

T  
661.65  
V455

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**  
**FACULTAD DE INGENIERIA EN GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEO**

**“Evaluación del uso del Nitrógeno en la  
Estimulación de Pozos: Aplicación en  
el Campo Sacha”.**

**TESIS DE GRADO**

**Previa a la Obtención del Título de:**  
**INGENIERO EN PETROLEO**

**Presentada por:**

**CESAR CAMILO VENEGAS PAZ**

**Guayaquil - Ecuador**

**1989**

DECLARACION EXPRESA.

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

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


---

DESAR C. VENEGAS PAZ

  
.....  
Ing. Jorge Rengel E.  
DECANO

  
.....  
Ing. Kléber G. Malavé T.  
DIRECTOR DE TESIS

  
.....  
Ing. Gabriel J. Colmont M.  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

  
.....  
Ing. José Cabezas P.  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

## DEDICATORIA

A mis queridos padres, César Enrique y María Clementina quienes con sus consejos, apoyo y perseverancia, consiguieron que culmine esta etapa de mi vida.

A mis hermanos: Cromwell Gustavo, Glenda América, Abdón Enrique, Norma Elina, Sonia Carmina, Diana Yadira, Juana Elizabeth, William Francisco, Marco Vinicio y Yackeline Alexandra Venegas Paz, por el apoyo que siempre me brindaron durante mi vida de estudiante.

A mi hija Rosa Pamela.

A mis sobrinos.

## AGRADECIMIENTO

Al Ing. José Merchán, técnico de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, quien estuvo siempre dispuesto a resolver cualquier inquietud que se presentó durante el tiempo en que se desarrolló esta tesis.

A mis compañeros de la Facultad y amigos que me ayudaron de diferente manera, para la culminación de este trabajo.

Al Ing. Mario Mendieta Villalva, técnico de CEPE, por su valiosa colaboración en la elaboración de esta investigación.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL).



## AGRADECIMIENTO ESPECIAL

A los técnicos del Consorcio CEPE - TEXACO, en especial a los del departamento corrosión (Lago Agrio) en las personas de:

Ings Químicos Manuel Valdivieso, Carlos Chavez y Carlos Rios.

Al Laboratorista Sr Leopoldo Simisterre.

Por la ayuda valiosa y desinteresada prestada durante la elaboración de mi estudio.

# INDICE GENERAL

Fag.

RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VII
INDICE DE FIGURAS	XVI
INDICE DE TABLAS	XIX
INDICE DE ABREVIATURAS	XIII
INTRODUCCION	22
CAPITULO I	
GENERALIDADES	25
1.1 Fuentes de nitrógeno.	25
1.2 Propiedades físicas y químicas del nitrógeno.	27
1.3 Métodos de obtención del nitrógeno líquido.	28

Pag.

1.3.1 Obtención del nitrógeno líquido en el laboratorio.	28
--	----

1.3.2 Proceso industrial de licuación del aire.	29
---	----

1.3.3 Obtención industrial del nitrógeno líquido.	30
---	----

1.4 Proceso de Linde.	32
-----------------------	----

1.5 Purificación del aire líquido y separación de sus componentes.	33
--	----

1.6 Costo de producción del nitrógeno.	35
--	----

1.7 Aplicación del nitrógeno en la Industria Petrolera.	36
---	----

1.8 Criogénica y Equipos.	37
---------------------------	----

1.9 Almacenamiento, manejo y seguridad para el nitrógeno en las operaciones de campo.	38
---	----

CAPITULO II
-------------



	Pág.
ESTIMULACION DE POZOS	41
2.1 Consideraciones técnicas.	41
2.1.1 Tipos de tratamiento.	42
2.2 Historia de la estimulación ácida.	46
2.3 Propiedades petrofísicas de la roca yacimiento: porosidad y permeabilidad.	48
2.3.1 Porosidad.	48
2.3.2 Permeabilidad.	49
2.4 Daño de formación, causas, efectos y tipos de daños.	52
2.4.1 Daño superficial.	56
2.4.2 Daño de penetración moderada.	57
2.5 Análisis del agua para control de pozos y del agua de formación.	58
2.6 Acidificación: conceptos fundamentales.	58

Pag.

2.6.1 Métodos de acidificación.

59

2.6.2 Clases de ácidos.

60

2.6.3 Propiedades de los ácidos.

61

2.6.4 Factores que controlan la velocidad de  
reacción del ácido.

62

## CAPITULO III

USO DEL NITROGENO EN LA ESTIMULACION ACIDA

64

3.1 Aspectos fundamentales.

64

3.1.1 Razones para el uso de nitrógeno en la  
acidificación.

65

3.1.2 Ácidos energizados.

66

3.2 Análisis del yacimiento.

68

3.3 Tratamiento previo a la acidificación.

71

## CAPITULO IV

Pag.

## CONSIDERACIONES OPERACIONALES

74

## 4.1 Completación del pozo.

74

## 4.1.1 Pozos que producen por flujo natural.

74

## 4.1.2 Pozos que producen por flujo artificial.

76

## 4.2 Descripción del equipo de trabajo en el campo para una acidificación con nitrógeno.

79

## 4.3 Procedimiento operacional.

81

## CAPITULO V

## CALCULOS HIDRAULICOS

84

## 5.1 Diseño de la estimulación ácida.

84

## 5.1.1 Limitaciones del diseño.

84

## 5.2 Cálculo del volumen de ácido regular de lodos inyectado a la formación en base al radio estimado de penetración: procedimiento tabulado y gráfico.

88

Pag.

5.3 Diseño de estimulación utilizando ácido regular de lodos (R.M.A.).	93
--	----

5.4 Diseño de estimulación utilizando ácido energizado.	109
---	-----

5.5 Consideraciones técnicas y económicas.	129
--	-----

5.6 Ventajas y desventajas de los diseños.	129
--	-----

5.7 Eficiencia de los métodos.	131
--------------------------------	-----

ANALISIS DE RESULTADOS	132
------------------------	-----

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	138
--------------------------------	-----

ANEXOS	147
--------	-----

BIBLIOGRAFIA	268
--------------	-----

INDICE DE ABREVIATURAS

SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
ABF-NH <sub>4</sub> F	Bifluoruro de amonio	%
$\beta_g$	Factor volumétrico del gas	PCN/Bls
Cesp	Calidad de la espuma	adimensional
CNL	Cantidad de nitrógeno líquido	gal
GLR	Relación gas petróleo	PCN/Bls
H	Espesor de la arena productiva	pies
HCL	Acido hidrociorhidrico	%
HFL	Acido fluorhidrico	%
K	Permeabilidad	md
M	Masa	Lb
N <sub>2</sub>	Nitrógeno gaseoso	PCN
* N <sub>2</sub>	Nitrógeno líquido	gal

P	Presión absoluta	psi
Pc	Presión crítica	psi
Pf	Presión de formación	psi
Pmax	Presión máxima	psi
Q	Caudal o gasto	BPM
R	Radio de penetración del ácido regular de lodos	pies
Rn	Radio de penetración del ácido energizado	pies
SG	Gravedad específica	adimensional
T	Temperatura	°C ó °F
Tc	Temperatura crítica	°C ó °F
Tf	Temperatura de formación	°C ó °F
Ts	Temperatura de superficie	°C ó °F
Ø	Porosidad	%

R	Incremento del radio de penetración	pies
V	Incremento de volumen de ácido	gal
Vn	Incremento de volumen de nitrógeno	gal
r	Densidad	Lb/pie <sup>3</sup>

INDICE DE FIGURAS

	Pag.
1 SISTEMA DE REFRIGERACION EN CASCADA	149
2 DIAGRAMA DE LINDE PARA OBTENER AIRE LIQUIDO	150
3 PRODUCCION DE NITROGENO LIQUIDO	151
4 DISTRIBUCION DE POZOS PARA EL CAMPO SACHA	152
5 TRATAMIENTO PREVIO A LA ACIDIFICACION (PRE-LAVADO)	153
6 COMPLETACION DE UN POZO QUE PRODUCE POR FLUJO NATURAL	154
7 COMPLETACION DE UN POZO QUE PRODUCE POR FLUJO ARTIFICIAL: BOMBEO ELECTRICO	155
8 COMPLETACION DE UN POZO QUE PRODUCE POR FLUJO ARTIFICIAL: BOMBEO HIDRAULICO	156
9 DISTRIBUCION REAL DEL ACIDO EN LA FORMACION	157
10 DISTRIBUCION IDEAL DEL ACIDO EN LA FORMACION	158



Pag.

11-12 TECNICAS DE ACIDIFICACION: PROCEDIMIENTO B.J. HUGUES	159
---	-----

13-16 TECNICAS DE ACIDIFICACION: PROCEDIMIENTO HALLIBURTON	161
---	-----

17 DIAGRAMA DE LA PENETRACION EFECTIVA DEL ACIDO REGULAR DE LODOS	165
--	-----

18 DIAGRAMA DE LA PENETRACION EFECTIVA DEL ACIDO ENERGIZADO	166
--	-----

19 CALCULO DE LA RELACION GAS-LIQUIDO	167
---------------------------------------	-----

20 CALCULO DE PRESION EN SUPERFICIE PARA BOMBLEAR NITROGENO	168
--	-----

21-39 PRODUCCION MENSUAL Y ACUMULADA DE PETRO- LEO, AGUA Y GAS DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA USANDO ACIDO REGULAR DE LODOS	169
---	-----

40-43 PRODUCCION MENSUAL Y ACUMULADA DE PETRO- LEO, AGUA Y GAS DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA USANDO ACIDO ENERGIZADO	202
---	-----



Pag.

44-49 PRODUCCION MENSUAL Y ACUMULADA DE PETRO- LED, AGUA Y GAS DE OTROS CAMPOS DEL ORIEN- TE ECUATORIANO USANDO ACIDO ENERGIZADO	210
--	-----

50 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DEL CAMPO SACHA UTILIZANDO ACIDO REGULAR DE LODOS	222
---	-----

51 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DEL CAMPO SACHA UTILIZANDO ACIDO ENERGIZADO	223
---	-----

52 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION PARA OTROS CAMPOS DE ORIENTE UTILIZANDO ACIDO ENERGIZADO	224
--	-----

53 REACTOR QUIMICO	225
--------------------	-----

54 REPRESENTACION GRAFICA DE LA RELACION ENTRE LA CONCENTRACION DEL ACIDO Y EL TIEMPO DE DESGASTE DEL MISMO	225
---	-----

INDICE DE TABLAS

Pag.

I EFECTO DEL DAMO DE FORMACION

227

II ANALISIS FISICO-QUIMICO Y BACTERIOLOGICO DEL  
AGUA DE TRATAMIENTO DE POZOS

III CANTIDAD DE SOLIDOS QUE SE ACUMULAN POR  
EFECTO DEL AGUA DE TRATAMIENTO

IV CALCULO DEL VOLUMEN INYECTADO DE ACIDO: PRO-  
CEDIMIENTO CEPE-TEXACO

V TECNICA DE ACIDIFICACION: PROCEDIMIENTO CEPE-  
TEXACO

VI CALCULO DEL VOLUMEN INYECTADO DE ACIDO:  
PROCEDIMIENTO B.J. HUGUES

VII CALCULO DEL VOLUMEN INYECTADO DE ACIDO:  
PROCEDIMIENTO HALLIBURTON

VIII COMPARACION DE VOLUMENES INYECTADOS DE  
ACIDO A LA FORMACION CON EL VOLUMEN POROSO  
DE LA MISMA

228

IX RADIO TEORICO DE PENETRACION DEL ACIDO EN 230  
BASE A VOLUMENES INYECTADOS

X DENSIDAD PROMEDIO DE ROCAS

XI COMPOSICION QUIMICA DE ROCAS

XII DENSIDADES DEL ACIDO HIDROCLORHIDRICO

XIII-XXX PRODUCCION MENSUAL Y ACUMULADA DE PE-  
TROLEO, AGUA Y GAS DE LOS POZOS DEL  
CAMPO SACHA USANDO ACIDO REGULAR DE  
LODOS

XXXI-XXXIV PRODUCCION MENSUAL Y ACUMULADA DE  
PETROLEO, AGUA Y GAS DE LOS POZOS DEL  
CAMPO SACHA USANDO ACIDO ENERGIZADO

XXXV-XL PRODUCCION MENSUAL Y ACUMULADA DE PETRO-  
LEO, AGUA Y GAS PARA OTROS CAMPOS DEL  
ORIENTE ECUATORIANO USANDO ACIDO ENERGI-  
ZADO

XLI COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION EN EL CAMPO  
SACHA USANDO ACIDO REGULAR DE LODOS

Pag.

XLII COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION EN EL CAMPO  
SACHA USANDO ACIDO ENERGIZADO

XLIII COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION EN OTROS  
CAMPOS DEL ORIENTE ECUATORIANO USANDO  
ACIDO ENERGIZADO

XLIV TIPO DE BOMBA EXISTENTES ANTES Y DESPUES DE  
LA ACIDIFICACION: CAMPO SACHA

XLV RENDIMIENTO DE LOS METODOS

XLVI PARAMETROS OPERACIONALES PARA LA INYECCION  
DEL ACIDO



## RESUMEN

Un alto porcentaje de tratados, manuales y obras relacionados con la Industria Petrolera por lo general son específicos al desarrollar los temas contenidos en ellos, de modo que el lector a priori debe estar enterado del asunto para poder entender la técnica desarrollada, lo que en ocasiones presenta inconvenientes ya que el lector desea encontrar en la misma obra la solución a la mayor parte de sus interrogantes, a fin de comprender a plenitud el tema analizado.

Por esta razón estimamos conveniente analizar detalladamente el marco teórico del presente trabajo, con la finalidad de que se conozcan los elementos de juicio necesarios (leyes o principios básicos) que permiten elaborar los diferentes diseños involucrados en esta tesis.

Estos conceptos van desde la definición de ácido, las condiciones bajo las cuales es aplicado a la formación y la descripción de la composición mineralógica de la roca, hasta el desarrollo de un método para hallar la eficiencia de la estimulación ácida.



## INTRODUCCION

Una de las actividades más importantes en la producción de Hidrocarburos es la estimulación de pozos, sea ésta acidificación o fracturamiento hidráulico.

La estimulación ácida o acidificación de pozos día a día viene sufriendo cambios o rediseños, con la finalidad de incrementar considerablemente la producción de petróleo y/o gas, sin causar reacciones secundarias negativas en las zonas de pago.

El presente trabajo tiene como objetivo fundamental, demostrar cuán eficaz resulta una acidificación con nitrógeno (ácido energizado), partiendo de un tratamiento convencional (ácido regular de lodos). Además, se señala las limitaciones técnicas de los diferentes diseños actualmente utilizados y se recomienda modificaciones a los mismos, de manera que se logre incrementar la eficacia de los tratamientos de estimulación ácida empleados por el consorcio CEPE-TEXACO.

La técnica de utilización del nitrógeno como agente mecá-

nico en la acidificación, tiene por objeto incrementar el radio efectivo de penetración del ácido, debido al efecto de expansión del gas generado, por cambios de presión y temperatura. En nuestro país se puso en práctica en los campos del consorcio Cepe-Texaco durante los años 1986, 1987 y 1988, con resultados negativos para el campo Sacha y relativamente positivos para otros campos (Lago Agrío, Cononaco, Parahuacu, Atacapi y Shushufindi).

Nuestro interés es encontrar las condiciones propicias a fin de que ésta técnica siga utilizándose o en su defecto demostrar que la misma no debe aplicarse a los campos del Oriente Ecuatoriano.

El método de estimulación que se utiliza llamado ácido energizado (ácido regular de lodos más nitrógeno gaseoso), no es otra cosa que una modificación del método que emplea ácido regular de lodos llamado también método convencional.

La parte medular de nuestro trabajo, se circunscribe específicamente a encontrar los volúmenes óptimos para realizar una acidificación, partiendo del análisis técnico y económico que ofrecen los diversos métodos existentes. El criterio para encontrar dichos volúmenes, se fundamenta en la aplicación de la fórmula empírica del volumen poroso de la formación ( $V_p$ ) y los radios efectivos de penetración



originados por estos volúmenes.

Las cantidades de aditivos químicos que son utilizados en la operación las hemos tomado de las recomendaciones que hacen las compañías de servicio dedicadas a trabajos de estimulación de pozos.

A partir de éstos datos, calculamos el volumen de nitrógeno necesario para obtener el radio de penetración deseado.



## CAPITULO I

### GENERALIDADES

El nitrògeno en estado natural es un gas incoloro, inoloro e insipido. Es un elemento diatómico, no metálico, que tiene un peso atómico medio de 14.008. Se le atribuye a Daniel Rutherford su descubrimiento, en la última década del siglo XVIII.

Lavoisier fue el primero en pensar que el nitrògeno era una sustancia simple, por ser un gas inerte es conveniente su aplicación en varias ramas industriales, puesto que no produce reacciones negativas con otros elementos.

Nitrògeno significa "el que forma nitro" del griego nitròn y el sufijo geno.

#### 1.1 FUENTES DE NITROGENO

La principal fuente de nitrògeno en estado gaseoso es el aire, del cual constituye casi las 4/5 partes, como se aprecia en los siguientes valores de los

elementos que componen el aire.

NITROGENO	78 %
OXIGENO	21 %
ARGON ,HIDROGENO, BIOXIDO DE CARBONO, ETC	1 %
	<hr/>
TOTAL	100 %

El nitrógeno se presenta también combinado en las proteínas de todos los seres vivos y en innumerables compuestos químicos orgánicos. Fuentes de nitrógeno también son el amoníaco, sales de amonio, nitrato de potasio y nitrato de sodio.

Para nuestro trabajo, nos referiremos a la obtención del nitrógeno a partir del aire (métodos industriales). Sin embargo, en el laboratorio también se lo puede obtener, aunque presenta serios inconvenientes tales como:

- La materia prima tiene un determinado costo, que por lo general es alto.
- Dificultad de obtenerlo a las condiciones requeridas.
- Cantidades ínfimas en relación los volúmenes

deseados.

## 1.2 PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL NITROGENO.

Simbolo quimico .....	N	
		2
Peso molecular .....	28.016	
Punto de ebullición .....	320.45 °F	
Punto de congelamiento .....	-345.75 °F	
Calor latente de vaporización .....	85.67 BTU	
Calor sensible (B.P a 68 °F) .....	96.4 BTU/Lb	
Temperatura critica (Tc) .....	-232.85 °F	
Presión critica (Pc) .....	492.3 PSia	
Densidad (est. gaseoso) a 70 °F y 1 AT	0.724 Lb/Pie	2
Densidad (estado liquido) B.P .....	50.45 Lb/Pie	3
	6.74 Lb/gal	
Densidad vapor a B.P .....	0.280 Lb/Pie	3
	0.0374 Lb/gal	



Calor específico a 70 °F y 1 AT ...0.248 Btu/lb. °F

Relación de calores específicos ..... 1.4

Relación de expansión .....696 a 93.11 PCN/gal

### 1.3 METODO DE OBTENCION DE NITROGENO LIQUIDO

Existen distintos métodos de obtención de nitrógeno líquido, los cuales se clasifican en dos grandes grupos:

- Métodos de laboratorio.
- Métodos industriales.

#### 1.3.1 Obtención del nitrógeno líquido en el laboratorio

Existen las siguientes opciones para obtener nitrógeno:

##### I. A PARTIR DEL AIRE.

Se puede obtener químicamente nitrógeno en el laboratorio absorbiendo el oxígeno del aire mediante sustancias fácilmente oxidables tales como: fósforo, carbón, cobre, etc, o

descomponiendo sustancias nitrogenadas. En el primer caso no es posible obtener nitrógeno puro, puesto que quedan mezclados argón y gases nobles. El contenido de argón hace más denso al nitrógeno.

## II. NITROGENO LIQUIDO A PARTIR DE AMONIACO.

Las alternativas que se pueden seguir son las siguientes:

- Descomposición de un solución acuosa de nitrato amónico.
- Por la acción del ácido nitroso sobre la urea.
- Calentando nitrito amónico con pirolucita.
- Calentando óxido nítrico y amoniaco.
- Calentando nitrato amónico con glicerina.

### 1.3.2 Proceso Industrial de licuación del aire

Conceptos básicos.- Todo gas puede ser licuado si se lo somete a una presión suficientemente



alta y una temperatura lo bastante baja. Más, para cada gas existe una temperatura por arriba de la cual no se puede licuar, por grande que sea la presión aplicada. Esta temperatura es la crítica,  $T_c$ , a la que también existirá una presión mínima requerida para la licuefacción, denominada crítica,  $P_c$ , correspondiendo a ella un volumen crítico  $V_c$ .

Para que un fluido exista como líquido, su temperatura debe reducirse por debajo de su temperatura crítica. Por ejemplo el nitrógeno debe estar a menos  $14.7\text{ }^\circ\text{C}$  ó bien  $-233\text{ }^\circ\text{F}$ , ó por debajo de esta temperatura. Hay varios medios que se utilizan para lograr temperaturas de este orden, uno de los cuales consiste en usar el sistema de cascada.

Un sistema en cascada proyectado para producir nitrógeno líquido está formado por 4 sistemas refrigerantes en serie, siendo su orden  $\text{NH}_3$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{CH}_4$  y  $\text{N}_2$ , como se muestra en la figura 1. Disposiciones semejantes se emplean para licuar otros gases.

### 1.3.3 Obtención Industrial del Nitrógeno líquido

Dentro de los métodos industriales que se prac-

tican a gran escala tenemos dos principales.

- Linde.

- Claude o Griesheim.

Existen además otros métodos de obtención de nitrógeno líquido basados en los dos anteriores, algunos de los cuales mencionamos a continuación:

- Método de Hampson.

- Método de Heyland.

- Procedimiento de Tripler y Mix.

- Aparato de Hil de Brandt.

- Método de Pictet.

- Otros.

Analizaremos brevemente el de Linde, por ser técnica y económicamente más conveniente para obtener industrialmente nitrógeno.



#### 1.4 PROCESO DE LINDE

Como se muestra en la figura 2, el compresor A mantiene una circulación continua de aire en B. Tal aire abandona el compresor a presión y temperaturas elevadas y penetra en el serpentín C, el cual está enfriado por aire o agua. El fluido escapa a presión todavía elevada por el pequeño orificio o tobera D, donde ocurre un proceso de estrangulamiento. Si el aire fuera un gas perfecto, no se produciría variación de temperatura en el reciclo como consecuencia del proceso de estrangulamiento. Sin embargo, los gases reales experimentan notables cambios de temperatura en dicho proceso y al principio no están demasiado calientes, enfriándose al pasar por las paredes del equipo. La presión en E y F se mantiene baja por la compresión del aire enfriado en E, circulando alrededor del aire que entra por D, que lo enfría más y por consiguiente, alcanza una temperatura, aún más baja al salir por D, hasta lograr que la temperatura descienda lo suficiente como para que una parte de él se licúe y abandone la tobera. El aire líquido se recoge en G, de donde puede ser extraído, para purificarse y separarlo en sus componentes, de donde se obtiene nitrógeno líquido.

## 1.5 PURIFICACION DEL AIRE LIQUIDO Y SEPARACION EN SUS COMPONENTES<sup>1</sup>

El nitrógeno líquido es obtenido como un subproducto del aire líquido, logrado en el proceso de LINDE, siguiendo el procedimiento señalado a continuación:

El aire líquido va a un compresor de 4 etapas donde se comprime hasta alcanzar una presión de 140 atm, no sin antes pasar por un filtro en el que se retienen las partículas de polvo contenidas en el aire.

Inicialmente el aire es comprimido en dos primeras etapas hasta alcanzar 4 atm, de presión y luego pasa por un lavador cáustico de 2 etapas en contracorriente, donde se elimina el bióxido de carbono, que es considerado como impureza en el oxígeno. Este lavador cáustico utiliza como medio de lavado una solución de hidróxido de sodio de 20 Be, la misma que después de 60 horas de uso es reemplazada por otra nueva.

Como parte del lavador cáustico hay 3 ciclones que sirven para retener parte del aceite, que el aire arrastra al pasar por el compresor, así como también,

las trazas de solución caústica que el aire arrastra al entrar en contacto con la solución de hidróxido de sodio.

Después de salir del lavador, el aire entra a las dos etapas restantes en donde es comprimido hasta alcanzar una presión de 140 atm. y luego pasa a una batería doble de secadores, que utiliza alúmina-gel como material secante. Aquí se retiene la humedad y trazas de aceite que se arrastran del compresor.

El aire completamente seco, llega a un intercambiador de nitrógeno, donde con la ayuda de un compresor de Freón 22 se logra que el aire alcance una temperatura de  $-40$  a  $-50$  °C; luego pasa a una máquina de expansión en donde al expandirse baja su temperatura a  $-160$  °C (4.2 atm).

En estas condiciones el aire se enfria más al entrar en un intercambiador de nitrógeno, hasta llegar a una temperatura próxima a la licuefacción.

La separación del oxígeno y nitrógeno se logra por medio de la destilación. En este proceso los gases son altamente condensados y vaporizados en las columnas de destilación hasta llegar a la concentración que se desee para cada gas.



Los fluidos (oxígeno y nitrógeno líquido) salen de la columna de destilación para ser almacenados separadamente en tanques, en los que por medio de alto vacío, se mantienen en dicho estado. La figura 3 explica este proceso.

#### 1.6 COSTO DE PRODUCCION DEL NITROGENO

Producir nitrógeno en estado gaseoso cuesta 475.00 sucres el metro cúbico. A este valor le debemos aumentar los costos por concepto de transporte y almacenamiento en los sitios de trabajo. Si los tanques de almacenamiento pertenecen a la compañía de servicio se debe pagar alquiler por tiempo de almacenaje.

Considerando que:

1 gal nitrógeno líquido  $\implies$   $\overset{3}{93.11}$  pie de gas.

Y realizando las correspondientes transformaciones encontramos que un galón de nitrógeno líquido cuesta aproximadamente 2.45 dólares. Incluyendo costos por transporte y almacenamiento, el costo estimado será de 2.50 dólares por galón.

## 1.7 APLICACION DEL NITROGENO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Entre las más importantes tenemos:

- Nitrògeno como fluido de cañoneo.
- Perforación hidráulica de tuberías con arena y nitrògeno.
- Completación y reparación de pozos.
- Pruebas de formación.
- Pruebas de equipos de alta presión.
- Aislamiento del espacio anular para pozos.
- Inyectores de vapor y control de parafinamiento por aislamiento.
- Uso del nitrògeno (espuma) en fracturamiento y acidificación.
- Acidos energizados.
- Cementación con espuma.

## 1.8 CRIOGENICA Y EQUIPOS

### a. CRIOGENICA

Es la técnica de la producción y utilización de las temperaturas ultra-bajas. No hay acuerdo entre los investigadores, acerca de cuál es el intervalo de temperatura que corresponda al concepto de temperaturas ultra-bajas. Por tanto, se puede considerar dos criterios:

- Desde  $-100^{\circ}\text{C}$  a  $-185^{\circ}\text{C}$ .
- Desde  $-100^{\circ}\text{C}$  hacia abajo.

### b. EQUIPOS

El equipo (planta) de producción de nitrógeno, oxígeno y otros elementos en forma líquida debe cumplir con rigurosas normas de diseño, principalmente en lo relacionado al aislamiento en las tuberías, en razón de la gran diferencia entre la temperatura criogénica y la ambiental. A mayor aislamiento, menor costo de refrigeración y por ende menor costo de producción.

La mayoría de las partes por donde circula el fluido son hechas de acero inoxidable, con válvulas y sellos de materiales especiales, a fin de que puedan resistir las temperaturas criogénicas.

## 9. ALMACENAMIENTO, MANEJO Y SEGURIDAD PARA EL NITRÓGENO EN LAS OPERACIONES DE CAMPO

### a. ALMACENAMIENTO

Los tanques de almacenamiento para nitrógeno tienen tamaños variados, desde los más pequeños y deslizables con una capacidad de 1000 gal, hasta tanques centrales grandes con capacidad de 13000 gal.

Estos tanques son construidos con una pared doble. El interior es de material inoxidable o níquel con alto contenido de acero, mientras que en el exterior es de material mediano.

El espacio anular está aislado al vacío para reducir la transferencia de calor hacia el líquido.

### b. MANEJO

Los fluidos criogénicos (nitrógeno líquido) se

manejan generalmente fuera del contacto con el aire, ya que el agua, dióxido de carbono, hidrocarburos, e incluso el oxígeno tienden a condensarse en ellos.

La evaporación en la tubería es siempre un problema por estar acompañado de gran aumento de volumen en la correspondiente porción de fluido y un rápido aumento de la velocidad de flujo del fluido. Por ello, es mejor mantener al líquido a condiciones de enfriamiento en la tubería. Generalmente esto se consigue dando presión con gas no en equilibrio o usando bombas mecánicas.

Todos los fluidos criogénicos pueden manejarse por bombas de modo semejante a como se bombea el agua, pero a causa de la baja temperatura, bajo calor de evaporización y por estar en su punto de ebullición, los sistemas son generalmente una combinación de traslado por gravedad y por presión como primera etapa de trabajo de bombas en varias etapas. Se usan bombas centrifugas, de turbina regenerativa y desplazamiento positivo. Cada una se adapta mejor a ciertas aplicaciones específicas .



### c. SEGURIDAD

El frío extremado y la tendencia del fluido a la ebullición y evaporación son los dos caracteres que suponen riesgos posibles en el manejo de nitrógeno líquido. Es preciso llevar guantes y anteojos para protegerse de las salpicaduras, y debe evitarse que se derrame fluido sobre el operario. El súbito enfriamiento por evaporación del líquido origina un punto intensamente congelado (quemadura por frío) que reacciona de modo semejante a una quemadura por calor (llama), produciendo lesiones graves. La tendencia de los líquidos criogénicos a evaporarse hace imprescindible guardarlos en recipientes con escape de aire o provistos de medios adecuados para aliviar la presión. Estos medios de alivio deben funcionar independientemente del hielo, nieve o humedad acumulada en los recipientes.

## CAPITULO II

### ESTIMULACION DE POZOS

#### 2.1 CONSIDERACIONES TEORICAS

Técnicas de estimulación son todas aquellas diseñadas para incrementar o restaurar la capacidad productiva de las formaciones petrolíferas. Es un trabajo que se puede realizar con o sin taladro, dependiendo del pozo que se vaya a tratar.

Las estimulaciones son tratamientos de diferente tipo que sirven para remover el daño de formación, producido principalmente por las siguientes razones:

- Invasión de fluidos o sólidos durante la perforación o cementación del pozo.
- Taponamiento de los punzonamientos por presencia de incrustaciones o depositación de parafinas.

### 2.1.1 Tipos de Tratamiento

Cuando ha disminuido la tasa de producción de un pozo debido a algún tipo de daño en la formación, es necesario realizar un trabajo de estimulación, el cual dependerá de la clase de daño existente.

Los tratamientos que se pueden realizar en pozos son:

- Acidificación.
- Fracturamiento.
- Tratamiento anti-parafinico.
- Tratamiento anti-incrustante.
- Repunzonamiento.

A continuación se describe brevemente cada uno de ellos.

#### A. ACIDIFICACION

Consiste en la inyección de un determinado

ácido a una formación, con una presión inferior a la de fracturamiento. Se utiliza en areniscas ( $\text{SiO}_2$ ), calizas ( $\text{CaCO}_3$ ), dolomitas [ $(\text{CaMgCO}_3)_2$ ] y calizas dolomíticas.

Cuando la acidificación se realiza a presión por arriba de la de fractura de la Formación, el tratamiento se denomina Acid-frac.

#### B. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Es la inyección de un fluido conteniendo agente de soporte a alta presión en una formación productiva. Se aplica con gran éxito en formaciones consolidadas, (dolomitas, calizas, arenisca y conglomerados). En formaciones no consolidadas se ha practicado fracturamiento hidráulico con relativo éxito, sin embargo no es recomendable aplicarlo bajo estas condiciones.

#### C. TRATAMIENTO ANTI-PARAFINICO

La palabra parafina deriva del latín "parum affinis" que significa poca afinidad, y es el nombre apropiado para describir los depósitos de parafina, considerando que no son solubles.

ni dispersables por la mayoría de los hidrocarburos (crudos) y son resistentes al ataque de los ácidos, bases y agentes oxidantes. Estos depósitos son mezclas de hidrocarburos saturados y de alto peso molecular, cuya fórmula general es:  $C_nH_{2n+2}$ , los cuales se acumulan en tuberías de producción, líneas de flujo y en instalaciones para almacenamiento de hidrocarburos.

Para el tratamiento no se requiere torre de reacondicionamiento, puesto que los métodos más conocidos en la eliminación y control de los depósitos parafínicos son:

- a. Térmico.
- b. Mecánico.
- c. Aplicación de solventes.

#### D. TRATAMIENTO ANTI-INCRUSTANTE

Cuando hablamos de incrustaciones y su posible eliminación o control, nos referimos a los compuestos carbonatados ("escalas") y depósitos asfálticos, los mismos que reducen

la producción de hidrocarburos.

El problema de los depósitos de incrustaciones puede ser superficial o en el fondo del pozo ya que se forman en la tubería de producción, cabezal de los pozos y líneas de flujo. También los carbonatos se depositan en la cara de la arena productora, reduciendo la eficiencia productiva de las formaciones.

Por lo general las incrustaciones son duras y disminuyen considerablemente el diámetro interior de la tubería. En ocasiones también se las ha encontrado en herramientas de completación (camisas, empaaduras) y en bombas de producción. Pueden ser eliminadas mediante técnicas mecánicas o químicas, dependiendo de su naturaleza.

Para remover las incrustaciones adheridas a las tuberías, principalmente carbonatos de calcio y compuestos de hierro, se recomienda inyectar ácido hidrociorhídrico. Hay que señalar que en la mayoría de los casos los depósitos de hierro no son completamente solubles al ácido, pero se logra separarlos de la tubería y desintegrarlos permitiendo



eliminación por circulación o flujo. El uso de aditivos y surfactantes mejora el comportamiento de la solución ácida.

#### E. RE-PUNZONAMIENTOS

Consiste en redisparar las zonas de pago en donde han ocurrido taponamientos de las perforaciones originalmente ejecutadas. Por lo general la densidad de disparos es menor que la original.

## 2.2 HISTORIA DE LA ESTIMULACION ACIDA

En principio los tratamientos de estimulación ácida de pozos se usaron para rejuvenecer los pozos viejos o de baja producción de hidrocarburos.

El primer método de estimulación usado consistía en cargas de pólvora negra que se bajaban al pozo y se disparaban por medio de cápsulas de percusión.

Un potente explosivo, la nitroglicerina reemplazó a la pólvora negra a fines del siglo pasado, principalmente en rocas duras.

La primera estimulación ácida fue realizada en 1894 en

Ohio. El éxito de este trabajo llevaría a patentizar el uso de los solvente ácidos en los pozos. Desde esa fecha hasta nuestros días, se han desarrollado una considerable aplicabilidad de los ácidos en estimula- ciones tales como:

- Limpieza de incrustaciones.
- Soluciones ácidas inhibidas (se redujo ampliamente el daño a los metales y a las tuberías).
- Uso de fluoruros para acidificación de areniscas.
- Agregados de surfactantes para reducir la tensión superficial e interfacial, obteniendo mejor penetra- ción en formaciones compactas.
- Agregados de agentes demulsificantes.

Además se han desarrollado varios surfactantes para prevenir y romper las emulsiones ácido-petróleo, sien- do sus principales aplicaciones las siguientes:

- Aumentar la humectabilidad de las formaciones.
- Reducir la tensión superficial.



- Controlar la velocidad de reacción del ácido.
- Inhibidores orgánicos para reducir la corrosión a presión y temperaturas altas.
- Agentes amortiguadores para controlar el pH.
- Agentes secuestrantes para controlar la precipitación secundaria de los compuestos de hierro y aluminio.

Finalmente se han desarrollado técnicas y productos con el propósito de controlar la distribución del ácido en la formación, a fin de obtener una máxima eficiencia en los tratamientos de estimulación.

### 2.3 PROPIEDADES PETROFISICAS DE LA ROCA YACIMIENTO: POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Las rocas encontradas en estado natural están generalmente impregnadas de: agua, petróleo, gas, o una combinación de estos fluidos, siendo sus principales propiedades la porosidad y la permeabilidad.

#### 2.3.1 Porosidad

La porosidad es la medida del espacio vacío en

el material del yacimiento, disponible para la acumulación y almacenamiento de fluidos.

#### A. POROSIDAD TOTAL O ABSOLUTA

Está definida como la relación del volumen poroso al volumen total de la roca yacimiento, expresada en porcentaje. Incluye todos los intersticios o espacios vacíos, estén o no interconectados y se expresa como:

$$\phi = \frac{\text{Volumen Poroso total} \times 100}{\text{Volumen total de roca}} = \frac{V_p \times 100}{V_t}$$

#### B. POROSIDAD EFECTIVA

Es la relación del volumen poroso interconectado, al volumen total.

### 2.3.2 Permeabilidad

La facilidad con que el fluido se puede mover a través de la red de poros de la roca constituye el grado de permeabilidad de la misma, por tanto es una medida de la habilidad de un material poroso para transmitir fluidos.

La permeabilidad es normalmente expresada en milidarcies o unidades de 1/1000 de Darcy, definiendo al Darcy como la permeabilidad que permite que un fluido con una viscosidad de 1 cp fluya a una velocidad lineal de 1 cm/seg, con un gradiente de presión de una atmósfera por cm.

Se la expresa a partir de la ley de Darcy mediante la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{K \times P \times A}{u \times l}$$

En donde:

Q = caudal del flujo en cc/seg

P = caída de presión en atmósferas

A = área en cm<sup>2</sup>

u = viscosidad del fluido en centipoises

l = longitud en cm

K = permeabilidad en darcies

La ley de Darcy asume que:

- 1) No existe reacción entre el fluido en movimiento y la roca.
- 2) Está presente un solo fluido.

Como que en los yacimientos hidrocarburíferos pueden existir tres fluidos: gas, petróleo y agua, se pueden dar los siguientes tipos de permeabilidad:

- Permeabilidad específica o absoluta.
- Permeabilidad efectiva.
- Permeabilidad relativa.

#### A. PERMEABILIDAD ESPECIFICA

Es la facilidad que ofrece la roca para conducir un solo fluido presente en ella, es decir, que la satura en un 100%.

#### B. PERMEABILIDAD EFECTIVA

Es la habilidad que posee la roca para conducir



ducir un fluido en presencia de otros fluidos, en donde aquel no satura completamente la roca.

### C. PERMEABILIDAD RELATIVA

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta o específica.

Se expresa como:

$$\text{Permeabilidad Relativa} = \frac{K \text{ efectiva}}{K \text{ específica}}$$

## 2.4 DAÑO DE FORMACION: CAUSAS, EFECTOS Y TIPOS DE DAÑOS

Se considera como daño de formación a la alteración (disminución) de la permeabilidad que puede ocurrir en la vecindad del pozo como resultado de las operaciones de perforación, completación, reparación, cementación, puesta en producción de un pozo, etc.

### A. CAUSAS

Se debe priorizar las siguientes:

I) Durante la perforación.

- Invasión de líquidos y sólidos del lodo de perforación.
- Hinchazón de arcillas presente en las rocas.
- Deposición de sales escasamente solubles en agua.
- Deposición de asfaltanos.

II) Durante la completación y reparación de pozos.

- Invasión de líquidos y sólidos de cemento.
- Penetración parcial cerca de un pozo.
- Baja densidad de perforación.
- Incremento de saturación de agua cerca del pozo.
- Invasión de filtrado líquido (agua) que contiene diferentes tipos y concentraciones de iones positivos, negativos y surfactantes.
- Presencia de hidrocarburos conteniendo diferentes surfactantes.



- Bloqueo del espacio poroso y disminución de éste por arrastre de partículas finas.
- Pérdidas por circulación.

### III) Durante la fase de producción.

Hay reducción de la permeabilidad debido a:

- Presencia de inhibidores de corrosión, incrustaciones o parafinas.
- Depositación de asfaltenos, si el petróleo es asfáltico y de viscosidad relativamente alta.
- Taponamiento con parafina o asfalteno.
- Taponamiento con limo, arcilla, arena de fracturamiento u otros tipos de relleno.

### IV) Durante la inyección de agua.

- Formación de emulsiones.
- Taponamiento con lodo, limo, arcilla, parafina, asfalto, emulsiones, sarro, incrustaciones molidas, grasa para roscas, inhibi-

dores de incrustaciones, corrosión ó bacteri-  
cidas.

V) Durante la inyección de gas.

- Taponamiento de partículas arrastradas por el gas.
- Formación de emulsiones, por presencia del aceite lubricante de compresores.
- Reducción de inyección y producción por presencia de inhibidores de corrosión.

## B. EFECTO DEL DAÑO

Como consecuencia de la presencia del daño se disminuye considerablemente el índice de productividad en pozos de petróleo y gas. Dependiendo del tipo de formación, la magnitud del daño varia de la manera como se indica en la Tabla I.

## C. TIPOS DE DAÑO

Los tipos de daño más comunes que se presentan son:

- Daño superficial.



- Daño de penetración moderada.

#### 2.4.1 Daño Superficial

El daño superficial ocurre en la inmediaciones de la boca del pozo durante las operaciones de perforación, completación y/o reacondicionamiento.

Durante la perforación el fluido usado forma una barrera cilíndrica alrededor de las formaciones atravesadas. En ocasiones esta costra de lodo no es impermeable o ha sido dañado físicamente por abrasión, lo cual permite que los sólidos y el filtrado del lodo de perforación invadan la formación causando el taponamiento de los poros.

El filtrado del lodo penetra más que los sólidos y el grado de penetración está determinado por el volumen del filtrado, la permeabilidad de la formación, la presión diferencial y el tiempo de contacto.

La penetración del filtrado del lodo en formaciones de porosidad media alcanza una distancia que varía de 30 a 60 cm. desde la pared del hueco. Para zonas más permeables la penetración

puede alcanzar hasta 2 m.

#### 2.4.2 Daño de Penetración Moderada

Este tipo de daño se presenta a una distancia corta del hueco y es difícil de corregir. Ocurre con menor frecuencia que el superficial y puede ser provocado por las siguientes razones:

- a. Bloqueo por agua.
- b. Crecimiento de bacterias.
- c. Precipitación de compuestos de hierro por tratamientos con ácidos.
- d. Formación de asfaltenos durante el tratamiento con ácidos.
- e. Emulsiones.
- f. Liberación de insolubles finos durante el tratamiento con ácidos.

## 2.5 ANALISIS DEL AGUA PARA CONTROL DE POZOS Y DEL AGUA DE FORMACION

Para realizar cualquier operación en un pozo donde sea necesario mantener la presión de formación, se debe efectuar un control de calidad al agua con que se va a realizar esta operación.

Dicho control principalmente debe ser orientado hacia los siguientes propósitos: que exista un mínimo contenido de sólidos, compatibilidad de fluidos (agua de reacondicionamiento y de formación) y determinación del pH, salinidad, dureza, así como también a la eliminación de los distintos tipos de bacterias que pueden contener dichas aguas.

Para cumplir estos objetivos se debe efectuar el correspondiente análisis de laboratorio. Los resultados de estos análisis lo mostramos en el anexo C.

## 2.6 ACIDIFICACION: CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Los ácidos son soluciones que:

- 1) Liberan gas  $H_2$  (hidrógeno) cuando reaccionan con ciertos metales.

- 2) Neutralizan las acciones de las soluciones básicas.
- 3) Hacen que el tornasol azul se vuelva rojo.
- 4) Tienen sabor agrio como el vinagre.

LA ACIDIFICACION.- Es una técnica de estimulación que consiste principalmente en la inyección de ácido hidrociorhídrico (HCl) o de una mezcla de ácidos hidrociorhídrico-hidrofluorhídrico (HCl-HF), dentro de una formación productora. En ocasiones se cambia la concentración original de estos ácidos dependiendo de las condiciones del pozo. Con idéntico propósito también se utiliza el ácido acético y fosfórico, entre otros.

Durante la operación el ácido penetra en los poros de la formación y ensancha dichos canales, dando facilidad para que los hidrocarburos fluyan desde la formación productora, logrando así restaurar y/o incrementar la producción del pozo.

#### 2.6.1 Métodos de Acidificación

Se clasifican de acuerdo a las tasas y presiones de inyección.

Si la inyección se la realiza por debajo de



presión de fractura hablamos de acidificación matricial, mientras que si se efectúa sobre la presión de fractura la técnica se llama acidificación de fractura o Acid-frac.

#### 2.6.2 Clases de Acidos

Las variaciones estratigráficas y petrofísicas de las formaciones productivas de hidrocarburos, han obligado a desarrollar diferentes clases de ácidos y aditivos para modificar las soluciones ácidas con la finalidad de obtener la máxima estimulación posible y por ende incrementar la productividad. Entre los principales tipos tenemos:

- a. Acido Regular de Lodos .- Está formado por una combinación de ácido hidrociorídrico, ácido hidrofiorídrico-clorídrico y bifloruro de amonio según las alternativas indicadas en el diseño de estimulación (capítulo 5).
- B. Acido Energizado (ácido regular de lodos más nitrógeno gaseoso).- Es una mezcla de ácido regular de lodos mas nitrógeno gaseoso, en proporciones que van desde 300 PCN/Bls - 1000 PCN/Bls.

c. Acidos Espumados.- Estan formados por una mezcla de gas (nitrogeno) y liquido (ácido), similar a una emulsion o dispersion en donde el gas es la fase interna y el liquido la fase externa.

d. Acido Retardador.- Es aquel que sufre una modificacion fisica o quimica que le permite obtener mayor penetracion.

e. Acidos Especiales.- Son aquellos disenados para que cumplan funciones especificas, entre las cuales tenemos:

- Acido de penetracion.

- Acido no emulsionador.

- Acido Fe.

- Acido gelificado.

### 2.6.3 Propiedades de los Acidos

Gran parte de los trabajos de estimulacion de pozos por acidificacion se realiza en formaciones de calizas ( $\text{CaCO}_3$ ) y en dolomitas [ $\text{Ca}$ -

$Mg(CO_3)_2$  o en ambas.

En otras ocasiones la técnica se aplica a areniscas con cemento carbonatado o en arenas con cemento silícico juntamente con material calcáreo.

Las principales funciones de un ácido para estos casos son:

- a. Disolver parte de la formación.
- b. Disolver el material que limita o bloquea el flujo de aceite y/o gas desde la formación hacia el pozo.

#### 2.6.4 Factores que controlan la velocidad de reacción del ácido.

La rapidez con que pierde efectividad o el tiempo en que un ácido se desgasta depende principalmente de los siguientes factores:

- a. Área específica de contacto por unidad de volumen.
- b. Temperatura.



c. Presión.

d. Concentración del ácido.

e. Tipo de ácido.

f. Propiedades físicas y químicas de la roca.

g. Tasa de bombeo del ácido.



## CAPITULO III

### USO DEL NITROGENO EN LA ESTIMULACION ACIDA

#### 3.1 ASPECTOS FUNDAMENTALES

El uso que se puede dar al nitrógeno en el área hidrocarburífera es amplio, empezando desde la perforación hasta la completación, reparación, estimulación y producción de pozos.

En estimulación de pozos el nitrógeno puede ser utilizado para obtener los siguientes fluidos estimulantes:

I) Ácidos nitrificados, que pueden ser:

a) Ácidos energizados.

b) Ácidos espumados.

II) Espuma para fracturamiento.

Puntualizaremos los aspectos relacionados a la acidificación con nitrógeno esto es, el uso de ácidos energizados, por ser tema de nuestro estudio.

### 3.1.1 Razones para el uso del nitrógeno en la acidificación

Entre los principales causas que justifican el uso del nitrógeno en estimulación de pozos podemos mencionar:

- a) El nitrógeno es un gas inerte que no reacciona negativamente con los fluidos de formación ni con los de tratamiento, con los cuales entra en contacto.
- b) Por tener baja densidad ayuda al recobro de fluidos de tratamiento.
- c) La generación de espumas con ácidos (ácidos-espumados) le da a la mezcla una característica tal que disminuye en gran medida la pérdida de fluido. Tiene además baja densidad, bajo contenido de líquido y alta viscosidad, lo cual permite realizar con efectividad diverso trabajos.



### 3.1.2 Ácidos energizados

Como ya se explicó anteriormente es una mezcla de ácido regular de lodos más nitrógeno gaseoso. Este tipo de ácido es el que se utiliza en nuestro diseño.

Un problema que se presenta después de efectuar un tratamiento, sea éste acidificación o fracturamiento (convencional), es como recuperar los fluidos utilizados. El nitrógeno empleado en acidificaciones ayuda en gran medida a solucionar este problema, pues contribuye a recuperar rápidamente los fluidos de tratamiento y de esta manera reduce la posibilidad de realizar pistoneo con el mismo objetivo.

La baja solubilidad del nitrógeno en petróleo y agua hace que este gas sea un excelente medio para incorporarse a dichos fluidos. Como resultado, la presión hidrostática empieza a reducirse a valores menores que la presión fluyente de formación.

La considerable disminución de la presión hidrostática obliga a trabajar con presiones de tratamiento muy altas. Generalmente el nitrógeno

es inyectado delante del fluido de tratamiento, mezclándose o fluyendo a una tasa que va desde los 300 PCN/Bls hasta 1000 PCN/Bls. Esto provoca que el ácido se expanda.

La mezcla de ácido con nitrógeno gaseoso produce un fluido energizado que ayuda a maximizar el recobro. En otras palabras, el fluido energizado intensifica la acción del retorno y limpia la formación. Además como es ligeramente soluble en agua y petróleo, se mantiene en forma de burbujas que es lo que ayuda a levantar los fluidos desde el fondo del pozo.

El nitrógeno comprimido funciona de dos maneras para el retorno del flujo:

- 1) Por la expansión hacia el pozo una vez que la presión es liberada en el cabezal, ya que el fluido será forzado hacia afuera de la formación y luego a la superficie.
- 2) La presencia del gas en el líquido produce un diferencial de presión hacia el pozo, permitiendo que la capacidad misma del yacimiento levante el fluido.

### 3.2 ANALISIS DEL YACIMIENTO

El yacimiento esta constituido por las arenas Hollín y Napo en el campo Sacha.

El campo petrolero Sacha fue descubierto a principios de 1969. La producción empezó en julio de 1972 y a finales de 1988 ha superado los 190 millones de barriles. Originalmente la reserva primaria recuperable se estimó superior a los 632 millones de barriles.

Actualmente (Marzo 1989) Sacha tiene:

90 ...Pozos productores.

6 ....Pozos inyectores.

7 ....Pozos abandonados.

De los pozos productores.

4 ....Producen por flujo natural.

86 ...Producen por flujo artificial, de los cuales 11 corresponden a bombeo eléctrico, 63 a bombeo hidráulico y 12 se encuentran cerrados.

La distribución de pozos en el campo se muestra en la figura 9 y está constituida por dos formaciones:

Hollin (superior e inferior) y Napo (con las arenas U-T).

## 3

## LITOLOGIA

## A. FORMACION HOLLIN (CRETACED)

Es una arenisca cuarzosa blanca porosa de grano medio o grueso, maciza o con estratificación cruzada, mostrando a veces "ripple-marks" (marcas de corriente). En ocasiones hay capas guijarrosas delgadas e intercalaciones de lutitas arenosas oscuras, localmente micáceas, también lutitas carbonosas negras en la parte superior de la sección. En los afloramientos hay bastantes impregnaciones de asfalto.

## B. FORMACION NAPO CRETACED (ALBIANO-SANTONIANO)

Se divide en las siguientes zonas:

## a. NAPO INFERIOR

Está formada por una sucesión que empieza con

arenisca y sigue con una alternancia de areniscas glauconíticas y lutitas arenosas gris-verde, gris-oscuro o negro y una cantidad menor de calizas. Las areniscas ocurren en tres niveles principales: inferior, media y superior.

#### b. NAPO MEDIO

Es una caliza maciza o en capas gruesas de color gris claro con fósiles acumulados en capas lumaquelas y también en concentraciones irregularmente repartidas. Se dividen en dos tipos: caliza inferior (caliza B) y una superior (caliza A). Separadas por lutitas y areniscas incluyendo la arenisca y capas calcáreas.

#### c. NAPO SUPERIOR

Está constituida por lutitas duras de color verde-gris, gris-oscuro hasta negro, interestratificados con pocas calizas de color gris oscuro parcialmente fosilíferas.

### PARAMETROS PETROFISICOS PROMEDIOS DEL YACIMIENTO

Las permeabilidades promedio del campo Sacha están en el orden de los 95 md, aunque existen permeabilidades

de hasta 3350 md como máximo y 39 md como rango mínimo.

Las porosidades se encuentran en el orden de 20 %, sin embargo encontramos porosidades de 9% y hasta 25%.

Las viscosidades se encuentran en un rango promedio de 2.95 cp, pero pruebas de pozos indican que existen viscosidades de hasta 12<sup>6</sup> cp .

### 3.3 TRATAMIENTO PREVIO A LA ACIDIFICACION

La disminución de la producción de hidrocarburos de un pozo puede ocurrir por diferentes motivos entre los cuales podemos mencionar:

- 1) Pérdida de energía del yacimiento (flujo natural).
- 2) Falla mecánica o eléctrica, dependiendo del tipo de mecanismos de producción artificial.
- 3) Falla operacional en el pozo, falla de una herramienta, etc.
- 4) Taponamiento en las restricciones entre tubería de producción y elementos (bombas) de producción.



5) Taponamiento de la formación o de las perforaciones realizadas por los disparos, debido a sólidos provenientes de la producción del pozo.

Del análisis de los tres primeros numerales se puede concluir que no está afectada la permeabilidad. En el último existe gran probabilidad de que ocurra alteración en la permeabilidad y por consiguiente daño de formación. Esto obliga necesariamente a correr una prueba de restauración de presión para tener más confiabilidad en la selección del diseño de estimulación a realizarse.

Si los resultados de la prueba de restauración indica daño parcial o total y además existe evidencia de "escala" ( $\text{CaCO}_3$ ) en tubería de producción y bombas, se puede aplicar un prelavado como tratamiento previo a la acidificación, lo que se indica en la figura 5, a fin de eliminar arcillas presentes provenientes de lodo de perforación o de fluidos de completación o producción. Esta operación se realiza mediante el siguiente procedimiento:

Se bombea 1000 galones de JF-1 (solvente) para limpiar el material orgánico residual en la matriz ( parafinas, asfaltenos o petróleo), seguido de 1 % de surfactante amónico para prevenir o eliminar posible e-

mulsiòn resultante del pozo o de otros tratamientos. Finalmente se desplaza con un volumen de 500 galones de un ácido limpiador. Esta operaciòn se la conoce como "One shot acid".

