

*Escuela Superior*

*“ Politécnica del Litoral ”*

**Departamento de Ingeniería  
de Geología, Minas y Petróleos**

*“Estudio sobre los Problemas de las Incrustaciones  
en un Campo del Oriente Ecuatoriano”*

**TESIS DE GRADO**

**Previa a la Obtención del título de  
INGENIERO DE PETROLEO**

Presentada por:

**Oswaldo Marcial Lozada**

*1.981*

**Guayaquil**

-

**Ecuador**

ESCUELA SUPERIOR  
POLITECNICA DEL LITOML

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEOS



"ESTUDIO SOBRE LOS PROBLEMAS DE LAS INCRUSTACIONES EN UN  
CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO"

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE:

INGENIERO DE PETROLEO

PRESENTADA POR:

OSWALDO MARCIAL LOZADA

GUAYAQUIL.-ECUADOR

1.981

## AGRADECIMIENTO

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Al Departamento de Ingeniería de Geología, Minas y Petróleos.

Al Director de tesis, Ing. Kléber Malavé T.

A mis profesores y compañeros de estudio.

A Texaco Petroleum Company.

A los Ingenieros y Técnicos que trabajan en el Oriente Ecuatoriano, que colaboraron en la elaboración de esta tesis.

DEDICATORIA

A **mis** padres:

SR. ALFONSO MARCIAL DOMINGUEZ

SRA. ANGELICA LOZADA PALACIOS

A mis hermanas:

MARTHA YOLANDA

GLADYS MERCEDES

LIGIA CECILIA

SOMIA ELIZABETH

*K.G. Malavé*

---

ING. KLEBER G. MALAVE  
Director de Tesis

DECLARACION EXPRESA

DECLARO QUE: Hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis son de mi exclusiva responsabilidad y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

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

  
OSWALDO MARCIAL LOZADA

## RESUMEN

La depositación de compuestos tales como el carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario en los canales de flujo de la formación, tuberías y equipo de producción, tiene que ser controlada continuamente en la industria del petróleo, debido a que cuando se forman traen como consecuencia una disminución de la tasa productiva de un pozo.

En los campos petrolíferos del Oriente Ecuatoriano, ocurre la depositación de carbonatos, principalmente, como resultado del alto porcentaje de agua que contiene el fluido producido por los pozos.

La inyección de químicos inhibidores de las incrustaciones, ha sido el tratamiento clave, para prácticamente eliminar la posibilidad de que se originen los depósitos de carbonatos, fenómeno que se venía presentando, casi desde el inicio de la vida productiva del campo.

Por esta razón es que se ha implementado un agresivo programa de inyección de químicos inhibidores de las incrustaciones, en la mayoría de los pozos productores del Oriente Ecuatoriano.

## VII

Para efectuar periódicamente los tratamientos que impiden la depositación de incrustaciones, tanto en la formación como en la boca del pozo y equipo de producción, se debe realizar un control sobre las partes por millón (ppm) residuales del inhibidor utilizado (visco 962) y sobre la producción del qufmico acumulado en intervalos de tiempo relativamente cortos.

El presente trabajo tiene por objeto, fundamentalmente, analizar los tipos de tratamientos anti-incrustantes empleados en el campo Lago Agrio. Además se efectúa una comparación de las producciones de los pozos antes y después de dichos tratamientos, con el fin de visualizar si existe o no, ganancia de producción por efecto de la inyección de qufmicos.



## INDICE

	Pág.
RESUMEN	VI
INDICE	V:II
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
HISTORIA DEL CAMPO OBJETO DE ESTUDIO	3
CAPITULO II	
CONDICIONES OPERACIONALES DEL CAMPO	6
2.1. Sistema de producción: Tubería de revesti- miento, tubería de produccibn, cabezal, li- neas de flujo, manifold, separadores y tan- ques de almacenamiento.	6
2.2. Pozos fluentes	11
2.3. Levantamiento artificial: Bomba sumergible	12
CAPITULO III	
TEORIA DE LAS INCRUSTACIONES	16
3.1. Por que se forman las incrustaciones.	16
3.2. Incrustaciones comes	17
3.3. Predicción de la formación de incrustacio- nes.	33
3.4. Mezcla de agua y compatibilidad.	43
3.5. Maneras de prevenir la formación de incrus- taciones.	46
3.6. Métodos para la remoción de las incrusta- ciones.	62
CAPITULO IV	
CONSIDERACIONES OPERACIONALES PARA LA REALIZA- CION DE LOS TRATAMIENTOS ANTI-INCRUSTANTES.	81
4.1. Tipos y criterios para seleccionar el tra- tamiento anti-incrustante.	82

	Pág.
✱ 4.2. Tratamiento preventivo	84
4.3. Programa operacional para realizar el tratamiento preventivo.	86
4.4. Tratamiento de limpieza.	89
4.5. Programa operacional para efectuar el tratamiento de limpieza.	91
4.6. Químicos y equipos utilizados.	93
4.7. Costos de los tratamientos.	98
CAPITULO V	
ESTADISTICA DE LA PRODUCCION DE LOS POZOS DEL CAMPO.	101
5.1. Pruebas de producción de los pozos en estudio.	101
5.2. <u>Ganancia</u> de producción después del tratamiento.	102
CAPITULO VI	
CONTROL DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO	104
6.1. Tiempo entre una inhibición y la siguiente.	104
6.2. Partes por millón residuales.	105
6.3. Producción del químico acumulado.	109
CAPITULO VII	
ANALISIS DE RESULTADOS	112
CAPITULO VIII	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	115
APENDICE	118
NOMENCLATURA	
REFERENCIAS	

## INTRODUCCION

Los compuestos tales como el carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario, son producidos junto con el fluido del pozo cuando el corte de agua es alto, y pueden cristalizarse o precipitarse como resultado de una caída de presión y/o cambio de temperatura.

Estas incrustaciones en la mayoría de los casos, reducen la producción de petróleo debido al taponamiento de la formación, perforaciones y equipo de producción, llegando en algunas ocasiones, a eliminar por completo el flujo del pozo, ácidos, sales, fosfatos y polímeros se han sugerido como posibles soluciones para el tratamiento químico. Muchas sales-trabajan como inhibidores de incrustaciones, pero algunas son corrosivas y además presentan la desventaja de que para efectuar con ellas un tratamiento anti-incrustante, se requiere de gran cantidad de las mismas. Por esta razón no son muy utilizadas.

El ácido hidroclorhídrico es efectivo, cuando las incrustaciones son básicamente de naturaleza carbonatadas y aún a pesar de su propiedad corrosiva, es muy utilizado para eliminar la depositación de las incrustaciones carbonatadas, como son las que ocurren en el campo Lago Agrio.

La depositación del material incrustante, trae como conseque

cuencia, problemas costosos a la industria hidrocarburife  
rn, no sólo por el hecho de que se restringe, y en ocasione  
s totalmente la producción, sino por que además origina  
la ineficacia y fallas de los equipos de producción, tan  
to de subsuelo como de superficie.

## CAPITULO I

### HISTORIA DEL CAMPO OJETO DE ESPUDIO

La producción de la mayoría de los pozos del campo Lago A  
grio, proveniente del yacimiento Hollin, fue seriamente a  
fectada desde mediados del año 1974 como consecuencia de  
la depositación de sales de carbonato de calcio en todo  
el sistema de producción, especialmente en la sarta de  
completación, cabezal del pozo y línea de flujo. Cichas  
sales prcvienen del agua de formación que se produce jun  
to al petróleo.

Las depositaciones, que pueden llegar a ser tan consolida  
das como una roca, actúan como verdaderos estranguladores,  
obstruyendo el paso del fluido, es decir restringiendo -  
considerablemente la tasa de producción y en algunas oca  
siones taponando completamente el flujo del pozo.

Tan pronto como fue detectado el problema, se tomo acción  
para solucionarlo. La primera medida fue la de bombear áci  
do hidrociorhídrico al 15% mezclado con un solvente (Tolue  
no), con el fin de disolver el carbonnto de calcio acumula  
do.

Esta medida aunque lograba sus propósitos, o sea el de eli  
minar las incrustaciones carbonatadas, resultó ser solo  
un paleativo, ya que en corto tiempo volvían a ocurrir las

deposiciones de los carbonatos, teniendo entonces que repetir el tratamiento con una frecuencia cada vez mayor. Este hecho trajo como consecuencia el incremento de los costos de producción y mayores problemas operacionales. Casi paralelamente al inicio del tratamiento con ácido, se comenzó la inyección de químico inhibidor de incrustaciones en la superficie, con el fin de proteger las líneas de flujo y facilitar la producción, lo cual fue conseguido. Sin embargo, la deposición de los carbonatos dentro del pozo seguía ocurriendo.

En base a los resultados obtenidos con la inyección de químicos en superficie, y a pesar de ciertas reservas respecto al resultado favorable de un tratamiento preventivo de las incrustaciones en las arenas petrolíferas, especialmente en pozos con las características del campo Lago Agrio, donde la formación productora está a una profundidad promedio de 10.000 pies, con una presión de yacimiento de 4200 Lpc y teniendo empuje hidrodulico natural, se procedió a diseñar y poner en práctica un programa de inyección forzada a la formación Hollin, del químico inhibidor de incrustaciones Visco 962.

El primer pozo tratado fue el Lago Agrio 17, en Enero de 1974, con resultados halagadores. Esto ocasionó la aplicación del tratamiento a 4 pozos más en el año 1976, lo-

grando en todos los casos exitosos resultados, en especial en el pozo Lago Agrio N° 6 donde se eliminó por completo, el problema de las depositaciones y se experimentó un apreciable aumento en la tasa productiva. Los beneficios que dieron estas pruebas, trajeron como consecuencia, la puesta en marcha de un agresivo y periódico programa de inhibiciones utilizando el químico Visco 962, lo cual ha permitido que en la actualidad, el **problema** ocasionado por las incrustaciones esté práctica y eficientemente controlado.

## CAPITULO II

### CONDICIONES OPERACIONALES DEL CAMPO

#### 2.1, SISTEMA DE PRODUCCION DEL CAMPO: TUBERIA DE REVESTIMIENTO, TUBERIA DE PRODUCCION, CABEZAL, LINEAS DE FLUJO "MANIFOLDS", SEPARADORES Y TANQUES DE ALMACENAMIENTO

En el campo en el cual se ha efectuado el presente estudio, la producción de hidrocarburos luego de que el pozo ha sido perforado y completado sigue la siguiente secuencia: iniciándose desde la formación, llega a la boca del pozo, fluye por la sarta de producción alcanzando el cabezal o árbol de navidad, de donde a través de las líneas de superficie el fluido producido es llevado a los "manifolds", válvulas de uso múltiple, que se pueden manejar en una de las 3 siguientes direcciones: al separador de prueba, al de producción o para cerrar el flujo del pozo. De los "manifolds" el fluido va al separador sea de prueba o de producción, de donde se logra separar del petróleo la mayor cantidad de agua y gas que fluye junto con él. Después de efectuada esta primera separación, el petróleo pasa a los tanques de lavado y finalmente a los tanques de almacenamiento, de donde es bombeado al Oleoducto Transecuatoriano.



A continuación vamos a describir brevemente cada una de las secciones del sistema de producción por donde pasa el fluido producido de los pozos, analizando las principales funciones que cumplen cada una de ellas. En la figura 1 se presenta un diagrama explicativo del sistema de producción utilizado en el campo Lago Agrio.

#### a. TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Para evitar el desmoronamiento de las paredes del pozo durante su vida productiva, es preciso dotarlo de tubería de revestimiento (4), la misma que es colocada en el pozo después de finalizada la perforación. Con este objetivo, se bombea cemento para introducirlo en el espacio comprendido entre la pared del hueco y la tubería de revestimiento.

Después de cementada la tubería de revestimiento, se procede a disparar el pozo mediante el uso de un **ca-**56n accionado eléctricamente desde superficie, con el fin de facilitar un medio para que los fluidos de la formación puedan alcanzar la boca del pozo,

#### b) TUBERIA DE PRODUCCION

Debido a que la tubería de revestimiento debe permanecer en el pozo, en forma permanente, y su reparación o reemplazamiento en caso de daño sería muy costoso,

otra sarta de tuberfa es colocada en el pozo, a través de la cual fluirá el petróleo producido. Esta sarta se la conoce como tuberfa de produccidn (1) o de completación, y se la utiliza como un medio para el flujo del fluído, desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Para flufir el pozo no se emplea la tuberfa de revestimiento debido a que es generalmente de diámetro demasiado grande para permitir que el pozo fluya en forma eficiente, o en algunos casos para mantener flujo continuo.

Durante la vida productiva del pozo, la tuberfa de producción o de completación se utiliza para instaiar diferentes mecanismos de levantamiento artificial.

La tuberfa de producción o completación se encuentra suspendida desde el cabezal del pozo (en superficie) y generalmente llega hasta unos pocos pies por arriba del fondo del pozo.

#### c) CABEZAL DEL POZO O ARBOL DE NAVIDAD

Una vez que ha sido corrido en el pozo la tuberfa de completación, se coloca en la superficie el cabezal o árbol de navidad (4), que es un conjunto de conexiones y válvulas, que tienen como objetivo primordial asegu

rar que el fluido del pozo se encuentre siempre bajo control. Además, suministran el medio, para que sea posible el flujo de los hidrocarburos hacia la estación recolectora de fluidos.

#### d) LINEAS DE FLUJO

Estas líneas de flujo son tuberías, que van instaladas en superficie, a partir del cabezal del pozo, con el fin de facilitar el flujo de los hidrocarburos hasta la estación recolectora de fluidos.

El diámetro de las líneas de flujo se determina en función de la presión y de la tasa de producción de cada pozo.

#### e) "MANIFOLDS"

En la estación recolectora, donde llegan varias líneas de flujo de diferentes pozos, se encuentran los "manifolds", los mismos que son válvulas de paso múltiple. Existe un "manifold" para cada pozo.

Estas válvulas pueden colocarse en 3 posiciones diferentes, dependiendo de si el pozo se lo conecta al separador de prueba, al separador de producción o si se quiere cerrar el flujo del pozo.

## f) SEPARADORES

Las mezclas de petróleo son a menudo complejas y difíciles de separar de manera eficiente. Por esta razón, se utilizan los separadores (1), en los cuales se logra separar el petróleo, agua y gas.

La forma más simple de un separador de petróleo, agua y gas es un tanque pequeño, en el cual la fuerza de gravedad es usada para separar estos 3 fluidos.

El agua por tener mayor densidad ocupa el fondo del tanque, de donde se la elimina drenándole a la piscina. El petróleo al salir del separador pasa al tanque de lavado, donde se efectúa una segunda separación del agua. El gas por ser más liviano ocupa la parte superior del tanque y de allí se lo conduce a los sistemas de recolección de gas. Los modernos separadores, además de la fuerza de gravedad hacen uso de otras fuerzas para obtener una mejor separación posible de petróleo agua y gas.

## g) TANQUES DE ALMACENAMIENTO

El petróleo después de pasar por los separadores, pasa al tanque de lavado (wash tank), el cual tiene un colchón de agua. El petróleo ingresa al tanque de lavado por la parte inferior y por densidad se localiza en la

parte superior. Durante este trayecto, en que el petrólee sube hacia la superficie, el colchón de agua existente atrapa a las partículas de aqua que han quedado en el petróleo.

Después de este lavado el petróleo pasa por el tanque de surgencia (surge tank), donde ocurre una segunda separación del agua, todavía remanente en el petróleo, en base al mismo proceso que tuvo lugar en el tanque de lavado. De aquí el hidrocarburo sigue al tanque de Oleoducto, de donde finalmente es bombeado al terminal de Balao.

## 1.2. POZOS FLUYENTES

En este tipo de pozos, es la energía natural del yacimiento la que impulsa el fluido de la formación hacia la superficie. El diámetro de la tubería de producción tiene un papel importante en el flujo del fluido y por lo tanto incide en la tasa de producción. Un diámetro muy grande puede permitir que mucho gas venga hacia arriba sin añadir impulso al petróleo, o sea se desperdiciará energía; si el diámetro es muy pequeño, dará como resultado una mayor fricción entre el fluido y la tubería de producción. Muchos pozos fluyentes (4) tienen altas presiones en la superficie, y para controlar estas presiones se deben tomar especiales precauciones.

En muchos campos petrolíferos existe más de un horizonte productor, teniendo cada uno de ellos presiones y propiedades del fluido diferentes, lo que obliga a explotar por separado cada uno de dichos horizontes. Existen sistemas y técnicas especiales de completación, que permiten efectuar la explotación a través de un mismo pozo.

Pero hay también condiciones particulares que obligan a perforar un pozo en particular, para la explotación de algunos de estos horizontes. En estos casos son condiciones de orden económico las que deciden la mejor alternativa.

La producción de petróleo en el mundo, por flujo natural, es mayor que la obtenida por métodos artificiales. Siendo también el método de producción más simple y menos costoso.

No obstante, su eficacia disminuye, conforme la presión y la tasa de flujo decrecen. En este caso se impone el empleo de otros métodos de producción.

La Figura 2 muestra la completación de un pozo que fluye en forma natural.

### 2.3. LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: BOMBAS ELÉCTRICAS SUMERGIBLES

Cuando las presiones de los pozos han declinado tanto -

que ya no fluyen mediante la utilización de la energía natural de la formación, es necesario continuar la operación de los mismos por medio de sistemas de extracción artificial como es el caso del método electrocentrífugo (3).

La bomba en este tipo de levantamiento, va colocada como parte de la tubería de producción y asentado por debajo del nivel que el fluido alcanza en el pozo.

El método consiste en levantar los fluidos de la formación, desde el fondo del pozo hasta la superficie, mediante la acción de una bomba centrífuga de múltiples etapas, la cual a su vez es accionada por un motor eléctrico sumergible.

Este método de levantamiento artificial consta de:

- a. Equipo superficial
- b. Equipo de subsuelo

El equipo superficial está compuesto de:

1. Tablero de control
2. Transformador eléctrico
3. Carreto
4. Amortiguador
5. Cabezal o cabezote.

El equipo de subsuelo consta de:

1. Motor eléctrico sumergible
2. Protector
3. Separador de gas
4. Bomba centrífuga
5. Cable eléctrico principal
6. El cable plano y extensión o enchufe

Entre las principales ventajas y desventajas que ofrecen el empleo de las bombas eléctricas sumergihles tenemos las que se enumeran a continuacibn.

#### Ventajas

1. No hay límite de profundidad, ya que se pcseen bombas de elevada capacidad.
2. Los volúmenes altos de bombeo de las unidades disponibles ofrecen hajos costos de operación.
3. El equipo suministra facilidades de intercambio, por una de mayor o menor capacidad a un costo moderado.

#### Desventa ñas

1. Requiere forzosamente facilidades de energía eléctrica (en zonas aisladas no se utilizan).
2. Con volúmenes bajos de bombeo, se tienen los costos mdximos de mantenimiento y operacidn.



El equipo de subsuelo consta de:

1. Motor eléctrico sumergible
2. Protector
3. Separador de gas
4. Bomba centrífuga
5. Cable eléctrico principal
6. El cable plano y extensión o enchufe

Entre las principales ventajas y desventajas que ofrecen el empleo de las bombas eléctricas sumergibles tenemos las que se enumeran a continuación.

#### Ventajas

1. No hay límite de profundidad, ya que se poseen bombas de elevada capacidad.
2. Los volúmenes altos de bombeo de las unidades disponibles ofrecen bajos costos de operación.
3. El equipo suministra facilidades de intercambio, por una de mayor o menor capacidad a un costo moderado.

#### Desventajas

1. Requiere forzosamente facilidades de energía eléctrica (en zonas aisladas no se utilizan).
2. Con volúmenes bajos de bombeo, se tienen los costos máximos de mantenimiento y operación.

3. La instalación y mantenimiento del equipo, requiere de una técnica especializada y por lo tanto los costos de operación son elevados.
4. Puede originar o acentuar problemas de conificación de agua. Además origina graves problemas de producción de arena.

En la Figura 3 se presenta la completación de un pozo que produce por levantamiento artificial, utilizando bomba eléctrica sumergible.

## CAPITULO III

### TEORIA DE LAS INCRUSTACIONES (2)

#### 3.1, POP. QUE SE FORMAN LAS INCRUSTACIONES?

La solubilidad está definida como la cantidad límite de soluto que puede ser disuelta en un solvente, bajo un determinado conjunto de condiciones físicas.

Los elementos químicos de interés están presentes en soluciones acuosas, como iones. Ciertas combinaciones de estos iones son compuestos que tienen muy poca solubilidad en el agua. Además el agua tiene una capacidad límite para mantener estos compuestos en solución y cuando dicha capacidad o solubilidad es excedida, los componentes de la solución se precipitan como sólidos.

En consecuencia, la precipitación de materiales sólidos que dan origen a la formación de incrustaciones, puede ocurrir debido a las siguientes razones:

- a. Por que el agua contiene iones, los cuales son capaces de formar compuestos de solubilidad limitada.
- b. Si hay un cambio en las condiciones físicas o en la composición del agua, lo cual disminuye la solubilidad por debajo de las concentraciones presentes.

Los sólidos precipitados pueden, ya sea mantenerse en

suspensión en el agua, o formar una incrustación coherente sobre una superficie, tal como en la pared de una tubería. El taponamiento de la formación puede ocurrir por filtración de las partfculas suspendidas en el agua. O, el incrustamiento sólido puede formarse en la cara de la formación. Ninguna de las 2 situaciones son deseables. La dificultad de remoción puede variar con el tipo de taponamiento que ha ocurrido.

Frecuentemente la formación de las incrustaciones regtringe el paso del fluido a través de las líneas de flujo y de inyección, y en las sartas de tuberías. También a menudo la corrosión es más severa cuando hay la formación de un depósito de incrustación. En resumen, las incrustaciones formadas por el agua son responsables de muchos problemas en la producción de pozos de petróleo, y un control efectivo de las mismas. deber ser uno de los principales objetivos de cualquier operacidon eficiente de inyeccidn de agua.

### 3.2. INCRUSTACIONES COMUNES

De las diferentes incrustaciones posibles formadas por el agua, sólo pocas de ellas son generalmente encontradas en las aguas de los campos petrolíferos. Estas incrustaciones están listadas a continuación en la tabla N<sup>o</sup> 1 junto con las principales variables que afectan su

solubilidad.

TABLA N<sup>o</sup> 1  
 INCRUSTACIONES MAS COMUNES

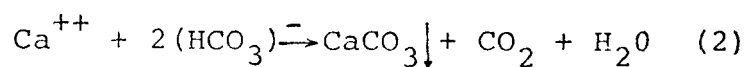
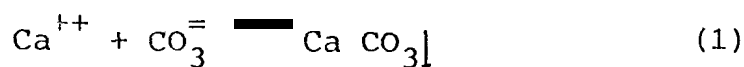
NOMBRE	FORMULA QUIMICA	VARIABLES PRINCIPALES
Carbonato de calcio (cal-cita)	$\text{Ca CO}_3$	Presión parcial del $\text{CO}_2$ pH temperatura, total de sales disueltas.
Sulfato de calcio yeso (más común) Anhidrita	$\text{Ca SO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{Ca SO}_4$	Temperatura, total. de sales disueltas. Presión
Sulfato de bario. Sulfa-to de Estron-cia.	$\text{Ba SO}_4$ $\text{Sr SO}_4$	Temperatura, total de sales disueltas.
Compuestos de hierro.		
Carbonato fe-rroso.	$\text{Fe CO}_3$	Corrosión
Sulfuro ferro-so.	$\text{Fe S}$	Gases disueltos
Hidróxido fe-rroso	$\text{Fe(OH)}_2$	pH
Hidróxido fé-rrico.	$\text{Fe(OH)}_3$	
Oxido férrico	$\text{Fe}_2\text{O}_3$	

*Referencias  
 (2)*

Analicemos cada tipo de incrustación y las variables que inciden en la solubilidad de ellas

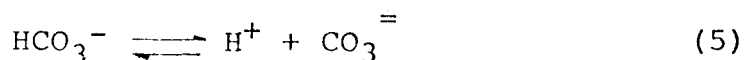
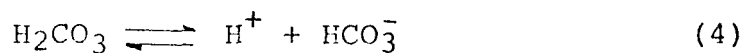
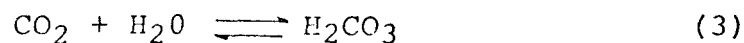
### 3.2.1. Carbonato de calcio

La incrustación de carbonato de calcio puede ser formada por la combinación del ión calcio, ya sea con los iones carbonato o bicarbonato de la siguiente manera:



#### A. Efecto del $\text{CO}_2$

La presencia del  $\text{CO}_2$  incrementa la solubilidad del carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) en el agua. Cuando el dióxido de carbono se disuelve en el agua, forma el ácido carbónico, el cual se ioniza de acuerdo a la siguiente serie de ecuaciones.



Solamente un pequeño porcentaje de los iones bicarbonatos se disocian para formar  $\text{H}^+$

Y  $\text{CO}_3^-$  como se aprecia en la ecuación (5). Los iones bicarbonatos exceden ampliamente el número de iones carbonatos presentes, bajo condiciones normales. En consecuencia, se piensa que la ecuación (2) es la expresión más exacta para la precipitación del carbonato de calcio<sup>(7)</sup>.

Como la concentración del  $\text{CO}_2$  en solución se incrementa, la reacción cambia hacia la izquierda, resultando una menor precipitación del carbonato de calcio ( $\text{Ca CO}_3$ ). El agua también llega a ser más ácida (disminución del pH) con la adición de  $\text{CO}_2$  al agua.

La cantidad de  $\text{CO}_2$  que se disolverá en el agua es proporcional a la presión parcial del  $\text{CO}_2$  en el gas, sobre el agua, que se calcula de la siguiente forma:

Presión parcial del  $\text{CO}_2$  = (Fracción Molar de  $\text{CO}_2$  en el gas) (Presión Total).

Por tanto, si un sistema está operando a 1200 Lpc y el gas asociado contiene el 10% molar de  $\text{CO}_2$  (1 peso molecular de  $\text{CO}_2$  por 10 pesos moleculares de gas), la presión parcial del  $\text{CO}_2$  en el gas es:

$$(0.1) (1200) = 120 \text{ lpc}$$

Entonces, ya sea que **la** presión del sistema o el porcentaje de  $\text{CO}_2$  en el gas fuesen incrementados, la cantidad de  $\text{CO}_2$  disuelto en el agua también se incrementará.

Un conjunto de datos analizados para una **a-**gua particular a la temperatura ambiente, muestra un incremento triple en la solubilidad del carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), cuando la presión parcial del  $\text{CO}_2$  sobre el agua se incrementa de 15 a 750 lpc.

Lo inverso también es cierto, siendo esto una de las mayores causas para la deposición de las incrustaciones de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ). En cualquier punto del **sis**tema donde ocurre una caída de presión, **la** presión parcial del  $\text{CO}_2$  en la fase gaseosa disminuye, entonces, el  $\text{CO}_2$  sale de la solución y **el** pH del agua aumenta. Esto hace que cambie la reacción (2) hacia **la** derecha y pueda causar la precipitación del carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ).



(ref)

B. EFECTO DEL pH

La cantidad de  $\text{CO}_2$  presente en el agua, afecta el pH del agua y la solubilidad del carbonato de calcio. Sin embargo, realmente no es algo que cause la acidez o alcalinidad del agua. A un pH más bajo, es menos probable la precipitación del carbonato de calcio. Inversamente con un pH alto, es más probable que la depositación ocurra.

(ref?)

C. EFECTO DE LA TEMPERATURA

Al contrario del comportamiento de la mayoría de los materiales, el carbonato de calcio llega a ser menos soluble conforme incrementa la temperatura. A mayor calentamiento de agua, es más probable la formación de incrustaciones de carbonato de calcio.

Entonces, el agua que no produce incrustaciones en superficie, las puede originar en los pozos de inyección, si la temperatura de fondo es suficientemente alta.

El comportamiento general de la solubilidad del carbonato de calcio como una función de la temperatura se lo puede apreciar en la fig. 5.

## D. EFECTO DE LAS SALES DISUeltas

(Ry?)

La solubilidad del carbonato de calcio incrementa cuando el contenido de sales del agua, aumenta. Por ejemplo, agregando 200.000 mg/l de cloruro de sodio (NaCl) al agua destilada la solubilidad del carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) aumenta de 100 mg/l a 250 mg/l.

Efectivamente, mientras mayor es el total de sólidos disueltos, (no contando iones de calcio o carbonato), más grande es la solubilidad del carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) en el agua y más baja es la tendencia al incrustamiento, hasta un valor máximo cercano a 200.000 mg/l.

En resumen, la probabilidad de formar incrustaciones de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ).

Aumenta con la temperatura.

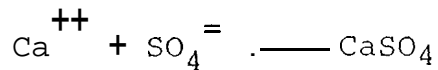
Aumenta conforme disminuye la presión parcial del  $\text{CO}_2$ .

Aumenta con el incremento de pH.

Aumenta conforme disminuye el contenido total de sales disueltas.

### 3.2.2. Sulfato de calcio

La precipitación del sulfato de calcio del agua resulta de la siguiente reacción:



#### A. Formas del sulfato de calcio

La mayoría de los depósitos de sulfato de cal  
cia encontrados en los campos de petróleo son  
de yeso, que es la forma predominante a tempe  
raturas de 100" F o menores. A una temperatu  
ra superior, la anhidrita (CaSO<sub>4</sub>) puede ser  
hallada. (Ver fig. 5). *Ref?*

#### B. Efecto de la temperatura *Ref 7.*

La solubilidad del yeso aumenta con la tempera  
tura hasta cerca de 100" F, entonces disminuye  
con posteriores incrementos, (Ver fig. 5). Es-  
to es bastante diferente al comportamiento so-  
lubilidad-temperatura del carbonato de calcio  
(CaCO<sub>3</sub>). En primer lugar, el yeso es conside-  
rablemente más soluble que el carbonato de cal  
cia (CaCO<sub>3</sub>), en el rango normal de temperatura  
de interés. En segundo término, el máximo en  
**la** curva del yeso nos dice que un aumento **en**  
la temperatura podría, ya sea incrementar odis

minuír la solubilidad del yeso, dependiendo a que parte de la curva de temperatura nos estamos refiriendo. Esto es completamente diferente del carbonato de calcio, donde un aumento en la temperatura siempre disminuird la solubilidad.

Se debe notar que sobre los 100° F, la anhidrita llega a ser menos soluble que el yeso, por lo tanto podría razonablemente esperarse que la anhidrita deba ser la forma preferente de sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ), en pozos muy profundos, bien calientes, Actualmente, la temperatura a la cual las incrustaciones cambian la forma de *yeso* a anhidrita, es también una función de la presión y contenido de sales disueltas.

### C. Efecto de las sales disueltas

La presencia del cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ), ú otras sales disueltas además de los iones calcio o sulfato, aumentan la solubilidad del yeso o anhidrita, lo mismo que para el caso del carbonato de calcio, hasta una concentración de sal cercana a 150.000 mg/l. Posterior incremento en el contenido de sal, disminuye la

solubilidad del sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ). Agregando 150.000 mg/l de sal a la agua destilada, se triplicará la solubilidad del yeso.

#### D. Efecto de la presión

Conocemos que una caída de presión puede causar la depositación del sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ). La razón por la cual el sulfato de calcio llega a ser menos soluble, conforme disminuye la presión, es bastante diferente que aquella para el carbonato de calcio. La presencia o ausencia de  $\text{CO}_2$  en solución, tiene poco que hacer con el sulfato de calcio.

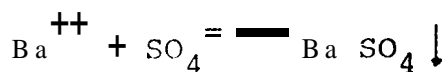
El efecto del incremento de presión en la solubilidad del sulfato de calcio es físico, ya que origina la reducción del tamaño de las moléculas de sulfato de calcio (11,6). Sin embargo, incrementos de presión bastante grandes son necesarios para efectuar cambios significativos en el tamaño molecular. Por ejemplo, la solubilidad de la anhidrita en el agua destilada es aproximadamente 0.075% (por peso) a  $100^\circ\text{C}$  y a una atmósfera de presión (14.7 lpc) aumentando la presión a 100 atmósferas (1470 lpc) la solubilidad incrementa a cerca de 0.09%(6) (por peso).

Sería suficiente decir que el efecto de la calda

de presión probablemente no es de mayor importancia en las operaciones de inyección de agua. Puede ser un problema crítico en la producción normal de un pozo. Las caídas de presión alrededor de la boca del pozo, puede originar incrustaciones en la formación, lo mismo que en la tubería de producción. Hasta la presente fecha, no hay un método satisfactorio que incluya la presión en los cálculos de predicción del incrustamiento por sulfato de calcio.

### 3.2.3. Sulfato de bario

Incrustaciones de sulfato de bario son las menos solubles de las discutidas hasta ahora. La reacción química que ocurre es:



En la tabla NQ 2 se compara la solubilidad de los tres tipos de incrustaciones, ya mencionadas, en agua destilada a 77° F.

TABLA N° 2  
SOLUBILIDAD COMPARATIVA

<u>Incrustaciones</u>	<u>Solubilidad (mg/l)</u>
Yeso	2080.0
Carbonato de calcio	53.0
Sulfato de bario	2.3

La extrema insolubilidad del sulfato de bario ( $BaSO_4$ ), hace muy probable que el incrustamiento ocurra si tanto iones de  $Ba^{++}$  como  $SO_4^-$  están presentes en el agua.

La mayor parte de las incrustaciones de sulfato de bario también contienen algo de sulfato de estroncio. Sin embargo, este análisis es tará limitado a la solubilidad del sulfato de bario.

#### A. Efecto de la temperatura

La solubilidad del sulfato de bario incrementa con la temperatura. En agua desiltada aumenta, de 2.3 mg/l a 77 ° F, a 3.9 mg/l a 203° F (7). El porcentaje de aumento es bien substancial, pero el sulfato de bario todavía es bastante insoluble aún a esta temperatura muy alta.

Debido a que la solubilidad aumenta con la temperatura, usualmente el sulfato de bario no presenta problemas de incrustamiento en **el fondo del hueco** en pozos de inyección, si es no - incrustante a condiciones de superficie. Los problemas más comunes son originados en los pozos de producción.

## B. Efecto de las sales disueltas

La solubilidad del sulfato de bario en agua es incrementada por sales disueltas extrañas, como en el caso del carbonato de calcio y sulfato de calcio. La adición de 100.000 mg/l de cloruro de sodio al agua destilada, incrementa la solubilidad del sulfato de bario de 2,3 mg/l a 30.0 mg/l, a 77° F. Manteniendo una concentración de 100.000 mg/l e incrementando la temperatura a 203° F, la solubilidad del sulfato de bario aumentará a cerca de 65 mg/l (7).

Como regla de aproximación, se puede asumir que la solubilidad del sulfato de bario será el doble cuando la temperatura se eleve de 77° F a 203° F, independiente de la concentración de sales disueltas.

### 3. 2.4. Compuestos de hierro

#### A. Origen del hierro en el agua

Los iones de hierro presentes en el agua pueden ser debidos a su presencia natural en la misma o como resultado de la corrosión. Normalmente el agua de formación contiene solamente unos pocos mg/l de hierro



natural, y valores tan altos como 100 mg/l son raros. Altos contenidos de hierro se deben exclusivamente al resultado de la corrosión. Los componentes precipitados de hierro son excelentes taponadores de la formación, así como indicadores de los igualmente serios problemas de corrosión.

## B. Gases disueltos

La corrosión generalmente es el resultado del  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  ó oxígeno, disueltos en **el** agua. La mayoría de las incrustaciones que contienen hierro son producto de corrosión. Sin embargo, los compuestos de hierro también pueden formarse por una reacción con **el** hierro natural **de** la formación, aun **si** la corrosión es relativamente moderada.

### 1. Dióxido de carbono.

El dióxido de carbono, reaccionará con el hierro para formar incrustaciones de carbonato de hierro. De cualquier modo las incrustaciones formadas dependerán del pH del sistema y la formación de las mismas es mucho más probable con un pH superior a 7,

## 2. Sulfuro de hidrógeno

El sulfuro de hidrógeno formará sulfuro de hierro como un producto de la corrosión, el cual es completamente insoluble y usualmente forma una delgada incrustación adherente. El sulfuro de hierro en suspensión es la causa de las "aguas negras".

El diagrama del sulfuro de hierro figura 4, ilustra la concentración del ión ferroso ( $\text{Fe}^{++}$ ), el cual permanecerá en solución a varios valores de pH y concentraciones de  $\text{H}_2\text{S}$ . El ión férrico ( $\text{Fe}^{+++}$ ) pocas veces es encontrado para valores de pH superiores a 3.0.

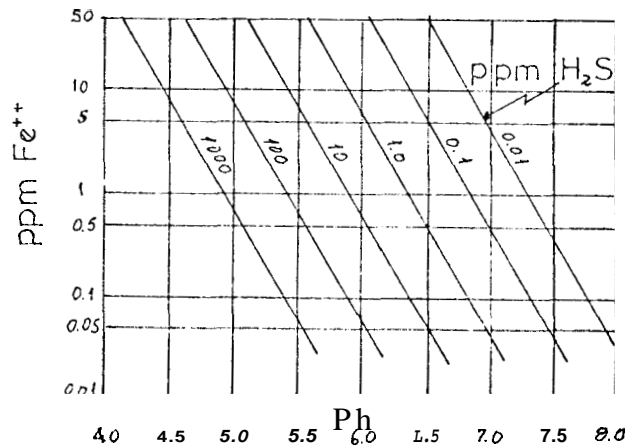


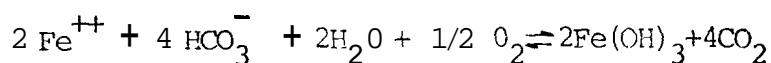
FIG. 4 Diagrama del sulfuro de hierro

(Hf.)

### 3. Oxígeno

El hidróxido ferroso  $\text{Fe}(\text{OH})_2$ , el hidróxido férrico  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  y el óxido férrico ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), son incrustaciones comunes resultantes del contacto con el aire.

Por ejemplo, veamos la siguiente reacción:



El ión ferroso ( $\text{Fe}^{++}$ ) es oxidado por la presencia del aire para dar ión férrico ( $\text{Fe}^{+++}$ ), resultando hidróxido férrico. Este es prácticamente insoluble para un pH superior a 4.0.

Los compuestos de hierro también pueden resultar de la acción de ciertas bacterias, las cuales viven en el agua, en la presencia de aire. Estas bacterias toman iones ferrosos ( $\text{Fe}^{++}$ ), del agua y depositan hidróxido férrico.

En resumen, la química de los compuestos de hierro es mucho más compleja que aquella de los compuestos discutidos previamente. Esto es debido, principalmente al hecho de que el hierro generalmente existe en 2 estados de oxidación en el agua, ferroso ( $\text{Fe}^{++}$ ) y férrico.

co ( $\text{Fe}^{+++}$ ). Estos dos iones forman compuestos con los mismos aniones, los cuales poseen solubilidades muy diferentes. Es difícil predecir cuantitativamente el comportamiento de los compuestos de hierro. Lo más importante es predecir su formación.

### 3.3. PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES

#### 3.3.1. Cálculo del valor de la solubilidad

Los cálculos de solubilidad pueden ser usados para predecir la formación de ciertos tipos de incrustaciones. Los métodos de cálculo resumidos aquí no son los únicos disponibles. Sin embargo, en la opinión de su autor (2) ellos representan las mejores técnicas disponibles al momento.

Los valores obtenidos de estos procedimientos de cálculo deben ser tomados tan solo como guías. Ellos indican el grado de tendencia al incrustamiento o la probabilidad de la formación de incrustaciones. Asunciones simplificadas han sido hechas en la derivación de cada ecuación.

Se debe enfatizar, que si la formación de in-

crustaciones es señalada por los cálculos, sirve como un aviso. Si se observa una posible fuente de agua, se deben evitar aquellas que muestren una tendencia al incrustamiento, o hacer la planificación de un tratamiento futuro. Similarmente se deberla evitar aguas mezcladas, las cuales podrian resultar en un análisis complejo, que exhiba tendencia al incrustamiento bajo condiciones del sistema.

Un cálculo de la tendencia al incrustamiento en un sistema dado, debe enfocar la atención en el hecho de que la formación de incrustaciones es probable, y se deberfa comenzar chequeando el sistema tan-pronto como sea posible, por indicios de formación de incrustaciones. Los cálculos de solubilidad son herramientas extremadamente valiosas, pero mds que todo su valor absoluto estará muy influenciado por la experiencia y criterio de la persona que los maneje.

### 3.3.2. Importancia del análisis de las aguas de campo

Es extremadamente crítico que los valores de los diferentes parámetros usados en los cálculos de la solubilidad, sean medidos inmediatamente después de que sea tomada la muestra de agua. Este punto no debe ser reemplazado. Cálculos válidos

de solubilidad no pueden ser hechos del análisis de agua en el laboratorio, debido al tiempo transcurrido entre el muestreo y el análisis. Esto es verdad, ya que algunos de los parámetros críticos cambian rápidamente después del muestreo. Idealmente, el análisis del agua debe ser efectuado a presión y temperatura del sistema. Esto no es posible, pero disponemos de la mejor solución inmediata: tapar la muestra y analizarla lo más rápido que se pueda. El cálculo de la tendencia al incrustamiento es uno de los primeros valores, de un análisis del agua de campo.

Algunos de los parámetros que empiezan a cambiar inmediatamente después del muestreo son:

### 1. Temperatura

La temperatura es crítica en la formación de todas las incrustaciones y debe ser medida inmediatamente.

### 2. pH

En el instante en que la presión es reducida, algunos "gases ácidos" disueltos ( $H_2S$  y  $CO_2$ ) empezarán a escapar del agua y el pH comenzará a aumentar. Un valor exacto del pH es esencial para predecir la solubilidad de las

diferentes incrustaciones,

### 3. Iones bicarbonato y carbonato

La disipación del  $\text{CO}_2$  disuelto tendrá un efecto directo en las concentraciones del carbonato y bicarhonato. Por lo tanto la concentración de estos iones debe ser determinada inmediatamente.

### 4, Otras observaciones

Puesto que nosotros estamos tratando con incrustaciones o sólidos en suspensión, es recomendable que sean efectuadas otras determinaciones en el campo. Ellas son:

#### a) hierro

Los compuestos insolubles de hierro se pueden formar a medida que el aire, gradualmente se disuelve en la muestra o por el aumento del pH debido a la pérdida del  $\text{CO}_2$  o  $\text{H}_2\text{S}$ . Después de varios días de haber sido tomada una muestra, se puede observar la presencia de compuestos de hierro precipitados, los cuales no estaban presentes bajo las condiciones del sistema. Además se debe notar la apariencia de la muestra.

### b) Turbidez y sólidos en suspensión

En las muestras que han sido tomadas hace algún tiempo, la turbidez y/o el contenido de sólidos suspendidos del agua es también muy probable que cambie. Estos parámetros son usados a menudo, como una medida del potencial de taponamiento por sólidos. Las mediciones deben ser realizadas en el campo sobre una muestra fresca.

### c) Otros iones y propiedades

Las concentraciones de los iones  $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{SO}_4^{=}$ ,  $\text{Mg}^{++}$  y  $\text{Cl}^{-}$  son también necesarias para el cálculo del incrustamiento.

### 3.3.3. Cálculos de la solubilidad del carbonato de calcio

El índice de saturación de Langelier fue desarrollado para predecir la formación de la incrustación de carbonato de calcio de aguas frescas. Este estudio fue continuado por Stiff y Davis(10) para aplicarlo a las salmueras de los campos de petróleo. Es una ecuación empírica, que tiene la siguiente forma:

$$SI = pH - pH_s$$



$pH = pH$  del sistema real

$pH_s = pH$  al cual **el** sistema debería estar saturado con carbonato de calcio.

$$pH_s = K + pCa + pAlK$$

de donde

$$SI = pH - K - pCa - pAlK$$

donde:

SI = Índice de incrustamiento. Si es negativo, el agua está bajo saturada con carbonato de calcio y la formación de incrustaciones es poco probable. Si **el** SI es positivo, es probable que el incrustamiento se forme.

$pH = pH$  real del agua

K = Una constante, que es función de la salinidad, composición y temperatura del agua. Valores de K son obtenidos de una correlación gráfica entre el esfuerzo iónico y la temperatura del agua, encontrándose estos valores de K en la **fig. 9**.

El esfuerzo iónico es:

$$\mu = 1/2 (C_1 Z_1^2 + C_2 Z_2^2 + C_3 Z_3^2 + \dots + C_n Z_n^2)$$

En donde:

C = La concentración del ión en moles/1000  
gramos de agua.

Z = Valencia del ión

$$pCa = \log \frac{1}{\text{moles Ca}^{++}/\text{litro}}$$

$$pAlK = \log \frac{1}{\text{equivalente total de la alcalinidad/lit.}}$$

Donde la alcalinidad total =  $\text{CO}_3^- + \text{HCO}_3^-$ .

Entonces, para poder realizar los cálculos de la solubilidad del carbonato de calcio según este método, debemos tener los siguientes datos:

Concentraciones, pH y temperatura de los iones  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{CO}_3^{=}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^{=}$ .

Valores de K como una función del esfuerzo iónico y una carta para la determinación del pCa y pAlK, están presentados en la fig. 6 y 7.

El resultado de los cálculos puede ser resumido como sigue:

1. Si el SI es negativo, el agua no está saturada con carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y

las incrustaciones probablemente no se formen.

2. Si el SI es positivo, el agua está super saturada con carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y la formación de incrustaciones se llevará a cabo.

3, Si el SI es cero, el agua está en el punto de saturación,

#### 3.3.4. Cálculos de la solubilidad del sulfato de calcio (yeso).

El método de Skillman (8), McDonald y Stiff, es uno de los más recientes para predecir la solubilidad del yeso en las salmueras de los campos de petróleo. Se ha encontrado que los valores calculados se correlacionan bien con la experiencia de campo.

El método de Skillman y colaboradores, está basado en las medidas de la solubilidad termodinámica y tiene como teoría básica la siguiente ecuación:

$$S = 1000 \{ \sqrt{x^2 + K} - x \}$$

donde:

S = Solubilidad calculada del yeso, en Meq/litro)

$K$  = Constante, que es función de la composición del agua y de la temperatura. Es llamada la constante producto de solubilidad. Los valores de  $K$  son obtenidos de una correlación gráfica con el esfuerzo iónico, como en el caso del cálculo del SI para el carbonato de calcio. Los valores de  $K$  como una función del esfuerzo iónico para el sulfato de calcio están presentadas en la **fig. 8**.

$X$  = Exceso en la concentración del ión común, expresado en moles/litro. Esto es simplemente la diferencia entre la concentración del calcio y la concentración del sulfato.

Los datos requeridos para esta determinación, son los mismos que para el cálculo del SI para el carbonato de calcio.

La solubilidad del yeso calculada (meq/litro), es comparada con las concentraciones reales de los iones  $\text{Ca}^{++}$  y  $\text{SO}_4^-$  presentes en el agua (expresada en meq/litro). Si  $S$  es menor que la más pequeña de las 2 concentraciones ( $\text{Ca}^{++}$  o  $\text{SO}_4^-$ ), entonces es probable la formación de la incrustación de yeso.

Si  $S$  es más grande que una de las concentraciones de los iones  $\text{Ca}^{++}$  o  $\text{SO}_4^{=}$ , el agua no está saturada con yeso y es poco probable que el incrustamiento ocurra.

Se debe recordar que para hacer estas comparaciones, todas las concentraciones de  $S$ ,  $\text{Ca}^{++}$  y  $\text{SO}_4^{=}$  deben estar expresadas en miliequivalentes/litro (meq/litro).

### 3.3.5. Cálculo de la solubilidad del sulfato de bario

Es posible estimar la solubilidad del sulfato de bario para aguas que contienen predominantemente iones cloro y sodio y muy pocos iones, magnesio o calcio(7). Debido a que la solubilidad del sulfato de bario es limitada, la presencia de los iones  $\text{Ba}^{++}$  y  $\text{SO}_4^{=}$  en algunas aguas, indica una fuerte posibilidad de formación de incrustaciones y deben realizar pruebas de compatibilidad en aguas específicas de interés.

### 3.3.6. Uso de un computador para la predicción de Las incrustaciones

Los cálculos de solubilidad pueden ser muy tediosos. Si se tiene que hacer un gran número de predicciones, a menudo es deseable elaborar un programa de computadora para poder realizar

los cálculos de los métodos de predicción, que son bastantes simples.

### 3.4. MEZCLAS DE AGUA Y COIPATIBILIDAD

Una de las principales causas para la formación de in crustaciones y taponamiento en los pozos de inyección, es la mezcla de dos o más aguas, que son incompatibles. Las aguas, en forma individual, pueden ser bastante es tables a todas las condiciones del sistema y no presen tar problemas de incrustamiento. Sin embargo, una vez mezcladas, las reacciones entre los iones disueltos en las aguas individuales pueden formar productos insolu bles. Cuando esto ocurre, se dice que las aguas son in compatibles.

Por ejemplo, podría ser un error mezclar una agua que contiene una gran cantidad de iones bario ( $Ba^{++}$ ), con una agua conteniendo gran número de iones sulfatos ( $SO_4^{--}$ ). La formación del sulfato de bario sería casi segura. Dos aguas pueden ser descritas cualitativamente de la siguiente manera:

<u>COMPONENTE</u>	<u>AGUA "A"</u>	<u>AGUA "B"</u>
$Ca^{++}$	presente	ausente
$HCO_3^-$	ausente	presente
$SO_4^{--}$	ausente	presente
$Ba^{++}$	presente	ausente
$Fe^{++}$ o $Fe^{+++}$	ausente	presente
$H_2S$	presente	ausente

Dependiendo de las cantidades de cada componente presente, el pH, temperatura y la relación en la cual las 2 aguas están mezcladas, se puede esperar que algunos o todos de los siguientes precipitados ocurran: carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario o sulfuros de hierro. La situación se complica si más de dos aguas están mezcladas,

La mezcla en superficie de dos o más aguas incompatibles para ser inyectadas a la formación, obviamente es indeseable. La otra área donde pueden aparecer problemas de incompatibilidad es cuando el agua de inyección no es compatible con el agua natural de formación, en la zona donde dicha inyección está ocurriendo. Sorprendentemente, muy pocos problemas de taponamiento debido a la incompatibilidad ocurren en los pozos de inyección, por que solamente hay una pequeña área de contacto entre las aguas de inyección y de formación, ocurriendo un mínimo mezclado. Los problemas severos ocurren después del rompimiento del frente de inyección en los pozos productores, ya que aquí existe una gran oportunidad de que ocurra la mezcla. Como el porcentaje de agua inyectada en el agua producida aumenta, la formación de incrustación en la fase de producción puede llegar a ser muy severa.

La compatibilidad de las mezclas de agua es indicada ya sea por los cálculos de solubilidad o por pruebas experimentales. Las determinaciones experimentales normalmente son más confiables si son obtenidas muestras de las aguas a ser mezcladas.

#### 3.4.1. Cálculos de solubilidad

Los cálculos de la solubilidad permiten lo siguiente:

1. Obtener análisis de las muestras a ser mezcladas.
2. Calcular un análisis compuesto para las aguas, a diferentes relaciones de mezclado.
3. Calcular la tendencia al incrustamiento de las mezclas de agua, como previamente fue descrito.

#### 3.4.2. Ensayos de compatibilidad

Para realizar, se toman muestras frescas de las aguas a ser mezcladas, filtradas para eliminar algunos sólidos suspendidos y entonces son mezcladas en diversas relaciones. Las diferentes mezclas de las muestras son colocadas aparte y observadas para ver si ocurre alguna precipitación.



