

T
628.13 v
MALO



Biblioteca Central



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA
DEL LITORAL**

FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“Optimización del Proyecto de Inyección
de Agua del Campo Sacha”**

TESIS DE GRADUACION
Previa la obtención del Título de:
INGENIERO DE PETROLEOS

Presentada por:
MARCELO MALDONADO G.

GUAYAQUIL- ECUADOR
1.996



Biblioteca Central

**“ La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas
expuestos en este Tópico de Graduación, me
corresponden exclusivamente; y , el patrimonio
intelectual del mismo, a la ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL”.**

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la
ESPOL).

**MARCELO MALDONADO GARCIA
AUTOR DE TESIS**



Biblioteca Central

AGRADECIMIENTO

Mi especial agradecimiento a Dios porque sin
El nada podría ser.

A mi padre Sr. Fausto Maldonado P., quien
creyó en mí y me brindó su apoyo en la vida
Universitaria y fuera de ésta; A todos mis
Profesores y en particular al Ing. Ricardo
Gallegos, Director de Tesis; A la Lcda. Mayra
Bermúdez por su colaboración en los análisis
de agua efectuados en la Refinería de
Esmeraldas; A los Ingenieros del Dpto. de
Corrosión, Dpto. de Ingeniería de petróleo, y
Supervisores de la Planta de Inyección de
Agua por haber participado activamente
durante el desarrollo y revisión de éste trabajo.



Biblioteca Central

DEDICATORIA

A mis padres y a mi abuelita Sra. Rosa Paredes, quienes creyeron en mi y me brindaron su apoyo en todo momento, a mi esposa y en especial a mi hija Mayra Ganneva.



Resumen

Biblioteca Central

Dado la necesidad imperiosa de incrementar las reservas recuperables en los yacimientos petrolíferos del Oriente Ecuatoriano y en particular del campo Sacha se inicio el proyecto de recuperación mejorada en el mes de Noviembre de 1986 , pero debido a un sin número de problemas encontrados en el desarrollo del proyecto se trata de optimizar la inyección de agua en este campo; Razón por la cual éste trabajo tiende a contribuir con la solución de dicho problema. Para la realización de éste trabajo se procedió a recopilar toda la información técnica disponible en Petroecuador , a depurarla con la finalidad de utilizarla en la optimización del estudio en mención. Se utilizaron todos los cálculos de diseño de un sistema de inyección de agua obteniendo resultados muy positivos que están resumidos en el desarrollo del presente trabajo.

Cuando se agota la energía propia de los yacimientos petrolíferos, se disminuye consecuentemente la producción de los hidrocarburos hasta ser incosteable o poco atractiva. Bajo esta circunstancia, es necesario inyectar al yacimiento un fluido tal como agua, a fin de proporcionarle energía adicional al yacimiento aumentando la producción y la recuperación final de hidrocarburo.

Como consecuencia de ésta inyección de agua se producen varios tipos de corrosión en la planta de tratamiento, esto ocasiona muchos inconvenientes de carácter técnicos que afectan no solo a los sistemas de la planta de tratamiento sino también a los pozos inyectoros, sumándose también un sin número de problemas presentes en el sistema.

El tratamiento ideal del agua de la planta de inyección, los volúmenes adecuados a inyectarse y los análisis de presiones servirán para dar recomendaciones que sin ser la última palabra pueden servir para atacar los problemas de pérdidas de presión, pérdidas de producción y la corrosión que lamentablemente sufre el campo Sacha en los actuales momentos.



Biblioteca Central

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
INDICE GENERAL.....	II
INDICE DE GRAFICOS.....	III
INDICE DE TABLAS.....	IV
I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Generalidades.....	1
1.2. Objetivos.....	2
1.3. Completación actual de los inyectores.....	3
1.4. Volúmenes actuales de inyección.....	3
II. REVISION DE LITERATURA.....	6
2.1. Introducción.....	6
2.2. Producción.....	9
2.3. Geología.....	11
2.4. Estratigrafía general.....	13
2.5. Campo Sacha.....	14
2.5.1. Generalidades.....	14
2.5.2. Estratigrafía local.....	16

2.5.2.1. Formación Hollín inferior.....	16
2.5.2.2. Formación Hollín principal.....	16
2.5.2.3. Formación Hollín superior.....	17
2.5.2.4. La zona de arena T.....	17
2.5.2.5. La zona de arena U.....	18
2.6. Estructura local.....	19
2.7. Yacimientos productores de Sacha.....	21
2.7.1. Formación Hollín Cretácico.....	21
2.7.2. Arena Napo T.....	23
2.7.3. Arena Napo U.....	23
2.7.4. Arena Basal Tena.....	24
2.8. Sumario.....	24
III. ANÁLISIS DE PRESIONES.....	25
3.1. Introducción.....	25
3.2. Pruebas “Fall off” en yacimientos con razón de movilidad unitaria.....	27
3.2.1. Radio barrido.....	29
3.2.2. Presión promedio del yacimiento.....	31
3.2.3. Procedimiento para la corrida de un Fall off test.....	31
3.3. Determinación del daño de formación.....	32
3.4. Permeabilidad.....	33
3.5. Análisis de las pruebas de restauración de presión (Build-Up).....	34
3.5.1. Análisis de las cartas de restauración de presión.....	34
3.5.1.1. Método convencional.....	34
3.5.1.2. Método de curva tipo y derivada.....	35
3.5.1.3. Método de Horner.....	35

3.5.1.4. Método de Miller, Dyes y Hutchinson.....	36
3.5.2. Calidad de los datos.....	36
3.5.3. Análisis de Build-up corridos en el campo Sacha.....	37
IV. ANÁLISIS DE INYECTIVIDADES.....	38
4.1. Análisis.....	38
4.2. Factores a considerar en la inyectividad.....	39
4.3. Optimización de la inyección de agua del campo Sacha.....	40
V. ANÁLISIS DE AGUAS.....	44
5.1. Parámetros de control y tratamiento del agua a inyectarse.....	45
5.1.1. Desbaste.....	46
5.1.2. Desarenado.....	46
5.1.3. Clarificación.....	47
5.1.4. Filtración.....	48
5.1.5. Desaeración.....	48
5.1.5.1. Remoción química.....	49
5.1.6. Tratamiento bacteriológico.....	50
5.1.7. Tratamiento anticorrosivo.....	52
5.2. Procedimiento de laboratorio.....	53
5.2.1. Alcalinidad.....	53
5.2.1.1. Introducción.....	53
5.2.1.2. Principio del método.....	53
5.2.1.3. Procedimiento.....	54
5.2.1.4. Cálculos.....	54

5.2.1.5. Reactivos de alcalinidad.....	55
5.2.2. Conductividad.....	57
5.2.2.1. Equipo utilizado.....	57
5.2.2.2. Introducción.....	57
5.2.2.3. Medidor Kach modelo 16300.....	58
5.2.2.4. Operación.....	58
5.2.2.4.1. Chequeo de la batería.....	58
5.2.2.4.2. Medida de conductividad.....	58
5.2.2.4.3. Medidas de muestras diluidas.....	59
5.2.2.5. Ecuación basada en 100 ml. de volumen final.....	59
5.2.2.6. Aplicación de formula.....	60
5.2.3. Determinación de durezas.....	60
5.2.3.1. Introducción.....	60
5.2.3.2. Principio del método.....	61
5.2.3.3. Procedimiento.....	61
5.2.3.3.1. Dureza total.....	61
5.2.3.3.2. Dureza cálcica.....	62
5.2.3.3.3. Dureza magnésica.....	62
5.2.3.4. Reactivos para dureza.....	62
5.2.3.5. Solución Buffer para dureza total.....	63
5.2.3.5.1. Método #1.....	73
5.2.3.5.2. Método #2.....	74
5.2.4. Hierro.....	66
5.2.4.1. Introducción.....	66
5.2.4.2. Principio del método.....	67
5.2.4.3. Procedimiento.....	67

5.2.4.4. Reactivos.....	68
5.2.4.4.1. Solución de hidroxilamina.....	68
5.2.4.4.2. Solución Buffer de acetato de amonio.....	68
5.2.4.4.3. Solución de Fenantrolina.....	68
5.2.4.4.4. Solución Stock de hierro.....	69
5.2.4.4.5. Solución estándar de hierro.....	69
5.2.5. Potencial hidrógeno.....	70
5.2.5.1. Introducción.....	70
5.2.5.2. Principio del método.....	70
5.2.5.3. Recomendaciones previa al determinar Ph.....	71
5.2.5.4. Tablas para preparar soluciones Buffer.....	72
5.2.5.5. Preparación de soluciones Buffer.....	74
5.2.5.5.1. Reactivos.....	74
5.2.5.5.2. Solución Buffer Ph-4.....	74
5.2.5.5.3. Solución Buffer Ph-7.....	74
5.2.5.5.4. Solución Buffer Ph-10.....	75
5.2.6. Sólidos en suspensión.....	75
5.2.6.1. Método #1.....	76
5.2.6.2. Método #2.....	76
5.2.6.2.1. Método Millipore.....	76
5.2.6.2.2. Procedimiento.....	76
5.2.6.2.3. Sólidos totales.....	77
5.2.6.3. Método #3.....	78
5.2.6.3.1. Cálculos.....	78
5.2.6.3.2. Cálculos.....	78
5.2.6.4. Sólidos suspendidos.....	79

5.2.7. Sulfatos.....	80
5.2.7.1. Introducción.....	80
5.2.7.2. Principio del método.....	81
5.2.7.3. Procedimiento.....	81
5.2.7.4. Reactivos.....	82
5.2.8. Turbidez.....	83
5.2.8.1. Introducción.....	83
5.2.8.2. Principio.....	83
5.2.8.3. Equipo utilizado.....	83
5.2.8.4. Preparación estándar de Formazin.....	84
5.2.8.5. Estandarización.....	86
5.2.8.6. Almacenamiento.....	86
5.2.9. Contenido de oxígeno disuelto.....	86
5.2.10. Control de bacterias.....	87
5.2.11. Sistema de conteo de bacterias aerobias totales.....	88
5.2.12. Sistema de conteo de bacterias anaerobios.....	89
5.2.13. Determinación del color.....	90
5.2.14. Contenido de hierro.....	91
5.3. Control de la planta por monitoreo seccional.....	92
VI. ACTUALIZACION DE MAPAS.....	93
6.1. Mapas de salinidades.....	94
6.2. Mapas de “BSW”	95
6.3. Mapas isobáricos.....	96
6.4. Cortes estructurales.....	97

VII. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECCTO.....	98
7.1. Introducción.....	98
7.2. Conversión de pozo productor a inyector.....	99
7.3. Evaluación económica.....	100
7.3.1. Introducción.....	100
7.3.2. Sistema de estimación de costos.....	100
7.3.2.1. Capital de inversión.....	101
7.3.2.2. Costos de operación.....	112
7.4. Análisis económico de la reinyección de agua.....	115
7.4.1. Generalidades.....	115
7.4.1.1. Introducción.....	115
7.4.1.2. Objetivo del proyecto de reinyección.....	115
7.4.1.3. Justificación.....	115
7.4.1.4. Características del agua de formación.....	116
7.4.1.5. Selección de tuberías y equipos.....	116
7.4.1.6. Origen de los problemas por el agua.....	116
7.4.1.7. Agua de formación en los campos.....	119
7.4.1.8. Ejecución económica.....	119
7.4.1.9. Resultados al ejecutar los proyectos.....	119
7.4.2. Costos del proyecto de reinyección en Sacha.....	120
7.4.2.1. Sacha Central.....	120
7.4.2.2. Sacha Norte 1.....	121
7.4.2.3. Sacha Norte 2.....	122
7.4.2.4. Sacha Sur.....	123

VIII. CORROSIÓN.....	125
8.1. Introducción.....	125
8.2. Objetivo.....	126
8.3. Tipos de corrosión.....	126
8.3.1. Electrólisis.....	127
8.3.2. Corrosión galvánica.....	127
8.3.2.1. Factores que influyen en la corrosión galvánica....	129
8.3.2.2. Precauciones.....	129
8.3.3. Corrosión por celda de concentración.....	129
8.3.4. Corrosión bacteriana.....	130
8.4. Formas de corrosión.....	131
8.4.1. Corrosión uniforme o generalizada.....	131
8.4.2. Corrosión localizada.....	131
8.4.2.1. Microscópica.....	131
8.4.2.1.1. Galvánica.....	132
8.4.2.1.2. Erosión.....	132
8.4.2.1.3. Crevice.....	132
8.4.2.1.4. Pitting.....	133
8.4.2.1.5. Exfoliación.....	133
8.4.2.1.6. Ataque selectivo.....	134
8.4.2.2. Microscópica.....	134
8.4.2.2.1. Ataque intergranular.....	134
8.4.2.2.2. Corrosión por hidrógeno.....	135
8.4.2.2.3. Corrosión por estrés.....	135
8.4.2.2.4. Corrosión por fatiga.....	135

8.4.2.2.5. Corrosión microbológica.....	136
8.5. Control de corrosión.....	136
8.5.1. Selección de materiales.....	138
8.5.2. Recubrimiento.....	139
8.5.3. Juntas aisladoras y aislamientos.....	139
8.5.4. Protección catódica.....	140
8.5.5. Inhibidor.....	140
8.6. La serie electromotriz.....	141
8.7. Velocidad de corrosión.....	145
8.8. Factores que influyen en el proceso de corrosión.....	145
8.8.1. La naturaleza de los metales.....	145
8.8.2. La composición del metal.....	146
8.8.3. La composición del agua.....	146
8.8.4. Ph del agua.....	146
8.8.5. Temperatura del agua.....	146
8.8.6. Presión el sistema.....	147
8.8.7. Velocidad del agua.....	147
8.9. Monitoreo de la corrosión.....	148
8.9.1. Objetivo.....	148
8.10. Métodos de monitoreo.....	150
8.10.1. Cupones de corrosión.....	150
8.10.1.1. Interpretación de los cupones.....	152
8.10.2. Probetas de resistencia eléctrica.....	152
8.10.3. Probetas galvánicas.....	152
8.10.4. Probetas de hidrógeno.....	153
8.10.5. Medición de espesores.....	153

8.10.6. La hoja Beta.....	154
8.10.7. Análisis de agua.....	154
8.11. Consideraciones importantes.....	156
8.11.1. Reporte #1.....	156
8.11.2. Reporte #2.....	157

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

APENDICES

BIBLIOGRAFIA

CAPITULO # 1

INTRODUCCIÓN

1.1. GENERALIDADES

Cuando se agota la energía propia de los yacimientos petrolíferos, se disminuye consecutivamente la producción de los hidrocarburos hasta ser incosteable o poco atractiva. Bajo estas circunstancias, es necesario inyectar al yacimiento un fluido tal como: agua, gas natural entre otros, a fin de proporcionarle energía adicional al yacimiento aumentando la producción y la recuperación final de hidrocarburos. A esta forma de explotar los yacimientos, proporcionándoles energía después de agotarse la propia, se le llama Recuperación Secundaria.

El Instituto Americano del Petróleo, API, definió la recuperación secundaria como la actividad encaminada a la obtención de hidrocarburos a través de dos o más pozos, con la característica de que se agrega energía a la propia del yacimiento mediante la inyección de fluidos, que pueden ser líquidos o gaseosos y poseer o no un alto nivel de temperatura.

Uno de los procesos mejor conocidos y más usados en la recuperación secundaria de petróleo, es la inyección de agua. Se utiliza para suministrar al yacimiento, la energía requerida para barrer los hidrocarburos remanentes, aumentando la saturación de agua y disminuyendo la saturación de aceite. El agua es el fluido más utilizado debido a su fácil disponibilidad y al bajo costo de su tratamiento, aunque no proporciona la máxima recuperación de hidrocarburo. El tratamiento es básicamente para evitar daños, tanto a la formación productora, como al sistema de inyección.

1.2. OBJETIVOS.

En la planta de tratamiento e inyección de agua se producen varios tipos de corrosión que están ocasionando muchos inconveniente, los mismos que tienen como resultado la disminución de la vida útil del sistema en si; Es el objetivo de ésta tesis dar soluciones a estos problemas al igual que recomendaciones sobre los volúmenes de inyección tanto por pozos como por arenas, el tratamiento a seguir para tener un agua óptima para la inyección, que no vaya a causar un taponamiento por precipitados entre el agua de inyección y la de la formación.

Analizar la posibilidad de incrementar los pozos inyectoros, hacer mapas de salinidades y de BSW que nos den una idea de las características del yacimiento.

Se presentará un estudio y evaluaciones realizadas al campo Sacha para luego puntualizar una serie de recomendaciones y sugerencias prácticas de campo, con la finalidad de resolver parcialmente la declinación de la presión y producción en la formación Napo , arenas U y T, las mismas que podrían ser tomadas en cuenta por las autoridades correspondientes para atacar los problemas antes mencionados que lamentablemente sufre éste campo.

Esta tesis se realizó con la finalidad de aplicar conocimientos teóricos con la de análisis de datos , para poder dar una idea de lo que sucede en uno de los campos más importantes que tiene el Ecuador; Sin ser ésta la última palabra en el tema sino más bien la guía que permita dar una imagen de la aplicación de la recuperación secundaria en el oriente y las alternativas que se puedan dar posteriormente.

1.3 COMPLETACIÓN ACTUAL DE LOS INYECTORES.

Cabe indicar que no se pudo encontrar la completación del inyector # 2 , los demás se encuentran en el Apéndice A. En la completación del inyector # 4 no ésta la última modificación que se hizo en 1994.

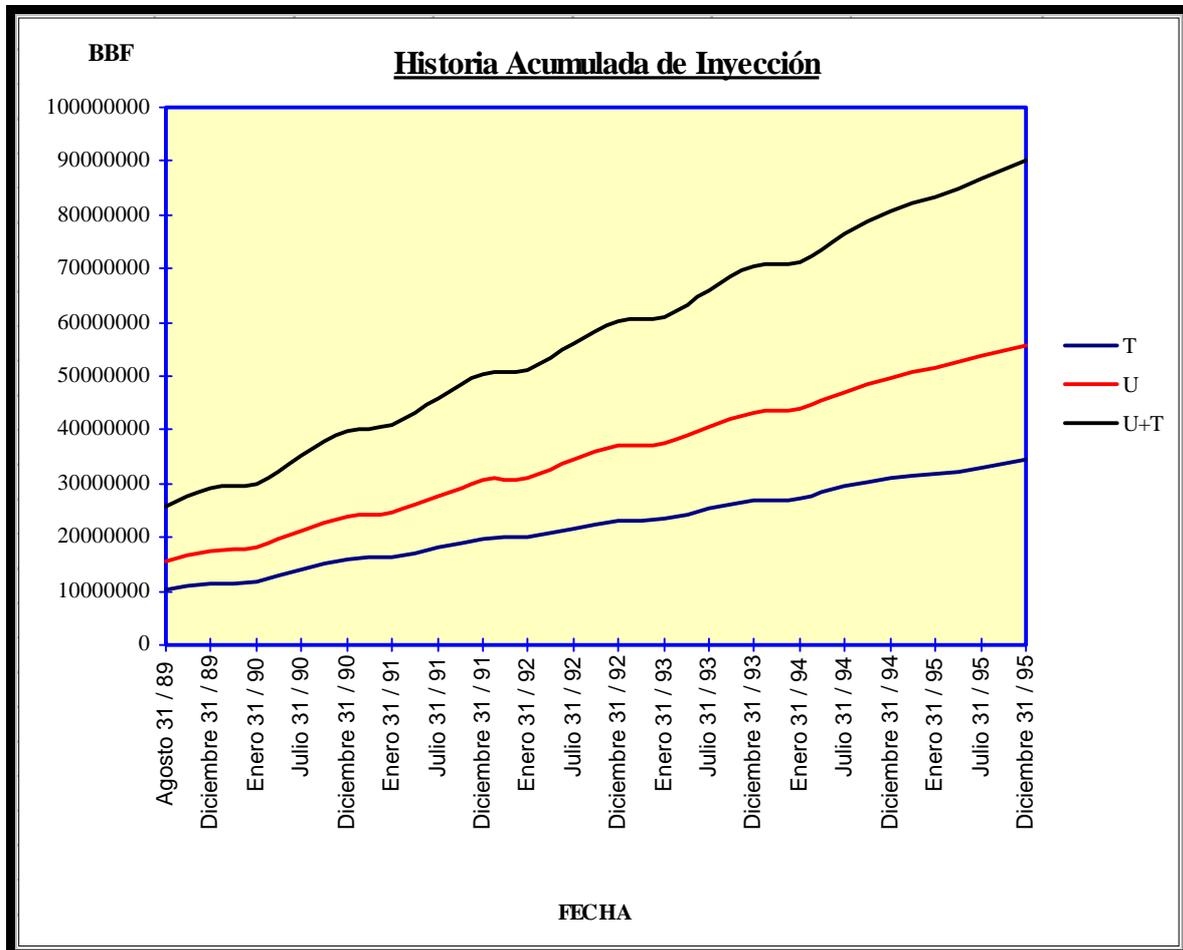
1.4 VOLÚMENES ACTUALES DE INYECCIÓN

El desarrollo de la inyección de agua en el campo Sacha se considera en dos etapas:

- 1) La primera es a partir de 11 de Junio de 1.986 en el que se inició el proyecto de recuperación secundaria en el campo Sacha que consistía en inyectar agua dulce (de río) a las formaciones productivas de la Napo como son la arena U y la T a cargo en ese entonces por el consorcio CEPE - TEXACO . La tasa permisible de producción para ésta formación se incrementa de 18.000 a 23.900 bppd.
- 2) La segunda etapa es a partir de Noviembre 10 de 1.992 fecha en que se comenzó a aplicar la inyección conjunta de agua de río con agua de formación , ésto se lo planificó como una medida en la en la protección de la flora y fauna del Oriente Ecuatoriano, siguiendo con una tendencia a nivel mundial de la preservación.

HISTORIA DE INYECCION ACUMULADA			
FECHA	ARENA T	ARENA U	T + U
Agosto 31 / 89	10158451	15487509	25645960
Diciembre 31 / 89	11511592	17548571	29060163
Enero 31 / 90	11883639	18107176	29990815
Julio 31 / 90	14013510	21317230	35330740
Diciembre 31 / 90	15800714	24036987	39837701
Enero 31 / 91	16172278	24595163	40767441
Julio 31 / 91	18200988	27771303	45972291
Diciembre 31 / 91	19653367	30536662	50190029
Enero 31 / 92	19951066	31096763	51047829
Julio 31 / 92	21671585	34339170	56010755
Diciembre 31 / 92	23125568	37075075	60200643
Enero 31 / 93	23423341	37632866	61056207
Julio 31 / 93	25195249	40613154	65808403
Diciembre 31 / 93	27006394	43339023	70345417
Enero 31 / 94	27331686	43873646	71205332
Julio 31 / 94	29422789	47072100	76494889
Diciembre 31 / 94	31114019	49721004	80835023
Enero 31 / 95	31823474	51488252	83311726
Julio 31 / 95	33100568	53670214	86770782
Diciembre 31 / 95	34377663	55852177	90229840

Este cuadro muestra el comportamiento de la inyección acumulada a partir de Agosto 31 de 1.989 a Diciembre 31 de 1.995 tomando en cuenta los datos que se encuentran en la tabla de “HISTORIA ACUMULADA DE INYECCIÓN”.



En el gráfico se tomó como primer dato a el mes de Agosto 30 de 1.989 y no la de inicio de la inyección (Junio de 1.986) por no disponerse de información en el campo. Cabe anotar que en el gráfico se indica con una línea roja la fecha Diciembre de 1.992 momento en que estaba en pleno la inyección conjunta de agua de formación con agua de río (la Inyección conjunta inicio en Noviembre de 1.992).

CAPITULO # 2

REVISIÓN DE LITERATURA

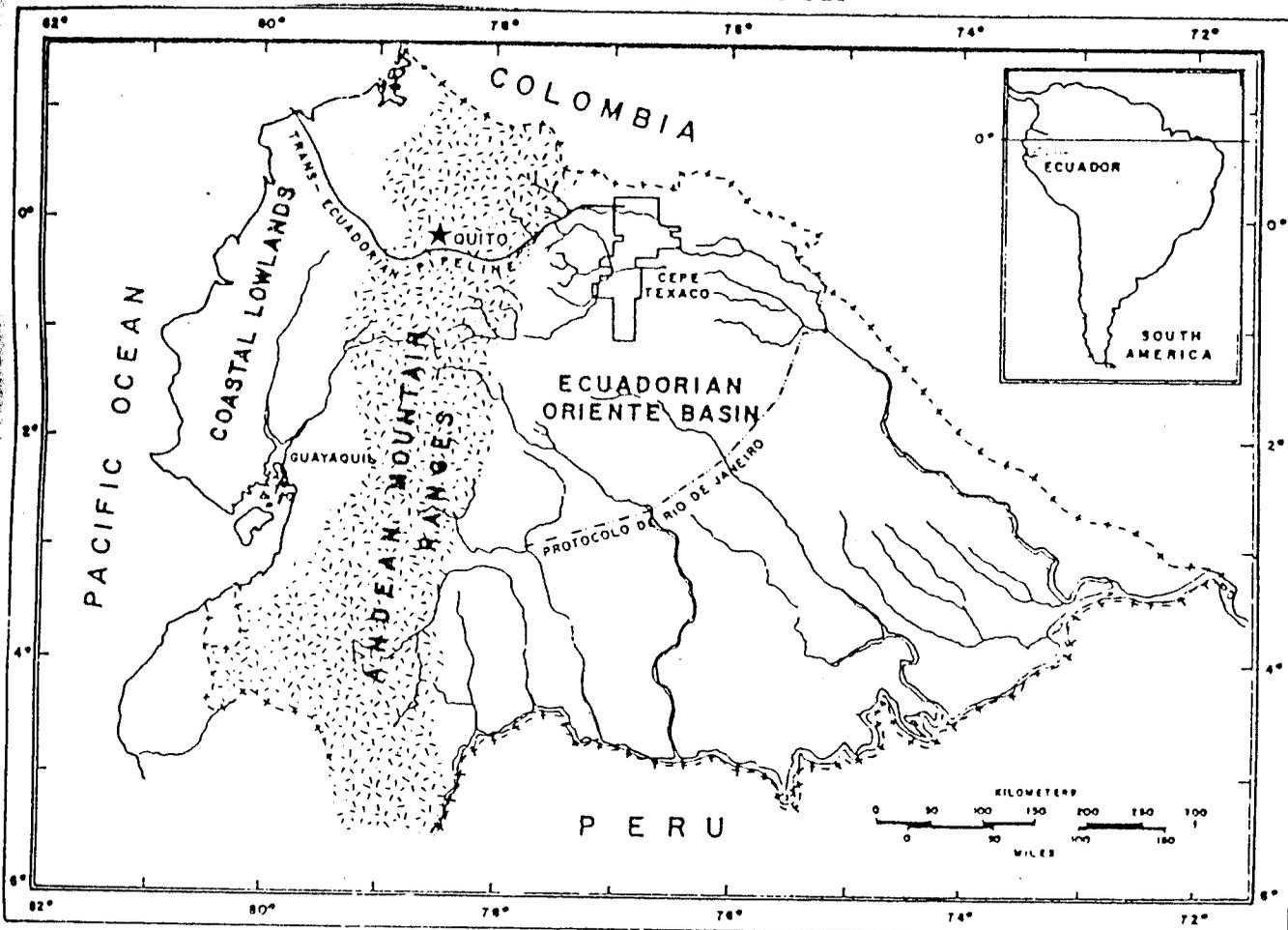
2.1 INTRODUCCIÓN

El país Ecuador está limitado al norte por Colombia, al sur y este por Perú . También se encuentra dividido en 3 regiones de diferente geografía:

- ☉ Costa oeste (tierras bajas).
- ☉ Las altas montañas andinas que recorren completamente el país por el centro.
- ☉ Las bajas regiones orientales (fig. 2.1). Esta área lateral, que es selva cubierta, y lluviosa está irrigada por bastantes afluentes del río Amazonas, es ésta la que contiene casi todas las reservas de petróleo del Ecuador.

FIGURA 2.1

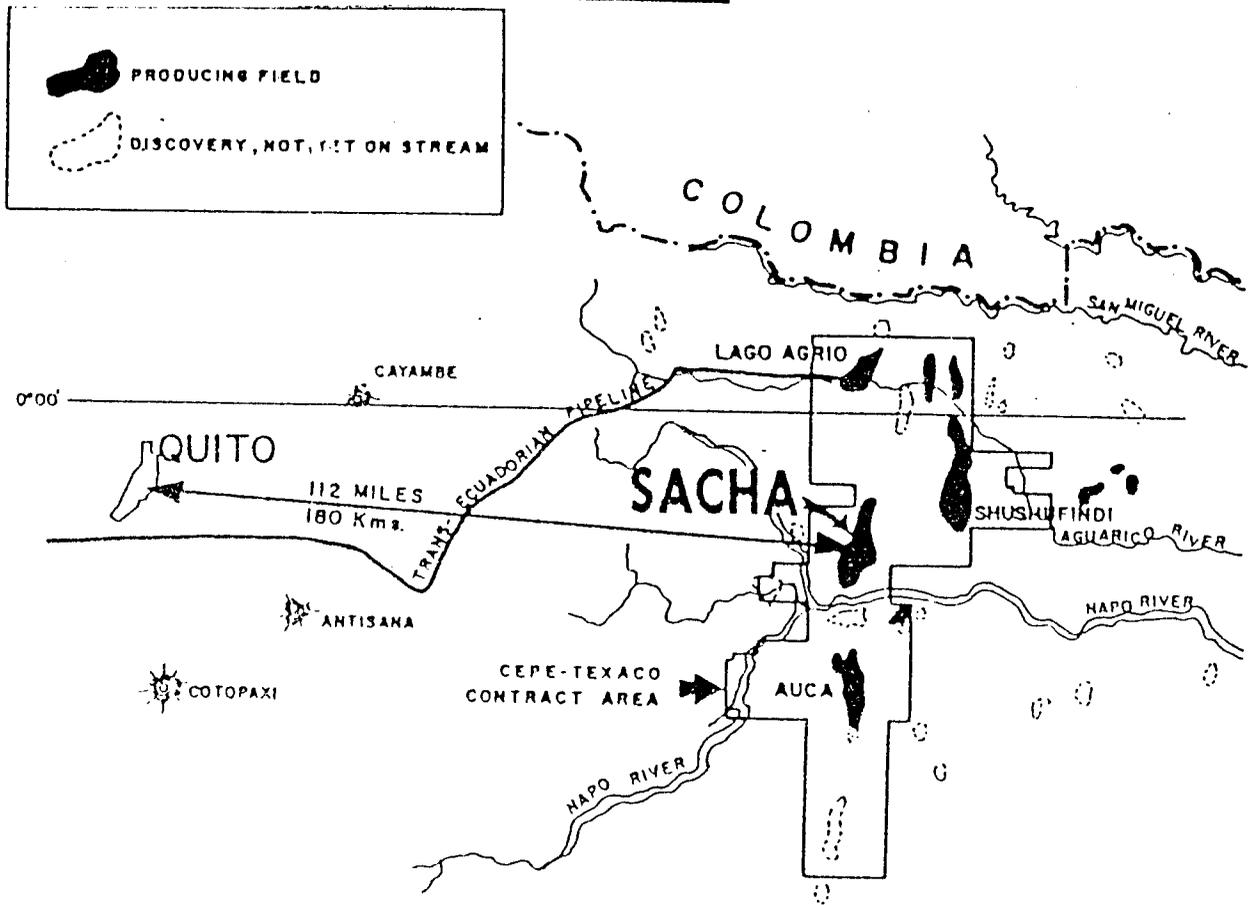
MAPA DEL ECUADOR



El mapa 2.2 muestra la ubicación del campo Sacha con relación a otros campos productores de gran importancia para el país .

El campo petrolero de Sacha está situado a 112 millas (180 Km.) al este de la ciudad capital Quito. Fue descubierto en Febrero de 1.969 con la exitosa completación del pozo Sacha 1. Comenzó a producir en Julio de 1.972 y durante 1.980 excedía los 190 millones de barriles. La recuperación original estimada en reservas supera los 632 millones de barriles.

MAPA 2.2



El campo está en un anticlinal de muy bajo relieve más o menos 17.5 millas (28 Km.) de longitud y un promedio de 4 millas (6.5 Km.) de ancho. El cierre vertical alcanza a 200 ft (60 m) y hay 41.000 acres (16.600 Ha) de cierre areal en el tope de el reservorio principal.

La arenisca Cretácica en las profundidades perforadas entre los 9.300 y 10.100 ft (2.835 y 3.080 mt) suministra un excelente reservorio, en las perforaciones en Hollín la arenisca Cretácica es el reservorio principal. Habiendo producido el 80% del petróleo a través de 1.980 y conteniendo alrededor del 68% de las reservas originales.

2.2 PRODUCCIÓN.

El campo Sacha produce desde el año de 1.973 ; en la actualidad produce de tres niveles :

- ☉ Basal Tena
- ☉ Napo : U y T
- ☉ Hollín

Los datos de producción del campo Sacha a Diciembre de 1.995 son los siguientes volúmenes de hidrocarburos:

	OIL	AGUA	GAS
	(Bbl)	(Bbl)	(Bbl)
NAPO	159'814.745	14'192.370	40'309.153

Los volúmenes de petróleo, agua, y gas producidos a Noviembre de 1.993 de la arena Napo fueron los siguientes:

	OIL	AGUA	GAS
	(Bbl)	(Bbl)	(Bbl)
NAPO	146'266.009	11'493.612	37'096.949

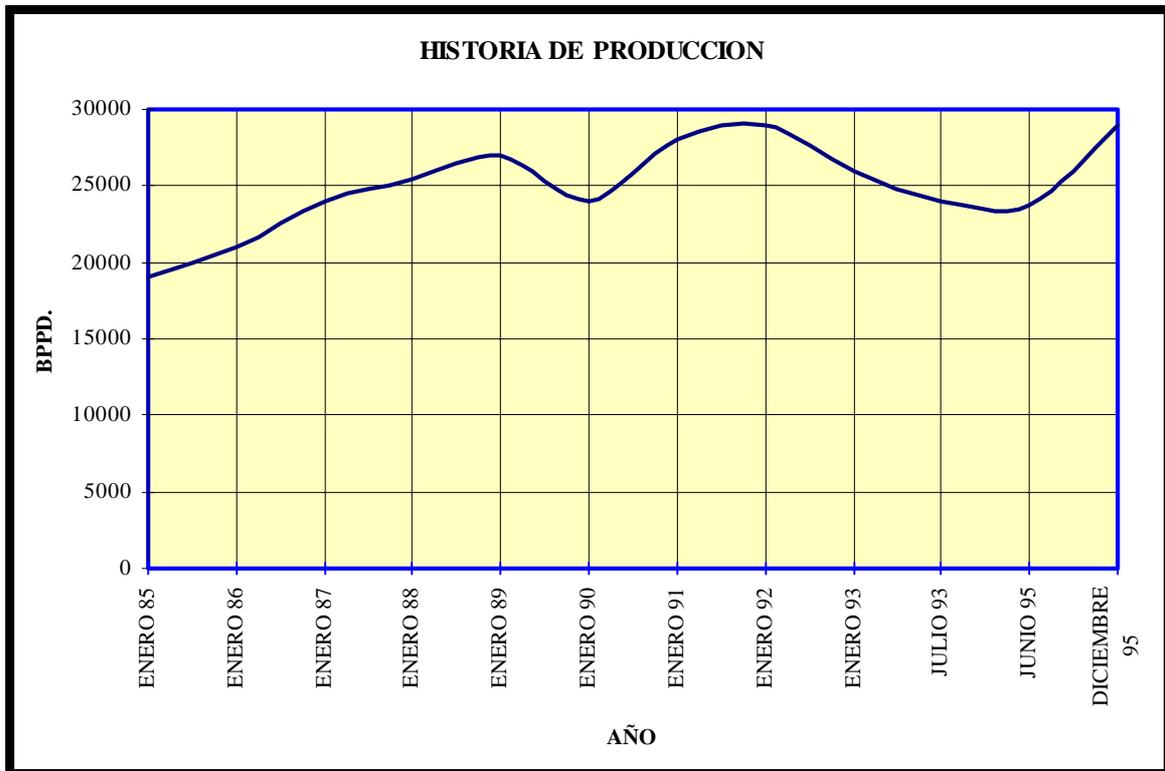
El total de la producción de petróleo, agua y gas del campo en general tomando en cuenta todas las arenas productoras hasta a Junio de 1.995 es la siguiente:

	OIL	AGUA	GAS
	(Bbl)	(Bbl)	(Bbl)
TOTAL	510'870.045	270'654.615	51,268.949

A continuación se representa una tabla de historia de producción de la formación Napo desde Enero de 1..985 a Diciembre de 1.995.

Los datos de producción están en bppd.

FORMACION NAPO	
ENERO 85	19000
ENERO 86	21000
ENERO 87	24000
ENERO 88	25500
ENERO 89	27000
ENERO 90	24000
ENERO 91	28000
ENERO 92	29000
ENERO 93	26000
JULIO 93	24000
JUNIO 95	23780
DICIEMBRE 95	29000

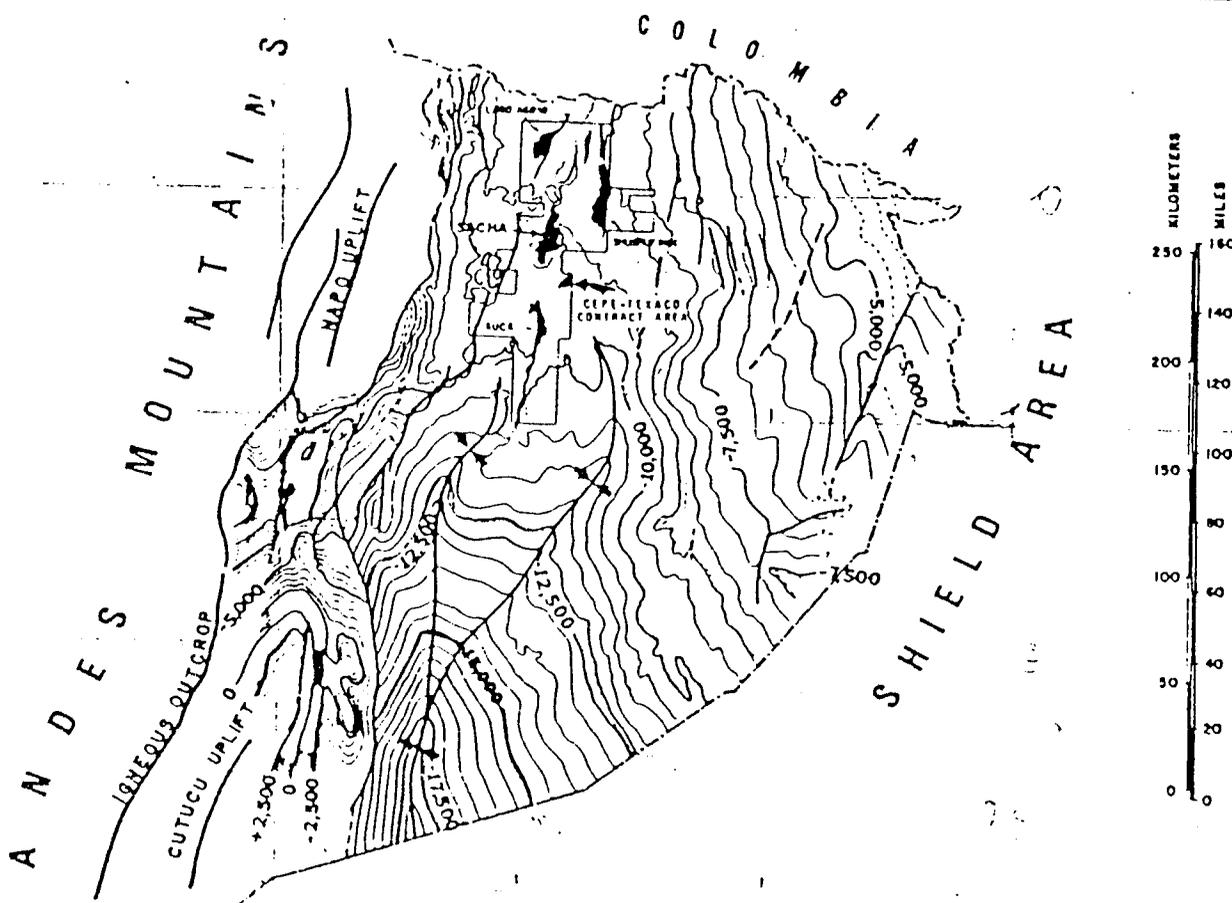


2.3 GEOLOGÍA

Un mapa estructural regional levantado en la base de la formación Hollín del cretácico inferior (figura 2.3) muestra que en el Ecuador la cuenca es asimétrica y plegada al sur. Una mayor zona de falla separa la cuenca de los Andes. Entre éste fallamiento y el eje de la cuenca, una zona de estructura al pie de montaña está dominada por el Napo y la elevación Cutucu.

La sección sedimentaria presente en la parte baja de la cuenca puede ser estudiada en el afloramiento de 25 a 45 millas (40 a 72 Km) de ancho al pie de montaña.

FIGURA 2.3



La cuenca no tiene un simple eje sinclinal, más bien la presencia de anticlinales de muy bajo relieve tiene deformado el área sinclinal y forman un descubierta de 30 millas (48 Km.) de ancho, que separa suavemente el buzamiento (mas o menos 2°) del costado este de la cuenca desde el muy empinado costado oeste. Este descubierta se lo designa como la región axial.

La mayoría de campos petroleros se encuentran o se acercan a la región axial de la parte Nor-central en un muy sutil corte arcado de la misma.

Una sección generalizada a través de las montañas Andinas, la zona al pie de montaña de la elevación Napo, los gigantes campos de Sacha y Shushufindi y continuando a la estabilización este, están mostrada en la apendice B.

2.4 ESTATIGRAFIA GENERAL

Una sección sedimentaria de 35.000 ft (10670 m.) , extendiéndose desde el Paleozoico al Holoceno, está presente en la cuenca Oriental (Apéndice C). Las viejísimas rocas expuestas en el afloramiento están presentes en el cerro Macuno en la parte norte de la montaña Cutucu del Oriente sur-oeste.

Las rocas Paleozoicas del cerro Macuno fueron divididas en dos formaciones, Pumbuiza y Macuma por geólogos trabajando para el grupo Royal Dutch Shell a principios de 1.940 . Los geólogos de Shell consideraron que la Punbuiza está en el viejo Paleozoico.

Los geólogos de Texaco tienen mapeado y muestreado en detalle éstos afloramientos Paleozoicos estudios Paleontológicos; Los estudios Paleontológicos y Palinológicos han mostrado a el Pumbuiza del cerro Macuma extendida desde Late Devónica hasta Early Mississippian. La formación está compuesta principalmente de esquistos y pizarras gris oscuras, parcialmente grafitados, con algunas intercalaciones de arenisca cuarcítica gris amarillenta y calizas muy duras y dolomitas. La parte baja de la sección es comúnmente introducida por capas dioríticas, mientras los altos o Early Mississippian, y parte de los Pumbuiza tienen intrusiones menos o poco ígneas.

La secuencia discontinua es severamente fallada y plegada, la base de la formación no era encontrada, pero hay una inconformidad angular en el contacto con la formación Macuma. Un profundo pozo en la parte sur del campo Shushufindi (Apéndice B) perforado a 2.700 ft. (823 m. del sedimento Pre-Cretácico) y basado en la Paleontología, el pozo tiene pizarras del bajo Devenían y Diluirán superior en la profundidad total. Estas pizarras son los sedimentos más viejos conocidos del Oriente Ecuatoriano.

2.5 CAMPO SACHA.

2.5.1 GENERALIDADES

El campo Sacha localizado en el sector Nor-central del área contratada por CEPE-TEXACO (Figura 2.2) . Es un campo grande y de estructura de muy bajo relieve que está orientado en la región axial de la cuenca Oriental; La estructura fue descubierta por analogía y prospección de sísmica digital , y el primer pozo (el Sacha # 1) fue perforado por helicóptero de apoyo instalado en la zona a comienzos de 1.969. Posteriormente el pozo fue oficialmente completado en la zona de Hollín el 25 de Febrero de 1.969 con una producción de 1.328 Bbl/día , de un crudo de 29,9 °API a través de un choque de ¼ de pulgada.

Ambas arenas la Napo T y U tenían petróleo pero no se las probaron en éste pozo . Tres estructuras adicionales fueron exploradas siendo posteriormente perforadas en el límite del campo y se determinó que el descubrimiento era bastante grande como para autorizar la realización de una carretera para el área de desarrollo.

El desarrollo de las perforaciones se iniciaron en Marzo de 1.971 y fue puesto el campo en producción en Julio de 1.972. En Noviembre de 1.981 el campo Sacha tiene ya una producción aproximada de 60.000 Bbl/día.

El campo se desarrolló inicialmente en unos 250 acres (100 Ha.), expandiéndose luego con las perforaciones de relleno a lo largo de la cresta en unos 87 acres más. El promedio de las perforaciones de los pozos están sobre 9.900 ft. (3020 m.). A Diciembre de 1.981 el campo había producido 190'655.560 bbl de petróleo bajo sulfurado, con un rendimiento del reservorio Hollín del 80 % de la producción total.

El recobro de reservas primarias en el campo Sacha está estimada en 632'430.000 bbl en todo el reservorio. La recuperación secundaria por inyección de agua deberá incrementar ésta cantidad considerablemente.

2.5.1.1 CUADRO DE PROPIEDADES DE LAS ARENAS U Y T

PROPIEDADES	U	T
POROSIDAD ϕ	0.18	0.156
Swi	0.128	0.173
Sor	0.294	0.258
β_{oi}	1.25	1.315
β_o	1.25	1.32
β_w	1.07	1.07
μ_o (cp.)	1.8	1.6
μ_w (cp.)	0.3	0.3
Ke (md.)	210	325
Mow (matematica)	1.15	0.7
Mow (laboratorio)	1.33	0.88
Pi (psi)	4028	4131
P promedio (psi)	1672	1719
Pb (psi.)	1265	1060
AREA (acres)	33700	23000
Area de drenaje	400	400
h (promedio) ft.	20.5	18
GOR	220	325
API	27	31.5
ρ de grano (gr./c.c.)	2.7	2.7
Gradiente hidrostático (lppc/pie)	0.37	0.37

2.5.2 ESTATIGRAFIA LOCAL

La sección estatigráfica del Cretácico penetrado por los pozos de Sacha y los típicos registros eléctricos se muestran en la Apéndice D. La más antigua formación perforada en el campo Sacha es la discordancia Chapiza por debajo de Hollín, perforaciones poco profundas en ésta formación mostró en 5 pozos que hay arcillocidades de color entre rojo a verde, arenisca de grano fino. En dos de los pozos se encontraron estratificaciones volcánicas, que sugiere que los pozos tocaron fondo en la Masahualli de la formación Chipiza superior.

2.5.2.1 FORMACIÓN HOLLÍN INFERIOR

Consiste en cuarzo granítico de arenisca conglomerada separada de la arenisca principal de Hollín por una persistente y delgada capa de esquistos. Hay también un cambio de las salinidades del agua con salubridades o transporte de agua salada en la arena basal al agua dulce en la arenisca principal (menor a 500 ppm Cl^-).

2.5.2.2 FORMACIÓN HOLLÍN PRINCIPAL

Es clara, brillante y blanca, generalmente de grano fino a grano mediano y ocasionalmente de grano grueso medio duro a friable, cuarzoso, poroso y permeable, bastante bien ordenado y generalmente sub-angular y sub-redondeado, unas pocas señales de cemento calcáreo, pero generalmente la sección no es calcárea.

2.5.2.3 FORMACIÓN HOLLÍN SUPERIOR

Son discontinuas y tienen aguas salinas intersticiales, calcáreas, duros esquistos están mezclados en la estratificación con la arenisca y usualmente unos pocos estratos delgados de color marrón brillante, denso, calizas y limos calcáreos están presentes. Esas arenas son generalmente muy finas a medio granuladas con algunas capas de granos gruesos, sólidos, angulares a sub-angulares, y tiene una clasificación de pobre a regular. Casi no hay tanta porosidad y permeabilidad como en la arenisca Hollín principal. Los esquistos, que comprenden casi el 50 % de la sección, son eléctricamente resistivas, muestra en mayor parte densidades generalmente más altas que las areniscas, y no son propensas a derrumbarse.

La arena Hollín está separada de la Napo T por cerca de 100 pies (30 m.) de una zona gris oscura a negra, firme, mayormente no calcáreas, arenas ligeramente propensas a la fisión. Esta arena, a diferencia de la hollín superior frecuentemente sufre derrumbes. Algunas capas de calizas finas son usualmente desplegadas en la parte más alta de la arena ,casi en la base de la zona de arena Napo T.

2.5.2.4 LA ZONA DE ARENA T

Contiene múltiples capas de arenisca, con lo más grueso y productivo localizado en la parte baja de la zona. La parte baja o principal de la arena T es usualmente gris a marrón, pero en ciertos lugares es verdusco debido a la presencia de glauconita. Es de grano fino a mediano, firme y friable, bien ordenado, sub-angular y sub-redondeado, no calcáreo, y cuarzoso.

La arena es mayoritariamente continental, y muestran restos de plantas y localmente abunda el ámbar. La arena T superior es ligeramente calcárea, glauconítica a muy glauconítica, y arcillosa. Hay generalmente menos permeabilidad que la arena superior y es lateralmente discontinua.

Inmediatamente después de la zona de arena T está una caliza llamada la caliza “B” con rangos de grosor que van entre 15 a 30 pies (4,5 a 9 m.) . Es variable en color de gris claro a café y de gris oscuro a negro y comúnmente son arcillosos y glauconíticas.

Después de la caliza “B” está otra, gris oscura a negra, firme, fragmentada, generalmente esquistos no calcáreos. Estos esquistos comúnmente tiende a derrumbarse pero no mucho como la arena posterior de la formación Hollín. Cerca de éstos esquistos está la segunda zona importante la arena Napo.

2.5.2.5 LA ZONA DE ARENA U

La arena de la zona U son más continuas que la de la zona T en el campo Sacha y la misma es una de las más importantes zonas productoras, aunque inferior a la de Hollín. La arena es usualmente gris, grano muy fino a mediano, sub-redondeado y se muestra pobre a medianamente ordenada. Las arenas superiores a la zona son glauconíticas y a menudo arcillosas.

Esquistos gris oscuro a negro, duro, fisibles, cerca de 15 ft. (4.5 m.). de grosor separa la zona arena U de la prominente “Arcilla A”. La arcilla “A” promedia los 55 ft. (17 m.) de grosor en el campo Sacha . Es usualmente gris clara a gris pero ocasionalmente gris oscuro a negro. Es fosilero (erizo de mar, anemonitas, etc.), denso a firmemente cristalino.

Sobre la caliza “A” en Sacha, y comprendiendo el resto de la formación Napo es alrededor de 550 ft. (170 m.) de color gris oscuro a negra, ligeramente a calcárea, firme a dura, localmente esquistos con poca inter-estratificación de color ante (amarillo oscuro) a gris, de blando a firme, calizas terrosas.

Sobre la formación Napo, la arena base de la formación Tena está un reservorio menor de Sacha. Está irregularmente distribuida sobre el área y con anchos de pocos pies alrededor de 30 ft. (9 m.). La arena es de grano fino a grueso, firme, angular y sub-angular, y comúnmente arcillosos.

2.6 ESTRUCTURA LOCAL

El Apéndice E muestra la estructura Sacha en el tope del principal reservorio, la Formación Hollín. El mapa está basado en sísmica y control de pozos y muestra al campo con 17,5 millas (28 Km.) de largo y alcanzando los 5,5 a 2,5 millas (9 a 4 Km.) de ancho. Hay aproximadamente 41.000 acres (16.600 Ha.). Debajo un cierre de 200 ft. (60 m.). De los 120 pozos perforados a 1.995, solo 5 pozos fueron no productores. Dos en el norte, otro en el flanco este, otro en el sur y otro en el noreste, allí también se encuentra un pozo exploratorio el Sacha 1 Oeste, perforado al oeste del campo Sacha.

Perforaciones de desarrollo están continuando en el campo Sacha aún en éstos últimos años, por ejemplo en 1.994 se perforaron 10 pozos, particularmente en el Centro-Norte y en el sector Sur-Oeste. El afloramiento en el lado Oeste de Sacha aparentemente no es continua. Esta puede ser reconocida en algunas líneas sísmicas Este-Oeste pero en otras aparece ese cierre controlado solo por anomalías buzadas al Oeste.

En la línea sísmica mostrada en el Apéndice F la falla está presente y es interpretada como una falla normal de ángulo agudo (probablemente del tipo relieve). En ese corte, la base de el Cretácico y la formación Hollín presenta una muy pequeña dislocación. Esta puede extenderse superiormente a través de la zona de arena U pero aparentemente no intercepta el tope de la formación Napo. Ningún pozo tiene encontrado el fallamiento que evidentemente ocurrió durante el tiempo Albián a posiblemente el tiempo Turanián, quizás contemporáneamente con la formación inicial de la estructura Sacha. La sección sísmica también muestra que corta la estructura justo sobre la arena productora U. Relieve vertical menos uniforme están presentes en el tope de la formación Oligocena Orteguaza.

Un segundo mapa isochore fue construido para cubrir Tena, Tiyuyaco, y formación Orleguaza (Fig. 11) éste mapa, también es un mapa isópaco, tiene un intervalo de contorno de 25 ft. El relieve estructural en el final de la depositación Orteguaza (Oligoceno) fue casi la misma como es ahora, y se asumió que el petróleo tuvo que ser generado y atrapado por ese tiempo.

2.7 YACIMIENTOS PRODUCTORES DE SACHA

2.7.1 FORMACIÓN HOLLÍN CRITICADO

Como se indicó anteriormente hay distintos cambios de salinidades en la formación Hollín en Sacha.

La arena de conglomerado más baja y la más alta arena glauconítica tiene más agua salada que las propias aguas frescas de la arena principal Hollín.

En el campo las arenas bases son mojadas completamente y no amerita futuras discusiones.

Cerca del 80 % del petróleo producido por Sacha viene de la arenisca principal Hollín, que es el más importante de los reservorio. La porosidad de la arena promedia cerca de 16% y aunque las permeabilidades varían verticalmente y horizontalmente de pozo a pozo, unos pocos núcleos convencionales indican que hay usualmente por lo menos 690 md. Un muy fuerte empuje de agua existe en el reservorio, varias inspecciones en pozos mostraron que donde la arenisca principal Hollín está fluyendo, otros reservorios no hacen contribución a la producción, además eso no tiene que ser una indicación que otras arenas sean depósitos petrolíferos en la formación Hollín.

La presión original cerca del fondo el pozo del reservorio fue 4.426 psi. A fines de 1.980 después de 7 ½ años de producción fue de casi 4.200 psi. La gravedad de hollín fue 29,3 °API con ligero contenido de sulfuro. El GOR es menos de 14.

Hay una ligera inclinación al Sur-Oeste de la interface petróleo-agua como lo determina los análisis de registros. Las reservas recuperables primarias en Hollín, que usan un factor de recobro del 30 % están estimadas en 431'1 millones de barriles, de los cuales cerca del 90 % están asignados a la arenisca principal.

La parte más baja de la arena Hollín también produce petróleo en el campo Sacha, pero mucho menos que los reservorios subyacentes. Cerca del 90 % de la sección consiste en esquistos resistivos. En el sitio la arena se vuelve muy glauconítica, amenazadoras las resistividades considerables y posiblemente leídas incorrectamente en los cálculos de registros.

Dos cortes seccionales Apéndice J muestran la discontinuidades naturales de la arena superior Hollín. El Apéndice J, gráfico 7 muestra un corte de la parte Sur de Este a Oeste del campo y el Apéndice J, gráfico 6 muestra un corte del Sur-oeste a Nor-este por el flanco Este de la estructura.

El transporte de agua salada de la arena Hollín superior (distinguida del agua dulce de la arena del reservorio principal de la sección) tiene porosidades que promedian el 12 %. Análisis de núcleos indican que ambas permeabilidades la horizontal y la vertical de la arenisca superior son mucho más bajas que la del reservorio principal.

2.7.2 ARENA NAPO T

La zona de la arena T de la formación Napo también contienen algunos cuerpos que son discontinuos lateralmente. La mayor producción viene de las arenas bajas que son aparentemente continuos hasta el final del campo Sacha. Un contacto agua-petróleo en la unidad tiene que ser encontrado en el flanco Este del campo. La arena de petróleo neta tiene un espesor en la zona que promedia los 18 ft. (5,5 m.), la porosidad promedio está sobre el 14 % y la permeabilidad alrededor de 325 md, la gravedad del petróleo es 31,5° , además contiene insignificante cantidad de sulfuro, y el GOR es aproximadamente de 325. La arena productora T cubre cerca de 23.000 acres (9.310 Ha.) y las reservas recuperables primarias de la zona son estimada en 53.9 millones de barriles, usando un factor de recobro del 16 %. Agua fluyendo de las arenas bajas incrementan considerablemente el recobro.

2.7.3 ARENA NAPO U

El espesor promedio de la zona es 20,5 ft. (6 m.) sobre el campo. La porosidad son mayores a 17 % y la permeabilidad promedia los 210 md. La gravedad del petróleo es cerca de 27° y el GOR está alrededor de 220. La arena productora U cubre una área de 33.700 acres (13.640 ha.). Las reservas del recobro primario de la zona U, usando un factor de recobro de 16 % es aproximadamente de 135.1 millones de barriles. También aquí el agua fluyente incrementa el recobro de petróleo.

2.7.4 ARENA BASAL TENA

La arena basal de la formación Tena es irregularmente distribuida, disconformemente sobre los esquistos de Napo en Sacha. Es productiva en pocos pozos. La porosidad promedia cerca de 19 %, basada en cálculos de registros. La gravedad del petróleo es cerca de 25 ° API y las reservas recuperables primarias alcanzan a 12.4 millones de barriles, usando un factor de recobro de 20 % .

2.8 SUMARIO

El campo petrolero Sacha es de los mejores campos petroleros hallados a la fecha en Oriente Ecuatoriano . Está localizado en la región axial de la Nor-central cuenca oriental.

Sacha es una estructura de muy bajo relieve que se formó durante el tiempo cretácico, el petróleo estaba en el periodo Oligoceno. Hay menores fallas en uno de los flancos de la estructura, pero el fallamiento no es necesariamente para entrapar al petróleo.

CAPITULO # 3

ANÁLISIS DE PRESIONES

3.1 INTRODUCCIÓN.

El comportamiento de los pozos de inyección es de primordial importancia en operaciones de recuperación mejorada de yacimientos petrolíferos. En concordancia con ésto es muy importante que el programa de pruebas de pozos a ser usados antes y durante la inyección determine las condiciones del yacimiento a cada pozo de inyección.

Existen varias pruebas que se usan comúnmente en pozos de inyección por las siguientes razones:

- ☉ Determinar la permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido; ésta información se necesita para predicciones de inyectividad y producción.
- ☉ Chequear el daño de la formación; los pozos deben ser probados bajo programas regulares en lo concerniente a daño y taponamiento de la formación, inchamiento de arcillas, formación de precipitados, etc. El daño de formación causa una disminución de la permeabilidad cerca al pozo y causa una reducción en la inyectividad de flujo.
- ☉ Estimar presión promedio del yacimiento; ésta información puede ser utilizada para monitorear el comportamiento de la inyección, o para planificar futuros proyectos de recobro mejorado de petróleo.
- ☉ Medición de la presión de fractura; ésta información es necesaria antes y durante la inyección para permitir las tareas máximas posibles de inyección sin fracturar la formación.
- ☉ Detectar y estimar longitud de fracturas; ésta información permitirá diseñar y monitorear apropiadamente las operaciones de inyección.

En general el principal objetivo de un programa de pruebas en pozos inyectoros son, detectar el daño de formación de manera que éste sea minimizado, maximizar la diferencia de presión entre los pozos de inyección y producción, y asegurarse que la presión de fractura no sea excedida.

Los pozos de inyección son generalmente probados usando las pruebas de “FALL OFF” o pruebas de inyectividad. Pruebas de inyectividad se usan no muy a menudo pero son importantes en aplicaciones especiales.

3.2 PRUEBAS “FALL OFF” EN YACIMIENTOS CON RAZÓN DE MOVILIDAD UNITARIA.

Las pruebas más comúnmente usadas en pozos de inyección son las pruebas “FALL OFF”. Esta es corrida cerrando el pozo de inyección y registrando la respuesta de presión del pozo como una función de tiempo de cierre (Shut-in time). Las pruebas FALL OFF son análogas a las pruebas de restauración de presión en un pozo de producción. La teoría usada para analizar las pruebas Fall Off contiene la suposición que la tasa de inyección en el pozo q_i se mantiene constante a un tiempo antes de la corrida del Fall Off. (Ver figura 3.1).

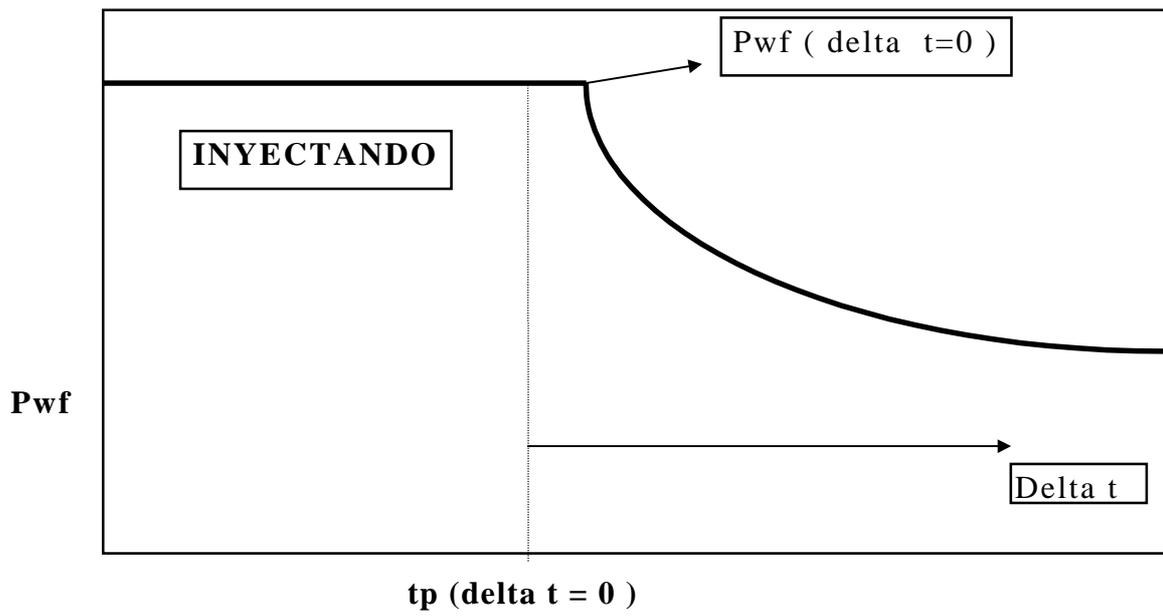
Cuando se inyecta fluidos se ha demostrado que bajo ciertas condiciones se forman bancos de dichos fluidos, la presencia de éstos bancos debe ser reconocida y tomada en cuenta para el análisis de presiones.

Cuando la razón de la movilidad es considerada unitaria o cerca a la unidad, el procedimiento es sencillo de seguir. Esto es debido a que el yacimiento se comparte como si tuviera un solo fluido o movilidad constante.

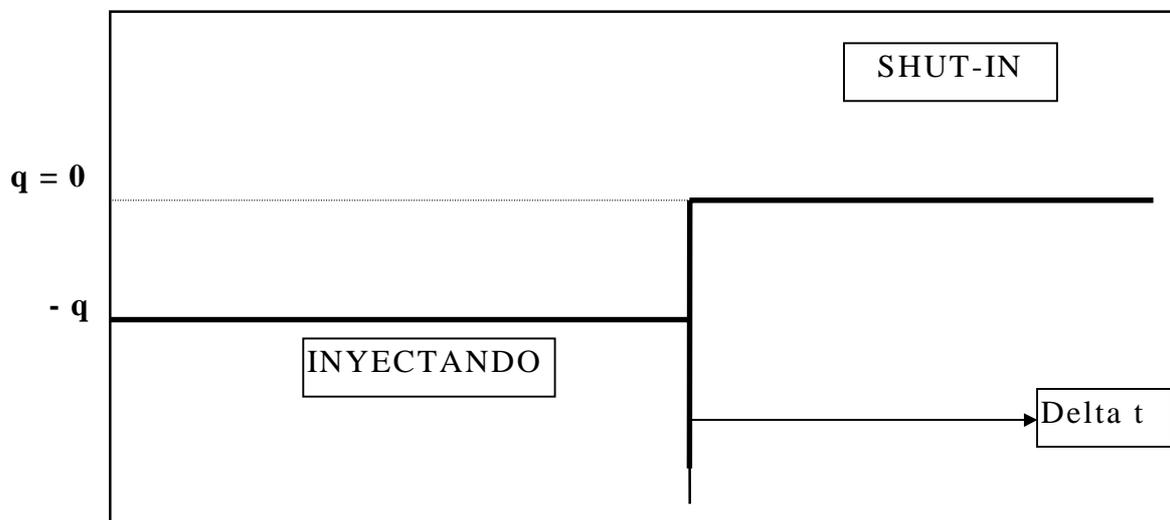
Cuando los fluidos son inyectados dentro del yacimiento, es común que estén presentes dos o más bancos de fluidos. Si existen éstos bancos, deben ser reconocidos y tomados en cuenta para el análisis de datos de presión. Cuando la relación de movilidad entre el fluido inyectado y el fluido del yacimiento es aproximadamente unitaria, es correctamente extrapolado. Esto es debido a que el yacimiento se comporta como si se tratara de un solo fluido y de movilidad unitaria.

FIG. 3.1

PRESIÓN vs. TIEMPO



CAUDAL INYECTADO vs. TIEMPO



tp (delta t = 0)

Sin embargo, cuando varios bancos de fluidos difieren significativamente en la movilidad, el análisis empieza a complicarse, y algunas veces se torna imposible. La relación de movilidad del sistema, deberá ser considerada primero, antes del análisis.

Cuando la relación de movilidad es efectivamente igual a la unidad, las pruebas de presión fall-off son análogas a las pruebas de restauración de presión (build-up) , corridas en pozos productores. La asunción de relación de movilidad será satisfecha con las siguientes condiciones:

- ☉ Si el fluido inyectado y el fluido del yacimiento tienen aproximadamente las mismas movilidades.

- ☉ Si el fluido inyectado y el fluido in-situ tienen diferentes movilidades, pero la inyección ha ocurrido durante suficiente tiempo y el radio externo del banco de fluido inyectado se ha desplazado lo suficiente, de modo que el fall-off test no investigará detrás de ese banco. En otras palabras, si la prueba es suficientemente corta para que el transiente de presión se mantenga dentro del banco de fluido inyectado, la prueba no afectará los datos de presión registrados.

3.2.1 RADIO DE BARRIDO.

El radio de drenaje del fluido desplazante, puede ser determinado por balance de materiales, con la siguiente fórmula:

$$r_{wb} = \left[\frac{5.615 W_i}{\Pi h \phi \Delta S_w} \right]^{1/2}$$

Si se sabe que:

$$\Delta S_w = 1 - S_{wi} - S_{or}$$

$$W_i = \frac{\Pi r_{wb}^2 h \Phi \Delta S_w}{5,615}$$

Donde:

W_i = Agua inyectada acumulada, Bls.

r_{wb} = Radio del banco de agua, pies.

h = Espesor de la formación, pies.

ΔS_w = Incremento de la saturación del banco de agua (se puede predecir de la teoría de avance frontal).

S_{wi} = Saturación de agua irreductible (fracción).

S_{or} = Saturación de petróleo residual (fracción).

3.2.2 PRESIÓN PROMEDIA DEL YACIMIENTO.

La distribución de presión dentro de los sistemas productor-inyector, puede ser muy compleja, pero la presión promedio del yacimiento, puede considerarse constante en los alrededores del pozo inyector, siempre y cuando se tengan pocos conocimientos en detalle de la distribución de presión mencionada.

La presión promedio, generalmente no es el objetivo principal de las pruebas de presión en los pozos inyectores. Sin embargo, ésta información puede ser útil en el monitoreo y comprensión del comportamiento de la inyección de agua, o en el planeamiento de algún proyecto posterior de Recuperación Mejorada de petróleo.

