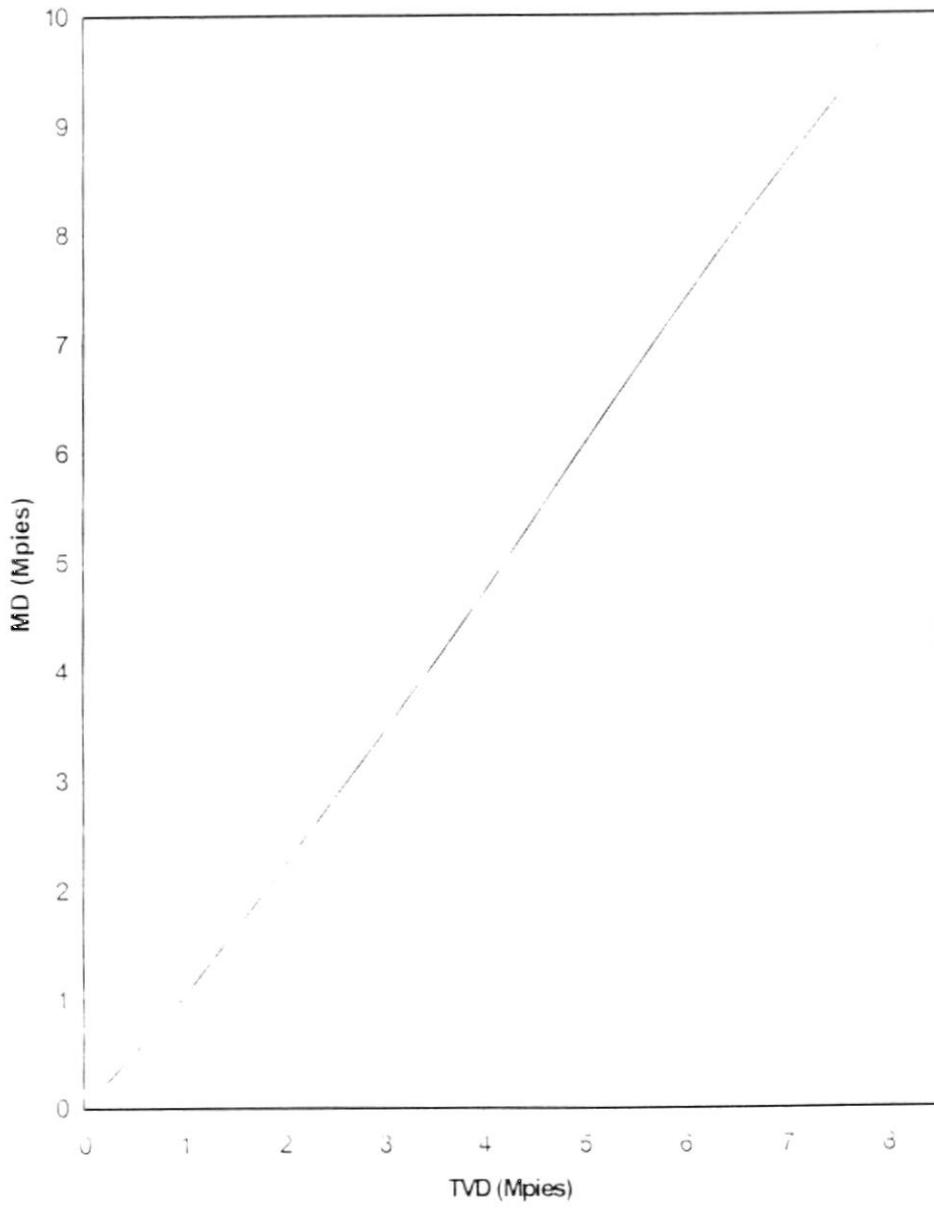
Landing Collar 9,746'  
 Float Collar 9,791'  
 7" set @ 9,835'

7" CASING DESIGN 8,939' - 9,835' S-95, 26#

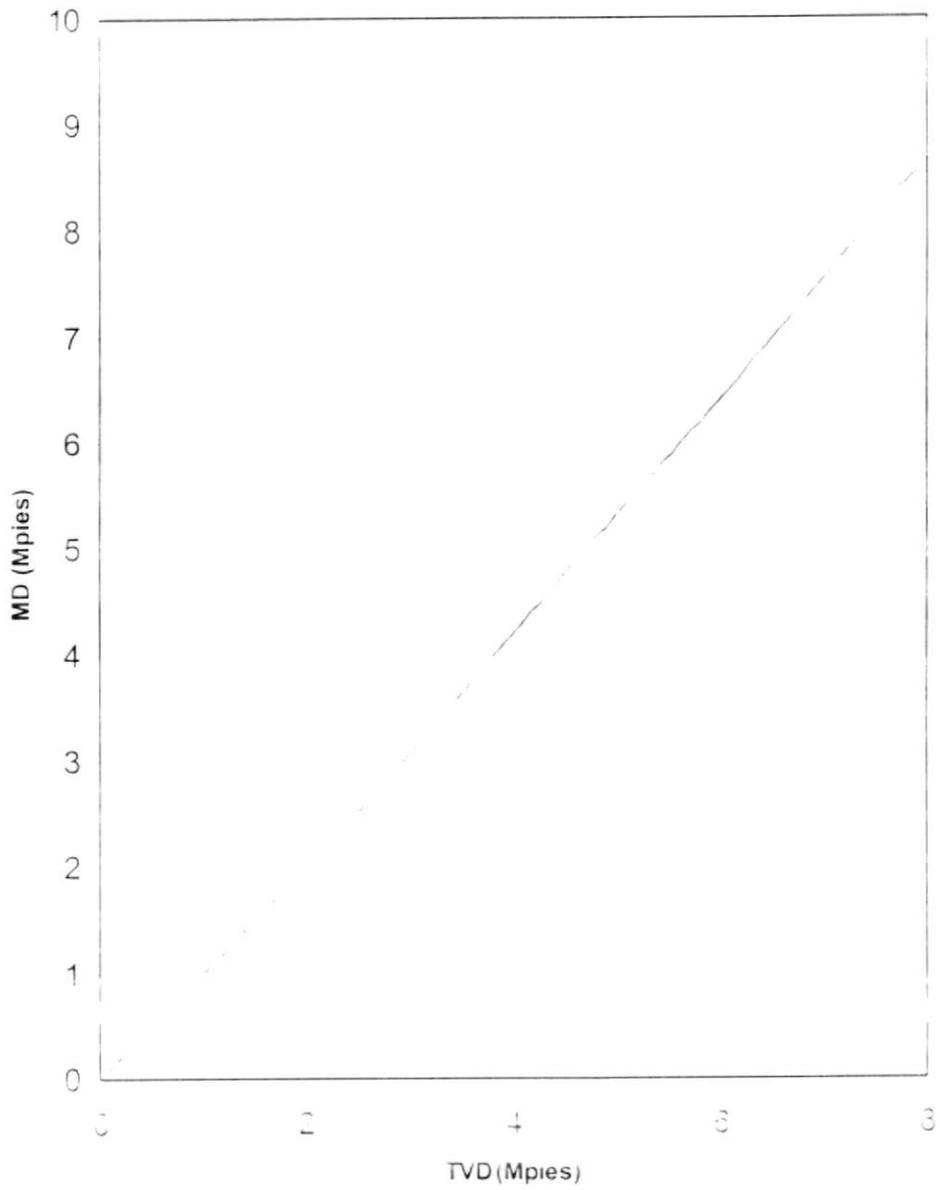
APÉNDICE I  
SURVEYS DE POZOS REINYECTORES  
DEL WELLPAD AMO A



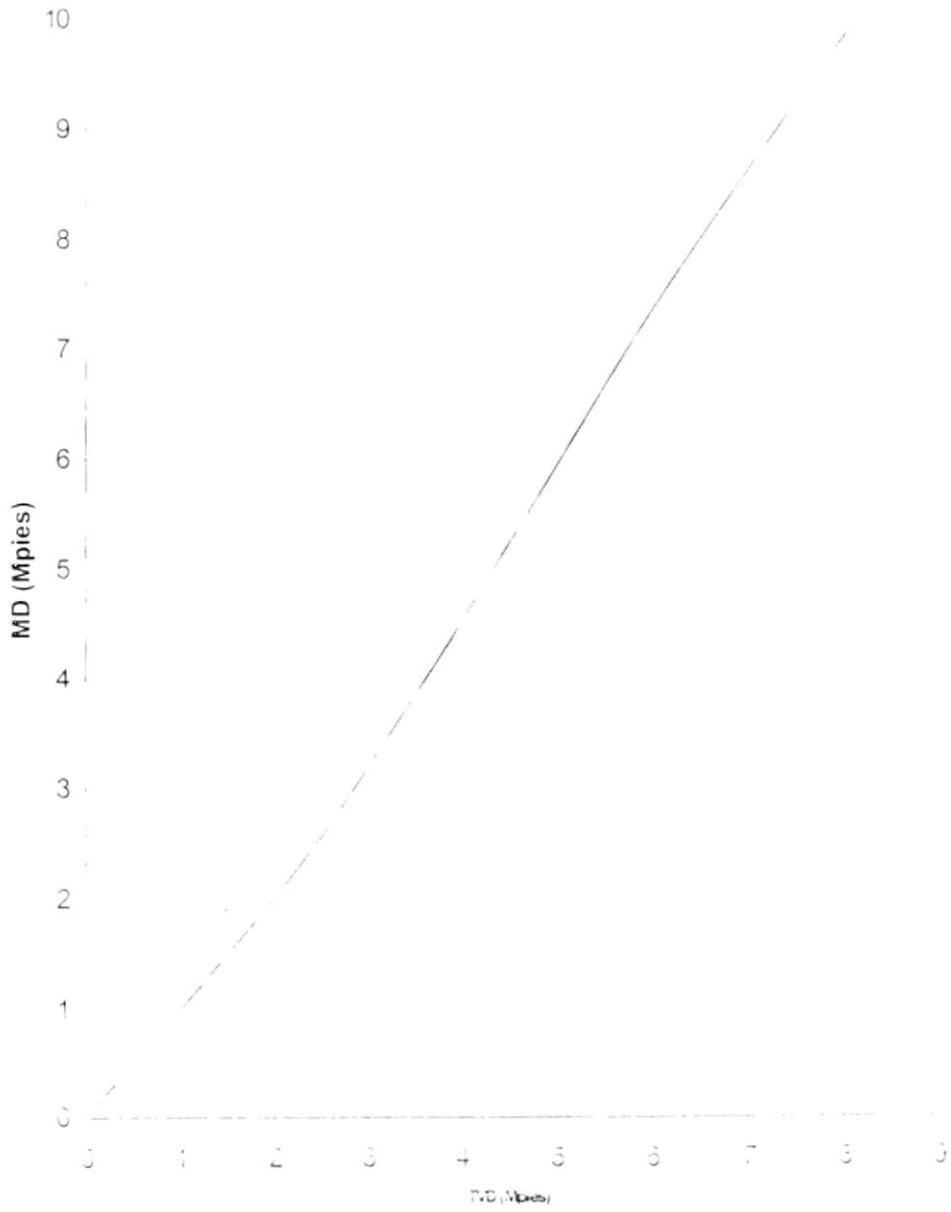
Amo A2



Amo A-3



Amo A6



**APÉNDICE J  
HISTORICO DE COMPLETACIONES AMO A**

**HISTÓRICO DE COMPLETACIONES - REINYECTORES AMO A**

Pozo / Fecha de Perforación	Reservorio	Intervalo (MDft)		Espesor (ft)		FECHA	TRABAJO	DIAS	OBJETIVO	ETAPAS/BOMBA /HP	OIL (bpd)	WATER CUT (%)
		Type	Base	INICIO (ft)	TOTAL (ft)							
Año A 1 (30 Ago - 22 Nov 1994)	F1an (M1)	6-13	6632	15	15	26-Oct-94	Completación Inicial	11	Completar el pozo direccional en Napo M1	67 Stg./JM 100000 HP	2996	1,8
(V081)	F1an (M1)	"	"	"	"	7-Jun-96	Cambio de Bomba	6	El equipo actual falló. Sacar ésta unidad y reemplazarla por una nueva.	64 Stg./JM 100000 HP	1034	52,6
V082	F1an (M1)	"	"	"	"	16-May-98	Cambio de Bomba	6	Incrementar la capacidad de producción con un nuevo equipo electrosumergible.	67 Stg./JM 100000 HP	841	34
V083	F1an (M1)	"	"	"	"	12-Feb-01	Cambio de Bomba	3,25	El equipo actual falló. Sacar y reemplazarlo por un equipo Centrif.	45 Stg./HC 120000 532 HP	483	96,2
(010 C.A.)	M1	6-32	6636	64	64	23-Aug-03	Sacar ESP Puncionar M1 (8632-8696). Completar para pozo Reinyector	10	inyectar agua de formación en arena M1. Pozo reemplazado por alta producción de agua.	POZO INYECTOR		
Año A 2 (24 Sept - 16 Oct 1994)	M1	3431	3445	16	16	05-Nov-94	Completación Inicial	18	Completar el pozo productor en Napo M1	131 Stg./SN 65000 HP	4615	1,09
(V081)	M1	"	"	"	"	09-Feb-97	Cambio de Bomba	6	Incrementar la capacidad de producción con un nuevo equipo electrosumergible.	67 Stg./JM 100000 440 HP	1005	10,62
(010 C.A.)	M1	3449	3463	34	34	13-Aug-03	Sacar ESP Puncionar M1 (3445-3463). Realizar pruebas de Inyectividad. Completar para pozo Reinyector	12	inyectar agua de formación en arena M1. Pozo reemplazado por alta producción de agua.	POZO INYECTOR		

## HISTÓRICO DE COMPLETACIONES / REINYECTORES AMO A

Pozo / Fecha de Perforación	Reservorio	Intervalo(MDft)		Espesor(ft)		FECHA	TRABAJO	DIAS	OBJETIVO	ETAPAS/BOMBA /HP	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)
		Topo	Base	INTVLO (ft)	TOTAL (ft)								
Amo A 3 (24 Sept - 16 Oct 1994)	Man.MI	8317	8332	15	15	12 Dec 94	Completación Inicial	7	Completar el pozo productor en Napo MI	136 Stgs./GC 4100/280 HP	5936	356	5,2
(VO#1)	Man.MI	"	"	"	"	3 Jan 95	Limpiar la Arena	6	Aislar M1 y recompletar el pozo en Basal Tena	297 Stgs./FC 1600/165 HP	368	1048	74,01
REC#1	Basal Tena	8250	8262	12	12	22 Jan 95	Cambio de Zona	6	Aislar temporalmente M1 y recompletar en Basal Tena	245 Stgs./FC 650/82 HP	806	28	3,36
(VO#2)	Basal Tena	"	"	"	"	03-Oct 95	Cambio de Bomba	4	El equipo falló sacar esta unidad y reemplazarla por una nueva	245 Stgs./FC 650/82 HP	895	78	8,02
(D.O.#1)	M1	8317	8322	15	54	16-Jun-98	Zona de Inyección	9	Squezzed Basal Tena, completar M1 como zona de inyección, hacer prueba de inyección	WELL DISPOSAL			
	M1	8349	8368	39									
Amo A6 (28 NOV - 16 DEC 1994)	Basal Tena	9330	9346	16	16	6 Jan 95	Completación Inicial	16	Cambiar el programa de completación M1 por Basal Tena por razones técnicas. Hacer prueba	113 Stgs./GN 1600/ HP	1558	1	0,06
(D.O.#1)	M1	9450	9490	40	40	15-Mar 97	Reconvertir en Inyector	8	Completar el pozo como reinyector en M1	WELL DISPOSAL			

**APÉNDICE K**  
**IMPORTANCIA DEL CONTROL DE LOS PARÁMETROS**  
**DE UN ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO**

**pH:** Es muy importante por varias razones. La solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  y Hierro dependen directamente del pH, el cual mientras mas grande sea, la tendencia para precipitarse es mayor. Y cuando el pH disminuye (se transforma mas ácido el fluido) la tendencia de formar escala disminuye, pero su tendencia corrosiva aumenta. La mayoría de aguas de formación tienen un pH de 4 a 8. El pH debe ser medido inmediatamente después de tomada la muestra.

**Conductividad:** La resistencia a fluir la corriente eléctrica es función del numero de iones disueltos en el agua. A mayor conductividad mayor es el numero de iones disueltos en el agua.

**Salinidad:** Mientras mas alta sea la salinidad mayor será su tendencia corrosiva.

**Alcalinidad Total:** La alcalinidad en las aguas es atribuida a la presencia de bicarbonato, carbonato, e iones oxidrilo. Sin embargo, cada uno de estos iones existen únicamente en un rango de pH. Una idea general de la contribución a la alcalinidad como función del pH del agua de reinyección es tal como sigue:

pH	Iones que causan la Alcalinidad
9.6 – 14.0	$\text{OH}^-$ y $\text{CO}_3^{=}$
8.3 – 9.6	$\text{HCO}_3^-$ y $\text{CO}_3^{=}$
4.5 – 8.3	$\text{HCO}_3^-$

**Dureza Total:** Se la define como la suma de las concentraciones de calcio y magnesio, expresado como equivalente de  $\text{CaCO}_3$ .

**Dureza Cálctica:** Determina la concentración únicamente de la cantidad de carbonato de calcio.

$\text{SO}_4^{=}$ : es un problema porque tiene la habilidad de reaccionar con iones calcio, bario o estroncio para formar escalas insolubles. Además sirve como alimento a las bacterias sulforeductoras.

$\text{HCO}_3^-$ : El ion bicarbonato puede reaccionar con iones calcio, magnesio, hierro, bario y estroncio para formar escalas insolubles. Se presenta generalmente en toda agua.

$\text{Ca}^{++}$ : El ion calcio se puede combinar con iones bicarbonato, carbonato, o sulfato y formar precipitados, que pueden adherirse a la escala o sólidos en suspensión.

**Mg<sup>++</sup>**: Tiende a reaccionar y asentarse con el carbonato de calcio, para así formar escala.

**Cl<sup>-</sup>**: Su concentración es usada como una medida de salinidad. Si mayor es su concentración entonces mayor será la tendencia corrosiva del agua de reinyección.

**Na<sup>+</sup>**: Normalmente no causa ningún problema, pero a veces puede precipitarse como NaCl.

**Fe<sup>++</sup>**: Normalmente su presencia es baja en aguas de formación, es por eso que es un indicativo de que existe corrosión. Los precipitados de hierro es una de las mayores causas del taponamiento de formación.

**STD**: Es la cantidad total de material disuelto en cierto volumen de agua. Puede ser calculado mediante la suma de todos los aniones y cationes presentes en el agua de reinyección

**APÉNDICE L**  
**PROCEDIMIENTO PARA LA CARACTERIZACION FISICO**  
**QUÍMICA DEL AGUA DE REINYECCIÓN**

**Determinación De Ph.**

Este parámetro se lo realiza con la finalidad de determinar las características ácidas o básicas que presenta una muestra de agua. Para ello se utiliza un equipo denominado pHmetro (Orion Modelo 140-A) que mide la concentración de grupos idronios o grupos hidroxilos de manera logarítmica ejecutados con la ayuda de un electrodo de calomel.

**Determinación de La Conductividad Eléctrica.**

La conductividad es una expresión numérica de la capacidad que tiene una solución para transmitir o transportar la electricidad o una corriente eléctrica , la misma que depende de la presencia de iones y de su concentración total, de su movilidad, valencia y concentraciones relativas así como de la temperatura de la medición. Para la determinación de este parámetro se utiliza un conductividímetro estacionario ( Orion Modelo 162-A).

**Determinación De La Salinidad.**

La salinidad es un parámetro que determina la cantidad de sales disueltas contenidas en una muestra de agua, la misma que se determina de manera indirecta a través de la conductividad y temperatura de la solución medida por el equipo Orion Modelo 162-A y expresados en ppm de NaCl.

### Determinación De Sólidos Totales Disueltos (Std).

Este parámetro es muy importante dentro del control de proceso de la planta industrial debido a que estos afectan negativamente a la calidad de agua requerida. Este se evalúa a través de el equipo Orion Modelo 162-A y expresados en ppm.

### Determinación De Residual De Aceite En Agua

Se toma 300 mL de muestra en recipientes de vidrio, y dejamos enfriar, luego trasvasamos a un embudo de separación. Adicionamos 30 l de (1-1-1 tricloroetano) y enjuagamos en recipiente de vidrio que se tomo la muestra y agregamos al embudo de separación. Agitamos fuertemente por 60 segundos, y dejamos en reposo por 10 minutos, luego insertamos un small cotton (filtro de algodón) en la parte inferior del embudo. Recogemos 25 mL de muestra extraída en una celda HACH y procedemos a la lectura en el fotómetro HACH con 450 nm de Longitud de onda. Utilizamos como blanco el solvente utilizado en la extracción. Para obtener los resultados procedemos a calcular los ppm de residual de aceite mediante la aplicación de la curva de calibración .

$$y = mx \pm b \quad / \quad \text{ppm} = \text{Abs} ( m ) \pm b$$

donde y	=	ppm
m	=	pendiente calculada
x	=	absorbancia a 450 nm
b	=	corte con el eje

### **Determinación De Sólidos Totales Suspendidos (SST)**

Este método determina la cantidad de sólidos que se encuentran suspendidos dentro de una solución y expresados en ppm, determinándose de la siguiente manera:

1. Se pesa una membrana de celulosa (milipore) de 45 um para colocarla en el equipo de filtración (filtración al vacío)
2. Luego tomamos 250 mL de muestra una vez que ha sido extraído el residual de aceite y trasvasamos al equipo de filtración.
3. Extraer la membrana del equipo de filtración y secamos en una estufa por 30 min (110 gC), luego la llevamos a un desecador por 30 minutos para posteriormente proceder al pesaje.
4. Los ppm de sólidos suspendidos totales SST. Se calcula de la siguiente manera.

$$\text{ppm} = ( P_i - P_f / \text{vol de la muestra} ) * 1000\ 000$$

### **Determinación De Alcalinidad Total**

Este parámetro se evalúa de manera volumétrica, el mismo que se fundamenta en que los iones hidroxilos presentes en una muestra como resultado de la disociación o hidrólisis de los solutos reaccionan con las adiciones de ácidos estándar donde la alcalinidad dependerá del pH del punto final utilizado.

### **Determinación De Dureza Total.**

La dureza total se la define como la suma de las concentraciones de calcio y magnesio, ambos expresados como carbonato de calcio. En miligramos por litro contenidos en una muestra de agua.

1. Primeramente se toma 100 mL de muestra y se transfiere a un matraz erlenmeyer de 125 mL.
2. Se agrega 2 mL de buffer solución hardness 1 pH 10.1
3. Luego se adiciona un sobre pillow de reactivo manver 2 hardness indicador (Hach) que torna a la muestra de agua de coloración rojo vino.
4. Colocar el erlemneyer sobre el plato agitador e introducir el imán magnético y ponerlo a 2,3 rpm.
5. Se procede a la titulación con el cartucho de ácido etilendiaminotetracetico y sus sales de sodio (EDTA) el punto de viraje de la solución es del rojo vino al azul.
6. El volumen de la titulación son los ppm de dureza total reportados por la muestra en carbonato de calcio.

### **Determinación De Dureza Cálcica.**

En este parametro evaluamos la concentración únicamente de la cantidad de carbonato de calcio existente en una muestra a tratarse para lo cual realizamos los siguientes pasos:

1. Tomamos 100 ml de muestra y se transfiere a un matraz erlenmeyer de 125 mL
2. Se agrega 2 ml de Hidróxido de potasio 8 Normal.
3. Luego agregar un sobrecito de reactivo de Calver 2 Calcium Indicador Powder Pillows. Titular con ácido etilendiaminotetracético (EDTA) hasta viraje del indicador rosado-azul.
4. El volumen reportado por la muestra se expresa directamente como ppm de carbonato de calcio.

#### **Determinación De Dureza Magnesica.**

Para reportar la dureza magnésica se procede a restar la dureza total, menos la dureza cálcica, el resultado se expresa en ppm.

#### **Determinación De Calcio**

Para reportar calcio se procede a multiplicar la dureza cálcica por el factor 0,4 el resultado es expresado como ppm de Calcio.

#### **Determinación De Magnesio**

Para reportar calcio se procede a multiplicar la dureza cálcica por el factor 0,24 el resultado es expresado como ppm de magnesio.

### **Determinación De Cloruros.**

Para reportar el contenido de cloruros se procede a multiplicar la salinidad de la muestra por el factor 0,6 el resultado se expresa en ppm de Cloruros ( Cl<sup>-</sup>).

### **Determinación De Sodio.**

Para reportar el contenido de cloruros se procede a multiplicar la salinidad de la muestra por el factor 0,4 el resultado se expresa en ppm de sodio (Na.)

### **Determinación De Sulfatos.**

Los sulfatos que se encuentran generalmente en aguas naturales y residuales es fácilmente precipitado en presencia de ácido acético con cloruro de bario formando cristales de sulfato de bario, este es medido a través de un espectrofotómetro UV/VIS a una longitud de onda específica en relación a un patrón de concentración conocida para lo cual se procede de la siguiente manera:

1. Prender el espectrofotómetro HACH DR 2000. seleccionar el método requerido para el análisis.
2. Se ingresa el método descrito en el manual del equipo (680) el mismo que señala que se lleve la longitud de onda específica del método. Para el caso de la determinación de sulfato, la longitud de onda es 450 nm.
3. Llenar la celda con 25 ml de muestra de agua y agregar un sobre de reactivo SULFAVER 4 (Sulfate Reagent) preparar conjuntamente un blanco de reactivo (muestra).