El procedimiento anterior permite eliminar la escala del pozo. Si ademàs existe daño lo recomendable es efectuar una acidificaciòn a la formaciòn.

## CAPITULO IV

### CONSIDERACIONES OPERACIONALES

#### 4.1 COMPLETACION DEL POZO

Completación es la etapa siguiente a la perforación de pozos de petróleo y/o gas. Tiene por objeto poner al pozo en condiciones de transportar los fluidos desde el fondo hasta la superficie.

En función del tipo de mecanismo de producción clasificaremos las completaciones existentes en el Campo Sacha en dos categorías:

- Por flujo natural.
- Por flujo artificial: bombeo hidráulico y bombeo eléctrico sumergible.

##### 4.1.1 Pozos que producen por flujo natural

Para explicar esta categoría utilizamos el dia-

grama de completación utilizado por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE.

Dicho diagrama es similar a los utilizados con la misma finalidad por el consorcio CEPE-TEXACO.

#### EQUIPOS DE COMPLETACION

La completación inicial del pozo dependerá fundamentalmente del número de zonas productivas. Bajo esta consideración los equipos utilizados para completar un pozo son:

#### EQUIPOS

- Cabezal del pozo.
- Tubo de expansión.
- Camisa deslizable.
- Empacadura .
- Neplo de asentamiento (no-go).
- Válvula fija (standing-valve).

- Tapones.
- Niplo de campana.
- Tubería.

Existen completaciones que tienen tuberías de producción de diámetro diferente, usando para cada cambio o combinación de diámetro, reducciones (cross-overs) apropiadas.

La figura 6 explica el tipo de completación descrito.

#### 4.1.2 Pozos que producen por flujo artificial.

Utilizamos la completación empleada por el Consorcio CEPE-TEXACO para los dos sistemas que operan en el campo Sacha.

##### A. COMPLETACION DE UN SISTEMA ELECTRICO

Los equipos utilizados son:

- Cabezal del pozo.
- Tubo de expansión.

- Camisa deslizable.
- Nipple no-go.
- Juntas.
- Reductor de diámetro (cross-over).
- Bombas eléctricas sumergibles.
- Separador de gas.
- Protector de bomba.
- Motor.
- Unidad psi.
- Base universal.
- Conector Universal (One-off seal connector).
- Empacadura.
- Tapones.
- Nepplo de campana.

- Tubería.

En la figura 7 se muestra la completación de un pozo que produce por sistema eléctrico.

#### B. COMPLETACION DE UN SISTEMA HIDRAULICO

Los equipos utilizados son:

- Cabezal del pozo.
- Tubo de expansión.
- Juntas.
- Cavidad Kobe.
- Bomba hidráulica (Kobe).
- Reductor de diámetro (Cross-over).
- Unión de seguridad.
- Empacaduras.
- Camisas deslizables.

- Tapón B.B (Bull Plug).

- Tapones.

En la figura 8 se muestra la completación de un pozo que produce por sistema hidráulico.

#### 4.2 DESCRIPCION DEL EQUIPO DE TRABAJO EN EL CAMPO PARA UNA ACIDIFICACION CON NITROGENO

Los equipos necesarios son:

- Unidades de transporte, almacenamiento y bombeo.
- Tuberías, chipzan, conecciones y uniones al pozo.
- Materiales utilizados.
- Accesorios.

Describiremos brevemente cada equipo:

##### A. UNIDADES DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y BOMBEO

Se utilizan dos camiones; uno contiene la mezcla de ácido y agua. El otro es una unidad de nitrógeno líquido.



## B. TUBERIAS, CHIPZAN, CONECCIONES Y UNIONES AL POZO

El diámetro de las tuberías, chipzan y uniones para transportar los ácidos está entre 1 1/2 y 2 pulg., mientras que las tuberías que transportan nitrógeno tienen 1 pulg. de diámetro.

Las tuberías, conexiones y uniones utilizadas en acidificación están diseñadas para soportar presiones de hasta 8000 psi. Mientras que las tuberías que salen del tanquero que contiene nitrógeno líquido soportan hasta 15000 psi. Ambos tipos están hechas de hierro y acero.

## C. MATERIALES USADOS

Entre los principales tenemos: tanques de 50 galones para ácido clorhídrico y/o fluorhídrico, bifloruro de amonio (granulado), sal; aditivos anticorrosivos, viscosificadores, regulador de pH, estabilizador de arcillas, entre otros.

## D. ACCESORIOS

Manómetros, uniones T, válvulas de un solo paso, mangueras de succión, etc.

### 4.3 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL

Para realizar el trabajo se recomienda el siguiente procedimiento, en cualquier tipo de completación:

- 1) Abrir camisa de circulación.
- 2) Mover taladro al pozo.
- 3) Desarmar cabezal y armar BOP (prevector de reventones).
- 4) Controlar el pozo con agua tratada.
- 5) Sacar completación de fondo.
- 6) Bajar tubería con broca y raspatubos hasta el fondo. Circular en el fondo y sacar tubería a superficie.
- 7) Bajar con empacadura recuperable (RTTS) y empacadura de compresión (RBP).

Asentar RBP a una profundidad  $(H+\Delta H)$  pies y RTTS a H pies dependiendo de la zona que se va a tratar.

- 8) Probar empacaduras.

- 9) Armar líneas de superficie de las unidades de bombeo (ácido y nitrógeno), colocar conexiones "T" para unir los dos sistemas de líneas.
- 10) Realizar pruebas de inyektividad.
- 11) Abrir línea de paso (BY-Pass) de empacadura recuperable y bombear 40-50 gal/pies de:
  - a) 1000 galones de JP1 (solvente orgánico) más surfactante más nitrógeno.
  - b) Bombear 100 gal/pie, de HCL al 5% + nitrógeno como pre-flujo.
- 12) Con el BY-Pass de empacadura recuperable cerrado bombear secuencialmente nitrógeno gaseoso y ácido (según alternativas) los que se mezclan rápidamente por diferencias de densidad.
- 13) Desplazar con agua y/o gas según programa.
- 14) Fluir el pozo.
- 15) Tomar pruebas de restauración de presión (Build-up).

- 16) Desasentar empacadura y sacar tubería.
- 17) Bajar completación de fondo final, chequeando y midiendo.
- 18) Desarmar preventor de reventones y armar cabezal.
- 19) Tomar prueba de producción y dar por terminada la operación del taladro. En el caso que sea un pozo por flujo artificial al bajar la completación debe incluirse los equipos utilizados en el tipo de levantamiento artificial que se vaya a probar su funcionamiento.



## CAPITULO V

### CALCULOS HIDRAULICOS

#### 5.1 DISEÑO DE LA ESTIMULACION ACIDA

##### 5.1.1 Limitaciones de diseño

Realizar el diseño de una acidificación con ácido regular de lodos implica conocer una serie de parámetros básicos tales como la composición de la roca donde se va a efectuar el trabajo, las propiedades petrofísicas de la misma, así como la selección del ácido y aditivos correspondientes que van a reaccionar con dichas rocas.

Factor importantísimo, sino el principal, es el cálculo del volumen de ácido que debe inyectarse o bombearse. Los rangos operacionales de presión, temperatura, tasa de bombeo, etc. también juegan un papel decisivo en este aspecto.

El volumen de ácido a inyectarse debe ser igual al volumen poroso de la roca (método empírico) y se calcula en base al análisis de núcleos (cores) o de registros eléctricos.

Es imposible que a lo largo y ancho de la zona en estudio las propiedades de la roca sean idénticas, es decir, sea isotrópica. Consecuentemente el ácido no ataca ni penetra uniformemente en todas las direcciones para generar un cilindro perfecto.

En realidad lo que ocurre es el ataque irregular del ácido a la formación, que depende fundamentalmente de la permeabilidad efectiva de la roca, de los cañoneos efectuados en la zona de pago y de la compactación de la formación, como se indica en la figura 9.

Con fines prácticos y de cálculo se supone que el ácido ha atacado uniformemente a la roca, generando un volumen cilíndrico de penetración como se ve en la figura 10.

En la práctica, para calcular el volumen del ácido a ser inyectado,  $V_t$ , se utiliza uno de los tres procedimientos siguientes:

- CEPE-TEXACO.

- B.J. HUGHES.

- HALLIBURTON.

Adicionalmente se dispone de un método de cálculo basado en el volumen poroso de la formación, más un excedente que fluctúa entre el 10 y 15% de este volumen. Los diseños realizados en el presente trabajo se efectúan considerando este método.

En el campo existen dos alternativas para la inyección de dicho ácido; ellas son:

#### PRIMERA ALTERNATIVA

a. 21.0 % Vt. HCl al 15 %.

b. 25.0 % Vt. HF al 3 % - HCl al 12 %

c. 9.0 % Vt. NH<sub>4</sub>F al 2.8 %.

d. 9.0 % Vt. HCl al 5 %.

e. 18.0 % Vt. Repetición de paso C (dos veces

más).

f. 18.0 % Vt. Repetición de paso d (dos veces más).

g. Desplazamiento con agua tratada según capacidad de tubería de producción.

#### SEGUNDA ALTERNATIVA

a. 25.0 % Vt. HCl al 15 %.

b. 21.0 % Vt. HF al 3 % - HCl al 12 %.

c. 9.0 % Vt. NH<sub>4</sub>F al 2.8 %.

d. 9.0 % Vt. HCl al 5 %.

e. 18.0 % Vt. Repetición del paso c (dos veces más).

f. 18.0 % Vt. Repetición del paso d (dos veces más)\*.

g. Desplazamiento con agua tratada según capacidad de tubería de producción.



\* Se aplica en los pozos del Distrito Oriente, que tienen problemas de escala ( $\text{CaCO}_3$ ) y arcillas, excluyendo los del campo Lago Agrio.

Para nuestro diseño seleccionamos la segunda alternativa por ser la utilizada con mayor frecuencia en el Oriente, debido a los buenos resultados que su aplicación ha proporcionado.

## 5.2 CALCULO DEL VOLUMEN DE ACIDO REGULAR DE LODO INYECTADO A LA FORMACION EN BASE AL RADIO ESTIMADO DE PENETRACION: PROCEDIMIENTO TABULADO Y GRAFICO

El cálculo se lo puede realizar mediante el uso de tablas o figuras, procedimientos que explicamos a continuación.

### A. USO DE TABLAS

Este procedimiento es utilizado por el consorcio CEPE-TEXACO y se diseñó en base a la experiencia de campo recogidas a lo largo de la vida productiva de los pozos, a los problemas presentados y principalmente a las recomendaciones hechas por las compañías de servicio.

Los resultados obtenidos se muestran en el anexo B, tabla V.

La limitación de este procedimiento radica en que la distribución del volumen de ácidos y aditivos se realiza en gal/pie de formación a ser tratada y no considera parámetros petrofísicos ni operacionales.

## B. USO DE GRAFICOS

Este procedimiento es utilizado por las compañías de servicio B.J. Hughes y Halliburton, que lo aplican siguiendo dos formas diferentes.

### B.J. HUGHES

Calcula el volumen de ácido regular de lodos utilizando el porcentaje de solubilidad de la arena en HCl, para ello se emplean las figuras 11 y 12 de la siguiente manera:

- a. Con la figura 11 se calcula el volumen de HCl al 5% como preflujo, considerando solubilidad 2% o 1% según el caso, un radio de penetración de 5 pies para espesores de formación hasta 30 pies y radio de penetración de 4 pies para espesores

mayores a 30 pies.

- b. Con la figura 12 se calcula el volumen de ácido regular de lodos para el radio de penetración correspondiente. Esta cantidad de ácido será distribuida según la alternativa de inyección que hemos seleccionado.
  
- c. Análisis de laboratorio indica alta presencia de parafinas y asfaltenos en hidrocarburos del Oriente Ecuatoriano. Para esta situación se recomienda utilizar JP-1, solvente orgánico en un volumen de 40 a 50 gal/pie con estabilizador de arcilla en un 0.6% en volumen.

La distribución de ácidos hidrociorhídrico, hidrofiorhídrico-hidrociorhídrico y bifloruro de amonio se la hace a partir de HCL al 15% y la solubilidad equivalente a este volumen. No se considera volumen de arcilla, porcentajes de silicatos y carbonatos, así como parámetros petrofísicos y operacionales.

Los resultados se muestran en el anexo B tabla VI.

HALLIBURTON

Calcula el volumen de ácido regular de lodos utilizando el porcentaje de arcillas de la siguiente forma.

- a. De la figura 13 con el valor de la temperatura de formación, se calcula la penetración del HF en arenas limpias ( $R_q$ ).
- b. De la figura 14 se calcula el ajuste por tasa de bombeo ( $Q/H$ ). Con este valor se obtiene el factor de corrección por tasa de inyección ( $C_q$ ).

Entonces podemos calcular:

$$\text{Penetración ajustada } (C_a) = C_q \times R_q$$

- c. De la figura 15 se obtiene la corrección por contenido de arcilla. Con este valor y la temperatura de formación se determina el factor de corrección por contenido de silicatos ( $C_s$ ). Entonces corregimos la penetración ajustada calculada en el paso (b).

$$\text{Nueva penetración: } CA = C_s \times C_a$$

- d. Con el valor de CA se calcula la distancia desde el centro del pozo a la profundidad de penetra-

ción del ácido,  $R_a$ .

$$R_a = CA + R_w$$

- e. Se halla el factor del radio efectivo de penetración que es igual a:

$$\text{Factor} = \left( R_a^2 - R_w^2 \right)$$

- f. De la figura 16 con el valor calculado en (e) obtenemos el volumen de ácido regular de lodo en gal/pie. Al multiplicarlo por el espesor de la formación se conoce el volumen total de ácido regular de lodos (R.M.A.).

Para el preflujo se recomienda un volumen de 100 gal/pie de HCl al 5%.

Los porcentajes de ácido de acuerdo a la segunda alternativa de inyección se distribuyen en base al volumen de HF necesario para desgastar la masa de silicatos,  $SiO_2$ , en arenas limpias.

Los resultados de este procedimiento se indican en el anexo B tabla VII.

### 5.3 DISEÑO DE ESTIMULACION UTILIZANDO ACIDO REGULAR DE LODOS (R.M.A.).

El diseño se hace en base al método de cálculo del volumen matemático o empírico.

Para el diseño se considera el cálculo del volumen de ácido inyectado a la formación, método matemático, el cálculo del radio efectivo de penetración, los cálculos hidráulicos (operacionales para realizar el trabajo), el procedimiento operacional y los costos de operación.

A continuación se describe un ejemplo práctico de aplicación:

POZO: SACHA 02

#### A. CALCULO DEL VOLUMEN DE ACIDO REGULAR DE LODOS

Debemos calcular el volumen de ácido necesario y suficiente para una operación de acidificación, basados en el volumen poroso de la formación productiva más un excedente del 10 al 15 % de este volumen.



Con este fin se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$V_p = \pi \phi H (R^2 - R_w^2) \quad (1)$$

Si hacemos  $V_p = V_{ac}$

$V_{ac}$  = volumen inyectado de ácido

$$V_{ac} = \pi \phi H (R^2 - R_w^2) \quad [\text{pie}^3] \quad (2)$$

En unidades de campo nos queda:

$$V_{ac} = 23.5 \phi H (R^2 - R_w^2) \quad [\text{galones}] \quad (3)$$

En estas ecuaciones:

$V_p$  = volumen poroso de la formación, pies<sup>3</sup>

$V_{ac}$  = volumen inyectado de ácido, gal

$\phi$  = porosidad de la formación, %

$H$  = espesor de arena productiva, pies

$R$  = radio de penetración (estimado) del ácido, pies

$R_w$  = radio del pozo, pies

Las asunciones efectuadas son:

- El medio es homogéneo e isotrópico, es decir las propiedades de la roca son idénticas en todas las direcciones.
- La distribución del ácido en la roca es uniforme, por consiguiente genera un volumen cilíndrico recto.
- La acidificación se diseña en base a la segunda alternativa, seleccionada para este estudio.
- Los rangos de aditivos químicos utilizados son los mismos que los recomendados por las compañías de servicio.
- Las curvas de producción de petróleo, agua y gas, contempladas en el anexo A, se elaboran en base al estudio de producción realizado durante un año, el mismo que se lo efectúa como medida de evaluación un mes antes de la operación de acidificación y once meses después de ella.
- Al ácido regular de lodos se lo considera como un fluido incompresible, es decir no hay cambio de



volumen con la variación de presión y temperatura.

#### PROCEDIMIENTO DE CALCULO

Datos:

$$\theta = 16.2\%$$

$$H = 46 \text{ pies}$$

$$R = 4 \text{ pies}$$

$$R_w = 0.291 \text{ pies}$$

Aplicando la ecuación correspondiente al volumen de ácido y resolviendo obtenemos:

$$V_{ac} = 2790 \text{ gal}$$

Este volumen se distribuye según la alternativa seleccionada de la siguiente forma:

$$V_a = 700 \text{ gal de HCL al 15\% como preflujo}$$

$$V_b = 590 \text{ gal de HF al 3\% y HCL al 12\%}$$

$V_c = 250$  gal de  $NH_4F$  al 2.8%

$V_d = 250$  gal de HCL al 5%

$V_e = 500$  gal de  $NH_4F$  al 2.8%

$V_f = 500$  gal de HCL al 5%

#### B. CALCULO DEL RADIO EFECTIVO DE PENETRACION DEL ACIDO

En base a los volúmenes de ácidos calculados en el paso anterior y al desgaste que sufre la roca al entrar en contacto con estos fluidos, determinamos el radio efectivo de penetración de acuerdo al siguiente procedimiento.

Sean:  $R_a, R_b, R_c, R_d, R_e$  y  $R_f$  los radios de penetración correspondientes a cada volumen de ácido.  $M_a, M_b, M_c, M_d, M_e$  y  $M_f$  las masas de dichos volúmenes.

Vamos a tener:

$M_{CaCO_3}$  = masa de la caliza

$M_{SiO_2}$  = masa de la arenisca

$r_{CaCO_3} = \text{densidad de caliza (169 Lb/pie}^3)$

$r_{SiO_2} = \text{densidad de arenisca (165 Lb/pie}^3)$

$r_{H_2O} = \text{densidad del agua (4.33 Lb/gal)}$

SGHCL al 5% = gravedad específica de HCL (1.023)

SGHCL al 13% = gravedad específica de HCL (1.063)

SGHCL al 15% = gravedad específica de HCL (1.075)

SGNH<sub>4</sub>F al 2.8% = gravedad específica de NH<sub>4</sub>F (1.008)

Cada volumen parcial de ácido producirá un radio determinado y la sumatoria de los mismos nos dará el radio efectivo. Ver figura 17.

Por tanto:

$$R = R_a + R_b + R_c + R_d + R_e + R_f \quad (\text{pies})$$

Los radios efectivos de penetración producidos por los volúmenes calculados en A son:

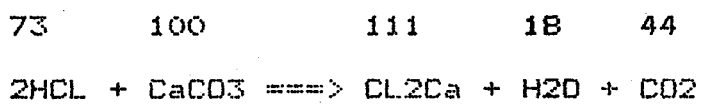
a. Radio producido por los 700 gal de HCL al 15%.

$$Ma = Va \times \text{agua} \times \text{SGHCL al } 15\% \times \%$$

$$Ma = 700 \text{ gal} \times 8.33 \text{ Lb/gal} \times 1.075 \times 0.15$$

$$Ma = 940 \text{ Lb de HCL al } 15\%$$

Por estequiometria :



73 Lb HCL	100 Lb CaCO3
940 Lb HCL	X

$$X = M\text{CaCO}_3 = 1288 \text{ Lb de CaCO}_3$$

$$V\text{CaCO}_3 = \frac{M\text{CaCO}_3}{\text{CaCO}_3} = \frac{1288 \text{ Lb}}{169 \text{ Lb}} = 7.62 \text{ pie}^3$$

$$Ra = \left( \frac{Va}{\pi \times h} + R_w^2 \right)^{1/2}$$

$$Ra = \left( \frac{7.62 \text{ pie}^3}{\pi \times 46 \text{ pie}} + 0.085 \text{ pie}^2 \right)^{1/2}$$



$$R_a = 0.37 \text{ pies}$$

b. Radio producido por 590 gal de HF al 3% y de HCL al 12%.

$$M_b = V_b \times \rho_{\text{agua}} \times SG_{\text{HF-HCL}} \times \%$$

Por relación de pesos atómicos tenemos:

$$P_{aF} = 18.9984 \text{ gr/mol}$$

$$P_{aCL} = 35.453 \text{ gr/mol}$$

$$\frac{P_{aCL}}{P_{aF}} = 2.0$$

Esta relación indica que el 3% de concentración de HF, equivale aproximadamente a 1% de la concentración de HCL.

$$3\% \text{ HF} - 12\% \text{ HCL} \approx 13\% \text{ HCL}$$

$$13\% \text{ HCL} = 1.102 \text{ gr/cc}$$

Entonces:

$$M_b = 590 \text{ gal} \times 8.33 \text{ Lb/gal} \times 1.102 \times 0.13$$

$$M_b = 704 \text{ Lb}$$

El volumen de roca ( $\text{CaCO}_3$ ) disuelta por el ácido se calcula de la misma manera como en el paso anterior.

$$V_{\text{CaCO}_3} = \frac{\text{masa CaCO}_3}{\text{CaCO}_3}$$

$$V_{\text{CaCO}_3} = \frac{808 \text{ Lb}}{169 \text{ Lb}} \\ \text{pie}^3$$

$$V_{\text{CaCO}_3} = 4.78 \text{ pie}^3$$

Entonces:

$$R_b = \left( \frac{4.78 \text{ pie}^3}{\pi \times 46 \text{ pie}} + 0.085 \text{ pie}^2 \right)^{1/2}$$

$$R_b = 0.34 \text{ pies}$$

c. Radio producido por 250 gal de  $\text{NH}_4\text{F}$  al 2.8%.

En este caso se debe considerar la producción de

HF, apartir de NH<sub>4</sub>F. Por consiguiente tenemos un paso adicional:

$$\rho_{\text{NH}_4\text{F}} = 8.4 \text{ Lb/gal}$$

$$C = 0.119925$$

C es la constante para transformar Lb/gal a gr/cc.

$$\rho_{\text{NH}_4\text{F}} = 8.4 \text{ lb/gal} \times 0.119925$$

$$\rho_{\text{NH}_4\text{F}} = 1.008 \text{ gr/cc}$$

$$M_c = V_c \times \rho_{\text{agua}} \times SGNH_4F \times \%$$

$$M_c = 59 \text{ Lb}$$

Las reacciones que se producen son:

1. Reacción de ácido fluorhídrico con areniscas.

Por estequiometria el NH<sub>4</sub>F produce ácido fluorhídrico mediante la siguiente reacción.

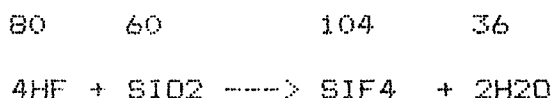


En consecuencia MHF = 32 Lb

El HF reacciona con los silicatos mediante la siguiente ecuación:



Por estequiometria:



$$\text{MSiO}_2 = 24 \text{ Lb}$$

Masa de la arenisca (MSiO<sub>2</sub>) es el material que se desgasta por la acción del ácido. Luego el volumen de roca disuelto por HF es:

$$V_{\text{SiO}_2} = \frac{\text{MSiO}_2}{\text{SiO}_2}$$

$$\begin{array}{r} V_{\text{SiO}_2} = \frac{24 \text{ Lb}}{165 \text{ Lb}} \\ \qquad \qquad \qquad \frac{\text{-----}}{3} \\ \qquad \qquad \qquad \text{pie} \end{array}$$





$$V_{SID2} = 0.145 \text{ pie}^3$$

$$R_{c1} = 0.30 \text{ pies}$$

2. Reacción del ácido hidroflorehidrico con caliza.

Por estequiometria:



$$40 \text{ Lb HF} \qquad 100 \text{ Lb CaCO}_3$$

$$32 \text{ Lb HF} \qquad X$$

$$M_{\text{CaCO}_3} = 80 \text{ Lb}$$

$$V_{\text{CaCO}_3} = 0.47 \text{ pie}^3$$

$$R_{c2} = 0.30 \text{ pies}$$

$$R_c = R_{c1} + R_{c2}$$

$$R_c = 0.60 \text{ pies}$$

d. Radio producido por los 250 gal de HCL al 5%.

$$M_d = 106 \text{ Lb}$$

Por estequiometria:

$$M_{CaCO_3} = 145 \text{ Lb}$$

$$V_{CaCO_3} = 0.69 \text{ pie}^3$$

$$R_d = 0.30 \text{ pies}$$

e. Radio producido por los 500 gal de  $NH_4F$  al 2.8%.

$$M_e = 118 \text{ Lb}$$

Por estequiometria:

$$M_{HF} = 64 \text{ Lb}$$

Las reacciones que se producen son:

1. Reacción con areniscas.

Por estequiometria:

$$M_{SiO_2} = 48 \text{ Lb}$$

$$V_{SiO_2} = 0.29 \text{ pie}^3$$

$$Re1 = 0.30 \text{ pies}$$

2. Reacción con calizas.

Por estequiometria:

$$M_{CaCO_3} = 107 \text{ Lb}$$

$$V_{CaCO_3} = 1.42 \text{ pie}^3$$

De la misma forma que en el caso anterior:

$$Re2 = 0.30 \text{ pies}$$

$$Re = Re1 + Re2$$

$$Re = 0.60 \text{ pies}$$

f. Radio producido por los 500 gal de HCL al 5%.

$$M_f = 213 \text{ Lb}$$

Por estequiometria:

$$M_{CaCO_3} = 292 \text{ Lb}$$

$$V_{CaCO_3} = 1.38 \text{ pie}^3$$

$$R_f = 0.32 \text{ pies}$$

$$R = R_a + R_b + R_c + R_d + R_e + R_f$$

$$R = 2.53 \text{ pies}$$

#### C. CALCULOS HIDRAULICOS-OPERACIONAL PARA REALIZAR LA ACIDIFICACION

Estos cálculos son similares a los descritos en el literal 5.4, con la diferencia que en estos no interviene los parámetros concernientes al cálculo de cantidad de nitrógeno y condiciones de su aplicación en el pozo.

#### D. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL

Consideramos que el trabajo se lo efectúa teniendo taladro en el pozo.

Campo Sacha

Fecha: 05/06/85

Pozo 02

Arena: Hollin

Espesor: 46 pies

Porosidad: 16.2%

Tipo de tratamiento: Acido regular de lodos

Procedimiento: de acuerdo a los cálculos re



se bombea.

a. 700 gal de HCL al 15%.

b. 590 gal de HF al 3% y HCL al 12%.

c. 250 gal de NH<sub>4</sub>F al 2.8%.

d. 250 gal de HCL al 5%.

e. 500 gal de NH<sub>4</sub>F al 2.8%.

f. 500 gal de HCL al 5%.

g. Se cierra la válvula de paso de la empacadura de prueba (RTTS) y se desplaza con 90 Els de agua, usando una presión de 1700 psi y una tasa de inyección de 0.5 BPM.

#### E. COSTOS DE OPERACION

Los volúmenes de aditivos químicos utilizados y su costo son:

Químicos	Vol	Peso	Costos	Costo Parcial
	(gal)	(Lb)	(\\$)	(\\$)
CLA-STA	3.00		57.20	168.75
HCL-34%	357.00		2.15	767.55
ABF		185.00	4.00	740.00
HAI-65	11.00		37.95	417.45
MORFLO-II	11.00		49.25	541.75
MUSOL-A	3.00		28.15	84.45
JP-1	1806.00		0.41	740.46
				-----
Costo total de químicos				3460.41
Costo de equipos, transporte, etc				2585.49
				-----
Costo total del tratamiento				6045.90

#### 5.4 DISEÑO DE ESTIMULACION UTILIZANDO ACIDO ENERGIZADO

Para realizar el diseño seguimos el siguiente procedimiento:

##### A. CALCULO DEL VOLUMEN DE ACIDO ENERGIZADO INYECTADO A LA FORMACION

Como mencionamos en el capítulo II, el ácido energizado es una mezcla de ácido regular de lodos más nitrógeno gaseoso. Por lo tanto el procedimiento de cálculo del volumen de ácido realizado anteriormente

te, es también válido para este diseño. Es decir la ecuación utilizada es:

$$Vac = 23.50 \text{ } \emptyset \text{ } H (R^2 - R_w^2)$$

Datos:

$$\emptyset = 19.8\%$$

$$H = 12 \text{ pies}$$

$$R = 5 \text{ pies}$$

$$R_w = 0.291 \text{ pies}$$

Realizando las operaciones correspondientes tenemos:

$$Vac = 1391 \text{ gal}$$

Este volumen se distribuye de la siguiente manera.

$$V_a = 350 \text{ gal de HCL al 5\% más nitrógeno gaseoso}$$

$$V_b = 292 \text{ gal de HF al 3\% y HCL al 12\% más nitrógeno gaseoso}$$

$V_c = 125$  gal de  $NH_4F$  al 2.8% más nitrógeno gaseoso

$V_d = 125$  gal de  $HCL$  al 5% más nitrógeno gaseoso

$V_e = 250$  gal de  $NH_4F$  al 2.8% más nitrógeno gaseoso

$V_f = 250$  gal de  $HCL$  al 5% más nitrógeno gaseoso \*

\* No efectuamos el cálculo del volumen del nitrógeno gaseoso, por encontrarse el gas a condiciones de superficie (PCN) y nos interesa el volumen de gas a condiciones de yacimiento. Por esta razón el cálculo correspondiente lo efectuamos en el siguiente paso.

#### B. CALCULO DEL RADIO EFECTIVO DE PENETRACION DEL ACIDO ENERGIZADO

Sean  $R_{an}$ ,  $R_{bn}$ ,  $R_{cn}$ ,  $R_{dn}$ ,  $R_{en}$  y  $R_{fn}$ , los radios producidos por el ácido energizado.

$\Delta V_a$ ,  $\Delta V_b$ ,  $\Delta V_c$ ,  $\Delta V_d$ ,  $\Delta V_e$  y  $\Delta V_f$ , los incrementos de volumen de ácido, producidos por la acción del nitrógeno.

$V_{as}$ ,  $V_{bs}$ ,  $V_{cs}$ ,  $V_{ds}$ ,  $V_{es}$  y  $V_{fs}$ , los volúmenes nitrógeno gaseoso a condiciones de superficie





$V_{ay}$ ,  $V_{by}$ ,  $V_{cy}$ ,  $V_{dy}$ ,  $V_{ey}$  y  $V_{fy}$ , los volúmenes de nitrógeno a condiciones de yacimiento.

En el procedimiento de cálculo utilizamos el mismo principio con que efectuamos el cálculo de radio efectivo de penetración del ácido regular de lodos, sólo que en este caso el nitrógeno expande al ácido. Por lo tanto, se debe considerar cambios en volumen e incremento de radio por efecto de la presión y temperatura.

Para el cálculo partimos de la Ley General de los Gases (ideales).

Cond. iniciales

Cond. finales

$$\frac{P}{s} \frac{V}{s} = nRT \quad s$$

$$\frac{P}{Y} \frac{V}{Y} = nRT \quad Y$$

Gases reales

Cond. iniciales

Cond. finales

(superficie)

(yacimiento)

$$\frac{P}{s} \frac{V}{s} = nRZ \quad T \quad s \quad s$$

$$\frac{P}{Y} \frac{V}{Y} = nRZ \quad T \quad Y \quad Y$$

Resolviendo para  $V$  obtenemos la ecuación para  $Y$

$$Z_s \approx 1$$

$$Z_y = 1.10$$

A partir de la ley de los gases tenemos que:

$$P_s V_s = n R Z_s T_s ;$$

$$P_y V_y = n R Z_y T_y$$

Resolviendo:

$$V_y = (T_y/T_s) (P_s/P_y) (Z_y/Z_s) V_s$$

$$V_y = \text{Fac tem} \times \text{Fac pres} \times \text{Fac comp} \times V_s$$

En donde :

$$Z_y = 1.10$$

$$\text{Fac tem} = 1.087$$

$$\text{Fac pres} = 3.341 \times 10^{-3}$$

$$\text{Fac comp} = 1.10$$

$$1 \text{ gal liquido} \approx 93.11 \text{ pies}^3 \text{ gds}$$

$$V_a = v_{ay} : 93.11 \text{ FCN/gal}$$

$$V_{an} = 500.86 \text{ gal (HCL + N}_2 \text{ liquido)}$$

$$M_a = V_{an} \times \rho_{\text{agua}} \times SG_{HCl} \times \%$$

$$M_a = 500.86 \text{ gal} \times 8.33 \text{ Lb/gal} \times 1.075 \times 0.15$$

$$M_a = 673 \text{ Lb}$$

$$M_{CaCO_3} = 922 \text{ Lb}$$

$$V_{an} = 5.46 \text{ pies}^3$$

$$R_{an} = 0.48 \text{ pies}$$

b. Radio producido por 300 gal. 3% HF-12% HCL energizado.

$$V_{by} = \text{Fac Tem} \times \text{Fac Pres} \times \text{Fac Comp} \times V_{bs}$$

$$V_{bs} = 12500 \text{ PCN}$$

Entonces:

$$V_{by} = 49.9 \text{ PCY}$$

$$V_b = V_{by} / (93.11 \text{ gal/pie}^3)$$

Por consiguiente:

$$V_{bn} = 300.54 \text{ gal (ácido más nitrógeno)}$$

$$M_{bn} = V_{bn} \times \rho_{\text{agua}} \times SG_{\text{HF-HCl}} \times \%$$

$$M_{bn} = 350 \text{ Lb}$$

$$M_{\text{CaCO}_3} = 480 \text{ Lb}$$

$$V_{\text{CaCO}_3} = 2.84 \text{ pies}$$

$$R_{bn} = 0.40 \text{ pies}$$

c. Radio producido por 100 gal de  $\text{NH}_4\text{F}$  2.8% energizado.

De la misma forma que en los casos anteriores:

$$M_{cn} = 23.5 \text{ Lb}$$

$$M_{\text{HF}} = 13 \text{ Lb}$$

$$M_{\text{SiO}} = 9.75 \text{ Lb}$$

$$V_{\text{SiO}_2} = 0.10 \text{ pies}^3$$

$$Rc1 = 0.30 \text{ pies}$$

$$Rc2 = 0.30 \text{ pies}$$

$$Rcn = 0.60 \text{ pies}$$

d. Radio producido por 100 galones de HCL al 5% energizado.

$$Mdn = 43 \text{ Lb}$$

$$MCaCO3 = 58 \text{ Lb}$$

$$VCaCO3 = 0.35 \text{ Lb}$$

$$Rdn = 0.30 \text{ pies}$$

e. Radio producido por 200 galones de NH4F energizado.

$$Men = 47 \text{ Lb}$$

$$MHF = 25.4 \text{ Lb}$$

$$MSiO2 = 19 \text{ Lb}$$

$$VSiO2 = 0.12 \text{ pies}^3$$

$$Re1 = 0.30 \text{ pies}$$

$$Re2 = 0.30 \text{ pies}$$

$$Re = 0.60 \text{ pies}$$

f. Radio producido por 200 gal de HCL al 5% energizado.

$$Mfn = 85.3 \text{ Lb}$$

$$VaCO3 = 0.69 \text{ pies}^3$$

Con el mismo procedimiento que en los casos anteriores.

$$Rfn = 0.37 \text{ pies}$$

$$Rn = 2.70 \text{ pies}$$

La hipótesis de que el volumen que ocupa el nitrógeno gaseoso, incrementa el valor del radio efectivo de penetración del ácido es falsa. Por consiguiente es la energía que lleva el gas la que incrementa dicho radio al variar las condiciones de presión y temperatura. Ver anexo A.

## C. EJEMPLO DE APLICACION

Como ejemplo de aplicación hemos cogido el pozo # 80 del campo Sacha, el cual presenta los siguientes parámetros, los mismos que fueron tomados en el campo.

Arena Hollin Superior.

Fecha: 24 Sept. 1988.

$\phi = 19.8 \%$

$h = 12$  pies

Temperatura estática de fondo : 195°F.

Gradiente de fractura : 0.85 psi/pie.

Presión fluyente: 1076 psi.

Volumen de ácido: 33.3 barriles.

Gravedad específica del ácido: 1.1.

Capacidad de la tubería: 85 barriles.



Radio de la tubería: 3.5 pulg.

## DISEÑO DEL TRATAMIENTO

### 1. TRATAMIENTO CON ACIDO HCL AL 15%

$V_i = 1400$  galones distribuidos así

a. Con HCL al 15%, solubilidad de 1% y radio de penetración teórico de 5 pies, calculamos el volumen de ácido como preflujo a partir de la figura 11.

b. Se bombea 1000 gal., JP -1 + 10 Gal J - 10.

### 2. TRATAMIENTO CON ACIDO ENERGIZADO

a. 500 Gal. HCl al 15 % + Nitrógeno.

b. 300 Gal., de 3 % HF - 12 % HCl + Nitrógeno.

c. 100 Gal.,  $NH_4F$  2.8 % + Nitrógeno.

d. 100 Gal., HCl 5 % + Nitrógeno.

e. Repetir los pasos 3 y 4 dos veces más.



## 3. DISEÑO DEL TRATAMIENTO CON NITROGENO

Cálculos:

$$1) \text{ Gradiente de Temperatura} = \frac{(T_{ef} - T_s) \times 100}{h}$$

$$G_t = \frac{(195^\circ\text{F} - 80^\circ\text{F}) \times 100}{9974 \text{ pies}} = 0.0118 \text{ }^\circ\text{F/pie}$$

$$G_t = 1.18^\circ\text{F}/100 \text{ pie}$$

2) Presión máxima de tratamiento para no fracturar formación.

Grad. de fractura:  $G_f = 0.85 \text{ psi/pie}$  para  
Hollin

Factor de seguridad: 20 %.

$$\begin{aligned} \text{Gradiente práctico} &= 0.85 \text{ psi/pie} \times 0.8 \\ &= 0.68 \text{ psi/pie} \end{aligned}$$

$$\text{Pres máxima} = 9774 \text{ pie} \times 0.68 \text{ psi/pie}$$

$$= 6646 \text{ psi/pie}$$

- 3) Cálculo de la relación PCN Nitrógeno/ bbl de fluido para asegura el retorno (flow back ratio) a 10000 pies y con presión fluyente de 1000 psi y con SGac igual a 1.01 obtenemos 1750 PCN N2/bbl fluido 10 % de la figura 20.
- 4) Presión en superficie (bombeador de nitrógeno). De la figura 21, para un fluido energizado a las siguientes condiciones:

$$h = 10000 \text{ pies}$$

$$Gt = 1.18 \text{ } ^\circ\text{F}/100 \text{ pies}$$

$$\text{Relación } \frac{\text{gas}}{\text{liquido}} = 1750 \text{ PCN de N}_2/\text{ Els}$$

$$SG = 1.1$$

$$Ps \text{ máx} = 6646 \text{ psi/pie}$$

obtenemos: 4000 psi

- 5) Volumen necesario de nitrógeno para la acidificación.



$$\frac{1750 \text{ PCN N}_2 \times 33.3 \text{ Bls.}}{\text{Bls}} = 58275 \text{ PCN de N}_2$$

- 6) Factor volumétrico de nitrógeno a condiciones de yacimiento.

$$B_g = \frac{198.6 \times P}{T \times Z}$$

Unidades: T = °R

Z = Factor de compresibilidad

P = Presión máxima de tratamiento para no fracturar

$$B_g = \frac{198.6 \times 6646}{655 \times 1.31} = 1538 \text{ PCN/BlS}$$

- 7) Volumen de nitrógeno líquido que entra a la formación en forma de gas.

$$V_{N_2} = \frac{58275 \text{ PCN}}{1538 \text{ PCN/Bl}} = 37.9 \text{ BlS N}_2 \text{ líquido}$$

- 8) Calidad de la espuma generada en la mezcla.

$$C. \text{ Esp} = \frac{\text{gas}}{\text{liq} + \text{gas}} = \frac{37.9 \text{ Bls}}{(37.9 + 33.3) \text{ Bls}} = 53.2\%$$

9) Cálculo del desplazamiento con agua nitrificada.

Condiciones Promedias:

$$T = (T_f + T_s)/2 = 132.5^\circ\text{F} = 593^\circ\text{R}$$

$$P = (P_f + P_s)/2 = (6646 \text{ psi} + 3900 \text{ psi})/2$$

$$= 5273 \text{ psi}$$

10) Factor volumétrico del nitrógeno a condiciones medias.

$$B_g = (198.6 \times 5273) / (593 \times 1.2)$$

$$= 1472 \text{ PCN/Bbl de nitrógeno}$$

11) Relación gas/liquido.

$$\text{BLR} = (1750 \text{ PCN/Bls}) / 1472 \text{ PCN/Bls de N}_2$$

$$= 1.18 \text{ Bls N}_2 / \text{Bls de fluido}$$

12) Calidad de la espuma (agua + nitrógeno).

$$F_{\text{esp}} (\text{mezcla}) = 1.18 / (1.18 + 1) = 0.541$$

$$= 54.1 \%$$

13) Volumen de nitrógeno requerido para el desplazamiento.

$$85 \text{ Bls} \times 0.541 \times 1472 \text{ PCN/Bl} = 67690 \text{ PCN } N_2$$

14) Volumen de agua para desplazar.

$$V_t = (V_a + V_g) \times 100 \%$$

$$= 85 \text{ Bls} (1 - 0.541) = 39 \text{ Bls}$$

15) Requerimiento total de nitrógeno.

$$\text{a) Tratamiento ácido} = 58275 \text{ PCN } N_2$$

$$\text{b) Desplazamiento} = \frac{67690 \text{ PCN de } N_2}{125965 \text{ PCN de } N_2}$$

$$\text{Total} = 126676 + 30\% \text{ Factor de seguridad}$$

$$= 125965 \text{ PCN} (1.3) = 163755 \text{ PCN } N_2$$

16) Cantidad de nitrógeno líquido que debe llevarse para el trabajo.

$$\text{CNL} = 163755 \text{ PCN N}_2 / 93.1 \text{ PCN/gal}$$

$$= 1759 \text{ galones de nitrógeno líquido}$$

#### D. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL

El trabajo se lo realizó mediante la siguiente secuencia:

00:30-00:55) Se prueban líneas de superficie con 600 psi. Se realiza prueba de inyección con 11 Bls de agua tratada 0.3 BPM a 3500 psi.

Se aplicaron los siguientes ácidos y aditivos:

- a. 1000 gal JP - 1 + 10 gal J-10.
- b. 500 gal HCl - 15 %.
- c. 300 gal HCl - HF (12-3).
- d. 300 gal NH<sub>4</sub>F (2.8 %).
- e. 300 gal HCl 5 %.



A continuación se realiza una descripción de toda la operación efectuada durante la acidificación energizada.

Hora (02:45-03:30) Se bombea las siguientes mezclas.

a. 1000 gal JP -1 + 10 gal J -10 a 0.5 BPM y 250 psi con By pass del retrievamentic abierto.

Hora (03:30-07:00) Se bombea.

b. 500 gal HCl 15% +19950 PCN N2 a 0.5 BPM y 750 psi.

c. 300 gal HH4Cl - HF (12 - 3) + 12500 PCN N2 a 0.5 BPM y 750 psi.

Se cierra el By pass del Pkr y se bombea.

d. 100 gal NH4F 2.5% + 4285 PCN N2 a 0.5 BPM y 1400 psi.

e. 100 gal HCl 5% +4285 PCN N2 a 0.5 BPM y 1400 psi se repite pasos d y e bombeando a 0.5 BPM y 4250 psi.



Se desplaza el ácido con 42 Bls de agua (tanque de lavado) +73666 FCN N2 a 4250 psi y 0.4 BPM. Presión final en el desplazamiento 2300 psi y 0.5 BPM. Finaliza el tratamiento.

Hora 07:00

f. Se inicia retorno. Presión máxima de retorno (flow back con):

- Con choque de 1/4 pulg, abrir el pozo 2700 psi en cabeza (pozo fluyendo).

- Cuando la presión desciende a 500 psi en cabeza se cambia el choque a 3/8". Pozo fluyendo.

- Pozo continúa fluyendo hasta que decide parar luego de 26 horas desde que se abrió el pozo para el retorno.

Durante todo el tiempo el pozo fluye sin necesidad de pistonear.





6

E. COSTOS DE OPERACION

OPERACION-COMPANIA-MATERIAL	CANTIDAD	MEM
Movimiento de la torre	3240	
Trabajo de la torre	13600	
*		
Químicos	12139	
Trabajo de cable (Andina)	3500	
Registros eléctricos	13200	2000
Equipo de subsuelo	000	
Supervisión de la bomba (Kobe)	10500	
Supervisión y transporte	4000	-----
Total	60179	2000

(\*) En este rubro se incluye el costo de nitrógeno líquido a razón de 2.5 dólares por galón.

Se puede estimar un incremento de 25% a estos costos para tener una idea más firme de los valores actuales.

## 5.5 CONSIDERACIONES TECNICAS Y ECONOMICAS

El trabajo con ácido energizado requiere mayor atención en comparación a los trabajos con R.M.A. y métodos convencionales, puesto que trabajar con fluidos energizados acarrea riesgos operacionales principalmente ocasionadas por la unidad de bombeo de nitrógeno.

Los costos de operación suben considerablemente por dos razones fundamentales:

- Costo de materiales (Nitrógeno líquido), unidades de bombeo.
- Por ser una técnica nueva los costos de operación se incrementan por tener personal extranjero para realizar dicha operación.

## 5.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS DISEÑOS

### VENTAJAS

R.M.A. (Acido regular de lodo).- Puede aplicarse a cualquier tipo de formación variando un poco las concentraciones de los ácidos y utilizando el porcentaje indicado de estabilizadores de arcilla, solvente

orgánico y demás aditivos necesarios compatibles con la formación.

Acido Energizado.- Actúa como un agente mecánico, razón por la cual aumenta la penetración del ácido.

No se necesita pistonear el fluido desde la boca del pozo hacia la superficie, sino que su propia energía levanta la columna de fluido al disminuir la presión de cabeza.

#### DESVENTAJAS

R.M.A. .- Se necesitan mayores volúmenes de ácido para conseguir el radio de penetración deseado.

El ácido debe ser bombeado hacia la superficie para no causar daños posteriores en tuberías y formación.

Acido Energizado.- Aumenta los costos de operación.

No puede ser aplicado a la formación Hollin superior especialmente si la arena productiva tiene espesor pequeño.



## 5.7 EFICIENCIA DE LOS METODOS

Con este propósito hemos analizado estadísticamente la producción de los 21 pozos del campo Sacha, 1 mes antes de acidificación y 11 meses después, para lo cual elaboramos las tablas XI hasta la XXXV. Además de curvas de producción de petróleo Vs tiempo, producción de agua Vs tiempo, producción de gas Vs tiempo las cuales están representadas en las figuras 22 hasta la 53 del anexo A.

## ANALISIS DE RESULTADOS

El criterio empleado para obtener las respuestas que nos sirvan como soporte en las conclusiones y recomendaciones finales de este trabajo. Fue obtenido analizando las 22 operaciones de acidificación efectuadas en el campo Sacha.

Los trabajos realizados en los campos Lago Agrio, Shushufindi, Parahuacu, Cononaco, etc. se tomaron en cuenta, para analizar el comportamiento de producción (procedimiento energizado). Aunque el estudio en mención contempla solamente el análisis de uno o dos pozos por campo, nos dá una idea de cómo puede influenciar la aplicación de este método en el incremento de producción.

Los siguientes son los resultados obtenidos:

- Para los casos de Sacha 18, 24, 91 y 102 los volúmenes de ácido inyectados son aproximadamente iguales. (Tabla VIII), debido a que los análisis de núcleos contemplan porosidades promedias entre 17% y 19% y espesores de formación promedios entre 15 pies y 20 pies.

- En ningún momento se considera la permeabilidad de la formación.
- Los resultados de radio total teórico de penetración del ácido. (Tabla IX). Indican que para conseguir el radio estimado debe aplicarse 2 y hasta 3 veces el volumen poroso, debido a que las curvas de Halliburton y B. J. Hughes funcionan para los rangos de porosidad y espesor indicados anteriormente.
- Los valores de solubilidad del ácido clorhídrico en rocas carbonatadas y el volumen de arcilla de las arenas del Oriente Ecuatoriano utilizados para el diseño, consideramos que no son correctos por los resultados obtenidos.
- Existe consistencia entre los radios totales teóricos de penetración y los resultados de producción de hidrocarburos (comportamiento antes y después de la acidificación), éxito o fracaso. (Tablas XLI, XLII y XLIII). Esto se justifica debido a que ningún método contempla en su análisis la permeabilidad de la formación, ya que se generaliza factores como solubilidad de la formación, porcentaje de arcilla, es decir, se considera a toda formación productiva como arena limpia lo cual en muchos casos no podrá ser.

- Las tasas de bombeo para la mayor parte de trabajos efectuados tiene valores entre 0.55 - 0.70 BPM, lo cual quiere decir que existe un buen criterio al aplicar este factor en las curvas del diseño Halliburton para calcular el volumen del ácido.

- Nos resistimos a creer que de 22 trabajos de acidificación usando el método B.J. Hughes, solamente existen 2 alternativas para el cálculo del volumen de ácido.

- Por otra parte al realizar las operaciones para encontrar el volumen deseado usando el procedimiento Halliburton, nos encontramos con que el radio de penetración del HF fluctúa entre 24.5 pulgadas y 25 pulgadas. (Tabla VII). Esto no es cierto puesto que no es lo mismo aplicar ácido a Sacha 24 y 27 que tienen espesores y porosidades aproximadamente iguales tales como 31 pies y 34 pies, 18.25% y 13% respectivamente, pero permeabilidades diferentes 1.84 md y 64 md.

Además, no necesariamente van a existir un porcentaje de arcilla del orden del 5% o menos, la cual es base fundamental para encontrar el volumen de ácido deseado.

- En relación al sistema de producción existente antes y después de la acidificación, los parámetros como el número de etapas, potencia del equipo y unidad de presión si



elèctricas. Y para el caso de la bomba hidráulica (Kobe) el parámetro (tipo de bomba), luego de la estimulación ácida, difiere considerablemente del diseño antes de la operación. (Tabla XLIV).

- Para los casos de Sacha 70, 80, 83 y 104 el fracaso en los resultados de producción, se debe principalmente a que el método ácido energizado fue aplicado a la formación Hollin, por consiguiente existe la posibilidad de que la expansión de los gases generan canalización y consecuentemente comunicación con el acuífero.
- En relación a la aplicación del ácido energizado para otros campos, (Tabla XLV), los resultados son mejores que para Sacha, esto se debe principalmente a la posibilidad de la ausencia del acuífero.
- La cantidad de nitrógeno gaseoso utilizado en la acidificación, no es la misma en proporción PCN/Bbl para todos los casos. Como ejemplos mencionamos Sacha 80 y 83.
- Finalmente se demuestra que la acción del nitrógeno no es química, esto es, no hay desgaste de roca por el uso del nitrógeno. Ejemplo Sacha 80 (ácido energizado); más bien este gas actúa como un agente mecánico o termodi -



námico (expansión de los gases por cambios en la presión y temperatura). Lo que ocasiona el aumento del radio de penetración del ácido.

- En relación a los sólidos totales en suspensión provenientes del análisis de agua de reacondicionamiento de pozos para el caso del tanque de lavado, el porcentaje es alto, (Tabla III), lo cual puede ocasionar taponamiento en la formación.
- El número de colonias de bacterias presentes (análisis bacteriológico), debe ser considerado como factor fundamental que pueda perjudicar a los fluidos de formación y tuberías ya que las altas temperaturas existentes en la zona de pago producen incremento de las mismas, principalmente de las bacterias sulforeductoras.
- La cantidad de sólidos totales en suspensión que presenta el agua tratada de las plantas de tratamiento de Shushufindi y Sacha, así como el agua proveniente del río Guanta cumplen con las normas establecidas para estos fines. Aunque se debe considerar que para el caso del río Guanta la cantidad de sólidos es pequeña por encontrarnos durante la estación de verano. Por consiguiente no hay arrastre de sólidos como consecuencia del flujo casi laminar de las aguas. Es importante recordar que la cantidad de sólidos en suspensión puede incremen-

tarse de 5 a 10 veces durante la época lluviosa.

Estas pruebas fueron realizadas en los laboratorios del consorcio CEPE-TEXACO del distrito Oriente, como se muestra en las Tablas II y III.

- La baja permeabilidad de las formaciones Hollín y Napo hacen suponer que necesariamente existe daño de formación, al acumularse sólidos, escalas provenientes de los fluidos de producción, así como sólidos provenientes de los fluidos de perforación, reacondicionamiento en las mismas, lo cual ocasiona disminución en la productividad.

Esta es la razón por la cual al aplicar nitrógeno, la producción de petróleo aumenta considerablemente durante los primeros días, aunque luego la producción de agua se eleva hasta un cien por ciento.

- Comparando los radios efectivos que produce el ácido (desgaste de roca por acción del ácido) nos damos cuenta que no se logra el objetivo deseado (4 o 5 pies de penetración), esto se debe a que las concentraciones del ácido no son las más indicadas y los porcentajes podrían variar. Así como también el requerimiento químico y volumen de ácido suficiente para realizar la operación. (Tabla IX).

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El nitrógeno entra en estado gaseoso, es decir gas en solución con el ácido. Por este motivo, el ácido se energiza y alcanza mayor poder de penetración. La demostración de esta aseveración está fuera del alcance de nuestro estudio.

2. De los reportes analizados se concluye que el nitrógeno, no ocasiona daño a la formación, durante y/o después de la estimulación ácida.

3. El gas, produce un efecto mecánico y no químico:

Mecánico.- Puede comprobarse fácilmente, calculando el incremento de energía interna que experimenta la mezcla (ácido-gas), a condiciones de yacimiento  $U(P,T)$ .

Químico.- Por ser un gas inerte no reacciona químicamente con los fluidos, ni con la roca, con la cual entra en contacto.

