

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“EVALUACION INTEGRAL DE UN CAMPO MARGINAL
DE PETROLEO CON FINES DE EXPLOTACION”**

TITULACION POR EXPERIENCIA PROFESIONAL

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO**

LEYVER QUEVEDO MORALES

PROMOCION 1991- 0

**LIMA – PERU
2004**

AGRADECIMIENTO A TODO EL
ESFUERZO DE MIS PADRES Y
HERMANO MAYOR WILMER QUE
DESDE LO LEJOS NOS ILUMINA.

EVALUACION INTEGRAL DE UN CAMPO PETROLERO MARGINAL CON FINES DE EXPLOTACION

I. OBJETIVO

II. INTRODUCCION

III. EVALUACION DEL PROGRAMA MINIMO DE PERFORACION

- A. FORMACION PARIÑAS SUPERIOR
- B. FORMACION PARIÑAS INFERIOR
- C. FORMACION MOGOLLON
- D. FORMACION BASAL SALINA
- E. PERFORACION DE POZOS EN REEMPLAZO DE LOS 90 KMS DE SISMICA

IV. DESARROLLO ADICIONAL DEL CAMPO PETROLERO

V. EVALUACION DE LA OPTIMIZACION DE PRODUCCION

- 5.1. GENERALIDADES
- 5.2. INTERPRETACION DE PRUEBAS DE PRESION CON PARADAS
- 5.3. PROGRAMA PRELIMINAR DE RETRABAJO

VI. FUNDAMENTOS TEORICOS DE ACIDIFICACION

- 6.1. INTRODUCCION
- 6.2. DAÑO POR ACIDIFICACION
- 6.3. EFECTIVA ACIDIFICACION DE ARENISCAS
- 6.4. ANALISIS DE LA FORMACION
- 6.5. REACONDICIONAMIENTO DE LAS FORMACIONES
- 6.6. ARCILLAS
- 6.7. CLORURO DE AMONIO(NH₄CL)
- 6.8. SENSIBILIDAD DE HCL Y INDICE DE INESTABILIDAD DE ARCILLAS
- 6.9. CARBONATOS

6.10. SISTEMAS ACIDOS

- A. ACIDO ACETICO
- B. ACIDO Fe
- C. ACIDO FORMICO
- D. ACIDO CLORHIDRICO HCL
- E. ACIDO CLORHIDRICO - FLUORHIDRICO
- F. ACIDO CLORHIDRICO - ACETICO y CLORHIDRICO - FORMICO
- G. ACIDO FORMICO - FLUORHIDRICO
- H. ACIDO RETARDADO
- I. ACIDOS QUIMICAMENTE RETARDADOS
- J. ACIDOS GELIFICADOS
- K. ACIDOS EMULSIFICADOS

6.11. ACIDIFICACION MATRIZ DE ARENISCAS

6.12. ACIDIFICACION MATRIZ DE CARBONATOS

6.13. TECNICAS DE TRATAMIENTOS ACIDOS USADOS ACTUALMENTE

6.13.1. LIMPIEZA ACIDA

- A. METODOS
- B. TIPOS DE INCRUSTACIONES
- C. CONCENTRACION Y VOLUMEN DE HCL
- D. ADITIVOS

6.13.2. ACIDIFICACION MATRICIAL

6.13.3. FRACTURA ACIDA

VII. ANALISIS DE LOS TRABAJOS REALIZADOS EN POZOS REHABILITADOS 1996 - 1997 - 1998

7.1. RESULTADOS OBTENIDOS DE TOMA PRESIONES

7.2. RESULTADOS DE LOS TRABAJOS ACIDOS

7.3. PRODUCCION

VIII. EVALUACION ECONOMICA

IX. CONCLUSIONES

X. RECOMENDACIONES

EVALUACION INTEGRAL DE UN CAMPO PETROLERO MARGINAL CON FINES DE EXPLOTACION

I. OBJETIVO

El objetivo del presente trabajo consta de dos partes, una primera parte trata sobre la Evaluación Técnica – Económica del Programa Mínimo de Perforación y la otra sobre una Evaluación Técnico – Económico para la Optimización Mínima de Producción del campo petrolero.

La primera parte trata de hacer un análisis general de los pozos perforados según el programa mínimo de perforación exigido por Perupetro.

La segunda parte conlleva a un incremento de producción a un costo mínimo, para lo cual se tenía que trabajar con las herramientas existentes en el campo y en gabinete. Para poder cumplir con estos objetivos de incrementar producción se procedió a revisar la información existente sobre el comportamiento productivo de los pozos, reacondicionamientos y servicio de pozos efectuados, estado mecánico actual, facilidades de producción, estado actual de las vías de acceso y plataformas, así como del equipo de servicio de pozos. Se identificó las necesidades del proyecto, disponibilidad de equipos y materiales para definir la adquisición de los faltantes.

II. INTRODUCCION

El campo petrolero, se encuentra ubicado a 13 km. Al NE de la ciudad de Talara, en el Dpto. De Piura. El Área comprende un total de 30,715 Has.

Los Yacimientos que comprende son: Alvarez Oveja, Alvarez Oeste, Fondo, Chimenea, Zapote, Rocoto, Lindero, Algarroba, Zorro, La Brea, Ancha, Río Verde, Verdun Alto, Pampa y Bodega.

Las formaciones productoras encontradas en estos yacimientos son: Amotape, Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Pariñas Inferior y Pariñas Superior. De todas estas formaciones la más rentable ha sido la formación Pariñas donde un 49% de los pozos tuvieron un RPI mayor a los 100 BPD, las otras formaciones han sido productivas pero en cantidades menores y debido a la mayor profundidad en que se encuentran resulta más costosas su desarrollo.

El estado peruano, con la finalidad de que se continuaran operando y explotando en forma eficiente y económica las áreas que podían resultar marginales y anticconómicas para una compañía grande, procedió a emitir el D.S. N. 033-81-EM/DGH, de fecha 18 de Diciembre de 1991, mediante el cual se delimitaron lotes que, en su mayoría, fueron entregados, vía licitación, a compañías nacionales pequeñas. La Figura N°1 muestra los lotes que fueron adjudicados a las diferentes compañías nacionales y la Figura N° 2 indica el Lote dividido en cuatro zonas(A,B,C,D).

De todas las actividades ejecutadas en el noroeste, la única que ha mostrado capacidad de aumentar la producción de petróleo en forma significativa es la perforación de pozos de desarrollo y/o pozos exploratorios. Desafortunadamente la perforación de pozos es muy cara, especialmente para las compañías pequeñas, que reciben menos de US\$8.00 por barril producido, fiscalizado y entregado a PERUPETRO. Si tenemos en cuenta que los costos de producción por barril bordean y sobrepasan en algunos casos los US\$6.00 por barril; con un margen de solo US\$ 2.00 por barril, las compañías pequeñas no pueden arriesgar en perforación de pozos, cuyos costos por pie perforado y completado en La Brea y Pariñas pasa de los US\$110 actualmente, lo que significa que un pozo perforado a solo 3,000 pies cuesta mas de US\$450,000.00. De otro lado es necesario destacar que, como en el área de La Brea y Pariñas es difícil encontrar actualmente pozos que rindan producciones acumuladas mayores de 50,000 barriles en más de 20 años de producción; con un margen de US\$2.00, después de deducidos los costos de producción, nunca se pagaría la perforación de un pozo en estas áreas.

Este trabajo consta de dos partes, una primera parte trata sobre la Evaluación técnica – económica del Programa Mínimo de Perforación y la segunda sobre un estudio Técnico - Económico para la Optimización Mínima del campo petrolero.

La segunda parte conlleva a un incremento de producción a un costo mínimo, para lo cual se tenía que trabajar con las herramientas existentes en el campo y en gabinete. Para poder cumplir con estos objetivos de incrementar producción se procedió a revisar toda la información existente.

III. EVALUACION DEL PROGRAMA MINIMO DE PERFORACION

El Programa Mínimo contemplaba la perforación de 2 pozos hasta la formación pariñas. La formación pariñas esta dividido en 2 zonas productivas Pariñas Superior e Inferior, ambas con características litológicas bien diferenciadas, así como con características eléctricas en los registros. También existe un Pariñas Inferior “B” que viene a ser la parte superior arenosa del Palegreda o el equivalente a las arenas productivas del área El Alto denominadas como Peña Negra (Columna Estratigrafica, Figura. N° 3).

Pariñas Superior e Inferior, conjuntamente con el Pariñas “B” son las responsables de mas del 90% del total de producción acumulada de petróleo del campo petrolero, siendo la mejor arena reservorio Pariñas Superior, seguido por Pariñas Inferior y Pariñas “B”.

A. FORMACION PARIÑAS SUPERIOR

Las áreas mejor productivas de petróleo de Pariñas Superior son: Fondo y la parte norte de Alvarez Oveja donde se encuentra repetido (ejemplo pozo 4882) y donde existen algunos pozos que han acumulado mas de 400 M Bls. de petróleo.

Pariñas Superior esta constituida por areniscas de grano grueso, grises claras, limpias, porosas y permeables con delgadas intercalaciones de Lutitas. Por las características litológicas y faunísticas (restos de conchas, madera, etc.), indican haber sido depositadas en ambiente semi-deltaico y de barrera y por esta razón la matriz de los intervalos lutaceos tienen carbonato de

calcio en forma microscópica que durante la sedimentación también afecto la porosidad de las areniscas.

El espesor mayor de Pariñas Superior se encuentra en Fondo, (pozo 5036 donde existen 400 pies); En Alvarez Oveja el mayor espesor es de 260 pies.

En las Sub-Zonas B y C no existe Pariñas Superior. Al Oeste de la Sub-Zona D el Pariñas Superior tiene un espesor máximo de 200 pies.

En Fondo, la formación Pariñas Superior, en la parte Oeste de este yacimiento entre los pozos 5116 al Norte y 5036 al Sur se encuentran los pozos con mayores acumulados de petróleo disminuyendo esta tendencia hacia el Este. Al Norte del 5116 el Pariñas Superior se ha encontrado con altas saturaciones de agua , siendo necesaria la perforación de algunos pozos para confirmar esta tendencia.

Los valores de arena neta petrolífera de Pariñas Superior esta relacionado a los espesores encontrados en cada pozo perforado debido principalmente al efecto de fallamiento y erosión.

Pariñas Superior tiene una porosidad intergranular que varia entre el 13 y 19 %, calculado de núcleos extraídos en diferentes pozos del área. La permeabilidad varia entre 16 y 46 milidarcies siendo por esta razón, la formación con mayor producción acumulada del área. Los valores de saturación de agua varia entre 35 y 40 %, estos valores son promedios pero existen intervalos de arena de poco espesor en Pariñas Superior con valores menores de permeabilidad que dan lugar a

factores de recuperación de petróleo con relación al petróleo insitu equivocados desde el punto de vista económico, al calcular promedios de porosidad para toda la arena neta encontrada.

Pariñas Superior muestra una gradiente de presión virgen promedia de 0.42 – 0.50 psi/pie como resultado de presiones tomadas a dos o más formaciones simultaneas y a pruebas de BHP segregadas, ninguno de los pozos perforados del programa mínimo ha atravesado el Pariñas Superior.

B. FORMACION PARIÑAS INFERIOR

Constituyo el objetivo primario en los pozos AO1, AO2, CH1 y AG1 y objetivos secundarios en los pozos AJ1, F1 y VA1; pozos del programa mínimo (Tabla N° 1).

Pariñas Inferior esta formado por areniscas de grano fino a medio homogéneos compactados y cemento calcáreo en matriz arcillosa con intercalaciones de lutitas y limolitas sedimentos correspondientes a un deposito marino de plataforma continental de aguas someras, sedimentos que se sitúan en barras y en canales irregulares de plataforma. El espesor máximo de 650 pies se encuentra en el reservorio de Alvarez Oveja en la Sub-Zona A del campo. En este reservorio la parte superior de la formación Palegredda se le llama Pariñas B.

Los valores de arena neta de Pariñas Inferior en la Sub- Zona A es de 150 pies. La porosidad intergranular de Pariñas Inferior varia entre 12 y 16 %. La permeabilidad varia entre 7 y 20 milidarcies, la saturación de agua entre 35 y 45 %, la resistividad del agua de formación es de

0.30 ohm-m a 60 °F corresponde a una salinidad de 17500 ppm de NaCl. La gradiente promedio de presión en Pariñas Inferior es de 0.37 – 0.42 psi/pie en pozos que requieren fracturamiento o produjeron fluyentes desde él baleó.

Los pozos que fueron coreados en Pariñas Superior e Inferior antes de que se hicieran cargo de las operaciones y que sirvió para obtener toda información consignada en este trabajo(TablaN° 2)

La producción acumulada de los pozos del campo, está relacionado mas a la permeabilidad efectiva para el petróleo que con la presión o la porosidad; el uso del fracturamiento como método de estimulación ha mejorado el comportamiento productivo de los pozos, existiendo areniscas que aunque se fracturen o inyecten agua; por su pobre permeabilidad no van a producir petróleo. Es por esta razón que los factores de recuperación en algunos casos tan bajos no indican que todavía existe petróleo recuperable en volúmenes considerables. Habría que calcular el petróleo Insitu que tiene permeabilidad efectiva al petróleo únicamente; pero esto no es posible en el noroeste, por que no todos los Pariñas son coreados y/o adecuadamente registrados.

Teniendo en cuenta lo anterior y para evitar cualquier efecto de depletacion. El primer pozo del Programa Mínimo por Pariñas de la sub-zona A fue perforado en un bloque libre de pozos al norte de Alvarez Oveja, limitado al norte por la falla Chimenea y al Sur Este y Oeste por fallas menores. La secuencia de Pariñas en esta zona esta repetido hasta dos veces por fallas inversas que existen en la parte Norte y Noroeste de Alvarez Oveja. La perforación de este pozo ha confirmado todo lo que ya era conocido en el área. (Figuras N° 4 y 5).

- **POZO AO1**

La profundidad final del pozo es de 3390 pies, terminando en la formación Palegredda. Después de la completación el pozo fue abierto a producción en la formación Pariñas de 2830'-2925' con 340 tiros, de 1675'-1520' con 480 tiros, de 1320'-1340' con 80 tiros, de 920'-940' con 80 tiros y de 240'-370' con 60 tiros y posteriormente fracturados con Boragel y Versagel. Desde el 22 de Julio en que se punzo el primer intervalo hasta el 21 de agosto de 1994 en que se asignó RPI de $146 \times 5 \times 24 \times \text{PU GOR} = 700 \text{ CF / BL}$ transcurrió un mes de pruebas.

Al 28 de febrero de 1998 el pozo estaba produciendo $26 \times 0 \times \text{PU}$ y había acumulado 42,619 Bls. de petróleo, esto indicaría que este pozo acumulara aproximadamente 60,000 Bls. de petróleo en su vida productiva. Desafortunadamente este pozo ha costado US\$ 791,231 que con un promedio US\$ 8.00 que se recibe por barril menos un costo de producción de US\$ 4.5 por barril, ni siquiera se tiene el retorno de la inversión. El pozo ha sido tan caro porque se asumió tener el diseño ideal de fracturamiento (superfracturamiento) para las formaciones de Talara; experimento, que demostró que los fracturamientos que se venían haciendo en Talara desde que se implementaron en la zona, son más económicos y daban los mismos o mejores resultados.

El segundo pozo por Pariñas fue perforado en el área de Chimenea donde los pozos están produciendo de lo que se ha llamado el Pariñas Inferior o sea la sección arenosa del Palegredda.

- **POZO AO2**

El pozo AO2 se perforo, a la profundidad final de 2701 pies se abrió y se fracturo la formación Pariñas en los intervalos 2410'-2390' y 2078' - 2055'. El 20 de Julio de 1994 se le asigno RPI de 45x0x24xPU GOR = 1533 CF/BL y al 28 de febrero de 1998 el pozo estaba produciendo 31x0xPU(Figuras N° 6 y 7), y había acumulado 14,675 Barriles, el costo total del pozo perforado y completado es de US\$ 307,714 que bajo las circunstancias del precio por barril que se recibe, regalía y costo de producción es otro pozo antieconómico.

Con la perforación de los pozos AO1 y AO2 se cumplieron con la perforación de los dos pozos del programa mínimo a Pariñas.

C. FORMACION MOGOLLON

Esta constituido por areniscas y conglomerados de granulometria variada. Estos cuerpos arenosos y conglomeraticos están interestratificados con capas de Lutitas depositados en ambientes Fluvial – playero y cercanos a la fuente que origino el sedimento. Como todo el noroeste es fácil dividir la formación Mogollón en los miembros Chorro Superior, Chorro Inferior y Fuente, de estos miembros el Chorro Inferior es el que mejores características de reservorios muestra en el área. En este campo la formación mogollón se vuelve Litológicamente más gruesa y masiva.

La secuencia total de la formación Mogollón hacia el Oeste del Lote en la Sub-Zona A se divide en Mogollón Superior, Lutita Intermogollon y Mogollón Inferior o Insitu, la Lutita Intermogollon se acuña y desaparece hacia el este.

La parte del Mogollón Superior o Repetido desde el punto de vista estructural, es productor en el área de Jabonillal. El mogollón Insitu es productor económico en el área de Leones.

Mogollón Insitu o Inferior tiene amplia distribución en nuestro campo, en el sur en la sub-zona D, produce poco petróleo, mientras que hacia el Oeste es productor en el Lote I.

Los valores de arena neta medidos de los registros eléctricos en nuestro campo llegan a 200 pies de espesor.

Las porosidades varían entre 3 y 7 % pudiendo existir fracturas que son visibles solo en un 5 % del total del afloramiento en la quebrada Mogollón (muchos geólogos confunden fracturas con otros tipos de aberturas en la roca debido al intemperismo y al hecho que la roca esta en superficie). Debido a esto es que la producción de petróleo es mas de porosidad y permeabilidad efectiva que de fractura. Perforar pozos en el Noroeste buscando el 5 % de fracturas en un área como este campo seria muy riesgoso. Es posible que por efecto del tectonismo se incrementaran las fracturas en Mogollón en áreas cercanas a las grandes fallas.

La formación Mogollón en Alvarez Oveja en el pozo 4558 localizado al Sudoeste de la sub-zona A, en núcleos convencionales extraídos en el intervalo 2629'-2647' muestra porosidades de 1 hasta 7 % y una permeabilidad de 1.0 o menos milidarcies en promedio.

El Mogollón Superior hacia el Este en el límite con el área de Jabonillal en el pozo 4701 muestra porosidades de 1 a 8 % y permeabilidades de 1.5 a menos milidarcies.

El Mogollón Inferior en el área de Alvarez Oveja, Fondo, Chimenca y Bodega muestra contener valores de saturación de agua que va desde el 45 hasta 60 %, que en muchos casos no son representativos especialmente por ser calculados en registros, debido a que están afectados por los fluidos de perforación. El valor de la resistividad del agua es de 0.28 Ohm-m a 110 F correspondiente a una salinidad de 16,000 ppm. De NaCl.

Bajo lo evaluado sobre Mogollón en este campo, los dos pozos por Mogollón del Programa Mínimo fueron perforados en la sub-zona A: primero el pozo F1 en el área de Fondo y el segundo cercano al límite con el área de Jabonillal buscando producción del Mogollón Superior o Repetido, pozo AJ1. El tercer pozo el F2 fue perforado en bodega en la sub-zona D buscando encontrar el Mogollón Insitu productor de petróleo, este pozo en reemplazo de la sísmica.

- **POZO F1**

El primer pozo del programa mínimo a Mogollón perforado en la milla cuadrada 15N12 en la sub-zona A, yacimiento de Fondo.

El pozo F1 encontró 980' de las areniscas y conglomerados de la formación Mogollón con buena fluorescencia. El pozo se completó y se abrió en los siguientes intervalos 3480'-3468' y de 3510'-3464', habiéndose fracturado los dos intervalos.

El 29 de setiembre de 1994 se asignó RPI al pozo F1 de 25 x NR x 24 x PU. API del petróleo 28.4 a 60 F. Al 28 de febrero de 1998, el pozo tiene un acumulado de 1964 Bls, y estaba cerrado por producir alta Relación Gas - Aceite después de un retrabajo que se efectuó en febrero de 1995. El costo total del pozo hasta el RPI fue de US\$ 496,410.

- **POZO AJ1**

Este pozo se perforó en la sub-zona A en la milla cuadrada 12N10 como pozo vecino del pozo productor de Pariñas 4701, pegado al área de Jabonillal donde el Mogollón Superior es productor. Los objetivos fueron Mogollón Superior y Pariñas.

El pozo se termina de perforar a la profundidad de 3485'. Solo se encontró 210' del Mogollón Superior o Repetido debido a fallamiento de la parte inferior.

Se baleó Mogollón en los intervalos 2738'-2844' y 1934'-2229' con una densidad de tiros de 4 tiros por pie, se fracturaron los intervalos abiertos el día 19 de Enero de 1996. Después de varios días de pruebas el pozo estaba produciendo 9 x 0 x PU, al 28 de Febrero de 1,998 había acumulado 677 Bls. de petróleo netos. El pozo falta por abrir la formación Pariñas y se encuentra en condición de ATA.

El costo de perforación y completación del pozo AJ1 es de US\$ 314,990, faltando incluir el baleó y fracturamiento de Pariñas. Hasta la fecha el pozo es antieconómico y la información proporcionada no cambia en absoluto el conocimiento que se tenía sobre Mogollón en este campo.

Con la perforación de los pozos F1 y AJ1 se cumplió con la obligación del Programa Mínimo de perforar dos pozos a Mogollón.

D. FORMACION BASAL SALINA

La formación Basal Salina en el Lote esta constituido por conglomerados y areniscas duras muy poco porosas y permeables intercalado de lutitas sedimentadas en playas de ambiente semideltaico.

El área de Fondo es el único lugar donde Basal Salina mejora en porosidad y permeabilidad, especialmente al Oeste donde se encuentra el pozo 5133 que ha acumulado mas de 100,000 barriles de petróleo de Basal Salina.

El espesor de Basal Salina varia entre 30 y 200 pies. Basal Salina en Fondo tiene una porosidad intergranular que varia entre 10 y 12 % y permeabilidades entre 3 y 8 milidarcies, saturaciones de agua entre 40 y 50 %.

Los dos pozos exigidos por el programa mínimo a ser perforados en Basal Salina han sido:

- **POZO AO4**

Pozo perforado en la milla cuadrada 12N10 a la profundidad de 6549' terminando en Balcones no habiéndose encontrado el objetivo Basal Salina y se completo en San Cristóbal y Mogollón. La secuencia de sedimentos se encontraron mas hundidos por efecto de fallamiento.

El pozo AO4 encontró 1063' de Mogollón y 913' de San Cristóbal, ambos con buenos indicativos de contener petróleo.

San Cristóbal se abrió y fracturo en los intervalos 6135'-6066' y 5495'-5924'.

Mogollón se abrió y fracturo los intervalos 5419'-5323' y 5243'-5125', se limpio arena. A la fecha el pozo esta abandonado y debiendo un total de 500 Bls. De petróleo crudo usado en el fracturamiento. El pozo no tiene arenas adicionales por abrir.

El costo total de perforación y completación fue de US\$ 619,459. Donde la inversión en este pozo nunca será recuperada.

- **POZO F2**

Pozo perforado en el área de Fondo en la milla cuadrada 15N11 este pozo es una reprofundización del pozo 5224 que fue abandonado a la profundidad de 4442' sin completar el 30/10/63. El pozo se reprofundizo desde 4442' hasta 7350' teniendo como objetivo principal las arenas del Basal Salina. La perforación del pozo concluyo el 12 de Enero de 1996, fecha en que fue abandonado por estar fallado las arenas de la formación Basal Salina. El pozo se abandono con dos taponos de cemento a 480' y a 3610'.

El costo del pozo según el informe final entregado a Perupetro y a la Dirección General de Hidrocarburos ha sido de US\$ 424,964.

Con estos dos pozos AO4 y F2 se cumplió con la perforación de los dos pozos a Basal Salina del Programa Mínimo.

La perforación de los 6 pozos del Programa Mínimo para la sub-zona A, no ha variado el conocimiento del campo que se tenía con relación a la geología y reservorios desde cuando Petroperu asumía dicha operación.

E. PERFORACION DE POZOS EN REEMPLAZO DE LOS 90 KMS. DE SISMICA

Además de la perforación de 6 pozos en la sub-zona A, el Programa Mínimo estipulaba en el inciso b) del numeral 4.2 de la cláusula cuarta del contrato, el levantamiento e interpretación de 90 Km. De Sismica.

De acuerdo con Perupetro y concordante con el numeral 4.4. del contrato, se cambio la sismica por la perforación de 1 pozo en reemplazo de cada 30 Kms. de Sismica.

Los siguientes pozos fueron perforados:

- **POZO AG1**

Perforado en la milla cuadrada 10N13 sub-zona C, este pozo fue perforado a la profundidad de 846' habiendo encontrado el Pariñas "B" pobremente desarrollado. El pozo termino en las Lutitas de Palegredda.

Las arenas del Pariñas B mostraron contener petróleo. La perforación de este pozo duro 3 días del 11 al 13 de Diciembre de 1995.

Se baleó Pariñas de 676'-702' y de 642'-654' (Pariñas B). El 9 de Enero se swabeo y solo produjo ¼ de barril de agua. En la actualidad el pozo se encuentra cerrado y no muestra presión. El costo del pozo ha sido de 121,137 US\$.

- **POZO CH1**

Perforado en la milla cuadrada 14N15 en la sub-zona B, fue perforado a la profundidad final de 1533', terminando en Palegreda. El pozo atravesó 394' del Pariñas "B" con poca fluorescencia. Se completo y baleó de 1535'-1223' con 4 tiros por pie. En la operación de swabeo no aportó nada, se notó más presencia de gas. En la actualidad el pozo se encuentra cerrado y acumula una presión en forros y tubos de 550 psi.

- **POZO VA1**

Pozo perforado en la sub-zona D buscando producción de petróleo que muestran los pozos perforados en Verdun Alto. El pozo fue perforado a la profundidad final de 2500' buscando encontrar al Mogollón Inferior o Insitu como objetivo primario. El Mogollón por no presentar fluorescencia en las muestras de detritus y mostrarse mojado en los registros el pozo se abandonó. La inversión total en el pozo fue de US\$ 145,955.

Con la perforación de los pozos CH1, AG1 y VA1 se cumplió con el reemplazo de los 90 Kms. de líneas sísmicas.

IV. DESARROLLO ADICIONAL DEL CAMPO PETROLERO

De acuerdo a los resultados y la información obtenida de los pozos perforados del Programa Mínimo y de información ya conocida del campo, Las formaciones Basal Salina y Mogollón no son prospectables por su baja producción de petróleo. En este lote bajo los presentes condiciones de precio del petróleo, regalía, costo de producción y profundidad de estos horizontes. Horizontes más profundos como son areniscas del Cretáceo y Paleozoico, los cuales pueden contener petróleo pesado de muy bajo API (menos de 17 a 60° F) en las zonas de Alvarez-Oveja, el cual sería muy viscoso y de muy alto costo de producción, en estas condiciones la producción de agua y petróleo es muy común. La completación de pozos en las formaciones de Basal Salina, Mogollón y San Cristóbal hacen que esta actividad sea muy riesgosa y de muy alto costo para recomendar perforar, exclusivamente por estos horizontes.

El pozo exploratorio 6110 probó producción de Basal Salina y San Cristóbal, pero en forma antieconómica aun para Petroperu que consideraba un precio por barril de más de US\$ 21.00 en 1991 año que se completó el pozo. El costo en perforación y completación de dicho pozo fue más de US\$ 700,000.00.

El mismo caso para Mogollón, si tomamos como referencia el último pozo perforado por Petroperu, el pozo 6115 que fue perforado por Mogollón y Pariñas como objetivos primarios. Este pozo fue completado a la profundidad de 4700' el 7 de mayo de 1990 y a esa profundidad costo más de US\$ 535,000.00

La única formación que ofrecería potencial para desarrollo adicional del Lote es Pariñas Inferior y Pariñas Superior.

Solo la perforación de pozos y/o los proyectos de recuperación mejorada pueden aumentar en forma significativa la producción de petróleo en el Noroeste. Las reactivaciones, reacondicionamientos y servicios de pozos solo sirven para mantener la producción existente.

Concordante con lo anterior se recomendó y perforo el pozo AO3 para desarrollar el Pariñas del pozo AO1. El cual fue perforado y completado a la profundidad de 3247'. Fue balcado de 3060'-2980' y de 2286'-2212' y después de fracturar se le asigno el 9 de Mayo de 1995 un RPI de 10 x 1 x PU con un GOR de 10,000 CU/FT por barril.

A la fecha el pozo había acumulado 1164 barriles de petróleo y se encuentra en estado ATA. El costo total del pozo fue de US\$ 603,539.00.

El pozo AO3 fue perforado en un área en que el efecto de la depletación debería ser mínimo, sin embargo aun teniendo las arenas de Pariñas el pozo resulto antieconómico, habiéndose efectuado los fracturamientos mas sofisticados, es decir que en cualquier área que se perfora por Pariñas el riesgo se ha incrementado.

Lo anterior nos ha demostrado que para perforar pozos en el Noroeste es necesario reducir los costos al mínimo, para lo cual se debe: Balcarse los pozos con densidades bajas, fracturar las areniscas en un mínimo de etapas corriendo los riesgos del tipo técnicos y económicos con las compañías de servicios de fracturamiento los cuales según el rendimiento en eficiencia de producción del pozo, serviría para poder trabajar y/o re TRABAJAR un numero determinado de pozos.

Lo mismo la perforación de los pozos debe de ser supervisada correctamente avanzando a rates muy rápidos, todo esto con el fin de reducir costos de inversión.

La perforación de pozos a horizontes más profundos que Basal Salina, es muy costoso y no variaría los resultados que se han obtenido en los siguientes pozos del campo petrolero en estudio (Tabla N° 3).

V. EVALUACION DE LA OPTIMIZACION DE PRODUCCION

El objetivo de esta evaluación era de poder incrementar la producción a un costo mínimo debido a las grandes inversiones realizadas durante el programa mínimo de perforación, el cual había dejado a la empresa en un estado muy crítico, con grandes deudas por pagar.

Lo que se deseaba era lograr una facturación de crudo mucho más elevada, para lo cual se tendría que elevar el volumen de crudo fiscalizado mensualmente, lo que traería consigo un pago menor de la regalía al estado.

Las principales funciones encargadas fueron las siguientes:

- 1) Evaluar técnica y económicamente la ejecución de los trabajos de reactivación y reacondicionamiento.
- 2) Elaborar en forma detallada los programas de trabajo de los pozos propuestos (figuras N° 8, 9, 10 y 11).
- 3) Establecer un sistema que permita el control de la producción de los gastos provenientes de estos trabajos. Inversión versus producción de los pozos reactivados y reacondicionados.
- 4) Realizar las gestiones necesarias para la adquisición oportuna de los materiales, equipos y repuestos.
- 5) Planificar, coordinar, y controlar el desarrollo de cada trabajo desarrollado.