4. Esperar el tiempo estimado de reacción de 5 minutos.
5. Colocar el blanco y encerrar el equipo, proceder a leer la muestra, el resultado se expresa en ppm de Sulfatos.

### **Determinación De Hierro.**

Este elemento se puede encontrar en el agua de manera coloidal que puede ser pectizado por materia orgánica en complejos inorgánicos de manera ferrosa o férrica así como en partículas suspendidas relativamente gruesas. Para su determinación se procede de la siguiente manera.

1. Prender el espectrofotómetro HACH DR 2000, seleccionar el método requerido para el análisis.
2. Se ingresa el método descrito en el manual del equipo (265) el mismo que señala que se lleve la longitud de onda específica del método. Para el caso de la determinación de sulfato, la longitud de onda es 510 nm.
3. Llenar la celda con 25 ml de muestra a analizar y agregar un sobrecito de FERROVER (Iron Reagent) preparar conjuntamente un blanco (muestra).
4. Esperar el tiempo estimado de reacción de tres minutos.
5. Colocar el blanco y encerrar el equipo, proceder a la lectura, el resultado se expresa como ppm de hierro. (mg/l)

## Determinación De Arena

### Procedimiento Para Preparar El Equipo Para La Toma De La Muestra

1. Poner en primer lugar la malla metálica.
2. Luego colocar el panel filtro sobre la malla.
3. Poner el caucho para impedir fugas y cerrar el filtro ajustando los tornillos fuertemente.

### Procedimiento Para La Toma De La Muestra

1. Asegurarse de que la llave de descarga de gas del filtro este cerrada.
2. Colocar el filtro en el tubing para la toma muestras del pozo.
3. Abrir lentamente la válvula para la toma de la muestra, colocar un recipiente para recoger el volumen filtrado.
4. Una vez recolectado un volumen representativo (1000 ml) cerrar la válvula.
5. Abrir la válvula para la despresurización de la cámara interna del filtro antes de proceder a retirarlo.
6. Una vez que se a liberado el gas se procede a retirar con seguridad el filtro.

### Procedimiento Para Quemar La Muestra

1. Pesarse el crisol vacío (Pi en g) previamente lavado y seco.
2. Abrir el filtro y retirar el papel filtro con una pinza.

3. Colocar el papel filtro en el crisol vacío.
4. Quemar la muestra a 830 °C por 30 minutos.
5. Dejar enfriar el crisol y pesar nuevamente el crisol (Pf en g)
6. Medir el volumen recolectado después del filtrado (Vol en ml)

Cálculos:

$$PPM \text{ de arena} = (Pf - Pi)/Vol * 1000000$$

### **Método Para Determinación Aceite Residual En Aguas De Reinyección**

Toma De La Muestra:

Abrir la llave del toma muestras, dejar drenar 3 minutos hasta que se observe una muestra constante. obtener una muestra problema representativa sin dejar que se derrame la capa de aceite que se forma en la superficie. tapar la muestra y dejar que se enfríe.

Materiales:

- botella de vidrio de 300 ml.
- cloroformo.
- campana absolvedora de vapores.
- embudo de separación
- espectrofotometro dr/2010

Procedimiento:

1. pasar los 300 ml de muestra a un embudo de separación.
2. poner 30 ml de cloroformo en la botella de vidrio en la que se tomó la muestra, tapar y agitar. trasvasar este contenido de la botella de vidrio al embudo de separación.
3. tapar el embudo y agitar enérgicamente, abriendo la válvula de venteo para que se escapen los vapores.
4. recoger el cloroformo con el aceite en una celda hatch de 25 ml.
5. encender el espectrofotómetro, mover la perilla del equipo a una longitud de onda a 450 nm para leer absorbancia. encender el equipo con una muestra de cloroformo puro, poner la celda con el cloroformo y aceite residual, y realizar la lectura:

$$\text{aceite residual ppm} = 14.678 * \text{absorbancia}$$

### **Calibración equipo Análisis de aguas**

Hach DR 2010

1. Encender el equipo. pulsar las teclas SHIFT, CONF/METH y READ/ENTER y aparecerá CONSTANT ON. Pulsar nuevamente CONF/METH y presionar SHIFT y la % T (% de transmitancia).
2. Vaciar el compartimiento de la celda y cerrar la cubierta. Ajustar el control de longitud de onda a 350 nm, presionar la tecla ZERO y aparecerá el 100 % T.

3. Poner el filtro de calibración en el compartimiento respectivo. Deberá coincidir el filtro de calibración con su respectiva muesca del equipo (Lente rectangular del filtro en la parte izq. del equipo). Observara que la transmitancia a descendido a su mínimo valor. Cerrar la tapa.
4. Usando la perilla de control de long de onda empiece en 850nm. Ajustar la longitud de onda ( de acuerdo na las manillas del reloj) hasta llegar al pico en la transmitancia.

Ej Transmitancia

15 – 16

Long. De onda

808

5. Continuar descendiendo la long de onda 10nm mas (hasta 798 nm en el ejemplo) y observara que la transmitancia también disminuye, repetir esta operación unas 3 veces (subir y bajar la long de onda entre estos dos valores).
6. Con el filtro de calibración en el punto de transmitancia calibrado, oprima las teclas SHIFT y CONF/METH, aparecerá en la pantalla ADJUST nm, finalmente oprima READ/ENTER y aparecerá la pregunta ARE YOU SURE, oprima READ/ENTER y parecerá COMPLETED.

APÉNDICE M

ANÁLISIS FÍSICO – QUÍMICO REALIZADO AL AGUA DE  
REINYECCION EN SPF EN EL BLOQUE 16

PARAMETRO	3/10/03 INY. SPF	3/11/03 INY. SPF	3/12/03 INY. SPF
pH	7,8	7,8	7,6
TEMP. °C	28,3	28,3	22,7
CONDUCTIVITY mS/cm	25900	25900	25900
SALINITY ClNa- (mg/l)	18000	17900	17900
TOTAL ALKAL. (CaCO3 mg/l)	1100	1050	1150
TOTAL HARDNESS (CaCO3 mg/l)	800	810	800
CALCIUM HARDNESS (CaCO3 mg/l)	700	520	650
MAGNESIUM HARDNESS (CaCO3 mg/l)	100	290	150
SO4-- (mg/l)	294	294	294
HCO3- (mg/l)	1342	1281	1403
Ca++ (mg/l)	280	208	260
Mg++ (mg/l)	24	69,6	36
Cl-(mg/l)	10800	10740	10740
Na+ (mg/l)	7200	7160	7160
Fe++ (mg/l)	1,5	1,2	0,9
STD (mg/l)	17353	17353	17353

PARAMETRO	06/01/04 INY. SPF	06/02/04 INY. SPF	06/03/04 INY. SPF
pH	7,4	7,5	7,5
TEMP. °C	24,7	22,5	22,6
CONDUCTIVITY mS/cm	25900	25900	26000
SALINITY ClNa- (mg/l)	18000	18000	17900
TOTAL ALKAL. (CaCO3 mg/l)	1040	1040	1050
TOTAL HARDNESS (CaCO3 mg/l)	780	780	810
CALCIUM HARDNESS (CaCO3 mg/l)	500	520	530
MAGNESIUM HARDNESS (CaCO3 mg/l)	280	260	280
SO4-- (mg/l)	320	312,5	312,5
HCO3- (mg/l)	1250	1268,6	1281
Ca++ (mg/l)	200	208	212
Mg++ (mg/l)	67,2	62,4	67,2
Cl-(mg/l)	10800	10800	10740
Na+ (mg/l)	7200	7200	7160
Fe++ (mg/l)	2,4	2,4	0,7
STD (mg/l)	17353	17353	17420



## APÉNDICE O

### MÉTODOS PARA EVALUAR CUPONES

#### MÉTODO PARA EVALUAR CUPONES DE CORROSIÓN

##### Objetivo.

Evaluar el grado de corrosión al que está expuesto el sistema.

##### Materiales.

- JP1
- Disecador
- Estufa
- Ácido Clorhídrico 15%

##### Procedimiento.

1. Lavar con JP1 los cupones.
2. Lavar con agua y fregar.
3. Sacar la escala con cepillo o espátula.
4. Meter el cupón en HCl (15%) por 20 segundos, lavar con agua y fregar.
5. Repetir el paso anterior
6. Poner en la estufa durante 30 minutos a 110°C
7. Disecar durante una hora y pesar.

Tasa de corrosión:

$$mpy = \text{mils} * \text{penetration / year} = \frac{W * 2831}{A * T}$$

Donde:

W = Pérdida de peso del cupón, en gramos

A = Área del cupón, pulgadas cuadradas

T = tiempo de exposición, días

\*mils = 0.001 pulgadas

**APÉNDICE P**  
**REINYECCIÓN DIARIA PROGRAMADA**  
**PARA LOS WELLPAD DE SPF**

Distribución de Volúmenes de agua de reinyección correspondiente al área Sur del Bloque

Wellpad	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
AMO A	40285	43882	41945	43350	73675	79574	80381	77218	72668	70602	71970
AMO B		40000	40000	43350	40000	42793	43045	40000	40000	70029	74512
AMO C	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	30000	30000
WIP 1	80925	86465	84000	87013	81961	78518	78930	84251	81736	83327	85574
DAIMI A	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
DAIMI B	40000	119047	165931	172121	134968	129725	130407	149197	140958	138493	141382
IRO A	40213	37747	36875	40049	34048	39249	39048	40882	40000	40000	40000
IRO 1	10000	10000	10000	10000	40539	40000	40000	70000	70000	70000	70000
GINTA A	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
GINTA B	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000

**TOTAL**    251423   377141   418751   435883   455191   459859   451811   511548   495362   532451   543438

**Nota:** Los caudales están expresados en bapd (barriles de agua por día)

**APÉNDICE Q**  
**DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA**  
**DE TRATAMIENTO DE CRUDO**

**Separador de Agua Libre (FWKO)**

Es un separador trifásico que separa por diferencia de densidades, el crudo y el agua, el gas se libera del crudo hasta encontrar el equilibrio de la presión parcial de hidrocarburos y la presión de operación.

El gas liberado se utiliza como combustible para generar energía, gas blanket y el remanente es quemado en la tea.

El agua separada del crudo es enviada hacia el sistema de tratamiento de agua de formación (Scrubbers de Agua de Producción y Tanques Skim).

Parámetros de entrada de los fluidos a los FWKO'S:

**BSW:** 90 % a 93 %

**T:** 175 °F

Parámetros de salida de los fluidos:

T:	175 °F
BSW:	50 %
Petróleo en el agua :	200 ppm

Los gases separados en los FWKO'S y en los Separadores de Producción se comprimen y se utilizan como gas combustible y gas de blanketing. Los gases provenientes de los Desgasificadores y de los Scrubbers del agua de Producción son de baja presión, por lo que es necesario comprimirlos para que ingresen al sistema de gas combustible y gas de blanketing.

### **Intercambiador de Calor**

El fluido (50% BSW) proveniente del separador de agua libre (FWKO) intercambia calor con aceite térmico en los intercambiadores donde se eleva la temperatura a 230 °F para facilitar la separación petróleo, agua y la liberación de gas hasta el equilibrio de la presión de operación en los separadores de producción.

Temperatura de entrada de la emulsión a los intercambiadores de calor:  
T: 165 °F

Temperatura de salida de la emulsión:  
T: 230 °F

### **Separador de Producción**

Al igual que el separador de agua libre, es un separador trifásico que separa el agua remanente del crudo y gas, con ayuda de la temperatura incrementada en el intercambiador de calor.

El agua es enviada al sistema de tratamiento del agua de formación.

El gas liberado en este equipo se utiliza como combustible para generar energía eléctrica, y el gas remanente es quemado en la tea.

Parámetros de salida de los fluidos:

T:	230 °F
BSW:	15 %

## Deshidratador Electrostático

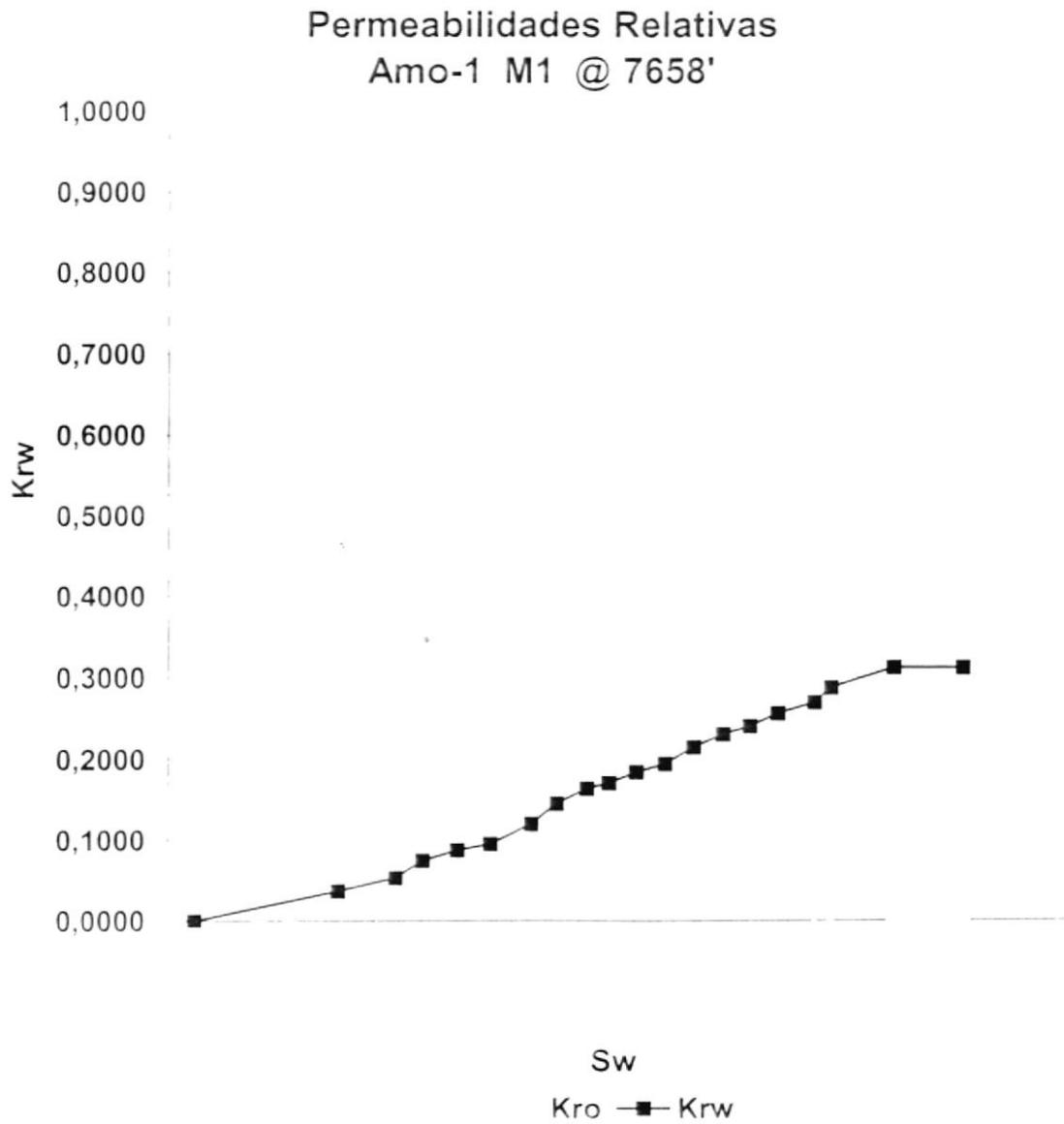
El fluido proveniente del separador de producción ingresa al deshidratador electrostático, en donde un campo eléctrico complementa la deshidratación hasta valores menores al 1 %.

El crudo obtenido se bombea hacia los tanques de almacenamiento y el agua es enviada al sistema de tratamiento del agua de formación.

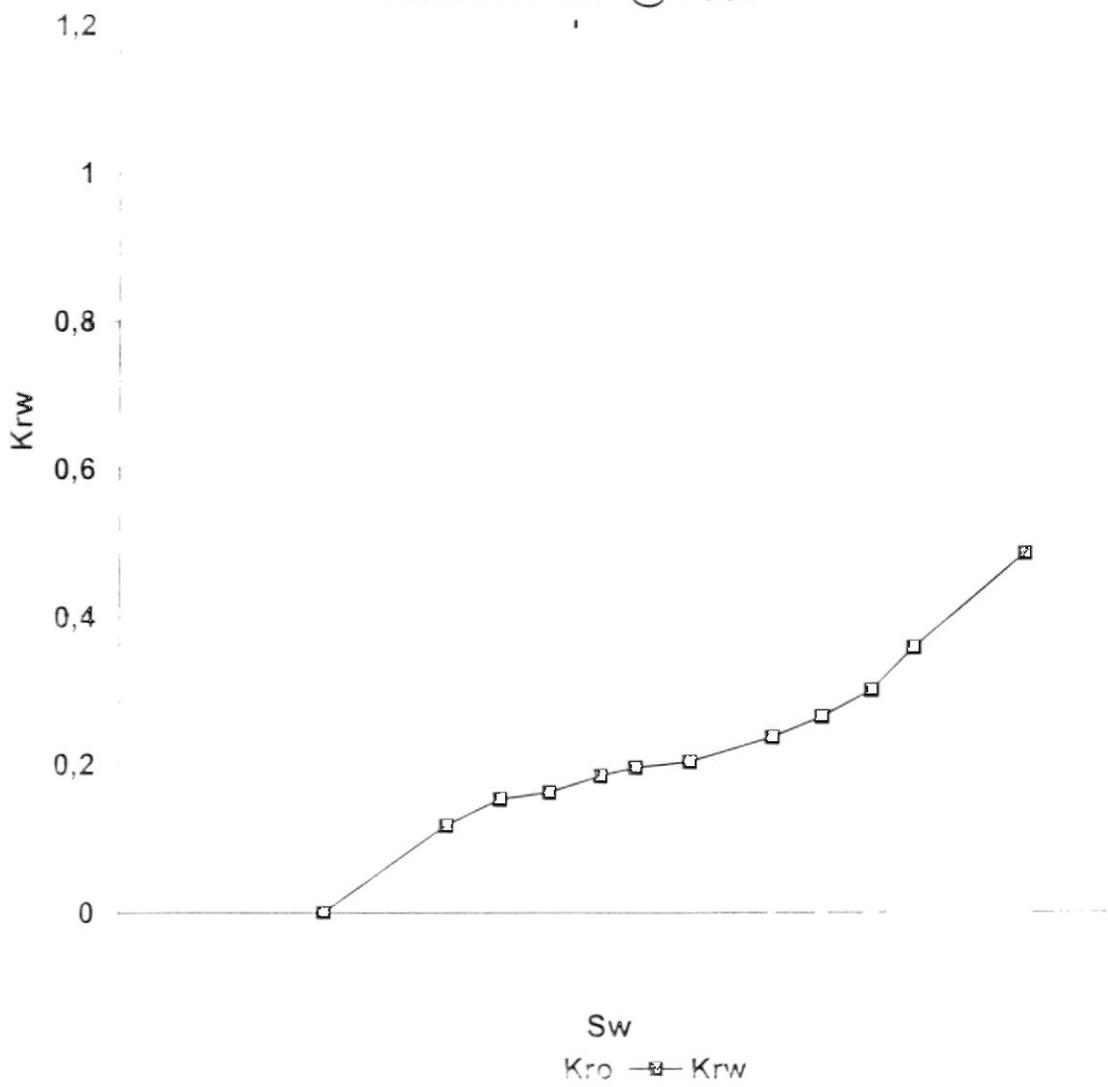
Parámetros de salida de los fluidos:

BSW:	< 1 %
Petróleo en el agua :	40 ppm

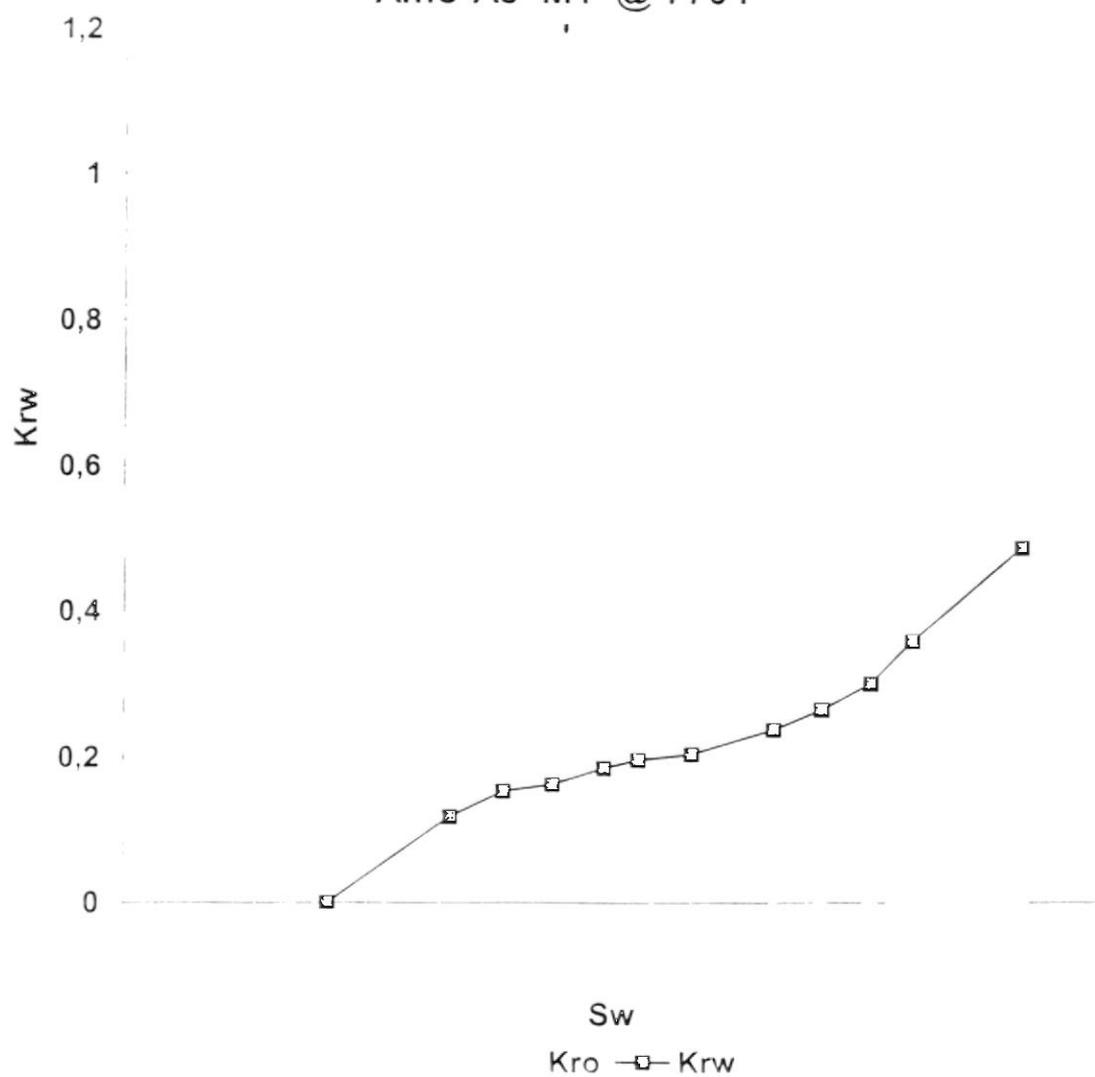
APÉNDICE R  
CURVA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN LOS  
POZOS REINYECTORES DE AMO A



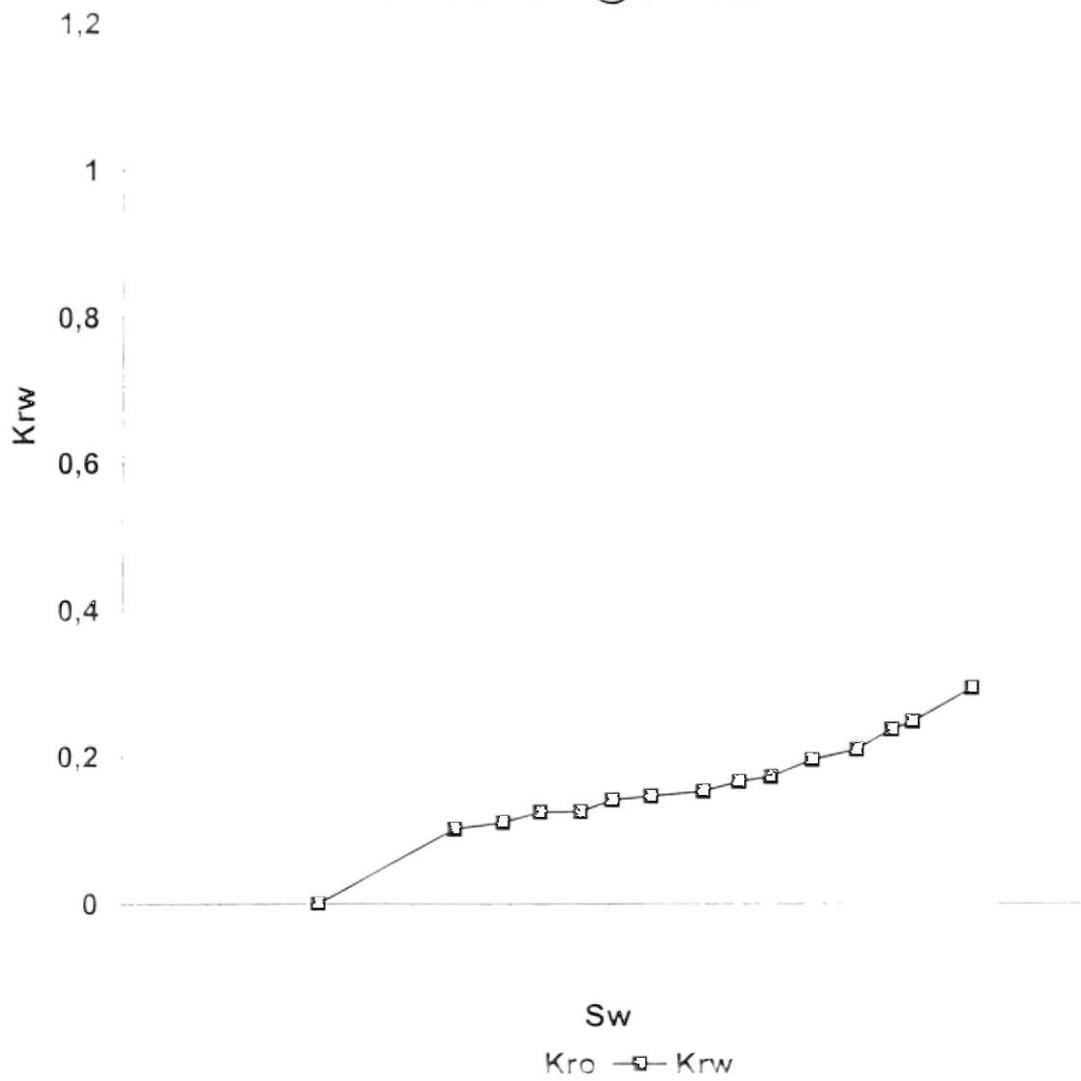
Permeabilidades Relativas  
Amo A-2 M1 @ 7697'