### 3.5. MANERAS DE PREVENIR LA FORMACION DE LAS INCPUSTACIONES.

A continuación vamos a describir algunas de las consideraciones que se deben tener presente, con el fin de eliminar la formación de las incrustaciones.

#### 3.5.1. Evitando la mezcla de aguas incompatibles

De lo que se ha discutido anteriormente, es obvia la importancia de no tener problemas de compatibilidad. Siempre debemos ser extremadamente cuidadosos cuando estemos considerando aguas mezcladas,

#### 3.5.2. Alteración de la composición del agua

Dentro de este parámetro tenemos los siguientes factores:

##### 1. Dilución del agua

Es precisamente lo contrario del problema precedente. Una agua de inyección que normalmente podría formar incrustaciones puede ser diluída con otra agua, de tal manera que la mezcla resultante sea estable a las condiciones del sistema.

## 2. Control. del pH

Disminuyendo el pH incrementará la solubilidad de los compuestos de hierro y de las incrustaciones de carbonato. Sin embargo, esto también tenderá a hacer el agua más corrosiva, y puede crear problemas de corrosión. El pH tiene poco o ningún efecto sobre la solubilidad de las incrustaciones de sulfato.

Este no es un método de control de las incrustaciones usado ampliamente. Usualmente es práctico, solamente si es necesario un pequeño cambio en el pH, para prevenir la precipitación de compuestos insolubles. También se necesita un buen control del pH, pero esto a menudo es difícil en operaciones normales de campos de petróleo.

## 3. Eliminación de los compuestos formadores de las incrustaciones.

En este factor tenemos que considerar lo siguiente:

### a. Eliminación de los gases disueltos

Los gases disueltos tales como el  $H_2S$ ,  $CO_2$  y  $O_2$  pueden ser removidos del agua por medios -

químicos y/o mecánicos. Esto puede eliminar la formación de compuestos en solubles de hierro (sulfuros y óxidos).

Como se estableció previamente, simplemente removiendo el  $\text{CO}_2$  del agua aumentará la severidad de la depositación de la incrustación. Sin embargo, el pH puede ser suficientemente disminuido para convertir todos los carbonatos y bicarbonatos a  $\text{CO}_2$ . Entonces la remoción del  $\text{CO}_2$  prevenirá la formación de las incrustaciones de carbonatos.

La presencia de uno o más de estos 3 gases disueltos en el agua, es una de las mayores causas de la corrosión.

#### b. Procesos de ablandamiento del agua

Procesos tales como el intercambio iónico, ablandamiento de la precipitación o destilación, raras veces son usados para prevenir la depositación de incrustaciones de las aguas de inyección. Estos procesos remueven los iones formadores de las incrustaciones tales como:  $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$ ,  $\text{SO}_4^{=}$  y  $\text{HCO}_3^{-}$  y pueden ser usados solos o en combinación. Entonces el agua es ablandada, por la eliminación de estos iones.

El problema con el uso de estos procesos en las salmueras de los campos de petróleo, es el costo de ellos, ya que se deben eliminar relativamente grandes cantidades involucradas. Casi siempre es más barato usar otros métodos de control de incrustaciones,

De los procesos enumerados, el intercambio iónico es probablemente el más generalmente aplicado en las operaciones relacionadas con los campos de petróleo. Las unidades del intercambio iónico han sido usadas ampliamente para ablandar las aguas frescas, que van a ser usadas en alimentar los calderos de generación de vapor, empleados en operaciones de recobro térmico.

### 3.5.3, Químicos para control de las incrustaciones

Los inhibidores de incrustaciones son químicos, los cuales previenen la formación de las mismas, cuando son agregados a una agua normalmente incrustante. Esto se cumple, manteniendo en solución los cationes formadores de incrustaciones - (calcio, hierro, bario), por medio de varios mecanismos.

Existen disponibles diferentes tipos de químicos

controladores a incrustaciones. Solamente se discutirán a continuación aquellos que generalmente son usados en los campos de petróleo,

#### A. Polifosfatos inorgánicos

Estos materiales son sólidos inorgánicos no cristalinos y están disponibles como polifosfatos simples o como polifosfatos controladores de la solubilidad.

Estudemos sus principales características:

##### 1. Tipos de polifosfatos

Los polifosfatos simples se disuelven en el agua muy rápidamente, en tanto que los polifosfatos controladores de la solubilidad se disuelven mucho más lentamente. Los dos tipos de polifosfatos tienen diferentes composiciones, pero usan el mismo mecanismo de acción. La selección entre uno de los dos, se basa principalmente en el método de tratamiento y en el costo relativo. Los polifosfatos controladores de la solubilidad son mucho más costosos que los polifosfatos regulares.

##### 2. Mecanismo

El mecanismo de inhibición es el "efecto

de entrada". Cuando las incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$  o  $\text{CaSO}_4$  comienzan a formarse, cristales muy pequeños se precipitan del agua. En ese momento, los iones fosfatos cubren los pequeños cristales, antes de que tengan oportunidad para desarrollarse, evitando de esta manera un crecimiento posterior. Esta acción de cubrimiento *es* conocida como adsorción de los fosfatos en los núcleos de las incrustaciones, cuando ellas están justo, en el comienzo de un crecimiento considerablemente grande. Esto hace posible impedir la formación de una gran cantidad de material incrustante, mediante el uso de una pequeña cantidad de polifosfatos.

### 3, Reversión

Uno de los problemas con los polifosfatos es que ellos pueden cambiar su forma con el tiempo y no actúan ampliamente como inhibidores de las incrustaciones. Este cambio en la forma es llamado reversión y actualmente es la hidrólisis del polifosfato o ortofosfato. Los ortofosfatos reaccionan con calcio para formar fosfato de calcio insoluble y causar de esta manera problemas de taponamiento.

La tasa de reversión es diferente para diferentes composiciones de polifosfatos.

Las dos propiedades del agua que afectan la reversión son: el pH y la temperatura. Generalmente la tasa de reversión *es* incrementada por :

- a) Disminución del pH (más ácido)
- b) Calentamiento del agua

Se debe señalar que los polifosfatos pueden precipitar y causar problemas sin reversión, si su concentración en el agua llega a ser demasiado alta.

#### 4. Concentraciones requeridas

Los polifosfatos deben estar presentes en el agua en todo momento, a fin de efectuar su trabajo. Los métodos de tratamiento usados con inhibidores de corrosión, no pueden ser usados con inhihidores de incrustaciones.

Los polifosfatos son más efectivos para prevenir las incrustaciones de carbonato de calcio, y generalmente menos efectivos con las de sulfato de bario, requiriéndose por

lo tanto, concentraciones más altas para cumplir su trabajo. Muy altas concentraciones pueden ser de alguna ayuda con el sulfato de hario.

A continuación damos algunas guías de concentración:

$\text{CaCO}_3$ : 2-5 mg/litro de polifosfatos,

$\text{CaSO}_4$ : 10-20 mg/litro de polifosfatos.

$\text{BaSO}_4$ : 50 mg/litro o más de polifosfatos.

## 5. Métodos de aplicación

Los polifosfatos sencillos pueden ser disueltos en el agua e inyectados en el sistema con una bomba de químicos.

Los polifosfatos controladores de solubilidad son siempre colocados en el sistema en forma sólida. Una de las características convenientes de los polifosfatos - controladores de solubilidad es que pueden ser seleccionados para disolver a una tasa tal, que alimentara la concentración deseada de fosfato en el sistema por un largo período de tiempo.



6. Factores que afectan la tasa de solución de los polifosfatos controladores de solubilidad

Son las siguientes:

a. Tamaño de la partícula

Las partículas más pequeñas, disolverán más rápido los polifosfatos (debido al incremento del área superficial),

b. Temperatura

La tasa de solución de un polifosfato controlador de la solubilidad aumentará 35% por cada 10° F de incremento en temperatura del agua (9).

c. Ion Cloruro

Un incremento del ión cloruro de 2000 mg/litro puede aumentar la tasa de solución en un 65%.

d. Dureza

La solubilidad disminuye conforme la dureza (concentraciones de los iones  $\text{Ca}^{++}$  y  $\text{Mg}^{++}$ ) del agua incrementa.

### e, Composición

La tasa de solución puede ser controlada mezclando diferentes composiciones de polifosfatos.

A menudo es necesario experimentar con diferentes materiales y tamaños de partículas, para lograr la tasa de solución deseada. Las tasas de solución pueden ser controladas, midiendo las concentraciones de los fosfatos en el agua como una función de tiempo. Similarmente, las tasas de reversión pueden ser medidas controlando las concentraciones del ortofosfato. Estas técnicas de análisis son completamente simples.

### B. Químicos orgánicos para control de las incrustaciones

Los químicos orgánicos que controlan las incrustaciones no tienen problemas de reversión, como los polifosfatos inorgánicos. Son buenos para prevenir las incrustaciones de carbonatos y han sido mucho más efectivos que los polifosfatos inorgánicos en la prevención de las incrustaciones de sulfato de

calcio ( $\text{Ca SO}_4$ ) y sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ).

Hay en el mercado muchas variedades de químicos orgánicos para el control de las incrustaciones. Algunas de las más comunes son (6):

Esteres de Fosfatos Orgánicos.

Fosfonatos orgánicos.

Fosfato amino orgánico

Polímeros orgánicos. Los poliacrílicos son una de las familias de polímeros más ampliamente usados.

Algunas de las concentraciones iniciales regulas, para el uso de los químicos orgánicos son:

$\text{Ca CO}_3$ : 5-10 mg/litro

$\text{Ca SO}_4$ : 15-20 mg/litro

$\text{Ba SO}_4$ : 20 mg/litro o más

Estas son solamente guías y concentraciones efectivas, las cuales variarán grandemente de un químico a otro.

Todos los químicos orgánicos que controlan las incrustaciones son suministradas en forma líquida, con la excepción de ciertos po

límeros, los cuales pueden ser obtenidos en forma de polvo. El polvo es disuelto en el agua, antes de ser aplicado al sistema en tratamiento.

Químicos orgánicos líquidos tienen amplia utilización, debido a su fácil aplicación con bombas normales de químico y generalmente son más efectivos que los polifosfatos inorgánicos para prevenir las incrustaciones de sulfatos. También, pueden ser fácilmente forzadas detrás de la formación con el fin de dar un prolongado período de retroacción, para aplicaciones en el fondo del hueco.

Parecido a los polifosfatos inorgánicos, los orgánicos líquidos deben ser inyectados en el sistema de una manera continua para ser efectivos. El control de la concentración de los químicos orgánicos líquidos no es materia fácil, Técnica analítica no simple, digna de confianza, está disponible a la fecha, aunque varias compañías de químicos tienen a la orden de los usuarios técnicas especiales.

límeros, los cuales pueden ser obtenidos en forma de polvo. El polvo es disuelto en el agua, antes de ser aplicado al sistema en tratamiento.

Químicos orgánicos líquidos tienen amplia utilización, debido a su fácil aplicación con bombas normales de químico y generalmente son más efectivos que los polifosfatos inorgánicos para prevenir las incrustaciones de sulfatos. También, pueden ser fácilmente forzadas detrás de la formación con el fin de dar un prolongado período de retroacción, para aplicaciones en el fondo del hueco.

Parecido a los polifosfatos inorgánicos, los orgánicos líquidos deben ser inyectados en el sistema de una manera continua para ser efectivos. El control de la concentración de los químicos orgánicos líquidos no es materia fácil, Técnica analítica no simple, digna de confianza, está disponible a la fecha, aunque varias compañías de químicos tienen a la orden de los usuarios técnicas especiales,

### C. Selección y Evaluación de los Químicos

Los inhibidores de incrustaciones, similar a cualquier otra operación en los campas de petróleo, deben ser seleccionadas sobre una base: efectividad-costo. Es muy tentador escoger el químico disponible más barato, lo que a menudo es un error. Algunas veces, los materiales disponibles más caros resultan los más baratos, en un tratamiento largo. Al respecto. se dehen considerar varias interrogantes:

a) A que concentración el químico es efectivo?

Esto a menudo *es* difícil de determinar con precisión. Sin embargo, varios métodos controladores pueden ser usados, entre los cuales tenemos:

1. Secciones de tuberías (Spools o nipples).

A menudo usadas para mediciones de corrosión, los "spools" son simplemente secciones cortas de tubería colocadas a través del sistema, las cua

les pueden ser removidas fácilmente, inspeccionadas y pesadas para determinar la cantidad de incrustación formada.

## 2. Cupones de corrosión

Los cupones de corrosión son a menudo usados para detectar el crecimiento de las incrustaciones,

## 3. Inspección visual

Este método es bastante confiable, aunque no es muy cuantitativo, se debe mirar el interior de los tanques, abrir las líneas dañadas, ver el interior de las válvulas, mirar por manchas donde se pueden esperar incrustaciones, e inspeccionarlas regularmente.

## 4. Aumento en la caída de presión en el sistema de inyección,

## 5. Disminución de la inyectividad (aumento de las presiones de inyección para mantener la tasa de inyección),

Esto indica taponamiento de la formación,

lo cual puede ser debido a partículas de incrustamiento o a otras causas,

- b. El químico para control de incrustaciones es compatible con otros químicos que han sido agregados al sistema?

Es importante que no reaccione o interfiera con otros químicos, tales como el oxígeno, inhibidores de corrosión o bioácidos.

- c. Cuál es el costo del químico para lograr un control efectivo de la incrustación?

Una vez que la concentración requerida ha sido determinada, puede ser calculado el costo,

- d. Qué método de aplicación es el más conveniente?

Por ejemplo, inyección continua de un líquido puede ser más aconsejable, que una alimentación auxiliar, en algunos casos.

- e. Cuál es el costo del equipo de inyección?

Hay que comparar los costos de la bomba de químico, con costos del alimenta-



dor u otros métodos de colocación.

f. Qué método de inyección es digno de confianza?

El uso de una bomba de químico en una localización lejana puede ser un problema, debido a que necesita mantenimiento.

g. Es una operación de ambiente frío?

Hay que tener mucho cuidado con el punto de flujo de algunos químicos líquidos y evitar de esta manera problemas de congelamiento,

h. Cuanto potencial humano es requerido?

La respuesta a esta pregunta es a menudo la más crítica. Un método con mínimo mantenimiento y potencial humano, actualmente será a menudo la primera selección en los campos de petróleo, debido tanto al déficit de personal práctico, como a su alto costo,

Todos los factores señalados deben ser comparados antes de seleccionar un químico. Es obvio, que no hay una ecuación

simple para determinar el costo mínimo, con el fin de lograr un control efectivo de las incrustaciones mediante el uso de químicos.

### 3.6. METODOS PARA ELIMINAR LAS INCRUSTACIONES

Empecemos hablando de las técnicas utilizadas para identificar una incrustación.

#### 3.6.1. Identificación de la incrustación

El éxito en la eliminación de las acumulaciones de incrustaciones será determinado en gran medida, por el conocimiento de la composición de la incrustación. Hay que identificar correctamente el problema y se tendrá una mejor probabilidad de resolverlo. En este trabajo ya se han analizado los métodos para predecir que tipos de incrustaciones pueden ser esperadas, para una agua particular, bajo ciertas condiciones. Sin embargo, el único método seguro para resolver el problema, es obtener una muestra de las incrustaciones o de los sólidos de taponamiento y efectuar un análisis.

El esquema general para identificar los componentes de una muestra de incrustación, es el mismo,

va sea que se lo efectúe en un laboratorio comercial, o que se realice un análisis rápido - en el campo. La principal diferencia es que un análisis de laboratorio, usualmente da, la cantidad de cada componente presente, mientras que un análisis de campo es muy cualitativo.

#### A. Análisis de las incrustaciones en el campo

En el análisis de campo intentamos determinar la composición de los sólidos haciendo lo siguiente:

1. Se remoja la muestra con un solvente para disolver cualquier hidrocarburo. Después hay que observar si el solvente adquiere un color más oscuro.
2. Chequear si la muestra es magnética. Si es fuertemente magnética, probablemente contiene una mayor cantidad de  $Fe_3O_4$  (óxido de hierro magnético). Si es débilmente magnética, puede contener una pequeña cantidad de  $Fe_3O_4$  o puede ser sulfuro de hierro.
3. Colocar la muestra en HCl al 15%. Observar si ocurre o no una reacción violenta.

Notar algún olor ( $H_2S$  indica que existe  $FeS$ ). Observar el color del ácido. Si se vuelve amarillo, indica un componente de hierro.

4. Chequear la solubilidad en el agua.  $NaCl$  es soluble en agua. Una identificación cualitativa de los componentes presentes pueden ser resumidos en la Tabla N<sup>o</sup> 3 haciendo en los términos de las propiedades anteriores.

TABLA N<sup>o</sup> 3

## CARACTERISTICAS DE LOS COMPONENTES DE UNA INCRUSTACION

Componente	soluble en solvente	Magnético	SOLUBLE EN HCL			Soluble en agua
			Reacción	Color del ácido	Olor	
Hidrocarburo	<b>Si</b>					
Ca CO <sub>3</sub>			Violenta			
Ca SO <sub>4</sub>						
Ba SO <sub>4</sub>						
Fe S		débil	fuerte	amarillo	oler- mal (H <sub>2</sub> S)	
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>			débil	amarillo		
Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>		fuerte	débil	amarillo		
Fe CO <sub>3</sub>			muy fuerte	amarillo		
NaCl						Si
Arena, sedimento, arcilla						

Note que ninguno de los sulfatos, arenas, sedimentos o arcillas, reaccionan, vidrios de aumento pueden ayudar a reconocer granos de arena o a distinguir cristales de sulfato. Sin embargo, si nada le ocurre a la muestra cuando se hace el análisis de campo, será necesario enviar una muestra fresca a un laboratorio comercial.

Después de que la muestra ha sido identificada puede ser formulado un programa para disolver o remover la incrustación o el depósito. La eliminación química de la incrustación sigue los mismos principios del análisis de ellas. Básicamente, el problema es encontrar algo que disuelva los diferentes componentes del depósito. Si la incrustación principalmente consiste de un sólo componente tal como el carbonato de calcio, entonces un solvente, individual es suficiente (ácido hidrociorhídrico en este caso). Si contiene más de un componente, es posible aplicar series o combinación de tratamientos químicos. En resumen, métodos mecánicos de eliminación pueden ser usados, ya sea sólo o en unión con químicos.

### 3.6.2. Químicos que eliminan las incrustaciones

A continuación hagamos un análisis de los componentes de una incrustación y de los químicos que

se utilizan para eliminarlas.

#### A. Hidrocarburos

Aunque una incrustación sea severa, a menudo, hidrocarburos están presentes y pueden interferir ampliamente con la acción de un ácido o de otros químicos que eliminan el material incrustante. El ácido no reaccionará con las incrustaciones cubiertas por aceite. Por esta razón un solvente de hidrocarburos es necesario para remover cualquier aceite y materiales parafínicos o asfálticos que están sobre la incrustación, de tal forma que el químico elegido pueda actuar en el cuerpo mismo de ella.

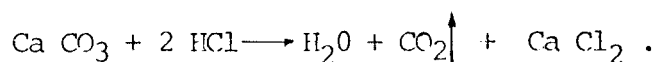
La selección de un solvente para hidrocarburos se basa por lo general en procedimiento de prueba y error. Sin embargo, sabemos que el solvente debe ser más asfáltico y más aromático que el petróleo o el depósito.

El tetracloruro de carbono es un solvente muy bueno, pero es bastante tóxico y constituye un problema su colocación. El disulfuro de carbono es demasiado peligroso para u

sarlo debido a su bajo punto de inflamación. Lo mejor es acercarse a consultar con un proveedor de químicos. Si uno mismo lo quiere hacer, hay que tratar de obtener un reciucido de refinería que es barato, y así tenemos el aromático requerido para hacer el trabajo. Se debe recordar que la seguridad no debe olvidarse, es decir hay que estar seguro que el solvente tenga un punto de inflamación lo bastante alto para su manejo. Se sugiere un mínimo de 180-200° F.

## B. Carbonato de calcio

1. El ácido hidrociorhídrico es recomendado - por ser el medio más barato y más fácil, para disolver incrustaciones de carbonato de calcio, bajo la mayoría de condiciones. Concentraciones de HCl al 5, 10, o 15% son normalmente usadas. La reacción que ocurre es la siguiente:



Un inhibidor de corrosión debe ser agregado al ácido para que no ataque a la tubería, A menudo se adiciona un surfactante, para ayudar a eliminar cualquier película de acei

te de la incrustación, pero un prelavado con un solvente es preferible, a menos que la cantidad de aceite sea extremadamente pequeña. El ácido no reacciona con una incrustación aceitosa.

## 2. EDTA (Acido Etilen diamino Tetraacético)

Este es un material que se combina con el ión calcio u otros, formando un complejo soluble. Sin embargo, normalmente es demasiado caro para usarlo en operaciones normales de limpieza en campos de petróleo.

## C. Sulfato de calcio (Yeso)

El sulfato de calcio no reacciona con ácido hidrociorhídrico, por lo tanto hay que tratarlo por medio de las siguientes formas:

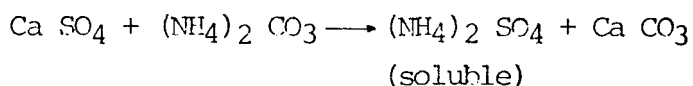
### 1. Convertidores

Los convertidores inorgánicos usualmente son carbonatos o hidróxidos, que reaccionan con el sulfato de calcio y lo convierten a carbonato de calcio o hidróxido de calcio, solubles en ácido. Entonces el proceso de reversión es seguido por un

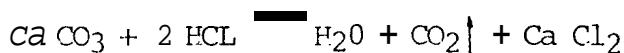


tratamiento con ácido hidrociorhldrico para disolver el carbonato de calcio o hidróxido de calcio (6) resultante;

Un buen ejemplo de este tipo de químico es el carbonato de amonio, el cual se encuentra en el mercado bajo diferentes nombres. La reacción que ocurre es la siquiente:



El carbonato de calcio es entonces disuelto con HCl de la forma que sigue:



El CO<sub>2</sub> liberado por la reacción del ácido ayuda a desalojar mecánicamente cualquier depósito remanente. Los convertidores inorgánicos no son recomendados para depósitos densos,

Convertidores orgánicos, tales como el citrato de sodio, flicolato de potasio y acetato de potasio, también son usados (6). Estos mnteriales reaccionan con los depósitos de sulfato de calcio causando el -

hinchamiento de los mismos, con lo que -  
llegan a ser blandos, de tal forma que -  
pueden ser eliminados fácilmente por flu  
jo con agua. Estos químicos son costosos,  
requieren estar en contacto por variashor  
ras para realizar el trabajo en depósitos  
gruesos y deben ser chequeados si es posii  
ble, en una muestra real de la incrusta-  
ción antes de su aplicación.

## 2. EDTA

Se aplican los mismos comentarios utilizaa  
dos para la eliminación del carbonato de  
calcio.

## 3. Hidróxido de Sodio (cáustico)

Una solución al 10% de NaOH disolverá has-  
ta 12,5% en peso de las incrustaciones de  
yeso.

## 4. Agua Salada

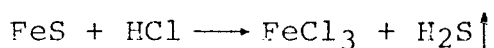
Agua conteniendo 55.000 mg/l de NaCl di-  
solverá 3 veces más yeso a 100° F, que el  
agua fresca a la misma temperatura.

## D. Compuestos de hierro

Se tratan de la siguiente manera:

1. El ácido hidrociorhídrico es normalmente usado para disolver compuestos de hierro. Además, debe contener un inhibidor de corrosión para evitar la corrosión de la tubería, y a menudo un aditivo llamado agente secuestrante del hierro, el cual tiene como objetivo prevenir la posibilidad de reprecipitación del hierro. Esto puede suceder si el ácido está completamente gastado y el pH aumenta lo bastante alto.

La reacción entre FeS y HCl es:



El H<sub>2</sub>S es extremadamente venenoso y unos pocos ppm en el aire pueden matar. Mascarillas de aire fresco deben ser usadas en las incalizaciones, donde haya la posibilidad de que el personal pueda aspirar algo de H<sub>2</sub> S.

2. Acido cítrico

El ácido cítrico puede ser usado para

remover óxidos de hierro, pero no es generalmente empleado en los campos de petróleo.

#### E. Sulfato de Bario

Deposiciones densas de sulfato de bario son casi imposibles de eliminarlas químicamente. A menudo, pequeñas bombas pueden ser muy útiles, pero no es práctica común. El EDTA algunas veces ayuda, pero las probabilidades de éxito son pocas.

#### F. Sal (Na Cl)

Un lavado con agua fresca es el mejor tratamiento para depósitos de sal.

#### G. Arena, sedimentos y arcilla

Usualmente están presentes en los depósitos de incrustaciones, como partículas taponadoras. Una vez que el material crudo de la incrustación se disuelve, dichas partículas pueden ser eliminadas.

### 3.6.3. Eliminación de incrustaciones en las líneas de superficie

La eliminación de incrustaciones en las líneas de superficie generalmente es realizada por el uso combinado de químicos y raspadores de línea (pigs o chanchos), siendo entre estos últimos los más usados y efectivos aquellos que tienen un cuerpo plástico espumoso deformable, cubierto con un material abrasivo o abrasivo. Estos "pigs" pueden ser bombeados a través de una serie de líneas de diferentes tamaños y el cuerpo se deformará lo suficiente, dentro de ciertos límites, para permitir que el "pig" continúe y haga un trabajo de raspado efectivo.

Una típica limpieza de las líneas de flujo para eliminar el aceite que cubre el carbonato de calcio, debe constar de los siguientes pasos:

1. Un taco ("slug") de solvente seguido por un chanco ("pig")
2. Un taco "Slug") de HCl seguido por un ("pig")
3. Una solución neutralizadora (agua con un alto pH) o un completo lavado con agua, pa

ra eliminar todo el ácido. Inhibidores de ácido descompuestos con el tiempo y todo ácido gastado o no, deben ser limpiados de las líneas o resultará una severa corrosión por picadura.

Si la incrustación de carbonato es laminada, con capas alternadas de incrustaciones y petróleo, una emulsión solvente-ácido es una buena selección. Varias veces el uso de los "pigs" es también recomendado, debido a que la acción de los raspadores mecánicos es muy útil para incrementar la efectividad de algunos solventes.

Otra de las variables pertinentes en la limpieza de las líneas de superficie, es la tasa de bombeo. Cualquier solvente requiere - de una cierta cantidad de tiempo, para llegar a estar saturado con cualquier sustancia que esté disolviendo. Por esta razón un - cierto tiempo de contacto con la superficie de la incrustación es necesario para hacer un trabajo efectivo. Si se bombea ácido por el extremo de una línea y sale por el otro, bajo saturado con respecto al material que

está siendo disuelto; quizás no se lo dejó en la línea suficiente tiempo, entonces se prueba bombeando más despacio. En algunos casos será necesario parar el bombeo y dejar que el solvente remoje la incrustación por un momento.

Limpiadura por chorro de arena, está siendo usada en algunas áreas para eliminar acumulaciones de incrustaciones en las líneas de superficie. La limpieza de la tubería con arena se la efectúa inyectando una mezcla abrasiva de arena y gas a alta velocidad, por el extremo de la tubería y descargándola a la atmósfera en el otro.

La longitud óptima de la línea a ser limpiada se calcula de la siguiente manera:

$$L = \frac{D}{3}$$

Donde :

L = Longitud de la línea, en millas

D = Diámetro de la línea, en pulgadas.

La velocidad óptima del gas está entre 14.000 - 20000 pie/min, lo cual transmitirá una velocidad promedio a la mezcla abrasiva cerca-

na a 7000 pie/min.

Lutita o arcilla expandible es inyectada inicialmente en la tubería, para absorber cualquier líquido presente, después de que todos los líquidos libres hayan sido sacados de la línea. La arena es entonces inyectada, para eliminar las incrustaciones, y productos de la corrosión. La pared de la tubería es también limpiada durante este proceso (5).

Aunque esta técnica ha sido principalmente usada, para limpiar líneas de gas, también pueden ser aplicadas a sistemas de inyección de agua. Es de especial interés en la remoción de las incrustaciones de sulfatos, especialmente de sulfato de bario, el cual es casi imposible de eliminar, excepto por medios mecánicos.

#### 3.6.4. Limpieza del fondo del hueco

Usualmente, la limpieza del fondo del hueco consiste en la eliminación de las incrustaciones de la tubería, de las perforaciones o de la cara de la formación (completación a hueco abierto), y algunas veces de los es



pacios porosos o fracturas en la matriz de la formación.

Para la eliminación de las incrustaciones en la tubería, básicamente se sigue la misma técnica que se describió para las líneas de superficie, aunque no pueden ser utilizadas los "pigs" (chanchos). Excepto mediante herramientas especiales de sondeo que normalmente no se usan, una limpieza de la tubería solo se logra por medios químicos. Obviamente si la sarta de completación está muy incrustada o taponada puede ser necesario sacarla y limpiarla en superficie,

La eliminación de las incrustaciones de la cara de la formación o perforaciones, generalmente es una operación de abiandamiento.

Un programa para la eliminación de la incrustación de sulfato de calcio en una completación a hueco abierto (pozos de producción) debe ser el siguiente:

1. Eliminación de hidrocarburos con sileno.
2. Acidificar con HCl al 15% conteniendo in

- hibidor de corrosión y secuestrante del hierro, para remover los productos de la corrosión y otros ácidos solubles.
3. Tratar con carbonato de amonio para transformar el sulfato de calcio o carbonato de calcio.
  4. Acidificar con HCl al 15% más inhibidor, para eliminar el carbonato de calcio.

Si las incrustaciones que se han formado en el espacio poroso de la formación es de varias pulgadas, el ablandamiento con químicos no puede ser exitoso. Aún múltiples remojos pueden dar pequeños beneficios, debido al problema de no contactar una cantidad significativa de superficie de incrustación.

Los problemas de incrustaciones en el fondo del huco son más frecuentes en los pozos de producción que en pozos de inyección. De aquí, que la mayoría de los procedimientos de limpieza de las incrustaciones complejas están dirigidas a los productores. Es posible prevenir problemas de incrustamientos en pozos de inyección. La limpieza

del fondo del hueco no debe ser un problema frecuente en sistemas de inyección, si están siendo controladas en forma apropiada. Es mucho más fácil y más barato prevenir o tratar el problema en superficie, que tratar de remover los depósitos en el fondo del hueco después de que se han formado.

Si las presiones de inyección comienzan a aumentar, es indicación de incrustación o taponamiento en los pozos. Entonces se recomienda lo siguiente:

1. Tratar de fluir el pozo en reverso, Si las partículas suspendidas simplemente se han filtrado de la cara de la formación, la circulación en reverso podría resolver el problema, asegurándose de tomar muestras de algunos sólidos que lleguen a la superficie. Si gas está disponible, se sugiere la instalación de una válvula de gas-lift en la tubería de inyección, la misma que puede ser beneficiosa en la consecución de una baja presión para el flujo reverso.

2. Si el flujo *es* reverso no es exitoso, hay que efectuar un procedimiento de limpieza con químicos,
3. A pesar del problema, *es* recomendable que los solventes sean pistoneados hasta la superficie o hacer que el pozo - fluya en reverso después del tratamiento. Los solventes pueden llegar a estar supersaturados y reprecipitar el material disuelto, Si la reprecipitación ocurre en el área de la boca del pozo, pueden resultar serios problemas de taponamiento, Por esta razón, es recomendable que las soluciones de limpieza sean llevadas a superficie, para evitar su desplazamiento o la formación,

## CAPITULO IV

### CONSIDERACIONES OPERACIONALES PARA LA REALIZACION DE LOS TRATAMIENTOS ANTI-INCrustANTES

La producción de agua, junto con el petróleo, es el factor que va a dar origen a la depositación de los carbonatos. Es por esta razón que los tratamientos inhibidores de incrustaciones, generalmente se efectúan en pozos que producen con un porcentaje de agua mayor al 10% (Bsw 10%).

El tipo de inhibidor escogido, ya sea sólido o líquido y las características de la completación del pozo, determinan el tipo de tratamiento a ser usado para el bombeo del químico.

Los inhibidores sólidos deben ser introducidos a la Formación durante un fracturamiento de la misma o colocados en el fondo del pozo, donde comienzan a disolverse lentamente. La técnica de fracturamiento se debe prácticamente descartar en el campo Lago Agrio, por el riesgo que implica una posible canalización del acuífero, el mismo que suministra la energía de producción a la formación Hollin. Además, la colocación de inhibidores sólidos en el fondo del pozo, no asegura un adecuado contacto entre el químico y el flujo producido. El hecho de que la producción de los pozos pueda restringirse o cerrarse eventualmente por razones operacionales, es otra desventaja para el uso de este tipo de inhibidor.

En base a lo anteriormente expuesto se optó, en los campos del Oriente Ecuatoriano, por la utilización de los inhibidores líquidos, debido a que son más fáciles de manejar y que además pueden ser bombeados a la formación por medio de inyección forzada o tratamiento de matriz, sin dañarla y sin que ocurra ninguna reversión química. El inhibidor líquido utilizado es el Visco 962, el cual es un tipo de polímero que permanece estable a altas concentraciones del ión calcio y temperaturas superiores a 350° F. El uso de este químico ha permitido prevenir la depositación de las incrustaciones.

#### 4.1. TIPOS Y CRITERIOS PARA SELECCIONAR EL TRATAMIENTO ANTI-INCRUSTANTE.

De la experiencia obtenida en los trabajos relacionados con la industria hidrocarburífera, se ha llegado a la conclusión de que es necesario efectuar un estricto control sobre la depositación de las incrustaciones, analizar la manera como prevenirlas, y si ya se han formado, seleccionar un método efectivo para eliminarlas.

En consecuencia, en el campo se realizan fundamentalmente dos tipos de tratamiento: preventivo y de limpieza.

Como su nombre lo indica el tratamiento preventivo -

consiste en inyectar a la formación una cantidad determinada de solución acuosa, la misma que contiene un inhibidor de incrustaciones (Visco 962), con el fin de evitar la depositación de ellas. Esto implica, que se debe realizar un control periódico del retorno del químico anti-incrustante inyectado previamente, o correr en la sarta de producción un calibrador de tubería (tubing gauge), el cual indica si ha ocurrido depositación de las incrustaciones.

Cuando por diversas circunstancias, no se ha logrado efectuar un control sobre la depositación de las incrustaciones en la sarta de producción y ellas se han compactado hasta formar un cuerpo sólido, la alternativa posible es realizar un tratamiento de limpieza, que consiste en bombear a la tubería de producción un volumen dado de solución ácida de acción inmediata ("One Shot Acid"), teniéndose que dejarla en el fondo del pozo un período de tiempo relativamente corto ( $\pm$  1 hora), para que el ácido actúe sobre la depositación y la elimine.

Es necesario señalar que en ocasiones, las depositaciones de carbonatos llegan a tener un grado de compactación tan alto, que las hace prácticamente imposibles de eliminar por medio de los tratamientos de limpieza

con dcido. Cuando esta situación se presenta, la única opción para remover la obstrucción, es sacar la sarta de produccidn del pozo, con el fin de cambiar las secciones que están taponadas de material incrustante, Esta solucidn corresponde a un reacondicionamiento de pozo, tema que no es tratado en el presente trabajo.

#### 4.2. TRATAMIENTO PREVENTIVO

La finalidad primordial de inyectar el inhibidor a la formación, es la de prevenir la formación de los carbonatos en las cercanías del calibre del pozo v de esta manera atacar el problema desde su origen, preservando así todo el sistema de producción.

El tratamiento consiste fundamentalmente en el desplazamiento a la formación productora de petróleo, de una solución acuosa que contiene el inhibidor, por medio de bombeo. El químico anti-incrustante es atrapado o absorbido por los granos de arena de la formación. Cuando el pozo comienza a fluir después del tratamiento, el inhibidor es producido junto con los fluidos de la formación, llevando en suspensidn las sustancias incrustantes, evitnndo de esta manera la depositación de los carbonatos. El tratamiento se tiene -



que repetir cada vez que la mayor cantidad del químico inyectado, haya retornado a la superficie con los fluidos producidos.

El control del retorno del químico residual a la superficie se lo efectúa bajo 3 consideraciones diferentes: tiempo, partes por millón residuales (ppm) y volumen del químico acumulado.

Para el factor tiempo se considera, que el inhibidor bombeado a la formación actúa de manera satisfactoria durante un determinado período de tiempo, que en el campo se ha comprobado está en alrededor de 6 meses, como se puede apreciar de la tabla N<sup>o</sup> 9, la cual presenta el resumen general de inhibiciones del campo Lago Agrio realizado desde Enero de 1975 hasta Agosto de 1980, en que se realizó el presente estudio.

En lo que respecta a las partes por millón residuales del químico, se ha determinado, en base a condiciones experimentales, que cuando la concentración del inhibidor residual por efecto de la producción llega a un valor de 6 ppm, se hace necesario realizar un nuevo tratamiento inhibidor de la formación.

Por último, en cuanto al volumen de químico acumulado, se ha comprobado que cuando el volumen de retor-

que repetir cada vez que la mayor cantidad del químico inyectado, haya retornado a la superficie con los flúidos producidos, .

El control del retorno del químico residual a la superficie se lo efectúa bajo 3 consideraciones diferentes: tiempo, partes por millón residuales (ppm) y volumen del químico acumulado.

Para el factor tiempo se considera, que el inhibidor bombeado a la formación actúa de manera satisfactoria durante un determinado período de tiempo, que en el campo se ha comprobado está en alrededor de 6 meses, como se puede apreciar de la tabla N° 9, la cual presenta el resumen general de inhibiciones del campo Lago Agrio realizado desde Enero de 1975 hasta Agosto de 1980, en que se realizó el presente estudio.

En lo que respecta a las partes por millón residuales del químico, se ha determinado, en base a condiciones experimentales, que cuando la concentración del inhibidor residual por efecto de la producción llega a un valor de 6 ppm, se hace necesario realizar un nuevo tratamiento inhibidor de la formación.

Por último, en cuanto al volumen de químico acumulado, se ha comprobado que cuando el volumen de retor-

no a la superficie es superior al 50% del volumen de químico inyectado, se debe pensar necesariamente en realizar nuevamente un tratamiento anti-incrustante.

#### 4.3. PROGRAMA OPERACIONAL PARA EFECTUAR EL TRATAMIENTO PREVENTIVO

El éxito de un tratamiento inhibidor depende del procedimiento que se siga para efectuar el trabajo. En el caso del campo Lago Agrio el programa operacional seguido es bastante sencillo, y se lo puede llevar a cabo sin necesidad de contar con una torre de recon-dicionamiento en la locación.

A continuación vamos a presentar un programa operacional, el mismo que consta de 5 etapas principales.

Del programa operacional se puede deducir, que la prueba de inyectividad tiene como objetivo fundamental: determinar la tasa y la presión promedio con las cuales se realizará el tratamiento, de tal manera que podamos estar seguros de cumplir 2 condiciones básicas.

PROGRAMA DE INHIBICION ANTI-INCRUSTACIONES

CAMPO : LAGO ABRIO

POZO: OML - 1

FORMACION: Hollin

FECHA: 14/3/80

## 1. PRUEBA DE INYECTIVIDAD

Bombear 10 Bls de agua del tanque de lavado (wash tank) con 2 Gls de J-22, sin exceder de 3500 lpc la presión de bombeo.

## 2. TRATAMIENTO A LA FORMACION

a. Bombear la mezcla de 6 tambores (330 Gls.) de Visco 962 con 60 Bls. de agua del tanque de lavado (Wash tank) mezclado con 1 galón de bactericida (Visco 1152), más 8 Gls. de J-22, dentro de la tubería de producción.

b. Continuar con 310 Bls de agua del tanque de lavado (wash-tank), tratada con 5 Gls. de bactericida (Visco 1152), más 40 Gls. de J-22.

Nota: No exceder de 3500 lpc la presión de bombeo.

3. Dejar el pozo cerrado por 24 horas

4. Abrir el pozo a producción, Si no fluye, pistoncar.

5. Realizar la prueba de producción.

## REQUERIMIENTOS PARA EL TRABAJO

## TANQUES

380 Bls de agua del tanque de lavado	1 tanque de 90 Bls.
6 Tambores (330 Bls) Visco 962	1 tanque de 500 Bls.
50 Galones de J- 22	
6 Galones de bactericida (Visco 1152)	

## OBSERVACIONES

1. Mezcle 6 tambores de Visco 962 con 60 Bls. de agua del tanque de lavado (wash tank), mas 8 Gls. de J- 22, más 1 galón de bactericida (Visco 1152), en el tanque de 90 Bls.
2. Mezcle 40 Gls. de J- 22 con 310 Bls. de agua del tanque de lavado, mds 5 Gls. de hactericida (Visco 1152), en el tanque de 500 Bls.

1. Que la formación aceptará el químico a ser bombeado.
2. Que el trabajo se efectuará sin sobrepasar las siguientes condiciones limitantes:
  - a. La presión de fracturamiento de la formación
  - b. Los límites de presión permisible en la cabeza del pozo y equipo de completación.

#### 4.4. TRATAMIENTO DE LIMPIEZA

Durante la producción del petróleo, la tubería de producción y líneas de superficie están expuestas a la depositación de incrustaciones. Para evitar que esto suceda, es necesario efectuar un control del diámetro interior de la tubería de producción, el mismo que se lo lleva a cabo utilizando una herramienta calibradora de tubería (tubing gauge), la cual se corre dentro de la sarta de completación empleando para ello una unidad de cable (wire line).

Cuando el calibrador no pasa por el interior de la tubería de producción, hasta el fondo de la sarta de completación, es un indicativo de que ha ocurrido depositación de carbonatos, a una profundidad determinada. Entonces, hay que tratar de limpiar la obstrucción mecánicamente, utilizando para ello un cepillo limpiador

(brushing tool), que también es corrido por la unidad de cable (wire line). Si con esta herramienta no se consigue eliminar el material depositado en la tubería, el problema requiere un tratamiento de limpieza con ácido, el mismo que consiste en inyectar a la sarta de producción, un volumen determinado de solución ácida de acción inmediata conocida como "ONE SHOT ACID". Este ácido reacciona rápidamente con las depositaciones de carbonatos, removiéndolas y eliminándolas, si es que no están bien consolidadas.

Las incrustaciones por lo general se encuentran depositadas en las perforaciones y en el fondo de la tubería de producción. Por lo tanto, se debe bombear el ácido hasta la cara de la arena y dejarlo frente a ella por cierto intervalo de tiempo (no más de 1 hora), para que efectúe el trabajo de limpieza.

Cuando las incrustaciones se han formado en las líneas de superficie, el ácido es bombeado por el extremo de la tubería más próximo al cabezal del pozo, dejado en su interior por un tiempo prudencial, de tal manera que disuelva el material depositado en las líneas de flujo y luego se lo desplaza hacia la piscina de la estación recolectora de fluidos.

#### 4.5. PROGRAMA OPERACIONAL PARA EFECTUAR UN TRATAMIENTO DE LIMPIEZA

El programa de tratamiento de limpieza de una tubería, que se presenta a continuación, es un procedimiento de campo seguido para el caso particular del pozo Lago Agrio N° 6. El problema consistía en que era imposible cerrar la válvula maestra (master), debido a las incrustaciones que se había depositado al rededor de ella.

Este caso es el tratamiento de limpieza más completo que se puede realizar en el campo, por que se trata de limpiar tanto la línea de flujo como la sarta de producción. La situación más particular es cuando se hace por separado la limpieza de la línea de flujo o de producción.



PROGRAMA PARA LIMPIAR LA TUBERIA DE PRODUCCION Y CABEZAL  
DEL POZO

1. Abrir la válvula maestra (master).
2. Con la vdlvula lateral (wing) abierta, bombear 500 galanes de "ONE SBOT ACID" (ver composición abajo).
3. Cerrar la válvula lateral y dejar el dcido por 2 horas,
4. Manipular la vdlvula maestra para tratar de cerrarla. Si se ha logrado limpiarla, bajar calihrador de tuberia de 3 1/2" hasta el reductor a 9736' y de 2 7/8" hasta el neplo de asentamiento a 9840' para chequear por obstrucción.

Si se encuentra obstrucción en la tubería de producción bombear 500 galones de "ONE SHOT ACID".

5. Si no está limpia la vdlvula maestra repetir los pasos 2 y 3.
6. Pistonear el pozo para eliminar el ácido.

FAZON PARA EL TRATAMIENTO: Incrustaciones en el cabezal - del pozo impiden que cierre la válvula maestra.

COMPOSICION DE LOS 500 GALONES DE "ON? SHOT ACID".

225 galones de agua fresca.

175 galones de HCl al 34%

100 galones de JP-1

3 galones de Rodine 230

2 galones de J-22

#### 4.6. QUÍMICOS Y EQUIPOS UTILIZADOS

A continuación se describen las principales características y aplicaciones de los químicos que se utilizan tanto en el tratamiento preventivo, como en el de limpieza.

##### A. Químicos

###### 1. Visco 962

###### PRINCIPALES USOS:

El Visco 962 es un tipo de polímeros que actúa como agente de transferencia de calor, diseñado para permanecer inalterable a altas concentraciones de cal cia y usado en salmueras concentradas. Permanece es table hasta temperaturas de 350° F.

El Visco 962 es utilizado para prevenir los problemas ocasionados por las depositaciones de carbonato de calcio y sulfato de calcio, cuando el factor de terminante es la alta temperatura. El Visco 962 ta m bién es efectivo para prevenir las incrustaciones -

mixtas que contengan productos de hierro u otros sólidos.

No son necesarias precauciones especiales para manejar este químico anti-incrustante. Únicamente, se debe evitar un prolongado contacto con la piel y la ropa. En caso de contacto hay que lavarse con abundante agua.

El empaquetamiento del Visco 962 se realiza en tambores de acero o plástico los mismos que son utilizados una sola vez.

La tabla N<sup>o</sup> 4 presenta las propiedades físicas del Visco 962.

TABLA N<sup>o</sup> 4  
PROPIEDADES FÍSICAS DEL VISCO 962

Color	Amarillo claro a agua blanca
Olor	Picante
Punto de inflamación	120°F
pH	5.2
Viscosidad	40 cps. a 60°F
Gravedad específica	1.15
Densidad	9.58 libras/galón
Solubilidad	Insoluble en hidrocarburos

## 2. RODINE 230

El Rodine 230 es un inhibidor de corrosión, que se lo utiliza para evitar el ataque de la tubería por parte del ácido. La acción protectora es debida a la propiedad del Rodine de adherirse a las paredes de la tubería formando una película, la misma que impide el contacto directo entre el ácido y la tubería, a través de la cual esta siendo inyectado.

## 3. MORFLO II y J-22

El Morflo II y el J-22 son surfactantes.

Los surfactantes son químicos usados para reducir la tensión superficial de los fluidos y además ayudan a romper las emulsiones cuando se han formado. Al reducirles la tensión superficial a los fluidos, presentan mayor movilidad, es decir los surfactantes actúan como un medio de lubricación para los fluidos que están siendo inyectados a la formación.

## 4. ACIDO HIDROCLORHIDRICO (HCl)

El ácido hidroclorehídrico es utilizado en los tratamientos de limpieza para disolver partículas o incrustaciones de materias inorgánicas, que se forman tanto en la cara de la arena como en la sarta

de producción y líneas de flujo superficiales. Las depositaciones, en el caso del campo objeto de este estudio son carbonatos de calcio.

#### 5. XYLENO, TOLUENO 6 JP-1

Son solventes que se los utiliza para disolver - partículas o incrustaciones de materia orgánica que se forman en la tubería de producción.

#### 6. BACTERICIDA (1152)

Los bactericidas, son químicos que se utilizan para tratar de eliminar las bacterias contenidas en el agua que se va a utilizar para el tratamiento, evitando de esta manera, el taponamiento de los canales porosos de la formación, que es otro de los problemas que se puede presentar en la industria del petróleo.

### B. EQUIPO

El equipo que se utiliza en los tratamientos anti-incrustantes es el siguiente:

#### 1. Unidad de bombeo

Para desplazar un volumen determinado de solución inhibidora a la formación, es necesario disponer

fundamentalmente de una unidad de bombeo, la misma que se compone de un camión equipado con sus respectivas bombas y conexiones especiales, para poder desplazar los fluidos desde los tanques de mezcla en superficie a la tubería de producción y a la formación.

## 2. Unidad de Cable (Wire Line)

La unidad de cable (wire line) se la utiliza con la finalidad de:

- a, Correr el calibrador de tubería (tubing gauge) hasta el fondo del pozo, a fin de controlar la depositación de las incrustaciones en la tubería de producción o para determinar si la sarta de completación está libre del material depositado en ella, después de un tratamiento de limpieza.
- b, Cerrar y/o abrir las camisas deslizables colocadas en la tubería de completación, para poder - de esta manera bombear los químicos a la formación que deseamos tratar, si es que existen más de 2 zonas productoras.

## 3. Unidad de Pistoneo

Si el pozo no fluye después de haberse efectuado -

un tratamiento preventivo o de limpieza, es necesario pistonearlo para eliminar el ácido o químico inyectados, con el fin de ayudar a que el pozo fluya. El pistoneo consiste en ir achicando la columna hidrostática del fluido en la tubería hasta lograr que la presión de la formación sea capaz de hacer fluir el pozo a la superficie.

#### 4.7. COSTOS DE LOS TRATAMIENTOS

A continuación se presentan datos actualizados de los costos involucrados en la realización de los tratamientos anti-incrustantes, tanto en lo referente a los equipos empleados como a los químicos utilizados en los tratamientos ya nombrados: preventivo y de limpieza.

##### A. COSTO DEL TRATAMIENTO DE INHIBICION ANTI-INCrustACIONES

COSTOS ESTIMADOS	COMPAÑIA	AL CONTADO	MATERIAL A MANO
Bombeo	Halliburton	4.000	
Químicos			2.000
Unidad de cable de acero.	Superser	600	
Unidad de pistoneo.	Pool	800	
Transporte			
Imprevistos		600	

TOTAL: US\$ 8.000

B. COSTO DEL TRATAMIENTO DE LIMPIEZA

COSTOS ESTIMADOS	COMPAÑIA	AL CONTADO	MATERIAL A MANO
Bombeo	Halliburton	2,000	
Químicos			1.000
Unidad de cable de acero	Superser	500	
Unidad de pistonæ		500	
Transporte			
Imprevistos		500	

TOTAL: US\$ 4.500

De los datos anteriores se puede apreciar y concluir, que los costos de los tratamientos tanto preventivo como de limpieza de las formaciones hidrocarburrferas, resultan relativamente haratos si se comparan con los beneficios que de ellos se obtienen, Para corroborar lo anterior, es necesario tener siempre presente que la no realizaci3n peri3dica de dichos tratamientos, trae consigo problemas de taponamiento, que van a ocasionar en casos extremos, p3rdida total de la producci3n de un pozo, y en consecuencia serdn necesarios mayores gastos operacionales, para volver a poner nuevamente un determinado pozo en producci3n.

Esto se debe a que cuando el material incrustante deposita



do en el interior de la sarta de completación está bien consolidado, será necesario para eliminarlo cambiar las secciones de tubería taponadas, trabajo que unicamente se lo puede realizar moviendo un taladro a la localización del pozo, para efectuar el reacondicionamiento del mismo.