Para el cumplimiento de todos los objetivos se procedió a revisar la información existente sobre el comportamiento productivo de los pozos, reacondicionamientos y servicio de pozos efectuados, estado mecánico actual, facilidades de producción, estado actual de las vías de acceso y plataformas, así como del equipo de servicio de pozos, disponibilidad de equipos y materiales para definir la adquisición de los materiales faltantes (Tabla N° 4).

5.1 GENERALIDADES

El incremento de producción mínima para el caso de nuestro campo petrolero en estudio consistió en la ejecución de un programa preliminar de reacondicionamientos mediante trabajos de Acidificación Matricial, Limpieza Acida y reactivación de un grupo de pozos ATA mediante unidad de bombeo, esto se hace con el fin de poder incrementar la producción actual y recuperación final de petróleo del yacimiento Alvarez – Oveja. Además se realizaron trabajos de toma de Presiones con Paradas para poder inducir la gradiente de la formación y los fluidos presentes en los pozos a reactivar.

Para ejecutar estos trabajos se utilizaron las herramientas, equipos y recursos propios de la empresa, con el fin de que el ingreso por incremento de producción sea el máximo.

5.2 INTERPRETACION DE PRUEBAS DE PRESION CON PARADAS

- **PROCEDIMIENTO DE TRABAJO**

La toma de información ha sido realizada con registradora de presión del tipo AMERADA RPG3 de 1000 psi, con relojes AMERADA de 3 horas.

Tal como se muestra en las figuras N° 12, 13, 14 y 15 la interpretación ha sido obtenida graficando la presión registrada con la profundidad de medición, obteniéndose de esta manera los gradientes de los fluidos (psi/pie), presentes en el pozo y el volumen que ocupan.

Para el análisis de la presión de formación se ha considerado que debido al largo periodo de tiempo que han estado sin producir los pozos, existía un equilibrio de presión frente a los perforados. Es decir, la gradiente de fluidos presentes en el pozo ha equilibrado la de la porción de la formación cercana al pozo.

Es importante recordar que el mejor procedimiento para la obtención de la presión de reservorio es efectuar una prueba de restauración de presión (BUILD-UP) por un tiempo razonablemente largo a fin de obtener un valor representativo a una distancia adecuada en el reservorio.

En (Tabla N° 5), se resumen los valores obtenidos de la interpretación de las pruebas efectuadas.

Con los resultados de las pruebas de presiones con paradas se pudo integrar toda la información obtenida con todos los datos de los pozos (mapas, registros, curvas de prod. Etc.), donde además podíamos inducir que el nivel de energía del reservorio era aceptable para ejecutar los programas de reactivación y perforación de pozos interubicados. Así mismo indicaba que el grado de depletación de los reservorios no era alto.

Luego estos pozos se sometieron a una evaluación de producción mediante el método de Swab (pistoneo), y de acuerdo a la capacidad de producción se escogieron a los pozos candidatos para su reactivación mediante unidad de bombeo. Así mismo también se escogieron pozos vecinos cuyo horizonte productivo sea de la misma formación para ser evaluados mediante Swab y posteriormente al de mejor producción su reactivación con unidad de bombeo.

5.3 PROGRAMA PRELIMINAR DE RETRABAJO

El programa preliminar de retrabajos contempla en primer lugar a los trabajos de Acidificación, los cuales consisten en restaurar la comunicación con la formación, disolviendo el material extraño en los perforados.

Las formaciones con producción de agua ocasionan el depósito de material calcáreo, los cuales forman gruesas costras que llegan a trabar a la bomba en subsuelo, originando la rotura de varillas.

Previamente se realizaron trabajos de Limpieza Ácida los cuales consistieron en bombear ácido y lavar las paredes tapadas por carbonato, estos trabajos han dado muy buen resultado en los pozos

4772, 4894, 4923, 5133, 6110, 4304, 5172, 4255, 6133, 4924. Como se puede observar en la producción mensual por pozo (Tabla N° 6).

Se ha trabajado en un programa preliminar de seis pozos, se ha revisado los historiales de completación y reacondicionamientos efectuados para la definición del estado mecánico de los pozos.

Revisión del comportamiento productivo y su relación con los pozos vecinos

Dicho programa comenzó con el pozo 4428 del yacimiento Fondo, el cual sirvió como piloto para el resto de pozos la producción inicial fue de: 20 x 5 x PU x 24 hrs. Llegando a estabilizarse actualmente en 5.8 BPD. (Tabla N° 7 y figura N° 16).

La relación de pozos para el trabajo preliminar fueron los siguientes: 5102, 5133, 5003, 5091, 4428, 4923, se realizó reseña histórica de IPR, RPR alcanzados, así mismo se ha calculado las reservas remanentes de cada pozo de acuerdo a factores volumétricos (Tabla N° 8). También se verificó el estado actual de cada pozo (Tabla N° 9).

VI. FUNDAMENTOS TEORICOS DE ACIDIFICACION

6.1. INTRODUCCION

Se emplea diversos métodos de estimulación para asegurar caudales económicos de producción en pozos completados en formaciones de diferentes permeabilidades.

En pozos completados en formaciones de baja a moderada permeabilidad se recomienda utilizar el fracturamiento hidráulico, por ejemplo, mientras que en aquellos completados en formaciones de alta permeabilidad, se considera suficiente métodos de remoción del daño sin fracturar la formación.

Los caudales de producción declinan en muchos casos por daños en la zona aledaña al hueco. Este daño a su vez puede ser causado por diversas razones como por invasión de fluidos y sólidos del lodo de perforación a la matriz, formación de costras, depósitos de parafinas, depósito de asfaltenos, por efectos de bacteria de aguas de inyección, por ejemplo, por inyección de polímeros en proyectos de recuperación mejorada por alguna química inyectada al pozo como surfactantes o inhibidores de corrosión o por el efecto mismo de un trabajo de estimulación deficiente, así como el trabajo del cañoneo por abrir arenas.

Lo indispensable para evitar una declinación del caudal de producción es prevenir el daño de la formación, esto no siempre es posible, luego una vez detectado el daño hay que definir el mecanismo o combinación de mecanismos para combatir dicho daño.

6.2. DAÑO POR ACIDIFICACION

A pesar que el uso de un fluido agresivo, HCL, ofrece muchas ventajas que resultan en su amplio uso, también nos presenta desventajas.

Una de ellas es la alta solubilidad de los compuestos que contienen hierro en el HCL, el hierro disuelto de los tubos por el ácido de estimulación puede redepositarse en la zona productiva como precipitado, dañando la formación cuando el HCL se consume.

Los daños de formación en pozos dulces (alto contenido de azufre) ocurre cuando el ion férrico es precipitado de la solución. Los compuestos de hierro disueltos durante un tratamiento de ácido en pozos dulces pueden reemplazar los iones férrico (Fe^{3+}) y ferroso (Fe^{2+}) en solución, la formación es dañada porque el PH del ácido gastado es alrededor de 4 y la solubilidad del ion férrico es muy alta en fluidos con PH de bajo de 2.5 y muy baja en fluidos con PH encima de mas o menos 3.5. los valores entre 2.5 y 3.5 mantendrán algo de hierro en solución, pero en una extensión menor. El ion ferroso no ocurre hasta que un PH de alrededor de 7.0 se alcance.

Durante los últimos años los métodos que se han usado ha sido para controlar la reprecipitacion del hierro en pozos dulces (alto contenido de azufre en su composición química). Los métodos incluyen el uso de agentes neutralizantes para mantener el rango PH del fluido debajo de 2.5, otros agentes usados han sido los reductores para modificar el estado de oxidación del ion férrico, y combinaciones de estos métodos. Los sistemas usados han encontrado mucha utilidad cuando los fluidos de acidificación son aplicados a pozos dulces (alto contenido de azufre) donde el ion

férrico ha sido disuelto, pero el problema de reprecipitación no es completamente remediado si existen sulfuros presentes. Esto resulta porque los sistemas neutralizantes y agentes reductores fallan al prevenir la reprecipitación de hierro con H₂S para formar sulfuro de hierro y en algunos casos, azufre elemental.

6.3. EFECTIVA ACIDIFICACION DE ARENISCAS

La Tecnología del Tratamiento Acido de Areniscas ha tenido un mejor significado sobre los últimos cinco años como producto de resultados de análisis de campo, investigaciones básicas y teorías aplicadas. Viejas teorías pronosticaron que después de una acidificación de areniscas, con 10% HCL, aproximadamente 3500 mg/L de silicio, una cantidad pequeña de aluminio y posibles indicios de sodio debería existir en el retorno inicial puro y limpio. Aquellas teorías demostraron ser incorrectas cuando ejemplos de un pozo en la costa del golfo fueron obtenidos después de la acidificación de areniscas. Nuestro análisis revelo cantidades no ácidas, sin silicio y grandes cantidades de aluminio y sodio. Estudios más avanzados e investigaciones revelaron una compleja reacción basado en procesos sobre concentración de ácidos, temperatura y la mineralogía de la formación objetivo.

6.4. ANALISIS DE LA FORMACION

Para llevar a cabo un tratamiento de acidificación exitoso los operadores deben saber o conocer la composición de la formación en el punto del tratamiento. El componente mineral predominante y

la temperatura de la formación objetivo nos determinaran el más efectivo sistema de condiciones para la formación (pre – lavado), tratamientos combinados HF/HCL, y volúmenes. La presencia de feldepastos potasicos, feldepastos sodicos, illita, carbonatos y zeolita es de vital consideración desde que estos compuestos pueden formar o contribuir para estar formando significantes precipitados bloqueadores de matriz, tales como sodio o fluosilicato de potasio y fluoruro de aluminio, durante tratamientos de HF/HCL. Las arcillas sensibles al agua también requieren especial consideración porque ellas tienen el poder de hincharse, obstruyendo la matriz de la formación. Los precipitados y la hinchazón pueden ser controlados o eliminados con planificados tratamientos efectivos. Las formaciones sensibles con HCL pueden ser identificados antes del tratamiento de tal manera que precipitados severos de areniscas producto de la reacción no puedan ocurrir. Si es posible un análisis de difracción de rayos X de un núcleo de formación para el área objetivo debería ser obtenido. Para pozos sin muestra de núcleos, bastaría un registro gamma ray espectral para suministrar un preciso análisis mineral del área objetivo para ser usado dentro del tratamiento planificado.

6.5. REACONDICIONAMIENTO DE LAS FORMACIONES

El tratamiento de un pozo antes de la acidificación de areniscas puede incrementar enormemente con éxito el volumen por unidad de tiempo del tratamiento estimulado. Diseñar acondicionamientos de formación dependerá sobre la presencia de minerales claves. Apropriados acondicionamientos de formación antes del tratamiento con ácidos HF es crítico para el éxito del

tratamiento con estimulación. La Tabla N° 10 describe los problemas que algunos minerales generalmente establecen y pueden causar dentro de formaciones areniscas.

6.6. ARCILLAS

El intercambio de iones sobre arcillas fue previamente tomado como una idea o consideración por no tratarse de mucha importancia. Sin embargo recientes trabajos han mostrado que el impacto de intercambio de iones puede ser dramático para salmueras sometidas a invasión en lo más profundo de la matriz, dentro de areniscas con arcillas tendremos una capacidad significativa del intercambio de ion. Cuando el intercambio de ion ha ocurrido, los cationes naturales puentes sobre la superficie de las arcillas son sustituidos o intercambiados con iones de la salmuera invadida. Esta alteración de salmueras deberá además de mantener compatibilidad con la formación.

6.7. CLORURO DE AMONIO(NH₄CL)

Recientes investigaciones o experimentos involucraron 3 pies de columnas llenas con arena y arcilla para tener que demostrar la importancia de la compatibilidad de salmueras en ambas antes y después del intercambio de ion. Por ejemplo, cuando 3% (NH₄CL) fluye a través de una arcilla un ion es intercambiado, la solución se convertirá en 3.3 % de salmuera de cloruro de sodio. Esta concentración inicial puede ser suficiente antes del cambio de ion. Sin embargo, la concentración

de sal después del cambio no es bastante elevada para prevenir la hinchazón de arcillas sensibles al agua (diversas capas de arcilla). El resultado es la pérdida de permeabilidad en la matriz. La más efectiva salmuera para tratamientos ácidos de areniscas es el NH_4Cl .

6.8. SENSIBILIDAD HCL Y INDICE DE INESTABILIDAD DE ARCILLAS

Muchas formaciones son “sensibles – Acido Clorhídrico(HCL) “, formando minerales al descomponerse cuando hacen contacto con el Acido Clorhídrico(HCL). Durante este proceso, iones de metal tales como Fe, Al, Ca, y Mg, están disueltos dentro del mineral, dejando una masa de gel de sílice insoluble que puede ser extremadamente dañino. Minerales sensibles – Acido Clorhídrico(HCL) están incluidos zeolitas y cloritas. Sin embargo, experimentos e investigaciones han mostrado que todas las arcillas tienen una temperatura por encima en que ellas son inestables. Un índice de inestabilidad para arcillas a varias temperaturas tiene que ser determinado para la dirección de este problema. Por ejemplo, si una formación contiene 5 a 10 % de illita con un BHST de 225 °F, esta es considerada sensible – Acido Clorhídrico(HCL). En la actualidad existen curvas de índice inestabilidad de arcilla para varias arcillas comunes.

Cuando la formación de minerales tiene un índice de inestabilidad de 0 a 25, use Acido Clorhídrico(HCL) de prelavado y Acido Clorhídrico(HCL) – Acido Fluorhídrico(HF) como fluido. A índices de inestabilidad altos de 75 a 100 use solamente sistemas basados en ácidos orgánicos. Esto consistirá en base del ácido orgánico siguiendo acondicionado por un sistema

orgánico – Acido Fluorhídrico(HF), llamado sistema ácido volcánico. Si el índice de inestabilidad es de 25 a 75, usaremos estas condiciones. La etapa de Acido Fluorhídrico(HF) puede ser un fluido basado en Acido Clorhídrico(HCL) o el sistema ácido volcánico cualquiera de ambos. El Acido Clorhídrico(HCL) solo puede ser muy dañino dentro de este tipo de formaciones, pero Acido Clorhídrico(HCL) en presencia de Acido Fluorhídrico(HF) no lo será.

El Acido Fluorhídrico(HF) previene la deposición de sílice sólida, lo cual minimiza el efecto de las arcillas sensibles – Acido Clorhídrico(HCL). Cuando el índice de inestabilidad excede 50, use el sistema ácido volcánico. Muchos casos existen en pozos trabajados con fluidos de base – Acido Fluorhídrico(HCL) y otros donde totalmente el sistema ácido orgánico también ha dado excelentes resultados.

6.9. CARBONATOS

Las formaciones de areniscas conteniendo mas que 5% de carbonato están propensas a precipitación en la matriz de complejos fluoruro de aluminio al mismo tiempo que un Acido Fluorhídrico(HF) gastado fluirá en toda la superficie del carbonato. La solución para este problema deberá requerir 1) eliminación profunda del carbonato con pre-lavados largos de Acido Clorhídrico(HCL) o 2) el uso de un aditivo que prevenga precipitación por ejemplo, 50 gal/pie de 15% Acido Clorhídrico(HCL) de pre-lavado dentro de una arenisca contendrá 5% de calcita la cual será retirada dentro de un radio alrededor de 2 pies del agujero del pozo. Si es seguido del Acido Fluorhídrico(HF) gastado, el precipitado de fluoruro aluminico deberá empezar a 2 pies del

agujero del pozo. Desde 150 gal/pie de Acido Fluorhidrico(HF) gastado podrá penetrar alrededor de 5 pies del agujero del pozo dentro de un 20% porosidad de roca, varios pies de matriz van a estar sujeto a precipitación y taponamiento. Para retirar el carbonato a una distancia de 5 pies, 300 gal/pie de 15% de pre-lavado deberán ser requeridos.

6.10. SISTEMAS ACIDOS

A. ACIDO ACETICO

Cuando realizamos un tratamiento de acidificación a la matriz es usado el HF, un pre-lavado ácido no deberá contener HF, generalmente este ácido debe de preceder la etapa del tratamiento. Este pre-lavado reaccionara con carbonatos cerca a la región del agujero, de esta manera se removerán estos minerales de la región que pueden ser contactados por el ácido HF. Si el ácido HF hace contacto con minerales de carbonato podría resultar en un daño a la formación a causa de la formación de un producto insoluble, CaF_2 , que podría causar taponamiento de los espacios porales en la formación.

El ácido acético puede ser usado en varias concentraciones para la eliminación de cada mineral de carbonato, la concentración más común de ácido acético usado para este propósito son 7.5%, 10% y 15%. Cualquier ácido acético puede ser usado como un pre-lavado en la formación. Si la formación contiene cantidades significantes de minerales “sensible” de HCL tales como arcilla clorita, el mineral de zeolita o cualquier otro menos severo. Generalmente ocurrirán minerales de

zeolita, un pre-lavado de ácido acético es preferido seguido por HCL para eliminar los minerales de carbonato.

B. ACIDO Fe

Los siguientes ácidos son usados para tratamientos de producción o inyección de pozos, los componentes iónicos pueden estar disueltos dentro del ácido. Estos disolventes iónicos pueden existir como ion férrico (Fe^{+3}) o como ion ferroso (Fe^{+2}). El ion férrico puede comenzar a precipitar como ion hidroxilo para un PH de 2.0 y puede estar completamente precipitado cuando el PH alcance el valor de 3.5. el ion ferroso no puede llegar a precipitar si el PH no alcanza 7.5.

C. ACIDO FORMICO

Es el ácido de menos peso molecular por lo tanto el del menor costo por volumen de roca disuelta. Es sustancialmente mas fuerte que el ácido acético, pero más débil que el clorhídrico.

La principal ventaja del ácido fórmico sobre el acético es su costo, a pesar que esto es compensado por la mayor dificultad de inhibirlo por corrosión. A pesar de ser más corrosivo que el ácido acético, el ácido fórmico corroe uniformemente y con menos picaduras que el ácido clorhídrico, e inhibidores efectivos existen para su uso a temperaturas tan altas como 400 °F. En aplicaciones de alta temperatura, la discrepancia del costo con el HCL se reduce por la alta concentración de inhibidores requerida para el HCL.

El ácido fórmico puede ser usado dentro de varias concentraciones para remover cada mineral de carbonato. La concentración mas comúnmente usada de ácido fórmico para este propósito son 7.5%, 10% y 15%.

D. ACIDO CLORHIDRICO HCL

La mayoría de tratamientos ácidos de formaciones que poseen carbonato emplean el ácido HCL, usualmente, se usa al 15%(en peso) de gas cloruro hidrogeno en agua. Esta concentración llamada ácido regular, fue originalmente escogida por inadecuada en los primeros inhibidores y la dificultad de prevenir la corrosión de los tubos por soluciones mas concentradas, con el desarrollo de inhibidores mejorados, mayores concentraciones se han hecho practicas y en algunos casos han mejorado su efectividad.

En adición a concentraciones mayores al 15%, concentraciones menores son usadas cuando el poder de disolución del ácido no es la única consideración. Un ejemplo esta en la acidificación de areniscas desde HCL al 5 – 7.5% es usado para desplazar el agua connata de las mezclas de ácido clorhídrico – fluorhidrico para prevenir la formación de fluosilicatos de sodio y potasio, materiales capaces de taponear la formación.

El uso frecuente del ácido clorhídrico resulta de su costo moderado y los productos de reacción solubles(cloruro de calcio y dióxido de carbono), la economía del ácido comparado con otros materiales de acidificación se demuestra en términos del poder de disolución del ácido.

La principal desventaja del ácido HCL es su alta corrosividad en las tuberías, esta alta corrosividad es especialmente significativa y no se puede controlar en temperaturas de mas de 250 °F, también el aluminio o cromo a menudo encontrado en las bombas, son fácilmente dañados. Generalmente la aplicación (por la temperatura de formación o material a ser protegido) dirá si un ácido menos corrosivo que el clorhídrico es necesario.

E. ACIDO CLORHIDRICO – FLUORHIDRICO

Esta mezcla de ácidos es usada para la estimulación de areniscas. Dentro de la industria química, el ácido fluorhídrico(HF) es disponible comercialmente como un material relativamente puro en forma anhidra como en solución acuosa concentrada(40% a 70%). Como es mas usada en la industria del petróleo para estimulación de pozos, el HF es una solución diluida en HCL. Puede ser formado de la disolución de soluciones concentradas de fluoruro de hidrogeno o, mas frecuentemente, de la reacción de biofluoruro de amonio con el ácido clorhídrico. A menudo, se usa 15% de HCL, y suficiente biofluoruro de amonio se añade para crear una solución consistente 3% HF, el consumo de cloruro de hidrogeno por esta reacción deja el 12% de HCL remanente en solución. Simultáneamente, el 6% HF es a menudo generado de soluciones de HCL al 15% y la concentración final de ácido clorhídrico es aproximadamente 9%. Soluciones mas concentradas del rango de 12% HCL y 10% HF a 25% HCL y 20% HF son preparados por dilucion de HF altamente fuerte con una solución acuosa de HCL

F. ACIDO CLORHIDRICO – ACETICO Y CLORHIDRICO – FORMICO

Estas mezclas de ácidos, útiles en carbonatos, fueron diseñados para explotar las economías del poder de disolución del ácido clorhídrico consiguiendo la menor corrosividad (especialmente a altas temperaturas) de los ácidos orgánicos. Por lo tanto su aplicación es casi exclusiva en formaciones de alta temperatura donde los costos de inhibidores de corrosión afectan el costo del tratamiento. A veces es tratado como ácido retardado por el componente orgánico. Es importante notar que a condiciones de formación, el CO₂ formado por la reacción del HCL reduce grandemente la extensión de la reacción de los ácidos orgánicos, y en casos extremos, puede impedir la reacción del ácido orgánico.

G. ACIDO FORMICO – FLUORHIDRICO

Esta mezcla de ácidos, útil en areniscas, es a veces usada en aplicaciones de alta temperatura por su menor corrosividad comparada con la mezcla de ácido inorgánico, HF – HCL.

H. ACIDO RETARDADO

La velocidad de reacción de un ácido puede ser retardado teóricamente gelificando el ácido, mojando de petróleo los sólidos de formación o emulsificando el ácido con un petróleo.

I. ACIDOS QUIMICAMENTE RETARDADOS

Se preparan añadiendo un surfactante de mojabilidad de petróleo al ácido en un esfuerzo para crear una barrera física a la transferencia, del ácido a la superficie de la roca. Para funcionar el aditivo debe absorberse a la superficie de la roca y formar una película coherente.

El uso de estos ácidos requiere inyección continua de petróleo durante el tratamiento. A altos caudales de flujo y altas temperaturas de formación, la absorción es disminuida y la mayoría de estos materiales se vuelve inefectiva.

J. ACIDOS GELIFICADOS

Son usados para retardar la velocidad de reacción del ácido en fracturamientos, la retardación resulta porque la viscosidad incrementada del fluido reduce la velocidad de transferencia del ácido a las paredes de la fractura. El uso de agentes gelificantes (normalmente polímeros solubles en agua) es limitado a formaciones de baja temperatura porque la mayoría de agentes disponibles degradan rápidamente en solución ácida a temperaturas que exceden los 130 °F. Los agentes gelificantes son raramente usados en acidificación de matriz porque el incremento de la viscosidad del ácido reduce la inyectividad del ácido y prolonga el tratamiento.

K. ACIDOS EMULSIFICADOS

Pueden contener al ácido como fase interna o externa, la primera que es la más común, normalmente contiene de 10% a 30% de hidrocarburo como fase externa y ácido clorhídrico

regular como la fase interna. Cuando el ácido es la fase externa, la razón de petróleo al ácido es de mas o menos 2:1, la mayor viscosidad creada por la emulsificación y la presencia del petróleo pueden retardar la velocidad de transferencia del ácido a la roca.

Esta reducción en la velocidad de transferencia, y su correspondiente reducción en la velocidad de reacción del ácido, pueden incrementar la profundidad de penetración del ácido. El uso de ácidos emulsificados de fase externa petróleo es limitado por el incremento de resistencia a la fricción al flujo de estos fluidos por la tubería.

6.11. ACIDIFICACION MATRIZ DE ARENISCAS

Una acidificación de areniscas normalmente consistirá de la inyección secuencial de tres fluidos: un preflujo, una mezcla de HF- HCL y un postflujo.

El preflujo es usualmente HCL, en una concentración de 5% a 15% y conteniendo inhibidor de corrosión y otros aditivos requeridos. El preflujo desplaza el agua del hueco y el agua connata de la región cercana al hueco, minimizando el contacto directo entre los iones de sodio y potasio en fluosilicatos. Normalmente, esto eliminara redañar la formación por la precipitación de fluosilicatos de sodio o potasio insolubles. El ácido también reacciona con la calcita(CaCO_3) u otros materiales calcáreos en la formación, reduciendo o eliminando, la reacción entre el HF y la calcita. El preflujo evita el gasto del mas caro HF y previene la formación de fluoruro de calcio, que puede precipitar de la mezcla gastada de HF – HCL.

La mezcla HF – HCL(usualmente 3% HF y 12% HCL) luego es inyectada. El HF reacciona con arcillas, arena, lodo de perforación, o filtrado de cemento para mejorar la permeabilidad cercana al hueco. El HCL no reaccionara y estará presente para mantener el PH bajo, previniendo la precipitación de los productos de reacción del HF.

Un post flujo es requerido para aislar el HF reaccionado de la salmuera que puede ser usada para lavar la tubería y restaurar la mojabilidad al agua a la formación y a los productos de reacción insolubles en ácido. Normalmente uno de 3 tipos de post flujo es usado (1) para pozos de petróleo, ya sea un post flujo hidrocarburo, tal como diesel, o 15% HCL; (2) para pozos de inyección de agua, HCL y (3) para pozos de gas, ya sea ácido o gas(nitrógeno o gas natural). Con un post flujo liquido se añaden químicas para ayudar a remover fluidos de tratamiento de la formación, restaurando la mojabilidad al agua a los sólidos de formación y productos precipitados de la reacción ácida, y prevenir la formación de la emulsión.

6.12. ACIDIFICACION MATRIZ DE CARBONATOS

Se emplea usualmente HCL, el tratamiento involucra la inyección del ácido seguido de suficiente post flujo de agua o hidrocarburo para limpiar todo el ácido de la tubería. Un inhibidor de corrosión es añadido al ácido para proteger las tuberías, además de otros aditivos.

Cuando el ácido es bombeado a un carbonato(caliza o dolomita) a presiones debajo de la de fractura, el ácido fluye preferentemente a las zonas de mayor permeabilidad (poros grandes o fracturas naturales). La reacción del ácido en regiones de alta permeabilidad causa la formación

de canales grandes, altamente conductores llamados huecos de gusano. La creación de los huecos de gusano está relacionado con la razón de reacción química del ácido con la roca. Las altas velocidades de reacción, como del HCL con los carbonatos, tienden a formar huecos de gusano.

El hueco de gusano puede ser lineal o radial, al contacto inicial del ácido, varios poros grandes se forman; al tiempo, el número de poros que se agrandan decrece hasta solo unos pocos aceptan fluido.

Los ácidos usados en el campo son altamente reactivos a condiciones del reservorio y tienden a formar un número limitado de huecos de gusano. Si la velocidad de reacción del ácido es muy alta, las teorías predicen que solo pocos huecos de gusano se formaran. Una reacción lenta favorece la formación de diversos huecos de gusano de menor diámetro.

6.13. TECNICAS DE TRATAMIENTOS ACIDOS USADOS ACTUALMENTE

Los ácidos basan su utilidad en la estimulación de pozos en su habilidad para disolver los minerales de la formación y materiales foráneos, tales como el lodo de perforación, que pueden ser introducidos en la formación durante la perforación o algún retrabajo. La extensión en que la disolución de estos minerales incrementa la productividad del pozo depende de un número de factores, incluyendo el método de acidificación escogido. Las técnicas normalmente usadas caen ampliamente en tres categorías: Limpieza Acida, Acidificación de la Matriz y Fracturamiento Acido.

6.13.1. LIMPIEZA ACIDA

Remueven los depósitos solubles en ácidos y/o solventes formados en los perforados y las paredes del pozo.

- a) METODOS**
- b) TIPOS DE INCRUSTACIONES**
- c) CONCENTRACION Y VOLUMEN DE HCL**
- d) ADITIVOS**

a) METODOS PARA LIMPIEZA ACIDA POR REMOJO – AGITACION

◆ PISTONEO

- Colocar el ácido frente a las perforaciones
- Dejar remojar varios minutos
- Suabear en forma continua

◆ RECIPROCACION

- Colocar el ácido frente a las perforaciones
- Dejar remojar un corto periodo

- Lavar por reversa, desde el anular mientras se mueve la sarta hacia arriba y abajo, frente a la zona de interés.

◆ **REAGITACION (BACK SURGING)**

- Colocar el ácido frente a las perforaciones
- Presurizar frente a las perforaciones sin exceder la presión de fractura
- Liberar muy rápidamente la presión.

b) TIPOS DE INCRUSTACIONES

◆ **REMOCION DE INCRUSTACIONES**

TIPO	TRATAMIENTO	CAUSA
CARBONATOS		
Calcio CaCO_3	HCL	A
Hierro FeCO_3	HCL	A
SULFATOS		
Calcio CaSO_4	Convert. Scala + HCL	A
Bario BaSO_4	N.D.- Mecánicamente	A
Estroncio SrSO_4	N.D.- Mecánicamente	A

SULFUROS		
Hierro FeS	HCL	B
OXIDOS		
Hierro FeO	HCL	C
Fe2O3	HCL	C

CAUSAS

A: Mezcla de salmueras o aguas de formación

Cambios en temperatura y presión

B: Corrosión del equipo del pozo por sulfuro de hidrogeno

C: Reacción del oxigeno con hierro ferroso disuelto

♦ OTROS DEPOSITOS

TIPO	TRATAMIENTO	CAUSA
Parafinas	Solv. Aromat. o Calor	D
Asfáltenos	Solv. Aromat. o Calor	D
Cloruro de Sodio NaCl	Agua o HCL	A
Silicato SiO2	HCL – HF	E

CAUSAS

A: Mezcla de salmueras o aguas de formación

Cambios en temperatura y presión

D: Reducción de temperatura y presión

Disminución de la solubilidad en el crudo

E: Migración

◆ ANALISIS DE LA INCRUSTACION

VISUAL

- SULFATO DE CALCIO, CaSO_4

Yeso, es identificado por su estructura cristalina

- OXIDO DE HIERRO, Fe_2O_3

Presenta color rojizo. Es atraído por imán

- SULFURO DE HIERRO, FeS

Presenta color negro. Es atraído por imán

- OTRAS DEPOSICIONES

Varían tanto en su color como en dureza

c) CONCENTRACION Y VOLUMEN DE HCL

◆ REACCION EN HCL

- CARBONATO DE CALCIO, CaCO_3

Muy rápida. Desprende gas (dióxido de carbono, CO_2)

- SULFURO DE HIERRO

Desprende sulfuro de hidrogeno como gas (olor a huevo podrido), la solución toma color verdoso

- OXIDO DE HIERRO

La reacción es lenta, color amarillento, sin gases

- CLORURO DE SODIO

Reacción muy lenta. No hay cambio de color ni gas

- SULFATOS DE CALCIO, BARIO Y ESTRONCIO

No son solubles en HCL

◆ **SOLUBILIDAD DE INCRUSTACIONES**

(EN 1,000 GLS DE HCL)

Tabla N°11

◆ **SOLUBILIDAD EN HCL**

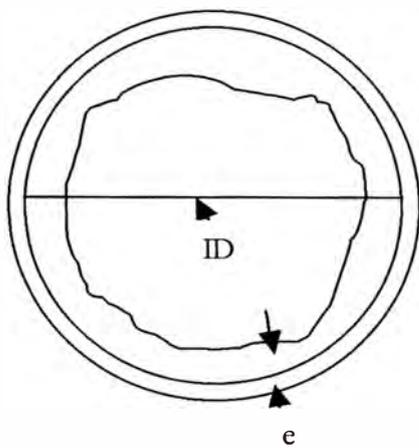
INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO

(CACO3)

Figura N° 17

◆ **CALCULO DEL VOLUMEN DE INCRUSTACIONES**

(INTERIOR DEL CASING)



$$V = H (\text{PI}/4 (\text{ID}^2 - (\text{ID} - 2 \text{E})^2))$$

$$V = H (\text{PI} \text{E} (\text{ID} - \text{E})) / 144$$

$$V = 21.8166 \text{E} (\text{ID} - \text{E})$$

Para H = 1000 PIES

Donde V: pie³

ID : pulg.