Permeabilidades Relativas  
Amo-A3 M1 @ 7704'



Permeabilidades Relativas  
Amo-A6 M1 @ 7718.3'



# FIGURAS



FIGURA 1.2  
UBICACIÓN DEL BLOQUE 16

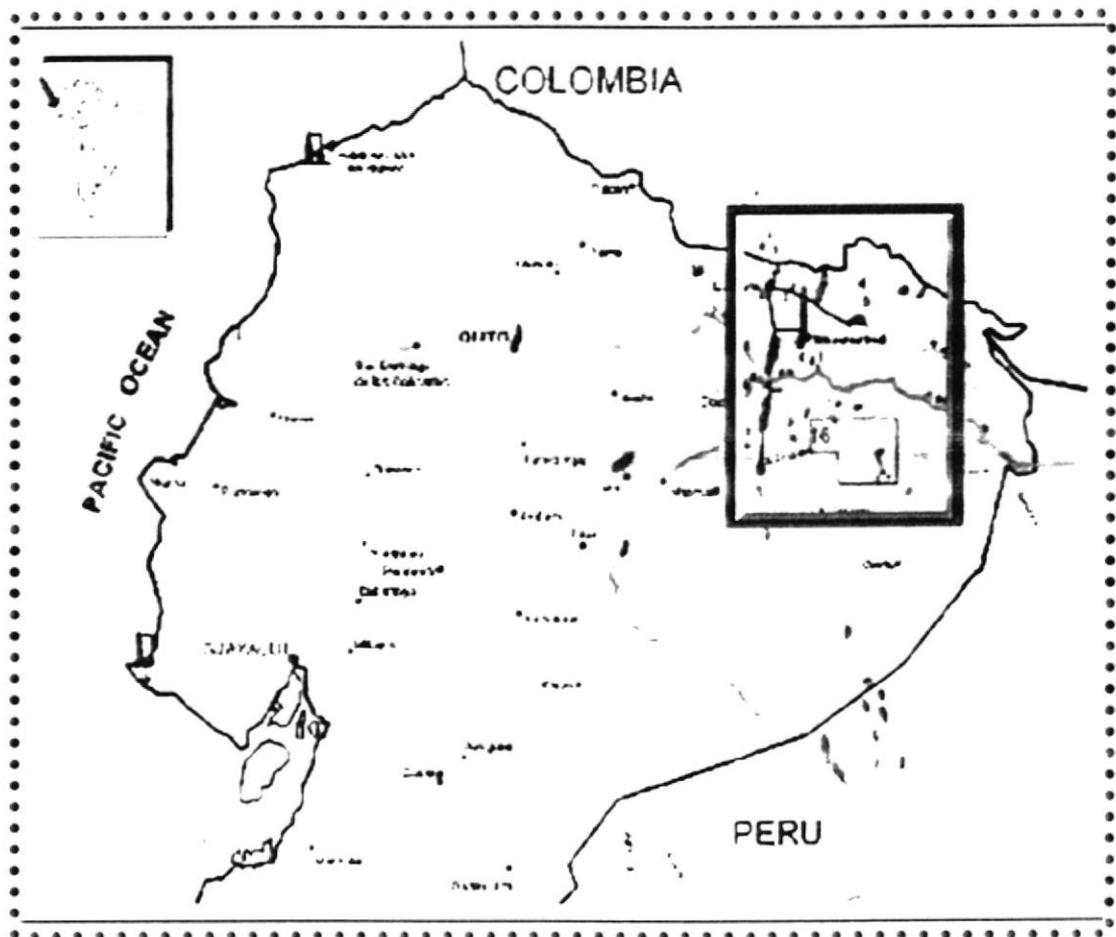
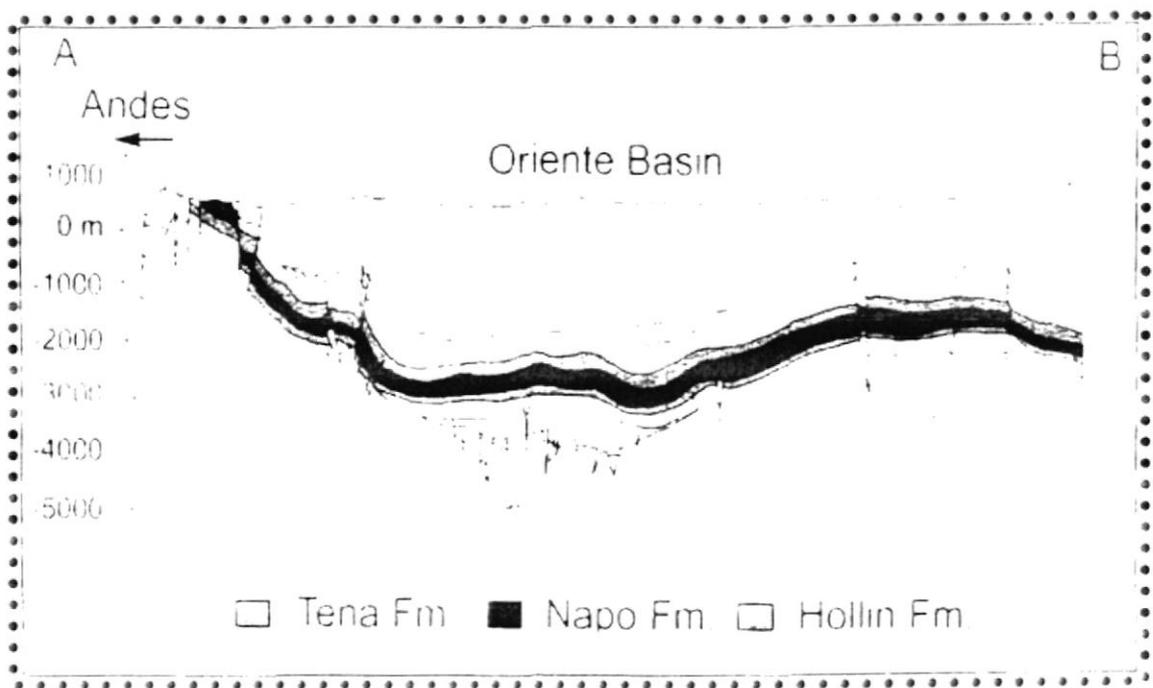


FIGURA 1.3

UBICACIÓN DE LA CUENCA ORIENTE EN CONTEXTO DE LAS CUENCAS SUBANDINAS



FIGURA 1.4  
CORRELACIÓN ESTRUCTURAL-ESTRATIGRÁFICA DE  
DIRECCIÓN OESTE - ESTE



**FIGURA 1.5**  
**COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE**  
**CRETACICO**

ERA	PERIODO	AGE	FORMATION	MEMBER	LITHOLOGY	DESCRIPTION	OIL PRODUCTION		
MESOZOIC	CRETACEOUS	CENOMANIAN - CAMPANIAN	TEINA	"BASAL TENA" SANDSTONE		RED BEDS, GRAY CLAY, AT BOTTOM			
				"M-1" SANDSTONE		QZ. SAND, CALC. CEMENT QZ. SANDSTONE	●		
			NAPO	UPPER NAPO SHALES	"M-1" LIME		"M-1" LIME MARKER	DARK GRAY SHALES AND MICRITIC LIMESTONES	●
					"M-2" LIME		"M-2" LIME		
					"A" LIMESTONE			GLAUC. QZ. SANDS.	●
					UPPER		CALIZA BIOMICRITICA	LIME AND DARK GRAY SHALES.	●
					MIDDLE		ARE. QZ. GLAUC.		
					LOWER		ARE. QZ. GLAUC.		
			"B" LIMESTONE			QZ. SANDSTONE			
			"T" SANDSTONE	UPPER		GLAUC. QZ. SANDS.	●		
MIDDLE		GLAUC. QZ. SANDS.		●					
LOWER		GLAUC. QZ. SANDS.							
"C" LIMESTONE	"BASAL NAPO" SANDSTONES		LIME AND DARK GRAY SHALES						
			GLAUC. QZ. SANDS.	●					
			QZ. SANDSTONE	●					
HOI LIN	MAIN (FRESH WATER)								
	LOWER (SALTY WATER)								
	APT								
PRE - APTIAN									

FIGURA 1.6  
 POZOS DENTRO DEL CAMPO AMO- REPSOL YPF

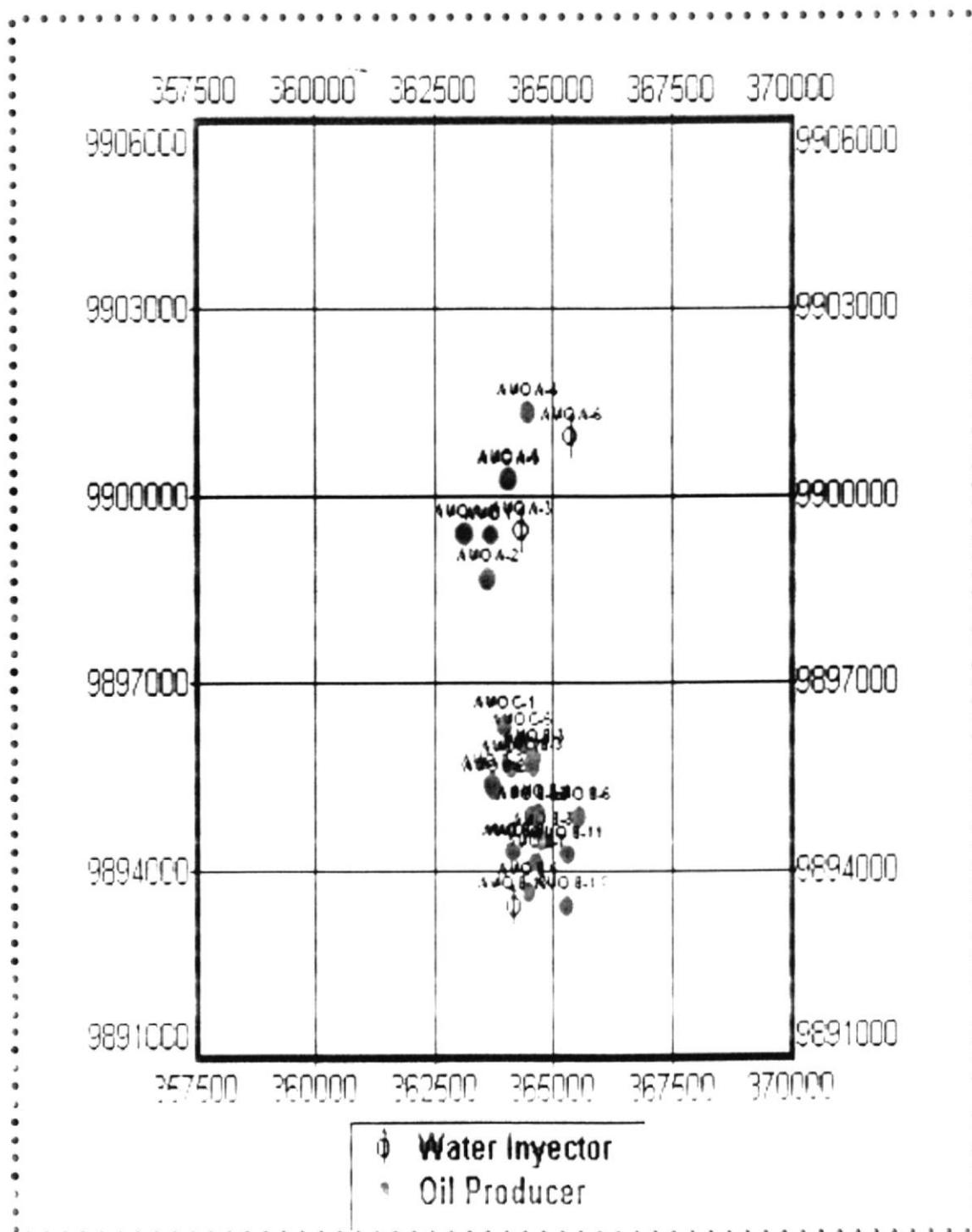


FIGURA 1.7  
MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO AMO

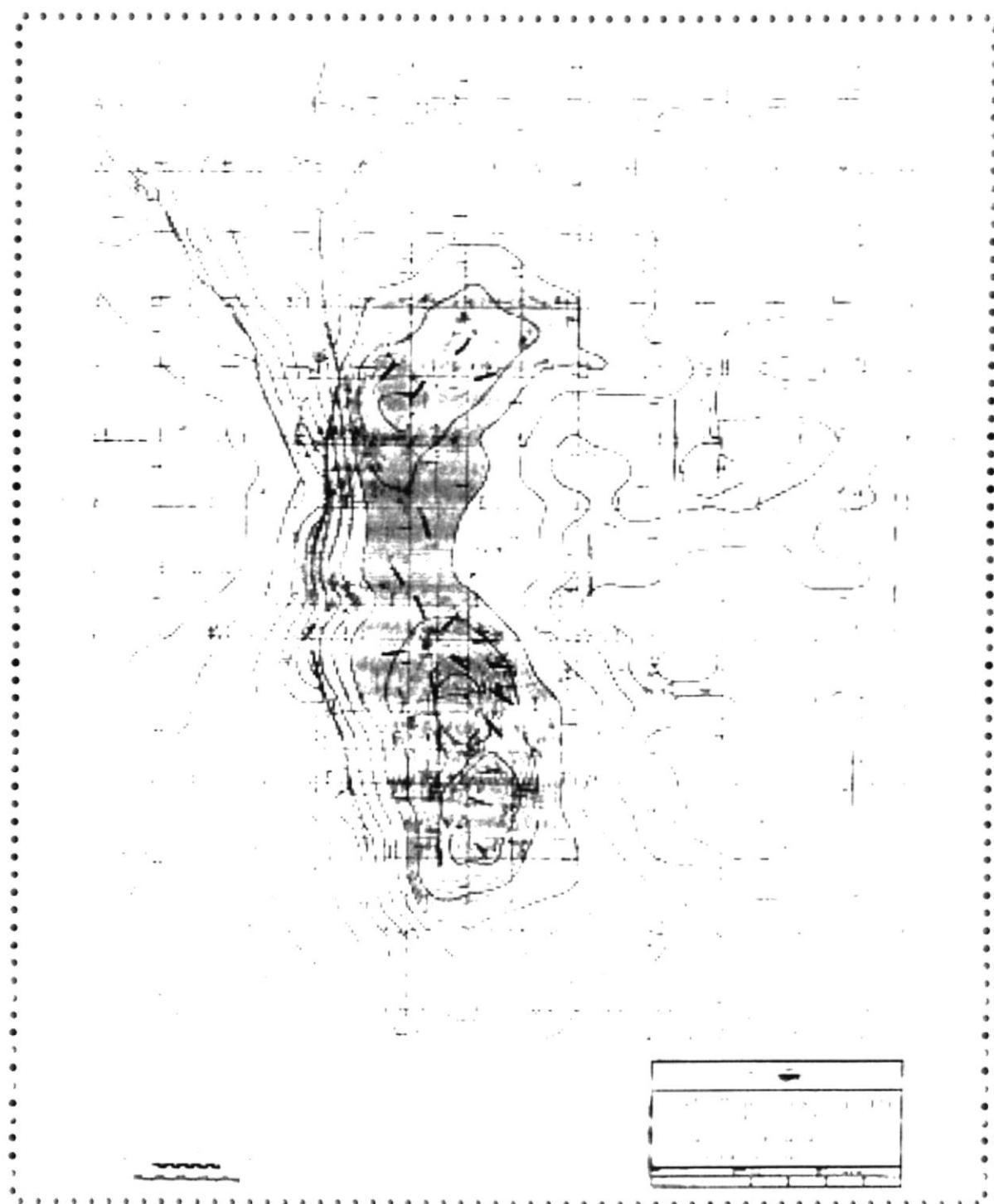




FIGURA 1.9  
 UBICACIÓN DEL PAD AMO A, EN SPF

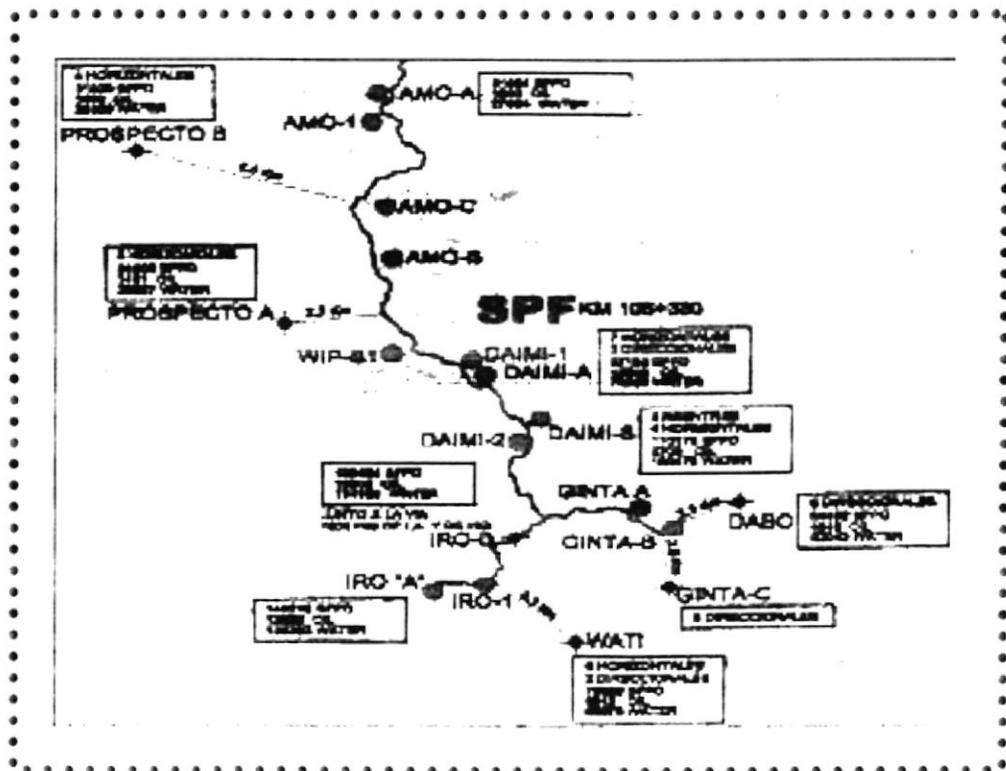


FIGURA 2.1  
DESCRIPCIÓN DE UN POZO INYECTOR

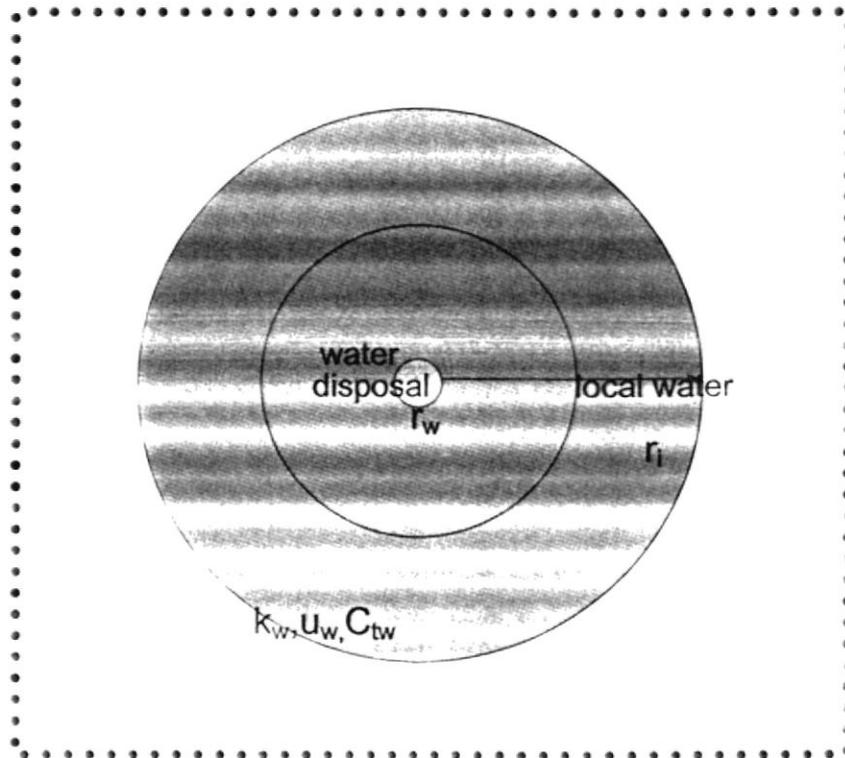


FIGURA 2.2  
PRUEBA FALLOFF TEST

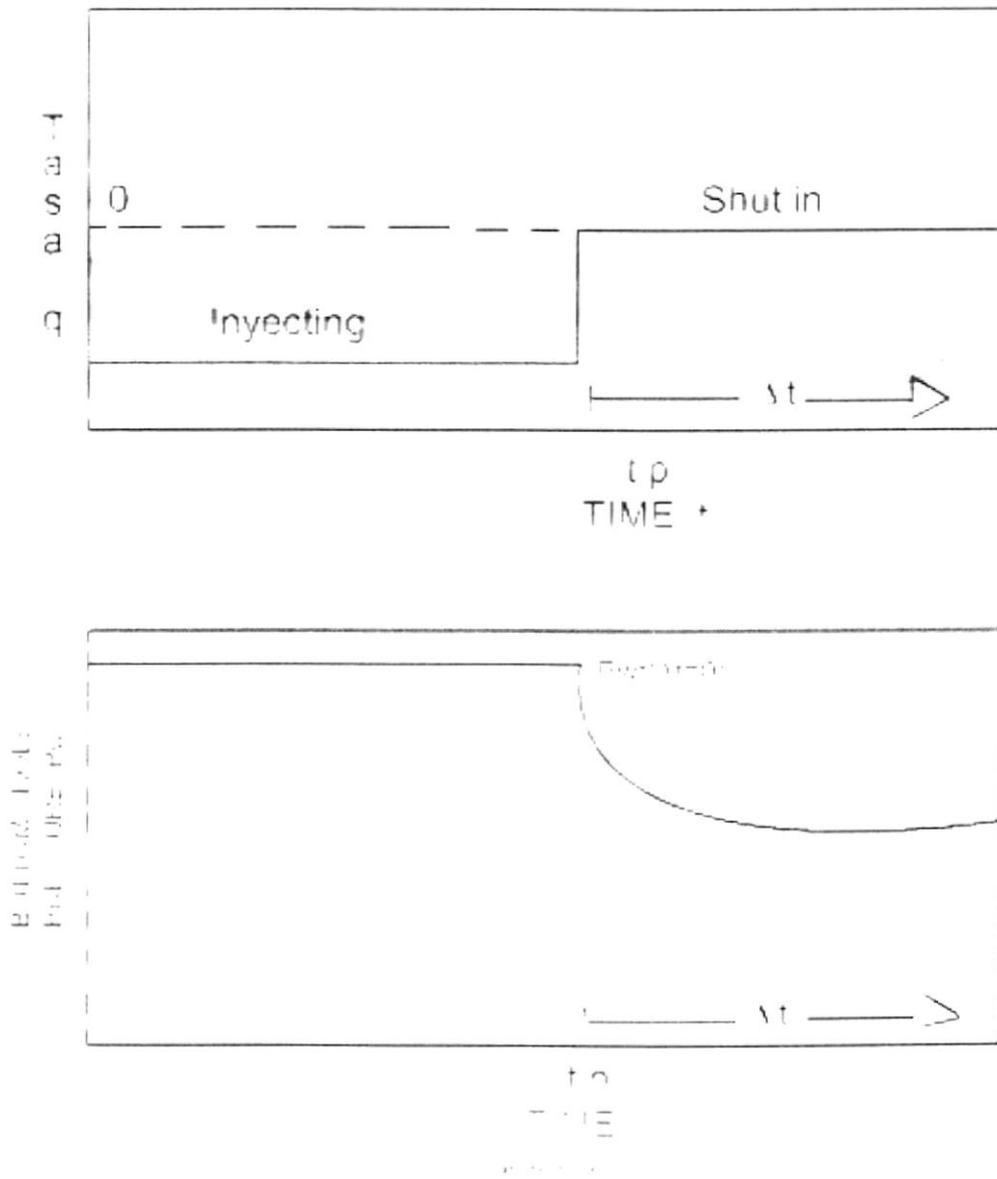


FIGURA 2.3  
 DETERMINACIÓN DE LA RECTA PENDIENTE  
 PARA EL METODO DE HORNER

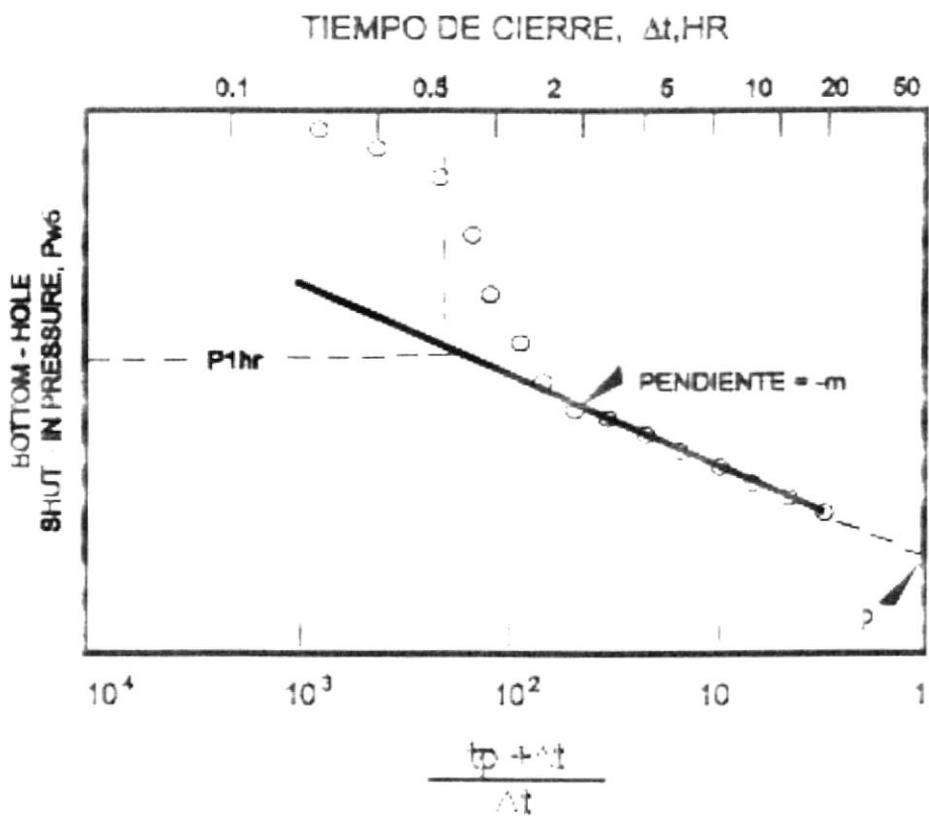


FIGURA 2.4  
DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DONDE TERMINAN  
LOS EFECTOS DE ALMACENAJE.