## CAPITULO V

### ESTADISTICAS DE LA PRODUCCION DE LOS POZOS DEL CAMPO

#### 5.1. PRUEBAS DE PRODUCCION DE LOS POZOS EN ESTUDIO

Durante la explotación de los hidrocarburos de un campo dado, los pozos son sometidos periódicamente a pruebas de producción, las mismas que permiten obtener el volumen de fluido, que están siendo producidos de los yacimientos, Para la realización de este trabajo se utiliza el separador de prueba.

Con el fin de determinar el porcentaje de agua y sedimentos (Bsw) que fluye junto con el petróleo, se toma durante la prueba de producción una muestra del fluido que sale del pozo, para llevarla al laboratorio, donde por centrifugación se rompe la emulsión agua-petróleo, lográndose así la determinación del contenido de sedimentos y agua que existe en el fluido del pozo.

Por lo general, durante cada mes se realizan varias pruebas de producción de un mismo pozo. En este capítulo solamente se presenta la mejor prueba obtenida en el mes, a partir de Enero de 1977 hasta Agosto de 1980, para todos los pozos del campo Lago Agrio en

los cuales se ha efectuado este estudio.

Para visualizar la importancia que tiene la realización de pruebas de producción mensuales de los pozos, los mejores valores de las tasas de petróleo con su correspondiente contenido de agua en barriles por día, se han graficado versus tiempo. Estos gráficos permiten observar los incrementos y declinaciones de la producción, tanto de petróleo como del agua, durante la vida productiva de los yacimientos.

En estos gráficos ya señalados también están indicadas las fechas de las inhibiciones que se han efectuado en cada pozo, con el fin de prevenir la deposición de carbonatos y evitar pérdidas de producción. De la observación y análisis de las curvas resultantes, podemos sacar conclusiones sobre la efectividad o no de las inhibiciones en cada uno de los pozos en estudio.

## 5.2. GANANCIA DE PRODUCCION DESPUES DEL TRATAMIENTO

La inhibición es un tratamiento que se da a la formación para prevenir la deposición de carbonatos, tanto en la cara de la arena productiva como en el equipo de producción y líneas de superficie. Por lo general, con este tratamiento lo que se persigue es man-

tener la producción de petróleo en los pozos, pero en ocasiones después del tratamiento de inhibición, es logrado un incremento en la producción, lo que hace pensar que el inhibidor, además de prevenir las depositaciones de carbonatos, actúa estimulando las zonas productoras. En otras ocasiones, la producción disminuye después del tratamiento para luego ir incrementando lentamente.

La tendencia general que presentan los gráficos de los valores de las mejores pruebas de producción versus tiempo, después de una inhibición es que la tasa de producción de hidrocarburos se mantiene, pero las declinaciones que a veces se observan pueden ser originadas por la disminución de la presión del yacimiento, o por el incremento de la producción de agua.

En el Apéndice II se encuentra la tabla N<sup>o</sup> 6 donde se presentan tabulados para cada pozo estudiado las inhibiciones que se han realizado, la producción de petróleo y agua antes y después del tratamiento, así como la ganancia de producción, si es que se la ha obtenido.

## CAPITULO VI

### CONTROL DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO

Después de efectuado el tratamiento es indispensable realizar un estricto control del retorno del químico inyectado, especialmente luego de poner el pozo en producción.

En el capítulo IV, en el punto referente al tratamiento preventivo se señalaron las formas posibles para cumplir con dicho control, las cuales son las siguientes:

- Tiempo entre una inhibición y la siguiente
- Partes por millón residuales
- Producción del químico acumulado.

En la mayoría de los casos el tiempo es el factor decisivo para efectuar un nuevo tratamiento de inhibición, pero esto no implica que los otros dos factores dejen de ser considerados.

En este capítulo vamos a explicar la forma como operan estas técnicas controladoras de la efectividad del tratamiento.

#### 6.1. TIEMPO ENTRE UNA INHIBICION Y LA SIGUIENTE

De la tabla N° 9, donde se presenta el resumen general de las inhibiciones que se han realizado a partir del año 1975 hasta el año 1980, se puede visuali

zar claramente que el tiempo entre inhibiciones oscila de 6.3 a 11.5 meses, Es decir, para cada uno de los pozos del campo donde se estudia el problema de las incrustaciones, existe un determinado período de tiempo transcurrido entre una inhibición y la siguiente, el cual da un promedio de efectividad del tratamiento de 8.4 meses.

La diferencia en el tiempo que existe al realizar el tratamiento de inhibición entre un pozo y otro o en el mismo pozo, puede ser influenciada por el hecho de que después de haber inyectado el químico algunos pozos permanecen cerrados durante ciertos períodos de tiempo, lo cual viene a ocasionar que los tratamientos inhibidores no sean periódicos. Otra causa puede ser problemas operacionales.

Es por esta razón, que se ha determinado en 6 meses el valor promedio para el tiempo que debe haber entre un tratamiento de inhibición y el siguiente, con lo cual se ha conseguido standarizarlos y reducir el arduo trabajo de control del retorno del químico a superficie.

## 6.2. PARTES POR MILLON RESIDUALES

La cantidad de ppm (partes por millón) residuales del

inhibidor, es determinada mediante un análisis periódico del agua producida junto con el petróleo. Este análisis se basa en el efecto dispersante del inhibidor sobre el carbonato de calcio que está en suspensión en el agua salada,

Para conocer la cantidad de ppm residuales del inhibidor que retorna a superficie junto con los fluidos producidos, es necesario construir las curvas de calibración para cada uno de los pozos. Estas curvas de calibración, se basan en el análisis del comportamiento de los ácidos poliacrílicos de bajo peso molecular relacionándolos con el efecto que dichos materiales tienen sobre los carbonatos, ya que esos ácidos actúan como dispersantes sobre el carbonato de calcio, finamente pulverizado.

Las curvas de calibración son elaboradas de la siguiente manera:

Se preparan soluciones de concentraciones conocidas del inhibidor Visco 962 de: 1, 5, 10, 15, 20, 30, 40, 60, 80 y 100 mg/l. De cada una de estas soluciones son tomados 50 ml, se los diluye con 50 ml de agua salada, en tubos Nessler de 100 ml. Luego se añaden a cada una de las soluciones 0.5 gramos de carbonato de calcio en polvo y 5 ml de azul de metileno de

una concentración de 50 mg/l.

Los tubos son tapados e invertidos simultáneamente varias veces para lograr una dispersión igual del carbonato de calcio en polvo, en cada uno de ellos.

El tiempo de asentamiento del carbonato de calcio es cronometrado, desde el momento en que llega al fondo del tubo Messler hasta la marca de 4 mm. que exista en el mismo.

Estos tiempos son graficados versus las concentraciones del químico Visco 962 utilizadas, obteniéndose de esta manera las curvas de calibración para cada pozo, las mismas que se encuentran en el Apndice I. En la tabla N<sup>o</sup> 7 se presentan los valores necesarios que permiten obtener las curvas de calibración de los pozos, los cuales se encuentran en el apéndice 11. Dichos datos fueron obtenidos en Enero de 1980,

Teniendo la curva de calibración de cada pozo, se procede a efectuar el análisis del químico residual en una muestra del agua producida junto con el petróleo. Se toma un volumen determinado de la muestra a ser analizada, se la diluye con 50 ml de agua destilada, luego se la mezcla con 50 ml de a-



gua salada y se adiciona 0.5 gramos de carbonato de calcio y 5 ml de azul de metileno de una concentración de 50 mg/litro de la misma manera como se hizo las curvas standar. Posteriormente se procede a determinar el tiempo de asentamiento del carbonato de calcio en el tubo Nessler, el mismo que corresponde en la curva de calibración ya construfda a cierto número de ppm residuales,

En la tabla NQ 8 del apéndice II se presentan los valores de los ppm residuales para cada pozo tratado, ohtenidos por medio del procedimiento ya descrito de las curvas de calibración. Dichos valores se han graficado versus tiempo (fecha en que se tomó la muestra) con el fin de analizar la manera como se comporta el químico inhibidor al retornar a superficie, después de haber actuado en la formación. Los gráficos resultantes estdn presentados en el Apéndice I.

De acuerdo a la experiencia de campo, se ha llegado a la conclusión de que cuando la concentracdn del Visco 962 es de 6 ppm residuales o menor, es necesario realizar una nueva inhibición al pozo para evitar los problemas originados por las incrustaciones.

En la Fig, N<sup>o</sup> 10 se presenta el equipo utilizado en la elaboración de las curvas de calibración.

### 6.3. PRODUCCION DEL QUIMICO/ACUMULADO

El tratamiento anti-incrustante en un pozo de petróleo, consiste en desplazar a la formación un volumen dado de una solución acuosa, la misma que contiene el químico inhibidor de las incrustaciones.

Cuando se elabora el programa de inhibición de un pozo dado, hay que calcular el volumen de químico necesario para llevar a efecto la inhibición. Es decir - se debe saber la cantidad de químico que se inyecta a la formación, la cual, para el caso del campo Lago Agrio es de 330 galones de Visco 962.

Luego de haber realizado la inhibición al pozo, se lo pone en producción ocasionando este hecho que comience a producirse junto con el petróleo, el químico inhibidor. Entonces para calcular la cantidad de químico que retorna a superficie es necesario conocer:

- La producción de agua por día (BAPD)
- Las partes por millón residuales del químico.
- Factor de días acumulados (F)

La producción de agua se obtiene de la prueba de producción del pozo y los ppm residuales de la curva de calibración.

El factor de días acumulados (F), no es otra cosa que el número de días que han transcurrido entre una prueba de control de los ppm residuales y la siguiente, teniendo muy presente que para la determinación se considera desde el día en que se realizó una prueba hasta un día anterior a la siguiente.

Con estos parámetros y aplicando la siguiente ecuación se puede calcular el volumen de químico acumulado.

$$V Q A = BAPD * 42 \frac{\text{Gal}}{\text{Bbs}} * \text{ppm} * \frac{1}{10^6 \text{ ppm}} * F$$

Donde :

VQ A = Volumen de químico acumulado

BAPD = Barriles de agua por día

42 = Factor de conversión de Barriles a galones

ppm = Partes por millón residuales

$1/10^6$  = Factor de conversión de las partes por millón residuales

F = Factor de días acumulados.

Cuando la producción del químico acumulado es mayor

al 50% del volumen inyectado, es una indicación de que se debe pensar en un nuevo tratamiento anti - in crustante del pozo, con el fin de evitar la formación y depositación de carbonatos que de ocurrir, ocasionarán pérdidas de producción.

## CAPITULO VII

### ANALISIS DE RESULTADOS

- Mediante la graficación de los ppm residuales del inhibidor inyectado vs. el tiempo transcurrido luego del tratamiento, se puede determinar el lapso de tiempo durante el cual es efectivo el inhibidor, tomando como base un valor mínimo de 6 ppm residuales, para garantizar una protección adecuada de la formación contra las depositaciones de carbonatos. O sea, cuando la concentración de los ppm residuales del Visco 962 sea igual a 6 o menor, es una indicación de la necesidad de efectuar un nuevo tratamiento anti-incrustante a una arena productiva de petróleo.
- Analizando la tabla N° 9, podemos observar que la duración del efecto inhibidor del Visco 962 oscila entre 6.3 y 11.5 meses, resultando un promedio de 8.4 meses, Pero es necesario indicar, que ese valor más alto del tiempo de protección señalado, puede estar influenciado por el hecho de que ciertos pozos se cierran durante determinados períodos de tiempo, lo cual hace que la duración del tratamiento sea mayor. Debido a ello, se ha establecido en 6 meses, como un valor promedio real del tiempo de duración para la efectividad del tratamiento, el mismo que ha sido estandarizado. Es decir, después de haber transcurrido 6 meses de la realización de un tratamiento anti-incrus

tante, se puede planificar la realización de una nueva inhibición.

- La frecuencia con la cual se deben realizar los tratamientos anti-incrustantes, es menor en los pozos que tienen baja producción de agua. Por el contrario, el tratamiento debe ser más continuo en los pozos que producen con alto contenido de agua, debido a que aumenta la posibilidad de que se precipiten los carbonatos.
- En los gráficos de producción Vs. tiempo de los pozos estudiados se puede ver que, en algunas ocasiones la tasa de producción de petróleo se incrementa después de haber realizado el tratamiento preventivo, lo cual es una indicación de que el químico utilizado en el tratamiento anti-incrustante viscos 962 posee características estimulantes.
- En el gráfico de producción Vs. tiempo del pozo Lago Agrio N<sup>o</sup> 8, se puede visualizar dos fenómenos causados por el tratamiento de inhibición a la formación productiva:
  1. Se observa una regularización de la producción de petróleo luego de efectuado cada tratamiento anti-incrustante.
  2. Después de la última inhibición, la producción declina debido al hecho de que el porcentaje de agua y sedimentos en el flujo del pozo aumentó considerablemente des

pués del tratamiento, lo que se puede verificar analizando la tabla N° 5 en el Apéndice II.

- Para realizar un control efectivo sobre la depositación de los carbonatos, no se debe excluir el cálculo del volumen de químico acumulado que retorna a superficie.

Si la cantidad de químico acumulado que retorna a superficie es mayor al 50% del volumen inyectado, necesariamente se requiere de un nuevo tratamiento anti-incrustante.

- La inyección del químico anti-incrustante Visco 962 presenta ciertas desventajas en yacimientos que producen - por empuje hidráulico, ya que al efectuar la inyección forzada de la solución acuosa, se corre el riesgo de fracturar la formación y tienen problemas de conificación de agua. Debido a este problema es que la tasa de producción de agua aumenta.

- Para tener un buen conocimiento de la efectividad de un tratamiento anti-incrustante, se deben controlar tanto los ppm residuales del inhibidor inyectado, como el volumen de químico acumulado que retorna a superficie, y el tiempo transcurrido después de haber efectuado la inhibición en un pozo dado. Cuando uno de estos métodos controladores de la efectividad del Visco 962 alcanza su valor crítico, se debe tomar la decisión de efectuar un nuevo tratamiento preventivo.

## CAPITULO VIII

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Es recomendable realizar el tratamiento preventivo, que consiste en inyectar el inhibidor a la formación para prevenir la depositación de los carbonatos, atacando el problema desde su origen y preservando así todo el sistema de producción.
2. El químico utilizado en el tratamiento anti-incrustante no solamente tiene propiedades inhibidoras, sino que además presenta características estimulantes, Esto se puede observar claramente de los resultados obtenidos en el pozo Lago Agrio N<sup>o</sup> 8, donde se incrementó la producción de petróleo después de haber efectuado el tratamiento preventivo.
3. El costo del tratamiento anti-incrustante resulta ser relativamente económico, si se compara con el beneficio que se obtiene, debido a que si las depositaciones se han formado pueden en casos extremos, ocasionar la pérdida total de producción y en consecuencia, mayores gastos operacionales serán necesarios para eliminar las incrustaciones y poner el pozo en producción.
4. Es recomendable el uso de inhibidores líquidos, debi-



do a la facilidad de su manejo ya que pueden ser introducidos a la formación por medio de inyección forzada o tratamiento de la matriz, sin causarles daño. Otro de los factores por los cuales se los utiliza es que no producen reversión química.

5. Para detectar si las depositaciones de carbonatos han ocurrido en el interior de la tubería de producción, se recomienda realizar un control de la misma, mediante el uso de una herramienta calibradora de tubería (tubing gauge), la cual es corrida en el interior de la sarta de completación por una unidad de cable. Este trabajo de control se lo debe realizar por lo menos 1 vez cada 2 meses y con mayor frecuencia en pozos que producen con alto contenido de agua.
6. En los yacimientos ya conocidos así como en los nuevos campos a ser explotados es necesario efectuar un control periódico del agua de formación y analizar si existe la posibilidad de que se formen depositaciones de carbonatos.

Si los resultados del análisis del agua producida junto con los hidrocarburos en los nuevos campos a ser explotados, presentan tendencia al incrustamiento, es recomendable ir planificando futuros tratamientos inhibi

dores de depositaciones sólidas.

- Antes de efectuar un tratamiento preventivo en nuevos campos a ser explotados, se recomienda realizar en el laboratorio pruebas de compatibilidad entre los químicos anti-incrustantes de carbonatos disponibles y los fluidos de la formación, con el objeto de seleccionar el mejor inhibidor que puede ser utilizado en la ejecución de los tratamientos anti-incrustantes.

APENDICE I

FIGURAS

\*

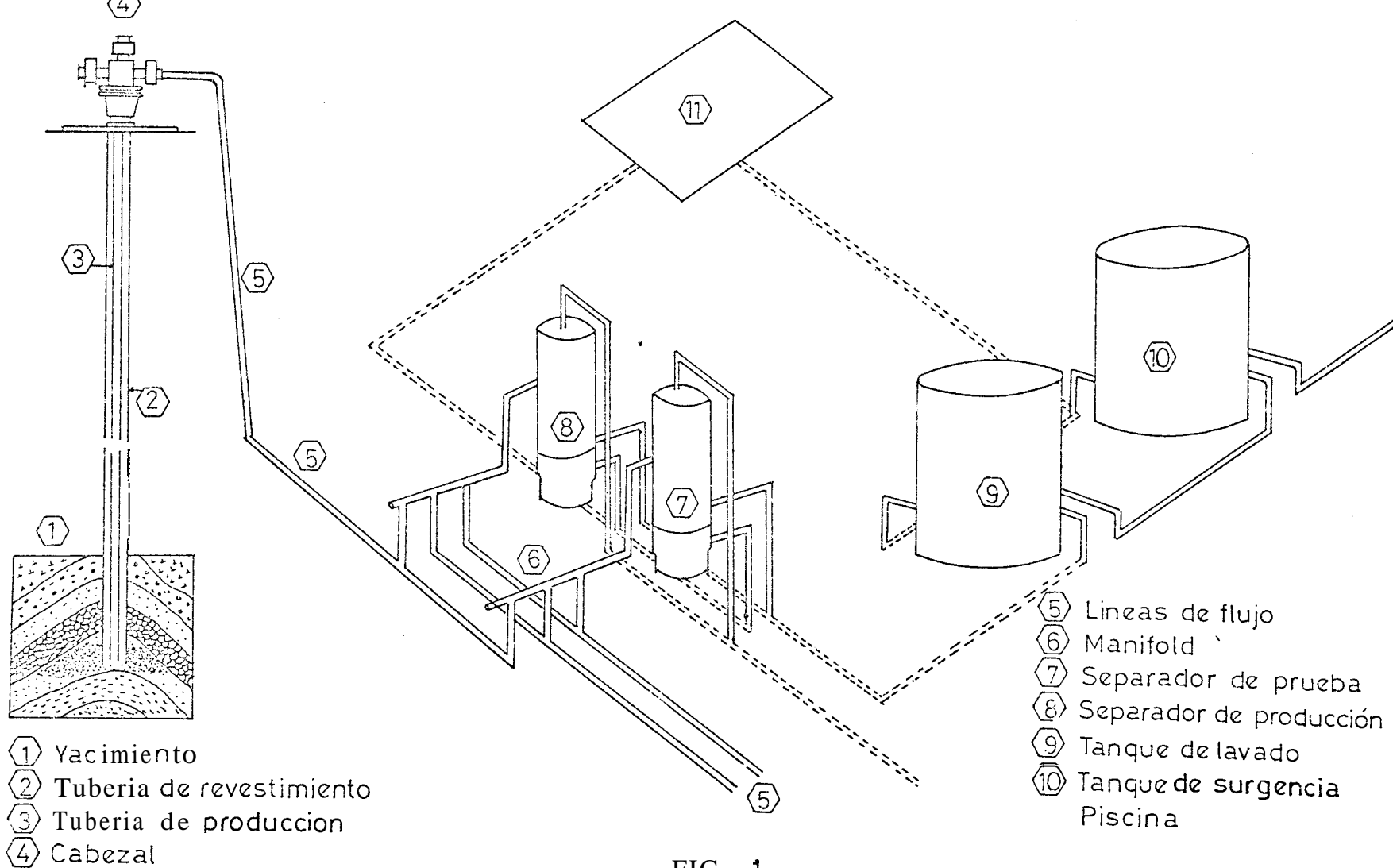


FIG. 1

RTE.=1010  
GLE.= 993

9 5/8"; 23 tubos. 32.3 lb/ft. H-40  
casing de superficie

743'

7" casing:

103 tubos. 23 lb, J-55. a 3349'  
50 tubos. 23 lb, J-55 a 4932'  
50 tubos. 26 lb, J 55 a 6558'  
120 tubos. 23 lb, S-95 a 10280'

3 1/2"; 9.2 lb/ft. J-55

5103.6'  
5104.2'

3 1/2"; 319 tubos. 9.2 lb/ft. J-55

9736.1'  
9739.2'  
9739.7'

3 1/2"; camisa deslizable. ID=2.81"

3 1/2" 1 tubo. 9.2 lb/ft. N-80

9770.6'  
9771.4'

3 1/2" x 2 7/8" reductor

2 7/8" 1 tubo. 6.5, lb/ft. N-80

9801.6'  
9804.5'  
9809.5'

7" x 2 7/8" empacadura

2 7/8" 1 tubo. 6.5 lb/ft. N-80

9840.3'  
9841.1'  
9842.8'

Neplo de asentamiento. ID=2 25

2 7/8" neplo de campana

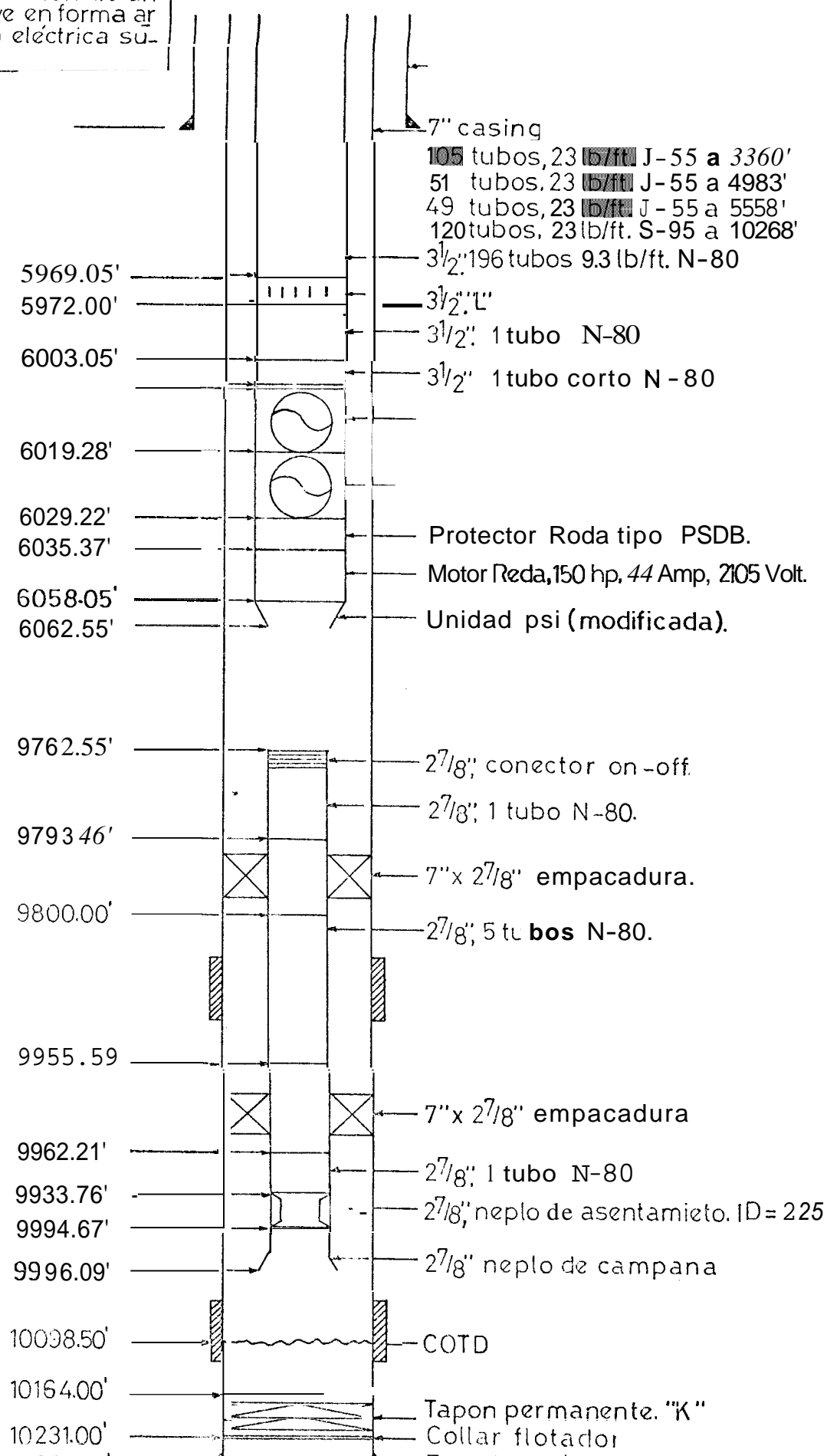
-10.130'

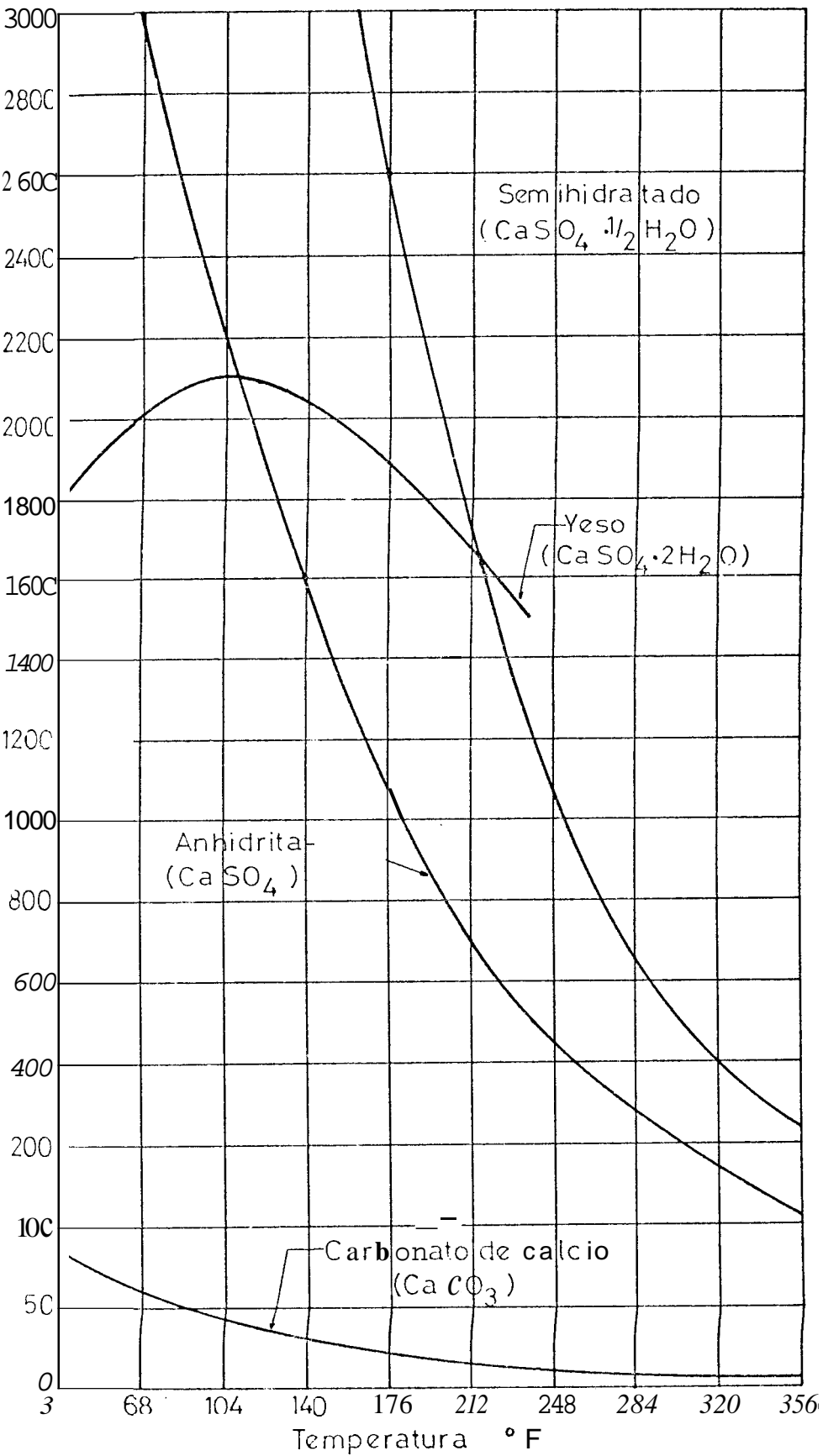
FIG. 2...Completacion de un pozo que fluye por flujo natural.

10174'  
10244'  
TD=10310'

COTD  
Collar flotador  
Zapata guia

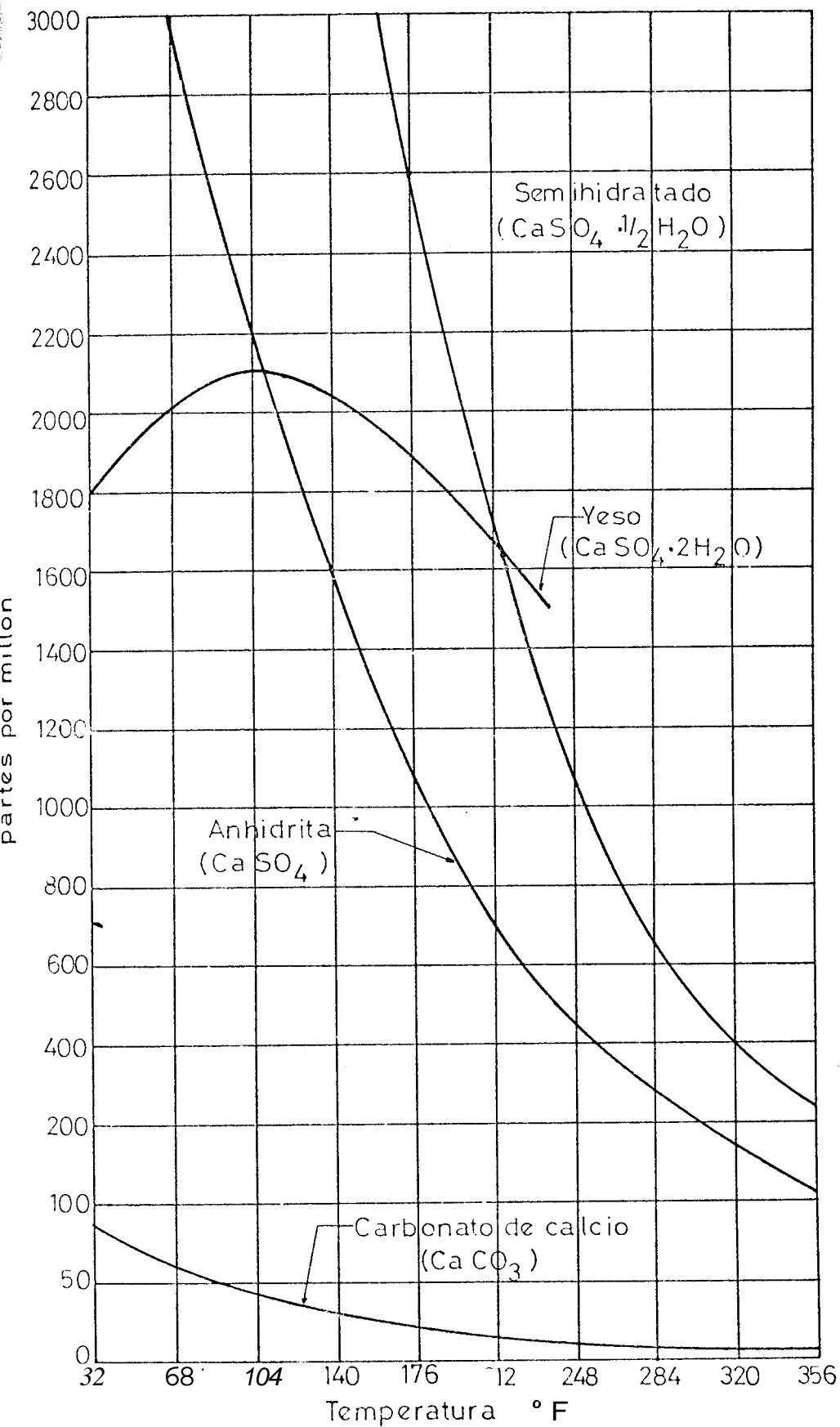
3. Completación de un pozo que fluye en forma ar al bomba eléctrica su- gible.





Solubilidad de las incrustaciones en el agua

FIG. 5



Solubilidad de las incrustaciones en el agua

FIG. 5



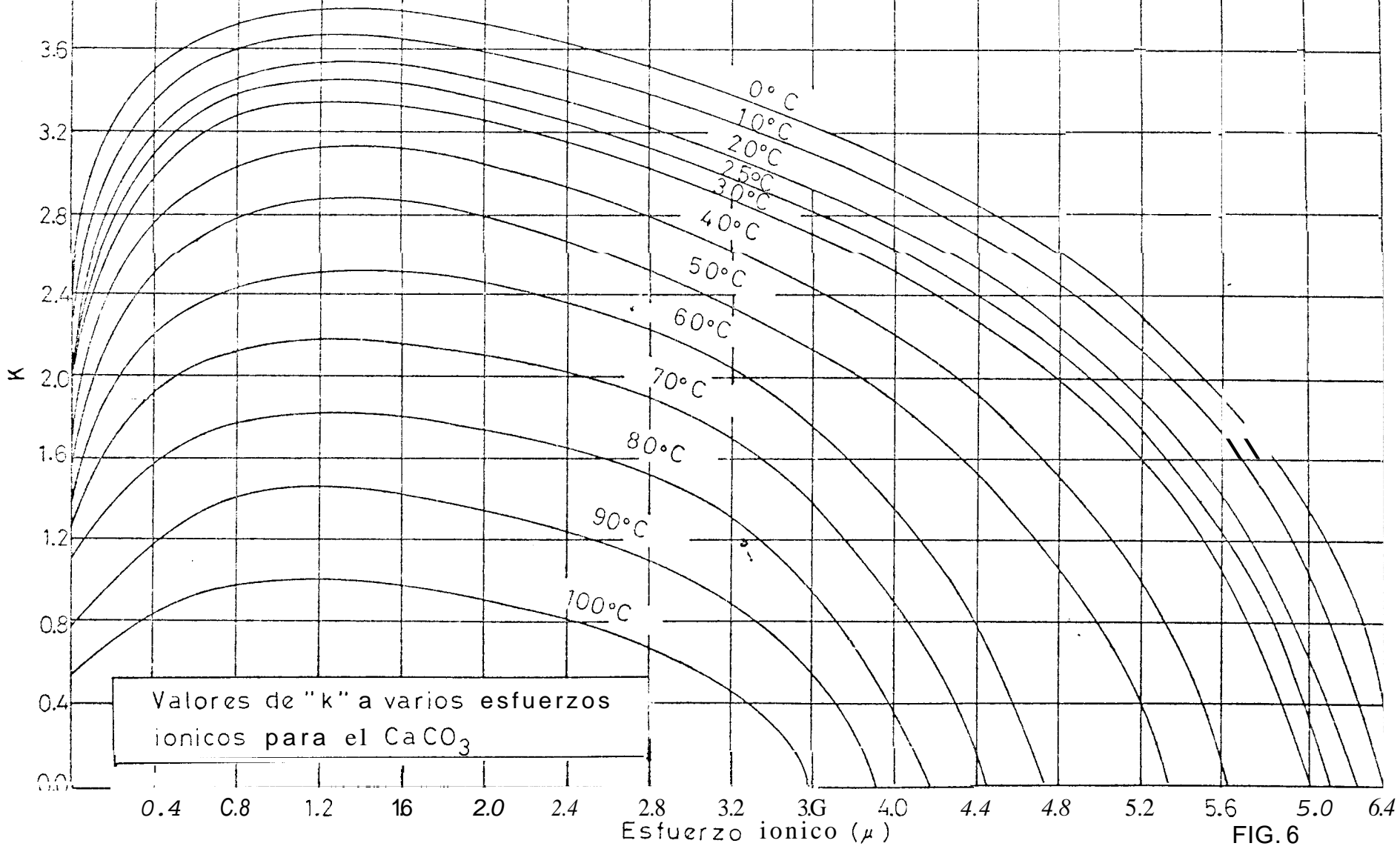
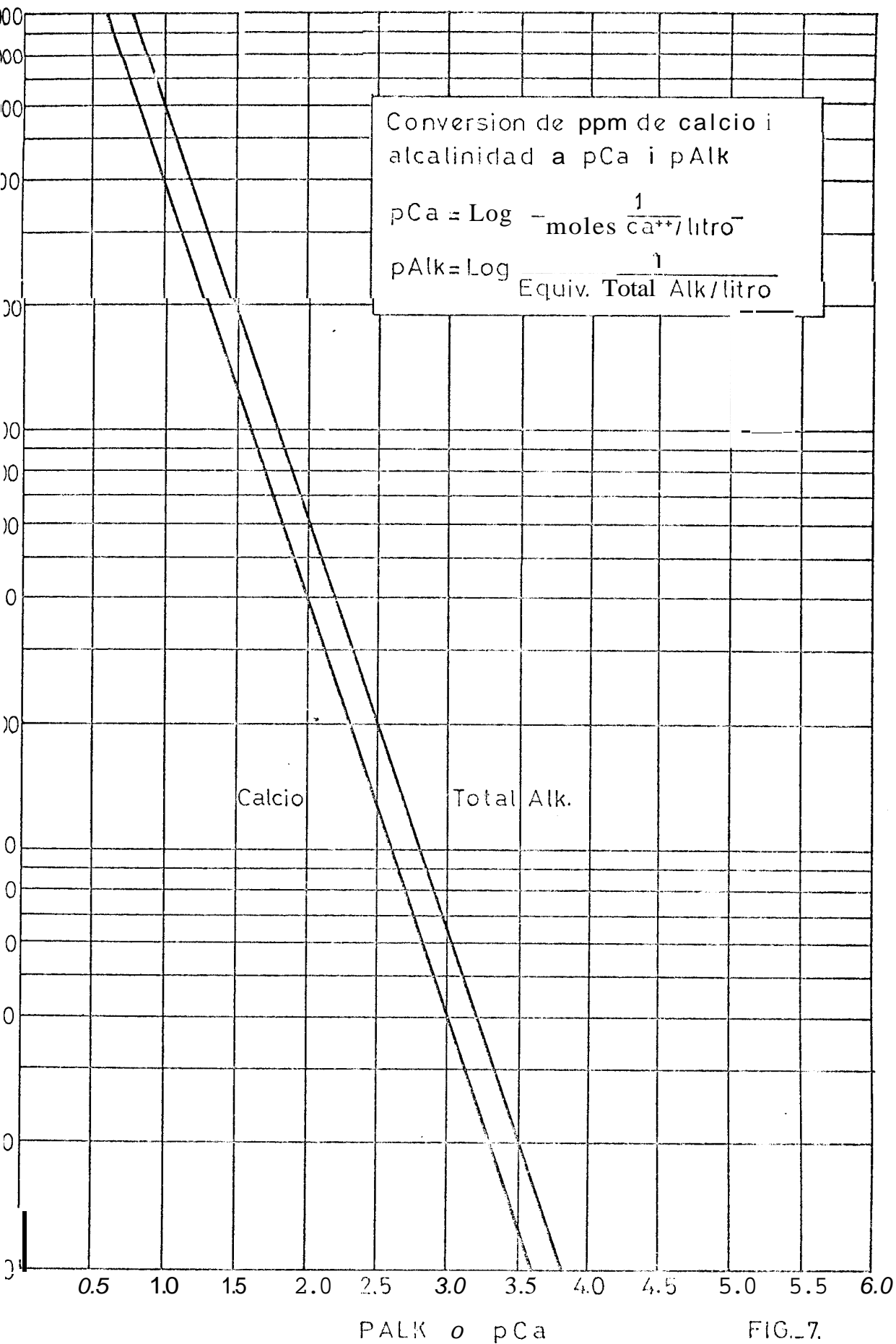
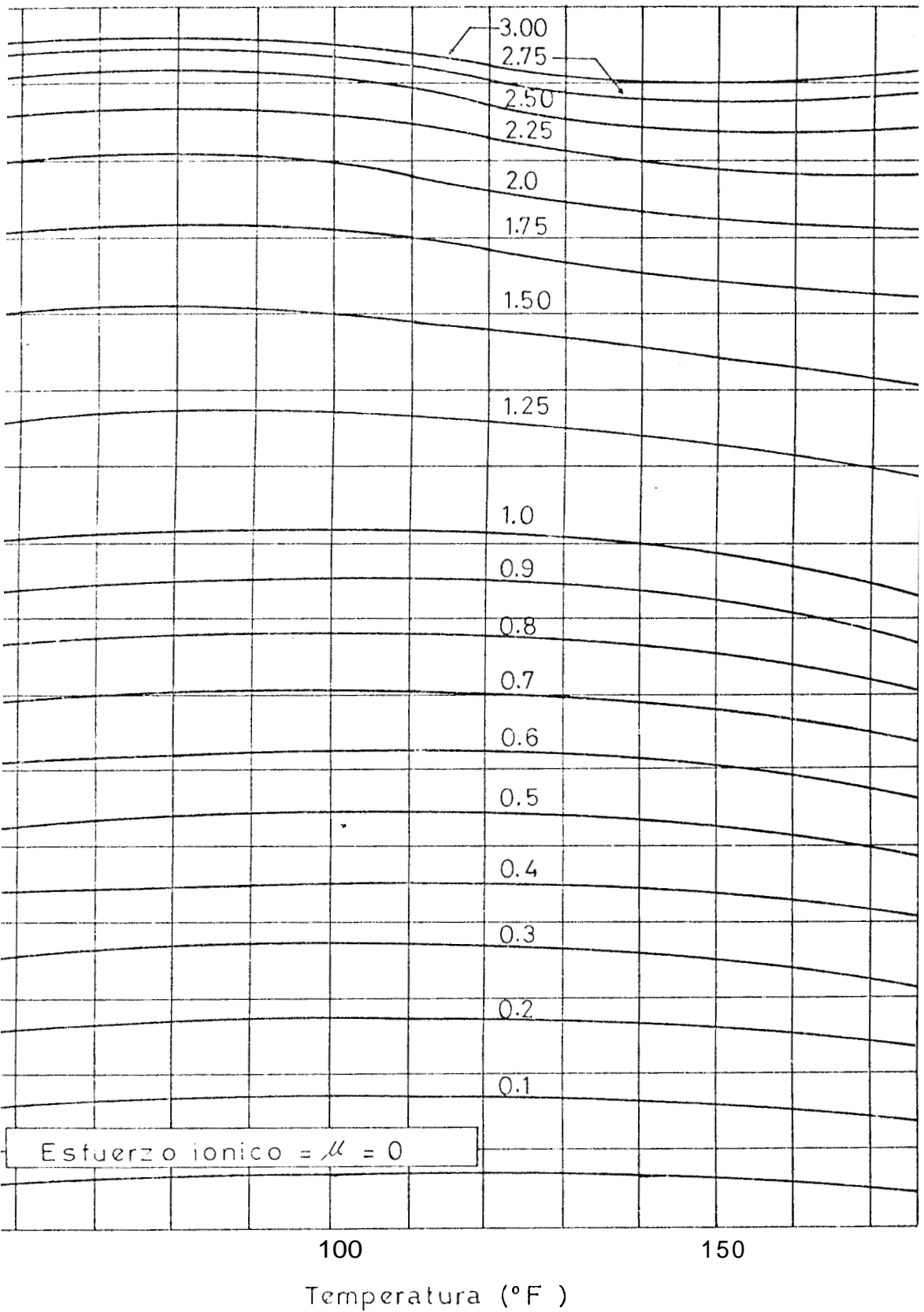


FIG. 6





.8 Determinacion de la constante producto de solubilidad del sulfato de calcio(yeso).

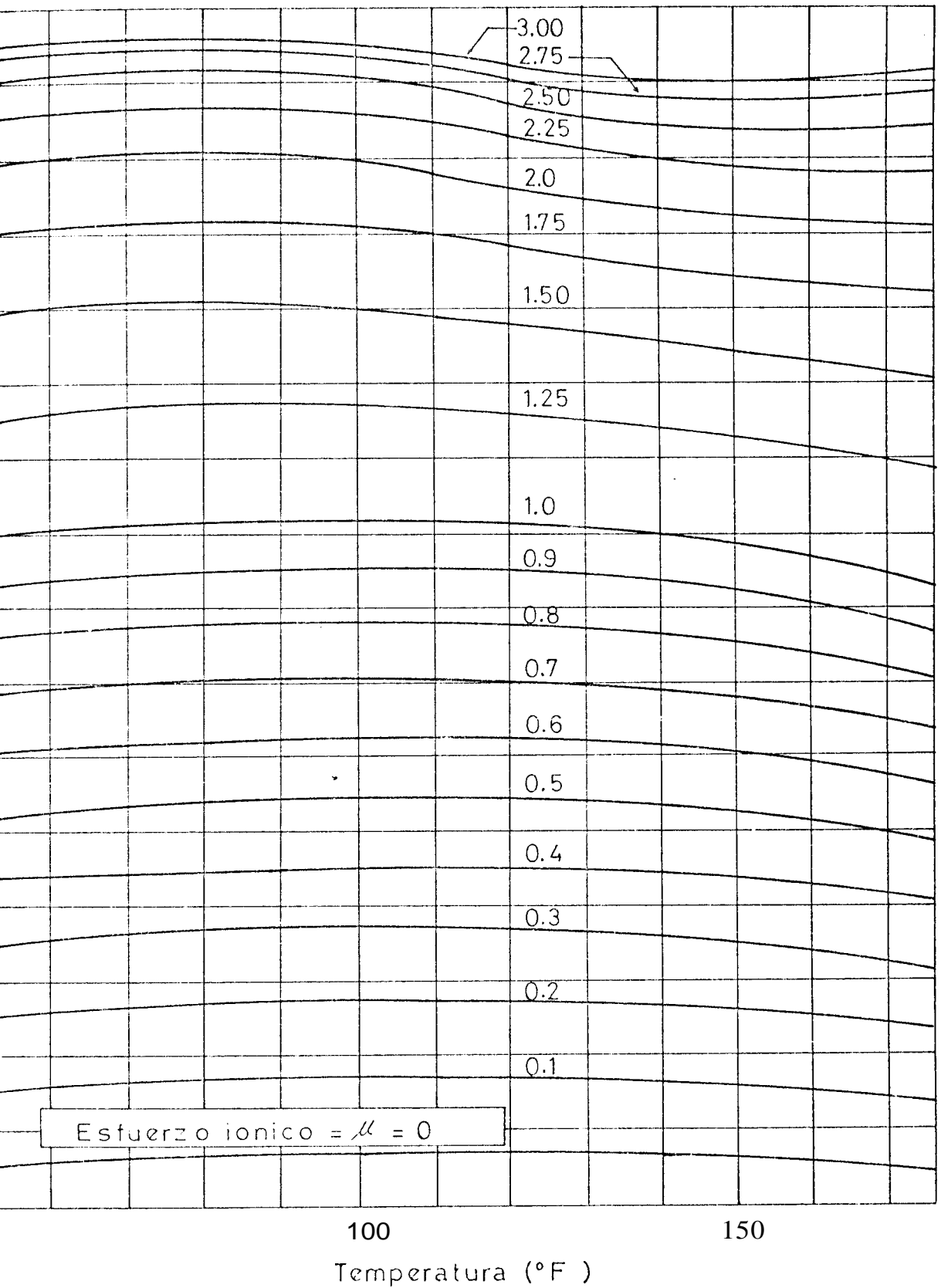


FIG. 8 Determinación de la constante producto de solubilidad del sulfato de calcio (yeso).

