

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**"ESTIMULACION ACIDA EN EL  
YACIMIENTO PORTACHUELO Y LOTE X"**

**TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL  
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETROLEO**

**VICTOR RODOLFO SALAZAR COSSÍO**

**PROMOCION 1983-I**

**LIMA - PERU**

**1996**

## **I- SUMARIO**

El objeto del presente trabajo es brindar a los lectores información acerca de los trabajos de estimulación ácida realizados en los yacimientos de Peña Negra, Taiman y Portachuelo iniciados hace ya más o menos 35 años como una forma de obtener un incremento en la producción de petróleo.

Se hace un estudio de los trabajos realizados (de los que se ha podido obtener datos) en diversos pozos tanto en los que producen la formación Amotape como en los que producen de la formación Salina Mogollón, del Yacimiento Portachuelo, de igual manera con la formación Mogollón en los yacimientos de Taiman y Peña Negra. Se realiza un análisis litológico de las formaciones productivas de los Yacimientos y a partir de allí , comprender porque se utiliza hace ya buen tiempo el ácido clorhídrico (HCl) como el principal agente de tratamiento en las acidificaciones realizadas en los pozos de los yacimientos del Noroeste.

Asimismo se determinan los diversos parámetros económicos (TIR, VAN, PAY OUT, etc.) que se utilizan para evaluar y justificar una estimulación ácida.

Luego de un estudio de los pozos que han sido acidificados en las zonas antes mencionadas , se llega a conclusiones muy interesantes y se sugieren recomendaciones las cuales se anotan en el capítulo VII.

## **II.- INDICE**

### **I.- SUMARIO**

### **II.- INDICE**

### **III.- ANTECEDENTES**

#### **3.1 Daño de formación**

#### **3.2 Causas del "daño"**

##### **3.2.1 Hinchamiento de Arcillas**

##### **3.2.2 Bloqueo de Partícula**

##### **3.2.3 Precipitación de Asfaltenos y Parafinas**

##### **3.2.4 Bloqueo de Emulsión**

##### **3.2.5 Bloqueo de Agua**

### **IV.- INTRODUCCION**

#### **4.1 Reseña histórica de la Acidificación**

#### **4.2 Ubicación del yacimiento de Portachuelo.**

##### **4.2.1 Reservorio Grupo Amotape.**

##### **4.2.2 Reservorio Salina Mogollón .**

#### **4.3 Lote X**

##### **4.3.1 Reservorio Basal Salina.**

##### **4.3.2 Reservorio San cristobal**

##### **4.3.3 Resrvorio Mogollón**

### **V.- TEMA**

#### **5.1 Definición de Acidificación**

#### **5.2 Categorías de los tratamientos Ácidos**

- 5.2.1 Lavados Ácidos
- 5.2.2 Acidificación de Matriz
- 5.2.3 Acidificación a la Fractura.
- 5.2.4 Fracturamiento Acido.
- 5.3. Tipos de Ácidos usados en las Acidificaciones
  - 5.3.1 Ácido Clorhídrico.
  - 5.3.2 Ácidos orgánicos
    - 5.3.2.1 Ácido Fórmico
    - 5.3.2.2 Ácido Acético
  - 5.3.3 Ácidos en Polvo
    - 5.3.3.1 Ácidos Sulfámico y Cloroacético
  - 5.3.4 Mezclas Ácidas
    - 5.3.4.1 Ácido Clorhidrico - Fluorhidrico
    - 5.3.4.2 Ácidos Fórmico - Hidrofluorico
  - 5.3.5 Sistemas de Ácidos Retardados
    - 5.3.5.1 Ácidos Gelificados
    - 5.3.5.2 Ácidos Químicamente Retardados
    - 5.3.5.3 Ácidos Emulsionados
- 5.4 Factores que afectan la reacción de ácido con los Carbonatos.
  - 5.4.1 Razón de Área de Superficie a Volumen.
  - 5.4.2 Área de contacto por Unidad de Tiempo
  - 5.4.3 Temperatura
  - 5.4.4 Presión
  - 5.4.5 Concentración del Ácido.

5.4.6 Velocidad

5.4.7 Viscosidad

5.4.8 Agentes Retardadores

5.4.9 Agentes Antifango

5.4.10 Agentes Penetrantes

5.5 Acidificación de Areniscas

5.5.1 Ácidos usados en Tratamiento con las Areniscas

5.5.2 Reacciones Ácidas

5.5.3 Velocidad de Reacción del HF

5.5.4 Formaciones Fracturadas

5.6 Acidificación de Calizas y Dolomitas

5.6.1 Formaciones no Fracturadas

5.6.2 Reacciones Ácidas

5.7 Diseños de Tratamientos

5.7.1 Lavado Ácido

5.7.2 Diseños Acidificación a la Fractura.

5.8 Estimulaciones Ácidas en el Yacimiento de Portachuelo.

5.8.1 Pozo 6362

5.8.2 Pozo 6163

5.8.3 Pozo 6391

5.8.4 Pozo 6404

5.8.5 Pozo 6437

5.8.6 Pozo 6442

5.9 Estimulaciones Ácidas en Pozos del Lote X.

## VI.- EVALUACION ECONÓMICA

6.1 Evaluación Económica de Pozos Area Portachuelo

6.2 Evaluacion Economica de Pozos Area Lote X

## VII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

7.2 Recomendaciones

## VIII.- ANEXOS

8.1 Figuras

8.2 Cuadros y Tablas

8.3 Curvas

### **III.- ANTECEDENTES**

En la Industria del Petróleo en lo que compete al área de Exploración Producción simultáneamente como se perforan pozos nuevos se lleva un estudio detallado y selectivo de todos los pozos ya en producción, un análisis exhaustivo de la curva de producción y todo lo referente a las formaciones productivas de un pozo puede llevarnos a realizar un trabajo de estimulación.

Como muy bien sabemos para que una formación sea productiva hay tres requerimientos básicos:

- I.- Que contenga fluido movable
- II.- Que el reservorio tenga energía (Presión)
- III.- Que la roca tenga capacidad de flujo (Permeabilidad).

De esto se puede deducir que, si la producción de un pozo está restringida, impera uno de los siguientes factores:

- 1.- Presión del reservorio insuficiente
- 2.- Depresión del reservorio
- 3.- Baja permeabilidad del reservorio
- 4.- Daño de formación

Los casos de estimulación que vamos a considerar son aquellas que tienen como fin aumentar la capacidad productiva de la formación (kh), también conocido como conductividad.

Cuando un pozo está en producción, existe un perfil de presión dentro de la formación.- Este perfil permite dividir el reservorio en dos partes: la matriz crítica y el reservorio grueso.

La matriz crítica comienza en el pozo y se extiende a una distancia relativamente corta de la formación .

Una declinación paulatina de la producción indica que el pozo está drenando un área muy grande y los canales de flujo del reservorio al pozo se hallan limpios y libres.

Una curva de declinación abrupta indica que el pozo está drenando de un área limitada y sus canales se hallan obstruidos, la producción será reestablecida cuando dicha obstrucción sea eliminada.

Cuando dicha obstrucción o restricción al flujo, del reservorio al pozo existe se dice que éste está dañado.

### **3.1 DAÑO DE FORMACION**

El termino “Daño de formación” implica que la conductividad de fluidos de una formación ha sido significativamente reducida por debajo del valor de la conductividad original. También definiríamos al daño como la condición de una conductividad fluida reducida resultante del cambio en la permeabilidad de la formación cerca del borde del pozo.

Antes de realizar cualquier tipo de estimulación en una formación, debemos de realizar un estudio sobre el daño que la formación puede tener y cual es su extensión.- El conocimiento de las propiedades del lodo con que fue perforado, pérdidas del mismo en

la formación, tipo y características de la roca reservorio, tipos de fluidos usados durante la completación son factores de primerísima importancia para poder determinar el tratamiento más adecuado.

Estudios de campo y laboratorio indican que casi todas las operaciones en el campo desde la perforación del pozo pasando por la completación, producción, reacondicionamiento y estimulaciones son orígenes potenciales de daño a la productividad del pozo.

Aunque el radio de drenaje puede ser de algunos cientos de pies la permeabilidad efectiva circunscrita a el Wellbore tiene un efecto desproporcionador en la productividad del pozo. En la figura N° 6 se grafica un sistema donde la zona de permeabilidad reducida  $K_s$ . Se extiende desde el diámetro del pozo  $r_w$  a un radio  $r_s$ , después del cual la formación tiene una permeabilidad  $K$  hasta el radio de drenaje  $r_e$ . Muskat a demostrado que la producción de fluido por este sistema comparado con un sistema similar de permeabilidad uniforme es dado por la relación:

$$\frac{J_s}{J_o} = \frac{F_k \text{ Log } r_e/r_w}{\text{Log } r_s/r_w + F_k \text{ log } r_e/r_s}$$

en donde:  $F_k = K_s/K_o$

Esta expresión es ploteada en la figura N° 7 para valores de  $r_s-r_w$  de 0 a 12'' en un pozo de 660 pies de radio de drenaje.

La figura 7 muestra también porque la remoción de la permeabilidad dañada en la vecindad del Wellbore por ejemplo por fracturamiento continuo, puede mostrar

espectaculares resultados comparados con la estimulación a la matriz de un pozo no dañado.

Por ejemplo si la zona dañada se extiende 6 pies dentro de la formación, y la razón de permeabilidad es 0.05, entonces la productividad será solamente de  $6 \times 0.05 = 0.3$  de la productividad del pozo sin daño. Un tratamiento de matriz que remueva totalmente este daño nos dará un aumento en la razón de producción de  $1/0.3 = 3.3$ .

Un tratamiento ácido a la matriz en un pozo sin daño, nos dará muy poco aumento de productividad

### **3.2 CAUSAS DEL DAÑO**

Dentro de las múltiples causas para que ocurra “Daño” al pozo podemos citar las siguientes:

#### **3.2.1 HINCHAMIENTO DE ARCILLAS.-**

Prácticamente todas las formaciones de areniscas poseen algo de arcillas. Una arena que contenga de 1 a 5% de arcilla es comúnmente llamada “arena limpia”.- Una arena sucia puede contener hasta el 15% de arcilla.

La admisión de agua dulce o de filtrados de inyección (del fluido de perforación o de completación) a una arena arcillosa frecuentemente da por resultado una sustancial reducción de la permeabilidad al petróleo, cuando las arcillas son del tipo reticulado expandible. La arcilla de reticulado expandible que se encuentran más frecuentemente en las formaciones petrolíferas es la montmorillonita.

Esta arcilla y las de su tipo se hinchan en contacto con agua dulce o aguas que contengan bajos contenidos de sal en solución, estas aguas pueden entrar en contacto con las arcillas que contienen las formaciones debido a:

- a) Filtrados de lodos
- b) Pérdidas de agua durante una operación de Completación
- c) Contacto de agua de formación por conificación
- d) Tratamiento del pozo con fluidos acuosos no compatibles.

Una vez que la arcilla se ha hinchado al contactar con el agua dulce, las soluciones fuertes de sal son capaces de reducir las partículas y de restaurar parcialmente la permeabilidad al petróleo inclusive, si esta reducción es completa, la permeabilidad al petróleo nunca será restaurada a su valor original.- El resultado neto del contacto de una formación conteniendo arcilla de reticulado expandible con el agua dulce es, por lo tanto una reducción permanente de la permeabilidad de la formación.

### **3.2.2.- BLOQUEO DE PARTICULA.-**

Las evidencias indican que las partículas mas pequeñas encontradas en la fase de perforación y partículas de arcillas derivadas principalmente de bentonita son capaces de penetrar los espacios porales de materiales porosos.

Esta penetración, aunque no profunda, da por resultado una sustancial reducción en la permeabilidad de la zona penetrada.

Probablemente, de mayor importancia que la penetración de la partícula de la inyección, es el taponamiento causado por el movimiento de finos limosos, tanto de arcillas y sílice naturales de la formación. Los finos integrantes de la matriz de la formación pueden dispersarse cuando son contactados por el filtrado de inyección o por agua con baja salinidad. Desafortunadamente, el filtrado de inyección es especialmente efectivo para dispersar tales finos, porque su composición es controlada de esta manera a fin de mantener baja la viscosidad de la inyección.

Los tipos de arcillas mas adecuadas para taponear una formación petrolífera mediante la dispersión y el taponeamiento en la formación son el caolín, la illita y la clorita. Cada uno de estos minerales arcillosos han sido detectados en formaciones productivas, pero el caolín y la illita aparecen con mayor frecuencia.

Como ya hemos indicado las arcillas y otras partículas sólidas finas pueden migrar dentro de los espacios porosos y taponear la permeabilidad verdadera de la formación. Debido a que los fluidos son producidos a través de la formación, éstos aumentan su velocidad conforme van acercándose a las paredes del pozo, esto como podemos entender es producto del flujo radial de los fluidos en su paso del reservorio al pozo. Así si un pozo esta produciendo 0.15 barriles por día por pie cuadrado a una distancia de 5 pies contados desde las paredes del pozo, este fluirá 16 veces más cuando llegue a las perforaciones (2.4 barriles), significando pues que la velocidad de producción aumentará 16 veces sobre una distancia de 5 pies. A medida que el pozo va produciendo, sobre un período de tiempo, este aumento de velocidad produce erosión en la roca de la formación causando que las partículas menos consolidadas se suelten y sean transportadas por el fluido de producción a través de los canales de flujo.

Otros factores que influyen en la migración de los finos son:

- a) Presión de surgencia en superficie
- b) Bombeo de fluido dentro de la formación (incompatibilidad)
- c) Intrusiones de agua
- d) Viscosidad de los fluidos producidos
- e) El grado de consolidación de la formación

Todos estos factores contribuyen grandemente en el taponamiento de una formación.

Como los fluidos por las razones enumeradas contienen finos, el flujo de éstos en los canales producen un efecto de puente en los poros tapándolos con el consiguiente decrecimiento en su producción.

### **3.2.3 PRECIPITACION DE ASFALTENOS Y PARAFINAS .-**

Las reducciones de temperatura o presión acompañando el flujo de petróleo crudo, conteniendo cantidades apreciables de materiales asfálticos y parafínicos, puede dar por resultado el depósito de estos materiales . Este depósito puede reducir la permeabilidad de la formación al petróleo mediante un bloqueo de los espacios porales o cambiando la humectabilidad de la formación.

### **3.2.4. BLOQUEO DE EMULSION.-**

En este tipo de daño de pozo, los poros de la formación son rellenados con una emulsión esencialmente inalterable.- Las evidencias actuales indican que sólo raras veces el petróleo y el agua, los cuales son naturales a la formación, crean bloqueos de emulsión en ausencia de fluidos extraños a la formación.

Los bloqueos de emulsión se forman cuándo el petróleo inyectado en la formación se transforma en emulsificante con una fase agua natural a la formación; o el agua es inyectada se mezcle con una fase petróleo que es natural.

Las altas viscosidades (hasta 1500 cp. a bajos caudales de flujo) de tales emulsiones afectan seriamente la producción.

La experiencia de laboratorio indica que si un agua alcalina (por ejemplo, filtrado de cemento o filtrado de inyección) contacta algo de petróleo, se pueden producir emulsiones en forma espontánea. Otros ensayos de laboratorio han demostrado que estas emulsiones, una vez producidas, pueden ser muy estables, particularmente en presencia de sólidos sueltos de la formación tales como arcillas y sílice.

Las dos condiciones físicas principales que hacen posible reconocer el bloqueo de emulsión son:

a) La alta viscosidad aparente de la emulsión

b) El hecho de que el flujo hacia o desde el borde del pozo es predominantemente radial.

En un flujo radial, la resistencia en el sistema está concentrada cerca del borde del pozo.

Cuando una emulsión de alta viscosidad ocupa la región cercana al borde del pozo, la

combinación de alta viscosidad y de resistencia concentrada reduce ampliamente el caudal de flujo.- Los canales de flujo al borde del pozo pueden quedarse muy taponeados por la emulsión viscosa, por lo que el flujo esencialmente se discontinúa.

Ahora bien, si un fluido de viscosidad relativamente baja es inyectado a presión constante justo por debajo del borde del pozo dentro de la formación, el caudal de inyección aumentará. Este aumento en la inyectividad, es el resultado tanto del desplazamiento de la emulsión por el fluido de baja viscosidad como de la canalización del fluido de baja viscosidad a través de la emulsión. Las características del flujo de un pozo con bloqueo de emulsión son por lo tanto, un bajo caudal de flujo de producción, y un caudal de inyección que se va incrementando rápidamente. Cuando se reanuda la producción, la emulsión fluye hacia la vecindad del borde del pozo y nuevamente existe baja productividad.

Esta singular característica de inyección - producción de un pozo con bloqueo de emulsión es denominada como efecto **“Válvula de retención”**.

Este efecto provee el medio más directo para el reconocimiento del bloqueo de emulsión. La confirmación de la naturaleza de la válvula de retención del bloqueo de emulsión ha sido realizada en los laboratorios.

Podemos decir entonces que las causas de formación de emulsiones son:

- Los surfactantes naturales contenidos en el crudo
- Los caudales elevados de producción
- Los tratamientos de estimulación
- Inyección de fluidos extraños durante los reacondicionamientos.

### **3.2.5. BLOQUEO DE AGUA.-**

Una saturación de agua aumentada cerca del borde del pozo resulta de la invasión del filtrado (fluidos de perforación, de completación, etc.) o por canalización o conificación del agua de formación. La invasión del filtrado es normalmente llamada “bloqueo de agua”.- Un bloqueo de agua simple es ampliamente autocorregible la relación agua-petróleo aumentará inmediatamente después que el bloqueo se ha formado, luego declina a medida que el agua es producida.

La conificación del agua es la intrusión vertical de agua dentro de la zona petrolífera, viniendo desde la zona acuífera subyacente. Para que ocurra la conificación la formación debe tener permeabilidad vertical continua.

La canalización, por otro lado es la intrusión horizontal del agua: es decir, a lo largo del plano de estratificación. Ambos mecanismos resultan de altos caudales de producción.

A medida que el caudal de producción aumenta ,la cantidad de arrastre de agua dentro de la región del borde del pozo se verá aumentada. Por lo tanto, los caudales mas elevados de producción brindan relaciones agua-petróleo más elevados.

Debido a que la relación agua-petróleo es sensible al caudal de producción, la canalización y la conificación se distinguen del bloqueo, por pérdida de agua a la formación durante la perforación o completación. En el bloqueo de agua por el

segundo método, la relación agua-petróleo no se ve variada por los cambios en el caudal de producción.

Cuando el agua con una alta tensión superficial ingresa en una formación con petróleo, la interfase resultante puede llegar a ser muy difícil de romper. Esta condición se conoce como bloqueo por agua. Aquellos pozos que tienen mayor tendencia a formar bloqueos por agua son los que tienen formaciones de baja permeabilidad, donde los canales de flujo son muy reducidos y aquellos que tienen baja presión de fondo. Estos bloqueos generalmente ocurren cerca del borde del pozo y solo se extienden desde pocas pulgadas a pocos pies en la formación. El intervalo de mayor caída de presión es el que tenderá con mayor facilidad a formar bloqueo por agua.

## **IV INTRODUCCION**

### **4.1.- RESEÑA HISTORICA DE LA ACIDIFICACION**

Los trabajos de estimulación de pozos, fueron en un principio realizados como un medio para reactivar los pozos antiguos o de baja producción.

Posiblemente el primer método empleado fue el de explosión. Esta técnica fue utilizada en **TITUSVILLE, PENSILVANIA** a mediados del año 1800, consistía en cargas de pólvora; que se bajaban al pozo y eran encendidas por medio de cápsulas de percusión. A fines de 1800 la nitroglicerina, un explosivo mucho más

potente había reemplazado a la pólvora. Este método fue muy usado en área de rocas duras principalmente en la zona de Permian Basin, al Oeste de Texas.

Debido al alto riesgo que representaba el uso de éste método ha sido totalmente reemplazado por las técnicas de estimulación de fractura y ácido.

La primera estimulación ácida fue realizada en 1894, en Lima, Ohio. Los resultados de estos trabajos, llevó a Herman Frasch que en esos tiempos se desempeñaba como profesor principal de los laboratorios de la Standard Oil al patentamiento de solventes ácidos en los pozos, el 17 de marzo de 1896.

Otra patente técnicamente no muy importante pero históricamente interesante; empleando ácido sulfúrico fue obtenida por **John W. Van Dyke** profesor principal de la refinería solar e íntimo amigo de Herman Frash.

Pero debido a las dificultades en su manipuleo y el no adecuado suplemento en bombas y equipos que permitiera su uso correcto, los solventes ácidos no fueron usados sino hasta más o menos en 1928.

La patente de **Frasch** involucra un reactivo (ácido clorhídrico) el cual reacciona con la caliza y da productos solubles como el dióxido de carbono y cloruro de calcio que son removidos de la formación con los fluidos producidos por el pozo. En contraste el proceso de **Van Dyke** usando ácido sulfúrico produce productos insolubles como el sulfato de calcio el cual es capaz de taponear la formación.

El ácido de **Frasch** fue exitosamente usado en Gleen Pool Oklahoma en 1928, con propósitos de limpieza de incrustaciones.

Otro trabajo usando tratamiento ácido en pozos petrolíferos fue en Lee Country Kentucky, entre 1928 y 1930. En 1932, Green Pool Michigan, se usó por primera vez, una solución ácida inhibida con ácido arsénico.

Con el advenimiento de Soluciones ácidas inhibidas se disminuyó ampliamente el daño a los metales y a las tuberías y el proceso comenzó a ganar mayor aceptación.

En junio de 1932 se formó la primera compañía de acidificación “THE OILS MAKERS COMPANY” y desde ese momento la acidificación ha sido la mayor herramienta con que se cuenta para estimular formaciones calcáreas.

En 1933 los pozos estaban siendo estimulados con ácidos por diferentes compañías.

A medida que pasaba el tiempo se hicieron mejoras, siendo las más notables:

1.- El uso de fluoruros para acidificaciones de areniscas (1933)

2.- El agregado de Surfactantes para reducir la tensión superficial e interfacial, obteniéndose una mejor penetración en formaciones compactas (1935).

3.- El agregado de agentes desemulsionantes (1938) para prevenir y romper las emulsiones ácido/petróleo, para aumentar la humectabilidad de la formación y para reducir la tensión superficial.

Se han presentado inhibidores orgánicos para reducir la corrosión a temperaturas y presiones mas elevadas. Se han formulado agentes amortiguadores para controlar el PH y agentes secuestrantes para controlar la precipitación secundaria de los compuestos de hierro y aluminio. También se han desarrollado técnicas para controlar las velocidades de reacción del ácido, como así también aditivos especiales. Al mismo tiempo se han creado muchas técnicas y productos con el propósito de obtener una máxima eficiencia en los tratamientos de estimulación.

A medida que ha ido transcurriendo el tiempo fueron desarrollándose mejores productos para inhibidores de corrosión, surfactantes, controladores del PH, desemulsificantes, etc. lo que ha permitido que en los actuales momentos sea la acidificación uno de los métodos de estimulación comunmente usado.

## **4.2. UBICACION DEL YACIMIENTO PORTACHUELO**

El yacimiento Portachuelo se encuentra situado en el extremo Sur del Area Talara y a unos 28 kilómetros al Sur Este de la ciudad de Negritos, Nor Oeste del Perú (Ver figura N° 1).

Este yacimiento está comprendido entre las millas cuadradas 11-5-11 a 11-5-15 y 15-5-11 a 15-5-15 y abarca un área de 52 km<sup>2</sup> aproximadamente.

El área de Portachuelo está conformada por 2 yacimientos menores cada uno con características geológicas peculiares que permiten individualizarlos.

El yacimiento Portachuelo Este que tiene producción de petróleo de los reservorios Amotape y Salina Mogollón y el yacimiento Portachuelo Oeste que solo tiene producción en Salina Mogollón.

Los rasgos geológicos comunes a estos yacimientos son su evolución estructural, la estratigrafía (Ver figura N° 2) y el intenso fallamiento normal.

Existen innumerables fallas de saltos verticales que varían entre 5 pies (que es lo mínimo que se puede controlar mediante registros eléctricos ) y mas de 5000' ( falla Portachuelo Norte, en el grupo Amotape). Estas fallas determinan una infinidad de bloques estructurales de tamaño diverso de cuya identificación y delimitación depende el éxito o fracaso de una ubicación.

### **4.2.1. RESERVORIO GRUPO AMOTAPE**

El grupo Amotape tiene producción de Petróleo solo en el yacimiento Portachuelo Este, hacia el Oeste y Nor Oeste de este yacimiento las rocas reservorio se hacen progresivamente más profundas y en los pocos que los han alcanzado han tenido producción de agua o son impermeables.

Litológicamente el Grupo Amotape consiste en una alternancia de cuarcitas y arguillitas con horizontes ocasionales de calizas. Los estratos de manera general, tienen buzamiento aproximado entre 30° y 70° hacia el Nor Oeste, de acuerdo a los núcleos convencionales y perfiles de buzamiento tomados en los pozos. Estas rocas metamórficas se encuentran intensamente fracturadas y falladas por la actividad tectónica, siendo las cuarcitas las que poseen una mayor frecuencia de fracturas debido a su fragilidad. La producción de petróleo es por esta razón de porosidad secundaria (fracturas).

El pozo 5237 perforó una sección de 6000' en el Grupo Amotape sin llegar a atravesarlo siendo uno de los pozos que mas a penetrado en el Paleozoico en el Nor Oeste del Perú.

El área productiva del grupo Amotape en el Yacimiento Portachuelo Este es una franja alargada de rumbo NE-SO, que estructuralmente corresponde al eje principal del Alto de Portachuelo (Ver Mapa N° 1). El eje de este "alto" es en realidad de horst delimitado por las fallas principal I y principal II que son aproximadamente paralelas pero de buzamientos contrarios.

La mayor producción de Petróleo se ha obtenido de los pozos ubicados a lo largo de horst y en el flanco Occidental constituido por el bloque hundido de la falla principal II.

No se ha obtenido producciones significativas de gas en el reservorio Amotape encontrándose éste disuelto en el petróleo sin formar casquete de gas.

El nivel del contacto petróleo agua, es muy variable en todo el yacimiento. En la parte Norte varía entre 5580 pies y 5850 pies y hacia el Sur, éste es más errático aún variando entre 5300 pies y más de 6100 pies.

#### **4.2.2. RESERVORIO SALINA-MOGOLLON**

Estatigráficamente la formación Salina Mogollón, en el yacimiento Portachuelo es un secuencia de 1600 pies de espesor, compuesta por aproximadamente 45 cuerpos de areniscas (algunos con conglomerados) de 5 a 30 pies de potencia que están separados entre si por constantes intervalos de lutitas las cuales verticalmente constituyen barreras impermeables, lo que da lugar a que cada estrato de arenisca constituya un reservorio independiente (ver figura N° 3).

Estructuralmente, el yacimiento Portachuelo en la formación Salina Mogollón es un horst delimitado por las fallas Portachuelo Norte al Norte, Portachuelo Sur al Sur y por la falla Alicia al Oeste hacia el Este el límite no es claro pudiendo estar constituido por el sistema de fallas del levantamiento Nuto. Dentro del área circunscrita por estas fallas existe una falla muy importante desde el punto de vista de la distribución de fluidos y es la falla "Limite" que separa los yacimientos Portachuelo Este y Oeste.

En Portachuelo, las fallas con saltos verticales mayores de 300 pies delimitan bloques principales mas o menos grandes, de los cuales los estructuralmente altos tienen la mayoría de arenas de Salina Mogollón saturadas con petróleo y por lo tanto los pozos perforados en ellos han producido mayor volumen de petróleo.

Debido a las características estratigráficas de la formación Salina Mogollón, es suficiente una falla de 5 pies de salto vertical para separar la continuidad lateral de una arena reservorio de potencia similar al salto vertical, esta falla a la vez puede poner a una arena frente a un cuerpo de lutitas constituyendo así una trampa. De acuerdo a lo anterior, una misma falla puede actuar como una barrera cuando se

pone frente a frente arenas contra lutitas y puede dejar de serlo cuando son 2 arenas las que se ponen en contacto.

La distribución de fluidos en la formación Salina Mogollón en el yacimiento Portachuelo, es muy complicada debido a la presencia de 45 arenas reservorio con sus propios niveles de fluidos y al efecto de las fallas, por múltiples reacomodados de fluidos ocurridos en cada periodo de fallamiento y por actuar como barreras y /o vías de circulación de estos fluidos.

En Portachuelo Este, la mayor saturación de petróleo de manera general corresponde al área situada en el bloque levantado de la falla "C". Hacia el Norte y Este es mayor la saturación de agua, hay gas y menos petróleo. Hacia el Sur algunos pozos, además de la producción de petróleo, han tenido producción de gas principalmente en las arenas superiores (Pozos 4702, 4712, 4718, 4831, 5533, etc.)

En Portachuelo Oeste, la distribución de fluidos también es complicada, las arenas inferiores (aproximadamente desde la 26 a la 44 han tenido producción de agua en los pozos 5546, 5786, 5883 situados al Norte del yacimiento, sin embargo la producción de agua parece ser debido a que en algunos pozos (Pozos 5546 y 5786) estas arenas están ubicadas en la parte más baja del bloque; en el otro pozo (pozo 5883) podrían deberse a que se han abierto a producción algunas arenas saturadas de agua junto con arenas que tienen petróleo y que no produjeron debido a la mayor movilidad de agua. Hacia el centro Este y Sur del yacimiento estas arenas han producido petróleo y hacia el Oeste están ausentes por fallamiento y solo en los pozos 4600 y 5517, las cortas secciones encontradas han producido gas (principalmente la arena 43).

#### **4.3 LOTE X**

El Lote X comprende a las áreas de Carrizo, Taiman, Peña Negra, Laguna Zapotal y Ballena . Se encuentra ubicado en la parte Norte de la Ciudad de Talara a unos 50 Kilometros de esta y en toda el area colindante de la Ciudad de El Alto. En el presente trabajo detallaremos y analizaremos solo las areas de Taiman y Peña Negra y dentro de ellas a los yacimientos: Verde, Reventones, Restin, Taiman, Peña Negra y Chacritas.

La mayoría de las estimulaciones acidas realizadas en el Lote X han sido efectuadas, en los reservorios : Basal Salina, San Cristobal y Mogollon. (ver figuras N° 4 y 5)

#### **4.3.1. RESERVORIO BASAL SALINA**

Estructuralmente la formación Basal Salina en los Yacimientos de Peña Negra, Reventones, Taiman, Verde y Central tiene su mayor desarrollo en el pool Reventones. En la zona nor oriental el pozo que prueba la presencia de la formación Basal Salina es el 1132. Hacia el Nor Oeste está el pozo 1505. Esta formación es de la Edad Eoceno Inferior, y está compuesta de areniscas blancas a grisáceas de cuarzo hialino y semilechoso, de grano fino a medio con inclusión de granos de material oscuro, subredondeado, con estratificación gradada mostrando aumento de tamaño de grano hacia la base hasta conglomerádica, intercalado con estratos de lutitas grises oscuras compactas. Como indicamos la formación Basal Salina abarca el Yacimiento Reventones donde tiene su máximo espesor y va disminuyendo su potencia en los yacimientos Peña Negra, Taiman y Verde.

#### **4.3.2 RESERVORIO SAN CRISTOBAL**

Los horizontes estudiados de la formación San Cristobal, corresponden a desarrollos productivos constituidos por areniscas cuarzosas, de grano fino a medio, con regular concentración de carbonatos. El volumen matricial en estos horizontes varia de 15 a 30%, los minerales arcillosos mas frecuentes son : la caolinita y la clorita, en menor frecuencia se encuentran la motmorillonita y la illita. La concentración en peso de estos minerales varia en el siguiente orden : 2-7 % para la caolinita, de 5-10% para la motmorillonita, de 5-10% para la illita y de 2-10% para la clorita.

#### **4.3.3 RESERVORIO MOGOLLON**

La formación Mogollón se extiende por todo el área de los Yacimientos Peña Negra, Reventones, Taiman, Verde y Central, La formación Mogollón es de la Edad Eoceno Inferior. Está compuesta de 03 miembros:

- 1.- Mogollón Superior
- 2.- Mogollón Medio
- 3.- Mogollón Inferior

##### **a) El Mogollón Superior**

Muestra 03 zonas bien definidas por sus características litológicas y valores electrográficos en los perfiles de pozos.

##### **1.1 Chorro Superior**

Conformado por areniscas blancas a grises de cuarzo hialino y lechoso de grano medio a grueso firmes, intercaladas con estratos delgados de lutitas abigarradas (marrón, rojizas, verdosas) de textura suave, masivas no calcáreas.

## **1.2 Chorro Inferior**

Conformado por areniscas blancas y gris verdosas de cuarzo hialino, lechoso y cuarcitas grano medio a grueso subredondeado, fiable y conglomerados de cuarzo intercalado con aislados estratos es lutitas abigarradas.

## **1.3 Fuente**

Areniscas grises y gris verdosas de cuarzo, poca cuarcita, de grano medio a grueso, conglomerados de cuarzo semilechoso en matriz de areniscas finas a medios con cemento poco calcáreo, delgadas intercalaciones de lutitas abigarradas firmes masivas no calcáreas.

### **b) Mogollón Medio**

Lutitas grises, oscuras y limolitas grises, con granos de glauconita micromicáceas compactas, masivas.

### **c) Mogollón Inferior**

Areniscas grises de cuarzo, grano medio a grueso con intercalaciones de conglomerados de cuarzo hialino y semilechoso separados por capas delgadas de lutita abigarrada.

En el Area “El Alto” la Formación Mogollón se ha depositado por los procesos de redepositación, es decir sedimentos que se acumularon en forma inestable en aguas fluviales con influencia marina de aguas poco profundas y fueron retrabajados o resedimentados; siendo los principales mecanismos de depositación el flujo de escombros y flujo de granos.

La producción de la Formación Mogollón proviene de porosidad secundaria y porosidad intergranular ó primaria. Las secciones que generan un grado más alto de fracturas son las secuencias de conglomerados y areniscas conglomerádicas que son

más rígidas a los esfuerzos, en cambio en las areniscas y limolitas el fracturamiento es menor.

### CARACTERISTICAS PROMEDIO DE LAS FORMACIONES EN EL LOTE X

RESERVORIOS	BASAL SALINA	MOGOLLON	OSTREA	ECHINO
POROSIDAD	8-12	5-7	8 - 10	10 -17
SALINIDAD (ppm)	20000	12000	14000	17000
PERMEABILIDAD(md)	5 - 10	0.1 - 1	1 - 4	4 - 10
API del crudo	34	35	37	36
GAS (GOR)	400 - 800	500 - 1000	800 - 1500	800 - 1500
CONDENSADO	no	no	no	no
Rw (ohm-m)	0.28	0.45	0.40	0.32
Cambia Rw de pozo a pozo	si	no	si	si
Cambia Rw de Fm a Fm	si	si	si	si
MATRIZ TIPICA	arcillas	arcillas		arci./carbonatos
	arc./carb.			
TIPO DE ARCILLA	kaolinita	clorita	illita-caolinita	illita-caolinita.
TIPO ROCA	areniscas	conglom.	areniscas	areniscas
	conglom.	areniscas	limpias	limpias
	mod. limpias	microfact.	calcareas	mod. limpias
			arcillosas	lig. calcareas

## V TEMA

### 5.1 DEFINICION DE ACIDIFICACION

Cuando uno se pregunta que es la acidificación, existe un total acuerdo de que, en términos sencillos, es un método comúnmente usado para estimular la producción de petróleo o gas inyectando una solución diluida de ácido clorhídrico u otro tipo de ácido en la formación productiva. El ácido entra en los canales de flujo y los amplía, y así el petróleo o el gas pasan al pozo, incrementándose el potencial de producción del mismo.

El ácido aumenta la permeabilidad dentro y alrededor de las paredes del pozo disolviendo depósitos de carbonato, lodos y/o una parte de la formación tratada, cuando se usa un ácido con el objeto de remover un daño, carbonatos, arcillas, algunas rocas de la formación también podrán ser removidas de los canales de flujo existentes, tendremos como resultado un incremento de producción que es directamente proporcional al daño en si. Pero si se crea una fractura, durante una operación de acidificación y las fases de las fractura son suficientemente “grabadas” (etching), de modo que se pueda preveer un adecuado sistema de canales de flujo (capacidad de flujo de fractura) entonces podremos obtener un aumento significativo en la productividad del pozo.

Los ácidos derivan su utilidad en la estimulación de un pozo, de su habilidad de disolver minerales de la formación y también materiales extraños al mismo, tales como lodos de perforación que pueden haber sido introducidos durante la perforación o en

los procedimientos de completación y “limpieza”. La productividad del pozo depende de una variedad de factores el cual incluye el método que se usa, los actuales caen dentro de las siguientes categorías:

- a.- Lavados ácidos.
- b.- Acidificación de matriz.
- c.- Acidificación a la fractura.
- d.- Fracturamiento ácido.

## **5.2 CATEGORIAS DE LOS TRATAMIENTOS ACIDOS**

Los tratamientos ácidos se dividen en cuatro categorías básicas:

**5.2.1 LAVADOS ACIDOS.-** Es una operación destinada a remover depósitos solubles en ácidos, formados en las paredes del pozo y alrededor de las perforaciones. El tratamiento consiste en colocar una pequeña cantidad de ácido en la zona que se quiere tratar, permitiendo que este reaccione sin agitación externa. El tiempo de reacción es de aproximadamente 1 hora, luego el ácido gastado es recuperado mediante suabeo o por circulación.

**5.2.2. ACIDIFICACION DE MATRIZ.-** Es definido como la inyección de un ácido dentro de la porosidad de una formación (intergranular, vugular, fracturas naturales) a una presión inferior a la necesaria para producir una fractura hidráulica en la roca.

El flujo del ácido es confinado en los poros naturales y canales de flujo presentes en la roca de la formación. El propósito de este tipo de tratamiento es aumentar la permeabilidad de la formación productiva y se le usa tanto para reservorios de carbonatos como de areniscas.

El éxito de un tratamiento por acidificación de matriz depende de poder alcanzar una penetración del ácido bombeado en forma radial dentro de la formación. Con este tipo de estimulación se obtiene usualmente la remoción del efecto que causa la reducción de permeabilidad en las cercanías del pozo (daño de formación), aumentando el diámetro de los espacios porosos y disolviendo las partículas que tapan estos espacios. La acidificación de matriz es generalmente de mayor uso, cuando no se puede arriesgar un fracturamiento ácido debido a intercalación de arcillas u otro tipo de barreras de flujo naturales que deben protegerse con el objeto de minimizar o prevenir la producción de agua o gas.

Cuando se realiza con éxito una acidificación de matriz, generalmente aumentaremos la producción de petróleo sin aumentar significativamente el porcentaje de agua o gas producido; esto lógicamente cuando el propósito de la acidificación es la producción de petróleo.

**5.2.3. ACIDIFICACION A LA FRACTURA.**- Viene a ser la inyección ácida a zonas o formaciones que han sido estimuladas hidráulicamente (OIL FRAC, WATER FRAC, etc.). Existen muchos yacimientos cuyas formaciones no producen comercialmente luego del baleo, por ello es necesario fracturarlas. Este es el caso de la mayoría de las formaciones productivas del Nor Oeste de Perú (Talara), las bajas permeabilidades de dichas arenas impiden el drenaje de fluidos del reservorio al pozo, al ser estimuladas hidráulicamente se crean fracturas que aumentan la permeabilidad y acondicionan un sistema adecuado de flujo del reservorio al pozo.

Luego de un tiempo de producción, el cual depende de la concentración de material calcáreo (calcita) existente en la roca reservorio, se va formando a lo largo de los canales de flujo y de las fracturas en las cercanías al pozo carbonato que restringe el normal paso de fluidos, es por ello la necesidad de realizar una estimulación ácida a la fractura.

**5.2.4. FRACTURAMIENTO ACIDO.**- El fracturamiento por ácido es la técnica más ampliamente usada en la estimulación de formaciones conteniendo calizas y dolomitas.

En los tratamientos de fracturamiento por ácido se bombea dentro de la formación un fluido llamado “Colchón” a una razón de bombeo más alta que aquel que la matriz del reservorio pueda aceptar. Esta rápida inyección produce un aumento en la presión en las paredes del pozo hasta que es suficientemente grande para sobrepasar los esfuerzos de tensión de las rocas produciéndose la fractura de la misma. Continuando el bombeo se aumentará su longitud y su amplitud. Una vez producida la fractura, se inyecta el ácido para que reaccione con la formación y que permite crear unos canales de flujo que se extiendan en profundidad dentro de la formación y que se mantenga abierta cuando el pozo se vuelva a poner en producción.

La estimulación es creada propiciando un sistema que sobrepase una zona dañada alrededor de las paredes del pozo o alternando las propiedades de los canales de flujo del reservorio en el caso de la remoción del daño de una formación, se podrá usar pequeñas cantidades de ácido restaurando así la productividad nativa de la formación. El aumento de producción para este tipo

de tratamiento se podrá estimar por medio de la figura N° 7 previamente discutida.

La productividad de un pozo después de un fracturamiento por ácido es difícil de predecir particularmente en reservorios de gas. Los problemas se suceden debido a que el flujo no se estabiliza durante un significativo periodo de tiempo en reservorios de baja permeabilidad. Los fluidos y aditivos usados en un tratamiento por fracturamiento pueden restringir la productividad, y en algunos casos el flujo de los fluidos en la fractura desde que estos efectos son más pronunciados en un reservorio de gas, la productividad después de un fracturamiento por ácido es más complicado.

La razón de producción de un pozo después de una estimulación no es constante normalmente y decrecerá rápidamente hasta que la presión introducida por el flujo haya alcanzado el radio de drenaje del pozo. Los fluidos usados en un tratamiento por fracturamiento, pueden ser perjudiciales en la performance de un pozo. Estos fluidos pueden ser perniciosos haciendo difícil que el pozo vuelva a producir en razón directa a su razón de estimulación (problema de limpieza del pozo) o también reduciendo la permeabilidad de la formación adyacente a la fractura y por ello reduciendo la efectividad de la fractura.

Por ejemplo se ha observado que después de una estimulación, un pozo de gas normalmente no es capaz de producir la alta razón calculada asumiendo que los fluidos son compatibles con los de la formación, pero la razón de producción aumentará con el tiempo a medida que los fluidos líquidos de fracturamiento se remueven de la formación, alcanzando su razón de producción ideal después

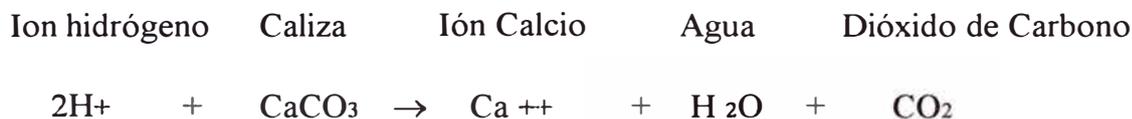
que los líquidos son removidos completamente de la formación. Tanto como la viscosidad de los fluidos inyectados a condición de reservorio aumenta, el tiempo de limpieza del pozo aumenta, si la viscosidad del fluido es extrema, la limpieza en algunas ocasiones puede no ser completa.

### **5.3 TIPOS DE ACIDOS USADOS EN LAS ACIDIFICACIONES**

Todos los ácidos tienen una cosa en común, ellos son productos químicos separados en iones de hidrógeno y un anión, cuando ellos se encuentran diluidos en agua.

Los iones de hidrógeno reaccionarán con rocas calcáreas formando agua y dióxido de carbono. Los hidrógenos generalmente son indicados por símbolo “H+ “.

Ellos reaccionan con los carbonatos como sigue:



Los ácidos son conocidos por su PH menor que 7.

La mayor ionización de un ácido a los iones de hidrógeno y sus aniones, nos indicará la presencia de un ácido más fuerte.

Los sistemas de ácidos en corriente uso pueden ser clasificados como: Ácidos minerales, ácidos orgánicos diluidos, ácidos orgánicos en polvo, sistema de ácidos hídricos (o mezclados), sistema de ácidos retardados. Los más comunes miembros de esta categoría son los siguientes:

#### **ACIDOS MINERALES**

- Acido Clorhídrico

- Acido Clorhídrico - Fluorhídrico

## ACIDOS ORGÁNICOS

- Acidos Formico
- Acido Acético

## ACIDOS ORGÁNICOS EN POLVO

- Acido Sulfámico
- Acido Cloroacético

## ACIDO HIBRIDOS

- Acido Acético - Hidroclórico
- Acido Fórmico - Hidroclórico

## ACIDOS RETARDADOS

- Acidos gelificados
- Químicamente retardados
- Acidos Emulsionados

### 5.3.1 ACIDO CLORHIDRICO.-

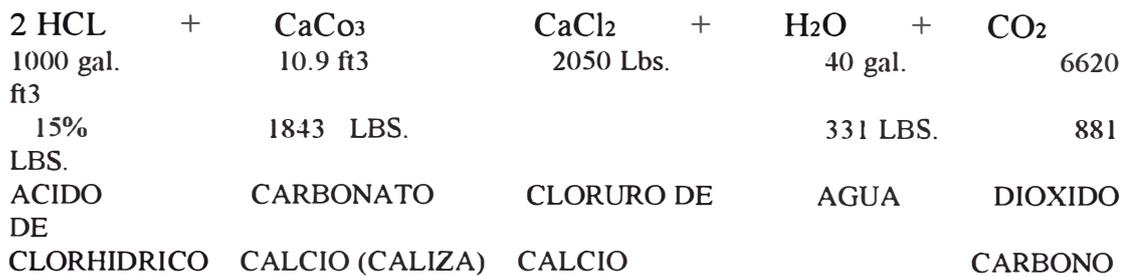
Químicamente, el ácido clorhídrico está compuesto de gases de hidrógeno y de cloro. Gaseoso en su estado combinado, rápidamente soluble en agua hasta un límite de 43% por peso a 60°F.

Una solución de esta naturaleza, es impracticable debido a que a temperaturas por encima de 60°F se escapan humos de la solución. El ácido clorhídrico comercial ha sido estandarizado en 20°Be, lo cual es una solución de 31.45% de ácido por peso con gravedad específica de 1.160 y con una densidad de 9.67 lbs/gal. Algunas veces se encuentran en el mercado de 22°Be, lo cual es

una solución de 35.2% de ácido por peso teniendo una gravedad específica de 1.179 y densidad de 9.873 lbs/gal.

Como información adicional adjuntamos las tablas 1,2,3, y 4.

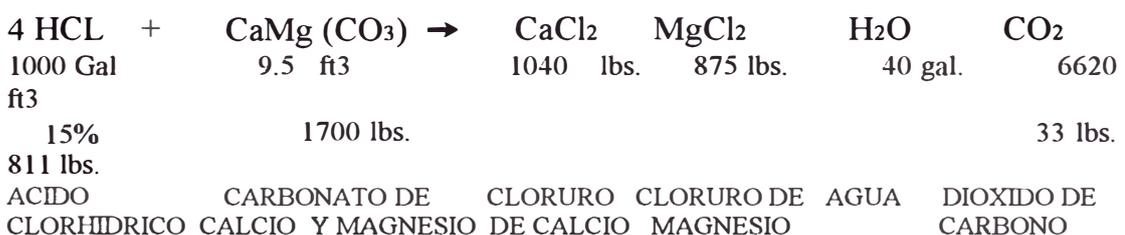
El ácido clorhídrico ioniza completamente y es considerado como un ácido fuerte. La reacción normal entre el ácido clorhídrico y una caliza es la siguiente:



El volumen total ocupado por 1000 gal de HCL al 15% después de la reacciones:

- 912 gal. de agua bombeada dentro de la formación
- 40 gal. de agua obtenida por reacción química .
- 68 gal. volumen ocupada por 2050 lbs. de cloruro de calcio
- 1020 gal.

Asumiendo que el dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub> ) y el agua de formación no ocupan lugar. Esto puede sintetizarse como que 15% de ácido clorhídrico gastados en una caliza se transforman en una solución de cloruro de calcio que tiene como gravedad específica 1.175 y una densidad de 9.79 lbs/gal. La reacción en la dolomita, es muy similar pero su composición química es ligeramente diferente.



El volumen total ocupado por 1000 galones de HCL al 15% después de gastado, será de 1020 gal y será una mezcla de 10.5% de solución de cloruro de calcio de una solución de 9% de cloruro de magnesio, teniendo una gravedad específica de 1.165 y pesando 9.7 lbs/gal.

En la mayor parte de los tratamientos en formaciones carbonáceas se usa el HCl. Usualmente es usado en solución de 15% (por peso) de ácido en agua.- Esta concentración es llamada generalmente ácido regular y fue usada debido principalmente a la falta de inhibidores de corrosión y la dificultad en prevenirla, sobre todo la corrosión de las tuberías cuando se usaba más concentrado.

Posteriormente, con el desarrollo de inhibidores más efectivos se estuvieron usando ácidos más concentrados que proveen mayores aumentos en la producción.

Actualmente también se está usando ácidos clorhídricos de bajas concentraciones. Uno de los ejemplos de tales aplicaciones se encuentra en las acidificaciones de areniscas en donde generalmente se usa en concentración de 5 a 7.5% para desplazar aguas connatas adelante de las mezclas de ácido clorhídrico-fluorhídrico para prevenir la formación de sales, tales como el fluosilicato de sodio y Potasio, materiales capaces de taponear las formaciones.

El continuo uso del ácido clorhídrico resulta de su moderado costo y la solubilidad de los productos de su reacción (Cloruro de calcio y óxido de carbono).

La principal desventaja del ácido clorhídrico es su alto poder de corrosión en el pozo y las tuberías. Esta corrosión es especialmente significativa y costosa de controlar a temperaturas encima de 250°F, el aluminio y los metales cromados que se usan en las bombas son fácilmente dañados. Generalmente la aplicación (debido a la temperatura de formación y el material que se quiere proteger) dictaran cual o que concentración de ácido será conveniente usar. Como dijimos anteriormente, el gas seco de cloruro de hidrógeno no es corrosivo, pero la solución acuosa del mismo reacciona con todos los metales comunes y la mayoría de los compuestos de ellos, incluyendo los carbonatos de calcio y magnesio que comprenden la mayor proporción de las formaciones productivas de gas y petróleo en el mundo.

El ácido muriático puro es un líquido incoloro, pero toma un tinte amarillento cuando se contamina con hierro o sustancias orgánicas.

Las soluciones acuosas del ácido HCL son obtenibles en concentraciones de hasta 23.5°Be (Escala Baume).

El ácido clorhídrico debe ser manipulado cuidadosamente sus vapores son irritantes de la piel y de membranas mucosas y en soluciones concentradas puede causar quemaduras graves.