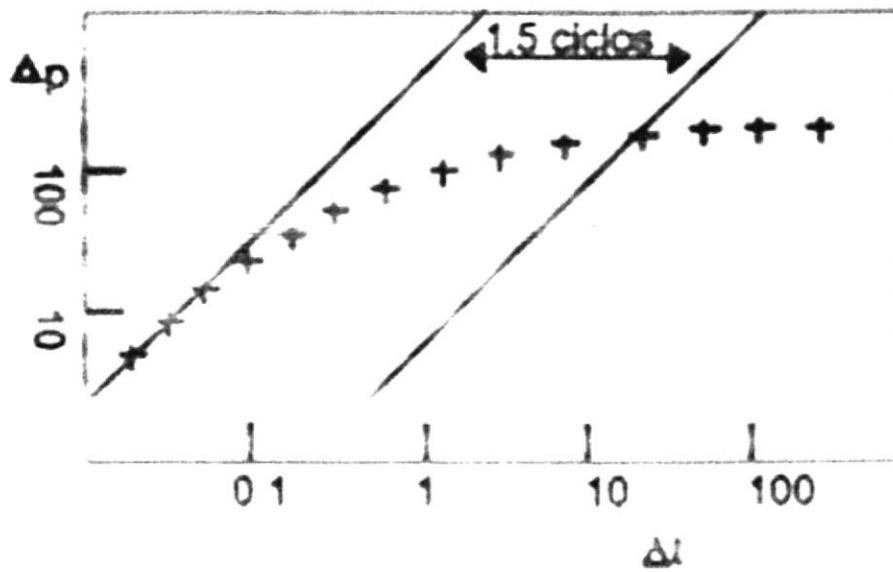


FIGURA 2.5  
DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE  
DEL EFECTO DE LLENE

OBTENCIÓN DEL COEFICIENTE  
DEL EFECTO DE ALMACENAJE

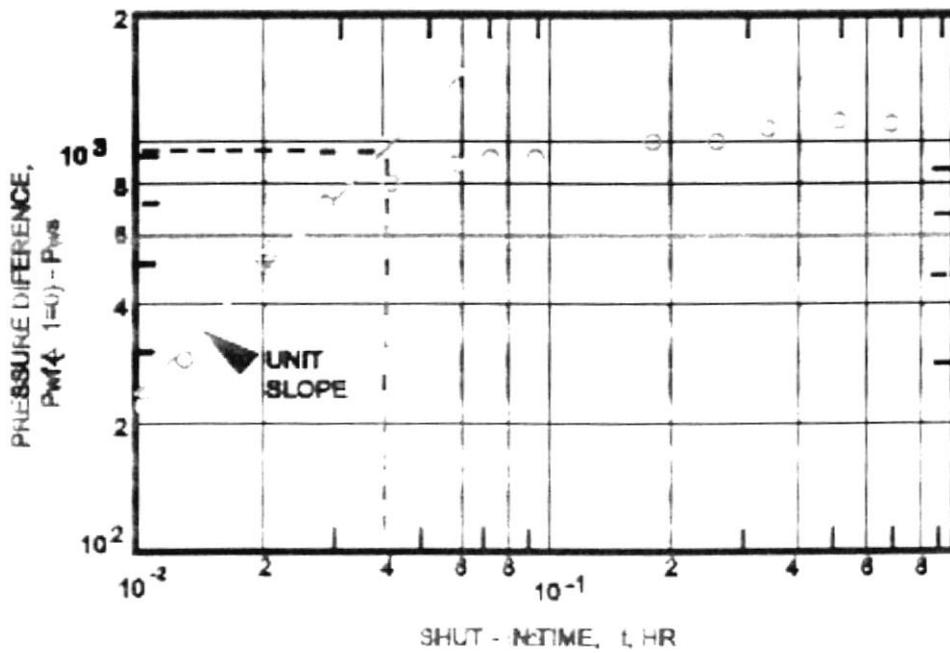


FIGURA 2.6  
MÉTODO DEL GRÁFICO DE HALL  
CUANDO NO HAY TAPONAMIENTO

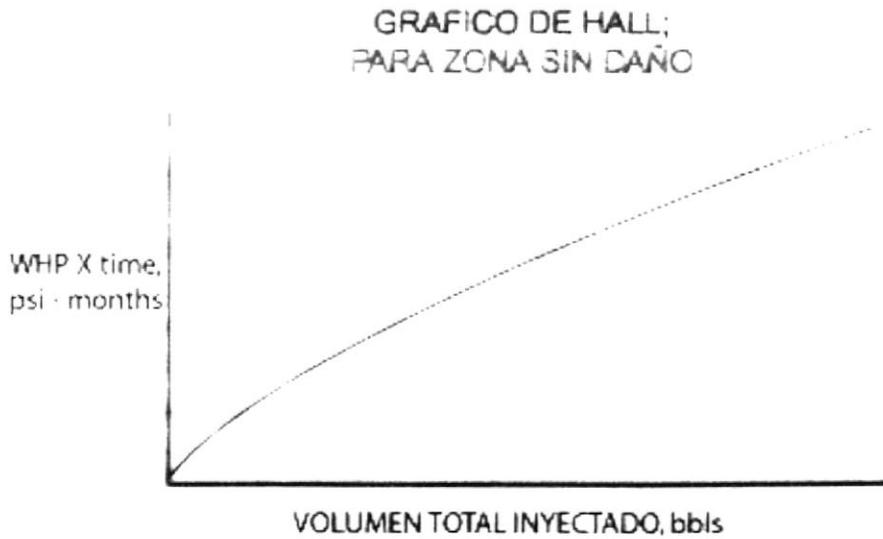


FIGURA 2.7  
GRÁFICA DE HALL CUANDO  
EXISTE DAÑO DE FORMACIÓN

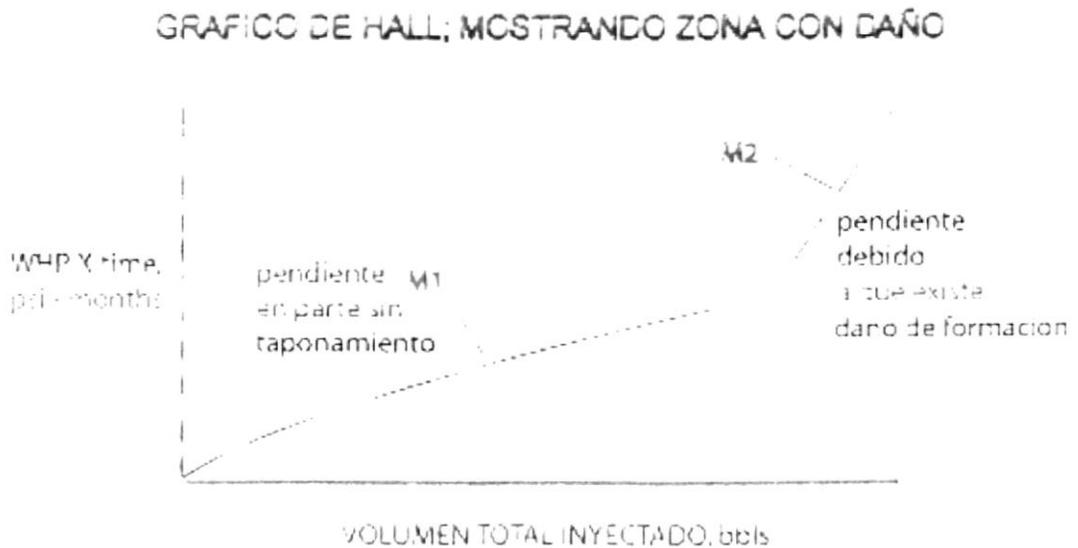


FIGURA 2.8  
DIAGRAMA DE RELACIÓN ENTRE RADIOS

DIAGRAMA DE RELACION  
ENTRE RADIOS

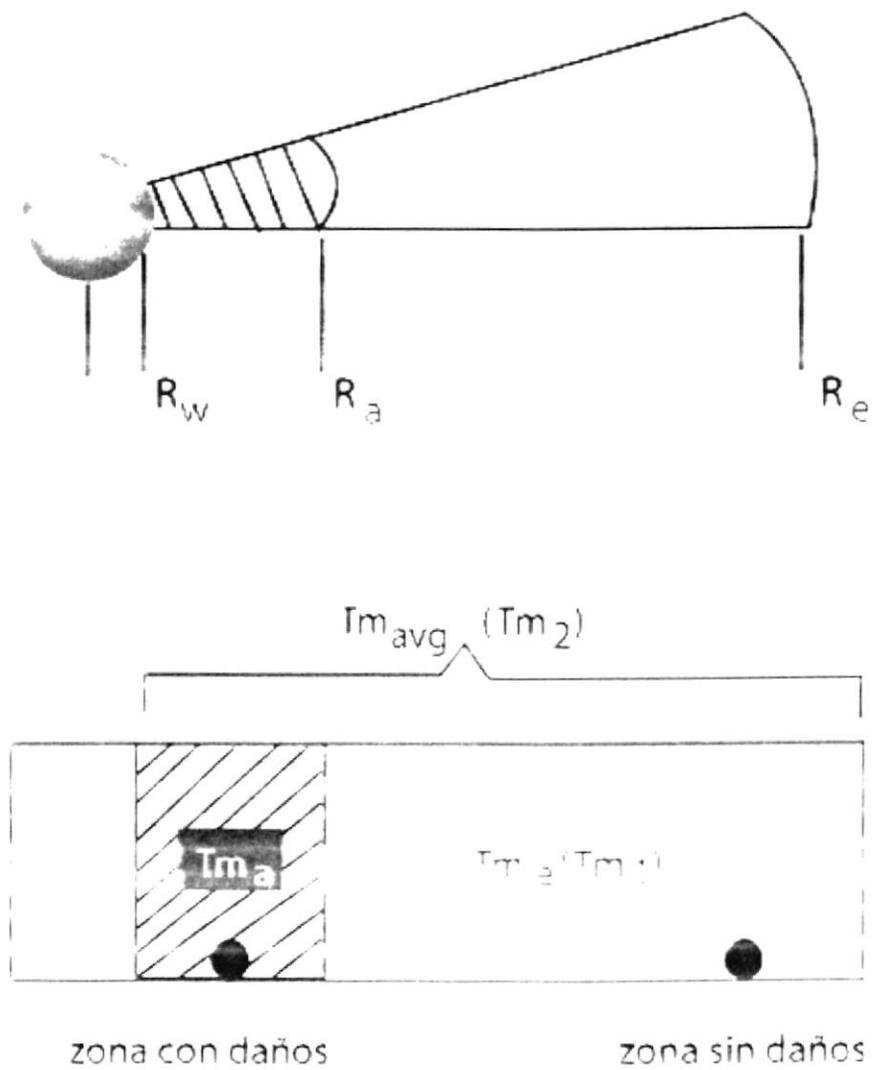
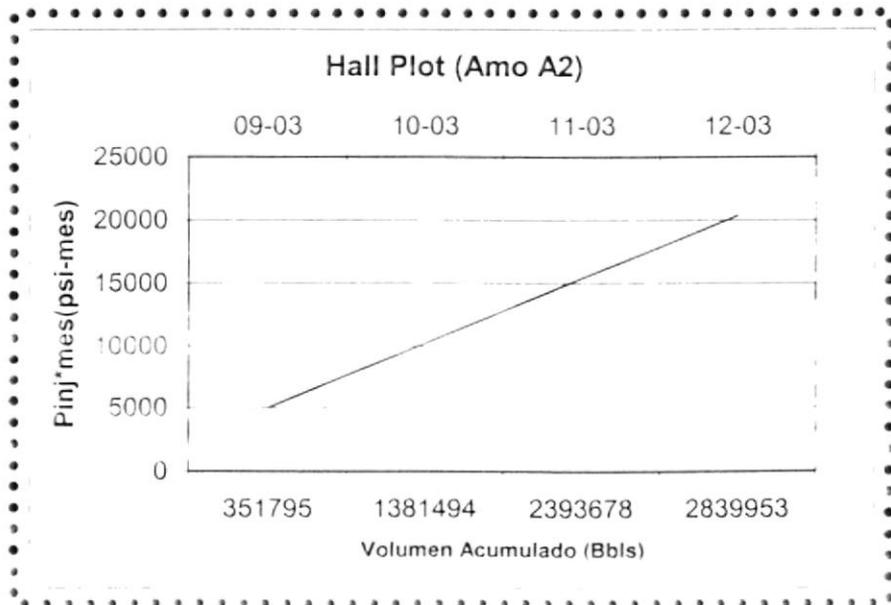
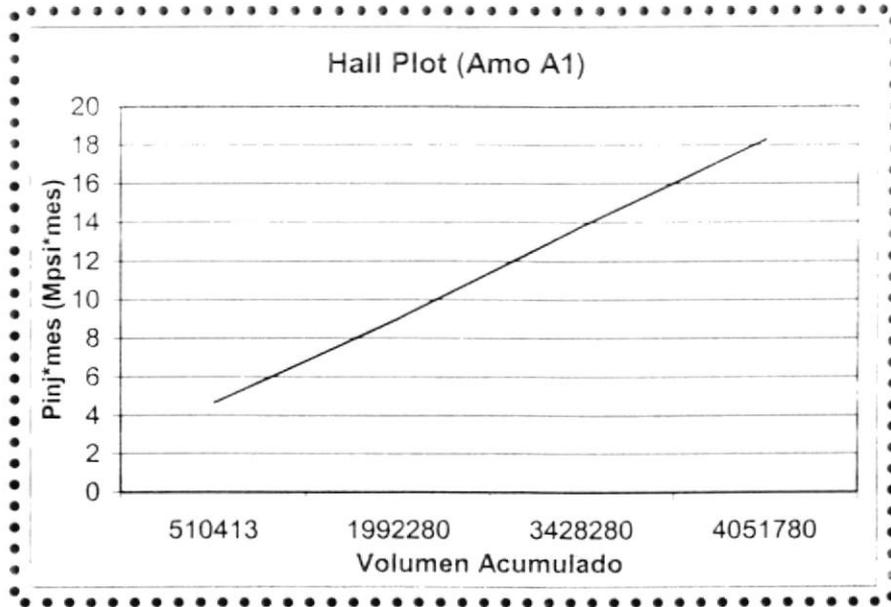


FIGURA 2.9  
 GRÁFICAS DE HALL PARA  
 LOS POZOS DE AMO A



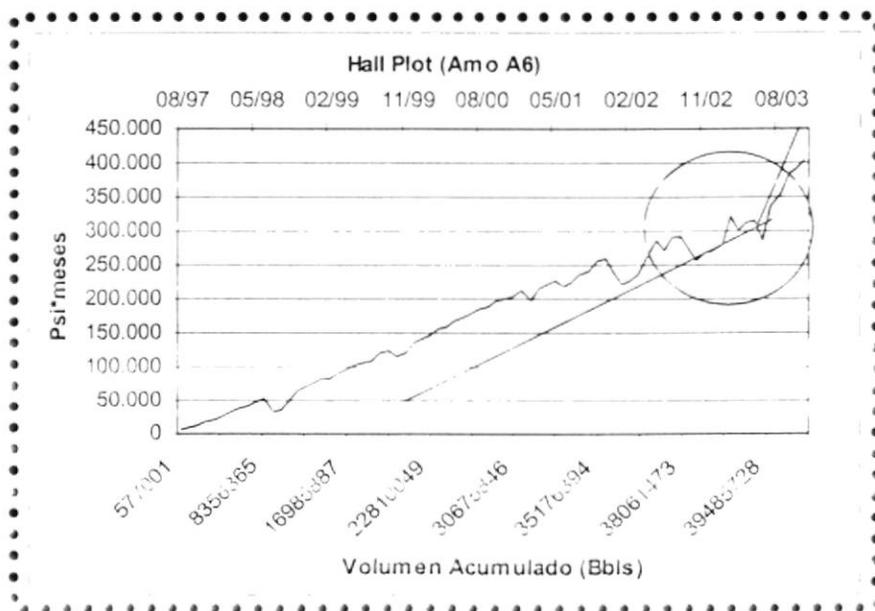
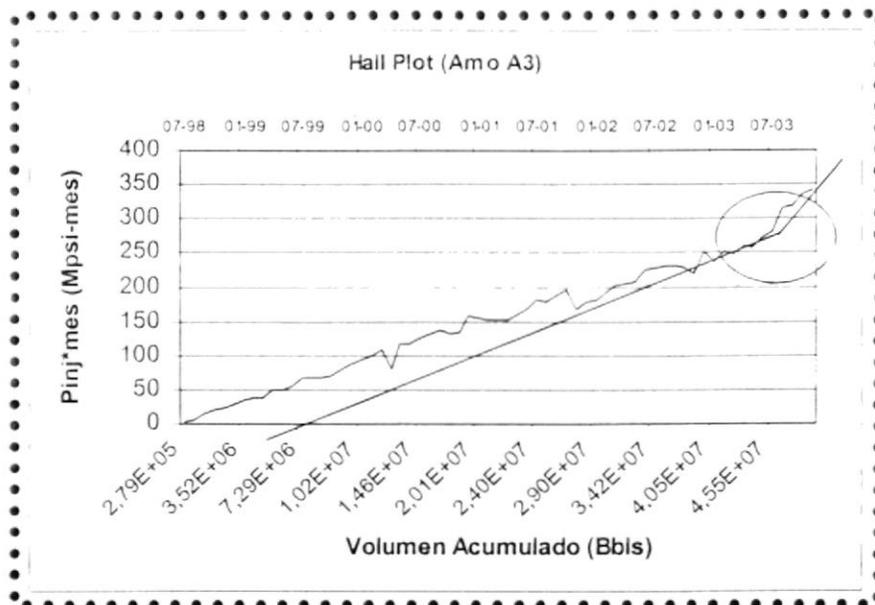