4. Los fluidos de estimulación son recuperados con facilidad, al disminuir la presión del cabezal, por la disminución de densidad de la columna hidrostática y por la energía recuperada por el pozo.
5. El ácido nitrificado produjo comunicación con el acuífero. Este criterio se fundamenta, al analizar la producción de los pozos Sacha 70, 80 y 104.
6. El nitrógeno gaseoso, puede ser usado también como fluido para desplazamiento del ácido, ya sea puro, o en mezcla con el agua, lo que ayudaría a desarrollar el trabajo en menor tiempo. Consecuentemente el costo por tiempo de taladro, herramientas y misceláneos desaparece. Sin embargo hay un inconveniente y es que, a la energía adquirida por el ácido, se la agrega la correspondiente al agua nitrificada, lo cual ocasionaría canalización desde la arena productiva hacia las zonas aledañas.
7. Existe la posibilidad de que se produzca desprendimiento del cemento comprendido entre el hueco y la tubería de revestimiento, como consecuencia del arrastre violento hacia la superficie de los fluidos tratados por disminución de presión en el cabezal.

- B. La cantidad de nitrógeno gaseoso (300 PCN/Bbl-1000PCN/Bbl) no se cumple ejemplo Sacha 80, este puede ser el motivo por el cual se obtuvieron resultados negativos.
9. Si se aplican los métodos Halliburton o B. J. Hughes, los costos aumentan considerablemente, con relación al método DEPE-TEXACO, o al método empírico por exceso en volumen de ácido.
10. En cuanto a los costos por concepto de químicos utilizados, no existe diferencia substancial analizando los métodos, puesto que todos utilizan, el parámetro cantidad de QUIM./PIE y no cantidad de QUIM./GAL ACIDO.
11. El radio de penetración del ácido, método empírico, tiene su limitación al no considerar variación de presión, temperatura y permeabilidad.
12. Los resultados de radio de penetración teórico, demuestran que los métodos no funcionan en algunos casos, ejemplo; Pozos Sacha (41, 44, 86, 102).
13. El tipo de bomba posterior a la acidificación, es lo que permite incrementar la producción. Como casos concretos mencionamos los pozos Sacha (27, 44, 83, 104).

14. En ocasiones, no se suministra el químico apropiado a las aguas de tratamiento y/o ácidos inyectados. La prueba de esto es Lago Agrío 14; en el cual la bomba eléctrica se desprendió de su soporte, como consecuencia del ataque bacteriológico hacia los pernos que la sostenían, los cuales eran de diferente material.
15. Existe la posibilidad de que las bacterias sulfureductoras desgasten la tubería de revestimiento, provocando picaduras, lo que origina contaminación de los fluidos de producción.
16. La cantidad de sólidos totales en suspensión (S.T.S.), para los casos de Lago Agrío 14 y Sacha 59 (tanque de lavado), son altos para un trabajo promedio de 10 a 12 días.
17. En los casos de Lago Agrío 14; Sacha 59 y Río Guanta, el número de colonias de bacterias anaeróbicas, fecales y totales, es considerable ver la tabla II.
18. Con relación a la tasa de bombeo, no se utiliza un modelo o regla fija, que se basa en un estudio o diseño. La prueba de esto la encontramos en los resultados de los trabajos de Sacha (02, 30 y 34), como lo indica la tabla XLVI.

## CONCLUSIONES GENERALES:

1. Del análisis realizado a los 18 trabajos con ácido regular de lodos.

8 corresponden a Hollin superior,

2 corresponden a Hollin inferior,

3 corresponden a Napo-arena U,

5 corresponden a Nappo-arena T.

De los ocho trabajos practicados a Hollin superior, seis resultaron exitosos, uno mantuvo la producción y hubo fracaso en el restante.

En el caso de Hollin inferior: un trabajo resultó exitoso y el otro fue un fracaso.

Para Napo-arena U:

Uno no fue exitoso, otro mantuvo la producción y el último fué exitoso.

Para Napo-arena T:

En los cinco trabajos realizados a la formación Napo-arena T, no hubo incremento en la producción (fracaso).

2. El costo promedio de una acidificación convencional, se encuentra entre los US\$ 6000 y US\$ 7000.

En relación al costo de la operación con ácido energizado, no se puede hablar de valores promedios puesto que: para Sacha 80 el costo asciende a US\$ 62.179, mientras que en Parahuacu 04 el costo fué de US\$ 9.165.

3. En el campo Sacha se realizaron cuatro trabajos de estimulación con nitrógeno, todos a Hollin superior. En ninguno se advirtió incremento en la producción luego de la acidificación.
4. De los seis trabajos realizados a otros campos, se incrementó la producción en Atacapi 02, Cononaco 09, Shushufindi 11 y Parahuacu 04.

#### RECOMENDACIONES

1. El consorcio CEPE-TEXACO, debe exigir a las compañías de servicio, ensayos periódicos de laboratorio con núcleos de las formaciones. Dichos ensayos deben con-



templar la búsqueda de:

- a. Composición mineralógica de la roca.
- b. Propiedades petrofísicas de la misma.
- c. Solubilidad al ácido.
- d. Contenido de arcilla.
- e. Parámetros operacionales óptimos.

El estudio debe hacerse por campo y por arena productiva.

2. Para el campo Sacha no se recomienda el uso del nitrógeno en acidificación de pozos, en las formaciones Hollín inferior y superior inclusive. Es recomendable utilizar nitrógeno en la formación Napo, pero cuando los espesores productivos sean mayores a 20 pies.
3. De estudios anteriores, se establece que la arena Hollín Superior tiene baja permeabilidad. En consecuencia, se recomienda la utilización del nitrógeno como ácido espumado, acid-frac, fracturamiento con nitrógeno o fracturamiento hidráulico convencional.

4. Para el caso de otros campos (excluyendo Sacha) se recomienda la utilización de nitrógeno, especialmente en los pozos "viejos" y en pozos en donde la acidificación convencional no ha surtido efectos positivos.
  
5. Análisis de laboratorio (Tabla III) demuestran que el agua de reacondicionamiento de pozos que se utiliza en el Distrito Oriente, presenta alto contenido de sólidos, los cuales obstruyen los canales porosos reduciendo drásticamente la permeabilidad y en ocasiones taponando completamente dichos canales, por lo cual se recomienda utilizar filtros adecuados o cartuchos filtrantes desechables, con malla de 0.8 ó 1.0 micrón para eliminar este problema.
  
6. Lo más recomendable es usar agua tratada. Para ello existe una planta de tratamiento, el agua solamente debe cumplir con las normas especificadas, en lo que respecta al contenido de SST y bacterias totales; más no al contenido de oxígeno. Es decir se debe usar antes de que pase a la torre de desoxigenación, de lo contrario produciría precipitados insolubles en el pozo.
  
7. Se debe hacer un control periódico a las aguas de "matado de pozo" (tanque de lavado), semanalmente, con la finalidad de aplicar las cantidades correctas

aditivos tales como: bactericidas, surfactantes, anti-corrosivos, químicos para control de filtrado, etc.

5

8. Del análisis de hidrocarburos, se establece que tienen alto contenido de parafina y asfalto, por lo cual se disminuye la capacidad de flujo de la formación. Por esta razón se recomienda usar un ácido que contenga solvente orgánico (One Shot Acid). Este ácido también puede ser usado en las líneas de flujo, equipos de subsuelo, tuberías de producción, etc.

9. Recomendamos realizar ensayos de laboratorios que sirvan para determinar el tiempo de desgaste del ácido (velocidad de reacción), parámetro fundamental y de medida directa que facilitará el cálculo del radio de penetración real del ácido. El procedimiento lo describimos en el anexo C.



A N E X D A

A N E X D A

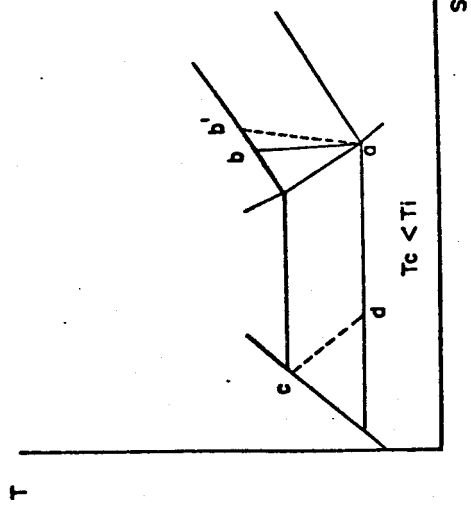
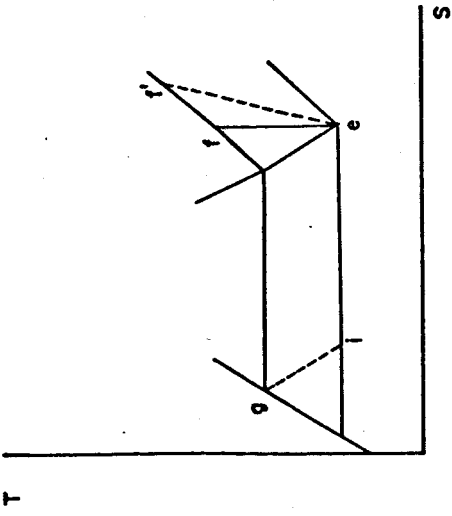
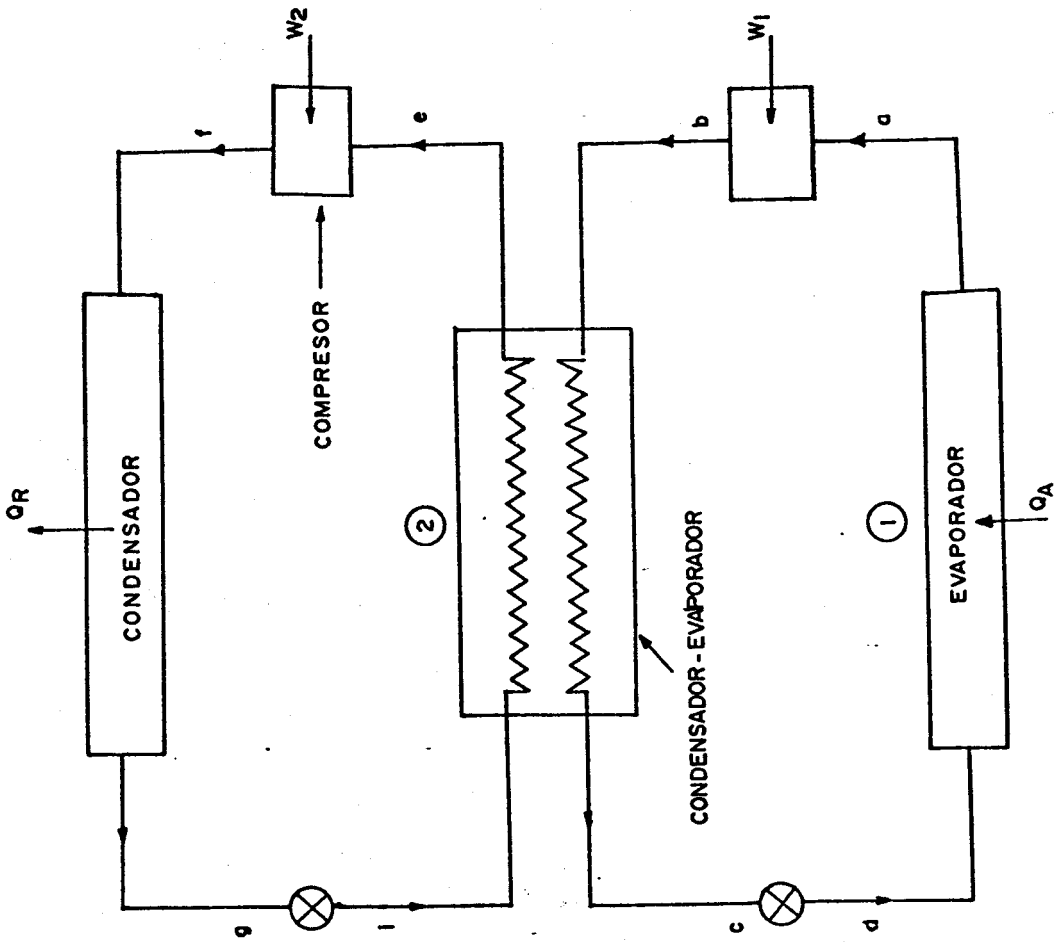
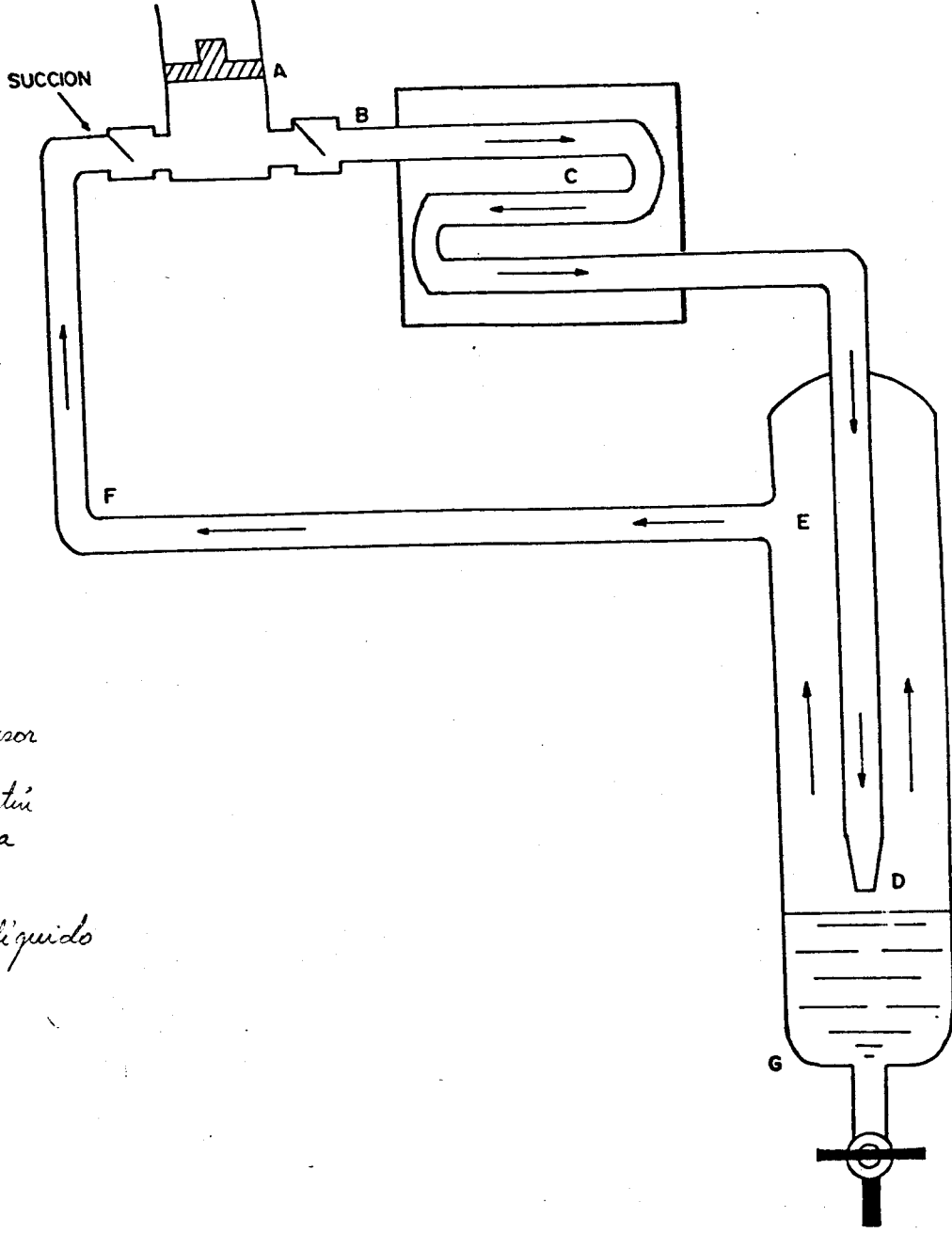


FIG. 1



- A: Compressor
- B:
- C: Serpentina
- D: Tobera
- E:
- F:
- G: Aire liquido

FIG. 2



# PRODUCCION DE NITROGENO

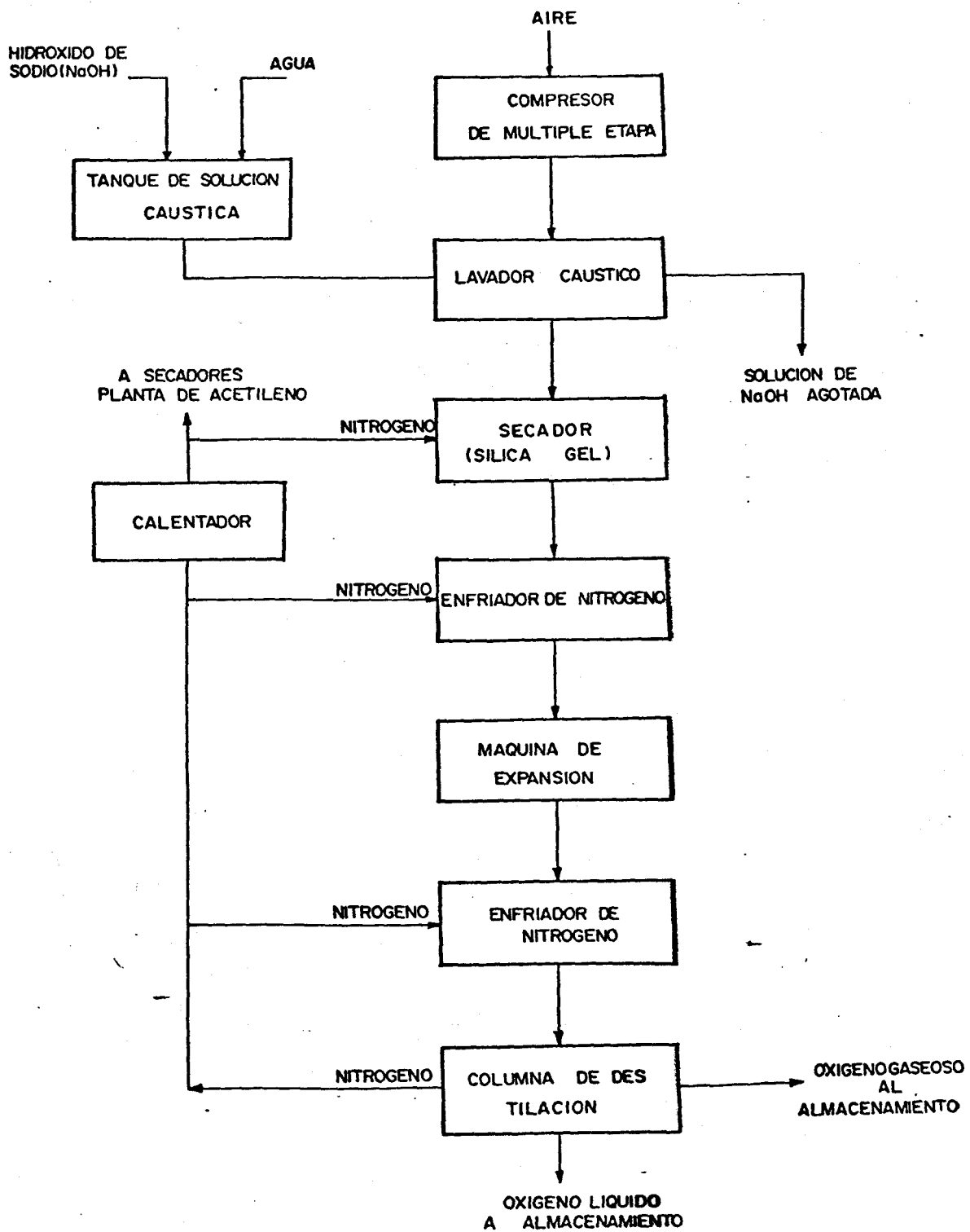


FIG. 3



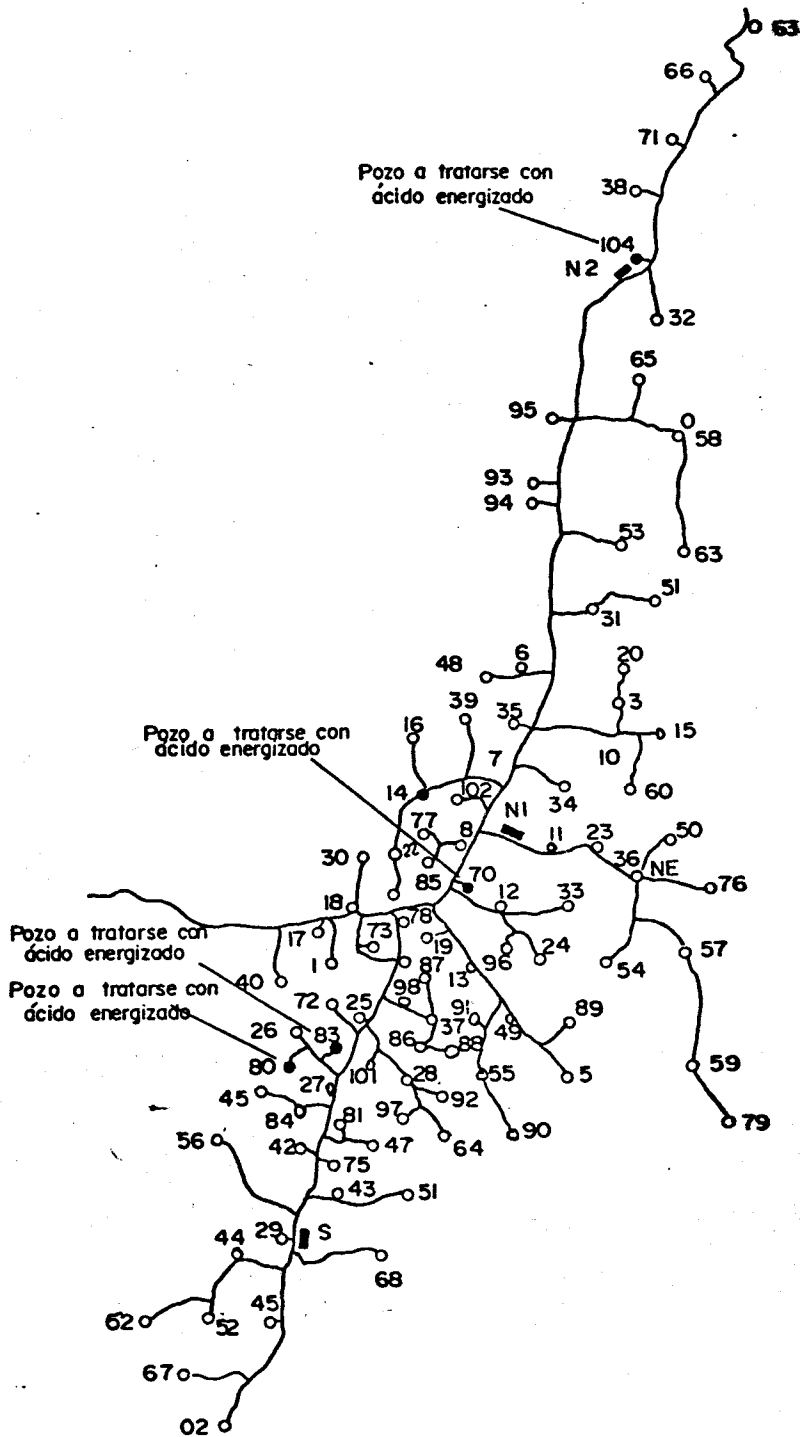


FIG. 4

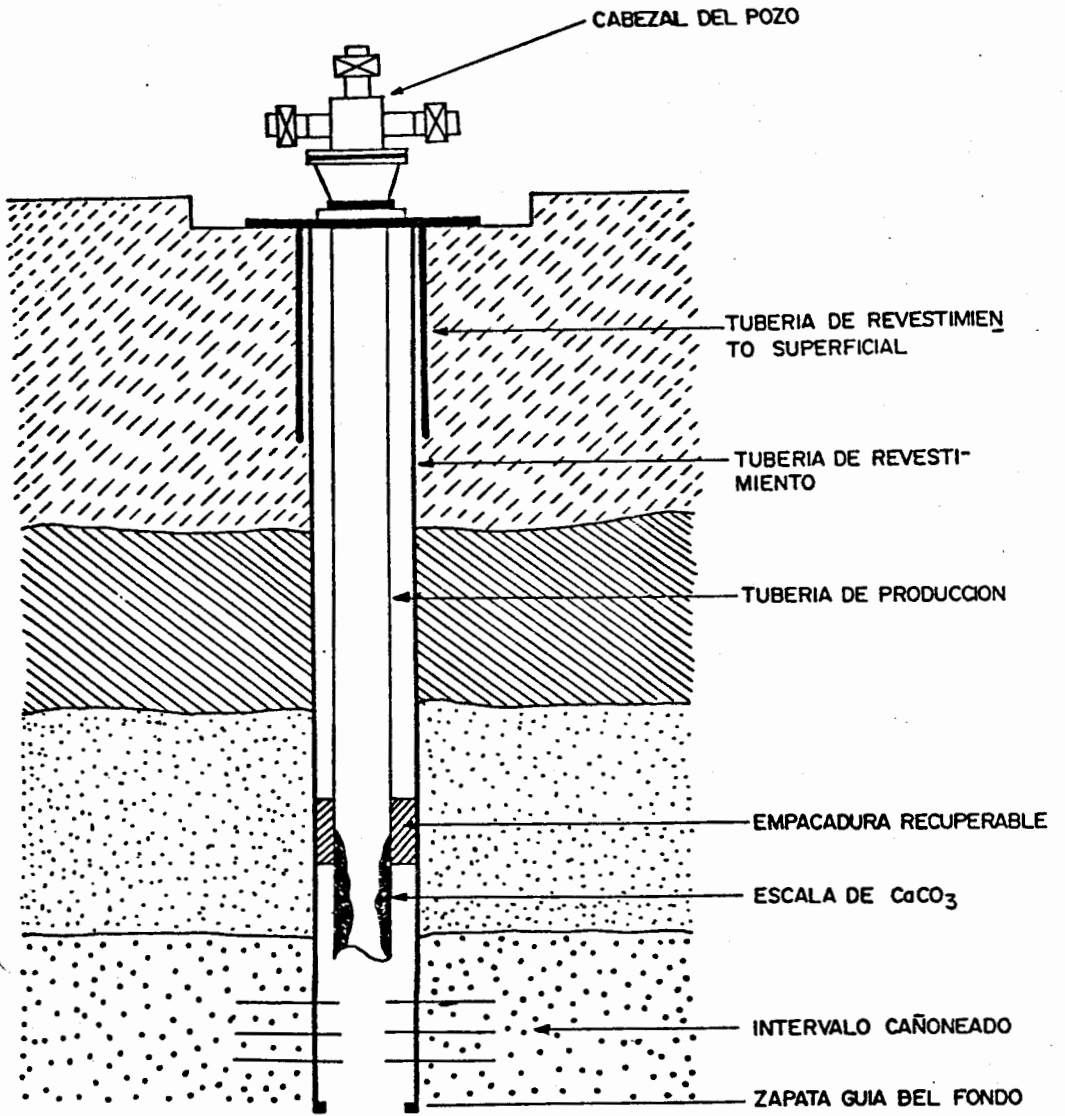


FIG. 5



# SECOYA Nº II

EMR = 848'  
ES = 827'

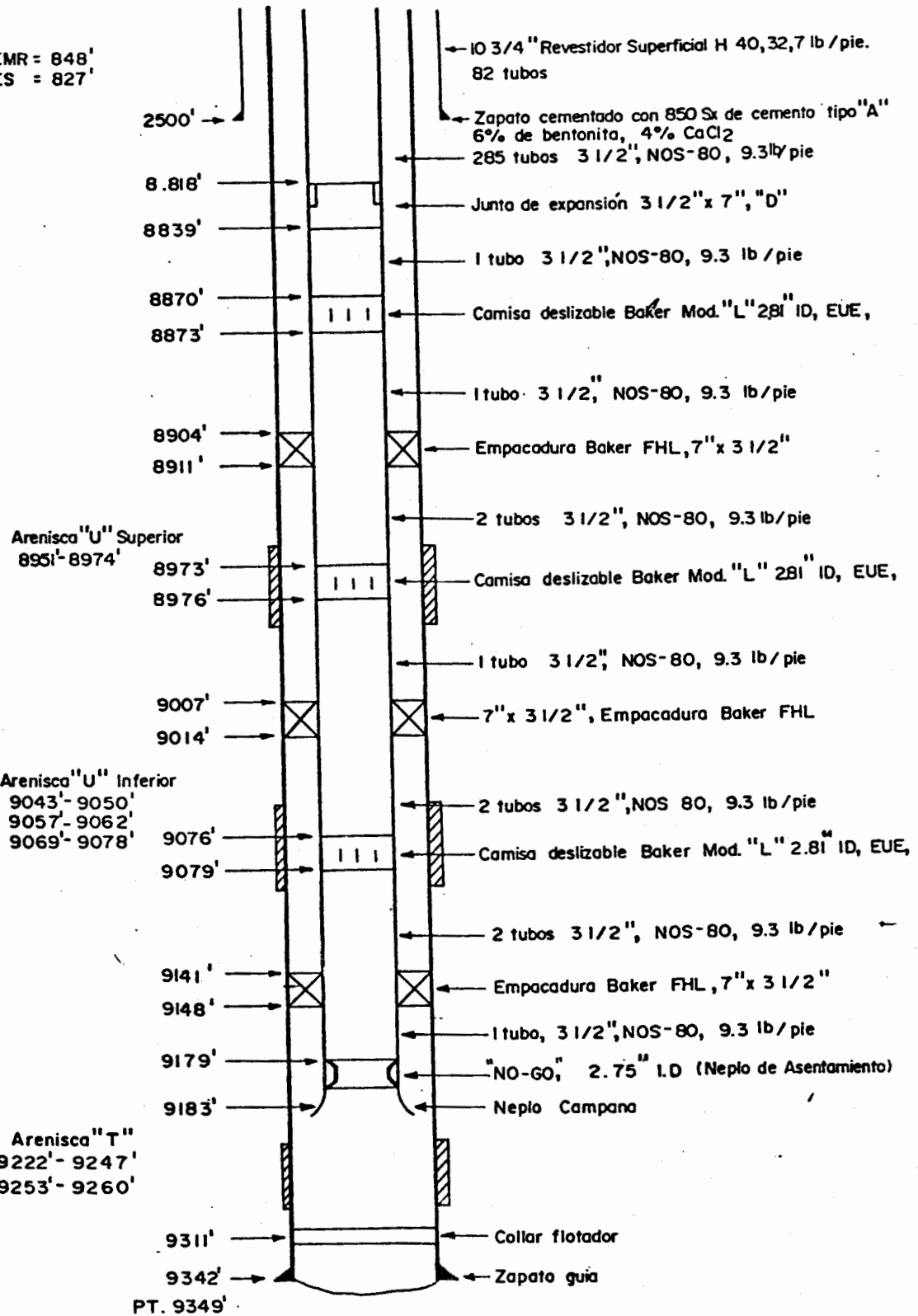


FIG. 6

SACHA Nº 02  
REACONDICIONAMIENTO Nº 08

FECHA  
REAC. Nº 8 5-VI-85

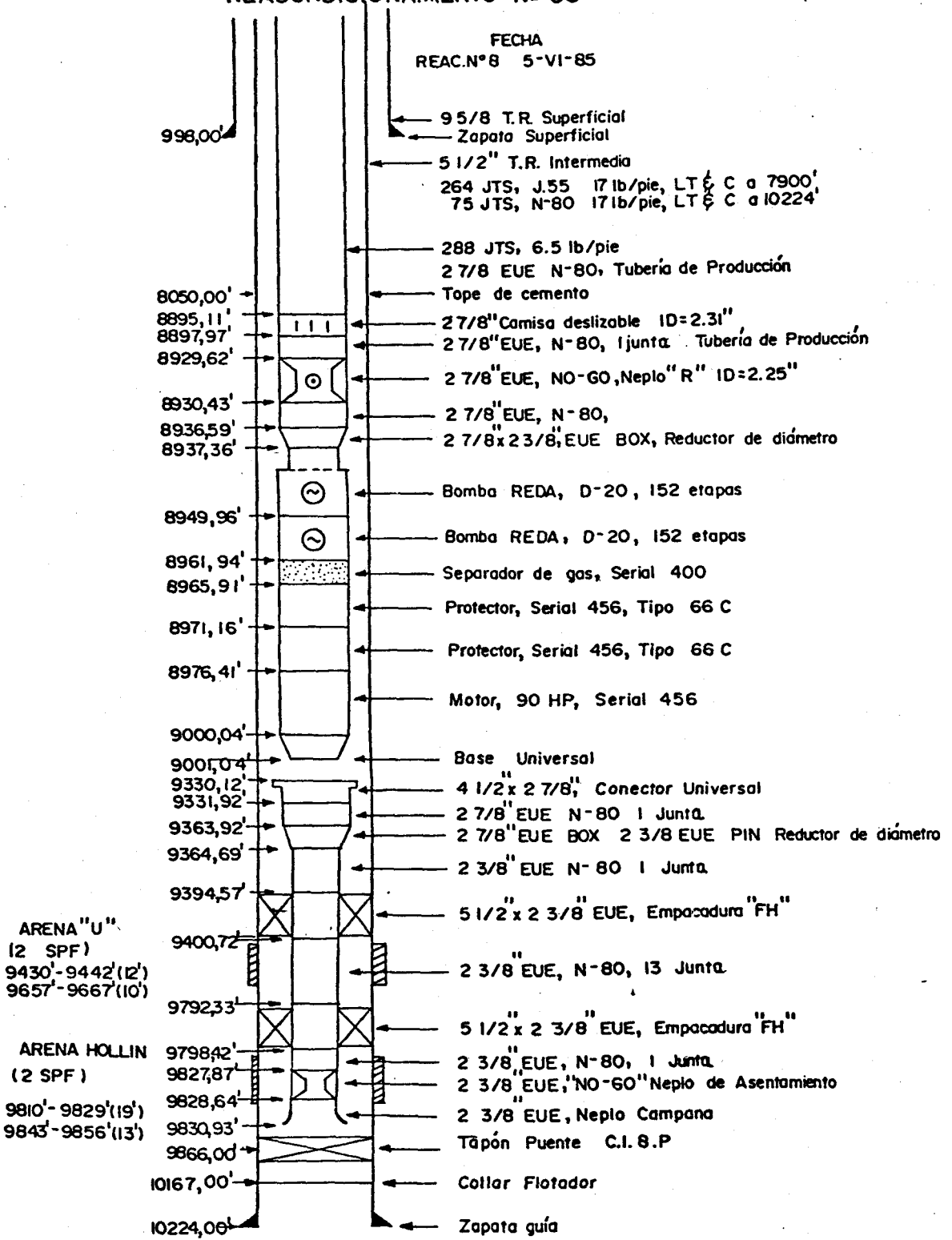


FIG. 7

SACHA Nº 24  
REACONDICIONAMIENTO Nº 07

FECHA  
REAC. Nº 07 19-11-86

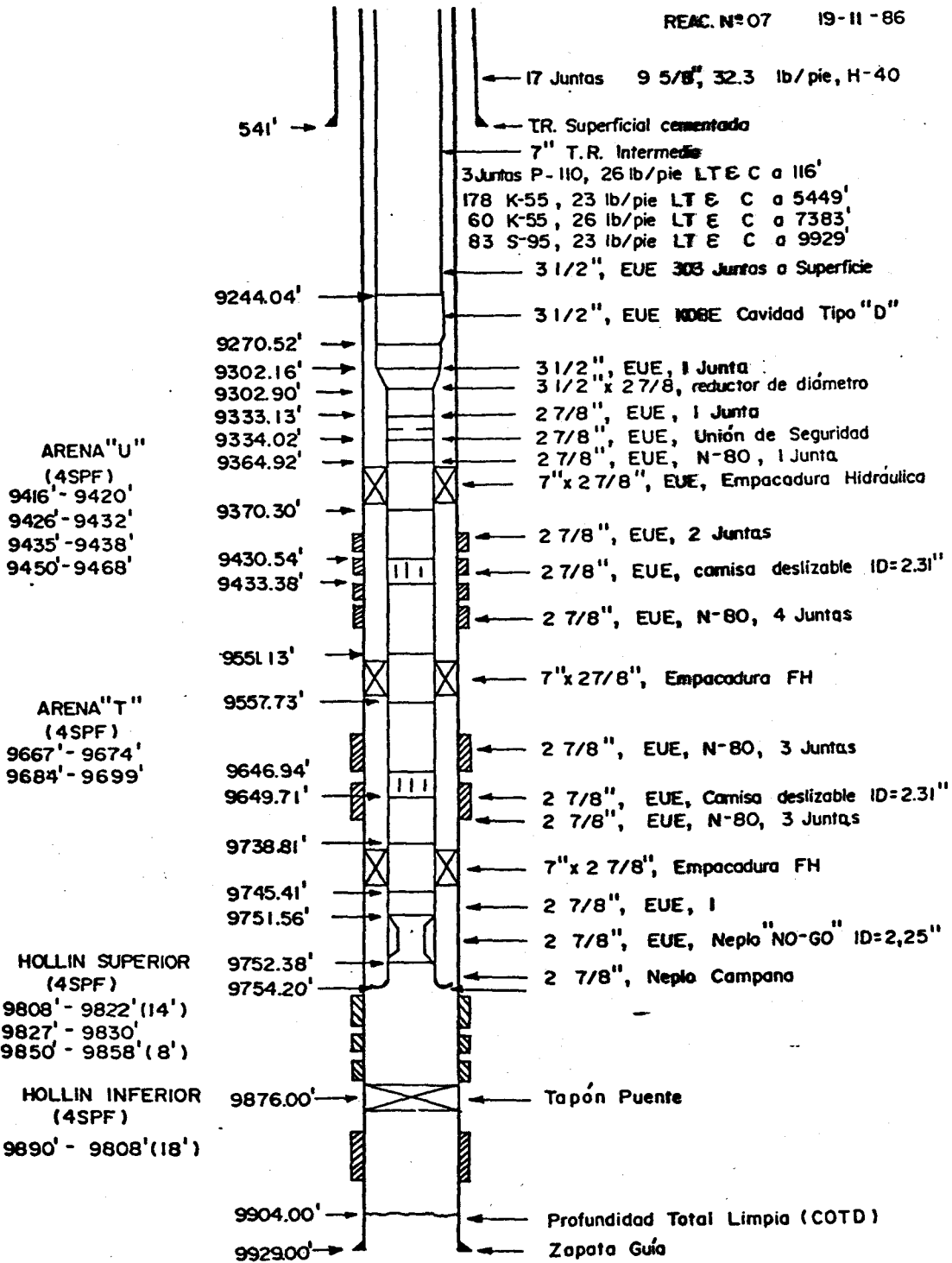


FIG. 8



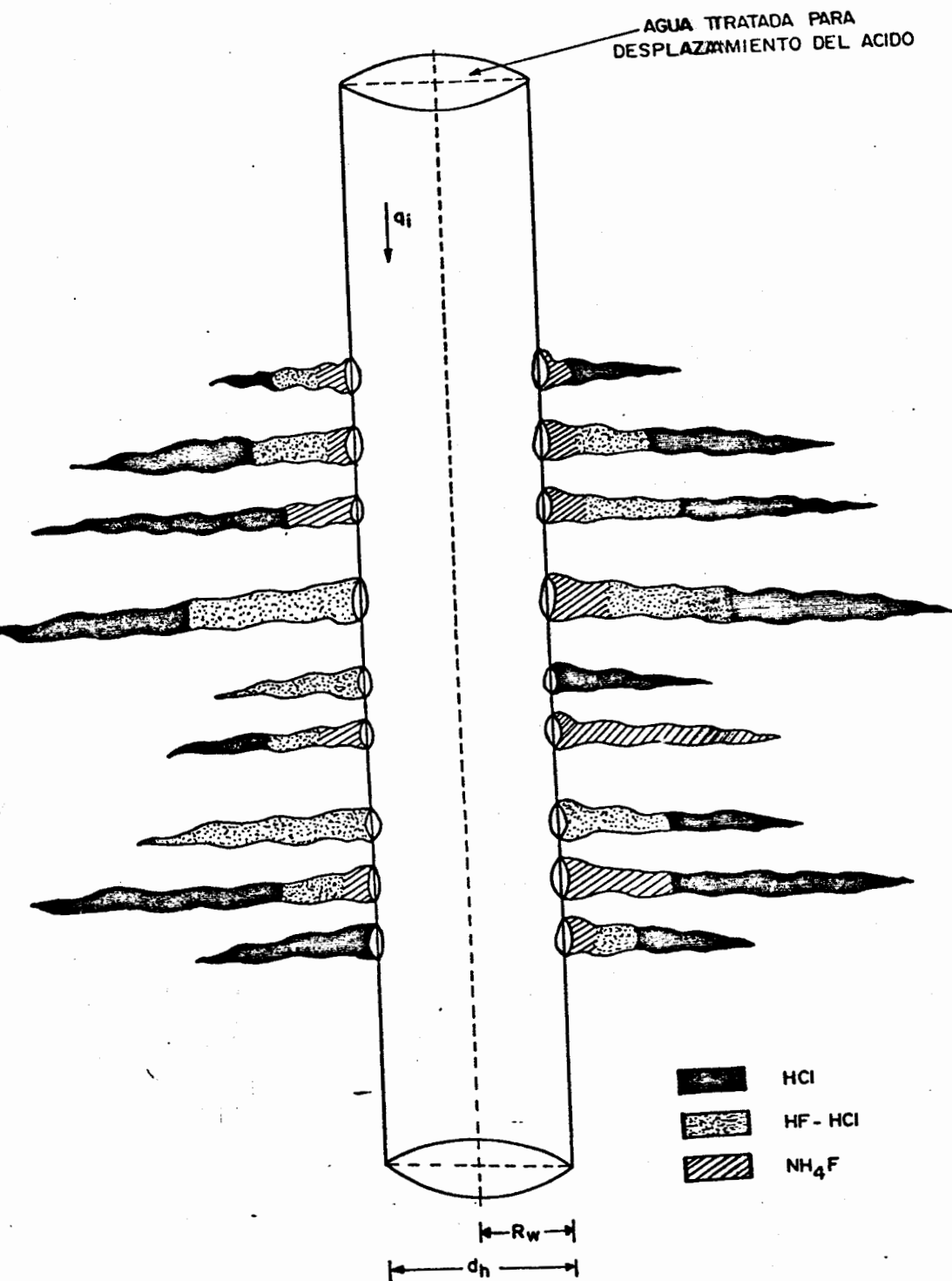


FIG. 9

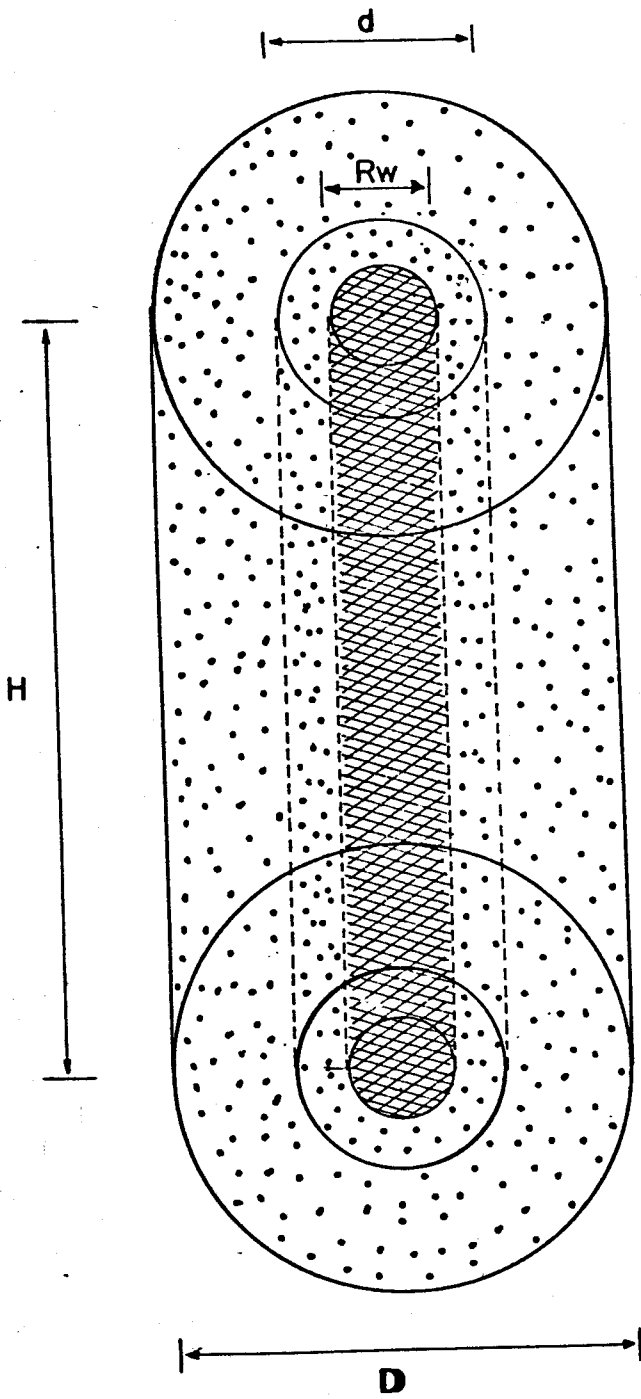


FIG. 10

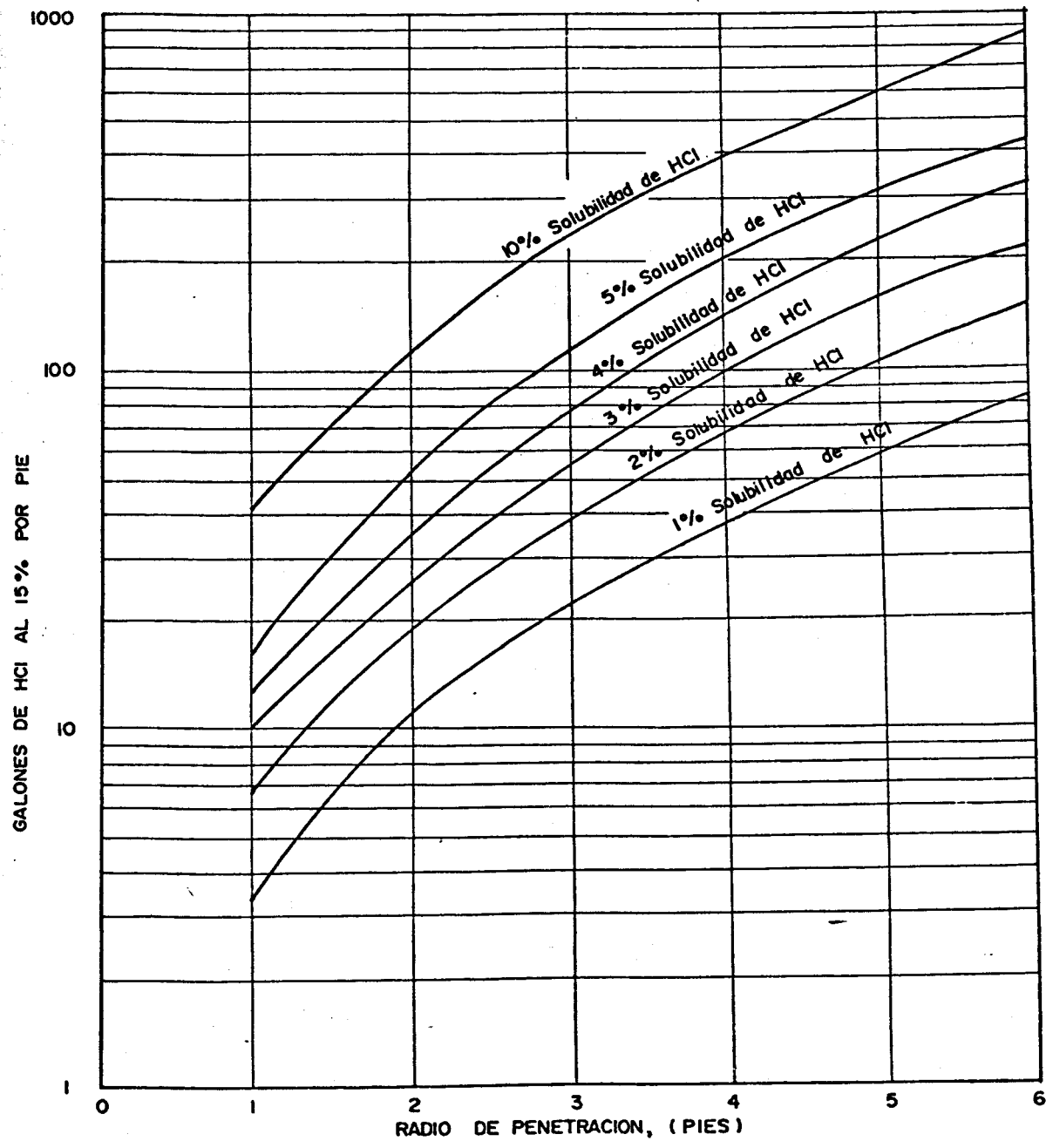


FIG. II



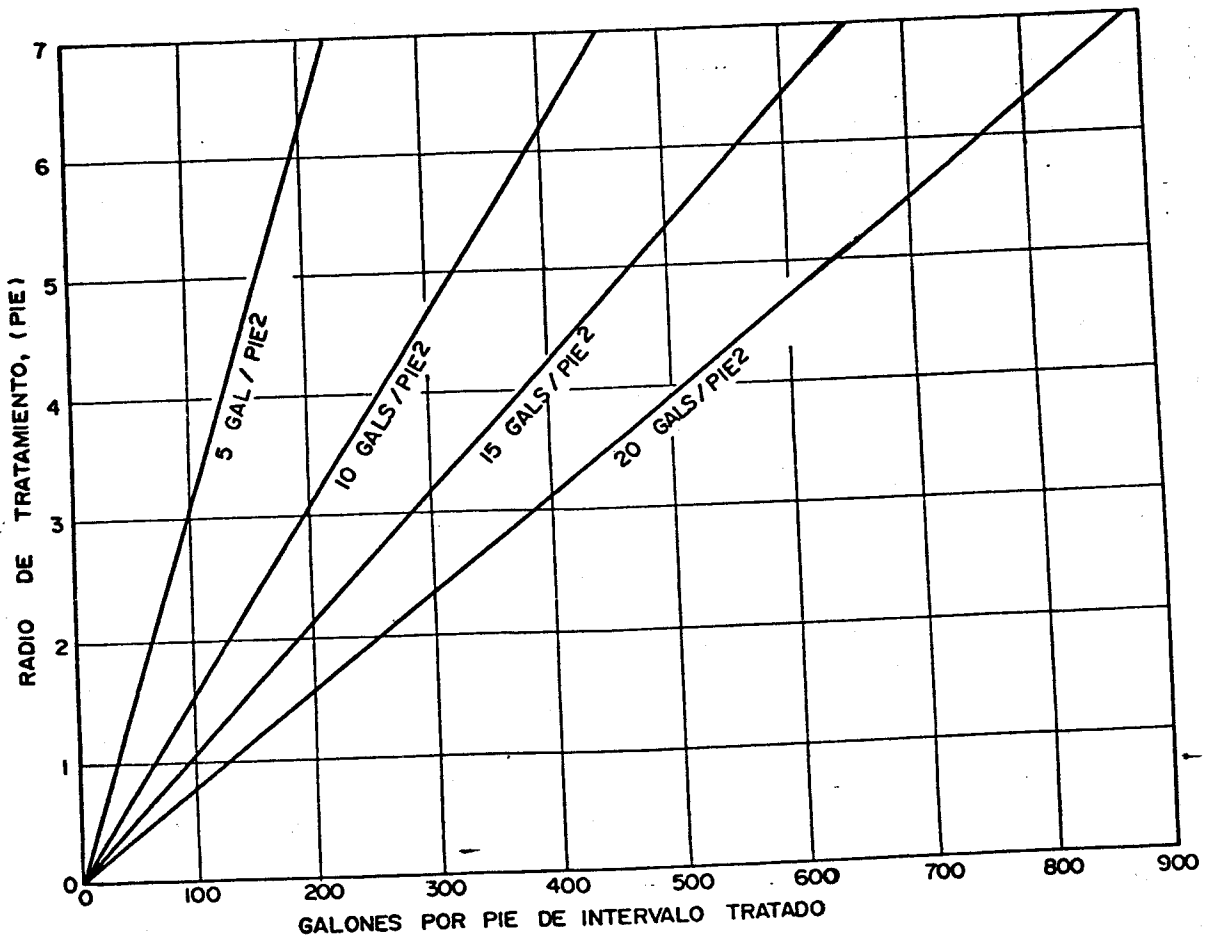
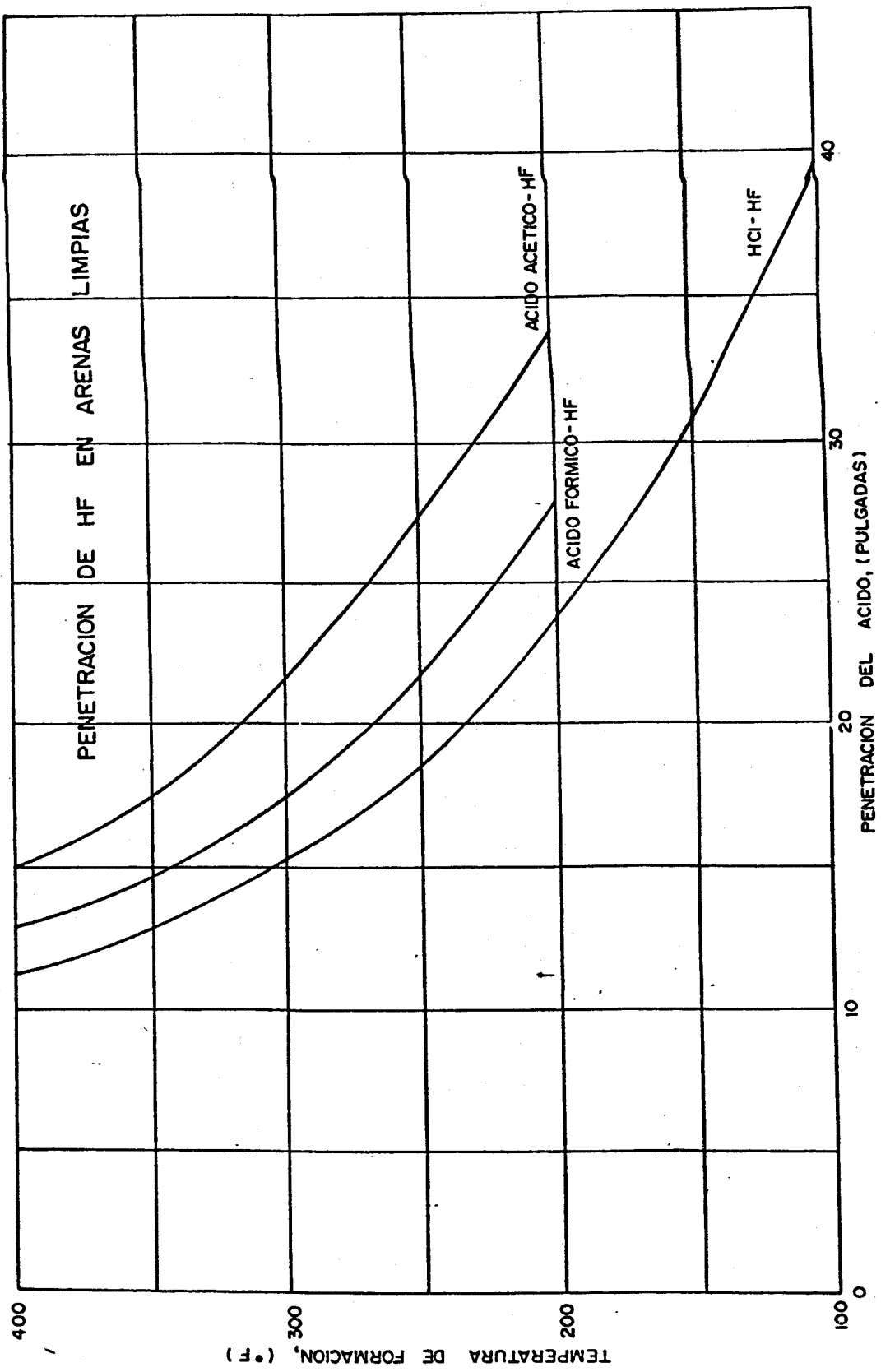


