

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



**EVALUACION DE LAS ESTIMULACIONES ACIDAS**  
**EN EL YACIMIENTO REVENTONES RESERVORIO**  
**BASAL SALINA**

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

**DANIEL EDUARDO GUZMAN ZUNIGA**  
**PROMOCION 1987-I**

**LIMA - PERU**

**1995**

## TEMARIO

SUMARIO

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

CAPITULO I : ASPECTOS GEOLOGICOS DE LA FM. BASAL SALINA

I.1 INTRODUCCION

I.2 UBICACION

I.3 MARCO ESTRUCTURAL

I.4 MARCO ESTRATIGRAFICO

I.5 ESTRATIGRAFIA

I.5.1 Estratigrafía general

I.5.2 Formación Basal Salina

I.5.2.1 Distribución estratigráfica

I.5.2.2 Composición Mineralógica

I.6 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

I.7 MAPA DE ARENA NETA

CAPITULO II : CAUSAS QUE DETERMINARON LA ESTIMULACION ACIDA EN EL  
RESERVORIO BASAL SALINA

II.1 DAÑO DE LA PERMEABILIDAD AL PETROLEO

II.2 CAUSAS QUE PROVOCAN EL DAÑO

II.3 MECANISMOS DE DAÑO

II.3.1 Reducción de la permeabilidad absoluta

II.3.2 Reducción de la permeabilidad relativa al  
Petróleo

II.3.3 Incremento de la viscosidad del fluido

II.3.4 Ocurrencia del daño

II.3.5 Pruebas de producción

II.3.6 Seudodaño

## CAPITULO III TIPOS DE ACIDOS Y REACCIONES QUIMICAS ESTUDIADOS EN LAS ESTIMULACIONES QUIMICAS

### III.1 TIPOS DE ACIDOS Y REACCIONES QUIMICAS

#### III.1.1. Tipos de acidos

#### III.1.2. Acido Clorhídrico

- a) Productos de la reacción y propiedades del ácido Clorhídrico.

#### III.1.3. Acido Clorhídrico-Fluorhídrico.

- a) Mecanismos de reacción del ácido Clorhídrico-Fluorhídrico en los tratamientos de la Fm.Basal Salina.
- b) Efecto de la proporción de ácido Clorhídrico sobre la reacción.

#### III.1.4. Acido Acético

#### III.1.5. Acidos químicamente retardados

#### III.1.6. Acidos Emulsionados

### III.2. ADITIVOS UTILIZADOS DURANTE LA ESTIMULACION ACIDA EN EL NOROESTE PERUANO FM. BASAL SALINA.

#### III.2.1. Inhibidor de corrosión

#### III.2.2. Evaluación del inhibidor-Tipos de inhibidores

#### III.2.3. Surfactantes

- a) Características de los Surfactantes
- b) Clasificación de los Surfactantes
- c) Compatibilidad de los Surfactantes

#### III.2.4. Secuestrantes de Hierro

#### III.2.5. Estabilizadores de arcilla

#### III.2.6. Agentes Desemulsificantes

#### III.2.7. Agentes Antifango

#### III.2.8. Agentes Divergentes

## CAPITULO IV: CRITERIOS EMPLEADOS PARA EL DISEÑO DE UNA ACIDIFICACION

### IV.1. PRUEBAS DE LABORATORIO

- a) Análisis de Crudo
- b) Análisis de Emulsión
- c) Análisis de solubilidad de una muestra de Fm.

### IV.2. TABLA DE VALORES DE RESERVORIO

### IV.3. SECUENCIA DEL PROCESO DE ACIDIFICACION

#### IV.3.1. Prelavado

#### IV.3.2. Tratamiento

#### IV.3.3. Problemas comunes en los tratamientos Químicos

- 1) Uso de un ácido que no contenga HF
- 2) Falta de un Prelavador de ácido Clorhídrico
- 3) Inadecuado volumen de ácido
- 4) Ausencia de limpieza inmediata

#### IV.3.4. Tiempo de espera después de un tratamiento

#### IV.3.5. Diseño final de un tratamiento

- a) Lavador (Preflash)
- b) Fluido de tratamiento
- c) Sobrelavador (Desplazante)

### IV.4 EVALUACION TECNICA

## CAPITULO V: EVALUACION ECONOMICA

TABLAS

FIGURAS

BIBLIOGRAFIA

## SUMARIO

Posterior al descubrimiento de Petróleo, en el pozo perforado por Drake en 1859, la necesidad de idear métodos que incrementen la producción de Petróleo motivó que se idearan y forjaran nuevos métodos de estimulación.

Entre los métodos usados desde el inicio de los procesos de estimulación podemos nombrar:

Explosiones con dinamita o nitroglicerina.  
Raspado de la superficie del hueco del pozo.  
Invasión con agua en las formaciones.  
Fracturamientos, etc.

Fue en 1895 cuando se inició el empleo de ácidos para la estimulación de pozos. Se observó que al introducir éstos productos en la formación se creaban pasajes por los cuales se incrementaban la recuperación de Petróleo a bajo costo.

Aún cuando al inicio de estas campañas se tuvo buen resultado en la recuperación de petróleo se abandonó dicho sistema de estimulación por la alta corrosión que afectaba los equipos de producción. Posteriormente, se desarrolló los sistemas de inhibidores químicos y las soluciones ácidas retardadas, por lo que nuevamente se generó interés en la acidificación de pozos de Petróleo en 1932.

El ácido Clorhídrico solo o con mezclas de los ácidos fluorhídrico y clorhídrico se vienen usando en el tratamiento de las areniscas dañadas por la presencia de carbonatos y arcillas, así como por otros productos derivados del proceso de corrosión. En los casos analizados tenemos que el incremento de producción es directamente proporcional al daño, aunque hay ocasiones en las cuales al producirse la primera reacción se generan nuevos productos que pueden volver a reaccionar y esto finalmente pueden producir soluciones insolubles, los cuales son muy difíciles de remover, generando un mayor daño por lo se ha visto por conveniente diseñar una reacción controlada. En la práctica se ha demostrado que el uso de ácido clorhídrico como un lavado previo evita estas reacciones no deseadas.

En el presente estudio nos vamos a centrar a sólo los trabajos de acidificación dentro de la porosidad de la arena de fracturamiento. Las acidificaciones de este tipo se han realizado a una presión inferior a la presión utilizada para producir una fractura hidráulica y a un régimen óptimo de inyección que ha permitido la colocación del ácido.

El aspecto más importante en el tratamiento ácido es el de efecto de reacción a una distancia de penetración predeterminada, ya que el éxito del tratamiento depende del grado de penetración conseguido dentro de la arena de fracturamiento. Este tipo de estimulación favorecerá la remoción del efecto que causa la reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo (Daño) y el subsiguiente aumento de la productividad al verse recuperado parte de los espacios porosos que permiten un mayor flujo natural.

De las determinaciones hechas sobre la velocidad de reacción del ácido clorhídrico o ácidos mezclados con la sílice o con silicatos, se ha podido establecer que la reacción inicial generalmente se presenta en las calcitas que son mucho más inestables al ácido Clorhídrico que los silicatos (arcillas y feldespatos). Debemos hacer notar que uno de los factores que influencia la penetración y reacción del ácido es la composición mineralógica de la formación. También se ha calculado el incremento de la productividad, en base a la penetración alcanzada, para el caso de arenas dañadas en forma natural, como es en el caso del reservorio Basal Salina.

Para el presente Estudio se está usando los datos de acidificaciones realizadas en el reservorio Basal Salina evaluando este tipo de estimulación en el cual se han usado entre los 2000 y 3000 galones de ácido por cada uno de los pozos del Bloque "B" del Yacimiento de Reventones de la cuenca Talara, Lote X.

## CONCLUSIONES

El bloque estructural "B" delimitado en la Fm. Basal Salina ha sido desarrollado por 13 pozos de los cuales 8 pozos son presentados luego de haber sido evaluados con un buen comportamiento productivo, luego de realizados los trabajos de estimulación acida.

- Geológicamente, la Fm. Basal Salina presenta dos facies denominadas A y B. La facie "A" ubicada en la parte inferior es principalmente conglomerádica y la facie "B" ubicada en la parte superior de la formación de la Fm. Basal Salina es una secuencia de areniscas conglomerádicas y lutitas, ambas facies presentan buenas características de roca reservorio.

La composición mineralógica de las areniscas de la Fm. Basal Salina es principalmente silícea, con un alto porcentaje de cuarzo (67 a 77%), el moderado porcentaje de arcillas y cemento calcáreo ha condicionado la respuesta productiva del reservorio (Existencia de aporte de sedimentos y finos hacia las perforaciones).

Los mapas de arena neta y de la relación arena neta vs. espesor total relacionados con los valores de Régimen de producción inicial y Recuperación final indica que la facie "B" es la que tienen mayor aporte productivo respecto a la facie "A".

- El daño óseudodaño se generó en el transcurso de la vida productiva de los pozos estimulados químicamente, todos ellos fueron fracturados hidráulicamente al inicio de su vida productiva.

El éxito del tratamiento químico tiene relación directa con la facilidad de ubicar el ácido en profundidad, con alcance radial, al uso del volumen de ácido conveniente y al uso de aditivos adecuados, es así que al analizar las curvas de producción de estos pozos se observa que la movilidad del agua se incrementa posterior al trabajo de estimulación química.

- En los análisis económicos todos los pozos evaluados dan resultados favorables, lo cual demuestra la rentabilidad de este tipo de proyectos ya que aceleran la recuperación final y en algunos casos mejoran el factor de recuperación que en general se mantiene en un 13 a 14%.

## RECOMENDACIONES

Se recomienda continuar con la perforación de desarrollo en el bloque "B" donde la formación Basal Salina muestra un buen comportamiento productivo mediante perforación a espaciamiento reducido.

Por las buenas características de roca reservorio y la presencia de arcillas controlables así como la presencia de finos migratorios que pueden ser disueltos por los tratamientos químicos se recomienda continuar con los trabajos de acidificación de manera periódica en la Fm. Basal Salina sobre todo en la facie "B" siempre y cuando los factores de su baja productividad sean los expuestos anteriormente y las reservas del pozo así los justifiquen (Plazo mínimo aproximado para la formación de cristales de carbonato 3 años).

Se deben tomar un juego de registros completo incluyendo un registro de radioactividad natural (NGT) y núcleos de pared a fin de poseer suficiente información como para usar el ELAN.

Se recomienda mejorar la facilidad al flujo de Petróleo mediante el uso de un mayor número de balas en la zona productiva (arena neta petrolífera) y se debe conseguir un buen empaquetamiento de la arena de fracturamiento en la zona cercana al pozo antes que una gran penetración.

- Los proyectos de acidificación son rentables por lo que debe de continuarse con estos, siempre y cuando exista la relación de energía de reservorio-reservas y restricciones al flujo de Petróleo plenamente identificado.

Realizar un estudio en conjunto Geológico y de Ingeniería de Petróleo para evaluar la factibilidad de generar proyectos de recuperación mejorada en las facies "A" y "B" de la Fm. Basal Salina en el bloque ya delimitado "B".

## **CAPITULO I**

### **ASPECTOS GEOLOGICOS DE LA FM. BASAL SALINA**

#### **I.1 INTRODUCCION**

La Fm. Basal Salina es uno de los objetivos de producción de petróleo más importante del Yacimiento Reventones.

Sus altas producciones obedecen a las buenas características de reservorio que presentan las areniscas y conglomerados que lo constituyen, sin embargo además de realizar las estimulaciones mediante el fracturamiento hidráulico, es necesario realizar trabajos de acidificación con la finalidad de limpiar las zonas adyacentes al pozo, y reducir el efecto de taponamiento generado por la migración de finos.

Los estudios estratigráfico-estructurales y el análisis difractométrico de las areniscas de esta formación, han sido orientados a determinar las razones por las que la Fm. Basal Salina, específicamente en el Bloque "B" del Yac. Reventones, tiene excelente respuesta ante la acidificación.

#### **I.2 UBICACION**

El área de estudio se encuentra situada en el Noroeste del Perú en la Provincia de Talara, Dpto. de Piura y se halla comprendida dentro del Lote X entre los kilómetros cuadrados G-22, H-22, I-22 e I-23 del sistema de coordenadas locales.(Figura 1A)

#### **I.3 MARCO ESTRUCTURAL**

Como es conocido, la evolución de la Cuenca Talara ha sido controlada fuertemente por factores estructurales, tanto en el origen y proceso de depositación de los ciclos sedimentarios así como en la generación, migración y entrampamiento del petróleo en los bloques estructurales como consecuencia de un fallamiento normal, debido principalmente a esfuerzos tensionales.

El Bloque "B" se encuentra en el alto estructural Reventones, ubicado en la parte noroeste del Lote X, comprendido en el bloque levantado de la Falla Siches, la que limita al Sur con la artesa Siches. (Figura 1-B).

#### I.4 MARCO ESTRATIGRAFICO

La Fm. Basal Salina es una secuencia tabular de areniscas, areniscas conglomerádicas, conglomerados oligogénicos y polimícticos, correspondientes a la base del ciclo Salina, depositado discordantemente sobre las Rocas del Paleoceno y Cretácico. Esta secuencia basal se distribuye ampliamente en la parte oeste del Lote X; está ausente hacia el Este, posiblemente por efecto de erosión y/o no depositación debido a la presencia del Alto Zorro Los Organos que cruza la parte media del lote con dirección NNO-SSE y donde la Fm. Sn. Cristóbal reposa directamente sobre el Paleozoico.

La Fm. Basal Salina presenta una variación de espesor de mayor a menor de Sur a Norte, de Reventones a Peña Negra, Taiman y Verde.

El ambiente deposicional de acuerdo a la litología y electrofacies es litoral a nerítico, conformando parte de un sistema de depositación fluviodeltaico - litoral y de plataforma marina: con una dirección de aporte de NE a SO de los conos de depositación sumergidos en el mar.

#### I.5 ESTRATIGRAFIA

##### I.5.1. Estratigrafía General

El Bloque "B" ubicado en el Yac. Reventones está constituido por la siguiente columna estratigráfica:

**FORMACION ESPEORES PROMEDIOS**

Gpo. Lagunitos			
- Chira-Verdún		1600'	
Gpo. Talara:			
- Pozo		200' @ 600'	
- Ar. Talara		900'	
- Lut. Talara:	Monte	300'	
	Hélico	400' - 600'	
	Lobitos	100' - 300'	
Echino		500' - 600'	Se encuentra repete- tido por efecto de fallamiento.
Clavel		100'	
Ostrea		1000'	Espesor reducido por fallamiento.
Gpo. Salina:	Mogollón	1000'	Espesores reduci- dos por fallamiento
	Sn. Cristobal	900'	Espesores reduci- dos por fallamiento
	Bs. Salina	250' - 450'	

En la parte norte del área se presentan una secuencia repetida de la Fm. Echino y del Mbo. Hélico. El Paleoceno, Cretáceo y Paleozoico fueron perforados por los pozos 5775 y 2144-P.

Las Fms. Reservorio son: Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Ostrea (Mbo. Peña Negra), Echinocyamus "I.S." y "Rep.", el Mbo. Hélico y las Areniscas Talara, las cuales tienen buenas características de reservorio y han aportado producciones rentables de petróleo.

**I.5.2 Fm. Basal Salina**

En el Bloque "B" la Fm. Basal Salina ha presentado un comportamiento productivo bastante bueno respecto a los otros bloques y a otros yacimientos del Lote X, esto se debe principalmente a su distribución estructural y estratigráfica.

### **I.5.2.1 Distribución Estratigráfica**

Desde el punto de vista estratigráfico, la Fm. Basal Salina en el Bloque "B" muestra un buen desarrollo de areniscas, areniscas conglomerádicas y conglomerados de cuarzo, cuarcita, chert; los colores predominantes son el blanco, blanco grisáceo, las partículas son de grano medio a grueso entre los cuales existe muy poca matriz y muy poco cemento calcáreo, constituyen bancos de 10 a 60 pies de espesor y amplia distribución en algunos casos con presencia de cuerpos lenticulares en otros, intercalados con lutitas marrón grisáceo en parte algo margosas y calcáreas, ocasionalmente piritosas, carbonosas y tendiente a ser limolitas. (Figuras 3 y 4)

La Fm. Basal Salina en el Bloque "B" se encuentra yaciendo discordantemente sobre rocas del Paleoceno.

El espesor máximo es de 410' como se puede constatar en los pozos 6032 y 6244 sin embargo los espesores varían entre 200' a 400'. (Figura 5)

La distribución granulométrica de los estratos de arenisca y areniscas conglomerádicas no es uniforme y varía tanto lateral como verticalmente de acuerdo a lo observado en los registros eléctricos, podemos indicar que los cuerpos areniscos tienen secuencia granocreciente, granodecreciente y distribución homogénea de grano; sin embargo a nivel formación se aprecia un incremento de capas de arcilla y un adelgazamiento de capas de areniscas hacia el tope, consecuentemente una disminución del tamaño del grano hacia el tope.

Sin embargo esta granodecrecencia, y por lo tanto caída de energía de sedimentación de la base al tope no es brusca.

Podemos apreciar en las correlaciones estratigráficas N<sup>o</sup>1 y 2 (Figuras 3 y 4), que la arenisca conglomerádica basal, Facies "A", es parte lateral de canales conglomerádicos depositados en lechos o cauces submarinos amplios donde las rocas obtienen inicialmente condiciones adecuadas de reservorio que pueden variar posteriormente con los procesos diagenéticos como habría ocurrido en los pozos 1939, 2044, 2046 y 6032.

La parte superior de la Fm. Basal Salina denominada Facies "B" es una intercalación de areniscas conglomerádicas, areniscas de grano medio y lutitas grisáceas que se manifiestan bien desarrollados en la base como en el tope no teniendo una distribución homogénea, las variaciones laterales de arenisca a lutita por terminaciones lenticulares es brusca y se puede apreciar cambios de pozo a pozo; sin embargo hay una tendencia de incremento de lutitas hacia el pozo 2044, tal como se observa en la Sección Estratigráfica N<sup>o</sup> 1 (Figura N<sup>o</sup>3), el incremento de lutitas no va asociado al incremento de arcillas en las areniscas reservorios, los que se presentan carbonatos, que conjuntamente con los finos obstruyen gradualmente el aporte de petróleo del reservorio al pozo.

Los intervalos areniscosos de las Facies "B" responden mejor a la acidificación que las areniscas correspondientes de las Facies "A", tienen relación directa con los RPI's y acumulado de petróleo de la Fm. Basal Salina como se puede observar en los mapas (Figuras 5A y 5B).

En las figuras 6 y 7 se puede apreciar los mapas de contornos convencionales en la base y tope de la formación Basal Salina y en las figuras 8 y 9 se puede observar las perspectivas de la base y tope de la formación Basal Salina en el Bloque "B".

El mapa de espesores de las facies "A" indican una tendencia de mayor desarrollo de areniscas conglomerádicas hacia el pozo 6214 con una ligera orientación NNE-SSO. (Figura 10).

Las facies "B" (Figura 11) presentan mejores desarrollos por la ubicación de los pozos 2076 y 2046 con una orientación NE-SO coincidente con las tendencias de mayor producción.

#### **I.5.2.2 Composición Mineralógica**

Los análisis microscópicos y difractométricos realizados en muestras de canaleta de la Fm. Basal Salina en los pozos 5775 y 6032 Reventones muestran la presencia de cuarzo en un rango de 67 a 77%, arcillas entre 8 a 14%, muscovita entre 2.85 a 4.81%, albita entre 8.52 a 11.11% y calcita entre 3.6 a 5.59%. Por lo que se concluye que la composición mineralógica de las areniscas reservorio de la Fm. Basal Salina esta constituida principalmente de material síliceo, principalmente cuarzo, tanto en grano como en fragmentos de cuarcita, asimismo la Albita como el feldespato Sódico. Las arcillas presentes son la montmorinolita, illita y caolinita como constituyentes de la matriz y como cemento está presente la calcita la cual ha reducido la porosidad primaria. (Figura 11 B).

Es evidente que la limpieza de las areniscas reservorio, el tamaño de grano y la poca presencia de matriz arcillosa y cemento calcáreo han sido factores determinantes en el buen resultado de los trabajos de acidificación.

## I.6 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

La Fm. Basal Salina del presente estudio se restringe a sólo el Bloque Estructural "B", el cual se encuentra limitado por fallas normales asociadas al sistema de Fallamiento Siches y Taiman que buzanan hacia el Sur y Fallas del Sistema Central que buzanan hacia el Noreste. (Figura 12, 13, 14)

El rumbo y buzamiento de las capas es N30-48E y 8°NO respectivamente.

El Bloque estructural "B" tiene una forma trapezoidal limitado por las siguientes fallas:

<u>FALLA</u>	<u>RUMBO</u>	<u>BUZAMIENTO</u>	<u>SALTO VERTICAL</u>	<u>POZOS DE REFERENCIA</u>
Taiman	NE-SO	SE	1000'	2144-P; 2076; 1860
C	E-O	N	500'	6246; 6522 y 5735
A	ENE-OSO	N	±200'	6032; 6093 y 6256
E	E-O	S	±200'	6908 y 2232

Debemos indicar que el mapa estructural adjunto (Figura 15), se ha realizado en el tope de la Fm. Basal Salina y se ha tomado como información los perfiles eléctricos y registros litológicos.

## I.7 MAPA DE ARENA NETA

El mapa de arena neta petrolífera (Figura 16) se ha elaborado mediante el conteo de arena petrolífera de cada pozo utilizando las lecturas de resistividades debido a que el potencial espontáneo es muy variable y responde a efecto de presiones de reservorio y a tipo de lodo por lo que su medición no fue recomendable.

Los máximos espesores de arena neta alcanzan los 200" y el rango de espesores de arena neta están entre 100" a 150". El de fallamiento normal ha generado recorte de arena. En el Bloque "B" no se ha registrado nivel agua-petróleo por lo que en el mapa estructural no se indica dicho límite de reservorios y no fue restricción para el conteo de arena neta.

El volumen obtenido en base al mapa de arena neta es de 37,171.56 Acre-Pie.

## CAPITULO II

### CAUSAS QUE DETERMINARON LA ESTIMULACION

#### ACIDA EN EL RESERVORIO BASAL SALINA

##### II.1.DAÑO DE LA PERMEABILIDAD AL PETROLEO

Consideraremos que cualquier restricción al flujo alrededor del pozo es llamado daño o efecto SKIN que nos indica cualquier combinación de factores que limitan el flujo.(Figura 17)

El daño puede ocurrir durante la perforación, completación, en un retrabajo o en las mismas operaciones de producción; es decir que el daño puede ocurrir en cualquier momento de la vida del pozo.

En el presente estudio se trata de analizar los tratamientos químicos realizados en el arreglo de la arena de fracturamiento, que queda dentro de la formación.

##### II.2.CAUSAS QUE PROVOCAN EL DAÑO

En el caso de los pozos estimulados por acidificación en Basal Salina encontramos que el movimiento del Petróleo al pozo ha generado el taponamiento por los sedimentos finos que son acarreados por el fluido al ser forzado a fluir en zonas porosas y permeables debido a un diferencial de presión existente, el daño generado afecta los canales de flujo de la arena, disminuyendo la permeabilidad.

El taponamiento por sólidos ocurre a lo largo del trayecto que sigue el flujo desde la formación al pozo es ocasionado por los sólidos encontrados son materiales pesados como arcillas, estructuras viscosas, partículas de cemento, finos de la arena de fracturamiento, etc.

## II.3.MECANISMO DE DAÑO

Los mecanismos de formación de daño se clasifican de acuerdo a como estos afectan la productividad.

### II.3.1.Reducción de la permeabilidad absoluta

La reducción de la permeabilidad absoluta de la arena es el resultado del taponamiento de los canales permeables por partículas de arcilla finos no deseados (carbonatos, feldespatos, restos de arena compactada), restos de parafinas, etc. que llegan a ubicarse en los poros de las arenas.

El taponamiento de partículas dentro del sistema poroso de las arenas (cercanas a la fractura y las de fracturamiento) es dado por partículas que formaban parte de la roca reservorio y que son transportadas hacia la vecindad del hueco por el Petróleo y/o Gas a alta presión y que se van acumulando en los punzados, llegando a taponar los poros y restringiendo el flujo natural de Petróleo.

Existen otros efectos por considerar y son la hidratación, dispersión o floculación de arcillas consideradas hinchables, también existe la disolución de materiales cementantes que al combinarse con los finos, arcillas y otros materiales presentes llegan a saturar las cavidades porales.

La formación Basal Salina contiene en su conformación mineralógica y estructural a las arcillas. Estas se presentan en algunos estados conocidos (laminar, disperso cementante, etc.) y son poco compatibles con algunos fluidos producidos o inyectados (agua, emulsiones) y que al ponerse en contacto con ellos generan reacciones que alteran la características del medio poroso originando la pérdida de la permeabilidad por efecto de las arcillas, lo cual no es fácil de cuantificar.

### II.3.2.Reducción de la permeabilidad Relativa al Petróleo

La reducción de la permeabilidad relativa al Petróleo se aprecia al incrementarse la producción de agua ó gas. Esta reducción de la producción de Petróleo depende también del grado de saturación del agua y/o de gas.

Se debe considerar que la mojabilidad de la roca se ve afectada debido principalmente por el uso de surfactantes catiónicos y ciertos surfactantes no iónicos que causan que la superficie silíceas llegue a ser humedecida al petróleo.

### II.3.3.Incremento de la viscosidad del fluido reservorio

La reducción de la productividad por incremento de la viscosidad del fluido del reservorio es el resultado de la presencia de emulsiones o al uso de fluidos de tratamiento altamente viscosos. En su estado original es muy difícil que se encuentre un bloqueo por emulsión en el reservorio ya que se requiere de cierta energía originada por la alta restricción al flujo en las cercanías al pozo y esta tendría que mantenerse estabilizado por partículas sólidas como son los finos que llegan a migrar hacia los perforados.

### II.3.4.Ocurrencia del daño

El daño encontrado en la arena y en las zonas adyacentes al pozo (En pozos productores del reservorio Basal Salina) ha ocurrido durante el flujo de Petróleo de la formación al pozo o el flujo del pozo a la formación así tenemos los siguientes tipos de daño:

- a.- El causado por el movimiento de partículas que reducen el flujo natural, este puede ser controlado con una disminución del régimen de producción.