FIGURA 2.10  
DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA  
PARA UN POZO DE INYECCIÓN O REINYECCIÓN

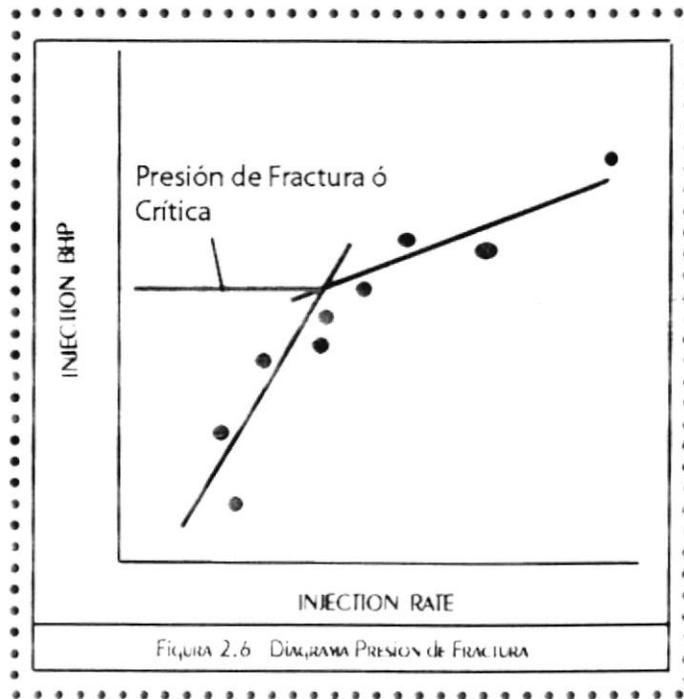


FIGURA 2.11  
PRUEBA DE COMPATIBILIDAD ENTRE  
AGUA DE FORMACIÓN Y REINYECCIÓN



FIGURA 3.1  
TÍPICO CABEZAL USADO EN UN POZO  
INYECTOR O REINYECTOR

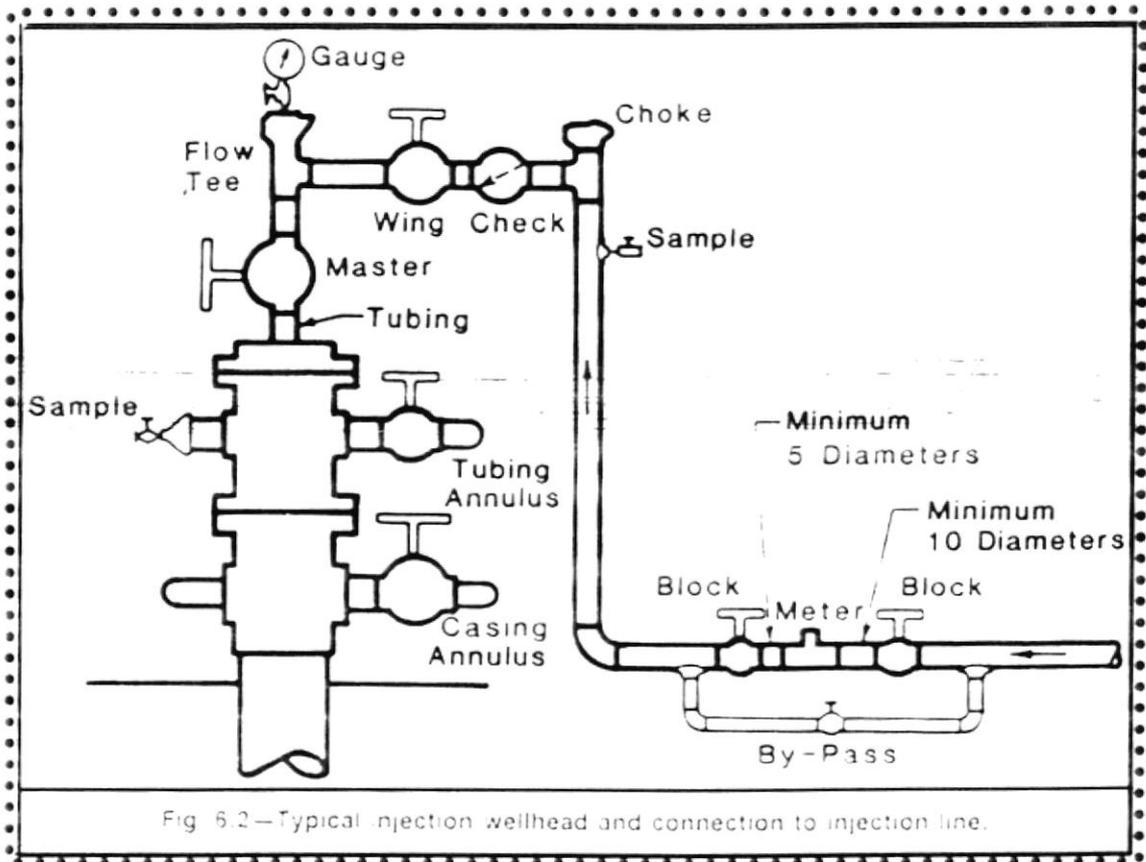


FIGURA 3.2  
UN SIMPLE ENSAMBLAJE DE FONDO PARA  
UN POZO INYECTOR O REINYECTOR

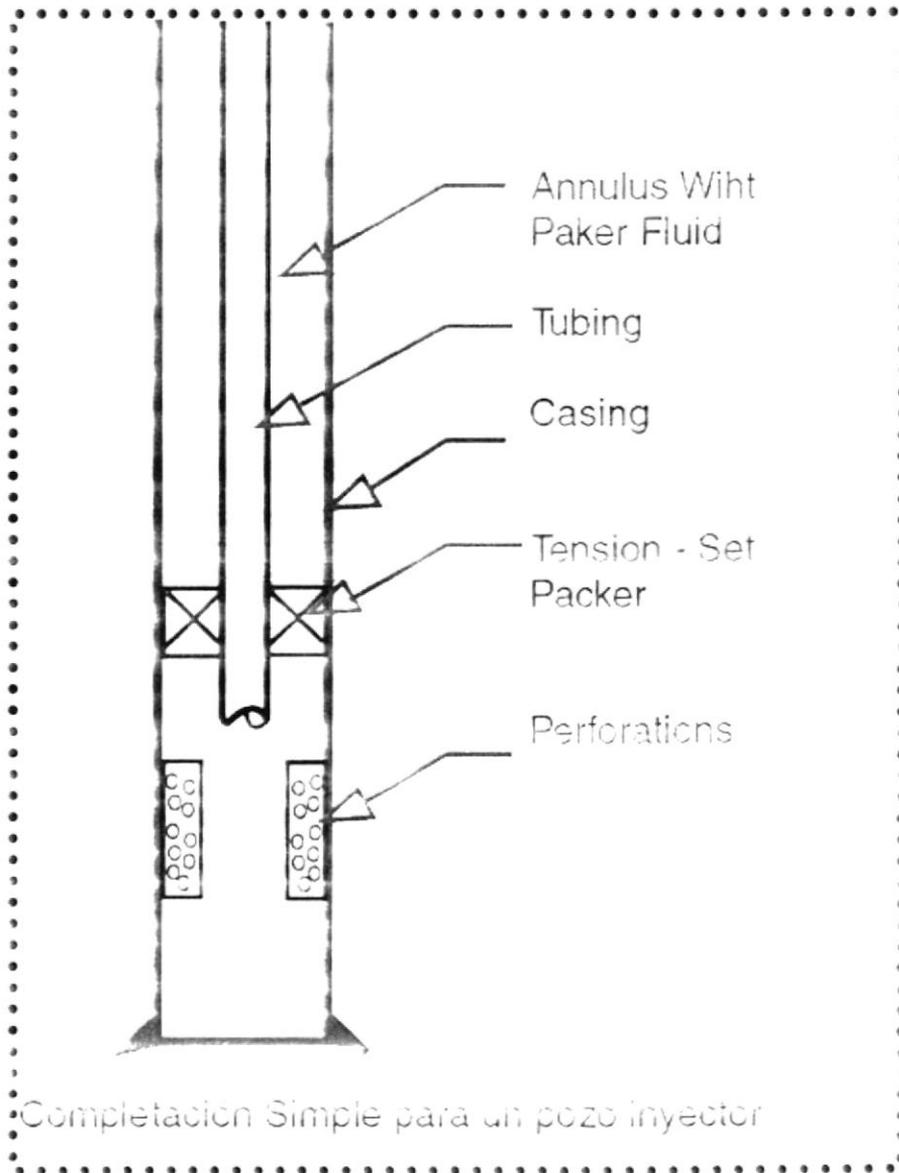


FIGURA 3.3  
MAPA DE UBICACIÓN DE  
LOS POZOS DE AMO A

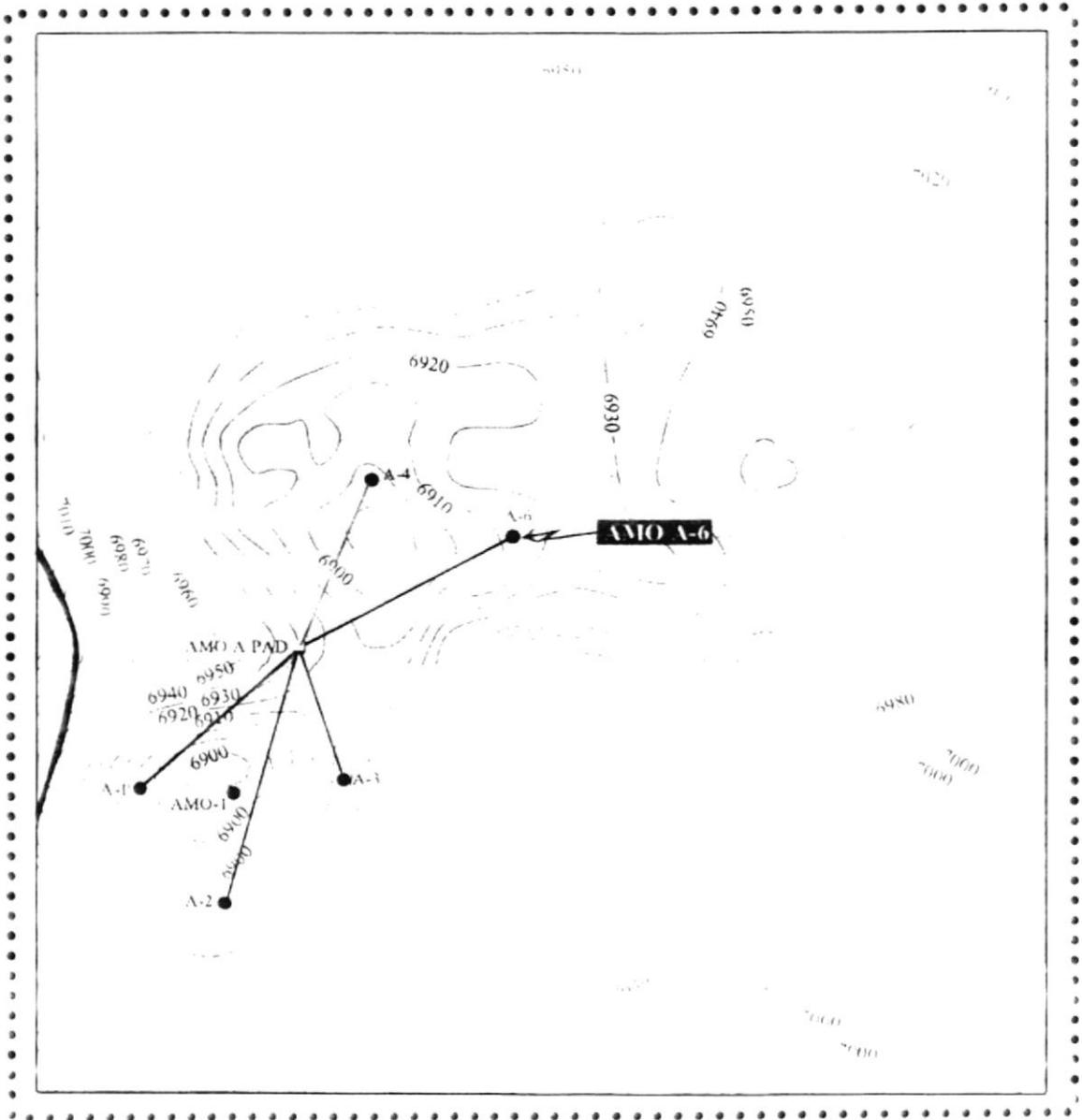


FIGURA 3.4  
ESPECTOFOTOMETRO

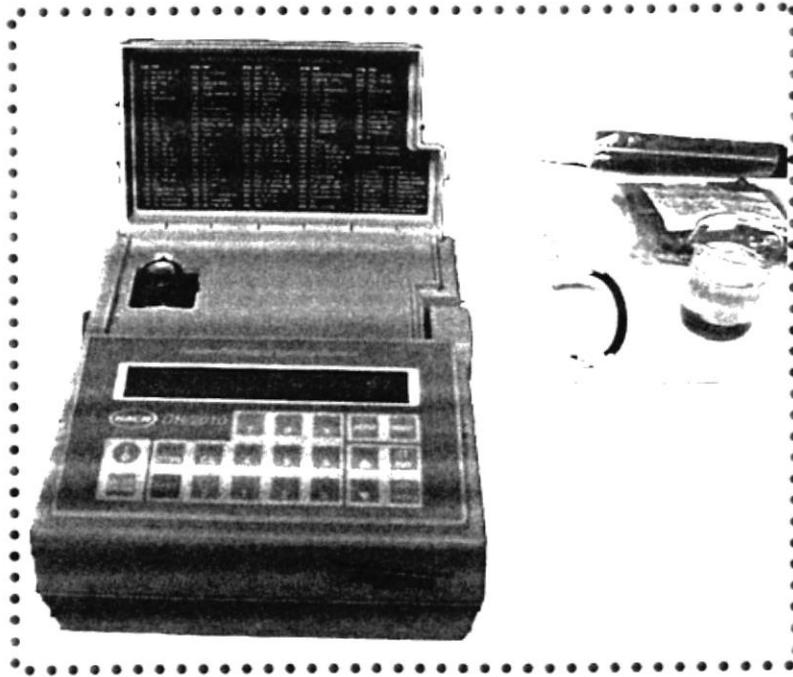


FIGURA 3.5  
PH METER

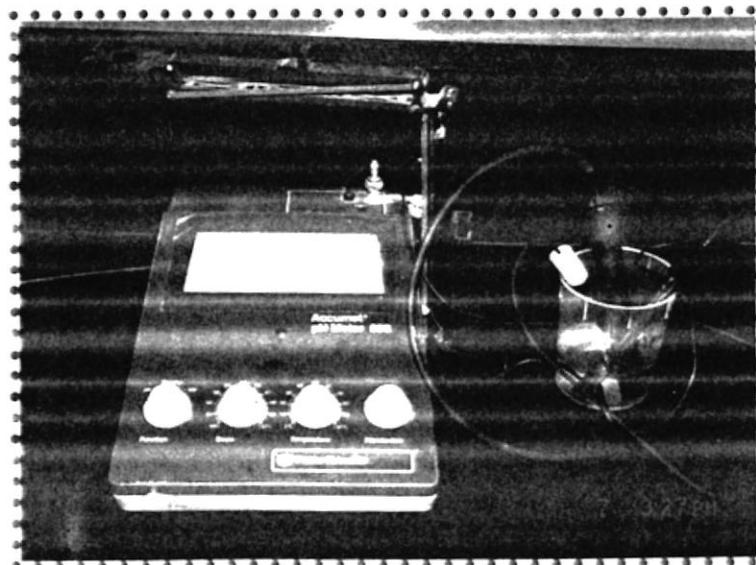


FIGURA 3.6  
INSPECCIÓN VISUAL DE LOS  
EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL PAD AMO A

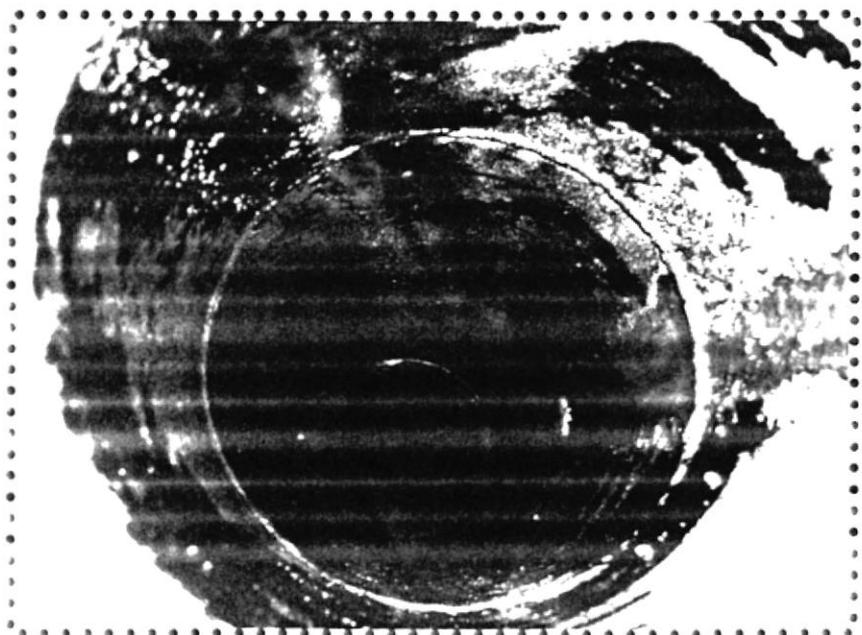
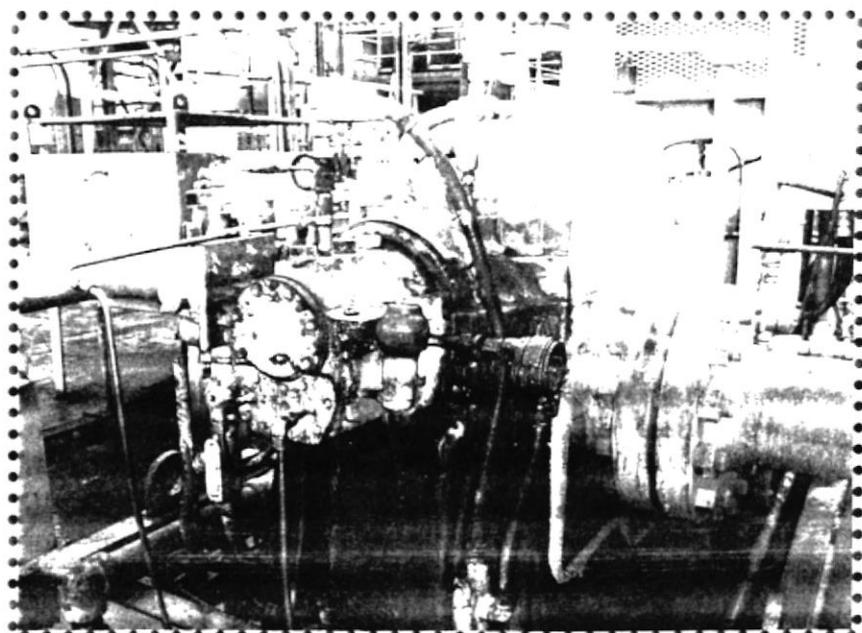


FIGURA 3.7  
PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN  
DE AGUA DEL BLOQUE 16

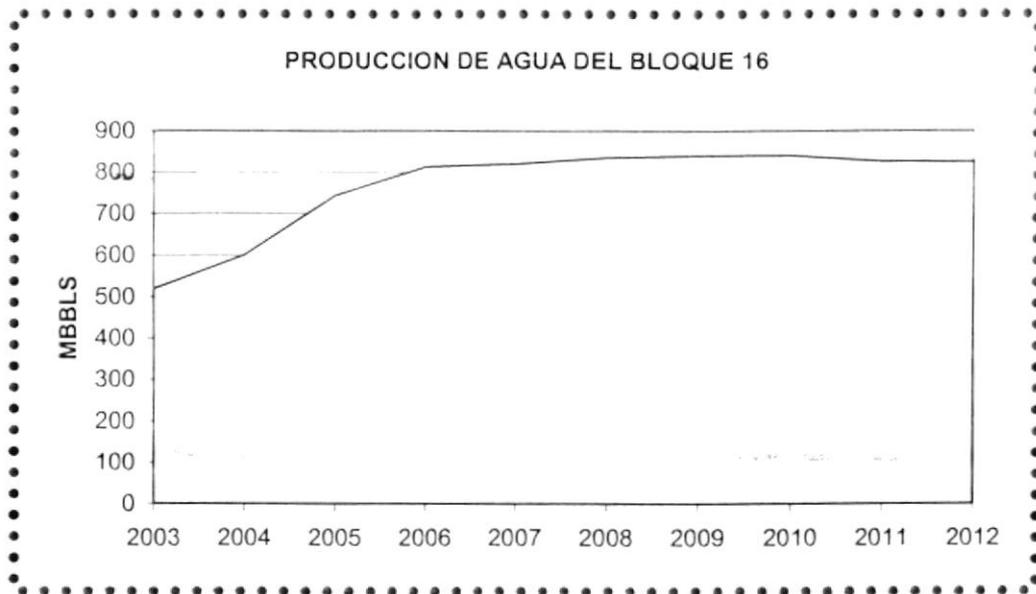


FIGURA 3.8  
PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN  
DE AGUA DE SPF



FIGURA 3.9  
PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN  
DE AGUA DE AMO