FIG. 12





PENETRACION DE HF EN ARENAS LIMPIAS

FIG. 13

EFECTO DE LA TASA DE INYECCION EN LA  
PENETRACION DEL ACIDO HF

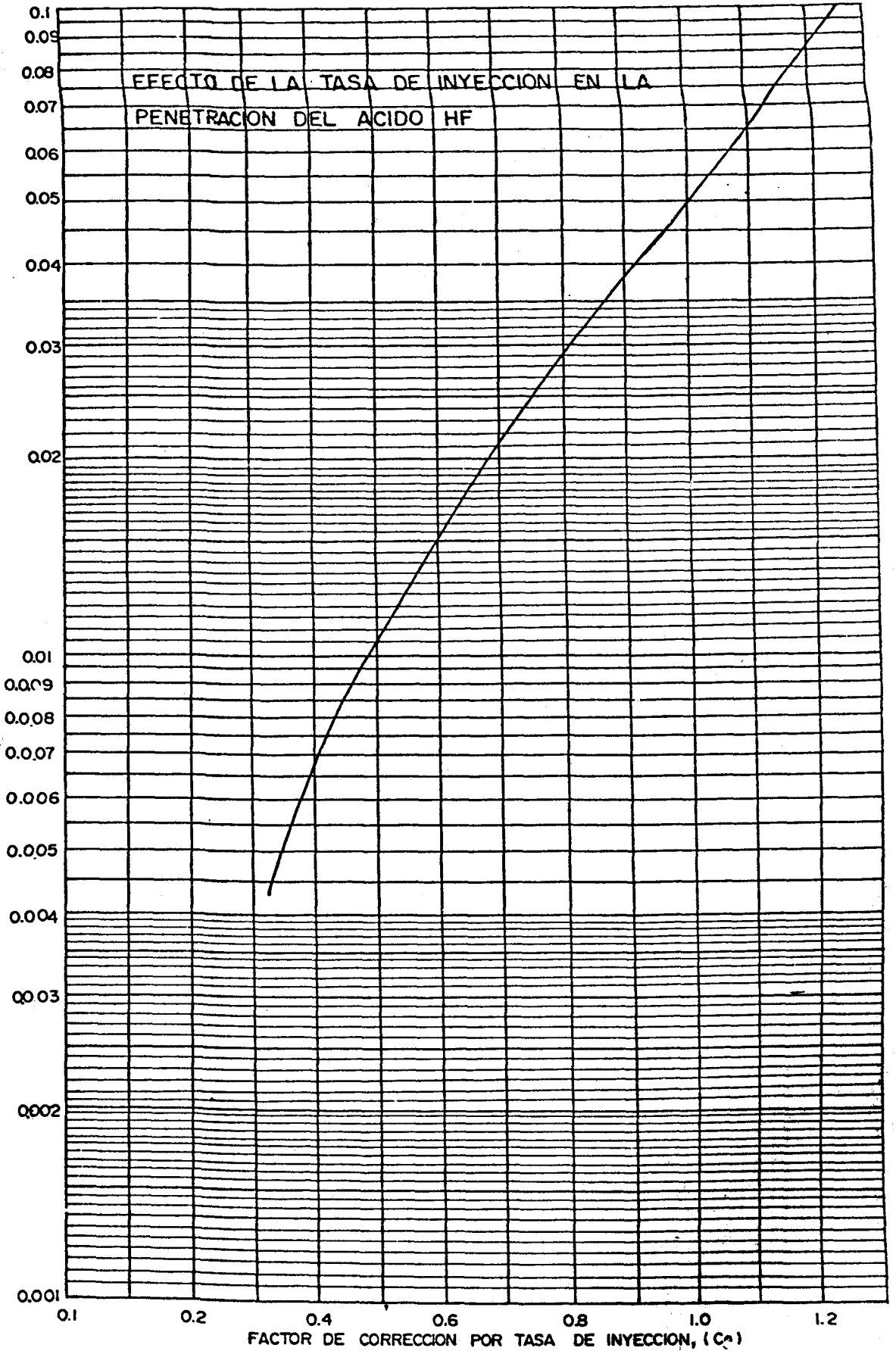
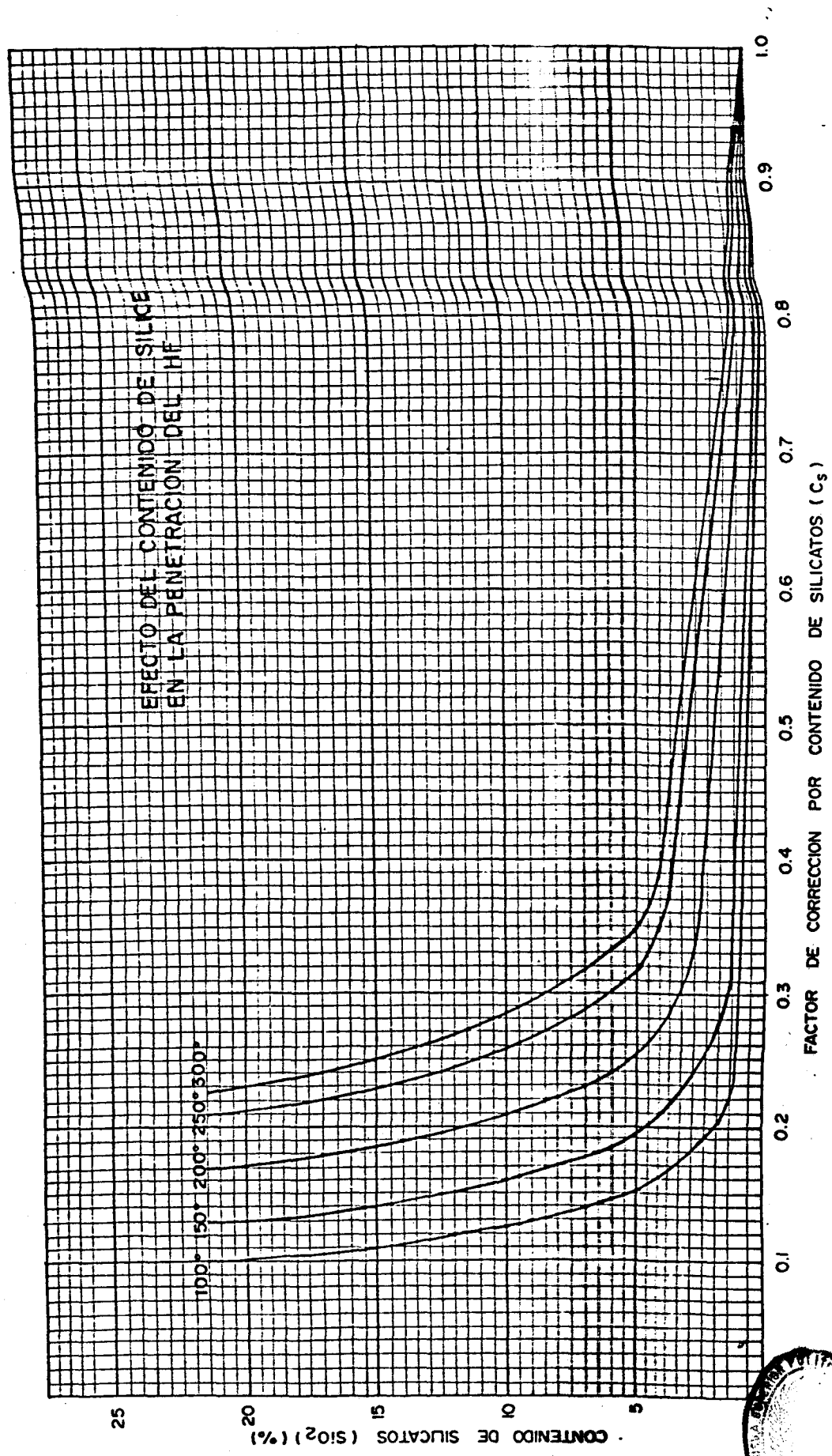


FIG. 14



BIBLIOTECA

FIG. 15

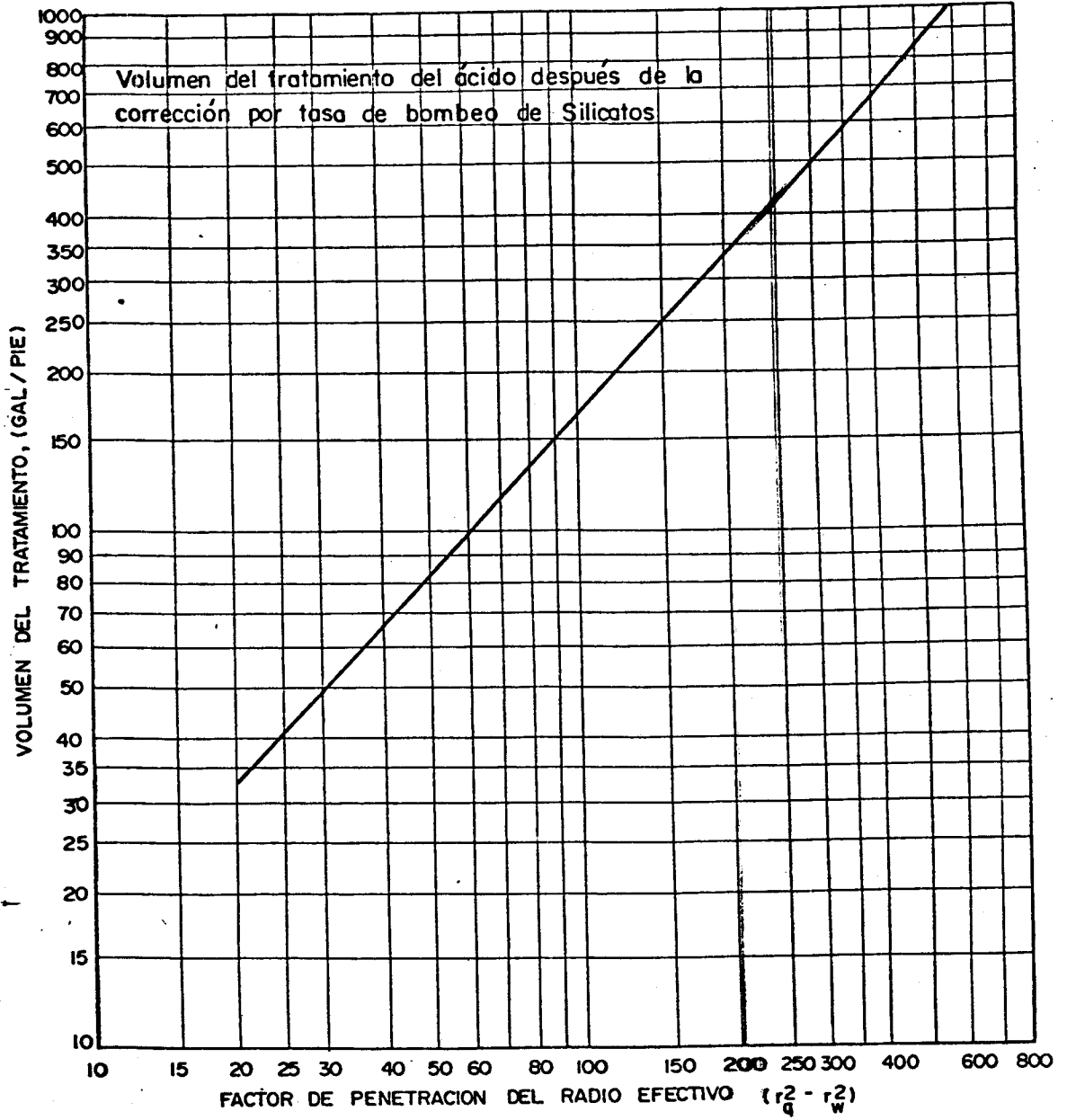


FIG. 16

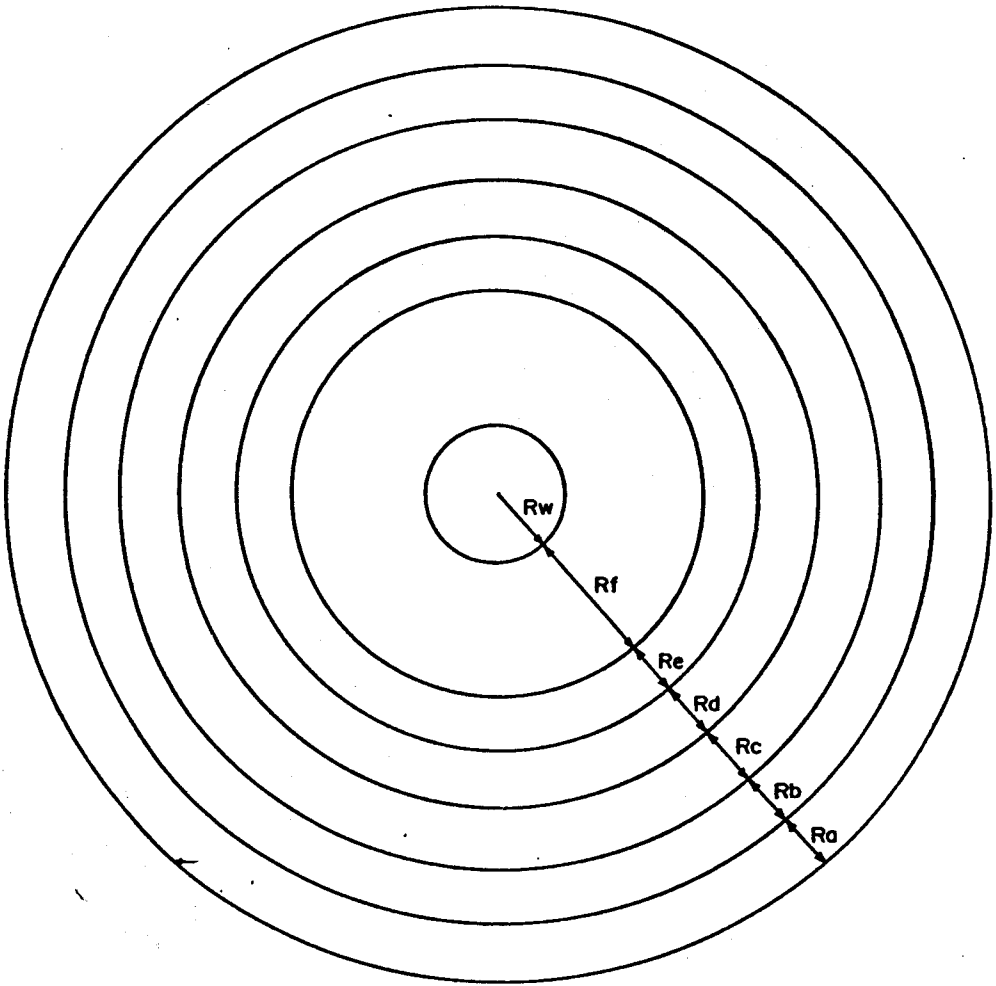


FIG. 17

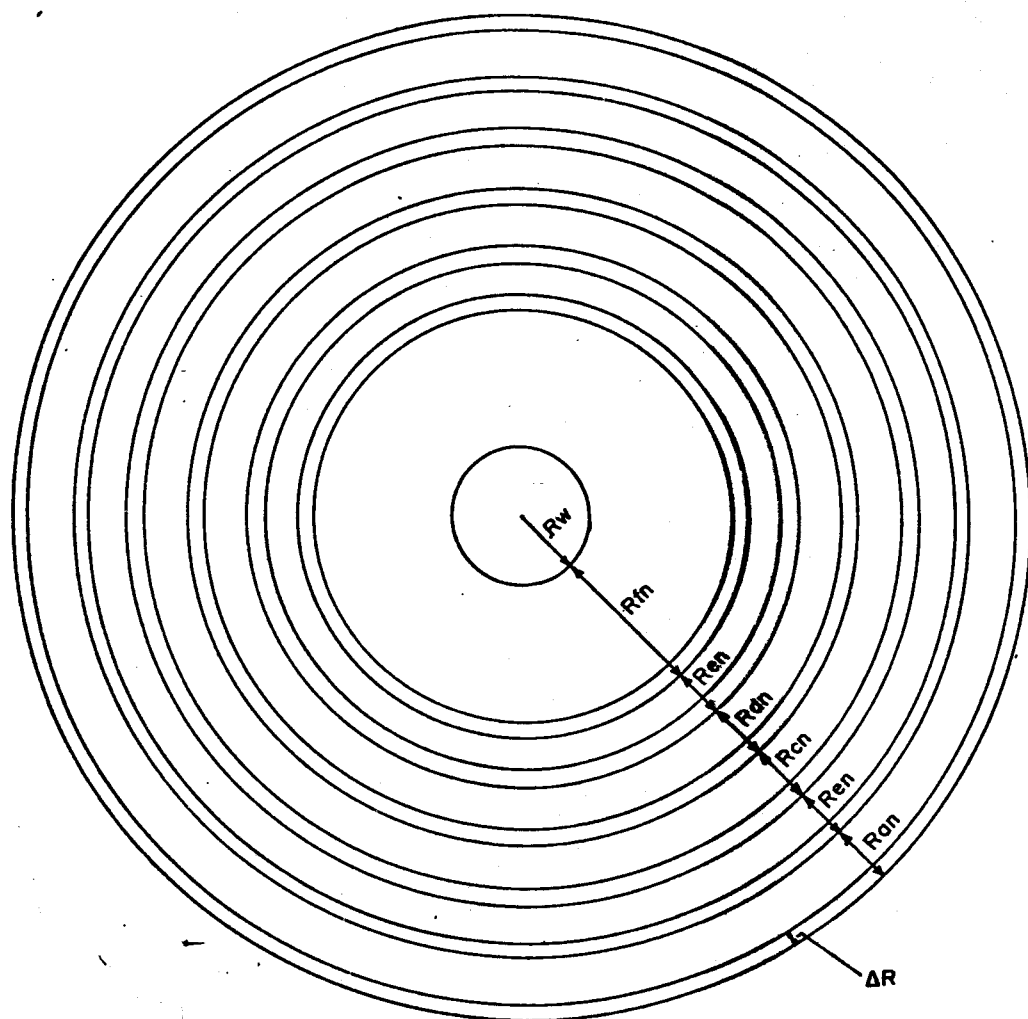


FIG. 18

CALCULO DE LA RELACION GAS-LIQUIDO

TABLA DE RETORNO DE FLUIDO

SCF of N<sub>2</sub> per BBL of fluid  
# x 1.00

DEPTH FEET	BOTTOM-HOLE PRODUCING PRESSURE, PSI									
	500	1000	1500	2000	2500	3000	4000	5000	6000	7000
1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	100	50	0	0	0	0	0	0	0	0
3000	350	200	0	0	0	0	0	0	0	0
4000	600	350	150	0	0	0	0	0	0	0
5000	850	500	300	150	0	0	0	0	0	0
6000	1150	750	450	300	150	0	0	0	0	0
7000	0	950	600	400	250	100	0	0	0	0
8000	0	1200	750	550	400	200	0	0	0	0
9000	0	1450	950	700	550	350	100	0	0	0
10000	0	1750	1150	850	700	500	200	0	0	0
11000	0	0	1400	1100	850	650	350	100	0	0
12000	0	0	1650	1300	1050	800	450	200	0	0
13000	0	0	1850	1500	1250	1000	550	300	0	0
14000	0	0	0	1750	1450	1150	700	400	0	0
15000	0	0	0	0	1600	1300	800	500	0	0

The ratio of N<sub>2</sub> required to flow back a well with a back pressure of 100 psi, a friction pressure loss of maximum 30 psi/1,000 ft, a wellhead temperature of 70°F and a geothermal gradient of 1.1°F/100 ft can be read from the flowback ratio tables. Effective bottom-hole pressure is approximately 80% of static BHP for gas wells and 50% of static BHP for oil wells.

FIG. 19



N<sub>2</sub> CONCENTRATION 1000 SCF/BBL, GEOTHERMAL GRAD. 1.1 °F/100 FT

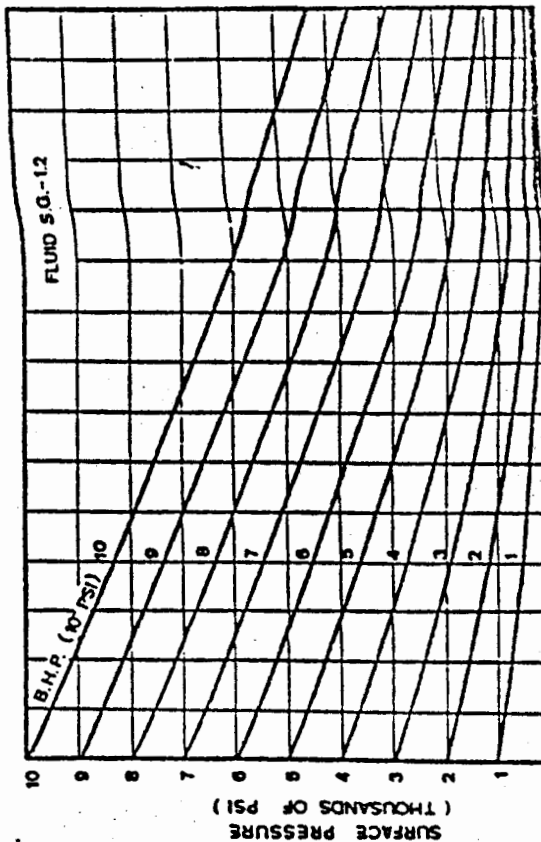
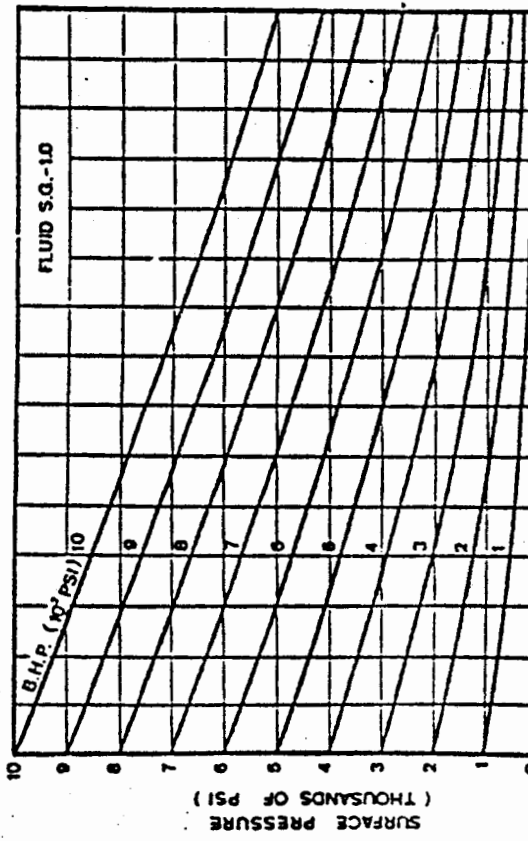
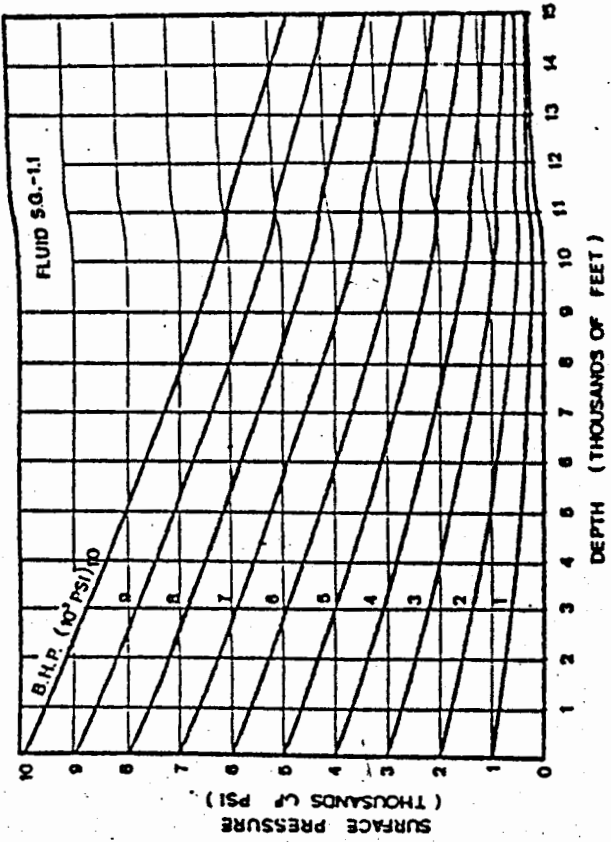
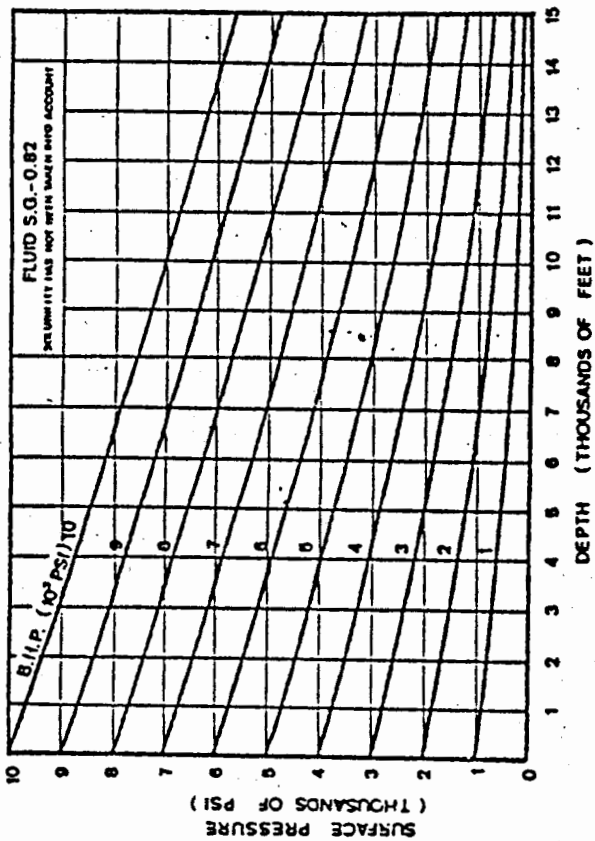