E : pulg.

◆ **CANTIDAD DE INCRUSTACION VS CONCENTRACION DE HCL**

Tabla N°12

d) ADITIVOS PARA ACIDOS

- **INHIBIDOR DE CORROSION**

Inhibidores orgánicos: Una capa de moléculas se adhiere a las superficies metálicas, protegiéndolas del ataque ácido. La concentración es función de la temperatura y duración del trabajo.

- **SURFACTANTE NO – EMULSIONANTE**

Agente de acción superficial que altera la superficie o la interfase del medio líquido. Generalmente reduce la tensión superficial o interfacial líquido – sólido, líquido – líquido y líquido – gas. La concentración se determina de pruebas de emulsión.

- **SECUESTRANTE DE HIERRO**

Los depósitos de hierro son parcialmente disueltos en HCL. El resto es suspendido en la solución. A un PH de 2 se precipitan como hidróxido de hierro. El agente químico “secuestra” manteniendo el hierro en solución.

- **ESTABILIZADOR DE ARCILLAS**

El aditivo es absorbido rápidamente por la superficie de los minerales de arcillas, previniendo hinchamiento y migración de las partículas.

- SOLVENTE MUTUAL

- SOLVENTE AROMATICO

- OTROS SURFACTANTES
 - Reductor de tensión superficial
 - Suspensor de finos
 - Inhibidor de sludge
 - Detergente

6.13.2 ACIDIFICACION MATRICIAL

Inyección de ácido a través de los poros de la formación a presiones menores que la presión de fractura, removiendo el daño y aumentando la permeabilidad en las cercanías del pozo, aumentando el diámetro de los canales de flujo y espacios porosos y disolviendo las partículas que taponan estos espacios.

6.13.3. FRACTURA ACIDA

La solución ácida es inyectada a presiones mayores que la presión de fractura ampliando los canales de flujo existentes, creando nuevos canales a través de la fractura e intercomunicando las fisuras naturales de la formación calcárea.

VII. ANÁLISIS DE TRABAJOS REALIZADOS, POZOS REHABILITADOS 1996-1997-1998

7.1. RESULTADOS OBTENIDOS DE LA TOMA DE PRESIONES

1. En todos los casos se ha encontrado agua y petróleo en el pozo. En promedio la cantidad de petróleo es mayor al 50% del fluido total encontrado (Figuras N° 12, 13, 14 y 15).
2. Las gradientes de petróleo encontradas esta en el rango de 0.34 – 0.36 psi/pie, lo cual nos indica una densidad de crudo de 45 – 38 °API a condiciones de pozo (Tabla N° 5).
3. Las gradientes de agua encontrada varían entre 0.435 y 0.44 psi/pie. Basados en las equivalencias de una solución de cloruro de sodio de esta densidad, la salinidad del agua seria del orden de 10000 ppm.
4. El nivel de fluido encontrado en todos los casos estaba por encima del tope de los perforados, lo cual indicaba que el grado de depletación de los reservorios no era alto.
5. Aun cuando este no era el método convencional para determinar la presión del reservorio se puede decir que las gradientes de formación estarían en el orden de 0.18 – 0.25 psi/pie. Esto nos indica que el nivel de energía del reservorio es aceptable para ejecutar programas de perforación de pozos interubicados.

6. La presencia de agua en todos los pozos deberá ser convenientemente evaluada a fin de determinar su procedencia y poder reducir el riesgo de encontrar alta saturación de agua en los pozos futuros a perforar.

7.2. RESULTADOS DE LOS TRABAJOS DE ACIDIFICACION

7. Se han realizado trabajos de acidificación a pozos que presentaban lana perforada como también a pozos con casing corrido hasta el fondo.
8. El tratamiento consistía en una mezcla ácida conteniendo aditivos para el tratamiento de parafina y para carbonatos. En las figuras N° 18, 19 y 20 se presentan ejemplos para el cálculo del volumen del tratamiento.
9. El porcentaje de la concentración de ácido a usar dependía del espesor de la muestra sacada la cual era analizada en el laboratorio.
10. Los pozos a tratar con ácido mayormente son de la formación Pariñas donde la profundidad de los pozos es de alrededor de 2000' a 3000', donde los volúmenes de tratamiento no son muy elevados. En algunos casos son muy altos debido a que se han completado pozos con casing de 6-5/8"

7.3. PRODUCCION

11. Los pozos casi siempre exhiben una rápida declinación en los primeros seis meses a dos años seguidos, siendo esta mayormente de tipo hiperbólica.
12. Consecuentemente, la evaluación de reservas en la vida inicial de un pozo es extremadamente dificultosa.
13. Para la reactivación preliminar de pozos a reactivar se hizo un estado de necesidades prioritarias de los pozos con producciones altas (Tabla N° 4).
14. La historia de producción real se ha ajustado mediante un programa, que nos ha permitido definir la ecuación matemática que estaría dado por

$$Q = q_0 (1 + nbt)^{-1/n}$$

Donde los valores de n y b asumidos son 0.82 y 0.2 Anual como indicamos en una corrida típica para varios pozos del campo en mención, Tabla N° 13

15. En la figura N° 21, se muestra el comportamiento productivo del campo petrolero en estudio.
16. Se observa en la figura N° 21 que estos campos son del año 1950, siendo estos campos marginales ya que la producción de los mismos no alcanza a compensar los costos de

desarrollo adicional para el caso de iniciar nuevos programas de perforación. La declinación de la producción de los pozos hace necesaria que se produzca dicha actividad.

17. Hasta finales de 1992 se perforaron un total de 346 pozos, donde 281 fueron de desarrollo y 65 exploratorios, de los cuales 93 pozos fueron abandonados sin completación y 253 pozos fueron completados y se asignó RPI a 237 pozos.
18. El análisis realizado al historial de producción de cada pozo influyó mucho en el éxito de los trabajos de Spoteo Acido (Figuras N° 22, 23 y 24).
19. De los pozos a reactivar se tomaron aquellos pozos que presentaban potencial de reservas probadas, la respuesta fue buena en los pozos: 5099, 4864, 4529, 4768, 4237, como vemos en el cuadro producción mensual y el listado de reservas(Tablas N° 6, 14 y 15).
20. En Pariñas el 49% de los pozos tuvieron un RPI mayor a 100 BPD, además se realizaron 191 trabajos de reacondicionamiento, de los cuales en Pariñas se realizaron 55 trabajos con producciones iniciales mayores a 100 BPD.
21. En los historiales de producción de campo como de fiscalizada se puede observar que la perforación y reactivación de pozos ha atenuado parcialmente la declinación natural de la producción(Tabla N° 16 y Figuras N° 25 y 26).
22. El pozo perforado AO1 ha sido el que ha manifestado el mejor comportamiento productivo ha acumulado 42,950 Bls. Como se indica en las Tablas N° 1 y 17.

23. En Octubre y Noviembre de 1996 por efecto de los pozos rehabilitados se alcanzo la mayor cantidad de crudo producto de la buena respuesta de los pozos 4864, 4768 y 4529. Lo cual se observa en la Tablas N° 6 y 16 así como las Figuras N° 26 y 27.
24. A Diciembre de 1998 se encontraban produciendo 80 pozos, todos con sistema de bombeo mecánico, con una producción de campo de 630 BOPD.
25. En el mes de diciembre 1997 se tuvieron un total de 133 pozos productores de los cuales 82 pozos produjeron con Unidad de Bombeo, donde la producción fiscalizada fue de 20,739 Bls.(Tabla N° 16).
26. El pozo reactivado 4864 de la zona de Oveja quedo surgente por tubos durante 15 meses, luego cuando declino su producción se instalo equipo de Bombeo Mecánico (Figuras N° 26 y 27).
27. Debido a la falta de Unidades de Bombeo y Motores para cumplir el programa de reactivación se desactivaron pozos de menor producción por encontrarse por debajo del límite económico por pozo.
28. Se reactivaron pozos cuyas gradientes total estaba en el rango mayores que 0.2 y menores que 0.3, donde para su efectiva producción se tiene que trabajar los motores con mínimos SPM o programando dichos pozos para trabajar por horas debido a que agotan rápidamente su nivel.

29. En el programa de rehabilitación del año 1997-1998 se realizaron balcos a 5 pozos, todos por la formación Pariñas Superior, a intervalos muy pequeños donde la respuesta ha sido mejor en los pozos 6110-6087-5133-4304, como vemos en la Tablas N° 6, 18 y Figuras N° 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34 y 35.

VIII. EVALUACION ECONOMICA

- Definiciones

A continuación se indicaran algunas definiciones que permitirán visualizar el flujo de caja utilizado.

Bien Intangible.- Son todas las inversiones que no se pueden depreciar, tales como sueldos, salarios, mantenimiento de carreteras, lodo de perforación, pozo seco.

Bien Tangible.- Son todos las inversiones que se pueden depreciar, tales como el costo del equipo instalado en el pozo, casing, unidades de bombeo, líneas de transporte, separadores, tratadores, tanques, etc.

Costo Fijo.- Son costos que no cambian cuando la producción cambia o aun es retenido por un corto periodo de tiempo. Incluye la parte prorrateada de costos de oficina, investigación, seguros, etc., estos costos se miden normalmente en \$ por unidad de tiempo.

Costo Variable.- Es el costo que se carga al barril de petróleo y que dependen directamente de la producción de dicho barril.

Depreciación.- Se aplica solo a las inversiones o bienes tangibles. En teoría, la tasa anual se determina por el desgaste, rotura u obsolescencia. Cada equipo tiene una vida física esperada de cierto número de años.

- En primer lugar se hizo una corrida económica con los resultados de producción obtenidos de los 10 pozos perforados del programa mínimo (Tabla N° 19). Los resultados económicos fueron los siguientes:

$$\text{V.A.N (15\%)} = - 3,198.93 \text{ MUS\$}$$

TIEMPO DE PAGO = IRRECUPERABLE

- En segundo lugar se hizo una corrida económica con los resultados de producción obtenidos de los 24 pozos rehabilitados en el periodo 1996-1997 (Tabla N° 20). Los resultados económicos fueron los siguientes:

$$\text{V.A.N. (15\%)} = 714.98 \text{ MUS\$}$$

$$\text{T.I.R.} \quad 76.21$$

TIEMPO DE PAGO = 0.66 años

- En tercer lugar se hizo una corrida económica con los resultados de producción de los 17 pozos rehabilitados en el periodo 1997-1998, donde se realizaron trabajos de ácidos a la mayoría de pozos (Tabla N° 21). Los resultados económicos fueron los siguientes:

$$\text{V.A.N. (15\%)} = 274 \text{ MUS\$}$$

$$\text{T.I.R.} = 127.59$$

$$\text{TIEMPO DE PAGO} = 1.71 \text{ años}$$

IX. CONCLUSIONES

1. Los resultados de la perforación de los pozos del programa mínimo según la formación objetivo son:
 - Formación Pariñas: resultados aceptables y dentro de las expectativas en cuanto a reservas y producción.
 - Formación Mogollón: resultados antieconómicos, no será posible recuperar la inversión realizada como es el caso del pozo AJI.
 - Formación Basal Salina: resultados antieconómicos, se completo el pozo AO4 por las formaciones San Cristóbal y Mogollón con pobres resultados en producción (incluyendo 75% de agua), después de balear y fracturar.
2. El horizonte que justifica completar su desarrollo con perforación de pozos nuevos es la formación Pariñas.
3. La inversión mínima ha sido la rehabilitación de pozos Abandonados Temporalmente(ATA), instalando equipos de bombeo mecánico. Así mismo lo mínimo de los servicios a gastar es el costo de Acidos para pozos con problema de carbonato que permitirán reducir las intervenciones de servicio de pozos.
4. Las posibilidades de retrabajar algunos pozos (acidificaciones en Pariñas) y también rehabilitación de pozos.

5. El cumplimiento del programa mínimo nos demuestra que las formaciones Mogollón y Basal Salina no son prospectables en el campo.
6. Los pozos perforados en las sub-zonas B y C, nos dan posibilidades de continuar estudios, el mismo caso se presenta en la sub-zona D, aun cuando el pozo perforado fue abandonado.
7. La perforación de pozos ha servido para atenuar la declinación del Lote, como se puede observar en la gráfica de producción (Figuras N° 25 y 26) .
8. El incremento de producción ha sido principalmente debido a la rehabilitación de pozos mediante instalación de unidad de bombeo, así como los trabajos de acidificación y fracturamiento, solventando con ello en parte la crítica situación en que dejó a la empresa la perforación de pozos.
9. Existen un total de 170 pozos declarados en condición de ATA, los cuales son factibles de reactivar mediante unidad de bombeo.
10. La inversión utilizada en la rehabilitación de los pozos fue mínima.
11. Los trabajos de Spoteo Acido tuvieron una respuesta de producción satisfactoria.

12. El pozo piloto para el trabajo de Acidificación Matricial fue el pozo 4428 del vacimiento Fondo, donde los índices de producción inicial fueron satisfactorios, llegando su producción a 20 BOPDC durante 6 meses iniciales, estabilizándose luego en 10 BOPDC, como indica el historial de producción (Tabla N° 7 y Figura N° 16)

X. RECOMENDACIONES

1. En campos que son marginales se debe de planificar muy bien los gastos a realizar donde la respuesta de producción no es muy significativa.
2. Integrar la información obtenida con todos los datos de los pozos (mapas, registros, curva de producción, etc.), a fin de evaluar técnica-económicamente la reactivación de los mismos. Varios pozos registrados son potenciales para reactivarlos.
3. Tomar muestras de agua y efectuar análisis para determinar si es agua de formación. En los campos del Noroeste peruano, las características de esta agua de formación varía ampliamente en sus constituyentes químicos y en la concentración de sus iones, dando una particularidad distinta al agua de cada formación. Estas variaciones se dan lateralmente de un reservorio a otro.
4. La distribución del gas, petróleo y el agua en el reservorio petrolífero depende de la interrelación de factores como: las permeabilidades relativas, saturaciones relativas del espacio poral con cada uno de los fluidos, presiones capilares y de desplazamiento, condiciones hidrodinámicas del reservorio, porosidad, permeabilidad, etc.

5. Efectuar pruebas de presión de fondo con cierre en el fondo, a fin de evaluar la productividad, estado de wellbore (daño), y la presión del reservorio. Esto con el fin de tener datos más reales.
6. Utilizar la información obtenida para efectuar una evaluación global del estado de explotación de los yacimientos a fin de desarrollar programas de reactivación, reacondicionamientos y perforación de pozos interubicados.
7. El trabajo de Limpieza Acida solamente es un lavado de las paredes del pozo, se deben de programar limpieza a la matriz como es en el caso de un trabajo de Acidificación Matricial.
8. Priorizar la rehabilitación de pozos, para que con ello se pueda hacer caja y posteriormente efectuar los trabajos en los pozos que requieren mayor inversión como es el caso de Baleos, Fracturamientos, etc.

TABLA N° 1

POZOS PROGRAMA MINIMO DE PERFORACION

POZO	AREA	PROF PIES	INICIO-FINAL Perforacion	RPI	FORMACION	COSTO Perf-Comple.	ACUM. a OCT.97	SITUACION ACTUAL
AO1	ALV-OVEJA	3390	4-14/07/94	146xNRx24HrsxPUx700GOR	Par.Sup-Inf	791,231	40308	Pozo Activo 35xNRx24HrsxPU
AO2	ALV-OVEJA	2701	2-19/07/94	45xNRx24HrsxPUx1533GOR RPR=70x01x1/4"xtbgx1600 GOR	Par.Inferior	307,714	13931	Pozo Activo 20x00x24HrsxPU
F1	FONDO	4440	7-24/08/94	25xNRx24HrsxPU RPR/Pozo Gas(94%Metano)	Mogollon Talara	496410	4849	Abandonado, pozo de gas
AO3	ALV-OVEJA	3247	2-17/03/95	10x01x24HrsxPUx1000GOR	Par.Inferior	603539	1164	Pozo en estado ATA
AJ1	ALV-JABON	3485	28/11-8/12-95	20x00x24HrsxPU	Mog.Repet.	314990	677	Pozo en estado ATA
AO4	ALV-OVEJA	6549	20/12/95-11/1/96	Debe 476 Bls Frac.	San Cristobal Mogollon	619459	277	Pozo en estado ATA
CH1	CHIMENEA	1533	11-15/12/95	Abandonado Temporal	Par.Inferior	182732	0	Pozo cerrado, Presion Tbg=Csg=500Psi
AG1	ALGARROBA	846	11-13/12/95	Abandonado Temporal	Par.Inferior	121137	0	Pozo cerrado, Presion Tbg=Csg=0Psi
VA1	VERD.ALTO	2500	24-29/12/95	Abandonado Permanente		145995	0	Coloco tapon cemento a 1935'
F2	FONDO	7350	27/12/95-16/1/96	Abandonado Permanente		424964	0	Coloco tapon cemento a 3610' y 480'
					TOTAL(US\$)	4,008,171		

TABLA N° 2

PARIÑAS SUPERIOR

POZO	AREA	INTERVALO (PIES)	POROSIDAD PROMEDIA %	PERMEABILIDAD (md)
4282	FONDO	3913-4925	22.0	20.2
4483	FONDO	4030-4237	18.5	46.0
6484	ALV. OVEJA	1702-1791	16.0	12.0
3600	BODEGA	3165-3255	20.0	18.2

PARIÑAS INFERIOR

POZO	AREA	INTERVALO (PIES)	POROSIDAD PROMEDIA %	PERMEABILIDAD (md)
4762	ALV. OVEJA	1746-2295	13.8	7.0
4387	ALV. OVEJA	1976-1955	11.1	15.0
4518	ALV. OVEJA	1914-1929	6.0	5.0
4505	ALV. OVEJA	1764-1804	11.0	8.0
4519	ALV. OVEJA	1514-2050	14.5	9.0
4521	ALV. OVEJA	1439-1786	13.0	20.0
4457	FONDO	3898-3980	10.0	5.0
4458	FONDO	4408-4439	8.0	2.0

TABLA N° 3

POZO	MILLA CUADRADA	PROFUNDIDAD (PIES)	FORMACIONES ATRAVEZADAS *	PRODUCCION ACUMULADA
1560	3 N 11	3436	MAL PASO	ABANDONADO
2037	3 N 13	1286	AMOTAPE	ABANDONADO
2057	3 N 13	167	AMOTAPE	ABANDONADO
2215	4 N 10	4500	MAL PASO	ABANDONADO
3525	4 N 13	2532	MAL PASO	ABANDONADO
3470	5 N 10	5493	MAL PASO	ABANDONADO
3530	4 N 11	2583	MAL PASO	ABANDONADO
3560	6 N 15	1771	AMOTAPE	ABANDONADO
3560 A	6 N 15	1713	AMOTAPE	ABANDONADO
3570	14 N 10	7314	MAL PASO	ABANDONADO
3658	6 N 15	1600	AMOTAPE	ABANDONADO
3659	6 N 15	1830	AMOTAPE	ABANDONADO
3662	6 N 15	2057	AMOTAPE	ABANDONADO
3705	15 N 20	5332	AMOTAPE	ABANDONADO
3745	15 N 13	6318	MAL PASO	739(ATA)
3885	11 N 12	4072	MAL PASO	15270(ATA)
4030	14 N 13	5663	AMOTAPE	ABANDONADO
4095	7 N 14	2536	AMOTAPE	ABANDONADO
4620	15 N 13	6036	MAL PASO	90675(Pariñas)
4701	12 N 11	7025	MAL PASO	350000(Pariñas)
4695	13 N 13	5506	AMOTAPE	6046(ATA)
4780	14 N 11	7483	MAL PASO	5549(ATA)Salina
4720	5 N 12	3698	AMOTAPE	671(ATA)
4835	12 N 14	4970	AMOTAPE	ABANDONADO
5025	15 N 10	7711	MAL PASO	ABANDONADO
5089	15 N 11	7539	MAL PASO	114232(Salina)
5385	6 N 10	8622	Muerto Sandino Redondo Monte Grande Petacas, Mesa Mal Paso	ABANDONADO ATA
5133	15 N 11	7856	MAL PASO	336580(Pariñas-Salina)
5745	4 N 11	4716	Redondo, Ancha, Petacas, Mesa Mal paso	13349 Salina (ATA)
5755	6 N 9	6506	MAL PASO	ABANDONADO
5670	14 N 10	8593	MAL PASO	ABANDONADO
5785	4 N 9	7393	Amotape. Ancha Petacas, Mesa	19553 Salina(ATA)
12605	12 N 10	6549	MAL PASO	ABANDONADO
5224 R	15 N 11	7350	MAL PASO	ABANDONADO
6110	13 N 10	7090	MAL PASO	PROD. (Salina)
4665	14 N 11	6930	MAL PASO	PROD. (Pariñas)

(*) Formaciones atravesadas de Paleoceno, Cretacico y Paleozoico.

TABLA N° 4

NECESIDADES DEL PROGRAMA PRELIMINAR DE POZOS REACTIVADOS 1996/1997														
POZO	YACMT.	MOTOR		LOCACION		Hrs.SDP	US\$	VALVULAS	STUFF.BOX	VARILLON	BBA.SUBS.	NIP.ASIENTO	SERVICIOS	TOTAL
		US\$		US\$			SDP	US\$50/P	US\$240/P	US\$150/P	US\$800/P	US\$60/P	US\$	US\$
4282	ALVAREZ	ELECT	2000	OK	0	11	1210	200	240	150	800	60	0	4671
4283	ALVAREZ	ELECT	2000	OK	0	12.5	1375	200	240	150	800	60	0	4837.5
4759	ALVAREZ	ELECT	2000	MAL	850	11.5	1265	200	240	150	800	60	0	5576.5
4848	ALVAREZ	ELECT	2000	MAL	850	12.5	1375	200	240	150	800	60	0	5687.5
3885	OVEJA	GAS	7000	MAL	850	13	1430	200	240	150	800	60	0	10743
4529	OVEJA	ELECT	2000	OK	0	12	1320	200	240	150	800	60	0	4782
4534	OVEJA	GAS	7000	OK	0	12	1320	200	240	150	800	60	0	9782
4546	OVEJA	GAS	7000	OK	0	11.5	1265	200	240	150	800	60	0	9726.5
4861	OVEJA	GAS	7000	OK	0	13	1430	200	240	150	800	60	0	9893
5099	OVEJA	ELECT	2000	OK	0	11	1210	200	240	150	800	60	0	4671
4428	FONDO	GAS	7000	OK	0	40	4400	200	240	150	800	60	10000	22890
4866	LEONES	ELECT	2000	OK	0	12	1320	200	240	150	800	60	0	4782
4768	ALVAREZ	ELECT	2000	OK	0	13	1430	200	240	150	800	60	0	4893
4813	CHIMENEA	GAS	7000	OK	0	12.5	1375	200	240	150	800	60	0	9837.5
4313	ALVAREZ	ELECT	2000	MAL	850	11.5	1265	200	240	150	800	60	0	5576.5
4304	FONDO	GAS	7000	OK	0	12	1320	200	240	150	800	60	0	9782
4431	FONDO	GAS	7000	OK	0	13	1430	200	240	150	800	60	0	9893
4237	ALVAREZ	ELECT	2000	OK	0	12.5	1375	200	240	150	800	60	0	4837.5
5003	ALVAREZ	ELECT	2000	OK	0	12	1320	200	240	150	800	60	0	4782
4542	OVEJA	ELECT	2000	OK	0	13	1430	200	240	150	800	60	0	4893
4864	OVEJA	GAS	7000	MAL	850	60	6600	200	240	150	800	60	0	15960
5041	OVEJA	GAS	7000	OK	0	12.5	1375	200	240	150	800	60	0	9837.5
5076	ALVAREZ	ELECT	2000	OK	0	12	1320	200	240	150	800	60	0	4782
5002	ALVAREZ	ELECT	2000	OK	0	13	1430	200	240	150	800	60	0	4893
														0
TOTAL			98000		4250	0	40590	4800	5760	3600	19200	1440	10000	187640

TABLA N° 5**RESULTADOS DE INTERPRETACION PRUEBAS DE PRESIONES CON PARADAS**

POZO	Intervalo Baleado (pies)	Fondo Encontrado (pies)	Nivel Liquido Encontra do (pies)	Nivel Interfaces Petroleo- Agua (pies)	Gradient e Petróleo (psi/pie)	Gradient e Agua (psi/pie)	Máxima Presión (psi)	PROF. Medición (pies)
4861	1710-3640	3620	1100	2579.3	0.359	0.435	878.7	3400
4813	2788-3345	3234	1200	2511.3	0.348	0.434	765.9	3200
4748	1969-3400	3385	970	2769.5	0.346	0.440	843.5	3300
6133	1390-3295	3316	920	2203.9	0.340	0.440	858.6	3200
4924	3762-4270	4260	250	1887.6	0.346	0.440	1537.5	4100
6491	1978-3290	3294	1370	2083.5	0.340	0.438	735.8	3200
4529	1761-2383	2370	1000	1766.8	0.352	0.437	556.4	2350
6134	771-2451	2438	400	1336.0	0.353	0.440	798.0	2300

	POZO	SET	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	React.EBM
1	4282	210	217	180	155	155	140	105	120	NP	72	248	217	120	119	108	NP	87	31	React.EBM
2	4283	150	155	150	186	186	112	120	92	32	85	155	155	150	111	90	NP	44	105	React.EBM
3	4759	120	124	120	124	124	140	145	140	50	NP	56	155	150	112	155	NP	129	155	React.EBM
4	4848	150	155	150	155	155	112	120	120	124	120	124	124	120	190	82	NP	0	0	React.EBM
5	3885	240	240	135	230	189	12	84	112	124	240	248	160	NP	241	161	105	55	NP	React.EBM
6	4529	540	496	510	558	558	312	360	360	279	240	372	310	270	246	253	55	70	80	React.EBM
7	4534	224	203	162	162	135	33	92	90	32	NP	75	NP	NP	0	0	0	0	0	React.EBM
8	4546	240	240	189	208	216	324	312	360	390	360	279	248	240	176	157	147	145	NP	React.EBM
9	4861	210	240	180	150	155	196	150	210	155	104	155	155	120	72	80	98	74	11	React.EBM
10	5099	440	252	900	713	682	140	150	135	155	300	372	300	330	281	230	364	92	120	React.EBM
11	4428	600	620	540	279	90	NP	63	280	465	435	310	310	300	315	302	203	168	161	Acido Mat./EBM
12	4866	360	310	240	248	248	252	240	270	248	240	279	248	240	238	202	247	126	255	React.EBM
13	4768	1800	1550	1080	868	837	784	780	840	682	690	775	620	600	412	453	NP	393	556	React.EBM
14	4813	270	224	196	189	147	NP	120	120	124	120	145	35	72	NP	384	377	205	128	React.EBM
15	4313		130	540	248	248	140	NP	135	155	120	155	155	120	116	100	67	62	NP	React.EBM
16	4237		945	1350	930	930	700	630	750	589	450	434	403	420	274	359	NP	149	120	React.EBM
17	5003		198	126	90	NP	NP	NP	NP	NP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	React.EBM
18	4542		455	650	290	216	216	162	261	155	150	135	270	150	116	107	124	83	80	React.EBM
19	4864		2480	1530	1302	1054	625	374	990	990	990	930	930	900	775	830	710	280	41	React.EBM
20	5041		180	168	135	135	NP	NP	NP	NP	NP	130	31	NP	0	0	0	0	0	React.EBM
21	5076				60	465	288	300	300	217	175	217	217	210	225	156	35	22	98	React.EBM
22	5002					200	392	330	420	124	150	155	155	90	71	66	45	57	110	React.EBM
23	4431									150	150	310	310	270	246	163	38	23	13	React.EBM
24	4304										102	310	310	270	171	148	168	274	459	Limpza/Baleo/Acido
25	4314																0	0	0	Baleo/Retrjo/EBM
26	4772																120	95	90	Limpza/Acido/EBM
27	4894																	630	436	Acido/ React.EBM
28	4923																	56	135	Acido/ React.EBM
29	4971																ATA	ATA	ATA	Limpia/Encstro pescado
30	5089																ATA	ATA	ATA	Limpia/casingcolapsado
31	5116																ATA	ATA	ATA	Limpia/Encstro tope4106
32	5133																105	651	338	Baleo/Acido/Reac.EBM
33	6110																	386	104	Baleo/Acido/Reac.EBM
34	6087																	359	632	Baleo/React.EBM
35	5172																		192	Limpza/Acido/EBM
36	4255																		681	Acido/ React.EBM
37	6133																		85	Acido/ React.EBM
38	4924																		95	Acido/ React.EBM
TOTAL	5554	9414	9096	7280	7125	4918	4637	6105	5240	5293	6369	5818	5142	4507	4586	3008	4715	5311		

TABLA N° 8

POZO 4428

YACMTO. FONDO
 14 N 12 N. 5200
 E. 770
 ELEV. 220
 PROF. FINAL : 3806'
 FECHA COMPL : 15.09.52

FORMACION	INTERVALO	N° TIROS	FRACTURAMIENTO			FECHA	IPR/RPR
			ARENA(SX)	FLUIDO(BLS)	P. RUPTURA(PSI)		
PARIÑAS	3423 - 3554	162	--	--	--	17.09.52	158 x 0 x 670 GOR x 24 Has x 1/4" x SF
PARIÑAS	3423 - 3554	--	63	310	NR	19.02.56	56 x 0 x 1211 GOR x 24 Has x 1/4" x ST

RESERVAS ESTIMADAS

Pozo	Formacion	Intervalo(Pies)	Arena Net(pies)	Area(acres)	Ø (%)	SW (%)	FR (%)	Reservas Recup. Primarias (Bls)	Prod. Acum.(Bls)	Reservas Recuperables (Bls)
4428	PARIÑAS	3402 - 3601	98 Pies	20	20	60	18.21	201,379	166,275	35,104

Factor de Recuperacion (FR %), es el teorico que se relaciona con la Ø, K, SW, Visc., Presion Burbuja, Presion de Abandono y Factor Bo

TABLA N° 9

ESTADO ACTUAL DE POZOS CANDIDATOS PARA REHABILITACION

ACCESO	PLATAFORMA	FACILIDADES DE PRODUCCION	ESTADO MECANICO ACTUAL DEL POZO	ULTIMO SERVICIO
Regular Estado	Buen Estado	No tiene unidad de bombeo No tiene lineas de produccion No hay tanque de almacenamiento en locacion Pozo tiene tuberia de 2-3/8"(7129')	Tubing de 2-3/8" Niple de asiento a 7085' Punta de tubos a 7,129'	12 de diciembre 94' Corte de parafina y posterior swab
Regular Estado	Deteriorada, necesita mantenimiento	No tiene unidad de bombeo No tiene puente ni lineas de produccion Pozo tiene tuberia de 2-3/8" agarrada.	Tuberia de 2-3/8" agarrada	--
Deteriorado, requiere mantenimiento (100 mts.)	Parcialmente deteriorada, requiere mantenimiento	No tiene unidad de bombeo No tiene puente ni lineas de produccion Pozo no tiene tuberia de produccion	No tiene tuberia de produccion	--
Regular Estado	Deteriorada, necesita mantenimiento	No tiene unidad de bombeo No tiene puente ni lineas de produccion Pozo tiene tuberia de 2-3/8"(3630') agarrada	Tuberia de 2-3/8" Niple de asiento a 3,600' Punta de tubos a 3630'	--
Regular estado	Regular estado requiere limpieza y mantenimiento	Tiene unidad de bombeo instalada No tiene puente ni lineas de produccion Pozo tiene tuberia de 2-3/8"	Tuberia de 2-3/8" Niple de asiento a 3,800' Punta de tubos a 3830'	--
Buen estado	Regular estado requiere limpieza y mantenimiento	Tiene unidad de bombeo instalada sin motor. No tiene puente ni lineas de produccion.	Tuberia de 2-3/8" Niple de asiento a 3,200' Punta de tubos a 3230'	--
Buen estado	Buen estado	No tiene unidad de bombeo No tiene puente ni lineas de produccion, cabezal enterrado Pozo no tiene tuberia	No tiene tuberia	--
Regular estado	Regular estado	No tiene unidad de bombeo Tiene puente y lineas de produccion, pozo de desfogue	No tiene tuberia	--
Deteriorado requiere mantenimiento (400 mts.)	Mal estado	No tiene unidad de bombeo No tiene puente ni lineas de produccion Pozo tiene tuberia de 2-3/8"(3900')	Tiene tuberia 2-3/8"	--

TABLA N° 10

MINERALOGIA DE FORMACION

MINERAL	PROBLEMA
FELDESPASTOS	Feldespatos contienen sodio y potasio el mayor problema esta en la precipitacion de fluosilicato
CARBONATO	El carbonato consume HCL y puede ser causa de precipitacion de fluosilicatos y aluminio procedente del acido gastado.
ILLITA	La Illita causa problemas de migracion de finos y esta intercambiando iones. Si contiene potasio, puede ser causa de precipitacion de fluosilicato procedente del acido gastado.
KAOLINITA	La Kaolinita causa problemas de migracion de finos. Si esta dispersada en agua fresca causa taponamiento
SMECTITA	La smectita es un mineral intercambiador de iones que varia dentro de agua fresca.
ARCILLAS MIXTAS	Estas diversas arcillas estan intercambiando iones y varian dentro de agua fresca. Si esta conteniendo potasio, puede ser causa de precipitacion de fluosilicatos procedente del acido gastado
CLORITA	Clorita esta intercambiando iones y es estable dentro de HCL
MICA	Mica esta intercambiando iones y es estable en HCL. si contiene potasio, puede ser causa de precipitacion de fluosilicatos procedente del acido gastado.
ZEOLITA	Zeolita esta intercambiando iones y es estable en HCL si contiene potasio, puede ser causa de precipitacion de fluosilicatos procedente del acido gastado.