### **5.3.2 ACIDOS ORGANICOS**

La principal característica de los ácidos orgánicos es su baja capacidad de corrosión y su fácil manipulación aún en presencia de altas temperaturas.

Estos ácidos son usados primeramente en operaciones que requieren un largo tiempo de contacto con los conductores, tales como en baleo o cuando es inevitable el contacto del ácido de tratamiento con partes cromadas o revestidas de

aluminio. A pesar de que existen un sinnúmero de ácidos orgánicos, solamente dos de ellos son usados ampliamente en los servicios de estimulación y estos son:

El ácido fórmico y el ácido acético.

#### **5.3.2.1. ACIDO FORMICO**

De los ácidos orgánicos usados en acidificación. el ácido fórmico tiene el más bajo peso molecular, el ácido fórmico es completamente miscible (capaz de ser mezclado) con agua en solución forma un ácido más poderoso que el acético, por otro lado sus propiedades son paralelas a las del ácido acético. Aún cuando es más corrosivo que el ácido acético, el ácido fórmico produce una corrosión más uniforme con menor corrosión tipo picadura (pitting) que aquella producida por el ácido clorhídrico. En la estimulación de pozos petrolíferos es más frecuentemente utilizada en combinación con el ácido clorhídrico como un ácido retardador para pozos de alta temperatura.

El porcentaje de ácido fórmico usada en tales aplicaciones normalmente es de 8 a 10%.

El ácido fórmico reacciona con las calizas de la siguiente manera:



Formato de calcio

#### **5.3.2.2 ACIDO ACETICO**

El ácido acético fue el primer ácido orgánico que se usó en la estimulación en volúmenes apreciables, es un ácido orgánico de presencia incolora, es soluble en agua en cualquier proporción, y en la mayoría de los solventes orgánicos. Aunque las mezclas de ácido acético con agua (tal como se usa

en la estimulación de pozos ) son consideradas corrosivas para la mayoría de los metales, la velocidad de corrosión es mucho menor que la de los ácidos HCl y HF. Por consiguiente, el ácido acético es empleado donde las superficies de aluminio, magnesio o cromo permanecen en contacto con el casing por muchas horas, como cuando se utiliza como fluido de desplazamiento en un trabajo de cementación. El ácido acético puro (conteniendo menos de 1% de agua) es conocido como acético glacial, debido a la apariencia de hielo de los cristales ácidos.

El ácido acético reacciona de la sig. manera con las calizas



### **5.3.3 ACIDOS EN POLVO**

#### **5.3.3.1 ACIDO SULFAMICO Y CLOROACETICO**

Estos ácidos tiene uso limitado en la estimulación , la mayoría de los cuales estan asociados con su transportabilidad a locaciones remotas. Son blancos y cristalinos, rápidamente solubles en agua , siendo de fácil aplicación . Estos dos ácidos son substancialmente mas caros que el ácido clorhídrico, en lo que respecto a su poder de disolución , pero por otro lado, su fácil transporte y manipuleo hacen que al final sean de más bajo costo.

El ácido HCL es más fuerte y más estable que el ácido sulfámico y es preferido cuando se trata de ácido en polvo. El ácido sulfámico comienza a descomponerse a una temperatura de 180° F. por lo que su uso está limitado a formaciones cuya temperatura sean como máximo 170° F.

### **5.3.4 MEZCLAS ACIDAS**

Las mezclas de ácido son muy usadas cuando estamos en presencia de carbonatos, han sido diseñados para controlar mejor la economía sobre todo en el poder de disolución del ácido clorhídrico, especialmente a lo que se refiere al proceso de corrosión y su costo de inhibición, especialmente en presencia de altas temperaturas.

#### **5.3.4.1 ACIDO CLORHIDRICO - FLUORHIDRICO**

Debido a que el ácido Fluorhídrico reacciona con areniscas, sedimentos y arcillas, ha sido hallado efectivo para eliminar daños de formaciones en la estimulación de reservorios de areniscas. El ácido Fluorhídrico se encuentra comercialmente en su forma anhidra o concentrado en soluciones acuosas de 40 a 70%.

En la Industria Petrolera el ácido Fluorhídrico es normalmente usado en combinación con el ácido clorhídrico. El ácido fluorhídrico generalmente se obtiene de la reacción del bifluoruro de amonio con el ácido clorhídrico, comúnmente se usan mezclas de ácido clorhídrico al 15% con suficiente bifluoruro de amonio para formar ácido fluorhídrico a una concentración de 3%. El consumo de hidrógeno y cloro en la reacción, deja 12% de ácido clorhídrico en solución. Similarmente el ácido fluorhídrico al 6% se genera usando también 15% de ácido clorhídrico, lo cual deja una concentración de ácido clorhídrico de aproximadamente 9%.

El ácido clorhídrico en éstas formulaciones tiene tres propósitos:

- 1.- Para actuar como un convertidor y producir ácido fluorhídrico a partir de una sal de amonio.
- 2.- Para disolver el material soluble al ácido clorhídrico, y por consiguiente prevenir el desgaste prematuro del ácido fluorhídrico.

3.- Para prevenir la precipitación de fluoruro de calcio.

### MEZCLAS DE ACIDOS HCL-HF

Requerimiento de HCL para 1000 galones de solución al 15%

CONCENTRACION DE HF	CONCENTRACION	VOLUMEN	CANTIDAD DE BIFLUORURO DE AMONIO
%	%	GAL	LIBRAS
1	16.1	986	128
2	17.3	973	258
3	18.5	959	390
4	19.8	946	523
5	21.1	933	659
6	22.4	921	798
7	23.8	909	939

### VELOCIDAD DE REACCION DEL HF

Los factores básicos de control relativos a la reacción del ácido fluorhídrico en la matriz son: la temperatura, concentración, de ácido, composición química de la roca reservorio y la relación volumen de la roca. La temperatura tiene un marcado efecto en el régimen de reacción del ácido fluorhídrico en arena y arcilla. El régimen de reacción se duplica aproximadamente por cada 50°F (10 °C) de incremento de temperatura. La velocidad de reacción también aumenta a medida que la concentración se duplica.

Una solución de ácido fluorhídrico al 4% reacciona dos veces más rápido, por ejemplo que una solución al 2%.

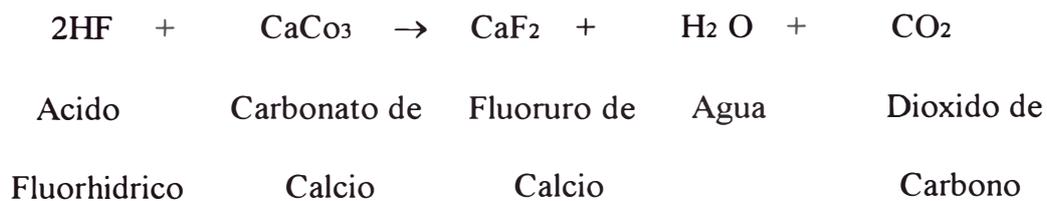
Sorprendentemente, el régimen de reacción también se incrementa con la presión a pesar del hecho que la mayoría de las reacciones que producen un gas (tales como las

reacciones del ácido fluorhídrico en silicatos) son retardados por la presión. Se cree que la formación de ácido fluosilísico ( $\text{H}_2\text{SiF}_6$ ) a partir del gas producido, tetrafluoruro de silicio ( $\text{SiF}_4$ ), contribuye a la reacción total en la formación, lo que puede explicar el incremento de la velocidad de la reacción del ácido fluorhídrico bajo presión.

La cantidad relativa de arenisca, arcilla, sedimentos y materiales calcáreos en cualquier formación también afectan el régimen de reacción, ya que cada una de estos materiales tiene su propia característica de reacción con el ácido fluorhídrico. Por ejemplo, el ácido fluorhídrico reacciona con arcillas a una mayor velocidad que con la sílice y con material calcáreo a mayor velocidad que con arcillas.

### PRODUCTOS DE REACCION

Debido que el fluor es un elemento muy reactivo y debido a que la composición de la arenisca es variable, muchos productos de reacción se forman cuando las formaciones de arenisca son estimuladas con ácido fluorhídrico. Por ejemplo, el fluoruro de Calcio se forma cuando el ácido fluorhídrico reacciona con carbonato de calcio.



Por lo tanto, hasta que el ácido esté presente, el fluoruro de Calcio, un producto indeseable, permanece ionizado y en solución, pero en ausencia de ácido fluorhídrico o clorhídrico el fluoruro de Calcio puede ser precipitado. Manteniendo un bajo PH y no dejando el ácido mucho tiempo en el pozo, obtenemos la seguridad de que no precipite el fluoruro de calcio. Un preflujo de ácido clorhídrico es también usado para reaccionar

con el calcio y el magnesio, para eliminarlos de la formación. Los iones de potasio y sodio que pueden estar presentes en el agua de formación pueden reaccionar delante de la solución de tratamiento de fluorhídrico para desplazar el agua de la formación. Las reacciones del ácido fluorhídrico con el sílice y las arcillas son complejas y responden, según los investigadores a las siguientes ecuaciones:



El sílice puede precipitar a partir del ácido gastado, cuando la concentración de HF es muy baja;



Este precipitado de sílice es un coloide hidratado, voluminoso,  $[\text{Si (OH)}_{4.n} \text{ H}_2\text{O}]$  que daña la permeabilidad de la roca.

#### **5.3.4.2 ACIDO FORMICO - HIDRO FLUORICO**

Esta mezcla de ácido es muy util cuando estamos en presencia de areniscas, es usada algunas veces en altas temperaturas debido a su pequeña acción de corrosión que produce, en comparación con la mezcla de ácido inorgánico HCL - HF .

#### **5.3.5 SISTEMA DE ACIDOS RETARDADOS**

Estos tipos de ácidos permiten alargar el tiempo de vida del ácido vivo. y lograr que el ácido tenga una mayor capacidad de penetración y disolución. Asi tenemos:

##### **5.3.5.1 ACIDOS GELIFICADOS**

ácidos gelificados, son usados para retardar la velocidad de reacción en los fracturamientos. Este efecto de retardo se produce debido a que el aumento de viscosidad del fluido bombeado reduce la razón de transferencia del ácido no gastado hacia las paredes de la formación . El uso de los agentes gelificantes (normalmente pedimos polímeros solubles en agua ) está limitado en formaciones de baja temperatura debido a que la mayoría de los gelificantes disponibles se degradan rápidamente a soluciones ácidas cuya temperatura excede a 130° F.

Los agentes gelificantes, son más raramente usados en tratamiento de acidificación debido a que el aumento de viscosidad del ácido, reduce su inyectividad prolongando el tratamiento sin necesidad.

#### **5.3.5.2 ACIDOS QUÍMICAMENTE RETARDADOS**

Estos ácidos son generalmente preparados agregándoseles un surfactante al ácido, que permita “mojar” al aceite de la roca tratada, con el objeto de crear una barrera física a las transferencia del ácido vivo a la superficie de la roca. Para que esto funcione , el aditivo debe ser absorbido por la superficie de las rocas en tratamiento formando alrededor de ella una película coherente. El uso de éstos ácidos requieren generalmente el bombeo continuo de aceite durante el tratamiento. La absorción de estos surfactantes se ve disminuído y la mayoría de ellos se hacen ineficientes cuando están en presencia de altas razones de bombeo y altas temperaturas.

#### **5.3.5.3 ÁCIDOS EMULSIONADOS**

Los ácidos emulsionados pueden tener el ácido como fase externa o interna. La característica más común de los ácidos emulsionados es la de

tener 10 a 30% de hidrocarburo como fase externa y el ácido clorhídrico regular como fase interna.

Cuando el ácido es fase externa, la razón de mezcla, aceite/ácido es generalmente 2.1. Ambas propiedades : la alta viscosidad creada y la presencia del aceite, pueden retardar la velocidad de transferencia y su correspondiente reducción en la velocidad de reacción, generalmente aumenta la penetración del ácido en la formación . El uso de los ácidos emulsionados fase externa aceite, es limitado en algunas ocasiones por el aumento de resistencia al flujo por fricción en las tuberías.

#### **5.4. FACTORES QUE AFECTAN LA REACCION DE UN ACIDO CON LOS CARBONATOS**

Hemos dicho anteriormente que en una estimulación ácida ya sea a la fractura o a la matriz en calizas o dolomitas, el éxito depende de la habilidad que pueda tener el ácido usado en mejorar la permeabilidad de una formación, aumentando las dimensiones de las fracturas naturales y/o porosidad vugular e intercomunicándolas con el objeto de obtener buenos y productivos canales de drenaje.

En una estimulación por fracturamiento con ácido, este es usado para grabar (ETCH) las dos fases de la fractura, de tal forma que cuando se complete el bombeo del ácido y que la fractura se cierre nuevamente, la desuniformidad en estas fases producidas por ésta “Grabación no Uniforme” que ocasiona el ácido, actúe como un agente de sustentación, previniendo que la fractura se cierre mejorando consecuentemente la permeabilidad efectiva de la formación.

Pero no todos los materiales de los que está compuesta una formación son solubles; siendo por esto que estos insolubles deben ser removidos de los canales de flujo.

También, es importante que la compatibilidad de los fluidos de la formación se mantenga, por esto, los ácidos de tratamiento son modificados para prevenir problemas que puedan ocurrir como

- Evitar o prevenir la corrosión de las tuberías.
- Prevenir la formación de emulsiones.
- Taponear la formación con finos insolubles.
- Evitar la formación de lodos insolubles (sludge)

Los surfactantes mojados al petróleo (oil Wetting), cuando se agregan al ácido reducen en una cierta extensión, la velocidad de reacción del ácido en formaciones calcáreas. La razón de reacción del ácido sobre los carbonatos que forman parte de la formación en cuestión ,dependen de varios factores que a continuación pasaremos a explicar

**5.4.1 RAZON DE AREA DE SUPERFICIE A VOLUMEN :** A mayor superficie de roca expuesta en una unidad a volumen de ácido su reacción es más rápida veamos en la Fig. N.10 consideremos una superficie expuesta casi infinita, cuando bombeamos un ácido dentro de una formación con permeabilidad verdadera (es decir con espacios porosos) de una formación caliza, parecería que el ácido se gastaría casi inmediatamente para la mayoría de los casos, esto es verdadero , sin embargo, el ácido clorhídrico, tiende a perforar la caliza, produciendo lo que es común llamar “Hueco de gusano” ver fig N° 9, pudiendo de esta forma penetrar a mayor

profundidad de lo que puede ser estimado, mientras que se piensa que se están agrandando los poros.

Considerando que la mayoría de las formaciones calcáreas son también altamente fracturadas, el ácido puede penetrar profundamente dentro de estas facturas antes que se gaste más de lo que pudiera penetrar si se estuviera tratando los espacios porosos.

La combinación de los huecos de gusano producidos por el ácido, el cual puede permitir una comunicación entre las fracturas naturales y la conductividad de estas mismas, hacen posible pensar en una profunda penetración del ácido dentro de la permeabilidad natural sin fracturar la formación intencionalmente.

La razón del área de superficie al volumen o amplitud de una fractura creada durante una acidificación por fracturamiento variará con

- La velocidad de Bombeo.
- La viscosidad de fluido
- La eficiencia del ácido
- Las propiedades de la roca.

La Fig.Nº 11 muestra como la distancia de penetración del ácido varía con la amplitud de la fractura si se mantienen todos los otros factores constantes, como puede esperar, a mayor amplitud mayor será la distancia que el ácido se desplazara dentro de la fractura antes que éste se gaste, pero necesitaremos de un mayor volumen de ácido desde que aumenta la amplitud de la misma.

**5.4.2 AREA DE CONTACTO POR UNIDAD DE TIEMPO** .- A mayor área de superficie en contacto con un ácido por unidad de tiempo, la reacción de éste será más rápida.

**5.4.3 TEMPERATURA**.- la vieja afirmación de que la razón de reacción de un ácido se duplica para cada 10° F de aumento de temperatura, actualmente no se aplica en las técnicas actuales de acidificación.

Esta afirmación fue usada para enfatizar los efectos de la temperatura cuando en realidad se aplica solamente en reacciones de soluciones homogéneas. En reacciones que se producen entre sólidos y líquidos, los efectos son mucho menores . Para todas las aplicaciones prácticas, una vez que el ión hidrógeno alcanza la superficie de la roca, su reacción es casi instantánea. Sin embargo se observan algunas diferencias en las distancias de penetración en fracturamientos con ácido en presencia de temperatura, como se muestra en la figura N° 12.

Se debe de enfatizar que en esta curva, se permitió de que la viscosidad del ácido variará con la temperatura, de modo que algo de la variación en la distancia de penetración del ácido pueda atribuirse a esta variación de la viscosidad.

La razón de difusión es también afectada (aumento) por la temperatura de modo que los iones de hidrógeno puedan alcanzar la superficie de las rocas más rápidamente. Como conclusión de esto podemos afirmar que la razón de penetración de un ácido disminuye con el aumento de temperatura.

Debemos tener en cuenta, también que “aumentando” la temperatura, la corrosión también aumenta.

**5.4.4 PRESION** .- A mayor presión , menor es la razón de reacción . Encima de más o menos 750 psi., la presión tiene menos efectos en la reacción de los ácidos con las rocas calcáreas que la mayoría de los otros factores la Fig. 13 muestra que debajo de esta presión se observa una aceleración en el tiempo de reacción. Algo de esto es debido indudablemente al aumento de las mezclas causadas por el escape del dióxido de carbono.

**5.4.5 CONCENTRACION DEL ACIDO**.- Los ácidos de mayor concentración tienen una razón de reacción mayor que aquellos de menor concentración.

A mayor concentración de ácido, más tiempo llevará un ácido en gastarse totalmente, si miramos solamente la razón de reacción de un ácido al 25% sobre una caliza se verá que es mayor que aquella que produce el ácido clorhídrico al 10% (Ver figura N° 14).

Si seguimos la reacción del ácido clorhídrico al 25% a través de todo su ciclo de desgaste, veremos que este se gastará eventualmente hasta el 10% y de ahí hasta concentraciones más bajas. En el momento que el ácido al 25% alcanza la concentración del 10%, el ácido contiene cloruro de calcio y dióxido de carbono (producto de su reacción con los carbonatos), siendo que estos retardan ligeramente la razón de reacción del 10% del ácido remanente aún más, de modo que siempre tomará más tiempo al ácido de mayor concentración de gastarse que el de menor concentración.

La adición de Cloruro de Calcio o Dióxido de Carbono a un ácido de cualquier concentración, retardará ligeramente su reacción.

Observemos la fig. 15 , la cual muestra el efecto de la concentración del ácido en la distancia de penetración del ácido vivo en una fractura.

Las curvas muestran que se obtienen mayores fracturas grabadas con ácidos de mayor concentración. En efecto, las curvas muestran que el ácido Clorhídrico al 28% penetrará casi el doble que el HCl al 12% . La mayor parte de esta penetración es debido al aumento de la viscosidad del ácido por su concentración.

**5.4.6 VELOCIDAD** . Mientras más rápido el ácido se mueve a través de una roca calcárea, más rápido el ácido se gastará hasta un cierto punto,

Uno de los factores primarios que afectan el gasto del ácido es el lapso que toma el ión hidrógeno en moverse desde la masa ácida, hacia la superficie de la roca. Uno de los factores primarios que afectan este movimiento, es llamado difusión, el cual progresa a una determinada razón.

Otro de los factores, es la mezcla el cual controla el número de “colisiones” entre los iones de hidrógeno y la superficie de la roca. Generalmente a mayor velocidad, mayor es la mezcla. La difusión y la mezcla son dos factores que se complementan y trabajan juntos haciendo posible la disminución de la distancia de penetración del ácido vivo.

Para aumentar la velocidad de reacción del ácido-roca apreciablemente, es necesario que el fluido se mueva en flujo turbulento.

La velocidad de reacción, tiene un efecto opuesto con la distancia de penetración. Si todos los otros parámetros permanecen constantes, a mayor velocidad con la cual se puede bombear el ácido en una fractura más profundamente penetrará antes que se gaste, esto es debido a que el ácido se gasta en un periodo de tiempo constante.

La fig 16 muestra estos dos fenómenos : La curva de la caliza; muestra una disminución en la distancia de penetración a medida que el ácido va siendo bombeado en turbulencia, y un aumento a medida que el ácido va más lejos en un

periodo de tiempo dado. En la curva que muestra la reacción de la dolomita la distancia que viaja es más importante que su mezcla debido a que la razón de reacción en la superficie de una dolomita es menor que el de la caliza.

La composición física y química de la roca influyen en la reacción del ácido. Las dolomitas que hemos visto tienen una razón de reacción menor al HCL que las calizas.

Las formaciones usualmente contienen como ya hemos visto, materiales insolubles que hacen que las reacciones sean más lentas.

Cuando las dolomitas reaccionan con una alta concentración de ácido clorhídrico se forma un material llamado “taquihidrita” cuya fórmula es  $\text{Ca Mg Cl} \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ .

Este material se deposita como una película insoluble en la formación retardando o parando su reacción.

**5.4.7.- VISCOSIDAD**.- La viscosidad afecta la reacción del ácido en una roca calcárea debido a que influencia la movilidad de los iones de hidrógeno. El constituye uno de los factores más importantes con relación a la profundidad de penetración del ácido vivo particularmente en calizas.

A mayor viscosidad en un ácido, mayor será la dificultad que tiene que entrar en turbulencia, consecuentemente su acción de mezcla disminuye. El movimiento de los iones de hidrógeno hacia la superficie de la roca será más cercanamente controlada por la difusión y por esto, el ácido penetra mucho más dentro de una fractura antes que se gaste. Este fenómeno es mostrado en la fig. N° 17 duplicando la viscosidad, casi se duplica la distancia de penetración del ácido vivo. Otra de las ocurrencias es que cuando la viscosidad aumenta, la amplitud de la fractura aumenta a una

velocidad de bombeo determinada, teniéndose como resultado una distancia de penetración aún mayor.

El término usado para determinar la viscosidad en la Fig. N°17 es el Stoke. El stoke es equivalente a la viscosidad en :

$$\text{Centipoise} / 100 \times \text{densidad}$$

Para mayor aclaración podemos decir que aumentando de 0.004 a 0.01 stoke es mas o menos equivalente a aumentar la concentración del HCL del 15% al 28%.

El tiempo de reacción de un ácido es definido como aquel tiempo que necesita un ácido en gastarse desde su concentración original hasta una concentración final de 3.2% en las condiciones de temperatura y presión de fondo (refiriéndonos a aquellas condiciones que presentan las formaciones tratadas).

Actualmente es de vital importancia , el controlar el tiempo de reacción de un ácido o mejor de un sistema ácido el cual se va a usar en el tratamiento de una formación, especialmente cuando se va a bombear grandes volúmenes. Por eso que la inclusión de agentes retardantes es de vital importancia en estos casos. Estos extienden los tiempos de reacción controlando la reacción del ácido con la formación.

**5.4.8 AGENTES RETARDADORES.**- Existen materiales (surfactantes) agregados al ácido con el objeto de reducir la razón de reacción del ácido. Estos generalmente son surfactantes con mojabilidad al petróleo.

La razón de reacción de un ácido sobre los carbonatos o sobre las formaciones calcáreas dependen de algunos factores ya discutidos como : la relación volumen-área de superficie, temperatura, presión , concentración del ácido, tipo de formación , etc.

También se ha indicado que es de importancia el controlar el tiempo de reacción de un sistema ácido, especialmente cuando se bombean grandes volúmenes. Esto es posible por la inclusión en el ácido de agentes químicos retardadores los cuales extienden los tiempos de reacción del ácido con la formación.

La mayoría de los retardadores químicos son surfactantes aniónicos (sulfanatos, sulfatos). Estos surfactantes funcionan por su absorción en carbonatos, haciendo parte de la formación mojables al petróleo.

**5.4.9 AGENTES ANTIFANGOS** .- Cuando se bombea un ácido y éste entra en contacto con el crudo de la formación, podrá formarse un fango (SLUDGE) en la interfase ácido-petróleo. Esto sólo ocurre con ciertos crudos, generalmente con aquellos que contienen altos porcentajes de asfaltenos, debido a que este fango es ligeramente soluble en petróleo una vez formado no se puede redisolverse fácilmente dentro del petróleo crudo. Así siendo este producto, puede acumularse en la formación en tal cantidad que puede reducir considerablemente su permeabilidad. Para combatir la formación de este fango, se agregan surfactantes al ácido los cuales absorberán y proveerán una envoltura continua (monolayer) en la interfase petróleo ácido. Estos materiales previenen la precipitación del fango durante un tratamiento con ácido.

**5.4.10 AGENTES PENETRANTES** .- estos surfactantes son comúnmente usados en la acidificación de formaciones muy apretadas (de baja permeabilidad) portadoras de gas así como también en los tratamientos para la remoción de incrustaciones. Su función principal es bajar la tensión superficial del ácido permitiendo que este se extienda y moje más fácilmente a las incrustaciones, permitiendo una reacción más rápida y uniforme. Otro de los beneficios que se obtiene bajando la tensión superficial del ácido, es que una vez que se haya gastado, tendrá menos

tendencia a crear en la formación un bloqueo por agua. Esto permite una mayor y más eficiente limpieza de las formaciones después de haberse realizado la acidificación.

El ácido mezclado con agentes penetrantes, imparte propiedades que lo benefician, pues permite una acidificación más eficiente con costos relativamente bajos. El bajar la tensión superficial del ácido, permite una mejor mojabilidad y sobre todo una mejor área de contacto por volumen, reduciendo inclusive las presiones de inyección. También tiene propiedades espumantes lo cual lo hace ser la solución más adecuada en tratamiento de dolomitas y calizas portadoras de gas.

El efecto “Jamín” es parcial o totalmente controlado por el uso de agentes penetrantes. Este efecto puede ocurrir cuando una mezcla de gas ( el CO<sub>2</sub> producido por la acción del ácido sobre la caliza) y por lo menos uno o más fluidos ( crudo y ácido gastado) exhiben una gran variación en las tensiones superficiales. Cuando estas diferencias existen, se necesitarán presiones muy altas para causar el flujo en los canales capilares de la formación, en cambio cuando existen pequeñas variaciones en las tensiones superficiales de éstos materiales, se necesitarán menores presiones. Esto es lo que gobierna el tiempo de limpieza de la formación después de una acidificación.

La mayoría de las químicas usadas como agentes penetrantes son surfactantes no ionicos, los cuales dejarán a los silicatos y carbonatos con mojabilidad al agua. Estos surfactantes , bajan la tensión superficial de un ácido 74.9 dinas/cm. a un valor de  $\pm 27$  dinas/cm. cuando de usa en concentraciones de 0.1%

## **5.5 ACIDIFICACION DE FORMACIONES DE ARENISCAS**

Los silicatos arcillosos más comunes son las MONTMORILLONITAS (que incluyen a la bentonita ) , Caolinitas, Illitas y arcillas de base mixta. Entre los silicatos afines tenemos las Micas y Feldespatos.

### **5.5.1 ACIDOS USADOS EN TRATAMIENTO DE ARENISCAS**

Generalmente se usan dos tipos de ácidos para la acidificación de areniscas . Tanto el ácido clorhídrico como las mezclas del ácido clorhídrico fluorhídrico tienen aplicaciones útiles en la estimulación de areniscas a pesar de que el ácido clorhídrico (HCL) no disolverá arena o arcilla , tiene aplicaciones en la acidificación de formaciones de areniscas.

El ácido clorhídrico , disolverá los carbonatos que pueden estar presentes en la formación, y también deshidratará parcialmente las arcillas hinchadas con agua.

Cuando la bentonita hidratada entra en contacto con el HCL ocurre un intercambio de iones y la bentonita de sodio se transforma en bentonita hidrógena . En la teoría, esto dará como resultado la pérdida del 80% del agua y causará un encogimiento de las partículas de arcilla.

A diferencia del HCL, el ácido fluorhídrico (HF) si tiene la capacidad de disolver silice (arena) o silicatos como arcillas, sedimentos, hilitas y feldespatos . Como la bentonita es un silicato, puede disolverse con HF. Generalmente se puede ayudar a las formaciones con daños de permeabilidad, debido a la migración de arcillas o lodos de perforación con bentonita, con un tratamiento de ácido fluorhídrico.

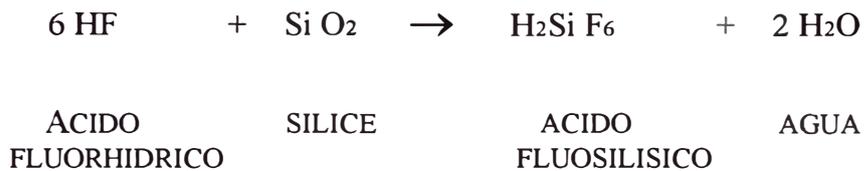
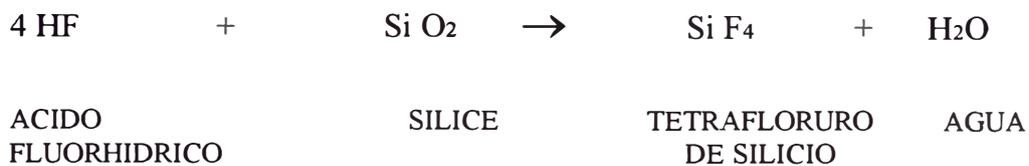
El HF disminuye el volumen de las arcillas pero además tiene la propiedad de disolverlas reaccionando en la misma forma que con las areniscas (silice). Las arcillas se disuelven más rápidamente que las areniscas.

### 5.5.2 REACCIONES ACIDAS EN FORMACIONES DE ARENISCAS

Como se indicó anteriormente el HF disolverá minerales arcillosos (silicatos) y arena (sílice),

Cada silicato tiene una composición diferente y en consecuencia tendrán distintos productos de reacción.

La reacción del HF con la arenisca (sílice) se desarrolla mediante la siguiente ecuación



El ácido fluosilísico es soluble en HCl, agua y ácido gastado en cualquier proporción, sin embargo algunas sales de este ácido tienen una solubilidad limitada y pueden producir precipitación secundaria. La sal cálcica de ácido Fluosilísico es bastante soluble y no producirá precipitados en contraste al fluoruro de calcio que prácticamente es insoluble en el ácido gastado. De esto surge que no es recomendable el uso de HF en formaciones con más del 10% de solubilidad como carbonato de calcio.

Todas las aguas de formación tienen alto contenido de sales y si el HF se gasta en las arcillas y luego se mezcla con esta agua de formación, se producirán los precipitados de acuerdo a las siguientes reacciones





Por ello es muy importante la contaminación del HF con agua salada . El HF es normalmente usado en combinación con el HCL en mezclas que varían en concentraciones del 6% del HCL - 1.5% de HF al 28% de HCL - 9% de HF.

Si el contenido de ácido fluorhídrico se gasta en un exceso de minerales de arcilla , la cantidad adicional del HCL presente ayudará a deshinchar cualquier arcilla contactada .

### **5.5.3 VELOCIDAD DE REACCION DEL HF**

La velocidad con el HF reacciona con los minerales silicicos es función principalmente del área expuesta. Así una arenisca típica tiene menor área expuesta ( 2 m<sup>2</sup>/gr) que una arcilla típica (Bentonita 400m<sup>2</sup>/gr) , en consecuencia esta se disolverá a mayor velocidad que la arenisca.

Cada silicato tiene una composición diferente y en consecuencia tendrán distintos productos de reacción.

Como sabemos la reacción del HF con la arena (Silice) viene dada por



1000 gal. de HF reaccionan con aproximadamente 140 lbs. de Si O<sub>2</sub>.

Cada mineral arcilloso se disuelve en una extensión algo distinta a la anterior, pero aproximadamente la misma cantidad de bentonita será disuelta como silice.

La reacción es



Bentonita

1000 gal. de HF al 3% reaccionarán con 140 lbs. de bentonita seca.

1000 gal. de HF al 8% reaccionarán con 280 lbs. de bentonita seca aproximadamente se disolverá el doble de bentonita húmeda (hidratada).

La mezcla de HCL - HF se ha aplicado con alto grado de éxito en muchas de las siguientes condiciones

- Formaciones de arena que han sido dañadas por invasión de lodo.
- Formaciones de arena que contienen detritos de tipo arcilla o cieno.
- Formaciones de arena que tienen una baja permeabilidad natural.
- Lavado de formaciones antes de tratamientos de estimulación.
- Lavado de lodo antes de una cementación primaria o secundaria.

El ácido clorhídrico en estas formulaciones tiene tres propósitos

- 1.- Para actuar como un convertidor y producir ácido HF a partir de una sal de amonio.
- 2.- Para disolver el material soluble al HCL, y por consiguiente prevenir el desgaste prematuro del HF.
- 3.- Para prevenir la precipitación de Fluoruro de Calcio .

#### **5.5.4 FORMACIONES FRACTURADAS**

La mayoría de las formaciones de calizas y dolomitas producen a través de una red de fracturas. Normalmente, un intervalo aceptará ácido a través de los espacios porales. La solución del ácido reacciona con las paredes del canal de flujo, incrementando el ancho y la conductividad de la fractura.

La estimulación ácida a una formación fracturada hidráulicamente se realiza a regímenes de bombeo, mayores que los utilizados en la acidificación a la matriz, en sus cálculos y diseño se deben tomar en cuenta básicamente el tipo de completación que tuvieron las formaciones a acidificarse datos como el número de tiros realizados, si se obtuvo o no producción luego del baleo y que tipo de fluidos fueron los recuperados . El tipo de fracturamiento realizado y los fluidos y materiales utilizados, las presiones alcanzadas, sacos de arena admitidos por etapa, concentraciones utilizadas y los diversos problemas (si

se presentarán) que tuvieron que ser superados, producciones obtenidas luego del fracturamiento hidráulico.

Cuanto mayor información se logre recopilar nos permitirá diseñar un tratamiento ácido mucho más adecuado.

## **5.6 ACIDIFICACION DE CALIZAS Y DOLOMITAS**

Cuando acidificamos cualquiera de estas formaciones, el ácido penetra en la matriz de la formación a través de poros , fracturas naturales o inducidas de la roca, el tipo de acidificación depende generalmente del régimen de bombeo y el número y tamaño de las fracturas.

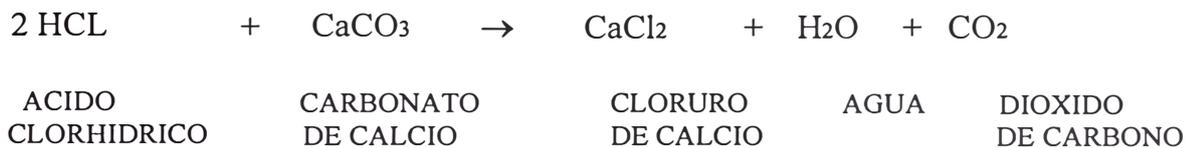
### **5.6.1 FORMACIONES NO FRACTURADAS**

La estimulación ácida en una formación que permanece sin fracturar permite un incremento en la permeabilidad de la matriz o de la formación.

Mientras el ácido vivo ingresa a la roca reservorio, ensancha los espacios porales, continuando este proceso hasta que el ácido se gaste. En formaciones no fracturadas la matriz sólo puede ser acidificada cuando la presión del tratamiento permanece menor que la presión de fractura de la roca. Acidificando la matriz, el área de contacto entre el fluido y la formación es muy grande, por lo tanto la presión de fricción aumenta rápidamente a medida que el régimen de bombeo aumenta. Debido a que la acidificación de la matriz debe hacerse a bajos regímenes de bombeo, se limita generalmente a remover el daño superficial de la formación.

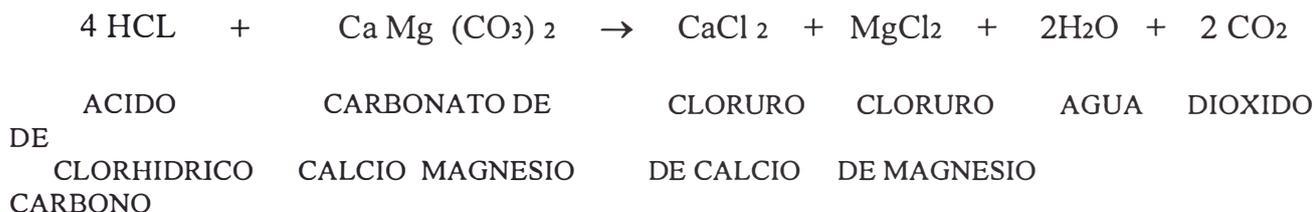
Ensanchando los canales de flujo , los materiales causantes del daño pueden ser eliminados de la formación. Para obtener una máxima penetración acidificando la matriz, el ácido debe poseer baja viscosidad y baja tensión superficial.

### **5.6.2 REACCIONES ACIDAS EN FORMACIONES CALCAREAS**



En otras palabras el ácido HCL reacciona con calizas para formar Cloruro de calcio (en solución), agua y Dióxido de Carbono (gas).

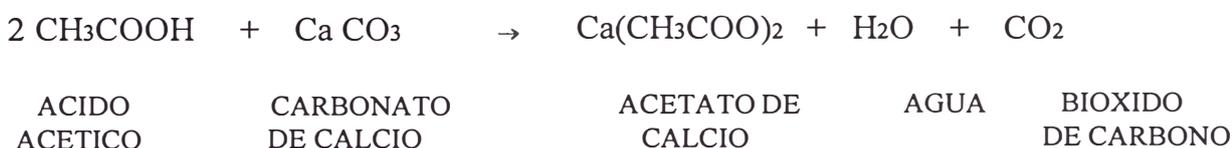
La ecuación aproximada de la reacción del HCL con dolomitas es la siguiente



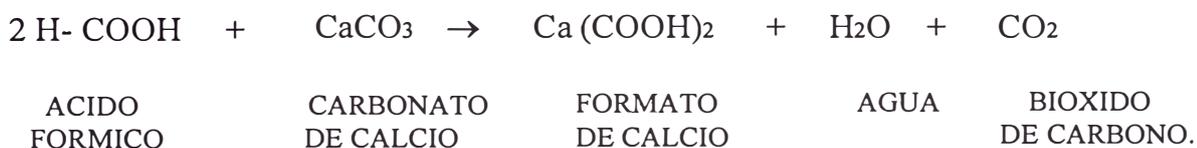
Esta ecuación es aproximada debido a que la relación de carbonato de calcio al carbonato de magnesio no es constante en las dolomitas

Los ácidos acéticos y formico reaccionan con las calizas de la siguiente manera

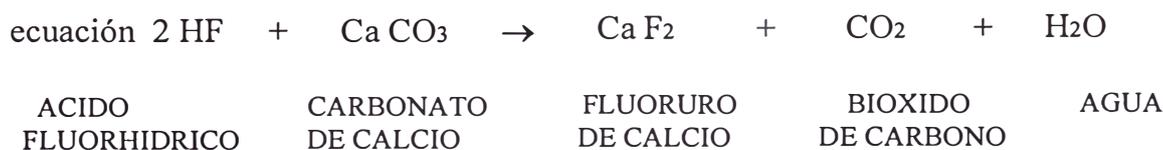
### ACIDO ACETICO



### ACIDO FORMICO



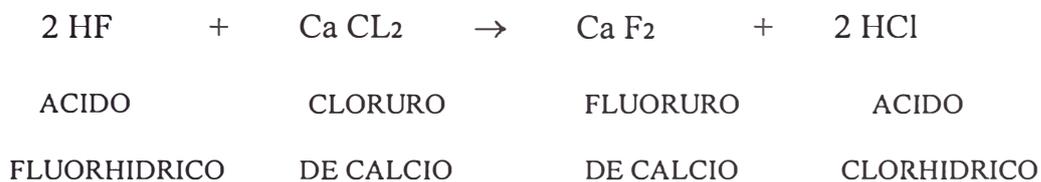
El ácido fluorhídrico reacciona rápidamente con las calizas de acuerdo a la siguiente



El fluoruro de calcio tiene una solubilidad muy limitada y si el contenido de caliza o dolomita del Wellbore es demasiado alta , entonces puede ocurrir una precipitación secundaria del fluoruro de calcio . Esto podría causar una reducción de la permeabilidad , y el consumo del HF destinado a la remoción de arcilla .

Las pruebas de laboratorio indican que un contenido de caliza o dolomita de 20% es casi el máximo para poder utilizar ácido fluorhídrico.

Si el HF se pone en contacto con agua salada que tiene calcio , se formará fluoruro de calcio de acuerdo a la siguiente ecuación :



Mientras el ácido se mantenga activo, el fluoruro de calcio, un producto indeseable, permanece ionizado y en solución . Pero en ausencia de ácido fluorhídrico o ácido clorhídrico, el fluoruro de calcio puede ser `precipitado . Por ello se debe evitar todo contacto de una salmuera con calcio, cuando se usa ácido fluorhídrico, para evitar daños a la formación.

## **5.7 DISEÑO DE TRATAMIENTOS**

Como indicamos anteriormente las estimulaciones ácidas pueden ser de 4 tipos :

- Lavados ácidos
- Acidificación a la Matriz
- Acidificación a la fractura
- Fracturamiento ácido

Debido a que los yacimientos de Talara, la mayoría de las formaciones productivas han sido fracturadas, los diseños de estimulación ácidas que se realizan son a la fractura,

mención especial es el yacimiento de Portachuelo donde a causa de la red de fracturas naturales existentes en sus reservorios, sólo producen con baleo, el relleno de dichas fracturas por calcita induce a que periódicamente se realicen tratamientos ácidos en la mayoría de los pozos.

También es común en los pozos del lote X la realización de lavados ácidos es por ello que incidiremos en estos 2 tipos de diseños.

### **5.7.1 LAVADO ACIDO**

Cuando se diseña un lavado ácido debe establecerse en el pozo un sistema de tapón balanceado con los fluidos.

Para realizar los cálculos debe conocerse la siguiente información

- Intervalo a realizar el lavado.
- Nivel de fluido.
- Dimetro y peso de Casing y Tubing.
- Fondo efectivo del pozo.
- Conocimiento si el pozo establece circulación o no.
- Si no existe circulación, conocimiento de a que profundidad o intervalo presenta succión o pérdida de fluido.

#### **Procedimiento :**

- 1.- Limpiar pozo hasta el fondo efectivo.
- 2.- Bajar tubería extremo abierto dejando la punta de tubos en el fondo del intervalo a “lavarse”.
- 3.- Bombear por tubos un volumen  $V(\text{bls})$  de ácido.

$$V = (\text{Capacidad del Casing}) (\text{Intervalo a tratarse})$$

- 4.- Se calcula la altura H que representa el volumen V considerando la tubería en el fondo

del intervalo a lavarse con ácido.

$$H = \frac{V}{\text{Capacidad anular casing - Tubing} + \text{Capacidad Tubing}}$$

5.- Se calcula el volumen  $V_1$  necesario para llenar el pozo considerando la tubería en el pozo.

$$V_1 = \text{Capacidad Anular casing- tubing} + \text{Capacidad de tubing} \times \text{Nivel de fluido}$$

6.- Se calcula NF1 (Nivel de fluido 1 )

$$NF1 = (NF) - H \quad NF = \text{Nivel de fluido}$$

7.- Se calcula  $V_2$

$$V_2 = (\text{Capacidad de tubing}) \times (h_A - H)$$

$h_A$  = profundidad en el fondo de las perforaciones del intervalo a tratarse.

8.- Se calcula la altura anular que representa el volumen  $V_2$  a la cual llamaremos  $h_1$ .

$$h_1 = \frac{V_2}{\text{Capacidad Anular casing - tubing}}$$

9.- Se calcula NF2

$$NF2 = NF1 - h_1$$

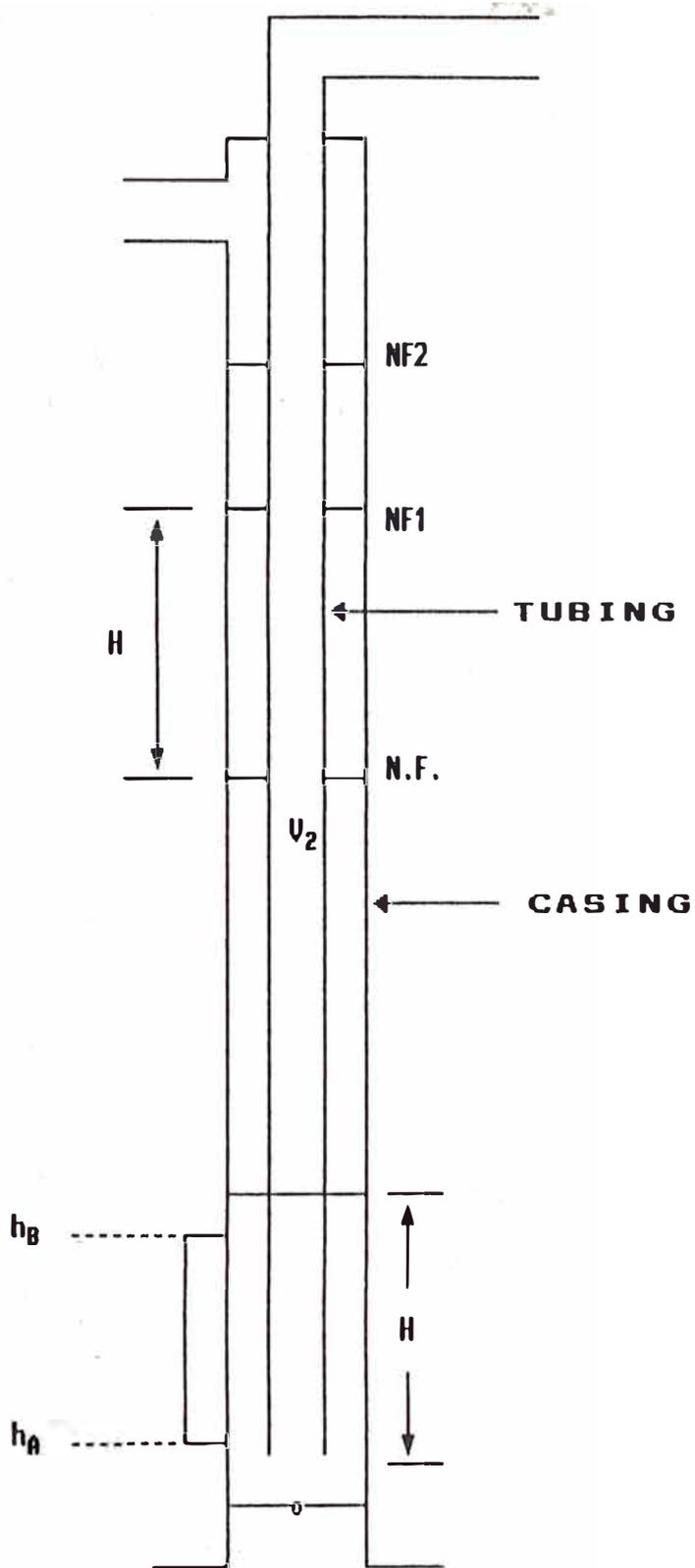
10.- Si el pozo circula después de bombear  $V_1$  bls es decir si  $NF2 = 0$  el desplazamiento será

Desplazamiento =  $(h_A - H)$  (Capacidad del tubing) bls.

Donde :  $h_A$  = profundidad en el fondo de las perforaciones del intervalo a tratarse.

11.- Si el pozo no circula después de bombear  $V_1$  bls. el desplazamiento será :

$$\text{Desplazamiento} = [ (h_A - H) - NF ] \times [\text{Capacidad de tubing}] \text{ bls.}$$



### 5.7.2. DISEÑOS DE ACIDIFICACION A LA FRACTURA

Para la determinación del volumen de ácido a inyectarse debemos conocer la siguiente información:

1. El intervalo a tratarse.
2. Porosidad (estimada)
3. Presión Standing
4. Número de sacos de arena admitidos en el fracturamiento
5. Datos de la completacion (caudales y presiones alcanzados)
6. Arena neta del intervalo a estimularse

#### A. DETERMINACION DEL GRADIENTE DE FRACTURA

$$BHTP = P_{wh} + P_h - P_{ft} - P_{fp} \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

BHTP = presión de fractura en el fondo.

$P_{wh}$  = presión en superficie

$P_{ft}$  = caída de presión por fricción en la tubería

$P_{fp}$  = caída de presión por fricción en los perforados

Para bajos caudales:

$$P_{ft} = 0 \quad P_{fp} = 0$$

Reemplazando en (1)  $BHTP = P_s + P_h$

Sabemos que la presión de fractura se calcula a partir de la presión instantánea de cierre ( $P_{standing}$ ) Por lo tanto :

$$BHTP = ( P_{standing} ) + P_{hidrostática} \dots\dots\dots (2)$$

Para expresar como gradiente dividimos la expresión (2) entre la profundidad

$$\text{Gradiente de fractura} = \frac{\text{Presion Standing}}{\text{Prof. de los perfor.}} + \text{gradiente de fluido}$$

## B. CALCULO DEL VOLUMEN DE ACIDO PARA UN POZO

### FRACTURADO HIDRAULICAMENTE

El volumen de tratamiento lo tenemos que relacionar con el volumen de la fractura.

De la figura Nro. 8 y considerando:

Diámetro de los forros de producción: 5.5 ”

Arena Neta : 55’

Porosidad : 10 %

Penetración del ácido : 3 pies

$$V_{\text{poroso}} = \pi \left\{ (r_d)^2 - (r_w)^2 \right\} \emptyset h$$

$$V_p = 23,5 \left\{ (r_d)^2 - (r_w)^2 \right\} \emptyset h$$

Donde :

-  $V_p$  = Volumen poroso (galones)

-  $r_d$  = Radio de daño, pies

-  $r_w$  = Radio de hueco, pies

-  $\emptyset$  = Porosidad

-  $h$  = Altura neta, pies

El volumen radial será 265 pies cúbicos = 2000 gal.

Considerando 250 sacos de arena admisible durante el fracturamiento.

Porosidad en al área fract. = 40 %

El Vol. Fract. (2 alas) será : 100 pies cúbicos = 750 gal.

$$\text{Vol. Fract.} = F \times (7.48 \times S \times P \times R)$$

donde:

F = factor practico viene dado por el % de carbonato a remover. (Varia de 1 a 3)

S = sacos de arena admitidos en el fracturam.

P = porosidad estimada de la zona fracturada.

R = cantidad estimada de sacos de arena de fract. presente en la formación a la fecha de la acidificación.

### C. CALCULO DE LA PRESION MAXIMA

$$P_{max} = (G_{fract.} - G_{fluido}) (\text{Profundidad de los perforados}) \times F$$

F = Factor de seguridad que varía de 0.9 a 0.95.