3.2.3 PROCEDIMIENTO PARA LA CORRIDA DE UN FALL-OFF TEST

Las empresas que se encargan de la corrida de las pruebas de presión, utilizan herramientas ameradas y electrónicas, para así, cuando se estén haciendo las interpretaciones, poder comparar los resultados. A continuación presentamos el seguimiento de la operación de la corrida de un fall-off, tal como se lo realiza en la locación del pozo a registrar:

- ☉ Se mata el pozo cerrando la válvula master, luego la válvula win y se saca el sombrero del cabezal.
- ☉ Armar en el cabezal del pozo matado el stuffing box, 3 lubricadores y BOP.

- ☉ Armar unidad wireline, con tubing gauge y martillo mecánico en línea de 2 ¾ “
- ☉ Bajar hasta aproximadamente los 9000’ para asegurarse si no hay obstrucción en el tubing.
- ☉ Armar los registradores de presión electrónica y amerada, asegurándose que los relojes de los registradores de presión están en correcto estado.
- ☉ Hacer paradas de 10 minutos, cada 2000’ y dejar elementos a la cara de la arenisca a probar (aproximadamente 9000’).
- ☉ Tomar prueba de inyectividad de 8 horas.
- ☉ Cerrar el pozo durante 36 horas.
- ☉ Abrir inyección y subir elementos, haciendo las mismas paradas realizadas al bajar.
- ☉ Desarmar herramientas y terminar trabajo.

3.3 DETERMINACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN.

Vale enfatizar que **m** es un número positivo, y se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$S = 1,151 \left[\frac{P_{wf} (\Delta t=0) - P_{1 \text{ hora}}}{m} - \log \frac{K}{4\Phi C_t r_w^2} + 3,23 \right]$$

Donde:

P_{wf} = Presión registrada al cierre del pozo, psia.

P_{1h} = Presión a una hora del cierre del pozo, psia.

m = Pendiente de la curva del gráfico de Horner, adim.

Φ = Porosidad de la formación, fracción.

μ = Viscosidad, cps.

C_t = Factor de compresibilidad de la formación.

r_w = Radio del pozo inyector, pies.

3.4 PERMEABILIDAD.

Usando la pendiente del gráfico de Horner planteado del fall-off, la permeabilidad puede ser calculada con la siguiente fórmula:

$$K = - \frac{162,6 q \mu \beta}{m h}$$

q = Caudal constante inyectado durante la prueba, BAPD.

β = Factor volumétrico de formación, STB/N.B.

m = Pendiente de la curva del gráfico de Horner, adim.

h = Espesor de la formación, pies.

μ = Viscosidad, cps.

Este valor de **K** representa la permeabilidad al agua, en la zona invadida del yacimiento. El valor de la tasa de inyección debe ser utilizado en la fórmula como número negativo.

Los resultados de los Fall Off Test corridos en el campo Sacha de todos los inyectores se encuentran en el Apéndice H.

3.5 ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (BUIL-UP) .

Las cartas a analizar son aquellas corridas con herramientas de presión ameradas y electrónicas. Las cartas de restauración de presión son de los pozos influenciados por la inyección de agua.

3.5.1 ANÁLISIS DE LAS CARTAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN.

3.5.1.1 MÉTODOS CONVENCIONALES.

Este método es desarrollado mediante las fórmulas convencionales utilizadas en el campo. Para el cálculo se utiliza un sencillo programa de Lotus obteniéndose datos de la formación tales como la permeabilidad, presión del yacimiento y el daño de la formación. La determinación de los resultados con los métodos convencionales sirve para relacionar y compararlos con las nuevas herramientas de interpretación.

3.5.1.2 MÉTODO DE CURVA TIPO Y DERIVADA.

Este método, introducido por Agarwal y colaboradores, constituye la base para el análisis de las modernas técnicas de pruebas de pozo. Es una manera de visualizar en forma bastante aproximada, donde escoger el tramo del flujo radial en la curva que se analiza y ubicar nuestra pendiente, parámetro decisivo de si existe o no daño en el pozo, ya sea en la curvas de Horner o MDH.

3.5.1.3 MÉTODO DE HORNER.

El Método de Horner se puede aplicar para determinar la presión estática, en pozos situados en yacimientos finitos e infinitos.

Para determinar la presión estática en el gráfico de Horner , el programa plotea automáticamente los datos de P_{ws} . vs. $\log (t+dt)/dt$ y la pendiente trazada, según el tramo del flujo radial que muestra la curva tipo; se extrapola a un tiempo infinito de cierre considerando el punto final cuando el logaritmo del tiempo ($t_p + dt/dt$) es cero.

3.5.1.4 MÉTODO DE MILLER, DYES Y HUTCHINSON.

El método de MDH analiza el incremento de presión que aplica a sistemas finitos. Utiliza ecuaciones para calcular la presión y tiempo (adimensionales), que definen las características de incrementos de presión de un pozo cerrado como función del tiempo. Estos autores señalan que las presiones de levantamiento P_{ws} [lpc] deberán ser función lineal del logaritmo del tiempo de cierre dt [horas].

Este método da una gran confiabilidad en el cálculo de permeabilidad promedio y permeabilidad efectiva de la formación.

3.5.2 CALIDAD DE LOS DATOS.

La calidad de los datos obtenidos del análisis de las cartas de presión, está relacionado directamente con :

- ☉ La precisión del elemento de presión que se haya corrido en el pozo.
- ☉ La experiencia del personal que tomó la lectura de los datos.
- ☉ El diseño de la prueba.
- ☉ El tiempo de cierre del pozo, de tal modo que sea suficiente para que el yacimiento alcance el flujo radial (12 horas).

Las cartas de presión tomadas con elementos electrónicos, es un avance de la tecnología ya que los resultados son muy confiables por la sensibilidad y alta resolución de éstas herramientas. éstas ventajas disminuyen el margen de error en la interpretación.

El diseño de las pruebas de presión se basa en el tiempo mínimo y máximo que necesita cerrarse un pozo, con el objeto de :

- ☉ Obtener datos confiables para el análisis de las cartas.
- ☉ Disminuir la pérdida de producción por el cierre del pozo.

3.5.3 ANÁLISIS DE BUILD-UP CORRIDOS EN EL CAMPO SACHA.

En ninguno de los casos analizados , es decir, de las pruebas de restauración de presión que se efectuó en los pozos productores aledaños a los cinco pozos inyectores la presión se mantuvo . Tampoco hay manera de establecer si en las curvas de presión de yacimiento vs. tiempo la pendiente disminuye, ésto se debe a los pocos Build-up corridos en éstos pozos, existen algunos en los que solo se les ha corrido hasta dos pruebas durante toda su vida productiva.

En el Apéndice I están las tablas de los resultados de las pruebas de restauración de presión y en algunos se los ha graficado los datos de presión de yacimiento. En los casos que se ha corrido la prueba combinando arenas no se han trazado estas curvas.

CAPITULO # 4

ANÁLISIS DE INYECTIVIDADES

4.1 ANÁLISIS.

Previa a la inyección de agua, el análisis de la información obtenida de los pozos de producción, condujo a la conclusión de que el reservorio no estaba recibiendo un apoyo acuífero que asume un recobro máximo. por lo tanto, se hizo un análisis matemático para establecer si el uso de la inyección de agua mejoraría el recobro. Este análisis fue conducido usando el modelo generado por computador BOSS (Black oil Similation System). Se hicieron dos análisis y los resultados junto con las recomendaciones del segundo fueron presentados al Directorio Nacional de Hidrocarburos (DNH) en un reporte escrito a Noviembre de 1.982 .

Este reporte analizó cuatro escenarios y recomendó que la opción No. 4, en donde 10 inyectores serían utilizados para inyectar un máximo de 65.000 BWPD, conduciría al retorno más favorable, con un incremento en la producción cercano a los 28.900 BOPD. Esta recomendación no fue aceptada por la DNH en favor de la opción No. 3 donde un máximo de 40.000 BWPD es inyectado para incrementar la producción a 23.900 BOPD.

La subsecuente historia de inyección no confirmó lo predicho por el modelo con el resultado de los productores pues, se esperaba declinar su productividad. Por lo tanto, se requirieron productores adicionales para reemplazar aquellos productores aceptables que tuvieron que convertirse en pozos de inyección.

No ha sido corrido otro modelo de análisis de reservorio hasta ahora para reconciliar las diferencias entre lo predicho y los registros históricos de producción.

4.2 FACTORES A CONSIDERAR EN LA INYECTIVIDAD.

- ☉ Espesores.
- ☉ Area barrida.
- ☉ propiedades físicas de la roca (p.e. permeabilidad, porosidad)
- ☉ Propiedades físicas de los fluidos (viscosidades, movilidades de los fluidos en regiones barridas y no barridas).
- ☉ Geometría delos pozos.
- ☉ Arreglo de los pozos.

- ☉ Espaciamiento de los pozos.
- ☉ Radio del pozo.
- ☉ Fluido a inyectarse y su calidad.
- ☉ Potencial a inyectarse (volumen y presión de inyección).
- ☉ Aceptación de la roca al fluido inyectado.

Algunos factores no pueden ser cambiados, otros como el tipo de arreglo puede ser seleccionado durante la etapa de diseño, de modo que se alcance el comportamiento deseado.

4.3 OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO SACHA.

Para ayudar a la recuperación de petróleo de yacimientos, se pueden utilizar métodos que incrementen la eficiencia de desplazamiento, la eficiencia volumétrica de desplazamiento o ambas . Estos **métodos mejorados** incluyen la adición de gas, productos químicos, solventes o calor. La elección para la puesta en marcha de alguna de éstas técnicas requiere del trabajo e investigación de un ingeniero químico. Para efecto de dar una idea del tema, describimos a breves rasgos, cada una de éstas técnicas:

- ☉ La **inyección de gas junto con agua** reduce la movilidad del agua y mejora la cobertura volumétrica. Una ventaja adicional es el aumento de la eficiencia de desplazamiento de aceite debido al gas atrapado .
- ☉ Cuando se inyecta **bióxido de carbono**, la resultante reducción de la viscosidad del aceite y la expansión del mismo, pueden producir un incremento de aceite desplazado.

- ☉ La **inyección de espuma** incluye la inyección de aire, agua y un agente químico que estabiliza la espuma. Esencialmente, la espuma es un fluido sumamente viscoso, con aspecto acuoso. Los beneficios resultantes en la recuperación de petróleo mediante su uso, son los mismos obtenidos con una agua espesada. La inyección de espuma está todavía en etapa de desarrollo.

- ☉ Otro medio para incrementar la viscosidad efectiva del agua es la **adición de un polímero**. Las soluciones de polímeros han demostrado prometedores resultados tanto en pruebas de laboratorios como de campo.

- ☉ En uno de los primeros intentos de hacer el agua miscible con el petróleo, reduciendo la tensión interfacial agua-petróleo, se agregaron **detergentes al agua de inyección**. La pérdida por absorción en las superficies de la roca del yacimiento, limitó severamente la utilidad de los detergentes.

- ☉ La alteración de la mojabilidad incluye la **inyección de un producto químico destinado a alterar la mojabilidad de la roca**, mojada preferentemente por aceite o mojada preferentemente por agua. Las pruebas de campo han demostrado que la alteración de la mojabilidad puede incrementar la eficiencia de desplazamiento y mover petróleo que ha quedado atrás después de la inyección de agua.

- ☉ En un desarrollo reciente, las soluciones miscerales compuestas por **microemulsiones de petróleo, agua, alcohol y surfactantes**, se han mostrado prometedoras como agentes miscibles para separar el aceite del agua inyectado en un desplazamiento miscible.

Se han realizado estudios en los cuales se inyectó alcohol como cantidad solvente entre el petróleo y el agua , en un intento de producir un desplazamiento miscible. El uso del alcohol isopropílico parece limitado porque inicialmente es inmiscible con el aceite y con el agua congénita, y por lo tanto el contenido de alcohol de la zona de mezcla se diluye por debajo del nivel necesario para mantener la miscibilidad. El uso de cantidades múltiples de alcohol parece prometedor, pero los costos son muy elevados.

- ☉ **El bióxido de carbono** es miscible con algunos aceites a presiones de unos 1500 psi. y mayores. El agua que se inyecta posteriormente al bióxido de carbono atrapa al CO₂ mejor que el petróleo, hasta que todo el CO₂ inyectado ha quedado atrapado. La inyección inicial de agua se ha usado con la inyección de fluidos miscibles de hidrocarburos como medio para mejorar la distribución del solvente entre los estratos de diferentes permeabilidades incrementando así el barrido miscible. Además la inyección de gas-agua adelante del líquido miscible tiene la ventaja de bajar la movilidad de éste banco de dos fluidos.

- ☉ **La inyección de vapor** combina las ventajas de la inyección de agua con un mayor desplazamiento de petróleo, que se hace posible gracias a la destilación causada por el vapor.

- ☉ En una mejora más reciente, una combinación de combustión hacia adelante y de inyección de agua, llamado **proceso Cofeaw**, produce una combinación única de las ventajas que tiene cada proceso para la recuperación de petróleo.

Desde el punto de vista económico, cada uno de éstos métodos mejorados de inyección de agua son más atractivos, si es que se los ve como sustitutos y/o alternándolos con la inyección convencional, que sí se los considera para recuperación terciaria.

NOTA: Los volúmenes de agua que se inyectan por pozo son variados y dependen de muchos factores, en el apéndice O se muestra la historia de inyección de los pozos por zonas y por años.

CAPITULO 5

ANÁLISIS DE AGUAS

ANÁLISIS DEL AGUA

Las características del agua en su fuente natural de origen, no siempre son adecuadas para permitir su inyección directa al yacimiento. En general, el agua de inyección debe someterse a un proceso de tratamiento para proporcionarle ciertas características, sin las cuales, su presencia en el seno de la matriz porosa, en los pozos y en las instalaciones superficiales resultaría indeseables, por generar problemas, que pudieran ser de una magnitud tal, que condujeran al encarecimiento o fracaso del proyecto de inyección de agua.

Los parámetros que deben tomarse en cuenta en el agua a inyectarse son:

PARAMETROS	RANGOS REQUERIDOS
Potencial de Hidrogeno	6 - 7
Color verdadero	menor a 25 ppm.
Turbidez	menor a 2 NTU
Alcalinidad	menor a 50 ppm.
Dureza	menopr a 40 ppm.
Oxigeno disuelto	menor a 10ppb.
Residual de hierro	menor a 2 ppm
Cloro residual	0.5 - 0.3 ppm
Solidos en suspension	menor a 1 ppm.
Indice de estabilidad de Langelier	Si < 0.5 corrosivo
	Si > 0.5 incrustante.
Contenido bacteriologico total	< a 100000 col./ml.

5.1 PARÁMETROS DE CONTROL Y TRATAMIENTO DEL AGUA A INYECTARSE.

El tratamiento del agua se efectúa en instalaciones a las que se les denomina plantas de tratamiento de agua, cuyos elementos componentes varían de acuerdo con la calidad final que debe tener el agua a partir de una calidad original. Las dimensiones de la planta dependerá del volumen que se va ha manejar.

La calidad del agua se determina por la cantidad de sólidos suspendidos, el numero de bacterias presentes y su tendencia corrosiva o incrustante. Para garantizar el la calidad el agua de inyección se debe realizar controles y pruebas diariamente y en distintos puntos de la planta.

Es importante que el agua de inyección no debe alterar a la formación ni reaccionar con los componentes del agua congénita, para lograr así aumentar la saturación de agua (S_w) y disminuir la saturación de petróleo (S_o) en el yacimiento, que es el objetivo de este método de recuperación secundaria.

El tratamiento químico del agua de inyección cumple básicamente la función de eliminar sólidos, oxígeno disuelto y microorganismos, para ello se aplica múltiples procesos que son: el desbaste, desarenado, clarificación, filtración, desaeración, tratamiento bacteriológico y tratamiento anti-corrosivo. Estos procesos nos permite que el agua este entre los parámetro mínimo que debe tener para la inyección.

5.1.1 DESBASTE

Su objetivo es el de proteger la entrada de las bombas de captación de la obstrucción con troncos, ramas, animales, y cualquier otro tipo de objetos voluminosos. Para esto se utilizan mallas de diferentes enrejados, realizándose tres tipos de desbaste:

Desbaste fino (3 a 10 mm)

Desbaste medio (10 a 25 mm)

Predesbaste (50 a 100 mm)

Ver Apéndice M, foto # 1.

5.1.2 DESARENADO

El agua en su transcurso arrastra arena, grava y otras partículas de diferente naturaleza y tamaño, que tiende a formar sedimentos, por ello es indispensable eliminarlos.

El desarenado se fundamenta en la teoría de sedimentación mediante caída libre (régimen laminar formulado por Stokes) y la fuerza centrífuga (régimen turbulento de Newton), que elimina los sólidos suspendidos, mediante el uso de hidrociclones, también llamados separadores ciclónicos; hay que tener en cuenta que esta es una separación mecánica de los sólidos en suspensión.

5.1.3 CLARIFICACIÓN

Casi todas las aguas superficiales contiene materia en suspensión y son coloreadas. La materia suspendida está formada en gran parte por diminutas partículas que no se sedimentan con rapidez. La luz que absorben las sustancias orgánicas , los minerales disueltos y los disueltos originan el color.

El uso de químicos como los floculantes, permiten la formación de flóculos gelatinosos que sirve para agrupar a los sólidos en suspensión, a las partículas coloidales y a la materia prima orgánica contenida en el agua. Esto se debe a que los sólidos en suspensión tienen carga negativa, mientras que los polielectrolitos utilizados son de carga positiva, permitiendo la agrupación de los flóculos de los sólidos, para que luego sea mas fácil su extracción por los filtros de la planta de tratamiento de agua .

Los tanques de floculación son los que se ven en al Apéndice M , foto # 2.

5.1.4 FILTRACIÓN

Se define como el paso de una mezcla sólido-líquido a través de un medio poroso (filtro) que retiene los sólidos y deja pasar los líquidos.

Para este efecto se usan tres filtros en paralelo, los filtros son mitad de antracita y mitad de gránate. La capa de antracita con un espesor de 18 pulgadas posee una granimetría que varía de 0.8 a 0.9 mm. de diámetro con un coeficiente de uniformidad de 1.7. La capa de gránate, también con un espesor de 18 pulgadas posee una granimetría que varía de 0.3 a 0.36 mm. con un coeficiente de uniformidad de 1.5.

El sistema es capaz de remover el 97 % de todas las partículas mayores de 2 micrones suspendidas (coloides) que han sido tratadas con el polielectrolito y que se han aglomerado en partículas mas grandes ,obteniéndose con esto un agua clarificada.

5.1.5 DESAERACION

Al proceso de eliminar los gases indeseables disueltos en el agua, especialmente el oxígeno, se lo denomina desaeración. Para ello se utilizan:

- ☛ Método mecánico (torre desoxigenadora, en contracorriente con gas natural).

- ☛ Remoción química (bisulfito de amonio) .

5.1.5.1. MÉTODO MECÁNICO

El volumen de la desaereación es efectuado por los principios de una torre de vacío de dos etapas. El 50 % de la transferencia de masa se realiza en la primera etapa con el remanente en el eductor asistido en la segunda etapa. El nivel de oxígeno es reducido de 10 ppm. a 0.1 ppm. o 100 ppb. La reducción hasta la especificación de 10 ppb se efectúa por la inyección de atrapadores de oxígeno.

Los requerimientos de tasa de agua para las distintas etapas son 132 metros cúbicos por hora para la primera y 141 metros cúbicos por hora para la segunda, con un requerimiento total de 292 metros cúbicos por hora incluido un 7 % de exceso.

5.1.5.2. REMOCIÓN QUÍMICO

Bisulfito de amonio (DC F - 104) , es usado como atrapador de oxígeno y en una solución al 60 %, es decir que por cada 1 ppm. de oxígeno a atrapar, se deberá agregar 10 ppm. de bisulfito de amonio (atrapador), en total 23 ppm de DC F - 104 . Esto se lo obtiene de la siguiente reacción:



El mejor modo de determinar la dosificación es el monitoreo del bisulfito residual a la salida del tanque y que debe estar en el rango de 0.2 a 1 ppm. Se debe tener presente su bajo PH (4,0-4,5) haciéndose necesario utilizar recipientes resistentes a la corrosión.

La torre desoxigenadora se la ve en el Apéndice M, foto # 3.

5.1.6. TRATAMIENTO BACTERIOLÓGICO

Las soluciones de hipoclorito de sodio (agua de javel, lejía) tiene un 10 - 15 % de cloro libre, las que se dosifican al sistema mediante bombas específicas desde los depósitos de NaCl O (C - 27 en botellones) hasta el punto de inyección, después de los separadores ciclónicos Lakos.

La dosificación de hipoclorito debe ser tal que a la entrada de los filtros Nalco se mantenga un residual de 1,5 ppm. , y a la entrada de la torre de desoxigenadora fluctúe entre 0.3 - 0.5 ppm. de cloro residual para de esta manera garantizar la eliminación de bacterias y otros elementos nocivos.

A la salida del tanque, pasando un día se batchea con Biocida DC - 340 o DC - 360, alternadamente, para evitar que las bacterias desarrollen inmunidad a estos biocidas.

En las bombas de captación también se utiliza cloro debido a que esta contienen elementos indeseables como bacterias patógenas y no patógenas. Podemos nombrar algas, hongos, lana, bacterias (entre ellas tenemos las sulfato - reductoras, ferrobacterianas y las formadoras de limo) y una variedad de otros organismos microscópicos.

Las bacterias no solo contribuyen a la corrosión, sino también al taponamiento de los poros de la formación, reduciendo así la porosidad y permeabilidad de la formación.

Los tipos más comunes encontrados en sistemas de inyección de agua son las bacterias aeróbicas (éstas son las que requieren oxígeno para su crecimiento) y anaeróbicas (crecen en ausencia de O₂). Principalmente se producen sulfuros de hidrógeno y ocasionan corrosión y taponamiento a la formación.

El cloro es el reactivo más utilizado para la desinfección del agua (hipoclorito de sodio NaClO). Posee un poder oxidante remanente muy elevado que favorece la destrucción de la materia orgánica. Su acción bactericida puede explicarse por la destrucción de las enzimas, indispensables para la vida de los agentes patógenos. El cloro disuelto en el agua reacciona como solvente según la siguiente reacción:



La inyección de químicos se la realiza en varios puntos. uno es en las bombas de captación (Ver Apéndice M, foto # 4) como también en la planta de tratamiento (Ver Apéndice M, foto # 5).

5.1.7 TRATAMIENTO ANTICORROSIVO

Se le da tratamiento al agua de inyección debido a que el agua pura (exentas de sustancias disueltas), es ligeramente corrosiva al hierro. En el agua tratada que a de inyectarse, el hierro es anódico al gas hidrogeno y al hidróxido ferroso, el cual eleva el Ph del agua. El ataque prosigue hasta que la solubilidad del hidróxido ferroso es excedida y se deposita en la superficie del metal como una película que mitigara la reacción de corrosión.

A la salida del tanque se dosifica anticorrosivo (DC - 675) , (ver Apéndice M, foto # 5) este químico es soluble en agua y forma un filme inhibidor de corrosión el cual va preferentemente hacia las superficies metálicas (paredes internas de la tubería y completación del pozo). Además es un surfactante, que el lodo y el limo que puede interferir en la acción inhibidora. Se dosifica entre 5 - 10 ppm. dependiendo del residual del Fe^{++} .

Los cromatos y fosfatos disueltos en el agua, inhiben o reducen la corrosión. Otras sustancias como las sales, ácidos, sulfuro de hidrogeno, bióxido de carbono y el oxigeno pueden incrementar la corrosividad del agua.

El oxigeno disuelto en el agua, es probablemente el mayor problema ya que favorece la corrosión. El resultado de la corrosión del hierro por agua con oxigeno disuelto, es una mezcla de óxidos de hierro usualmente hidratados , llamado herrumbre. Las diferentes etapas de la planta de inyección de agua están en el Apéndice G.

5.2. PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO

5.2.1 ALCALINIDAD

5.2.1.1 INTRODUCCIÓN :

Alcalinidad se refiere a la capacidad del agua para neutralizar ácidos. La presencia de carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos es la causa más común de la alcalinidad de las aguas naturales.

Los niveles y tipos de alcalinidad dependen directamente del origen del agua. Las aguas naturales de superficie y de pozo contienen generalmente menos alcalinidad que las aguas fecales o residuales. Los niveles de alcalinidad indican la presencia de un residuo industrial fuertemente alcalino.

5.2.1.2 PRINCIPIO DEL MÉTODO :

La alcalinidad del agua está constituida por hidróxidos (OH), Carbonatos (CO_3) y Bicarbonatos (HCO_3). Este método se basa en la titulación con ácido sulfúrico 0.02N usando dos indicadores: fenolftaleína y anaranjado de metilo, este sustituible por el indicador mixto (verde bromocresol y rojo de metilo).

En presencia de fenolftaleína el cambio de color del indicador se manifiesta cuando se ha neutralizado todo el hidróxido y solo la mitad del carbonato. En tanto que el bicarbonato se titula con el mismo ácido usando como indicador anaranjado de metilo o indicador mixto.

5.2.1.3 PROCEDIMIENTO :

- a.- Tomar 50 ml. de muestra.
- b.- Adicionar 3 o 4 gotas de solución indicadora de fenolftaleína.
- c.- Titular con Ácido Sulfúrico ($H_2 SO_4$) 0.02N hasta obtener un punto final incoloro. Anotar los milímetros gastados (VF).
- d.- Adicionar 3 o 4 gotas de solución indicadora de anaranjado de metilo (Amarillo) o indicador mixto (azul).
- e.- Titular con Ácido Sulfúrico ($H_2 SO_4$) 0.02N hasta obtener un punto final “ canela” o “rojizo” , obteniéndose el (VT).

5.2.1.4 CÁLCULOS:**Alcalinidad F**

ppm. de $CaCO_3$ = VF. K.20

Alcalinidad M

ppm. de $CaCO_3$ = VT. K.20

VF = Volumen de H_2SO_4 0.02N .

K = Constante del H_2SO_4 0.02N.

VT = Volumen total usado de H_2SO_4 0.02N incluido VF.

Con los valores de alcalinidad obtenidos, podemos determinar las relaciones de hidróxidos, carbonatos y bicarbonatos mediante la siguiente tabla:

RESULTADOS TITULACION	HIDROXIDOS ALCALINIDAD COMO $CaAO_3$	CARBONATOS ALCALINIDAD COMO $CaAO_3$	BICARBONATOS ALCALINIDAD COMO $CaAO_3$
$F = 0$	0	0	M
$F < 1/2 M$	0	2F	$M - 2F$
$F = 1/2 M$	0	2F	0
$F > 1/2 M$	$2F - M$	$2(M - F)$	0

Cálculo de la alcalinidad expresada como carbonato de sodio.

Las alcalinidades obtenidas de cálculos anteriores se deben multiplicar por 1.06.

5.2.1.5 REACTIVOS DE ALCALINIDAD

Ácido Sulfúrico 0.1N.- Tomar 27.74 ml. de ácido sulfúrico concentrado (95 - 96%) y diluirlo con agua destilada hasta tener 1000 ml.

NOTA.- Por precaución adicione el ácido sobre el agua . Titular con Carbonato de Sodio seco a $105^\circ C$ por 12 horas usando como indicador el Naranja de Metilo.

Ácido Sulfúrico 0.02N.- Tomar 20 ml. de Ácido Sulfúrico 1N titulado y diluir a 1000 ml. con agua destilada. Estandarizar ésta solución contra Carbonato de Sodio seco a 105° C por 12 horas usando como indicador el Naranja de Metilo.

Solución indicadora de fenolftaleína.-

a) Disolver 5 gr. de sal disódica de fenolftaleína en agua destilada y disolver a 1 litro.

b) Disolver 5 gr. de fenolftaleína en 500 ml. de alcohol etílico del 95 % ó alcohol isopropílico y adicionar 500 ml. de agua destilada.

Solución indicadora de naranja de metilo.- Disolver 500 mg. de Metilo en agua destilada y diluir a 1000 ml.

Solución de indicador mixto.- Pasar 20 mg. de rojo de Metilo y 100 mg. de verde de Bromocresol. Diluir en 100 ml. de alcohol etílico ó isopropílico.

5.2.2 CONDUCTIVIDAD

5.2.2.1 Equipo utilizado.- Hach modelo16300.

5.2.2.2 Introducción.- La conductividad es una medida de la capacidad del agua para conducir corriente eléctrica y esta directamente relacionada con la concentración de sustancias ionizadas en el agua. Se usa corriente para determinar la pureza del agua desmineralizada y los sólidos totales disueltos.

Debido a la conductancia tan alta que tiene por unidad de peso los iones hidrógenos u oxidrilos , como en el caso de las calderas se acostumbra casi siempre a neutralizar las muestras antes de medir la C.E. con el fin de evitar lecturas erróneas demasiado altas. Entonces la determinación de la conductividad se puede relacionar con la concentración de STD.

La muestra se neutraliza añadiendo 3 gotas de solución indicadora de fenolftaleína a 50 ml. de muestra y titular gota a gota con ácido sulfúrico 0.02N hasta que el color rosa desaparezca.

5.2.2.3 MEDIDOR HACH MODELO 16300

El método de medida usado en el siguiente procedimiento usa medición directa con el medidor de Conductividad Hach, en el cual podemos medir la conductividad en un rango de 0-20.000 micromhos por centímetro, en escalas de 0-2; 0.20; 0-200; 0-2000; y de 0-20000. El instrumento nos sirve también para medir temperaturas de las soluciones en un rango de 0-100 °C. Mediante dilución de la muestra, se pueden determinar niveles más altos de conductividad. Hay disponible una solución de Cloruro de Sodio estándar de Hach, 1000 mg/lt. (1990 microohmios/cm.) para comprobar la exactitud del instrumento.

5.2.2.4 OPERACIÓN :

5.2.2.4.1 Chequeo de la batería.-

- a) Presionar el botón de encendido a la posición “ON”.
- b) Presionar el botón de chequeo de batería : la aguja de medición de conductividad, deflexionará al área de chequeo de batería, si el voltaje de la batería es adecuado. Si la “Deflexión de la aguja “ no llega al área de chequeo, la batería debe ser recargada.

5.2.2.4.2 Medida de conductividad

- a) Conectar la probeta en el “ PROBE INPUT “.
- b) Presione el botón de encendido a “ON” y chequear la batería.

- c) Presionar el botón para rango alto (0-20000) y sumergir la probeta en el vaso que contiene, para estar seguros de que no queden atrapadas burbujas de aire cerca del electrodo.

Permitir reposar al electrodo unos 10 segundos antes de tomar la lectura. Si la aguja de medición tiene una caída del 10% más abajo del rango, prender el switch del rango más bajo.

Repetir esta operación si es necesario hasta tener el rango adecuado y leer la conductividad en micromhos por centímetro. Si la conductividad de la muestra es más alta de 20000 microohmios por centímetro la dilución es necesaria.

- d) Enjuagar la probeta con agua desmineralizada o destilada.

5.2.2.4.3 Medidas de muestras diluidas:

Si la muestra posee una conductividad que excede el máximo rango, entonces diluir la muestra y calcularla.

5.2.2.5 ECUACIÓN BASADA EN 100 ML DE VOLUMEN FINAL :

$$\text{Conductividad} = \frac{100 \times \text{cond. indicada} - \text{cond. agua dil.} \times 100}{\text{Volumen de la muestra}}$$

En el ejemplo que sigue : 10 ml. de muestra es diluida a 100 ml, con agua de 2000 micro-ohmios por centímetro. La muestra es diluida y establecida que tiene una conductividad de 5800 micro-ohmios / cm.

5.2.2.6 APLICANDO FORMULA ANTERIOR :

$$\text{Conductividad} = \frac{100 \times 5800 - 2000 \times (100 - 10)}{10}$$

$$\text{Conductividad} = \frac{580.000 - 180.000}{10} = 40.000 \text{ Microohmios}$$

5.2.3 DETERMINACIÓN DE DUREZAS

5.2.3.1 INTRODUCCIÓN

Se define la dureza como la característica del agua que representa la concentración total de calcio y magnesio expresada como su equivalente en carbonato de calcio. Cuando haya presente otros iones metálicos polivalentes en cantidades significativas , también se determinan y se registran como dureza.

La dureza del agua se definió originalmente como su capacidad para precipitar jabón , y se medía de acuerdo con la cantidad de una solución valorada de jabón que se necesitaba para producir una espuma estable; sin embargo los iones calcio y magnesio son las causas principales de la dureza de agua.

5.2.3.2 PRINCIPIO DEL MÉTODO :

Esta prueba está basada en la determinación del contenido total de calcio y magnesio de una muestra por titulación con un agente orgánico secuestrante (EDTA) cuyo pH se ha amortiguado (Buffer) formando un quelato complejo soluble (complexometría) en la presencia de un colorante orgánico (Eriocromo Negro) que sirve como indicador, sensitivo a los iones calcio y magnesio. El punto final ocurre cuando el calcio y el magnesio han sido secuestrados, y se produce un cambio de color del rojo vino al azul.

Titulando una segunda alícuota de la muestra en presencia de otro indicador (Murexide) y otro amortiguador de pH (NaOH) se determina por separado la Dureza Cálctica . La diferencia entre la Dureza Total y la dureza debida al Calcio representa la dureza magnèsica.

5.2.3.3 PROCEDIMIENTO :

5.2.3.3.1 DUREZA TOTAL

- a) Tomar 50 ml. de muestra.
- b) Adicionar 2-3 ml. de solución Buffer.
- c) Adicionar 0.2 - 0.3 grs. de indicador sólido de “Eriocromo negro T”
- d) Titular con solución de EDTA. (1 ml. = 1 mgr. de CaCO_3).

EDTA = etilendiaminotetraacético.

Calculo

$$DT \text{ ppm. CaCO}_3 = V \times 20$$

V = Volumen de EDTA usado.

5.2.3.3.2 DUREZA CÁLCICA

- a) Tomar 50 ml. de muestra.
- b) Adicionar 2 ml. de (NaOH) Hidróxido de sodio 1N.
- c) Adicionar 0.2 - 0.3 grs. de polvo indicador de “Murexide”.
- d) Titular con solución de EDTA. (1 ml. = 1 mgr. de CaCO₃)

Cálculos:

$$DCa \text{ ppm. CaCO}_3 = V \times 20$$

V = Volumen de EDTA usado.

5.2.3.3.3 DUREZA MAGNESICA

Esta dureza se obtiene restando la dureza cálcica de la dureza total.

$$Dmg \text{ ppm. CaCO}_3 = DT - Dca$$

5.2.3.4 REACTIVOS PARA DUREZA

Para determinar las durezas: total, cálcica y magnésica; los reactivos a usarse son los siguientes:

Solución estándar de EDTA 0.01M (Na₂H₂C₁₀H₁₂O₈N₂H₂O)

Pesar 3.723 gr. de polvo seco de ácido etilen diamino tetraacético, sal disódica di-hidratada; y disolver en agua para luego diluir a 1 litro. Esta solución corresponde a 0.01M (1 ml = 1 mg. de CaCO₃). Estandarizar contra una solución de carbonato de calcio estandarizada.

Solución estándar de EDTA 0.02M (Na₂H₂C₁₀H₁₂O₈N₂H₂O)

Pesar 7.44 gr. de polvo seco de ácido etilen diamino tetraacético, sal disódica di-hidratada; y aforar en un litro de agua, estandarizar contra CaCO₃ (1ml. = 2mg. de CaCO₃).

5.2.3.5 SOLUCIÓN BUFFER PARA DUREZA TOTAL**5.2.3.5.1 MÉTODO 1.-**

Disolver 1,179 g. de EDTA; 780 mg. de sulfato de magnesio heptahidratado (MgSO₄. 7H₂O) ó 644 mg. de cloruro de magnesio hexahidratado (MgCl₂.6H₂O) en 50 ml. de agua destilada.

Adicionar ésta solución a 16,9 g. de cloruro de amonio (NH₄Cl) y 143 ml. de hidróxido de amonio concentrado (NH₄OH) y diluir a 250 ml. con agua destilada. Ajustarla a una exacta equivalencia con adiciones de cantidades apropiadas de EDTA o cloruro o sulfato de magnesio.

Guardar ésta solución ; 1 ó 2 ml. de ésta solución adicionados a la muestra producen un pH de 10.0 + / - 0.1 .

5.2.3.5.2 MÉTODO 2 .-

PREPARACIÓN BUFFER .-

Disolver 16.9 gr de NH_4Cl en 143 ml de NH_4OH concentrado, separadamente se pesan 0.25 gr de $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ó $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ y se pasan, cuantitativamente, a un matraz aforado de 100ml, llevándose al aforo con agua destilada. Se pipetea 50 ml de ésta solución en un vaso de precipitación, se agregan unas gotas de solución $\text{NH}_4\text{Cl}-\text{NH}_4\text{OH}$ (suficiente para lograr un pH de 10.0 ± 0.1), se titula con EDTA (0.02M) como indicador se adiciona 0.3 gr de eriocromo negro T. A los 50 ml remanentes del matraz aforado se agrega el volumen de EDTA que se consumió en la titulación anterior y ésta solución se adiciona a la mezcla de $\text{NH}_4\text{Cl} - \text{NH}_4\text{OH}$, que se diluye a 250 ml con agua destilada.

NOTA : trabajar bajo la soborna (el NH_3 es irritante a los ojos, piel, causa daño a la cornea, irritante a los bronquios y pulmones).

INDICADOR DE ERIOCROMO NEGRO T.

Mezclar 0,5 g. de eriocromo negro T con 100 g. de cloruro de sodio seco . Preparando una mezcla de polvo seco.

**SOLUCIÓN ESTÁNDAR DE CARBONATO DE
CALCIO DE 1000 PPM**

Pesar 1,000 gr. de carbonato de calcio , CaCO_3 (grado primario) dentro de un frasco erlenmeyer de 500 ml. Adicionar ácido clorhídrico (1 + 1) hasta disolver todo el carbonato de calcio.

Adicionar 200 ml. de agua destilada y hervir por varios minutos para expulsar todo el anhídrido carbónico (CO_2).

Enfriar y adicionar varias gotas de rojo de metilo (naranja de metilo) , y ajustar con hidróxido de amonio 3N ó HCl (1+1) hasta cambio de color. Luego transferir cuantitativamente a un frasco volumétrico de 1 litro y llenarlo hasta la marca de aforo con agua destilada . Esta solución standard es equivalente a 1.00 mg. de carbonato de calcio por 1.00 ml .

**INDICADOR DE MUREXIDE (PURPURATO DE
AMONIO) (D.Ca)**

Pesar 200 mg. de murexide y mezclar con 100 g. de cloruro de sodio sólido pulverizado.

HIDRÓXIDO DE SODIO 1N (D. Ca)

Pesar 40 g. de hidróxido de sodio y diluir a 1 litro de agua destilada. (Estandarizar con ácido clorhídrico y con indicador de fenolftaleína).

5.2.4 HIERRO

5.2.4.1 INTRODUCCIÓN :

La presencia del hierro en el agua varía enormemente dependiendo de la fuente de abastecimiento. El hierro de las aguas continentales está normalmente presente en forma de sales ferrosas (Fe ++) o soluble que es oxidado con facilidad a hierro férrico (Fe +++) insoluble cuando se expone al aire , produciendo depósitos con un color de herrumbre característico.

La fuente principal de hierro en el agua de caldera es la corrosión . Con frecuencia éste elemento ocasiona graves problemas en los sistemas de generación de vapor y en los sistemas de caldera y precalentamiento . Estos óxidos forman recubrimientos adherentes y pueden causar fallas en las tuberías y equipos.

5.2.4.2 **PRINCIPIO DEL MÉTODO :**

Para determinar el hierro total, el hierro férrico se convierte a ferroso solubilizado con ácido y se reduce con Clorhidrato de Hidroxilamina para formar un complejo de color rojo naranja con 1.10 Fenantrolina . La intensidad de color producida es proporcional a la cantidad de hierro ferroso en el agua, que es medida espectrofotométricamente. Con la lectura obtenida y usando la curva de calibración para hierro se determina su contenido en ppm.

5.2.4.3 **PROCEDIMIENTO :**

- ☉ Tomar 50 ml. de muestra en un frasco de erlenmeyer de 125 ml.
- ☉ Adicionar 2 ml. de Hcl concentrado.
- ☉ Adicionar 1 ml. de solución de hidroxilamina.
- ☉ Adicionar varias perlas de vidrio y evaporar hasta que tengamos un volumen de 20 ml. de muestra .
- ☉ Enfriar a T grado ambiente y transferir a un frasco volumétrico de 100 ml.
- ☉ Adicionar 10 ml . de acetato de amonio (Buffer) y 2 ml. de solución de Fenantrolina.
- ☉ Diluir hasta la marca con H₂O destilada.
- ☉ Mezclar completamente y permitir reposar por 10 minutos para desarrollar color.
- ☉ Pasar a una celda de Spectronic y realizar lectura con una longitud de onda de 510 nm.
- ☉ Esta lectura comparar en la curva de calibración y observar los ppm. resultantes.

- ☉ Correr un blanco con H₂O destilada y encerrar el aparato.

5.2.4.4 REACTIVOS :

5.2.4.4.1 SOLUCIÓN DE HIDROXILAMINA .-

Disolver 10 g. de NH₂OH.HCl (Hidroclorato de hidroxilamina) en 100 ml. de agua destilada.

5.2.4.4.2 SOLUCIÓN BUFFER DE ACETATO DE AMONIO

Disolver 250 g. de NH₄C₂H₃O₂ en 150 ml. de agua destilada.

Adicionar 700 ml. de ácido acético (Glacial) concentrado.

5.2.4.4.3 SOLUCIÓN DE FENANTROLINA

Disolver 100 mg. 1.10 - Fenantrolina Monohidratada , Cl₂H₈N₂.H₂O en 100 ml . de agua destilada bajo agitación , calentar hasta 80 grados C. , no hervir la solución. Descartar la solución si es oscura . El calentamiento no es necesario si 2 (dos) gotas de HCl concentrado son adicionadas al agua destilada.

5.2.4.4 SOLUCIÓN STOCK DE HIERRO (SULFATO AMONIO FERROSO)

Adicionar 20 ml. de ácido sulfúrico concentrado a 50 ml. de agua destilada, pero lentamente; luego disolver 1.40 gr. de sulfato ferroso de amonio, $\text{Fe}(\text{NH}_4)_2 (\text{SO}_4)_2 \cdot 6 \text{H}_2\text{O}$. Adicionar gota a gota permanganato de potasio (KMnO_4) 0.1N hasta un ligero color rojo. Finalmente diluir con agua libre de hierro hasta 1000 ml. y mezclar.

5.2.4.4.5 SOLUCIÓN ESTÁNDAR DE HIERRO

Preparar el día en que van a ser utilizadas.

- a) Pipetear 50.0 ml. de solución stock dentro de un frasco volumétrico de 1000 ml. y diluir hasta la marca con agua destilada libre de hierro. Un ml. equivale a 10 micro-gramos de hierro. (1 ml. = 10.00 ug. de Fe).

- b) Pipetear 5.0 ml de solución stock dentro de un frasco volumétrico de 1000 ml. y diluir hasta la marca con agua destilada, libre de hierro. (1 ml. = 1.00 ug. de Fe).

5.2.5 POTENCIAL HIDROGENO

5.2.5.1 INTRODUCCIÓN .-

El PH de una solución es un medidor de la efectividad de la concentración de iones hidrógeno, o más específicamente, la actividad del ion hidrógeno.

El PH nos da una medida de la acidez o alcalinidad. Es el logaritmo del inverso de la concentración de los iones hidrógeno y tiene valores de 0 a 14 .

$$\text{pH} = \frac{1}{\log [\text{H} +]}$$

El valor 7 indica que el agua es neutra, valores menores que 7 indican acidez y valores sobre 7 alcalinidad.

El PH es una medida muy importante para el control de la corrosión y formación de incrustaciones. Un PH da origen a corrosión y un PH alto puede causar precipitación de CaCO₃ como incrustación.

5.2.5.2 PRINCIPIO DEL MÉTODO :

La determinación de PH se realiza con pHmetros, con colorantes indicadores o con tiras indicadores universales.

Para obtener resultados exactos el valor del PH se determina por el método electrométrico (Potenciómetro) usando electrodos de vidrio sumergidos en la muestra. Este aparato debe estar calibrado para dar lecturas en términos de PH.

5.2.5.3 RECOMENDACIONES PREVIAS AL DETERMINAR PH

1.- Tener cuidado de que los electrodos se encuentran en buenas condiciones. Por ejemplo :

El electrodo de vidrio no debe estar roto, el electrodo de referencia debe tener suficiente solución saturada de KCl

2.- Ajustar el PHmetro con soluciones reguladoras de PH - 7 y PH - 10 al empezar el turno. Se ajusta primero con solución de PH - 7 y después se pone la solución de PH - 10 y debe indicar aproximadamente éste valor.

3.- Cuando el PHmetro no da resultado satisfactorio y hay duda, se puede deber a :

- ☉ Que una o las dos soluciones reguladoras estén contaminadas.
- ☉ Cables en mal estado. Cámbielos por unos en buen estado.
- ☉ Cables mal conectados. Conéctelos correctamente.
- ☉ Electrodo de referencia sucios o con la solución saturada contaminada.
- ☉ Los terminales de los cables están sucios o sulfatados. Límpielos con tetracloruro de carbono.
- ☉ Si al ajustar el PHmetro la respuesta es lenta, puede deberse principalmente a que el electrodo de vidrio no sirve . Cámbielo.

- ☉ Si, después de haber hecho todo lo anterior el pH-metro sigue dando resultados dudosos envíelo al departamento de Instrumentos.

- 4.- Después de cada medición lavar él o los electrodos con agua destilada, mantenerlos sumergidos en agua y tapar el equipo con el plástico respectivo.

5.2.5.4 TABLA PARA PREPARAR SOLUCIONES

BUFFER PARA CALIBRAR EL POTENCIOMETRO

50ml. de H_2KPO_4 0.1 M; X = ml NaOH 0.1 M diluido a 100ml. con H_2O .

PH	X	BUFFER VALUE B
5,8	3,6
5,9	4,6	0,01
6	5,6	0,011
6,1	6,8	0,012
6,2	8,1	0,015
6,3	9,7	0,017
6,4	11,6	0,021
6,5	13,9	0,024
6,6	16,4	0,027
6,7	19,3	0,03
6,8	22,4	0,033
6,9	25,9	0,033
7	29,1	0,031
7,1	32,1	0,028
7,2	34,7	0,025
7,3	37	0,022
7,4	39	0,02
7,5	41,1	0,018
7,6	42,8	0,015
7,7	44,2	0,012
7,8	45,3	0,01
7,9	46,1	0,007
8	46,7

50 ml. de una mezcla 0.1M con respecto a ambos KCl y H₃BO₃
 ácido bórico, X= ml. 0.1M de NaOH, diluido a 100 ml. con H₂O

PH	X	BUFFER VALUE B
8	3,9
8,19	4,9	0,01
8,2	6	0,011
8,3	7,2	0,013
8,4	8,6	0,015
8,5	10,1	0,016
8,6	11,8	0,018
8,7	13,7	0,02
8,8	15,8	0,022
8,9	18,1	0,025
9	20,8	0,027
9,1	23,6	0,028
9,2	26,4	0,029
9,3	29,3	0,028
9,4	32,1	0,027
9,5	34,6	0,024
9,6	36,9	0,022
9,7	38,9	0,019
9,8	40,6	0,016
9,9	42,2	0,015
10.0+	43,7	0,014
10,1	45	0,013
10,2	46,2

5.2.5.5 PREPARACIÓN DE SOLUCIONES BUFFER

5.2.5.5.1 REACTIVOS:

- ☉ Bieftalato de Potasio.
- ☉ Ácido Clorhídrico.
- ☉ Fosfato de Potasio.
- ☉ Hidróxido de Sodio.
- ☉ Bicarbonato de Sodio.

5.2.5.5.2 SOLUCIÓN BUFFER PH-4

A.- Solución de Bieftalato de Potasio 0.1 M.- Pesar 20.422 gr. de bieftalato de potasio previamente secado y disolver con agua libre de CO₂, aforar a un litro.

B.- Solución ácido clorhídrico 0.1 N.- Diluir 100 ml. de HCl 1N a un litro.

Para un litro de solución pH 4 mezclar: 500 ml. de solución A+1 ml. de B y aforar con agua destilada hervida.

5.2.5.5.3 SOLUCIÓN BUFFER PH-7

C.- Solución de Fosfato de Potasio monobásico 0.1 M.- Pesar 13.609 gr. de fosfato de potasio monobásico previamente secado y disolver con agua hervida aforando a un litro.

D.- Solución de Hidróxido de Sodio 0.1 M.-

Pesar 4 gr. de NaOH, disolver con agua destilada hervida, aforar a un litro.

Para un litro de solución pH7 mezclar: 500ml de solución C+291 ml. de D y aforar con agua hervida.

5.2.5.5.4 SOLUCIÓN BUFFER PH- 10**E.- Solución 0.05 M de Bicarbonato de Sodio.-**

Pesar 4.2 gr. de bicarbonato de sodio secado previamente y disolver con agua hervida aforando a un litro.

F.- Solución 0.1 M de Hidróxido de Sodio.-

Pesar 0.1M de hidróxido de sodio, disolver y aforar a un litro con agua hervida.

Para un litro de solución pH 10 mezclar: 500 ml . de solución E+107 ml. de F y aforar a un litro.

5.2.6 SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN**DETERMINACIÓN DE SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN, SÓLIDOS DISUELTOS Y TOTALES .**

“Sólidos suspendidos” es la mitad de la materia no disuelta , determinada gravimétricamente. Concentraciones altas de sólidos suspendidos causan depósitos en intercambiadores de calor, calderos, líneas de agua, etc.

5.2.6.1 MÉTODO 1.-

Tome 100 ml. de muestra y filtre en goch puesto a peso constante seque en la estufa durante una hora a 100-115 0-C. enfríe en el secador y pese . La diferencia de pesos son los miligramos por 100 ml . de sólidos en suspensión, para obtener las ppm se relaciona a un litro.

5.2.6.2 MÉTODO 2.-

5.2.6.2.1 MÉTODO MILLIPORE

Un filtro millipore de 45 micras de malla, puesto a peso constante en la estufa a 90 Grados Centígrados. durante 30 minutos filtre 100 ml. de muestra. Seque el filtro nuevamente a 90 grados centígrados durante 30 minutos. La diferencia de pesos son los miligramos por 100 ml. de sólidos en suspensión, para obtener las ppm de relacionadas a un litro.

SÓLIDOS DISUELTOS

Son los sólidos contenidos en una muestra de agua después de haberla filtrado, o sea después de haberle eliminado los sólidos en suspensión.

5.2.6.2.2 PROCEDIMIENTO :

Se determina en forma directa por evaporación del agua y pesada del residuo salino. En cápsula de porcelana a peso constante evapore los 100 ml. de muestra. La diferencia de pesos son los miligramos por 100 ml. de sólidos disueltos.

Se los determina también por cálculo a partir de la conductividad eléctrica del agua medida por medio de un puente de conductividad, y siguiendo el proceso se le toma el PH.

$$\text{Si PH} < 8.5 \quad \text{S.T.D.} = C \times 0.67$$

$$\text{Si PH} > 8.5 \quad \text{S.T.D.} = C \times 0.75$$

$$\text{STD} = \text{CE} \times 0.6666$$

$$\text{STD} = \text{CE} / 1.5$$

PH : Potencial de Hidrogeno del agua muestra.

S.T.D.: Sólidos totales disueltos en el agua muestra (partes por millón).

C : Conductividad del agua muestra.

El rango permisible de sólidos disueltos es de 100 ppm.

5.2.6.2.3 SÓLIDOS TOTALES

Es la suma de los sólidos en suspensión más los sólidos disueltos.

$$\text{ST} = \text{SS} + \text{STD}$$

5.2.6.3 MÉTODO 3.-

MÉTODO INDIRECTO PARRAS.-

Primero se realiza la determinación de los sólidos totales y luego de sólidos disueltos; la diferencia corresponde a los sólidos suspendidos.

Para la determinación de ST se mide 25 ml de muestra en la cápsula de evaporación previamente tarada. Luego de la evaporación se pasa la cápsula a una estufa a los 105 °C, aproximadamente 1 hora. Pasar a desecador hasta peso constante.

5.2.6.3.1 CÁLCULOS .-

$$\text{ppm ST} = \frac{\text{mg de residuo} \times 1000}{\text{ml de muestra}}$$

Para la determinación de STD, la muestra se filtra y este filtrado se evapora en la cápsula tarada. El residuo remanente de evaporación se seca en la estufa a los 105 °C se pasa a desecador a peso constante.

5.2.6.3.2 CÁLCULOS .-

$$\text{ppm STD} = \frac{\text{mg de residuo} \times 1000}{\text{ml de muestra}}$$

$$\text{ppm SS} = \text{ppm ST} - \text{ppm STD}$$

5.2.6.4 SÓLIDOS SUSPENDIDOS

En la balanza electrónica se toma el peso de la membrana a utilizarse, que tiene un diámetro de 47 mm. y un tamaño de 0.45 micrómetros y luego se filtra la muestra. El equipo utilizado para hacer la filtración depende de la turbidez del agua muestra, porque si los NTU son altos, no se puede filtrar con altos volúmenes (3.000 o 4.000 ml en el equipo con el suministro de aire de los compresores de la planta) por que la membrana se tapona, y solo es posible filtrar 300 ml. (en el equipo manual). Luego la membrana se la coloca en la estufa, que se encuentra a unos 30 - 40 grados centígrados durante 30 minutos. Finalmente en el desecador se dejan las membranas 15 minutos, para proceder a medir el peso de la membrana.

Para el calculo de los Sólido Suspendidos Totales, aplicamos la siguiente fórmula:

$$\text{S.S.} = (\text{P.F.} - \text{P.I.}) / \text{V}$$

SS : Sólidos suspendidos en el agua muestra.

PF : Peso final de la membrana (mg.).

PI : Peso inicial e la membrana antes del filtrado (mg.).

V : Volumen de agua muestra filtrada.

5.2.7 SULFATOS

5.2.7.1 INTRODUCCIÓN

El ion sulfato es relativamente abundante en las aguas naturales, sobre todo en las aguas duras. En el agua industrial, el sulfato es importante sobre todo cuando los procesos de evaporación introducen problemas potenciales de formación de depósitos y en donde el control de los sólidos totales disueltos es un problema de gran importancia. Con frecuencia, el sulfato es un constituyente de los depósitos que se forman en las calderas, y de las incrustaciones de los intercambiadores de calor, por lo que para controlarlos se requiere ablandar el agua y aplicar otros tratamientos.

La determinación de sulfatos es sumamente útil para regular las concentraciones permisibles en agua de calderas y en torres de enfriamiento para reducir la alcalinidad y controlar el PH.

En el agua potable la concentración de sulfato merece también un estudio minucioso. Las cantidades elevadas de sulfato imparte un sabor ligeramente amargo al agua y tiene efectos laxantes sobre todo en los niños.

5.2.7.2 Principio del método:

Es un método volumétrico en la cual el ion sulfato se precipita como sulfato de bario en presencia del cloruro de bario, y se forma una suspensión. Para estabilizar la suspensión y minimizar las interferencias se agrega glicerina y cloruro de sodio. La intensidad del color es medida en el espectrofotómetro y su lectura es llevada a la curva de calibración para determinar el contenido de sulfatos.

5.2.7.3 Procedimiento:

- 1.- Filtrar la muestra si es necesario.
- 2.- Tomar 25 ml. de muestra filtrada.
- 3.- Adicionar 10 ml. de solución ácida de cloruro de sodio.
- 4.- Adicionar 1 cucharadita de cloruro de bario.
- 5.- Adicionar 10 ml. de glicerina (1 + 1).
- 6.- Aforar a 50 ml. con agua destilada, agitar.
- 7.- Realizar la lectura en el espectrofotómetro, longitud de onda de 380 nm.
- 8.- Correr un blanco con agua destilada y reactivos, para encerrar el espectrofotómetro.
- 9.- Comparar la lectura vs. concentración de sulfatos.

5.2.7.4 **Reactivos:**

Solución de glicerina (1+1) : Mezclar un volumen de glicerina con un volumen de agua.

Solución ácida de cloruro de sodio: Disolver 240 gr. de cloruro de sodio (NaCl) en agua contenida 20 ml. de ácido clorhídrico y diluir a un litro con agua destilada. Filtrar.

Cristales de cloruro de bario ($\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$): Pasados a través de malla 20-30 (puede ser grado analítico).

Solución estándar de sulfatos de 100 ppm. (1 ml. = 0.100 mg. SO_4). Disolver 0.1479 de sulfato de sodio anhidro ($\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$) en agua destilada y diluir a 1 litro.

Preparación de la curva de calibración: Preparar por dilución estándares de 2, 5, 10, 15, 20, 30, 40 y 50 ml. respectivamente de la solución estándar y diluir con agua destilada a 50 ml. en un balón volumétrico.

Trabajar con estos estándares siguiendo el método descrito para la determinación de sulfatos y graficar la curva.

Corra un blanco con agua destilada y reactivos.

5.2.8 TURBIDEZ

5.2.8.1 Introducción

La turbidez del agua se debe a la presencia de sólidos suspendidos que están disueltos en ellas . tales como arcillas, limo, materia orgánica finamente dividida, plancton y otros órganos microscópicos, provocando un reducción de su transparencia. Por lo tanto, la medición de la turbidez indica el grado de opacidad o dispersión de la luz a causa de los sólidos suspendidos.

Se debe entender que la turbidez es un expresión de la propiedad óptica de una muestra, que hace que los rayos luminosos se dispersen y se absorban, en lugar de que se transmitan en línea recta a través de ella.

5.2.8.2 Principio.-

La turbidez nefelométrica se basa en el paso de la luz a través de una suspensión que justamente haga desaparecer la imagen de la flama de una bujía patrón.

5.2.8.3 EQUIPO UTILIZADO.-

Turbidímetro HACH modelo 2100A .- El turbidímetro de laboratorio es un Modelo 2100A, de amplia aceptación, cumple todos los requerimientos de funcionamiento descritos para medir la turbidez en el agua.

Sobre el banco de celdas.- Cuando se mide turbidez en los rangos de 0 - 100 y de 0.1000 NTU, el banco de celdas se lo deposita en el interior del compartimiento de celdas del turbidímetro y sobre él la celda con la muestra.

Este banco de celdas no debe ser usado cuando se mida turbidez bajas, cuyo valor estén en los rangos siguientes:

0 - 10 NTU

Calibración.- La calibración del instrumento lo realizamos con soluciones de “FORMAZIN”, un material que puede ser preparado por síntesis, y que producirá una repetibilidad del 1%. Cuando la mezcla es convenientemente preparada, esta produce partículas uniformes en su numero, tamaño, y forma, propiedad que da origen a una solución estándar ideal para la turbidez.

La unidad que se usa es: “La Unidad Nefelométrica de Turbidez” = NTU.

5.2.8.4 PREPARACIÓN DE LA SOLUCIÓN ESTÁNDAR DE FORMAZIN

Con la formula siguiente preparamos un stock de formazin de 4000 NTU.

- 1.- Disolver 5 gramos de sulfato de hidrazina grado reactivo ($N_2H_4 \cdot H_2SO_4$) en 400 ml..

- 2.- Disolver 50 gramos de Hexametilentetramina en 400 ml. de agua destilada.
- 3.- Depositar las dos soluciones dentro de frasco volumétrico de 1000 ml. y diluir hasta el aforo con agua destilada.
- 4.- Permitir que la solución repose por 48 horas de 20 - 22 °C . (68 - 72 ° F). Durante este tiempo la suspensión se desarrollara.

La siguiente tabla, da las relaciones entre las diluciones y la suspensión stock para la preparación de estándares de calibración.

Usar agua libre de turbidez para las correspondientes diluciones.

NTU" S	ML. DE SUSPENSION STOCK, QUE HAY QUE DILUIR A 1000 ML. CON AGUA DESTILADA LIBRE DE TURBIDEZ.				
1000		250			
500		125			
100		25			
50		12,5			
10		2,5			
5		1,25			
1		0,25			

La suspensión stock de formazin es estable por 6 a 12 meses.

Las soluciones diluidas son estables por no mas de dos días.

5.2.8.5 Estadarización:

Previa determinación de la turbidez de la muestra es necesario una estandarización del turbidímetro, para lo cual usamos las soluciones estándares diluidas de Formazin, equivalentes a turbidez conocidas. Esta estandarización lo hacemos, acatando las consideraciones anotadas en el Banco de celdas.

5.2.8.6 Almacenamiento.-

Es preferible que la turbiedad se determine el mismo día del muestreo, pero si es inevitable almacenarla por mayor tiempo , las muestras se pueden conservar en la obscuridad hasta 24 horas. Para almacenamientos mas prolongados, la muestra se preserva por la adición de 1 gr. de cloruro mercúrico por litro. En cualquier caso la muestra se debe agitar vigorosamente antes de su examen.

5.2.9 CONTENIDO DE OXIGENO DISUELTO

Este análisis se lo realiza en la línea de salida de la torre desoxigenadora (partes por millón de oxígeno disuelto) y en la línea de la salida del tanque (partes por billón de oxígeno disuelto). En estos puntos:

- ☉ Se introduce la ampolla CHEMET dentro del toma muestra.

- ☉ Se presiona la punta de la ampolla (sumergida en el agua) hasta lograr que se rompa, de este modo, el contenido de la ampolla se mezcla con el agua a analizar.

- ☉ Agitar la ampolla, cuidando que dentro de esta no ingrese aire comparar con la flauta standard de colores, determinando así en contenido de oxígeno disuelto.

A la salida de la torre se inyecta un atrapador de oxígeno (bisulfito de amonio) en una dosificación de 4 GPD. A la salida de la torre de desoxigenación deberán haber unos 100 - 200 ppm de O_2 . A la salida del tanque de almacenamiento debe haber de 10 - 20 ppb. de O_2 . A la salida del tanque se inyecta inhibidor de corrosión a una rata de 4 GPD.

5.2.10 CONTROL DE BACTERIAS

El control del contenido de bacterias se lo hace con hipoclorito de sodio (que es altamente corrosivo) y con inyección de biocidas (10 GPD) que tienen un alto costo. Se batchean 15 galones alternadamente y pasando un día.

Se utilizan dos biocidas, para que las bacterias en el ataque no desarrollen inmunidad a alguno de ellos, DC- 340 y DC - 360.

5.2.11 SISTEMA DE CONTEO DE BACTERIAS AEROBICAS TOTALES

Las bacterias aerobicas, son aquellas que se desarrollan en presencia de oxigeno. Para realizar el cultivo, se utilizan 6 celdas selladas con liquido propicio para el crecimiento de las bacterias; estas celdas se las mantienen refrigeradas. Este control se le realiza al agua muestra que sale del tanque a las bombas de alta presión. El procedimiento a seguir se lo describe a continuación:

- ☉ Se numeran las celdas desde la # 1 hasta la # 6.

- ☉ Con una jeringuilla, se toma 1 ml. de agua muestra, y se la inyecta a la celda # 1, agitando la celda.

- ☉ De la primera celda agitada, se toma 1 ml. y se lo inyecta a la segunda celda.

- ☉ Y así sucesivamente hasta que a la celda # 6 se le inyecta 1 ml. de la celda # 5, se agita, y se saca 1 ml, para luego botarla.

- ☉ Durante 7 días, (periodo de incubación de las bacterias aerobicas). se guardan las celdas en un lugar que tenga la misma temperatura de lugar desde donde se tomo la muestra (salida del tanque de almacenamiento del agua de inyección).

- ☉ Después del periodo de incubación, se procede a contar el número de celdas que han cambiado de color (viraje de color rojo a color amarillo) se determina el número de colonias por centímetro cúbico de agua , de acuerdo a la siguiente tabla:

Si la celda # 1 está amarilla	⇒ 0 - 10	col. bact. / c.c. agua.
Si la celda # 1 está amarilla	⇒ 10 - 100	col. bact. / c.c. agua.
Si la celda # 1 está amarilla	⇒ 100 - 1.000	col. bact. / c.c. agua.
Si la celda # 1 está amarilla	⇒ 1.000 - 10.000	col. bact. / c.c. agua.
Si la celda # 1 está amarilla	⇒ 10.000 - 100.000	col. bact. / c.c. agua
Si la celda # 1 está amarilla	⇒ 100.000 - 1'000.000	col. bact. / c.c. agua

5.2.12 SISTEMA DE CONTEO DE BACTERIAS ANAEROBIOS (BACTERIAS SULFATO- REDUCTORAS).

Las bacterias Sulfatos- Reductoras, se desarrollan en ausencia de oxígeno; para realizar el conteo se utilizan tubos SANI-CHECK SRB; éstos son tubos de cultura media, que están específicamente formulados para remover el crecimiento de las bacterias sulfato-reductoras, y que mantienen un bajo potencial de oxido-reducción. El procedimiento es el que sigue:

- ☉ Abrir el tubo de SANI-CHECK sacándole el sello protector, para poder remover la tapa.
- ☉ Con una pinza, coger el aplicador e insertarlo en el agua muestra durante 5 segundos.
- ☉ Sacar el exceso de agua del aplicador.

- ☉ Introducir el aplicador en el tubo de agar, teniendo cuidado de centrarlo.
- ☉ Añadir 3 gotas de aceite mineral, que evita el contacto del agar con oxígeno.
- ☉ Añadir una tableta de CO₂ , que se encarga de remover el oxígeno que está en el tubo de agar.
- ☉ Durante 5 días dejar encubando las bacterias anaeróbicas, en un ambiente similar al lugar de donde se tomó la muestra (salida del tanque de almacenamiento del agua de inyección).
- ☉ Cada día se revisa el cultivo, hasta que cambie a negro el tubo de agar, entonces:

Si al primer día cambia a negro ⇒ 10⁶ o más s.r. / ml. de agua.

Si al segundo día cambia a negro ⇒ 10⁵ o más s.r. / ml. de agua.

Si al tercer día cambia a negro ⇒ 10⁴ o más s.r. / ml. de agua.

Si al cuarto día cambia a negro ⇒ 10³ o más s.r. / ml. de agua.

Si al quinto día cambia a negro ⇒ 10² o más s.r. / ml. de agua.

La interpretación es la siguiente:

- ☉ Si hay 10⁵ o más s.r. / ml. agua ⇒ alto contenido de bacterias.
- ☉ Si hay 10⁴ - 10³ más s.r. / ml. agua ⇒ moderado contenido de bacterias.
- ☉ Si hay 10³ - 10² o más s.r. / ml. agua ⇒ bajo contenido de bacterias.
- ☉ Si hay 10² - 10¹ o más s.r. / ml. agua ⇒ insignificante contenido de bacterias.

5.2.13 DETERMINACIÓN DEL COLOR

La medida se la hace en el espectrofotómetro. Para medir el color verdadero, el agua muestra debe ser filtrada, si se desea el valor de color aparente, se toma la medida tal como se toma la muestra.

Para filtrar la muestra se toma 3.000 ml. de agua muestra del río Blanco en Sacha en una membrana de 0,45 micrones. Lo primero que se hace es elegir en el espectrofotómetro el método # 120 (una longitud de onda = 455 nanómetros), para luego encender el equipo con 25 ml. de agua destilada.

Finalmente, en la celda de 25 ml. se deposita el agua muestra y se toma la medida de color. En el reporte se pone:

COLOR APARENTE / COLOR VERDADERO

El color standard es 1 mg. / lt. de PtCo (PLATINUM AS CHLOROPLATINE ION).

5.2.14 CONTENIDO DE HIERRO

Diariamente el operador de la plata de inyección de agua, toma 1 galón de agua de cada uno de los pozos inyectoros, para que entre otros parámetros, se monitoree el contenido de hierro. La determinación se la hace con el espectrofotómetro utilizando como reactivo una bolsa de Ferro Ver.

A la salida de las bombas de alta presión se debe tener un residual de hierro máximo de 0,1 ppm.

Todos los días se monitorea el contenido de hierro a la salida de la torre, a la salida del tanque de almacenamiento, a la salida de las bombas y en los pozos inyectoros.

El contenido de hierro de los pozos inyectoros aumenta con la distancia que tengan respecto a la planta de inyección. (El inyector mas lejanos tendrá mayor residual de hierro) . El inhibidor de corrosión utilizado es el DC - 150.

5.3 CONTROL DE LA PLANTA POR MONITOREO SECCIONAL

El control adecuado de la planta de inyección de agua se lo presenta en el apéndice L, donde se puede apreciar los distintos parámetros por etapas, esto no ayuda para poder ver donde esta ocurriendo los problemas y de esta manera poder tomar las medidas pertinentes con mayor precisión.

CAPITULO # 6

ACTUALIZACIÓN DE MAPAS

INTRODUCCIÓN

Las características de las rocas y de los fluidos que la ocupan en los yacimientos están constantemente cambiando con el tiempo y se debe a factores como: daños que se producen en la formación, cambios de salinidades, cambio en el BSW, variaciones en las presiones del yacimiento , etc. esto sucede tanto en la arena U como en la T y es el resultado sobre todo de la inyección de agua que se esta efectuando en el campo Sacha.