TABLA N ° 11

**SOLUBILIDAD DE INCRUSTACIONES
(EN 1,000 GLS DE HCL)**

HCL %	CACO3		FeCO3		FES	
	pie3	lb	pie3	lb	pie3	lb
5	3.48	586	2.87	680	1.71	516
7.5	5.28	890	4.36	1032	2.59	782
10	7.13	1201	5.88	1393	3.49	1056
15	10.95	1844	9.03	2139	5.37	1621
20	14.95	2518	12.32	2921	7.27	2213
25	17.65	3216	15.73	3731	9.36	2827
30	21.02	3948	19.35	4580	11.49	3470

TABLA N° 12

**CANTIDAD DE INCRUSTACION
VS CONCENTRACION DE HCL**
1000 PIES DE CASING: 5 1/2" - 15.5 lb/pie (ID = 4.95")
 capacidad: **5 1/2" ---- 999 gls**
 5 1/2" - 2 3/8" ---- 770 gls
 5 1/2" - 2 7/8" ---- 663 gls

CaCO3						
V , pie3	48.5	25.6	13.2	6.7	3.4	
e , pulg.	1/2	1/4	1/8	1/16	1/32	
mm.	12.7	6.4	3.2	1.6	0.8	
% HCL	GALONES DE HCL PARA DISOLVER CaCO3					
5	13948	7366	3781	1915	964	
7.5	9193	4855	2492	1262	635	
10	6808	3595	1845	935	470	
15	4433	2341	1202	609	306	
20	3247	1715	880	446	224	
25	2750	1452	745	378	190	
30	2309	1219	626	317	160	

N = 0.02
 Qi = 176 BPD
 Df = 0.2 ANUAL
 D 6 = 0.018 MENSUAL
 D = 0.114
 Qi = 176 BPD
 Df = 0.2 ANUAL
 70
 0.2
 190
 0.15
 0.76 0.87 0.84
 0.15 0.2 0.1

ADO	MES	Q HIP	D 5	HIP-EXP	LOG(Q)	BPM	ACUM (BLS)	ADO	MES	CURVA tipo						
										pozo 1	pozo 2	pozo 4	wo4 pozo 3	wo 3 pozo 5		
1	1	157.81	0.114	157.81	2.198	4800	4800	1994	1							
	2	142.77	0.114	142.77	2.155	4343	9143		2							
	3	130.15	0.095	130.15	2.114	3959	13101		3							
	4	119.42	0.088	119.42	2.077	3632	16734		4							
	5	110.20	0.082	110.20	2.042	3352	20086		5							
	6	102.20	0.077	102.20	2.009	3109	23194		6	157.81	157.81					
	7	95.20	0.073	95.20	1.979	2896	26090		7	142.77	142.77					
	8	89.02	0.069	89.02	1.949	2708	28798		8	130.15	130.15	156.83				
	9	83.54	0.065	83.54	1.922	2541	31339		9	119.42	119.42	132.65				
	10	78.64	0.062	78.64	1.896	2392	33731		10	110.20	110.20	114.34	62.76			
	11	74.24	0.059	74.24	1.871	2258	35989		11	102.20	102.20	100.06	56.78			
	2	12	70.27	0.056	70.27	1.847	2137		38126	122.53621	12	95.20	95.20	88.64	51.76	
13		66.67	0.053	66.67	1.824	2028	40154	2	13	89.02	89.02	79.34	47.50			
14		63.39	0.051	63.39	1.802	1928	42082	14	83.54	83.54	71.62	43.83				
15		60.39	0.049	60.39	1.781	1837	43919	15	78.64	78.64	65.14	40.65				
16		57.64	0.047	57.64	1.761	1753	45672	16	74.24	74.24	59.62	37.86				
17		55.11	0.046	55.11	1.741	1676	47348	17	70.27	70.27	54.87	35.41				
18		52.78	0.044	52.78	1.722	1605	48954	18	66.67	66.67	50.76	33.23	156.83			
19		50.62	0.042	50.62	1.704	1540	50493	19	63.39	63.39	47.15	31.28	132.65	83.37		
20		48.61	0.041	48.61	1.687	1479	51972	20	60.39	60.39	43.97	29.53	114.34	46.18	64.56	
21		46.75	0.040	46.75	1.670	1422	53394	21	57.64	57.64	41.16	27.95	100.06	41.78	52.31	
22		45.01	0.038	45.01	1.653	1369	54763	22	55.11	55.11	38.64	26.52	88.64	38.08	43.75	
23		43.39	0.037	43.39	1.637	1320	56083	23	52.78	52.78	36.38	25.21	79.34	34.94	37.46	
3	24	41.87	0.036	41.87	1.622	1273	57356	66.858896	24	50.62	50.62	34.35	24.02	71.62	32.25	32.65
	25	40.44	0.035	40.44	1.607	1230	58586	3	25	48.61	48.61	32.51	22.93	65.14	29.91	28.87
	26	39.10	0.034	39.10	1.592	1189	59776	26	46.75	46.75	30.83	21.92	59.62	27.86	25.82	
	27	37.84	0.033	37.84	1.578	1151	60927	27	45.01	45.01	29.30	20.99	54.87	26.05	23.31	
	28	36.65	0.032	36.65	1.564	1115	62041	28	43.39	43.39	27.90	20.13	50.76	24.44	21.22	
	29	35.53	0.031	35.53	1.551	1081	63122	29	41.87	41.87	26.62	19.34	47.15	23.01	19.45	
	30	34.46	0.031	34.46	1.537	1048	64170	30	40.44	40.44	25.43	18.59	43.97	21.72	17.94	
	31	33.46	0.030	33.46	1.525	1018	65188	31	39.10	39.10	24.33	17.90	41.16	20.56	16.62	
	32	32.50	0.029	32.50	1.512	989	66177	32	37.84	37.84	23.32	17.26	38.64	19.51	15.48	
	33	31.60	0.028	31.60	1.500	961	67138	33	36.65	36.65	22.37	16.65	36.38	18.55	14.47	
	34	30.74	0.028	30.74	1.488	935	68073	34	35.53	35.53	21.50	16.08	34.35	17.67	13.58	
	35	29.92	0.027	29.92	1.476	910	68983	35	34.46	34.46	20.68	15.55	32.51	16.87	12.78	
4	36	29.14	0.027	29.14	1.465	886	69869	40.258798	36	33.46	33.46	19.91	15.05	30.83	16.13	12.06
	37	28.40	0.026	28.40	1.453	864	70733	4	37	32.50	32.50	19.19	14.58	29.30	15.44	11.42
	38	27.69	0.026	27.69	1.442	842	71575	38	31.60	31.60	18.52	14.13	27.90	14.81	10.83	
	39	27.01	0.025	27.01	1.432	822	72397	39	30.74	30.74	17.89	13.71	26.62	14.23	10.30	
	40	26.36	0.024	26.36	1.421	802	73199	40	29.92	29.92	17.29	13.31	25.43	13.68	9.82	
	41	25.74	0.024	25.74	1.411	783	73981	41	29.14	29.14	16.73	12.93	24.33	13.17	9.37	
	42	25.15	0.024	25.15	1.400	765	74746	42	28.40	28.40	16.20	12.57	23.32	12.70	8.96	
	43	24.58	0.023	24.58	1.391	748	75494	43	27.69	27.69	15.70	12.23	22.37	12.25	8.59	
	44	24.03	0.023	24.03	1.381	731	76225	44	27.01	27.01	15.23	11.90	21.50	11.83	8.24	
	45	23.50	0.022	23.50	1.371	715	76940	45	26.36	26.36	14.78	11.59	20.68	11.44	7.91	
	46	23.00	0.022	23.00	1.362	700	77639	46	25.74	25.74	14.35	11.29	19.91	11.07	7.61	
	47	22.51	0.021	22.51	1.352	685	78324	47	25.15	25.15	13.94	11.01	19.19	10.72	7.33	
5	48	22.05	0.021	22.05	1.343	671	78995	28.235333	48	24.58	24.58	13.56	10.74	18.52	10.40	7.07
	49	21.60	0.021	21.60	1.334	657	79651	5	49	24.03	24.03	13.19	10.48	17.89	10.08	6.82

TABLA Nº 14

RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS (MBLS)

REACTIVACIONES PARA EL AÑO 1996 - 1997

POZO	YACMT.	ANOS																				TOTAL
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
5036	FONDO	7.8	7	6.2	5.6	5.1	4.8	4.2	4	3.6	3.4	3.2	3	2.8	2.6	2.5	2.4	2.2	2			72.4
4971	FONDO	5.8	5.6	5	4.6	4.2	4	3.8	3.5	3.3	3.1	3	2.9	2.8	2.7	2.5	2.4	2.2	2			63.4
4483	FONDO	4.9	4.8	4.3	4	3.9	3.6	3.4	3.3	3.1	3	2.9	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.2	2			58.4
4482	FONDO	5	4.6	4.2	4	3.8	3.6	3.4	3.1	2.9	2.8	2.7	2.5	2.4	2.3	2.1	2					51.4
4304	FONDO	4.5	4.1	3.9	3.7	3.5	3.3	3.1	2.9	2.8	2.7	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2					48
4486	FONDO	4	3.8	3.6	3.4	3.2	3	2.9	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2					45.5
4813	CHIMENEA	3.6	3.4	3.3	3.2	3	2.9	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2.1	2					43.1
5099	OVEJA	8	6.4	5.5	4.7	4	3.5	3	2.6	2.4	2											42.1
4864	OVEJA	7	5.8	4.9	4.3	3.7	3.4	3.1	2.8	2.5	2.3	2.1										41.9
4529	OVEJA	3.9	3.6	3.5	3.3	3.1	2.9	2.8	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2							39.2
4768	ALVAREZ	5.4	4.8	4.4	4	3.6	3.3	3	2.7	2.5	2.2	2										37.9
4542	OVEJA	5.4	4.4	4.3	3.8	3.4	3	2.7	2.4	2.1												31.5
4237	ALVAREZ	3.7	3.4	3.2	3	2.8	2.6	2.4	2.3	2.2	2.1	2										29.7
4771	ALVAREZ	3.5	3.3	3.1	2.9	2.8	2.7	2.5	2.4	2.3	2.1	2										29.6
4416	ALVAREZ	3.6	3.3	3.1	2.9	2.7	2.6	2.5	2.3	2.2	2.1	2										29.3
4767	ALVAREZ	3.9	3.6	3.3	3.1	2.9	2.7	2.5	2.3	2.1	2											28.4
																						0
TOTAL		80	71.9	65.8	60.5	55.7	51.9	48.1	44.7	41.8	37.3	31.6	20.5	19.6	18.7	15.9	15.2	6.6	6	0	0	691.8

TABLA N° 15

RESERVAS PROBADAS PARA POZOS A REACTIVAR MEDIANTE INSTALACION BOMBEO MECANICO (MBLS)

REACTIVACIONES PARA EL AÑO 1996 - 1997

POZO	YACMT.	ANOS																				TOTAL	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
4282	ALVAREZ	3.3	3	2.7	2.5	2.3	2.1	2														17.9	
4283	ALVAREZ	2.9	2.6	2.3	2.1	2																11.9	
4759	ALVAREZ	3.2	2.9	2.7	2.5	2.3	2.1	2														17.7	
4848	ALVAREZ	2.9	2.4	2																		7.3	
3885	OVEJA	2.5	2.3	2.1	2																	8.9	
4529	OVEJA	3.9	3.6	3.5	3.3	3.1	2.9	2.8	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2							39.2	
4534	OVEJA	3.9	3.2	2.9	2.5	2.3	2.1	2														18.9	
4546	OVEJA	4	3.4	2.9	2.5	2.2	2															17	
4861	OVEJA	2.6	2.2	2																		6.8	
5099	OVEJA	8	6.4	5.5	4.7	4	3.5	3	2.6	2.4	2											42.1	
4428	FONDO	2.2	2																			4.2	
4866	LEONES	2.8	2.3	1.8																		6.9	
4768	ALVAREZ	5.4	4.8	4.4	4	3.6	3.3	3	2.7	2.5	2.2	2										37.9	
4813	CHIMENEA	3.6	3.4	3.3	3.2	3	2.9	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2.1	2					43.1	
4313	ALVAREZ	3.6	3.1	2.7	2.4	2.2	2.1	2														18.1	
4304	FONDO	4.5	4.1	3.9	3.7	3.5	3.3	3.1	2.9	2.8	2.7	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2					48	
4431	FONDO	2.4	2.2	2																			
4237	ALVAREZ	3.7	3.4	3.2	3	2.8	2.6	2.4	2.3	2.2	2.1	2											
5003	ALVAREZ	2.8	2.6	2.4	2.3	2.2	2.1	2															
4542	OVEJA	5.4	4.4	4.3	3.8	3.4	3	2.7	2.4	2.1													
4864	OVEJA	7	5.8	4.9	4.3	3.7	3.4	3.1	2.8	2.5	2.3	2.1											
5041	OVEJA	5.4	4.4	3.8	3.2	2.7	2.4	2.1															
5076	ALVAREZ	3.3	2.9	2.7	2.4	2.2	2																
5002	ALVAREZ	3.3	3	2.8	2.5	2.4	2.2	2.1															
TOTAL		92.6	80.4	70.8	56.9	49.9	44	37.1	21	19.6	16.2	13.3	6.9	6.6	6.3	4.2	4	0	0	0	0	345.9	

TABLA N° 17

PRODUCCION MENSUAL (BLS) -- POZOS PERFORADOS

AÑO	MES	AO1	AO2	F1	AO3	AJ1	AO4	CH1	AG1	VA1	F2
1994	OCTUBRE	2539	874	691							
	NOVIEMBRE	1500	519	501							
	DICIEMBRE	2102	635	462							
1995	ENERO	1457	527	310							
	FEBRERO	1148	308	0							
	MARZO	1457	403	0							
	ABRIL	1410	390	0							
	MAYO	1271	341	0	195						
	JUNIO	1110	270	0	162						
	JULIO	1178	341	0	155						
	AGOSTO	1116	279	0	93						
	SETIEMBRE	1170	240	0	60						
	OCTUBRE	1054	521	0	62						
	NOVIEMBRE	990	390	0	60						
	DICIEMBRE	1054	248	0	62						
1996	ENERO	961	310	0	0						
	FEBRERO	896	252	0	0	336					
	MARZO	930	279	0	0	124					
	ABRIL	960	270	0	0	60					
	MAYO	899	310	0	0	62					
	JUNIO	900	270	0	0	60					
	JULIO	992	310	0	0	0					
	AGOSTO	992	248	0	0	0					
	SETIEMBRE	930	270	0	0	0					
	OCTUBRE	899	310	0	0	0					
	NOVIEMBRE	930	270	0	0	0					
	DICIEMBRE	1085	310	0	0	0					
1997	ENERO	961	260	0	0	0					
	FEBRERO	780	280	0	0	0					
	MARZO	630	216	0	0	0					
	ABRIL	870	261	0	0	0					
	MAYO	1044	279	0	0	0					
	JUNIO	900	300	0	0	0					
	JULIO	961	310	0	0	0					
	AGOSTO	930	310	0	0	0					
	SETIEMBRE	900	300	0	0	0					
	OCTUBRE	733	237	0	0	0					
	NOVIEMBRE	666	225	0	0	0					
	DICIEMBRE	715	248	0	0	0					
1998	ENERO	399	131	0	0	0					
	FEBRERO	531	140	0	0	0					
	TOTAL	42950	13192	1964	849	642	0	0	0	0	0

TABLA N° 18

COSTO POZOS REHABILITADOS - 1997 / 1998

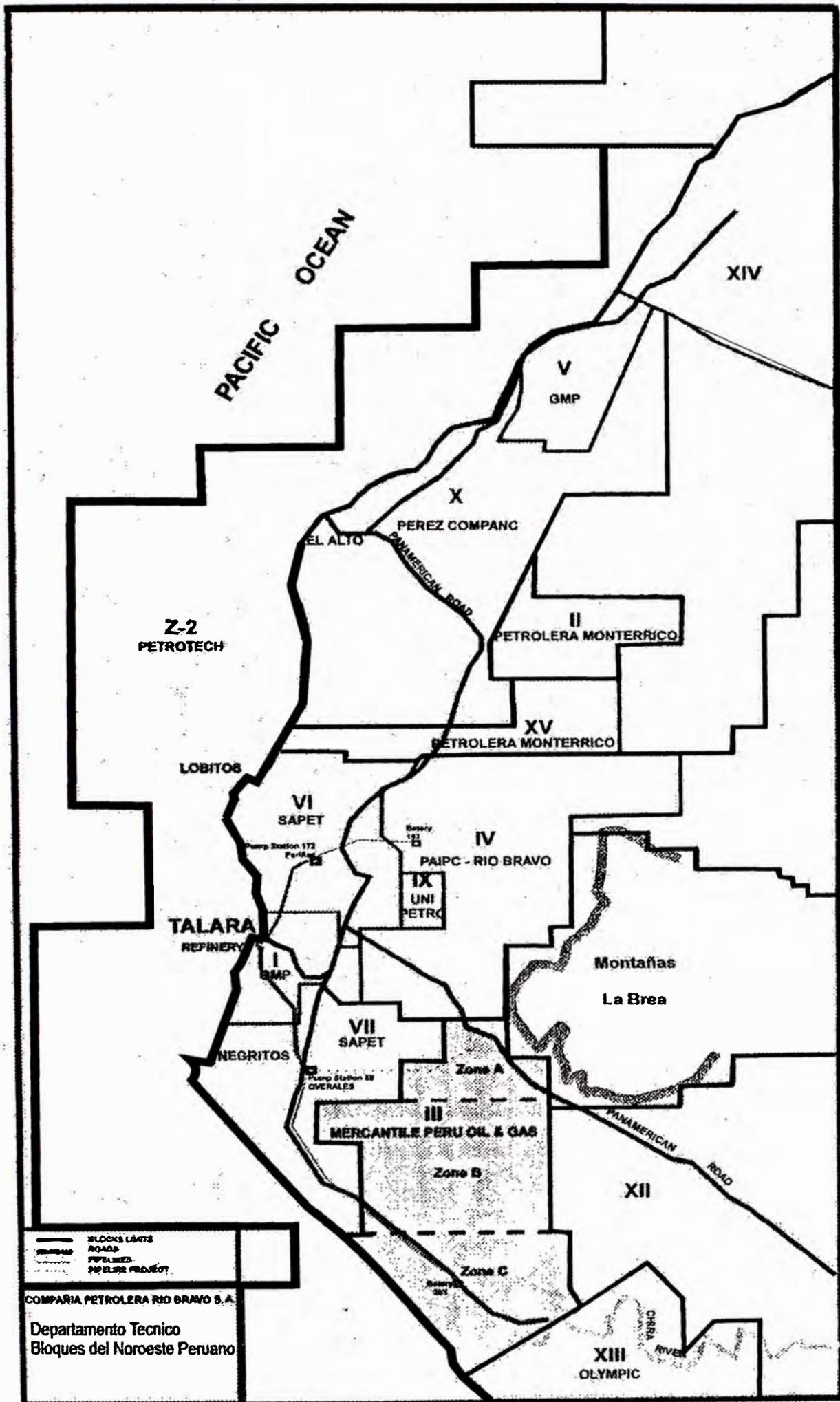
No	POZO	FECHA		Locacion	Retrabajo	Servicio Pozos	Herramientas	Baleo y Registro	Acidificacion	Equipamiento. Prod.	CostoTotal Sin Equipamto.	Costo Total
		INICIAL	FINAL									(US\$)
1	4314	02-Dic-97	13-Dic-97	850.00	11454.00	161.50		15499.10		6770.40	27964.60	34735.00
2	4529	29-Nov-97	01-Dic-97	850.00	5970.00	490.00				2964.10	7310.00	10274.10
3	4772	13-Dic-97	14-Dic-97	850.00	3625.00	416.00			5089.70	13203.30	9980.70	23184.00
4	4894	02-Dic-97	02-Dic-97	700.00		4720.50			2781.60	29224.50	8202.10	37426.60
5	4923	14-Dic-97	15-Dic-97	850.00	5108.80	2097.00			5424.60	12901.70	13480.40	26382.10
6	4971	16-Dic-97	18-Dic-97	850.00	6712.50	0.00					7562.50	7562.50
7	5089	09-Dic-97	12-Dic-97	850.00	9285.00	0.00		1950.00			12085.00	12085.00
8	5116	13-Dic-97	15-Dic-97	850.00	5260.00	0.00		1250.00			7360.00	7360.00
9	5133	07-Dic-97	11-Dic-97	850.00	15010.50	1837.50	1385.40	5900.00	2362.40	22962.00	27345.80	50307.80
10	6110	17-Dic-97	22-Dic-97		15746.30	0.00	1300.00	9820.00	1447.80	1940.00	28314.10	30254.10
11	6087	17-Dic-97	22-Dic-97		10251.00	2572.00	1311.00	10550.00		31359.20	24684.00	56043.20
12	4304	03-Ene-98	08-Ene-98		14710.00	0.00		5889.00	2707.00	2010.00	23306.00	25316.00
13	5172	03-Ene-98	03-Ene-98		732.00	3532.30			1662.90	30533.20	5927.20	36460.40
14	5034	26-Dic-97	27-Dic-97		6206.30						6206.30	6206.30
15	4255	12-Dic-97	12-Dic-97			1650.00			1700.00		3350.00	3350.00
16	6133	21-Feb-98	22-Feb-98			3190.00			1950.00		5140.00	5140.00
17	4924	20-Feb-98	21-Feb-98			3520.00			2352.00		5872.00	5872.00
											CostoTotal	377959.10

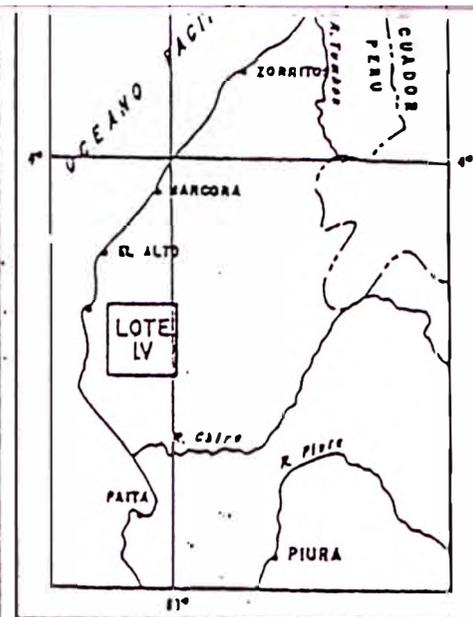
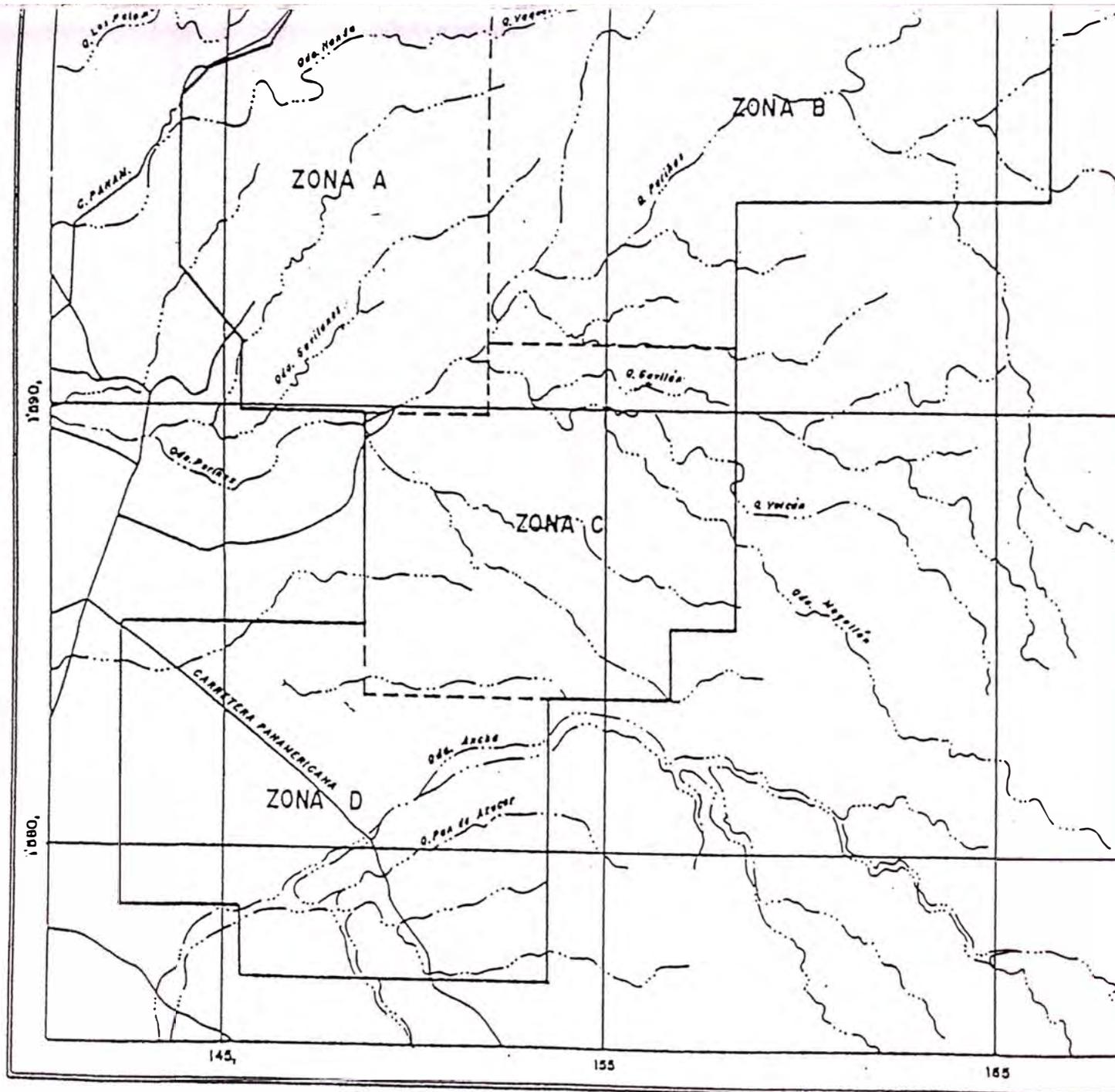
EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS

DATOS DEL PROYECTO		PARAMETROS	INVERSIONES	MILES US\$	RESULTADOS		
PROPIEDAD	NOROESTE	PRECIO DEL CRUDO (\$/BL)	10	SERVICIO DE POZOS	40.59	VALOR ACTUAL NETO(M\$)	\$714.42
RESERVORIO	ALV- OVEJA	GASTOS OPERATIVOS		FACILIDADES DE PRODUCCION	0	TASA INTERNA DE RETORNO (%)	76.21
POZO		GASTO VARIABLE(\$/BL)	1.5	BOMBEO ARTIFICIAL	132.8	PERIODO DE RECUPERO (AÑOS)	0.66
OBJETIVOS		GASTO FIJO(M\$/PO-AÑO)	4	SERVICIOS	14.25	RENDIMIENTO DE LA INVERSION(%)	379.74
PRIMARIO		TASA IMPOSITIVA (%)	30				
SECUNDARIO		TASA DE DESCUENTO (%)	15	INVERSION TOTAL	187.64	TASA DE	
RESERVAS(MBLS)	193.32	FINANCIAMIENTO (%)	0			DESCUENTO	
NUMERO DE POZ	24	INTERES (%)	0			(%)	VAN
		AÑO DE AMORTIZACION	0				(M\$)
		SENSIBILIDAD	0				

AÑO	PRODUCCION (MBLS)			VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERACIÓN	DEPRECIACION		INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS		INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS		FLUJO DE EFECTIVO	FLUJO DE EFECTIVO ACTUALIZADO	EFFECTIVO ACUMULADO
	OBJETIVOS	SECUNDARIO	TOTAL			INTANGIBLE	TANGIBLES	IMPUESTOS	IMPUESTOS	IMPUESTOS	INVERSION			
0												-187.64		
1	33.79		33.79	337.90	54.69	0.00	32.80	250.42	0.00	250.42	-187.64	95.58	95.58	
2	29.35		29.35	293.50	48.03	0.00	28.49	216.99	0.00	216.99	0.00	245.48	213.46	309.03
3	25.8		25.80	258.00	42.70	0.00	25.04	190.26	57.08	133.18	0.00	158.22	119.64	428.67
4	20.77		20.77	207.70	35.16	0.00	20.16	152.39	45.72	106.67	0.00	126.83	83.39	512.06
5	18.21		18.21	182.10	31.32	0.00	17.67	133.11	39.93	93.18	0.00	110.85	63.38	575.44
6	16.06		16.08	160.60	28.09	0.00	15.59	116.92	35.08	81.85	0.00	97.43	48.44	623.88
7	13.54		13.54	135.40	24.31	0.00	13.14	97.95	29.38	68.56	0.00	81.71	35.32	659.21
8	7.67		7.67	76.70	15.51	0.00	7.44	53.75	16.13	37.63	0.00	45.07	16.94	676.15
9	7.15		7.15	71.50	14.73	0.00	6.94	49.84	14.95	34.88	0.00	41.82	13.67	689.82
10	5.91		5.91	59.10	12.87	0.00	5.74	40.50	12.15	28.35	0.00	34.09	9.69	699.51
11	4.85		4.85	48.5	11.28	0.00	4.71	32.52	9.76	22.76	0.00	27.47	6.79	706.30
12	2.52		2.52	25.20	7.78	0.00	2.45	14.97	4.49	10.48	0.00	12.93	2.78	709.08
13	2.41		2.41	24.10	7.62	0.00	2.34	14.15	4.24	9.90	0.00	12.24	2.29	711.37
14	2.3		2.30	23.00	7.45	0.00	2.23	13.32	4.00	9.32	0.00	11.55	1.88	713.25
15	1.53		1.53	15.30	6.30	0.00	1.49	7.52	2.26	5.26	0.00	6.75	0.95	714.20
16	1.46		1.46	14.60	6.19	0.00	1.42	6.99	2.10	4.90	0.00	6.31	0.78	714.98
17	0		0.00	0.00	4.00	0.00	0.00	-4.00	-1.20	-2.80	0.00	-2.80	-0.30	714.68
18	0		0.00	0.00	4.00	0.00	0.00	-4.00	-1.20	-2.80	0.00	-2.80	-0.26	714.42
19	0		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	0		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	193.32		1933.20	361.98	0.00	187.64	1383.58	274.85	1108.73	0	0	1108.73	714.42	

FIGURA N° 1





MAPA DE UBICACION

FIGURA N° 2

CIA. PETROLERA RIO BRAVO S.A.