Para solucionar esta inhibición es conveniente tratarlo por medio de una estimulación en las cercanías del pozo tratando de remover todos los finos posibles.

- b.- El producido por el movimiento de arena de formación que satura los poros en la vecindad del pozo llegando a producir tan solo fluidos con bastante movilidad (gas).
- c.- Durante la limpieza de los pozos con fluidos no adecuados.

### II.3.5. Pruebas de producción

El historial de producción de un pozo es un parámetro importante a considerar para diagnosticar la existencia de daño, y es útil en caso de no contar con la información de pruebas de formación, es así que en el análisis de las curvas de producción de un pozo se observa cualquier decrecimiento anormal en la producción que luego de ser investigada se identifica la causa que afecta la producción.

Al evaluarse las probables causas que afectan la producción principalmente se tuvo

- a.- Problemas mecánicos
- b.- Mal diseño de la unidad de bombeo
- c.- Mal diseño en el equipo de subsuelo
- d.- Tubería colapsada
- e.- Pobre aislamiento en el anular por una mala completación.
- f.- Obstrucción de los perforados por cristales de carbonatos.
- g.- Obstrucción de los perforados por la migración finos.
- h.- Sobre desplazamiento de arena de fracturamiento generando el cierre de la fractura.

Se debe determinar la causa real de la baja productividad, en tal caso se realiza la

comparación de la producción de pozos de la misma área ó con similares características inclusive normalizadas (presión, espesor de arena neta, ubicación, similares sistemas de extracción, etc.) para estimar una producción, en las condiciones que se encuentra el pozo en ese momento y si va de acuerdo al pronostico estimado.

### II.3.6. Seudodaño

En el flujo de petróleo desde la formación a los perforados existen restricciones que afectan en el sistema de flujo y estos generan caídas de presión, a estas restricciones se les denomina seudodaño y es un factor que regula reduciendo la magnitud del flujo de la formación hacia el pozo. (Figura N°18)

El sistema a analizar es el siguiente:

- a Formación no dañada
- b Zona dañada
- c Perforados en el forro de revestimiento
- d Pozo

La caída de presión que controla el flujo es:

$$P_s - P_{wf} = P_{fm} + P_{fd} + P_t + P_{pc} + P_{perf}$$

Donde:

$P_s$  : Es la presión de reservorio Promedio en el límite de drenaje, psi.

$P_{wf}$ : Presión fluente de fondo, psi.

$P_{fm}$ : Caída de presión necesaria para mover los fluidos a través de la formación en la zona no dañada.

$P_{fd}$ : Caída de presión necesaria para mover los fluidos a través de la zona dañada.

$P_t$  : Caída de presión debida a la turbulencia, psi.

Ppc: Caída de presión asociada con la completación parcial o penetración parcial en la zona productiva, psi.

Pperf: Caída de presión debida al flujo a través de los perforados, psi.

El daño, cuantitativamente es expresado por el factor Skin, el cual es determinado mediante las diferentes pruebas de presión durante la vida productiva del pozo llegando a definir la caída de presión necesaria para que exista flujo desde el reservorio al pozo. Esta caída de presión es llamada presión Skin y está determinada por la siguiente fórmula:

$$P_{skin} = (( 141.2 q \beta_o \mu)/(k h)) ST$$

$$P_{skin} = P_{fd} + P_t + P_{pc} + P_{perf}$$

Donde :

- q : Producción STB/D
- $\mu$  : Viscosidad, CP
- $\beta_o$  : Fact. Vol. Reserv. BLS/STB
- K : Permeabilidad, md
- h : Arena neta, Ft
- ST : Factor Skin total, adimensional

Cada tipo de daño puede también ser expresado como componente del daño total así tenemos:

$$ST = S_{fd} + S_t + S_{pc} + S_{perf}$$

Donde:

S<sub>fd</sub>: Factor skin existente en la formación, adimensional.

S<sub>t</sub> : Factor Skin debido a la turbulencia adimensional.

S<sub>pc</sub>: Factor skin debido a la completación parcial, adimensional.

S<sub>perf</sub>: Factor skin debido al sistema de perforados, adimensional.

La caída de presión para cada tipo deseudodaño puede ser calculado mediante la ecuación:

$$P_x = ((141.2 q \beta_o \mu)/(k h)) S_x$$

Donde:

$P_x$  : Caída de presión para cada tipo particular deseudodaño, psi.

$S_x$  Factor Skin para cada tipo particular de daño, adimensional.

**a) La turbulencia** Al inicio de la vida productiva, los pozos productores por la formación Basal Salina, presentan altos caudales (los pozos con alto régimen de producción inicial), inicialmente se tienen una fuerte caída de presión desde el reservorio a los perforados llegandose a observar que el flujo no es proporcional a la caída de presión.

Se ha determinado que la relación lineal existente entre el régimen de flujo y la caída de presión es solo válida para bajos regímenes (Zona donde es aplicable la ley de Darcy) valores por encima de un regimen crítico, se hacen no lineales, creando efectos inerciales que disminuyen el flujo.

Al momento de efectuar los trabajos de estimulación ácida estos regímenes de producción eran mucho menores que los iniciales debido a la depletación normal del reservorio, por lo que el factor Skin por causa de turbulencia es bastante pequeño tendiente ha hacerse cero.

Por lo que  $St = 0$ .

Así por ejemplo tenemos que para el pozo 5775 Reventones, cuya producción actual es de 25 bopd es difícil que llegue a presentarseudodaño por turbulencia "

$$St = ((4 \times 150) \times 0 / (141.2 \times 25 \times 1.2))$$

$$St = 0$$

**b) La completación parcial.-** Ocasionada por razones económicas no permite en algunos casos la apertura total de la arena neta petrolífera de formación, completándose tan solo los intervalos de mayor interés o con mejor desarrollo de la arena productiva lo que genera una producción conificada no consiguiendo el drenaje total y adecuado de la formación así tenemos de acuerdo a la figura N°19 y N° 20.

$$\begin{aligned} h \text{ prom} &= 200 \text{ pies} \\ r_w &= 0.33 \text{ pies} = 150/300 \quad h/r_w = 300/0.33 \\ h \text{ compl} &= 150 \text{ pies} \quad b=0.5 \quad h/r_v = 909 \end{aligned}$$

Por lo que  $S_{pc} = 5.6$  lo que origina una caída de presión aproximadamente de :

$$\begin{aligned} P_{pc} &= ((141.2 \times 25 \times 1.2)/(5 \times 150)) \times 5.6 \\ P_{pc} &= 32 \text{ psi} \end{aligned}$$

Producción actual: 25 bopd (Ref: Pozo 5775 Rev.)

**c) El sistema de baleo -** Al generar perforados estos no son del todo perfectos, en razón que el perforado tiene una forma bastante irregular y sus diámetros son reducidos en comparación con el tamaño original del Jet, teniendo en cuenta que la producción se relaciona con el diámetro, la densidad de los perforados en la tubería de revestimiento y la ubicación en la etapa productiva de la arena, tenemos que cuando la fractura original ha perdido gran parte de su permeabilidad inicial, el valor del daño por baleo afecta la producción.

$$\begin{aligned} S_{perf} &= 7 \\ P_{perf} &= ((141.2 \times 25 \times 1.2)/(5 \times 150)) \times 7 \\ P_{perf} &= 40 \text{ psi} \end{aligned}$$

Luego si consideramos el daño de la formación en aproximadamente entre 8 y 12 (De acuerdo a pruebas de presión tomadas en el área de estudio) tendríamos:

$$ST = 10 + 0 + 5.6 + 7$$

$$ST = 22.6$$

Luego:

$$PT = (141.2 \times 25 \times 1.2) / (5 \times 150) \times 22.6$$

$$PT = 127 \text{ psi}$$

Por lo que este pozo 5775 Reventones requerirá de un mínimo de 130 psi de caída de presión para poder producir desde la formación Basal salina al pozo.

## CAPITULO III

### TIPOS DE ACIDOS Y REACCIONES QUIMICAS EMPLEADAS EN LAS ESTIMULACIONES QUIMICAS

#### III.1.- TIPOS DE ACIDOS Y REACCIONES QUIMICAS

##### III.1.1. Tipos de Acidos

Todos los ácidos tienen una cosa en común y es que son productos químicos separados en iones de hidrógeno y un anión cuando se encuentran en solución con agua.

Los iones de hidrógeno reaccionaran con los sedimentos calcáreos formando agua y dióxido de carbono. Los hidrógenos generalmente son indicados por el símbolo H+.

Ellos reaccionan con los carbonatos como sigue:

Ion Hidrógeno + Caliza =

Ion Calcio + Agua + Dióxido de Carbono.

$2H + Ca CO_3 \rightarrow$

$Ca^{++} + H_2O + CO_2$

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.

Para el caso motivo del estudio es el uso del tratamiento con ácidos en pozos productores de la formación Basal Salina del yacimiento Reventones. Se considera la siguiente clasificación de ácidos entre los cuales el ácido clorhídrico y fluorhídrico son los que analizaremos con mayor detalle por ser los más usados :

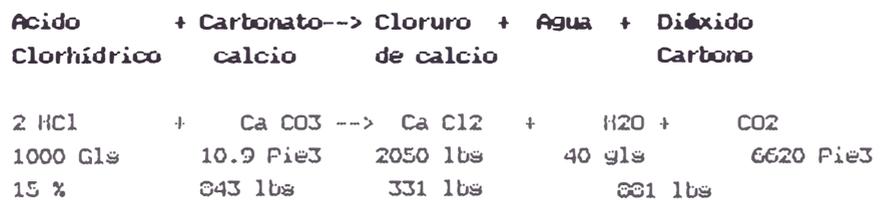
1. Acidos minerales
2. Acido clorhídrico
3. Acido clorhídrico - fluorhídrico
4. Acidos Orgánicos
5. Acido acético
6. Acidos retardados
7. Químicamente retardados
8. Acidos emulsionados

### III.1.2. Acido Clorhídrico

Químicamente, el ácido esta compuesto de gases de hidrógeno y cloro gaseoso en su estado combinado, rápidamente soluble en agua hasta un límite de 43% por peso a 60° F. Una solución de esa naturaleza, es inmanejable debido a que a temperaturas de 60°F escapan humos de la solución altamente corrosivos. El ácido clorhídrico comercial ha sido estandarizado en 20°Be.

Lo cual da como resultado una solución al 31.45% de ácido por peso con gravedad específica de 1.160 y con una densidad de 9.67 lbs/gln.

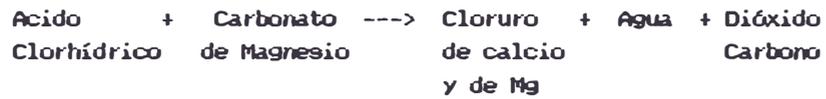
El ácido clorhídrico se ioniza completamente y es considerado como un ácido fuerte. La reacción básica del ácido clorhídrico con el sedimento calcáreo es la siguiente :



El volumen total ocupado por 1000 gls. de HCl al 15% después de la reacción es:

912 gal de agua (dentro de la formación), 40 gal de agua obtenida durante la reacción química 68 gal vol. ocupado por 2050 lbs. de cloruro de calcio 1020 gal de volumen total.

Asumiendo que el dióxido de carbono y el agua de formación no ocupan lugar. Esto nos indicaría que al usar ácido clorhídrico al 15 % en presencia de calizas estas se transforman en una solución de cloruro de calcio que tiene una gravedad específica de 1.175 y una densidad de 9.79 lbs/gln. La reacción con la presencia de las dolomitas es muy similar pero su composición el ligeramente diferente.



1000 Gls.      5 Pie<sup>3</sup>              1040 Lbs   875 Lbs   40 Gls   6620 Pie<sup>3</sup>

700 Lbs              331 lbs              881 Lbs

El volumen total ocupado por 1000 galones de HCl al 15% después de gastado, será de 1020 gls. y tendrá como resultado 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 una densidad de 9.7 lbs/gal.

#### a) Productos de Reacción y Propiedades Del Acido Clorhídrico.-

Valores basados en 1000 gls. de ácido o la reacción de 1000 gls. de ácido.

Concentración del HCl	7.5%	15 %
Densidad del ácido lb/gln	8.644	8.961
Gravedad Esp. del ácido	1.037	1.075
Gls. de agua en el ácido	959.000	914.000
Lbs. de Ca CO <sup>3</sup> disuelto	888.000	1843.000
Pie <sup>3</sup> de Ca CO <sup>3</sup> disuelto	5.25	10.900
Lbs. de dolomita disuelta	824.00	1700.000
Lbs. de CO <sub>2</sub> formado	391.0	811.000
Lbs. de H <sub>2</sub> O formada	160.0	331.000
Gls. de H <sub>2</sub> O formada	19.20	39.700
Viscosidad del ácido	1.14	1.33
Viscosidad del ácido gast.	1.35	1.94
Gravedad esp. del ácido	1.096	1.175
Densidad del ácido gastado	9.14	9.79
Concentración del ácido	11 %	20 %
gastado y con cloruro de Cal lbs/gln		

En la mayor parte de los tratamientos se viene usando estas dos soluciones al 15% y al 7.5% para los tratamientos de acidificación en areniscas los que son desplazados antes de usar las mezclas con el ácido fluorhídrico y como medio de prevención de posible formación de sales insolubles como son los fluorsilicatos de sodio y de potasio, que pueden llegar a taponar las cavidades porales de la arena en forma irreversible.

La principal desventaja del uso del ácido clorhídrico es su alto poder corrosivo.

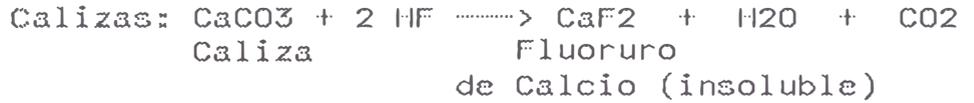
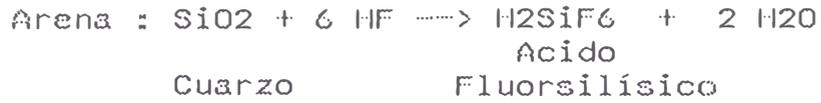
### III.1.3. Acido Fluorhídrico - Clorhídrico

Esta mezcla de ácidos se uso en todas las estimulaciones hechas en la formación Basal Salina. El ácido fluorhídrico ( HF ), se encuentra comercialmente en forma anhidra o concentrado en soluciones acuosas de 40 a 70 %.

En la industria del petróleo el uso del HF es en solución con ácido clorhídrico. Generalmente se obtiene de la reacción del biofluoruro de amonio con el ácido clorhídrico, usualmente se usan mezclas de ácido clorhídrico al 15 % con suficiente bifloruro de amonio para formar ácido fluorhídrico a una concentración del 3 %.

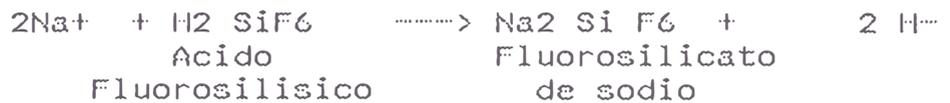
El consumo de hidrógeno clorinado en su reacción, deja el 12% de ácido clorhídrico en solución. Similarmente el ácido fluorhídrico al 6% se genera al usar HCl al 15%, lo cual deja al HCl en una concentración del 9%. Las características de corrosión de las mezclas de HCl-HF son comparables a aquellas que produce el HCl siendo esta la razón por lo que se usan inhibidores de corrosión similares.

Las reacciones químicas entre el ácido fluorhídrico y la arena (granos de cuarzo), calizas y dolomitas son simples:



Las reacciones del HF con los silicatos tales como arcillas o feldespatos son complejas debido a que estos minerales forman una rejilla tridimensional, por lo que las reacciones no pueden ser presentadas como una simple relación estequiométrica.

La reacción química de los productos en presencia de Na<sup>+</sup> y K<sup>+</sup> disueltos en el agua de formación pueden dar como resultado fluidos gelatinosos insolubles:



Como podemos apreciar los productos de la reacción del ácido fluorhídrico con las formaciones de areniscas y los fluidos de formación dan compuestos que precipitan y son insolubles, en consecuencia el manejo de éste ácido debe estar asociado a otros elementos químicos que prevengan el daño posterior al tratamiento inicial.

**a) Mecanismo de Reacción del Acido Clorhídrico Fluorhídrico con las areniscas de Basal Salina.-**

El ácido fluorhídrico disuelve las partículas arcillosas de la arena y también ciertos materiales cementantes

en forma limitada permitiendo la limpieza controlada de la arena.

Por lo general se gráfica las curvas de respuesta al ácido, tomando en cuenta los ensayos de laboratorio para idear la respuesta de la formación al ácido.

La permeabilidad original puede variar con la concentración del ácido fluorhídrico, a diferentes caudales se generan diferentes presiones diferenciales esto es comprobado en diferentes muestras.

Puede observarse que en la mayoría de los casos, tiene lugar una reducción inicial de la permeabilidad, lo cual nos indicaría que de usar deficiente cantidad de ácido puede resultar una declinación de la producción en lugar de una estimulación de la misma. Esta reducción inicial en la permeabilidad se debe principalmente por el ataque del ácido y el desalojo de los finos de la formación que tendrán tendencia a bloquear los espacios porosos existentes. Las arcillas reaccionan inmediatamente con la mezcla de los ácidos HCl-HF pero no restringen la permeabilidad en forma drástica.

**b) El efecto de la proporción de ácido clorhídrico sobre la reacción.-**

Al realizar el diseño de un tratamiento puede parecer muy beneficioso el uso de gran cantidad de ácido concentrado, sin embargo esto no es real ya que cada arreglo de arena tiene un límite de aceptación de ácido.

Si durante la acidificación utilizamos presiones similares a la presión de sobrecarga de la arena a esa profundidad, llegaremos al punto en el

cual podríamos sobrepasar la resistencia a la compresión lo cual dará como consecuencia la compactación de la misma, disminuyendo la porosidad y permeabilidad.

Podemos apreciar que al inicio de un tratamiento ácido la permeabilidad de la formación aumenta con el volumen de ácido inyectado, pero ya se menciono anteriormente un tratamiento excesivo tiende a disminuir la resistencia a la compresión. (Figura 21)

#### III.1.4. Acido Acético

El ácido acético fue el primer ácido orgánico que se uso en la estimulación de pozos en volúmenes apreciables. La concentración que se encuentra en el mercado es del 10% por peso en agua. A esta concentración generalmente los productos de su reacción (acetatos de Mg y Ca) son solubles en el ácido. Este ácido tiene propiedades de baja corrosión en presencia de metales de fácil corrosión (no afecta el cromado), el ácido acético es usado en mezclas con el ácido clorhídrico (generalmente al 6%) formando ácidos híbridos. Desde que el costo del ácido acético es mucho mayor que el del ácido clorhídrico u otros, el uso de este es limitado a pequeñas cantidades.

El ácido acético reacciona en forma incompleta en presencia de sus productos de reacción. El equilibrio entre los productos y los reactantes del sistema, ha sido mal interpretado como evidencia de una razón de reacción retardada. Debido a esta propiedad, el ácido acético ha sido clasificado como ácido retardado en operaciones de estimulación ácida.

Acido + Caliza --> Acetato de Calcio + Agua + Dióxido de  
Acético Carbono



### III.1.5. Ácidos Químicamente Retardados

Estos ácidos son generalmente preparados agregándoseles un surfactante al ácido que permita mojar al aceite la roca tratada con el objeto de crear una barrera física a la transferencia de ácido activo a la superficie de la roca. Para que esto funcione, el aditivo debe ser absorbido por la superficie de la arena en tratamiento formando alrededor de ella una película coherente.

El uso de estos ácidos requieren generalmente el bombeo continuo de aceite durante el tratamiento. La absorción de estos surfactantes se ve disminuido y la mayoría de ellos se hacen ineficaces cuando están en presencia de altas razones de bombeo y altas temperaturas.

### III.1.6. 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 de 10 a 30% de hidrocarburo en su fase externa y el ácido clorhídrico regular como fase interna. Esta mezcla creada de alta viscosidad llega a retardar la velocidad de transferencia y su correspondiente reducción en la velocidad de transferencia del ácido activo a la arena.

## III.2.- ADITIVOS UTILIZADOS DURANTE UNA ESTIMULACION ACIDA EN EL NOROESTE PERUANO FM. BASAL SALINA

En los sistemas utilizados para la estimulación de los pozos productores del Basal Salina, adicional al ácido se han utilizado productos para solucionar problemas básicos asociados a la acidificación, entre los principales problemas que afectan los tratamientos son:

- a) Reacción del ácido con el acero
- b) Minchazón y migración de arcillas
- c) Precipitación de hierro

- d) Emulsiones
- e) Cambio de mojabilidad de la formación

Para los trabajos de acidificación efectuados en el Basal Salina se ha usado los siguientes aditivos:

- 1) Inhibidor de corrosión
- 2) Surfactantes
- 3) Estabilizadores de arcillas
- 4) Agentes antifango
- 5) Solventes mutuales
- 6) Inhibidor de incrustaciones

### III.2.1. Inhibidor de corrosión

Debemos considerar que el poder corrosivo de los ácidos activos usados es alto, ya que este puede afectar a los tubos, tanques, bombas, y demás accesorios de empaque. Los inhibidores no eliminan la corrosión, pero reducen el poder corrosivo de los mismos.

Cuando el acero está expuesto a un poder corrosivo, tal como un ácido, hay zonas anódicas y catódicas sobre la superficie del metal. Las reacciones son:

Reacción anódica (oxidación) :  $Fe - 2e \longrightarrow Fe^{++}$

Reacción catódica (reducción):  $2H^+ + 2e \longrightarrow H_2$

Reacción total:  $Fe + 2H^+ \longrightarrow Fe^{++} + H_2$

La corrosión puede ser interrumpida por alteración de la reacción en la zona catódica, anódica o en ambas. Del mismo modo los inhibidores de corrosión serán efectivos sobre las áreas anódicas, catódicas ó ambas.

El inhibidor de corrosión deberá ser soluble en el ácido de lo contrario el efecto del inhibidor será mínimo en la interfase metal solución. Se debe tener precaución que tampoco la solubilidad sea muy alta ya que el inhibidor puede ser lavado y su efecto de protección minimizado.

### III.2.2.Evaluación del Inhibidor - tipos de inhibidores

De acuerdo al tipo de tratamiento en los pozos productores del Basal Salina (tiempo y profundidad requerida) se considero:

1. Tipo y grado de concentración del ácido
2. Tipo de la metalurgia de esta tubería
3. Temperatura máxima de la tubería
4. Tiempo de contacto de la tubería y el ácido.
5. Presencia de surfactantes, agentes mutuales, etc. ya que estos afectan la actividad del inhibidor en las superficies.

#### **Tipos de Inhibidores de Corrosión Orgánicos**

Composición química orgánica polares

Ventajas :

- 1.-No son perjudiciales para los catalizadores de las refinerías.
- 2.-Pueden ser usados con cualquier concentración.

Desventajas :

- 1.-No protegen por mucho tiempo debido a que se ven afectados por la temperatura.
- 2.- Son un poco más caros que los inorgánicos.

### **Tipos de Inhibidores de Corrosión Inorgánicos :**

Compuestos de sales de arsénico.

Ventajas :

- 1.- Muy efectivos a altas temperaturas para los tiempos de contacto apreciables.
- 2.- Su costo es relativamente bajo.

Desventajas :

- 1.- Pierden su eficacia en soluciones ácidas de alta concentración.
- 2.- Pueden formar precipitados sólidos en pozos con crudos ácidos, que pueden producir daño en la formación.

En los productos usados no se han reportados casos de corrosión debido a un descontrol del inhibidor de corrosión, se viene usando a la fecha sartas de tubería perfectamente inspeccionada y de calidad de acero N-80, con las cuales no se han tenido dificultades notables por corrosión.

### **III.2.3. Surfactantes**

Los surfactantes tienen la propiedad de reducir la tensión superficial de un líquido en contacto con el gas por medio de su absorción en la interfase líquido gas. También puede reducir la tensión interfacial y cambiar los ángulos de contacto entre los líquidos y los sólidos cuando se absorben a su interfase.

Por lo tanto pueden ser usados para:

- 1.- Bajar las tensiones superficiales o interfaciales (esto significaría que el ácido se bombea más fácilmente dentro de la formación y una vez gastado su recuperación será mucho más fácil y rápida).
- 2.- Reduce la fuerza de capilaridad

- 3.- Controla y/o cambia la humectabilidad de la roca (debe de recordarse que siempre se trata de mantener la formación mojada al agua para facilitar el flujo de petróleo).
- 4.- Previene o rompe emulsiones
- 5.- Dispersa arcillas o finos de la formación tratada.

#### a) Características de los surfactantes

Esquemáticamente una molécula de un surfactante puede hacer un puente entre la interfase del petróleo y el agua.

#### b) Clasificación de los surfactantes

- 1.- Surfactante aniónicos : Son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua se carga de forma negativa. (Usado para la estimulaciones acidas en los pozos productores de la formación Basal Salina.
- 2.- Surfactante catiónico : Son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua se carga en forma positiva.
- 3.- Surfactante no iónico: Son moléculas orgánicas que no se ionizan consecuentemente se mantiene descargadas.
- 4.- Surfactante anfótero: Son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble al agua puede ser cargado positivamente, negativamente o no ser cargado, dependiendo del pH existente en el medio.

#### c) Compatibilidad de los surfactantes

Se puede observar que algunos surfactantes no serían compatibles entre ellos y otros si.

Mezclas compatibles:

- a) Aniónico/Aniónico
- b) Catiónico/Catiónico
- c) No iónico/No Iónico
- d) Catiónico/No Iónico
- e) Aniónico/No Ionico

Otro factor a considerar es la mojabilidad que se debe existir sobre la arena, las areniscas y las calizas que son de carga negativa y positiva respectivamente. También esto algunas veces será complejo y dependerá del Ph. El diagrama simple que se presenta a continuación muestra las cargas que se presenta:

Arena	:	Carga positiva
Caliza		Ph < carga (+)
		Ph > carga (-)
Dolomitas		Carga positiva

Para la elección del surfactante usado en los tratamientos ácidos, ha sido necesario ensayar los diferentes surfactantes presentados por las compañías de servicio y luego de comprobar su acción y luego considerarlo para la ejecución del trabajo.