FIG. 20

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 02 CAMPO SACHA

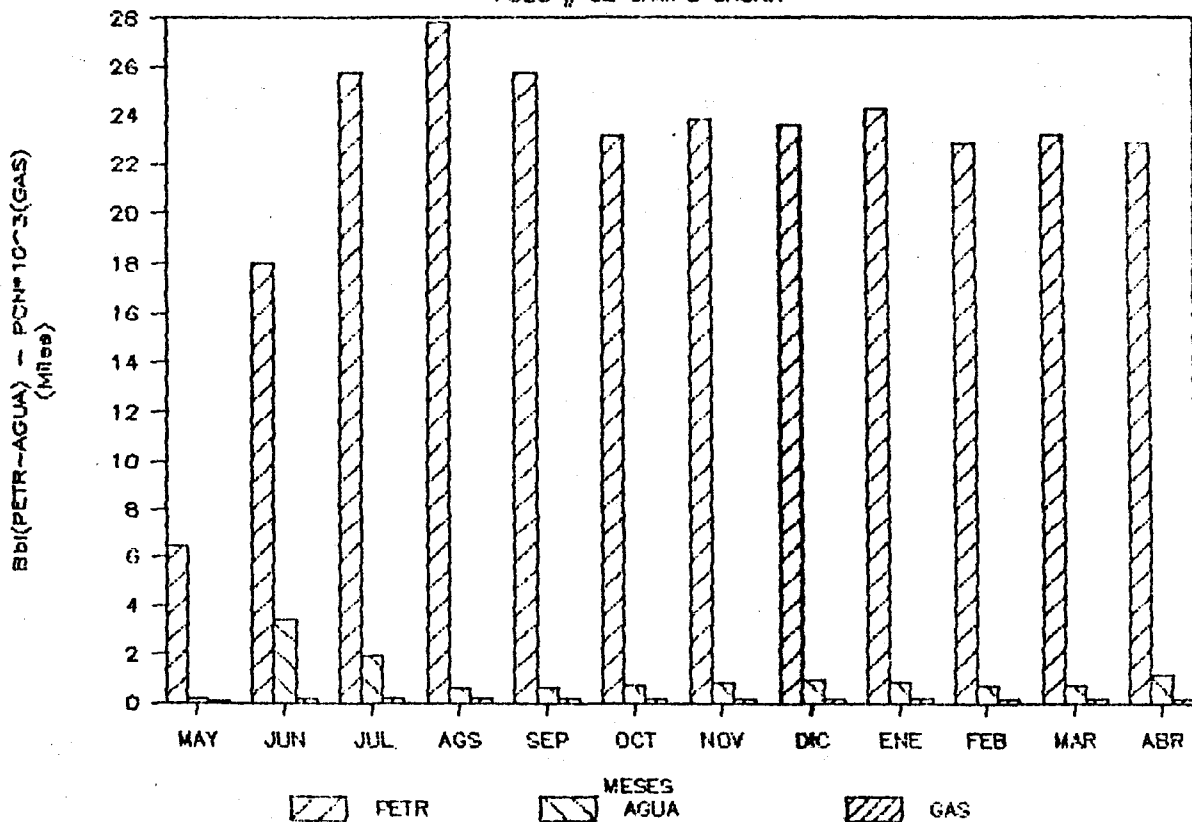


FIG. 21.0

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 02 CAMPO SACHA

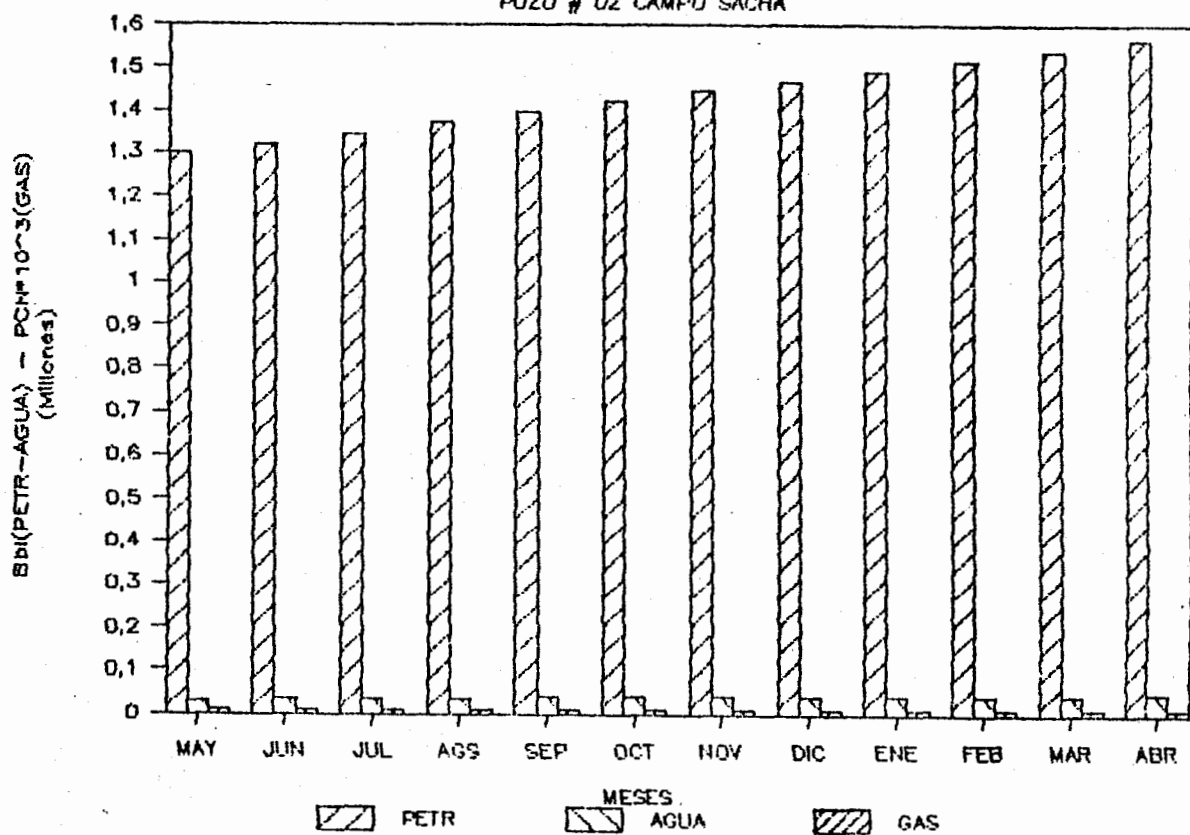


FIG. 21. b

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 14 CAMPO SACHA

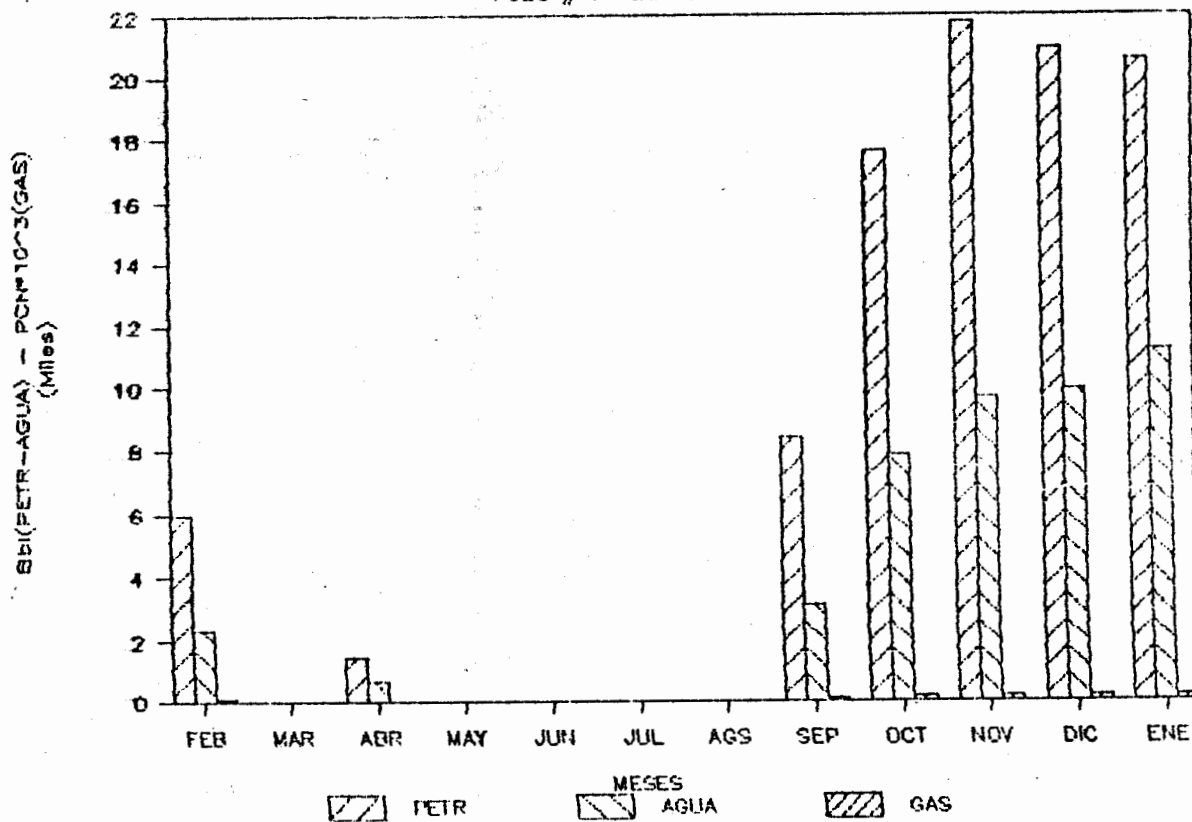


FIG. 22. a



# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 14 CAMPO SACHA

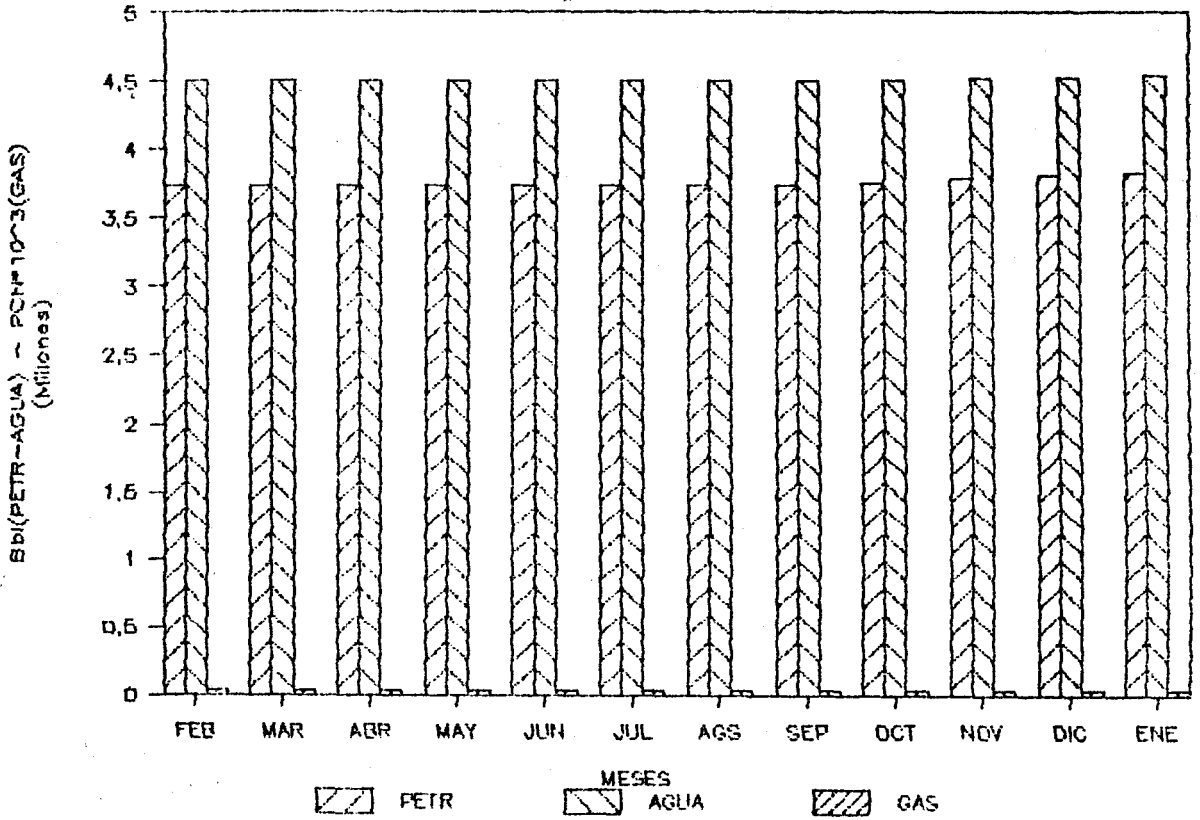


FIG. 22. b

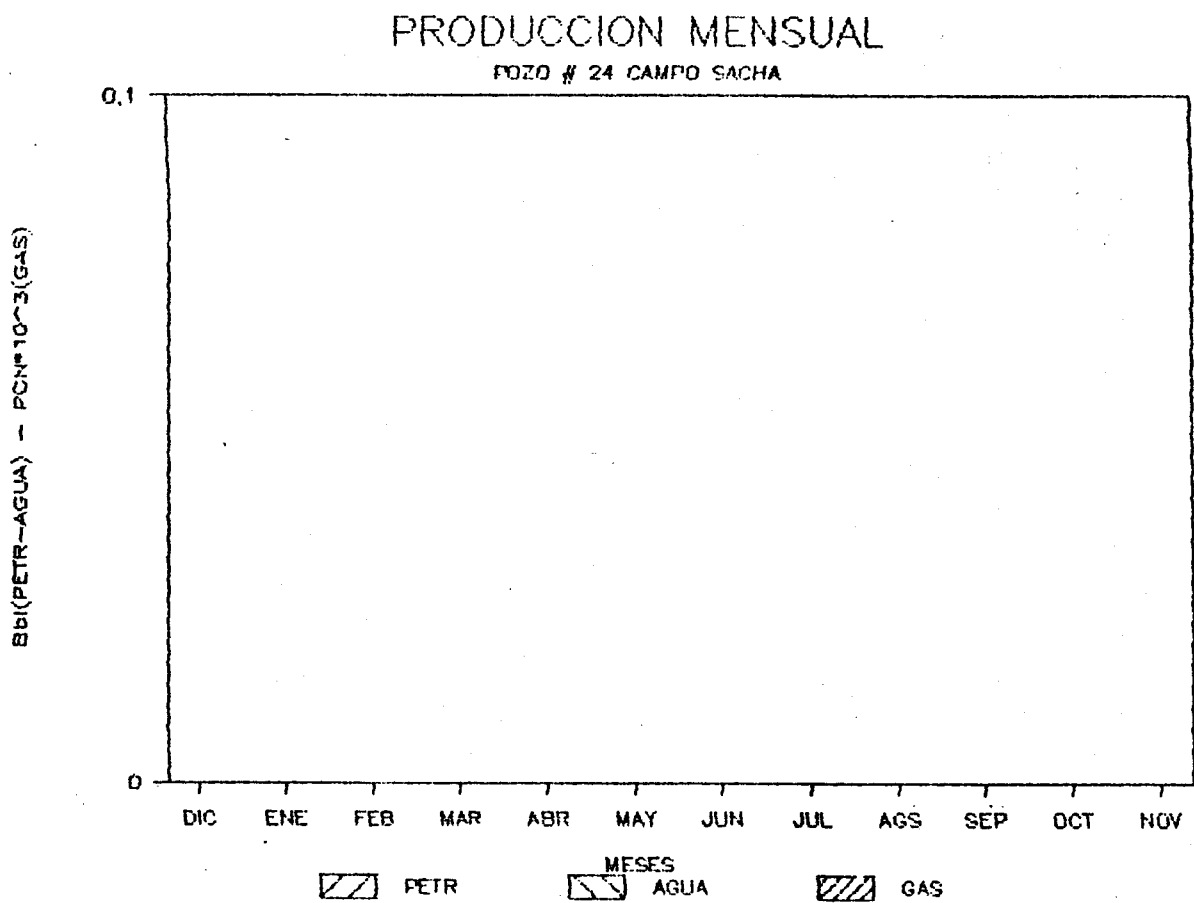


FIG. 24. a

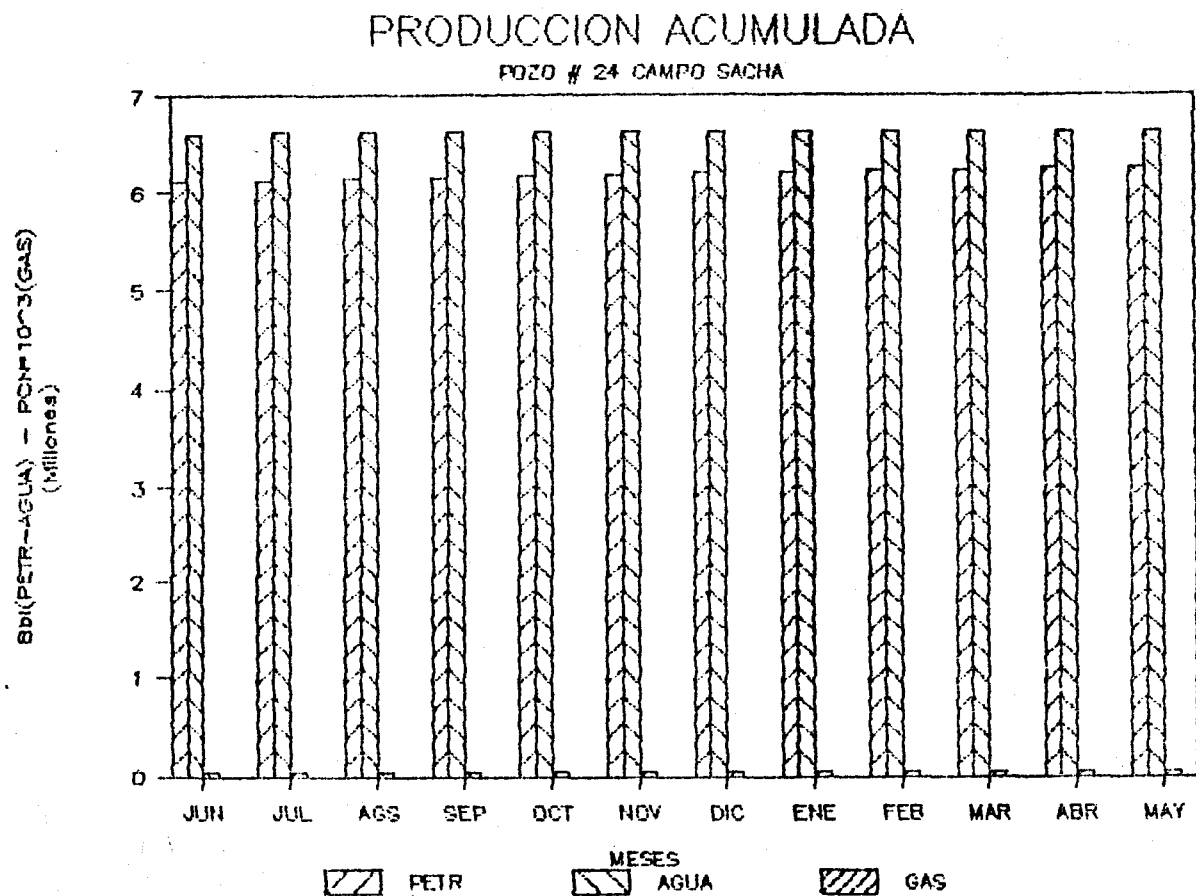


FIG. 24. b

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 27 CAMPO SACHA

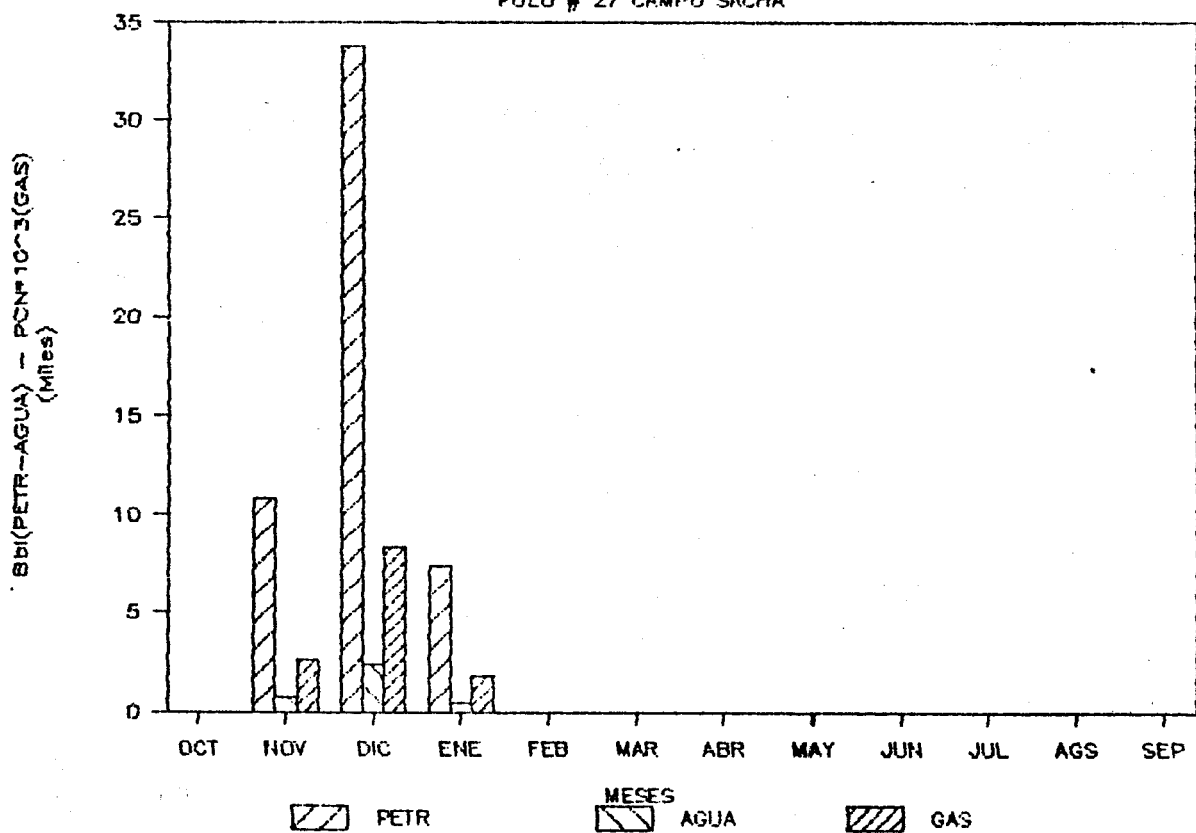


FIG. 25. a





# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 29 CAMPO SACHA

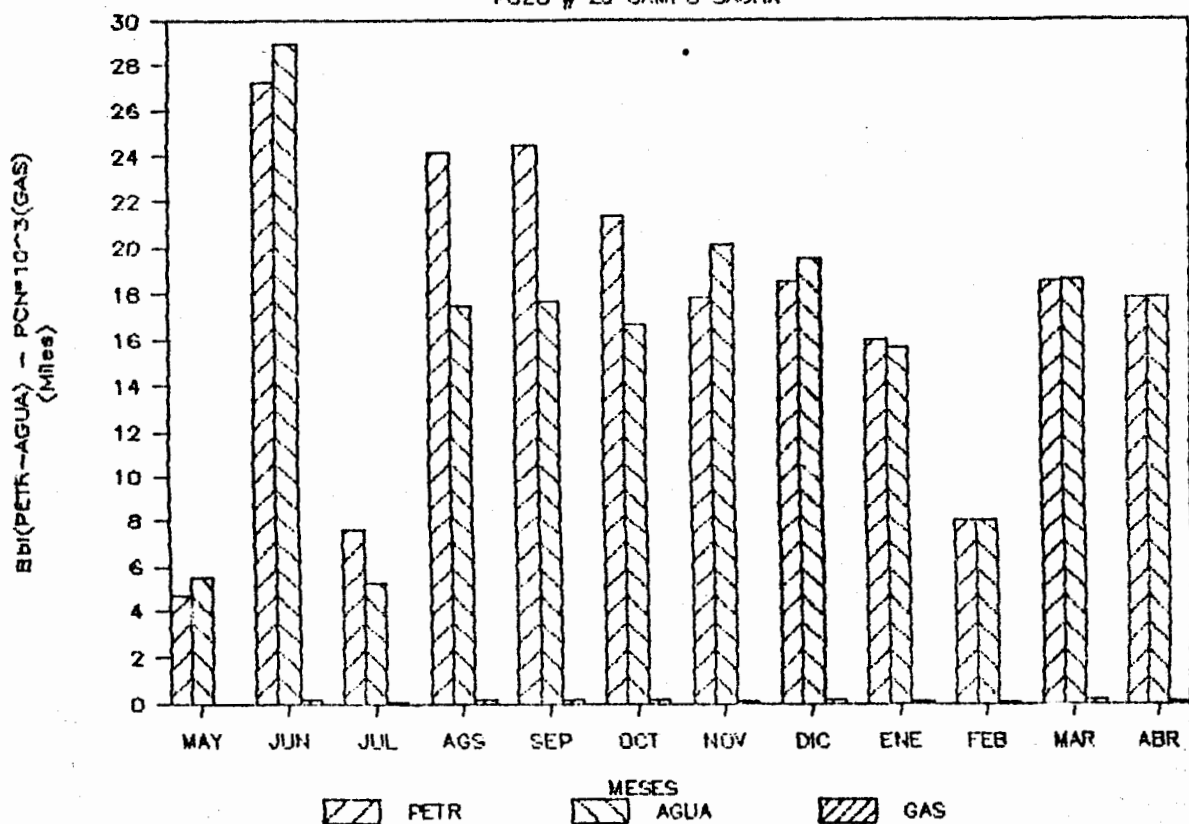


FIG. 26. a

# PRODUCCION ACUMULADA

FOZO # 29 CAMPO SACHA

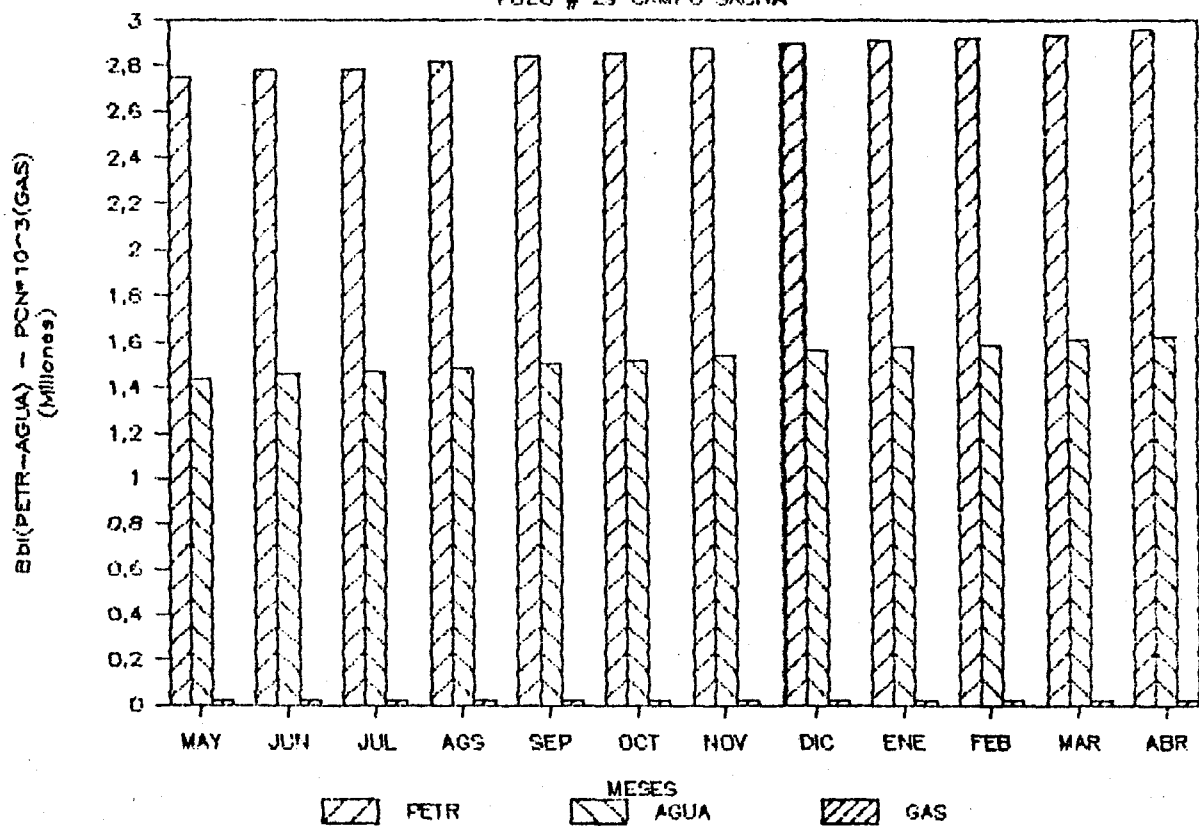


FIG. 26. b

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 30 CAMPO SACHA

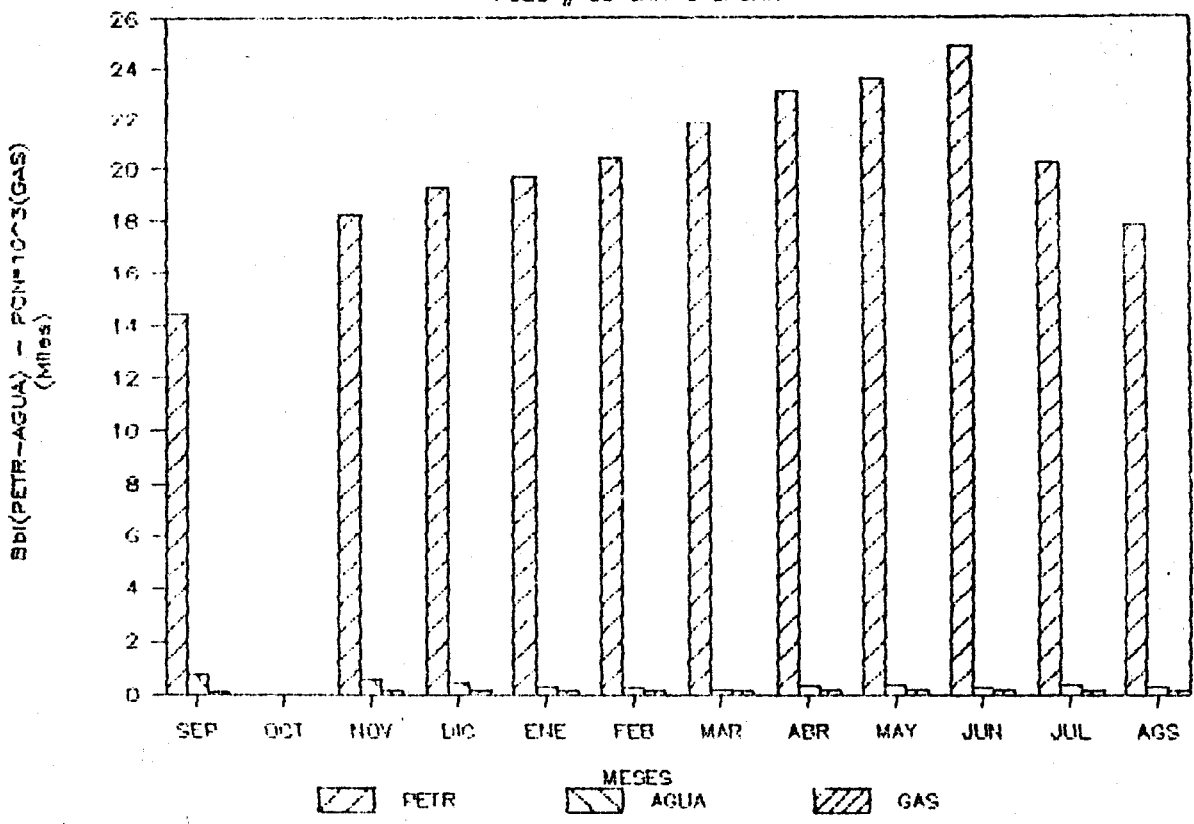


FIG. 27. a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 30 CAMPO SACHA

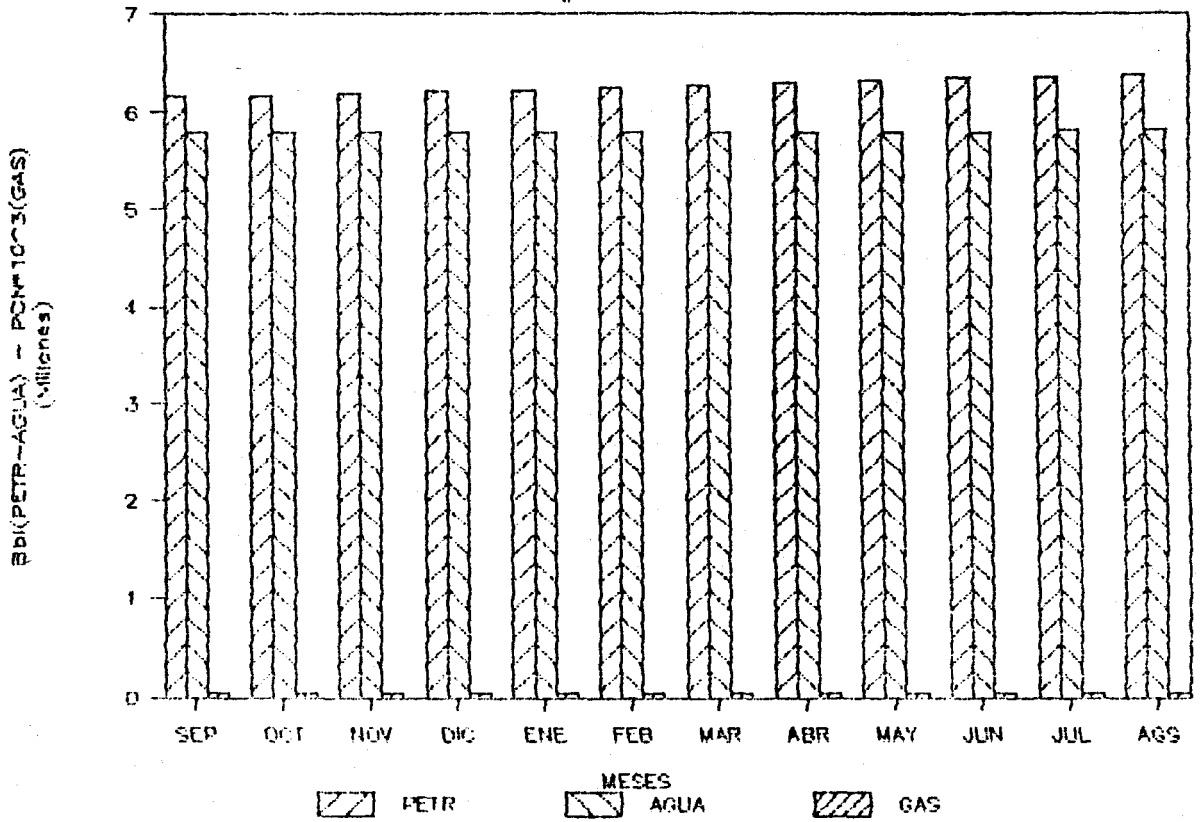


FIG. 27.b

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 34 CAMPO SACHA

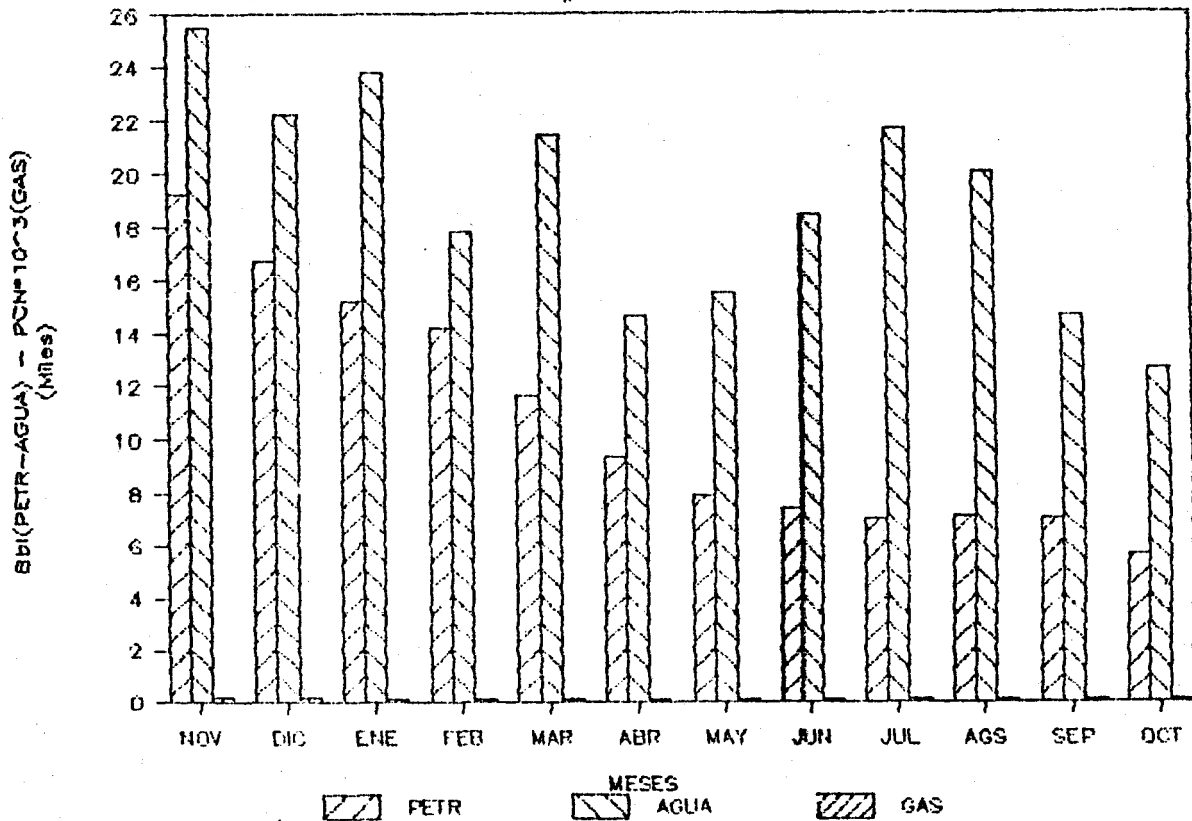


FIG. 28. d



# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 34 CAMPO SACHA

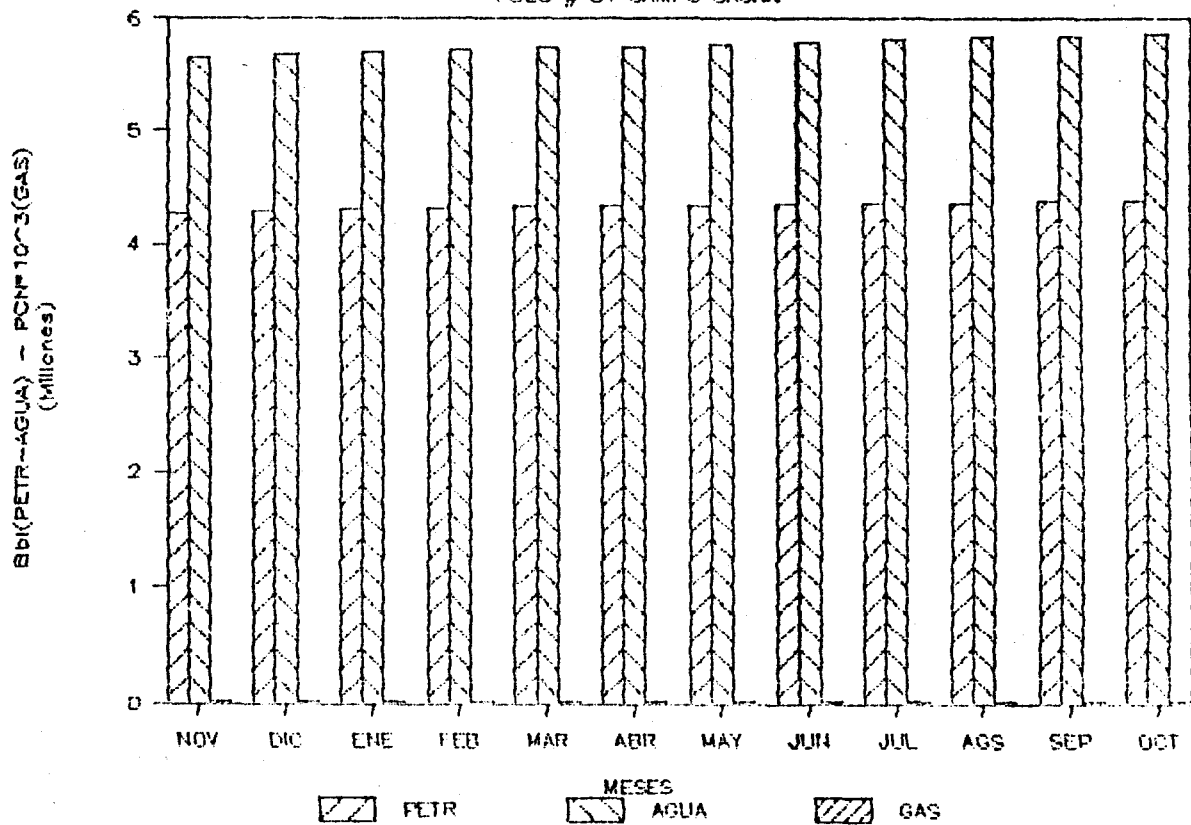


FIG. 28. b

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 41 CAMPO SACHA

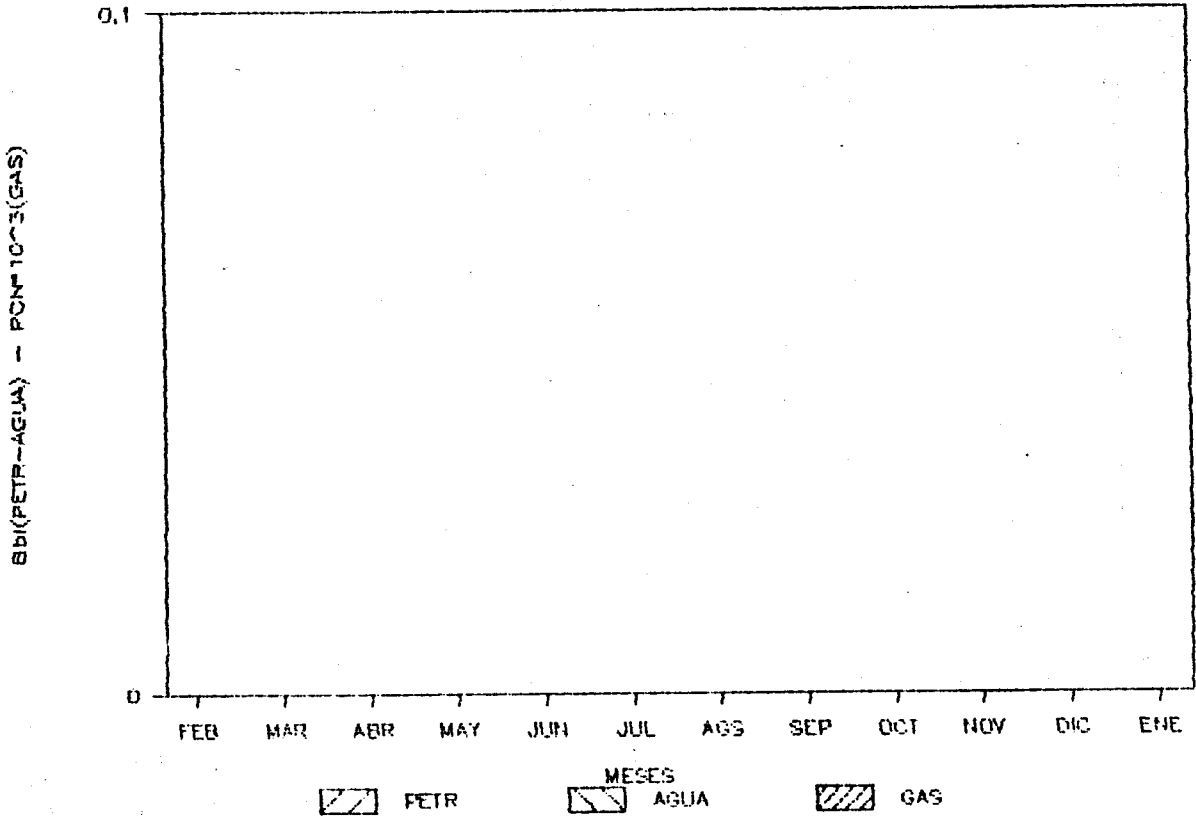


FIG. 29. a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 41 CAMPO SACHA

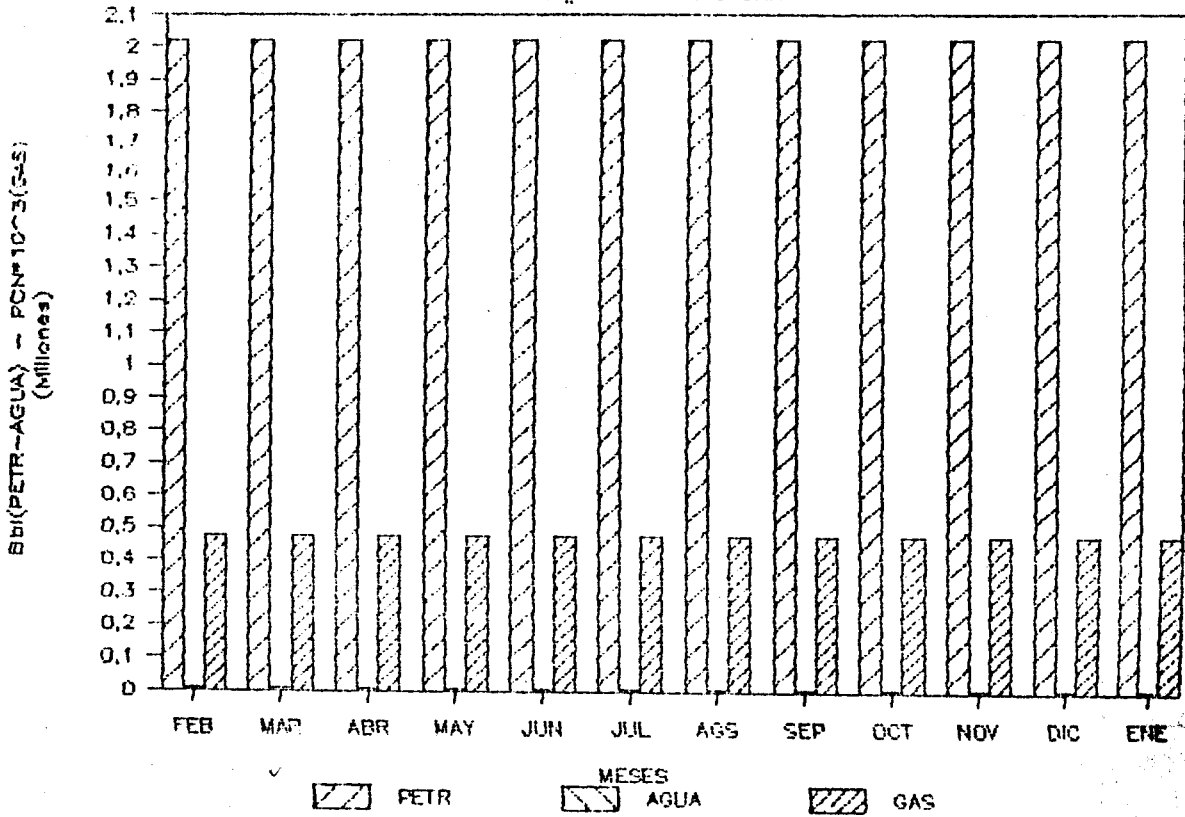


FIG. 29.b



# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 44 CAMPO SACHA

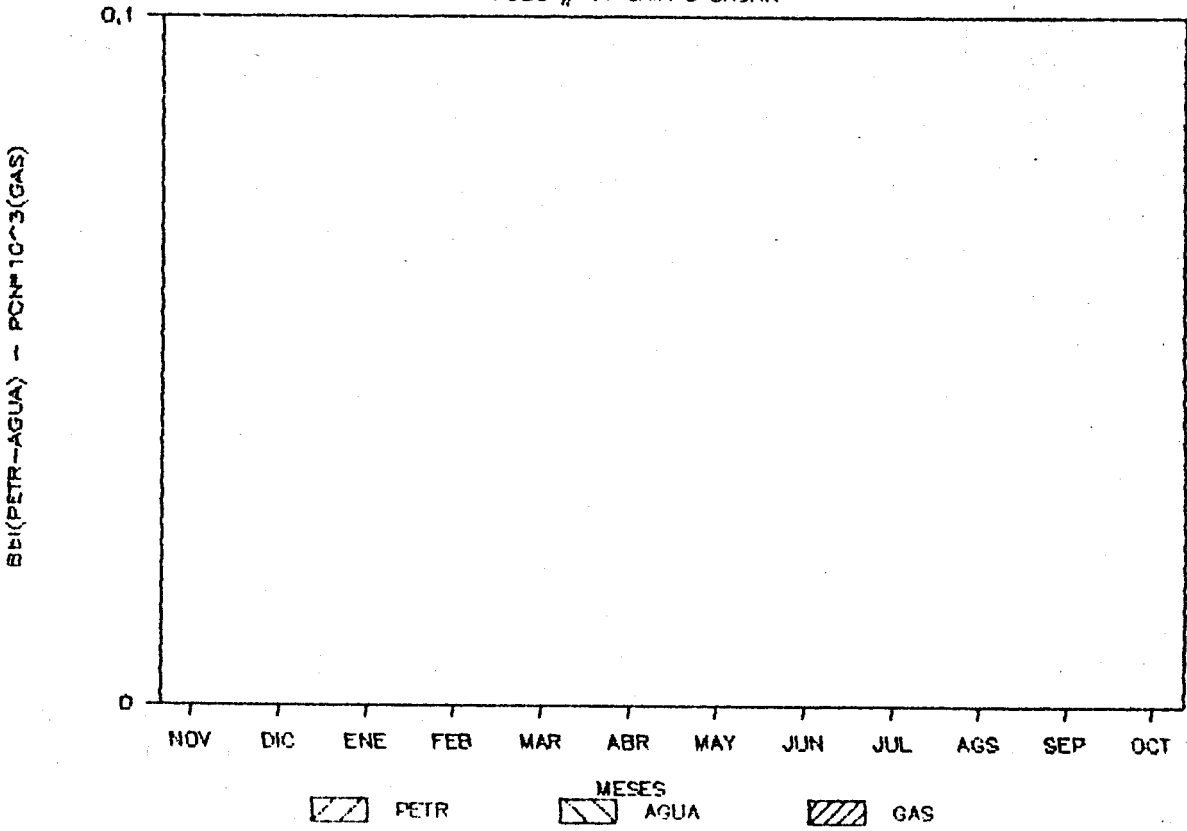


FIG. 30. a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 44 CAMPO SACHA

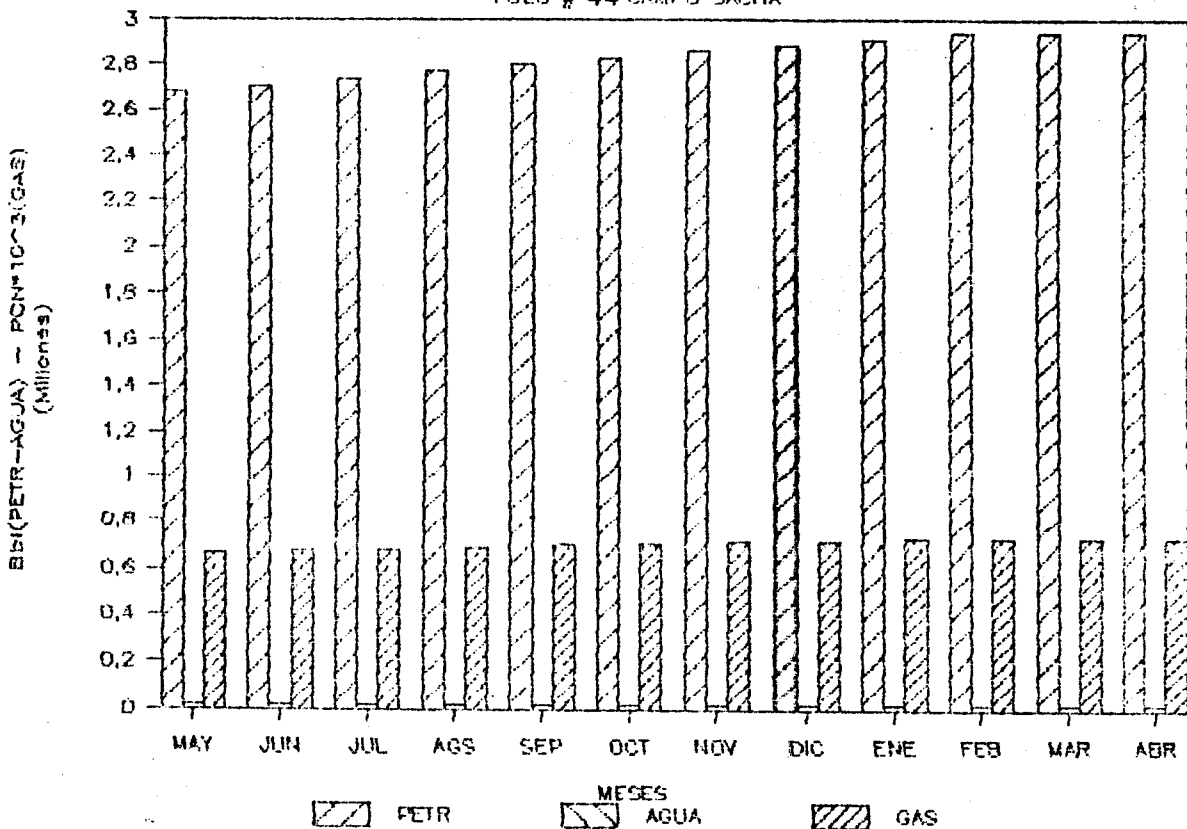


FIG. 30. b

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 86 CAMPO SACHA

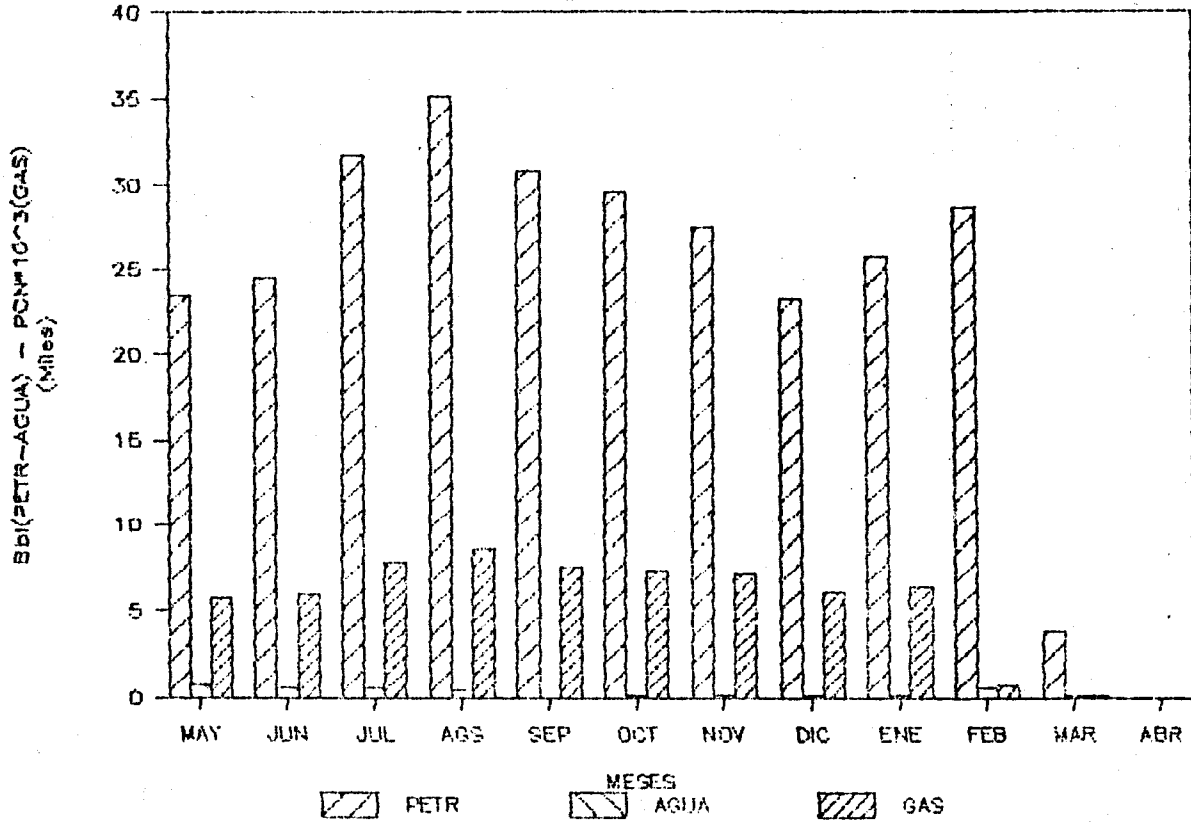


FIG. 31. a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 86 CAMPO SACHA

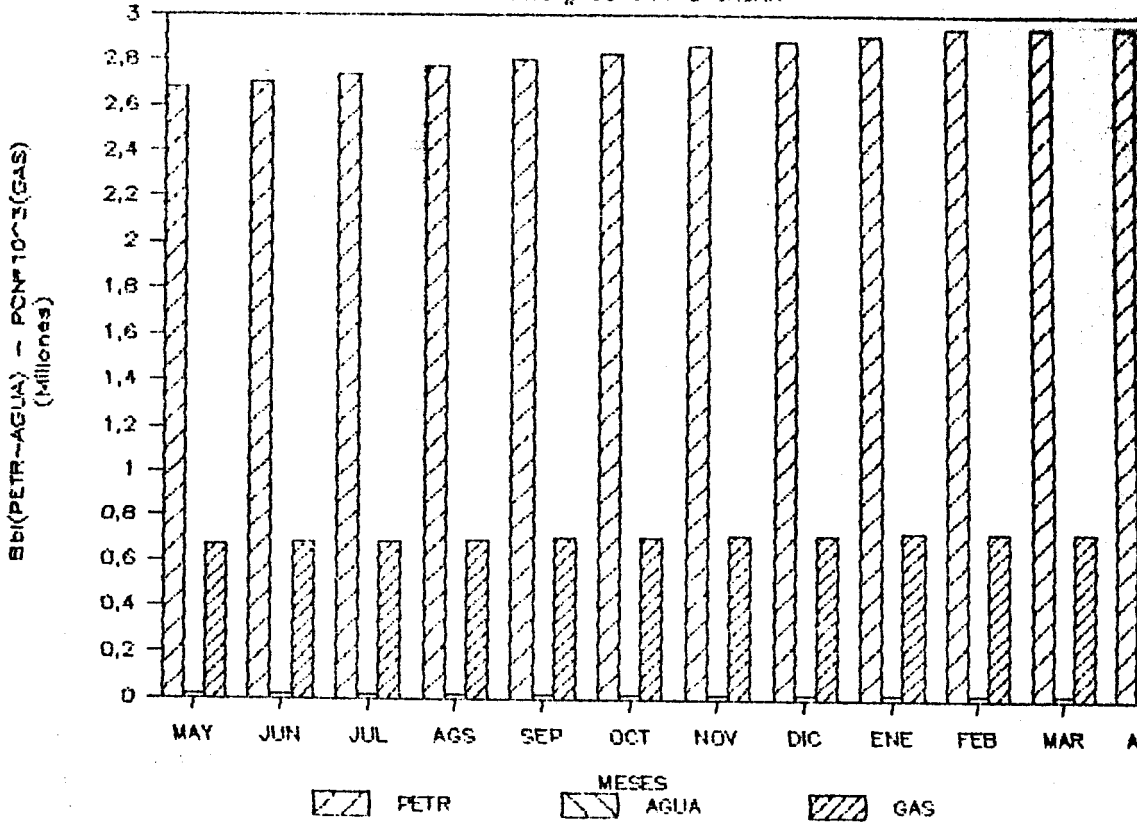


FIG. 31. b



# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 63 CAMPO SACHA

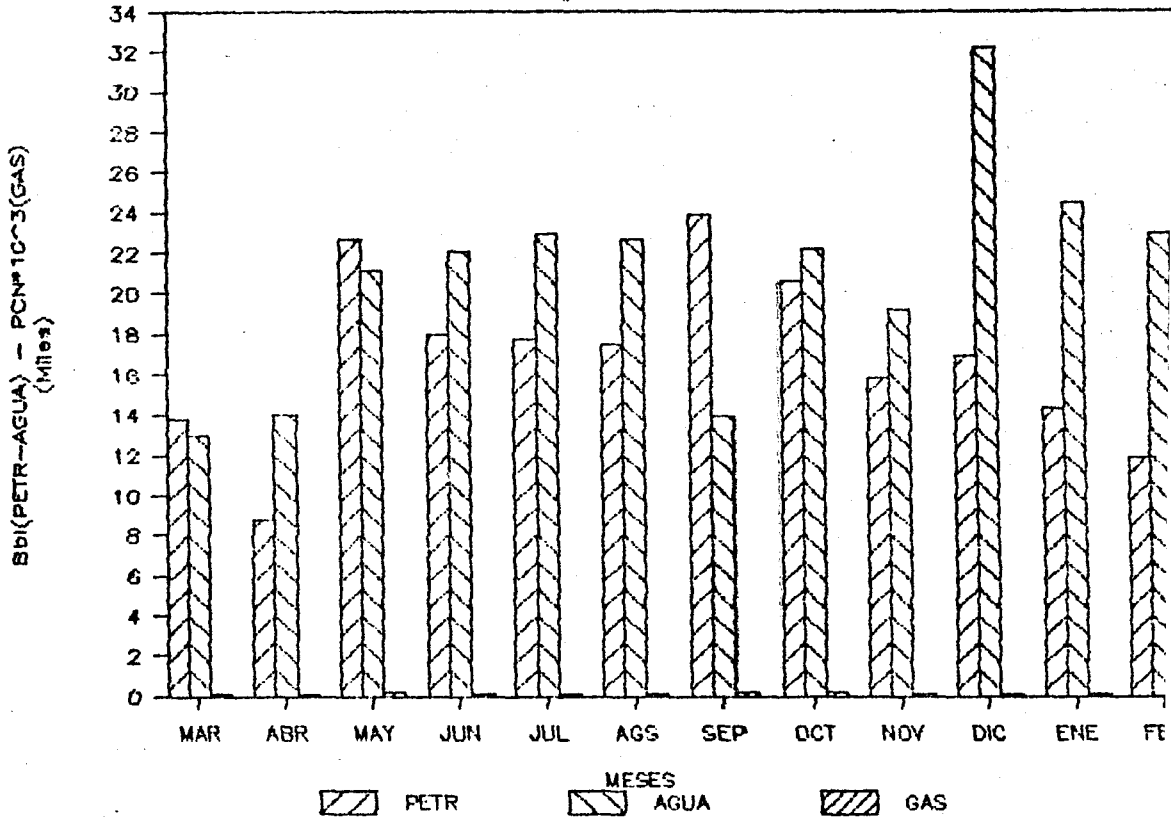


FIG. 32. 0

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 83 CAMPO SACHA

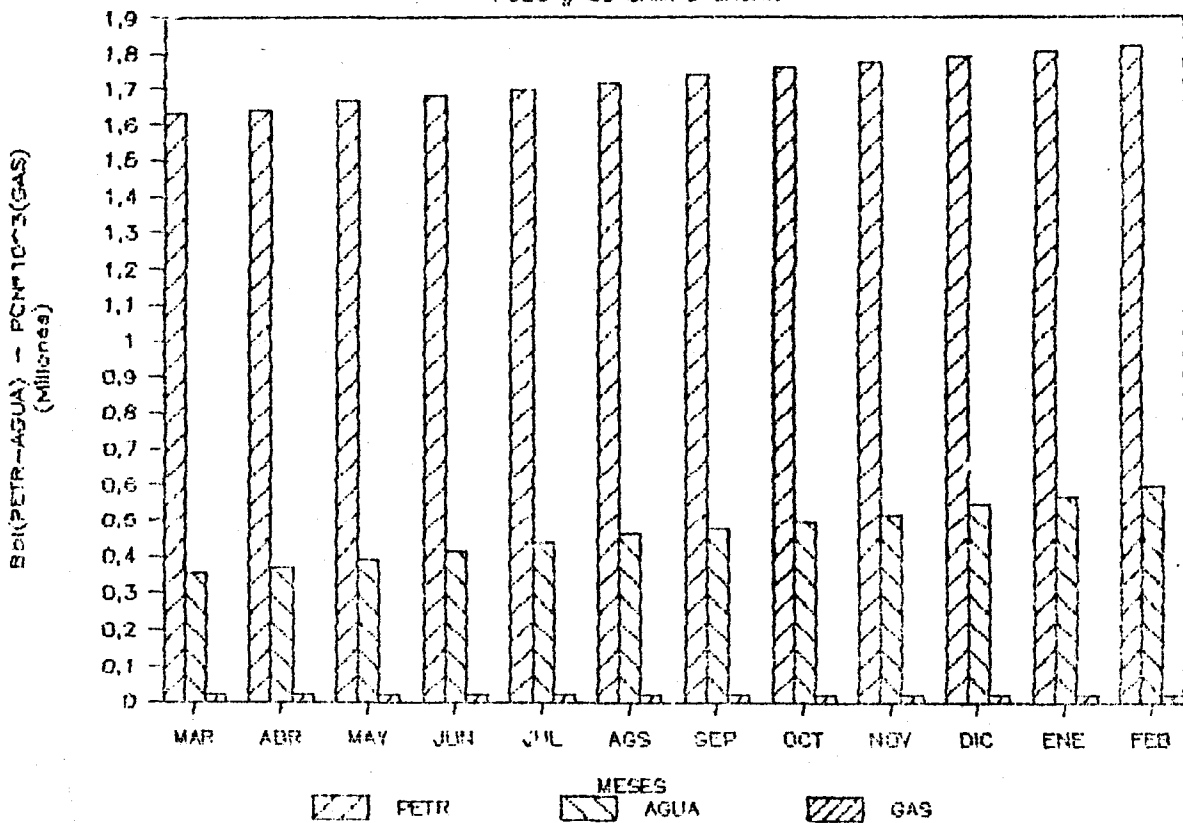


FIG. 32. b

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 91 CAMPO SACHA

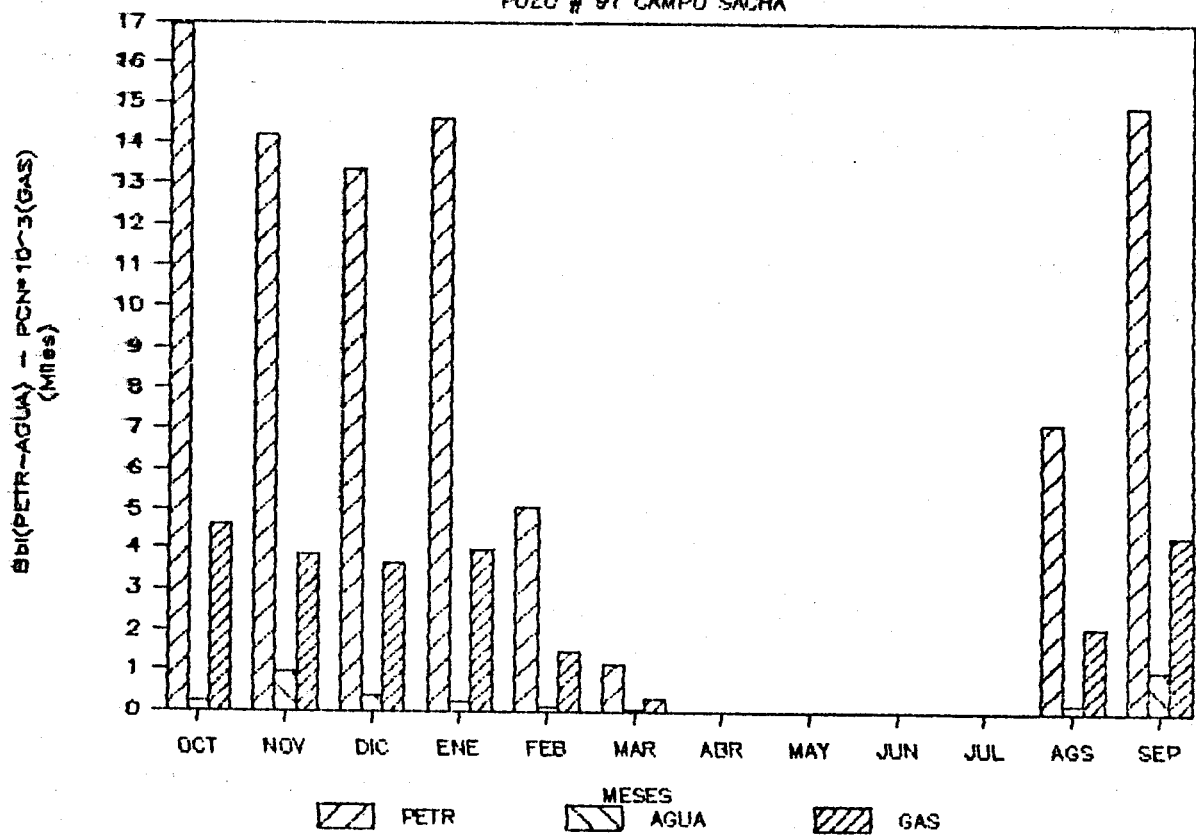


FIG. 33. a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 91 CAMPO SACHA

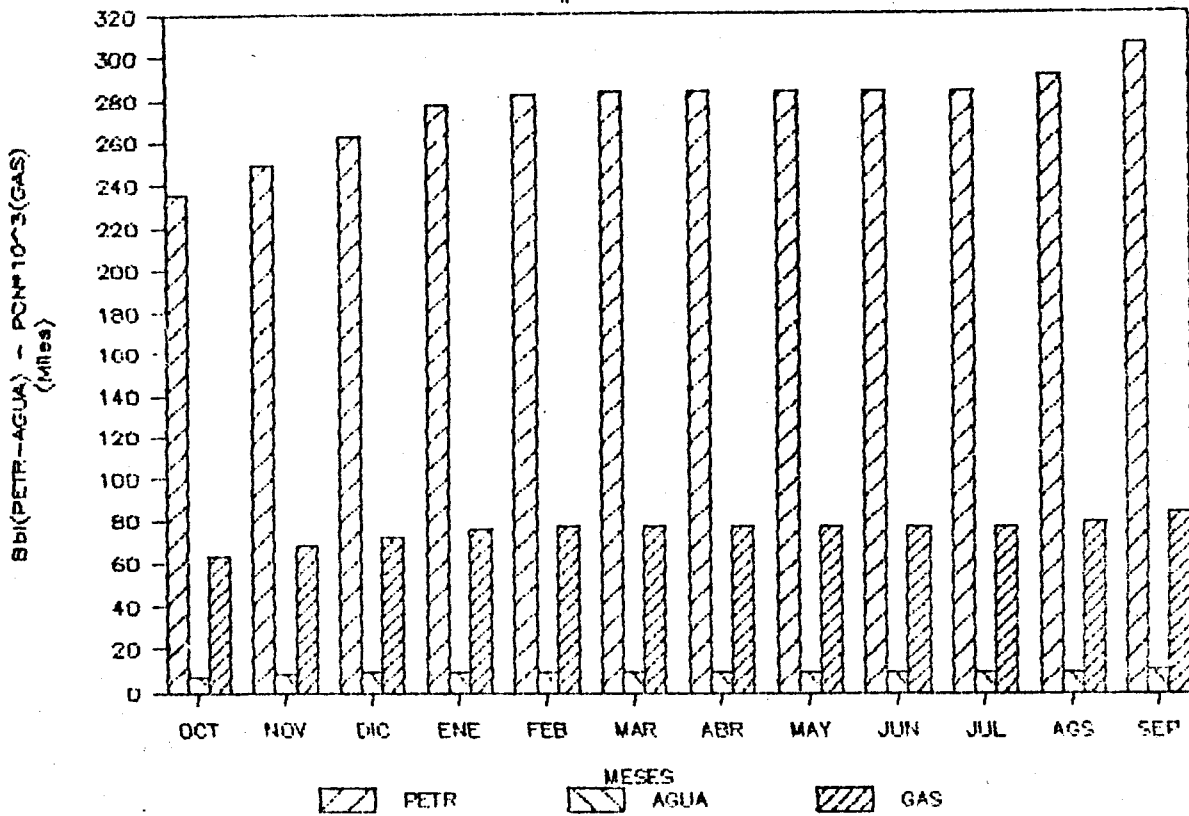


FIG. 33.b



### PRODUCCION MENSUAL

POZO # 98 CAMPO SACHA

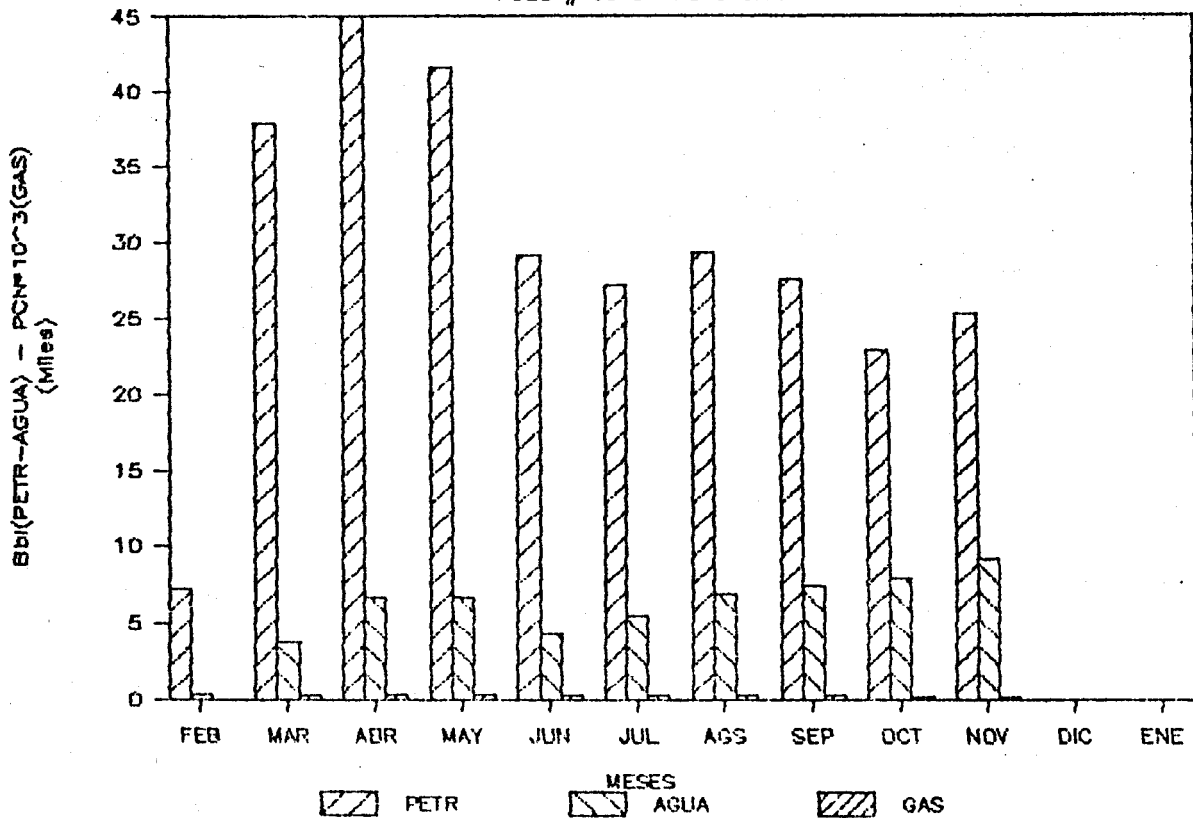


FIG. 34. a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 98 CAMPO SACHA

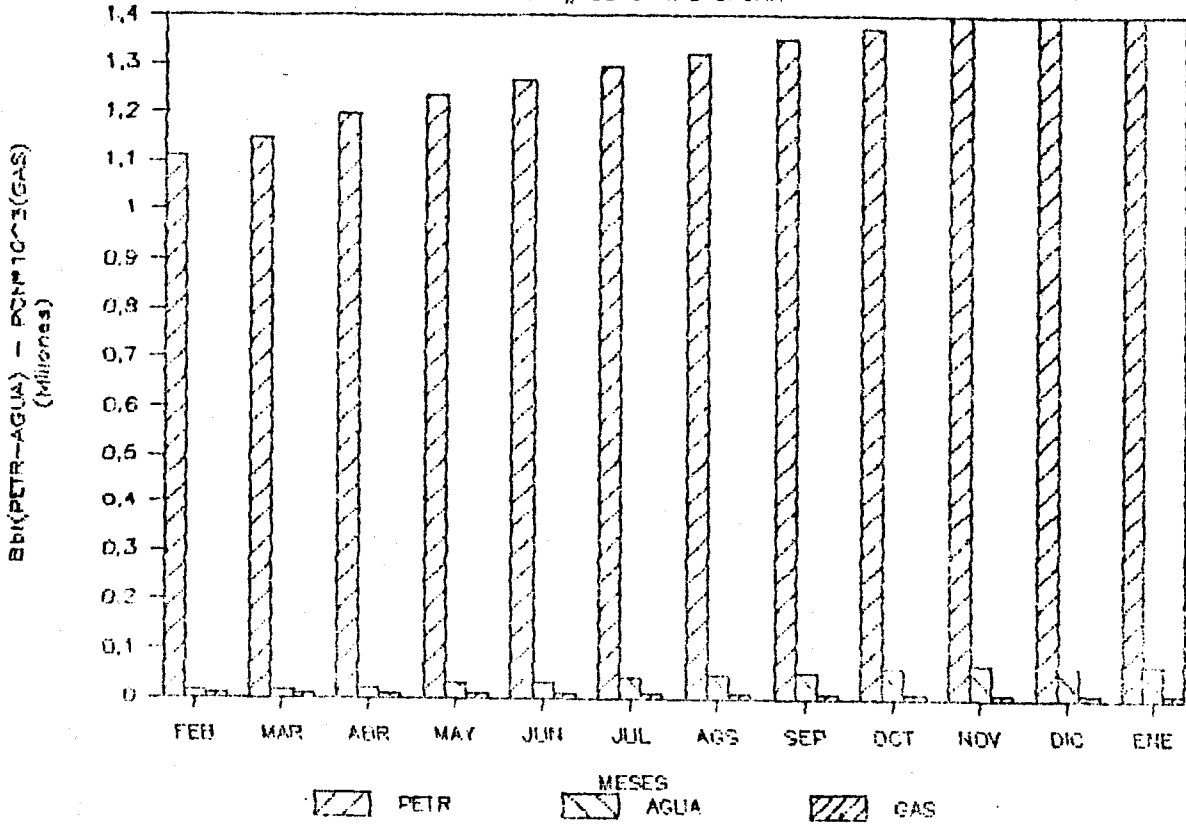


FIG. 34. b

# PRODUCCION MENSUAL

POZO 99 CAMPO SACHA

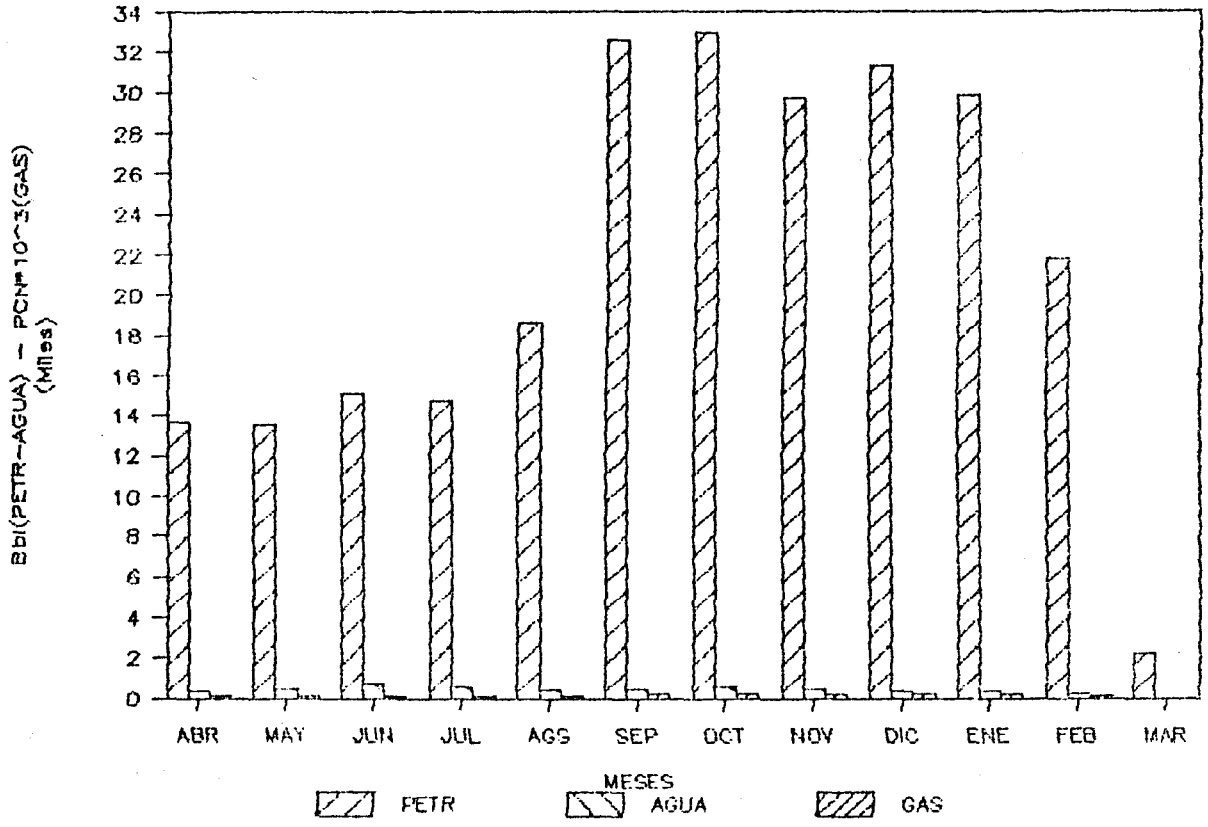


FIG. 35. a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO 99 CAMPO SACHA

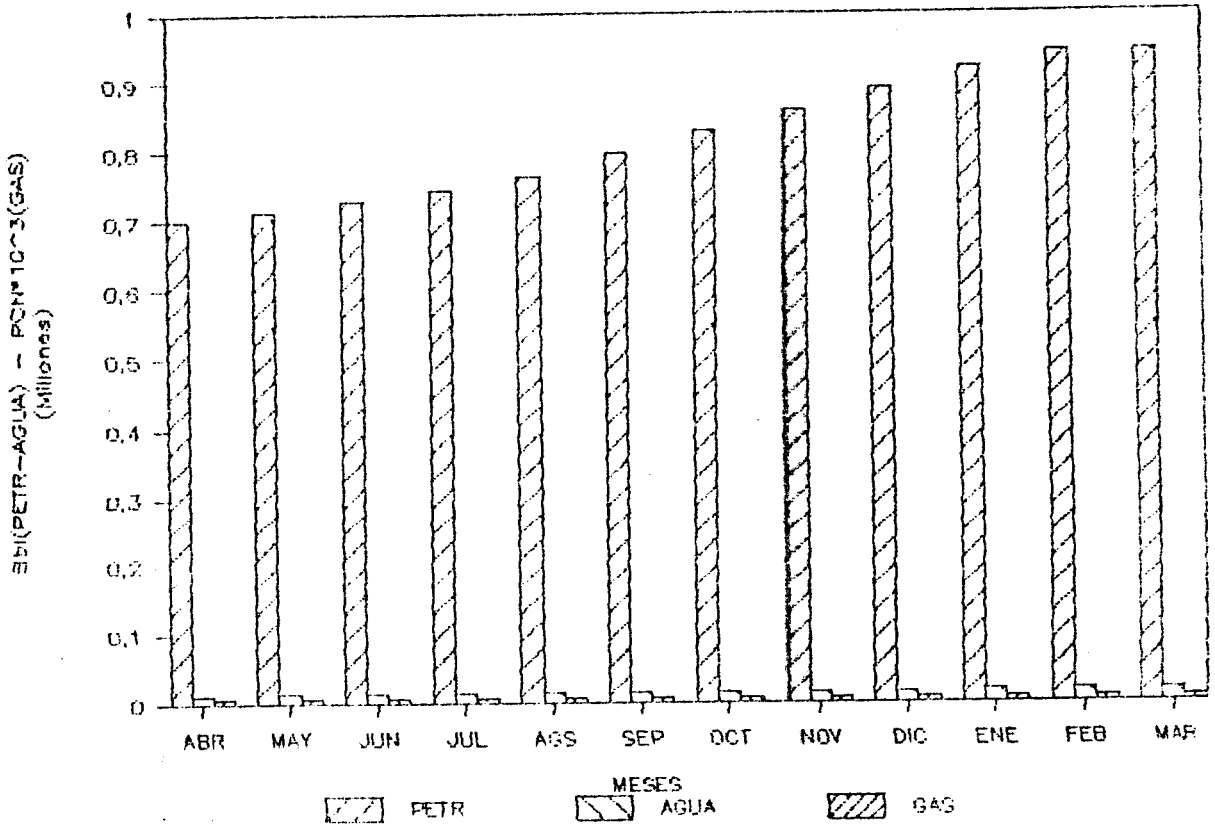


FIG. 35. b



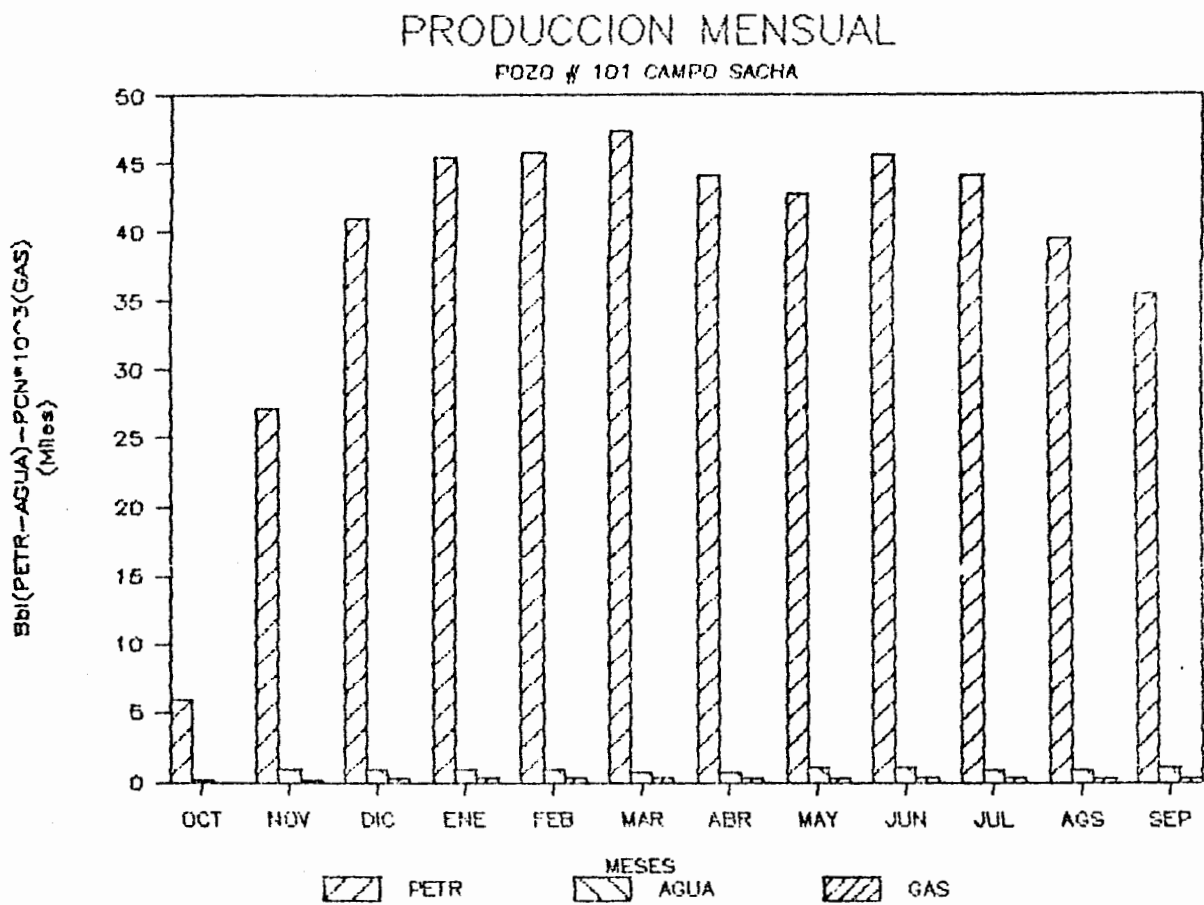


FIG. 36.a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 101 CAMPO SACHA

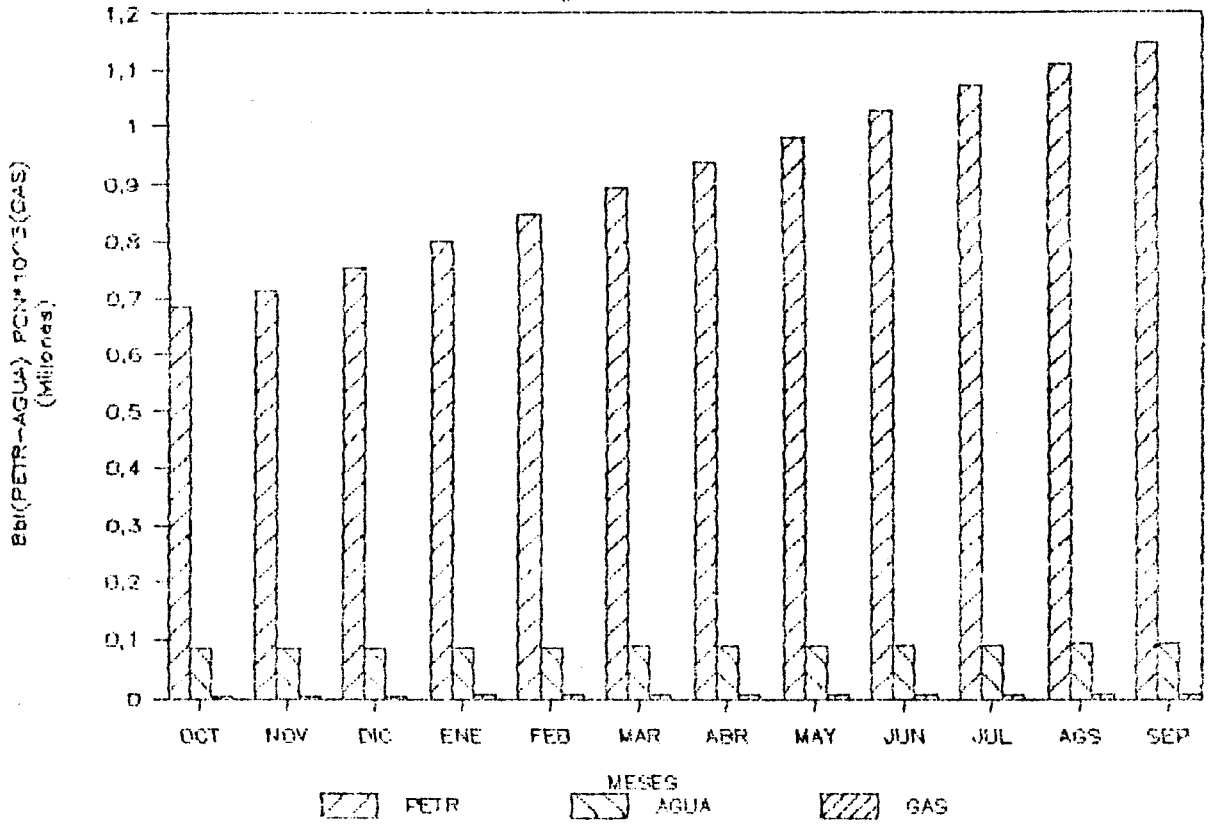


FIG. 36. b

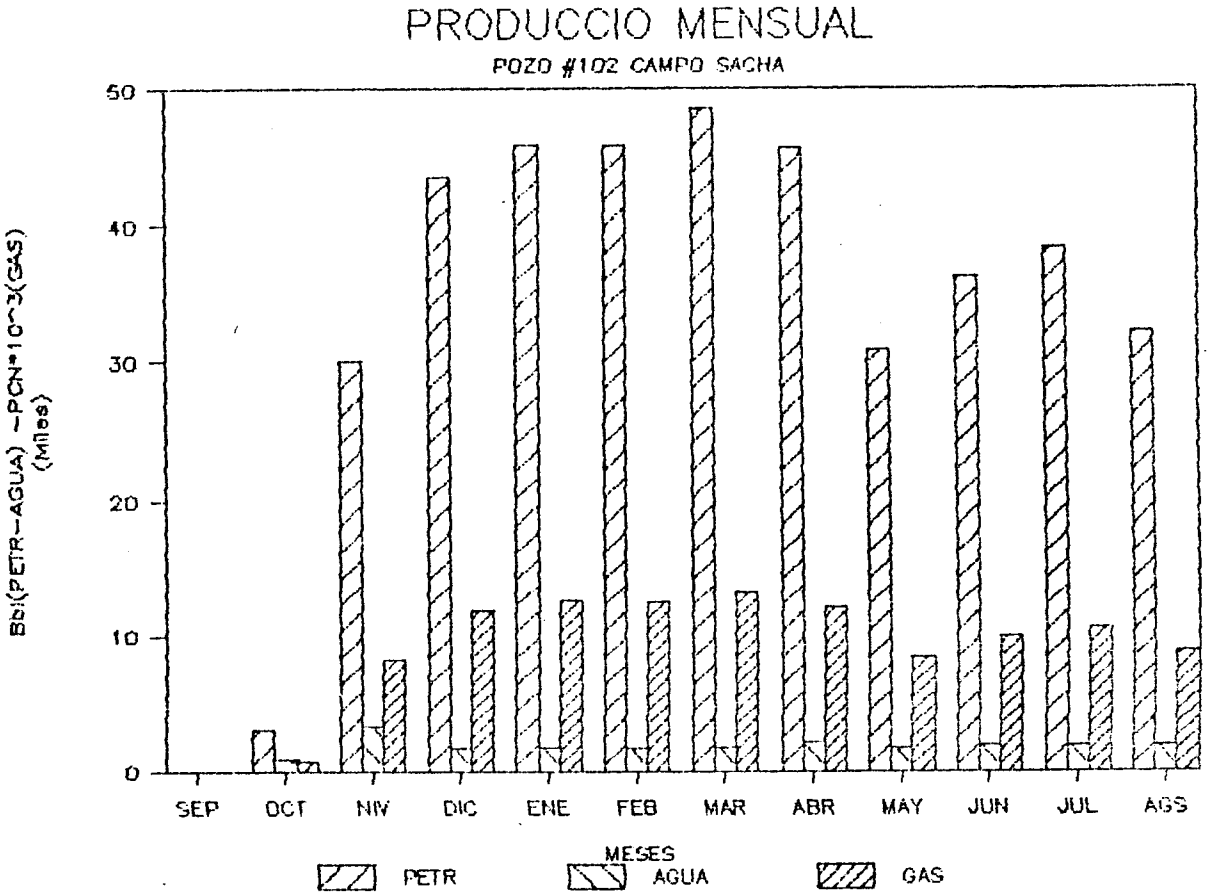


FIG. 37. a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO #102 CAMPO SACHA