FIGURA 3.10  
FREE WATER KONCK OUT

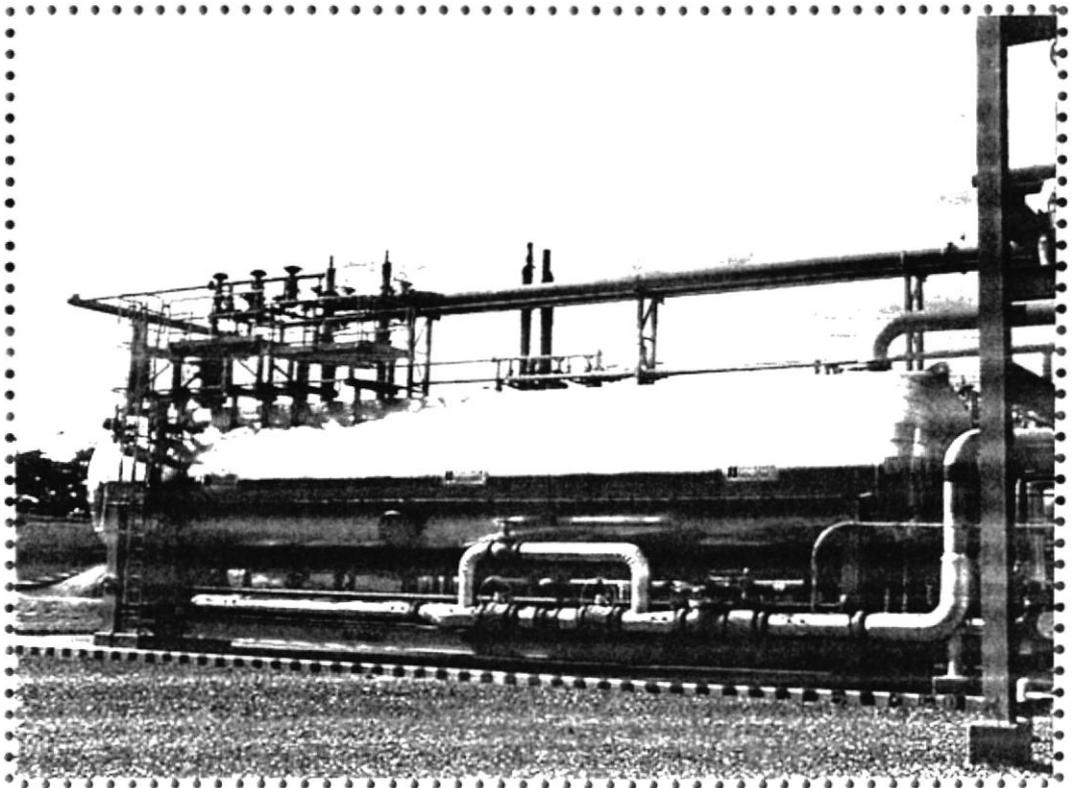


FIGURA 3.11  
INTERCAMBIADOR DE CALOR

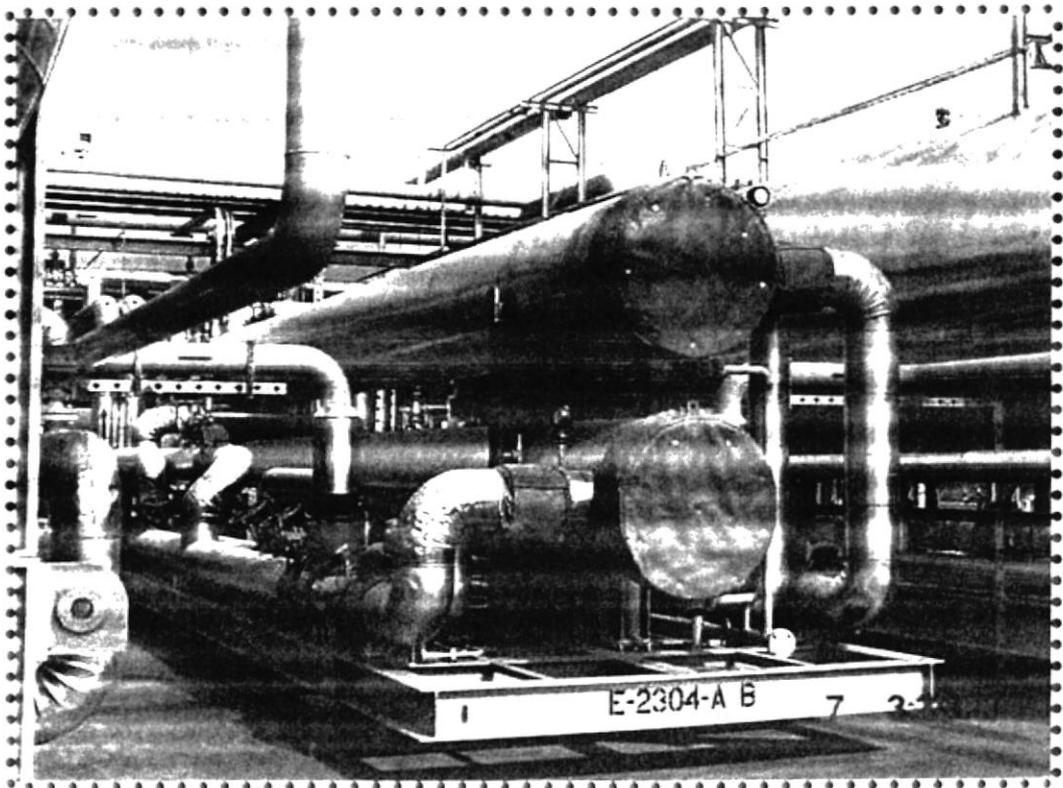


FIGURA 3.12  
SEPARADOR DE PRODUCCIÓN

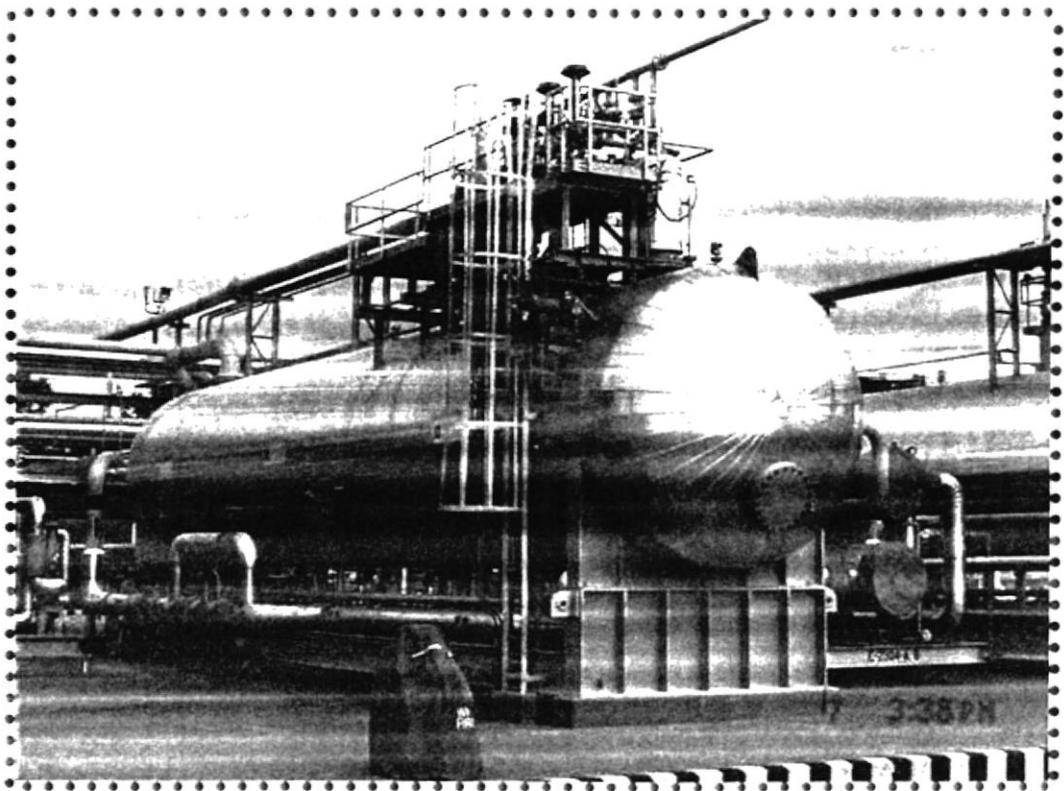


FIGURA 3.13  
DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO

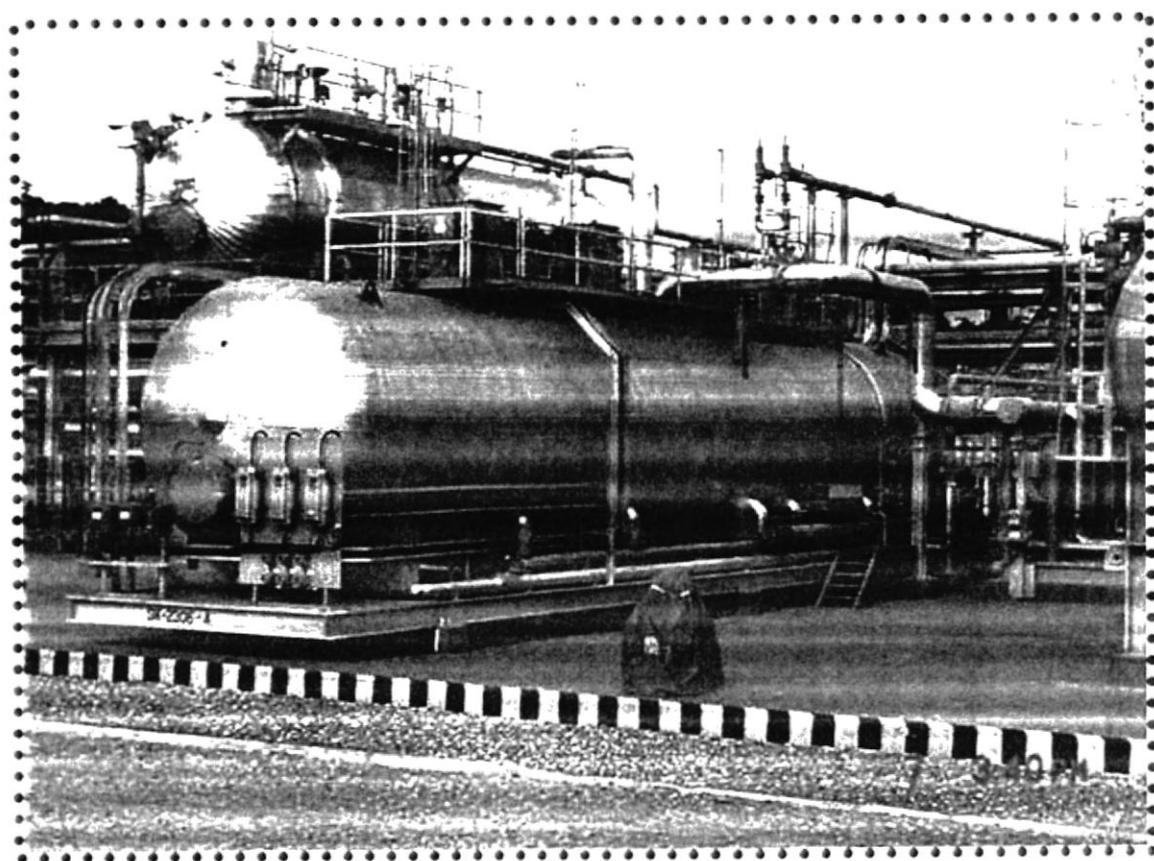


FIGURA 3.14  
SCRUBBER DE AGUA

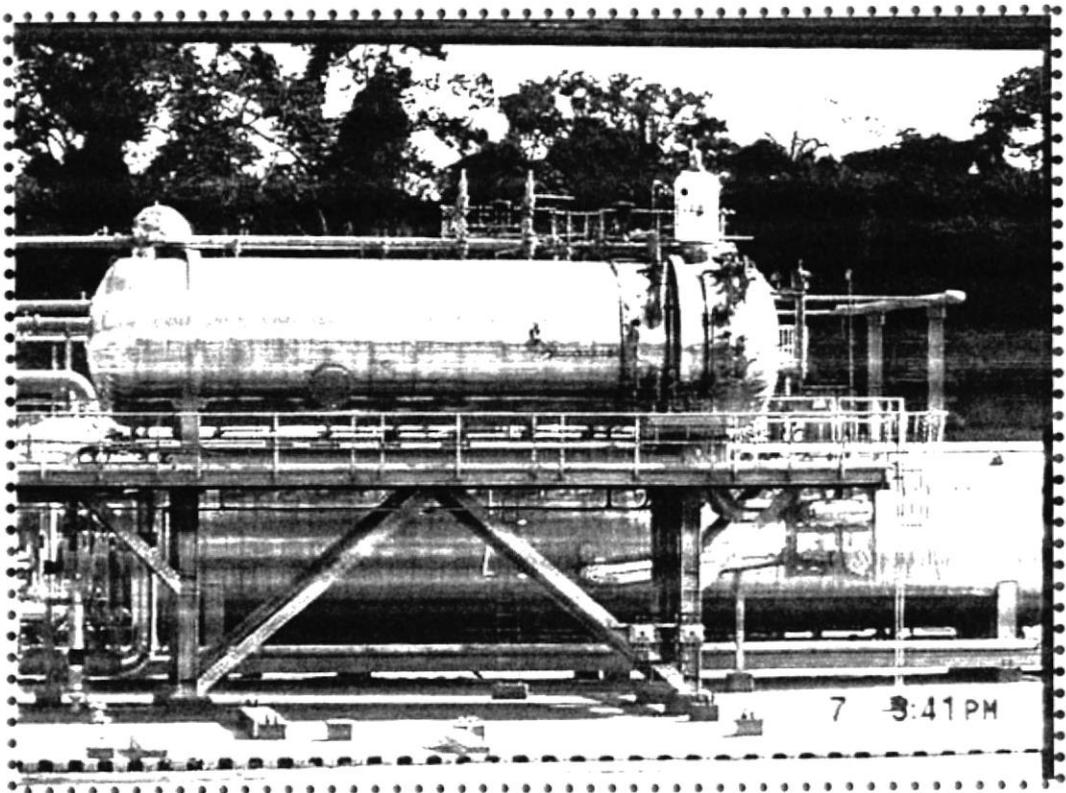


FIGURA 3.15  
TANQUES SKIM DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

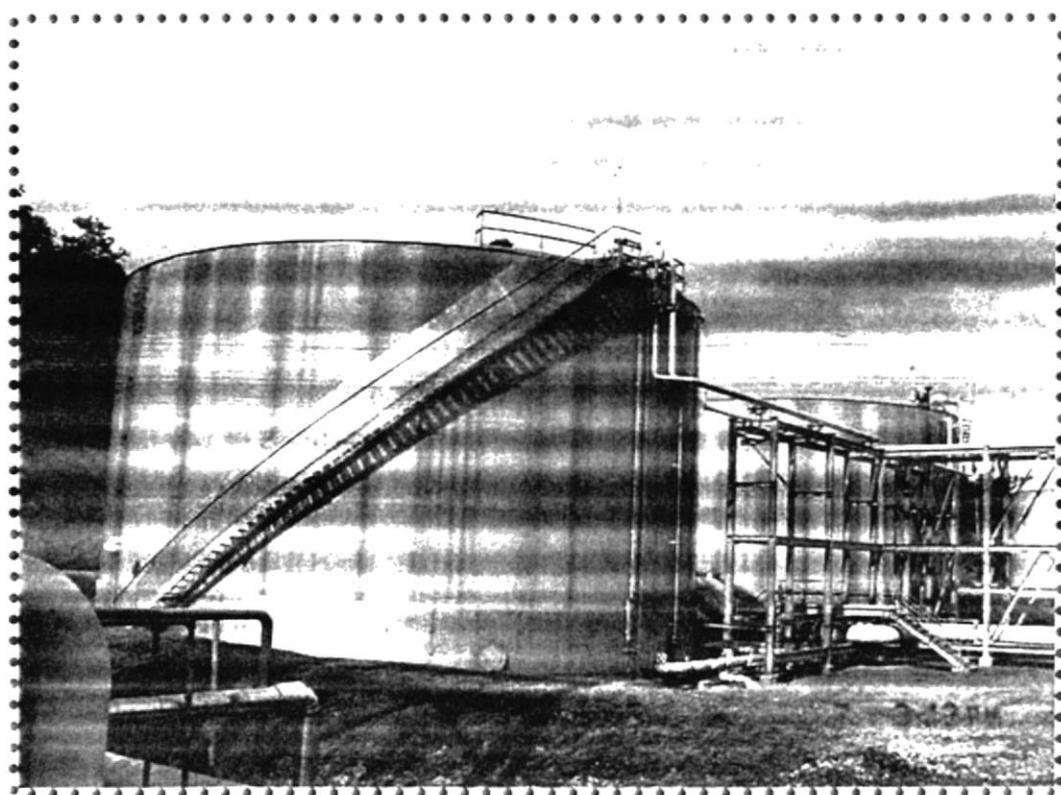


FIGURA 3.16  
BOMBAS BOOSTER

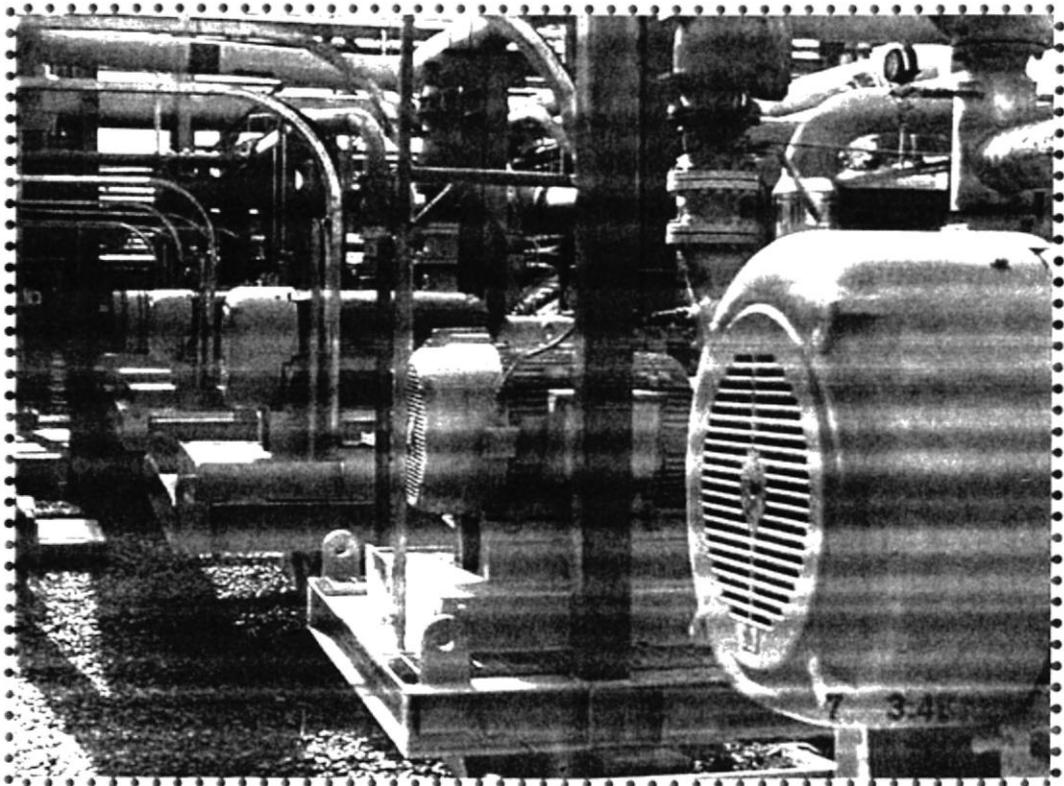


FIGURA 3.17  
BOMBAS DE INYECCIÓN

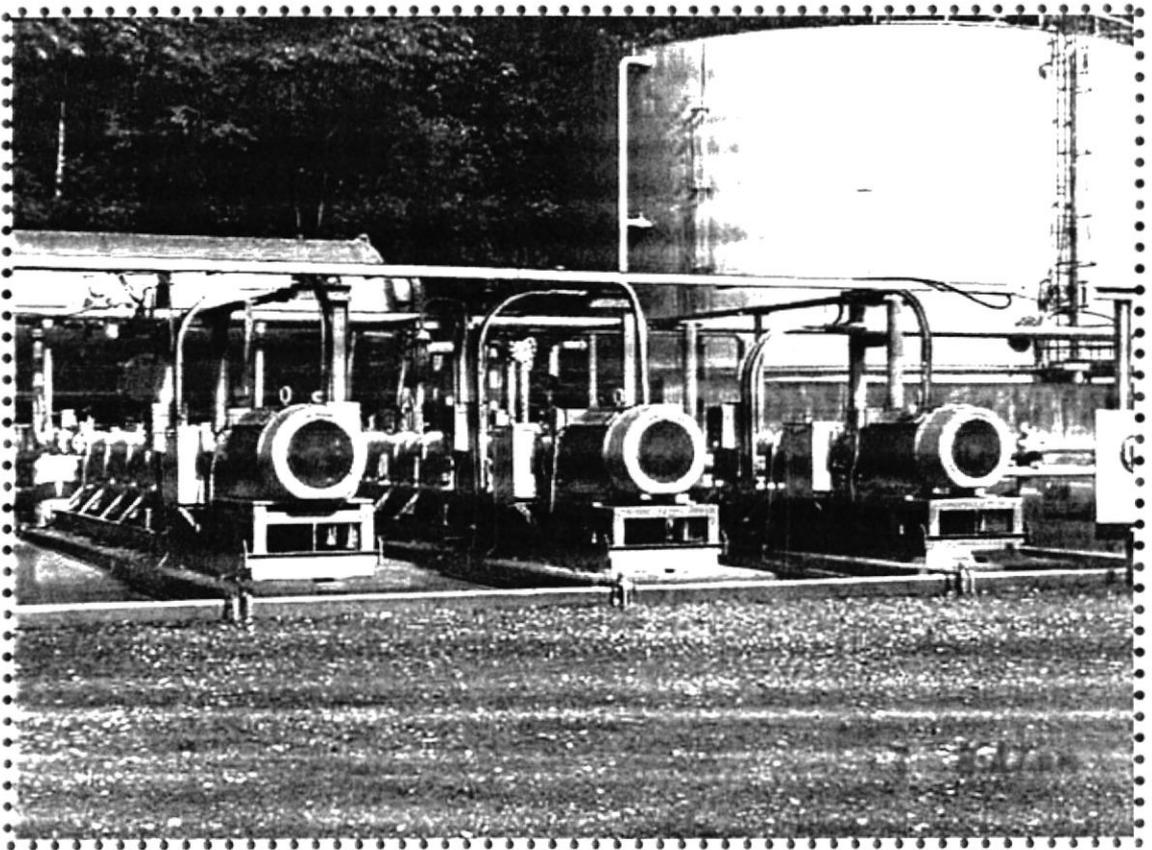


FIGURA 3.18  
EQUIPO DE ULTRASONIDO

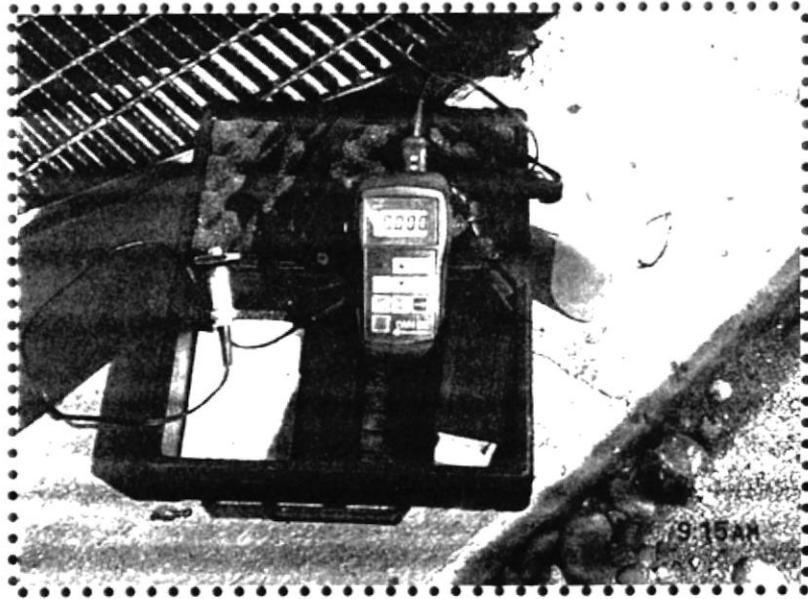


FIGURA 3.19  
MEDICIÓN DE ESPESORES

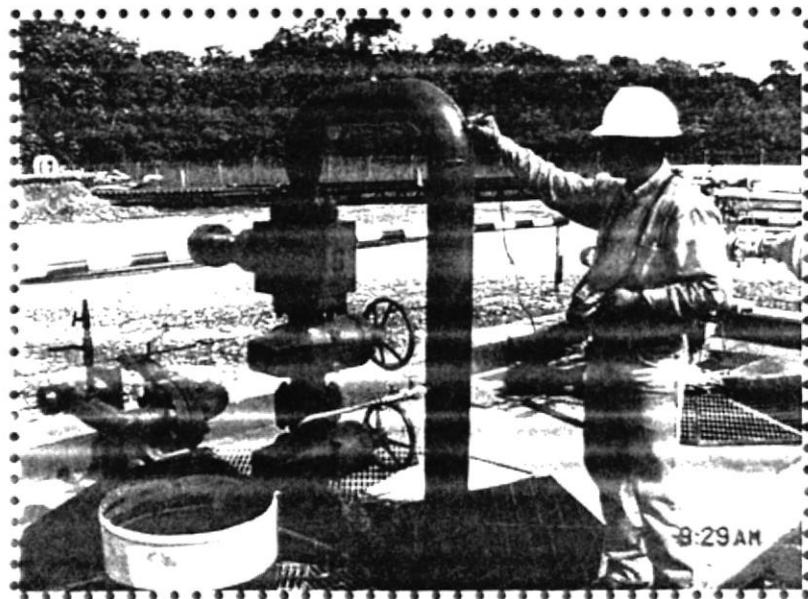


FIGURA 3.20  
LÍNEAS DE INYECCIÓN

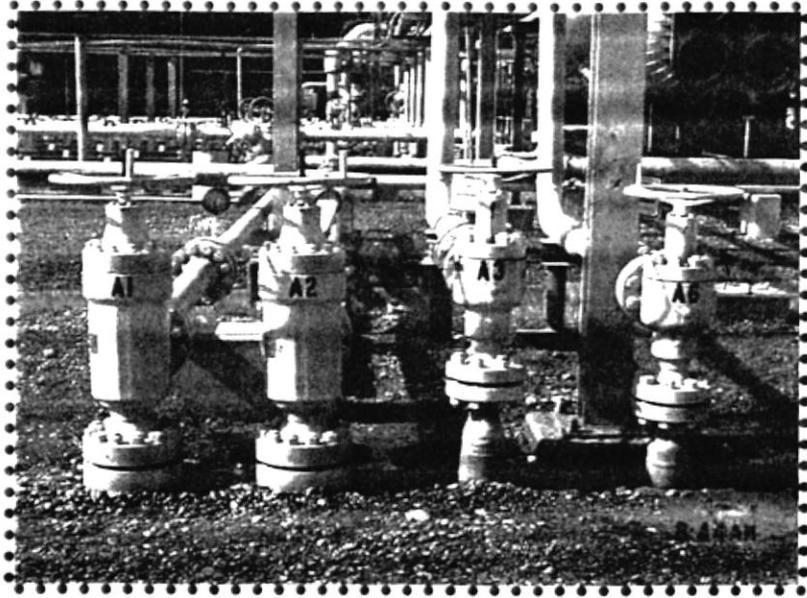


FIGURA 3.21  
PAD AMO A



FIGURA 3.22  
CABEZAL DEL POZO AMO A6

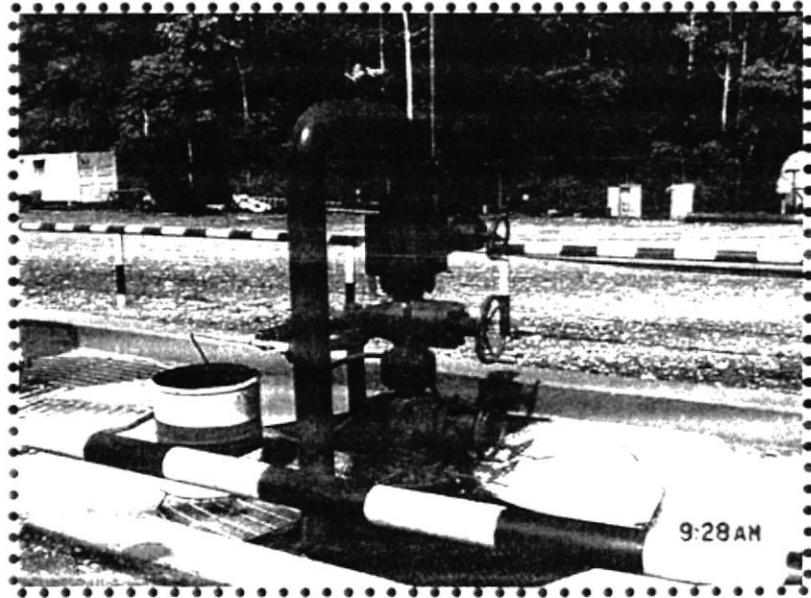
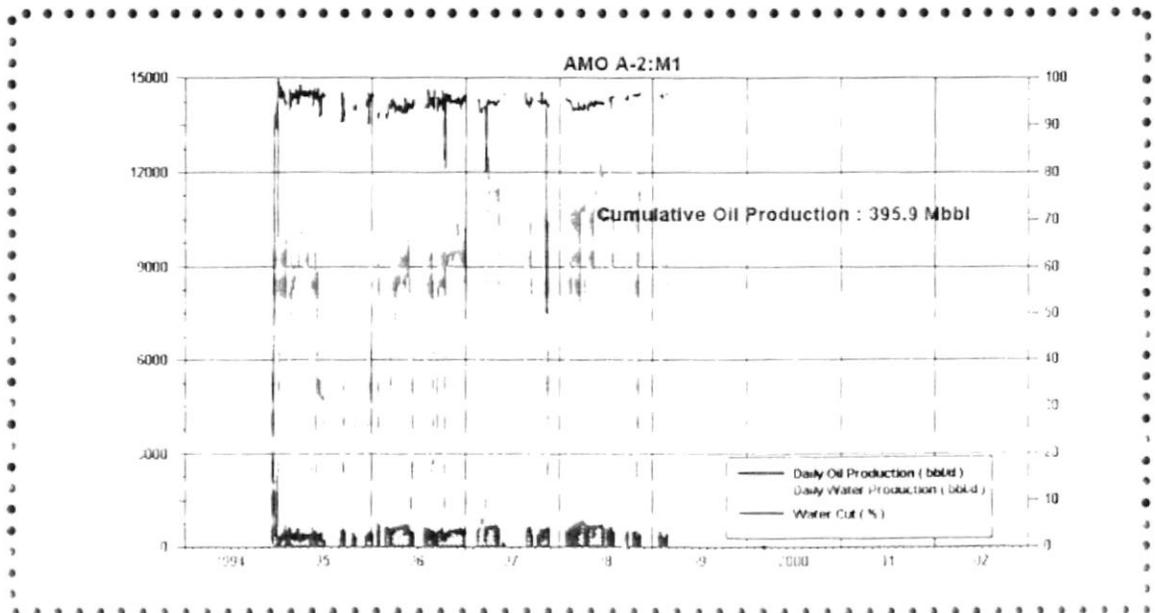
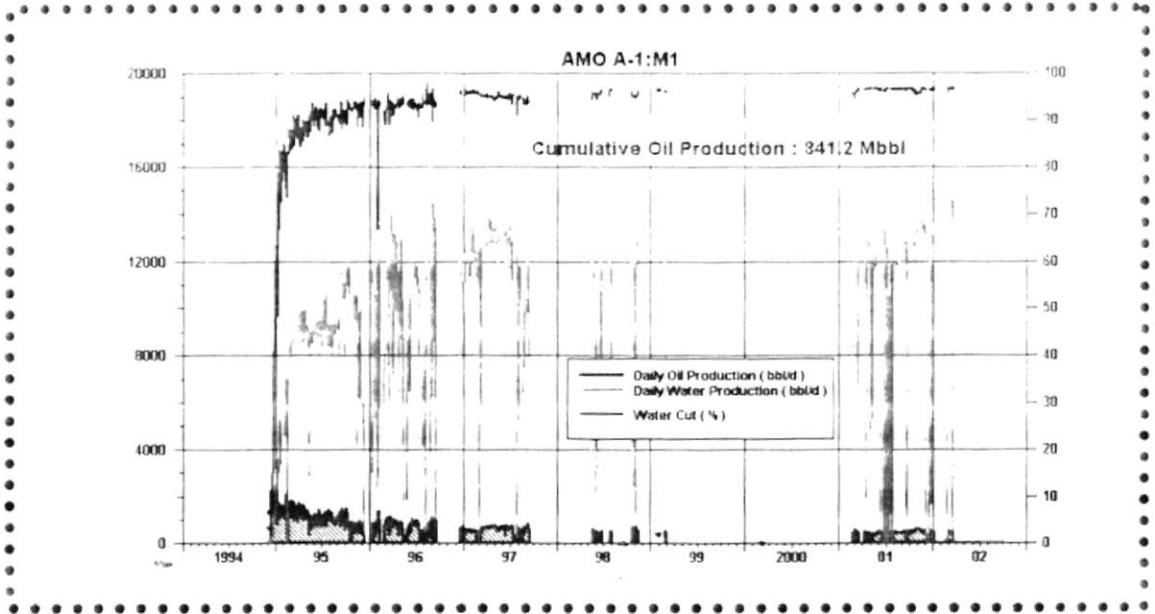