LOTE IV



PACIFIC S.A.

AGOSTO 1994

FIGURA N° 3

COLUMNA ESTRATIGRAFICA - CUENCA TALARA

		SOUTH			NORTH	
AGE	LITHOLOGICAL UNIT	SYMBOLS	THICK M.	LITHOLOGY	LITHOLOGICAL UNIT	
PL. PLEISTOCENE	TABLAZO			- Sandstone, conglomerate	TABLAZO	
MIOCENE			500	- Sandstone and shale green, bentonitic.	TUMBEA	
			230	- Shale grayish brown, green bentonitic.	CARDALITOS	
			800	- Sandstone and shale green bentonitic.	ZORRITOS	
OLIGOCENE			2200	- Shale, brown, glauconitic.	HEATH	
				- Sandstone conglomeratic.	NANCORA	
EOCENE	LAGUNTOS	CONE HILL	1100	- Limestone, marl and shale	CAMPITAS	
		MIRADOR	600	- Conglomerate and shale	MIRADOR	
		CHIRA	610	- Shale, gray, bentonitic	CHIRA	
		VERDUN	620	- Sandstone and conglomerate, few shale	VERDUN	
		POZO SANDSTONE	290	- Shale pale brown, few sandstone	MESA TABATO	
	TALARA	SHALE	1480	- Sandstone gray	MONTE	
				- Shale light, brown	HELICO	
				- Sandstone green	ADONIS	
				- Shale brown to chocolate	CHALMERS	
				- Conglomerate	RECONQUISTAS	
				- Shale gray, micaceous	CLAY	
				- Sandstone, light gray, coarse grain	OSTREA	
				- Sandstone gray fine grain		
				- Shale gray, glauconic		
				- Sandstone and shale		
BALINA	C. TANQUE C. PARDO		1870	- Conglomerate	MOGOLLON	
	MOGOLLON			- Shale dark gray, glauconitic		
	S. CRISTOBAL			- Conglomerate	S. CRISTOBAL	
	B. SALINA				B. SALINA	
	BALCONES	740		- Shale gray limolitic, micaceous	BALCONES	
PALEOCENE	MAL PASO	MESA	460	- Sandstone, medium to coarse grain	MESA	
		PETACAS	730	- Shale, gray, hard micaceous		
CRETACEOUS	MAASTRICHTIAN	ANCHA	245	- Sandstone and conglomerate		
		MONTE GRANDE	300	- Sandstone and shale		
				- Shale brown, calcare		
CAMPANIAN	REDONDO	925		- Marl or limestone		
	TABLONES			- Conglomerate		
ALBIAN	MUERTO-PANANGA		150	- Limestone, black, fetid		
ERMIAN	PALAU		700			
PERMIAN	PENNSYLVANIAN	CERRO PRIETO	1650			
	MISSISSIPPIAN	CHALECO DE PANO	1200		AMOTAPE	
VONIAN	CERRO NEGRO					

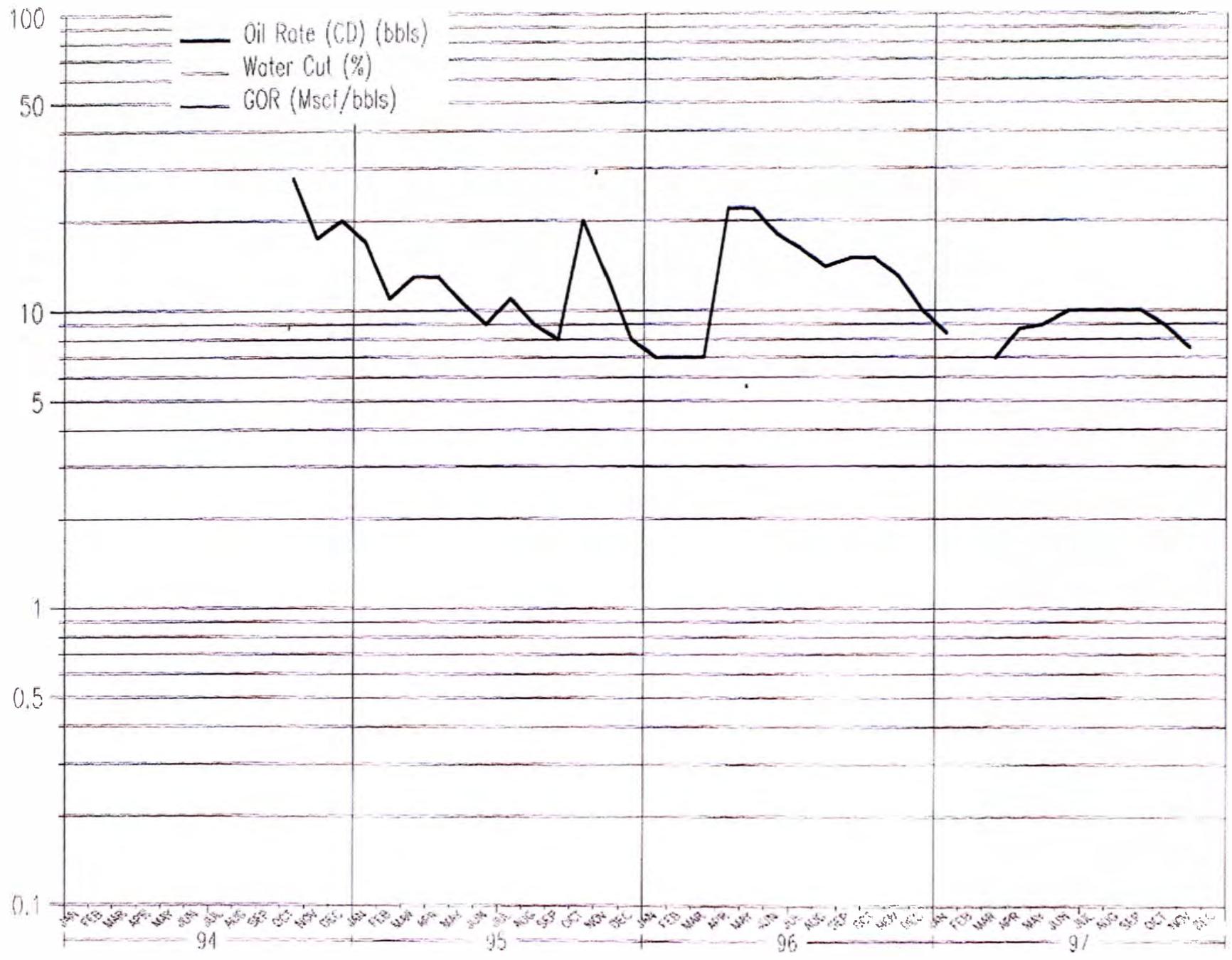


FIGURA N° 6

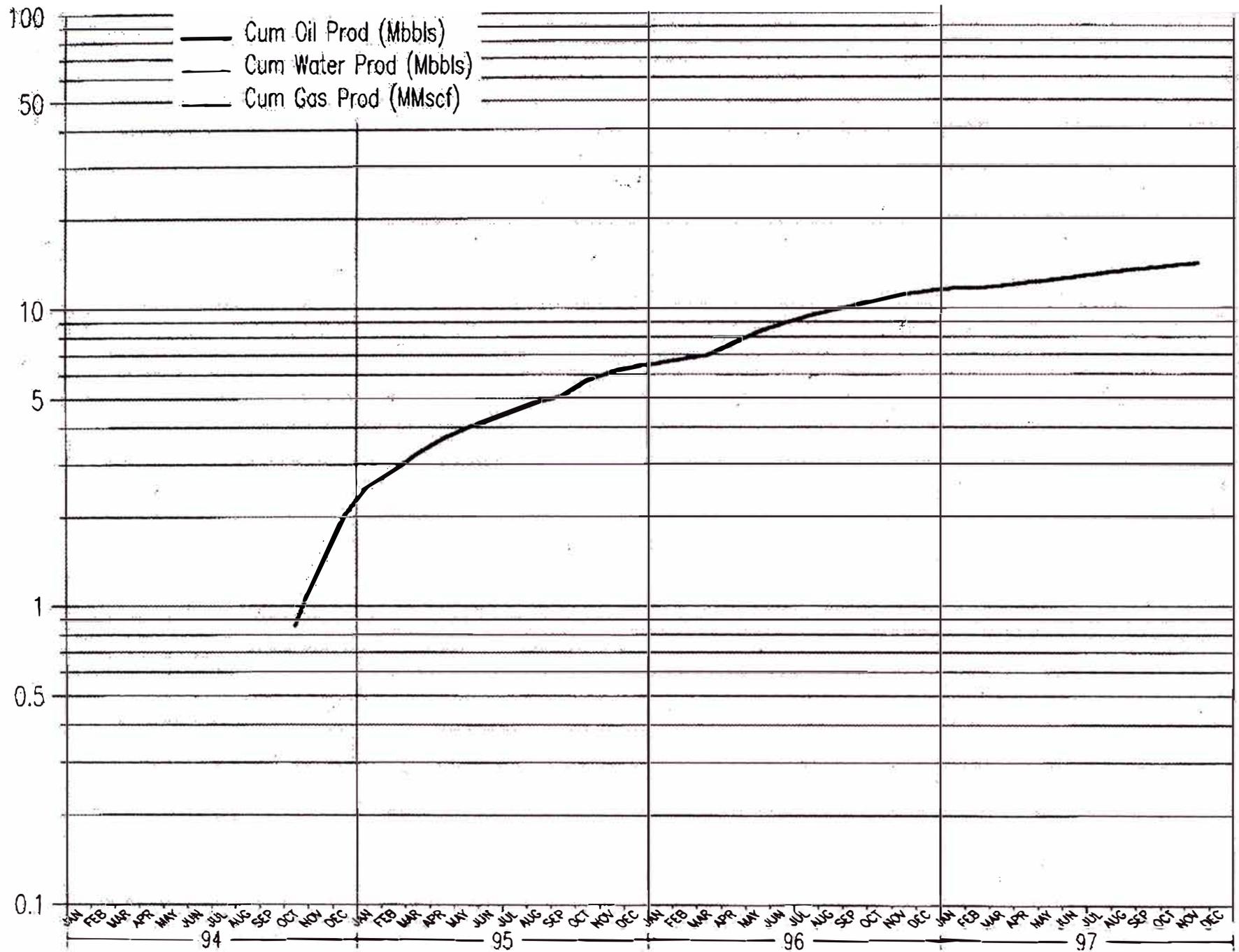
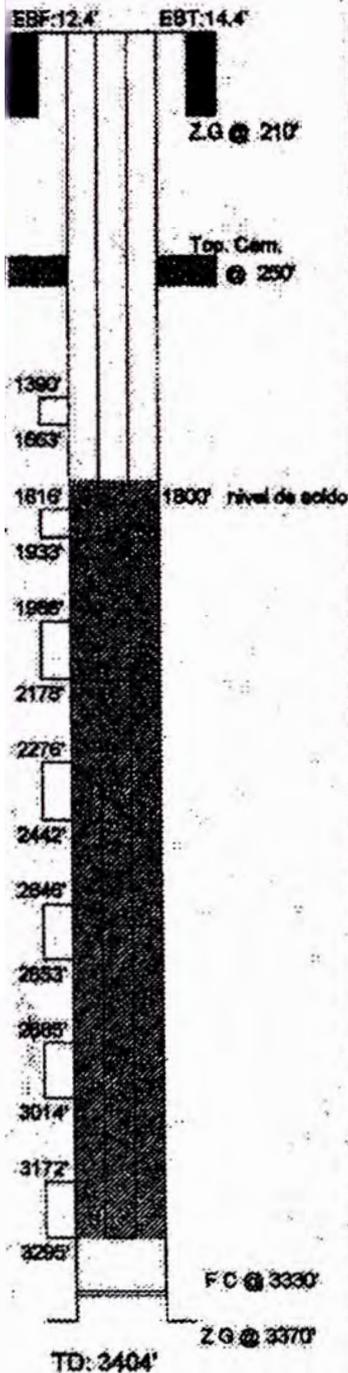


FIGURA N° 7

Limpieza Acido Parifas Superior e Inerior

POZO: 6133 ALVAREZ



Materiales Requeridos

02 Tbo 2 3/8" x 30' adicionales

PROCEDIMIENTO

- 01.- Mover y armar Unidad de Swab.
- 02.- Desarmar lineas de producción.
- 03.- Agregar tubería y tomar fondo a 3330', levantar 01 tbo (PT=3295') y swabear a seco.
- 04.- Bombear 300 gals de mezcla para tratamiento de Parfina, seguido de 1100 gals de mezcla para tratamiento de carbonatos.
- 05.- Cerrar el pozo por 2 hrs.
- 06.- Con la PT a la misma profundidad, realizar swab para recuperar el ácido gastado.
 - 06.1.- Si es flowing conectar a producción con bien 1/4".
 - 06.2.- Si no fluye, y producción es buena, proceder a instalar EBM.
- 07.- Bajar instalación de subsuelo de acuerdo a resultados.

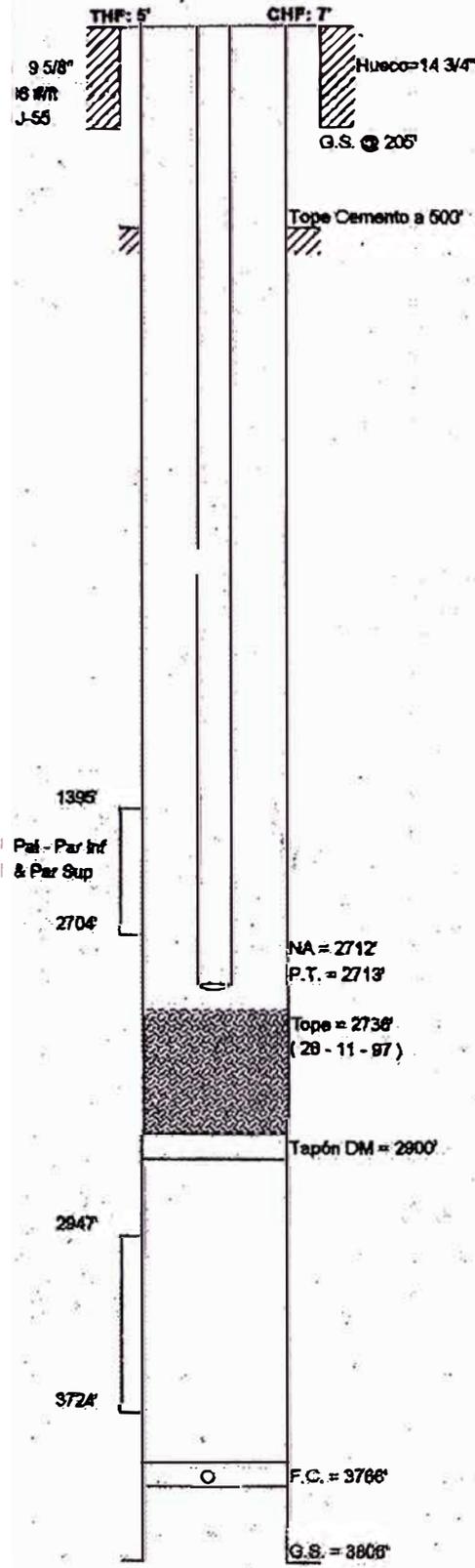
Equipo Requerido

Unidad de Swab
Cisterna

Equipo en el pozo

la producción
155, 15.5 #/d

FIGURA N° 9



Foros de Producción
 4 1/2" , J - 55, 9.5 # / Pie
 4 1/2" , N - 80, 9.5 # / Pie

Materiales Requeridos	RECOMENDACION
I Parte	1.-Mover y armar Unidad de Swab.
Acido al 10 %	2.-Hacer conexiones de superficie para circulación y desfogue.
Copas de Swab	3.-Desfogar pozo.
	4.-Swabear pozo a seco.
II Parte	5.-Spotear el volumen de ácido para limpieza de carbonatos:
De tener éxito:	(.) 180 Glns de one shot / PAD / DAD
.)91 lbs 2 3/8" x 30'	35 Glns Tolueno + 125 glns HCL 10% + Aditivos
nuevos.	(.) 640 Glns de HCL al 10 % + Aditivos
.)NA nuevo.	Inhibidor de corrosión + 3% Surfactantes, etc
.)Filtro de Grava de 3" x 6'.	6.-Dejar pozo cerrado por 2 hrs.
.)Varillas	7.-Abrir pozo .
.)Verifón	8.-Swabear pozo a seco o hasta que el PH sea mayor que 4.
.)Bomba	Muestras , analizar y reportar los fluidos producidos según el formato de swab.
.)PU	9.-Si los resultados del swab después del ácido son buenos pasar al paso 10 ;si no son buenos dejar como pozo de SWAB.
.)Motor	10.-Mover y armar Unidad de Servicio de Pozos.
	11.-Secar tubería.
	12.-Bajar instalación Final como sigue:
	01 Tubo de cola 2 3/8" x 10' C/T
	01 Filtro de Grava 3" x 6'
	01 Tubo de 2 3/8" x 22' (puede ser de 30')
	01 Niple de Asiento Nuevo
	Tubos 2 3/8" x 30'
	Tomar fondo y subir + - 20 Pies , dejando:
	PT = 2712' NA = 2872'
	13.-Probar tubería con Standing Valve con 500 psi.
	14.-Realizar SWAB por 1 hora, reportar.
	15.-Bajar y sentar Bomba .
	16.-Armar conexiones de superficie.
	17.-Llenar el pozo y efectuar prueba manométrica con 450 psi.
	18.-Colocar Unidad de Bombeo y probar pozo a batería .
	Reportar resultados de acuerdo a formato.
	19.-Después de 24 hrs que el pozo esté en producción , tomar Echometer y Dino.De acuerdo a resultados y evaluación hacer las correcciones necesarias.
	20.-Probar pozo por 4 días consecutivos ,reportando resultados.

Nota :
 (.) Rete esperado de 10 BOPD
 (.) Debajo del tapón DM hay : 17 x 0 x 11.785 GOR.
 Tener en cuenta para cuando sea necesario el GAS.
 (.) Último swab el 27 Nov 97 : 7 x 46.5 x 7 hrs a seco.