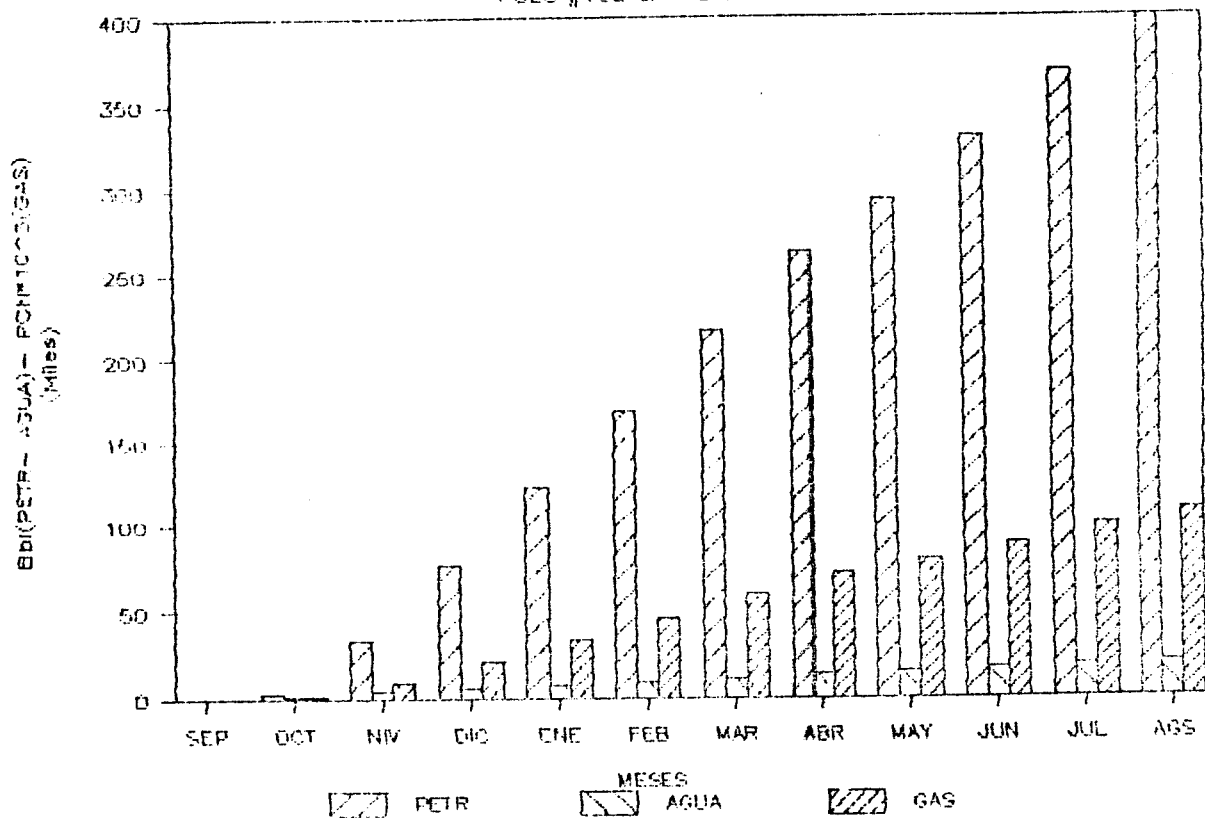


FIG. 37. b



# PRODUCCION MENSUAL

POZO #102 CAMPO SACHA

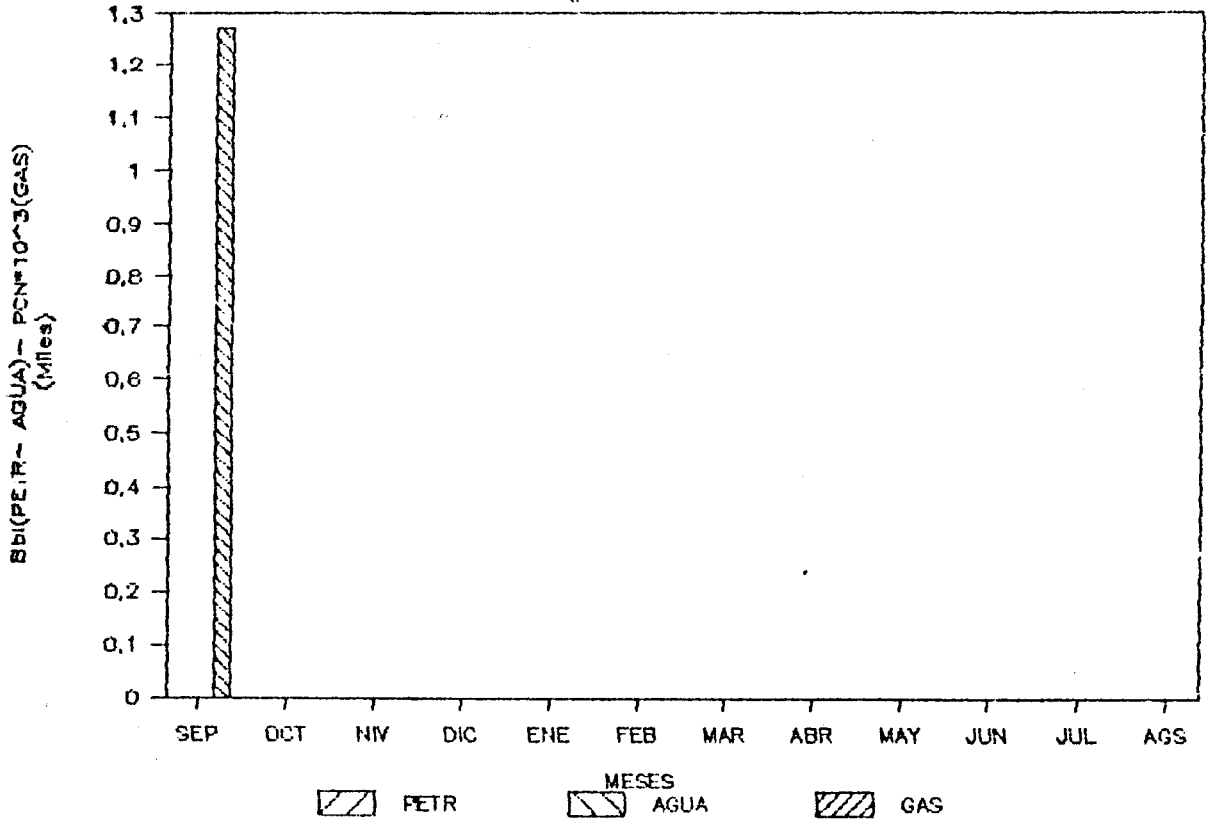


FIG. 38. a

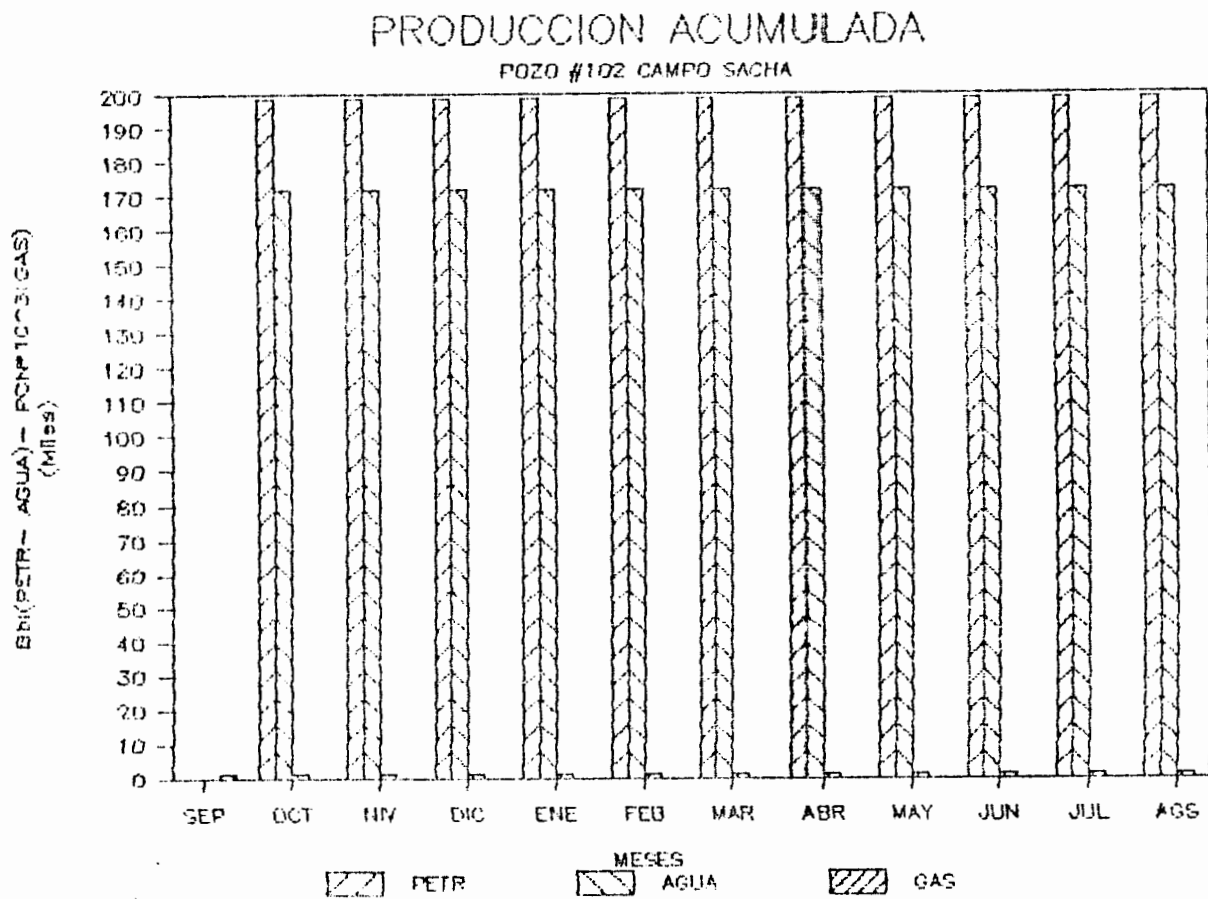


FIG. 38. b

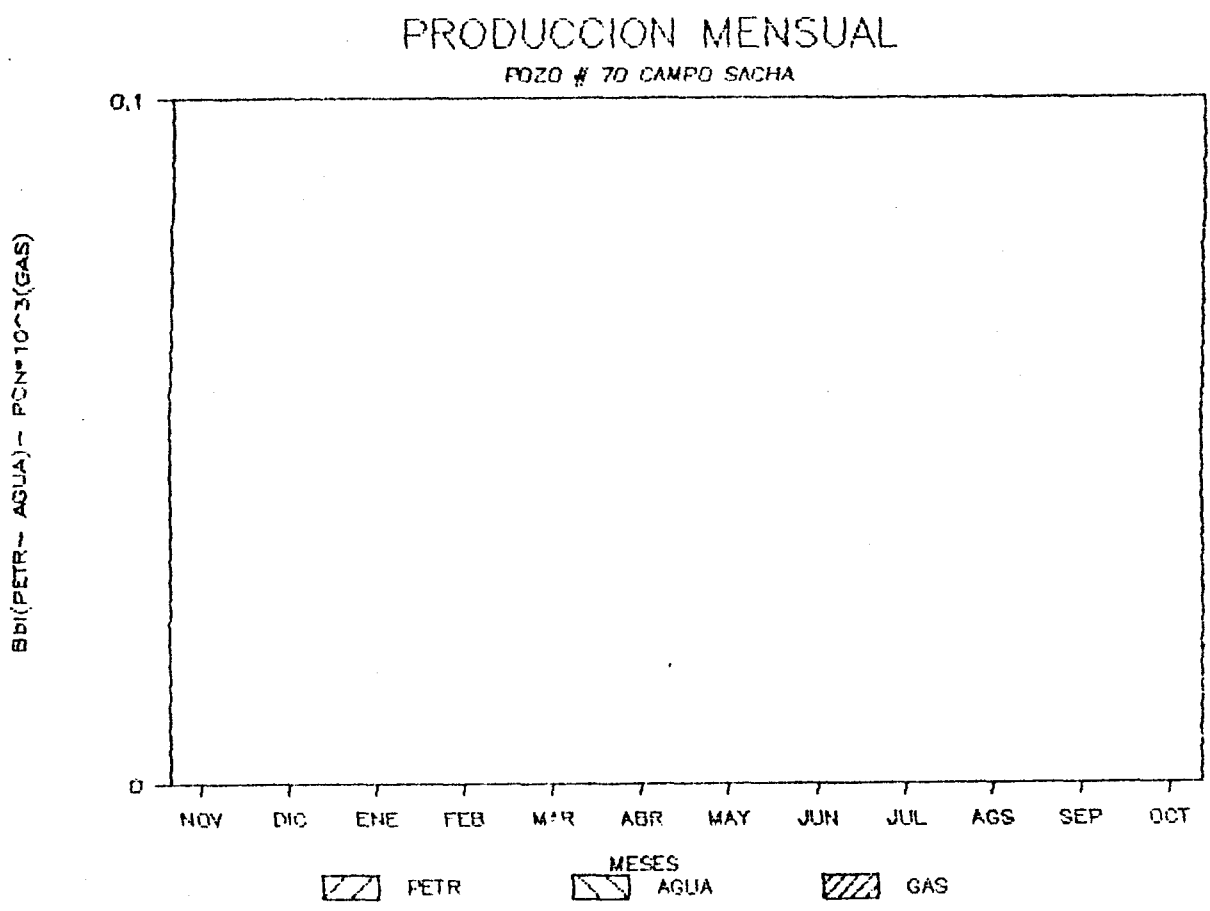


FIG. 40. a



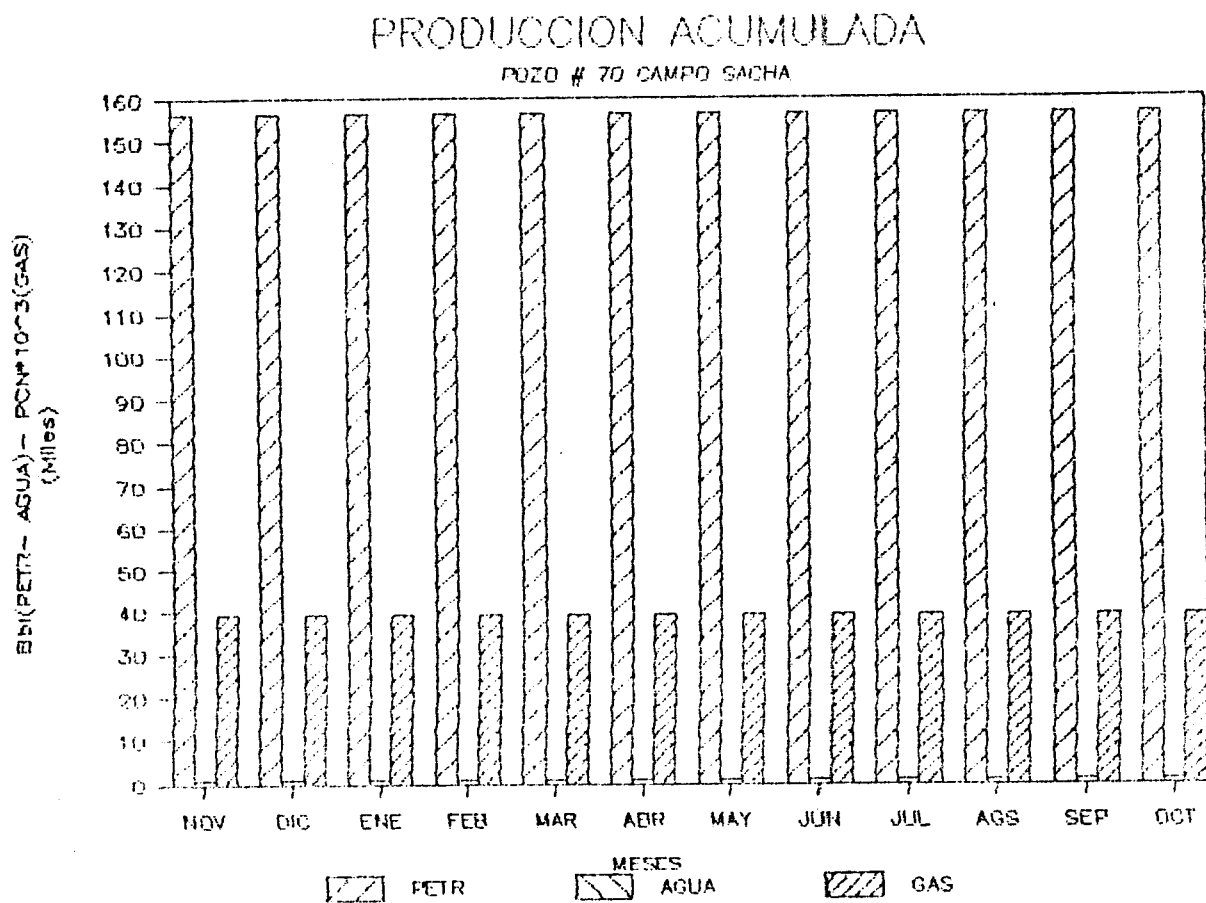


FIG. 40. b

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 80 CAMPO SACHA

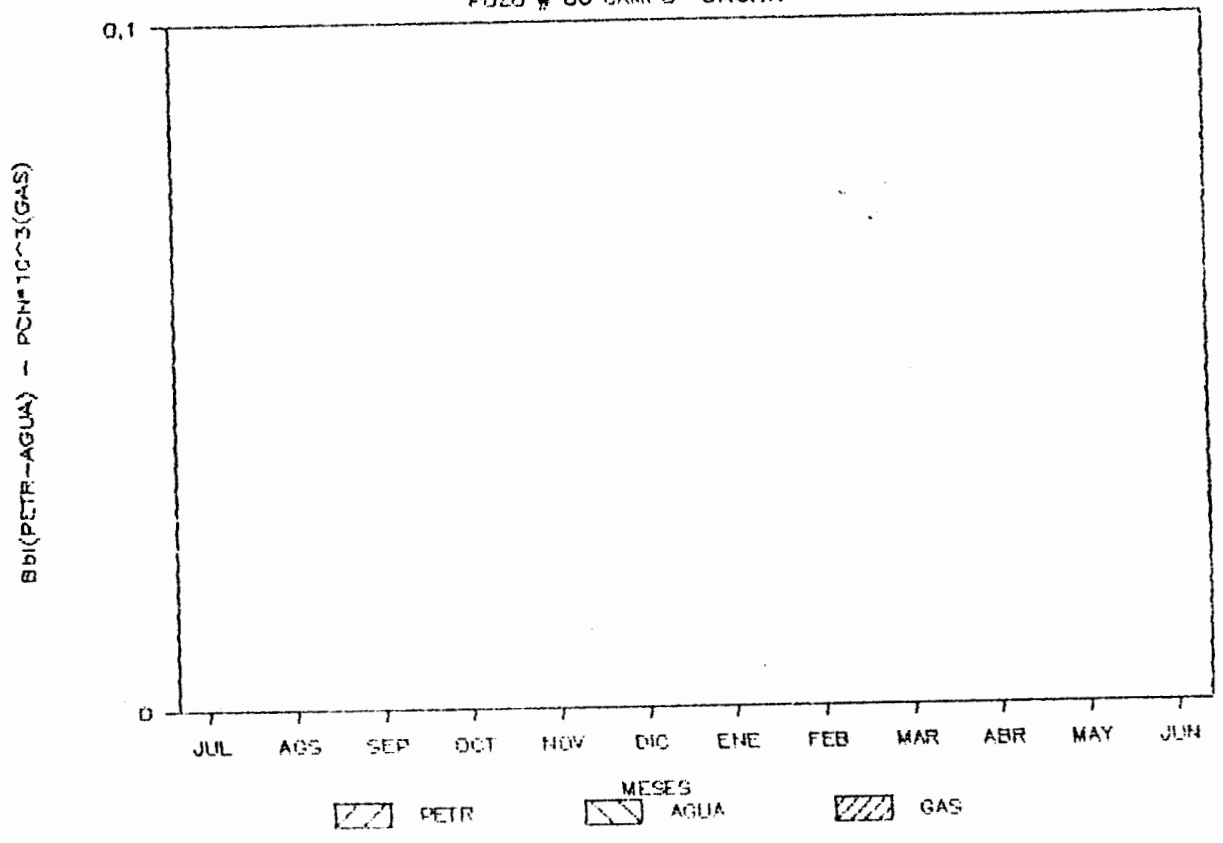


FIG. 41. o

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 80 CAMPO SACHA

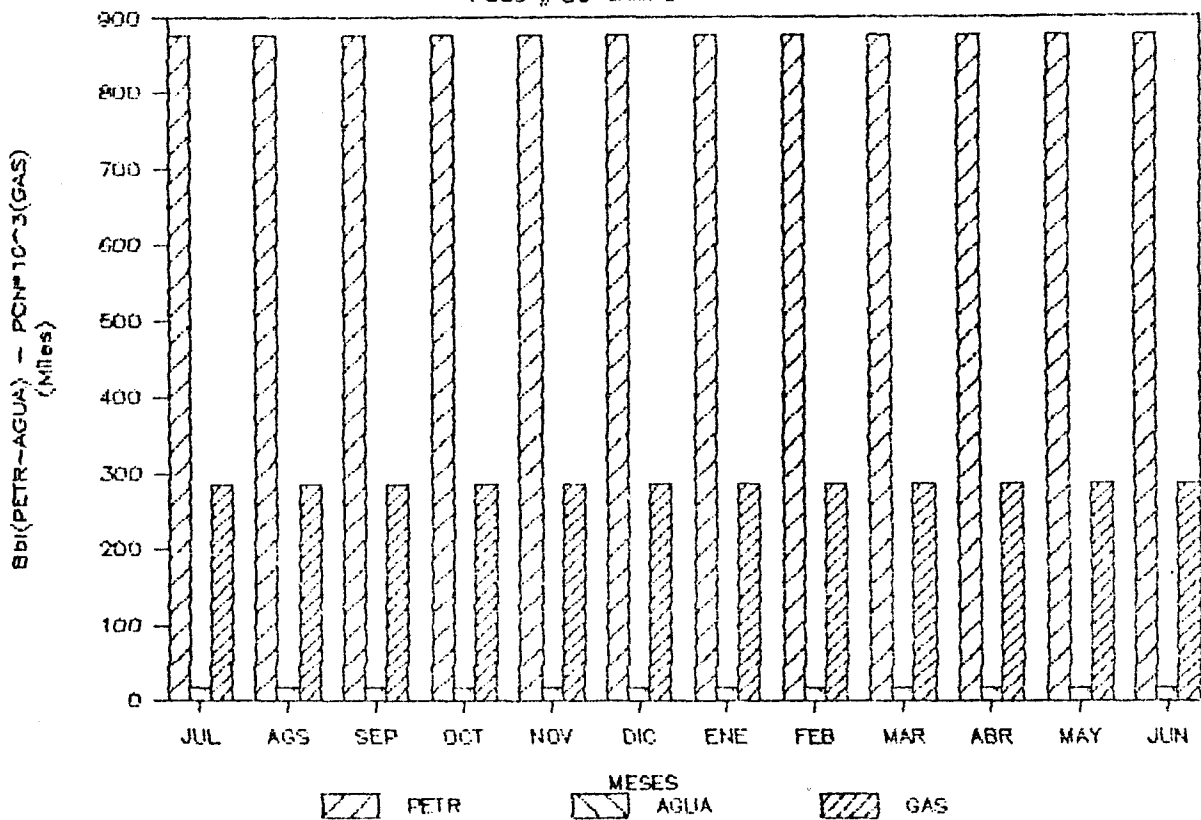


FIG. 41.b

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 83 CAMPO SACHA

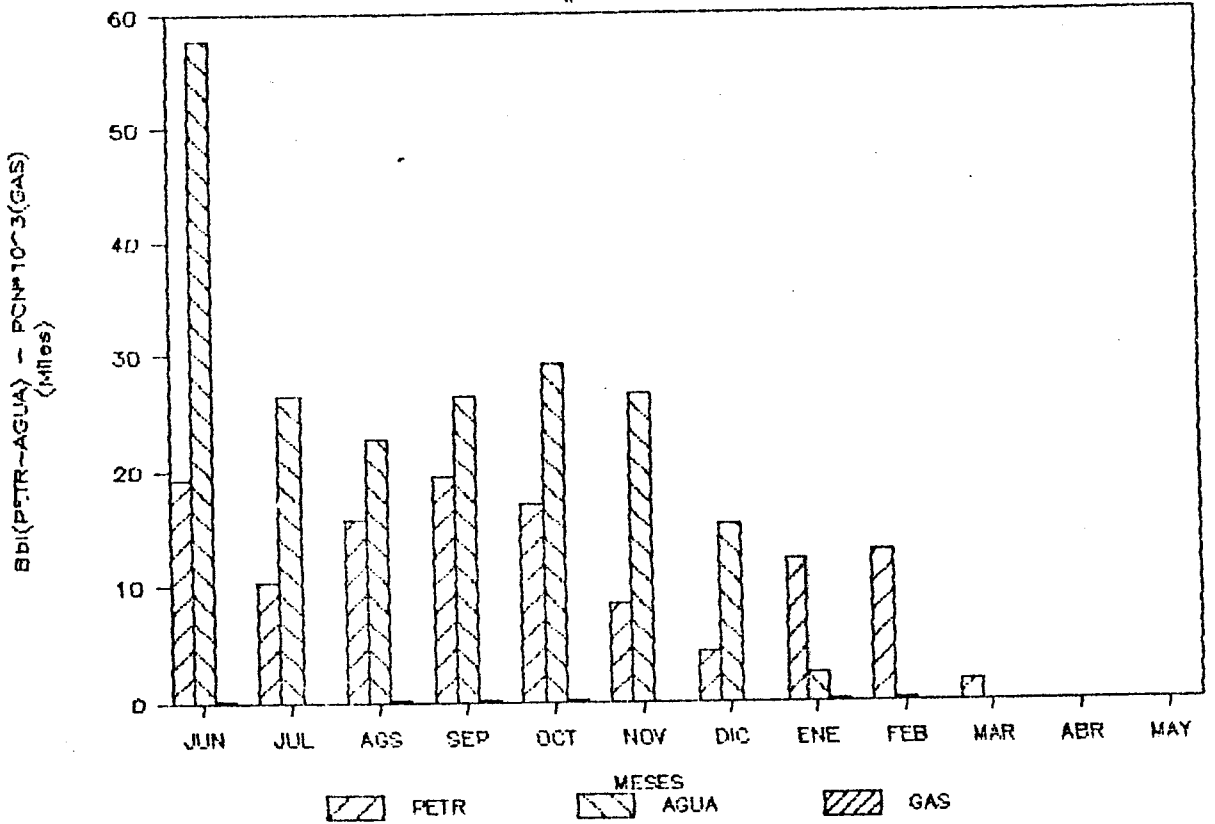


FIG. 42. o

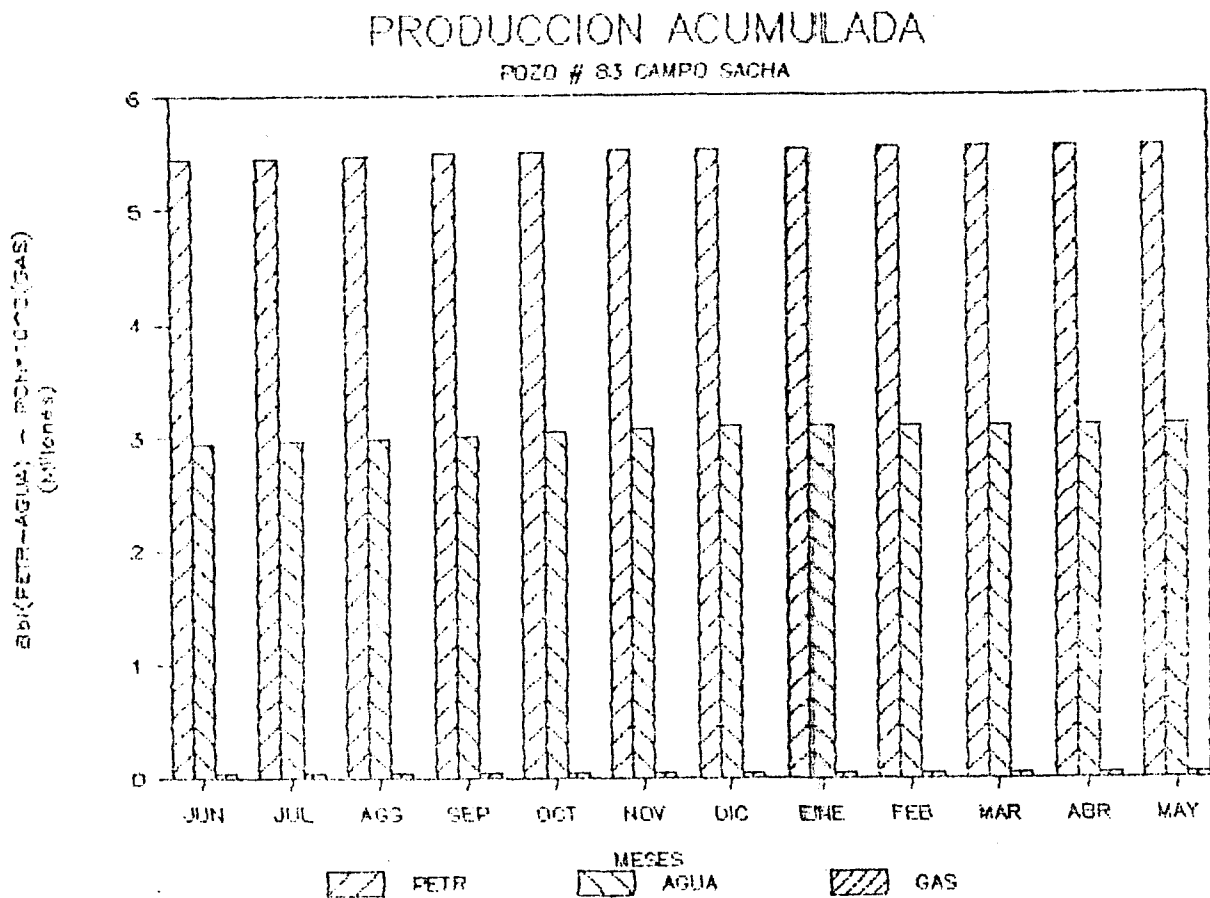


FIG. 42. b



TAB

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 104 CAMPO SACHA

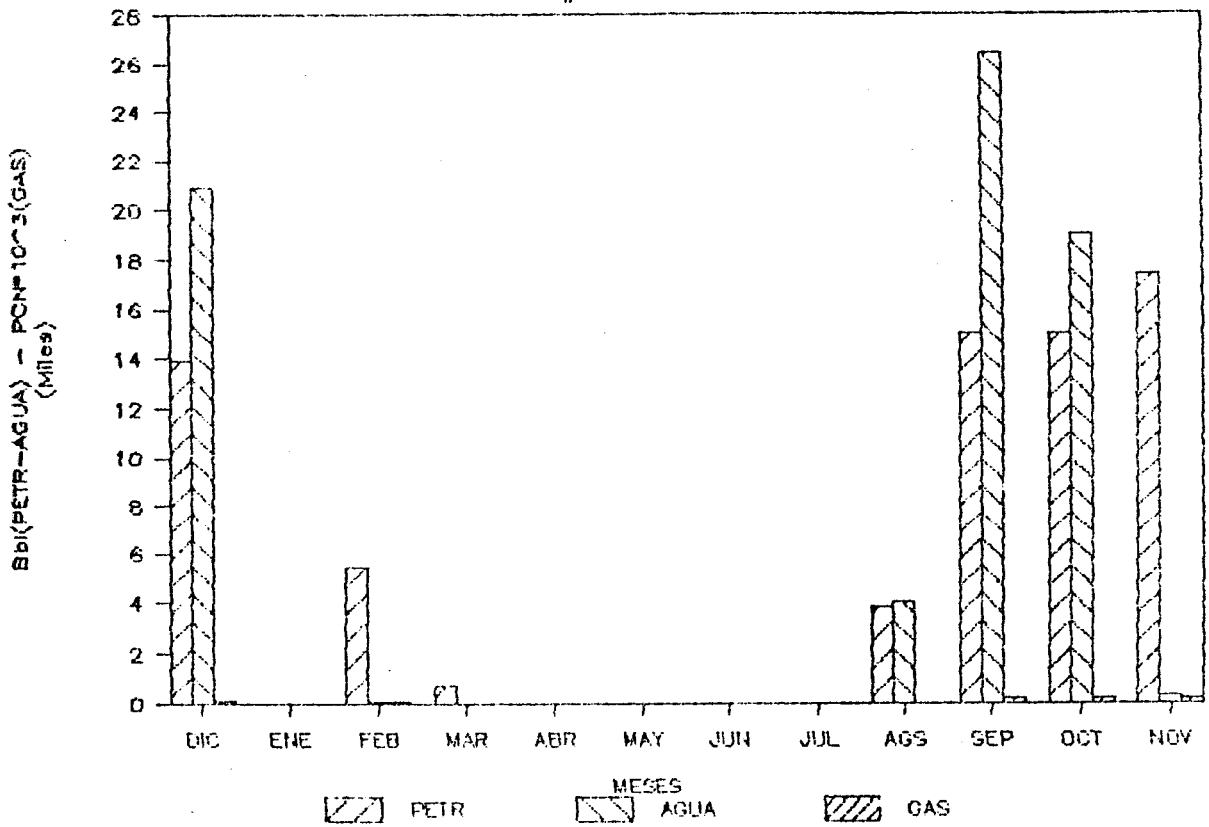


FIG. 43. a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 104 CAMPO SACHA

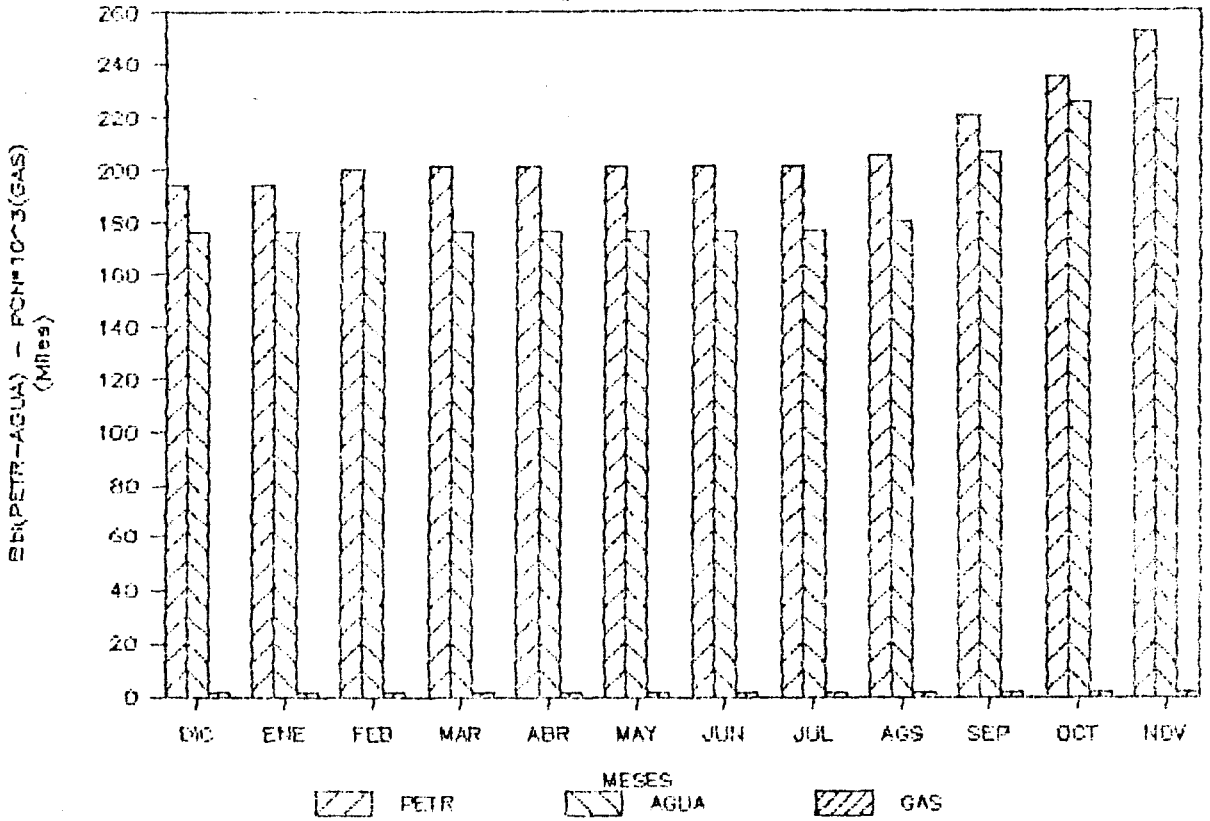


FIG. 43. b



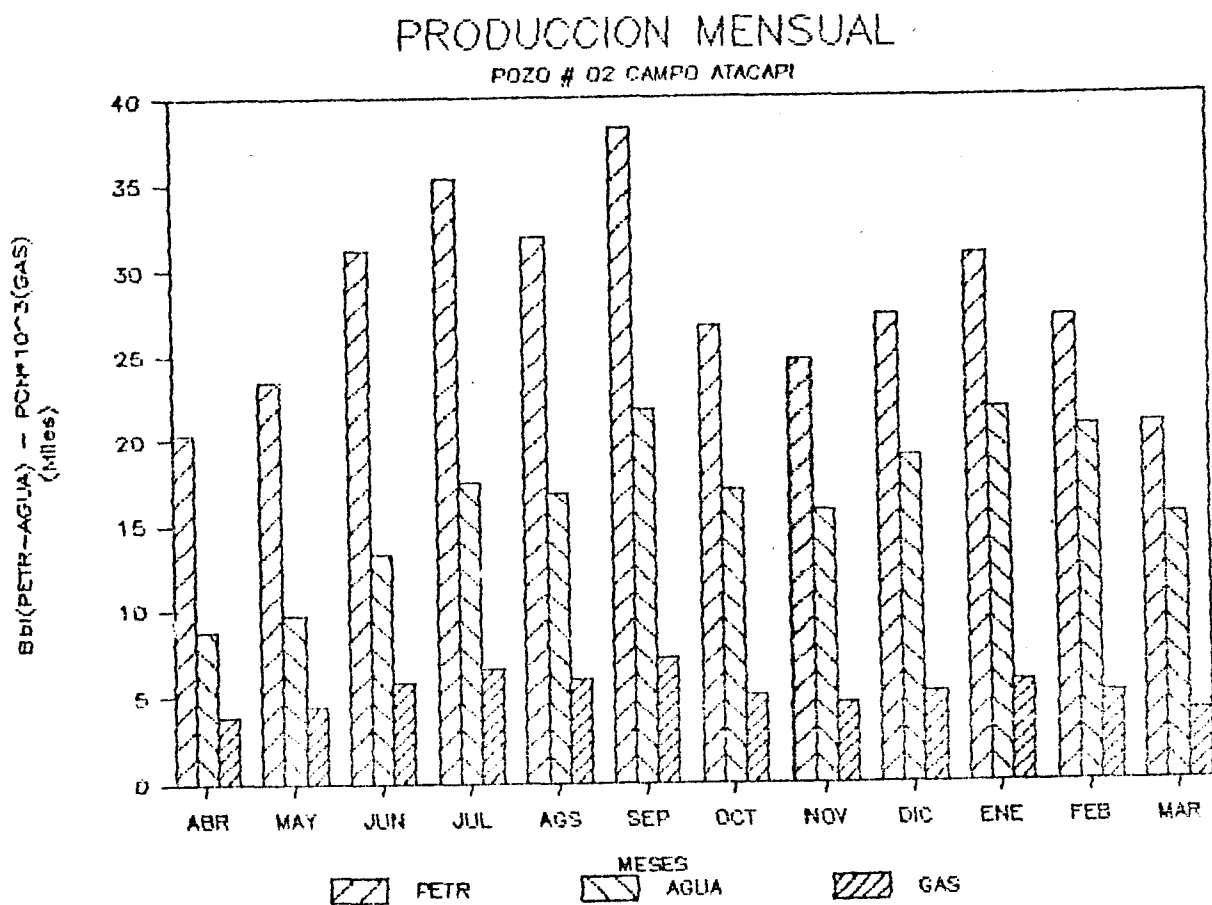


FIG. 44. a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 02 CAMPO ATACAPI

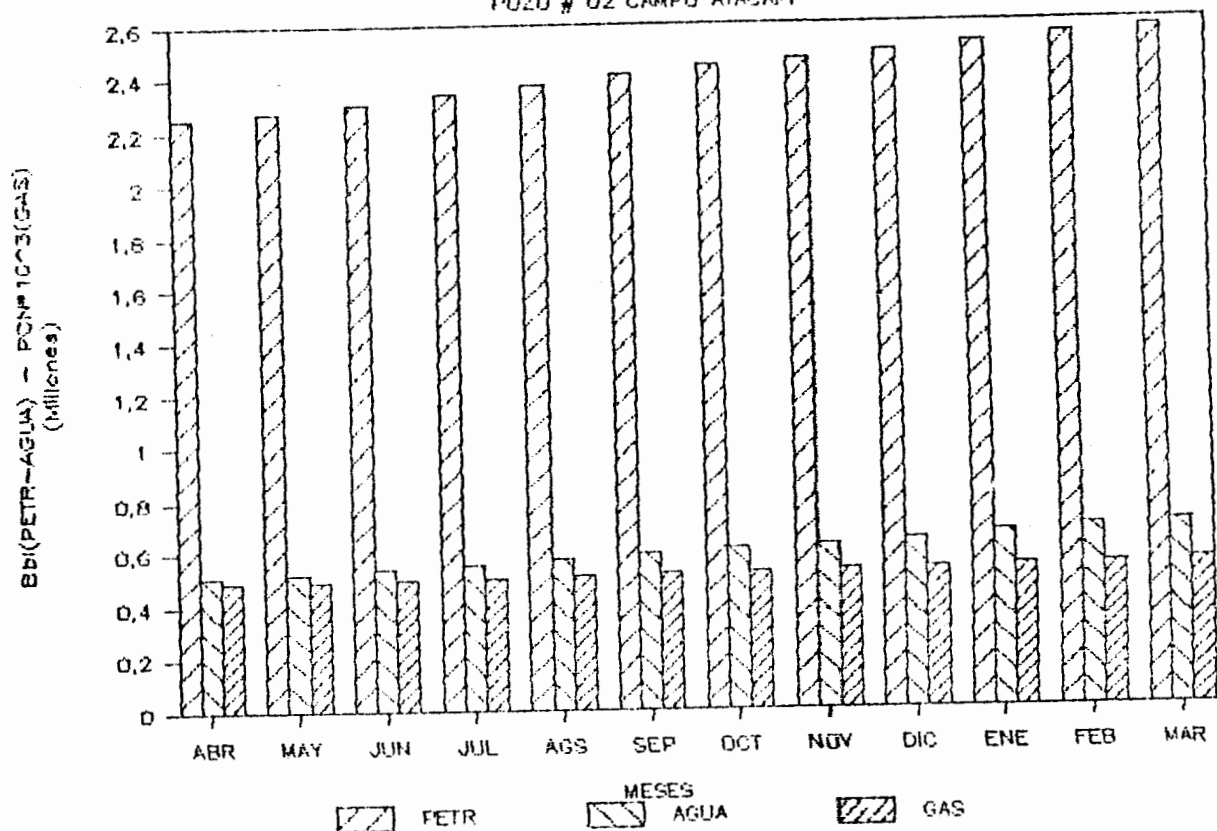


FIG. 44. b

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 04 CAMPO PARAHUACU

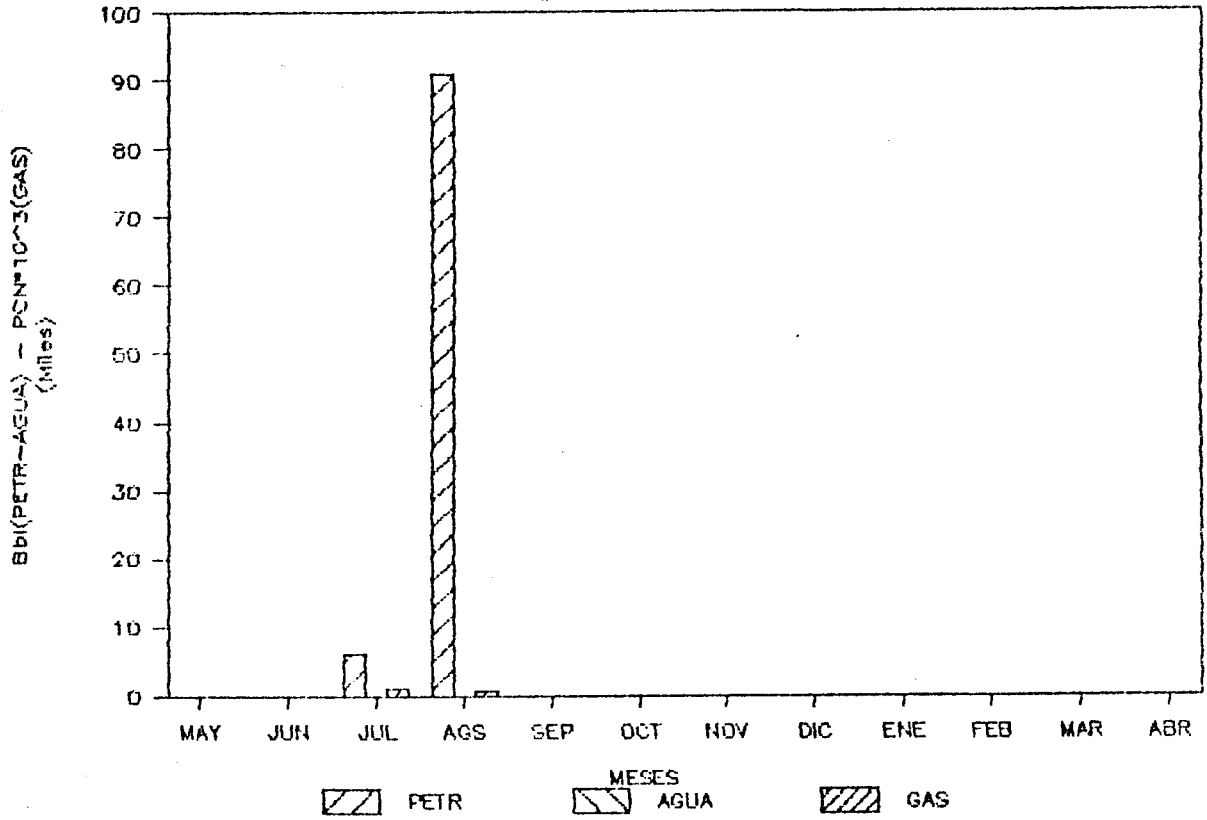


FIG. 45. a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 04 CAMPO PARAHUACU

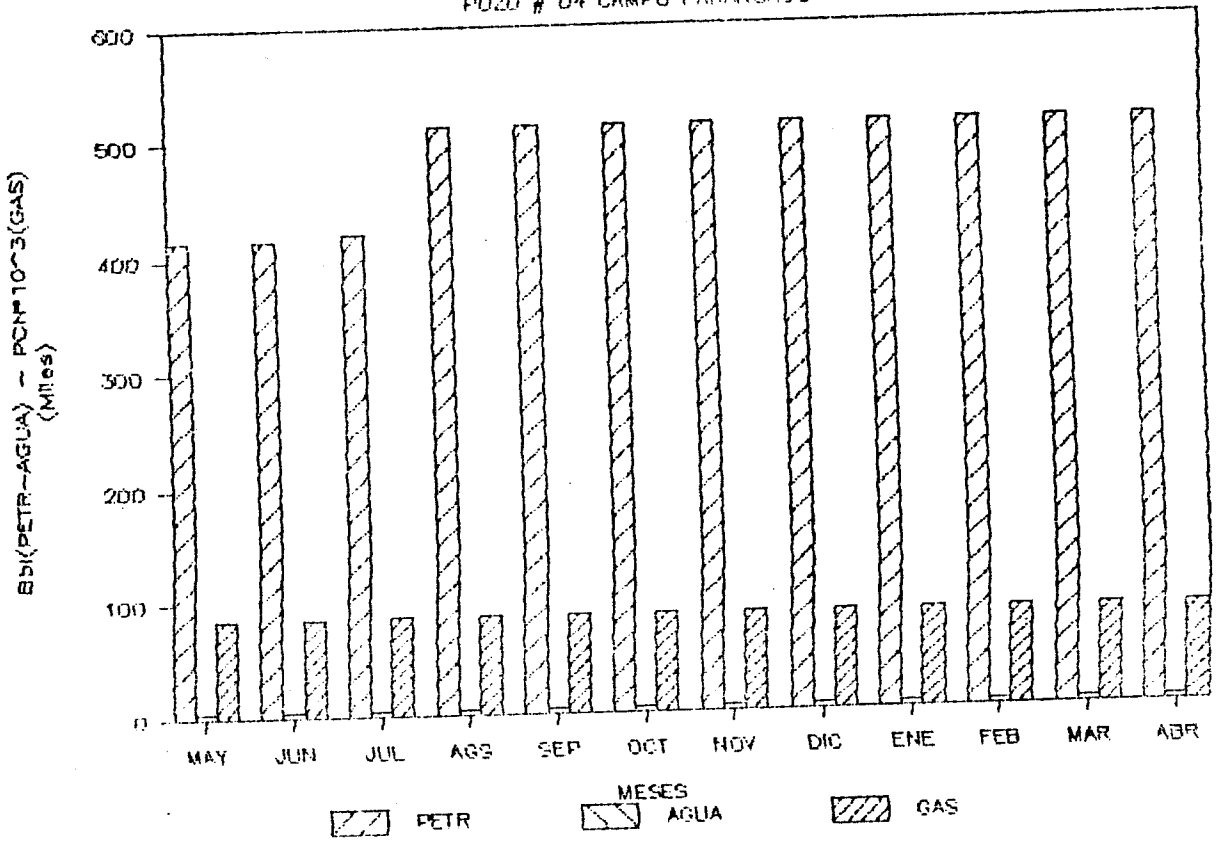


FIG. 45. b

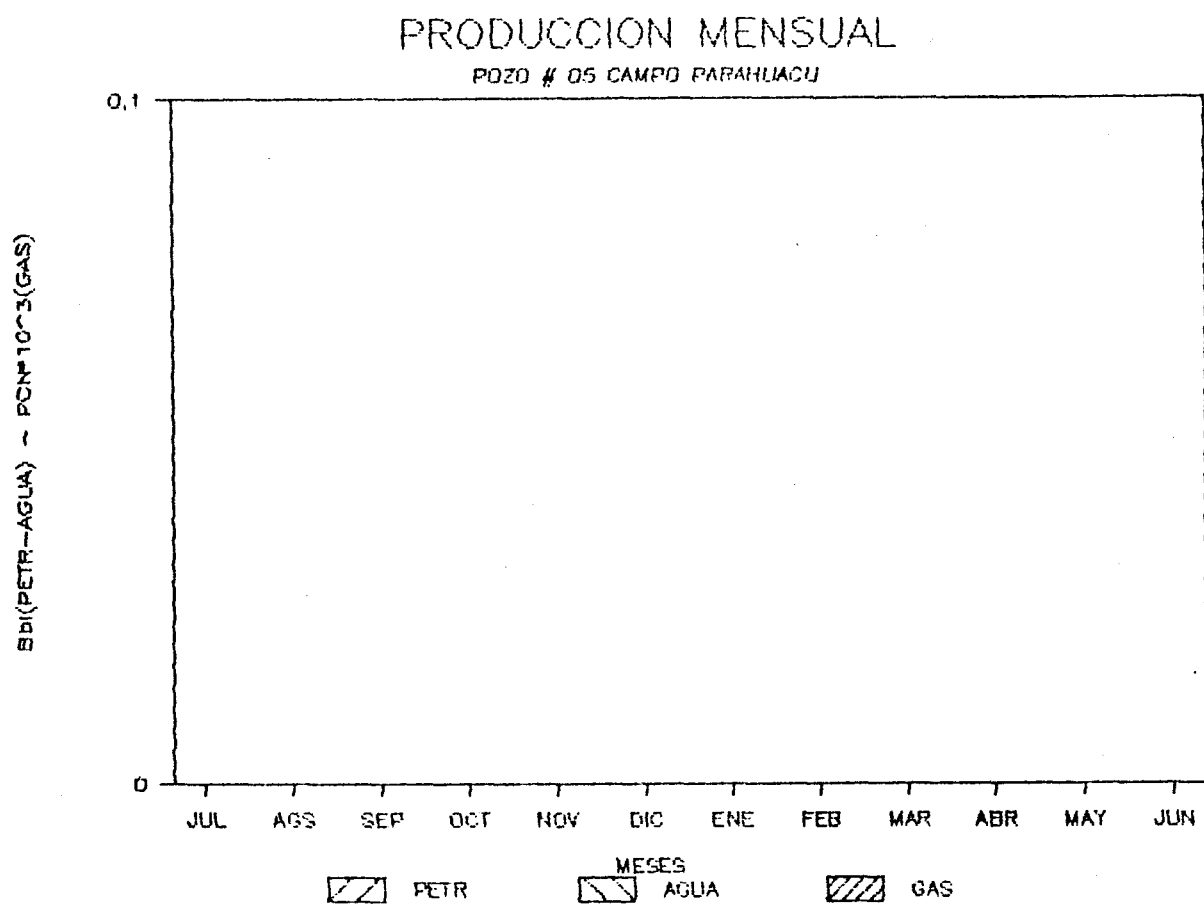


FIG. 46. a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 05 CAMPO PARAHIACU

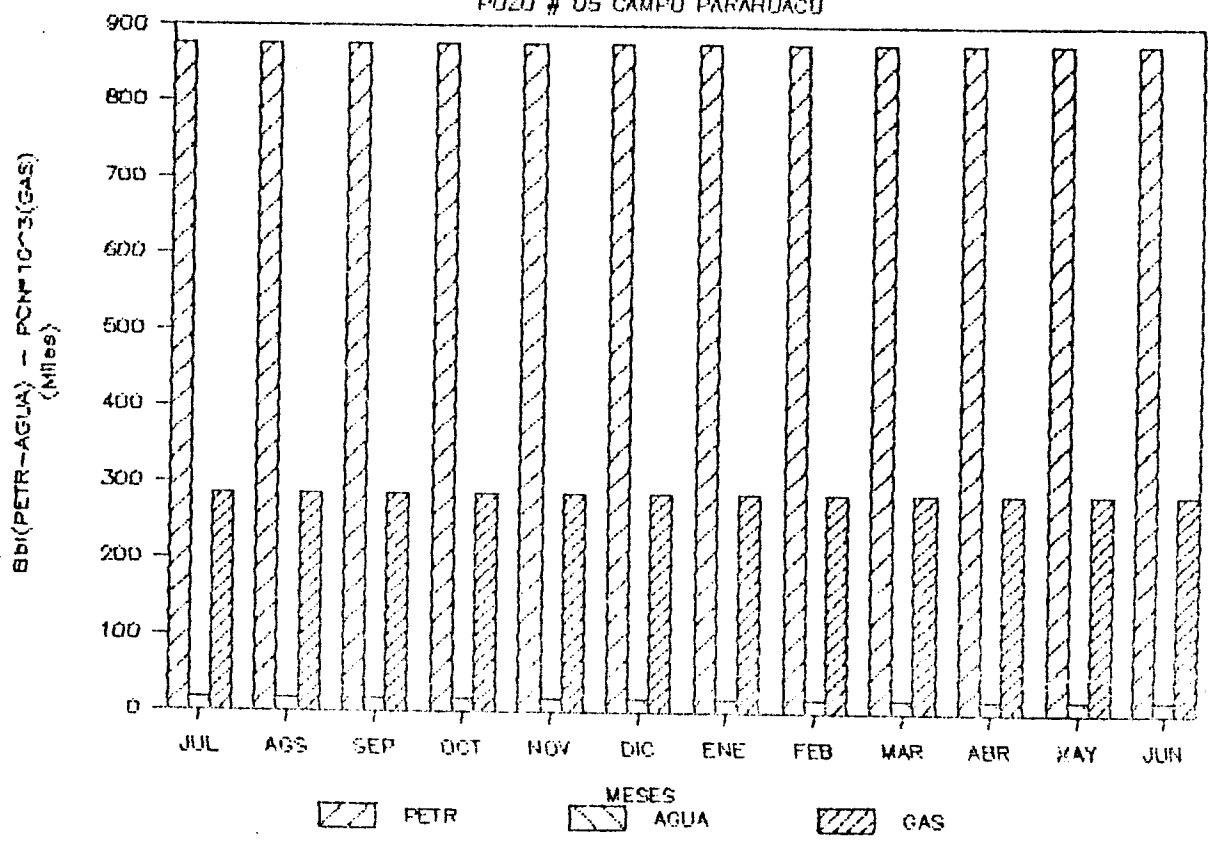


FIG. 46. b



# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 08 CAMPO L. AGRID

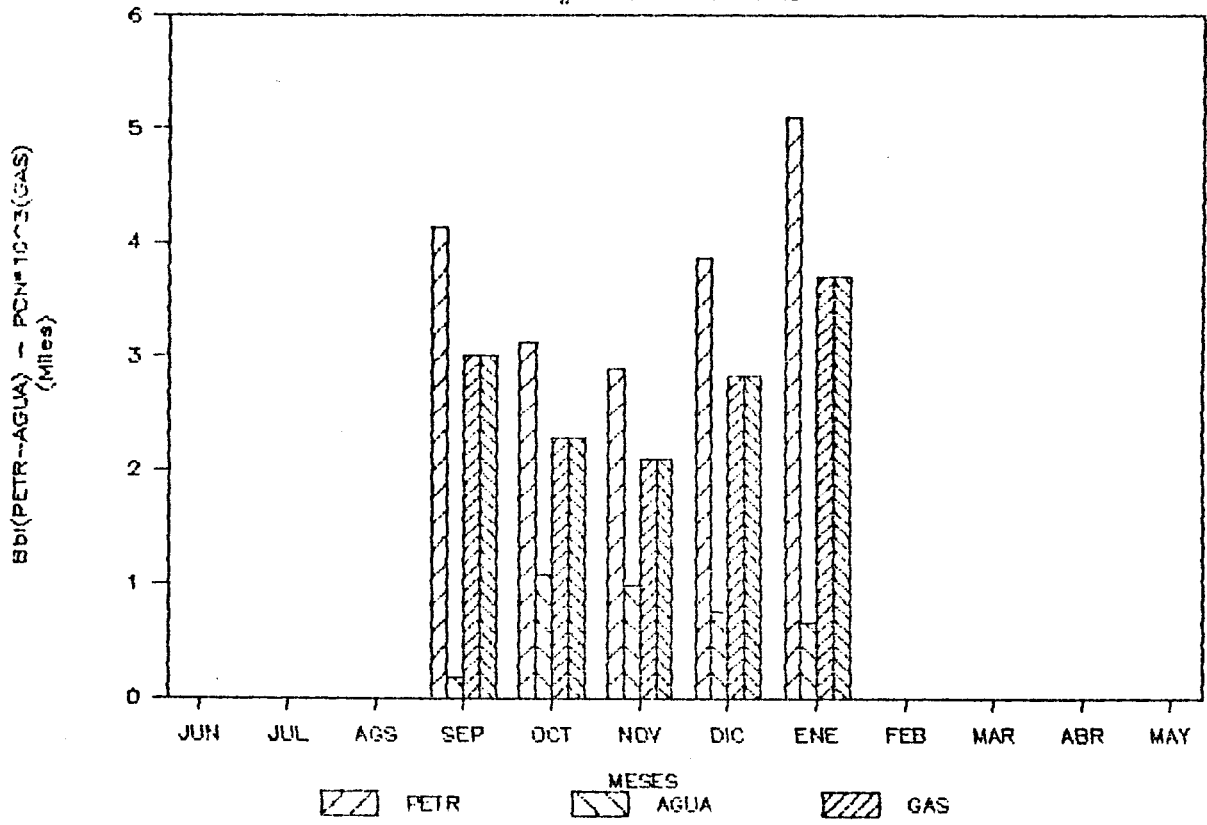


FIG. 47. a



# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 08 CAMPO L. AGRIO

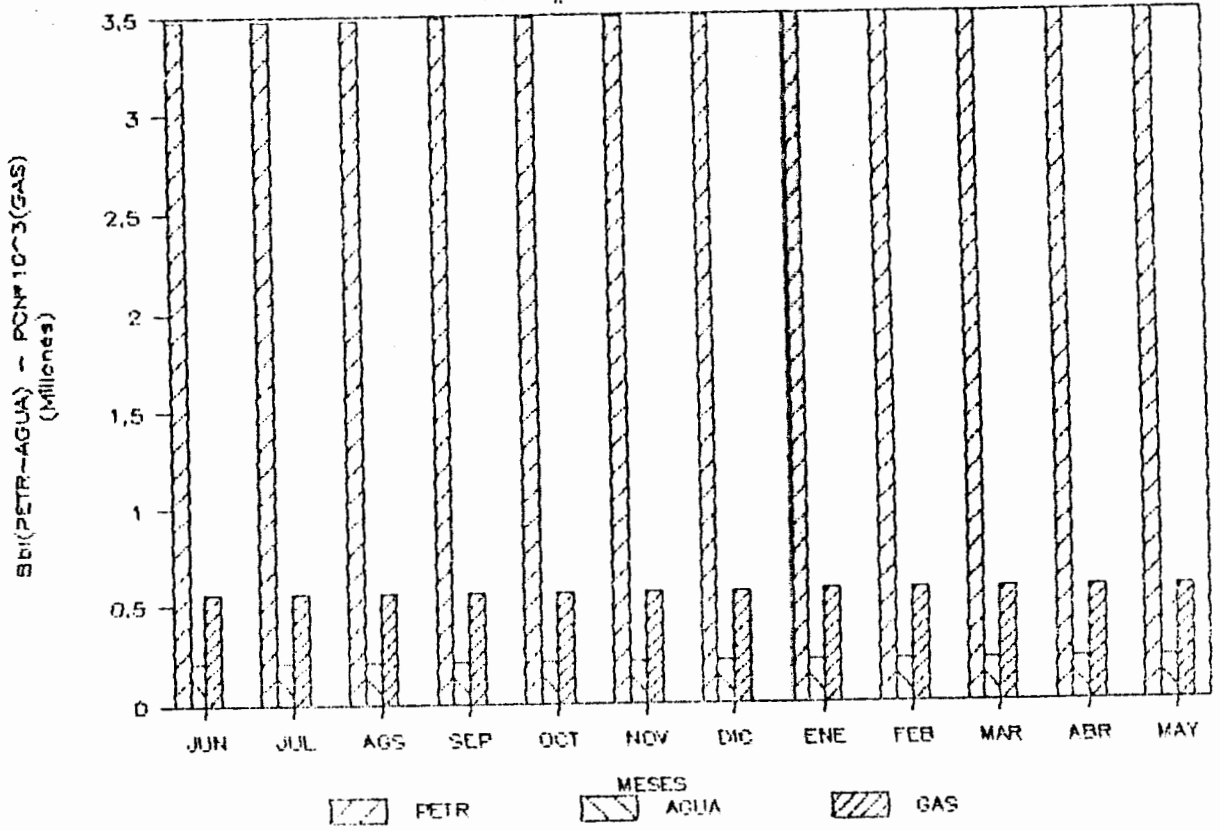


FIG. 47. b

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 09 CAMPO CONDADO

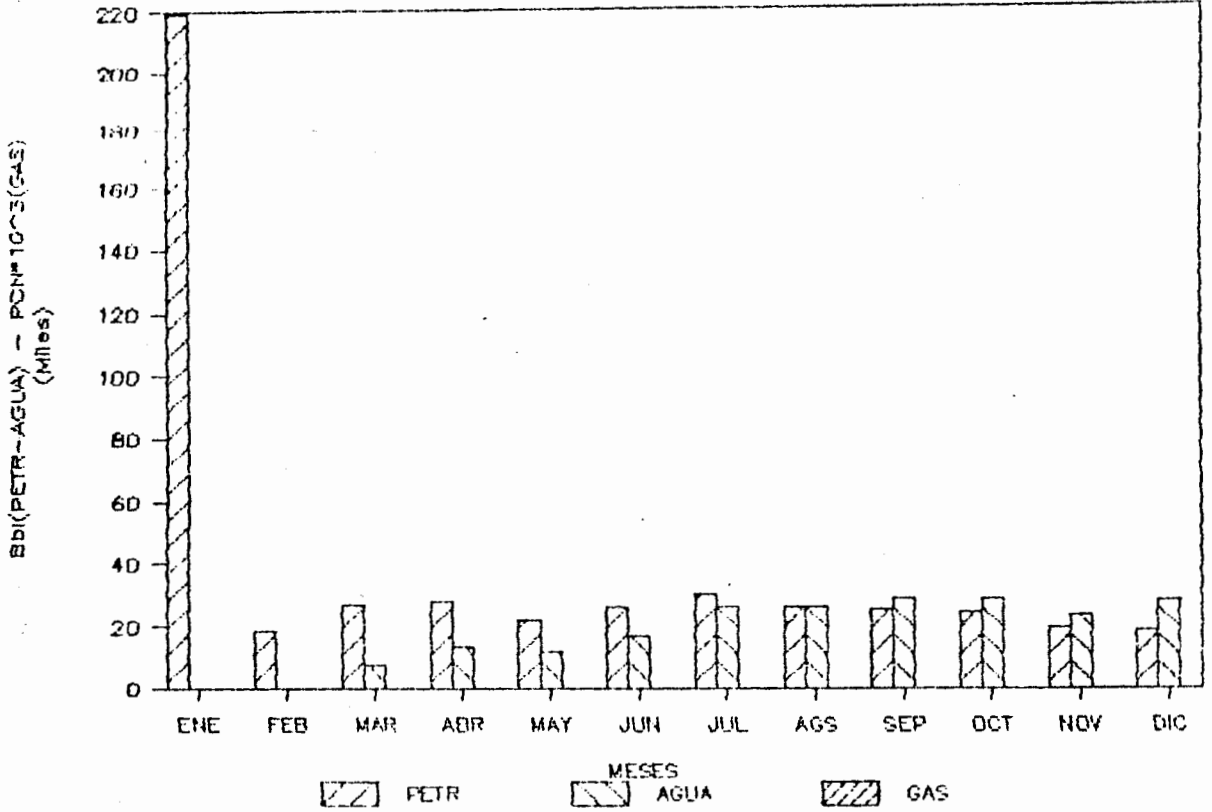


FIG. 48.a

PRODUCCION ACUMULADA  
POZO # 09 CAMPO CONONACO

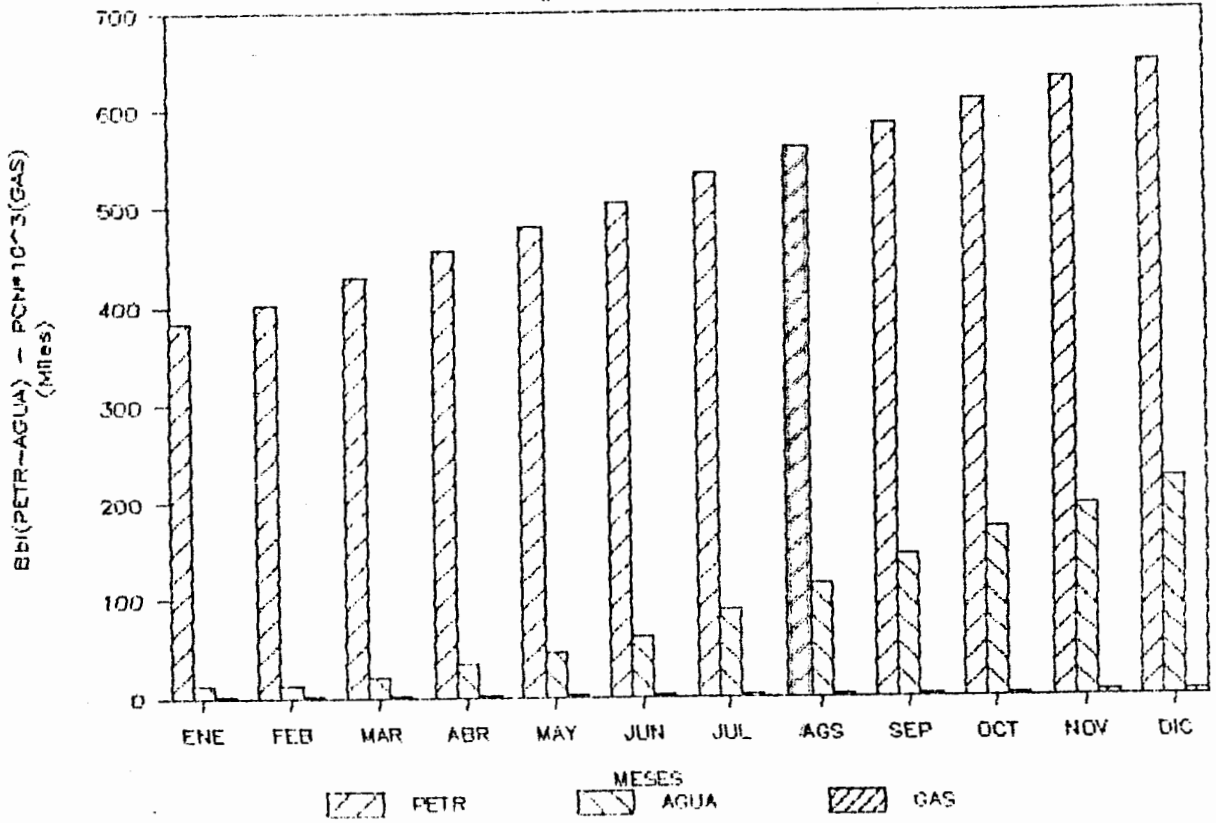


FIG. 48. b

# PRODUCCION MENSUAL

POZO # 11 CAMPO SHUSHUFINDI

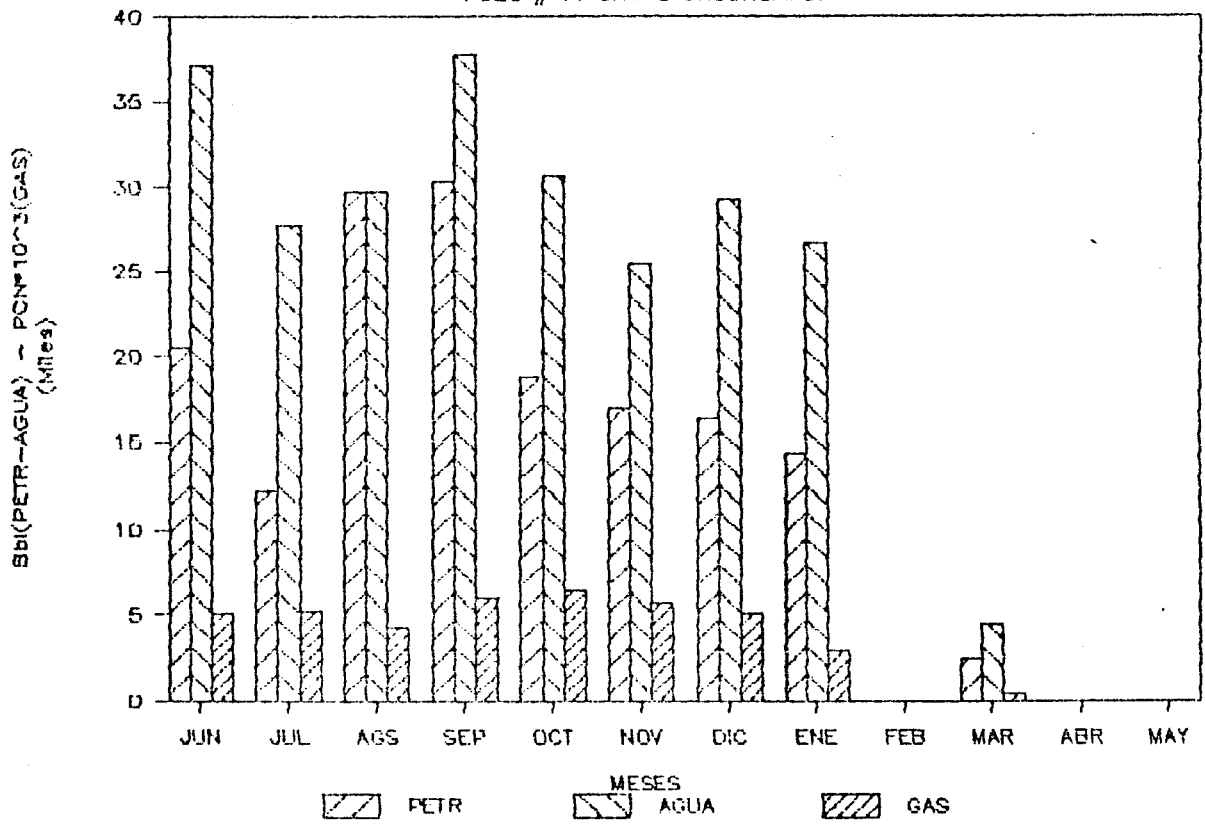


FIG. 49.a

# PRODUCCION ACUMULADA

POZO # 11 CAMPO SHUSHUFINI

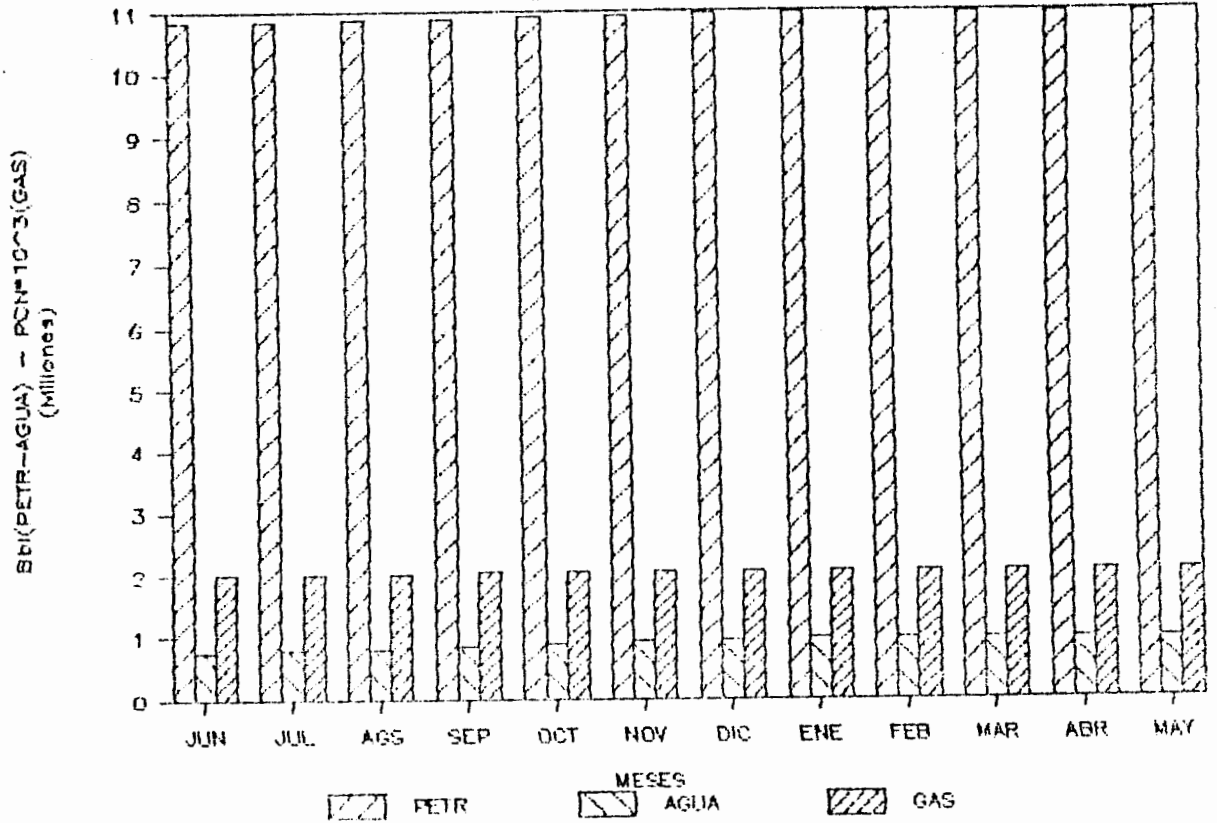


FIG. 49. b



## COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION

CAMPO SACHA (METODO R.M.A.)

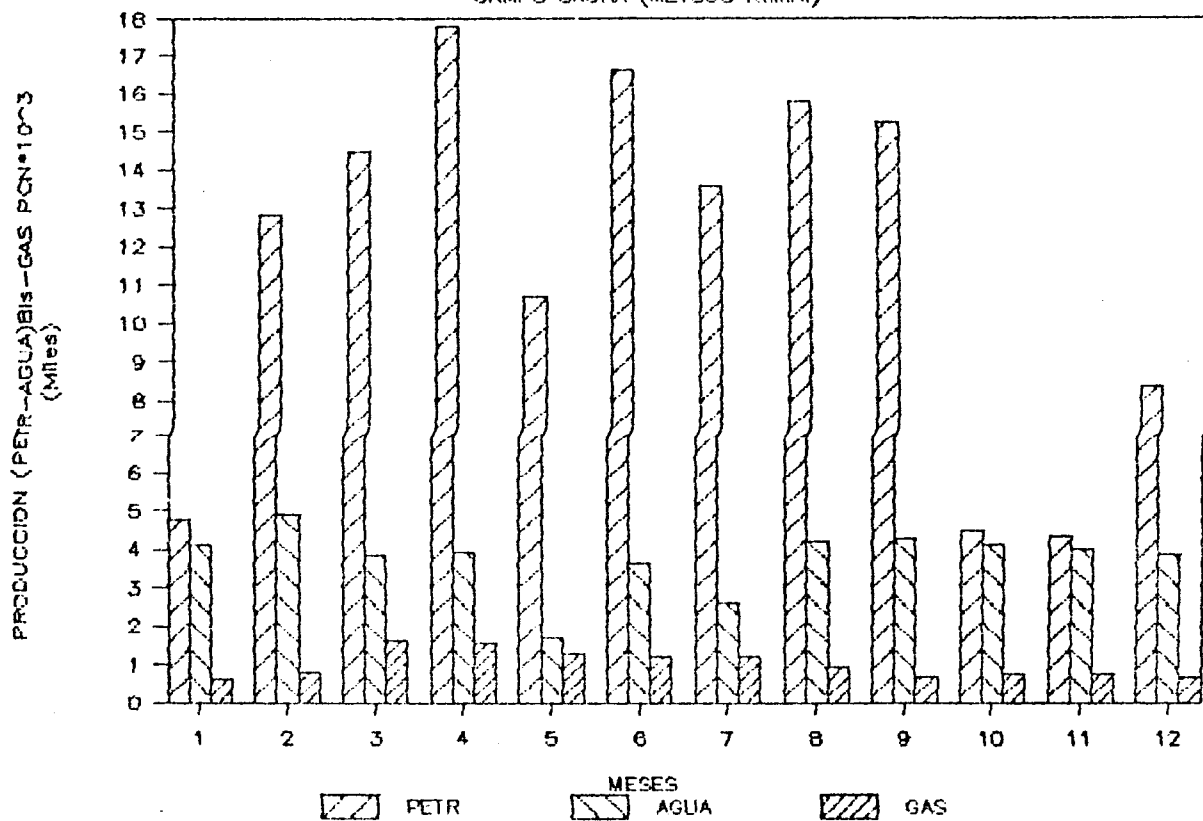


FIG. 50

# COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION

CAMPO SACHA (METODO ACIDO ENERGIZADO)

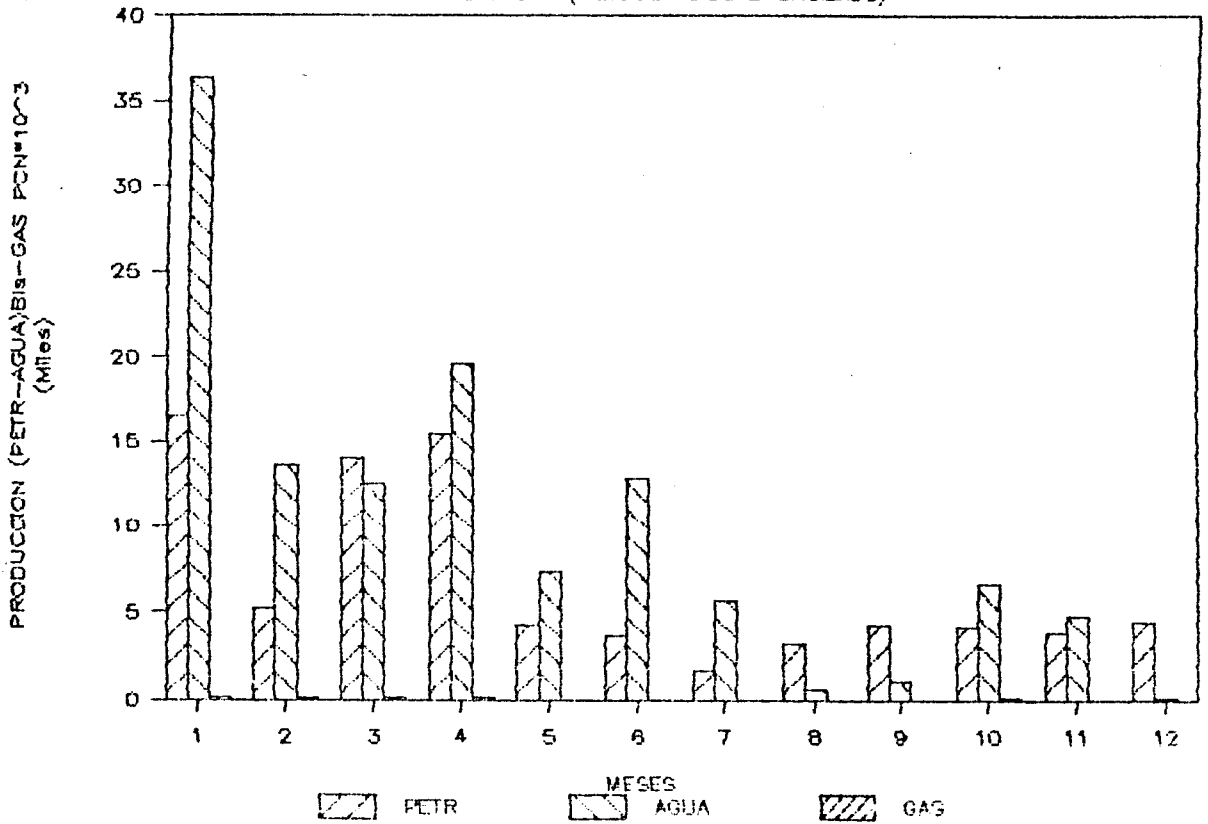


FIG. 51



### COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION VARIOS CAMPOS (METODO ACIDO ENERGIZADO)

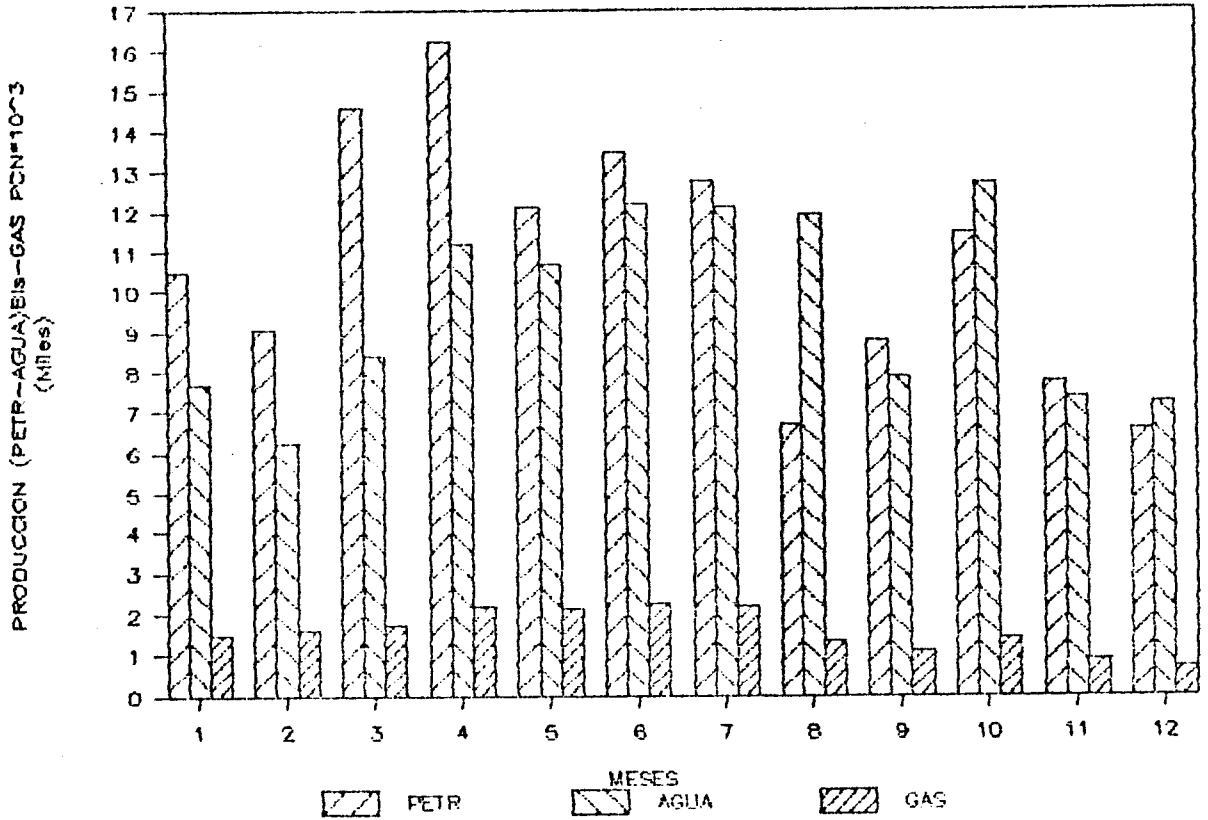


FIG. 52

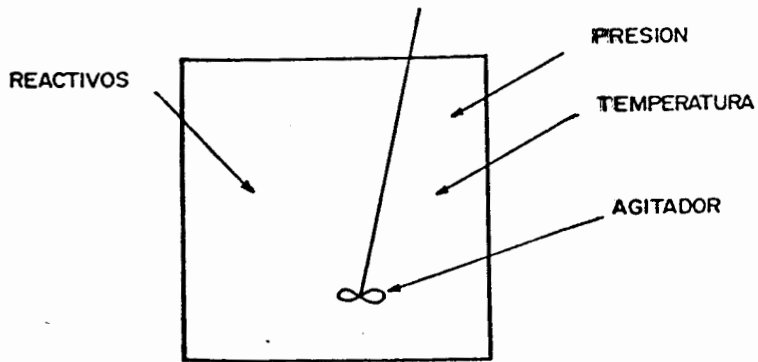


FIG. 53

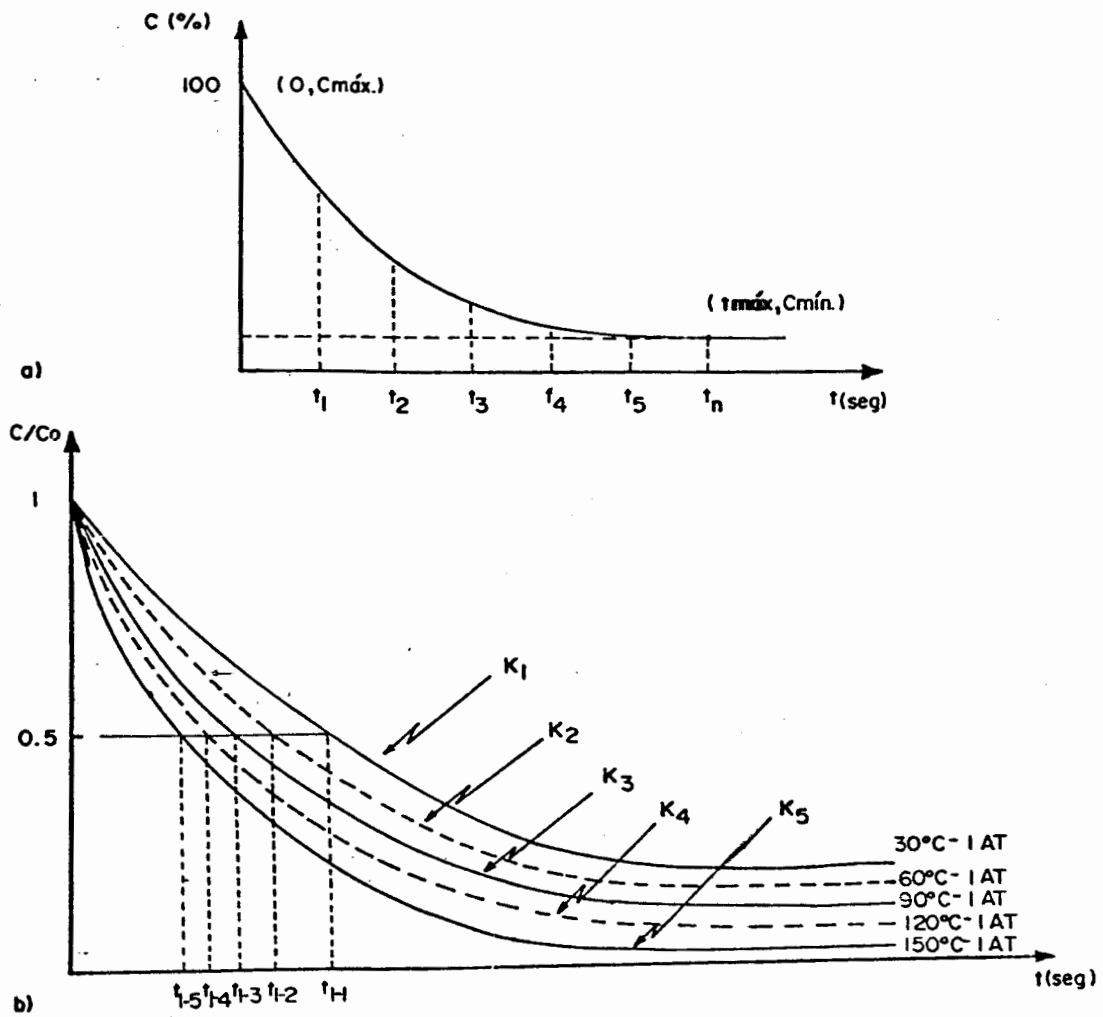


FIG. 54

A N E X O B

EFECTO DEL DAMO DE FORMACION	
ROCA	EFECTO DE DAMO
ARENISCA	Taponamiento de los canales porosos I
	la permeabilidad se reduce hasta un I
	un 90%, por invasión de sólidos I
	y filtrado de lodo, con estas condi- I
	ciones la productividad puede redu- I
	cirse hasta un 30% I
CALIZA	Taponamiento de los canales porosos I
	o fisuras por acumulación de car- I
	bonatos "escalas". La permeabilidad I
	puede reducirse totalmente en oca - I
	ciones. I



8

I COMPARACION DE VOLUMENES INYECTADOS DE ACIDO A LA I						
I FORMACION CON EL VOLUMEN POROSO DE LA MISMA. I						
I POZO I	I VOLUMEN I	I VOLUMEN I	I VOLUMEN I	I VOLUMEN I	I VOLUMEN I	I I
I N - I	I INYECTADO I	I INYECTADO I	I INYECTADO I	I INYECTADO I	I POROSO DE I	I I
I ICEPE-TEXACDI I	I DE ACIDO I	I DE ACIDO I	I DE ACIDO I	I DE ACIDO I	I LA FORMA- I	I I
I BJ-HUGHES I	I HALLIBURTONI I	I CION I	I I	I I	I I	I I
I 02 I	I 2100 I	I 5520 I	I 3450 I	I 2787 I	I I	I I
I 14 I	I 4200 I	I 14400 I	I 19200 I	I 7630 I	I I	I I
I 18 I	I 1010 I	I 1800 I	I 1344 I	I 1068 I	I I	I I
I 24 I	I 2800 I	I 3720 I	I 2790 I	I 2087 I	I I	I I
I 27 I	I 3650 I	I 4080 I	I 4488 I	I 1653 I	I I	I I
I 29 I	I 3200 I	I 4080 I	I 394 I	I 2238 I	I I	I I
I 30 I	I 1000 I	I 7200 I	I 3480 I	I 2917 I	I I	I I
I 34 I	I 1000 I	I 5880 I	I 2842 I	I 2932 I	I I	I I
I 41 I	I 505 I	I 1500 I	I 1850 I	I 1112 I	I I	I I
I 44 I	I 505 I	I 1150 I	I 1295 I	I 780 I	I I	I I
I 86 I	I 2025 I	I 2250 I	I 3000 I	I 966 I	I I	I I
I 88 I	I 875 I	I 3300 I	I 1760 I	I 1159 I	I I	I I
I 91 I	I 2200 I	I 1800 I	I 2340 I	I 1195 I	I I	I I
I 98 I	I 875 I	I 1650 I	I 1760 I	I 966 I	I I	I I
I 99 I	I 1432 I	I 1800 I	I 1440 I	I 1095 I	I I	I I
I 101 I	I 1130 I	I 3150 I	I 3990 I	I 1721 I	I I	I I
I 102 I	I 2738 I	I 6300 I	I 3780 I	I 2760 I	I I	I I
I 102 I	I 1652 I	I 3000 I	I 1760 I	I 1756 I	I I	I I