En el Apéndice J se encuentra los mapas de :

- ☉ Salinidades.
- ☉ Sólidos básicos y agua (BSW).
- ☉ Iso-báricos.
- ☉ Corte estructural de Norte-Sur.
- ☉ Corte estructural de Este-Oeste.

Las interpretaciones que se den, van a estar relacionadas con estos mapas de ahí su importancia de tenerlos continuamente actualizados, con estas interpretaciones se sacaran las conclusiones y recomendaciones que es el objetivo de este trabajo, optimizar la inyección de agua en el campo Sacha.

6.1 MAPAS DE SALINIDADES.

Los mapas de salinidades nos indican que el agua que invaden los yacimientos muchas de ellas no pertenecen a la arena en producción, sino, que vienen de arenas vecinas a través de las fracturas o mala cementación que presentan algunos pozos, esto es luego comprobado con los datos de salinidades que presentan regionalmente cada arena .

Las aguas de la inyección que se realiza en el campo Sacha al ingresar al yacimiento en producción, se mezclan con las de la arena productiva y se produce una salinidad diferente a la normal.

También hay que considerar que en otros casos, el elevado corte de agua es producto de la sobreexplotación de las arenas, donde el agua por su mayor movilidad desplaza al crudo penetrando ella al pozo por consiguiente bajando la producción de petróleo, en este caso el agua si pertenece a la arena en producción . Este caso es el que sucede con algunos pozos de la arena “Hollín” .

En este trabajo se tomaran muestras de cada pozo tomando en cuenta la arena productora. Se efectuara el análisis de salinidad correspondiente a cada muestra examinando los resultados para no tener datos indeseados que pudieran alterar los resultados del mapa.

Se tabulará los datos con relación a la salinidad de los pozos y a la arena a la que pertenecen para que con la geología se proceda a realizarse el mapa de salinidad (Ver Apéndice J, mapa 1) que luego será estudiado y sacado las conclusiones respectivas.

6.2 MAPAS DE “BSW” .

El objetivo principal para realizar este trabajo es investigar los posibles avances que han tenido los flujos de agua que invaden las arenas productivas, sobre todo de las dos principales donde se efectúa la inyección (la arena **U** y **T**) .

Para realizar este trabajo, fue necesario viajar al campo, proceder a tomar muestras de crudo de cada pozo en producción tomando en cuenta su arena, luego en los laboratorios, realizar los análisis respectivos, en cuanto a la cantidad de BSW presente en la muestra.

Luego de obtener los resultados definitivos, se procedió a revisarlos para ver si eran datos concordantes, para después tabularlos por pozos como en el de salinidades . Luego de obtener los resultados definitivos, se procedió por medio de Geología a elaborar mapas de BSW de cada una de las arenas en producción (Ver Apéndice J, mapa 2 y 3), así como se lo iso con los mapas de salinidades, posterior a esto se realizaran las interpretaciones respectivas y se sacaran las conclusiones necesarias.

6.3 MAPAS ISOBARICOS

En base a la solicitudes enviadas al campo y con la finalidad de contar con la información para el estudio de simulación del campo Sacha, se ha obtenido información de presiones que han permitido la realización de mapas isobáricos (Ver Apéndice J, mapa 4 y 5) y cuyos valores promedios son los siguientes:

CAMPO	YACIMIENTO	DATUM	P. INICIAL AÑO 1.972	P. YACIMIENTO AÑO 1.994	ΔP psig.
	Basal Tena	7800'	3587	1443	2144
	U	8530'	4028	1672	2356
SACHA	T	8765'	4131	1719	2412
	Hollin Superior	8975'	4246	2322	1924
	Hollin Inferior	8975'	4246	4202	44

Las tasas de producción autorizadas para el campo Sacha son:

- ☉ Basal Tena 2.500 BPPD.
- ☉ Napo (U y T) 23.900 BPPD.
- ☉ Hollín (Hs + Hi) 66.400 BPPD.

Es obvia la disminución de producción, así como notoria la declinación de las presiones en los yacimientos excepto en Hollín inferior por su empuje hidráulica, así como también existe un incremento del corte de agua en esta misma zona, por lo que se ha revisado la información pertenecientes a estudios anteriores, y se ha considerado la actualización de mapas isópacos, isobáricos, mapas de salinidades, mapas de BSW y cortes estructurales para cada yacimiento.

6.4 CORTES ESTRUCTURALES.

En este campo, se han elaborado dos cortes estructurales, en los cuales se ha incluido información de zonas , espesores aproximados, profundidades y las distancias entre pozo y pozo.

Los cortes nos indican que la parte mas alta de la estructura se encuentra en la parte central, observándose una pequeña pendiente hacia el Este . La distancia promedio entre cada pozo esta en los 900 metros .

El primer corte se produce de Norte a Sur y pasa por los pozos:

64 - 55 - 49 - 24 - 33 - 23 y 60. (Ver Apéndice J, mapa 6).

El segundo corte se produce de Este a Oeste y pasa por los pozos;

46 - 27 - 28 - 55 - 5(inyector) y 59. (Ver Apéndice J, mapa 7).

En el Apéndice K se tiene los valores de Salinidad, corte de agua, corrosión, escala, etc., de cada pozo por areana productora.

CAPITULO # 7

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

7.1 INTRODUCCIÓN.

Es importante para un proyecto saber los costos que van a tener las distintas etapas y el porcentaje del gasto total. Debido a que no se pudo encontrar información de costos del proyecto de inyección de agua en Sacha se a de analizar el desglose de la inversión de un proyecto similar al de este campo.

También se considero importante para esta tesis el hacer mención al costo del proyecto de reinyeccion de agua en el campo Sacha. Es de notar que esta parte fue realizada con valores reales.

7.2 CONVERSIÓN DE POZO PRODUCTOR A INYECTOR.

Cuando en un pozo se presenta ciertos problemas como altos cortes de agua (incontrolable) o por que en alguna operación cotidiana se queda un pescado es posible que este pozo se convierta en inyector, claro esta después de realizar un estudio previo.

Los costos de conversión de un pozo varían de acuerdo a varios factores que se ponen a continuación.

- ☉ Días de trabajo del taladro de reacondicionamiento, (a Enero de 1.996 el costo es de \$ 2.500,00 por día).
- ☉ Tratamiento químico que se requiera en el pozo, como el programa de acidificación a la formación a inyectar, para disminuir el daño de formación y aumentar la admisión de agua al yacimiento.
- ☉ Cambio parcial o total del tubing , por pitting o corrosión generalizada.
- ☉ Cementaciones forzadas (squeeze) en la tubería de revestimiento (casing), por existir canalizaciones al tope y/o base de la formación a inyectarse. Anteriormente a los pozos se los cementaba en una sola etapa, de modo que buena parte del espacio anular entre el casing y la formación esta sin cemento.
- ☉ Detectar huecos en el casing, al existir fugas de presión y/o fluidos durante las pruebas de inyektividad o al correr registros de cementación.

7.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA.

7.3.1 INTRODUCCIÓN.

Esta parte habla de la evaluación económica de un proyecto de inyección de agua como un todo, pero análisis similares son necesarios en todas las etapas del diseño de inyección de agua. Los principios son los mismos, sin tener en cuenta el tipo y alcance de los complicados problemas específicos. Este capítulo trata solo el cálculo económico sin considerar ningún tipo de impuesto sobre los elementos del proyecto.

Cada compañía tendrá una diferente forma de hacer el cálculo del proyecto con sus valores de gastos en cada etapa del proyecto, pero en general para un campo semejante al de Sacha es como el que se indica a continuación.

7.3.2 SISTEMA DE ESTIMACIÓN DE COSTOS.

Los dos primordiales tipos de costos que tienen que ser incluidos en el análisis económicos de la inyección de agua son:

- ☉ Capital de inversión.

- ☉ Gasto de operación.

Estos costos son tratados diferentemente en la evaluación y tienen que ser mantenidas por separados.

7.3.2.1 CAPITAL DE INVERSIÓN.

El mayor costo asociado con la iniciación de un proyecto de inyección de agua son justamente el capital de inversión. Estos costos caen generalmente dentro de la categoría de severos, tanto como tanto como tangibles o intangibles son los costos de perforación, workover para la conversión de un pozo productor a inyector, facilidades de inyección y consolidación o recuperación de las facilidades de producción.

En tesis anteriores se cubrieron los temas de diseño de las facilidades de inyección de agua , que tenía un costo estimado y que deberá ser tomado necesariamente en la evaluación. El tiempo de la inversión también necesitara ser estimado desarrollando una tabulación del “cash flow” o movimiento del fluido de dinero para la evaluación.

El cash flow o fluido de dinero puede ser definido como la diferencia entre el ingreso recibido y el dinero desembolsado sobre un periodo de tiempo dado, todo cambio de dinero deberá ser incluido.

Una lista típica de lo que puede ser requerido en una inyección de agua se muestra a continuación.

DESEMBOLSOS TÍPICOS EN LA INYECCIÓN DE AGUA

INICIO

- ☉ Pozos : Equipos y Taladro.
- ☉ Superficie: Equipamientos y toma de agua.

RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO

- ☉ Tratamiento: Desnatadora, filtros, desoxigenadora y químicos.
- ☉ Líneas, manifolds, controles y bombas.

INYECCIÓN

- ☉ Booster, bombas de inyección y motores primarios.
- ☉ Controles, instrumentación, sistemas eléctricos y sistema de combustible.
- ☉ Turbinas de succión y descarga.
- ☉ Bases, edificios, tanques y equipos de seguridad.

DISTRIBUCIÓN

☉ Líneas,
manifolds, controles e instrumentación.

POZOS INYECTORES

☉ Taladros y
equipos.

☉ Conversión de pozos existentes y sus equipos.

☉ Perfiles de control del trabajo.

POZOS PRODUCTORES

☉ Taladro y
equipos.

☉ Workover.

☉ Perfiles de control de trabajo.

☉ Añadir o reparar equipos de levantamiento artificial

FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

- ☉ Consolidación y mejoras del sistema de procesos, incluyen líneas recolectoras, tratamiento del líquido y gas y los equipos de prueba.

- ☉ Sistemas automáticos de control.

Los costos deberán ser determinados con razonable precisión. Algunas fuentes de estimados recientes incluyen cantidades de los equipos y de instalaciones, fabricaciones y sus representantes, agentes compradores, firmas constructoras, ingenieros y personal de operación.

Mas los fabricantes y vendedores están dispuestos a facilitar en el inicio personal de ingenieros calificados que estimen pertinente para estos equipos. Estos valores no se detallan en la cotización y tenderán a ser mas altos que los de la cuadro 7.1 . Sin embargo, la precisión deberá usualmente ser adecuada para los propósitos de la evaluación económica. Para tales propósitos es recomendable no pedir las cotizaciones de detalles del equipo, sino, del equipo como tal.

Costos laborales son usualmente mejor obtenidos de las compañías productoras locales o de los supervisores de construcción. Para mejores proyectos, las compañías constructoras pueden ser contactadas para pedir información, pero tal estimado deberá ser usado cautelosamente por que entre una y otra compañía suelen haber variaciones considerables.

Otros costos que deberán ser incluidos son impuestos de ventas y de transporte de los equipos como también un recargo de partes de equipamientos a ser comprados; Los vendedores pueden comúnmente suplir estas informaciones o también los departamentos de compañías compradoras de estos productos pueden ser capaces de ayudarnos. Es también sugiere que la ingeniería debe incluir algunos fondos de contingencias o de imprevistos.

Para mejorar las unidades ya existentes como tuberías, bombas, engranajes, sistemas de tratamiento, y tanques un factor de 5 a 7 % es generalmente el adecuado a emplear.

Un valor por eventualidades del 15 al 25 % del costo de los restantes gastos después de restar las mejoras de las partes será recomendable.

CUADRO 7.1

COSTOS ESTIMADOS DE LA INYECCIÓN DE
AGUA

REACONDICIONAMIENTO 2 POZOS

Workovers de los 2 pozos.	32.000
Tubería nueva.	11.500
Bombas electro sumergibles.	60.000
Varios	15.000
	<hr/>
	118.500
Imprevistos	15.500
	<hr/>
Subtotal	134.000

FACILIDADES DE INYECCIÓN

Bombas inyectoras, motores, controles, tuberías, accesorios, y equipos eléctricos en el edificio central.	160.000
Tanque de reposo de agua.	13.500
Tanque de producción de agua.	17.500
Preparación de la locación.	10.000
Sistema de poder eléctrico.	14.000
Tuberías.	12.000
Transporte.	2.500
Varios.	10.000
	<hr/>
	239.000
Imprevistos	35.500
	<hr/>
Subtotal	275.000

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE INYECCIÓN
--

Tubería instalada de acero recubierta de plástico.	65.000
Costo de colocación y labor.	27.500
Transporte.	3.000
Demanda por daños a propiedades.	7.000
Varios.	13.000

	115.000
Imprevistos	17.000

Subtotal	132.500

CONVERSIÓN DE 6 POZOS INYECTORES A PRODUCTORES

Costo del workover de los pozos.	139.500
Tubería nueva.	243.000
Cabezales de pozos.	22.500
Varios.	26.250

	431.250
Imprevistos	147.750

Subtotal	579.000

REVISIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

Reforzar sistema con nuevas líneas.	54.700
Mejoras en el sistema de agua.	47.000
Nuevos edificios y locación.	25.000
Demandas por daños.	4.200
Transporte.	3.000
Varios.	12.500

	146.400
Imprevistos	63.600

Subtotal	210.000

GRAN TOTAL: 1'330.500

Los ingenieros deberán basar la cantidad de los factores de contingencias en la precisión y completación de los diseños y costos estimados. Un ejemplo de un costo estimado para el campo Sacha a la fecha es el que se muestra en la cuadro 7.2.

En este caso los fondos de contingencias incluyen una rebaja por riesgos de imprevisto en el trabajo del pozo y facilidades de producción, por que las condiciones de algunos pozos y tanques no son conocidos por el estimador. El monto total de contingencia que se uso fue del 25 % de lo estimado. Futuras inversiones podrán ser calculadas similarmente, con la inflación incluida y algunas tasas estimativas. Las compañías tienen pronósticos de los valores de inflación para consulta de los ingenieros.

CUADRO 7.2

**COSTOS ESTIMADOS DE LA INYECCIÓN DE
AGUA ACTUALIZADOS A 1996**

REACONDICIONAMIENTO 2 POZOS

Workovers de los 2 pozos.	91.300
Tubería nueva.	32.800
Bombas electro sumergibles.	171.100
Varios	42.700

	337.900
Imprevistos	44.200

Subtotal	382.100

FACILIDADES DE INYECCIÓN

Bombas inyectoras, motores, controles, tuberías, accesorios, y equipos eléctricos en el edificio central.	456.500
--	---------

Tanque de reposo de agua.	38.500
Tanque de producción de agua.	49.900
Preparación de la locación.	28.500
Sistema de poder eléctrico.	39.900
Tuberías.	34.200
Transporte.	7.100
Varios.	28.500

	683.100
Imprevistos	101.200

Subtotal	784.300

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE INYECCIÓN

Tubería instalada de acero recubierta de plástico.	185.400
Costo de colocación y labor.	78.400
Transporte.	8.500
Demanda por daños a propiedades.	19.900
Varios.	37.000

	329.200
Imprevistos	48.500

Subtotal	377.700

CONVERSIÓN DE 6 POZOS INYECTORES A PRODUCTORES

Costo del workover de los pozos.	398.000
Tubería nueva.	693.300
Cabezales de pozos.	64.100
Varios.	74.800

	1'230.200
Imprevistos	421.500

Subtotal	1,651.700

REVISIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

Reforzar sistema con nuevas líneas.	156.000
Mejoras en el sistema de agua.	134.000
Nuevos edificios y locación.	71.300
Demandas por daños.	11.900
Transporte.	8.500
Varios.	35.600

	417.300
Imprevistos	181.400

Subtotal	598.700

GRAN TOTAL: 3'794.500

7.3.2.2 COSTOS DE OPERACIÓN

Los ingenieros tienen que incluir los costos de operación de la inyección de agua en la evaluación económica.

El factor importante es el incremento del costo de la inyección de agua comparado con la cantidad de producción primaria. Los costos de operación de la planta antes de la inyección de agua pueden ser promediados dando un razonable estimado de los costos del barril de fluido producidos durante la fase primera. Estos costos, multiplicados por la restante producción primaria, puede ser restada del estimativo de los gastos de operación de la inyección de agua teniéndose así el incremento en los valores.

Los tres mayores costos de la inyección de agua son:

- 1) Costos de obtención y tratamiento de agua.
- 2) Estimación de las bobas y gastos en el sistema.
- 3) Costos de las operaciones de producción.

Cuando se estiman estos costos es mejor hacerlo con comparación de valores de inyección de agua preferentemente en la misma zona o de similares condiciones de algunos yacimientos cercanos.

Datos obtenidos en esta manera deberán ser discutidos con la compañía operadora y el personal de ingenieros de producción para determinar que modificaciones son necesarias. Este personal puede también ser las mejores fuentes para la estimación del costo de operación si no existe inyección de agua en las zonas cercanas.

Costos por unidad son frecuentemente los mas usados para el estimado. Generalmente, parámetros tales como el costo del barril de agua producido, agua tratada, agua inyectada, y fluido producido pueden ser aplicados a la predicción del volumen de agua inyectada estimándose los costos de operación para la inyección de agua.

Como es de notarse estos gastos estimados deberán incrementarse por la inflación en años futuros.

El ingeniero tiene que asegurarse de la adición de costos de operación mas la de emulsiones agua-petróleo y de las operaciones debido al H_2S que deberán ser incluidas en el estimativo del costo de operación. Si se tienen datos de inyección de agua de otros campos cercanos y estos son comparables deberá hacerse dichas comparaciones. Si un presupuesto esta siendo desarrollado desde el inicio, factores como el incremento del corte de agua, gas, incremento de la corrosión , incremento de la escala, estimulación de pozos, y el aumento de los workover serán muy importantes de considerar.

Como regla general, el ingeniero deberá guardarse contra posibles infravaloraciones, sin sobre dimensional el presupuesto en demasía.

Cuando los costos de operación de la inyección de agua tienen que ser estimados, el incremento del costo es calculado por la sustracción del costo de la producción primaria continua de un año a otro. Teniendo estimada la inversión y el incremento del gasto de la inyección de agua y conociendo la producción de la inyección y las predicciones del ingreso, los ingenieros están ya preparados para hacer una evaluación económica completa.

En el campo Sacha no se lo pudo realizar pues los costos de operación de cada año desde el inicio a la fecha no han sido tabulados, así como no se pudo encontrar valores exactos del proyecto.

Los costos que aparecen en la cuadro 7.1 son valores estimados de un proyecto de similares condiciones al de Sacha y fue realizado en 1.985; En la cuadro 7.2 se muestra los valores del mismo proyecto llevados a valor presente para tener una idea de lo que podría costar en la actualidad este proyecto, cave notar que aquí no se incluyen impuestos de ningún tipo.

7.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA REINYECCIÓN DE AGUA

7.4.1 GENERALIDADES

7.4.1.1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo al oficio No 941731 DNH-204-94 de Noviembre 04 de 1.994, se solicita al Presidente de Petroecuador, se prepare información sobre los proyecto de tratamiento y reinyeccion de agua de formación producidas en los diferentes campos del distrito, en base al oficio 1052 SON del 31 de Octubre de 1.994 del Prosecretario del Congreso Nacional, al cual se adjunta copia certificada del oficio 099 CEPMA-CN-DN-94 del 27 de Octubre de 1.994 y que fue suscrito por el Diputado Eduardo Villaquirán.

7.4.1.2 OBJETIVO DEL PROYECTO DE REINYECCIÓN

La producción de petróleo de los diferentes campos del distrito viene asociada con agua de formación que es separada en las estaciones de producción, la misma que es enviada a los cuerpos adyacentes de agua dulce, esteros, etc; creando un impacto ambiental sobre la biodiversidad de las especies existentes, afectando principalmente las labores de pesca y la calidad del agua dulce, que en algunos sitios los colonos y aborígenes usan para servicio domestico.

7.4.1.3 JUSTIFICACIÓN

El agua de formación producida debe disponer de un sistema de tratamiento y reinyeccion para cumplir con los parámetros y limites permisibles establecidos en el reglamento ambiental para actividades hidrocarburíferas No 621 en vigencia y expedido por el Ministerio de Energía y Minas.

El conjunto de proyectos de reinyección de agua de formación, son exclusivamente de control de la contaminación ambiental y conforme a los objetivos y a la justificación de los mismos, estas inversiones no producen ninguna rentabilidad económica en valores monetarios, sin embargo Petroproducción no ha escatimado esfuerzos para poner en marcha un agresivo plan de inversiones a fin de solucionar a mediano plazo los problemas que se derivan de la explotación petrolera.

7.4.1.4 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN

El agua de formación producida tiene tendencia corrosiva e incrustante, la salinidad varía desde 1.000ppm Cl^- en Bermejo hasta 90.000ppm Cl^- en el campo Guanta ; la concentración de sal en las aguas de formación, determina en mayor o menor grado el índice de corrosión en instalaciones, tuberías y tanques.

7.4.1.5 SELECCIÓN DE TUBERÍAS Y EQUIPOS.

Para solucionar los problemas de corrosión que ocasionaría el agua de formación en el transporte, se ha seleccionado tubería PVC de 6" y 8" de diámetro y presiones de 140 a 180 psi. Los equipos y materiales para reinyectar el agua son de aleaciones especiales para evitar su prematuro deterioro.

7.4.1.6 ORIGEN DE LOS PROBLEMAS POR EL AGUA

La producción de petróleo en los campos operados por Texaco desde 1.972, viene asociada con agua de formación, cuyo volumen se ha incrementado paulatinamente hasta 126.946 barriles diarios en Agosto de 1.994. (Ver cuadro 7.3).

La compañía Texaco, durante el tiempo de operación de los campos no ha realizado ningún proyecto para tratamiento y o inyección de agua de formación y dar soluciones oportunas a los problemas de la contaminación del medio ambiente.

CUADRO 7.3

**PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN
CAMPOS EX-TEXACO (AGOSTO DE 1.994)**

CAMPO	AGUA
Aguarico	2.900
Anaconda	113
Atacapi	1.664
Auca central	4.277
Auca sur	7.359
Auca sur 1 y 2	1.540
Auca este	260
Cononaco	16.353
Culebra	334
Dureno	300
Guanta	1.510
Lago Agrio central	1.415
Lago Agrio norte	3.000
Limoncocha	1.280
Palanda	1.052
Pindo	2.144
Parahuaco	4
Puma	1.100
Sacha norte 1	12.500
Sacha norte 2	1.700
Sacha central	10.000
Sacha sur	6.500
Shushufindi norte	12.400
Shushufindi central	13.472
Shushufindi sur	12.516
Shushufindi sur-oeste	7.610
Rumiyacu	0
Yuca	3.100
Yuca sur	27
Yulebra	516
Subtotal	126.946

CUADRO 7.3

**PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN
CAMPO EX-CEPE. (AGOSTO DE 1.994)**

CAMPO	AGUA
Bermejo norte	1.691
Bermejo sur	1.577
Carabobo	285
Conga	196
Charapa	0
Cuyabeno	4.100
Frontera	74
Pacay	0
Pacayacu	113
Pacuna	1.100
Payamino	0
Pichincha	3.031
Paraiso	2.700
Secoya	5.700
Shuara	5.580
Singue	0
Sansahuari	2.430
Shushuqui	2.446
Tapi	1.900
Tiguino	2.000
Tetete	4.673
V. H. Ruales	1.436
Subtotal 2	41.032

Total de Petroproducción = Subtotal + Subtotal 2

Total = 126.946 + 41.032

Total de Petroproducción = 167.978

7.4.1.7 AGUA DE FORMACIÓN EN LOS CAMPOS.

La producción de agua de formación en los campos operados por Ex-Cepe en Agosto de 1.994 es 41.032 barriles diarios (Ver cuadro 7.3) .

Para solucionar los problemas ocasionados por el agua de formación, Petroproducción en la mayoría de los campos tiene en operación piscinas de hormigón “API“ , para tratar el agua de formación y retirar el crudo remanente.

7.4.1.8 EJECUCIÓN ECONÓMICA.

En el presente trabajo se indica en forma general los montos aprobados, gastos ejecutados y los valores comprometidos de cada uno de los proyectos.

7.4.1.9 RESULTADOS AL EJECUTAR LOS PROYECTOS.

A la presente fecha se reinyectan aproximadamente 39.000 barriles diarios de agua de formación, en Sacha 12.000 b/d., y en Shushufindi Sur 16.000 b/d ., que representan el 23% del volumen total.

Con la ejecución de los proyectos que se detallan a continuación permitirán en 1995 reinyectar 105.000 b/d de agua de formación, que representan el 63% del volumen total del agua producida, el 37% de volumen restante. Petroproducción en un futuro mediano, reinyectará o tratará el agua hasta alcanzar los parámetros permitidos establecidos en la regulación ministerial.

7.4.2 COSTOS DEL PROYECTO DE REINYECCION EN SACHA.

7.4.2.1 Sacha Central .

a) Producción de agua: 10.000 b/d

b) Descripción:

- ☉ Se trata el agua de formación en piscinas de hormigón construidas en la estación Central de Sacha.
- ☉ Se transporta el agua a través de tubería PVC de alta presión, desde la estación Central hasta la captación en el río y luego a la planta de recuperación secundaria.
- ☉ Se reinyecta el agua en el sistema de recuperación secundaria.

c) Avance físico: 100 %.

d) Fecha estimada de terminación:

El proyecto termino en Mayo de 1994.

e) Monto aprobado: 436.750 dólares.

f) Gasto ejecutado: 395.027 dólares.

g) Comprometido: 41.713 dólares.

7.4.2.2 Sacha Norte 1 .

a) Producción de agua: 13.000 b/d

b) Descripción:

☉ El agua de formación se trata en piscinas de hormigón construidas en la estación Norte 1 de Sacha.

☉ Se transporta el agua a través de tubería PVC de alta presión, desde la estación Central hasta la piscina de recuperación secundaria.

☉ Se reinyecta el agua en el sistema de recuperación secundaria.

c) Avance físico: 100 %.

d) Fecha estimada de terminación:

El proyecto termino en Diciembre de 1993.

e) Monto aprobado: 331.750 dólares.

f) Gasto ejecutado: 318.199 dólares.

g) Comprometido: 13.551 dólares.

7.4.2.3 Sacha Norte 2 .

a) Producción de agua: 2.000 b/d

b) Descripción:

☉ Se trata el agua de formación en piscinas de hormigón construidas en la estación Sacha Norte 2.

☉ Se transporta el agua a través de tubería PVC de alta presión, desde las piscinas de la estación hasta el pozo Sacha 65.

☉ Se reinyecta el agua en la formación Tiyuyaco en el pozo Sacha 65.

c) Avance físico: 40 %.

d) Fecha estimada de terminación:

Diciembre de 1996.

e) Monto aprobado:

Proyecto diferido para 1996.

7.4.2.4 Sacha Sur.

a) Producción de agua: 7.000 b/d

b) Descripción:

- ☉ Se trata el agua de formación en piscinas de hormigón construidas en la estación Sacha sur..

- ☉ Se transporta el agua a través de tubería PVC de alta presión, desde las piscinas de la estación hasta la capitación en el río y luego a la planta de recuperación secundaria.

- ☉ Se reinyecta el agua en el sistema de recuperación secundaria.

c) Avance físico: 75 %.

☉ Se tiene adquirida la tubería PVC 8" de diámetro y los accesorios de alta presión.

☉ El control para la tubería PVC, El tramite de adjudicación.

☉ Las unidades de transferencia se encuentra n las bodega de Lago Agrío.

d) Fecha estimada de terminación:

El proyecto termino en Febrero 1995.

e) Monto aprobado: 120.000 dólares.

f) Gasto ejecutado: 103.478 dólares.

g) Comprometido: 16.522 dólares.

CAPITULO # 8

CORROSIÓN

8.1 INTRODUCCIÓN

Para poder realizar un programa adecuado contra la corrosión en la planta de inyección es necesario entender que causa la corrosión y que cambios se producen durante el proceso.

Si se es posible diagnosticar la causa de la corrosión adecuadamente encontraremos el camino para poder resolver el problema en forma eficiente. La corrosión en la planta de tratamiento de agua de inyección del campo Sacha representa uno de los problemas mas importantes que se ha generado durante los últimos años y en especial a partir del **10 de Noviembre de 1.992**, fecha en la que se comienza el proyecto de reinyeccion de agua de formación mediante la planta de recuperación secundaria.

Dos son las causas principales de corrosión que se da en la planta de inyección:

- a) Los iones cloruros (Cl^-) presentes en altas proporciones en el agua procedente de la formación de la arena “ U ”.

- b) El oxígeno disuelto en el agua que se condensa sobre las tuberías que es frecuentemente detenida por la materia orgánica.

8.2 OBJETIVO

El objetivo de este capítulo es encontrar en forma clara, cuales son las causas y las formas de actuar de las mismas que han provocado un aumento de la corrosión a niveles críticos en la planta de tratamiento de agua de inyección del campo SACHA, una vez identificado plenamente el problema, encontrar el método más idóneo para realizar el monitoreo, que una vez implementado el sistema de control de proceso corrosivo, nos permitirá tener límites tolerables de corrosión en el área, y la consecuente protección de equipos que tienen un costo elevado.

8.3 TIPOS DE CORROSIÓN.

Los tipos de corrosión encontrados frecuentemente en la industria petrolera incluyen:

- ☉ Electrólisis.
- ☉ Celdas galvánicas.
- ☉ Celdas de concentración.
- ☉ Corrosión por bacterias.

8.3.1 ELECTRÓLISIS.

Este término generalmente se reserva para designar a la corrosión causada por corrientes eléctricas provenientes de una fuente de energía. Además, varios grupos están investigando la posibilidad de que exista corrosión causada por corrientes alternas, pero generalmente esta corrosión se debe únicamente a corrientes directas. No se presenta en la planta de agua este tipo de corrosión.

8.3.2 CORROSIÓN GALVÁNICA.

Una forma especial de la reacción general de corrosión que se ve en la planta de inyección de SACHA es la reacción galvánica. Esta forma relativamente común de corrosión resulta cuando dos metales distintos se conectan y se exponen a un ambiente acuoso; un metal se vuelve catódico y el otro anódico, estableciéndose una celda galvánica.

Por ejemplo, cuando el acero y el cobre se conectan en agua, el acero se convierte en ánodo. Se dice que es ánodo con respecto al cobre, que es el cátodo. La pérdida de metal ocurre en el ánodo, de manera que el acero se corroe. Los mismos principios sobre relación de áreas de superficies cátodo-ánodo que se aplican a la reacción general de corrosión se aplican a la celda galvánica:

1. Cátodo más grande ----- velocidad de corrosión más alta.
2. Cátodo más pequeño ----- velocidad de corrosión más baja.
3. Ánodo más grande ----- pérdida de metal por corrosión general.
4. Ánodo pequeño ----- ataque tipo picadura.

La velocidad de corrosión del par galvánico depende de los metales que se conecten. En la tabla 8.1 se lista una serie de metales comunes y aleaciones que con frecuencia se encuentran en los sistemas de agua. Es bastante parecida a la serie electromotriz de los elementos. La conexión de dos de éstos metales en un ambiente acuoso como la planta de inyección corroe al más anódico. Para metales que están muy cercanos a ésta serie, la velocidad de corrosión es menor que para aquellos que están muy separados. En un par galvánico, entonces, la velocidad de corrosión depende de :

- a) Los metales que se conectan.
- b) La relación del área de la superficie anódica a la catódica.

Los elementos que están en el agua a ser transportados , de igual forma son importantes ya que también originan éste tipo de corrosión.

La planta fue construida en su totalidad de un mismo material justamente para evitar que se produjeran éste tipo de corrosión que es bien sabido deterioran rápidamente el sistema, pero debido al desgaste que se produjo al comenzar la mezcla de agua de formación se tuvo que cambiar ciertas tuberías, válvulas y accesorios que cedieron a la acción destructora de ésta agua. El problema se origina debido a que al remplazar las nuevas tuberías, válvula y accesorios no se tomaron encuentra los materiales originales sino que se procedió a colocar los que se disponían en bodega lo que a corto plazo dio inicio a la corrosión galvánica que se suma a los otros tipos de corrosión presentes en la planta.

8.3.2.1 Factores que influyen en la corrosión galvánica.

- 1.) Diferencia de potencial en los metales.
- 2.) Efecto del área relativa cátodo - ánodo.
- 3.) Efecto del medio ambiente.
- 4.) Efecto de la velocidad relativa.
- 5.) Resistencia eléctrica del electrolito.
- 6.) Efecto de la distancia.

8.3.2.2 Precauciones:

- 1.) Usar metales que estén próximos en la serie.
- 2.) Evitar efecto desfavorable del área.
- 3.) Aislar los dos metales.
- 4.) Uso de recubrimiento.
- 5.) Evitar pequeños ánodos con grandes cátodos.

8.3.3 CORROSIÓN POR CELDA DE CONCENTRACIÓN

De la misma manera que los metales diferentes mencionados anteriormente generan una corriente galvánica con una concentración dada de agua, puede también establecerse una corriente galvánica cuando el mismo metal se expone a diferentes concentraciones (fuerzas iónicas) de soluciones acuosas. El ataque que ocurre en el ánodo como resultado de éste mecanismo, llamado corrosión por celda de concentración, se efectúa en la solución mas concentrada. Las celdas de concentración son la causa normal de las molestas muelas locales o de la pérdida de metal por el tipo picadura.

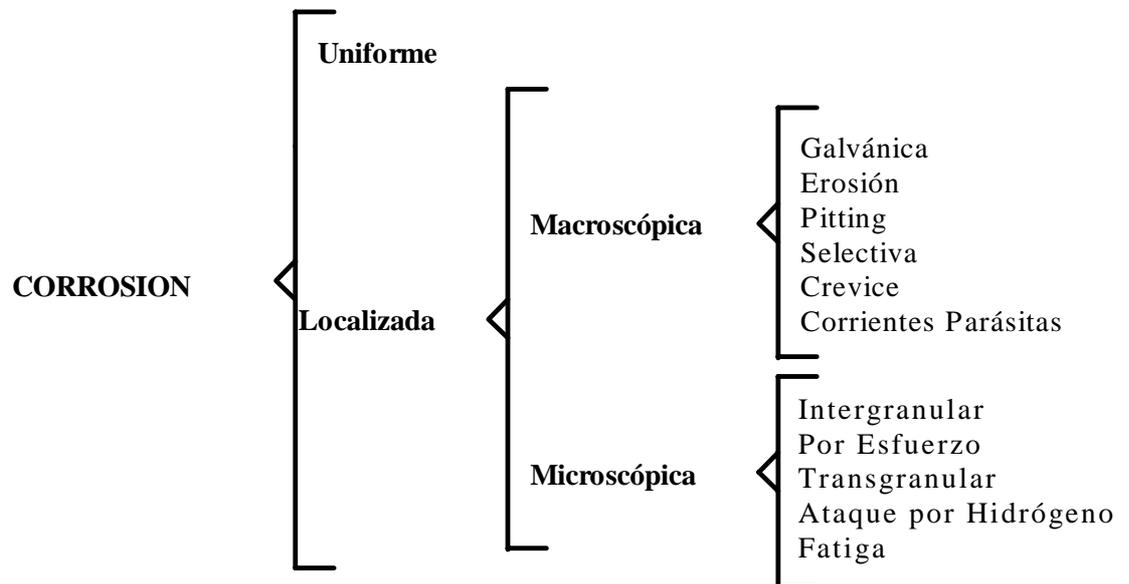
La corrosión por celda de concentración es el caso típico de la planta de tratamiento e inyección de SACHA en la zona donde se unen el agua de formación con la de río , ésta es la razón principal del acortamiento de la vida útil de los equipos de ésta planta , que aunque se fabricó para dar servicio durante 25 años ya se aprecian los efectos dañinos de la agresiva corrosión que sufre. En general éste tipo de corrosión se presenta en cualquier lugar donde los depósitos, el diseño pobre de los equipos, o ambos, permiten la concentración localizada de una sustancia específica como Na Cl o O₂ que sea notoriamente distinta a la encontrada en el ambiente acuoso.

8.3.4 CORROSIÓN BACTERIANA

Esta corrosión es causada por la actividad de ciertas bacterias en el área de la tubería. Existen algunos requerimientos ambientales para que se produzca la proliferación de éstas bacterias. Estas son anaeróbicas, lo cual significa que no pueden sobrevivir en presencia de oxígeno. Ellas deben tener una fuente de alimento orgánico (bloque de madera, basura, papel, o gas pueden ser suficiente). Ellas deben tener agua y sulfatos en el suelo. Ellas son por lo tanto más activas en temporadas lluviosas. Este tipo de corrosión fue identificada y descubierta inicialmente en áreas pantanosas, pero las experiencias han demostrado que no se requieren las condiciones de las áreas pantanosas para que se produzca éste tipo de corrosión.

Este tipo de corrosión no se presenta en la planta de tratamiento de agua de inyección puesto que se tiene un buen control de las bacterias.

8.4 FORMAS DE CORROSIÓN



8.4.1 Corrosión uniforme o generalizada.- Es la pérdida de metal proporcional a toda el área expuesta que es fácil de detectar, el monitoreo se lo puede hacer mediante inspecciones periódicas.

Este tipo de corrosión se observa en las paredes de los tanques de floculación en especial del de agua de formación.

8.4.2 Corrosión localizada.- Este tipo de corrosión es la que más nos interesa pues ésta involucra casi todos los procesos corrosivos y pueden ser : Macroscópica o Microscópica.

8.4.2.1 Macroscópica.- Es la que se puede apreciar a simple vista y se subdividen en corrosión galvánica, erosión, pitting, exfoliación y ataque selectivo, crevice o socavado y corrientes parásitas.

8.4.2.1.1 Galvánica.- Se produce cuando se utiliza dos metales diferentes en la construcción o montaje, entre éstos dos metales existe una diferencia de potencial eléctrico que al final por la producción de una corriente, el metal menos noble se irá desintegrando, para evitar éste tipo de corrosión, se deberá utilizar en lo posible materiales que estén próximos en la serie atómica.

Debido a que no se tenía en bodega repuestos de la planta del mismo material se colocaron de los que estaban a la mano ésto a contribuido a que el proceso de corrosión se incremente aun más.

8.4.2.1.2 Erosión.- Es la que se produce por condiciones de alta velocidad de fluidos en el proceso, especialmente en codos, impulsores de bombas, agitadores, etc., ésta tiene la apariencia de huecos u hondas con direccionalidad, para disminuir éste tipo de corrosión se deberá utilizar materiales de alta aleación o mejor resistencia, mejorar el diseño de ingeniería o aplicar revestimientos.

8.4.2.1.3 Crevice (Socavado).- Se producen en juntas , remaches, por la acumulación de la humedad, suciedad, productos de la corrosión, rasguños en la pintura protectora, etc..

8.4.2.1.4 Pitting.- Es una forma de corrosión localizada y ocurre cuando un metal es protegido por una película que es parcialmente resistente, o también por el contacto directo con aguas corrosivas, éste tipo de corrosión es muy peligrosa por ser la más destructiva, pues los Pittings son difíciles de detectar y cuantificar, producen fallas repentinas además que el proceso de desarrollo es auto catalítico, pues dentro de los Pittings se producen condiciones que estimulan la actividad de formación de nuevos Pittings.

Las fallas por Pitting se presentan en medios que contienen cloro o cloruros y la mayoría de éstas aguas están presentes en los fluidos de producción de los pozos de agua e formación. Para prevenir éste tipo de corrosión se recomienda mantener el PH alto, tratar las aguas con hidróxidos, cromatos o silicatos, incrementar la velocidad de flujo y el uso de recubrimientos.

8.4.2.1.5 Exfoliación.- Es un tipo de corrosión Sub-Superficial que se ha propagado bajo la superficie del metal, produciendo destrucción de capas completas de material, dando el aspecto de escamas o ampollas, ésta se produce en procesos con alta temperatura y presencia de oxígeno.

8.4.2.1.6 Ataque Selectivo.- Es la eliminación de un elemento de la aleación, ejemplo: la desincificación en una aleación de cobre y zinc, éste tipo de corrosión es peligrosa, pues el metal que queda ha perdido totalmente las propiedades mecánicas de la aleación para éste tipo de corrosión es el uso de aleaciones estables y no susceptibles a la descomposición.

8.4.2.2 Corrosión Microscópica.- En éste caso la cantidad de metal perdido o disuelto es mínimo y el daño que causa puede ser alto, no es visible al ojo humano y requiere de procedimientos especiales para detectarlo, como rayos X, ultrasonido, líquidos penetrantes, etc., los más comunes son:

8.4.2.2.1 Ataque intergranular.- En éste caso la corrosión ocurre en el límite del grano, producido en el empaquetamiento molecular durante la fundición de la aleación, debido a que ciertos granos de la aleación no encajaron correctamente y éstos son los puntos más susceptibles de ataque.

El ataque inicialmente ocurre en la superficie del metal y continúa hacia dentro como una celda de corrosión local. El metal se vuelve susceptible al ataque intergranular debido a un tratamiento térmico que puede ocasionarse en los trabajos de soldadura, éste fenómeno puede corregirse mediante otro tratamiento térmico adecuado.

8.4.2.2 Corrosión por Hidrógeno.- En un proceso corrosivo se produce la formación de átomos de hidrógeno, el mismo que se difunde dentro de los microporos o regiones donde existen imperfecciones en la aleación produciendo deformaciones, ya que se obtienen burbujas de gas de hidrógeno.

8.4.2.3 Corrosión por Estrés.- Es una fractura causada por la presencia simultánea de tracción en un medio corrosivo en éste se producen finas rajaduras que se van incrementando en el interior del metal, ésto se deberá a esfuerzos residuales por soldadura, malos tratamientos térmicos y esfuerzos de tensión.

8.4.2.4 Corrosión por fatiga.- Es el resultado de esfuerzos y vibraciones continuas y cíclicas producidas en un proceso industrial, si ésto ocurre en un medio corrosivo, se disminuye a la mitad el esfuerzo que normalmente requeriría para fallar el metal en aire seco.

El inicio de la falla se produce en un Pit, hendidura o disminución de espesor, éste tipo de corrosión se puede prevenir incrementando la resistencia a la tensión mediante el cambio de metalurgia y buscando nuevas alternativas de diseño.

8.4.2.2.5 Corrosión Microbiología.- Es el resultado de la actividad de organismos microvivos, en el proceso metabólico los organismos consumen y generan otros, que influyen en el proceso corrosivo, además las condiciones de temperatura en el proceso ayudan a la proliferación de bacterias, las soluciones para ésta situación es el uso de bactericidas o aireación del agua.

8.5 CONTROL DE CORROSIÓN

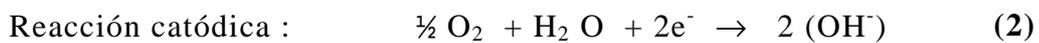
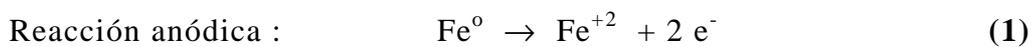
La corrosión es la forma que la naturaleza tiene para regresar los metales procesados, como acero, cobre, zinc, etc. a su estado original, como compuestos químicos o minerales . Por ejemplo, en su estado nativo el hierro es un compuesto oxidado (ésto es, Fe_2O_3 , FeO , Fe_3O_4) , pero cuando se ha convertido en hierro y acero pierde el oxígeno y se vuelve hierro elemental (Fe^0).

En presencia de agua y oxígeno, la naturaleza ataca incansablemente al acero convirtiendo al hierro elemental (Fe^0) en un óxido, por lo común alguna combinación del Fe_2O_3 y Fe_3O_4 .

Aunque la corrosión es un proceso complicado, puede ser comprendido más fácilmente como una reacción electroquímica que incluye tres pasos, como se muestra a continuación.

- 1.- La pérdida ocurre en aquella parte del metal llamado área anódica (ánodo). En éste caso el hierro (Fe^0) se pierde al entrar a la solución acuosa y se oxida al ión Fe^{+2} .
- 2.- Como resultado de la formación del Fe^{+2} , se liberan dos electrones que fluyen a través del acero al área catódica (cátodo).

3.- El oxígeno (O₂) en la solución acuosa se desplaza al cátodo y completa el circuito eléctrico empleando los electrones que fluyen al cátodo para formar iones oxidrilos (OH⁻) en la superficie del metal. Químicamente , las reacciones son las siguientes:



Cuando el oxígeno está ausente, el ión hidrógeno (H⁺) participa en la reacción en el cátodo en lugar de el oxígeno, y completa el circuito como sigue:



Cada superficie del metal está cubierta por innumerables y pequeños ánodos y cátodos. Por lo común, éstos sitios se desarrollan a partir de : (1) irregularidades superficiales producidas por el formado, el extruído y otras operaciones del trabajo del metal; (2) esfuerzos provenientes de las soldaduras, el formado y otros tipos de trabajo, o (3) diferencias en la composición de la superficie metálica. En el caso del acero ésto puede ser causado por microestructuras diferentes; o por impurezas que pueden haberse formado cuando el metal fue fundido o a causa de las impurezas prensadas en la superficie durante las operaciones de laminado, acabado o conformado.

Los métodos de control de corrosión son:

- ☉ Selección de materiales.
- ☉ Recubrimiento.
- ☉ Aislamiento.
- ☉ Protección Catódica.
- ☉ Inhibidores.

8.5.1 SELECCIÓN DE MATERIALES

La selección de materiales generalmente se refiere a la selección de materiales lo más cercano posible en la serie electromotriz para evitar diferencias de potencial significativas, tal como acero y cobre en contacto metálico.

Ocasionalmente un material se selecciona por su resistencia a un ambiente particular. El cobre es un veneno para las bacterias responsables de la corrosión, pero debe tomarse en cuenta siempre el equipo en conjunto y no en casos particulares, pues no por solucionar un problema se va a crear otro, éste fuera el caso si existiese gran cantidad de material anódico en contacto con grandes áreas de material catódico.

Esto no ha sido tomado en cuenta en la planta de tratamiento de agua de inyección pues se coloca reemplazos de cualquier material sin analizar primero los elementos que los constituyen y si van o no a ocasionar un diferencial de potencial que producirá corrosión como la que ya se está dando en la planta.

8.5.2 RECUBRIMIENTO

Son usados para evitar el contacto entre la tubería y la tierra o entre la tubería y el fluido interno. Actualmente están disponibles muchos materiales buenos para el recubrimiento . La selección de un revestimiento en particular depende de la aplicación específica en la que se va a usar, de la experiencia y a veces de la aceptabilidad del grupo de trabajo. Una aplicación satisfactoria del recubrimiento es muy importante en el éxito final del recubrimiento.

Este método podría representar una solución parcial para ciertas partes de la planta y ayudaría a prolongar el tiempo de vida de la misma . Los recubrimientos se los podría poner en los tanque, tuberías, accesorios, etc. donde las presiones no sean altas al igual que las velocidades de desplazamiento del fluido.

8.5.3 JUNTAS AISLADORAS Y AISLAMIENTOS

Se utilizan para romper los circuitos eléctricos. Estos pueden usarse para separar metales diferentes y para separar las líneas de otras estructuras. Muchos accesorios de aislamiento, acoples y empaques están disponibles para separar metales o para romper la continuidad eléctrica. En los sitios en los que existía pequeños espacios entre las estructuras, un material aislante insertado en aquel espacio mantendrá las estructuras sin hacer contacto.

8.5.4 PROTECCIÓN CATÓDICA

Consiste en la aplicación de una corriente eléctrica de tal forma que la corriente siempre esté fluyendo hacia la tubería. En éste caso, la tubería será siempre el polo negativo o cátodo del circuito. Esto se lleva a cabo mediante el uso de ánodos de sacrificio o mediante el uso de una corriente impresa.

En el primer caso, un metal anódico en la serie electromotriz respecto a la estructura que se va a proteger se entierra y se conecta a la tubería para formar una batería o celda galvánica de corrosión, en la que el ánodo se corroe para proteger al cátodo (tubería) . En el último caso, la corriente proveniente de una fuente de energía directa, generador, rectificador, etc. , se aplica a través de un lecho de ánodos enterrados. Estos ánodos pueden ser metal sacrificado o una aleación metálica que sirva para el efecto.

8.5.5 INHIBIDOR

Puede ser impráctica la protección completa a la corrosión de metales y aleaciones en sistemas de distribución de agua, el objetivo es controlar la corrosión dentro de niveles tolerables mediante un buen diseño, selección de los elementos y materiales apropiados de construcción y tratamiento efectivo del agua. Los niveles de corrosión pueden expresarse como pérdidas de metal en mils/ año (mpa) ; un mil es igual a 0.001 plg (0.0025 cm) . $1 \text{ mpa} = 0.025 \text{ mm} / \text{año}$. Un método rápido para medir el grado de corrosión es el que se describe en el Apéndice N, gráfico #1.

Como ya se observó, deben completarse todos los elementos de un circuito de corrosión para que la corrosión se efectúe. Esto incluye, entre otras cosas, una reacción anódica y otra catódica. En consecuencia, cualquier producto químico aplicado al agua que detenga la reacción anódica detendrá la corrosión; como corolario, cualquier material que se añada para reducir la velocidad de reacción catódica también reducirá la corrosión.

Un programa eficaz para controlar la corrosión depende, por lo común, de inhibidores específicos para detener la reacción anódica, frenar la reacción catódica, o ambos. De los inhibidores anódicos, el cromato, es más ampliamente usado, es un inhibidor muy fuerte. Mientras que muchos inhibidores de corrosión comunes forman una capa de barrera sobre la superficie del metal.

En Sacha se usa como inhibidor de corrosión el **K-707 de Quimipac** que es a base de cromato. Se lo inyecta en la línea de agua que viene de las bombas captadoras , en la línea que está en la planta misma , específicamente después de los tanques de floculación ,osea después de que se mezclan las aguas de río con la de formación.

8.6 LA SERIE ELECTROMOTRIZ

Los materiales electromotrices juegan un papel muy importante en la velocidad de corrosión, para la cual tiene una marcada influencia sobre el voltaje de la celda de corrosión. Los diferentes metales han sido clasificados por los electroquímicos en orden a su tendencia para entrar en solución, por ejemplo para formar iones. Esta es la bien conocida celda electromotriz, o también celda electroquímica.

En la tabla 8.1 “Serie electroquímica de los metales”, los voltajes dados son voltajes obtenidos en una celda preparada bajo condiciones específicas en la cual el metal en análisis funciona como uno de los electrodos y el del hidrógeno es el otro. Al valor de el electrodo de hidrógeno arbitrariamente se le ha asignado el valor de cero. Para obtener el voltaje desarrollado cuando dos metales diferentes se usan como electrodos, se resta el potencial del electrodo con menor potencial respecto al del hidrógeno, del potencial del electrodo con mayor potencial respecto al del hidrógeno, si los signos son semejantes, o en caso contrario, se suman los potenciales si los signos son opuestos.

Los metales de la parte superior de la tabla entran en solución más fácilmente, es decir que la tendencia de los metales a corroerse decrece hacia abajo de la tabla.

Cuando dos metales diferentes sirven como electrodos en una celda voltaica, el metal más arriba en la serie será anódico y se corroerá, el otro metal será catódico y generalmente no se daña.

SERIE ELECTROQUÍMICA DE ALEACIONES

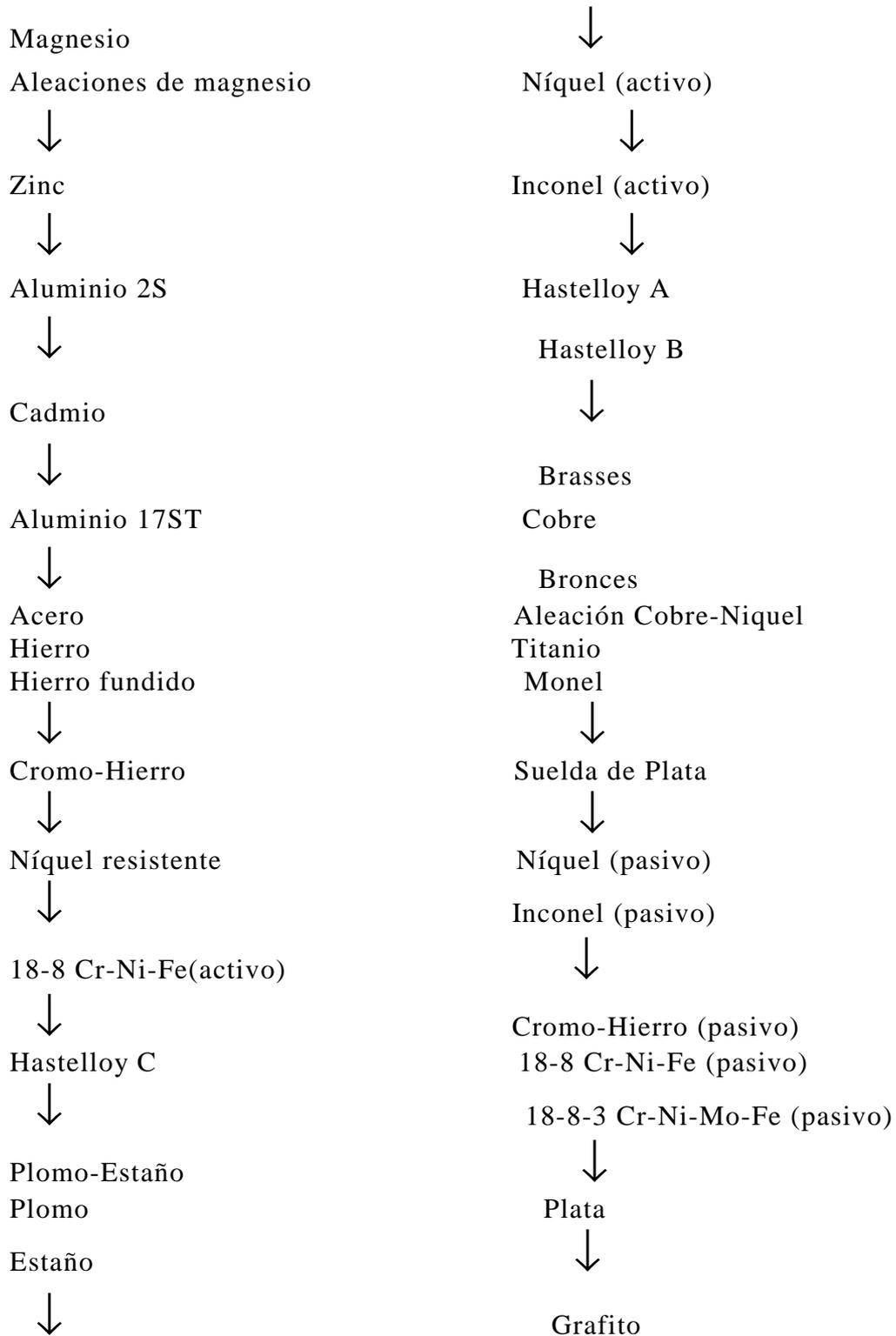


TABLA 8.1
SERIE ELECTROQUÍMICA DE LOS METALES.

ELEMENTO	ION DE REFERENCIA	POTENCIAL EN VOLTIOS
Litio	Li +	-2,96
Rubidio	Rb +	-2,93
Potaco	K +	-2,92
Estroncio	Sr ++	-2,92
Bario	Ba ++	-2,9
Calcio	Ca ++	-2,87
Sodio	Na ++	-2,71
Magnesio	Mg ++	-2,4
Aluminio	Al +++	-1,7
Berilio	Be ++	-1,69
Manganeso	Mn ++	-1,1
Zinc	Zn ++	-0,76
Cromo II	Cr ++	-0,71
Cromo III	Cr +++	-0,5
Hierro II	Fe ++	-0,44
Cadmio	Cd ++	-0,4
Indio	In +++	-0,34
Talio	Tl +	-0,33
Cobalto	Co ++	-0,28
Niquel	Ni ++	-0,3
Estaño	Sn ++	-0,13
Plomo	Pb ++	-0,12
Hierro III	Fe +++	-0,04
Hidrogeno	H +	0
Antimonio	Sb +++	0,1
Bismuto	Bi +++	0,23
Arsenico	As +++	0,3
Cobre II	Cu ++	0,34
Cobre I	Cu +	0,47
Iodo	I +	0,53
Teluro	Te +++++	0,56
Plata	Ag +	0,8
Mercurio	Hg ++	0,8
Paladio	Pd ++	0,82
Platino	Pt +++++	0,86
Bromo	Br +	1,06
Oro III	Au +++	1,36
Oro I	Au +	1,68

8.7 VELOCIDAD DE CORROSIÓN

Como se observó antes, son necesarios tres pasos básicos para que la corrosión se efectúe. Si se evita la ocurrencia de cualquiera de ellos, se detiene la corrosión. El más lento de los tres pasos determina la velocidad del proceso global de corrosión. La reacción catódica (paso 3) es el más lento de los tres pasos que intervienen en la corrosión del acero, de modo que ésta reacción determina la velocidad. Esta reacción es lenta a causa de la dificultad que tiene el oxígeno de difundirse a través del agua. En consecuencia un factor que incrementa la corrosión es la elevación de la temperatura del agua, que reduce su viscosidad y acelera la difusión del oxígeno, como la planta de tratamiento de SACHA tiene dos tipos de agua la de río que está casi a temperatura ambiente con ligeras variaciones del día a la noche y por lo tanto no ayuda a la velocidad de corrosión pero no así el otra agua, que es de la formación y que está a una temperatura elevada (160 ° F) lo que si contribuye al incremento de la velocidad de corrosión.

8.8 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL PROCESO DE CORROSIÓN.

8.8.1 La naturaleza de los metales.- Los metales comerciales no son homogéneos, pues contienen inclusiones, precipitados y tal vez diferentes fases. Cuando éste se sumerge en un electrolito, se evidencian diferencias de potencial entre las fases y consecuentemente la formación de celdas de corrosión en la superficie metálica.

- 8.8.2 La composición del metal.-** Como se indicó anteriormente, metales diferentes tienen diferente tendencia a corroerse, el acero es el metal predominante usado en la planta de inyección, entonces nuestro estudio será orientado hacia éste metal y las formas como se produce. En la planta existen aceros; El acero al carbón es el más usado y predominante sobre todo en las líneas y tanques. sin embargo algunos aceros contienen cromo y níquel, además algunas aleaciones sin hierro son usados en algunos elementos como bombas y válvulas.
- 8.8.3 La composición del agua.-** Como se indicó anteriormente, la corrosión del agua aumenta conforme la conductividad aumenta. El agua destilada es poco conductiva y por lo tanto poco corrosiva, en cambio el agua salada es completamente conductiva y por tanto es corrosiva.
- 8.8.4 Ph del agua.-** La corrosividad del agua usualmente se incrementa conforme el pH disminuye, a mayores valores de pH se pueden formar escalas protectoras en la superficie metálica y prevenir o disminuir el proceso corrosivo.
- 8.8.5 Temperatura del agua.-** A mayor temperatura en el agua, se tendrá mayor corrosividad debido a que se aceleran todas las reacciones involucradas. En un sistema abierto a la atmósfera, la corrosividad puede primeramente aumentar al subir la temperatura y entonces con un nuevo incremento de temperatura la corrosividad puede disminuir debido a que los gases disueltos salen de la solución ; Este es el caso de los tanques de floculación tanto para el agua de formación como el de agua de capitación del río.

Si el sistema es cerrado, la corrosividad continuará subiendo con la temperatura debido a que los gases no evacúan la solución; Esto sucede a lo largo de las líneas que van desde las piscinas hasta la planta de tratamiento y desde ésta hasta los pozos inyectoros.

Cuando el agua contiene bicarbonatos, el incremento de la temperatura puede promover la formación de escala. Sin embargo, aquello puede orientar a la descomposición de los bicarbonatos y la producción adicional de CO_2 .

8.8.6 Presión del sistema.- La presión también tiene efecto sobre las reacciones químicas, en el caso del agua, lo más importante es el efecto en la solubilidad de los gases disueltos. Al aumentar la presión, mayor cantidad de gas se disuelve y por tanto la corrosividad se incrementa.

8.8.7 Velocidad del agua.- Las velocidades bajas del agua, generalmente dan corrosión generalizada baja y preferentemente pitting. Los índices de corrosión en aguas que contienen pequeñas cantidades o no contienen sólidos en suspensión generalmente se incrementan con la velocidad.

Altas velocidades y/o la presencia de sólidos suspendidos o burbujas de gas pueden conducir a una corrosión erosiva. Cualquier film protector es constantemente removido, dejando la superficie metálica libre la cual fácilmente se corroe.

En la planta se observa corrosión del tipo de pitting. Este es una forma de corrosión causada por una celda de acción local que produce cavidades inicialmente superficiales. Estas cavidades pueden estar o no llenas de producto de corrosión.

También es común encontrar los productos de la corrosión formando capas sobre las cavidades y se las denomina tubérculos. Este tipo de corrosión ocurre cuando un metal es protegido por una película que es parcialmente resistente. La importancia práctica del pitting depende del espesor del metal y la velocidad de penetración, la misma que decrece con el tiempo si el número de pittings incrementa.

Los cloruros y el hidrógeno estimula la disolución del metal acelerando el proceso con el tiempo. Para evitar éste tipo de corrosión se recomienda:

- 1.) Incremento de la velocidad de flujo.
- 2.) Mantenimiento de superficies limpias y homogéneas.
- 3.) Uso de recubrimientos.

8.9 MONITOREO DE LA CORROSIÓN.

8.9.1 Objetivo.- Determinar la forma más adecuada da atacar la corrosión orientándola a que el proceso se de a una velocidad conocida y con resultados predecibles. Esto se logra mediante el análisis de los datos obtenidos por pruebas de campo o laboratorio.

El monitoreo de corrosión se programa y se lleva a cabo por las siguientes razones:

- ☉ Para entender los conceptos básicos (mecanismos de corrosión.).
- ☉ Para comprobar la resistencia de un metal o aleación.
- ☉ Como herramienta de control de calidad para determinar la vida de servicio de un equipo o parte del mismo.

Las pruebas de corrosión pueden ser divididas en tres grupos:

- ☉ **Pruebas de servicio simulado.-** En la que se debe intentar obtener las condiciones semejantes a las de su uso, ésto se podrá realizar en un laboratorio, o en una planta piloto.
- ☉ **Pruebas aceleradas.-** Pruebas en las cuales el medio puede o no tener relaciones, con el servicio intentado.
- ☉ **Pruebas de servicio en los sistemas actuales.-** O en ambientes naturales.

Métodos tales como, pérdidas de peso en cupones, probetas de resistencia eléctrica, químicos y electroquímicos, inspección aguas abajo, se lleva a efecto con el propósito de obtener datos confiables sobre la corrosividad del sistema.

Con el conocimiento del historial del sistema, la interpretación de éstos datos puede ser de gran ayuda para determinar:

- ☉ Evaluación equitativa de las pérdidas del metal.
- ☉ Espesor de pared.

- ☉ Cambios estructurales (pit, fracturas, etc).

- ☉ Suministra un índice aproximado de los niveles de corrosión. Esto es fundamental porque nos provee una idea clara de la eficiencia del programa de control de corrosión. Consecuentemente se puede ir tomando las acciones correctivas (cambio de dosis de inhibidor, cambio de inhibidor, revisión de la inspección técnica, etc).

- ☉ Minimiza la inspección a través del tiempo y optimiza los trabajos de restauración.

- ☉ Determina las anomalías de inyección utilizando herramientas de inspección .

Ver Apéndice N, grafico # 2 ,3 y 4.

8.10 MÉTODOS DE MONITOREO.

8.10.1 CUPONES DE CORROSIÓN

Evalúa una corrosión uniforme y corrosión por erosión. Los cupones son piezas simples de metal el cual es el mismo del sistema que va a ser evaluado tanto de corrosividad, características del material y eficiencia del inhibidor. Estos son pesados antes de ingresar al sistema y luego de ser removidos para determinar la pérdida del metal por tanto el nivel de corrosión.

No existe tamaño estándar ni uniforme de los cupones de corrosión, generalmente deben ser, lo más grandes posibles, limitando su tamaño a la capacidad de la balanza analítica, los cupones deben tener una gran área y una masa mínima.

Los cupones tienen que ser instalados en puntos estratégicos y aislados eléctricamente de la estructura, de tal forma que no se produzca turbulencia en la corriente de flujo, se usa en sistemas donde la corrosión muestra cambios sin razón.

Para la evaluación se los debe dejar en el sistema (porta-cupones) , mínimo 30 días, para determinar la pérdida del metal del cupón, para ello se utiliza la fórmula:

$$\text{MPY} = \frac{531 W_1}{D.A.T.}$$

W_1 = Pérdida de peso del cupón, en miligramos.

D = Densidad del material del cupón (7,86 gr/cm³).

A = Área expuesta del cupón (5,18 pulg²) en el de 2" .

8.10.1.1 Interpretación de los cupones.

De 0 - 1 MPY corrosión baja.

De 1 - 5 MPY corrosión moderada.

Mayor de 5 MPY corrosión severa.

8.10.2 PROBETAS DE RESISTENCIA ELÉCTRICA

Este tipo de monitoreo es utilizado en sistemas de gas y no requiere de un medio eléctrico, no puede determinarse el Pitting, éste sistema compara la resistencia de un elemento que ésta expuesto al medio corrosivo, con la resistencia de un elemento similar, que mantiene protegido del medio, el valor de la resistencia medida, será función única del espesor del metal expuesto.

La ventaja de monitoreo de éste sistema es que no es necesario para el sistema para tomar datos, los mismos que pueden ser registrados en forma continua.

8.10.3 PROBETAS GALVÁNICAS.

Cuando dos metales son inmersos en un electrolito y son conectados eléctricamente con éste, existirá un flujo de corriente entre los metales debido a su potencial eléctrico diferente, ésta corriente se incrementará conforme la velocidad de corrosión incrementa, teniéndose una simple forma de determinar la velocidad de corrosión en el sitio.

8.10.4 PROBETAS DE HIDROGENO.

Consiste en un tubo equipado con una válvula de presión, los átomos de hidrógeno que se generan en las relaciones de corrosión penetran en el tubo y se combinan dando moléculas, por lo que la presión dentro del tubo se incrementará, lo cual nos da una idea del nivel de corrosión, la lectura del manómetro no se lo considera como una unidad de presión sino un término de velocidad de corrosión.

8.10.5 MEDICIÓN DE ESPESORES.

Para determinar los espesores en los equipos del distrito Amazónico, se utiliza el **ultrasonido**, que consiste en la emisión de ondas mecánicas con frecuencias mayores de 20.000 ciclos por segundo (20 KHZ Kilohertz).

En la industria comercial del ultrasonido se usan frecuencias entre 0,2 KHZ a 25 MHZ (Megahertz), 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 dispositivo que transforma cualquier tipo de energía en otra, en el caso del ultrasonido convierte la energía eléctrica en mecánica o viceversa.

Para la evaluación, se toman medidas en ciertos puntos de referencias, el cambio del espesor dividido para el periodo de tiempo entre las medidas o registros determinarán la velocidad de corrosión.

8.10.6 LA HOJA BETA.

Es la última tecnología que se conoce en control de la corrosión y ganó el premio a la excelencia en Canadá en 1.992. Consiste en acoplar o pegar con epóxica, hojas metálicas delgadas a las que se someten a alto vacío. Una vez acoplada la placa, el monitoreo de la corrosión interna es absolutamente rápido y preciso.

El sistema consiste en que el hidrógeno atómico que se genera en el proceso de corrosión interno viaja a través de la tubería o recipiente y es almacenado en el vacío de la hoja metálica, la presión interna de vacío del elemento de monitoreo disminuye paulatinamente según se forma el hidrógeno.

Esta tecnología puede ser utilizada para cualquier tipo de industria o procesos que tengan problemas de corrosión.

8.10.7 ANÁLISIS DE AGUA.

Un método alternativo de determinar la corrosión y evaluar la eficiencia del control es determinar la cantidad de hierro disuelto que contienen los fluidos producidos, por lo que es importante mantener un registro de los análisis físicos - químicos del agua de inyección a cada pozo inyector.

En sistemas donde se producen grandes cantidades de fluidos, el conteo de hierro se transforma a libras de hierro por día (LBS / día).

$$W_1 \text{ (Lbs Fe/día)} = \frac{\text{BAPD} \times \text{PPM (Fe)} \times 159}{454.000}$$

$$\text{MPY} = 34.190 \frac{W_1}{D \times L}$$

BAPD= Barriles de agua por día.