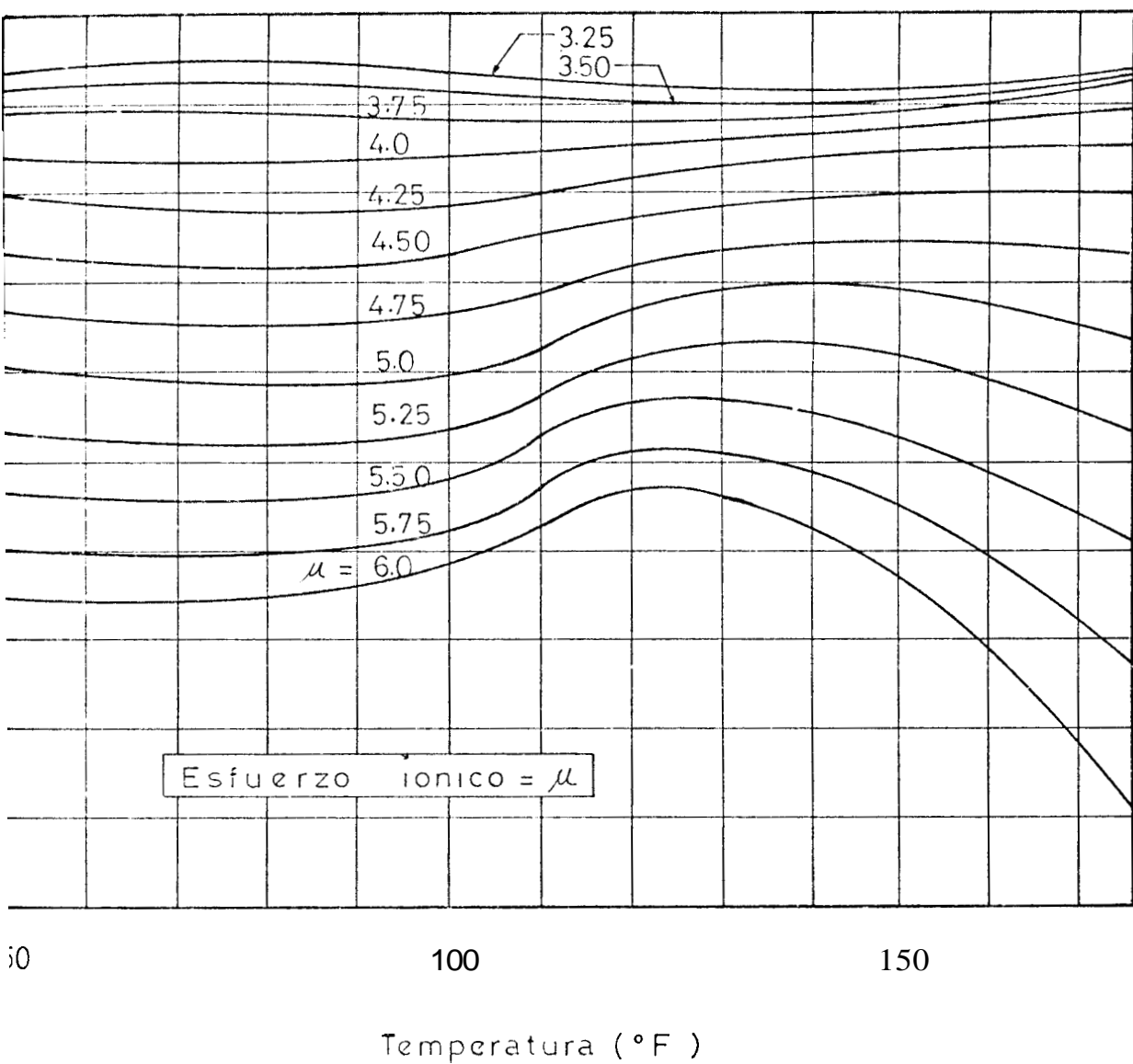
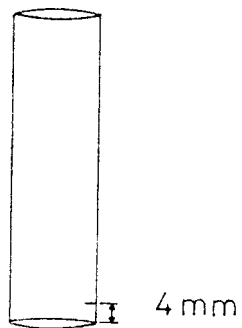
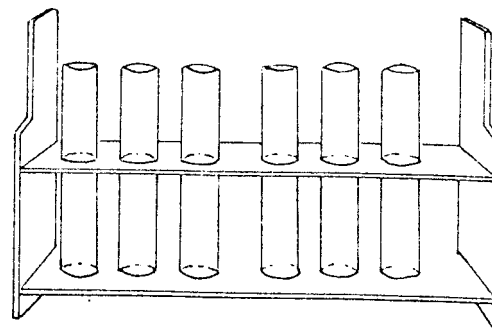


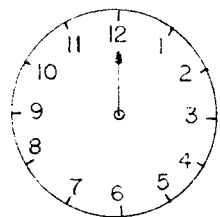
FIG. 9. Determinación de la constante producto de solubilidad del carbonato de calcio.



tubo Nessler de  
100 ml



soporte



Cronómetro

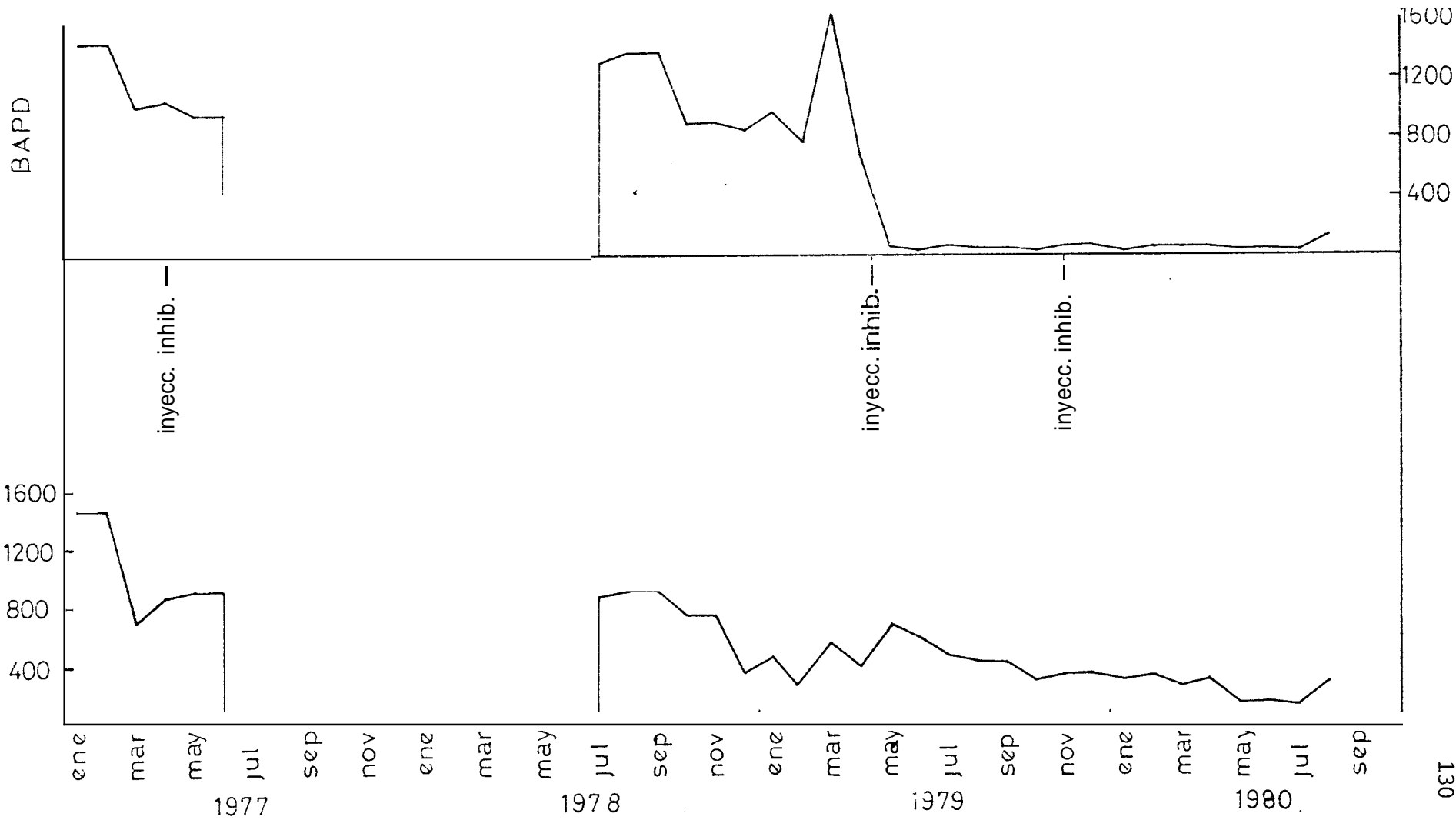
FIG. 10. Equipo utilizado en la elaboración de las curvas de calibración de los pozos.

-- CURVAS DE PRODUCCION DE LOZ POZOS.

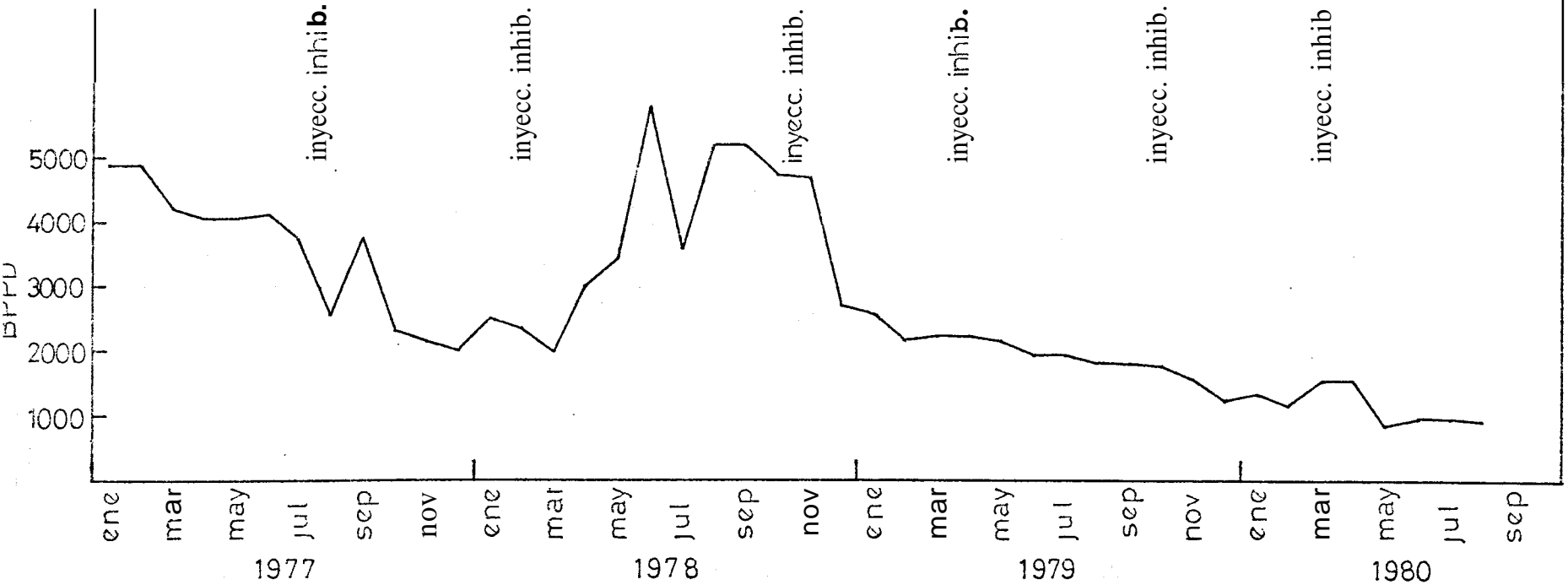
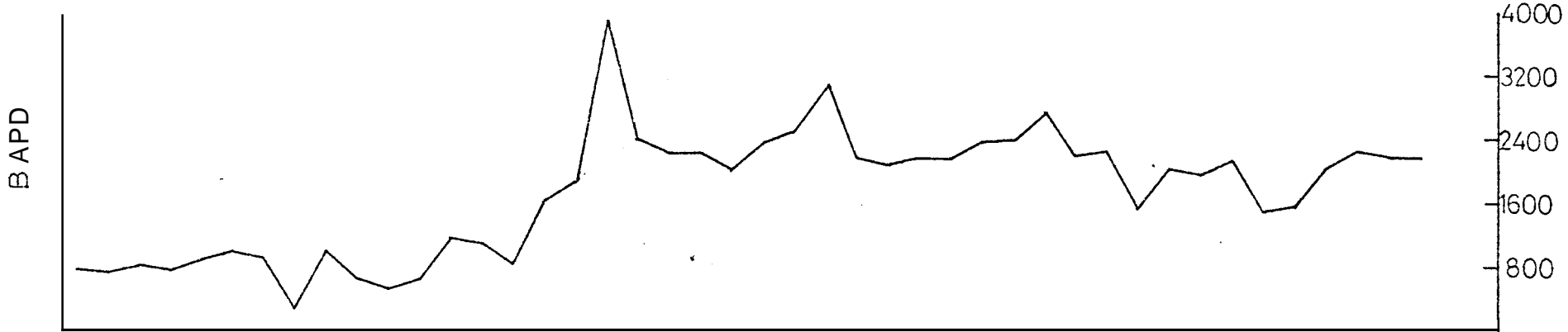




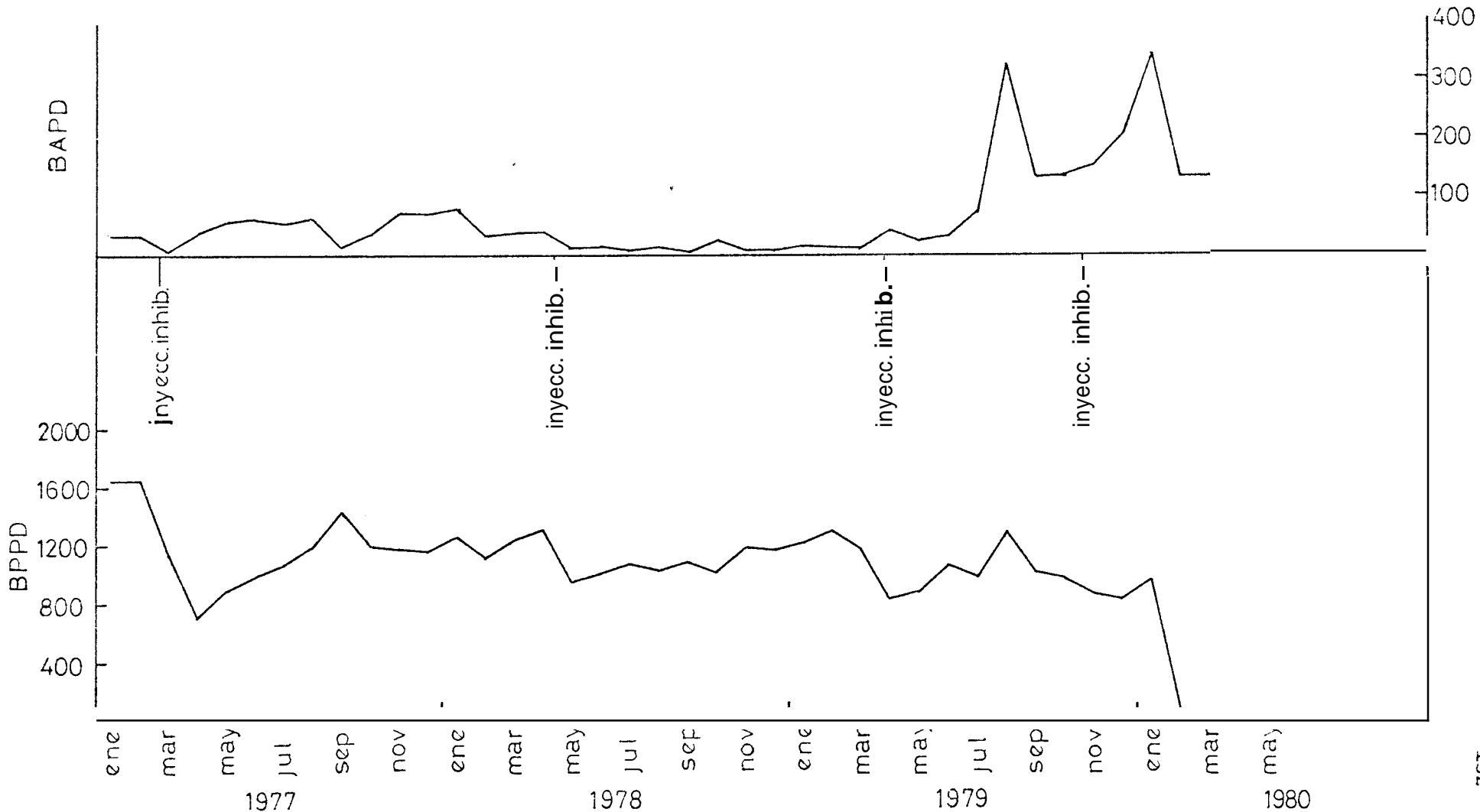
PRODUCCION POZO 1A N° 2



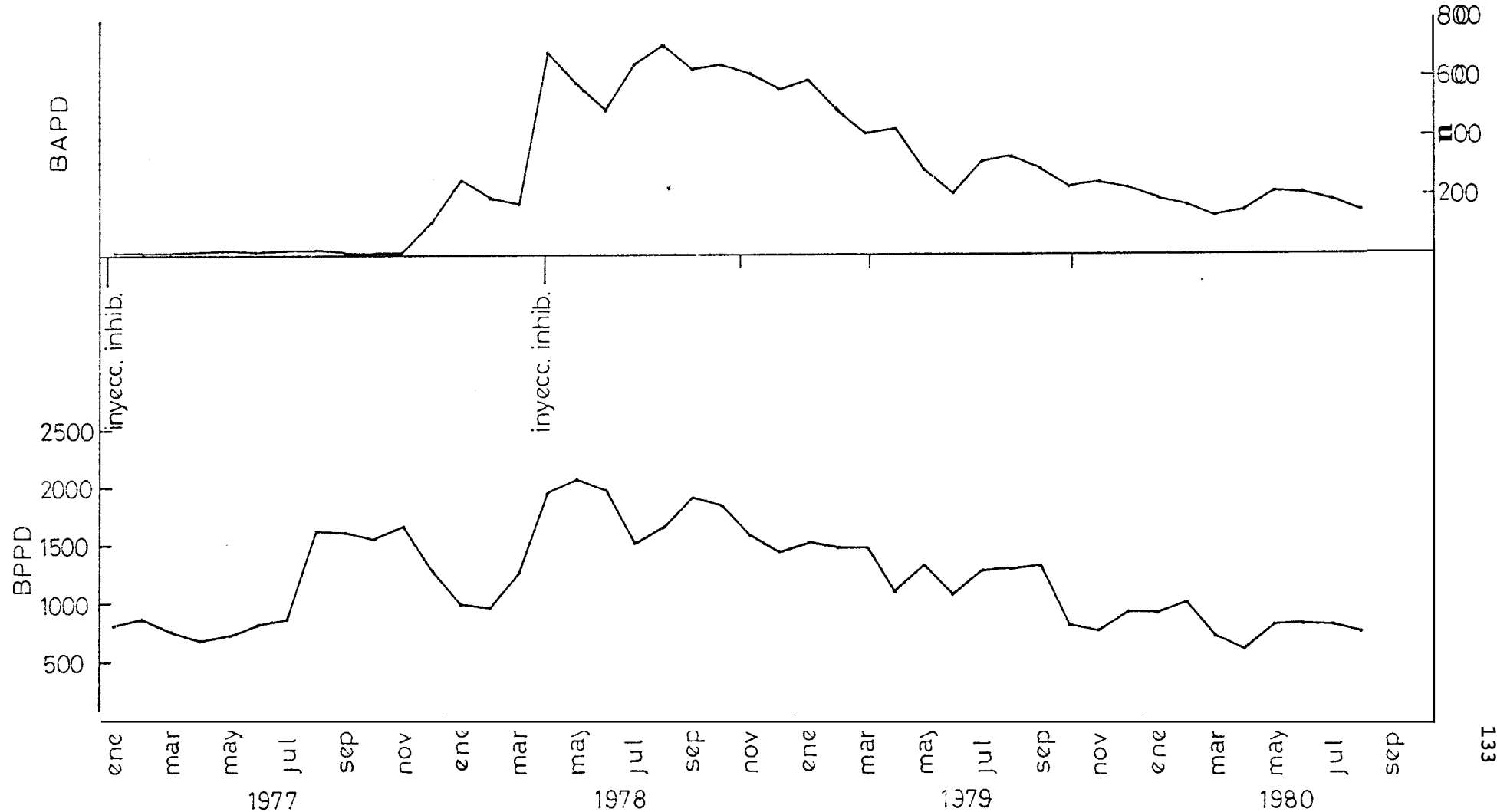
PRODUCCION POZO L.A. N° 6



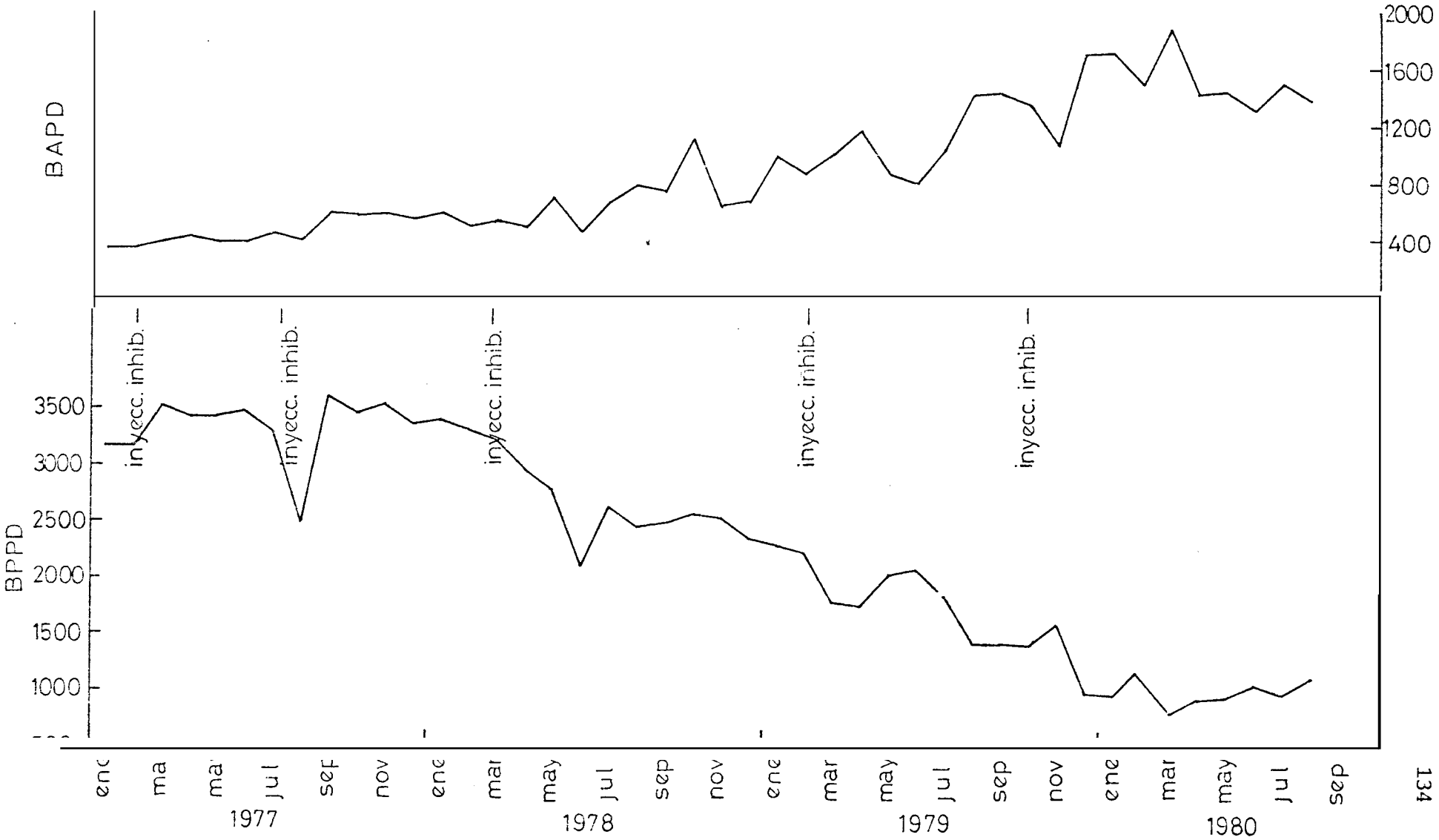
PRODUCCION POZO LA N°8



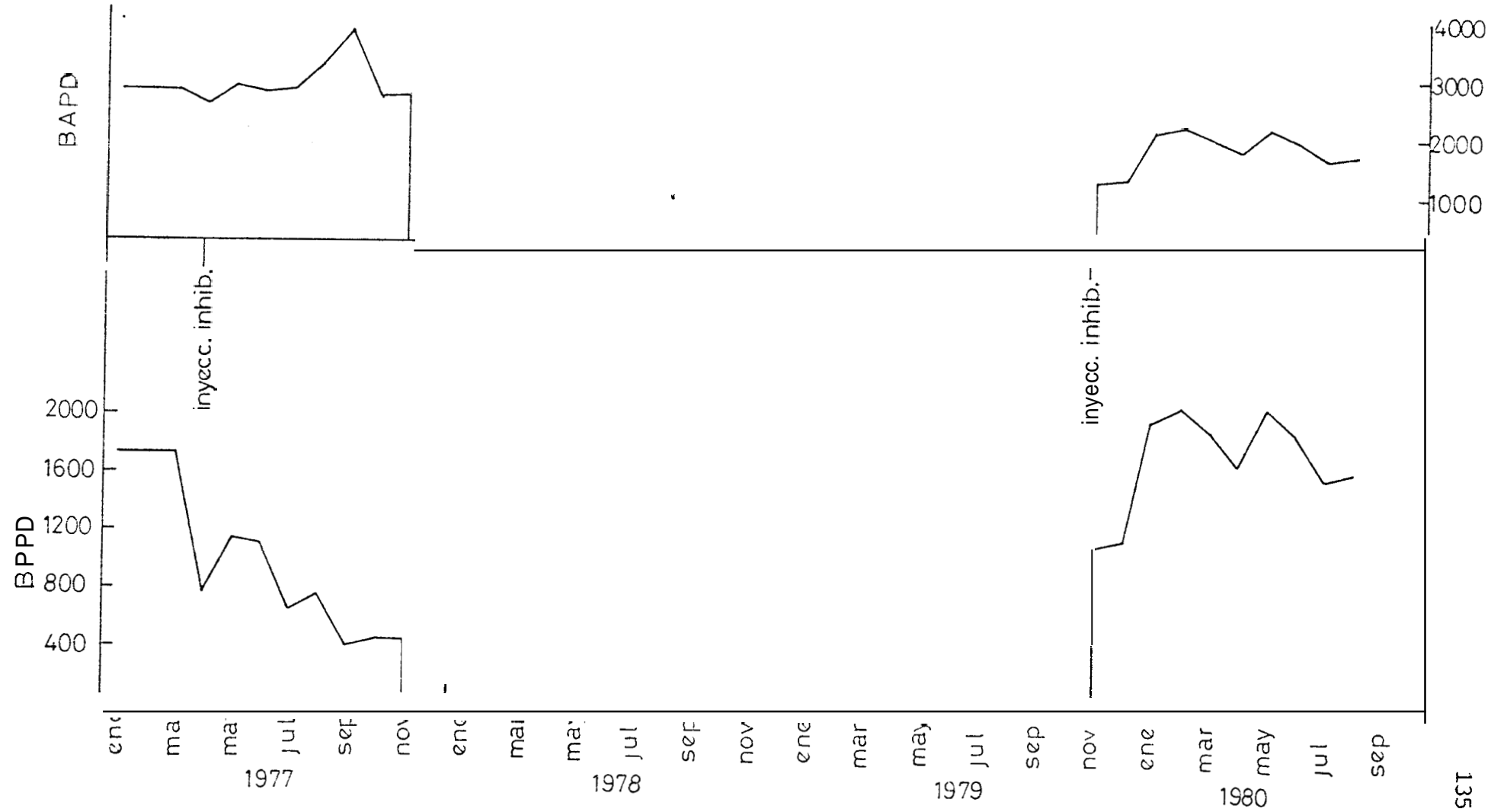
PRODUCCION POZO LA N° 1



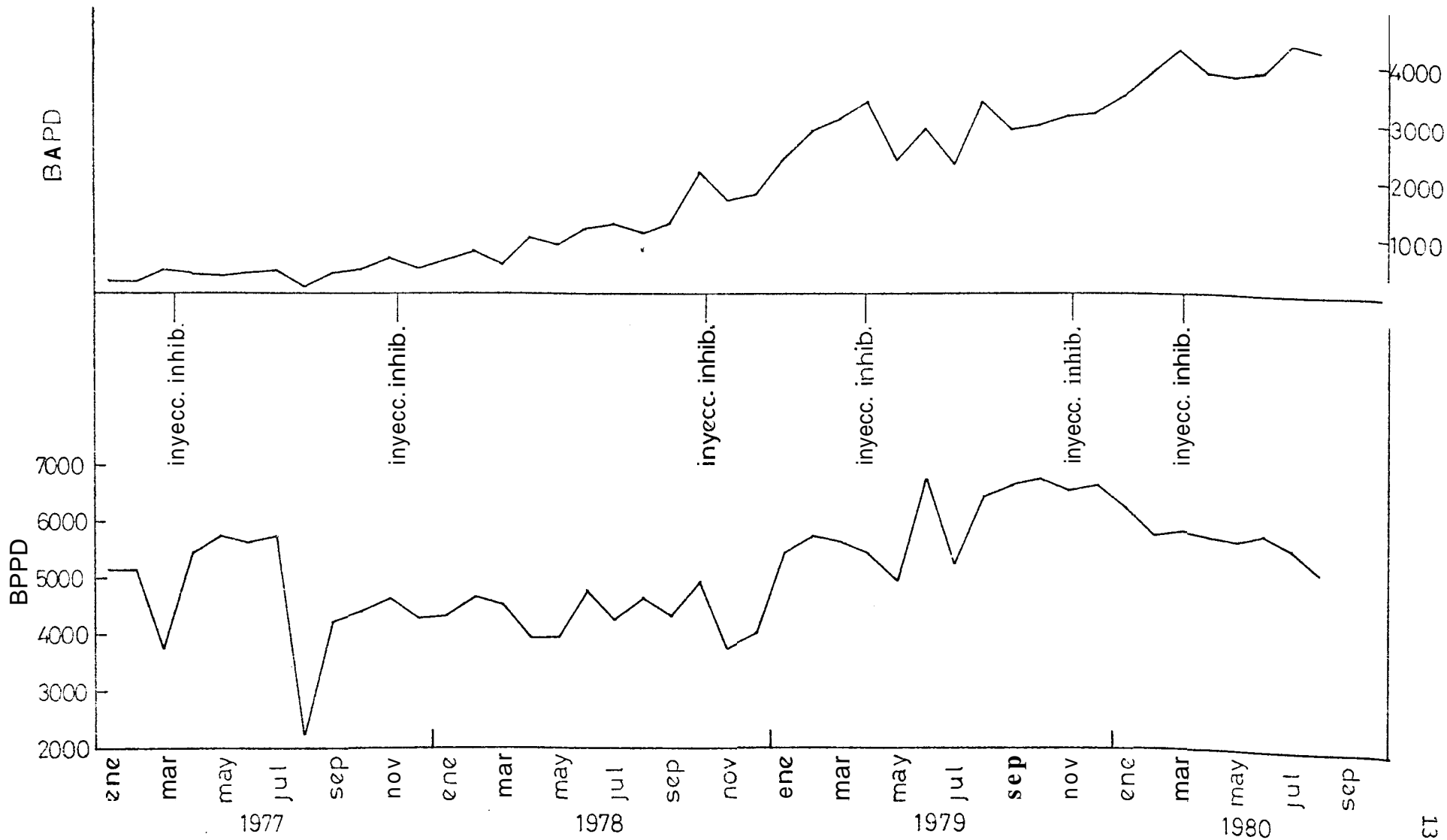
PRODUCCION POZO LA N°12



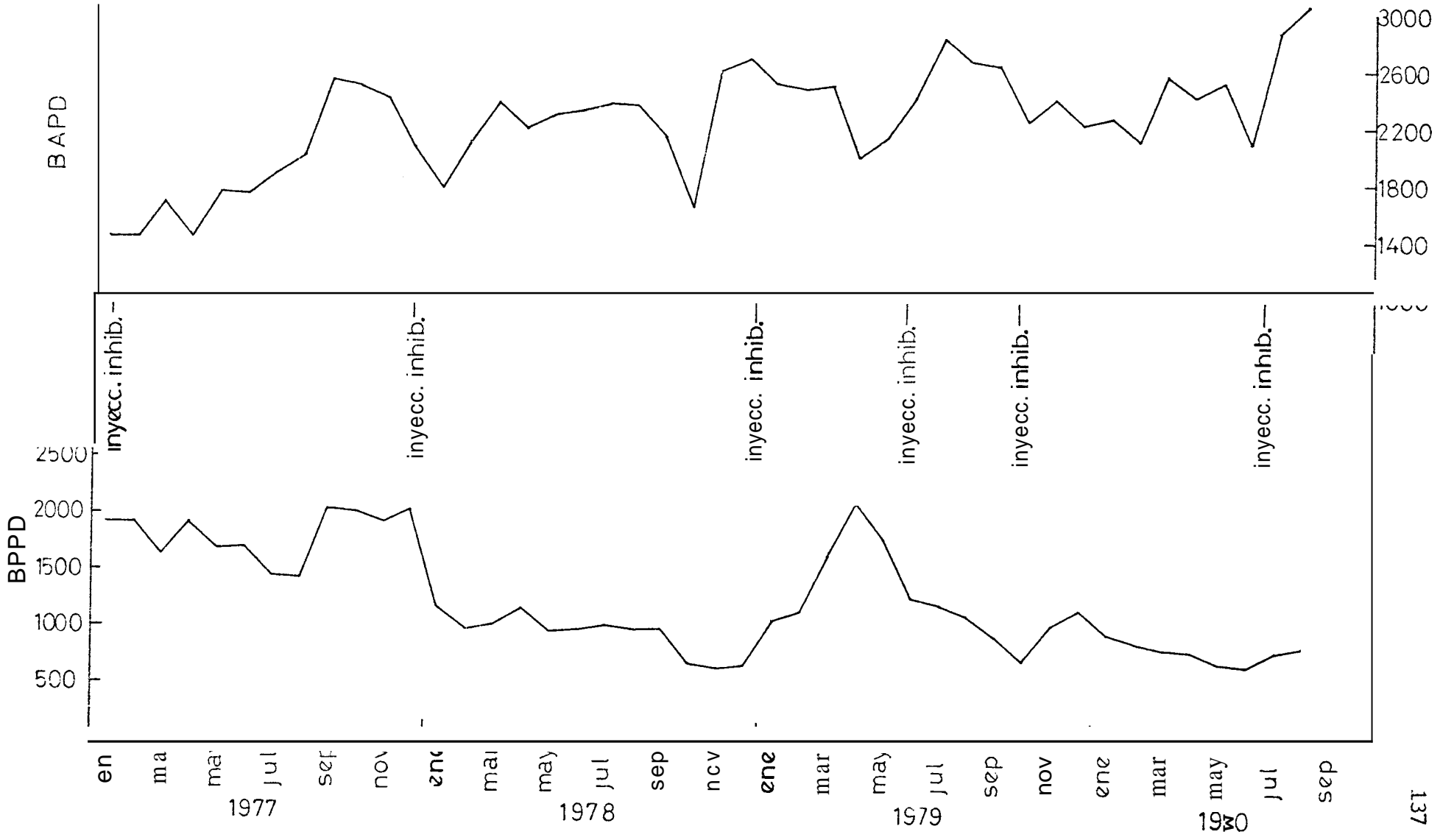
PRODUCCION FOZO LA N° 17



PRODUCCION POZO L.A. N° 18

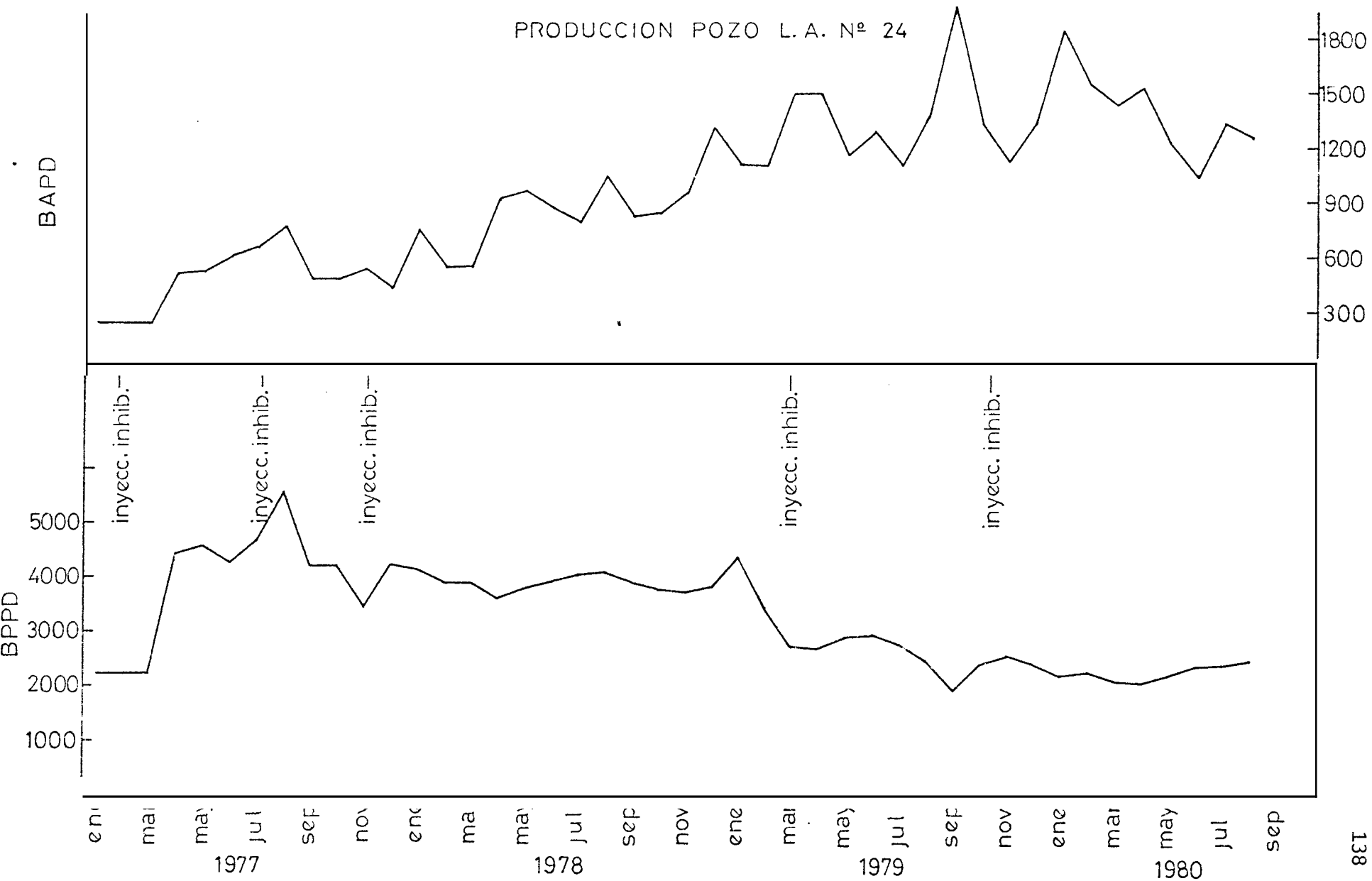


PRODUCCION POZO LA N° 23





PRODUCCION POZO L.A. N° 24

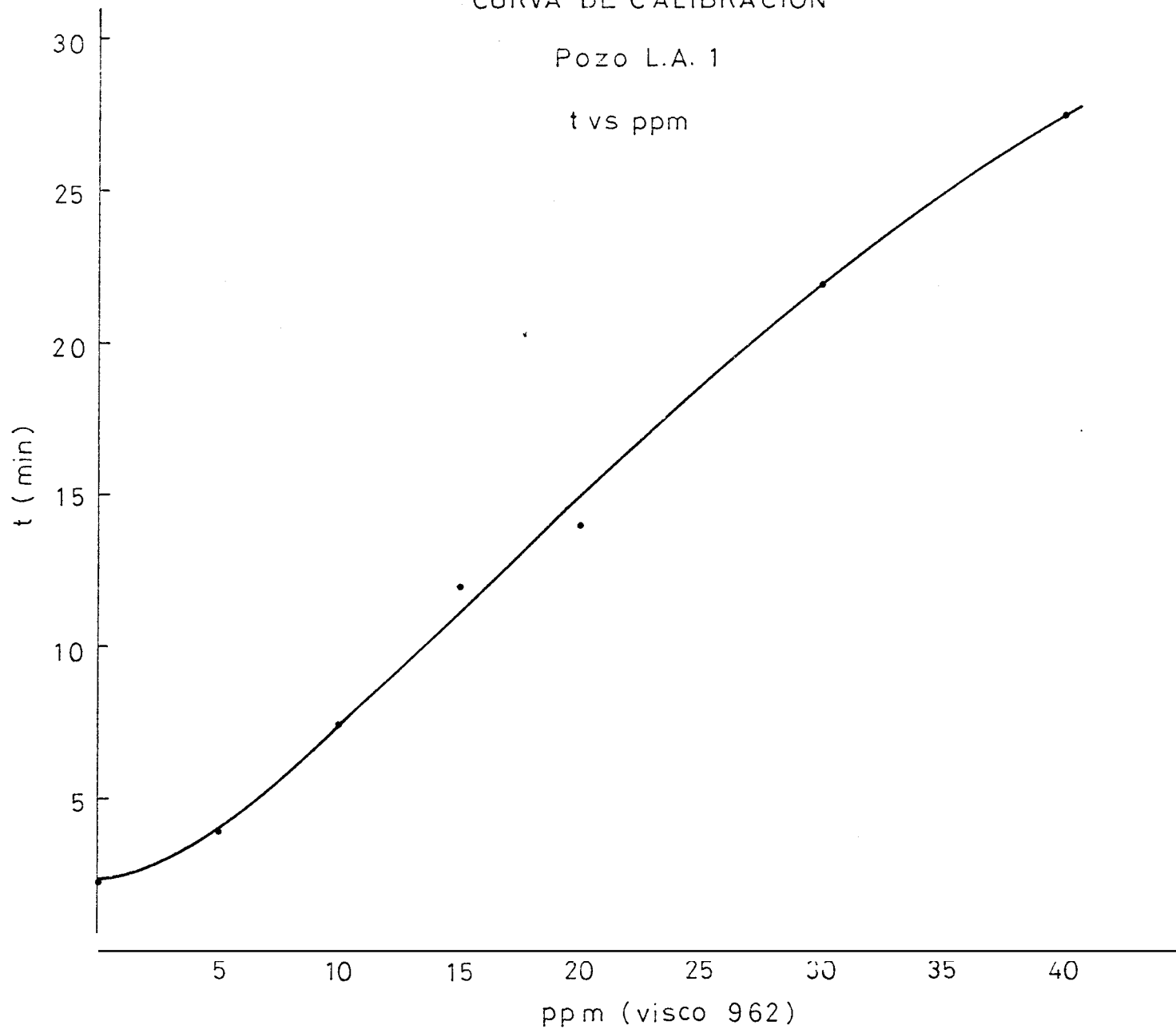


- CURVAS DE CALIBRACION DE LOS POZOS EN LOS  
CUALES SE HA REALIZADO EL PRESENTE ESTUDIO.

CURVA DE CALIBRACION

Pozo L.A. 1

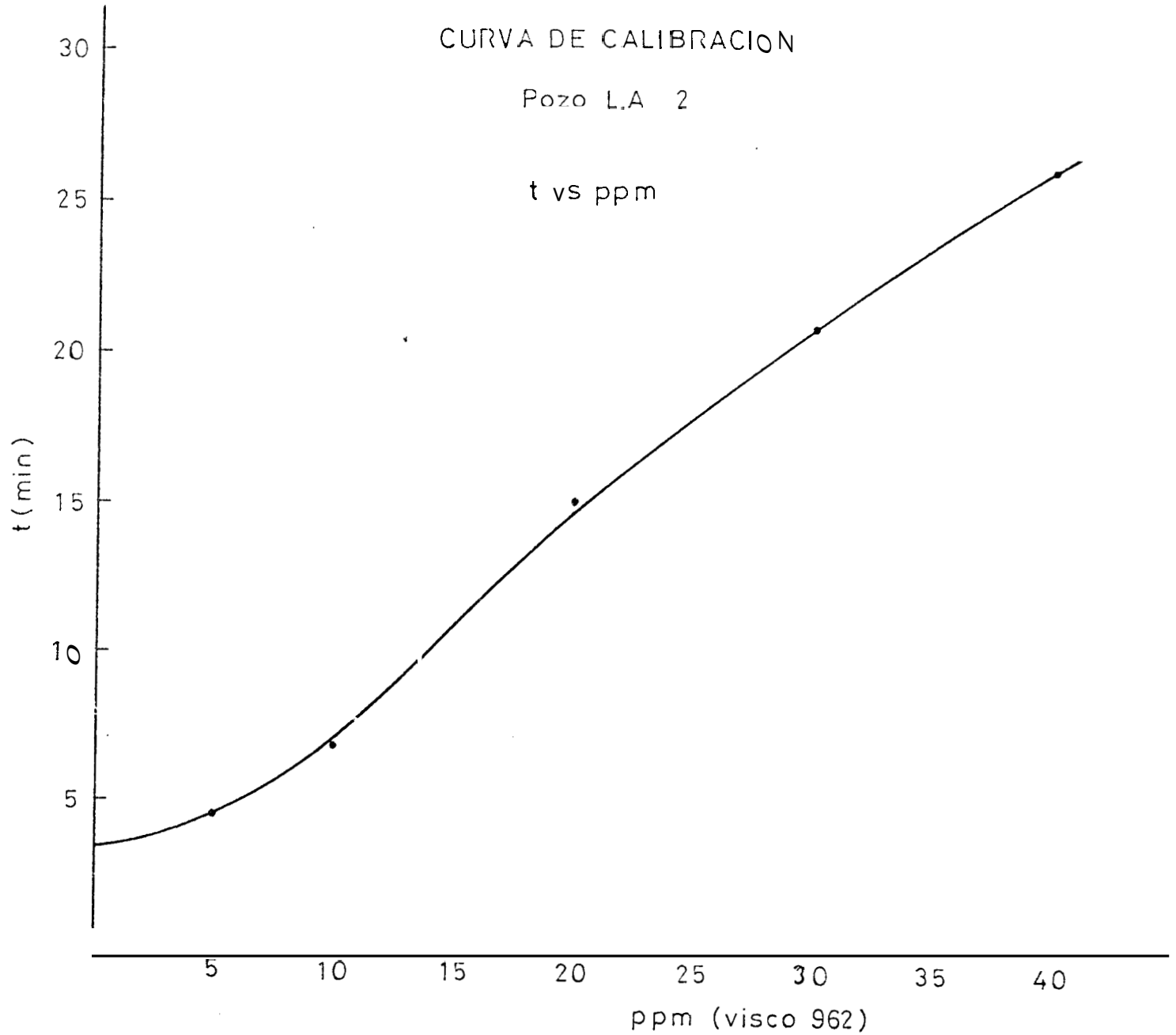
t vs ppm



CURVA DE CALIBRACION

Pozo L.A 2

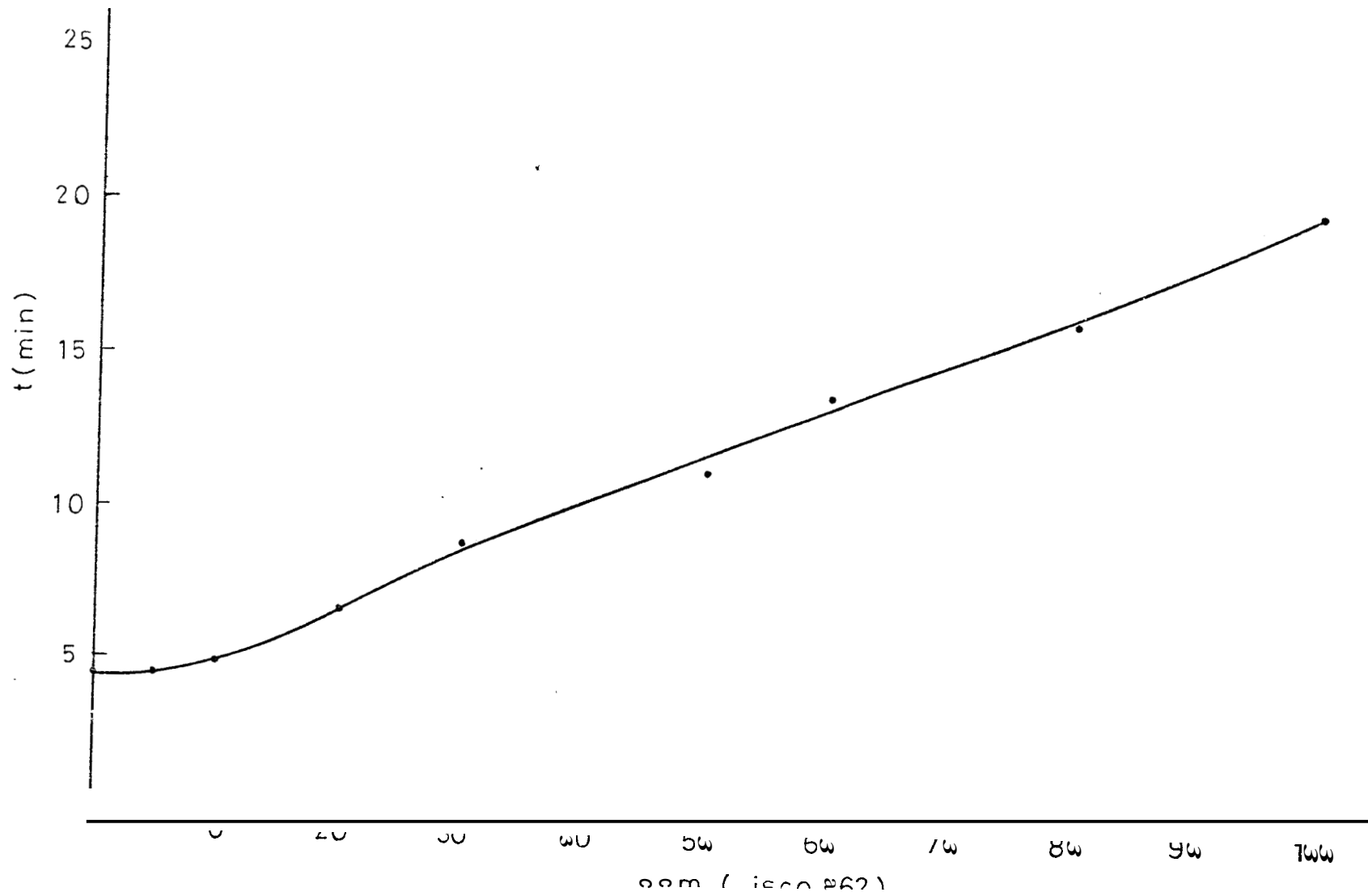
t vs ppm



# CURVA DE CALIBRACION

Pozo L.A. 6

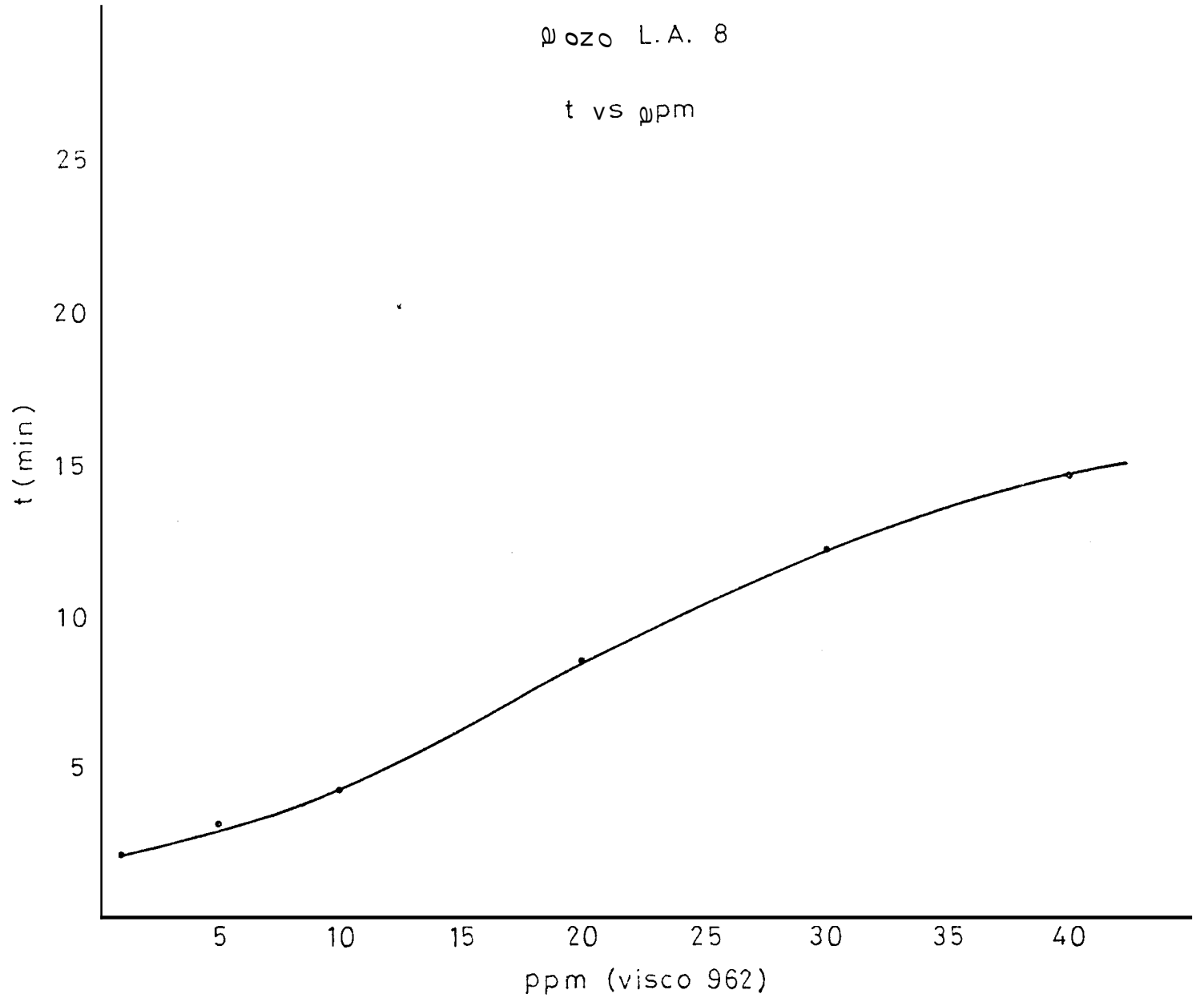
t vs ppm



CURVA DE CALIBRACION

ρ<sub>ozo</sub> L.A. 8

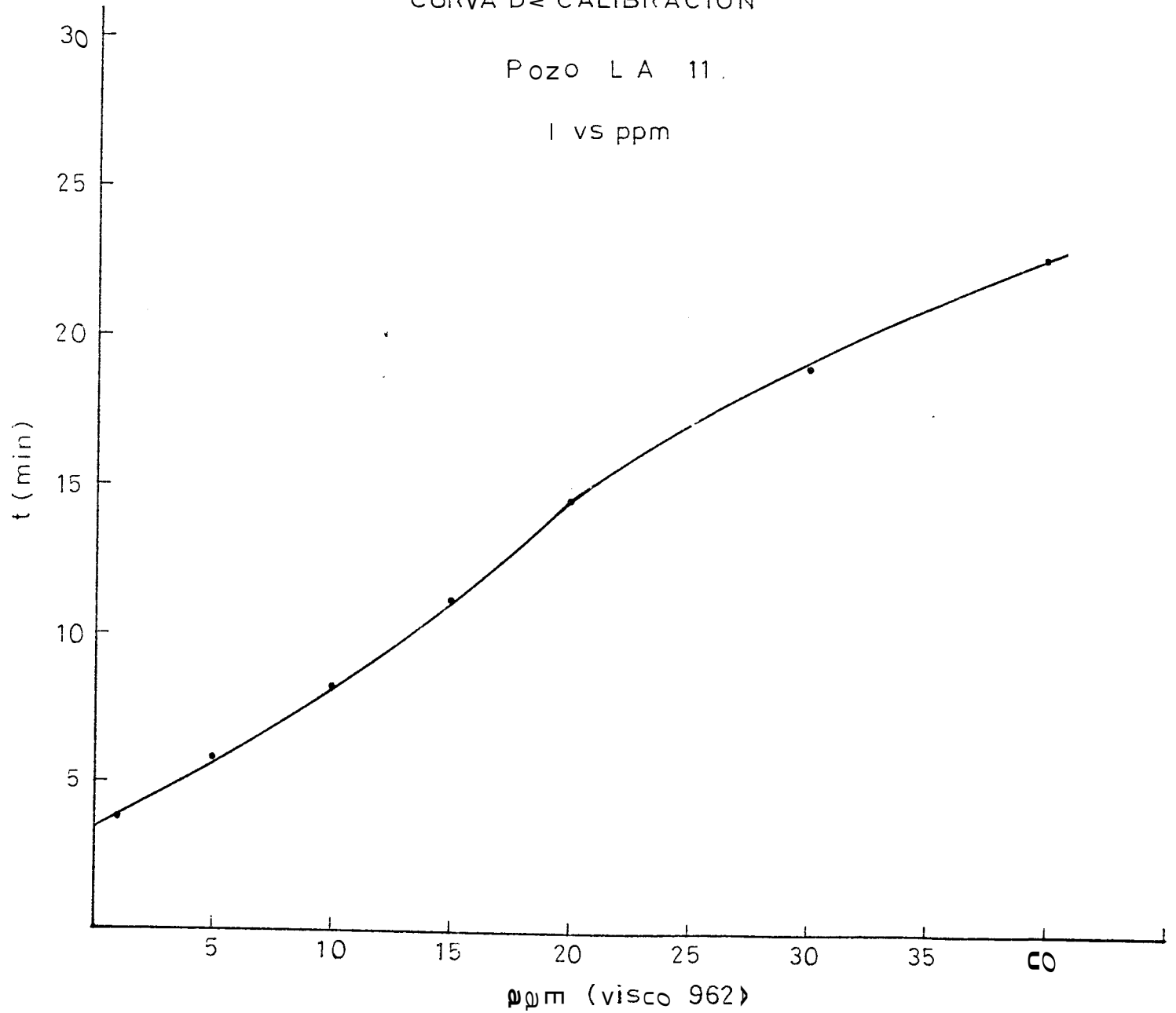
t vs ρ<sub>ppm</sub>



CURVA DE CALIBRACION

Pozo L A 11.