#### III.2.4. Secuestrantes de hierro

Los agentes secuestrantes de hierro se utilizaron algunas veces para prevenir la precipitación de compuestos ferrosos.

El hierro esta presente como ion férrico o ferroso en solución durante el trabajo ácido.

De otro modo al gastarse el ácido, el Ph subirá y el Fe+++ férrico, se precipitará en forma de

una masa gelatinosa y taponará los poros de la arena.

El ion ferroso precipita normalmente a un Ph mayor que 7. El ion ferroso no causa inconvenientes debido a que en un medio ácido nunca llega a un Ph 7.

El agregar un estabilizador, también llamado agente secuestrante, junta los iones y los mantiene en solución incluso a valores de Ph relativamente bajos. De tal manera, que el hierro puede ser recuperado en solución durante la operación de limpieza.

### III.2.5. Estabilizadores de Arcillas

La formación Basal Salina a pesar de tratarse de un formación de areniscas contiene en su composición arcillas presentes las que al migrar por el flujo de petróleo llegan a dañar la permeabilidad de la arena restringiendo así el flujo de Petróleo al pozo.

Estas arcillas migran desde la formación y son pequeñas placas adheridas entre sí. Cuando el agua invade estas zonas estas llegan a hincharse y generalmente estas placas se separan provocando un bloqueo total o parcial de los poros. (Figuras 22, 23 y 24).

Esta desintegración de plaquetas de arcillas puede ser evitada con el uso de estabilizadores que trabajan en base al mecanismo de cambio de iones.

En su estado natural las plaquetas de arcilla de carga negativa se mantienen débilmente agrupadas en equilibrio con racimos de iones positivos que se encuentran naturalmente en aguas intersticiales.

las cargas positivas son reemplazadas por medio de intercambio catiónico con un ion multivalente como aluminio ó circonio, las plaquetas de arcilla se agrupan más fuertemente y resisten la invasión de agua por lo que no se desintegran.

### III.2.6. Agentes Desemulsificantes

A medida que el ácido es bombeado dentro de la formación o después de haberse gastado, puede llegar a formar una emulsión por los agentes emulsionantes naturales contenidos en el crudo. Esto ocasiona el taponamiento de los poros dañando la permeabilidad, dificultando y impidiendo la limpieza posterior.

Las emulsiones pueden ser de agua en petróleo o de petróleo en agua, en nuestro caso el primero era el más probable de ocurrir, es decir que se llegan a formar gotas de agua estables dentro y fuera de la fase petróleo y como ambos líquidos son inmisible permanecen juntos en solución.

Las emulsiones podrán estabilizarse por los finos liberados de la arena por la reacción del ácido.

Los agentes desemulsionantes como los surfactantes, en general se dividen en tipos:

- 1.- Catiónicos
- 2.- No iónicos
- 3.- Aniónicos

Para que un desemulsionante sea efectivo, debe de ser soluble o dispersable en la fase externa de la emulsión y desestabilizar la interfase entre los fluidos inmisible. En los trabajos realizados en operaciones Noroeste se han hecho pruebas previas del sistema ácido-petróleo,

asegurándose que no se lleguen a formar emulsiones no estables.

### III.2.7. Agentes Antifango

Cuando el ácido entra en contacto con componentes pesados de un crudo tales como las parafinas o resinas que caen al fondo del pozo y que están presentes en la arena y pueden llegar a formar sedimentos similares a las emulsiones. Los componentes pesados normalmente se encuentran es estado coloidal dentro del petróleo, pero al contacto con el ácido se rompe la estabilidad y se producen sedimentos que llegan a taponar los poros de la arena.

Una vez que se llegan a formar estos sedimentos es muy difícil disolverlos, por lo que el uso de los agentes antifango previenen la formación de los mismos absolviéndolos sobre la interfase ácido-petróleo.

### III.2.8. Agentes Divergentes

El direccionar el fluido ácido hacia la formación no están fácil como podría pensarse por lo que los agentes divergentes son necesarios, considerando que al inicio del tratamiento algunos de los perforados en la tubería de revestimiento pueden estar tapados parcial o totalmente, el ácido bombeado se inyectaría solo por los perforados que admitan. Otro de los factores a considerar para el uso de los agentes divergentes es la variación de la permeabilidad dentro de la arena, ya que en donde la permeabilidad es mas alta se tendría mayor probabilidad de recepción de ácido.

Por lo que se considero como regla el tratamiento con divergentes en caso de tratar más de diez pies de arena.

Uno de los métodos mecánicos de uso fue el uso de tapón y empaque recuperables. Asimismo se combino con el uso de bolas de nylon que fueron sellando los perforados que tenían mayor admisión y poco a poco se fueron sellando,

permitiendo la admisión a los de menor permeabilidad a medida que el ácido es bombeado dentro de la arena.

La capacidad de sellado depende de cuatro parámetros principales:

- 1.- La diferencia de densidad entre el fluido y la bola sellante (Para nuestro caso se usaron bolas de nylon con una densidad superior a 1 gr/cc).
- 2.- Caudal a través de los punzados (El cálculo del volumen por cada unidad de tiempo fue calculado usando la formula de flujo radial uniforme - Darcy) evitando llegar a presiones que puedan refracturar.
- 3.- Debido a la viscosidad del fluido es necesario un caudal que pueda crear una presión diferencial a través del punzado, antes de que la bola pueda asentarse en la posición de sellado. Por lo tanto, los tratamientos a la formación efectuados a caudales muy bajos no serán realmente efectivos para el desplazamiento de las bolas de nylon. Los regimenes promedio usados en los tratamientos ácidos fueron de 0.5 a 2 B.P.M. la mayor desventaja encontrada es en los casos de no existir un buen sello entre la formación y el cemento el trabajo presentaría mucho riesgo.

## CAPITULO IV

### CRITERIOS EMPLEADOS PARA EL DISEÑO DE UNA ACIDIFICACION

#### IV.1.- DESCRIPCION DEL TRATAMIENTO ACIDOS EFECTUADO EN LOS POZOS PRODUCTORES DE LA FORMACION BASAL SALINA EN EL YACIMIENTO REVENTONES

Los trabajos efectuados en la formación Basal Salina consistieron en la inyección de ácido, dentro de la porosidad de la arena de fractura y en algunos casos se puede haber llegado a parte de la formación, a una presión inferior a la presión necesaria para inducir una refractura hidráulica en la roca.

El diseño de un tratamiento químico involucró estudios teóricos y experimentales orientados a establecer él o los tipos de ácidos a usar, los aditivos más compatibles, los volúmenes de tratamiento y regímenes de inyección más adecuados.

Un factor bastante importante en un tratamiento es la velocidad de reacción del ácido, por lo que se debe tener en cuenta para calcular la distancia hasta la cual el ácido se mantendrá activo.

#### IV.1.1.Pruebas de laboratorio

Antes de cualquier trabajo de estimulación, es requisito indispensable efectuar pruebas de laboratorio que permitan el análisis de la formación a tratar. Para el análisis de la formación se hizo uso de los detritos recuperados durante la perforación de la formación, así como la correlación con otros pozos en los que se tenían muestras o cores como son los pozos de Peña Negra en la formación Basal Salina de la compañía Petrotech para relacionar las características litológicas.

Para el caso de la compatibilidad de fluidos se tomaron muestras de los fluidos de los pozos a intervenir, para lo cual se aprovecho el cambio

de bombas de subsuelo para analizar las costras de carbonato que se presentaban en las sartas de tubería de producción y las bombas mismas.

Se disponía de varias muestras de detritos, de los cuales se obtuvo la siguiente información considerada básica para el diseño de los trabajos.

### c) ANALISIS DE SOLUBILIDAD DE MUESTRA DE FORMACION

Solubilidad al HCl (%) *	1.0	---	1.7
Solubilidad al HF (%) **	34.8	---	68.8
Cuarzo (%)	50	---	60
Feldespato (%)	5	---	10
Dolomita (%)	0		
Calcita (%)	2	---	5
Caolinita (%)	2	---	5
Illita / Mica (%)	2	---	10
Esmectita (%)	5	---	20
Clorita (%)	2	---	10
Pirita (%)			0

Nota : Pozo muestra 6903 Reventones Formación Basal Salina a una profundidad de (6710--6840) .

\* Un gramo de la muestra es adicionada a 0.5N HCl. Después de la reacción, el exceso de ácido es titulado con 0.2N de NaOH. Los resultados son calculados como carbonato de calcio.

(Nota: La dolomita pura puede ser reportada como 108%).

\*\* Esta es la solubilidad para la reacción después de ser tratada con 3% de HF y 12% HCl a 150°F por 30 minutos.

Se consideró así mismo la realización de pruebas con el crudo, la emulsión producida y el análisis de agua de formación a fin de identificar las sustancias componentes que podrían estar migrando con estos fluidos.

a) ANALISIS DE CRUDO YACIMIENTO REVENTONES BLOQUE "B"

POZO	API @ 60°F	BSW	Densidad a 120°F
6093	32.5	20%	0.8500
6032	29.8	88%	0.8652
2076	25.8	40%	0.8991
2046	25.5	74%	0.9015
2044	25.7	34%	0.8881

b) ANALISIS DE EMULSION YACIMIENTO REVENTONES BLOQUE "B"

## Química usada

Acido base	: HCl AL 7.5 o/o
Acido acético	: 10 o/o
Desemulsionante	: 2 o/o
Inhibidor de corrosión	: 1 o/o
Reductor de tens.Sup.	: 2 o/o
Secuestrante de Fe	: 5 o/o
Suspensor de finos	: 1 o/o
Solvente Mutua	: 5 o/o
Temperatura	: 130°F

## TIEMPO DE SEPARACION

POZO	Relación OIL/WI. 50/50 (1)	1 (Min)	2 (Min)	4 (Min)	6 (Min)	8 (Min)	10 (Min)
6093		96	100	100	100	100	100
6032		60	100	100	100	100	100
2076		100	100	100	100	100	100
2046		12	60	100	100	100	100
2044		30	64	100	100	100	100

## TIEMPO DE SEPARACION

POZO	Relación OIL/WI. 75/25 (2)	1 (Min)	2 (Min)	4 (Min)	6 (Min)	8 (Min)	10 (Min)
6093		0	20	100	100	100	100
6032		4	16	88	100	100	100
2076		0	4	40	100	100	100
2046		0	16	52	100	100	100
2044		4	20	60	100	100	100

% Emulsión Final	0	0
Vol. Emuls.Final	0	0
Mojabilidad (*)	WB	WB
Interfase (**)	S	
Fase acuosa	Limpia	Limpia
Vol. Sedimentos	No	No

(\*) WB = Acuohumectada

(\*\*) S = Clara

**c) ANALISIS DE AGUA YACIMIENTO REVENTONES BLOQUE  
"B"**

POZO : 6093 REVENTONES

mg/Lt

PH	: 7.8	1. Sodio (Na+)	7006.95
Densidad (gr/cc)	: 1.014	2. Calcio (Ca++)	56.14
Olor	: NR	3. Magnesio (Mg++)	68.08
Color	: Incoloro	4. Hierro total (Fe)	
7.73		5. Cloruros (Cl-)	
Sólidos disueltos	: 16456.7		
10300.00			
Sulfhídrico	: NR	6. Sulfatos (SO4=)	64.00
		7. Bicarbonatos (CO3=)	63.00
		8. Carbonatos (CO3=)	0.00
		9. Hidróxidos (OH-)	0.00
		10. Dureza total (CO3Ca)	420.00
		11. Salinidad	17820.00

(\*) Resistividad a 80°F (API RP 45)

POZO : 6032 REVENTONES

mg/Lt

PH	: 8.0	1. Sodio (Na+)	5690.89
Densidad (gr/cc)	: 1.015	2. Calcio (Ca++)	24.06
Olor	: NR	3. Magnesio (Mg++)	36.45
Color	: Incoloro	4. Hierro total (Fe)	
9.45		5. Cloruros (Cl-)	
Sólidos disueltos	: 14933.8		
8600.00			
Sulfhídrico	: NR	6. Sulfatos (SO4=)	16.60
		7. Bicarbonatos (CO3=)	556.30
		8. Carbonatos (CO3=)	0.00
		9. Hidróxidos (OH-)	0.00
		10. Dureza total (CO3Ca)	210.00
		11. Salinidad	14190.00

(\*) Resistividad a 80°F (API RP 45) 0.40 ohm-mt

c) ANÁLISIS DE AGUA YACIMIENTO REVENTONES BLOQUE "B"

POZO : 2076 REVENTONES

		mg/Lt
PH	: 8.8	1. Sodio (Na <sup>+</sup> ) 7050.00
Densidad (gr/cc)	: 1.015	2. Calcio (Ca <sup>++</sup> ) 40.10
Olor	: NR	3. Magnesio (Mg <sup>++</sup> ) 4.86
Color	: Incoloro	4. Hierro total (Fe) 6.87
Sólidos disueltos	: 18286.0	5. Cloruros (Cl <sup>-</sup> ) 10800.00
Sulfhídrico	: NR	6. Sulfatos (SO <sub>4</sub> =) 20.00
		7. Bicarbonatos (CO <sub>3</sub> -) 256.20
		8. Carbonatos (CO <sub>3</sub> =) 108.00
		9. Hidróxidos (OH <sup>-</sup> ) 0.00
		10. Dureza total (CO <sub>3</sub> Ca) 120.12
		11. Salinidad 17820.00
(*) Resistividad a 80°F (API RP 45)		0.33 ohm-mt

POZO : 2046 REVENTONES

		mg/Lt
PH	: 8.4	1. Sodio (Na <sup>+</sup> ) 6262.44
Densidad (gr/cc)	: 1.013	2. Calcio (Ca <sup>++</sup> ) 30.80
Olor	: NR	3. Magnesio (Mg <sup>++</sup> ) 19.44
Color	: Incoloro	4. Hierro total (Fe) 18.04
Sólidos disueltos	: 16756.7	5. Cloruros (Cl <sup>-</sup> ) 8900.00
Sulfhídrico	: NR	6. Sulfatos (SO <sub>4</sub> =) 14.00
		7. Bicarbonatos (CO <sub>3</sub> -) 1512.00
		8. Carbonatos (CO <sub>3</sub> =) 0.00
		9. Hidróxidos (OH <sup>-</sup> ) 0.00
		10. Dureza total (CO <sub>3</sub> Ca) 156.00
		11. Salinidad 14685.00
(*) Resistividad a 80°F (API RP 45)		0.32 ohm-mt

POZO : 2044 REVENTONES

		mg/Lt
PH	: 7.8	1. Sodio (Na <sup>+</sup> ) 6994.76
Densidad (gr/cc)	: 1.013	2. Calcio (Ca <sup>++</sup> ) 224.50
Olor	: NR	3. Magnesio (Mg <sup>++</sup> ) 19.44
Color	: Incoloro	4. Hierro total (Fe) 7.73

Sólidos disueltos : 18640.9		5. Cloruros (Cl <sup>-</sup> )	
11000.00			
Sulfhídrico : NR	6. Sulfatos (SO <sub>4</sub> <sup>=</sup> )	120.00	
	7. Bicarbonatos (CO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	274.50	
	8. Carbonatos (CO <sub>3</sub> <sup>=</sup> )	0.00	
	9. Hidróxidos (OH <sup>-</sup> )	0.00	
	10. Dureza total (CO <sub>3</sub> Ca)	640.54	
	11. Salinidad	18150.00	
(*) Resistividad a 80°F (API RP 45)	0.31 ohm-mt		

#### IV.2.- TABLA DE VALORES DE RESERVORIO

Gradiente del petróleo	:	0.300 - 0.325
Gradiente de Gas	:	0.04 - 0.05
Gradiente de fractura Psi / pie	:	0.85 - 0.89
Temperatura del reservorio GF	:	142 - 188
Punto de Congelamiento GF	:	+80
Porosidad %	:	8 - 12
Permeabilidad md	:	3 - 8
FVF petróleo BBL / STB	:	1.391 *
Presión de saturación Psia	:	3975
GOR SCF/STB	:	735
Compresibilidad 1/ psi x E-06:		10.32 **
Expansión térmica 1/ GF x E-04:		5.27 **

Datos referidos a análisis de los pozos del área, referencia especial al 1570 Reventones. La presión de saturación está referida a la temperatura indicada.

\* Referida a la temperatura de análisis y presión de saturación

\*\* Referida al petróleo saturado

#### IV.3.- SECUENCIA DEL PROCESO DE ACIDIFICACION

##### IV.3.1. Prelavado

El ácido clorhídrico es inyectado a la arena para así remover los carbonatos y permitir formar una barrera natural de aguas salobres que podrían llegar a reaccionar con las arcillas.

##### IV.3.2. Tratamiento

La arena es tratada por medio de este proceso y consistió en la inyección de un volumen predeterminado de fluoruro de Amonio seguido de un

volumen equivalente de HCl al 7.5%. El fluoruro de amonio ioniza a los iones de amonio y los iones del fluoruro que van reaccionando con las arcillas al producirse el ácido fluorhídrico.

Este proceso se repite hasta un mínimo de 3 volúmenes de fluoruro de amonio y ácido clorhídrico bombeados alternativamente.

Este proceso disuelve aproximadamente 20 veces más arcillas que el HF regular, esto significa que el 95% de la habilidad de su capacidad de disolver sílice la utiliza en disolver arcilla.

La naturaleza de este proceso es tal que la penetración del ácido formado insitu disolviendo arcillas que se encuentren en zonas más profundas.

Este proceso no daña significativamente las arenas como lo hace el inicialmente el HF, es una importante ventaja del proceso pues bombear a menor presión y con menor riesgo de producir daños permanentes en la arena.

Otra de las ventajas de este proceso es que usa bajas concentraciones de ácido en todas sus etapas. También debemos hacer notar que dado que este proceso se presenta con un intercambio de iones de la superficie de la arcilla y el ácido HF, por lo que su grado de actividad es independiente de la temperatura.

#### IV.3.3. Problemas Comunes en la Aplicación de los Tratamientos de Acificación

A pesar de la experiencia de campo que se tiene, se debe considerar algunos conceptos para la evaluación de resultados pobres en algunos tratamientos:

##### **1.- Uso de un ácido que no contenga HF.-**

Aún cuando ciertas areniscas pueden ser tratadas y estimuladas moderadamente con HCl, la estimulación de pozos con un daño elevado que

llegan a contener gran cantidad de arcillas minerales generalmente requieren de mezclas de ácidos que contengan HF.

## **2.- Falta de un prelavador de ácido clorhídrico.-**

El preflush o prelavador es indispensable para eliminar aguas salobres, ya que estas llegan a formar precipitados insolubles.

## **3.- Inadecuado volumen de ácido.-**

Algunos tratamientos son conducidos con muy bajo HF (10 gal/pie de formación tratada). En algunas oportunidades este resultado es favorable, pero esto solo ocurre cuando el daño se encuentra localizado en los perforados o solo ligeramente después de éste.

## **4.- Ausencia de la limpieza inmediata.-**

Es perjudicial dejar el ácido ya gastado en la formación por un período extenso de tiempo. El pozo debe ponerse en producción lo más pronto posible. Se debe considerar la mejora del tratamiento se debe al uso de un solvente mutual en los tratamientos con HF.

### **IV.3.4. Tiempo de Espera Después de un Tratamiento Acido**

En tratamientos de areniscas, en las cuales se usa el ácido HF se ha tratado de recuperar el ácido en corto tiempo a un flujo moderado evitando altas velocidades de flujo en los perforados y crear presiones diferenciales excesivas, para evitar que los restos dejados por la acción del ácido lleguen a obturar las permeabilidades creadas.

Para favorecer la recuperación de los ácidos en los pozos tratados se ha utilizado la técnica de suabeo constante de acuerdo al aporte productivo del pozo,

para posteriormente bajarle el equipo de subsuelo considerando una bomba de subsuelo con un aproximado de 0.8 mm de luz entre el pistón y el cilindro (evitando así que se llegue a pegar), el efecto causado por el pistoneo de la bomba servirá para que el pozo reaccione en caso de existir la energía del mismo.

#### IV.3.5. Diseño final de un tratamiento ácido usado en la Formación Basal Salina Yacimiento Reventones

Sus altas producciones obedecen a las buenas características de reservorio que presentan las areniscas y conglomerados que los constituyen, sin embargo además de realizar las estimulaciones mediante el fracturamiento hidráulico, es necesario realizar trabajos de acidificación con la finalidad de limpiar las zonas adyacentes al pozo.

Los estudios estratigráfico-estructurales y el análisis difractométrico de las areniscas de esta formación, motivo del presente estudio, han sido orientados a determinar las razones por las que los pozos productores de la formación Basal Salina en el Bloque "B" del Yacimiento Reventones tenga una buena respuesta ante la acidificación. (Figura 21 B)

Los volúmenes utilizados para los tratamientos del Basal Salina en el Yacimiento de Reventones han sido generalmente:

- a) **Prelavador (preflush)**  
100 a 150 gal/pie de formación a ser tratada.  
HCl de 7.5% al 15% con aditivos.
- b) **Fluido de tratamiento.-**  
Mezcla de ácidos HF al 1.5% y HCl al 6% utilizando de 90 a 120 gal/pie de formación tratada.
- c) **Sobrelavador (Desplazante).-**  
Se utilizo crudo previamente tratado con demulsificantes utilizando la capacidad del la tubería con un adicional de 50 gal/pie de formación tratada.

Teniendo en cuenta que nos encontramos en un momento en cual existe una declinación en la producción y reservas de petróleo, consideramos que se presenta atractivamente este tipo de proyectos en los cuales, se mejora el factor de recuperación.

En los trabajos efectuados en la Fm. Basal Salina del bloque "B" en el yacimiento Reventones se han podido obtener los siguientes valores:

#### IV.4 EVALUACION TECNICA

##### POZO 1695 REVENTONES

TIPO DE FRACTURA	NRO. DE SACOS	NRO. DE BLS.	GRAD. DE FRACTURA	FECHA DE TRABAJO	PROD. INICIAL
PERFPAC	146	886	0.93	18.01.68	2519 X 0

FECHA DE TRABAJO	NRO. DE GLS.ACIDO	RATE DE BOMBEO	TIEMPO DE INYECCION	PROD. ANTES	PROD. DESPUES
19.12.91	6000	0.5 - 3.0	3.5 hrs	8 X 1 X UB	27 X 65 X UB

RESERVAS				PORCENTAJES			PIES DE ARN.NET.	INTERVALO (PIES)
RECUP.	RECUP. DIC.93	RECUP. REMAN.	COSTO (MUS\$)	AÑO 1	AÑO2	AÑO3		
8.1	1.8	9.9	18.58	-	0.90	0.10	140	6914-6652

##### POZO 1983 REVENTONES

TIPO DE FRACTURA	NRO. DE SACOS	NRO. DE BLS.	GRAD. DE FRACTURA	FECHA DE TRABAJO	PROD. INICIAL
PERFPAC	106	196	1.00	07.11.66	1145 X 0

**POZO 1983 REVENTONES**

FECHA DE TRABAJO	NRO. DE GLS.ACIDO	RATE DE BOMBEO	TIEMPO DE INYECCION	PROD. ANTES	PROD. DESPUES
22.08.91	3400	0.6 - 2.2	4.5 hrs	5 X 1 X UB	63 X 05 X UB

RESERVAS			PORCENTAJES					
RECUP.	RECUP. DIC.93	RECUP. REMAN.	COSTO (MUS\$)	AÑO 1	AÑO2	AÑO3	PIES DE ARN.NET.	INTERVALO (PIES)
8.4	10.2	18.6	18.50	0.61	0.36	0.03	110	6480-5860

**POZO 2044 REVENTONES**

TIPO DE FRACTURA	NRO. DE SACOS	NRO. DE BLS.	GRAD. DE FRACTURA	FECHA DE TRABAJO	PROD. INICIAL
PERFPAC	126	806	0.72	04.11.67	1258 X 0

FECHA DE TRABAJO	NRO. DE GLS.ACIDO	RATE DE BOMBEO	TIEMPO DE INYECCION	PROD. ANTES	PROD. DESPUES
26.12.91	5000	0.8 - 1.5	3.5 hrs	18 X 2 X UB	44 X 13 X UB

RESERVAS			PORCENTAJES					
RECUP.	RECUP. DIC. 93	RECUP. REMAN.	COSTO (MUS\$)	AÑO 1	AÑO2	AÑO3	PIES DE ARN.NET.	INTERVALO (PIES)
5.8	7.0	12.8	15.08	—	0.96	0.04	120	7144-6756

**POZO 2046 REVENTONES**

TIPO DE FRACTURA	NRO. DE SACOS	NRO. DE BLS.	GRAD. DE FRACTURA	FECHA DE TRABAJO	PROD. INICIAL
WATERFRAC	268	1442	0.77	05.10.67	1565 X 0

FECHA DE TRABAJO	NRO. DE GLS.ACIDO	RATE DE BOMBEO	TIEMPO DE INYECCION	PROD. ANTES	PROD. DESPUES
24.01.92	5300	0.6 - 1.2	6.5 hrs	9 X 1 X UB	20 X143 X UB

RESERVAS			PORCENTAJES					
RECUP.	RECUP. DIC. 93	RECUP. REMAN.	COSTO (MUS\$)	AÑO 1	AÑO2	AÑO3	PIES DE ARN.NET.	INTERVALO (PIES)
3.0	3.9	6.9	18.75	—	0.90	0.10	140	6197-5819

**POZO 2076 REVENTONES**

TIPO DE FRACTURA	NRO. DE SACOS	NRO. DE BLS.	GRAD. DE FRACTURA	FECHA DE TRABAJO	PROD. INICIAL
PERFPAC	90	789	0.58	04.02.68	819 X 0

FECHA DE TRABAJO	NRO. DE GLS.ACIDO	RATE DE BOMBEO	TIEMPO DE INYECCION	PROD. ANTES	PROD. DESPUES
09.01.92	6500	0.6 - 3.5	8.2 hrs	39 X 5 X UB	77 X 53 X UB

**POZO 2076 REVENTONES**

RESERVAS			PORCENTAJES					
RECUP.	RECUP. DIC.93	RECUP. REMAN.	COSTO (MUS\$)	AÑO 1	AÑO2	AÑO3	PIES DE ARN.NET.	INTERVALO (PIES)
9.1	3.2	12.9	17.98	-	0.96	0.04	122	6814-6559

**POZO 5775 REVENTONES**

TIPO DE FRACTURA	NRO. DE SACOS	NRO. DE BLS.	GRAD. DE FRACTURA	FECHA DE TRABAJO	PROD. INICIAL
SANDFRAC	150	606	1.02	05.09.78	1335 X26

FECHA DE TRABAJO	NRO. DE GLS.ACIDO	RATE DE BOMBEO	TIEMPO DE INYECCION	PROD. ANTES	PROD. DESPUES
25.10.91	5000	0.5 - 3.0	12.4 hrs	19 X 1 X UB	55 X 10 X UB

RESERVAS			PORCENTAJES					
RECUP.	RECUP. DIC.93	RECUP. REMAN.	COSTO (MUS\$)	AÑO 1	AÑO2	AÑO3	PIES DE ARN.NET.	INTERVALO (PIES)
11.4	4.0	15.4	17.78	0.25	0.61	0.14	170	6670-6502

POZO 6032 REVENTONES
----------------------

TIPO DE FRACTURA	NRO. DE SACOS	NRO. DE BLS.	GRAD. DE FRACTURA	FECHA DE TRABAJO	PROD. INICIAL
SANDFRAC	200	688	0.53	12.11.78	182 X 28

FECHA DE TRABAJO	NRO. DE GLS.ACIDO	RATE DE BOMBEO	TIEMPO DE INYECCION	PROD. ANTES	PROD. DESPUES
28.09.91	2700	0.4 - 3.0	4.5 hrs	15 X 2 X UB	59 X 13 X UB

RESERVAS			PORCENTAJES				PIES DE ARN.NET.	INTERVALO (PIES)
RECUP.	RECUP. DIC.93	RECUP. REMAN.	COSTO (MUS\$)	AÑO 1	AÑO2	AÑO3		
22.7	1.3	24.0	16.06	0.15	0.74	0.11	120	6135-6929

POZO 6093 REVENTONES
----------------------

TIPO DE FRACTURA	NRO. DE SACOS	NRO. DE BLS.	GRAD. DE FRACTURA	FECHA DE TRABAJO	PROD. INICIAL
SANDFRAC	135	658	0.84	03.12.79	634 X 6

POZO 6093 REVENTONES
----------------------

FECHA DE TRABAJO	NRO. DE GLS.ACIDO	RATE DE BOMBEO	TIEMPO DE INYECCION	PROD. ANTES	PROD. DESPUES
03.08.91	2000	0.4 - 5.5	24.0 hrs	11 X 1 X UB	79 X 10 X UB

POZO 6093 REVENTONES
----------------------

R E S E R V A S				PORCENTAJES			PIES DE ARN.NET.	INTERVALO (PIES)
RECUP.	RECUP. DIC.93	RECUP. REMAN.	COSTO (MUS\$)	AÑO 1	AÑO2	AÑO3		
10.3	0.9	11.2	18.85	0.63	0.32	0.04	90	6868-6594

Se puede observar que en todos existe un incremento significativo en la producción de Petróleo. (Figuras 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32)

## CAPITULO V

### EVALUACION TECNICA ECONOMICA

De conformidad con los parámetros económicos vigentes para la empresa, se han evaluado los tratamientos químicos realizados en la formación Basal Salina en el yacimiento Reventones obteniendo los resultados que presentaremos a continuación.