### D. PROCEDIMIENTO

1. Limpiar el pozo mecánicamente inicialmente con bela mecánica o hidrostática para posteriormente rimar el pozo.
2. Sentar herramientas a profundidad, previamente debemos hacer prueba de presión del conjunto ubicándonos en una zona ciega (sin perforados).
3. Realizar prueba de inyectividad a diferentes caudales hasta la presión máxima.
4. Abrir la válvula de circular del Packer, con el nivel de fluido encontrado al realizar la prueba de inyectividad, bombeamos el volumen del pre-flush (generalmente HCl) necesario para aproximar el ácido a la zona de tratamiento, controlar ello con la razón de bombeo y el tiempo de cierre de la válvula de circular.
5. Cerramos la válvula de circular e inyectamos el volumen de pre-flush restante + el volumen de trat. + el post. flujo a caudales y presión máxima estimada.
6. Desplazar el ácido con agua o petróleo hasta la zona de tratamiento.
7. Realizar standing y evaluar la curva de caída de presión, en caso que la presión se estabilizara a un valor alto luego de un tiempo prudencial (media hora), debemos de desfogar el pozo por un tiempo mínimo y ver como cae la presión, ya que muchas veces presión confinada por efecto del gas.

### E.- VOLUMENES DE INYECCION

PREFLUJO.- generalmente es ácido clorhídrico, se utiliza para disolver todos los materiales solubles en HCL y/o hidrocarburos, evitando de este modo el uso del HF . Otra utilidad del Preflujo es que sirve como un espaciador entre el agua de formación y el volumen de tratamiento (generalmente HF), impidiendo de esta forma la formación de fluosilicatos los cuales como ya sabemos son productos insolubles y precipitan taponeando la formación. Comúnmente se utiliza de 2 a 4 volúmenes porales.

FLUIDO DE TRATAMIENTO.- Normalmente se utiliza una mezcla de ácidos , HCL - HF en proporciones variables 6.0 % - 1.5 % ó 12.0% - 3.0%, el fin básico del fluido de tratamiento es tratar los finos y/o arcillas existentes en la formación, tratando de mantenerlos en suspensión o uniéndolos evitando su precipitación . Se utilizan mezclas ácidas retardadas en algunos casos para lograr un mejor tratamiento. El volumen de fluido de tratamiento utilizado varía en función de la arcillosidad de la formación y el porcentaje de finos existentes, generalmente utilizamos de 1 a 2 volúmenes porales.

POST FLUJO.- sirve para inyectar todo el fluido de tratamiento en la formación y dejar en un ambiente ácido toda la zona del Wellbore y el intervalo de tratamiento .Al igual que el Preflujo es útil como espaciador para evitar la mezcla del tratamiento (HF) con el agua de formación ,

comunmente utilizamos ácido clorhídrico al 7.5% , en un volumen determinado por la zona a tratarse (pozo) y el Wellbore .

FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO.- puede utilizarse agua de formación o crudo y el volumen es determinado por la capacidad de toda la tubería .

## **5.8 ESTIMULACIONES ACIDAS EN EL YACIMIENTO DE PORTACHUELO**

Como ya indicamos anteriormente, en el Yacimiento Portachuelo los pozos han sido completados solo con baleo en la formación Paleozoico así como en las formaciones superiores Salina, Balcones, y Redondo. Basicamente el reservorio Paleozoico está constituido por intercalaciones de cuarcita y arguillitas con fracturas naturales rellenas con calcita. Es por ello normal las estimulaciones ácidas principalmente con HCL para remover los carbonatos depositados en las cercanías del pozo e incrementar su producción. Los resultados obtenidos de las acidificaciones efectuadas han sido en general satisfactorias.

En las tablas 5, 6 y 7 se puede apreciar las fechas que se realizaron estos trabajos así como sus resultados.

A continuación analizaremos algunas estimulaciones ácidas realizadas:

### **5.8.1 POZO 6362 BATERIA 203 PORTACHUELO OESTE**

Completado	: Setiembre 1981
Formación completada	Salina Mogollón
Intervalo Baleado	4866' - 3797'
RPI	606 x 51 x 24 hrs x ¼ x SF :262 Psi
Producción antes de la estimulación	20 x 05 x PU

Considerando lo siguiente :

Forros producción : 5 1/2''  $\phi$  J-55 17 # /ft. 10.5' - 1538'

5 1/2''  $\phi$  J-55 15.5 #/ft 1538' - 4922'

Considerando una penetración del ácido de 1' en forma radial .

( $\phi$ ) Porosidad : 15%

Obtenemos el volumen de ácido a utilizar



TRI-S = surfactante.

HC-2 = estabilizador de arcilla, mantiene en suspensión los finos.

## RESULTADOS

En realidad el pozo luego de la estimulación ácida estuvo cerrado dos horas. Luego de ello fue abierto con bean de  $\frac{1}{4}$  " de  $\phi$  y una presión de 1200 Psi. En el primer día el pozo dió una producción de : 400 x 200 x 24 hrs. x  $\frac{1}{4}$  " x SF : 1200 Psi GOR 8000 SCF/STB

En la tabla VIII anotamos la información de diversos trabajos de estimulación ácida realizados en el distrito de Portachuelo también incluimos las curvas de producción de algunos pozos , donde se puede apreciar claramente los resultados de la acidificación.

### **5.8.2 POZO 6163 BATERIA 203 PORTACHUELO**

Completado : Julio 86.  
Formación : Basal Salina.  
Intervalo Baleado : 5852''- 4350''  
Producción antes de la estimulación : 21 x 01 x P.U.

- El tratamiento se realizó en la Cía. Halliburton.
- Durante la limpieza mecánica del pozo se recuperó arena de fracturamiento.
- Se estimuló el intervalo (5852'- 4350') de la formación Salina Mogollón en tres etapas.
- Se modificó la secuencia del tratamiento por dificultades en la bajada del RBP a partir de 5540' .
- Se sentó RBP @5500' y RTTS @4965' para realizar el tratamiento de la segunda etapa.
- Antes de estimular tercera etapa, se probó la hermeticidad del sistema con resultados negativos, al no lograr llenar los tubos (posible RBP malo) .
- Resentó RTTS encima perforados, presurizo el espacio anular con 2500 Psi prueba O.K.

- Resentó RTTS y estimuló tercera etapa por el espacio anular.
- Sacó RBP y RTTS . Bajó RTTS sólo para estimular la 1ra etapa.
- En las tres etapas el crudo de desplazamiento fue recuperado por surgencia ,  
procediendo a suabear una vez muerto el pozo, para recuperar el ácido inyectado.
- Después de la estimulación el pozo quedó fluyente con una producción promedio de :

41 BOPD x 10 BWPD x 3/8"  $\phi$  x ST x 150Psi GOR : 3181

#### Desarrollo cronológico del trabajo

29/06/86 Sacó equipo bombeo mecánico (varillas bombas) . Tomó fondo con tubos @5654'.

30/06/86 Bajó tubos de 2 3/8"  $\phi$  con rima de 5 1/2"  $\phi$ , tomó fondo @5654' , limpió por circulación hasta 5743' , sacó rima . Bajó bela hidrostática, tomó fondo @5743'.

01/07/86 Limpió hasta 5844', perdió 140 barriles de crudo, sacó bela, bajó bela mecánica, limpió hasta 5870'. Bajó tubos con punta ciega a 5850', probó tubos con 2500 Psi. O.K..  
Sacó tubos.

02/07/86 Bajó tubos con rima de 5 1/2"  $\phi$ , sento rima a 5835', circuló de forros a tubos, y bajo rima hasta 5870'. Bombeo 37 barriles de mezcla solvente (30% Paragón- 70% Diesel), desplazó con 17 Bls. de crudo. Sacó tubos con rima. bajo tubos de 2 3/8"  $\phi$ , con RBP y RTTS en "tamden", no pasa de 5540'. Decidió realizar 2da etapa. Sentó RBP a 5500', llenó anular con 36 Bls. de crudo y desplazó de forros a tubos 20 Bls., de mezcla solvente. Sentó RTTS a 44658', llenó tubos con 3 Bls. de ácido.

Abrió válvula de circular, bombeo 16.4 Bls. de crudo y cerró válvula de circular. Realizó prueba de inyectibilidad, pozo admitió @2.5 BPM y 1950 Psi.

03/07/86 A las 00:30 horas inició acidificación de 2da etapa.

VOLUMEN		FLUIDO	RATE	PRESION	COMENTARIOS
GAL.	BLS.				
640	15.2	Acido	2.0	730	Con válvula de circular abierta , bombeó ácido + SCF/barril de N <sub>2</sub> .
430	10.2	Acido	2.0-2.5	1600	Con válvula de circular cerrada bombeó ácido + 3000 SCF/barril N <sub>2</sub> .
210	5.0	Acido	2.5	1500	Cortó N <sub>2</sub> . Soltó 15 bolas 7/8" φ.
1080	25.7	Acido	2.5	1600-1800	Acido + 300 SCF/barril de N <sub>2</sub> .
140	3.3	Acido	2.5	1600	Cortó N <sub>2</sub> . Soltó 10 bolas de 7/8" φ
920	21.9	Acido	2.5	1600-1700	Acido + 300 SCF/barril de N <sub>2</sub>
620	14.8	Crudo	2.5	2000	Desplazamiento ( crudo + 300 SCF/barril de N <sub>2</sub> )

Finalizó tratamiento a las 01:15 horas - Usó 27,400 SCF de N<sub>2</sub>.

Abrió pozo a tinas, recuperó 12 barriles de crudo, armó equipo de Suab.

57 x 0.5 x 01.7 hrs. Suab de 2 ' 'ç a 4900', N.I. : 2000'. Descargó RTTS, resentó a 6465' para probar hermeticidad del sistema. Llenó tubos no levanta presión levantó tubos y resentó RTTS a 4236'. Llenó espacio anular con 22 Bls. de crudo y probó con 2500 Psi O.K.

Descargó RTTS y resentó a 4928'.

Inició acidificación de la 3ra etapa a las 16:25 hrs.

<b>VOLUMEN GAL.</b>	<b>BLS.</b>	<b>FLUIDO</b>	<b>RATE BPM</b>	<b>PRESION Psia</b>	<b>COMENTARIOS</b>
240	5.7	Acido	1.5	---	Con válvula de circular abierta bombeó ácido sólo.
200	4.8	Acido	1.5	---	Acido + 300 SCF/Barril de N <sub>2</sub> .(llenó espacio anular)
1620	38.6	Acido	2.0-2.5	750	Acido + 300SCF/Barril de N <sub>2</sub> .
950	22.6	Crudo	2.5	780	Desplazamiento bombeo crudo + 300 SCF/barril de N <sub>2</sub> .
1310	31.2	Crudo	2.5-1.0	900-1900	Con válvula de circular cerrada continuó bombeando crudo.
640	15.2	Crudo	1.1	2000	Crudo + 300 SCF/barril de N <sub>2</sub> .

Finalizó tratamiento a las 18:11 hrs. Usó 41,500 SCF de N<sub>2</sub>.

Abrió el pozo a tinas, recuperó 79 Bls. de crudo; desfogó al campo +- 8 Bls. de ácido gastado. Abrió válvula de circular y suabeó; 28 x NR x 3 hrs. suab a 4900' NI : 2700' (Crudo y Acido).

04/07/86 Descargó RTTS, pescó RBP y sacó tubos con RBP y RTTS en "tandem".

Bajó tubos 2 3/8"  $\phi$  con RTTS. Sentó RTTS a 5502' , abrió válvula de circular y llenó tubos con tres barriles de ácido y 17.8 bls, de crudo. Cerró válvula de circular y realizó prueba de inyectabilidad. Pozo admitió a 2.5 BPM y 1300 Psi .

A las 10:55 hrs. inició acidificación de la 1ra etapa:

<b>VOLUMEN GAL.</b>	<b>FLUIDO BLS.</b>	<b>RATE BPM</b>	<b>PRESION Psi</b>	<b>COMENTARIOS</b>	
730	17.4	Acido	2.5	750	Con válvula de circular abierta bombeó ácido + 300 SCF/barril de N2
1670	39.8	Acido	2.5	14.50	Con válvula de circular cerrada bombeó ácido + 300SCF/barril soltó 24 bolas de 7/8" $\phi$
690	16.4	Crudo	2.5	1560	Crudo + 300scf/barril de N2.

Finalizó tratamiento a las 11:30 hrs. Usó 28,500 SCF de N2.

Abrió pozo a tinas y recuperó 17 Bls. de crudo, desfogó al campo +- 10Bls. de ácido.

66 x RN x 8 hrs suab de 2" de  $\phi$  a 5400' . N.I. : 2000'.

05/07/86 Descargó RTTS y sacó tubos con RTTS. Bajó tubos de 2 3/8" de  $\phi$  con Pkr tipo BOC de 5 1/2"  $\phi$  . Sentó a 4329'', niple de asiento a 4330' y punta de tubos a 4364'.

80 x 0 x 5 hrs. suab de 2 3/8" de  $\phi$  a 2000', N.I. : 500'.

Pozo quedó fluyendo a la batería.

07/07/86 120 x NR x 24 hrs x 3/8'' ϕ x ST : 160 Psi /Pkr a Bateria BSW 45%  
 08/07/86 110 x NR x 24 hrs. x 3/8'' ϕ x ST : 180 Psi /Pkr a Bateria BSW :37%  
 09/07/86 100 x NR x 24 hrs. x 3/8'' ϕ x ST : 160 PSi/Pkr a Bateria BSW 37%

GLR : 1413

10/07/86 65 x NR x 24 hrs. x 3/8'' ϕ x ST : 150 PSi/Pkr a Bateria BSW :34%  
 11/07/86 60 x NR x 24 hrs. x 3/8'' ϕ x ST 160 PSi/Pkr a Bateria BSW : 45%  
 12/07/86 62 x NR x 24hrs. x 3/8'' ϕ x ST 160 PSI/Pkr a Bateria BSW:35.5%  
 13/07/86 55 x NR x 24 hrs. x 3/8'' ϕ x ST NR/Pkr a Bateria BSW : 27.3 %  
 14/07/86 60 x NR x 24 hrs. x 3/8'' ϕ x ST : 150/Pkr a Bateria BSW : 27%

GLR : 2333

### **5.8.3 POZO 6391 PORTACHUELO**

- El tratamiento se realizó con el fluido recomendado por la Compañía Hughes Services Int.
- Se estimuló el Intervalo 5943'-5800' de la Formación Amotape, según el diseño programado.
- Inmediatamente finalizado el tratamiento se puso el pozo en producción por suab, logrando recuperar el ácido inyectado.
- 15/06/86 Acidificó pozo.

<b>VOLUMEN PARC.</b>	<b>(bls) TOTAL</b>	<b>FLUIDO</b>	<b>RATE B/M</b>	<b>PRES. Psi</b>	<b>COMENTARIOS</b>
25	25	O.S.A	2-3	360	Bombeó con PKR colgado ( sin sentar)

23	48	O.S.A.	1.8	1600	Bombeó con PKR sentado a 5772'.
7	55	O.S.A	1.2	1600	
5	60	O.S.A	1.2	1800 Psi	Soltó 18 bolas 7/8'' de G.E. 0.9
53	113	O.S.A	0.5	1700	
			0.8	2000	
22	22	CRUDO	0.5	2000	Desplazamiento
			0.8	2400	

Abrió pozo a tinas recuperó 22 bls. de crudo, desfogó al campo. Pozo quedó muerto

.Producción promedio 40 x NR x 24 hrs. x P.U. (54 x 8) a Bateria BSW : 4%

#### **5.8.4 POZO 6404**

- El tratamiento se realizó por el fluido recomendado por la Compañía Estepsa.
- Se estimuló el intervalo 4524'- 3514' de la formación Salina Mogollón en 3 etapas , según el diseño programado en las tres etapas se recuperó el crudo de desplazamiento en forma surgente, procediendo a suabear para recuperar el ácido inyectado.
- 19/06/86 Acidificó pozo

VOLUMEN		FLUIDO	RATE B/M	PRESION Psi	COMENTARIOS
GAL.	BLS.				
			2000	ft.3 de nitrógeno	Colchón.
340	8.0	Acido	1.6	10.50	Con válvula de circular abierta bombeo ácido más 3000 SCF/ bls. de N2.
320	7.6	Acido	2.0	11.50	Con válvula de circular cerrada bombeo ácido + 300 SCF/ bl. de N2.

140	3.3	Acido	2.1	1040	Cortó N2 y soltó 8 Bolas de 7/8''.
600	14.3	Acido	2.1	1060-2100	Bombeó ácido + 300 SCF/bl. de N2.
520	12.4	Crudo	2.0	1500-1800	Desplazamiento (crudo + 300 SCF/bl. de N2).

- 14/07/86 Producción promedio 60 x NR x 24 hrs. x P.U. (54 x 9) a Bateria

BSW :40%. GLR 1850

### **5.8.5 POZO 6437**

- El tratamiento se realizó con el fluido recomendado por la Compañía Estepsa.
- Se estimuló el intervalo 4812' - 3638' de la Formación Salina Mogollón en tres etapas.
- En las tres etapas, el crudo de desplazamiento fue recuperado por surgencia, una vez muerto el pozo se procedió a suabear inmediatamente para recuperar el ácido inyectado.
- 21/06/86 Acidificó pozo.

<b>VOLUMEN GAL.</b>	<b>BLS.</b>	<b>FLUIDO</b>	<b>RATE B/M</b>	<b>PRESION Psi</b>	<b>COMENTARIOS</b>
270	640	Acido	2.0	520	Con válvula de circular abierta bombeó ácido + 300 SCF/bl. de N2.
330	7.8	Acido	1.5	2400	Con válvula de circular cerrada bombeó ácido + 300 SCF/bl. de N2.
60	1.4	Acido	1.6	2360	Cortó N2 soltó 5 bolas de 7/8''.
530	12.6	Acido	1.6	1900	Acido + 300 SCF/bl. de N2.

560            13.3            Crudo            1.6            2150            Desplazamiento  
(crudo + 300 SCF/bl.  
de N2.)

- 14/07/86 Producción promedia 50 x NR x 24 hrs. x P.U. (64 x 9) a batería BSW 26%

### 5.8.6 POZO 6442

- El tratamiento se realizó con el fluido recomendado por la Compañía Estepsa.

- Se estimuló eol intervalo ( 6277' - 4912') de la formación Salina Mogollón en cuatro etapas, según diseño establecido.

- 27/06/86 Acidificó pozo

VOLUMEN GAL.	BLS.	FLUIDO	RATE B/M	PRESION Psi	COMENTARIOS
270	6.4	Acido	2.0	500	Con válvula de circular abierta bombeo ácido sólo.
560	13.3	Acido	1.5	500-830	Con válvula de circular abierta bombeo ácido + 300 SCF/bl. de N2.
900	21.4	Acido	1.5	1670	Con válvula de circular cerrada bombeo ácido + 300 SCF/bl. de N2.
180	4.3	Acido	1.0	900	Cortó N2. Soltó 20 bolas 7/8''.
560	13.3	Acido	1.5	1200	Acido + 300 SCF/bl. de N2.
780	18.6	Crudo	1.5	1400-2000	Desplazamiento (crudo + 300 SCF/bl. de N2.)

- 09/07/86 Producción promedia 85 x NR x 24 hrs. x 3/8'' $\phi$  x ST 100 Psi /Packer a batería BSW 20% GLR : 953.

## **5.9 ESTIMULACIONES ACIDAS EN POZOS DEL LOTE X**

Los trabajos de estimulación ácida realizados en los pozos del lote 10, han sido efectuados en las formaciones Basal-Salina, San Cristóbal y Mogollón de las áreas de Pena Negra, Taiman, Reventones, Verde y Ballena.

La totalidad de los trabajos realizados han sido diseñados enfocando la fractura, los fluidos de tratamiento usados fueron a base de HCl/HF (6.0%, 1.5%) los cuales fueron acompañados de aditivos para controlar la formación de emulsiones, evitar cambio de mojabilidad de la roca, estabilizadores de arcilla, secuestrantes de hierro, controladores de bacteria, etc.

En el capítulo VIII anexos indicamos mediante cuadros, tablas y curvas los resultados de las estimulaciones ácidas, realizadas en pozos del lote X. Allí podemos analizar todos los parámetros económicos y la variación de la producción con el tiempo de la fecha en que estos trabajos fueron realizados, un chequeo detenido de la curva de los pozos que han sido estimulados nos clarifica la efectividad de los trabajos ácidos sobre todo en la rehabilitación de pozos ATA, muchos de ellos han sido rehabilitados y actualmente trabajan con equipo de bombeo mecánico.

Las pruebas de presión y los registros de neutrones compensados han permitido definir con mayor certeza los intervalos a estimularse.

En los últimos trabajos realizados se ha utilizado herramientas como el PPIP (Pin Point Injection Packer) o el Straddle Packer, las cuales permiten realizar una inyección más selectiva y rápida reduciendo los costos por unidad de servicio de pozos y por consiguiente haciendo más rentable los trabajos de acidificación.

## VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 8.1 CONCLUSIONES

En el Noroeste existen pozos que han sido completados en la formación Paleozoico (Yacimientos de Laguna y Portachuelo) , Basal Salina , San Cristóbal y Mogollón (Yacimientos Taiman, Peña Negra , Ballena , Lobitos Carrizo, etc.) y Salina Mogollón (Yacimiento Portachuelo) .

Básicamente la formación Paleozoico está constituida por intercalaciones de cuarcita y arguillitas con fracturas naturales rellenas con calcita . La formación Basal Salina está formada por areniscas blancas a grisáceas, de cuarzo hialino y semilechoso, de grano fino a medio intercalado con estratos de lutitas grises.

La formación Mogollón está constituida por areniscas blancas grises de cuarzo hialino y lechoso de grano medio intercaladas con estratos delgados de lutitas abigarradas, de textura suave, masiva y calcáreas.

De las 3 zonas bien definidas en la formación Mogollón , el miembro Mogollón Superior es el que mayor producción aporta y el que presenta los mayores acumulados de petróleo, dentro de ello la sección del Mogollón Chorro (superior e inferior) es la que destaca por su mayor capacidad productiva.

La formación Salina Mogollón produce de porosidad intergranular y sus areniscas son altamente calcáreas, esta formación tiene un buen desarrollo en la zona de Chacritas en Peña Negra y en el Yacimiento de Portachuelo. La formación Mogollón generalmente tiene que ser fracturada hidráulicamente para que produzca comercialmente.

Durante la vida productiva del pozo , a lo largo de las fracturas y los canales de flujo y mayormente en la zona próxima al pozo, se va depositando y formando costras de

carbonatos que van impidiendo el normal paso de fluidos del reservorio al pozo, de igual forma como las fracturas naturales de la formación Paleozoico se hallan rellenas con calcita, la remoción de dicho material a conducido a que hace ya  $\pm$  35 años se utilice el ácido clorhídrico como el principal agente de una estimulación ácida, permitiendo la disolución de los carbonatos depositados en las cercanías del pozo restableciendo y/o incrementando su producción. Igualmente la alta concentración de calizas en las areniscas de la formación Salina Mogollón a llevado a que se utilice el ácido clorhídrico como principal componente en las inyecciones ácidas.

Las estimulaciones ácidas llevadas a cabo en pozos de los Yacimientos Taimán, Peña Negra, Laguna y Ballena han sido realizadas en las formaciones Basal Salina, San Cristóbal y Mogollón. En el Yacimiento Portachuelo se ha tratado a las formaciones Paleozoico y Salina Mogollón.

En todos los casos la formación San Cristóbal y Mogollón han sido fracturadas durante su completación, no así la formación Basal Salina que en la mayoría de los casos sólo ha sido baleada.

Desde el momento que nosotros estamos estimulando con ácido, zonas fracturadas hablamos de una acidificación a la fractura por ello su diseño y metodología debe basarse en la completación del pozo.

En el Yacimiento Portachuelo donde a la mayoría de los pozos es necesario realizarles una estimulación ácida periódicamente, se realizó un estudio mineralógico de la formación Amotape que incluyó un análisis al microscopio para conocer sus principales componentes, así se pudo determinar la presencia y frecuencia de calcitas como minerales de relleno de la fractura. Del estudio se observó que secciones con más de 10% de calcita han respondido exitosamente a la acidificación, en cambio las

acidificaciones efectuadas en secciones con menos de 10% de calcita no fueron exitosas.

Los resultados de este estudio indican que la acidificación de los pozos que tienen cantidades de calcita que fluctúan entre 10 y 27% resultaron exitosos. Los pozos cuyo contenido de calcita es menor del 10% no respondieron exitosamente a la acidificación.

El mismo estudio indica diferir la acidificación del pozo 4842 en la formación Amotape, porque presenta en su sección un promedio de 4.7% de calcita y efervescencia pobre con HCL, lo cual reduce las posibilidades de éxito en una acidificación, pese a ello se realizó el trabajo de acidificación el 22/04/86, el pozo antes de la estimulación estuvo produciendo 03 x 02 x P.U. y luego de lo cual quedó produciendo 100 % agua, para posteriormente quedar como pozo de suab debido a su bajo aporte productivo.

## **8.2 RECOMENDACIONES**

Para seleccionar pozos a los cuales se les pueda realizar una estimulación ácida, debemos primeramente analizar la curva de declinación de la producción del pozo, dicha curva debe ser analizada cuidadosamente, así en ella se debe indicar la información necesaria y suficiente.

En dicha gráfica deben aparecer la producción de crudo, agua y la curva de GOR ó GLR, fecha en que las diversas formaciones fueran abiertas y los periodos en que produjeron juntos o separados, todo pico de las curvas debe ser justificado, un buen análisis de dichas curvas, sobre todo la de producción de crudo, debe reflejar la restricción u obstrucción al paso de los fluidos del reservorio al pozo, entonces

decimos que el pozo presenta daño, ello se aprecia en una anomalía en la curva de declinación del pozo.

Una vez definido que en el pozo la(s) formación(es) presenta(n) daño, iniciamos el proceso de recopilación de información de todos los servicios de pozos ( limpieza de pozo) desde el inicio de su vida productiva hasta la fecha. Debemos conocer mediante estos reportes que tipo de materiales (Lodo, Arena, Carbonato, Parafina, etc. ) fueron recuperados durante la limpieza del pozo. Igualmente debemos recopilar información acerca de como sale del pozo el equipo de subsuelo (bomba, varillas, tuberías , válvulas, bottom hole, etc ). Dichos materiales recuperados deben ser analizados detalladamente, y realizarles las pruebas necesarias, este es un paso importante, pues con ello se puede determinar en gran medida el tipo de daño que tiene el pozo, nosotros realizamos pruebas de solubilidad con varios tipos de ácidos y en diversas concentraciones. En ciertos pozos cuya tendencia a la formación de parafina es frecuente, realizamos la prueba de solubilidad con una mezcla ácida (ácido + solvente de parafina) que en el caso de la Cia Halliburton es el Paragón , en la Cía BJ One Shot Acid y en la Cia. Dowell D. A. D. Como resultado de dichos análisis definimos el tipo y las concentraciones del ácido a usar.

Para realizar el diseño de una estimulación química en una formación hidráulicamente fracturada debemos realizar un estudio detallado de cada una de las etapas fracturadas de la formación en estudio. Así debemos tener conocimientos del número de tiros realizados, número de sacos de arena admitidos, la presión standing , arena neta, el RPI ó RPR obtenido y cada uno de los problemas ( si lo hubieron) que ocurrieron durante el fracturamiento (arenamiento, sobredesplazamiento , utilización de más o menos sacos de arena de lo programado, comunicación entre formaciones, etc ), el número de tiros nos permitirá determinar la

densidad de tiros y evaluar si hay posibilidades de un rebaleo, el número de sacos de arena es un valor que permite dentro de una fórmula la determinación del volumen de ácido a utilizarse, la presión standing para la determinación del gradiente de fractura, el valor de la arena neta que también se utiliza en la fórmula para la determinación del volumen de ácido a utilizarse considerando una zona de daño ( generalmente de 3 a 5 pies), y el RPI o RPR para cuantificar la respuesta de la formación a la fractura hidráulica. En ciertas ocasiones no tenemos datos de la presión standing, pues no se realizó, en estos casos podemos utilizar la presión standing de los pozos vecinos o un promedio de ellos, siempre y cuando estos pozos estén en la misma estructura . Cuando no se tiene mayor información puede utilizarse la presión de parada, pero esto no es muy confiable pues a veces dicho valor difiere considerablemente de la presión standing.

La mayoría de las formaciones antes citadas fueron completadas en más de dos etapas, una de las interrogantes que se le presenta al ingeniero que esta realizando el diseño de estimulación, es definir los intervalos a inyectar ácido. Generalmente se escogían aquellas etapas que comparativamente presentaban mejores características al analizar los registros SP, GR, resistividad , fluorescencia, neutrón, etc. La experiencia nos ha demostrado muchas veces que dichas zonas han sido drenadas por el fracturamiento hidráulico a que fue sometido como parte de su completación, ello no necesariamente debe llevarnos a descartar dichos intervalos pero si considerarlos con un mayor factor de riesgo

Cuando se está diseñando una estimulación ácida esta debe ser la más selectiva posible, es decir escoger etapas cortas pero que presentes homogeneidad en sus características eléctricas ( SP, GR, resistividad, etc. ), esto permitirá que cada uno de

los tiros (balas o jets ) tomen ácido proporcionalmente, es decir la zona sea estimulada homogéneamente.

Luego de un análisis de las acidificaciones realizadas en la formación Amotape, se recomienda realizar un exhaustivo estudio de la zona a estimular, así como la determinación de la concentración de calcita en las secciones ha acidificar, evitando la acidificación de zonas que tengan menos del 10 % de concentración de calcita.

El mayor riesgo que se tiene cuando acidificamos la formación Amotape es el sustancial incremento en el volumen de producción de agua, lo cual se ha podido verificar en todos los pozos acidificados en esta formación.

El crudo producido por el reservorio de Amotape no es muy liviano ( $27^{\circ}$  -  $30^{\circ}$  API), contiene un buen porcentaje de agua en forma de emulsión, la cual es muy fuerte y requiere, adicional al tratamiento químico, el térmico.

En lo que se refiere a la formación Salina-Mogollon, como ya hemos indicado ella esta compuesta de 45 cuerpos de areniscas de 5 a 30 pies de potencia, las cuales se comportan cada uno como un reservorio independiente, por ello se requiere que las acidificaciones sean lo mas selectivas posibles.

De los resultados obtenidos en la estimulación de la formación Salina-Mogollon, recomendamos que estas sean inyectándoles nitrógeno, lo cual nos permitirá realizar una mejor remoción del ácido gastado, los finos insolubles, lodos y otros materiales que tienden a dañar la formación. También el nitrógeno actúa como control para la pérdida de fluido en porosidades secundarias de reservorios carbonatados, consiguiendo mayor penetración de los “wormholes”.

Una de las herramientas que permite realizar una estimulación selectiva y a menores costos es el PPIP (Pin Point Injection Packer), para ello se debe adecuar a tramos o intervalos iguales las diversas zonas a inyectar ácido.

Uno de los parámetros importantes que hay que tener en cuenta para que una inyección ácida se realice en forma efectiva, es la calidad del cemento, la experiencia ha demostrado que donde tenemos un cemento de baja calidad no tendremos la plena confianza, ni la total seguridad que nuestro trabajo de estimulación ácida alcance los resultados que se esperaban. Varios de los trabajos realizados han fracasado debido a que el cemento de mala calidad ha permitido la comunicación entre zonas y no se ha logrado inyectar el ácido en la zona deseada.

Debemos intensificar la toma de prueba de presión de fondo, registros de neutrones compensados así como pruebas pilotos de tratamiento químico en las zonas que se esta estimulando.

La formación Mogollón en el lote X , ha respondido exitosamente a la estimulación ácida, por ello se continua realizando trabajos de este tipo en dicho reservorio, actualmente estamos realizando pruebas de tratamiento químico en nuevas formaciones que no eran consideradas atractivas porque el método empleado para estimularlas fue deficiente, así es el caso de las formaciones Ostrea y Echino.

Recomiendo continuar con el trabajo en equipo que hasta ahora se ha hecho, a fin de conseguir resultados iguales o mejores a los obtenidos.

## LISTADO DE FIGURAS CUADROS Y TABLAS

FIGURA/ CUADRO/ TABLA	UBICACION	PAGINA
Fig. N° 1	4.2 Ubicación del Yacimiento Portachuelo	pág. 17
Fig. N° 2	4.2 Ubicación del Yacimiento Portachuelo	pág. 17
Fig. N° 3	4.2.2 Reservoirio Salina-Mogollón	pág. 19
Fig. N° 4	4.3 Lote X	pág. 21
Fig. N° 5	4.3 Lote X	pág. 21
Fig. N° 6	3.1 Daño de Formación	pág. 7
Fig. N° 7	3.1 Daño de Formación	pág. 7
Fig. N° 8	5.7.2 Diseños Acidificación a la Fractura	pág. 60
Fig. N° 9	5.4.1 Razón de Area de Superficie a Volúmen	pág. 42
Fig. N° 10	5.4.1 Razón de Area de Superficie a Volúmen	pág. 42
Fig. N° 11	5.4.1 Razón de Area de Superficie a Volúmen	pág. 42
Fig. N° 12	5.4.3 Temperatura	pág. 44
Fig. N° 13	5.4.4 Presión	pág. 45
Fig. N° 14	5.4.5 Concentración del Acido	pág. 45
Fig. N° 15	5.4.5 Concentración del Acido	pág. 45
Fig. N° 16	5.4.6 Velocidad	pág. 46
Fig. N° 17	5.4.7 Viscosidad	pág. 47
Tabla N° 1	5.3.1 Acido Clorhidrico	pág. 31
Tabla N° 2	5.3.1 Acido Clorhidrico	pág. 31
Tabla N° 3	5.3.1 Acido Clorhidrico	pág. 31
Tabla N° 4	5.3.1 Acido Clorhidrico	pág. 31

Tabla N° 5	5.8	Estimulaciones Acidas en el Yacimieneto de Portachuelo	pág. 31
Tabla N° 6	5.8	Estimulaciones Acidas en el Yacimieneto de Portachuelo	pág. 31
Tabla N° 7	5.8	Estimulaciones Acidas en el Yacimieneto de Portachuelo	pág. 31
Mapa N° 1	4.2.1	Reservorio Grupo Amotape	pág. 18

**RESERVORIO DE PORTACHUELO**

**RESULTADO DEL PROGRAMA DE ACIDIFICACION 1968 - CUADRO N° 1**

Pozo	Intervalo	% Promedio de calcita	Fecha Acidificación	RPR	Prior	Producción actual Julio/ 70	Promedio de producción en los meses sig.	Reservas Exito
5008	3740-5006	22.5	25/11/68	57 x 44 x PU	16 x 2 x PU	5 X 3 X PU	Di c. 68 - 33 x 39 x PU Ene. 69 - 24 x 37 x PU Feb. 69 - 16 x 19 x PU Abr. 69 - 16 x 12 x PU	9000 Exi toso
5166	5616-5380	11.6	30/08/68	183 x 46 x PU	9 x 1 x TF	48 x 6 x PU	Di c. 68 - 24 x 35 x PU Ene. 69 - 46 x 36 x PU Feb. 69 - 44 x 46 x PU Abr. 69 - 46 x 40 x PU	26000 Exi toso
4841	4990-5500	12	12/11/68	54 x 5 x PU	23 x 3 x PU	23 x 5 x PU	Di c. 68 - 25 x 6 x PU Ene. 69 - 41 x 8 x PU Feb. 69 - 20 x 16 x PU Abr. 69 - 50 x 9 x PU	8000 Exi toso
5237	5354-5128	20	23/05/68	218 x 68 x PU	40 x 17 x PU	48 x 14 x PU	Di c. 68 - 66 x 69 x PU Ene. 69 - 78 x 73 x PU Feb. 69 - 78 x 44 x PU Abr. 69 - 83 x 53 x PU	36000 Exi toso
4601	4100-5277	13	09/09/68	91 x 94 x PU	11 x 0 x PU	7 x 1 x PU	Di c. 68 - 50 x 17 x PU Ene. 69 - 51 x 6 x PU Feb. 69 - 39 x 5 x PU Abr. 69 - 24 x 3 x PU	11000 Exi toso

**RESERVORIO DE PORTACHUELO**

**RESULTADO DEEL PROGRAMA DE ACIDIFICACION 1968 - CUADRO N° 2**

Pozo	Intervalo	% Promedio de calcita	Fecha Acidificación	RPR	Prior	Producción actual Julio/ 70	Promedio de producción en los meses sig.	Reservas Exito
5164	4765-5430	3.9	9/9/68	71 x 18 x PU	34 x 9 x PU	42 X 7 X PU	Nov. 68 - 34 x 27 x PU Dic. 68 - 28 x 22 x PU Ene. 69 - 36 x 25 x PU Feb. 69 - 24 x 22 x PU	No Exi toso
4608	3700-5600	3	27/10/68	62 x 0 x PU	16 x 2 x PU	16 x 4 x PU	Nov. 68 - 4 x 3 x PU Dic. 68 - 22 x 14 x PU Ene. 68 - 21 x 18 x PU Feb. 69 - 15 x 5 x PU	No Exi toso
4926	3700-5476	3.2	25/09/68	110 x 5x PU	34 x 0 x PU	26 x 0 x PU	Nov. 68 - 0 x 0 Dic. 68 - 33 x 0 x PU Ene. 69 - 31 x 2 x PU Feb. 69 - 29 x 0 x PU	No Exi toso
4440	3800-5600	1.3	01/10/68	129 x 95 x PU	82 x 28 x PU	ATA	Nov. 68 - 46 x 25 x PU Dic. 68 - 38 x 23 x PU Ene. 69 - 43 x 37 x PU Feb. 69 - 38 x 35 x PU	No Exi toso

RESERVORIO DE PORTACHUELO

RESULTADO DEL PROGRAMA DE ACIDIFICACION 1969 - CUADRO N° 3

Pozo	Intervalo	% Promedio de calcita	Fecha Acidificación	RPR	Prior	Producción actual Julio/ 70	Promedio de producción en los meses sig.	Reservas Exitos
5201	5746-4690	17.3	27/04/69	60 x 0 x PU	28 x 14 x PU	38 X 7 X PU	Jun. 69 - 43 x 0 x PU Jul. 69 - 52 x 5 x PU Set. 69 - 26 x 10 x PU Oct. 69 - 23 x 10 x PU	11,000 Exitoso
5037	5149-4760	20.8	27/04/69	33 x 4 x ST	10 x 2 x PU	20 x 3 x PU	Jun. 69 - 18 x 6 x PU Jul. 69 - 10 x 4 x PU Set. 69 - 30 x 12 x PU Oct. 69 - 28 x 12 x PU	10,000 Exitoso
4911	5252-5963	18	03/06/69	61 x 0 x PU	6 x 0 x PU	8 x 2 x PU	Jun. 69 - 16 x 5 x PU Jul. 69 - 10 x 0 x PU Set. 69 - 10 x 0 x PU Oct. 69 - 16 x 0 x PU	7,000 Exitoso

**RECONDICIONAMIENTOS USANDO HCl CUADRO N° 5**

<b>POZO</b>	<b>FORMACION (es) PRODUCTIVA (s)</b>	<b>FECHA</b>	<b>TIPO TRABAJO</b>	<b>VOLUMEN</b>	<b>%</b>	<b>PRODUCC. ADICIONAL</b>	<b>PRODUCC. ACTUAL</b>	<b>OBESERVAC.</b>
4440	Paleozoico	4/61 6/65 10/68	Acidificación. Acidificación. Acidificación.	60 bls. 80 bls.	20 15	83,540 41.205 33.597	20 x 5	
4601	Paleozoico Salina	5/62 9/68 2/71 2/73	Acidificación. Acidificación. Acidificación. Acidificación.	NR. 50 bls. 40 bls. 40 bls.	15 15 15 15	58,984 15,675 13,505 27,585	25 x 5	
4608	Paleozoico y Salina	1/62 12/68	Acid. frac. - Paleoz. Acidific.P2	80 bls.	15	57,343	15 x 3	
4804	Paleozoico y Salina	1/67	Acidificación	150 bls.	20	18,854	10 x 2	
4841	Paleozoico Salina	12/61 4/65 11/68 3/71	Acidfrac.P2 Acidificación P2 Acidificación P2 Acidificación P2	75 bls. 80 bls. NR	NR	111,022		Pescado a 3774'
4912	Paleozoico Salina	2/67	Acidificación P2	100 bls.	20	14,050	10 x 3	
4942	Paleozoico Salina	9/61	Acidfrac. P2 Acidificación P2	50 bls.	20	52,532	10 x 5	
5008	Paleozoico Salina	9/64 12/68	Acidificación P2 Acidificación P2	65bls. 61 bls.	20 15	NR	20 x 3	
5037	Paleozoico y Salina	3/65 6/69	Acidificación P2 Acidificación P2	90 bls. 80 bls.	15	29,750	10 x 2	
5123	Paleozoico	4/65	Acidificación P2	67 bls.	20	11,989	15 x 3	
5124	Paleozoico y Salina	9/64 7/65 12/68	Acidificación Acidificación Acidificación Baleo Fm. Salina	70 bls. 70 bls. NR	20 20	33,312	ATA	

5139	Paleozoico Salina y Redondo	5/65 6/66 9/68 2/73	Acidificación Acidificación Acidificación y Baleo SN. Acidificación	50 bls. 70 bls. 105 bls. 96 bls.	20 20 15 15	50,995 25,840 121,902 74,337	25 x 10	
5164	Paleozoico	8/64 9/68 5/73	Acidificación Acidificación Acidificación	50 bls. 45 bls. 96 bls.	25 15 15	7,575 15,310 29,565	30 x 5	
5166	Paleozoico	8/68 11/71	Acidificación Acidificación	22 bls. 96 bls.	15 15	32,302 70,685	30 x 10	
5201	Paleozoico	10/64 7/65 5/69 3/73	Acidificación Acidificación Acidificación Acidificación	70 bls. 70 bls. 96 bls. 96 bls.	10650 19735 13884 12691	15 x 5		
5232 dual con 9232	Paleozoico Salina	2/65 11/65 6/76	Acidificación Acidificación Acidificación	96 bls. 48 bls. 50 bls.	15 15 15	NR	20 x 10	
5237	Paleozoico Salina	2/67 5/67 5/68 7/71	Acidificación Acidificación Acidificación Acidificación	70 bls. 143 bls. 70 bls. 70 bls.	15 15 15 15	9,400 13,200 42,695 58,207	35 x 20	Fm. Salina aislada.
5366	Paleozoico	9/71	Acidificación	96 bls.	15	96,730	30 x 20	
5369	Paleozoico salina y Redondo						10 x 5	Sin trabajos de acidificac.
5372	Paleozoico Salina	5/70	Acidificación	100 bls.	15	NR	20 x 5	
5379	Paleozoico						20 x 5	Sin trabajos de acidificac.
5498	Paleozoico						10 x 5	Sin trabajos de acidificac.
4912	Paleozoico Salina	2/67	Acidificación	100 bls.	20	13,753	ATA	
5371	Paleozoico Salina							Sin trabajos de acidificac.

TABLA N° 1

TABLA DE CONVERSION DE ACIDO CLORHIDRICO A UNA TEMPERATURA DE 60 ° F

% HCL	Sp. Gr.	Para formar 1000 Glns. HCL		Para formar 1000 Glns. HCL		Peso Especifico lbs/ gal.	Gradiente Hidrost. Psi/ Ft	Equivalente Glns. de 15 % por 1000 Glns.
		HCL 22° Be Glns.	Agua Glns.	HCL 20° Be Glns.	Agua Glns.			
1	1,005	24	976	28	972	8.83	0.435	62
2	1,010	49	951	55	945	8.42	0.437	125
3	1,015	73	927	83	917	8.46	0.439	189
4	1,020	98	902	112	888	8.50	0.442	253
5	1,025	124	876	140	860	8.54	0.444	318
6	1,030	149	851	169	831	8.59	0.446	383
7	1,035	175	825	199	801	8.63	0.448	449
8	1,040	201	799	228	772	8.67	0.450	516
9	1,045	227	773	258	742	8.71	0.452	583
10	1,050	253	747	288	712	8.75	0.454	651
11	1,055	280	720	318	682	8.79	0.457	723
12	1,060	307	693	349	651	8.84	0.459	788
13	1,065	334	666	379	621	8.88	0.461	858
14	1,070	362	638	410	590	8.92	0.463	929
15	1,075	389	611	442	558	8.96	0.465	1000
16	1,080	417	583	473	527	9.00	0.468	1072
17	1,085	445	555	505	495	9.05	0.470	1144
18	1,090	473	527	538	462	9.08	0.472	1217
19	1,095	502	498	570	430	9.13	0.474	1290
20	1,100	531	469	603	397	9.17	0.476	1364
21	1,105	560	440	636	364	9.21	0.478	1439
22	1,110	589	411	669	331	9.25	0.481	1514
23	1,116	619	381	703	297	9.30	0.484	1592
24	1,122	650	350	738	262	9.35	0.486	1670
25	1,127	680	320	772	228	9.39	0.488	1747
26	1,132	710	290	806	194	9.43	0.490	1825
27	1,136	740	260	840	160	9.46	0.492	1902
28	1,141	771	229	875	125	9.50	0.494	1981
29	1,146	802	198	910	90	9.55	0.497	2061
30	1,135	835	165	948	52	9.60	0.499	2145
31	1,158	866	134	983	17	9.65	0.502	2226
31.45	1,160	880	120	1000	0	9.66	0.503	2262
32	1,163	898	102	—	—	9.69	0.504	2308
33	1,168	930	70	—	—	9.74	0.506	2398
34	1,173	962	38	—	—	9.78	0.508	2481
35	1,178	990	10	—	—	9.82	0.510	2558
35.2	1,179	1000	—	—	—	9.83	0.510	2573

TABLA N° 2

TABLA PARA MEZCLA ACIDA

CANTIDAD DE ACIDO Y AGUA REQUERIDO PARA PREPARAR 1000 GAL. DE HCL  
AL 15%, A UNA TEMPERATURA DE 60 ° F

ACIDO		Para preparar Acido al 15%		ACIDO		Para preparar Acido al 15%		ACIDO		Para preparar Acido al 15%	
Sp - gr.	Grados Beaume	Agua	Acido	Sp.- gr	Grados Beaume	Agua	Acido	Sp.- gr	Grados Beaume	Agua	Acido
1.0749	10.1	0	1000	1.1086	14.2	327	673	1.1444	18.3	505	495
1.0757	10.2	7	993	1.1095	14.3	334	666	1.1453	18.4	508	492
1.0765	10.3	20	980	1.1103	14.4	337	663	1.1462	18.5	511	489
1.0773	10.4	34	966	1.1112	14.5	343	657	1.1471	18.6	515	485
1.0781	10.5	42	958	1.1120	14.6	350	650	1.1480	18.7	518	482
1.0789	10.6	54	946	1.1129	14.7	354	646	1.1489	18.8	521	479
1.0797	10.7	61	939	1.1137	14.8	360	640	1.1498	18.9	524	476
1.0805	10.8	73	927	1.1146	14.9	366	634	1.1508	19.0	528	472
1.0813	10.9	85	915	1.1154	15.0	369	631	1.1517	19.1	531	469
1.0821	11.0	91	909	1.1163	15.1	375	625	1.1526	19.2	534	466
1.0829	11.1	102	898	1.1171	15.2	381	619	1.1535	19.3	537	463
1.0837	11.2	109	891	1.1180	15.3	384	616	1.1544	19.4	540	460
1.0845	11.3	120	880	1.1188	15.4	390	610	1.1554	19.5	543	457
1.0853	11.4	131	869	1.1197	15.5	393	607	1.1563	19.6	546	454
1.0862	11.5	139	862	1.1206	15.6	398	602	1.1572	19.7	549	451
1.0870	11.6	148	852	1.1214	15.7	401	599	1.1581	19.8	552	448
1.0878	11.7	153	847	1.1223	15.8	407	593	1.1590	19.9	555	445
1.0886	11.8	163	837	1.1231	15.9	412	588	1.1600	20.0	558	442
1.0894	11.9	173	827	1.1240	16.0	417	583	1.1609	20.1	561	439
1.0902	12.0	179	821	1.1248	16.1	420	580	1.1619	20.2	564	436
1.0910	12.1	188	812	1.1256	16.2	425	575	1.1628	20.3	567	433
1.0919	12.2	193	807	1.1265	16.3	429	571	1.1637	20.4	570	430
1.0927	12.3	198	802	1.1274	16.4	433	567	1.1647	20.5	573	427
1.0935	12.4	212	788	1.1283	16.5	437	563	1.1656	20.6	575	425
1.0944	12.5	217	783	1.1292	16.6	441	559	1.1666	20.7	578	422
1.0952	12.6	225	775	1.1301	16.7	445	555	1.1675	20.8	581	419
1.0960	12.7	230	770	1.1310	16.8	449	551	1.1684	20.9	583	417
1.0968	12.8	239	761	1.1319	16.9	453	547	1.1694	21.0	586	414
1.0977	12.9	247	753	1.1328	17.0	457	543	1.1703	21.1	589	411
1.0985	13.0	252	748	1.1336	17.1	461	539	1.1713	21.2	592	408
1.0993	13.1	259	741	1.1345	17.2	465	535	1.1722	21.3	594	406
1.1002	13.2	267	733	1.1354	17.3	467	533	1.1732	21.4	597	403
1.1010	13.3	272	728	1.1363	17.4	471	529	1.1741	21.5	599	401
1.1019	13.4	279	721	1.1372	17.5	476	524	1.1751	21.6	602	398
1.1027	13.5	287	713	1.1381	17.6	480	520	1.1760	21.7	604	396
1.1035	13.6	291	709	1.1390	17.7	483	517	1.1770	21.8	607	393
1.1044	13.7	299	701	1.1399	17.8	487	513	1.1779	21.9	609	391
1.1052	13.8	302	698	1.1408	17.9	491	509	1.1789	22.0	612	388
1.1061	13.9	310	690	1.1417	18.0	494	506	1.1798	22.1	614	386
1.1069	14.0	316	684	1.1426	18.1	498	502	1.1808	22.2	617	383
1.1078	14.1	318	682	1.1435	18.2	501	499	1.1817	22.3	619	381