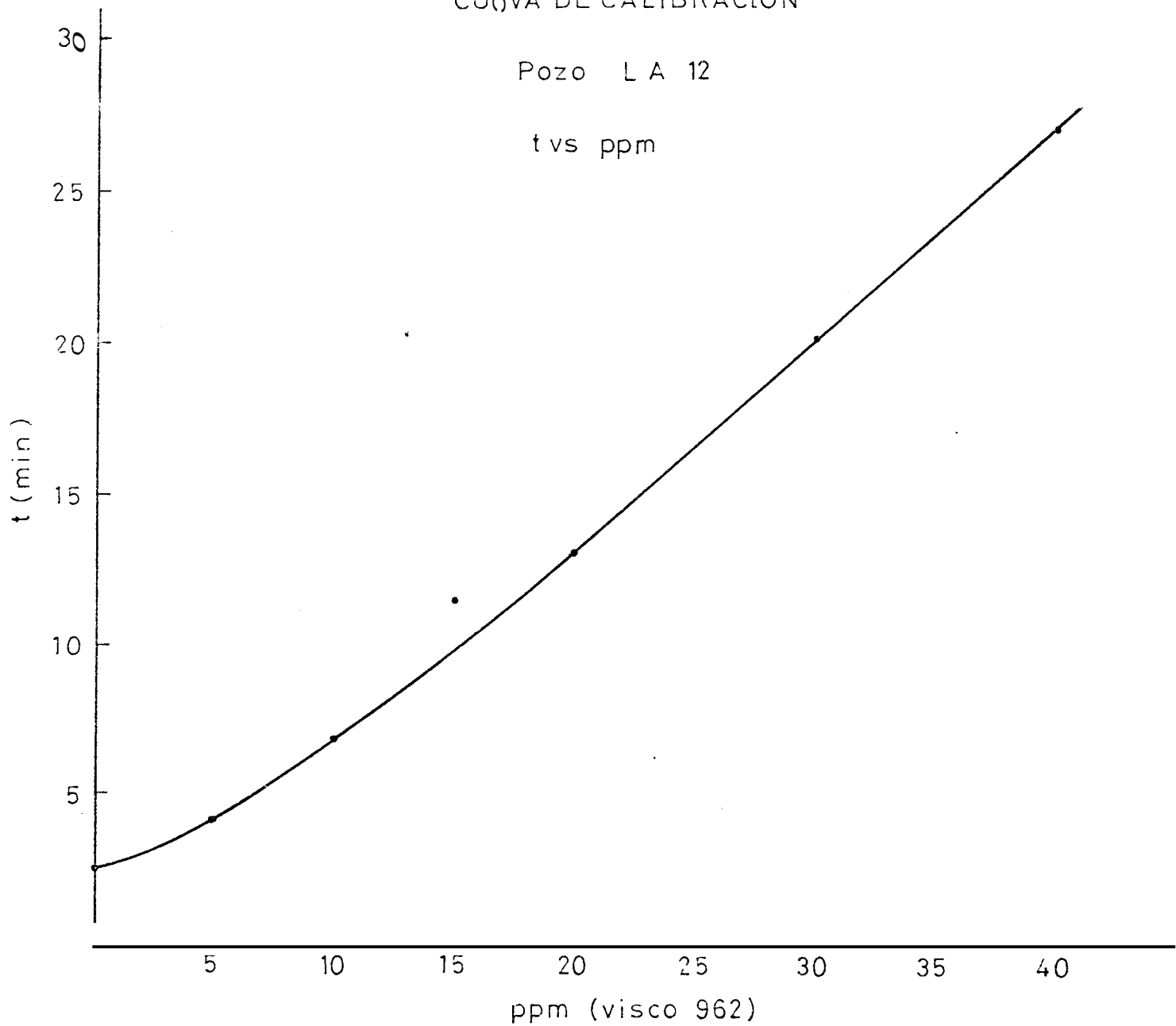
I vs ppm



CUOVA DE CALIBRACION

Pozo L A 12

t vs ppm

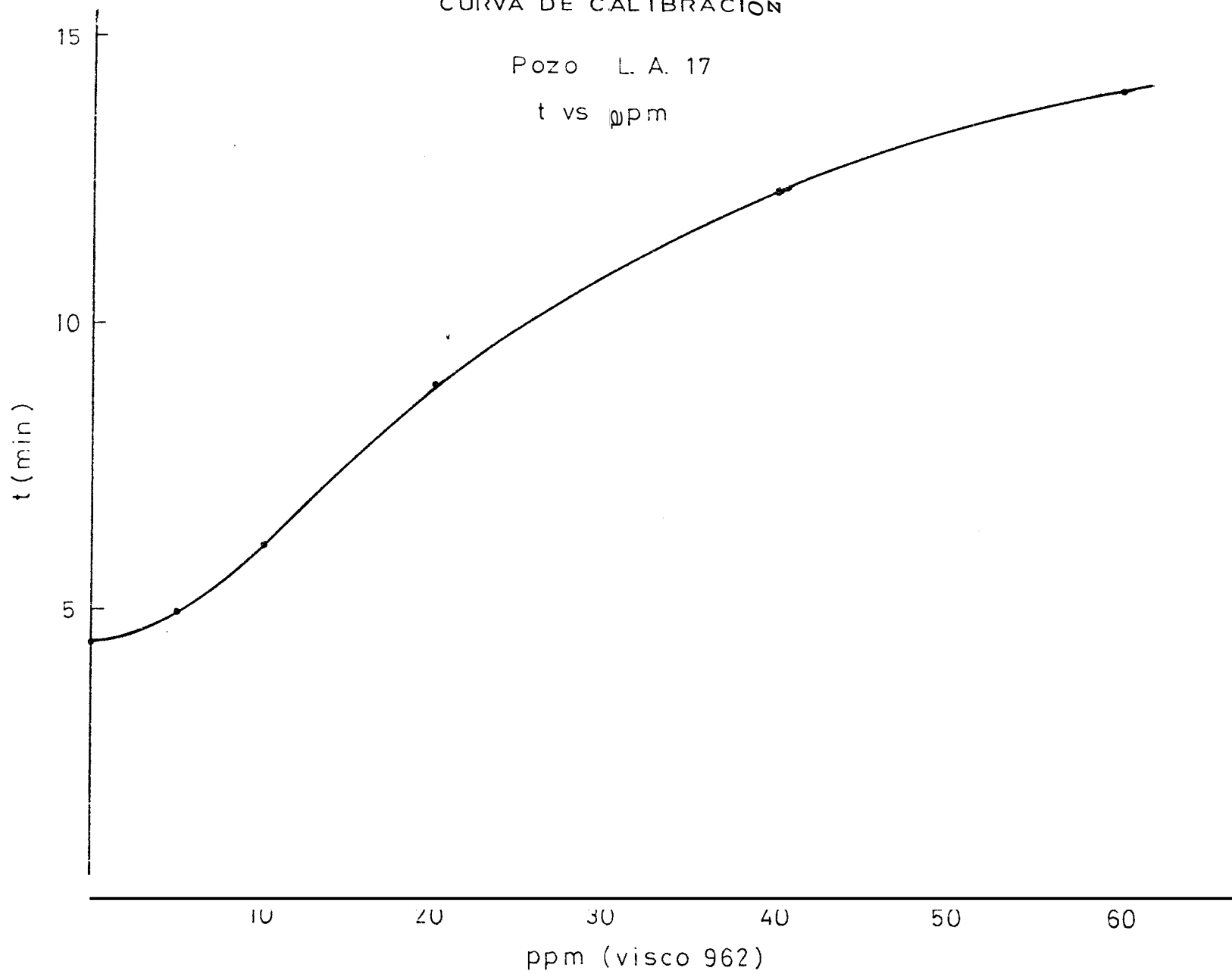




CURVA DE CALIBRACION

Pozo L. A. 17

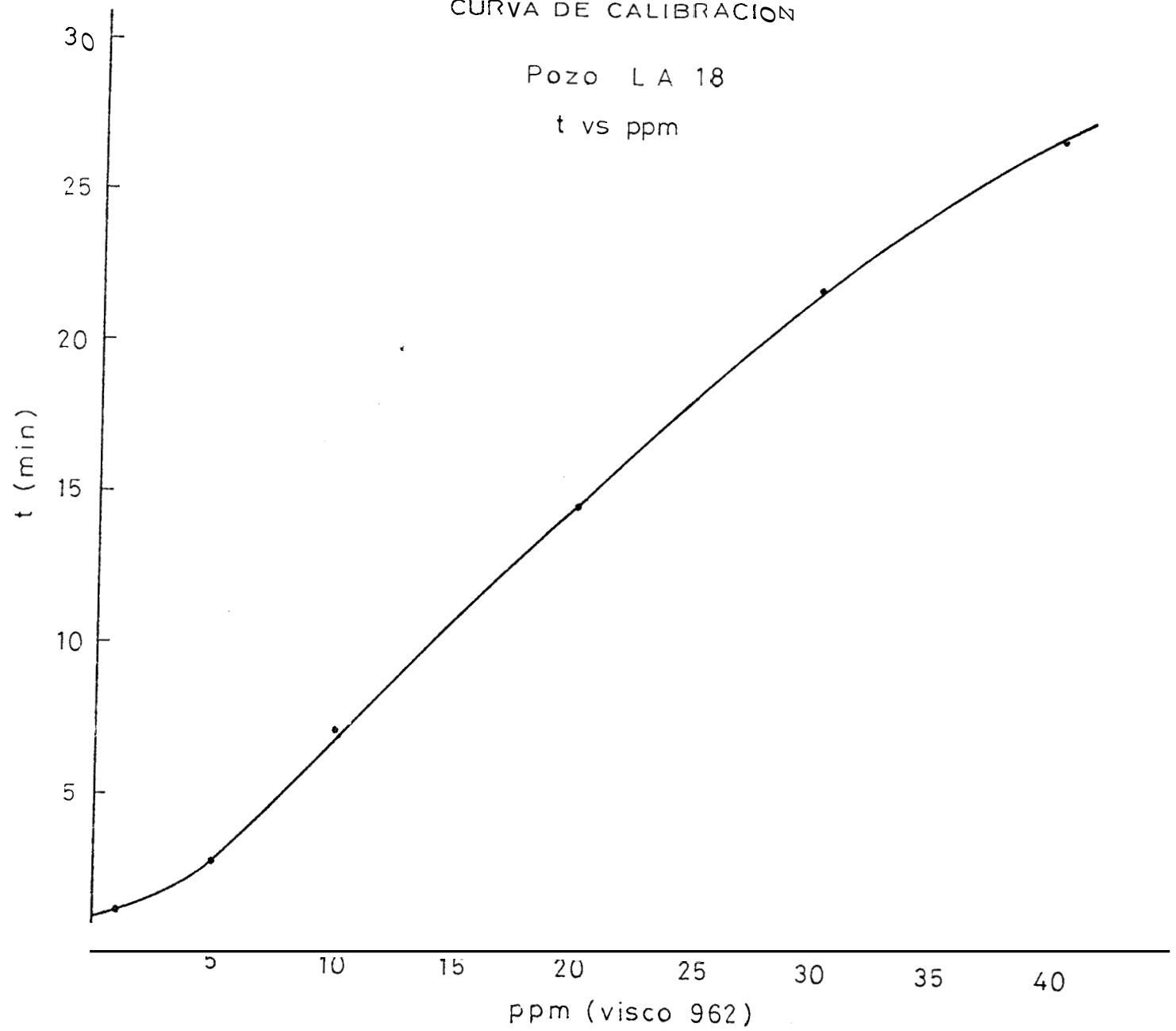
t vs ppm



CURVA DE CALIBRACION

Pozo LA 18

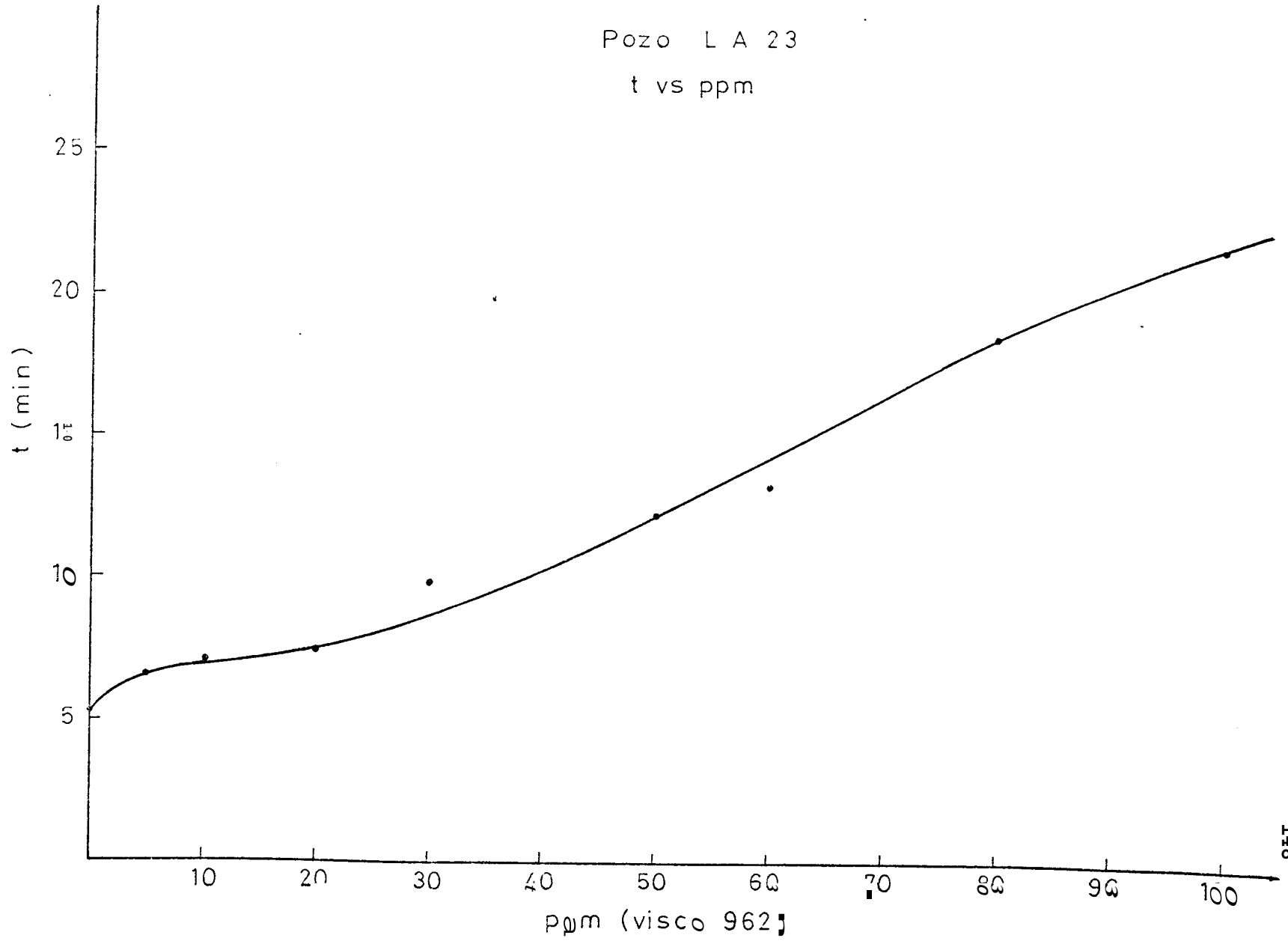
t vs ppm



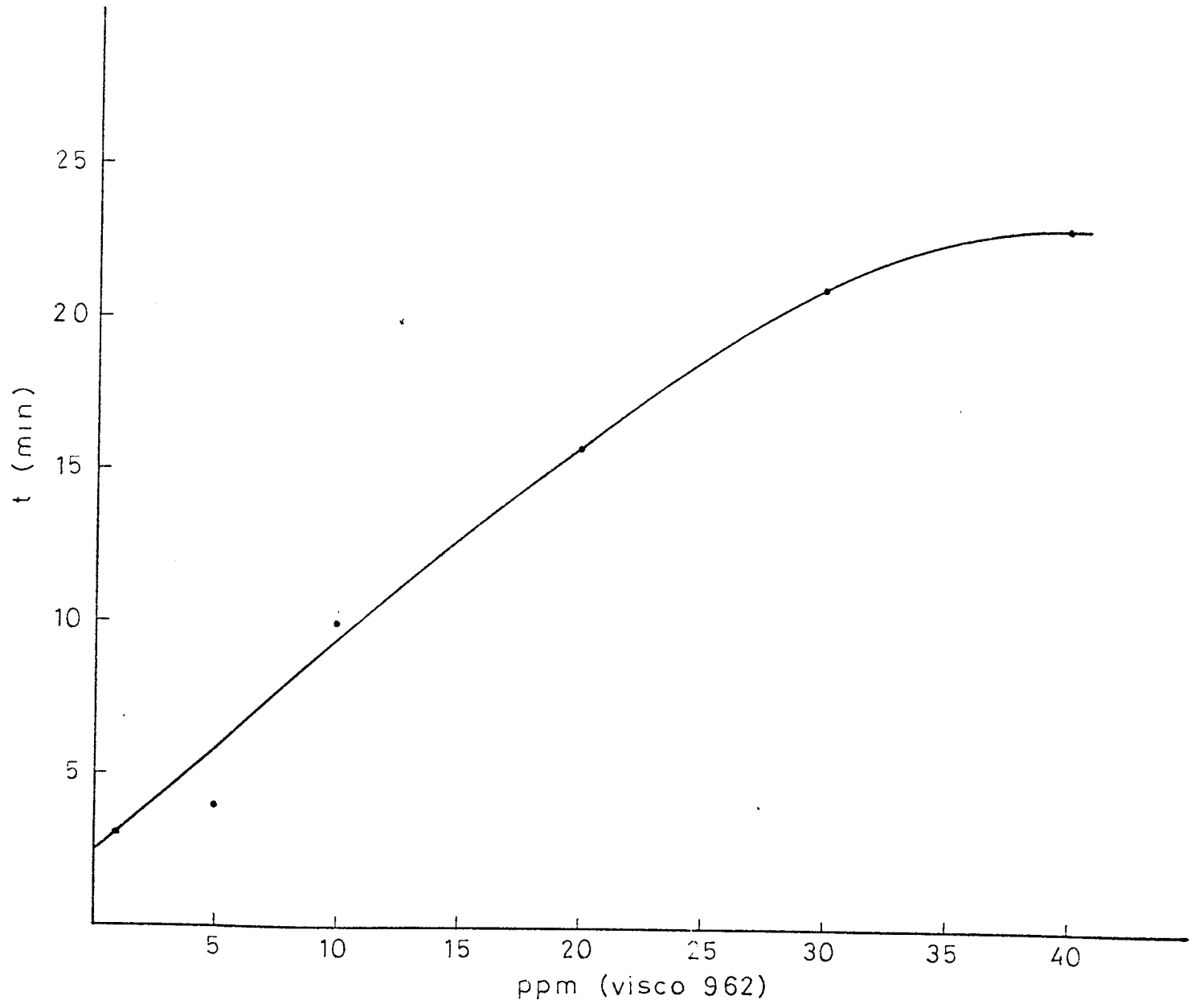
CURVA DE CALIBRACION

Pozo L A 23

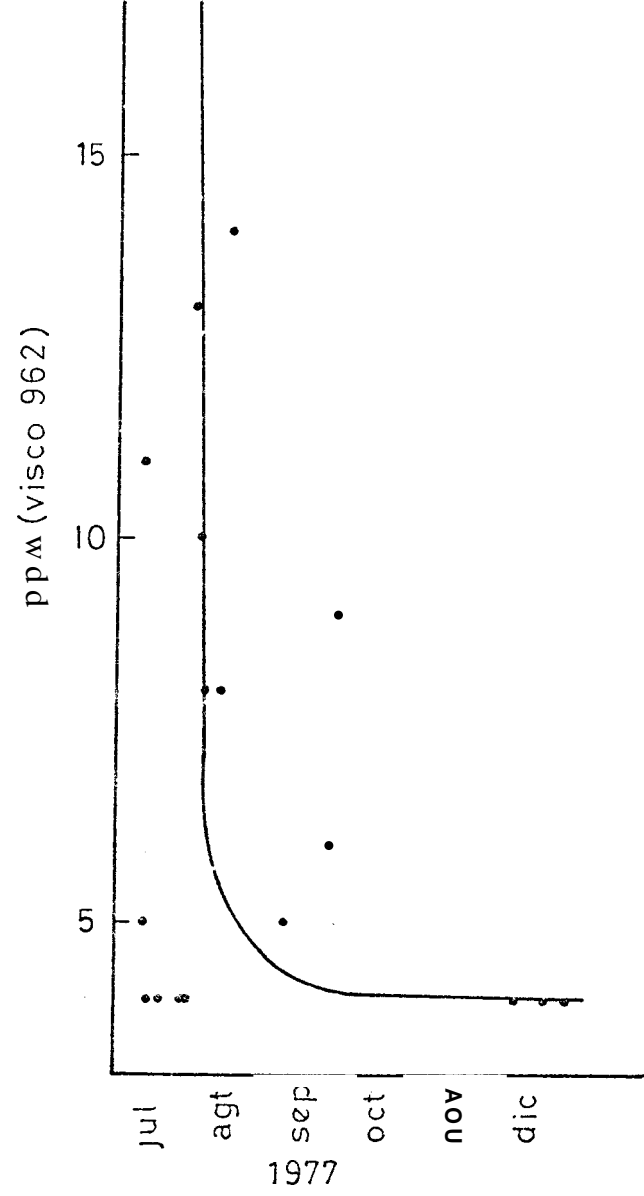
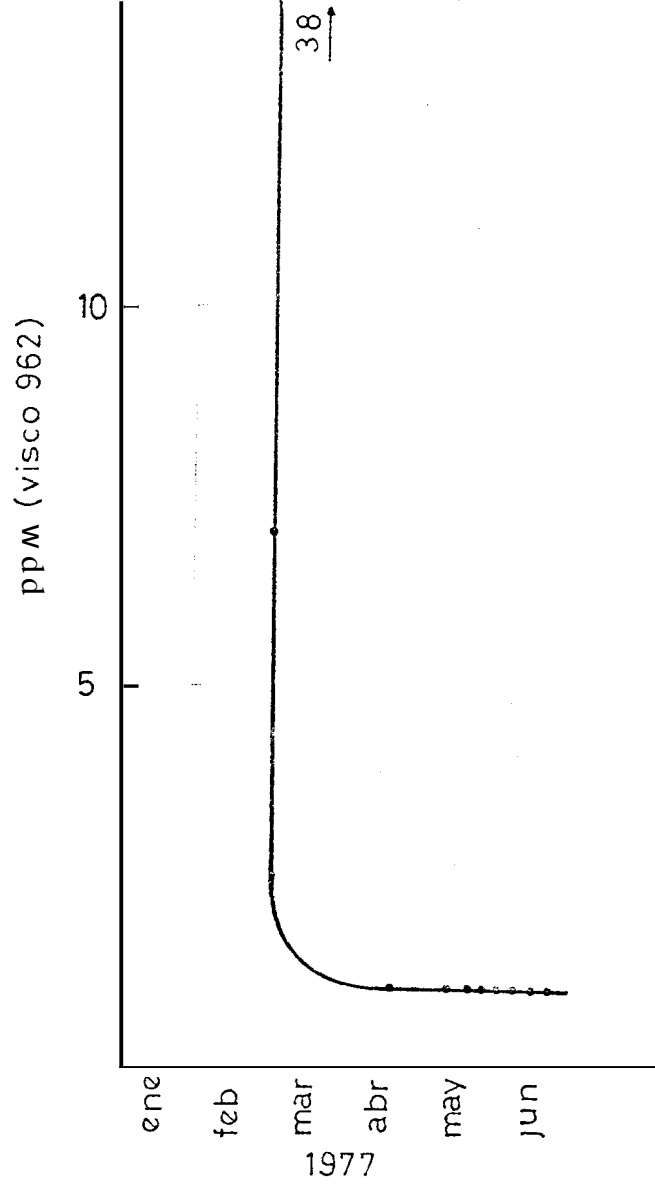
t vs ppm

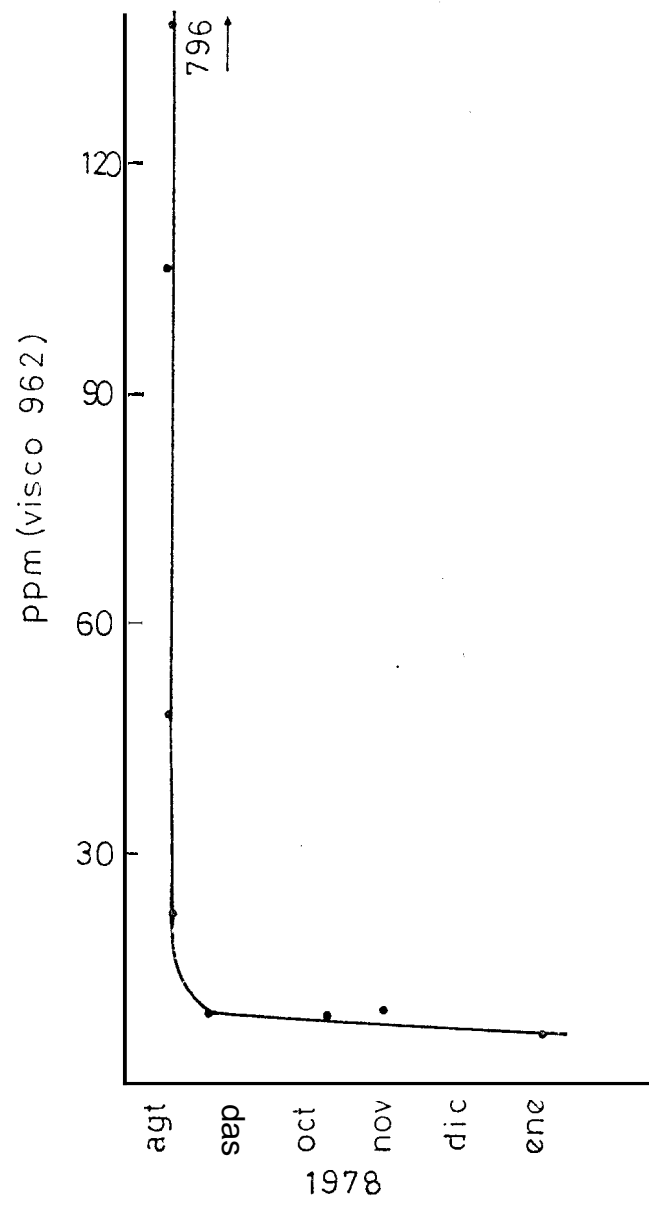
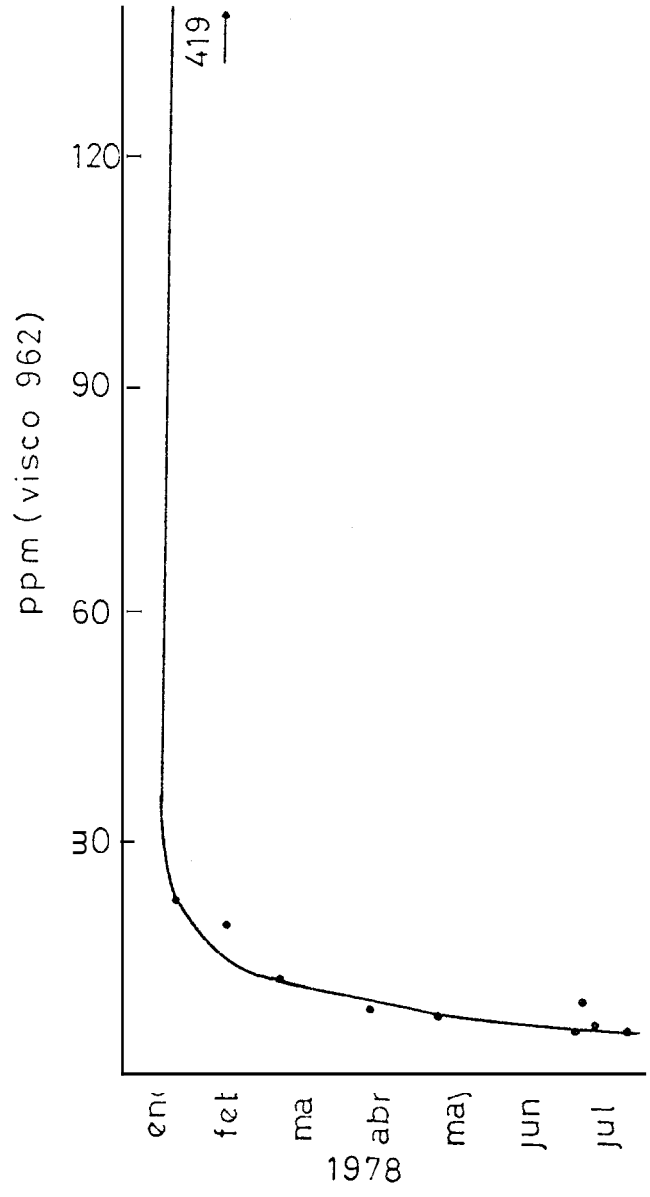


CURVA DE CALIBRACION

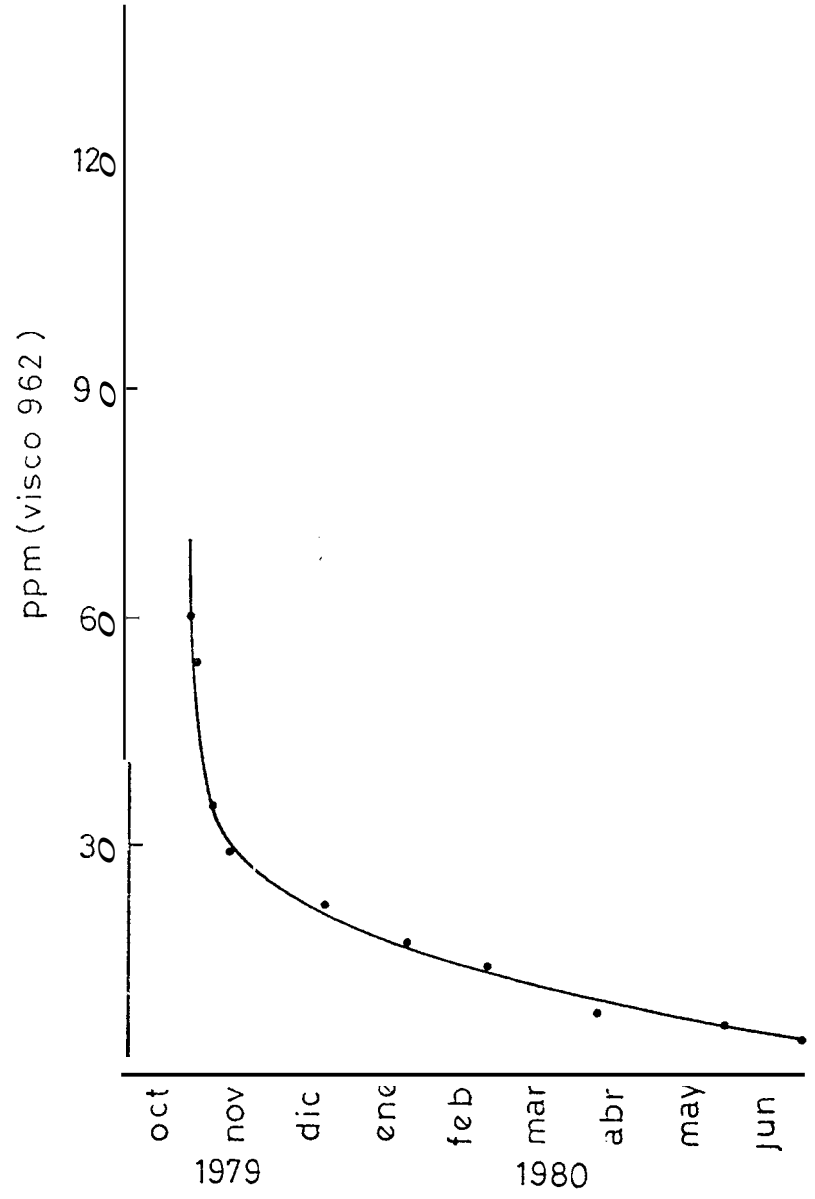
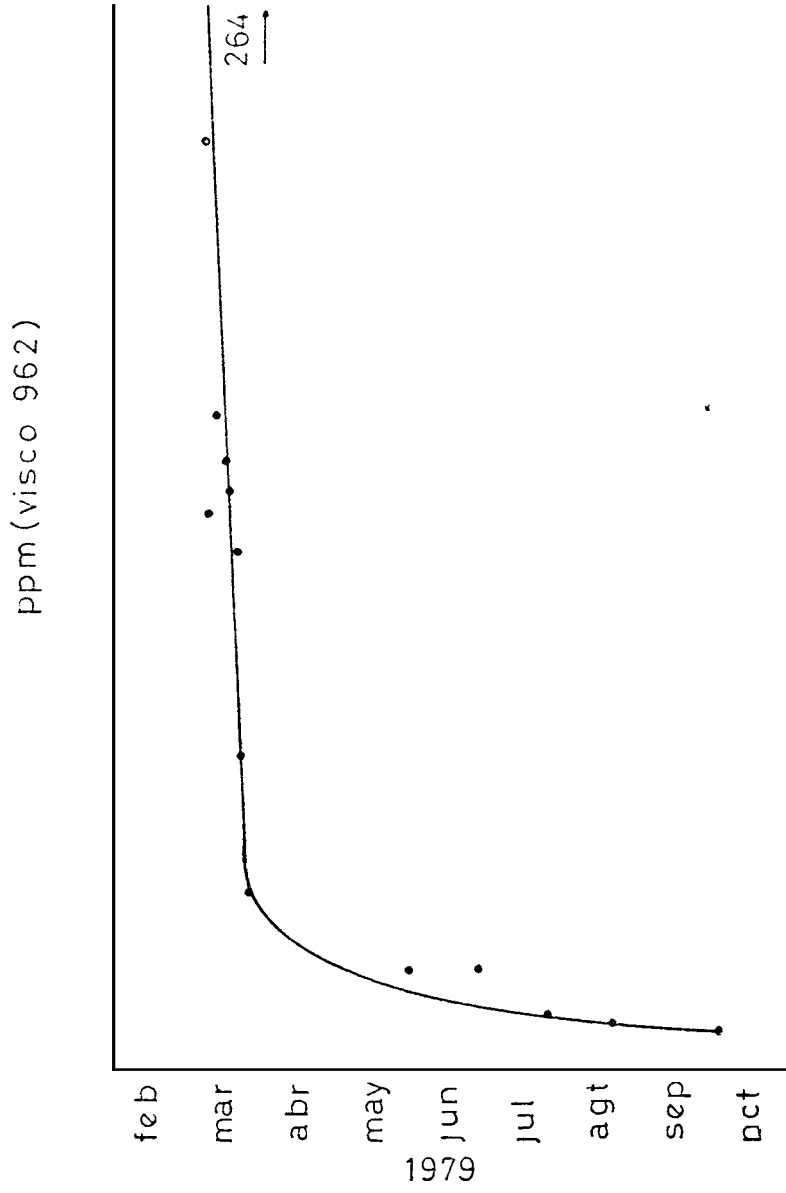


- CURVAS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS ppm RESIDUALES DEL VISCO 962 QUE RETORNA A SUPERFICIE.



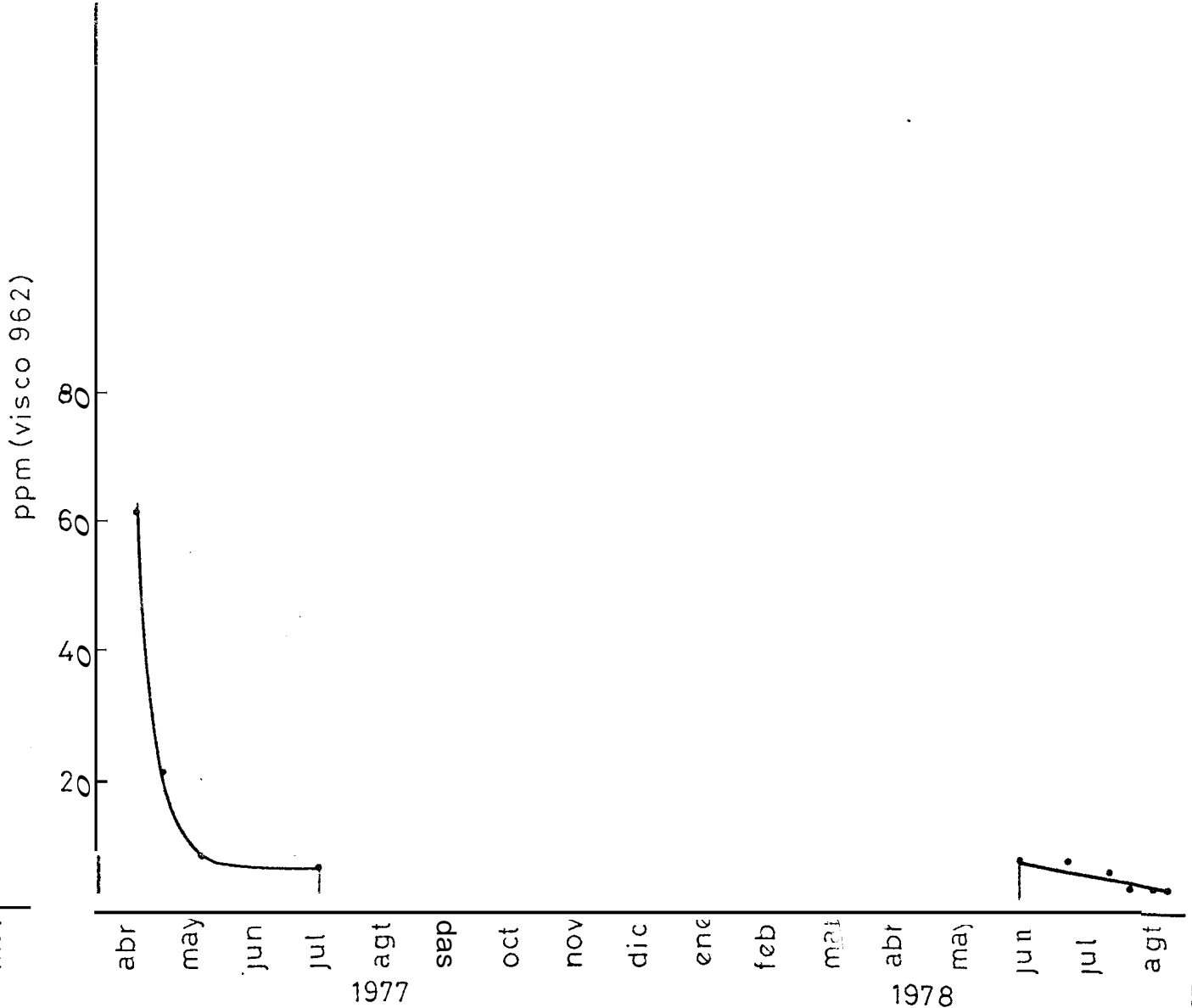
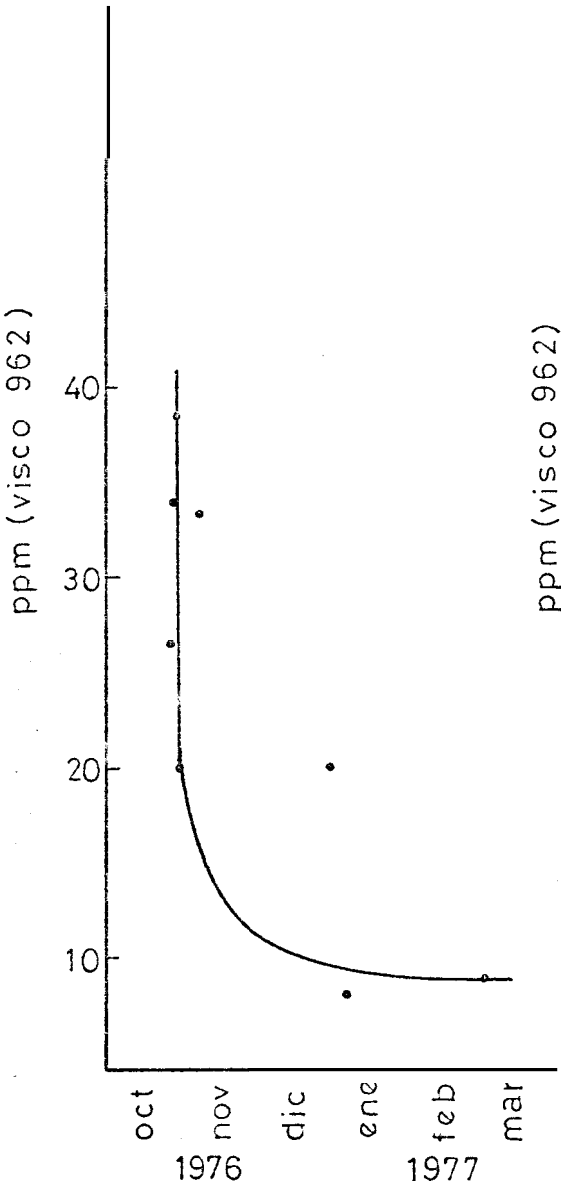


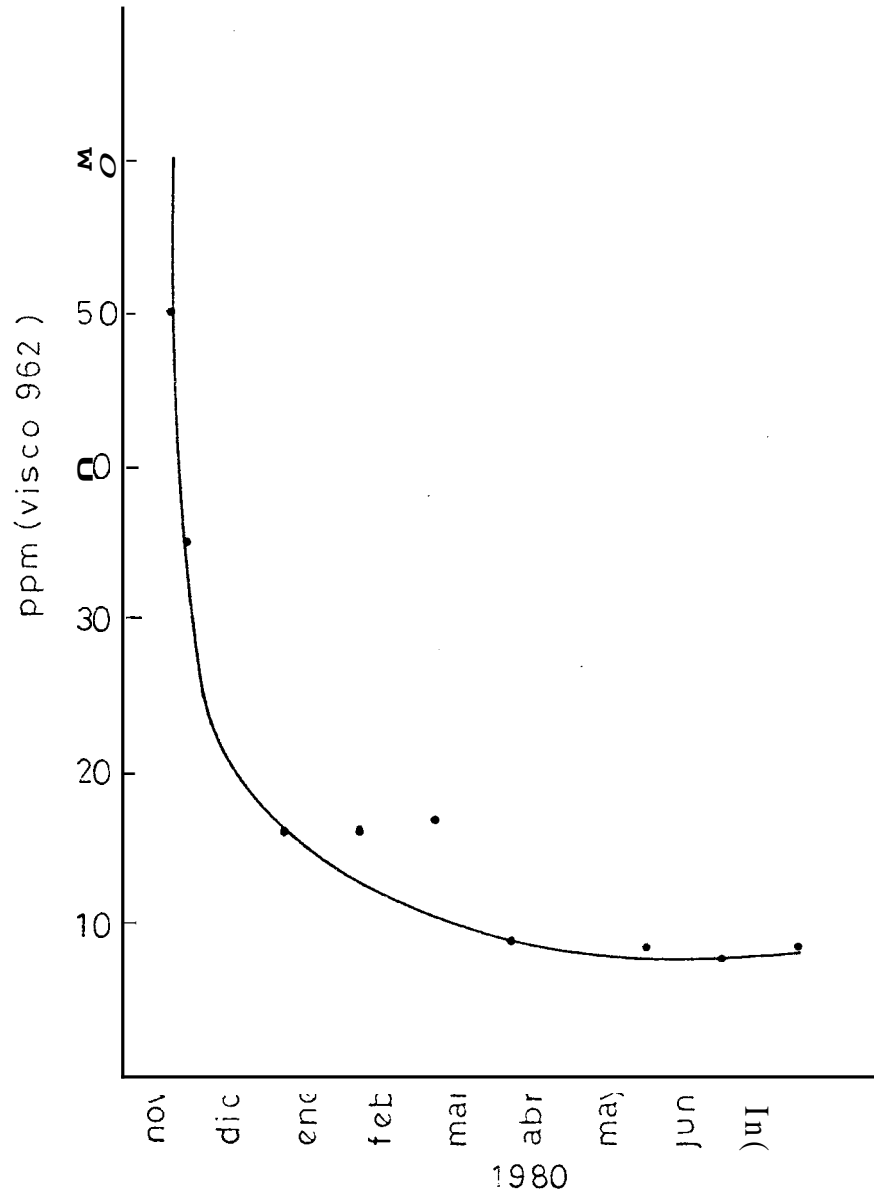
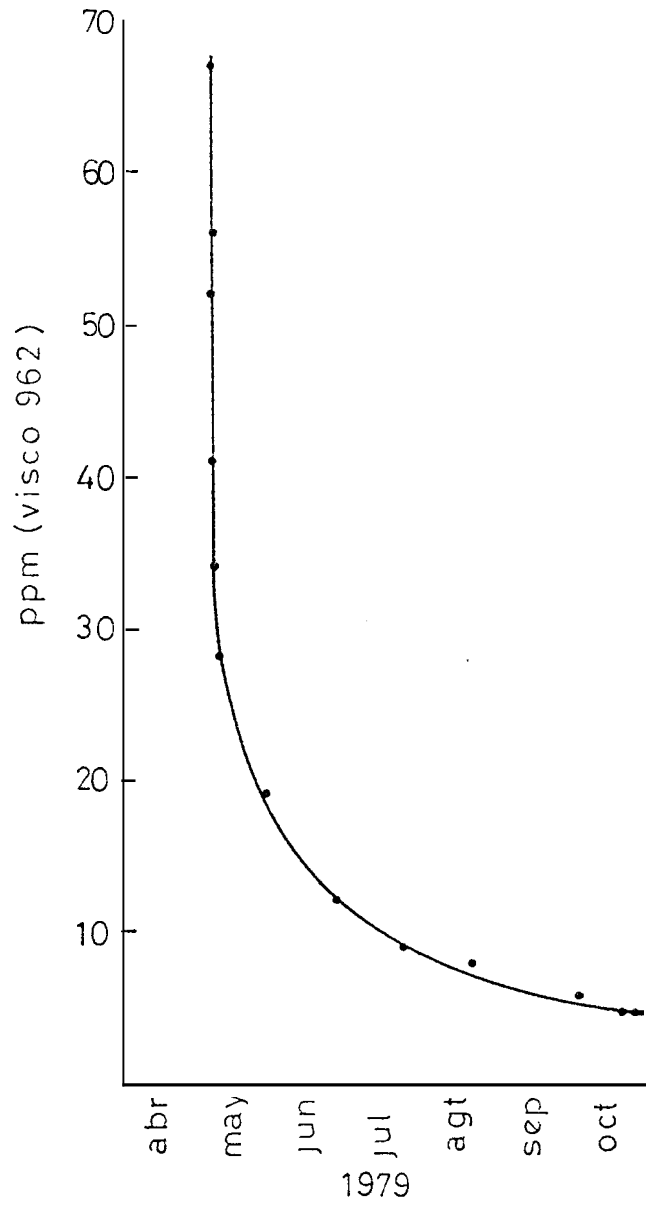
ppm residual vs tiempo