Para la evaluación económica en todos los casos se han usado los siguientes parámetros:

-	. Precio del Petróleo	:	16.72 U.S.\$ / Barril
-	. Tasa de impuesto a la renta	:	30 %
-	. Tasa de descuento	:	25 %
-	. Gastos operativos	:	0.04 U.S.\$ / Barril

El resultado económico general en el bloque B es el siguiente (para mayores detalles ver tablas III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X) :

Resultados Económicos y análisis de sensibilidad del proyecto de acidificación en pozos productores en la Formación Basal Salina Bloque "B"

#### PARAMETROS ECONOMICOS

V.A.N. al 20 %	(MUS \$)	:	1,024
V.A.N. al 15 %	(MUS \$)	:	1,062
T.I.R.	( % )	:	MAS DE 100
PERIODO DE RECUPER.	(AÑOS)	:	0.5
INDICE DE VALOR ACTUAL		:	7.23

#### PARAMETROS DE SENSIBILIDAD

RESERVAS MIN. PETROLEO	( MBLs )	:	10.30
INV.MAX.EN ESTIMUL.	(MUS \$)	:	1,527.00
PRECIO MIN. PETROLEO	(US\$/BL)	:	1.60
GTO.OPER.VAR.PRD.PET.MAX	(US\$/BL)	:	15.17

A continuación se muestra los resultados del análisis económico de los pozos en estudio.

**POZO : 1983**

Reservas Recup.: 18.6 MBLS  
M.U.S.\$

Inversión: 18.5

**Parámetros Económicos :**

V.A.N. al 20% (MUS \$) : 189  
T.I.R. (%) : Más de 100  
Periodo de recupero (AÑOS) : 0.5  
Indice de valor actual : 10.23

**Parámetros de sensibilidad:**

Reservas mín.de Petróleo (MBLS) : 1.00  
Max. Inv. en estimulación (MUS \$) : 282.00  
Precio Mín.de Petróleo (US\$/BL) : 1.10  
Gto.Oper.Var.Prđ.Pet.Max. (US \$/BL) : 15.62

**POZO : 1695**

Reservas Recup.: 9.9 MBLS  
M.U.S.\$

Inversión: 18.6

**Parámetros Económicos :**

V.A.N. al 20% (MUS \$) : 81  
T.I.R. (%) : Más de 100  
Periodo de recupero (AÑOS) : 0.7  
Indice de valor actual : 4.35

**Parámetros de sensibilidad:**

Reservas mín.de Petróleo (MBLS) : 1.50  
Max. Inv. en estimulación (MUS \$) : 126.00  
Precio Mín.de Petróleo (US\$/BL) : 2.50  
Gto.Oper.Var.Prđ.Pet.Max. (US \$/BL) : 14.26

**POZO : 2044**

Reservas Recup.: 12.8 MBLS  
M.U.S.\$

Inversión: 15.1

<b>POZO : 2044</b>
--------------------

**Parámetros Económicos :**

V.A.N. al 20%	(MUS \$)	= 112
T.I.R. (%)	: Más de 100	
Periodo de recupero	(AÑOS)	= 0.62
Indice de valor actual		= 7.45

**Parámetros de sensibilidad:**

Reservas mín.de Petróleo	(MBLS) :	1.20
Max. Inv. en estimulación	( MUS \$)	:165.00
Precio Mín.de Petróleo	(US\$/BL)	: 1.60
Gto.Oper.Var.Prd.Pet.Max.	( US \$/BL)	: 15.18

<b>POZO : 2046</b>
--------------------

Reservas Recup.:	6.9 MBLS	Inversión:	18.8
M.U.S.\$			

**Parámetros Económicos y de sensibilidad:**

V.A.N. al 20%	(MUS \$)	= 52
T.I.R. (%)	: Más de 100	
Periodo de recupero	(AÑOS)	= 0.79
Indice de valor actual		= 2.77

**Parámetros de sensibilidad:**

Reservas mín.de Petróleo	(MBLS) :	1.50
Max. Inv. en estimulación	( MUS \$)	: 88.00
Precio Mín.de Petróleo	(US\$/BL)	: 3.60
Gto.Oper.Var.Prd.Pet.Max.	( US \$/BL)	: 13.17

<b>POZO : 2076</b>
--------------------

Reservas Recup.:	12.3 MBLS	Inversión:	18.0
M.U.S.\$			

<b>POZO : 2076</b>
--------------------

**Parámetros Económicos :**

V.A.N. al 20%	(MUS \$)	:	105
T.I.R. (%)		:	Más de 100
Periodo de recupero	(AÑOS)	:	0.65
Indice de valor actual		:	5.88

**Parámetros de sensibilidad:**

Reservas mín.de Petróleo	(MBLS)	:	1.40
Max. Inv. en estimulación	( MUS \$)	:	158.00
Precio Mín.de Petróleo	(US\$/BL)	:	1.90
Gto.Oper.Var.Prd.Pet.Max.	( US \$/BL)	:	14.83

<b>POZO : 5775</b>
--------------------

Reservas Recup.: 15.4 MBLS  
M.U.S.\$

Inversión: 17.8

**Parámetros Económicos :**

V.A.N. al 20%	(MUS \$)	:	141
T.I.R. (%)		:	Más de 100
Periodo de recupero	(AÑOS)	:	0.5
Indice de valor actual		:	7.95

**Parámetros de sensibilidad:**

Reservas mín.de Petróleo	(MBLS)	:	1.30
Max. Inv. en estimulación	( MUS \$)	:	209.00
Precio Mín.de Petróleo	(US\$/BL)	:	1.50
Gto.Oper.Var.Prd.Pet.Max.	( US \$/BL)	:	15.29

<b>POZO : 6032</b>
--------------------

Reservas Recup.: 24.0 MBLS  
M.U.S.\$

Inversión: 16.1

<b>POZO : 6032</b>
--------------------

**Parámetros Económicos :**

V.A.N. al 20%	(MUS \$)	:	225
T.I.R. (%)	:	Más de 100	
Periodo de recupero	(AÑOS)	:	0.5
Indice de valor actual	:	13.99	

**Parámetros de sensibilidad:**

Reservas mín.de Petróleo	(MBLS) :	1.20
Max. Inv. en estimulación	( MUS \$)	: 319.00
Precio Mín.de Petróleo	(US\$/BL)	: 0.90
Gto.Oper.Var.Prd.Pet.Max.	( US \$/BL)	: 15.90

<b>POZO : 6093</b>
--------------------

Reservas Recup.:	11.2 MBLS	Inversión:	18.9
M.U.S.\$			

**Parámetros Económicos :**

V.A.N. al 20%	(MUS \$)	:	109
T.I.R. (%)	:	Más de 100	
Periodo de recupero	(AÑOS)	:	0.5
Indice de valor actual	:	5.79	

**Parámetros de sensibilidad:**

Reservas mín.de Petróleo	(MBLS) :	1.20
Max. Inv. en estimulación	( MUS \$)	: 171.00
Precio Mín.de Petróleo	(US\$/BL)	: 1.90
Gto.Oper.Var.Prd.Pet.Max.	( US \$/BL)	: 14.89

TABLA II

RESUMEN DEL ANALISIS POR DIFRACCION DE RAYOS X  
POZOS 6032 Y 5775 - REVENTONES

MUESTRA NO	PROFUNDIDAD (PIES)	CUARZO (%)	ARCILLAS (%)	MICAS (%)
<b><u>POZO 6032-REVENTONES</u></b>				
DRX-0132	6970" - 6990"	68.34	Caolinita 3.95 Illita 3.35 Illita-Mont. 1.78 Montmorill. 2.93	Muscovi Calo
DRX-0133	7050" - 7100"	77.45	Caolinita 1.77 Illita 2.60 Illita Montm. 2.46 Montmorill. 1.29	Muscovi Cal
DRX-0134	7170" - 7200"	72.58	Caolinita 3.37 Illita 3.28 Illita Montm. 2.56 Montmorill. 1.85	Muscovi Calo
DRX-0135	7320" - 7340"	69.17	Caolinita 3.20 Illita 4.01 Illita-Montm. 4.71 Montmorill. 2.36	Muscovit Cal
<b><u>POZO 5775-REVENTONES</u></b>				
DRX-0136	6470" - 6490"	67.34	Caolinita 3.40 Illita 2.79 Illita Montm. 2.89 Montmorill. 4.03	Muscovit Calci

TABLA I

DESCRIPCION LITOLÓGICA GENERALIZA DE MUESTRAS

<u>MUESTRAS Nº</u>	<u>PROF. (PIES)</u>	<u>LITOLÓGIA</u>
<u>Pozo 6032-Reventones</u>		
DRX-0132	6970' - 6990'	Arenisca cuarzosa gris, limolítica, gradando a grano fino y medio, angular, compacta, calcárea; y arena conglomerática de cuarzo y cuarcita, angular.
DRX-0133	7050' - 7100'	Arena conglomerática de cuarzo blanco lechoso, semilechoso y cuarcita gris clara, incluyendo pebles del tamaño de 2 a 5 mm., angulares; y arenisca gris lítica, grano muy fino a fino, compacta, micácea, bien calcárea
DRX-0134	7170' - 7200'	Arenisca conglomerática gris clara, grano medio a grueso, angular, dura, poco friable, calcárea. Incluye clastos de cuarzo y cuarcita (2-4 mm.), angulares.
DRX-0135	7320' - 7340'	Arenisca conglomerática gris, grano fino a grueso, angular, matriz arcillosa, micácea, compacta, bien calcárea. Incluye pebles (2-5 mm.) de cuarzo y cuarcita, angulares.
<u>Pozo 5775 Reventones</u>		
DRX-0136	6470' - 6490'	Arenisca cuarzosa gris, lítica, grano muy fino a medio, angular, regular selección, micácea y compacta, calcárea. 20% de clastos (3-4 mm.) de cuarzo y aisladas cuarcitas blanquecinas angulares.

Nota: Se hace resaltar que las muestras descritas y estudiadas incluyen solamente la fracción correspondiente a lo que constituye roca reservorio - arenisca conglomerática.

TABLA II  
 LISTADO DE FORMULAS  
 (Según Mineral Powder Diffraction File)

Albita	$\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$
Caolinita	$\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$
Calcita	$\text{CaCO}_3$
Cuarzo	$\text{SiO}_2$
Illita	$\text{KAl}_2(\text{SiAlO}_1\text{O})_2(\text{OH})_2$
Illita Montmorillonita	$\text{K}_6\text{Al}_2\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2 \times \text{H}_2\text{O}$
Montmorillonita	$\text{Na}_3(\text{AlMg})_2\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2 \times \text{H}_2\text{O}$
Muscovita 1M	$\text{KAl}_2(\text{Si}_3\text{Al})\text{O}_{10}(\text{OH})_2$

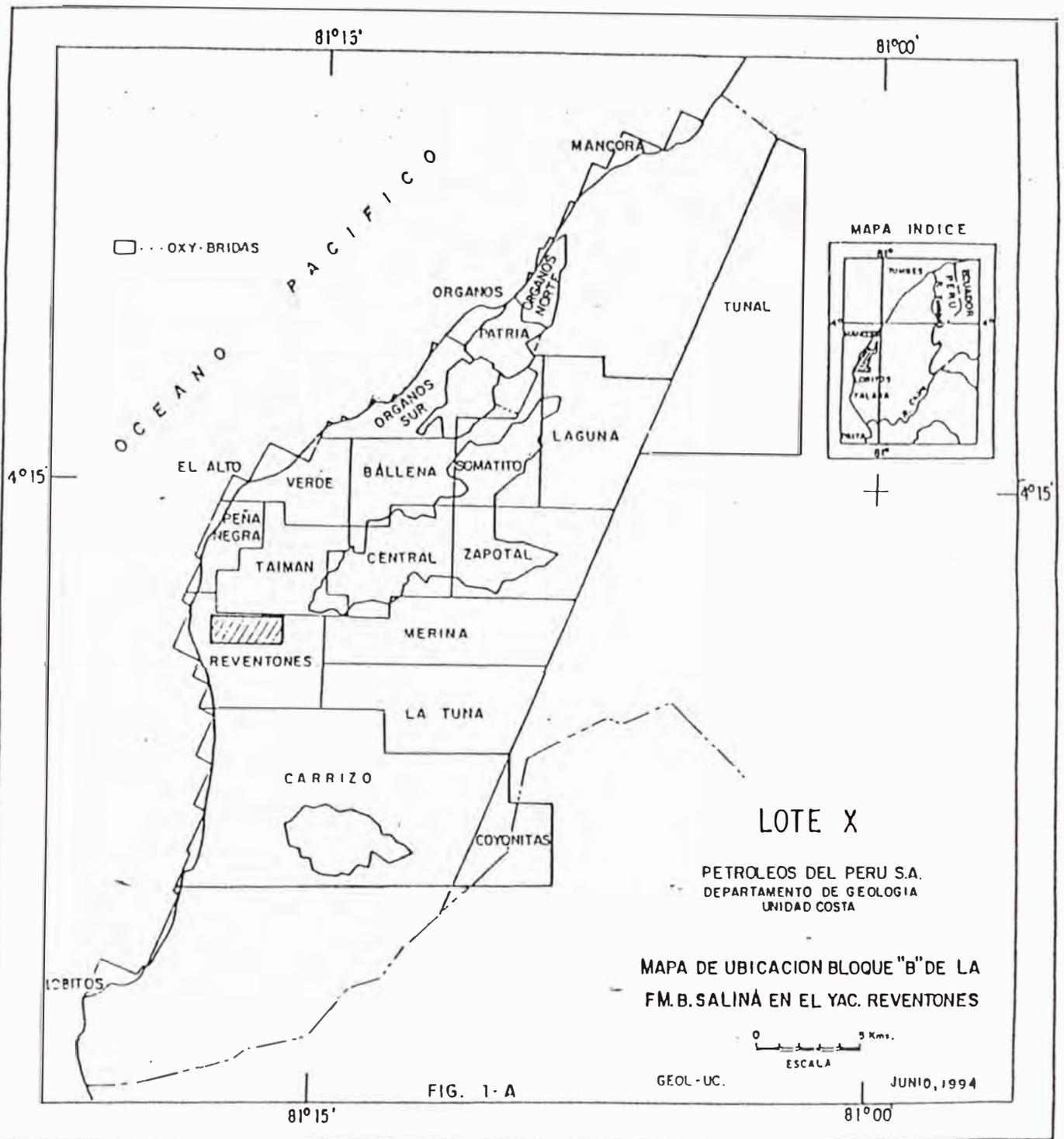
## BIBLIOGRAFIA

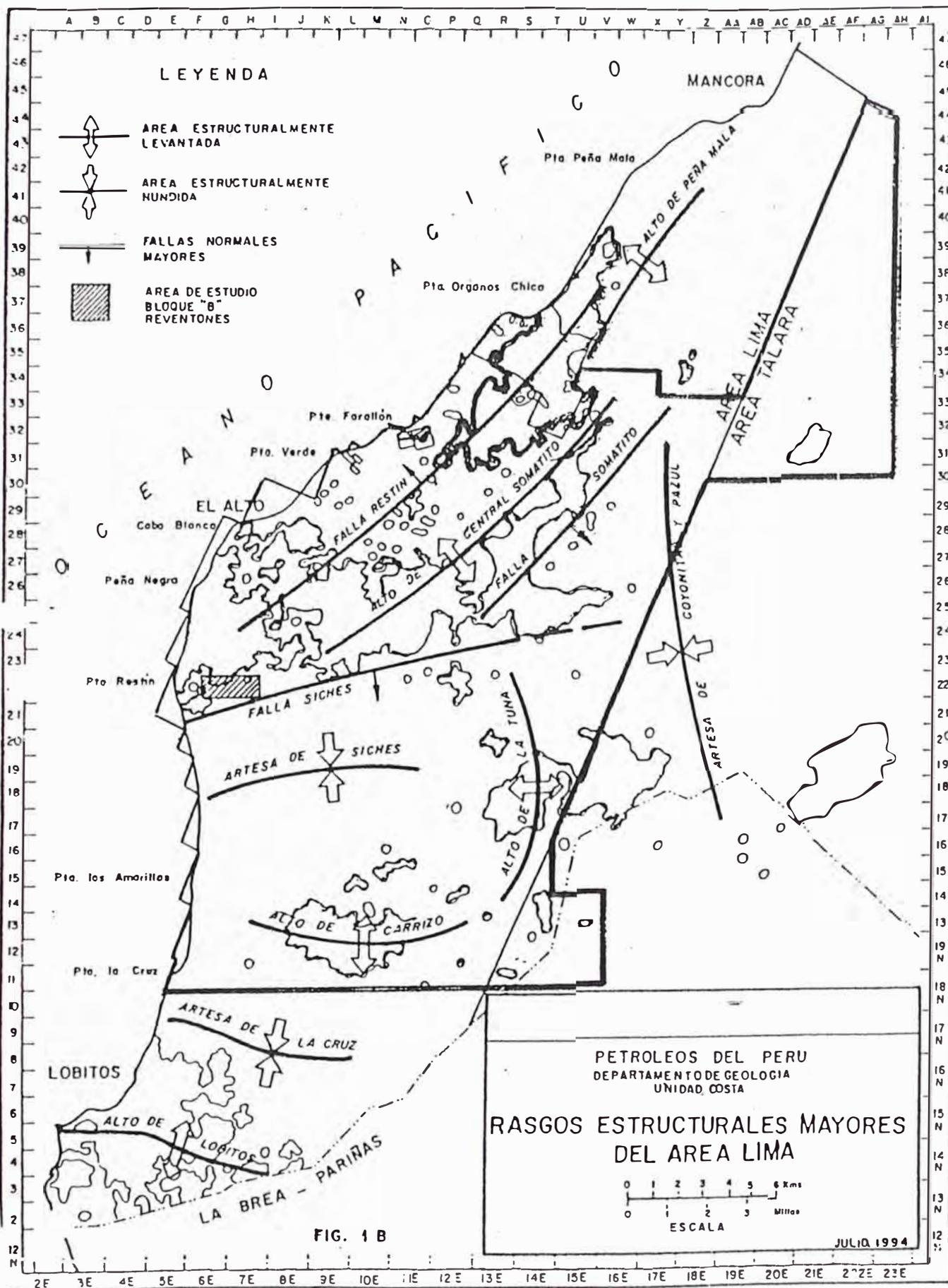
- Guía de estimulaciones de pozos R.saldaño --  
L.Floriani
- Estimulación ácida B.J.Service
- Effect of perforation conditions  
on well Performance McLeod Harry O
- Acidizing quality control at the  
well site King G.E. and  
Holman G.B. Jr.
- Hydrofluoric Acid Estimulation --  
Developments for fields applications Smith C.F. Ross  
W.M. Hendrickson  
A.F.

## I L U S T R A C I O N E S

- Mapa de ubicación del Bloque "B" en el Yac.Reventones Fig. 1
- Mapa de información del Bloque "B" del Yac.Reventones Fig. 2
- Correlación estratigráfica de la Fm.Basal Salina Nos.1 y 2 Figs.3 y 4
- Mapa de espesores de la Fm.Basal Salina escala 1:10,000 Fig. 5
- Mapa de contorno normalizado de RPI con espesor de arena neta 1:20,000 Fig. 5A
- Mapa de contorno normalizado de Recuperación Final con espesor de arena neta 1:20,000 Fig. 5B
- Mapa de contornos convencionales en la base de la Fm.Basal Salina Fig. 6
- Mapa de contornos Convencionales en el tope de la Fm.Basal Salina Fig. 7
- Perspectiva de la base de la Fm.Basal Salina Blq."B" Fig. 8
- Perspectiva del tope de la Fm.Basal Salina Blq."B" Fig. 9
- Mapa de espesores Facies "A" de la Fm.Basal Salina Fig. 10
- Mapa interpretado de arena neta en porcentaje de la Facies "B " de la Fm.Basal Salina Fig. 11
- Resultados de difracción Fig. 11A
- Secciones estructurales Figs.12,13,14
- Mapa estructural en el tope de la Fm.Basal Salina Bloque "B" Fig. 15
- Mapa de arena neta de la Fm.Basal Salina en el Blq."B" Fig.16
- Perfil de presiones en un pozo dañado. Fig. 17
- Componentes de presión en un sistema de Flujo. Fig. 18
- Seudodaño en una completación parcial. Fig. 19

- Completación parcial y penetración parcial.	Fig. 20
- Relación de volúmenes de ácido y variación de la resistencia a la compresión y permeabilidades	Fig. 21
- Ubicación de la caolinita.	Fig. 22
- Ubicación de la clorita.	Fig. 23
- Ubicación de la illita.	Fig. 24
- Curva de producción pozo 1695.	Fig. 25
- Curva de producción pozo 1983.	Fig. 26
- Curva de producción pozo 2044.	Fig. 27
- Curva de producción pozo 2046.	Fig. 28
- Curva de producción pozo 2076.	Fig. 29
- Curva de producción pozo 2775.	Fig. 30
- Curva de producción pozo 6032.	Fig. 31
- Curva de producción pozo 6093.	Fig. 32







PLANO 1

OSO

ENE

6907

1939

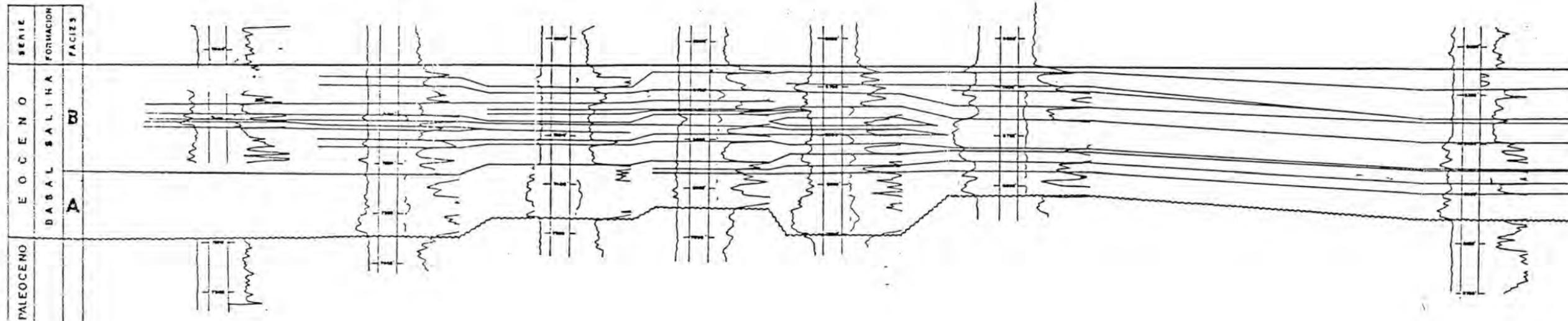
2044

1695

2046

2076

5775



PETROLEOS DEL PERU  
 DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA  
 UNIDAD COSTA  
 YACIMIENTO : REVENTONES  
 CORRELACION ESTRATIGRAFICA DE LA  
 FM. BASAL SALINA