TABLA Nº 3

TABLA DE ACIDO CLORHIDRICO PARA DIVERSAS CONCENTRACIONES  
Y GRADOS BEAUME

Grados Beaume	Sp.- Gr.	% HCL	Grados Beaume	Sp- Gr.	% HCL	Grados Beaume	Sp - Gr.	% HCL
13.9	1.1061	21.1	17.6	1.1381	27.2	21.3	1.1722	33.9
14.0	1.1069	21.3	17.7	1.1390	27.4	21.4	1.1732	34.1
14.1	1.1078	21.4	17.8	1.1399	27.6	21.5	1.1741	34.3
14.2	1.1086	21.6	17.9	1.1408	27.8	21.6	1.1751	34.5
14.3	1.1095	21.8	18.0	1.1417	27.9	21.7	1.1760	34.6
14.4	1.1103	21.9	18.1	1.1426	28.1	21.8	1.1770	34.8
14.5	1.1112	22.1	18.2	1.1435	28.3	21.9	1.1779	35.0
14.6	1.1120	22.3	18.3	1.1444	28.4	22.0	1.1789	35.2
14.7	1.1129	22.4	18.4	1.1453	28.6	22.1	1.1798	35.4
14.8	1.1137	22.6	18.5	1.1462	28.8	22.2	1.1808	35.6
14.9	1.1146	22.8	18.6	1.1471	29.0	22.3	1.1817	35.8
15.0	1.1154	22.9	18.7	1.1480	29.1	22.4	1.1827	36.0
15.1	1.1163	23.1	18.8	1.1489	29.3	22.5	1.1836	36.2
15.2	1.1171	23.3	18.9	1.1498	29.5	22.6	1.1846	36.4
15.3	1.1180	23.4	19.0	1.1508	29.7	22.7	1.1856	36.5
15.4	1.1188	23.6	19.1	1.1517	29.8	22.8	1.1866	36.7
15.5	1.1197	23.7	19.2	1.1526	30.0	22.9	1.1875	36.9
15.6	1.1206	23.9	19.3	1.1535	30.2	23.0	1.1885	37.1
15.7	1.1214	24.0	19.4	1.1544	30.4	23.1	1.1895	37.4
15.8	1.1223	24.2	19.5	1.1554	30.5	23.2	1.1904	37.6
15.9	1.1238	24.4	19.6	1.1563	30.7	23.3	1.1914	37.8
16.0	1.1240	24.6	19.7	1.1572	30.9	23.4	1.1924	38.0
16.1	1.1248	24.7	19.8	1.1581	31.1	23.5	1.1934	38.3
16.2	1.1256	24.9	19.9	1.1590	31.3	23.6	1.1944	38.5
16.3	1.1265	25.1	20.0	1.1600	31.4	23.7	1.1953	38.7
16.4	1.1274	25.2	20.1	1.1609	31.6	23.8	1.1963	39.0
16.5	1.1283	25.4	20.2	1.1619	31.8	23.9	1.1973	39.2
16.6	1.1292	25.6	20.3	1.1628	32.0	24.0	1.1983	39.4
16.7	1.1301	25.7	20.4	1.1637	32.2	24.1	1.1993	39.6
16.8	1.1310	25.9	20.5	1.1647	32.4	24.2	1.2003	39.9
16.9	1.1319	26.1	20.6	1.1656	32.6	24.3	1.2013	40.1
17.0	1.1328	26.2	20.7	1.1666	32.7	24.4	1.2023	40.3
17.1	1.1336	26.4	20.8	1.1675	32.9	24.5	1.2033	40.6
17.2	1.1345	26.6	20.9	1.1684	33.1	24.6	1.2043	40.8
17.3	1.1354	26.7	21.0	1.1694	33.3	24.7	1.2053	41.0
17.4	1.1363	26.9	21.1	1.1703	33.5	24.8	1.2063	41.2
17.5	1.1372	27.1	21.2	1.1713	33.7	24.9	1.2073	41.5

TABLA N° 3-A

TABLA DE ACIDO CLORHIDRICO PARA DIVERSAS CONCENTRACIONES Y GRADOS BEAUME

Grados Beume	Sp.- Gr.	% HCL	Grados Beume	Sp- Gr.	% HCL	Grados Beume	Sp - Gr.	% HCL
1.0	1.0069	1.4	5.3	1.0380	7.6	9.6	1.0709	14.2
1.1	1.0076	1.5	5.4	1.0387	7.8	9.7	1.0717	14.4
1.2	1.0083	1.7	5.5	1.0395	7.9	9.8	1.0725	14.5
1.3	1.0090	1.8	5.6	1.0402	8.0	9.9	1.0733	14.7
1.4	1.0070	2.0	5.7	1.0410	8.2	10.0	1.0741	14.8
1.5	1.0105	2.1	5.8	1.0417	8.3	10.1	1.0749	15.0
1.6	1.0111	2.3	5.9	1.0425	8.5	10.2	1.0757	15.1
1.7	1.0119	2.4	6.0	1.0432	8.6	10.3	1.0765	15.3
1.8	1.0126	2.5	6.1	1.0440	8.8	10.4	1.0773	15.5
1.9	1.0133	2.7	6.2	1.0447	9.0	10.5	1.0781	15.6
2.0	1.0140	2.8	6.3	1.0455	9.1	10.6	1.0789	15.8
2.1	1.0147	3.0	6.4	1.0462	9.3	10.7	1.0797	15.9
2.2	1.0154	3.1	6.5	1.0469	9.4	10.8	1.0805	16.1
2.3	1.0161	3.2	6.6	1.0477	9.6	10.9	1.0813	16.3
2.4	1.0168	3.4	6.7	1.0485	9.7	11.0	1.0821	16.4
2.5	1.0176	3.5	6.8	1.0492	9.9	11.1	1.0829	16.6
2.6	1.0183	3.7	6.9	1.0500	10.0	11.2	1.0837	16.7
2.7	1.0190	3.8	7.0	1.0507	10.2	11.3	1.0845	16.9
2.8	1.0197	4.0	7.1	1.0515	10.3	11.4	1.0853	17.1
2.9	1.0204	4.1	7.2	1.0522	10.5	11.5	1.0862	17.2
3.0	1.0211	4.3	7.3	1.0530	10.6	11.6	1.0870	17.4
3.1	1.0218	4.4	7.4	1.0538	10.8	11.7	1.0878	17.5
3.2	1.0226	4.5	7.5	1.0546	10.9	11.8	1.0886	17.7
3.3	1.0233	4.7	7.6	1.0553	11.1	11.9	1.0894	17.9
3.4	1.0240	4.8	7.7	1.0561	11.3	12.0	1.0902	18.0
3.5	1.0248	5.0	7.8	1.0569	11.4	12.1	1.0910	18.2
3.6	1.0255	5.1	7.9	1.0576	11.6	12.2	1.0919	18.3
3.7	1.0262	5.3	8.0	1.0584	11.7	12.3	1.0927	18.5
3.8	1.0269	5.4	8.1	1.0592	11.9	12.4	1.0935	18.7
3.9	1.0277	5.5	8.2	1.0600	12.0	12.5	1.0944	18.8
4.0	1.0284	5.7	8.3	1.0607	12.2	12.6	1.0952	19.0
4.1	1.0291	5.8	8.4	1.0615	12.3	12.7	1.0960	19.1
4.2	1.0299	6.0	8.5	1.0623	12.5	12.8	1.0968	19.3
4.3	1.0306	6.1	8.6	1.0631	12.6	12.9	1.0977	19.5
4.4	1.0313	6.2	8.7	1.0639	12.8	13.0	1.0985	19.6
4.5	1.0321	6.4	8.8	1.0646	13.0	13.1	1.0993	19.8
4.6	1.0328	6.6	8.9	1.0654	13.1	13.2	1.1002	20.0
4.7	1.0335	6.7	9.0	1.0662	13.3	13.3	1.1010	20.1
4.8	1.0342	6.9	9.1	1.0670	13.4	13.4	1.1019	20.3
4.9	1.0350	7.0	9.2	1.0678	13.6	13.5	1.1027	20.5
5.0	1.0357	7.2	9.3	1.0686	13.7	13.6	1.1035	20.6
5.1	1.0365	7.3	9.4	1.0694	13.9	13.7	1.1044	20.8
5.2	1.0372	7.5	9.5	1.0702	14.0	13.8	1.1052	20.9

TABLA N° 3-B

TABLA DE ACIDO CLORHIDRICO PARA DIVERSAS CONCENTRACIONES Y GRADOS BEAUME

Grados Beaume	Sp.- Gr.	% HCL	Grados Beaume	Sp- Gr.	% HCL	Grados Beaume	Sp - Gr.	% HCL
13.9	1.1061	21.1	17.6	1.1381	27.2	21.3	1.1722	33.9
14.0	1.1069	21.3	17.7	1.1390	27.4	21.4	1.1732	34.1
14.1	1.1078	21.4	17.8	1.1399	27.6	21.5	1.1741	34.3
14.2	1.1086	21.6	17.9	1.1408	27.8	21.6	1.1751	34.5
14.3	1.1095	21.8	18.0	1.1417	27.9	21.7	1.1760	34.6
14.4	1.1103	21.9	18.1	1.1426	28.1	21.8	1.1770	34.8
14.5	1.1112	22.1	18.2	1.1435	28.3	21.9	1.1779	35.0
14.6	1.1120	22.3	18.3	1.1444	28.4	22.0	1.1789	35.2
14.7	1.1129	22.4	18.4	1.1453	28.6	22.1	1.1798	35.4
14.8	1.1137	22.6	18.5	1.1462	28.8	22.2	1.1808	35.6
14.9	1.1146	22.8	18.6	1.1471	29.0	22.3	1.1817	35.8
15.0	1.1154	22.9	18.7	1.1480	29.1	22.4	1.1827	36.0
15.1	1.1163	23.1	18.8	1.1489	29.3	22.5	1.1836	36.2
15.2	1.1171	23.3	18.9	1.1498	29.5	22.6	1.1846	36.4
15.3	1.1180	23.4	19.0	1.1508	29.7	22.7	1.1856	36.5
15.4	1.1188	23.6	19.1	1.1517	29.8	22.8	1.1866	36.7
15.5	1.1197	23.7	19.2	1.1526	30.0	22.9	1.1875	36.9
15.6	1.1206	23.9	19.3	1.1535	30.2	23.0	1.1885	37.1
15.7	1.1214	24.0	19.4	1.1544	30.4	23.1	1.1895	37.4
15.8	1.1223	24.2	19.5	1.1554	30.5	23.2	1.1904	37.6
15.9	1.1238	24.4	19.6	1.1563	30.7	23.3	1.1914	37.8
16.0	1.1240	24.6	19.7	1.1572	30.9	23.4	1.1924	38.0
16.1	1.1248	24.7	19.8	1.1581	31.1	23.5	1.1934	38.3
16.2	1.1256	24.9	19.9	1.1590	31.3	23.6	1.1944	38.5
16.3	1.1265	25.1	20.0	1.1600	31.4	23.7	1.1953	38.7
16.4	1.1274	25.2	20.1	1.1609	31.6	23.8	1.1963	39.0
16.5	1.1283	25.4	20.2	1.1619	31.8	23.9	1.1973	39.2
16.6	1.1292	25.6	20.3	1.1628	32.0	24.0	1.1983	39.4
16.7	1.1301	25.7	20.4	1.1637	32.2	24.1	1.1993	39.6
16.8	1.1310	25.9	20.5	1.1647	32.4	24.2	1.2003	39.9
16.9	1.1319	26.1	20.6	1.1656	32.6	24.3	1.2013	40.1
17.0	1.1328	26.2	20.7	1.1666	32.7	24.4	1.2023	40.3
17.1	1.1336	26.4	20.8	1.1675	32.9	24.5	1.2033	40.6
17.2	1.1345	26.6	20.9	1.1684	33.1	24.6	1.2043	40.8
17.3	1.1354	26.7	21.0	1.1694	33.3	24.7	1.2053	41.0
17.4	1.1363	26.9	21.1	1.1703	33.5	24.8	1.2063	41.2
17.5	1.1372	27.1	21.2	1.1713	33.7	24.9	1.2073	41.5

TABLA N° 4

TABLA DE ACIDO CLORHIDRICO .GALONES DE AGUA Y ACIDO PARA PREPARAR 1000 gal. DE ACIDO DILUIDO

Grados Braume	% HCL	Sp. - gr a 60° F	5 % Acido		7,5%Acido		10% Acido		15% Acido		20% Acido	
			Acido	Agua								
17.5	27.07	1.1372	166	836	253	750	341	662	524	479	715	287
17.6	27.24	1.1381	165	837	251	752	339	663	520	483	710	292
17.7	27.41	1.1390	164	838	249	754	336	667	516	487	705	297
17.8	27.58	1.1399	163	839	247	755	334	669	513	490	700	302
17.9	27.75	1.1408	162	840	246	757	332	672	509	494	695	307
18.0	27.92	1.1417	161	841	244	759	329	674	506	497	690	312
18.1	28.09	1.1426	160	843	242	760	327	676	502	501	686	317
18.2	28.26	1.1435	159	844	241	762	325	678	499	504	681	322
18.3	28.44	1.1444	157	845	239	764	323	681	495	508	677	327
18.4	28.61	1.1453	156	846	237	765	320	683	492	511	672	331
18.5	28.78	1.1462	155	847	236	767	318	685	489	515	667	336
18.6	28.95	1.1471	154	848	234	769	316	687	486	518	662	341
18.7	29.13	1.1480	153	849	233	770	314	690	482	521	657	345
18.8	29.30	1.1489	152	850	231	772	312	692	479	525	653	349
18.9	29.48	1.1498	151	851	230	773	310	694	476	528	648	354
19.0	29.65	1.1508	150	852	228	775	308	696	473	531	645	358
19.1	29.83	1.1517	149	853	226	777	306	698	469	534	641	363
19.2	30.00	1.1526	148	854	225	778	304	700	466	538	636	367
19.3	30.18	1.1535	147	855	223	780	302	702	463	541	632	371
19.4	30.35	1.1544	146	856	222	781	300	704	460	514	628	375
19.5	30.53	1.1554	145	857	221	783	298	706	457	547	624	379
19.6	30.71	1.1563	144	858	219	784	296	708	454	550	620	388
19.7	30.90	1.1572	143	859	218	785	294	710	451	553	615	388
19.8	31.08	1.1581	142	860	216	787	292	712	448	556	611	392
19.9	31.27	1.1591	141	861	215	789	290	714	445	559	607	397
20.0	31.45	1.1600	140	862	213	790	288	716	442	562	603	401
20.1	31.64	1.1609	139	863	212	791	286	718	439	565	599	405
20.2	31.82	1.1619	139	864	210	793	284	720	436	568	595	409
20.3	32.01	1.1628	138	865	209	794	282	722	433	571	591	413
20.4	32.19	1.1637	137	866	208	795	280	724	430	574	587	417
20.5	32.38	1.1647	136	867	206	797	278	726	428	577	584	421
20.6	32.56	1.1656	135	868	205	798	277	728	425	580	580	424
20.7	32.75	1.1666	134	868	204	800	275	729	422	583	576	428
20.8	32.93	1.1675	133	869	202	801	273	731	419	585	572	432
20.9	33.12	1.1684	132	870	201	803	271	733	417	588	569	436
21.0	33.31	1.1694	132	871	200	804	270	735	414	591	565	440
21.1	33.50	1.1703	131	872	198	805	268	737	411	594	561	443
21.2	33.69	1.1713	130	873	197	806	266	738	409	596	558	447
21.3	33.88	1.1722	129	874	196	808	264	740	406	599	554	451
21.4	34.07	1.1732	128	875	195	809	263	742	403	602	550	451
21.5	34.26	1.1741	127	875	193	810	261	744	401	604	547	458
21.6	34.45	1.1751	127	876	192	812	259	745	398	607	543	462
21.7	34.64	1.1760	126	877	191	813	258	747	396	609	540	465
21.8	34.83	1.1770	125	878	190	814	256	749	393	612	537	468
21.9	35.02	1.1779	124	879	189	815	255	750	391	615	533	472
22.0	35.21	1.1789	123	879	187	816	253	752	388	617	530	475
22.1	35.40	1.1798	123	880	186	818	251	754	386	619	527	479
22.2	35.59	1.1808	122	881	185	819	250	755	384	622	524	482
22.3	35.78	1.1817	121	882	184	820	248	757	381	624	520	485
22.4	35.97	1.1827	120	883	183	821	247	758	379	627	517	489
22.5	36.16	1.1836	120	883	182	822	245	760	377	629	514	492
22.6	36.35	1.1846	119	884	181	823	244	761	374	631	511	495
22.7	36.54	1.1856	118	885	180	824	242	763	372	634	508	498
22.8	36.73	1.1860	118	885	179	826	241	764	370	636	505	501
22.9	36.93	1.1875	117	886	177	827	239	766	368	638	502	504
23.0	37.14	1.1885	116	887	176	828	238	767	365	641	499	508
23.1	37.36	1.1895	115	888	175	829	236	769	363	643	495	511
23.2	37.58	1.1904	115	889	174	830	235	771	360	646	492	515
23.3	37.80	1.1911	114	889	173	832	233	772	358	648	489	518
23.4	38.03	1.1924	113	890	172	833	232	774	356	651	485	522
23.5	38.26	1.1934	112	891	170	834	230	776	353	654	482	525

TABLA N° 5

**ESTIMULACION ACIDA 1994**  
**COSTOS TOTALES POR CIA**

POZO	CAMPO	DISTRITO	CIA	FECHA ESTIMULAC.	TIPO TRATAM.	VOL_AC	COSTO ACIDIFICACION		COSTO S.D.P.	COSTO HERRAM.	COSTO REBALEO	COSTO TOTAL
							ACIDO	SERVICIO				
1983	TAIMAN	TAIMAN	BJS.	08-May-94	MATRI.	5125	6786.09	5277.59	9880	2614.13		24558
5997	TAIMAN	TAIMAN	BJS.	11-Jul-94	MATRI.	6940	9158.92	7884.73	17682	6406.00		41132
1130	VERDE	TAIMAN	BJS.	29-Oct-94	MATRI.	1565	1977.68	3276.09	10166	1343.20		16763
1674	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	BJS.	11-Nov-94	MATRI.	1650	2045.99	4030.14	10404	3288.00		19768
1837	VERDE	TAIMAN	BJS.	22-Nov-94	MATRI.	9601	6009.78	4744.82	14788	2671.80		28214
2191	REVENTONES	TAIMAN	BJS.	02-Dec-94	MATRI.	5036	5184.01	4755.78	9428	2783.00		22151
<b>SUBTOTAL</b>						<b>29917</b>	<b>31162.47</b>	<b>29969.15</b>	<b>72348</b>	<b>19106.13</b>	<b>0</b>	<b>152586</b>
1695	REVENTONES	TAIMAN	DOW.	21-Feb-94	MATRI.	3755	8079.50	5173.37	13564	2730.30		29547
6244	REVENTONES	TAIMAN	DOW.	03-Mar-94	MATRI.	6995	8893.25	5339.99	13414	4496.29		32144
2044	REVENTONES	TAIMAN	DOW.	21-May-94	MATRI.	5129	6530.00	4589.36	14100			25219
1962	ORGANOS	ORGANOS	DOW.	07-Jun-94	MATRI.	4700	6128.10	4445.75	12388	2997.00		25959
1549	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	13-Jun-94	MATRI.	4780	7226.50	5107.57	21662	2997.00		36993
1958	TAIMAN	TAIMAN	DOW.	25-Jul-94	MATRI.	7440	12099.00	5670.11	13346	3146.59		34262
1612	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	18-Aug-94	MATRI.	8678	12987.50	5954.89	4824	2209.09		25975
1658	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	11-Sep-94	MATRI.	3596	4935.25	4431.53	6300	3981.77		19649
1688	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	24-Sep-94	MATRI.	4641	7392.00	4707.59	8680	2923.20		23703
1678	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	29-Sep-94	MATRI.	4990	8216.50	4214.68	7628	2683.06		22742
1618	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	10-Oct-94	MATRI.	2834	6703.50	4054.52	5448	2997		19203
6256	TAIMAN	TAIMAN	DOW.	18-Nov-94	MATRI.	5050	8609.50	4574.08	12138	3540.17		28862
1505	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	27-Nov-94	MATRI.	6220	8329.60	6053.90	16938	2683.06		34005
1544	VERDE	TAIMAN	DOW.	07-Dec-94	MATRI.	3205	5358.00	3480.98	10420	2683.06		21942
2076	REVENTONES	TAIMAN	DOW.	21-Dec-94	MATRI.	2400	4950.00	3436.06	17346	2683.06	5853	34268
1647	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	23-Dec-94	SPOT.	1345	1344.00	2288.00	12942	2997		19571
<b>SUBTOTAL</b>						<b>75758</b>	<b>117782.2</b>	<b>73522.38</b>	<b>191138</b>	<b>45747.65</b>	<b>5853</b>	<b>434043</b>
6093	REVENTONES	TAIMAN	HAL	10-Dec-93	MATRI.	4330	6413.02	4370.84	9326	2671.00		22781
2016	REVENTONES	TAIMAN	HAL	23-Dec-93	MATRI.	1858	2426.20	3662.44	10068	2278.00		18435
6712	TAIMAN	TAIMAN	HAL	03-Apr-94	MATRI.	6880	8972.34	4312.36	11874	2390.00		27549
2078	REVENTONES	PEÑA NEGRA	HAL	03-Jun-94	MATRI.	4920	5246.80	4485.64	13876	1308.18		24917
2046	REVENTONES	TAIMAN	HAL	23-Jun-94	MATRI.	5216	5907.90	4606.04	12568	1341.00		24423
1751	VERDE	TAIMAN	HAL	18-Jul-94	MATRI.	4158	5512.50	4843.02	15170	1772.00		27298
2468	TAIMAN	TAIMAN	HAL	21-Oct-94	MATRI.	3156	3322.08	3742.04	7384	2627.00	5170	22245
1722	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	HAL	10-Nov-94	MATRI.	1000	1194.00	3435.00	8528	1314.00		14471
2032	BALLENA	BALLENA	HAL	21-Nov-94	MATRI.	2300	2576.34	3724.80	5562	2382.00		14245
7227	TAIMAN	TAIMAN	HAL	05-Dec-94	MATRI.	5790	5764.42	4860.88	7212	3985.00	5994	27816
1867	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	HAL	31-Dec-94	SPOT.	1258	1133.00	1841.00	29310	2997.00		35281
<b>SUBTOTAL</b>						<b>40866</b>	<b>48468.6</b>	<b>43884.06</b>	<b>130878</b>	<b>25065.18</b>	<b>11164</b>	<b>259460</b>
1719	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA							1318			1318
1738	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA							0			0
PB-253	ORGANOS	ORGANOS							6480			6480
<b>SUBTOTAL</b>						<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7798</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7798</b>
<b>TOTALES</b>						<b>146541</b>	<b>197413</b>	<b>147376</b>	<b>402162</b>	<b>89919</b>	<b>17017</b>	<b>853887</b>

TABLA N°6

**ESTIMULACION ACIDA 1994**  
**FLUIDOS USADOS**

POZO	CAMPO	DISTRITO	CIA	FECHA ESTIMULAC.	TIPO TRATAM.	INTERVALO PIES	FORMAC ESTIMUL.	TIPO ACIDO	VOLUMEN	VOLUMEN	VOLUMEN	PRESION TRATAM. PSI	CAUDAL TRAT BPM
									HCL GAL	F. TRAT GAL	AGUA BBL		
1130	VERDE	TAIMAN	BJS.	29-Oct-94	MATRI.	7120-6968	MOG.	HCL/HF	1165	400	56.0	1800	3.5
1505	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	27-Nov-94	MATRI.	7690-7536	MOG.	CLAY ACID.	1410	300	88.7	N.R.	N.R.
						7114-6844	MOG.	CLAY ACID.	1980	440	44.1	N.R.	N.R.
						6664-6505	MOG.	CLAY ACID.	1670	420	42.5	1450	3.0
1544	VERDE	TAIMAN	DOW.	07-Dec-94	MATRI.	4910-4474	MOG.	CLAY ACID.	875	400	39.2	680	3.0
						4410-4230	MOG.	CLAY ACID.	900	130	35.8	680	2.5
						4080-3908	MOG.	CLAY ACID.	600	300	47.0	680	3.6
1549	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	13-Jun-94	MATRI.	7100-6962	MOG.	CLAY ACID.	1340	550	45.8	1500	4.0
						6192-5998	MOG.	CLAY ACID.	1000	460	42.0	3200	3.5
						5865-5665	MOG.	CLAY ACID.	880	550	37.0	1300	3.5
1612	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	18-Aug-94	MATRI.	4282-4192	MOG.	CLAY ACID.	882	756	26.0	723	1.3
						4125-4020	MOG.	CLAY ACID.	1134	1000	27.0	0	1.4
						3974-3889	MOG.	CLAY ACID.	1134	1000	26.0	0	1.6
						3873-3792	MOG.	CLAY ACID.	1764	1008	22.0	0	1.4
1618	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	10-Oct-94	MATRI.	6315-6010	MOG.	CLAY ACID.	1754	300	34.8	N.R.	N.R.
						5900-5720	MOG.	CLAY ACID.	430	350	48.2	N.R.	N.R.
1647	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	23-Dec-94	SPOT		MOG.	HCL	1345	0	76.0	N.R.	N.R.
1658	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	11-Sep-94	MATRI.	5360-5230	MOG.	CLAY ACID.	754	302	41.6	2800	0.3
						4110-3910	MOG.	CLAY ACID.	1010	300	24.1	1800	2.0
						3650-3500	MOG.	CLAY ACID.	930	300	26.0	900	2.0
1674	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	BJS.	11-Nov-94	MATRI.	5233-5060	MOG.	HCL/HF	350	150	29.0	2600	3.2
						4832-4625	MOG.	HCL/HF	850	300	27.0	2650	3.6
						4078-3752	MOG.	HCL/HF	SE CANCELO LA ULTIMA ETAPA				
1678	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	29-Sep-94	MATRI.	7045-6925	MOG.	CLAY ACID.	1890	1100	25.0	840	1.2
						5610-5315	MOG.	CLAY ACID.	1000	1000	52.5	320	2.9
1688	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	DOW.	24-Sep-94	MATRI.	6098-5983	MOG.	CLAY ACID.	891	700	64.0	2300	0.9
						4747-4545	MOG.	CLAY ACID.	1630	1420	4.2	1300	1.0
1695	REVENTONES	TAIMAN	DOW.	21-Feb-94	MATRI.	6057-5950	S.C.	CLAY ACID.	900	500	47.8	2700	3.0
						5555-5520	MOG.	CLAY ACID.	1505	850	35.9	1950	3.5
1719	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA					MOG.	CLAY ACID.					
1722	PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	HAL.	10-Nov-94	MATRI.	6130-5670	MOG.	HCL/HF	600	400	48.5	1100	3.5

1738 PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA				MOG.	HCL/HF							
1751 VERDE	TAIMAN	HAL.	18-Jul-94 MATRI.	6420-6210	MOG.	HCL/HF	2646	1512	466.0	400		4.0	
1837 VERDE	TAIMAN	BJS.	22-Nov-94 MATRI.	6647-6257	MOG.	HCL/HF	1500	950	35.8	2230		4.4	
				6189-6038	MOG.	HCL/HF	1250	850	31.0	1750		4.2	
1867 PEÑA NEGRA	PEÑA NEGRA	HAL.	31-Dec-94 SPOT.			HCL	1258	0	48.0	N.R.		N.R.	
1958 TAIMAN	TAIMAN	DOW.	25-Jul-94 MATRI.	7005-6687	MOG.	CLAY ACID.	2270	2000	46.1	1080		3.5	
				6548-6311	MOG.	CLAY ACID.	1670	1500	36.9	1050		3.5	
1962 ORGANOS	ORGANOS	DOW.	07-Jun-94 MATRI.	7154-6980	MOG.	CLAY ACID.	2000	1300	79.5	490		3.7	
				6890-6260	MOG.	CLAY ACID.	1400	0	96.2	280		2.9	
1983 TAIMAN	TAIMAN	BJS.	08-May-94 MATRI.	6050-5860	MOG.	HCL/HF	1315	750	28.9	1500		3.1	
				5694-5396	MOG.	HCL/HF	2010	1050	48.9	1900		2.1	
2016 REVENTONES	TAIMAN	HAL.	23-Dec-93 MATRI.	5940-5760	S.C.	HCL/HF	1050	750	45.0	2400		0.5	
2032 BALLENA	BALLENA	HAL.	21-Nov-94 MATRI.	6929-6704	MOG.	HCL/HF	1300	1000	39.5	1600		3.5	
2044 REVENTONES	TAIMAN	DOW.	21-May-94 MATRI.	7144-7065	B.S.	CLAY ACID.	1145	650	417.5	2850		3.5	
				7017-6754	S.C.	CLAY ACID.	1035	450	66.0	3100		4.0	
				6347-6173	MOG.	CLAY ACID.	4	0	32.0	N.R.		N.R.	
				5365-5149	MOG.	CLAY ACID.	1245	600	60.0	1700		3.5	
2046 REVENTONES	TAIMAN	HAL.	23-Jun-94 MATRI.	7000-6667	B.S.	HCL/HF	3619	1597	71.4	N.R.		3.0	
2076 REVENTONES	TAIMAN	DOW.	21-Dec-94 MATRI.	6414-6359	S.C.	CLAY ACID.	700	500	43.9	1340		2.2	
				5485-5200	MOG.	CLAY ACID.	400	800	40.9	2120		0.8	
2078 REVENTONES	PEÑA NEGRA	HAL.	03-Jun-94 MATRI.	7157-7085	S.C.	HCL/HF	780	0	42.0	3000		0.7	
				6850-6781	S.C.	HCL/HF	620	300	48.8	3100		1.2	
				6142-5939	MOG.	HCL/HF	1720	1500	47.0	2000		4.0	
2191 REVENTONES	TAIMAN	BJS.	02-Dec-94 MATRI.	6785-6466	S.C.	HCL/HF	1950	550	46.7	2186		1.3	
				6072-5785	MOG.	HCL/HF	1536	1000	34.0	1750		2.5	
2468 TAIMAN	TAIMAN	HAL.	21-Oct-94 MATRI.	6642-6397	MOG.	HCL/HF	1080	350	38.7	2050		2.5	
				6051-5900	MOG.	HCL/HF	1326	400	75.0	2050		4.0	
5997 TAIMAN	TAIMAN	BJS.	11-Jul-94 MATRI.	6465-6160	MOG.	HCL/HF	1900	1200	41.4	1550		3.4	
				6100-5790	MOG.	HCL/HF	2040	1200	51.0	1500		2.2	
				5668-5466	MOG.	HCL/HF	600	0	48.7	1300		2.5	
6093 REVENTONES	TAIMAN	HAL.	10-Dec-93 MATRI.	6374-6202	S.C.	CLAY ACID.	700	450	40.0	N.R.		N.R.	
				5360-5637	S.C.	CLAY ACID.	1050	600	31.0	N.R.		N.R.	
				5038-4804	MOG.	CLAY ACID.	1000	500	29.0	N.R.		N.R.	
6244 REVENTONES	TAIMAN	DOW.	03-Mar-94 MATRI.	6881-6727	S.C.	CLAY ACID.	1075	650	43.2	2800		3.5	
				5492-5320	MOG.	CLAY ACID.	1395	800	60.9	1600		3.0	
				5320-5158	MOG.	CLAY ACID.	1375	1700	56.0	2250		3.5	
6256 TAIMAN	TAIMAN	DOW.	18-Nov-94 MATRI.	4919-4695	MOG.	CLAY ACID.	1700	1800	27.0	1880		1.2	
				4600-4538	MOG.	CLAY ACID.	1150	400	30.5	1790		0.3	
6712 TAIMAN	TAIMAN	HAL.	03-Apr-94 MATRI.	7319-7227	S.C.	HCL/HF	1520	1000	92.0	2750		4.0	
				7169-7072	S.C.	HCL/HF	1145	600	76.8	2750		3.5	
				6932-6855	S.C.	HCL/HF	1615	1000	76.0	2600		4.0	
7227 TAIMAN	TAIMAN	HAL.	05-Dec-94 MATRI.	5665-5629	MOG.	HCL/HF	1070	300	49.0	2150		1.9	
				5106-5007	MOG.	HCL/HF	1860	550	49.0	2375		4.0	
				4942-4868	MOG.	HCL/HF	1460	550	47.0	1780		2.8	
PB-253 ORGANOS	ORGANOS												
<b>TOTALES</b>							<b>92057</b>	<b>49345</b>	<b>4078</b>				

TABLA N° 7

**ESTIMULACION ACIDA 1994  
RESULTADOS**

POZO	CAMPO	DISTRITO	CIA	FECHA ESTIMULAC.	PRODUCCIONES			FECHA COMPLET.	DIAS COMPLET.	INCREM. BOPD	RESERVAS INCREM.	COMENTARIOS
					ANTES	ESTIMADA	DESPUES					
1130 VERDE		TAIMAN	BJS.	29-Oct-94	ATA	40	ATA	26-Dec-94	58	0	0	SOLO AGUA
1505 PEÑA NEGRA		PEÑA NEGRA	DOW.	27-Nov-94	ATA	50	44	15-Feb-95	80	44	4453	
1544 VERDE		TAIMAN	DOW.	07-Dec-94		12	30	31-Dec-94	24	18	7665	
1549 PEÑA NEGRA		PEÑA NEGRA	DOW.	13-Jun-94	ATA	30	39	01-Aug-94	49	39	7302	
1612 PEÑA NEGRA		PEÑA NEGRA	DOW.	18-Aug-94		7	14	13-Sep-94	26	7	1402	
1618 PEÑA NEGRA		PEÑA NEGRA	DOW.	10-Oct-94		4	50	03-Dec-94	54	41	1518	
1647 PEÑA NEGRA		PEÑA NEGRA	DOW.	23-Dec-94	SUAB	40	101	28-Jan-95	36	101		LAVADO ACIDO
1658 PEÑA NEGRA		PEÑA NEGRA	DOW.	11-Sep-94	ATA	35	104	09-Oct-94	28	104	16988	
1674 PEÑA NEGRA		PEÑA NEGRA	BJS.	11-Nov-94	10	30	46	30-Nov-94	19	36	14520	
1678 PEÑA NEGRA		PEÑA NEGRA	DOW.	29-Sep-94	10	40	42	11-Nov-94	43	32	6481	
1688 PEÑA NEGRA		PEÑA NEGRA	DOW.	24-Sep-94	4	25	21	20-Oct-94	26	17	4231	
1695 REVENTONES		TAIMAN	DOW.	21-Feb-94	23	45	65	04-Apr-94	42	42	19760	
1719 PEÑA NEGRA		PEÑA NEGRA			ATA			09-Dec-94		0		CANCELO POR PRODUCIR AGUA Y LODO
1722 PEÑA NEGRA		PEÑA NEGRA	HAL.	10-Nov-94	14	40	35	30-Nov-94	20	21	5840	
1738 PEÑA NEGRA		PEÑA NEGRA			20	50		02-Dec-94				CANCELADO POR ALTA PRODUCCION
1751 VERDE		TAIMAN	HAL.	18-Jul-94	ATA	30	86	04-Aug-94	17	86	43105	
1837 VERDE		TAIMAN	BJS.	22-Nov-94	ATA	20	59	16-Dec-94	24	59	14235	
1867 PEÑA NEGRA		PEÑA NEGRA	HAL.	31-Dec-94	10	35	18	05-Feb-95	36	8	0	
1958 TAIMAN		TAIMAN	DOW.	25-Jul-94	ATA	30	ATA	13-Aug-94	19	0	0	SE ENCONTRO SIN NIVEL
1962 ORGANOS		ORGANOS	DOW.	07-Jun-94	20	50	65	24-Jun-94	17	45	2080	
1983 TAIMAN		TAIMAN	BJS.	08-May-94	18	60	52	30-May-94	22	34	4993	
2016 REVENTONES		TAIMAN	HAL	23-Dec-93	4	25	12	27-Jan-94	35	8	2834	
2032 BALLENA		BALLENA	HAL.	21-Nov-94	20	40	57	01-Dec-94	10	37	12447	
2044 REVENTONES		TAIMAN	DOW.	21-May-94	25	65	72	06-Jun-94	16	47	13687	
2046 REVENTONES		TAIMAN	HAL.	23-Jun-94	20	40	57	24-Jul-94	31	37	7957	
2076 REVENTONES		TAIMAN	DOW.	21-Dec-94	25	80	52	26-Jan-95	36	27	8906	
2078 REVENTONES		PEÑA NEGRA	HAL.	03-Jun-94	15	30	54	24-Jul-94	51	39	12762	
2191 REVENTONES		TAIMAN	BJS.	02-Dec-94	SUAB	40	52	22-Dec-94	20	52	11169	
2468 TAIMAN		TAIMAN	HAL.	21-Oct-94	SUAB	30	49	15-Nov-94	25	49	7450	
5997 TAIMAN		TAIMAN	BJS.	11-Jul-94	SUAB	15	51	06-Aug-94	26	51	5600	
6093 REVENTONES		TAIMAN	HAL	10-Dec-93	19	50	67	24-Jan-94	45	48	3322	
6244 REVENTONES		TAIMAN	DOW	03-Mar-94	17	60	40	05-Apr-94	33	23	4447	
6256 TAIMAN		TAIMAN	DOW.	18-Nov-94	20	65	68	30-Nov-94	12	48	18506	
6712 TAIMAN		TAIMAN	HAL.	03-Apr-94	15	60	85	22-Apr-94	19	70	5239	
7227 TAIMAN		TAIMAN	HAL.	05-Dec-94	16	45	48	29-Dec-94	24	32	0	CANCELO POR ENCONTRAR PESCADO
PB-253 ORGANOS		ORGANOS			ATA	60						
<b>TOTALES</b>					<b>348</b>	<b>1427</b>	<b>1630</b>		<b>1023</b>	<b>1302</b>	<b>268899</b>	

ABCDEFGHIJKLMN OPQRSTUVWXYZAA AB

81°00' 40

50

60

70



**LEYENDA**

- AREA ALTO ESTRUCTURAL
- ZONAS DE FALLA MAYORES
- AREA DESARROLLADA
- AREA DE ESTUDIO

PETROLEOS DEL PERU  
 AREA EXPLORACION PRODUCCION  
 DEPTO. DE PRODUCCION

UBICACION DEL AREA DE ESTUDIO Y  
 RASGOS ESTRUCTURALES  
 PRINCIPALES

**ESCALA**



ENERO 1979

Fig. N° 1

-20

10

20

81°00'

65

55

45

35

15

43

10

-1

-5

ERA	SISTEMA	SERIE	PISO	GRUPO	AREA ESTUDIADA										
					LA BREA Y PARIÑAS				YAC. PORTACHUELO		AREA VECINA AL NORT.yO.				
					FORMACION	ARENA %	LITOLOGIA	ESPEJOR PIES	FORMACION	ESPEJOR PIES	FORMACION	ESPEJOR PIES			
C E N O Z O I C O	T E R C I A R I O	E O C E N O	S U P E R I O R	TABLAZO				TABLAZO		TABLAZO					
				CONE HILL			3600								
				MIRADOR			3000	MIRADOR	+ 2800	MIRADOR	+ 2800				
				CHIRA			2500	CHIRA/VERDUN	2200 - 4000	CHIRA/VERDUN	3000 - 4400				
				VERDUN			2030								
				POZO			1000								
				ARS. TALARA			950								
				LUT. TALARA			4800	LUT. TALARA	50 - 250	LUT. TALARA	500 - 800				
				CoNg. LDMITOS						HELICO	190				
				CHACRA			1500								
				PARIÑAS SUP			1500			PARIÑAS	300 - 1100				
				PARIÑAS INF											
				PALE GREDA			2800	PALE GREDA	200 - 1050	PALE GREDA	0 - 1350				
				CERRO TANQUE											
				CERRO PARDO			2200								
				MOGOLLON				SALINA-MOGOLL	1600	SALINA-MOGOLL	1600				
				SAN CRISTOBAL			1600								
				SALINA BASAL			175								
				PZ MESOZOICO	PEN CRETACICO	PELOCENO	M E D I O	BALCONES			3500	BALCONES	500 - 1500	BALCONES	0 - 2000
								MESA			1500				
								PETACAS ANCHA			1400				
											800				
								MONTE GRANDE			1000			MONTE GRANDE + REDONDO	300 - + 2300
REDONDO			3000					REDONDO	100 - 1100						
SANDINO			950												
MUERTO-PANANGA			500							MUERTO-PANANGA	285				
AMOTAPE			+ 6000					AMOTAPE	+ 6000	AMOTAPE	+ 6000				
MED ALB	CAMP MAESTCH	DANIANO MED.	I N F E R I O R					SALINA							
				MAL PASO											

■ ... ZONA PRODUCTIVA

PETROLEOS DEL PERU  
 AREA EXPLORACION PRODUCCION  
 DEPTO. DE GEOLOGIA

COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL AREA  
 ESTUDIADA COMPARADA CON LA COLUMNA  
 ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA DE LA  
 BREA Y PARIÑAS

A MONTOYA V. ENERO 1980

Fig. 2

YACIMIENTO : PORTACHUELO  
 FORMACION SALINA MOBOLLON

YACIMIENTO PORTACHUELO OESTE

REGISTRO I. E. POZO 5527

YAC. PORTACHUELO ESTE (AREA CENTRAL)

REGISTRO COMPUESTO (REG. ELECT.)

YAC. PORTACHUELO ESTE (AREA NORTE)

REGISTRO COMPUESTO (REG. ELECT.)

YAC. PORTACHUELO ESTE (AREA SUR ESTE)

REGISTRO I. E. POZO 9626

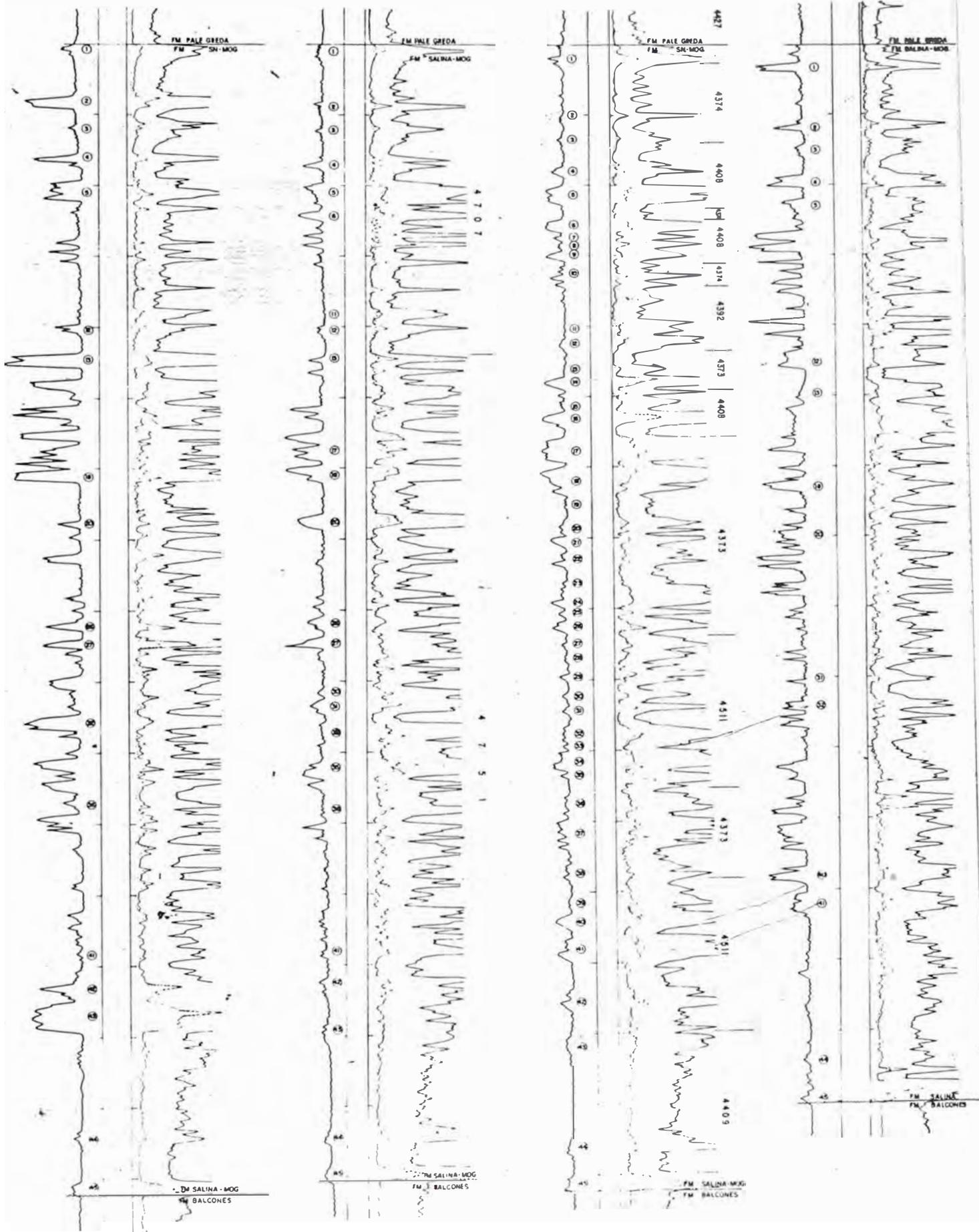


FIG. Nº 3

PETROLEOS DEL PERU  
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA  
DIV. EXPLORACION Y DESARROLLO NOROESTE

## COLUMNA ESTRATIGRAFICA YACIMIENTOS - PEÑA NEGRA - TAIMAN-VERDE-BALLENA

SISTEMA	SERIE	EDAD	GRUPO	FORMACION	MIEMBRO	LITOLOGIA	ESPESOR		
CUAT.	PLEIS.			TABLAZO			220'		
T	E	O	SUPERIOR	LAGUNITOS	CHIRA		1250'		
					VERDUN		1300'		
				MEDIO	TALARA	MONTE		1400'	
						HELICO		650'	
						LOBITOS		900'	
						TEREBRATULA		1000'	
				INFERIOR	SALINA	ECHINO	BALLENA		200'
							CONSTANCIA		150'
							SOMATITO		500'
							VERDE		150'
	CABO BLANCO		400'						
	CLAVEL		300'						
	PALEOCENO	DANIANO	MAL PASO	OSTREA	LAGOON		600'		
					PEÑA NEGRA		800'		
					C		1000'		
					D		950'		
					E		600'		
	CRETAC	SUPERIOR	CAMP.	SALINA	MOGOLLON	SUPERIOR		1200'	
					MEDIO		1000'		
					INFERIOR		900'		
			SALINA	SAN CRISTOBAL		2600'			
			SALINA	BASAL SALINA		500'			
			MAL PASO	BALCONES		100'			
			CRETAC	REDONDO		300'			
PENSIL.	MEDIO	WESTFAL	TARMA	AMOTAPE		+1150'			

Jose Paredes M

FIG. No 4



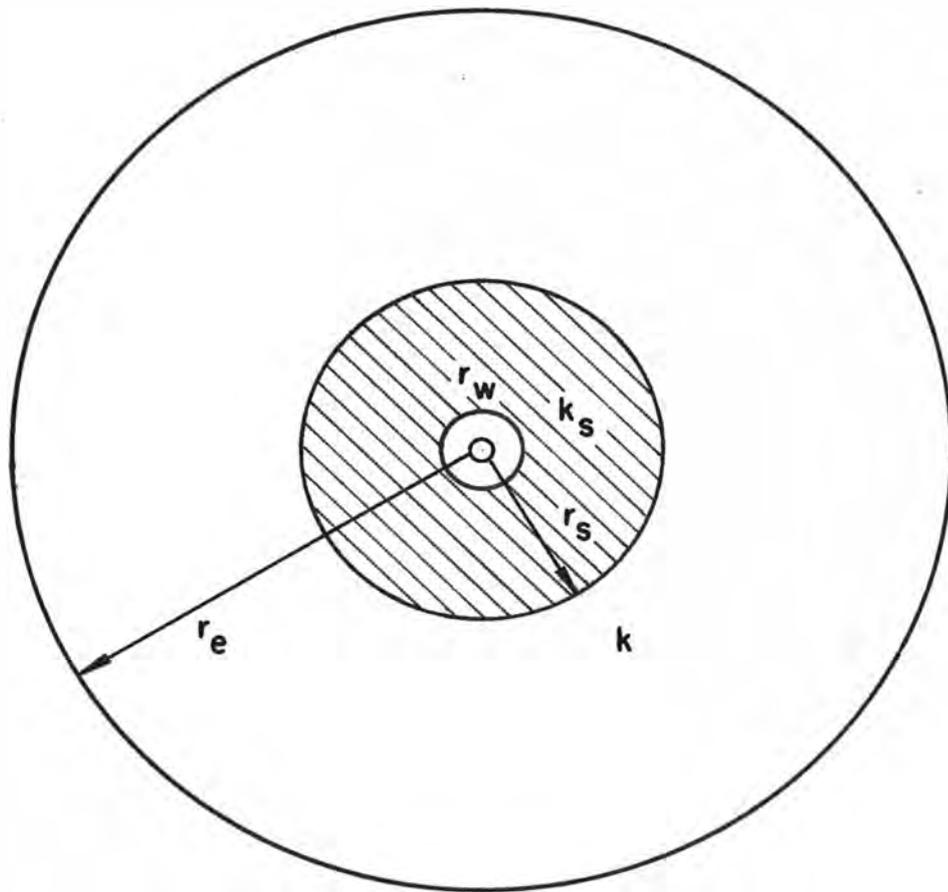


Figura 6 Esquematización de un pozo dañado en un reservorio.