Preparado por :
 E. Santamaría

FIGURA N° 11

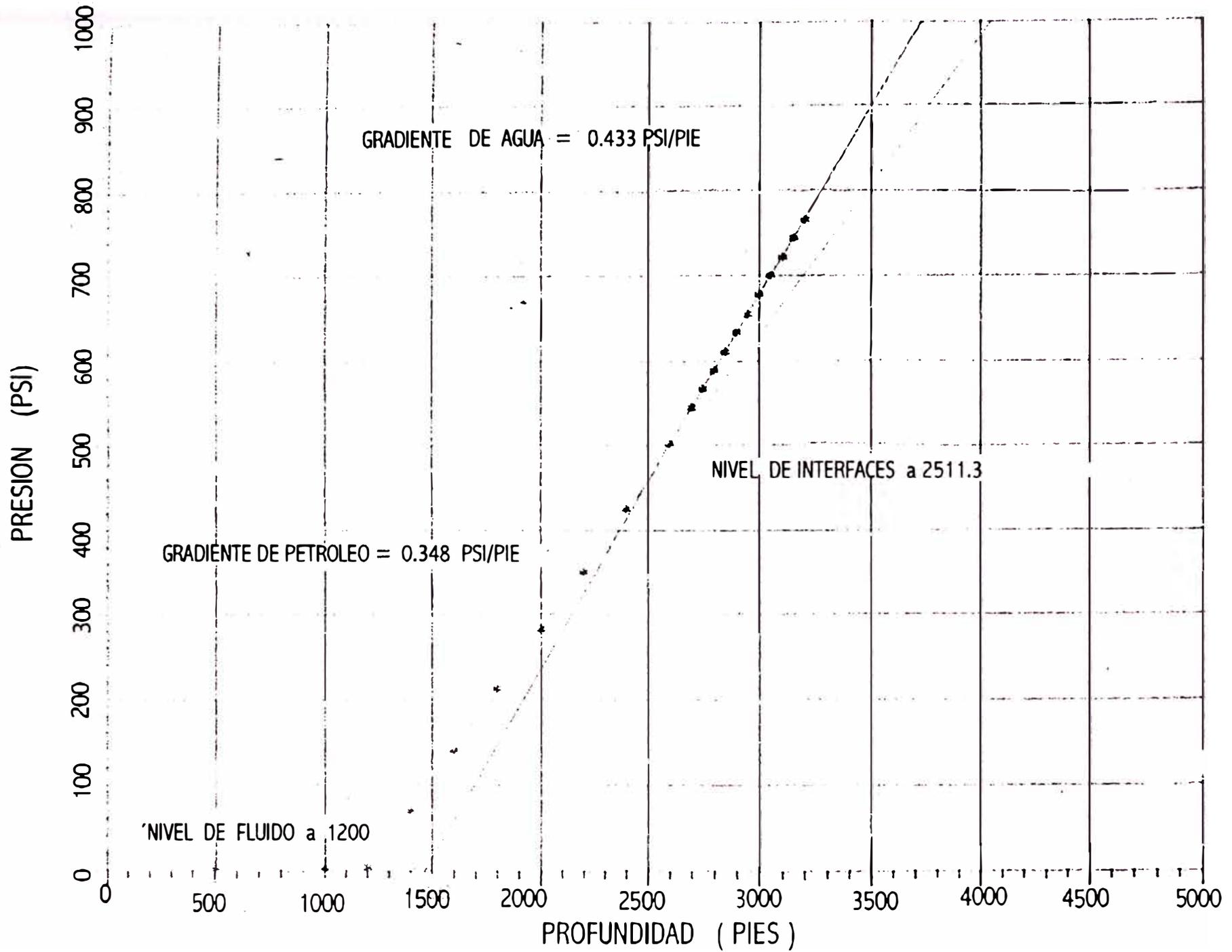


FIGURA N° 12

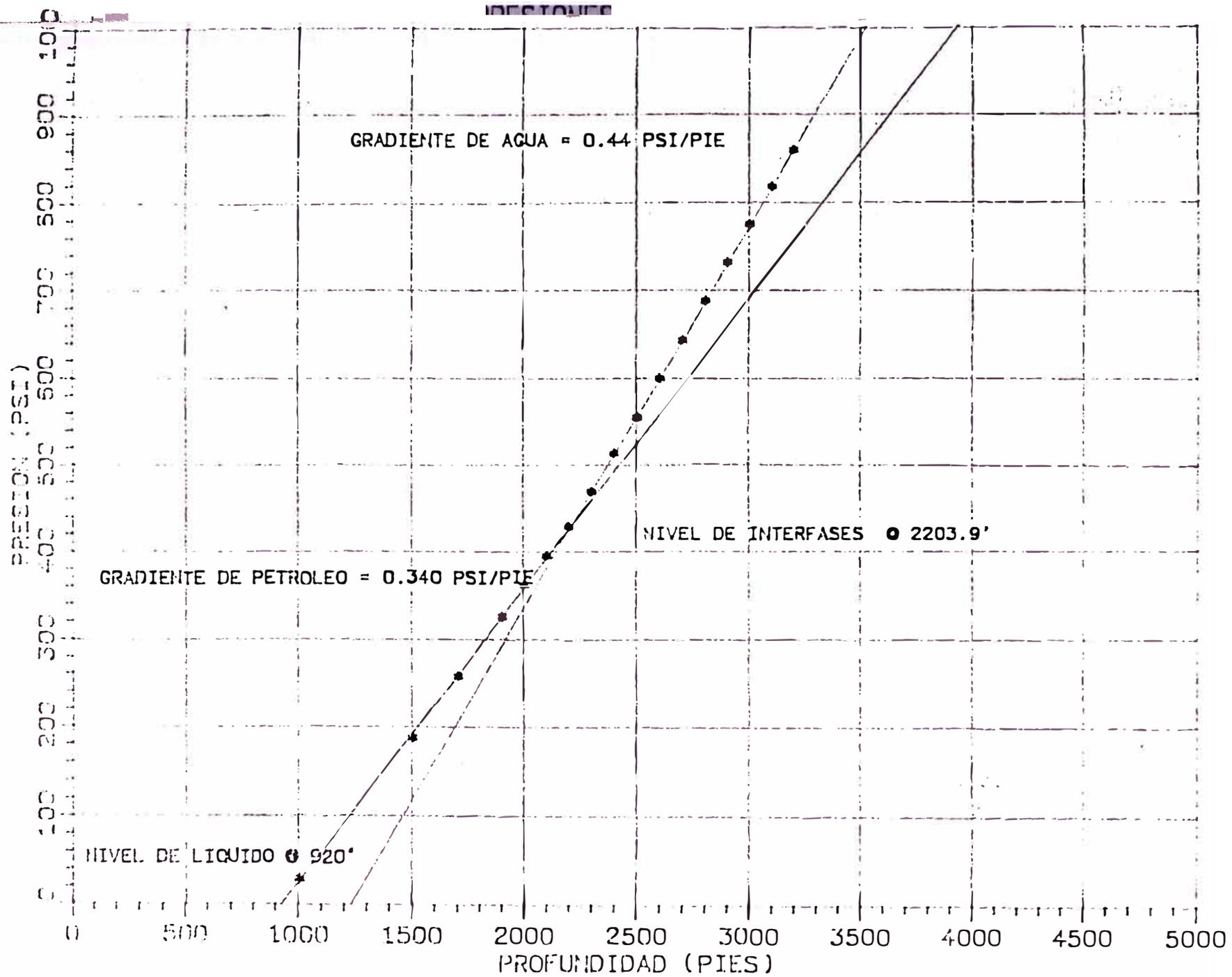


FIGURA N° 13

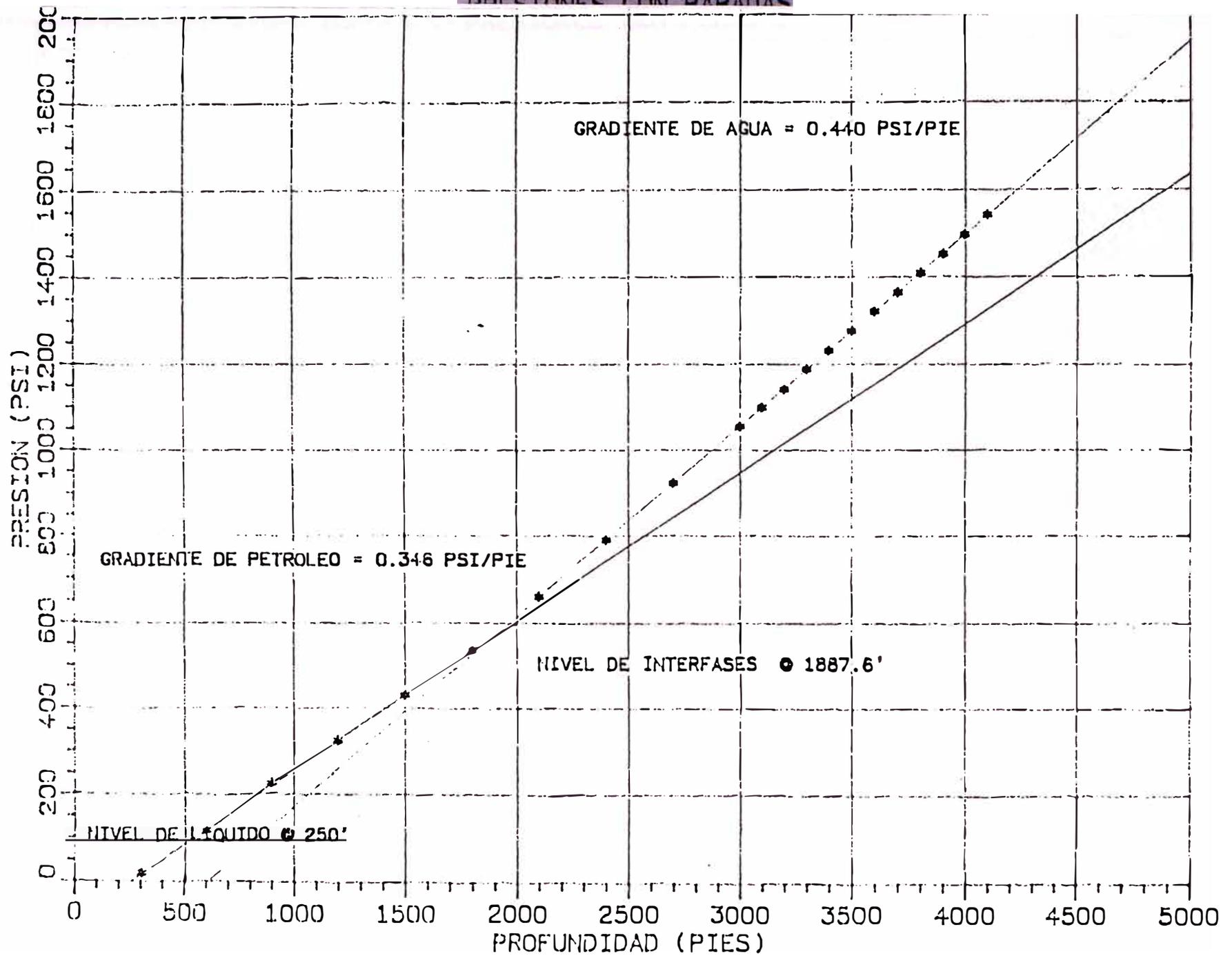


FIGURA N° 14

POZO 4748
PRESIONES CON PARADAS

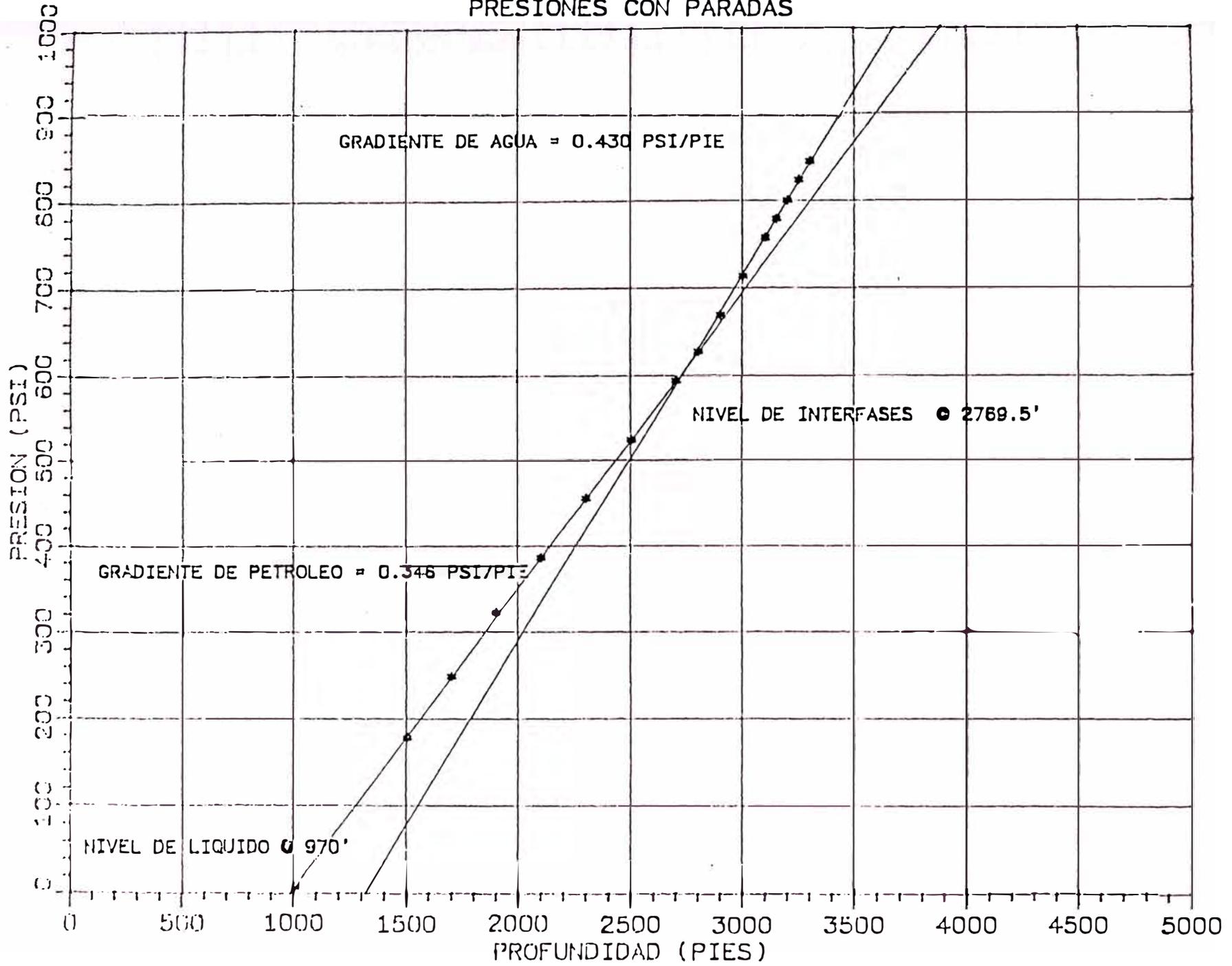


FIGURA Nº 15

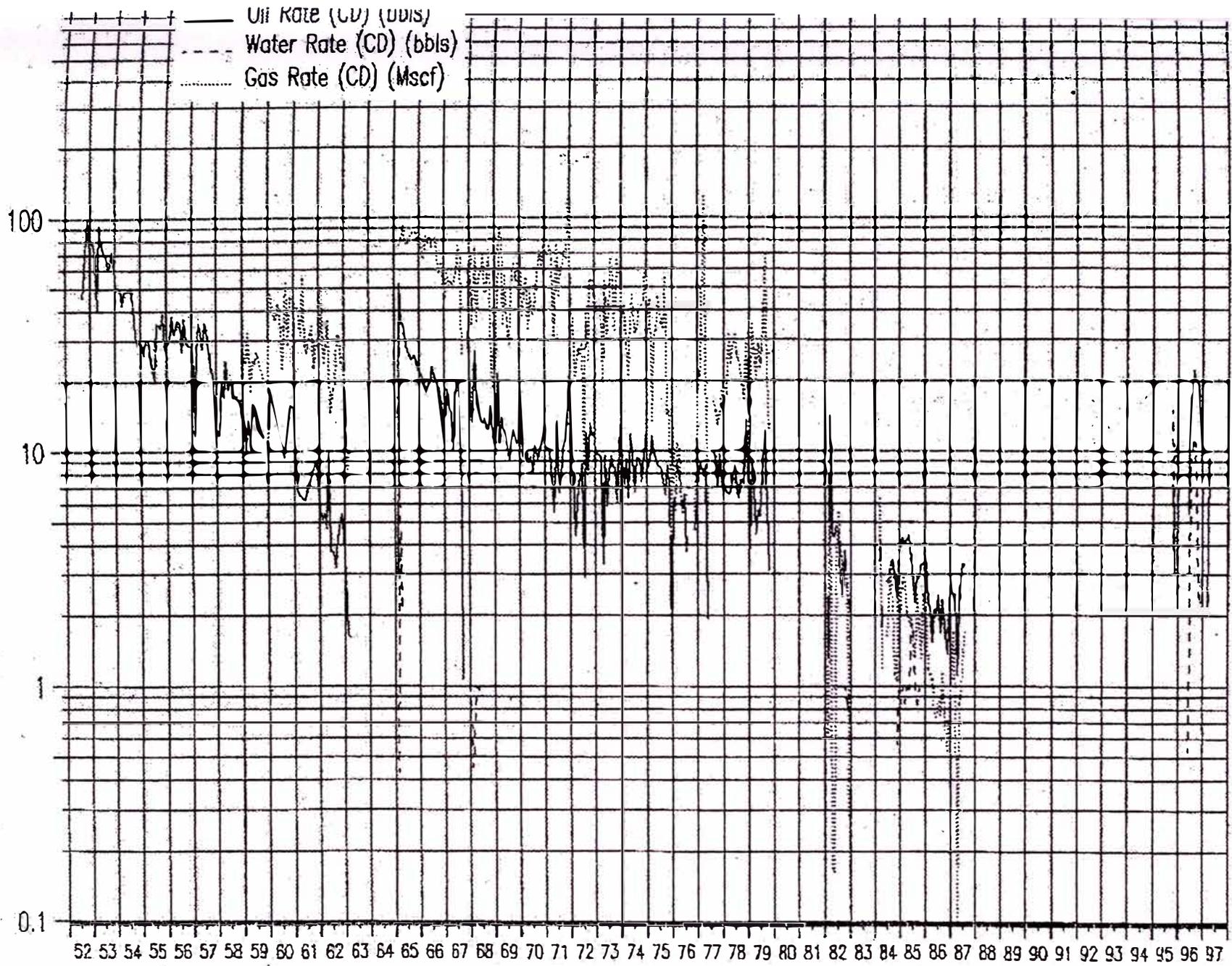


FIGURA N° 16

SOLUBILIDAD EN HCl

INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO (CaCO₃)

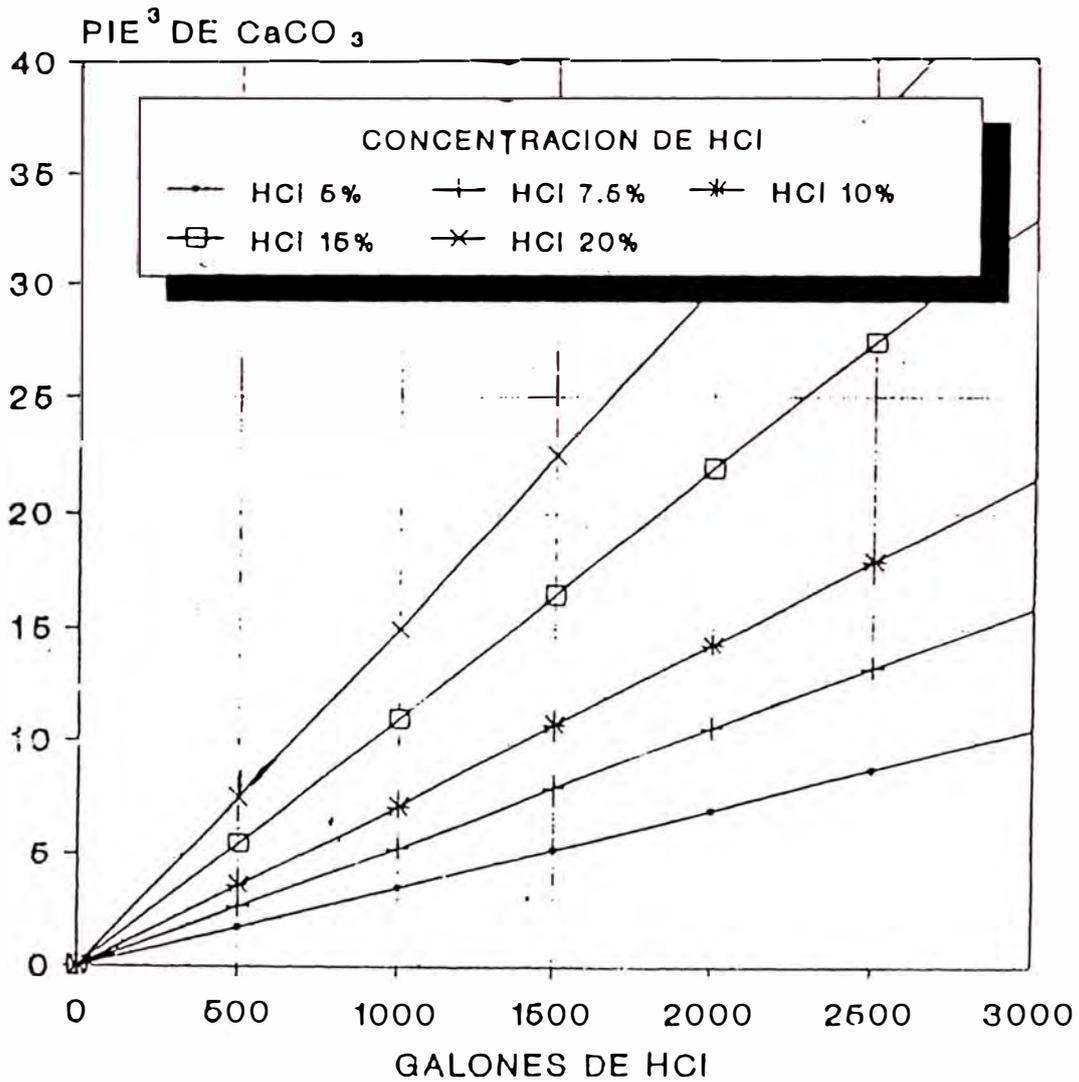
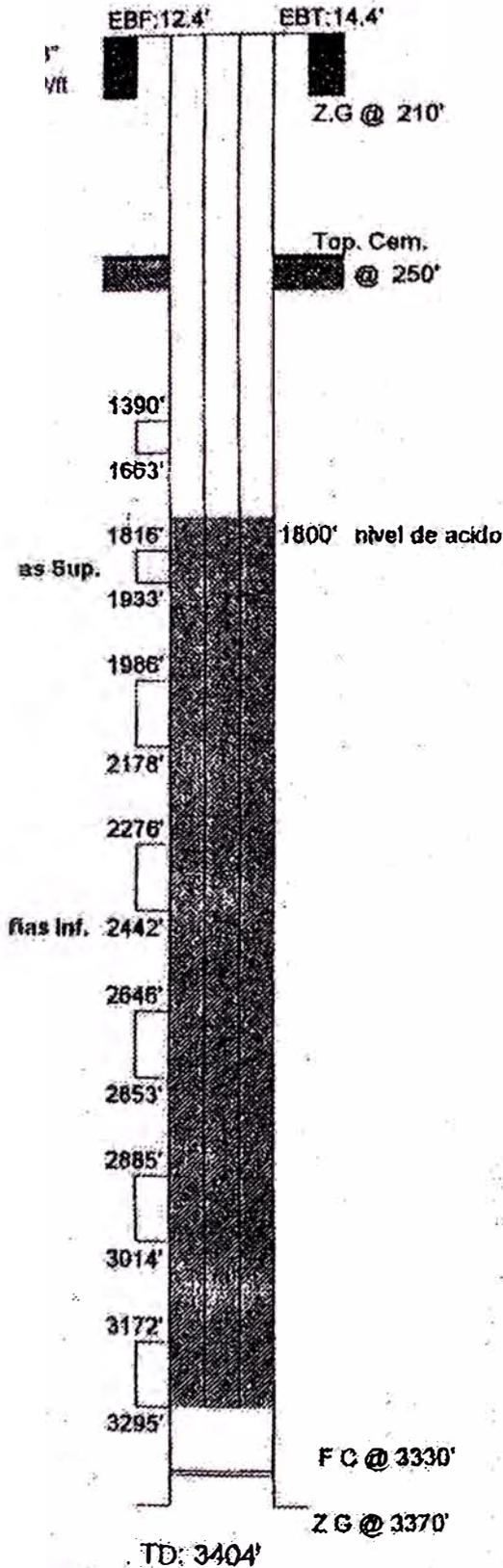


FIGURA N° 17

Calculo para Limpieza Acido

Pozo #133 - Alvarez
Parñas Superior e Inferior



1-CALCULO DEL VOLUMEN EN CASING 5 1/2" (15.5 #/FT)

Altura = 3295' - 1800' = 1495 pies

Anular 5 1/2" & 2 3/8" = 0.0183

Tubing 2 3/8" = 0.00387

1.1.-Volumén entre casing 5 1/2" y tubing 2 3/8"
(1495 pies) x (0.0183) = 27.35 bls = 1149 glns.

1.2.-Volumén en tubing 2 3/8"
(1495 pies) x (0.00387) = 5.78 bls = 240 glns.

1.3.-Volumén Total de Acido en casing 5 1/2"
1149 + 240 = 1389 glns.

2.-VOLUMEN DE MEZCLA ACIDA = 1400 GLNS

2.1.-Tratamiento para Parafina

volumén = 300 galones de mezcla

porcentajes 30% Tolueno

70% HCL al 15%

Volumén 90 glns de Tolueno

210 glns de HCL al 15%

Aditivos

2.2.-Tratamiento para Carbonatos

Volumén = 1100 galones de mezcla

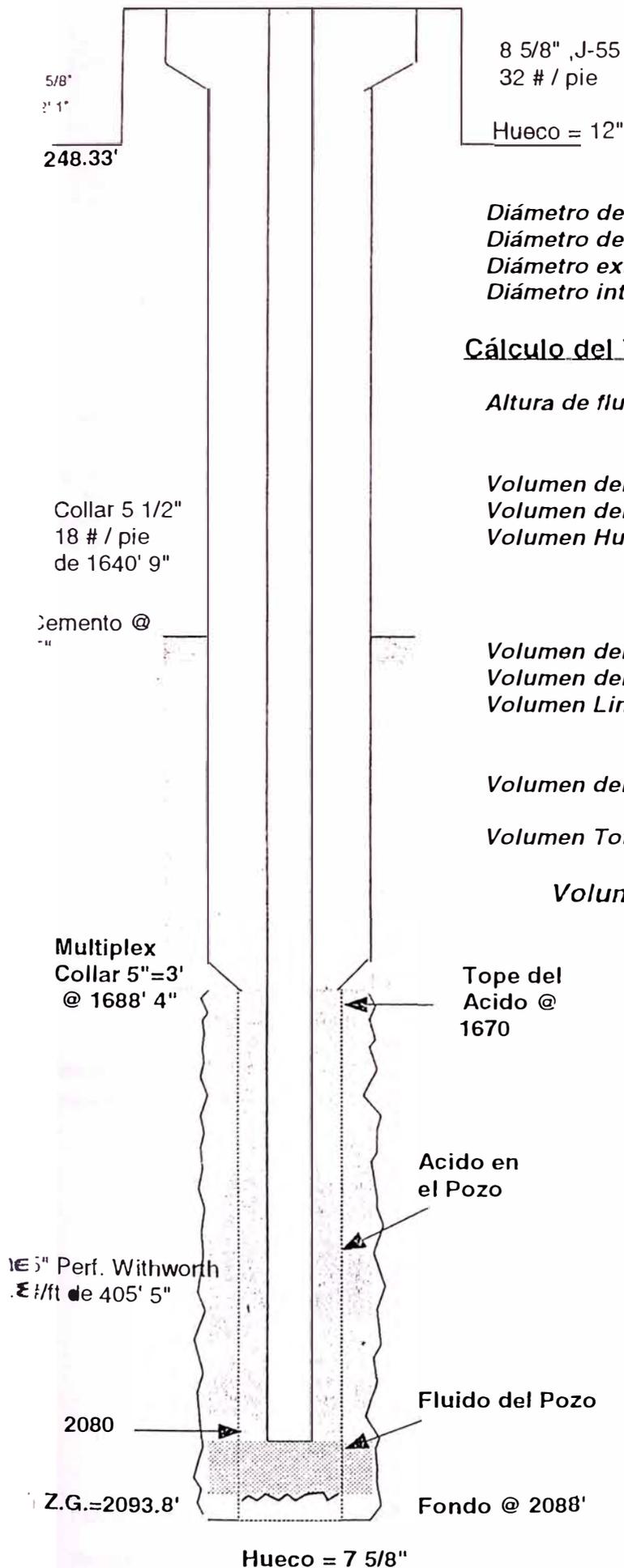
1100 glns de HCL al 15%

Aditivos

7 7/8"
ros de producción
1/2", J-55, 15.5 #/ft

FIGURA N° 18

Pozo 4255 Alvarez Oveja



Pulgadas

Diámetro del Hueco	7.625
Diámetro del Liner	5
Diámetro externo tubing	2.375
Diámetro interno tubing	1.995

Cálculo del Volumen de Acido

Altura de fluido (pies)	410	
	<u>Bbbs</u>	<u>Glns</u>
Volumen del Hueco	23.16	
Volumen del Liner	9.96	
Volumen Hueco-Liner	<u>13.20</u>	554
	<u>Bbbs</u>	<u>Glns</u>
Volumen del Liner	9.96	
Volumen del Tubing	2.25	
Volumen Liner - Tubing	<u>7.71</u>	324
Volumen del Tubing	1.59	67
Volumen Total (gls)		945
Volumen a utilizar (gls) :		1,000

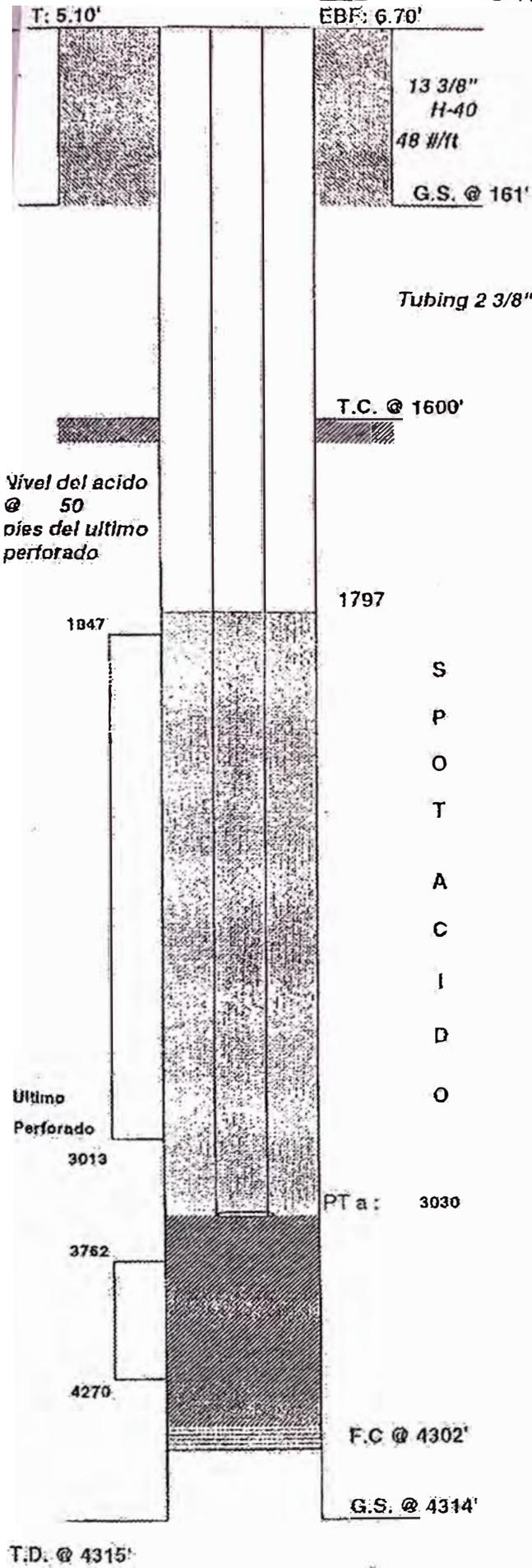
(.) Tratar Parafina

200	<u>Galones de Mezcla</u>
Porcentaje	20 (%) Tolueno
	80 (%) HCL al 10%
Volumen	40 Glns. de Tolueno
	160 Glns. HCL 10%.
	+ Aditivos

(.) Tratar Carbonatos

800	<u>Galones de Mezcla</u>
800	Glns. HCL al 7.5%.
	+ Aditivos
Aditivos :	Desemulsificante
	Surfactante
	Penetrante

Calculo para Limpieza Acido Pozo 4924 - Alvarez Oveja



	Bbls Lpja
Capacidad del Tubing	0.00387
Capacidad del Anular	0.0301

Calculo del Volumen de Acido

	Bbls	Glns
Tubing 2 3/8"		
Volumen del Tubing	4.77	
Volumen del Anular	37.11	
Total	41.89	1,759

Mezcla Acida : 1,800 galones

(.) Tratar Parafina

400 Galones de Mezcla

Porcentajes	
25	(%) Tolueno
75	(%) HCL al 15%

Volumen	
100	Glns. de Tolueno
300	Glns. de HCL al 15% Aditivos

(.) Tratar Carbonatos

1,400 Galones de Mezcla

1,400	Glns. de HCL al 10% Aditivos
-------	---------------------------------

Forros produccion :

Forros 6 5/8" J-55; 20 #/ft (0-4314')

FIGURA N° 20

PRODUCCION HISTORICA DE UN CAMPO PETROLERO

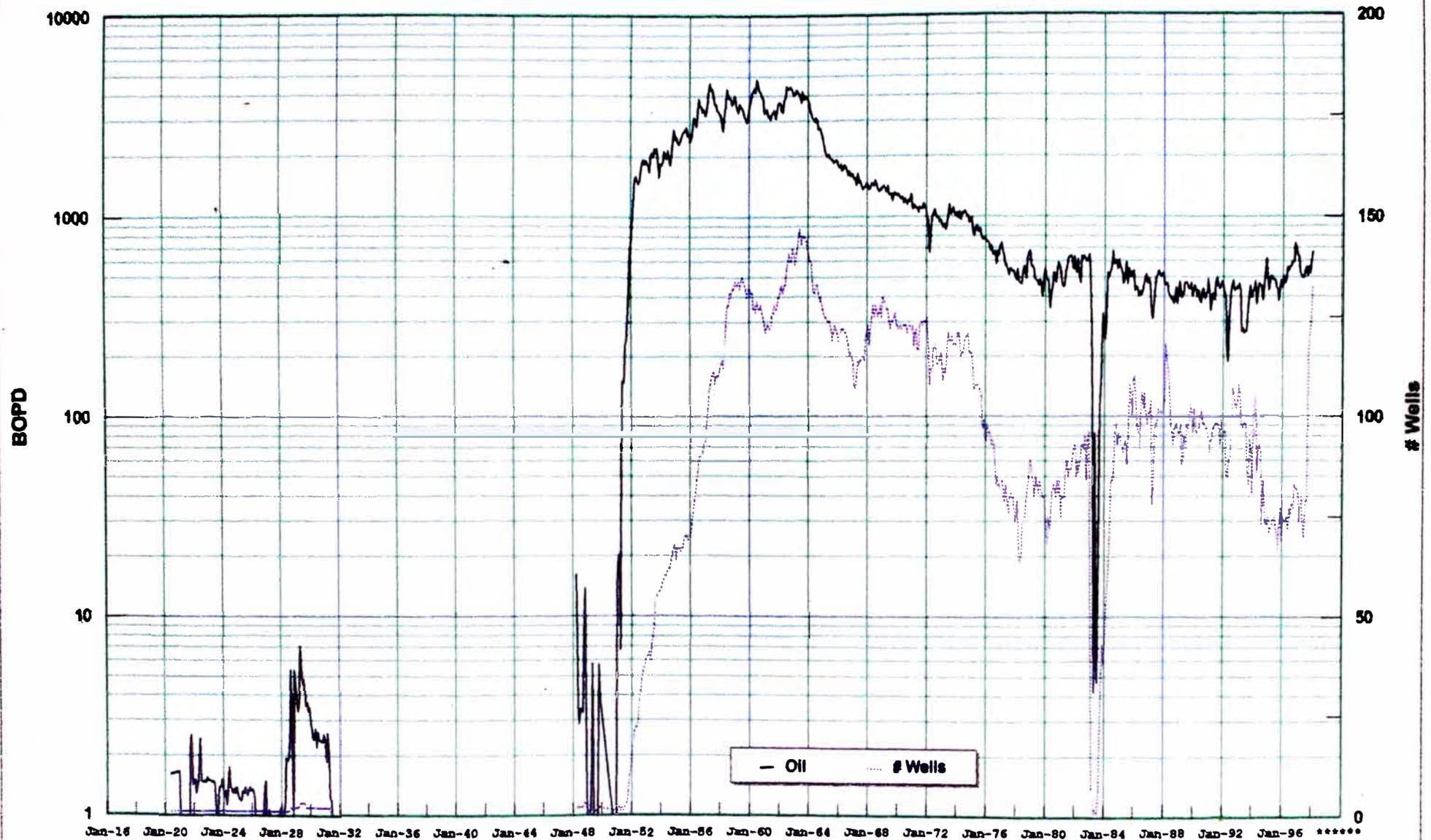


FIGURA N° 21

POZO 4304 - FONDO

SUMARIO

LOTE IV

Pozo ubicado en la milla cuadrada 15 - N - 12' con elevación de 210'.

25-06-52 Inicó perforación
21-07-52 Terminó perforación a la profundidad de 3678'.

Pozo tiene los siguientes topes:

Tope	Base	Formación
340	1820	Verdún
1820	3290	Talara
3290	3600	Upper Par.
3600	3678	Palegreda

Información de pozos vecinos:

Pozo	Upper Pariñas	
	h neto	Np
4428	125	170,344
4431	89	55,442
4429	92	268,540
4451	100	53,070

Revestimiento:

Forros	Ø (in)	Grado	Peso	(ft)	Z.G.	F.C.
Sup.	9 5/8"	J-55	36#	316'	328'	-
Prod.	5 1/2"	J-55	15.5#	3608'	3651'	3609'

Tope de Cemento @ 2750'.

18-07-52 DST: (3372' - 3295'). Fuerte soplo, gas a sup. en 2 min. recuperó 240' lodo cortado con gas.

19-07-52 DST: (3422' - 3360'). Débil soplo de gas, incrementó a regular en 8min, recuperó 240' lodo cortado con gas, 120' de crudo (70.6%) + lodo con gas.

24-07-52 Baleó <3500' - 3350'> con 160 Tiros, 12mm

25-07-52 95 x 0 x 24 x 1/4" x SF x 11,158 x 1300/1350
82 x 0 x 24 x SF (4 días de prueba)

31-07-52 BHP @ 3570 = 1655 psi.