ESCALA : VERTICAL = 1 : 1.250  
 HORIZONTAL = 1 : 4.000

AUTOR : J. CAVERO L. MAYO, 1994

# PLANO 2

ONO

ESE

6712

6244

6093

5775

2144

PALUDICENO	E O C E N O		SERIE
	BASAL	SALINA	PM.
	A	B	FACIES

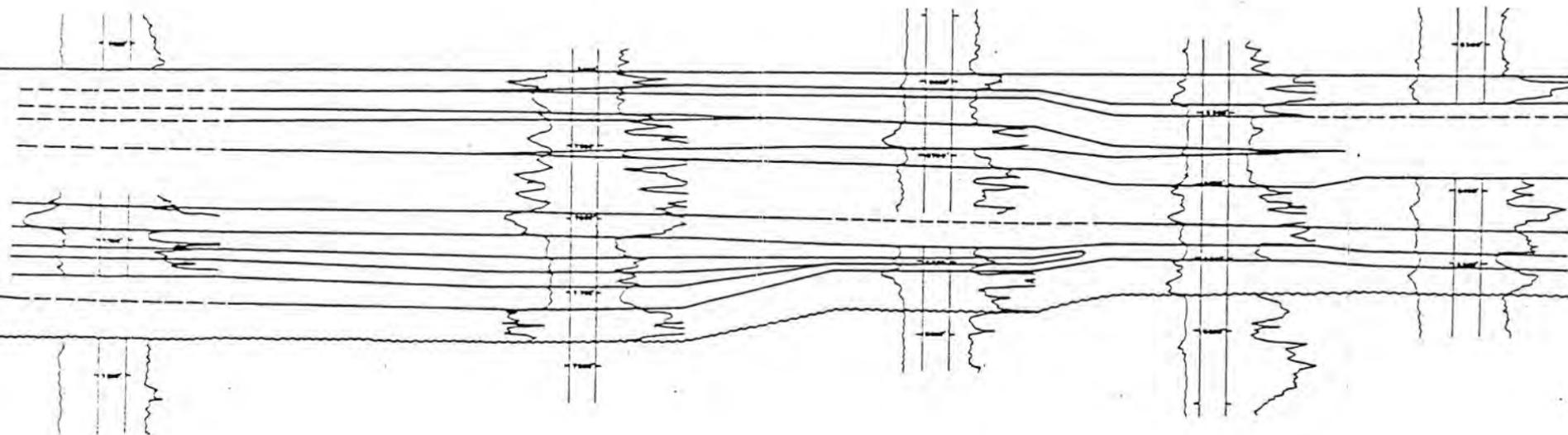


Fig. N° 4

PETROLIO DEL NOROCCIDENTE DE BOLIVIA  
 YACIMIENTO REVERTONES  
 CORRELACION ESTRATIGRAFICA N° 2  
 DE LA FM. BASAL SALINA  
 E. L. 1968  
 C. L. 1968

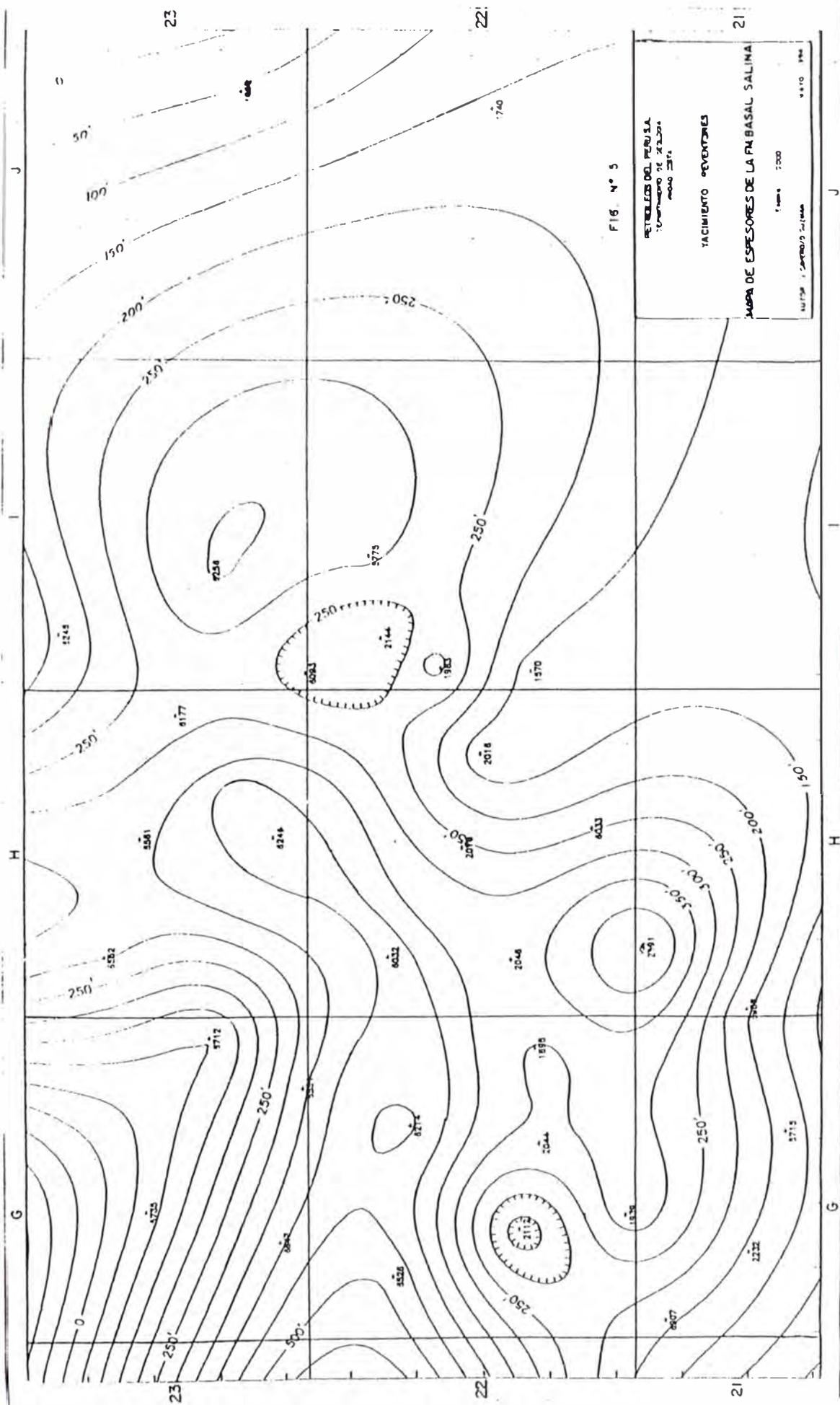


FIG. N° 5

PERU  
 INSTITUTO GEOGRAFICO NACIONAL  
 MAPA DE ESORES DE LA PUNTA SALINA

TACIMIENTO PEVENIMIENTOS

MAPA DE ESORES DE LA PUNTA SALINA

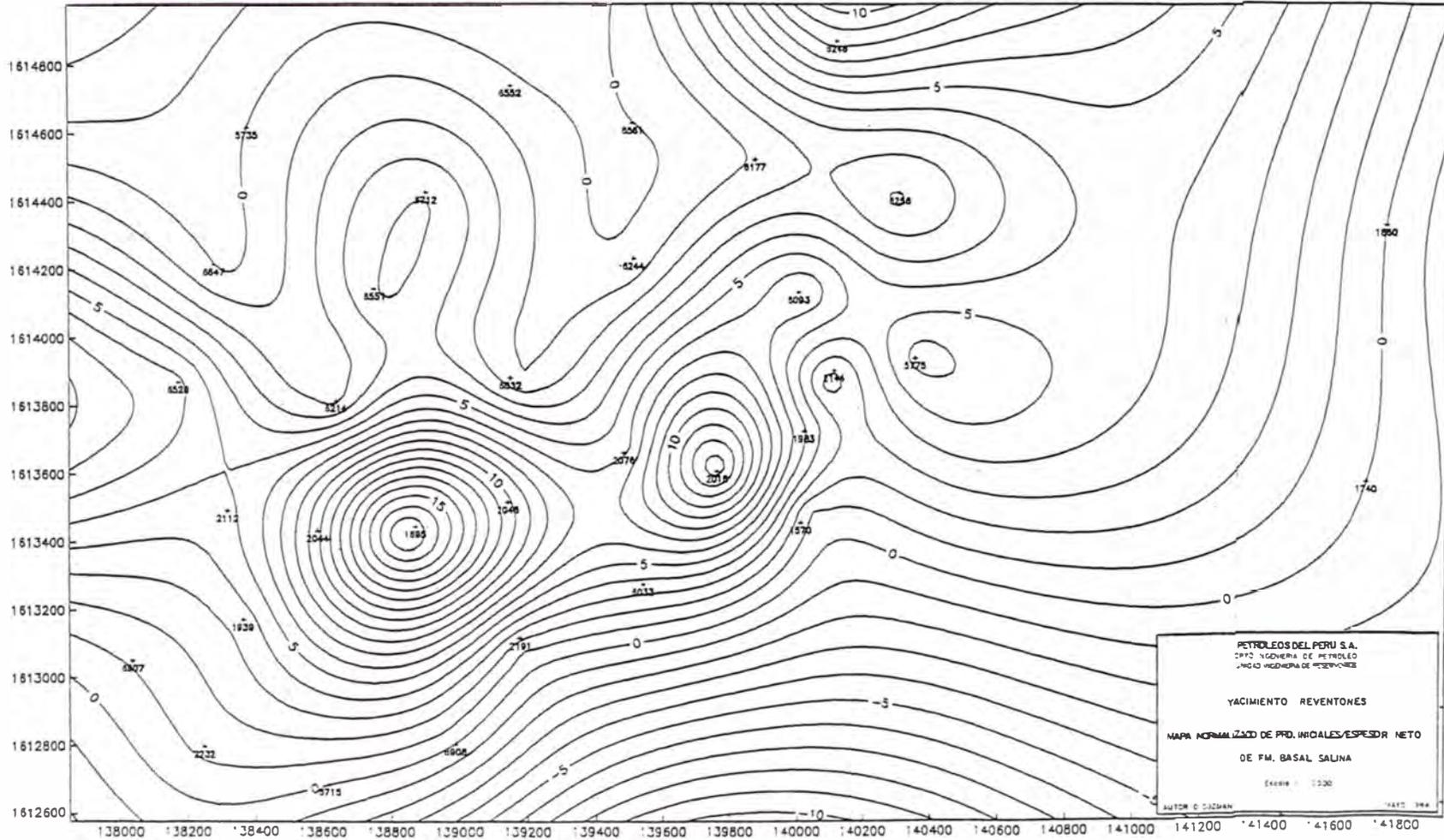
Escala 1:500

1970

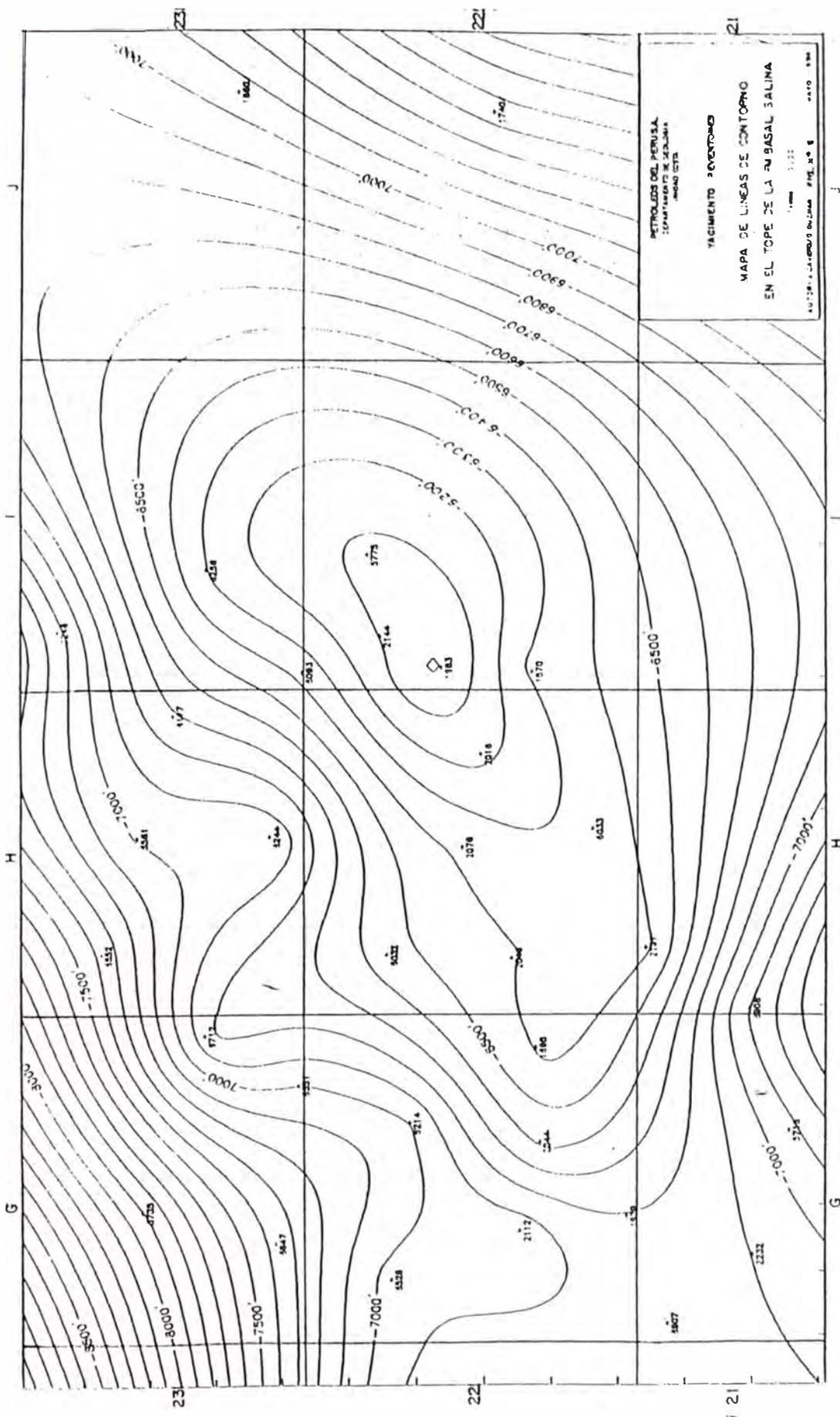
1970

FIGURA 5A

CONTORNOS NORMALIZADOS DE RATE PROD. INICIAL - ESPESOR







PETROLIO DEL PERU S.A.  
 DEPARTAMENTO DE GEOLÓGIA  
 MEMO 0278

FACIMIENTO POCOTONDO

MAPA DE LINEAS DE CONTOURNO  
 EN EL TOPE DE LA PUÑAL SALINA

AUTOR: LAURENTO BUSTAMANTE FIG. N.º 8  
 Escala: 1:25,000  
 1950



PETROLEROS DEL PERU S.A.  
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA  
UNIDAD COSTA

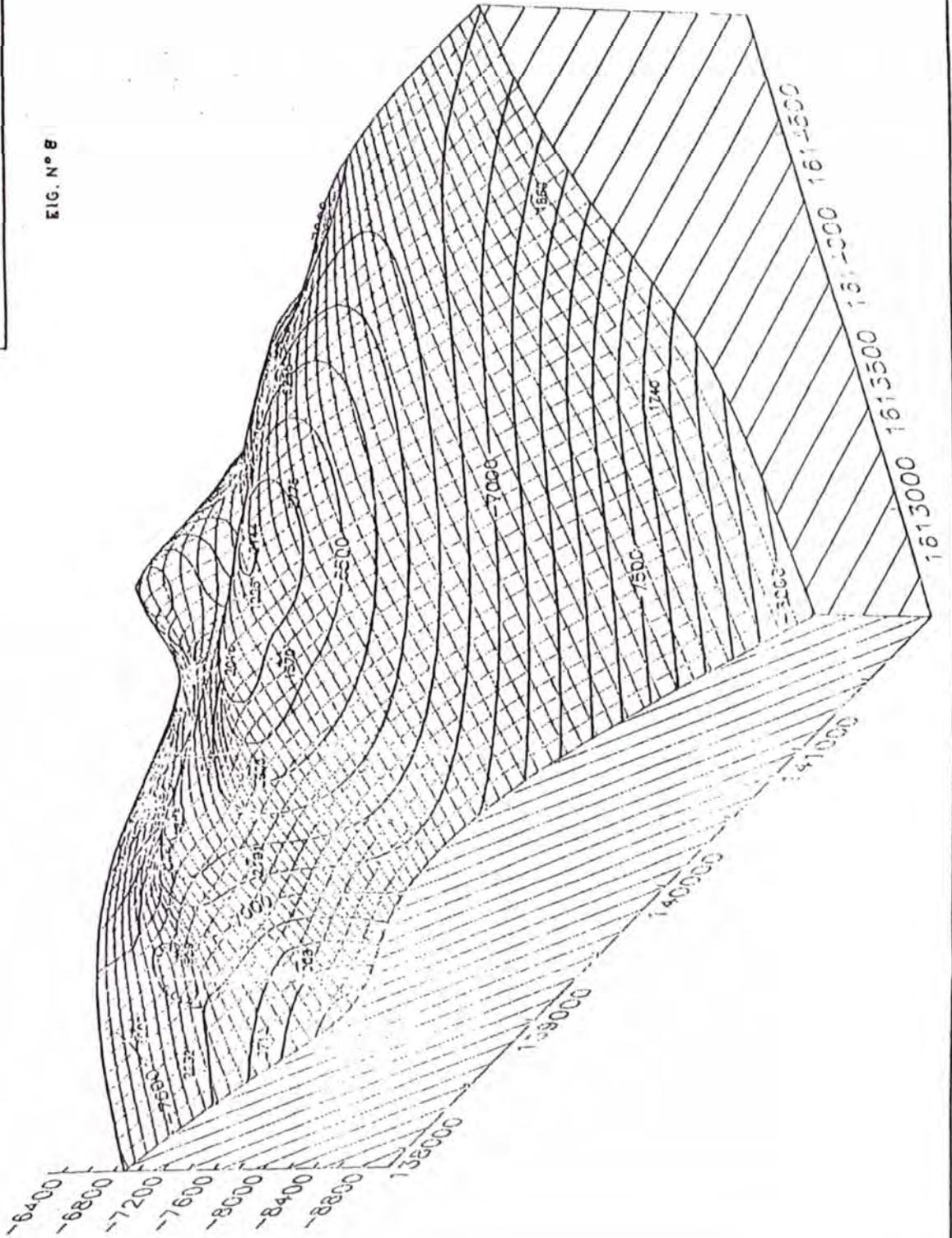
YACIMIENTO REVENTONES

PERSPECTIVA EN LA BASE DE BASAL SALINA

AUTOR J. CAMERO Y GUZMAN

MAYO 1954

FIG. N° 8



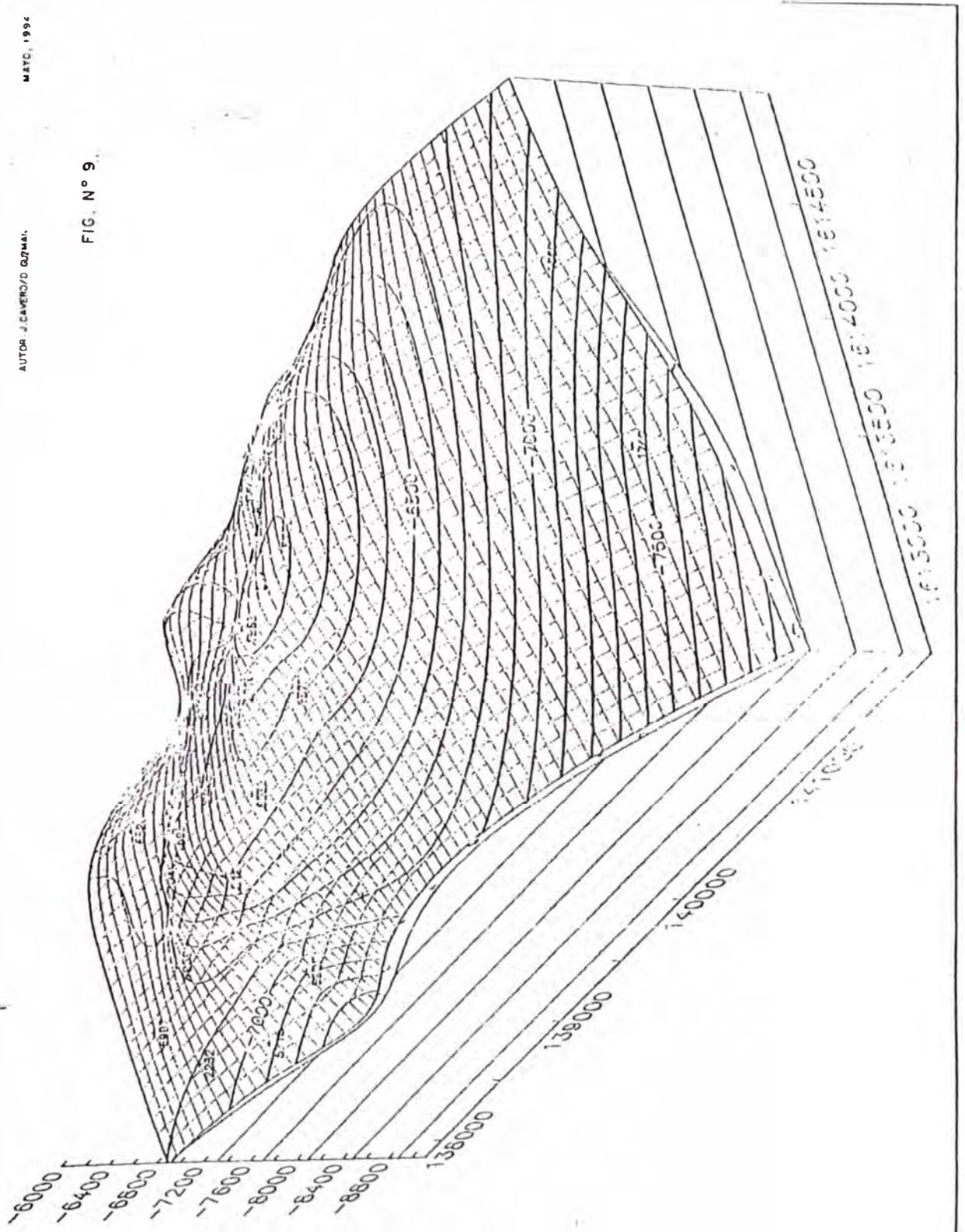
YACIMIENTO REVENTONES

PERSPECTIVA EN EL TOPE DE BASAL SALINA

AUTOR: J. CAVERO O. OZMAI.