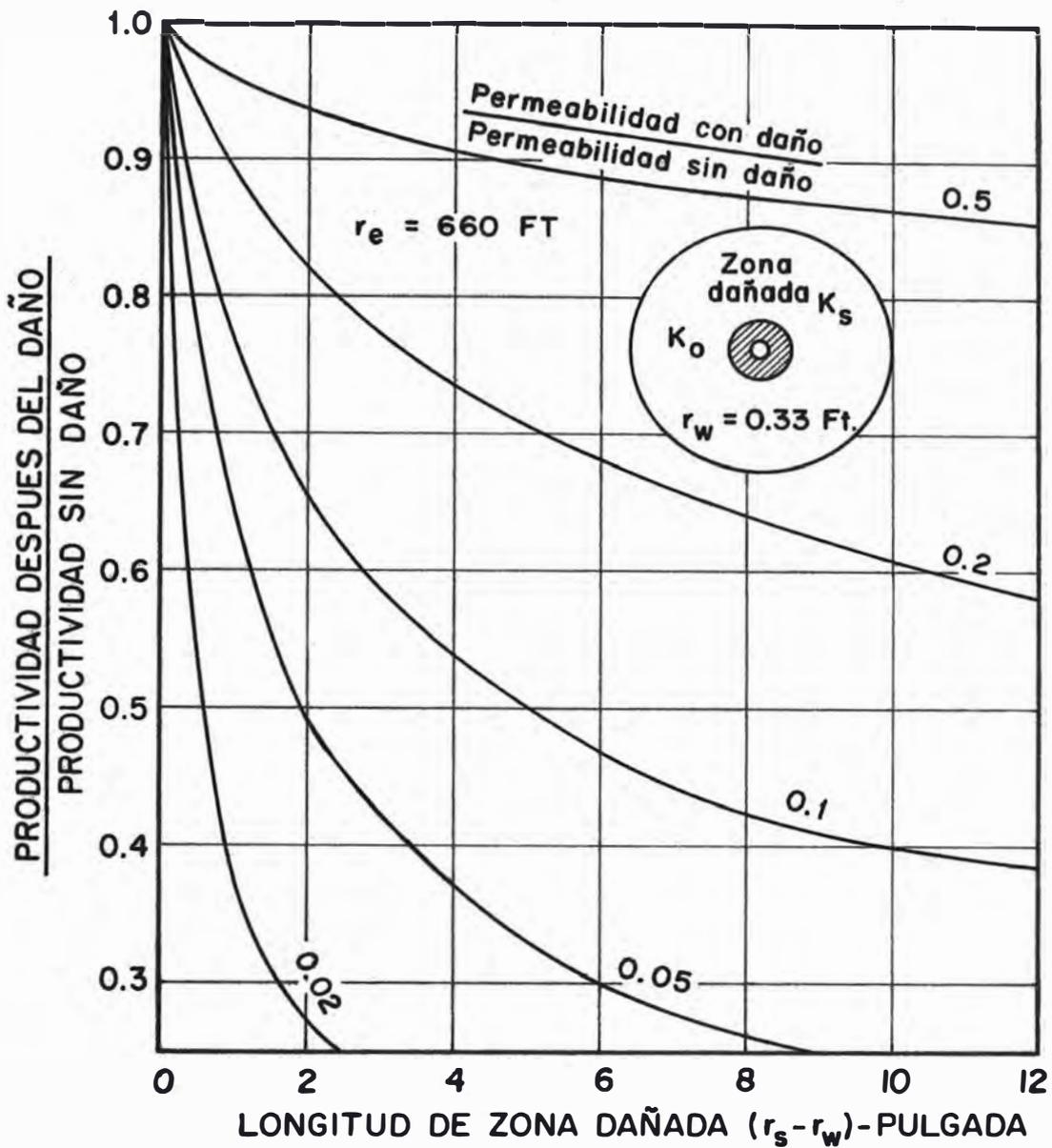


Figura 7 Pérdida de producción causada por daño en la formación (flujo radial).

# ACIDIFICACION DE POZOS FRACTURADOS HIDRAULICAMENTE

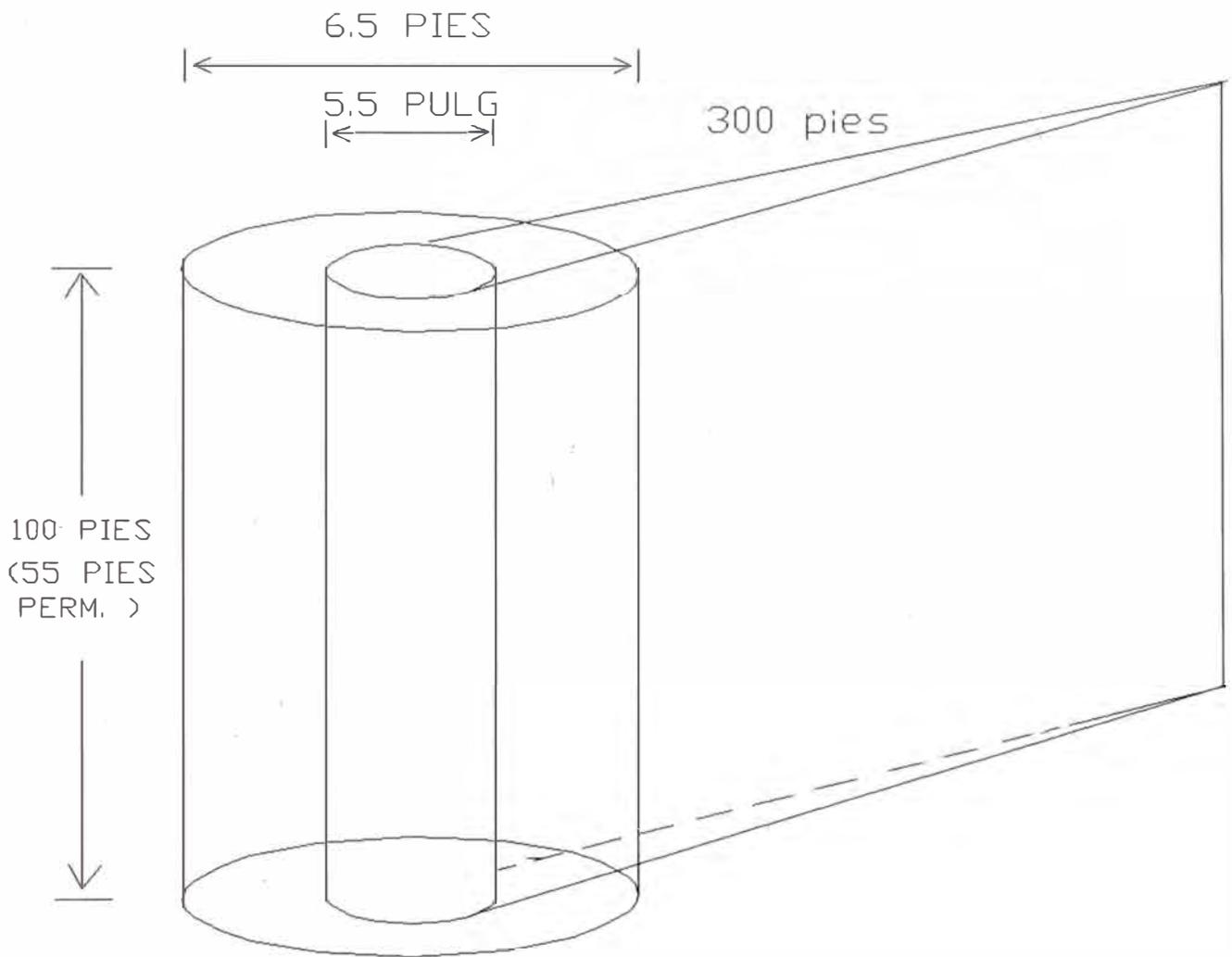
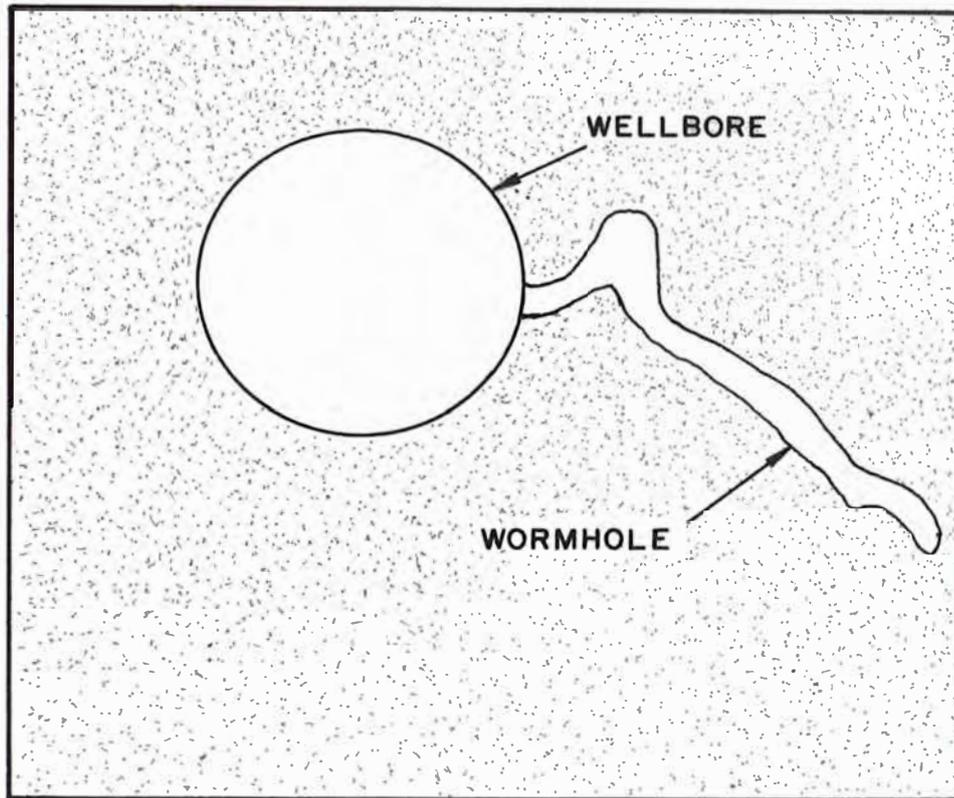


FIG. Nro 8



**Figura 9 Hueco de gusano en una acidificación de matriz en una formación calcárea.**

EFFECTO DE RELACION AREA -VOLUMEN  
EN REACCION HCl - CaCO<sub>3</sub>.

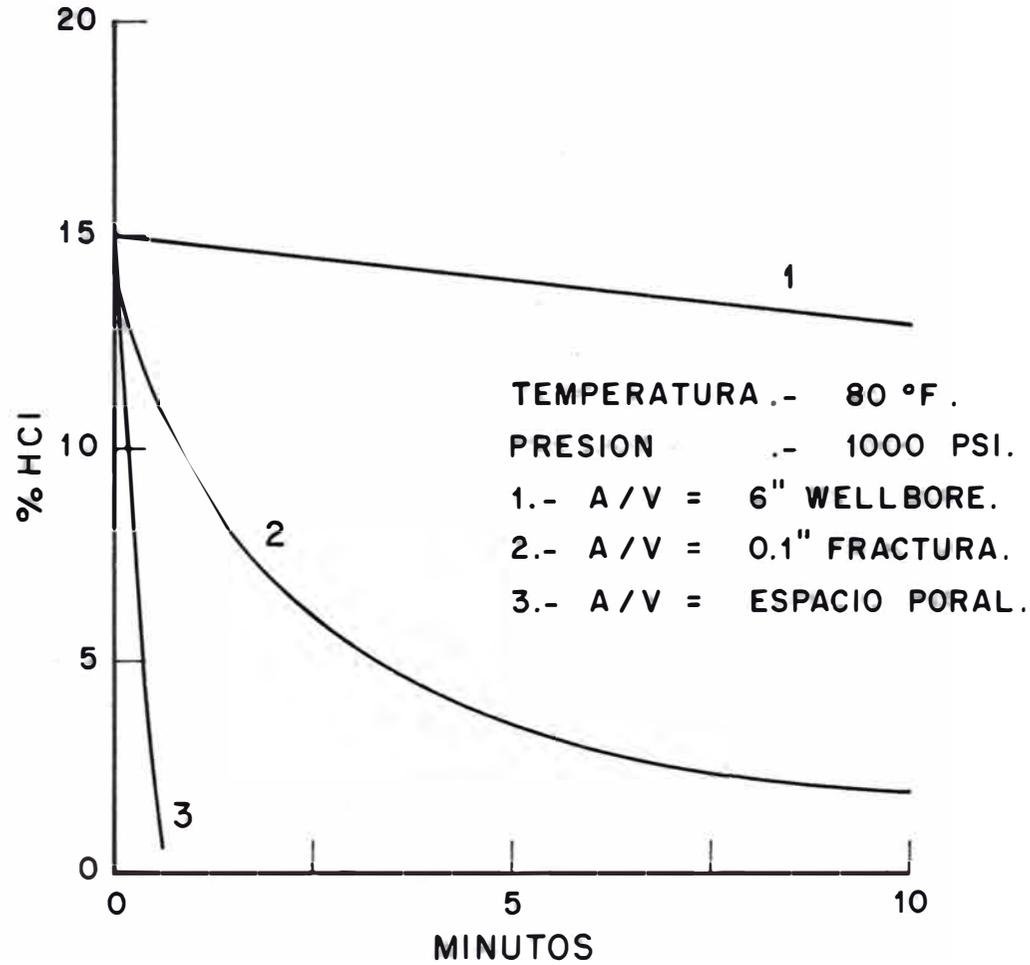


Figura : 10

LONGITUD PENETRACION DEL ACIDO VS. ANCHO DE FRACTURA.

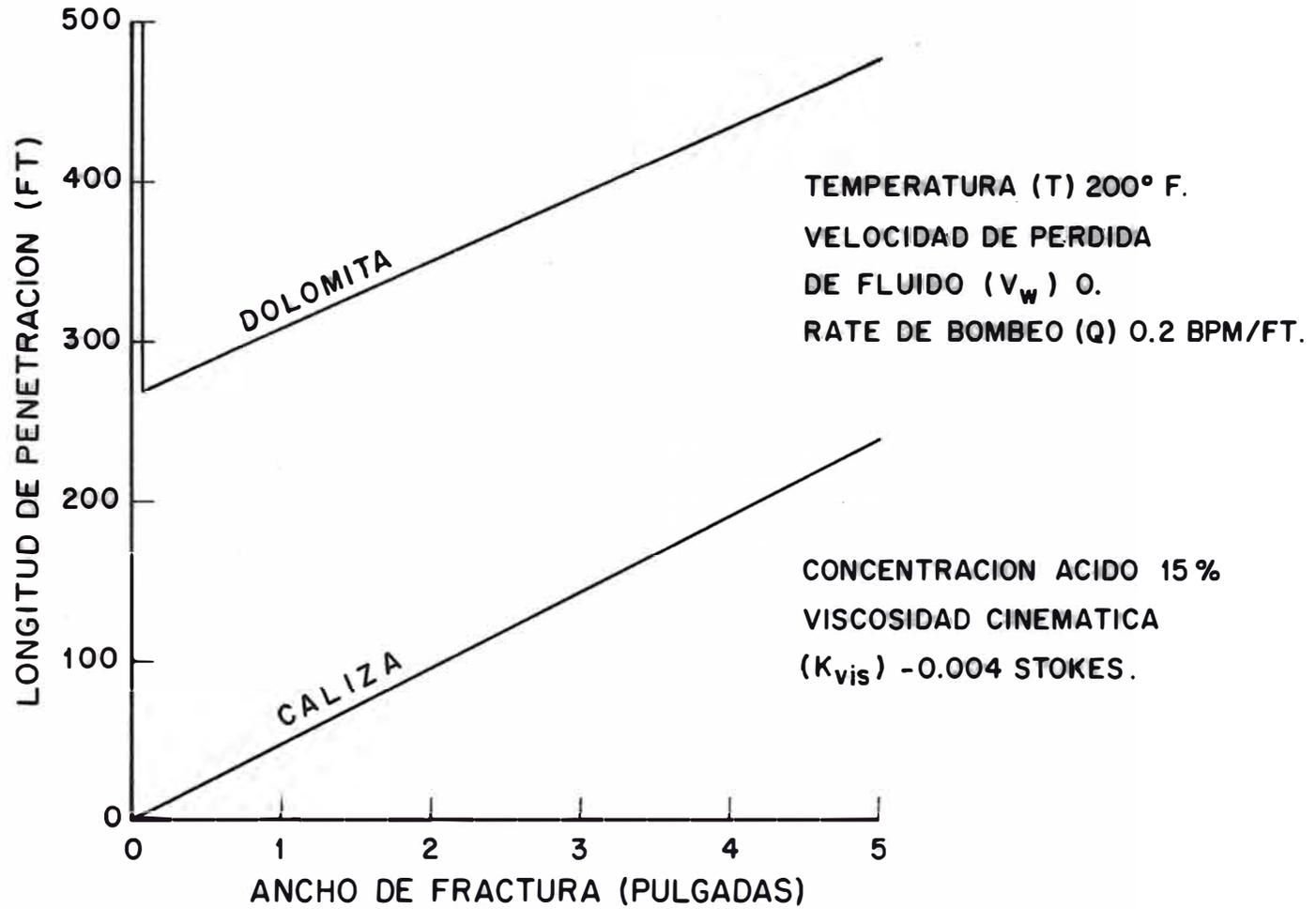


Figura : 11

LONGITUD PENETRACION ACIDO VS. TEMPERATURA

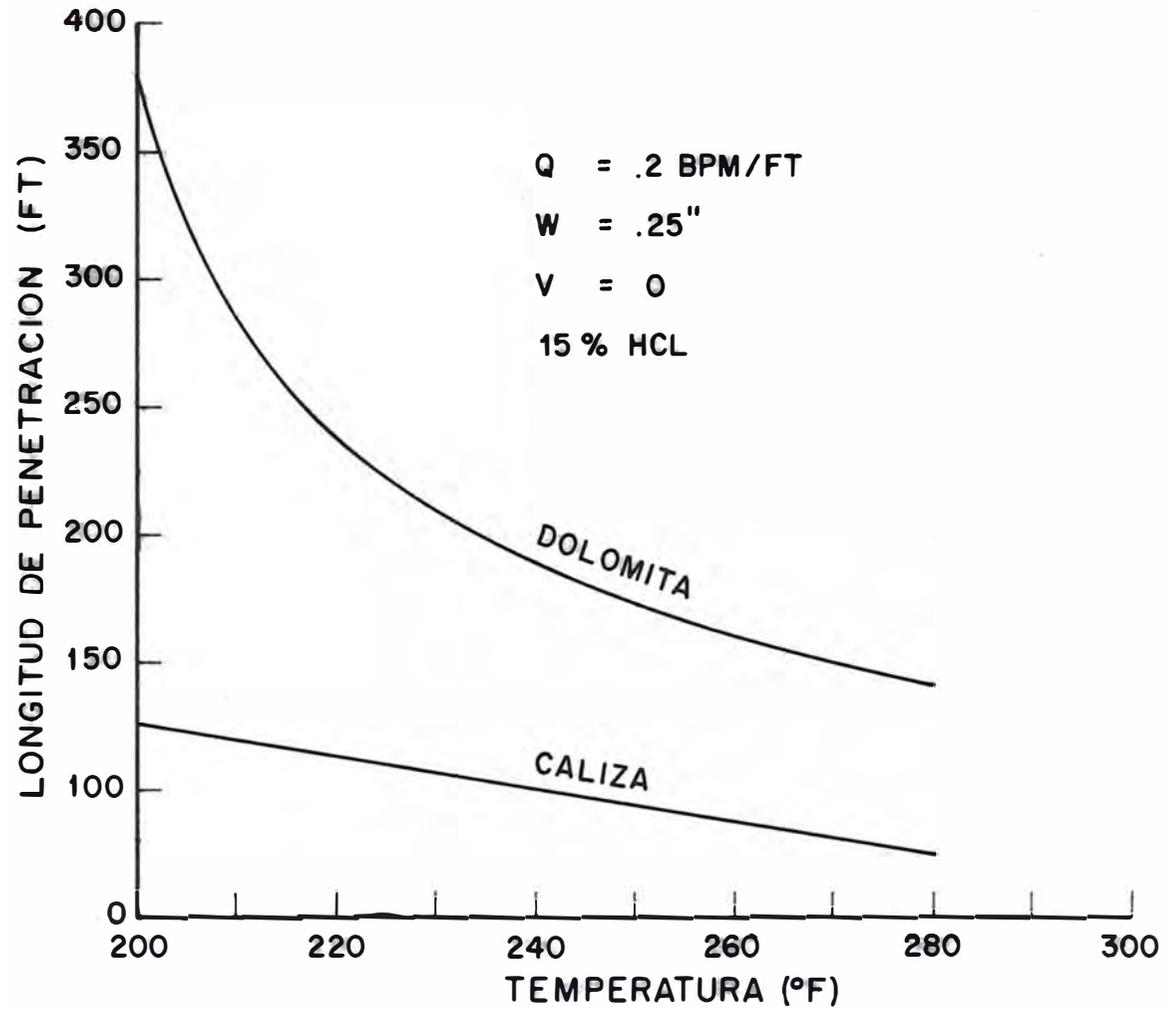


Figura : 12

EFFECTO DE LA PRESION EN UNA REACCION  
DE HCL Y  $\text{CaCO}_3$

(% ACIDO NO GASTADO)

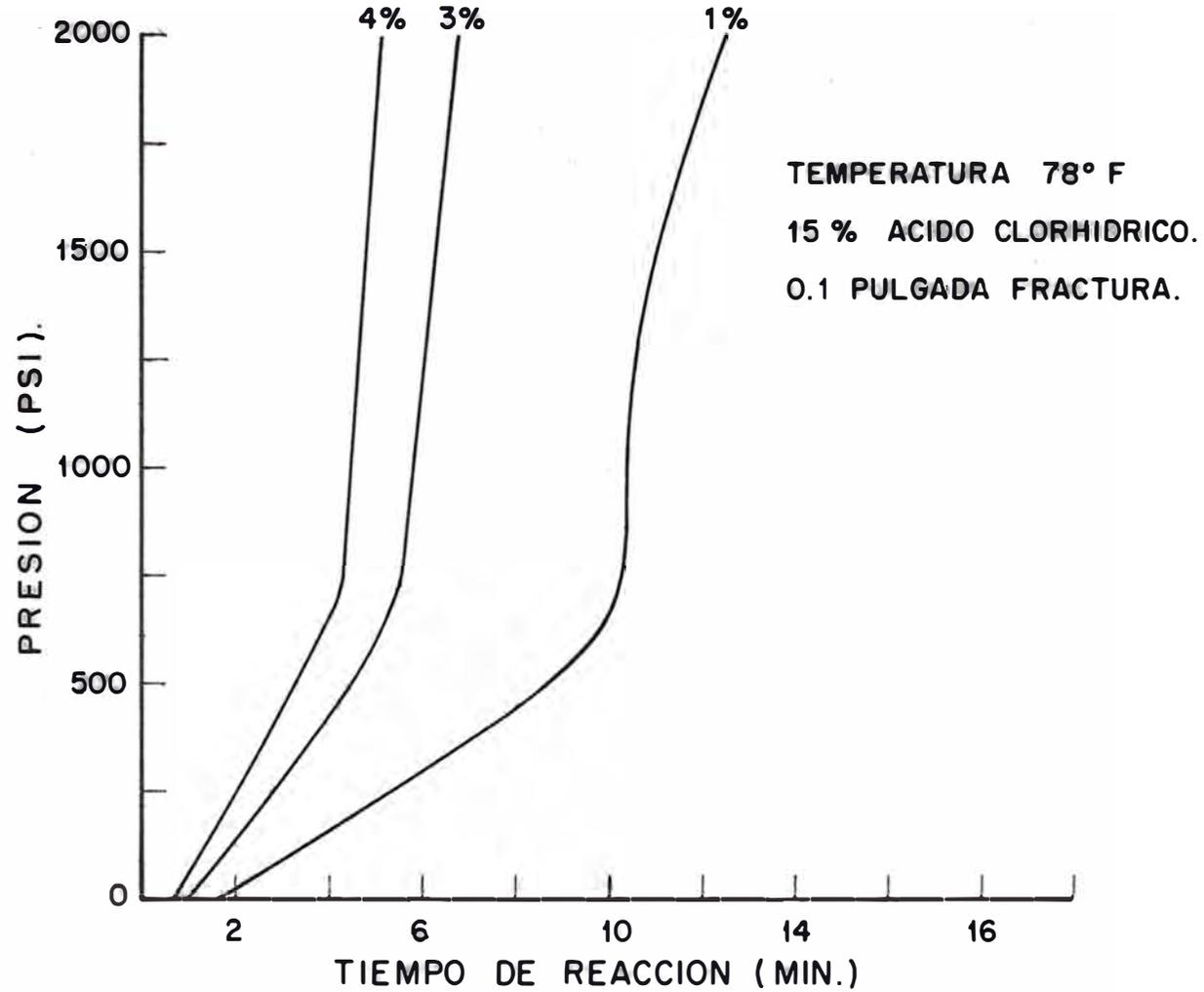


Figura : 13

RELACION DINAMICA DE DISOLUCION DE LA ROCA.

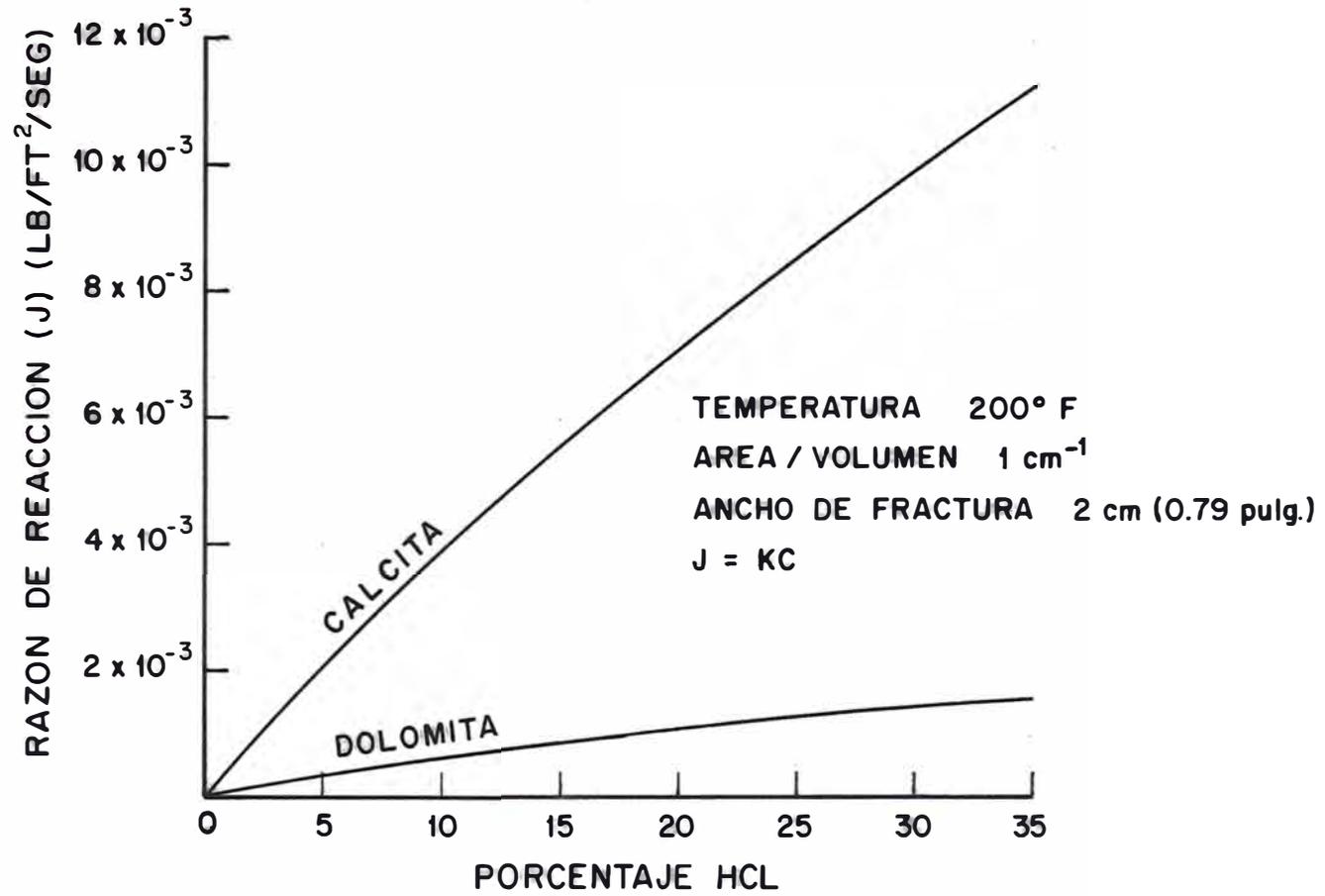


Figura : 14

DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO VS. CONCENTRACION ACIDO.

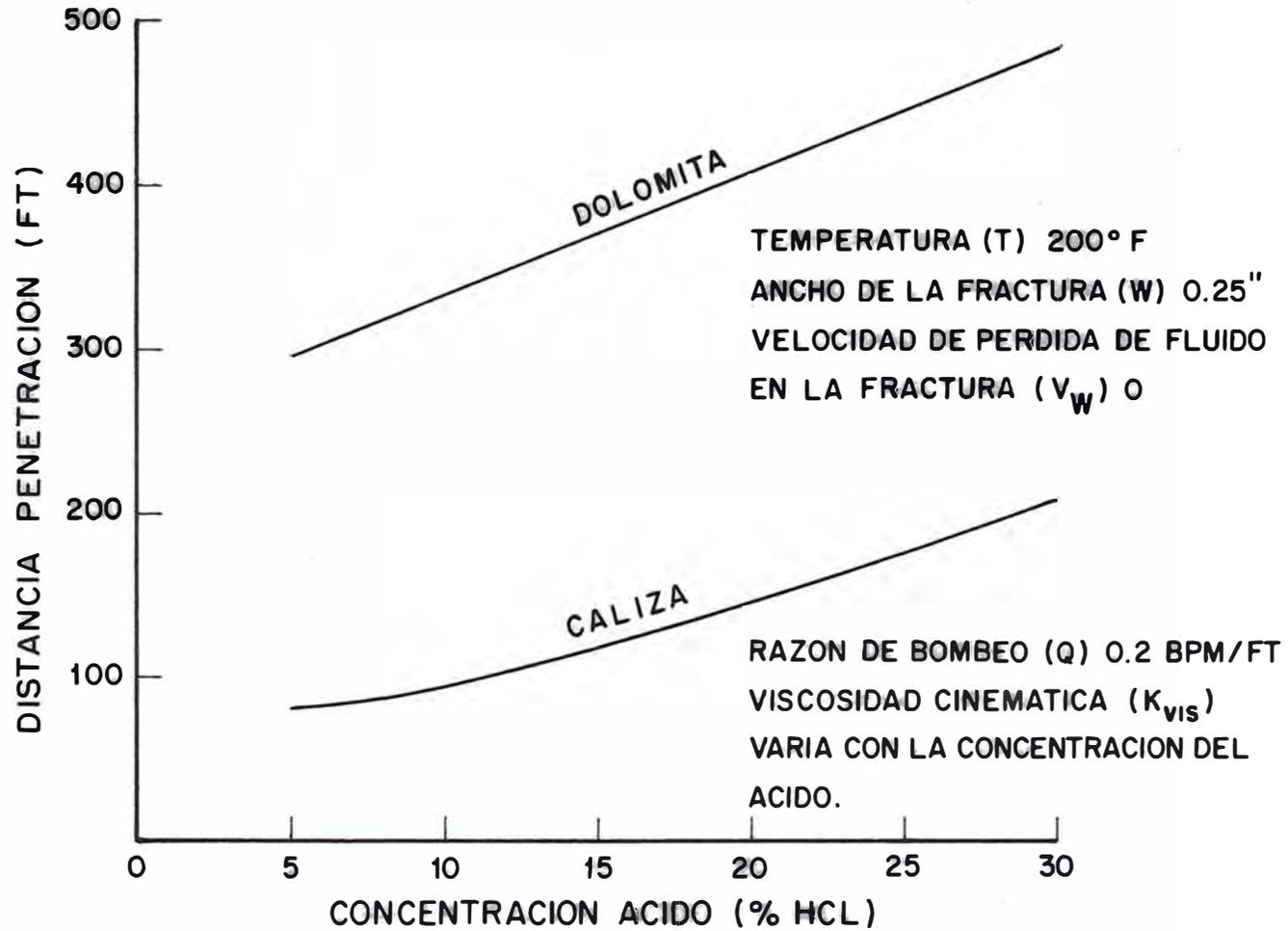


Figura : 15

DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO VS. RAZON DE BOMBEO.

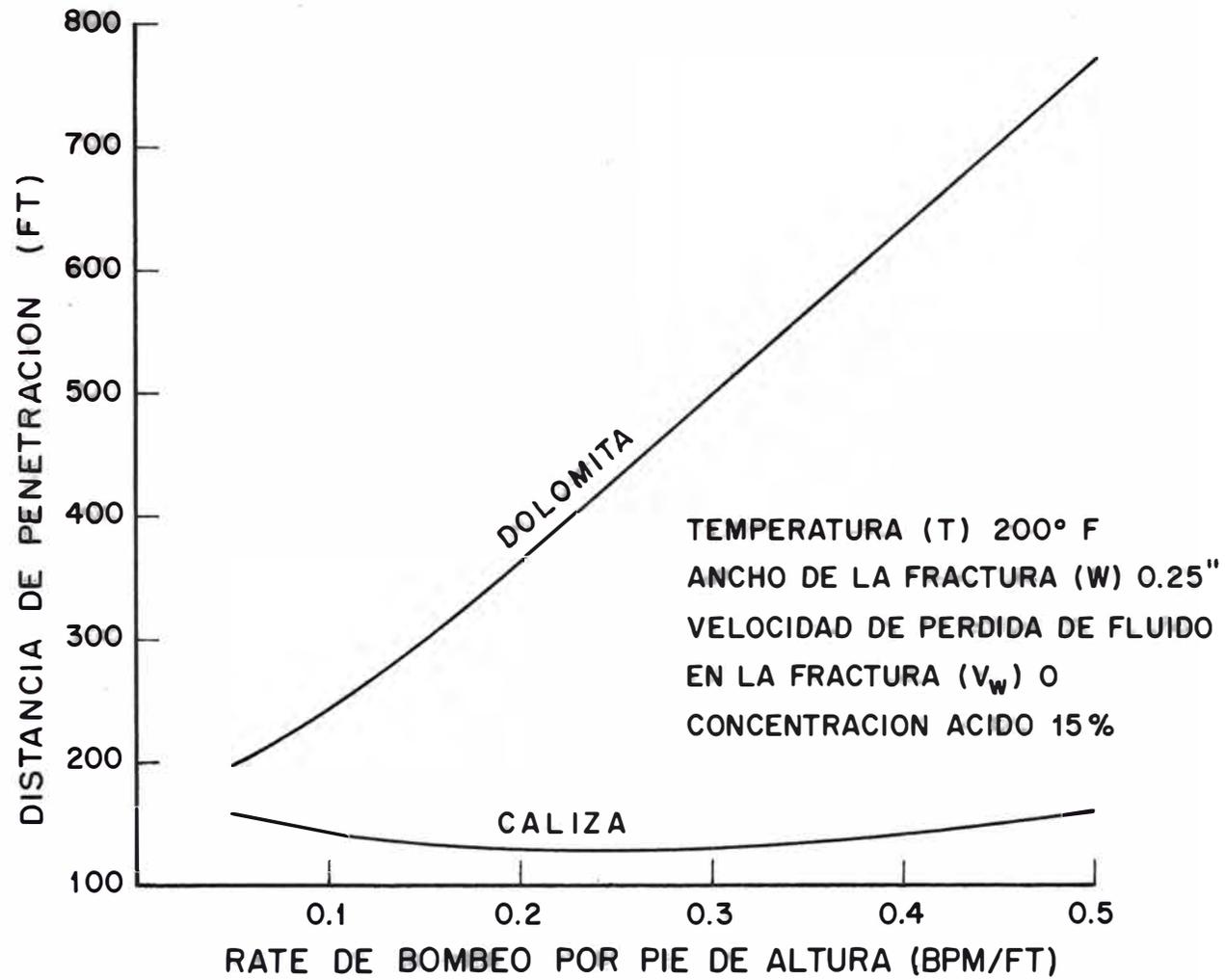


Figura : 16

DISTANCIA DE PENETRACION DEL ACIDO VS. VISCOSIDAD DEL ACIDO.

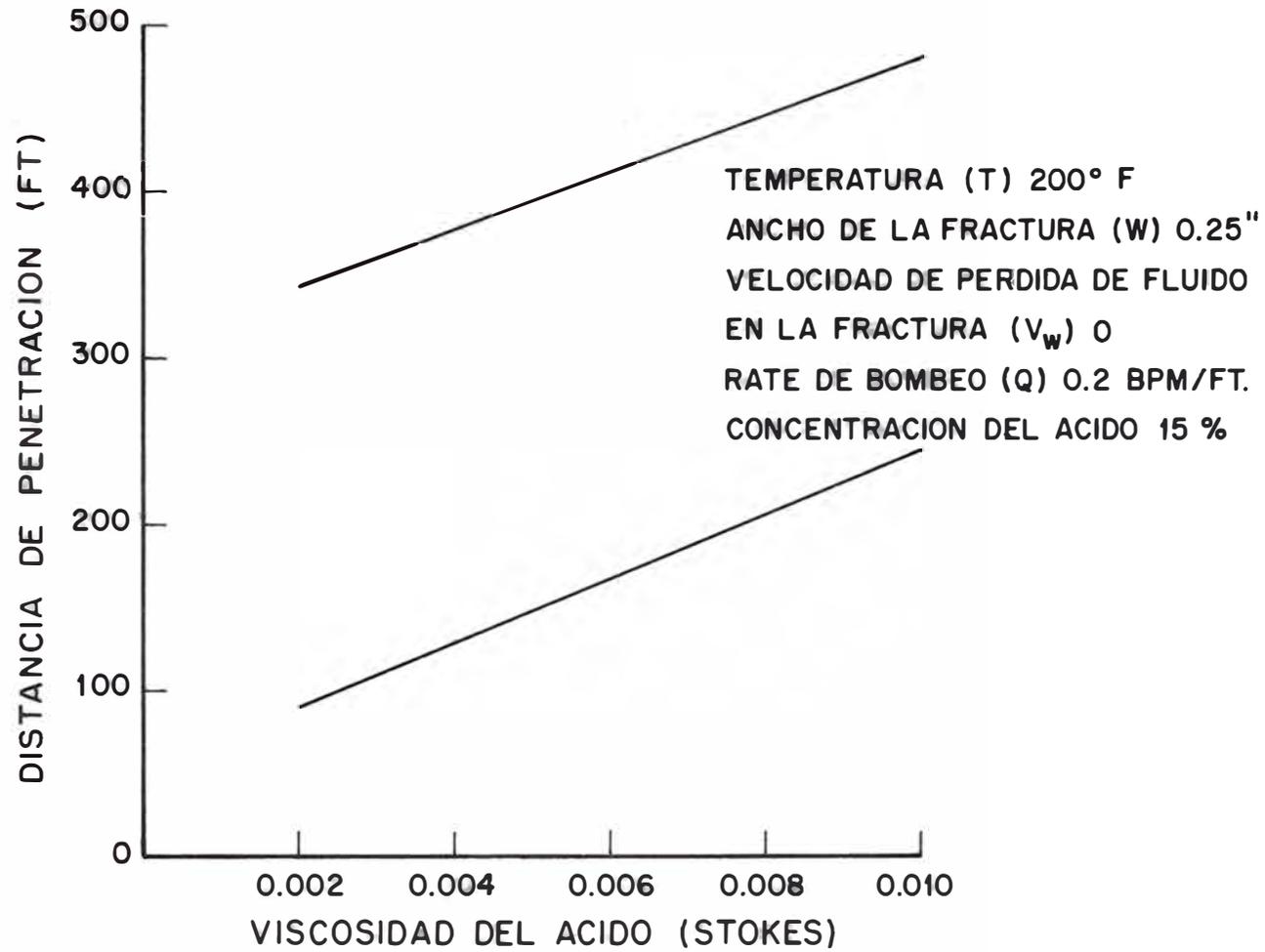
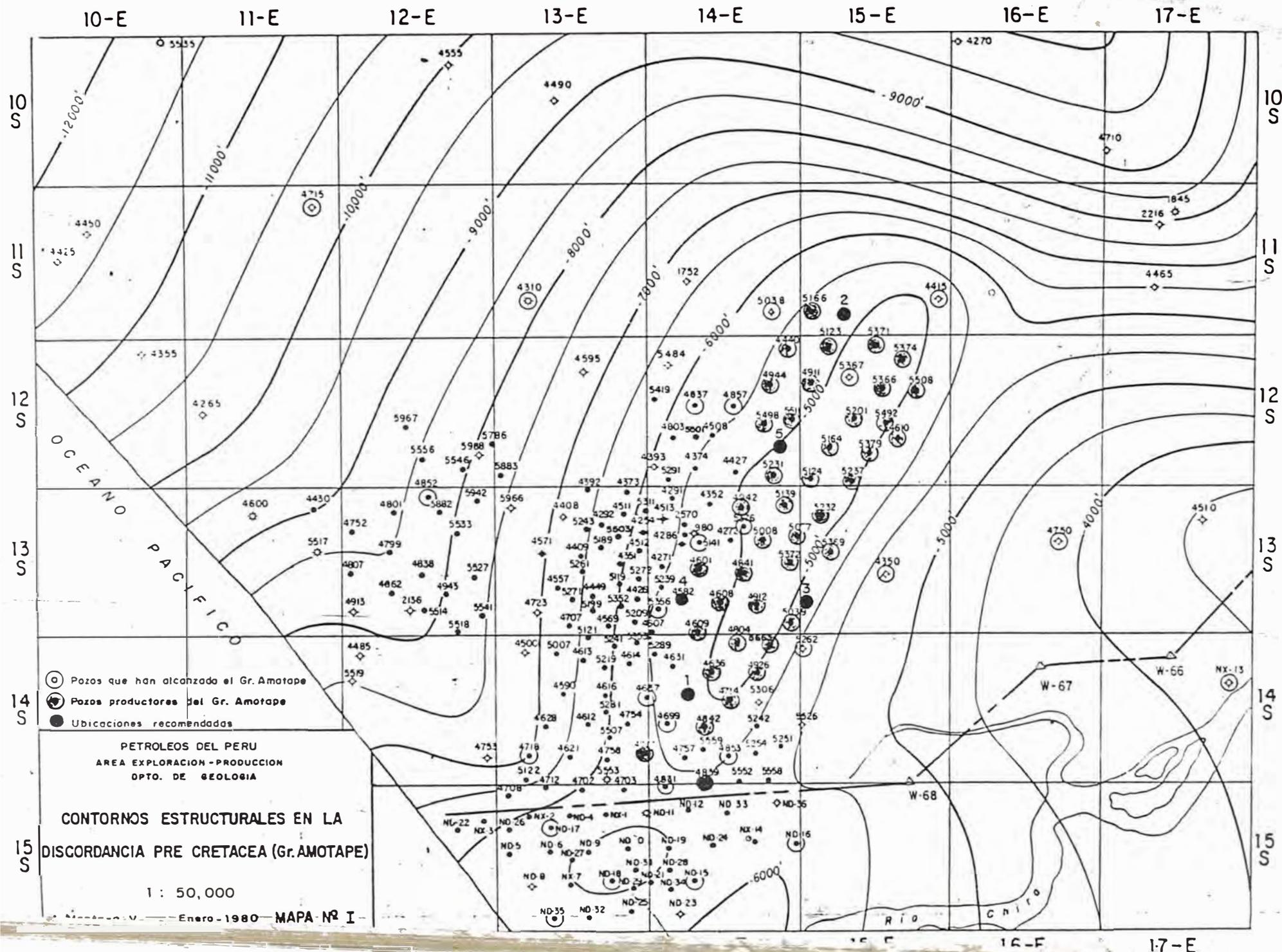


Figura : 17



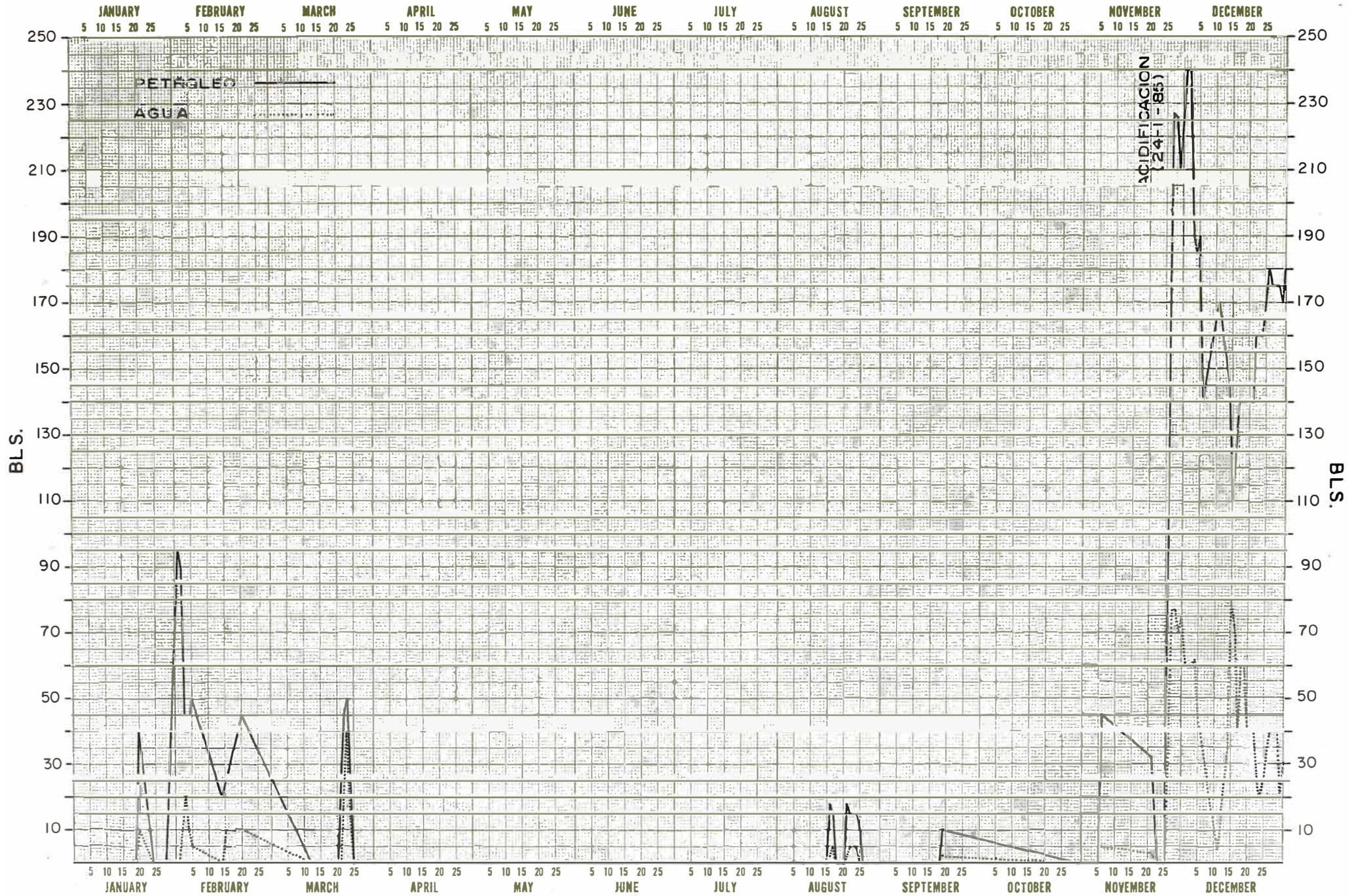
- Pozos que han alcanzado el Gr. Amotape
- Pozos productores del Gr. Amotape
- Ubicaciones recomendadas