03-08-52 BHP @ 3570 = 1758 psi.

09-09-52 Mala cementación (3360' - 3371). Sentó DM @ 3378'. Squeeze. Fraguó, perforó tapón y limpió hasta @ 3508'.

18-09-52 83 x 0 x 24 x 1/4" x SF x 2313 x 350/600

21-09-52 RPI:
70 x 0 x 24 x 1/4" x SF x 3025 x 350/625

30-04-56 Sand Frac Upper Pariñas (3500' - 3360') >, 8.3 bpm, Prud=2900#, Pprom= 2250#, usó 100bls EPI y 63 sxs de arena.

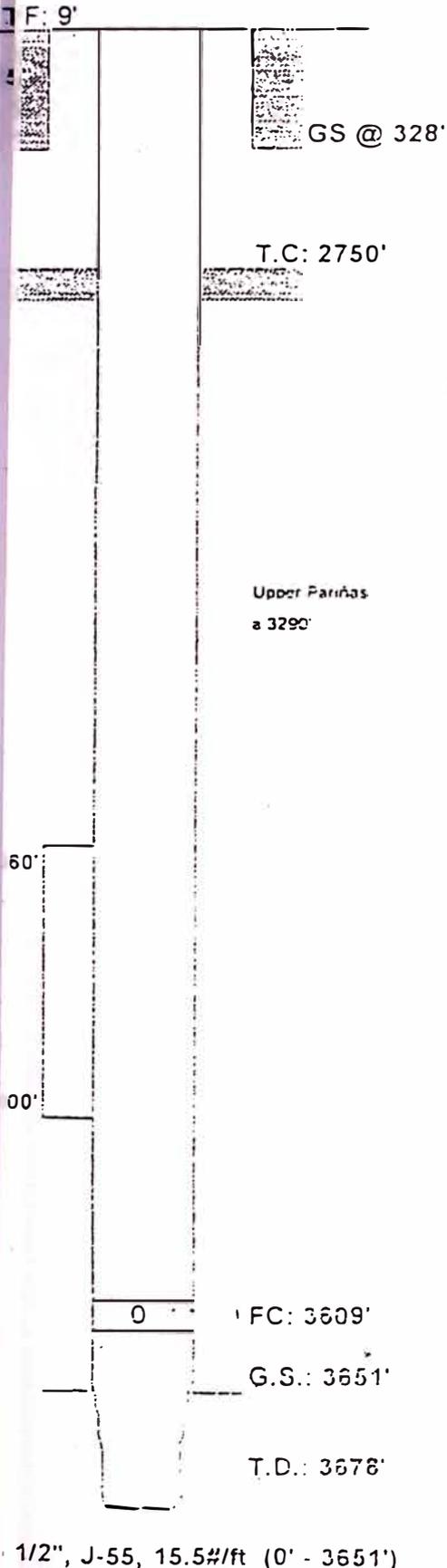
08-05-56 RPR:
30 x 0 x 24 x 1/4" x SF x 4043 x 250/400
antes: 10 x 0 x 24 x PU)

31-10-97 Np= 46,463 bis.

EA 7 x 2 x 24 x PU

RX: Pozo no tiene problemas de producción de agua, por lo que se recomienda aperturar los siguientes interv. <3598' - 3594'>, <3586' - 3579'>, Upper Pariñas <3570' - 3567'>, <3550' - 3530'> Upper Pariñas <2193' - 2183'> Talara, con previo squeeze. <1530' - 1500'> Verdún, con previo squeeze.

NOTA: Pozo tiene varios servicios de PARAFINA (NR)



Pozo 5172 - Alvarez

SUMARIO

Pozo se encuentra en la milla cuadrada 14 - N - 11, con una elevación de 499 pies.

En el mismo bloque estructural que el pozo 4939 , 5002 , 4992.

03-08-63 Inició perforación .

02-08-63 Terminó perforación. TD: 3818'

Tope	Base	Formación
0	100	
100	1294	Lutitas Talara
1294	1548	Paríñas Superior
1548	2400	Paríñas Inferior
2400	2772	Paríngreda
2772	2842	Lutitas Talara In Situ
2842	3065	Paríñas Superior In Situ
3065	3667	Paríñas Inferior In Situ
3667	Incompleti	Paríngreda In Situ
3818		T.D

Registro de Cementación

Curso	D. Externo	Grado	Peso	Z.G.	F.C.	Tope Cmbio
Superficie	9 5/8"	J - 55	36 #	205'		Suc
Producto	4 1/2"	N - 80	9.5 #			
	4 1/2"	J - 55	9.5 #	3806'	3766'	500'

Estructuralmente más alto que el pozo 4992.

Pozo	H. Neto	IPR	Fm.	Nd (Bis)	Nw (Bis)	Ng (MPC)
4939	285'		(Par Inf & Sup)	219.510	5.025	505.926
4992	213'		(Par Inf & Sup)	330.80	5.250	849.016
5002			Par Inf	26.225	2.748	147.748
5172			(Par Inf & Sup)	34.735	1.355	63.100

12-06-63 Tomo registro Neuton y bates 3724' / 2947' (Paríng - Par Inf - Par Sup) con 140 tiros. Hizo PerfPac con 355 BO + 149 sx arena + 122 bolas.

20-08-63 Produce con ALTO GOR : 17 x 0 x 11.785 x SF x 3/8" 0 / 0

25-08-63 Sentó PKR a 3004' para producir de abajo Produce con HGDR.

25-07-63 Saco PKR y sentó tapón DM a 2900'.

Bates 2704' / 1395' (Paríng - Par Inf - Par Sup) con 117 broes.

Se hizo PerfPac con 322 BO + 135 sx arena + 99 bolas.

12 Ago 63 IPR 109 x 0 x 24 x 5/16" x 11.96 120 / 220

28 Oct 63 Se instaló PU y bajó bomba. Punta de tubos = 2635' NA = 2505'.

29 Feb 64 Cambió bomba. PT = 2635' NA = 2505'.

29 Set 64 Cambió bomba. PT = 2635' NA = 2505'.

03 May 73 Cambió bomba (2" x 1 1/16" x 8' RVVT).

Chaousó fondo de 2640' a 2730'.

Cambió 28 tubos parafinados. Punta de Tubos = 2650' NA = 2600'.

12 Jun 73 Sacó bomba y corrió swab.

Nivel Inicial = 2400' Nivel Final = Seco FF = 2500'

Recuperó = 8 x 0 x 6 hrs x swab

23 Jun 75 Destajo pozo. Sacó lbs con perforado Recuperó cabeza National de

4 1/2" x 2 1/2" x 2000 #.

Instaló Swage de abandono (ATA).

25 Nov 97 Transportó y armó equipo Cavetras 404 .

Tuberta banda azul. Preparando para bajar Bata Mecánica

26 Nov 97 Tomo fondo con Bata mecánica a 2720'

Limpó pozo a 2735' (limpió 15 pies) ; sacó trozos de CARBONATO demasiado duro trozos de fierro y arena de Irac

Bajó Copie - NAC de 2da - 56 lbs 2 3/8" x 20' (banda azul inspeccionada por PSI)

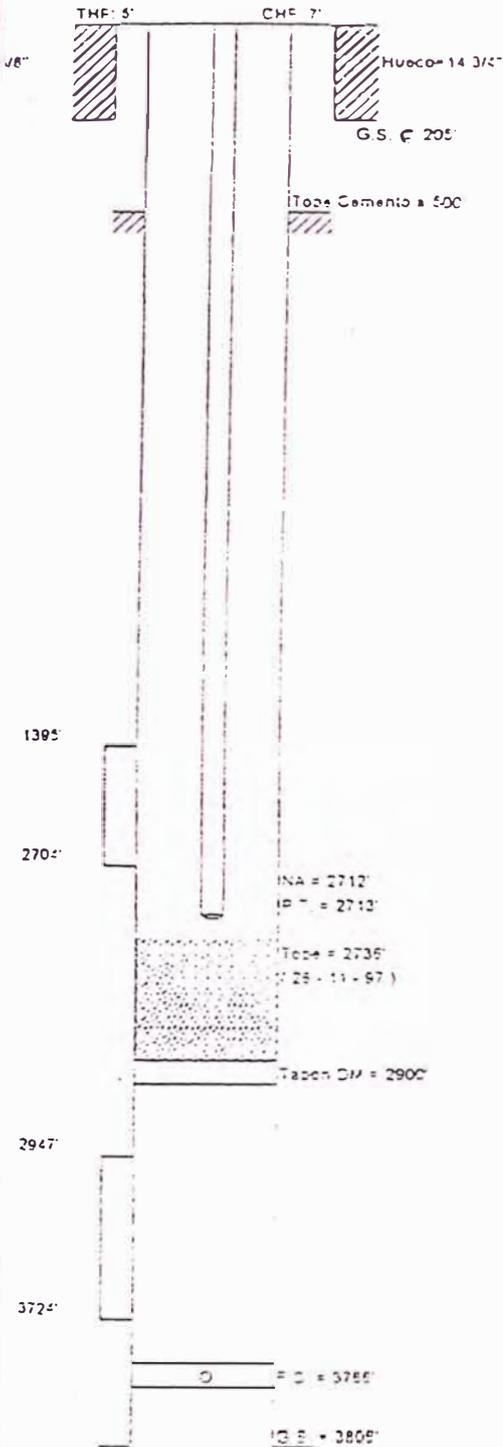
Nivel de Asiento = 2712' Punta de Tubos = 2713' con 30' de luz.

Retiró Controles. Cambió cabezal. Desmontó equipo

Vulcano VR-3 . entra para SWAB

27 Nov 97 Nivel Inicial = 1500' Nivel final = Seco Pistón = 2732'

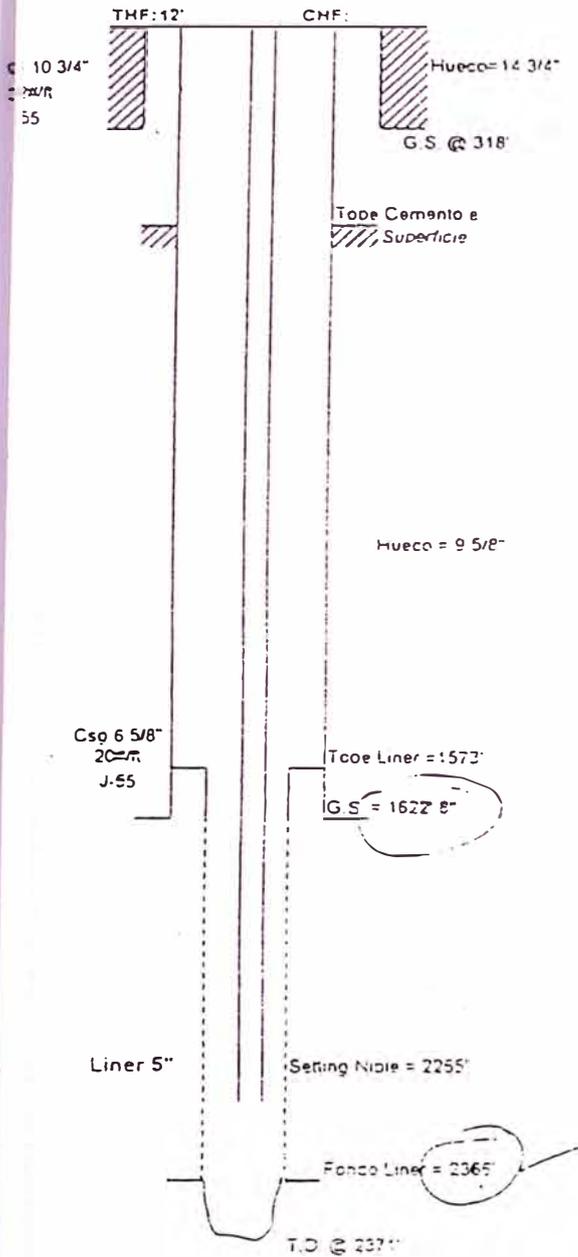
Recuperó : 7 x 48.5 x 7 hrs x Swab



Del Litológico:

3725'	LTF
3650'	LTF
3550'	VLTF
3500'	TF
3440'	TF
3375'	SF
3050'	TF
2975'	VL
2875'	NF
2725'	TF
2650'	TF
2400'	NF
1470'	SF

Pozo 4772 - Alvarez



SUMARIO

Pozo se encuentra en la milla cuadrada 12 - N - 10, con una elevación de 463 ft.

En el mismo bloque estructural que los pozos 4762 y 4761.

03-12-56 Inicio perforación 22 Feb 56, terminó el 27 Feb 56.

17-12-96 Terminó perforación. TD: 2371'

Tope	Base	Formación
0	300	Sin muestras
	1602	Lutitas Talara
1602	1720	Pariñas Superior
1720	2200	Pariñas Inferior
2200	2371	Palegreda
	2371	Profundidad Total

El pozo está estructuralmente más alto que sus pozos vecinos:

Pozo	H neto	IPR	Fm.	Np (Bls)	Nw (Bls)	Hq (MPC)
4589		23 x 0 x 1/4'	Upper Par Lower Par	243 863	2 029	27 741
4846		260 x 4 x Pu	Lower Par Palegreda	211 125	6 415	181.351
4762		203 x 0 x Pu	Lower Par	132 186	2 887	79 170
4772		177 x 0 x 1/4'	Upper Par Lower Par	110 030	2 940	38 437

Registro de Cementación:

Casing	Ø externo	Grado	Peso	Z.G.	F.C.	IToDe Cmtc
Superficie	10 3/4"	J-55	31.2#	318.5'		Suo
Produc	6 5/8"	J-55	20#	1622' 8"	1581' 5"	Superf
Liner	5"	J-55	15#	1573'	2366'	

2/5 Mar 56 SGT

16 Mar 56 IPR:

77 x 0 x 24 x 1/4" x SF x 497 380/650 psi

19 Oct 57 Multiírac por Casing con 65 bbls oil+ 378 sx
19.4 BPM

3/4 Nov 57 RPR:

70 x 0 x 24 x PU (antes 33 x 0 x PU)

06 Feb 91 Nivel de Fluido a 1320'. Sumergencia = 970', NA = 2290'

05 Ago 91 Cambió bomba

25 Jul 93 Cambió bomba

22 Jul 94 Cambió bomba. Chequeó tope con bela mecánica a 2335' y avanzó hasta 2338'.

02 Ago 94 Nivel de Fluido a 2220'. Sumergencia = 72', NA = 2292'

22 Ene 91 Cambió bomba

10 Nov 95 Cambió bomba. Chequeó tope con bela mecánica a 2305' y avanzó hasta 2320' (tope duro), salió todo + arena de Frac.

10 Abr 97 Swab con Standing Valve : 31 x 14 x 6.5 Hr x Sb

IL = 1500' FL = 2265' PP = 2265' SN = 2265'

11 Abr 97 Swab con Standing Valve : 777 x 777 x 777 Hr x Sb

IL = 2100' FL = 2600' PP = 2265' SN = 2265'

26 Ago 97 Swab con Standing Valve : 32 x 3 x 777 Hr x Sb

Jul 97 103 x 0 x Swab x 2 fechas

Ago 97 94 x 1 x Swab x 2 fechas

Set 97 128 x 4 x Swab x 3 fechas

Oct 97 105 x 0 x Swab x 3 fechas

18 Nov 97 Swab con Standing Valve : 21 x 0 x 2.25 Hr x Sb

IL = 1450' FL = 2200' PP = 2260' SN = 2265'

19 Nov 97 Swab con Standing Valve : 35 x 0 x 2.75 Hr x Sb

IL = 955' FL = 2010' PP = 2245' SN = 2265'

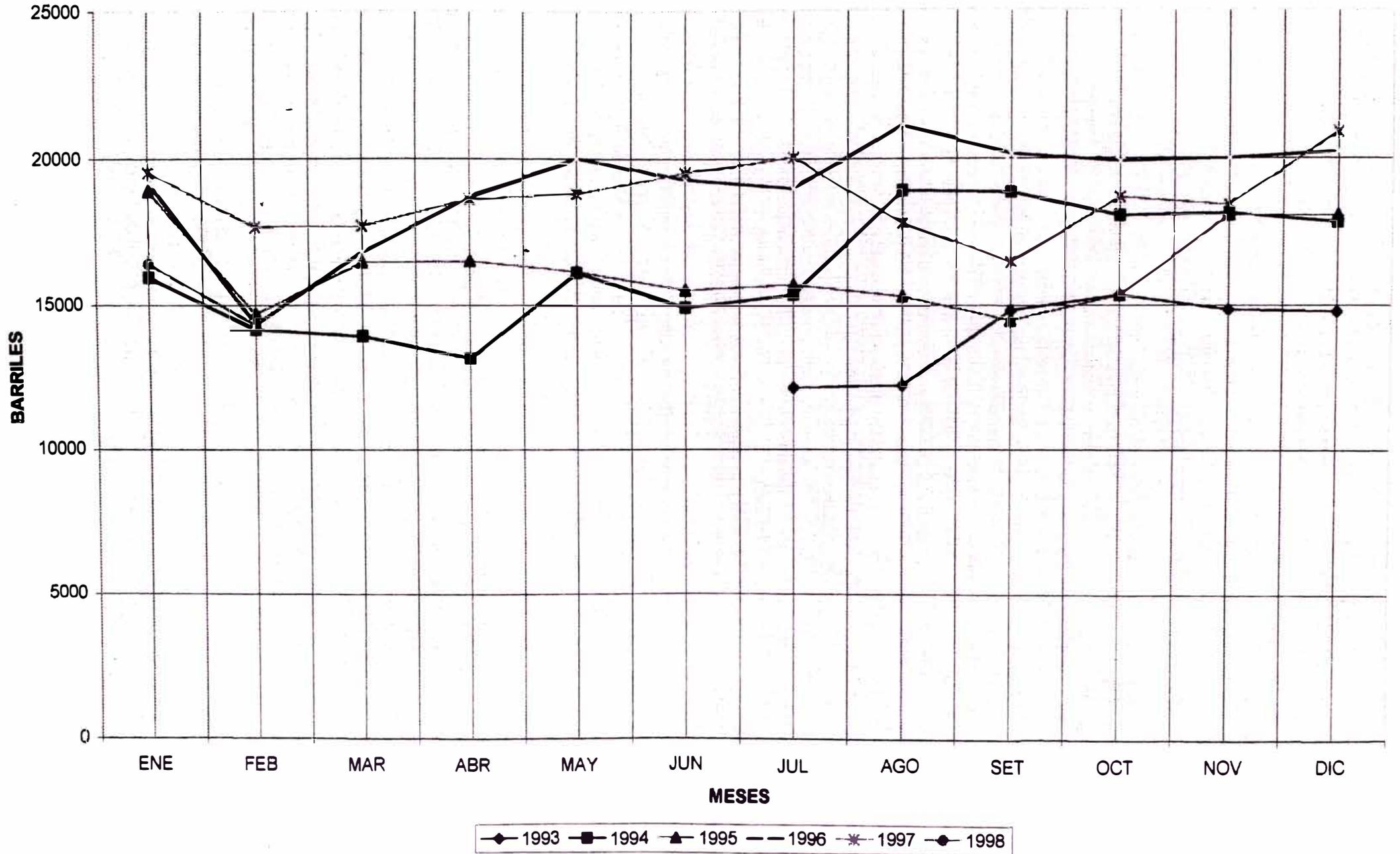
20 Nov 97 Swab con Standing Valve : 15 x 0 x 1 Hr x Sb

IL = 1350' FL = 1500' PP = 1700' SN = 2265'

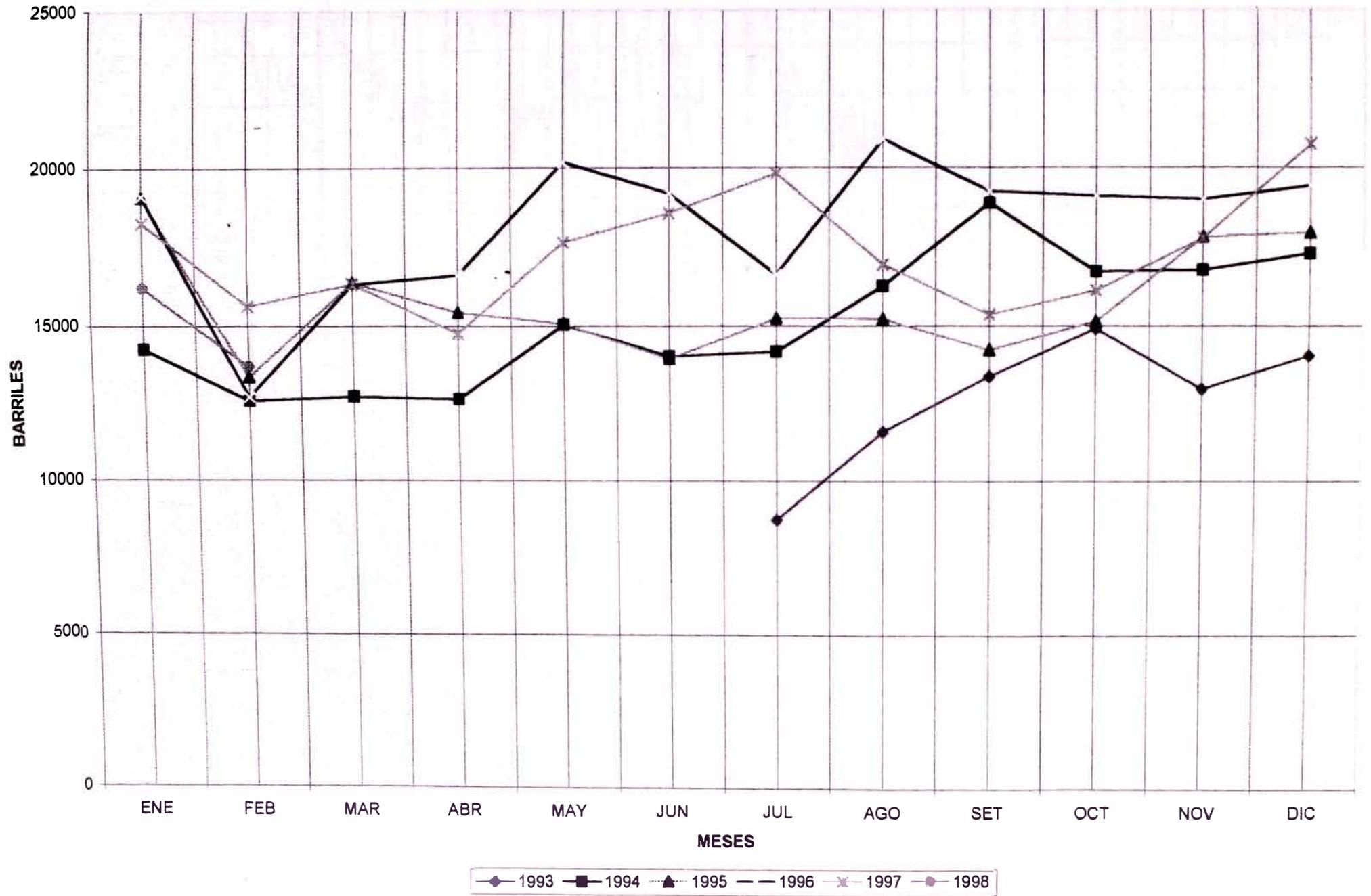
21 Nov 97 Swab con Standing Valve : 12 x 0 x 1 Hr x Sb

IL = 1760' FL = 2150' PP = 2260' SN = 2265'