MAYO, 1994

FIG. N° 9



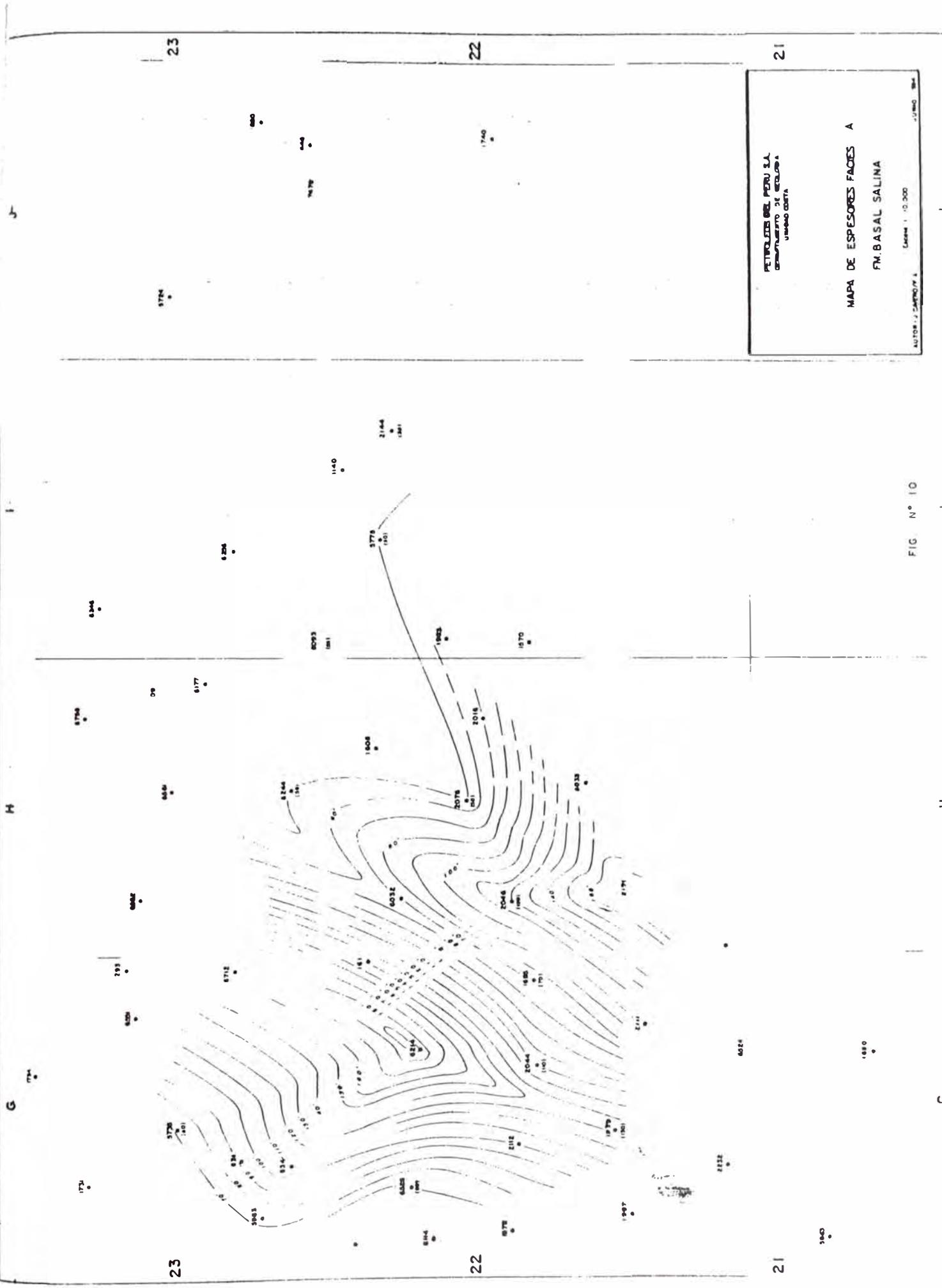


FIG N° 10

PETROLIO DEL PERU S.A.  
 DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS  
 UNIDAD CARTA

**MAPA DE ESORES FACIES A**  
**FM. BASAL SALINA**

AUTOR: J. CARPINOVA  
 ESCALA: 1:10,000  
 JUNIO 1964

5

J

H

H

G

G

23

22

21

23

22

21

1794

1740

1844

1824

1840

2144

1881

1893

1802

1870

1794

1808

1877

1844

1808

1778

1801

2076

2016

1832

1731

1824

1808

1812

1803

1814

1824

1834

1844

1854

1864

1874

1884

1894

1904

1914

1924

1934

1944

1954

1964

1974

1984

1994

2004

2014

2024

2034

2044

2054

2064

2074

2084

2094

2104

2114

2124

2134

2144

2154

2164

2174

2184

2194

2204

2214

2224

2234

2244

2254

2264

2274

2284

2294

2304

2314

2324

2334

2344

2354

2364

2374

2384

2394

2404

1731

1824

1808

1812

1803

1814

1824

1834

1844

1854

1864

1874

1884

1894

1904

1914

1924

1934

1944

1954

1964

1974

1984

1994

2004

2014

2024

2034

2044

2054

2064

2074

2084

2094

2104

2114

2124

2134

2144

2154

2164

2174

2184

2194

2204

2214

2224

2234

2244

2254

2264

2274

2284

2294

2304

2314

2324

2334

2344

2354

2364

2374

2384

2394

2404

1731

1824

1808

1812

1803

1814

1824

1834

1844

1854

1864

1874

1884

1894

1904

1914

1924

1934

1944

1954

1964

1974

1984

1994

2004

2014

2024

2034

2044

2054

2064

2074

2084

2094

2104

2114

2124

2134

2144

2154

2164

2174

2184

2194

2204

2214

2224

2234

2244

2254

2264

2274

2284

2294

2304

2314

2324

2334

2344

2354

2364

2374

2384

2394

2404

1731

1824

1808

1812

1803

1814

1824

1834

1844

1854

1864

1874

1884

1894

1904

1914

1924

1934

1944

1954

1964

1974

1984

1994

2004

2014

2024

2034

2044

2054

2064

2074

2084

2094

2104

2114

2124

2134

2144

2154

2164

2174

2184

2194

2204

2214

2224

2234

2244

2254

2264

2274

2284

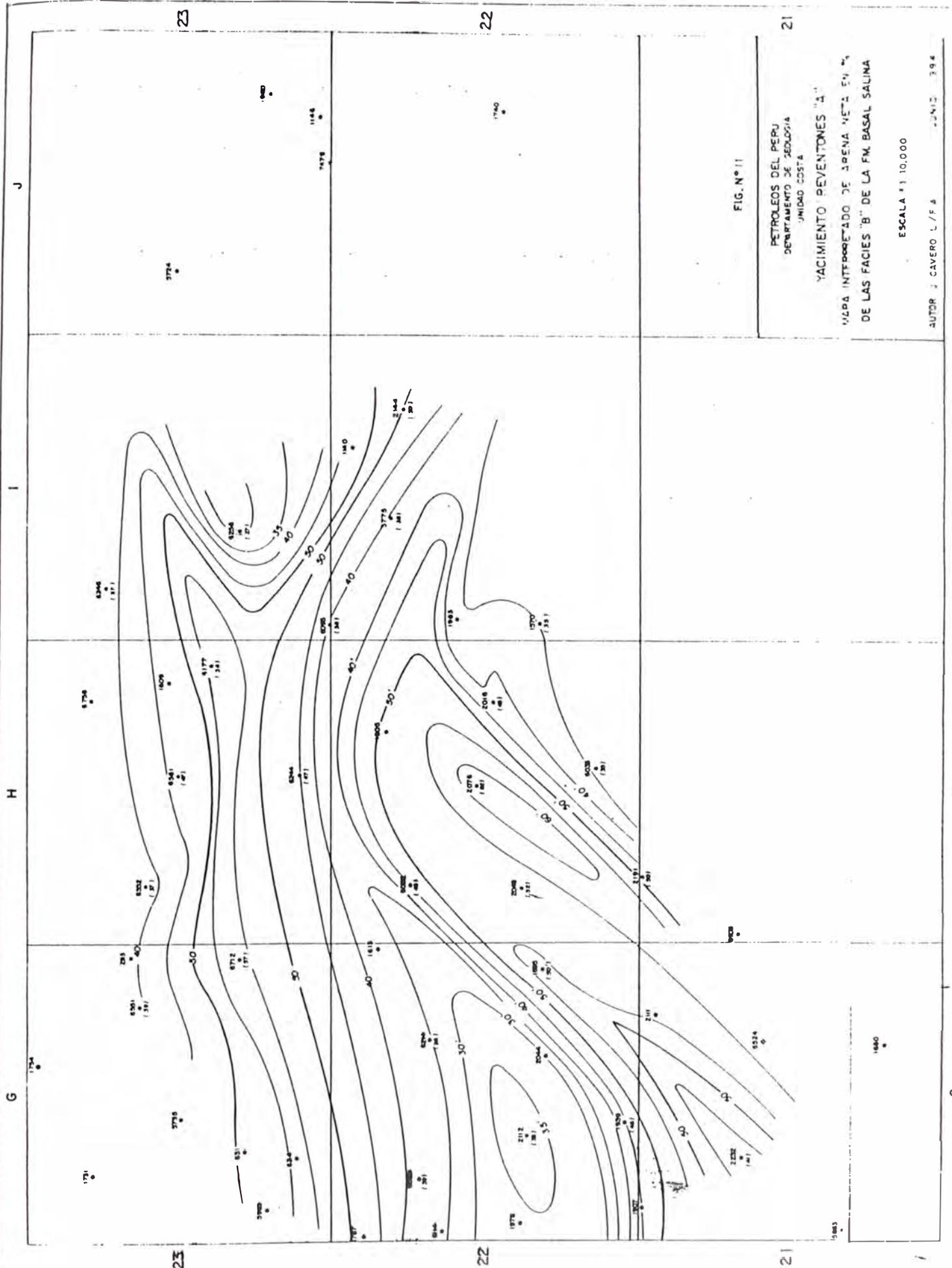


FIG. N° 11

PETROLEOS DEL PERU  
 DEPARTAMENTO DE SEDUCOIA  
 UNIDAD COSTA

YACIMIENTO REVENTONES "A"  
 MAPA INTERPRETADO DE ARENA NEVA EN LA  
 DE LAS FACIES "B" DE LA FM. BASAL SALINA

ESCALA 1:10,000

AUTOR: CAVERO L./F.A. JUNIO 1964

# RESULTADOS DEL ANALISIS DE DIFRACTOMETR

FORMACION BASAL SALINA - YAC. REVENTONES

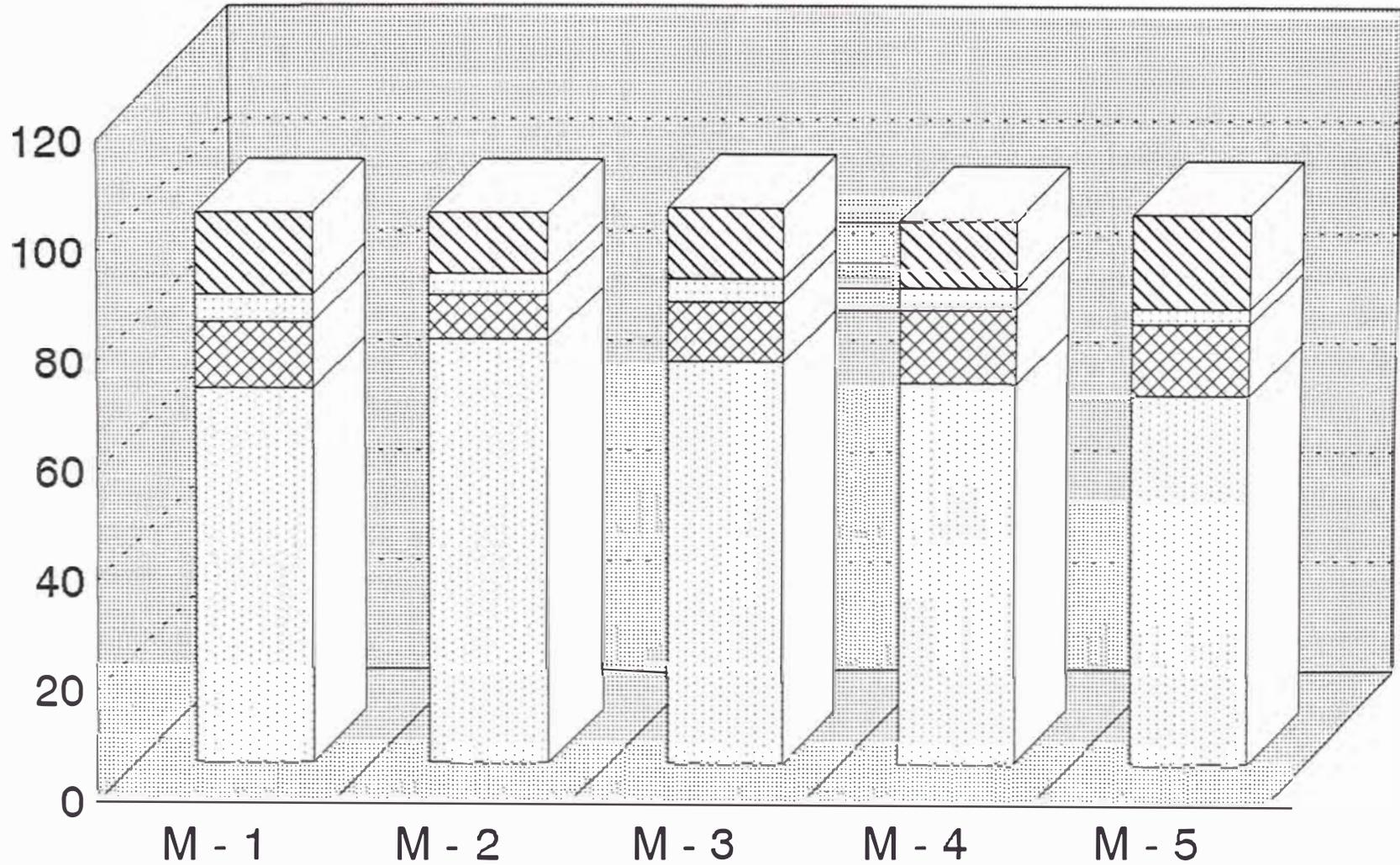
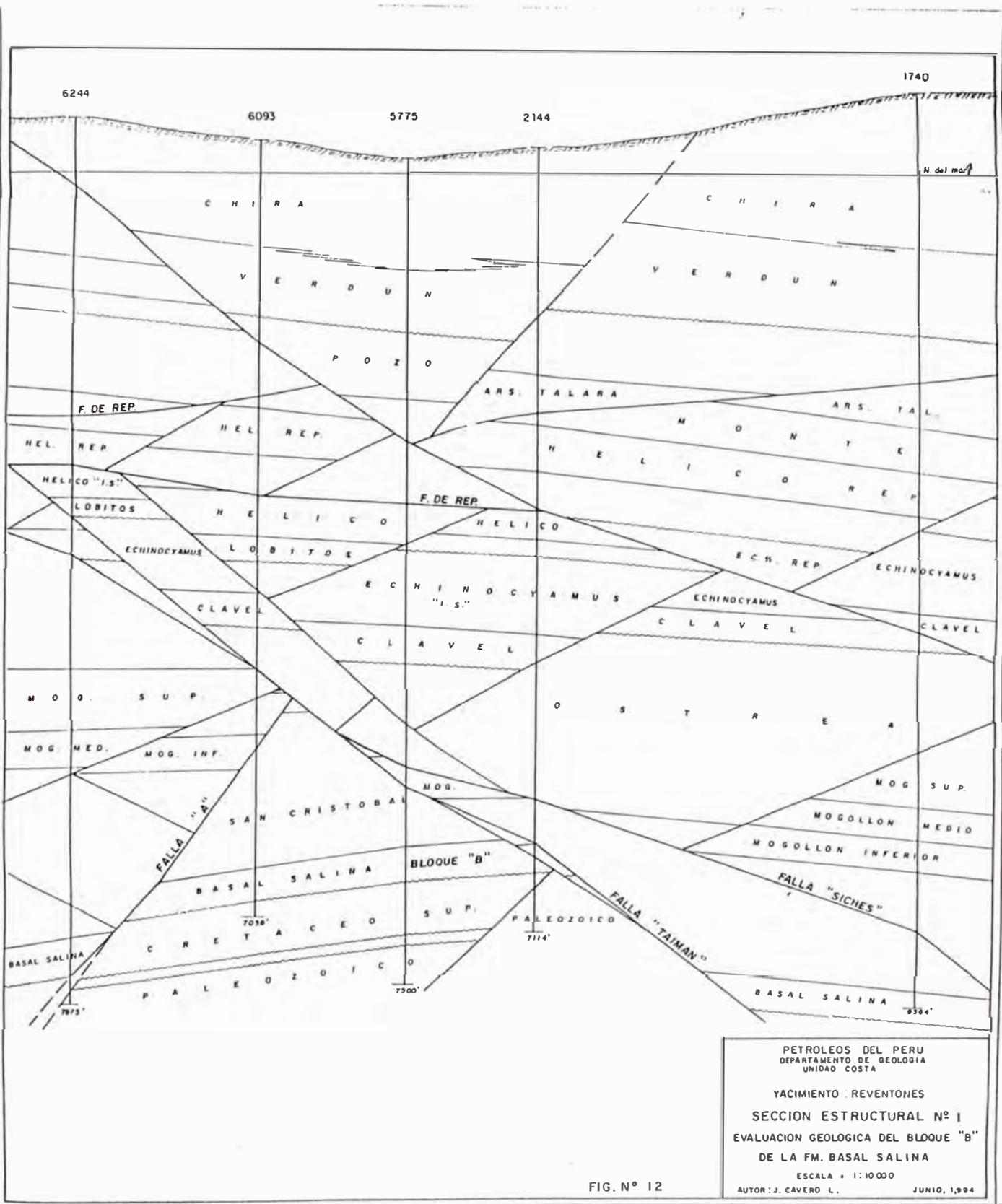


FIGURA 11A





PETROLEOS DEL PERU  
 DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA  
 UNIDAD COSTA

YACIMIENTO : REVENTONES  
 SECCION ESTRUCTURAL N° 1  
 EVALUACION GEOLOGICA DEL BLOQUE "B"  
 DE LA FM. BASAL SALINA

ESCALA : 1:10000  
 AUTOR : J. CAVERO L. JUNIO, 1994

FIG. N° 12

522

1613

6032

2076

2016

1570

C H I R A - V E R D U N

E C H . R E P . A R E N I S C A T A L A R A

A R E N I S C A S T A L A R A

E C H . R E P .

L A V L F .

E C H . " I . S . "

H E L I C O E C H I N O C Y A M U S R E P .

R E P E T I D O

C L A V E L

F . D E R E P .

E C H I N O C Y A M U " I . S . "

E C H . R P .

4701

O S T R E A

E C H I N O C Y A M U S R E P .

C L A V E L R E P . F . D

L O B I T O S

E C H I N O C Y A M U S " I . S . "

M O G . I N F

S I S T . D E F A L L A S

M O G . M E D .

M E D .

M O G . M E D .

M O G . S U P .

M O G . I N F .

M O G . M E D .

F A L L A " S I C H E S "

O S T R E A

S A N C R I S T O B A L

B L O Q U E " B "

F A L L A " T A I M A N "

F A L L A " A "

B A S A L S A L I N A

7411 P A L E O C E N O P A L E O Z O I C O

PETROLEOS DEL PERU  
 DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA  
 UNIDAD COSTA

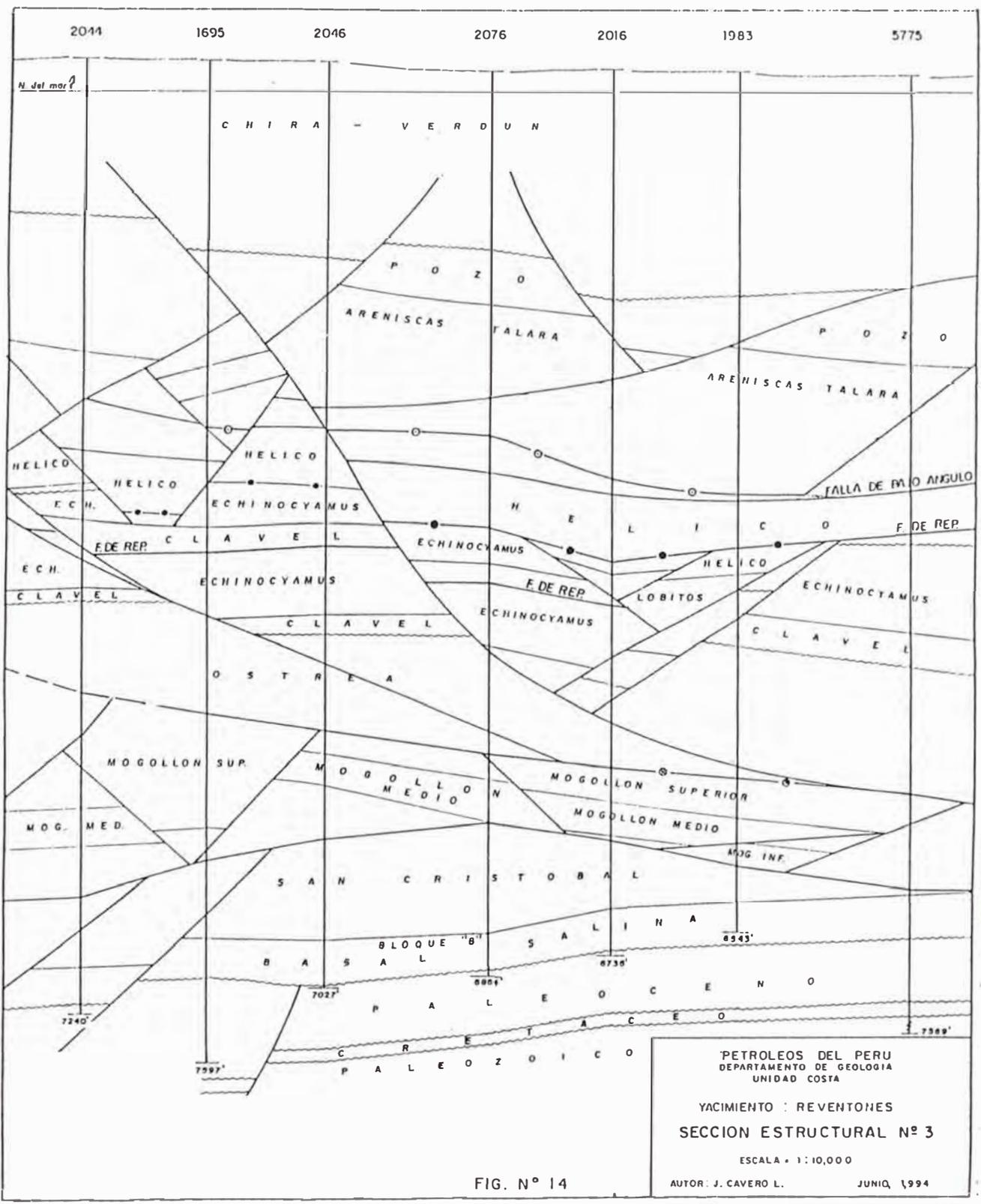
YACIMIENTO : REVENTONES

SECCION ESTRUCTURAL N° 2

ESCALA = 1:10,000

AUTOR: J. CAVERO L. JUNIO, 1,994

FIG. N° 13



PETROLEOS DEL PERU  
 DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA  
 UNIDAD COSTA

YACIMIENTO : REVENTONES  
 SECCION ESTRUCTURAL Nº 3

ESCALA : 1:10,000

AUTOR : J. CAVERO L. JUNIO, 1994

FIG. Nº 14



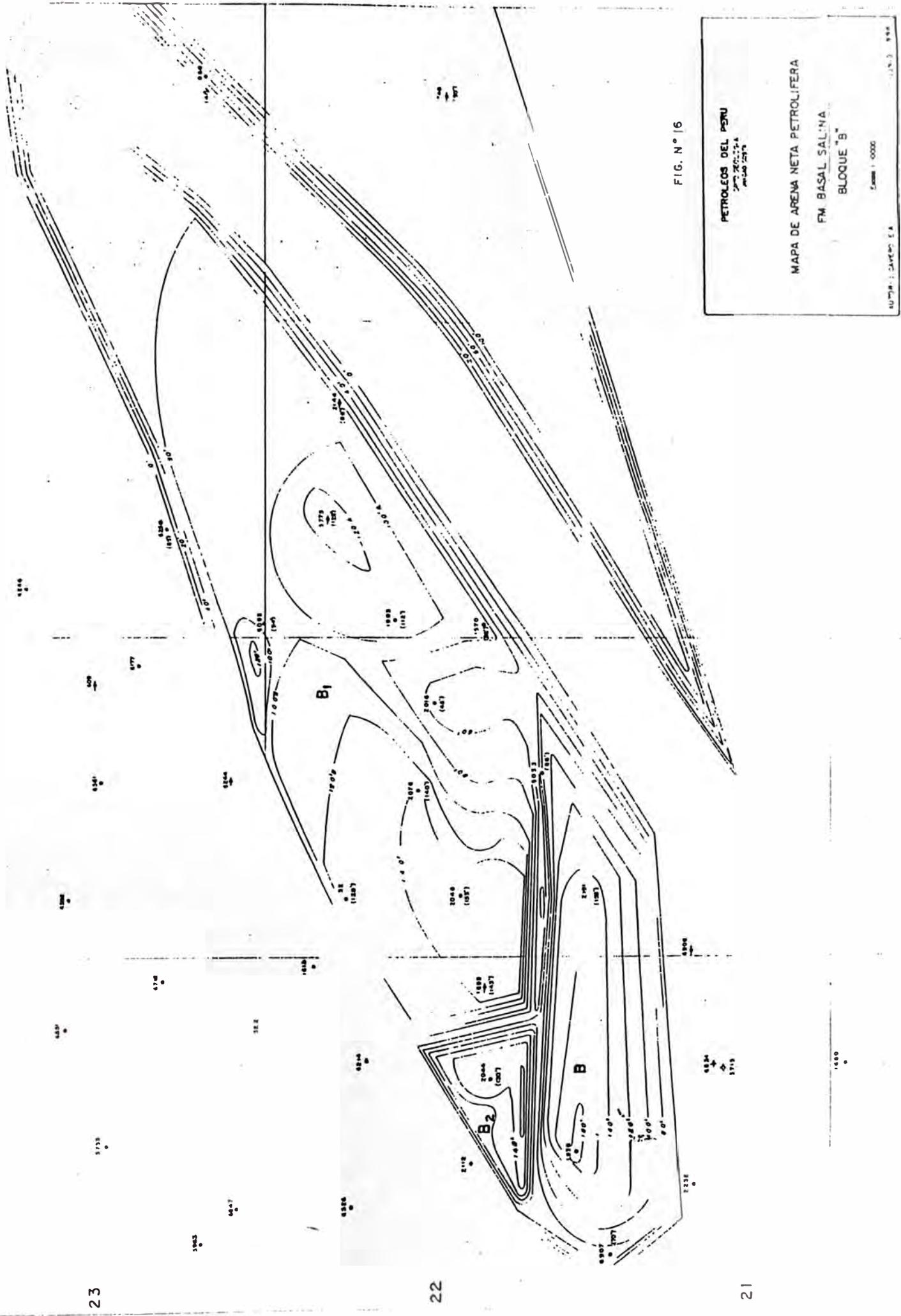
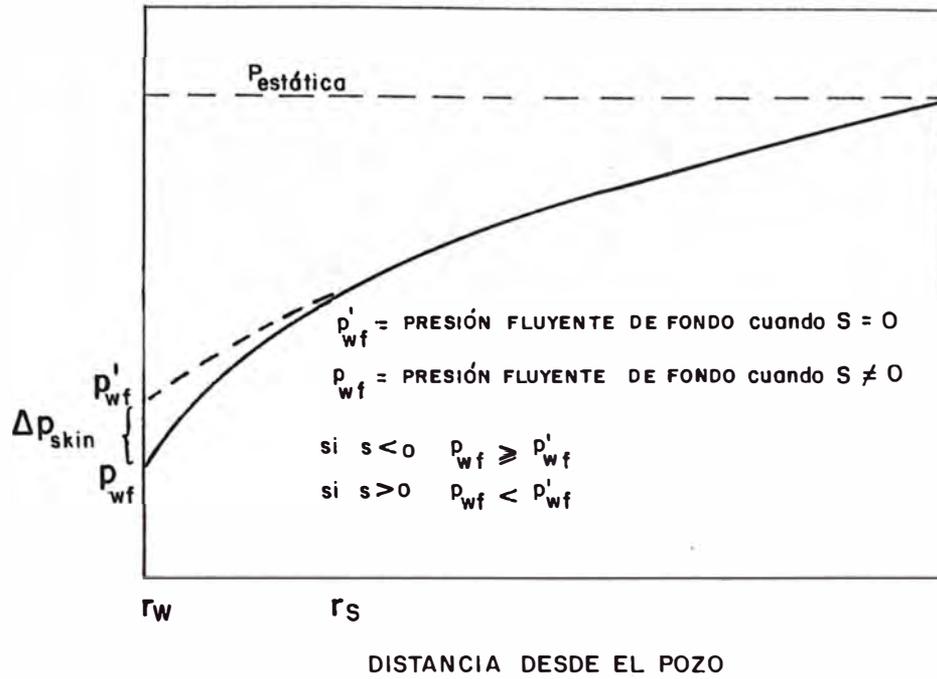