PETROLEOS DEL PERU  
 AREA EXPLORACION-PRODUCCION  
 OPTO. DE GEOLOGIA

**CONTORNOS ESTRUCTURALES EN LA  
 DISCORDANCIA PRE CRETACEA (Gr. AMOTAPE)**

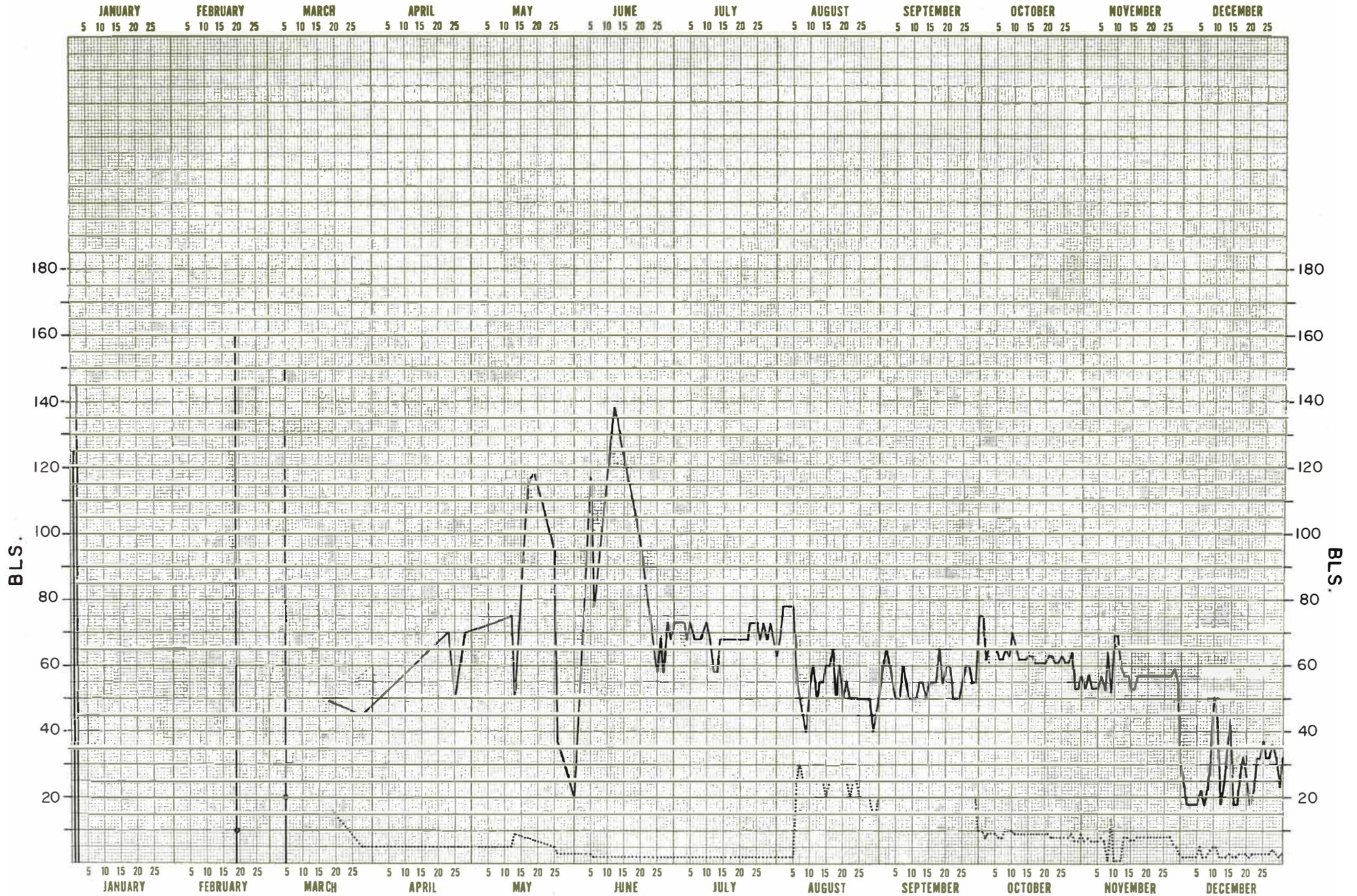
1 : 50,000

# POZO N° 6362 "PORTACHUELO"



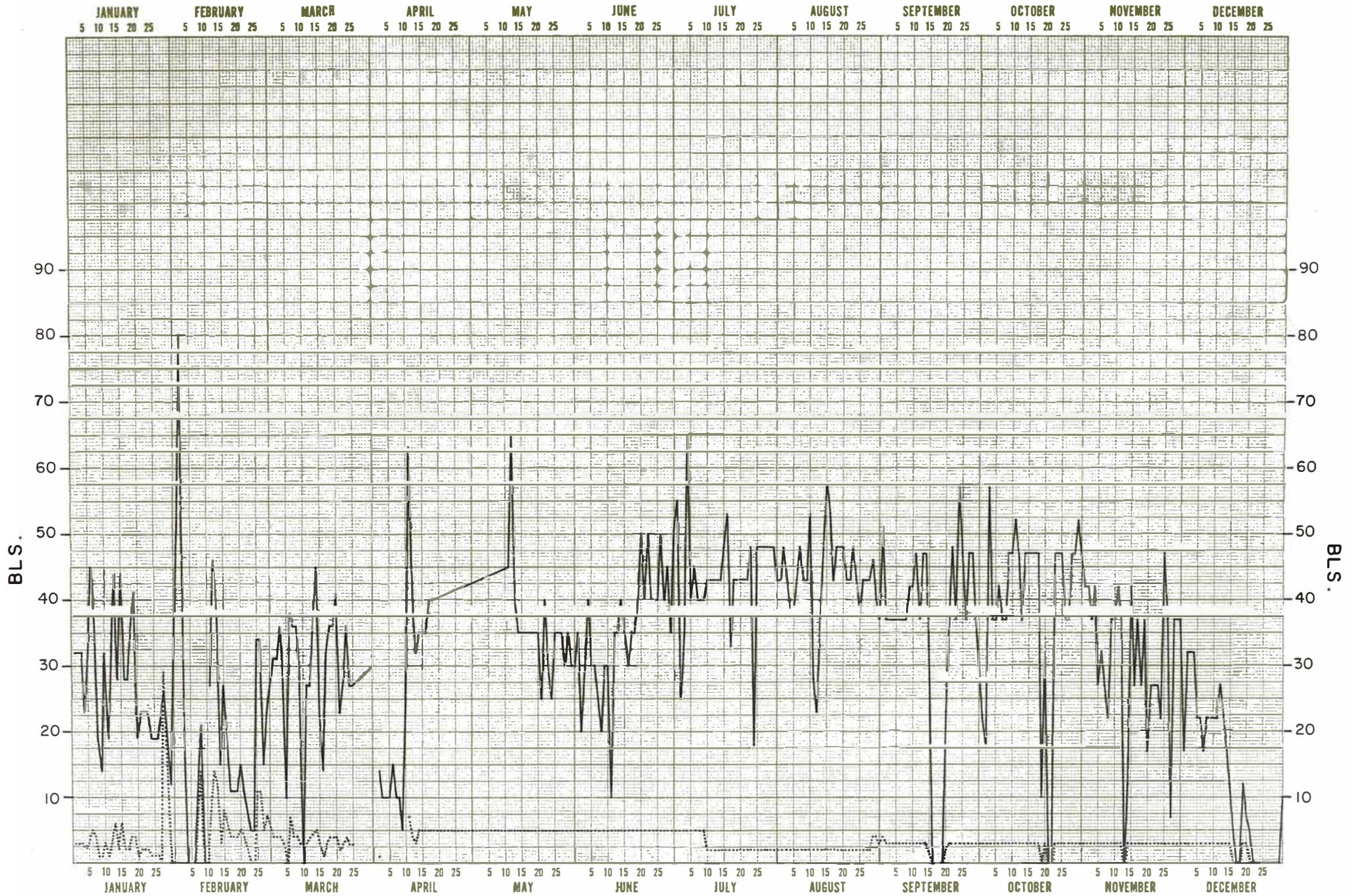
AÑO 1985

# POZO N° 6362 "PORTACHUELO"



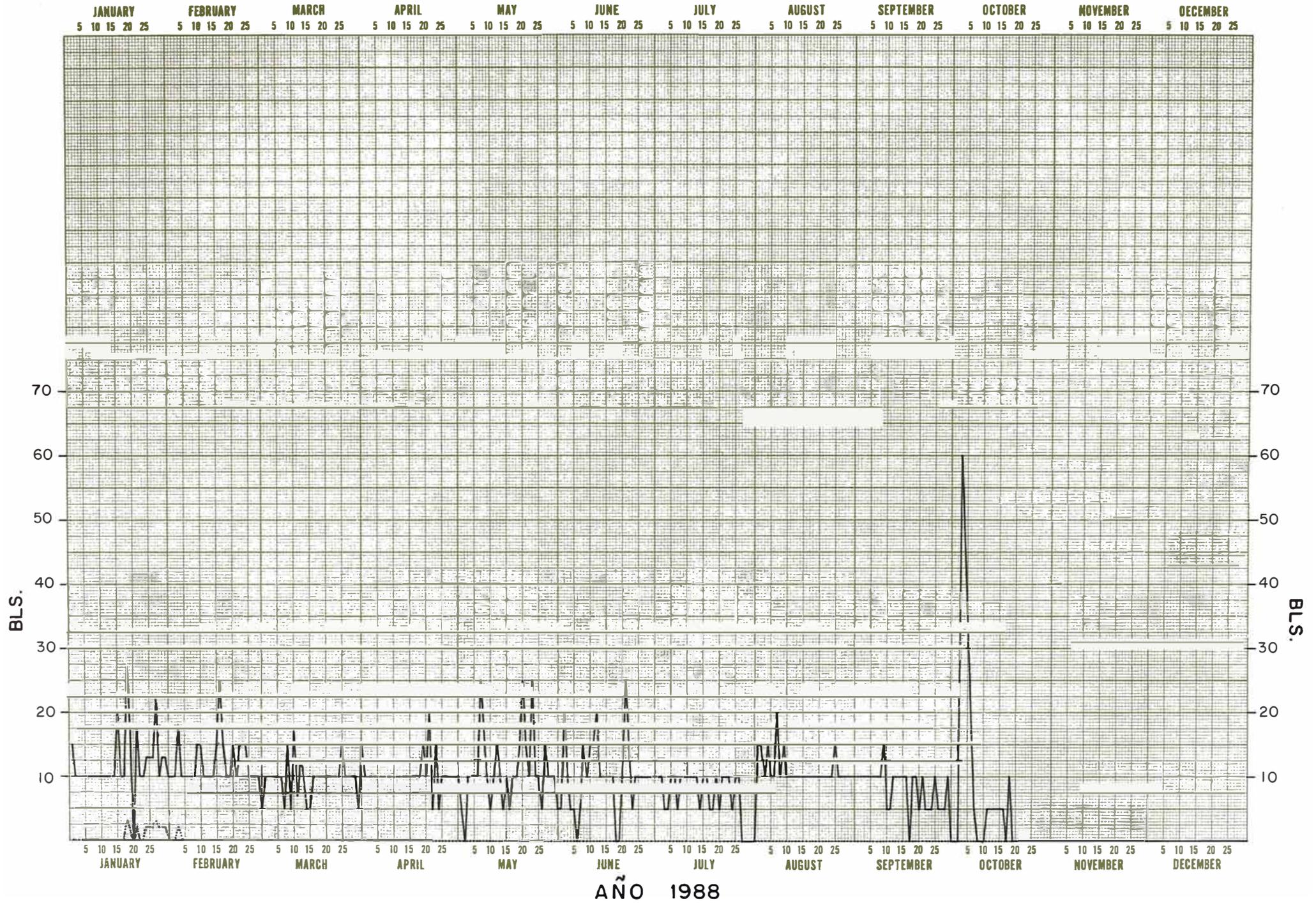
AÑO 1986

# POZO N° 6362 "PORTACHUELO"



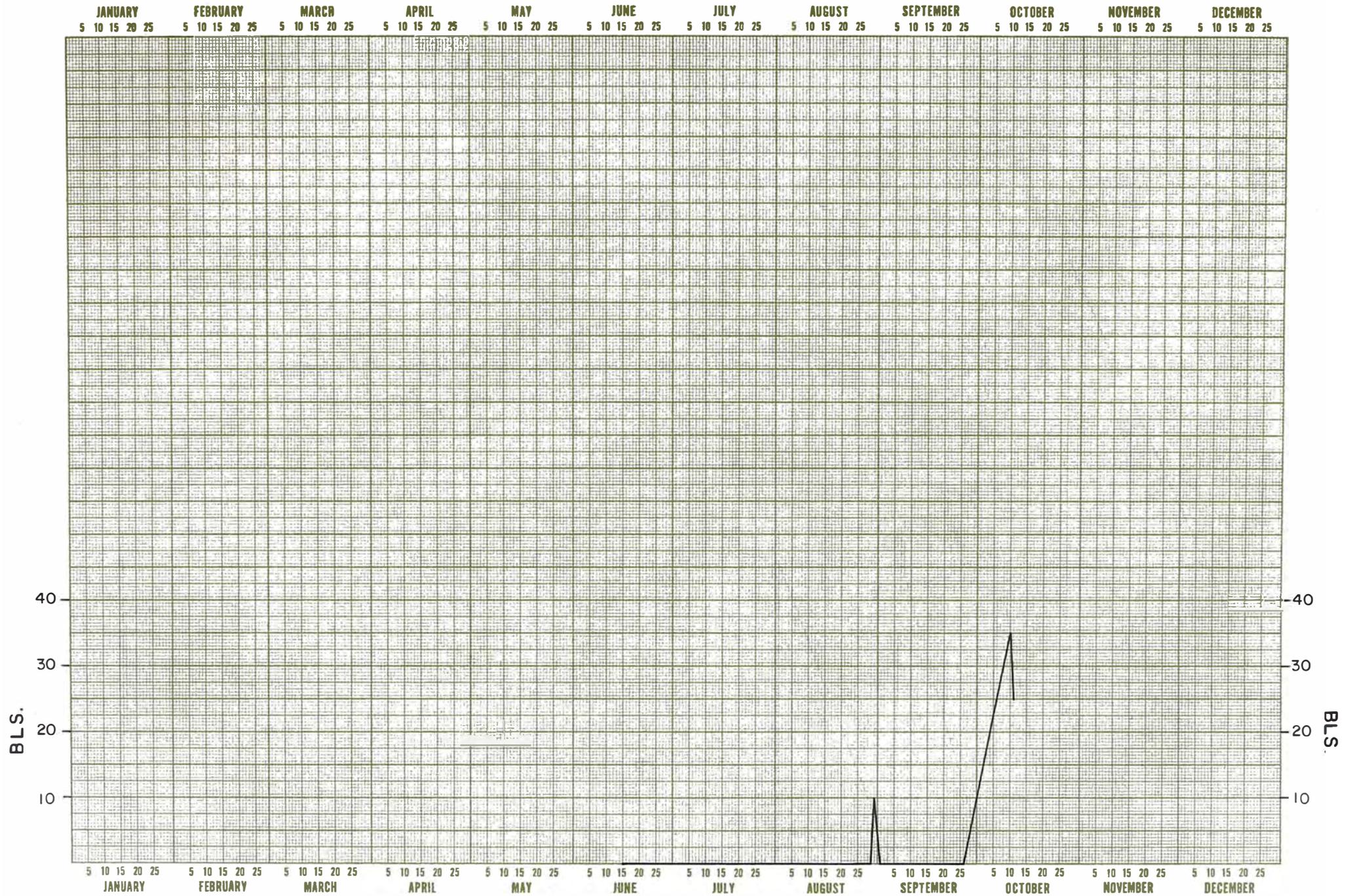
AÑO 1987

# POZO N° 6362 "PORTACHUELO"



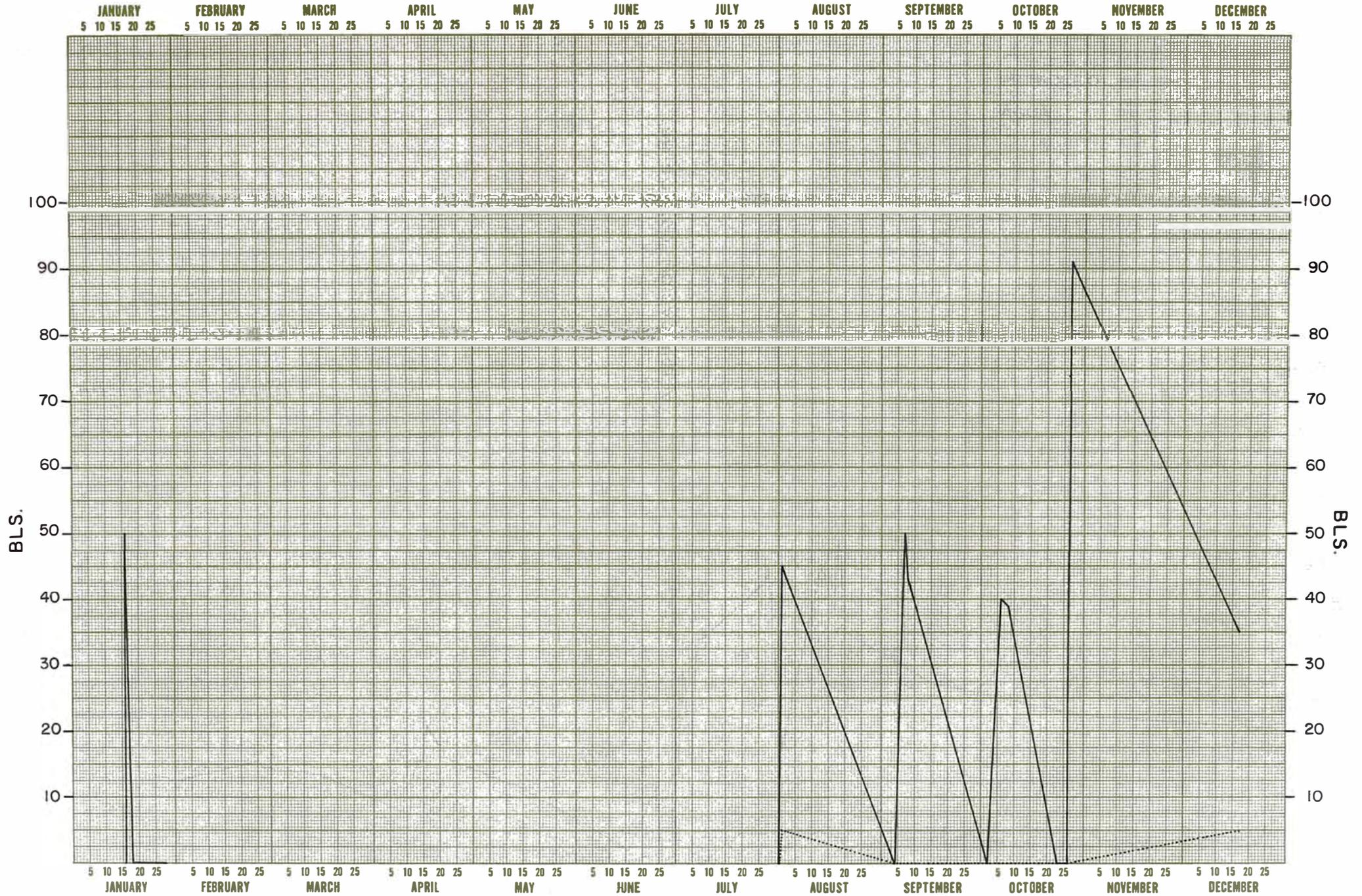
AÑO 1988

# POZO N° 6362 "PORTACHUELO"



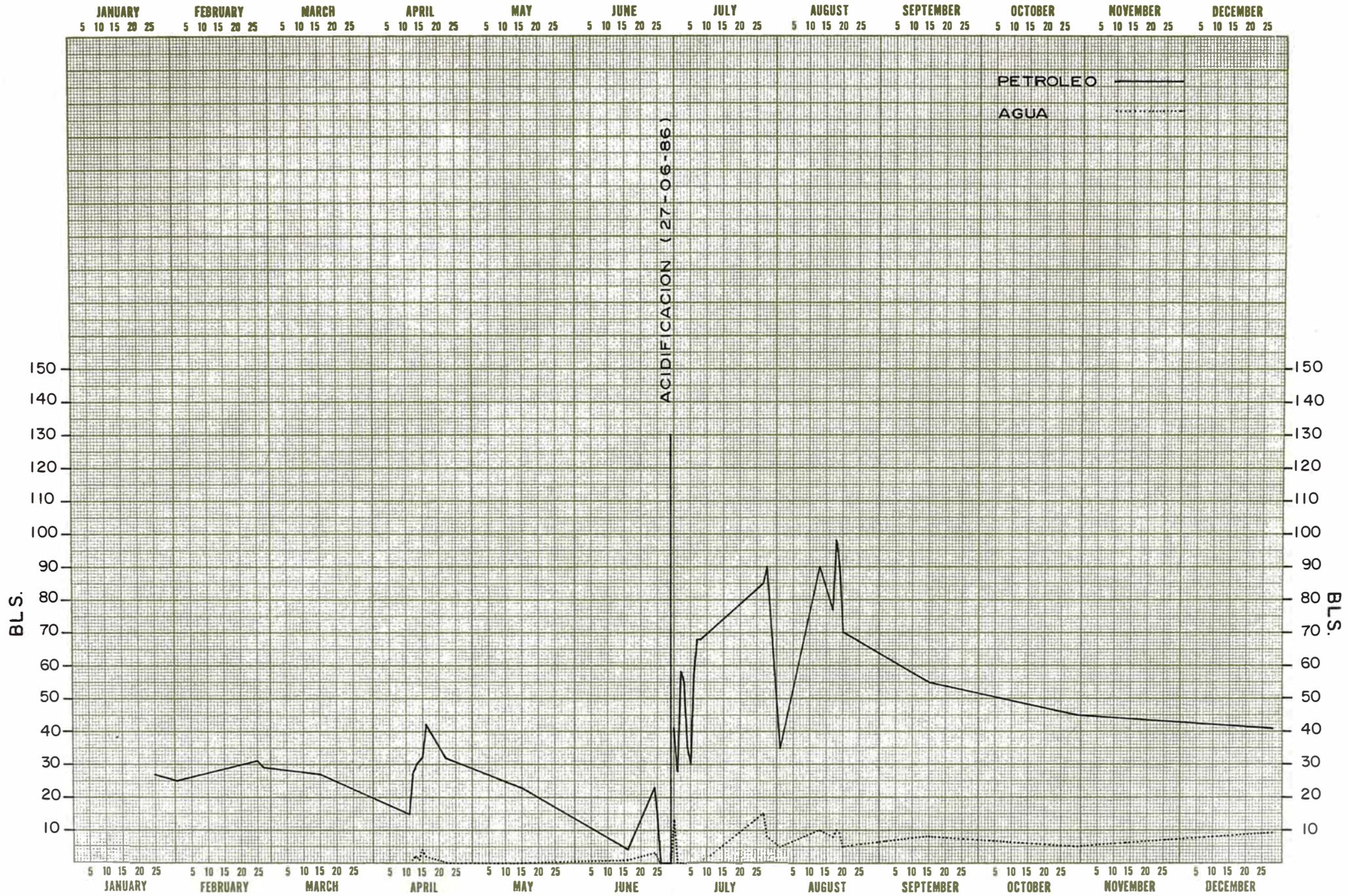
AÑO 1989

# POZO N° 6442 "PORTACHUELO"



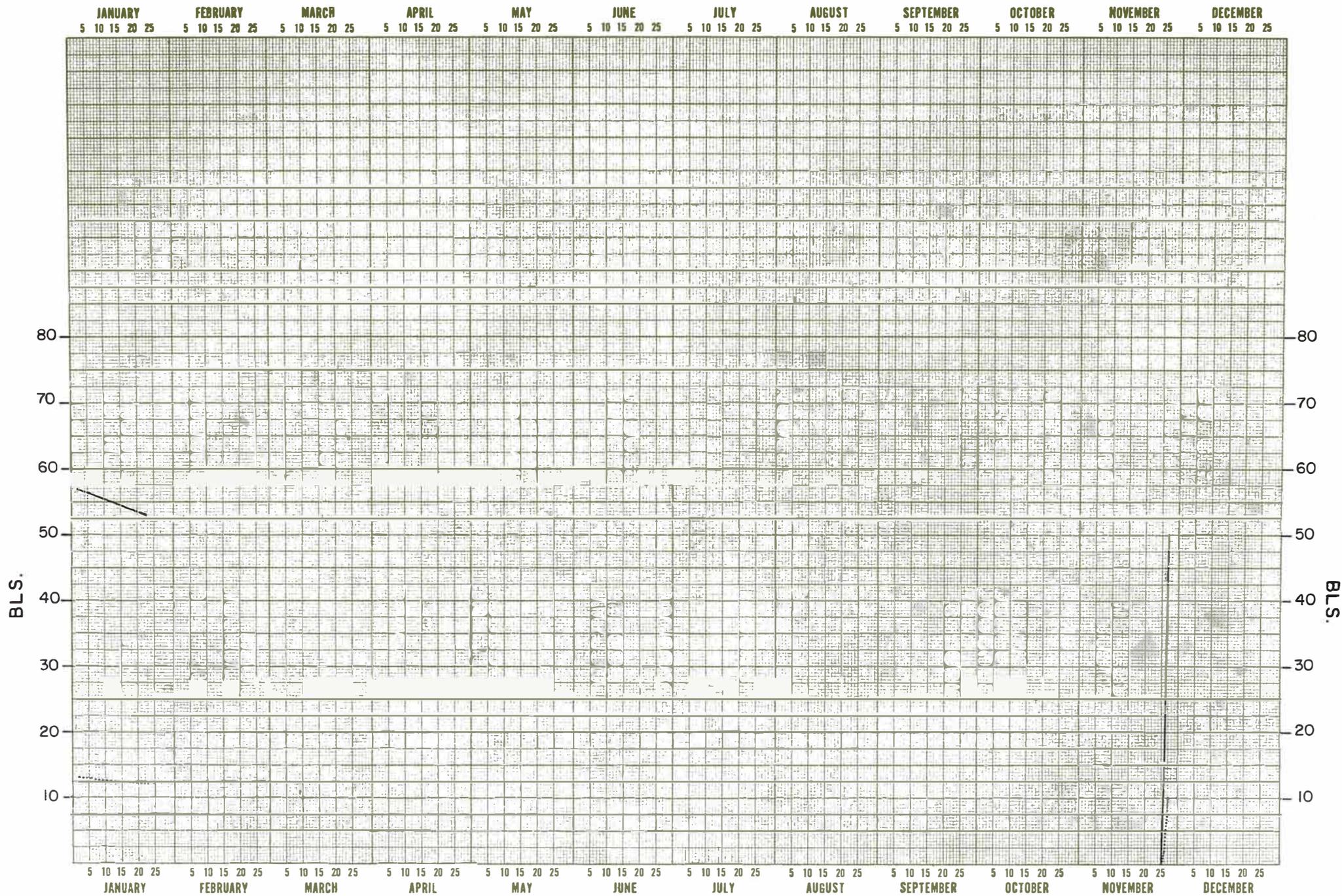
1,985

# POZO N° 6442 "PORTACHUELO"



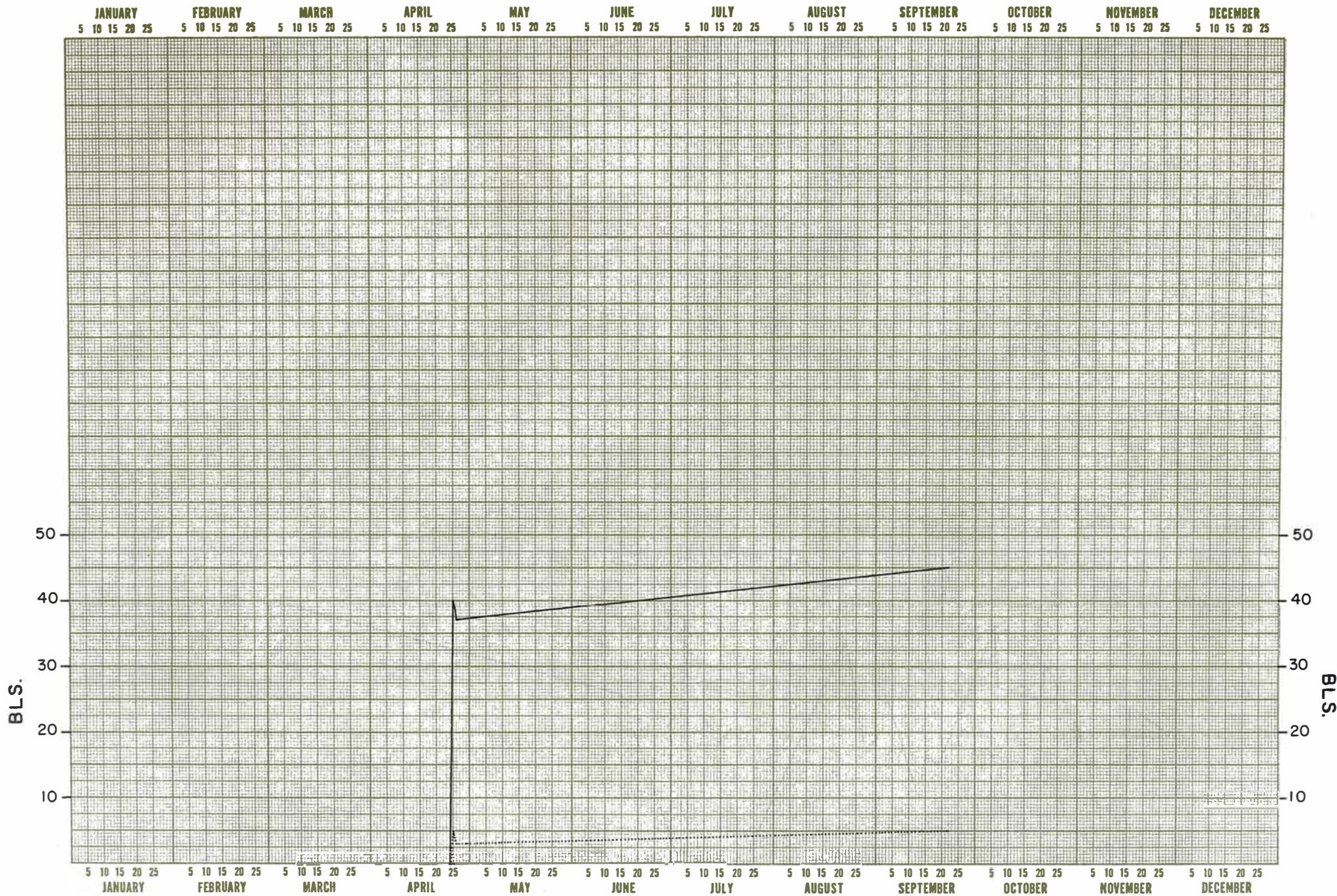
1,986

# POZO N° 6442 "PORTACHUELO"



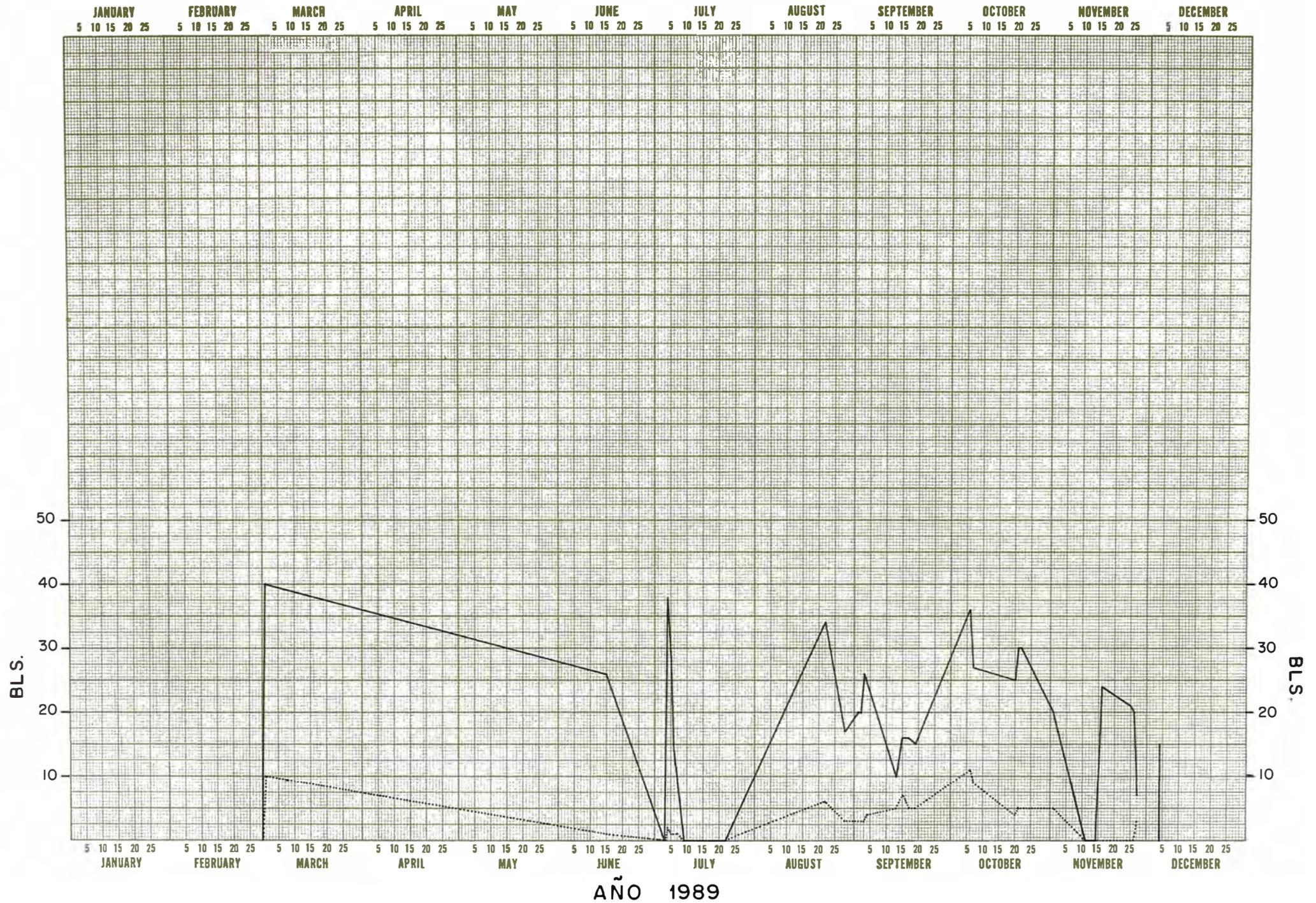
1,987

# POZO N° 6442 "PORTACHUELO"

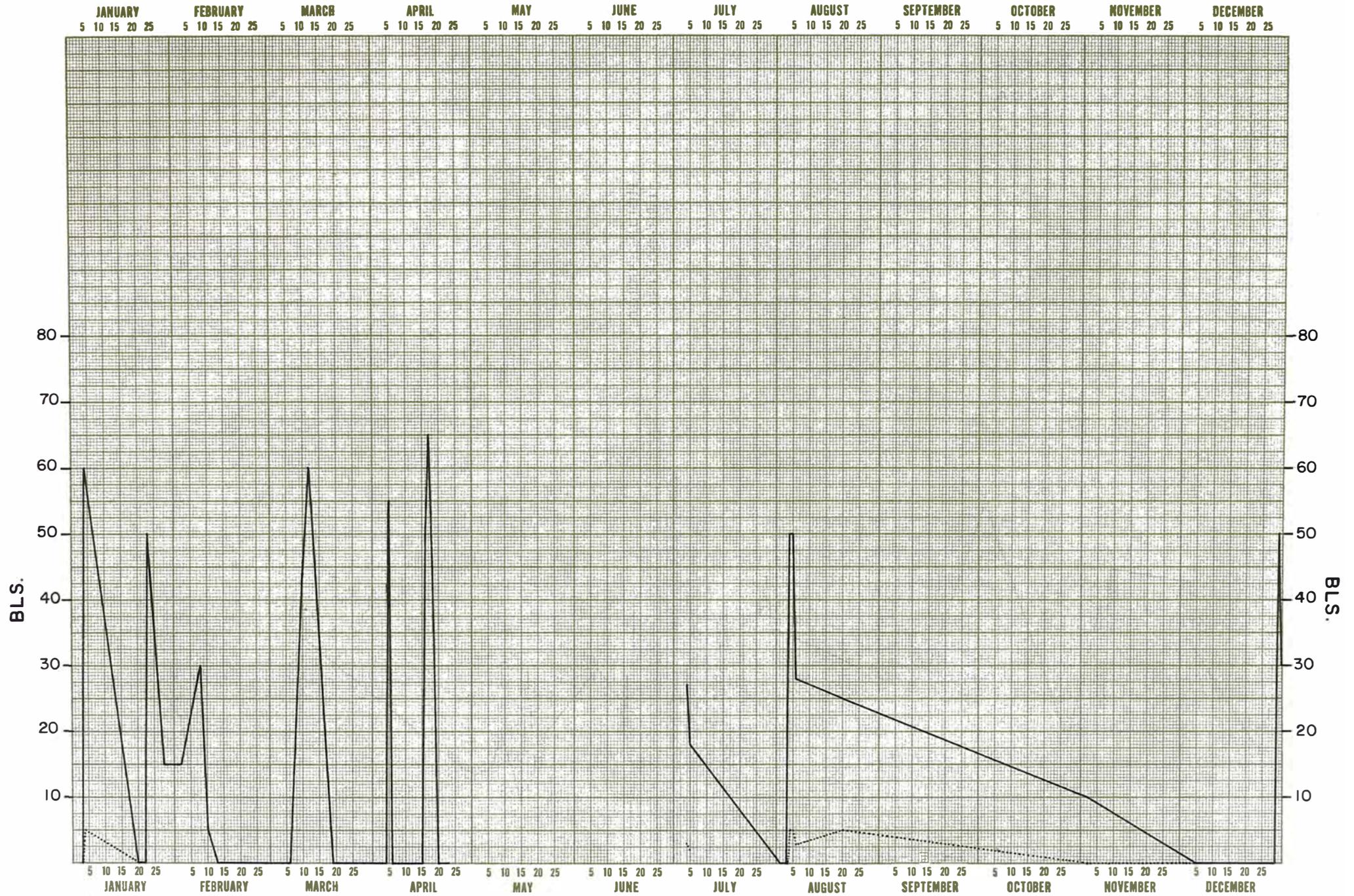


AÑO 1988

# POZO N° 6442 "PORTACHUELO"

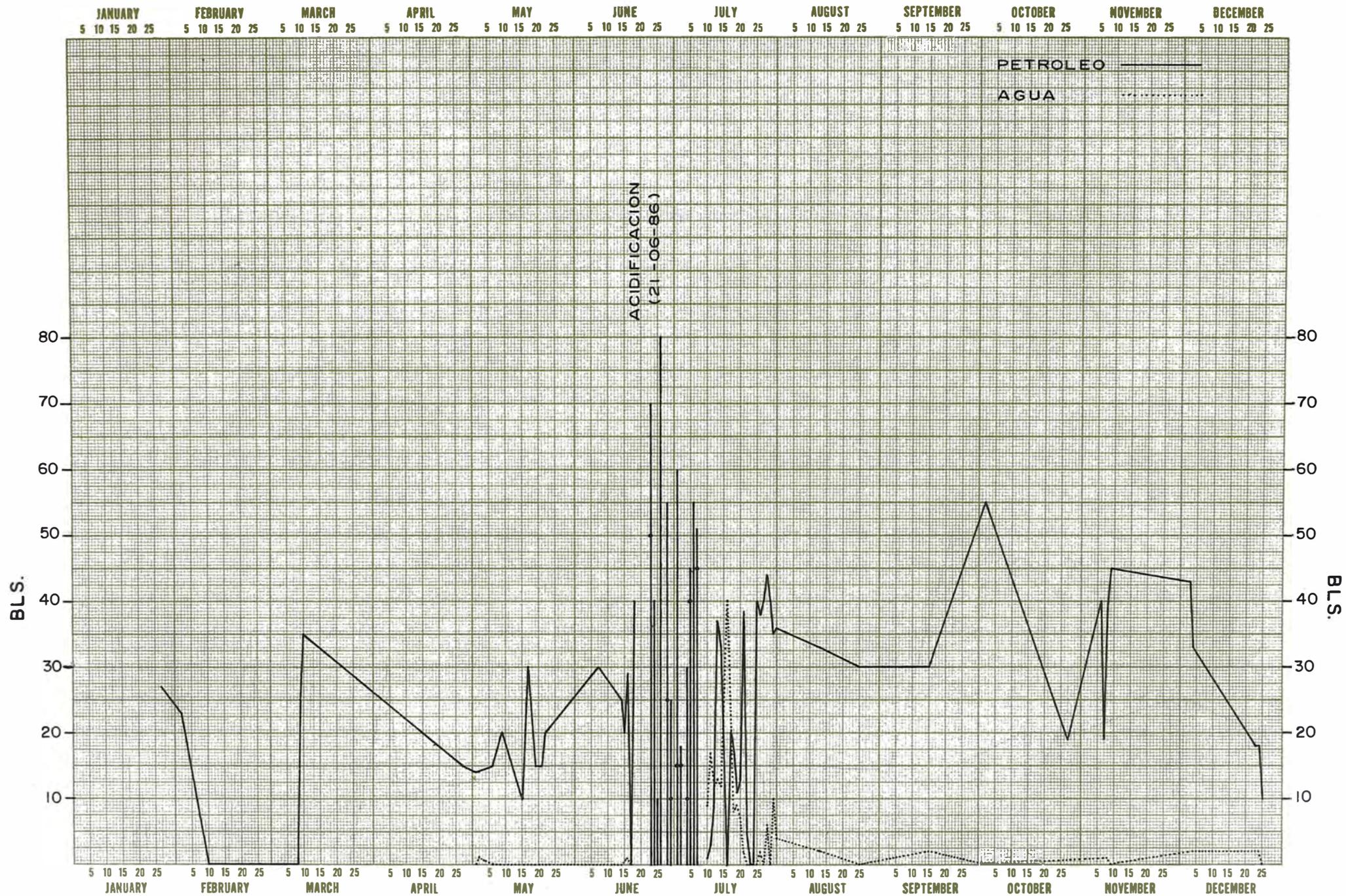


# POZO N° 6437 "PORTACHUELO"



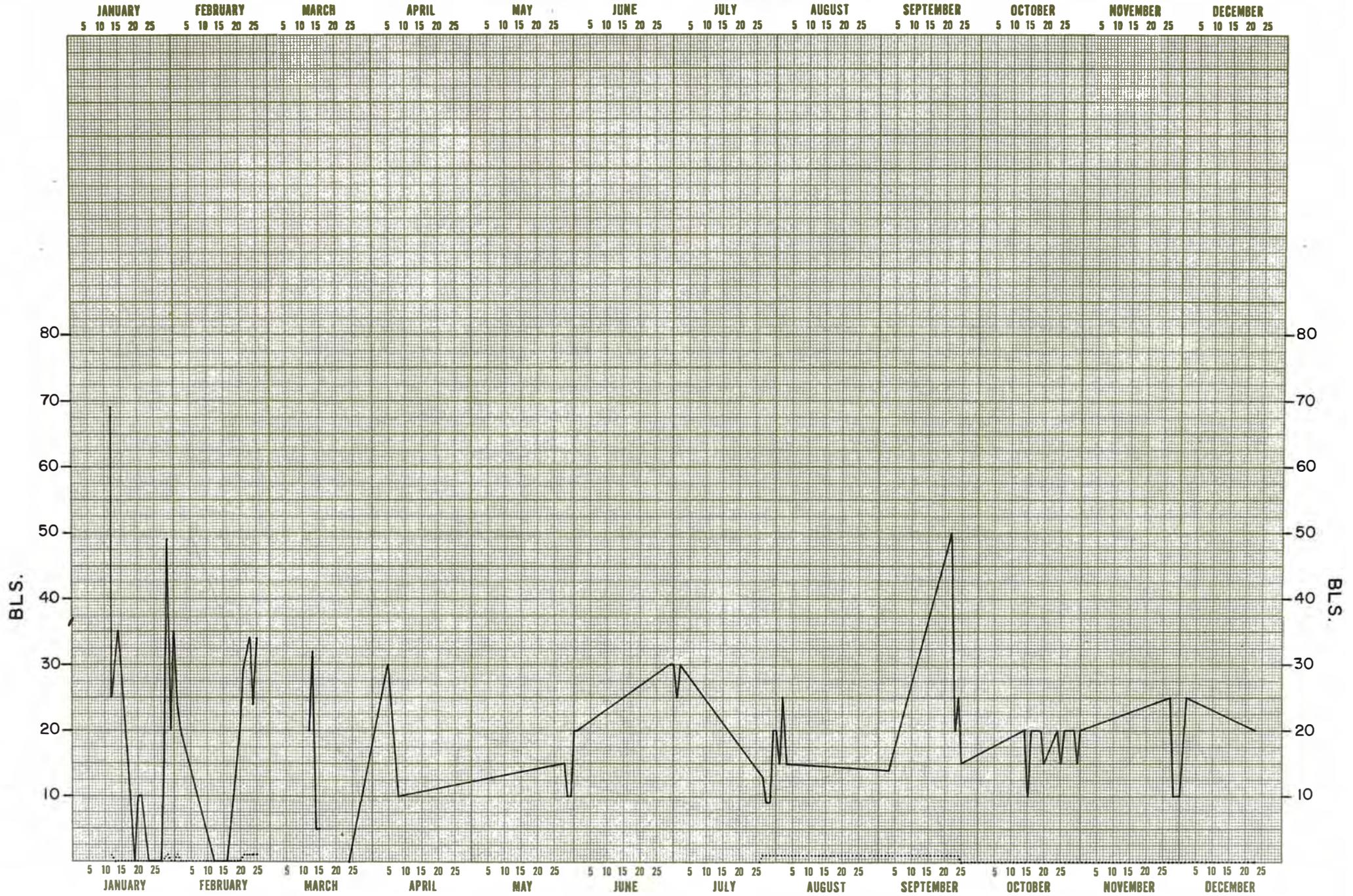