8

NITROGEN										
I	70	I	2300 + N2	I	1950 + N2	I	1898 + N2	I	1195 + N2	I
I	80	I	1400 + N2	I	1800 + N2	I	1680 + N2	I	1090 + N2	I
I	83	I	3200 + N2	I	4500 + N2	I	3480 + N2	I	2635 + N2	I
I	104	I	2400 + N2	I	2250 + N2	I	1860 + N2	I	1145 + N2	I

9

RADIO TEORICO DE PENETRACION DEL ACIDO EN BASE A VOLUMENES INYECTADOS METODOS: HALL; B. J. H; CEPE-TEXACO							
IPOZO	IR (PIES)	HALL	IR (PIES)	B. J. H	IR (PIES)	C-T	IVDL POROSO
I 02	I	3.45	I	5.58	I	4.42	I 4.00
I 14	I	2.97	I	5.48	I	6.33	I 4.00
I 18	I	4.86	I	6.48	I	5.60	I 5.00
I 24	I	4.63	I	5.33	I	4.62	I 4.00
I 27	I	5.93	I	6.27	I	6.57	I 4.00
I 29	I	4.77	I	5.39	I	4.70	I 4.00
I 30	I	2.35	I	6.27	I	4.36	I 4.00
I 34	I	2.35	I	5.65	I	3.94	I 4.00
I 41	I	3.36	I	5.80	I	6.44	I 5.00
I 44	I	4.02	I	5.80	I	6.44	I 5.00
I 86	I	4.34	I	8.42	I	8.10	I 5.00
I 88	I	4.76	I	6.53	I	6.40	I 5.00
I 91	I	5.72	I	6.40	I	5.73	I 5.00
I 98	I	4.05	I	6.75	I	7.60	I 5.00
I 99	I	5.72	I	6.40	I	5.73	I 5.00
I 101	I	4.05	I	6.75	I	7.60	I 5.00
I 102	I	4.05	I	6.13	I	4.75	I 4.00
I 102	I	4.84	I	6.52	I	5.00	I 5.00

6

I PDZO I	H	I FDRM	ISDL	I Rp	I VDL*	IVOL.S	IV.R.M.A	I
I #	I PIES	I	I %	I PIES	I GAL	IGALI	ILGAL/PIE	I
I 02	I 46	I HOLL	I 1	I 4	I 40	I 2300	I 120	I
I 14	I 120	I HOLL	I 1	I 4	I 40	I 6000	I 120	I
I 18	I 12	I HOLL	I 1	I 5	I 60	I 600	I 150	I
I 24	I 31	I NAPD	I 2	I 4	I 53	I 1550	I 120	I
I 27	I 34	I NAPD	I 2	I 4	I 53	I 1700	I 120	I
I 29	I 34	I HOLL	I 1	I 4	I 40	I 1700	I 120	I
I 30	I 60	I HOLL	I 1	I 4	I 40	I 3000	I 120	I
I 34	I 49	I HOLL	I 1	I 4	I 40	I 2450	I 120	I
I 41	I 10	I NAP-TI	I 2	I 5	I 82	I 500	I 150	I
I 44	I 07	I NAPD	I 2	I 5	I 82	I 350	I 150	I
I 70	I 13	I HOLL	I 1	I 5	I 60	I 650	I 150	I
I 80	I 12	I HOLL	I 1	I 5	I 60	I 600	I 150	I
I 83	I 30	I HOLL	I 1	I 5	I 60	I 1500	I 150	I
I 86	I 15	I NAPD	I 2	I 5	I 82	I 750	I 150	I
I 88	I 22	I HOLL	I 1	I 5	I 60	I 1100	I 150	I
I 91	I 12	I NAPD	I 2	I 5	I 82	I 600	I 150	I
I 98	I 11	I HOLL	I 1	I 5	I 82	I 550	I 150	I
I 99	I 12	I HOLL	I 1	I 5	I 60	I 600	I 150	I
I 101	I 21	I HOLL	I 1	I 5	I 60	I 1050	I 150	I
I 102	I 42	I NAP-UI	I 2	I 4	I 53	I 2100	I 120	I
I 102	I 20	I NAP-TI	I 2	I 5	I 82	I 1000	I 150	I
I 104	I 15	I HOLL	I 1	I 5	I 60	I 750	I 150	I



.9

NITROGEN										
I										I
I										I
I	70	I	6.93	I	6.38	I	6.30	I	5.00	I
I		I		I		I		I		I
I	80	I	5.66	I	6.42	I	6.20	I	5.00	I
I		I		I		I		I		I
I	83	I	5.51	I	6.52	I	5.74	I	4.00	I
I		I		I		I		I		I
I	104	I	5.55	I	7.00	I	6.37	I	5.00	I

4

IPOZOI	VA	I	VB	I	VC	I	VD	I	VE	I	VF	I	VT	I
I #	I GAL	I	I GAL	I	I GAL	I	I GAL	I	I GAL	I	I GAL	I	I GAL	I
I 02	I 200	I	I 400	I	I 300	I	I 200	I	I 600	I	I 400	I	I 2100	I
I 14	I 1400	I	I 700	I	I 350	I	I 350	I	I 700	I	I 700	I	I 4200	I
I 18	I 400	I	I 250	I	I 60	I	I 60	I	I 120	I	I 120	I	I 1010	I
I 24	I 400	I	I 600	I	I 300	I	I 300	I	I 600	I	I 600	I	I 2800	I
I 27	I 600	I	I 500	I	I 425	I	I 425	I	I 850	I	I 850	I	I 3650	I
I 29	I 1000	I	I 800	I	I 300	I	I 250	I	I 600	I	I 250	I	I 3200	I
I 30	I 250	I	I 210	I	I 90	I	I 90	I	I 180	I	I 180	I	I 1000	I
I 34	I 400	I	I 240	I	I 60	I	I 60	I	I 120	I	I 120	I	I 1000	I
I 41	I 200	I	I 125	I	I 30	I	I 30	I	I 60	I	I 60	I	I 505	I
I 44	I 200	I	I 125	I	I 30	I	I 30	I	I 60	I	I 60	I	I 505	I
I 86	I 450	I	I 375	I	I 200	I	I 200	I	I 400	I	I 400	I	I 2025	I
I 88	I 300	I	I 252	I	I 54	I	I 54	I	I 108	I	I 108	I	I 876	I
I 91	I 400	I	I 300	I	I 250	I	I 250	I	I 500	I	I 500	I	I 2200	I
I 98	I 350	I	I 147	I	I 63	I	I 63	I	I 126	I	I 126	I	I 875	I
I 99	I 400	I	I 264	I	I 128	I	I 128	I	I 256	I	I 256	I	I 1472	I
I101	I 500	I	I 198	I	I 72	I	I 72	I	I 144	I	I 144	I	I 1130	I
I102	I 678	I	I 596	I	I 244	I	I 244	I	I 488	I	I 488	I	I 2738	I
I102	I 298	I	I 244	I	I 185	I	I 185	I	I 370	I	I 370	I	I 1652	I
I			I		N	I	T	R	O	I	B	E	N	O
I 70	I 600	I	I 500	I	I 200	I	I 200	I	I 400	I	I 400	I	I 230	I
I 80	I 500	I	I 300	I	I 100	I	I 100	I	I 200	I	I 200	I	I 140	I
I 83	I 1200	I	I 900	I	I 450	I	I 450	I	I 900	I	I 900	I	I 3200	I
I104	I 600	I	I 450	I	I 225	I	I 225	I	I 450	I	I 450	I	I 2400	I

I  
 I   NOTA: DE EXPERIENCIAS DE CAMPO SE CONCLUYE QUE PARA   I  
 I   UN REACONDICIONAMIENTO DE 10 DIAS LA FORMA-   I  
 I   CION NAPO ACEPTA HASTA 150 BARRILES DE AGUA   I  
 I   MIENTRAS QUE HOLLIN ACEPTA DE 80 A 100 BARRI-   I  
 I   LES DE AGUA   I  
 I  
 I

POZO #	SST (PPM)	LB/10 DIAS*	MUESTREO
LAGO AGRIO 14	168.0	0.029	TAN-LAVADO
SHUSHUFIN 29	24.0	0.004	PLANTA
GUANTA 04	12.4	0.002	RIO GUANTA
GUANTA 08	6.0	0.001	RIO GUANTA
SHACHA 59	153.0	0.027	TAN-LAVADO

I ESTOS VALORES NO CONSIDERAN LOS SOLIDOS TOTALES QUE PRE-  
 I SENTA LA FORMACION.

-6

$$\text{I LB/7DIAS} = \text{CTE} \times \text{SST} \times \int \quad \text{CTE} = 42 \times 3.78 \times 10$$

10

	I R IGNEA	I ARENISCAI	LUTITA	I CALIZA	I
	I %	I %	I %	I %	I
I SiO2	I 59.14	I 78.33	I 58.10	I 5.19	I
I TiO2	I 1.05	I 0.25	I 0.65	I 0.06	I
I Al2O3	I 15.34	I 4.77	I 15.40	I 0.81	I
I Fe2O3	I 3.08	I 1.07	I 4.02	I 0.54	I
I FeO	I 3.80	I 0.30	I 2.45	I ----	I
I MgO	I 3.49	I 1.16	I 2.44	I 7.89	I
I CaO	I 5.08	I 5.50	I 3.11	I 42.57	I
I Na2O	I 3.84	I 0.45	I 1.30	I 0.05	I
I K2O	I 3.13	I 1.31	I 3.24	I 0.33	I
I H2O	I 1.15	I 1.63	I 5.00	I 0.77	I
I P2O5	I 0.30	I 0.08	I 0.17	I 0.04	I
I CO2	I 0.10	I 5.03	I 2.63	I 41.54	I
I SO3	I ----	I 0.07	I 0.64	I 0.05	I
I C elemental	I ----	I ----	I 0.80	I ----	I
I TOTAL	I 99.50	I 99.95	I 99.95	I 99.84	I

12

I	DENSIDAD	I	% EN PESO	I	DENSIDAD	I	% EN PESO	I
I		I		I		I		I
I	1.000	I	0.3600	I	1.110	I	22.330	I
I		I		I		I		I
I	1.005	I	1.360	I	1.115	I	23.290	I
I		I		I		I		I
I	1.010	I	2.364	I	1.120	I	24.250	I
I		I		I		I		I
I	1.015	I	3.374	I	1.125	I	25.220	I
I		I		I		I		I
I	1.020	I	4.388	I	1.130	I	26.200	I
I		I		I		I		I
I	1.025	I	5.408	I	1.135	I	27.180	I
I		I		I		I		I
I	1.030	I	6.433	I	1.140	I	28.180	I
I		I		I		I		I
I	1.035	I	7.464	I	1.145	I	29.170	I
I		I		I		I		I
I	1.040	I	8.490	I	1.150	I	30.140	I
I		I		I		I		I
I	1.045	I	9.510	I	1.155	I	31.140	I
I		I		I		I		I
I	1.050	I	10.520	I	1.160	I	32.140	I
I		I		I		I		I
I	1.055	I	11.520	I	1.165	I	33.160	I
I		I		I		I		I
I	1.060	I	12.510	I	1.170	I	34.180	I
I		I		I		I		I
I	1.065	I	13.500	I	1.175	I	35.200	I
I		I		I		I		I
I	1.070	I	14.495	I	1.180	I	36.230	I
I		I		I		I		I
I	1.075	I	15.485	I	1.185	I	37.270	I
I		I		I		I		I
I	1.080	I	16.470	I	1.190	I	38.320	I
I		I		I		I		I
I	1.085	I	17.450	I	1.195	I	39.370	I
I		I		I		I		I
I	1.090	I	18.430	I	1.198	I	40.000	I
I		I		I		I		I
I	1.095	I	19.410	I		I		I
I		I		I		I		I
I	1.100	I	20.390	I		I		I
I		I		I		I		I
I	1.105	I	21.360	I		I		I
I		I		I		I		I

HCl

M = 36.47 g/mol



I	ROCA	I	MINERAL	I	DENSIDAD*	I	DENSIDAD#	I
I	ARENA	I	CUARZO	I	2.648-2.650	I	165 (Lbs/Gal)	I
I	CALIZA	I	CALCITA	I	2.710-2.710	I	170 "	I
I	DOLOMITA	I	DOLOMIA	I	2.876-2.850	I	178 "	I
I	ANHIDRITA	I	ANHIDRITA	I	2.890-2.980	I	183 "	I
I	SAL	I	SAL-HALITA	I	2.032-2.160	I	131 "	I
I	LUTITA	I	ARCILLA	I	2.500----	I	156 "	I
I		I	IMONTMORILL.	I		I		I

IFECHA	W-O	LUGAR	SST	NTU	IC-AP	IC-VER	IB-AN	IB-FEC	IB-TDT	IB-	IH-LEV
12/12	ISA-59		153	1122.0	1260	105	1000	10	138	0	0
	LA		168	60.0	1690	20	6	5	300	15	5
	14					10	10				
	BSFD		24	20.0	170	11	10	--	50	0	0
	29										
	IGUANTAI		6.01	3.0	13	07	--	--	135	6	0
	04										
	IGUANTAI		12.4	6.8	24	12	--	--	120	3	0
	08										
	IFORM		17.0	48.0	50	10	--	--	--	--	--
	IHDLL										
	IFORM		150.0	55.0	320	110	--	--	--	--	--
	INAPD										

2





44

I	POZO	I	TIPO DE PRODUCCION	I		I
				COMPLETACION		
I	#	I	ELECTRICO/HIDRAULICO	I		I
I	I	I	I	ANTES	I	DESPUES
I	I	I	I	DOS BOMBAS REDA D-35E	I	I
I	I	I	I	IPRIMERA: 152 ETAPAS.	I	I
i	i	i	i	ISEGUNDA: 171 ETAPAS.	I	LA COMPLETACION ES I-
I	I	I	I	UN SEPARADOR DE GAS	I	I
I	02	I	BOMBEO ELECTRICO	UN PROTECTOR 66L	I	GUAL QUE ANTES DE LA
I	I	I	I	UN MOTOR DE 70 HP.	I	I
I	I	I	I	UNIDAD PSI.	I	ACIDIFICACION.
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	3 1/2 EUE, CAVIDAD KO-	I	3 1/2 EUE, CAVIDAD KOBE, I
I	14	I	BOMBEO HIDRAULICO	BE, TIPO D.	I	TIPO D. BOMBA D(1X1); I
I	I	I	I	BOMBA B(1X1).	I	D(2X0); B(1X0).
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	3 1/2 EUE, CAVIDAD KOBE	I	3 1/2 EUE CAVIDAD KOBE I
I	18	I	BOMBEO HIDRAULICO	TIPO "B" BOMBA B(1X0).	I	TIPO "B" BOMBA B(1X0); I
I	I	I	I	I	I	B(1X1).
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	3 1/2 EUE CAVIDAD KOBE	I	3 1/2 EUE CAVIDAD KOBE I
I	24	I	BOMBEO HIDRAULICO	TIPO "D" BOMBA D(1X0).	I	"D" BOMBA B(1X0); D(2X0) I
I	I	I	I	I	I	; D(1X0).
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	3 1/2 EUE CAVIDAD KOBE	I	3 1/2 EUE CAVIDAD KOBE I
I	27	I	BOMBEO HIDRAULICO	TIPO "B" BOMBA B(1X0)	I	TIPO "D" BOMBA D(2X0) I
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	DOS BOMBAS REDA, D1350	I	DOS BOMBAS REDA DN1300 I
I	I	I	I	PRIMERA: 147 ETAPAS.	I	PRIMERA: 184 ETAPAS. I
I	I	I	I	SEGUNDA: 147 ETAPAS.	I	SEGUNDA: 184 ETAPAS. I
I	I	I	I	UN SEPARADOR DE GAS.	I	UN SEPARADOR DE GAS. I
I	29	I	BOMBEO ELECTRICO	DOS PROTECTORES S/540.	I	DOS PROTECTORES S/540 I
I	I	I	I	UN MOTOR DE :140HP.	I	UN MOTOR DE 180 HP. I
I	I	I	I	UNIDAD PSI S/540.	I	UNIDAD PSI S/540 I
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	3 1/2 EUE CAVIDAD KOBE	I	3 1/2 EUE CAVIDAD KOBE I
I	30	I	BOMBEO HIDRAULICO	TIPO "B" BOMBA B(1X0)	I	TIPO "D" BOMBA D(2X0); I
I	I	I	I	I	I	B(1X1)
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	I	I	I
I	I	I	I	3 1/2 EUE CAVIDAD KOBE	I	3 1/2 EUE CAVIDAD KOBE I
I	34	I	BOMBEO HIDRAULICO	TIPO "D" BOMBA D(1X1)	I	TIPO "D" BOMBA D(2X2); I
I	I	I	I	I	I	D(2X1)

44

I	I			I TRES BOMBAS REDA DN4501	TRES BOMBAS REDA	I
I	I			I PRIMERA: 152 ETAPAS	I PRIMERA: 152 ETAPAS	I
I	I			I SEGUNDA: 171 ETAPAS	I SEGUNDA: 152 ETAPAS	I
I	I			I TERCERA: 171 ETAPAS	I TERCERA: 152 ETAPAS	I
I	41	I BOMBEO	ELECTRICO	I SEPARADOR DE GAS	I SEPARADOR DE GAS	I
I	I			I DOS PROTECTORES S 540	I DOS PROTECTORES S 540	I
I	I			I MOTOR: 80 HP.	I MOTOR: 80 HP.	I
I	I			I UNIDAD PSI	I UNIDAD PSI.	I
I	I			I	I	I
I	I			I DOS BOMBAS REDA	I DOS BOMBAS REDA	I
I	I			I PRIMERA: 152 ETAPAS	I PRIMERA: 151 ETAPAS	I
I	I			I SEGUNDA: 152 ETAPAS	I SEGUNDA: 190 ETAPAS	I
I	I			I UN SEPARADOR DE GAS	I UN SEPARADOR DE GAS	I
I	44	I BOMBEO	ELECTRICO	I DOS PROTECTORES 66L	I DOS PROTECTORES 66L	I
I	I			I MOTOR: 80 HP.	I MOTOR: 100 HP.	I
I	I			I UNIDAD PSI.	I UNIDAD PSI.	I
I	I			I	I	I
I	I			I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I
I	86	I BOMBEO	HIDRAULICO	I TIPO "D" BOMBA D(2x0)	I TIPO "D" BOMBA D(2x0);	I
I	I			I	I D(1x1)	I
I	I			I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I
I	88	I BOMBEO	HIDRAULICO	I TIPO "D"	I TIPO "D"	I
I	I			I	I	I
I	I			I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I
I	91	I BOMBEO	HIDRAULICO	I TIPO "D" BOMBA D(1x1)	I TIPO "D" BOMBA D(1x1);	I
I	I			I	I D(2x0); D(1x1)	I
I	I			I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I
I	98	I BOMBEO	HIDRAULICO	I TIPO "D" BOMBA D(1x1)	I TIPO "D" BOMBA D(2x0);	I
I	I			I	I D(1x1); D(2x1)	I
I	I			I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I
I	99	I BOMBEO	HIDRAULICO	I TIPO "D" BOMBA JET	I TIPO "D" BOMBA D(2x0);	I
I	I			I	I D(2x1)	I
I	I			I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I
I	101	I BOMBEO	HIDRAULICO	I TIPO "D" BOMBA JET	I TIPO "D" BOMBA D(2x0);	I
I	I			I	I D(2x1)	I
I	I			I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I 3/4 EUE CAVIDAD KORE	I
I	102	I BOMBEO	HIDRAULICO	I TIPO "D" BOMBA D(2x1)	I TIPO "D" BOMBA D(2x2);	I
I	I			I	I D(1x1)	I

44

I	I			I 3½ EUE CAVIDAD KOBE	I 3½ EUE CAVIDAD KOBE	I
I 102	I BOMBEO	HIDRAULICO		I TIPO "D" BOMBA D(2x1)	I TIPO "D" BOMBA D(2x2);I	I
I	I			I	I D(2x1)	I
I	I			I 3½ EUE CAVIDAD KOBE	I 3½ EUE CAVIDAD KOBE	I
I 70	I BOMBEO	HIDRAULICO		I TIPO "D" BOMBA B(1x0)	I TIPO "D" BOMBA D(2x0);I	I
I	I			I	I D(1x0)	I
I	I			I 3½ EUE CAVIDAD KOBE	I 3½ EUE CAVIDAD KOBE	I
I 80	I BOMBEO	HIDRAULICO		I TIPO "D" †	I TIPO "D" †	I
I	I			I	I	I
I	I			I 3½ EUE CAVIDAD KOBE	I 3½ EUE CAVIDAD KOBE	I
I 83	I BOMBEO	HIDRAULICO		I TIPO "B" BOMBA B(2x0)	I TIPO "B" DOBLE	I
I	I			I	I TIPO "D" JET	I
I	I			I 3½ EUE CAVIDAD KOBE	I 3½ EUE CAVIDAD KOBE	I
I 104	I BOMBEO	HIDRAULICO		I TIPO "D" BOMBA B(1x0)	I TIPO "D" BOMBA B(2x0);I	I
I	I			I	I JET D(2x0)	I

POZO #	ARENA	CANTIDAD DE FLUIDO Bl/s	PRESION Psi	TASA DE BOMBEO Bl/s/min
02	H - S	42 DE AGUA TRATADA	100	2.0
14	H - S	26 DE AGUA TRATADA	800	0.8
18	H - S	42 TANQUE DE LAVAD	1980	0.6
24	N - U	50 TANQUE DE LAVAD	2600	0.5
27	N - T	36		
29	H - S	85 CRUDO LIMPID	1000	0.5
30	H - S	40 AGUA TRATADA	2000	0.7
34	H - I	90 AGUA TRATADA	1700	0.5
41	N - T	50 TANQUE DE LAVAD	5000	0.7
44	N - T	88 AGUA TRATADA	2850	0.5
86	N - U			
88	H - S	26 AGUA TRATADA	800	0.8
91	N - T			
98	H - S	28 AGUA TRATADA	800	0.5
99	H - I			
101	H - S	31 AGUA TRATADA	2500	1.4
102	N - U	76 AGUA TRATADA	100	1.0
102	N - T	36 AGUA TRATADA	100	0.4
NITROBEND				
70	H - S			
80	H - S	42 AGUA TRATADA	2300	0.5
83	H - S			
104	H - S			

45

I	POZO	I	ARENA	I	Ø	I	K	I	ANTES	I	DESPUES	I	ANTES	I	DESPUES	I	ANTES	I	DESP.
I	02	I	H	-S	I	16.21	17.921	I	6432	I	23726	I	747	I	323	I	116	I	135
I	14	I	H	-S	I	17.01	92.951	I	5946	I	8244	I	2346	I	3852	I	47	I	68
I	18	I	H	-S	I	15.21	102.701	I	14608	I	12044	I	2461	I	1241	I	116	I	97
I	24	I	N	-U	I	18.01	1.841	I	cerrado	I	cerrado	I	cerrado	I	cerrado	I	cerrado	I	cerrado
I	27	I	N	-T	I	13.01	63.921	I	cerrado	I	4715	I	cerrado	I	cerrado	I	cerrado	I	cerrado
I	29	I	H	-S	I	17.61	7.071	I	4690	I	18323	I	5505	I	16981	I	37	I	146
I	30	I	H	-S	I	14.01	337.781	I	14474	I	19036	I	747	I	322	I	116	I	152
I	34	I	H	-I	I	16.01	111.261	I	19271	I	9898	I	25465	I	18448	I	153	I	83
I	41	I	N	-T	I	19.01	3925.01	I		I		I	cerrado	I		I		I	
I	44	I	N	-T	I	19.01	312.501	I		I		I	cerrado	I		I		I	
I	86	I	N	-U	I	11.01	39.271	I	23483	I	23686	I	785	I	280	I	15776	I	15237
I	88	I	H	-S	I	9.01	62.221	I	13833	I	14918	I	12990	I	19419	I	111	I	124
I	91	I	N	-T	I	17.01	41.941	I	16976	I	6306	I	243	I	263	I	14636	I	11790
I	98	I	H	-S	I	15.01	334.881	I	7243	I	26000	I	327	I	2235	I	57	I	208
I	99	I	H	-I	I	17.01	315.081	I	13644	I	22024	I	327	I	443	I	108	I	148
I	101	I	H	-S	I	14.01	355.0	I	5885	I	41663	I	169	I	954	I	47	I	328
I	102	I	N	-U	I	17.01	140.981	I	cerrado	I	36350	I	cerrado	I	1842	I	cerr.	I	19886
I	102	I	N	-T	I	15.01	140.981	I		I		I	cerrado	I		I		I	
I		I			I			I	NITROGENO										I
I	70	I	H	-S	I	15.01	312.511	I	cerrado	I	4102	I	cerrado	I	672	I	cerr.	I	33
I	80	I	H	-S	I	15.71	780.001	I		I		I	cerrado	I		I		I	
I	83	I	H	-S	I	15.51	48.701	I	19304	I	9297	I	51794	I	13572	I	155	I	70
I	104	I	H	-S	I	15.01	302.801	I	13907	I	5227	I	20875	I	4522	I	112	I	60

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
SACHA 02 05/06/85 HOLLIN

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR Bl5	AGUA Bl5	GAS PCN	PETR Bl5	AGUA Bl5	GAS PCN
			3			3
			10			10
MAY	6432	138	51	1300456	32574	10443
JUN	18012	3445	142	1318468	36019	10585
JUL	25715	1924	205	1344183	37943	10790
AGO	27748	608	221	1371931	38551	11011
SEP	25719	641	206	1397650	39192	11217
OCT	23151	710	185	1420801	39902	11402
NOV	23837	834	191	1444638	40736	11593
DIC	23608	936	193	1468246	41672	11786
ENE	24262	870	198	1492508	42542	11984
FEB	22858	700	183	1515366	43242	12167
MAR	23197	716	186	1538563	43958	12353
ABR	22875	1134	182	1561438	45092	12535

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
SACHA 14 24/02/87 HOLLIN  
(sup +inf)

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR Bl5	AGUA Bl5	GAS PCN	PETR Bl5	AGUA Bl5	GAS PCN
			3			3
			10			10
FEB	5946	2346	47	4E+06	4493029	29771
MAR	0	0	0	4E+06	4493029	29771
ABR	1441	658	12	4E+06	4493687	29783
MAY	0	0	0	4E+06	4493687	29783
JUN	0	0	0	4E+06	4493687	29783
JUL	0	0	0	4E+06	4493687	29783
AGO	0	0	0	4E+06	4493687	29783
SEP	8396	3113	68	4E+06	4496800	29851
OCT	17608	7841	140	4E+06	4504641	29991
NOV	21794	9674	172	4E+06	4514315	30163
DIC	20908	9896	182	4E+06	4524211	30345
ENE	20535	11186	165	4E+06	4535397	30510

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
 SACHA 18 16/07/85 HOLLIN  
 SUP

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
JUN	14608	24654	116	6110064	6609983	48839
JUL	9302	10726	76	6119366	6620709	48915
AGO	13411	517	106	6132777	6621226	49021
SEP	14599	519	116	6147376	6621745	49137
OCT	13617	395	108	6160993	6622140	49245
NOV	13966	359	112	6174959	6622499	49357
DIC	14036	279	113	6188995	6622778	49470
ENE	14868	248	120	6203863	6623026	49590
FEB	13678	220	110	6217541	6623246	49700
MAR	13308	170	106	6230849	6623416	49806
ABR	12699	221	100	6243548	6623637	49906
MAY	0	0	0	6243548	6623637	49906

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
 SACHA 24 18/01/86 NAPD -U

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
DIC	0	0	0	35773	179	9520
ENE	0	0	0	35773	179	9520
FEB	0	0	0	35773	179	9520
MAR	0	0	0	35773	179	9520
ABR	0	0	0	35773	179	9520
MAY	0	0	0	35773	179	9520
JUN	0	0	0	35773	179	9520
JUL	0	0	0	35773	179	9520
AGO	0	0	0	35773	179	9520
SEP	0	0	0	35773	179	9520
OCT	0	0	0	35773	179	9520
NOV	0	0	0	35773	179	9520

CAMPO SACHA	# POZO 30	FECHA DE ESTIMUL. 26/10/85	FORMACION HOLLIN SUP
----------------	--------------	-------------------------------	----------------------------

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
SEP	14474	747	116	6175823	5803569	49437
OCT	0	0	0	6175823	5803569	49437
NOV	18245	604	146	6194068	5804173	49583
DIC	19293	461	155	6213361	5804634	49738
ENE	19759	300	159	6233120	5804934	49897
FEB	20430	238	163	6253550	5805172	50060
MAR	21833	205	173	6275383	5805377	50233
ABR	23123	368	185	6298506	5805745	50418
MAY	23618	403	189	6322124	5806148	50607
JUN	24889	236	199	6347013	5806384	50806
JUL	20322	408	163	6367335	5806792	50969
AGS	17889	324	143	6385224	5807116	51112

CAMPO SACHA	# POZO 34	FECHA DE ESTIMULACION 10/12/85	FORMACION HOLLIN SUP
----------------	--------------	-----------------------------------	----------------------------

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
NOV	19271	25465	153	4280608	5656190	19669
DIC	16764	22257	134	4297372	5678447	19803
ENE	15198	23800	121	4312570	5702247	19924
FEB	14215	17819	113	4326785	5720066	20037
MAR	11591	21448	92	4338376	5741514	20129
ABR	9350	14655	75	4347726	5756169	20204
MAY	7873	15513	63	4355599	5771682	20267
JUN	7352	18460	59	4362951	5790142	20326
JUL	6927	21632	95	4369878	5811774	20421
AGS	7055	20058	56	4376933	5831832	20477
SEP	6976	14686	56	4383909	5846518	20533
OCT	5576	12600	45	4389485	5859118	20578



CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
SACHA 41 07/03/86 BAS-TENA

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
FEB	0	0	0	2022135	9684	475786
MAR	0	0	0	2022135	9684	475786
ABR	0	0	0	2022135	9684	475786
MAY	0	0	0	2022135	9684	475786
JUN	0	0	0	2022135	9684	475786
JUL	0	0	0	2022135	9684	475786
AGS	0	0	0	2022135	9684	475786
SEP	0	0	0	2022135	9684	475786
OCT	0	0	0	2022135	9684	475786
NOV	0	0	0	2022135	9684	475786
DIC	0	0	0	2022135	9684	475786
ENE	0	0	0	2022135	9684	475786

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
SACHA 44 13/12/85 BAS -TENA

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
NOV	0	0	0	156167	781	39080
DIC	0	0	0	156167	781	39080
ENE	0	0	0	156167	781	39080
FEB	0	0	0	156167	781	39080
MAR	0	0	0	156167	781	39080
ABR	0	0	0	156167	781	39080
MAY	0	0	0	156167	781	39080
JUN	0	0	0	156167	781	39080
JUL	0	0	0	156167	781	39080
AGS	0	0	0	156167	781	39080
SEP	0	0	0	156167	781	39080
OCT	0	0	0	156167	781	39080

CAMPD # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
SACHA B6 21/06/85 NAPD -U

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
MAY	23483	785	5776	2681547	18954	665945
JUN	24477	644	6020	2706024	19598	671965
JUL	31687	609	7795	2737711	20207	679760
AGO	35056	466	8617	2772767	20673	688377
SEP	30788	46	7525	2803555	20719	695902
OCT	29572	127	7295	2833127	20846	703197
NOV	27498	159	7160	2860625	21005	710357
DIC	23284	141	6069	2883909	21146	716426
ENE	25776	159	6339	2909685	21305	722765
FEB	28637	640	718	2938322	21945	723483
MAR	3776	86	68	2942098	22031	723551
ABR	0	0	0	2942098	22031	723551

CAMPD # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
SACHA B8 17/04/86 HOLLIN  
SUP

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
MAR	13833	12990	111	1632202	355551	17260
ABR	8744	14041	69	1640946	369592	17329
MAY	22692	21099	181	1663638	390691	17510
JUN	17943	22043	144	1681581	412734	17654
JUL	17759	22857	142	1699340	435591	17796
AGO	17455	22623	139	1716795	458214	17935
SEP	23858	13888	191	1740653	472102	18126
OCT	20618	22162	165	1761271	494264	18291
NOV	15811	19176	126	1777082	513440	18417
DIC	16913	32190	135	1793995	545630	18552
ENE	14321	24448	113	1808316	570078	18665
FEB	11865	22972	36	1820181	593050	18701

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
SACHA 91 14/11/86 NAPD -U

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR B1s	AGUA B1s	GAS PCN	PETR B1s	AGUA B1s	GAS PCN
			3 10			3 10
DCT	16976	243	4636	235213	7663	64202
NOV	14190	936	3859	249403	8599	68061
DIC	13326	384	3626	262729	8983	71687
ENE	14592	231	3947	277321	9214	75634
FEB	5050	116	1473	282371	9330	77107
MAR	1156	27	337	283527	9357	77444
ABR	0	0	0	283527	9357	77444
MAY	0	0	0	283527	9357	77444
JUN	0	0	0	283527	9357	77444
JUL	0	0	0	283527	9357	77444
AGS	7156	190	2087	290683	9547	79531
SEP	14939	1007	4356	305622	10554	83887

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
SACHA 98 03/03/86 HOLLIN

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR B1s	AGUA B1s	GAS PCN	PETR B1s	AGUA B1s	GAS PCN
			3 10			3 10
FEB	7243	327	57	1112388	12376	8893
MAR	37865	3779	302	1150253	16155	9195
ABR	44952	6657	358	1195205	22812	9553
MAY	41574	6613	330	1236779	29425	9883
JUN	29083	4316	232	1265862	33741	10115
JUL	27186	5460	218	1293048	39201	10333
AGS	29370	6886	235	1322418	46087	10568
SEP	27663	7465	221	1350081	53552	10789
DCT	22997	7942	184	1373078	61494	10973
NOV	25307	9173	203	1398385	70667	11176
DIC	0	0	0	1398385	70667	11176
ENE	0	0	0	1398385	70667	11176

CAMPO	# POZO	FECHA DE ESTIMULACION	FORMACION
SACHA	99	30/05/86	HOLLIN SUP

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
ABR	13644	327	108	700763	12156	5524
MAY	13542	515	109	714305	12671	5633
JUN	15108	722	119	729413	13393	5752
JUL	14766	613	117	744179	14006	5869
AGO	18559	470	148	762738	14476	6017
SEP	32600	506	261	795338	14982	6278
OCT	32952	606	263	828290	15588	6541
NOV	29651	498	236	857941	16086	6777
DIC	31312	347	251	889253	16433	7028
ENE	29773	319	238	919026	16752	7266
FEB	21770	243	132	940796	16995	7398
MAR	2233	30	4	943029	17025	7402

CAMPO	# POZO	FECHA DE ESTIMULACION	FORMACION
SACHA	101	06/11/85	HOLLIN SUP

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
DCT	5885	169	47	686530	84476	5148
NOV	27161	989	216	713691	85465	5364
DIC	40960	1023	326	754651	86488	5690
ENE	45414	966	361	800065	87454	6051
FEB	45728	966	365	845793	88420	6416
MAR	47356	756	376	893149	89176	6792
ABR	44103	779	305	937252	89955	7097
MAY	42819	1088	341	980071	91043	7438
JUN	45680	1057	364	1025751	92100	7802
JUL	44073	908	361	1069824	93008	8163
AGO	39550	896	316	1109374	93904	8479
SEP	35418	1076	282	1144792	94980	8761

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
SACHA 102 20/10/85 NAPD -U

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3			3
			10			10
SEP						
DCT	2976	837	812	2976	837	812
NIV	30066	3289	8207	33042	4126	9019
DIC	43438	1698	11858	76480	5824	20877
ENE	45850	1707	12516	122330	7531	33393
FEB	45728	1670	12483	168058	9201	45876
MAR	48568	1765	13258	216626	10966	59134
ABR	45633	2105	12056	262259	13071	71190
MAY	30816	1668	8410	293075	14739	79600
JUN	36242	1916	9892	329317	16655	89492
JUL	38378	1824	10476	367695	18479	99968
AGS	32159	1784	8779	399854	20263	108747

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
SACHA 102 18/10/85 NAPD -T

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3			3
			10			10
SEP						
DCT	0	0	0	198549	171594	1272
NIV	0	0	0	198549	171594	1272
DIC	0	0	0	198549	171594	1272
ENE	0	0	0	198549	171594	1272
FEB	0	0	0	198549	171594	1272
MAR	0	0	0	198549	171594	1272
ABR	0	0	0	198549	171594	1272
MAY	0	0	0	198549	171594	1272
JUN	0	0	0	198549	171594	1272
JUL	0	0	0	198549	171594	1272
AGS	0	0	0	198549	171594	1272

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
SACHA 70 15/07/86 HOLLIN  
SUP

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR Bl5	AGUA Bl5	GAS PCN	PETR Bl5	AGUA Bl5	GAS PCN
			3 10			3 10
JUN	0	0	0	7192373	13158419	57296
JUL	7032	643	56	7199405	13159062	57352
AGO	19085	2182	153	7218490	13161244	57505
SEP	10675	12981	86	7229165	13174225	57591
OCT	0	0	0	7229165	13174225	57591
NOV	5956	24885	47	7235121	13199110	57638
DIC	2065	7364	17	7237186	13206474	57655
ENE	310	19	2	7237496	13206493	57657
FEB	0	0	0	7237496	13206493	57657
MAR	0	0	0	7237496	13206493	57657
ABR	0	0	0	7237496	13206493	57657
MAY	0	0	0	7237496	13206493	57657

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
SACHA ^B3 30/07/86 HOLLIN  
SUP

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR Bl5	AGUA Bl5	GAS PCN	PETR Bl5	AGUA Bl5	GAS PCN
			3 10			3 10
JUN	19304	57794	155	5439012	2944400	44456
JUL	10426	26446	82	5449438	2970846	44538
AGO	15626	22742	126	5465064	2993588	44664
SEP	19567	26328	157	5484631	3019916	44821
OCT	16989	29279	136	5501620	3049195	44957
NOV	8522	26547	68	5510142	3075742	45025
DIC	4324	15190	35	5514466	3090932	45060
ENE	12224	2420	98	5526690	3093352	45158
FEB	12892	275	52	5539582	3093627	45210
MAR	1700	56	6	5541282	3093683	45216
ABR	0	0	0	5541282	3093683	45216
MAY	0	0	0	5541282	3093683	45216

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION  
SACHA 104 2B/01/87

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMUL	
	PETR Bl̄s	AGUA Bl̄s	GAS PCN	PETR Bl̄s	AGUA Bl̄s
			3 10		
DIC	13907	20875	112	194707	175880
ENE	0	0	0	194707	175880
FEB	5444	76	43	200151	175956
MAR	712	10	0	200863	175966
ABR	0	0	0	200863	175966
MAY	0	0	0	200863	175966
JUN	0	0	0	200863	175966
JUL	0	0	0	200863	175966
AGO	3887	4020	31	204750	179986
SEP	15024	26378	234	219774	206364
OCT	15033	18996	200	234807	225360
NOV	17401	264	140	252208	225624

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
 ATACAPI 02 20/05/86 NAPO-U

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
ABR	20335	8733	3832	2249946	509462	484770
MAY	23495	9652	4426	2273441	519114	489196
JUN	31163	13283	5869	2304604	532397	495065
JUL	35258	17531	6639	2339862	549928	501704
AGO	31828	16816	5995	2371690	566744	507699
SEP	38132	21706	7183	2409822	588450	514882
OCT	26597	16973	5010	2436419	605423	519892
NOV	24631	15822	4638	2461050	621245	524530
DIC	27213	18993	5123	2488263	640238	529653
ENE	30790	21796	5794	2519053	662034	535447
FEB	27103	20703	5099	2546156	682737	540546
MAR	20864	15407	3924	2567020	698144	544470

CAMPO # POZO FECHA DE ESTIMULACION FORMACION  
 PARAGUACU 04 17/06/86 HDLLIN

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
MAY	0	0	0	414873	4915	84951
JUN	0	0	0	414873	4915	84951
JUL	5942	18	927	420815	4933	85878
AGO	90840	17	802	511655	4950	86680
SEP	0	0	0	511655	4950	86680
OCT	0	0	0	511655	4950	86680
NOV	0	0	0	511655	4950	86680
DIC	0	0	0	511655	4950	86680
ENE	0	0	0	511655	4950	86680
FEB	0	0	0	511655	4950	86680
MAR	0	0	0	511655	4950	86680
ABR	0	0	0	511655	4950	86680



CAMPO	# POZO	FECHA DE ESTIMULACION	FORMACION
PARAGUACU	05	07/08/86	HOLLIN INF

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
JUL	0	0	0	874719	17465	284999
AGS	0	0	0	874719	17465	284999
SEP	0	0	0	874719	17465	284999
OCT	0	0	0	874719	17465	284999
NOV	0	0	0	874719	17465	284999
DIC	0	0	0	874719	17465	284999
ENE	0	0	0	874719	17465	284999
FEB	0	0	0	874719	17465	284999
MAR	0	0	0	874719	17465	284999
ABR	0	0	0	874719	17465	284999
MAY	0	0	0	874719	17465	284999
JUN	0	0	0	874719	17465	284999

CAMPO	# POZO	FECHA DE ESTIMULACION	FORMACION
L.A.	08	22/07/86	HOLLIN INF

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN	PETR BlS	AGUA BlS	GAS PCN
			3 10			3 10
JUN	0	0	0	3479105	209350	554848
JUL	0	0	0	3479105	209350	554848
AGS	0	0	0	3479105	209350	554848
SEP	4140	188	3000	3483245	209538	557848
OCT	3120	1080	2280	3486365	210618	560128
NOV	2889	986	2100	3489254	211604	562228
DIC	3871	765	2814	3493125	212369	565042
ENE	5093	667	3703	3498218	213036	568745
FEB	0	0	0	3498218	213036	568745
MAR	0	0	0	3498218	213036	568745
ABR	0	0	0	3498218	213036	568745
MAY	0	0	0	3498218	213036	568745

CAMPO	# POZO	FECHA DE ESTIMULACION	FORMACION
CONDON	09	24/02/86	HOLLIN SUP

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR Bls	AGUA Bls	GAS PCN	PETR Bls	AGUA Bls	GAS PCN
			3			3
			10			10
ENE	219112	95	172	383676	13446	1515
FEB	18641	62	149	402317	13508	1664
MAR	26573	7213	211	428890	20721	1875
ABR	27781	13224	221	456671	33945	2096
MAY	22146	11918	175	478817	45863	2271
JUN	25608	16804	203	504425	62667	2474
JUL	29922	25667	238	534347	88334	2712
AGO	25720	25720	204	560067	114054	2916
SEP	25452	28915	200	585519	142969	3116
OCT	23983	28146	189	609502	171115	3305
NOV	19550	23332	155	629052	194447	3460
DIC	18728	28084	149	647780	222531	3609

CAMPO	# POZO	FECHA DE ESTIMULACION	FORMACION
SSF	11	27/07/86	NAPD-U

MES	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ACUMULADA		
	PETR Bls	AGUA Bls	GAS PCN	PETR Bls	AGUA Bls	GAS PCN
			3			3
			10			10
JUN	20533	37103	5037	10825089	750762	2026781
JUL	12266	27665	5131	10837355	778427	2031912
AGO	29664	29689	4227	10867019	808116	2036139
SEP	30269	37740	5922	10897288	845856	2042061
OCT	18772	30577	6393	10916060	876433	2048454
NOV	17000	25510	5703	10933060	901943	2054157
DIC	16396	29213	5000	10949456	931156	2059157
ENE	14364	26682	2835	10963820	957838	2061992
FEB	0	0	0	10963820	957838	2061992
MAR	2361	4369	431	10966181	962207	2062423
ABR	0	0	0	10966181	962207	2062423
MAY	0	0	0	10966181	962207	2062423

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION			
	CAMPO	SACHA	GAS
	METODO	R.M.A.	3
MES	B1s-PT	B1s-AGUA	PCNx10
1	4770	4094	625
2	12830	4916	812
3	14508	3835	1642
4	17784	3890	1555
5	10712	1690	1287
6	16622	3622	1212
7	13560	2620	1217
8	15816	4227	920
9	15248	4275	684
10	4462	4110	780
11	4331	4010	782
12	8378	3885	645

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION			
	CAMPO	SACHA	GAS
	METODO	ACIDO ENERGIZADO	3
MES	B1s-PT	B1s-AGUA	PCNx10
1	16606	36334	134
2	5214	13544	70
3	14052	12500	162
4	15480	19660	124
5	4248	7320	34
6	3620	12880	29
7	1598	5641	13
8	3134	612	14
9	4195	1074	21
10	4181	6609	60
11	3759	4750	50
12	4350	66	35

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION

VARIOS CAMPOS GAS

METODO ACIDO ENERGIZADO 3

MES	B1s-PT	B1s-AGUA	PCNx10
1	10463	7655	1507
2	9067	6230	1618
3	14567	8372	1725
4	16241	11214	2195
5	12124	10706	2107
6	13457	12186	2263
7	12797	12112	2177
8	6680	11937	1331
9	8778	7857	1072
10	11490	12713	1428
11	7776	7340	876
12	6600	7249	679



A N E X O C

## ANEXO C

### PROCEDIMIENTO RECOMENDADO PARA DETERMINAR EL TIEMPO DE DESGASTE DE UN ACIDO.

Al diseñar una acidificación, es decir, calcular los volúmenes de ácido que se deben inyectar a una formación, hay que asumir algunos parámetros con la finalidad de poder realizar el diseño.

En el capítulo V de esta tesis hemos señalado los parámetros que deben ser considerados, para diseñar y realizar una operación de acidificación. Sin embargo, hay factores, como el radio de penetración del ácido, que son difíciles de calcular, por encontrarse involucradas en dicho cálculo variables, que sólo pueden ser determinadas experimentalmente. Por esta razón, en los cuatro métodos aplicados, en este trabajo, estimamos dicho radio.

Lamentablemente al analizar los resultados obtenidos (radio teórico de penetración del ácido) mostrados en la tabla VIII, observamos inconsistencias, con la hipótesis del radio estimado. Por lo tanto, describiremos a conti-

nuación el procedimiento recomendado para encontrar el tiempo de desgaste del ácido y consecuentemente el radio efectivo (real), de penetración del mismo.

Los materiales a ser utilizados en esta prueba son los siguientes:

- Un reactor, reactivos, un espectrofotómetro, un calibrador de presión, un termostato, un cronómetro y un agitador.

#### PROCEDIMIENTO

Se siguen los siguientes pasos:

- 1.- Se introduce en el reactor como se muestra en la figura 53, las masas correspondientes de roca (caliza o arenisca) y ácidos HCl; HF-HCl y NH<sub>4</sub>F, a las concentraciones requeridas.
- 2.- Se simula las condiciones de presión y temperatura, existentes en el yacimiento. El agitador reemplaza al bombeo en superficie.
- 3.- Se regula el termostato a la temperatura máxima deseada, para que la prueba finalice automáticamente al llegar a esta temperatura.

4.- Por ser difícil conseguir condiciones de presión similares a las del yacimiento (4000-5000 psi), sólo se trabaja con presiones de hasta 5 atm. y los resultados obtenidos pueden ser considerados correctos con un  $\pm$  5% de error.

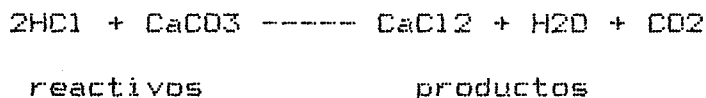
Se pueden realizar 5 pruebas a las mismas condiciones.

De no existir diferencias considerables se puede tomar un promedio entre ellas.

5.- Para generar las curvas, hacemos un gráfico de concentración vs. tiempo de desgaste del ácido. Las normas internacionales recomiendan llevar al ácido hasta un máximo de 70% de desgaste indicados en la figura 54.

6.- La familia de curvas, las construimos a partir de la primera Ley de la Termodinámica y la Teoría Cinética Química, de la siguiente manera:

a.- Por estequiometría



Se produce liberación de energía G, de uno de los tres tipos de los que a continuación se menciona.



$$G = G_p - G_r$$

< 0 espontánea

> 0 forzada

= 0 reversible

$$G = -RT \ln K$$

En donde :

K = Constante de Equilibrio

G = Energía libre de Gibbs

G<sub>p</sub> = Sumatoria de Productos

G<sub>r</sub> = Sumatoria de Reactivos

$$K = \frac{\text{CaCl}_2 \text{ D}_2\text{O}}{\text{HCl}^2}$$

G, la encontramos de tablas termodinámicas.

b.- Por cinética química.



K = constante específica de la velocidad de reacción

Luego de calcular el tiempo de desgaste del ácido, a las condiciones requeridas, siguiendo el procedimiento antes indicado, calculamos el radio efectivo de penetración del mismo, por medio de la siguiente ecuación:

$$R = \frac{0.0936 \times Q_i \times t^{1/2}}{\phi \times \pi \times H} + R_w$$

En donde:

R = radio efectivo de penetración del ácido  
(pies)

Q<sub>i</sub> = tasa de bombeo (Bls/min)

t = tiempo de desgaste del ácido (seg)

φ = porosidad de la roca (fracción)

H = espesor de la formación (pies)

R<sub>w</sub> = radio del pozo, para nuestro estudio constante (pies).

## BIBLIOGRAFIA

1. Aga del Ecuador C.A.: La actividad industrial de Aga del Ecuador. Guayaquil. 1978.
2. Burcik Emili J.: Properties of Petroleum Reservoir Fluids. 1961. Pag. 28-34.
3. Canfield Robert: BONILLA GUIDO AND RAYMOND ROBBINS SACHA DILFIELD OF ECUADORIAN ORIENTE.
4. Carrasco G. Tesis: Estimulación de pozos de petróleo del campo Santiago por medio de acidificación. Universidad Central. Quito, Septiembre de 1977.
5. Chávez C. y Mensías C.: Evaluación de Técnicas de estimulación de pozos. L. A. Octubre de 1986.
6. Consorcio CEPE-TEXACO: Información Técnica de Archivos de Pozos del Campo Sacha. Febrero-Marzo de 1989.
7. Consorcio CEPE-TEXACO: QUARTERLY WORK-OVER SAMARIES. 1988.
8. Consorcio CEPE-TEXACO: Reportes de tratamientos a la formación. 1985-1988.

9. Consorcio CEPE-TEXACO: Forecast-Report Operación Bombeo Hidráulico Campo Sacha. Reportes mensuales. 1985-86-87.
10. Consorcio CEPE-TEXACO: Reportes de Producción Mensual y Acumulada del Campo Sacha. 1985-86-87-88.
11. Choppin Gregor R. QUIMICA. Décimoquinta reimpresión. México D.F. 1977. Pag. 37-46; Pag. 336-337.
12. Escobar L. Cinética Química Aplicada. Manuales UTEHA. México D.F., 1966, 19-37 p.
13. Faires Virgil: Termodinámica 2da. edición en español editorial UTEHA. Cap. #12. México D.F.
14. Franco J.: Optimización de la acidificación de las calizas "A" y "B" de la formación Napo del campo Mónica. Universidad Central del Ecuador. Quito 1975.
15. Halliburton Company. Halliburton Energy Institute Modern Completion Practices. Volume III Nitrogen pag. 1-54. Dunan Oklahoma, 1988.
16. Hamill William H.; Russel R. Williams J. R.. Fisico Química. Pag.



17. Hughes Service Argentina: Acidificación.
18. Hughes Services S. A. Argentina: Seminario "Nitrógeno: aplicaciones en la industria petrolera". Argentina. 1987.
19. Kirk Othmer Scott et. al. Enciclopedia de Tecnología química. Editorial UTEHA. Tomo #11. Pag.
20. Levorsen A. J.: Geología del petróleo. Editorial Eudebo. Buenos Aires. 1973. Pag. 63; Pag. 59-79.
21. Malavé Tomalà Kléber: Tesis "Aplicación del Fracturamiento Hidráulico para restaurar la productividad de las Formaciones". ESPOL. 1975. Pag. 9-10.
22. Merchán José Luis: Tesis "Diseño de un Fracturamiento Hidráulico para un campo de la Península de Santa Elena. Pag. 29-31.
23. Pasquon Italo: Química Industriale la Lezione. Junio de 1970.
24. Pérez Palacio Ramiro: Ingeniería de gas natural (Propiedades y Comportamiento de Fases). Medellín. Julio de 1979.

25. Perry John H.: Manual de Ingeniería Química.
26. Pirson Sylvain J.: Ingeniería de yacimientos petroleros. Ediciones OMEGA S. A. 1965. Pag. 73-93.
27. Quiroga S. Kléber: Manual de pruebas de completación y reacondicionamiento de pozos petrolíferos. Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana. Guayaquil. Julio de 1988.
28. Rivas Oscar: Seminario "Uso y aplicación del Nitrógeno en la industria petrolera". Halliburton. 1985.
29. Sears y Zemansky: Física General. Madrid 1979. Pag. 340-348.
30. Slabaugh H. y Parsons Theran D.: Química General. Editorial Limusa-Wiley S. A. Madrid, México. Pag.
31. Tapia F. Daniel: Tesis de grado "Estudio Experimental de algunos factores que afectan la permeabilidad". ESPOL. 1975. Pag. 9-11.
32. Ullmann Fritz: Enciclopedia de Química Industrial. Tomo I y II. Pag.
33. Valdiviezo M. Chávez C: Métodos de acidificación.

Lago Agrio Marzo de 1989.

- 34. Jackson Byron Inc.: Applied Engineered Stimulation. Volume II. Part I Acidizing. Pag. 84-92. Texas, 1970.