PPM = Partes por millón.

MPY = Milésimas de pulgadas por año.

D = Diámetro interno de la tubería en pulgadas.

L = Longitud del tubo en pies.

Además se debe determinar:

- ☉ Sólidos iónicos disueltos.
- ☉ Sólidos suspendidos.
- ☉ Gases disueltos.
- ☉ Sustancias causadas por bacterias.

8.11 CONSIDERACIONES IMPORTANTES

Se tomaron textualmente ciertas partes de reporte que se consideraron de importancia para éste capítulo y son las siguientes.

8.11.1 Reporte # 1.

A partir del día 08 de Septiembre de 1994 se ha tenido que suspender hasta la fecha , la capitación de agua de formación de la estación Sacha Central por las siguientes razones.

- 1.- El residual de aceite del agua que sale de la piscina es elevado, promedio de 200 PPM. A pesar que se instaló una bomba a la salida de la piscina para poder inyectar el químico apropiado que facilite la separación del aceite del agua, los resultados no fueron positivos, dificultando el tratamiento de ésta en la planta, saturándose continuamente los filtros.

- 2.- Los sólidos parafínicos que provienen del drenaje del tanque de oleoducto, al ingresar a la planta de tratamiento ocasionaban grandes caídas de presión en los filtros, ésto nos obligaba a realizar continuamente retrolavados manuales, lo que a su vez producía pérdidas de las arenas filtrantes y como resultado final el agua al ingreso del tanque de almacenamiento daba altos valores de turbidez y de sólidos y su flujos se disminuía considerablemente. Por ésta razón se presentaba problemas de falta de nivel en el tanque de almacenamiento.

NOTA: Para solucionar el problema y poder captar el agua de formación de la Central es necesario efectuar un tratamiento adecuado del agua de drenaje del tanque de oleoducto, y modificar el diseño de las piscinas de separación crudo-agua.

8.11.2 Reporte # 2.

Durante el mes de Octubre de 1.995 la planta de tratamiento del sistema de inyección de agua, presenta las siguientes novedades:

1.- Consumo de químicos

El consumo de diferentes químicos fue:

- | | |
|-----------------------------------|-----------|
| - DC-27 (Hipoclorito de sodio) | 57,32 GPD |
| - DC-563 (Polielectrolito) | 2,5 GPD |
| - DC-F-104 (Atrapador de Oxígeno) | 3,03 GPD |
| - DC-F-103 (Catalizador) | 0,14 GPD |

- DC-655 (Biocida)	2,90 GPD
- DC-683 (Biocida)	3,09 GPD

2.- Tratamiento químico

Los resultados alcanzados para las diferentes variables de operación de detallan a continuación:

% Remoción de sólidos 96,72

% Remoción de turbidez 91,87

% Remoción de oxígeno 91,07

Hay que destacar que el contenido de sólidos suspendidos totales promedio en los pozos inyectores, ha disminuido en un 13 % con respecto al mes de septiembre; ésto se logró con la optimización del consumo de Polielectrolito DC-573, tanto en la planta de tratamiento como en el punto de inyección a la salida de la piscina de agua de formación en la Estación Sacha Norte 1.

Los resultados del monitoreo de corrosión en los inyectores 02 y 04 son de 0,42 y 0,7 respectivamente, los mismos que son considerados como de baja corrosión.

CONCLUSIONES

- 1) Los mapas de BSW. (Ver Apéndice J, mapas 2 y 3) para las arenas T y U nos indican que el avance de agua es todavía moderado pero se hace sentir. En la arena T el máximo es de 30 % de BSW. en la U es 20 %, a pesar de que por éstas arenas se inyecta agua, el caso de los pozos SA-36 y SA-51 son los más notorios en incremento del BSW, por encontrarse cercano a los pozos inyectoros.
- 2) La arena U es un buen reservorio de petróleo especialmente donde se eleva la estructura, existen pozos donde aún todavía no han sido probadas, teniendo espesores con más de 60 pies como el Sacha 97, éste pozo está cerca del pozo inyector # 6, otros pozos presentan espesores similares, especialmente los ubicados en la parte central del campo. Hacia los bordes la arena pierde intereses hidrocarburíferos, porque se adelgazan y se vuelven sucias, con intercalaciones de lutitas, como en el caso de los pozos SA-22 y SA-30 y todos aquellos que se encuentran cercano a los flancos, donde solo se tiene como promedio de 5 pies de espesor.

3) La arena T es otro reservorio con petróleo presente en algunos pozos con CAP en el cuerpo principal, por lo que pierde espesores saturados; actualmente hay 8 pozos que producen de ésta arena, 11 producen en conjunto con la arena U. Existen varios pozos donde queda por probarla. El cuerpo secundario es muy arcilloso y pierde interés hidrocarburífero, pero existen pequeñas capas de 5 a 10 pies que se encuentran saturadas de petróleo.

4) Del análisis físico químico se desprende lo siguiente:

Los pozos con agua de tendencia incrustante son aquellos donde el carbonato de calcio ($\text{CO}_3 \text{Ca}$) es elevado y si las condiciones del pozo así lo amerita como presión, temperatura, flujo, precipitará el carbonato y formará escala impidiendo la salida del petróleo a la superficie y por lo consiguiente bajando la producción.

Los pozos Sacha 40, 62, 106, 107, 01, 18, 27, 28, 30, 72, 89, 92, 97, y 116 presentan ésta tendencia por tener un elevado porcentaje de $\text{CO}_3 \text{Ca}$ disuelto en las aguas. (Ver Apéndice K, tabla 5).

5) Los pozos con tendencia corrosiva son aquellos cuyas aguas presentan elevadas concentraciones de CO_2 y hierro en solución, dependiendo del grado de concentración unas aguas son más agresivas que otras; Tenemos los casos de los pozos Sacha 26, 49, 32, 58, 125, 02, 110, 123, 128 y 137 que presentan concentraciones de CO_2 y que se manifiesta con la presencia de corrosión no agresiva pero sí significativa.

6) El pozo Sacha-58 tiene tendencia corrosiva aportando 2,57 ppm. de hierro y 44% de CO_2 lo cual da un deterioro mediano de 1.066 MPY. (milésima de pulgada de corrosión por año). (Ver Apéndice K, tabla 6 y 7).

- 7) En el mapa de BSW nos indica que el avance de agua es medianamente teniendo dos pozos con índice de entrada de agua del orden del 30 % de BSW, que son el SA-51 y el SA-36, pero cabe indicar que éstos están cercanos a los pozos inyectoros (Ver Apéndice L) y es precisamente por ésta arena por donde se inyecta el agua.

El pozo SA -36 está cercano al inyector SA -76 WIW. mientras que el SA-51 está cerca del inyector SA-15 WIW. (Ver Apéndice L).

- 8) El mapa de salinidad nos indica que los pozos cercanos a los inyectoros de agua presentan salinidades muy bajas que no corresponde a la salinidad regional de la arena T (en el orden de 10.000 a 15.000 ppm).

Tenemos el caso de los pozos SA-51 con 2.900 ppm. , SA-03 con 6.900 ppm. , SA-36 con 3.200 ppm. Estas salinidades bajas, nos muestran que las aguas de los pozos inyectoros alcanzan a los pozos cercanos como lengua, y se mezclan con el agua de la arena T originando éstas salinidades muy bajas, que no corresponde a las salinidades regionales. (Ver Apéndice K, tabla 1)

Otra causa podría ser filtraciones que se pueden dar de otras arenas hacia las productoras que darían el mismo efecto, pero debido a no tener indicadores radiactivos o químicos que nos den una visión de que sucede ésto en la arena no podemos enfatizar en esto.

- 9) En el campo existen 19 pozos que producen de la arena U el valor máximo de BSW en ésta arena está localizada en el pozo SA-34 con 20%, los demás pozos presentan valores inferiores, ésto quiere decir que los empujes de agua son lentos, e incluso algunos pozos cercanos a los inyectoros presentan valores de BSW bajos.

En cuanto al mapa de salinidad de ésta arena, la mayor concentración de ppm de Cl^- (ion cloro) está situada en el pozo SA-81 con una concentración de 14.300 ppm. El agua de éste pozo tiene un tendencia incrustante y una dureza total de carbonato de calcio de 2.300 ppm y bajas concentraciones de hierro y sulfatos en solución.

Las demás salinidades de los otros pozos tiene concentraciones inferiores, lo que no concuerda con la realidad de las salinidades de la arena U porque en términos regionales ésta arena tiene agua con cloruro que están sobre los 20.000 ppm.

Los pozos inyectoros hacen que las aguas inyectadas alcancen a los pozos cercanos y se mezclen con las aguas de la arena U. Esto ha permitido que las salinidades hayan bajado tal es el caso de los pozos SA-92, 93, 18, y SA-10 que presentan salinidades menores a 10.000.

Es notorio de que el avance del agua es lento en esta arena por lo que valores de BSW son bajos y no inciden mucho en la producción de agua.

10) Es obvia la disminución de la producción, así como notoria la declinación de las presiones en las arenas U y T pero cabe indicar que hay muchos pozos que producen en conjunto lo cual impide realizar un estudio por separado, sin embargo de ello y a la poca información que se tiene de la misma, se puede establecer que tenía una declinación de 130 psi por año.

De esto se concluye, que de no haberse implementado la recuperación secundaria en Noviembre de 1.986, para 1.992 la presión de yacimiento estaría por debajo del punto de burbujeo. Reduciendo de ésta manera el factor de recobro final de la formación.

- 11) De los análisis de Build-up corridos en los pozos productores aledaños a los pozos inyectores, se ha podido observar que en ninguno de los casos estudiados las presiones se mantienen, más bien en todos los pozos disminuyeron y como se vio en la conclusión 10 solo se ha podido reducir la razón de declinación de la presión.

- 12) Cada sistema inyector-productor tiene diferentes saturaciones de agua intersticial, saturación de petróleo residual, espesores netos, porosidad y áreas de drenaje que son parámetros que inciden en los volúmenes de petróleo desplazante Vd. y en el tiempo de rompimiento de cada sistema.

- 13) La corrosión en la planta de tratamiento de agua de inyección es muy agresiva, encontrando todo tipo de corrosión en todas las etapas, preferentemente en líneas y tanques; Los codos son los más afectados, es por esto que se han cambiado tuberías y codos varias veces.

La mezcla del agua de río con la de formación ocasionó que la planta construida y adecuadas desde un principio solo para agua de río y con una vida útil de 25 años de los cuales lleva 10. De seguir la corrosión como ésta se espera que la planta no dure mas de 3 a 4 años más, de no mediar se con medidas correctivas a tiempo la planta se paralizará.

RECOMENDACIONES

1) Para poder restaurar las presiones y efectuar un barrido más uniforme del petróleo en el yacimiento se necesitará volúmenes mayores de inyección y consecuentemente incrementar el número de pozos inyectores en el campo. Inicialmente se recomienda completar la inyección periférica y luego con un estudio de simulación numérica que proporcionará múltiples alternativas, analizar las alternativas de algún tipo de arreglo de inyección que demuestre la mayor opción para obtener el máximo recobro secundario de petróleo y que básicamente cumpla con los siguientes requisitos.

- ① Proveer la capacidad de producción deseada.
- ② Proveer la suficiente capacidad de inyección para soportar la inyección deseada.
- ③ Que maximice el recobro de petróleo con una mínima producción de agua.
- ④ Que se use los pozos existentes para optimizar la economía del proyecto.

- 2) Se debe monitorear periódicamente las propiedades de los fluidos de los pozos productores que estén aledaños a los inyectores como el BSW. , la salinidad y presiones, para poder tener la información adecuada que posteriormente servirá para que con un simulador matemático se tenga una idea más clara de lo que pasa en el yacimiento debido a la inyección de agua, cosa que no se puede en la actualidad.
- 3) El análisis de presiones es uno de los estudios más importantes en la ingeniería de yacimientos, ya que permite conocer el comportamiento real del mismo, de manera que se puedan adoptar decisiones inmediatas o a futuro con el objeto de aumentar o mantener las presiones, la capacidad neta de producción, el factor de recobro, etc.

Por esto se debe tomar registros de build-up en los productores por lo menos una vez al año para poder tabularlos y graficarlos (Ver Apéndice I); Con éstos datos se podría pronosticar el comportamiento a futuro de la presión de yacimiento. Si no existe información suficiente del yacimiento, es imposible tener una visión clara de su comportamiento.

- 4) Se hubiese preferido tener desde el principio los trazadores químicos o los radioactivos para el monitoreo continuo de los pozos productores aledaños a los inyectores, para saber así cuando se produce el rompimiento del frente de avance del agua inyectada. Por lo que se recomienda monitorear periódicamente las salinidades de los pozos que estén al frente de los inyectores.

- 5) Es recomendable inyectar trazadores radioactivos en el agua del nuevo proyecto de reinyección de agua para poder a futuro saber si esa reinyección de agua no se filtra a otras arenas o si no llega en algún momento a aflorar a la superficie, lo cual sería contraproducente puesto que es lo que se quiere evitar.
- 6) Realizar estudios orientados a recomendar la implementación de otras técnicas para combinarla con la inyección de agua actual. Entre éstas citaremos: adición de gas, productos químicos, solventes, calor, entre otros.
- 7) Perforar pozos de relleno en zonas que se espere contengan altas concentraciones de hidrocarburos, para compensar la pérdida de producción natural por la depletación normal del campo. Los detalles de la ubicación, completación, costos y otros están fuera del alcance de este estudio.
- 8) Chequear el daño de formación; Los pozos deben ser chequeados en forma regular del daño de formación debido al taponamiento de la misma, inchamientos de arcillas, producción de precipitados, etc. El daño de formación reduce la permeabilidad en las cercanías del pozo y causa la correspondiente reducción en las inyektividades.
- 9) Correr los Fall Off Test más seguidos para estimar las presiones promedios del yacimiento, aunque éste parámetro no es el objetivo principal de éste tipo de pruebas; ya que la distribución de presiones entre los pozos inyectores y productores es complejo en éstos sistemas. Sin embargo se podría realizar aproximaciones, suponiendo en su desarrollo presiones de contorno constante.

- 10) De acuerdo al estudio de simulación numérica del año 82, el volumen de inyección fue 30.000 BAPD, luego se recomendaba incrementar la inyección en 35.000 BAPD. para el año 88 sin embargo, éste incremento no se realizó. Para 1.992 se suponía que la inyección de agua sería 40.000 BAPD, ésta recomendación tampoco fue realizada; por lo que se recomienda que en forma URGENTE se incremente las tasas de inyección de acuerdo a las condiciones operacionales, como de la inyectividad de cada pozo inyector, los valores de permeabilidad y el daño de formación principalmente.

Se recomienda éste incremento también porque los volúmenes totales de inyección son muy bajos comparados con los de la producción, teóricamente se debería sustituir los volúmenes producidos, a pesar que en ciertos casos y cuando las características del yacimiento lo permite se puede inyectar volúmenes menores formándose el banco de petróleo necesario para restablecer las presiones y producciones programadas.

- 11) Los controles de corrosión deberían perfeccionarse para evitar falsas ideas de lo que pasa en la planta como ocurrió en el 94; que se creía que no existía corrosión agresiva en la planta (conclusión que se saco de los cupones) cuando en realidad si lo había y se dio a manifestar en una paralización y limpieza de la planta donde se observó daños en tubería y desgaste general de la planta.
- 12) Implementar la reinyección de agua en el campo Sacha para la formación Tiyuyaco para suprimir en la totalidad el agua de formación en la planta de recuperación secundaria lo que disminuirá la corrosión y aumentaría en algo los años de vida de la planta que ya se encuentra disminuida en un 44%.

BIBLIOGRAFIA

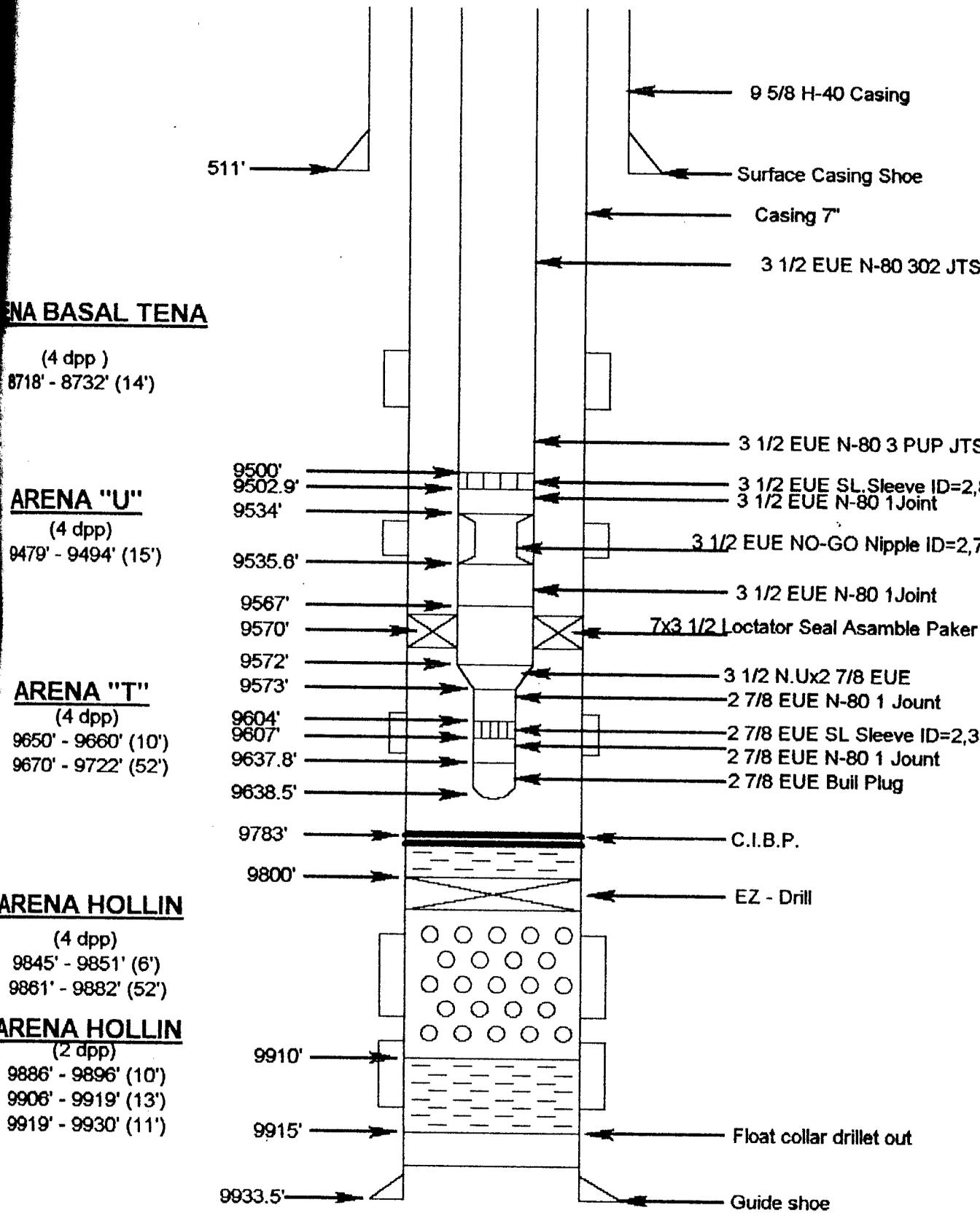
- 1) Dr. Campbell C. P.: "Applied Water Technology" , Second Edition , Campbell Petroleum Series, Texas (1995).
- 2) Kemmer, F. N. (Editor): "The Nalco Water Handbook", Mc. Graw-Hill, New York (1979).
- 3) Gates, G. L. and Parent, C. F.: "Water Quality Control Presents Challenge in Giant Wilmenton Field" , Oil & Gas. (1976).
- 4) "Injection Water Trating Manual" , Arco Chemical Co. , Oilfield Div. , Texas (1979) 71.
- 5) Chamberlain, T. E. : " Method Can Improve Corrosion Evaluation" , Oil & Gas (Nov. 1984) 144.
- 6) Turnipseed, S. P. : "Cathodic Protection in Oilfield Brine" , Meterials Performance (Dic. 1991) 16.
- 7) NACE Task Group Commiltee T-1: "Corrosion Control in Petroleum Production" , National Association of Corrosi3n Engineers, Houston, Texas (1979).

- 8) NACE Task Group T-1C-1 ; “ NACE Publication 1c10, Instruments for In-Place Evaluation of Internal and External Corrosion in Casing and Tubing” , Materials Protection, (Abril 1991) 72.
- 9) Pelton, C. C. : “Practical Considerations in the Design of Oil Field Water Injection.
- 10) Forrest F. Craig, Jr. , “Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua” , Primera Edición, Millet the Printer, Dallas, Texas (1982) 84-86.
- 11) Brown, J. S. : “Large Seawater Supply Development for Water Injection”, Paper Presented at the Joint Petroleum Mechanical Engineering and Pressure Vessels and Piping Conference, Mexico City (Sept. 19-24, 1976).
- 12) Craig, B. : “Critical Velocity Examined for Effects of Erosion-Corrosion” , Oil & Gas J. (Mayo 27, 1985) 99.
- 13) Fontana, M. G. and Greene, N. D. : Corrosion Engineering, McGraw-Hill, New York 1967.
- 14) “Manual de Análisis Químico de las Aguas”, Refinería de Esmeraldas, Segunda Edición.

- 15) Ostroff, A. G. : Introduction to Oilfield Water Technology, National Association of Corrosion Engineers, Houston, Texas (1979).
- 16) Prues, W. Lee, E. S. , and Kissell, C. L. : "Chemical Mitigation of Corrosion by Chlorine Dioxide in Oilfield Waterfloods, "Materials Performance (Mayo 1985) 45-50.
- 17) Hilliard, H. M. and Davis, J. E.: "Complicating Factors in Chemical Renoval of Oxygen from Oilfield Waters, " Paper Presented at the South Central Regional Meeting, NACE, New Orleans (Oct. 2-5,1977).
- 18) Miron, R. L. : "Renoval of Aqueous Oxygen by Chemical Means in Oil Production Operations" , Materials Performance (Junio 1981) 45.
- 19) Bradley, B. W. : "Flotation Offers AnotherWater/Oil Separation Alternative" , Oil & Gas J. (Dic. 1985). 42.
- 20) Sharp, K. W. and Allen, B. T. : "Filtretion of Oil Field Brines- A Conceptual Overview" , SPE Paper 10657 (1982).
- 21) Bilhartz, Harrell L. : "A Standardized Method of Monitoring Water Quality in Sub-Surface Injection Systems" , SPE Paper No. 1793 (1967).

- 22) Anon: "Phillips Examines Ekofisk Waterflood Extension" , Offshore Engineer, (Sept 1985) 92.
- 23) Agostini, R. A. & Young, R. : "Investigation of MIC in a Water Texas Waterflood" , Materials Protection, (Marzo 1991) 75.
- 24) Munzan, N. : "Enhanced Oil Recovery Using Water As a Driving Fluid" , World Oil (Feb. 1, 1992) 95.
- 25) Hilliard, H. M. , Jordan, T. , and Ronat, D. : "Corrosion Monitoring in Enhanced Oil Recovery Systems" , Materials Performance (Mayo 1984) 43.
- 26) Ostroff, A. G. : "Introduction to Oilfield Water Tecnology" , Second Edition, National Association of Corrosion Engineers, Houston, Texas (1979).
- 27) Bety: Bety Handbook of Industrial Water Conditioning, Seventh Edition, Bety Laboratories, Inc. , Trevese,(1976).
- 28) Lloyd, P. J. and Ward, A. S. : "Filtration Applications of Particle Characterization" , Filtration & Separation (Mayo 1975) 246.

WIW #1



ARENA BASAL TENA

(4 dpp)
8718' - 8732' (14')

ARENA "U"

(4 dpp)
9479' - 9494' (15')

ARENA "T"

(4 dpp)
9650' - 9660' (10')
9670' - 9722' (52')

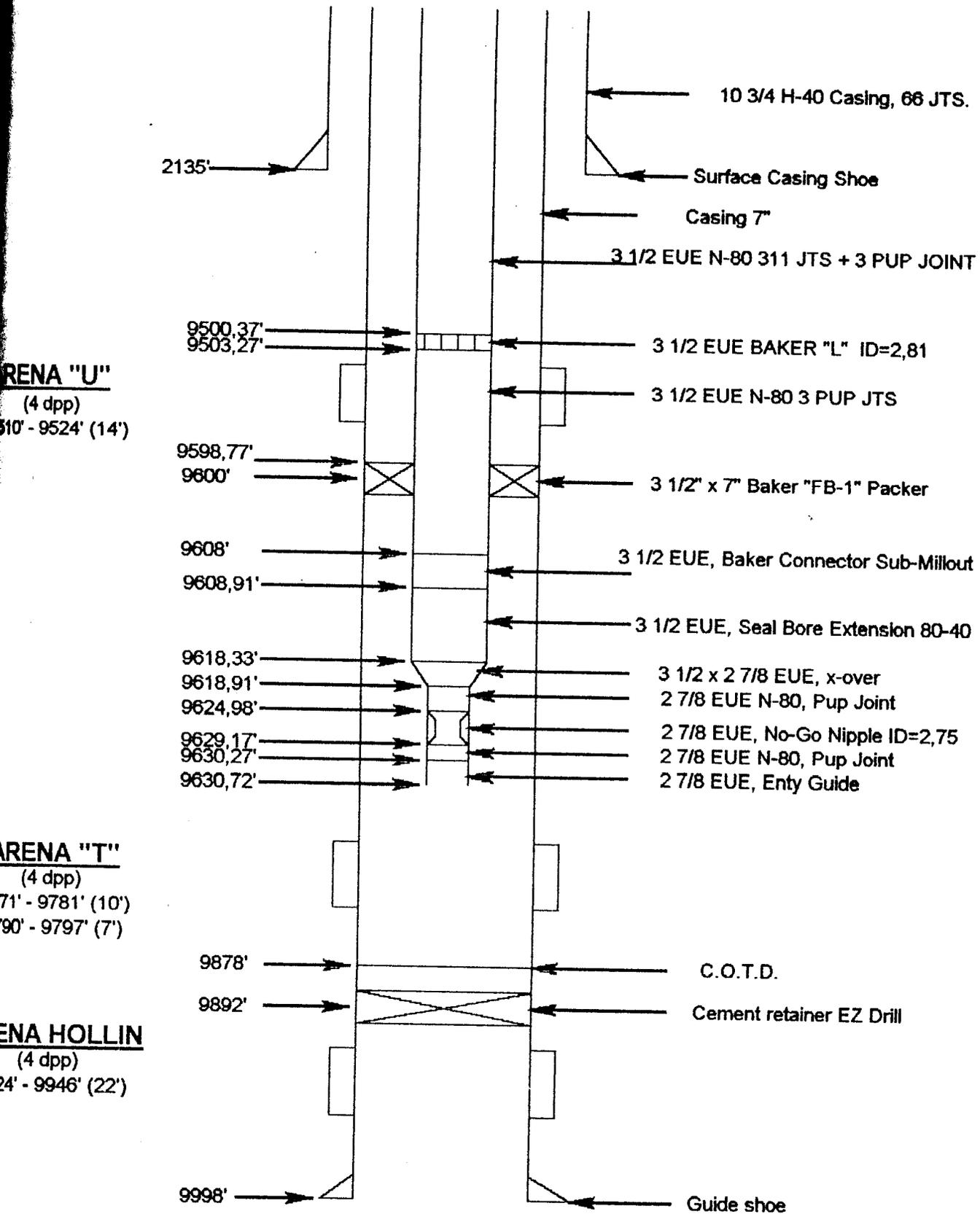
ARENA HOLLIN

(4 dpp)
9845' - 9851' (6')
9861' - 9882' (52')

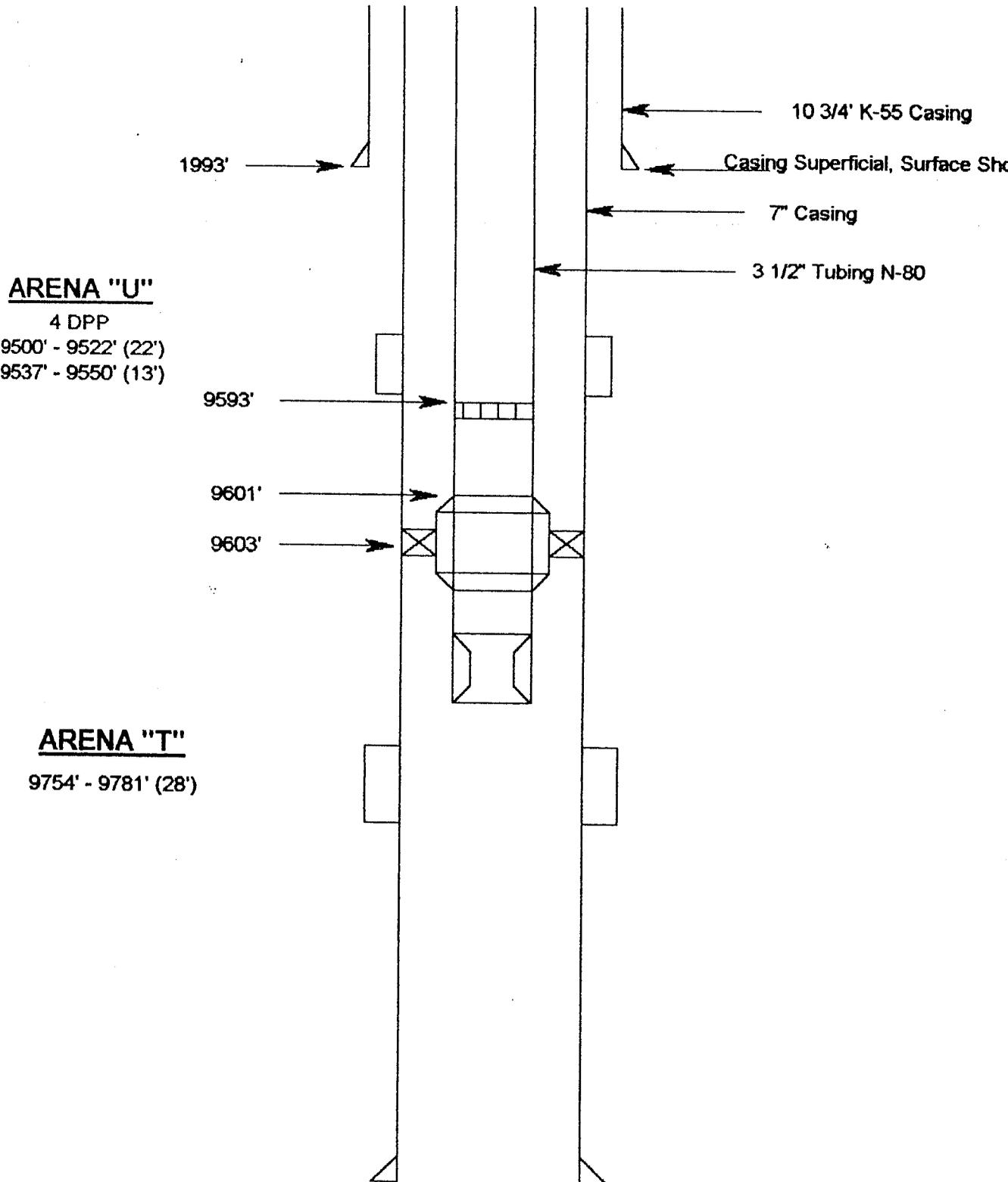
ARENA HOLLIN

(2 dpp)
9886' - 9896' (10')
9906' - 9919' (13')
9919' - 9930' (11')

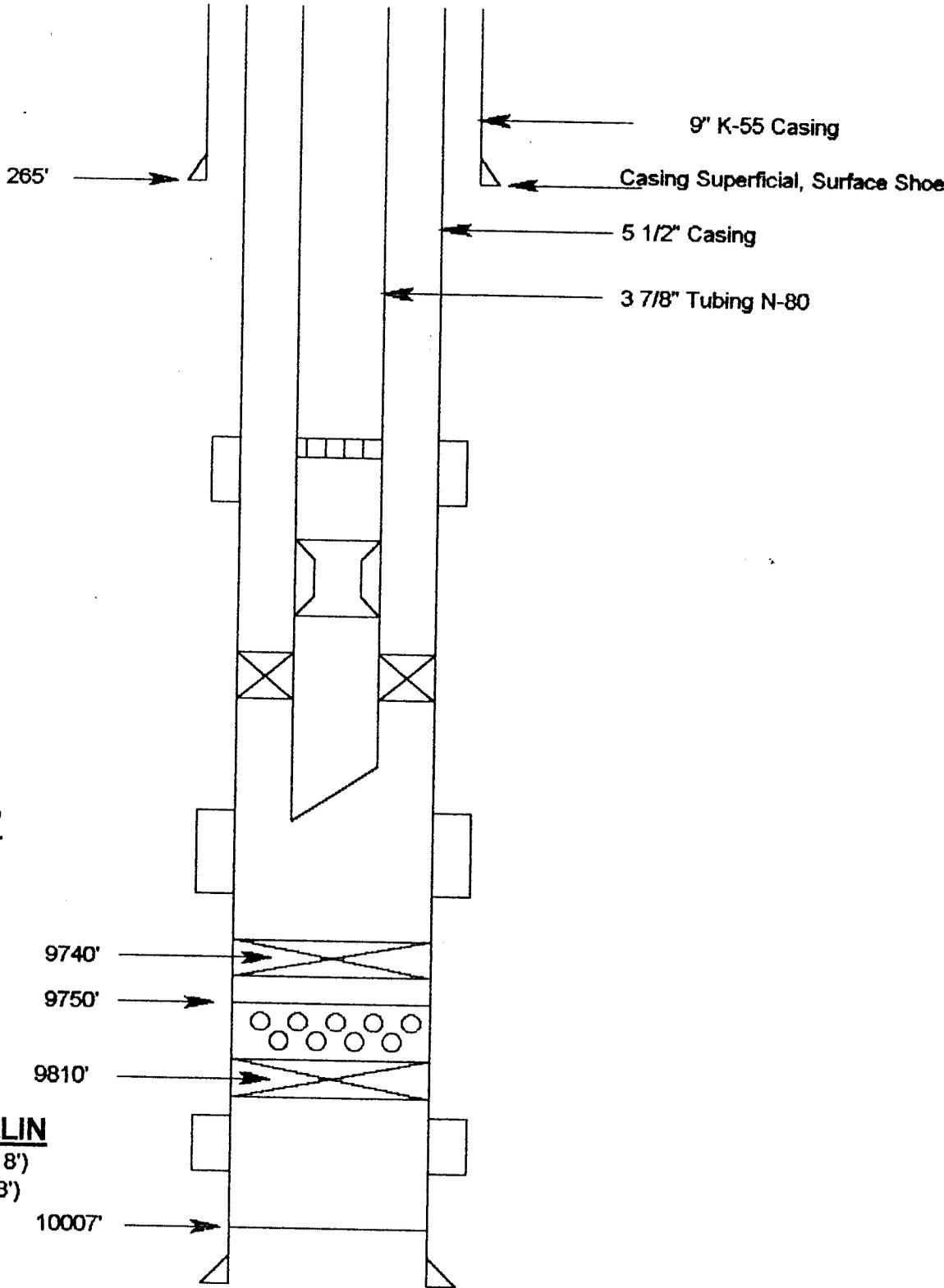
WIW #3



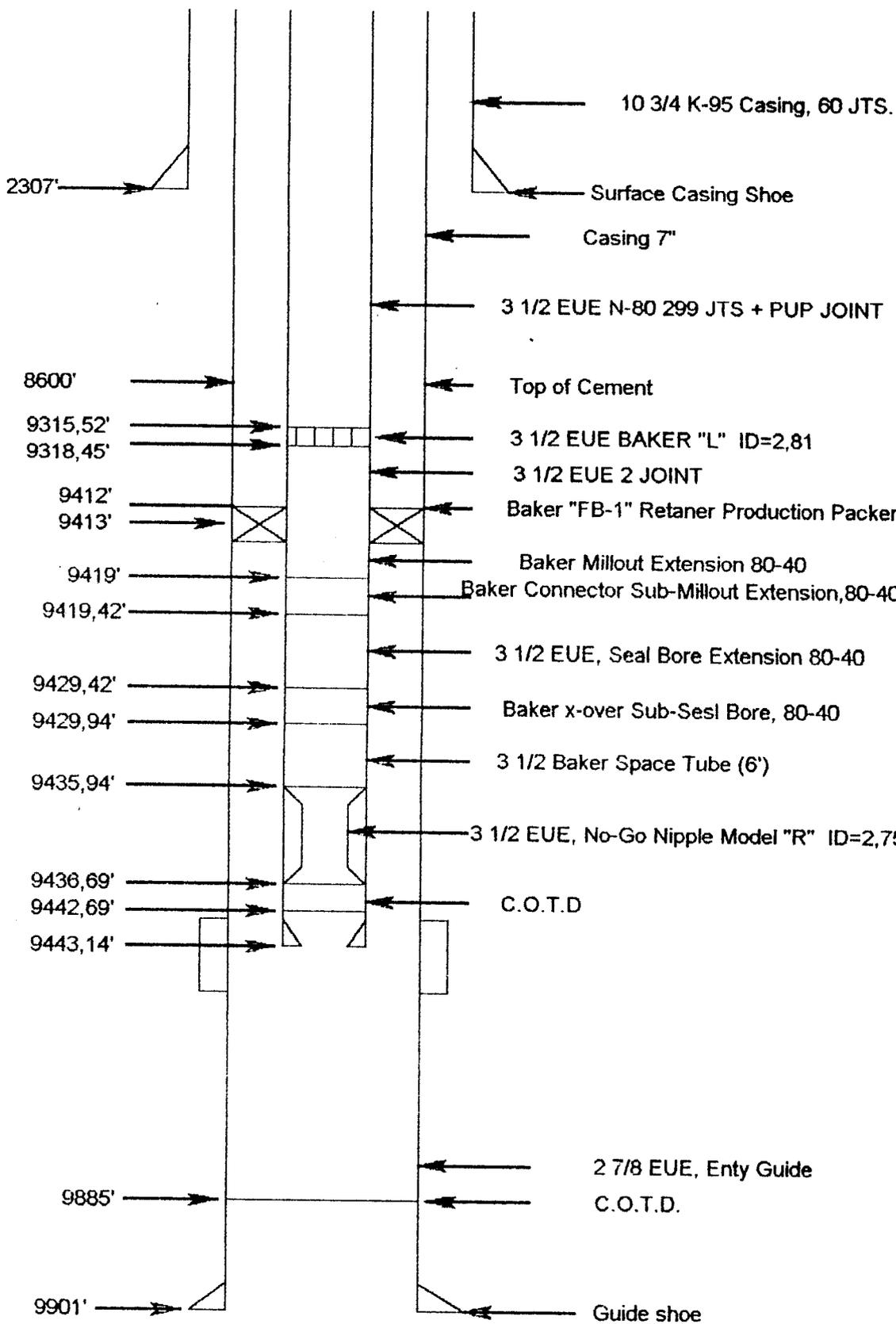
WIW # 4



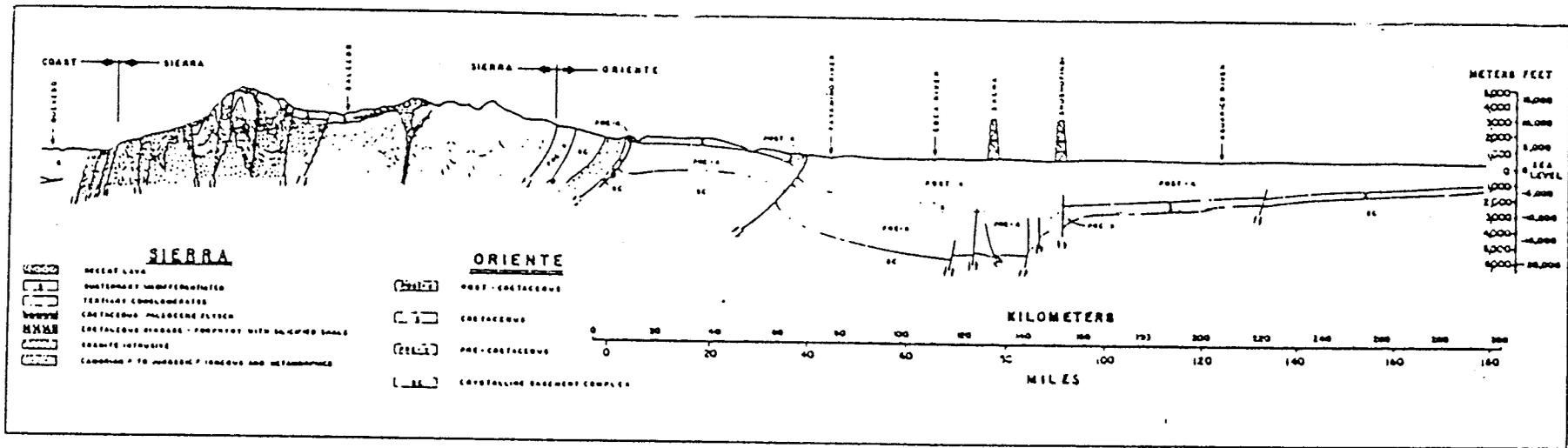
WIW # 5



WIW #6



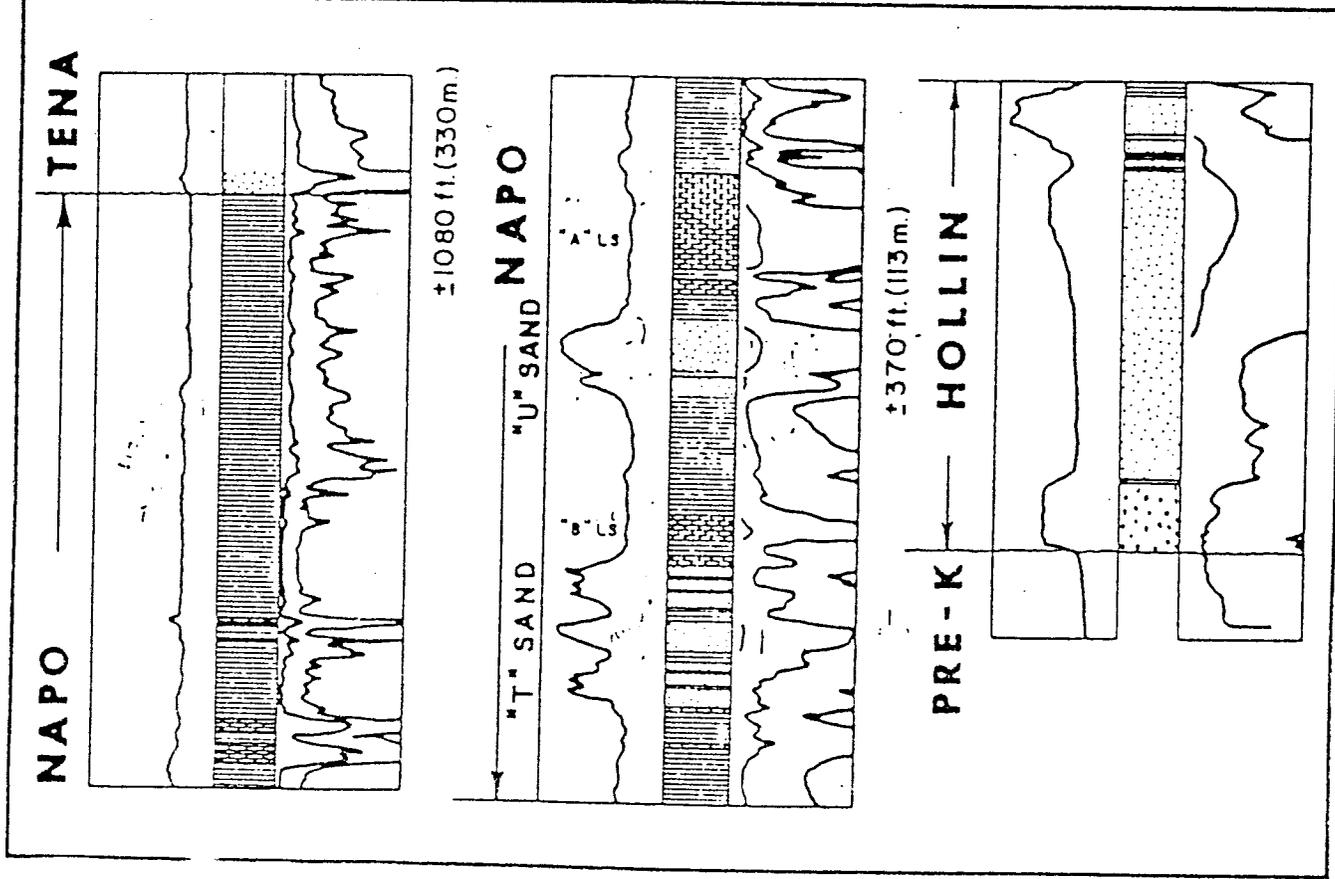
ENA "U"
 (4 dpp)
 ' - 9496' (27')

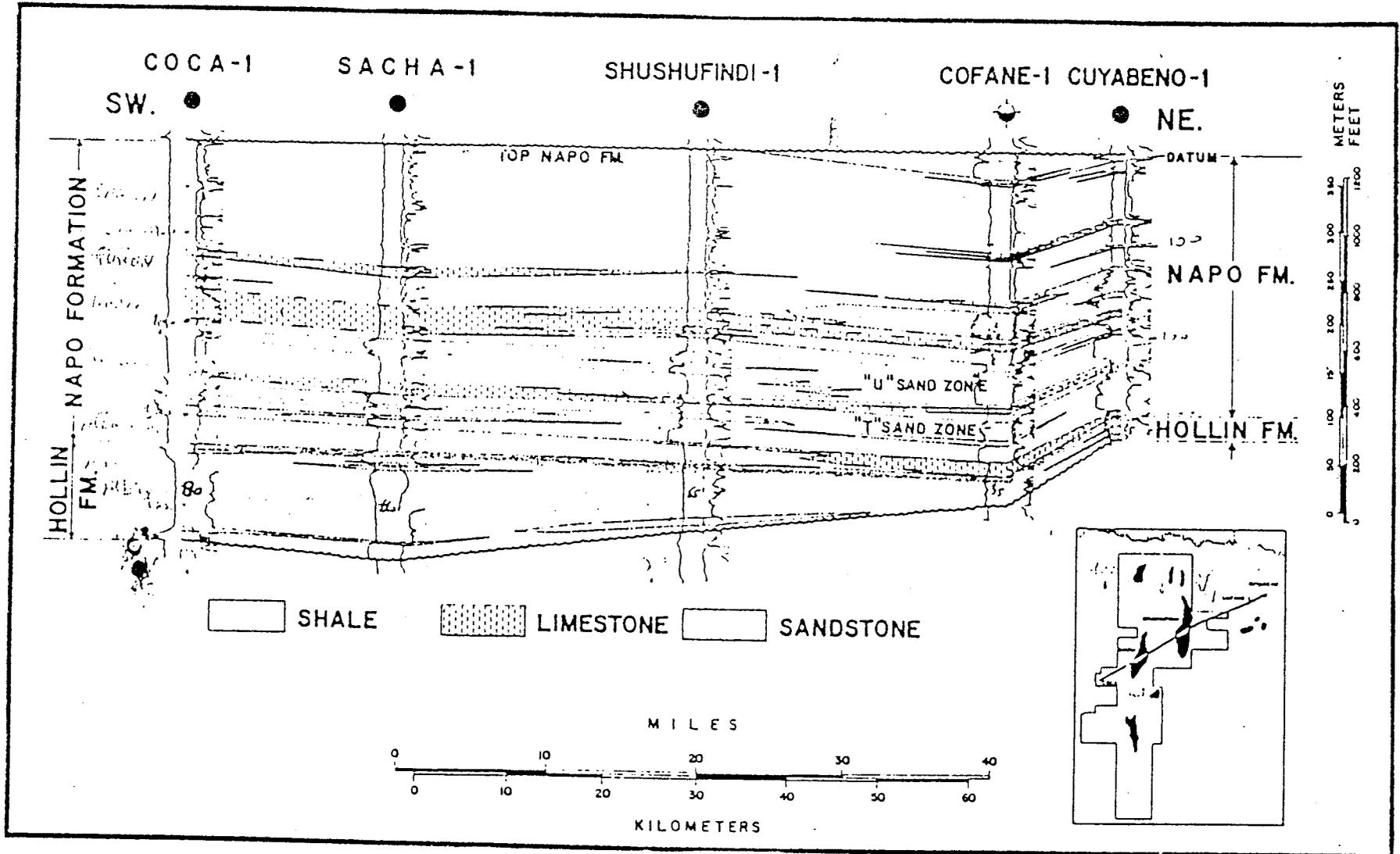


AGE	FORMATION		APPROX. THICKNESS	REMARKS
HOLOCENE	ALLUVIUM			
PLEISTOCENE	TERRACES			
PLIOCENE TO MIOCENE	CHAMBIRA ARAJUNO CHALCANA		5000 - 9500 ft (1500 - 2900 m)	CONTINENTAL DEPOSITS
OLIGOCENE	ORTEGUAZA		300-1000 ft (90-300m)	BRACKISH TO MARINE
OLIGOCENE (?) TO EOCENE	TIYUYACU		500-2100 ft (150-640m)	CONTINENTAL SS, CLAYST & CGL LOCALLY PRODUCTIVE
PALEOCENE TO L. CRETACEOUS	TENA		90-2500 ft (28-760m)	SHALLOW MARINE TO CONTINENTAL, MOSTLY CLAYSTONE. THIN BASAL SAND FREQUENTLY OIL BEARING

LATE TO EARLY CRETACEOUS	NAPOTEPA		700-3000 ft (213-914 m)	MARINE SHALES, LIMESTONE AND SANDSTONES WHICH ARE FREQUENTLY OIL PRODUCTIVE ("U" & "T" SANDS)
E. CRETACEOUS	HOLLIN		0-1000 ft (0-300m)	MOSTLY CONTINENTAL MAJOR OIL RESERVOIR
JURASSIC	CHAPIZA		0-800 ft (0-240m)	VOLCANICS & CONTINENTAL CLAYS, SILTS & SANDS
JURASSIC	SANTIAGO		+500 ft (+1500m)	MOSTLY MARINE LIMESTONE & SHALES SOME SANDS & SILTS IN UPPER PART
PERMIAN TO PENNSYLVANIAN	MACUMA		+2300 ft (+700m)	MARINE LIMESTONES, SHALES & SANDSTONES
MISSISSIPPIAN AND OLDER	PUMBUIZA		?	MARINE SHALES WITH SOME SANDS & LIMESTONES, LOCALLY METAMORPHOSED

FIG. 5—Generalized stratigraphic column, Oriente basin, Ecuador.





12.4 miles (20 Km)

W.

SACHA STRUCTURE

E.

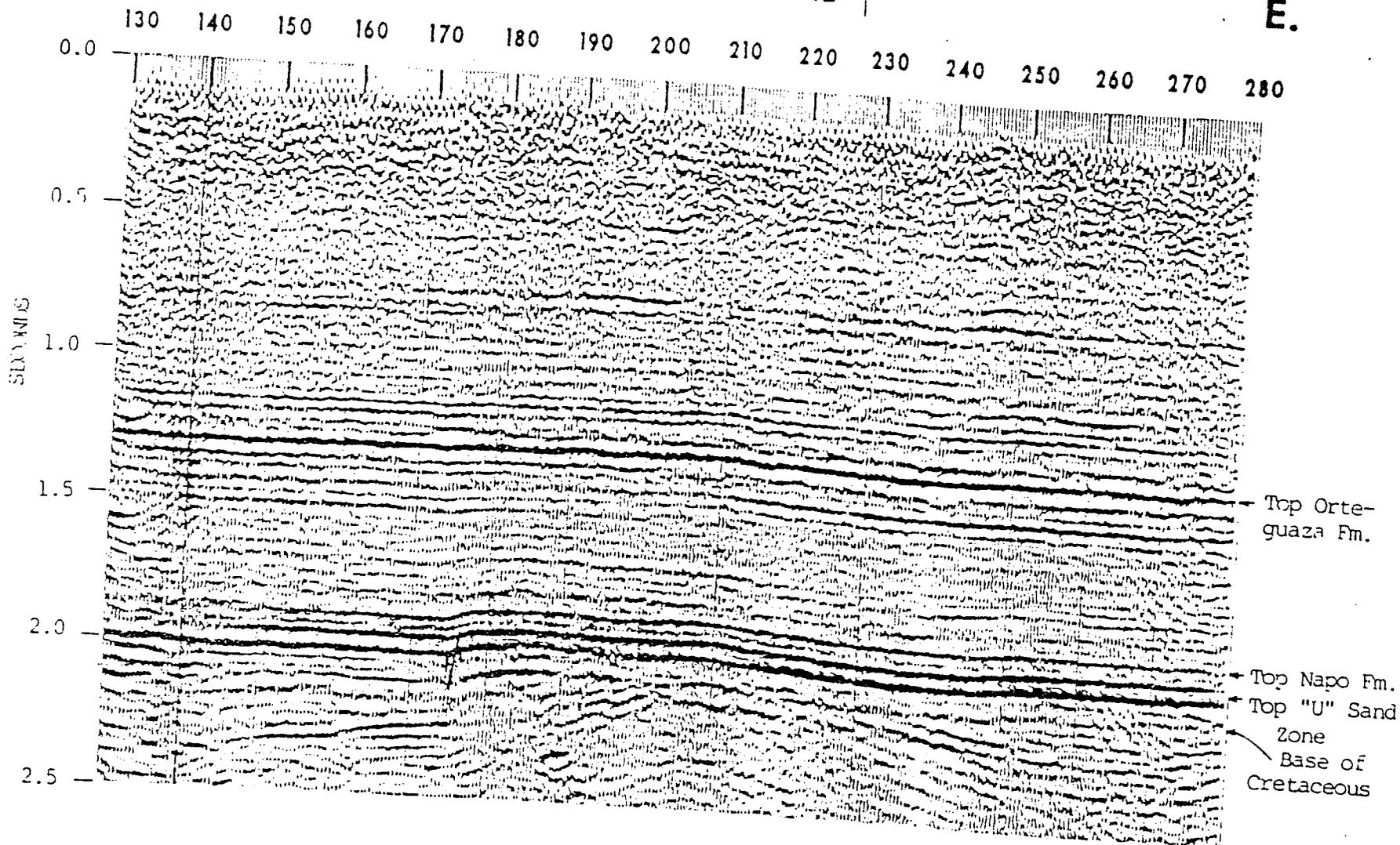
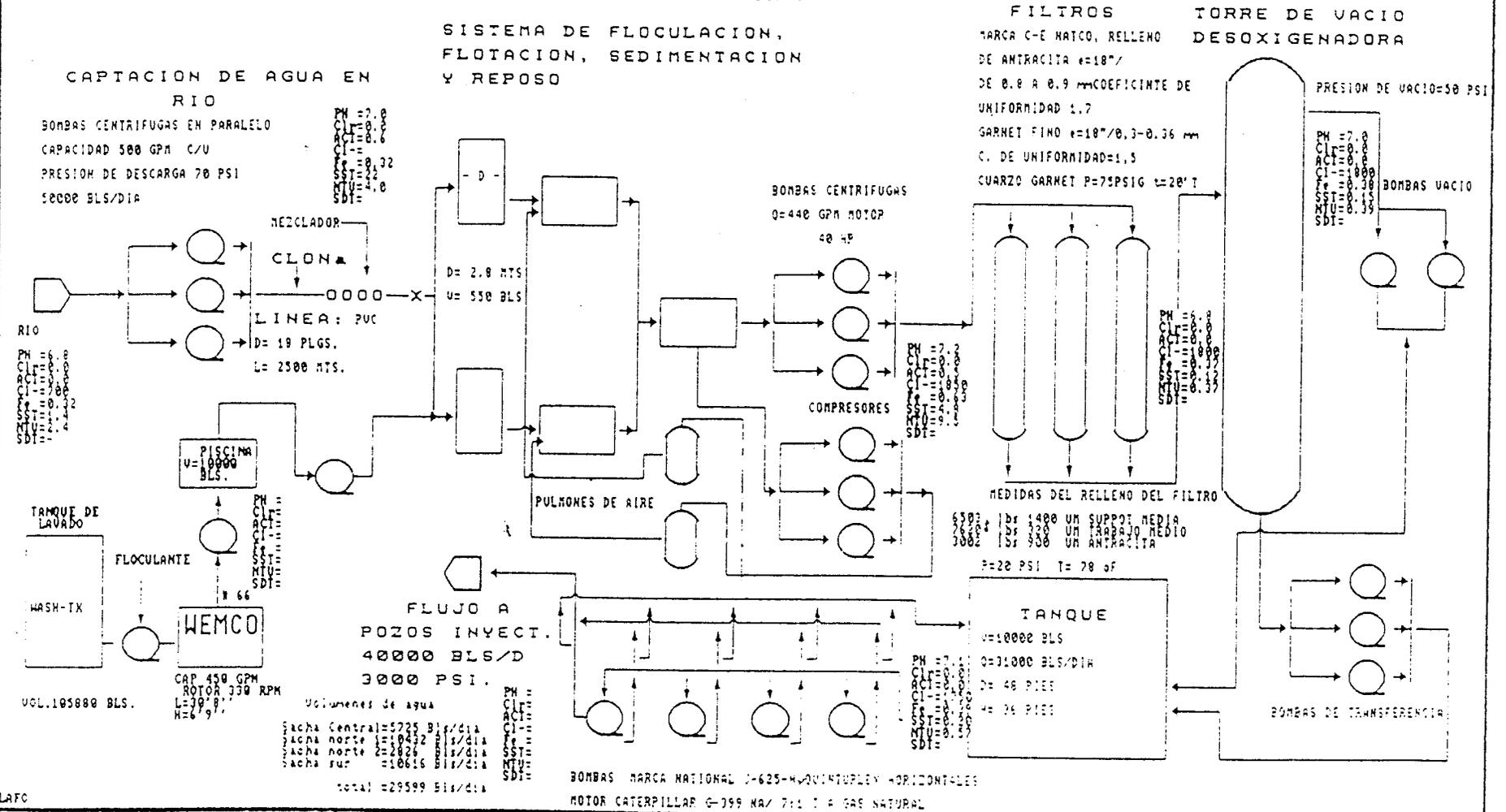


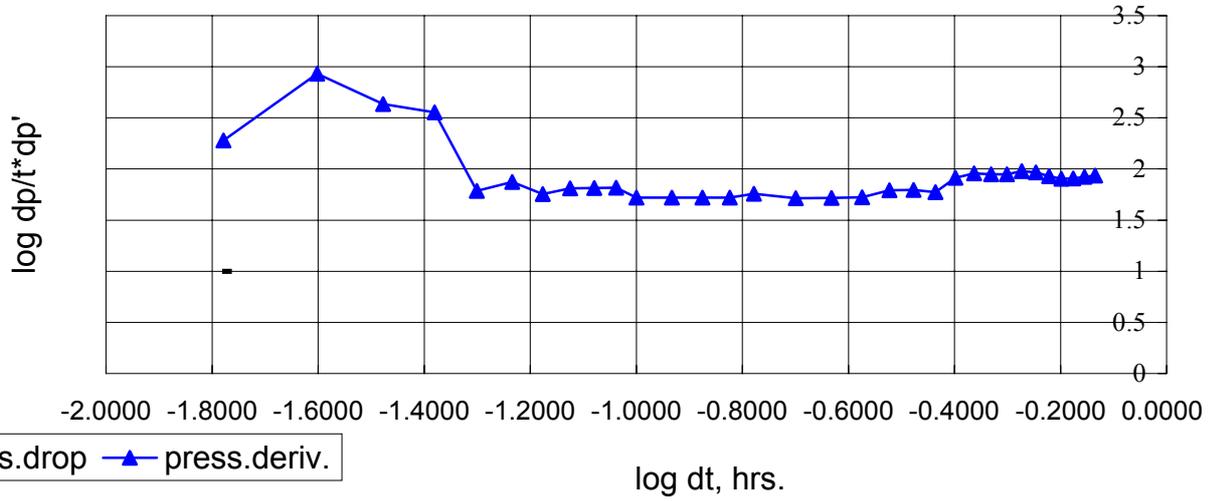
DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE INYECCION DE AGUA

CAMPO SACHA

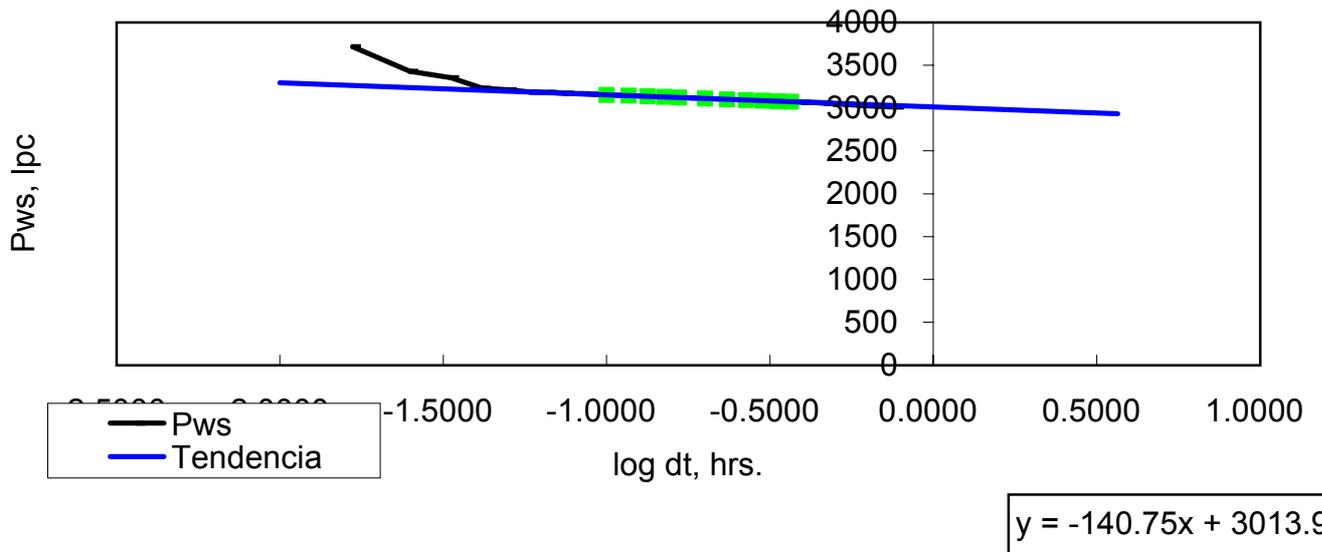
14240 7/95

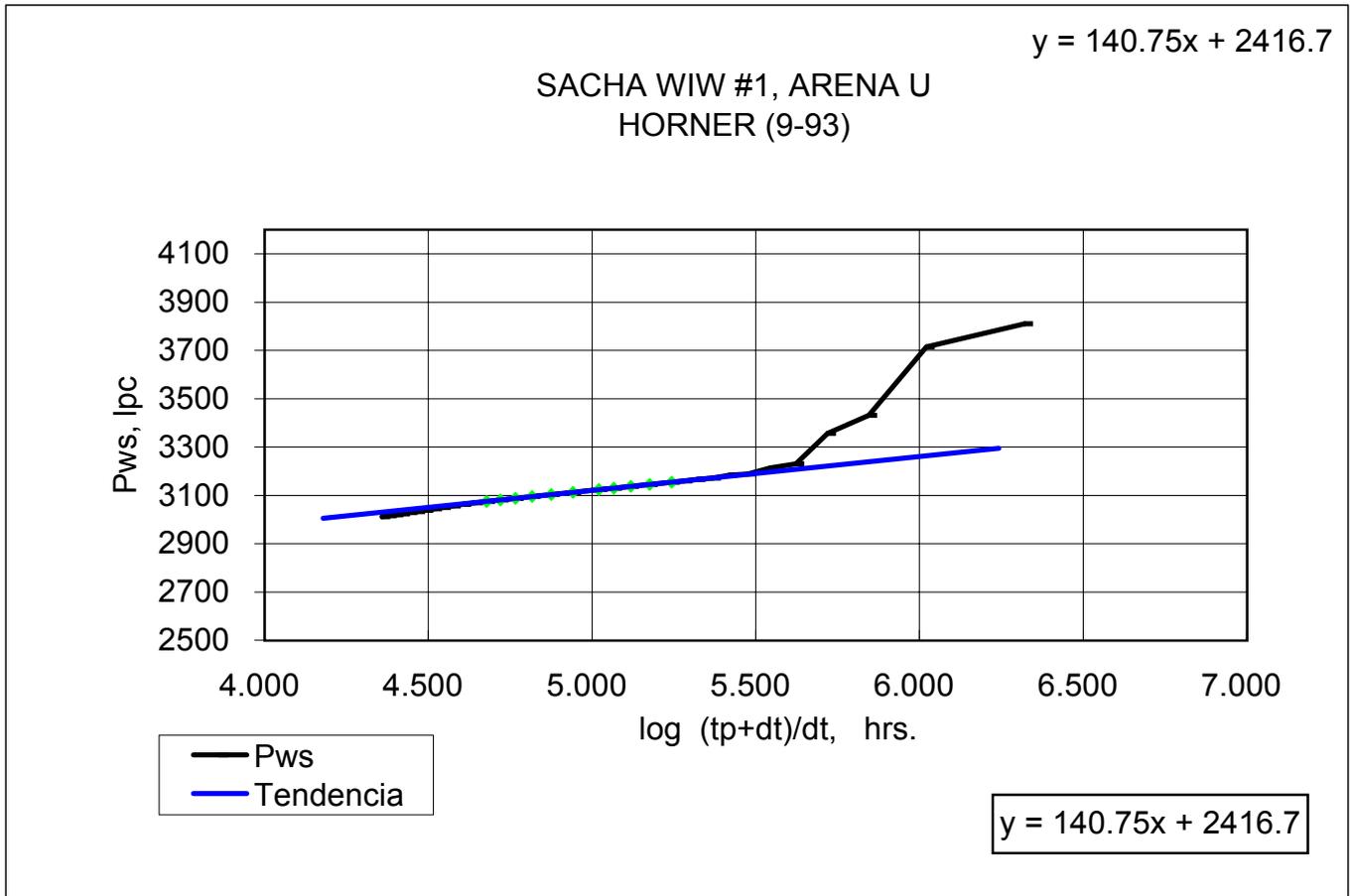


SACHA WIW #1, ARENA U
Curva tipo y deriv.(09-93)



SACHA WIW #1, ARENA U
MDH (09-93)





6100
 3008
 1930
 15
 0.180
 0.128
 1.250
 1.072
 0.3
 0.0000084
 3777
 0.6
 3.5

$$Y = 140,75X + 2416,7$$

$$P_{1hr} = 2557.45$$

$$P^* = 2416.7$$

$$m = 140.7524049$$

$$Kw = 47.80208142$$

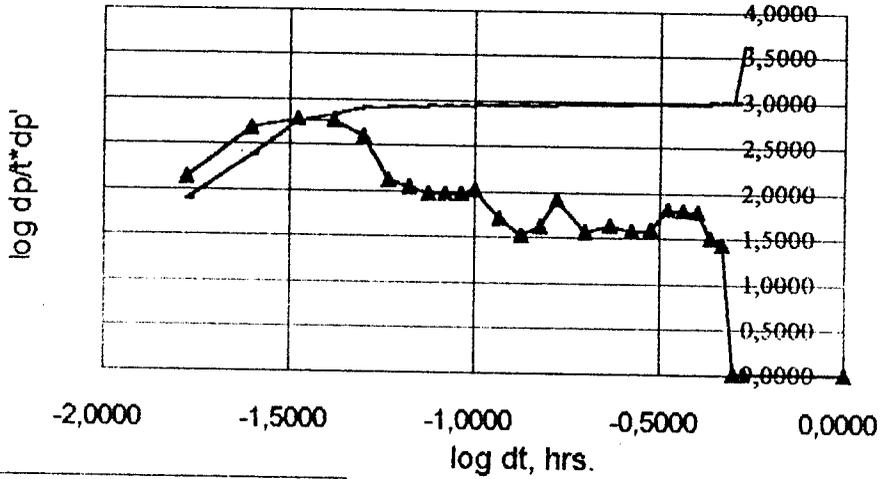
$$S = 7.0020$$

$$\Delta Ps = -855.8362102$$

$$rd = 206.2554805$$

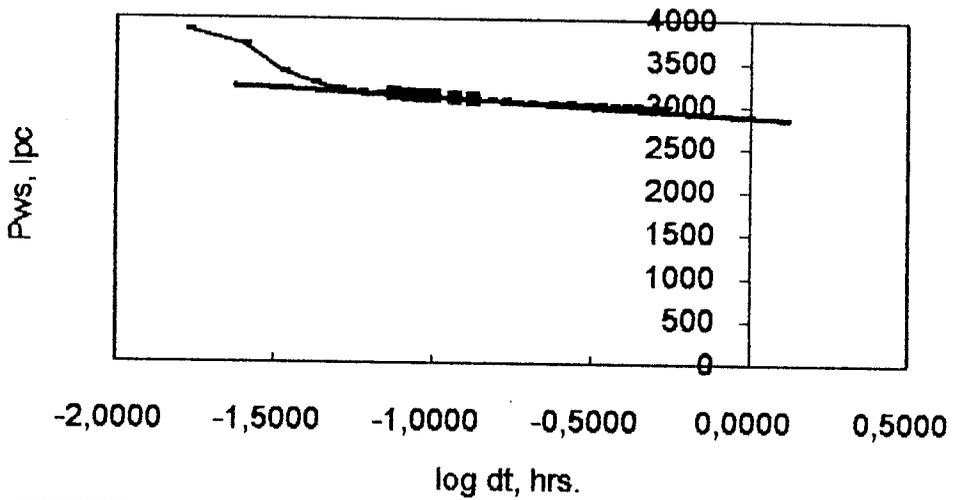
$$EF = 0.370754937$$

SACHA WIW #1, ARENA T
Curva tipo y deriv.(11-95)



— press.drop —▲— press.deriv.