1,985

# POZO N° 6437 "PORTACHUELO"



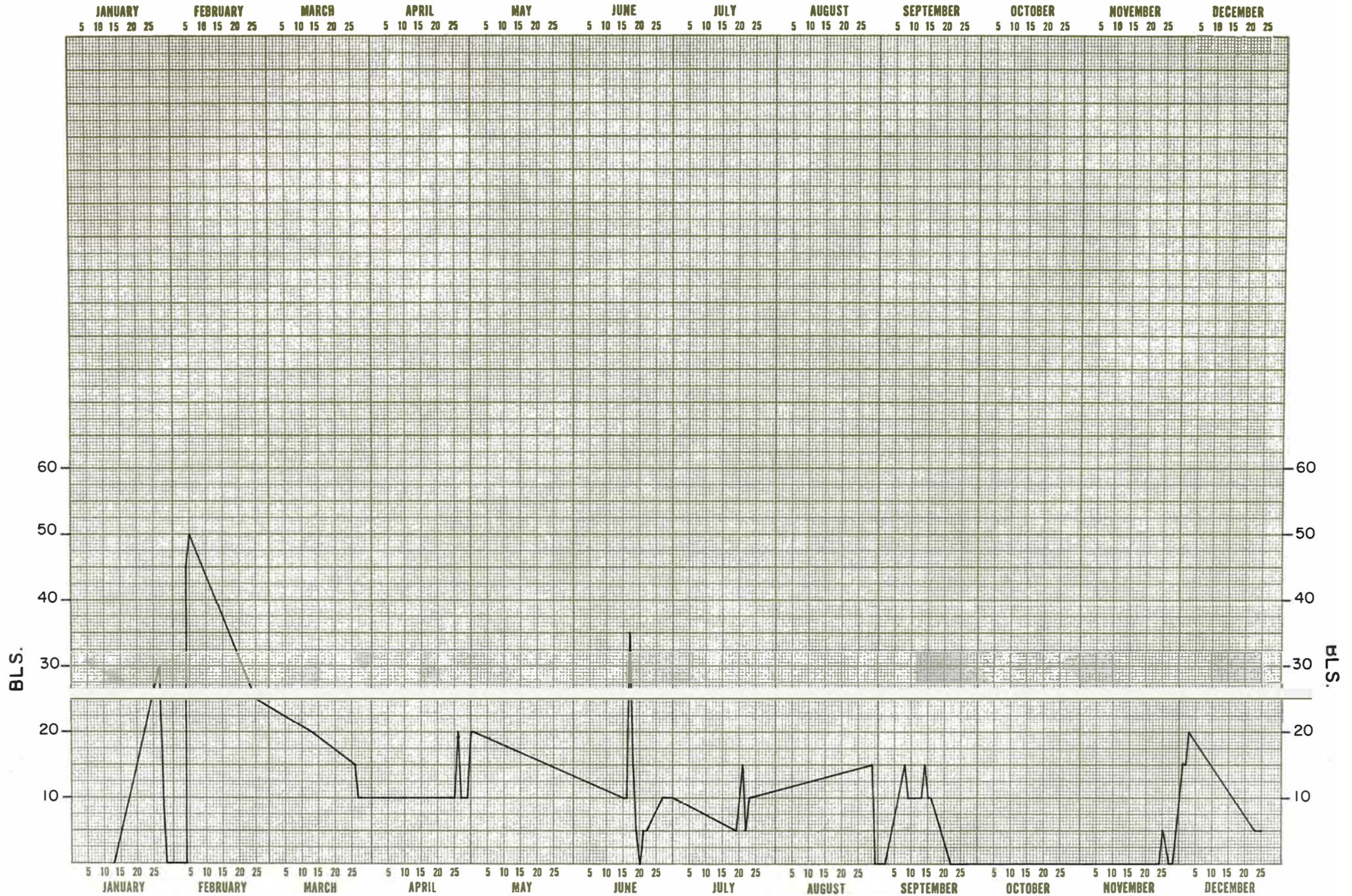
1,986

# POZO N° 6437 "PORTACHUELO"



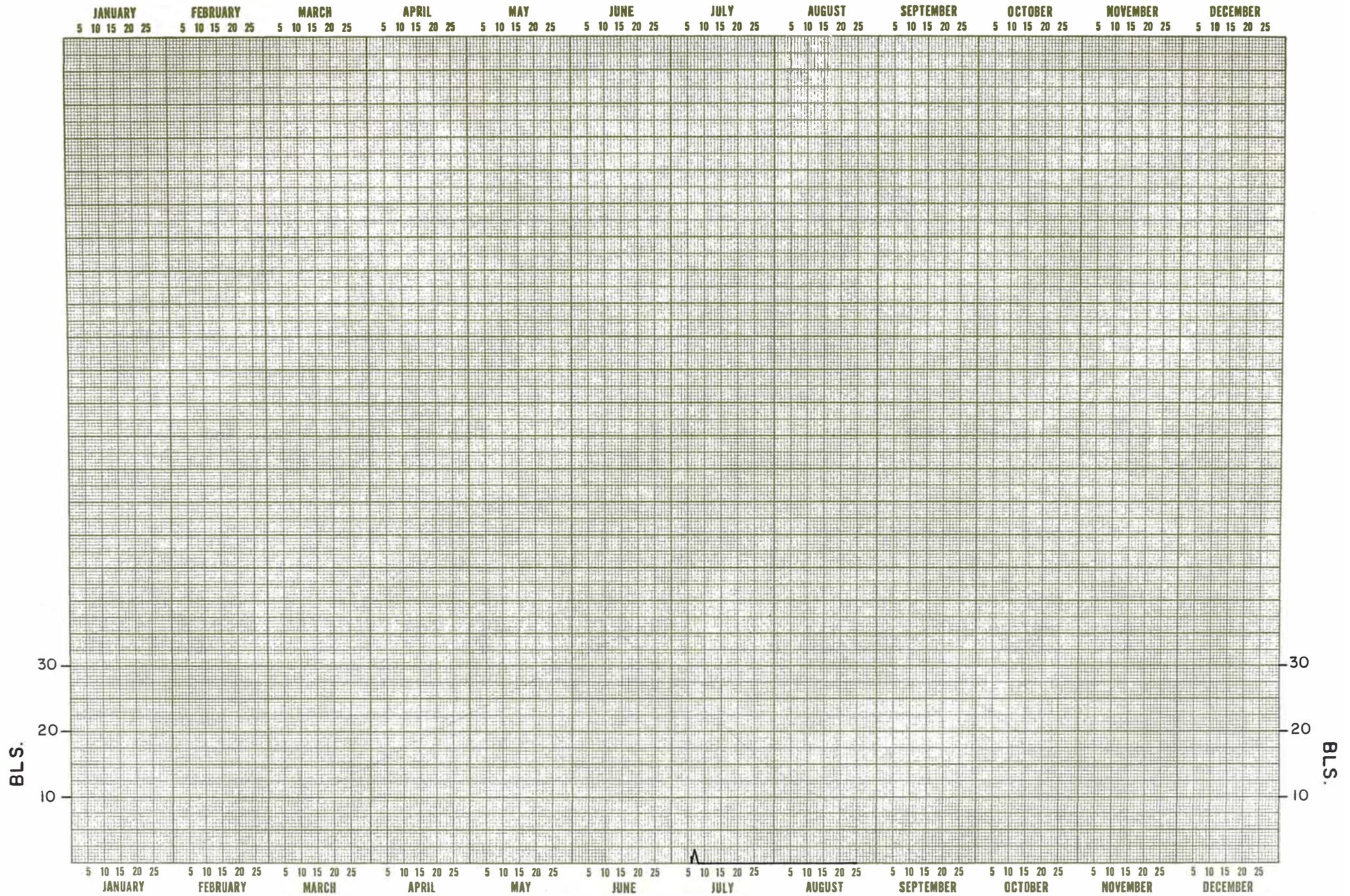
1,987

# POZO N° 6437 "PORTACHUELO"



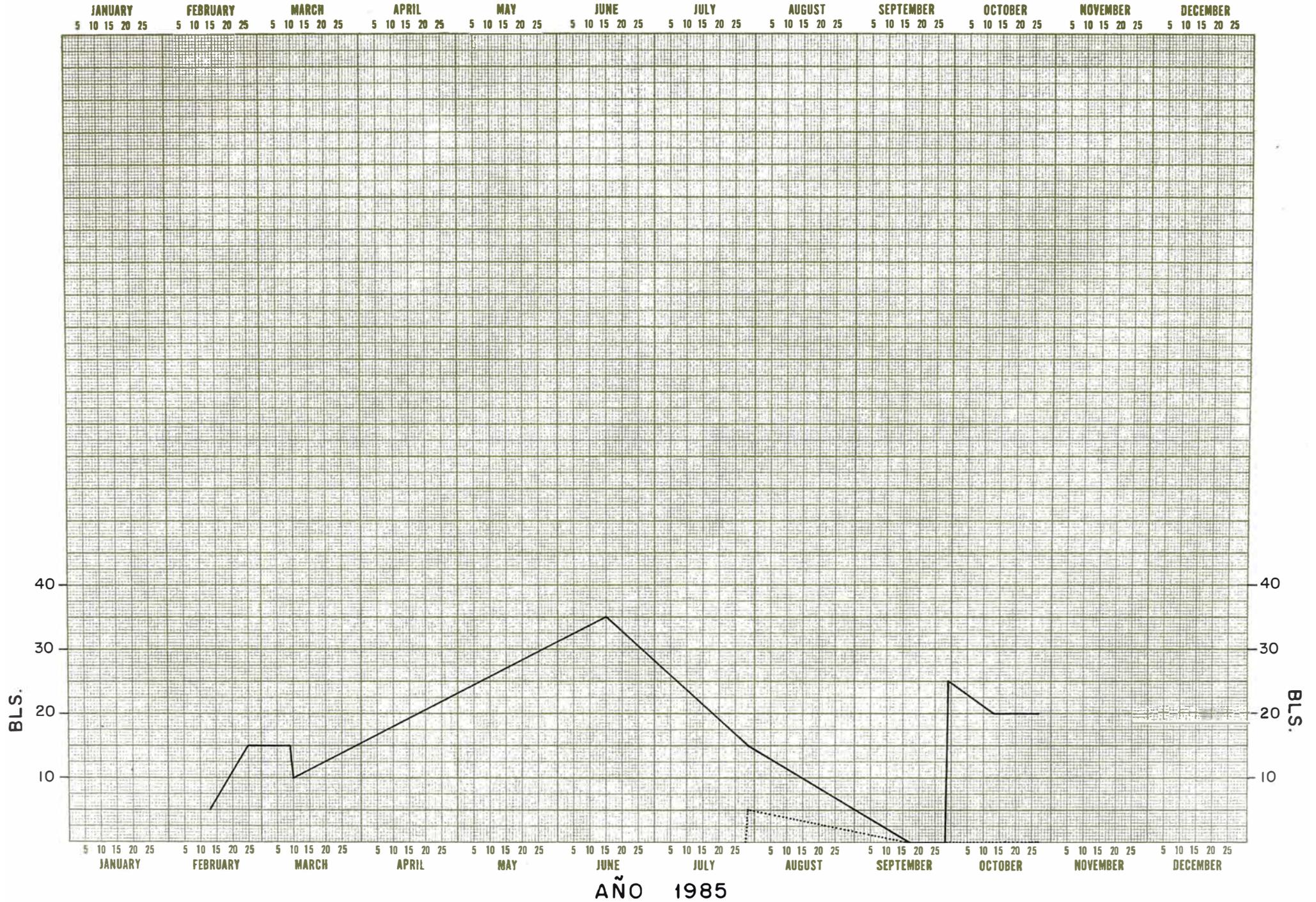
AÑO 1988

# POZO N° 6437 "PORTACHUELO"

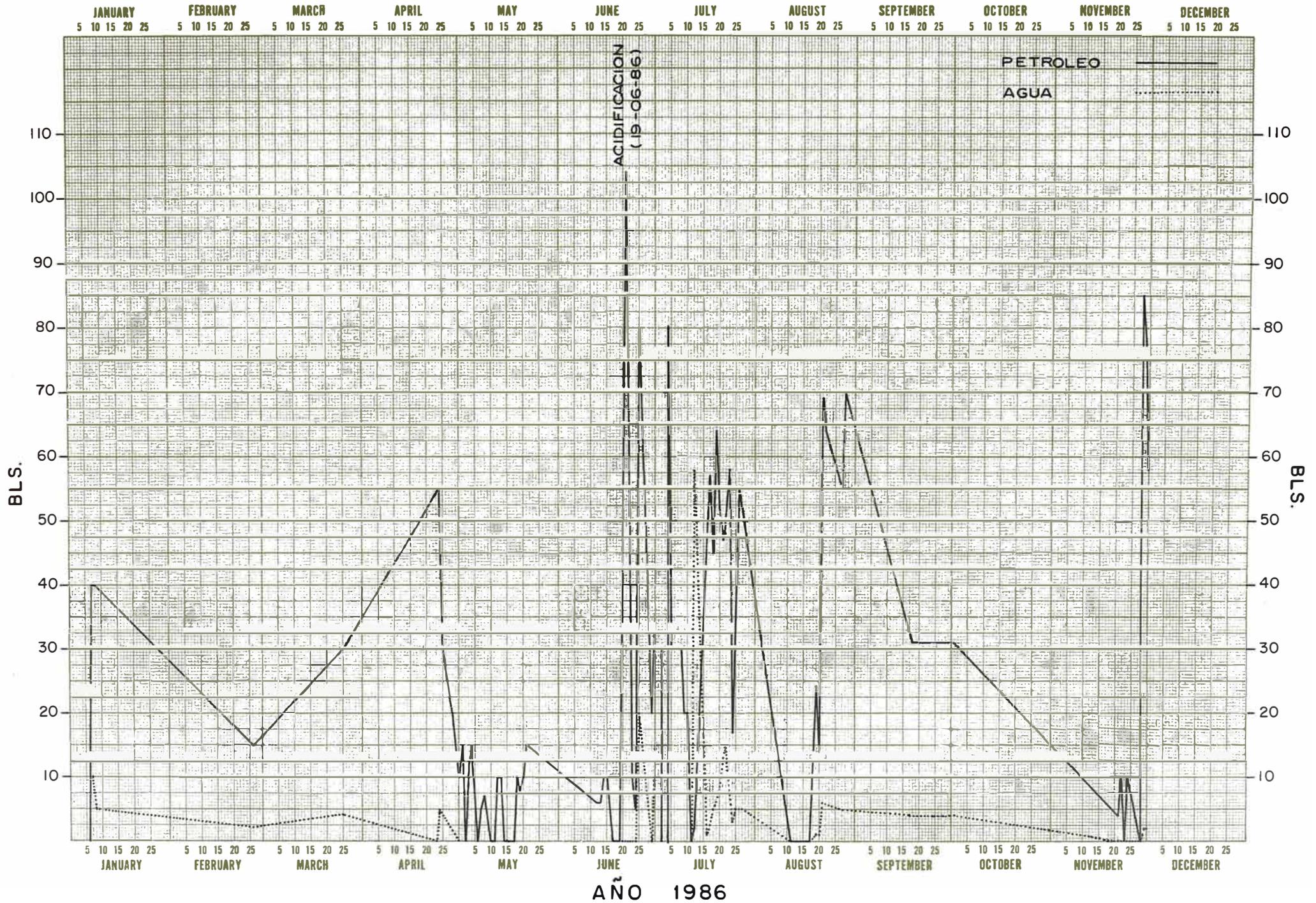


AÑO 1989

# POZO N° 6404 "PORTACHUELO"

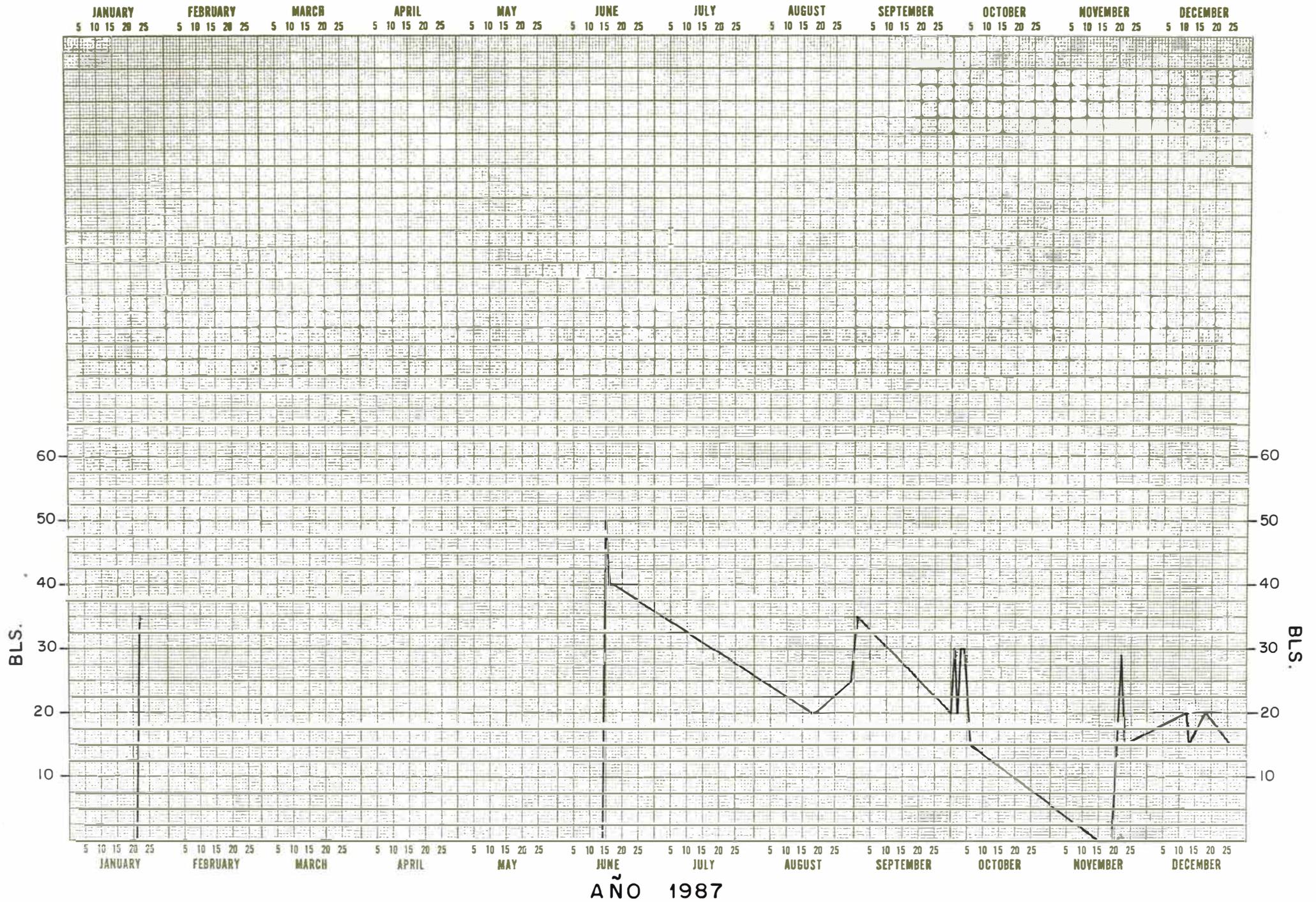


# POZO N° 6404 "PORTACHUELO"



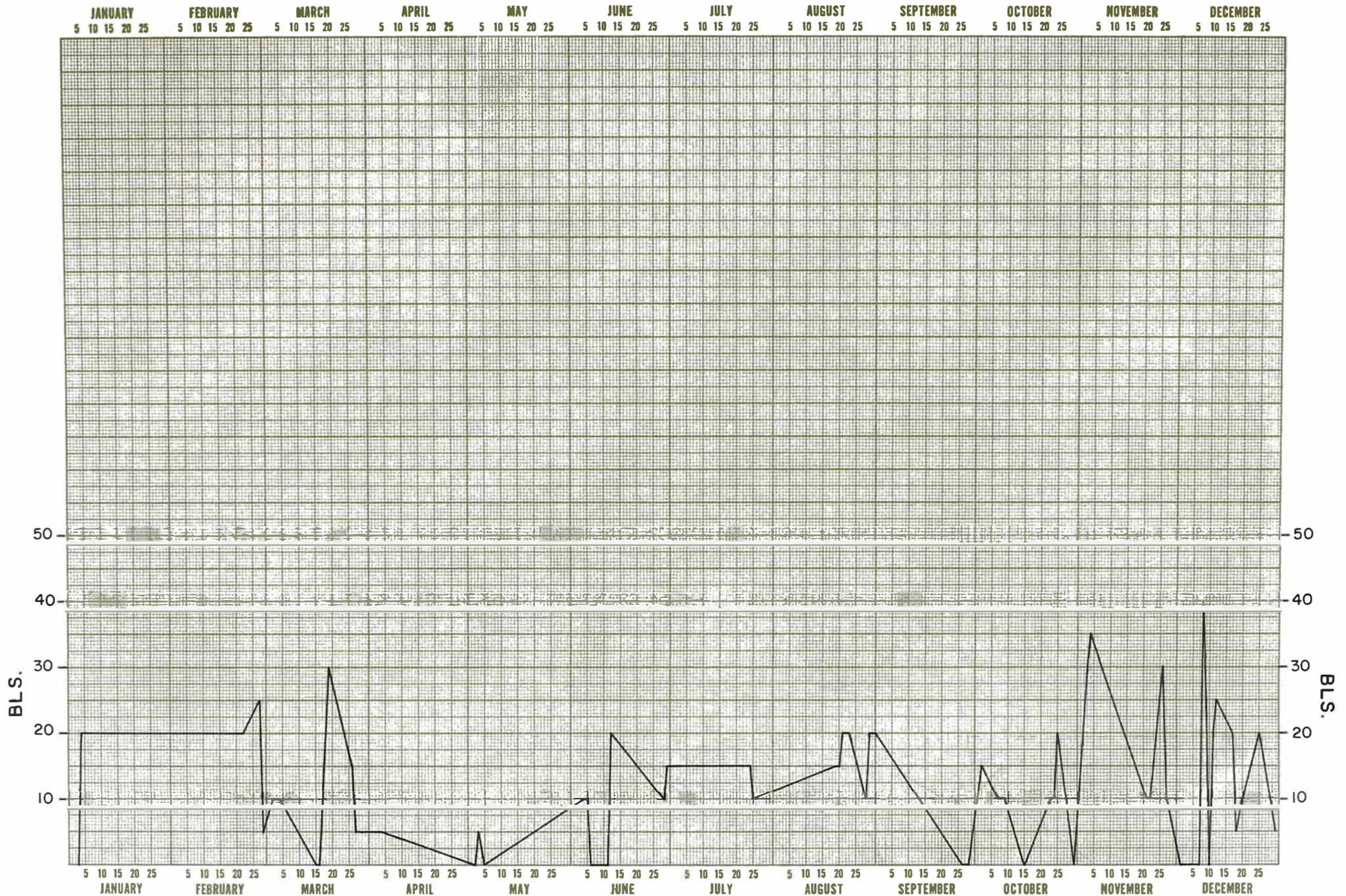
AÑO 1986

# POZO N° 6404 "PORTACHUELO"



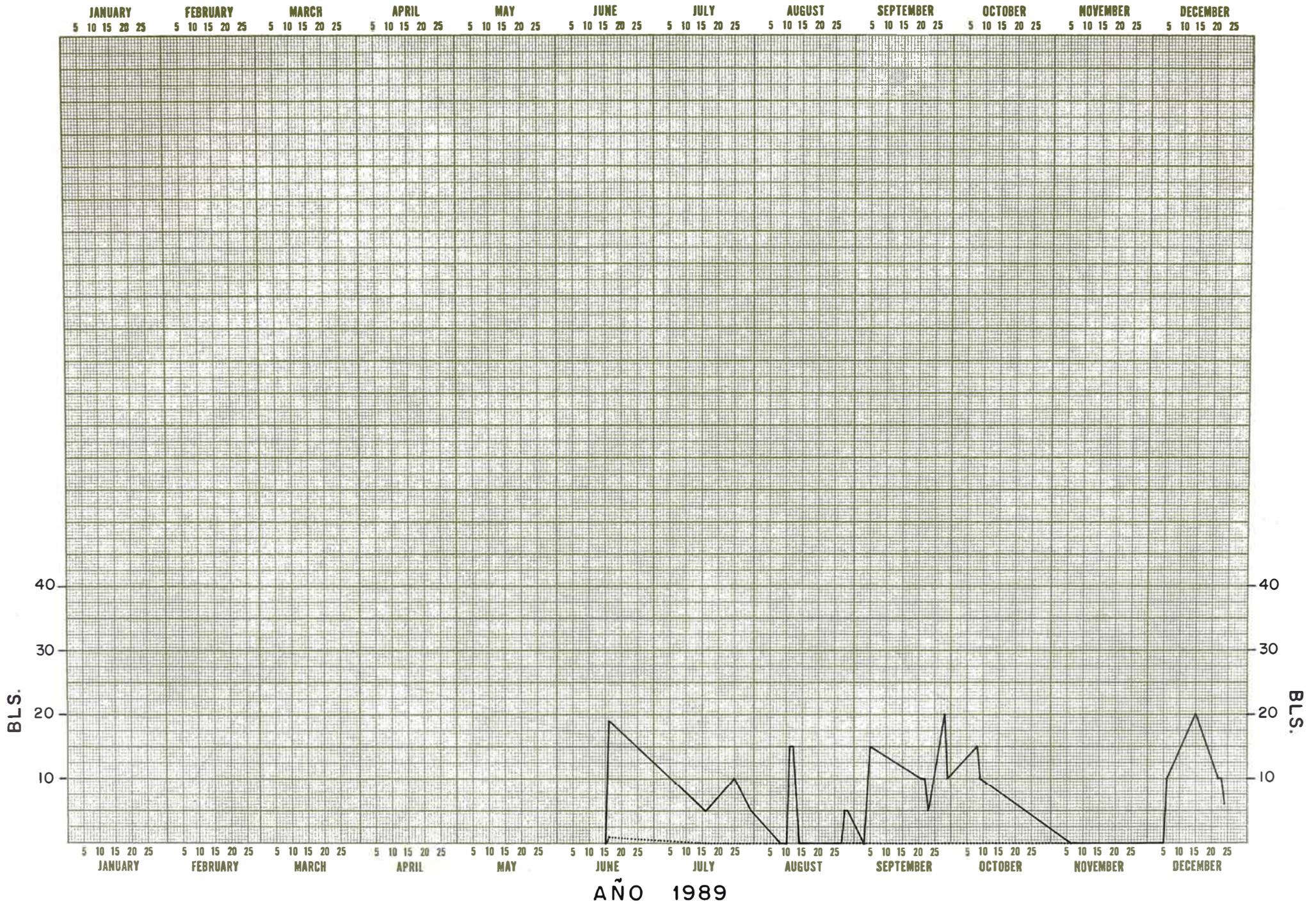
AÑO 1987

# POZO N° 6404 "PORTACHUELO"



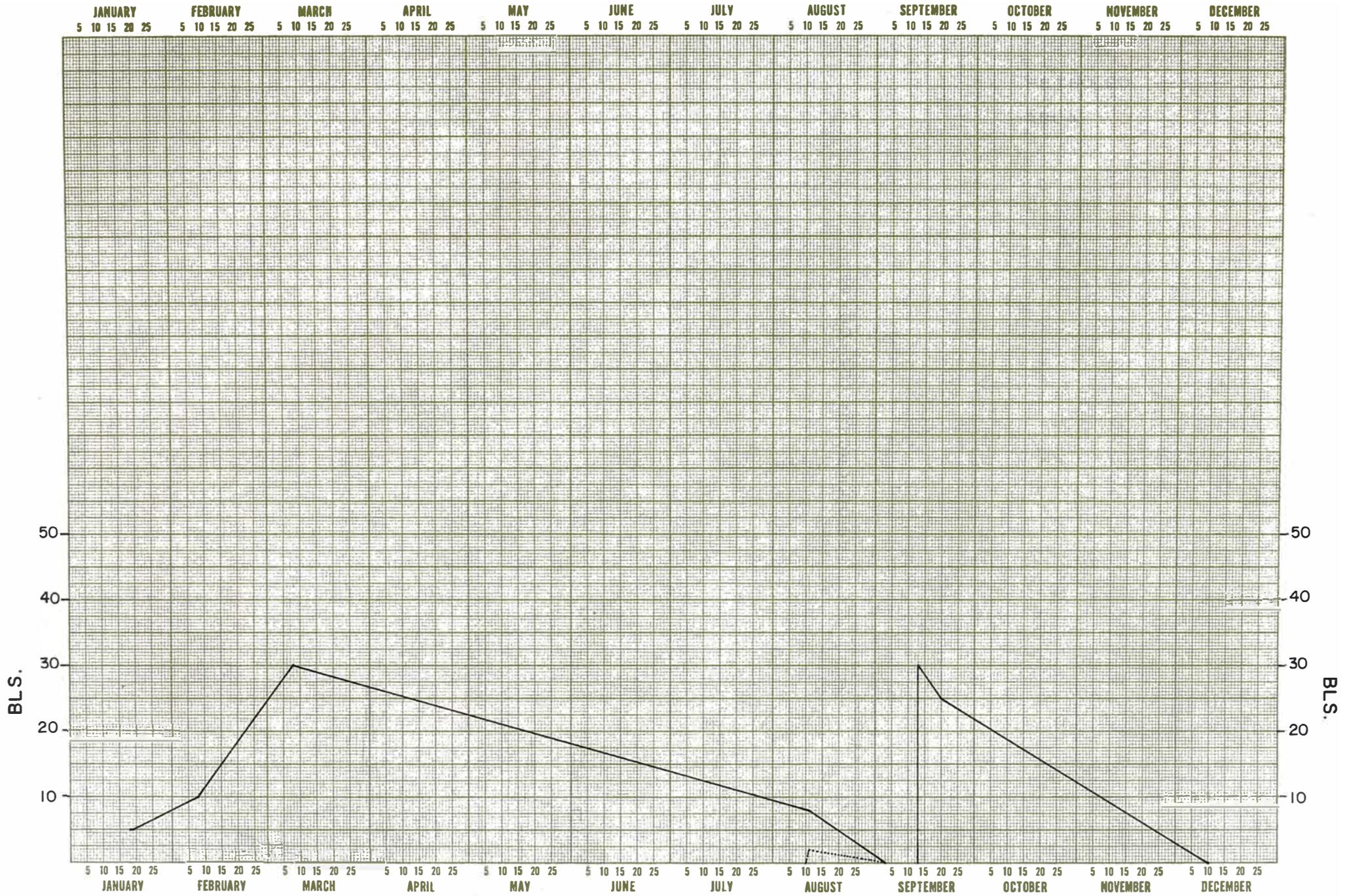
1988

# POZO N° 6404 "PORTACHUELO"



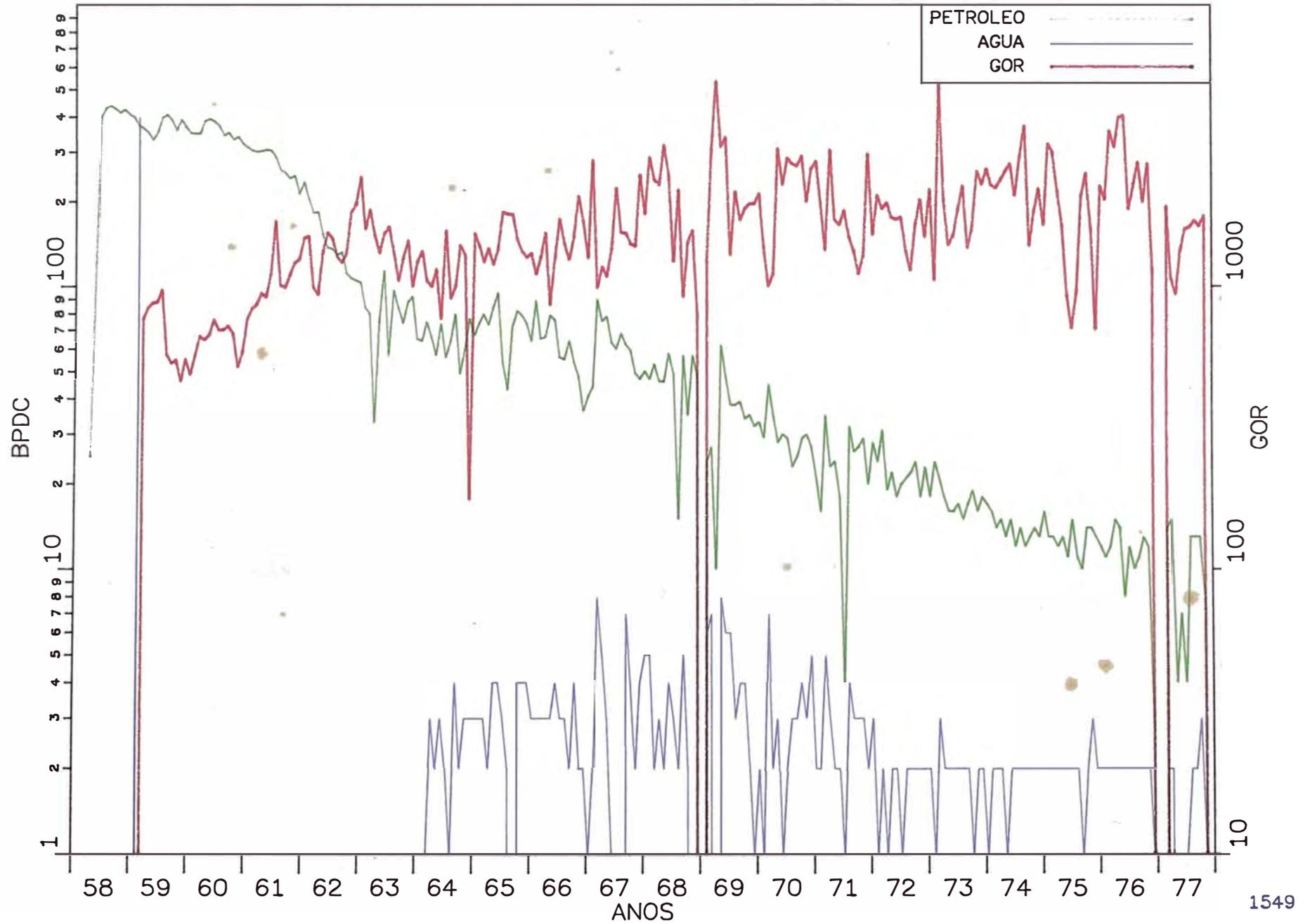
AÑO 1989

# POZO N° 4842 "PORTACHUELO"

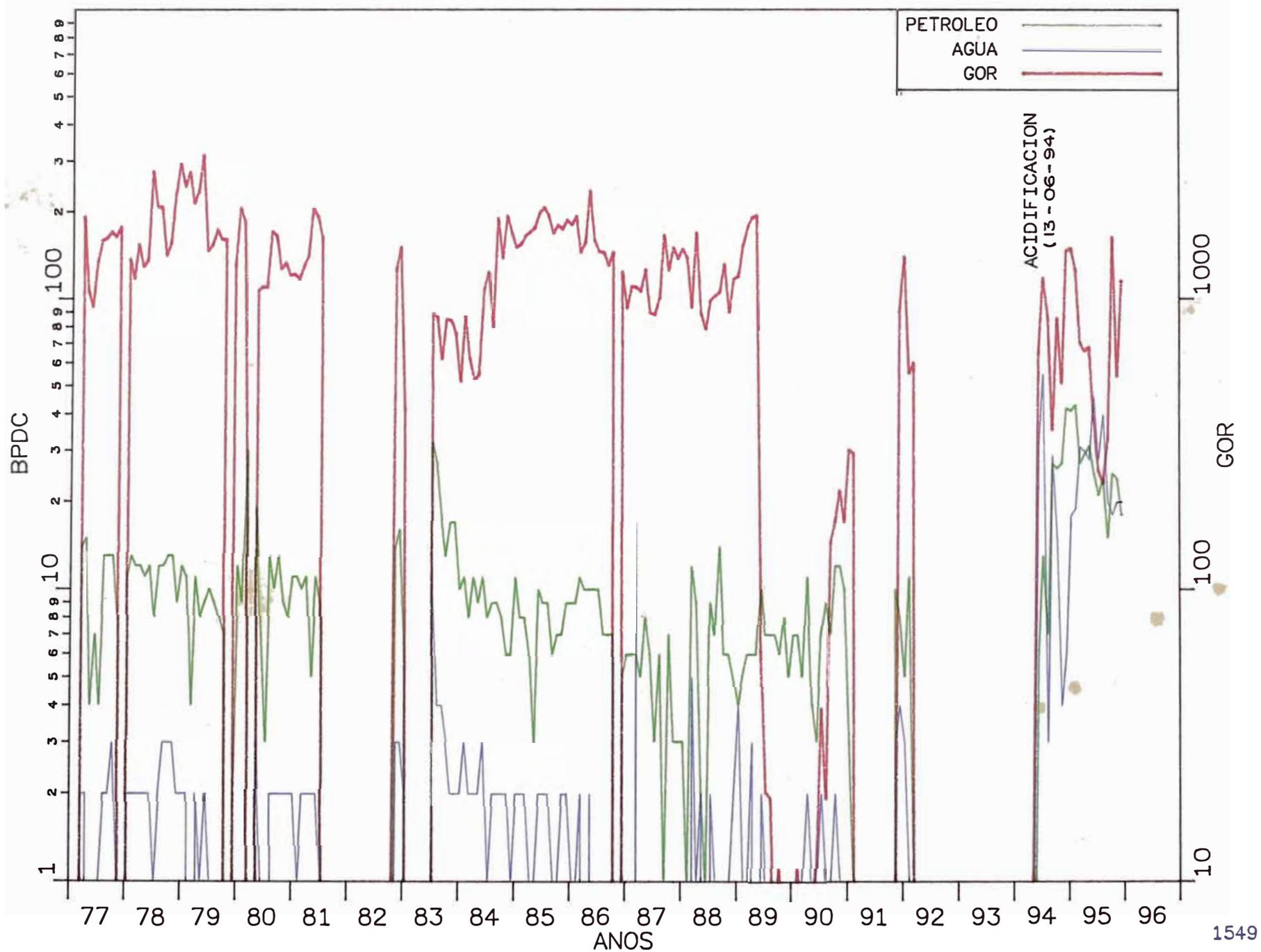


1,985

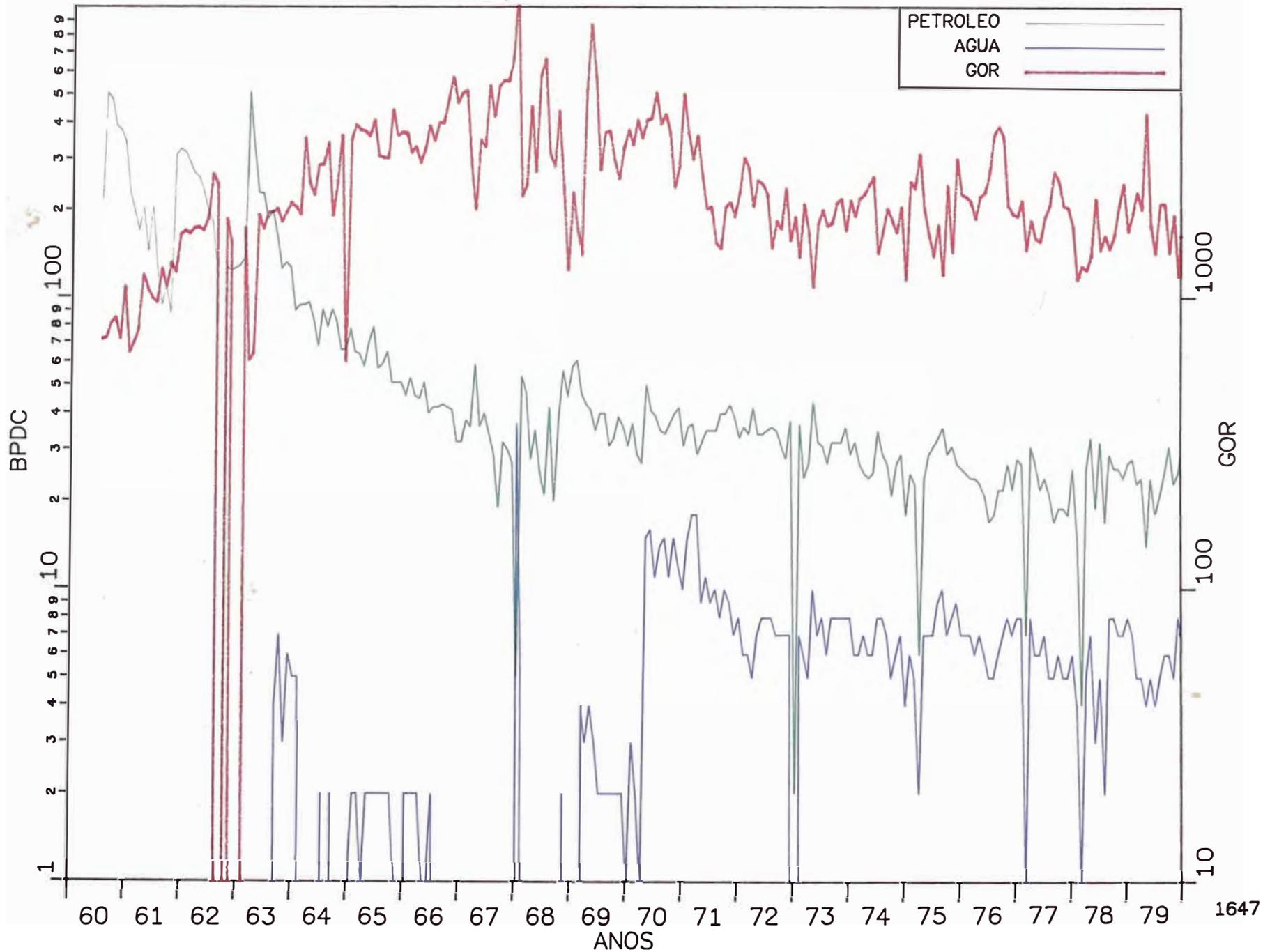
POZO 1549 PENA NEGRA



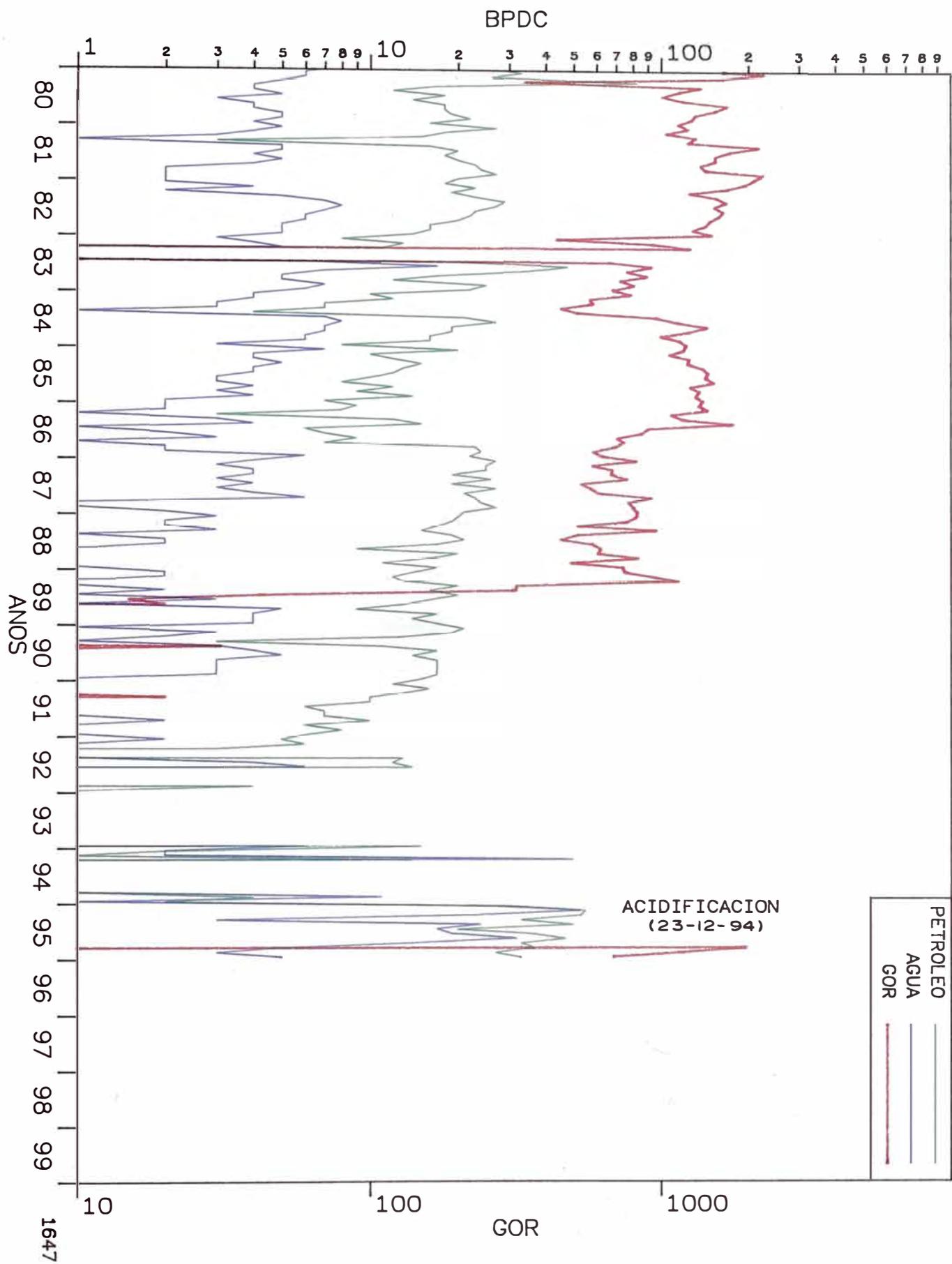
# POZO 1549 PENA NEGRA



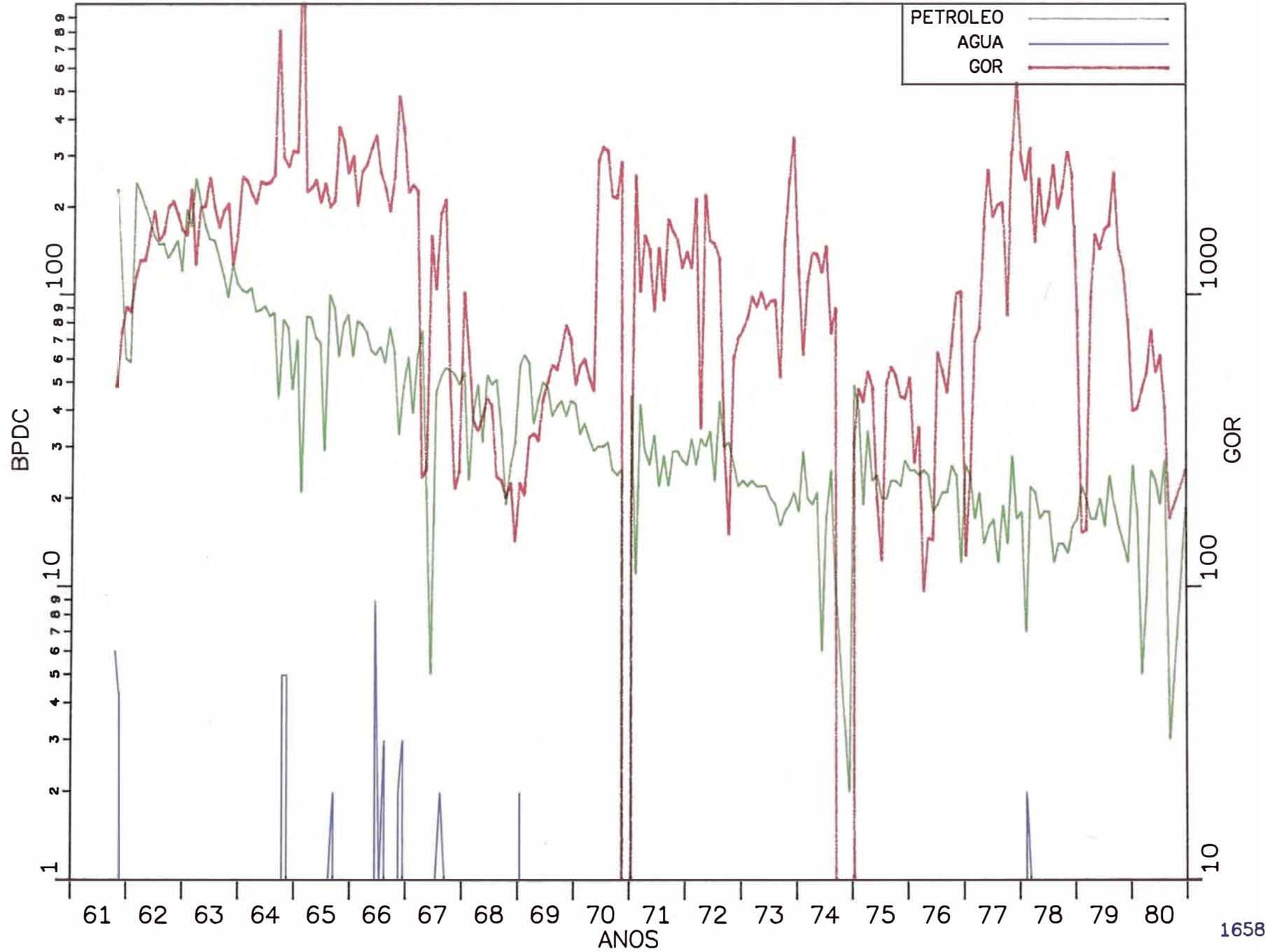
POZO 1647 PENA NEGRA