PRODUCCION DE CAMPO LOTE



PRODUCCION FISCALIZADA
LOTE



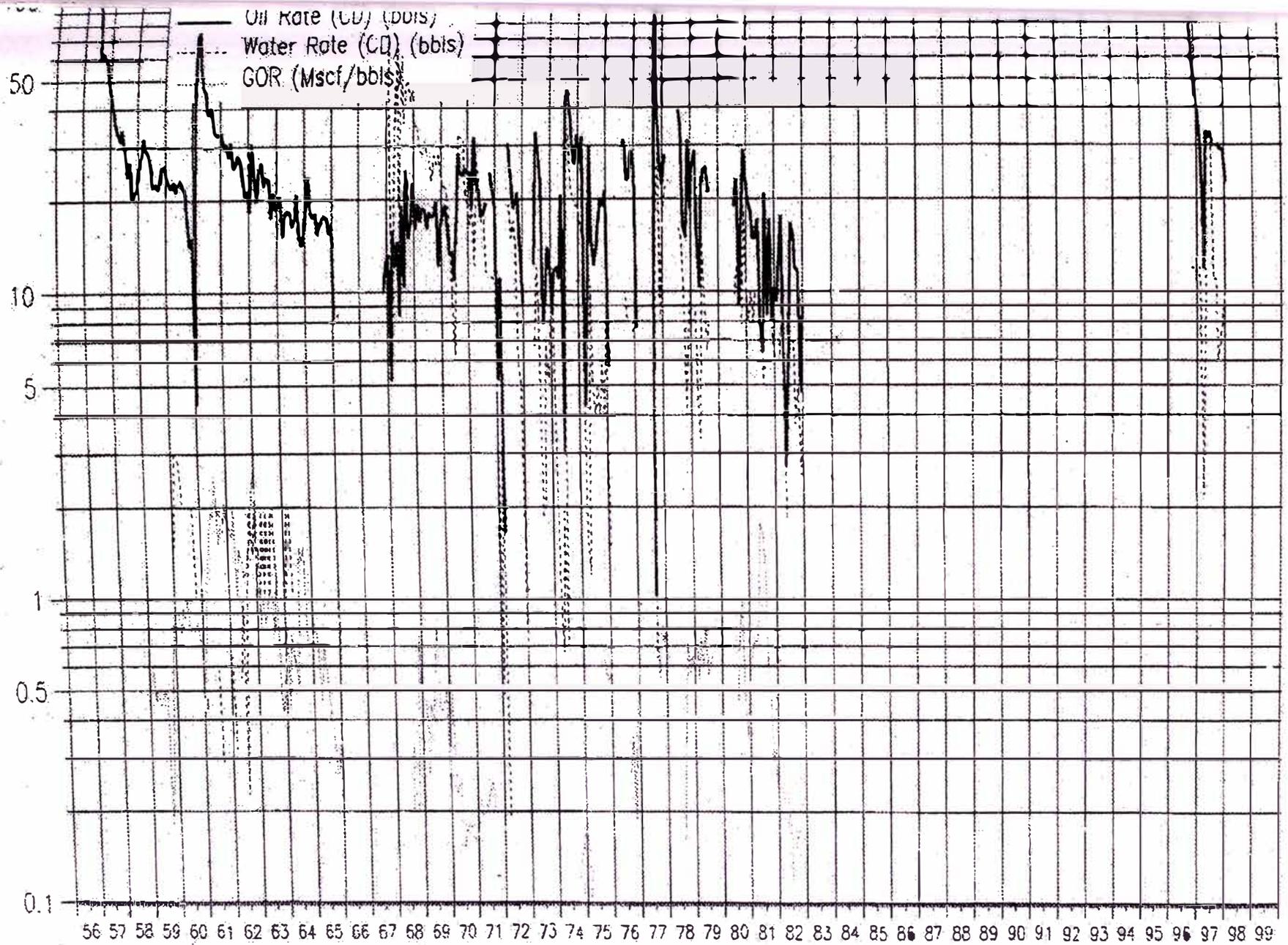


FIGURA N° 27

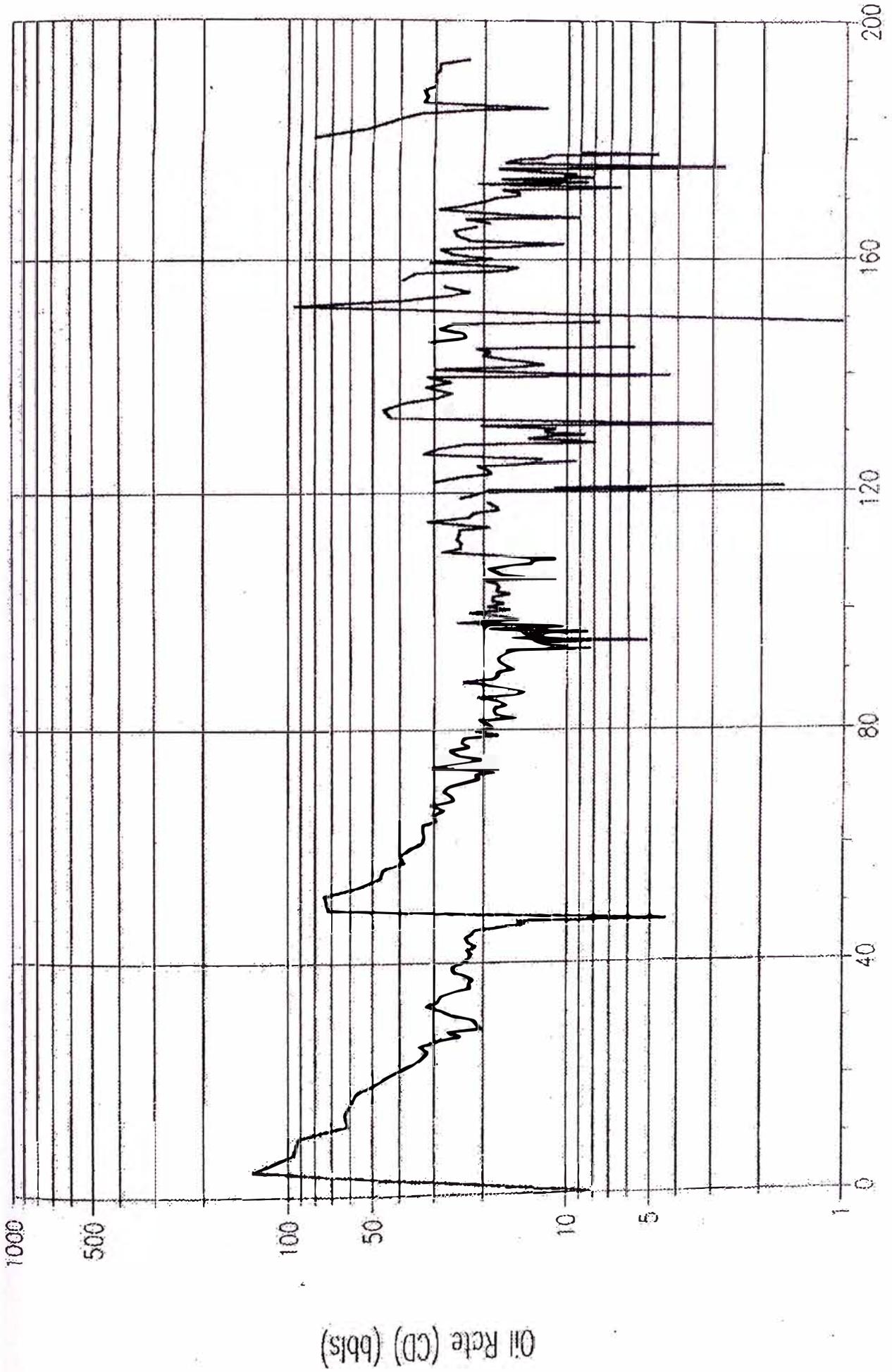


FIGURA N° 28

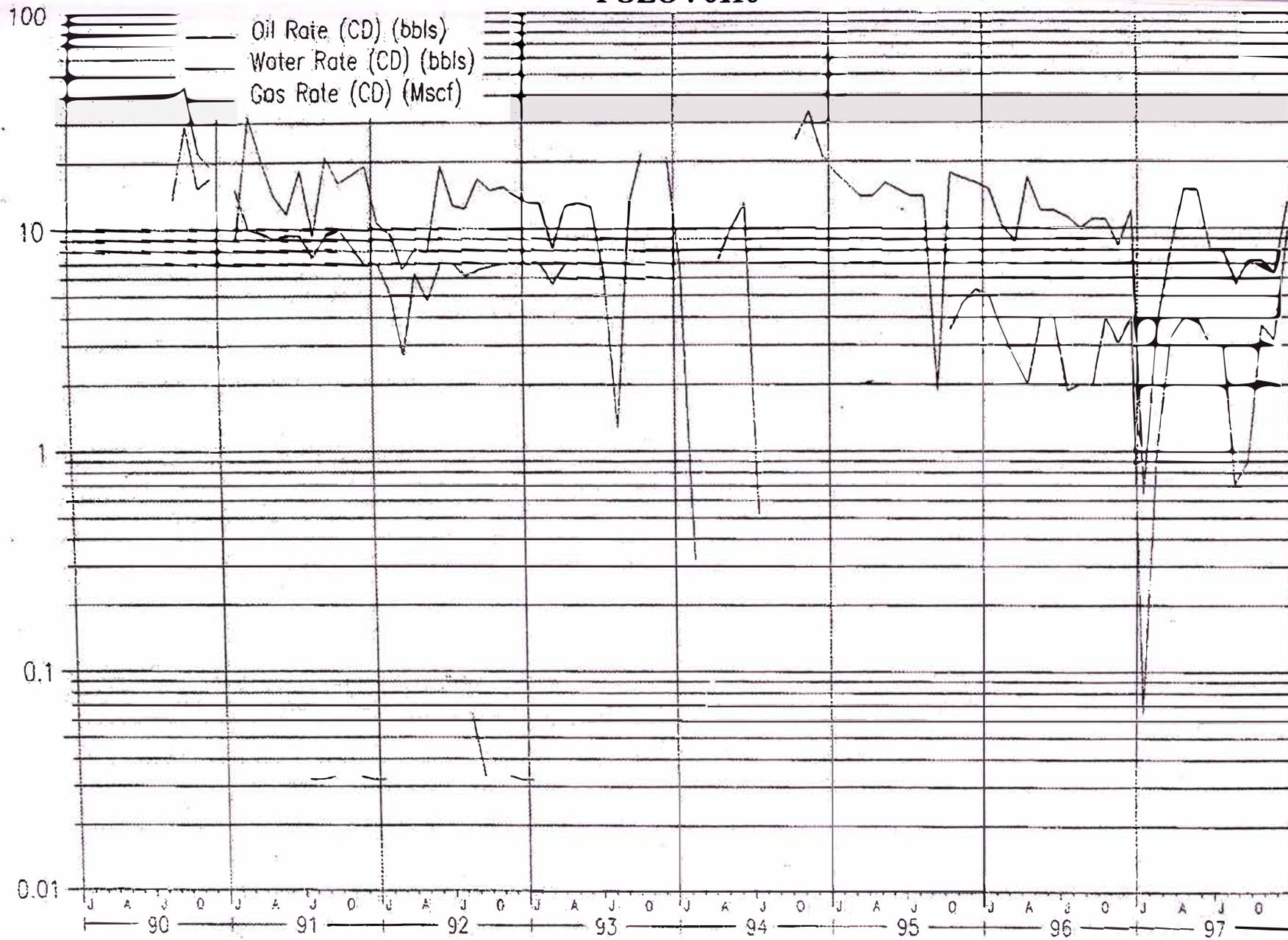
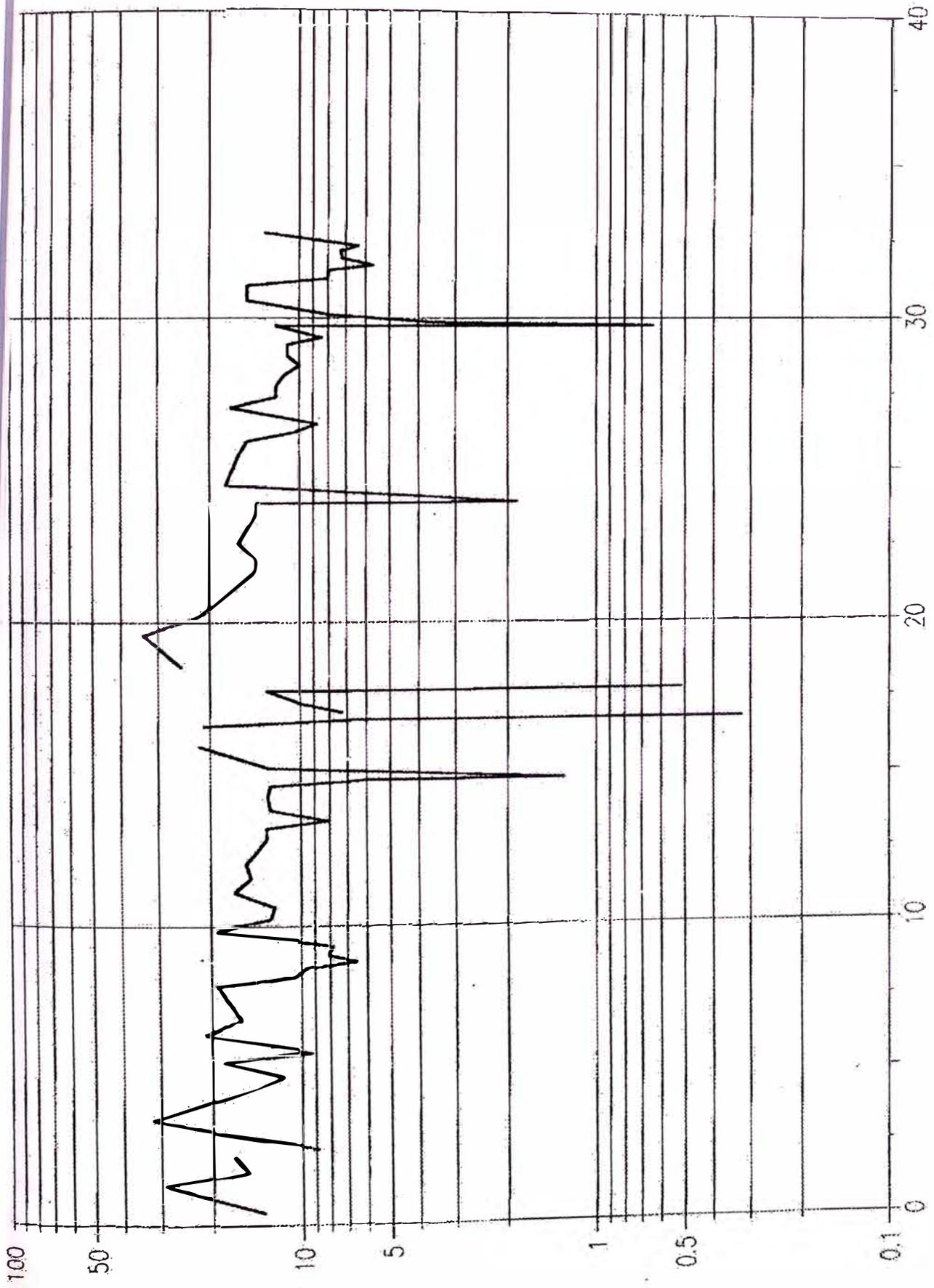


FIGURA N° 29



Cum Oil Prod (Mbbbls)

FIGURA N° 30

Oil Rate (bbl/d)

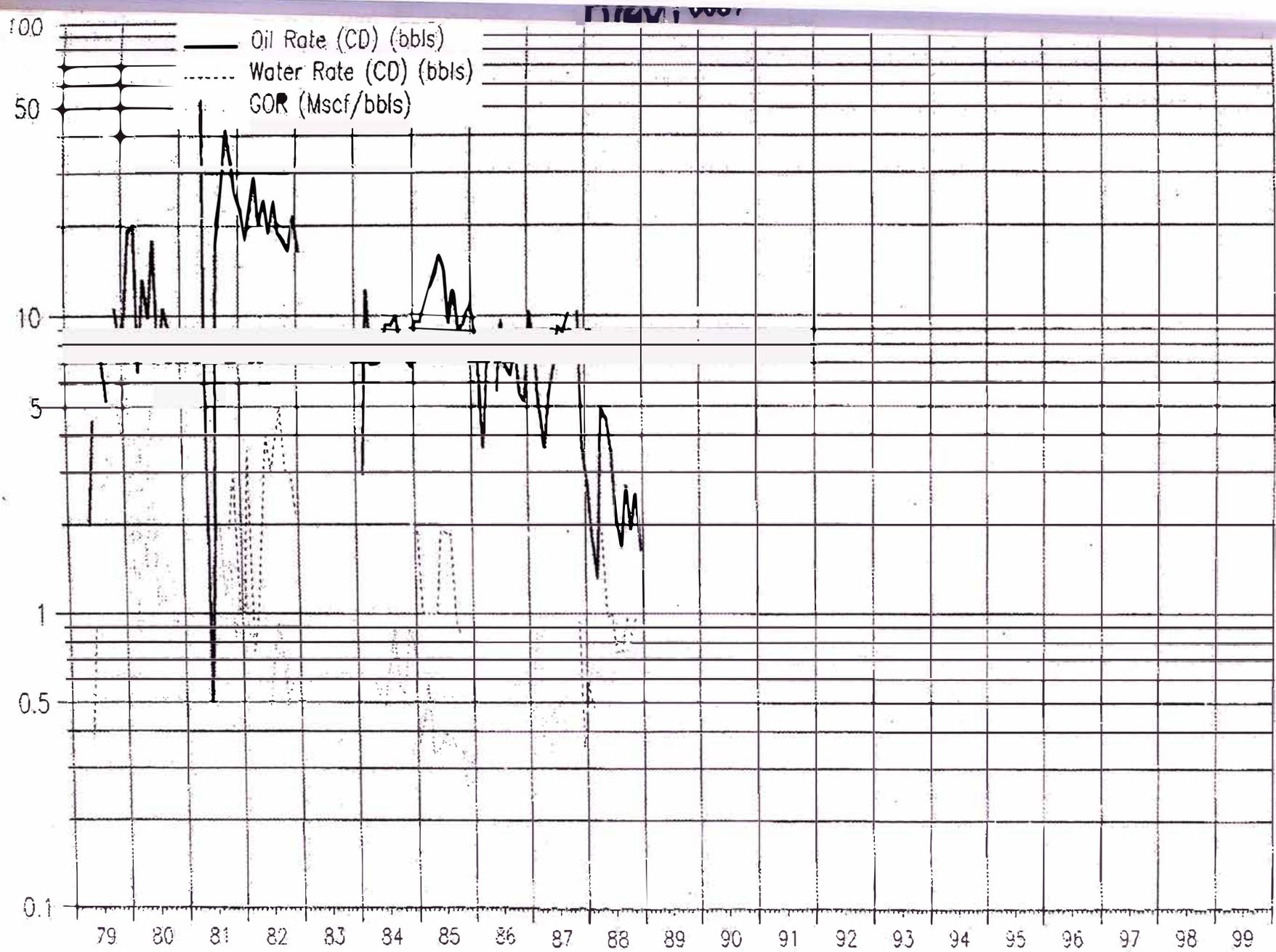


FIGURA N° 31

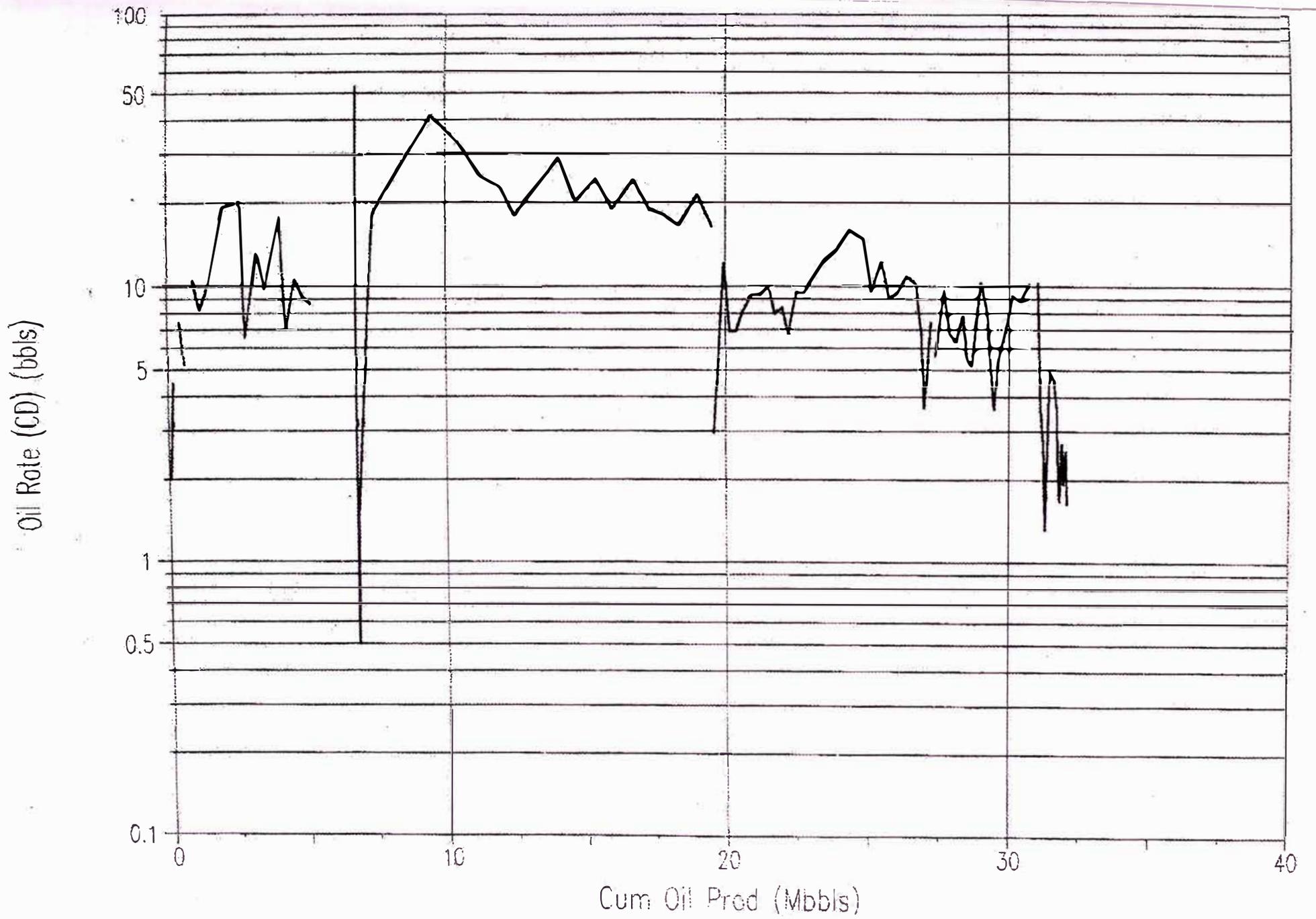


FIGURA N° 32

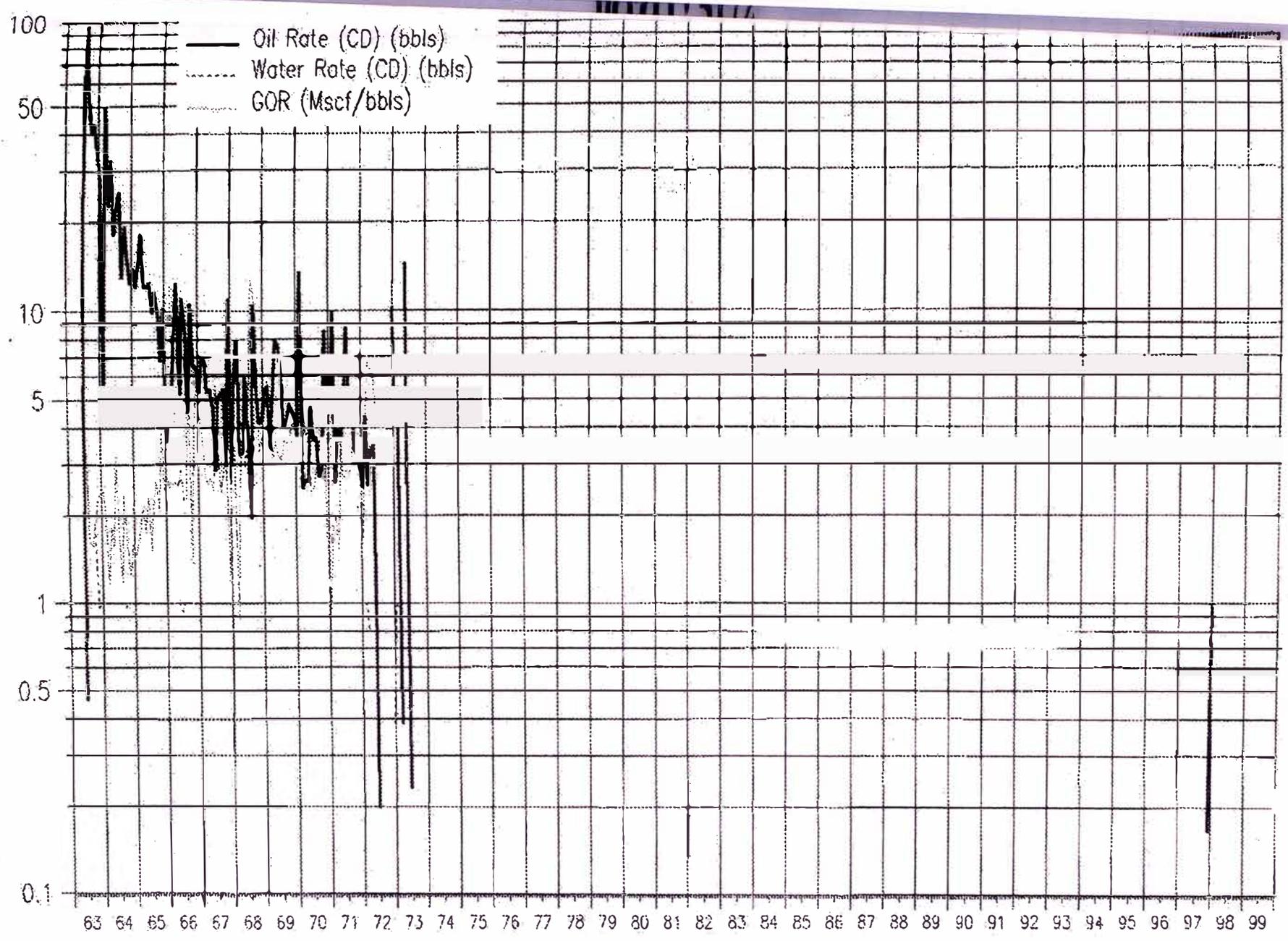
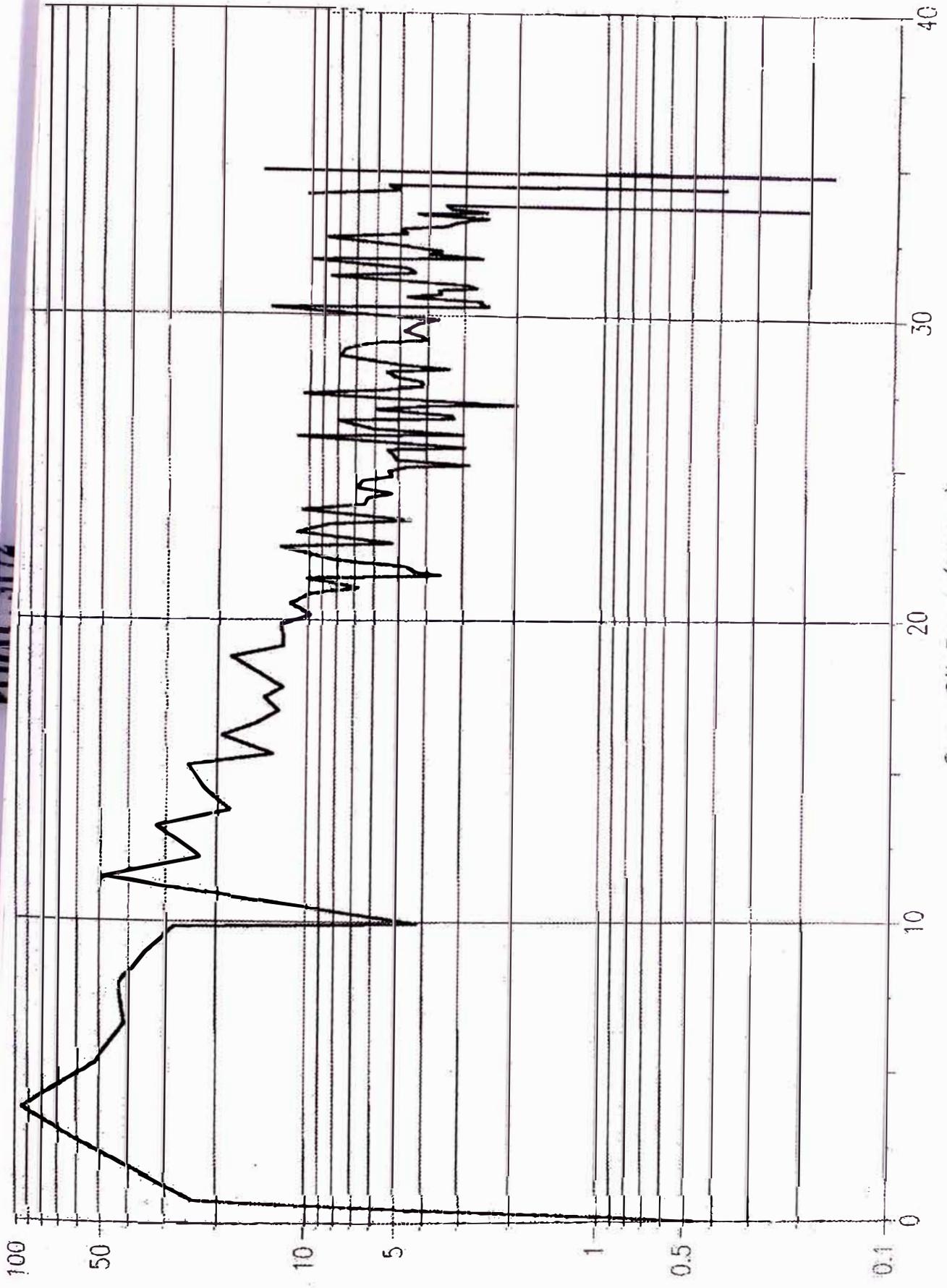


FIGURA N° 33

MAR 1974



Cum Oil Prod (Mibbls)

FIGURA N° 34

(siga) (no) ano 110

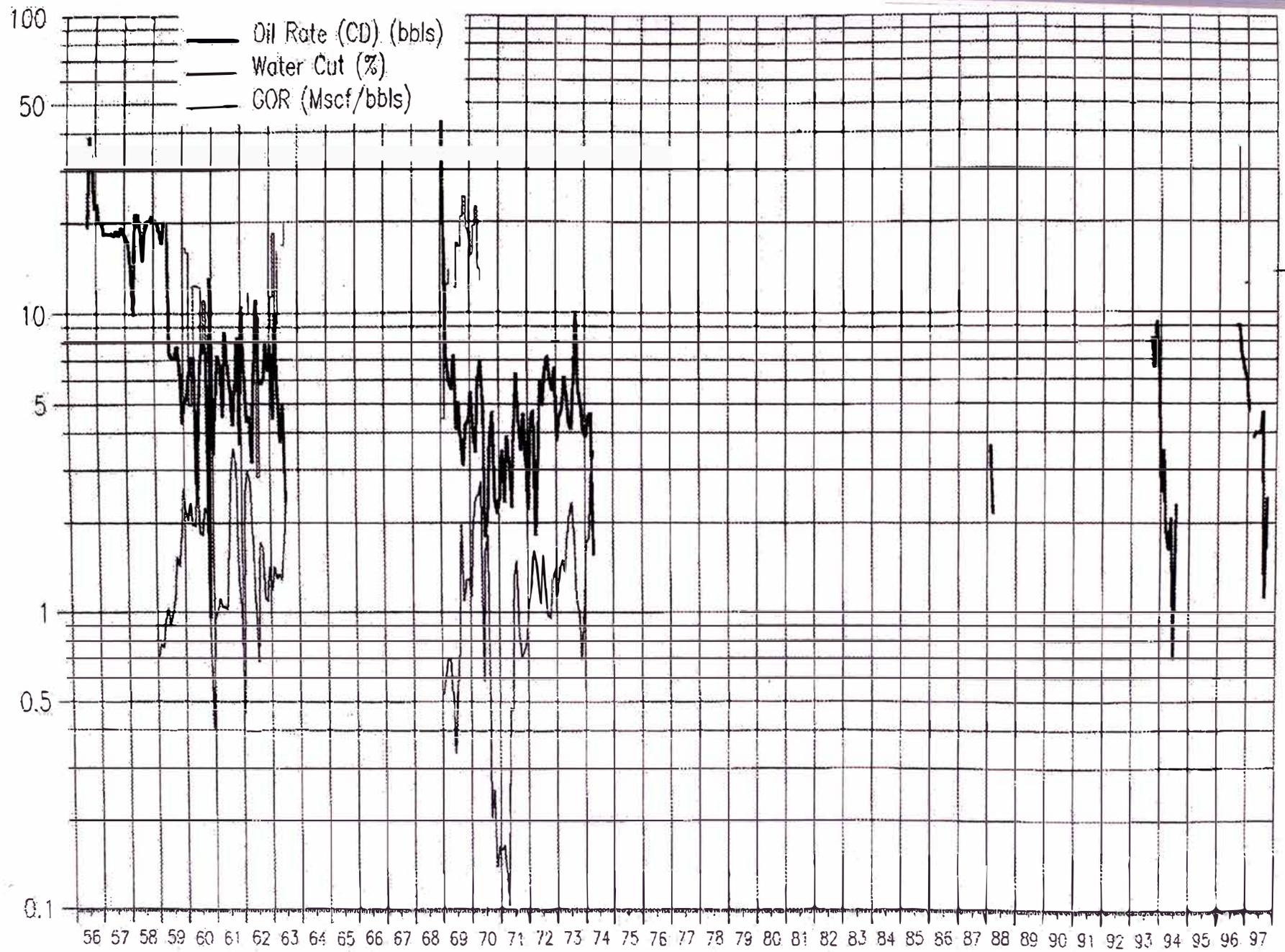


FIGURA N° 35

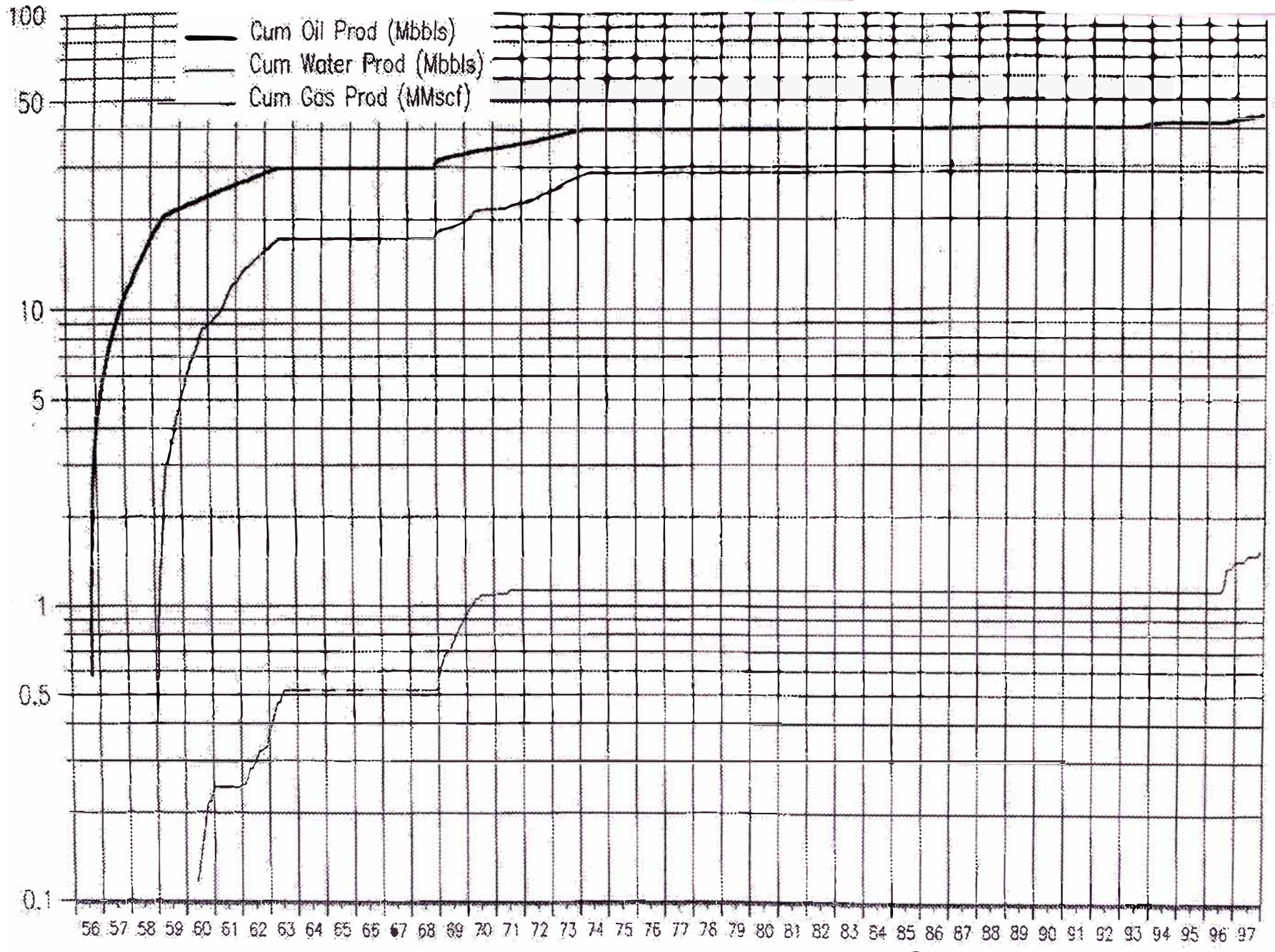


FIGURA N° 36