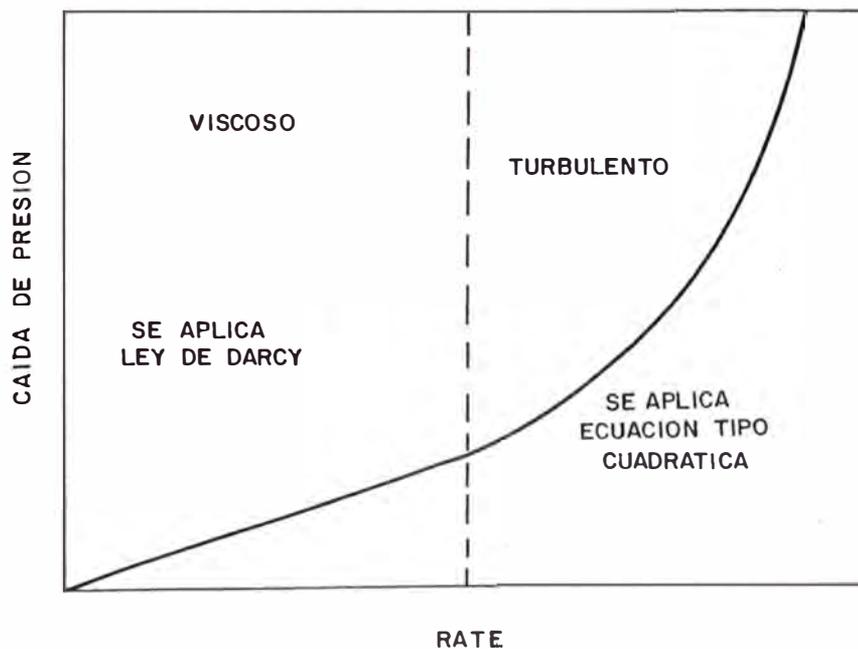
FIG. N° 16

PETROLEOS DEL PERU  
 S.A.  
 MAPA DE ARENA NETA PETROLIFERA  
 FM. BASAL SALINA  
 BLOQUE "B"  
 Escala: 1:5000  
 1973

FIGURA 17

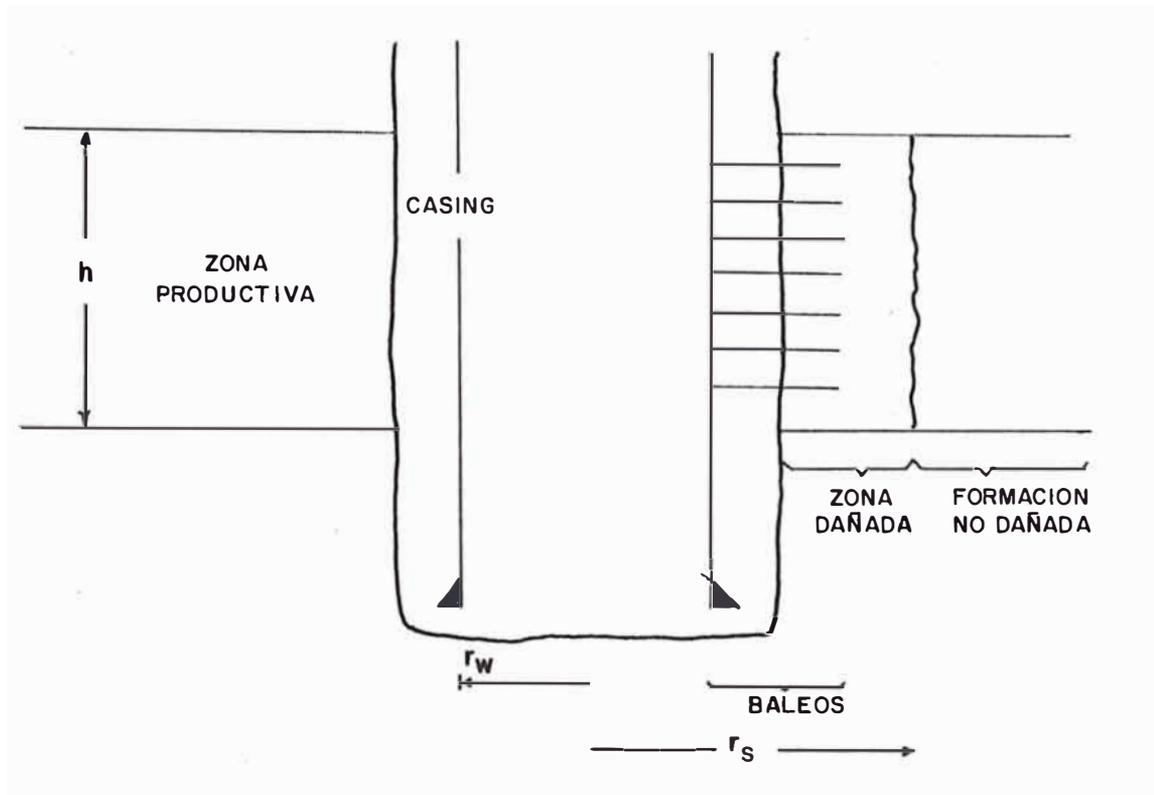


Perfil de presiones de un pozo dañado



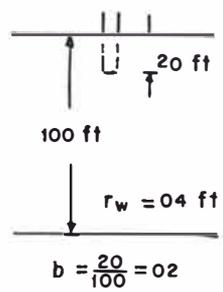
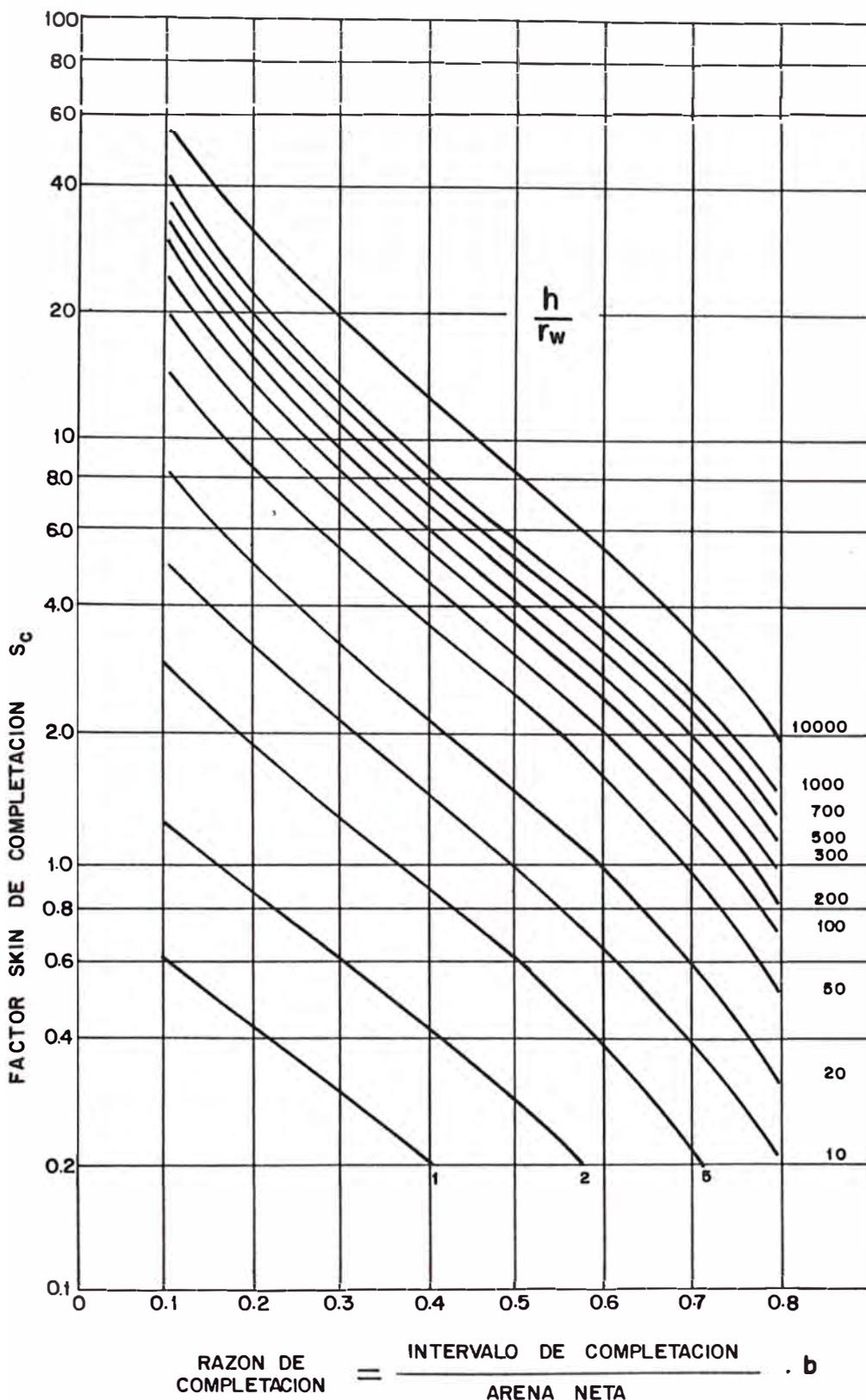
Relación rate vs caída de presión

**FIGURA 18**

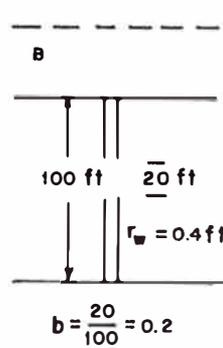


**Componentes de un tipico sistema de flujo en un pozo.**

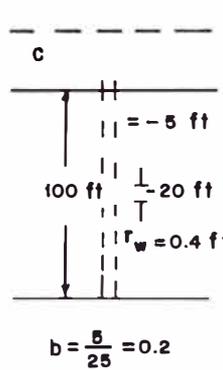
FIGURA 19



$\frac{h}{r_w} = \frac{100}{0.4} = 250$



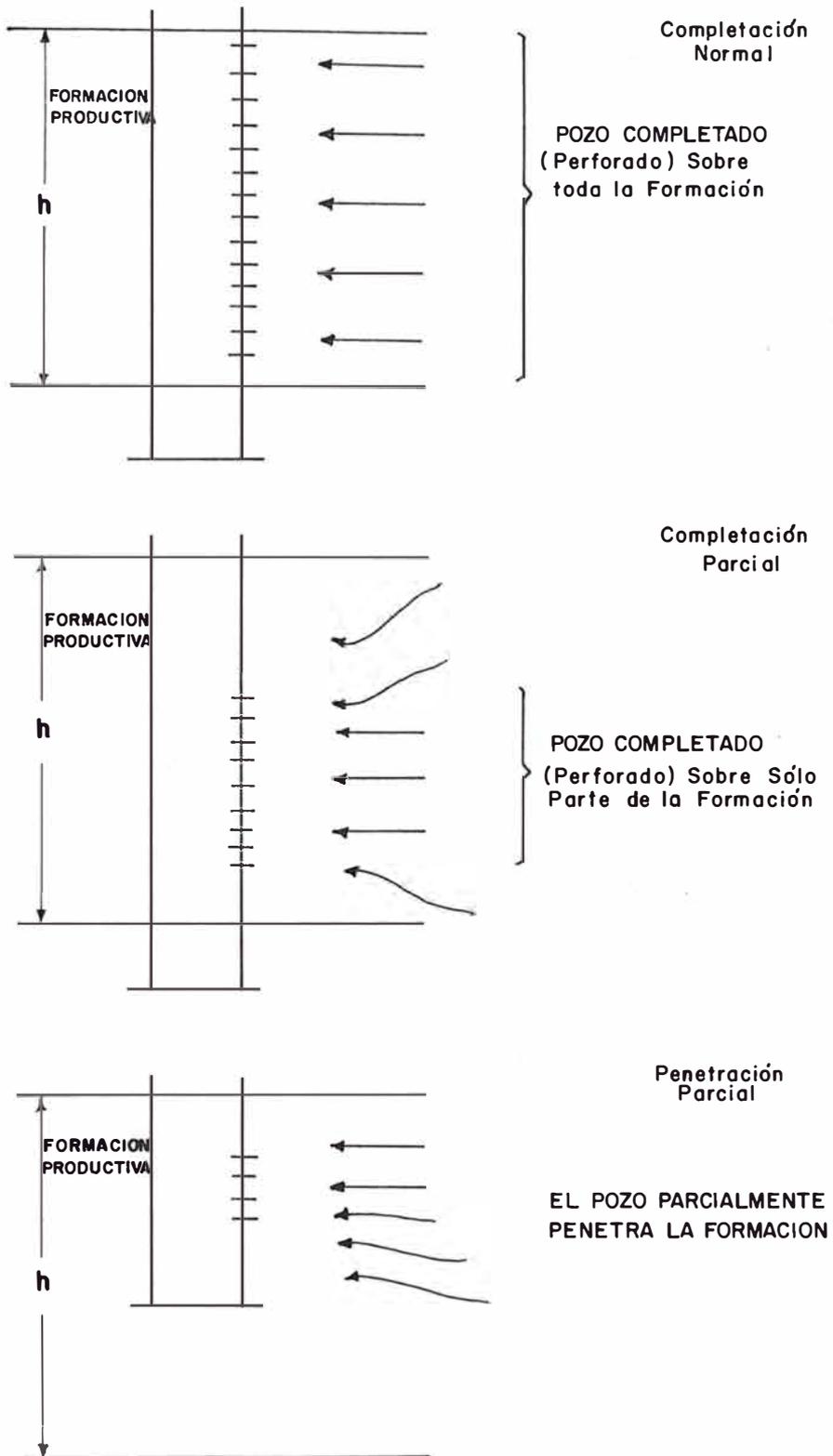
$\frac{h}{r_w} = \frac{50}{0.4} = 125$



$\frac{h}{r_w} = \frac{12.5}{0.4} = 31$

Factor skin de completación como resultado de la convergencia del flujo a el intervalo completado.

**FIGURA 20**



**Completación parcial y penetración parcial**

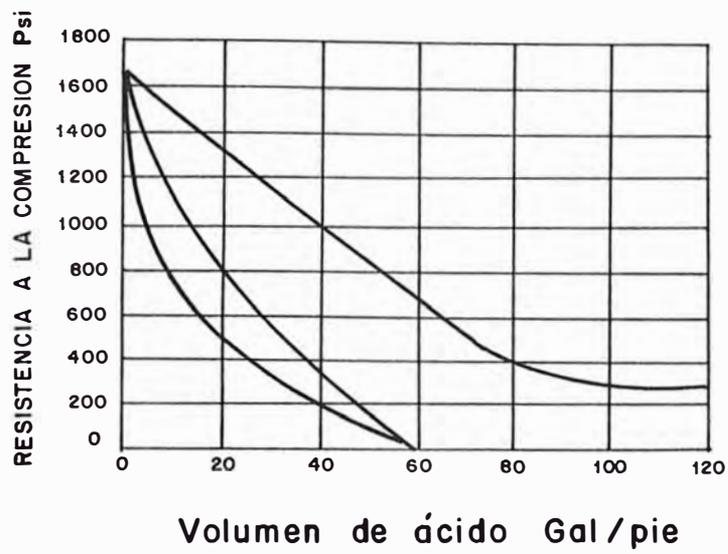


FIGURA 21

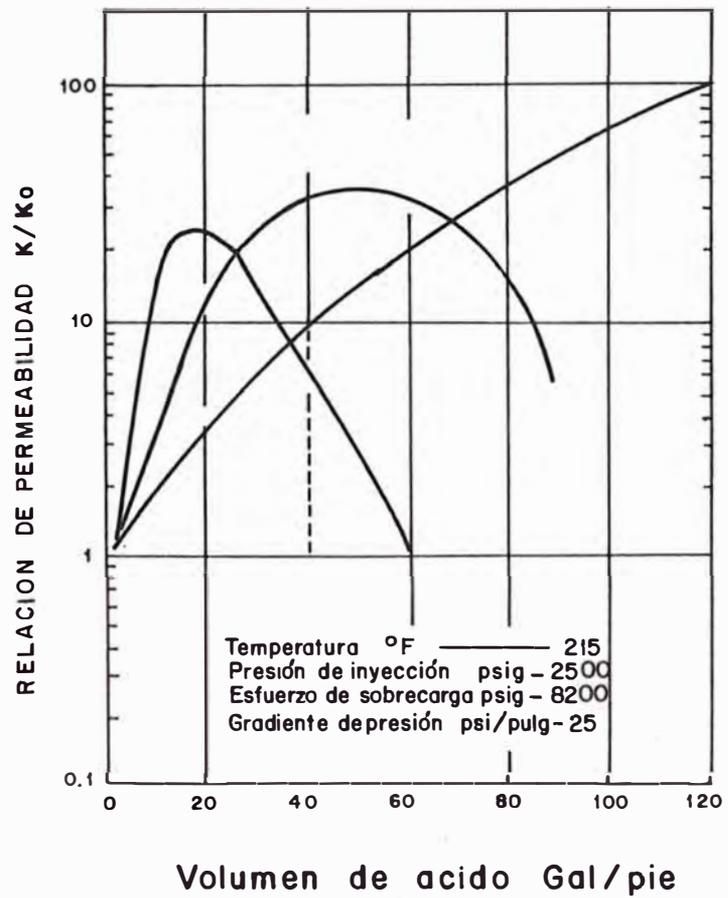


FIGURA 22

# DISCRETE PARTICLES - KAOLINITE

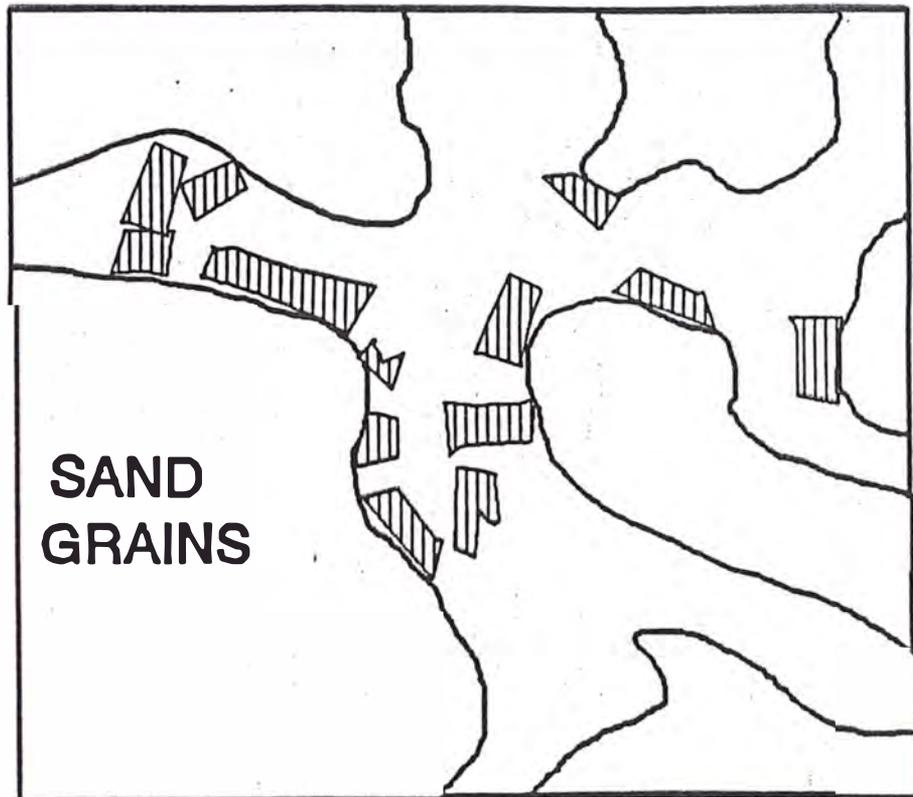


FIGURA 23

# PORE LINING - CHLORITE

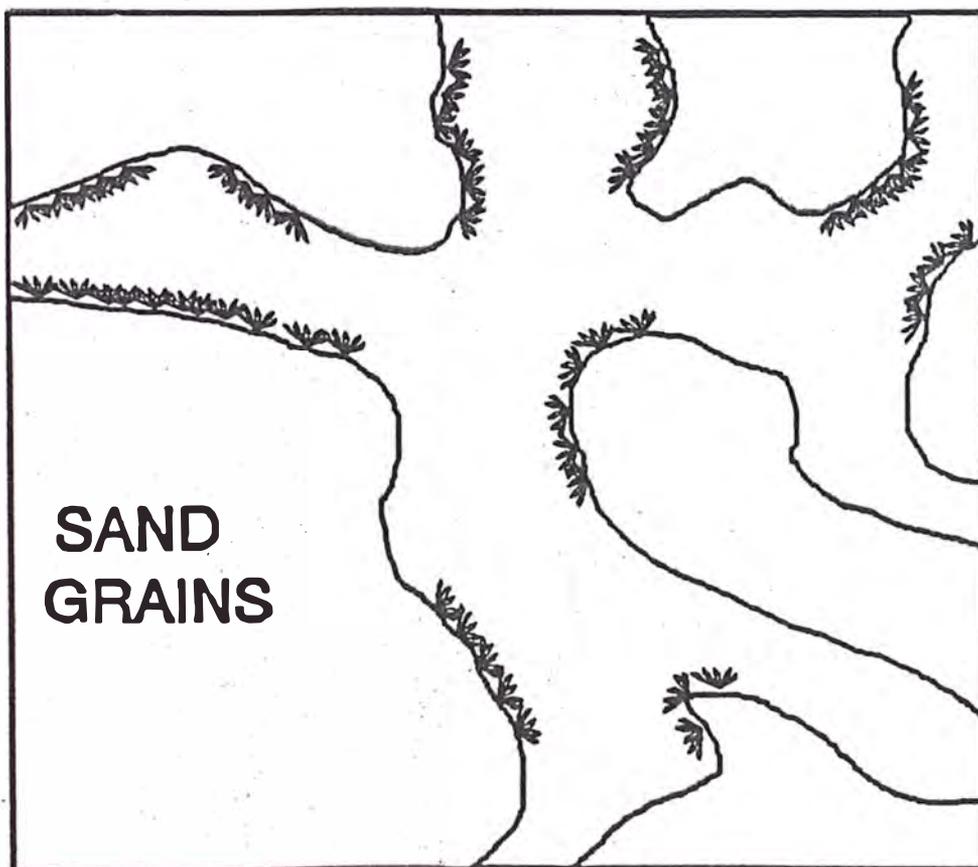
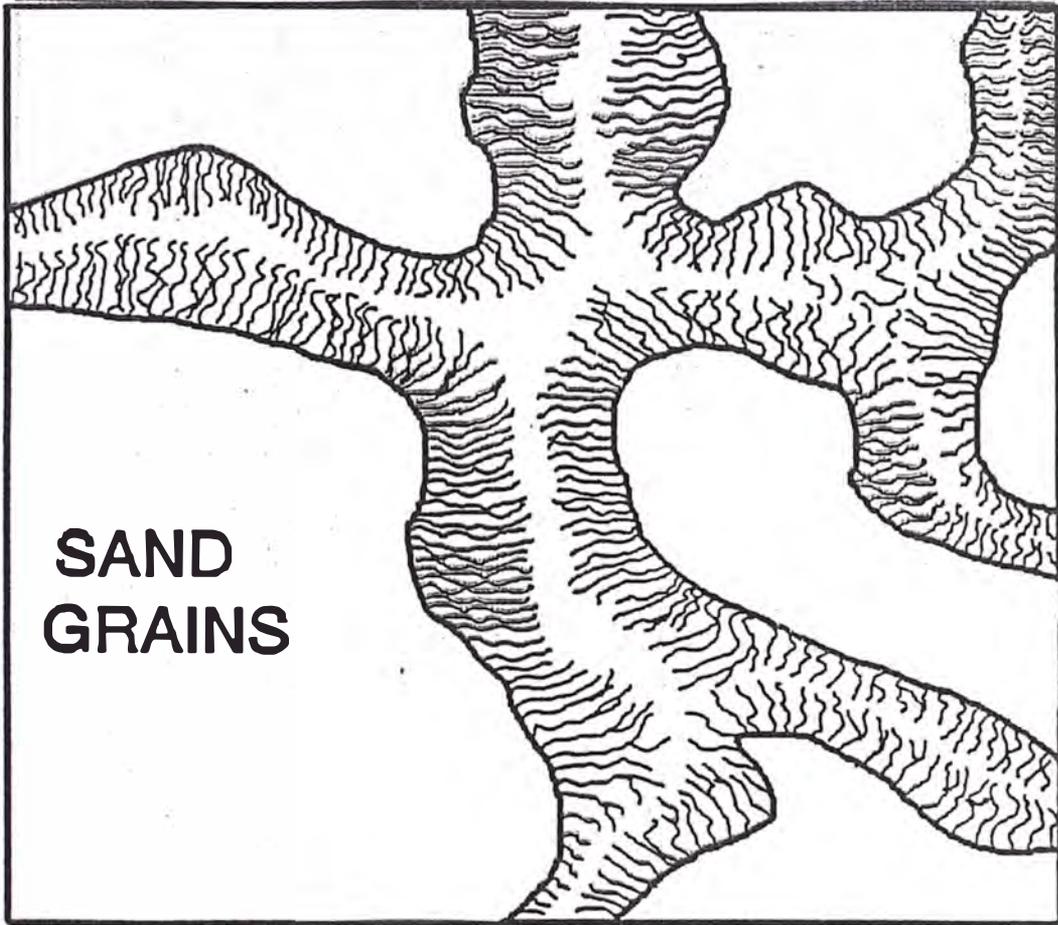