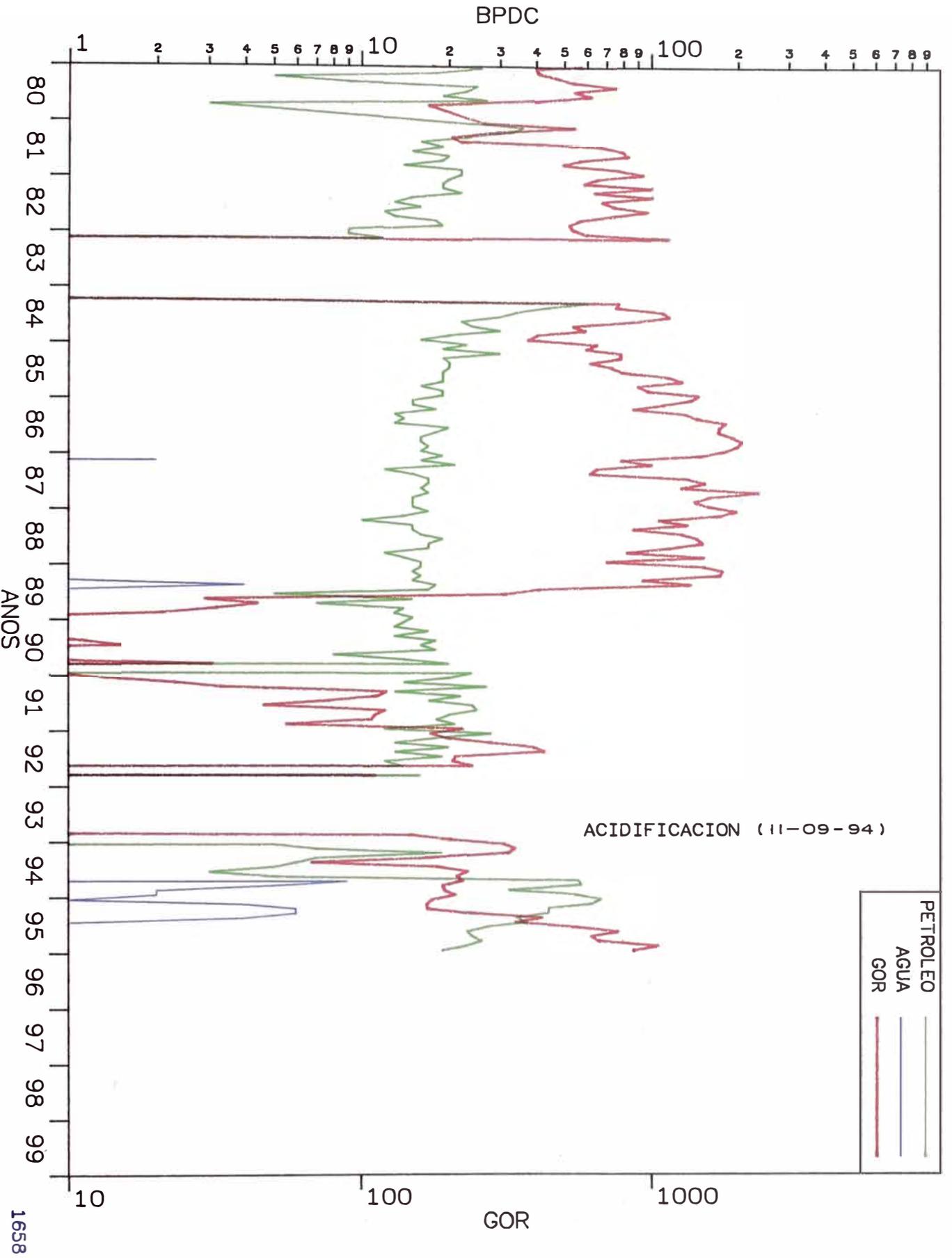
POZO 1647 PENA NEGRA



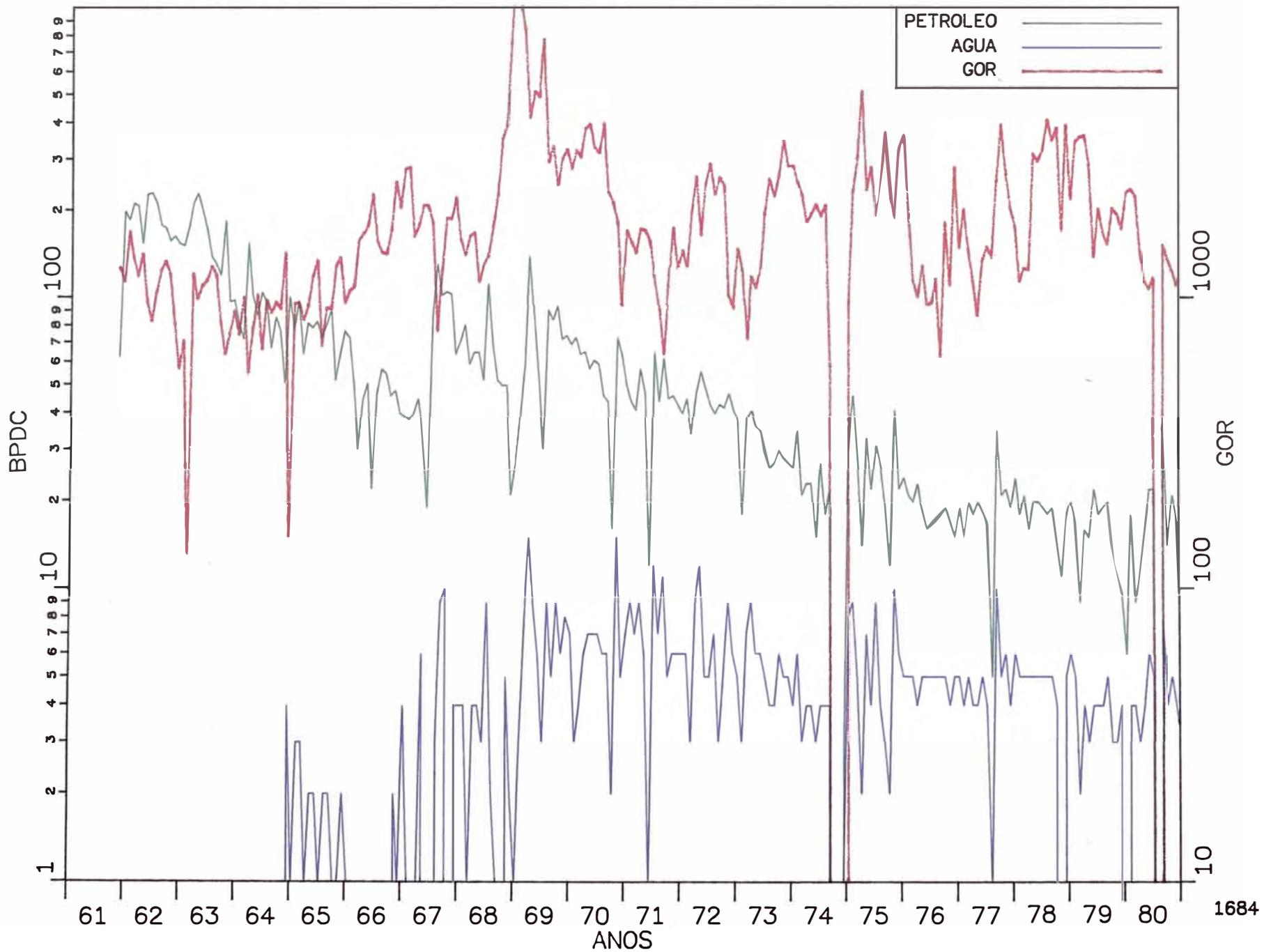
POZO 1658 PENA NEGRA



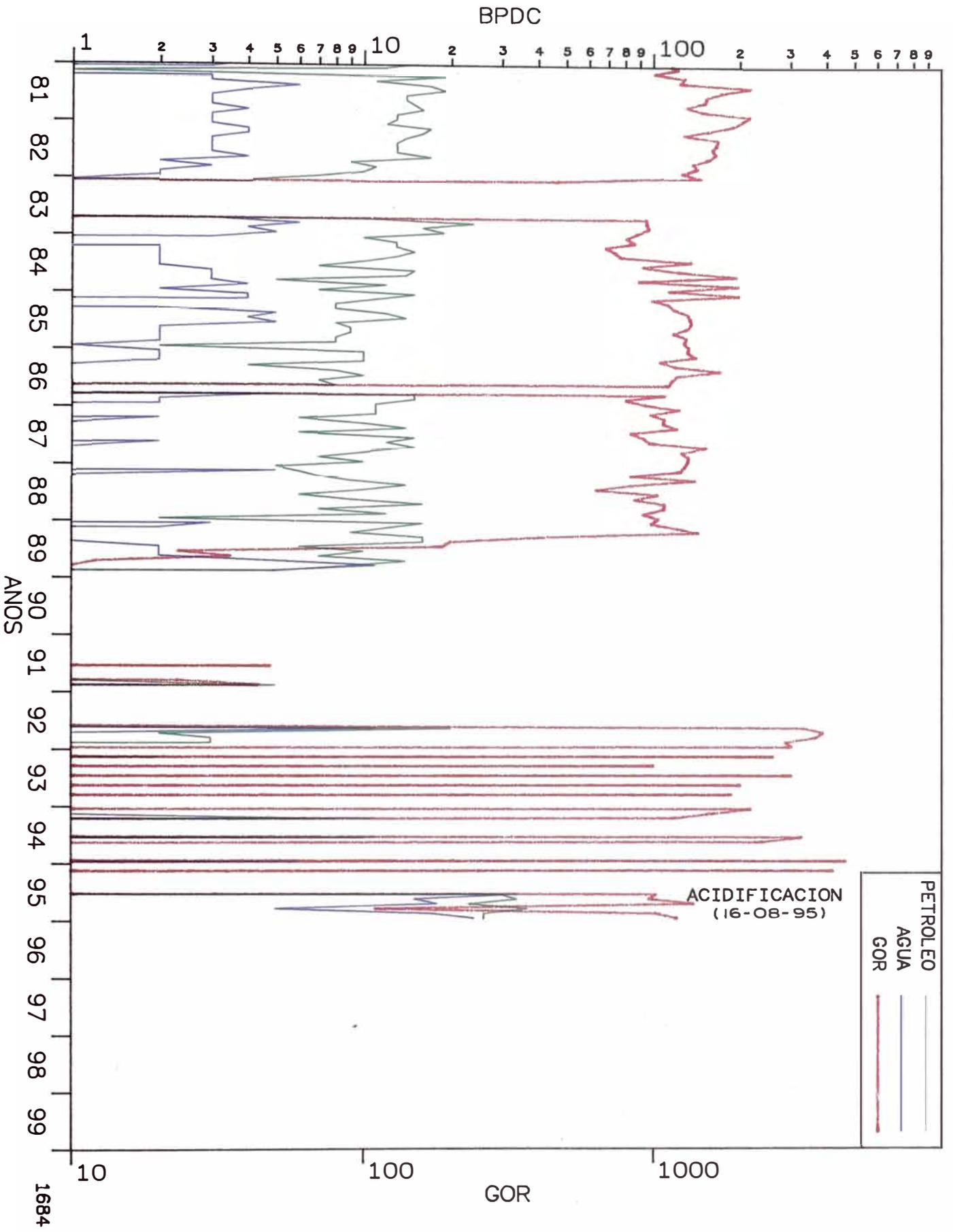
POZO 1658 PENA NEGRA



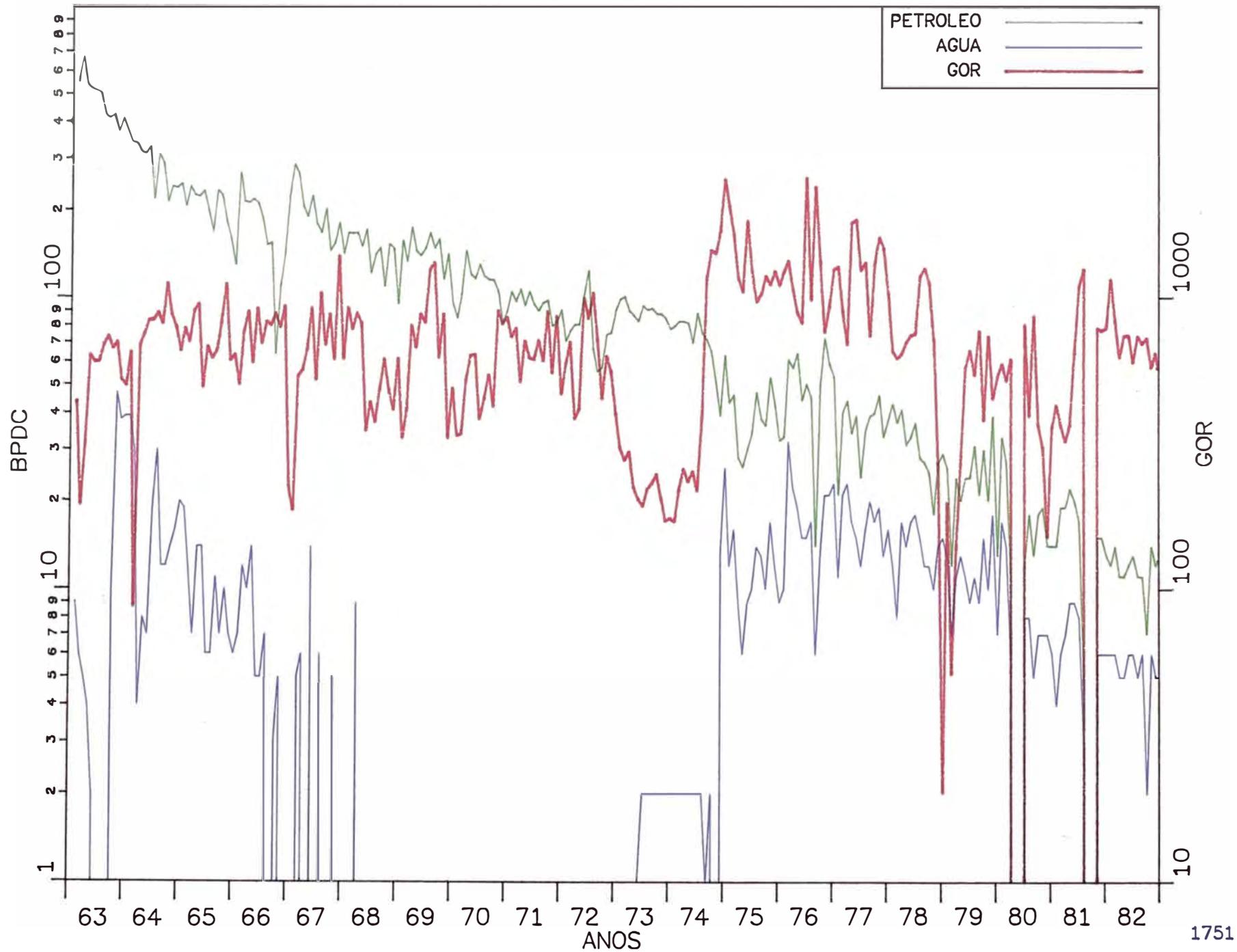
POZO 1684 PENA NEGRA



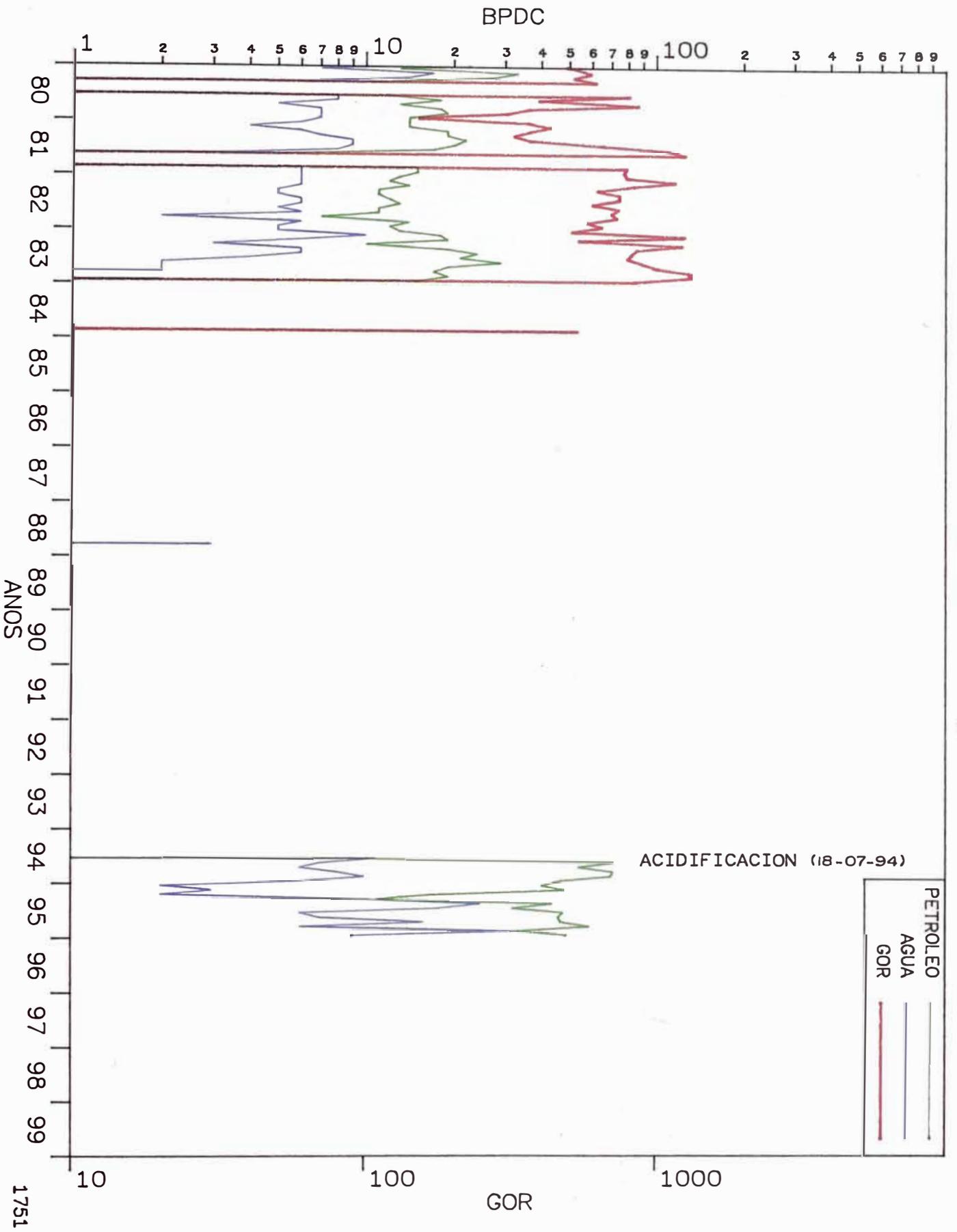
POZO 1684 PENA NEGRA



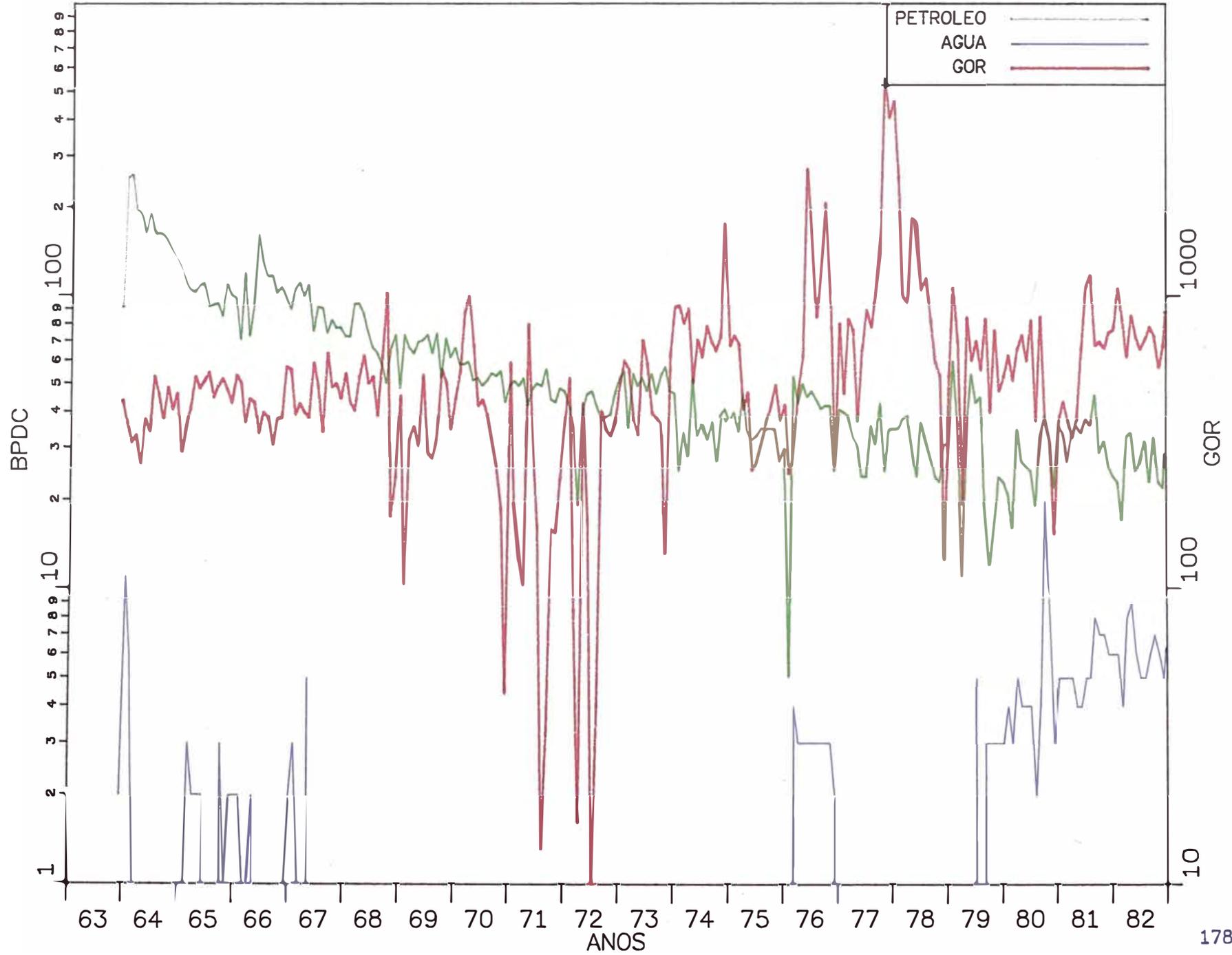
POZO 1751 TAIMAN

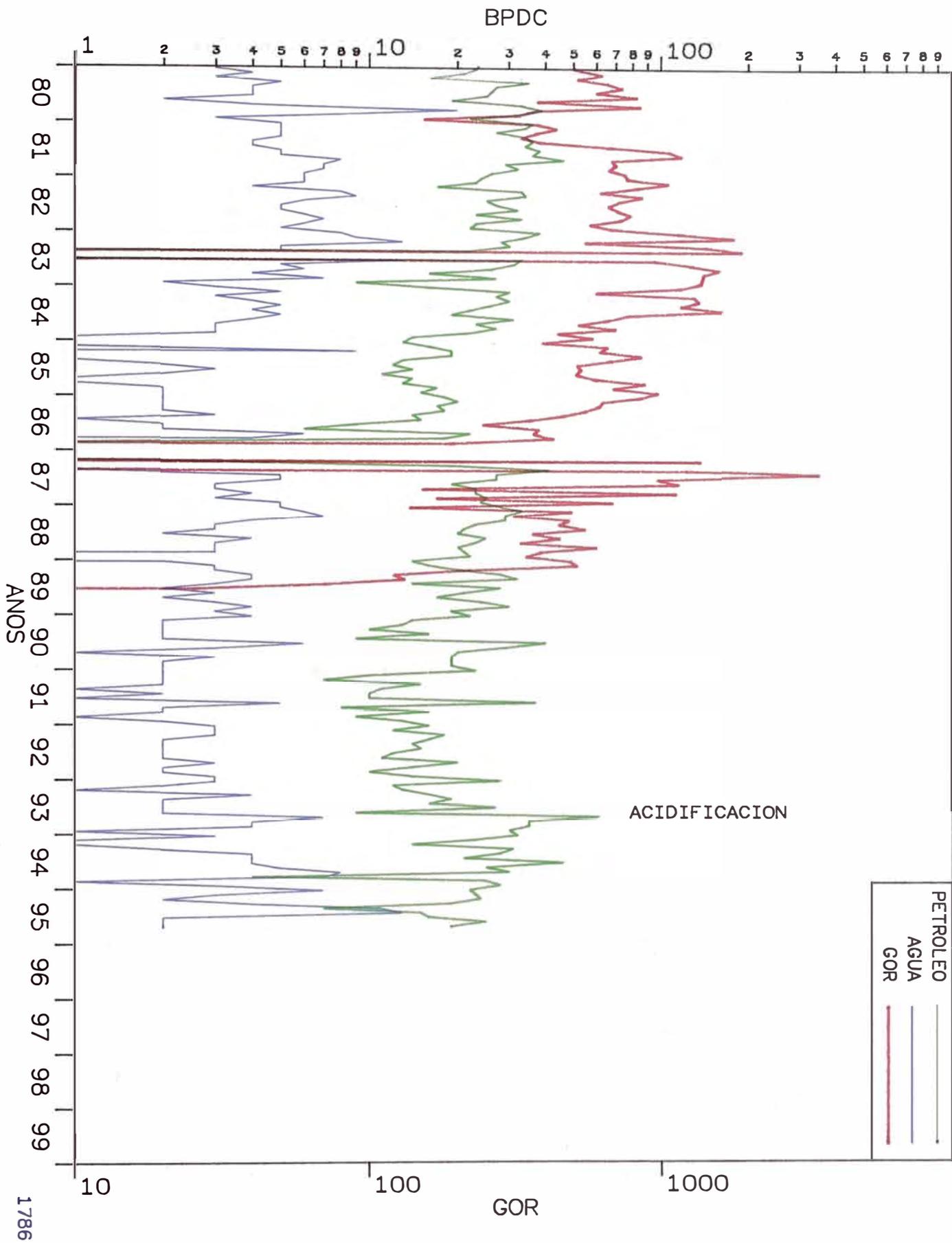


POZO 1751 TAIMAN

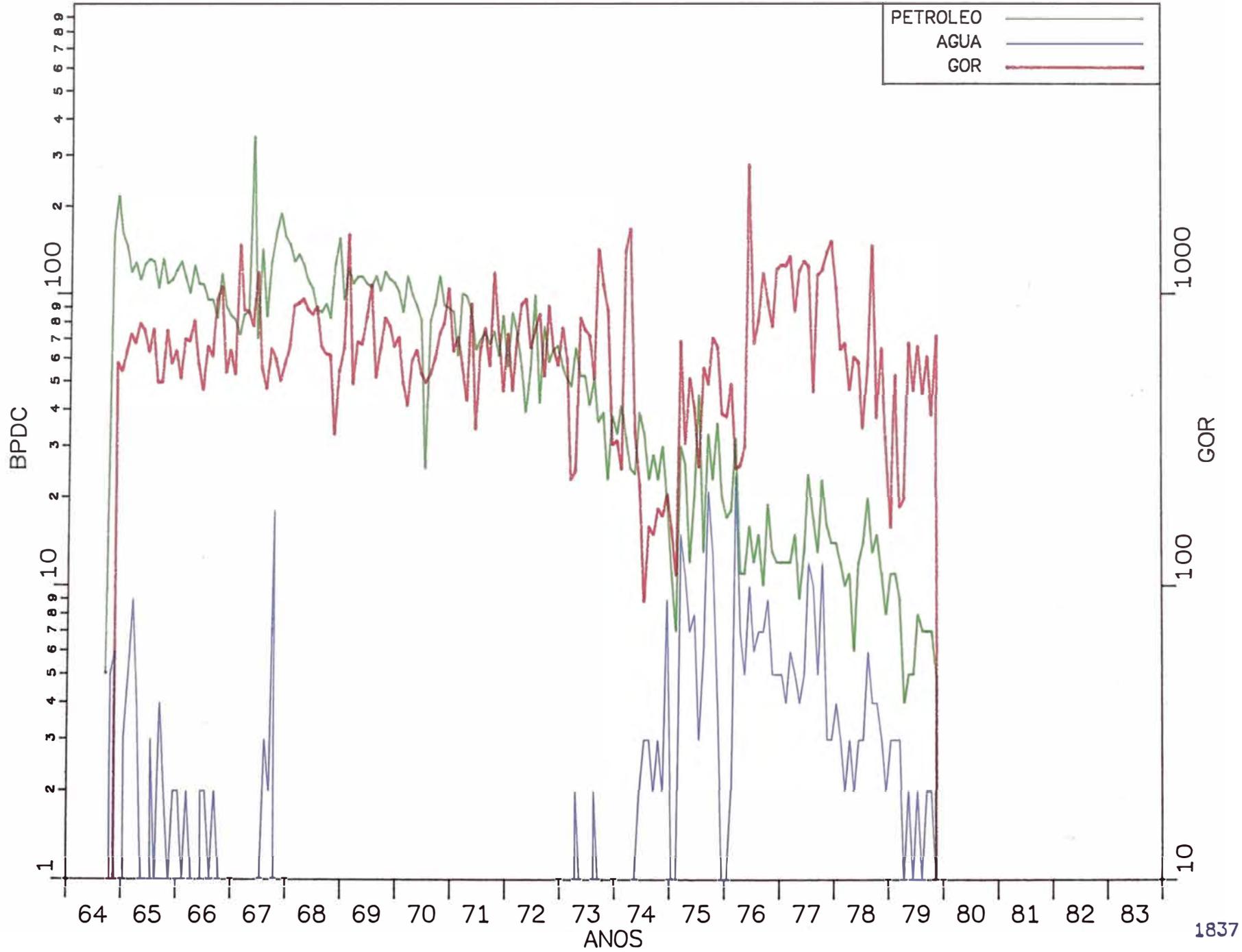


POZO 1786 TAIMAN

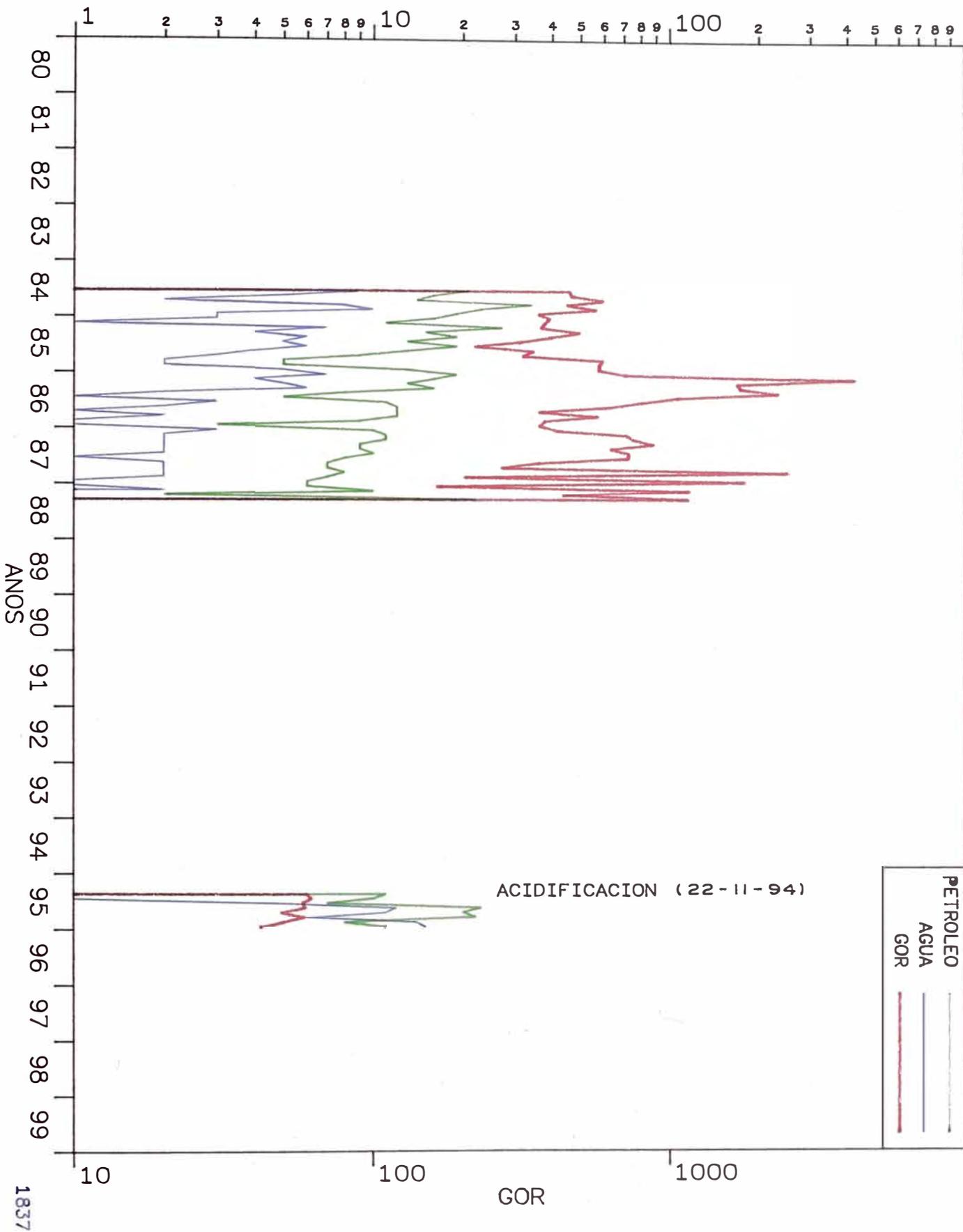




POZO 1837 TAIMAN



BPDC



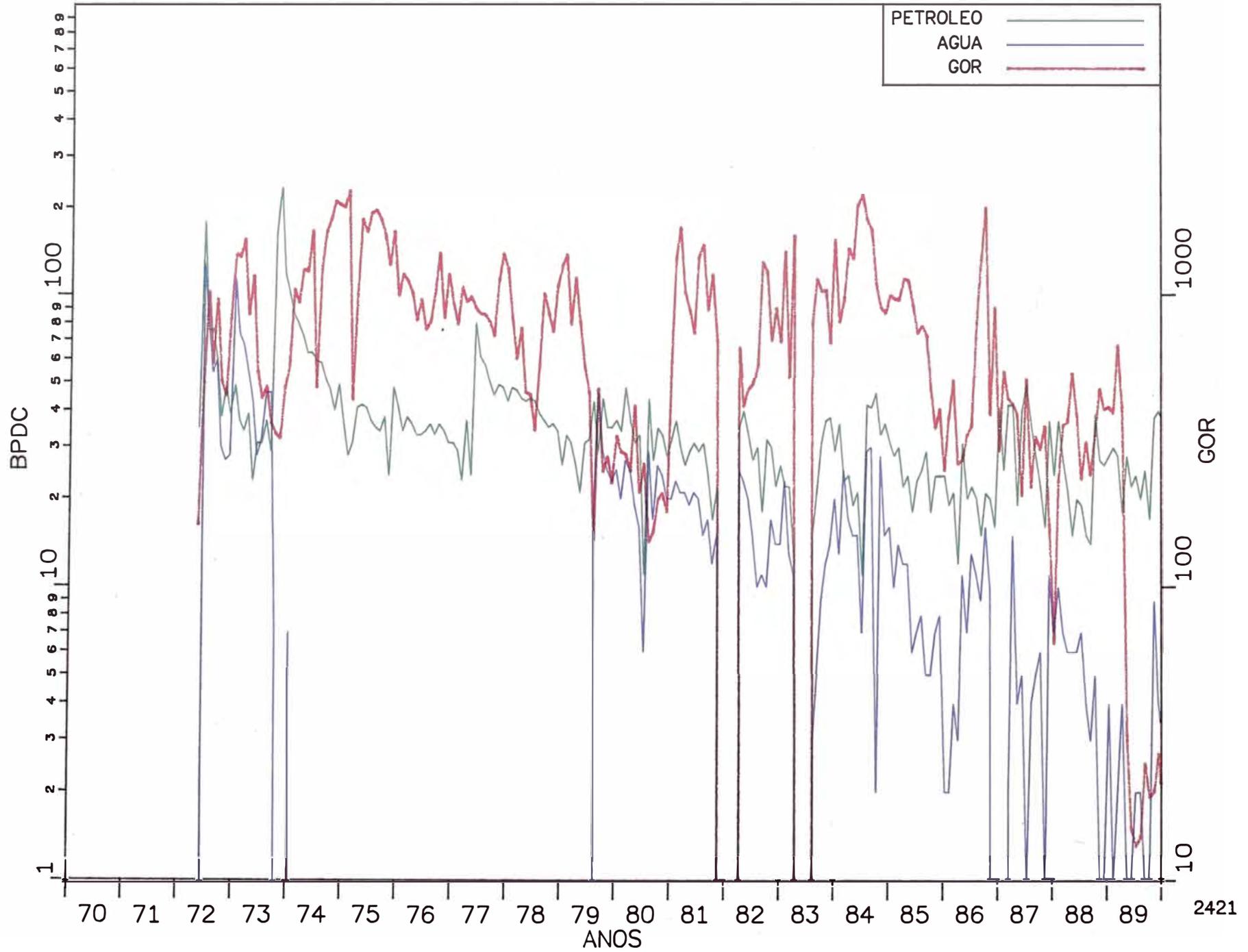
ACIDIFICACION (22-11-94)

PETROLEO  
AGUA  
GOR

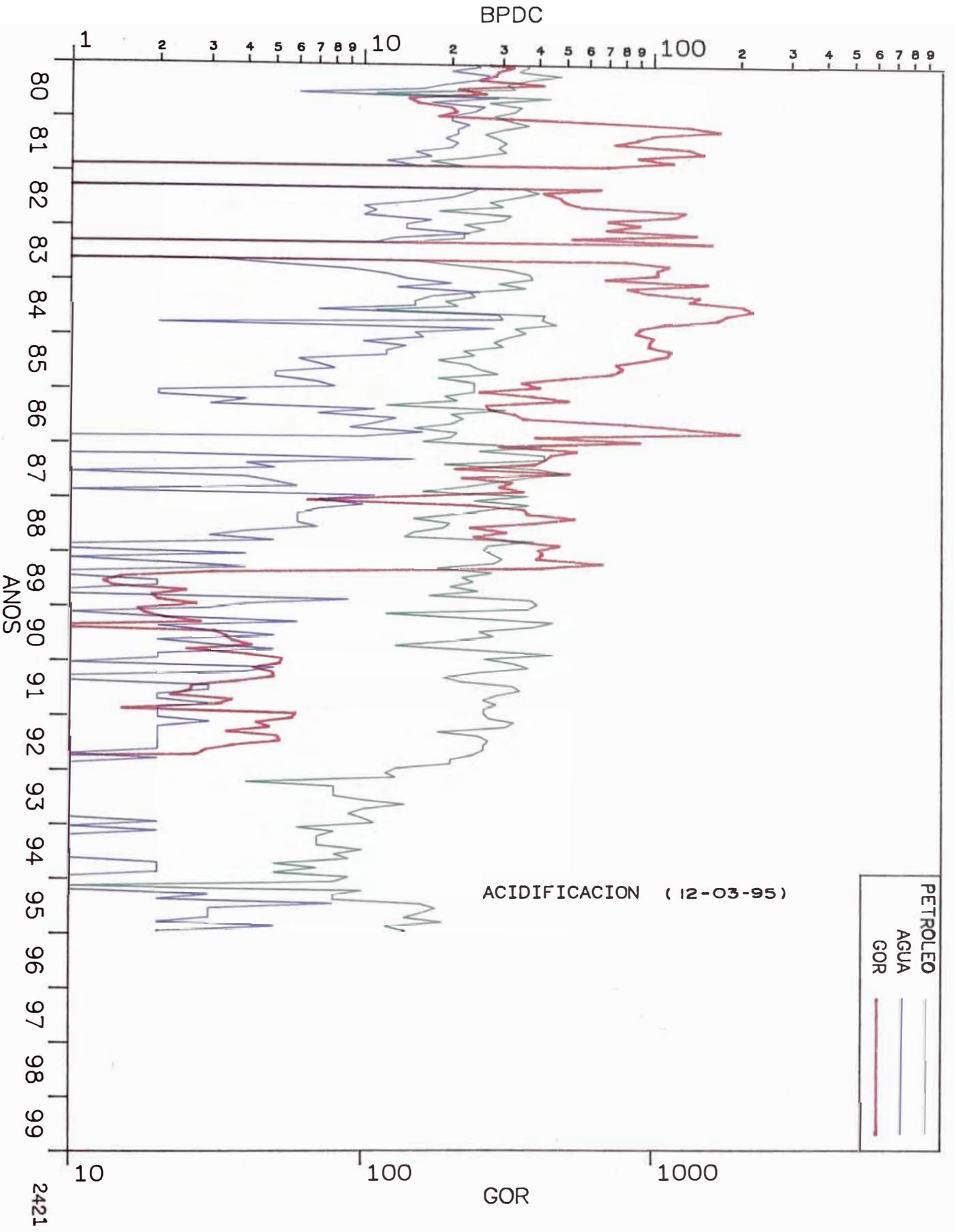
ANOS

1837

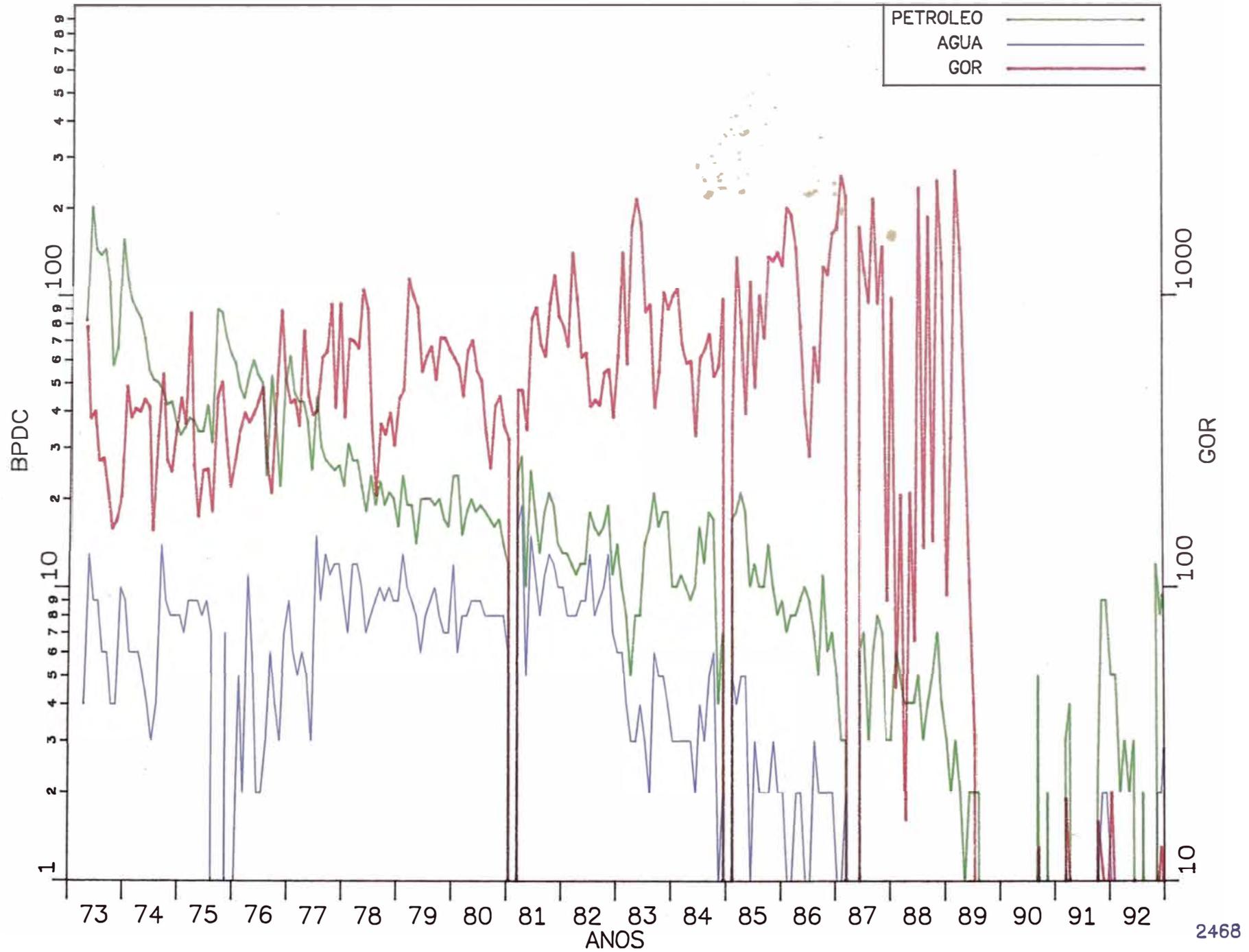
POZO 2421 TAIMAN



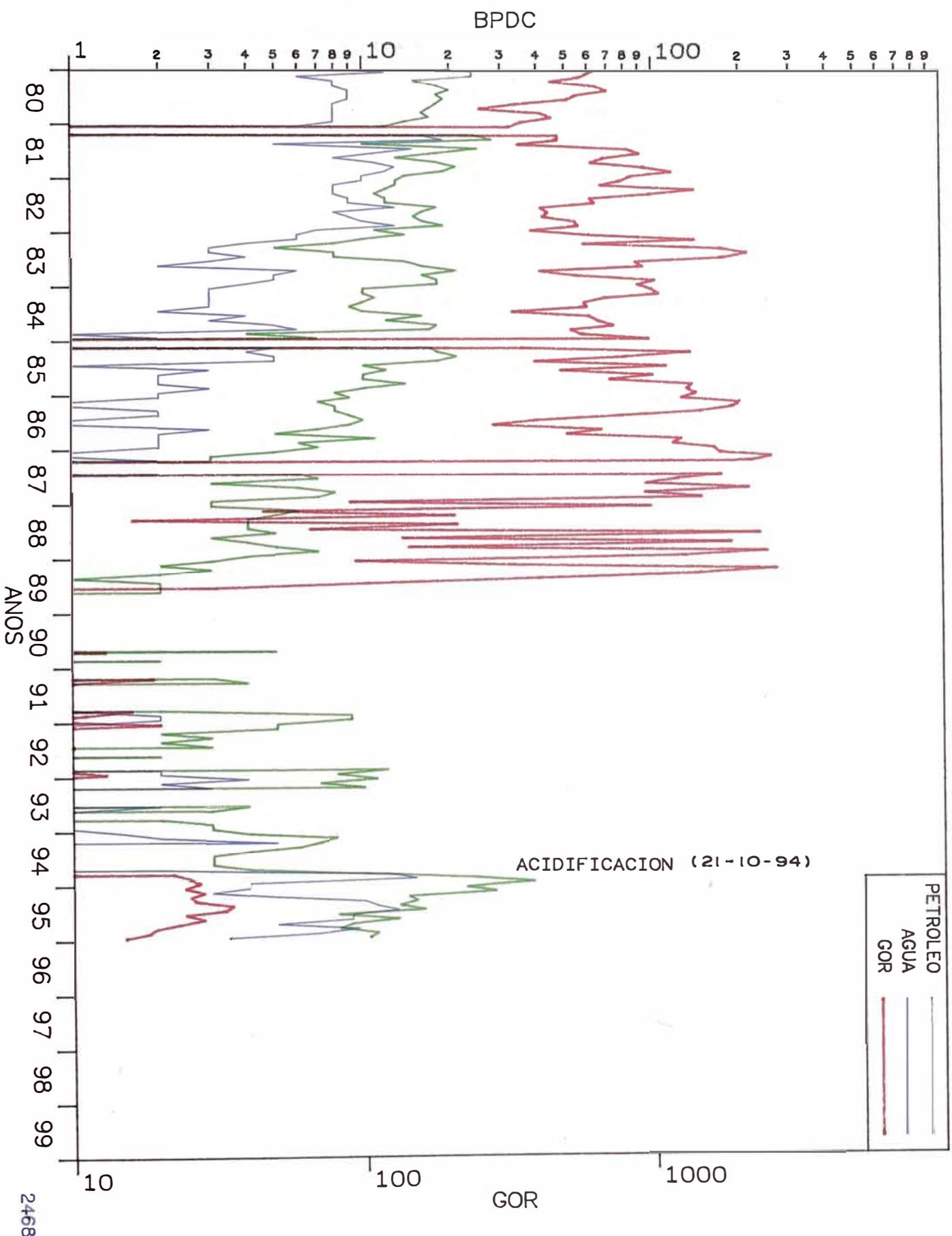
POZO 2421 TAIMAN



POZO 2468 TAIMAN

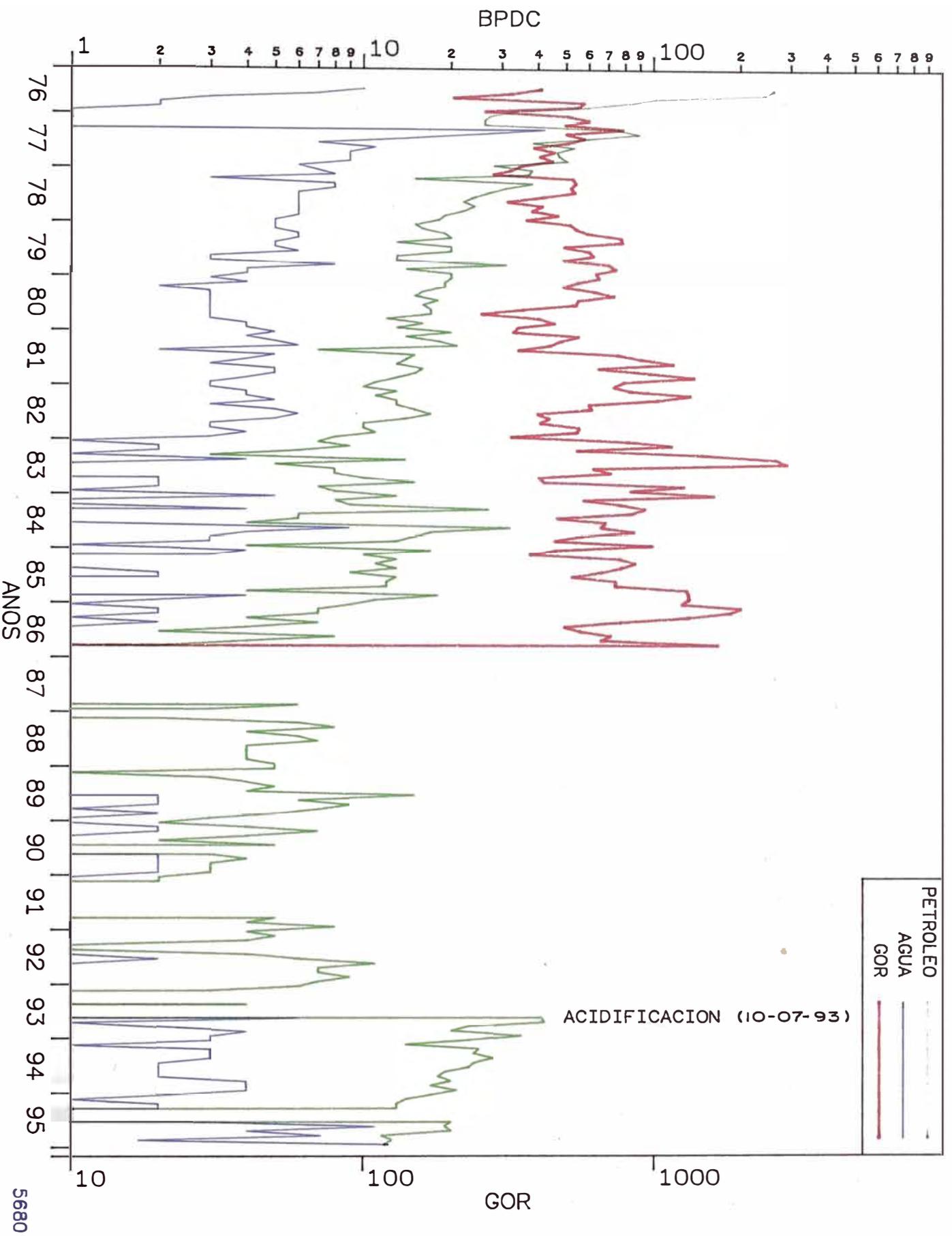


POZO 2468 TAIMAN

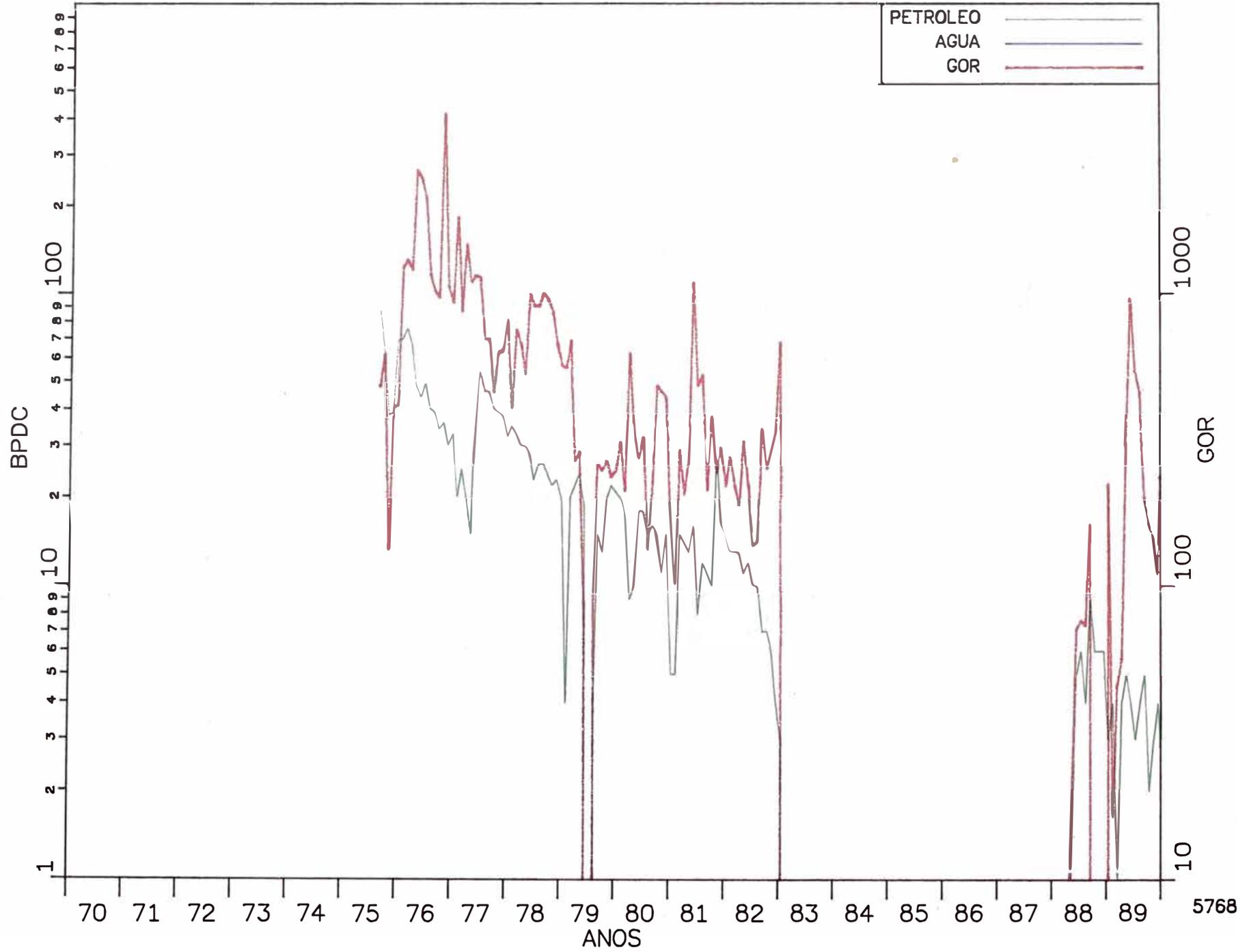


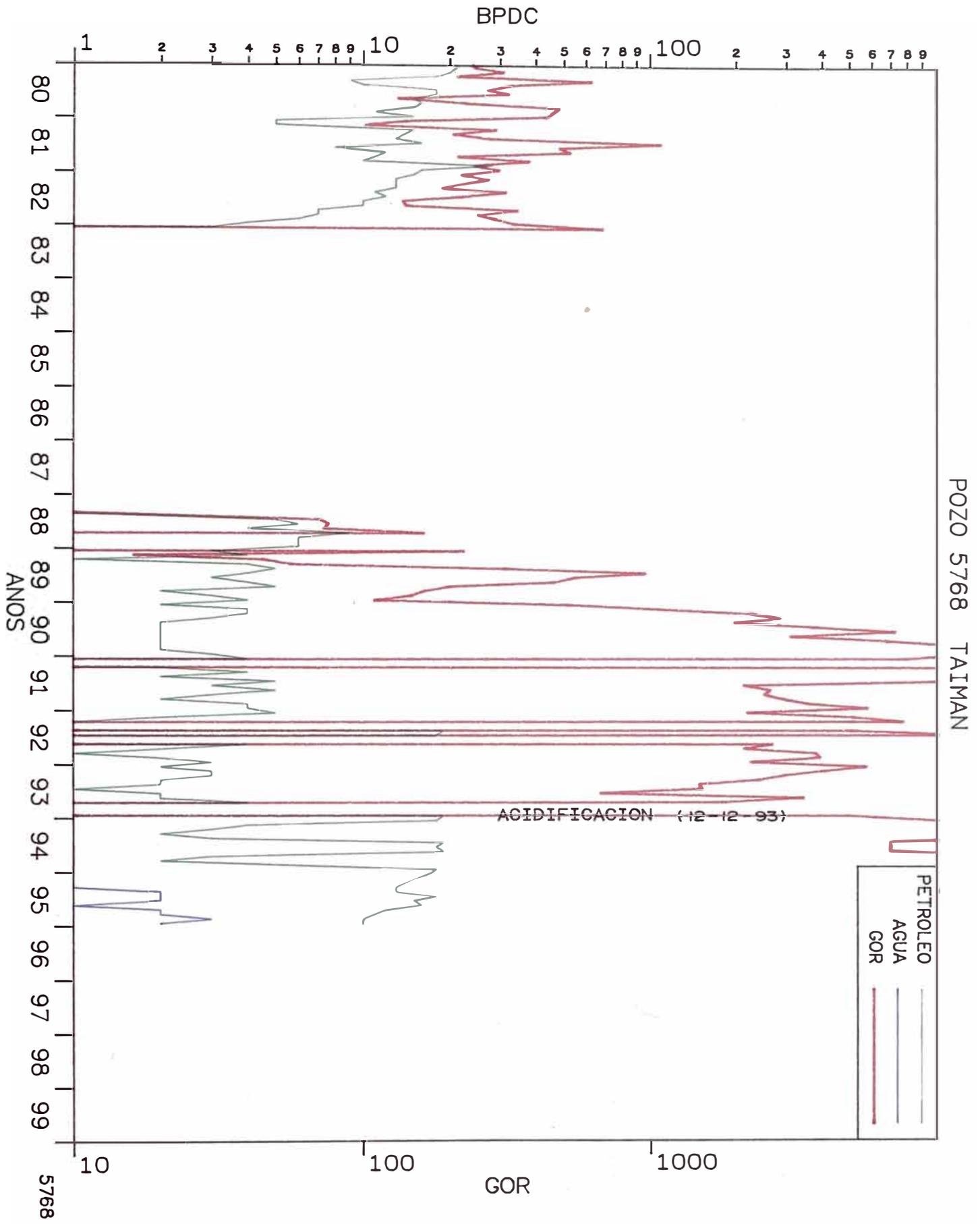
2468

POZO 5680 TAIMAN



POZO 5768 TAIMAN





POZO 6246 REVENTONES