FIGURA 4.1  
 CURVAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE AMO A



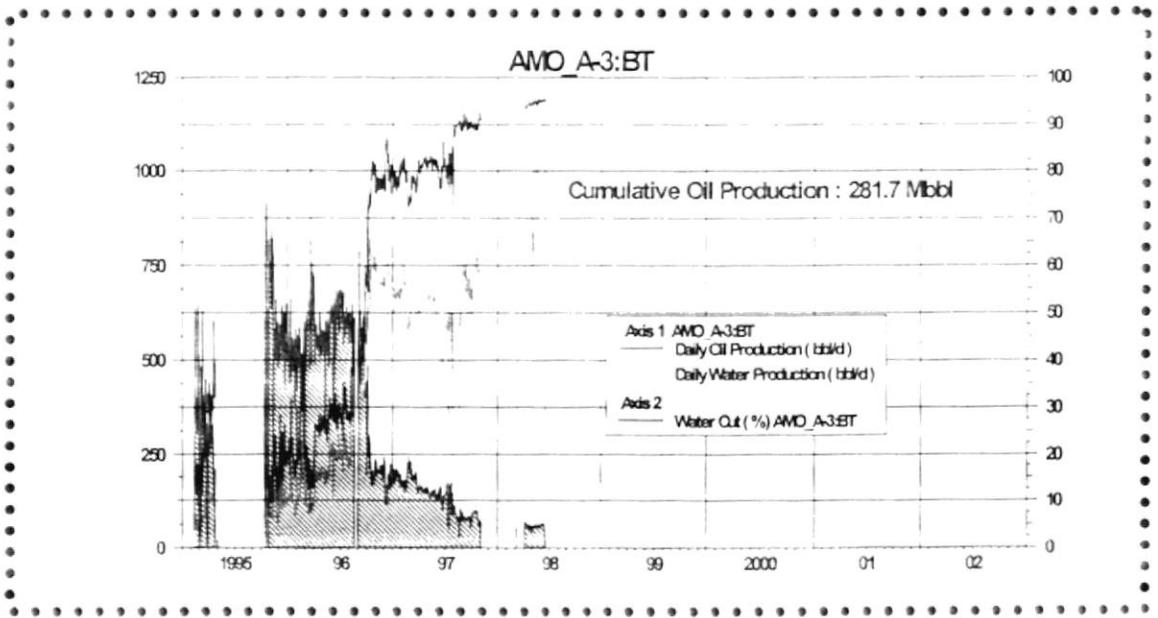
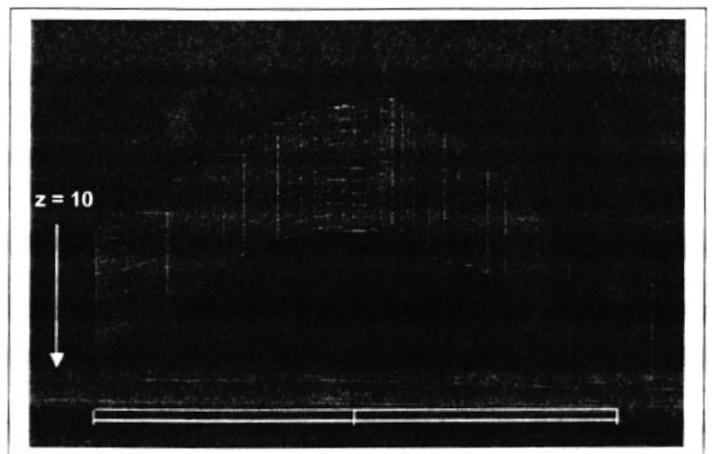
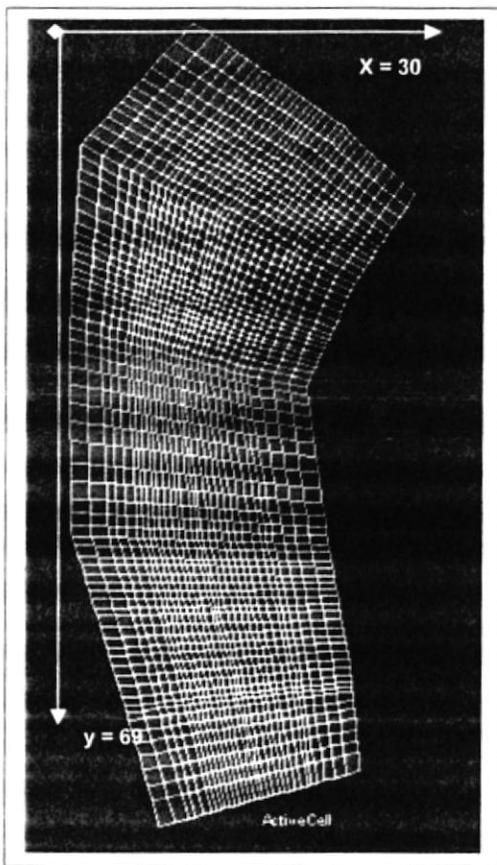


FIGURA 4.2  
MALLA DE SIMULACIÓN USADA PARA EL ANÁLISIS<sup>1</sup>

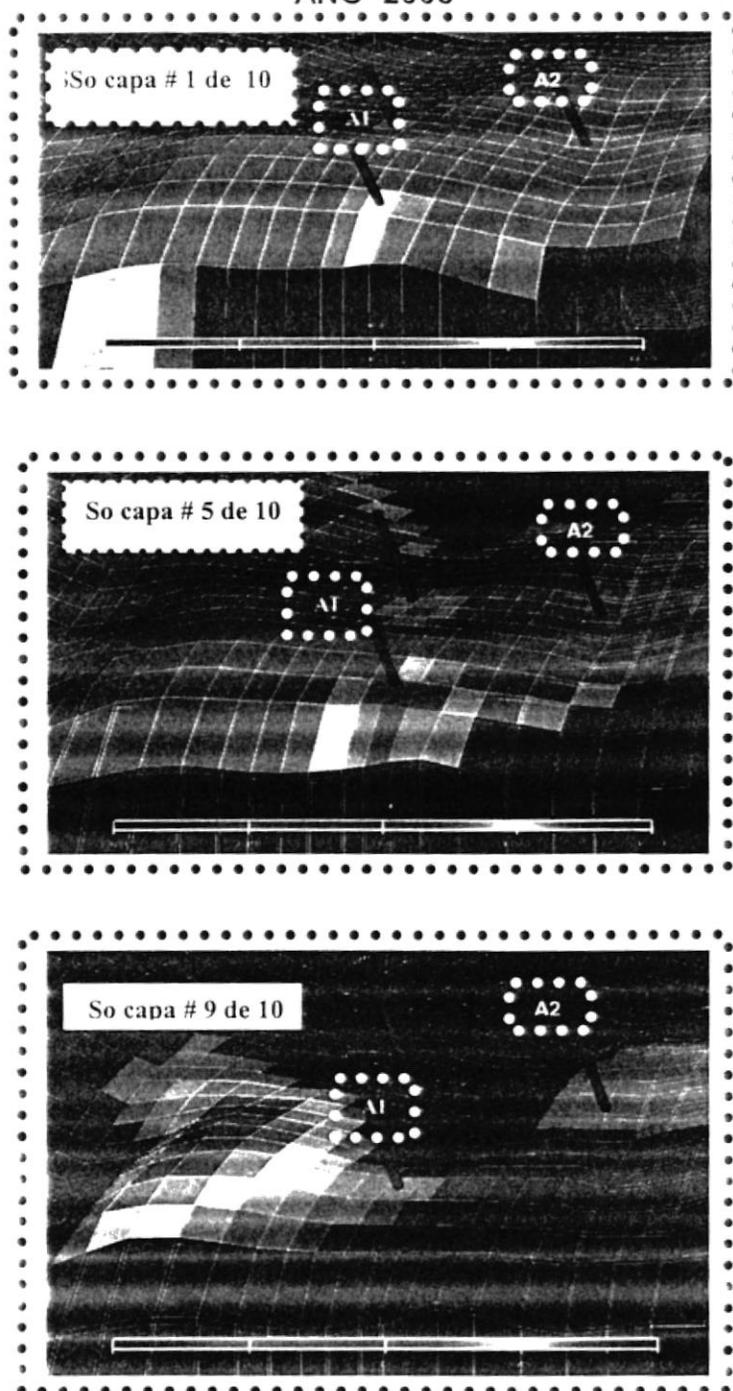


TOTAL DE CELDAS DEL MODELO =  
20700

TOTAL DE CELDAS ACTIVAS =  
18730

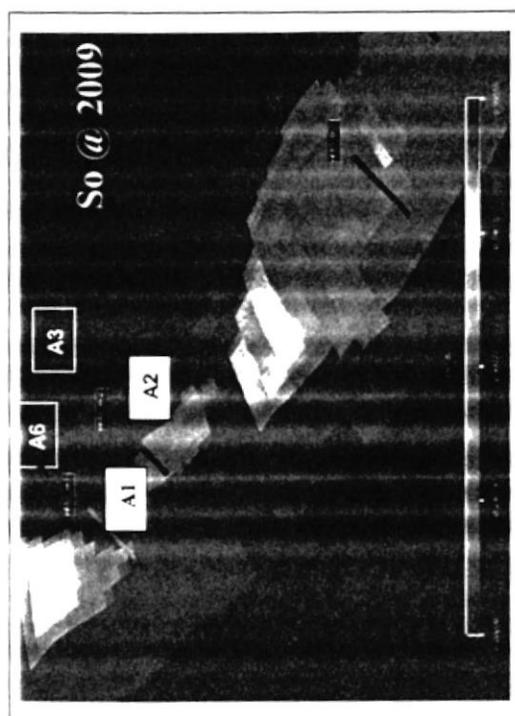
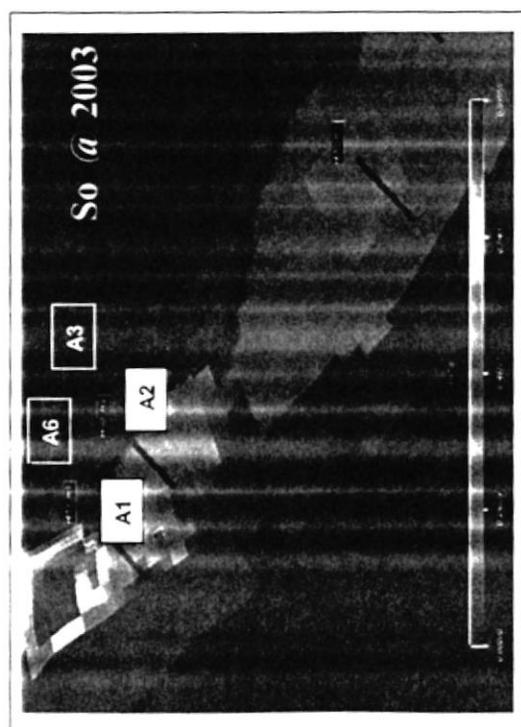
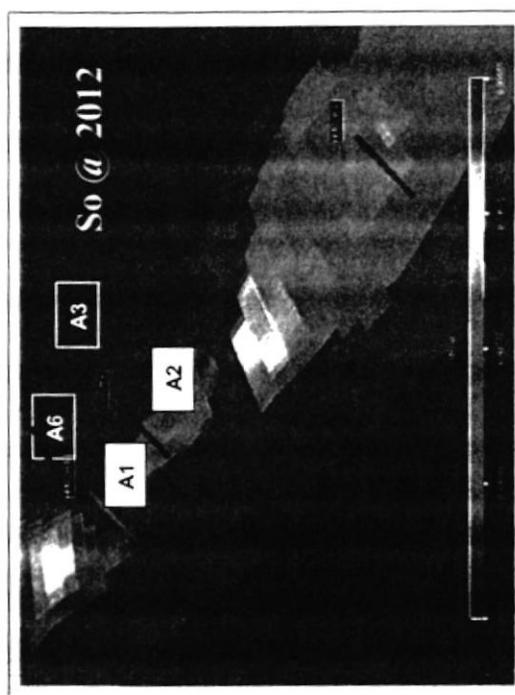
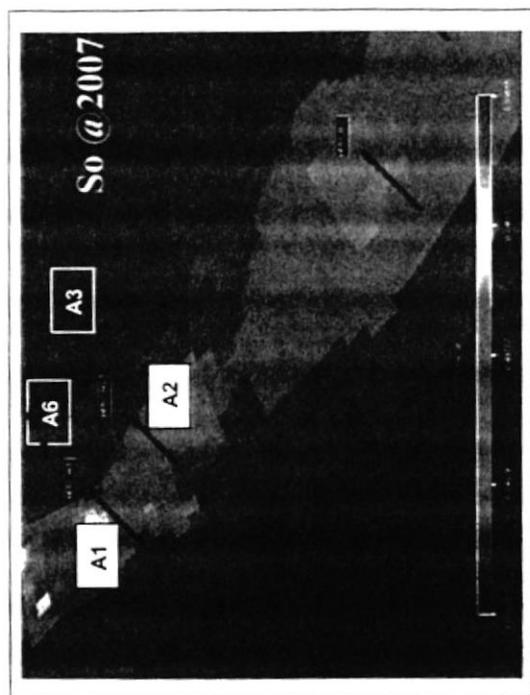
<sup>1</sup> Propiedad de Repsol Ypf. para poder ser usado pedir autorización

FIGURA 4.3  
MAPAS DE SATURACIÓN DE CAPAS 1, 5 Y 9<sup>2</sup>  
AÑO 2003



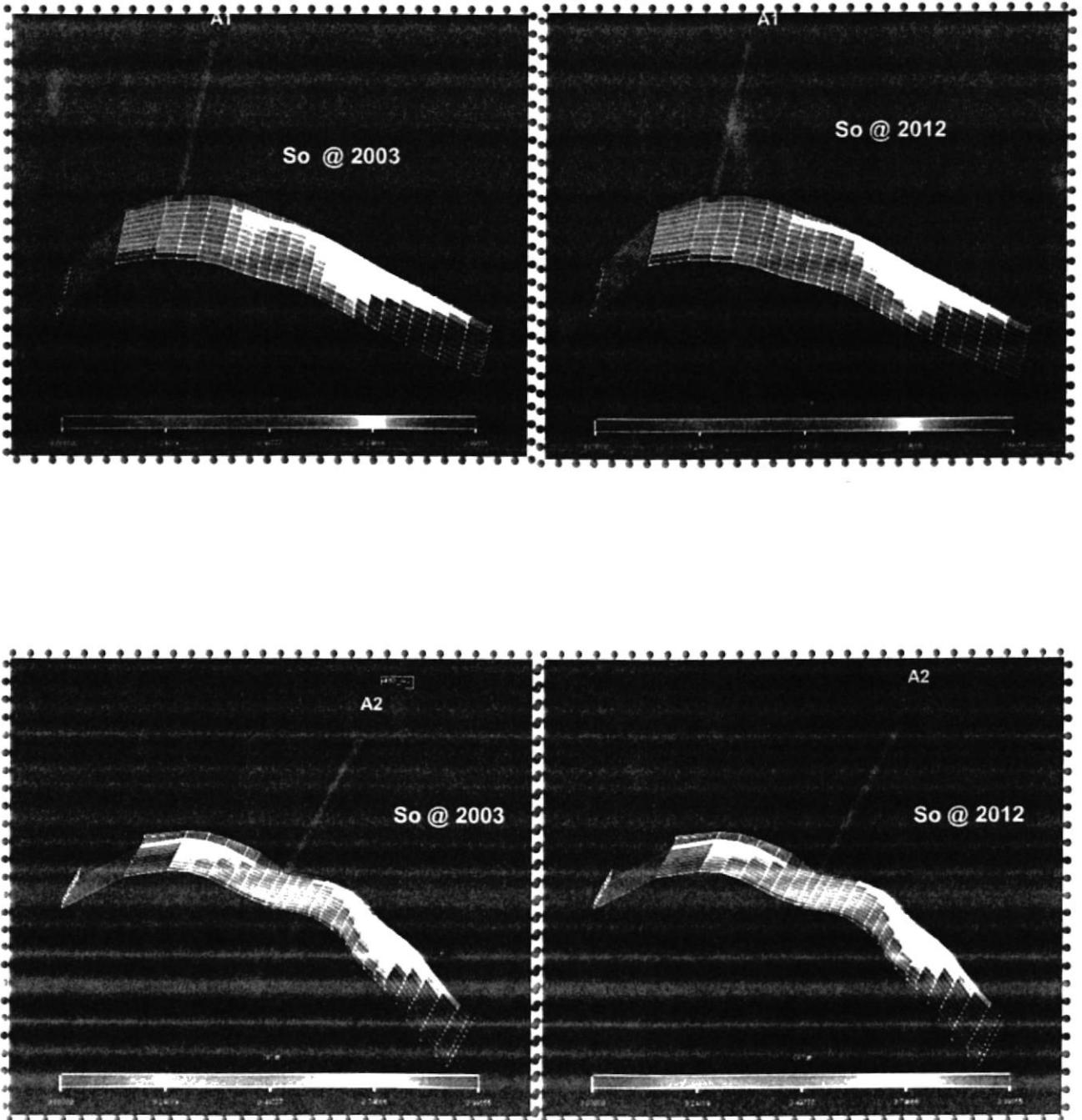
<sup>2</sup> Propiedad de Repsol Ypf, para ser usado pedir autorización

**FIGURA 4.4**  
**CORRIDA DE PREDICCIÓN DE SATURACIONES**  
**A DISTINTOS AÑOS**



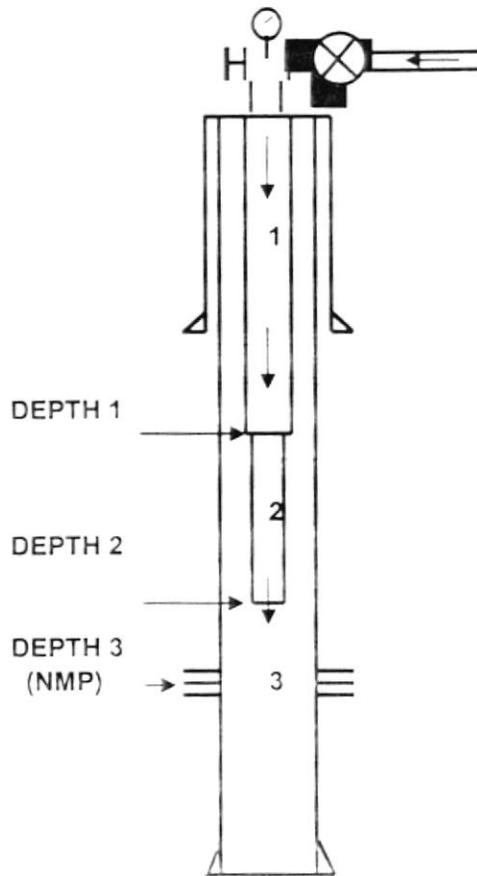
<sup>3</sup> Propiedad de Repsol Ypf, para ser usado pedir autorización

FIGURA 4.5  
CORTES TRANSVERSALES DE LA MALLA <sup>4</sup>  
DE SIMULACIÓN A DIFERENTES AÑOS

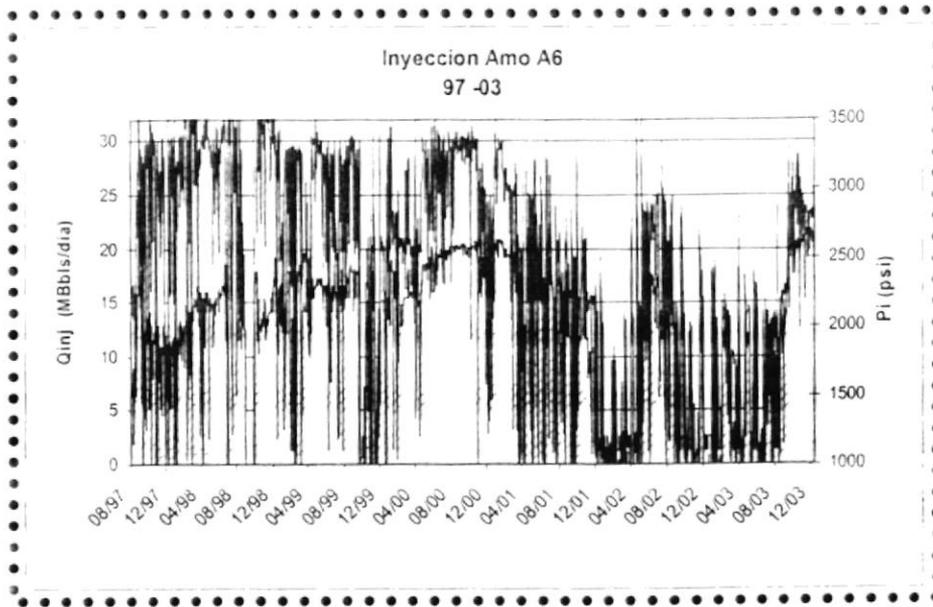


<sup>4</sup> Propiedad de Repsol Ypf. para ser usado pedir autorización

FIGURA 4.6  
SECCIONES DEL ENSAMBLAJE DE FONDO  
DE UN POZO REINYECTOR



**FIGURA 4.7**  
**COMPORTAMIENTO DE LA REINYECCIÓN**  
**EN EL POZO AMO A6**



**FIGURA 4.8**  
**VOLUMEN DE AGUA REINYECTADA**  
**ACUMULADA DEL POZO AMOA 6**

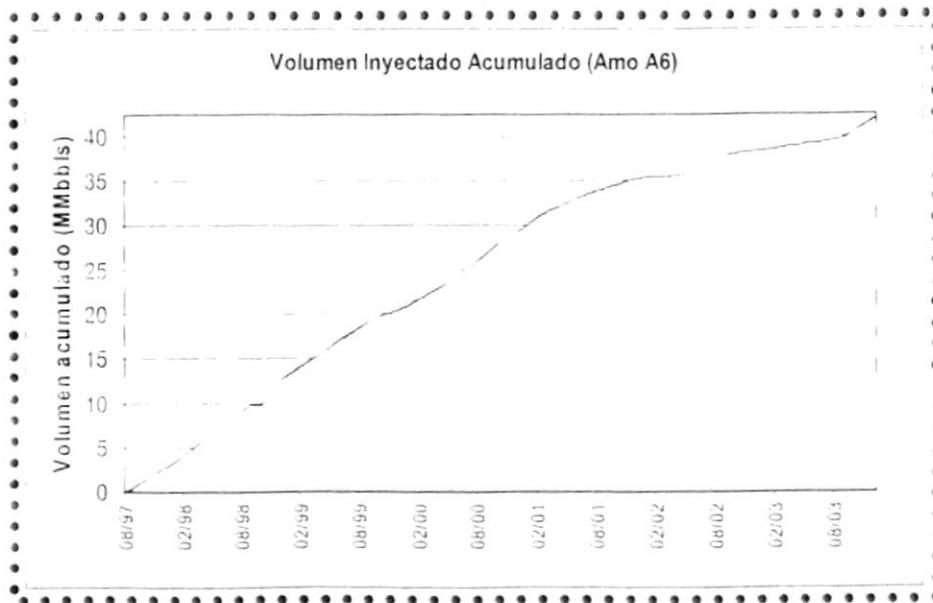


FIGURA 4.9  
INDICE DE INYECTIVIDAD, AMO A 6

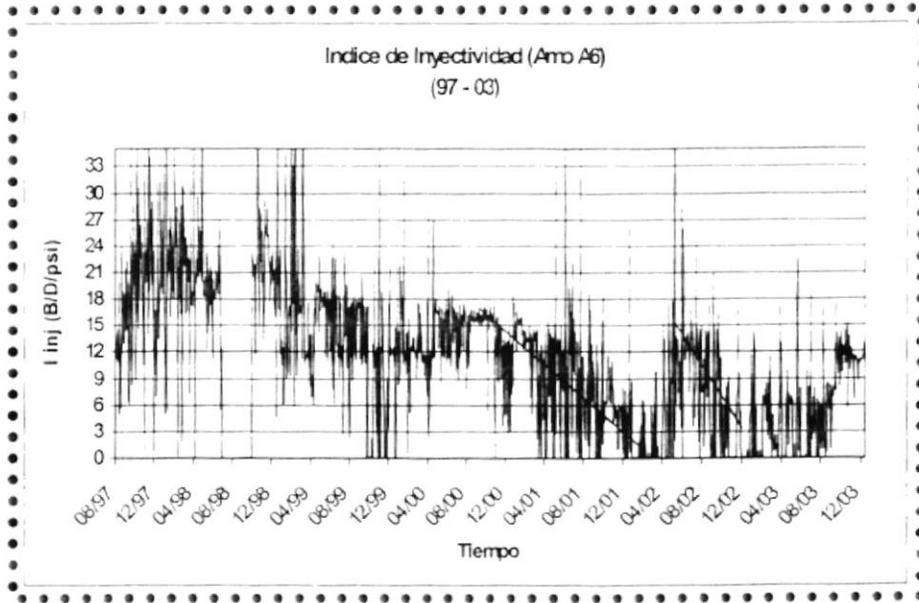
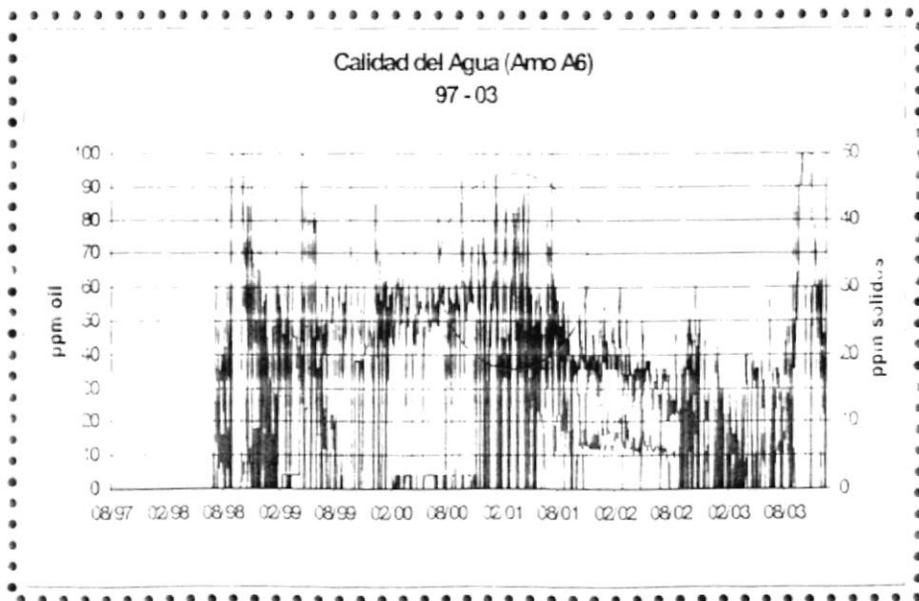
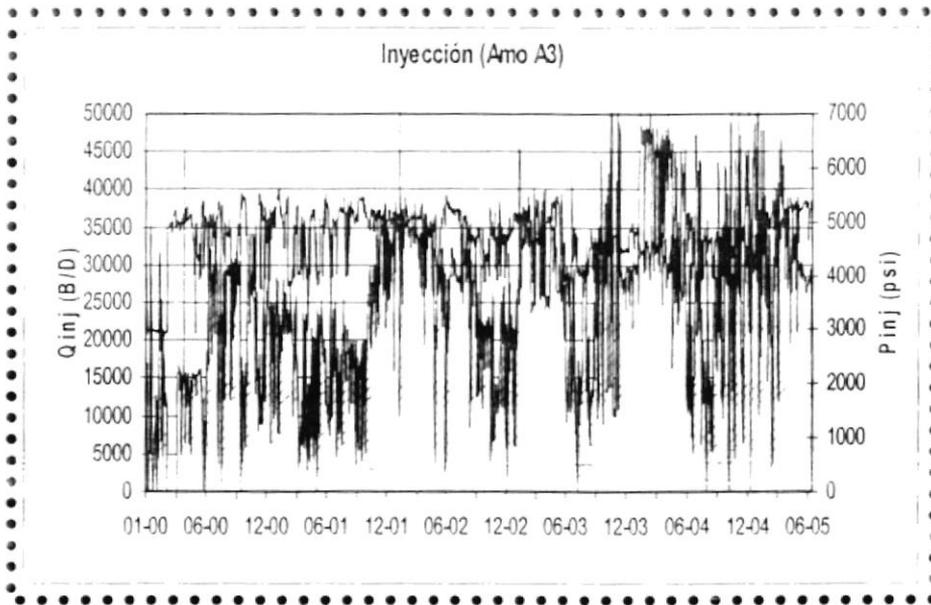