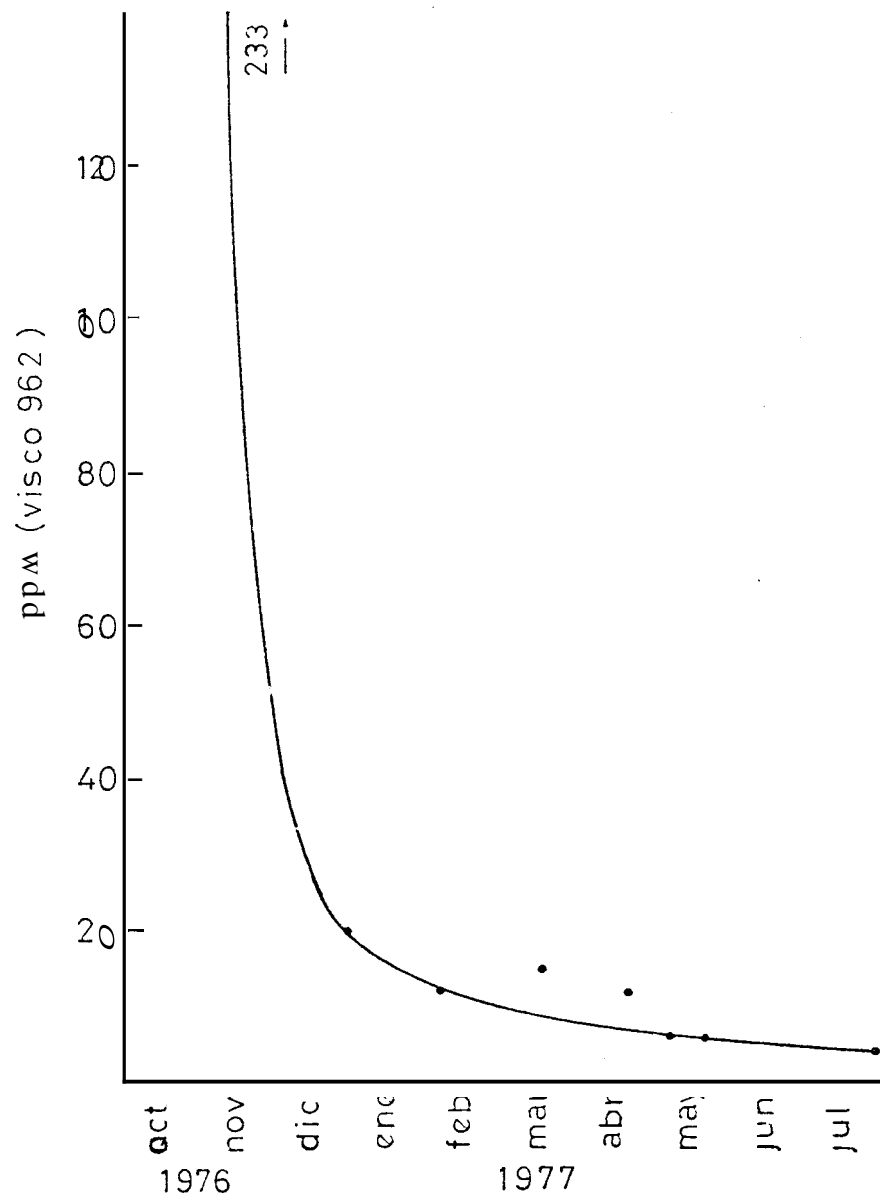
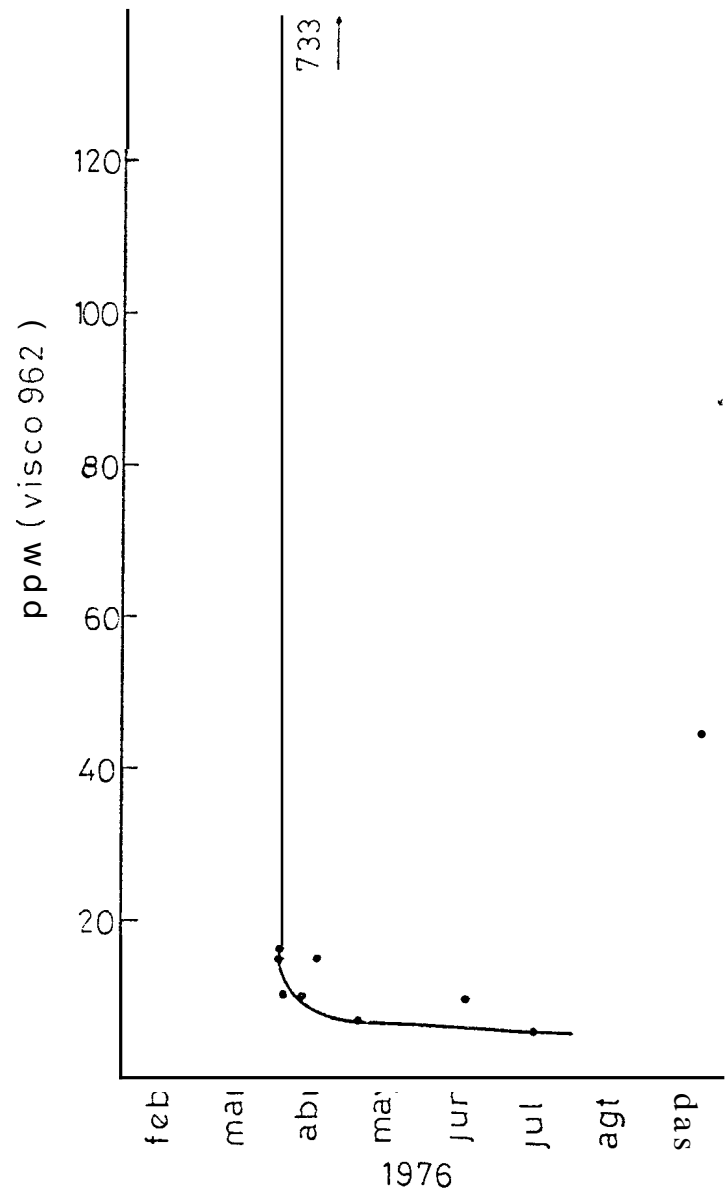


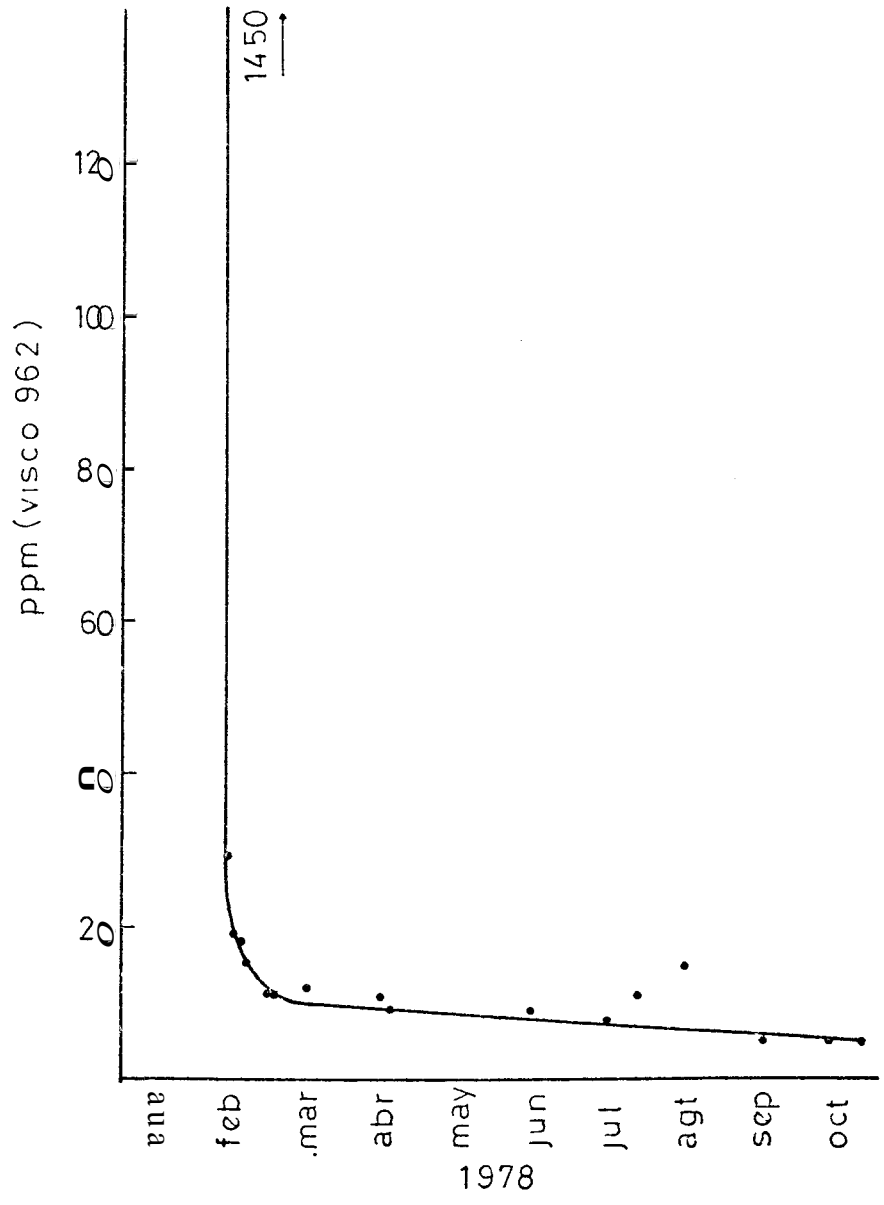
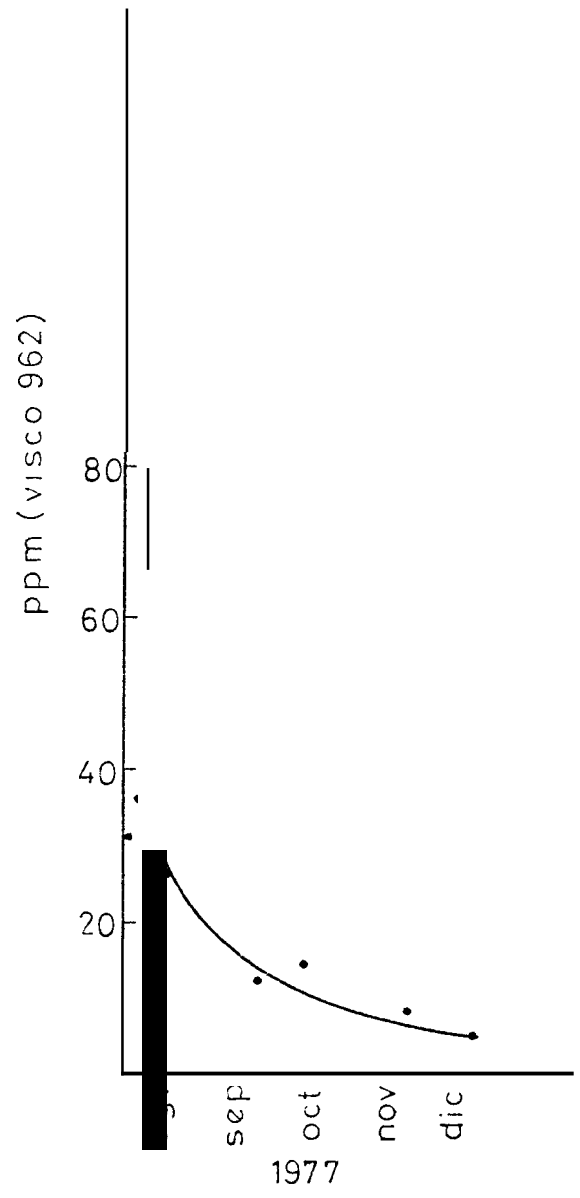
SCT

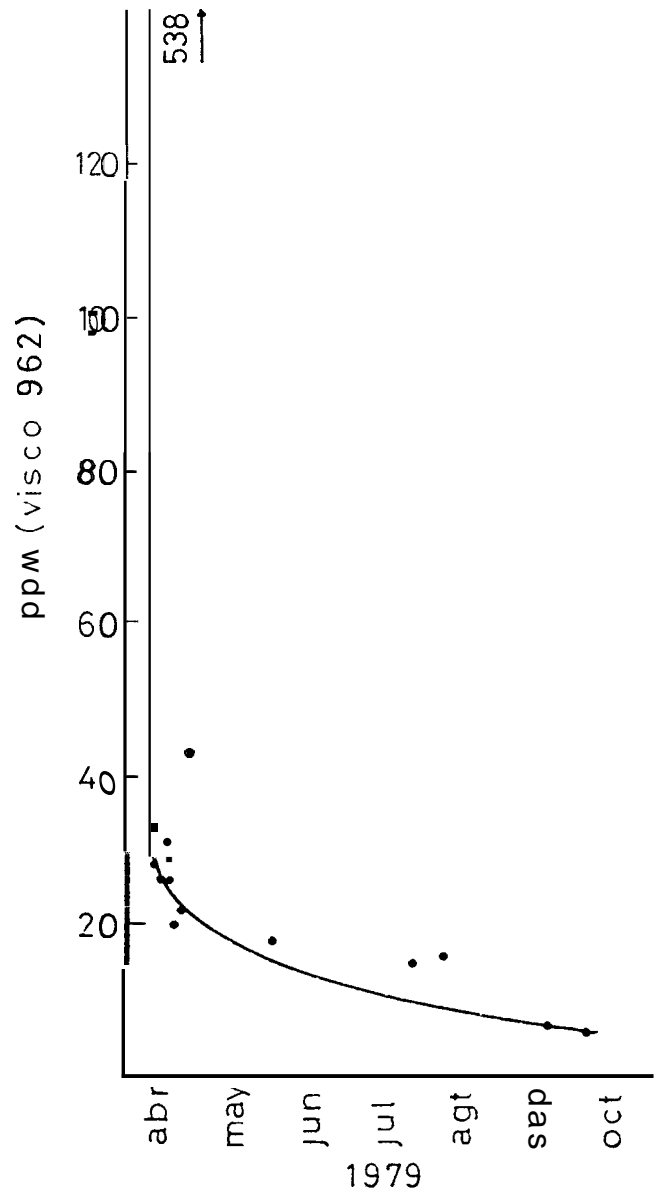
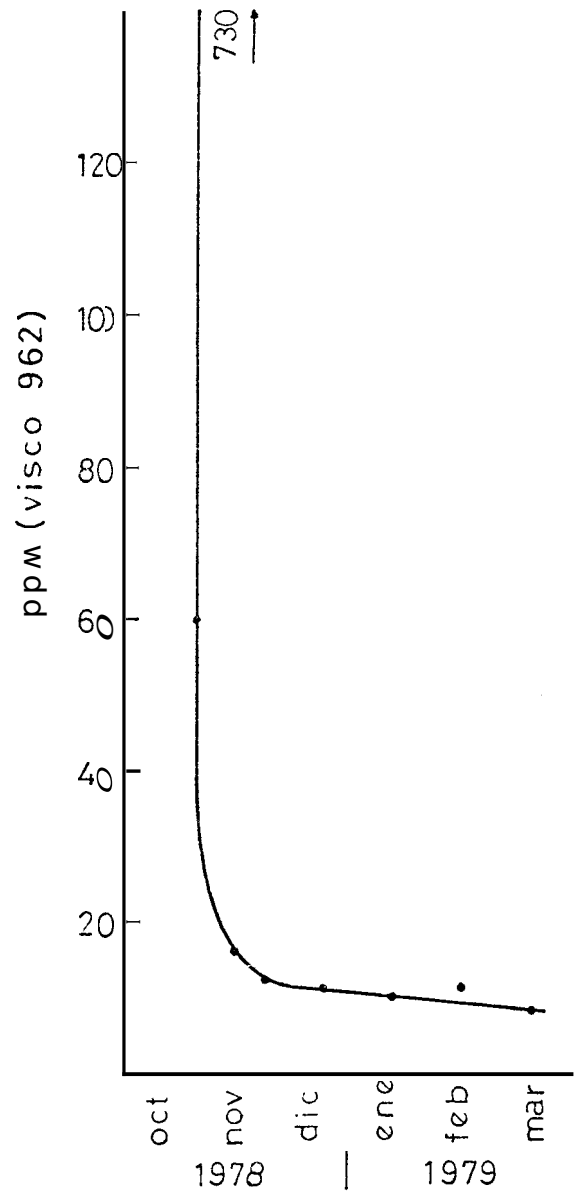


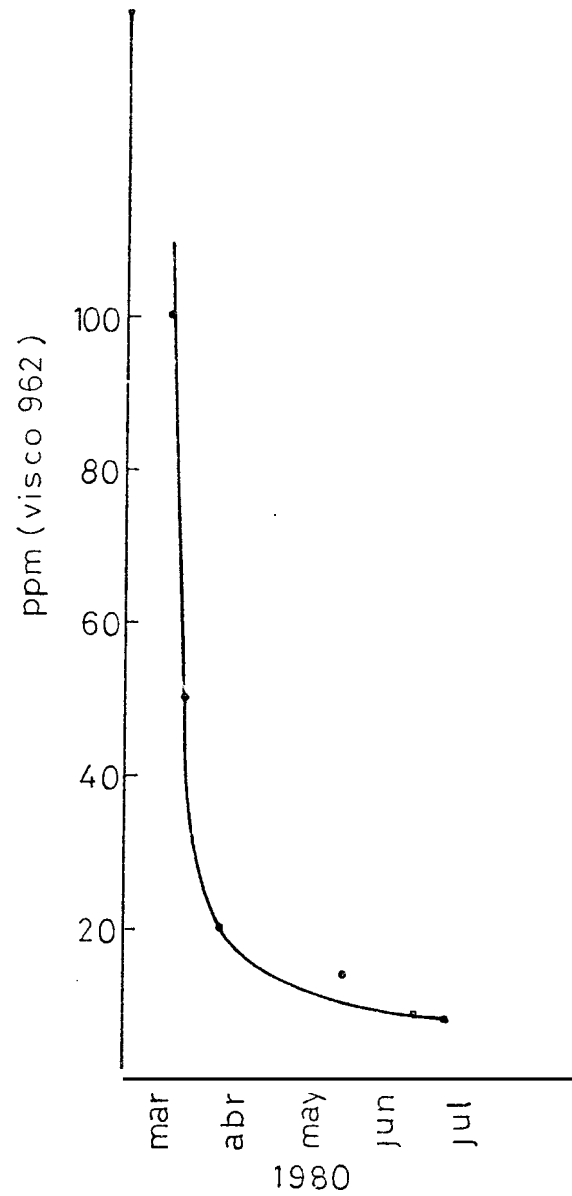
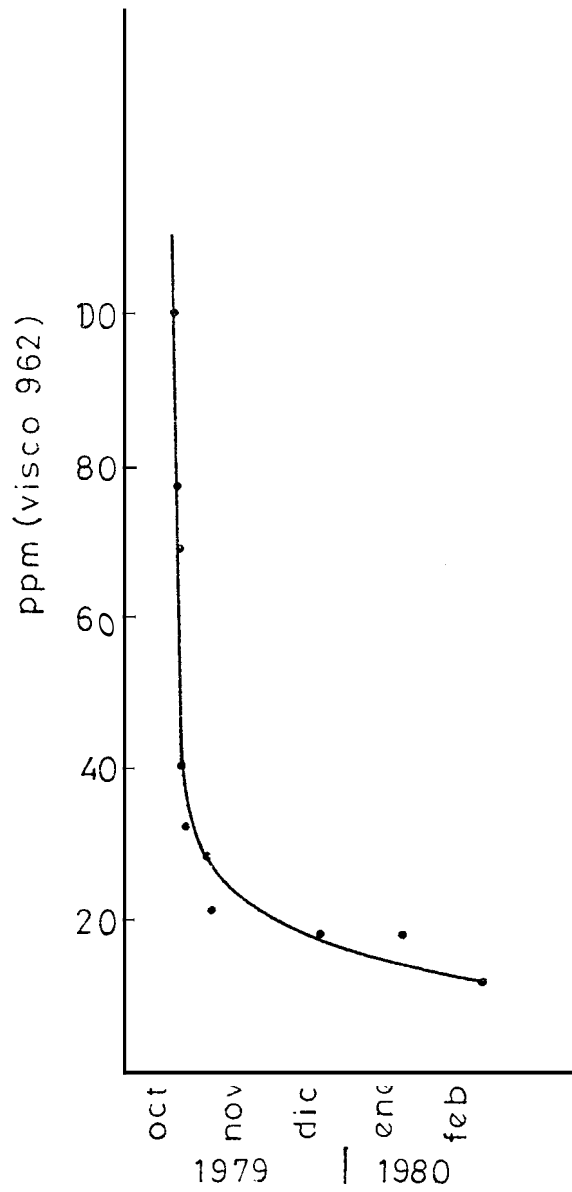




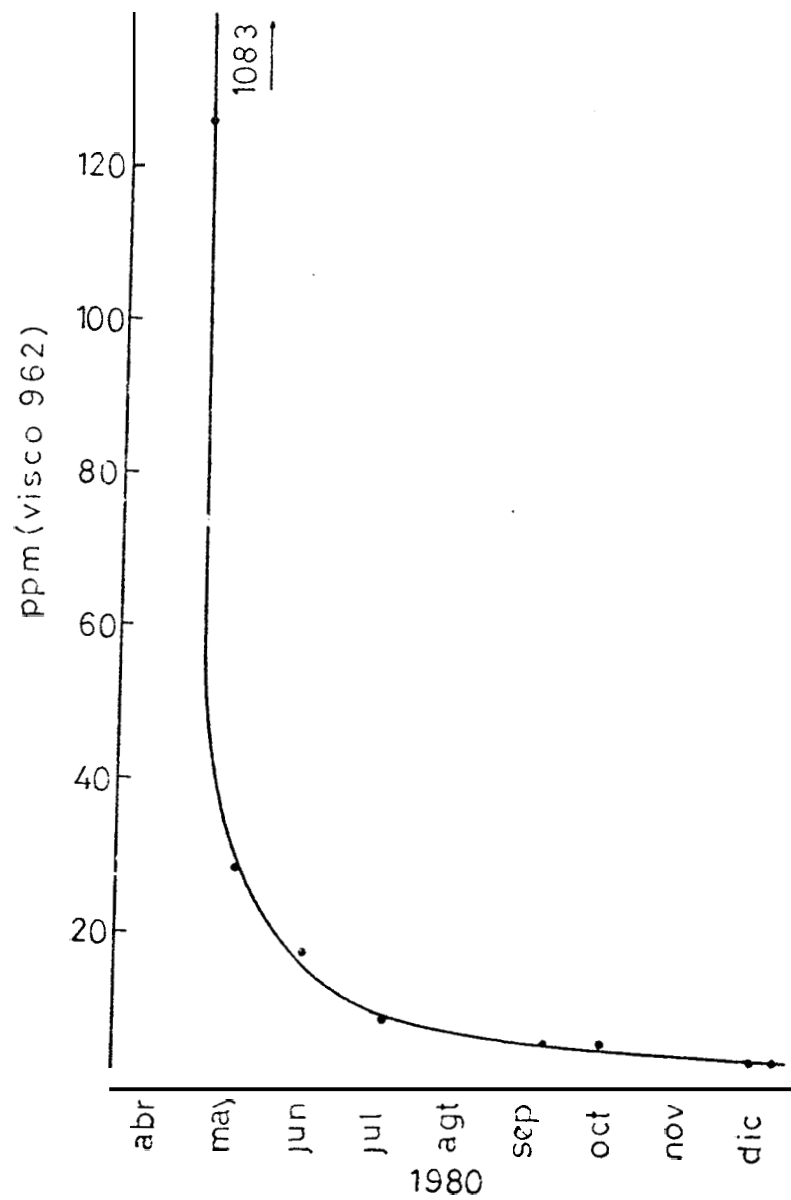
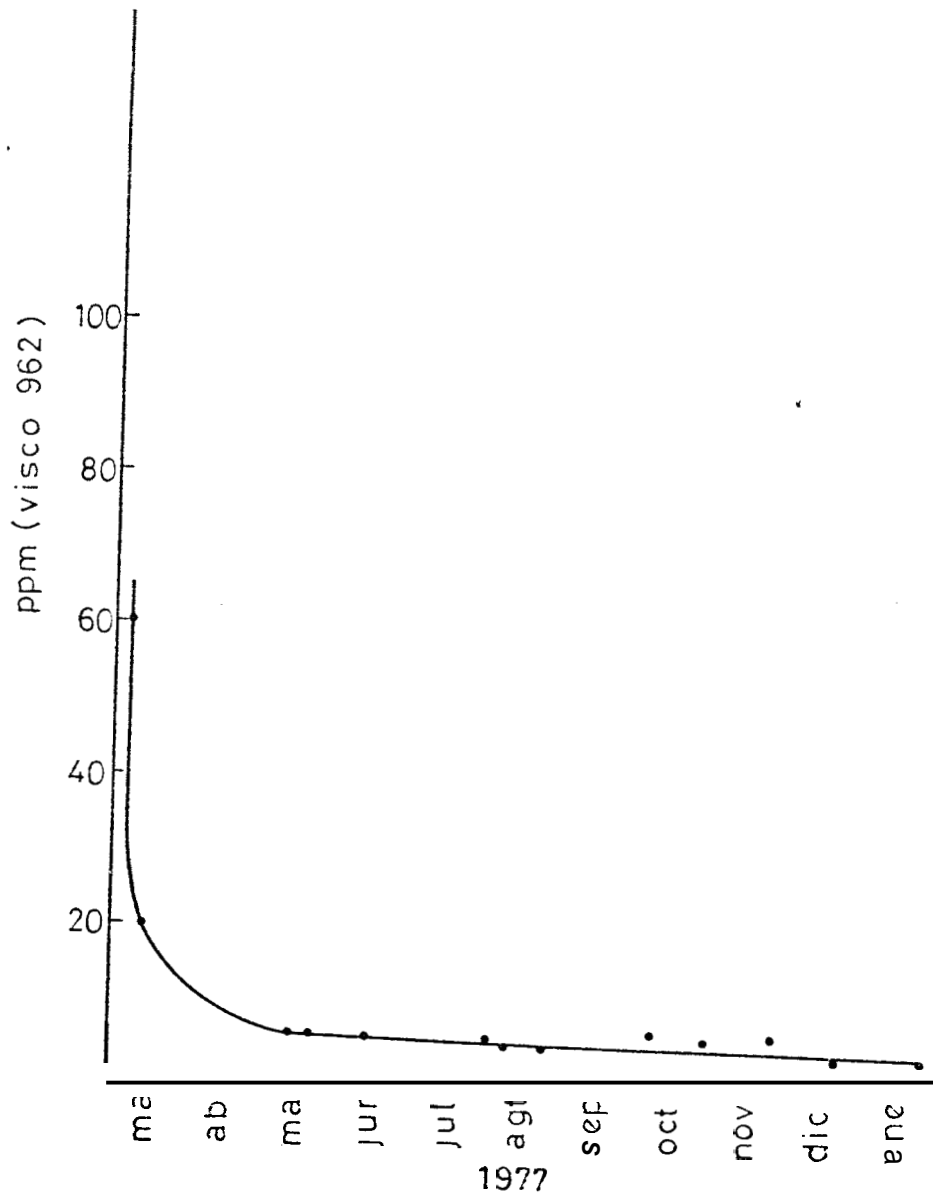




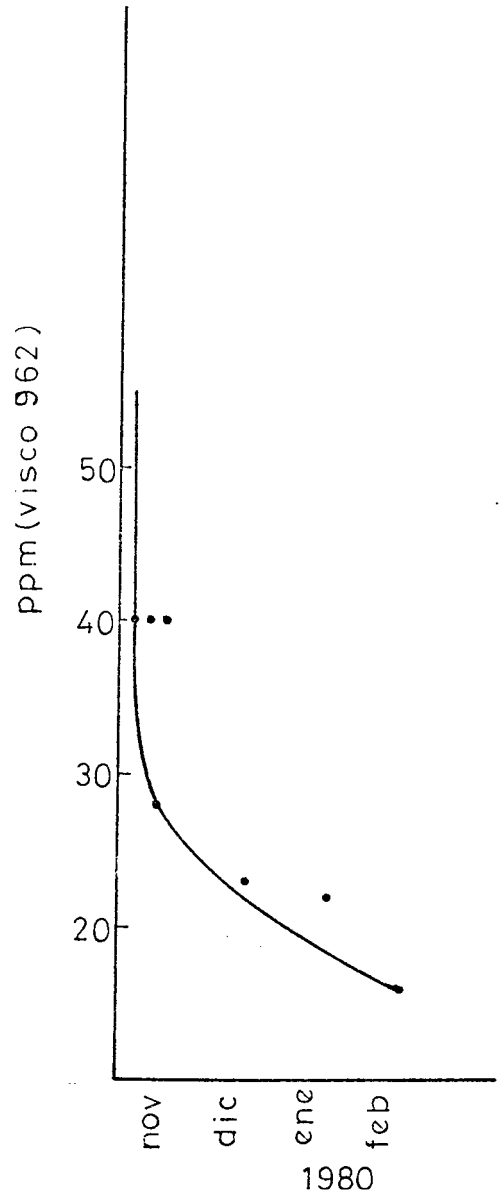
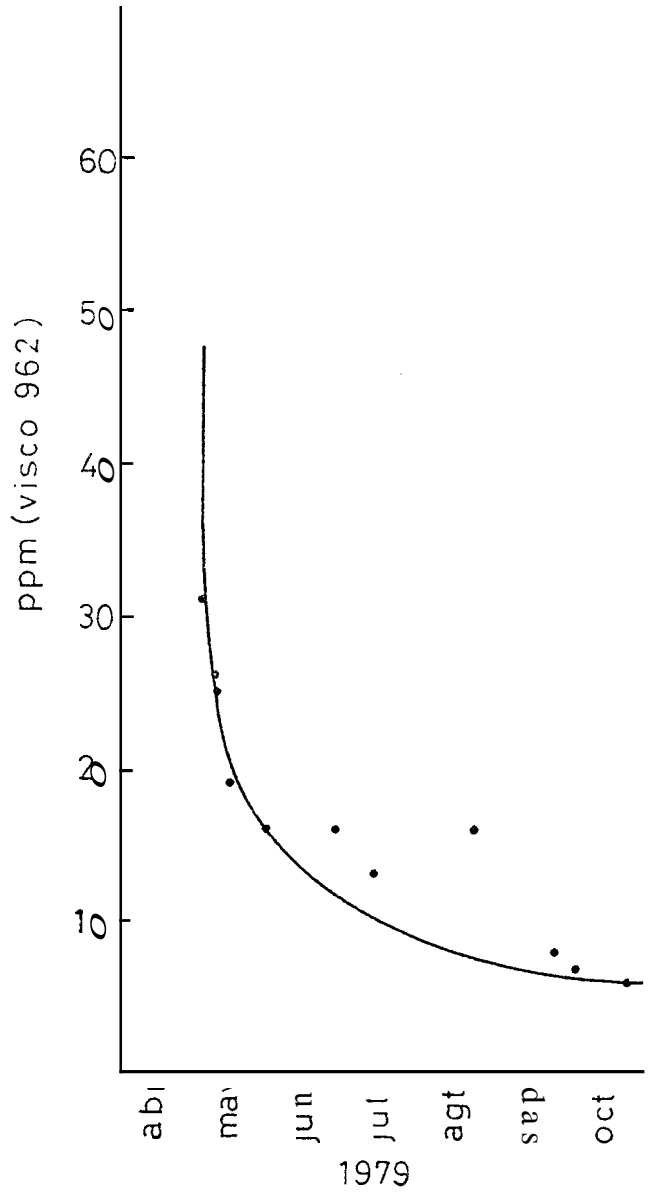




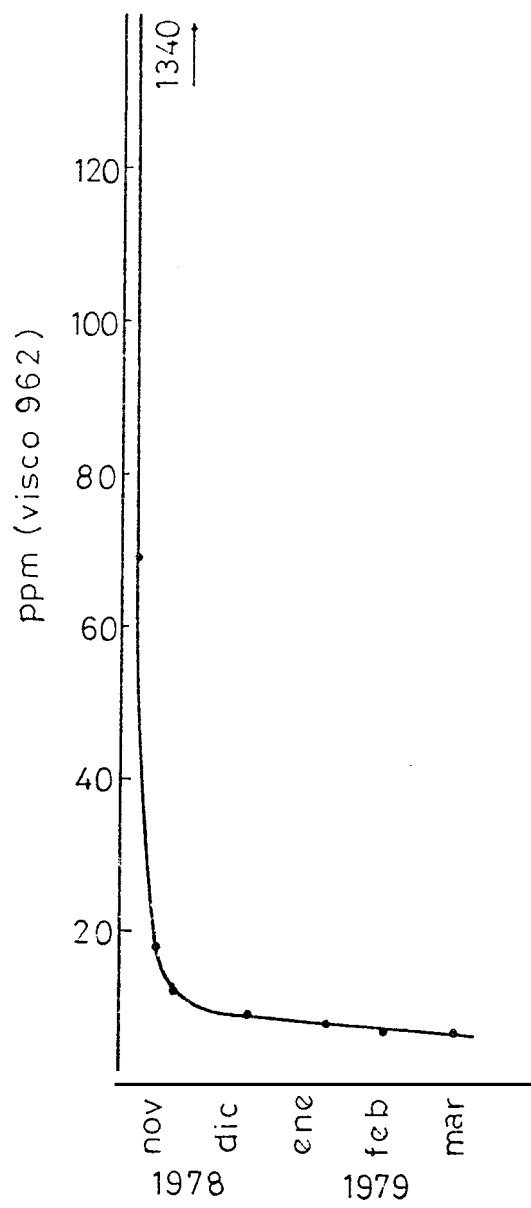
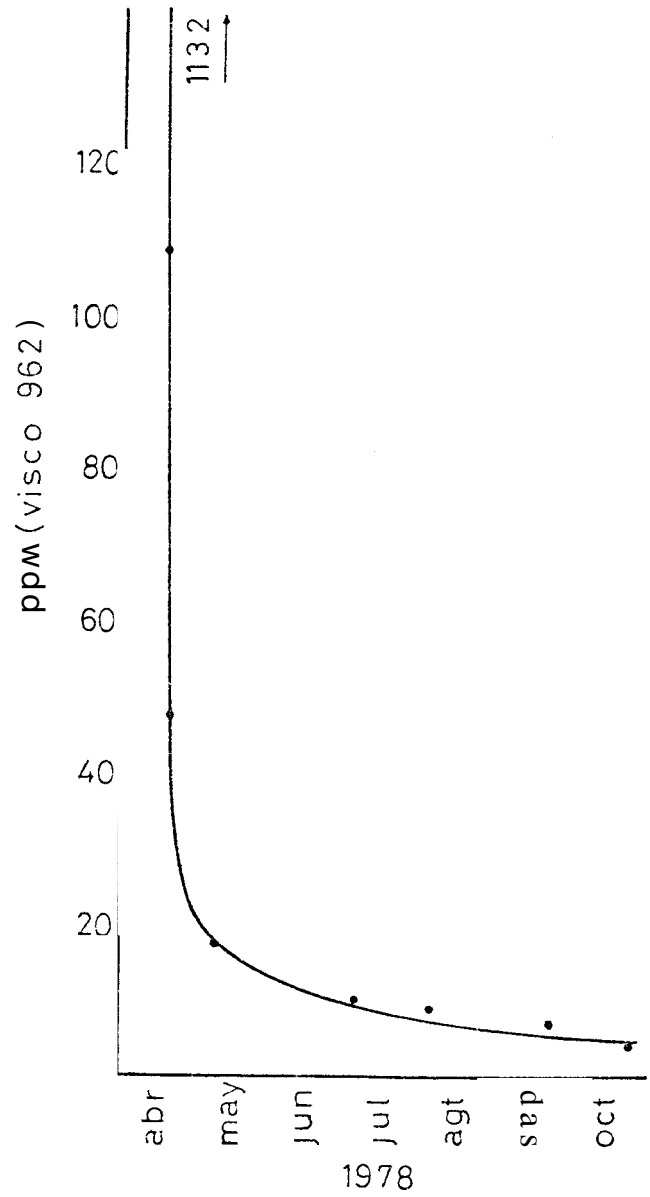
ppm residual vs tiempo



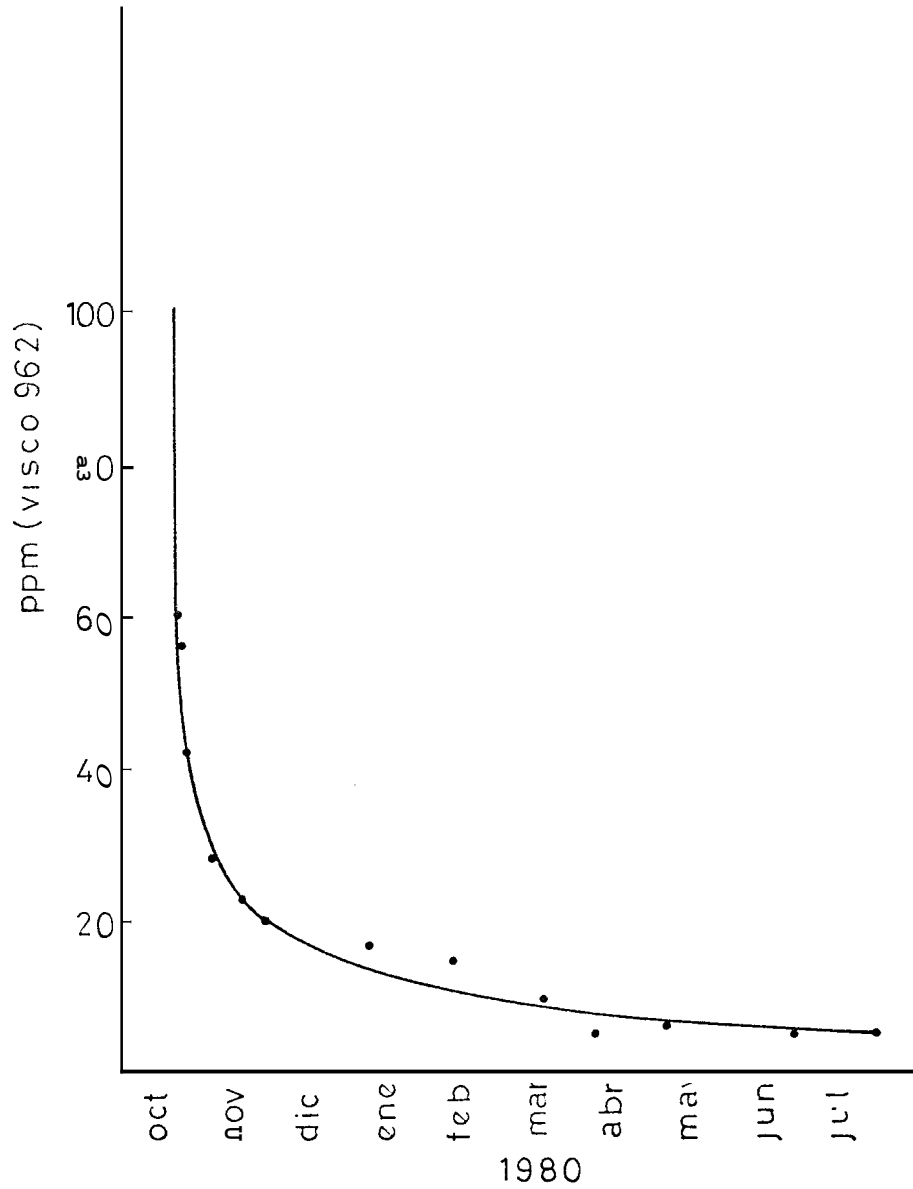
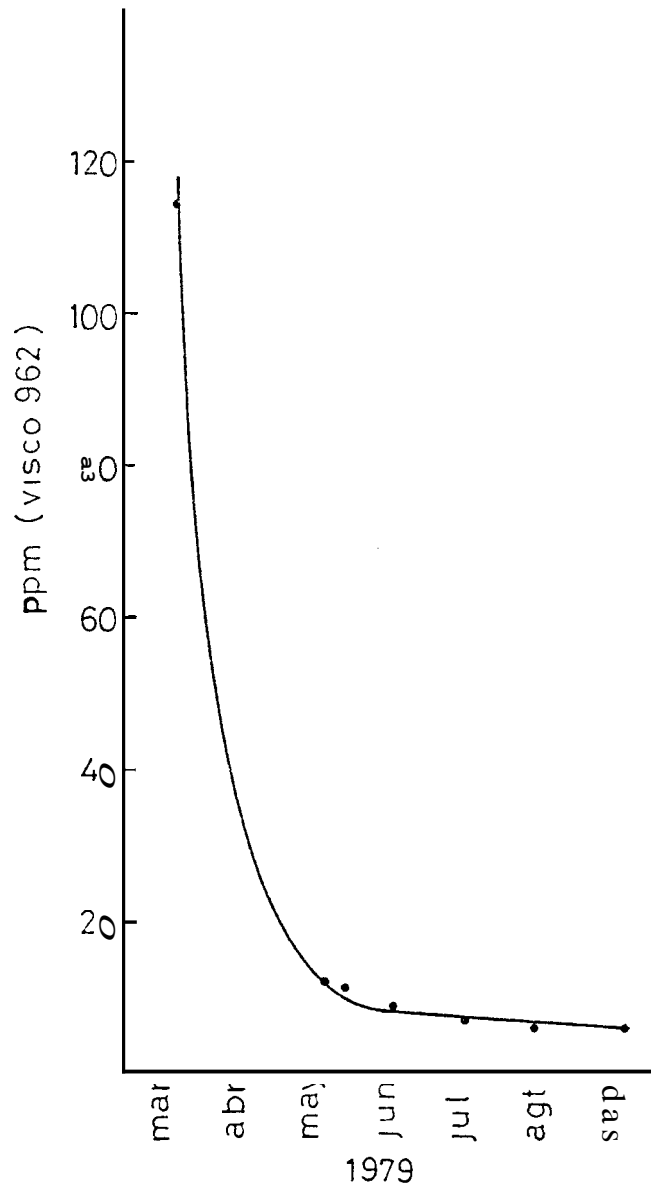
ppm residual vs tiempo

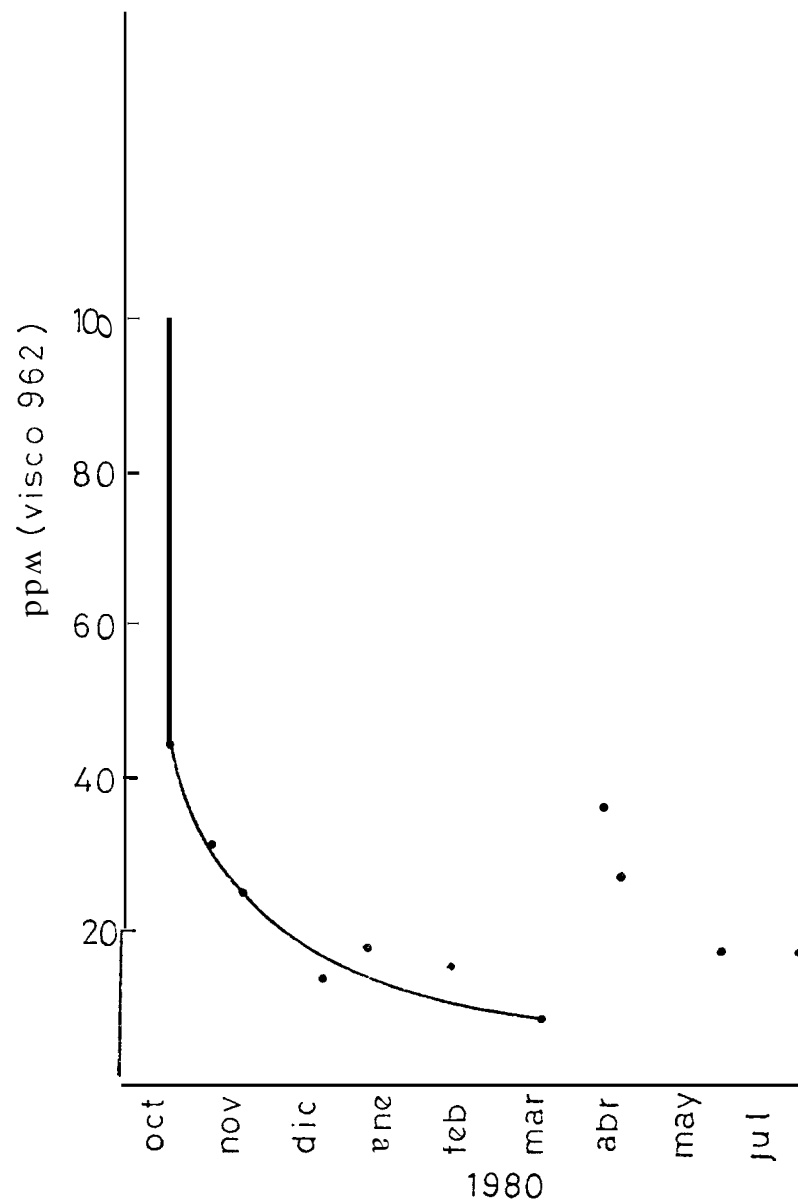
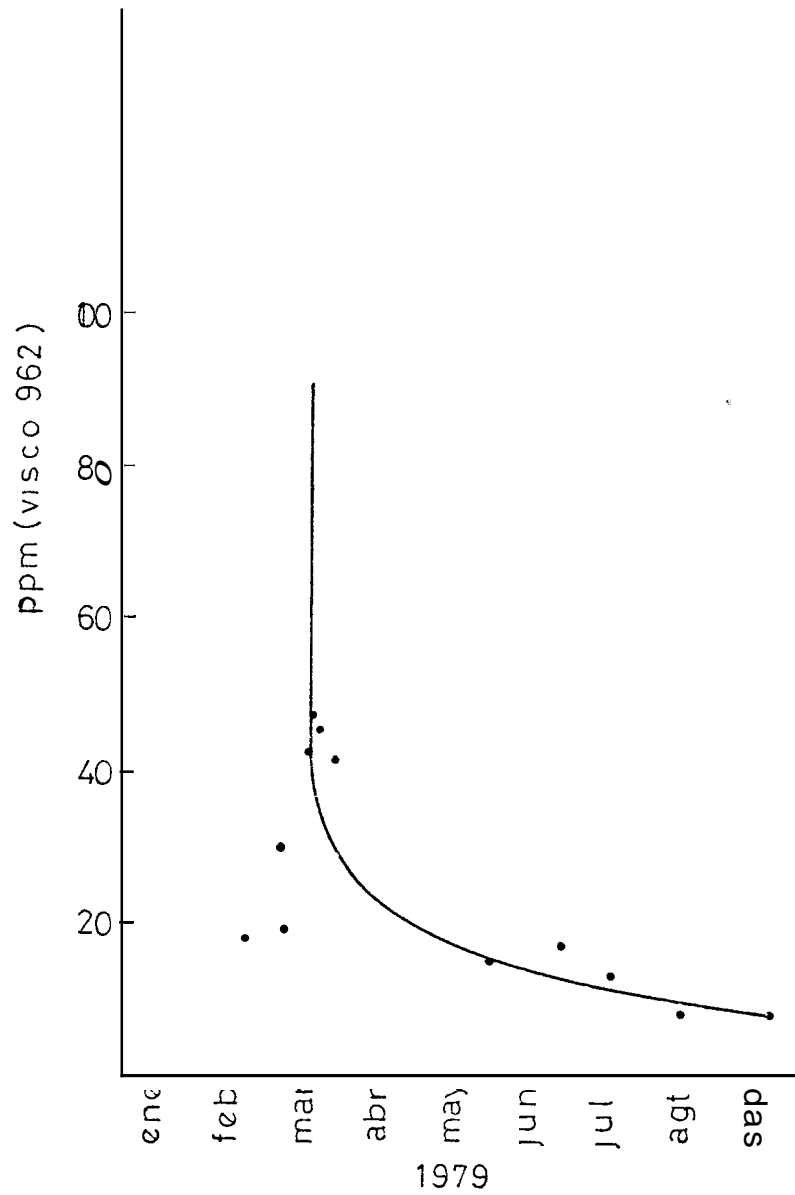