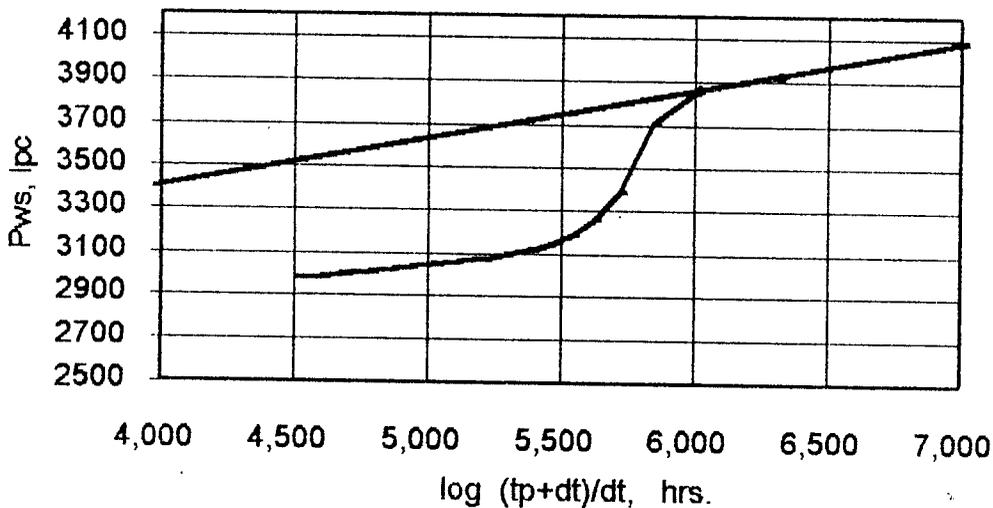
SACHA WIW #1, ARENA T
MDH (11-95)



— Pws
— Tendencia

$y = -212,16x + 2867,2$

SACHA WIW #1, ARENA T
HORNER (11-95)



— Pws — Lineal (Serie2)

$y = 225,89x + 2497,9$

- Pfrac = 6100
- Pws = 2976
- Qi = 1362
- h = 70
- $\phi = 0,156$
- Swi = 0,173
- $\beta_o = 1,315$
- $\beta_w = 1,072$
- $\mu = 0,3$
- Ct = 0,0000084
- Pwf = 3736
- $\Delta S_w = 0,6$
- IW = 3,5

$Y = 225,89X + 2498$

P 1hr = 2723,89

P* = 2498

m = 225,8912657

Kw = 4,504184898

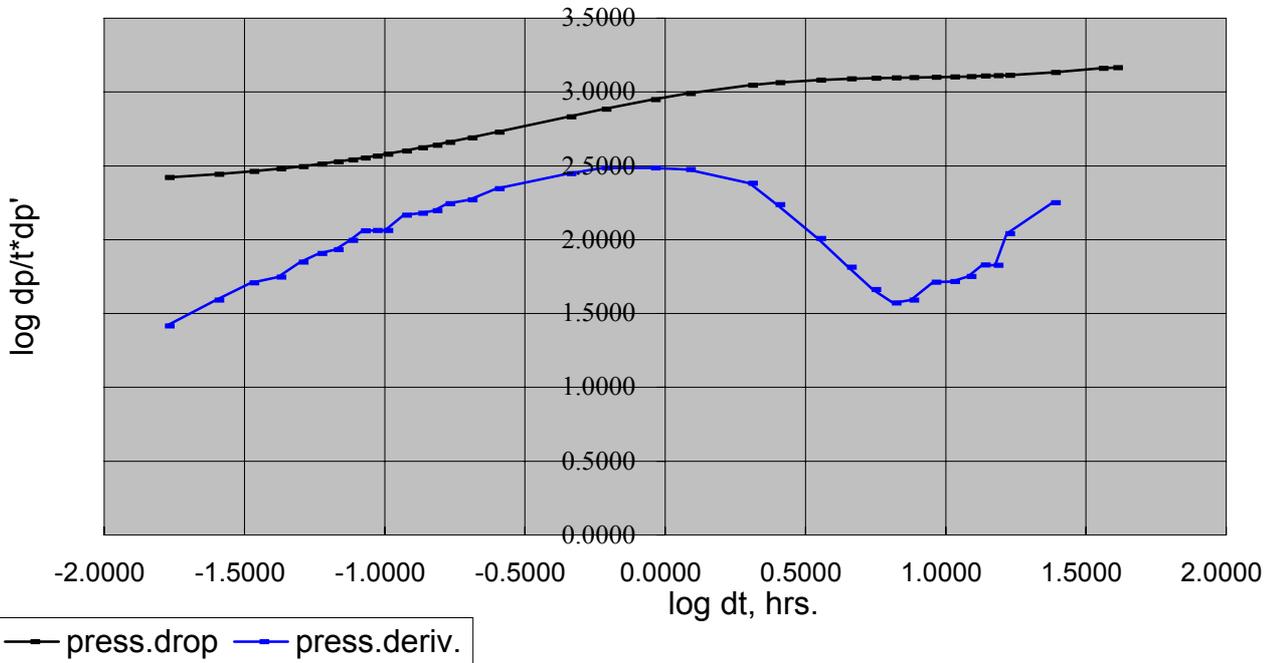
S = 3,2970

$\Delta P_s = -646,7524606$

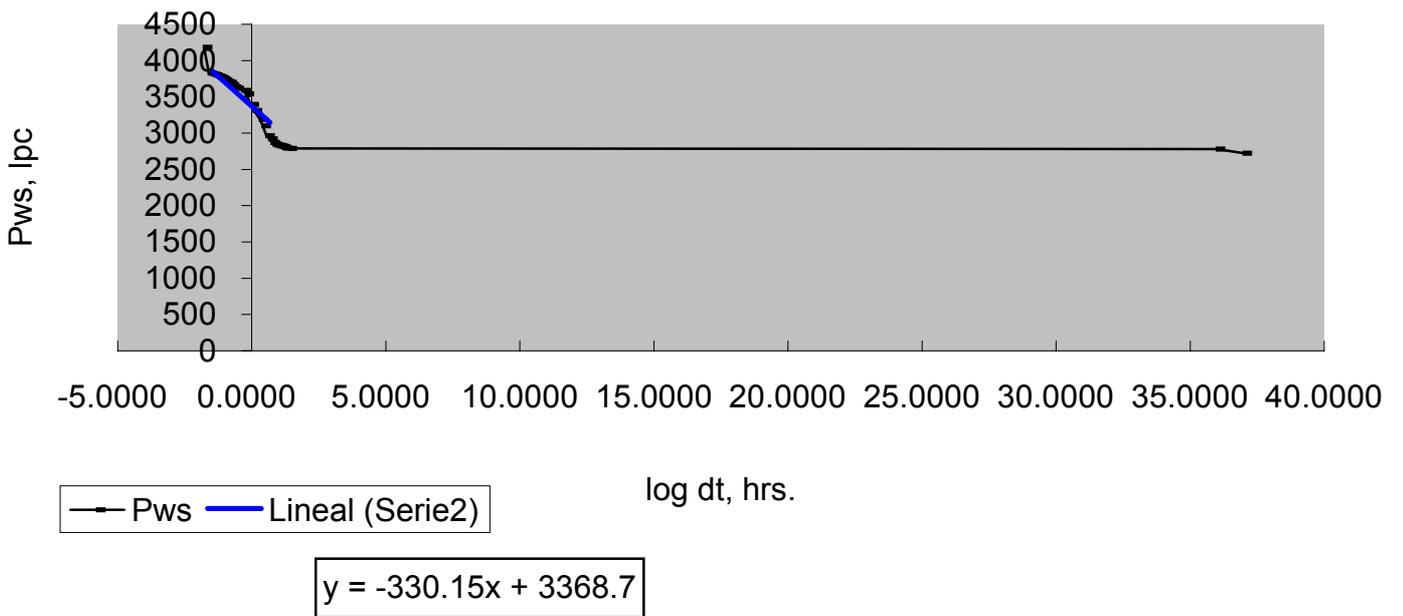
rd = 68,0086497

EF = 0,477582827

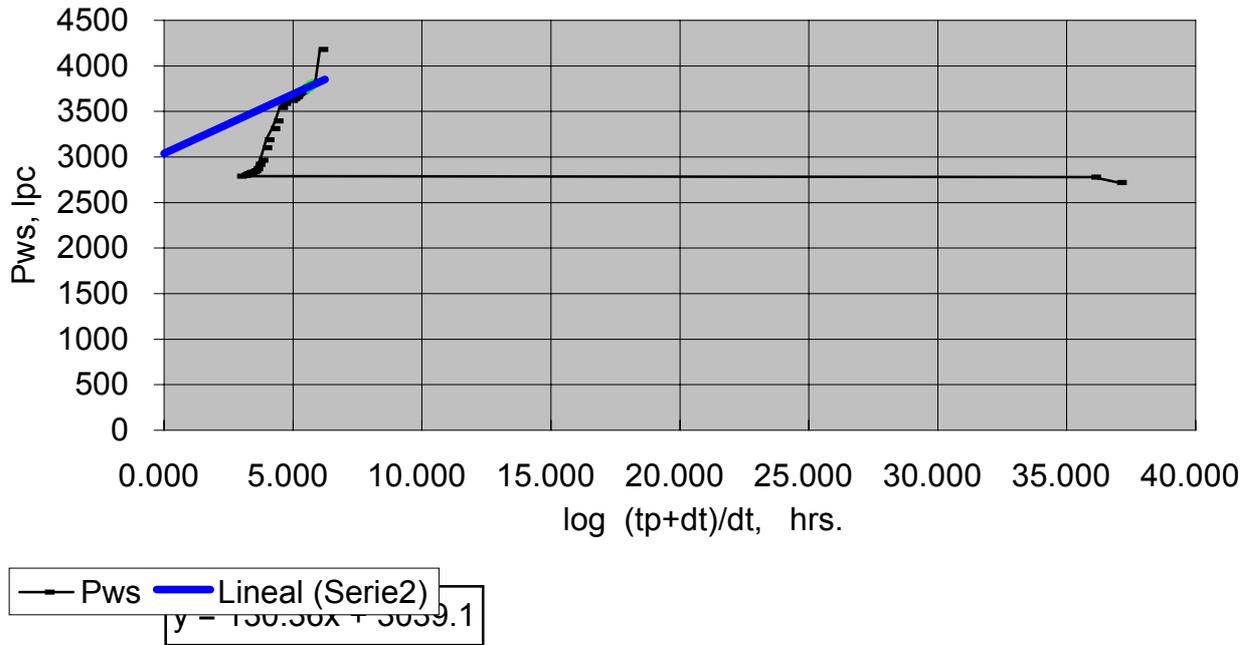
SACHA WIW #2, ARENA U
Curva tipo y deriv.(01-96)



SACHA WIW #2, ARENA U
MDH (01-96)



SACHA WIW #2, ARENA U
HORNER (01-96)



Pfrac = 6100

Pws = 2604

Qi = 1772

h = 25

$\phi = 0.18$

Swi = 0.128

$\beta_0 = 1.25$

$\beta_w = 1.072$

$\mu = 0.3$

Ct = 0.0000084

Pwf = 3907

$\Delta Sw = 0.6$

rW = 3.5

$$Y = 130,36X + 3039$$

P 1hr = 3169.36

P* = 3039

m = 130.3644944

Kw = 28.43157808

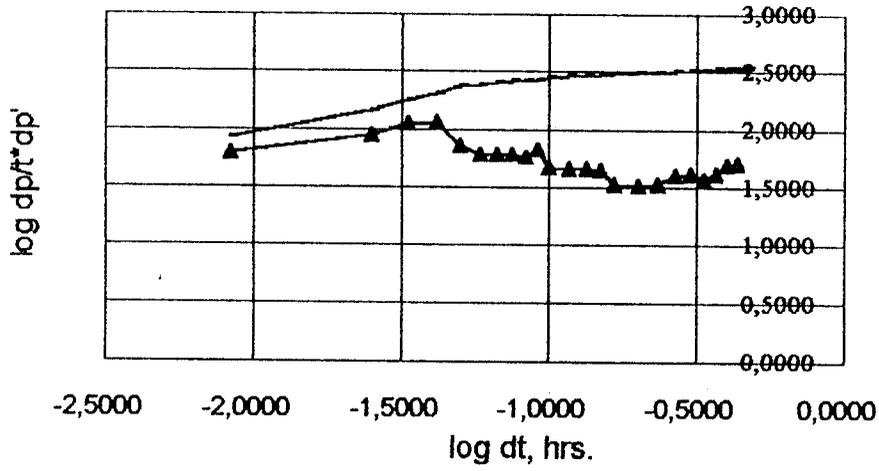
S = 3.8032

$\Delta Ps = -430.546304$

rd = 159.0679106

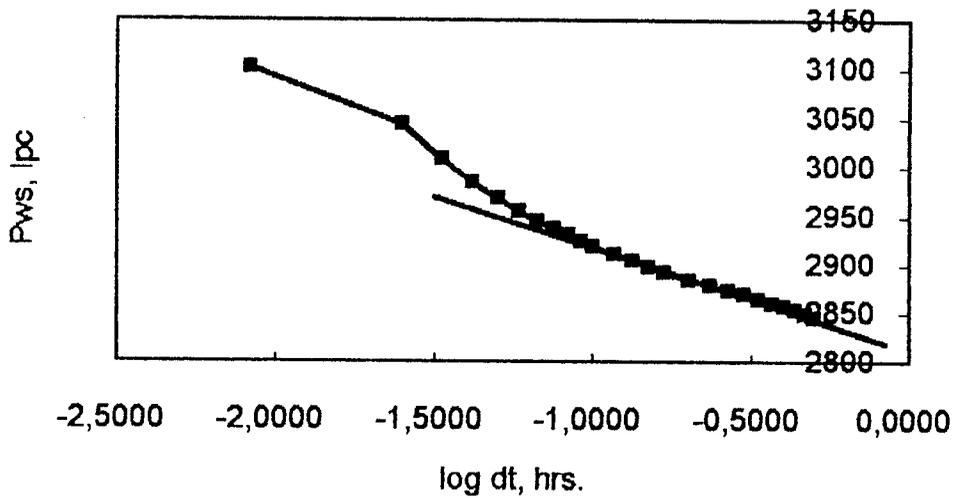
EF = 0.503978912

SACHA WIW #3, ARENA U
Curva tipo y deriv.(11-95)



— press.drop —▲— press.deriv.

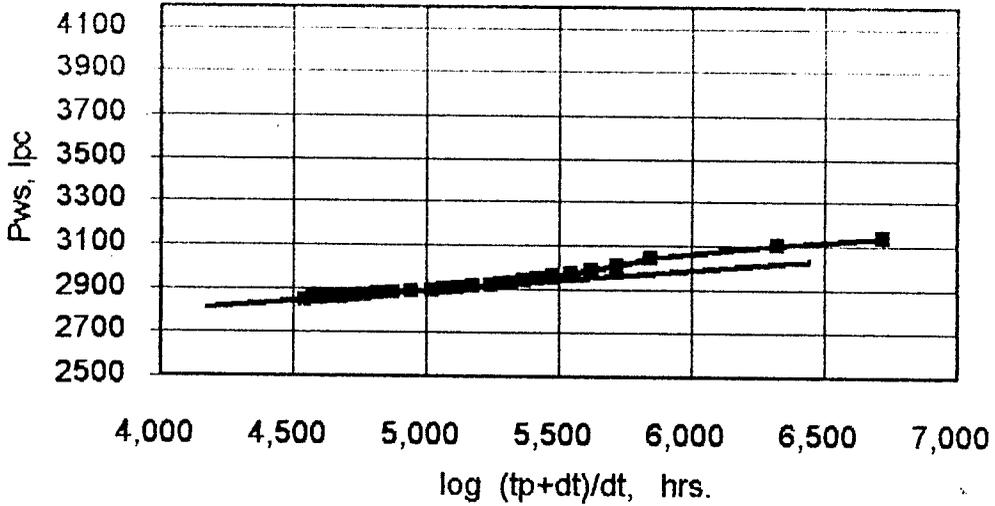
SACHA WIW #3, ARENA U
MDH (11-95)



—■— Pws
— Tendencia

$$y = -105,87x + 2810,8$$

SACHA WIW #3, ARENA U
HORNER (11-95)



■ Pws
— Tendencia

$$y = 95,216x + 2413,8$$

$P_{frac} = 6100$

$P_{ws} = 2841$

$Q_i = 3680$

$h = 14$

$\phi = 0,180$

$S_{wi} = 0,128$

$\beta_o = 1,250$

$\beta_w = 1,072$

$\mu = 0,3$

$C_t = 0,0000084$

$P_{wf} = 2969$

$\Delta S_w = 0,6$

$\Gamma W = 3,5$

$$Y = 95,216X + 2413,8$$

$P_{1hr} = 2509,016$

$P^* = 2413,8$

$m = 95,21596826$

$K_w = 144,3599012$

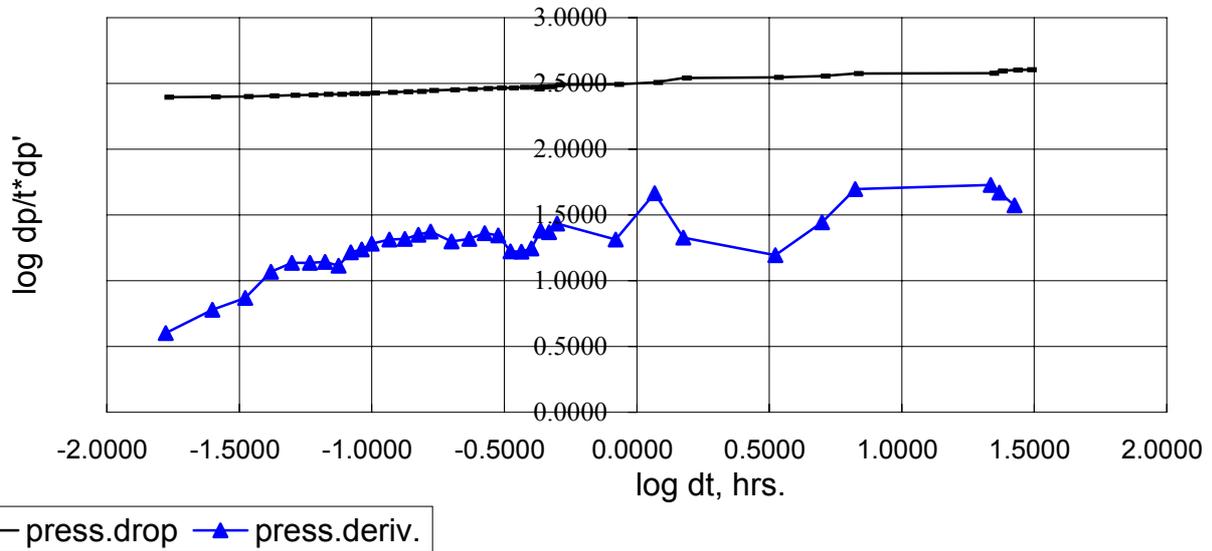
$S = 2,0387$

$\Delta P_s = -168,5700924$

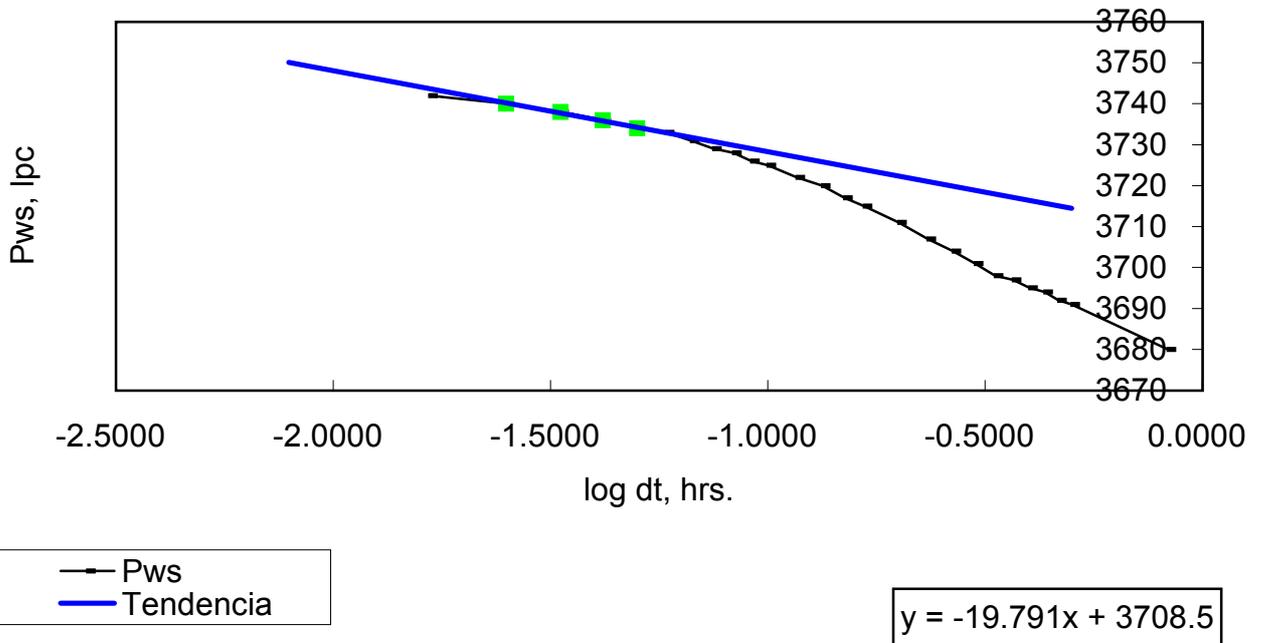
$rd = 358,4308497$

$EF = 0,696379517$

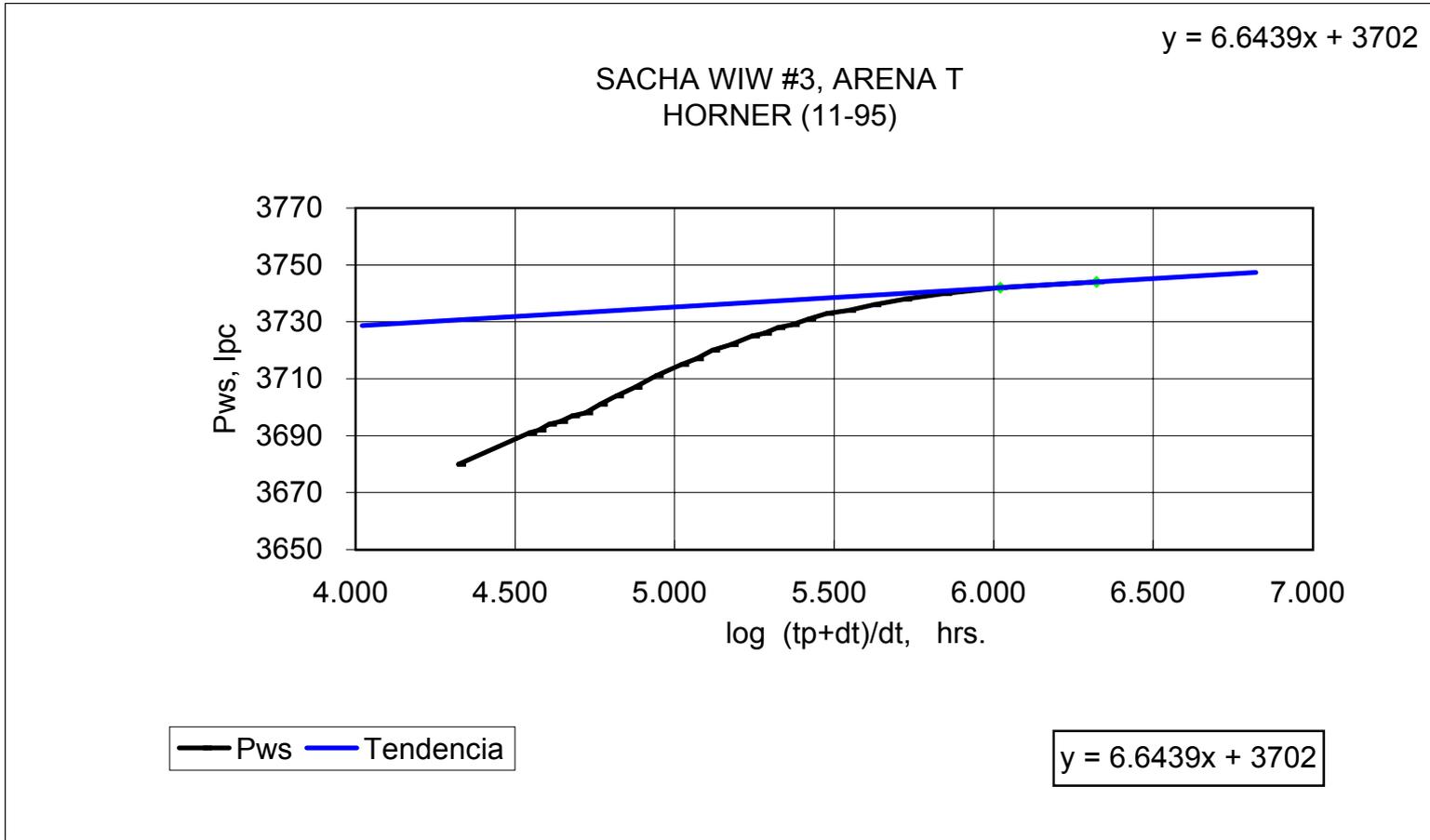
SACHA WIW #3, ARENA T
Curva tipo y deriv.(11-95)



SACHA WIW #3 ARENA T
MDH (11-95)



Apéndice H, Fall off # 5B



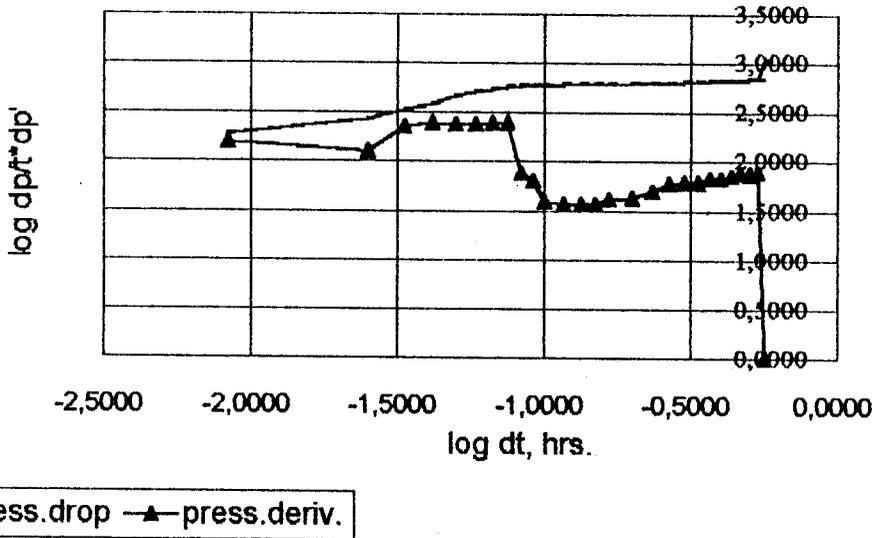
$P_{frac} = 6100$
 $P_{ws} = 3616$
 $Q_i = 2454$
 $h = 17$
 $\phi = 0.156$
 $S_{wi} = 0.173$
 $\beta_o = 1.315$
 $\beta_w = 1.072$
 $\mu = 0.3$
 $C_t = 0.0000084$
 $P_{wf} = 3782$
 $\Delta S_w = 0.6$
 $r_w = 3.5$

$$Y = 6,644X + 3702$$

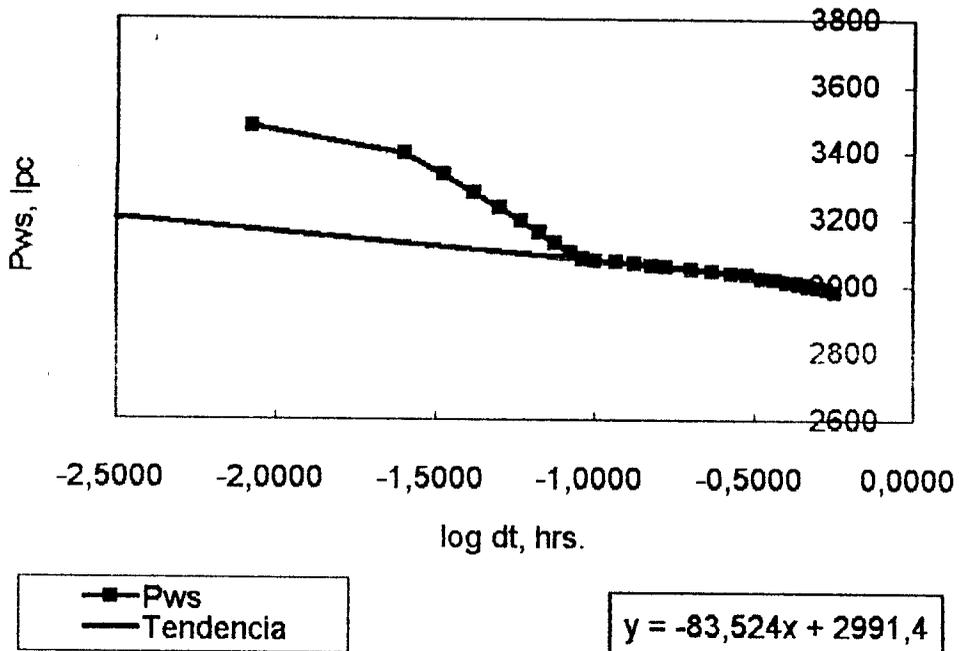
P 1hr = 3708.644
P* = 3702

m = 6.643860755
Kw = 1136.165759
s = 8.0839
 $\Delta P_s = -46.63940542$
rd = 1080.132156
EF = 0.417007432

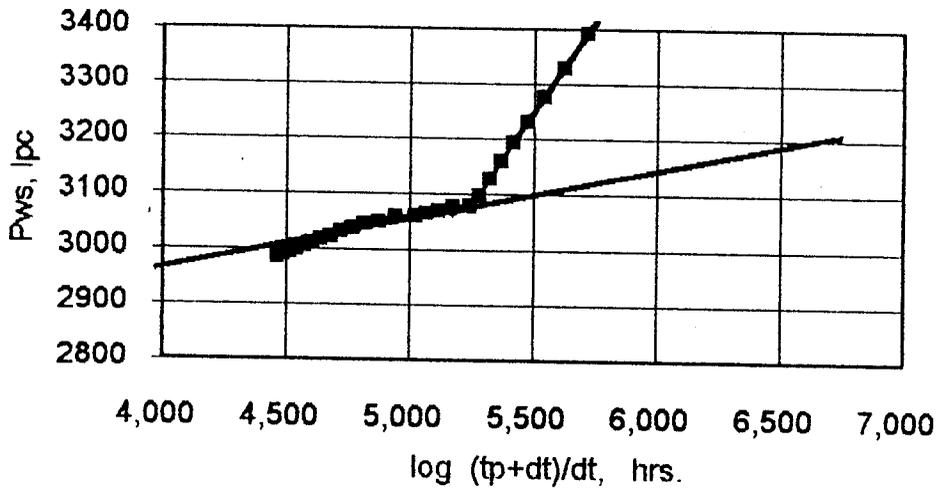
SACHA WIW #4, ARENA U
Curva tipo y deriv.(11-95)



SACHA WIW #4, ARENA U
MDH (11-95)



SACHA WIW #4, ARENA U
HORNER (11-95)



-●- Pws
 — Tendencia

$$y = 89,624x + 2605,1$$

$$P_{frac} = 6100$$

$$P_{ws} = 2637$$

$$Q_i = 4091$$

$$h = 35$$

$$\phi = 0,180$$

$$S_{wi} = 0,128$$

$$\beta_o = 1,250$$

$$\beta_w = 1,072$$

$$\mu = 0,3$$

$$C_t = 0,0000084$$

$$P_{wf} = 3326$$

$$\Delta S_w = 0,6$$

$$\Gamma W = 3,5$$

$$Y = 89,624X + 2605,1$$

$$P_{1hr} = 2694,724$$

$$P^* = 2605,1$$

$$m = 89,62397019$$

$$K_w = 68,19834538$$

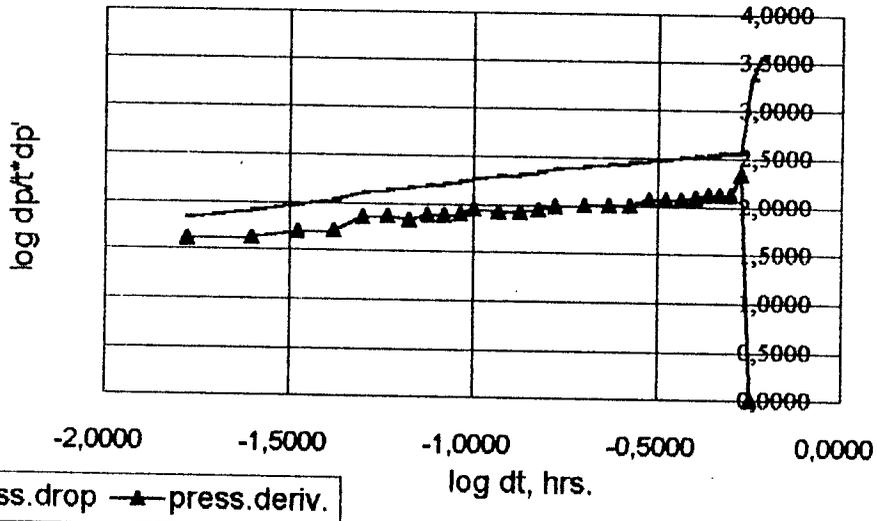
$$S = 4,9603$$

$$\Delta P_s = -386,0545559$$

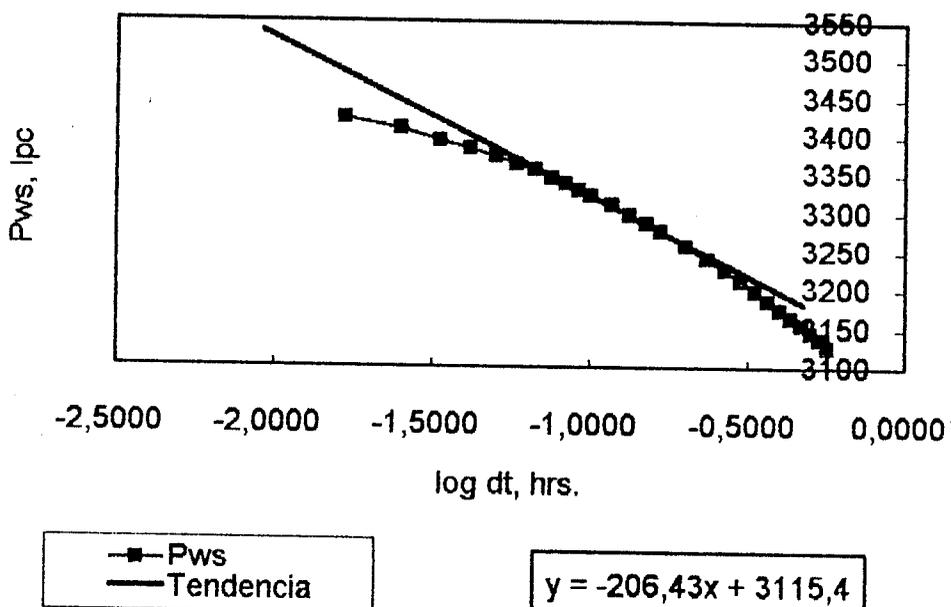
$$rd = 246,359329$$

$$EF = 0,464482514$$

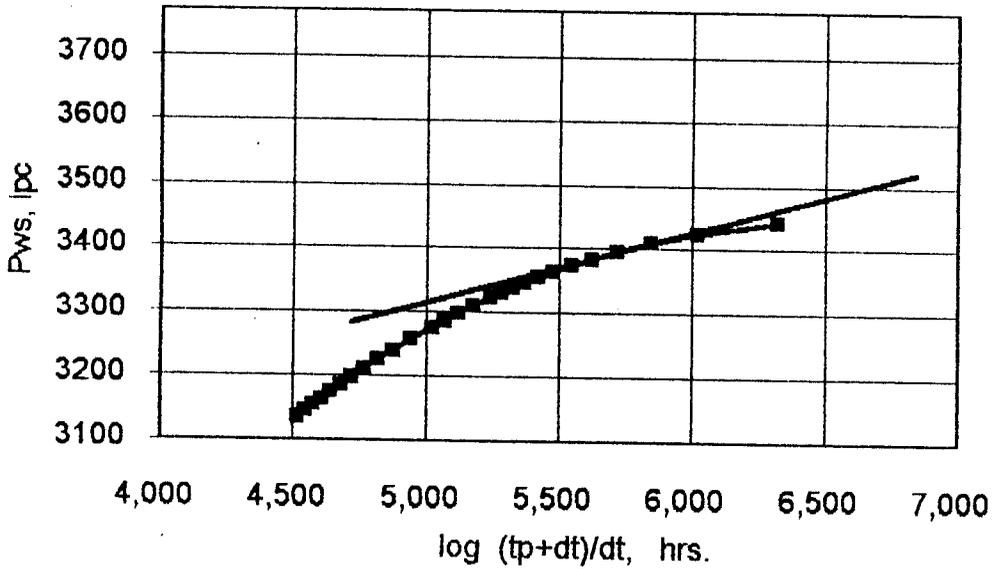
SACHA WIW #4, ARENA T
Curva tipo y deriv.(11-95)



SACHA WIW #4 ARENA T
MDH (11-95)



SACHA WIW #4, ARENA T
HORNER (11-95)



■ Pws — Tendencia

$y = 112,06x + 2753$

$P_{frac} = 6100$

$P_{ws} = 3122$

$Q_i = 3660$

$h = 28$

$\phi = 0,156$

$S_{wi} = 0,173$

$\beta_o = 1,315$

$\beta_w = 1,072$

$\mu = 0,3$

$C_t = 0,0000084$

$P_{wf} = 3239$

$\Delta S_w = 0,6$

$\Gamma_w = 3,5$

$Y = 112,06X + 2753$

$P_{1hr} = 2865,06$

$P^* = 2753$

$m = 112,0551044$

$K_w = 60,99974095$

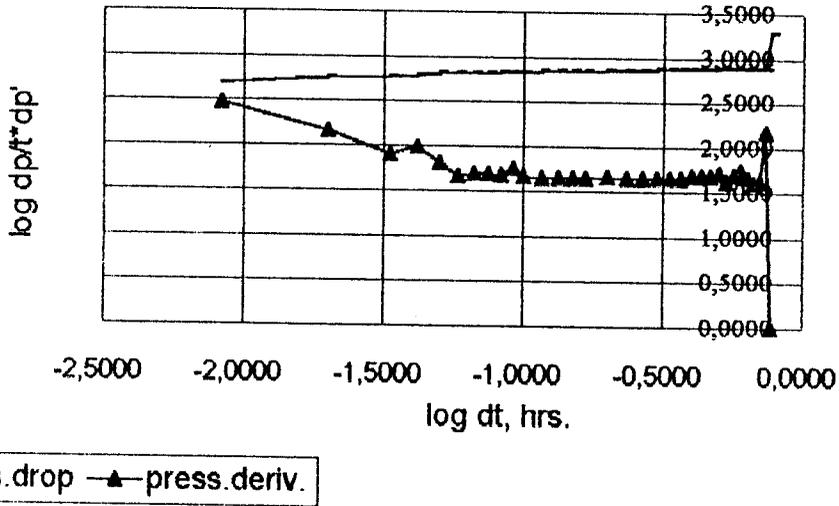
$S = 0,6784$

$\Delta P_s = -66,01104295$

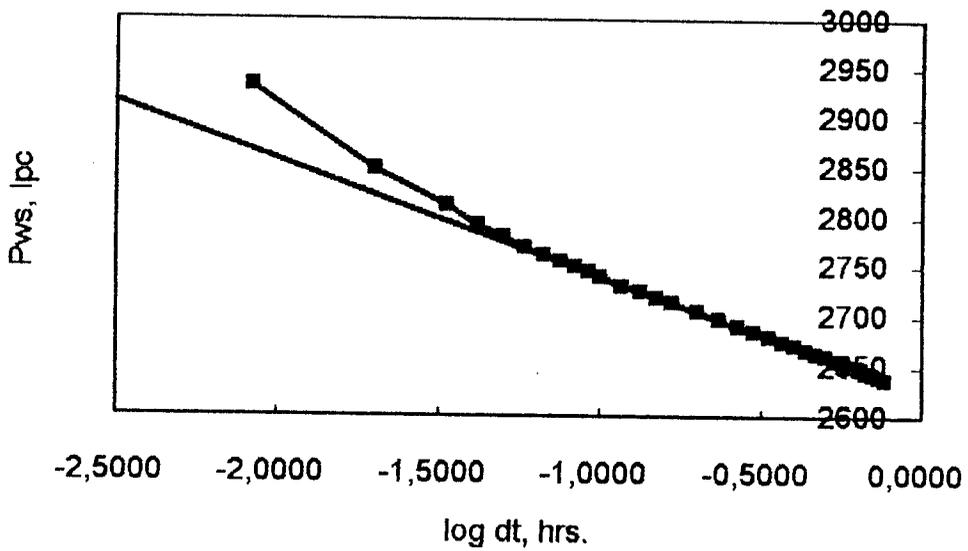
$rd = 250,2764824$

$EF = 0,864174809$

SACHA WIW #5, ARENA U
Curva tipo y deriv.(11-95)



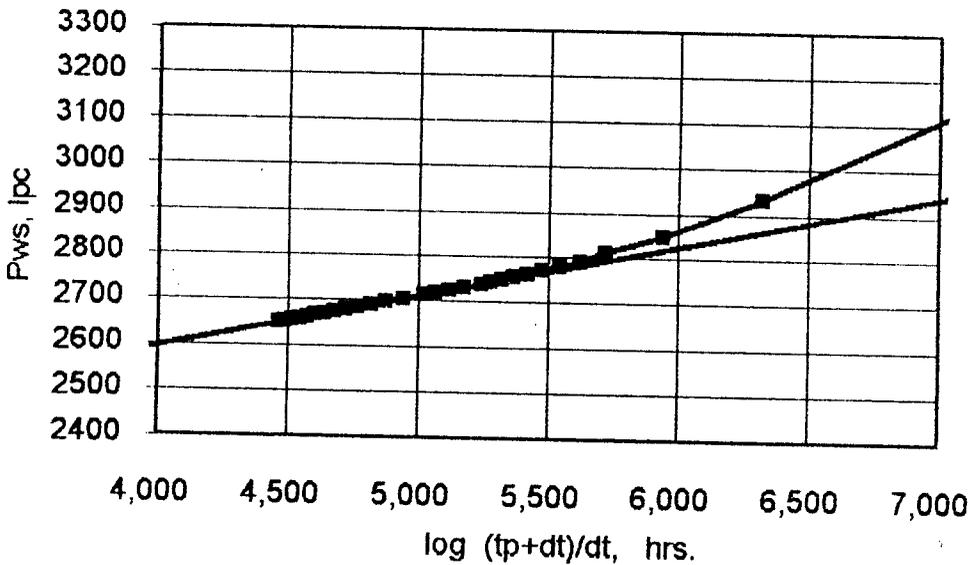
SACHA WIW #5, ARENA U
MDH (11-95)



—■— Pws
— Tendencia

$$y = -117,97x + 2620,6$$

SACHA WIW #5, ARENA U
HORNER (11-95)



Pws
 Tendencia

$$y = 113,95x + 2140,4$$

$P_{frac} = 6100$

$P_{ws} = 2637$

$Q_i = 3897$

$h = 35$

$\phi = 0,180$

$S_{wi} = 0,128$

$\beta_o = 1,250$

$\beta_w = 1,072$

$\mu = 0,3$

$C_t = 0,0000084$

$P_{wf} = 3010$

$\Delta S_w = 0,6$

$I_W = 3,5$

$$Y = 113,95X + 2140,4$$

$P_{1hr} = 2254,35$

$P^* = 2140,4$

$m = 80,57122961$

$K_w = 72,26349317$

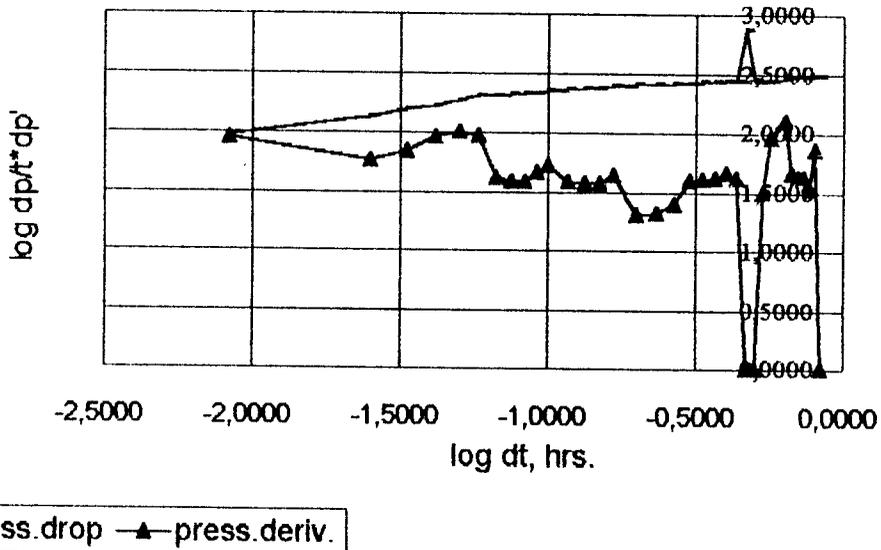
$S = 7,6190$

$\Delta P_s = -533,0817235$

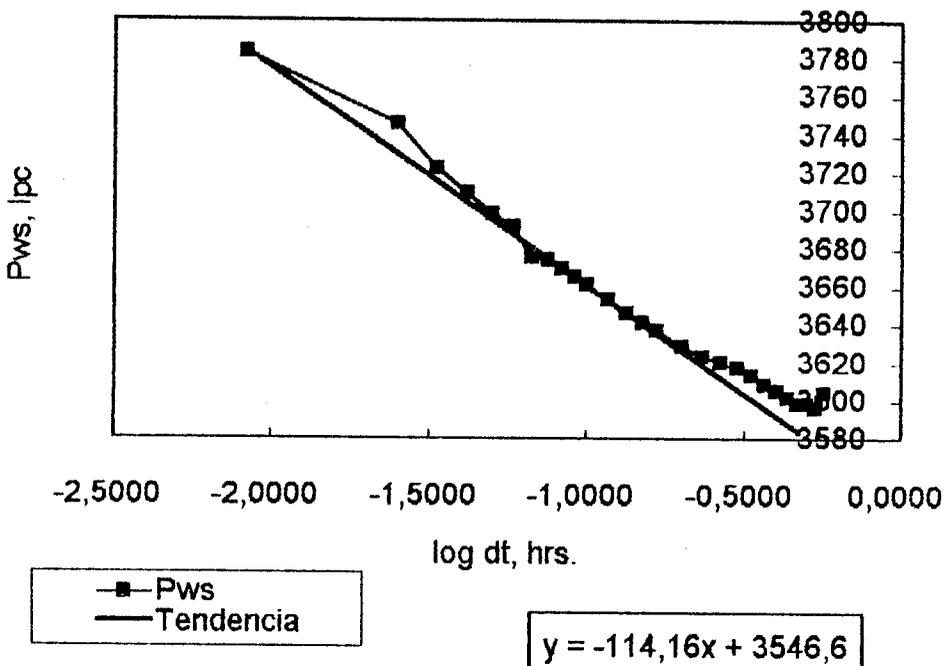
$rd = 253,5955155$

$EF = 0,386980539$

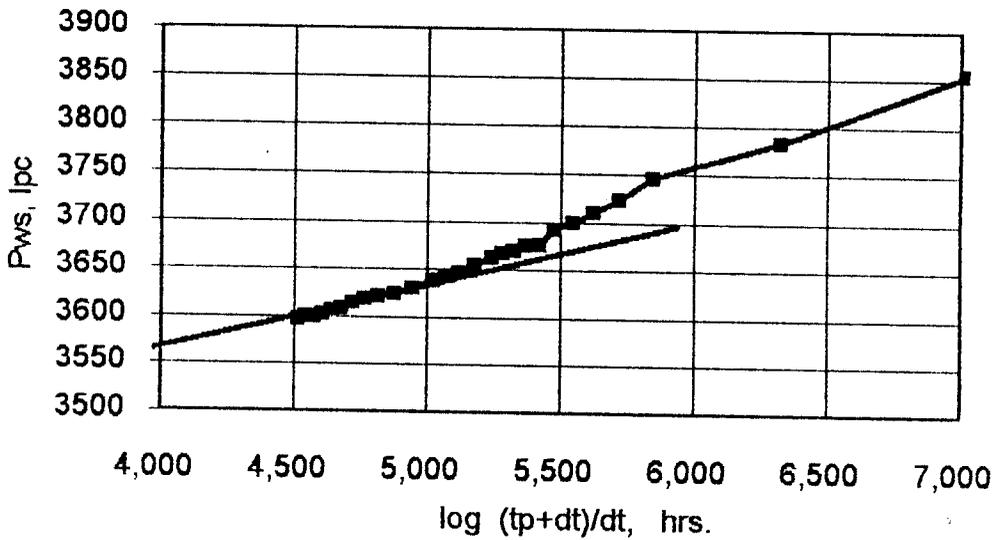
SACHA WIW #5, ARENA T
Curva tipo y deriv.(11-95)



SACHA WIW #5 ARENA T
MDH (11-95)



SACHA WIW #5, ARENA T
HORNER (11-95)



$$y = 66,987x + 3297,4$$

■ Pws — Tendencia

$P_{frac} = 6100$

$P_{ws} = 3573$

$Q_i = 4437$

$h = 28$

$\phi = 0,156$

$S_{wi} = 0,173$

$\beta_o = 1,315$

$\beta_w = 1,072$

$\mu = 0,3$

$C_t = 0,0000084$

$P_{wf} = 3636$

$\Delta S_w = 0,6$

$I_W = 3,5$

$$Y = 66,987X + 3297,4$$

$P_{1hr} = 3364,387$

$P^* = 3297,4$

$m = 66,9874759$

$K_w = 123,7013288$

$S = 1,1509$

$\Delta P_s = -66,94891264$

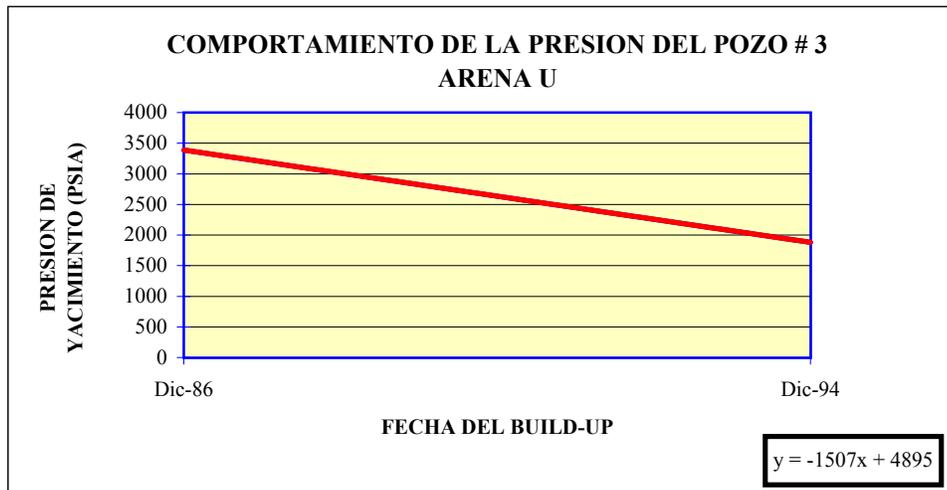
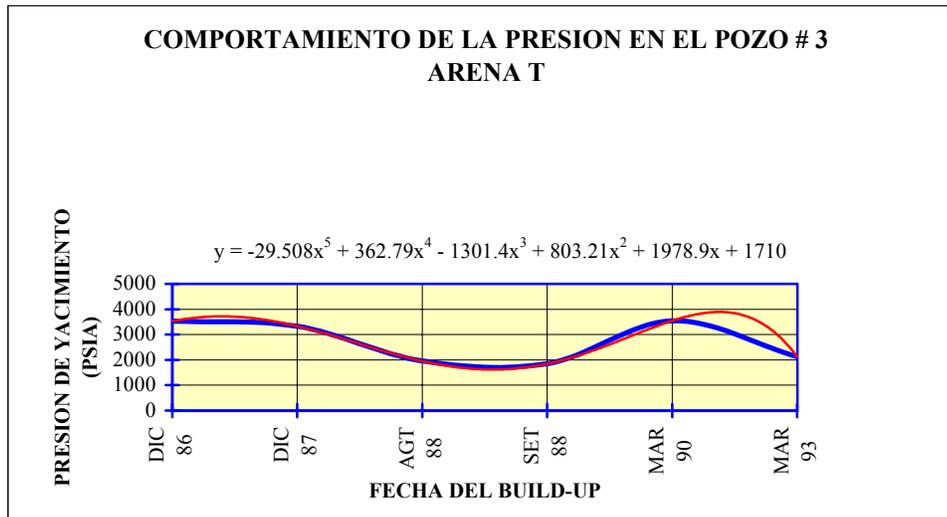
$rd = 356,4045416$

$EF = 0,802277281$

BUILD-UP CORRIDO A POZO # 3

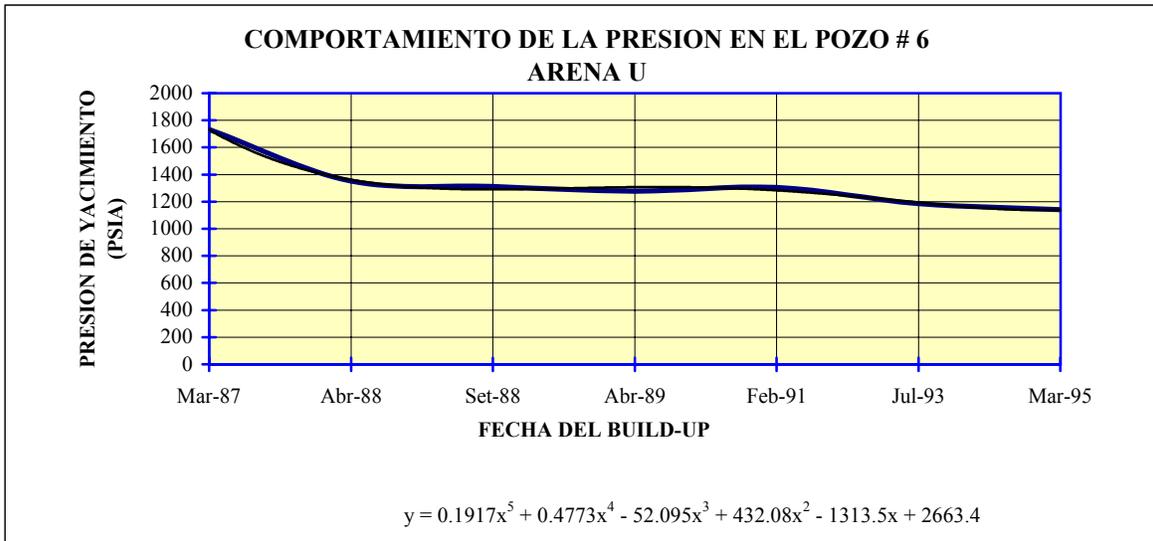
FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)	INT.PERF. (pies)
DIC 86	3524	T	33	-1.69	516	0.4	9630-9638
DIC 87	3330	T	30	0.07	516	2	9630-9638
AGT 88	1954	T	26.5	-4.73	389	49.9	9600-9611
SET 88	1847	T	30.3	1.36	389	49.9	9600-9611
MAR 90	3544	T	27.1	0	207	7.2	
MAR 93	2123	T	22	2.6	363	0.1	9730-9737 9740-9746 9750-9756

Dic-86	3388	U	26.04	0.84	442	0	9504-9525
Dic-94	1881	U	121	0.4	930	14	9504-9525



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 6

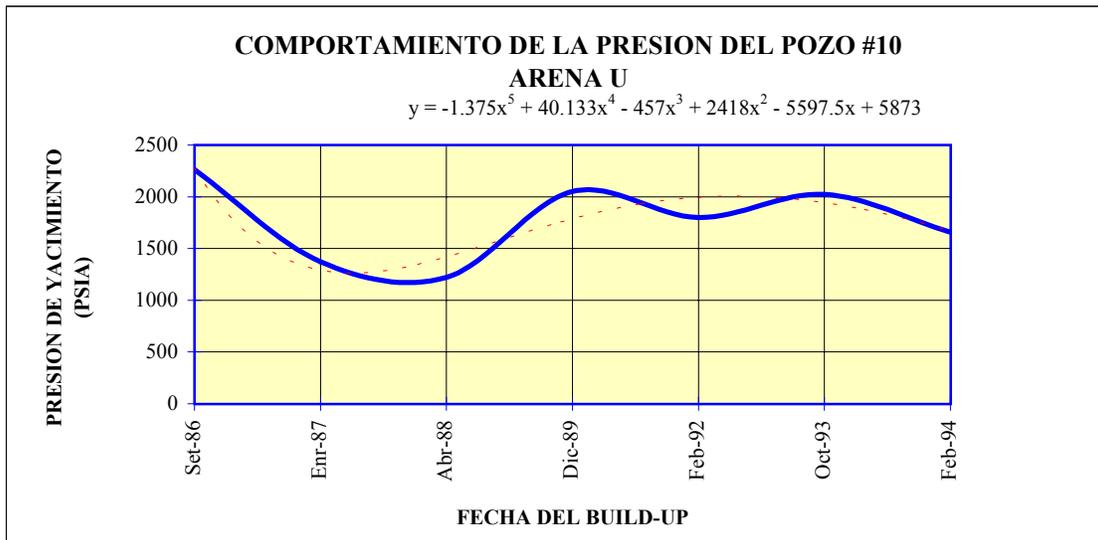
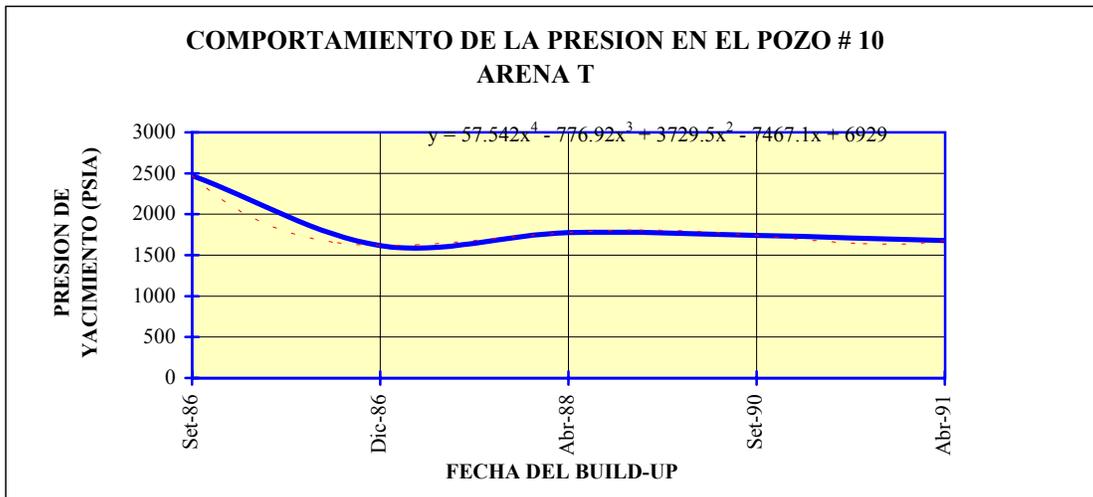
FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Mar-87	1732	U	61.2	-4.08	284	57.7
Abr-88	1353	U	65.1	3.83	399	6.3
Set-88	1312	U	77.77	11.43	390	6.5
Abr-89	1278	U	9.89	0.13	237	31.3
Feb-91	1305	U	23.8	0	483	0.8
Jul-93	1185	U	147	6.9	465	1
Mar-95	1141	U	334	5.15	1029	0.7
Enr-89	1413	T	35.2	51.77	364	2.7



BUILUP CORRIDO A POZO # 10

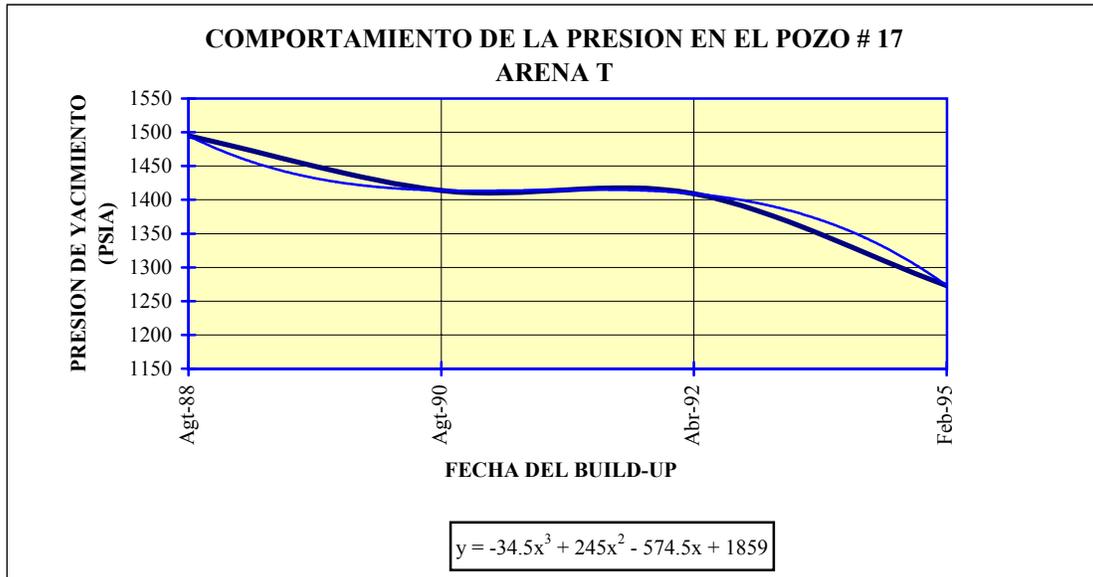
FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Set-86	2472	T	6.85	-1.17	110	8.3
Dic-86	1618	T	18.5	5.46	1315	4.1
Abr-88	1777	T	80.94	2.62	599	39.5
Set-90	1740	T	62.6	23.88	659	44
Abr-91	1679	T	19.7	10.15	441	31

Set-86	2262	U	8.93	131	3.7
Enr-87	1371	U	-1.01	368	2.1
Abr-88	1222	U	173.32	378	0.3
Dic-89	2052	U	9.89	275	62.9
Feb-92	1798	U	0.98	122	0
Oct-93	2022	U	0	284	0.4
Feb-94	1656	U	0.36	207	1.9



BUIL-UP CORRIDO A POZO # 17

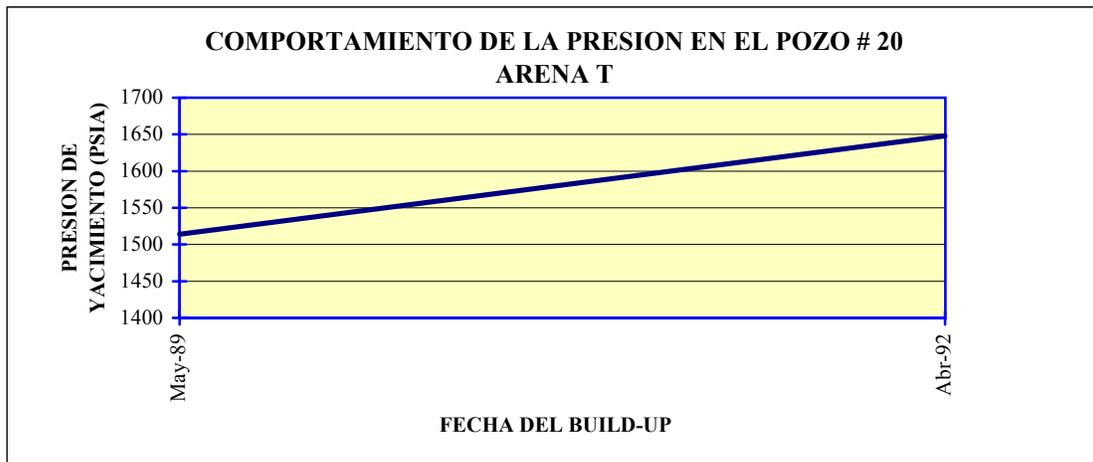
FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Agt-88	1495	U	111.7	1.82	595	2.5
Agt-90	1414	U	98.7	1.97	415	1.97
Abr-92	1409	U	72.3	0	631	0.8
Feb-95	1273	U	57	-3.03	616	1.6



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 20

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
May-89	1514	T	10.98	1201	9
Abr-92	1648	T	74	15.98	567	7

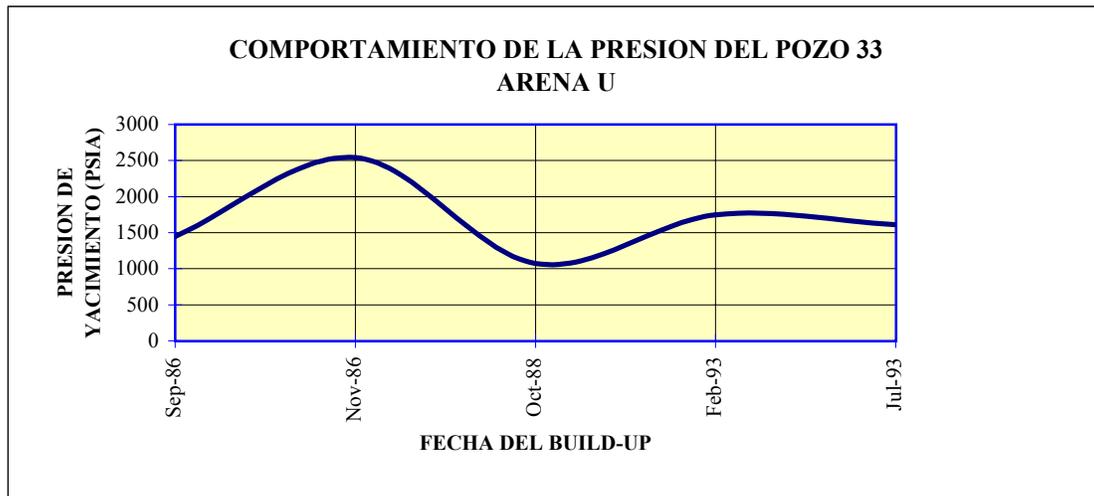
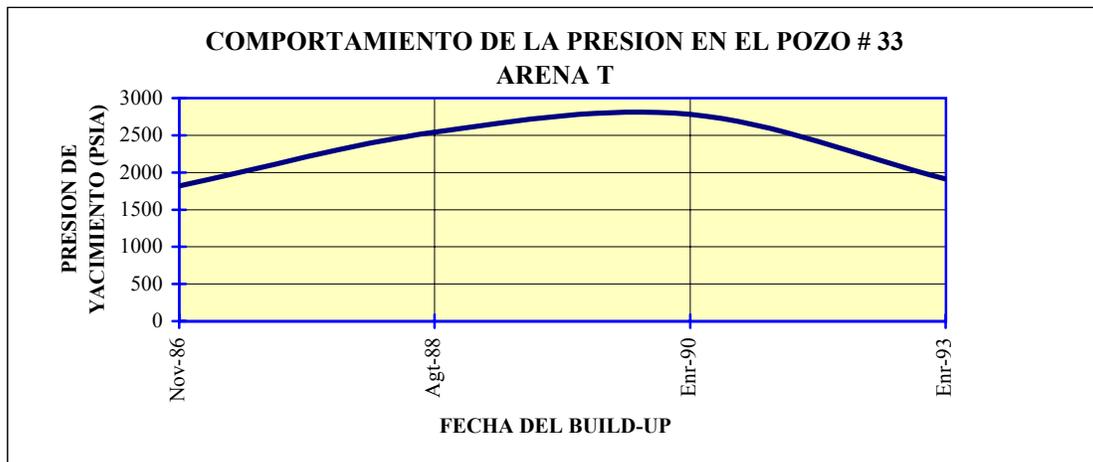
May-89	1354	U	277.2	8.86	699	9
--------	------	---	-------	------	-----	---