FIGURA 4.10  
CALIDAD DEL AGUA DE REINYECCIÓN, AMO A 6



**FIGURA 4.11**  
**COMPORTAMIENTO DE LA REINYECCIÓN**  
**EN EL POZO AMO A3**



**FIGURA 4.12**  
**VOLUMEN DE AGUA REINYECTADA**  
**ACUMULADA DEL POZO AMOA 3**

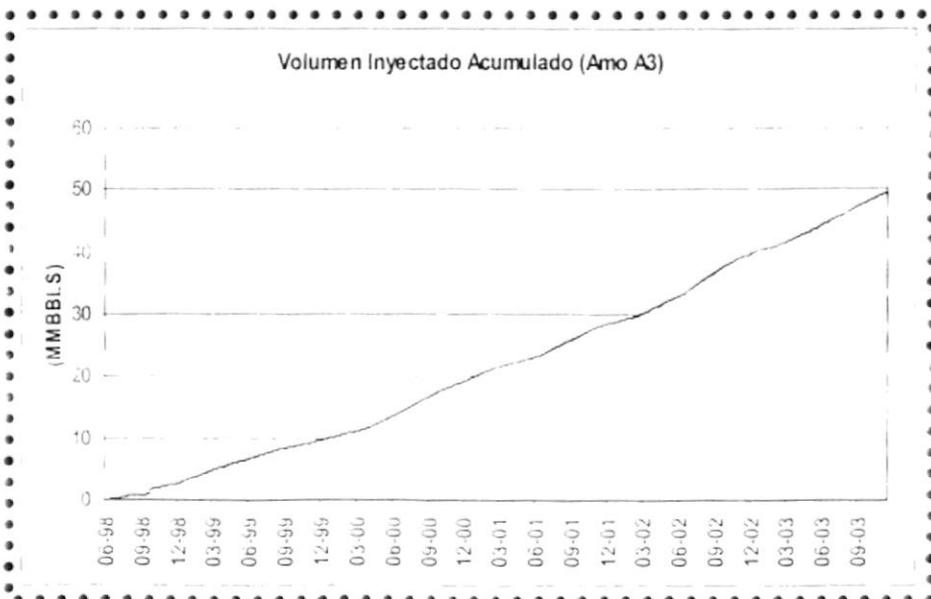


FIGURA 4.13  
INDICE DE INYECTIVIDAD, AMO A 3

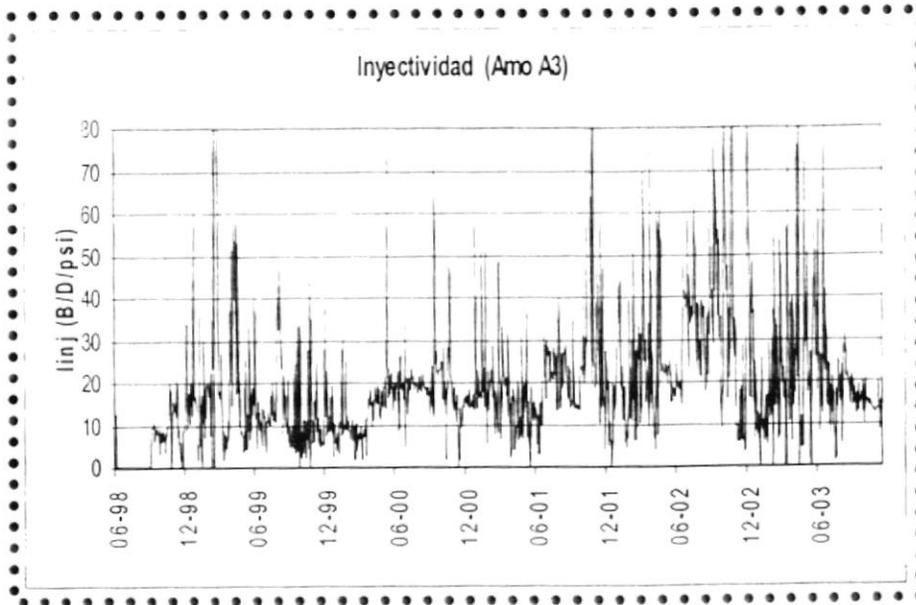


FIGURA 4.14  
CALIDAD DEL AGUA DE REINYECCIÓN, AMO A 3

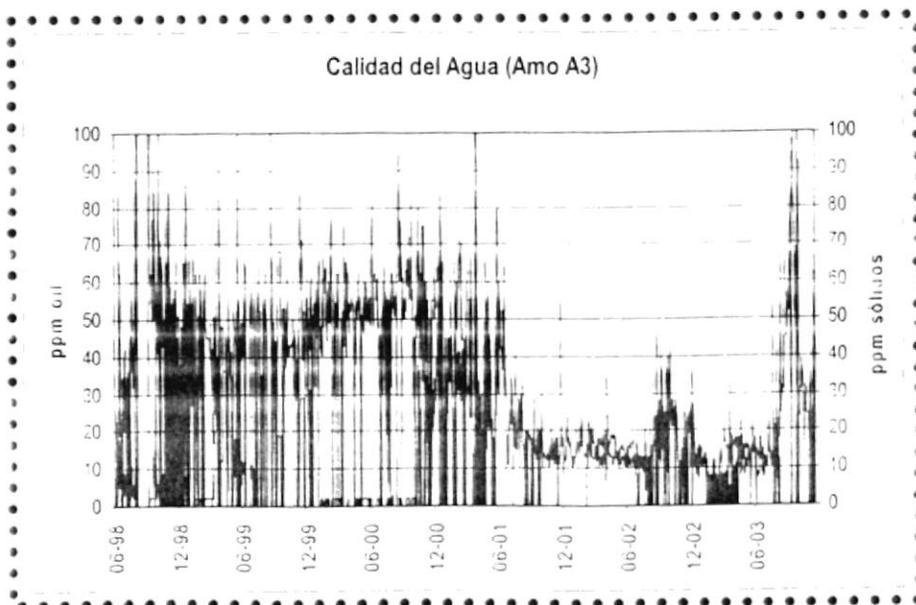


FIGURA 4.15  
 COMPORTAMIENTO DE LA REINYECCIÓN  
 EN EL POZO AMO A2

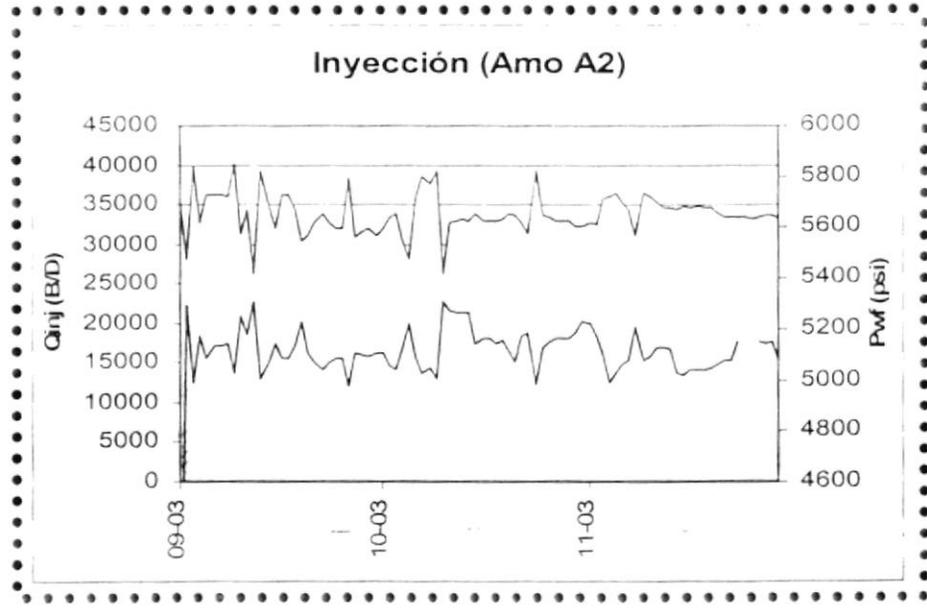


FIGURA 4.16  
 VOLUMEN DE AGUA REINYECTADA  
 ACUMULADA DEL POZO AMOA 2

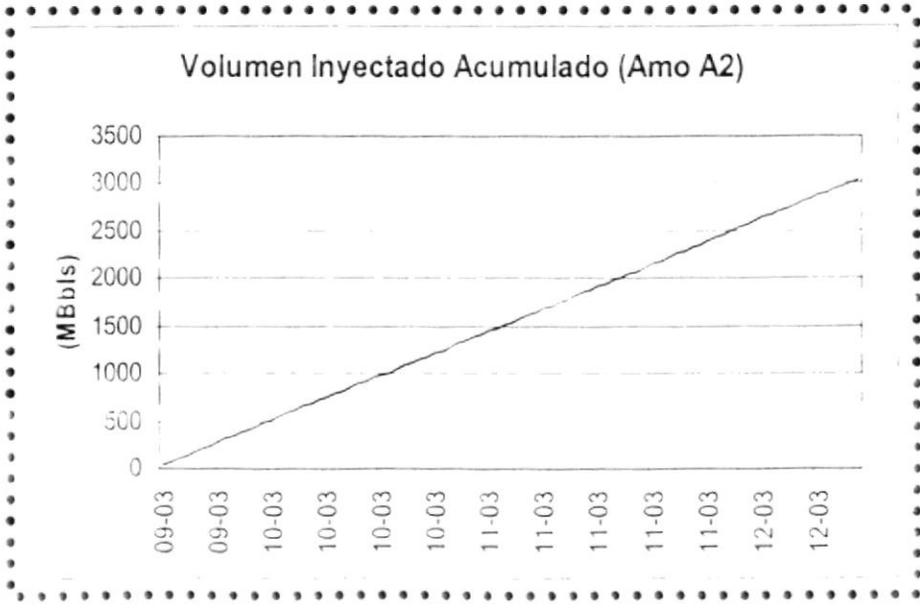


FIGURA 4.17  
INDICE DE INYECTIVIDAD, AMO A 2

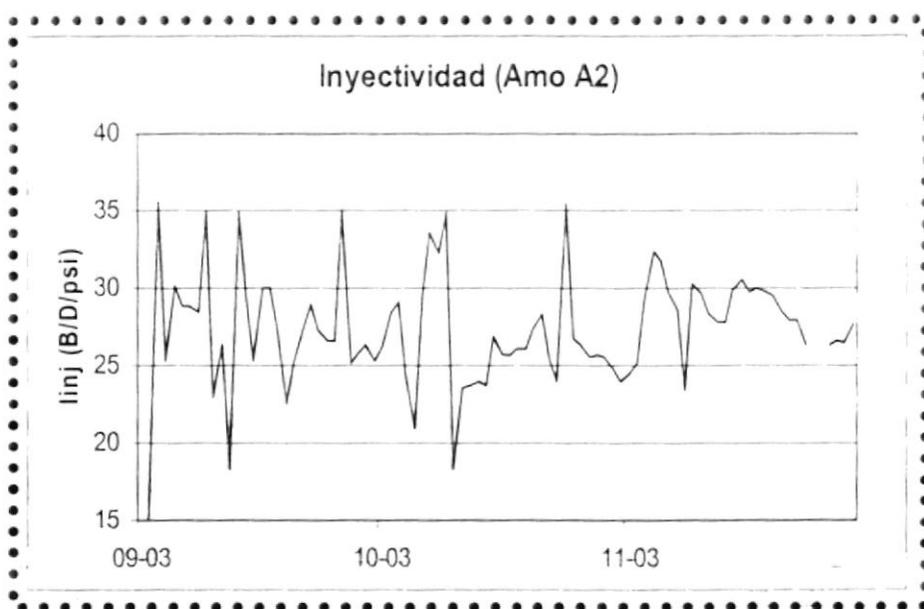


FIGURA 4.18  
CALIDAD DEL AGUA DE REINYECCIÓN, AMO A 2

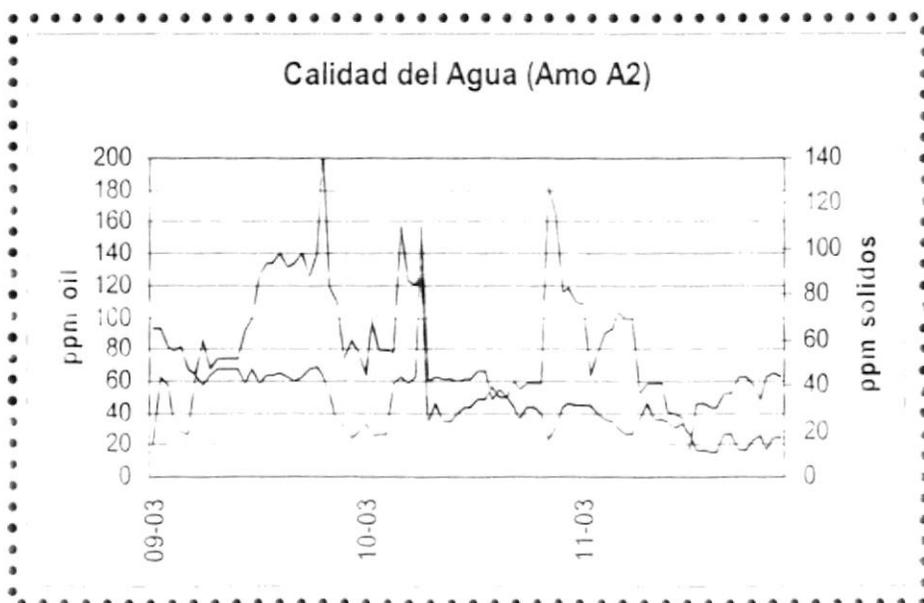


FIGURA 4.19  
 COMPORTAMIENTO DE LA REINYECCIÓN  
 EN EL POZO AMO A1

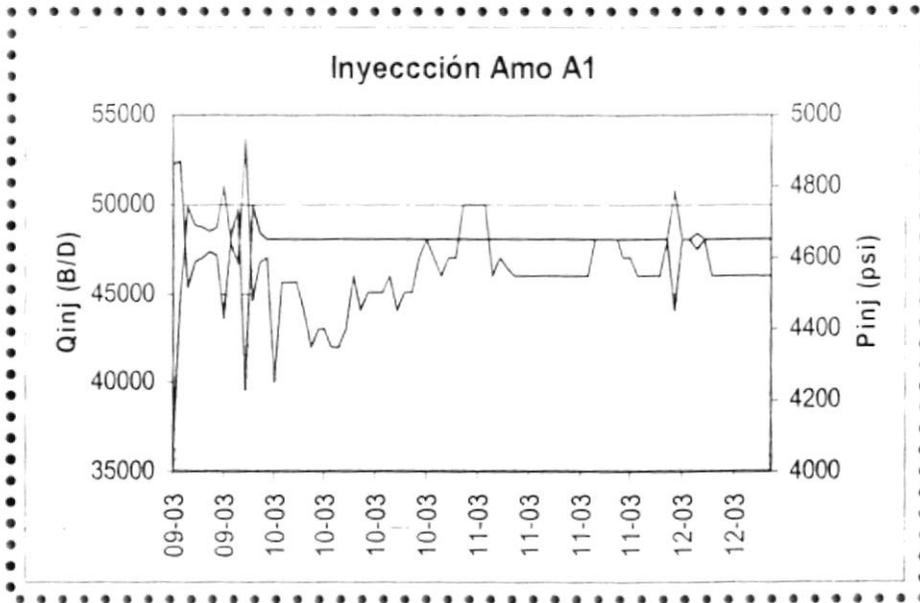


FIGURA 4.20  
 VOLUMEN DE AGUA REINYECTADA  
 ACUMULADA DEL POZO AMOA 1

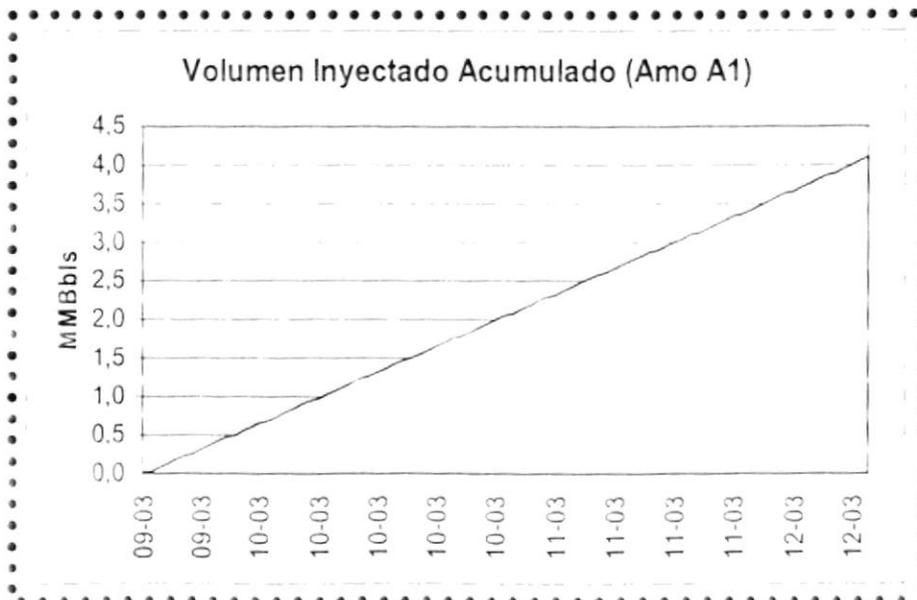


FIGURA 4.21  
INDICE DE INYECTIVIDAD, AMO A 1

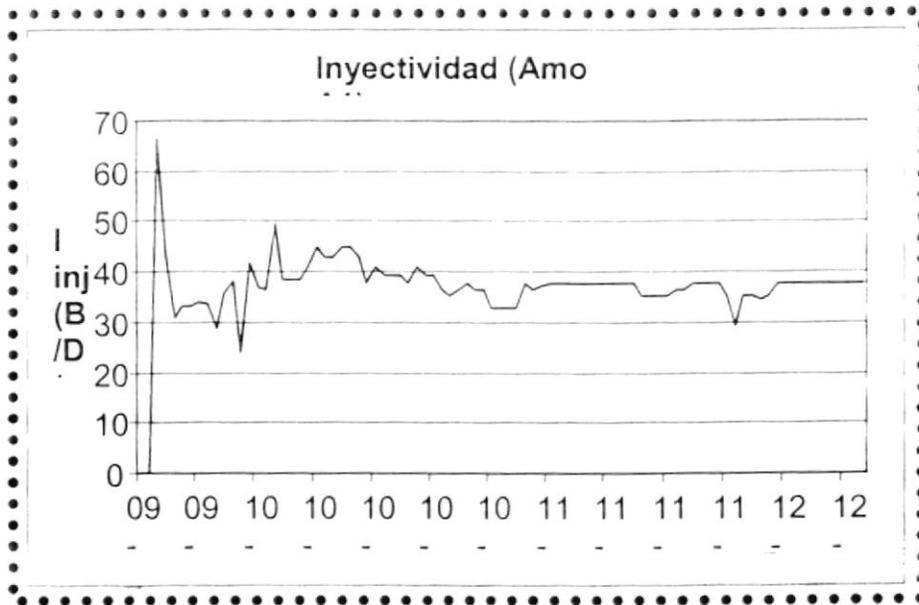
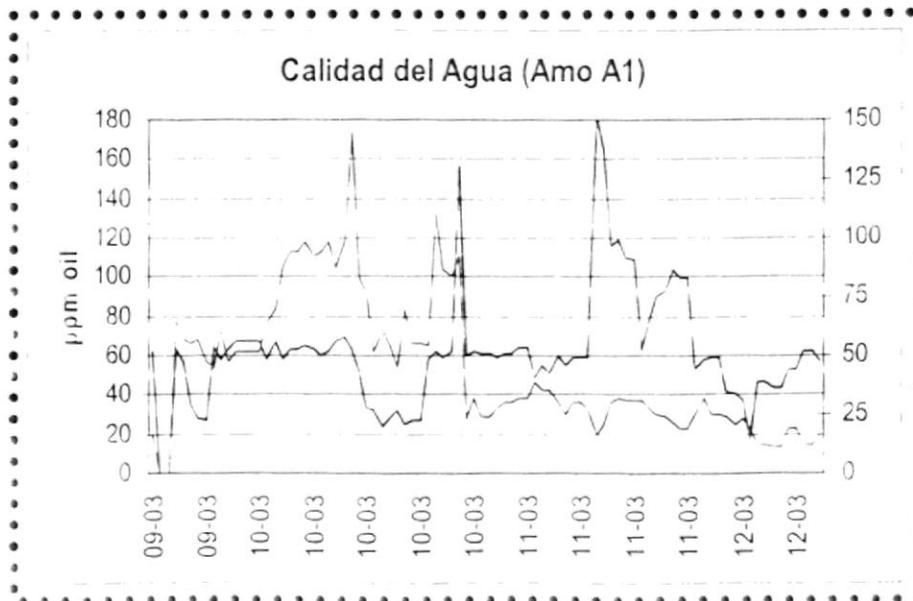


FIGURA 4.22  
CALIDAD DEL AGUA DE REINYECCIÓN, AMO A 1



## BIBLIOGRAFÍA

1. BARRAGAN PAUL, "Optimización del Proyecto de Inyección de Agua del Campo Shushufindi" (Tesis Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1996)
2. BECKER J. R. , Corrosion & Scale Handbook, Penn Well Publishing Company, 1998 Tulsa Oklahoma.
3. EARLOUGHER ROBERT, Advance in Well Test Analysis, Segunda Edición, Miller the Printer, 1977, Dallas – Texas
4. HAWE DANIEL. Direct Approach Through Hall Plot Evaluation Improves The Accuracy Of Formation Damage Calculations And Eliminates Pressure Fall-Off Testing, SPE Paper 5985
5. HORNE RONALD, Modern Well Test Analysis, Copyright Petroway Inc.

6. JONES LOYD W.. Corrosion and Water Technology, Tulsa University
7. LEVORSEN A.I. , Geología del Petróleo, Editorial de Buenos Aires, 1966
8. NÚÑEZ DEL ARCO EUGENIO, Geología Del Ecuador, Publicado por la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Junio del 2003, Guayaquil
9. PARIS DE FERRER MAGDALENA, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Segunda edición, Ediciones Astro Data S.A., Noviembre 2001, Caracas –Venezuela
10. PATTON CHARLES, Applied Water Technology, Campbell Petroleum Series, 1966, Dallas – Texas
11. REPSOL YPF –SCHLUMBERGER, Estudio de Manejo Integrado de Agua para los Campos Bogi, Capirón, Iro, Daimi y Amo
12. REPSOL YPF, Resumen General del Bloque 16, 2002

13. ROSE STEPHEN, BUCKWALTER JOHN AND WOODHALL. The Design Engineering Aspects of Waterflooding, SPE Monograph Series, 1989, Richardson – Texas
14. SMITH CHARLES ROBERT. Mechanics of Secondary Oil Recovery. Reinhold Publishing Corporation, July 1966 Department of Petroleum Engineering – The University of Wyoming
15. WILLHITE PAUL, Waterflooding, SPE Textbook series, Vol. 3