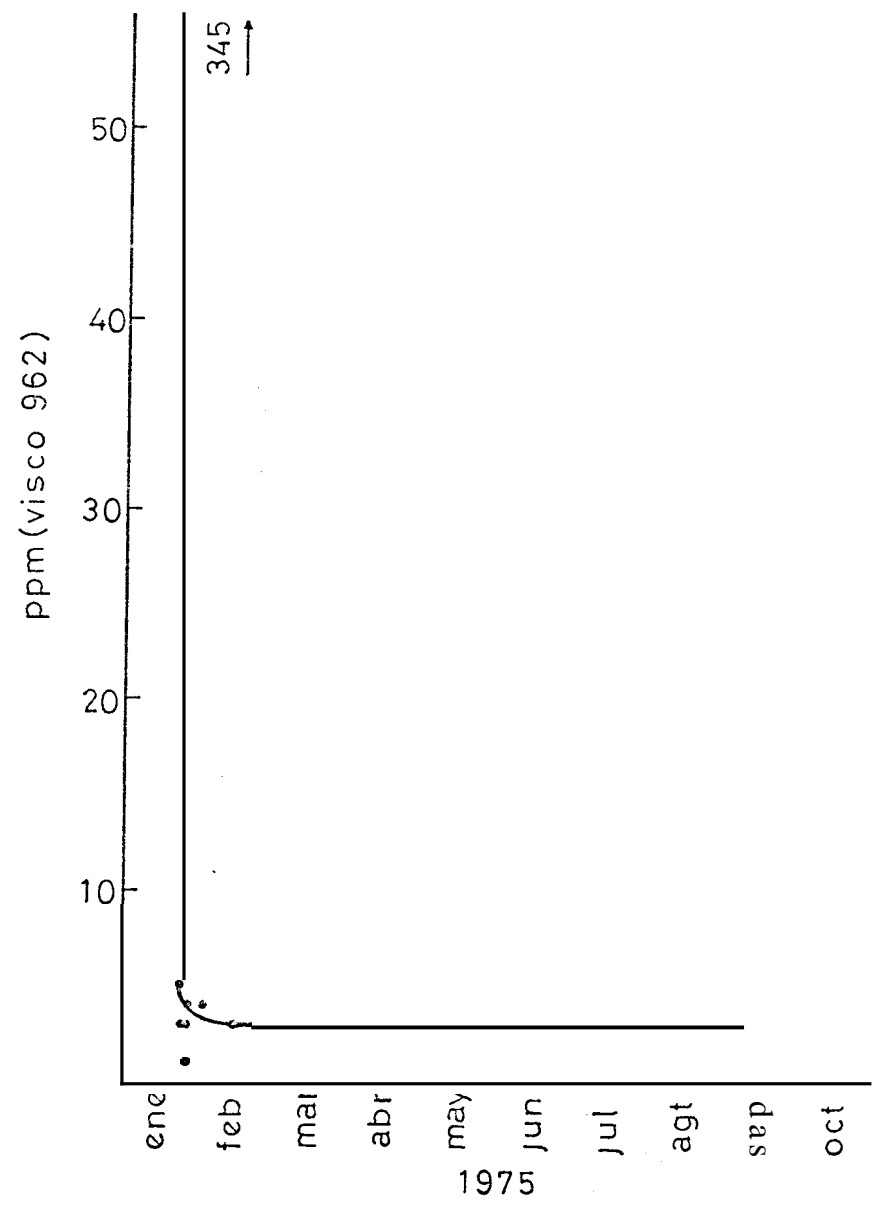




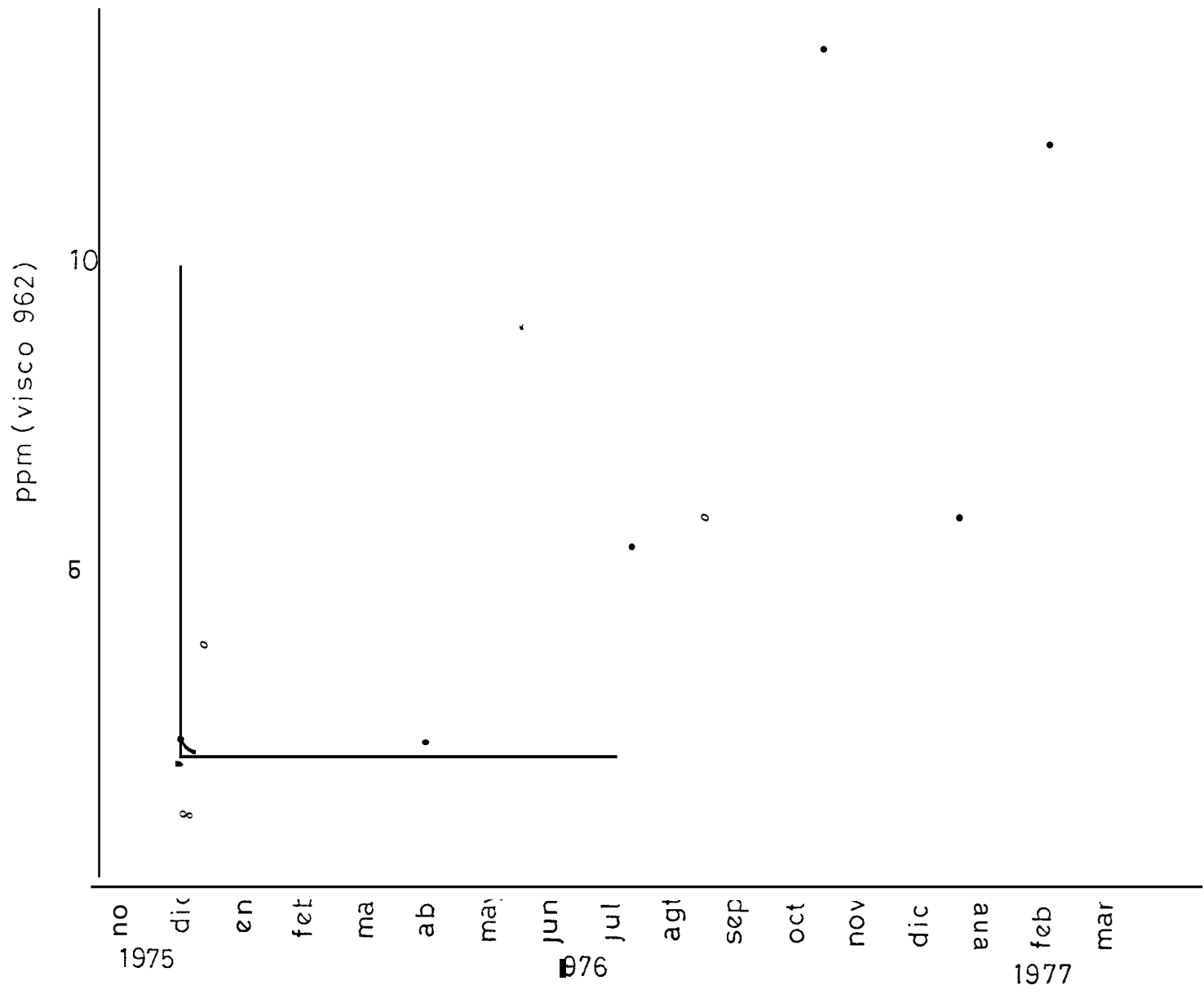
ppm residual vs tiempo

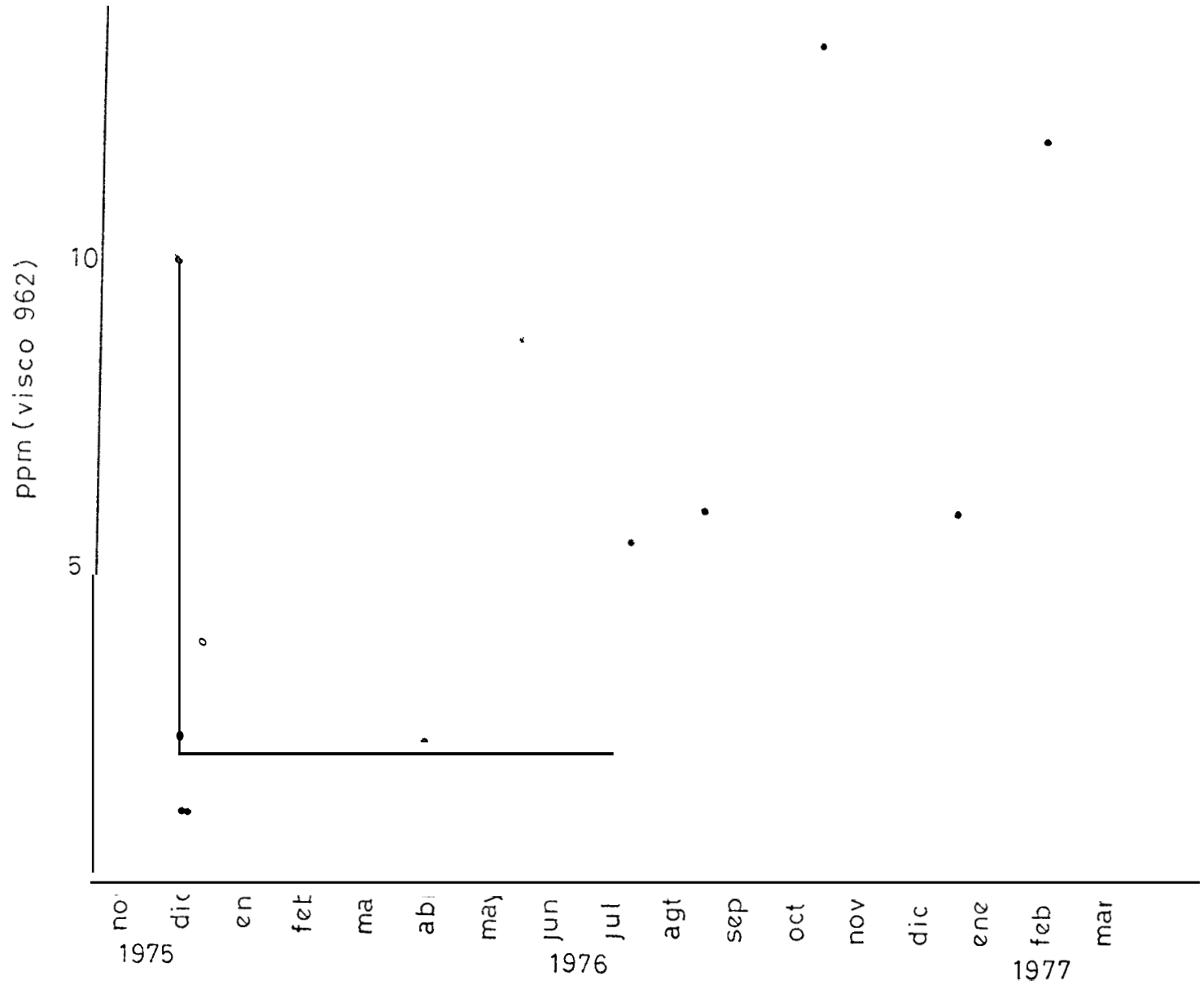


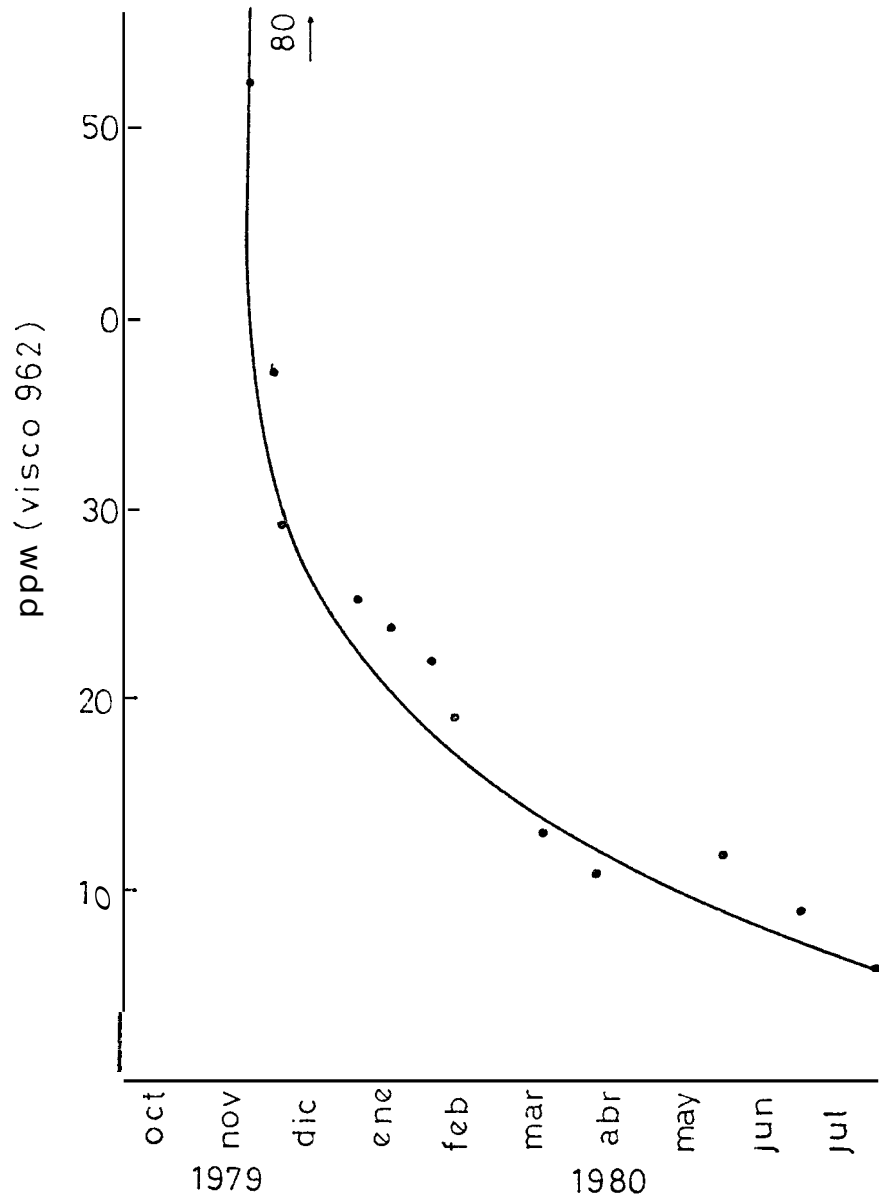
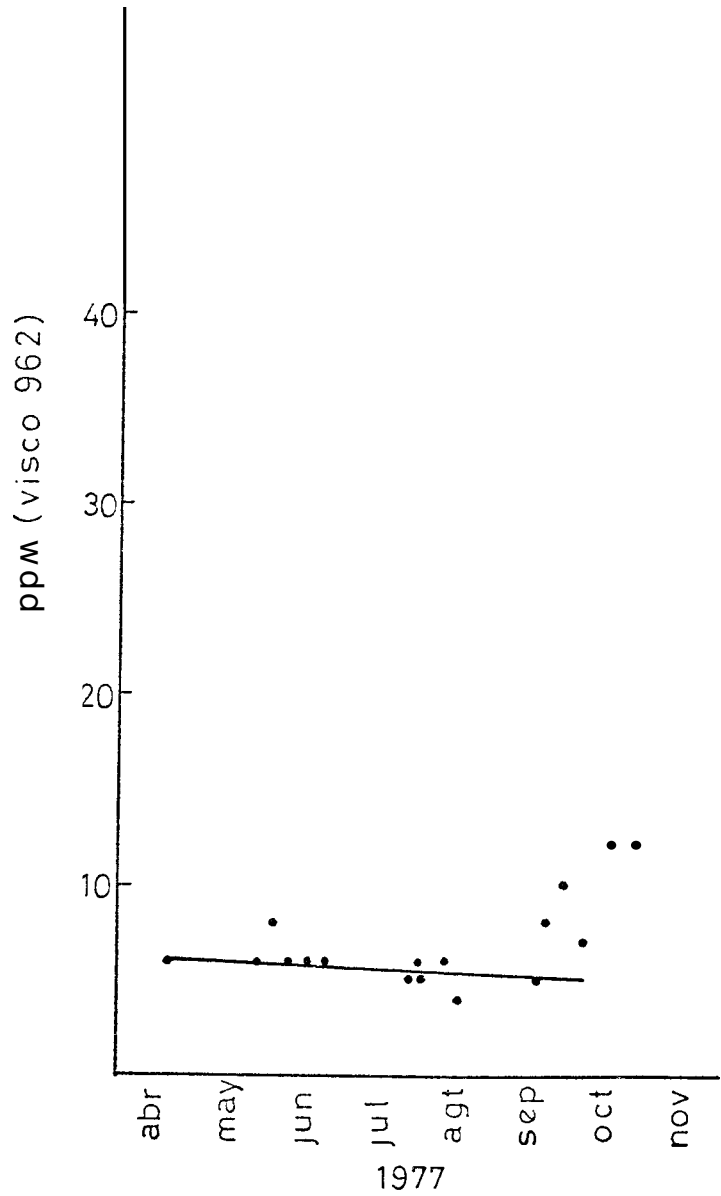


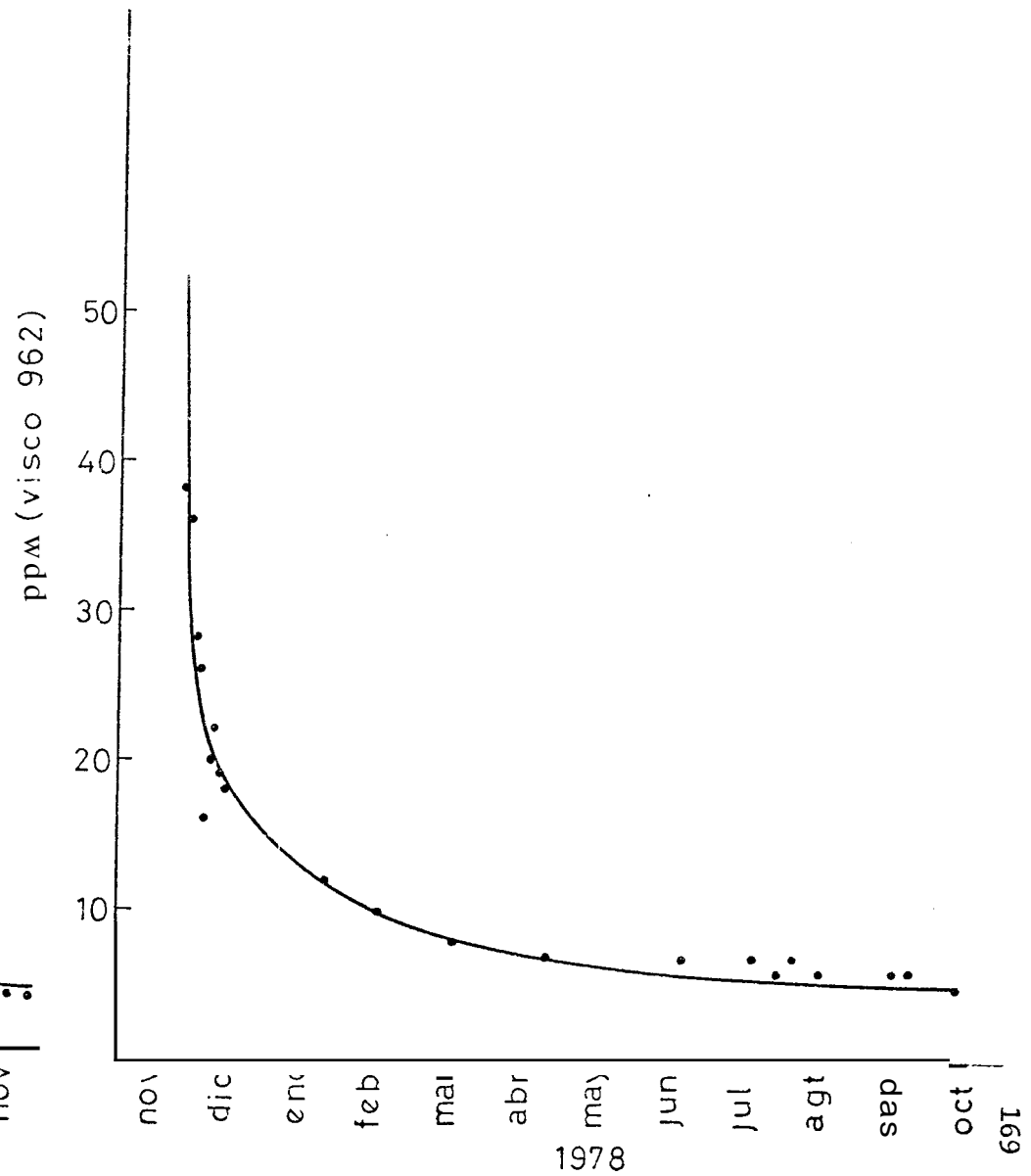
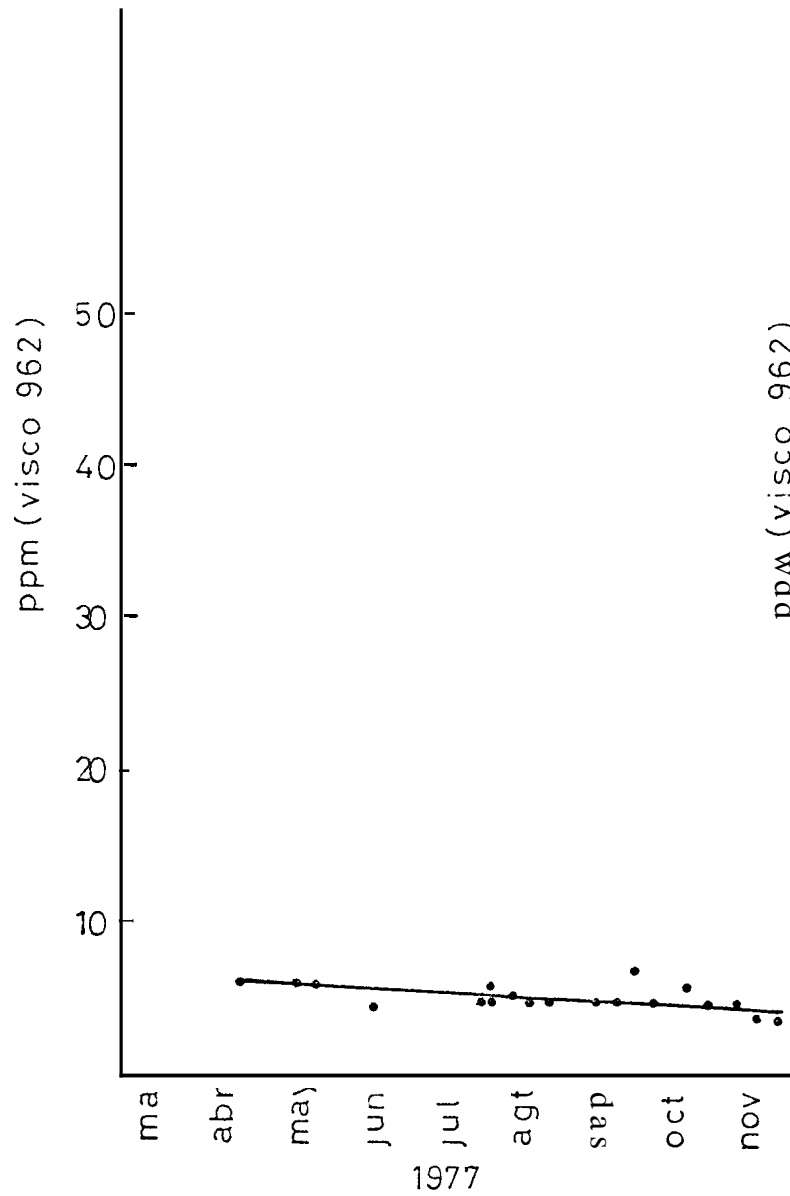


ppm residual vs tiempo



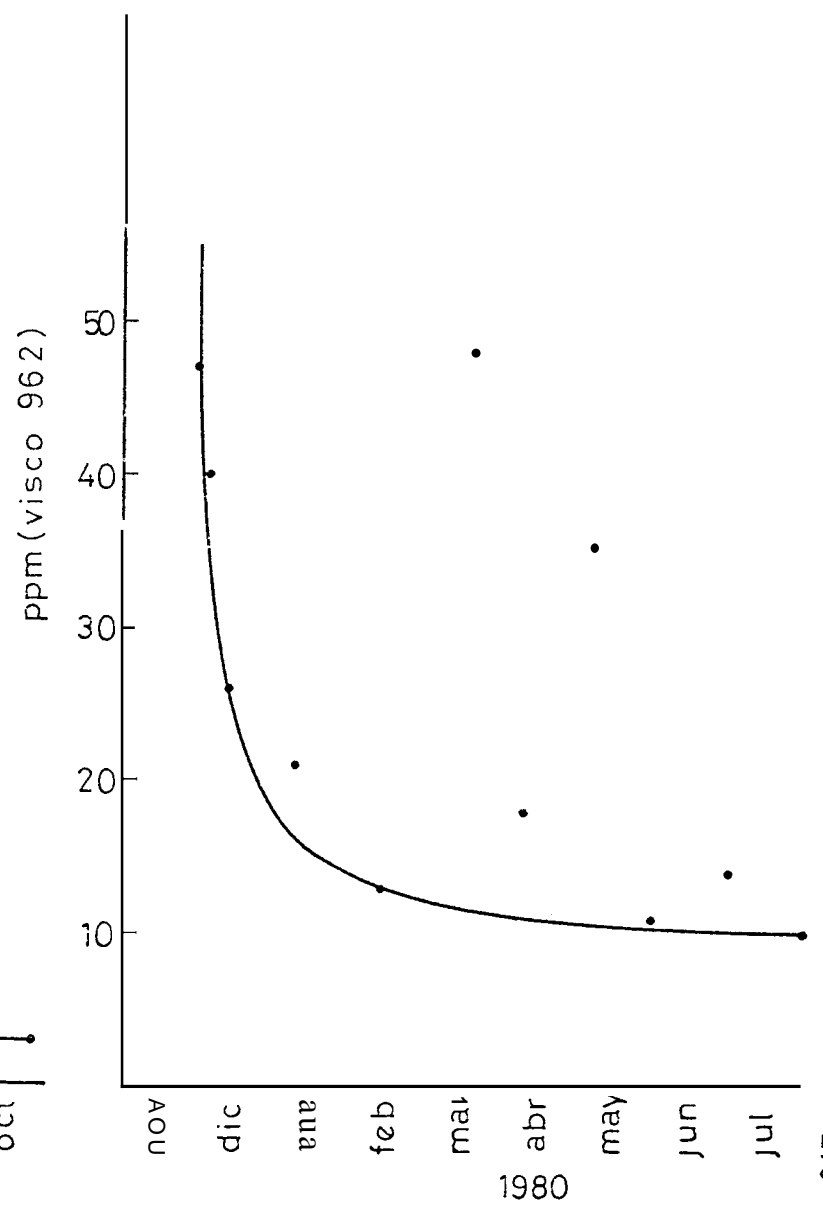
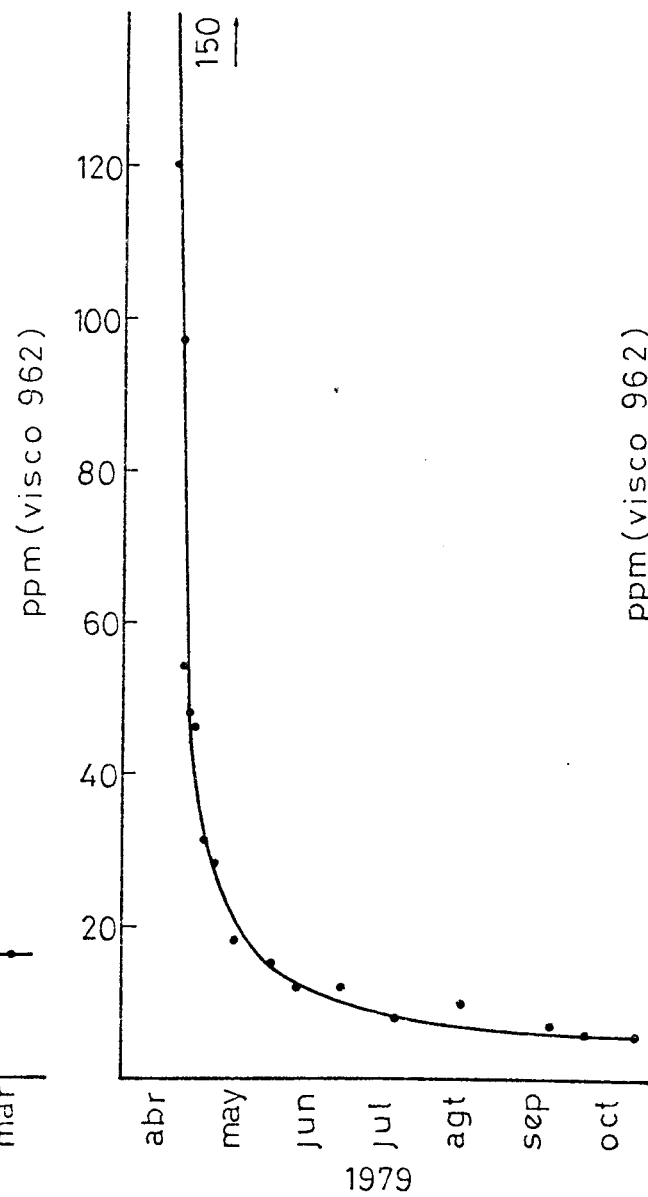
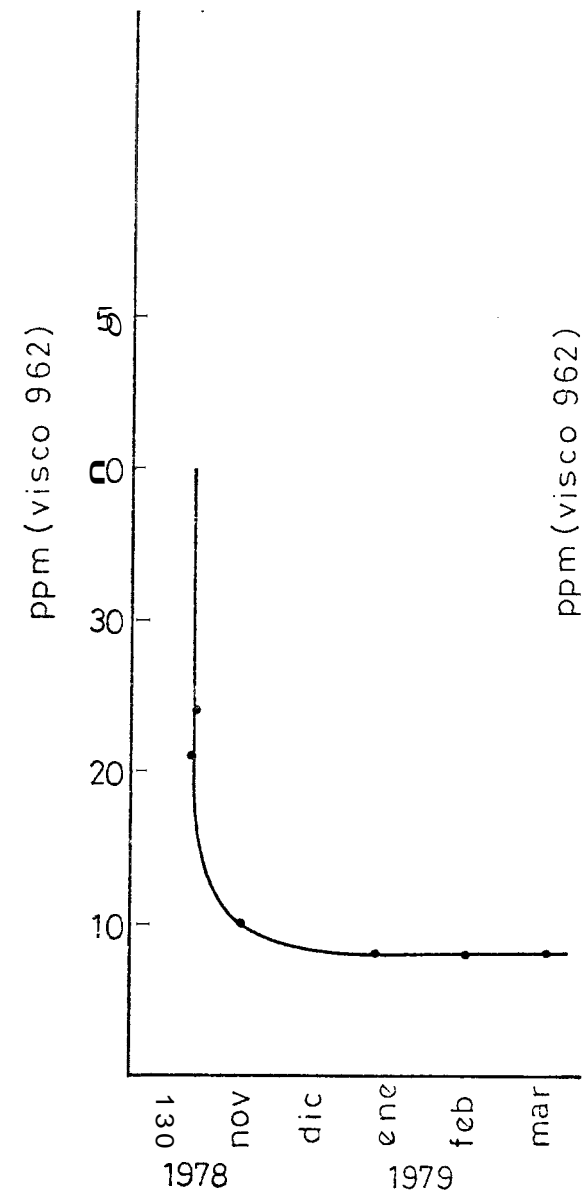




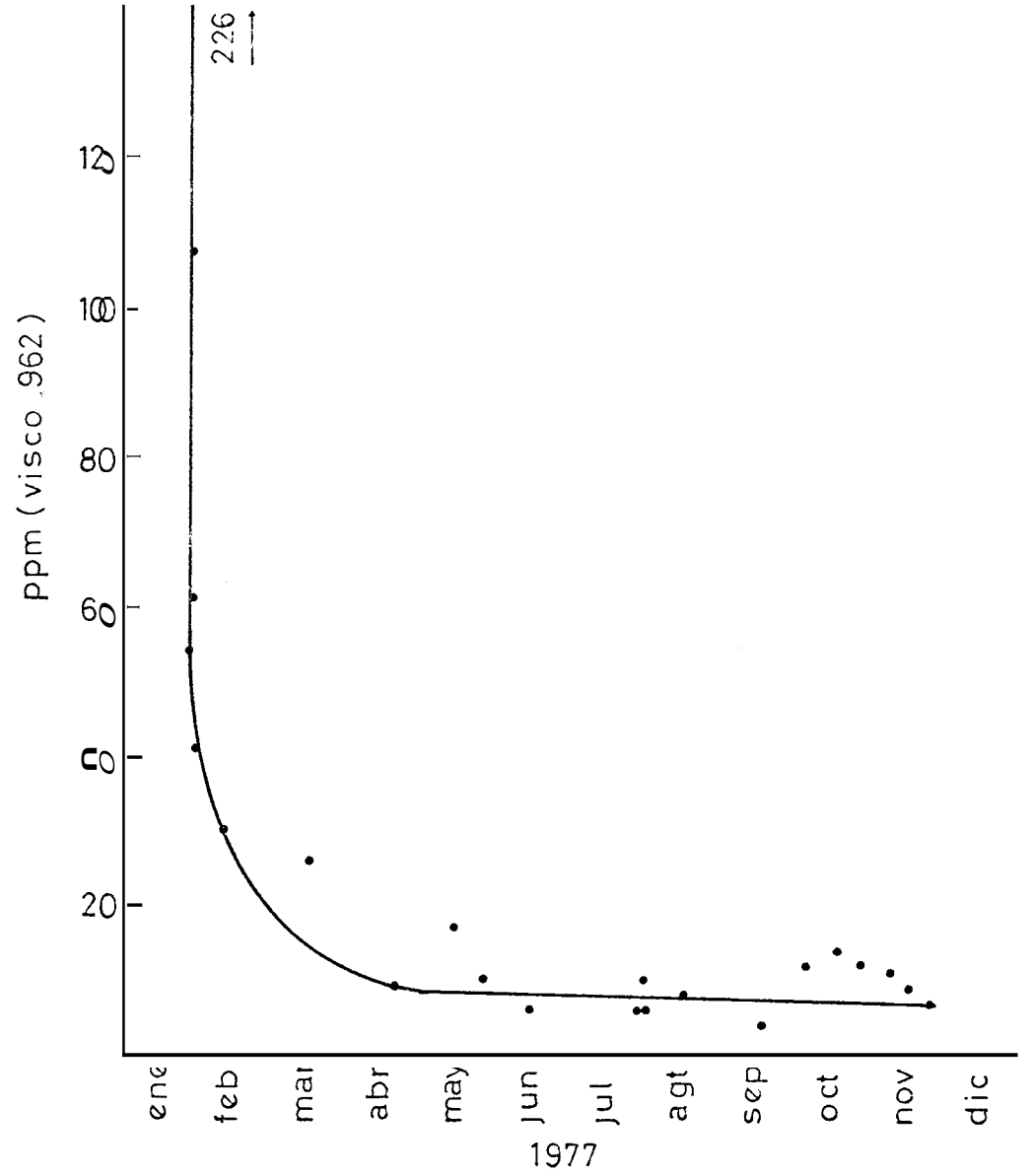
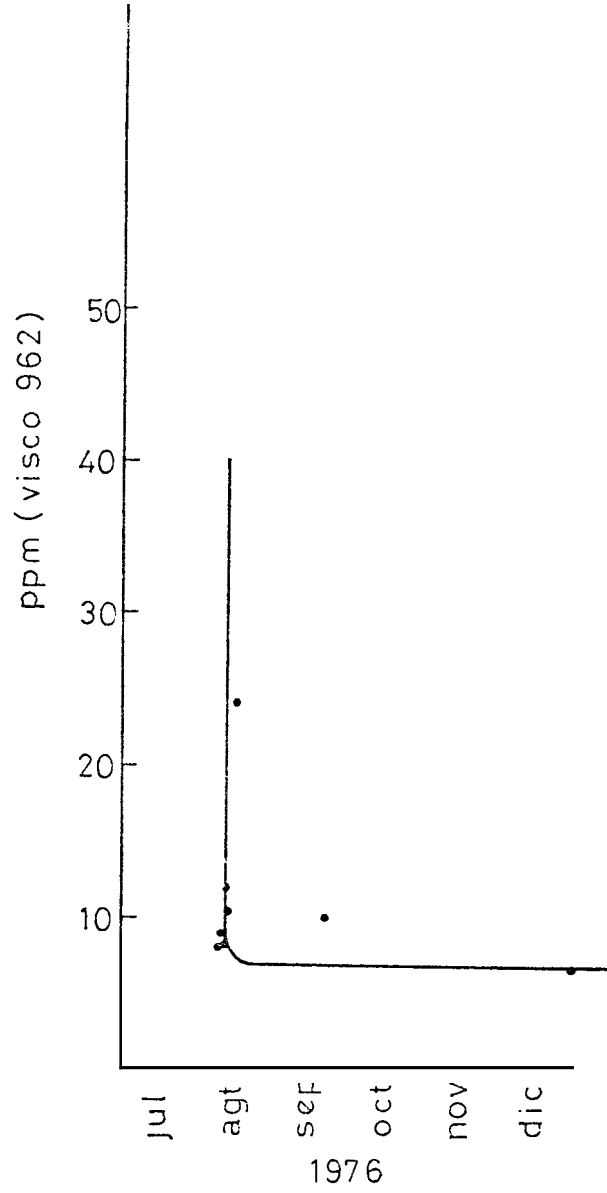


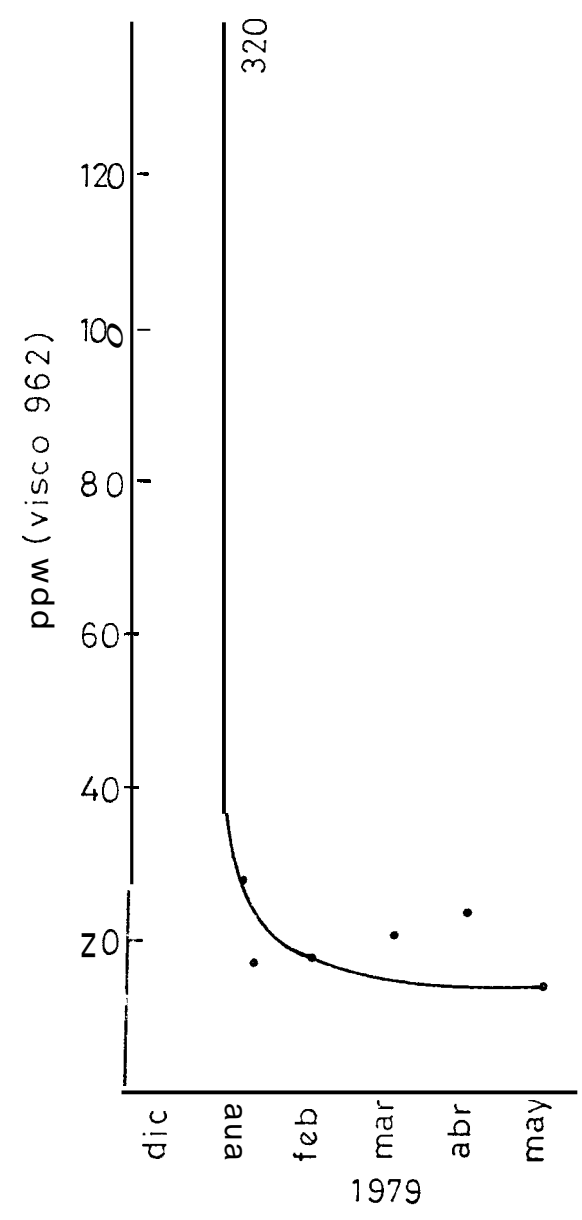
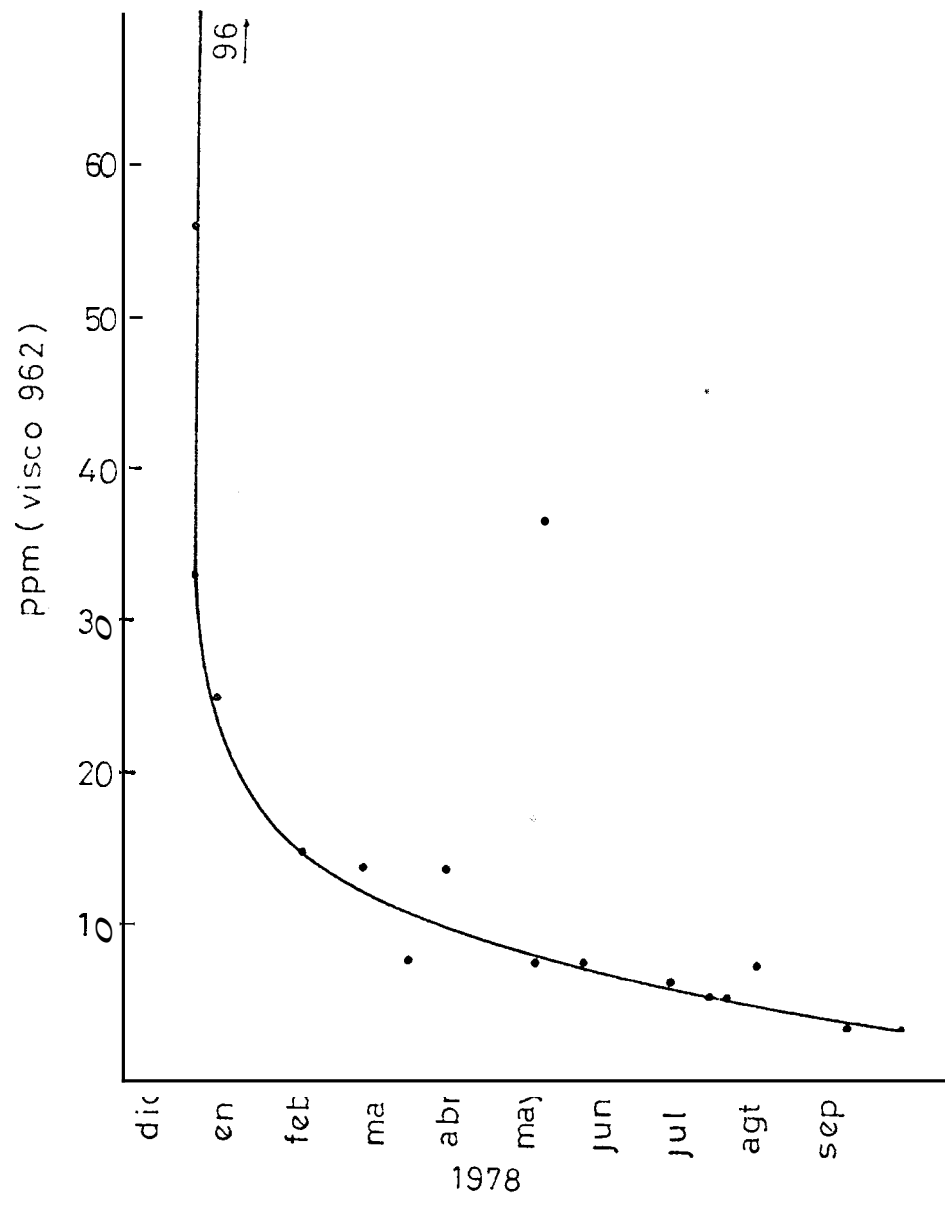


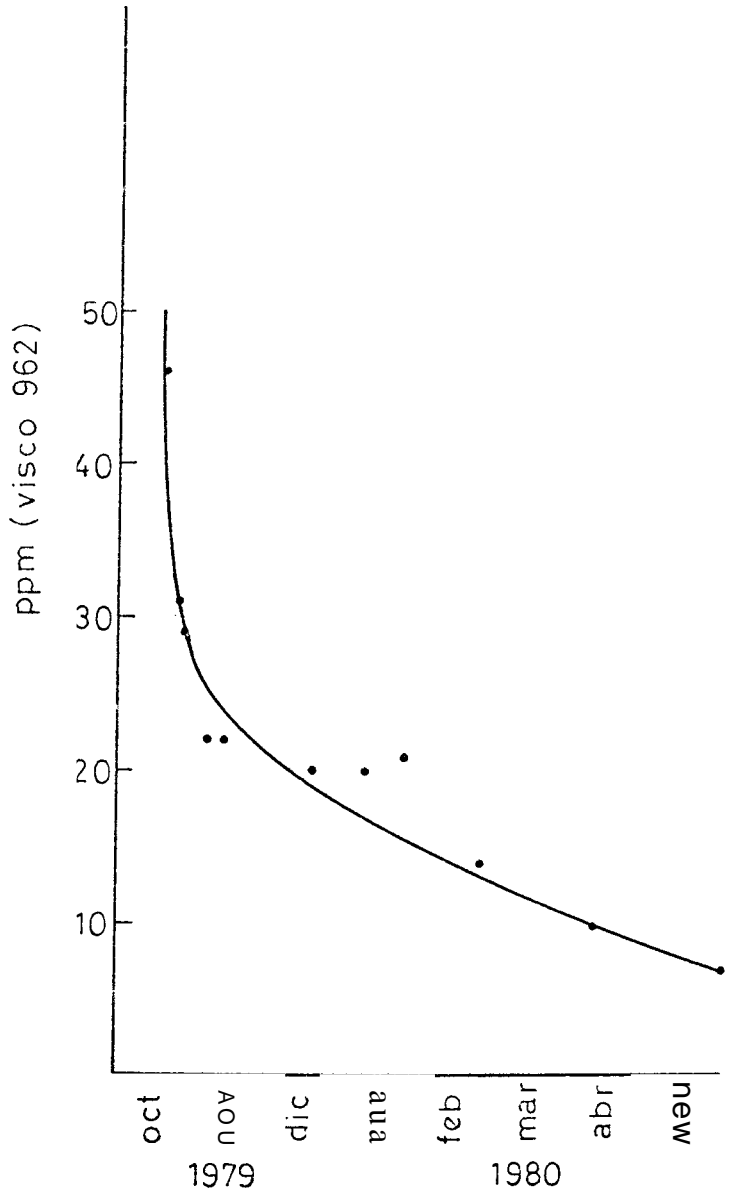
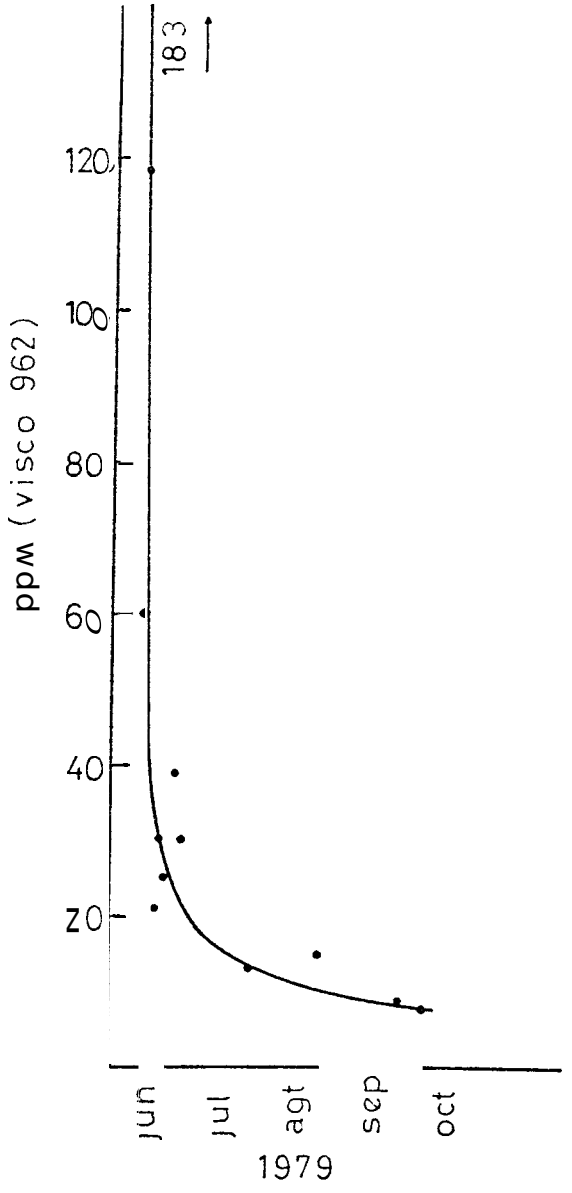
ppm residual vs tiempo

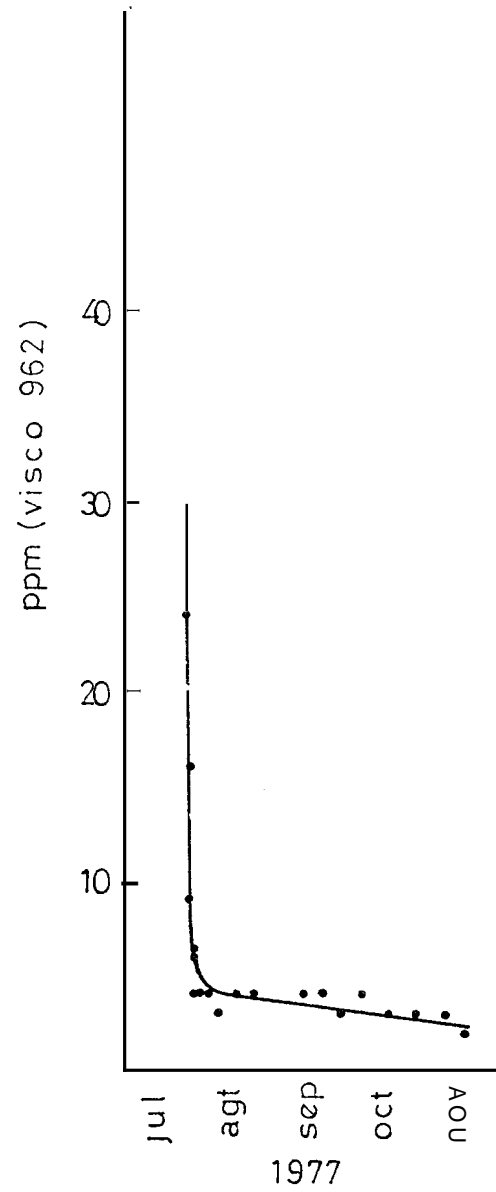
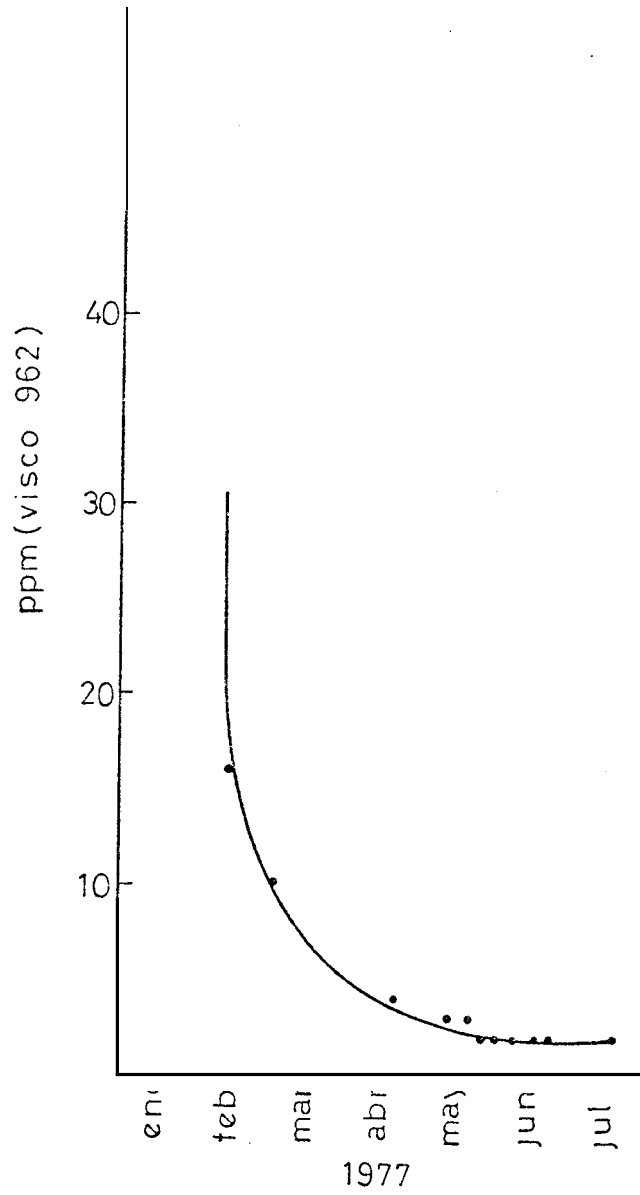


ppm residual vs tiempo

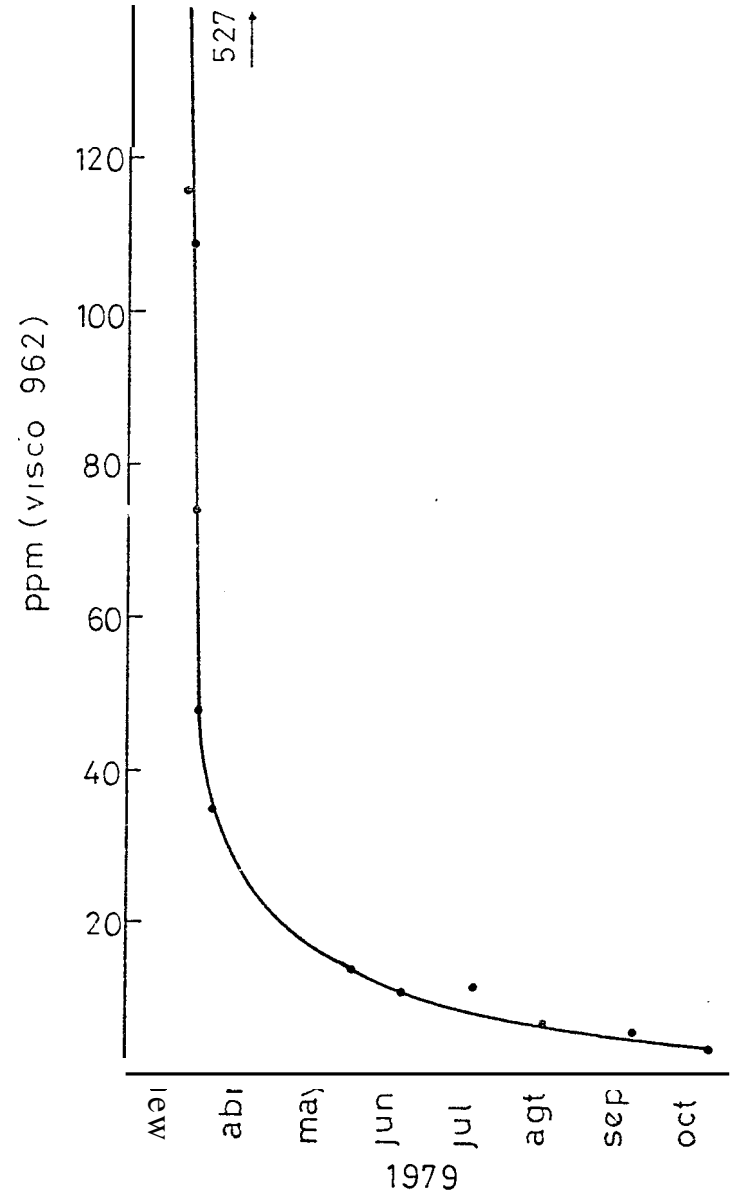
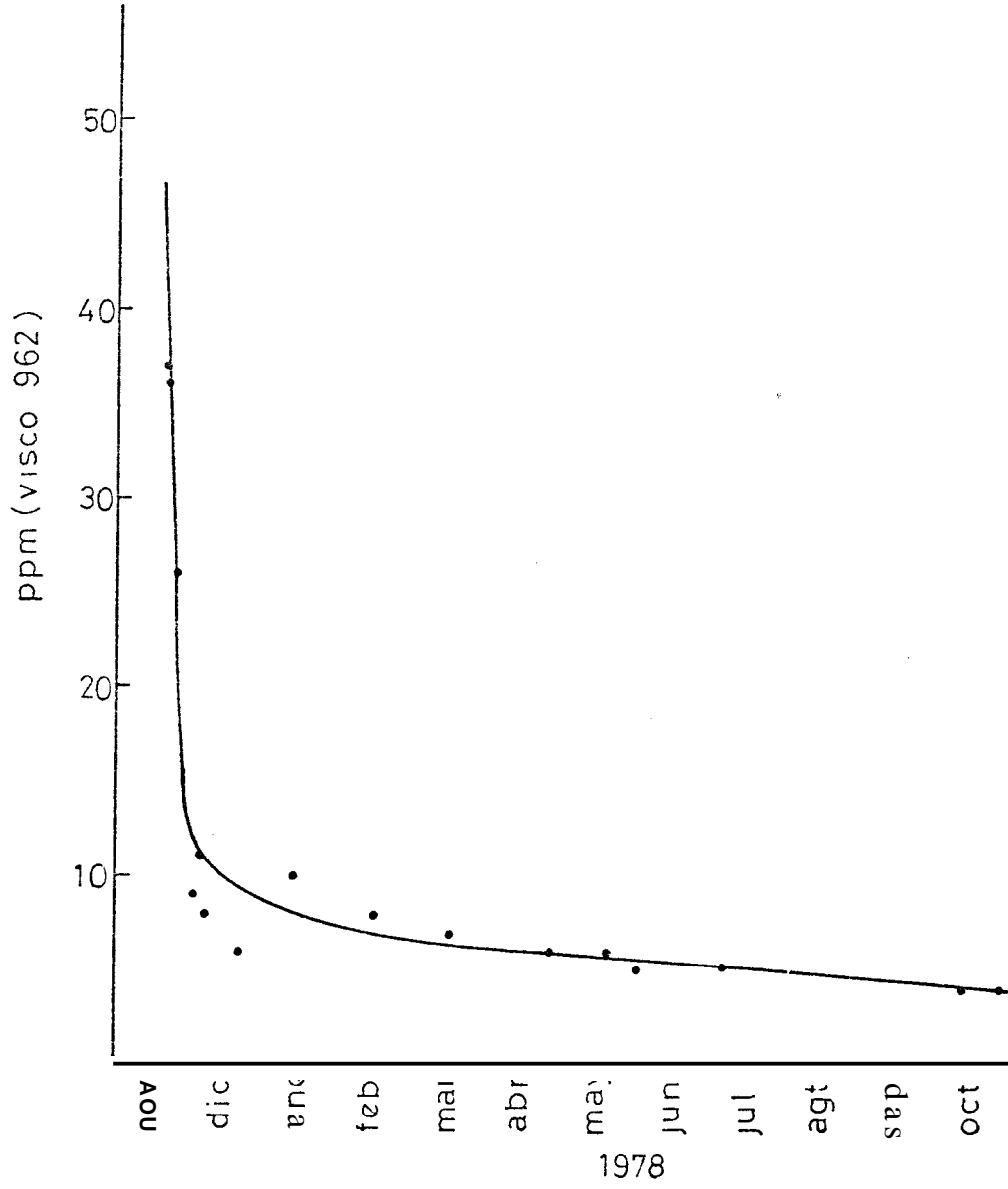