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 33

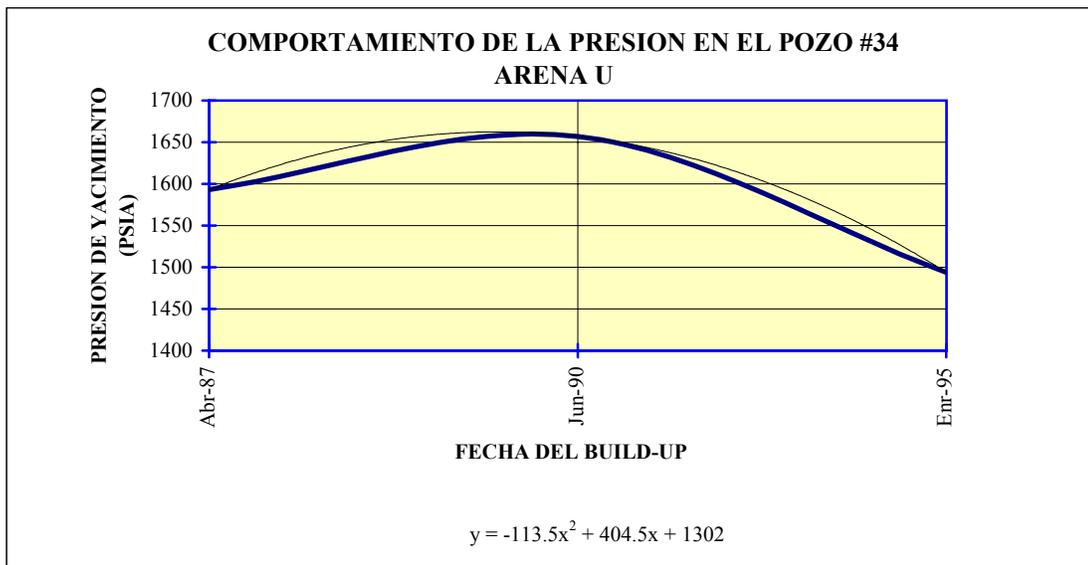
FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Nov-86	1817	T	190.52	3.28	1179	6
Agt-88	2541	T	3.41	1080	17.5
Enr-90	2782	T	284.41	7.96	1331	2.6
Enr-93	1913	T	148	9.06	576	51

Sep-86	1449	U	165	27.22	666	3.1
Nov-86	2541	U	11.36	819	24.2
Oct-88	1070	U	168.7	2.66	768	24.5
Feb-93	1747	U	30.65	806	30
Jul-93	1610	U	97	7.08	169	442.1



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 34

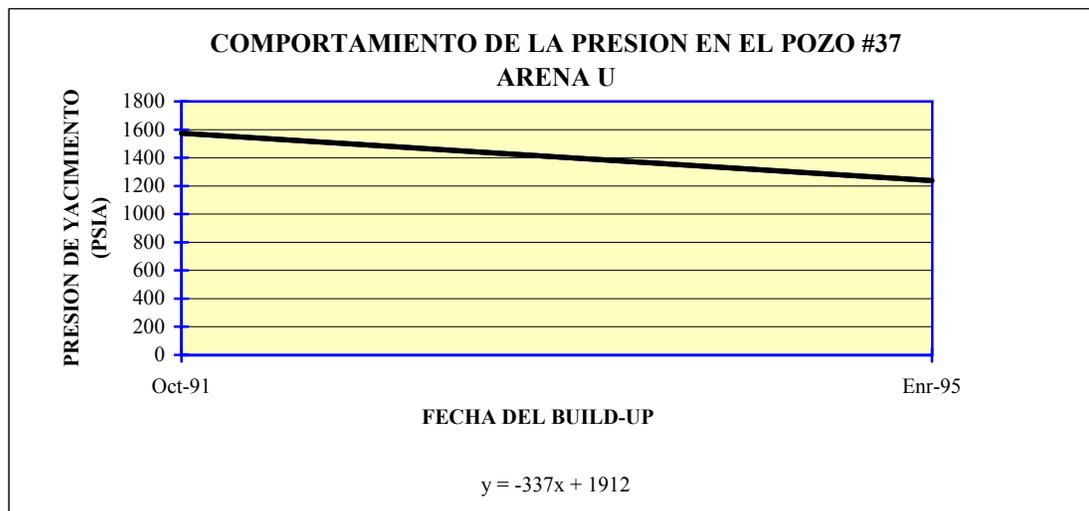
FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Abr-87	1593	U	330.09	61.08	476	42
Jun-90	1657	U	205	18.15	1130	0.6
Enr-95	1494	U	156	9.89	393	55.5
Jul-90	2044	T	59.55	0.25	1369	0.6



BUILUP CORRIDO A POZO # 37

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Oct-91	1575	U	175	1.08	655	25
Enr-95	1238	U	22	48.4	44	0

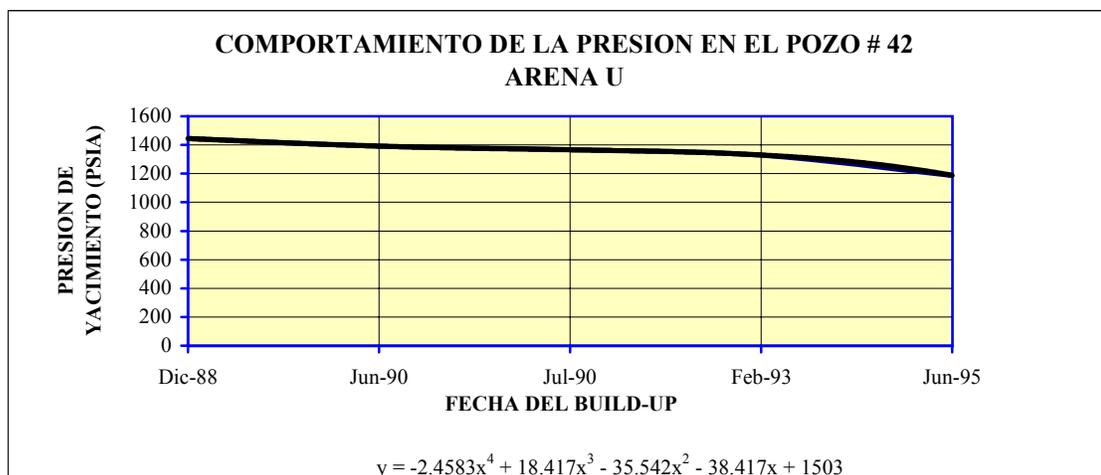
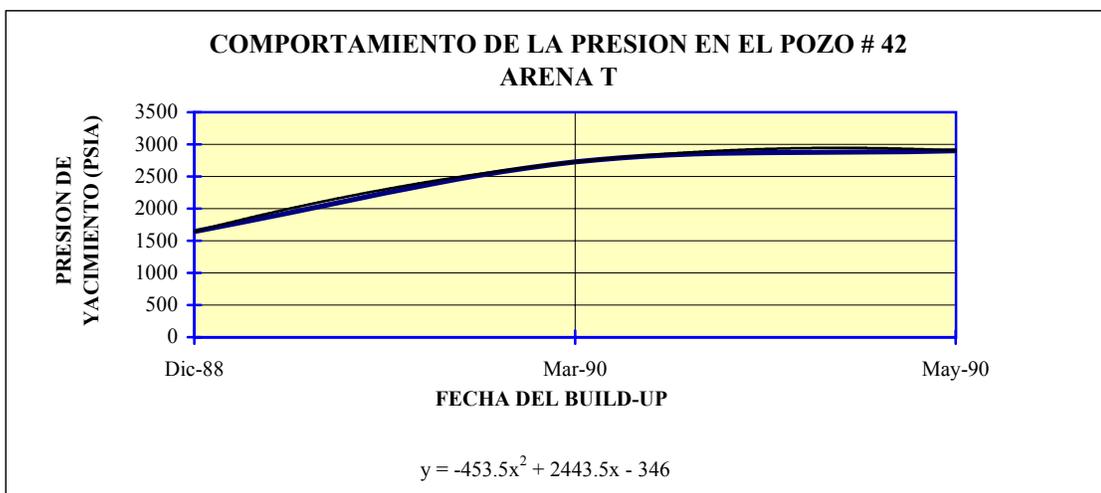
Enr-95	1386	T	116	1.81	696	1
--------	------	---	-----	------	-----	---



BUILUP CORRIDO A POZO # 42

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Dic-88	1644	T	45.16	-2.03	1143	0.3
Mar-90	2727	T	2.7	0.24	274	3.5
May-90	2903	T	25.4	-0.22	274	3.5

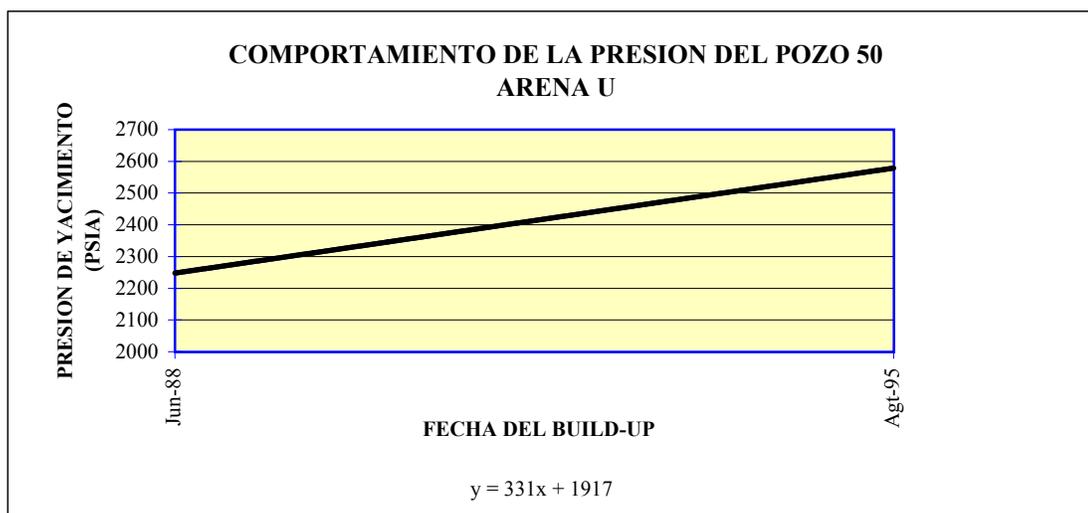
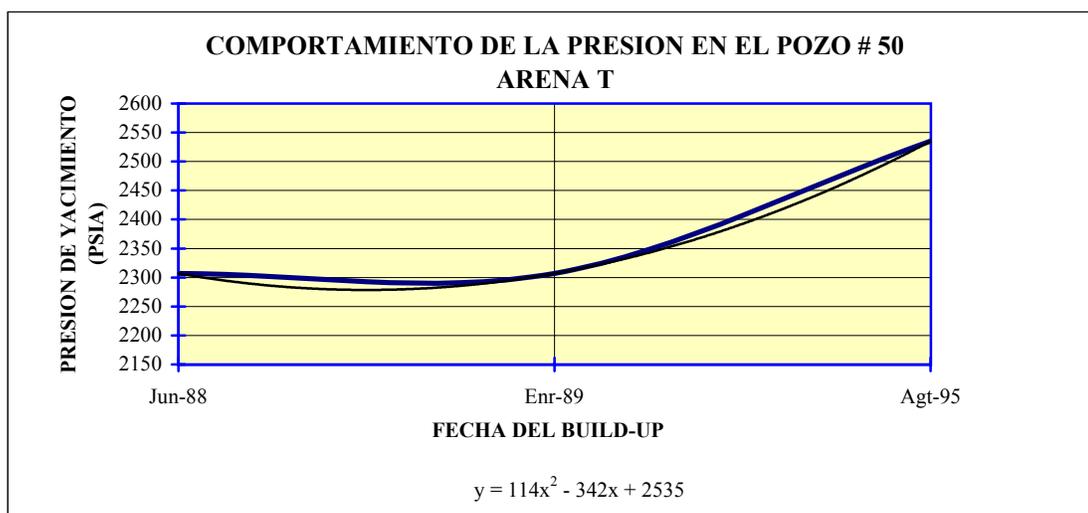
Dic-88	1445	U	7.83	963	0.2
Jun-90	1392	U	36.68	381	8.4
Jul-90	1366	U	16.77	381	8.4
Feb-93	1330	U	379	5.84	590	1
Jun-95	1188	U	591	16.19	747	0.4



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 50

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Jun-88	2307	T	44.68	966	10.5
Enr-89	2307	T	259.77	48.37	966	12.3
Agt-95	2535	T	14	6.21	298	0.7

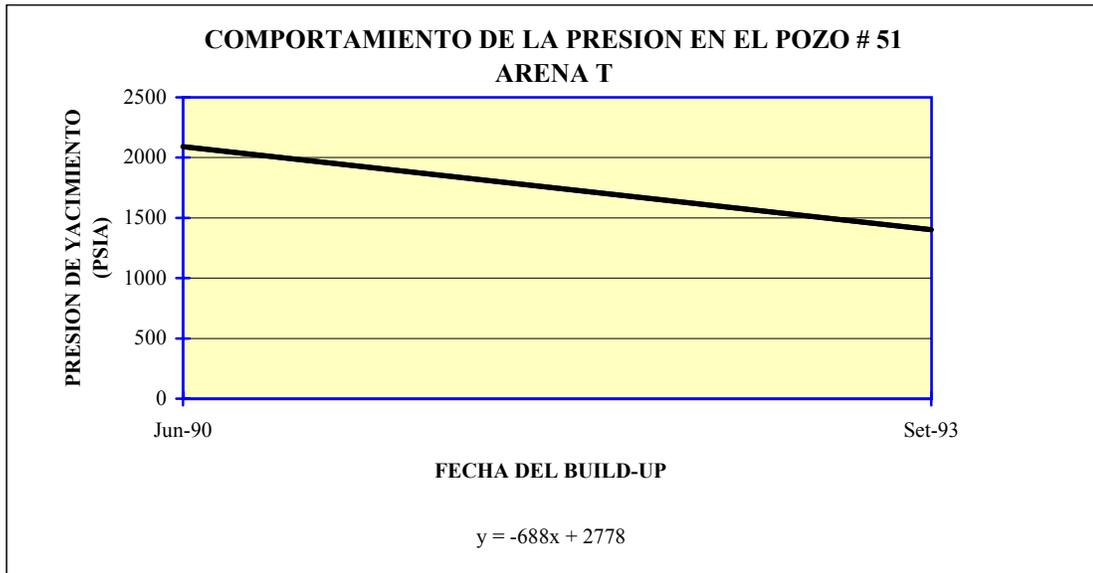
Jun-88	2248	U	480.16	0.84	1352	7.33
Agt-95	2579	U	648	1.94	1445	1.4



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 51

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Jun-90	2090	T	3.94	1809	3.1
Set-93	1402	T	68	0.95	838	11

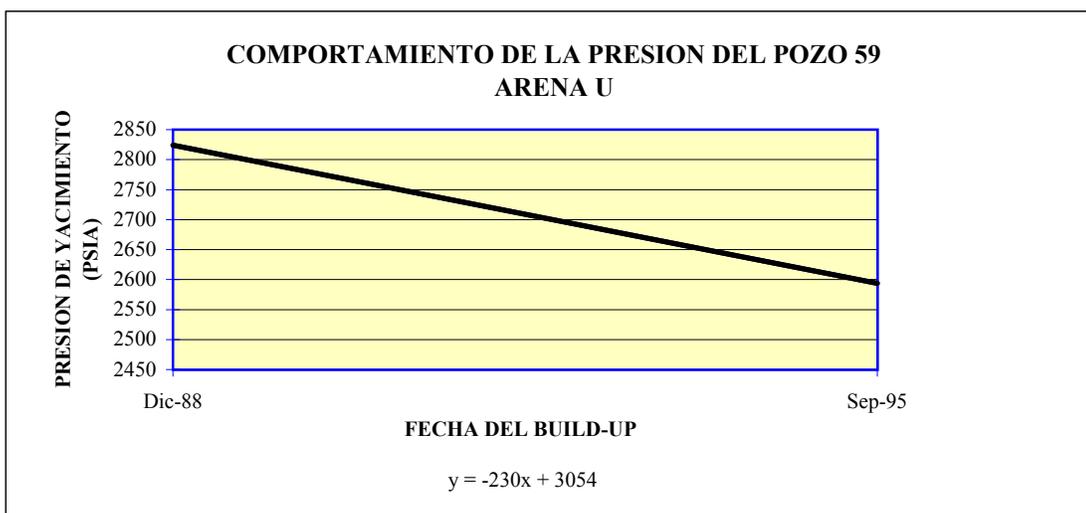
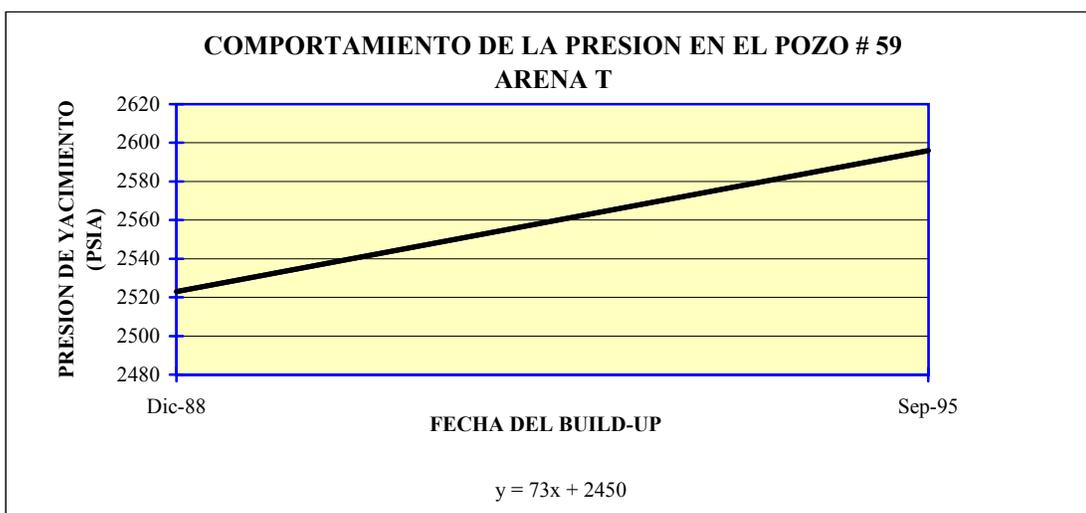
Jun-90	1455	U	119	15.09	697	11.5
--------	------	---	-----	-------	-----	------



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 59

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Dic-88	2523	T	50.24	15.34	739	19
Sep-95	2596	T	100	19.99	1049	0.7

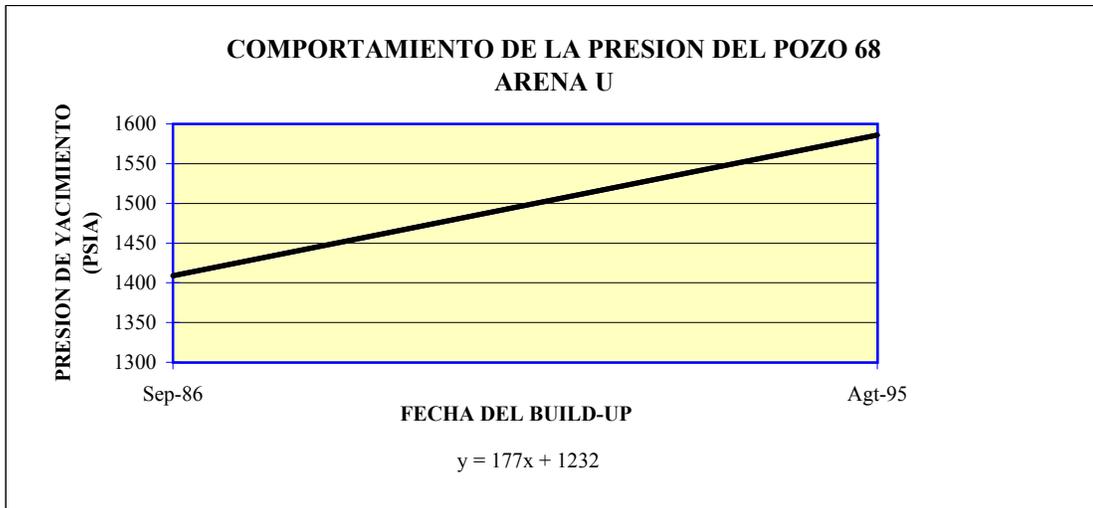
Dic-88	2824	U	123.9	10.71	2008	6
Sep-95	2594	U	53	-0.4	986	0.7



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 68

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Sep-86	1505	T	210.52	1.8	873	0.2

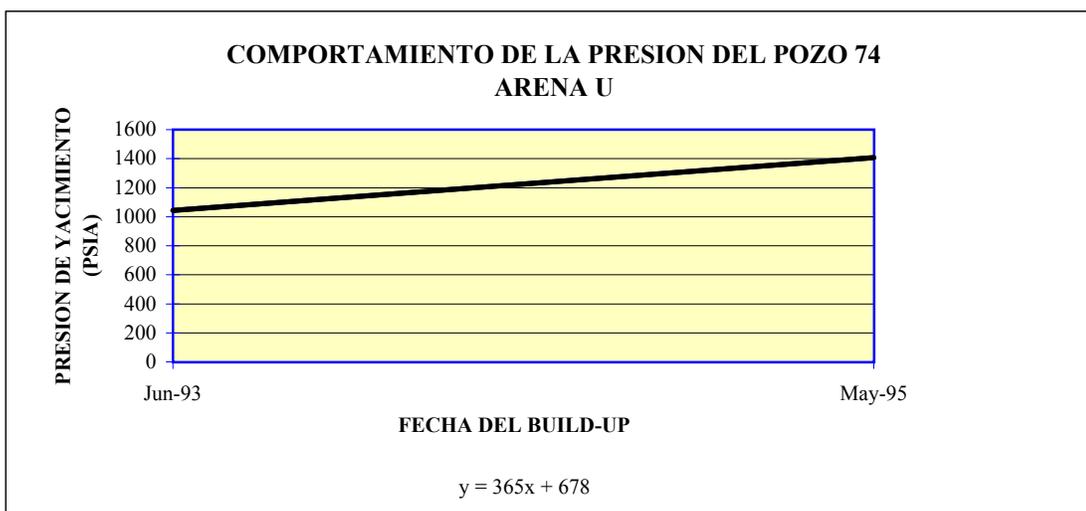
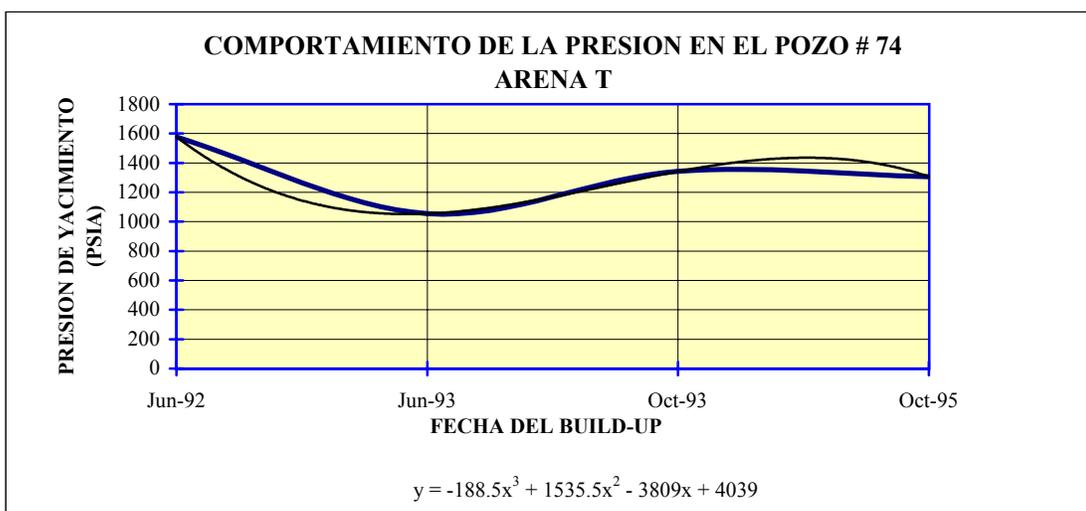
Sep-86	1409	U	27.22	-0.36	472	1
Agt-95	1586	U	188	25.11	738	1.6



BUIL-UP CORRIDO A POZO # 74

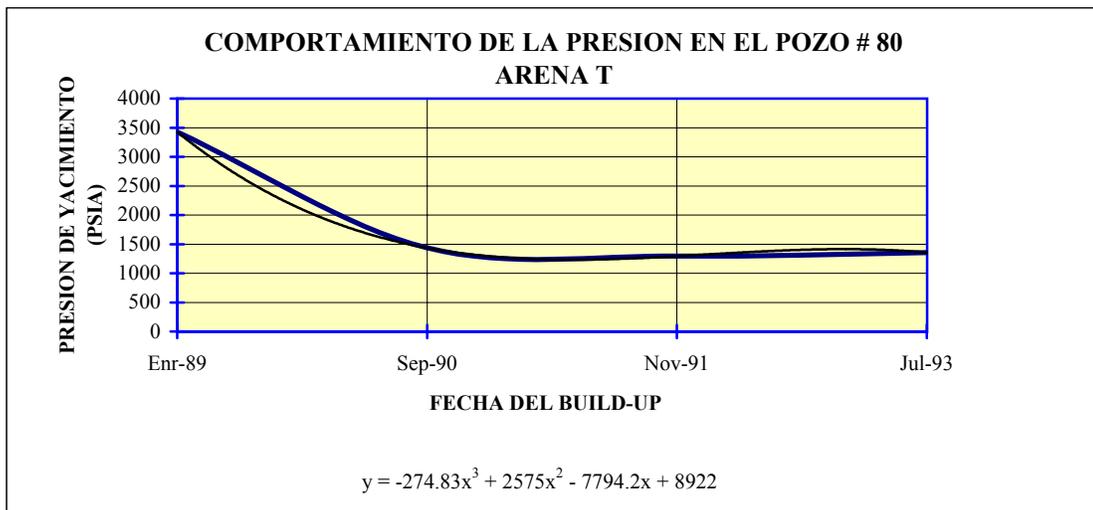
FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Jun-92	1577	U	0	121	2.4
Jun-93	1055	U	28	11.6	259	4
Oct-93	1342	U	28	2.96	267	0.4
Oct-95	1307	U	13	0.73	190	8.7

Jun-93	1043	T	101	12.85	259	4
May-95	1408	T	20	-0.3	121	20.4



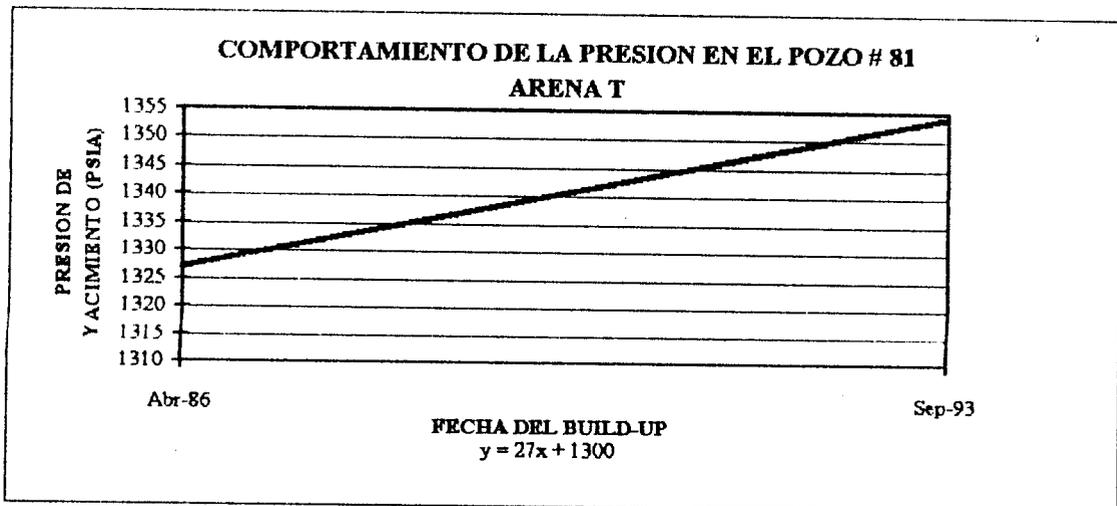
BUILD-UP CORRIDO A POZO # 80

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Enr-89	3428	T	18.8	-0.81	236	1.6
Sep-90	1435	T	16.91	371	1.8
Nov-91	1294	T	45.3	474	1
Jul-93	1356	T	67	0	415	1



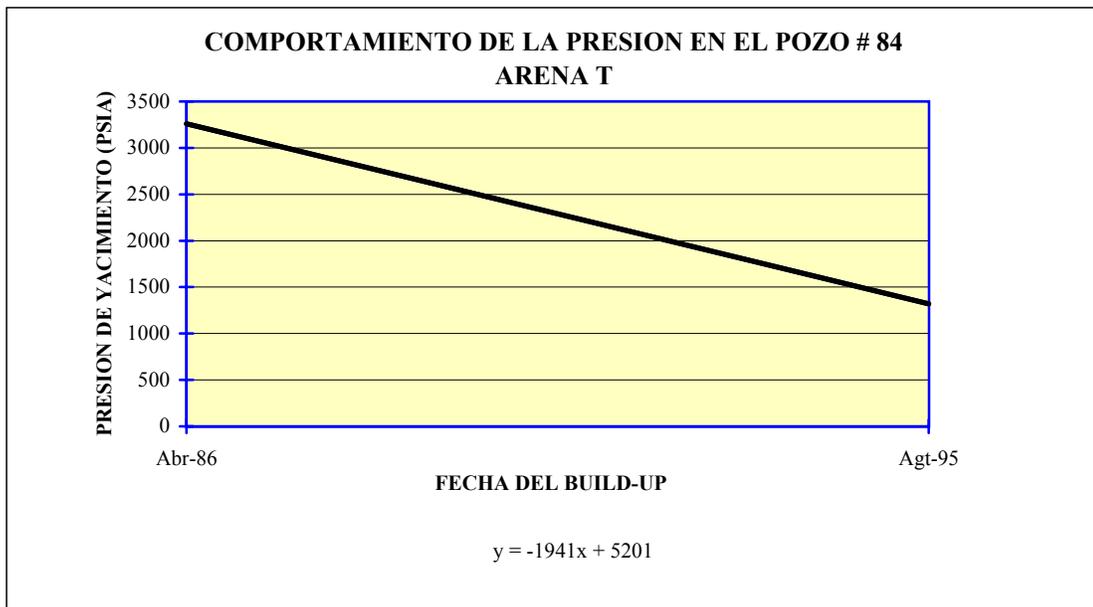
BUILD-UP CORRIDO A POZO # 81

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Abr-86	1327	U	523,77	17,28	773	13
Sep-93	1354	U	426,1	3,17	729	2,3



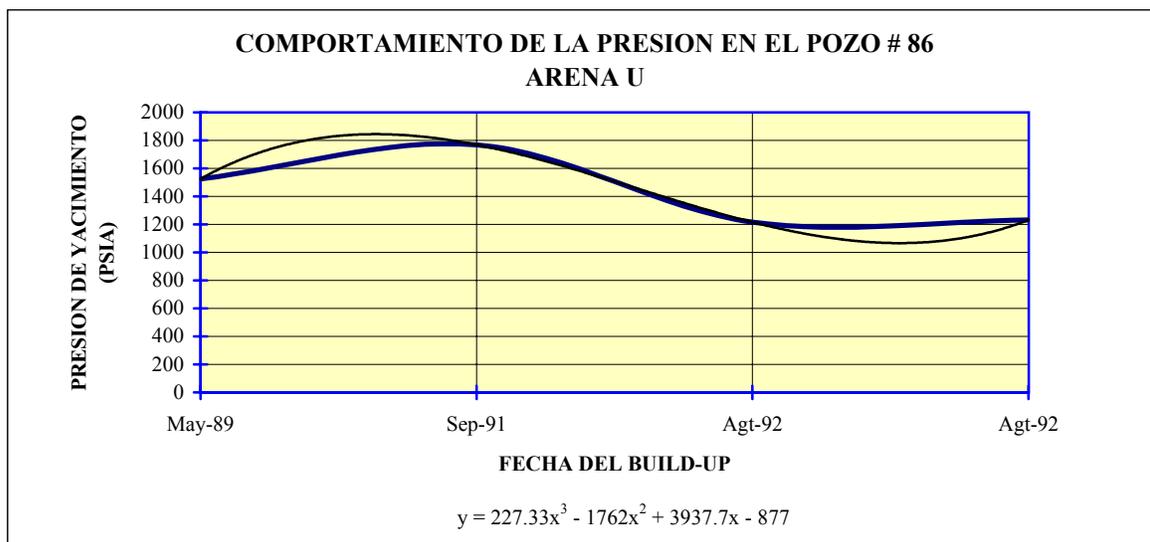
BUILD-UP CORRIDO A POZO # 84

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Abr-86	3260	U	149	31.64	1037	1
Agt-95	1319	U	521	13.01	882	1.1



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 86

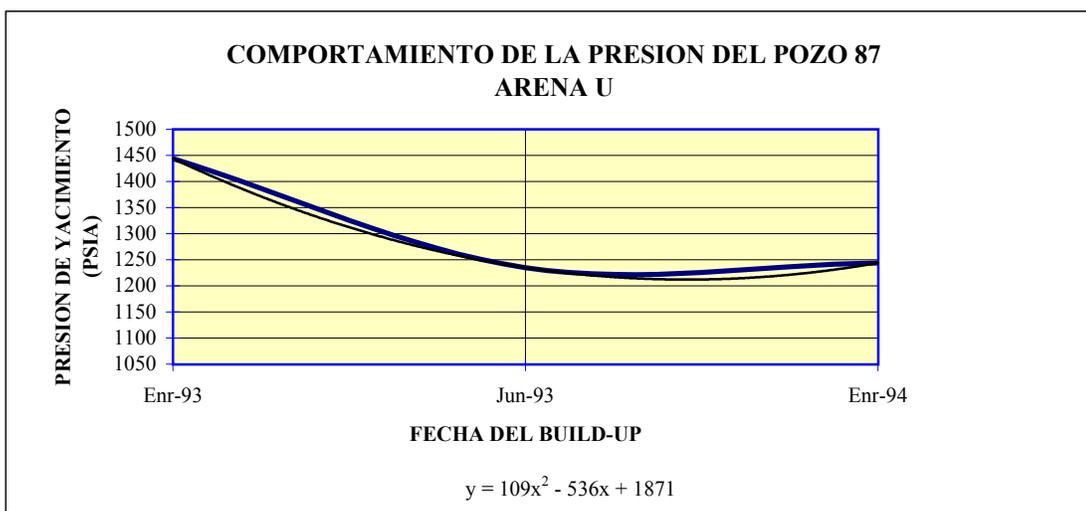
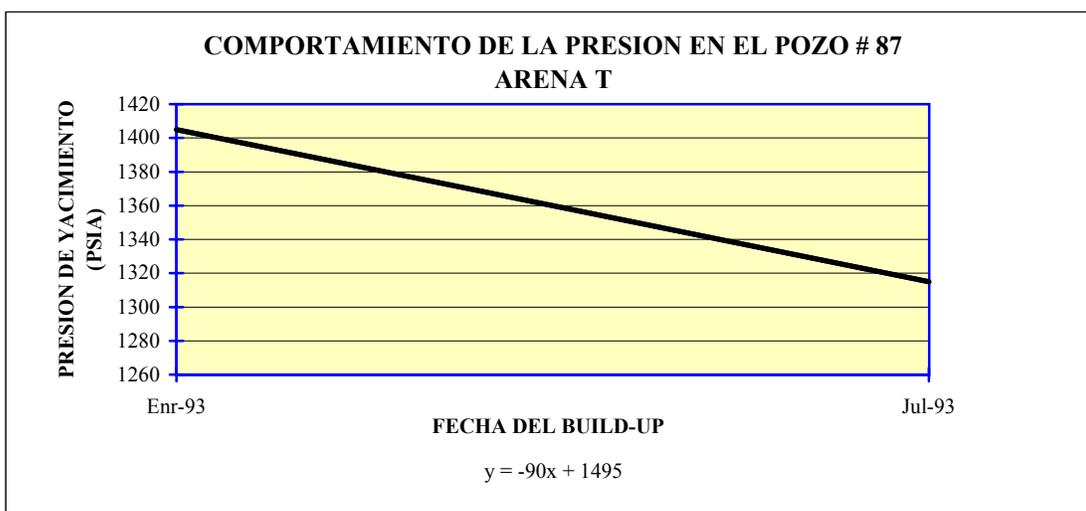
FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
May-89	1526	U	166.34	4.39	849	0.8
Sep-91	1769	U	0	203	31
Agt-92	1216	U	18	0	237	46
Agt-92	1231	U	18	0	332	24.4



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 87

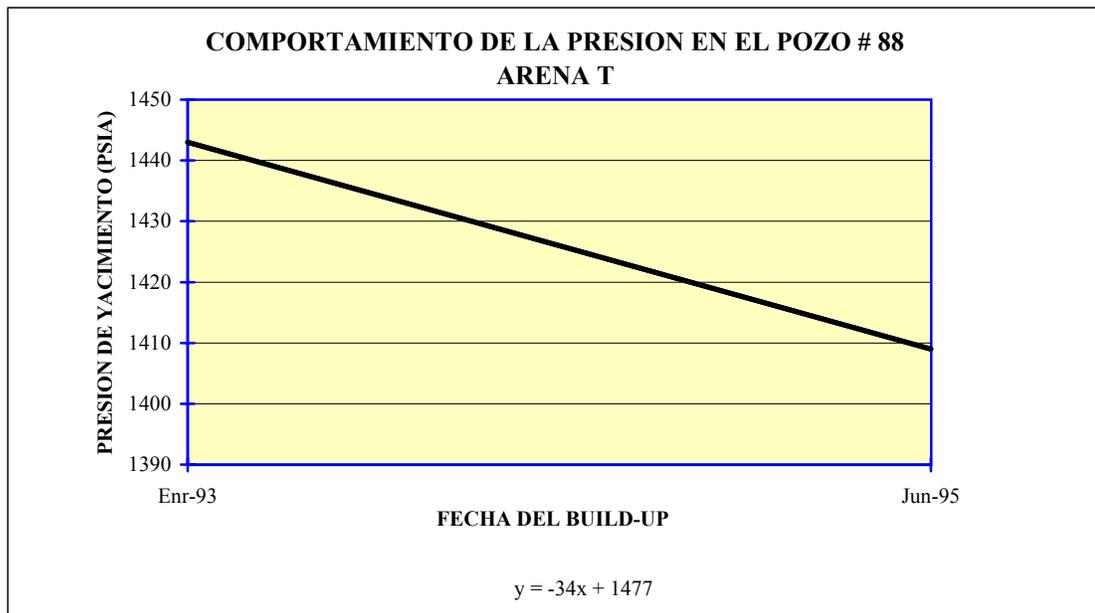
FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Enr-93	1405	T	43.77	319	5
Jul-93	1315	T	137	15.3	415	0

Enr-93	1444	U	6	767	6
Jun-93	1235	U	116	3.4	789	1
Enr-94	1244	U	237	13.18	583	0.9



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 88

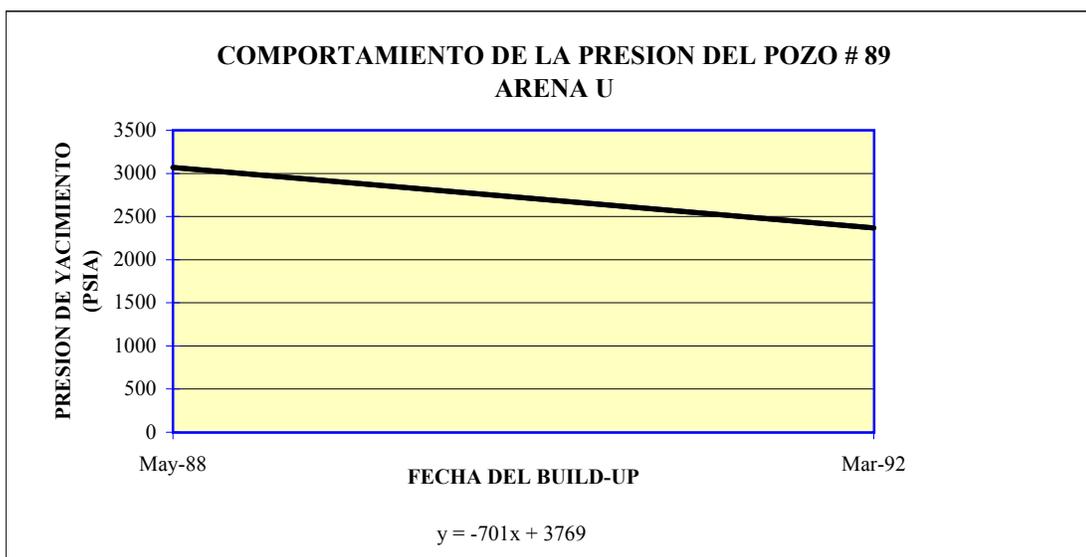
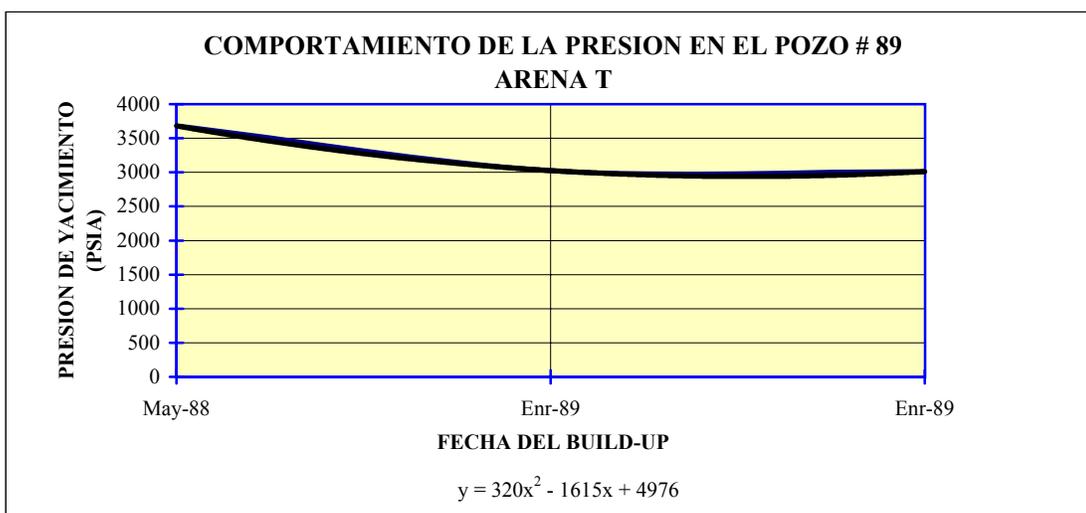
FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Enr-93	1443	T	790	7.37	1057	1
Jun-95	1409	T	234	0	729	1



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 89

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
May-88	3681	T	16.69	1.68	221	22.72
Enr-89	3026	T	67.74	-2.4	816	15.6
Enr-89	3011	T	67.74	1.77	816	15.6

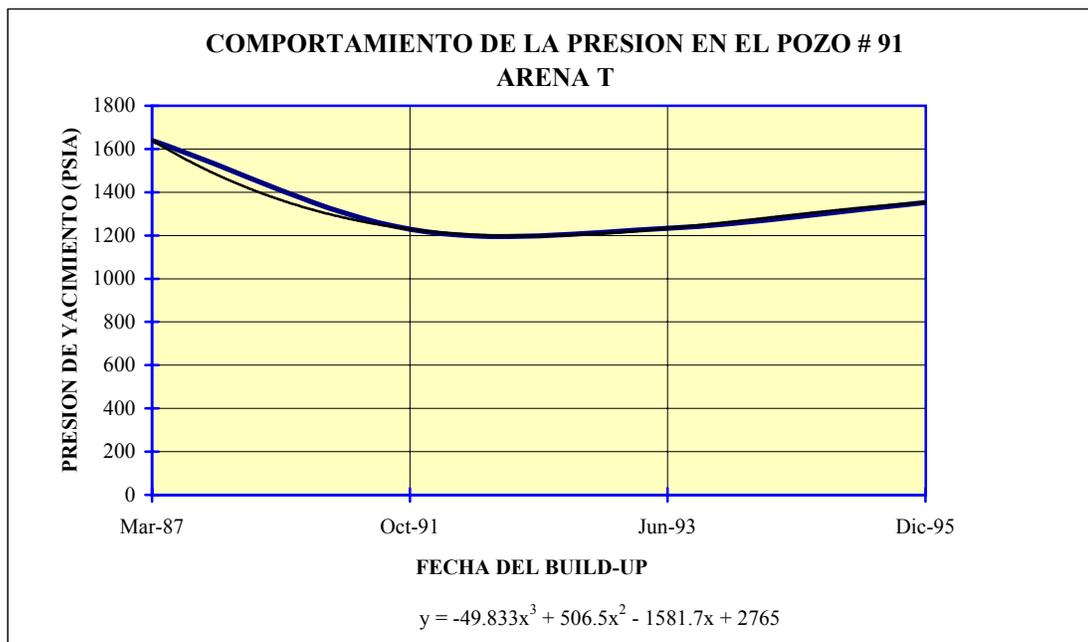
May-88	3068	U	229.49	30.01	825	0
Mar-92	2367	U	285	21.28	425	48.3



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 91

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Mar-87	1640	T	58.68	1.14	417	16.9
Oct-91	1229	T	36	1.11	558	1.1
Jun-93	1233	T	36	0	558	1
Dic-95	1353	T	113	0	1640	0.4

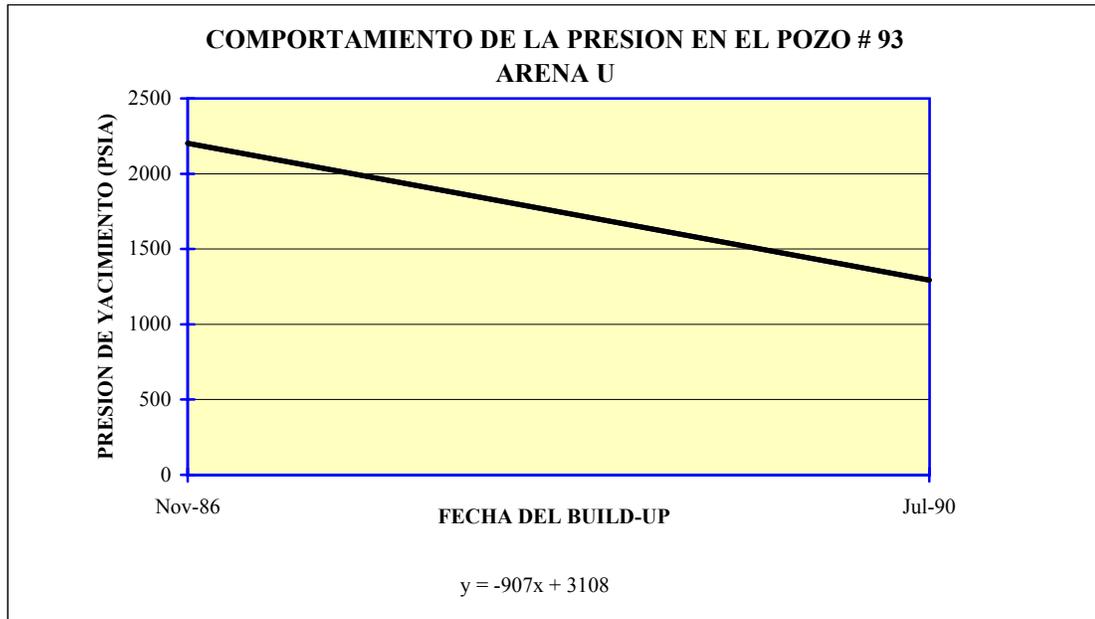
Agt-87	1534	U	120.63	6.13	417	19.3
--------	------	---	--------	------	-----	------



BUILD-UP CORRIDO A POZO # 93

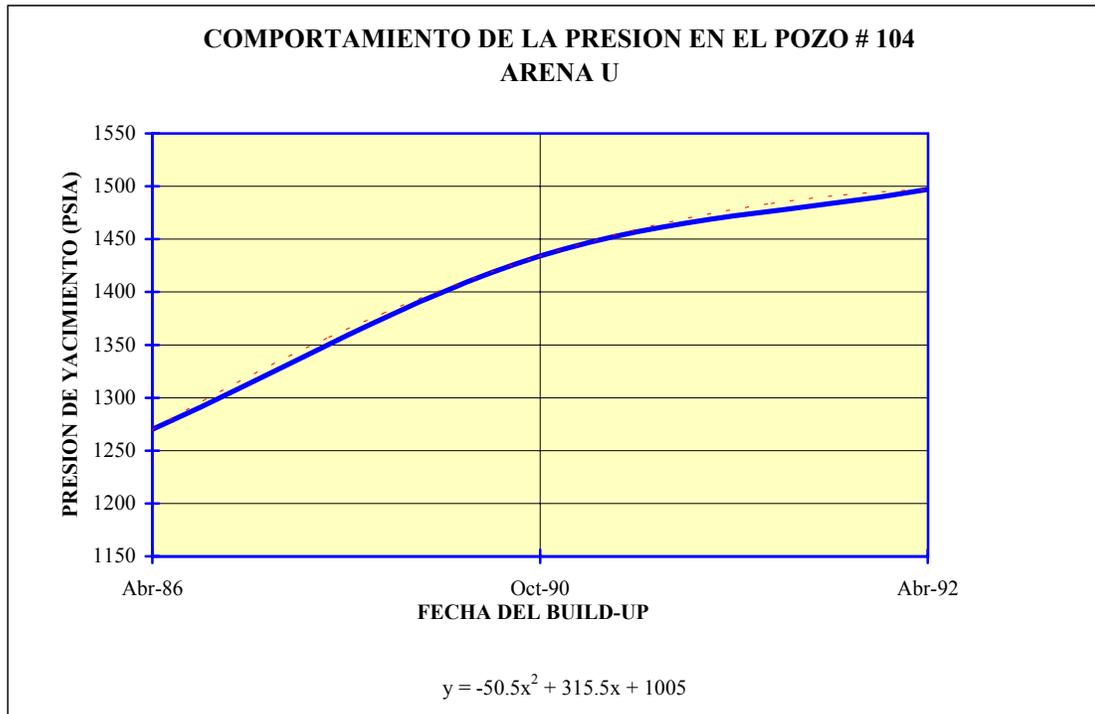
FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Nov-86	2201	U	137.06	49.11	1307	1
Jul-90	1294	U	175.25	8.05	667	0.45

Nov-86	1891	T	43.16	10.71	504	30
--------	------	---	-------	-------	-----	----



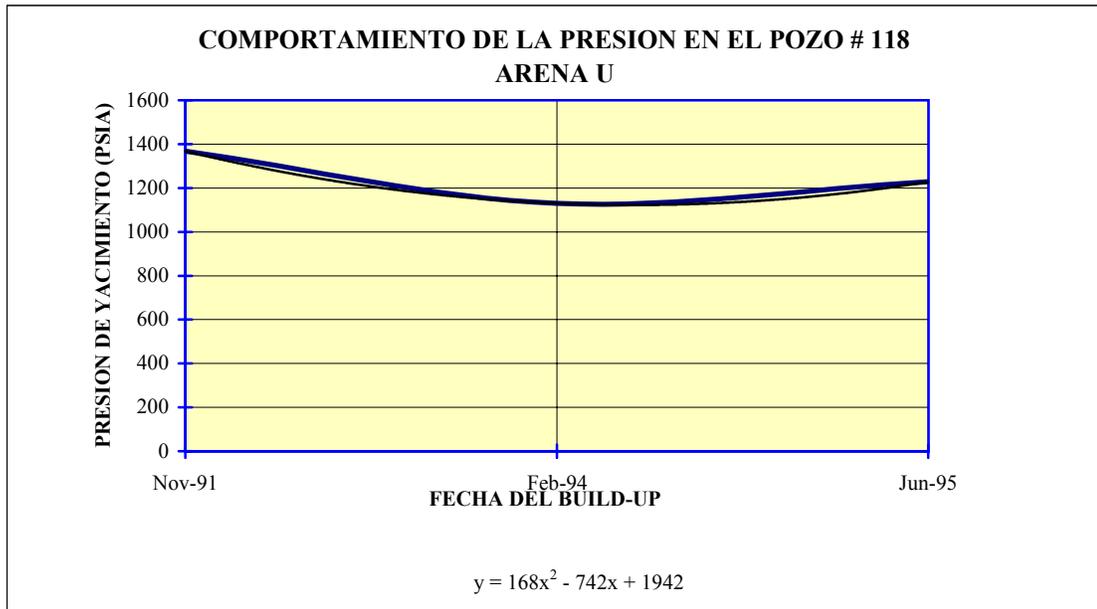
BUILD-UP CORRIDO A POZO # 104

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Abr-86	1270	U	14	1069	1
Oct-90	1434	U	10.54	584	0.3
Abr-92	1497	U	92	2.99	602	4.3
Oct-90	1486	T	33	37.94	302	4.7



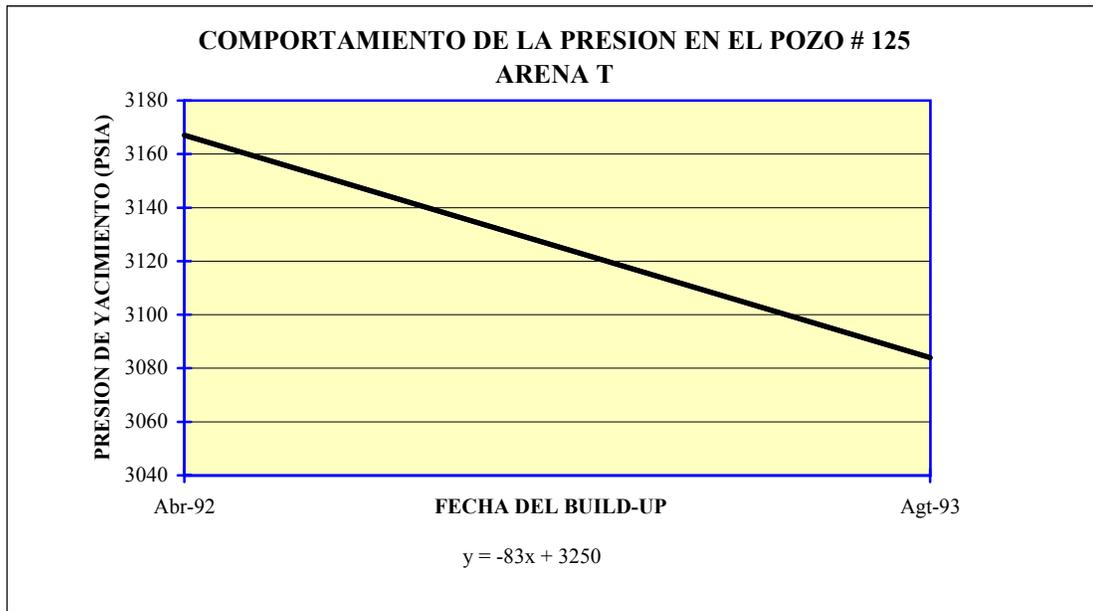
BUILD-UP CORRIDO A POZO # 118

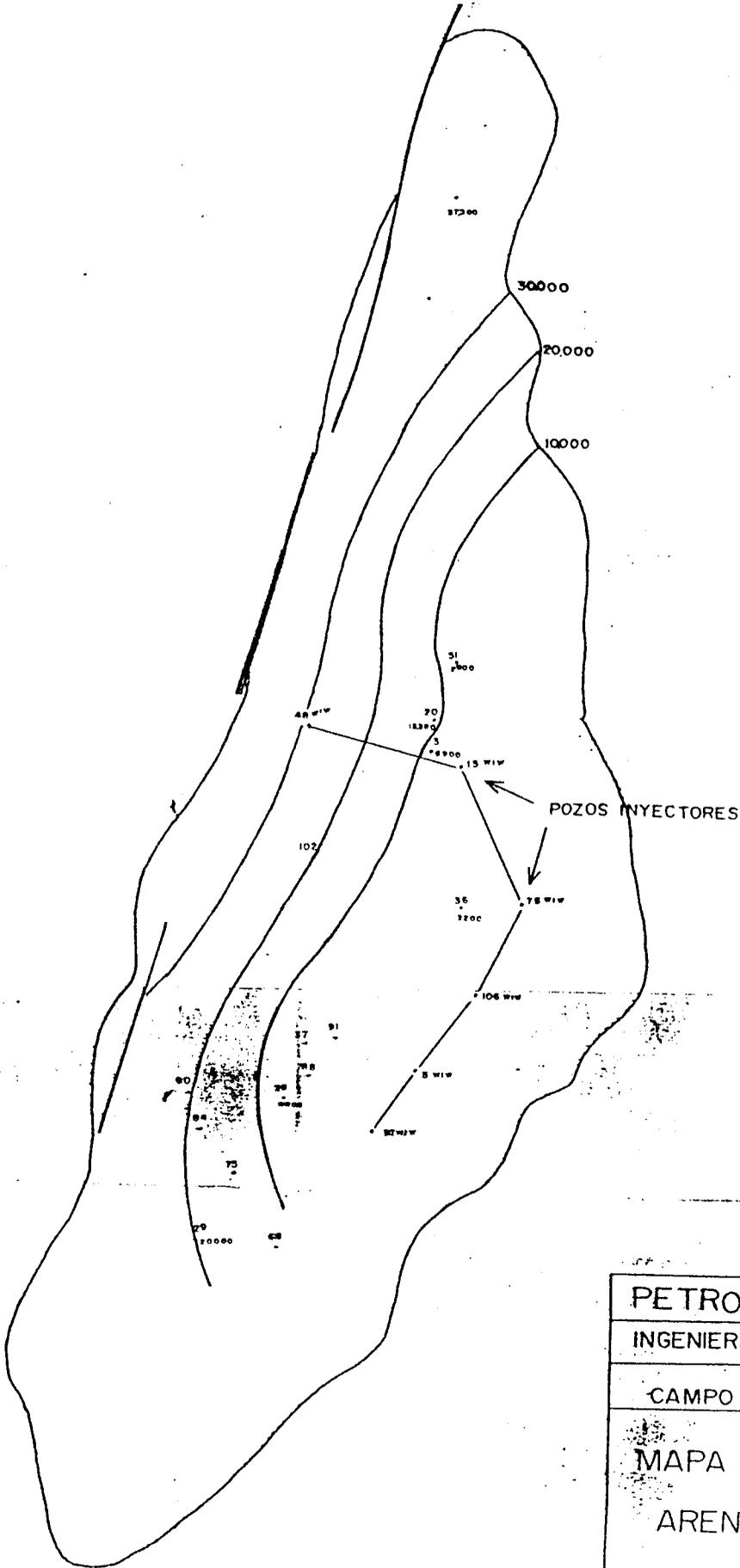
FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Nov-91	1368	U	18.42	713	0.8
Feb-94	1130	U	156	38.4	228	25.2
Jun-95	1228	U	250	11.37	753	0.1



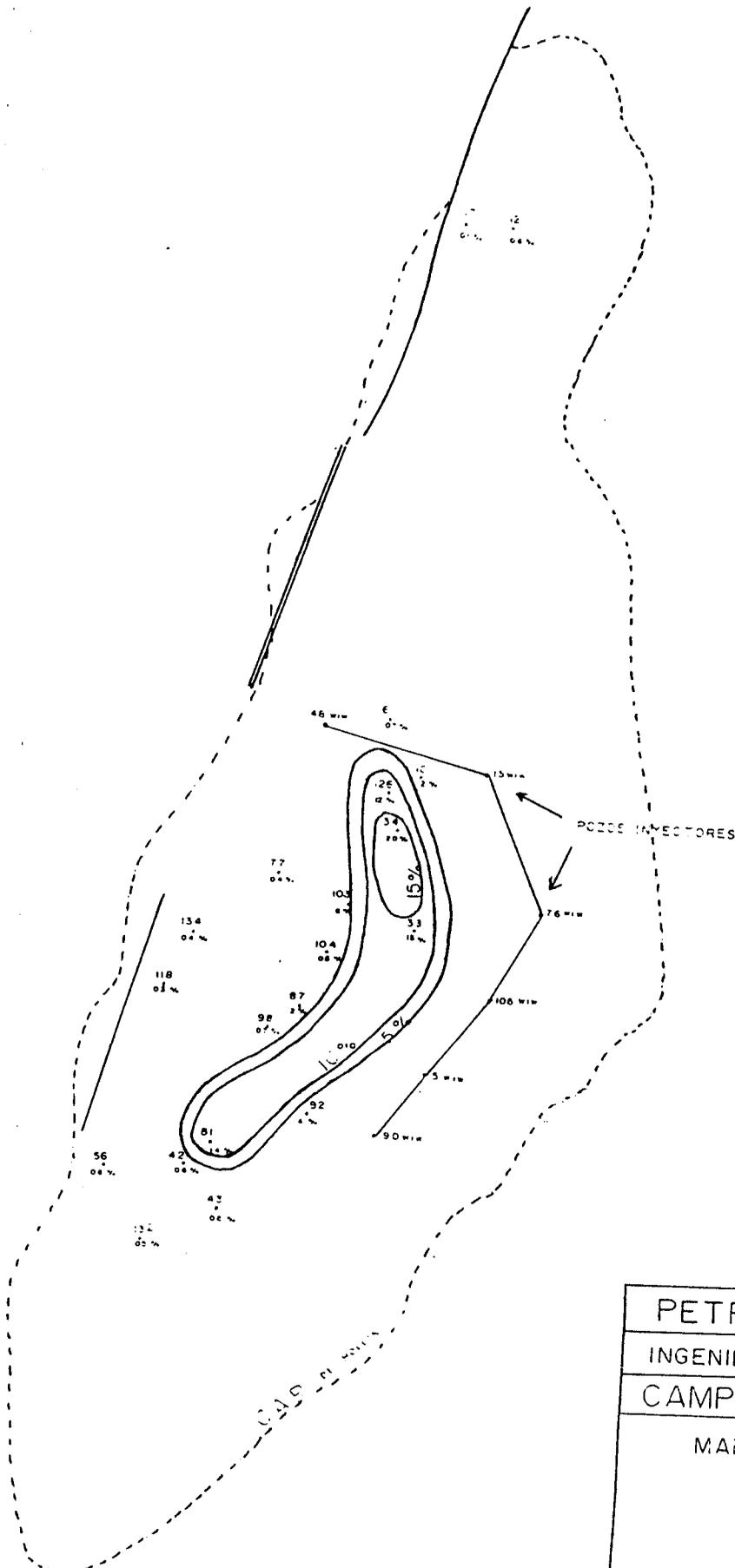
BUILD-UP CORRIDO A POZO # 125

FECHA	P. YAC. (LPPC)	ARENA	Ko (md)	S	Qo (bppd)	BSW (%)
Abr-92	3167	T	0.77	50	86
Agt-93	3084	T	24	0	706	16
Abr-92	2227	U	171	20.85	371	3.4
Agt-92	3517	U + T	...	49.6	310	24



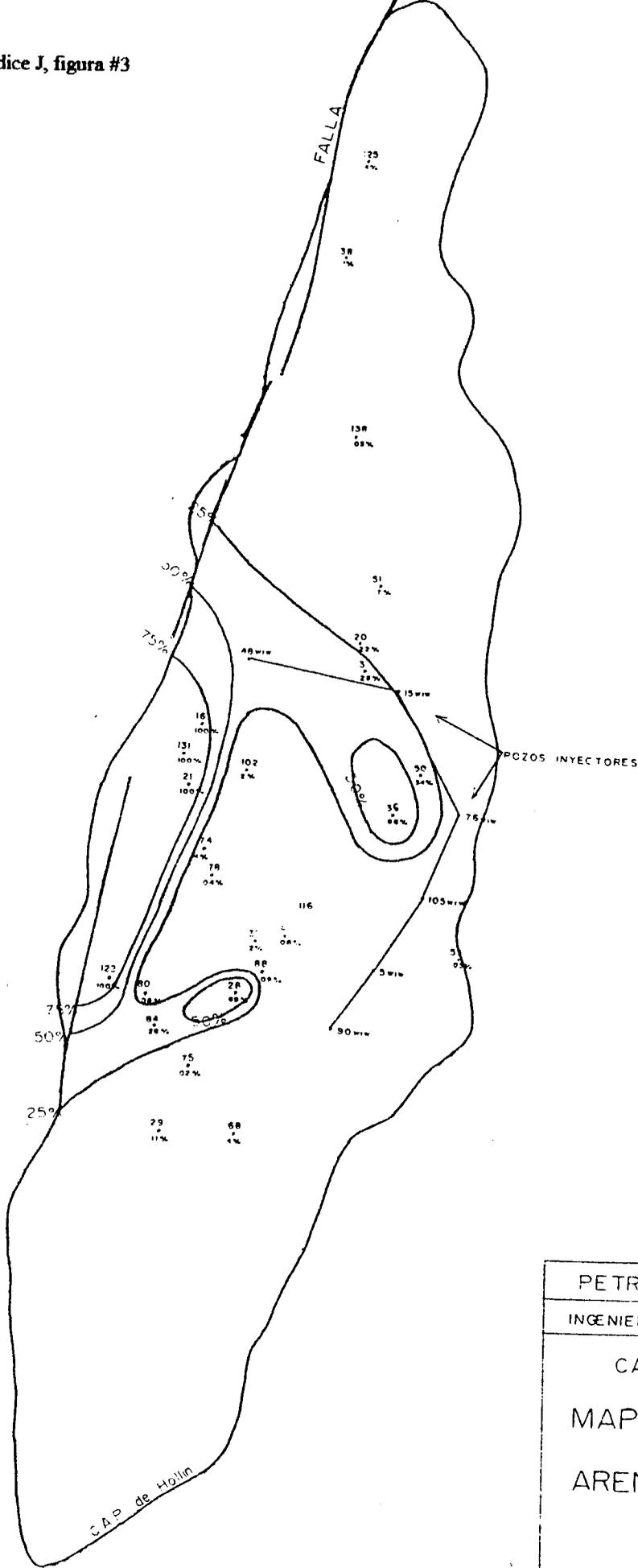


PETROPRODUCCION	
INGENIERIA DE PETROLEO	
CAMPO SACHA	
MAPA DE SALINIDAD	
ARENA " T "	
ESCALA	M. RONQUILLO

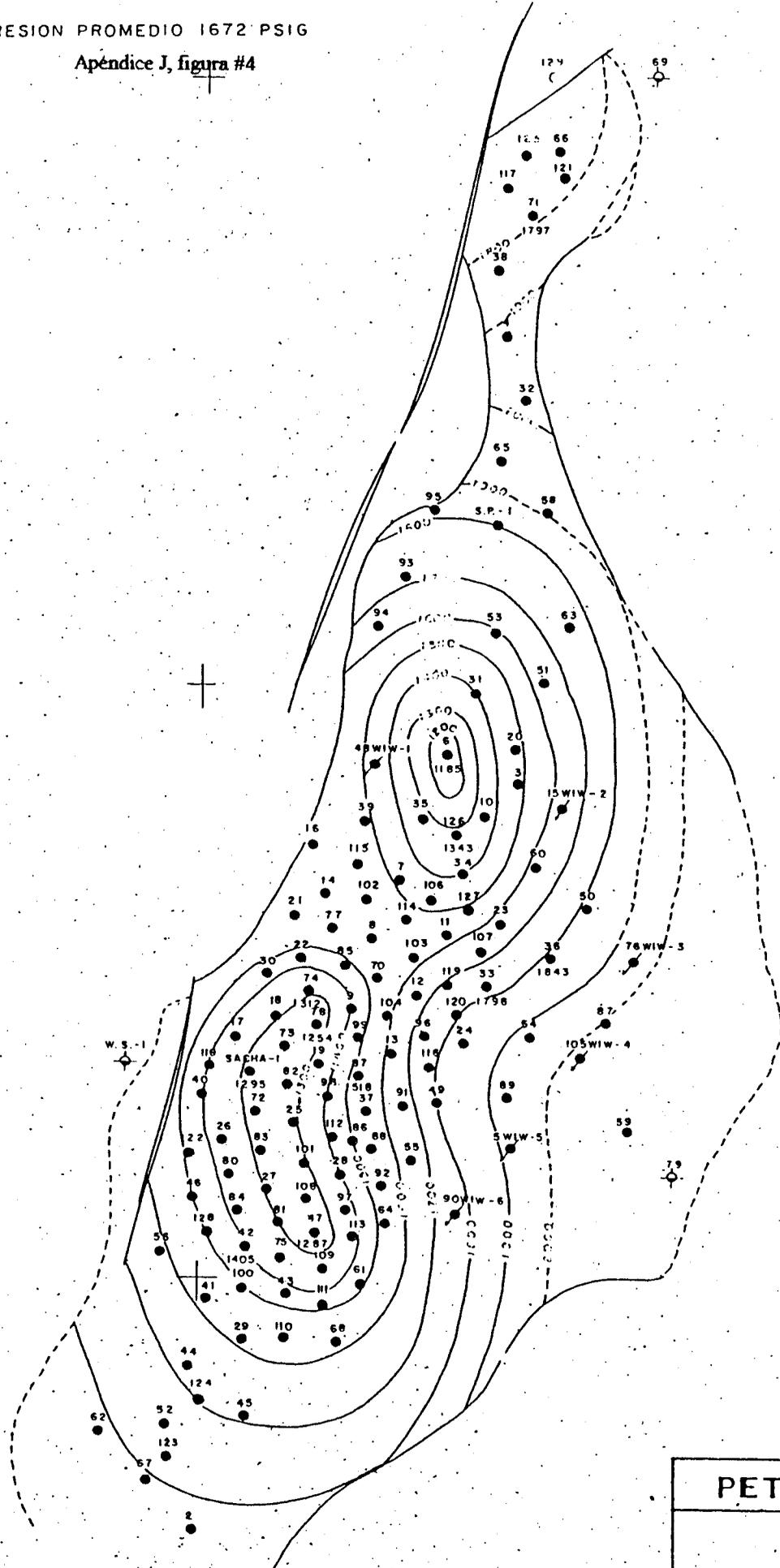


PETROPRODUCCION
INGENIERIA DE PETROLEO
CAMPO SACHA
MAPA DE % BSW
ARENA "U"

MARZO /95



PETROPRODUCCION	
INGENIERIA DE PETROLEO	
CAMPO SACHA	
MAPA DE % BSW	
ARENA " T "	
JULIO / 95	
ESCALA 1: 50.000	MARIO RONQUILLO GECLOGO



OCCIDENTAL

ESCALA 1:100,000

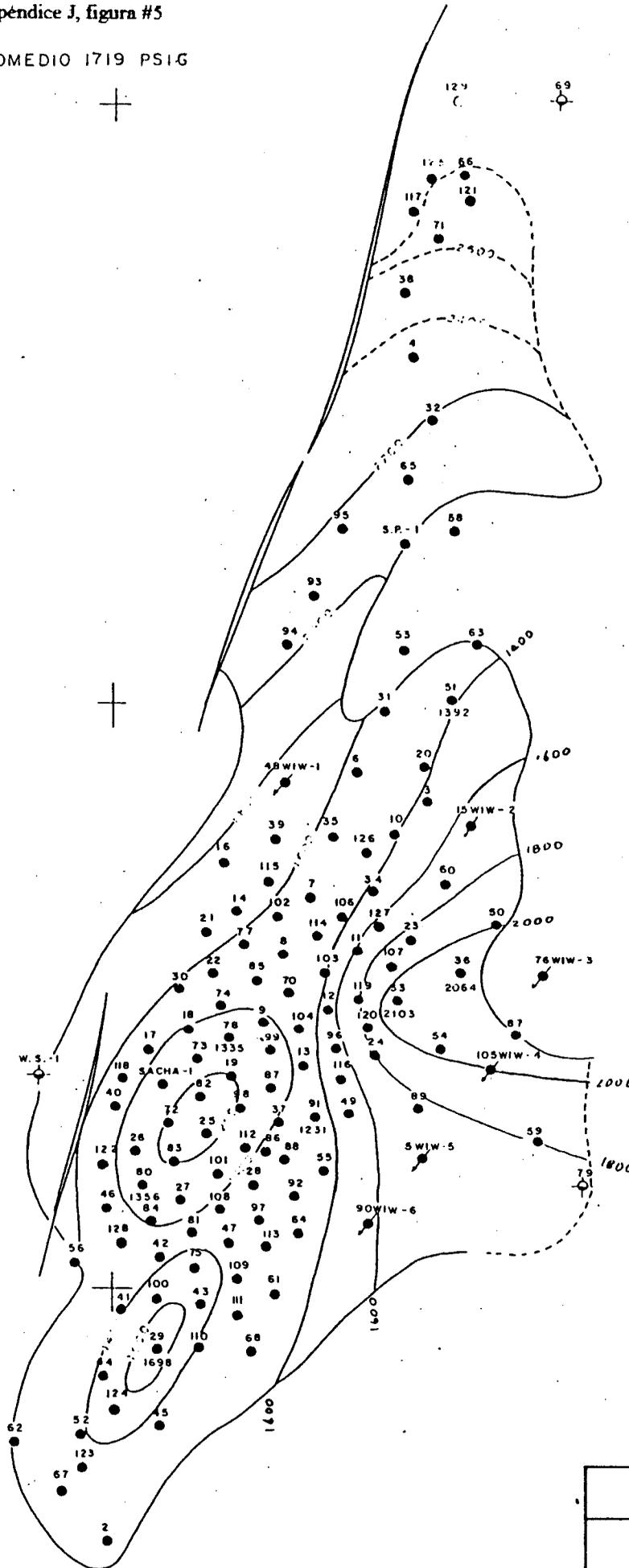
GRAF. - 5

PETROPRODUCCION

CAMPO SACHA
 ARENA "U"
 MAPA ISOBARICO AÑO 1993
 DATUM - 8530

R.V., R.P. Dic. /93

PRESION PROMEDIO 1719 PSIG



OCCIDENTAL

ESCALA 1:100.000

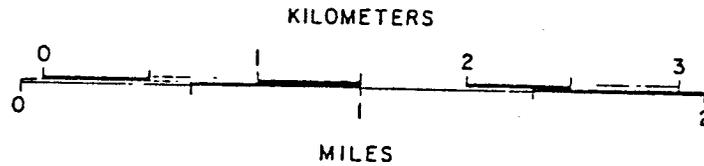
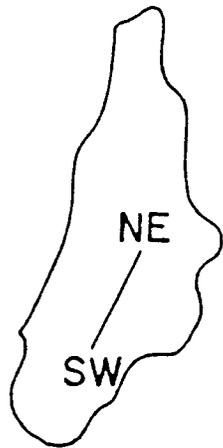
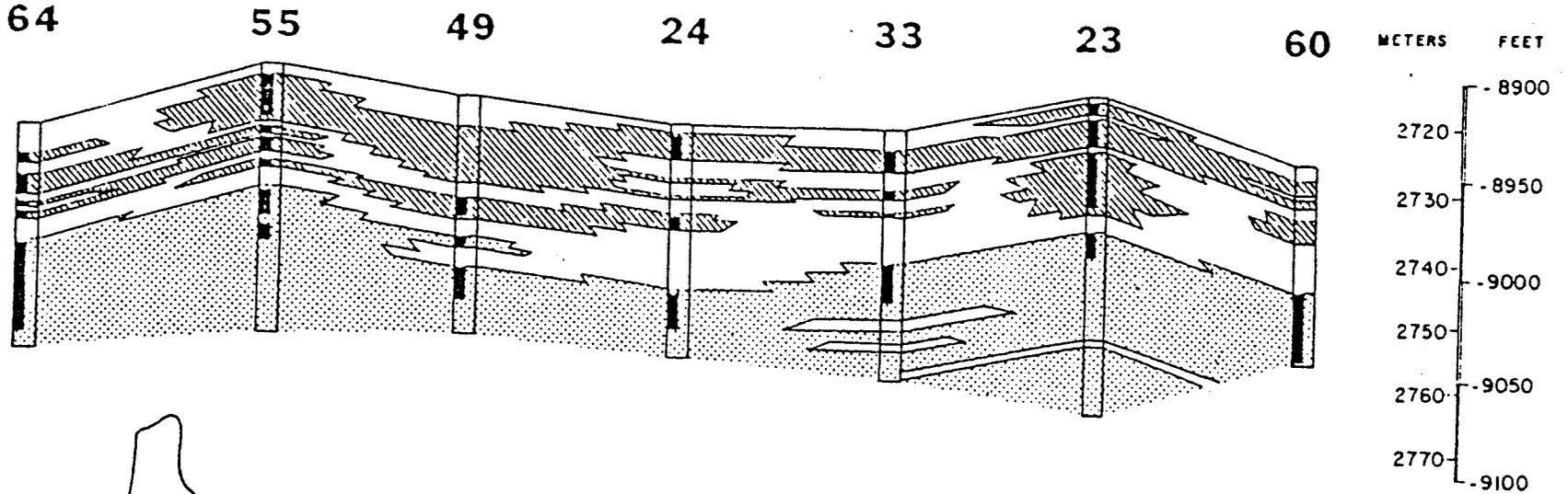
GRAF. 6

PETROPRODUCCION

CAMPO SACHA
ARENA "T"
MAPA ISOBARICO AÑO 1993
DATUM - 8765'

SOUTHWEST

NORTHEAST



LEGEND

-  SHALE
-  SALINE CONNATE WATER
-  FRESH CONNATE WATER
-  PERFORATED INTERVALS

FIG. 13—Southwest-northeast structural and stratigraphic section of upper Hollin Formation, Sacha field.