FIGURA 24

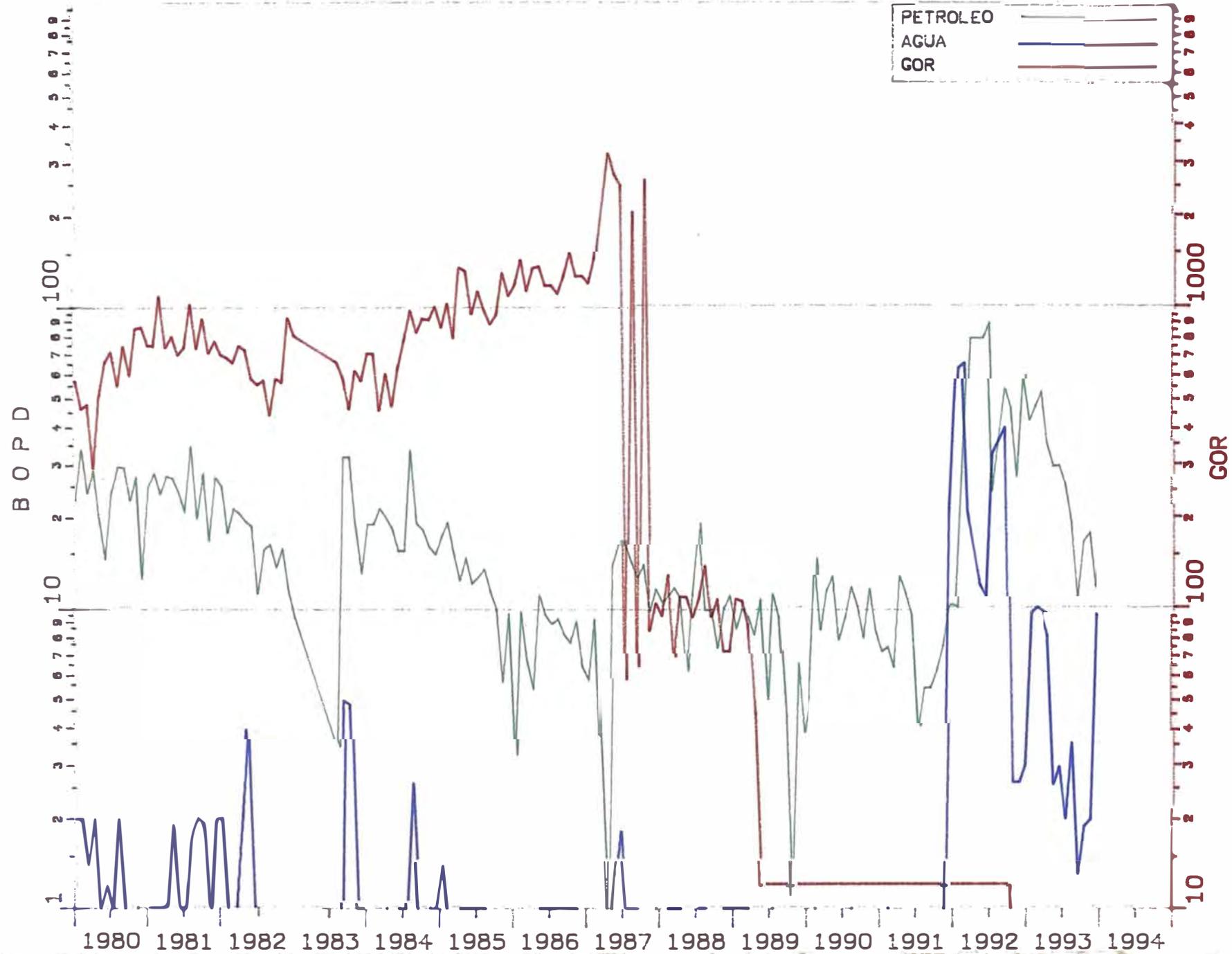
# PORE BRIDGING - ILLITE



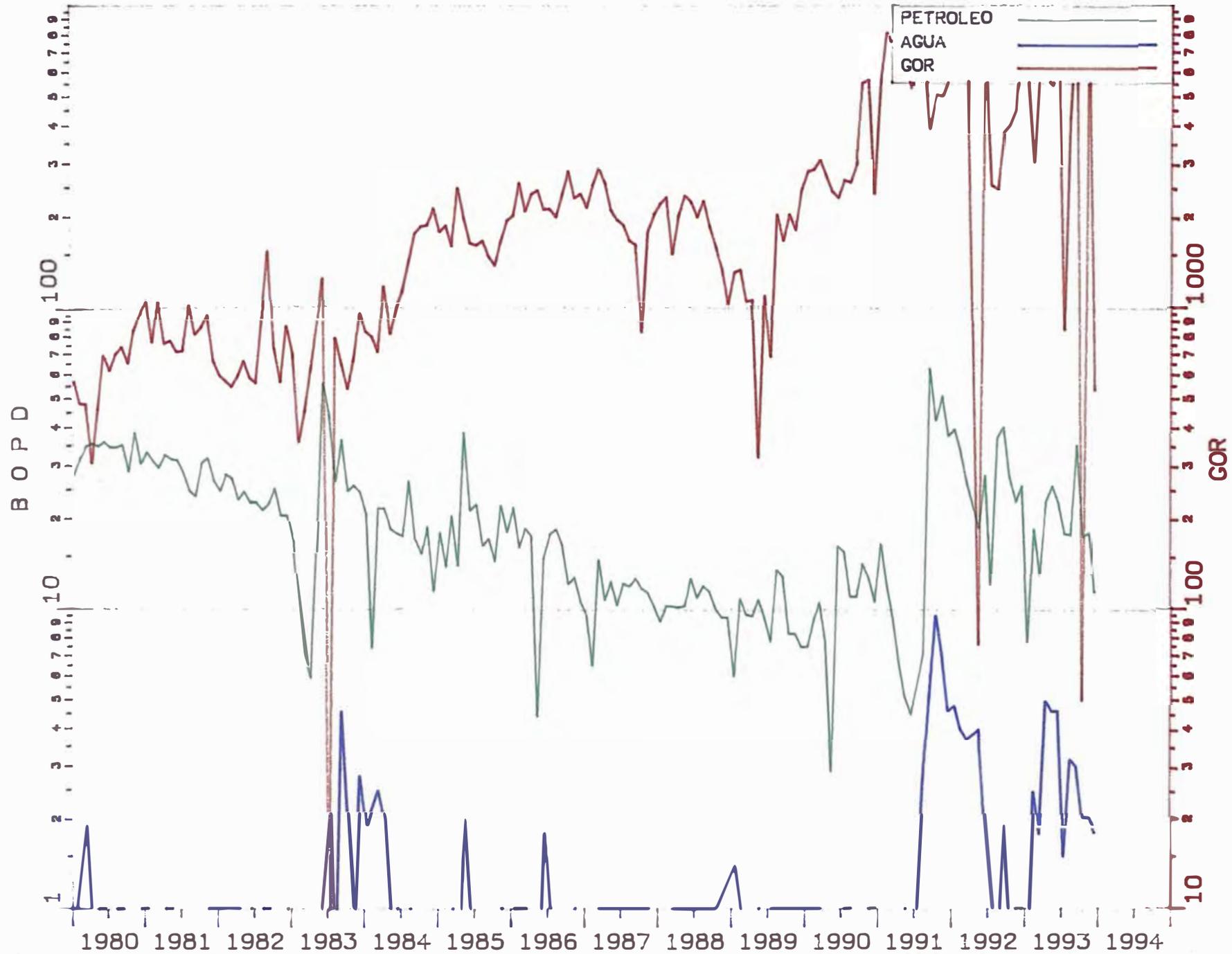
## BIBLIOGRAFIA

- Guía de estimulaciones de pozos R.saldaño -  
L.Floriani
- Estimulación ácida B.J.Service
- Effect of perforation conditions  
on well Performance McLeod Harry O
- Acidizing quality control at the  
well site King G.E. and  
Holman G.B. Jr.
- Hydrofluoric Acid Estimulation -  
Developments for fields applications Smith C.F. Ross  
W.M. Hendrickson  
A.F.
- Acidizing Fundamentals Bert B. Williams  
Jhon L. Gidley  
Robert S. Schechter
- Theoretical and Experimental Studies  
of Sandstone Acidizing A.D. Hill  
D.M. Lindsay

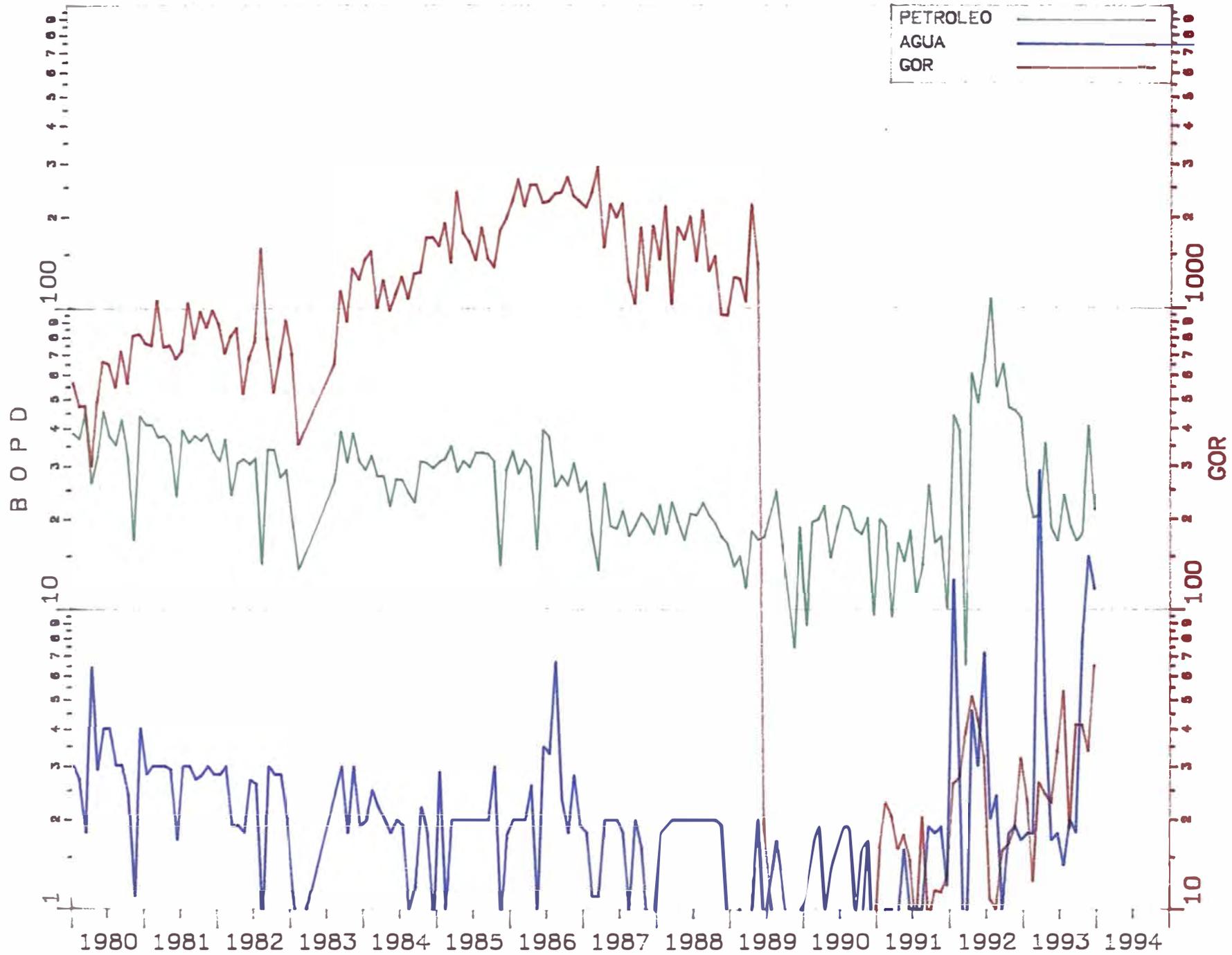
# CURVA DE PRODUCCION DEL POZO 1695 REVENTONES



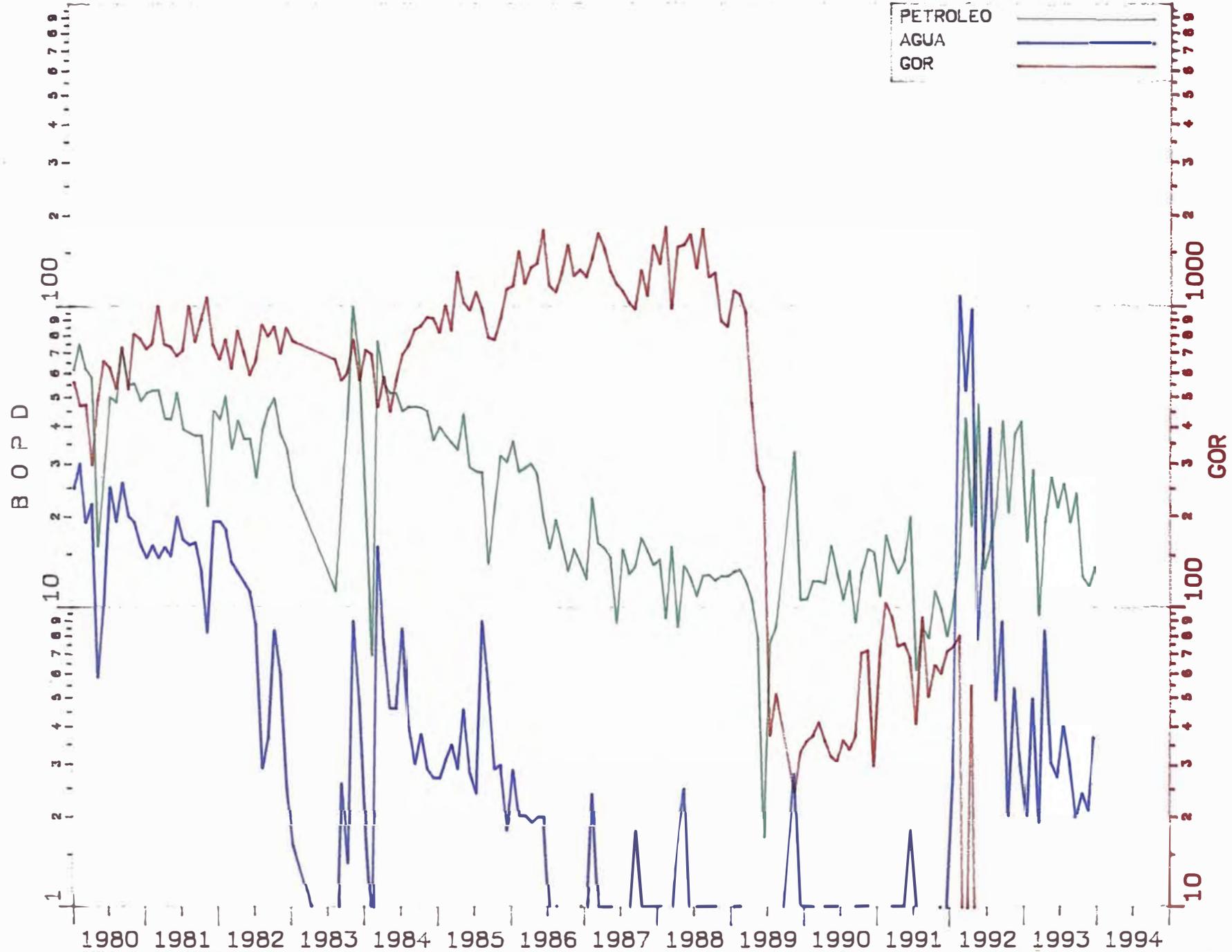
# CURVA DE PRODUCCION DEL POZO 1983 REVENTONES



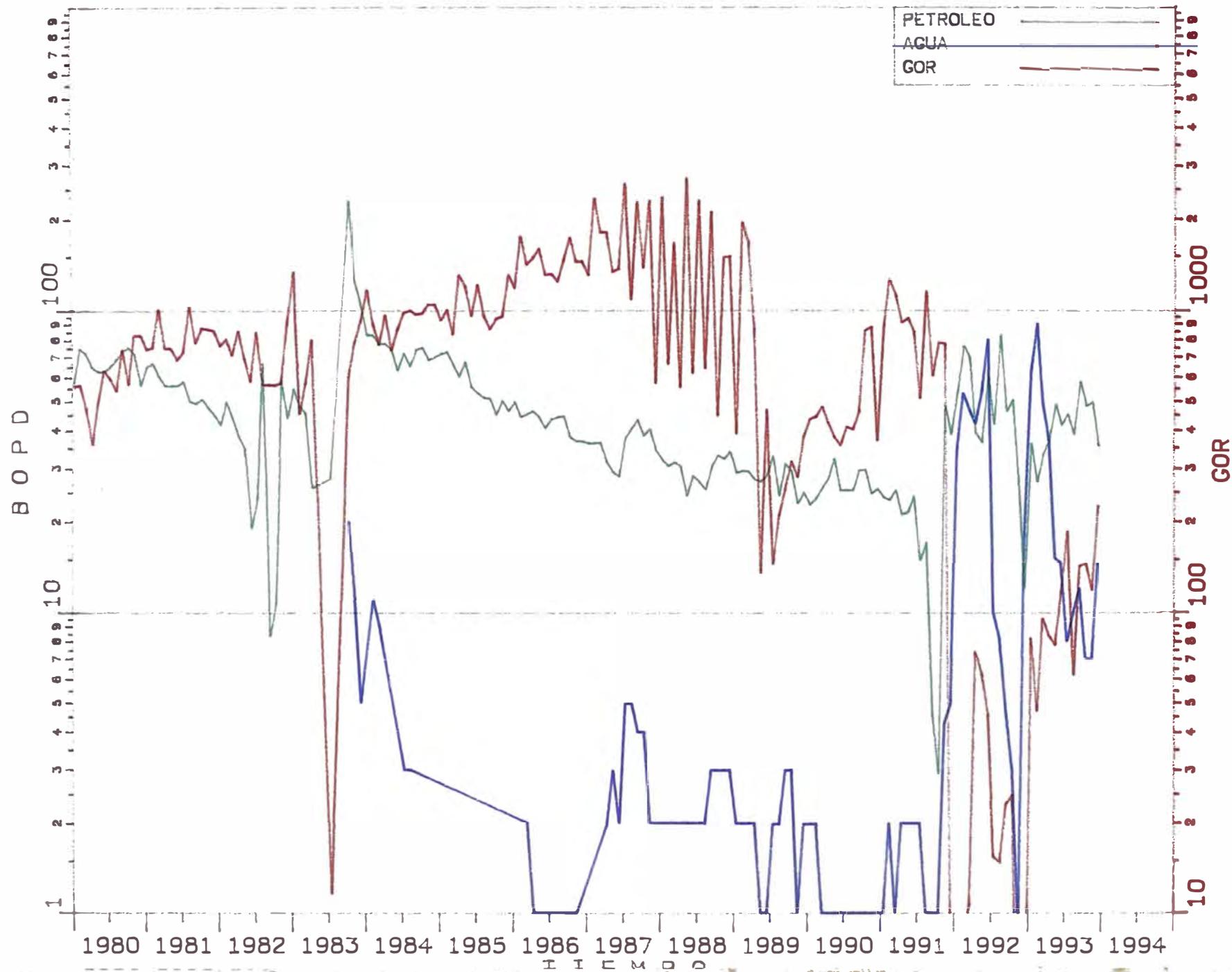
# CURVA DE PRODUCCION DEL POZO 2044 REVENTONES



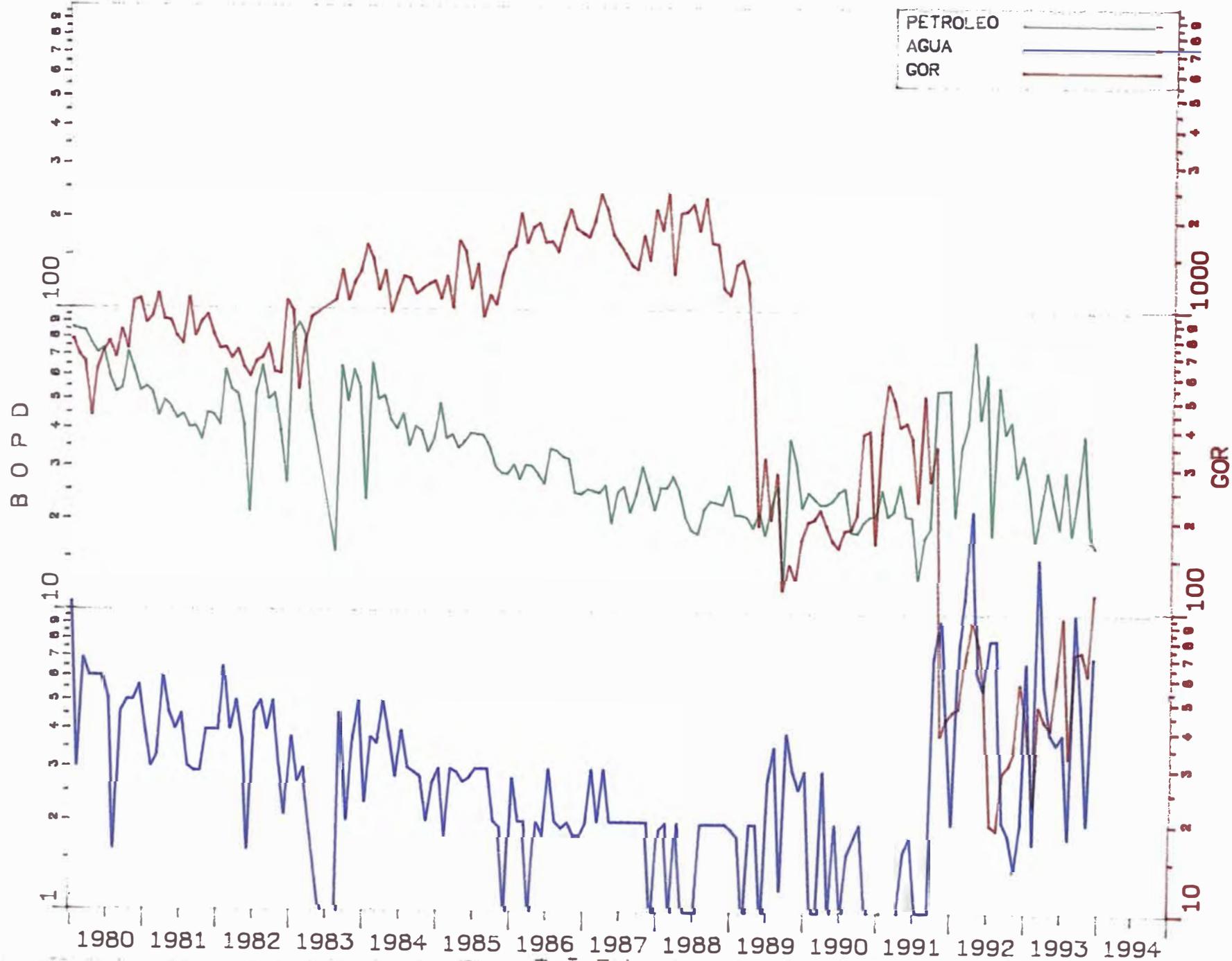
# CURVA DE PRODUCCION DEL POZO 2046 REVENTONES



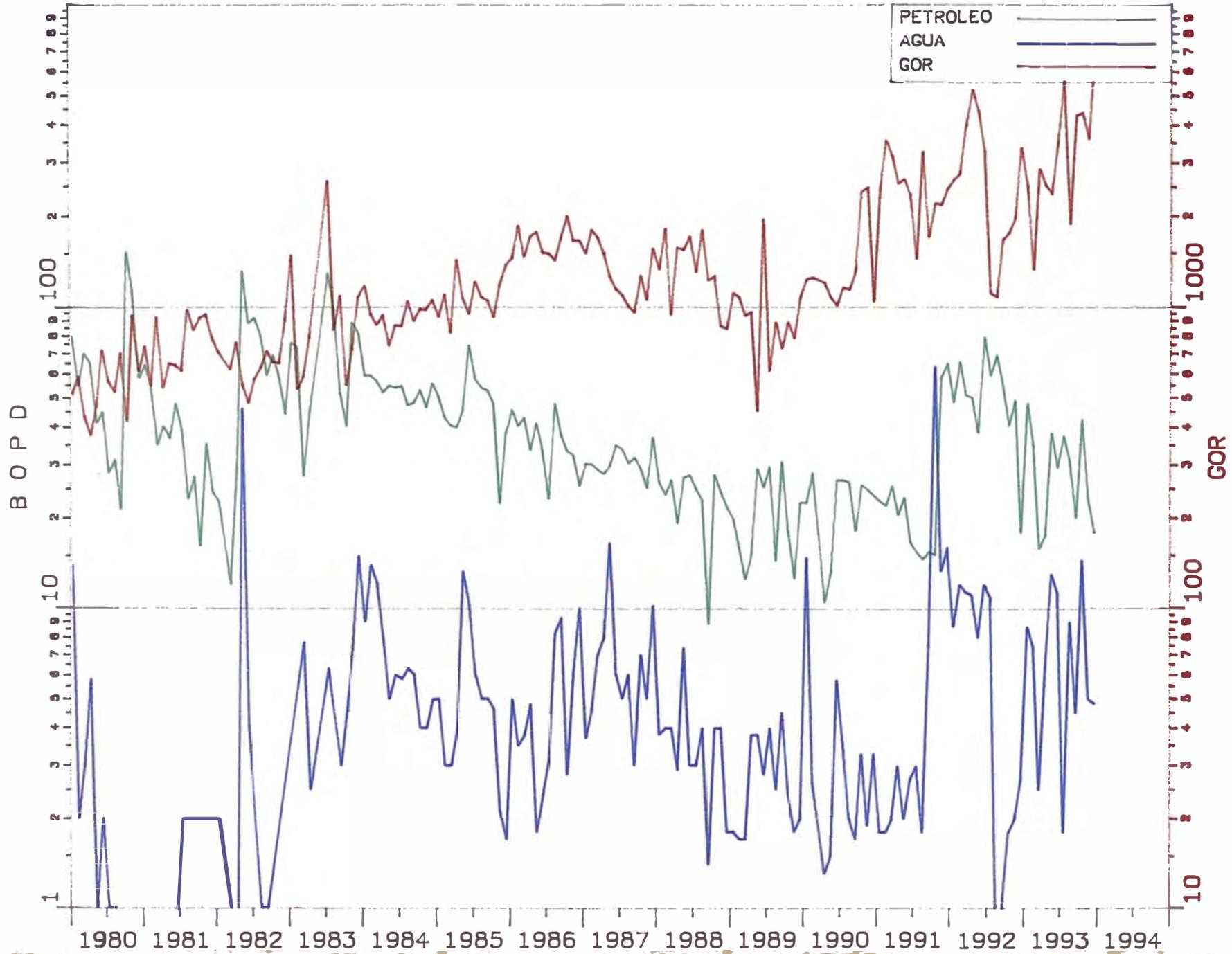
# CURVA DE PRODUCCION DEL POZO 2076 REVENTONES



# CURVA DE PRODUCCION DEL POZO 5775 REVENTONES



# CURVA DE PRODUCCION DEL POZO 6032 REVENTONES



# CURVA DE PRODUCCION DEL POZO 6093 REVENTONES