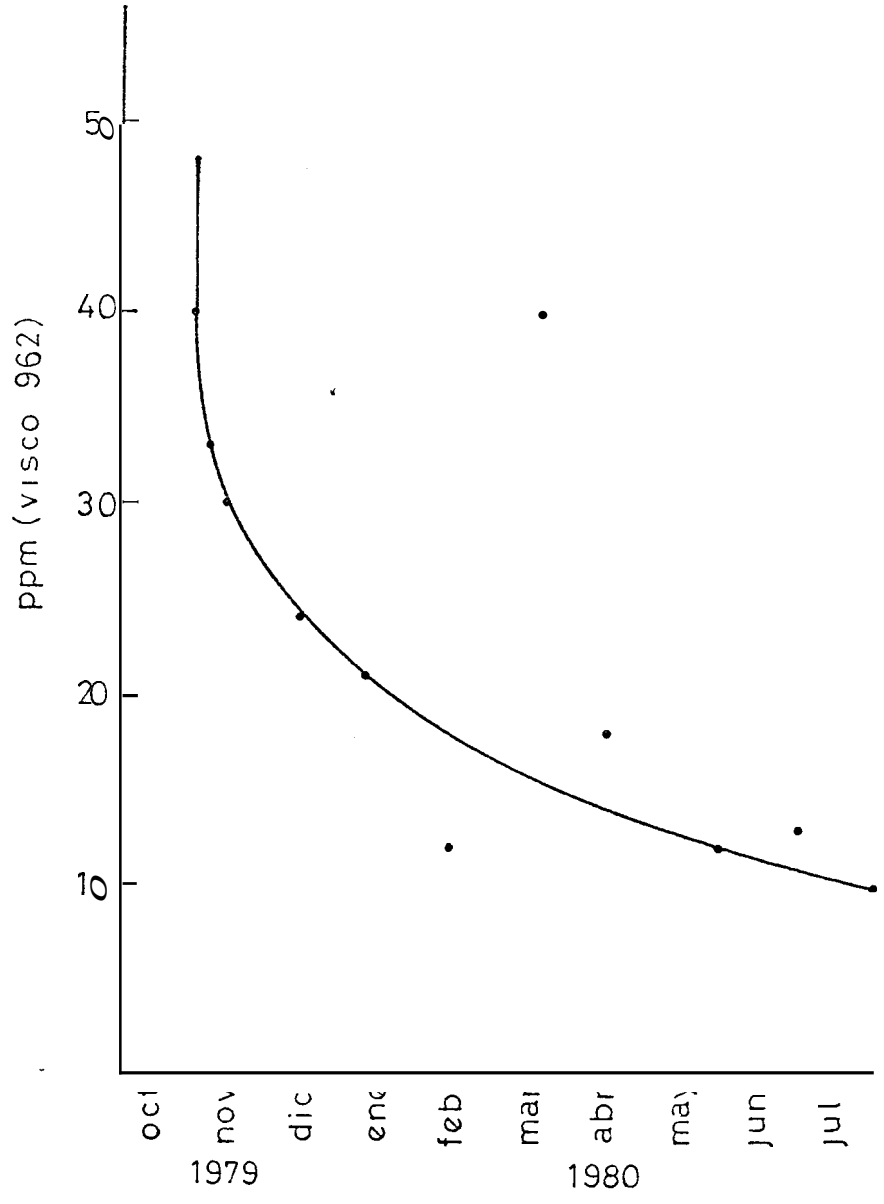




ppm residual vs tiempo



ppm residual vs tiempo



APENDICE II

TABLAS



DATOS DE LAS MEJORES PRUEBAS DE PRODUCCION DE LOS POZOS

POZO L. A 1

AÑO 1.977

AÑO 1.978

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
4	1	2491	277	10
4	2	2491	277	10
29	3	2142	408	16
11	4	2221	275	11
3	5	2013	383	16
1	6	2025	445	18
11	7	2512	628	20
17	8	2738	483	15
21	9	2739	522	16
3	10	2797	381	12
3	11	2719	428	13.6
2	12	2613	574	18

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
19	1	2360	627	21
14	2	2787	416	13
1	3	2667	399	13
3	4	2591	387	13
16	5	2504	408	14
8	6	2543	380	13
6	7	2564	350	12
7	8	2415	426	15
10	9	2485	339	12
6	10	2248	562	20
18	11	2042	511	20
4	12	2256	564	20

POZO L.A 1 (Cont.)

AÑO 1.979

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
26	1	2344	575	18
20	2	2350	515	18
8	3	2272	568	20
3	4	2253	635	22
12	5	1944	683	26
4	6	1893	811	30
21	7	1956	830	30
16	8	1966	843	30
5	9	1960	840	30
17	10	1765	756	30
15	11	1742	820	32
13	12	1853	721	28

AÑO 1.980

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
3	1	1805	774	30
5	2	1756	826	32
21	3	1802	772	30
20	4	1790	767	30
1	5	1829	711	28
10	6	1654	891	35
27	7	1766	951	35
1	8	1793	965	35

POZO L.A 2

AÑO 1.977

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
4	1	1452	1452	50
4	2	1452	1452	50
30	3	687	1031	60
21	4	869	1062	55
3	5	895	970	52
3	6	895	970	52
-	7	-	-	- *
-	8	-	-	-
-	9	-	-	-
-	10	-	-	-
-	11	-	-	-
-	12	-	-	-

AÑO 1.978

IA	MES	BPPD	BAPD	BSW
	1	895	-	52 *
	2	-	-	-
	3	-	-	-
	4	-	-	-
	5	-	-	-
1	6	771	1157	60
5	7	867	1301	60
7	8	906	1359	60
7	9	914	1371	60
7	10	730	892	55
7	11	730	892	55
7	12	349	854	71

(\*) Cerrado por insuficiencia

POZO L. A 2 (Cont.)

AÑO 1.979

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
9	1	436	970	69
9	2	253	759	75
27	3	545	1635	75
5	4	367	682	65
6	5	668	58	8
4	6	587	37	6
27	7	465	63	12
28	8	412	46	10
24	9	398	42	10
7	10	307	34	10
5	11	323	53	14
11	12	340	46	12

AÑO 1.980

DIA		BPPD	BAPD	BSW
17	1	300	33	10
10	2	323	44	12
6	3	265	50	16
16	4	296	48	14
11	5	151	38	20
5	6	158	40	20
9	7	125	37	22.9
17	8	309	132	30

POZO L.A 6

AÑO 1 977

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
6	1	4896	797	14
6	2	4896	732	13
29	3	4307	820	16
21	4	4068	775	16
5	5	4064	892	18
8	6	4111	1028	20
8	7	3739	935	20
29	8	2560	284	10
26	9	3786	1006	21
26	10	2307	651	22
22	11	2166	542	20
4	12	2010	670	25

AÑO 1.978

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
20	1	2519	1185	32
3	2	2366	1113	32
4	3	1997	856	30
6	4	3037	1635	35
8	5	3491	1880	35
27	6	5869	3913	40
16	7	3626	2417	40
31	8	5240	2246	30
31	9	5240	2246	30
25	10	4798	2056	30
16	11	4774	3183	40
28	12	2731	2521	48

POZO L.A 6

AÑO 1.979

AÑO 1.980

DIA	MES	BPPD	RAPD	BSW
25	1	2599	3051	54
24	2	2196	2196	50
30	3	2263	2089	48
22	4	2257	2168	49
29	5	2187	2187	50
18	6	1961	2397	55
22	7	1966	2403	55
29	8	1845	2768	60
30	9	1815	2218	55
8	10	1777	2262	56
16	11	1588	1588	50
8	12	1241	2025	62

DIA	ME	BPPD	RAPD	BSW
30	1	1331	1997	60
23	2	1160	2154	65
18	3	1513	1513	50
21	4	1044	1566	60
26	5	887	2070	70
29	6	963	2247	70
14	7	942	2198	70
26	8	929	2168	70

POZO L.A 8

AÑO 1.977

AÑO 1.978

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
4	1	1647	34	2
4	2	1647	34	2
30	3	1137	7	0.6
25	4	702	37	5
3	5	882	56	6
13	6	979	62	6
16	7	1057	56	5
17	8	1181	62	5
21	9	1430	14	1
24	10	1198	37	3
4	11	1165	74	6
29	12	1153	73	6

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
16	1	1247	00	6
2	2	1112	54	3
3	3	1230	30	3
4	4	1293	40	3
30	5	953	13	1 4
5	6	1001	14	1 4
7	7	1060	9	0 8
23	8	1014	13	1 2
8	9	1076	5	0 5
15	10	1205	26	2
29	11	1185	10	0 8
3	12	1168	9	0 8

POZO L.A 8 (Cont.)

AÑO 1.979

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
10	<b>1</b>	1213	15	1.2
7	2	1293	13	1.0
10	3	1169	12	1.0
22	4	833	44	5
7	5	876	27	3
6	6	1060	33	3
18	7	981	74	7
23	8	1295	324	20
26	9	1009	138	12
17	10	978	133	12
28	<b>11</b>	874	154	15
12	12	832	208	20

AÑO 1.980

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
7	1	971	341	26
25	2	59	138	70
22	3	59	138	70
-	4	-	-	- *
-	5	-	-	-
-	6	-	-	-
-	7	-	-	-
-	8	-	-	-

(\*) Cerrado por insuficiencia.



POZO L.A 11

AÑO 1.977

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
18	<b>1</b>	801	8	1.0
6	2	863	3	0.4
24	3	770	7	1.0
27	4	694	<b>11</b>	1.5
3	5	728	12	1.6
2	6	803	10	1.2
8	7	859	18	2
30	8	1627	16	<b>1</b>
4	9	1616	8	0.5
7	10	1558	5	0.3
<b>11</b>	<b>11</b>	1663	3	0.2
3	12	1284	112	8

AÑO 1.978

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
28	<b>1</b>	998	250	20
14	2	962	197	17
4	3	1265	172	12
15	4	1952	686	26
9	5	2069	584	22
15	6	1993	498	20
16	7	1511	648	30
3	8	1652	708	30
23	9	1902	634	25
8	10	1846	649	26
26	<b>11</b>	1581	615	28
5	12	1447	563	28

POZO L.A 11

AÑO 1.979

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
5	1	1521	591	28
11	2	1478	493	25
11	3	1479	417	22
6	4	1095	426	28
16	5	1330	292	18
9	6	1080	206	16
5	7	1265	316	20
23	8	1295	324	20
7	9	1321	290	18
25	10	810	228	22
28	11	763	241	24
16	12	910	228	20

AÑO 1.980

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
30	1	935	192	17
7	2	1005	164	14
29	3	744	131	15
14	4	615	154	20
7	5	841	210	20
10	6	843	211	20
10	7	843	185	18
2	8	763	167	18

POZO L.A. 12

AÑO 1977

DIA	MES	BPPD	RAPD	BSW
4	1	3161	351	10
4	2	3161	351	10
24	3	3533	393	10
20	4	3437	425	11
4	5	3425	381	10
11	6	3477	386	10
3	7	3298	450	12
24	8	2251	397	15
22	9	3600	586	14
4	10	3462	564	14
4	11	3541	576	14
20	12	3370	549	14

AÑO 1.978

DIA	MES	BPPD	RAPD	RS
17	1	3409	583	14 ≈
2	2	3307	494	13
2	3	3220	524	14
3	4	2984	486	14
3	5	2773	693	20
15	6	2117	465	18
6	7	2644	661	20
4	8	2474	781	24
3	9	2502	747	23
5	10	2577	1104	30
16	11	2541	635	20
3	12	2357	665	22

POZO L.A 12

AÑO 1.979

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
6	1	2298	985	30
3	2	2233	868	28
4	3	1796	1001	38
5	4	1753	1169	40
13	5	2040	874	30
9	6	2066	803	28
3	7	1831	1030	36
13	8	1410	1410	50
25	9	1420	1420	50
7	10	1399	1145	45
7	11	1598	1065	40
1	12	944	1692	63

AÑO 1.980

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
3	1	960	1707	64
8	2	1173	1493	56
6	3	805	1878	70
23	4	942	1413	60
18	5	951	1427	60
11	6	1067	1304	55
5	7	991	1487	60
4	8	1122	1371	55

POZO L.A 17

AÑO 1977

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
5	1	1737	2606	60
5	2	1737	2606	60
5	3	1737	2606	60
15	4	786	2358	75
13	5	1139	2658	70
8	6	1108	2585	70
2	7	649	2596	80
3	8	756	3024	80
22	9	403	3627	90
26	10	445	2522	85
26	11	441	2522	85
-	12	-	-	*

AÑO 1.978

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSI
-	1	-	-	
-	2	-	-	
-	3	-	-	
-	4	132	3168	
-	5	-	-	
-	6	-	-	
-	7	-	-	
-	8	-	-	
-	9	-	-	
-	10	-	-	
-	11	-	-	
-	12	-	-	

\* Cerrado por insuficiencia

POZO L.A 17

AÑO 1.979

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
-	1	-	-	-
-	2	-	-	-
-	3	-	-	-
-	4	-	-	-
-	5	-	-	-
-	6	-	-	-
-	7	-	-	-
-	8	-	-	-
-	9	-	-	-
-	10	-	-	-
25	11	1168	1168	50
19	12	1208	1208	50

AÑO 1.980

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
25	1	573	2032	78
8	2	710	2130	75
23	3	490	1960	80
21	4	490	1737	78
5	5	913	2130	70
13	6	494	1976	80
9	7	295	1672	85
11	8	302	1711	85

Aii 1.977

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
5	<b>1</b>	5178	216	4
5	2	5178	216	4
22	3	3774	419	10
22	4	5476	350	6
14	5	5763	303	5
<b>1</b>	6	5652	361	6
18	7	5786	402	6.5
2	8	2296	121	5
24	9	4229	368	8
7	10	4423	437	9
27	<b>11</b>	4665	636	12
23	12	4306	473	10

AÑO 1.978

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
17	<b>1</b>	4347	593	12
2	2	4657	758	14
22	3	4536	504	10
4	4	3956	989	20
25	<b>5</b>	3953	869	18
6	6	4538	1135	20
7	7	4298	1212	22
5	<b>8</b>	4677	1097	19
4	9	4324	1220	22
27	10	4966	2128	30
26	<b>11</b>	3786	1623	30
5	<b>12</b>	4026	1725	30

POZO L.A 18 (Cont.)

AÑO 1.979

AÑO 1 000

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSI
28	1	5474	2346	30
13	2	5769	2841	33
11	3	5652	3043	35
5	4	5478	3357	38
28	5	4977	2342	32
25	6	6752	2894	30
26	7	5271	2259	30
15	8	6447	3321	34
25	9	6679	2862	30
9	10	6766	2900	30
17	11	6534	3075	32
14	12	6632	3121	32

IA	IE	BPPD	BAPD	BSW
6	1	6337	3412	35
8	2	5783	3855	40
5	3	5815	4211	42
6	4	5716	3811	40
6	5	5688	3792	40
4	6	5806	3871	40
1	7	5557	4366	44
6	8	5174	4233	45



AÑO 1.977

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
24	<b>1</b>	1915	1387	42
24	2	1915	1387	42
24	3	1631	1631	50
<b>11</b>	<b>4</b>	1909	1382	42
24	5	1694	1694	50
<b>11</b>	6	1694	1694	50
<b>4</b>	7	1443	1837	56
3	8	1423	1965	58
17	9	2043	2497	55
<b>1</b>	10	2016	2464	55
<b>4</b>	<b>11</b>	1942	2374	55
2	12	2033	2033	50

AÑO 1.978

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
17	<b>1</b>	1169	1754	60
15	2	977	2076	68
2	<b>3</b>	1011	2359	70
16	4	1169	2171	65
16	5	968	2258	70
9	6	981	2289	70
5	7	1003	2340	70
24	8	996	2324	70
10	9	996	2117	68
15	10	692	1615	70
16	<b>11</b>	646	2584	80
10	12	668	2672	80

POZO L.A 93

AÑO 1.979

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
25	1	1067	2490	70
3	2	1154	2452	68
28	3	1653	2480	60
7	4	2132	1968	48
14	5	1803	2117	54
17	6	1291	2398	65
19	7	1206	2814	70
27	8	1133	2644	70
10	9	940	2820	75
11	10	742	2226	75
16	11	1026	2394	70
2	12	1185	2201	65

AÑO 1.980

DIA	ME	BPPD	BAPD	BSW
27	1	965	2252	70
24	2	893	2084	70
8	3	825	2556	75
16	4	801	2403	75
5	5	705	2500	78
29	6	693	2079	75
7	7	806	2858	78
25	8	859	3046	78

POZO L.A 24

AÑO 1.977

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
28	<b>1</b>	2217	219	9
28	2	2217	219	9
28	3	2217	219	9
21	4	4439	493	10
24	5	4585	509	10
5	6	4295	586	12
19	7	4698	640	12
12	8	5503	750	12
28	9	4219	469	10
28	10	4219	469	10
25	<b>11</b>	3463	517	13
29	12	4235	419	9

AÑO 1.978

DIA	MES	BAPD	BPPD	BSW
9	<b>1</b>	737	4176	15
15	2	537	3935	12
3	3	537	3935	12
<b>1</b>	4	909	3634	20
23	5	954	3815	20
5	6	867	3951	18
20	7	780	4097	16
<b>1</b>	8	1033	4132	20
8	9	811	3961	17
15	10	834	3801	18
18	<b>11</b>	943	3773	20
4	12	1295	3884	25

POZO L.A 24

AÑO 1.979

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
<b>11</b>	<b>1</b>	4425	1106	20
14	2	3489	1102	24
28	3	2770	1492	35
6	4	2769	1491	35
3	5	2981	1159	28
9	6	3000	1286	30
28	7	2840	1104	28
15	8	2522	1358	35
27	9	1996	1996	50
9	10	2458	1324	35
16	<b>11</b>	2621	1123	30
<b>1</b>	12	2473	1332	35

AÑO 1.983

DIA	MES	BPPD	BAPD	BSW
14	<b>1</b>	2253	1843	45
6	2	2308	1539	40
17	3	2153	1435	40
23	4	2112	1529	42
23	5	2269	1222	35
<b>11</b>	6	2414	1035	30
27	7	2467	1328	35
5	8	2538	1250	33

TABLA NQ 6

DATOS DE PRODUCCION DE PETROLEO Y AGUA ANTES Y DESPUES DEL TRATAMIENTO DE INHIBICION, ASI COMO LA GANANCIA DE PRODUCCION

Nº DE POZO	FECHA	INHIBICION	PRODUCCION				GANANCIA DE BPPD
			ANTES		DESPUES		
			BPPD	BAPD	BPPD	BAPD	
1	5-11-77	1	2491	277	2491	277	-
	9-VII-77	2	2025	447	2512	628	487
	16-1-78	3	2637	579	2360	627	-
	12-VIII-78	4	2415	426	2415	426	-
	3-III-79	5	2164	475	2272	568	108
	24-X-79	6	1765	456	1829	711	64
2	23-X-76	1			1240	827	-
	17-IV-77	2	1162	1452	869	1062	-
	26-IV-79	3	907	1359	668	58	-
	14-XI-79	4	307	34	323	53	16
6	30-III-76	1			4905	799	-
	21-X-76	2	4355	709	4833	787	478
	29-VII-77	3	3739	935	2560	284	-
	11-11-78	4	2010	670	2366	1114	356
	27-X-78	5	4798	2057	4798	2057	-
	6-IV-79	6	2196	2196	2257	2168	61
	12-X-79	7	1717	2262	1717	2262	-
	14-III-80	8	1160	2154	1513	1513	353
8	6-11-77	1	1613	34	1647	34	34
	27-IV-78	2	1192	38	1296	40	104
	9-IV-79	3	1168	9	876	27	-
	3-XI-79	4	978	133	874	154	-

Nº DE POZO	FECHA	INHIBICION	ANTES		PRODUCCION DESPUES		GANANCIA DE BPPD
			BPPD	BAPD	BPPD	BAPD	
11	8-1-77	1			801	8	-
	13-IV-78	2	863	4	1952	686	1089
	5-XI-78	3	1846	648	1581	615	-
	20-III-79	4	1479	417	1896	417	417
		5	1321	290	810	228	-
12	20-III-77	1			3161	351	-
	24-VII-77	2		450	3298	450	-
	10-III-78	3	3370	549	3220	524	-
	20-III-79	4	2577	645	3233	868	656
	14-X-79	5	1420	1420	1400	1144	-
		1			1734	1764	-
		2	715	1073	1668	2504	953
		3	1737	2605	786	2358	-
		4	445	2520	1163	1163	718
18	27-III-77	1			5476	350	-
	25-XI-77	2	4423	437	4665	636	242
	23-X-75	3	4966	2128	4966	2128	-
	18-IV-79	4	5652	3043	5478	3357	-
	21-XI-79			3074	6535	3074	1
	18-III-80			3855	5816	4210	33
23	8-VIII-76	1			1216	2836	-
	22-I-77	2	1920	2880	1915	1386	-
	17-XII-77	3	1942	2374	1181	1771	-
	26-XII-78	4	692	1613	668	2672	-
	9-VI-79	5	1803	2117	1291	2398	-
	9-X-79	6	742	2226	1026	2394	284
	3-VI-80	7	705	2500			

Nº DE POZO	FECHA	INHIBICION	PRO		ACCION		GANANCIA DE	
			ANTES		DESPUES		BPPD	BPPD
			BPPD	BAPD	BPPD	BAPD		
24	10-11-77	1			2217			
	20-VII-77	2	4698	641	4698			
	19-XI-77	3	3932	437	3463	!		
	12-III-79	4	3801	835	2818	I		
	26-X-79	5	2458	1323	2458	<b>1323</b>		

TABLA N° 7  
VALORES PARA OBTENER CURVAS DE CALIBRACION

Concentración (ppm)		Tiempo (minutos)								
		30	40	(minutos)						
FQZO N° 1	CONCENTRACION	0	5	10	15	20	21'58"	27'30"		
	TIEMPO	2'24"	4'00"	7'36"	12'05"	14'03"	21'58"	27'30"		
FQZO N° 2	CONCENTRACION	5	10	20	30	40				
	TIEMPO	4'30"	7'55"	15'10"	20'55"	26'00"				
POZO N° 6	CONCENTRACION	0	5	10	20	30	50	60	80	100
	TIEMPO	4'25"	4'30"	4'58"	6'48"	9'00"	11'24"	13'55"	16'25"	19'53"
POZO N° 8	CONCENTRACION	1	5	10	20	30	40			
	TIEMPO	2'00"	3'00"	4'12"	8'40"	12'05"	14'30"			
POZO N° 11	CONCENTRACION	1	5	10	15	20	30	40		
	TIEMPO	3'40"	5'50"	8'06"	11'10"	14'55"	18'58"	22'40"		
POZO N° 12	CONCENTRACION	0	5	10	15	20	30	40		
	TIEMPO	2'30"	4'05"	6'52"	11'30"	13'02"	20'10"	27'00"		
POZO N° 17	CONCENTRACION	0	5	10	20	40	60			
	TIEMPO	4'25"	4'57"	6'08"	8'57"	12'18"	14'01"			
POZO N° 18	CONCENTRACION	1	5	10	20	30	40			
	TIEMPO	1'02"	2'50"	7'15"	14'40"	22'00"	27'00"			
POZO N° 23	CONCENTRACION	0	5	10	20	30	40	80	100	
	TIEMPO	5'15"	6'35"	6'55"	7'20"	9'30"	12'58"	13'06"	18'30"	21'45"
POZO N° 24	CONCENTRACION	1	5	10	20	30	40			
	TIEMPO	3'06"	5'55"	10'20"	15'45"	21'00"	22'58"			



TABLA N<sup>o</sup> 8

VALORES DE LOS ppm RESIDUALES DEL INHIBIDOR (VISCO 962)

POZO L.A 1

DIA	MES	AÑO	N <sup>o</sup> DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL, (ppm)
5	II	1977	1	VISCO (962)	330	
10	II	1977				38
2	III	1977				7
20	IV	1977				1
13	V	1977				1
21	V	1977				1
26	V	1977				1
2	VI	1977				1
9	VI	1977				1
16	VI	1977				1
23	VI	1977				1
9	VII	1977	2	VISCO(962)	330	
11	VII	1977				10
12	VII	1977				5
13	VII	1977				4
18	VII	1977				4
26	VII	1977				4
28	VII	1977				4
30	VII	1977				13
1	VIII	1977				18
3	VIII	1377				10
5	VIII	1977				8
11	VIII	1977				8
14	VIII	1977				14
27	IX	1977				5
24	IX	1977				6
24	IX	1977				9

TABLA N° 8 (Cont.)

DIA	MES	AÑO	N° DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
8	XII	1977				4
20	XII	1977				4
29	XII	1977				4
16	I	1978	3	VISCO (962)	330	
18	I	1978				419
24	I	1978				22
14	II	1978				19
6	III	1978				12
<b>11</b>	IV	1978				<b>8</b>
9	V	1978				a
7	VII	1978				10
<b>11</b>	VII	1978				7
4	VII	1978				6
25	VII	1978				6
12	VIII	1978	4	VISCO (962)	385	
13	VIII	1978				796
14	VIII	1978				843
15	VIII	1978				214
16	VIII	1978				106
17	VIII	1978				138
19	VIII	1978				48
22	VIII	1978				22
21	IX	1978				9
23	X	1978				9
15	XI	1978				10
18	I	1973				7
3	III	1979	5	VISCO (962)	385	
6	III	1979				264
7	III	1979				122

## POZO L.A 1

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
9	III	1979				73
12	III	1979				86
16	III	1979				70
18	III	1979				56
20	III	1979				68
22	III	1979				41
26	III	1979				23
29	V	1979				12
27	VI	1979				13
25	VII	1979				7
21	VIII	1979				6
4	X	1979				5
24	X	1979	6	7ISCO (962)	330	
26	X	1979				50
30	X	1979				44
6	XI	1979				35
13	XI	1979				29
20	XII	1979				22
23	I	1980				17
25	II	1980				14
8	IV	1980				7
29	V	1980				7
30	VI	1980				5
29	VII	1980				5

## POZO L.A 2

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
23	X	1976	1	VISCO (962)	330	
26	X	1976				26.5
29	X	1976				34.0
29	X	1976				38.5
30	X	1976				20.0
8	XI	1976				33.5
30	XII	1976				20.0
6	I	1977				8.0
11	II	1977				-
1	III	1977				9.0
17	IV	1977				2
20	IV	1977	61.0			
3	V	1977	21.0			
23	V	1977	8.0			
15	VII	1977	6.0			
13	VI	1978	8			
4	VII	1978	8			
25	VII	1978	6			
4	VIII	1978	4			
15	VIII	1978	4			
22	VIII	1978	4			
26	IV	1979	3	VISCO (962)	330	
3	V	1975				67
4	V	1979				52
5	V	1979				56
6	V	1979				41
7	V	1979				34
9	V	1979				28
29	V	1979				19

## POZO L.A 2

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
27	VI	1979				12
25	VIII	1979				9
22	VIII	1979				8
4	X	1979				6
22	X	1979				5
26	X	1979				5
14	XI	1979	4	VISCO (962)	330	
19	XI	1979				50
27	XI	1979				25
11	XIII	1979				23
8	I	1980				16
12	II	1980				16
17	III	1980				11
8	IV	1980				9
29	V	1980				9
30	VI	1980				8
29	VIII	1980				9

## POZO L.A 6

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)			
30	III	1976	1	VISCO (962)	330				
31	III	1976				733			
2	IV	1976				15			
3	IV	1976				15			
4	IV	1976				16			
5	IV	1976				11			
6	IV	1976				32			
13	IV	1976				10			
19	IV	1976				15			
5	V	1976				7			
17	VI	1976				10			
14	VII	1976				6			
17	VIII	1976				700			
21	IX	1976				46			
21	X	1976				2	VISCO (962)	330	
23	X	1976							233
29	XII	1976							20
11	II	1977	12						
16	III	1977	15						
20	IV	1977	12						
13	V	1977	6						
21	V	1977	6						
28	VII	1977	4						
29	VII	1977	3	VISCO (962)	330				
2	VIII	1977				31			
6	VIII	1977				36			
10	VIII	1977				50			
12	VIII	1977				33			
17	VIII	1977				26			
25	IX	1977				12			

## POZO L.A 6 (Cont.)

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
28	X	1977				14
24	XI	1977				8
20	XIII	1977				5
11	■	1978	4	VISCO (962)	330	
11	■	1978				1450
12	■	1978				2231
13	■	1978				29
15	■	1978				19
17	■	1978				18
19	■	1978				15
28	■	1978				11
1	■	1978				11
14	■	1978				12
13	IV	1978				11
17	IV	1978				9
13	VI	1978				9
13	VIII	1978				8
25	VIII	1978				11
13	VII	1978				15
14	IX	1978				5
10	X	1978				5
23	X	1978				5
27	X	1978	5	VISCO (962)	330	
28	X	1978				720
29	X	1978				496
30	X	1978				60
15	XI	1978				16
28	XI	1978				12
21	XIII	1978				11

## POZO L.A 6 (Cont.)

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDO RESIDUAL (ppm)
17	I	1979				10
15	II	1979				11
13	III	1979				a
6	IV	1979	6	VISCO (962)	330	
7	IV	1979				538
8	IV	1979				315
9	IV	1979				42
11	IV	1979				34
13	IV	1979				28
15	IV	1979				26
17	IV	1979				31
19	IV	1979				26
21	IV	1979				20
23	IV	1979				22
25	IV	1979				43
29	V	1979				18
25	VII	1979				15
22	VIII	1979				16
19	IX	1979				7
4	X	1979				6
12	X	1979	7	VISCO(962)	330	
19	X	1979				100
22	X	1979				77
23	X	1979				69
25	X	1979				40
26	X	1379				32
5	XI	1979				28
13	XI	1979				21
20	XII	1979				18



## POZO L.A 6(Cont.)

DIA	MES	AÑO	Nº DE ZQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
23	I	1980				18
25	II	1980				12
14	III	1980	8	VISCO (962)	<b>330</b>	
18	III	1980				<b>100</b>
25	III	1980				50
8	IV	1980				20
27	V	1980				<b>14</b>
26	VI	1980				9
9	VI	1980				8

## POZO L.A 8

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIWR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
6	III	1977	1	VISCO (962)	330	60
13	V	1977				20
21	V	1977				6
14	VI	1977				6
28	VIII	1977				5
1	VIII	1977				6
10	VIII	1977				5
16	VIII	1977				5
23	VIII	1977				5
5	X	1977				7
28	X	1977				6
24	XI	1977				7
20	XII	1977				4
29	XII	1977				4
24	I	1978	4			
27	IV	1978	2	VISCO (962)	330	1083
29	IV	1978				327
30	IV	1978				126
2	V	1978				29
17	V	1978				18
15	VI	1978				9
17	VII	1978				6
21	IX	1978				6
13	X	1978				4
13	XII	1978				4
21	XII	1978				4
9	IV	1979				3
3	V	1979	26			
9	V	1973				

## POZO L.A 8 (Cont.)

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR. USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
10	v	1979				25
15	v	1979				19
30	v	1979				16
27	vI	1979				16
11	vII	1979				13
22	vIII	1979				16
25	IX	1979				8
4	X	1979				7
24	X	1979				6
3	XI	1979	4	VISCO (962)	330	
7	XI	1979				40
8	XI	1979				40
9	XI	1979				40
13	XI	1979				40
19	XI	1979				40
30	XI	1979				28
20	XII	1979				23
23	I	1980				22
22	II	1980				16

## POZO L.A 11

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
9	I	1977	1	VISCO(962)	330	
26	II	1977				
8	IV	1977				
13	IV	1978	2	VISCO(962)	330	
14	IV	1978				1132
15	IV	1978				530
16	IV	1978				304
18	IV	1978				108
20	IV	1978				47
8	V	1978				17
4	VII	1978				10
4	VIII	1978				9
21	IX	1978				7
23	X	1978				4
5	XI	1978	2	VISCO(962)	330	
5	XI	1978				1340
6	XI	1978				69
15	XI	1978				18
22	XI	1978				12
21	XII	1978				9
22	I	1979				8
15	II	1979				7
13	III	1979				7
20	III	1979	4	VISCO(962)	330	
22	III	1979				114
22	V	1979				12
29	V	L979				21
19	VI	L979				9
17	VII	L979				7
15	VIII	L979				6

## POZO L.A 11 (Cont.)

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
20	IX	1979	5	VISCO (962)	330	6
18	X	1979				60
22	X	1979				60
23	X	1979				56
25	X	1979				42
26	X	1979				28
6	XI	1979				23
19	XI	1979				20
28	XI	1979				17
8	I	1980				15
12	II	1980				10
17	III	1980				5
8	IV	1980				6
7	V	1980				5
26	VI	1980				5
29	VII	1980				5

## POZO L.A 12

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)			
20	II	1977	1	VISCO (962)	330				
2	III	1977				10			
20	IV	1977				5			
21	V	1977				2			
26	V	1977				2			
2	VI	1977				2			
9	VI	1977				2.5			
16	VI	1977				2			
23	VI	1977				2			
23	VII	1377				2			
24	VII	1977				2	VISCO (962)	330	
25	VII	1977							31
26	VII	1977							30
27	VII	1377	15						
28	VII	1977	11						
29	VII	1977	16						
31	VII	1977	7						
2	VIII	1977	16						
6	VIII	1977	11						
10	VIII	1977	10						
16	VIII	1977	8						
23	VIII	1977	8						
25	IX	1977	7						
26	X	1977	7						
24	XI	1977	8						
20	XII	1977	6						
11	I	1973	5						
10	III	1978	3	VISCO (962)	330				
13	III	1978				976			

FQZO L.A 12 (Cont.)

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
14	III	1978				893
15	III	1978				135
16	III	1978				117
18	III	1978				131
20	III	1978				64
13	IV	1978				12
17	V	1978				16
15	VI	1978				11
17	VII	1978				6
26	VII	1978				6
4	VIII	1978				6
15	VIII	1978				6
22	VIII	1978				7
13	X	1978				5

## POZO L.A 12

DIA	MES	AÑO	R <sup>o</sup> DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
20	II	1979	4	VISCO (962)	330	
22	II	1979				18
6	III	1979				35
7	III	1979				29
16	III	1979				42
18	III	1979				47
20	III	1979				45
26	III	1979				31
29	V	1979				15
27	VI	1979				17
17	VII	1979				13
15	VIII	1979				8
20	IX	1979				6
14	X	1979	5	VISCO (962)	330	
19	X	1979				44
6	XI	1979				31
19	XI	1979				25
20	XII	1979				14
8	I	1980				18
12	II	1980				16
18	III	1980				9
11	IV	1980				37
18	IV	1980				28
29	V	1980				18
30	VI	1980				18
27	VII	1980				15



## POZO L.A 17

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)			
19	I	1975	1	VISCO (962)	330				
21	I	1975				345			
22	I	1975				40			
23	I	1975				5			
24	I	1975				3			
25	I	1975				1			
26	I	1975				3			
27	I	1975				4			
3	II	1975				4			
27	II	1975				3			
27	III	1975				3			
10	IX	1975				3			
8	XII	1975				2	VISCO (962)	330	
11	XII	1975							10
12	XII	1975							1.8
13	XII	1975							2.2
15	XII	1975							1.0
17	XII	1975							1.0
22	XII	1975							3.8
27	III	1976							2
13	IV	1976							2.25
28	IV	1976							2.0
17	VI	1976							2.0
20	VII	1976							5.5
27	VIII	1976							6.0
21	X	1976							13.5
29	XII	1976							6.0
11	II	1977	12.0						
16	III	1977	15.5						

## POZO L.A 17 (Cont.)

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
12	IV	1977	3	VISCO (962)	330	
20	IV	1977				6
13	V	1977				1.3
21	V	1977				1.3
26	V	1977				6
2	VI	1977				8
9	VI	1977				6
16	VI	1977				6
23	VI	1977				6
26	VII	1977				5
31	VII	1977				6
1	VIII	1977				5
10	VIII	1977				6
16	VIII	1977				4
17	IX	1977				5
20	IX	1977				8
27	IX	1977				10
5	X	1977				7
16	X	1977				12
26	X	1977				12
9	XI	1979	4	VISCO (962)	330	
12	XI	1979				80
19	XI	1979				52
30	XI	1979				37
4	XII	1979				29
a	I	1979				25
12	II	1979				19
18	III	1979				13

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
8	IV	1980				11
29	V	1980				12
30	VI	1980				9
29	VII	1980				6

## POZO L.A 18

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDO RESIDUA (ppm)
27	III	1977	1	VISCO (962)	330	6
20	IV	1977				6
13	V	1977				6
21	V	1977				4.5
14	VI	1977				5
26	VI	1977				6
31	VII	1977				5
1	VIII	1977				5.4
9	VIII	1977				5
16	VIII	1977				5
23	VIII	1977				5
13	IX	1977				5
20	IX	1977				7
27	IX	1977				5
5	X	1977				6
17	X	1977				5
26	X	1977				5
8	XI	1977				4
16	XI	1377				4
24	XI	1977				4
25	XI	1977	2	VISCO (962)	330	
27	XI	1977				38
30	XI	1977				36
2	XII	1977				28
4	XII	1977				26
6	XII	1977				16
8	XII	1977				20
10	XII	1977				22
12	XII	1977				19

## POZO L.A 18 (Cont.)

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEE	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
14	XII	1977				18
25	I	1978				12
16	II	1978				10
16	III	1978				8
25	IV	1978				7
19	VI	1978				7
17	VII	1978				7
27	■	1978				6
4	VII	1978				7
15	VII	1378				6
14	■	1978				6
21	IX	1978				6
10	X	1978				5
23	X	1978	3	TISCO (962)	330	
24	X	1978				21
25	X	1978				24
26	X	1978				116
15	XI	1978				10
8	I	1979				8
15	II	1979				2
16	III	1979				8
18	IV	1979	4	TISCO (962)	330	
20	IV	1379				150
21	Iv	1979				120
23	IV	1979				37
25	IV	1979				54
27	IV	1979				48
23	IV	1979				46
3	V	1979				31

## POZO L.A 18 (Cont.)

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
7	V	1979				28
15	V	1979				18
29	V	1979				15
10	VI	1979				12
27	VI	1979				12
17	VII	1979				8
15	VIII	1979				10
20	IX	1979				7
4	X	1979				6
23	X	1979				6
6	XI	1979				5
21	XI	1979	5	VISCO(962)	275	
30	XI	1979				47
4	XII	1979				40
12	XII	1979				26
8	I	1980				21
12	II	1980				13
18	III	1980				48
8	IV	1980				18
29	V	1980				11
30	VI	1980				14
29	VII	1980				10

## POZO L.A 23

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEE	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
8	VIII	1976	1	VISCO (962)	330	
9	VIII	1976				a
10	VIII	1976				9
11	VIII	1976				8.3
12	VIII	1976				12
13	VIII	1976				10.3
16	VIII	1976				24
21	IX	1976				10
29	XII	1976				6.5
22	I	1977				2
24	I	1977	226			
25	I	1977	196.5			
26	I	1977	152			
27	I	1977	54			
28	I	1977	107			
29	I	1977	61			
30	I	1377	41			
11	II	1977	30			
16	III	1977	26			
20	IV	1977	9			
26	V	1977	10			
14	VI	1977	6			
28	VII	1977	6			
31	VII	197'7	10			
1	VIII	1977	6			
16	VIII	1977	8			
17	IX	1377	4			
5	X	1977	12			
17	X	1977	14			

## POZO L.A 23 (cont.)

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
26	X	1977	3	VISCO(962)	330	12
8	XI	1977				11
16	XI	1977				9
24	XI	1977				7
17	XII	1977				
27	XII	1977				96
28	XII	1977				56
29	XII	1977				33
10	I	1978				25
14	II	1978				15
3	III	1978				14
27	III	1978				8
11	IV	1978				14
17	V	1978				8
7	VI	1978				8
11	VII	1978				7
27	VII	1978				6
4	VIII	1978				6
15	VIII	1978				8
21	IX	1978				4
13	X	1978	4			
26	X	1978	3			
26	XII	1978	4	VISCO(962)	330	
28	XII	1978				320
29	XII	1378				248
8	I	1979				41
17	I	1979				28
22	I	1979				17
15	II	1979				18



## POZO L.A 23 (Conk.)

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
16	III	1979				21
15	V	1979				24
16	V	1979				14
9	VI	1979	5	VISCO (962)	440	
11	VI	1979				183
12	VI	1979				119
13	VI	1979				60
17	VI	1979				21
19	VI	1979				30
21	VI	1979				25
25	VI	1979				39
27	VI	1979				30
25	VII	1979				<b>13</b>
22	VIII	1979				15
25	IX	1979				9
4	X	1979				<b>8</b>
9	X	1979	6	VISCO 962)	330	
19	X	1979				46
25	X	1979				<b>31</b>
26	X	1979				29
6	XI	1979				22
13	XI	1979				22
17	XII	1979				20
8	I	1980				20
23	I	1980				21
25	II	1980				14
8	IV	1980				10
29	V	1980				7
3	VII	1980	7	VISCO(962)	330	
29	VII	1980				43

## POZO L.A 24

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)			
10	II	1977	1	VISCO (962)	495				
14	II	1977				15			
2	III	1977				10			
20	IV	1977				4			
13	V	1977				3			
21	V	1977				3			
26	V	1977				2			
2	VI	1977				2			
9	VI	1977				2			
16	VI	1977				2			
23	VI	1977				2			
18	VII	1977				2			
20	VII	1977				2	VISCO (962)	495	
25	VII	1977							24
26	VII	1977							16
27	VII	1977							9
28	VII	1977							6
29	VII	1977	4						
31	VII	1977	6.5						
2	VIII	1977	4						
6	VIII	1977	4						
9	VIII	1977	3						
16	VIII	1977	4						
23	VIII	1977	4						
13	IX	1977	4						
20	IX	1977	4						
27	IX	1977	3						
5	X	1977	4						
16	X	1977	3						

## POZO L.A 24 (Cont.)

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
26	X	1977				3
8	XI	1977				3
16	XI	1977				2
19	XI	1977	3	VISCO (962)	330	
20	XI	1977				37
21	XI	1977				36
24	XI	1977				26
2	XII	1977				9
4	XII	1977				11
6	XII	1977				8
20	XII	1977				6
11	I	1978				10
14	II	1978				8
14	III	1978				7
25	IV	1978				6
17	V	1978				6
31	V	1373				5
4	VII	1978				5
10	X	1978				4
23	X	1978				4
12	III	1979	4	VISCO (962)	330	
15	III	1979				527
15	III	1979				490
16	III	1979				358
16	III	1979				404
16	III	1979				317
17	III	1979				254
19	III	1979				189

## POZO L.A 24 (Cont.)

DIA	MES	AÑO	Nº DE SQUEEZ	INHIBIDOR USADO	CANTIDAD USADA (Galones)	INHIBIDOR RESIDUAL (ppm)
21	III	1979				181
23	III	1979				116
26	III	1979				109
27	III	1979				74
29	III	1979				48
A	IV	1379				35
29	V	1979				14
19	VI	1979				<b>11</b>
17	VII	1979				12
15	VIII	1979				7
20	IX	1979				6
23	X	1979				4
26	X	1979	5	VISCO (962)	330	
29	X	1979				40
30	X	1979				40
31	X	1979				40
6	XI	1979				33
13	XI	1979				30
12	XII	1979				<b>24</b>
8	I	1980				21
12	II	1980				12
17	III	1980				40
14	IV	1980				18
29	V	1980				12
30	VI	1980				13
29	VII	1980				10

TABLA N° 9  
RESUMEN GENERAL DE INHIBICIONES EN EL CAMPO LAGO AGRIO

POZO N°	TRATAMIENTO POR AÑO						TOTAL DE TRATAMIENTO	MESES/ TRATAMIENTO
	1975	1976	1977	1978	1979	1980		
1			2	2	2		6	6.3
2		1	1		2		4	8.5
6		2	1	2	2	1	8	6.6
8			1	1	2		4	10.6
11			1	2	2		5	8.3
12			2	1	2		5	7.9
17	2		1		1		4	11.5
18			2	1	2	1	6	7.1
23		1	2	1	2	1	7	8.6
24			3		2		5	8.1
	2	4	16	10	19	3	54	8.4promedio

## NOMENCLATURA

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
C	Concentración del ión	moles/1000 gr de agua.
D	Diámetro de la línea.	pulgadas.
F	Factor de días acumulados.	días
K	Constante producto de solubilidad.	
L	Longitud de la línea.	Millas
pAlK	Potencial de alcalinidad.	
pCa	Potencial de calcio	
pH	pH del sistema real.	
pHs	pH al cual el sistema debería estar saturado con carbonato de calcio.	
ppm	Partes por millón residuales.	
S	Solubilidad del yeso.	meq/litro
SI	Indice de incrustamiento.	

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
VAQ	Volumen de químico acumulado.	Galones
X	Exceso en la concentración del ión común.	moles/litro
Z	Valencia del ión.	
$1/10^6$	Factor de conversión de los ppm residuales.	

## REFERENCIAS

1. Book 1, Of The Vocational Training Series "Primer of oil and Gas Production" American Petroleum Institute. 1976. Pág. 15-16.
2. Dr. Charles C. Patton "Oilfield Water Systems" Campbell Petroleum Series, Play 1974. Pág. 35-66.
3. Ing. Bolívar Miranda "Producción II temas III y IV. Bombeo Hidráulico y Electrocentrífugo.
4. Julio César Granja, "El Petróleo" Misceláneas, 1976.
5. Jameson, J. "Sandblasting Successfully Tested" Oil-week (July 7, 1969). Pág. 22.
6. Matthews, R.R. and Carlberg, B.L. "Scale Treatment" - Proceedings of University of Oklahoma Corrosion Control Course, Sept. 11.-13, 1972. Pág. 6.
7. Ostroff, A.G. Introduction to Oilfield water Technology, Englewood Cliffs, N.J.: Prentice-Hall, Ing., 1965.
8. Skillman, H.L. McDonald, J.P.Jr, and Stiff, H.A. Jr., "A simple, Accurate, Fast Method for calculating calcium sulfate solubility in oil field brine" presented at the spring meeting of the Southwestern District, APT, Lubbock, Texas, March 12-14, 1969.



9. Sloat, B, Controlled solubility Phosphates: A versatile Solution to Oil Field Scale Problems". Paper 137-G, 34 th Annual SPE Meeting, Dallas-Texas, Oct. 4-7, 1953.
10. Stiff, H,A. and Davis, L.E, "A Method for predicting the tendency of oil field Waters to Deposit Calcium carbonate", Transactions AIME Vol. 195 (1952) , pág. 213,
- 11, Vetter, O,J.G, and Phillips, R,C, Prediction of Deposition of Calcium Sulfate Scale Under down-hole conditions". J, Petr, Tech. (Oct, 1970), pág. 1299;