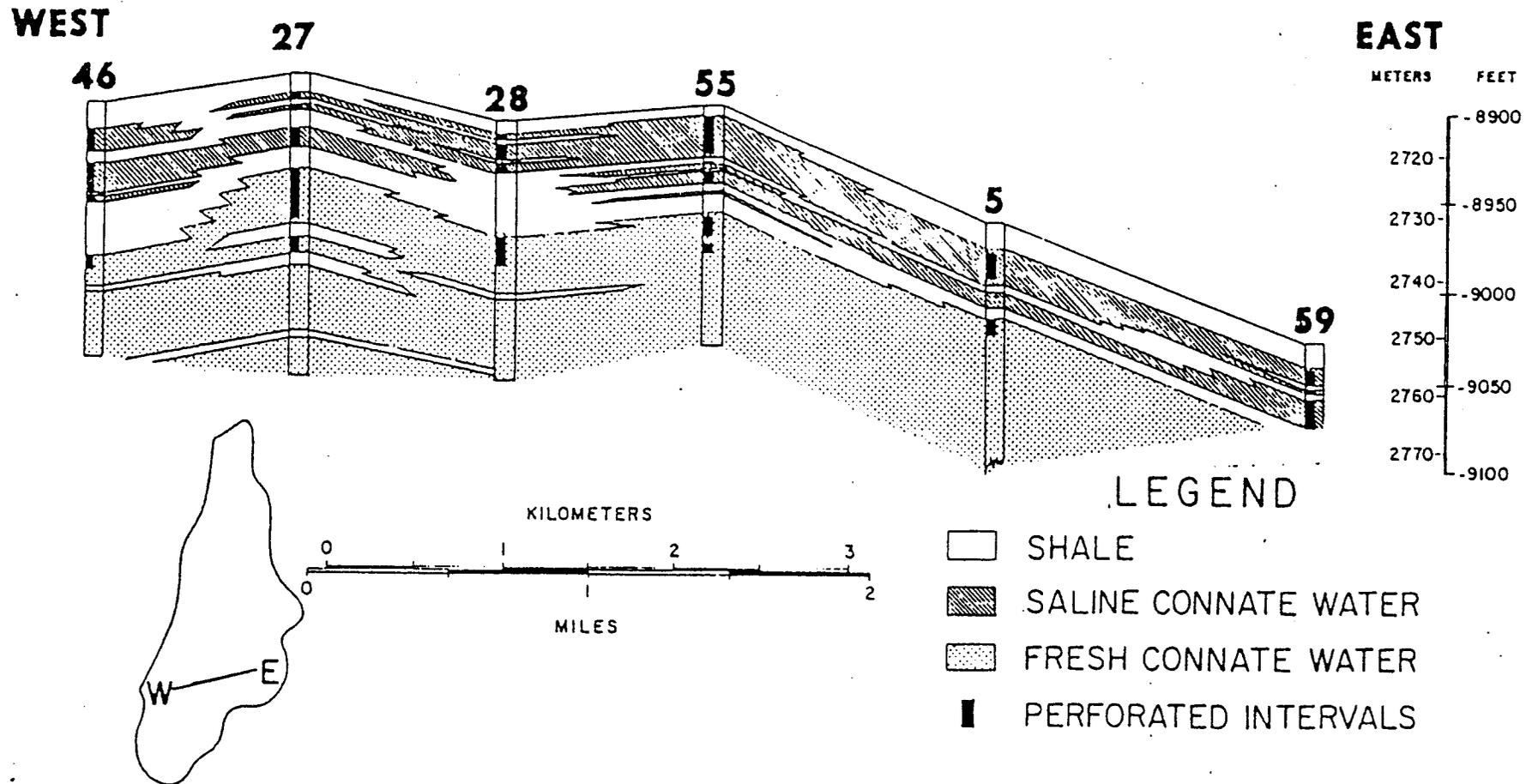


FIG. 12—East-west structural and stratigraphic section of upper Hollin Formation, Sacha field.

1. - SALINIDADES POR ZONAS

<u>LOCALIZACION</u>	<u>ARENAS</u>	<u>PROMEDIO</u> PPM Cl-	<u>CLORURO DE SODIO</u> PPM CL Na
Sacha Norte 2	Hs + Hi	1300	2145
	T	37300	61545
	Hi	1400	2310
Sacha Norte 1	T	4900	8085
	U	7400	12210
	Hs	5366	8854
	Hs + Hi	1900	3135
	U + T	8400	13860
Sacha Central	Hs + U	3150	5197
	Hs + Hi	7408	12223
	Hs	14050	23116
	U + T	9800	16170
	BT	2200	3630
Sacha Sur	Hs + Hi	4516	7453
	Hs	7437	12272
	T	20000	33000
	U	14300	23595
	Hi	966.6	1595

2. POZOS CON PRESENCIA DE PARAFINA

SACHA NORTE 1

POZO	PARAFINA %
SA-03	0.5
SA-07	0.5
SA-10	0.2
SA-12	0.5
SA-20	0.3
SA-23	0.3
SA-31	0.2
SA-34	0.5
SA-36	0.2
SA-50	0.5
SA-53	0.5
SA-63	0.5
SA-74	0.3
SA-85	0.4
SA-102	0.2
SA-106	0.7
SA-114	0.5
SA-119	0.5
SA-126	
SA-133	0.5

POZO	PARAFINA %
SA-06	0.8
SA-08	0.2
SA-11	0.5
SA-14	0.5
SA-22	0.5
SA-24	0.7
SA-33	0.2
SA-35	0.2
SA-39	0.2
SA-51	0.2
SA-59	0.4
SA-70	0.5
SA-77	0.3
SA-96	0.3
SA-103	0.2
SA-107	0.2
SA-115	0.5
SA-120	0.2
SA-127	

SACHA NORTE 2

POZO	PARAFINA %
SA-32	1
SA-58	0.5
SA-117	0.2
SA-125	0.2

POZO	PARAFINA %
SA-38	0.6
SA-93	0.5
SA-121	0.8
S.PROFUNDO	0.4

SACHA CENTRAL

POZO	PARAFINA %
SA-13	0.4
SA-18	0.2
SA-25	0.4
SA-27	0.6
SA-30	0.8
SA-40	0.3
SA-55	0.2
SA-78	0.2
SA-82	0.2
SA-87	0.2
SA-89	0.3
SA-92	0.2
SA-98	
SA-101	0.2
SA-116	0.2
SA-134	0.2

POZO	PARAFINA %
SA-17	0.2
SA-19	
SA-26	0.3
SA-28	0.3
SA-37	0.4
SA-49	0.3
SA-72	0.2
SA-80	0.4
SA-83	0.3
SA-88	0.3
SA-91	0.2
SA-97	0.2
SA-99	0.3
SA-104	0.2
SA-118	0.2

SACHA SUR

POZO	PARAFINA %
SA-02	0.5
SA-41	0.2
SA-43	0.4
SA-46	0.8
SA-52	0.8
SA-62	0.5
SA-75	0.2
SA-84	0.4
SA-111	0.1
SA-124	0.2
SA-132	0.2

POZO	PARAFINA %
SA-29	0.2
SA-42	0.5
SA-44	0.8
SA-47	0.2
SA-56	0.4
SA-68	0.3
SA-81	0.2
SA-110	0.2
SA-123	0.3
SA-128	0.3
SA-137	0.4

3.- POZOS CON BAJO CORTE DE AGUA

SACHA NORTE 1

POZO	BSW %
SA-03	0.5
SA-41	0.2
SA-43	0.4
SA-46	0.8
SA-52	0.8
SA-62	0.5
SA-75	0.2
SA-84	0.4
SA-111	0.1
SA-124	0.2
SA-132	0.2

POZO	BSW %
SA-29	0.2
SA-42	0.5
SA-44	0.8
SA-47	0.2
SA-56	0.4
SA-68	0.3
SA-81	0.2
SA-110	0.2
SA-123	0.3
SA-128	0.3
SA-137	0.4

SACHA NORTE 2

POZO	BSW %
SA-32	1
SA-58	2.6
SA-117	
SA-125	0.6

POZO	BSW %
SA-38	0.2
SA-93	0.6
SA-121	

Apéndice K, tabla # 5

SACHA CENTRAL

POZO	BSW %
SA-09	0.8
SA-17	0.4
SA-27	3.8
SA-37	1.2
SA-55	0.5
SA-80	0.6
SA-87	1.6
SA-91	0.5
SA-98	0.7
SA-101	4
SA-118	0.3

POZO	BSW %
SA-13	0.5
SA-25	1
SA-30	1.6
SA-49	9
SA-78	0.4
SA-83	0.5
SA-88	0.5
SA-92	4
SA-99	0.4
SA-104	0.5
SA-134	0.4

SACHA SUR

POZO	BSW %
SA-29	3.4
SA-42	0.6
SA-46	7
SA-62	3
SA-75	0.6
SA-111	1.4
SA-132	0.5

POZO	BSW %
SA-41	0.8
SA-43	0.5
SA-56	0.6
SA-68	0.5
SA-84	0.5
SA-124	0.5

**4.- POZOS CON ALTOS CORTES DE AGUA
SACHA NORTE 1**

POZO	BSW %
SA-11	40
SA-22	14
SA-24	15.5
SA-34	20
SA-36	29
SA-63	71
SA-114	40
SA-119	43
SA-133	67

POZO	BSW %
SA-20	14
SA-23	21
SA-33	13
SA-35	18
SA-51	41
SA-107	16
SA-115	14
SA-126	12

SACHA NORTE 2

POZO	BSW %
SA-32	48
SA PROF.	60

POZO	BSW %
SA-58	64.4

SACHA CENTRAL

POZO	BSW %
SA-01	18
SA-19	47
SA-28	20
SA-72	24
SA-89	14

POZO	BSW %
SA-18	12
SA-26	18.5
SA-40	14
SA-82	22
SA-116	23

SACHA SUR

POZO	BSW %
SA-02	16
SA-47	40
SA-81	14
SA-123	75
SA-137	36

POZO	BSW %
SA-44	12
SA-52	62
SA-110	47
SA-128	68

**5.- POZOS CON TENDENCIA INCRUSTANTE
SACHA NORTE 2**

POZO	INDICES	LOCALIZACION	INDICES	LOCALIZACION
SA-03	0.772	CABEZA	0.785	FONDO
SA-10	0.286	CABEZA	0.753	FONDO
SA-11	0.209	CABEZA	0.553	FONDO
SA-14	0.713	CABEZA	1.705	FONDO
SA-20	0.715	CABEZA	1.115	FONDO
SA-22	0.867	CABEZA	0.79	FONDO
SA-23	0.919	CABEZA	0.798	FONDO
SA-24	1.842	CABEZA	0.632	FONDO
SA-33	0.414	CABEZA	0.417	FONDO
SA-34	0.923	CABEZA	1.22	FONDO
SA-35	0.39	CABEZA	0.426	FONDO
SA-36	0.785	CABEZA	0.98	FONDO
SA-39	0.949	CABEZA	0.96	FONDO
SA-50	0.973	CABEZA	1.037	FONDO
SA-51	0.666	CABEZA	1.024	FONDO
SA-63	1.067	CABEZA
SA-103	1.623	CABEZA	1.702	FONDO
SA-106	1.104	CABEZA	1.064	FONDO
SA-107	1.573	CABEZA	1.914	FONDO
SA-114	2.516	CABEZA	3.114	FONDO
SA-115	1.109	CABEZA	0.681	FONDO
SA-119	1.027	CABEZA	0.995	FONDO
SA-126	1.302	CABEZA	1.592	FONDO
SA-127	1.294	CABEZA	0.793	FONDO
SA-132	1.243	CABEZA	0.375	FONDO
SA-125	1.55	CABEZA	1.553	FONDO

SACHA CENTRAL

POZO	INDICES	LOCALIZACION	INDICES	LOCALIZACION
SA-01	0.331	CABEZA	0.296	FONDO
SA-18	0.851	CABEZA	1.554	FONDO
SA-19	0.287	CABEZA
SA-27	0.441	CABEZA	1.208	FONDO
SA-28	0.347	CABEZA	0.454	FONDO
SA-30	0.281	FONDO
SA-40	0.58	CABEZA	0.924	FONDO
SA-72	1.235	CABEZA	1.535	FONDO
SA-82	0.138	FONDO
SA-89	0.038	CABEZA	0.537	FONDO
SA-92	1.625	CABEZA	1.189	FONDO
SA-97	0.251	CABEZA	1.194	FONDO
SA-116	0.129	CABEZA	0.542	FONDO

SACHA SUR

POZO	INDICES	LOCALIZACION	INDICES	LOCALIZACION
SA-03	1.3	CABEZA	1.52	FONDO
SA-44	0.433	CABEZA	0.448	FONDO
SA-46	0.065	CABEZA	0.375	FONDO
SA-47	0.393	CABEZA	0.411	FONDO
SA-52	0.0204	FONDO
SA-62	0.065	CABEZA	0.726	FONDO
SA-81	0.375	CABEZA	0.625	FONDO
SA-123	0.24	FONDO

6.- POZOS CON TENDENCIA CORROSIVA

SACHA NORTE 1

POZO	INDICES	LOCALIZACION	INDICES	LOCALIZACION	PPM Fe	MPY	CORROSION
SA-03	0.7	0.035	BAJA
SA-10	0.42	0.0122	BAJA
SA-11	0.02	0.121	BAJA
SA-14	1.2	0.0478	BAJA
SA-20	0.4	0.145	BAJA
SA-22	0.25	0.421	BAJA
SA-23	1.4	0.353	BAJA
SA-24	0.62	0.0662	BAJA
SA-33	0.25	0.016	BAJA
SA-34	0.33	0.0771	BAJA
SA-35	0.55	0.244	BAJA
SA-36	0.47	0.1632	BAJA
SA-39	0.33	0.0298	BAJA
SA-50	0.66	0.496	BAJA
SA-51	0.28	0.013	BAJA
SA-63	(-0.347)	FONDO	0.33	0.028	BAJA
SA-103	0.85	0.0368	BAJA
SA-106	0.2	0.0194	BAJA
SA-107	0.4	0.0567	BAJA
SA-114	0.25	0.1129	BAJA
SA-115	1.05	0.157	BAJA
SA-119	0.45	0.159	BAJA
SA-126	1	0.0661	BAJA
SA-127	2.1	0.267	BAJA
SA-133	0.64	0.162	BAJA

SACHA NORTE 2

POZO	INDICES	LOCALIZACION	INDICES	LOCALIZACION	PPM Fe	MPY	CORROSION
SA-32	-2.21	CABEZA	-2.56	FONDO	0.04	0.0043	BAJA
SA-58	-0.226	CABEZA	-0.0952	FONDO	2.57	1.0668	MODERADA
SA-125	4.8	4.8	BAJA
S. PROF	-0.449	CABEZA	-3.09	FONDO	0.045	0.045	BAJA

SACHA CENTRAL

POZO	INDICES	LOCALIZACION	INDICES	LOCALIZACION	PPM Fe	MPY	CORROSION
SA-01	0.17	0.0187	BAJA
SA-18	0.21	0.0142	BAJA
SA-19	-0.0161	FONDO	0.055	0.0182	BAJA
SA-26	-0.671	CABEZA	-0.384	FONDO	0.3	0.048	BAJA
SA-27	0.3	0.0031	BAJA
SA-28	0.16	0.0231	BAJA
SA-30	-0.0138	CABEZA	0.17	0.0028	BAJA
SA-40	0.15	0.0208	BAJA
SA-49	-0.833	CABEZA	-0.548	FONDO	0.39	0.0584	BAJA
SA-72	0.4	0.083	BAJA
SA-82	-0.238	CABEZA	0.2	0.0474	BAJA
SA-89	0.4	0.105	BAJA
SA-92	1.15	0.0651	BAJA
SA-97	0.9	0.104	BAJA
SA-116	0.7	0.192	BAJA

SACHA SUR

POZO	INDICES	LOCALIZACION	INDICES	LOCALIZACION	PPM Fe	MPY	CORROSION
SA-02	-0.162	CABEZA	-0.139	FONDO	0.54	0.0215	BAJA
SA-29	0.3	0.0103	BAJA
SA-44	0.32	0.0059	BAJA
SA-46	0.57	0.0153	BAJA
SA-47	0.12	0.0285	BAJA
SA-52	-0.448	CABEZA	0.36	0.034	BAJA
SA-62	94	0.0064	BAJA
SA-81	0.5	0.085	BAJA
SA-110	-0.19	CABEZA	-0.075	FONDO	0.12	0.075	BAJA
SA-123	-0.422	CABEZA	0.33	0.097	BAJA
SA-128	-0.816	CABEZA	-1.67	FONDO	0.16	0.13	BAJA
SA-137	-0.338	CABEZA	-0.316	FONDO	0.42	0.761	BAJA

7.- PORCENTAJE DE CO2 POR POZO

SACHA NORTE 1

POZO	ARENA	CO2
SA-03	T	2
SA-07	Hs	4
SA-10	U	2
SA-12	Hs	2
SA-20	U+T	4
SA-23	Hs + Hi	2
SA-31	Hs	4
SA-34	U	4
SA-36	U + T	1
SA-50	U + T	2
SA-53	Hi	2
SA-63	H	53
SA-74	U + T	2
SA-85	BT	32
SA-102	U + T	2
SA-106	Hs	2
SA-114	Hs	2
SA-119	Hi	2
SA-126	U	1
SA-133	Hi	12

POZO	ARENA	CO2
SA-06	U	2
SA-08	BT	2
SA-11	Hs	16
SA-14	Hs + Hi	4
SA-22	Hi	2
SA-24	Hs	2
SA-33	U	2
SA-35	Hs + Hi	4
SA-39	Hs + Hi	3
SA-51	T	3
SA-59	U + T	6
SA-70	Hs	2
SA-77	U	1
SA-96	BT	4
SA-103	U	1
SA-107	Hi	2
SA-115	Hi	2
SA-120	Hs	2
SA-127	Hi	2

SACHA NORTE 2

POZO	ARENA	CO2
SA-32	Hs + Hi	72
SA-58	Hs + Hi	44
SA-117	U	1
SA-121	T	1

POZO	ARENA	CO2
SA-38	T	2
SA-93	U + T	1
SA-121	U	1
SA. PROF.	Hi	36

SACHA CENTRAL

POZO	ARENA	CO2
SA-1	Hs + U	18
SA-13	Hs + Hi	42
SA-18	Hs + Hi	14
SA-25	Hs	2
SA-27	Hs	4
SA-30	Hs + Hi	22
SA-40	Hs	24
SA-55	Hs + Hi	22
SA-78	U + T	26
SA-82	Hs	62
SA-87	U	20
SA-89	Hs + Hi	4
SA-92	U	10
SA-89	U	16
SA-101	Hs	10
SA-116	Hs	8
SA-134	U	2

POZO	ARENA	CO2
SA-09	H	46
SA-17	H	12
SA-19	Hs + Hi	16
SA-26	Hs	26
SA-28	U + T	12
SA-37	U + T	4
SA-49	Hs + Hi	18
SA-72	Hs + Hi	30
SA-80	T	22
SA-83	Hs	16
SA-88	T	16
SA-91	T	12
SA-97	BT	4
SA-99	Hs + Hi	60
SA-104	U	10
SA-118	U	6

SACHA SUR

POZO	ARENA	CO2
SA-02	Hs + Hi	40
SA-41	BT	16
SA-43	U	12
SA-46	Hs	16
SA-52	Hs + Hi	34
SA-61	Hs	24
SA-68	U + T	10
SA-81	U	10
SA-100	H	22
SA-110	Hs	14
SA-123	Hi	32
SA-128	Hi	24
SA-137	Hi	32

POZO	ARENA	CO2
SA-29	T	10
SA-42	U	10
SA-44	Hs + Hi	32
SA-47	Hs	10
SA-56	U	2
SA-62	Hs	36
SA-75	U + T	12
SA-84	U + T	16
SA-109	Hs	20
SA-111	Hs	12
SA-124	Hs	18
SA-132	U	10

8-DENSIDADES SEGUN LAS SALINIDADES Y ZONAS

SACHA NORTE 2

<u>ZONA</u>	<u>CL- (PPM)</u>	<u>DENSIDAD</u>
Hs + Hi	1300	1.002 grm/cm ³ a 26 Co
T	37300	1.036 grm/cm ³ a 26 Co
Hi	1400	1.003 grm/cm ³ a 26 Co

SACHA NORTE 1

<u>ZONA</u>	<u>CL- (PPM)</u>	<u>DENSIDAD</u>
T	4900	1.006 grm/cm ³ a 26 Co
U	7400	1.010 grm/cm ³ a 26 Co
Hs	7000	1.008 grm/cm ³ a 26 Co
Hi	5366	1.007 grm/cm ³ a 26 Co
Hs + Hi	1900	1.004 grm/cm ³ a 26 Co
U + T	8400	1.012 grm/cm ³ a 26 Co

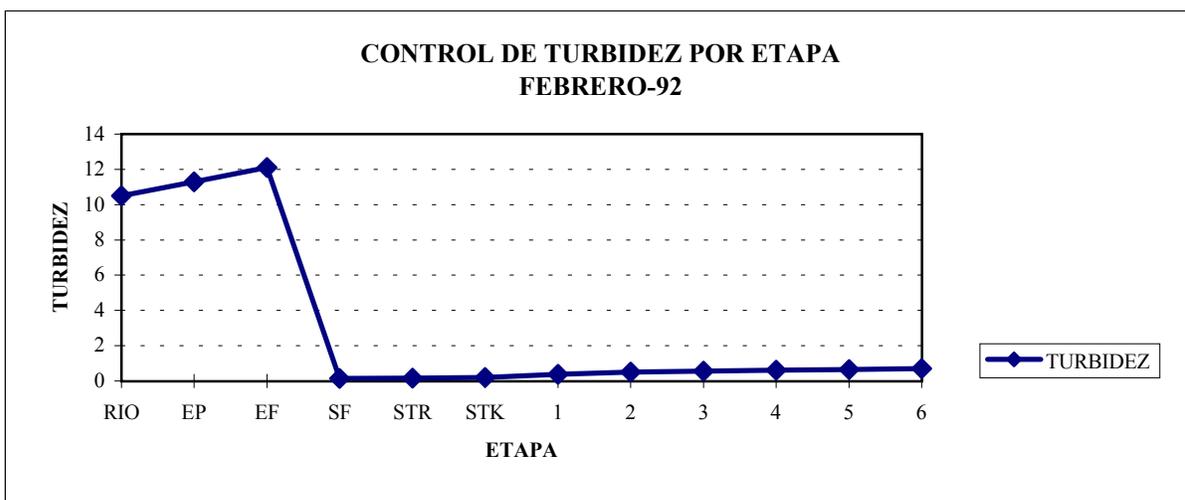
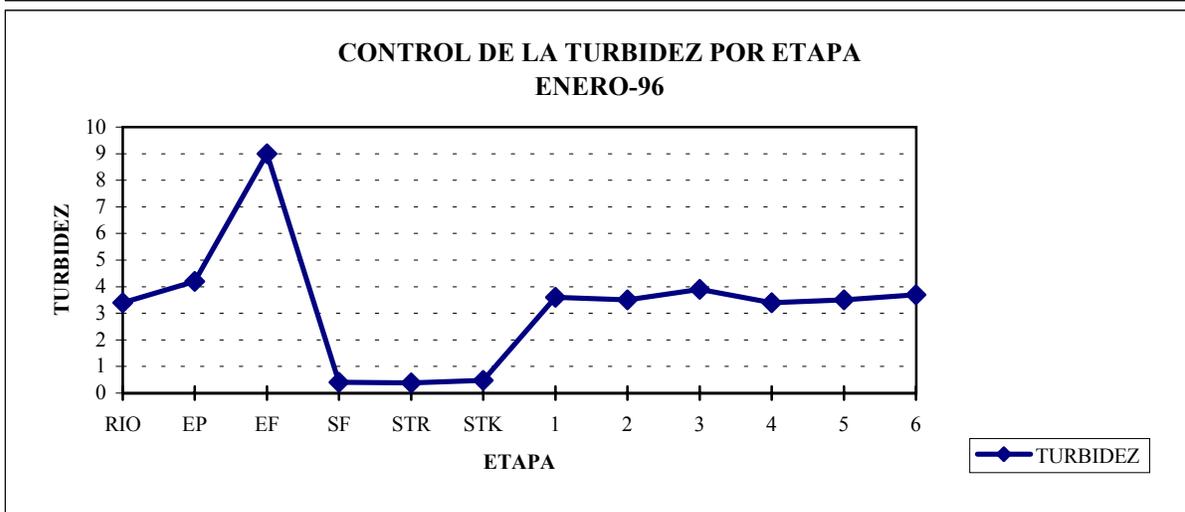
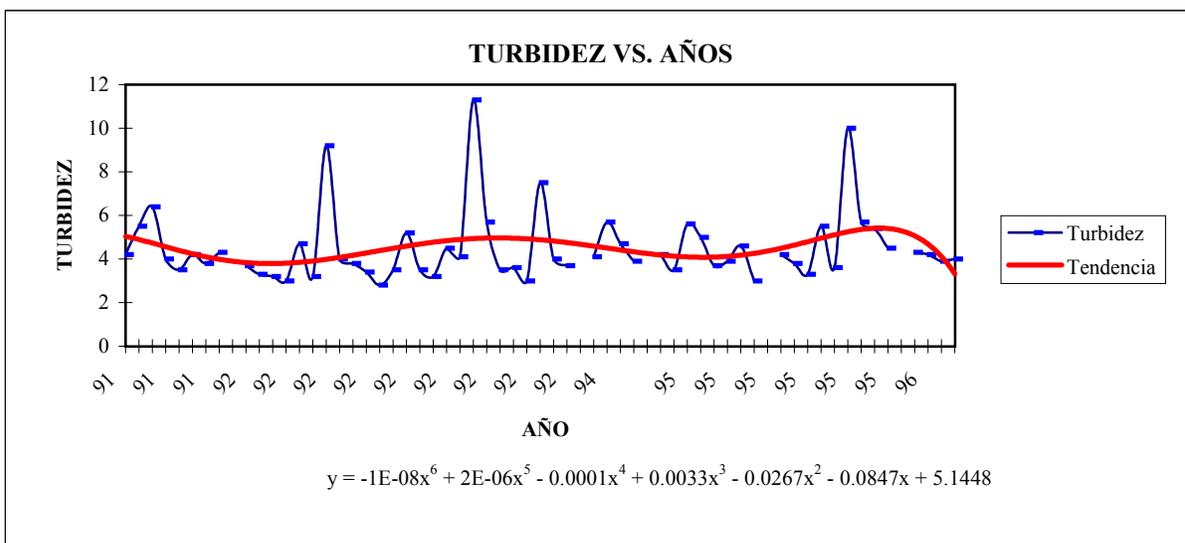
SACHA CENTRAL

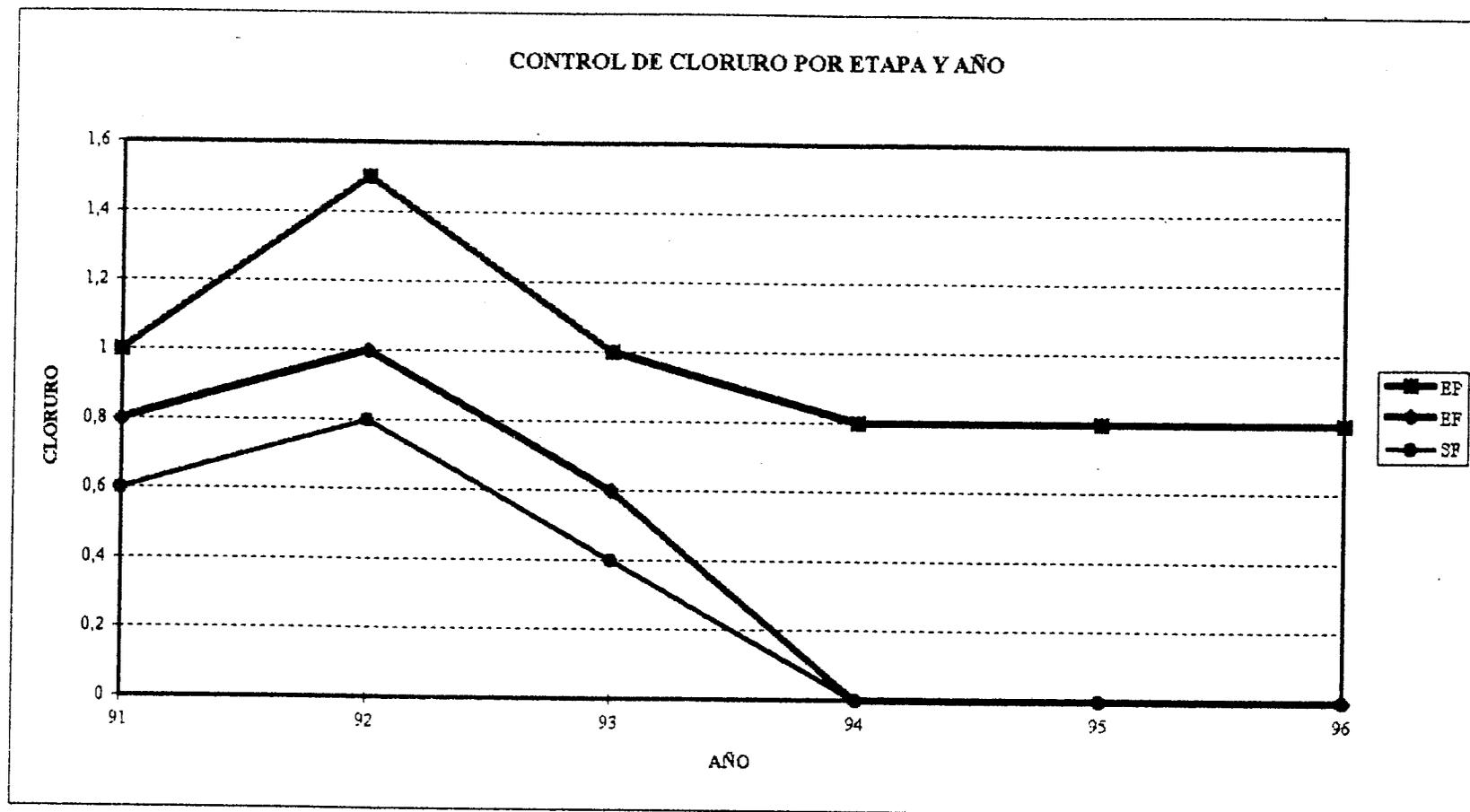
<u>ZONA</u>	<u>CL- (PPM)</u>	<u>DENSIDAD</u>
Hs + U	3150	1.004 grm/cm ³ a 26 Co
Hs + Hi	7408	1.011 grm/cm ³ a 26 Co
Hs	14010	1.016 grm/cm ³ a 26 Co
U + T	9800	1.012 grm/cm ³ a 26 Co
BT	2200	1.0035 grm/cm ³ a 26 Co

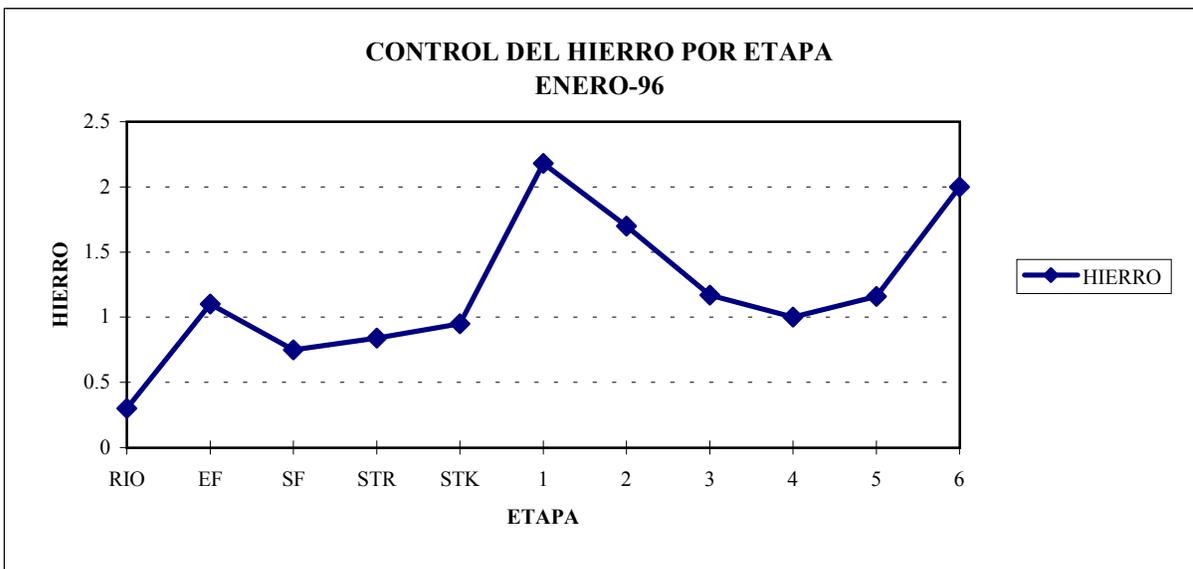
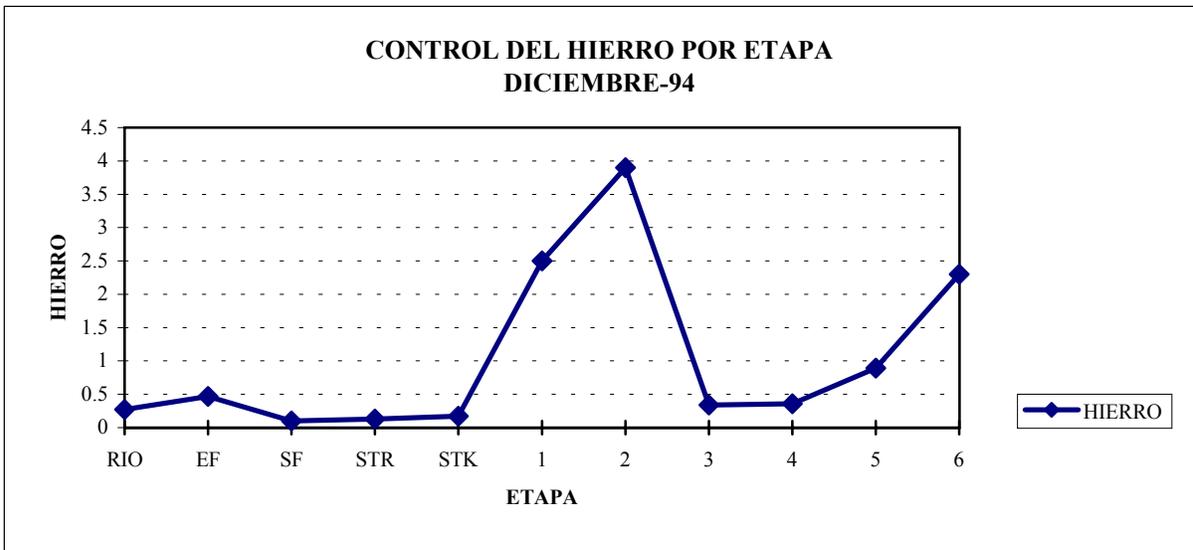
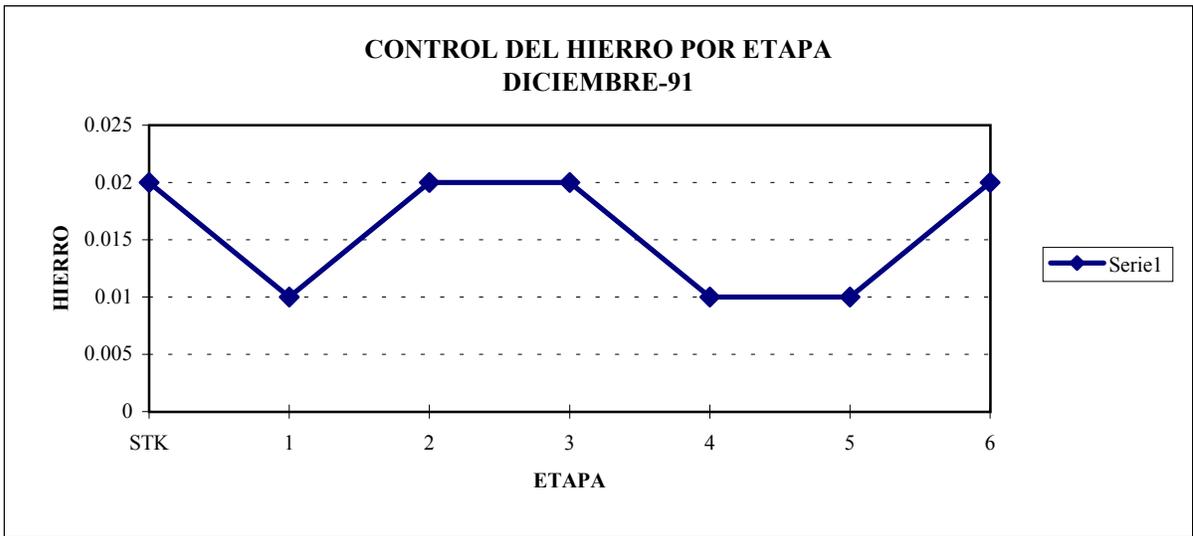
SACHA SUR

<u>ZONA</u>	<u>CL- (PPM)</u>	<u>DENSIDAD</u>
Hs + Hi	4516	1.006 grm/cm ³ a 26 Co
Hs	7437	1.008 grm/cm ³ a 26 Co
T	20000	1.023 grm/cm ³ a 26 Co
U	14300	1.016 grm/cm ³ a 26 Co
Hi	966	1.002 grm/cm ³ a 26 Co

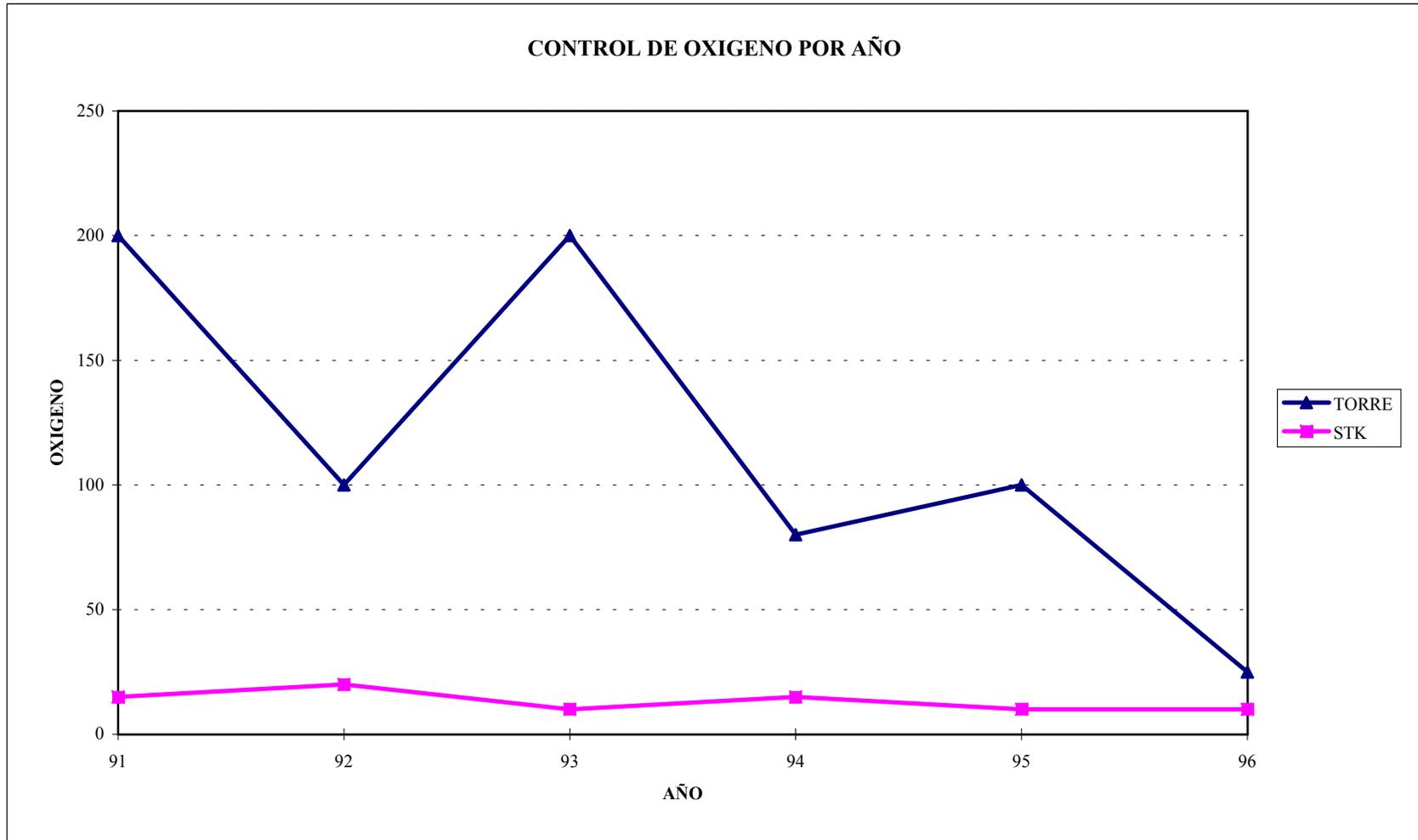
Apéndice L, tabla #1







Apéndice L, tabla #4



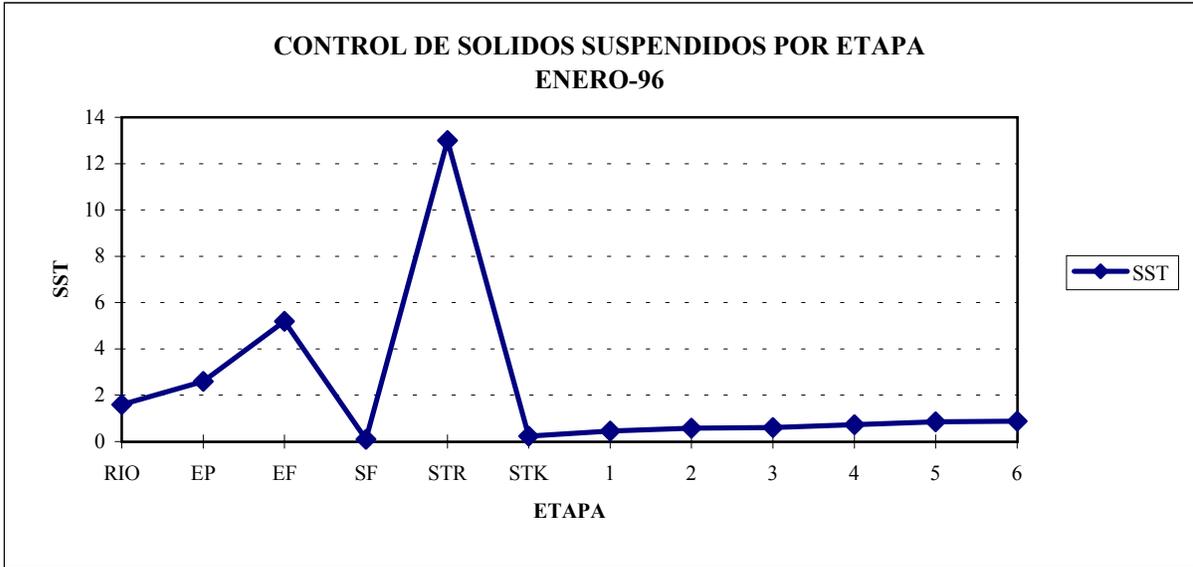
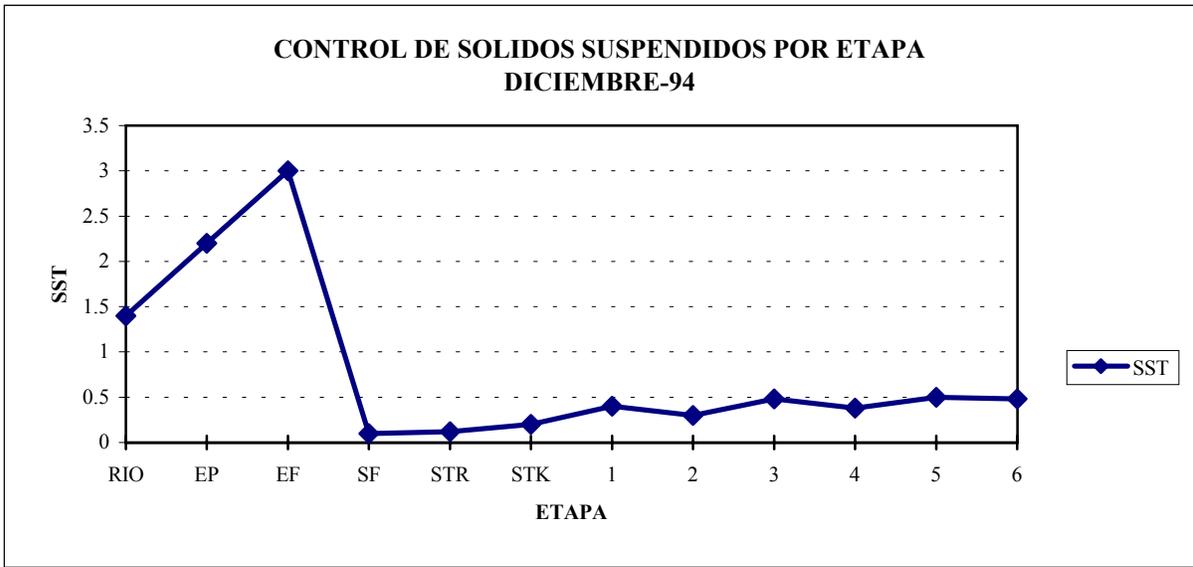
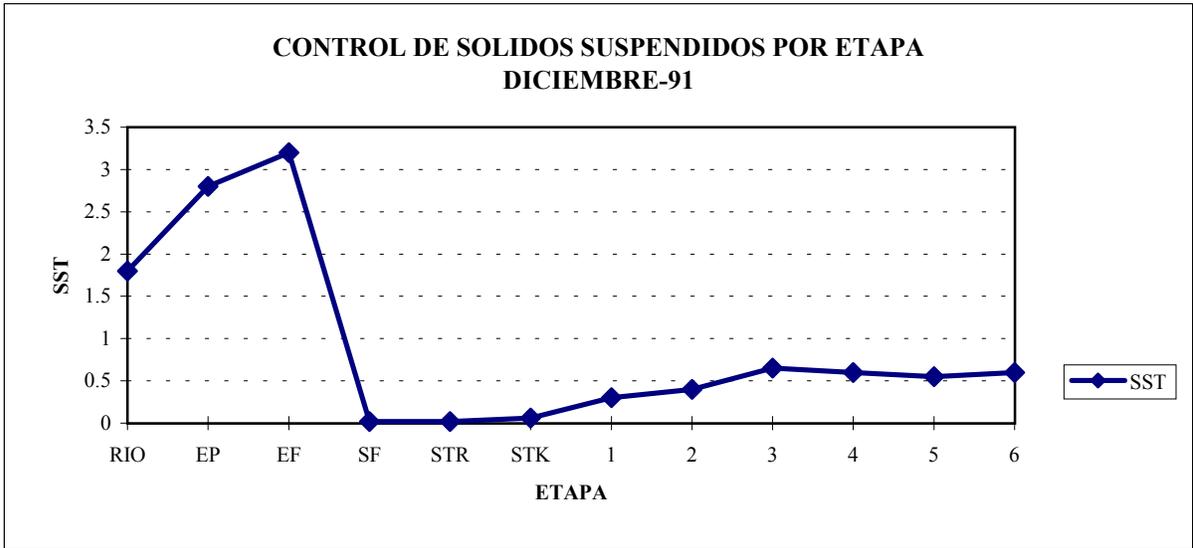


FOTO # 1

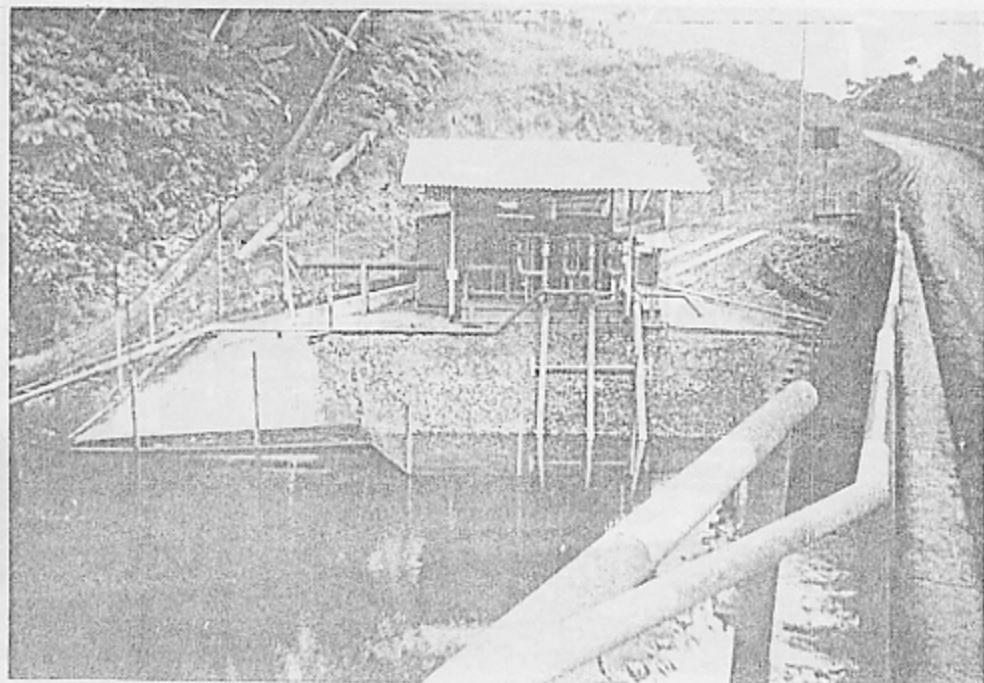


FOTO # 2



FOTO # 3



FOTO # 4

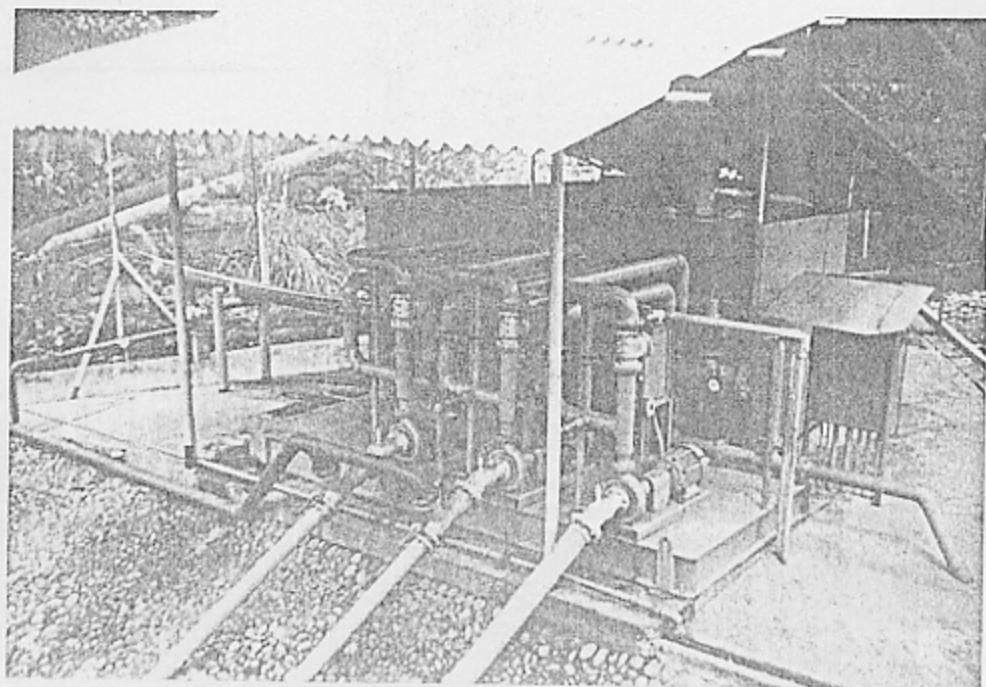


FOTO # 5

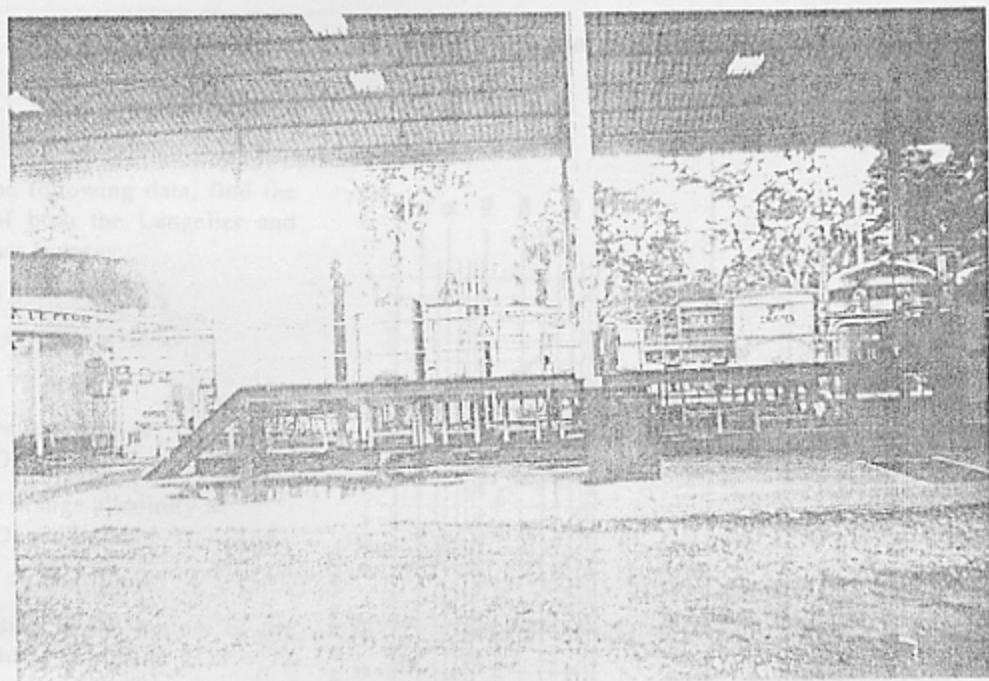
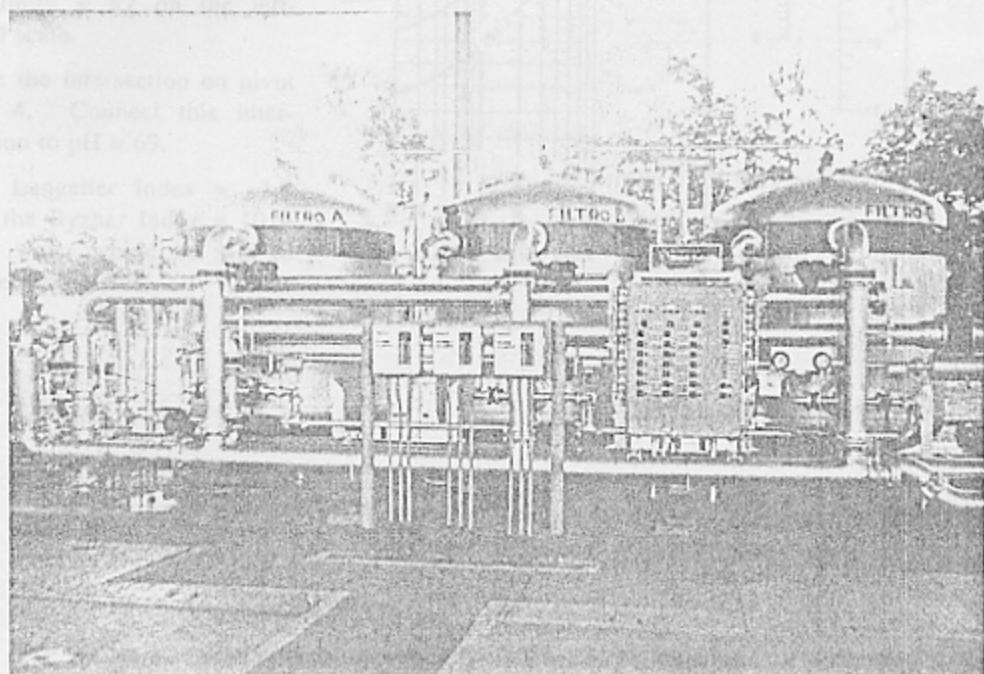


FOTO # 6



Nomograph for Determination of Ryznar and Langelier Scaling Indexes

Example:

Given the following data, find the values of both the Langelier and the Ryznar Indexes:

pH = 6.9

Temp. = 70°F

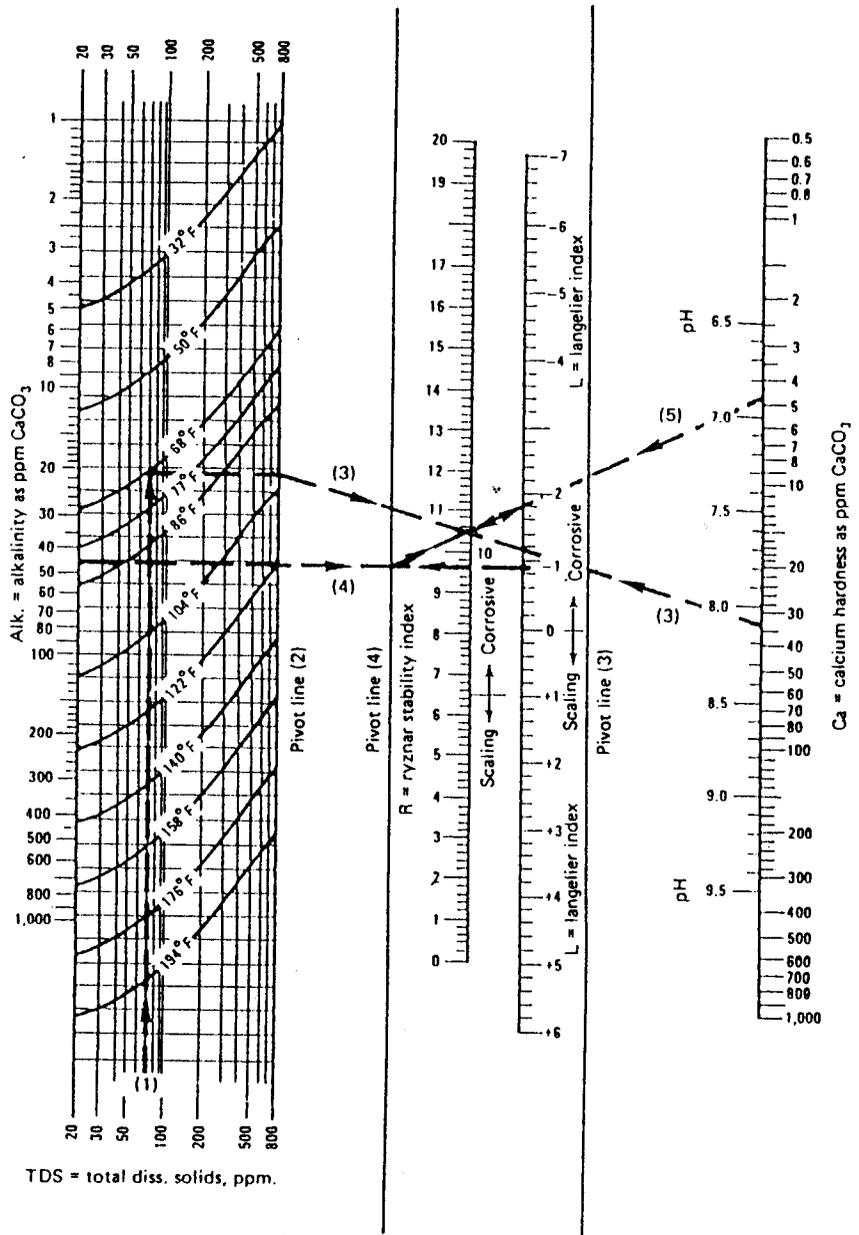
TDS = 72 ppm

Calcium hardness as CaCO_3 = 34 ppm

Methyl orange alkalinity as CaCO_3 = 47 ppm

Solution:

1. Reading at the bottom of the left-hand side, find TDS = 72 and note the intersection of this reading with the curved 70°F line.
2. Carry this intersection horizontally to pivot line 2.
3. Connect that point with Ca hardness = 34 on the right-hand scale.
4. Note the intersection with pivot line 3.
5. Connect that point with alkalinity = 47 on the left-hand scale.
6. Note the intersection on pivot line 4. Connect this intersection to pH = 6.9.
7. The Langelier Index = -1.8 and the Ryznar Index = 10.5. This water would be said to be very corrosive.



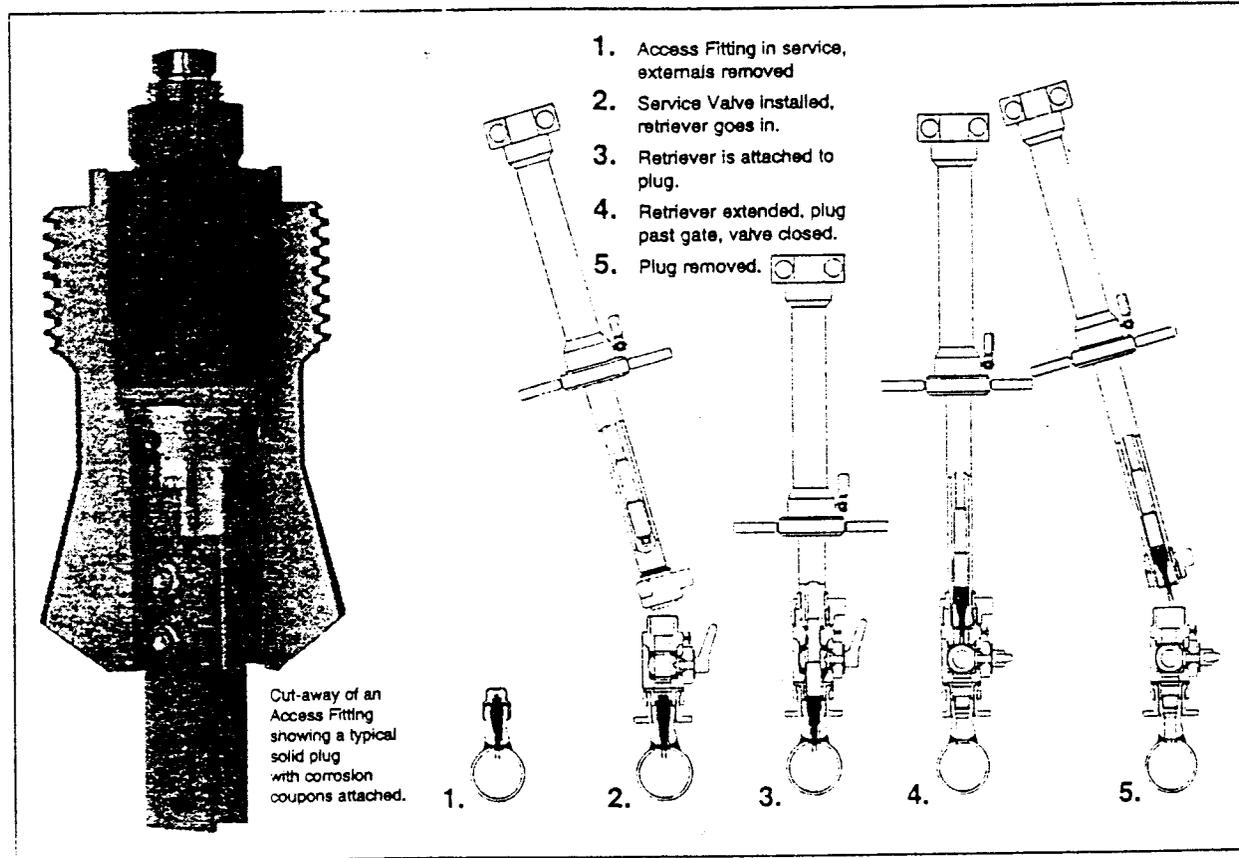


Figure 4.34 Ronback-Cosasco High Pressure Retrieval System

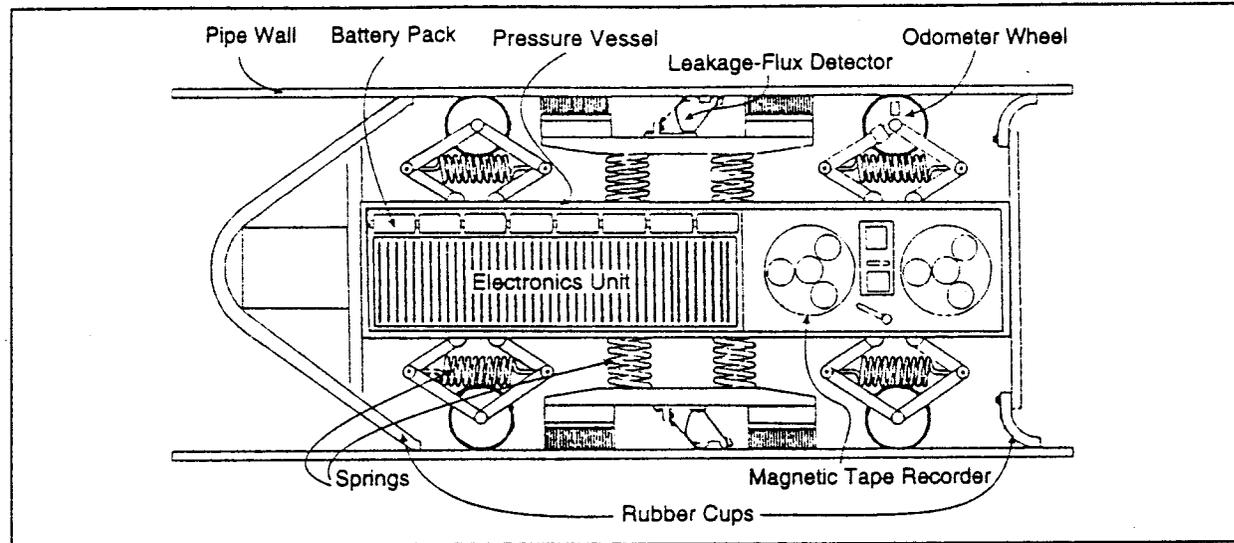


Figure 4.50 Simplified Schematic of MFL Pipeline Inspection Pig (4.69)

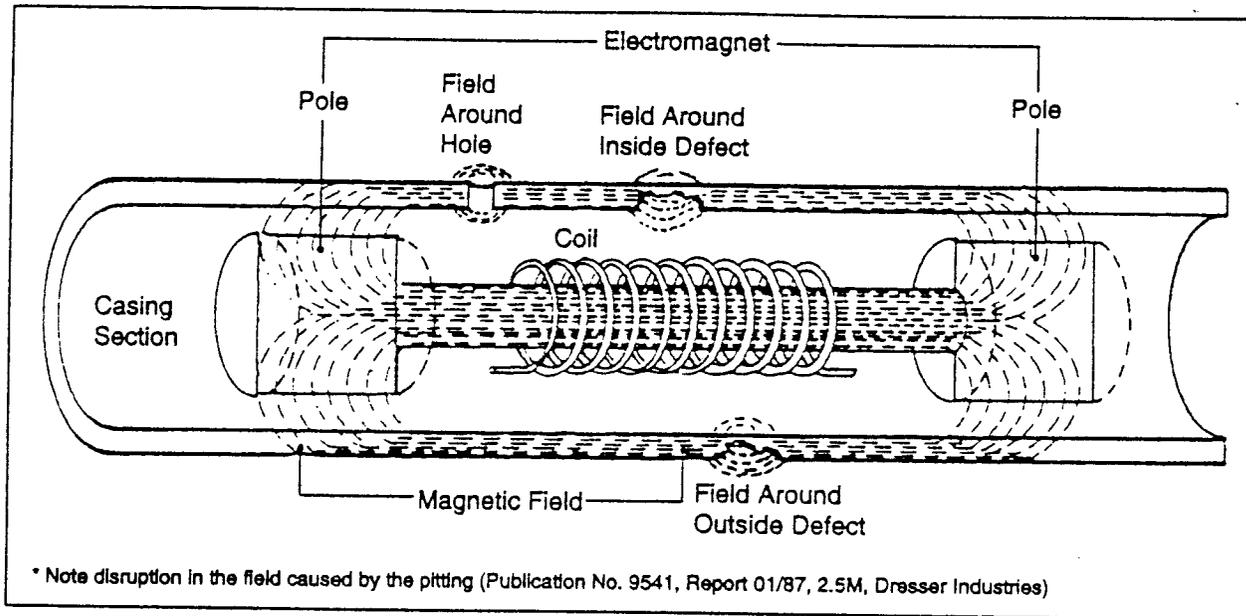


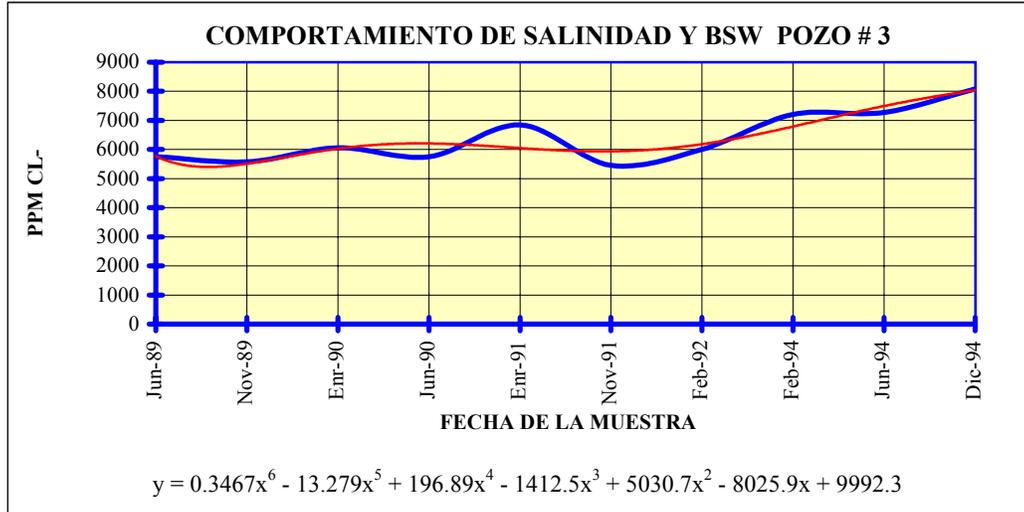
Figure 4.46 Downhole Electromagnetic Inspection Tool (4.63)

Apéndice O

MES-AÑO	ARENA T				ARENA U					
	1	3	4	5	1	2	3	4	5	6
Junio 91	40536	74665	49108	115510	57462	53631	86680	116539	73405	136649
Septiembre 91	40264	74006	45687	116276	58660	52770	87373	116783	72502	136954
Diciembre 91	42573	73412	47705	119933	62845	53569	90067	120407	74358	140724
Marzo 92	40448	73270	48309	113697	58660	52018	87026	116657	72883	135514
Junio 92	40500	72524	48892	215983	58133	51212	86487	115454	71734	135469
Septiembre 92	39635	71372	48081	115327	56653	57472	86656	115432	72159	136382
Diciembre 92	40259	74559	51318	125409	58342	54584	89726	119385	74608	140862
Marzo 93	41550	75058	53370	120188	59524	53144	89758	118774	73784	140891
Junio 93	40545	72673	119627	117281	58980	52046	87143	117094	72793	137800
Septiembre 93	40198	72483	119480	117205	57960	52069	87545	117272	72930	137612
Diciembre 93	38918	60808	122290	120644	55684	49048	70181	120584	74737	141541
Marzo 94	41148	74890	115272	100182	59018	51693	90812	119464	74656	140894
Junio 94	40203	71710	113677	114980	56920	51331	87410	115101	71564	134238
Septiembre 94	40388	71403	108985	115223	56608	51267	85763	114395	71899	133717
Diciembre 94	41088	75526	95668	121588	59926	53204	93191	117673	79371	138591

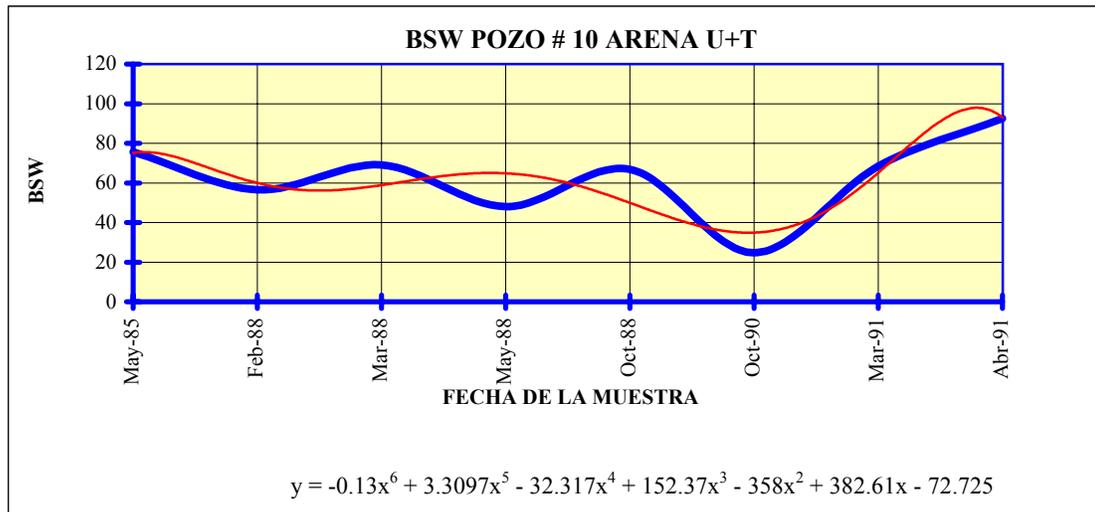
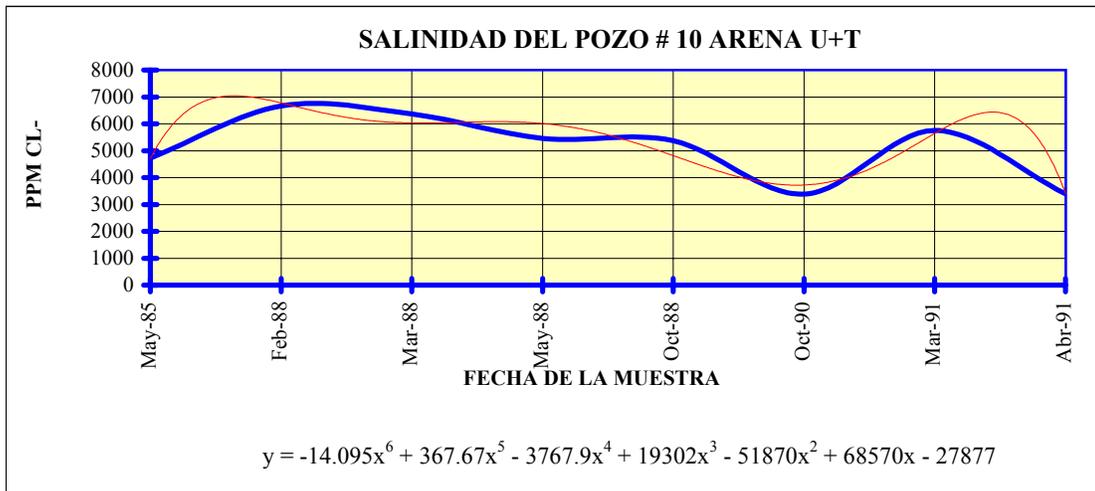
SALINIDADES Y BSW DEL POZO # 3

FECHA	ARENA	RESISTIVIDAD	BSW FORMACION
Jun-89	T	5750	15.4
Nov-89	T	5575	20.7
Enr-90	T	6060	4.6
Jun-90	T	5757	31.7
Enr-91	T	6850	28.4
Nov-91	T	5454	28
Feb-92	T	6000	18.9
Feb-94	T	7212	39.1
Jun-94	T	7273	27.1
Dic-94	T	8080	21.7



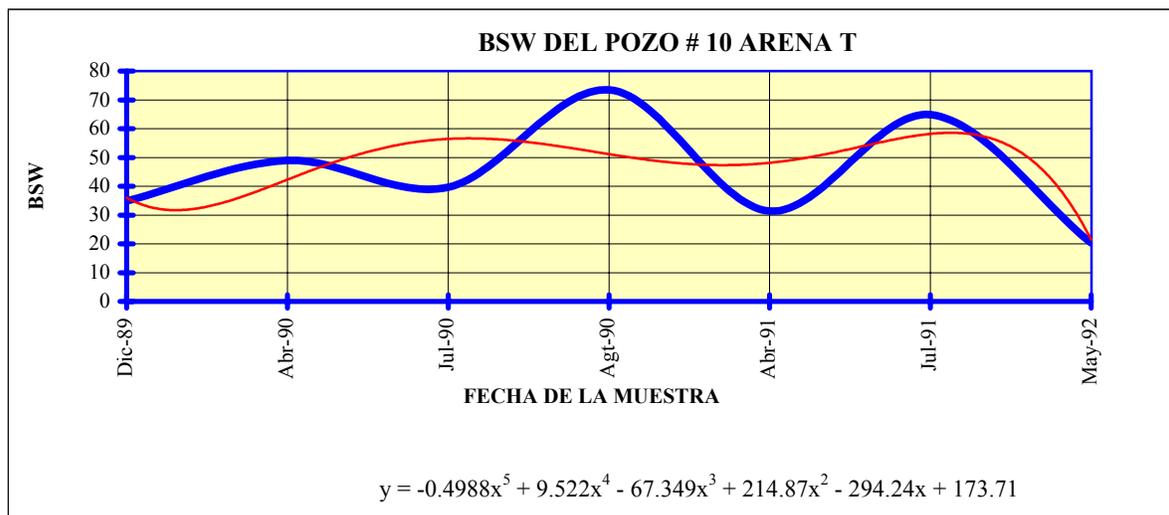
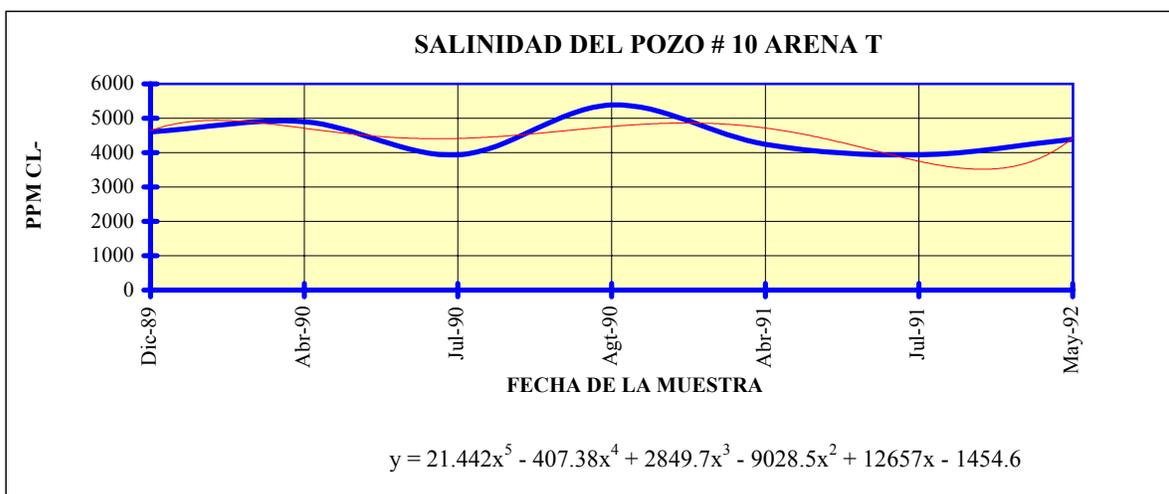
SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 10, ARENA T+U

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
May-85	U + T	4727	75.6
Feb-88	U + T	6666	56.6
Mar-88	U + T	6370	69
May-88	U + T	5450	48
Oct-88	U + T	5375	66.8
Oct-90	U + T	3388	24.8
Mar-91	U + T	5757	68.5
Abr-91	U + T	3394	92.5



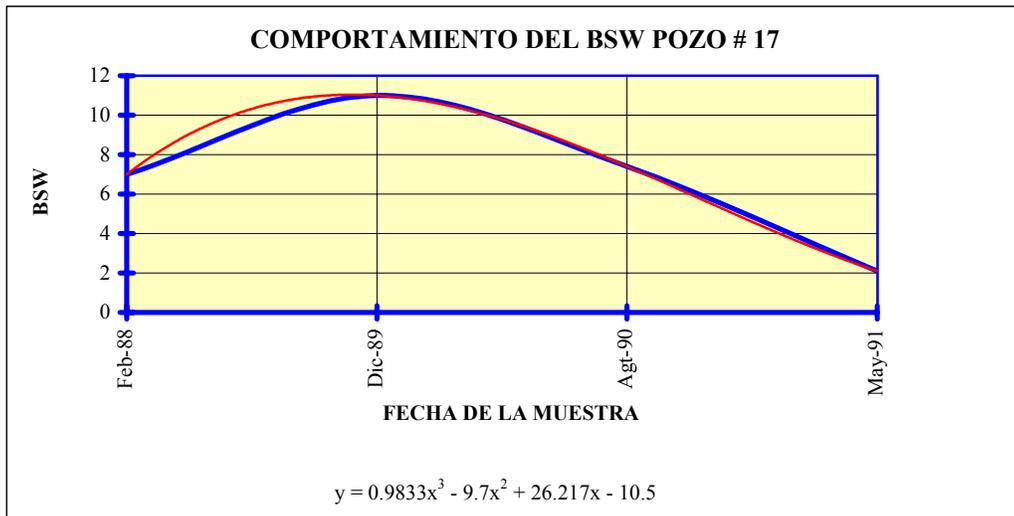
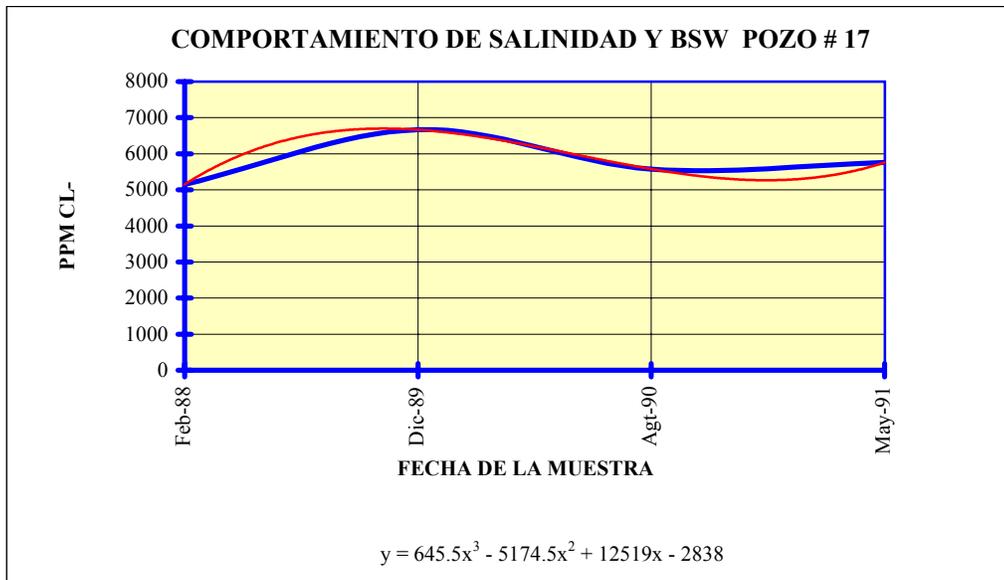
SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 10, ARENA T

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Dic-89	T	4606	34.9
Abr-90	T	4900	49
Jul-90	T	3939	39.7
Agt-90	T	5393	73.5
Abr-91	T	4242	31.4
Jul-91	T	3939	64.9
May-92	T	4393	20.3



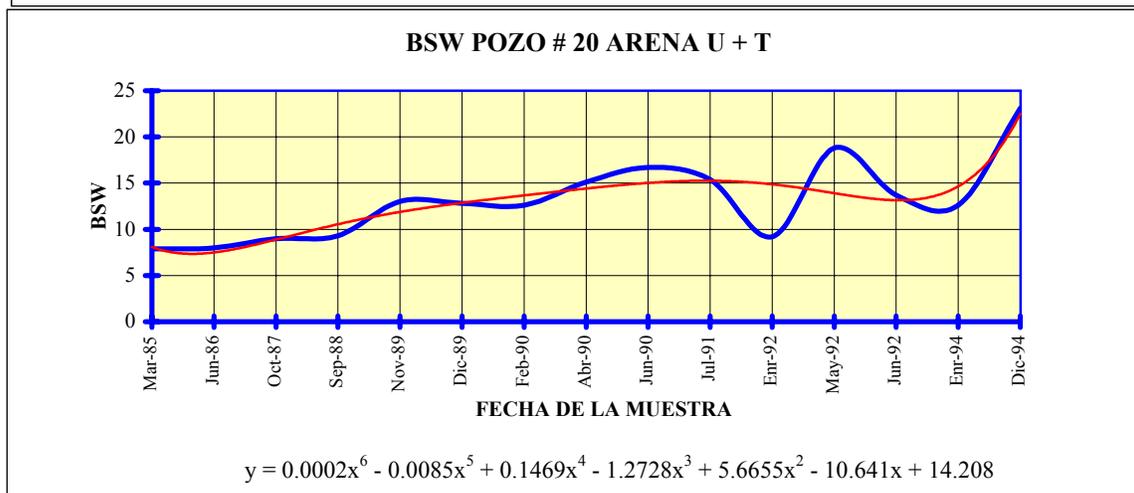
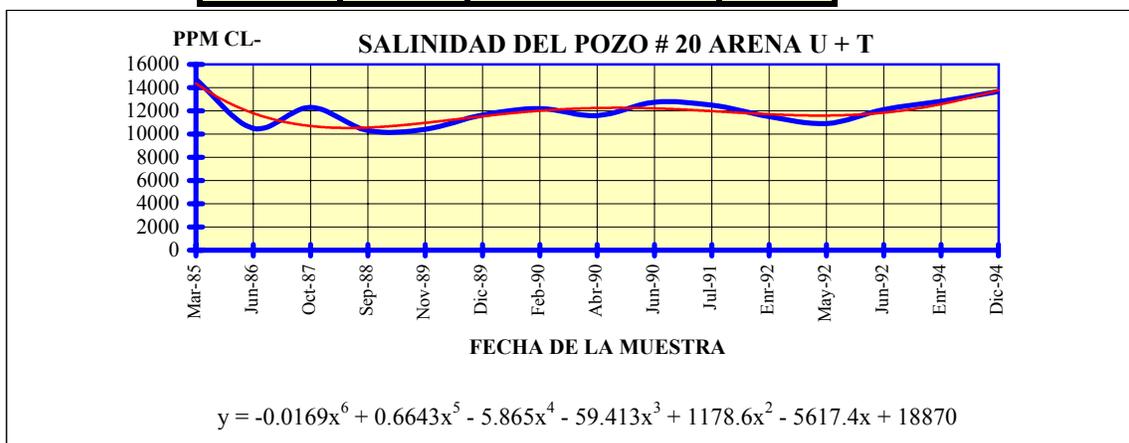
SALINIDADES Y BSW DEL POZO # 17

FECHA	ARENA	RESISTIVIDAD	BSW FORMACION
Feb-88	U	5152	7
Dic-89	U	6666	11
Agt-90	U	5577	7.4
May-91	U	5758	2.1



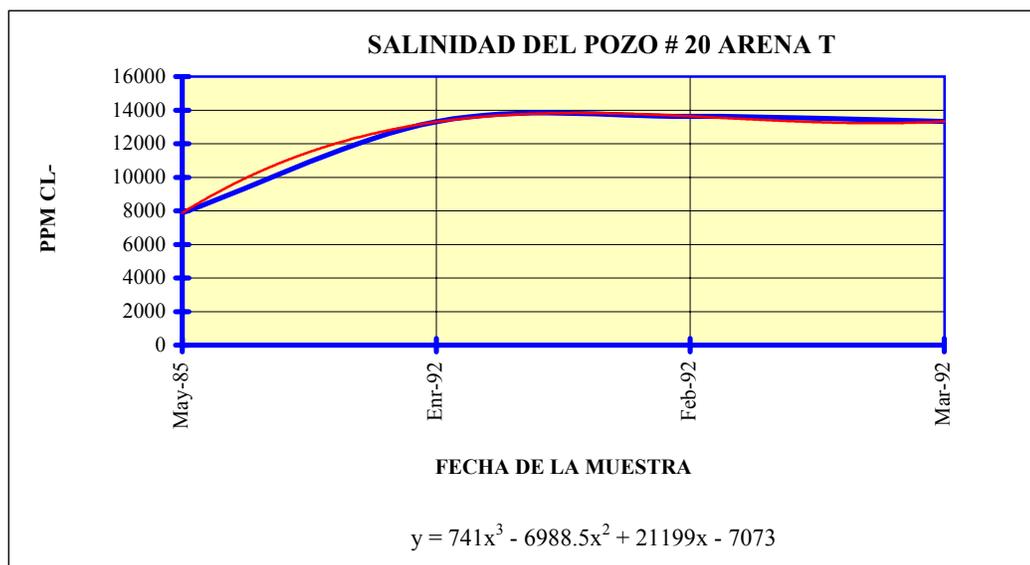
SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 20, ARENA U+T

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Mar-85	U + T	14700	7.9
Jun-86	U + T	10484	8
Oct-87	U + T	12300	9
Sep-88	U + T	10303	9.3
Nov-89	U + T	10424	13
Dic-89	U + T	11651	12.8
Feb-90	U + T	12181	12.6
Abr-90	U + T	11600	15.1
Jun-90	U + T	12727	16.7
Jul-91	U + T	12498	15.4
Enr-92	U + T	11515	9.2
May-92	U + T	10909	18.8
Jun-92	U + T	12121	13.7
Enr-94	U + T	12810	12.6
Dic-94	U + T	13676	23.1



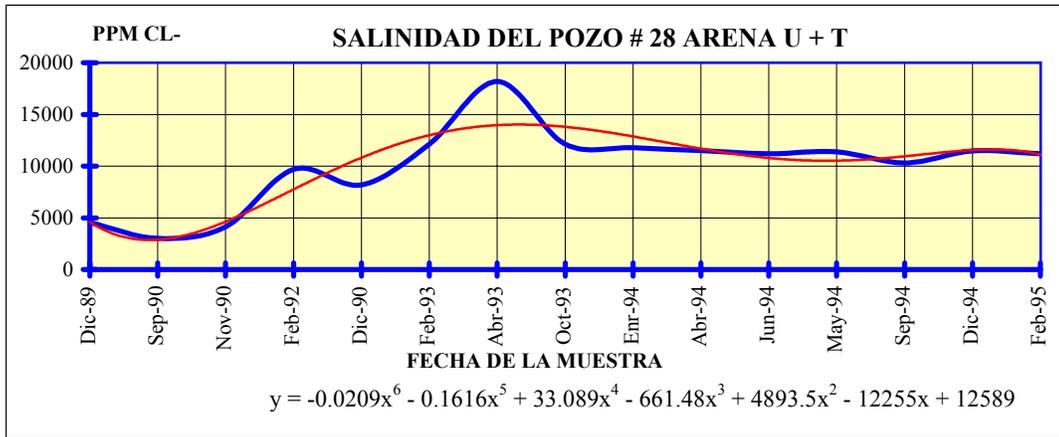
SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 20, ARENA T

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
May-85	T	7879	6
Enr-92	T	13300	11.1
Feb-92	T	13636	12.9
Mar-92	T	13333	17.2



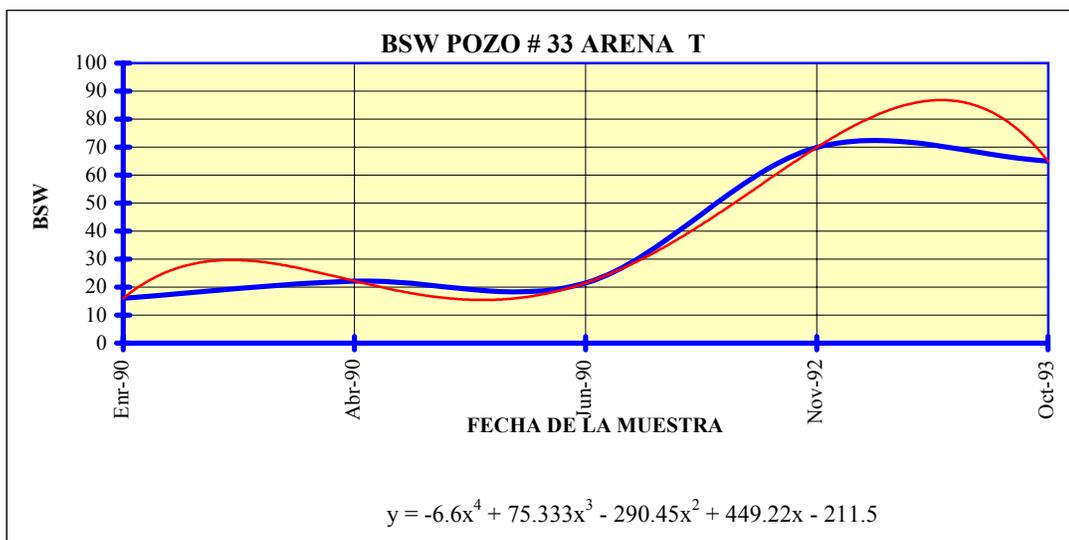
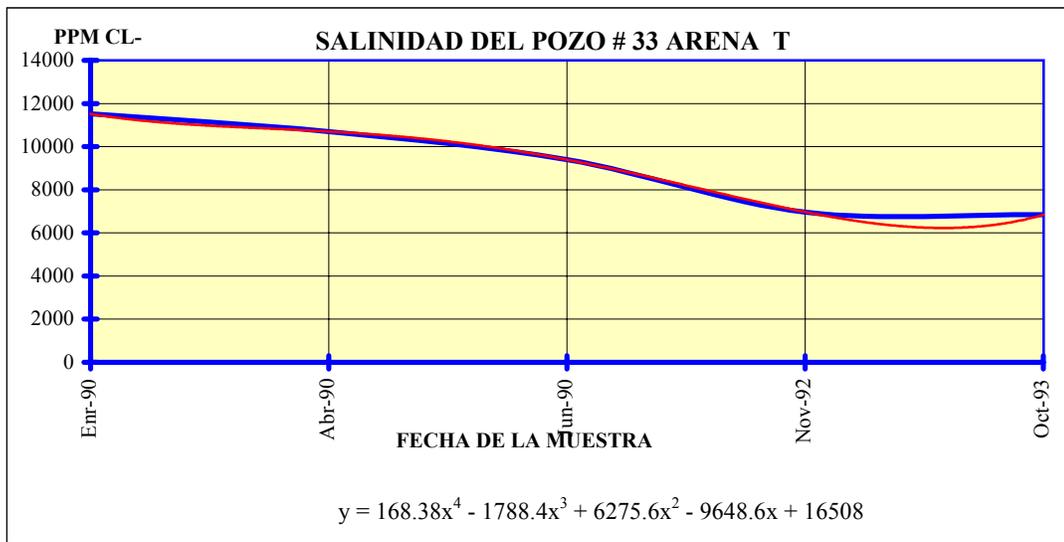
SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 28

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Dic-89	U + T	4545	1.8
Sep-90	U + T	3030	17.4
Nov-90	U + T	4121	5.5
Feb-92	U + T	9696	3.7
Dic-90	U + T	8184	20.7
Feb-93	U + T	12121	36
Abr-93	U + T	18181	31.7
Oct-93	U + T	12121	48.9
Enr-94	U + T	11800	45
Abr-94	U + T	11513	28.4
Jun-94	U + T	11212	68.3
May-94	U + T	11400	43.3
Sep-94	U + T	10303	56.7
Dic-94	U + T	11480	58.3
Feb-95	U + T	11212	58.9



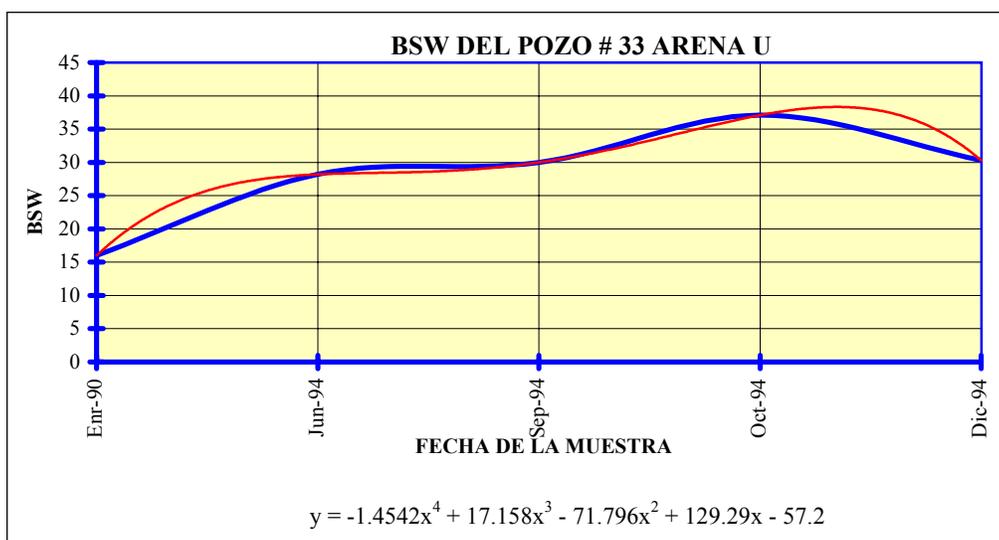
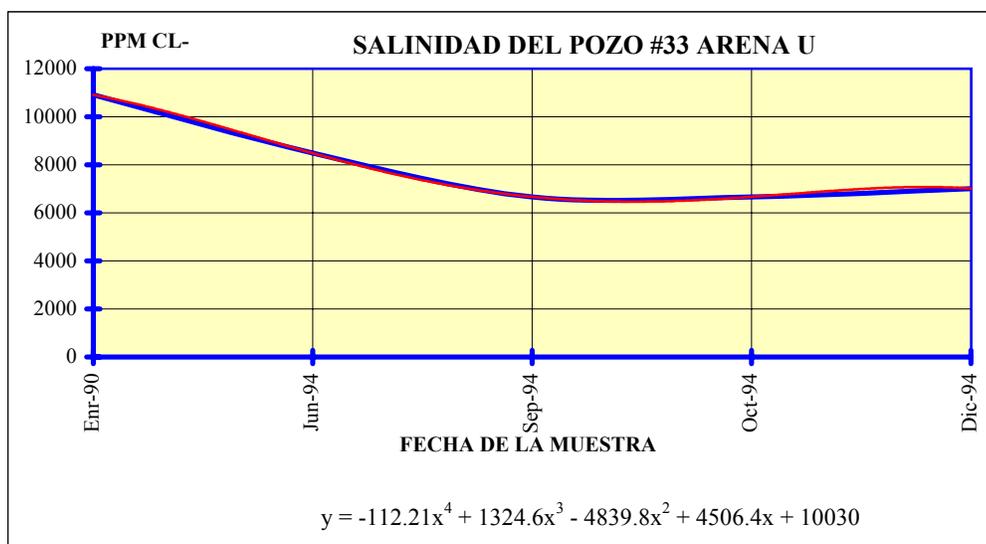
SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 33, ARENA T

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Enr-90	T	11515	16
Abr-90	T	10700	22.2
Jun-90	T	9394	21.5
Nov-92	T	6969	69.9
Oct-93	T	6838	65



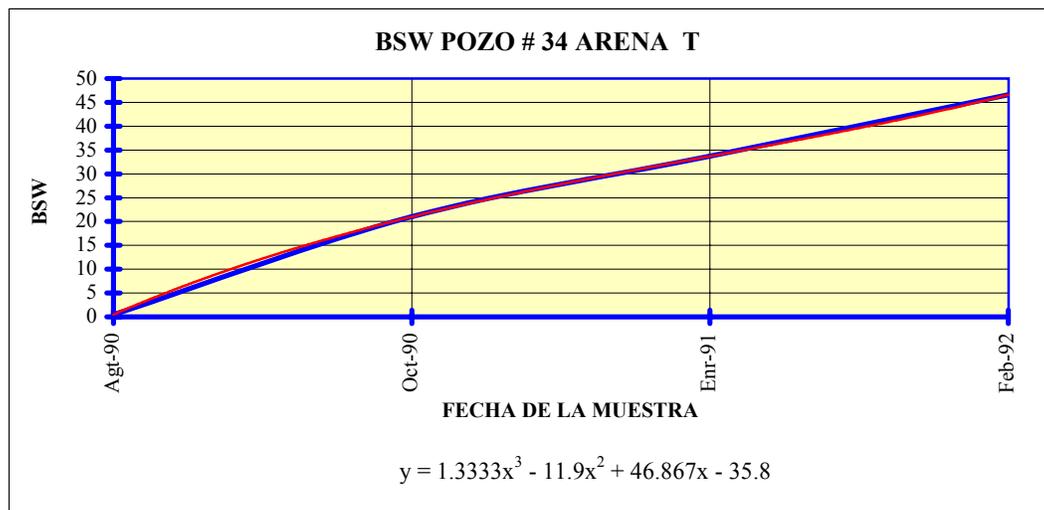
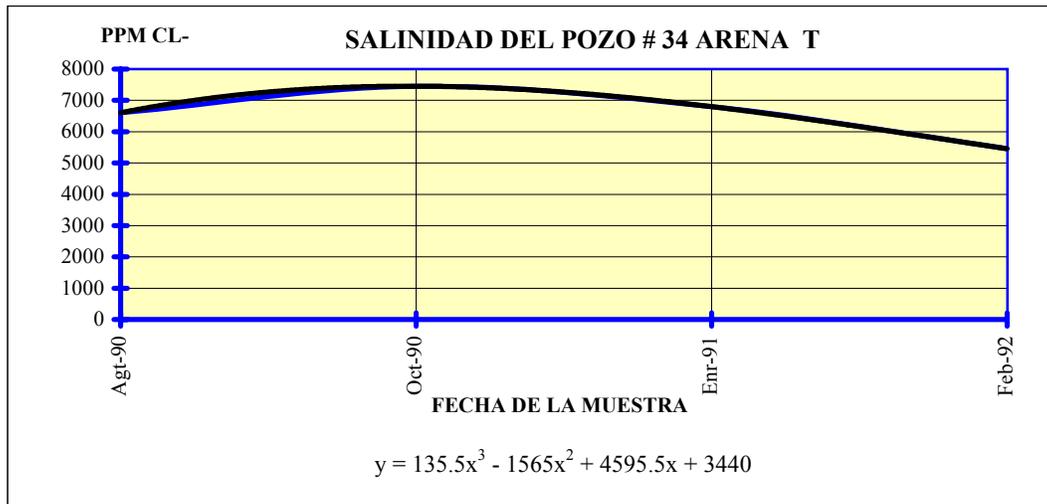
SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 33, ARENA U

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Enr-90	U	10909	16
Jun-94	U	8485	28.2
Sep-94	U	6666	30
Oct-94	U	6667	37.1
Dic-94	U	7010	30.3



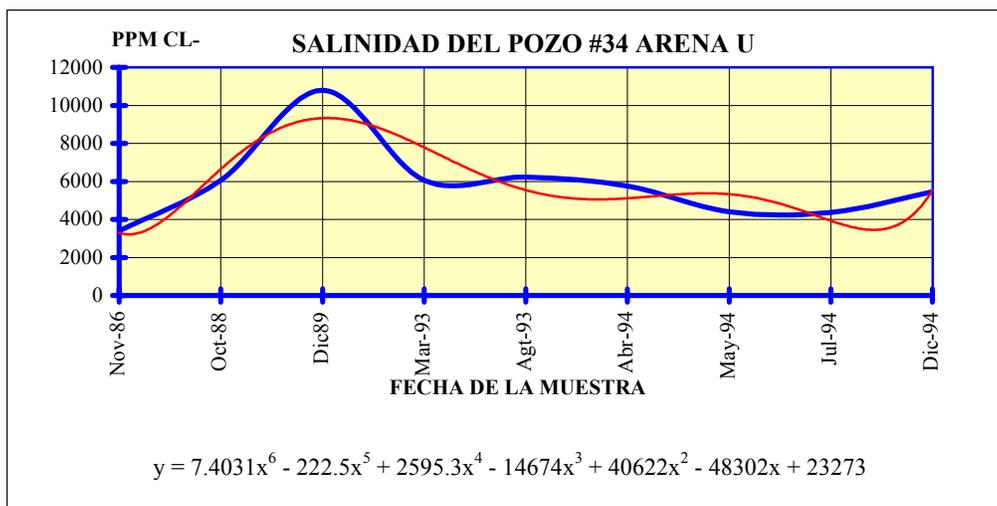
SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 34, ARENA T

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Agt-90	T	6606	0.5
Oct-90	T	7455	21
Enr-91	T	6800	33.7
Feb-92	T	5454	46.6



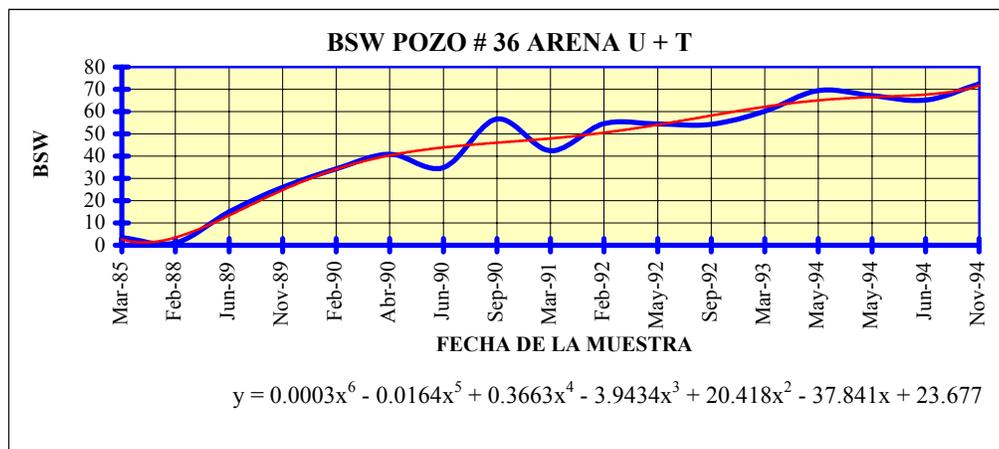
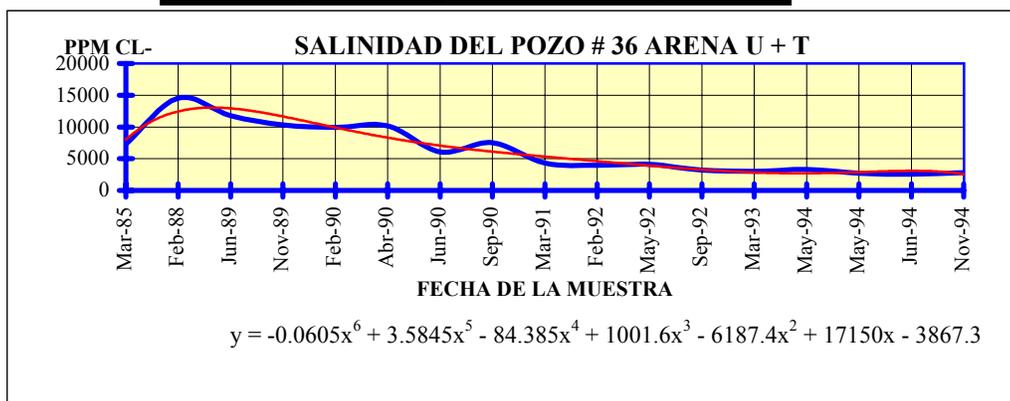
SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 34, ARENA U

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Nov-86	U	3394	61.5
Oct-88	U	6061	7.3
Dic89	U	10787	4
Mar-93	U	6061	35.2
Agt-93	U	6221	36.1
Abr-94	U	5758	38.8
May-94	U	4410	39
Jul-94	U	4363	38.5
Dic-94	U	5463	38.5



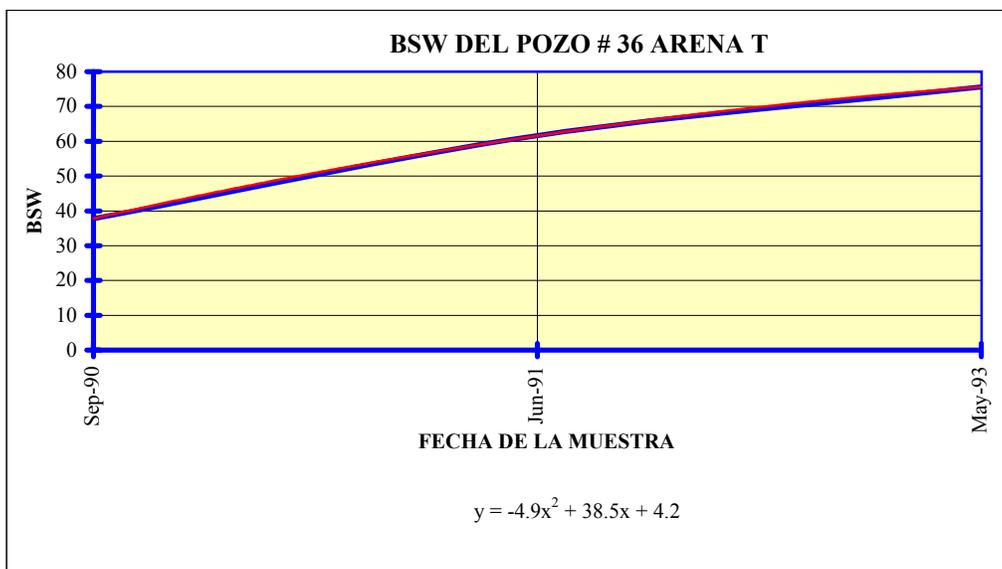
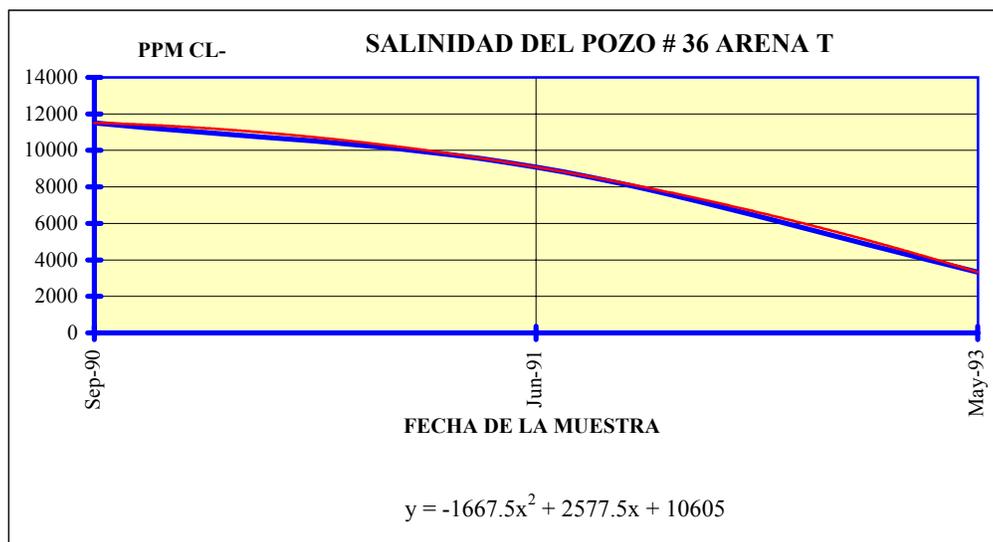
SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 36, ARENA U+T

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Mar-85	U + T	7333	3.4
Feb-88	U + T	14545	1
Jun-89	U + T	11800	15
Nov-89	U + T	10303	26
Feb-90	U + T	9909	34.3
Abr-90	U + T	10200	40.9
Jun-90	U + T	6060	34.8
Sep-90	U + T	7515	56.7
Mar-91	U + T	4303	42.5
Feb-92	U + T	3939	54.6
May-92	U + T	4121	54.5
Sep-92	U + T	3221	54.3
Mar-93	U + T	3030	60.1
May-94	U + T	3300	69.4
May-94	U + T	2728	67.2
Jun-94	U + T	2545	65.2
Nov-94	U + T	2818	72.4



SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 36, ARENA T

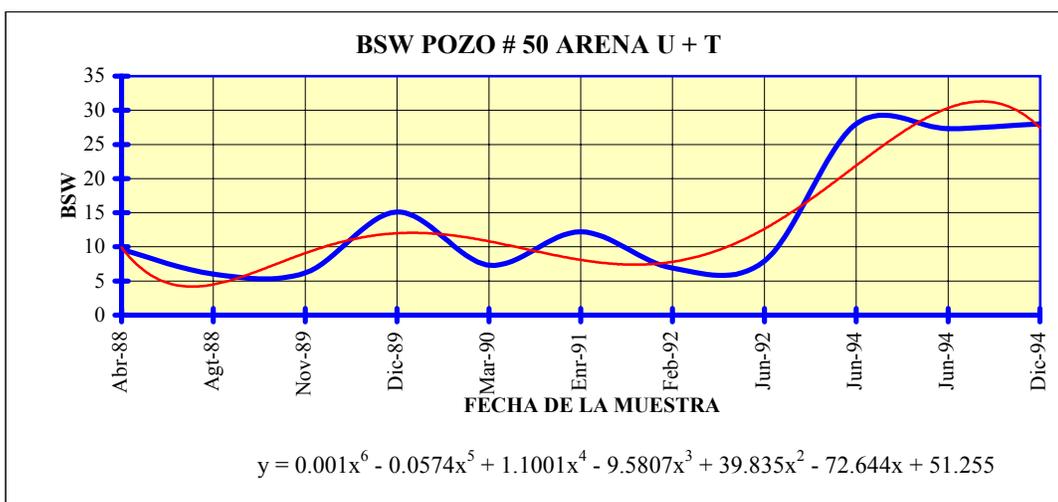
FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Sep-90	T	11515	37.8
Jun-91	T	9090	61.6
May-93	T	3330	75.6



Apéndice P, tabla # 9

SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 50

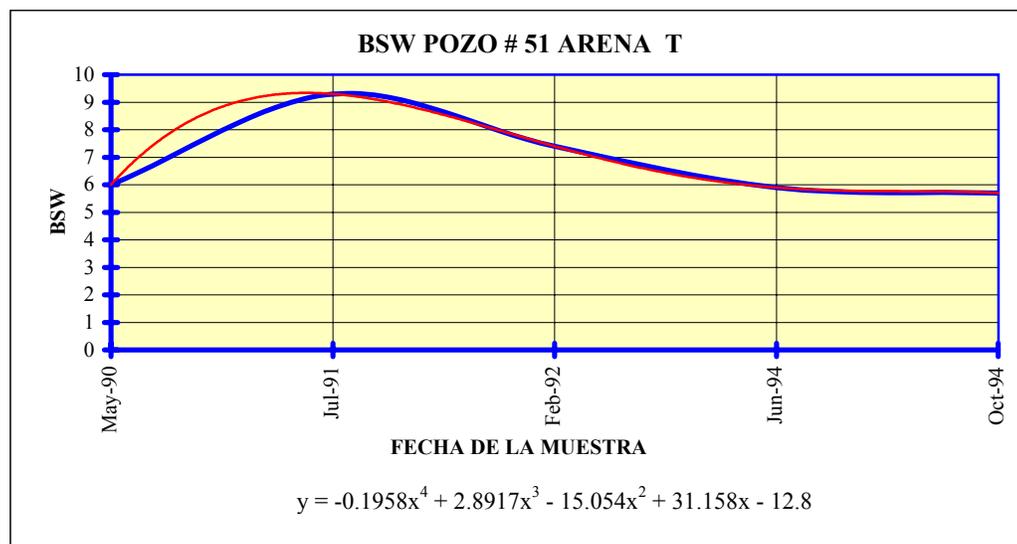
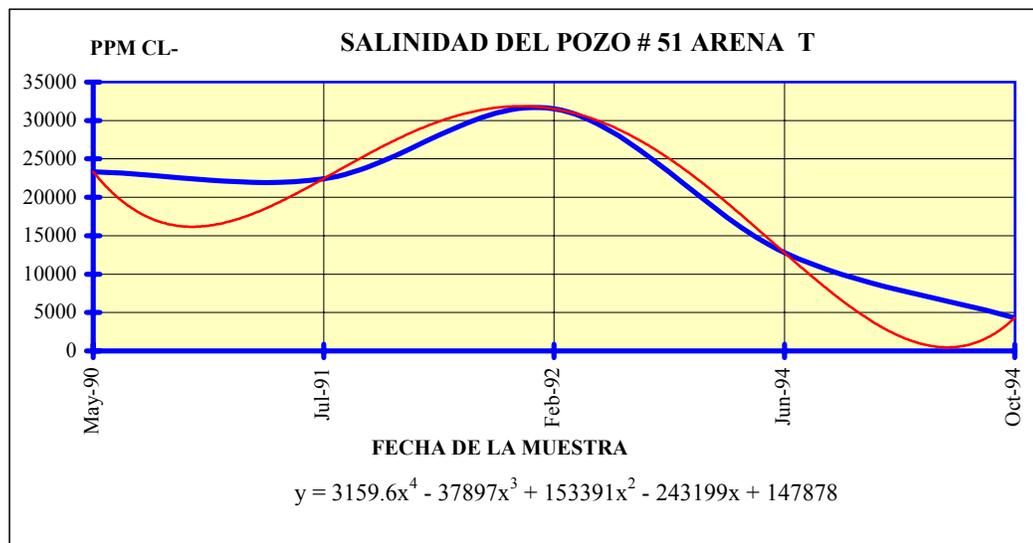
FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Abr-88	U + T	5454	9.6
Agt-88	U + T	8485	6
Nov-89	U + T	6960	6.2
Dic-89	U + T	10545	15.1
Mar-90	U + T	8498	7.3
Enr-91	U + T	9200	12.2
Feb-92	U + T	9697	6.9
Jun-92	U + T	8788	7.9
Jun-94	U + T	11500	28
Jun-94	U + T	10800	27.3
Dic-94	U + T	9988	28



Apéndice P, tabla # 10

SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 51

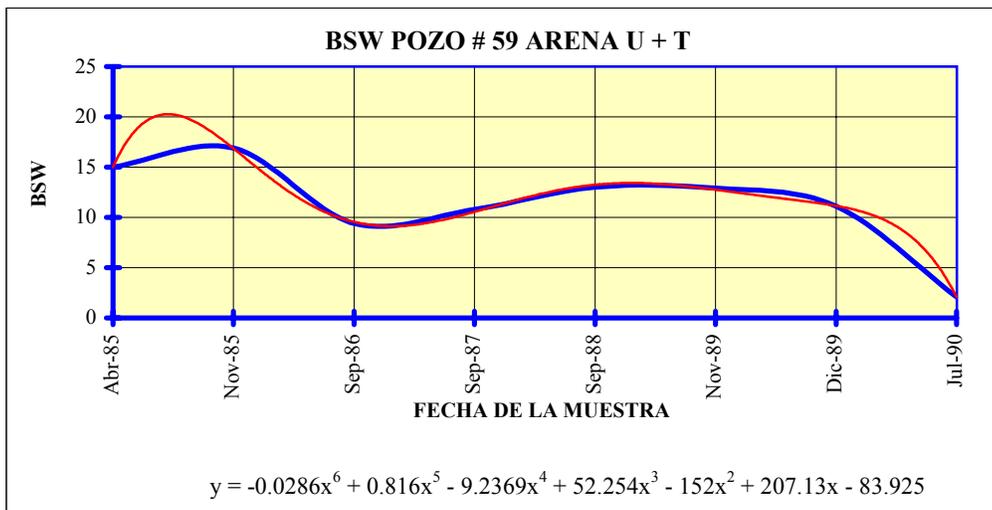
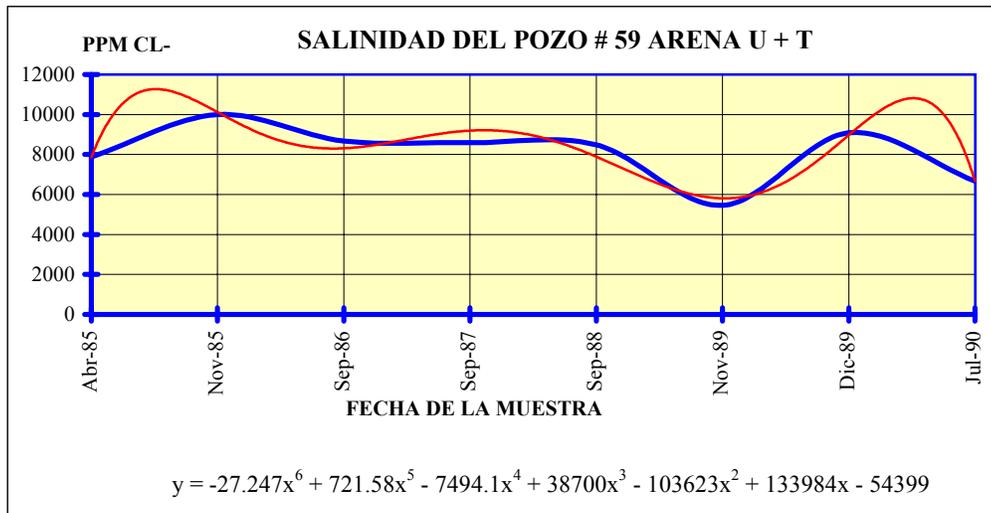
FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
May-90	T	23333	6
Jul-91	T	22424	9.3
Feb-92	T	31515	7.4
Jun-94	T	12800	5.9
Oct-94	T	4303	5.7



Apéndice P, tabla # 11

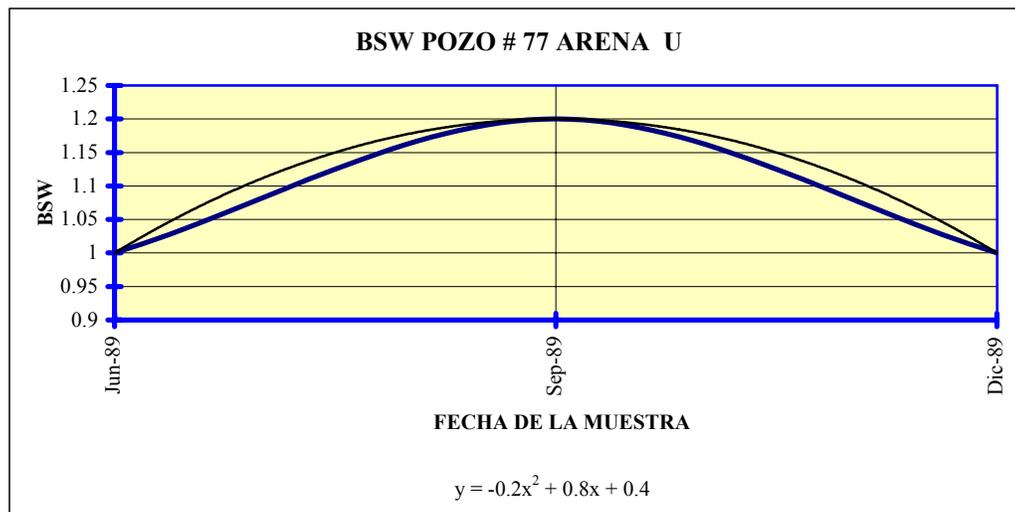
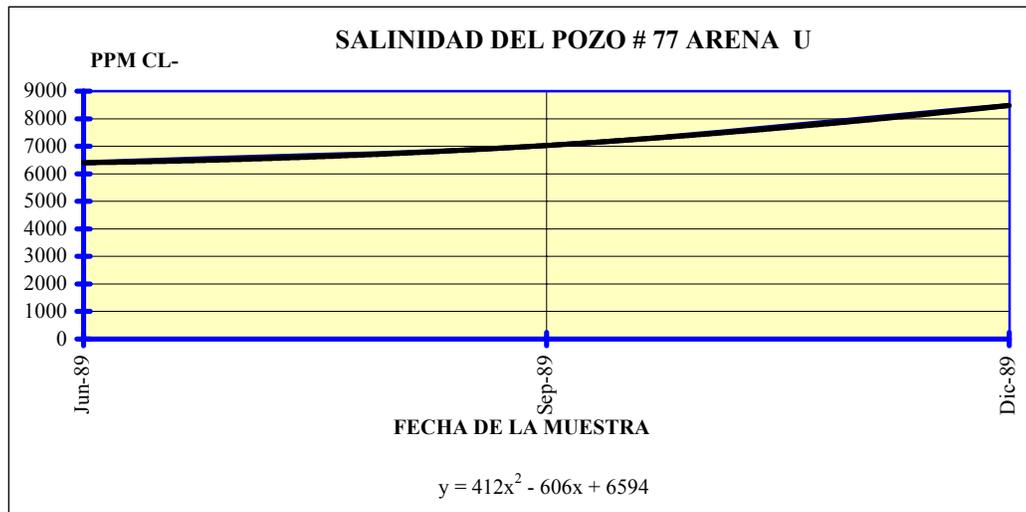
SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 59

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Abr-85	U + T	7879	15
Nov-85	U + T	10000	16.9
Sep-86	U + T	8667	9.4
Sep-87	U + T	8600	10.8
Sep-88	U + T	8484	13
Nov-89	U + T	5454	12.9
Dic-89	U + T	9090	11.1
Jul-90	U + T	6667	2.1



SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 77

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Jun-89	U	6400	1
Sep-89	U	7030	1.2
Dic-89	U	8484	1



SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 86

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Jul-88	U	6424	1
Sep-89	U	7273	1
Enr-90	U	16666	6
Mar-90	U	16363	8
May-91	U	16152	6
Enr-92	U	15152	25
Jun-92	U	21212	7
Feb-93	U	16364	52.4
Mar-93	U	16970	47.8
Oct-93	U	14545	68
May-94	U	12728	64
Jul-94	U	15152	97
Jul-94	U	15150	100



SALINIDAD Y BSW DEL POZO # 89

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Jul-89	U + T	8100	13
Agt-89	U + T	6303	26
Sep-89	U + T	5333	23
Oct-89	U + T	5100	20
Dic-89	U + T	4920	19
Mar-90	U + T	5455	15
Jun-90	U + T	5454	24
Sep-90	U + T	8189	38
May-91	U + T	4848	42

FECHA	ARENA	RESISTIV. PPM CL-	BSW
Feb-92	U	5454	28
Oct-92	U	3515	40.8
Agt-93	U	3620	62.1
May-94	U	4243	70
Jun-94	U	4848	58
Agt-94	U	4588	70.1
Sep-94	U	4545	69
Dic-94	U	4690	61.4

